

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'enseignement supérieur de la recherche scientifique

Université Abderrahmane MIRA de Bejaia

Faculté de Technologie

Département de Génie Electrique

Mémoire de fin de cycle

En vue de l'obtention du diplôme de Master en Electrotechnique

Option : Energies Renouvelables



Commande non linéaire d'un système de pompage photovoltaïque

Réalisé par :

M^{elle} SALI Sara

M^{elle} OUAKLI Aldjia

Encadré par :

M^{me} S. BELAID

M^r K. IDJDARENE

Année universitaire: 2016/2017

Remerciements

Remerciements

Avant tout nous tenons à remercier le bon Dieu de nous avoir donné la force, le courage pour dépasser toutes les difficultés.

Ce travail est l'aboutissement d'un long cheminement aux cours duquel on a bénéficié de l'encadrement, et du soutien de plusieurs personnes, à qui on tient à dire profondément et sincèrement merci.

*Tout d'abord on tient à exprimer notre profonde gratitude aux directeurs de ce mémoire **Mr Belaïd Sofia** et **Mr Idjdarene Kassa** tous deux maîtres de conférences au département de génie électrique de l'université de Bejaïa. Pour avoir assurés de manière agréable le suivi quotidien de notre travail et pour nous avoir fait profiter de leurs expériences leurs compétences scientifiques, leurs conseils, pour leurs disponibilités malgré leurs emplois du temps chargé, pour leurs confiances, leurs égards, leurs respects et sympathies.*

*Nous tenons également à remercier messieurs les membres de jury **Mr Madi Yazid** et **Mr Taraft Saci** pour L'honneur qu'ils nous ont fait en acceptant de juger ce travail.*

Dédicaces

Dédicace

*Au nom de Dieu le clément et le
miséricordieux louange à ALLAH le tout
puissant.*

*On dédie ce modeste travail en signe de
respect, reconnaissance et de remerciement à
nos très chers parents que Dieu les gardent et
les Protègent pour leurs soutien moral et
financier, pour Leurs encouragements et les
sacrifices qu'ils ont endurés.*

A nos très chers frères et sœurs.

Aux deux familles Ouakli et Sali.

A tout nos amies.

*A tout ceux qui ont participé à l'élaboration
de Ce modeste travail et tous ceux qui nous
sont chers.*

Mlle Ouakli Aldjia & Mlle Sali Sara

Sommaire

Sommaire

Liste des symboles	i
Liste des figures	ii
Liste des tableaux	iii
Introduction générale	1
<u>Chapitre 1 : Généralités sur les systèmes de pompages photovoltaïque</u>	
Introduction.....	4
I.1 Pompage photovoltaïque.....	4
I.1.1 Pompage au fil du soleil	4
I.1.2 Pompage avec batterie.....	5
I.2 Configuration typique d'un système de pompage photovoltaïque.....	6
I.2.1 Systèmes de petite puissance (50- 400W)	6
I.2.2 Système de moyenne puissance (400-1500W).....	7
I.3 Description des différents composants d'un système de pompage PV.....	8
I.3.1 Généralité sur l'énergie photovoltaïque.....	8
I.3.1.1 Historique du photovoltaïque.....	8
I.3.1.2 La conversion de la lumière en électricité.....	9
I.3.1.3 Principe de fonctionnement d'une cellule solaire.....	10
I.3.1.4 Caractéristique du fonctionnement d'une cellule photovoltaïque	11
I.3.1.5 Technologie des cellules photovoltaïque	11
I.3.1.6 Avantages et inconvénients du photovoltaïque.....	13
I.3.1.7 Modèles et caractéristiques de cellule photovoltaïque.....	14
I.3.1.8 Le module photovoltaïque	15
I.3.1.9 Générateur photovoltaïque.....	16
I.3.1.10 Association en série et en parallèle des cellules photovoltaïques.....	16

I.3.1.11 Protection des modules photovoltaïques.....	17
I.3.1.12 Les différents systèmes photovoltaïques	17
I.3.2 Les convertisseurs statiques DC/DC	18
I.3.2.1 Hacheur dévolteur	18
I.3.2.2 Hacheur survolteur.....	18
I.3.2.3 Convertisseur DC/AC (Onduleur).....	19
I.3.3 Commande MPPT.....	19
I.3.4 Groupe moteur-pompe.....	20
I.3.4.1 Moteurs.....	20
I.3.4.2 Pompes.....	21
I.4 Structure du système de pompage à étudié.....	25
Conclusion.....	26

Chapitre 2 : Modélisation des différents éléments du système de pompage photovoltaïque

Introduction.....	28
II.1 Modélisation du générateur photovoltaïque.....	28
II.1.1 Modèle électrique d'un générateur photovoltaïque	28
II.1.2 Caractéristique courant-tension d'un module.....	31
II.1.2.1 Influence de l'irradiation.....	32
II.1.2.2 Influence de la température.....	33
II.2 Modélisation du convertisseur statique DC/DC.....	33
II.3 Modélisation de l'onduleur de tension à MLI.....	35
II.4 Modélisation du moteur asynchrone	37
II.5 Modélisation de la pompe centrifuge	39
Conclusion.....	40

Chapitre 3: Optimisation et commande du système de pompage photovoltaïque

Introduction	42
III.1 Les étapes de dimensionnement d'un système de pompage photovoltaïque	42
III.1.1 Evaluation des besoins en eau.....	42
III.1.2 calcul de l'énergie électrique quotidienne requise	42
III.1.3 Détermination de l'énergie solaire disponible.....	43
III.1.3.1 Inclinaison et orientation optimale des capteurs photovoltaïques	43
III.1.3.2 Mois de dimensionnement	44
III.1.4 Choix des composantes de système	44
III.1.4.1 Dimensionnement de la pompe centrifuge	44
III.1.4.2 Dimensionnement du champ photovoltaïque	44
III.2 La commande du point de puissance maximum (MPPT).....	45
III.2.1 Méthode « Perturbation et Observation »	46
III.3 Modélisation du bus continue	47
III.4 Commande de la machine asynchrone	49
III.4.1 Commande directe du couple du moteur asynchrone.....	49
III.4.2 Modèle du vecteur tension de l'onduleur.....	50
III.4.3 Stratégie de commande directe du flux et de couple	51
III.4.3.1 Principe du contrôle du flux statorique.....	51
III.4.3.2 Contrôle du couple électromagnétique	53
III.4.4 Structure du système de contrôle direct du couple.....	54
III.4.4.1 Estimateur du flux statorique	54
III.4.4.2 Estimation du couple électromagnétique.....	55
III.5 choix de la séquence de commande.....	55
III.6 Elaboration du vecteur de commande	56

Conclusion.....	57
Chapitre 4 :	Simulation du système de pompage photovoltaïque
Introduction	59
IV.1 Simulation du système de pompage photovoltaïque	59
IV.2 Résultats de la simulation	61
IV.3 Interprétation des résultats	68
Conclusion.....	69
Conclusion générale.....	71
Annexe	
Références bibliographiques	

Liste des symboles

- I_{mpp} : courant au point de puissance maximale appelé aussi courant optimum (A).
- I_{ph} : photo courant ou courant généré par l'éclairement (A).
- I_{od} : courant de saturation de la diode (A).
- R_s : résistance série (Ω).
- R_{sh} : résistance shunt (Ω).
- k : constante de Boltzmann ($k= 1,38.10^{-23}$ (SI)).
- q : charge de l'électron ($q= 1,62.10^{-19}$ C).
- T_j : température de la cellule ($^{\circ}C$).
- I_{ph} : représente le photo- courant, il dépend de l'irradiation et de la température (A).
- I_d : courant de polarisation de la jonction PN (A).
- V_{mpp} : tension au point de puissance maximale appelé aussi tension optimal (V).
- V_{co} : tension en circuit ouvert (V).
- G_{stc} et G : représentent respectivement, le niveau d'ensoleillement dans les conditions standards de fonctionnement et dans des conditions quelconques (W/m^2).
- T_{stc} , T_c : représentent respectivement, la température dans les conditions standards de fonctionnement et dans des conditions quelconques ($^{\circ}C$).
- ΔI_{pv} : représentent la variation du courant par rapport à l'ensoleillement et à la température (A).
- ΔV_{pv} : représentent la variation de la tension par rapport à l'ensoleillement et à la température (V).
- α_{cc} : représentent un coefficient d'incrémentation du courant I_{cc} quand la température de la surface augmente de un degré Celsius ($A/^{\circ}C$) (sous les conditions standards de fonctionnement).
- β_{co} : représentent un coefficient d'incrémentation de la tension V_{co} quand la température de la surface augmente de un degré Celsius ($V/^{\circ}C$) (sous les conditions standards de fonctionnement).
- R_s : résistance série (Ω).
- V_{an} , V_{bn} , et V_{cn} sont les tensions de phase de la charge, ou de sortie de l'onduleur et V_{no} est la tension du neutre de la charge par rapport au point fictif «O» (V).
- S_1 , S_2 , S_3 et des fonctions logiques correspondant à l'état de l'interrupteur pour un seul bras.

- P : est le nombre de paires de pôles.
- Ω : vitesse du moteur asynchrone (rad/s)
- K_r : un coefficient de proportionnalité $[(Nm/ rad.s^{-1})^2]$.
- P_n : puissance nominale du moteur asynchrone (W).
- Ω_n : vitesse nominale du moteur asynchrone (rad/s).
- E_{ele} : Energie électrique Habituellement exprimé en (KWh).
- Q : Débit journalier ($m^3/ jour$).
- HMT : Hauteur manométrique (m).
- R_p : En général le rendement des groupes motopompes.
- g : Constante de gravité ($9.81 m/s^{-1}$).
- ρ : La densité de l'eau ($1000kg/m^3$).
- i_{as} , i_{bs} et i_{cs} : sont des courants statoriques de la machine (A).
- I_{Cd} : désignent le courant circulant dans la capacité de filtrage C_d (A).
- φ_{so} : le vecteur flux à l'instant $t=0$ (Wb).
- T_c : la période de commande.
- φ_{sd} , φ_{sq} : Flux statorique direct et quadratique (Wb).
- φ_{rd} , φ_{rq} : Flux rotorique direct et quadratique (Wb).
- MPP: point de puissance maximum (maximum power point).
- DTC : contrôle directe du couple (Direct torque control).

Liste des figures

Figure (I.1) : Principe de fonctionnement du pompage au fil du soleil.....	4
Figure (I.2): Caractéristiques du débit pour le pompage au fil du soleil.....	5
Figure (I.3): Caractéristiques du débit pour le pompage PV avec batterie.....	5
Figure (I.4) : Systèmes de petite puissance.....	7
Figure(I.5): Schéma qui représente les différents composants d'un système photovoltaïque.....	8
Figure (I.6) : Conversion de l'énergie solaire en électricité.....	9
Figure (I.7) : Principe de fonctionnement de la cellule photovoltaïque.....	10
Figure (I.8) : Structure basique d'une cellule solaire.....	11
Figure (I.9) : Caractéristique I(V) d'une cellule Photovoltaïque.....	11
Figure (I.10) : Modèle équivalent d'une cellule réelle.....	14
Figure (I.11) : Modèle équivalent d'une cellule idéale.....	15
Figure (I.12): Association en série.....	16
Figure (I.13) : Association en parallèle.....	17
Figure (I.14) : Hacheur dévolteur.....	18
Figure (I.15) : Hacheur survolteur.....	19
Figure (I.16) : Circuit de l'onduleur relié à la machine.....	19
Figure(I.17) : Pompe centrifuge.....	22
Figure (I.18) : Courbes du couple et du débit d'une pompe centrifuge.....	23
Figure (I.19) : Pompe volumétrique.....	23
Figure (I.20) : Caractéristiques d'une pompe volumétrique.....	24
Figure(I.21) : Structure d'un système de pompage photovoltaïque.....	25
Figure (II.1) : Modèle d'un générateur photovoltaïque à une diode.....	28

Figure (II.2) : Exemple de caractéristique courant-tension d'un module PV.....	31
Figure (II.3) : Caractéristique courant –tension et puissance –tension d'un module photovoltaïque pour différent niveau d'irradiation ($G=400, 600, 800, 1000 \text{ W/m}^2$) et $T_c=25^\circ\text{C}$	32
Figure (II.4) : Caractéristique puissance –tension et courant –tension d'un module photovoltaïque pour une variation de température ($T_c=0, 25, 50, 75^\circ\text{C}$) et $G = 1000\text{W/m}^2$	33
Figure (II.5) : Montage Boost.....	34
Figure (II.6) : Circuit électrique de l'onduleur.....	35
Figure (III.1) : Irradiation globale moyenne mensuelle journalière sur plan horizontal du site de Bejaïa de 1998 à 2007.....	43
Figure (III.2) : Caractéristique $P_{pv} (V_{pv})$ d'un panneau solaire.....	46
Figure (III.3) : Diagramme fonctionnel algorithme "perturbation et observation".....	47
Figure (III.4) : Schéma équivalent des éléments interconnectés au bus continu.....	48
Figure(III.5) : Représentation des vecteurs tensions générés par l'onduleur.....	51
Figure(III.6) : Exemple de l'évolution de l'extrémité de φ_s pour $R_s .i_s$ négligeable ($V_s = V_2$).....	52
Figure (III.7) : Sélection du vecteur tension selon la zone $N=1$	55
Figure (III.8) : Comparateurs à hystérésis du flux à deux niveaux et du couple à trois niveaux.....	56
Figure (III.9) : Structure générale de contrôle directe du couple (DTC).....	57
Figure (IV.1) : Schéma global du système de pompage photovoltaïque étudié.....	60
Figure (IV.2) : Le profil de l'irradiation solaire à l'entrée du GPV.....	61
Figure (IV.3) : Le profil de la température à l'entrée du GPV.....	61

Figure (IV.4) : L'allure du courant I_{pv} (A).....	62
Figure (IV.5) : L'évolution de la tension V_{pv} (V)	62
Figure (IV.6) : L'allure de la puissance.....	63
Figure(IV.7) : L'évolution de la vitesse de référence et mesurée.....	63
Figure (IV.8) : L'évolution des courants statoriques.....	64
Figure (IV.9) : Zoom des courants statorique	64
Figure (IV.10) : L'évolution du courant $I_{s\alpha}$ (A).....	65
Figure (IV.11) : L'évolution du courant $I_{s\beta}$	65
Figure (IV.12) : L'évolution du flux $\phi_{s\alpha}$	66
Figure (IV.13) : L'évolution du flux $\phi_{s\beta}$	66
Figure (IV.14) : L'évolution du flux.....	67
Figure (IV.15) : L'allure du module flux	67
Figure (IV.16) : L'évolution du couple électromagnétique et du couple résistant	68
Figure (IV.17) : L'évolution du débit.....	68

Liste des tableaux

Tab (I.1) : Différentes performances de différentes technologies de cellules PV.....13

Tab (I.2) : Comparaisons entre la pompe centrifuge et la pompe volumétrique.....24

Tab (III.1) : Commande DTC- Table de commutation.....56

Introduction générale

Introduction générale :

La généralisation de l'utilisation de l'électricité, la consommation énergétique n'a cessé d'augmenter, le problème de la conversion et du stockage de l'énergie a conduit à la recherche et au développement de nouvelles sources d'approvisionnement. Tous les jours, le soleil fournit de l'énergie à la terre. Les consommateurs peuvent utiliser cette énergie gratuite grâce à une technologie appelée photovoltaïque, qui transforme l'énergie solaire en électricité [SIT2].

L'énergie photovoltaïque est largement utilisée pour l'alimentation des régions isolées ou désertées (éclairage, charge des batteries, pompages,...etc.). Le grand avantage est que cette source est inépuisable, elle offre une grande sécurité d'utilisation et elle est propre [MOU01].

Le pompage photovoltaïque est l'une des applications prometteuses de l'utilisation de l'énergie photovoltaïque [MEF12]. Le pompage d'eau est un facteur important dans le développement des zones rurales et isolées des pays en développement. L'utilisation de système de pompage photovoltaïque (PV) pour l'exhaure de l'eau dans ces zones s'avère une solution très fiable à condition d'être bien dimensionner. Le dimensionnement des systèmes PV, en particulier ceux de pompage d'eau, nécessite l'utilisation de modèle qui reflète la réalité et ils se doivent d'être précis [BAK12].

Actuellement, deux systèmes de pompage photovoltaïque sont utilisés, avec et sans batteries [KAT11]. Mais le système qu'on a choisi est au fil du soleil ce procédé consiste à pomper l'eau tant que le soleil est présent vers un réservoir qui assure la régulation de la consommation. Ainsi, le consommateur peut être alimenté même la nuit et pendant les journées nuageuses. L'eau pompée peut être employée dans beaucoup d'applications, telles que l'utilisation domestique et l'irrigation.

Le système largement utilisé est celui dit au 'fil du soleil'. Ce système est le plus simple puisque l'énergie photovoltaïque est utilisée directement à partir des panneaux. La pompe ne fonctionnera qu'en présence de la lumière et dès que l'éclairement sera suffisant elle atteint la puissance demandée. La particularité des pompes solaires installées au fil du soleil est que les caractéristiques (débit, pression, rendement) sont en fonction de l'éclairement qui varie au cours de la journée et au cours des saisons [AMM12].

Afin d'améliorer les performances du système de pompage, une commande non linéaire sera appliquée.

La première partie de ce travail correspond à une recherche bibliographique sur les systèmes de pompage photovoltaïque. Nous allons présenter les différentes parties des constituant, à savoir, la source photovoltaïque, ou une description de son principe de fonctionnement ainsi que ces avantages et inconvénients seront présentés. Ensuite, nous présenterons les convertisseurs statiques utilisés et le groupe motopompe. A la fin de ce chapitre, nous présenterons la structure du système de pompage photovoltaïque qui fera l'objet d'étude, de modélisation de commande et de simulation.

Le deuxième chapitre sera consacré à la modélisation de chaque élément qui constituent le système à savoir le générateur photovoltaïque, les convertisseurs statiques, le moteurs asynchrone à cage d'écureuil et la pompe centrifuge.

Dans le troisième chapitre, nous allons nous intéresser à l'optimisation de la puissance produite par le générateur photovoltaïque, le dimensionnement du système de pompage photovoltaïque, le principe, avantages et les inconvénients de la commande DTC (Direct Torque Control).

Le quatrième est consacré à la simulation du système de pompage photovoltaïque.

Enfin on terminera notre travail par une conclusion générale, dans la quelle, nous ferons une synthèse récapitulative du travail présenté.

Chapitre I

*Généralités sur les systèmes
de pompage photovoltaïque*

Introduction :

L'évolution de la vie a été possible grâce à la présence de l'eau. Cependant, bien qu'il existe en quantité abondante, seule une petite portion de cette eau est réellement disponible pour la consommation humaine ou animale. Les eaux salées des mers et des océans représentent près de 97% du volume total d'eau de notre planète, et une grande partie des 3% restants se trouve bloquée sous forme de neiges, de glaciers ou d'eaux souterraines profondes.

Pour être ramenées en surface, les eaux souterraines ont besoin d'être pompées. Par conséquent, la nécessité d'une pompe et d'une source fiable d'énergie comme le photovoltaïque s'impose. Le pompage photovoltaïque se présente fondamentalement de deux façons selon qu'elle fonctionne avec ou sans batterie [ROY98].

I-1 Le pompage photovoltaïque :

On distingue deux types de systèmes de pompage photovoltaïques :

I.1.1 Le pompage au fil du soleil :

Le stockage se fait de manière hydraulique, l'eau étant pompée, lorsqu'il y a suffisamment d'ensoleillement, dans un réservoir au-dessus du sol. Elle est ensuite distribuée par gravité au besoin. Le pompage au fil du soleil permet d'avoir un système photovoltaïque plus simple, plus fiable, moins coûteux qu'un système avec batterie [ROY98]. Comme nous montre la figure ci-dessous :

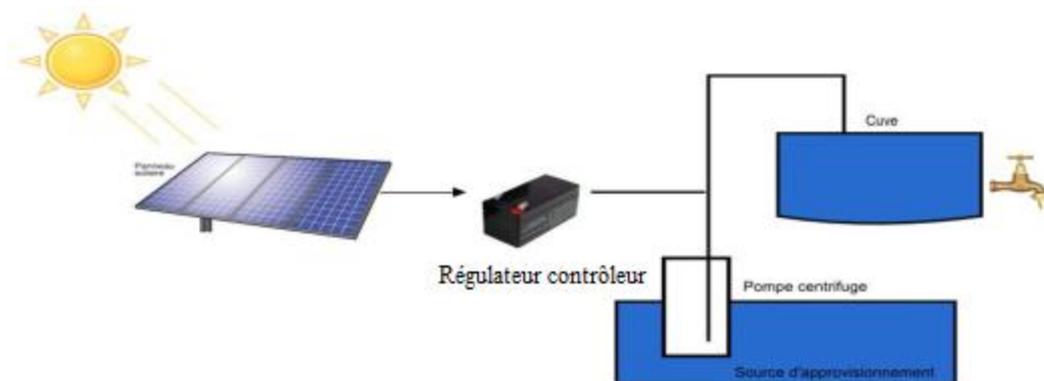


Figure (I.1) : Principe de fonctionnement du pompage au fil du soleil [KAT11].

Le principe de fonctionnement d'une telle installation reste relativement simplifié avec des panneaux photovoltaïques alimentant une pompe (de surface ou immergée) assistée par un régulateur contrôleur (pouvant être intégré à la pompe selon le fabricant)

qui approvisionnent l'eau lorsque les panneaux sont exposés au soleil. Le pompage au fil du soleil utilise un réservoir pour stocker l'eau jusqu'au moment de son utilisation. Cette solution est moins coûteuse, mais ces pompes n'ont pas un débit constant et ne fonctionnent pas en dessous d'un certain niveau d'éclairement (début et fin de journée) figure (I.2), leurs rendements étant plus faibles en dehors de la puissance nominale de fonctionnement, il est nécessaire d'installer un adaptateur de charge (convertisseur) [ROY98].

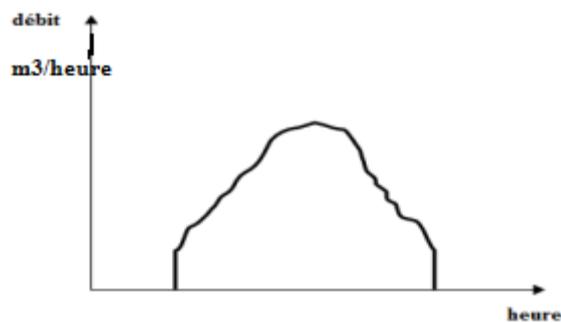


Figure (I.2): Caractéristiques du débit pour le pompage au fil du soleil [BEN14].

1-2/Le pompage avec batterie :

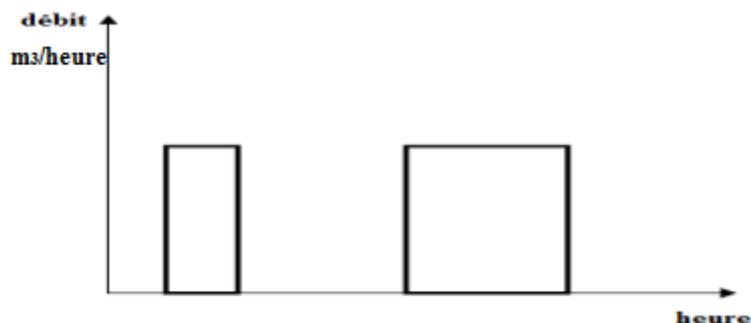


Figure (I.3): Caractéristiques du débit pour le pompage PV avec batterie [BEN14].

Permet de s'affranchir des aléas du soleil et des problèmes d'adaptation entre générateur photovoltaïque et motopompe.

- Le débit de pompage peut se faire à la demande, lorsque les utilisateurs en ont besoin, ou permettre un pompage régulier durant toute la journée.

- l'utilisation d'un réservoir de stockage pour l'eau sera nécessaire afin de pouvoir fournir à la demande d'eau.

- l'utilisation de batteries comporte d'avantage de composants qui influent sur la fiabilité et le coût global du système [ROY98].

I-2 Configuration typique d'un système de pompage photovoltaïque [AOU14] :

Les éléments d'un système de pompage photovoltaïque doivent être conçus pour fonctionner comme un seul ensemble pour la maximisation des performances globales du système. Différentes solutions peuvent être adoptées pour pomper un certain volume d'eau à une certaine hauteur en fonction des plages de puissance nécessaire dans une application spécifique. Bien que les pompes soient installées en surface ou bien flottante, la configuration la plus commune est une pompe immergée installé dans un trou de forage.

La configuration d'un système de pompage PV est déterminée par la définition du type de générateur photovoltaïque, le type de pompe et du type de moteur; ainsi que le type de conditionnement de puissance. On peut distinguer les types de systèmes de pompage photovoltaïques suivants:

I-2-1 Systèmes de petite puissance (50-400W) :

Dans ce type de systèmes, il est utilisé principalement un moteur à courant continu entraînant une pompe centrifuge ou à déplacement positif. Entre le générateur PV et le moteur/pompe on intercale un convertisseur DC/DC pour améliorer son adaptation. Les applications de cette configuration est généralement destinée au pompage des volumes d'eau pouvant atteindre jusqu'à 150 m³/Jour.

Les principaux constituants de ces systèmes sont:

- Le Générateur photovoltaïque.
- le convertisseur DC/DC (facultatif).
- Moteur à courant continu.
- Pompe.
- Entrepôt de stockage (facultatif).

La figure (I.4) montre un schéma synoptique de ce type de configuration, le système de pompage PV à moteur courant continu constitué d'un DC moteur et une pompe. Les types de moteurs à courant continu sont classés selon le champ d'excitation: excitation séparée (aimant permanent), des séries et des moteurs de dérivation. Les modules photovoltaïques produisent du courant continu, donc l'utilisation DC moteurs élimine le besoin de convertisseurs de puissance.

La figure (I.4) montre le schéma simplifié d'un système de pompage utilisant le moteur à courant continu. Le couplage est direct (sans stockage électrique) avec optimisation du générateur par un hacheur adaptateur de puissance commandée par son rapport cyclique. L'installation ainsi définie nécessite une électronique relativement simple mais l'inconvénient de moteur à courant continu est l'entretien régulier.

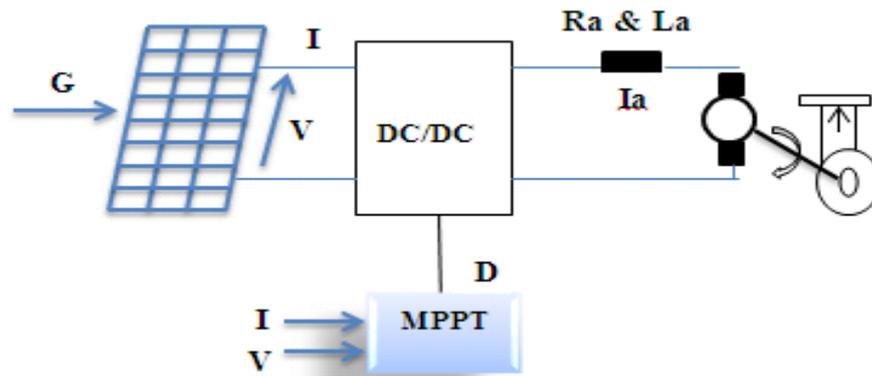


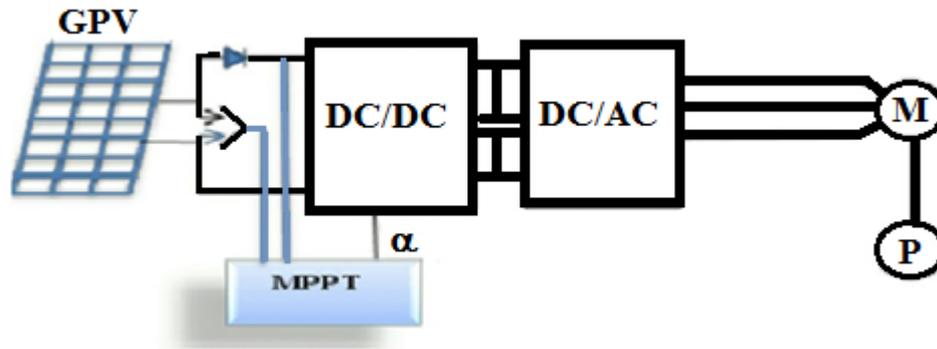
Figure (I.4) : Systèmes de petite puissance [AOU14].

I-2-2 Les systèmes de moyenne puissance (400-1500 W) :

Composés essentiellement d'une pompe immergée centrifuge entraînée par un moteur à induction à courant alternatif via un convertisseur DC/AC triphasé travaillant à fréquence variable. Un convertisseur DC/DC est généralement intercalé entre le générateur PV et le convertisseur DC/AC pour l'adaptation d'impédance et la recherche du point de puissance maximale (MPPT). Ces types de systèmes sont caractérisés par leur haute fiabilité ainsi que de leur large utilisation depuis les premières installations de pompage photovoltaïque. Les volumes d'eau pouvant être pompés varie entre 150 jusqu'à 1500 m³/Jour.

Les éléments clés de ces types de systèmes sont :

- Générateur photovoltaïque.
- Le convertisseur DC/DC (MPPT).
- Le convertisseur DC/ AC.
- Moteur AC.
- Pompe immergée.
- Entrepôt de stockage (facultatif).



Figure(I.5) : schéma qui représente les différents composants d'un système photovoltaïque [AOU14].

I-3 Description des différents composants d'un système de pompage PV :

Pour d'écrire les différents éléments d'un système de pompage PV on a opté pour un système de moyenne puissance pour leur haute fiabilité ainsi que pour leur large utilisation depuis les premières installations de pompage photovoltaïque, qui est représenté dans la figure (I.5) ci-dessus.

I-3-1 Généralité sur l'énergie photovoltaïque :

I-3-1-1 Histoire du photovoltaïque :

Le scientifique français, Antoine-César Becquerel, fut le premier à découvrir en 1839 l'effet photoélectrique. Becquerel a observé le comportement électrique d'électrodes immergées dans un liquide conducteur exposé à la lumière [LAB05]. Par la suite en 1905, Albert Einstein a découvert, en travaillant sur l'effet photoélectrique, que la lumière n'avait pas qu'un caractère ondulatoire, mais que son énergie était portée par des particules, les photons. Ce n'est qu'en 1954 que les premières piles solaires produisant de l'électricité firent leur apparition, grâce aux travaux de Bell Laboratoires aux États-Unis [LAB10]. De l'effet photoélectrique à la conception de la cellule photovoltaïque, il a donc fallu attendre un siècle. L'énergie photovoltaïque eut un regain d'intérêt dans les années 1960 lors des premiers lancements spatiaux de satellites puis lors des missions lunaires. Les crises économiques des années 1970, puis les accidents de centrales nucléaires renforcèrent l'intérêt du grand public envers les énergies renouvelables, et en particulier l'énergie photovoltaïque qui s'impose comme une des sources d'énergies renouvelables les plus prometteuses [PER09].

I-3-1-2 La conversion de la lumière en électricité:

Le terme « photovoltaïque » souvent abrégé par le signe « PV », a été formé à partir des mots « photo » un mot grec signifiant lumière et « Volta » le nom du physicien italien Alessandro Volta qui a inventé la pile électrochimique en 1800. L'effet photovoltaïque est la conversion directe de l'énergie solaire en électricité [BEL15].

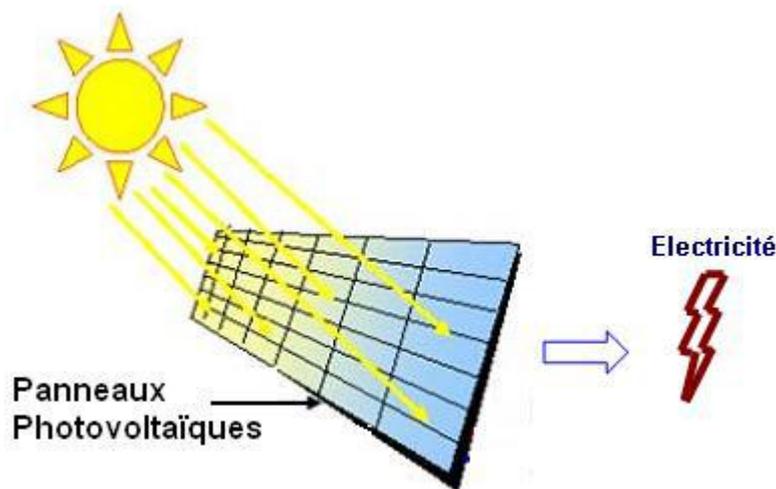


Figure (I.6) : conversion de l'énergie solaire en électricité [BEL15].

L'énergie photovoltaïque est obtenue directement à partir du rayonnement du soleil. Les modules photovoltaïques composés des cellules photovoltaïques à base de silicium ont la capacité de transformer les photons en électrons. La conversion photovoltaïque se produit dans des matériaux semi-conducteurs. L'énergie sous forme de courant continu est ainsi directement utilisable [BEL15].

- Dans un **isolant électrique** : les électrons de la matière sont liés aux atomes et ne peuvent pas se déplacer.
- Dans un **conducteur électrique** (un fil de cuivre par exemple) les électrons sont totalement libres de circuler et permettent le passage d'un courant.
- Dans un **semi-conducteur** : la situation est intermédiaire, les électrons contenus dans la matière ne peuvent circuler que si on leur apporte une énergie pour les libérer de leurs atomes. Quand la lumière pénètre dans un semi-conducteur, ces photons apportent une énergie permettant aux électrons de se déplacer, il ya donc courant électrique sous l'exposition à la lumière [BEL15].

I-3-1-3 Principe de fonctionnement d'une cellule solaire photovoltaïque [BOU10] :

La cellule solaire ou photopile est un semi-conducteur sensible à la lumière, pour l'obtenir il faut réaliser une structure de diode, c'est-à-dire réaliser une jonction du type p-n, Dans un matériau de silicium. Lorsque les photons ayant suffisamment d'énergie sont absorbés par ce semi-conducteur, ils produisent la rupture d'une liaison de valence (liaison entre les électrons et l'atome) pour chacun des atomes de silicium et un électron se libère .C'est ce qu'on appelle l'effet voltaïque. Grace au champ électron (Si^+) du côté positif on aura une différence de potentiel entre ces deux couches de l'ordre de 0.5V. En reliant ces couches en électricité continu de l'ordre 30mA pour chaque $1cm^2$ de capteur sous un ensoleillement maximum de $1kw/m^2$. Voir figure (I.7) :

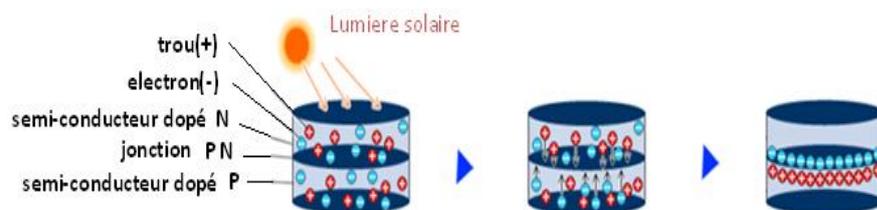


Figure (I.7) : Principe de fonctionnement de la cellule photovoltaïque [BOU10].

Les cellules photovoltaïques sont constituées :

- D'une fine couche semi-conductrice (matériau possédant une bande interdite, qui joue Le rôle de barrière d'énergie que les électrons ne peuvent franchir sans une excitation extérieure, et dont il est possible de faire varier les propriétés électroniques) tel que le silicium, qui est un matériau présentant une conductivité électrique relativement bonne.
- D'une couche antireflet permettant une pénétration maximale des rayons solaires.
- D'une grille conductrice sur le dessus ou cathode et d'un métal conducteur sur le dessous ou anode.
- Les plus récentes possèdent même une nouvelle combinaison de multicouches réfléchissants justes en dessous du semi-conducteur, permettant à la lumière de rebondir plus longtemps dans celui-ci pour améliorer le rendement [BEL08], voir figures ci-dessous :

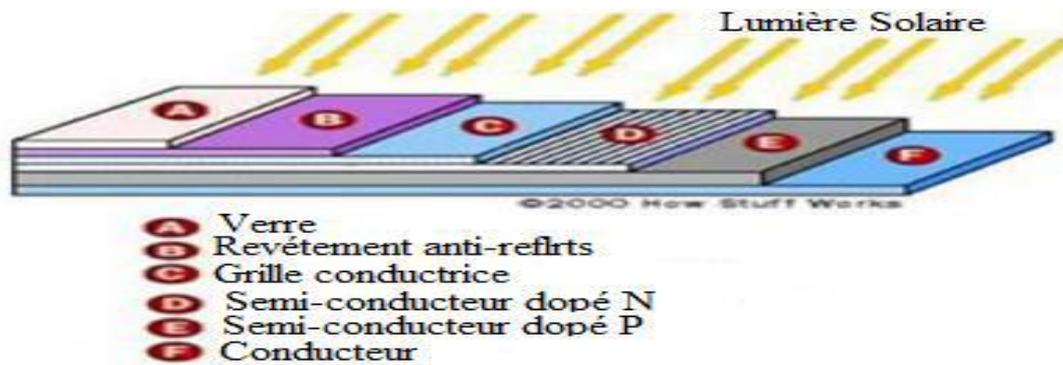


Figure (I.8) : Structure basique d'une cellule solaire [HAN14].

I-3-1-4 Caractéristique du fonctionnement d'une cellule photovoltaïque :

Une cellule photovoltaïque est une diode à jonction PN particulière. Dans l'obscurité, elle se comporte comme une photodiode dont le fonctionnement nécessite une alimentation, et sa caractéristique est identique à celle d'une diode. Une fois exposée à la lumière elle joue le rôle d'un générateur de courant continu (DC) [LAB06]. De façon générale, le quadrant où se trouve la zone de puissance utile est utilisé de façon inversée pour y faciliter la lecture du comportement des générateurs photovoltaïques en fonctionnement normal (Figure I.9) [SOC10].

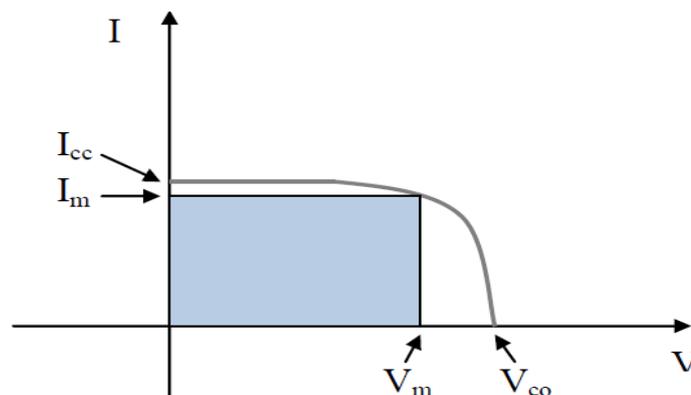


Figure (I.9) : Caractéristique $I(V)$ d'une cellule Photovoltaïque [MEZ15].

I-3-1-5 Technologie des cellules photovoltaïque :

On distingue trois générations des cellules photovoltaïques en fonction des développements technologiques [WER09], [MAK13].

a. Technologies de la 1ère génération à base de Silicium Cristallin :

Les cellules de première génération sont basées sur une seule jonction P-N qui utilisent généralement le silicium sous forme cristalline comme matériau semi-conducteur. La méthode de production basée sur les wafers de silicium est très énergivore et donc très

chère. Elle nécessite par ailleurs un silicium d'une grande pureté. On différencie également les cellules à base de silicium monocristallin et poly cristallin [WER09].

b. Technologies de la 2ème génération à base de couche-mince :

Plus récemment sont apparues les technologies de couches minces, plus fines et dont la part du marché semble promise à une augmentation rapide. Les cellules dites couche mince (Thin-film) constituent ce que certains appellent les cellules de seconde génération car elles font historiquement suite aux cellules en silicium cristallin relativement épaisses. On distingue plusieurs types de cellules couche minces à savoir :

- le silicium amorphe (a-si).
- le tellure de Cadmium (CdTe).
- le cuivre/indium/sélénium ou cuivre/indium/Gallium/sélénium (CIS ou CIGS) [MAK 13].

c. Technologies de la 3ème génération «les cellules organiques » :

Elles sont constituées de molécules organiques combinant flexibilité et légèreté. Il y a trois types de ces cellules: les moléculaires, celles en polymères et les organiques hybrides. Ces technologies sont encore au stade de la recherche et de développement [WER09]. Dans le tableau (I.1), ci-dessous on résume les différentes performances des technologies citées précédemment.

Type de cellule	Rendement	Avantage	Inconvénient	Image
Silicium monocristallin.	13-17 %	Bon rendement pour une cellule.	Coût de fabrication élevé, perte de matière en cours de fabrication.	
Silicium poly-cristallin.	11-15%	Bon rendement pour un module.	Coût de fabrication élevé, perte de matière en cours de fabrication.	

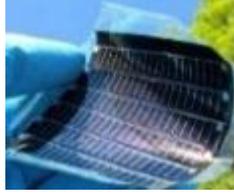
Silicium amorphe.	5-6 %	Facile à fabriquer.	Mauvais rendement.	
CdTe	7-11%	Absorbe 90% des photons incidents.	Cadmium très polluant.	
CIGS.	20%	Energie de gap ajustable 99% des photons absorbés.	Manque de matière première.	
Cellules organiques.	<= 5%	Faible coût de fabrication flexible.	Rendement encore trop bas.	

Tableau (I.1) : différentes performance de différentes technologies des cellules PV [AOU14].

I-3-1-6 Avantages et inconvénients du photovoltaïque :

• **Avantage [LAL05] :**

- Energie indépendante.
- Le combustible est gratuit (le rayonnement solaire).
- Entretien minimal.
- Génère l'énergie requise.
- Réduit la vulnérabilité aux pannes d'électricité.
- Aucun bruit.
- Non polluant.
- L'extension des systèmes est facile.

- **Inconvénients [ANK12] :**
 - Le coût actuel de la technologie PV est beaucoup plus élevé que celui de l'énergie traditionnelle.
 - Ils sont dépendants des conditions météorologiques.
 - Ils ne conviennent pas aux utilisations à forte consommation.

I-3-1-7 Modèles et caractéristiques de cellule photovoltaïque [MOH10]:

.Cas d'une cellule réelle :

Le schéma mathématique associé à une cellule réelle se trouve à partir de celui d'une jonction PN. On y ajoute le courant I_{ph} , proportionnel à l'éclairement, ainsi qu'un terme modélisant les phénomènes internes. Le courant I issu de la cellule d'écrit alors :

$$I = I_{ph} - I_{od} \cdot \left(e^{\frac{q \cdot (V + R_s \cdot I)}{k \cdot T_j}} - 1 \right) - \frac{V + R_s \cdot I}{R_{sh}} \tag{I.1}$$

$$I_d = I_{od} \cdot \left(e^{\frac{q \cdot (V + R_s \cdot I)}{k \cdot T_j}} - 1 \right) \tag{I.2}$$

Avec :

- I_{ph} : photo courant ou courant généré par l'éclairement (A).
- I_{od} : courant de saturation de la diode (A).
- R_s : résistance série (Ω).
- R_{sh} : résistance shunt (Ω).
- k : constante de Boltzmann ($k = 1,38 \cdot 10^{-23}$ (SI)).
- q : charge de l'électron ($q = 1,62 \cdot 10^{-19}$ C).
- T_j : température de la cellule ($^{\circ}C$).

On peut déduire de cette expression un schéma équivalent, comme le montre la figure (I.10).

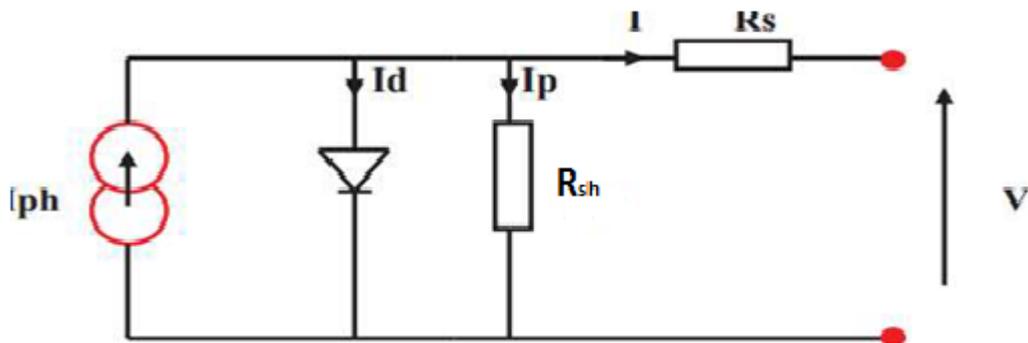


Figure (I.10) : modèle équivalent d'une cellule réelle [TOU15].

.Cas d'une cellule idéale :

La diode modélise le comportement de la cellule dans l'obscurité. Le générateur de courant modélise le courant I_{ph} généré par un éclairage. Les deux résistances modélisent les pertes internes :

- Résistance série R_s : modélise les pertes ohmiques du matériau.
- Résistance shunt R_{sh} : modélise les courants parasites qui traversent la cellule.

Idéalement on peut négliger R_s et I devant V , puis travailler avec un modèle simplifié :

$$I = I_{ph} - I_{od} \cdot \left(e^{\frac{q \cdot V}{k \cdot T_j}} - 1 \right) - \frac{V}{R_{sh}} \quad (I.3)$$

Comme la résistance shunt est beaucoup plus élevée que la résistance série, on peut encore négliger le courant dévié dans R_{sh} . On obtient :

$$I = I_{ph} - I_{od} \cdot \left(e^{\frac{q \cdot V}{k \cdot T_j}} - 1 \right) \quad (I.4)$$

Le schéma équivalent de la figure (I.11) correspondant est celui de la cellule idéale :

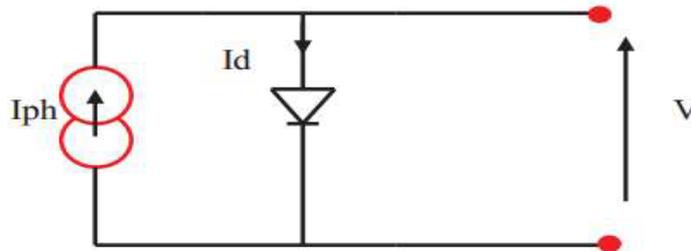


Figure (I.11) : modèle équivalent d'une cellule idéale [TOU15].

I-3-1-8 Le module photovoltaïque [KEH12]:

Pour produire plus de puissance, les cellules solaires sont assemblées pour former un module. Les connections en série de plusieurs cellules augmentent la tension pour un même courant, tandis que la mise en parallèle accroît le courant en conservant la tension. Ces cellules sont protégées de l'humidité par encapsulation dans un polyéthylène EVA (éthylène-vinyle-acétate) et protégé sur la surface avant d'un verre, trempé à haute transmission et de bonne résistance mécanique, et sur la surface arrière de polyéthylène.

Les modules sont généralement entourés d'un cadre rigide en aluminium anodisé comprenant des trous de fixation. A l'arrière de chaque module se trouve une boîte de

jonction contenant 2 diodes antiparallèles. Ces diodes antiparallèles permettent d'éviter qu'un module au soleil ne se décharge dans un module à l'ombre.

I-3-1-9 Générateur photovoltaïque [KEH12] :

Qui représente l'outil de conversion de l'énergie contenue dans la lumière du soleil en énergie électrique en courant continu. Il est composé d'un ensemble de panneaux. Le panneau est constitué de plusieurs modules (structurés en série ou en parallèle ou hybride). le module contient des rangés de cellules (structurées en série ou en parallèle ou hybride) et généralement des cellules à base de silicium.

I-3-1-10 Association en série et en parallèle des cellules photovoltaïques [BOU10] :

• **Mise en série:**

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

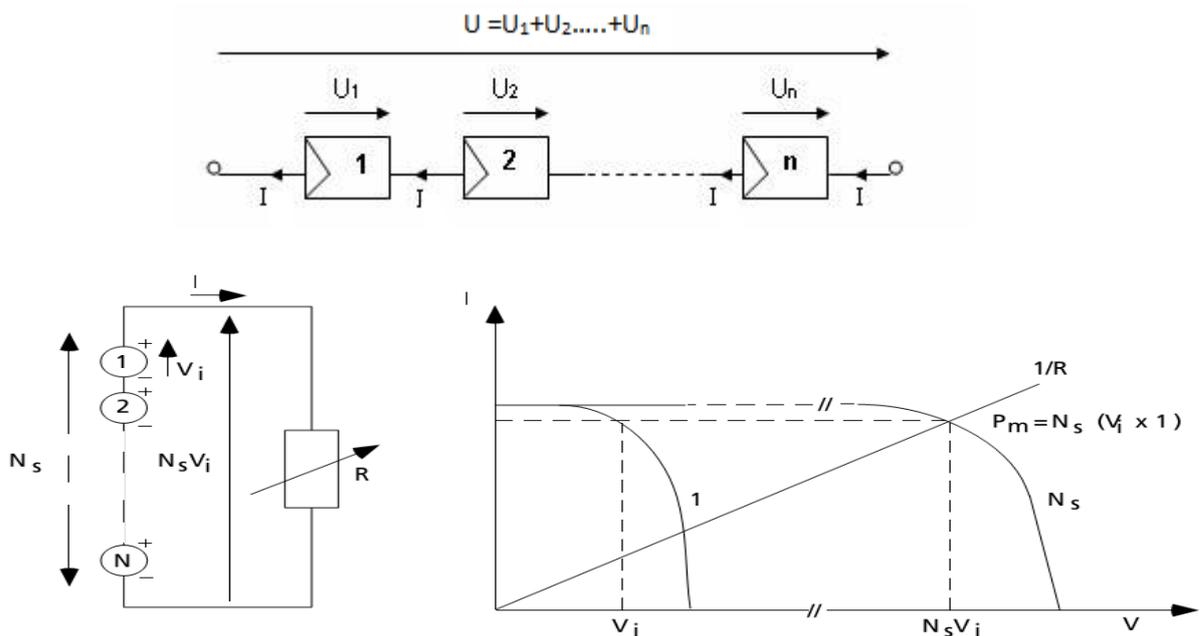


Figure (I.12): Association en série. [BOU10]

• **Mise en parallèle:**

Dans un groupement de cellules connectées en parallèle, les cellules étant soumises à la même tension, les intensités s'additionnent : la caractéristique résultante est obtenue par addition de courants à tension donnée.

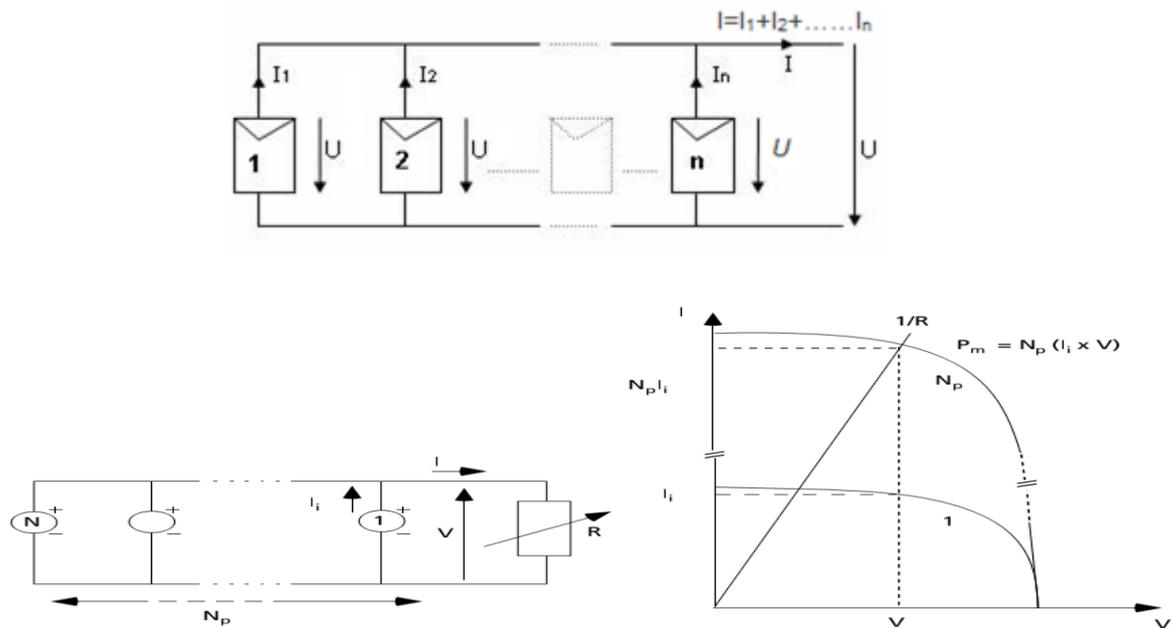


Figure (I.13) : Association en parallèle [BOU10].

I-3-1-11 Protection des modules photovoltaïques :

Lors de la conception d'une installation photovoltaïque, il faut assurer sa protection électrique afin d'augmenter sa durée de vie en évitant notamment des pannes destructrices liées à l'association des cellules et de leurs fonctionnement. Pour cela, deux types de protection sont classiquement utilisés dans les installations photovoltaïques [BEL15] :

- **La diode anti-retour** : empêchant un courant négatif dans les GPV. Ce phénomène peut apparaître lorsque plusieurs modules sont connectés en parallèle, ou bien quand une charge en connexion directe peut basculer du mode récepteur au mode générateur, par exemple une batterie durant la nuit [BEL15].

- **la diode by-pass [LAB07]** : La diode by-pass elle a comme rôle de sécuriser les cellules photovoltaïques contre les surcharges des courants intervenant de facteurs extérieurs comme par exemple le foudroiement provenant de la foudre, donc elle permet de circuler les courants électriques de surcharges pour éviter la détérioration de la cellule.

I-3-1-12 Les différents systèmes photovoltaïques [ANK12]:

Les systèmes photovoltaïques peuvent être divisés en trois catégories : autonome, systèmes hybrides et raccordé au réseau. Pour les endroits qui sont loin du système de production d'électricité conventionnel, des systèmes autonomes d'alimentation en énergie photovoltaïque ont été considérés comme une meilleure alternative.

I-3-2 Les convertisseurs statiques DC/DC [DAO13]:

L'impédance d'entrée d'un convertisseur statique du type DC/DC doit être adaptée afin de forcer le générateur photovoltaïque à travailler au point de puissance maximale. Ce convertisseur peut fournir une tension continue variable à partir d'une tension continue fixe. En fonction des caractéristiques de la charge, la tension de sortie (V_s) peut être supérieure ou inférieure à la tension d'alimentation (V_o). Les convertisseurs statiques du type DC/DC se divisent généralement en deux catégories : abaisseur de tension (Hacheur dévolteur), élévateur de tension (Hacheur survolteur).

I-3-2-1 Hacheur dévolteur [DAO13]:

La figure (I.14) représente le circuit de base d'un hacheur dévolteur. Le commutateur connecte et déconnecte l'entrée du circuit et ainsi une tension de forme rectangulaire va apparaître au niveau de la diode. Cette tension est filtrée par un filtre passe bas (LC) en fournissant une tension quasi continue en sortie du circuit. Ce type de convertisseur est généralement utilisé dans les applications photovoltaïques comme une alimentation DC ou V_s varie en fonction de l'ensoleillement et la température alors que V_o reste presque constante. La valeur moyenne de la tension de sortie est ajustée en contrôlant les états ON et OFF (t_{on} et t_{off}) du commutateur.

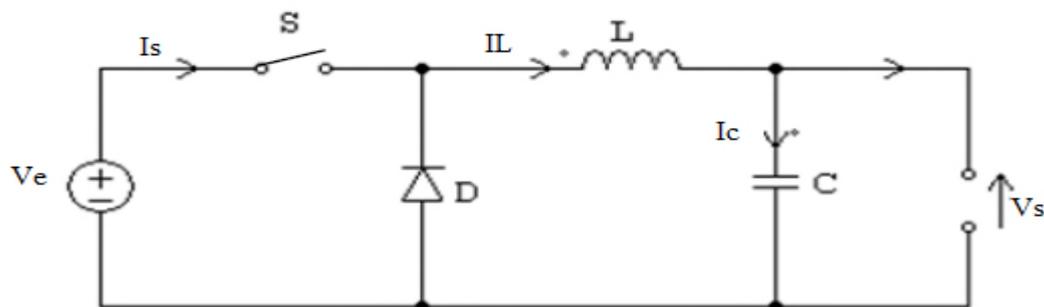


Figure (I.14) : Hacheur dévolteur [BEN14].

I-3-2-2 Hacheur survolteur :

Le hacheur élévateur ou survolteur est généralement utilisé dans les applications photovoltaïques spécialement pour la charge des batteries. Le schéma de la figure (I.15) représente le circuit de base d'un élévateur ayant les mêmes composants que l'abaisseur de tension avec une disposition différente. Les états de commutations sont contrôlés avec une période constante et un rapport cyclique variable.

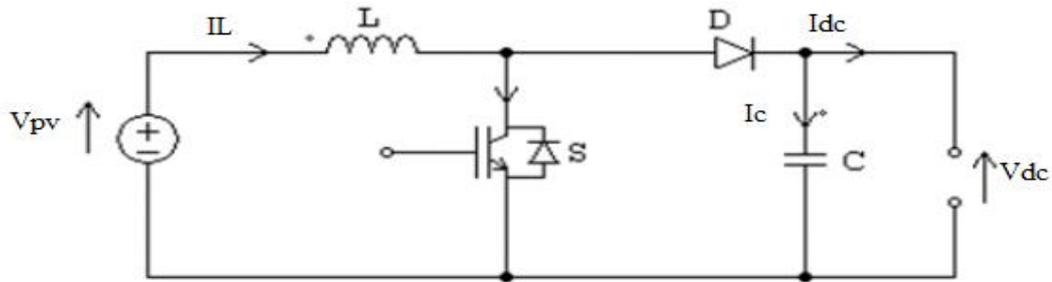


Figure (I.15) : Hacheur survolteur [BEN14].

I-3-2-3 Convertisseur DC/AC (Onduleur) [BEN14] :

La fonction de l'onduleur est de transformer le courant continu produit par le générateur photovoltaïque, en courant alternatifs monophasé ou triphasé. Les onduleurs sont des structures en pont constituées le plus souvent d'interrupteurs électroniques comme des IGBT (transistors de puissance).

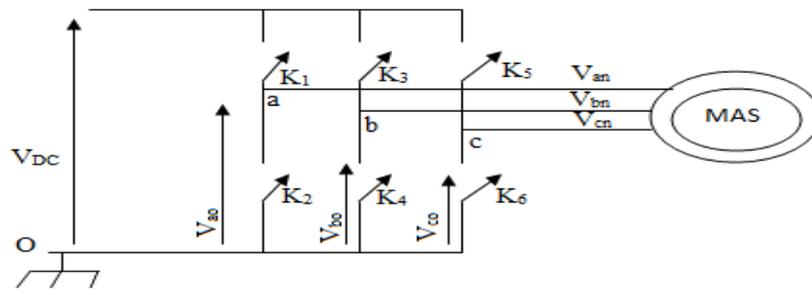


Figure (I.16) : Circuit de l'onduleur relié à la machine [BEN14].

I-3-3 Commande MPPT [BEN14] :

La conception globale d'un système photovoltaïque optimisé est par nature difficile. du côté de la source, pour un générateur photovoltaïque, la production de la puissance varie fortement en fonction de l'éclairement, de la température, et aussi la variation de comportement de la charge en fonction de la consommation, ce qui est souvent difficile à prévoir. En effet, sous ces conditions changeantes la puissance extractible est variable. Il est possible : c'est ainsi qu'y naît en quelque sorte l'idée de MPPT (Maximum Power Point Tracking). La méthode de suivi de PPM (Point de puissance maximal) est basée sur l'utilisation d'un algorithme de recherche où le maximum de la courbe de puissance est estimé sans interrompre le fonctionnement normal du panneau photovoltaïque, contrairement au contrôle à tension fixe. Le maximum de puissance est

atteint par contrôle actif de la puissance, en forçant la dérivée de la puissance par rapport au temps à être nulle.

Le MPPT n'est pas basé sur une valeur de référence prédéterminée mais il s'agit d'une recherche de la valeur de référence pour atteindre le maximum de la puissance sur la caractéristique courant/tension. A noter que le MPPT joue un rôle très important parce qu'il maximise le rendement et il réduit le coût. Le MPPT peut extraire plus de 97% de puissance photovoltaïque une fois correctement optimisé.

Parmi les solutions MPPT actuellement disponibles, on retrouve la méthode de perturbation et observation (P&O), l'algorithme d'incrémentation de la conductance et l'approche par Logique Floue... etc.

I-3-4 Groupe moteur-pompe :

Un groupe motopompe est un ensemble composé d'un moteur électrique entraînant une pompe hydraulique.

I-3-4-1 Moteurs :

Le moteur d'un groupe motopompe convertit l'énergie électrique en énergie mécanique. Il peut être à courant continu ou alternatif. Dans ce dernier cas, un convertisseur électronique ou un onduleur est nécessaire pour convertir le courant continu provenant d'un générateur photovoltaïque en courant alternatif. Pour cette raison, le choix d'un moteur à courant continu peut sembler, de prime abord, plus intéressant, mais nous allons voir que l'évolution des convertisseurs électroniques efficaces permet également de choisir des moteurs alternatifs efficaces et surtout, moins cher. [BEL12]

a) Moteur à courant continu [SIT3] :

Ces moteurs sont alimentés par des tensions continues. L'avantage principal des machines à courant continu réside dans leur adaptation simple aux moyens permettant de régler ou de faire varier leur vitesse, leur couple et leur sens de rotation. Son principal défaut réside dans l'ensemble balais/ collecteur rotatif qui s'use, il est complexe à réaliser et consomme de l'énergie.

b) Moteur à courant alternatifs [SIT3] :

Pour les applications de faible et moyenne puissance (jusqu'à quelques kilos Watts), le réseau monophasé standard suffit. Pour des applications de forte puissance, les moteurs à courant alternatif sont généralement alimentés par une source de courants polyphasés. Le système le plus fréquemment utilisé est alors le triphasé (phases décalées de 120°) utilisé par les distributeurs d'électricité. Ces moteurs alternatifs se déclinent en deux types :

- Les moteurs synchrones.
- Les moteurs asynchrones.

b-1). Les moteurs synchrones :

La machine synchrone est souvent utilisée comme génératrice. On l'appelle alors « Alternateur ». Mis à part pour la réalisation de groupe électrogène de faible puissance, cette machine est généralement triphasée. Pour la production d'électricité, les centrales électriques utilisent des alternateurs dont les puissances peuvent avoisiner les 1500 MW. Comme le nom l'indique, la vitesse de rotation de ces machines est toujours proportionnelle à la fréquence des courants qui les traversent [SIT3].

b-2). Les moteurs asynchrones :

La machine asynchrone, connue également sous le terme d'origine anglo-saxonne de « machine à induction », est une machine à courant alternatif sans alimentation électrique du rotor. Le terme anglais provient des courants induits dans le rotor par induction magnétique. Le terme « asynchrone » provient du fait que la vitesse de ces machines n'est pas forcément proportionnelle à la fréquence des courants qui les traversent [SIT3]. L'utilisation d'un moteur asynchrone (à courant alternatif triphasé), plus robuste moins cher et sans entretien, devient une solution plus économique et plus pratique même au prix d'un circuit électronique de commande plus complexe pour les systèmes de pompage photovoltaïques. L'utilisation d'un moteur asynchrone augmente ainsi l'autonomie et la fiabilité de l'installation. Le moteur est alimenté par un onduleur (convertisseur DC/AC) qui assure l'optimisation du générateur [BOU02].

- Dans ce travail, on utilise la machine asynchrone, parce qu'elle est la machine la plus fiable des machines électriques, la plus robuste de sa génération et la moins coûteuse à la fabrication.

I-3-4-2 Pompes :

Les pompes à eau sont habituellement classées selon :

- Leur principe de fonctionnement : soit de type centrifuge ou volumétrique.
- Emplacement physique de la pompe : par rapport à l'eau pompée la pompe à aspiration et la pompe à refoulement.

La hauteur d'aspiration de n'importe quelle pompe est limitée à une valeur théorique de 9.8 mètre (pression atmosphérique en mètres d'eau) et dans la pratique à 6 ou 7 mètres. Les pompes à aspiration sont donc toujours installées à une hauteur inférieure à celle-ci.

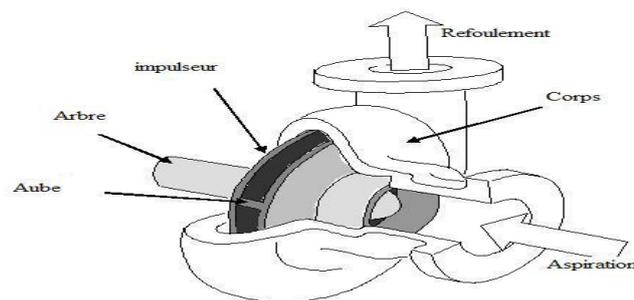
Ces pompes doivent également être amorcées, c'est-à-dire que la section en amont de la pompe doit être remplie d'eau pour amorcer l'aspiration d'eau [BEL15].

Les pompes à refoulement sont immergées dans l'eau et ont soit leur moteur immergé avec la pompe (pompe monobloc), soit le moteur en surface ; la transmission de puissance se fait alors par un long arbre reliant la pompe au moteur [BEL15].

I-3-5-1 Les pompes centrifuges [BEL15] :

Elles utilisent les variations de vitesse du fluide pompé combinées avec l'effet de la force centrifuge pour obtenir un accroissement de pression. L'énergie cinétique transmise au fluide est fournie par la rotation d'une roue munie d'aubes ou d'ailettes, c'est une partie de cette énergie qui est transformée en pression par réduction de vitesse. Les caractéristiques des pompes centrifuges :

- Le couple d'entraînement de la pompe est pratiquement nul au démarrage, la pompe tourne même par très faible ensoleillement, mais il faut une certaine vitesse du moteur pour que la pression de l'eau soit suffisante pour sortir à l'extrémité du tuyau d'amenée d'eau.
- La puissance absorbée est bien adaptée aux modules photovoltaïques, fournissant un bon rendement global.



Figure(I.17) : Pompe centrifuge [BEL15].

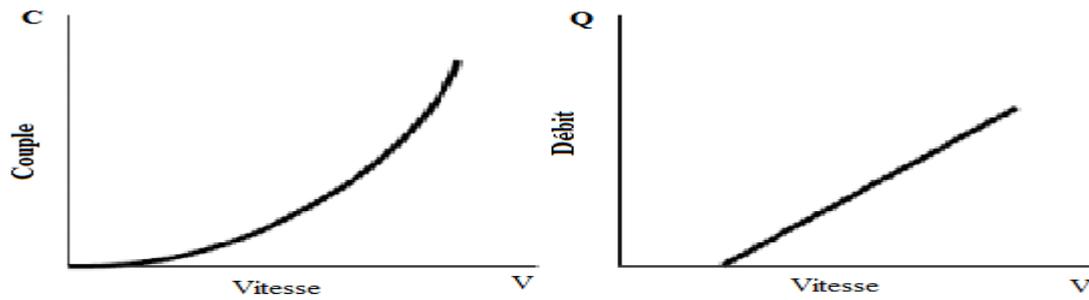


Figure (I.18) : Courbes du couple et du débit d'une pompe centrifuge [BEL15].

I-3-4-2-2 Les pompes volumétriques [BEL15] :

Dans ces pompes, le fluide est mis en mouvement par une variation du volume qui le contient. Les pompes volumétriques sont de deux sortes, les pompes volumétriques alternatives (exemple : pompe à piston, à membranes, etc.) et les pompes volumétriques rotatives (pompe à vis, etc.), Leurs principaux atouts sont les suivants :

- Elles sont destinées aux faibles débits (inférieur à $5 \text{ m}^3/\text{h}$) et aux grandes hauteurs
- Elles ont de bons rendements, et les pompes de surface sont à auto-amorçages.

Le couple de démarrage d'une pompe volumétrique (de 3 à 5 fois le couple nominal) et la caractéristique $I=f(V)$ de ce type de pompe font que son fonctionnement en direct sur un panneau photovoltaïque n'est pas économiquement viable. Pour pallier au problème de surdimensionnement du générateur résultant de cette inadaptation, un adaptateur d'impédance est utilisé pour permettre un rendement aussi élevé que possible de l'ensemble du système.

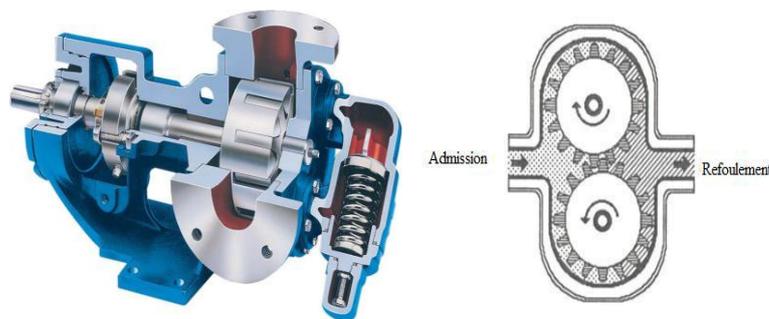


Figure (I.19) : Pompe volumétrique [BEL15].

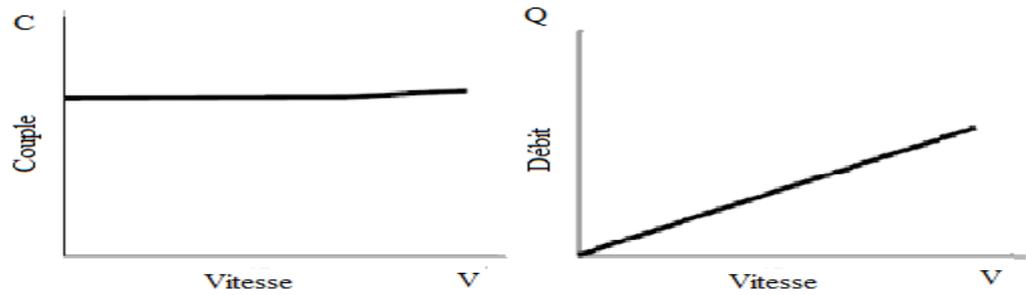


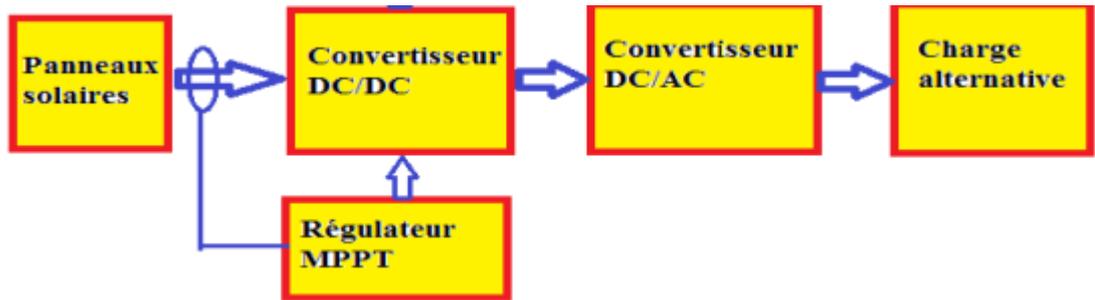
Figure (I.20) : Caractéristiques d'une pompe volumétrique [BEL15]

I-3-4-2-3 Comparaison entre la pompe centrifuge et la pompe volumétrique [SIT1] :

	Pompes centrifuges	Pompes volumétriques
Mécanique	Met le liquide en mouvement, ce qui crée une pression à la sortie (une pression apparaît, entraînant un débit).	Isole une certaine quantité de liquide et la transfère de l'orifice d'aspiration à celui de refoulement (un débit est créé, entraînant une pression).
Performance	Le débit dépend de la pression variable.	Le débit est constant quelle que soit la pression.
Viscosité	Le rendement diminue avec l'augmentation de la viscosité du fait des pertes par frottement dans la pompe.	Le rendement augmente avec la viscosité.
Rendement	Rendement optimal en un point. À des pressions différentes, le rendement diminue.	Le rendement augmente avec la pression.
Conditions d'entrée	Le liquide doit être dans la pompe pour créer un différentiel de pression. Auto-amorçage d'une pompe à sec impossible.	Une pression négative est créée à l'orifice d'entrée. Auto-amorçage d'une pompe à sec possible.

Tableau (I.2) : Comparaison entre la pompe centrifuge et la pompe volumétrique [SIT1].

I-4 Structure du système de pompage à étudié [DAO13]:



Figure(I.21) : structure d'un système de pompage photovoltaïque [DJE10].

Le pompage solaire photovoltaïque au fil du soleil représente la solution idéale pour l'approvisionnement en eau partout où le réseau électrique est absent. Ce type de système est très simple car il est composé d'un couplage direct entre le générateur photovoltaïque et la pompe et il est destiné pour une durée de pompage tout au long de la journée. Dans ce cas, le stockage d'énergie peut se faire de deux façons: stockage d'énergie électrique ou stockage d'eau. Cette dernière solution est souvent adoptée car il est plus pratique de stocker l'eau dans des réservoirs que l'énergie électrique dans des accumulateurs lourds, coûteux, fragiles, et nécessitant un entretien. Les batteries introduisent également un certain degré de perte de rendement d'environ 20 % à 30 % de la production d'énergie. La simplicité d'un système de pompage photovoltaïque au fil du soleil se heurte au problème d'adaptation de charge puisque le couplage direct ne permet pas au générateur de délivrer sa puissance maximale durant une journée complète. Il est donc nécessaire de faire fonctionner ces générateurs à leur puissance optimale car l'énergie fournie par le générateur photovoltaïque est une énergie chère malgré l'abaissement du coût du watt-crête. L'approche du problème consiste à intercaler entre le générateur et le récepteur un convertisseur statique (hacheur ou onduleur) pour effectuer le transfert optimal de puissance. Par conséquent, le système de pompage solaire sera généralement composé d'un générateur photovoltaïque, d'un groupe moteur-pompe, d'un dispositif électronique de commande et de contrôle, et d'une partie de stockage.

De ce fait l'utilisation d'un moteur asynchrone (à courant alternatif triphasé) plus robuste moins cher et sans entretien devient une solution plus économique et plus pratique même au prix d'un circuit électronique de commande plus complexe. L'utilisation d'un

moteur asynchrone augmente ainsi l'autonomie et la fiabilité de l'installation. Le moteur est alimenté par un onduleur (convertisseur DC/AC) qui assure l'optimisation du générateur.

Et on a choisis la pompe centrifuge qui présente d'innombrables avantages par rapport aux types de pompage, elle a un volume moins encombrant, un service relativement silencieux et une mise en œuvre faible avec tous les types de moteurs électriques disponibles sur le marché. Elle s'adapte aussi aisément à tous les problèmes de traitement des liquides, et elle répond aux exigences spécifiques des installations. Tous ces avantages nous emmènent à la choisir comme pompe pour notre système de pompage.

- **Conclusion :**

Dans cette recherche bibliographique nous avons présenté des généralités sur le pompage photovoltaïque, elle nous a permis de faire le choix sur chacun des constituants de notre système de pompage photovoltaïque (panneau, moteur, pompe, convertisseur (hacheur/onduleur), et la modélisation des différents constituants feront l'objet du prochain chapitre.

Chapitre II

*Modélisation des éléments
du système de pompage
photovoltaïque*

Introduction :

Dans ce chapitre, nous présenterons les équations caractérisant le fonctionnement et les modèles mathématiques bien détaillés qui seront utilisés pour modéliser les différentes parties du système de pompage photovoltaïque, afin de prévoir son comportement. En représentant en premier lieu les modèles électriques d'un générateur PV et les équations régissant son fonctionnement, le modèle du hacheur BOOST et de l'onduleur, la modélisation du moteur asynchrone et de la pompe centrifuge.

II.1 Modélisation du générateur photovoltaïque :

II.1.1 Modèle électrique d'un générateur photovoltaïque :

On rencontre dans la littérature plusieurs modèles du GPV qui sont différents entre eux par la procédure et le nombre de paramètres intervenants dans le calcul de la tension et du courant. Parmi ces modèles on recense [BOU12]:

- **Le modèle à une diode :** pour tenir compte des chutes de tension dans les zones P et N on doit ajouter dans le modèle idéalisé une résistance série (équivalente) R_s et pour le courant de fuite, une résistance parallèle (équivalente) R_{sh} .
- **Le modèle idéalisé :** c'est le module le plus simplifié, la valeur de la résistance R_{sh} étant généralement grande, elle est donc souvent supposée infinie (et donc négligée), la valeur de la résistance R_s étant généralement petite elle est supposée nulle.

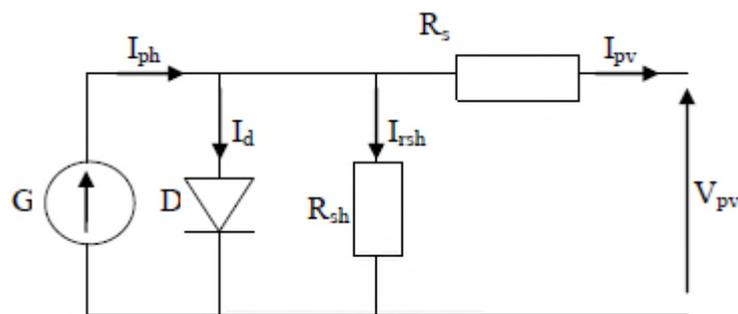


Figure (II.1) : Modèle d'un générateur photovoltaïque à une diode [BOU12].

D'autre part des modèles plus complexes voient aussi le jour :

- **Le modèle a deux diodes** : une diode supplémentaire mise en parallèle avec l'autre diode dans le schéma de la figure (II.1) permettant de reproduire les effets chimiques de recombinaison des électrons.
- **Le modèle a trois diodes** : la troisième diode incluant dans le modèle a deux diodes fait reprendre les effets non pris en compte dans les autre modèle (ex : courant de fuite liées aux diodes).

Par manque de précision pour le modèle idéalisé et la complexité des autres modèles, le modèle à une diode offre un bon compromis entre simplicité et précision, il apparait mieux adapté pour notre étude.

Le modèle que nous avons choisi est utilisé dans [BEL15], c'est un modèle avec cinq paramètres (I_{cc} , I_{mpp} , V_{co} , V_{mpp} , R_s), qui tient compte de la variation du courant et de la tension du panneau photovoltaïque en fonction des conditions climatiques.

D'après la figure (II.1), le courant (I_{pv}) du générateur photovoltaïque sous les conditions standards de fonctionnement en négligeant R_{sh} est donné par l'équation (II.1) :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_d \quad (II.1)$$

I_{ph} : représente le photo- courant, il dépend de l'irradiation et de la température.

I_d : courant de polarisation de la jonction PN.

L'expression (II.1) peut s'écrire de cette manière :

$$I_{pv} = I_{cc} [1 - K_1 (e^{(K_2 * V_{pv}^m - 1)})] \quad (II.2)$$

Où K_1 , K_2 et m des coefficients donnés par les équations suivantes :

$$K_1 = 0.01175$$

$$K_2 = \frac{K_4}{V_{co}^m} \quad (II.3)$$

$$m = \frac{\ln\left[\frac{K_3}{K_4}\right]}{\ln\left[\frac{V_{mpp}}{V_{co}}\right]} \quad (II.4)$$

$$K_3 = \ln \left[\frac{I_{cc} * (1 + K_1) - I_{mpp}}{K_1 * I_{cc}} \right] \quad (II.5)$$

$$K_4 = \ln \left[\frac{1+K_1}{K_1} \right] \quad (\text{II.6})$$

Tel que :

I_{mpp} : courant au point de puissance maximale appelé aussi courant optimum.

V_{mpp} : tension au point de puissance maximale appelé aussi tension optimal.

I_{cc} : courant de court circuit.

V_{co} : tension en circuit ouvert.

Il est à noter que l'équation (II.1) est applicable que pour un niveau d'ensoleillement G et de température particuliers ($G=1000\text{W/m}^2$, $T=25\text{ }^\circ\text{C}$), relatif aux conditions standards de fonctionnement STC. Quand l'ensoleillement et la température varient les paramètres du module du tableau dans l'annexe changent suivant les équations suivantes :

$$\Delta T_c = T_c - T_{\text{stc}} \quad (\text{II.7})$$

$$\Delta I_{\text{pv}} = \alpha_{\text{cc}} \left(\frac{G}{G_{\text{stc}}} \right) * \Delta T_c + \left(\frac{G}{G_{\text{stc}}} - 1 \right) I_{\text{cc, stc}} \quad (\text{II.8})$$

$$\Delta V_{\text{pv}} = -\beta_{\text{co}} \Delta T_c - R_s \Delta I_{\text{pv}} \quad (\text{II.9})$$

Avec :

G_{stc} et G : représentent respectivement, le niveau d'ensoleillement dans les conditions standards de fonctionnement et dans des conditions quelconques.

T_{stc} , T_c : représentent respectivement, la température dans les conditions standards de fonctionnement et dans des conditions quelconques.

ΔI_{pv} : représentent la variation du courant par rapport à l'ensoleillement et à la température.

ΔV_{pv} : représentent la variation de la tension par rapport à l'ensoleillement et à la température.

α_{cc} : représentent un coefficient d'incrémentation du courant I_{cc} quand la température de la surface augmente de un degré Celsius ($A/^\circ\text{C}$) (sous les conditions standards de fonctionnement).

β_{co} : représentent un coefficient d'incrémentation de la tension V_{co} quand la température de la surface augmente de un degré Celsius ($V/^{\circ}C$) (sous les conditions standards de fonctionnement).

R_s : résistance série.

Les nouvelles valeurs de la tension et du courant photovoltaïque sont donnés par :

$$I_{pv,nouv} = I_{pv,STC} + \Delta I_{pv} \quad (II.10)$$

$$V_{pv,nouv} = V_{pv,STC} + \Delta V_{pv} \quad (II.11)$$

Les constructeurs des panneaux photovoltaïque fournissent les paramètres (I_{cc} , I_{mpp} , V_{co} , V_{mpp}) du module sous les conditions standards de fonctionnement, le tableau représenté dans l'annexe montre les données d'un panneau solaire de type SIEMENS SM 110-24 [BEL15].

II.1.2 Caractéristique courant-tension d'un module [HAN14] :

Le courant produit par un module varie conformément. Il dépend de l'éclairement solaire et de la température des modules.

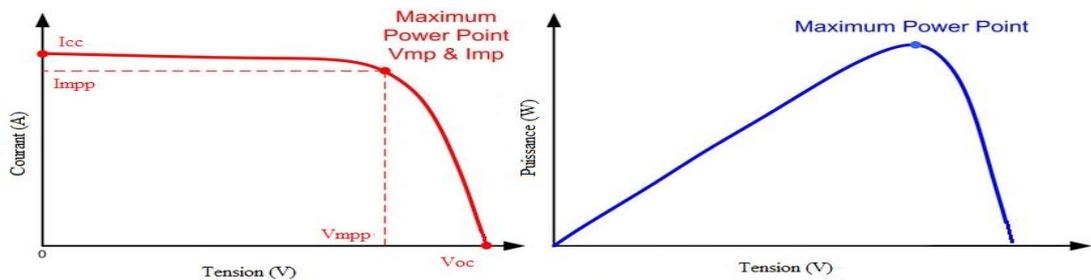


Figure (II.2) : Exemple de caractéristique courant-tension d'un module PV.

II.1.2.1 Influence de l'irradiation :

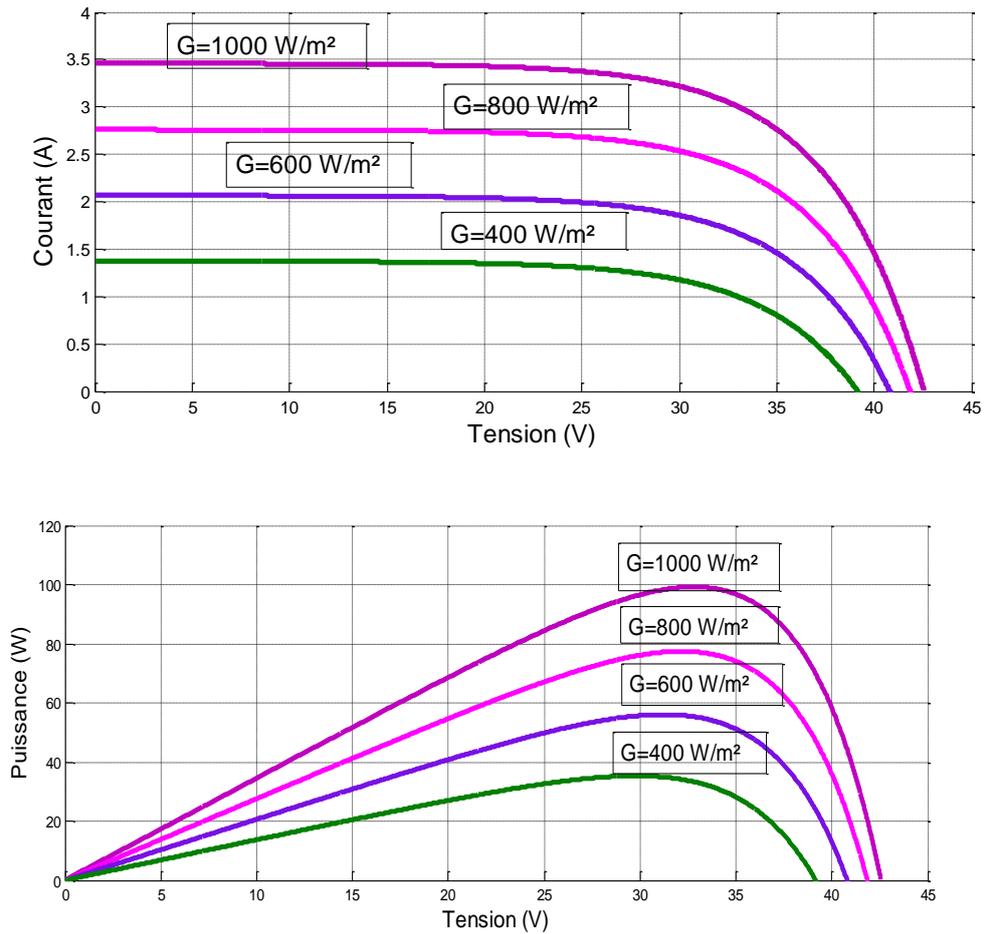


Figure (II.3) : Caractéristique courant –tension et puissance –tension d’un module photovoltaïque pour différent niveau d’irradiation ($G=400, 600, 800, 1000 \text{ W/m}^2$) à $T_c=25^\circ\text{C}$.

Les caractéristiques des figures (II.3) montrent bien la variation du courant du module photovoltaïque ainsi que de la puissance en fonction de la tension pour différents niveaux d’éclairement. On peut voir aussi sur le graphe, l’existence de maximum sur les courbes de puissance. Ces points correspondent aux points de puissances maximales lorsque l’irradiation varie pour une température donnée. On peut voir que le courant de court-circuit I_{sc} varie proportionnellement à l’irradiation. De même, la tension de circuit ouvert V_{oc} (à vide) varie très peu.

II.1.2.2 Influence de la température :

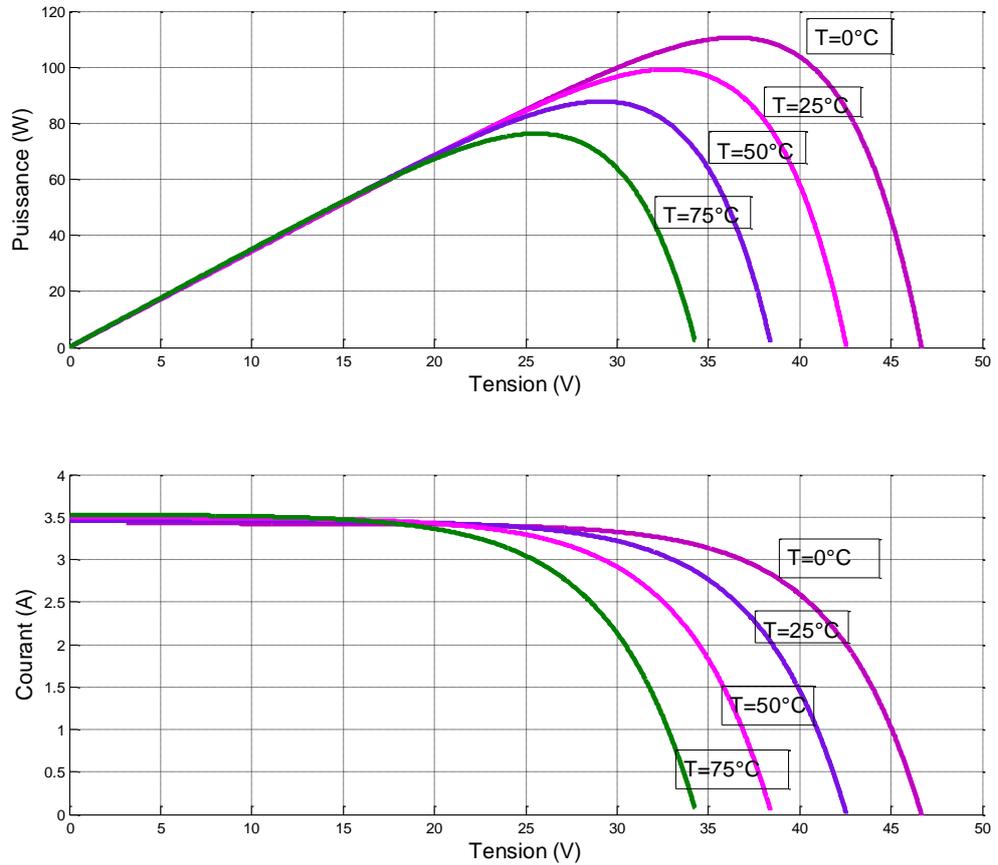


Figure (II.4) : Caractéristique puissance –tension et courant –tension d’un module photovoltaïque pour une variation de température ($T_c=0, 25, 50, 75^\circ\text{C}$) à $G = 1000\text{W/m}^2$.

Suivant les figures (II.4), on constate que lorsque la température croît à irradiation constante la tension de circuit ouvert V_{oc} décroît fortement et le courant de court circuit I_{sc} augmente légèrement.

II.2 Modélisation du convertisseur statique DC/DC [OTH15] :

Le convertisseur (DC/DC) le plus fréquemment utiliser est le convertisseur élévateur, connu aussi sous le nom de « boost » ou hacheur parallèle ; son schéma de principe de base est celui de la figure (II.5). Un Boost est un convertisseur qui convertit une tension continue en une autre tension continue de valeur supérieure. Nous avons donc

deux séquences de fonctionnement selon l'état de l'interrupteur T, que nous pouvons représenter chacune par une équation différentielle.

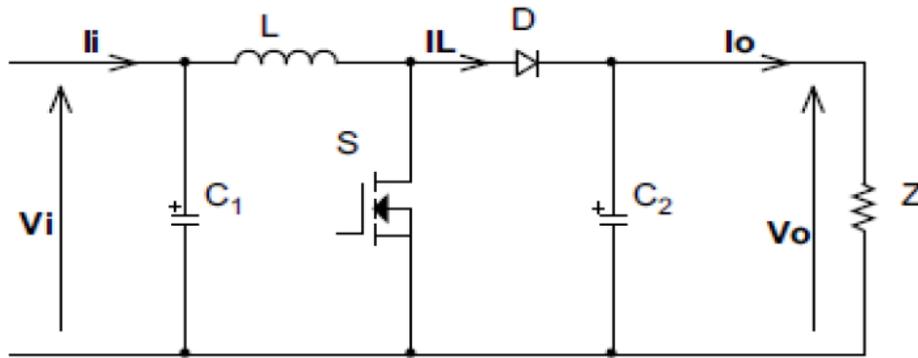


Figure (II.5) : Montage Boost.

Lorsque S conduit :

$$V_0 = L \frac{di_L}{dt} \tag{II.12}$$

$$C \frac{dV_{bus}}{dt} + i_{chrg} = 0$$

Lorsque S ouvert :

$$V_0 = \frac{L di_L}{dt} + V_{bus} \tag{II.13}$$

$$C \frac{dV_{bus}}{dt} + i_{chrg} = 0$$

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

$$V_0 = \frac{L di_L}{dt} + V_{bus}(1 - \alpha) \tag{II.14}$$

$$C \frac{dV_{bus}}{dt} + i_{chrg} = i_L(1 - \alpha)$$

Le modèle instantané fait apparaître un comportement non linéaire du convertisseur pour la simulation. Donc nous passons au modèle moyen il convient de signaler que $\alpha' = T_{on}/T_d$

T_d : est la période de découplage.

$$\frac{di_L}{dt} = \frac{V_0 - (1-\alpha')V_{bus}}{L} \quad (II.15)$$

$$\frac{dV_{bus}}{dt} = \frac{i_L(1-\alpha') - i_{chrg}}{C} \quad (II.16)$$

II.3 Modélisation de l'onduleur de tension à MLI [LOU09] :

La fonction principale de l'onduleur est de transformer le courant produit par le générateur solaire, en courant alternatif monophasé ou triphasé. Les onduleurs utilisés pour le pompage sont en général à fréquence variable, afin de permettre une variation de la vitesse de rotation de la pompe.

A partir du schéma de l'onduleur triphasé présenté sur la figure (II.6), on développera les différentes équations qui modélisent le fonctionnement de ce dernier. Pour simplifier l'étude on suppose que :

- La commutation des interrupteurs est instantanée.
- La chute de tension aux bornes des interrupteurs est négligeable.
- La charge est équilibrée, couplée en étoile.

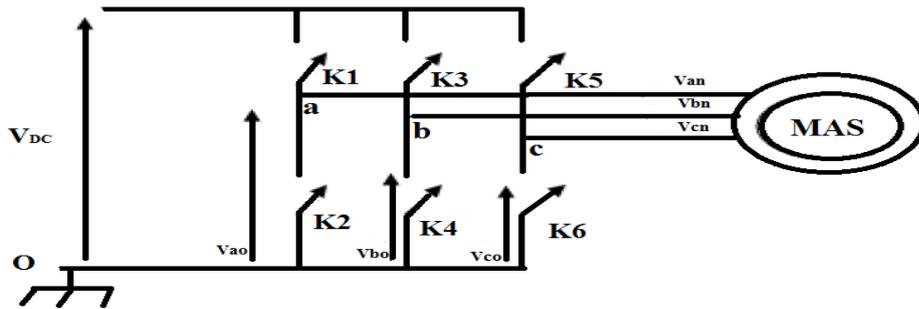


Figure (II.6) : Circuit électrique de l'onduleur.

Nous supposons que les interrupteurs sont idéaux et la charge triphasée est équilibrée couplée en étoile avec neutre isolé :

Les tensions composées V_{ab} , V_{bc} et V_{ca} sont obtenues à partir de ces relations :

$$\begin{cases} V_{ab} = V_{ao} + V_{ob} = V_{ao} - V_{bo} \\ V_{bc} = V_{bo} + V_{oc} = V_{bo} - V_{co} \\ V_{ca} = V_{co} + V_{oa} = V_{co} - V_{ao} \end{cases} \quad (II.17)$$

Avec : V_{ao} , V_{bo} , V_{co} , sont les tensions à l'entrée de l'onduleur (continues). On a pris le point milieu «O» d'un diviseur fictif à l'entrée comme référence pour ces dernières tensions.

Les trois tensions à l'entrée continue sont données par la relation de Châle comme suit :

$$\begin{cases} V_{ao} = V_{an} + V_{no} \\ V_{bo} = V_{bn} + V_{no} \\ V_{co} = V_{cn} + V_{no} \end{cases} \quad (\text{II.18})$$

Avec :

V_{an} , V_{bn} , et V_{cn} sont les tensions de phase de la charge, ou de sortie de l'onduleur et V_{no} est la tension du neutre de la charge par rapport au point fictif «O».

$$V_{an} + V_{bn} + V_{cn} = 0 \quad (\text{II.19})$$

En remplaçant (II.18) dans (II. 19) on aura :

$$V_{no} = \frac{1}{3}(V_{ao} + V_{bo} + V_{co}) \quad (\text{II.20})$$

En introduisant (II. 20) dans (II.17) on obtient :

$$\begin{cases} V_{an} = \frac{1}{3}(2V_{ao} - V_{bo} - V_{co}) \\ V_{bn} = \frac{1}{3}(V_{ao} - 2V_{bo} - V_{co}) \\ V_{cn} = \frac{1}{3}(V_{ao} - V_{bo} - 2V_{co}) \end{cases} \quad (\text{II.21})$$

Si on suppose que :

$$\begin{cases} V_{ao} = V_{DC} \cdot S_1 \\ V_{bo} = V_{DC} \cdot S_2 \\ V_{co} = V_{DC} \cdot S_3 \end{cases} \quad (\text{II.22})$$

S_i est l'état de l'interrupteur K_i tel que : $\begin{cases} S_i = 1, \text{ si } K_i \text{ fermé} \\ S_i = 0, \text{ si } K_i \text{ ouvert} \end{cases}$

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \frac{V_{DC}}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} S_1 \\ S_2 \\ S_3 \end{bmatrix} \quad (\text{II.23})$$

Le courant modulé par l'onduleur est donné par :

$$I_{DC} = S_1 \cdot i_{ach} + S_2 \cdot i_{bch} + S_3 \cdot i_{cch} \quad (\text{II.24})$$

Avec : S_1 , S_2 , S_3 et des fonctions logiques correspondant à l'état de l'interrupteur pour un seul bras.

II.4 Modélisation du moteur asynchrone [ABO15] :

La mise en équation de la machine asynchrone est effectuée en adoptant les hypothèses simplificatrices suivantes :

- l'entrefer de la machine est supposé constant et symétrique,
- la densité du courant est uniforme dans les sections des conducteurs,
- le circuit magnétique est supposé non saturé au stator et au rotor,
- les résistances des enroulements ne varient pas avec la température,
- la distribution spatiale des forces magnétomotrices est supposée sinusoïdale le long de l'entrefer,
- le rotor est à cage et décrit par un enroulement triphasé équivalent.

La loi d'Ohm appliquée aux circuits du stator et du rotor s'écrit sous la forme matricielle suivante:

$$[V_S] = [R_S] \cdot [I_S] + \frac{d}{dt} [\varphi_S] \quad (\text{II.25})$$

$$[V_r] = [R_r] \cdot [I_r] + \frac{d}{dt} [\varphi_r] \quad (\text{II.26})$$

Avec :

$$[V_S] = [V_{as} \ V_{bs} \ V_{cs}]^T ; \quad [I_S] = [I_{as} \ I_{bs} \ I_{cs}]^T ; \quad [\varphi_S] = [\varphi_{as} \ \varphi_{bs} \ \varphi_{cs}]^T$$

$$[V_r] = [V_{ar} \ V_{br} \ V_{cr}]^T ; \quad [I_r] = [I_{ar} \ I_{br} \ I_{cr}]^T ; \quad [\varphi_r] = [\varphi_{ar} \ \varphi_{br} \ \varphi_{cr}]^T$$

$$[R_S] = \begin{bmatrix} R_S & 0 & 0 \\ 0 & R_S & 0 \\ 0 & 0 & R_S \end{bmatrix} ; \quad [R_r] = \begin{bmatrix} R_r & 0 & 0 \\ 0 & R_r & 0 \\ 0 & 0 & R_r \end{bmatrix}$$

Les hypothèses simplificatrices conduisent à des relations linéaires entre les flux et les courants qui peuvent se mettre sous la forme matricielle suivante :

$$[\varphi_S] = [L_{SS}] \cdot [I_S] + [L_{Sr}] \cdot [I_r] \quad (\text{II.27})$$

$$[\varphi_r] = [L_{rr}] \cdot [I_r] + [L_{rS}] \cdot [I_S] \quad (\text{II.28})$$

$$\text{Avec: } [L_{SS}] = \begin{bmatrix} l_s & m_s & m_s \\ m_s & l_s & m_s \\ m_s & m_s & l_s \end{bmatrix} ; \quad [L_{rr}] = \begin{bmatrix} l_r & m_r & m_r \\ m_r & l_r & m_r \\ m_r & m_r & l_r \end{bmatrix}$$

La matrice des mutuelles inductances entre les phases du stator et du rotor est donnée par :

$$[L_{sr}] = [L_{rs}]^T \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta) & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta) \end{bmatrix} \quad (\text{II.29})$$

Où θ représente l'angle électrique que fait l'axe de la phase **A** du rotor avec celui de la phase **a** du stator.

En utilisant (II.27) et (II.28), les équations de tension deviennent alors :

$$[V_s] = [R_s] \cdot [I_s] + \frac{d}{dx} \{ [L_{ss}] \cdot [I_s] + [L_{sr}] \cdot [I_r] \} \quad (\text{II.30})$$

$$[V_r] = [R_r] \cdot [I_r] + \frac{d}{dx} \{ [L_{rr}] \cdot [I_r] + [L_{rs}] \cdot [I_s] \} \quad (\text{II.31})$$

Les coefficients des équations différentielles (II.30) et (II.31) varient en fonction du temps par l'intermédiaire de l'angle θ . La résolution analytique de ce système est donc difficile, mais ils existent plusieurs transformations, telle que la transformation de Park, qui permettent de résoudre ce problème et aboutir à un système différentiel non linéaire à coefficients constants.

Pour simplifier les équations de la machine, la transformation de Park normalisée consiste à transformer la machine asynchrone triphasée équilibrée en une machine biphasée équivalente (d et q) en appliquant aux valeurs des courants, tensions et flux un changement de variables faisant intervenir l'angle β entre les enroulements et l'axe direct d. Pour les grandeurs statoriques $\beta = \theta_s$ alors que pour les grandeurs rotoriques $\beta = \theta_r$. La matrice de Park est donc donnée par :

$$[P(\beta)] = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(\beta) & \cos(\beta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\beta + \frac{2\pi}{3}) \\ -\sin(\beta) & -\sin(\beta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\beta + \frac{2\pi}{3}) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad (\text{II.32})$$

L'application de la transformation de Park aux équations (II.30) et (II.31) et l'annulation des composantes homopolaires au rotor et au stator, vu que le système est équilibré, il nous permet d'écrire le système d'équations suivant dans un référentiel tournant à une vitesse arbitraire ω_a :

$$\begin{cases} V_{ds} = R_s I_{ds} + L_s \frac{dI_{ds}}{dt} + M \frac{dI_{dr}}{dt} - \omega_a (L_s I_{qs} + M I_{qr}) \\ V_{qs} = R_s I_{qs} + L_s \frac{dI_{qs}}{dt} + M \frac{dI_{qr}}{dt} + \omega_a (L_s I_{ds} + M I_{dr}) \\ 0 = R_r I_{dr} + L_r \frac{dI_{dr}}{dt} + M \frac{dI_{ds}}{dt} - \omega_r (L_r I_{qr} + M I_{qs}) \\ 0 = R_r I_{qr} + L_r \frac{dI_{qr}}{dt} + M \frac{dI_{qs}}{dt} + \omega_r (L_s I_{dr} + M I_{ds}) \end{cases} \quad (\text{II.33})$$

Ce système d'équations doit être exprimé dans un référentiel commun. Pour cela, il existe différentes possibilités pour choisir l'orientation de ce repère. Dans notre cas, nous avons choisi comme repère un référentiel fixe par rapport au stator, l'angle entre l'axe **d** et la phase **A** du stator est donc constant et les grandeurs sont sinusoïdales de pulsation égale à celle de l'alimentation. Le système devient alors :

$$\begin{cases} V_{ds} = R_s I_{ds} + L_s \frac{dI_{ds}}{dt} + M \frac{dI_{dr}}{dt} \\ V_{qs} = R_s I_{qs} + L_s \frac{dI_{qs}}{dt} + M \frac{dI_{qr}}{dt} \\ 0 = R_r I_{dr} + L_r \frac{dI_{dr}}{dt} + M \frac{dI_{ds}}{dt} + \omega (L_r I_{qr} + M I_{qs}) \\ 0 = R_r I_{qr} + L_r \frac{dI_{qr}}{dt} + M \frac{dI_{qs}}{dt} - \omega (L_s I_{dr} + M I_{ds}) \end{cases} \quad (\text{II.34})$$

Le couple électromécanique est donné par l'expression suivante :

$$C_e = P. (\varphi_{ds} I_{qs} - \varphi_{qs} I_{ds}) \quad (\text{II.35})$$

Où P est le nombre de paires de pôles.

II.5 Modélisation de la pompe centrifuge [AMR16] :

La pompe oppose un couple résistant donné par :

$$C_r = K_r. \Omega^2 \quad (\text{II.36})$$

Où :

Ω : vitesse du moteur asynchrone (rad/s)

K_r : un coefficient de proportionnalité [(Nm/ rad.s⁻¹)²] qui est donné par l'équation suivante :

$$K_r = \frac{P_n}{\Omega_n^3} \quad (\text{II.37})$$

Où :

P_n : puissance nominale du moteur asynchrone (W).

Ω_n : vitesse nominale du moteur asynchrone (rad/s).

- **Conclusion :**

La modélisation de chaque composant du système de pompage photovoltaïque a été élaborée à partir des modèles de la littérature (champ PV, convertisseurs (DC/DC, DC/AC)), moteur asynchrone ; pompe centrifuge). Cette modélisation est une étape essentielle, elle va nous permettre d'étudier la commande de ce système dans les chapitres qui suivent.

Chapitre III

Optimisation et commande du système de pompage photovoltaïque

- **Introduction :**

Pour la conception d'un système de pompage photovoltaïque au fil du soleil, une étude dimensionnelle, et l'application d'une commande (pour l'amélioration des performances statique et dynamique) est nécessaire.

Dans ce chapitre, nous présenterons en premier lieu une méthode de dimensionnement d'un système de pompage photovoltaïque, qui nous permettra de définir les éléments de notre système, de déterminer le nombre de panneaux nécessaires pour satisfaire les besoins quotidiens en eau.

Dans un second lieu, nous allons présenter la commande à appliquer : la méthode du contrôle direct du couple (DTC), son but est de contrôler la vitesse du moteur asynchrone et avoir un débit réglable. L'avantage de cette méthode est qu'elle a une mise en œuvre simple et une réponse dynamique rapide.

III.1 Les étapes de dimensionnement d'un système de pompage photovoltaïque [HAD05] :

- Evaluation des besoins en eau.
- Calcul de l'énergie hydraulique nécessaire.
- Détermination de l'énergie solaire disponible.
- Choix des composants.

III.1.1 Evaluation des besoins en eau [AMR15] :

L'estimation des besoins en eau c'est la première étape à suivre lors d'un dimensionnement d'une installation du pompage photovoltaïque. Dans le cas de l'irrigation, les besoins d'eau dépendent du type de culture, de la méthode d'irrigation et des facteurs météorologiques (la température, l'humidité, la vitesse du vent, l'évapotranspiration du sol, et la saison de l'année en question).

III.1.2 calcul de l'énergie électrique quotidienne requise [BOU12]:

L'énergie nécessaire pour soulever une certaine quantité d'eau sur certaine hauteur donnée pendant une journée est calculée à partir de l'équation suivante :

$$E_{ele} = \frac{C_H \cdot Q \cdot HMT}{R_p} \quad (III.1)$$

E_{ele} : Habituellement exprimé en KWh.

Q : Débit journalier (m^3 /jour).

HMT : Hauteur manométrique.

R_p : En général le rendement des groupes motopompes est de 30% et 45%, selon le type de pompe et de moteur [BOU12].

$$C_H = \frac{g \cdot \rho}{3600} = 2.725 \quad (III.2)$$

g : Constante de gravité (9.81 m/s^{-1}).

ρ : La densité de l'eau (1000 kg/m^3).

III.1.3 Détermination de l'énergie solaire disponible :

Il est nécessaire de connaître l'énergie solaire reçue en moyenne par jour sur le site pendant une période donnée [AMR15].

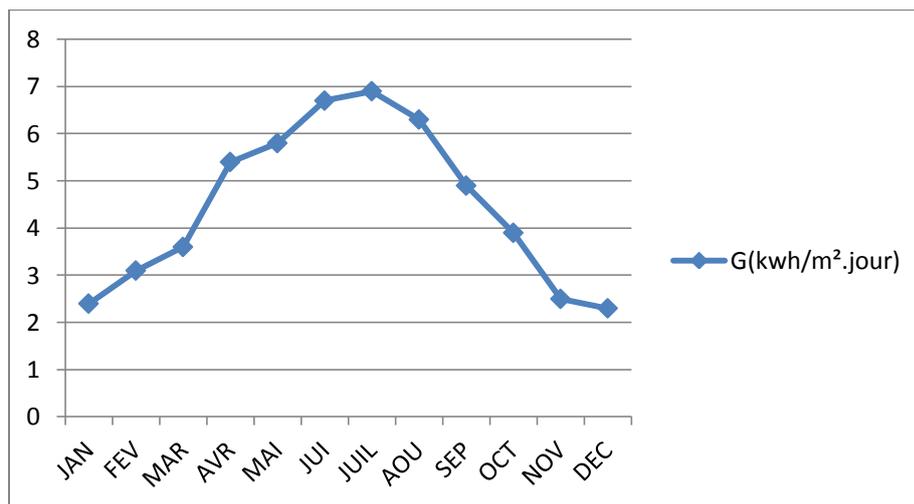


Figure (III.1) : Irradiation globale moyenne mensuelle journalière sur plan horizontal du site de Bejaïa de 1998 à 2007 [AMR15].

III.1.3.1 Inclinaison et orientation optimale des capteurs photovoltaïques :

L'inclinaison β des modules photovoltaïques (PV) par rapport au plan horizontal doit se faire de manière à optimiser le rapport entre l'irradiation solaire et l'énergie hydraulique nécessaire [HAD05].

L'inclinaison optimale est la latitude du lieu plus 10° [HAD05]. Les panneaux doivent constamment maintenir un angle droit avec les rayons du soleil, sinon orienté en plein Sud dans l'hémisphère Nord et plein Nord dans l'hémisphère Sud [HAD05].

III.1.3.2 Mois de dimensionnement [BOU12]:

Le mois de dimensionnement sera le mois le plus défavorable, son principe est de réaliser un bilan énergétique sous les conditions les plus défavorables pour le système. C'est-à-dire, si le système fonctionne durant ce mois, il fonctionnera dans les autres mois, donc il nous garantit un fonctionnement annuel. L'irradiation solaire et l'énergie hydraulique nécessaire correspondantes à ce mois, serviront pour le choix des composantes du système.

III.1.4 Choix des composantes de système :

III.1.4.1 Dimensionnement de la pompe centrifuge :

Dans notre cas le débit journalier sera de 25 m³/jour et la HMT est estimée à 10 m. La pompe choisie a un rendement de 55%, et l'efficacité du moteur, d'environ 80% au point de fonctionnement nominal. Le rendement total du groupe motopompe (R_p) sera donc de 44%. D'après l'équation (III.1) de l'énergie électrique requise par la pompe on aura :

$$E_{ele} = \frac{2,725 \times 25 \times 10}{0,44} \quad (III.3)$$

$$E_{ele} = 1548.29 \text{ Wh/jour}$$

III.1.4.2 Dimensionnement du champ photovoltaïque :

D'après la figure (III.1), le mois de décembre est le mois où l'ensoleillement (G) est défavorable pour une inclinaison de 36,43°, c'est-à-dire un maximum de 2.2 heures de soleil par jour. En supposant des pertes de 20% attribuables à la température, à la poussière et au rendement de l'onduleur, dans ce cas la puissance (P_c) du champ photovoltaïque se calculera comme suite :

$$P_c = \frac{E_{ele}}{\tau_p(1-pertes)} \quad (III.4)$$

$$P_c = \frac{158.29}{2,2(1 - 0,2)} = 897.7 \text{ W}$$

Pour des panneaux de types Siemens 110W, $V_{opt} = 35 \text{ V}$, $I_{opt} = 3.15 \text{ A}$, le nombre de panneaux à utiliser peut se calculer de la manière suivante :

$$N_{pv} \geq ENT \left[\frac{P_c}{P_{pv,u}} \right] \quad (\text{III.5})$$

$$N_{pv} \geq ENT \left[\frac{879.7}{110} \right] = 8$$

Pour 8 panneaux photovoltaïques la puissance totale sera égale :

$$P_{pv,tot} = 8 * 110 = 880 \text{ W} \quad (\text{III.6})$$

On branche les panneaux en parallèle. Parce que (les caractéristiques du moteur asynchrone utiliser : $P_n = 746 \text{ W}$, $I_n = 3.4 \text{ A}$).

La tension à la sortie du générateur photovoltaïque totale sera :

$$V_{pv,tot} = N_{pv} \cdot V_{opt} \quad (\text{III.7})$$

$$V_{pv,tot} = 8 * 35 = 280 \text{ V}$$

Le courant à la sortie de générateur photovoltaïque totale sera :

$$I_{pv} = \frac{P_c}{V_{max}} = \frac{880}{280} = 3.14285 \text{ A} \approx 3.15 \text{ A} \quad (\text{III.8})$$

II.2 La commande du point de puissance maximum (Maximum Power Point Tracking) :

Par définition, une commande MPPT (maximum power point tracking), associé à un convertisseur DC/DC d'adaptation permet de faire fonctionner un générateur photovoltaïque de façon à produire en permanence le maximum de sa puissance, quels que soit les conditions météorologiques (irradiation, température), cette commande ainsi place le système au point de fonctionnement maximum (V_{opt} , I_{opt}). Le premier système de puissance MPPT à été introduit en 1968 pour un système spatial. Au cours des années, plusieurs algorithmes (MPPT) ont été développés et largement adaptés pour déterminer le point de puissance maximum [LAL09].

III.2.1 Méthode « Perturbation et Observation » :

C'est la méthode la plus utilisée du fait de sa simplicité : une boucle de retour et peu de mesures sont nécessaires. La tension aux bornes des panneaux est volontairement perturbée (augmentée ou diminuée) puis la puissance est comparée à celle obtenue avant perturbation. Précisément, si la puissance aux bornes du panneau est augmentée du fait de la perturbation, la perturbation suivante est faite dans la même direction. Réciproquement, si la puissance diminue, la nouvelle perturbation est réalisée dans le sens opposé [ROU09].

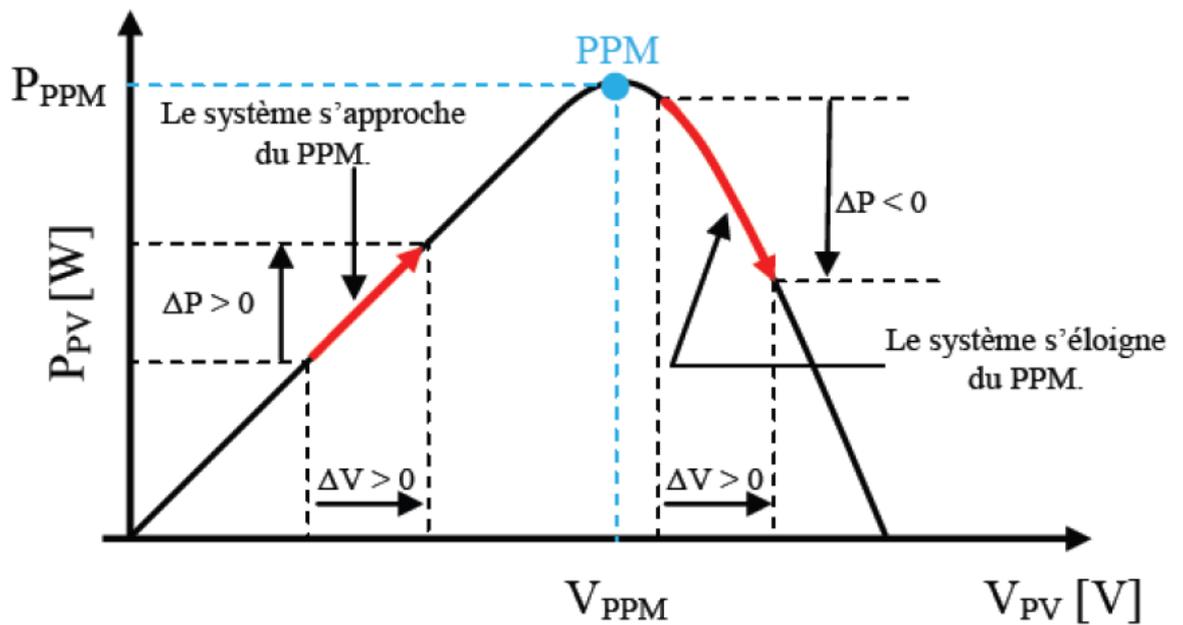


Figure (III.2) : caractéristique P_{pv} (V_{pv}) d'un panneau solaire [ROU09].

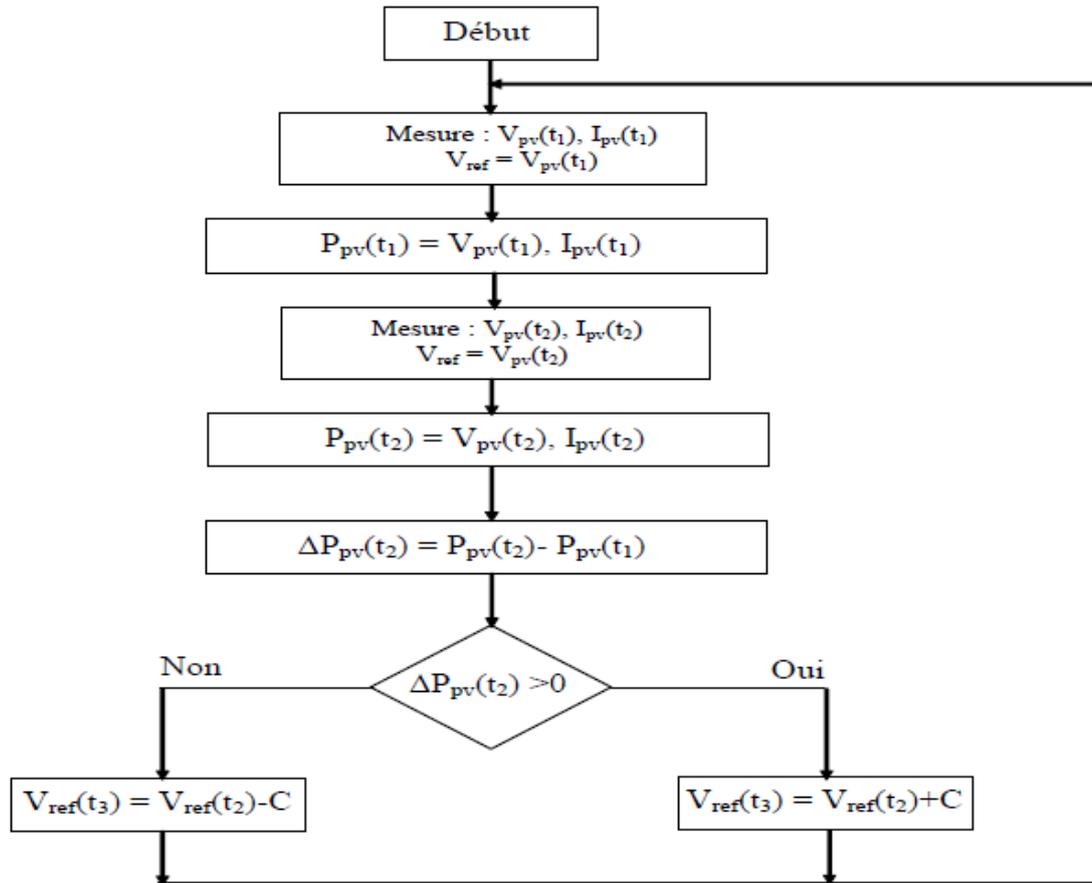


Figure (III.3) : Diagramme fonctionnel algorithme "perturbation et observation" [BEL15].

Un organigramme de fonctionnement de cette méthode est montré dans la figure (III.3). Les avantages de cette méthode peuvent être récapitulés comme suit: la connaissance des caractéristiques du générateur photovoltaïque n'est pas exigée, c'est une méthode relativement simple. Néanmoins, en régime permanent, le point de fonctionnement oscille autour du MPP, provoquant ainsi une perte d'énergie.

III.3 Modélisation du bus continu [BOU10]:

Pour réduire les fluctuations de la tension du réseau, on utilise couramment une capacité de filtrage (ou de découplage). Celle-ci matérialise le bus continu qui est traversé par tous les flux énergétique du réseau. Une augmentation de la taille de cette capacité permet de diminuer l'interaction entre les différents éléments interconnectés au bus continu mais cette solution conduit à une augmentation du volume, du poids et du coût du système. Ces notions sont des critères importants pris en compte dans la phase de conception de

certaines applications, et une telle solution n'est pas envisageable. Une autre solution consiste d'agir sur la commande des convertisseurs afin de réguler la tension du bus continu. Cette solution permet une diminution significative de la taille de la capacité du bus continu et un gain important à la fois en volume et en poids. En revanche, une modélisation du bus continu est indispensable pour mettre en place une stratégie de réglage.

Le schéma équivalent des différents éléments interconnectés au bus continu est illustré sur la figure (III.4)

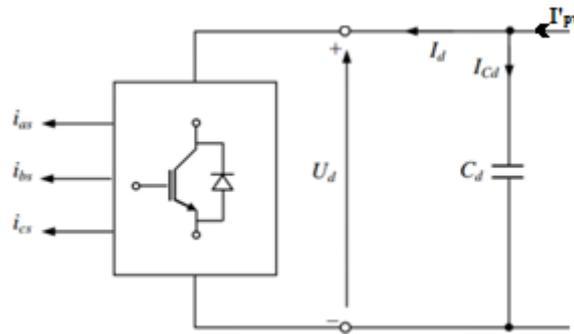


Figure (III.4) : schéma équivalent des éléments interconnectés au bus continu

Le courant du bus continu s'exprime en fonction des courants du côté alternatif et de l'état des bras du convertisseur par :

$$I_d = S_a \cdot i_{as} + S_b \cdot i_{bs} + S_c \cdot i_{cs} \quad (\text{III.9})$$

Où : i_{as} , i_{bs} et i_{cs} sont des courants statoriques de la machine.

Cette relation montre l'influence des états de commutation sur le courant du bus continu, d'où la nécessité du filtrage.

Ce courant s'exprime également en fonction des courants côté continu par :

$$I_d = -(I_{cd} + I_{pv}) \quad (\text{III.10})$$

Où : I_{cd} désignent le courant circulant dans la capacité de filtrage C_d .

En substituant la relation liant le courant circulant dans la capacité avec la tension du bus continu. On trouve :

$$I_{cd} = -C_d \frac{dU_d}{dt} \quad (\text{III.11})$$

Cette dernière expression donne l'évolution dynamique de la tension du bras continu.

III.4 Commande de la machine asynchrone [AMR16] :

L'absence totale du découplage entre le flux et le couple dans la machine asynchrone et qui est la seule entrée électrique liée au stator, posent des problèmes difficile pour sa commande. Dans la commande des systèmes non linéaires ou ayant des paramètres non constants. Les lois de commande classique peuvent être insuffisantes car elles sont non robustes surtout lorsque les exigences sur la précision et autre caractéristiques dynamique des systèmes sont strictes. On doit faire appel à des lois de commande insensibles aux variations des paramètres, aux perturbations et aux non linéaire.

III.4.1 Commande directe du couple du moteur asynchrone [ABO15] :

Afin d'avoir un débit réglable de la pompe, il est nécessaire d'avoir un système de contrôle du moteur asynchrone. La commande vectorielle par orientation du flux rotorique présente l'inconvénient d'être relativement sensible aux variations des paramètres de la machine, c'est pourquoi qu'au milieu des années 80, une stratégie de contrôle direct du couple de la machine asynchrone est apparue sous le nom de DTC (Direct Torque Control), cette méthode a été proposée par I. Takahashi et Depenbrock [TOU08].

Le principe de la commande DTC consiste à la sélection d'un vecteur parmi les huit vecteurs tensions délivrés par l'onduleur de tension pour contrôler le couple et le flux statorique après la détermination des composantes du vecteur flux statorique, soit par estimation en intégrant les tensions statoriques soit par observation. Ensuite, le couple électromagnétique est déterminé à partir des courants statoriques mesurés. Par la suite, l'erreur instantanée du couple est calculée et appliquée à un régulateur à hystérésis double bande qui va générer à sa sortie une variable à trois niveaux (-1, 0, 1), pour définir le sens d'évolution souhaitée pour le couple. Concernant le flux statorique, son module est calculé à partir des valeurs de ses coordonnées, puis son erreur sera appliquée à un régulateur à hystérésis de bande unique qui va fournir une variable binaire, définissant l'évolution du flux souhaité. La commande DTC présente l'avantage d'avoir une mise en œuvre simple sans avoir recourt à des capteurs mécaniques et une réponse dynamique rapide, cependant elle présente des problèmes pour les faibles vitesses et la nécessité d'avoir des estimateurs de flux statorique et du couple électromagnétique.

Avantages :

- Absence de calculs dans le repère rotorique (d, q) et donc l'utilisation d'une matrice de rotation.
- Absence de bloc de calcul de modulation de tension MLI.
- Pas d'obligation de découplage des courants par rapport aux tensions de commande comme dans le cas de la commande vectorielle.
- Présence d'un seul régulateur, celui de la boucle externe de vitesse.
- Pas d'obligation de connaître avec une grande précision la position rotorique car seule l'information sur le secteur dans lequel se trouve le vecteur du flux statorique est nécessaire.
- Très bonne réponse dynamique.

Inconvénients :

- Problèmes de commande à basse vitesse.
- Nécessité de disposer d'estimations du flux statorique et du couple.
- Existence d'oscillations de couple.
- Fréquence de commutations non constantes (utilisation de régulateurs à hystérésis).

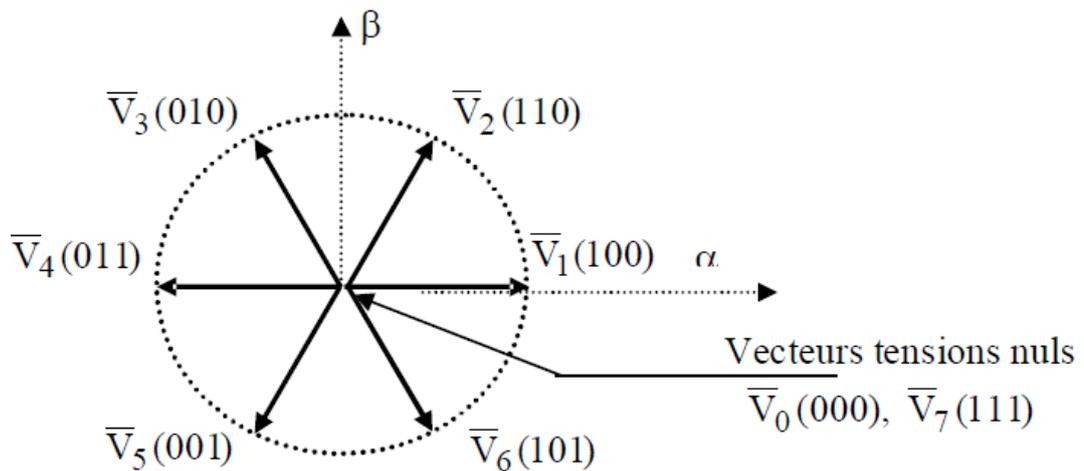
Cela conduit à un contenu harmonique riche augmentant les pertes, les bruits acoustiques et les oscillations du couple qui peuvent exciter des résonances mécaniques.

III.4.2 Modèle du vecteur tension de l'onduleur [CHI08] :

Un onduleur de tension classique à 2 niveaux permet d'atteindre 7 positions distinctes dans le plan de phase, correspondant aux huit séquences de tension de l'onduleur.

$$V_s = \sqrt{\frac{2}{3}} \times V_{dc} \times (S_a + S_b e^{j\frac{2\pi}{3}} + S_c e^{j\frac{4\pi}{3}}) \quad (\text{III.12})$$

Les différentes combinaisons des 3 grandeurs (S_a , S_b , S_c) permettent de générer huit positions du vecteur V_s dont deux correspondant au vecteur nul.



Figure(III.5) : Représentation des vecteurs tensions générés par l'onduleur.

La méthode la plus simple de piloter l'onduleur consiste en un pilotage direct de l'onduleur par applications successives à la période de commande de l'onduleur T_e , des vecteurs V_i non nuls, et des vecteurs nuls V_0, V_7 . Le vecteur de contrôle a donc huit possibilités et le seul réglage possible est le temps d'application des vecteurs (période fixe T_e).

III.4.3 Stratégie de commande directe du flux et du couple :

III.4.3.1 Principe du contrôle du flux statorique [DJA16] :

Le contrôle direct du couple est basé sur l'orientation du flux statorique. L'expression du flux statorique dans le référentielle lié au stator de la machine est obtenue par l'équation suivante :

$$\varphi_s(t) = \int_0^t (V_s - R_s \cdot i_s) dt + \varphi_{s0} \quad (III.13)$$

Pendant une période de contrôle $[0 ; T_e]$, correspondant à la période d'échantillonnage T_e l'expression (III.13) peut s'écrire comme suit :

$$\varphi_s(t) = \varphi_{s0} + V_s \cdot T_e - R_s \int_0^{T_e} i_s \cdot dt \quad (III.14)$$

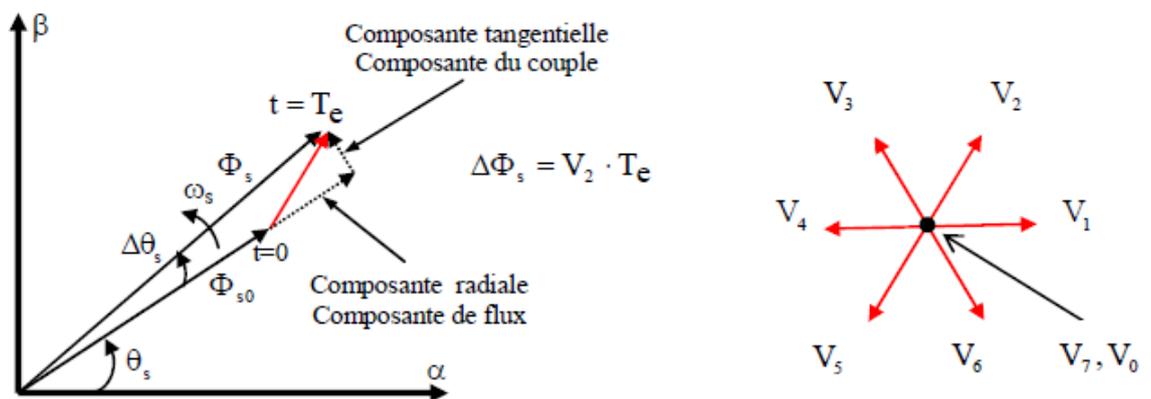
Où : φ_{s0} est le vecteur flux à l'instant $t=0$.

En applique un vecteur de tension non nul à la machine, et on considère le terme $R_s I_s$ négligeable devant la tension V_s ce qui se vérifie lorsque la vitesse de rotation est suffisamment élevée. On aura:

$$\varphi_s = \varphi_{s0} + V_s T_e \tag{III.15}$$

$$\Delta\varphi_s = V_s T_e \tag{III.16}$$

L'équation (III.16) est illustrée dans la Figure (III.6), qui montre l'extrémité du vecteur flux statorique $\varphi_s(t)$ qui se déplace sur une droite dont la direction est donnée par le vecteur tension appliqué V_s



Figure(III.6) : Exemple de l'évolution de l'extrémité de φ_s pour $R_s \cdot i_s$ négligeable

$$(V_s = V_2)$$

En choisissant une séquence adéquate du vecteur V_s sur la période de commande T_e , il est donc possible de fonctionner avec un module de flux φ_s pratiquement constant, en faisant suivre à l'extrémité de φ_s une trajectoire presque circulaire, si la période T_e est très faible devant la période de rotation de flux statorique.

Lorsque le vecteur de tension V_s sélectionné est non nul, la direction du déplacement de l'extrémité de φ_s est donné par sa dérivée $\frac{d\varphi_s}{dt}$, ainsi que la vitesse de déplacement de l'extrémité de φ_s . lorsqu'on néglige le terme $R_s I_s$, le vecteur tension est donné par $V_s = \frac{d\varphi_s}{dt}$ la vitesse de rotation φ_s dépend fortement du choix de V_s .

III.4.3.2 Contrôle du couple électromagnétique :

Les équations électriques de la machine asynchrone peuvent être exprimées, en grandeurs vectorielles dans le référentiel lié au stator, de la manière suivante :

$$\begin{cases} V_s = R_s i_s + \frac{d\varphi_s}{dt} \\ V_r = 0 = R_r i_r + \frac{d\varphi_r}{dt} - j\omega\varphi_r \end{cases} \quad \text{(III.17)}$$

Le courant rotorique s'écrit :

$$I_r = \frac{1}{\sigma} \left(\frac{\varphi_r}{L_r} - \frac{M}{L_s L_r} \varphi_s \right) \quad \text{(III.18)}$$

Les équations deviennent :

$$\begin{cases} V_s = R_s i_s + \frac{d\varphi_s}{dt} \\ \frac{d\varphi_r}{dt} + \left(\frac{1}{\sigma\tau_r} - j\omega \right) \varphi_r = \frac{M}{L_r} \frac{1}{\sigma\tau_r} \varphi_s \end{cases} \quad \text{(III.19)}$$

Ces relations montrent que :

- Le contrôle du vecteur φ_s est possible à partir du vecteur V_s , à la chute de tension $R_s i_s$ près.
- Le flux φ_r suit les variations de φ_s avec une constante de temps $\sigma\tau_r$.

En régime permanent, l'équation (III.19) s'écrit :

$$\varphi_r = \frac{M}{L_s} \frac{\varphi_s}{1 - j\omega\sigma\tau_r} \quad \text{(III.20)}$$

En posant $\gamma = (\varphi_s \wedge \varphi_r)$, le couple s'exprime sous la forme suivante :

$$T_{em} = p \frac{M}{\sigma L_s L_r} \varphi_s \varphi_r \sin \gamma \quad \text{(III.21)}$$

Le couple dépend de l'amplitude des deux vecteurs φ_s et φ_r et de leur position relative. De ce fait, si on parvient à contrôler parfaitement le flux φ_s (à partir de V_s) en module et en position, on peut alors contrôler l'amplitude de la position relative de φ_r et donc contrôler le couple, à condition que la période de commande T_e de la tension V_s est telle que $T_e \ll \sigma\tau_r$ [ELB06].

III.4.4 Structure du système de contrôle direct du couple :

Le vecteur tension à la sortie de l'onduleur est déduit à partir des écarts de couple et du flux, estimés par rapport à leurs références, et de la position du vecteur (φ_s). Il est donc nécessaire d'estimer le flux statorique et le couple électromagnétique avec la meilleure précision possible pour obtenir de bonnes performances du système.

III.4.4.1 Estimateur du flux statorique :

L'estimateur du flux est réalisé à partir des mesures des grandeurs statoriques (courants et tensions) de la machine.

A partir des commandes (S_a, S_b, S_c) et de la tension V_{dc} , on détermine les valeurs des tensions $v_{s\alpha}$ et $v_{s\beta}$ en appliquant la transformation de Concordia:

$$\begin{cases} v_{s\alpha} = \sqrt{\frac{2}{3}} V_{dc} \left[S_a - \frac{1}{2} (S_b + S_c) \right] \\ v_{s\beta} = \frac{1}{\sqrt{2}} V_{dc} [S_b - S_c] \end{cases} \quad (\text{III.22})$$

De même, les courants $i_{s\alpha}$ et $i_{s\beta}$ sont obtenus à partir de l'application de la transformation de Concordia aux courants i_{sa}, i_{sb} et i_{sc} mesurés:

$$\begin{cases} i_{s\alpha} = \sqrt{\frac{3}{2}} i_{sa} \\ i_{s\beta} = \frac{1}{\sqrt{2}} (i_{sb} - i_{sc}) \end{cases} \quad (\text{III.23})$$

L'utilisation de la relation (III.13), permet alors de déterminer directement les composantes (α, β) du vecteur flux statorique (φ_s) [REK 04]:

$$\begin{cases} \varphi_{s\alpha} = \int_0^t (V_{s\alpha} - R_s i_{s\alpha}) dt \\ \varphi_{s\beta} = \int_0^t (V_{s\beta} - R_s i_{s\beta}) dt \end{cases} \quad (\text{III.24})$$

Dont le module s'écrit :

$$\varphi_s = \sqrt{\varphi_{s\alpha}^2 + \varphi_{s\beta}^2} \quad (\text{III.25})$$

III.4.4.2 Estimation du couple électromagnétique :

Le couple est estimé directement à partir des grandeurs estimées du flux $\varphi_{s\alpha}$ et $\varphi_{s\beta}$ et des grandeurs calculées du courant $i_{s\alpha}$ et $i_{s\beta}$ [REK 04].

$$T_{em} = p(\varphi_{s\alpha} \cdot i_{s\beta} - \varphi_{s\beta} \cdot i_{s\alpha}) \tag{III.26}$$

III.5 choix de la séquence de commande :

Le choix de \bar{v}_s dépend de la position du flux $\bar{\phi}_s$, de la variation souhaitée de son module, de l'évolution souhaitée pour sa vitesse de rotation et par conséquent pour le couple. L'espace d'évolution de $\bar{\phi}_s$ dans le référentiel (α, β) lié au stator est divisé en six secteurs angulaires de $(\pi/3)$, ce partage permet de déterminer pour chaque secteur, la séquence de contrôle adéquate pour les états des grandeurs de contrôle. L'effet du vecteur tension pouvant être sélectionné est mentionné sur la Figure (III.6)

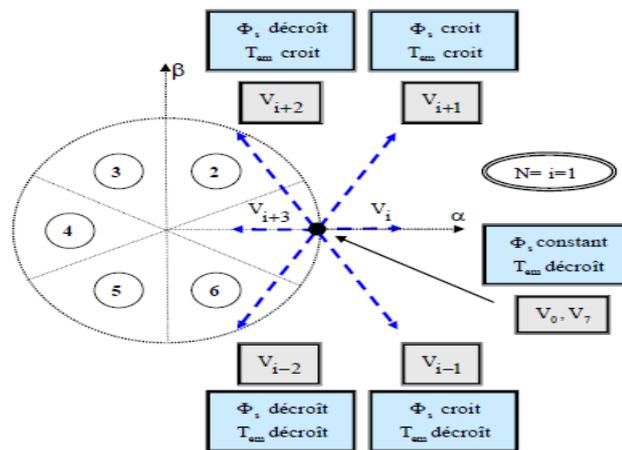


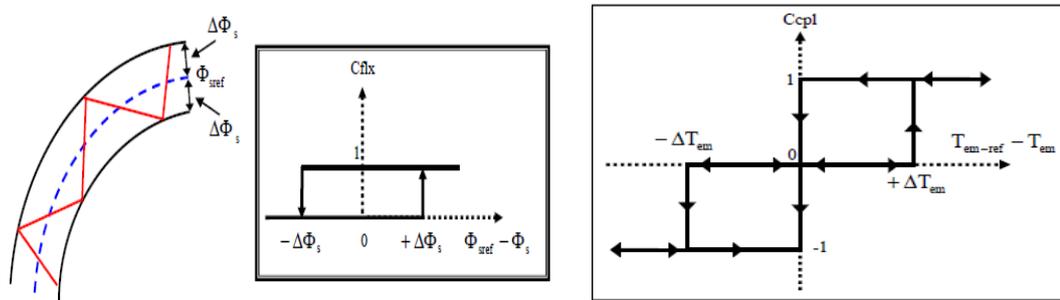
Figure (III.7) : Sélection du vecteur tension selon la zone N=1

Lorsque le vecteur flux se trouve dans la zone N (Fig.III.7), les deux vecteurs V_i et V_{i+3} ont la composante de flux la plus importante (composante radiale sur la Figure III.6) et leur effet sur le couple dépend de la position du vecteur flux dans la zone considérée ; c'est la cause pour laquelle ils ne sont jamais appliqués. La sélection des vecteurs tension nuls, permet de diminuer la fréquence de commutation moyenne du variateur [WIT00], une séquence nulle est systématiquement appliquée lorsque on emploie des régulateur à trois niveaux pour le couple [WIT00], [TAK85].

III.6 Elaboration du vecteur de commande :

Dans la DTC classique, des comparateurs à hystérésis sont utilisés, un pour la différence entre le couple désiré et le couple estimé et un autre pour l’erreur du flux. Le comparateur du flux est du type « deux niveaux » figure (III.8).

Pour le couple, on considère un comparateur de type « trois niveaux » afin de permettre un contrôle de la machine dans les deux sens de rotation ($C_{em}>0$ ou $C_{em}<0$).



Figure(III.8) : Comparateurs à hystérésis du flux à deux niveaux et du couple à trois niveaux

Les sorties des deux comparateurs à hystérésis sont utilisées comme entrées d’une table qui indique directement la configuration de l’onduleur. La position du flux statorique est divisée en six secteurs, lorsque le secteur change ou que la sortie des comparateurs à hystérésis change le tableau permet de déterminer la configuration de l’onduleur à utiliser.

Comparateur de flux	Comparateur de couple	Secteur					
		1	2	3	4	5	6
$C_{flux}=1$	$C_{cp1}=1$	V_2	V_3	V_4	V_5	V_6	V_1
	$C_{cp1}=0$	V_7	V_0	V_7	V_0	V_7	V_0
	$C_{cp1}=-1$	V_6	V_1	V_2	V_3	V_4	V_5
$C_{flux}=0$	$C_{cp1}=1$	V_3	V_4	V_5	V_6	V_1	V_2
	$C_{cp1}=0$	V_0	V_7	V_0	V_7	V_0	V_7
	$C_{cp1}=-1$	V_5	V_6	V_1	V_2	V_3	V_4

Tableau (III.1): commande DTC – Table de commutation

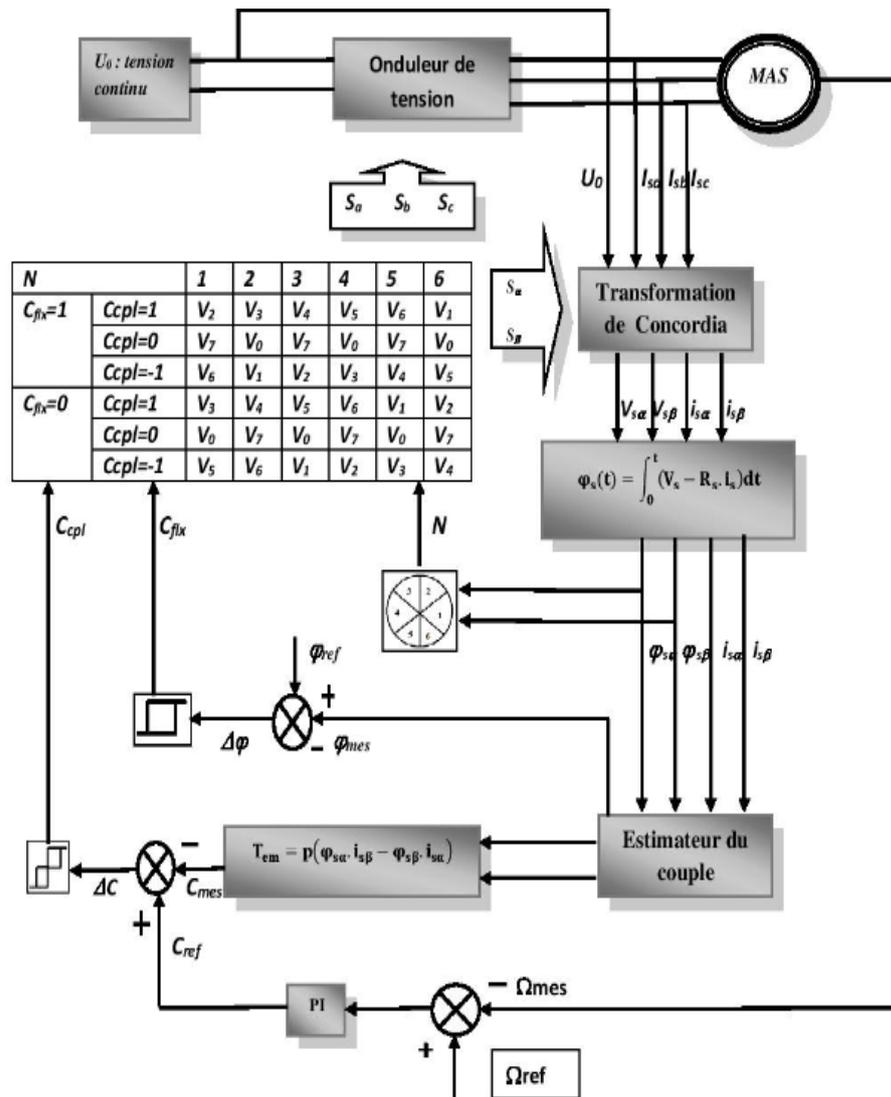


Figure (III.9) : Structure générale du contrôle direct du couple (DTC).

Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons dimensionné les différents composants du système de pompage PV, à savoir la pompe centrifuge et son moteur asynchrone d'entraînement, ainsi que le nombre de panneaux nécessaire pour satisfaire les besoins en eau d'irrigation. Aussi on a défini les deux commandes à utiliser dans notre système PV, la commande MPPT «P&O» du convertisseur (DC-DC) pour obtenir le point de puissance maximale du GPV et la commande DTC pour améliorer les performances de la machine asynchrone utilisée.

Chapitre IV

Simulation du système de pompage photovoltaïque

Introduction :

L'objectif de ce dernier chapitre est de faire la simulation numérique sous MATLAB/SIMULINK de notre système de pompage photovoltaïque avec la commande non linéaire DTC. Ce dernier est constitué d'un moteur asynchrone accouplé à une pompe centrifuge. L'ensemble est alimenté par un générateur photovoltaïque (GPV) composé de huit panneaux PV, deux stratégies de commande ont été mise en œuvre. La première est basée sur la mesure de courant et de tension photovoltaïque pour assurer le fonctionnement du GPV à sa puissance maximale via la commande MPPT de type « P&O » du hacheur survolteur. La deuxième, utilise le concept de la commande DTC (Direct Torque Control) pour contrôler le moteur asynchrone qui entraîne la pompe.

IV.1 Simulation du système de pompage photovoltaïque :

Le schéma de notre système étudié est représenté sur la figure (IV.1) ci-dessous. La vitesse de référence (Ω_{ref}) est calculée en fonction de la puissance photovoltaïque optimisée par l'algorithme MPPT « P&O », elle est donnée par la relation suivante :

$$\Omega_{ref} = \Omega_n * \sqrt[3]{P_{pv_tot} * \eta / P_n} \quad (IV.1)$$

Avec :

P_{pv_tot} : Puissance photovoltaïque totale (W).

Ω_n : vitesse nominale de moteur asynchrone (rad/s).

η : rendement du groupe motopompe.

P_n : puissance nominale du moteur (W).

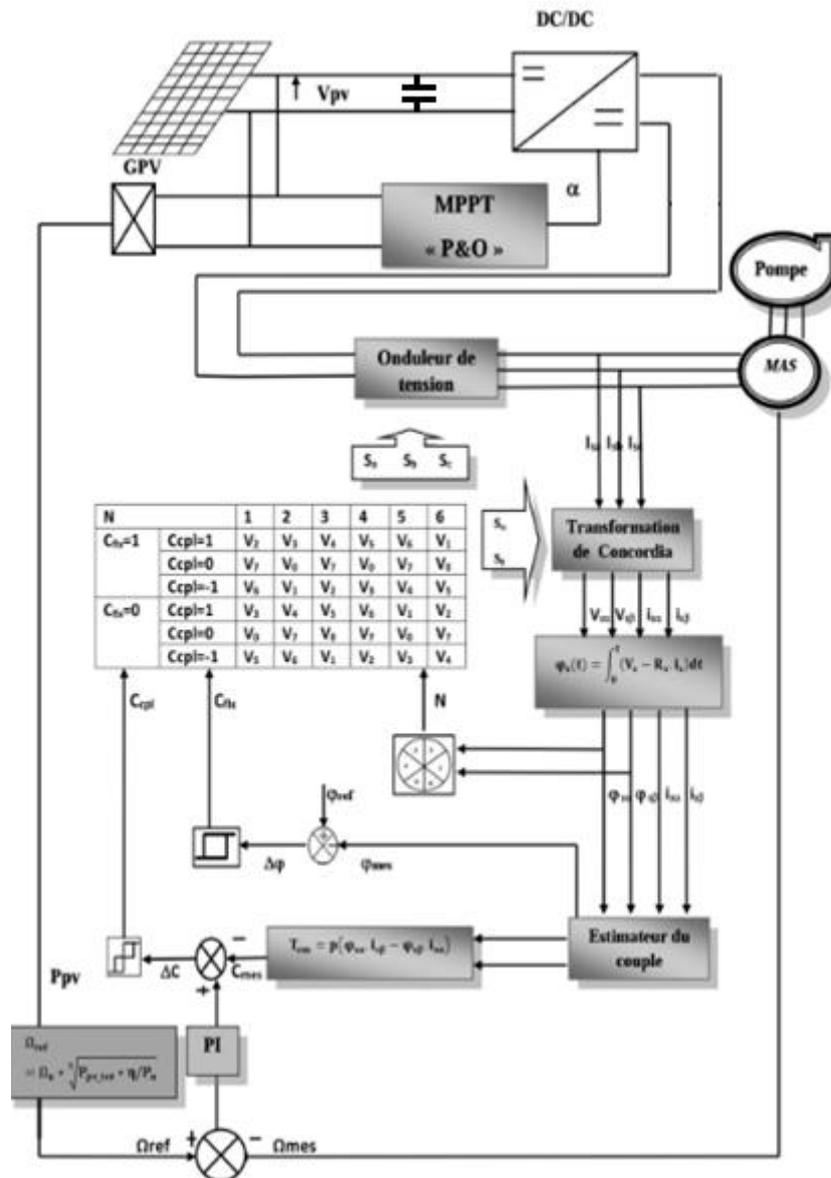


Figure (IV.1) : schéma global du système de pompage photovoltaïque étudié.

IV.2 Résultats de la simulation :

Les figures ci-dessous représentent les résultats de simulation de notre système de pompage photovoltaïque contrôlé par la commande MPPT « P&O » et la commande DTC. Pour améliorer les performances du moteur asynchrone, un régulateur PI est utilisé pour la régulation de la vitesse de la MAS. Ce modèle est simulé dans le référentiel fixe lié au stator (α, β).

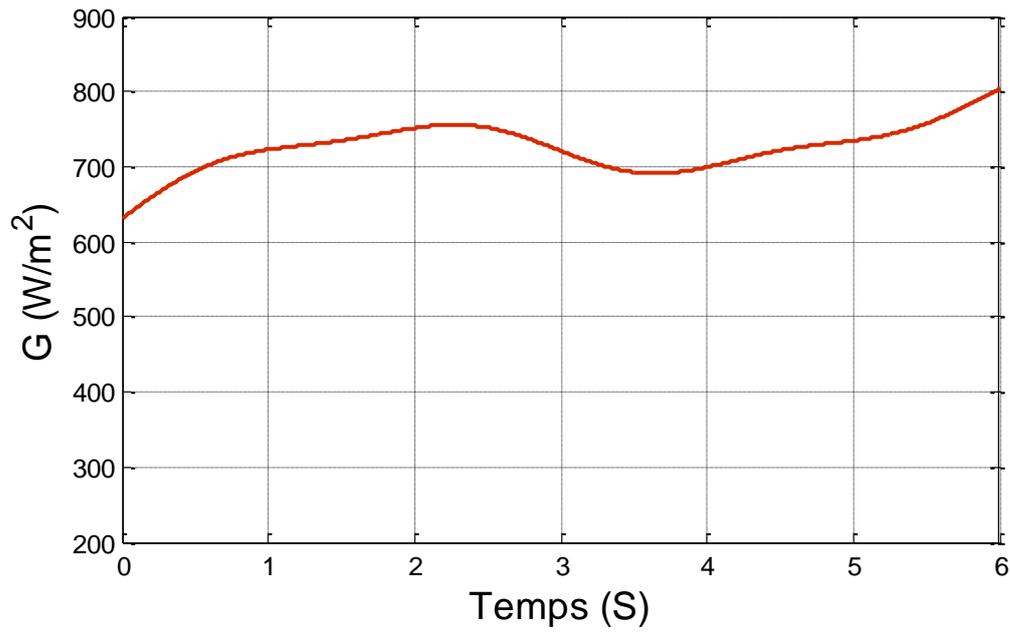


Figure (IV.2) : Le profil de l'irradiation solaire à l'entrée du GPV.

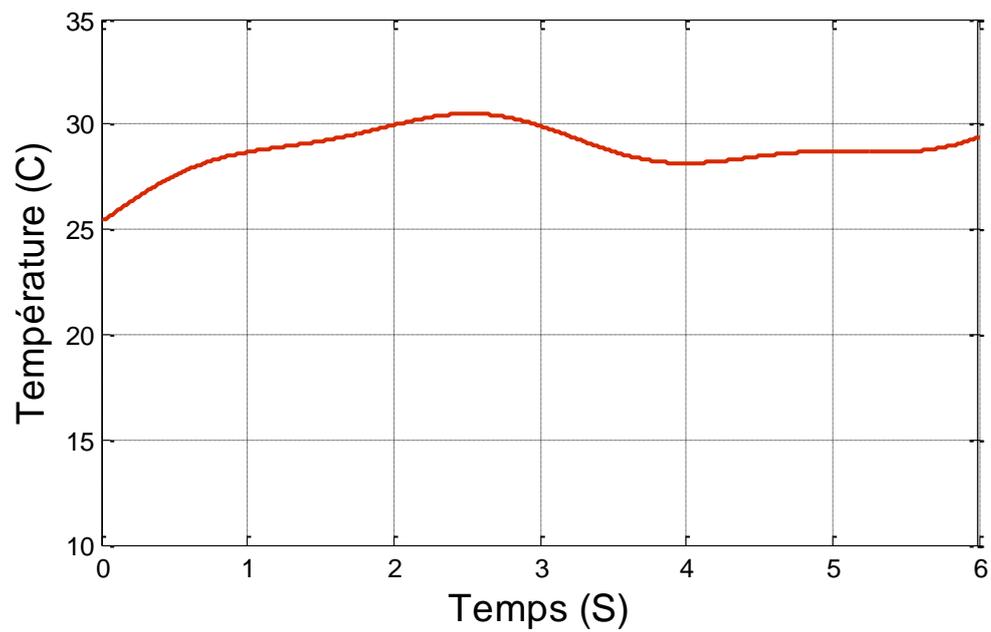


Figure (IV.3) : Le profil de la température à l'entrer du GPV.

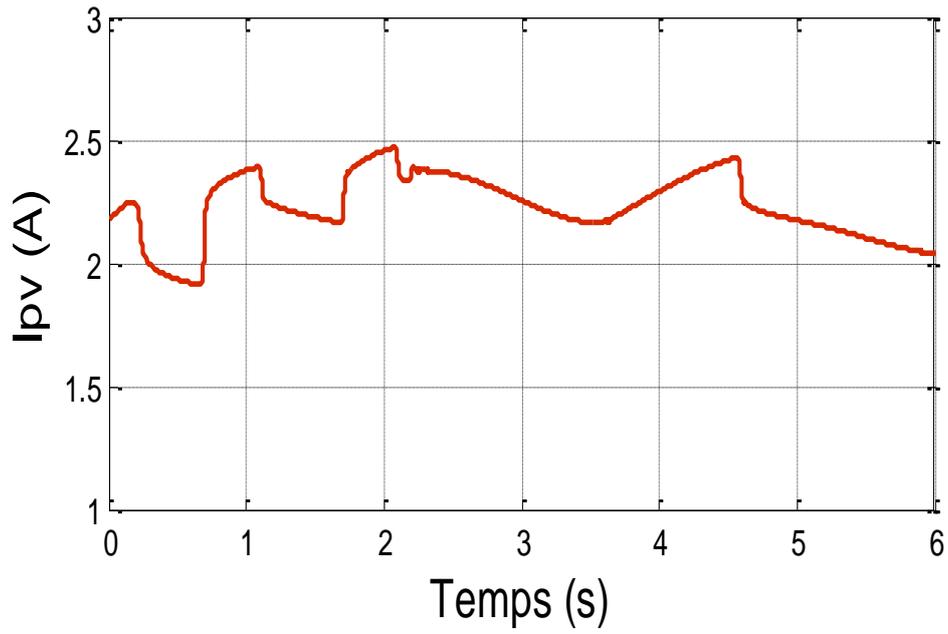


Figure (IV.4) : L'allure du courant I_{pv} (A).

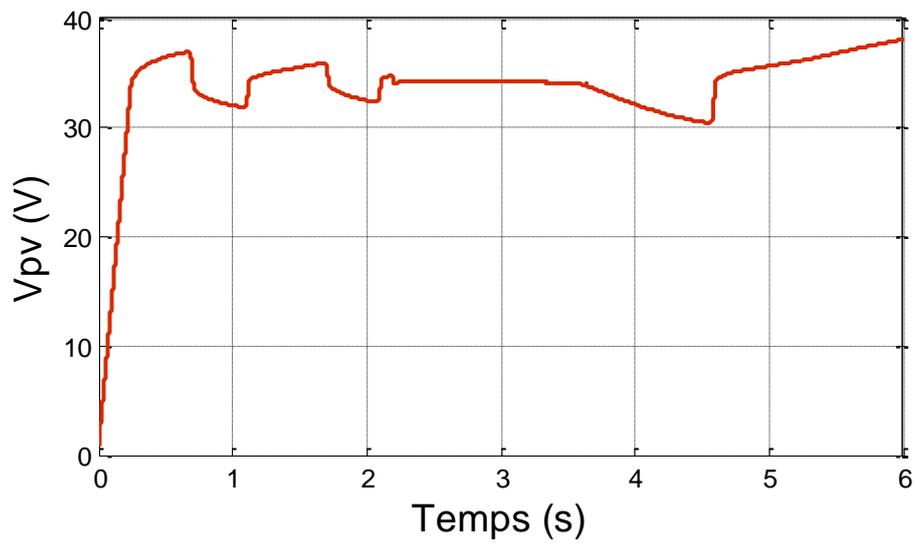


Figure (IV.5) : L'évolution de la tension V_{pv} (V).

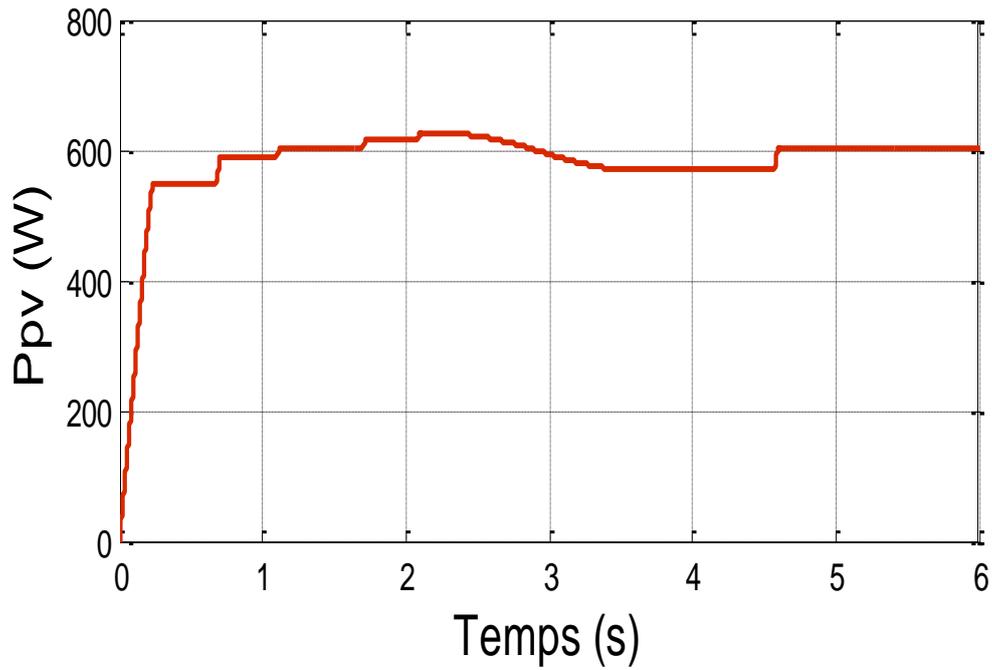


Figure (IV.6) : L'allure de la puissance PV.

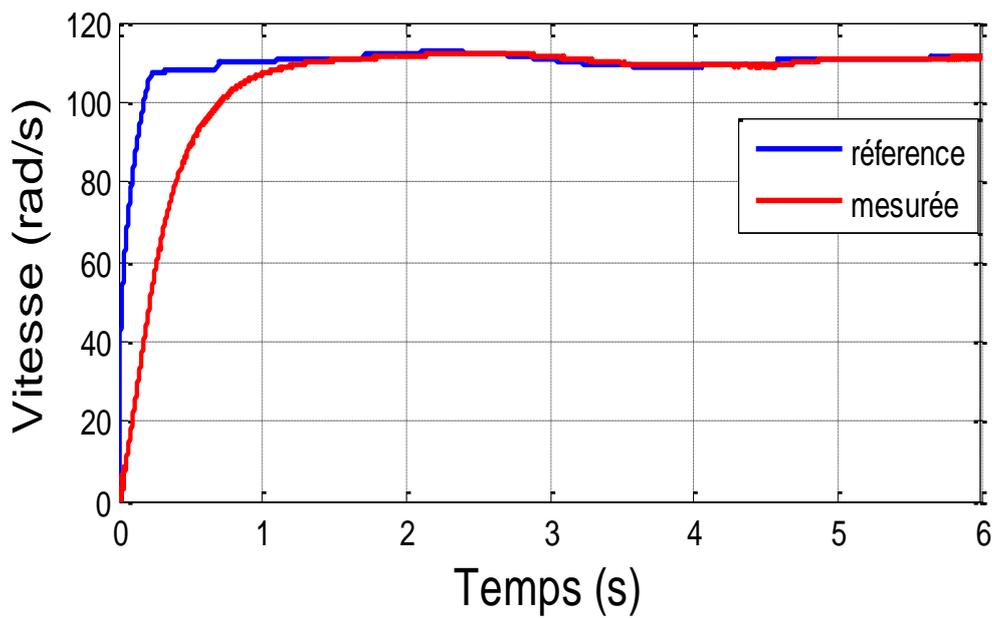


Figure (IV.7) : L'évolution de la vitesse de référence et mesurée.

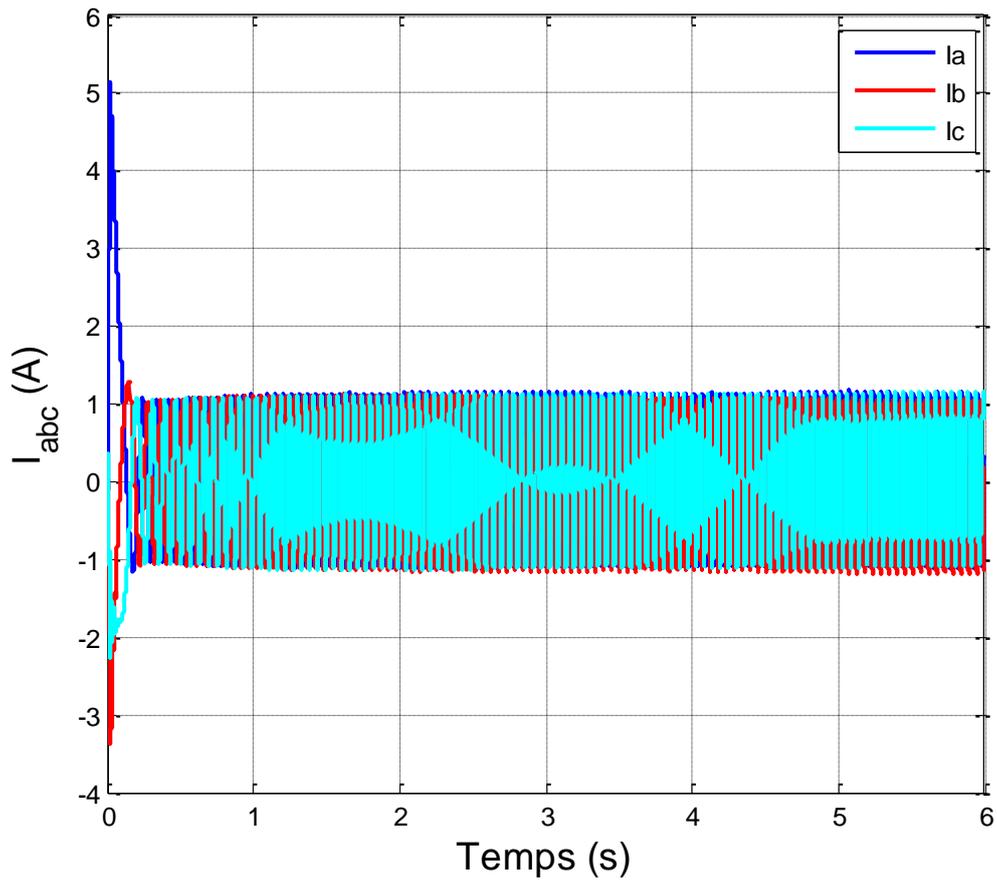


Figure (IV.8) : L'évolution des courants statorique.

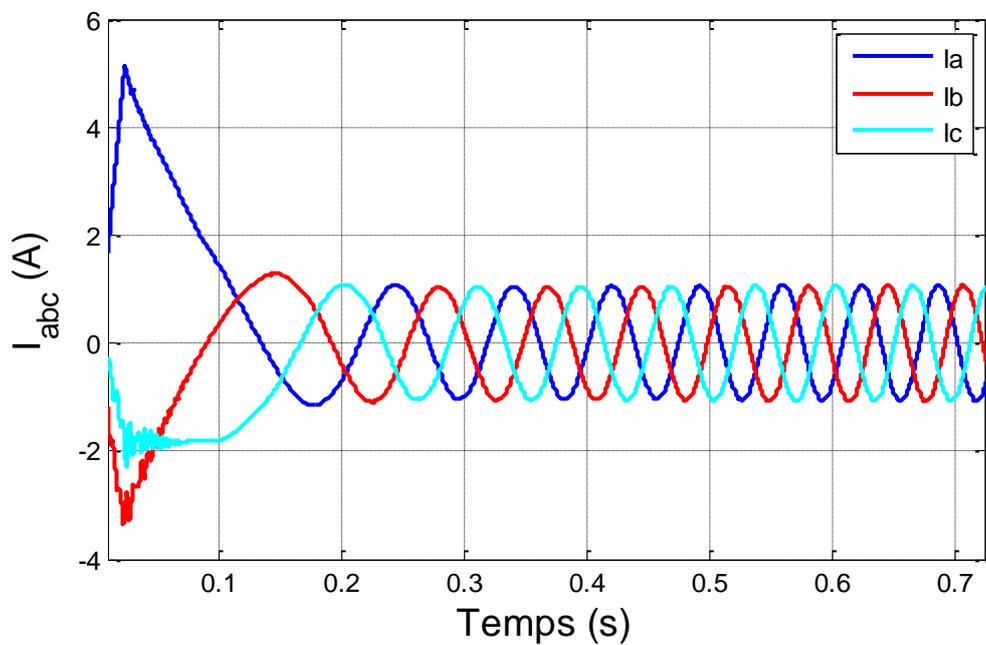


Figure (IV.9) : Zoom des courants statorique.

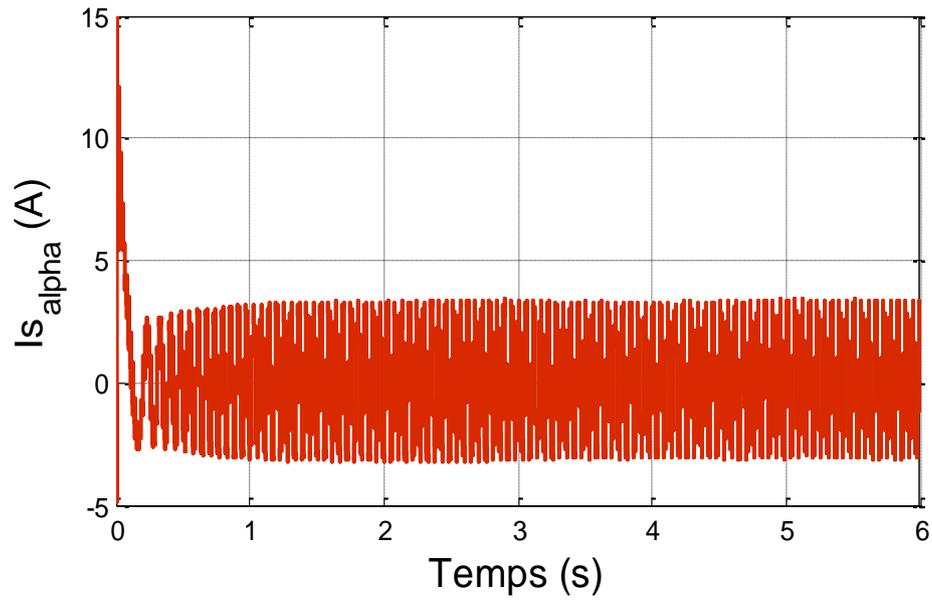


Figure (IV.10) : L'évolution du courant I_{α} (A).

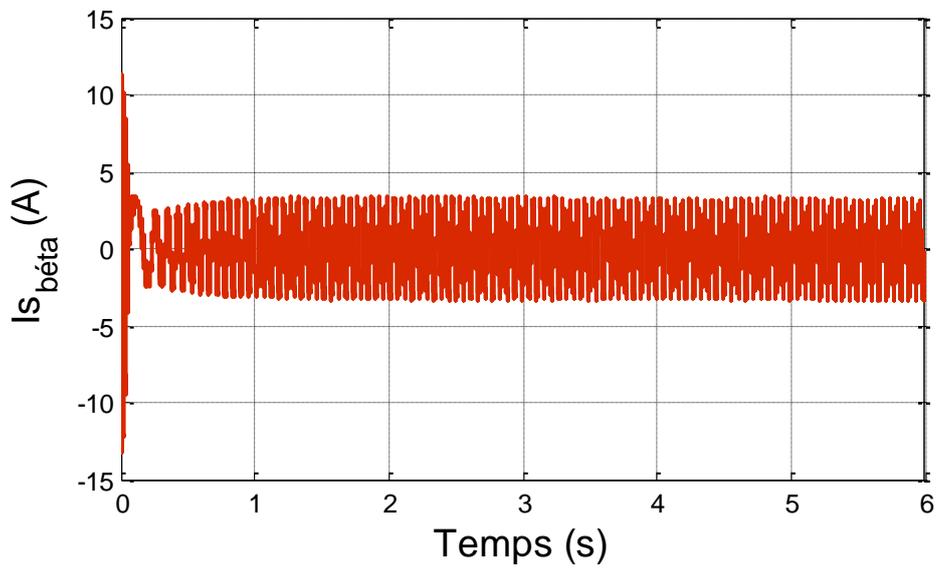
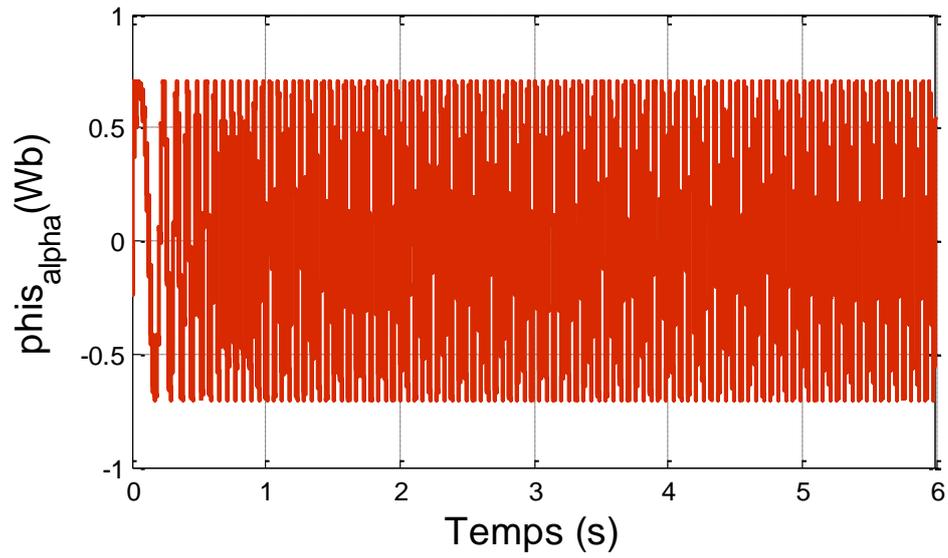
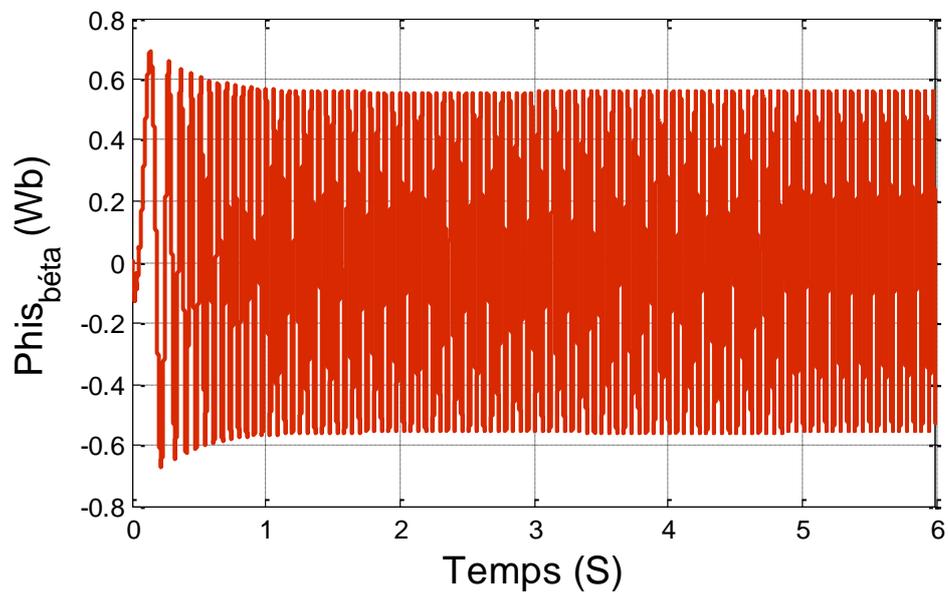


Figure (IV.11) : L'évolution du courant I_{β} (A).



Figure(IV.12) : L'évolution du flux $\phi_{s\alpha}$



Figure(IV.13) : L'évolution du flux $\phi_{s\beta}$.

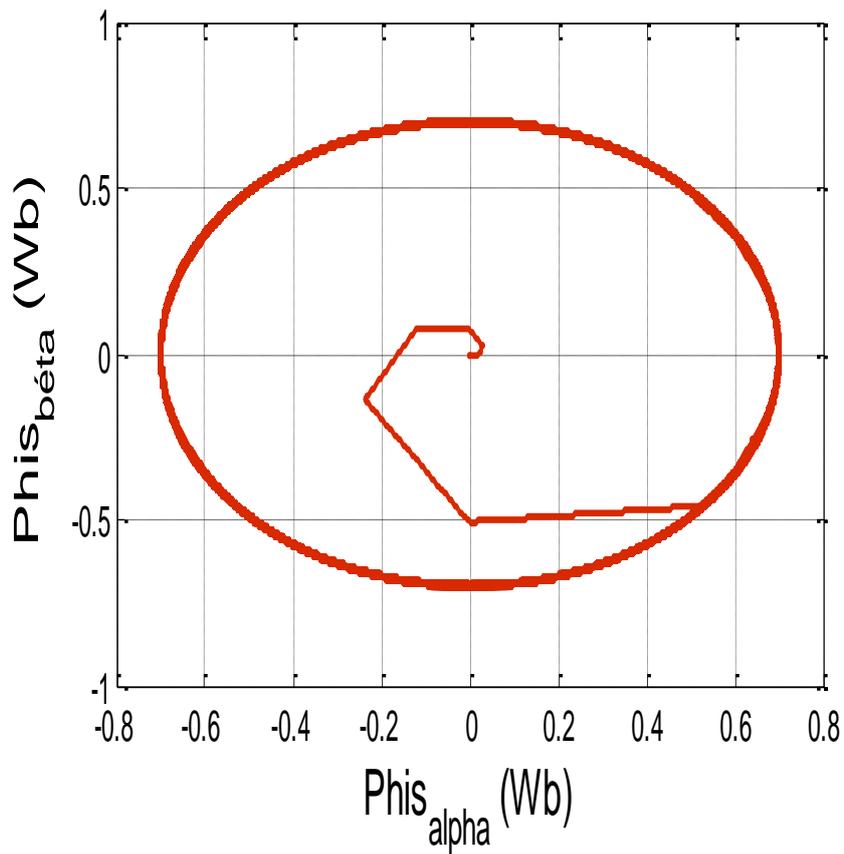


Figure (IV.14) : l'évolution du flux (Wb).

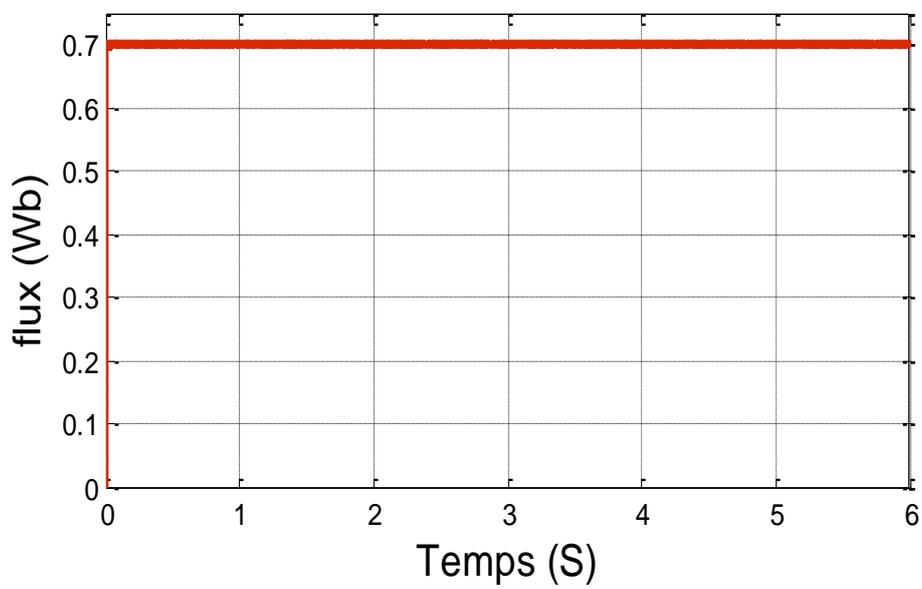


Figure (IV.15) : L'allure du module du flux.

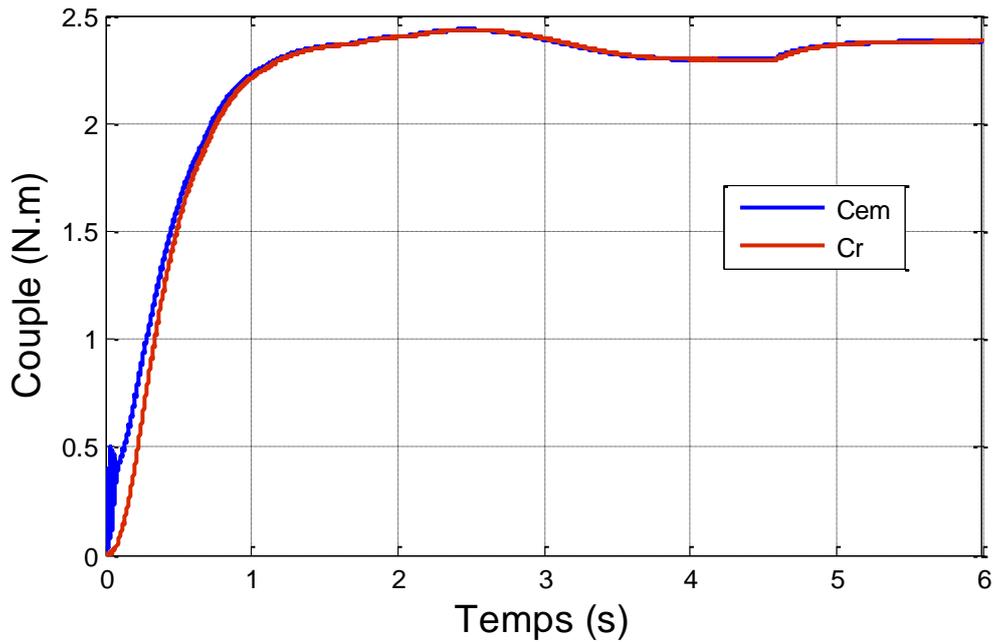


Figure (IV.16) : l'évolution du couple électromagnétique et du couple résistant.

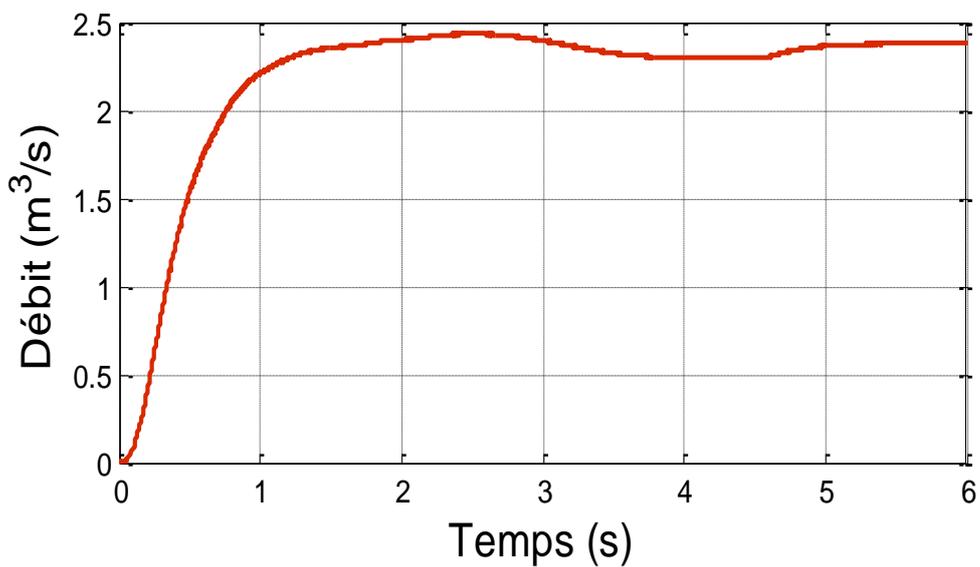


Figure (IV.17) : l'évolution du débit.

IV.3. Interprétation des résultats :

Pour valider notre travail nous avons choisis de simuler notre système dans des conditions variables d'éclairement et de température représentés respectivement sur les

figures (IV.2) et (IV.3). D'après ces figures on constate des variations aux niveaux du courant et de la tension photovoltaïque comme les montrent les figures (IV.4) et (IV.5) qui sont la puissance photovoltaïque figure (IV.6) qui correspond à celle optimisée par la méthode « P&O » ce qui montre l'efficacité de la méthode MPPT utilisée.

La figure (IV.7) représente l'allure de la vitesse de la MAS régulé par un régulateur PI, d'après ce résultat on constate que la vitesse mesurée atteint sa référence sans dépassement et suit l'évolution de cette dernière même dans des conditions variables en fonction (G, T).

Les figures (IV.10) et (IV.11) représentent respectivement l'évolution des courants $I_{s\alpha}$ et $I_{s\beta}$ qui sont sinusoïdales et riches en harmoniques. Par ailleurs l'évolution du flux statorique dans le repère biphasé ($\alpha ; \beta$) montre que le module du flux a une valeur pratiquement constante (0.7Wb), aussi on peut remarquer que le comparateur à hystérésis a permis de maintenir l'extrémité du flux statorique dans la bande d'hystérésis montrée respectivement dans les figures (IV.12), (IV.13) et (IV.15) . La trajectoire du flux statorique est pratiquement circulaire comme le montre les figures (IV.14).

La figure (IV.16) montre une bonne dynamique du couple résistant et électromagnétique qui sont confondus ensemble.

D'après la figure (IV.17) on constate que le débit suit la variation de la vitesse qui dépend de la puissance photovoltaïque qui est dû aux variations des conditions météorologiques (éclairage et température).

Conclusion :

Au cours de ce chapitre la commande non linéaire d'un système de pompage photovoltaïque a été simulée par le logiciel MATLAB/Simulink. Nous avons utilisé une technique MPPT pour extraire la puissance maximale du GPV cette dernière est appelée perturbation et observation «P&O ». La commande DTC est appliquée en vue d'améliorer les performances de la machine asynchrone utilisée. Un régulateur PI est utilisé pour réguler la vitesse de la machine. Enfin on peut conclure d'après les résultats obtenus l'efficacité des commandes appliquées au système de pompage photovoltaïque.

Conclusion générale

Conclusion générale :

Notre travail c'est porté sur la commande non linéaire d'un système de pompage photovoltaïque. Le système proposé se compose: d'un générateur photovoltaïque, deux convertisseurs statiques et un groupe motopompe. Le premier de ces deux convertisseurs, est un Hacheur survolteur, est commandé par un algorithme MPPT pour obtenir le point de puissance maximale. Le deuxième est un onduleur triphasé qui sert à convertir le courant continu en courant alternatif pour alimenter le groupe motopompe (moteur asynchrone, pompe centrifuge). Aussi il est souvent plus économique de construire un réservoir pour stocker l'eau plutôt que de stocker l'électricité dans des batteries, le moteur de notre pompe solaire fonctionnera au fil du soleil. Enfin nous avons appliqué une commande : DTC (Direct Torque Control) afin d'avoir un débit réglable, et étudier le contrôle de la vitesse du moteur asynchrone.

Le premier chapitre de ce travail a été consacré à un état de l'art sur l'énergie photovoltaïque et les systèmes de pompes PV. A la fin de ce chapitre, nous avons choisi les différents éléments du système à étudier.

Le second chapitre nous nous sommes intéressés à la modélisation de tout les éléments de notre chaîne de pompage photovoltaïque chaque modélisation est basée sur des équations provenant de la littérature scientifique.

Au début du troisième chapitre nous avons défini toutes les étapes à suivre pour le dimensionnement du système de pompage photovoltaïque puis nous avons dimensionné notre chaîne de pompage PV, enfin nous avons présenté la commande MPPT « P&O » avec la quelle notre générateur photovoltaïque sera optimisé ainsi que la commande DTC (Direct Torque control) qui améliorera les performances de notre moteur asynchrone qui entraîne la pompe centrifuge.

L'objectif de ce dernier chapitre est la commande du système de pompage photovoltaïque, on appliquant une commande MPPT de type « P&O » pour l'optimisation de la puissance photovoltaïque, et une commande DTC est appliquée sur la machine asynchrone afin d'améliorer ces performances et un régulateur PI pour la régulation de sa vitesse. Nous avons eu des résultats de simulations pour des conditions variables

d'ensoleillement et température et ces derniers confirment les performances souhaitées une bonne dynamique rapide.

Annexe

- **Caractéristique des panneaux photovoltaïques de type SIEMENS SM 110-24,110 W_c [BEL15] :**

Paramètres	Valeurs
Puissance maximale du panneau P _{mpp}	110W
Courant au point de puissance maximale I _{mpp}	3,15A
Tension au point de puissance maximale V _{mpp}	35V
Courant de court-circuit I _{cc}	3,45A
Tension en circuit-ouvert V _{co}	43.5V
Coefficient d'incrémentation du courant (α _{cc})	1.4mA/°C
Coefficient d'incrémentation de la tension (β _{co})	-152mV/°C

- **Paramètre de la machine asynchrone [ZAR08] :**

La machine asynchrone à cage d'écureuil standard. Ses caractéristiques principales sont présentées dans le tableau suivant :

Paramètre	Valeurs
Puissance nominale P	746 W
Vitesse de rotation nominale N	1433 tr/min
Fréquence f	50 Hz
Courant I	3.4 A
Couple électromagnétique C _{em}	5 N.m
Nombre de paire de pôles P	2
Inertie J	3.10 ² kg/m ²
Inductance mutuelle M	0.3439 H
Inductance cyclique statorique L _s	0.3676 H
Inductance cyclique rotorique L _r	0.3676 H
Résistance statorique R _s	4 Ω
Résistance rotorique R _r	1.143 Ω
Coefficient de frottement visqueux	0

Références Bibliographiques

[**ABO15**] : S. Abouda « Contribution à la commande des systèmes photovoltaïques application aux pompages ». Thèse Doctorat en cotutelle, université de Reims Champagne-Ardenne et de l'université de Sfax, année 2015.

[**AOU14**] : S. AOUI « Modélisation et commande d'un système de pompage photovoltaïque ». Thèse Magister université Sétif 1, 2014.

[**AMM12**] : H. Ammar, M.T. Bouziane et Y. Bakelli « Influence de la variation de débit sur les performances d'une pompe solaire ». Revue des énergies renouvelables SIENR' 12 Ghardaïa pp 23-28, 2012.

[**AMR16**] : R. Amrouche et S.Bedjou « Contrôle d'un système de pompage photovoltaïque ». Mémoire de Master université de Bejaia 2016.

[**ANK12**] : M. Anki et A. Bouallag « Contribution à l'étude et à l'optimisation d'un système de pompage photovoltaïque ». Mémoire de Master université de Bejaia 2012.

[**BEL08**] : M.Belhadj « Modélisation d'un système de captage photovoltaïque autonome. » Mémoire Magister Centre Universitaire de Bechar 2008.

[**BEL12**] : A. Belhocine et S.Zaidi « Etude et dimensionnement d'un système de pompage photovoltaïque autonome » Mémoire de Master. Université de Bejaïa, 2012.

[**BOU10**] : A. Boussekine, N. Guermouche « Contribution à l'étude des systèmes de Pompage photovoltaïque ». Mémoire d'ingénieur d'état. Université de Bejaia 2010.

[**BAK12**] : Y. Bakelli. A. Hadj Arabe et B. Azzoui « Modélisation d'un groupe moteur-pompe dans le banc d'essai de pompage photovoltaïque de l'URAER Ghardaïa ». Revue des énergies renouvelables, vol : 15 N° 1, pp 103-109, 2012.

[**BEN14**] : F. Bendjoudi et F. Lakhdari « Etude et simulation d'un système de pompage photovoltaïque avec batteries ». Mémoire de Master université Bejaia 2014.

[**BEL15**] : S. Belaid Lalouni « Cours énergie solaire photovoltaïque ». Destiné aux étudiants Master 2 ER, 2015.

[**BOU12**] : L. Boudrahem et L. Djouadi « Commande non linéaire d'un système de pompage photovoltaïque » Mémoire de Master, université de Bejaia 2012.

- [CHI08] : A. Chikhi « Commande direct du couple du moteur asynchrone-apport de la logique floue ». Mémoire Magister université Batna, 2008.
- [DJA16] : L. Djaghdali « Contribution à la commande prédictive direct du couple de la machine à induction ». Thèse Doctorat université Batna 2, 2016.
- [DAO13] : A. Daoud « Contrôle de la puissance d'un générateur photovoltaïque pour le pompage solaire ». Thèse Doctorat université d'Oran 2013.
- [DJE10] : K. Djermouni « Etude d'algorithmes MPPT appliqués aux systèmes de pompage photovoltaïque ». Mémoire Master 2 université de Bejaia 2010.
- [ELB06] : A. Elbacha, M. T. Lamchichi, M. Cherkaoui – « Contrôle direct de couple d'une machine asynchrone, système de régulation de vitesse avec anti emballement », Physical and Chemical News, ISSN 1114-3800, 2006, pp. 128-134.
- [HAD05]: A. Hadj Arab, M. Benghanem et A. Ghabi "Dimensionnement d'un système de pompage photovoltaïque". Revue des énergies renouvelables vol. 8, 2005.
- [HAN14] : F. Haninou et A. Rouabah « Modélisation et simulation d'un système de pompage photovoltaïque » Mémoire Master 2 université Ouargla 2014.
- [KAT11]: G. Katchning et S. Julien « Simulation d'un système de pompage photovoltaïque ». Projet de pompage photovoltaïque à l'université de Lille1, 2011.
- [KEH12] : N. Kehoul et K. Khentache « Etude comparative des modèles d'une cellule photovoltaïque ». Mémoire Master université de Bejaia 2012.
- [LAB05] : A. Labouret, M. Viloz : « Energie solaire photovoltaïque ». Edition le Moniteur, Dunod, 2^{ème} Edition, 2005.
- [LAB07] : Anne Labouret, Michel Viloz, «Energie solaire photovoltaïque ». Livre 3^{ème} édition DUNOD, 2007.
- [LAB10] : A. Labouret et al : « Cellules solaires : Les bases de l'énergie photovoltaïque », 5^{ème} Edition, 2010.
- [LAL05] : S.LALOUNI « Optimisation de la qualité d'énergie électrique dans le cas d'un chargeur de batteries » Mémoire Magister université Bejaia, 2005.

[LAB06] : A. Laboure, M. Viloz « Énergie solaire photovoltaïque », Environnement et Sécurité, Tome III, Paris, pp. 01-48, 2006.

[LAL09] : Lalouni Sofia, « Etude commande et simulation d'une chaîne hybride (photovoltaïque-éolienne). » de production d'énergie électrique, thèse de Doctorat en Science, université de Bejaia, 2009.

[LOU09] : A. Louadah « Modélisation et commande d'un système de pompage photovoltaïque » Mémoire Master, université de Bejaia 2009.

[MOU01] : A. Moussi et A. Saadi « Etude comparative entre les techniques d'optimisation des systèmes de pompes photovoltaïques ». Courrier du savoir pp 73-79, 2001.

[MEF12] : A. Meflah et T. Allaoui « Commande d'une chaîne de pompage photovoltaïque au fil du soleil ». Revue des énergies renouvelables, vol 15 N° 3 pp 489-499, 2012.

[MOH10]: A. Mohammedi « Etude d'un système de pompage photovoltaïque ». Mémoire Master université de Bejaia 2010.

[MEZ15] : N. Mezzai « Etude d'un système d'énergie hybride photovoltaïque – éolien destiné aux systèmes de pompage d'eau ». Thèse Doctorat université de Bejaia 2015.

[MAK13] : S. Makhoulfi : « Contribution à l'optimisation des installations photovoltaïques par des commandes intelligentes ». Thèse de doctorat en science université de Batna 2013.

[OTH15]: H. Othmani, D. Mezghani et A. Mami « Etude d'un système photovoltaïque ». Revue des énergies renouvelables, vol 3 pp 111-115, 2015.

[PER09]: R. Pernick, C. Wilder: « The Clean Tech Revolution: Winning and Profiting from Clean Energy » Edition HarperCollins e-books, 2009.

[REK04]: D. Rekioua, T. Rekioua et S. Alloune – « Switching Strategies in Direct Torque Control of Induction Machine: Modelling and simulation », International Conference Modelling and Simulation (MS'2004), Lyon, France, 4-7 Juillet 2004, pp. 313-321.

[ROY98] : Jimmy Royer. Thomas Djiako .Eric Schiller.Bocar Sada Sy « Le pompage photovoltaïque : manuel de cours à l'intention des ingénieurs et des techniciens ». Université d'Ottawa 1998.

[SOC10] : SOCOMEC, Cahier technique photovoltaïque 2010.

[TAK85]: I. Takahashi, T. Noguchi, "A new quick response and high efficiency control strategy of an induction motor," Conf. Rec. IEEE-AS Annual Meeting, pp.496-502, Oct. 1985.

[TOU08] : Toufouti R., « Contribution à la commande directe du couple de la machine asynchrone », Thèse de Doctorat, Université Mentouri Constantine, 2008.

[TOU15] : N. Touil et S. Ghenbasi « Modélisation et simulation d'un système de pompage photovoltaïque ». Mémoire Master Université d'El Oued 2015.

[WER09]: P. Werfel: « Physics of Solar Cells: From Basic Principles to Advanced Concepts », Edition Wiley & Sons, February 2009.

[ZAR08]: L. Zarour, R. Chenni, A. Borni et A. Bouzid « Improvement of synchronous and asynchronous motor drive systems supplied by photovoltaic arrays with frequency control »; journal of ELECTRICAL ENGINEERING, Vol.59, N°4, PP 169-177,2008.

[WIT00]:C. C. de Wit, "Modélisation contrôle vectoriel et DTC," Ed. Hermes, 2000, pp. 183–213.

[SIT1]: <http://www.blackmersmartenergy.com/fr/comparativedata/centrifugal-pumpsvs-positive-displacement-pumps.html>

[SIT2]: <http://www.rescer.gc.ca/> site web du réseau canadien des énergies renouvelables

[SIT3]: http://fr.wikipedia.org/wiki/Machine_électrique