

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Université des Frères Mentouri Constantine
Faculté des Sciences de la Technologie
Département d'Electrotechnique

N° de série :

N° d'ordre :

T H È S E

*Pour l'obtention du diplôme de doctorat 3^{ème} cycle
en Electrotechnique*

Option : ELECTROTECHNIQUE

Présentée et soutenue par

BOUNECHBA HADJER

Contribution à l'étude d'un système de pompage photovoltaïque

soutenue le 25/05/ 2017

Jury :

<i>Président :</i>	Djamel LABED	Professeur	UFM. Constantine 1
<i>Encadreur :</i>	Aissa BOUZID	Professeur	UFM. Constantine 1
<i>Examineurs :</i>	Mourad MORDJAOUI	M.C.A	Université 20 Août 1955-Skikda
	Djallel KERDOUN	Professeur	UFM. Constantine 1
	Kamel Eddine HEMSAS	Professeur	Université Ferhat Abbas Sétif 1
<i>Membre invité :</i>	Hocine BENALLA	Professeur	UFM. Constantine 1

Dédicaces

À

Mon cher père Larbi,

Ma chère mère Fadila,

Tous mes chers frères Yasser, Rafiq, Bassem, Iyed,

La mémoire de mon grand-père Massoud décédé le 16 Septembre 2014,

Mes grandes mères : Foulla et Lwiza,

Toute ma famille,

Mes fidèles amies,

Remerciements

Je remercie Allah, le tout puissant, le miséricordieux, de m'avoir appris ce que j'ignorais, de m'avoir donné la santé et tout dont je necessitais pour l'accomplissement de cette thèse.

Je remercie, en deuxième position, le directeur de thèse Prof. **Aissa Bouzid** pour son encadrement, ses directives et sa disponibilité. Aussi, je le remercie pour ses encouragements, son indulgence, et sa sympathie tout au long des années de travail au sein de Laboratoire d'Electrotechnique de Constantine (LEC), faculté des sciences de la technologie de l'université des frères Mentouri Constantine.

Mes remerciements les plus sincères sont adressés à Prof. **Djamel Labeled**, chef de département d'électrotechnique de l'université des frères Mentouri Constantine, pour l'honneur qu'il m'a fait en acceptant la présidence du jury de cette thèse.

Mes vifs remerciements vont aussi à Prof. **Mourad Mordjaoui**, professeur au département de génie électrique de l'Université 20 Août 1955-Skikda, pour l'intérêt qu'il a porté à ce travail en me faisant l'honneur de participer à ce jury.

Je suis très reconnaissant également à Prof. **KamelEddine Hemsas**, professeur au département d'électrotechnique de l'université Ferhat Abbas Sétif 1, pour l'intérêt qu'il a bien voulu porter à ce travail en acceptant de siéger dans ce jury.

Mes remerciements les plus sincères sont adressés à Prof. **Djallel Kerdoun**, professeur au département d'électrotechnique de l'université des frères Mentouri Constantine, pour l'intérêt qu'il a porté à ce travail en me faisant l'honneur de participer à ce jury.

Je suis très reconnaissant également à Prof. **Hocine Benalla**, professeur au département d'électrotechnique de l'université des frères Mentouri Constantine pour l'aide qu'il m'a apporté durant toute la préparation de cette thèse.

Je remercie également Monsieur **Rachid Chenni**, professeur au département d'électrotechnique de l'université des frères Mentouri Constantine, autant pour son aide, sa patience et ses précieux conseils.

Mes remerciements s'adressent également à tous les enseignants qui me contribuer à mon travail, surtout Mademoiselle **Hind Djeghloud** et Monsieur **Khalil Nabti**, Maître de Conférences classe B à l'université des frères Mentouri Constantine, pour son aide, conseils et propositions.

Enfin, je ne peux oublier de remercier à mes collègues de département d'Electrotechnique, enseignants, agents administratifs.

Table des matières

Introduction générale	1
1 Généralités et état de l'art d'un système de pompage d'eau photovoltaïque	3
1.1 Introduction	3
1.2 Historique	4
1.3 Classification, configuration et fonctionnement des SPEPV	5
1.3.1 Stockage d'énergie	5
1.3.2 Forme d'énergie électrique d'entrée	8
1.3.3 Type de pompes	9
1.3.4 Suiveur de la source d'énergie	11
1.4 Classification de la littérature des systèmes de pompage photovoltaïque	12
1.4.1 Etudes des performances d'un SPEPV dans un site spécifique .	12
1.4.2 Etudes économique comparatives des différents types de pompage a un site particulier	17
1.4.3 Études d'évaluation des performances de la pompe solaire avec différents types de moteurs	18
1.4.4 Aperçus des performances de la pompe solaire avec différentes évaluations de panneau PV	22
1.4.5 Optimisation du système de pompage de l'eau photovoltaïque	26
1.4.6 nouvelles notions et idées de conception pour l'augmentation de l'efficacité et la réduction du cout et de la complexité d'un SPEPV	30
1.4.7 Etudes d'évaluation de performance d'un SPEPV avec différents algorithmes MPPT	32
1.5 Conclusion	35
2 Etude de l'énergie solaire photovoltaïque	36
2.1 Introduction	36
2.2 Rayonnement solaire	37

2.2.1	Aperçu	37
2.2.2	Aspect géométrique	39
2.3	Gisement solaire en Algérie	41
2.4	Aperçu sur les cellules solaires	42
2.4.1	Semi-conducteur	42
2.4.2	Jonction PN	43
2.4.3	Photoconductivité	44
2.4.4	Conversion photovoltaïque	45
2.4.5	Technologie photovoltaïque	45
2.4.6	Modélisation des cellules photovoltaïques	49
2.5	Module photovoltaïque	55
2.5.1	Courbes (courant-tension) et (puissance-tension)	55
2.5.2	Simulation d'un module photovoltaïque	56
2.5.3	Facteurs de performance	58
2.6	Champ PV	60
2.6.1	Association parallèle	61
2.6.2	Association série	61
2.6.3	Zones de fonctionnement du générateur PV	61
2.7	Conclusion	62
3	Etude de différentes commandes MPPT	64
3.1	Introduction	64
3.2	Connexion direct PV-charge	64
3.3	Connexion optimale PV-charge	65
3.3.1	Convertisseur statique continu-continu (DC/DC)	66
3.3.2	Techniques de recherche de point de puissance maximale MPPT	72
3.3.3	Tests d'efficacité des algorithmes de suivi du point de puissance maximale	83
3.3.4	Développement d'un algorithme de maximisation de puissance	92
3.4	Conclusion	99
4	Modélisation et simulation d'un système de pompage PV	100
4.1	Introduction	100
4.2	Présentation des systèmes de pompage photovoltaïque	101
4.3	Modélisation des éléments d'un système de pompage PV	101
4.3.1	Générateur photovoltaïque	102
4.3.2	convertisseur statique	102

4.3.3 Moteur électrique	105
4.3.4 Pompe	114
4.4 Simulation et interprétation	117
4.4.1 Système de pompage photovoltaïque de type DC	117
4.4.2 Système de pompage photovoltaïque de type AC	120
4.5 Conclusion	123
5 Mise en œuvre expérimentale	124
5.1 Introduction	124
5.2 Développement d'un banc d'essai expérimental	124
5.2.1 Modules photovoltaïques	125
5.2.2 Convertisseur DC/DC	126
5.2.3 Suivi de point de puissance maximale	131
5.3 Réalisation du système de pompage PV	141
5.3.1 Configuration expérimentale et méthodologie	141
5.3.2 Résultats et interprétations	143
5.4 Conclusion	147
Conclusion générale	149
Annexe A	152
Annexe B	153
Annexe C	156
Annexe D	158
Bibliographie	161

Table des figures

1.1	SPEPV utilisant une pompe submersible et une banque de batterie [sontake 2016].	6
1.2	SPEPV utilisant une pompe de surface et une batterie [Gopal 2013].	7
1.3	Système de pompage d'eau solaire PV à couplage direct [sontake 2016].	7
1.4	Schéma d'un système de pompage de l'eau photovoltaïque.	9
1.5	Disposition de SPEPV avec une pompe montée en surface [sontake 2016].	10
1.6	Approche suivie dans l'analyse technico-économique de la pompe solaire photovoltaïque [Parajuli 2014].	18
1.7	Débit volumique Q [m^3/h] pendant une journée [Bloos 1996].	19
1.8	Débit volumique Q [m^3/h] par rapport à la puissance DC (PDC) [Bloos 1996].	19
1.9	Efficacité de pompage simulé et mesuré du sous-système [Hamidat 1999].	20
1.10	Rendement mensuel moyen du système et sous-système par rapport à la hauteur [Hamidat 1999].	21
1.11	Débit d'eau simulé, mesuré sur site et en laboratoire en fonction de la puissance du générateur PV [Odeh 2006b].	23
1.12	Variation du rendement moyen annuel du générateur PV, du sous-système et du système en fonction de la puissance du générateur PV [Odeh 2006b].	23
1.13	Disposition schématique de banc d'essai du système de pompage avec pulvérisation d'eau [Abdolzadeh 2009].	24
1.14	Comparaison de la puissance des cellules avec et sans pulvérisation d'eau à $h=16$ m [Abdolzadeh 2009].	25
1.15	Comparaison du débit de la pompe avec et sans pulvérisation d'eau à $h=16$ m [Abdolzadeh 2009].	25

1.16	Caractéristiques de la pompe d'eau solaire obtenues en utilisant le modèle actuel du groupe moteur-pompe et les données du fabricant [Ghoneim 2006].	27
1.17	Efficacité de pompage moyenne quotidienne et efficacité totale des charges hydrauliques pour : (a) et (b) pompe centrifuge, et (c) et (d) pompe de déplacement positif ; (Tamanrasset) [Hamidat 2008].	29
1.18	Volume d'eau quotidienne moyenne pour les sites sélectionnés en fonction de la hauteur totale pour une configuration de champ PV $6S \times 1P$ de (300 Wc) : (a) pompe centrifuge et (b) pompe volumétrique [Hamidat 2008].	29
1.19	Système de pompage d'eau PV avec actionneur linéaire [Andrada. G. 2007].	31
1.20	Section longitudinale de l'actionneur linéaire [Andrada. G. 2007].	32
1.21	Schéma de la pompe centrifuge simple-axe standard et de la pompe multi-axe (DSP) [Fiaschi 2005].	33
1.22	Dispositif expérimental : modules photovoltaïques équipés de réflecteurs (a) réflecteur d'acier inoxydable 304 (b) réflecteur de papier d'aluminium [Tabaei 2012].	33
2.1	Courbe de déclinaison du soleil.	38
2.2	Évaluation de rayonnement solaire en fonction de temps.	38
2.3	Analyse spectrale du rayonnement solaire [Schiller 1998].	39
2.4	Constante d'illumination [Schiller 1998].	40
2.5	Rayonnement solaire.	40
2.6	Carte préliminaire des irradiations solaire de l'Algérie [ref a].	41
2.7	Flux électron libre trou traversant un semi-conducteur.	42
2.8	Jonction PN et région de réplétion.	43
2.9	Niveaux d'énergie.	44
2.10	Structure de base d'une cellule solaire.	45
2.11	Module et cellule PV monocristallin.	46
2.12	Module et cellule PV polycristallin.	47
2.13	Modèle à une seule diode avec résistance shunt négligeable [Zarour 2010].	50
2.14	Schéma électrique d'une cellule photovoltaïque (une diode).	51
2.15	Schéma équivalent à deux exponentielles d'une cellule solaire.	53
2.16	Montage pour tracé de la caractéristique I(V) en temps réel.	56
2.17	Tracé de la caractéristique I(V) avec la dSpace 1104.	57
2.18	Tracé de la caractéristique P(V) avec la Dspace 1104.	57

2.19	Caractéristiques I-V, P-V à $G = 1000W/m^2$ et $T = 25^\circ C$	58
2.20	Effet de l'éclairement sur les caractéristiques I-V, P-V à $T = 25^\circ C$	58
2.21	Effet de la température sur les caractéristiques I-V, P-V à $G = 1000W/m^2$	59
2.22	Facteur de forme.	59
2.23	Cellule, Module et champ PV.	60
2.24	Caractéristique de deux modules PV associés en parallèle.	61
2.25	Caractéristique de deux modules PV associés en série.	61
2.26	Différentes zones de fonctionnement, $G = 1000W/m^2$ et $T = 25^\circ C$	62
3.1	Courbes I-V du module PV et diverses charges résistives ($1000W/m^2, 25^\circ C$).	65
3.2	Schéma fonctionnel général du système photovoltaïque avec MPPT.	66
3.3	Circuit électrique d'un convertisseur DC/DC de type Buck.	67
3.4	Formes typiques d'onde du convertisseur Buck.	67
3.5	Circuit électrique d'un convertisseur DC/DC de type Boost.	69
3.6	Formes typiques d'onde du convertisseur Boost.	70
3.7	Circuit électrique d'un convertisseur DC/DC de type Buck-Boost.	71
3.8	Courbes pour un éclairement variable et à température constante ($25^\circ C$).	73
3.9	Organigramme de la technique de commande (P&O).	74
3.10	Idée de base de la méthode IncCond sur une courbe P-V d'un module solaire.	75
3.11	Organigramme de la méthode de conductance incrémental.	76
3.12	Organigramme de la méthode FOCV.	77
3.13	Organigramme de la méthode FSCC.	78
3.14	Structure générale d'un régulateur par logique floue.	79
3.15	Exemple d'un réseau de neurones.	82
3.16	Principe de la commande FSCC.	83
3.17	Changement de ' I_{pv} et P_{pv} ' lors de la variation d'éclairement, ($T = 25^\circ C$).	84
3.18	Changement de ' I_{pv} et P_{pv} ' lors de la variation de température, ($G = 1000W/m^2$).	85
3.19	Principe de la commande Perturb & Observe.	86
3.20	Changement de ' I_{pv} et P_{pv} ' lors de la variation d'éclairement, ($T = 25^\circ C$).	87

3.21	Changement de ' I_{pv} et P_{pv} ' lors de la variation de température, ($G = 1000W/m^2$).	88
3.22	Schéma bloc d'une logique floue.	88
3.23	Fonction d'appartenance de chacune des variables d'entrées et de sortie.	89
3.24	Changement de ' I_{pv} , V_{pv} et P_{pv} ' lors de la variation d'éclairement, ($T = 25^\circ C$).	91
3.25	Changement de ' I_{pv} , V_{pv} et P_{pv} ' lors de la variation de température, ($G = 1000W/m^2$).	92
3.26	Organigramme de la méthode proposée.	94
3.27	Structure de base du système proposé.	96
3.28	Changement de ' I_{pv} et P_{pv} ' lors de la variation d'éclairement, ($T = 25^\circ C$).	97
3.29	Changement de ' I_{pv} et P_{pv} ' lors de la variation de température, ($G = 1000W/m^2$).	98
4.1	Système de pompage PV entraîné par un moteur DC.	101
4.2	Système de pompage PV entraîné par un moteur AC.	101
4.3	Onduleur de tension deux niveaux.	103
4.4	Principe de la commande MLI sinus-triangle.	104
4.5	Tensions V_a , de l'onduleur.	104
4.6	Moteur à courant continu [ref b].	105
4.7	Schéma d'un entraînement avec un MCC à excitation indépendante.	106
4.8	Représentation schématique du MAS.	108
4.9	Repère initial et repère (d, q) de Park [Rezgui 2009].	109
4.10	Représentation de l'orientation du repère dq.	112
4.11	Schéma de la commande vectorielle indirecte (IFOC).	113
4.12	Caractéristique du couple de la pompe centrifuge.	115
4.13	Caractéristique (H-Q) pour différentes vitesses.	116
4.14	Puissance hydraulique de la pompe centrifuge.	117
4.15	Couplage direct d'un système de pompage PV.	118
4.16	Eclairement variable.	118
4.17	Courant du module PV.	119
4.18	Tension du module PV.	119
4.19	Puissance du module PV.	119
4.20	Couple de charge (pompe).	120
4.21	Débit de la pompe.	120
4.22	Synoptique du système de pompage global.	121

4.23 Eclairage variable.	121
4.24 vitesse de référence et vitesse estimée.	121
4.25 Couple électromagnétique et résistant.	122
4.26 Flux rotorique.	122
4.27 Courant statorique I_{sd} & I_{sq}	122
4.28 Courants statoriques I_a, I_b, I_c	122
4.29 Allure du débit.	123
5.1 Caractéristiques du module PV point par point pour différent éclai- rement.	125
5.2 Caractéristique de deux modules PV associés en parallèle.	126
5.3 Caractéristique de deux modules PV associés en série.	126
5.4 Schéma de puissance du hacheur boost.	128
5.5 Impulsion du hacheur boost.	129
5.6 Tension d'entrée et de sortie du convertisseur Boost.	129
5.7 Montage du transistor 2N2222 [ref c]	129
5.8 Circuit de l'isolation galvanique avec l'optocoupleur HPL-3101 [ref d]	130
5.9 Montage du driver IR2112 [ref e].	130
5.10 Circuit de la carte de commande [Guellout 2011].	130
5.11 Impulsion obtenue à la sortie de circuit de commande.	131
5.12 Commande MPPT avec boucle de courant réalisé.	132
5.13 Résultats obtenus pratiquement : (b) courant, (c) tension, (d) puis- sance pour un éclairage constant (a) par la méthode (FSCC) ($T=45^\circ\text{C}$).	133
5.14 Résultats obtenus pratiquement : (b) courant, (c) tension, (d) puis- sance pour un éclairage constant (a) par la méthode (CPA), $\Delta I=0.01$ ($T=40^\circ\text{C}$).	135
5.15 Résultats obtenus pratiquement : (b) courant, (c) tension, (d) puis- sance pour un éclairage constant (a) par la méthode (CPA), $\Delta I=0.001$ ($T=35^\circ\text{C}$).	136
5.16 Résultats obtenus pratiquement : (b) courant, (c) tension, (d) puis- sance pour un éclairage constant (a) par la méthode proposée ($T=30^\circ\text{C}$).	137
5.17 Etage élévateur avec commande FLC.	138
5.18 Fonction d'appartenance des variables linguistiques d'entrée (a) ΔP , (b) ΔV et de sortie (c) ΔV_{ref}	139

5.19 Résultats obtenus pratiquement : (b) courant, (c) tension, (d) puissance pour un éclairage constant (a) par la logique floue ($T=30^{\circ}\text{C}$).	140
5.20 Champ PV (SUNTECH STP080S-12/Bb).	141
5.21 Installation expérimentale du système de pompage PV.	142
5.22 Caractéristiques I-V et P-V du champ PV pour 750 W/m^2 d'éclairage et une température 20°C .	143
5.23 Formes d'onde pratique de (b) courant, (c) tension, (d) puissance, (e) vitesse et (f) débit, pour une température constante, ($T=20^{\circ}\text{C}$) et un éclairage constant (a).	145
5.24 Formes d'onde pratique de (b) courant, (c) tension, (d) puissance, (e) vitesse et (f) débit, pour une température constante, ($T=15^{\circ}\text{C}$) et un éclairage variable (a).	147
B1 Machine Electronia VENETT.	153
B2 Schéma électrique de mesure de la résistance d'induit.	153
B3 Schéma électrique de mesure de la résistance d'inducteur.	154
B4 Schéma électrique de mesure de l'inductance d'induit.	154
B5 Schéma électrique de mesure de l'inductance d'inducteur.	155
B6 Montage de l'essai de ralentissement (MCC).	155
C1 Boucle de régulation de la vitesse.	156
C2 Schéma en boucle fermée d'un régulateur du courant.	157
D1 Control desk.	159
D2 Capteur de courant.	159
D3 Capteur de tension.	160

Liste des tableaux

2.1 Caractéristiques du panneau photovoltaïque utilisé.	55
2.2 Paramètres du module photovoltaïque.	56
3.1 Paramètres de simulation.	83
3.2 Table de règles à cinq classes.	90
3.3 Dynamique de la taille de la perturbation.	95

4.1 Etude comparative entre MCC et MAS.	114
4.2 Caractéristiques de la machine à courant continu.	118
5.1 Matrice d'inférence du régulateur.	138

Acronymes

SPEPV	Système de Pompage d'Eau PhotoVoltaïque
SPV	Système PhotoVoltaïque
CC	Courant Continu
CA	Courant Alternatif
BLDC	Moteur à courant continu sans balais (BrushLess Direct Current)
PMBLDC	Moteur à courant continu sans balai à aimant permanent (Permanent Magnet BrushLess Direct Current)
SPPM	Suiveur du Point de Puissance Maximale
PMDC	Moteur à courant continu à aimant permanent (Permanent Magnet Direct Current)
MPPT	Traqueur de point de puissance maximale (Maximum Power Point Tracking)
CP	Pompe Centrifuge
LCC	Coût du Cycle de Vie (Life Cycle Cost)
NPV	Valeur Actuelle Nette (Net Present Value)
EAC	Coût Annualisé Equivalent (Equivalent Annualised Cost)
LWC	Coût Moyen de l'eau Actualisé (Levelised Water Cost)
ONG	Organisation Non-Gouvernementale
SPEE	Système de Pompage d'Eau Eolienne
TDH	Hauteur dynamique total (Total Dynamic Head)
MSAP	Moteur Synchrone à Aimant Permanent
MAS	Moteur Asynchrone
LLP	Probabilité de Perte de Charge (Loss of Load Probability)
MSAP	Moteur Synchrone à Aimant Permanent
LPSP	Probabilité de Perte de Puissance d'Alimentation (Loss of Power Supply Probability)
ff	Facteur de Forme
IncCond	Incrémentation de Conductance
P&O	Perturb and Observe
EM	Spectre électromagnétique (Electro-Magnetic spectrum)
MLI	Modulation de Largeur d'Impulsion

Liste des symboles

I	Courant délivré par la cellule photovoltaïque
V	Tension de sortie de la cellule
I_{ph}	Photo-courant crée dans la structure par une partie de rayonnement absorbé
I_d	Courant direct d'obscurité de la jonction PN
I_{sh}	Courant correspond au courant des connexions parallèles
R_s	Résistance série liée à la résistivité volumique et à l'impédance des électrodes et des matériaux
q	Charge d'électron
K	Constante de Boltzman
T	Température en degré
I_{sc}	Courant de court-circuit du panneau solaire
V_{oc}	Tension de circuit ouvert
I_m	Courant maximal de la cellule
V_m	Tension maximal de la cellule
G	Eclairement réel
N_p	Nombre des modules en parallèle
N_s	Nombre des modules en série
D	Rapport cyclique
$E(k)$	Erreur
$\Delta E(k)$	Variation d'erreur
$K_E, K_{\Delta E}$	Coefficient de régulateur proportionnel et intégrateur
R_a	Résistance d'induit
L_a	Inductance d'induit
k_e	Constante de tension du moteur
ω	Vitesse du moteur
$[\Phi_{rabc}]$	Matrice des flux rotoriques
$[\Phi_{rd}, \Phi_{rq}]$	Vecteurs des flux direct et quadratique
$[\Phi_{sabc}]$	Matrice des flux statoriques
$[I_{sd}, I_{sq}]$	Vecteurs des flux direct et quadratique
$[R_s]$	Matrice des Résistances statoriques
$[R_r]$	Matrice des Résistances rotoriques
C_e	Couple électromagnétique
P	Nombre de pair de pôle

Introduction générale

Actuellement, une attention considérable est accordée à l'utilisation d'autres sources d'énergie alternatives vu que les sources d'énergie conventionnelles diminuent rapidement avec une augmentation correspondante des coûts. L'une de ces sources alternatives, actuellement utilisée (à travers des générateurs photovoltaïques), est l'énergie solaire qui est relativement gratuite et abondante dans de nombreux pays développés et en voie de développement.

Ces générateurs (PV) produisent l'énergie électrique directement à partir de la lumière du soleil, sans consommation de combustibles fossiles, sans nuisance sonore et ne présentant pas de risques pour la santé et l'environnement. Afin d'optimiser l'utilisation de ces générateurs, il faut les utiliser au maximum de leur puissance. Aussi, le système de suivi du point de puissance maximale (MPPT) d'un générateur photovoltaïque est généralement une partie essentielle d'un système PV. Ainsi, plusieurs méthodes MPPT ont été développées et mises en œuvre. Ces méthodes varient en complexité à travers les capteurs nécessaires, la vitesse de convergence, le coût, la gamme de l'efficacité, le matériel de mise en œuvre, la popularité et à d'autres égards.

Dans toutes les applications photovoltaïques, les systèmes de pompage solaire utilisés dans les zones reculées ont reçu une attention considérable. Un certain nombre de moteurs à courant continu, alimentés par des panneaux PV et entraînant des pompes sont déjà utilisés dans plusieurs parties du monde. Mais ils souffrent de problèmes de maintenance dus à la présence de l'ensemble balais-collecteur. Comme alternative à ces problèmes, l'utilisation de moteurs à induction (IM) dans le système de pompage est une proposition attrayante vue leur fiabilité à cause de l'absence d'entretien.

Le but de ce travail est une modeste contribution dans le domaine du pompage par l'étude et la réalisation pratique d'un système photovoltaïque de pompage d'eau. Cette thèse est agencée en cinq chapitres avec une introduction et une conclusion.

Le premier chapitre est consacré à l'état de l'art des systèmes de pompage photovoltaïque, ainsi que des notions sur les différents systèmes PV et sur les différentes parties constituant notre système de pompage.

Le deuxième chapitre est consacré à l'étude et la modélisation des modules photovoltaïques, afin de déterminer les caractéristiques (tension-courant) et (tension-puissance) et l'influence des paramètres (température, ensoleillement, . . .) sur ces caractéristiques. Les différentes associations pour augmenter la puissance délivrée sont aussi introduites.

Le troisième chapitre est consacré à l'étude des différents types de convertisseurs DC/DC et au développement de différents algorithmes les plus répandues pour la poursuite du point de puissance maximum. Trois types de convertisseurs DC/DC sont étudiés, le hacheur Buck, Boost et Buck-Boost. Ensuite quelques résultats de simulation obtenus par l'optimisation du système photovoltaïque par les algorithmes « P&O », « FSCC » et « FLC » sont présentés. On termine ce chapitre par l'application d'un nouvel algorithme de suivi du point de puissance maximale basé sur l'algorithme P&O avec un pas de perturbation de courant variable et la commande de fraction de courant de court-circuit FSCC.

Dans le quatrième chapitre, une présentation de la formulation mathématique de la machine à courant continu (MCC) et de la pompe centrifuge associée est introduite. La modélisation de convertisseurs statique DC-AC commandés par la technique MLI est aussi présentée ainsi que l'application de la commande vectorielle à la machine asynchrone (MAS) afin de pouvoir l'assimiler au modèle linéaire de la MCC.

Nous présenterons dans le cinquième chapitre la réalisation d'un banc d'essai afin d'étudier les différents types de commandes MPPT. Nous réaliserons un hacheur Boost et un circuit d'adaptation entre l'interface de la carte dSPACE et le convertisseur. Enfin, une réalisation pratique d'un système de pompage d'eau photovoltaïque pour différentes valeurs d'éclairement, a permis de valider partiellement ce travail. Ce système est composé d'un GPV de treize panneaux PV délivrant chacun une puissance maximale de $80 W_c$ (tension à vide $V_{oc} = 21.9 V$, courant de court-circuit $I_{sc} = 4.95 A$) aux conditions standards (énergie incidente $1000 W/m^2$, $T=25 ^\circ C$) et d'un moteur de type DC à excitation séparée, entraînant une pompe centrifuge.

On termine par une conclusion générale et quelques perspectives à finalité de compléter ce modeste travail.

Généralités et état de l'art d'un système de pompage d'eau photovoltaïque

Sommaire

1.1	Introduction	3
1.2	Historique	4
1.3	Classification, configuration et fonctionnement des SPEPV	5
1.3.1	Stockage d'énergie	5
1.3.2	Forme d'énergie électrique d'entrée	8
1.3.3	Type de pompes	9
1.3.4	Suiveur de la source d'énergie	11
1.4	Classification de la littérature des systèmes de pompage photovoltaïque	12
1.4.1	Etudes des performances d'un SPEPV dans un site spécifique	12
1.4.2	Etudes économique comparatives des différents types de pompage a un site particulier	17
1.4.3	Études d'évaluation des performances de la pompe solaire avec différents types de moteurs	18
1.4.4	Aperçus des performances de la pompe solaire avec différentes évaluations de panneau PV	22
1.4.5	Optimisation du système de pompage de l'eau photovoltaïque	26
1.4.6	nouvelles notions et idées de conception pour l'augmentation de l'efficacité et la réduction du cout et de la complexité d'un SPEPV	30
1.4.7	Etudes d'évaluation de performance d'un SPEPV avec différents algorithmes MPPT	32
1.5	Conclusion	35

1.1 Introduction

L'utilisation de l'énergie solaire photovoltaïque pour le pompage de l'eau et les applications d'irrigation dans les zones reculées a reçu une attention considérable à cause du fait qu'il n'est pas économiquement viable et parfois difficile de relier les zones reculées au réseau électrique national. De plus, l'utilisation de l'énergie solaire photovoltaïque pour faire fonctionner un système de pompage est un choix approprié, car il existe une relation naturelle entre les besoins en eau et la disponibilité de l'énergie solaire.

Aussi, la recherche s'est orientée vers la mise en place d'un système de pompage d'eau photovoltaïque efficace, techniquement simple et rentable.

1.2 Historique

L'histoire des efforts déployés pour convertir l'énergie solaire en énergie électrique et mécanique pour pomper l'eau remonte à l'époque 15^{ième}-19^{ième} siècle. Pytlinski [Pytilinski 1978] a examiné les travaux de certains chercheurs à utiliser l'énergie solaire pour pomper l'eau et le premier cas de la pompe à eau solaire photovoltaïque a eu lieu en Union soviétique (en 1964). Bien que le débit et la hauteur de fonctionnement de ces systèmes de pompage d'eau étaient petits, ces études sont considérées comme des repères dans le développement futur de l'énergie solaire exploitée dans le domaine du pompage.

Le premier système de pompage d'eau photovoltaïque à grand échelle a été mis au point sur une base expérimentale en 1977 à Mead, Nebraska. La capacité de pompage de l'eau de ce système était de $3,8 \text{ m}^3/\text{min}$ et pourrait fonctionner pendant 12 heures par jour. Dans un travail similaire, Bahadori [Bahadori 1978] a examiné les différentes méthodes de production de l'énergie mécanique nécessaire pour alimenter les pompes à eau. Il a classé ces méthodes dans 02 grandes catégories : systèmes thermodynamique et systèmes de conversion directe. Les procédés de conversion directe convertissent directement l'énergie solaire en énergie électrique qui alimente un moteur à courant continu/courant alternatif relié à une pompe. L'auteur a indiqué que les procédés utilisant la conversion thermodynamique étaient moins efficaces et nécessitent un entretien fréquent, mais ils étaient moins chers que les méthodes de conversion directe.

Ward et Dunford [Ward 1984], ont étudié la faisabilité et les performances technologique et économique des pompes à eau solaires photovoltaïques dans les conditions météorologiques du Zimbabwe. Ils ont rapporté que pour les puits, les pompes à cavité progressive (les pompes volumétriques) ont été les plus efficaces et les plus économiques. Dans un travail similaire rapporté par Mankbadi et Ayad [Mankbadi 1988], des recherches ont été effectuées sur la viabilité technologique des différents types de système de pompage photovoltaïque dans les conditions météorologiques de l'Egypte selon leurs principes de fonctionnement, les auteurs classifient ces systèmes de pompage photovoltaïque comme : pompage de l'eau solaire photovoltaïque, solaire thermiques et d'autres méthodes solaires. Chowdhury et al [Eker 2005] ont étudié les conceptions détaillées des systèmes de pompage d'eau photovoltaïques (SPEPV). Dans leur étude, ils ont conçu cinq étapes différentes de différentes capacités, pour cinq endroits différents au Wyoming USA. L'étude détaillée de performance et de fiabilité a été effectuée durant 2 ans. Ils ont indiqué que la puissance PV était une alternative rentable pour le pom-

page de l'eau à distance. Ils ont également conclu que la fiabilité des systèmes photovoltaïques en termes de fonctionnement était très bonne.

Les études mentionnées ci-dessus ne sont pas élaboratrices mais seulement indicatives. On peut conclure que, dans les décennies 70-80, les études des recherches ont été principalement axées sur le principe de conversion thermodynamique d'utilisation de l'énergie solaire pour le pompage de l'eau. Au cours de cette période, dans la catégorie de conversion directe, très peu d'études ont été rapportées sur la technologie photovoltaïque comme source d'énergie pour le pompage d'eau.

1.3 Classification, configuration et fonctionnement des SPEPV

Un système de pompage d'eau photovoltaïque généralement se compose au minimum d'un champ solaire photovoltaïque, un hacheur et/ou un onduleur et un ensemble moteur-pompe. Selon les composants du système, un SPEPV peut globalement être classifié suivant les types suivants [sontake 2016] :

1.3.1. Stockage d'énergie.

1.3.1.1. Couplage de batterie.

1.3.1.2. Entraînement direct.

1.3.2. Forme de l'énergie électrique.

1.3.2.1. SPEPV à CC.

1.3.2.2. SPEPV à CA.

1.3.3. Type de pompes.

1.3.3.1. Pompe de surface.

1.3.3.2. Pompe immergée pour puits profond.

1.3.4. Source d'énergie.

1.3.4.1. SPV (panneaux/champs) fixe.

1.3.4.2. SPV (panneaux/champs) avec suiveur solaire.

1.3.1 Stockage d'énergie

Cette classification des SPEPV est basée sur le fait que l'électricité produite par le SPV est stockée dans un ensemble de batterie ou directement utilisée pour entraîner la pompe. Sur cette base, les SPEPV peuvent être classés et décrits comme suit :

1.3.1.1 Couplage de batterie

Un SPEPV avec une batterie de stockage (**Figure 1.1** et **Figure 1.2**) est constitué d'un panneau solaire, d'un régulateur de charge, des batteries, d'un contrôleur de pompe, d'un interrupteur de pression, d'un réservoir de stockage et d'une pompe à eau. Pendant la journée, les panneaux solaires convertissent l'énergie solaire en courant électrique qui charge directement les batteries. Ces dernières alimentent la pompe pour un pompage d'eau selon les besoins et peuvent prolonger la durée de pompage de l'eau en fonction de leur charge. L'utilisation des batteries dans un SPEPV assure le pompage de l'eau, même pendant les périodes de faible luminosité, de temps nuageux et pendant la nuit aussi. Cependant, leurs utilisation augmente le coût, la complexité et peut réduire l'efficacité globale du système.

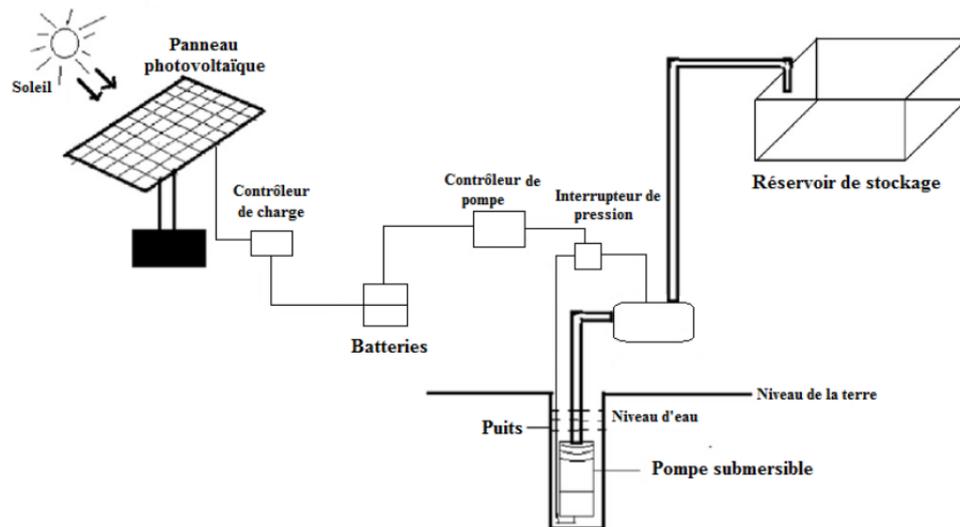


FIGURE 1.1 – SPEPV utilisant une pompe submersible et une banque de batterie [sontake 2016].

1.3.1.2 Entraînement direct

Les systèmes de pompage d'eau photovoltaïques à entraînement directe sont représentés sur la **Figure 1.3**. Dans ce système, l'électricité produite par les modules photovoltaïques est directement fournie à la pompe. Cette dernière utilise cette énergie électrique pour pomper l'eau. En l'absence d'alimentation électrique de secours, le système pompe l'eau uniquement pendant la durée du jour (lorsque l'énergie solaire est disponible). L'intensité du rayonnement solaire incident sur le panneau solaire la quantité d'eau pompée au cours de cette période. L'avantage de ce système est qu'il est simple et peu coûteux par rapport à un SPEPV avec

batterie. Cependant, il ne peut être utilisé pour pomper de l'eau pendant la nuit. Comme l'intensité et l'angle du rayonnement solaire tombant sur le panneau PV changent tout au long de la journée, la quantité d'eau pompée est variable.

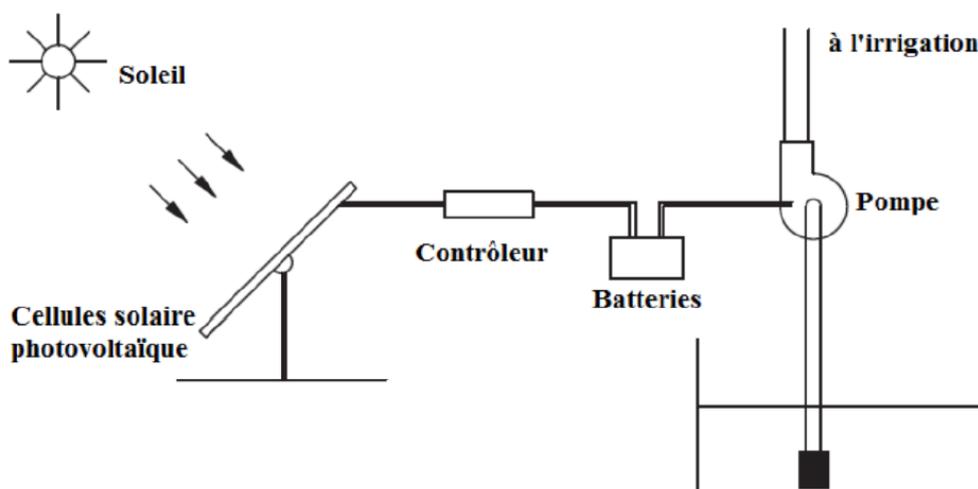


FIGURE 1.2 – SPEPV utilisant une pompe de surface et une batterie [Gopal 2013].

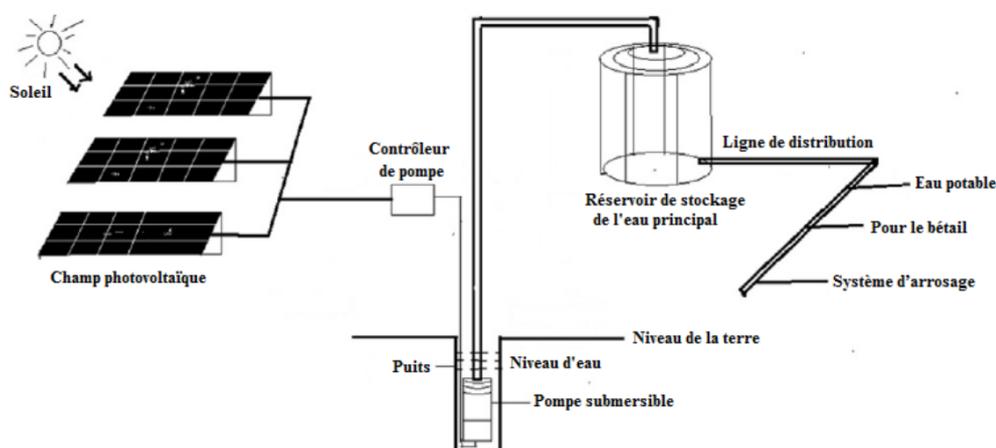


FIGURE 1.3 – Système de pompage d'eau solaire PV à couplage direct [sontake 2016].

La quantité maximum de l'eau est pompée pendant la durée optimale de la lumière du soleil (en fin de matinée, au début de l'après-midi et les jours de ciel clair). Dans ce cas, l'efficacité du fonctionnement du système de pompage avoisine les 100%. Cependant, au début de la matinée (7 :30 à 9 :30 du matin) et en fin de journée (4 à 5 :30 p.m.), l'efficacité de la pompe est faible et un très faible volume d'eau est délivré. Pendant des jours nuageux l'efficacité chutera encore plus. L'adaptation appropriée de la pompe et le module solaire est nécessaire pour compenser ces variations des débits de pompage de l'eau et pour un ren-

dement efficace du SPEPV, sous différentes conditions de lumière du soleil. La faible quantité ou l'absence totale de l'eau pompée pendant les jours nuageux et en heures de nuit, peut être compensée par l'augmentation de nombres des panneaux PV nécessaire pour le SPEPV. La quantité supplémentaire d'eau pompée de jour peut être stockée dans de grands réservoirs d'eau à partir de laquelle on peut alimenter des petits réservoirs d'eau si nécessaire. Cependant, la taille du réservoir de stockage de l'eau peut être bien dimensionnée pour vérifier le coût du stockage.

1.3.2 Forme d'énergie électrique d'entrée

Le courant généré par le panneau solaire photovoltaïque est continu (CC). Il peut être transformé en courant alternatif (CA) par un onduleur. Par conséquent, les SPEPV sont classés selon le moteur d'entraînement en deux types : SPEPV à courant continu ou alternatif.

1.3.2.1 SPEPV à courant continu

Dans ce type de SPEPV, la pompe est entraînée par un moteur à courant continu qui peut être : moteur à courant continu classique avec des balais et moteur à courant continu sans balais (BLDC).

Les moteurs à courant continu conventionnels utilisent des balais en charbons pour transférer l'énergie électrique à partir de champ PV à l'arbre du moteur. Ces balais s'usent doivent être changés fréquemment. Ceci augmente le coût d'exploitation et d'entretien du moteur.

Un moteur à courant continu sans balais est une machine synchrone autopilotée avec un commutateur électronique. Les machines BLDC utilisent le principe d'induction magnétique pour transférer la puissance PV à l'arbre du moteur. Le moteur à courant continu sans balais (BLDC) et à aimants permanents (PMBLDC) couplé à une pompe submersible est le choix le plus approprié en SPEPV et ce, à cause de l'absence de balais, de sa haute efficacité, de son fonctionnement silencieux, de sa taille compacte, de sa haute fiabilité et des exigences d'entretien qui sont très faibles. Le système de pompage d'eau utilisant le courant continu peut aussi être classé dans la configuration de couplage direct ou celle avec batterie.

1.3.2.2 SPEPV à courant alternatif

Un système de pompage de l'eau à courant alternatif (CA) se compose d'un moteur à courant alternatif (asynchrone ou synchrone) entraînant une pompe, comme indiqué sur la **Figure 1.4**. Comme le panneau PV produit de l'électricité à courant continu, un onduleur approprié est nécessaire pour convertir le courant

continu en courant alternatif.

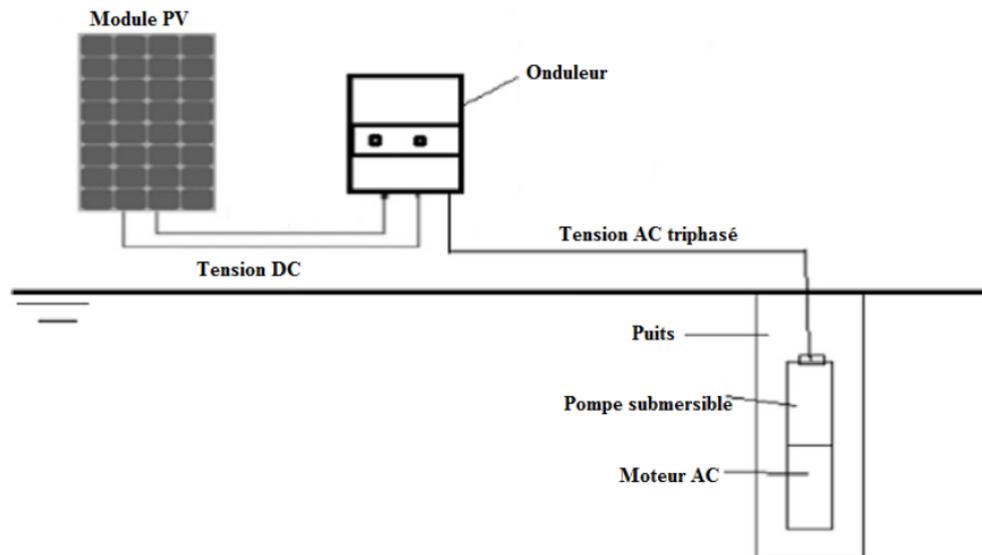


FIGURE 1.4 – Schéma d'un système de pompage de l'eau photovoltaïque.

L'avantage du système de pompage de l'eau à courant alternatif est qu'il peut être alimenté par le réseau électrique en cas d'indisponibilité de l'énergie photovoltaïque (de nuit ou pendant les jours nuageux). Cependant, l'utilisation de l'onduleur réduit l'efficacité globale de SPEPV.

1.3.3 Type de pompes

Selon l'emplacement de l'installation qui dépend du niveau d'eau, les pompes sont classées : pompe de surface et immergée en puits profond. En conséquence, le SPEPV est classé sur cette base de type de pompe utilisée.

1.3.3.1 Pompe de surface

L'ensemble moteur-pompe, monté en surface, est situé près de la surface de l'eau et est principalement utilisé pour déplacer l'eau à travers une tuyauterie. Certaines pompes montées en surface sont adaptés pour déplacer l'eau pour de longues distances ou à des altitudes élevées. Ces pompes sont généralement peu utilisées en raison de leur faible capacité d'aspiration lorsqu'elles sont utilisées dans des puits profonds.

En fonction des caractéristiques livrées par certains fabricants (tels que Shurflo, Gaiam et Dankoff [ref f]), les capacités typiques d'aspiration pour les pompes solaires de surface sont entre 03 et 06 mètres.

Les pompes de surface sont également très exposées aux conditions climatiques extrêmes ; ce qui les rend plus fragiles.

Ces pompes ont une fiabilité faible (fréquence de problèmes et de pannes mécaniques très élevée en raison de la dynamique de tirage de l'eau vers le haut d'un puits). La perte de fluide d'amorçage (eau) dans les pompes de surface peut provoquer la destruction du moteur. L'efficacité plus faible en raison des pertes de puissance dans les roulements de l'arbre et le coût élevé de l'installation sont des inconvénients majeurs. La **Figure 1.5** schématise la disposition d'un SPEPV utilisant une pompe montée en surface.

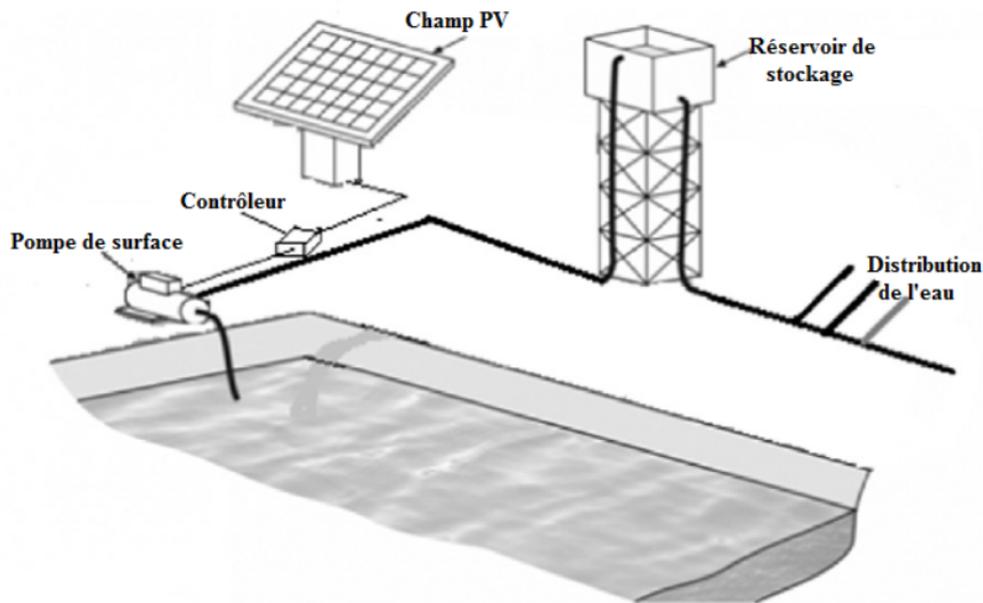


FIGURE 1.5 – Disposition de SPEPV avec une pompe montée en surface [sontake 2016].

Dans ce système, la pompe est facile à transporter, ce qui rend le SPEPV avec pompe montée en surface idéal pour l'irrigation.

1.3.3.2 Pompe immergée pour puits profond

La pompe immergée de puits profond est conçue pour fonctionner sous la surface de la terre. La pompe submersible à puits profond ne fonctionnera pas à moins qu'elle soit complètement immergée dans un liquide. A la différence du système de pompage monté en surface, qui aspire l'eau du sol, une pompe de puits profond est conçue pour pousser l'eau vers la surface. Une pompe de puits profond typique est de 0.6-1.2 m de long et 76-130 mm de diamètre [sontake 2016].

Le système se compose d'un moteur couplé au corps de la pompe à eau. Le reste du mécanisme se compose d'un câble relié au moteur et d'un tuyau qui transporte l'eau à la surface et dans le réservoir de stockage. Ceci est le type le plus

commun de l'ensemble moteur-pompe utilisé dans le système de pompage solaire pour l'approvisionnement en eau. L'avantage de cette configuration réside dans son installation facile, souvent avec une tuyauterie flexible et une immersion dans l'eau empêchant ainsi les dommages dus aux écarts potentiels.

Les pompes submersibles pour puits profonds sont mieux protégées contre le climat, la plupart de ces pompes qui sont conçus spécifiquement pour l'énergie solaire ont un rendement global de 40-70%.

1.3.4 Suiveur de la source d'énergie

Cette classification des SPEPV est basée sur le fait que le système de panneaux photovoltaïque (SPV) suit ou non la source d'alimentation (le soleil) pendant la durée de son fonctionnement.

1.3.4.1 SPV (panneaux/champs) fixe

Dans le SPEPV avec un montage fixe, les panneaux photovoltaïques sont montés sur des structures métalliques inclinés à un angle fixe. La valeur de l'angle d'inclinaison est généralement égale à l'angle de la latitude de l'emplacement de pompage. Le coût du système de montage fixe est faible par rapport au système avec suiveur, mais ses performances sont comparativement faibles.

1.3.4.2 SPV (panneaux/champs) avec suiveur solaire

Afin d'améliorer les performances de SPEPV, il est souhaitable d'utiliser un suiveur solaire. Trois modes de suiveur solaire peuvent être mis en œuvre manuel, passif et automatique. Les modules photovoltaïques sont montés sur des structures métalliques d'une conception appropriée, avec la capacité de supporter la charge des modules et la vitesse du vent jusqu'à 150 km par heure. La structure de support utilisé dans le système de pompage est généralement par immersion à chaud d'acier galvanisé (GI). Les facilités offertes par la structure sont les suivants :

- Ajustement saisonnier de l'angle d'inclinaison.
- Suiveur solaire manuel trois fois par jour.

Les structures de GI pour le montage des panneaux solaires pourraient être conçus de façon à être manuellement ou automatiquement ajusté pour une inclinaison optimale tout au long de l'année. Une disposition simple est également fournie afin que le panneau puisse être réglé manuellement trois fois par jour (Est-Sud-Ouest) pour faire face au soleil de manière optimale. Cet ajustement est effectué en début de matinée, à midi et à l'après-midi pour augmenter sensiblement

l'incidente totale du rayonnement solaire. Cette disposition aide la motopompe pour démarrer au début de la matinée et fonctionner efficacement jusqu'à la fin de l'après-midi, et donne une augmentation de la production totale du système de pompage de près de 25-50% [sontake 2016].

1.4 Classification de la littérature des systèmes de pompage photovoltaïque

Les composants de base utilisés dans un système de pompage photovoltaïque appartiennent à différents domaines de l'ingénierie : la pompe et le système de suivi utilisé sont du domaine de la mécanique alors que le panneau PV, le convertisseur, le contrôleur de pompe, le régulateur de charge et les batteries sont du domaine de l'électrique et l'électronique. De plus, les différents algorithmes utilisés dans le suivi du point de puissance maximale (SPPM) relèvent de l'informatique. En raison de la nature interdisciplinaire du système de pompage photovoltaïque, il y a contribution des chercheurs de tous les domaines de l'ingénierie afin de rendre ce système plus efficace, rentable et sans entretien. Considérant ces faits, on donne dans ce qui suit, un aperçu bibliographique sur ces systèmes.

1.4.1 Etudes des performances d'un SPEPV dans un site spécifique

Chaurey et al [Chaurey 1993] ont étudié les performances de 07 systèmes de pompage PV dans des conditions météorologiques en Inde. Ils ont utilisé une pompe submersible multicellulaire de 0,102 m de diamètre entraîné par un moteur à courant alternatif triphasé. Les systèmes de pompage ont été installés à 07 endroits différents. La production moyenne quotidienne d'eau était suffisante pour répondre à la demande en eau d'un village indien typique. Toutefois, le suivi régulier des sous-systèmes (moteur-pompe) est essentiel pour sa fiabilité.

Hamza et Taha [Hamza 1995] ont réalisé l'expérimentation sur terrain d'un système de pompage photovoltaïque pour l'alimentation en eau potable et l'irrigation dans des zones reculées du Soudan. Ils ont installé trois pompes submersibles (Grundfos SP4-8) en trois endroits différents. Ils ont analysé les performances, sous climat local et conditions de travail, à partir d'essais à court et long terme. Les essais à court terme ont été effectués afin de déduire les caractéristiques de chaque pompe au cours de la journée. L'efficacité du système de pompage à divers éclaircissements solaire ainsi que l'éclaircissement minimum nécessaire pour démarrer la pompe a été estimée. Des essais de longue durée ont mesuré le débit volumique journalier de la pompe pour un rayonnement solaire total quotidien. L'étude a montré que le rayonnement solaire incident a fortement affecté la performance

des pompes relativement aux autres paramètres. Les performances réelles de toutes les pompes varient de 10-25% en fonction des fabricants. En outre, ces pompes solaires (Grundfos) ont été trouvées adaptées et fiables pour fournir de l'eau dans ce pays.

Reshef et al [Reshef 1995] ont étudié, à travers la modélisation informatique et la réalisation pratique, l'efficacité et la performance des SPEPV à l'Université James Cook du North Queensland, Australie. Ils ont utilisé un générateur photovoltaïque, un MPPT et une pompe (Grundfos CR2-30) entraînée par un moteur à courant continu à aimant permanent (PMDC). Ils ont rapporté que le MPPT dans le système de pompage à courant continu optimise la taille du panneau solaire et améliore l'efficacité du système. En outre, pour des performances optimales, la capacité de la charge et la taille du générateur PV devrait être adapté correctement.

Yahya et Sambo [Yahya 1995] ont conçu et testé les systèmes de pompage photovoltaïque pour remplacer la pompe à eau AC conventionnelle à l'Université Usmanu Danfodiyo, Sokoto, Nigeria. Ils ont utilisé une pompe submersible couplée à un moteur à induction triphasé de 1,1 kW et 28 modules photovoltaïques de 60 W, connectés en série. Ils ont déduit que la performance appropriée d'un système de pompage photovoltaïque pour satisfaire les besoins en eau quotidienne est de $20 \text{ m}^3/\text{jour}$.

Posorski [Posorski 1996] et la GTZ (Société allemande) ont mis au point un projet pilote intitulé « An International Programme for Field Testing of Photovoltaic Water Pumps (PVP Programme) » à travers plusieurs pays (l'Argentine, le Brésil, l'Indonésie, la Jordanie, les Philippines, la Tunisie et le Zimbabwe). Ils ont installé 90 systèmes de pompage photovoltaïques sur les sites sélectionnés pour fournir de l'eau potable aux populations et à leur bétail. Ils ont conclu que les systèmes de pompage photovoltaïque étaient rentables par rapport aux pompes diesel pour une plus grande capacité de kWc. Cependant, le fonctionnement ininterrompu d'un système de pompage photovoltaïque dépendait de l'entretien (service après-vente et la disponibilité des pièces de rechange).

La performance des systèmes de pompage photovoltaïques dépend du rayonnement solaire sur le panneau solaire. L'intensité et la direction de l'éclairement solaire change pendant la journée. Pour capturer le rayonnement solaire maximal, le panneau solaire devrait suivre la trajectoire du soleil. Cependant, le système de suivi est une opération coûteuse. Quelques recherches [Bione 2004],[Oral 2014]

ont été signalées concernant ces efforts.

Les performances d'un SPEPV sont difficiles à prévoir en raison du seuil de rayonnement (intensité à laquelle commence le pompage) et de la dépendance non-linéaire du débit d'écoulement relativement aux niveaux d'intensité de rayonnement. De nombreux chercheurs [Kou 1998],[Hamrouni 2009] ont proposé des modèles mathématiques (simulation) pour prévoir le seuil de rayonnement et la dépendance du débit du niveau d'intensité de rayonnement. Hamrouni et al [Hamrouni 2009] ont effectué une recherche théorique et expérimentale sur la performance d'un SPEPV autonome dans les conditions météorologiques de Louata (Tunisie). Ils ont utilisé Simulink pour modéliser le générateur PV, le convertisseur abaisseur, l'onduleur, le moteur asynchrone et la pompe. Une attention particulière a été accordée à la commande des convertisseurs de puissance à l'aide de traqueur de point de puissance maximale (MPPT) et la commande V/f. Ils ont utilisé le rayonnement solaire et la température ambiante comme entrées afin de simuler le modèle. Ils ont déduit que la diminution du rayonnement solaire dégrade les performances (l'efficacité globale et le débit) du système de pompage PV. L'étude expérimentale a montré que la meilleure performance de la pompe s'obtient à midi. En outre, les résultats théoriques et expérimentaux sont en bon accord.

Arab et al [Hamrouni 2009] ont comparé les performances de deux pompes centrifuges (CP). La première CP était une pompe à un seul étage avec un moteur DC sans balais (de 450 W) et la seconde était une pompe submersible multi-cavité directement couplé à un moteur à courant continu (400 W). Quatre sites différents (Alger, Bechar, Oran et Tamanrasset) ont été sélectionnés en Algérie. Ils ont utilisé un modèle de simulation pour les deux pompes. Dans le modèle de simulation, ils ont utilisé comme entrée différents profils de charge, de capacités de réservoir, des modules PV de configurations différentes et des hauteurs de pompage. Ils ont déduit que la pompe à un seul étage a donné le meilleur rendement pour les applications à faible hauteur de pompage. La pompe submersible multi-cavité a été la plus efficace et appropriée pour des hauteurs plus grandes. En outre, les performances de la pompe dépendent de l'emplacement géographique et de l'ensemble de la configuration.

L'utilisateur doit choisir intelligemment la capacité de la pompe pour répondre à son exigence quotidienne en eau à partir de la connaissance de la sortie du

système de pompage solaire. Toutefois, il est peu pratique pour les fabricants de ces systèmes de fournir des données de sortie pour un grand nombre de combinaisons d'éclairement énergétique et de la hauteur de pompage. Certains chercheurs ([Jafar 2000],[Fraidenaich 2000]) ont utilisé cette combinaison dans leurs recherches pour prévoir la sortie du système de pompage.

Jafar [Jafar 2000] a développé un modèle pour trouver le débit volumique du SPEPV pour toute combinaison d'éclairement et de la hauteur de pompage sous des conditions météorologiques en Fidji. Il a comparé les résultats théoriques et expérimentaux obtenus. Il a conclu que ces résultats étaient proches (variation de 8%). Cette variation des résultats est due aux fluctuations du rayonnement solaire et de la température instable du module PV.

Fraidenaich et Vilela [Fraidenaich 2000] ont proposé une méthode pour prédire la performance d'un SPEPV. Cette méthode calcule le volume d'eau maximum que le système de pompage est capable de pomper. Le débit volumique du SPEPV dépend d'une façon non-linéaire du rayonnement solaire sur la surface photovoltaïque. Les auteurs déduisent une expression analytique pour calculer la moyenne du débit volumique du SPEPV à long terme. Les résultats obtenus par cette méthode ont été validés avec un volume d'eau maximal pompé par le SPEPV. Ces SPEPV étaient situés dans quatre villes brésiliennes différentes avec des régions climatiques bien définies et distinctes. Ils ont conclu que les résultats obtenus par les deux méthodes étaient en bon accord et ce, avec un écart maximum de seulement 1,7%.

La performance d'un SPEPV dépend non seulement du rayonnement solaire et de la température ambiante, mais aussi du niveau de l'eau dans un puits de forage. Si le niveau d'eau se maintient, alors la hauteur est maintenue constante uniquement lorsque les pertes par frottement sont négligeables. Afin de maintenir ces pertes minimales, des tuyaux de grand diamètre sont utilisés.

Abdeen [Omer 2001] a étudié la faisabilité technique et économique du SPEPV au Soudan pour répondre aux besoins en eau potable ainsi que du bétail et de l'irrigation. Il a trouvé que les SPEPV sont la solution la plus réalisable pour répondre aux besoins en eau. Il a conseillé l'encouragement des fabricants locaux à réaliser les dispositifs solaires à faible coût et de faire des SPEPV plus économique et durable.

Pande et al [Pande 2003] ont conçu, développé et testé les SPEPV pour l'irrigation goutte à goutte des jardins dans la région aride de l'Inde. Ils ont effectué

des essais pratiques avec un générateur photovoltaïques de 900 W_c, une pompe DC monobloc de 800 W et trois goutteurs de compensation basse pression. Ils ont étudié l'effet de l'éclairement sur le dimensionnement de la pompe, les besoins en eau et la variation journalière de la pression de la pompe. Ils ont montré que le SPEPV délivre l'eau avec pression entre 70 et 100 kPa avec le taux de décharge de 3,4 à 3,8 l/h à travers chaque goutteur. Cette quantité d'eau pourrait irriguer la zone d'un hectare en deux heures. En outre, la période d'entretien du SPEPV installé peut être estimée à environ six ans.

Mahjoubi et al [**Mahjoubi 2010**] ont étudié la viabilité économique du SPEPV par rapport au générateur diesel dans les déserts de Tunisie. Ils ont calculé le coût du cycle de vie (LCC) des deux systèmes de pompage d'eau. Ils ont rapporté que le LCC pour un SPEPV était de 50% inférieure par rapport à celle du groupe électrogène diesel. En outre, l'utilisation d'un SPEPV a aidé les nomades des déserts de la Tunisie à disposer de l'eau et par conséquent, à se stabiliser. Cela a apporté des changements sociaux et économiques dans leur vie.

Padmavathi et Daniel [**Padmavathi 2011**] ont étudié l'impact d'utiliser un SPEPV dans chaque maison dans la ville de Bangalore, Inde au lieu du réseau électrique. Ils ont utilisé un petit SPEPV pour le remplissage d'un réservoir et ils ont rapporté que les SPEPV étaient simples, fiables, faciles à utiliser, et sans pollution pendant leur fonctionnement. De plus, les SPEPV conduisent à des économies d'énergie dans les applications domestiques, réduisent les pertes et améliorent l'efficacité de la transmission et de la distribution de l'électricité.

Maurya et al [**Maurya 2013**] ont développé des relations entre la puissance du champ PV et la profondeur de forage, la consommation d'eau et les précipitations et la profondeur de forage et le coût de posséder des systèmes de pompage d'eau solaire photovoltaïque (SPEPV) au Nigeria. Ils ont indiqué que le modèle réduit le temps d'acquisition de données et il a été très utile pour estimer le coût d'un SPEPV dans les pays en voie de développement comme l'Inde, le Bhoutan et le Népal. Des études similaires sur la performance et l'efficacité des SPEPV pour un site particulier, les applications et les conditions climatiques sont rapportées dans la littérature de ([**Hamidat 2003**],[**Munir 2007**],[**Weli 2013**],[**Dursun 2012**]).

1.4.2 Etudes économique comparatives des différents types de pompage a un site particulier

Odeh et al [**Odeh 2006a**] ont étudié la viabilité économique d'un SPEPV et d'un système de pompage à diesel dans les conditions météorologiques de Jordanie. Cinq SPEPV de différentes tailles dans la gamme de 2.8-15 kWc ont été étudiées. L'étude comparative de la viabilité économique a été réalisée pour l'énergie hydraulique équivalente, le taux d'intérêt, la durée de vie des composants de système, le niveau d'insolation et le prix du fioul. Les conclusions suivantes ont été tirées :

- 1 – Le SPEPV était plus économique pour l'énergie hydraulique équivalente, mais les systèmes de pompage à diesel étaient plus économiques pour les grandes applications.
- 2 – Pour une hauteur particulière, le SPEPV a un coût de pompage inférieur.
- 3 – La demande en eau et le mode d'alimentation inégale réduit la viabilité économique du SPEPV.

Hammad [**Hammad 1995**] a étudié les aspects économiques de pompage de l'eau en Jordanie par différentes procédés. Les méthodes étudiées sont : le système de diesel, le système d'énergie photovoltaïque, le système de pompage éolien mécanique et le système de pompage éolien électrique. Les résultats des sites étudiés ont démontré une réduction des coûts pour les systèmes de pompage photovoltaïque et les systèmes de pompage éolien mécaniques que le générateur diesel, alors que les coûts plus élevés ont été observés pour le système de pompage éolien électrique. Les résultats de cette étude ont également montré que pour des faibles capacités, il est plus économique d'utiliser un SPEPV que d'autres méthodes.

Parajuli et al [**Parajuli 2014**] ont étudié la praticabilité technico-économique d'un SPEPV dans l'un des villages isolés du Népal. Ils ont comparé trois solutions d'énergie de recharge : biodiesel ; pétro-diesel et biodiesel à base de *Jatropha* (plantes dicotylédones de la famille des Euphorbiaceae) et un SPV. La recherche porte sur les paramètres économiques (représentée dans la **Figure 1.5**), notamment le NPV (Net Present Value ou Valeur Actuelle Nette), EAC (Equivalent Annualised Cost ou Coût Annualisé Equivalent) et le LWC (Levelised Water Cost ou Coût de l'eau Moyen Actualisé). Ils ont signalé que sans aucun apport supplémentaire, le prix du litre d'eau de pompage par LWC, en utilisant 100% de diesel et 50% de biodiesel, était supérieur de 27% et 23% respectivement. Ils ont

rapporté que ce coût est plus haut que celui du SPEPV. En outre, les SPEPV était l'alternative d'énergie la plus attrayante et la plus économique dans les conditions météorologiques du village.

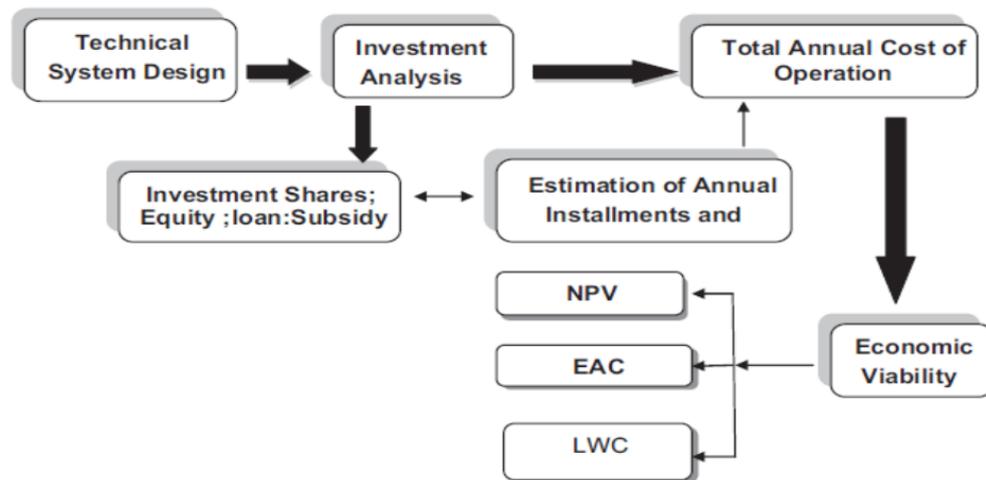
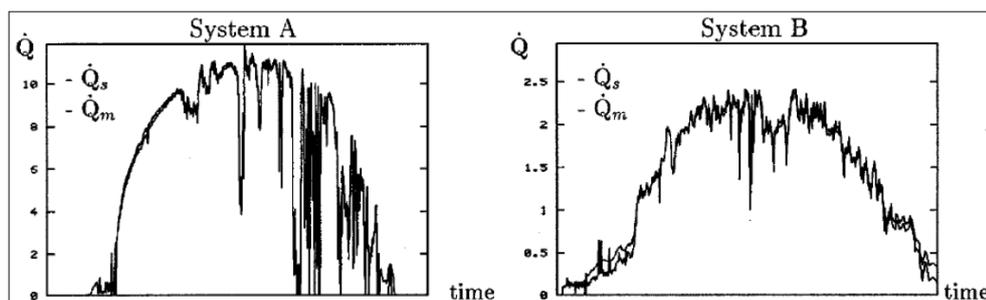
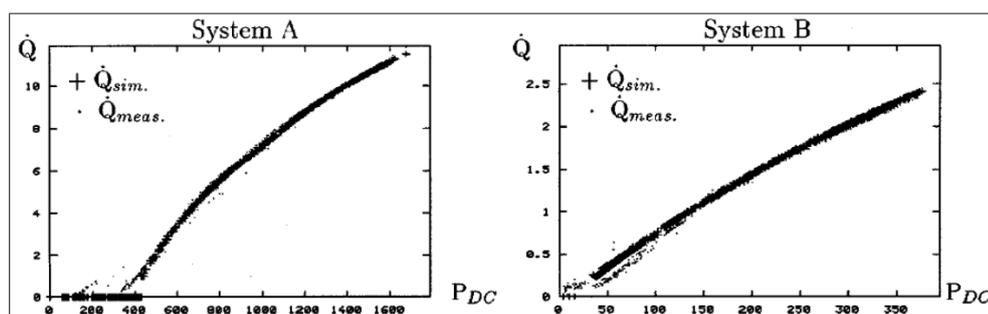


FIGURE 1.6 – Approche suivie dans l'analyse technico-économique de la pompe solaire photovoltaïque [Parajuli 2014].

1.4.3 Études d'évaluation des performances de la pompe solaire avec différents types de moteurs

Les SPEPV sont entraînés par différents types de moteurs électriques. La recherche s'est axée sur l'étude des différentes combinaisons moteur-pompe électrique afin d'avoir la meilleure performance. On propose dans ce qui suit quelques études et résultats de cette recherche.

Hans et al [Bloos 1996] ont testé sur terrain l'efficacité et les paramètres de performance de deux types de sous-systèmes de pompage PV différents (A et B) à Oldenburg en Allemagne. Le système A est composée d'un moteur asynchrone (1100W) entraînant une pompe centrifuge à trois étages à 15 m de hauteur. Le système B est composé d'un moteur BLDC (600W) entraînant une pompe à vis excentrique immergé de 30 m de hauteur. Les données expérimentales ont été évaluées avec le modèle de simulation par INSEL (Integrated Simulation and Environment Language). Ils ont déduit que, compte tenu de la consommation d'énergie et les pertes au niveau des composants individuels, le système B était plus performant et plus efficace que le système A. La performance du système A et du système B en termes de débit pendant un jour spécifique est représentée dans la **Figure 1.7**. Q_{meas} et Q_{sim} représentent le débit mesuré et déduit par simulation pendant ce jour spécifique. La **Figure 1.8** illustre le débit mesuré et déduit par simulation en fonction de la puissance DC (PDC) pour les deux systèmes.

FIGURE 1.7 – Débit volumique Q [m^3/h] pendant une journée [Bloos 1996].FIGURE 1.8 – Débit volumique Q [m^3/h] par rapport à la puissance DC (PDC) [Bloos 1996].

Swamy et al [Swamy 1996] ont effectué une étude théorique et expérimentale de la commande du moteur PMBLDC couplée à un SPEPV. Ils ont développé des algorithmes pour analyser l'exécution dynamique du système dans les conditions de variation de l'insolation solaire. Ils ont rapporté que le moteur PMBLDC a réduit le prix global du SPEPV même au niveau d'ensoleillement faible.

Zaki et Eskander [Zaki 1996] ont utilisé un modèle mathématique pour analyser les performances d'un SPEPV en utilisant deux systèmes d'entraînement différents pour obtenir la puissance maximale du générateur photovoltaïque. Un moteur DC à excitation séparée et un moteur asynchrone ont été utilisés pour entraîner la pompe centrifuge du SPEPV. Ils ont signalé que la puissance extraite par ce type de moteur à courant continu était supérieure par rapport à celle extraite par le moteur à induction à tous les niveaux d'ensoleillement. Dans le cas du moteur à courant continu, directement relié à un générateur PV, le contrôle de l'excitation du moteur agit directement sur la puissance.

Le moteur à induction a délivrée la puissance maximale en contrôlant la fréquence de la source de tension de l'onduleur connecté au générateur PV.

Hamidat [Hamidat 1999] a utilisé la modélisation mathématique et l'expéri-

mentation pour estimer la performance électrique et hydraulique d'une pompe centrifuge de surface dans les conditions météorologiques d'El-Goléa (Algérie). Le moteur asynchrone (1,1kW) est directement couplé à cette pompe. Trois panneaux de 1050 W_c , 1400 W_c et 1750 W_c avec des configurations différentes ($7s \times 3p$, $7s \times 4p$ et $7s \times 5p$) ont été testées pour plusieurs hauteurs dynamiques totales (TDH). Il a rapporté, que pour la valeur de TDH de 13,5 m, les panneaux PV ($7s \times 3p$) ont donné une meilleure efficacité que ceux avec les combinaisons ($7s \times 4p$) et ($7s \times 5p$). Pour une valeur de TDH de 14,5 m, le panneau PV ($7s \times 5p$) a donné une meilleure efficacité.

La pompe de surface était appropriée pour l'approvisionnement en eau potable et l'irrigation des petites récoltes dans les régions isolées du Sahara. La **Figure 1.9** illustre que les valeurs mesurées et simulées de l'efficacité de pompage étaient presque identiques. Les **Figure 1.10** illustrent les efficacités mensuelles moyennes de système et de sous-système (onduleur et motopompe) obtenues entre 13,5 m et 14,5 m du TDH.

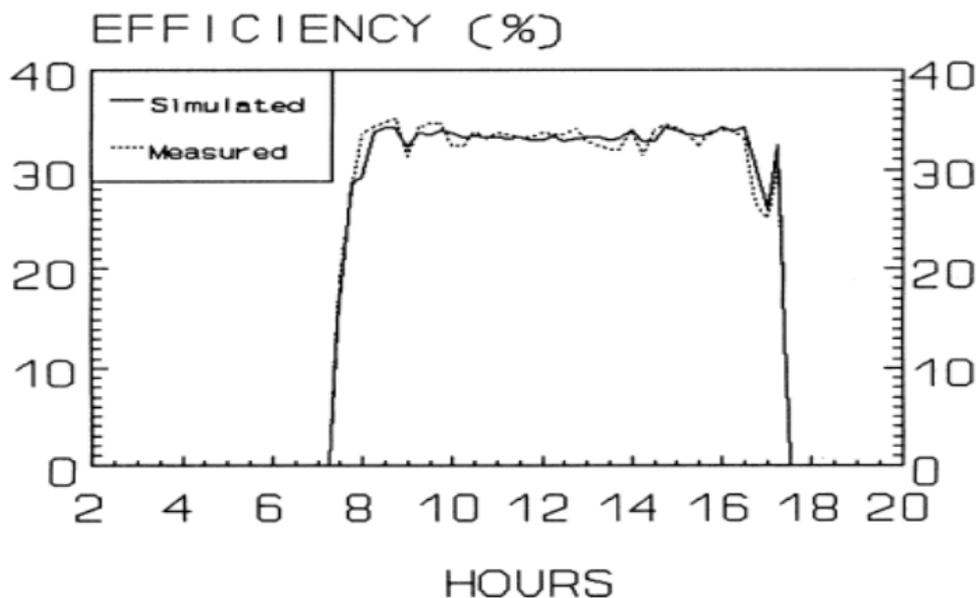


FIGURE 1.9 – Efficacité de pompage simulé et mesuré du sous-système [Hamidat 1999].

Kolhe et al [Kolhe 2004] ont étudié la performance du moteur DC à aimant permanent (PMDC) couplé à une pompe centrifuge pour différentes intensités solaires des cellules et à la température ambiante. Ils ont déduit que le courant de court-circuit a été linéaire et la tension en circuit ouvert est une fonction logarithmique de l'intensité solaire. Le courant de court-circuit augmente légèrement avec l'augmentation de la température de la cellule. La tension en circuit ouvert du

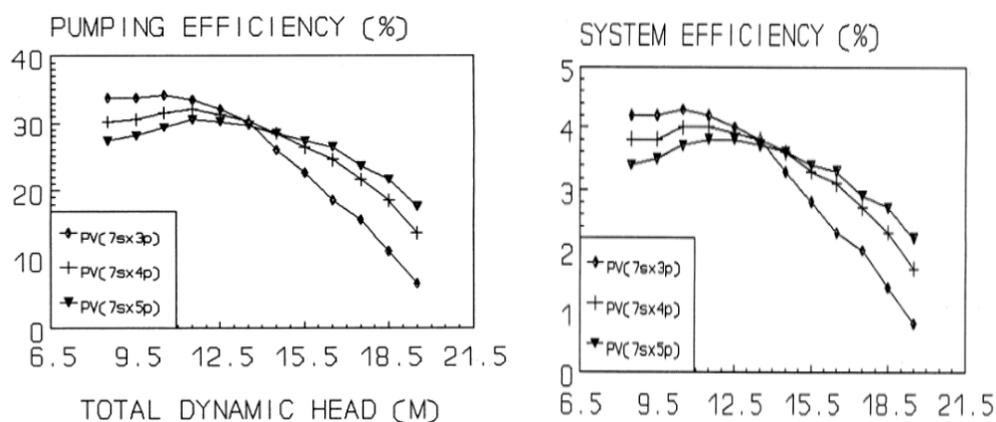


FIGURE 1.10 – Rendement mensuel moyen du système et sous-système par rapport à la hauteur [Hamidat 1999].

générateur photovoltaïque diminue avec l'augmentation de la température. L'effet global de ces variations réduit l'efficacité du champ PV. Par ailleurs, l'orientation manuelle des panneaux photovoltaïques fait augmenter le débit de la pompe de 20% par rapport aux panneaux inclinés fixes.

Daoud et Mahmoud [Daud 2005] ont conçu, simulé et testé expérimentalement les performances d'un SPEPV utilisant un moteur à induction dans le désert de Jordanie pendant une année. Le système a été conçu pour pomper $50 \text{ m}^3/\text{jour}$ d'eau à une profondeur de 37 m. La simulation et les résultats des tests sur le terrain sont concordants. Les auteurs ont suggéré de faire fonctionner la pompe au débit et à la hauteur correspondant à l'efficacité maximale donnée par le fabricant. L'efficacité globale d'un SPEPV a augmenté de plus de 3% en utilisant le moteur à induction. Cela se traduit par de meilleures performances.

Chenni et al [Chenni 2006] ont analysé les performances dynamiques d'un moteur synchrone à aimant permanent (MSAP) et un moteur asynchrone (MAS) utilisé dans un SPEPV pour entraîner une pompe centrifuge connecté à un champ PV à travers un onduleur. Le modèle mathématique du champ PV, du convertisseur/contrôleur et du moteur a été développé pour analyser les performances sous différentes insolation et hauteurs de pompage. Le modèle a également été utilisé pour analyser les performances d'entraînement pendant le démarrage et pour des fluctuations de tension provoquées par le changement brusque de l'éclairement solaire. Il a été signalé que le MAS et le régulateur de vitesse donnent une bonne performance en régime permanent et transitoire.

1.4.4 Aperçus des performances de la pompe solaire avec différentes évaluations de panneau PV

Groumpos et Papageorgiou [**Groumpos 1987**] ont abordé le problème de dimensionnement optimal et d'optimisation du coût de systèmes PV autonomes. Ils ont introduit le terme M dit « paramètre d'équilibre » et ont proposé un modèle mathématique concernant ce paramètre, la taille du panneau PV et la batterie. Un algorithme d'optimisation fourni une valeur optimale du paramètre d'équilibrage M_{opt} pour réduire la LCC (Life-Cycle Cost ou Coût du Cycle de Vie) des systèmes PV autonome avec le niveau de fiabilité souhaité. La probabilité de perte de charge « Loss of Load Probability (LLP) » a été utilisée comme critère de fiabilité. Ils ont conclu que la sélection de la taille du panneau en utilisant cet algorithme a donné lieu à 22 % d'économie.

Cuadros et al [**Cuadros 2004**] ont proposé une procédure pour estimer la taille optimale des panneaux solaires avant l'installation finale. Ces panneaux ont été utilisés pour alimenter un SPEPV pour l'irrigation goutte à goutte d'un verger d'olivier situé à Badajoz, Espagne. Ils ont indiqué que la procédure pourrait estimer la taille du panneau pour l'irrigation de toute récolte dans n'importe quel pays, à condition que les caractéristiques de sol et les paramètres spécifiques des récoltes étaient bien connues.

Odeh et al [**Odeh 2006b**] ont développé un modèle de simulation TRN-SYS (Transient System Simulation Tool) pour étudier les performances d'un SPEPV sous différentes conditions climatiques en Jordanie. Le modèle détermine l'efficacité instantanée et moyenne du champ PV, du sous-système (onduleur/moteur/pompe) et du système complet pour une période déterminée. La **Figure 1.11** montre les résultats obtenus par le modèle de simulation, les tests de laboratoire et par l'essai expérimental sur site. Ils ont déduit que les résultats de débit obtenus étaient en excellent accord avec ceux de l'essai en laboratoire et avec un écart de 2,6 % pour les résultats pratiques. L'écart était dû à 5,7% de variation entre les valeurs de puissance PV simulées et mesurées. La **Figure 1.12** montre que l'augmentation de la taille du panneau PV donne lieu à une diminution de son efficacité annuelle.

Abdolzadeh et Ameri [**Abdolzadeh 2009**] ont étudié expérimentalement l'effet de la pulvérisation d'eau sur le panneau solaire PV dans un SPEPV. L'évaluation des performances a été faite pour une hauteur de pompage de 10 m et de 16 m. Le montage expérimental (**Figure 1.13**) est composée de deux panneaux pho-

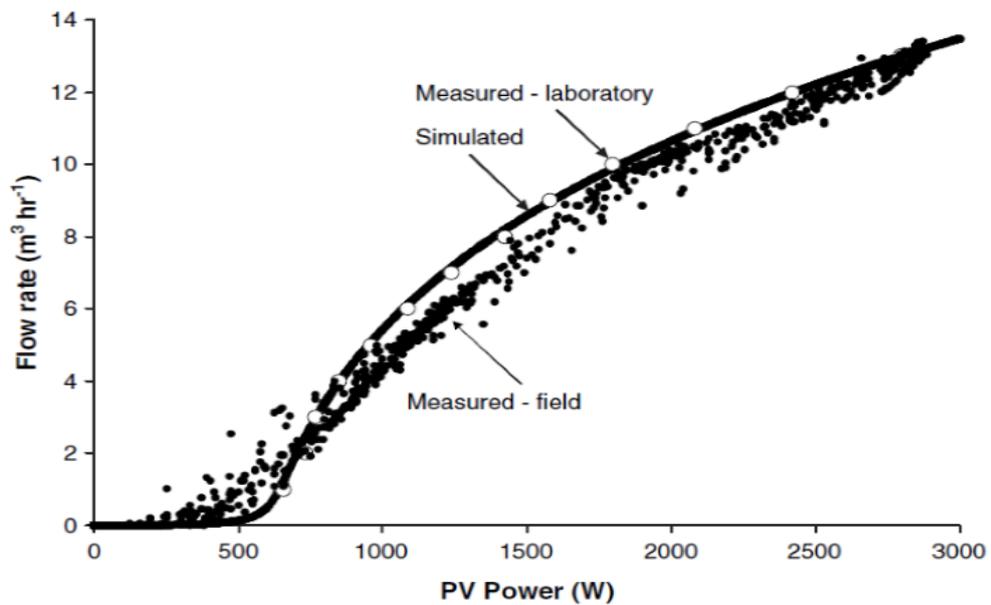


FIGURE 1.11 – Débit d'eau simulé, mesuré sur site et en laboratoire en fonction de la puissance du générateur PV [Odeh 2006b].

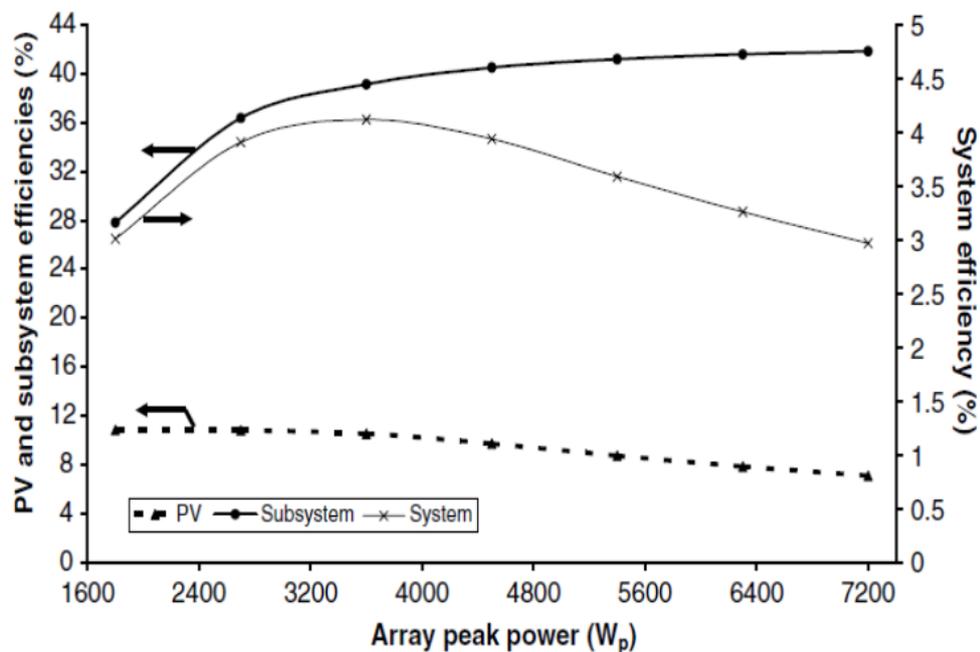


FIGURE 1.12 – Variation du rendement moyen annuel du générateur PV, du sous-système et du système en fonction de la puissance du générateur PV [Odeh 2006b].

photovoltaïques (de 45 W chacun) avec 13,5% d'efficacité de conversion, de pompe de surface à déplacement positif couplé à un moteur PMDC et d'autres instruments de mesure. Ils ont conclu que le rendement de la conversion photovoltaïque et la puissance électrique de la cellule solaire diminue avec l'augmentation de sa température comme représentée dans la **Figure 1.14**. En outre, à températures élevées, les performances se sont dégradées. La pulvérisation d'eau sur les cellules a augmenté l'efficacité moyenne du panneau PV, l'efficacité du sous-système et l'efficacité totale de 3,26 %, 1,40 % et 1,35 % respectivement à la hauteur de 16 m. Ils ont conclu que la pulvérisation de 50 l/h d'eau entraîne un gain de 165 l/h pour une hauteur de pompage de 16 m comme illustré dans la **Figure 1.15**. En outre, le courant de court-circuit (I_{sc}) augmente légèrement et la tension en circuit ouvert diminue avec l'augmentation de la température des cellules PV.

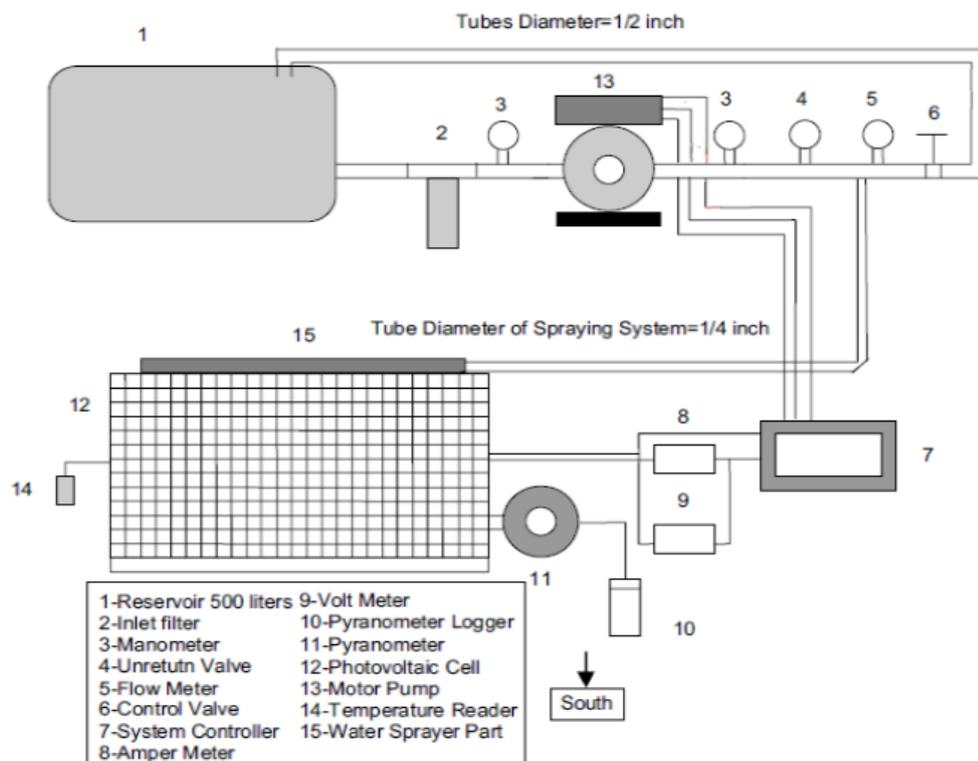


FIGURE 1.13 – Disposition schématique de banc d'essai du système de pompage avec pulvérisation d'eau [Abdolzadeh 2009].

Kordzadeh [Kordzadeh 2010] a étudié l'effet du refroidissement des panneaux solaires photovoltaïques par une couche mince d'eau. A cet effet, un système de pompage photovoltaïque est installé dans la ville Kerman (Latitude : 30°, 17' et Longitude : 57°, 50') et les différentes méthodes examinées pour réduire la température des cellules photovoltaïques. Il a conclu que, pour le même panneau solaire, le volume quotidien de l'eau pompé et la hauteur de pompage ont augmenté en rai-

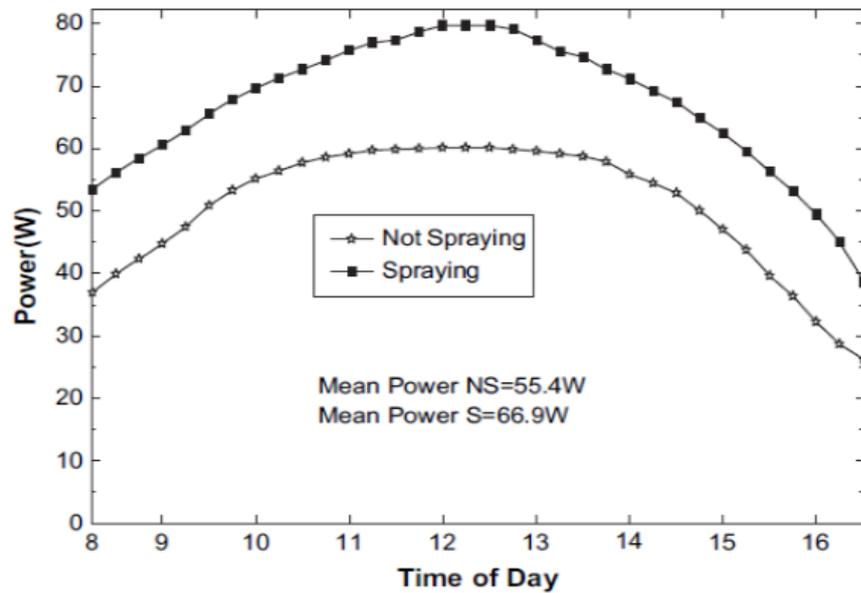


FIGURE 1.14 – Comparaison de la puissance des cellules avec et sans pulvérisation d'eau à h=16 m [Abdolzadeh 2009].

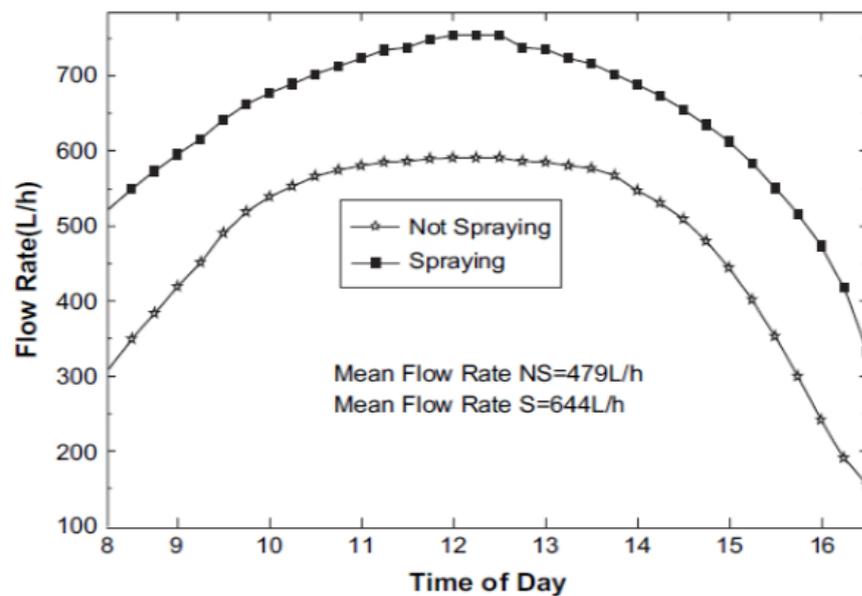


FIGURE 1.15 – Comparaison du débit de la pompe avec et sans pulvérisation d'eau à h=16 m [Abdolzadeh 2009].

son du refroidissement par la couche mince d'eau.

1.4.5 Optimisation du système de pompage de l'eau photovoltaïque

L'efficacité du panneau solaire photovoltaïque est généralement très faible (10-20 %), ce qui amène à une utilisation de la puissance PV efficace. Ceci peut être réalisé en sélectionnant chaque élément du SPEPV avec des paramètres de fonctionnement optimaux. On cite quelques résultats de recherche dans ce qui suit.

Koner [**Koner 1995**] a étudié les performances des pompes centrifuges disponibles dans le marché, relié à des moteurs DC séries, utilisant l'énergie photovoltaïque. Il a testé trois techniques d'optimisation, à savoir : la valeur optimale du constant de moteur, la reconfiguration de modules photovoltaïques et la modification de la hauteur de l'eau. Il a déduit qu'aucune des techniques d'optimisation n'était viable pour les groupes de pompes existantes.

Arab et al [**Arab 2004**] ont utilisé une méthode pour estimer la probabilité de perte de charge (LLP) des SPEPV pour différents sites en Algérie. La LLP a été défini comme étant le rapport entre le temps de déficit en eau et la durée totale des besoins en alimentation. Cette technique a donné un outil graphique général et pratique pour le dimensionnement du SPEPV. Ils ont indiqué que compte tenu de la disponibilité des radiations solaires élevées, la taille du générateur PV au sud est plus réduite qu'au nord. En outre, ils ont suggéré que la méthode LLP pourrait être utilisée efficacement dans une zone géographique pour le dimensionnement du panneau solaire PV.

Benlarbi et al [**Benlarbi 2004**] ont présenté une technique d'optimisation pour une efficacité globale des SPEPV en utilisant la logique floue. Le SPEPV étudié est composé d'une pompe centrifuge entraîné par un moteur DC à excitation séparée, un PMSM et un MAS. Le paramètre d'optimisation était la vitesse d'entraînement du moteur. Le procédé d'optimisation floue a augmenté l'efficacité globale qui, à son tour, a augmenté le débit de l'eau.

Betka et Moussi [**Betka 2004**] ont proposé une technique d'optimisation pour les SPEPV se composant d'une pompe centrifuge entraînée par moteur à induction. La méthode a entraîné une performance optimale du SPEPV en améliorant l'efficacité de moteur en réduisant au minimum le critère non linéaire. Ceci également a amélioré la puissance mécanique et l'efficacité de la pompe

et, par conséquent, le débit. Les résultats de simulation de la méthode d'optimisation étaient en bon accord avec les résultats produits par Yao et al [Yao 1994].

Ghoneim [Ghoneim 2006] a développé un programme de simulation qui permet de prévoir la performance et l'optimisation à long terme du SPEPV à couplage direct dans les conditions climatiques du Koweït. La modélisation du générateur PV avec le traqueur de point de puissance maximale (MPPT), du moteur DC et de la pompe centrifuge immergée a été réalisée. Ce modèle a utilisé, comme paramètres d'entrée, les données du fabricant concernant le module PV, la pompe et le moteur. L'étude a été optimisée en changeant la taille et l'orientation du générateur PV et les caractéristiques de système hydraulique moteur-pompe. Les résultats de simulation ont été validés avec la fiche technique de mesure de la pompe solaire SQFlex, fournie par la Compagnie Grundfos. Les deux résultats (**Figure 1.16**) étaient en bon accord avec une différence de RMS de seulement 2,5%. Glasnovic et Margeta [Glasnovic 2007] ont développé un

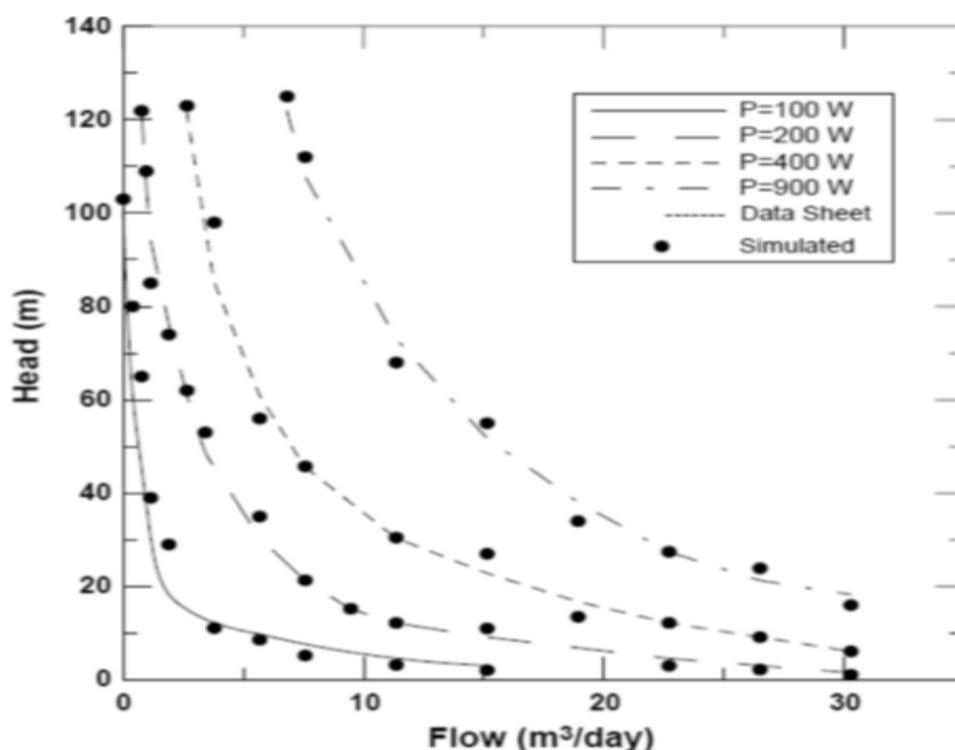


FIGURE 1.16 – Caractéristiques de la pompe d'eau solaire obtenues en utilisant le modèle actuel du groupe moteur-pompe et les données du fabricant [Ghoneim 2006].

modèle d'optimisation pour le dimensionnement d'un SPEPV pour l'irrigation de deux endroits différents en Croatie. Ce modèle a tenu compte de tous les éléments appropriés du SPEPV, le climat local, les forages, le sol, les récoltes et la méthode

d'irrigation et leurs caractéristiques. Ils ont déduit que la puissance nominale optimale obtenue du générateur photovoltaïque est relativement plus faible que lorsque la méthode habituelle de dimensionnement est utilisée.

Benghanem et Arab [**Benghanem 2007**] ont étudié la performance de SPEPV situés dans quatre endroits différents en Algérie (Alger, Bechar, Oran et Tamarrasset). Pendant le suivi des performances, le profil de charge était imposé constant avec un volume quotidien total d'eau de $6 m^3$. Les auteurs ont présenté un procédé pour concevoir un système d'acquisition de données pour l'Algérie, facilement accessible à partir d'un serveur central. Ils ont utilisé les données avec la méthode LLP [**Hamidat 2008**] pour estimer la taille optimale du SPEPV.

Hamidat et Benyoucef ([**Hamidat 2008**], [**Hamidat 2009**]) ont proposé deux modèles mathématiques du SPEPV pour prévoir la performance d'une pompe centrifuge et d'une pompe volumétrique en Algérie. Ces deux modèles relient directement l'énergie électrique de fonctionnement avec le débit de la pompe. Ils ont signalé que les résultats de simulation des performances basées sur les modèles proposés étaient en bon accord avec les résultats expérimentaux. En outre, le pompage moyen et l'efficacité totale de la pompe volumétrique étaient meilleurs que ceux de la pompe centrifuge, comme montré la **Figure 1.17**. En outre, pour la pompe volumétrique les pertes moyennes de l'énergie étaient très faibles et elle a pompé plus de volume d'eau à des hautes hauteurs, comme indiqué la **Figure 1.18**.

Bakelli et al [**Bakelli 2011**] ont développé un modèle d'optimisation de la taille d'un SPEPV utilisant le logiciel Matlab dans les conditions météorologiques de Ghardaïa (Algérie). Ce modèle est basé sur différentes configurations (nombre de modules PV et nombre de jours de stockage) et utilise deux critères d'optimisation, le LPSP (Loss of Power Supply Probability ou perte de la probabilité de la puissance d'alimentation) et le LCC (Life Cycle Cost ou coût du cycle de vie) pour évaluer respectivement, la fiabilité et l'économie du système.

Le LPSP est la probabilité qu'une puissance d'alimentation insuffisante résulte quand le SPEPV avec le réservoir de stockage de l'eau ne peut pas satisfaire la demande de charge. Ils ont proposé un procédé d'optimisation basé sur la charge hydraulique, la capacité de réservoir et la puissance maximale du GPV. Le modèle relie la sortie de la pompe et l'énergie électrique d'entrée à la charge hydraulique. Ils ont signalé que lorsque la fiabilité du système est plus élevée ; la configuration du système (nombre de modules PV et le nombre de jours de stockage) est plus élevée aussi pour la même capacité du réservoir d'eau. En outre, pour un nombre

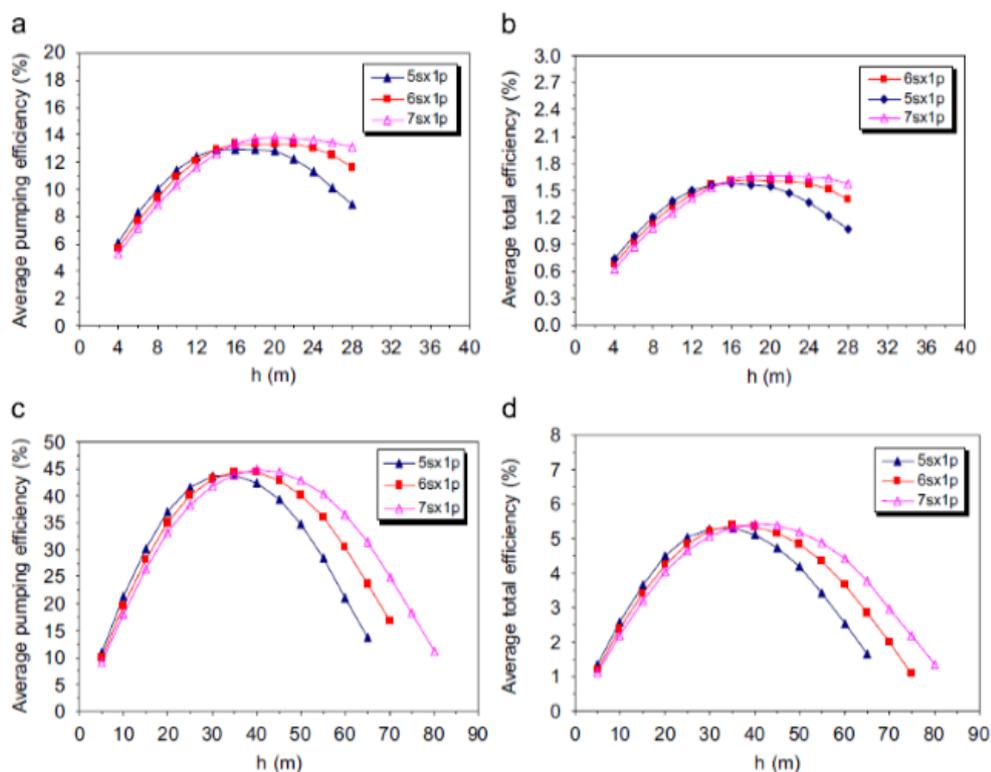


FIGURE 1.17 – Efficacité de pompage moyenne quotidienne et efficacité totale des charges hydrauliques pour : (a) et (b) pompe centrifuge, et (c) et (d) pompe de déplacement positif ; (Tamanrasset) [Hamidat 2008].

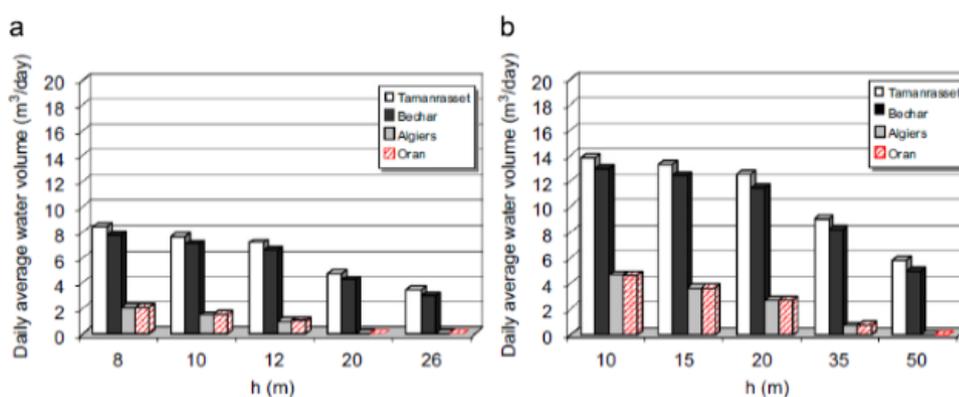


FIGURE 1.18 – Volume d'eau quotidienne moyenne pour les sites sélectionnés en fonction de la hauteur totale pour une configuration de champ PV $6S \times 1P$ de (300 Wc) : (a) pompe centrifuge et (b) pompe volumétrique [Hamidat 2008].

modéré de modules PV et de réservoirs de stockage d'eau, la valeur de la LCC était basse.

Des recherches similaires sur l'optimisation globale du système de pompage de l'eau photovoltaïque pour un endroit particulier, des conditions de pompage d'eau et de conditions climatiques, ont été abordées par d'autres recherches ([Corrêa 2012], [Betka 2010]).

1.4.6 nouvelles notions et idées de conception pour l'augmentation de l'efficacité et la réduction du coût et de la complexité d'un SPEPV

Il a été admis que les petits SPEPV sont parfait pour l'approvisionnement en eau (utilisation domestique, irrigation et toute autre utilisation pour le bétail). Cependant, les frais d'installation restent trop élevés dans les pays en voie de développement. Indépendamment du coût, d'autres exigences des pompes solaires sont la durabilité, la fiabilité, l'efficacité et la facilité d'entretien au niveau local. Cette section traite du travail des chercheurs sur de nouvelles idées de conception des SPEPV.

Whitfield et al [Whitfield 1995] ont étudié la performance d'un SPEPV de 300-500 W_p , qui pourrait pomper 40 $m^3/jour$ d'eau à une profondeur de 10 m. Le composant le plus coûteux d'un SPEPV est le panneau solaire photovoltaïque. Les auteurs ont testé le SPEPV de différentes façons afin de réduire le coût du panneau PV. Ils ont augmenté la puissance de sortie de la cellule solaire en concentrant les rayons du soleil sur un panneau avec un système optique. Ils ont rapporté que l'utilisation de concentrateurs optiques de forme cylindrique et à miroirs de Fresnel, le coût de l'électricité produite peut être réduit de moitié. De plus, en choisissant convenablement les composants tels que les pompes à cavité progressive et le moteur à courant continu sans balais, l'efficacité moyenne quotidienne du système moteur/pompe/contrôleur serait améliorée de 40 à 60%.

Short et Burton [Short 2003] ont discuté d'un nouveau type de pompe à eau solaire basé sur le principe de « Flux Induit » [Burton 1972]. Cette pompe pourrait fonctionner avec les mêmes caractéristiques de la pompe centrifuge pour une faible profondeur et un rayonnement solaire élevé. La même pompe à forte profondeur et un rayonnement solaire réduit pourrait fonctionner avec les caractéristiques de la pompe à déplacement positif ; ce qui donnerait une pompe hybride.

Andrada et Castro [Andrada. G. 2007] ont proposé une conception de SPEPV pour satisfaire les critères de « technologie appropriée » pour la population rurale des pays en voie de développement. Ce système est représenté sur la **Figure 1.19**. Il se composait d'une pompe à piston, un réservoir, un moteur à réluctance variable pas à pas à deux phases, un actionneur linéaire, une poulie et un contrepoids. Le nouveau composant dans la conception du système de pompage était l'actionneur linéaire (**Figure 1.20**). Cet actionneur linéaire est composé d'une unité électronique simple qui régule de manière optimale la puissance électrique générée par un générateur photovoltaïque et qui contrôle l'ensemble pompe-actionneur. Les auteurs ont conclu que les SPEPV proposés pourraient répondre à la demande en eau des communautés rurales dans les pays en voie de développement. En outre, il était fiable, facile à entretenir et la plupart des pièces peuvent être fabriquées localement.

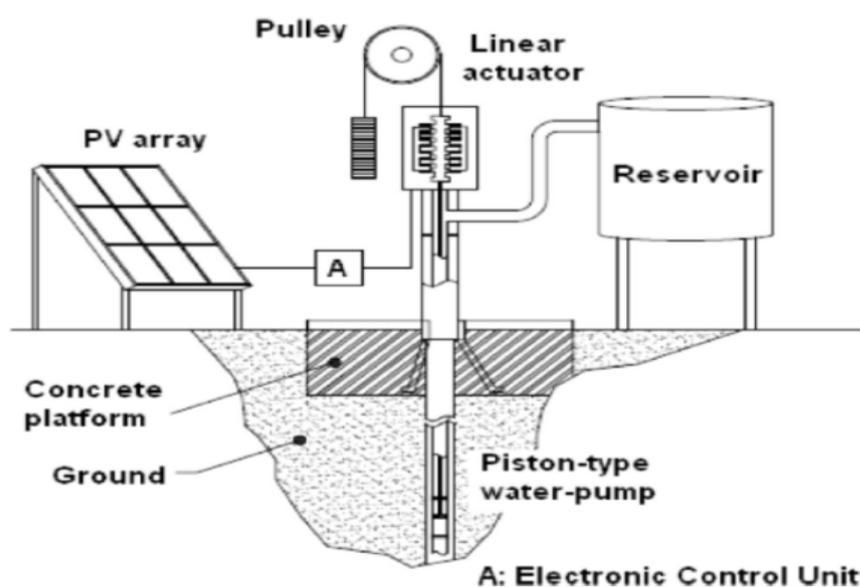


FIGURE 1.19 – Système de pompage d'eau PV avec actionneur linéaire [Andrada. G. 2007].

Fiaschi et al [Fiaschi 2005] ont étudié la possibilité d'améliorer les performances de la pompe à eau solaire pour des puits profonds et dans les conditions météorologiques de l'Italie. Ils ont proposé un nouveau concept de pompe centrifuge avec une vitesse de rotation variable (DSP) « Divided Shaft Pump ou pompe d'arbre divisé » représenté dans la **Figure 1.21**. La DSP se compose de deux parties dans lesquelles un certain nombre d'étapes peut être activé ou non selon l'intensité solaire. Un embrayage mécanique automatique a été utilisé pour engager et désengager les pièces. Les performances de la DSP et de la

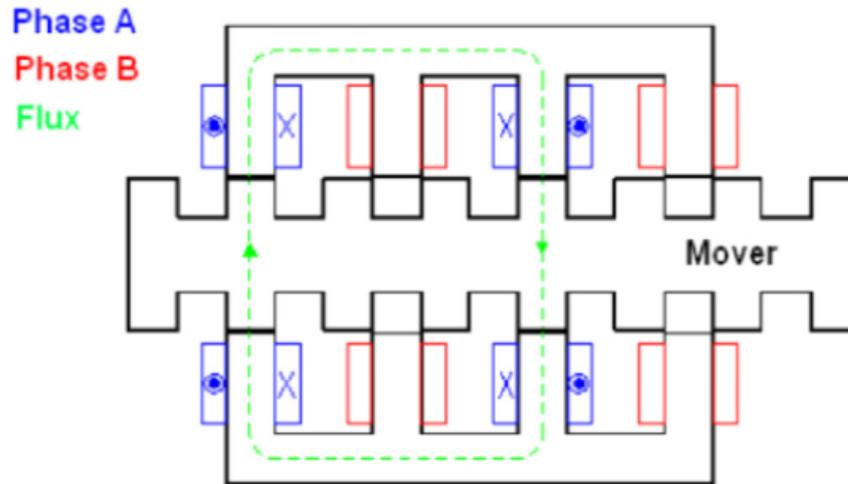


FIGURE 1.20 – Section longitudinale de l'actionneur linéaire [Andrada. G. 2007].

pompe centrifuge standard avec 46 étapes et $3000 W_c$ ont été comparées pour une profondeur de 100 m. La performance optimale de la DSP est obtenue à faible vitesse tôt le matin et en fin d'après-midi en utilisant toutes les étapes et à grande vitesse et un nombre moindre d'étapes au milieu des heures de la journée. Ils ont conclu que la DSP a apporté des améliorations du rendement annuel de 9 à 10 %.

Tabaei et Ameri [Tabaei 2012] ont étudié l'effet de l'utilisation de réflecteurs sur la performance d'un SPEPV dans les conditions météorologiques de Kerman, Iran. La performance a été évaluée pour l'acier inoxydable 304 et des réflecteurs en papier d'aluminium. Ces réflecteurs ont augmenté l'intensité du rayonnement solaire sur les panneaux solaires lesquels, à leur tour, ont augmenté la puissance PV. Le dispositif expérimental se composait de panneaux photovoltaïques avec des réflecteurs, d'un système MPPT, d'une pompe à eau à déplacement positif de surface couplée à un moteur PMDC (Figure 1.22). Ils ont conclu que la puissance de sortie moyenne d'un panneau PV avec et sans réflecteur en papier d'aluminium était respectivement de 58,8 W et 51,6 W. La puissance de sortie des panneaux photovoltaïques avec le réflecteur en papier d'aluminium et en acier inoxydable 304, a été améliorée de 14 % et 8,4 %. De plus, une amélioration du débit moyen a été respectivement de 18 % et de 9 %.

1.4.7 Etudes d'évaluation de performance d'un SPEPV avec différents algorithmes MPPT

Katan et al [Katan 1995] ont analysé la performance d'un SPEPV avec MPPT, pompe de rotor hélicoïdale et traqueur du soleil. Des résultats de simulation par le

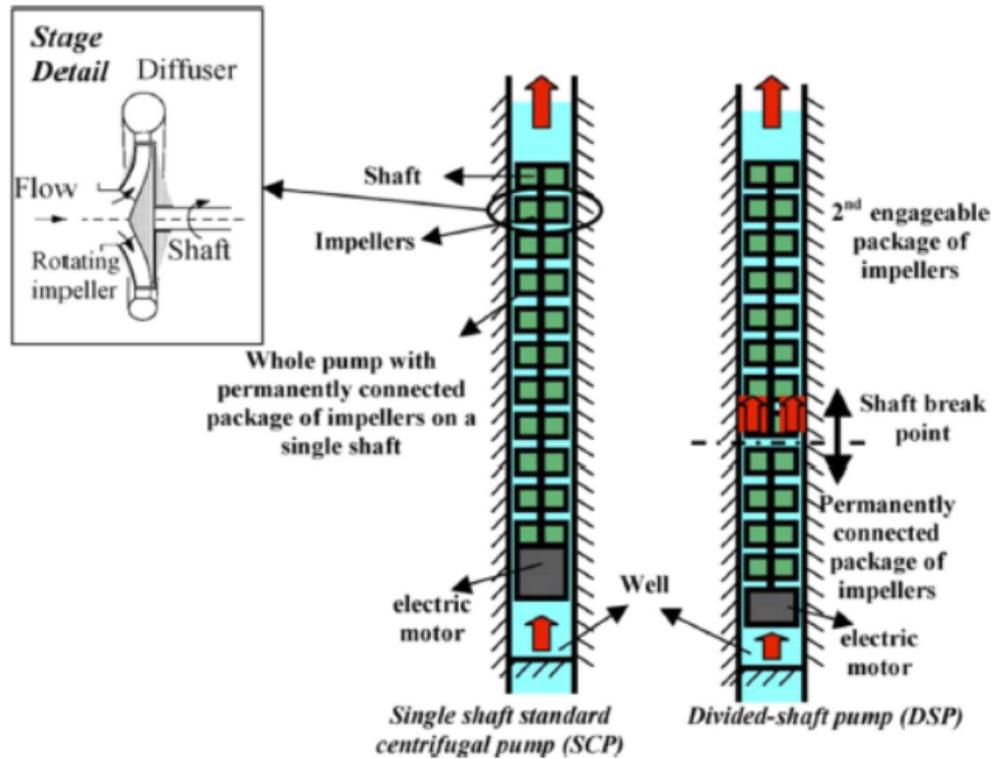


FIGURE 1.21 – Schéma de la pompe centrifuge simple-axe standard et de la pompe multi-axe (DSP) [Fiaschi 2005].



(a)



(b)

FIGURE 1.22 – Dispositif expérimental : modules photovoltaïques équipés de réflecteurs (a) réflecteur d'acier inoxydable 304 (b) réflecteur de papier d'aluminium [Tabaei 2012].

logiciel Pspice ont été vérifiés par des résultats théoriques et des essais pratiques. Ils ont signalé qu'avec un MPPT, pour une profondeur de 5 m, le débit a été augmenté de 12.77 l/min à 31.58 l/min ; ce qui est un significatif. De même, avec l'introduction d'un traqueur du soleil, l'énergie solaire reçue par un panneau PV a augmentée de 36 %.

Akihiro et al [Oi 2009] ont proposé deux algorithmes MPPT ; la commande par Incrémentation de Conductance « IncCond » et la commande Perturbe and Observe « P& O » pour traquer le point de puissance maximale générateur PV. Ils ont étudié, avec ces algorithmes, la performance d'un SPEPV à couplage directe pour l'énergie totale produite et le volume d'eau pompé par jour. La simulation a été faite en utilisant Matlab/Simulink en utilisant des données réelles d'irradiation comme entrée. Le système de pompage est composé d'un champ PV, d'une pompe diaphragme immergée à déplacement positif et d'un moteur PMDC avec une estimation de puissance de 35 W. Ils ont déduit que l'efficacité d'un SPEPV sans MPPT est très basse, ce qui est dû aux écarts entre les caractéristiques I-V de module PV et de la charge motopompe. Pour les mêmes conditions d'essai, et avec MPPT, l'efficacité du SPEPV a augmenté de 35 %. En outre, le système avec MPPT pourrait utiliser plus de 99 % de la capacité PV et pourrait pomper jusqu' à 87 % plus d'eau.

Kassem [Kassem 2012a] a appliqué un contrôleur adaptatif basée sur l'approche des réseaux de neurones artificiels afin d'optimiser le rapport cyclique pour une puissance PV maximale à tous les niveaux d'irradiation. Le système de contrôle est constitué d'un générateur photovoltaïque qui alimente un système motopompe (moteur à courant continu) par l'intermédiaire d'un convertisseur continu-continu de type buck-boost. Les résultats obtenus démontrent l'efficacité et la supériorité de l'approche proposée.

L'exploitation d'une installation photovoltaïque qui comprend un générateur photovoltaïque, un convertisseur abaisseur et une motopompe à courant continu a été examinée [Andoulssi 2013]. Le convertisseur abaisseur contrôle le point de fonctionnement des panneaux solaires afin de suivre le point de puissance maximale (PPM) en utilisant une stratégie de contrôle non linéaire basée sur la linéarisation de rétroaction. Cette technique se révèle être en mesure d'obtenir un contrôle linéaire du système PV et peut considérablement augmenter sa performance dynamique. Diverses études similaires sont rapportées dans la littérature

([Mahmoud 2013], [Saadi 2007], [Kumar 2014]).

1.5 Conclusion

Les chercheurs de tous les domaines et de diverses régions du monde ont travaillé sur la modélisation mathématique théorique et ont expérimenté des systèmes SPEPV. Dans ce chapitre, la plupart des articles édités, liés au SPEPV, ont été cités. Ces articles traitent des différents composants du SPEPV, notamment les panneaux solaires, les pompes, le mécanisme suiveur, le contrôleur de pompe. Aussi, on peut tirer quelques conclusions telles que :

- La technologie de pompage d'eau photovoltaïque est une alternative fiable et économiquement viable en particulier dans le domaine agricole.
- L'utilisation des suiveurs solaires permet une augmentation du rendement du système de pompage.
- Les méthodes artificielles de recherche du MPPT sont précises et fiables pour l'optimisation des systèmes de pompage PV mais très complexes à mettre en œuvre.

Etude de l'énergie solaire photovoltaïque

Sommaire

2.1	Introduction	36
2.2	Rayonnement solaire	37
2.2.1	Aperçu	37
2.2.2	Aspect géométrique	39
2.3	Gisement solaire en Algérie	41
2.4	Aperçu sur les cellules solaires	42
2.4.1	Semi-conducteur	42
2.4.2	Jonction PN	43
2.4.3	Photoconductivité	44
2.4.4	Conversion photovoltaïque	45
2.4.5	Technologie photovoltaïque	45
2.4.6	Modélisation des cellules photovoltaïques	49
2.5	Module photovoltaïque	55
2.5.1	Courbes (courant-tension) et (puissance-tension)	55
2.5.2	Simulation d'un module photovoltaïque	56
2.5.3	Facteurs de performance	58
2.6	Champ PV	60
2.6.1	Association parallèle	61
2.6.2	Association série	61
2.6.3	Zones de fonctionnement du générateur PV	61
2.7	Conclusion	62

2.1 Introduction

Le phénomène physique qui permet de convertir l'énergie lumineuse (flux de photons) en énergie électrique est appelé 'effet photovoltaïque', il a été découvert par Edouard Becquerel en 1839. Ce phénomène est resté très longtemps comme une curiosité de laboratoire, il a été d'abord utilisé dans le domaine spatial, avant d'être utilisé comme source d'énergie en site isolé et de connaître le développement qu'on lui connaît aujourd'hui en application connectée au réseau.

En effet le mot " photovoltaïque " apparait du mot grec " photo " qui signifie lumière et de " voltaïque " qui tire son origine du nom d'un physicien italien Alessandro Volta, alors le photovoltaïque signifie littérairement la « lumière-électricité ».

2.2 Rayonnement solaire

2.2.1 Aperçu

Le soleil est l'étoile du système solaire, sa masse est de $1,989.10^{30}$ kg, la position de la terre la plus proche du soleil (périgée) de 147.10^6 km correspond au 15 janvier et la position la plus éloignée (apogée) de 152.10^6 km le 21 juin ; on estime alors une distance moyenne terre soleil de $149,45.10^6$ km. Malgré la distance considérable qui le sépare de la terre, cette source d'énergie présente la plus importante et quasiment inépuisable source d'énergie.

L'énergie solaire provenant par la réaction thermonucléaire du couple hydrogène-hélium se traduit sur notre planète par un apport énergétique important. Pour les applications terrestres, on modélise le soleil comme étant un corps noir rayonnant ayant un diamètre de $1,39.10^6$ km et porté à la température d'environ 5800 K [Ch. Perrin De Brichambaut 1982].

La constante solaire est le rayonnement solaire provenant du soleil incident sur la surface de la terre. Elle est approximativement de 1400 W/m^2 au-dessus de la couche atmosphérique et est réduite sur terre à 1000 W/m^2 par la réflexion et l'absorption des particules présentes dans la couche atmosphérique. De ce fait, l'énergie disponible en une position donnée varie selon la latitude, l'heure et la saison suivant la rotation et l'inclinaison de la terre.

2.2.1.1 Déclinaison du soleil

La déclinaison solaire est définie comme « l'angle entre les rayons du soleil et le plan équatorial terrestre », sa valeur en degré pour un jour donné peut être calculée à partir de l'équation approximative de Cooper suivante [Ch. Perrin De Brichambaut 1982] :

$$\delta = 23.45 * \sin \left[\frac{2\pi}{365} \cdot (284 + j) \right] \quad (2.1)$$

Où j : est le numéro d'ordre du jour de l'année ($n=1$ pour le 1^{er} Janvier, $n=32$ pour le 1^{er} Février, ...etc). La déclinaison varie entre $-23,45^\circ$ le 21 décembre et $+23,45^\circ$ le 21 juin.

2.2.1.2 Modèle simplifié de l'éclairement

La formule mathématique qui décrit l'évaluation de l'éclairement incident pour une journée est donnée par l'Équation 2.2 :

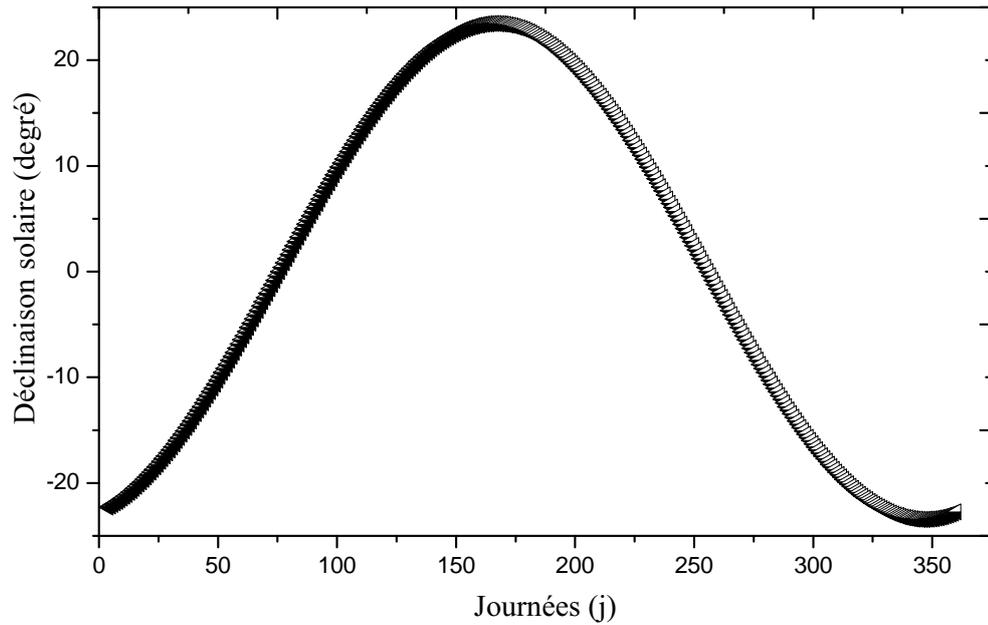


FIGURE 2.1 – Courbe de déclinaison du soleil.

$$E = E_m * \sin \left[\frac{\pi(t - t_0)}{2(12 - t_0)} \right] \quad (2.2)$$

E_m : Eclairage maximale du site (W/m^2).

t : Temps solaire en heure.

t_0 : temps de la levée du soleil (6 h).

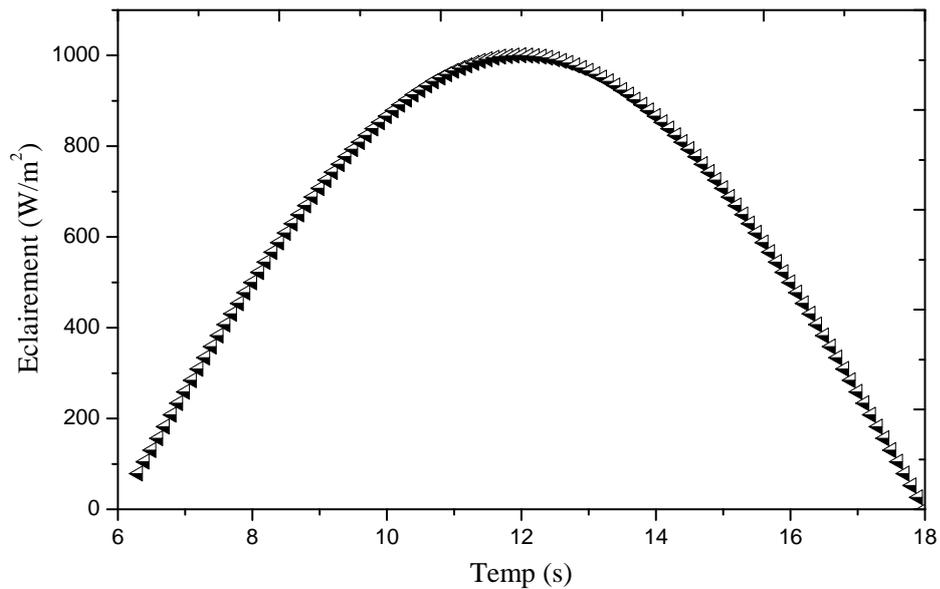


FIGURE 2.2 – Évaluation de rayonnement solaire en fonction de temps.

2.2.2 Aspect géométrique

2.2.2.1 Irradiation solaire

Le Soleil émet une large gamme de rayonnement solaire, appelé spectre électromagnétique (EM). Ce rayonnement EM comprend la lumière visible, infrarouge et la lumière ultraviolette (UV) ; comme représenté sur la **Figure 2.3**. L'énergie de ce rayonnement solaire se décompose approximativement ainsi [**Schiller 1998**] :

- 9% dans la bande des ultraviolets ($<0.4 \mu m$).
- 47% dans la bande visible ($0.4 \text{ à } 0.8 \mu m$).
- 44% dans la bande des infrarouges ($>0.8 \mu m$).

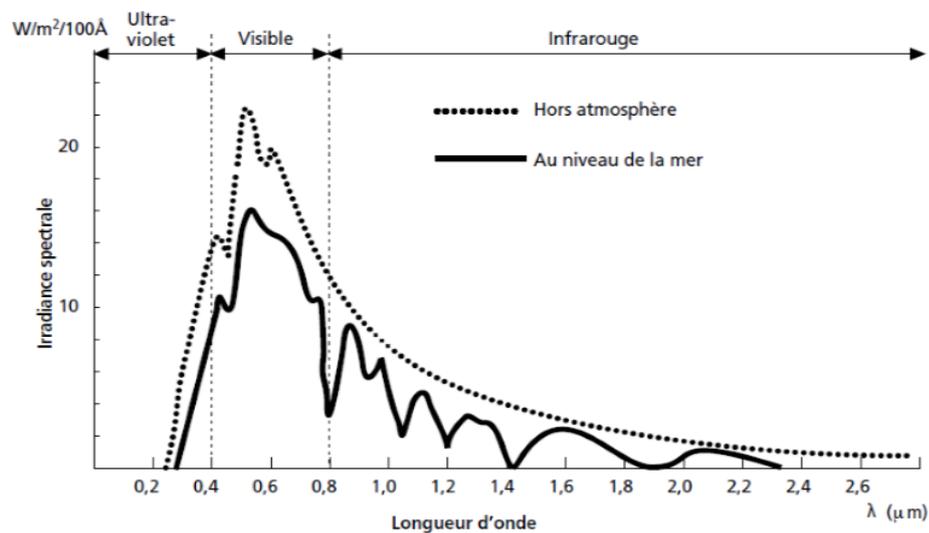


FIGURE 2.3 – Analyse spectrale du rayonnement solaire [**Schiller 1998**].

On appelle la « masse d'air » AM_x , la perte de l'énergie solaire causée par l'absorption atmosphérique, x étant défini par : $x \sim 1/\sin\vartheta$, ϑ étant l'angle entre l'incidence des rayons lumineux et l'horizontale à la Terre **Figure 2.4**.

La dénomination AM_0 correspond à une masse d'air nulle pour la lumière arrivant au-dessus de la couche atmosphérique à incidence normale, et AM_1 lorsque cette lumière arrive à la surface de la terre. Le terme $AM_{1.5}$ désigne la masse d'airs rencontrés à la lumière arrivant obliquement (30°) sur la surface de la Terre, soit une lumière plus faible du fait que l'épaisseur de la couche atmosphérique traversée est plus grande. Le standard $AM_{1.5}$ est utilisé pour caractériser une cellule solaire [**Stéphane 2009**].

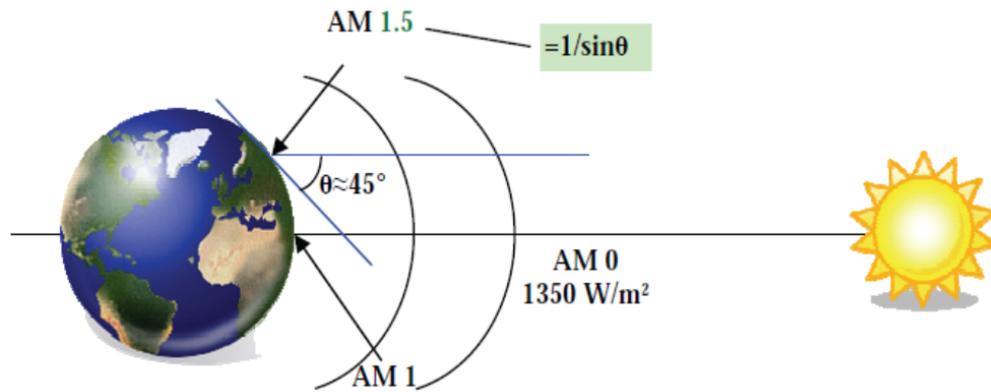


FIGURE 2.4 – Constante d'illumination [Schiller 1998].

2.2.2.2 Atténuation du rayonnement solaire par l'atmosphère

La diffusion du rayonnement qui passe à travers l'atmosphère est causée par l'interaction du rayonnement avec des molécules d'air, d'eau comme vapeur ou gouttelettes et de la poussière. L'éclairement solaire sur un plan d'une inclinaison donnée est composé de grandeurs suivantes (**Figure 2.5**) :

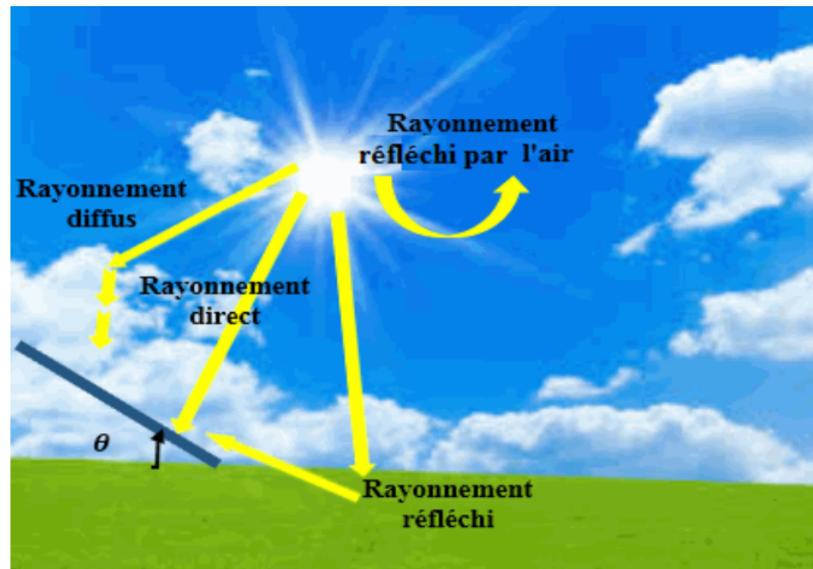


FIGURE 2.5 – Rayonnement solaire.

- **Rayonnement direct** : Il est utilisé pour décrire les déplacements du rayonnement solaire sur une ligne droite du soleil vers la surface de la terre.
- **Rayonnement diffus** : décrit la lumière provenant de tout le ciel qui a été diffusée par des molécules et des particules dans l'atmosphère et à sa réflexion par les nuages.

- **Rayonnement réfléchi** : décrit la lumière du soleil qui a été réfléchi par des choses non-atmosphérique telles que le sol. Ce rayonnement dépend de l'albédo du sol et il peut être important lorsque le sol est particulièrement réfléchissant (neige, eau, etc).
- **Rayonnement global** : le rayonnement émis par le soleil incident sur un plan donné, et c'est la somme du rayonnement direct et diffus.

2.3 Gisement solaire en Algérie

L'Algérie possède un potentiel important de l'énergie solaire. En effet, le pays reçoit plus de 3000 h d'ensoleillement par an, avec un haut niveau de rayonnement grâce à sa situation géographique adapté à l'application de ce type d'énergie. Le rayonnement solaire reçu quotidiennement sur une surface horizontale est compris entre 4 et 7 $kWh/m^2/jour$ pour autant que les surfaces inclinées à des angles optimaux sont considérées.

La **Figure 2.6** montre l'irradiation globale moyenne annuelle reçue sur plan incliné à la latitude du lieu.

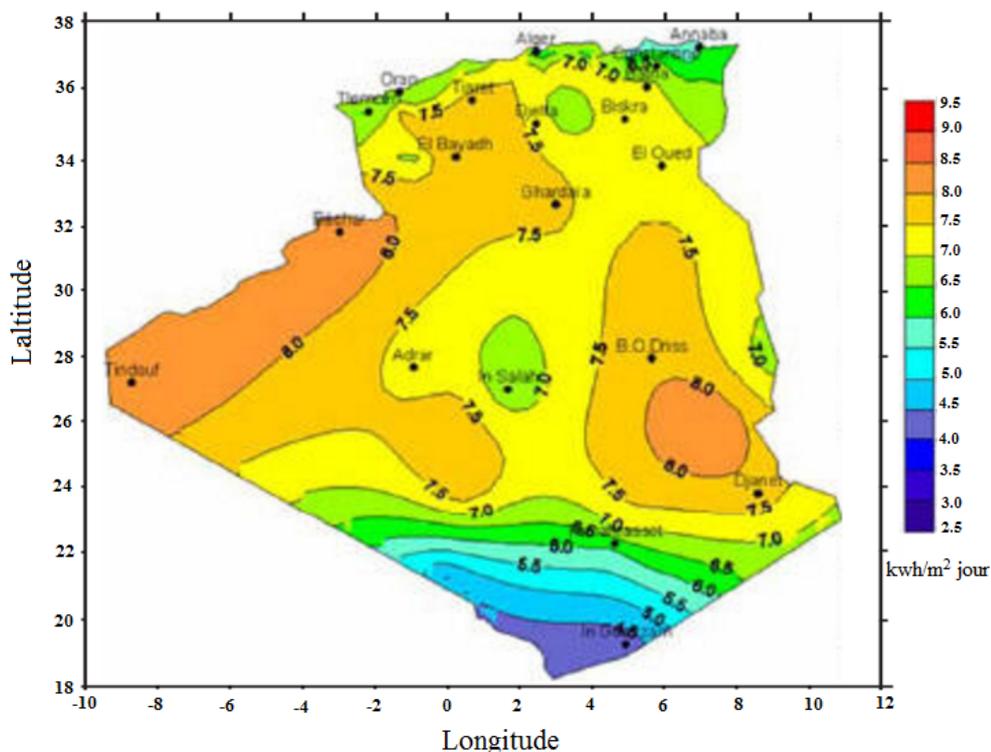


FIGURE 2.6 – Carte préliminaire des irradiations solaire de l'Algérie [ref a].

2.4 Aperçu sur les cellules solaires

Pour commencer toute recherche dans le système PV, il est important de connaître les caractéristiques des cellules, des modules et des champs solaires, la conception, l'extraction de l'énergie et l'intégration d'un générateur solaire photovoltaïque dans des applications précis.

2.4.1 Semi-conducteur

Le silicium (Si) est l'un des meilleurs semi-conducteurs, car il a quatre électrons de valence, ce qui lui permet de se lier fortement avec des atomes voisins en formant une liaison covalente. A une température idéale de zéro, un semi-conducteur est en mesure de travailler comme un isolant, car il n'y a pas de porteurs de charge pouvant être obtenus pour la transmission du courant. Lorsque la température augmente, un atome (Si) libère un électron de l'orbite de valence et crée ainsi un trou. Une paire électron-trou est formé au cours de ce processus. Ces paires peuvent également être formées au moyen de rayonnements photoniques.

Dans un atome de (Si) il y a un nombre égal d'électrons et de trous. Un tel semi-conducteur est connu comme un semi-conducteur intrinsèque. En appliquant un potentiel à travers un semi-conducteur, des paires électron-trou qui sont formées en raison de l'agitation thermique ont commencé à circuler dans la direction de polarité opposée, et ces porteurs de charge créer un courant dans le semi-conducteur. Ce phénomène est représenté dans la **Figure 2.7**.

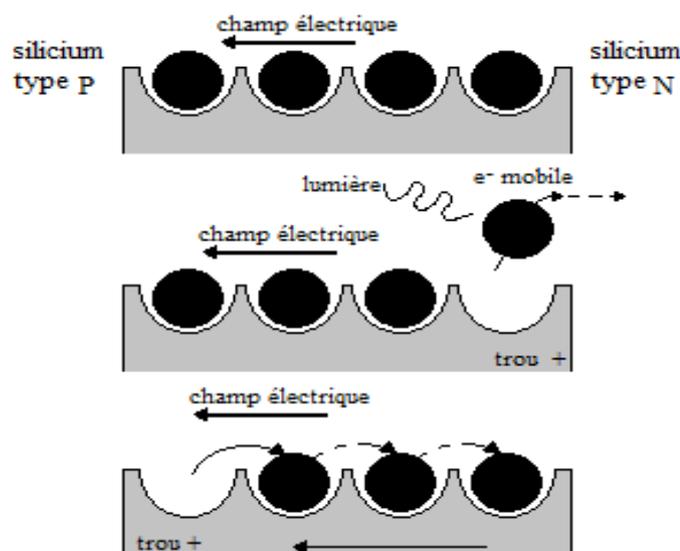


FIGURE 2.7 – Flux électron libre trou traversant un semi-conducteur.

La conductivité des semi-conducteurs de silicium est augmentée par le processus de dopage par addition d'atomes d'impureté à des atomes de silicium intrinsèque résultant un semi-conducteur de type N ou de type P, en fonction de la majorité des électrons libres ou de trous libres, respectivement. Les différentes propriétés électriques des semi-conducteurs sont obtenues en réglant le niveau de dopage. En fait, le niveau de dopage est inversement proportionnel à la résistance de semi-conducteur [Alam 2009].

2.4.2 Jonction PN

Lorsque des matériaux de type P et de type N sont mis en contact les uns avec les autres, ils se comportent d'une manière très différente de fusionner ensemble et produire ce qui est généralement connu comme une "Jonction PN". Quand cette jonction est formée, les trous circulent par diffusion à partir du côté de type P vers le côté de type N. Si les électrons et les trous ne sont pas chargés, ce processus de diffusion se continuera jusqu'à ce que la concentration d'électrons et de trous sur les deux parties sont les mêmes.

Les particules de charge qui sont restés après la recombinaison des trous et des électrons accumulent sous la forme d'une couche le long de la jonction et sont connus en tant que couche de déplétion. Les trous forment la couche chargée positivement tandis que les électrons forment la couche chargée négativement qui se traduit par un potentiel électrostatique le long de la jonction qui provoque un champ électrique dans la région de déplétion. Cette différence de tension produit une barrière d'énergie qui empêche en outre la combinaison d'une paire électron-trou à partir du côté opposé de la jonction et arrête ainsi le flux de charge. La **Figure 2.8** décrit la mise en place d'une couche de déplétion.

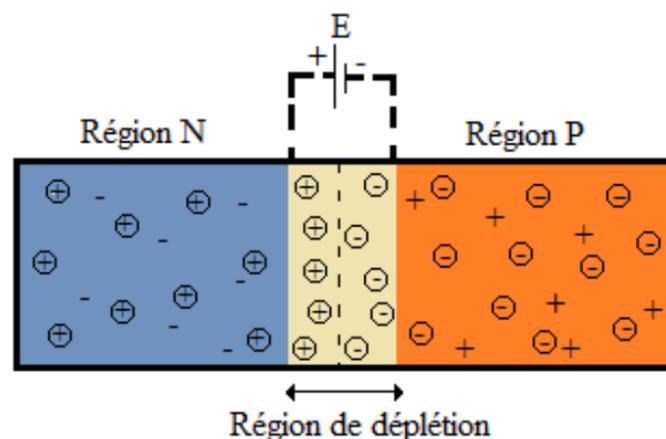


FIGURE 2.8 – Jonction PN et région de réplétion.

2.4.3 Photoconductivité

La gamme d'énergies qu'un électron peut posséder dans un atome est connue comme la bande d'énergie.

Les bandes d'énergies importantes sont :

- Bande de Valence ; contenant le niveau d'énergie le plus bas.
- Bande de Conduction ; contenant le niveau d'énergie le plus haut.
- Interdite ; ne contenant aucun niveau d'énergie.

Pour un isolant, la bande interdite est quasi infranchissable, pour le conducteur elle est inexistante, et les semi-conducteurs ont une bande interdite assez étroite (**Figure 2.9**).

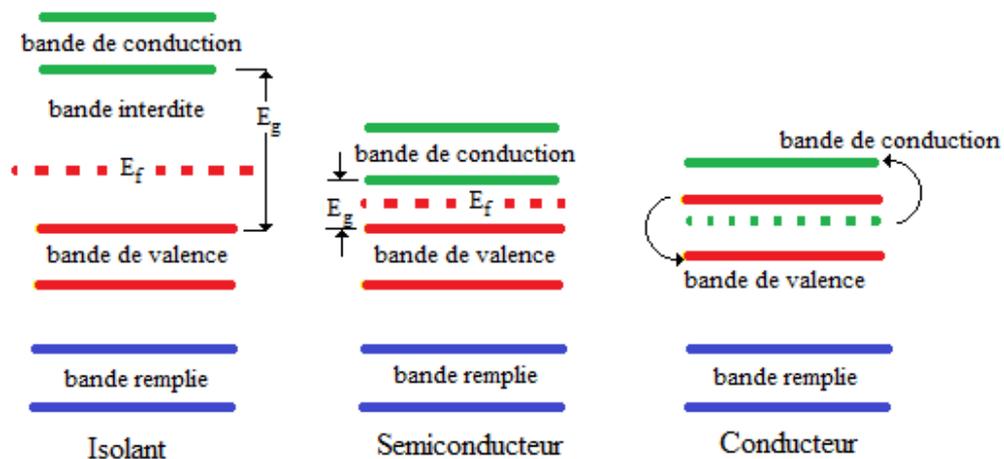


FIGURE 2.9 – Niveaux d'énergie.

Une bande interdite assez étroite signifie qu'une petite quantité d'énergie comme l'énergie des photons (E) peut libérer les électrons en les déplaçant à partir de la bande de valence à la bande de conduction à condition que cette énergie doive vaincre la bande interdite du semi-conducteur E_g . En raison du champ électrique existant autour de la jonction, la paire de trous-électrons générée sera attirée vers le côté N et P, respectivement. Ces charges supplémentaires vont développer une différence de potentiel qui se traduira par un flux de courant lorsqu'une charge est connectée à ces bornes.

L'énergie de photons (E), dans un photon est donnée par :

$$E = hv = hc/\lambda \quad \text{ou} \quad E = 1.24/\lambda \quad (\text{ev})$$

h : Constante de Planck ($h = 6,63 \times 10^{-34} J.s$).

c : Vitesse de la lumière ($2.988 \times 10^8 m/s$).

ν : Fréquence des photons (Hz).

λ : longueur d'onde des photons (m ou μm).

2.4.4 Conversion photovoltaïque

Une cellule solaire est un dispositif à semi-conducteur électrique (jonction P-N) qui convertit l'énergie de la lumière directement en électricité sous forme de tension et de courant continu par un processus appelé « effet photovoltaïque ». Le processus de conversion nécessite d'abord un matériau qui absorbe l'énergie solaire (photons), puis soulève un électron à un état d'énergie plus élevée, puis l'écoulement de cet électron de haute énergie à un circuit externe. Le silicium est un matériau qui utilise ce processus. Une structure de cellule solaire est représentée sur la **Figure 2.10**.

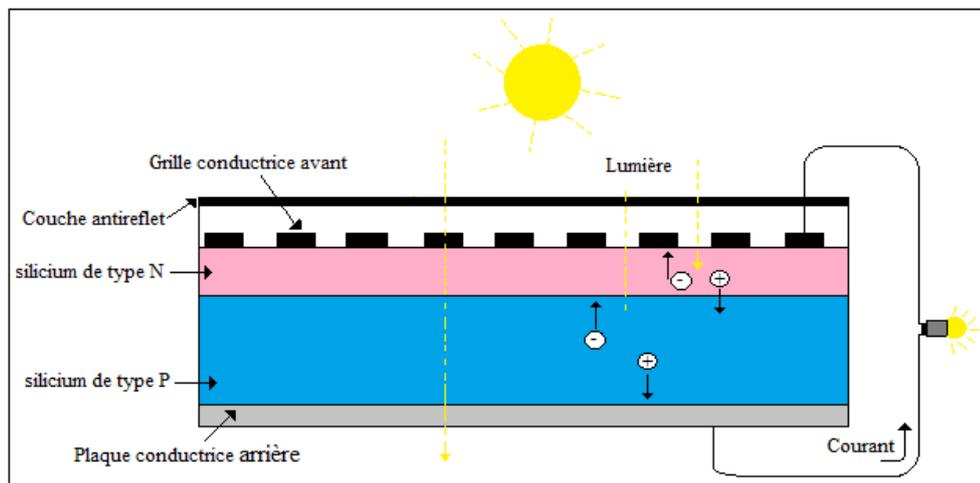


FIGURE 2.10 – Structure de base d'une cellule solaire.

2.4.5 Technologie photovoltaïque

La technologie de jonction unique est regroupée en deux types principaux ; silicium cristallin et technologies de couches minces. Actuellement, la technologie multi-jonction est en cours de recherche et de traitement, afin d'améliorer l'efficacité des modules photovoltaïques et d'améliorer la sensibilité de réponse du spectre de la lumière du soleil afin de couvrir la totalité de la longueur d'onde d'irradiation incidente [Sa'd Basha 2012].

2.4.5.1 Technologie cristalline

La technologie cristalline est à la base des modules photovoltaïques les plus performants disponibles sur le marché. D'une manière générale, les cellules pho-

photovoltaïques à base de silicium sont plus efficaces et plus durables que les cellules non basées sur le silicium. D'autre part, l'efficacité diminue avec l'augmentation de la température de fonctionnement [Sanz Morales 2010].

2.4.5.1.1 Technologie monocristalline

La cellule monocristalline est la plus ancienne et la plus efficace des technologies des cellules photovoltaïques, elle est fabriquée à partir de plaquettes de silicium après un processus de fabrication complexe.

Les cellules PV monocristallines sont conçues dans de nombreuses formes : des formes rondes, des barres demi-rondes ou carrées, avec une épaisseur comprise entre 0,2 mm et 0,3 mm [Sa'd Basha 2012]. Les cellules rondes sont moins chères que des cellules demi-rondes ou carrées du fait qu'il y a moins de matière gaspillée dans la production. Elles sont rarement utilisées parce lorsqu'elles sont placées côte-à-côte dans un module, elles n'utilisent pas l'espace efficacement. Cependant, dans des systèmes domestiques solaires ou des systèmes photovoltaïques intégrés au bâtiment où la transparence partielle est souhaitée, les cellules rondes sont une alternative parfaitement viable [Abdou 2012]. La **Figure 2.11** montre la structure de module et de cellule PV monocristalline.

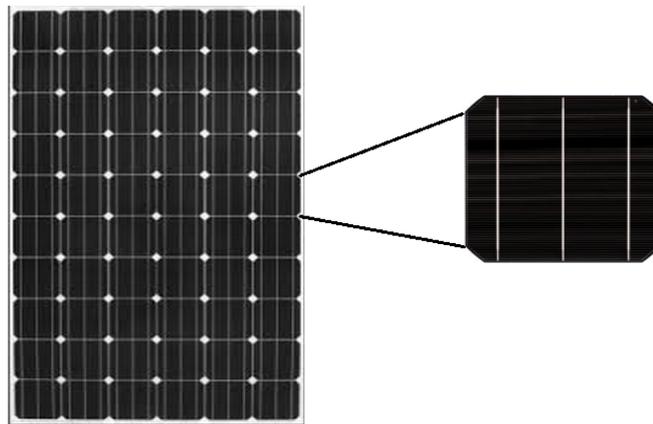


FIGURE 2.11 – Module et cellule PV monocristallin.

Les principales propriétés du module PV monocristallin sont :

- Rendement : 15% à 18%.
- Forme : rond, barres demi-rondes ou carrées.
- Epaisseur : 0,2 mm à 0,3 mm.

- Couleur : bleu foncé au noir (avec couche anti réflexion), gris (sans couche anti réflexion).

2.4.5.1.2 Technologie polycristalline

Les modules PV polycristallins sont moins chers que ceux monocristallins ; la structure de module est similaire au monocristallin. Pour augmenter l'efficacité globale du module, des cellules carrées plus grandes doivent être utilisées. En utilisant ce type de cellules plus grandes, le coût du module sera plus faible, parce que moins de cellules sont utilisées [Abdou 2012]. La **Figure 2.12** montre une cellule et un module polycristallin.

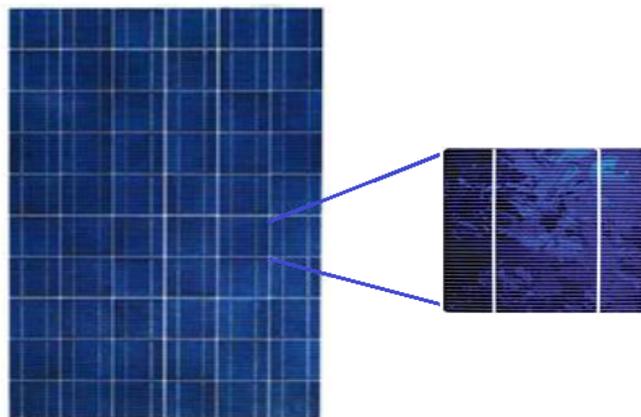


FIGURE 2.12 – Module et cellule PV polycristallin.

- Rendement : 13% à 16%.
- Forme : carrée.
- Epaisseur : 0,24 mm à 0,3 mm.
- Couleur : bleu (avec couche anti réflexion), argent, gris, brun, or et vert (sans couche anti réflexion).

2.4.5.2 Technologie du silicium amorphe et à couche mince

Le silicium amorphe est sous forme non cristalline et peut être déposé sous forme des couches minces sur des substrats différents. La déposition peut être effectuée à des températures basses. Le processus de fabrication est plus simple, plus facile et moins cher que pour la cellule cristalline. Le point faible de ces cellules est leur faible efficacité, autour de 6-8% sous les conditions standards

(STC). Cependant, la performance sous irradiation plus faible ou diffuse, telle que celle en temps nuageux, peut-être plus élevée que dans les cellules cristallines.

La technologie des couches minces représente la deuxième génération PV ; en raison de matériaux de production et de la consommation d'énergie faible, il est moins cher que la technologie cristalline. En raison de l'absorption de lumière élevée de ces matériaux, des épaisseurs de couche inférieure à 0,001 mm sont théoriquement suffisantes pour convertir un rayonnement incident. Les cellules à couches minces ne sont pas limitées à des tailles de tranche standard, comme dans le cas des cellules cristallines. Théoriquement, le substrat peut être coupé à toute dimension et revêtu d'un matériau semi-conducteur. Cependant, parce que seules les cellules de la même taille peuvent être connectées en série pour le câblage interne, pour des raisons pratiques, seuls les formats rectangulaires sont communs. "Le module brut" est le terme qui est utilisé pour la technologie des couches minces [**Sanz Morales 2010**].

2.4.5.3 Autres technologie des cellules et matériaux

Il existe d'autres matériaux en dehors de silicium qui peuvent être utilisés pour la fabrication de cellules solaires. Ces composés sont également déposés en couches minces, de sorte à avoir les mêmes avantages que les cellules solaires de silicium à couches minces, mais avec une meilleure efficacité. Parmi ces composés, deux sont déjà utilisés dans les cellules solaires commerciales ; à savoir « le cuivre indium sélénium (CIGS) » et « le tellure de cadmium (CdTe) ». L'efficacité est d'environ 10-13% [**Sanz Morales 2010**] et peut augmenter dans les années à venir avec l'amélioration des technologies. On dit couramment que la technologie de film mince est le moyen d'atteindre la parité réseau, à savoir le point où le coût de la production d'électricité est égale ou moins cher que pour le réseau électrique.

Une autre technologie, objet de recherches, est celle des cellules à colorant. Ces cellules sont fabriqués à partir de matériaux organiques artificiels et sont considérés comme faisant partie de la « troisième génération » de cellules solaires. L'efficacité de ces cellules est supérieure à celle du silicium amorphe et à rivalise avec celle des couches minces. Le principal avantage est leur bon fonctionnement sous une lumière faible et diffuse et leurs coefficients de température sont plus faibles. Les matériaux utilisés sont non toxiques et abondants et leurs procédés de fabrication sont relativement simples. Des modules flexibles peuvent facilement être fabriqués en utilisant des substrats souples et ils peuvent être utilisés pour la construction de PV intégré (toitures, fenêtres, . . .) car ils peuvent être fabriqués sous de nombreuses

formes, tailles et critères de conception.

2.4.6 Modélisation des cellules photovoltaïques

La modélisation des cellules photovoltaïques passe nécessairement par un choix judicieux des circuits électriques équivalents. Afin de mettre au point un circuit équivalent précis pour une cellule photovoltaïque (PV), il est nécessaire de comprendre la configuration physique des éléments de la cellule ainsi que les caractéristiques électriques de chaque élément, en prenant en considération plus ou moins de détails. Selon cette philosophie, plusieurs modèles électriques ont été proposés pour représenter la cellule photovoltaïque. Parmi ces modèles on peut citer :

2.4.6.1 Modèle explicite

La relation qui lie le courant de charge I avec la tension de sortie du module V est donnée par l'Équation 2.3 :

$$I = I_{sc} * \left[1 - C_1 * \left\{ \exp \left\{ \frac{V}{C_2 * V_{oc}} \right\} - 1 \right\} \right] \quad (2.3)$$

Avec :

$$C_1 = \left\{ 1 - \frac{I_m}{I_{sc}} \right\} * \exp \left\{ \frac{-V_m}{C_2 * V_{oc}} \right\} \quad \text{et} \quad C_2 = \frac{\left\{ \frac{V_m}{V_{oc}} - 1 \right\}}{\ln \left\{ 1 - \frac{I_m}{I_{sc}} \right\}}$$

L'Équation 2.3 fait ainsi apparaître deux courants, le courant de court-circuit I_{sc} et le courant maximal I_m à la puissance maximale ainsi que deux tensions, la tension de circuit ouvert V_{oc} et la tension maximale V_m ; soit quatre paramètres de bases. Les deux coefficients C_1 et C_2 sont calculables et couplés.

Les avantages de ce modèle sont la correspondance de trois points de la caractéristique (I-V) avec les valeurs expérimentales : courant de court-circuit I_{sc} , tension à vide V_{oc} et point de puissance maximale (V_m, I_m). Mais à part ces trois points, les caractéristiques ne se superposent pas aux relevés expérimentaux du fait que ce modèle ne tient pas compte des résistances série et shunt ([Weiner 1990],[Zegaoui 2012]).

L'adaptation de l'Équation 2.3 à d'autres niveaux d'insolation et de températures est obtenue à l'aide du modèle « Sandstrom » [Weiner 1990]. Le modèle décale n'importe quel point (V_{ref}, I_{ref}) des courbes de référence (I-V) à un nouveau point

(V, I) sur la base des équations (Équation 2.4 à Équation 2.8).

$$\Delta T = T - T_{ref} \quad (2.4)$$

$$\Delta I = \alpha \left(\frac{G}{G_{ref}} \right) \Delta T + \left(\frac{G}{G_{ref}} - 1 \right) I_{sc} \quad (2.5)$$

α : est défini comme un coefficient de courant à un changement de la température et à l'ensoleillement de référence [$A/^\circ C$].

$$\Delta V = -\beta \Delta T - R_i I_{sc} \quad (2.6)$$

β : est défini en tant que coefficient de tension de changement de la température [$V/^\circ C$] et R_i est une résistance interne.

$$I_{new} = I_{ref} + \Delta I \quad (2.7)$$

$$V_{new} = V_{ref} + \Delta V \quad (2.8)$$

2.4.6.2 Modèle à quatre paramètres

Le modèle à quatre paramètres (**Figure 2.13**) est exprimé par l'équation classique qui décrit la courbe (I-V) donnée par l'Équation 2.9 :

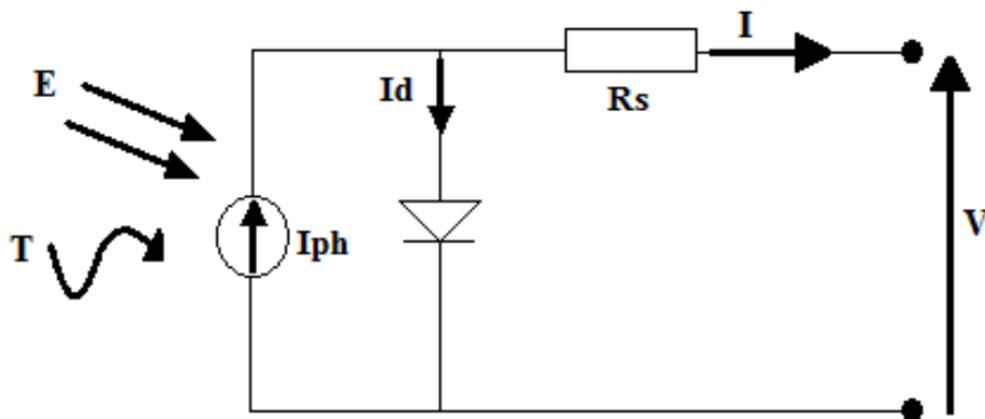


FIGURE 2.13 – Modèle à une seule diode avec résistance shunt négligeable [Zarour 2010].

$$I = I_{ph} - I_s * \left[\exp \left\{ q \frac{(V + R_s I)}{A k T} \right\} - 1 \right] \quad (2.9)$$

Où

I : est le courant généré par la cellule et fourni à la charge.

V : est la tension de sortie de la cellule.

I_{ph} : est le photo-courant créé dans la structure par une partie de rayonnement absorbé (ce courant est pratiquement le courant de court-circuit de la cellule).

I_s : est le courant de saturation de la diode.

R_s : est une résistance série liée à la résistivité volumique et à l'impédance des électrodes et des matériaux.

q est la charge d'électron, $q = 1.602 \cdot 10^{-19} C$.

K : est la constante de Boltzmann, $K = 1.385410^{-23} [J/K]$.

T : est la température en K.

A : le facteur d'idéalité.

Les quatre paramètres du modèle sont : I_{ph} , I_d , R_s et A . L'inconvénient de ce modèle qui décrit bien les courbes caractéristiques I-V, est que ce dernier ne tient pas compte de l'effet important de la résistance shunt qui est prise comme une valeur infinie pour des cellules ; mais ce n'est pas le cas pour des cellules présentant une faible valeur de R_{sh} .

2.4.6.3 Modèle à une diode (à cinq paramètres)

En plus des quatre paramètres du modèle précédent, ce modèle tient compte d'un cinquième paramètre, une résistance shunt [Zhu 2011]. C'est le modèle le plus cité dans la littérature, la cellule photovoltaïque est caractérisée par son schéma électrique équivalent (**Figure 2.14**) qui se compose d'un générateur de courant, une diode et deux résistances R_s et R_{sh} .

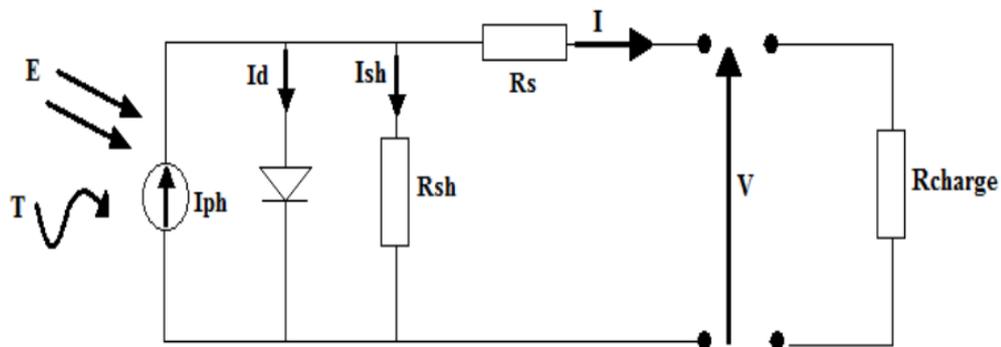


FIGURE 2.14 – Schéma électrique d'une cellule photovoltaïque (une diode).

Ce modèle est régi par l'Équation 2.10 :

$$I = I_{ph} - I_s * \left[\exp \left\{ q \frac{(V + R_s I)}{A k T} \right\} - 1 \right] - \frac{V + R_s I}{R_{sh}} \quad (2.10)$$

La détermination de ces cinq paramètres, pour une température et une irradiation solaire données, se fait par l'utilisation de la tension à circuit ouvert V_{oc} , du courant de court-circuit I_{sc} , de la tension V_m et du courant I_m au point de puissance maximale (MPP) et des pentes des courbes I-V à proximité de V_{oc} et I_{sc} [Chan 1987].

Ainsi, la détermination des paramètres est donnée par les équations **Équation 2.11** à **Équation 2.17** :

$$\left(\frac{dV}{dI} \right)_{V=V_{oc}} = -R_{so} \quad (2.11)$$

$$\left(\frac{dV}{dI} \right)_{I=I_{sc}} = -R_{sh} \quad (2.12)$$

$$A = \frac{V_m + (I_m * R_s) - V_{oc}}{V_t \left[\ln \left(I_{sc} - \frac{V_m}{R_{sho}} - I_m \right) - \ln \left(I_{sc} - \frac{V_{oc}}{R_{sho}} \right) + \left(\frac{I_m}{I_{sc} - \frac{V_{oc}}{R_{sho}}} \right) \right]} \quad (2.13)$$

Où $V_t = \frac{k * T}{q}$

$$I_s = \left(I_{sc} - \frac{V_{oc}}{R_{sho}} \right) \exp \left(\frac{-V_{oc}}{A * V_t} \right) \quad (2.14)$$

$$R_s = R_{so} - \frac{A * V_t}{I_s} \exp \left(\frac{-V_{oc}}{A * V_t} \right) \quad (2.15)$$

$$I_{ph} = I_{sc} * \left(1 + \frac{R_s}{R_{sho}} \right) + I_s * \left[\exp \left(\frac{I_{sc} * R_s}{A * V_t} - 1 \right) \right] \quad (2.16)$$

$$R_{sh} = R_{sho} \quad (2.17)$$

Cette méthode de détermination des paramètres est adapté à la modélisation du comportement d'une cellule PV mais seulement pour une température et une irradiation solaire données.

Les différents paramètres de cellules changent avec l'éclairement et la température ambiante et peuvent être estimés par le système d'équation suivant.

$$I_{ph} = I_{ph}(T_{ref}) [1 + a(T - T_{ref})] \quad (2.18)$$

$$I_{ph}(T_{ref}) = I_{sc} * \frac{G}{G_0} \quad (2.19)$$

$$a = \frac{I_{sc}(T_2) - I_{sc}(T_1)}{I_{sc}(T_1)} * \frac{1}{T_2 - T_1} \quad (2.20)$$

$$I_s = I_{so} * \left(\frac{T}{T_{ref}} \right)^{\left(\frac{3}{A} \right)} * \exp \left[\left(\frac{-E_g}{Ak} \right) * \left(\frac{1}{T} - \frac{1}{T_{ref}} \right) \right] \quad (2.21)$$

$$I_{so} = \frac{I_{sc}(T_{ref})}{\left(\exp \left(q \frac{V_{oc}(T_{ref})}{AkT_{ref}} \right) - 1 \right)} \quad (2.22)$$

2.4.6.4 Modèle à une diode (à cinq paramètres)

La **Figure 2.15** représente le schéma du circuit équivalent du modèle à deux diodes (dit modèle à deux exponentielles) d'une cellule solaire.

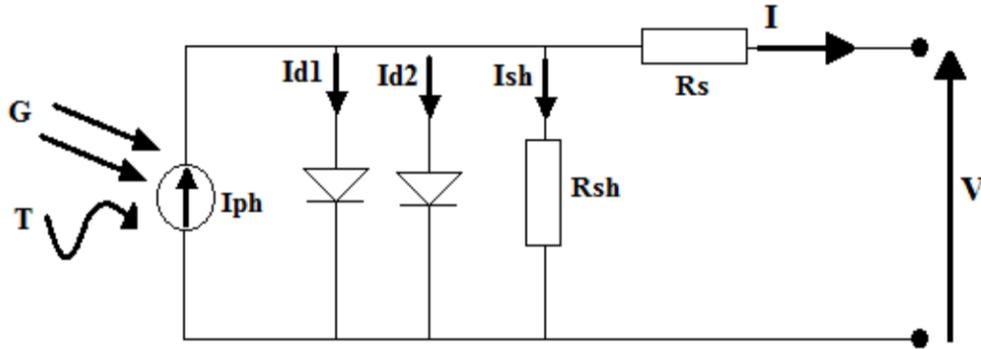


FIGURE 2.15 – Schéma équivalent à deux exponentielles d'une cellule solaire.

Ce modèle inclut la résistance R_s , la résistance R_{sh} , les deux jonctions P-N de type exponentiel et une source de génération de photo-courant I_{ph} .

Les équations décrivant ce circuit sont :

$$I = I_{ph} - I_{d1} - I_{d2} - I_{sh} \quad (2.23)$$

$$I_{d1} = I_{s1} * \left[\exp \left\{ q \frac{(V + R_s I)}{A_1 k T} \right\} - 1 \right] \quad (2.24)$$

$$I_{d2} = I_{s2} * \left[\exp \left\{ q \frac{(V + R_s I)}{A_2 k T} \right\} - 1 \right] \quad (2.25)$$

$$I_{sh} = \frac{(V + R_s I)}{R_{sh}} \quad (2.26)$$

En substituant les équations **Équation 2.24**, **Équation 2.25** et **Équation 2.26** en **Équation 2.23** on obtient :

$$I = I_{ph} - I_{s1} * \left[\exp \left\{ q \frac{(V + R_s I)}{A_1 k T} \right\} - 1 \right] - I_{s2} * \left[\exp \left\{ q \frac{(V + R_s I)}{A_2 k T} \right\} - 1 \right] - \frac{V + R_s I}{R_{sh}} \quad (2.27)$$

Les paramètres de ce modèle, I_{ph} , A_1 , A_2 , I_{01} , I_{02} , R_s et R_{sh} sont déterminés par les approximations suivantes (**Équation 2.28-Équation 2.32**) :

$$I_{s1} = \frac{1}{2} * \frac{I_{ph}}{\left(\exp \left(\frac{-V_{oc}}{V_t} \right) - 1 \right)} \quad (2.28)$$

$$I_{s2} = \frac{1}{2} * \frac{I_{ph}}{\left(\exp \left(\frac{-V_{oc}}{V_t} \right) - 1 \right)} \quad (2.29)$$

La résistance R_s est obtenue par la dérivation de l'**Équation 2.27** en $V = V_{oc}$.

$$R_s = - \left[\frac{dV}{dI} \Big|_{(V=V_{oc})} + \frac{1}{X_{1V} + X_{2V} + \frac{1}{R_{sh}}} \right] \quad (2.30)$$

Dont

$$X_{1V} = \frac{I_{s1}}{V_t} * \exp \left(\frac{-V_{oc}}{V_t} \right) \quad \text{et} \quad X_{2V} = \frac{I_{s2}}{A * V_t} * \exp \left(\frac{-V_{oc}}{V_t} \right)$$

Si on fait l'approximation d'une R_{sh} très grande, la relation **Équation 2.30** peut se simplifiée pour donner :

$$R_s = - \left[\frac{dV}{dI} \Big|_{(V=V_{oc})} + \frac{1}{X_{1V} + X_{2V}} \right] \quad (2.31)$$

La résistance shunt est donnée par :

$$R_{sh} = - \frac{1}{\left[\frac{dV}{dI} \Big|_{I=I_{sc} + R_s} + X_{1I} + X_{2I} \right]} \quad (2.32)$$

Dont

$$X_{1I} = \frac{I_{s1}}{V_t} * \exp \left(\frac{I_{sc} * R_s}{V_t} \right) \quad \text{et} \quad X_{2I} = \frac{I_{s2}}{A * V_t} * \exp \left(\frac{I_{sc} * R_s}{V_t} \right)$$

Pour des éclairagements suffisants, ce modèle se révèle fiable et très précis par rapport à tous les modèles décrits précédemment en mode direct de fonctionnement. Par contre, pour des faibles valeurs d'irradiation solaire, le modèle conduira à l'obtention de paramètres n'ayant pas de signification physique [Zhu 2011].

2.5 Module photovoltaïque

Une cellule photovoltaïque est l'élément de base d'un système PV. En raison des limites de sortie de 0,5-0,6 V et la limitation de taille de quelques centimètres carrés, 36 cellules (ou plus) sont reliées en série sur un panneau afin de fournir la puissance requise et sont connus en tant que module PV.

2.5.1 Courbes (courant-tension) et (puissance-tension)

Le but de cette partie est de déterminer expérimentalement les différents paramètres du modèle du module photovoltaïque utilisé, donc c'est à partir d'essais expérimentaux que ces paramètres peuvent être déterminés. La simulation avec Matlab/Simulink d'un module photovoltaïque (modèle à quatre paramètres) ainsi que l'étude de l'influence des différents paramètres (éclairage, température, . . .) a été faite aussi dans cette section.

2.5.1.1 Modules photovoltaïques utilisés

Pour notre application, nous avons utilisé un module de type **SUNTECH STP080S-12/Bb** (voir **Tableau 2.1**) ayant les caractéristiques typiques dans les conditions standards données par le constructeur.

TABLE 2.1 – Caractéristiques du panneau photovoltaïque utilisé.

Modèle		SUNTECH STP080S-12/Bb
Puissance maximale	(P_{max})	80W
Courant à puissance maximale	(I_{mpp})	4.58A
Tension à puissance maximale	(V_{mpp})	17.5V
Courant de court-circuit	(I_{sc})	4.95A
Tension en circuit ouvert	(V_{oc})	21.9V

2.5.1.2 Identification des paramètres du module PV avec une résistance variable

Pour identifier les paramètres du module, nous avons tracé les caractéristiques I(V). Nous avons utilisé une résistance variable comme charge du module (**Figure 2.16**). Donc, pour chaque valeur de la résistance, un courant et une tension sont mesurés.

Pour déterminer les résistances série et shunt ainsi que le facteur d'idéalité, nous avons utilisé la méthode de cinq paramètres, pour un rayonnement solaire et une température donnés en fonction de la tension ouverte V_{oc} , du courant de court-circuit I_{sc} , de la tension V_m et du courant I_m au point de puissance maximale (MPP) et les pentes de la courbe I-V près V_{oc} et I_{sc} [Chan 1987].

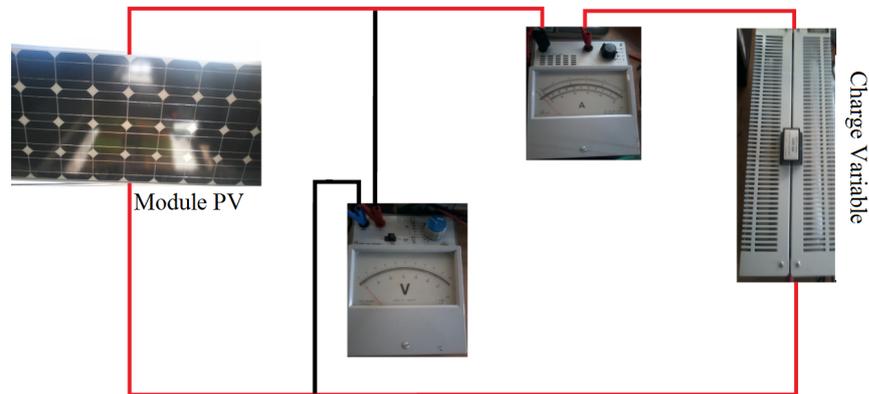


FIGURE 2.16 – Montage pour tracé de la caractéristique I(V) en temps réel.

A partir de ce montage, nous avons tracé les deux courbes caractéristiques du panneau photovoltaïque $I_{pv}(V_{pv})$ et $P_{pv}(V_{pv})$, comme indiqué dans les Figures **Figure 2.17** et **Figure 2.18**.

Utilisant les courbes de variation de courant et de la tension pour un éclairage et température constante ($G = 910W/m^2$, $T = 25^\circ C$) et les équations **Équation 2.11** à **Équation 2.17**, on peut déterminer les paramètres du modèle du panneau (R_s, R_{sh}, A). Les résultats obtenus sont regroupés dans le **Tableau 2.2** suivant :

TABLE 2.2 – Paramètres du module photovoltaïque.

Paramètre	Valeur
Résistance série (R_s) en Ohm	0.01
Résistance parallèle (R_{sh}) en Ohm	220.6
Facteur d'idéalité de la jonction (A)	1.39

2.5.2 Simulation d'un module photovoltaïque

La valeur moyenne de l'éclairage solaire et de la température de la cellule sont parmi les principales conditions de performance d'un module PV donné par un fabricant. Aux conditions standards, le rayonnement solaire est défini comme $1000 W/m^2$ avec une valeur de température de $25^\circ C$.

Les caractéristiques I-V d'un module PV représentent ses caractéristiques électriques (comme montré la **Figure 2.19**).

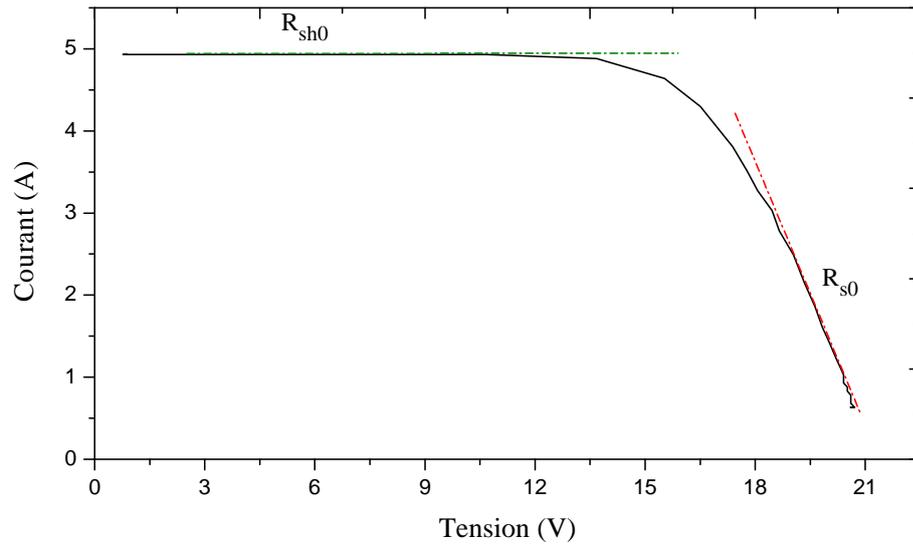


FIGURE 2.17 – Tracé de la caractéristique I(V) avec la dSpace 1104.

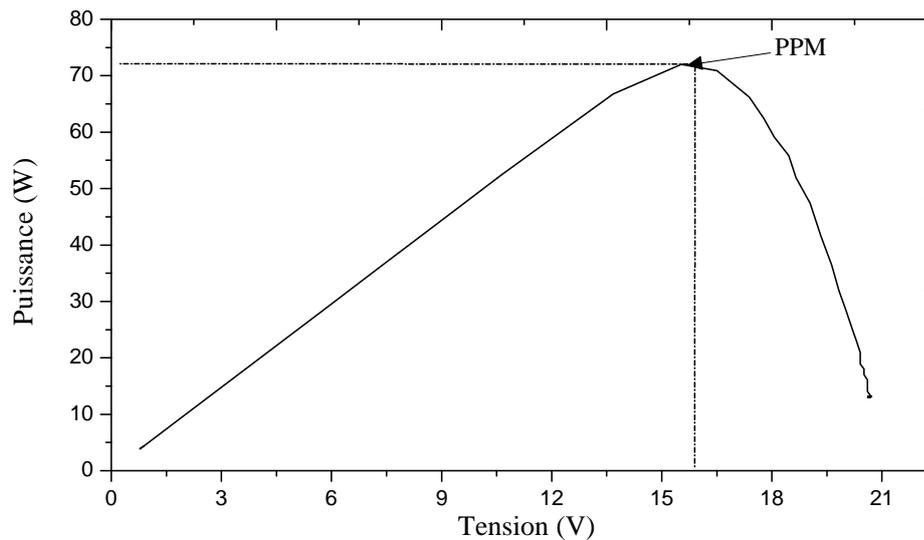


FIGURE 2.18 – Tracé de la caractéristique P(V) avec la Dspace 1104.

Les points limites d'une courbe I-V sont le courant de court-circuit et la tension de circuit ouvert.

À partir des caractéristiques P-V, nous obtenons une tension et un courant optimal uniques correspondant à la puissance de sortie maximale. Par conséquent, le fonctionnement des modules PV à leur efficacité maximale implique leur exploitation au point optimal (c.-à-d. V_m , I_m).

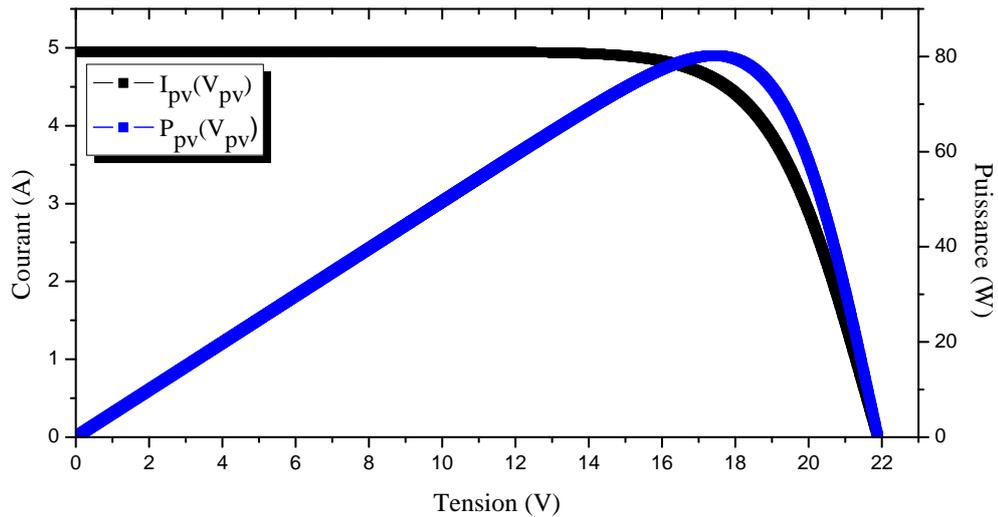


FIGURE 2.19 – Caractéristiques I-V, P-V à $G = 1000\text{W}/\text{m}^2$ et $T = 25^\circ\text{C}$.

2.5.3 Facteurs de performance

Les principaux facteurs qui influent sur la performance d'un module PV sont l'éclairement et la température ambiante comme nous l'avons mentionné précédemment.

* Effet de l'éclairement

L'intensité du courant photovoltaïque produite est directement proportionnelle à l'intensité du rayonnement solaire disponible. Comme on peut le voir sur la **Figure 2.20**, avec la diminution de l'éclairement, le courant de court-circuit diminue avec une légère variation de la tension en circuit ouvert, ce qui se traduit par une minimisation de la puissance maximale. Il peut également être observé que la variation globale de la tension de circuit ouvert par rapport à un courant de court-circuit est relativement faible.

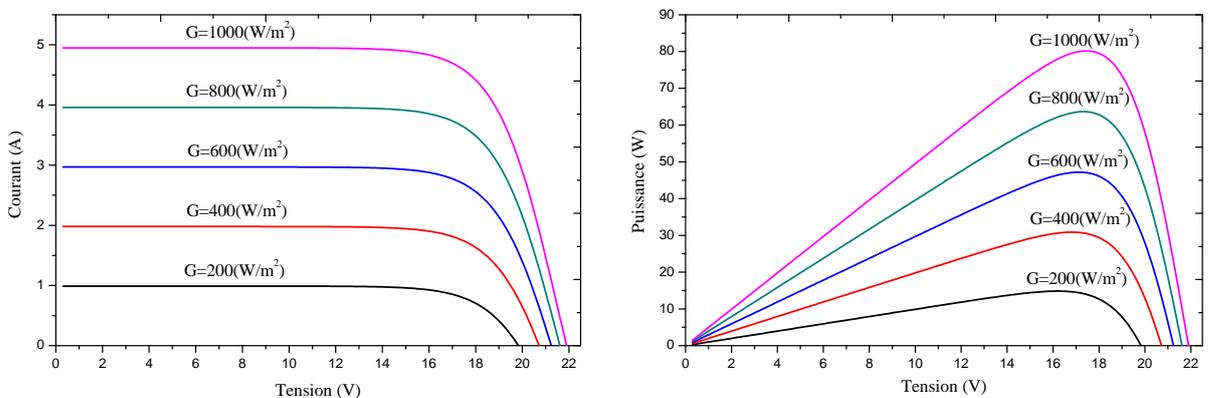


FIGURE 2.20 – Effet de l'éclairement sur les caractéristiques I-V, P-V à $T = 25^\circ\text{C}$.

* Effet de la température

La variation de température affecte à la fois le courant de court-circuit ainsi que la tension en circuit ouvert d'un module PV. Comme on le voit sur la **Figure 2.21**, lorsque la température diminue, la valeur du courant de court-circuit diminue tandis que la valeur de tension de circuit ouvert augmente.

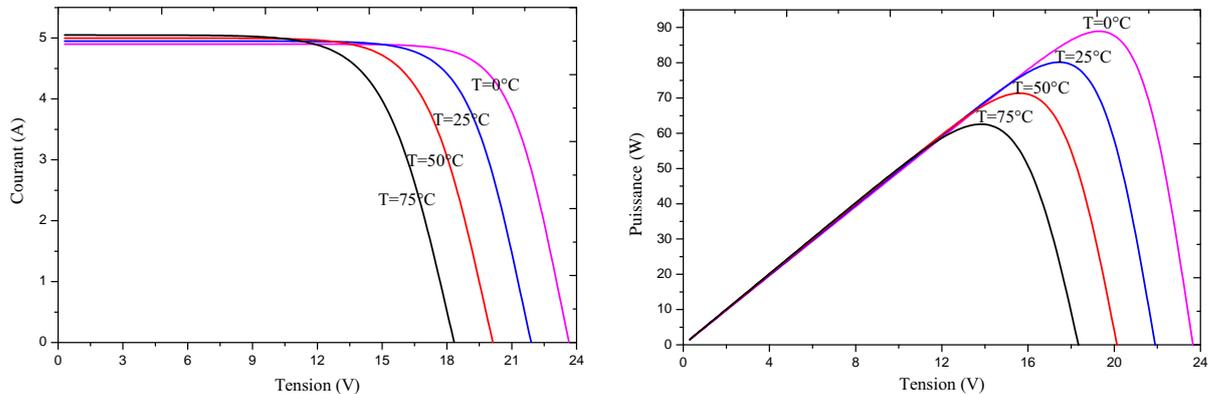


FIGURE 2.21 – Effet de la température sur les caractéristiques I-V, P-V à $G = 1000W/m^2$.

* Facteur de forme (ff)

Le facteur de forme est un paramètre important pour les cellules/modules PV ; il représente la zone du plus grand rectangle (voir **Figure 2.22**), ce qui correspond à la courbe I-V. L'importance du ff est liée à l'amplitude de la puissance de sortie. Plus le ff est grand, plus la puissance de sortie est élevée.

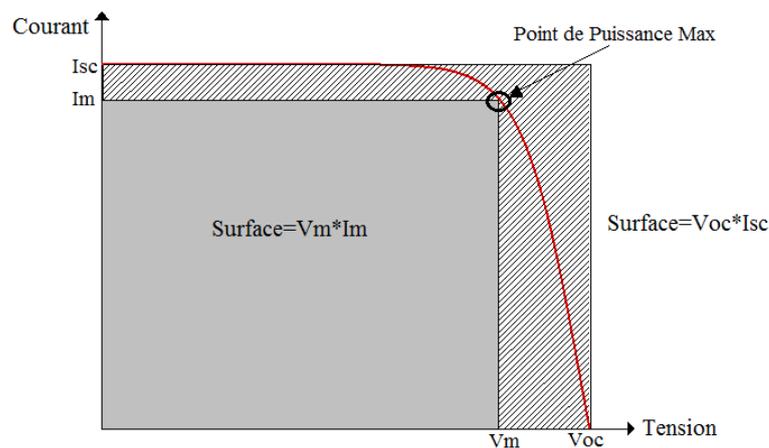


FIGURE 2.22 – Facteur de forme.

La **Figure 2.22** représente le facteur de forme qui est le rapport entre les deux zones rectangulaires ; il est donné par la formule suivante.

$$ff = \frac{V_m * I_m}{V_{oc} * I_{sc}}$$

La valeur ff idéale est de 1 ce qui signifie que les deux rectangles sont identiques.

* **Rendement du module (η_{PV})**

L'efficacité des cellules/modules PV est la capacité de convertir la lumière du soleil en l'électricité. L'efficacité est nécessaire pour des contraintes d'espace tel qu'un système monté sur un toit. Mathématiquement, il détermine la puissance de sortie du module par unité de surface. L'efficacité maximale du module PV est donnée par :

$$\eta_{PV} = \frac{V_m * I_m}{G * S} * 100\%$$

Où G est un rayonnement globale et considéré comme $1000W/m^2$ à (STC) et S est la surface du module PV.

2.6 Champ PV

Afin d'obtenir des puissances de quelques kW , sous une tension convenable, il est nécessaire d'associer les modules en panneaux et de monter les panneaux en rangées de panneaux série et parallèle pour former ce que l'on appelle un champ photovoltaïque.

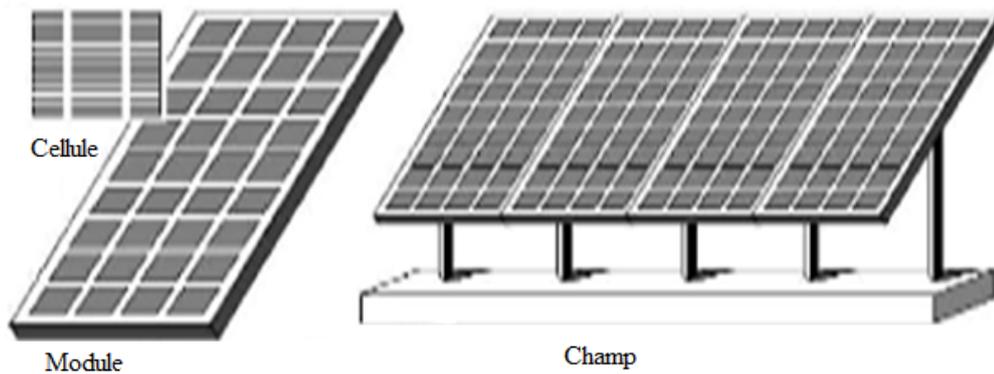


FIGURE 2.23 – Cellule, Module et champ PV.

Donc, quel que soit les nombres des modules en série et parallèle, on obtient l'Équation 2.33 suivante :

$$I = N_p I_{ph} - N_p I_s * \left[\exp \frac{q}{AkT} \left\{ \frac{V}{N_s} + \frac{R_s I}{N_p} \right\} - 1 \right] - \frac{N_p}{R_{sh}} \left\{ \frac{V}{N_s} + \frac{R_s I}{N_p} \right\} \quad (2.33)$$

2.6.1 Association parallèle

En cas d'association parallèle des modules PV, les intensités des courants s'ajoutent et la tension reste la même. Les modules produisent plus de puissance (**Figure 2.24**).

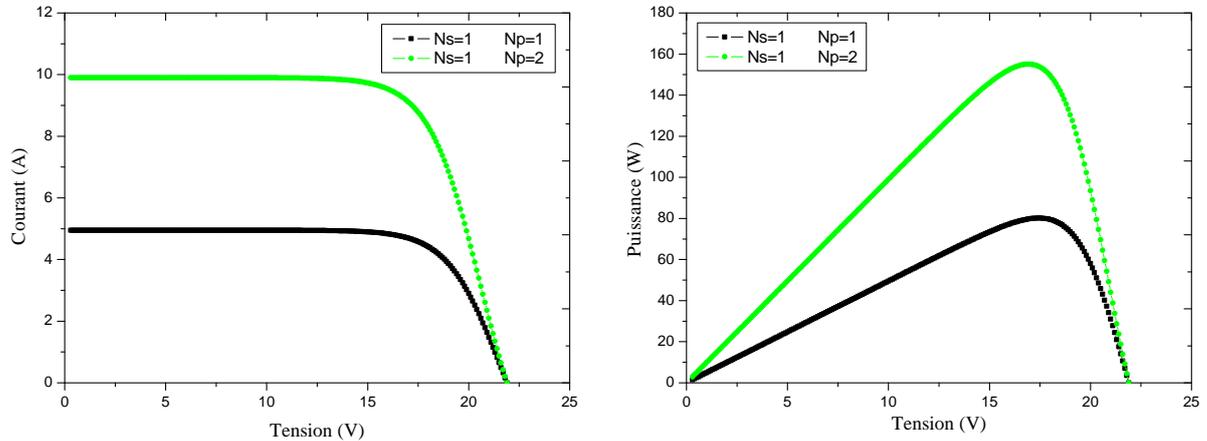


FIGURE 2.24 – Caractéristique de deux modules PV associés en parallèle.

2.6.2 Association série

Dans le cas d'une connexion série des modules PV, le courant reste le même et les tensions s'additionnent, donc la puissance maximale augmente comme montre la **Figure 2.25**.

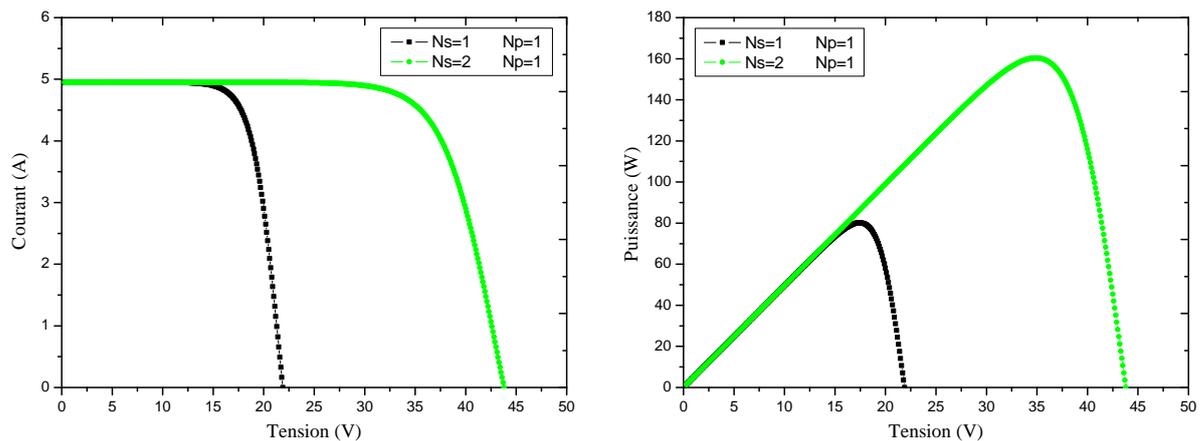


FIGURE 2.25 – Caractéristique de deux modules PV associés en série.

2.6.3 Zones de fonctionnement du générateur PV

La caractéristique fondamentale du module PV donnée pour un éclairement et une température précis, n'impose ni le courant ni la tension de fonctionnement ;

seule la courbe $I = f(V)$ est fixée.

C'est la valeur de la charge aux bornes du générateur qui va déterminer le point de fonctionnement du système photovoltaïque.

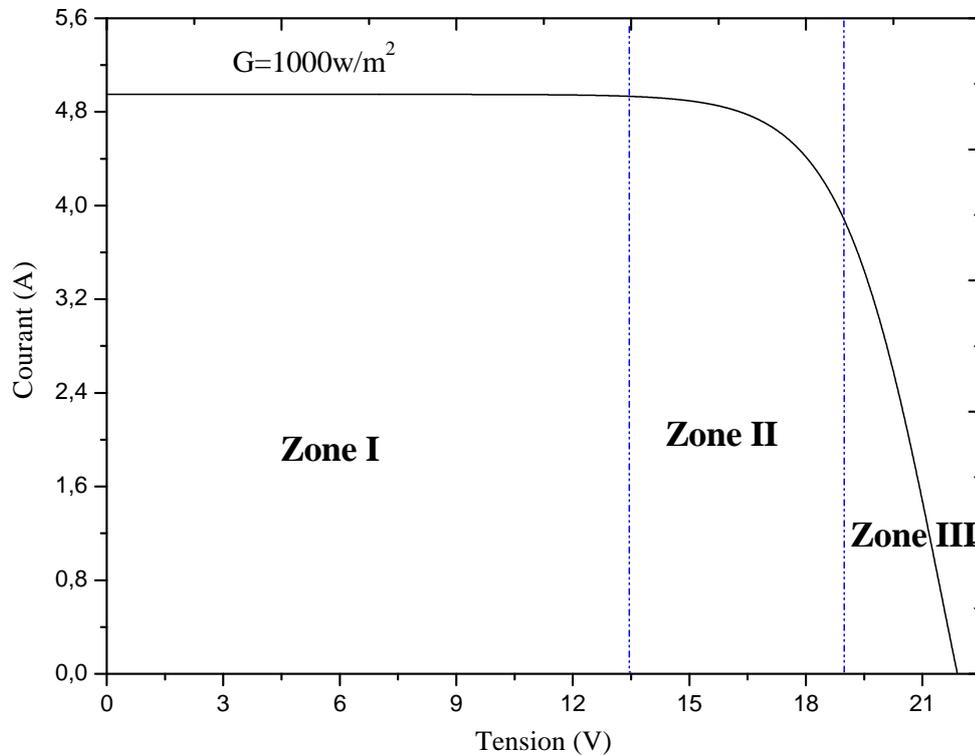


FIGURE 2.26 – Différentes zones de fonctionnement, $G = 1000W/m^2$ et $T = 25^{\circ}C$.

Zone (1) : le courant reste constant quelle que soit la tension. Le module photovoltaïque fonctionne comme un générateur de courant.

Zone (2) : c'est le meilleur endroit pour le fonctionnement du module photovoltaïque : le point de la valeur optimale (caractérisée par une puissance maximale) peut être déterminé.

Zone (3) : cette zone est caractérisée par une variation de courant correspondant à une tension à peu près constante. Dans ce cas, le module PV est similaire à un générateur de tension.

2.7 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté quelques notions sur le gisement solaire. Les principes de base physiques qui décrivent le fonctionnement d'une cellule solaire et les propriétés fondamentales des matériaux semi-conducteurs qui permettent de convertir l'énergie de la lumière en électricité ont été bien présentés.

La caractérisation du module PV choisi pour notre étude et l'influence des différents paramètres climatiques sur les caractéristiques I-V, P-V ont été abordés. Enfin une synthèse de l'assemblage des modules et une spécification des différentes zones de fonctionnement ont aussi été présentés.

Etude de différentes commandes MPPT

Sommaire

3.1	Introduction	64
3.2	Connexion direct PV-charge	64
3.3	Connexion optimale PV-charge	65
3.3.1	Convertisseur statique continu-continu (DC/DC)	66
3.3.2	Techniques de recherche de point de puissance maximale MPPT	72
3.3.3	Tests d'efficacité des algorithmes de suivi du point de puissance maximale	83
3.3.4	Développement d'un algorithme de maximisation de puissance	92
3.4	Conclusion	99

3.1 Introduction

De nos jours l'énergie solaire photovoltaïque est l'une des sources d'énergie renouvelable les plus populaires car il est propre, inépuisable et nécessite peu d'entretien. Cependant, il ne peut concurrencer les ressources énergétiques conventionnelles et ce, en raison de son coût élevé et sa faible efficacité lors de la conversion d'énergie. Pour cela, il est nécessaire d'optimiser les performances des systèmes photovoltaïques à travers le fonctionnement des systèmes de conversion pour augmenter l'efficacité de la production de l'ensemble du système.

La stratégie d'optimisation est généralement obtenue en assurant une bonne adaptation entre le GPV et le récepteur associé. Cette adaptation est effectuée à l'aide de convertisseurs statiques DC/DC contrôlés par un suivi du point de puissance maximale MPPT.

Dans le présent chapitre, trois types de convertisseurs DC/DC sont étudiés : le convertisseur abaisseur (Buck), élévateur (Boost) et abaisseur-élévateur (Buck-Boost). Pour chaque convertisseur le fonctionnement et le modèle mathématique simplifié correspondant au régime continu sera présenté. Plusieurs solutions sont proposées pour l'algorithme de recherche du PPM.

3.2 Connexion direct PV-charge

Lorsqu'un module PV est directement couplé à une charge, le point de fonctionnement du module photovoltaïque sera à l'intersection de sa courbe I-V et de

celle de la charge ; autrement, l'impédance de charge détermine l'état de fonctionnement du module photovoltaïque. A titre d'exemple, le cas de charges résistives (avec des pentes de $1/R_{charge}$) est présenté dans la **Figure 3.1**. En général, ce point de fonctionnement est rarement au point de puissance maximale du module PV, donc il ne produit pas la puissance maximale. Une étude montre qu'un système à couplage direct utilise 31% de la capacité du module PV [**Hussein 1995**].

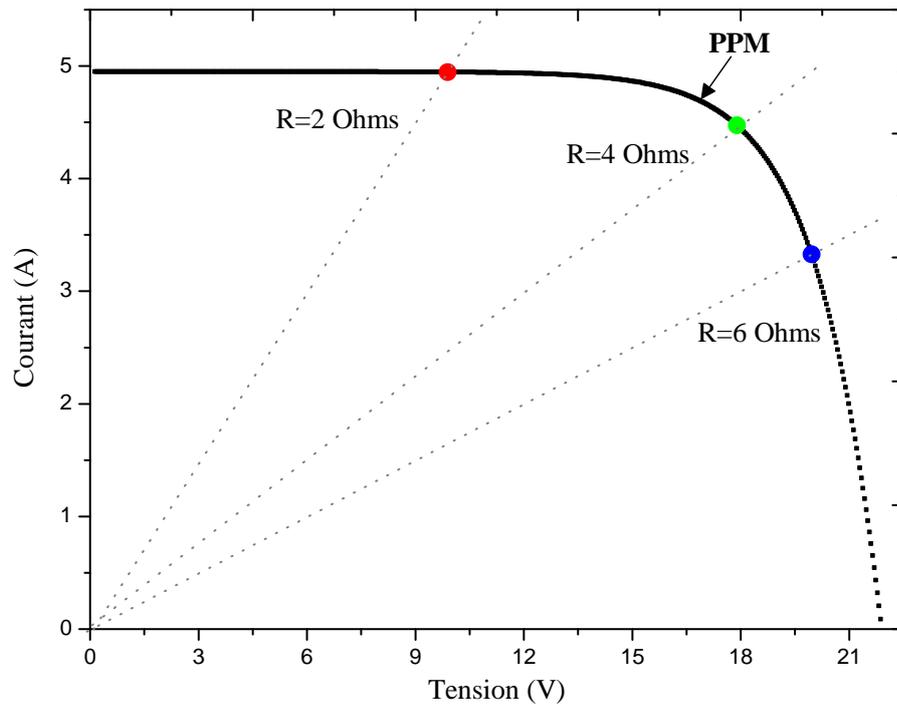


FIGURE 3.1 – Courbes I-V du module PV et diverses charges résistives ($1000W/m^2, 25^\circ C$).

Un générateur photovoltaïque est généralement surdimensionné pour compenser un rendement de faible puissance pendant les mois d'hiver et le temps nuageux. Cette désadaptation entre un module PV et une charge exige en outre un surdimensionnement du champ PV et augmente ainsi le coût global du système. Pour résoudre ce problème, un traqueur de point de puissance maximale (MPPT) peut être utilisé pour maintenir le point de fonctionnement du module PV au point de puissance maximale (PPM). Un MPPT peut extraire plus de 97% de la puissance PV lorsqu'il est correctement optimisé [**Oi 2005**].

3.3 Connexion optimale PV-charge

Les sources d'énergie photovoltaïque sont, par nature, non linéaire avec un point de puissance maximale unique. Elles sont soumises aux grandes variations de facteurs environnementaux, principalement la température et l'irradiation, qui

à leurs tours modifient ce point de fonctionnement à puissance maximale. Afin d'accélérer l'amortissement du coût du système, il est essentiel de faire fonctionner le générateur PV à son point de puissance maximale de façon continue. Par conséquent, un étage d'adaptation sera utilisé à cet effet (**Figure 3.2**).

Cet étage dépend du type de charge qui est alimentée par le générateur PV ; la charge est généralement alimentée soit par un courant continu, soit alternatif. Pour le premier cas, le bloc de conditionnement est le plus souvent un hacheur DC/DC. De nombreux types sont utilisés tels que le Buck, le Boost et le Buck-Boost.

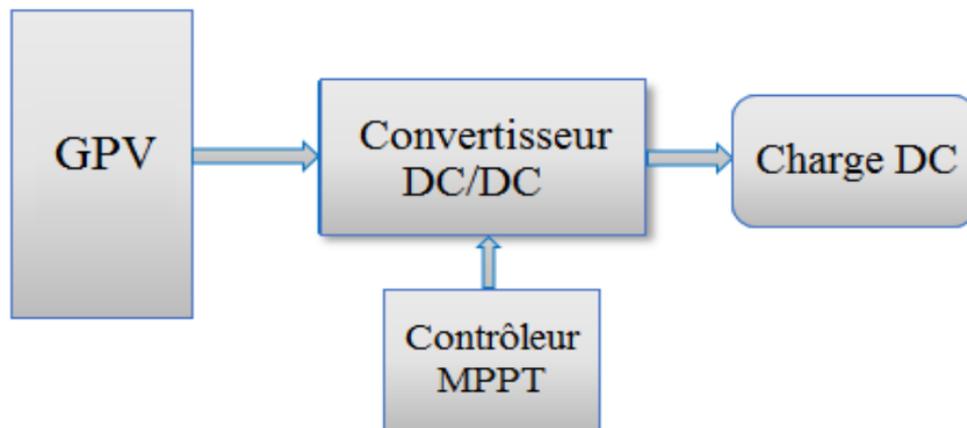


FIGURE 3.2 – Schéma fonctionnel général du système photovoltaïque avec MPPT.

Le contrôle du convertisseur DC-DC se fait par une commande MPPT (Maximum Power Point Tracking) qui lui permet de rechercher le point de puissance maximale (PPM) que peut fournir un panneau solaire photovoltaïque.

3.3.1 Convertisseur statique continu-continu (DC/DC)

Les convertisseurs statiques de type DC-DC représentent la partie fondamentale dans le dispositif de commande d'un GPV. Ils permettent de contrôler la puissance électrique dans les circuits fonctionnant en courant continu avec une très grande souplesse et un rendement élevé.

Il existe différents types de convertisseurs DC/DC (hacheur). Pour les convertisseurs à stockage d'énergie, si la tension de sortie délivrée est inférieure à la tension d'entrée, le convertisseur est dit abaisseur (Buck), dans le cas contraire, il est dit élévateur (Boost). Un troisième convertisseur, nommé Buck-Boost, combine les propriétés et les configurations des deux convertisseurs Boost et Buck et peut être utilisé pour transformer idéalement toute entrée de tension continue en une tension continue souhaitée de sortie.

3.3.1.1 Convertisseur dévolteur (Buck)

Le convertisseur continu-continu abaisseur, fréquemment connu sous le nom de convertisseur Buck de tension, est représenté sur la **Figure 3.3**. Il est constitué de source de tension d'entrée V_e , un interrupteur commandé K , une diode D , un filtre inductance L et un condensateur de filtrage.

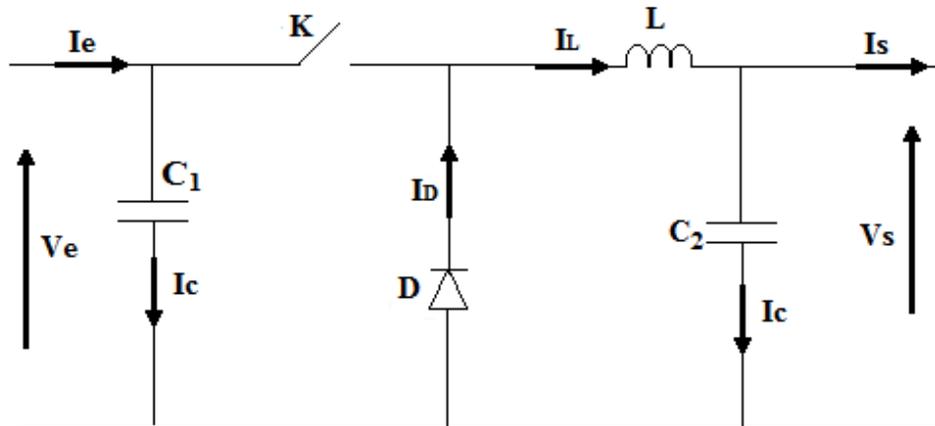


FIGURE 3.3 – Circuit électrique d'un convertisseur DC/DC de type Buck.

Les formes d'ondes typiques du convertisseur sont représentées sur la **Figure 3.4** sous l'hypothèse que le courant de l'inducteur est toujours positif. L'état du convertisseur, dans lequel le courant d'inductance n'est jamais nulle pendant une période de temps est appelé « mode de conduction continue » (CCM) [Rashid 2010].

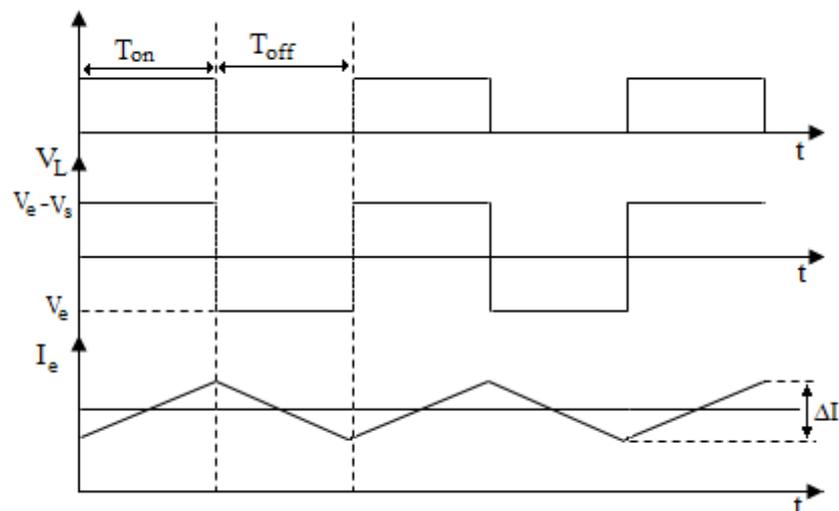


FIGURE 3.4 – Formes typiques d'onde du convertisseur Buck.

On peut voir à partir du circuit que lorsque l'interrupteur K est commandé à l'état passant, la diode D est polarisée en inverse. Lorsque le commutateur K est éteint, la diode conduit à soutenir un courant continu dans l'inducteur.

Le circuit peut être décomposé en deux circuits linéaires qui correspondent chacun à une position de l'interrupteur K .

- T_s est la période de commutation qui est égale à $1/f_s$;
- D est le rapport cyclique du commutateur ($D \in [0, 1]$) ;

En appliquant la loi de Kirchhoff sur les deux circuits équivalents du convertisseur abaisseur pour les deux phases de fonctionnement, on obtient :

▷ Pour la première période $0 < t < DT_s$

$$\begin{cases} \frac{dI_L}{dt} = \frac{1}{L}V_e - \frac{1}{L}V_s \\ I_{c1} = c_1 \frac{dV_e}{dt} \\ I_{c2} = c_2 \frac{dV_s}{dt} \end{cases} \quad (3.1)$$

▷ Pour la deuxième période $DT_s < t < T_s$

$$\begin{cases} \frac{dI_L}{dt} = -\frac{1}{L}V_s \\ I_{c1} = c_1 \frac{dV_e}{dt} \\ I_{c2} = c_2 \frac{dV_s}{dt} \end{cases} \quad (3.2)$$

Pour trouver une représentation dynamique valable pour tout la période T_s , on utilise généralement l'expression suivante [Fateh 2012] :

$$\left\langle \frac{dx}{dt} \right\rangle_{T_s} = \frac{dx}{dt(DT_s)} - DT_s \frac{dx}{dt((D-1)T_s)} (D-1)T_s \quad (3.3)$$

En appliquant la relation de l'Équation 3.3 sur les systèmes d'équations (Équation 3.1 et Équation 3.2), on obtient les équations qui régissent le système sur une période entière, après arrangement :

$0 < t < T_s$

$$\begin{cases} c_1 \frac{dV_e}{dt} = I_e - DI_L \\ c_2 \frac{dV_s}{dt} = I_L - I_s \\ L \frac{dI_L}{dt} = DV_e - V_s \end{cases} \quad (3.4)$$

Dans le cas de la conduction continue, la tension et le courant de la charge du convertisseur Buck sont donnés par :

$$\frac{V_s}{V_e} = D \quad (3.5)$$

$$I_s = \frac{1}{1-D} I_e \quad (3.6)$$

3.3.1.2 Convertisseur survolteur (Boost)

La **Figure 3.5** représente un convertisseur Boost. Il est composé d'une source de tension d'entrée continu V_e , une inductance boost L , un interrupteur commandé K , une diode D et de condensateurs de filtrage C . Les formes d'ondes de la conversion dans la CCM sont présentées par la **Figure 3.6**. Lorsque l'interrupteur K est à l'état passant, le courant dans les inducteurs Boost augmente linéairement, la diode D étant non conductrice. Lorsque le commutateur K est mis hors tension, l'énergie stockée dans l'inductance est libérée à travers la diode au circuit d'entrée.

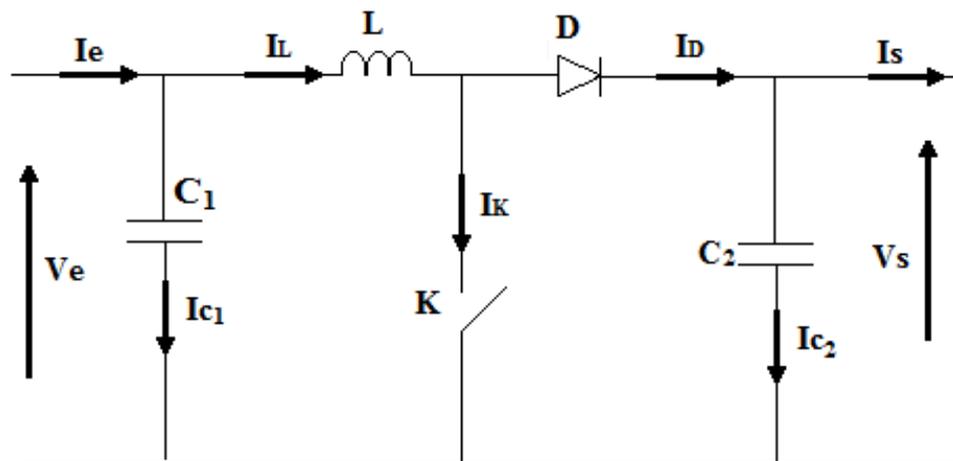


FIGURE 3.5 – Circuit électrique d'un convertisseur DC/DC de type Boost.

Comme on le voit sur la **Figure 3.6**, le courant fourni au circuit de sortie est discontinu. Ainsi, un condensateur de filtrage plus grand est requis par rapport à celui dans les convertisseurs abaisseurs afin de limiter l'ondulation de la tension de sortie. Le condensateur de filtrage doit fournir un courant de sortie sous forme continu à la charge lorsque la diode D est non conductrice.

En appliquant la loi de Kirchhoff pour les deux circuits équivalents du convertisseur survolteur pour les deux phases de fonctionnement, on obtient :

▷ Pour la première période $0 < t < DT_s$

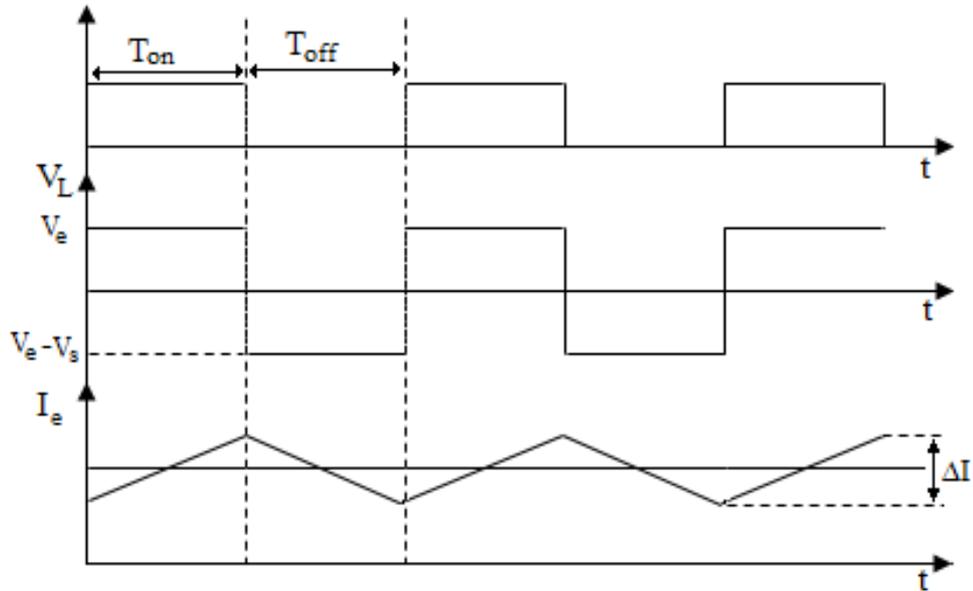


FIGURE 3.6 – Formes typiques d'onde du convertisseur Boost.

$$\begin{cases} \frac{dI_L}{dt} = \frac{1}{L}V_e \\ I_{c1} = c1 \frac{dV_e}{dt} \\ I_{c2} = c2 \frac{dV_s}{dt} \end{cases} \quad (3.7)$$

▷ Pour la deuxième période $DT_s < t < T_s$

$$\begin{cases} \frac{dI_L}{dt} = \frac{1}{L}V_e - \frac{1}{L}V_s \\ I_{c1} = c1 \frac{dV_e}{dt} \\ I_{c2} = c2 \frac{dV_s}{dt} \end{cases} \quad (3.8)$$

En appliquant la relation de l'Équation 3.3 sur les systèmes d'équations (Équation 3.7 et Équation 3.8), on trouve le modèle approximé du convertisseur Boost (comme pour le cas du convertisseur Buck).

$$\begin{cases} I_L = I_e - c1 \frac{dV_e}{dt} \\ I_s = (1 - D)I_L - c2 \frac{dV_s}{dt} \\ V_e = L \frac{dI_L}{dt} - (1 - D)V_s \end{cases} \quad (3.9)$$

Dans le cas d'une conduction continue, la tension et le courant de la charge du convertisseur Boost sont donnés par :

$$\frac{V_s}{V_e} = \frac{1}{1 - D} \quad (3.10)$$

$$I_s = (1 - D)I_e \quad (3.11)$$

3.3.1.3 Convertisseur survolteur (Buck-Boost)

La topologie (transformerless) non isolée du convertisseur Buck-Boost est montrée dans la **Figure 3.7**. Le convertisseur se compose d'une source de tension d'entrée V_e , du commutateur de commande K , de l'inducteur L , de la diode D et des condensateurs de filtre C .

Avec l'interrupteur fermé, le courant d'inducteur augmente tandis que la diode est maintenue bloquée. Quand le commutateur est ouvert, la diode conduit et fournit un chemin pour le courant d'inducteur.

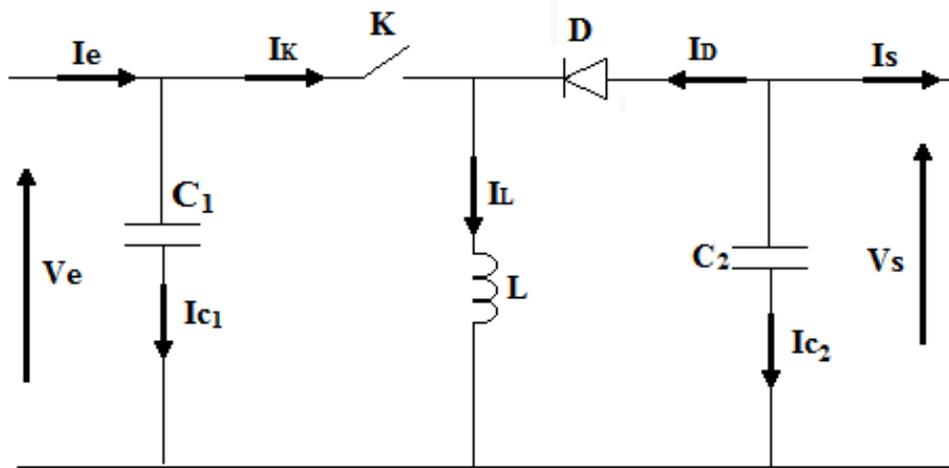


FIGURE 3.7 – Circuit électrique d'un convertisseur DC/DC de type Buck-Boost.

En appliquant la loi de Kirchhoff sur les deux circuits équivalents du convertisseur Buck-Boost, pour les deux phases de fonctionnement, on obtient :

▷ Pour la première période $0 < t < DT_s$

$$\begin{cases} \frac{dI_L}{dt} = \frac{1}{L}V_e \\ I_{c1} = c_1 \frac{dV_e}{dt} \\ I_{c2} = c_2 \frac{dV_s}{dt} \end{cases} \quad (3.12)$$

▷ Pour la deuxième période $DT_s < t < T_s$

$$\begin{cases} \frac{dI_L}{dt} = \frac{1}{L}V_e \\ I_{c1} = c_1 \frac{dV_e}{dt} \\ I_{c2} = c_2 \frac{dV_s}{dt} \end{cases} \quad (3.13)$$

En utilisant la relation de l'Équation 3.3 dans les systèmes d'équations (Équation 3.12 et Équation 3.13), on trouve le modèle approximé du convertisseur Buck-Boost :

$$\begin{cases} \frac{dI_L}{dt} = \frac{1}{L}DV_e + (1-D)V_s \\ I_{c1} = c_1 \frac{dV_e}{dt} = c_1DV_e + (1-D)V_s \\ I_{c1} = c_2 \frac{dV_s}{dt} = -I_s - (1-D)I_L \end{cases} \quad (3.14)$$

Dans le cas de la conduction continue, la tension et le courant de la charge du convertisseur Buck-Boost sont donnés par :

$$\frac{V_s}{V_e} = \frac{1-D}{D} \quad (3.15)$$

$$I_s = \frac{1}{1-D}I_e \quad (3.16)$$

De nombreuses recherches scientifiques ont montré l'intérêt du convertisseur Boost pour les applications du MPPT avec un meilleur asservissement ([Attou 2014], [Sholapur 2014]). Dans ce qui suit, on va traiter le cas d'un convertisseur DC/DC, de type Boost, utilisé comme adaptateur entre le générateur photovoltaïque et la charge DC.

3.3.2 Techniques de recherche de point de puissance maximale MPPT

L'emplacement du point de puissance maximale (PPM) dans le plan I-V n'est pas connu à l'avance et varie toujours dynamiquement en fonction de l'ensoleillement et de la température. Par exemple, la **Figure 3.8** montre un ensemble de courbes I-V avec augmentation de l'éclairement à une température constante (25 °C).

Il y a des décalages de tension observables là où le PPM se produit. Par conséquent, le PPM doit être localisée par un algorithme de suivi, qui est généralement le cœur du contrôleur MPPT.

De nombreux algorithmes MPPT ont été développés. Ces algorithmes diffèrent les uns des autres en termes de nombre de capteurs utilisés, de complexité et de coût pour mettre en œuvre l'algorithme. L'objectif de tous les principaux algorithmes MPPT est d'atteindre le point de puissance maximale rapidement, avec précision et surtout réduire la perturbation autour de ce point.

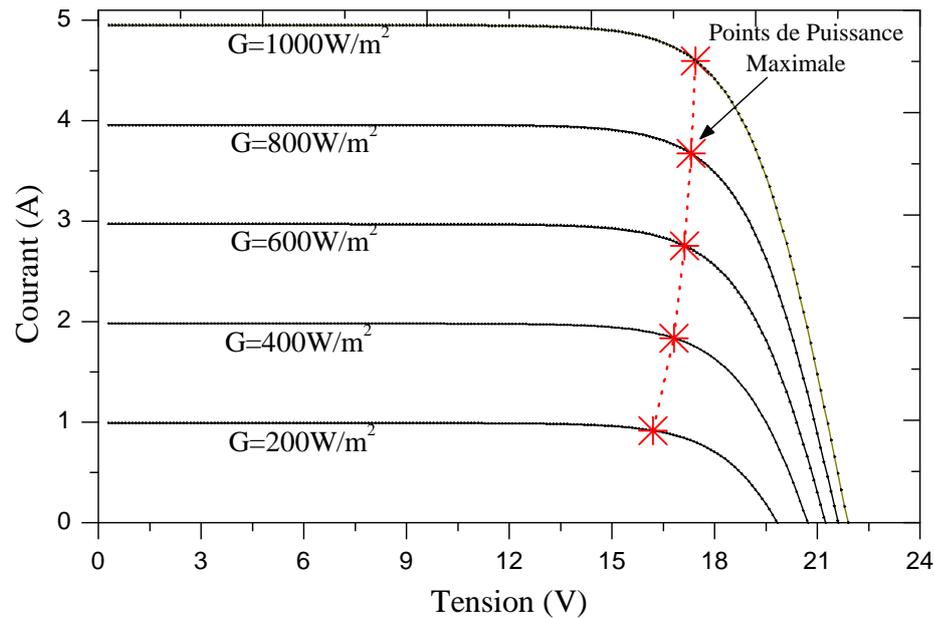


FIGURE 3.8 – Courbes pour un éclairage variable et à température constante (25°C).

3.3.2.1 Commandes MPPT conventionnelles (méthodes directes)

3.3.2.1.1 Commande "Perturbe and Observe" (P&O)

La méthode "Perturbe et Observe" (P&O), est probablement l'algorithme MPPT le plus couramment utilisé, car il est simple et ne nécessite que des mesures de tension et de courant du panneau photovoltaïque.

Comme son nom l'indique, cette méthode fonctionne périodiquement par la perturbation (incrémenter ou décrémenter) du rapport cyclique du convertisseur continu-continu et la comparaison de la puissance de sortie photovoltaïque avec celle du cycle précédent de perturbation. Si la puissance augmente, la perturbation se poursuivra dans le même sens dans le cycle suivant, sinon la direction de perturbation sera inversée.

Cette méthode peut être mise en œuvre par l'application d'une perturbation de la tension ou du courant de référence du panneau solaire. L'organigramme de l'algorithme MPPT (P&O) est présenté dans la **Figure 3.9 [Saibabu 2011]**.

Dans la **Figure 3.9**, $I_{pv}(k)$, $V_{pv}(k)$, et $P_{pv}(k)$ sont, respectivement, le courant, la tension et la puissance du module PV. L'équation généralisée de l'algorithme est donnée par :

$$I_{ref} = I_{pv}(k) + \text{sign}(I_{pv}(k) - I_{pv}(k-1)) * \text{sign}(P_{pv}(k)) \quad (3.17)$$

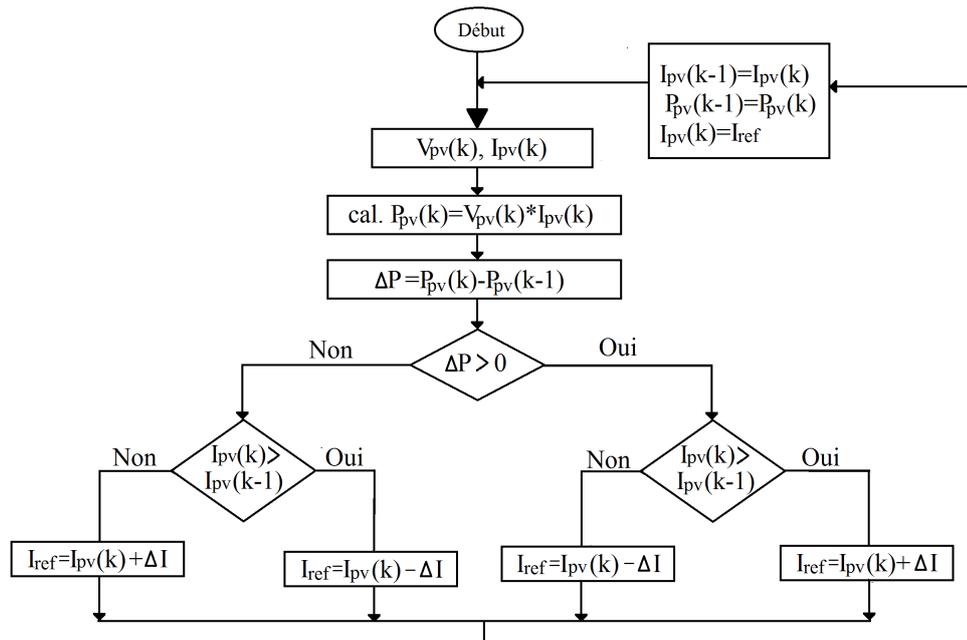


FIGURE 3.9 – Organigramme de la technique de commande (P&O).

Le P&O est la méthode la plus simple qui détecte le point de puissance maximale du générateur photovoltaïque et son coût de mise en œuvre est faible, donc facile à réaliser. L'inconvénient principal de cette méthode est les ondulations autour du PPM.

Une taille fixe du pas de perturbation entraîne un problème majeur sur la performance dynamique et l'état d'équilibre en termes de perte de puissance et de vitesse de réponse. D'un part, un grand pas de perturbation entraîne des grandes oscillations pendant le fonctionnement en régime permanent avec des pertes de puissance, bien que le PPM soit rapidement atteint. D'autre part, un pas plus court empêche une réponse dynamique rapide lors de l'évolution des conditions atmosphériques et ce, en ralentissant le processus d'acquisition du point de fonctionnement optimal. Ce problème a été abordé dans une large mesure par l'introduction de méthodes avec un pas de perturbation variable qui élimine la nécessité de cet arrangement.

3.3.2.1.2 Commandes "Incrément de conductance" (IncCond)

La **Figure 3.10** montre que la pente de la courbe de puissance du générateur photovoltaïque est nulle au PPM, augmente à gauche du PPM et diminue à droite du point PPM. Les équations de base de cette méthode sont les suivants [Kurella 2013].

$$\frac{dI}{dV} = -\frac{I}{V} \quad \text{à MPPT} \quad (3.18)$$

$$\frac{dI}{dV} > -\frac{I}{V} \quad \text{à gauche du MPPT} \quad (3.19)$$

$$\frac{dI}{dV} < -\frac{I}{V} \quad \text{à droite du MPPT} \quad (3.20)$$

I et V sont respectivement le courant et la tension de sortie du panneau PV. À noter que le second membre de l'Équation 3.18 représente l'opposé de la conductibilité instantanée du panneau solaire ; alors, que le premier représente la dérivée de la puissance du panneau. Ainsi, au MPP, ces deux quantités doivent être égales.

D'après les équations (Équation 3.18, Équation 3.19 et Équation 3.20), il est évident que lorsque les deux grandeurs sont égales, le champ solaire fonctionnera au point de puissance maximale. Si le point de fonctionnement n'est pas sur le MPP, une inégalité apparaît qui indique que la tension de fonctionnement est au-dessus ou au-dessous de la tension optimale.

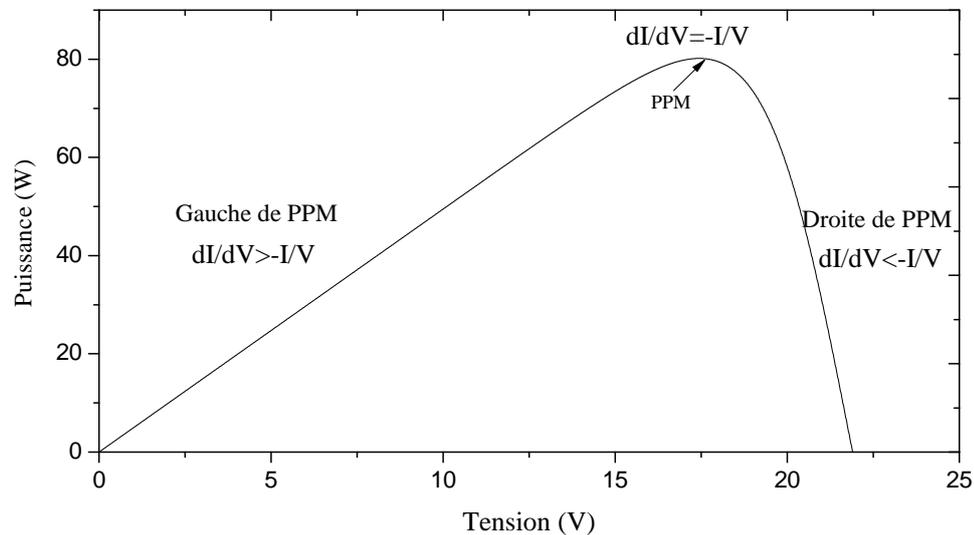


FIGURE 3.10 – Idée de base de la méthode IncCond sur une courbe P-V d'un module solaire.

En d'autres termes, en comparant la conductance à chaque instant d'échantillonnage, on peut suivre le point de puissance maximale du module comme représenté l'organigramme de la **Figure 3.11**.

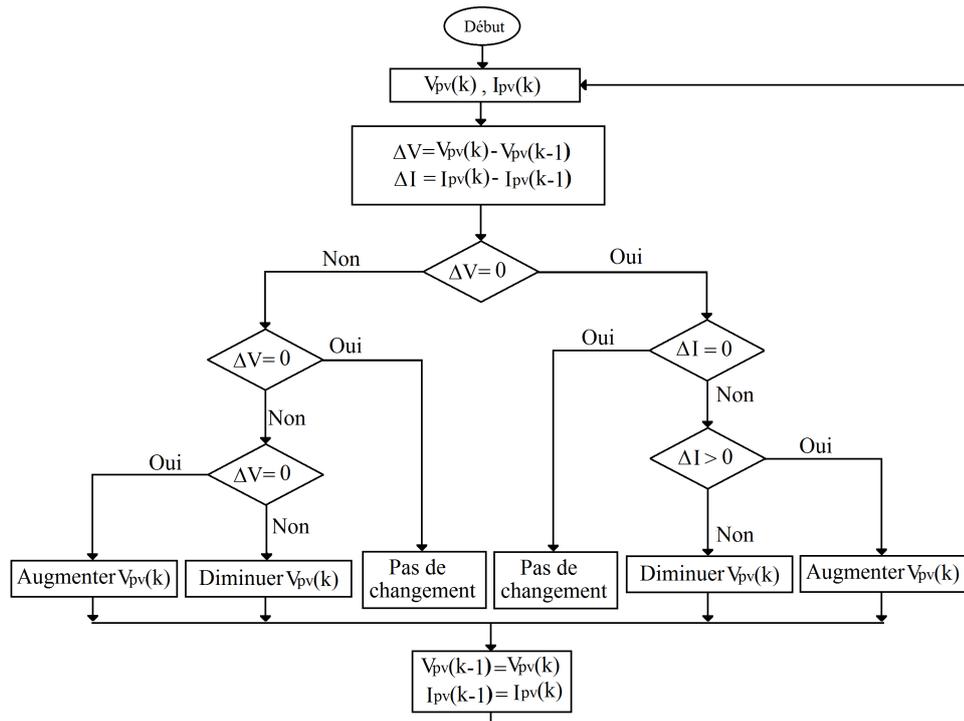


FIGURE 3.11 – Organigramme de la méthode de conductance incrémental.

Cet algorithme a des avantages par rapport à la méthode (Perturber et Observer) du fait qu'il peut déterminer quand on atteint le PPM, là où la méthode P&O nous donne une oscillation autour de ce point PPM. En outre, cet algorithme permet de suivre rapidement l'augmentation et la diminution des conditions d'éclairage avec une précision supérieure à celle de l'algorithme P&O. L'inconvénient de cet algorithme est qu'il est plus complexe par rapport à celui de la commande P&O.

3.3.2.2 Commandes MPPT indirectes

3.3.2.2.1 Commandes "Fraction de tension de circuit ouvert" (FOCV)

L'algorithme du circuit de tension ouvert est une méthode de contrôle MPPT simple. Cette technique est également connue comme "méthode de tension V_{OC} constante"; V_{OC} est la tension du panneau photovoltaïque en circuit ouvert.

La méthode de tension constante utilise les résultats empiriques; la tension au point de puissance maximale (V_{MPP}) est d'environ 70% à 80% de la tension en circuit ouvert (V_{OC}), pour la condition atmosphérique standard [Sanz Morales 2010]. La relation entre la tension du circuit ouvert (V_{OC}) et la tension au point de puissance maximale (V_{MPP}) du module PV peut être décrite par l'Équation 3.21.

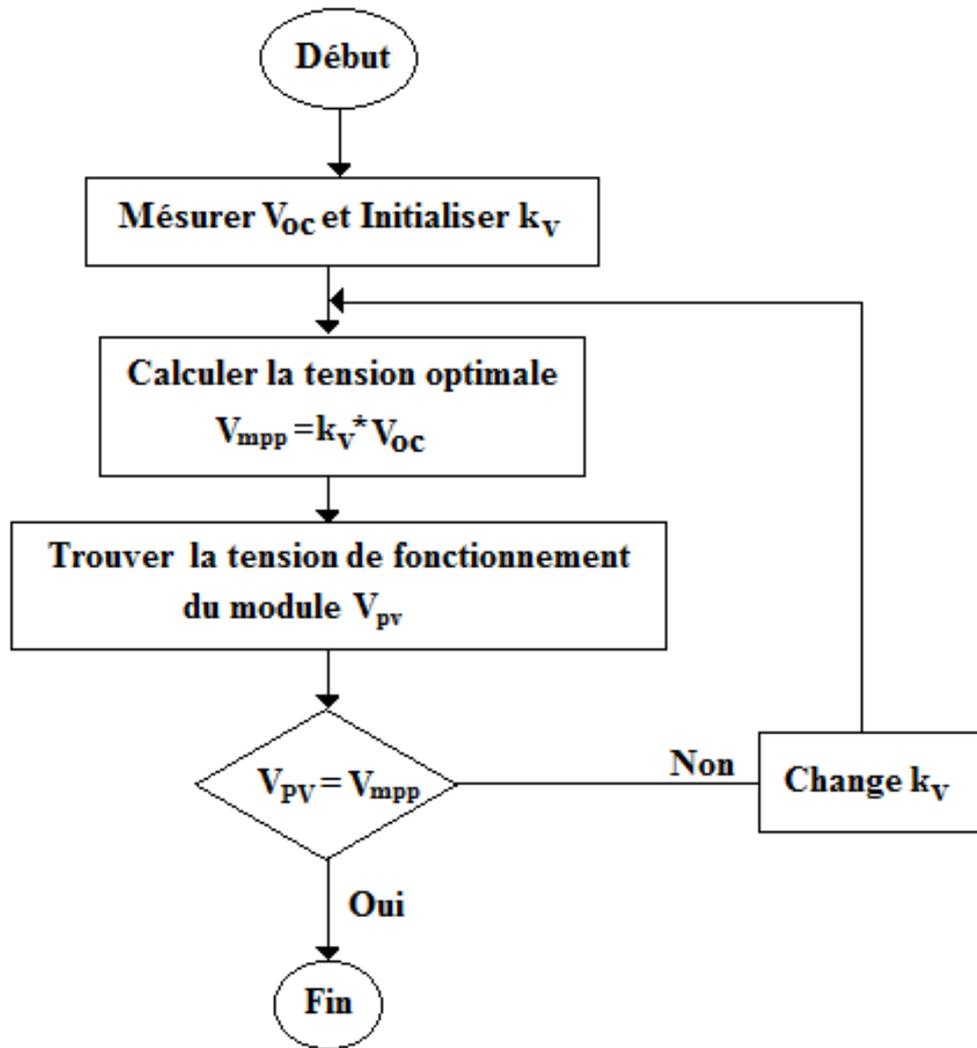


FIGURE 3.12 – Organigramme de la méthode FOCV.

$$V_{MPP} = k_v * V_{oc} \quad (3.21)$$

Le facteur k_v est toujours inférieur à l'unité.

Le point de fonctionnement du champ PV est maintenu près du PPM en réglant la tension du champ PV sur celle de référence fixe V_{ref} . La valeur V_{ref} est maintenue égale à V_{MPP} , sur la caractéristique du module PV ou à une autre tension meilleure en circuit ouvert calculée. Cette méthode suppose que les variations ponctuelles de l'ensoleillement et de la température sur le champ PV ne sont pas significatives et que la tension de référence constante est une approximation suffisante de la vraie valeur pour le PPM.

La difficulté associée à cette technique est qu'il existe une variation de la tension en circuit ouvert avec la température. Comme il y a une augmentation de

la température, il y a une variation de la tension en circuit ouvert du module ; donc la tension du circuit ouvert du module doit être calculée fréquemment. Dans ce processus, la charge doit être déconnectée du module pour mesurer la tension en circuit ouvert. L'avantage de cette méthode est qu'il est nécessaire de mesurer seulement la tension de circuit ouvert du module PV et une simple boucle de contrôle peut atteindre ce résultat.

3.3.2.2.2 Commandes "Fraction de courant de court-circuit" (FSCC)

L'algorithme de courant de court-circuit est similaire au précédent. Cette technique est également connue comme « procédé de courant I_{sc} constant ». I_{sc} est le courant de court-circuit du panneau photovoltaïque.

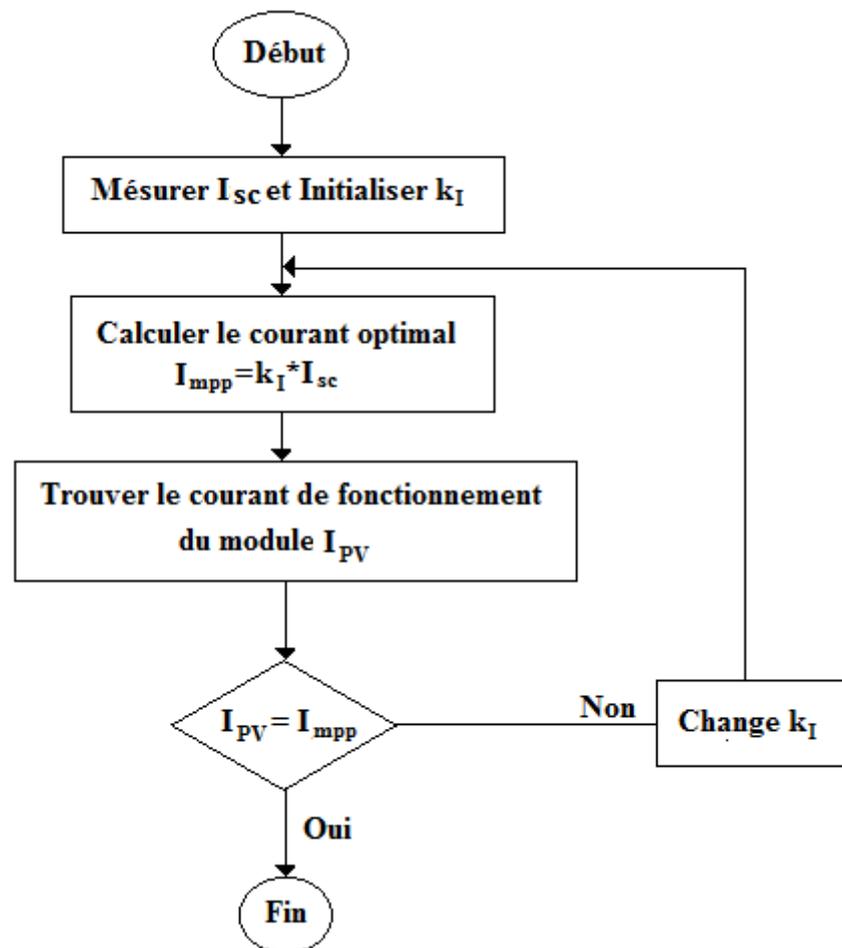


FIGURE 3.13 – Organigramme de la méthode FSCC.

La relation entre le courant de court-circuit et le courant au point maximal du module PV peut être décrite par l'Équation 3.22 ; le facteur k_I est toujours inférieur à l'unité.

Il semble très simple, mais la détermination de la meilleure valeur de k_I est très difficile. En général k_I varie entre 0,78 et 0,92 [Noguchi 2002].

$$I_{MPP} = k_I * I_{sc} \quad (3.22)$$

Lorsque le courant de sortie du générateur photovoltaïque est d'environ 90% du courant de court-circuit, le module solaire fonctionne à son PPM. En d'autres termes, la valeur de k_I est de 0,9. Pendant le fonctionnement, l'acquisition de I_{sc} est problématique. Un interrupteur supplémentaire doit être généralement ajouté au convertisseur de puissance. La puissance de sortie diminue non seulement lors de la recherche I_{sc} , mais aussi parce que le PPM n'est jamais parfaitement adapté.

Cette méthode présente les mêmes avantages et inconvénients que ceux de la méthode de la tension de circuit ouvert ; elle souffre donc d'inexactitude mais présente l'avantage d'être simple et à faible coût.

3.3.2.3 Commandes MPPT à base des techniques intelligentes

3.3.2.3.1 Commandes MPPT basées sur le principe de la logique floue (FLC)

Le contrôle par la logique floue a été introduit par Mamdani et est basée sur la théorie des ensembles flous de Lofti A. Zadeh (1965). Récemment, la commande à base de la logique floue a été utilisée dans les systèmes de recherche du point de puissance maximale.

L'expérimentation a révélé que le contrôle de la logique floue (FLC) donne de meilleurs résultats que ceux obtenus à partir d'algorithmes de contrôle classiques dans des situations où la modélisation du système est difficile à réaliser [Farhat 2011].

La structure de base d'un contrôleur de logique floue est constituée d'un bloc de fuzzification (termes linguistiques), base de connaissances (règles), moteur d'inférence (prise de décision logique), et le bloc de défuzzification (interface de sortie). Le schéma bloc d'un contrôleur à logique floue est représenté sur la **Figure 3.14**.

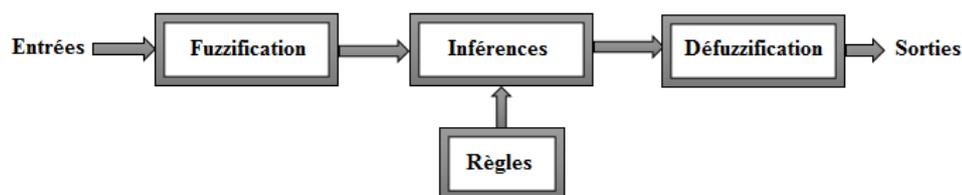


FIGURE 3.14 – Structure générale d'un régulateur par logique floue.

✓ Fuzzification

Le bloc Fuzzification est une interface entre l'ensemble des valeurs nettes du processus actuel et le moteur d'inférence floue. Il convertit des données d'entrée en valeurs linguistiques appropriées en utilisant une fonction d'appartenance.

La conception du module Fuzzification est basée sur le choix du mécanisme d'inférence choisi ; Il y a trois logiques floues principales, à savoir Singleton, Triangulaire, et Gaussien. La fonction d'appartenance triangulaire montre une meilleure performance par rapport aux autres fonctions d'appartenance.

Selon son expérience, l'utilisateur choisit des fonctions d'appartenance, généralement trois, cinq ou sept fonctions. Un grand nombre de fonctions d'appartenance rend la programmation plus complexe mais garantit un grand nombre résolution. Pour le suivi de point de puissance maximale, on a couramment deux entrées, l'erreur E et la variation de l'erreur ΔE , définies comme suit :

$$E(k) = \frac{P(k) - P(k-1)}{I(k) - I(k-1)} \quad (3.23)$$

$$\Delta E(k) = E(k) - E(k-1) \quad (3.24)$$

$P(k)$ est la puissance instantanée du générateur PV.

L'entrée $E(k)$ indique si le point du fonctionnement en charge sur la caractéristique P-V, à l'instant k , est situé à gauche ou à droite du point de puissance maximale, tandis que $\Delta E(k)$ exprime le sens de déplacement de ce point.

Selon l'application, les fonctions d'appartenance peuvent être au nombre de trois (N, Z, P) ; cinq (NB, NS, Z, PB, PS) ou sept (NB, NM, NS, Z, PB, PM, PS).

✓ Inférences et règles floues

L'inférence est parfois appelée raisonnement flou. Elle est utilisée dans la règle floue pour déterminer le résultat de cette dernière pour des valeurs données aux variables d'entrée. Cette étape consiste à relier les variables physiques d'entrée à la variable de sortie sous sa forme linguistique.

Les règles d'inférences choisies ont été obtenues à partir de règles générales appliquées à tout système susceptible d'être commandé. Chaque règle est composée d'une condition précédée du symbole 'Si' appelée prémisses et d'une conclusion précédée du symbole 'Alors'.

Le traitement numérique des règles d'inférence qui permet d'obtenir la sortie floue du régulateur se fait par différentes méthodes, on mentionne particulièrement :

- La méthode d'inférence max-min ;
- La méthode d'inférence max-prod ;
- La méthode d'inférence somme-prod ;

La méthode d'inférence max-min (Mamdani) est généralement choisie. Elle implique la fonction d'appartenance de sortie à des ensembles flous. Après le processus d'agrégation, il y a un ensemble flou pour chaque variable de sortie, conduisant à la nécessité d'une défuzzification. Les opérations mises en œuvre dans le processus d'inférence sont : l'opérateur *ET* qui est réalisé par la formation du minimum, l'opérateur *OU* qui est réalisé par la formation du maximum, et *ALORS* (l'implication) qui est réalisée par la formation du minimum.

✓ Défuzzification

La troisième étape est la défuzzification où la sortie du régulateur à logique floue est convertie à partir de la variable linguistique en variable numérique. Par cette étape, se fait alors le retour aux grandeurs de sortie réelles.

Plusieurs stratégies de DEFUZZIFICATION existent, les plus utilisées sont :

- La méthode de centre de gravité.
- La méthode du maximum.
- La méthode de la moyenne des maxima

La méthode de défuzzification la plus utilisée est celle de la détermination du centre de gravité.

Dans notre cas, la sortie du correcteur sera la variation du hacheur. On en déduit la nouvelle variation du rapport cyclique.

$$D = \frac{\sum_{j=1}^n \mu(D_j) - D_j}{\sum_{j=1}^n \mu(D_j)} \quad (3.25)$$

Les avantages de ces contrôleurs, outre le traitement avec des entrées imprécises et le fait qu'on n'a pas besoin d'un modèle mathématique précis, sont une convergence rapide lors de changement des conditions climatiques et des oscillations minimales autour du PPM. L'inconvénient majeur de ce type de contrôleur est que sa précision est fortement liée à la complexité de la table de vérité employée, entraînant la nécessité du choix obligatoire d'un microcontrôleur ayant une grande capacité de calcul [Zarour 2010].

3.3.2.3.2 Commandes MPPT basées sur le principe des réseaux de neurones artificiels(ANN)

Une autre méthode MPPT bien adaptée aux microcontrôleurs est celle des réseaux de neurones. Ces derniers sont apparus avec la logique floue et les deux font partie que l'on appelle "Soft Computing" [Kassem 2012b].

L'exemple le plus simple d'un réseau neuronal (ANN) est celui à trois couches, appelées couche d'entrée, couche cachée et couche de sortie, comme le montre la **Figure 3.15**.

Des ANN plus complexes sont construites en ajoutant plus de couches cachées. Le nombre de couches et le nombre de nœuds dans chaque couche, ainsi que la fonction utilisée dans chaque couche sont variables et dépendent de la connaissance de l'utilisateur.

Les variables d'entrée peuvent être des paramètres du champ PV tels que les V_{OC} et I_{SC} , les données atmosphériques comme l'irradiation et la température ou une combinaison de ceux-ci. La sortie est habituellement un ou plusieurs signaux de référence, tels que le rapport cyclique ou la tension de référence du circuit intermédiaire.

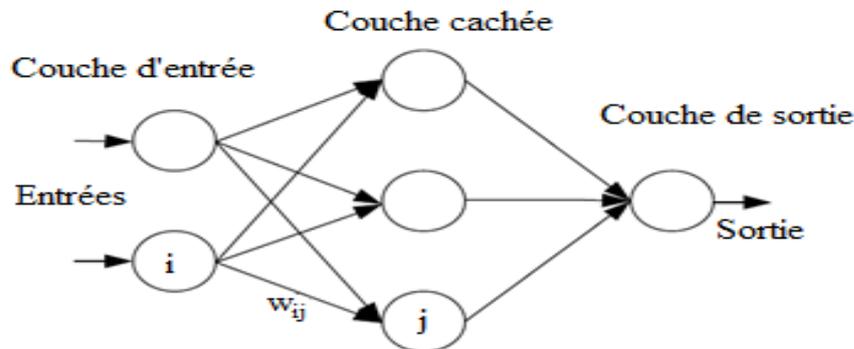


FIGURE 3.15 – Exemple d'un réseau de neurones.

La performance de la commande ANN dépend des fonctions utilisées par la couche cachée et la façon dont le réseau neuronal a été formé. Les liens entre les nœuds sont tous mesurés. Dans la **Figure 3.15**, le poids entre les nœuds i et j est classé comme w_{ij} . Les poids sont ajustés dans le processus de formation. Pour exécuter ce processus, les données des modèles entre les entrées et les sorties du réseau de neurones sont enregistrés sur une longue période de temps, de sorte que le PPM peut être suivi avec précision [Sanz Morales 2010].

Le principal inconvénient de cette technique MPPT est le fait que les données nécessaires pour le processus de formation doit être spécifiquement acquis pour tous les champs PV et de l'emplacement, puisque les caractéristiques du champ

PV varie selon le modèle et les conditions atmosphériques et dépend de la localisation. Ces caractéristiques aussi changent avec le temps, de sorte que le réseau de neurones doit être formé périodiquement.

3.3.3 Tests d'efficacité des algorithmes de suivi du point de puissance maximale

L'un des objectifs de cette thèse est de tester les performances dynamiques des différents algorithmes MPPT. Nous avons choisi de tester un algorithme de chaque catégorie et ce en utilisant Matlab/simulink.

Le modèle proposé ici se compose d'un module PV de type SUNTECH STP080S-12/Bb, un convertisseur DC-DC de type Boost et une charge résistive. Le bloc de contrôle MPPT génère des impulsions de commande du convertisseur. Les paramètres du système utilisés dans la simulation effectuée dans ce chapitre sont les suivants :

TABLE 3.1 – Paramètres de simulation.

Paramètre	valeur
Condensateur (C_1)	$47 \mu F$
Inductance (L)	$0.5 mH$
Condensateur (C_2)	$47 \mu F$
Résistance	16Ω

◆ Commandes "Fraction de courant de court-circuit" (FSCC)

Cette méthode est basée sur la relation analytique qui relie le courant optimal avec le courant de court-circuit. Le schéma de principe de la commande est donné par la **Figure 3.16**.

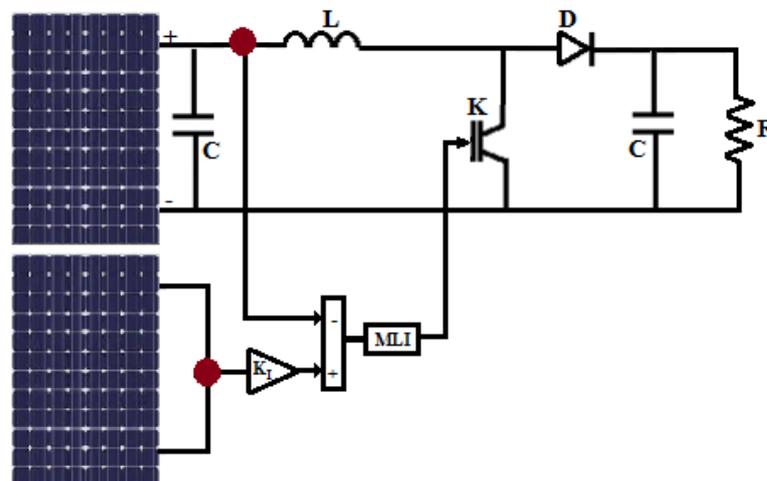


FIGURE 3.16 – Principe de la commande FSCC.

D'après l'Équation 3.22, la constante k_I qui relie le courant de court-circuit au courant optimal est donné par $k_i = \frac{I_{mpp}}{I_{sc}}$. Dans les conditions standards $I_{mpp} = 4.58A$; $I_{sc} = 4.95A$, on a : $k_I = 0.92$.

* Résultats de simulation

✓ *Température constante et éclairement variable*

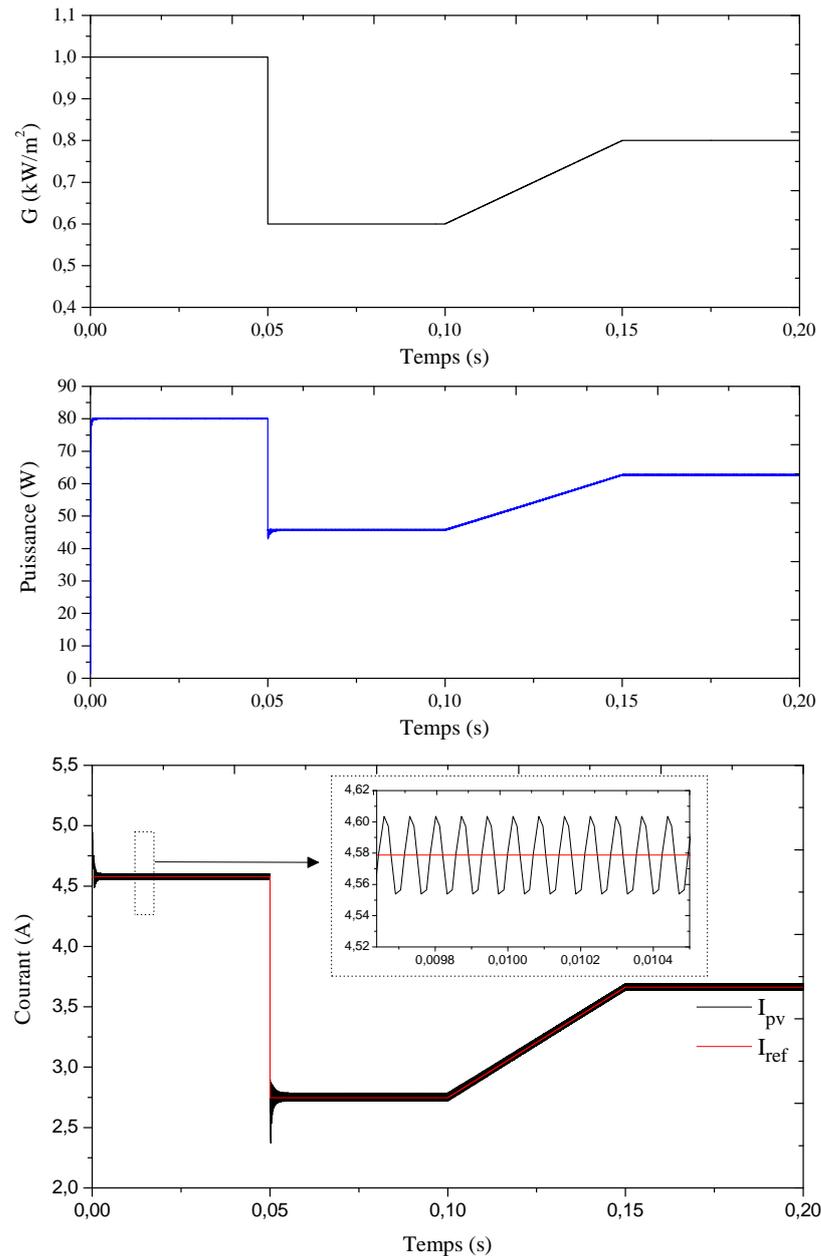
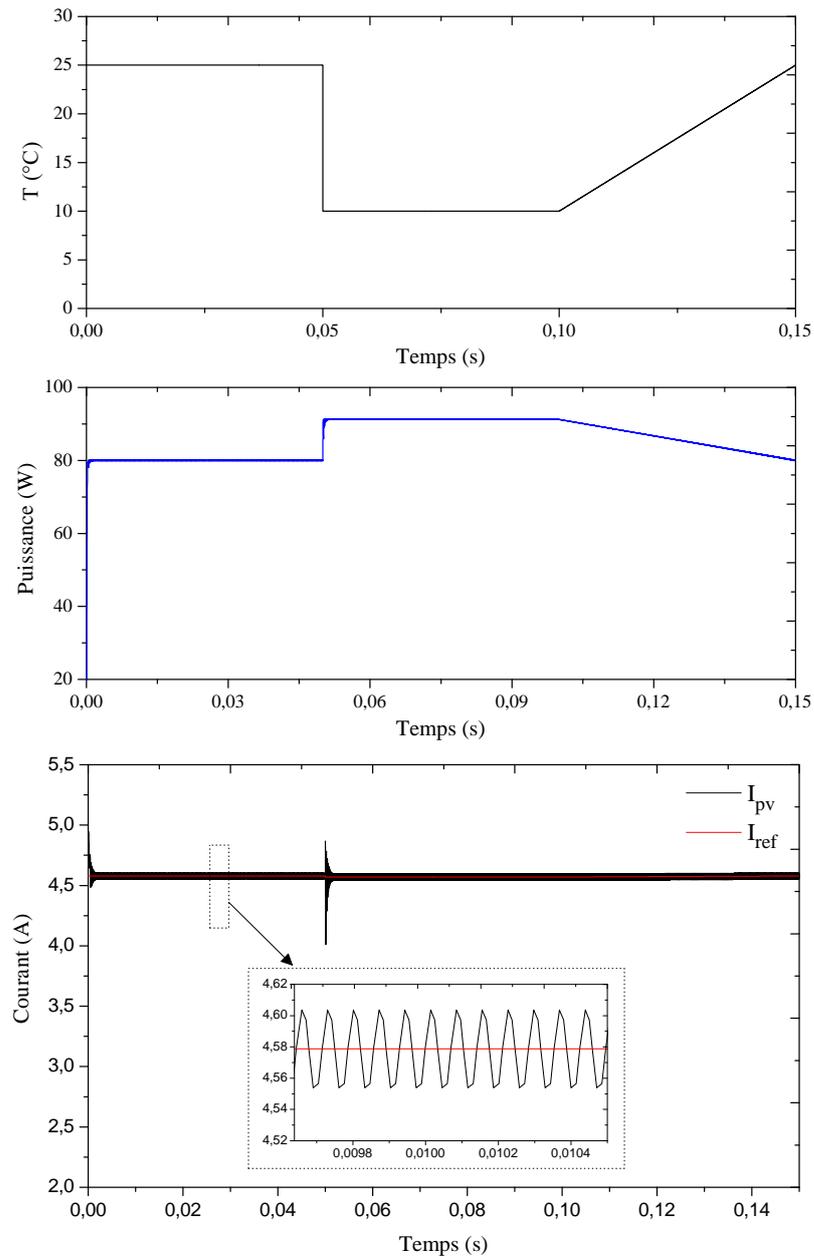


FIGURE 3.17 – Changement de ' I_{pv} et P_{pv} ' lors de la variation d'éclairement, ($T = 25^{\circ}C$).

✓ *Eclairement constant et Température variable*FIGURE 3.18 – Changement de ' I_{pv} et P_{pv} ' lors de la variation de température, ($G = 1000W/m^2$).* **Interprétation des résultats**

Le courant du module PV connecté au hacheur suit le courant de référence, donc les pertes de puissance seront diminuées de façon étendue.

En cas de variation de l'éclairement (ascendant, descendant ou quelconque), le système arrive au nouveau point de fonctionnement très rapidement, avec les mêmes oscillations imposées.

Si l'éclairement varie (augmente ou diminue), cela se traduit par une variation (augmentation ou diminution) du courant.

Dans le cas où la température est variable, la puissance du panneau varie inversement par rapport à la variation de celle-ci, Donc l'utilisation des panneaux photovoltaïques dans des endroits où la température est élevée entraîne une limitation de la puissance totale utilisée par l'installation.

◆ *Commande "Perturb and Observe" (P&O)*

Cette technique de commande consiste à faire « monter » le point de fonctionnement le long de la caractéristique du module PV. La recherche s'arrête quand le point de puissance maximale est atteint. Le contrôle de puissance par la méthode P&O peut être réalisé en utilisant la tension, le courant ou le rapport cyclique. Pour notre étude, nous avons choisi le contrôle par une perturbation de courant (ΔI).

Le schéma de la **Figure 3.19** représente le schéma de commande développé sous SIMULINK.

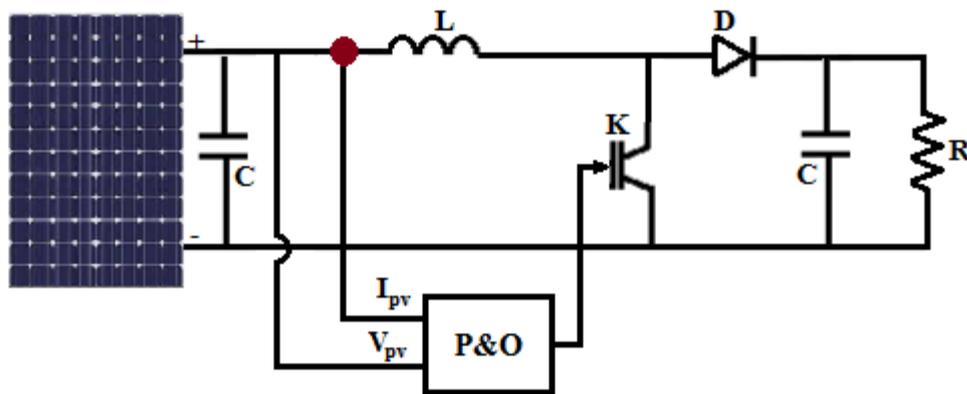
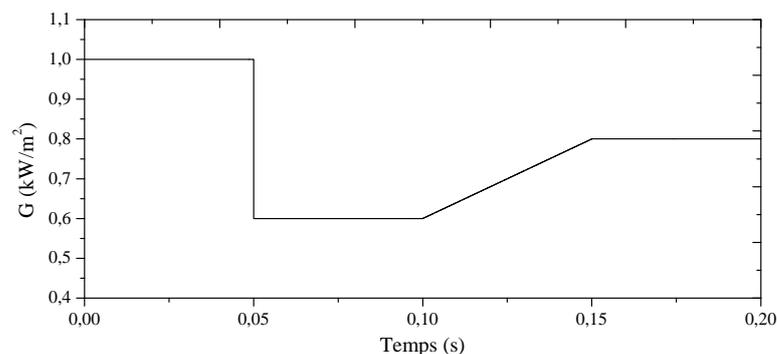


FIGURE 3.19 – Principe de la commande Perturb & Observe.

* Résultats de simulation

✓ *Température constante et éclairement variable*



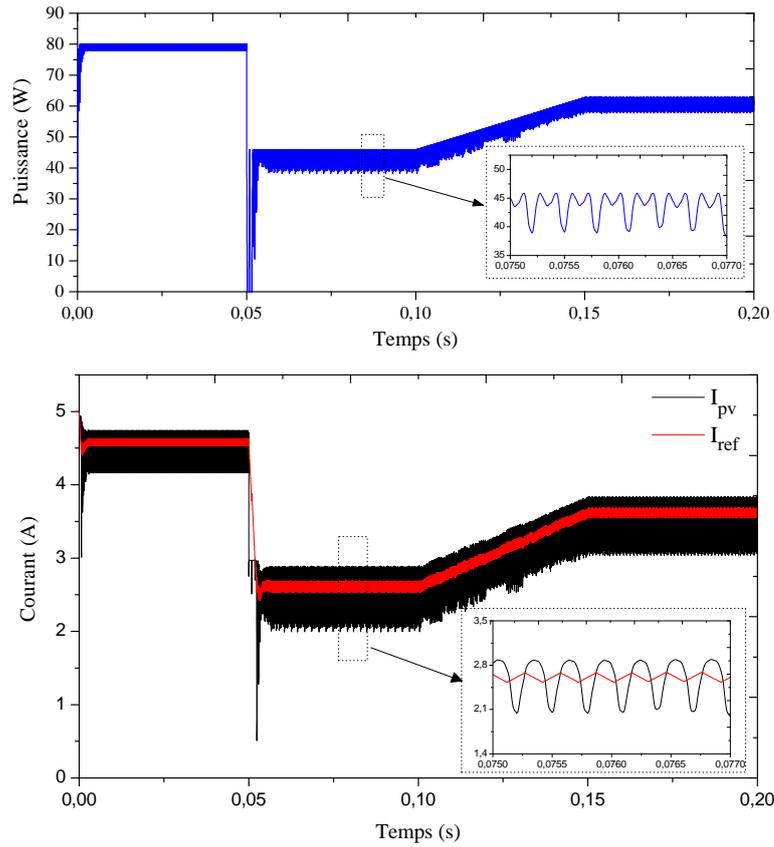
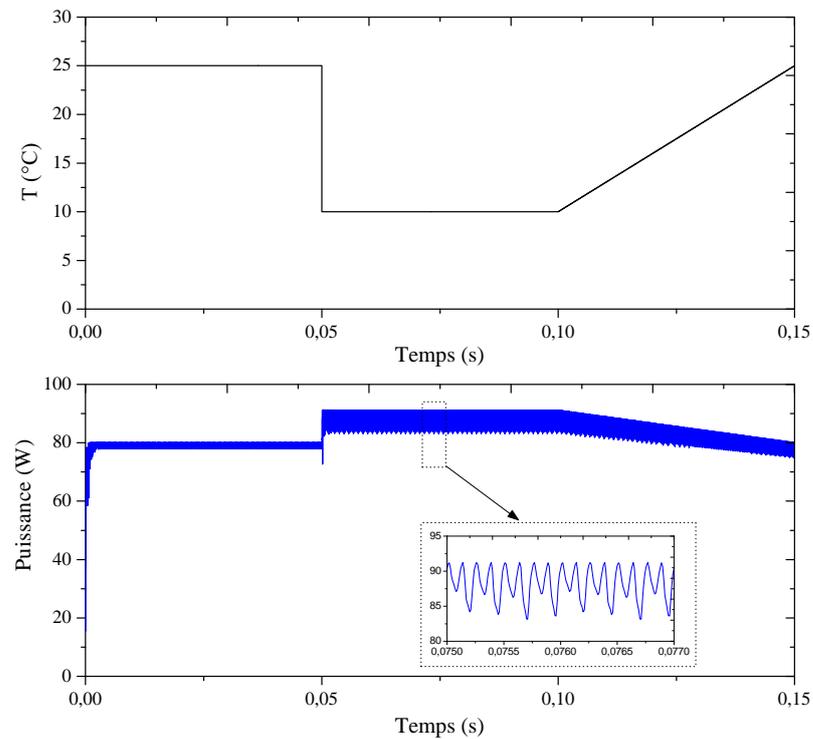


FIGURE 3.20 – Changement de ' I_{pv} et P_{pv} ' lors de la variation d'éclairement, ($T = 25^{\circ}C$).

✓ *Eclairement constant et Température variable*



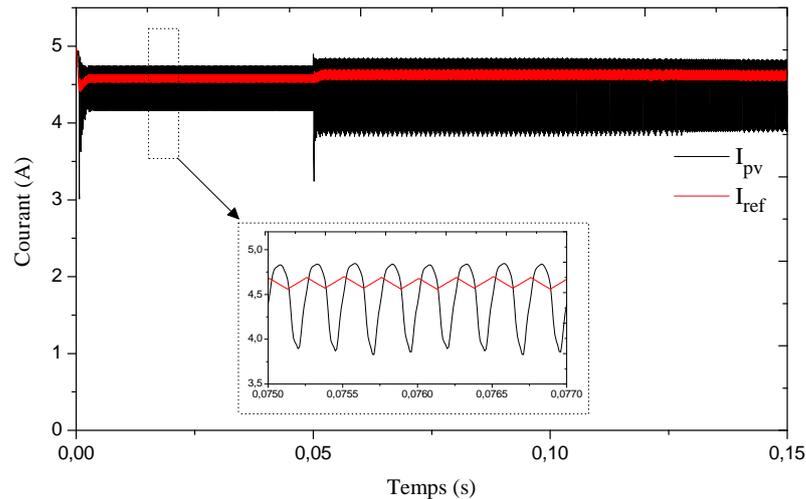


FIGURE 3.21 – Changement de ' I_{pv} et P_{pv} ' lors de la variation de température, ($G = 1000W/m^2$).

* Interprétation des résultats

En régime permanent, la commande P&O continue à imposer des oscillations afin de s'assurer qu'il s'agit du maximum de puissance.

Lorsqu'il y a une variation brusque de l'éclairement, le système de commande perd le contrôle pendant un certain temps ; ce qui provoque des pertes de puissance importantes.

Le choix de pas de perturbation est un compromis fondamental entre la stabilité et la précision de convergence autour du PPM du système. Plus le pas de perturbation est petit, plus il y a de précision sur le point PPM et il y a de faibles oscillations autour de celui-ci. Mais s'il devient tellement petit, le système peut devenir instable.

◆ Commandes MPPT basées sur le principe de la logique floue (FLC)

Le contrôleur flou, proposé pour suivre le point de puissance maximale, est représenté par la **Figure 3.22**. Il reçoit comme entrées l'erreur $E(k)$ et la variation d'erreur $\Delta E(k)$ de la puissance du générateur photovoltaïque ; la sortie sera la variation de rapport cyclique du hacheur.

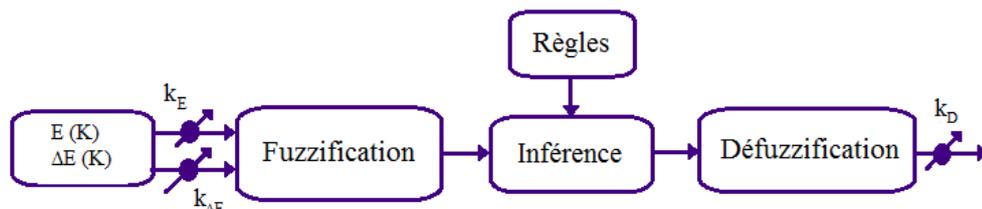


FIGURE 3.22 – Schéma bloc d'une logique floue.

D'après ce schéma, le système est composé de :

- Bloc de calcul de l'erreur et la variation de l'erreur.

$$E(k) = \frac{P_{pv}(k) - P_{pv}(k-1)}{I_{pv}(k) - I_{pv}(k-1)}$$

- Bloc de normalisation de l'erreur, de sa variation.

$$\begin{cases} X_E = k_E * E \\ X_{\Delta E} = k_{\Delta E} \Delta E \end{cases}$$

• Bloc de fuzzification : calcule les degrés d'appartenance de $E(K)$ et $\Delta E(K)$ à l'aide de leurs fonctions d'appartenance. Dans ce régulateur, l'intervalle d'intérêt de chaque variable d'entrée et de la variable de sortie est divisé en cinq classes de type (Mamdani), comme le montre la **Figure 3.23**.

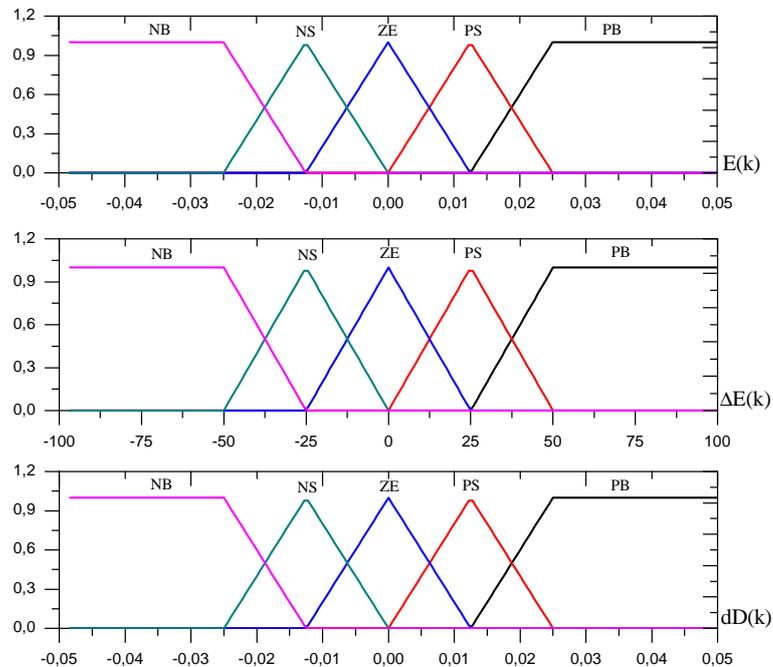


FIGURE 3.23 – Fonction d'appartenance de chacune des variables d'entrées et de sortie.

• Bloc des règles d'inférence floue : En utilisant la table des règles de la commande (**Tableau 3.2**), on a les fonctions d'appartenance résultantes de la variable linguistique dD_i à chacune de ses classes.

• Bloc de defuzzification : utilisé pour convertir la variation de la commande en valeur numérique par l'emploi de la méthode de centre de gravité, où nous définissons des fonctions d'appartenance de forme triangulaire (**Figure 3.23**).

TABLE 3.2 – Table de règles à cinq classes.

$E(k) \backslash \Delta E(k)$	NB	NS	ZE	PS	PB
NB	ZE	ZE	PB	PB	PB
NS	ZE	ZE	PS	PS	PS
ZE	PS	ZE	ZE	ZE	NS
PS	NS	NS	NS	ZE	ZE
PB	NB	NB	NB	ZE	ZE

$$D = \frac{\sum_{j=1}^n \mu(D_j) - D_j}{\sum_{j=1}^n \mu(D_j)}$$

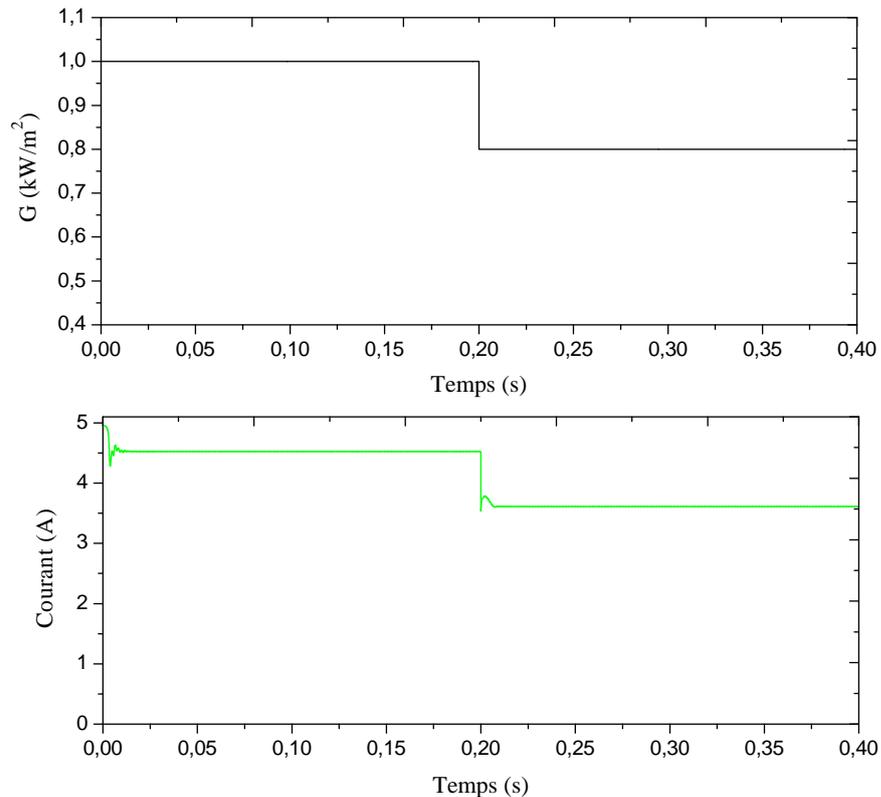
Avec $\mu(D_j)$, le degré d'activation de la $j^{\text{ième}}$ règle et D_j l'abscisse du centre de gravité de la $j^{\text{ième}}$ classe.

Le calcul de la valeur physique de la commande se fait par :

$$D_{k+1} = D_k + k_{dD} * dD_{k+1} \quad (3.26)$$

* Résultats de simulation

✓ *Température constante et éclairement variable*



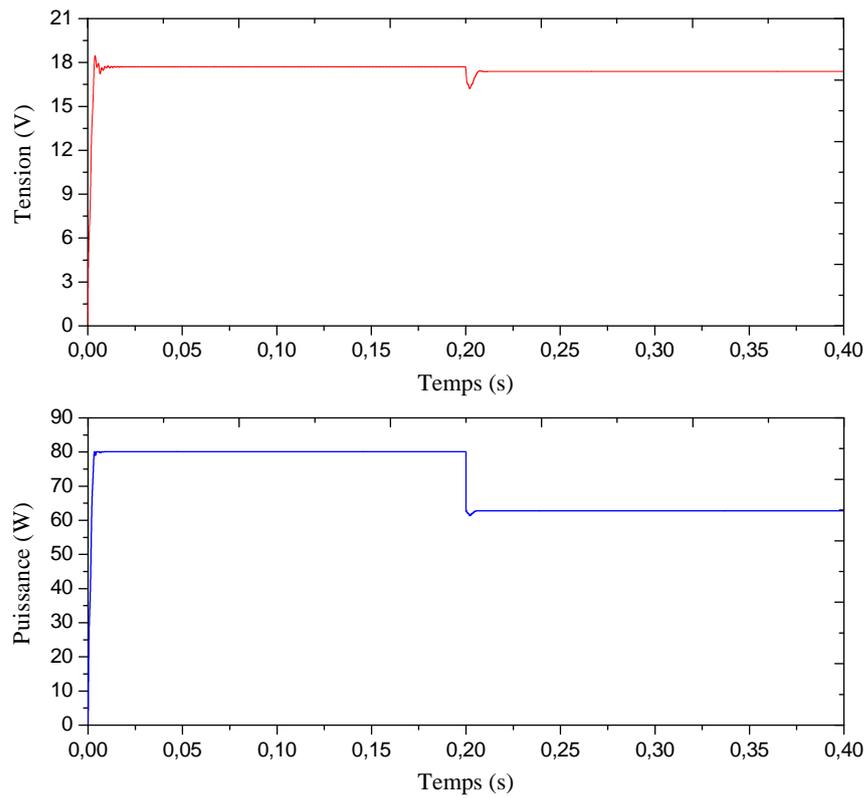
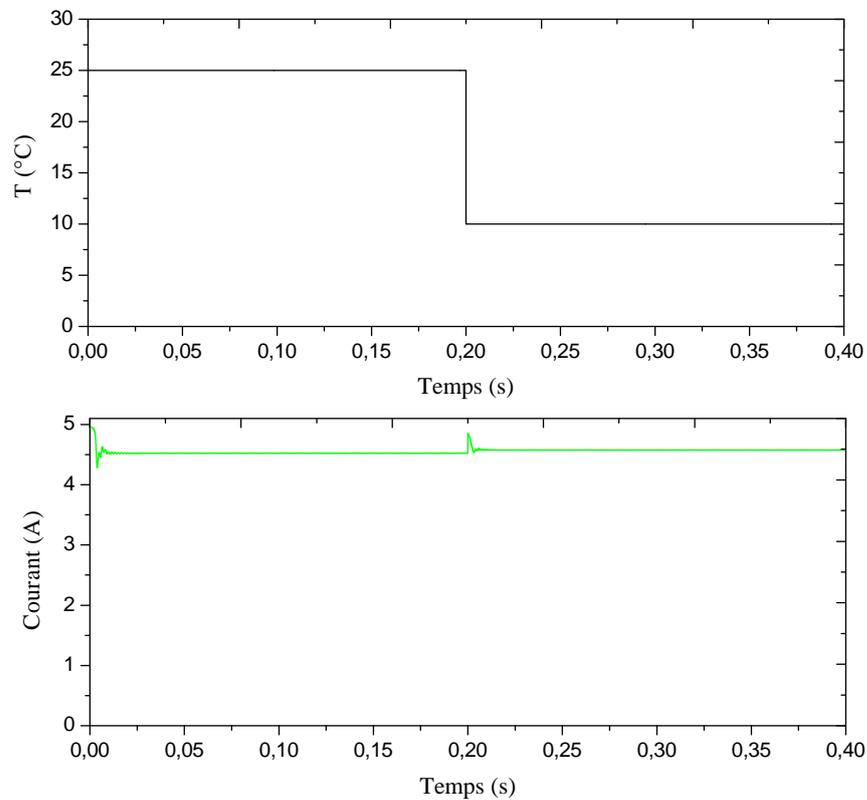


FIGURE 3.24 – Changement de ' I_{pv} , V_{pv} et P_{pv} ' lors de la variation d'éclairement, ($T = 25^{\circ}\text{C}$).

✓ Eclairement constant et Température variable



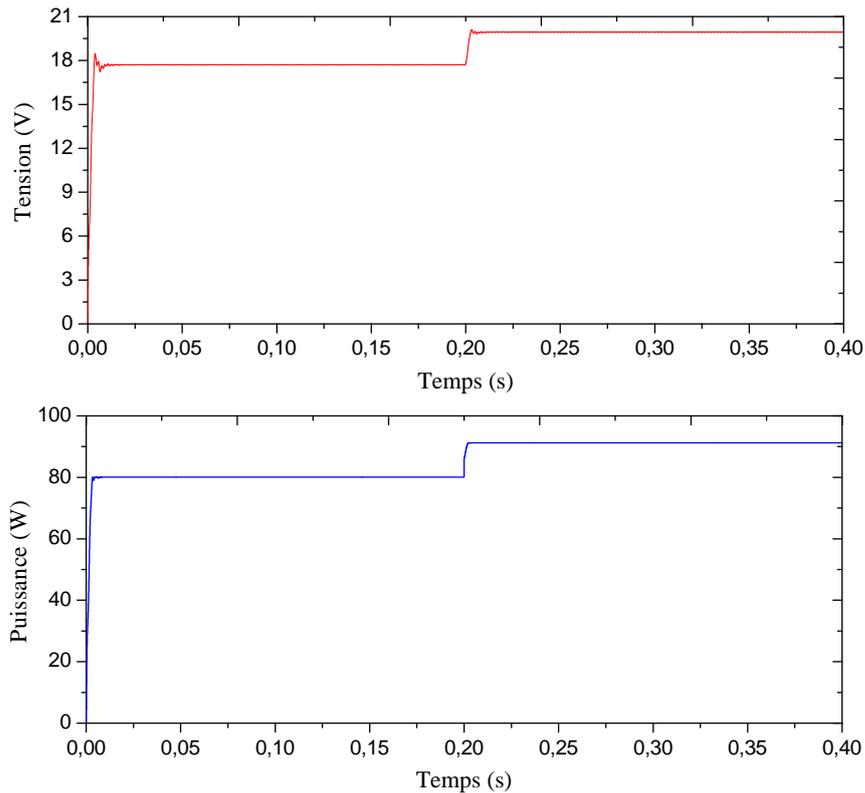


FIGURE 3.25 – Changement de ' I_{pv} , V_{pv} et P_{pv} ' lors de la variation de température, ($G = 1000W/m^2$).

* Interprétation des résultats

Les oscillations sont très réduites, donc la perte de la puissance sera diminuée de façon considérable par rapport à la méthode P&O.

Lorsqu'il y a une variation de l'éclairement, le système survient au nouveau point de fonctionnement très rapidement.

Le changement de l'éclairement n'a pas un grand effet sur la tension du module PV, par contre le courant du module prend la même forme de variation de l'éclairement.

Si la température varie (augmente ou diminue) ça se traduit par une variation (augmentation ou diminution) de la tension, la puissance du panneau varie inversement à celle de la température.

3.3.4 Développement d'un algorithme de maximisation de puissance

Plusieurs techniques MPPT ont été discutés dans ce chapitre. De là, il est clair qu'il peut être très difficile de choisir le meilleur ; chaque méthode MPPT a ses propres avantages et inconvénients.

Dans les paragraphes précédents, nous avons montré que l'algorithme P&O est l'algorithme le plus simple à la mise en œuvre ; nous nous baserons sur ce dernier pour développer notre propre algorithme de maximisation de puissance.

Comme présenté précédemment, les principaux inconvénients de la méthode P&O sont :

- Oscillation autour du MPP provoquant une perte d'énergie.
- En présence du changement rapide des conditions atmosphériques, l'algorithme P&O peut déplacer le point de fonctionnement dans une fausse direction.

Le premier point étant lié au pas d'incrémentation de la perturbation, une meilleure gestion de celui-ci doit permettre une amélioration significative de l'algorithme du MPPT (pas de perturbation variable).

En ce qui concerne le changement brusque de l'éclairement, on utilise la méthode de fraction de courant de court-circuit (FSCC) pour détecter le point de puissance maximale au point de changement.

L'algorithme MPPT proposé est constitué donc de deux algorithmes ; l'algorithme P&O avec une perturbation de courant variable (CPA) et la commande de fraction de courant de court-circuit (FSCC) qui sera activée seulement si un changement brusque de l'éclairement a été appliqué au panneau photovoltaïque [Bounechba 2016].

Dans la méthode proposée, le courant de court-circuit peut être estimé par l'Équation 3.27 au lieu d'être mesuré ; ce qui réduit les pertes et diminue le coût du système.

La relation entre le courant de court-circuit et l'éclairement est déterminée à partir de l'équation ;

$$I_{sc} = k_G * G \quad (3.27)$$

$$k_G = \frac{I_{scnom}}{G_{nom}} \quad (3.28)$$

Par conséquent, une fois que l'éclairement est connu, le courant de court-circuit peut être déterminé.

Le procédé de l'algorithme MPPT proposée est illustré par l'organigramme présenté dans la Figure 3.26, où le pas de perturbation (ΔI) est ajouté au courant de référence (I_{ref}) à chaque itération de l'algorithme et la valeur du courant de référence est déterminée par l'un des deux algorithmes précédents (CPA ou FSCC) et qui dépend des cas où l'illumination est constante, où il y a une variation lente ou un changement soudain dans l'éclairement.

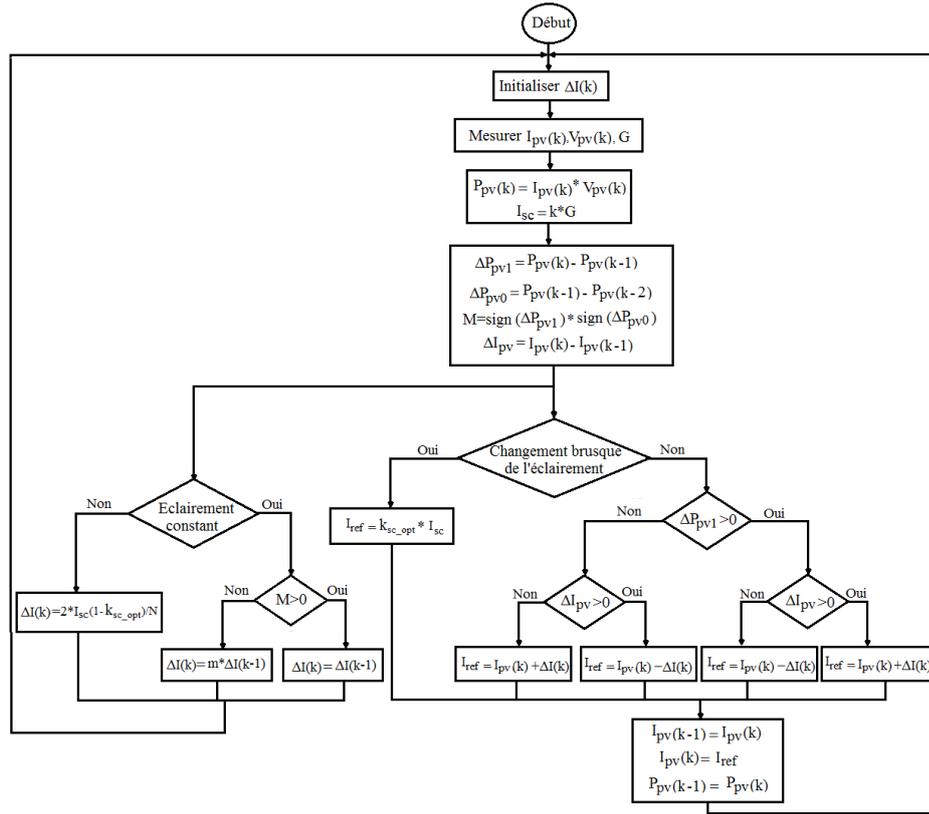


FIGURE 3.26 – Organigramme de la méthode proposée.

La conception de l'algorithme proposé est basée sur l'algorithme de perturbation de courant (CPA) donnée par l'Équation 3.17, où le courant de sortie du module PV fonctionne dans l'intervalle :

$$I_m \leq I_{pv}(k) \leq I_M$$

La valeur maximale et la valeur minimale de l'intensité du courant de fonctionnement sont définies, respectivement, par les équations (Équation 3.29 et Équation 3.30).

$$I_M = I_{sc} \quad (3.29)$$

$$I_m = 2I_{mpp} - I_{sc} \quad (3.30)$$

L'amplitude de la perturbation de courant est un paramètre très important nécessitant une optimisation ; l'abaissement de $\Delta I(k)$ réduit les pertes en régime permanent causées par l'oscillation du point de fonctionnement du panneau PV autour du MPP.

TABLE 3.3 – Dynamique de la taille de la perturbation.

Sign ΔP_{pv1}	Sign ΔP_{pv0}	$\Delta I(k)$
-1	-1	$\Delta I(k-1)$
-1	1	$m_1 * \Delta I(k-1)$
1	-1	$m_1 * \Delta I(k-1)$
1	1	$\Delta I(k-1)$

La détermination de la perturbation de courant variable $\Delta I(k)$ est fonction de la valeur de la variation de l'éclairement G ; en cas de variation au niveau de l'éclairement ce paramètre est déterminé par l'Équation 3.33 sinon, il est déterminé par l'Équation 3.34.

$$\Delta I(k) = I_M - I_m = 2(I_{sc} - I_{mpp}) \quad (3.31)$$

I_{mpp} est le courant optimal du panneau PV ; il est calculé à partir de l'algorithme de fraction de courant de court-circuit (FSCC).

$$I_{mpp} = k_{sc_opt} * I_{sc} \quad (3.32)$$

$$\Delta I(k) = \frac{I_M - I_m}{N} = \frac{2I_{sc}(1 - k_{sc_opt})}{N} \quad (3.33)$$

Où N est le nombre maximum d'itérations nécessaires pour déterminer le PPM. Pour un éclairement constant, la variation du courant est donnée par :

$$\Delta I(k) = (m_1 - m_2 \frac{|M|}{2}) * \Delta I(k-1) \quad (3.34)$$

m_1 est le facteur de réduction de la taille de la perturbation et $m_2 = 1 - m_1$. La variable M représente les oscillations du point de fonctionnement autour de PPM et est définie par :

$$M = sign\Delta P_{pv1} - sign\Delta P_{pv0} \quad (3.35)$$

$$P_{pv0} = -P_{pv}(k-2) + P_{pv}(k-1)$$

$$P_{pv1} = -P_{pv}(k) + P_{pv}(k-1)$$

La taille de la perturbation est réduite par le facteur m_1 afin que le point de fonctionnement puisse se déplacer près du PPM, comme le montre le **Tableau 3.3**.

Enfin, s'il y a un changement soudain dans l'éclairement, alors la méthode FSCC est utilisée pour déterminer le courant de référence et la perturbation actuelle $\Delta I(k)$ est calculée avec l'Équation 3.33. Sinon, le courant de référence est

calculé selon la méthode de perturbation du courant (CPA) et $\Delta I(k)$ est obtenu par l'Équation 3.34. Le schéma de principe de la commande est donné par la Figure 3.27.

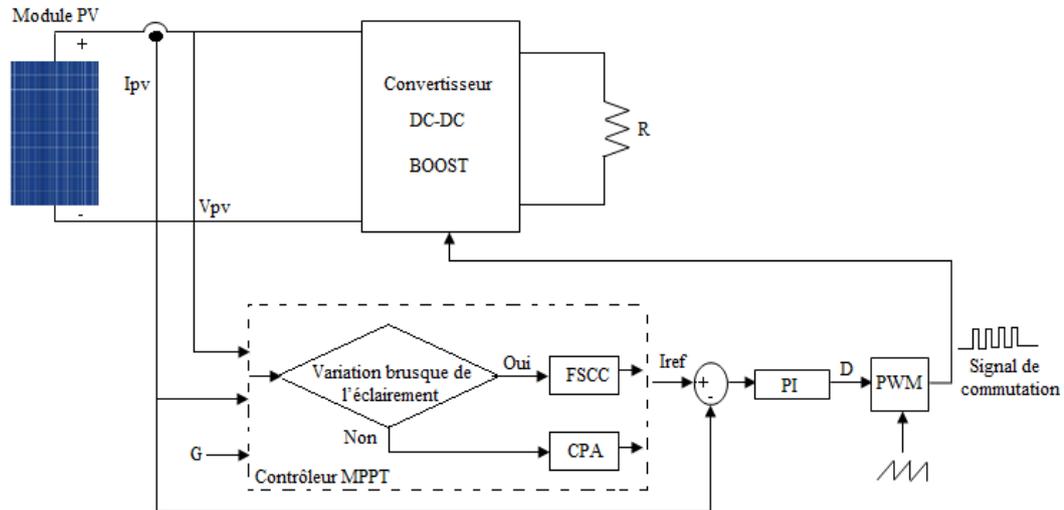


FIGURE 3.27 – Structure de base du système proposé.

Dans ce système, le courant de fonctionnement optimal est la sortie de l'algorithme MPPT proposé, l'écart entre le courant de référence et le courant de sortie du panneau photovoltaïque passe à travers un correcteur (PI) de commande proportionnelle et intégrale et génère un rapport cyclique d'un modulateur à largeur d'impulsion (PWM), où la fréquence de modulation est de 20 kHz. La fonction de transfert du système est donnée par [Kollimalla 2014].

$$G_i(s) = \frac{V_0}{L} \left(s + \frac{2}{RC} \right) * \frac{1}{den(s)} \quad (3.36)$$

Où le polynôme dénominateur est donné par :

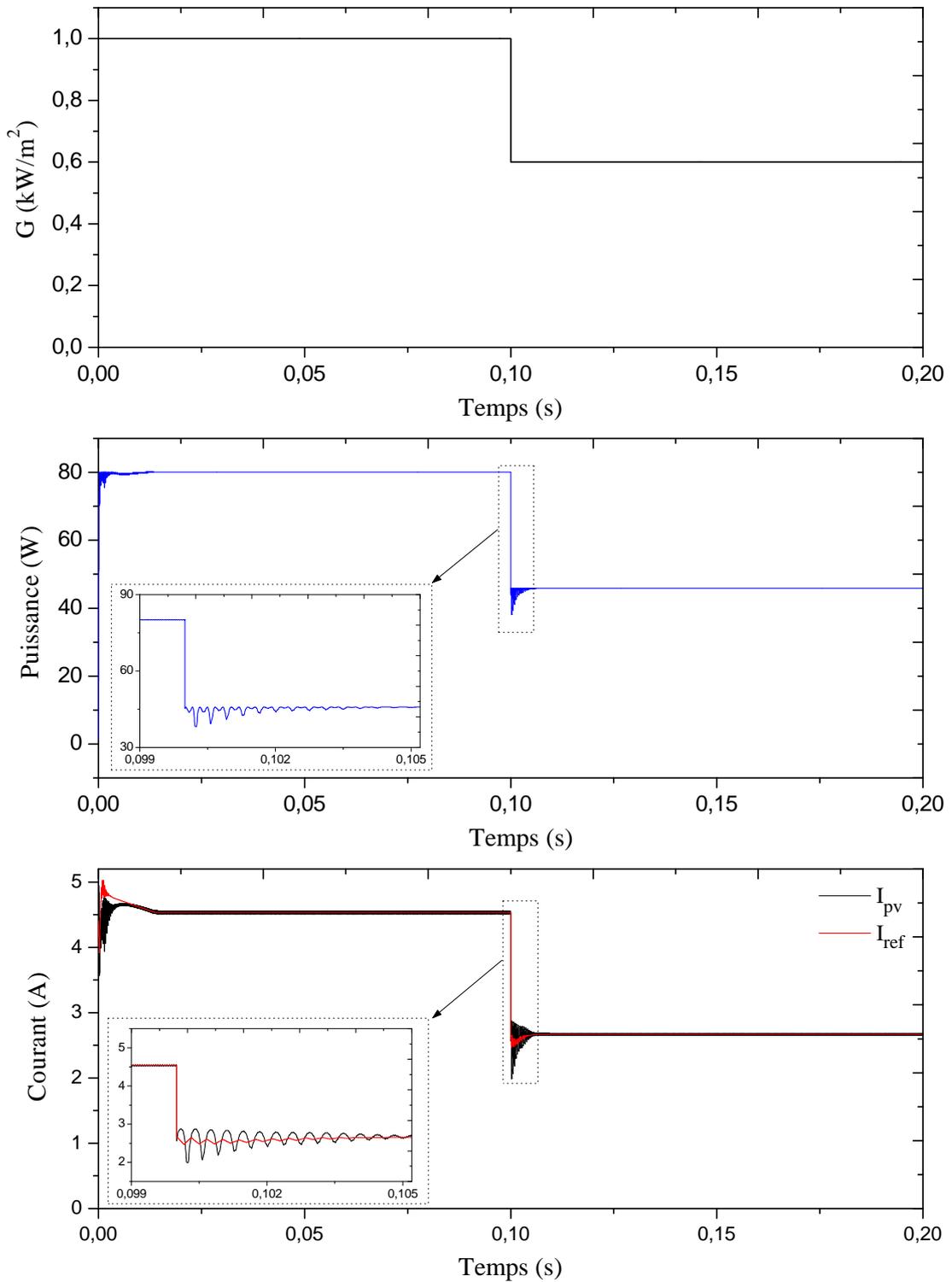
$$den(s) = s^2 + \frac{1}{RC} s + \frac{(1-D)^2}{LC} \quad (3.37)$$

La fonction de transfert du régulateur PI est défini par :

$$G_c = k_p + \frac{k_i}{s} \quad (3.38)$$

La fonction de transfert en boucle fermée est donnée par :

$$G_{TF}(s) = \frac{G_i * G_c}{1 + (G_i * G_c)} \quad (3.39)$$

*** Résultats de simulation***✓ Température constante et éclairement variable*FIGURE 3.28 – Changement de ' I_{pv} et P_{pv} ' lors de la variation d'éclairement, ($T = 25^{\circ}C$).

✓ *Eclairement constant et Température variable*

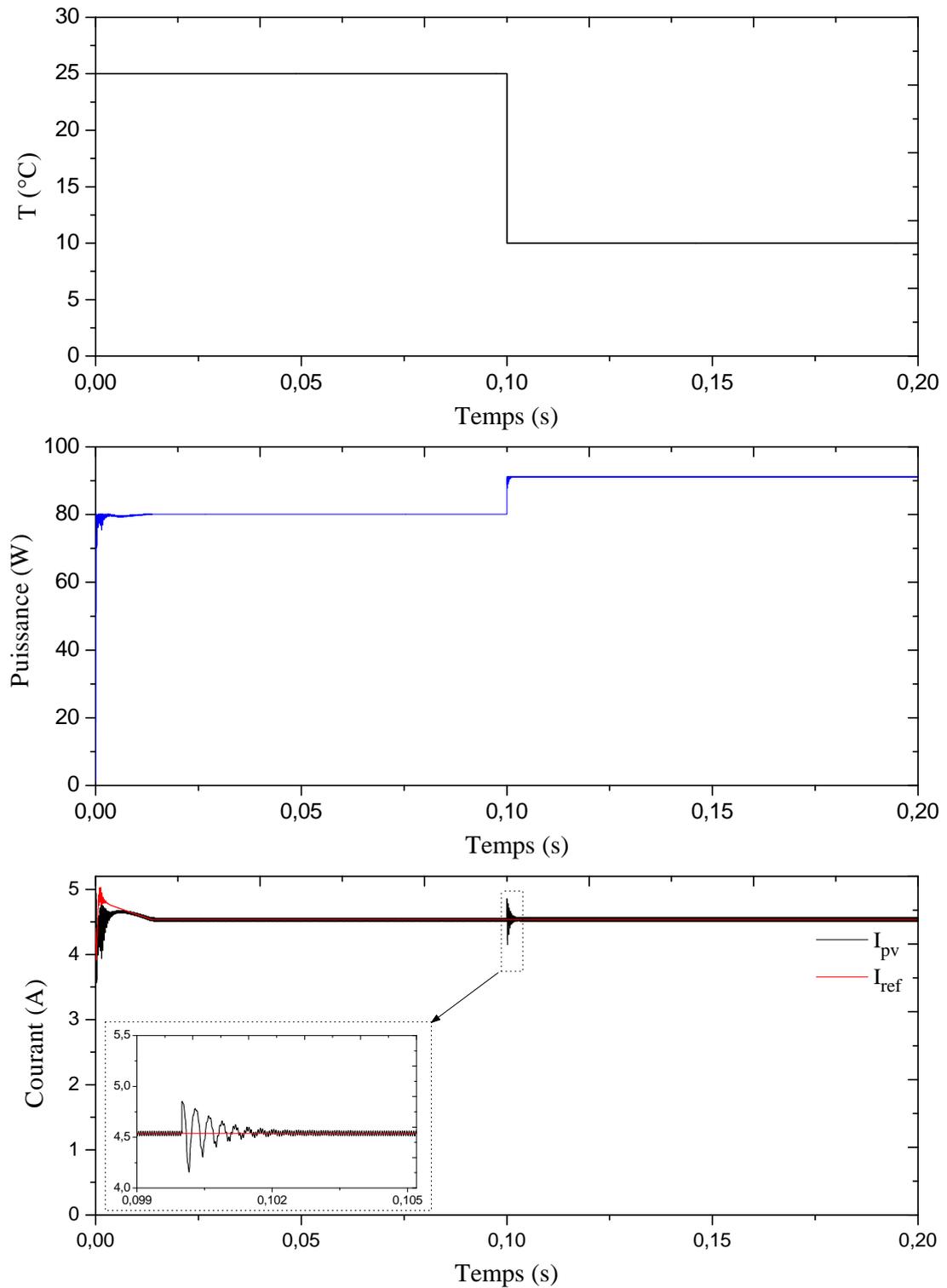


FIGURE 3.29 – Changement de ' I_{pv} et P_{pv} ' lors de la variation de température, ($G = 1000W/m^2$).

* **Interprétation des résultats**

L'algorithme MPPT proposé a un meilleur temps de réponse, moins d'oscillations et il est beaucoup plus précis à chaque étape.

Le courant du panneau suit strictement le courant du point de puissance maximale lorsque l'éclairement est constant ou lorsqu'il y a un changement brusque de l'éclairement ; ce qui confirme l'efficacité du régulateur PI.

Pour observer les performances de l'algorithme proposé, une variation de température a été appliquée ; l'algorithme suit le point de puissance maximale pour les deux valeurs de la température.

Il est clair que pour une variation d'éclairement, le courant change dans le même sens. Cependant lorsqu'il y a un changement de température, le courant de sortie du panneau PV reste constant.

3.4 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons étudié les différents types de convertisseurs DC/DC ainsi que les méthodes de la poursuite du PPM, notamment la commande de perturbation et observation (P&O) et d'incrémentation de conductance (Inc-Con), la méthode de tension (FOCV) et de courant constant (FSCC), la commande par la logique floue(FLC) et par réseaux de neurones (ANN). Nous avons fait des simulations avec Matlab/Simulink de trois algorithmes (P&O, FSCC et FLC) en utilisant le convertisseur boost sous différents changements de température et d'éclairement.

Les résultats de simulation ont montrés le bon fonctionnement des différentes méthodes de poursuite du point de puissance maximale d'un système photovoltaïque. Bien qu'elle soit efficace en termes de poursuite du PPM, la méthode FSCC présente des pertes de puissance lors du calcul du courant optimale parce que la relation entre le courant de court-circuit et le courant optimal est approximative.

La méthode P&O, présente des pertes de puissance dues à l'oscillation du point de fonctionnement du système autour de sa position optimale ainsi qu'une divergence lorsqu'il y a une variation brusque de l'éclairement.

La logique floue rend le fonctionnement du contrôleur MPPT plus performant et ceci par l'élimination des ondulations au niveau de la puissance. Cependant cet algorithme a besoin d'une grande mémoire de données et un calcul laborieux ; ce qui rend la mise en œuvre de cet algorithme très difficile.

Nous avons proposé un nouvel algorithme de suivi du point de puissance maximale basé sur l'algorithme P&O avec un pas de perturbation de courant variable et la commande de fraction de courant de court-circuit FSCC. Les résultats de simulation montrent l'efficacité de cet algorithme sous différents changements de température et d'éclairement.

Modélisation et simulation d'un système de pompage PV

Sommaire

4.1	Introduction	100
4.2	Présentation des systèmes de pompage photovoltaïque	101
4.3	Modélisation des éléments d'un système de pompage PV	101
4.3.1	Générateur photovoltaïque	102
4.3.2	convertisseur statique	102
4.3.3	Moteur électrique	105
4.3.4	Pompe	114
4.4	Simulation et interprétation	117
4.4.1	Système de pompage photovoltaïque de type DC	117
4.4.2	Système de pompage photovoltaïque de type AC	120
4.5	Conclusion	123

4.1 Introduction

L'augmentation du cout de l'énergie conventionnelle et la diminution du cout de l'énergie solaire photovoltaïque augmente le potentiel de l'utilisation de l'énergie photovoltaïque dans plusieurs projets. Une des applications les plus importantes de l'énergie photovoltaïque est le pompage de l'eau. La réalisation d'un système de pompage photovoltaïque, fiable et à bon rendement, a fait l'objet de plusieurs travaux de recherche.

Un certain nombre des moteurs à courant continu entraînant des pompes photovoltaïques sont déjà utilisés dans plusieurs parties du monde, mais ils souffrent de problèmes d'entretien en raison de la présence du système balai-collecteur. Ainsi, un système de pompage basé sur un moteur asynchrone peut être une proposition attrayante où les opérations de fiabilité et de prix d'entretien à moindres coût sont importantes.

Dans ce chapitre une étude comparative de deux systèmes de pompage photovoltaïque est présentée ; la chaine de pompage est constituée d'un générateur

photovoltaïque, un convertisseur DC-DC et/ou DC-AC, une commande MPPT, un groupe électropompe (constitué d'un moteur électrique et une pompe centrifuge).

4.2 Présentation des systèmes de pompage photovoltaïque

Deux configurations différentes sont étudiées ;

- Système 1 : Champ photovoltaïque directement couplé à un moteur à courant continu et une pompe. Ce système est représenté sur la **Figure 4.1** ;

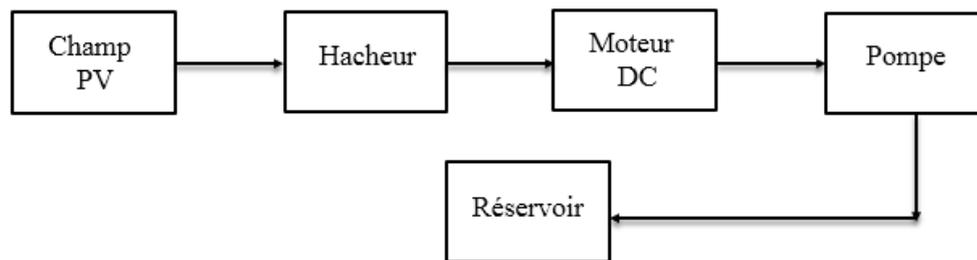


FIGURE 4.1 – Système de pompage PV entraîné par un moteur DC.

- Système 2 : Champ photovoltaïque couplé à travers un onduleur qui est ensuite couplé à un moteur à courant alternatif à 03 phases et une pompe comme représentée sur la **Figure 4.2** :

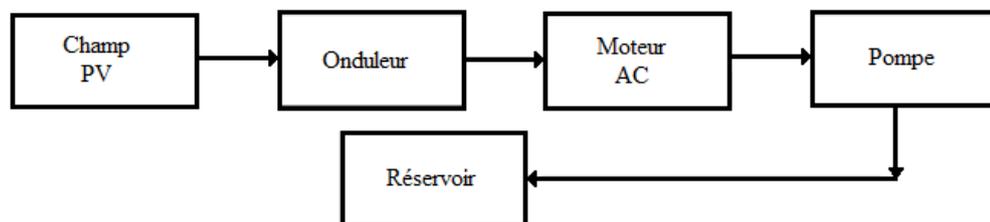


FIGURE 4.2 – Système de pompage PV entraîné par un moteur AC.

Pour un système de pompage PV à courant alternatif, l'onduleur convertit la tension continue provenant du panneau solaire en une tension alternative, qui commande le moteur à induction.

4.3 Modélisation des éléments d'un système de pompage PV

Comme nous l'avons présenté précédemment, la chaîne de pompage est constituée d'un générateur photovoltaïque, un convertisseur statique, un groupe électropompe (constitué d'un moteur électrique et d'une pompe) et un système de commande.

4.3.1 Générateur photovoltaïque

L'énergie solaire photovoltaïque est la source d'énergie électrique qui alimente un système de pompage photovoltaïque. Plusieurs modules PV sont associés en série et en parallèle pour obtenir des différentes puissances afin d'alimenter le système motopompe. La performance du générateur dépend de la variabilité des modules que comprend le générateur et les cellules comprises dans les modules. La tension de sortie du générateur photovoltaïque dépend du nombre de modules en série, alors que le courant de sortie dépend du nombre de modules en parallèle. La modélisation du générateur photovoltaïque est déjà étudiée dans le **chapitre 2**.

4.3.2 convertisseur statique

Un convertisseur d'énergie est un dispositif électronique disposé généralement, soit entre le champ photovoltaïque et la charge continue (convertisseur continu-continu), soit entre le champ photovoltaïque et la charge alternative (convertisseur continu-alternatif ou onduleur).

Le convertisseur remplit les fonctions suivantes :

- * Contrôle de la tension continue du convertisseur DC-DC de telle sorte que le champ de modules PV fonctionne à sa puissance optimale.
- * Conversion d'une tension continue en une tension alternative compatible avec une charge AC.

4.3.2.1 Convertisseur DC/DC

Comme nous l'avons montré dans le **chapitre 3** ; un convertisseur DC/DC, commandé par son rapport cyclique, est nécessaire pour transférer le maximum de puissance fournie par le générateur PV à la charge.

4.3.2.2 Convertisseur DC/AC

Dans un système de pompage photovoltaïque, la pompe peut être entraînée par un moteur à courant continu ou alternatif. Dans le cas d'un moteur AC, un onduleur assurant la conversion de la tension continue du générateur solaire est nécessaire. Le schéma électrique d'un onduleur est représenté par la **Figure 4.3**.

A partir du schéma de l'onduleur triphasé présenté sur la **Figure 4.3**, on développera les différentes équations qui modélisent le fonctionnement de ce dernier. Pour simplifier l'étude, on suppose que [**Sadki 2015**] :

- La commutation des interrupteurs est instantanée.
- La chute de tension aux bornes des interrupteurs est négligeable.

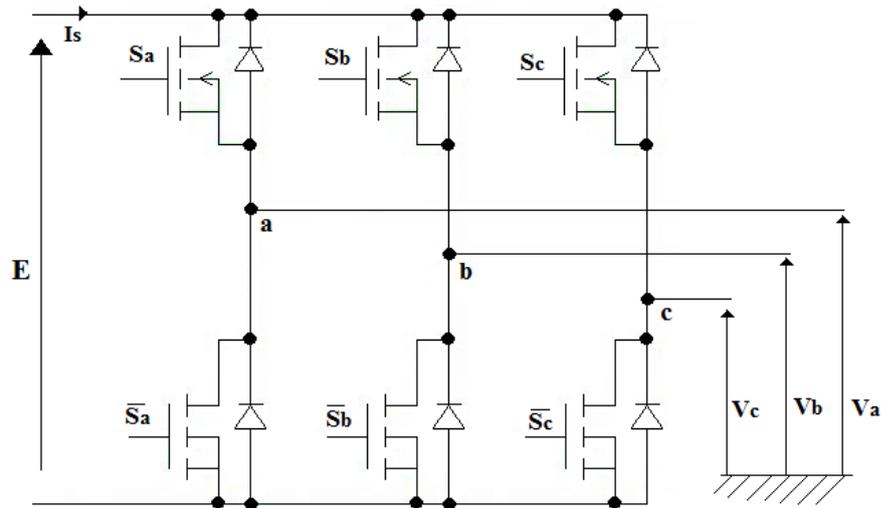


FIGURE 4.3 – Onduleur de tension deux niveaux.

Les tensions composées à la sortie de l'onduleur sont :

$$\begin{bmatrix} V_{AB} \\ V_{BC} \\ V_{CA} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_a - V_b \\ V_b - V_c \\ V_c - V_a \end{bmatrix} = E \begin{bmatrix} S_a & -S_b \\ S_b & -S_c \\ S_c & -S_a \end{bmatrix} \quad (4.1)$$

Les états des interrupteurs, supposés parfaits, peuvent être définis par trois grandeurs booléennes de commande S_i ($i=a, b, c$) :

- ✓ $S_i = 1$: cas où l'interrupteur de haut est fermé et celui du bas ouvert.
- ✓ $S_i = 0$: cas où l'interrupteur de haut est ouvert et celui du bas fermé.

$$V_a + V_b + V_c = 0 \quad (4.2)$$

La résolution des équations (Équation 4.1 et Équation 4.2) nous donne les tensions de sorties en fonction de la tension continue E et des états de commutation des interrupteurs S_i générées par le système de contrôle de l'onduleur [Smail 2009] :

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \frac{1}{3} E \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} S_a \\ S_b \\ S_c \end{bmatrix} \quad (4.3)$$

Le courant I_s à l'entrée de l'onduleur s'exprime en fonction des fonctions logiques comme suit :

$$I_s = S_a \cdot I_{sa} + S_b \cdot I_{sb} + S_c \cdot I_{sc} \quad (4.4)$$

La commande appliquée aux interrupteurs est la commande à largeur d'impulsion 'MLI' "Sinus-triangle". Elle permet de fabriquer plusieurs alternances de tension de sortie en créneaux par comparaison aux trois tensions de référence (V_a^* ,

V_b^* , V_c^*) ayant une certaine fréquence à un signal triangulaire commun, d'amplitude fixe et de fréquence évidemment supérieure à celle des tensions de sortie. La **Figure 4.4** montre le comportement d'une MLI réalisée avec la technique "Sinus-triangle".

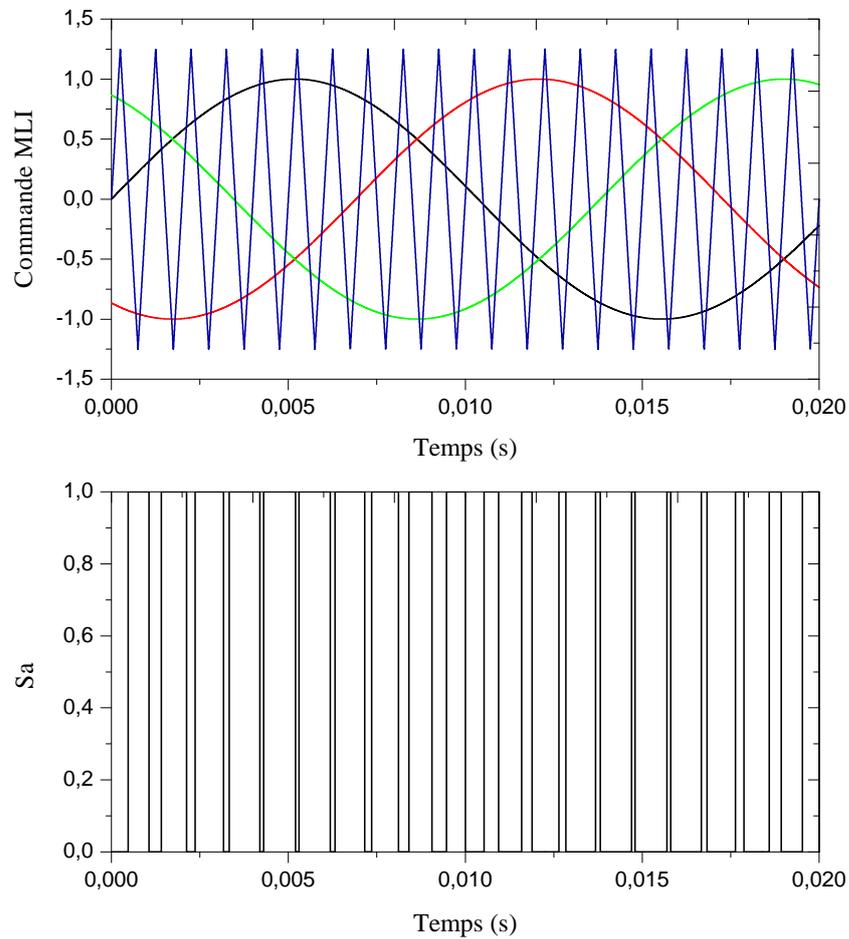


FIGURE 4.4 – Principe de la commande MLI sinus-triangle.

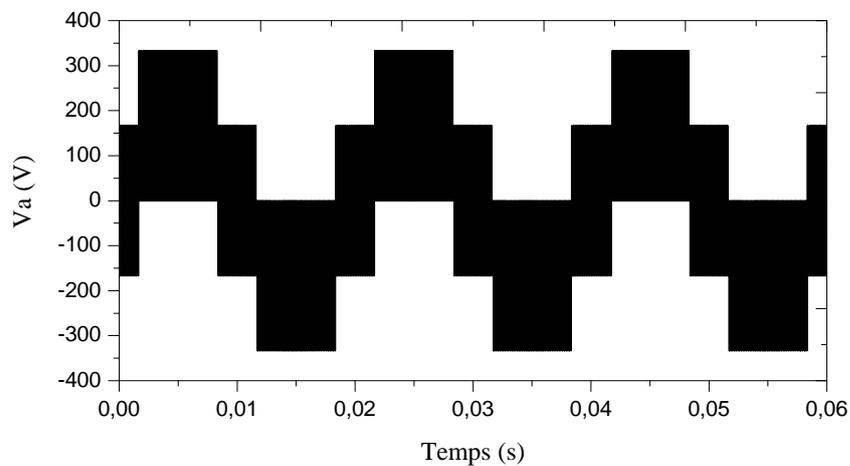


FIGURE 4.5 – Tensions V_a , de l'onduleur.

4.3.3 Moteur électrique

4.3.3.1 Moteur à courant continu

4.3.3.1.1 Fonctionnement de base d'un moteur à courant continu

Un moteur à courant continu (MCC) est un dispositif qui convertit le courant continu (énergie électrique) en énergie mécanique par l'interaction de deux champs magnétiques. La construction très basique d'un MCC comprend cinq éléments de base : stator, arbre, rotor (induit), collecteur et balais.

Le stator est la partie fixe du moteur ; il peut être un aimant ou un électro-aimant (une bobine à noyau de fer alimentée par un courant électrique), il produit un champ magnétique (B). Le rotor est une bobine placée dans un champ magnétique et alimentée alors par un courant électrique (I), il est soumis à des forces mécaniques (F) (forces dite de Laplace). Ces forces créent un couple de rotation qui fait tourner le rotor sur son axe. La **Figure 4.6** montre un moteur à courant continu et indique comment le mouvement d'induit est atteint.

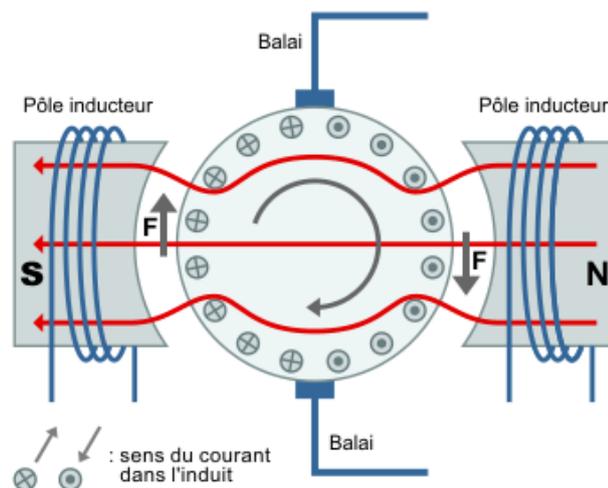


FIGURE 4.6 – Moteur à courant continu [ref b].

Il existe différents types de moteurs classés en fonction de leur champ d'excitation : des moteurs excités séparément, série et shunt. La combinaison la plus appropriée pour les systèmes de pompage PV est celle d'un moteur à excitation séparée couplé à un générateur PV [Appelbaum 1986].

4.3.3.1.2 Circuit électrique et modèle mathématique d'un moteur à courant continu

La **Figure 4.7** montre un modèle électrique d'un MCC. Lorsque le moteur tourne, il produit une force contre-électromotrice, décrite comme un potentiel électrique (E_a) proportionnel à la vitesse angulaire du rotor (ω).

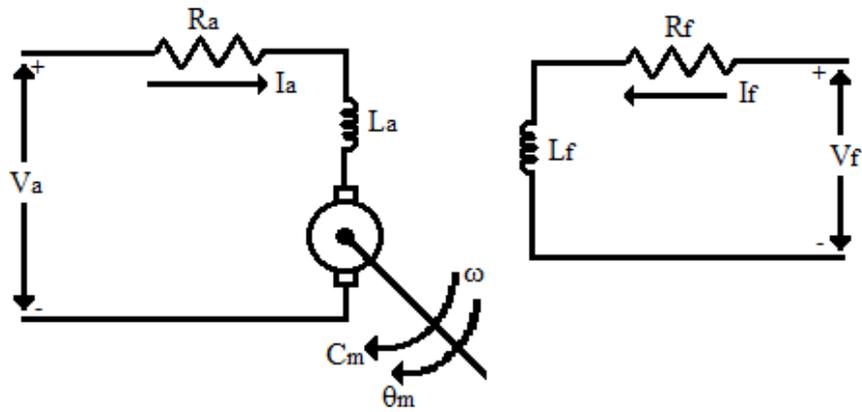


FIGURE 4.7 – Schéma d'un entraînement avec un MCC à excitation indépendante.

À partir du circuit équivalent, les équations mathématiques du MCC sont les suivantes :

✓ **Equation de circuit d'induit et d'inducteur**

Pour l'inducteur :

$$V_f = R_f I_f + L_f \frac{dI_f}{dt} \quad (4.5)$$

R_f et L_f sont, la résistance et l'inductance du champ.

Pour l'induit :

$$V_a = R_a I_a + L_a \frac{dI_a}{dt} + E_a \quad (4.6)$$

R_a et L_a sont, respectivement, la résistance et l'inductance d'induit.

La force contre électromotrice, est exprimée comme suit :

$$E_a = k_e \omega \quad (4.7)$$

k_e est la constante de tension du moteur (en V/rad/s) et ω est la vitesse du moteur (en rad/s).

✓ **Equation mécanique**

Pour un fonctionnement normal, le couple développé doit être égal à la somme du couple de charge, du couple de frottement et celui d'inertie :

$$C_m = J \frac{d\omega}{dt} + B\omega + C_r \quad (4.8)$$

Le couple moteur du MCC en fonction du courant d'induit est défini par l'Équation 4.9.

$$C_m = k_c i_a \quad (4.9)$$

B : constante de frottement visqueux, (N.m/rad/s).

C_m : couple électromagnétique de moteur (N.m).

J : inertie du moteur (kg.m²).

k_c : constant de couple de moteur.

C_r : couple résistant de moteur.

4.3.3.2 Moteur à courant alternatif

La machine à induction est la machine la plus robuste et la plus utilisée dans l'industrie. Elle se compose d'un stator et d'un rotor séparés par un entrefer. Le courant alternatif (AC) est délivré à l'enroulement de stator directement et à l'enroulement du rotor par induction.

La modélisation s'appuie sur un certain nombre d'hypothèses [Baghli 1999] :

- Bobinage réparti de manière à donner une force magnétomotrice sinusoïdale s'il est alimenté par des courants sinusoïdaux.
- Régime non saturé.
- Phénomène d'hystérésis, courants de Foucault et effet de peau sont négligeables.
- Régime homopolaire est nul puisque le neutre n'est pas relié.

Dans ces conditions, les trois types d'équations traduisant le comportement du moteur sont :

- ◇ Les équations électriques.
- ◇ Les équations magnétiques.
- ◇ L'équation mécanique.

4.3.3.2.1 Equations de la machine asynchrone dans le repère triphasé

D'après la **Figure 4.8**, on peut écrire les équations des tensions et du flux statorique et rotorique. Au stator :

$$[V_{sabc}] = [R_s][I_{sabc}] + \frac{d[\varphi_{sabc}]}{dt} \quad (4.10)$$

$$[\varphi_{sabc}] = [L_{ss}][I_{sabc}] + [L_{msr}][I_{rabc}] \quad (4.11)$$

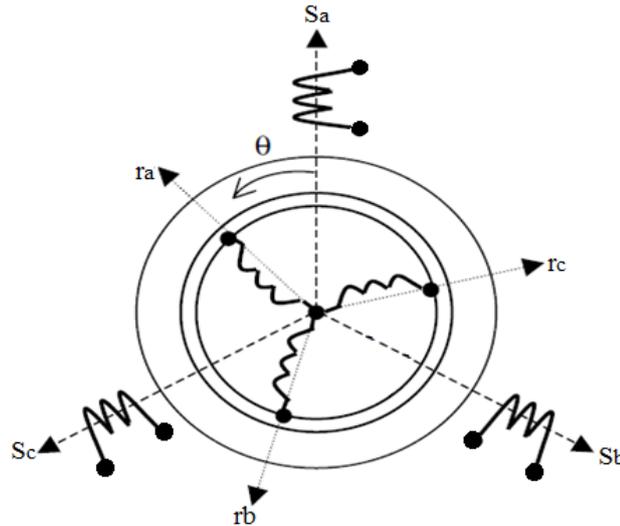


FIGURE 4.8 – Représentation schématique du MAS.

Au rotor :

$$[V_{rabc}] = [R_r][I_{rabc}] + \frac{d[\Phi_{rabc}]}{dt} \quad (4.12)$$

$$[\Phi_{rabc}] = [L_{rr}][I_{rabc}] + [L_{mrs}][I_{sabc}] \quad (4.13)$$

Avec :

$[L_{ss}]$: Matrice des inductances propres et mutuelles entre phases statoriques.

$[L_{rr}]$: Matrice des inductances propres et mutuelles entre phases rotoriques.

$[L_{msr}]$: Matrice des inductances mutuelles entre phases statoriques et rotoriques.

4.3.3.2.2 Transformation de Park

Pour remplacer les équations différentielles à coefficients temporels par des équations différentielles plus simples à coefficients constants, on utilise la transformation de Park. La transformation de Park permet donc de remplacer un moteur triphasé par un moteur biphasé équivalent (**Figure 4.9**).

On cherche évidemment à ce que R_d et R_q tournent à la même vitesse que S_d et S_q , pour cela il faut que :

$$\theta_s = \theta_{sl} + \theta \quad (4.14)$$

Où θ_{sl} est l'angle électrique entre l'axe d et le rotor.

Parmi les diverses façons de remplir cette condition et ainsi permettre un autopilotage réalisant l'orientation du repère, trois cas sont particulièrement intéressants :

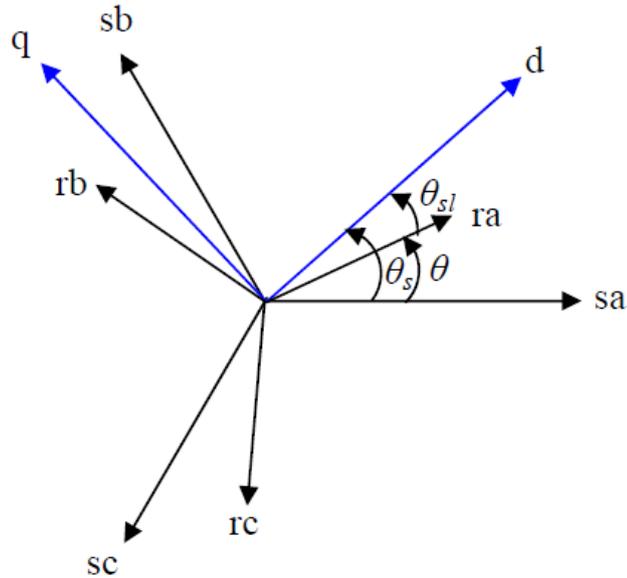


FIGURE 4.9 – Repère initial et repère (d, q) de Park [Rezgui 2009].

◆ *Repère lié au stator :*

$$\frac{\theta_s}{dt} = 0 \quad \text{et} \quad \omega_{sl} = \frac{\theta_{sl}}{dt} = -\omega \quad (4.15)$$

Les grandeurs électriques évoluent en régime permanent électrique à la pulsation statorique ω_s . Cette méthode sera retenue très souvent dans l'étude des observateurs.

◆ *Repère lié au rotor :*

$$\frac{\theta_s}{dt} = \omega \quad \text{et} \quad \omega_{sl} = \frac{\theta_{sl}}{dt} = 0 \quad (4.16)$$

Les grandeurs évoluent en régime permanent électrique à la pulsation des courants rotoriques ω_{sl} . Elles sont de faible fréquence (fréquence de glissement).

◆ *Repère lié au champ tournant :*

$$\frac{\theta_s}{dt} = \omega_s \quad \text{et} \quad \omega_{sl} = \frac{\theta_{sl}}{dt} = \omega_s - \omega \quad (4.17)$$

Le modèle est simplifié par l'utilisation d'équations plus simples. Cette méthode est souvent utilisée dans l'étude de la commande [Toufouti 2008], où :

- ω_s est la pulsation statorique.
- ω est la pulsation rotorique.
- ω_{sl} est la pulsation de glissement.

Dans notre cas, on utilise le repère lié au champ tournant. Les équations de la machine asynchrone dans le système biphasé (d, q) lié au ce repère, sont obtenues en utilisant la transformée de Park. Les équations électriques de la MAS dans un repère de Park lié au champ tournant sont :

Au stator :

$$\begin{bmatrix} V_{sd} \\ V_{sq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_s & 0 \\ 0 & R_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{sd} \\ I_{sq} \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \varphi_{sd} \\ \varphi_{sq} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \omega_s & 0 \\ 0 & \omega_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \varphi_{sd} \\ \varphi_{sq} \end{bmatrix} \quad (4.18)$$

$$\begin{bmatrix} \varphi_{sd} \\ \varphi_{sq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_s & 0 \\ 0 & L_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{sd} \\ I_{sq} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} L_m & 0 \\ 0 & L_m \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{rd} \\ I_{rq} \end{bmatrix} \quad (4.19)$$

Au rotor :

$$\begin{bmatrix} V_{rd} \\ V_{rq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_r & 0 \\ 0 & R_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{rd} \\ I_{rq} \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \varphi_{rd} \\ \varphi_{rq} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 & -\omega_{sl} \\ \omega_{sl} & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \varphi_{rd} \\ \varphi_{rq} \end{bmatrix} \quad (4.20)$$

$$\begin{bmatrix} \varphi_{rd} \\ \varphi_{rq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_r & 0 \\ 0 & L_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{rd} \\ I_{rq} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} L_m & 0 \\ 0 & L_m \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{sd} \\ I_{sq} \end{bmatrix} \quad (4.21)$$

L_s : Inductance cyclique statorique.

L_r : Inductance cyclique rotorique.

L_m : Inductance mutuelle cyclique entre stator et rotor.

On réécrit les équations de la machine en modèle d'état en vue de sa commande, en prenant les courants statoriques I_{sd} , I_{sq} et les flux rotoriques φ_{rd} , φ_{rq} comme variables d'états.

$$\begin{cases} \frac{dI_{sd}}{dt} = \frac{1}{\sigma L_s} V_{sd} - \frac{1}{\sigma L_s} \left(R_s + \frac{L_m^2 R_r}{L_r^2} \right) I_{sd} + \omega_s I_{sq} + \frac{1}{\sigma L_s} \left(\frac{R_r L_m}{L_r^2} \right) \varphi_{rd} + \frac{1}{\sigma L_s} \left(\frac{L_m}{L_r} \right) \omega \varphi_{rq} \\ \frac{dI_{sq}}{dt} = \frac{1}{\sigma L_s} V_{sq} - \frac{1}{\sigma L_s} \left(R_s + \frac{L_m^2 R_r}{L_r^2} \right) I_{sq} - \omega_s I_{sd} + \frac{1}{\sigma L_s} \left(\frac{R_r L_m}{L_r^2} \right) \varphi_{rq} - \frac{1}{\sigma L_s} \left(\frac{L_m}{L_r} \right) \omega \varphi_{rd} \\ \frac{d\varphi_{rd}}{dt} = \frac{R_r L_m}{L_r} I_{sd} - \frac{R_r}{L_r} \varphi_{rd} + \omega_{sl} \varphi_{rq} \\ \frac{d\varphi_{rq}}{dt} = \frac{R_r L_m}{L_r} I_{sq} - \omega_{sl} \varphi_{rd} - \frac{R_r}{L_r} \varphi_{rq} \end{cases} \quad (4.22)$$

Où $\sigma = 1 - \frac{L_m^2}{L_s L_r}$ est le coefficient de dispersion.

En identifiant l'Équation 4.22 à la forme : $\frac{dX}{dt} = AX + BU$, on aura le vecteur d'états

$X = [I_{sd} I_{sq} \varphi_{rd} \varphi_{rq}]^t$, A la matrice dynamique du système, le vecteur de commande $U = [V_{sd} V_{sq}]^t$, et B la matrice d'application de commande, donc :

$$X = \begin{bmatrix} I_{sd} \\ I_{sq} \\ \varphi_{sd} \\ \varphi_{sq} \end{bmatrix} \quad U = \begin{bmatrix} V_{sd} \\ V_{sq} \end{bmatrix} \quad B = \begin{bmatrix} \frac{1}{\sigma L_s} & 0 \\ 0 & \frac{1}{\sigma L_s} \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix}$$

$$A = \begin{bmatrix} -\frac{1}{\sigma L_s} \left(R_s + \frac{L_m^2 R_r}{L_r^2} \right) & \omega_s & \frac{1}{\sigma L_s} \left(\frac{R_r L_m}{L_r^2} \right) & \frac{1}{\sigma L_s} \left(\frac{L_m}{L_r} \right) \omega \\ -\omega_s & -\frac{1}{\sigma L_s} \left(R_s + \frac{L_m^2 R_r}{L_r^2} \right) & -\frac{1}{\sigma L_s} \left(\frac{L_m}{L_r} \right) \omega & \frac{1}{\sigma L_s} \left(\frac{R_r L_m}{L_r^2} \right) \\ \frac{R_r L_m}{L_r} & 0 & -\frac{R_r}{L_r} & \omega s l \\ 0 & \frac{R_r L_m}{L_r} & -\omega s l & -\frac{R_r}{L_r} \end{bmatrix}$$

L'expression du couple pour une machine à p paires de pôles est donnée par l'expression suivante :

$$C_e = \frac{p L_m}{L_r} (\varphi_{rd} I_{sq} - \varphi_{rq} I_{sd}) \quad (4.23)$$

La conversion de l'énergie électrique en énergie mécanique dans les machines asynchrones est donnée par la relation suivante :

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{1}{J} \left[p \frac{L_m}{L_r} (I_{sq} \varphi_{rd} - I_{sd} \varphi_{rq}) - f \omega - C_r \right] \quad (4.24)$$

4.3.3.2.3 Principe de la commande vectorielle à flux rotorique orienté

Dans les machines machine à courant continu, le champ du stator et le courant d'induit sont naturellement verticaux, ce qui donne à ces machines des performances remarquables en commande et ce, contrairement à la machine asynchrone qui présente un fort couplage entre toutes ses grandeurs électromagnétiques.

L'objectif de la commande vectorielle à flux orienté (FOC) des machines asynchrones est d'ouvrir une nouvelle possibilité de contrôle des moteurs à induction afin d'atteindre une performance dynamique aussi bonne que celle des moteurs à courant continu, à excitation séparée, où le couple et le flux de la machine sont commandés séparément.

La commande (FOC) que nous avons utilisée est basée sur une orientation de repère (d,q) pour produire des composantes selon l'axe d (réglage du flux dans la machine) et selon l'axe q (contrôle du couple), comme représenté par la **Figure 4.10**.

L'orientation du flux magnétique selon l'axe direct conduit à l'annulation de sa composante en quadrature, on a alors :

$$\begin{cases} \varphi_{rd} = \varphi_r \\ \varphi_{rq} = 0 \end{cases} \quad (4.25)$$

Finalement l'écriture en équation d'état déduite de l'**Équation 4.22** (avec $\varphi_{rq}=0$)

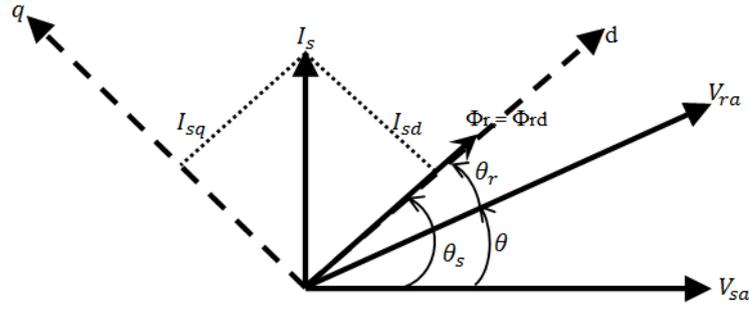


FIGURE 4.10 – Représentation de l'orientation du repère dq.

conduit au système suivant :

$$\begin{cases} V_{sd} = (\sigma L_s) \frac{d}{dt} I_{sd} + (R_s + \frac{L_m^2 R_r}{L_r^2}) I_{sd} - (\omega_s \sigma L_s) I_{sq} - (\frac{L_m R_r}{L_r^2}) \varphi_r \\ V_{sq} = (\sigma L_s) \frac{d}{dt} I_{sq} + (R_s + \frac{L_m^2 R_r}{L_r^2}) I_{sq} + (\omega_s \sigma L_s) I_{sd} - (\frac{L_m R_r}{L_r^2}) \varphi_r \\ I_{sd} = \left(\frac{T_r s + 1}{L_m} \right) \varphi_r \\ \omega_s = \left(\frac{L_m}{T_r} \right) \frac{I_{sq}}{\varphi_r} + \omega \end{cases} \quad (4.26)$$

$$\text{Avec } T_r = \frac{L_r}{R_r}$$

$$\begin{cases} \omega_{sl} = \left(\frac{L_m}{T_r} \right) \frac{I_{sq}}{\varphi_r} \\ \omega_s = \frac{d}{dt} \theta_s \end{cases} \quad (4.27)$$

Plusieurs techniques de découplage ont été utilisées [El Khil 2006] : découplage statique, découplage par retour d'état, ou découplage par compensation. C'est ce dernier qui a été choisi dans notre étude.

Les équations de tensions (Équation 4.26) sont donc réécrites de la manière suivante :

$$\begin{cases} V_{sd} = V_{sd}^* - e_{sd} \\ V_{sq} = V_{sq}^* - e_{sq} \end{cases} \Rightarrow \begin{cases} e_{sd} = (\omega_s \sigma L_s) I_{sq} - (\frac{L_m R_r}{L_r^2}) \varphi_r \\ e_{sq} = -(\omega_s \sigma L_s) I_{sd} - (\frac{L_m R_r}{L_r^2}) \varphi_r \\ V_{sd}^* = (\sigma L_s) \frac{d}{dt} I_{sd} + (R_s + \frac{L_m^2 R_r}{L_r^2}) I_{sd} \\ V_{sq}^* = (\sigma L_s) \frac{d}{dt} I_{sq} + (R_s + \frac{L_m^2 R_r}{L_r^2}) I_{sq} \end{cases} \quad (4.28)$$

Par conséquent, les opérations sur les axes d et q sont découplées.

Le schéma fonctionnel de la commande est le suivant :

La valeur du flux rotorique de référence φ_r^* est fonction de la vitesse du moteur,

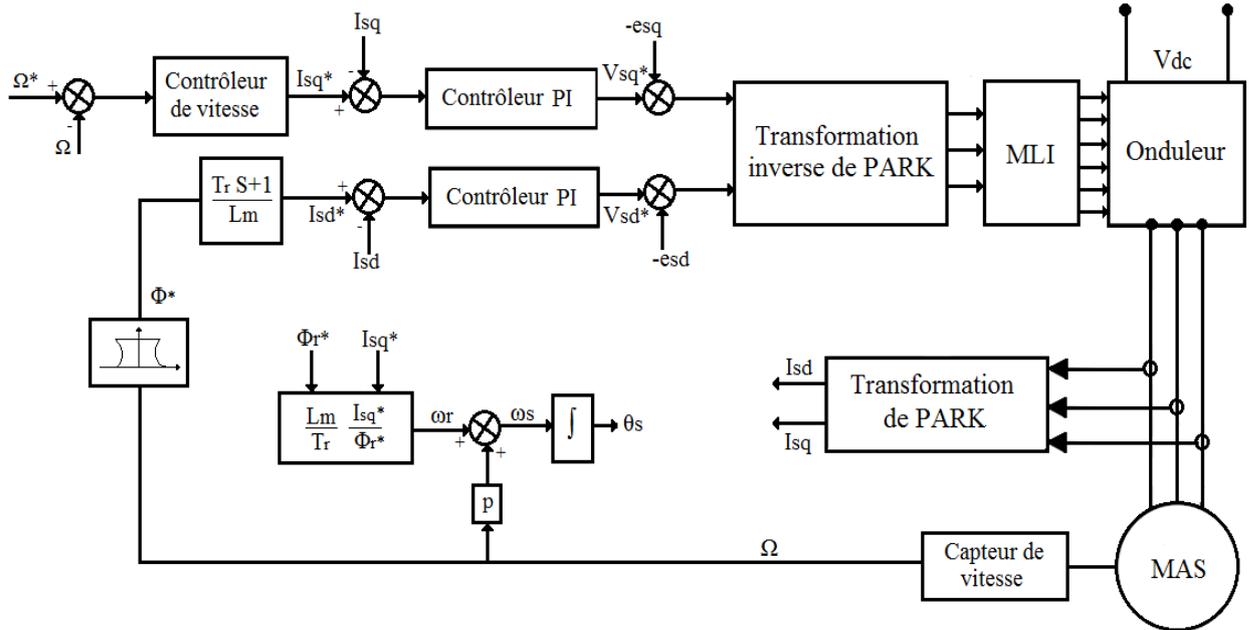


FIGURE 4.11 – Schéma de la commande vectorielle indirecte (IFOC).

pour cela, on définit le bloc de défluxage par la relation suivante :

$$\varphi_r^* = \begin{cases} \varphi_{rn} & \text{si } |\Omega| \leq \Omega_n \\ \frac{\Omega_n}{|\Omega|} \varphi_{rn} & \text{si } |\Omega| > \Omega_n \end{cases} \quad (4.29)$$

Avec :

φ_r^* : Flux rotorique de référence.

φ_{rn} : Flux rotorique nominal.

Ω_n : Vitesse mécanique nominale.

Le calcul des régulateurs est détaillé dans l'annexe C.

4.3.3.2.4 Etude comparatif entre le MAS et le MCC

Plusieurs recherches ont été effectuées pour déterminer si les moteurs CA ou CC devraient être intégrés à la conception de systèmes photovoltaïques plus viables de pompage d'eau ([Swe 2011],[Singh 2015]).

Les moteurs à courant continu sont très efficaces et simples d'utilisation. Leur entretien est coûteux, mais ils sont relativement moins chers et plus facile à contrôler qu'un moteur asynchrone. Cependant, les MAS sont utiles parce que, pour les applications des systèmes de pompes photovoltaïques, il est tout simplement facile de le lier à une pompe pour fournir un approvisionnement en eau domestique.

Le **Tableau 4.1** montre une étude comparative entre les deux moteurs présentés dans ce chapitre.

TABLE 4.1 – Etude comparative entre MCC et MAS.

	Moteur à courant continu	Moteur asynchrone
Avantages	-Facilité de régulation (variation de vitesse, couple, ...). -Rendement de 90%.	-Fiabilité, nécessite peu d'entretien. -Rendement de 90%.
Inconvénients	Coût d'entretien : nécessité de changement du système balai/collecteur.	Difficulté et coût de régulation (nécessite la réalisation de commandes vectorielles).

4.3.4 Pompe

La pompe est un dispositif qui déplace un fluide (liquides ou gaz), d'une région à basse pression pour le pousser vers une région à plus grande pression par une action mécanique du moteur entraînant cette pompe. Il existe plusieurs types de pompes utilisées dans le domaine du pompage d'eau photovoltaïque :

- Centrifuge ou volumétrique ;
- Immergée ou en surface ;

Les pompes centrifuges et volumétriques sont les plus répandues. Cependant, les pompes en surface ne sont pas recommandées pour des applications de pompage solaire à cause de leur faible rendement.

4.3.4.1 Pompes volumétriques

Les pompes volumétriques sont appelées aussi pompes à déplacement positif. Ces pompes fonctionnent en forçant un volume fixe de fluide à se déplacer à partir de la section d'entrée de la pompe jusqu'à l'orifice de sortie.

Elles sont capables de développer des pressions élevées tout en fonctionnant à des pressions d'aspiration faibles. Les pompes à déplacement positif sont divisées en deux groupes : les pompes rotatives et les pompes alternatives. Elles sont utilisées dans les systèmes hydrauliques à des pressions allant jusqu'à 5000 psi [ref g].

4.3.4.2 Pompes centrifuges

Une pompe centrifuge est une pompe roto-dynamique qui crée l'écoulement en ajoutant l'énergie au fluide à l'aide d'une roue rotative. Elles sont généralement utilisées pour déplacer les liquides à travers des tuyaux.

L'entrée du liquide est habituellement dans la roue de pompe ou près de l'axe de rotation. La pompe centrifuge convertit l'énergie mécanique du rotor mobile du moteur en une énergie cinétique du fluide et également en énergie potentielle en soulevant le liquide vers des hauteurs assez élevées [Maria 2012].

L'avantage principal de cette pompe réside dans son couple de démarrage qui est très faible ; cela est intéressant pour le pompage photovoltaïque lors d'un éclairage très faible.

Pour notre application, nous avons choisi la pompe centrifuge qui est généralement la plus utilisée en pratique, particulièrement dans les systèmes de pompage photovoltaïque. Les caractéristiques principales de cette pompe sont les suivants :

► *Caractéristiques couple-vitesse de la pompe centrifuge*

La caractéristique est une parabole et le couple est proportionnel au carré de la vitesse ω et est exprimé par :

$$C_r = k_r * \omega^2 + C_s \quad (4.30)$$

avec ; k_r : coefficient de proportionnalité $(Nm/rad.s^{-1})^2$.

C_s : couple statique, très faible.

L'équation de puissance mécanique de la pompe est aussi déterminée en fonction de la vitesse et est donnée par la relation suivante :

$$P_m = k_r * \omega^3 \quad (4.31)$$

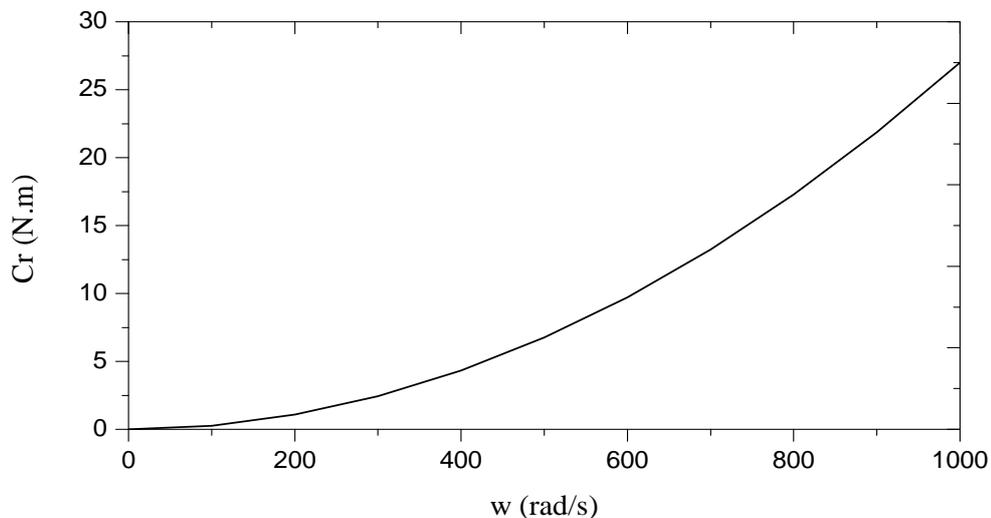


FIGURE 4.12 – Caractéristique du couple de la pompe centrifuge.

► *Caractéristiques débit-hauteur*

La courbe débit-hauteur (Q-H) décrit les variations des différentes hauteurs (pressions) en fonction du débit d'une pompe centrifuge. Le modèle utilisé est identifié par l'expression de 'PELEIDER-PETERMAN'.

$$H = a_0 * \omega^2 - a_1 * \omega * Q + a_2 * Q^2 \quad (4.32)$$

Avec : a_0, a_1, a_2 sont des constantes de la pompe donnée par le constructeur.

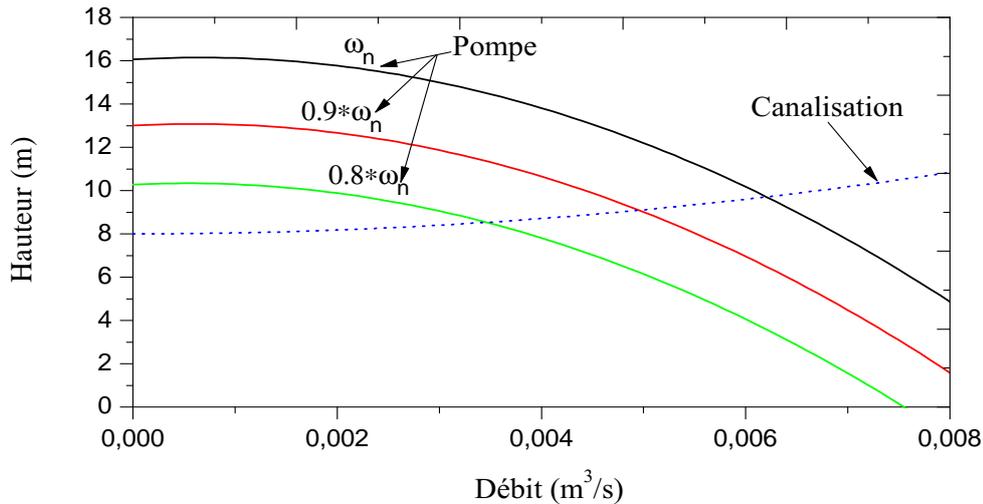


FIGURE 4.13 – Caractéristique (H-Q) pour différentes vitesses.

L'intersection des deux courbes de la pompe et celle de la canalisation représente le point de fonctionnement de la pompe qui dépend fortement des caractéristiques de la tuyauterie. On appelle « point à vanne fermée », le point où le débit est nul.

► *Courbe de puissance*

La puissance d'entrée requise pour entraîner une pompe centrifuge dépend du débit nécessaire, de l'altitude, de la longueur des tuyaux et des caractéristiques de frottement de la canalisation. Si P est la puissance d'entrée requise, donc :

$$P = \rho \cdot g \cdot H \cdot Q / \eta \quad (4.33)$$

ρ : masse volumique de l'eau (1000kg/m^3).

g : accélération dû à la gravité ($9,81\text{m}^2/\text{s}$).

H : hauteur manométrique totale.

Q : débit d'eau.

η : rendement de la pompe.

La formule de la puissance hydraulique de la pompe est donnée par :

$$P_h = \rho \cdot g \cdot H \cdot Q \quad (4.34)$$

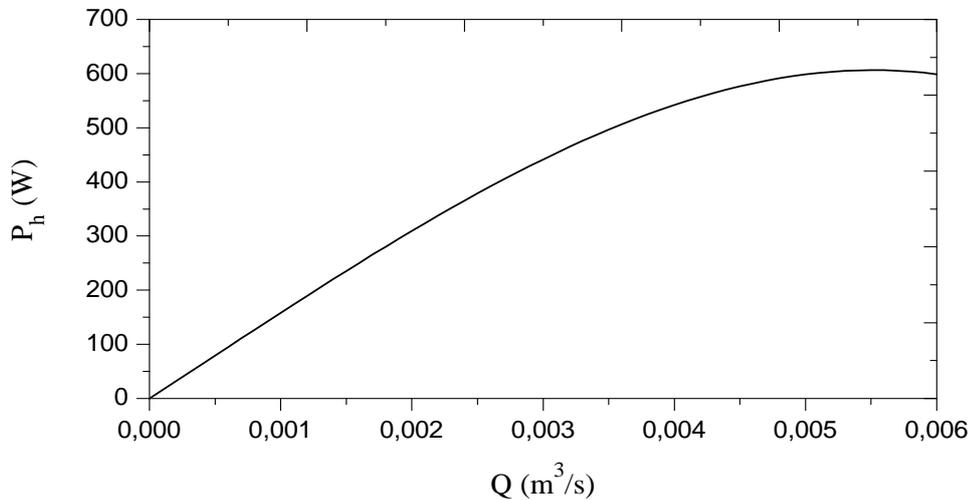


FIGURE 4.14 – Puissance hydraulique de la pompe centrifuge.

4.4 Simulation et interprétation

Dans cette thèse nous avons utilisé le logiciel « MATLAB ». Nous avons testé un ensemble de variations avant de choisir la solution optimale sans passer par le montage expérimentale. Nous avons divisé notre système simulé en un certain nombre de sous-ensembles (le panneau solaire, les convertisseurs, la MPPT, la machine et la pompe). Ces sous-ensembles peuvent être modélisés et examinés individuellement et interconnectés.

4.4.1 Système de pompage photovoltaïque de type DC

La La **Figure 4.15** illustre un système de pompage d'eau utilisant l'énergie solaire photovoltaïque. Il se compose d'un champ PV avec une capacité de 1040 W_c (13 modules PV connectés en série), un convertisseur DC/DC de type buck et un système motopompe.

L'amélioration du rendement du système de pompage PV nécessite la maximisation de la puissance du générateur PV. La technique d'optimisation utilisée est la méthode proposée dans le chapitre 3, **sous-section 3.3.4**.

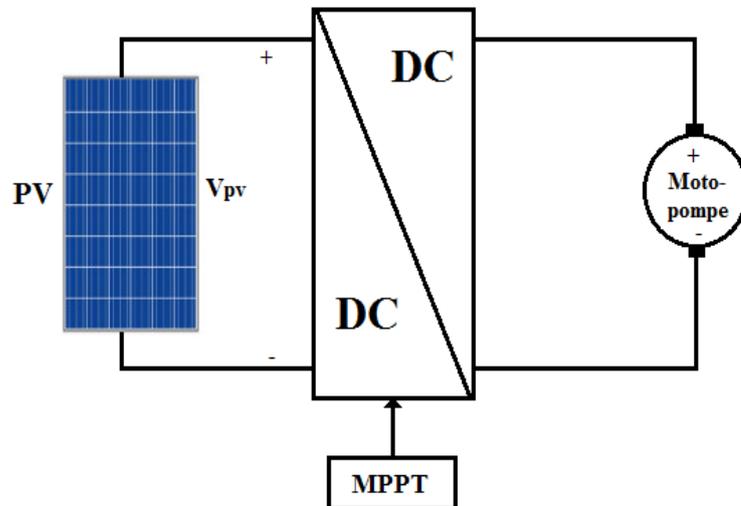


FIGURE 4.15 – Couplage direct d'un système de pompage PV.

Nous avons choisi un moteur à courant continu à excitation séparé, dont les caractéristiques sont données par le **Tableau 4.2**.

TABLE 4.2 – Caractéristiques de la machine à courant continu.

Paramètre	Valeur numérique
Ra	2.6 Ω
La	0.03 H
J	0.009 kg.m ²
Kv	0.62
P	1000 W

Les résultats de simulation du courant (**Figure 4.17**), de la tension (**Figure 4.18**) et de la puissance de sortie du générateur photovoltaïque (**Figure 4.19**) montrent l'efficacité de la commande MPPT proposé.

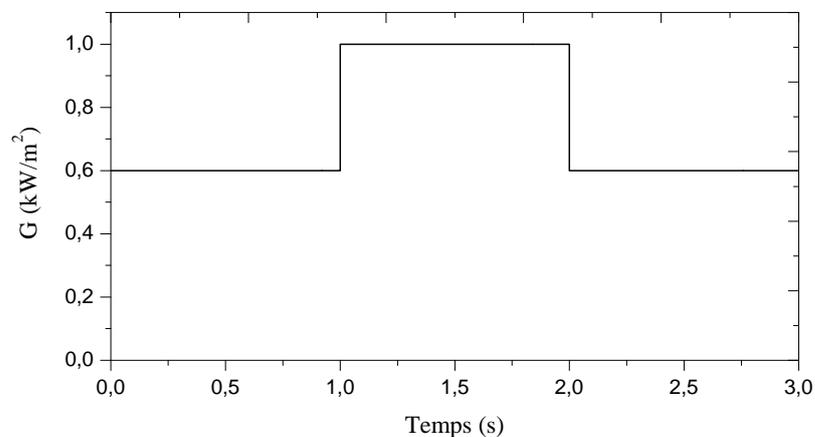


FIGURE 4.16 – Eclairement variable.

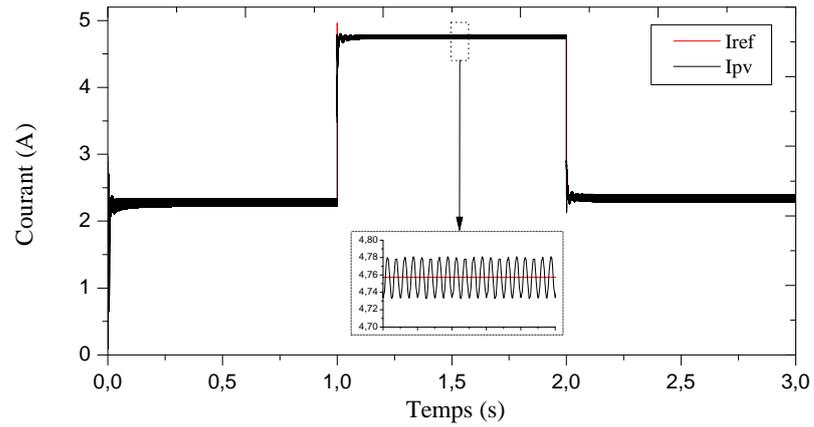


FIGURE 4.17 – Courant du module PV.

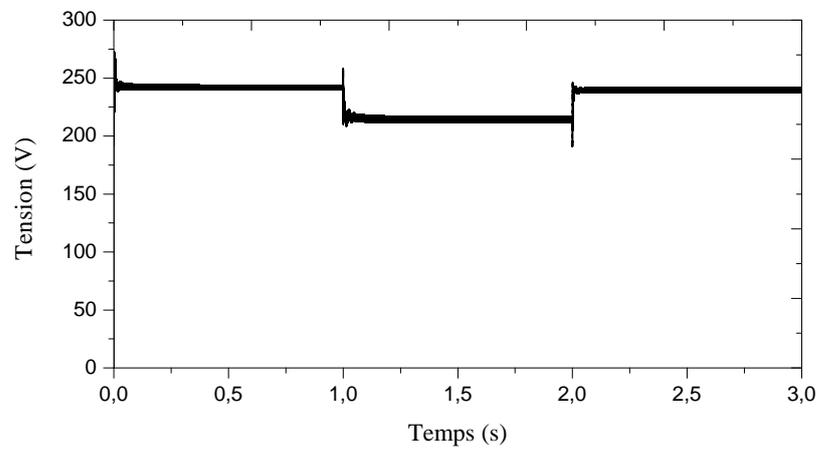


FIGURE 4.18 – Tension du module PV.

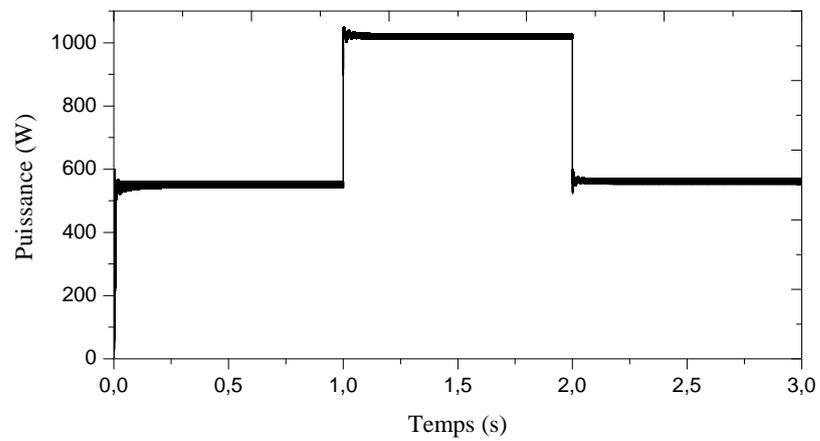


FIGURE 4.19 – Puissance du module PV.

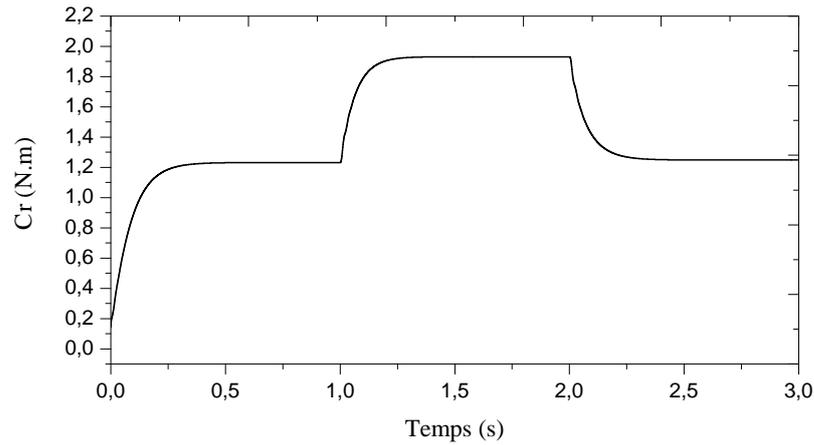


FIGURE 4.20 – Couple de charge (pompe).

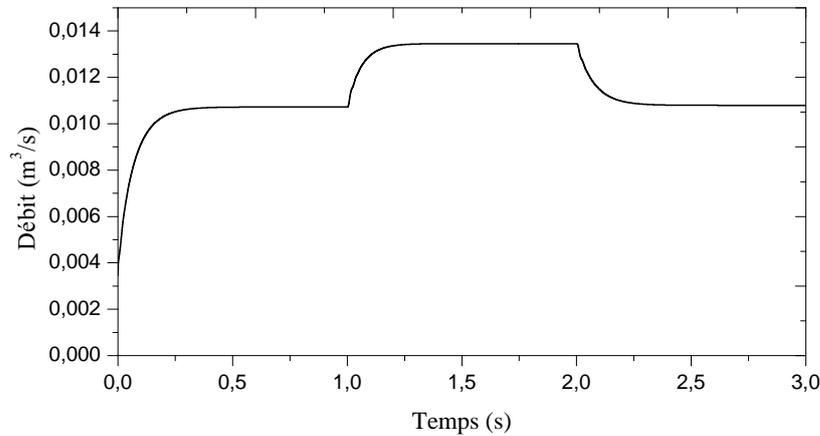


FIGURE 4.21 – Débit de la pompe.

En effet, le courant donné par le champ photovoltaïque est égale au courant optimal, il suit l'allure de l'éclairement. Pour la figure de la tension on observe une légère variation, avec un changement d'éclairement.

La **Figure 4.20** présente la pompe centrifuge qui est modélisé par un couple résistant. Ce dernier suit la variation de l'éclairement. D'après la **Figure 4.21**, on constate que l'augmentation de l'éclairement augmente le débit d'eau pompé et vice-versa.

4.4.2 Système de pompage photovoltaïque de type AC

La **Figure 4.22** représente le schéma synoptique du système de pompage photovoltaïque global avec un moteur asynchrone.

Le modèle SIMULINK regroupe un générateur photovoltaïque, une commande MPPT, un onduleur MLI, un moteur à induction avec sa commande vectorielle par flux orienté et une pompe centrifuge.

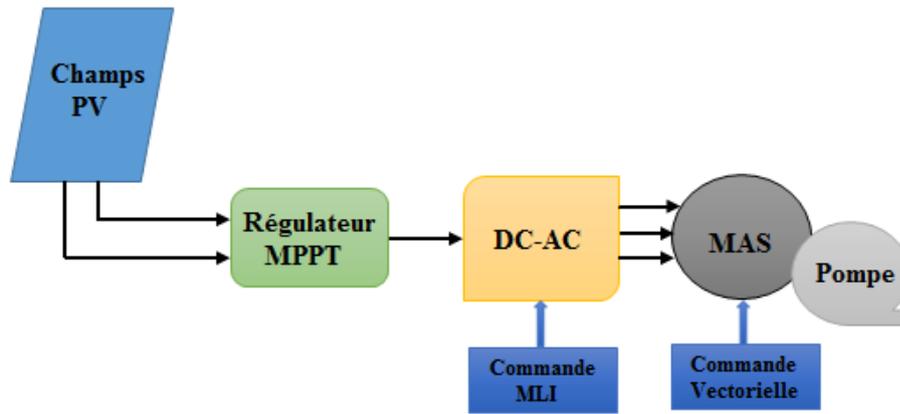


FIGURE 4.22 – Synoptique du système de pompage global.

La dynamique de la commande vectorielle indirecte de la MAS avec orientation de flux rototique est observée avec un flux rotorique $\varphi_{ref} = 0.8$ Wb. Cet essai est effectué pour un éclairement variable.

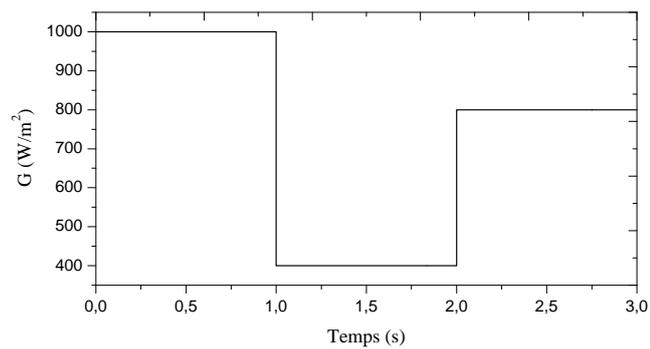


FIGURE 4.23 – Eclairement variable.

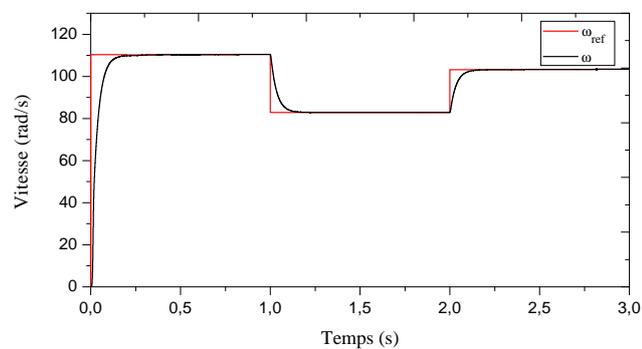


FIGURE 4.24 – vitesse de référence et vitesse estimée.

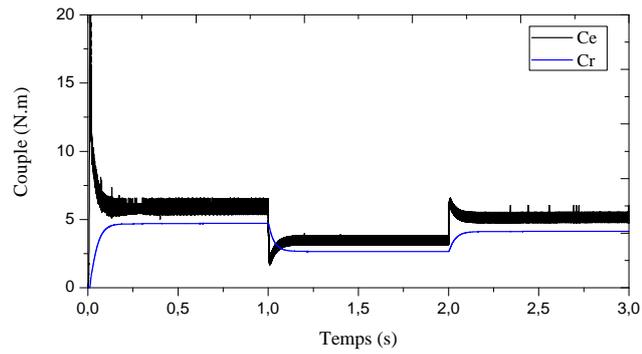


FIGURE 4.25 – Couple électromagnétique et résistant.

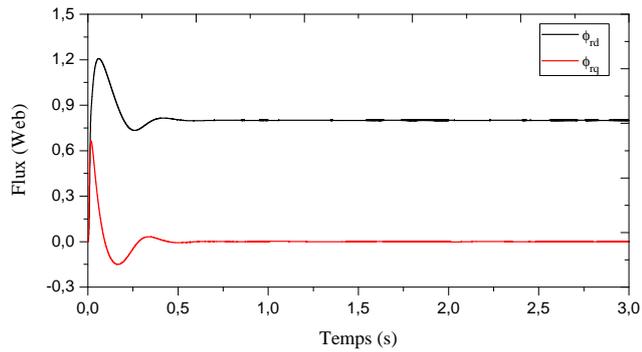
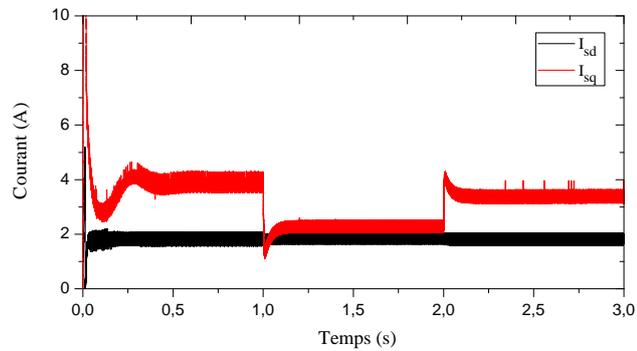
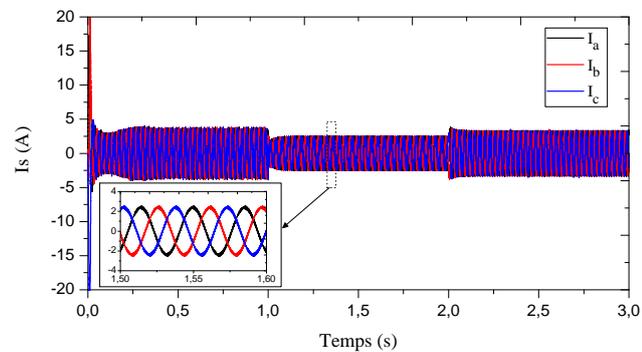


FIGURE 4.26 – Flux rotorique.

FIGURE 4.27 – Courant statorique I_{sd} & I_{sq} .FIGURE 4.28 – Courants statoriques I_a , I_b , I_c .

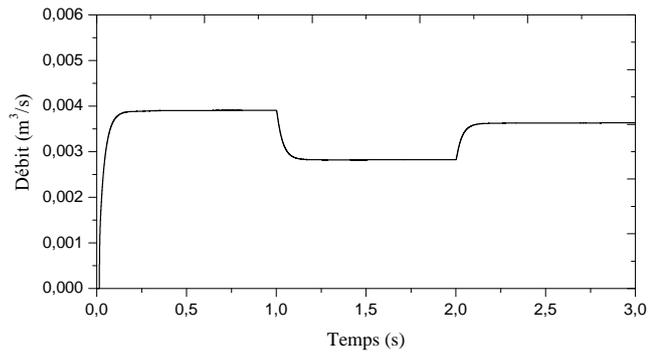


FIGURE 4.29 – Allure du débit.

D'après les figures précédentes, on constate que :

- la vitesse suit la valeur de référence pour un éclairement variable, ce qui montre l'efficacité de la boucle de régulation de vitesse.
- Le flux rotorique est constant au voisinage de sa valeur de consigne nominale ($\varphi_{rd}=0.8$ Wb et $\varphi_{rq}=0$ Wb) montrant l'efficacité de la commande vectorielle.
- La variation de l'éclairement influence les caractéristiques de la pompe.

4.5 Conclusion

Deux types de systèmes de pompage photovoltaïque ont été exposés et étudiés dans ce quatrième chapitre. Les résultats de simulation du premier système montrent l'efficacité de l'utilisation d'un MCC pour le pompage PV de l'eau à cause de sa simplicité.

La modélisation du moteur à induction avec la commande vectorielle indirecte (dite à flux orienté) a été présentée aussi dans ce chapitre. Cette technique permet de découpler le flux et le couple (la composante directe du courant statorique contrôle le flux et la composante en quadrature commande le couple). Ceci permet d'obtenir des performances élevées similaires à celles de la MCC à excitation séparée.

Mise en œuvre expérimentale

Sommaire

5.1	Introduction	124
5.2	Développement d'un banc d'essai expérimental	124
5.2.1	Modules photovoltaïques	125
5.2.2	Convertisseur DC/DC	126
5.2.3	Suivi de point de puissance maximale	131
5.3	Réalisation du système de pompage PV	141
5.3.1	Configuration expérimentale et méthodologie	141
5.3.2	Résultats et interprétations	143
5.4	Conclusion	147

5.1 Introduction

Ce chapitre vise plusieurs objectifs :

- Caractérisation du module PV qui est une étape très importante pour chaque installation photovoltaïque. Dans cette partie, nous avons étudié l'influence de l'éclairement et les différentes connexions des modules PV.
- Réalisation d'un banc d'essai afin d'étudier les différents types de commandes MPPT. Nous avons réalisé un hacheur Boost et un circuit d'adaptation entre l'interface de la carte dSPACE et le convertisseur.
- Réalisation pratique d'un système de pompage photovoltaïque optimal pour différentes valeurs d'éclairement.

5.2 Développement d'un banc d'essai expérimental

Dans ce chapitre, la conception et la réalisation d'un système photovoltaïque connecté à une charge DC sont présentés. Le système est simple et se compose de :

- 01 générateur photovoltaïques (PV) d'une puissance de 80 W qui fournissent l'énergie électrique au système.

- 01 Convertisseur DC/DC.
- 01 Contrôleur MPPT.
- 01 Charge DC.
- 01 Unité de traitement de l'information (carte dSPACE connectée à un calculateur).

5.2.1 Modules photovoltaïques

Il existe différentes tailles de module PV disponibles dans le marché. En générale, un certain nombre de modules PV sont combinés en un champ PV pour satisfaire les demandes d'énergie. Le Laboratoire d'Electrotechnique de Constantine (LEC), dispose de modules PV monocristallins de type STP080S-12/Bb ; chacun fournit une puissance maximale de 80 W. La modélisation du module PV est détaillée dans le chapitre 2 (**sous-section 2.4.6**).

Comme nous l'avons indiqué dans le **chapitre 2**, le courant débité par les panneaux PV est très fluctuant ; ceci est dû aux conditions climatiques, particulièrement l'éclairement solaire. L'influence de ce paramètre est représentée par la **Figure 5.1**.

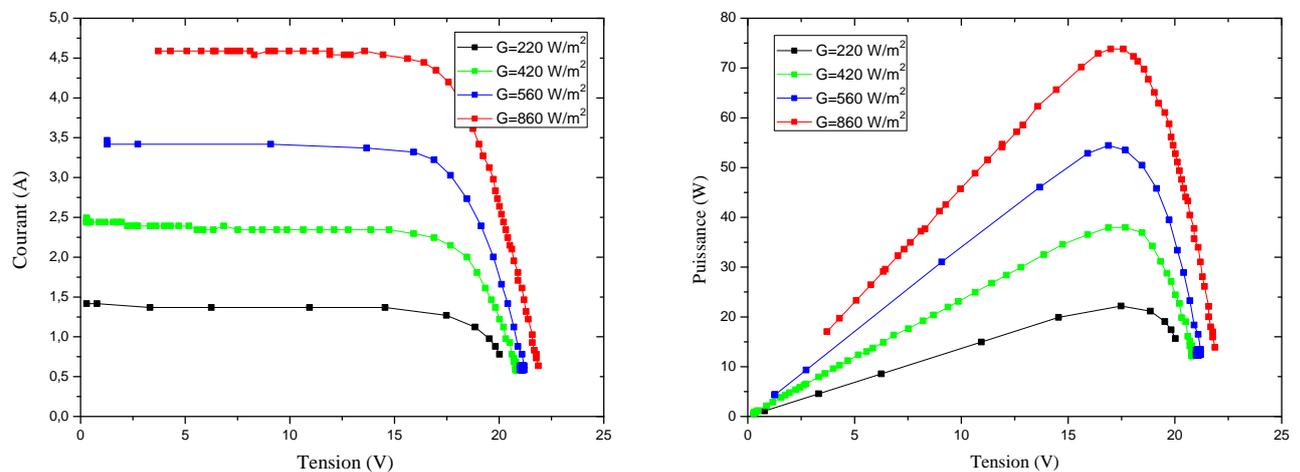


FIGURE 5.1 – Caractéristiques du module PV point par point pour différent éclairement.

Dans la **Figure 5.1**, on observe que l'augmentation de l'éclairement entraîne celle du courant et de la puissance du module PV ; ce qui valide les résultats de simulation (**sous-section 2.5.2**).

Pour obtenir un générateur photovoltaïque délivrant une puissance donnée et une tension appropriée, il est nécessaire d'associer les modules en série et en parallèle.

◆ Association parallèle

Pour une augmentation du courant, on associe " N_p " modules en parallèle. Il y aura par conséquent une augmentation de puissance alors que la tension de circuit ouvert reste constante.

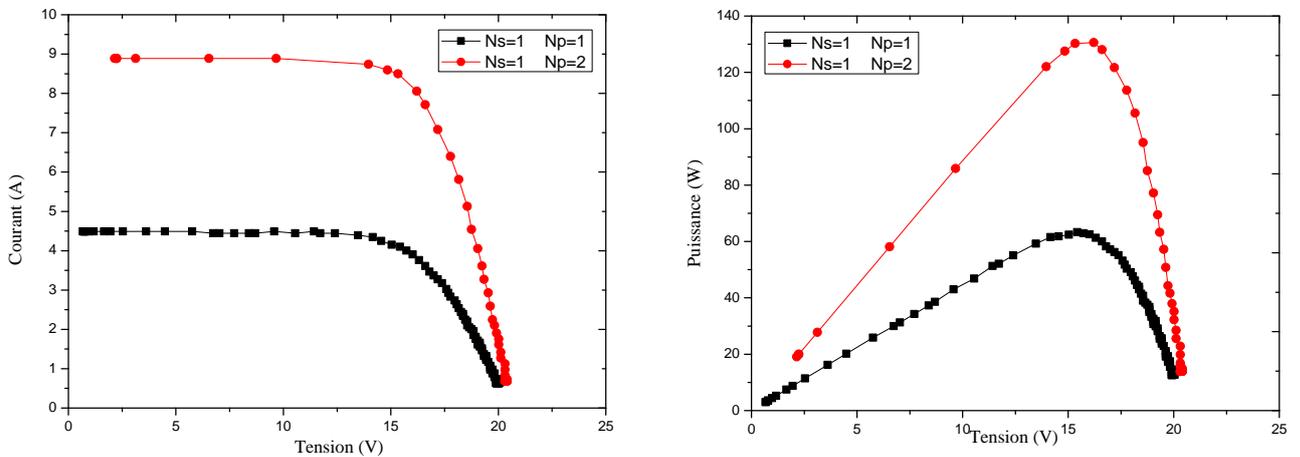


FIGURE 5.2 – Caractéristique de deux modules PV associés en parallèle.

◆ Association série

Pour augmenter la tension du module PV, on associe " N_s " modules en série ; le courant reste constant dans ce cas.

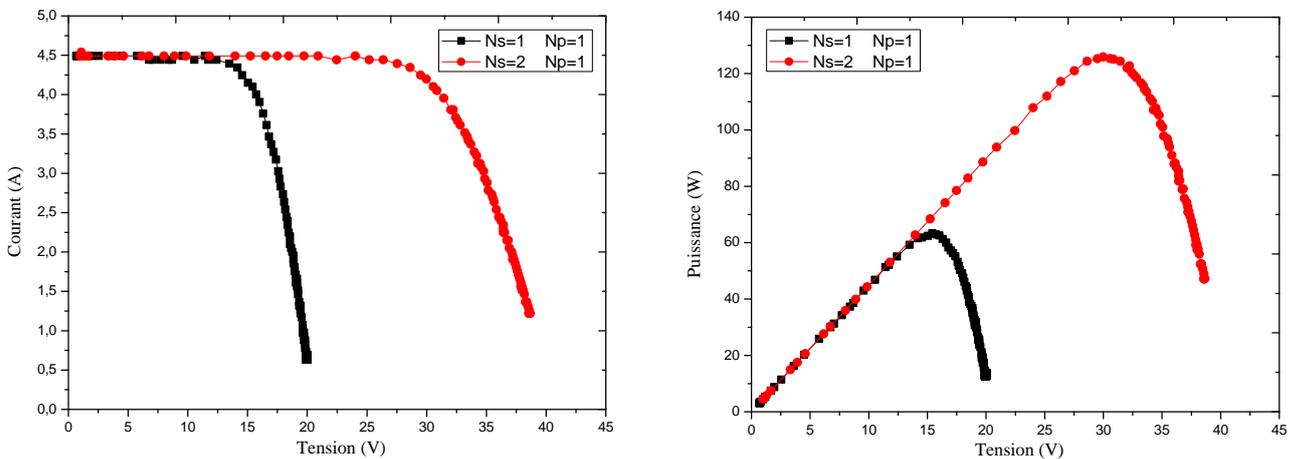


FIGURE 5.3 – Caractéristique de deux modules PV associés en série.

5.2.2 Convertisseur DC/DC

Le convertisseur DC/DC est le composant principal du système MPPT. Il agit en tant qu'interface entre le module PV et la charge DC. L'expérimentation est effectuée en utilisant un convertisseur Boost.

Les détails du convertisseur sont expliqués dans le chapitre 3 (**sous-section 3.3.1**). Ce dernier est constitué de deux parties :

5.2.2.1 Circuit de puissance

Le circuit de puissance d'un convertisseur Boost est composé de :

- Un interrupteur électronique IGBT "IRGPC60K".
- Une diode rapide (D) "BYW29".
- Un circuit R.C.D (R1 (100 Ω), C1 (0.1 μ F), D1 (IN54018)).
- Une Bobine de stockage (L).
- Un condensateur de filtrage (C).

✓ Détermination des valeurs de L et C

Afin de calculer l'inductance de la bobine et la capacité du condensateur, on considère que le convertisseur est en mode de conduction continue (CCM).

L'ondulation absolue du courant est défini par :

$$\Delta I_L = I_{Lmax} - I_{Lmin} \quad (5.1)$$

Pour : $0 < t < \alpha T$

$$I(t) = \frac{1}{L} V_{pv} t + I(0) \quad I(0) = I_{Lmin} \quad (5.2)$$

Pour : $t = \alpha T$

$$I(t) = \frac{1}{L} V_{pv} (\alpha T) + I_{Lmin} = I_{Lmax} \quad (5.3)$$

$$\Delta I = \frac{1}{L} V_{pv} \alpha T \quad (5.4)$$

L'inductance doit être supérieure à une certaine valeur donnée par **Équation 5.5**.

$$L \geq \frac{V_{pv} * \alpha}{\Delta I * f} \quad (5.5)$$

Pour déterminer l'expression de l'ondulation en tension ΔV_c , on a ;

Pour : $0 < t < \alpha T$

$$V_s = \frac{-I_{ch}}{C} t + V_{smax} \quad (5.6)$$

Pour : $t = \alpha T$

$$V_{smin} = \frac{-I_{ch}}{C} \alpha T + V_{smax} \quad (5.7)$$

D'après l'Équation 5.7 :

$$\Delta V_s = V_{smax} - V_{smin} = \frac{I_{ch}}{C} \alpha T \quad (5.8)$$

Finalement :

$$\Delta V_s = \frac{I_{ch}}{fC} \alpha \quad (5.9)$$

L'Équation 5.9 nous montre que les ondulations en tension varient inversement avec la fréquence de commutation et la valeur du condensateur.

Pour respecter la condition sur l'ondulation de la tension de sortie, la capacité du condensateur C doit vérifier l'Équation 5.10.

$$C \geq \frac{I_{ch} * \alpha}{\Delta V_c * f} \quad (5.10)$$

Avec ;

V_{pv} : Tension d'entrée du hacheur Boost.

α : Rapport cyclique.

V_c : Tension à la borne de condensateur.

I_{ch} : Courant de la charge.

En pratique, la valeur de l'inductance et celle de la capacité choisie doivent être au moins 20% supérieures à celles calculées [Boukli-hacene 2011].

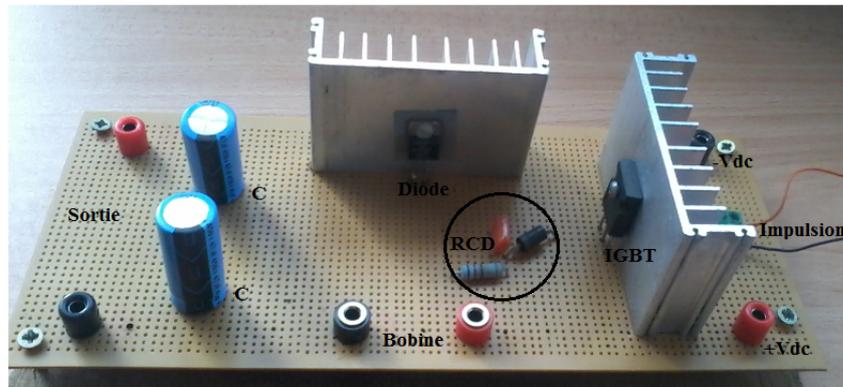


FIGURE 5.4 – Schéma de puissance du hacheur boost.

✓ Test du hacheur avec le GBF (commande en pleine onde)

Lorsque on alimente le hacheur à travers un module PV, de tension 20 V continu, et en utilisant le GBF pour envoyer l'impulsion au circuit de commande, on a mesuré la tension de sortie V_s pour un rapport cyclique $\alpha = 0.5$. On observe que la tension de sortie n'est pas hachée à cause du condensateur et sa valeur est supérieure à celle de la tension d'entrée. Ce qui confirme la fiabilité d'hacheur Boost.

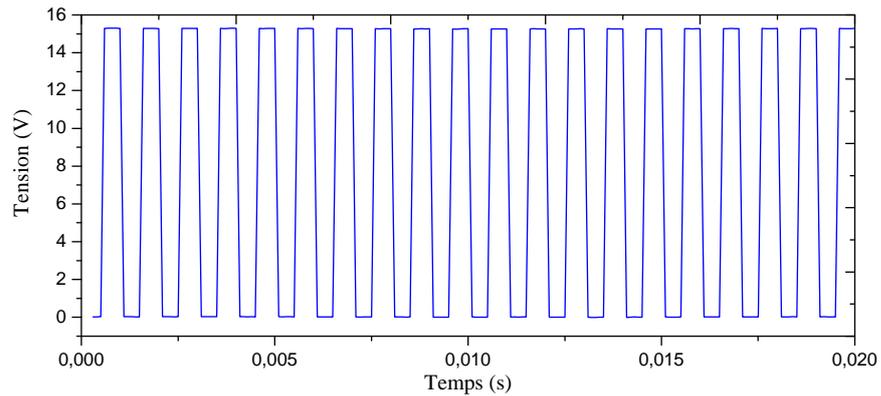


FIGURE 5.5 – Impulsion du hacheur boost.

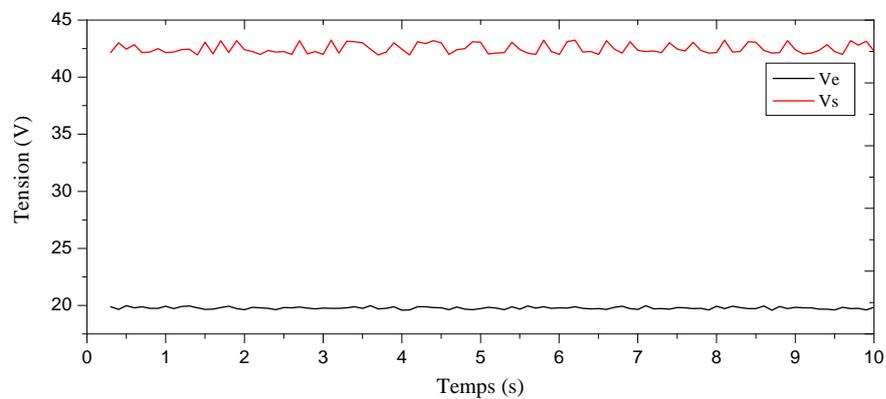


FIGURE 5.6 – Tension d'entrée et de sortie du convertisseur Boost.

5.2.2.2 Circuit de commande

Le circuit de commande du convertisseur Boost est composé de 03 éléments principaux :

- *Transistor 2N2222* : il représente la partie d'amplification où l'impulsion est amplifiée jusqu'à $+V_{cc}$ (15V) :

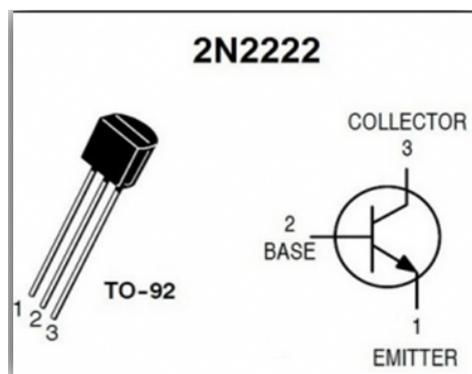


FIGURE 5.7 – Montage du transistor 2N2222 [ref c]

- *Optocoupleur HCPL-3101* : c'est la partie d'isolation galvanique qui sépare le circuit de puissance à celui de commande, son principe se base sur la photodiode :

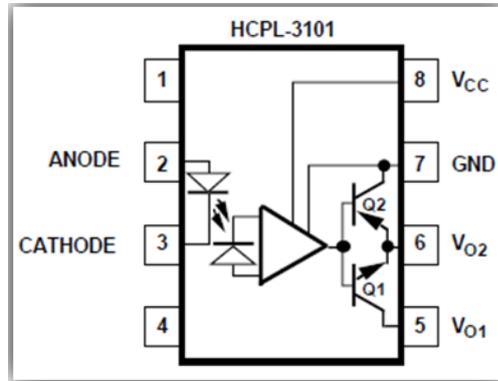


FIGURE 5.8 – Circuit de l'isolation galvanique avec l'optocoupleur HPL-3101 [ref d]

- *Driver IR2112* : cet élément nous permet d'obtenir une impulsion pour alimenter l'interrupteur :

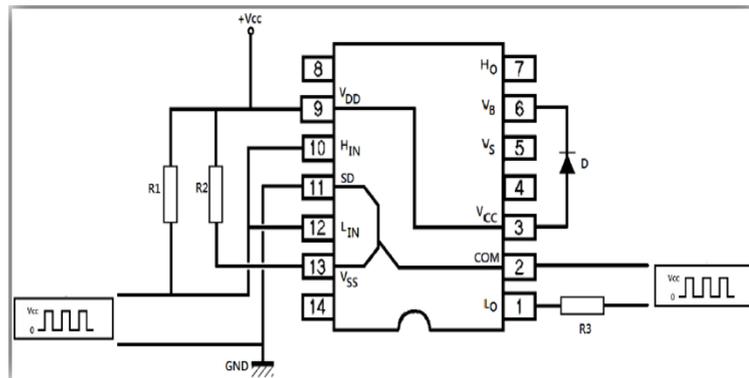


FIGURE 5.9 – Montage du driver IR2112 [ref e].

Le schéma global est comme suit :

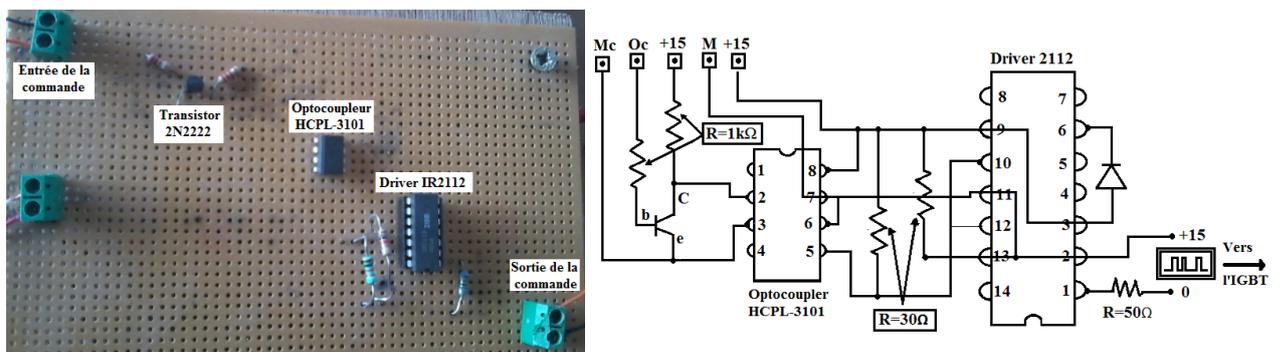


FIGURE 5.10 – Circuit de la carte de commande [Guellout 2011].

✓ *Test de la carte de commande*

L'impulsion de 5 V est générée par le PC où la carte dSPACE a été installée. Cette impulsion est amplifiée à 15 V par le circuit de commande afin de commander l'IGBT du circuit de puissance.

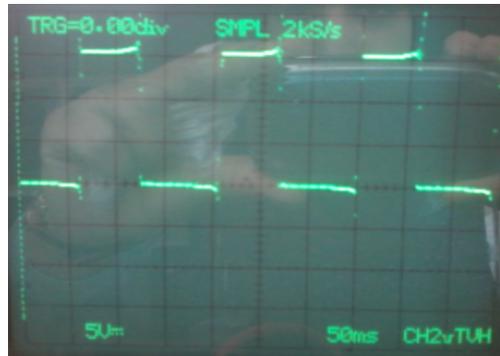


FIGURE 5.11 – Impulsion obtenue à la sortie de circuit de commande.

5.2.3 Suivi de point de puissance maximale

Les contrôleurs analogiques ont traditionnellement effectué le contrôle MPPT. Cependant, l'utilisation de contrôleurs numériques devient plus répandue, car ils offrent plusieurs avantages par rapport aux contrôleurs analogiques. Tout d'abord, les contrôleurs numériques sont programmables ainsi capables de mettre en œuvre facilement un algorithme avancé. Il est beaucoup plus facile de coder une équation mathématique que de concevoir un circuit analogique [Godbole 2004]. Ils permettent une réduction du nombre des composants, car on peut gérer diverses tâches avec un seul circuit. Beaucoup d'entre eux sont également équipés de plusieurs convertisseurs A/D et générateurs PWM, donc on peut contrôler plusieurs appareils avec un seul contrôleur.

Pour notre travail, on a choisi une méthode de contrôle numérique pour les MPPT. La conception et les simulations en temps réel des différents algorithmes MPPT étudiés dans le **chapitre 3** sont implémenté avec une carte dSPACE.

5.2.3.1 Simulation en temps réel des différents MPPT

Pour valider notre travail, nous avons simulé en temps réel les MPPT étudié précédemment en utilisant la carte dSPACE 1104. Le courant est mesuré grâce à un capteur à effet Hall (LEM LA-55P), dont les caractéristiques se trouvent dans l'annexe D.

Ce capteur a une bande passante de 200kHz et un rapport de conversion de 1/1000. La tension est mesurée par une sonde (LANGLOIS ISOL 720); ce capteur a un rapport de conversion de 1/20.

Le banc d'essai expérimental réalisé est représenté sur la **Figure 5.12** :

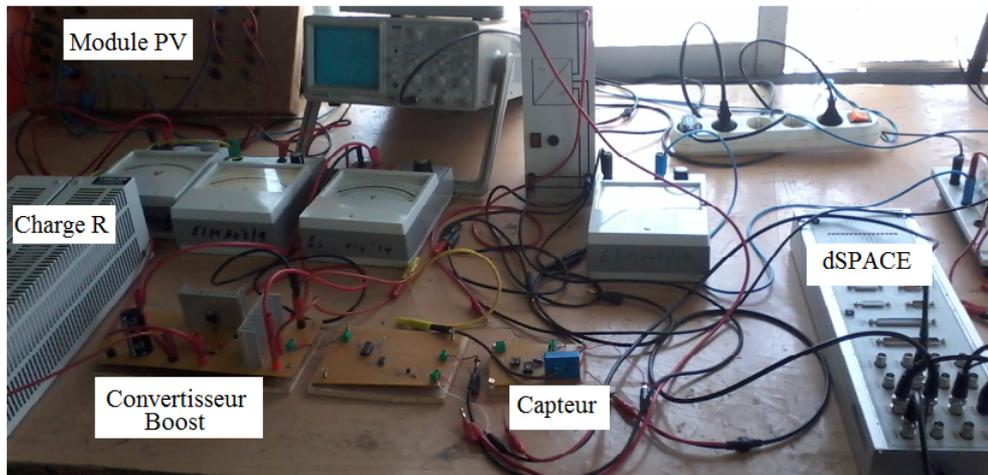


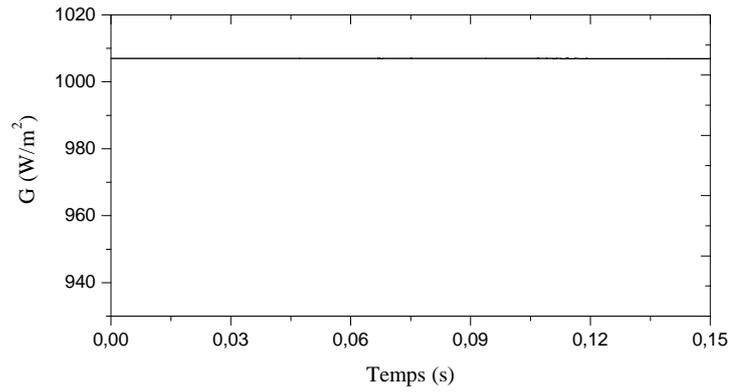
FIGURE 5.12 – Commande MPPT avec boucle de courant réalisé.

Dans ce montage, le courant du module photovoltaïque « arrive » dans la carte dSPACE, à travers un capteur à effet hall. Il est comparé avec le courant de référence calculé par la commande MPPT. La sortie de la carte dSP consiste en des impulsions MLI entre 0 et 5 V. Ainsi, pour amplifier la tension de sortie jusqu'à une tension suffisante pour alimenter l'IGBT (15 V), nous avons utilisé un circuit amplificateur. Après leur amplification, les impulsions passent par un circuit isolé pour séparer le circuit de puissance et le circuit de commande (**Figure 5.10**).

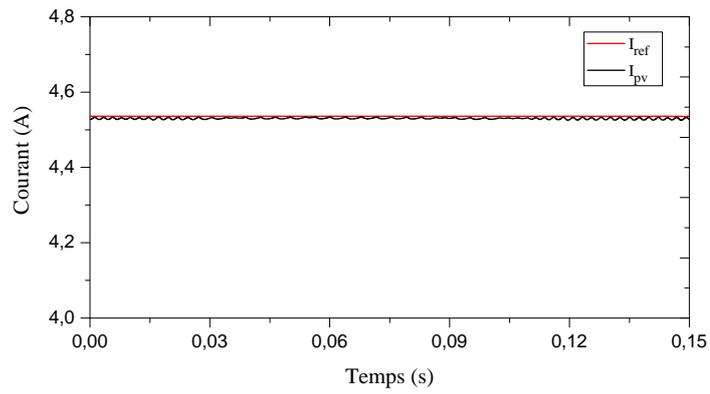
5.2.3.1.1 Test du hacheur élévateur avec la commande FSCC

Le principe de cette commande, c'est de court-circuiter le module photovoltaïque et de mesurer le courant I_{sc} . Ce dernier est envoyé, à travers un capteur de courant, à la carte dSPACE 1104. Le courant optimal est ensuite calculé et envoyé comme référence pour la boucle de courant. Les résultats de simulation en temps réel de la commande utilisant la fraction de courant de court-circuit (FSCC) sont représentés par la **Figure 5.13**.

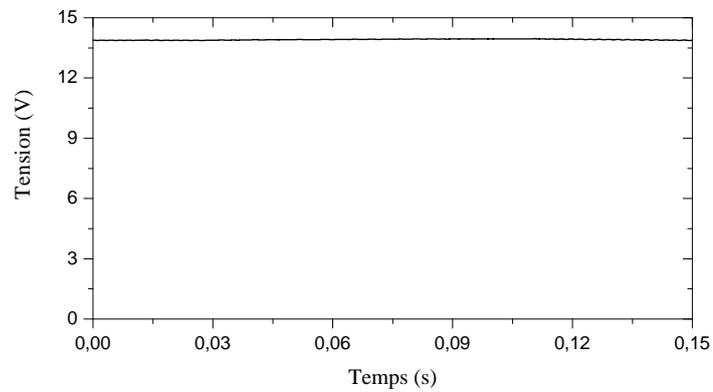
D'après la **Figure 5.13**, On remarque qu'il y a peu d'ondulations au niveau de la puissance du module PV ainsi que le courant de la bobine suit sa référence ; ce qui confirme l'efficacité de ce type MPPT.



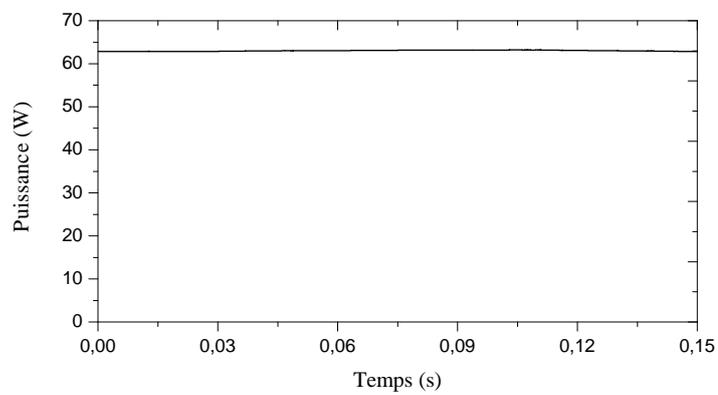
(a)



(b)



(c)



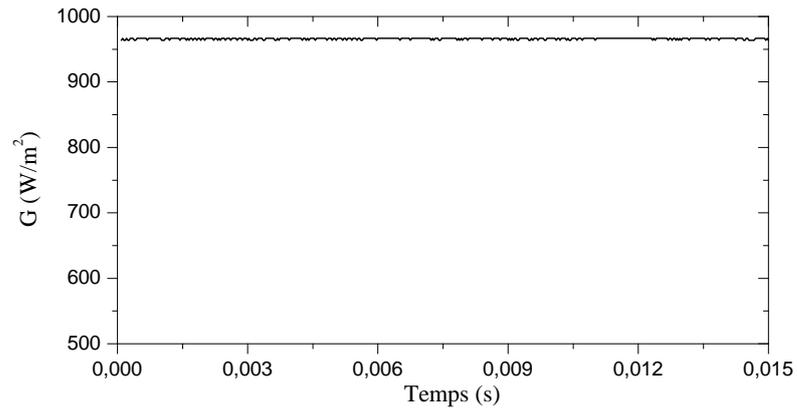
(d)

FIGURE 5.13 – Résultats obtenus pratiquement : (b) courant, (c) tension, (d) puissance pour un éclairement constant (a) par la méthode (FSCC) ($T=45$ °C).

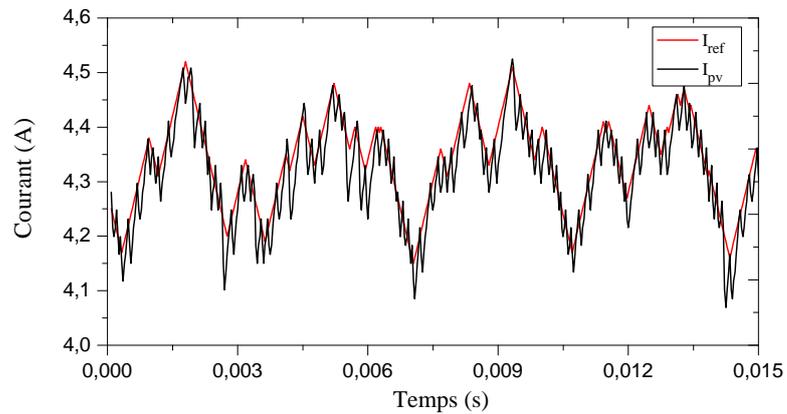
5.2.3.1.2 Test du hacheur élévateur avec la commande CPA

Pour voir le comportement de la commande de perturbation de courant (CPA), nous avons lancé la simulation en temps réel pour deux valeurs de perturbation $\Delta I=0.01$ et $\Delta I=0.001$.

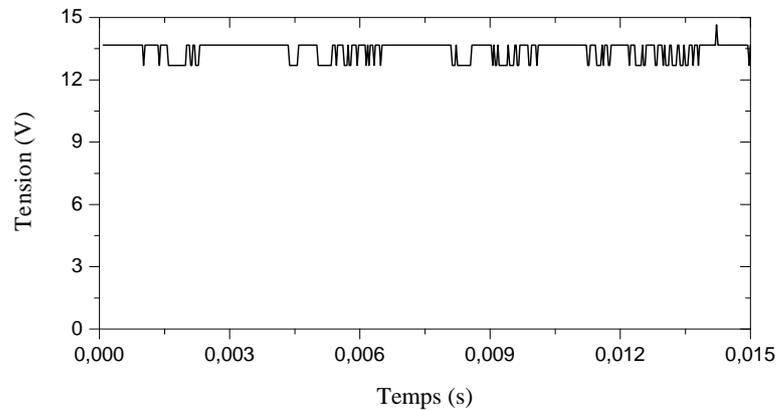
✓ $\Delta I=0.01$



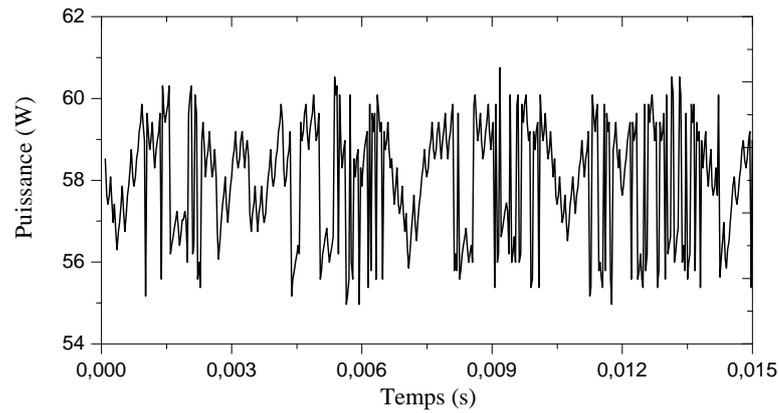
(a)



(b)



(c)



(d)

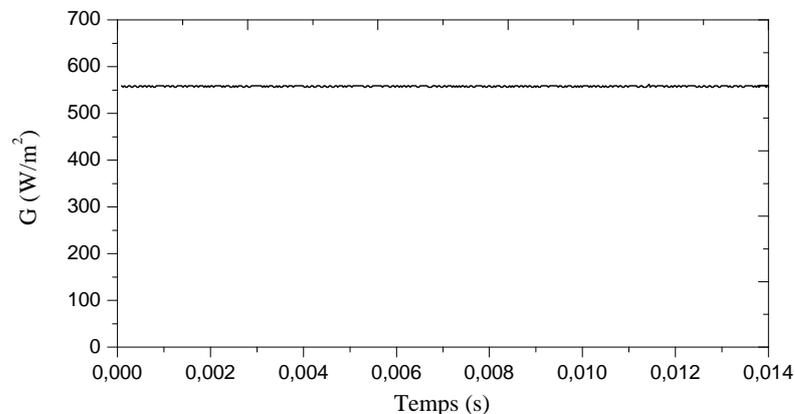
FIGURE 5.14 – Résultats obtenus pratiquement : (b) courant, (c) tension, (d) puissance pour un éclairement constant (a) par la méthode (CPA), $\Delta I=0.01$ ($T=40$ °C).

On remarque que la méthode CPA produit une perturbation autour du MPP réel qui provoque une perte de puissance. Dans ce cas par exemple, la puissance fluctue entre 54 W et 61 W.

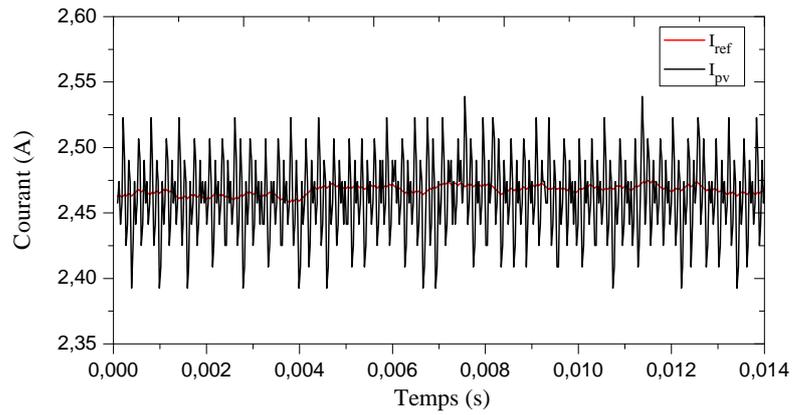
Nous pouvons résoudre ce problème en diminuant la taille de perturbation (ΔI) à 0,001 (**Figure 5.15**).

✓ $\Delta I=0.001$

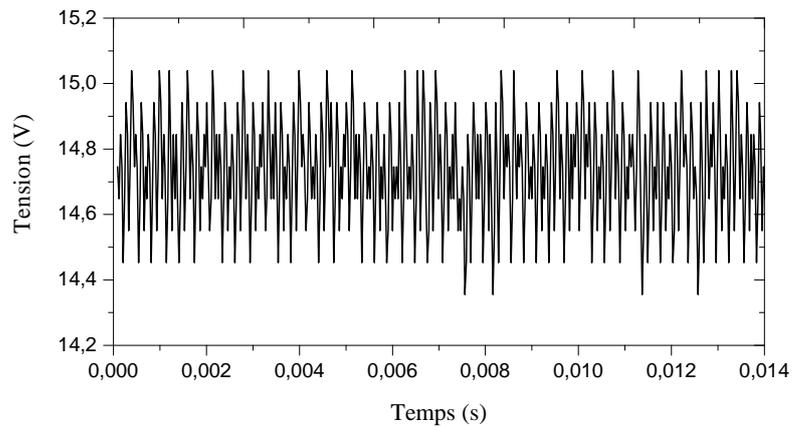
On observe dans la **Figure 5.15** que les perturbations autour du point de puissance maximal sont réduites d'une façon remarquable, mais ceci entraîne une augmentation du taux de réponse du système et la commande peut être divergée.



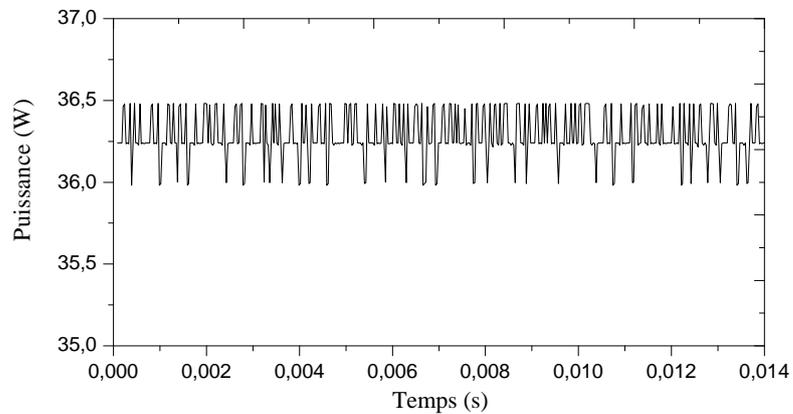
(a)



(b)



(c)

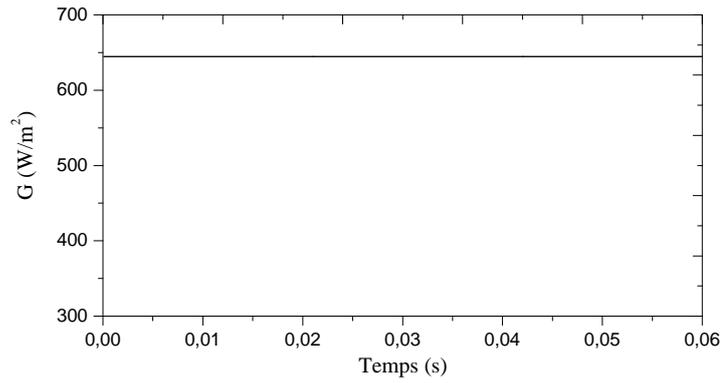


(d)

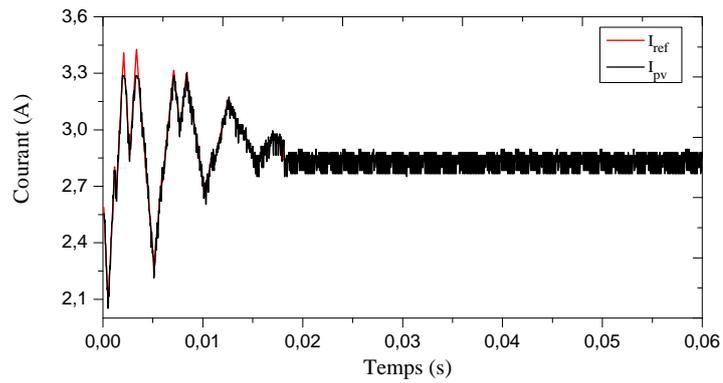
FIGURE 5.15 – Résultats obtenus pratiquement : (b) courant, (c) tension, (d) puissance pour un éclairage constant (a) par la méthode (CPA), $\Delta I=0.001$ ($T=35^\circ\text{C}$).

5.2.3.1.3 Test du hacheur élévateur avec la commande proposée

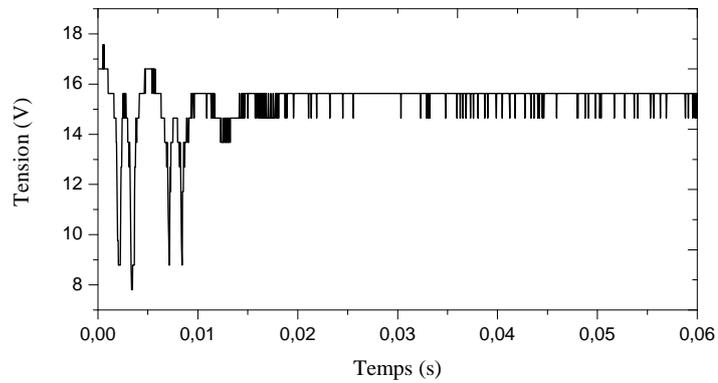
Afin d'améliorer d'une manière efficace la performance en régime permanent, une perturbation variable de courant est appliquée.



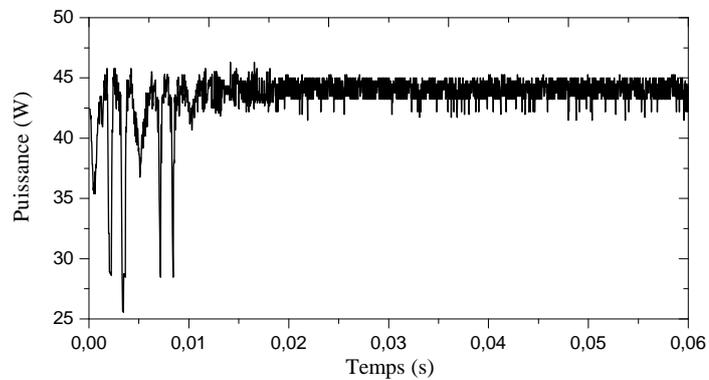
(a)



(b)



(c)



(d)

FIGURE 5.16 – Résultats obtenus pratiquement : (b) courant, (c) tension, (d) puissance pour un éclairement constant (a) par la méthode proposée ($T=30^\circ\text{C}$).

La **Figure 5.16** montre que lorsque l'on applique cette perturbation de courant variable au lieu d'une perturbation fixe, les oscillations seront réduites au bout de quelques secondes, ce qui diminue la perte de puissance.

5.2.3.1.4 Test du hacheur élévateur avec la commande FLC en boucle de tension

La **Figure 5.17** montre le montage du module PV connecté à deux batteries à travers un convertisseur élévateur avec la commande MPPT par la logique floue (FLC) :

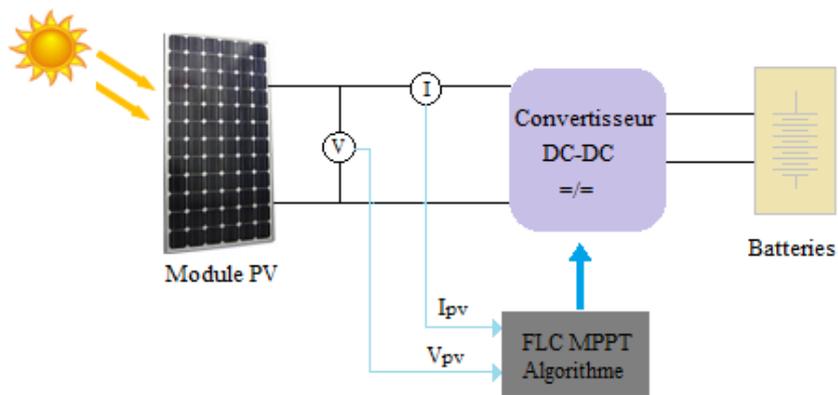


FIGURE 5.17 – Etage élévateur avec commande FLC.

Dans notre travail, nous avons choisi la variation de puissance (ΔP) et celle de la tension (ΔV) comme entrées de la commande, la sortie est la perturbation de la tension ΔV_{ref} . Dans ce régulateur, l'intervalle d'intérêt de chaque variable est divisé en trois classes, comme le montre la **Figure 5.18**.

$$\Delta P = P(n) - P(n-1) \quad (5.11)$$

$$\Delta V = V(n) - V(n-1) \quad (5.12)$$

La méthode choisie pour l'inférence, dans notre travail, est celle de Mamdani. Le **Tableau 5.1** présente la matrice d'inférence du régulateur.

TABLE 5.1 – Matrice d'inférence du régulateur.

$\Delta P_{pv} / \Delta V_{pv}$	N	Z	P
N	P	Z	N
Z	N	Z	P
P	N	Z	P

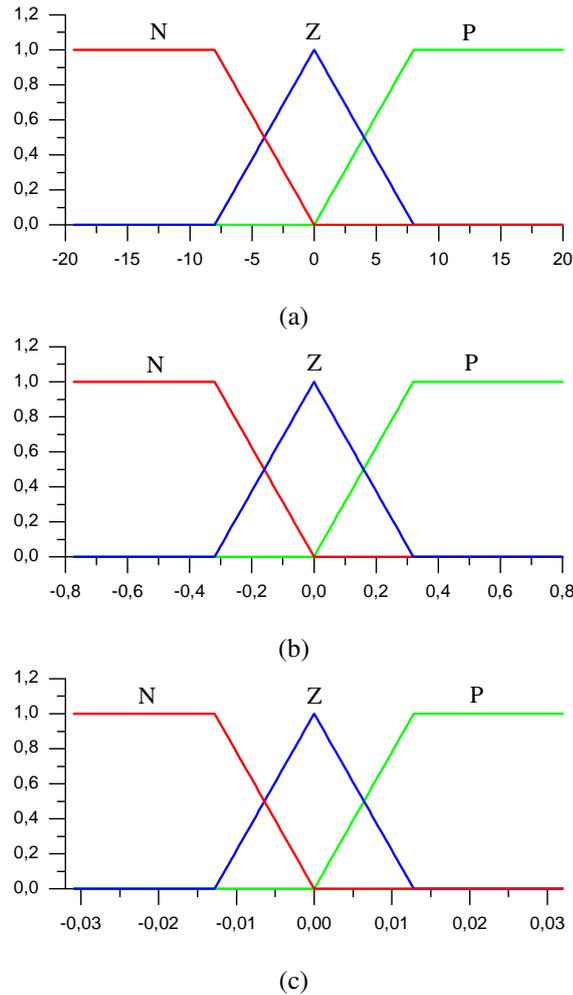
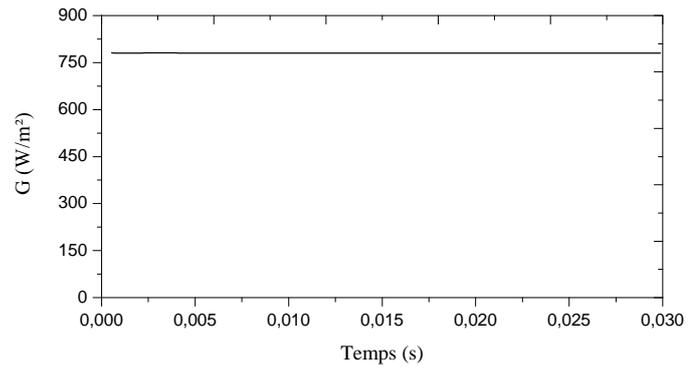


FIGURE 5.18 – Fonction d'appartenance des variables linguistiques d'entrée (a) ΔP , (b) ΔV et de sortie (c) ΔV_{ref} .

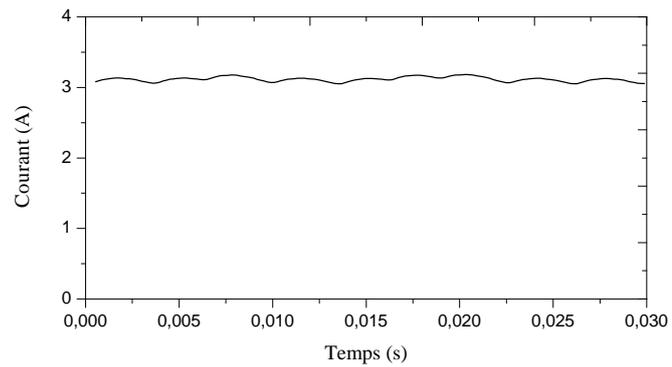
Une fois les règles définies, la dernière étape consiste à calculer la sortie (ΔV_{ref}) avec le processus de défuzzification afin de compléter l'algorithme de la logique floue (FLC). La méthode de centre de gravité (COG) est utilisée dans notre algorithme parce qu'elle donne de bons résultats. La valeur nette de ΔV_{ref} est calculée par l'équation ;

$$\Delta V_{ref} = \frac{\sum_{j=1}^n (\mu \Delta V_{ref_j}) - \Delta V_{ref_j}}{\sum_{j=1}^n (\mu \Delta V_{ref_j})} \quad (5.13)$$

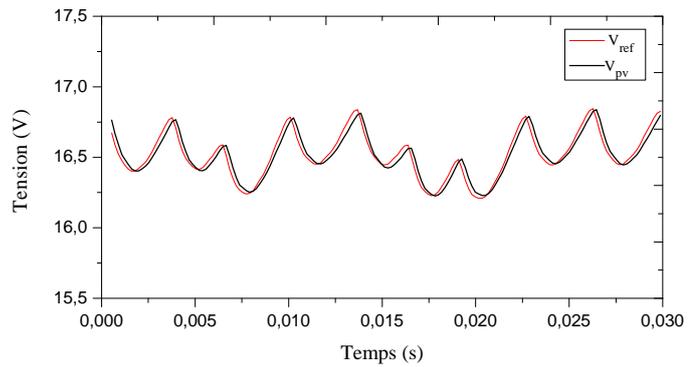
On observe que le contrôleur flou est parfaitement « calé » sur le point de puissance maximale. Lorsque les conditions climatiques sont invariantes, il provoque une très faible perturbation autour du PPM.



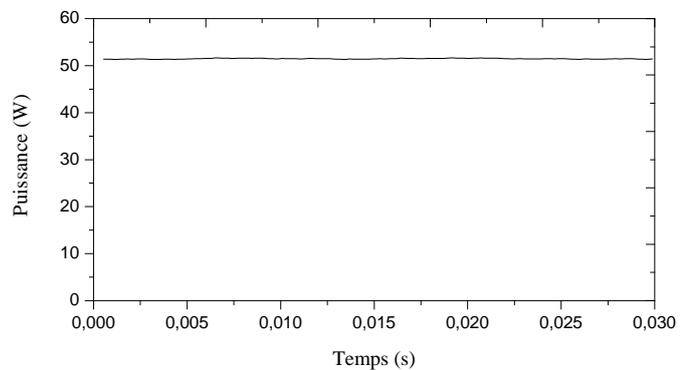
(a)



(b)



(c)



(d)

FIGURE 5.19 – Résultats obtenus pratiquement : (b) courant, (c) tension, (d) puissance pour un éclairement constant (a) par la logique floue ($T=30\text{ }^{\circ}\text{C}$).

5.3 Réalisation du système de pompage PV

5.3.1 Configuration expérimentale et méthodologie

Un prototype expérimental d'un système de pompage photovoltaïque a été construit. Il se compose d'un champ photovoltaïque de 1040 W_c, un convertisseur DC-DC de type buck et un moteur à courant continu couplé à une pompe centrifuge.



FIGURE 5.20 – Champ PV (SUNTECH STP080S-12/Bb).

Le réseau photovoltaïque (**Figure 5.20**) a été installé vers le sud avec un angle d'inclinaison fixe de 35° par rapport à l'horizontale sur le toit du laboratoire d'électrotechnique constantine (LEC), constantine, Ce réseau PV se compose de treize (13) modules solaires SUNTECH STP080S-12/Bb à 80 W_c.

Un capteur PT100 est installé au niveau du système PV pour relever la température. L'irradiance solaire a été mesurée par un pyranomètre manuel 489020 (Frederiksen), (signal de sortie : 100 mV \approx 1000 W/m²) fixé sur une surface inclinée avec le même angle d'inclinaison que celui du réseau PV.

Les bornes du générateur photovoltaïque sont reliées à une boîte de raccordement située au niveau du convertisseur DC-DC, des appareils de mesure, des capteurs et du système motopompe (**Figure 5.21**).

Une pompe centrifuge de surface à un étage, entraînée par un moteur à courant continu à excitation séparée, a été utilisée. La pompe est conçue pour fonctionner à une hauteur statique supérieure à 30 m lorsqu'il fonctionne à sa tension nominale.



FIGURE 5.21 – Installation expérimentale du système de pompage PV.

Puisque il est difficile de maintenir une hauteur statique de 30 m au niveau de notre laboratoire, la pompe a été utilisée pour faire circuler l'eau en boucle fermée dans un réservoir d'eau avec une hauteur statique d'environ 1,5 m. Toutefois, à ce point de fonctionnement, la pompe a une faible efficacité.

Pour amplifier la hauteur de la circulation d'eau, une valve légèrement ouverte est utilisée pour augmenter la pression d'eau. Pour mesurer la pression, on utilise un manomètre tel que :

$$Hauteur = \frac{Pression(Bars) \times 10.2}{Gravité\ spécifique} \quad (5.14)$$

Tout d'abord, la sortie d'un générateur photovoltaïque est directement reliée à un moteur à courant continu, à excitation séparée, ($V = 220\text{ V}$, $P_u = 1\text{ kW}$) entraînant une pompe centrifuge.

Le courant et la tension du réseau PV ont été mesurés avec des capteurs à effet Hall (LA 25-NP) et (LV 25-800) respectivement. La vitesse du moteur a été mesurée avec un capteur Baumer IVO GI355.

Pour un fonctionnement à courant optimal, on a utilisé un convertisseur de puissance DC-DC, de type buck, comme interface entre le réseau photovoltaïque et l'ensemble motopompe.

Les valeurs de l'inductance et de la capacité du convertisseur buck sont déterminées par les équations (**Équation 5.15**) et (**Équation 5.16**).

$$L_{min} = \frac{V_o(1 - \alpha)}{2.f.\Delta I} \quad (5.15)$$

$$C_{min} = \frac{V_o(1 - \alpha)}{8.f^2.L.\Delta V} \quad (5.16)$$

Une carte d'interface dSPACE 1104 a été utilisée pour le contrôle et l'acquisition de données en utilisant la fonction d'échange de données en temps réel (RTDX) du DSP.

5.3.2 Résultats et interprétations

L'expérience, est réalisées pour une irradiance solaire 750 W/m^2 et une température de cellule constante et égale 20° C .

Les caractéristiques I-V et P-V du champ PV sous ces conditions climatiques son présentées par la **Figure 5.22**.

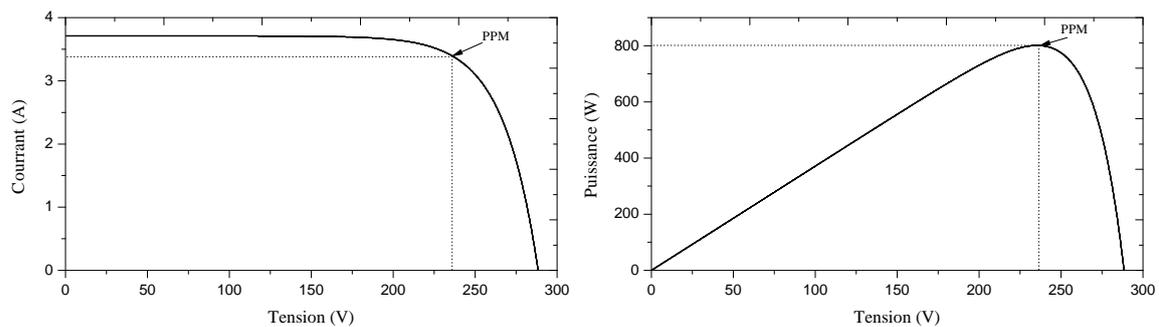
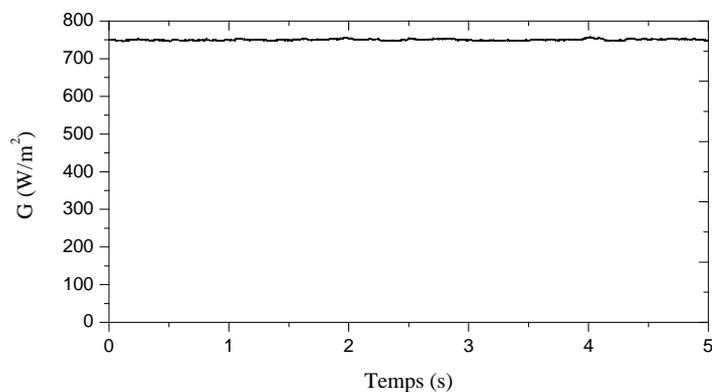
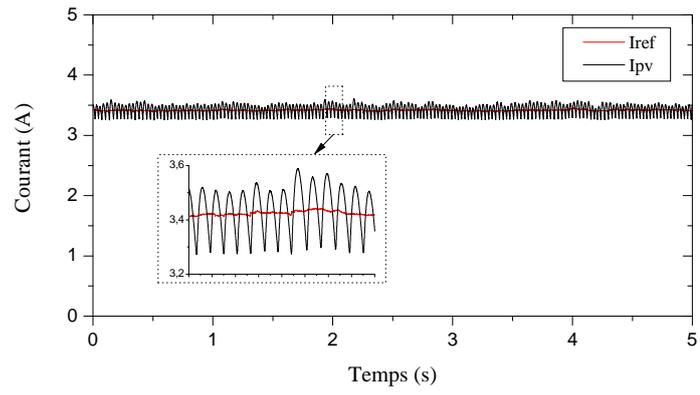


FIGURE 5.22 – Caractéristiques I-V et P-V du champ PV pour 750 W/m^2 d'éclairement et une température 20° C .

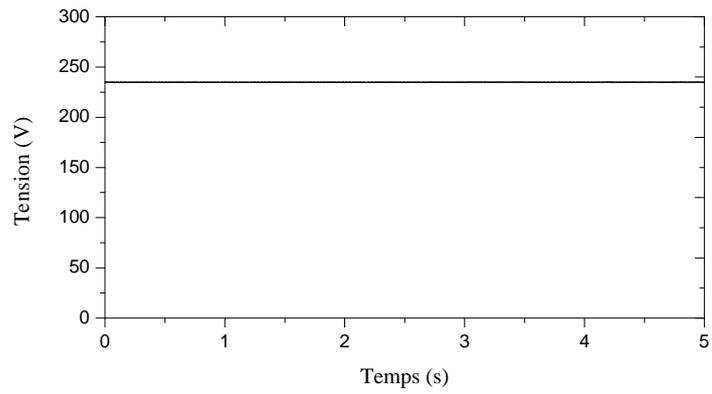
Les résultats expérimentaux d'un système de pompage PV avec la commande MPPT proposée sont représentés par la **Figure 5.23**.



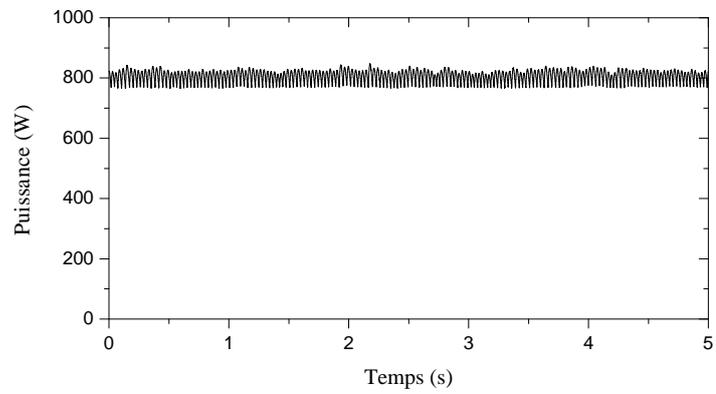
(a)



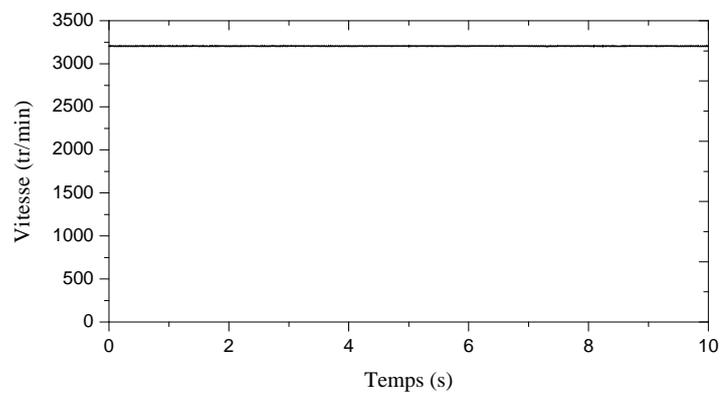
(b)



(c)



(d)



(e)

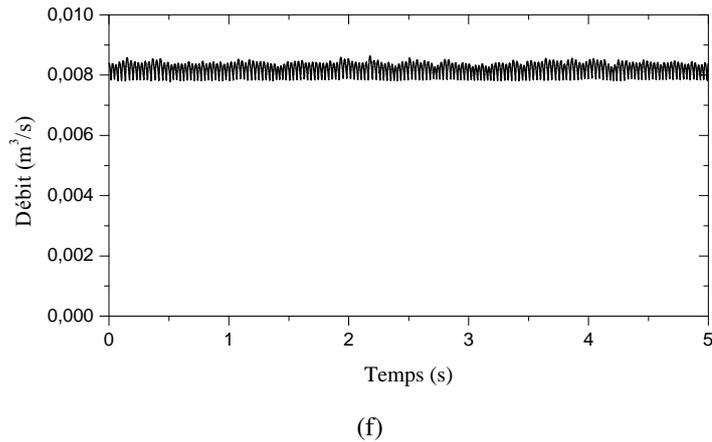
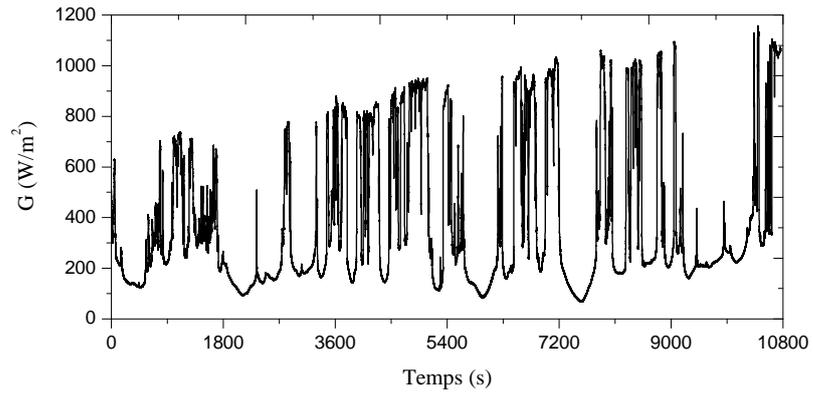


FIGURE 5.23 – Formes d’onde pratique de (b) courant, (c) tension, (d) puissance, (e) vitesse et (f) débit, pour une température constante , ($T=20^{\circ}\text{C}$) et un éclairement constant (a).

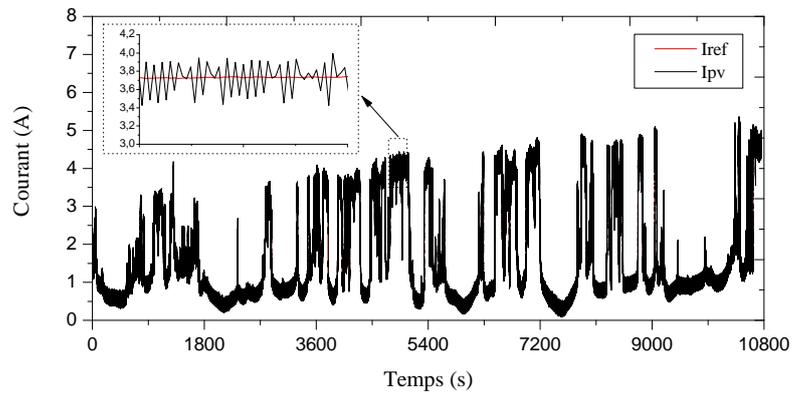
- Sur la **Figure 5.23b** on observe que le courant du champ PV suit le courant de référence avec une très faible oscillation, ce qui montre l’efficacité du contrôleur PI.
- La valeur de la tension optimale est présentée par la **Figure 5.23c** indique que le point de fonctionnement du champ photovoltaïque est au point de puissance maximum (800 W) et par conséquent, un rendement optimal du système de pompage PV.
- On constate aussi que la courbe du débit de la pompe nous donne un débit constant (**Figure 5.23f**) pour une vitesse donnée.

La sortie du générateur photovoltaïque est assimilable à une alimentation électrique non linéaire et dépendant du temps. Elle varie avec l’intensité solaire et de la température de la cellule ; l’effet de la température sur les caractéristiques du champ PV ne sont pas inclus dans de nombreuses études ([El Jouni 2008],[Minai 2011]).

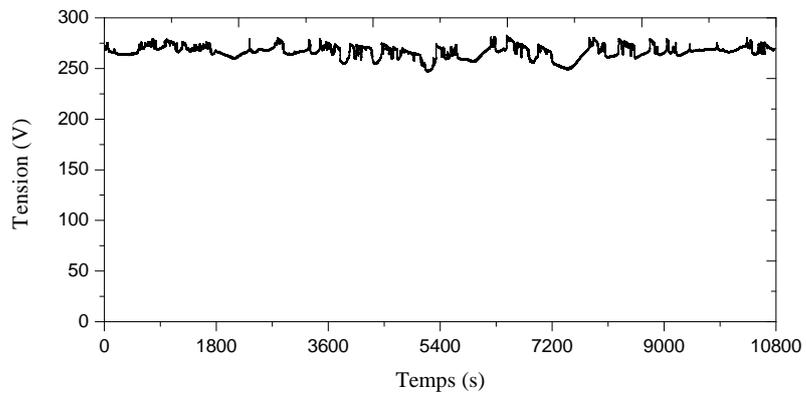
Pour valider l’efficacité de la commande MPPT proposée, nous avons fait une expérience pendant 3 heures (h) comme le montre la **Figure 5.24**.



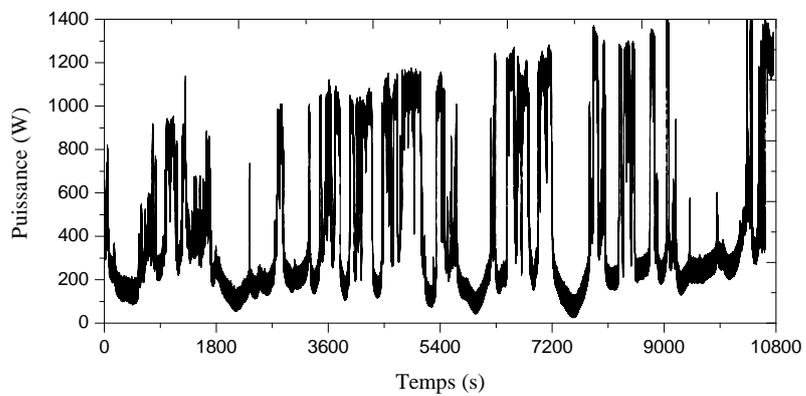
(a)



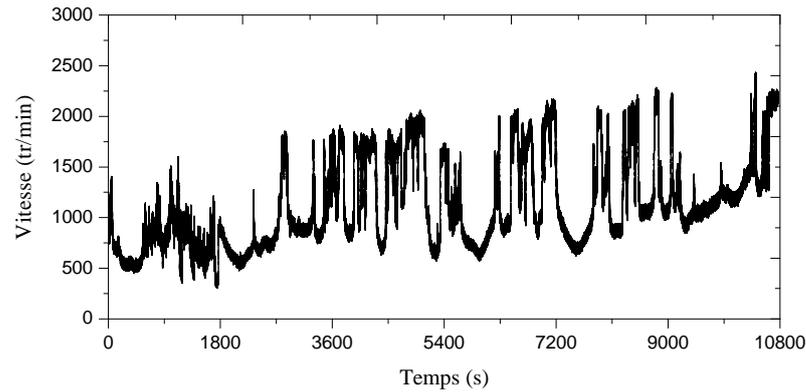
(b)



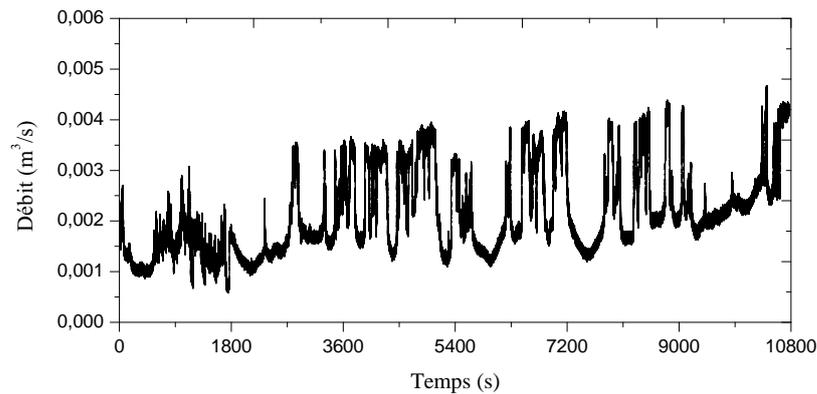
(c)



(d)



(e)



(f)

FIGURE 5.24 – Formes d’onde pratique de (b) courant, (c) tension, (d) puissance, (e) vitesse et (f) débit, pour une température constante , ($T=15^{\circ}\text{C}$) et un éclairage variable (a).

D’après la **Figure 5.24** on constate que :

- La variation de l’éclairage provoque une variation du courant et de la puissance tandis que la tension reste constante.
- Le courant du champ PV suit le courant de référence calculé par la méthode proposée pendant les trois (03) heures et pour chaque valeur d’éclairage, ce qui confirme l’efficacité de la commande.
- Le débit de la pompe suit la variation de la vitesse du moteur (de 1 à 4,5 l/s).

5.4 Conclusion

Dans ce chapitre on a réalisé un système photovoltaïque, composé d’un champ PV, un convertisseur élévateur, un ordinateur où une carte dSPACE a été installé et une charge de type DC.

Nous avons d’abord testé trois types d’algorithmes MPPT (FSCC, CPA et l’algorithme proposé) avec une charge résistive avec une régulation de courant.

Nous avons remarqué que l'algorithme proposé donne des meilleurs résultats comparativement avec l'algorithme FSCC qui est basé sur la relation approximative entre le courant optimale et le courant de court-circuit et avec l'algorithme CPA qui provoque une perturbation non négligeable autour du PPM.

Les résultats obtenus sont conformes avec la simulation, ce qui montre la performance du modèle.

Le deuxième travail consiste en un test par un contrôleur flou avec une régulation de tension et une charge de type batterie. Les résultats obtenus montrent que le régulateur MPPT permet d'extraire le maximum de puissance à partir de GPV quelque-soit le type de charge et le type de régulation. Ceci permet au système de fonctionner dans de meilleures conditions.

Une installation pratique de l'ensemble du système a été réalisée (**Figure 5.21**, page **142**). Sa mise en marche a montré que l'utilisation d'un contrôleur MPPT entre le générateur PV et le sous-système moteur-pompe augmente le rendement de ce système.

Conclusion générale

Le travail présenté dans cette thèse est une modeste contribution au pompage photovoltaïque. Il concerne l'utilisation de l'énergie solaire pour le pompage d'eau par le biais de la connexion d'un générateur photovoltaïque à une charge de type continu ou alternatif ainsi que la résolution du problème du transfert de la puissance du GPV à la charge qui n'est pas nécessairement maximale.

Dans le premier chapitre, la plupart des articles édités, liés au SPEPV, ont été cités. Ces articles traitent des différents composants du SPEPV, notamment les panneaux solaires, les pompes, le mécanisme de traqueur, le contrôleur de pompe. On en déduit que le système SPEPV peut être une méthode intéressante de pompage d'eau dans les pays en voie de développement.

Les SPEPV ont un potentiel important en Algérie en raison de la situation géographique. Néanmoins, ils se sont pas encore imposés et gagner en popularité et en applicabilité pour diverses raisons telles que le coût élevé. Dans le deuxième chapitre, nous avons présenté quelques notions sur le gisement solaire. Les principes de base physiques qui décrivent le fonctionnement d'une cellule solaire et les propriétés fondamentales des matériaux semi-conducteurs qui permettent de convertir l'énergie de la lumière en électricité ont été bien présentés. La caractérisation du module PV choisi pour notre étude et l'influence des différents paramètres climatiques sur les caractéristiques I-V, P-V ont été abordés. Enfin une synthèse de l'assemblage des modules et une spécification des différentes zones de fonctionnement ont aussi été présentés. Dans le troisième chapitre, nous avons étudié les différents types de convertisseurs DC/DC ainsi que les méthodes de la poursuite du PPM, notamment la commande de perturbation et observation (P&O) et d'incrémention de conductance (IncCon), la méthode de tension (FOCV) et de courant constant (FSCC), la commande par la logique floue (FLC) et par réseaux de neurones (ANN). Nous avons fait des simulations avec Matlab/Simulink de trois algorithmes (P&O, FSCC et FLC) en utilisant le convertisseur boost sous différents changements de température et d'éclairement.

Les résultats de simulation ont montrés le bon fonctionnement des différentes méthodes de poursuite du point de puissance maximale d'un système photovoltaïque. Bien qu'elle soit efficace en termes de poursuite du PPM, la méthode

FSCC présente des pertes de puissance lors du calcul du courant optimale parce que la relation entre le courant de court-circuit et le courant optimal est approximative. La méthode P&O, présente des pertes de puissance dues à l'oscillation du point de fonctionnement du système autour de sa position optimale ainsi qu'une divergence lorsqu'il y a une variation brusque de l'éclairement.

La logique floue rend le fonctionnement du contrôleur MPPT plus performant et ceci par l'élimination des ondulations au niveau de la puissance. Cependant cet algorithme a besoin d'une grande mémoire de données et un calcul laborieux ; ce qui rend la mise en œuvre de cet algorithme très difficile. Nous avons proposé un nouvel algorithme de suivi du point de puissance maximale basé sur l'algorithme P&O avec un pas de perturbation de courant variable et la commande de fraction de courant de court-circuit FSCC. Les résultats de simulation montrent l'efficacité de cet algorithme sous différents changements de température et d'éclairement.

Deux types de systèmes de pompage photovoltaïque ont été exposés et étudiés dans ce quatrième chapitre. Les résultats de simulation du premier système montrent l'efficacité de l'utilisation d'un MCC pour le pompage PV de l'eau à cause de sa simplicité.

La modélisation du moteur à induction avec la commande vectorielle indirecte (dite à flux orienté) a été présentée aussi. Cette technique permet de découpler le flux et le couple (la composante directe du courant statorique contrôle le flux et la composante en quadrature commande le couple). Ceci permet d'obtenir des performances élevées similaires à celles de la MCC à excitation séparée.

Dans ce cinquième chapitre on a réalisé un système photovoltaïque alimentant une charge de type DC, composé d'un champ PV, un convertisseur élévateur, un calculateur où une carte dSPACE a été installé.

Nous avons d'abord testé trois types d'algorithmes MPPT avec une charge résistive avec une régulation de courant. Nous avons remarqué que l'algorithme proposé donne des meilleurs résultats comparativement avec l'algorithme FSCC qui est basé sur la relation approximative entre le courant optimale et le courant de court-circuit et avec l'algorithme P&O qui provoque une perturbation non négligeable autour du PPM. Les résultats obtenus sont conformes avec la simulation ; ce qui met en valeur la performance du modèle.

Le deuxième travail consiste en un test par un contrôleur flou avec une régulation de tension et une charge de type batterie. Les résultats obtenus montrent que le

régulateur MPPT permet d'extraire le maximum de puissance à partir de GPV quelque-soit le type de charge et le type de régulation. Ceci permet au système de fonctionner dans de meilleures conditions.

Une réalisation pratique de l'ensemble du système a été mise au point. Elle a permis de vérifier que l'utilisation d'un contrôleur MPPT entre le générateur PV et le sous-système moteur-pompe augmente effectivement le rendement de ce système.

Comme perspectives à notre travail, nous proposons :

- Optimisation du système de pompage photovoltaïque par d'autres techniques d'intelligence artificielle comme les réseaux de neurones artificiels et les algorithmes génétiques, ...etc.
- Amélioration des convertisseurs afin d'explorer de nouvelles structures de convertisseurs présentant des pertes moins importantes et donc des rendements plus élevés.
- Etude d'autres types des sources énergétiques (éolienne, hybride, ...etc).
- Une fonction de poursuite de la trajectoire du soleil peut être intégrée au système de commande.

Annexe A

✓ Paramètres de la machine asynchrone à cage d'écureuil standard

Puissance nominale	$P_n = 1.5 \text{ kW}$
Tension	$V = 220/380 \text{ V}$
Courant	$I = 5.2/3 \text{ A}$
Vitesse de rotation nominale	$N = 1460 \text{ tr/min}$
Nombre de paires de pôle	$p = 2$
Inductance cyclique statorique	$L_s = 0.462 \text{ H}$
Inductance cyclique rotorique	$L_r = 0.462 \text{ H}$
Inductance cyclique mutuelle	$M = 0.44$
Résistance statorique	$R_s = 5.72 \text{ } \Omega$
Résistance rotorique	$R_r = 4.2 \text{ } \Omega$
Inertie	$J = 0.004 \text{ N.m}$

✓ Paramètres de la pompe centrifuge

Vitesse nominale ω_n	150 rad/sec
Constante K1	$7.1365 \cdot 10^3 \text{ m}/(\text{m}^{-4}/\text{sec})^2$
Constante K2	$-1.84127 \text{ m}/(\text{m}^{-4}/\text{sec})^2$
Constante K3	$209.5238 \cdot 10^3 \text{ m}/(\text{m}^3/\text{sec})^2$
Hauteur géométrique Hg	8 m
Longueur de la canalisation l	7 m
Diamètre de la canalisation d	0.06 m
Coefficient de pertes de charge locales ou singulière ζ	6.3 m
Coefficient des pertes de charge dans la canalisation λ	0.039 m
Gravitation g	$9.81 \text{ m}^2/\text{s}$

B.1 Identification des paramètres électriques du moteur à courant continu à excitation séparée

En raison de l'augmentation de la production de ces moteurs à courant continu, les procédures pour les inspecter ont été développées afin d'être capable de déterminer les courbes caractéristiques des tests objets en quelques secondes. Ces procédures sont connues comme des procédures d'identification des paramètres. Le moteur Electronia VENETT présenté par la **Figure B1** est choisi pour identifier ses paramètres.



FIGURE B1 – Machine Electronia VENETT.

B.1.1 Résistance d'induit

Le calcul de la résistance se fait en alimentant le moteur à l'arrêt par un courant continu. Dans ce cas, l'inductance est nulle et seule la résistance d'induit sera prise en compte. Le schéma électrique de mesure de la résistance d'induit est représenté par la **Figure B2** :

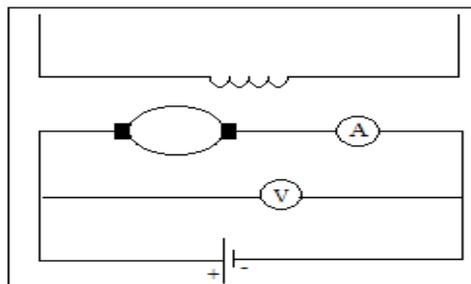


FIGURE B2 – Schéma électrique de mesure de la résistance d'induit.

$$R_a = 2.61\Omega$$

B.1.2 Résistance d'inducteur

On procède la même façon pour mesurer la résistance d'inducteur du moteur à courant continu (**Figure B3**).

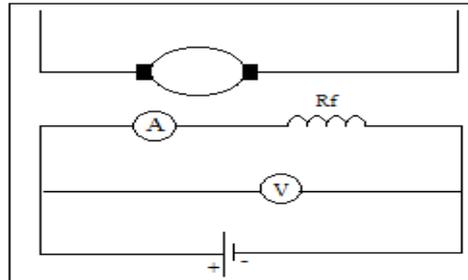


FIGURE B3 – Schéma électrique de mesure de la résistance d'inducteur.

$$R_f = 293.33\Omega$$

B.1.3 Détermination de l'inductance d'induit

Plusieurs méthodes ont été proposées pour déterminer l'inductance L de la machine. La méthode que nous avons utilisée est représentée par la **Figure B4**.

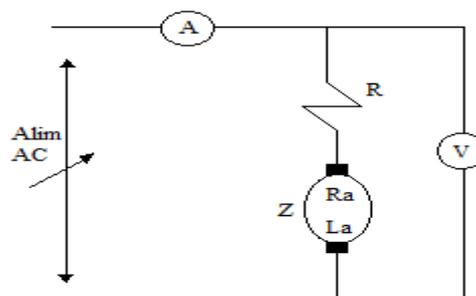


FIGURE B4 – Schéma électrique de mesure de l'inductance d'induit.

$$L_a = 0.03H$$

B.1.4 Détermination de l'inductance d'inducteur

On utilise la même méthode que précédemment. On trouve :

$$L_f = 28.19H$$

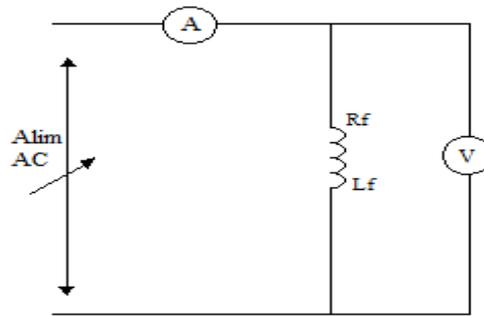


FIGURE B5 – Schéma électrique de mesure de l'inductance d'inducteur.

B.1.5 Mesure de l'inductance mutuelle du moteur

On prend la valeur de M à partir de la courbe d'essai à vide de la MCC utilisée en génératrice (coté saturation).

$$M = 0.8H$$

B.2 Identification des paramètres mécanique du MCC

B.2.1 Essai de ralentissement

Pour détermination le moment d'inertie (J) et le coefficient de frottement (F), on ralentit la machine. On obtient ;

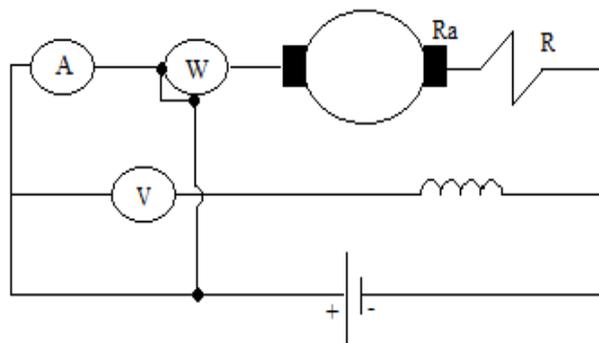


FIGURE B6 – Montage de l'essai de ralentissement (MCC).

- Le constante de tension du moteur : $K = 0.62$
- Le moment d'inertie : $J_{MCC} = 0.009[kg.m^2]$
- Le coefficient de frottement : $F_{MCC} = 0.002[N.m.s]$

C.1 Calculs des régulateurs de la commande vectorielle de la MAS

C.1.1 Régulation de la vitesse

Les paramètres du régulateur PI sont définis à partir du schéma illustré dans la Figure C1. La fonction de transfert du régulateur PI de vitesse est donnée par :

$$PI(s) = K_p + \frac{K_i}{s}$$

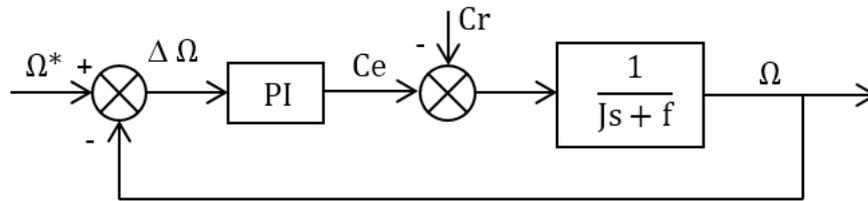


FIGURE C1 – Boucle de régulation de la vitesse.

La fonction de transfert en boucle ouvert du système (pour $C_r(s) = 0$) est :

$$FTBO = \frac{\Omega}{\Delta\Omega} = \frac{(K_{pv}/K_{iv})s + 1}{\left(\frac{J}{K_{iv}}\right)s^2 + \left(\frac{f}{K_{iv}}\right)s} \quad (C1)$$

On en déduit la fonction de transfert en boucle fermée :

$$FTBO = \frac{FTBO}{1 + FTBO} = \frac{(K_{pv}/K_{iv})s + 1}{\left(\frac{J}{K_{iv}}\right)s^2 + \left(\frac{K_{pv} + f}{K_{iv}}\right)s + 1} \quad (C2)$$

La fonction de transfert de l'Équation C2 peut être identifiée à un système de second ordre sous la forme :

$$F(s) = \frac{1}{1 + \frac{2\varepsilon}{\omega_n}s + \frac{s^2}{\omega_n^2}} \quad (C3)$$

avec :

ε : Coefficient d'amortissement.

ω_n : Pulsation propre non amortie.

Ce qui implique les identités :

$$\begin{cases} \frac{J}{K_{iv}} = \frac{1}{\omega_n^2} \\ \frac{K_{pv} + f}{K_{iv}} = \frac{2\xi}{\omega_n} \end{cases} \Rightarrow \begin{cases} K_{iv} = J\omega_n^2 \\ K_{pv} = 2\xi J\omega_n - f \end{cases} \quad (C4)$$

C.1.2 Boucles de régulation des courants

A partir de l'Équation 4.22 du chapitre 4, on pour I_{sd} (idem pour I_{sq}) :

$$I_{sd} = \frac{1}{(\sigma L_s)s + \gamma} V_{sd1} \quad \text{avec} \quad \gamma = R_s + \frac{M_{sr}^2 R_r}{L_r^2}$$

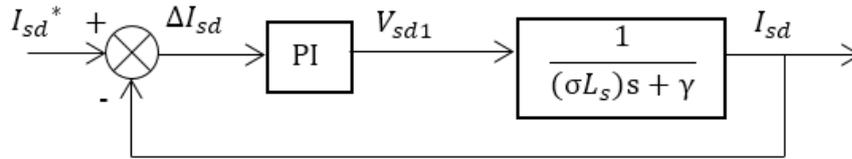


FIGURE C2 – Schéma en boucle fermée d'un régulateur du courant.

Ce schéma nous donne la fonction de transfert en boucle ouvert :

$$FTBO = \frac{I_{sd}}{\Delta I_{sd}} = K_{pc} \frac{s + \frac{K_{ic}}{K_{pc}}}{s} \cdot \frac{1}{s + \frac{\gamma}{\sigma L_s}} \quad (C5)$$

L'élimination des zéro du système impose que :

$$s + \frac{K_{ic}}{K_{pc}} = s + \frac{\gamma}{\sigma L_s} \quad \Rightarrow \quad \frac{K_{ic}}{K_{pc}} = \frac{\gamma}{\sigma L_s} \quad (C6)$$

Alors : $FTBO = \frac{K_{pc}}{s} \cdot \frac{1}{\sigma L_s}$

La fonction de transfert en boucle fermée sera alors :

$$FTBF = \frac{1}{\frac{\sigma L_s}{K_{pc}}s + 1} = \frac{1}{\tau s + 1} \quad (C7)$$

Avec $\tau = \frac{\sigma L_s}{K_{pc}}$

donc : $K_{pc} = \frac{\sigma L_s}{\tau}$ et $K_{ic} = \frac{\gamma}{\tau}$

D.1 Carte dSpace

Le système dSPACE est un système de contrôle numérique à haute performance basé sur le processeur DSP TMS320F240 ainsi que sur le processeur MPC8240, il comporte aussi un panneau de répartition et des outils informatiques.

Il est directement interfacé avec MATLAB/Simulink fonctionnant sur un PC. Un schéma de principe de SIMULINK est converti en temps réel C et les variables sont tracées en temps réel dans le DSP.

Le PC contient une carte dSPACE DS1104. Cette carte peut être connectée au monde extérieur via le panneau de répartition.

D.1.1 Création d'un schéma dSpace

Pour utiliser le système dSPACE, on doit construire un diagramme de bloc sur MATLAB/Simulink que nous souhaitons mettre en œuvre sur dSPACE.

Le signal appliqué à un canal dSPACE ADC (Analog-to-Digital Converter) doit être dans la gamme de -10 à +10 volts. Un signal de +10 volts donne une valeur interne de 1,00 au sein de Simulink.

D.1.2 Compilation et téléchargement du modèle Simulink

Afin de générer le code C pour le diagramme, on utilise le menu Outils et on sélectionne les options RTW ('RTW' signifie 'Real Time Workshop'). Cela est nécessaire pour configurer la génération de code C pour une utilisation avec dSPACE.

La visualisation en temps réel des différentes variables du fichier développé sur Simulink se fait par 'Control-desk'.

D.2 Capteurs

Pour protéger la carte dSPACE afin que les entrées ne puissent dépasser 10 volts, des capteurs sont nécessaires.

Pour notre cas, deux types de capteur sont utilisés.



FIGURE D1 – Control desk.

D.2.1 Capteur de courant

Afin de mesurer le courant, on utilise un capteur à effet Hall LEM (LA 25-P). Il peut convertir un courant relativement élevé en une tension proportionnelle isolée et limitée.

La mesure donnée par le capteur est en fonction du nombre de spires qui le traversent et du courant mesuré.



FIGURE D2 – Capteur de courant.

D.2.2 Capteur de tension

Ce sont des sondes qui permettent de visualiser et mesurer la tension avec un oscilloscope classe I conformément aux normes de sécurité pour l'utilisateur. En effet la tension image appliquée à l'oscilloscope ne dépasse pas quelques volts. Les sondes différentielles permettent donc des mesures de tensions élevées et/ou référencées à des potentiels différents, sans risque de court-circuit par le châssis de l'oscilloscope.



FIGURE D3 – Capteur de tension.

Bibliographie

- [Abdolzadeh 2009] M. Abdolzadeh et M. Ameri. *"Improving the effectiveness of a photovoltaic water pumping system by spraying water over the front of photovoltaic cells"*. Renewable Energy, vol. 34, no. 1, pages 91–96, 2009. (Cité en pages vi, 22, 24 et 25.)
- [Abdou 2012] S. Abdou. *"Architecture et efficacité énergétique des panneaux solaire"*. Thèse de magistère, Université des frères Mentouri Constantine, 2012. (Cité en pages 46 et 47.)
- [Alam 2009] M S. Alam. *"Real time maximum power tracking and robust load matching of a stand-alone photovoltaic system"*. PhD thesis, Tennessee Technological University, 2009. (Cité en page 43.)
- [Andoulssi 2013] R. Andoulssi, A. Draou, H. Jerbi, A. Alghonamy et B. Khiari. *"Non linear control of a photovoltaic water pumping System"*. Energy Procedia, vol. 42, pages 328–336, 2013. (Cité en page 34.)
- [Andrada. G. 2007] Pedro Andrada. G. et C. Javier. *"Solar photovoltaic water pumping system using a new linear actuator"*. Renewable Energy and Power Quality Journal, no. 5, pages 321–1, 2007. (Cité en pages vii, 31 et 32.)
- [Appelbaum 1986] J. Appelbaum. *"Starting and steady-state characteristics of DC motors powered by solar cell generators"*. IEEE Transactions on Energy Conversion, no. 1, pages 17–25, 1986. (Cité en page 105.)
- [Arab 2004] A Hadj. Arab, F. Chenlo et M. Benghanem. *"Loss-of-load probability of photovoltaic water pumping systems"*. Solar Energy, vol. 76, no. 6, pages 713–723, 2004. (Cité en page 26.)
- [Attou 2014] A. Attou, A. Massoum et M. Saidi. *"Photovoltaic power control using MPPT and boost converter"*. Balkan Journal of Electrical and Computer Engineering, vol. 2, no. 1, 2014. (Cité en page 72.)
- [Baghli 1999] L. Baghli. *"Contribution à la commande de la machine asynchrone, utilisation de la logique floue, des réseaux de neurones et des algorithmes génétiques"*. Thèse de doctorat, Université Henri Poincaré-Nancy I, 1999. (Cité en page 107.)

- [Bahadori 1978] M N. Bahadori. *"Solar water pumping"*. Solar Energy, vol. 21, no. 4, pages 307–316, 1978. (Cité en page 4.)
- [Bakelli 2011] Y. Bakelli, A Hadj. Arab et B. Azoui. *"Optimal sizing of photovoltaic pumping system with water tank storage using LPSP concept"*. Solar Energy, vol. 85, no. 2, pages 288–294, 2011. (Cité en page 28.)
- [Benghanem 2007] M. Benghanem et A. Hadj Arab. *"Photovoltaic water pumping systems for Algeria"*. Desalination, vol. 209, no. 1, pages 50–57, 2007. (Cité en page 28.)
- [Benlarbi 2004] K. Benlarbi, L. Mokrani et MS. Nait-Said. *"A fuzzy global efficiency optimization of a photovoltaic water pumping system"*. Solar Energy, vol. 77, no. 2, pages 203–216, 2004. (Cité en page 26.)
- [Betka 2004] A. Betka et A. Moussi. *"Performance optimization of a photovoltaic induction motor pumping system"*. Renewable energy, vol. 29, no. 14, pages 2167–2181, 2004. (Cité en page 26.)
- [Betka 2010] A. Betka et A. Attali. *"Optimization of a photovoltaic pumping system based on the optimal control theory"*. Solar Energy, vol. 84, no. 7, pages 1273–1283, 2010. (Cité en page 30.)
- [Bione 2004] J. Bione, OC. Vilela et N. Fraidenraich. *"Comparison of the performance of PV water pumping systems driven by fixed, tracking and V-trough generators"*. Solar Energy, vol. 76, no. 6, pages 703–711, 2004. (Cité en page 13.)
- [Bloos 1996] H. Bloos, Genthner M., Heinemann D., Janssen A. et Moraes R. *"Photovoltaic Pumping Systems A Comparison of Two Concepts"*. In Proceedings of photovoltaic pumping systems a comparison of two concepts. EuroSun'96, pages 583–587, 1996. (Cité en pages vi, 18 et 19.)
- [Boukli-hacene 2011] O. Boukli-hacene. *"Conception et réalisation d'un générateur photovoltaïque muni d'un convertisseur MPPT pour meilleure gestion énergétique"*. Thèse de magistère, Université A. Belkaid, Tlemcen, 2011. (Cité en page 128.)
- [Bounechba 2016] 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, vol. 83, pages 67–78, 2016. (Cité en page 93.)

- [Burton 1972] JD. Burton *et al.* "Induced flow reciprocating pump theory supported by new performance data". *Journal of Basic Engineering*, vol. 94, no. 4, pages 706–714, 1972. (Cité en page 30.)
- [Ch. Perrin De Brichambaut 1982] Ch. Vauge Ch. Perrin De Brichambaut. *Le gisement solaire. Technique et documentation* (Lavoisier), Paris, 1982. (Cité en page 37.)
- [Chan 1987] D SH. Chan et J CH. Phang. "Analytical methods for the extraction of solar-cell single-and double-diode model parameters from IV characteristics". 1987. (Cité en pages 52 et 56.)
- [Chaurey 1993] A. Chaurey, PM. Sadaphal et D. Tyaqi. "Experiences with SPV water pumping systems for rural applications in India". *Renewable energy*, vol. 3, no. 8, pages 961–964, 1993. (Cité en page 12.)
- [Chenni 2006] R. Chenni, L. Zarour, A. Bouzid et T. Kerbach. "Comparative study of photovoltaic pumping systems using a permanent magnet synchronous motor (PMSM) and an asynchronous motor (ASM)". *Rev. Energ. Ren*, vol. 9, pages 17–28, 2006. (Cité en page 21.)
- [Corrêa 2012] T P. Corrêa, S I. Seleme et S R. Silva. "Efficiency optimization in stand-alone photovoltaic pumping system". *Renewable Energy*, vol. 41, pages 220–226, 2012. (Cité en page 30.)
- [Cuadros 2004] F. Cuadros, F. López-Rodríguez, A. Marcos et J. Coello. "A procedure to size solar-powered irrigation (photoirrigation) schemes". *Solar energy*, vol. 76, no. 4, pages 465–473, 2004. (Cité en page 22.)
- [Daud 2005] A. Daud et M M. Mahmoud. "Solar powered induction motor-driven water pump operating on a desert well, simulation and field tests". *Renewable Energy*, vol. 30, no. 5, pages 701–714, 2005. (Cité en page 21.)
- [Dursun 2012] M. Dursun et S. Ozden. "Application of solar powered automatic water pumping in Turkey". *International Journal of Computer and Electrical Engineering*, vol. 4, no. 2, page 161, 2012. (Cité en page 16.)
- [Eker 2005] B Eker. "Solar powered water pumping systems". *Trakia Journal of Sciences*, vol. 3, no. 7, pages 7–11, 2005. (Cité en page 4.)
- [El Jouni 2008] A. El Jouni et R. El Bachtiri. "A maximum power point tracking fuzzy logic controller for photovoltaic pumping system". Editorial Board, 2008. (Cité en page 145.)

- [El Khil 2006] S Kh. El Khil. "*Commande vectorielle d'une machine asynchrone doublement alimentée (MADA)*". Thèse de doctorat, école nationale d'ingénieurs de Tunis, 2006. (Cité en page 112.)
- [Farhat 2011] M. Farhat et L. Sbita. "*Advanced fuzzy MPPT control algorithm for photovoltaic systems*". Science Academy Transactions on Renewable Energy Systems Engineering and Technology, vol. 1, no. 1, pages 29–36, 2011. (Cité en page 79.)
- [Fateh 2012] S. Fateh. "*Modélisation d'un système multi générateurs photovoltaïques interconnectés au réseau électrique*". Thèse de magistère, Université Ferhat Abbas de Sétif 1, 2012. (Cité en page 68.)
- [Fiaschi 2005] D. Fiaschi, R. Graniglia et G. Manfrida. "*Improving the effectiveness of solar pumping systems by using modular centrifugal pumps with variable rotational speed*". Solar energy, vol. 79, no. 3, pages 234–244, 2005. (Cité en pages vii, 31 et 33.)
- [Fraidenraich 2000] N. Fraidenraich et OC. Vilela. "*Performance of solar systems with non-linear behavior calculated by the utilizability method : application to PV solar pumps*". Solar Energy, vol. 69, no. 2, pages 131–137, 2000. (Cité en page 15.)
- [Ghoneim 2006] A A. Ghoneim. "*Design optimization of photovoltaic powered water pumping systems*". Energy conversion and management, vol. 47, no. 11, pages 1449–1463, 2006. (Cité en pages vii et 27.)
- [Glasnovic 2007] Z. Glasnovic et J. Margeta. "*A model for optimal sizing of photovoltaic irrigation water pumping systems*". Solar energy, vol. 81, no. 7, pages 904–916, 2007. (Cité en page 27.)
- [Godbole 2004] K. Godbole. "*Converting analog controllers to smart controllers with the TMS320C2000 DSPs*". Application Note (spra995)-Texas Instruments, 2004. (Cité en page 131.)
- [Gopal 2013] C. Gopal, M. Mohanraj, P. Chandramohan et P. Chandrasekar. "*Renewable energy source water pumping systems- A literature review*". Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 25, pages 351–370, 2013. (Cité en pages vi et 7.)
- [Groumpos 1987] PP. Groumpos et G. Papageorgiou. "*An optimal sizing method for stand-alone photovoltaic power systems*". Solar Energy, vol. 38, no. 5, pages 341–351, 1987. (Cité en page 22.)

- [Guellout 2011] O. Guellout. *"Etude pratique d'un système PV interconnecté au réseau"*. thèse de master, Université Constantine I, 2011. (Cité en pages x et 130.)
- [Hamidat 1999] A. Hamidat. *"Simulation of the performance and cost calculations of the surface pump"*. *Renewable Energy*, vol. 18, no. 3, pages 383–392, 1999. (Cité en pages vi, 19, 20 et 21.)
- [Hamidat 2003] A. Hamidat, B. Benyoucef et T. Hartani. *"Small-scale irrigation with photovoltaic water pumping system in Sahara regions"*. *Renewable Energy*, vol. 28, no. 7, pages 1081–1096, 2003. (Cité en page 16.)
- [Hamidat 2008] A. Hamidat et B. Benyoucef. *"Mathematic models of photovoltaic motor-pump systems"*. *Renewable Energy*, vol. 33, no. 5, pages 933–942, 2008. (Cité en pages vii, 28 et 29.)
- [Hamidat 2009] A. Hamidat et B. Benyoucef. *"Systematic procedures for sizing photovoltaic pumping system, using water tank storage"*. *Energy Policy*, vol. 37, no. 4, pages 1489–1501, 2009. (Cité en page 28.)
- [Hammad 1995] M. Hammad. *"Photovoltaic, wind and diesel : a cost comparative study of water pumping options in Jordan"*. *Energy Policy*, vol. 23, no. 8, pages 723–726, 1995. (Cité en page 17.)
- [Hamrouni 2009] N. Hamrouni, M. Jraidi et A. Chérif. *"Theoretical and experimental analysis of the behaviour of a photovoltaic pumping system"*. *Solar energy*, vol. 83, no. 8, pages 1335–1344, 2009. (Cité en page 14.)
- [Hamza 1995] Ali A. Hamza et Azmi Z. Taha. *"Performance of submersible PV solar pumping systems under conditions in the Sudan"*. *Renewable energy*, vol. 6, no. 5, pages 491–495, 1995. (Cité en page 12.)
- [Hussein 1995] KH. Hussein, I. Muta, T. Hoshino et M. Osakada. *"Maximum photovoltaic power tracking : an algorithm for rapidly changing atmospheric conditions"*. *IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution*, vol. 142, no. 1, pages 59–64, 1995. (Cité en page 65.)
- [Jafar 2000] M. Jafar. *"A model for small-scale photovoltaic solar water pumping"*. *Renewable energy*, vol. 19, no. 1, pages 85–90, 2000. (Cité en page 15.)
- [Kassem 2012a] A M. Kassem. *"Maximum power point tracker control design of a photovoltaic-generator powered DC motor-pump system based on arti-*

- ficial neural networks*". Australian Journal of Electrical and Electronics Engineering, vol. 9, no. 2, pages 127–136, 2012. (Cité en page 34.)
- [Kassem 2012b] A M. Kassem. "*MPPT control design and performance improvements of a PV generator powered DC motor-pump system based on artificial neural networks*". International Journal of Electrical Power & Energy Systems, vol. 43, no. 1, pages 90–98, 2012. (Cité en page 82.)
- [Katan 1995] R E. Katan, V G. Agelidis et C V. Nayar. "*Performance analysis of a solar water pumping system*". Rapport technique, Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., Piscataway, NJ (United States), 1995. (Cité en page 32.)
- [Kolhe 2004] M. Kolhe, JC. Joshi et DP. Kothari. "*Performance analysis of a directly coupled photovoltaic water-pumping system*". IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 19, no. 3, pages 613–618, 2004. (Cité en page 20.)
- [Kollimalla 2014] S K. Kollimalla et M K. Mishra. "*Variable perturbation size adaptive P&O MPPT algorithm for sudden changes in irradiance*". IEEE Transactions on Sustainable Energy, vol. 5, no. 3, pages 718–728, 2014. (Cité en page 96.)
- [Koner 1995] PK. Koner. "*Optimization techniques for a photovoltaic water pumping system*". Renewable Energy, vol. 6, no. 1, pages 53–62, 1995. (Cité en page 26.)
- [Kordzadeh 2010] A. Kordzadeh. "*The effects of nominal power of array and system head on the operation of photovoltaic water pumping set with array surface covered by a film of water*". Renewable Energy, vol. 35, no. 5, pages 1098–1102, 2010. (Cité en page 24.)
- [Kou 1998] Q. Kou, SA. Klein et WA. Beckman. "*A method for estimating the long-term performance of direct-coupled PV pumping systems*". Solar Energy, vol. 64, no. 1, pages 33–40, 1998. (Cité en page 14.)
- [Kumar 2014] B. Kumar, Y K. Chauhan et V. Shrivastava. "*Performance analysis of a water pumping system supplied by a photovoltaic generator with different maximum power point tracking techniques*". Songklanakarin Journal of Science & Technology, vol. 36, no. 1, 2014. (Cité en page 35.)
- [Kurella 2013] A. Kurella et R. Suresh. "*Simulation of Incremental Conductance MPPT with direct control method using Cuk Converter*". IJRET : Interna-

- tional Journal of Research in Engineering and Technology, vol. 2, no. 9, pages 557–566, 2013. (Cité en page 74.)
- [Mahjoubi 2010] A. Mahjoubi, R. Mechlouch et A. Ben Brahim. *"Economic viability of photovoltaic water pumping systems in the desert of Tunisia"*. In Proceedings of International Renewable Energy Congress, Soussa, Tunisia, pages 5–7, 2010. (Cité en page 16.)
- [Mahmoud 2013] M M. Mahmoud, Walied R. Kukhun et A. Daud. *"Efficiency improvement of a dual PV water pumping system on a desert well by solar matched load control"*. International Journal of Energy Engineering, vol. 3, no. 5, page 151, 2013. (Cité en page 35.)
- [Mankbadi 1988] Reda R Mankbadi et Samir S Ayad. *"Small-scale solar pumping : the technology"*. Energy conversion and management, vol. 28, no. 2, pages 171–184, 1988. (Cité en page 4.)
- [Maria 2012] R. Maria. *"Modelling of Photovoltaic Water Pumping System using Frequency Control of Inverter"*. PhD thesis, National Institute of Technology, Rourkela, 2012. (Cité en page 115.)
- [Maurya 2013] V. N. Maurya, Diwinder K A., Er. Avadhesh Kumar Maurya et R A. Gautam. *"Numerical Simulation and Design Parameters in Solar Photovoltaic Water Pumping Systems"*. American Journal of Engineering Technology, vol. 1, no. 1, pages 01–09, April 2013. (Cité en page 16.)
- [Minai 2011] A F. Minai, A Tariq et Q. Alam. *Theoretical and experimental analysis of photovoltaic water pumping system*. In Power Electronics (IICPE), 2010 India International Conference on, pages 1–8. IEEE, 2011. (Cité en page 145.)
- [Munir 2007] A. Munir, Ali A. Al-Karaghoul et Ala AJ. Al-Douri. *"A PV pumping station for drinking water in a remote residential complex"*. Desalination, vol. 209, no. 1, pages 58–63, 2007. (Cité en page 16.)
- [Noguchi 2002] T. Noguchi, Sh. Togashi et R. Nakamoto. *"Short-current pulse-based maximum-power-point tracking method for multiple photovoltaic-and-converter module system"*. IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 49, no. 1, pages 217–223, 2002. (Cité en page 79.)
- [Odeh 2006a] I. Odeh, YG. Yohanis et B. Norton. *"Economic viability of photovoltaic water pumping systems"*. Solar energy, vol. 80, no. 7, pages 850–860, 2006. (Cité en page 17.)

- [Odeh 2006b] I. Odeh, YG. Yohanis et B. Norton. *"Influence of pumping head, insolation and PV array size on PV water pumping system performance"*. Solar energy, vol. 80, no. 1, pages 51–64, 2006. (Cité en pages vi, 22 et 23.)
- [Oi 2005] A. Oi. *"Design and simulation of photovoltaic water pumping system"*, 2005. (Cité en page 65.)
- [Oi 2009] A. Oi, M. Anwari, M. Taufiket al. *"Modeling and simulation of photovoltaic water pumping system"*. In 2009 Third Asia International Conference on Modelling & Simulation, page 497, 2009. (Cité en page 34.)
- [Omer 2001] A M. Omer. *"Solar water pumping clean water for Sudan rural areas"*. Renewable Energy, vol. 24, no. 2, pages 245–258, 2001. (Cité en page 15.)
- [Oral 2014] G. Oral et O N. Uçan. *"Solar Tracking Systems and A Two-Axis Active Prototype With Stepwise Movement"*. International Journal of Electronics, Mechanical and Mechatronics Engineering, vol. 3, no. 4, pages 693 – 700, 2014. (Cité en page 13.)
- [Padmavathi 2011] K. Padmavathi et S. Arul Daniel. *"Studies on installing solar water pumps in domestic urban sector"*. Sustainable Cities and Society, vol. 1, no. 3, pages 135–141, 2011. (Cité en page 16.)
- [Pande 2003] PC Pande, AK Singh, S Ansari, SK Vyas et BK Dave. *"Design development and testing of a solar PV pump based drip system for orchards"*. Renewable Energy, vol. 28, no. 3, pages 385–396, 2003. (Cité en page 15.)
- [Parajuli 2014] R. Parajuli, G R. Pokharel et P A. Østergaard. *"A comparison of diesel, biodiesel and solar PV-based water pumping systems in the context of rural Nepal"*. International Journal of Sustainable Energy, vol. 33, no. 3, pages 536–553, 2014. (Cité en pages vi, 17 et 18.)
- [Posorski 1996] R. Posorski. *"Photovoltaic water pumps, an attractive tool for rural drinking water supply"*. Solar Energy, vol. 58, no. 4, pages 155–163, 1996. (Cité en page 13.)
- [Pytilinski 1978] JT. Pytilinski. *"Solar energy installations for pumping irrigation water"*. Solar Energy, vol. 21, no. 4, pages 255–262, 1978. (Cité en page 4.)

- [Rashid 2010] M H. Rashid. "power electronics handbook : devices, circuits and applications". Academic press, 2010. (Cité en page 67.)
- [ref a] <https://portail.cder.dz/spip.php?article544>. (Cité en pages vii et 41.)
- [ref b] <http://www.energieplus-lesite.be/index.php?id=11530>. (Cité en pages ix et 105.)
- [ref c] <http://www.kb6nu.com/tag/transistor>. (Cité en pages x et 129.)
- [ref d] <http://www.datasheetdir.com/HCPL-3100+IGBT-Driver>. (Cité en pages x et 130.)
- [ref e] <http://www.datasheetdir.com/IR2112+MOSFET-Drivers>. (Cité en pages x et 130.)
- [ref f] www.shurflo.com, www.gaiam.com, www.dankoffsolarpumps.com. (Cité en page 9.)
- [ref g] www.rpi.edu/dept/chem-eng/Biotech-Environ/PUMPS/positive. (Cité en page 114.)
- [Reshef 1995] B. Reshef, H. Suehrcke et J. Appelbaum. "*Analysis of A Photovoltaic Water Pumping System*". Proceedings of the eighteenth convention on electrical and electronics engineers in Israel, no. 5, pages 7–8, March 1995. (Cité en page 13.)
- [Rezgui 2009] S E. Rezgui. "*commande de machine électrique en environnement MATLAB/SIMULINK en temps réel, application à la machine asynchrone : commande vectorielle sans capteurs mécaniques SVPWM, mode glissant, MRAS*". Thèse de de magistère, université des frères Mentouri Constantine, 2009. (Cité en pages ix et 109.)
- [Saadi 2007] A. Saadi et A. Moussi. "*Optimisation of back-boost converter by mppt technique with a variable reference voltage applied to photovoltaic water pumping system under variable weather conditions*". Asian J. Inform. Tech, vol. 6, no. 2, pages 222–229, 2007. (Cité en page 35.)
- [Sa'd Basha 2012] L. Sa'd Basha. "*Analysis and evaluation tools development of photovoltaic modules and system performance under Jordanian and German climatic conditions*". master thesis, Kassel University, 2012. (Cité en pages 45 et 46.)

- [Sadki 2015] N. Sadki. *"Simulation des défauts statorique d'un moteur asynchrone"*. thèse de master, université Kasdi Merbah Ouargla, 2015. (Cité en page 102.)
- [Saibabu 2011] T Ch. Saibabu et J S. Kumari. *"Modeling and simulation of pv array and its performance enhancement using MPPT (P&O) technique"*. IJCSCN, vol. 1, pages 9–16, 2011. (Cité en page 73.)
- [Sanz Morales 2010] D. Sanz Morales. *"Maximum power point tracking algorithms for photovoltaic applications"*. master thesis, Aalto University, 2010. (Cité en pages 46, 48, 76 et 82.)
- [Schiller 1998] E J. Schiller, T. Djiako et J. Royer. *"le pompage photovoltaïque : manuel de cours a l'intention des ingénieurs et des techniciens"*. Québec : Institut de l'énergie des pays ayant en commun l'usage du français, 1998. (Cité en pages vii, 39 et 40.)
- [Sholapur 2014] S. Sholapur, KR. Mohan et TR. Narsimhegowda. *"Boost Converter Topology for PV System with Perturb and Observe MPPT Algorithm"*. IOSR journal of Electrical and Electronics Engineering (IOSR-JEEE), vol. 9, no. 4, pages 50–56, 2014. (Cité en page 72.)
- [Short 2003] TD. Short et JD. Burton. *"The benefits of induced flow solar powered water pumps"*. Solar energy, vol. 74, no. 1, pages 77–84, 2003. (Cité en page 30.)
- [Singh 2015] B. Singh et A K. Mishra. *"Utilization of Solar Energy for Driving a Water Pumping System"*. International Research Journal of Engineering and Technology (IRJET), vol. 2, no. 3, pages 1284–1288, 2015. (Cité en page 113.)
- [Smail 2009] B. Smail. *"Contribution à la commande robuste d'une machine asynchrone par la technique PSO «Particle Swarm Optimization»"*. Thèse de doctorat, Université de Batna 2, 2009. (Cité en page 103.)
- [sontake 2016] V Ch sontake et Vilas R K. *"Solar photovoltaic water pumping system-A comprehensive review"*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 59, pages 1038–1067, 2016. (Cité en pages vi, 5, 6, 7, 10 et 12.)
- [Stéphane 2009] M. Ibon Stéphane. *"Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques"*. Thèse de doctorat, Université Toulouse III-Paul Sabatier/Génie Electrique, 2009. (Cité en page 39.)

- [Swamy 1996] CL P. Swamy, B. Singh, BP. Singh et SS. Murthy. *"Experimental investigations on a permanent magnet brushless DC motor fed by PV array for water pumping system"*. In Energy Conversion Engineering Conference, 1996. IECEC 96., Proceedings of the 31st Intersociety, volume 3, pages 1663–1668. IEEE, 1996. (Cité en page 19.)
- [Swe 2011] W. Sweet *al.* *"Design Considerations of PV Water Pumping and Rural Electricity System (2011) in Lower Myanmar"*. World Academy of Science, Engineering and Technology, International Journal of Electrical, Computer, Energetic, Electronic and Communication Engineering, vol. 5, no. 3, pages 263–267, 2011. (Cité en page 113.)
- [Tabaei 2012] H. Tabaei et M. Ameri. *"The effect of booster reflectors on the photovoltaic water pumping system Performance"*. Journal of Solar Energy Engineering, vol. 134, no. 1, page 014501, 2012. (Cité en pages vii, 32 et 33.)
- [Toufouti 2008] R. Toufouti. *"Contribution à la commande directe du couple de la machine asynchrone"*. Thèse de doctorat, université des frères Mentouri Constantine, 2008. (Cité en page 109.)
- [Ward 1984] Peter R. B. Ward et William G. Dunford. *"Solar powered groundwater pumping for medium heads*"*. Challenges in African Hydrology and Water Resources (Proceedings of the Harare Symposium, no. 144, July 1984. (Cité en page 4.)
- [Weiner 1990] D. Weiner et A. Levinson. *"An optimal operation design of a photovoltaic dc motor coupled water pumping system"*. In Industry Applications Society Annual Meeting, 1990., Conference Record of the 1990 IEEE, pages 268–274. IEEE, 1990. (Cité en page 49.)
- [Weli 2013] Rizgar Baker Weli, Ramzi Raphael Ibraheem et Kawa A Abdulla. *"Water pumping using solar energy"*. Journal of Science and Engineering, vol. 3, no. 1, pages 35–43, 2013. (Cité en page 16.)
- [Whitfield 1995] GR. Whitfield, RW. Bentley et JD. Burton. *"Increasing the cost-effectiveness of small solar photovoltaic pumping systems"*. Renewable Energy, vol. 6, no. 5, pages 483–486, 1995. (Cité en page 30.)
- [Yahya 1995] HN. Yahya et AS. Sambo. *"Design and installation of solar photovoltaic powered water pumping system at Usmanu Danfodiyo University,*

- Sokoto*". Renewable energy, vol. 6, no. 3, pages 311–312, 1995. (Cité en page 13.)
- [Yao 1994] Y. Yao, P. Bustamante et RS. Ramshaw. "*Improvement of induction motor drive systems supplied by photovoltaic arrays with frequency control*". IEEE Transactions on Energy conversion, vol. 9, no. 2, pages 256–262, 1994. (Cité en page 27.)
- [Zaki 1996] A M. Zaki et M N. Eskander. "*Matching of photovoltaic motor-pump systems for maximum efficiency operation*". Renewable Energy, vol. 7, no. 3, pages 279–288, 1996. (Cité en page 19.)
- [Zarour 2010] L. Zarour. "*Étude technique d'un système d'énergie hybride photovoltaïque-éolien hors réseaux*". Thèse de doctorat, Université Mentouri de Constantine, 2010. (Cité en pages vii, 50 et 81.)
- [Zegaoui 2012] A. Zegaoui. "*Optimisation de la puissance d'un générateur photovoltaïque connecté au réseau*". Thèse de doctorat, Université des Sciences et de la Technologie d'Oran-Algérie, 2012. (Cité en page 49.)
- [Zhu 2011] X. Zhu, Z. Fu, X. Long et al. "*Sensitivity analysis and more accurate solution of photovoltaic solar cell parameters*". Solar Energy, vol. 85, no. 2, pages 393–403, 2011. (Cité en pages 51 et 55.)

Résumé :

Ce travail porte sur la contribution à l'étude d'un système de pompage photovoltaïque. L'objectif principal de cette thèse est l'amélioration des performances et du rendement d'un système photovoltaïque à travers l'utilisation d'un algorithme efficace et optimal permettant d'extraire le maximum de puissance disponible à partir d'un générateur photovoltaïque.

On propose à travers ce travail une nouvelle méthode basée sur l'algorithme de perturbation de courant (CPA) et l'algorithme de courant de court-circuit constant (FSCC).

La méthode basée sur l'intelligence artificielle telle que la logique floue a montré une grande efficacité. La réalisation d'un hacheur boost et l'implémentation des algorithmes MPPT par l'utilisation d'une carte dSPACE ainsi que la réalisation d'un système de pompage a terminé ce travail.

Abstract :

This work concerns the contribution to the study of a photovoltaic pumping system. The main objective of this thesis is to improve the performance and the efficiency of a photovoltaic system through the use of an efficient and optimal algorithm to extract the maximum power available from the PV array.

We propose in this work, a new method based on the current perturbation algorithm (CPA) and the constant short-circuit current algorithm (FSCC). The method based on artificial intelligence such as fuzzy logic has shown great efficiency.

The realization of a boost chopper and implementation of MPPT algorithms based on a dSPACE card and performing a pumping system has completed that work.

ملخص:

يركز هذا العمل على المساهمة في دراسة نظام الضخ الضوئي. الهدف الرئيسي من هذا البحث هو تحسين أداء و مردود النظام الضوئي من خلال استخدام خوارزمية فعالة و مثلى لاستخراج الطاقة القصوة المتوفرة لدى مولد كهرو ضوئي. لهذا اقترحنا طريقة جديدة تقوم على خوارزمية اضطراب التيار و خوارزمية الدارة القصيرة.

و قد اظهرت الطريقة المبنية على اساس الذكاء الاصطناعي كالمناطق التقريبي كفاءة كبيرة. تحقيق قاطع معزز و تنفيذ الخوارزميات و أداء نظام ضخ انهى هذا العمل.
