



وزارة البحث العلمي والتعليم العالي
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPEREUR ET DE
LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
جامعة عبد الحميد بن باديس مستغانم
Université Abdelhamid Ibn Badis Mostaganem
كلية العلوم و التكنولوجيا
Faculté des Sciences et de la Technologie
DEPARTEMENT DE GENIE DES ELECTRONIQUE



N° d'ordre : M...../GE/2020

MEMOIRE

Présenté pour obtenir le diplôme de

MASTER EN ELECTROTECHNIQUE

Option : Energie Renouvelable

Par

BAGHOUSI Mohamed El Habib

BECHAREF Nebia

Optimisation d'un système photovoltaïque pour améliorer les performances d'un système de pompage.

Soutenu le 2020 devant le jury composé de :

Président :	BENYAMINA Mansour	Maitre de conférence-B	Université de Mostaganem
Examineur :	CHAOUCH Abdallah	Maitre de conférence-A	Université de Mostaganem
Rapporteur :	NEDDAR Houaria	Maitre de conférence-B	Université de Mostaganem
Co- encadreur :	BOUCHAKOUR Abdelhak	Maitre de recherche	URAER, Ghardaïa

Année Universitaire 2019/2020

Dédicaces

On dédie ce travail surtout à nos parents grâce à eux que nous avons trouvé le chemin de la réussite et que nous avons pu suivre convenablement de longues études. Ainsi de nous avoir supportés, dans les deux sens du terme. Sans leur travail et leur courage, rien n'aurait été possible. On ne leur sera jamais trop reconnaissant, ainsi qu'à tous les membres de notre famille, à nos amis (es) et tous ceux qui nous aiment.

Remerciements

Tout d'abord, on tient à remercier le bon Dieu Tout-Puissant pour toutes ses bénédictions dont ce travail fait partie.

On tient à exprimer notre profonde gratitude et reconnaissance envers notre promotrice **madame NEDDAR**, pour sa patience, encouragements et surtout les efforts qu'elle a faits pour nous aider afin de réaliser ce travail. Elle représente l'exemple d'un encadreur d'une vision sérieuse et compétente.

On remercie vivement notre Co-encadreur **M. BOUCHAKOUR** maître de recherche dans URAER, Ghardaïa. Qui a été d'un soutien et d'une aide précieuse pour la réalisation de ce mémoire.

Enfin, on remercie tous les professeurs qui ont contribué et influencé d'une manière ou d'une autre sur la réalisation de ce travail grâce à leur enthousiasme durant notre parcours universitaire.

RESUME

Le pompage photovoltaïque est l'une des applications prometteuses de l'industrie grandissante de fabrication des cellules solaires, soutenue par les tendances actuelles de développement durable et à la réduction des émissions à effet de serre.

Dans le présent travail nous proposons l'étude, la modélisation et la simulation de l'ensemble des sous-systèmes faisant partie d'un système de pompage photovoltaïque par l'utilisation d'un moteur à courant continu. Pour cela, une simulation a été menée par le logiciel Matlab/Simulink en utilisant des méthodes d'optimisation MPPT telles que le mode glissant, P&O "perturb and observe" et la méthode d'incrémentation de conductance. Puis une comparaison entre trois systèmes de pompe (MCC, MASP, MAS) a été faite pour déterminer le système le plus efficace en matière de rendement et performance.

Les résultats de simulation ont montré l'efficacité de la méthode du mode glissant en matière de rapidité et de précision.

Les mots clés : pompage photovoltaïque, convertisseur DC/DC, moteur à courant continu, mode glissant, pompe centrifuge

ABSTRACT

Photovoltaic pumping is one of the promising applications of the growing solar cell manufacturing industry, supported by current sustainable development trends and has reduced greenhouse emissions.

In this work we propose the study, modelling and simulation of all the subsystems that are part of the photovoltaic pumping system by the use of a direct current motor. For this, a simulation was conducted by the Matlab/Simulink software using MPPT optimization methods such as sliding mode, P&O "perturb and observe" and conductance increment method. Then a comparison between three pump system (MCC, MASP, MAS) was made to determine the most efficient system in terms of efficiency and performance.

The simulation results showed the efficiency of the slide mode method in terms of speed and accuracy.

Key words: photovoltaic pumping, DC / DC converter, DC motor, sliding-mode, centrifugal pump

ملخص

إن عملية ضخ المياه بالطاقة الشمسية هي أحد التطبيقات الواعدة لصناعة الخلايا الشمسية ، بدعم من الجهود الحالية للتنمية المستدامة، كما أنها تؤدي إلى خفض انبعاث الغازات الدفيئة.

في هذه المذكرة نقترح دراسة جميع الأنظمة الفرعية التي تشكل جزءاً من نظام الضخ بالطاقة الشمسية، ووضع النماذج والمحاكاة باستخدام محرك تيار مستمر. وبهذا الصدد أجرينا محاكاة بواسطة برنامج MATLAB/Simulink باستخدام الأساليب القائمة على خوارزميات التحسين التقليدية. كما تمت مقارنة تلك الأساليب بواسطة ثلاثة محركات ضخ مختلفة. بعد إجراء المحاكاة تم استنتاج أن استخدام خوارزمية "وضع الانزلاق" هو الأفضل من بين الخوارزميات التحسين التقليدية.

الكلمات المفتاحية : الضخ بالطاقة الشمسية، محول، محرك التيار المستمر، وضع الانزلاق ، مضخة الطرد المركزي.

SOMMAIRE

Liste des figuresI
Liste des tableauxII
Liste des Symboles et abréviationsIII
Introduction générale	1
 Chapitre 1 : L'état de l'Art des Systèmes Photovoltaïques	
1.1. Introduction	3
1.2. Le rayonnement solaire	4
1.2.1. Facteurs influents sur le rayonnement solaire	5
1.2.2. Potentiel solaire en Algérie	5
1.3. Ressources d'eaux en Algérie	6
1.4. Le pompage solaire	6
1.5. Description des éléments d'un système photovoltaïque PV	7
1.5.1. Les Générateurs photovoltaïque	7
1.5.1.1. la cellule photovoltaïque	7
1.5.1.2. Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque	8
1.5.1.3. Matériaux et technologies des cellules photovoltaïques	9
1.5.1.4. Les technologies photovoltaïques	11
1.5.2. Le groupe de motopompe	13
1.5.2.1. Les moteurs électriques	13
1.5.2.2. Les pompes	14
1.5.3. Convertisseurs DC /DC	14
1.5.3.1. Différents types des hacheurs	14
1.5.3.2. Les hacheurs à liaison directe	15
1.5.3.3. Les hacheurs à liaison indirecte	16
1.5.4. Les onduleurs autonomes	17
1.5.4.1. Critères de choix	17
1.5.4.2. Différents types d'onduleurs autonomes.	18
1.5.5. Stockage	18
1.5.5.1. Composition	19
1.5.5.2. Principe de fonctionnement	20
1.5.5.3. Caractéristiques	20

1.6. Conclusion	22
Chapitre 2 : Modélisation d'un système de pompage photovoltaïque	
2.1. Introduction	23
2.2. Modélisation d'un système de pompage photovoltaïque	23
2.2.1. Générateur photovoltaïque GPV.	23
2.2.1.1. Modélisation du comportement électrique d'une cellule PV ...	23
2.2.1.2. Les caractéristiques électriques d'une cellule PV.	25
2.2.1.2.1. La courbe courant-tension d'une cellule PV	25
2.2.1.2.2. La puissance caractéristique d'une cellule PV	26
2.2.1.2.3. La puissance maximale	26
2.2.1.2.4. Le facteur de forme	27
2.2.1.2.5. Rendement de la cellule PV	28
2.2.1.3. Comportement d'un générateur PV	28
2.2.1.3.1. Influence d'un changement d'éclairement	28
2.2.1.3.2. Influence de la température	29
2.2.1.3.3. Influence de l'éclairement inhomogène	30
2.2.1.4. Association des photopiles, Module PV	31
2.2.2. Convertisseur DC/DC buck-boost	34
2.2.3. Modalisation de l'onduleur	35
2.2.4. Modélisation de la batterie	36
2.2.5. Modélisation du groupe motopompe	38
2.2.5.1. Modélisation de la machine à courant continu MCC	38
2.2.5.2. Modélisation de la pompe centrifuge	41
2.2.5.2.1. Hauteur manométrique totale	42
2.2.5.2.2. Pertes de charges linéaires	42
2.2.5.2.3. Pertes de charges singulières (locales)	43
2.2.5.2.4. Caractéristique couple vitesse $C(\omega)$ de la pompe	43
2.2.5.2.5. Calcul de puissance	43
2.3. Conclusion	44
Chapitre 3 : Optimisations du système de pompage photovoltaïque	
3.1. Introduction	45
3.2. couplage directe du groupe motopompe-GPV	45

3.3. principe de la recherche du point de puissance maximale (MPPT)	46
3.3.1. Optimisation par la méthode de perturbation et d'observation (P&O) . . .	48
3.3.2. Optimisation par la méthode d'incrémentation de l'inductance (INC)	50
3.3.3. Optimisation par la méthode mode glissant (MG)	53
3.3.3.1. Principe de la commande par mode glissant	53
3.3.3.2. Conception de la commande par mode de glissement	54
3.3.3.3. Choix de la surface de glissement	54
3.3.3.4. Existence du mode de glissement	55
3.3.3.5. Calcul de la commande u	56
3.3.3.6. Régime de glissement réel	57
3.3.3.7. Phénomène de résistance (chattering)	58
3.3.3.8. Application du mode glissant au système PV	59
3.3.4. Optimisation du générateur photovoltaïque	61
3.3.5. Résultats de simulations	62
3.4. Conclusion	69
Conclusion générale	70

Références bibliographiques

LISTE DES FIGURES

Figure 1.1: Schéma d'un système de pompage PV avec stockage d'énergie	3
Figure 1.2: Spectre électromagnétique	5
Figure 1.3: Carte solaire d'Algérie	6
Figure 1.4 : une cellule photovoltaïque	8
Figure 1.5 : Processus d'absorption de la lumière dans un matériau.	8
Figure 1.6 : Le progrès des rendements de l'énergie solaire et des cellules solaires pour divers dispositifs de recherche ou de laboratoire	9
Figure 1.7: Structure de base des principales filières photovoltaïques actuelles	11
Figure 1.8 : Evolution de la demande mondiale de silicium de qualités électronique et photovoltaïque	12
Figure 1.9 : Classification des pompes	14
Figure 1.10 : Schéma simplifié d'un hacheur	14
Figure 1.11: Différents types de hacheurs	15
Figure 1.12 : Hacheur série	15
Figure 1.13 : Hacheur parallèle	16
Figure 1.14 : Hacheur à stockage inductif	16
Figure 1.15 : Composition interne d'une batterie plomb-acide	19
Figure 1.16 : Cellule électrochimique à plomb de base	20
Figure 1.17 : Comportement de l'accumulateur au plomb vis-à-vis le phénomène de charge et décharge.	21
Figure 2.1 : Structure d'une cellule photovoltaïque	23
Figure 2.2 : Puissances maximale idéale et pratique	27
Figure 2.3 : Résultats de simulation des caractéristiques I(V) et de la puissance délivrée par le générateur PV en fonction de différentes irradiation reçu à T=25°C	29
Figure 2.4 : Influence de la température effective des cellules PV sur la tension de circuit ouvert Voc et la puissance maximale du générateur PV à $\varphi = 1000W /m^2$	30
Figure 2.5 : Caractéristiques électriques d'un générateur PV ayant des diodes de protection	31
Figure 2.6 : Cellules connectées en série avec leur caractéristique courant-tension	32
Figure 2.7 : Cellules connectées en parallèle avec leur caractéristique courant-tension	32
Figure 2.8 : Ensemble de cellules PV montées en série-parallèle pour former un module PV	33
Figure 2.9 : Comportement d'un générateur PV décrit par 36 cellules en série identiques à celle de la figure 2.1	33
Figure 2.10 : Schéma simplifié d'un convertisseur Buck-Boost	35
Figure 2.11 : Topologies d'un convertisseur buck-boost	35
Figure 2.12 : Schéma simplifié d'un onduleur triphasé relie a une charge AC	36
Figure 2.13 : Modèle électrique équivalent d'une batterie plomb-acide	37
Figure 2.14 : Schéma d'un entraînement avec une MCC a excitation indépendante	39
Figure 2.15 : Schéma fonctionnelle de la boucle de régulation du courant d'induit	39
Figure 2.16 : Démarrage à vide d'une MCC suivie d'une perturbation du couple de charge	41
Figure 2.17 : Description de la pompe	41
Figure 2.18 : Le développement de la hauteur en fonction du débit	42
Figure 3.1 : couplage directe	45
Figure 3.2 : Tensions et puissances de charge pour un couplage direct	47
Figure 3.3 : Points de fonctionnement du système de pompage PV	47
Figure 3.4 : Schéma synoptique du couplage photovoltaïque avec MPPT	48
Figure 3.5 : Organigramme de l'algorithme P&O	49
Figure 3.6 : Illustration du comportement erratique de l'algorithme 'P&O' sous un changement d'éclairage rapide.	50
Figure 3.7 : Caractéristique P(V) d'un GPV, Variation de dP/dV	51
Figure 3.8 : Organigramme de l'algorithme INC	52
Figure 3.9 : Différents modes pour la trajectoire dans le plan de phase	54
Figure 3.10 : Représentation de la commande discontinue.	57
Figure 3.11 : Régime glissant réel	58
Figure 3.12 : Phénomène de réticence	58
Figure 3.13 : Configuration du contrôleur du système PV	61
Figure 3.14 : Profil de variation d'éclairage	62
Figure 3.15 : Résultats de simulation de la puissance du GPV avant et après optimisation	63
Figure 3.16 : -a- Courants GPV (t) -b- Zoom des courants GPV (t)	64
Figure 3.17 : -a- Tensions GPV (t) -b- Zoom des tensions GPV (t)	64

Figure 3.18 : -a- Puissances GPV (t) -b- Zoom des Puissances GPV (t)	64
Figure 3.19 : -a- Rapport cyclique D(t) -b- Zoom du rapport cyclique D(t)	65
Figure 3.20 : Résultats de simulation du système optimisé par les algorithmes P&O, INC et le MG et entraîné par la MCC	67
Figure 3.21 : Résultats de simulation du système optimisé par les algorithmes P&O, INC et le MG et entraîné par la MSAP	68
Figure 3.22 : Résultats de simulations du système optimisé par les algorithmes P&O, INC et MG et entraîné par la MAS	70

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1.1 : Les différentes générations des cellules photovoltaïques	10
Tableau 1.2 : Avantages et inconvénients des cellules solaire à base de silicium cristallin . .	12
Tableau 3.1 : Vérification des conditions de convergence	62

SYMBOLES

φ	:	Eclairement (W/m ²).
I_{dd}, I_{dr}	:	Courants traversant la diode
I_0	:	Courant de saturation inverse (A).
I_{01}, I_{02}	:	Courants de saturation de la diode 1 et de la diode 2 respectivement (A).
I_{ph}	:	Courant photonique de la cellule (A).
$I_{ph,ref}$:	Courant photonique de référence de la cellule (A).
I_{max}	:	Courant maximal de la cellule (A).
I_{cc}	:	Courant de court-circuit du panneau solaire (A).
$I_{cc,ref}$:	Courant de court-circuit de référence du panneau solaire (A).
I_{co}	:	Courant a circuit ouvert
I_r	:	Courant derive par la résistance shunt
FF	:	Facteur de forme.
N_n	:	Nombre de panneaux en série.
N_m	:	Nombre de panneaux en parallèles.
V_{pV}	:	Tension du générateur photovoltaïque.
I_{pV}	:	Courant du générateur photovoltaïque.
P_0	:	puissance incidente sur le générateur photovoltaïque.
P_m	:	Puissance optimal.
I_L	:	Courant du convertisseur DC/DC.
C_{pV}	:	Capacité du convertisseur DC/DC.
R_S	:	Résistance série.
T_c	:	Température de la cellule (°K).
T_{ref}	:	Température de cellules, à condition de référence (°K).
V_{CO}	:	Tension à vide du panneau solaire (V).
$V_{CO,ref}$:	Tension à vide de référence du panneau solaire (V).
K	:	Constante de Boltzmann $1.38 \cdot 10^{-23}$ J/K.
n	:	Facteur d'idéalité de la diode.
n_{ref}	:	Facteur d'idéalité de référence de la diode.
μ_{Isc}	:	Coefficient de la température du courant de court-circuit (A/°C)

μ_{oc}	:	Coefficient de la température en circuit ouvert ($V/^{\circ}C$).
β	:	Nombre des cellules en série.
α	:	Nombre des cellules en parallèles.
S	:	Surface de générateur [m^2].
P	:	Puissance mesuré au borne de la cellule PV
P_{max}	:	Puissance maximale au borne de la cellule PV
P_{PV}	:	Puissance du générateur photovoltaïque.
P_p	:	Puissance de pompe.
P_{conv}	:	Puissance du convertisseur.
Ψ	:	Flux global
P_{ond}	:	Puissance d'onduleur.
q	:	Constante de charge d'électron, $1.602 \cdot 10^{-19}$ C.
$[\omega, \omega_s, \omega_r]$:	Vitesse mécanique, statoriques et rotorique (Rad/s).
$[\theta_s, \theta_r, \theta_m]$:	angle de rotation statoriques, rotorique et mécanique.
$[I_{sd}, I_{sq}]$:	Vecteurs des courants direct et quadratique (A).
$[L_{rr}]$:	Matrice des inductances propres et des mutuelles entre phases rotorique (H).
$[L_{ss}]$:	Matrice des inductances propres et des mutuelles entre phases statoriques (H).
$[M_{sr}]$:	Matrice des inductances mutuelles entre les phases statoriques et rotorique (H).
$[R_a, R_r]$:	Matrice des résistances statoriques et rotorique (Ω).
$[V_{sd}, V_{sq}]$:	Vecteurs des tensions direct et quadratique (A).
$[V_{d_ref}, V_{q_ref}]$:	Tensions de références direct et quadratique (V).
$[I_d^*, I_q^*]$:	Courants de références direct et quadrature (A)
T_e	:	Couple électromagnétique (N.m).
C_p	:	Coefficient de puissance.
T_r	:	Couple Résistant du moteur (N.m).
$C1, C2, C3$:	Signaux de commandes.
U_{ac}, U_{ba}, U_{cb}	:	Tensions composées à la sortie de l'onduleur (V).
E	:	Force électromotrice FEM (N).
J	:	Moment d'inertie (Kg/m^2).
D	:	Rapport cyclique.
K_p, K_i	:	Coefficient de régulateur proportionnel et intégrateur.
L_d, L_q	:	Inductances directe et en quadratique du stator (H).

$H(p)$:	Fonction du transfert du système en boucle ouverte.
$G(p)$:	Fonction du transfert du système en boucle fermée.
$[\Delta H_1, \Delta H_2]$:	Pertes de charge linéaires et singulières.
ρ	:	Densité de l'air (Kg/m^3).
λ	:	Coefficient de pertes de charges linéaires.
L	:	Longueur de la tuyauterie (m).
g	:	Accélération de la pesanteur (m/s^2).
Q	:	Débit d'eau (m^3/h).
T_L	:	Couple de charge de la pompe (N.m).
K_{fr}	:	Constante de canalisation.
$E(k)$:	Erreur

ABREVIATIONS

MPPT : Maximum power point tracking.

DLR : Centre aérospatiale allemand.

CDER : Centre de développement des énergies renouvelables.

IGBT : Insulated-Gate bipolar transistor

ONU : Organisation des nations unies.

E_g : Energie de Bande Gap.

GPV : Générateur Photovoltaïque

MPP : Points de Puissance Maximale.

P&O : Perturb & Observation.

INC : Incrémentale Conductance.

CMG : Contrôleur par Mode Glissant.

MCC : Machine à Courant Continu.

MSAP : Machine Synchronne à Aimant Permanent.

MAS : Machine Asynchrone.

PSO : Optimisation par Essaims Particules.

CC : Courant Continu.

CA : Courant Alternatif

Introduction Générale

Introduction générale

Les zones rurales et les sites isolés rencontrent une grande difficulté concernant l'intégration des multiples réseaux de distribution (l'eau ; électricité ; gaz... etc). Cette problématique a incité à un recours vers la décentralisation de la production d'énergie. Celle-ci a prouvé son efficacité pour les petites communautés installées dans les régions isolées. On estime que 11 % de la population mondiale, soit 768 millions de personnes, n'avaient pas accès à l'eau potable en 2011. On essaye de trouver des solutions à cette problématique, les chercheurs se sont orienté vers l'utilisation des énergies renouvelables plus précisément le photovoltaïque.

L'utilisation d'un système photovoltaïque de pompage fiable, rentable et d'une part autonome est une des solutions la ou l'approvisionnement d'électricité est impossible. En plus de l'autonomie de lieu, le système de pompage photovoltaïque présente l'autonomie de fonctionnement et une excellente fiabilité. Dans le but d'améliorer l'approvisionnement en eau dans les zones rurales et les sites isolés ces dernières années ont engendré l'utilisation du pompage photovoltaïque autonome.

En Algérie les zones rurales ont une quantité considérable de rayonnement solaire. Ce gisement qualifier ces zones d'avoir un bon rendement photovoltaïque. En plus les systèmes de pompage photovoltaïque utilisent généralement des pompes de faible puissance allant de 200-2000 W.

L'objectif visé par notre travail étant le développement d'un procédé d'optimisation qui permet de maximiser le rendement et la puissance globale du système de pompage photovoltaïque entraînés par un moteur à courant continu (MCC).

Pour but d'optimiser notre système de pompage photovoltaïque nous avons utilisé trois systèmes de pompes photovoltaïques afin d'avoir une comparaison entre les performances de ces trois derniers. Cette étude sera effectuée par un ensemble de techniques (MPPT) citées ci-dessous en tenant compte des critères tels que la simplicité de mise en œuvre, la vitesse de convergence, la stabilité, la réponse transitoire et la capacité à suivre les variations d'irradiations, à savoir :

- Méthode de perturbation et observation « P&O » ;

- Méthode d'incrémentation de conductance « INC » ;
- Le mode glissant.

A cet effet, notre travail a été divisé en trois chapitres dont le contenu est résumé ci-dessous :

- Dans le premier chapitre, on a fait une description générale, partant sur des notions courantes du gisement solaire du principe de fonctionnement d'un système de pompage photovoltaïque et les composants qui le constituent.
- Dans Le second chapitre nous avons fait la modélisation des éléments constituant un système de pompage photovoltaïque tel que le générateur photovoltaïque GPV et le groupe moteur-pompe ou on a présenté les modèles mathématiques de ces derniers.
- Dans le troisième chapitre, on a abordés l'optimisation du système de pompage photovoltaïque en utilisant trois type de pompe (MASP,MAS,MCC). Ceci est réalisé en ajustant le gain du convertisseur DC-DC entre le GPV et le groupe motopompe. tout en présentant une comparaison entre les trois méthodes MPPT, en termes de simplicité, vitesse de convergence, stabilité, et la capacité à suivre les variations d'irradiations.

Finalement, on a clôturés notre étude par une conclusion générale qui résume notre mémoire dans sa partie théorique et simulation des résultats.

CHAPITRE 1 :
ETAT DE L'ART DES SYSTEMES PHOTOVOLTAIQUES

1.1. Introduction :

On rencontre généralement trois types de systèmes photovoltaïques, les systèmes autonomes, les systèmes hybrides et les systèmes connectés au réseau. Les deux premiers sont indépendants du système de distribution d'électricité, en les retrouvant souvent dans les régions éloignées. Dans notre étude on va se baser particulièrement sur le système photovoltaïque autonome.

Les systèmes photovoltaïques autonomes assurent un fonctionnement indépendant du réseau. Généralement, ces systèmes sont utilisés dans les régions isolées et éloignées du réseau qui ont recouru au solaire photovoltaïque. Les différents types de systèmes photovoltaïques autonomes ont les possibilités de couplage direct à une charge adaptée ou couplage avec adaptateur d'impédance MPPT (Maximum Power Point Tracking), fonctionnement au fil du soleil ou avec stockage d'énergie électrique (Figure 1.1). Le couplage direct implique un fonctionnement au fil du soleil, donc à puissance essentiellement variable au cours de la journée. Les charges typiques à courant continu qui peuvent satisfaire le critère (tension constante à puissance variable) sont les accumulateurs électrochimiques. Les charges alternatives sont les pompes à eau, c'est le pompage au fil du soleil, le stockage est néanmoins présent sous la forme d'eau emmagasinée (dans un réservoir). Dans la plus part des cas une adaptation d'impédance doit être réalisée en insérant entre le générateur et sa charge électrique un régulateur permettant d'optimiser la durée de vie des batteries pour utiliser toute l'énergie produite par les panneaux. Il existe différents types de régulateurs ayant des algorithmes de charges différents dont on peut citer notamment : Shunt, série, MPPT). Tout ça permet de forcer le système à fonctionner à sa puissance maximale [1].

Notre système photovoltaïque est constitué de cinq (05) composants comme le représente la figure 1.1.

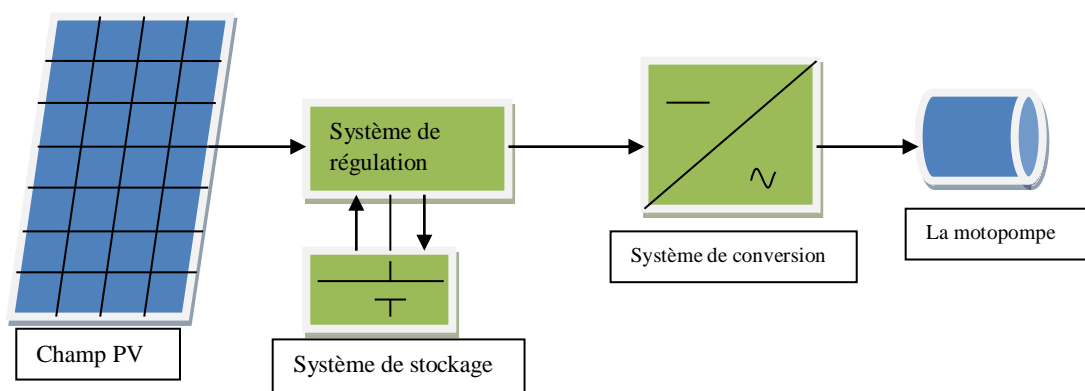


Figure 1.1 : Schéma d'un système de pompage PV avec stockage d'énergie.

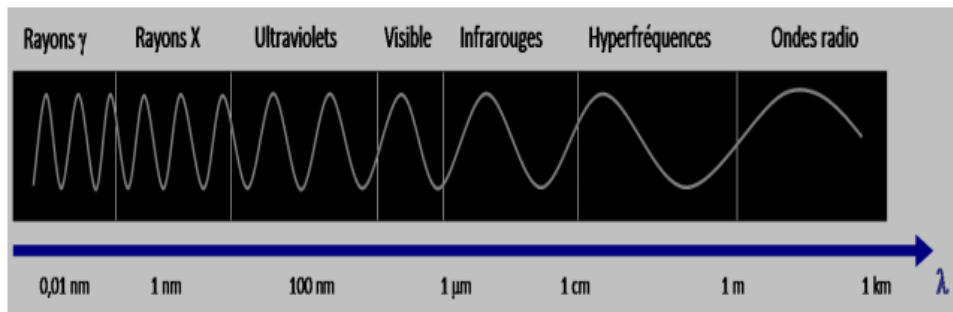


Figure 1.2 : Spectre électromagnétique.

1.2.1. Facteurs influents sur le rayonnement solaire :

Les plus importants facteurs influents sur le rayonnement solaire sont :

- la localisation géographique du site (spécialement par rapport à sa latitude),
- la saison, l'heure et l'altitude du lieu,
- les conditions météorologiques (nébulosité, poussière, humidité...).

1.2.2. Potentiel solaire en Algérie :

Le potentiel d'énergie renouvelable du pays est dominé par l'énergie solaire. En raison de sa situation géographique, l'Algérie possède l'une des plus hautes fermes solaires au monde. L'insolation dure plus de 2 000 heures par an sur la quasi-totalité du territoire national, et peut atteindre 3 900 heures dans les hauts plateaux et le désert du Sahara. Dans tout le pays l'énergie reçue par jour sur la surface horizontale est d'environ 5 kWh / m², dans la région nord elle est d'environ 1700 kWh / m² / an et dans la région sud elle est d'environ 2650 kWh / m² / an [2].

Ce gisement solaire surpasse les 5 milliards de GWh, presque 108 fois la consommation nationale en électricité. Les approximations du centre aérospatial allemand (DLR) aboutissent aux données suivantes:

- Une zone de 1km² du Sahara peut générer 50 MW d'électricité ou 200 à 300 GWh/an.
- Une zone saharienne de 1 km² permet d'éviter l'émission de 200000 TCO₂/an.

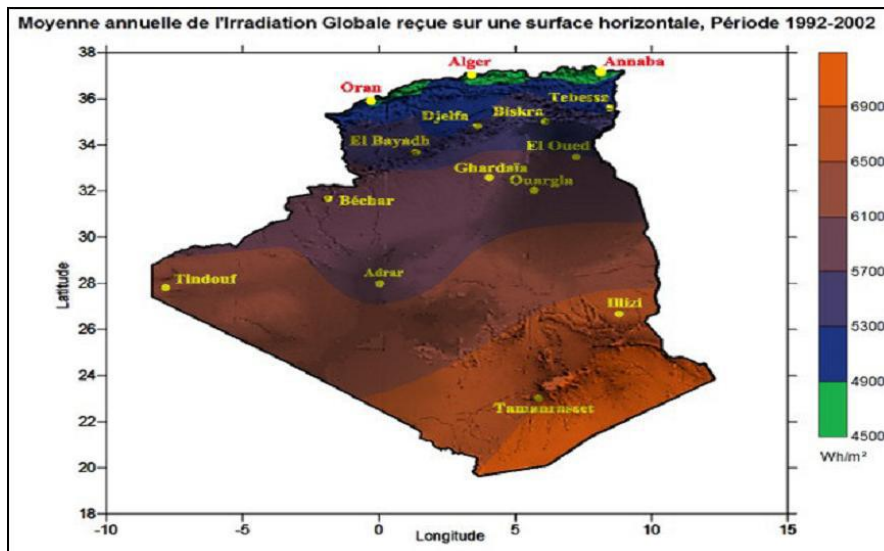


Figure 1.3 : Carte solaire de l'Algérie.

1.3. Ressources d'eaux en Algérie :

La production d'énergie à partir des énergies renouvelables, constitue un excellent moyen pour protéger l'environnement et de contribuer au développement durable et ce, du fait qu'elle est considérée comme une énergie très propre. Dans le cas de l'Algérie, l'énergie photovoltaïque est utilisée pour le pompage de l'eau, surtout en zones arides où l'irradiation solaire est importante et les besoins en eau sont extraordinaires [3].

L'Algérie se situe parmi les pays les plus pauvres en matière de potentialités hydriques, soit en dessous du seuil théorique de rareté fixé par la Banque Mondiale à 1 000 m³ par habitant et par an. Actuellement elle est estimée à 500 m³, d'après des projections faite par l'ONU [4].

1.4. Le pompage solaire :

Il existe deux façons de pomper de l'eau avec des systèmes photovoltaïques :

- **Pompage « au fil du soleil » :**

Le pompage « au fil du soleil » permet d'avoir un système PV simple, fiables et rentables. Ici, l'eau est pompée tout au long de la journée et stockée dans des réservoirs. C'est ce qu'on appelle le stockage hydraulique. L'eau stockée sera distribuée au besoin.

- **Pompage avec stockage d'énergie :**

Ici, l'énergie électrique sera stockée dans la batterie. On peut pomper de l'eau même s'il n'y a pas de soleil, ce système est plus cher que les systèmes précédents parce qu'il est nécessaire de changer les batteries de temps en temps car elles ont une courte durée de vie.

1.5. Description des éléments d'un système photovoltaïque PV :

Le système photovoltaïque est composé de :

- Générateur photovoltaïque (module).
- Le groupe de motopompe.
- Convertisseurs DC /DC
- Onduleurs DC/AC.
- Stockage.

1.5.1. Les générateurs photovoltaïques :

Un générateur PV permet la production de l'électricité à partir du soleil ; il est constitué de modules photovoltaïques. Ils se composent d'un cadre rigide le plus souvent en aluminium (permettant la fixation) et d'une vitre transparente en verre trempée sur le dessus. A l'intérieur se trouve un ensemble de cellules photovoltaïques reliées électriquement entre elles. En effet ce sont elles qui génèrent le courant. Elles sont assemblées en série ou en parallèle à l'intérieur du module afin de cumuler leur puissance et de les rendre plus résistantes à l'environnement externe [5].

1.5.1.1. la cellule photovoltaïque :

Elles se composent de matériaux semi-conducteurs elle transforme directement l'énergie lumineuse en énergie électrique. Elle consiste en une base de Silicium dopée de type P couverte d'une mince couche de type N, au-dessus de laquelle on dispose d'une grille métallique qui constitue avec la base arrière les électrodes de sortie de la cellule.

Lorsque la cellule est éclairée par une radiation lumineuse d'énergie " $h\nu$ " supérieure ou égale à l'énergie de la bande interdite E_g du semi-conducteur, un couple électron-trou est créé: c'est l'effet photovoltaïque. Ces charges sont refoulées par le champ électrique interne de la jonction PN vers ses extrémités, ce qui va créer une différence de potentiel appelée tension photovoltaïque. Si une charge est appliquée aux bornes de la cellule, cette tension génère un courant I_{ph} appelé courant photovoltaïque [6].

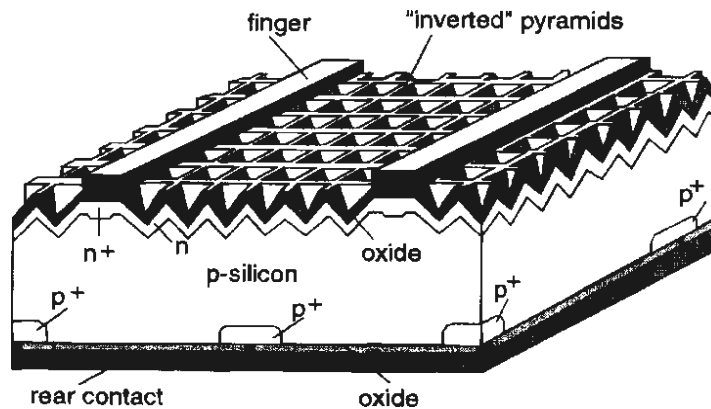


Figure.1.4 : Une cellule photovoltaïque.

1.5.1.2. Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque :

L'effet photovoltaïque repose principalement sur trois principes dont l'action conjuguée de manière quasi-simultanée engendre la conversion de l'énergie solaire en énergie électrique:

- L'absorption de photons.
- La conversion de l'énergie absorbées charges électriques libres.
- La collection de ces particules dans un circuit électrique extérieur.

Un dispositif photovoltaïque doit donc être constitué de :

- D'un matériau absorbant dans la gamme du spectre solaire et possédant au moins une transition possible entre deux niveaux d'énergie.
- D'une structure de collecte de résistance électrique la plus faible possible [7].

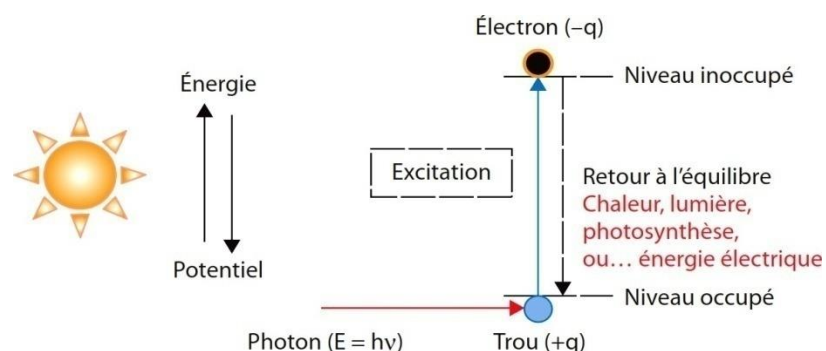


Figure 1.5 : Processus d'absorption de la lumière dans un matériau.

Le matériau constituant la cellule photovoltaïque doit donc posséder deux niveaux d'énergie et être assez conducteur pour permettre l'écoulement du courant. L'intérêt des semi-conducteurs

pour l'industrie photovoltaïque à fin de collecter les particules générées, un champ électrique permettant de dissocier les paires électrons-trous crée. Pour cela on utilise le plus souvent une jonction p-n .

Les photons incidents créent des porteurs dans les zones n et p et dans la zone de charge d'espace. Les photo-porteurs auront un comportement différent suivant la région:

- Dans la zone n où p, les porteurs minoritaires qui atteignent la zone de charge d'espace sont chassés par le champ électrique dans la zone p (pour les trous) ou dans la zone n (pour les électrons) où ils sont majoritaires. On aura un photo-courant de diffusion.
- Dans la zone de charge d'espace, les paires électrons-trous créées par incidents sont dissociées par le champ électrique: les électrons vont aller vers la région n, les trous vers la région p. On aura un photo-courant.

Ces deux contributions s'ajoutent pour donner un photo-courant résultant I_{ph} . C'est un courant de porteurs minoritaires. Il est proportionnel à l'intensité lumineuse [9].

1.5.1.3. Matériaux et technologies des cellules photovoltaïques :

Beaucoup de recherches ont été effectuées sur la technologie des cellules photovoltaïques pour améliorer le rendement et diminuer les couts. Pour augmenter les rendements, la tendance doit comporter des couches minces en tandem silicium amorphe, silicium microcristallin et aux cellules à multicouches associant des semi-conducteurs de sensibilités complémentaires.

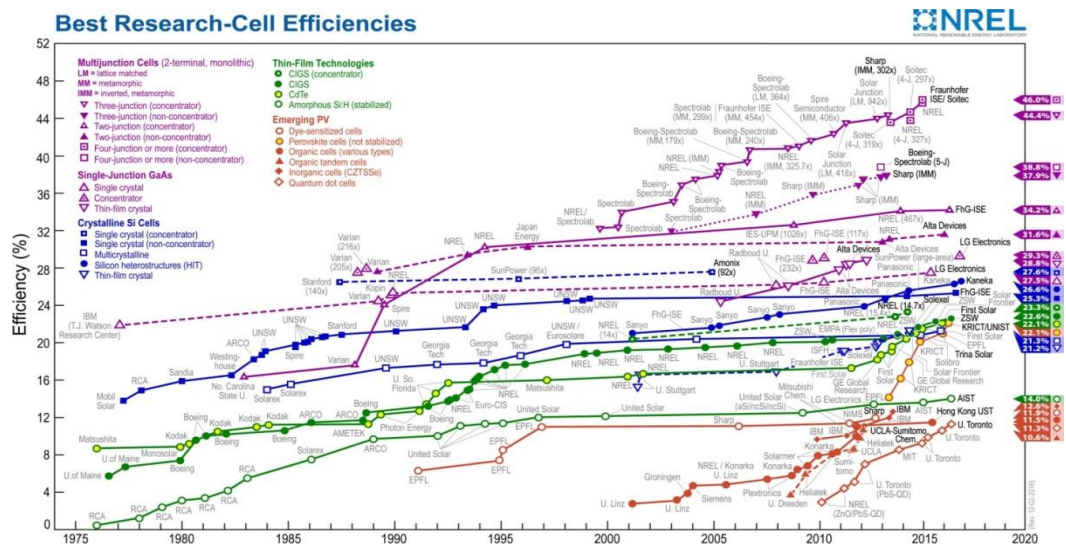


Figure 1.6 : Le progrès des rendements de l'énergie solaire et des cellules solaires pour divers dispositifs de recherche ou de laboratoire (NREL).

On peut classer les générations des cellules solaires dans le tableau (1.1).

Tableau 1.1 : Les différentes générations des cellules photovoltaïques [9].

La première génération	<ul style="list-style-type: none"> • Les wafers de silicium monocristal (c -Si) ou bien multi-cristallin (mc-Si).
La deuxième génération Couches minces	<ul style="list-style-type: none"> • Le silicium amorphe (a-Si). • Le silicium microcristallin ($\mu\text{c-Si}$). Le tellure de cadmium (CdTe). • Le Cuivre-gallium-indium-diséléniure (CIGS) et leurs alliages.
La troisième génération	<ul style="list-style-type: none"> • Cellules solaires à base des nano-cristaux. Cellules solaires à base des concentrateurs (CPV). Cellules photo-électrochimiques (PEC) • Cellules solaires organiques. • Cellules solaires à base de colorant sensibilisé (Dye-sensitized) DSSC.
La quatrième génération	<ul style="list-style-type: none"> • Hybride - cristaux inorganiques dans une matrice de polymère.

En outre, la figure 1.7 montre quelques structures de base des principales filières photovoltaïques actuelles.

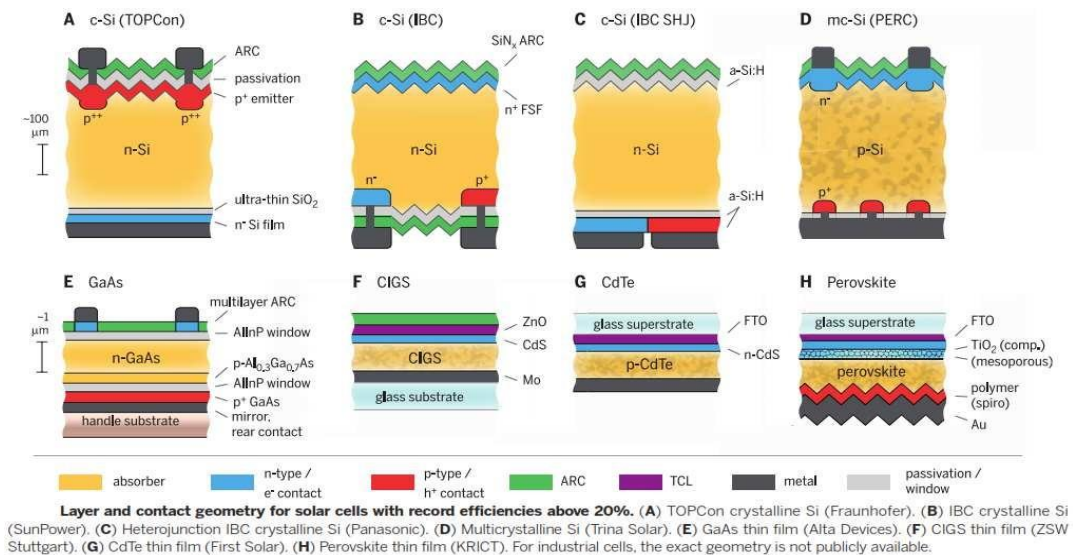


Figure 1.7 : Structure de base des principales filières photovoltaïques actuelles.

1.5.1.4. Les technologies photovoltaïques :

Le silicium a dominé la plupart des applications de semi-conducteurs depuis plus de 60 ans. C'est le second matériau le plus abondant de la croûte et l'enveloppe terrestre, stable et non toxique, sa technologie est très développée, et dans sa forme cristalline il a une bande interdite presque idéale ($E_g = 1,12$ eV) pour la conversion d'énergie solaire photovoltaïque. Il n'est donc pas surprenant de constater que le silicium a été le matériau photovoltaïque dominant dans les applications de cellules solaires pendant la majeure partie de cette période. La réalisation de cellules photovoltaïques à base de silicium cristallin reste toujours la filière la plus avancée sur le plan technologique et industriel. En effet l'absorption optique du silicium permet une exploitation satisfaisante du spectre du soleil. Ce matériau abondant sur terre et sans doute le mieux connu scientifiquement suite aux recherches sur les technologies de fabrication pour l'industrie du semi-conducteur [10].

On distingue différents types :

- Silicium Monocristallin
- Silicium Poly cristallin
- Silicium Amorphe

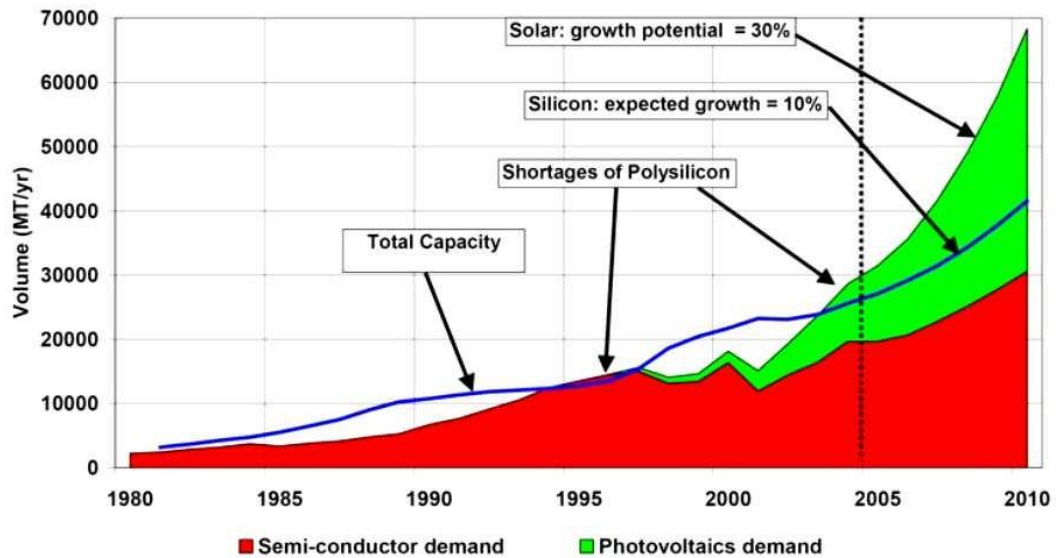


Figure 1.8 : Evolution de la demande mondiale de silicium de qualités électronique et photovoltaïque.

L'obtention du silicium arrive en fin d'un processus de raffinage que l'on peut séparer en deux grandes étapes :

- La transformation du quartz en silicium de grade métallurgique.
- La transformation et la purification du silicium métallurgique en silicium de grade solaire.

Le tableau ci-dessus représente les avantages et les inconvénients de chaque type de cellule :

Tableau.1.2 : Avantages et inconvénients des cellules solaires à base de silicium cristallin [10].

Type de cellule	Avantages	Inconvénient
Cellule en silicium monocristallin	<ul style="list-style-type: none"> • Très bon rendement, de 150 w/m² ou plus. 	<ul style="list-style-type: none"> • Coût élevé. • Sensible à la haute température.
Cellule en silicium multi cristallin	<ul style="list-style-type: none"> • Bon rendement de conversion, environ 100 w/m², mais cependant un peu moins bon que pour le monocristallin. • Lingot à cout de production moindre que le monocristallin. 	<ul style="list-style-type: none"> • Rendement faible sous un faible éclairment. • Sensible à la température élevée.

1.5.2. Le groupe de motopompe :**1.5.2.1. Les moteurs électriques :**

Un moteur électrique est un dispositif électromécanique qui convertit l'énergie électrique en énergie mécanique. Cependant, on peut distinguer deux types de moteurs, à savoir [11] :

- **Moteur à courant continu :**

En modifiant la direction du courant circulant dans le rotor sous l'action du champ magnétique généré dans le stator, l'énergie électrique appliquée au moteur peut être convertie en énergie mécanique. La commutation de courant dans le rotor du moteur à courant continu est réalisée à l'aide de balais composés de carbone et de graphite ou par commutation électronique. Les moteurs à balais sont les plus communs, mais leurs balais doivent être remplacés régulièrement. Ceci est particulièrement problématique pour les pompes électriques submersibles, auquel cas la pompe doit être retirée du puits de forage pour remplacer les balais. De plus, les performances d'isolation thermique du moteur ne doivent pas être endommagées, afin de ne pas affaiblir sa capacité de pénétration d'eau.

- **Moteur à courant alternatif :**

Les moteurs à courant alternatif sont de plus en plus utilisés dans les systèmes de pompes photovoltaïques. Le faible coût des moteurs électriques, les faibles besoins d'entretien et l'efficacité accrue des onduleurs solaires les rendent particulièrement adaptés aux grands systèmes de pompage, tandis que le coût supplémentaire des onduleurs est moins important. Les moteurs alternatifs asynchrones sont les plus utilisés dans diverses applications industrielles. Ces moteurs sont conçus pour être immergés et utilisés dans une eau d'une température maximale d'environ 35°C. Ils doivent être alimentés par un onduleur, qui convertit le courant continu du module PV en courant alternatif.

1.5.2.2. Les pompes :

Les pompes peuvent être classées selon différents critères: la conception de la pompe, son emplacement dans le système et le type de moteur utilisé.

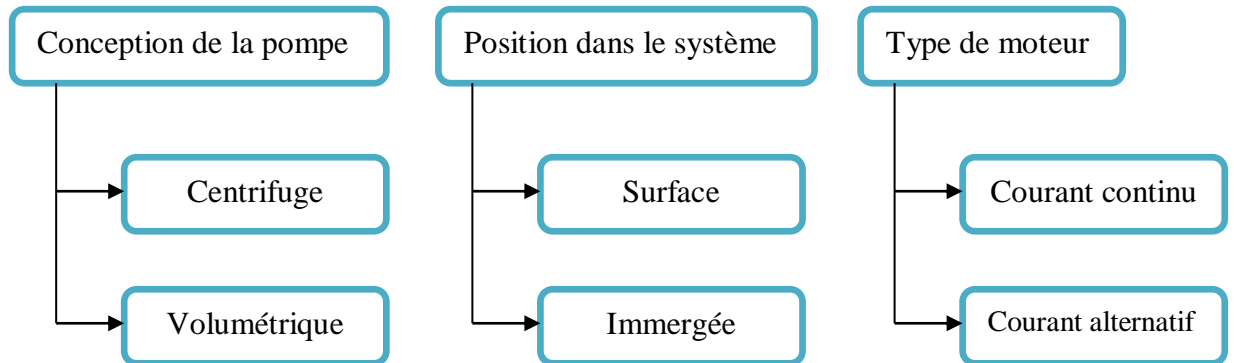


Figure 1.9 : Classification des pompes

1.5.3. Convertisseurs DC /DC :

Le hacheur est un convertisseur DC-DC qui peut réguler le transfert d'énergie entre Alimentation DC et récepteur, l'alimentation et le récepteur peuvent être de nature capacitive (source de tension) ou de nature inductive (source de courant).

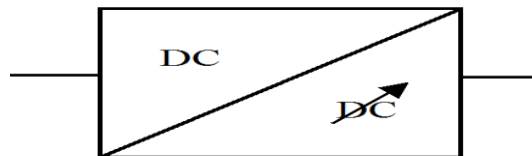


Figure 1.10 : Schéma simplifié d'un hacheur.

1.5.3.1. Différents types des hacheurs :

Selon le chemin de l'énergie électrique entre la source d'alimentation et la charge, on peut distinguer les hacheurs: réversibles et non réversibles (Figure 1.11):

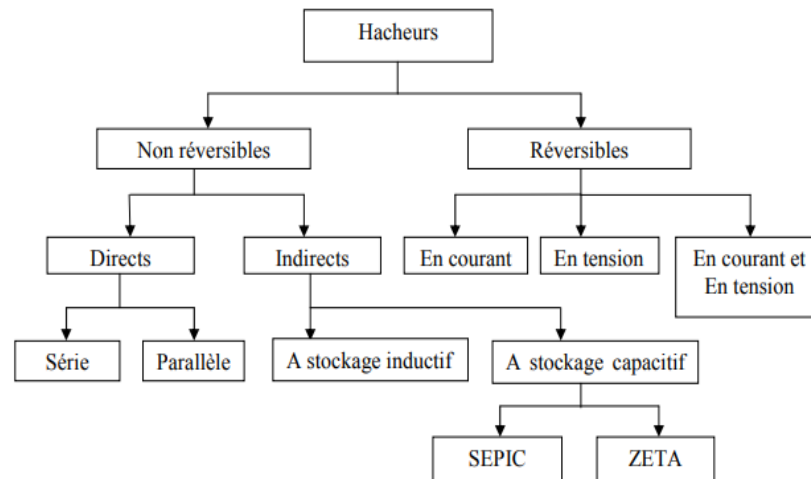


Figure 1.11 : Différents types de hacheurs.

1.5.3.2. Les hacheurs à liaison directe :

Le hacheur de liaison directe est une matrice de commutation connectée au générateur et le destinataire. On distingue:

- **Hacheur dévolteur ou série (Buck) :**

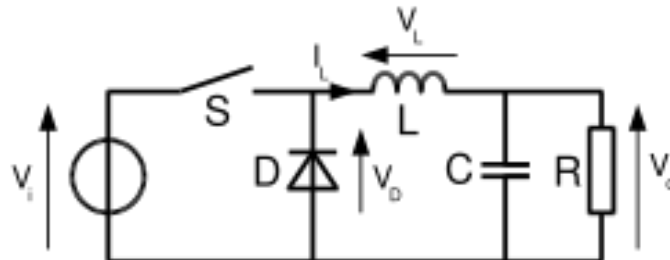


Figure 1.12 : Hacheur série.

- **Hacheur survolteur ou parallèle (Boost) :**

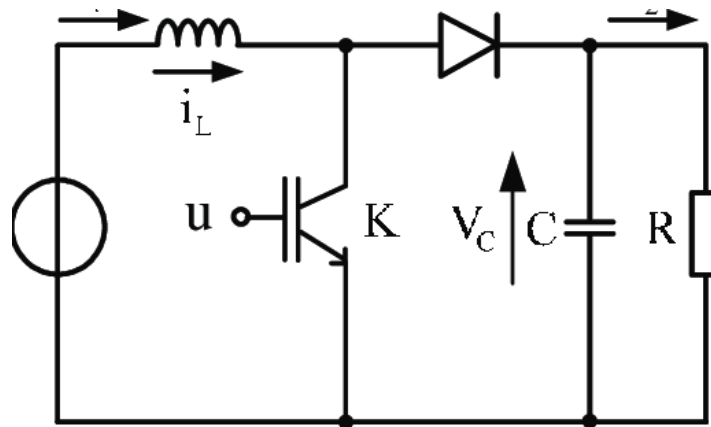


Figure 1.13 : Hacheur parallèle.

Le hacheur parallèle est un convertisseur DC-DC de type boost direct. De La source d'entrée est de type DC (inductance en série avec l'alimentation)[12].

1.5.3.3. Les hacheurs à liaison indirecte :

Le hacheur à liaison directe ne permet pas le réglage de la transmission d'énergie entre différents types de sources d'alimentation, une tension et un autre courant. Si on veut réguler le transfert d'énergie entre deux sources d'énergie de même nature, on doit utiliser des convertisseurs indirects.

- **Hacheur parallèle-série ou à stockage inductif (Buck-Boost) :**

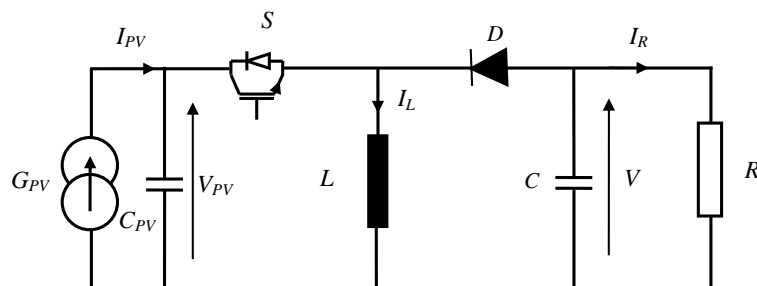


Figure 1.14 : Hacheur à stockage inductif.

C'est un montage abaisseur-élévateur de la tension de sortie. De plus c'est un montage inverseur de tension.

Le convertisseur buck-boost est une alimentation à découpage qui convertit une tension continue en une autre tension continue de valeur plus faible ou plus grande. La différence

fondamentale de cette classe de convertisseur avec les convertisseurs buck et boost est que la tension de sortie est de signe opposé à celle de la source constante E.

1.5.4. Les onduleurs autonomes :

Les onduleurs transforment la tension continue issue des panneaux en une tension alternative monophasée ou triphasée avec une fréquence variable en agissant sur la commande de ces interrupteurs, qui sont synthétisés par la mise d'antiparallèle d'un IGBT et d'une diode [13].

L'économie sur le prix des récepteurs pouvant compenser l'investissement de l'onduleur. Il élit cependant se méfier des déformations de l'onde sinusoïdale par les récepteurs à alimentation à découpage qui transforment le signal fourni en une onde de plus en plus carrée [15].

1.5.4.1. Critères de choix :

- **Précision de la tension de sortie :**

Ce chiffre est donné en % par rapport à 230 VAC .L'onduleur doit être stable quelle que soit sa charge et quelle que soit sa tension d'entrée.

- **Résistance aux surcharges et ou courant réactif :**

L'onduleur doit produire souvent plusieurs fois sa puissance maximale pendant un temps assez bref. Ce critère est important et s'il n'est pas respecté, il peut être la source de nombreux problèmes.

- **Distorsion harmonique :**

La présence d'harmoniques est une gêne audible (hi-fi) ou elle perturbe le fonctionnement de la charge. Les onduleurs non sinusoïdaux perturbent non seulement l'environnement électromagnétique mais les harmoniques sont également une perte d'énergie dans le cas de l'alimentation de moteurs.

- **Rendement :**

On s'intéresse à la courbe de rendement en fonction de la charge de l'onduleur: les appareils modernes performants atteignent un rendement supérieur à 90 % dès que la charge est de 5 à 10 % de leur puissance nominale. L'onduleur doit fonctionner souvent à charge très partielle lorsqu'il n'alimente que de l'éclairage ou d'autres petits appareils.

- **Consommation en mode d'attente (stand-by) :**

Il s'agit de données très importantes pour les onduleurs qui fonctionnent de temps en temps et sont toujours branchés. Habituellement, dans ces cas, l'énergie utilisée pour la consommation d'énergie à vide est supérieure à l'énergie utilisée par le récepteur. Une fois le récepteur connecté au réseau, les appareils modernes utilisent la technologie de détection des utilisateurs pour activer la pleine puissance.

1.5.4.2. Différents types d'onduleurs autonomes :

On distingue :

- **Onduleur à onde sinusoïdale – Chargeur :**

Ce sont les onduleurs avec les circuits les plus simples à mettre en œuvre, les protections et la synchronisation au réseau n'existant pas. On trouve ainsi sur le marché de petits onduleurs (100 à 500) utilisant la technique digitale à relativement haute fréquence (30 à 1 00 kHz).

- **Onduleur à onde carrée :**

Il s'agit de la technique la plus simple et ancienne, nous commandons les deux transistors de l'étage primaire du traineur via l'oscillateur 50 Hz, le signal du générateur produira une somme d'harmoniques impaires. Actuellement, l'onduleur à onde carrée n'est utilisé que lorsque le récepteur est parfaitement adapté à l'onde [16].

- **Onduleur à onde pseudo-sinusoïdale :**

C'était l'appareil le plus efficace il y a quelques années et les plus performant en terme de rendement mais ils ont été rattrapés par les modèles sinusoïdaux modernes. On utilise ce genre d'onduleur sous 230 V.

1.5.5. Stockage :

L'un des inconvénients majeur des systèmes photovoltaïques réside dans les pénuries permanentes de l'énergie solaire, qui sont dues aux diverses raisons. Parmi les quelles on dénote ; l'apport périodique de l'énergie solaire (alternances jour/nuit, été/hiver) et l'effet météorologique aléatoire, la durée d'ensoleillement qui est subordonnée aux différentes saisons (position du soleil par rapport au zénith), ...etc. En conséquence, chaque fois que la demande énergétique est décalée dans le temps vis-à-vis de l'apport solaire, le stockage de l'électricité se révèle alors très important. Pour cela le système tampon le plus couramment utilisé pour les

systèmes photovoltaïques est la batterie d'accumulateurs électrochimiques bien connue dans le domaine automobile.

Les accumulateurs électrochimiques sont des générateurs "réversibles" c'est à dire pouvant stocker l'énergie électrique sous forme chimique puis la restituer à tout moment sur demande grâce à la réversibilité de la transformation. Ces réactions consistent des oxydations et des réductions au niveau des électrodes, le courant circulant sous forme d'ions dans l'électrolyte et sous forme d'électrons dans le circuit raccordé à la batterie.

De nombreux types d'accumulateurs électrochimiques existent (Pb, CdNi, NiZn,...), toutefois un des plus anciens et des plus couramment utilisés dans l'automobile est l'accumulateur au plomb. Celui-ci subit des perfectionnements constants pour améliorer ses performances en vue de l'utilisation la mieux adaptée au photovoltaïque.

1.5.5.1. Composition :

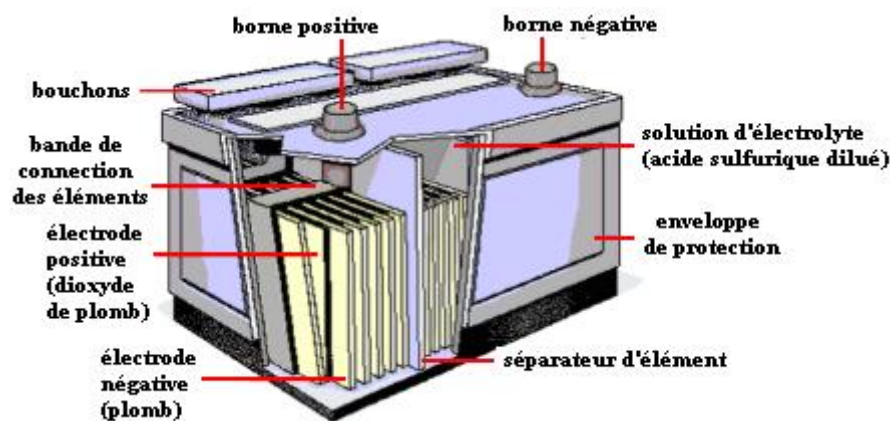


Figure 1.15 : Composition interne d'une batterie plomb-acide.

Une batterie plomb-acide est généralement composée de:

- L'électrode positive est une plaque rectangulaire en plomb renforcée par des nervures entre lesquelles sont disposées des lamelles ou des tubes constitués par des oxydes de plomb.
- L'électrode négative est une plaque de plomb à surface gaufrée dont les alvéoles sont garnis de plomb spongieux.

- L'électrolyte est une solution d'acide sulfurique dont la densité varie en fonction de l'état de charge de la batterie.
- Organisation : L'énergie qu'on peut emmagasiner dans un accumulateur étant proportionnelle à la surface des électrodes, on a intérêt à augmenter leurs dimensions. Pour éviter un trop grand encombrement, on constitue deux faisceaux de plaques parallèles positives et négatives intercalées. L'ensemble des plaques est immergé dans l'électrolyte contenu dans un bac en matière isolante (verre ou matière plastique).

1.5.5.2. Principe de fonctionnement :

Pendant la décharge, la concentration de l'acide sulfurique décroît. Inversement, l'acide sulfurique se reforme pendant la charge. Le moyen le plus sûr de vérifier l'état de charge est de mesurer la densité de l'électrolyte, ce qui permet de connaître la concentration en acide.

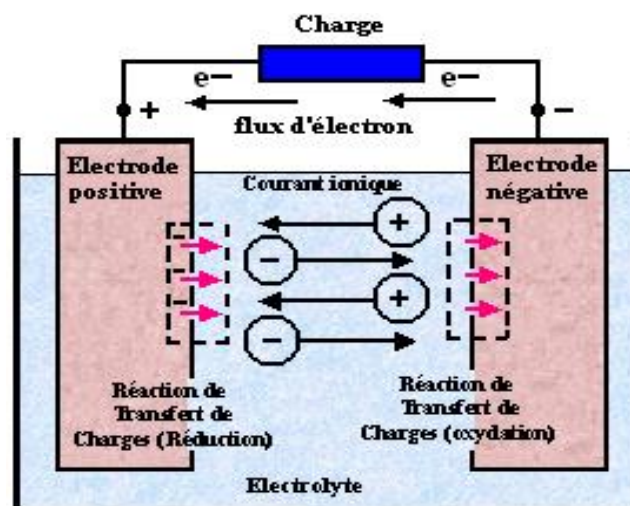


Figure 1.16 : Cellule électrochimique à plomb de base.

En fin de charge, si on prolonge le passage du courant, l'hydrogène et l'oxygène résultant de la décomposition de l'eau finissent par se dégager à l'état gazeux sur les électrodes (Electrolyse). Si la décharge se produit trop longtemps, ou si on ne surveille pas la concentration d'acide sulfurique, celui-ci peut attaquer les plaques en donnant du sulfate de plomb qui n'est plus détruit par la suite. L'accumulateur en sulfate, il finit par devenir inutilisable.

1.5.5.3. Caractéristiques :

a. Tension :

La tension aux bornes d'un élément d'accumulateur au plomb est voisine de 2V. Sa valeur varie entre 1,7V et 2,4 V suivant l'état de charge en conditions normales de fonctionnement.

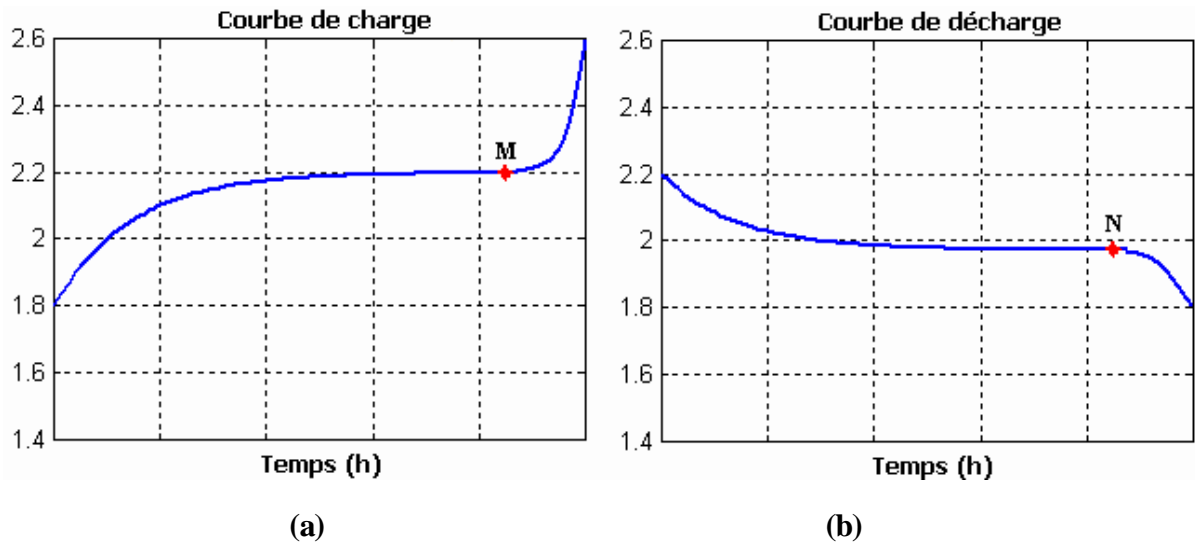


Figure 1.17 : Comportement de l'accumulateur au plomb vis-à-vis le phénomène de charge et décharge, (a) Courbe de charge, (b) Courbe de décharge.

b. Charge :

Pendant la charge, l'accumulateur est un récepteur. Si on trace graphiquement la différence de potentiel à ses bornes en fonction du temps, on constate qu'après un court régime transitoire elle s'établit aux environs de 2,2 V.

En fin de charge (point **M**) figure 1.17 (a), on note un accroissement rapide de la tension. Les plaques, complètement polarisées, ne retiennent plus l'oxygène et l'hydrogène dégagés. La fin de charge est atteinte à 2,6 V en charge cyclique. En charge flottante (régulation de charge) on se limite entre 2,25 V et 2,35 V par élément.

c. Décharge :

Pendant la décharge, la force électromotrice varie, en fonction du temps comme l'indique la figure 1.17. (b). Pendant une assez longue durée d'utilisation, elle reste remarquablement constante à la valeur de 2V environ. À partir du point **N**, elle diminue brusquement (1,8 V), il faut alors recharger l'accumulateur, sous peine de voir apparaître la sulfatation des plaques.

En pratique, on ne descend pas en général en dessous de 20 % de la capacité batterie.

Sinon, la sulfatation entraîne une perte de capacité et une augmentation de la résistance interne d'où baisse de tension.

d. Résistance interne :

La résistance interne d'un accumulateur est toujours très faible et négligeable en général, dans les applications numériques. Cette faible résistance interne présente d'ailleurs un inconvénient : quand les deux bornes sont accidentellement réunies par un conducteur lui-même peu résistant, la résistance totale du circuit reste très faible, l'intensité du courant débité est considérable, l'accumulateur, mis ainsi en court-circuit, est rapidement rendu hors usage.

e. Capacité :

C'est la quantité d'électricité, évaluée habituellement en ampères- heures (Ah), qu'un accumulateur chargé peut faire circuler pendant la période de décharge. La capacité d'un élément est fonction du régime de décharge, la capacité nominale (C_n) d'une batterie étant donnée, généralement pour :

- Un régime de décharge en 10 h ($C/10$).
- Un régime de décharge plus élevé ($I > C/10$) la capacité diminue.
- Un régime de décharge plus faible ($I < C/10$) la capacité augmente.

Le courant de décharge est évalué en fractions de la capacité exprimée en Ah (ex : $C/100$).

1.6. Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons donné un aperçu des différents éléments qui constitue le système photovoltaïque (PV) autonome avec application du pompage. Avant d'entamer notre étude, nous avons vu qu'il est essentiel de bien comprendre le principe de chaque élément du système photovoltaïque. Ce « back-ground » théorique et bibliographique sert d'apport pour optimiser le fonctionnement du système PV. En effet plusieurs facteurs peuvent être pris en compte. Dans le chapitre 2, nous allons procéder à la modalisation de ce système photovoltaïque.

CHAPITRE 2 :
Modélisation d'un système de pompage photovoltaïque

2.1. Introduction :

Le potentiel solaire peut être une solution pour rendre l'application du pompage de l'eau manuel par l'intermédiaire des pompes solaires photovoltaïques. En effet, l'introduction des nouvelles techniques de transformation de l'énergie primaire à des nouvelles sources d'énergie renouvelables a provoqué l'apparition de nouveaux phénomènes qu'on doit les prendre en considération. Le recours à la modélisation d'un système est important lorsque nous souhaitons étudier ses performances.

Dans ce chapitre, nous proposons une étude qui se base sur la modélisation des différents éléments qui constituent le système photovoltaïque autonome.

2.2. Modélisation d'un système de pompage photovoltaïque :

2.2.1. Générateur photovoltaïque GPV:

Un GPV est un ensemble de plusieurs modules PV connectés entre eux en série ou en parallèle. Le module PV est un ensemble de plusieurs cellules connectées entre elles en série pour obtenir la tension désirée (voir chapitre 1).

2.2.1.1. Modélisation du comportement électrique d'une cellule PV:

Le comportement électrique d'une cellule PV est décrit le plus souvent soit par :

- un modèle à une diode (en une seule exponentielle) ;
- soit par un modèle à deux diodes (en double exponentielle).

Dans ce cas, on utilise deux diodes pour représenter la polarisation de la jonction PN. Ces diodes symbolisent la recombinaison des porteurs minoritaires se trouvant à la surface du matériau d'une part et le volume du matériau d'autre part. Le modèle à deux diodes est représenté par le schéma suivant :

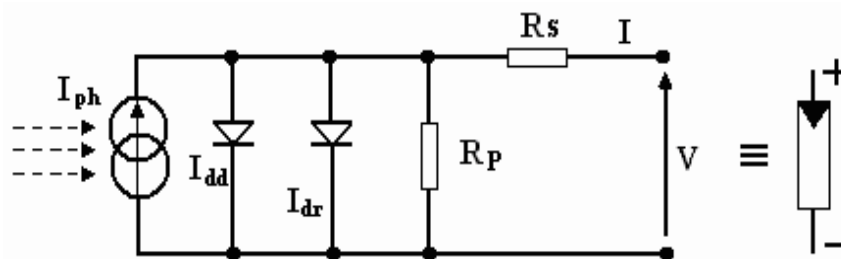


Figure 2.1 : Structure d'une cellule photovoltaïque

- **Expression générale du modèle à deux diodes :**

$$I = I_{ph} - I_{dd} \left(e^{\frac{(V+R_S I)}{n_1 V_1}} - 1 \right) - I_{dr} \left(e^{\frac{(V+R_S I)}{n_2 V_1}} - 1 \right) - \frac{V+R_S I}{R_p} \quad (2.1)$$

Pour modéliser de façon plus précise le comportement d'une cellule PV, il faut prendre en compte le photo-courant produit I_{ph} mais aussi l'effet Joule qui se traduit par des pertes d'énergie dans les résistances série, R_S , (elle dépend principalement de la résistance du semi-conducteur utilisé) et en parallèle, R_P (La résistance shunt est due au courant de fuite au niveau de la jonction PN). Les deux modélisations sont représentées respectivement par les équations:

$$I = I_{ph} - I_{dd} - I_r \quad (2.2)$$

$$I = I_{ph} - I_{dd} - I_{dr} - I_r \quad (2.3)$$

Avec:

- $I_{ph} = I_{cc} \left(\frac{\varphi}{1000} \right)$: Photo-courant de cellule proportionnel à l'éclairement φ . Ce courant correspond également au courant de court-circuit I_{cc} .
- $I_d = I_0 \left(e^{\frac{q(V+R_S I)}{nkT}} - 1 \right)$: est le courant traversant la diode. On peut faire apparaître le potentiel thermodynamique $V_T = \frac{nkT}{q}$
- I_0 : courant de saturation inverse de la diode.
- q : charge de l'électron ($1.6 \cdot 10^{-19} \text{C}$).
- k : constante de Boltzmann ($1.38 \cdot 10^{-23} \text{J/K}$).
- n : facteur d'idéalité de la photopile, compris entre 1 et 5 dans la pratique.
- T : température de la jonction en degré K.
- $I_r = \frac{V+R_S I}{R_p}$ est le courant dérivé par la résistance shunt.

A partir de ces différentes équations, on peut en tirer l'expression implicite du courant délivré par une cellule PV ainsi que sa caractéristique courant-tension.

$$I = I_{cc} \left(\frac{\varphi}{1000} \right) - I_{0d} \left(e^{\frac{(V+R_S I)}{V_T}} \right) - \frac{V+R_S I}{R_p} \quad (2.4)$$

$$I = I_{cc} \left(\frac{\varphi}{1000} \right) - I_{0d} \left(e^{\frac{(V+R_S I)}{V_T}} \right) - I_{0r} \left(e^{\frac{(V+R_S I)}{V_T}} \right) - \frac{V+R_S I}{R_p} \quad (2.5)$$

A noter que pour le modèle en une seule exponentielle, la diode D' sera éliminée. La représentation avec un modèle en double exponentielle est utilisée souvent pour des cellules en silicium poly-cristallin. Par contre pour des cellules en silicium amorphe, un modèle en une seule exponentielle est souvent utilisé. Plusieurs travaux de recherche ont montré que les deux modèles possèdent un domaine de validité; le modèle en double exponentielle se prête mieux aux mesures de la caractéristique courant-tension pour des tensions élevées tandis que celui à une exponentielle est plus précis pour de basses et moyennes tensions [15, 16,17]. Avec n'importe quel modèle le point de fonctionnement du panneau PV est caractérisé par :

$$\begin{cases} V_{pv} = N_s \cdot V \\ I_{pv} = N_p \cdot I \end{cases} \quad (2.6)$$

A noter que ces deux résistances sont liées à la technologie d'élaboration des électrodes. Il faut minimiser Rs de telle sorte que Rp soit très important.

2.2.1.2. Les caractéristiques électriques d'une cellule PV :

2.2.1.2.1. La courbe courant-tension d'une cellule PV :

Sous un éclairage donné, toute cellule photovoltaïque est caractérisée par une courbe courant-tension (I-V) qui représente toutes les configurations électriques que la cellule peut utiliser.

A. Tension de circuit ouvert V_{oc} (pour $I_{cc} = 0$) :

Elle est fonction des caractéristiques de la jonction électronique et des matériaux. Pour une cellule donnée, elle ne varie presque pas avec l'intensité lumineuse, au moins pour des éclairagements supérieurs à 100 W/m² (ce qui correspond au rayonnement solaire sur terre d'une journée très couverte). On l'obtient en branchant directement un voltmètre aux bornes de la cellule. Le courant débité par le générateur PV est nul (la tension maximale d'une photopile ou d'un GPV). Son expression est déduite de l'équation suivante :

$$I = I_{ph} - I_0 \left(e^{\frac{V_{co}}{V_T}} - 1 \right) - \frac{V_{co}}{R_p} = 0 \quad (2.7)$$

Dans le cas idéal sa valeur est légèrement inférieure à :

$$V_{co} = V_T \ln\left(\frac{I_{ph}}{I_0} + 1\right) \quad (2.8)$$

Pour une photopile en silicium la tension de circuit ouvert V_{co} est de 0.55 à 0.6V.

B. Courant de court-circuit I_{cc} (pour $V_{co} = 0$) :

Il est directement proportionnel à l'énergie rayonnante reçue, c'est-à-dire à l'éclairement S (W/m^2), à la température ambiante, à la vitesse de circulation de l'air ambiant. Il est également directement fonction de la surface de la cellule. On obtient sa valeur en branchant un ampèremètre aux bornes de la cellule.

Dans les cellules PV au silicium, la tension V_{co} est de l'ordre de 0,4 à 0,6 V et le courant I_{cc} est de l'ordre de 12 mA/cm²

Dans le cas idéal (R_s nulle, R_p infinie) ce courant se confond avec le photo-courant I_{ph} . Dans le cas contraire, en annulant la tension V dans l'équation (2.4), on obtient :

$$I_{cc} = I_{ph} - I_0 \left(e^{\frac{(R_s I_{cc})}{V_T}} - 1 \right) - \frac{R_s I_{cc}}{R_p} \quad (2.9)$$

Pour la plupart des photopiles (dont la résistance série est faible), on peut négliger le terme $I_0(e^{\frac{(R_s I_{cc})}{V_T}} - 1)$ devant I_{ph} . L'expression approchée du courant de court-circuit est alors :

$$I_{CC} \approx \frac{I_{Ph}}{\left(1 + \frac{R_s}{R_p}\right)} \quad (2.10)$$

Pour le silicium $I_{cc} = 30\text{mA/cm}^2$ pour un éclairement maximal.

2.2.1.2.2. La puissance caractéristique d'une cellule PV :

Dans des conditions ambiantes de fonctionnement fixes (éclairement, température, vitesse de circulation de l'air ambiant, etc.), la puissance électrique $P(W)$ disponible aux bornes d'une cellule PV:

$$P = V \cdot I \quad (2.11)$$

- $P(W)$: Puissance mesurée aux bornes de la cellule PV.
- $V (V)$: Tension mesurée aux bornes de la cellule PV.
- $I (A)$: Intensité mesurée aux bornes de la cellule PV.

2.2.1.2.3. La puissance maximale :

Pour une cellule solaire idéale, la puissance maximale $P_{max, idéale}$ correspondrait donc à la tension de circuit ouvert V_{CO} multipliée par le courant de court-circuit I_{CC} :

$$P_{max, idéale} = V_{co} \cdot I_{CC} \quad (2.12)$$

- $P_{max, idéale} (W)$: La puissance mesurée aux bornes de la cellule PV.

- V_{co} (V) : La tension de circuit ouvert mesurée aux bornes de la cellule PV.
- I_{cc} (A) : L'intensité de court-circuit mesurée aux bornes de la cellule PV.

En pratique, la courbe caractéristique d'une cellule PV est plus "arrondie" (figure 2.2), et la tension au point de puissance maximale $V_{P_{Max}}$ est inférieure à la tension de circuit ouvert V_{co} de même que le courant fourni $I_{P_{max}}$ est inférieur, pour cette même tension, au courant de court circuit I_{cc} . L'expression de la puissance en ce point est donnée par : $P_{max} = V_{P_{max}} \cdot I_{P_{max}}$

2.2.1.2.4. Le facteur de forme :

On appelle facteur de forme FF le rapport entre la puissance maximale fournie par la cellule P_{Max} , dans des conditions d'éclairement, de température et de vitesse de circulation de l'air ambiant donnés, et le produit du courant de court-circuit I_{CC} par la tension de circuit ouvert V_{CO} (c'est à dire la puissance maximale d'une cellule idéale) :

$$FF = \frac{P_{Max}}{V_{co} I_{co}} \quad (2.13)$$

- FF : Facteur de forme.
- P_{max} (W) : Puissance maximal aux bornes de la cellule PV.
- V_{co} (V) : Tension a circuit ouvert.
- I_{co} (A) : Courant a circuit ouvert.

Le facteur de forme FF est de l'ordre de 70 % pour une cellule de fabrication industrielle.

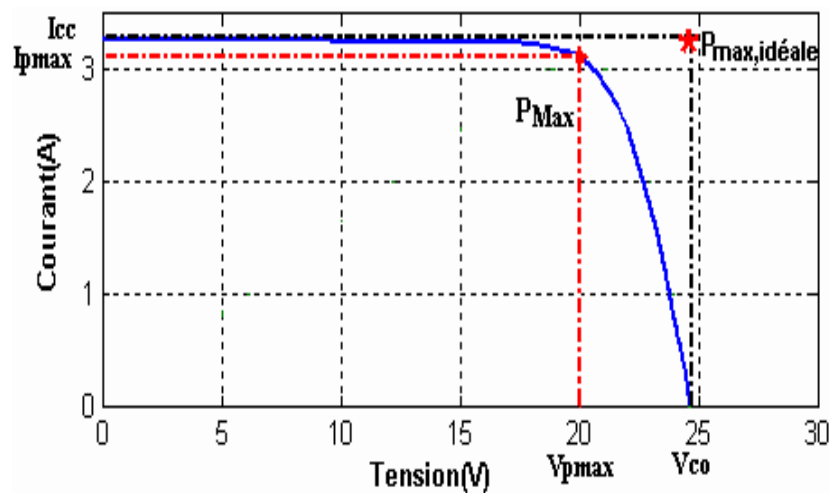


Figure 2.2 : Puissances maximale idéale et pratique.

Ce facteur montre la déviation de la courbe $I(V)$ par rapport à un rectangle (de longueur V_{CO} et largeur I_{CC}), qui correspond à la photopile idéale. La puissance des modules PV s'exprime en Watt-crête. Cette dernière représente la puissance que fournit un module lorsqu'il est fermé sur sa charge nominale (optimale), sous un éclairement de 1000 W/m^2 et à une température de 25°C .

2.2.1.2.5. Rendement de la cellule PV :

La puissance est nulle en court-circuit et en circuit ouvert. Elle passe par un maximum quand on parcourt la caractéristique $I(V)$. Le rapport de la puissance électrique optimale à la puissance incidente.

$$n = P_M/P_0 \quad (2.14)$$

P_0 : est la puissance incidente. Elle est égale au produit de l'éclairement et de la surface totale des photopiles $P_0 = \Psi * S$.

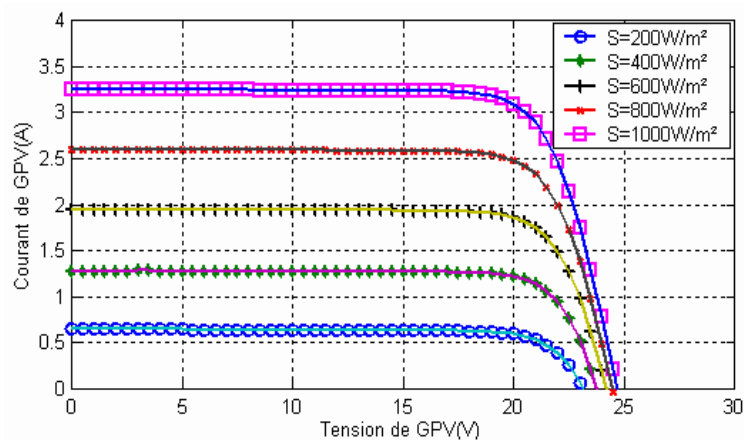
Ψ : Flux global [W/m^2].

S : Surface de générateur [m^2].

2.2.1.3. Comportement d'un générateur PV :

2.2.1.3.1. Influence d'un changement d'éclairement :

La puissance délivrée par un générateur PV dépend de l'irradiation qu'il reçoit comme le montre l'exemple de la figure 2.3. En effet, pour un module donné, l'influence de l'éclairement représenté simplement par une source de courant proportionnelle à l'irradiation peut être faite en première approximation. La figure 2.3, représente les résultats de simulation obtenus.



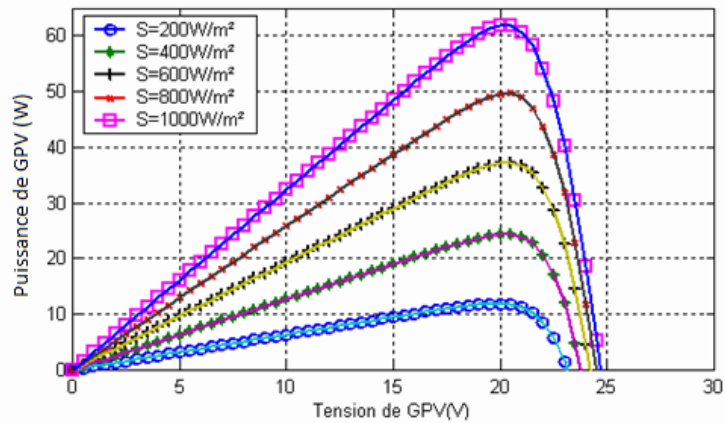
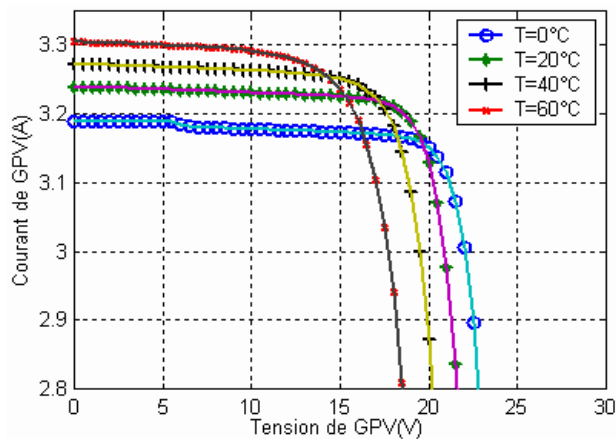


Figure 2.3 : Résultats de simulation des caractéristiques I(V) et de la puissance délivrée par le générateur PV en fonction de différentes irradiances reçues à T=25°C.

Les caractéristiques I(V) et P(V) d'un générateur solaire varient selon les niveaux d'éclairement. Le niveau d'éclairement est défini comme la constance de la densité de l'énergie solaire qui est exprimé en W/m^2 sur la surface d'une zone et selon l'orientation des modules PV [18].

2.2.1.3.2. Influence de la température :

Si l'on considère l'équation (2.5), on s'aperçoit que le courant délivré par chaque cellule dépend de la température interne de la jonction PN qui constitue la cellule PV. Si on considère le réchauffement d'un générateur PV de 25°C à 100°C et si l'on considère en première approximation que la température face arrière de chaque cellule est proche de la température de la jonction PN, alors on peut considérer que l'influence de la température est bien représentée par l'équation (2.5). On s'aperçoit que la tension de circuit ouvert décroît en fonction d'une augmentation de T. Par conséquent, on perd de la puissance disponible aux bornes du générateur PV. La figure 2.4 montre cet effet.



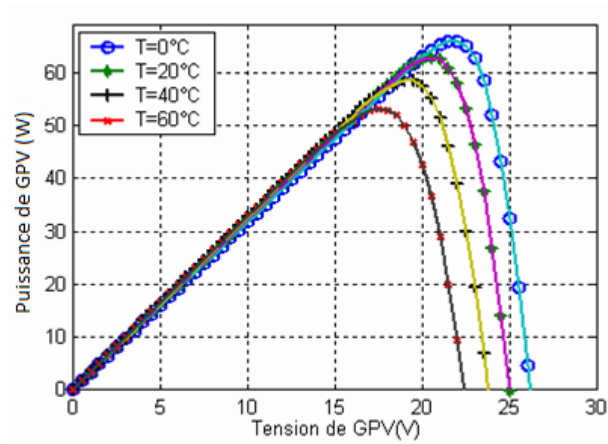


Figure 2.4 : Influence de la température effective des cellules PV sur la tension de circuit ouvert V_{oc} et la puissance maximale du générateur PV à $\varphi = 1000W/m^2$.

Les chutes de tensions sont dues à une augmentation du courant de saturation inverse dans la diode. Le courant I_s est le résultat de la variation de la température de la concentration des porteurs intrinsèques, qui rapporte un taux de recombinaison plus élevé à l'intérieur du semi-conducteur [19].

2.2.1.3.3. Influence de l'éclairement inhomogène :

Lorsque les diverses cellules d'un générateur PV ne sont pas éclairées de manière identique, (feuilles d'arbre tombées à l'automne, conditions d'exposition des ombres d'infrastructures de bâtiments) un comportement nouveau apparaît pour le générateur PV [20]. Certaines cellules recevant moins d'énergie peuvent alors devenir réceptrices. Comme elle le montre la figure 2.5.

Des poussières sur l'ensemble des capteurs peuvent sous certaines conditions produire des résultats semblables mais dans des proportions réduites. En effet, l'éclairement bien qu'inhomogène n'est pas complètement occulté sur une partie de la surface des capteurs PV, on s'aperçoit que la puissance délivrée par le générateur chute parfois même fortement par rapport à la puissance normalement produite sous éclairement homogène.

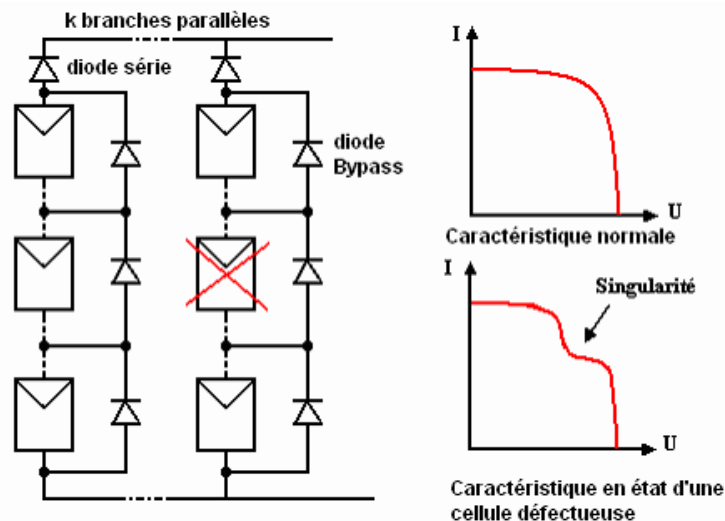


Figure 2.5 : Caractéristiques électriques d'un générateur PV ayant des diodes de protection (dites diodes By-pass).

Si nous analysons ce qui se passe aux bornes des cellules qui sont moins éclairées que le reste du panneau PV, nous nous apercevons que ces cellules au lieu d'être génératrices deviennent réceptrices. Par conséquent, elles risquent de s'échauffer excessivement et même de se détruire définitivement si le défaut persiste.

2.2.1.4. Association des photopiles, Module PV :

En ce qui concerne la photopile, les avantages résultent de la réduction de sa surface, limitant la masse de matériel semi-conducteur coûteux et permettant l'emploi des techniques de la micro électrique. Pour la même raison, on peut recourir à des structures complexes de photopiles, permettant d'atteindre des rendements de conversion impensables pour les photopiles à exposition directe. De plus, il est bien connu que le rendement d'une photopile sous réserve d'un refroidissement efficace, croît avec la concentration.

Les cellules d'un module PV typique sont séparées en plusieurs segments qui sont protégées par des diodes antiparallèles. Si une de ces cellules venait à être ombragée, la diode se déclencherait de manière à protéger les cellules de cette partie de module.

Afin d'obtenir des puissances de quelques kW à quelques MW, sous une tension convenable, il est nécessaire de monter les modules en rangées série-parallèle pour former ce que l'on appelle champ PV [21, 22].

- Association série / parallèle :

En associant les cellules PV en série (ajout des tensions de chaque cellule) ou en parallèle (somme des intensités de chaque cellule), on peut constituer un générateur PV selon les besoins des applications visées. Les deux types de regroupement sont en effet possibles et souvent utilisés afin d'obtenir en sortie des valeurs de tension et intensité souhaitées.

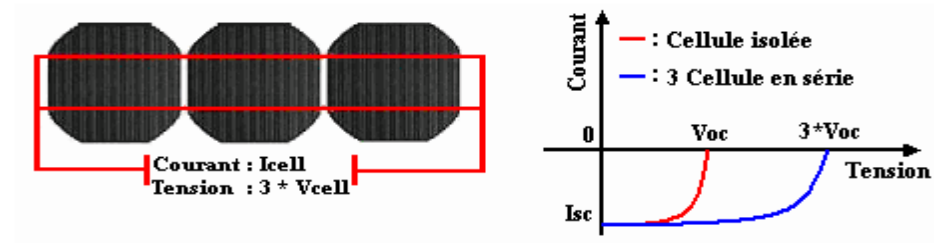


Figure.2.6 : Cellules connectées en série avec leur caractéristique courant-tension.

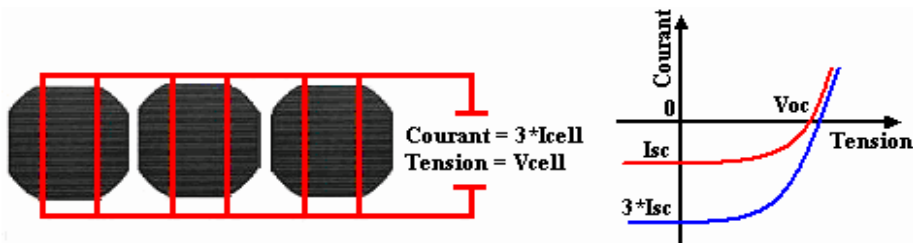


Figure.2.7 : Cellules connectées en parallèle avec leur caractéristique courant-tension.

La considération du modèle de circuit équivalent Figure 2.1 mène à l'équation pour une rangée photovoltaïque de cellules (généralement appelée un module solaire ou une rangée solaire) avec Z cellules photovoltaïques raccordées en série (équation 2.15)[23].

L'équation relative à un groupement mixte forme par la mise de β cellules en série et α en parallèle est la suivante :

$$I = \alpha I_{cc} \left(\frac{\varphi}{1000} \right) - \alpha I_0 \left(e^{\frac{(\beta V + \frac{\beta R_s I}{\alpha})}{\beta V_T}} \right) - \frac{\beta V + \frac{\beta R_s I}{\alpha}}{\frac{\beta}{\alpha} R_p} \tag{2.15}$$

Ces panneaux peuvent alors être encore arrangés en série ou en parallèle pour réaliser la tension et les valeurs de courant désirés pour le système.

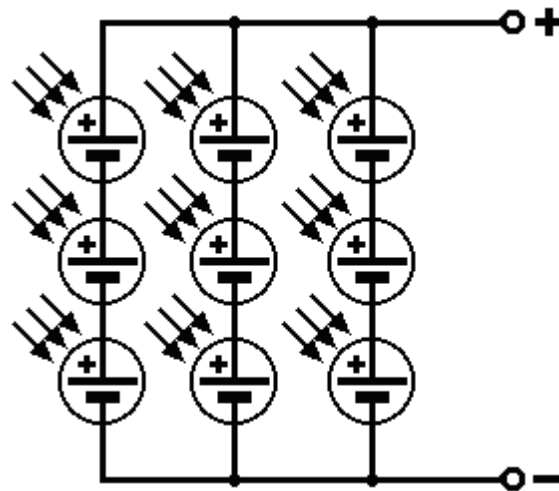


Figure.2.8 : Ensemble de cellules PV montées en série-parallèle pour former un module PV

Pour obtenir donc une force électromotrice supérieure à 12 volts il est nécessaire de mettre en série plusieurs cellules de 0,6 volts. Par exemple un panneau fournissant 20 volts à vide est constitué de 36 cellules. Par contre, la mise en parallèle de cellules permet d'obtenir un courant d'intensité plus grande. Le câblage série-parallèle est utilisé pour obtenir un générateur aux caractéristiques souhaitées.

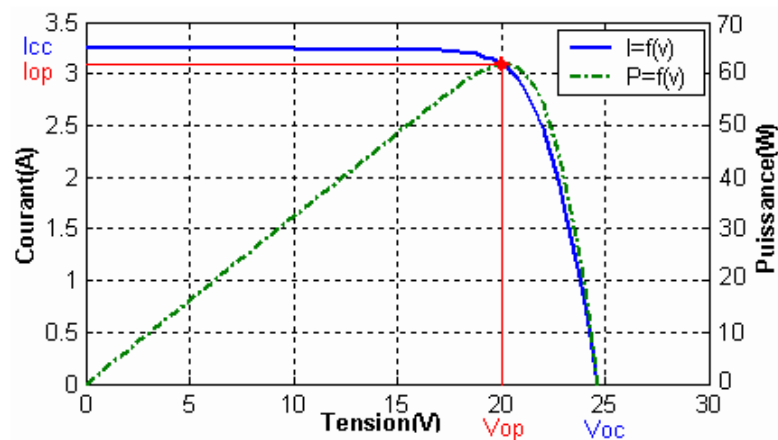


Figure.2.9 : Comportement d'un générateur PV décrit par 36 cellules en série identiques à celle de la figure 2.1

Ainsi, en généralisant à N_n cellules en série et N_m cellules en parallèle, la puissance disponible en sortie du générateur PV ainsi constitué est donnée par :

$$P_{PV} = N_n \cdot V_{PV} \cdot N_m \cdot I_{PV} \tag{2.16}$$

- N_n et N_m : respectivement, le nombre de cellules en série et le nombre de cellules en parallèle.

- V_{PV} et I_{PV} : respectivement, la tension et le courant du générateur PV.

Remarque :

La plupart des panneaux PV commercialisés à l'heure actuelle comportent 36 cellules en série. Si l'on désire avoir un générateur PV ayant un courant de sortie plus intense, il faudra soit faire appel à des cellules PV de grandes surfaces, soit associer plusieurs modules PV de caractéristiques similaires en parallèle.

Pour qu'un générateur PV puisse fonctionner de façon optimale, il faut que les N_n et N_m cellules se comportent toutes de façon identique. Pour cela, il faut qu'elles soient issues de la même technologie et plus encore, du même lot de fabrication,

Il faut ensuite qu'elles soient soumises aux mêmes conditions de fonctionnement (éclairage, température, vieillissement et inclinaison). Et enfin, il faut que l'ensemble soit connecté à une charge qui permet de faire fonctionner le générateur PV proche de sa puissance optimale correspondant à la somme des $N_n \times N_m$ cellules élémentaires.

En résumé, la puissance du générateur PV sera optimale si chaque cellule fonctionne à sa puissance maximale notée P_{max} . Soit, si elle a à ses bornes une tension V_{op} nommée tension optimale et un courant I_{op} , nommé courant optimal. Soit :

$$P_{op} = N_n N_m P_{max} = N_n N_m V_{op} I_{op} \quad (2.17)$$

Pour cela, les fabricants ont choisi pour réduire les dysfonctionnements de ne pas commercialiser des cellules PV seules mais sous forme de module pré câblé constitué pour la plupart de 36 cellules en série. Chaque référence de module a ses propres caractéristiques électriques qui sont garanties à $\pm 10\%$ selon le lot de fabrication.

2.2.2. Convertisseur DC/DC buck-boost :

Il existe trois type de convertisseur DC/DC (voir chapitre 1), on a choisis l'hacheur back/boost; son circuit de base est celui de la figure 2.10.

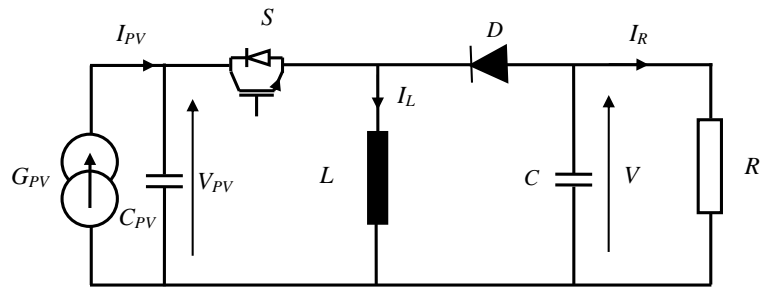


Figure.2.10 : Schéma simplifié d'un convertisseur Buck-Boost.

- Lorsque le transistor est commuté à l'état ON (état de conduction $u= 1$), la diode est inversement polarisée (Figure.2.11(a)). Pendant cette période, le courant d'inductance est généré à partir du GPV, alors que la diode reste inversement polarisée, nous disons que le circuit fonctionne en "période de charge".
- Lorsque le transistor est éteint ($u= 0$), la diode est directement polarisée (Figure.2.11(b)). Cette deuxième période est connue sous le nom de "période de décharge" du fait que l'énergie stockée dans l'inductance L est transférée à la charge R [24].

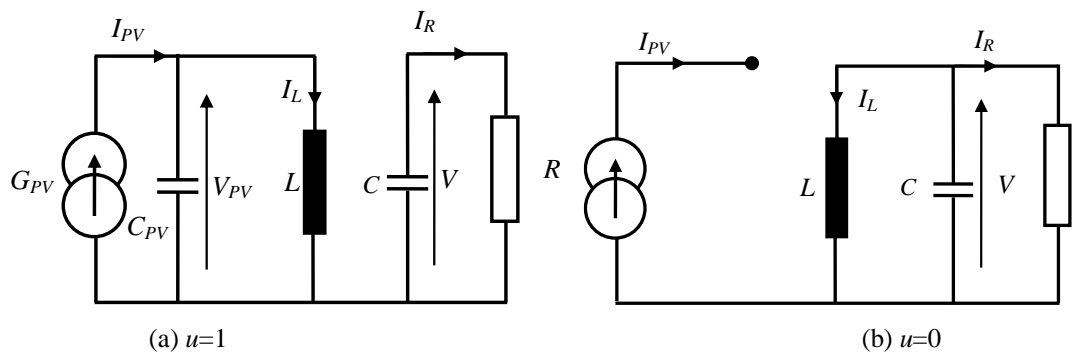


Figure.2.11 : Topologies d'un convertisseur buck-boost.

On applique les lois de Kirchhoff aux deux topologies (Figure.2.11), le système d'équations différentielles décrivant le convertisseur buck-boost est le suivant:

$$\begin{cases} L \frac{di_L}{dt} = uV_{PV} - (1 - u)V_{PV} \\ C \frac{dV_{PV}}{dt} = -(1 - u)I_L - \frac{V_{PV}}{R} \\ C_{PV} \frac{dV_{PV}}{dt} = I_{PV} - uI_L \end{cases} \quad (2.18)$$

2.2.3. Modélisation de l'onduleur :

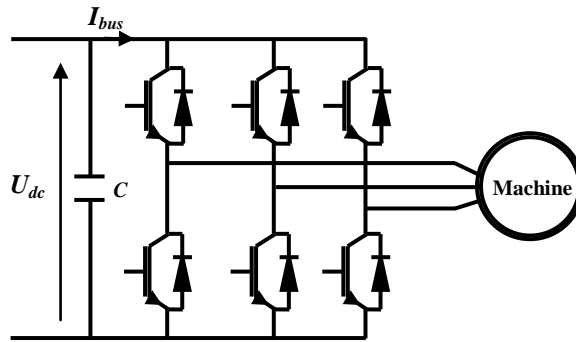


Figure.2.12 : Schéma simplifié d'un onduleur triphasé relie a une charge alternative AC.

Les ordres de commande de l'onduleur sont transmis aux trois bras par l'intermédiaire des signaux de commandes C_1 , C_2 , C_3 . La convention adoptée pour le fonctionnement de chaque bras est la suivante :

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \frac{1}{3} U_{dc} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} C_1 \\ C_2 \\ C_3 \end{bmatrix} \quad (2.19)$$

Et le courant I_{bus} a l'entrée de l'onduleur est donne par :

$$I_{bus} = C_1 I_s + C_2 I_b + C_3 I_c, \quad (2.20)$$

Les tensions composées a la sortie de l'onduleur sont données par :

$$\begin{bmatrix} U_{ac} \\ U_{ba} \\ U_{cb} \end{bmatrix} = U_{dc} \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} C_1 \\ C_2 \\ C_3 \end{bmatrix} \quad (2.21)$$

Le potentiel du point neutre est :

$$V_{no} = \frac{1}{3} (V_{a0} V_{b0} V_{c0}) \quad (2.22)$$

2.2.4. Modélisation de la batterie :

Le modèle de batterie le plus simple [25][26][27] se compose d'un ensemble de force électromotrice en série avec une résistance interne. Mais il se trouve que ce modèle ne peut pas expliquer une autre réalité de la batterie, c'est que lorsque la batterie est mise en circuit ouvert, cette dernière perd sa charge électrique avec le temps.

Lu, de Liu, et de Wu [28] utilisent un modèle qui a été à l'origine développé par Salameh, Casacca, et Lynch dans [29] et [30] comme il est représenté sur la figure 2.13. C'est une

amélioration du modèle généralement utilisé de circuit équivalent de Thevenin. Le modèle de Thevenin décrit le comportement primaire d'une batterie correctement, mais n'explique pas les propriétés lentement changeantes d'une batterie telles que l'augmentation et la diminution de la tension de fonctionnement provoquée par le processus de la charge et de la décharge.

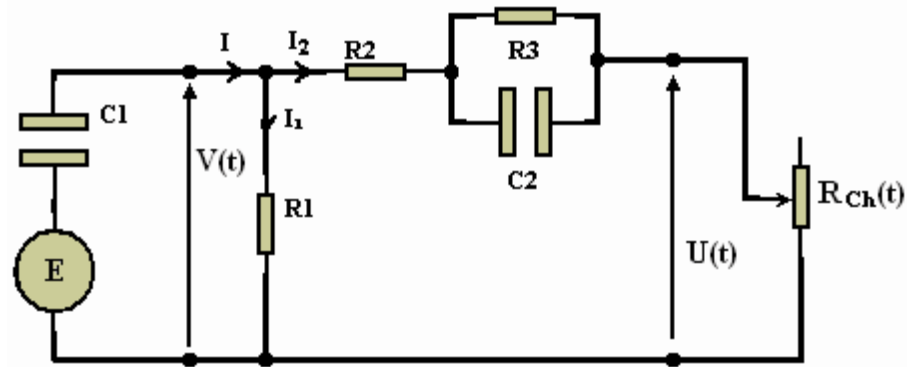


Figure 2.13 : Modèle électrique équivalent d'une batterie plomb-acide.

Ce nouveau modèle de batterie inclut les composants équivalents pour toutes les caractéristiques de fonctionnement principales d'une batterie plomb-acide : La capacité électrochimique de la batterie est représentée par le condensateur C_1 ayant une tension $V(t)$ à ses bornes qui est donnée par :

$$V(t) = \frac{q(t)}{C_1} + E \quad (2.23)$$

Avec :

$q(t)$ est la charge électrique du condensateur C_1 au temps t , son énergie est donné par l'équation :

$$W_c = \frac{1}{2} C_1 V^2(t) \quad (2.24)$$

Cependant le comportement de la capacité d'une batterie est autre que le comportement de la capacité d'un simple condensateur.

Cela se concrétise au niveau de l'équation (2.23), à $t = 0 \gg V_c = \frac{q(0)}{C} = 0$ or que celle de la batterie ne vaut pas zéro à son plus bas état de charge, $V(0) = E$ c'est équivalent à un condensateur ayant un niveau minimum de charge, qui est modélisé par une source de tension E en série avec le condensateur C_1 , et qui est équivalent à une énergie minimale W_{C1min} .

Lorsque la capacité de la batterie C_1 est entièrement chargée cet état est représenté par un niveau maximum de son énergie $W_{C,max}$.

$$W_{bat} = W_{C1,max} * W_{C1,min} = \frac{1}{2} C_1 V_{max}^2(t) * \frac{1}{2} C_1 V_{min}^2(t) = \frac{1}{2} C_1 (V_{max}^2(t) + V_{min}^2(t)) \quad (2.25)$$

L'énergie W_{bat} est donnée en (KWh).

On peut à ce moment exprimer la tension de la batterie $U(t)$ en fonction de la tension de la batterie en circuit ouvert et les autres composants R_1 , R_3 , C_2 avec la constante de temps

$$\theta = R_3 C_2 .$$

$$U = U_{oc} + R_3 \left(1 + e^{\frac{t}{\theta}}\right) I_2 + R_2 I_2 \quad (2.26)$$

La figure 2.13 peut être mathématiquement exprimée dans le domaine fréquentielle représentant l'impédance équivalente d'entrée d'une batterie plomb-acide.

2.2.5. Modélisation du groupe motopompe :

La structure de pompage est constituée d'un moteur entraînant une pompe. Il existe plusieurs modèles théoriques de pompes centrifuges et de moteurs. Selon les travaux de recherche précédents, nous constatons que les chercheurs appliquent la loi de similitude pour déterminer le débit lors d'un fonctionnement à une vitesse différente (ils considèrent que l'électropompe fonctionne toujours au point de fonctionnement optimal). Par exemple, pour une vitesse donnée, la pompe fonctionne au point de fonctionnement optimal. Si l'éclaircissement diminue, cela entraîne une diminution de la vitesse. La HMT reste fixe et la pompe ne fonctionne pas à l'optimum. Donc, à la nouvelle vitesse, le débit est plus faible que le débit pompé correspondant au point optimal. Par conséquent, l'évaluation et l'amélioration des performances d'un système de pompage sont nécessaires pour un choix optimal de la motopompe.

Le modèle théorique du moteur existe. Seulement, Pour obtenir un modèle de la pompe, il est nécessaire de déterminer les caractéristiques débit-fréquence. Par ailleurs, pour la quasi-totalité des pompes, il n'est pas possible de séparer le moteur de la pompe parce qu'ils forment un bloc unique compacte.

2.2.5.1. Modélisation de la machine à courant continu MCC :

La MCC peut être modélisée par le biais d'équations électrique et mécanique. la MCC est défini par un circuit d'induit et un circuit inducteur. L'induit peut être vu comme une résistance R_a et une inductance L_a en série avec une source de tension commandée E proportionnelle à la

vitesse. Du coté mécanique, la MCC représente par l'inertie de l'induit augmentée de celui de la charge entraînée. Le schéma d'une MCC est représenté sur la figure suivante [31, 32, 33] :

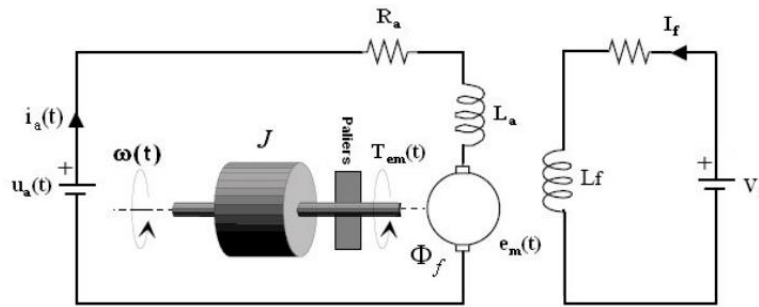


Figure 2.14 : Schéma d'un entraînement avec une MCC à excitation indépendante

La MCC à un avantage primordial d'être facilement commander, le flux et le couple sont naturellement découplés et sont contrôlés indépendamment [34, 35, 36, 37, 38].

L'équation de tension induite s'écrit :

$$e_a = i_a R_a + L_a \frac{di_a}{dt} + E \tag{2.27}$$

Equations électromécaniques :

La tension induite $E(t)$, appelée FEM "force électromotrice" est proportionnelle à la vitesse angulaire $\omega(t)$ et au flux inducteur $\varphi(t)$:

$$E(t) = K_E \omega_m(t) \varphi(t) \tag{2.28}$$

Le couple électromagnétique $T_e(t)$ développé a pour expression :

$$T_e(t) = K_T i_a(t) \varphi(t) \tag{2.29}$$

k_E, k_T sont les Coefficients de proportionnalités .

- **Réglage du courant d'induit**

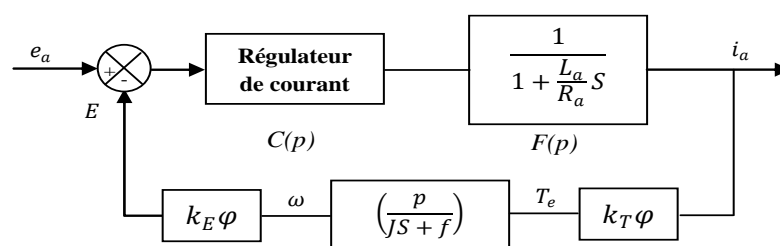


Figure 2.15. Schéma fonctionnel de la boucle de régulation du courant d'induit.

$$\text{Avec : } \tau_r''' = \frac{L_a}{R_a}$$

La fonction de transfert du système en boucle ouverte est :

$$H(p) = C(p)F(p) \quad (2.30)$$

$$\text{Avec : } C(p) = G \left(\frac{\tau_r''' S + 1}{\tau_r''' S} \right)$$

$$H(p) = \left[G \left(\frac{\tau_r''' S + 1}{\tau_r''' S} \right) \right] \left[\frac{1}{(\tau_r''' S + 1)} \right] = \frac{G}{\tau_r''' S} \quad (2.31)$$

La fonction de transfert du système en boucle fermée est :

$$G(p) = \frac{H(p)}{H(p)+1} \quad (2.32)$$

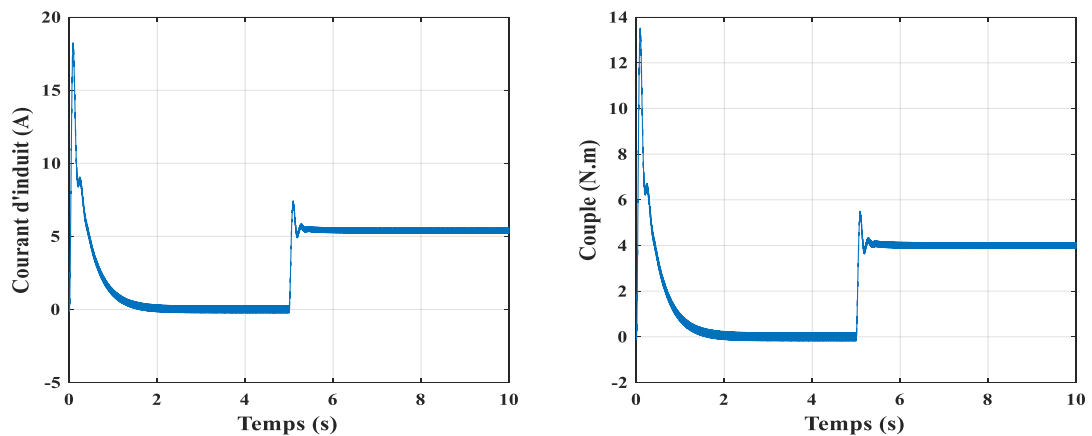
$$G(p) = \frac{1}{G + \tau_r''' S} \quad (2.33)$$

$$t_r = 3\tau_n = 3 \frac{\tau_r'''}{G} \quad (2.34)$$

$$G = \frac{L_a}{3R_a t_r} \quad (2.35)$$

• Résultats de simulations

La figure (2.16) montre l'évolution du courant d'induit, du couple et de la vitesse, obtenus sous MATLAB Simulink pour une MCC lors d'un démarrage à vide suivie d'une perturbation du couple de charge (4 N.m) avec une vitesse de référence (180 rad/s) à l'instant $t = 5$ s.



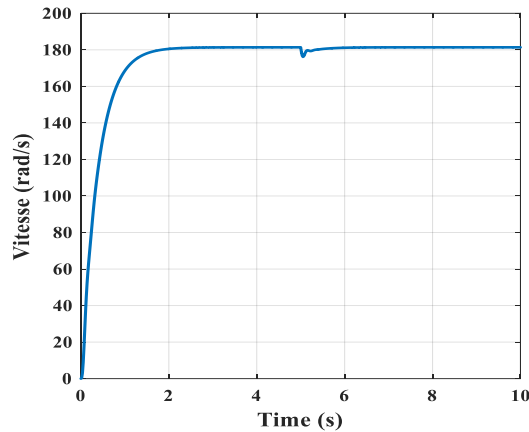


Figure 2.16 : Démarrage à vide d'une MCC suivi d'une perturbation du couple de charge

La figure 2.16 montre clairement que le courant d'induit démarre avec une certaine valeur puis s'annule jusqu'à 1,5 s. Après l'application du couple de charge à $t=5$ s, la perturbation du couple a été rapidement rejetée par le régulateur de vitesse. Le couple est l'image du courant selon le principe de la commande vectorielle, il compense instantanément le couple résistant.

2.2.5.2. Modélisation de la pompe centrifuge :

Les pompes centrifuges sont les plus utilisées dans le domaine industriel à cause de la large gamme d'utilisation qu'elles peuvent couvrir, de leur simplicité et de leur faible coût. La pompe centrifuge transfère l'énergie cinétique du moteur au fluide par le mouvement de rotation de la roue ou des aubes. En raison de la force centrifuge des pales, l'eau entrant au centre de la pompe est poussé vers l'extérieur et vers le haut.

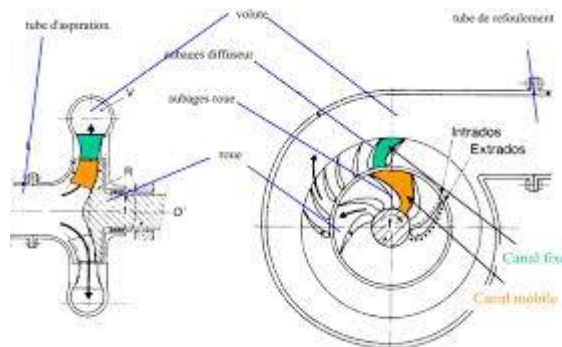


Figure 2.17 : Description de la pompe.

Pour choisir une pompe, il faut tenir compte de la courbe caractéristique du constructeur donnant le débit en fonction de la hauteur manométrique, les rendements de pompage et les puissances absorbées aux différents régimes.

La courbe ci-dessous détermine la courbe caractéristique de la pompe

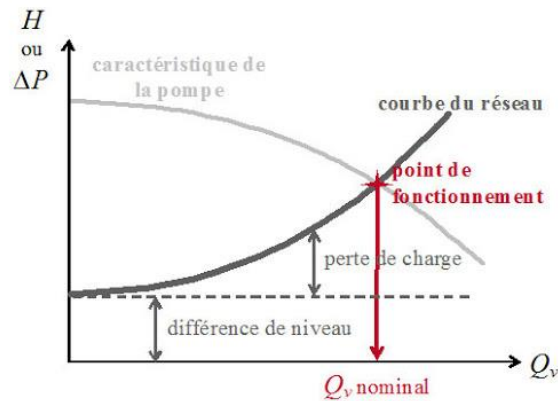


Figure 2.18 : le développement de la hauteur en fonction du débit.

Cette courbe détermine le développement de la hauteur en fonction du débit. L'intersection de la courbe du réseau et de la caractéristique de la pompe définit le point de fonctionnement et donc le débit normal.

2.2.5.2.1. Hauteur manométrique totale :

La hauteur manométrique totale dépend fortement de la hauteur géodésique qui est la hauteur nette de transport d'eau. De plus de la hauteur géodésique, d'autres facteurs influent sur la hauteur manométrique totale à savoir les pertes de charge linéaires (ΔH_1) et singulières (ΔH_2) dans les conduites. Cette hauteur peut être exprimée sous cette formule [35, 34, 39, 40] :

$$H = H_g + \Delta H \quad (2.36)$$

2.2.5.2.2. Pertes de charges linéaires :

Se sont les pertes d'eau dans la tuyauterie données par la formule (2.35) :

$$\Delta H_1 = \lambda \frac{L v^2}{D 2g} \quad (2.37)$$

Avec :

λ : Coefficient de pertes de charges linéaires.

D : Diamètre de la tuyauterie (m).

L : Longueur de la tuyauterie (m).

g : Accélération de la pesanteur (m/s^2).

v : Vitesse moyennes du fluide (m/s) qui est donnée par : $v = \frac{4Q}{\pi D^2}$

$$\Delta H_1 = \lambda \frac{L}{D} \left(\frac{8Q^2}{\pi^2 D^4 g} \right) \quad (2.38)$$

Les pertes de charges linéaires sont proportionnelles à la longueur de canalisation. Ces pertes diminuent quand on augmente le diamètre de la canalisation et quand le diamètre de la conduite augmente, elles diminuent considérablement.

2.2.5.2.3. Pertes de charges singulières (locales)

Ces pertes dues essentiellement aux divers changements de section qui correspondent aux accidents de parcours dans les réseaux hydrauliques, elles peuvent être exprimées par [41, 42, 43] :

$$\Delta H_2 = \varepsilon \frac{v^2}{2g} = \varepsilon \frac{8Q^2}{\pi^2 D^4 g} \quad (2.39)$$

$$\Delta H = \Delta H_1 + \Delta H_2 \quad (2.40)$$

$$\Delta H = \left(\lambda \frac{L}{D} + \varepsilon \right) \left(\frac{8Q^2}{\pi^2 D^4 g} \right) = K_{fr} Q^2 \quad (2.41)$$

Avec : K_{fr} Constante de canalisation.

La hauteur totale de pompage est :

$$H = H_g + K_{fr} Q^2 \quad (2.42)$$

2.2.5.2.4. Caractéristique couple vitesse C (ω) de la pompe :

Le couple imposée par la pompe applique par un couple de charge proportionnel au carré de la vitesse du moteur qui est de la forme suivante :

$$T_L = k_r \omega_m^2 \quad (2.44)$$

Avec : $K_r = \frac{P_m}{\omega_m^3}$

2.2.5.2.5. Calcul de puissance :

L'énergie mécanique nécessaire à une pompe est toujours supérieure à l'énergie transmise au fluide suite aux différents frottements des organes de rotation. L'expression générale de la puissance hydraulique est donnée comme suit :

$$P_H = \frac{\rho g Q H}{\eta_p} \quad (2.45)$$

Avec : η_p le rendement de la pompe qui est de l'ordre de 0.4 à 0.8 pour les pompes centrifuges.

Il est important de choisir une pompe dont le rendement sera optimum à la hauteur manométrique et la vitesse de rotation prévue.

2.3. Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons présenté la modélisation mathématique de chaque élément constituant notre système de pompage PV. Ensuite, nous avons décrit brièvement le modèle du convertisseur DC/DC buck-boost et de l'onduleur de tension tout en considérant que ses composants sont parfaits et que la commutation de ses bras se fait d'une manière instantanée. Puis nous avons présenté le modèle mathématique d'une batterie plomb-acide. Après cela nous avons présenté le modèle dynamique d'une machine à courant continu utilisée dans notre système de pompage PV. Nous avons terminé le chapitre avec la modélisation de la pompe centrifuge.

Par conséquent, il est nécessaire d'étudier l'optimisation du fonctionnement des systèmes de pompage PV. Dans le chapitre suivant, on va étudier les commandes spécifiques en poursuite du point de puissance maximum (MPPT) pour les systèmes de pompage PV.

CHAPITRE 3 :
Optimisations du système de pompage photovoltaïque

3.1. Introduction :

La puissance électrique produite par un GPV dépend fortement de l'ensoleillement et à un degré moins important de la température, mais aussi du vieillissement global du système. Pour ces raisons, le GPV ne peut fournir une puissance maximale que pour une tension particulière et un courant bien déterminé; ce fonctionnement à puissance maximale dépend de la charge à ses bornes. Afin d'extraire à chaque instant le maximum de puissance disponible aux bornes du GPV et de la transférer à la charge, un étage d'adaptation devra être intégré entre les deux. Ce dernier doit être capable de faire fonctionner le GPV à sa puissance maximale [44, 45].

Dans le but d'atteindre cet objectif, l'étage d'adaptation doit être muni d'une commande MPPT, qui va agir sur son rapport cyclique en fonction des variations des conditions météorologiques ou de la charge pouvant survenir. Dans ce sens, nous présentons dans ce chapitre l'optimisation de fonctionnement du système de pompage PV. On présente d'abord le couplage direct du groupe motopompe-GPV et ensuite, certaines méthodes de suivi de la puissance maximale tel que (P&O, INCetMG). Enfin, des simulations seront présentées tout en tenant compte de l'effet de changement des conditions météorologiques [46, 47].

3.2. Couplage directe du groupe motopompe-GPV :

Quand le GPV reçoit un appel de courant trop fort, il débite son maximum de courant correspondant à un fonctionnement en court-circuit. C'est le cas d'une liaison directe du GPV à une charge [48]. À noter que dans certaines situations, il existe des charges qui ne peuvent pas être vaincues car les régimes transitoires sont importants. Par exemple, la pompe ne peut pas débiter de l'eau si la puissance consommée n'est pas suffisante pour élever l'eau à la hauteur demandée. Ceci est dû au problème d'éloignement du point de fonctionnement par rapport au point de fonctionnement optimal [49].

Les systèmes de pompage à couplage direct, comme montré sur la figure (3.1), sont des systèmes simple et fiable [50].

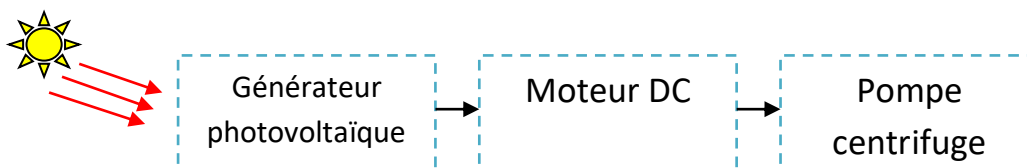


Figure 3.1 : couplage directe.

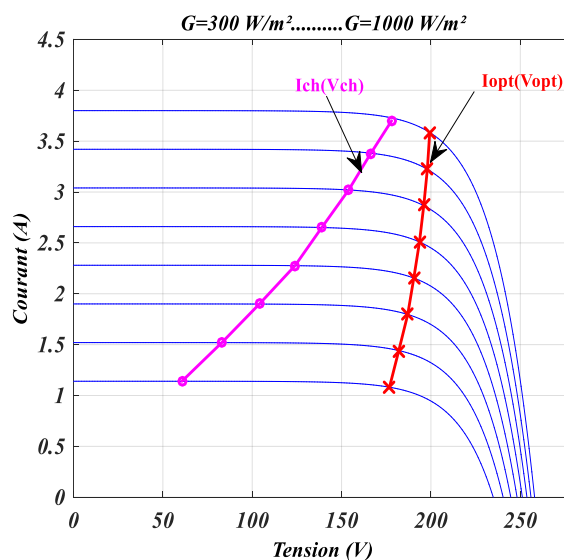
Quand le GPV est directement couplé à la charge, son point de fonctionnement sous rayonnement constant est l'intersection de sa courbe caractéristique courant-tension $I = f(V)$ et de la ligne de charge $I_{ch} = f(V)$. Ce point de fonctionnement n'est pas nécessairement le point de puissance maximale (MPP). Par conséquent, en couplage direct, le GPV est généralement surdimensionné pour garantir qu'une puissance suffisante peut être fournie à la charge pendant les mois de faible rayonnement, ce qui rend le système trop coûteux.

Malgré les avantages du couplage direct, le fait est que ce couplage n'est possible que sous certaines conditions (température, lumière, type et paramètres de charge). Par conséquent, des techniques plus sophistiquées doivent être utilisées.

3.3. principe de la recherche du point de puissance maximale :

La méthode de tracking connue sous le nom de MPPT (Maximum Power Point Tracking) est une commande qui permet de faire fonctionner un générateur non linéaire afin de produire en continu sa puissance maximale. Les systèmes MPPT sont généralement associés au GPV et même aux générateurs éoliens. La méthode MPPT est basée sur l'utilisation d'algorithmes de recherche, dans lesquels la valeur maximale de la courbe de puissance est estimée sans interrompre le fonctionnement normal du système.

On peut dire que la commande MPPT peut contrôler le convertisseur statique connecté à la charge et au GPV pour fournir en permanence une puissance maximale. La figure (3.2) représente la trajectoire du point de puissance maximale produite par le GPV. À noter que le tracking joue un rôle très important parce qu'il maximise le rendement [51, 52].



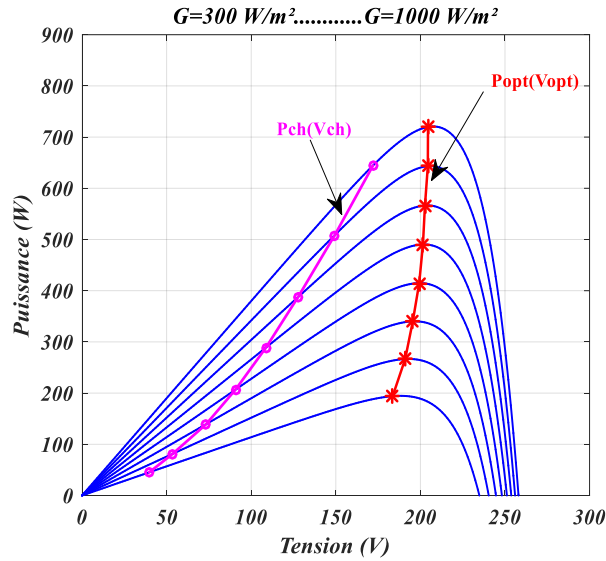


Figure.3.2 : Tensions et puissances de charge pour un couplage direct

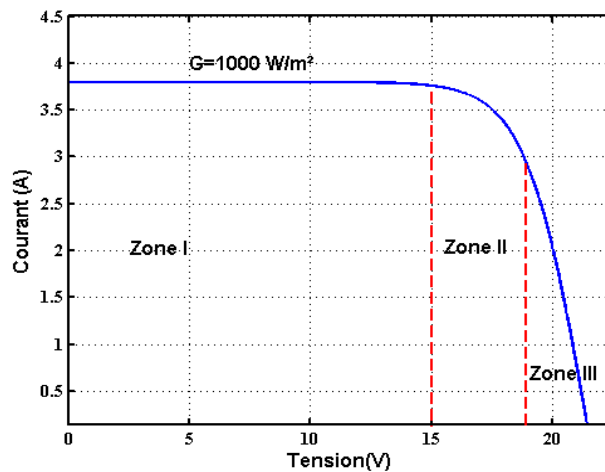


Figure.3.3 : Points de fonctionnement du système de pompage PV

On voit que le point de fonctionnement du système est situé à l'intersection de la caractéristique I-V du générateur et de la courbe de charge de l'ensemble motopompe, qui se déplace en fonction de la quantité d'ensoleillement. Pour des valeurs d'ensoleillement plus élevées, les caractéristiques se croisent dans la zone où le générateur fournit la meilleure puissance (zone 2). D'un autre côté, pour des valeurs d'insolation faibles, le point de fonctionnement est éloigné de la zone; cela entraînera des performances du système plutôt médiocres, de sorte que le générateur est sous-utilisé.

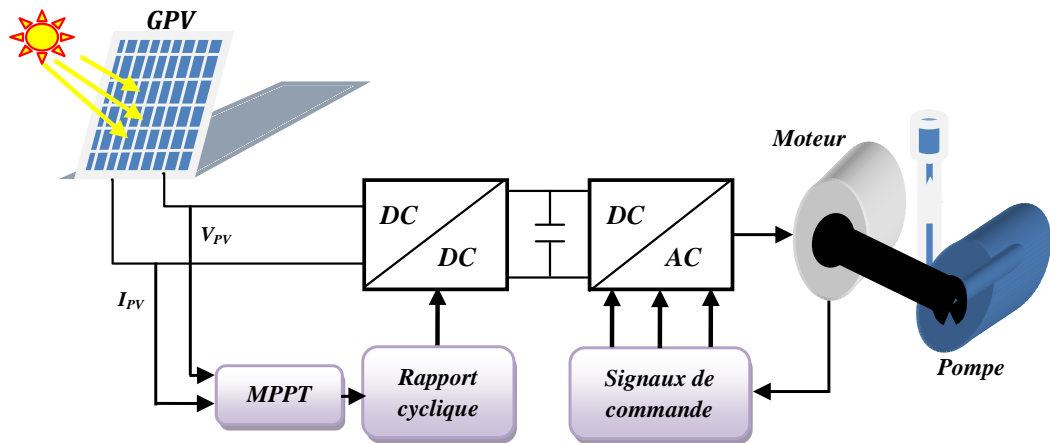


Figure.3.4 : Schéma synoptique du couplage photovoltaïque avec MPPT

Le point de puissance maximale est généralement commandé par deux variables de contrôle (tension ou puissance), qui sont mesurées à chaque fois et utilisées à nouveau dans la boucle pour déterminer si le module PV est en PPM. Diverses publications sur des commandes assurant un fonctionnement de type MPPT apparaissent régulièrement dans la littérature depuis 1968, date de publication de la première loi de commande de ce type, adaptée à une source d'énergie renouvelable de type PV [53]. Étant donné le grand nombre de publications dans ce domaine, nous allons faire une comparaison de ces techniques qui peut suggérer plusieurs informations importantes pour la conception de ces types de systèmes. Dans ce qui suit, nous allons citer quelques méthodes et stratégies de tracking existant dans la littérature.

3.3.1. Optimisation par la méthode de perturbation et d'observation (P&O) :

L'algorithme "Perturber et observer" (P&O : Perturb-and-Observe) est bien connu et continue à être la méthode la plus employée dans les modules MPPT parce qu'elle est simple et n'exige seulement des mesures de tension et du courant du panneau photovoltaïque : V_{PV} et I_{PV} respectivement [54]. Comme son nom l'indique, la méthode P&O fonctionne en perturbant la tension V_{PV} et en observant l'effet de ce changement sur la puissance de sortie GPV. On considère que le GPV fonctionne à un point qui n'est pas forcément le MPP. La tension de fonctionnement est perturbée par (dV) et on observe une variation (dP) de la puissance électrique. Si (dP) est positif, les interférences de tension déplaceront le point de fonctionnement vers un point plus proche du MPP. D'autres perturbations successives de la tension dans la même direction (c'est-à-dire avec le même signe algébrique) devraient déplacer le point de fonctionnement jusqu'à ce que MPP soit atteint. Dans le cas où (dP) est négatif, le point de

fonctionnement s'éloigne du MPP, de sorte que le signe algébrique de la perturbation de tension doit être inversé pour ramener le point de fonctionnement à MPP.

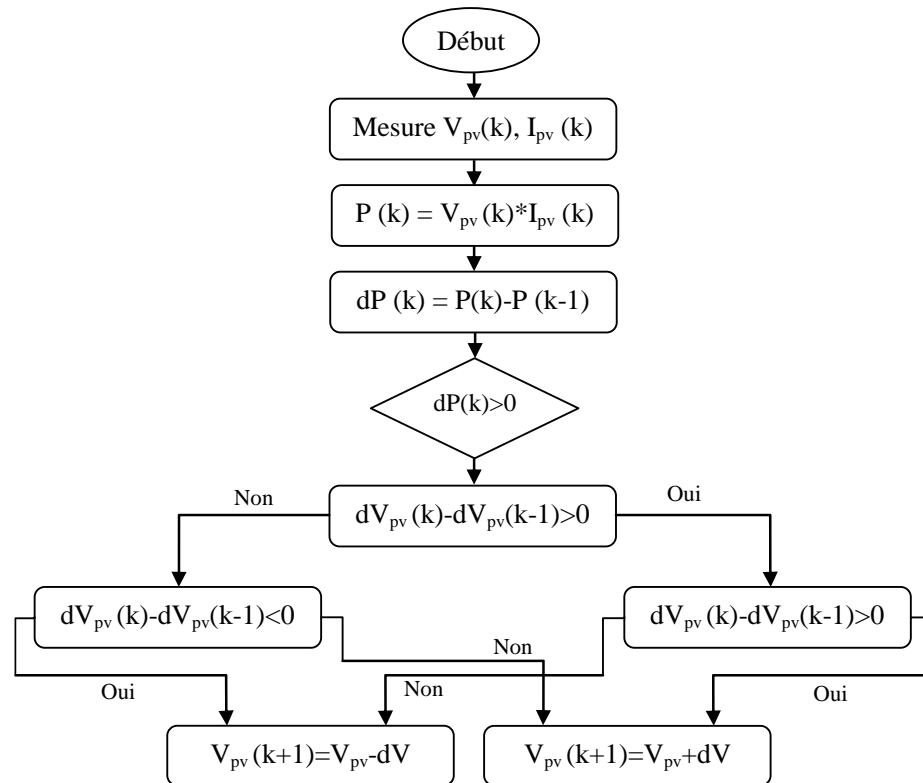


Figure 3.5 : Organigramme de l'algorithme P&O.

L'algorithme "P&O" a des limitations qui réduisent son efficacité. Lorsque l'intensité de l'ensoleillement diminue, il est difficile pour la MPPT d'identifier l'emplacement du MPP. Un autre inconvénient de l'algorithme "P&O" est qu'il ne peut pas déterminer quand le MPP est atteint. A ce moment, il oscille autour du MPP, changeant ainsi le signe de la perturbation (dV) après chaque mesure (dP). De plus, il a été montré que l'algorithme "P&O" présente un comportement irrégulier sous des changements rapides des niveaux d'insolation (passage de nuages en mouvement). L'algorithme continuera à éloigner le point de fonctionnement du point réel de puissance maximale et il y aura plus de puissance perdue. Ce réglage incorrect continuera jusqu'à ce que le changement d'éclairement ralentisse ou se stabilise.

Sur le schéma de la figure (3.6), nous considérons que le point de fonctionnement est sur la courbe 1. Le MPPT oscille autour du MPP du point A. Puis, nous supposons que la valeur de l'ensoleillement augmente et la courbe puissance-tension du générateur se déplace vers la courbe 2.

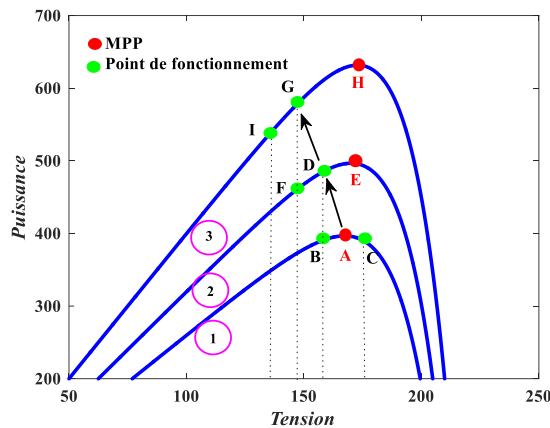


Figure.3.6 : Illustration du comportement erratique de l'algorithme 'P&O' sous un changement d'éclairage rapide.

Si, au cours du changement rapide de l'ensoleillement, le MPPT perturbe le point de fonctionnement du point A vers le point B, l'algorithme déplace en réalité le point de fonctionnement de A vers D (puisque le point D et B ont la même tension). Donc, ceci conduit à un (dP) positif et le MPPT continuera de perturber la tension dans la même direction ; donc, vers le point F. Si l'ensoleillement augmente toujours rapidement, le point de fonctionnement se déplace vers le point G sur la courbe 3 au lieu du point F sur la courbe 2. Alors, le MPPT voit toujours un (dP) positif et il déplace le point de fonctionnement vers le point I tandis qu'il croit en bon sens de convergence vers le MPP. À partir des points $A \rightarrow D \rightarrow G \rightarrow I$, le MPPT s'éloigne continuellement du MPP en diminuant le rendement de l'algorithme.

Plusieurs améliorations de l'algorithme "P&O" ont été proposées [46, 51]; une des plus simples méthodes nécessite l'ajout d'une fonction "attendre" qui cause une cessation momentanée des perturbations si le signe algébrique de la perturbation est inversé plusieurs fois en un petit moment tout en indiquant que le MPP a été atteint. Ceci réduit l'oscillation au tour du MPP et améliore l'efficacité de l'algorithme pour des ensoleillements constants. Cependant, il rend également le MPPT plus lent pour répondre au changement des conditions climatiques empirant le comportement erratique des jours partiellement nuageux.

3.3.2. Optimisation par la Méthode d'incrément de la conductance (INC) :

L'algorithme d'incrément de la conductance a été développé pour améliorer l'algorithme (P&O) surtout le problème d'oscillation autour du MPP. Les tensions et courants du générateur sont mesurés, de telle manière que le contrôleur peut calculer la conductance $G=I/V$ et la conductance incrémentale $dG= dI/dV$ et décider de son comportement [55, 56, 57, 58, 59].

La dérivée de la puissance par rapport à la tension est :

$$\frac{dP}{dV} = I + V * \frac{dI}{dV} \quad (3.1)$$

Ceci conduit aux équations suivantes :

$$\begin{cases} \frac{dI}{dV} = -\frac{I}{V}, & \frac{dP}{dV} = 0 & (a) \\ \frac{dI}{dV} > -\frac{I}{V}, & \frac{dP}{dV} > 0 & (b) \\ \frac{dI}{dV} < -\frac{I}{V}, & \frac{dP}{dV} < 0 & (c) \end{cases} \quad (3.2)$$

Les équations (3.1) et (3.2) sont utilisées pour déterminer la direction dans laquelle la perturbation doit se produire lorsque le point de fonctionnement est déplacé vers le MPP. Répétez cette interférence jusqu'à ce que l'équation (3.2.a) soit satisfaite. Une fois que le MPP est atteint, l'algorithme continuera à fonctionner avec cette valeur jusqu'à ce qu'il détecte un changement de la valeur actuelle. Ce dernier résulte d'un changement au niveau de l'ensoleillement. Lorsque la quantité d'insolation augmente, MPP se déplace vers la droite de la tension de fonctionnement. Afin de compenser ce mouvement du MPP, le MPPT doit augmenter la tension de fonctionnement. La même chose pour le cas contraire, quand l'ensoleillement diminue, le MPPT doit diminuer cette dernière comme il est indiqué à la figure (3.7).

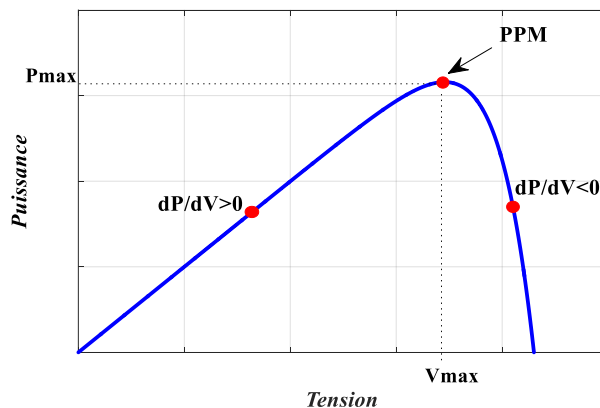


Figure.3.7 : Caractéristique $P(V)$ d'un GPV, Variation de dP/dV

L'organigramme de l'algorithme (INC) est montré sur la figure (3.8). Après la mesure de I_{PV} et V_{PV} du GPV, on calcule dI et dV . Si $dV=0$ et $dI=0$, alors les conditions atmosphériques n'ont pas changé et le MPPT fonctionne toujours au MPP. Si $dV=0$ et $\Delta I > 0$, alors l'ensoleillement a augmenté. Ceci exige d'augmenter la tension de fonctionnement pour retrouver de nouveau le MPP. Contrairement si $dI < 0$, l'ensoleillement a diminué tout en exigeant à l'algorithme de

diminuer la tension de fonctionnement. Si le changement de la tension n'est pas nul, les rapports dans les équations (3.2-b) et (3.2-c) peuvent être employés pour déterminer la direction dans laquelle la tension doit être changée afin d'atteindre le MPP. Si $(dI/dV) > (-I/V)$ (c'est-à-dire le rapport $(dP/dV) > 0$), donc le point de fonctionnement est à gauche du MPP. Ainsi, la tension de fonctionnement doit être augmentée pour atteindre le MPP. De même, si $(dI/dV) < (-I/V)$ (c'est-à-dire le rapport $(dP/dV) < 0$), le point de fonctionnement se trouve à droite du MPP tout en signifiant que la tension doit être réduite pour atteindre le MPP.

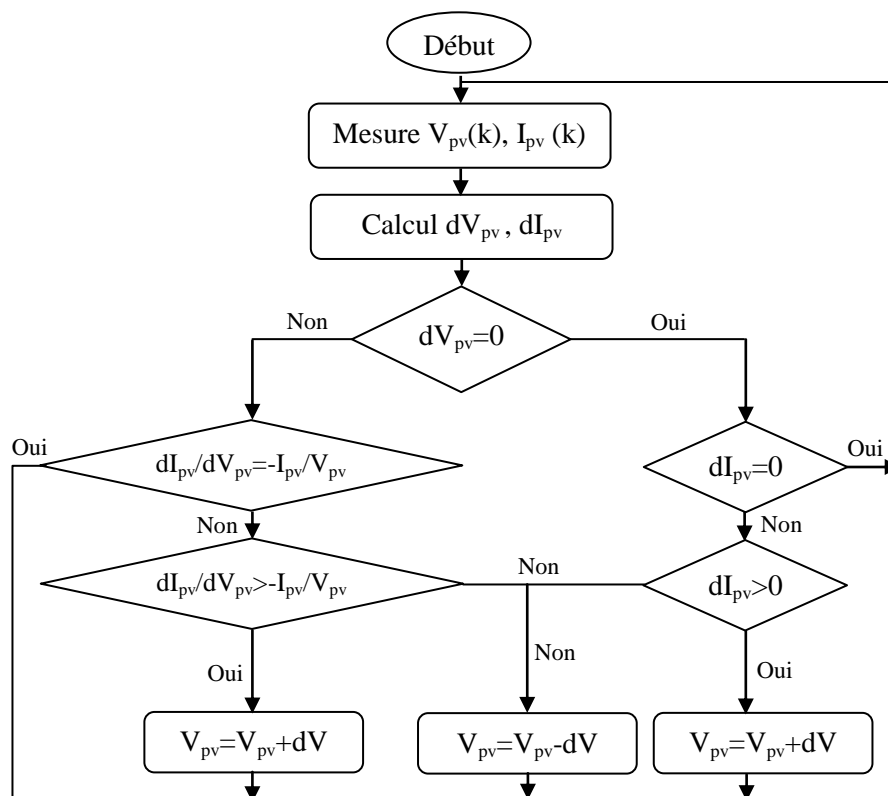


Figure.3.8 : Organigramme de l'algorithme INC

En réalité, cet algorithme est une correction de l'algorithme "P&O" puisqu'il est capable de calculer la direction dans laquelle la perturbation du point de fonctionnement devrait être pour atteindre le MPP, et il peut aussi déterminer l'atteinte du MPP. De plus, dans les conditions de changement rapide de l'ensoleillement, l'algorithme ne devrait pas prendre la mauvaise direction comme c'est le cas avec l'algorithme "P&O", et d'ailleurs, il n'oscille autour du MPP une fois qu'il l'atteint.

3.3.3. Optimisation par la commande en mode glissant (MG) :

La commande par MG est un cas particulier de la théorie des systèmes à structure variable [60]. La communauté de l'automatisation a rapidement pris conscience de l'intérêt de cette approche qui allie la simplicité de la synthèse et la robustesse [61, 62, 63]. Cette technique de commande et d'observation a reçu un intérêt sans cesse croissant du fait :

- de leur simplicité relative d'élaboration;
- de leur robustesse vis-à-vis de certaines incertitudes paramétriques et perturbations;
- de la large gamme de leurs applications dans des domaines très variés tels que la robotique, la mécanique ou l'électrotechnique [64, 65, 66, 67, 68, 69, 70]

La technique consiste à définir une surface dite de glissement, et une loi de commande obtenue de manière à conduire et à contraindre le système à rester au voisinage d'une surface dite surface de commutation [71, 72, 73].

3.3.3.1. Principe de fonctionnement de la méthode mode glissant (MG) :

Le principe de cette technique est de contraindre le système à atteindre et rester sur une surface donnée. La surface considérée est alors désignée comme étant la surface de glissement ou de commutation. Le comportement dynamique résultant, appelé régime glissant idéal, est complètement déterminé par les paramètres et les équations définissant la surface. L'avantage d'obtenir un tel comportement est double: d'un côté, nous avons une réduction de l'ordre du système, et de l'autre, le régime glissant est insensible aux perturbations intervenant dans les mêmes directions que les entrées [74, 75, 76]. La trajectoire vers la surface de glissement dans le plan de phase est constituée de trois parties distinctes [77, 78, 75, 76] :

- **Le mode de convergence -MC-**: c'est le mode durant lequel la variable à régler se déplace à partir de n'importe quel point initial dans le plan de phase et tend vers la surface de commutation $S(x,y)=0$ (dans le cas de deux dimensions). Ce mode est caractérisé par la loi de commande et le critère de convergence.
- **Le mode de glissement -MG-** : c'est le mode durant lequel la variable d'état a atteint la surface de glissement et tend vers l'origine du plan de phase. La dynamique de ce mode est caractérisée par le choix de la surface de glissement $S(x,y)=0$.

- **Le mode du régime permanent -MRP-** : ce mode est ajouté pour l'étude de la réponse du système autour de son point d'équilibre (origine du plan de phase), il est caractérisé par la qualité et les performances de la commande [79, 77, 76, 75].

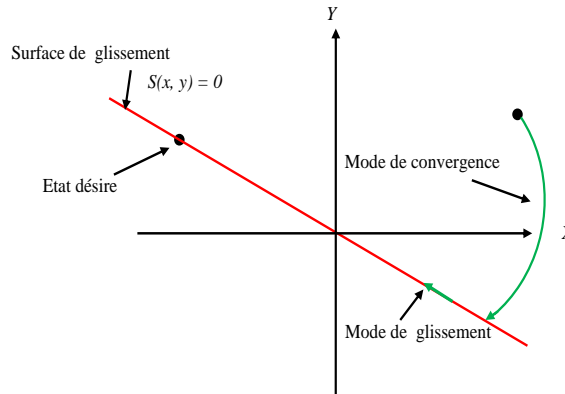


Figure.3.9 : Différents modes pour la trajectoire dans le plan de phase

3.3.3.2. Conception de la commande par mode de glissement :

La conception de la commande peut être complétée en trois étapes principales [80, 81, 82, 75]:

- Le choix des surfaces doit être défini pour stabiliser la dynamique du système.
- Déterminer les conditions existantes.
- Déterminer la conception d'une commande qui permet le suivi des surfaces de glissement.

3.3.3.3. Choix de la surface de glissement :

La surface de glissement peut être une expression linéaire ou non linéaire [83]. Ensuivi de trajectoire, la surface devra être choisie de façon à garantir la stabilité du point d'équilibre $e(x) = 0$ ($e(x)$ représente l'erreur d'état $e(x) = x_{ref} - x$). C'est à dire que le choix de la surface doit assurer la stabilité du système en boucle fermée [82].

Soit le système décrit par l'équation différentielle suivante :

$$\dot{x} = A(x, t)x + B(x, t)u \tag{3.3}$$

Où $x = [x^1, x^2, \dots, x^n]^T \in R^n$ est le vecteur d'état ; $u \in R$ est le vecteur de commande qui commute entre deux valeurs (u^- , u^+) selon le signe de la surface de commutation $s(x)$:

$$u(x, t) = \begin{cases} u^+(x, t) & \text{si } s(x) > 0 \\ u^-(x, t) & \text{si } s(x) < 0 \end{cases} \tag{3.4}$$

$u^+(x,t)$ et $u^-(x,t)$ étant des fonctions continues. $S = \{x \in R^n: s(x)=0\}$ est une variété de glissement qui divise l'espace d'état en deux parties disjointes $s(x) > 0$ et $s(x) < 0$. Cette logique de commutation a pour but de contraindre la trajectoire à suivre la surface de commutation. On dit alors que la trajectoire du système glisse le long de la surface de commutation $s(x) = 0$ et on parle alors du phénomène de glissement.

Afin d'assurer la convergence d'une variable d'état x vers sa valeur de référence x_{ref} , nous choisissons la surface de glissement en fonction de l'erreur $e(x)$ et r comme suit :

$$s(x) = \left(\frac{d}{dt} + \lambda_x\right)^{r-1} \cdot e(x) \quad (3.5)$$

r : est un degré relatif, il représente le nombre de fois qu'il faut dériver la surface pour faire apparaître la commande

Afin de maintenir la surface $S(x)$ égale à zéro, il faut que l'erreur $e(x)$ soit égale à zéro pour un choix convenable du paramètre λ_x [84, 80, 79].

3.3.3.4. Existence du mode de glissement :

L'étude de l'existence du MG, comme l'étude de la stabilité d'un point d'équilibre, est basée sur la méthode de « Lyapunov ». Afin de garantir l'attractivité de la surface $S(x,t)=0$, on considère une fonction de « Lyapunov » V définie positive ($V(x) > 0$) dont la dérivée par rapport au temps le long des trajectoires du système en boucle fermée sera définie négative $\dot{V}(x) < 0$. Nous définissons la fonction de LYAPUNOV comme suit :

$$V(x) = \frac{1}{2} S^2(x) \quad (3.6)$$

La dérivée de cette fonction est :

$$\dot{V}(x) = S(x) \cdot \dot{S}(x) \quad (3.7)$$

L'équation (3.6) explique que le carré de la distance entre un point donné du plan de phase et la surface de glissement exprimé par $S^2(x)$ diminue tout le temps, contraignant la trajectoire du système à se diriger vers la surface à partir des deux côtés de cette dernière. Cette condition suppose un régime glissant idéal où la fréquence de commutation est infinie [85, 84].

3.3.3.5. Calcul de la commande u :

Lorsque le régime glissant est atteint, la dynamique du système est indépendante de la loi de commande qui n'a pour but que de maintenir les conditions de glissement (l'attractivité de la surface). Pour cette raison la surface est déterminée indépendamment de la commande. Maintenant, il reste à déterminer la commande nécessaire pour attirer la trajectoire d'état vers la surface et ensuite vers son point d'équilibre en maintenant les conditions d'existence du mode de glissement. L'obtention d'un régime de glissement suppose une commande discontinue. La surface de glissement devrait être attractive des deux côtés.

De ce fait, si cette commande discontinue est indispensable, il n'empêche nullement qu'une partie continue lui soit ajoutée. La partie continue peut en effet amener à réduire autant que nous voulons l'amplitude de la partie discontinue. En présence d'une perturbation, la partie discontinue a essentiellement pour but de vérifier les conditions d'attractivité. Dans ce cas, la structure d'un contrôleur par mode de glissement est constituée de deux parties : une concernant la linéarisation exacte (U_{eq}) et l'autre la stabilisante (U_n).

$$U = U_{eq} + U_n \quad (3.8)$$

U_{eq} correspond donc à la commande proposée par FILIPOV. Elle sert à maintenir la variable à contrôler sur la surface de glissement $s(x)=0$. La commande équivalente est déduite, en considérant que la dérivée de la surface est nulle $\dot{s}(x) = 0$. Elle peut être interprétée comme étant un retour d'état particulier jouant le rôle d'un signal de commande appliqué sur le système à commander. Elle peut être aussi interprétée autrement comme étant une valeur moyenne que prend la commande lors de la commutation rapide entre les valeurs U_{min} et U_{max} . U_n la commande discrète est déterminée pour vérifier la condition de convergence.

La dérivée de la surface est :

$$\dot{s}(x) = \frac{\partial s}{\partial t} = \frac{\partial s}{\partial x} \cdot \frac{\partial x}{\partial t} \quad (3.9)$$

En remplaçant (3.3) et (3.8) dans (3.9), nous trouvons :

$$\dot{s}(x) = \frac{\partial s}{\partial x} \cdot (A(x, t) + B(x, t) \cdot U_{eq}) + \frac{\partial s}{\partial x} \cdot B(x, t) U_n \quad (3.10)$$

La surface $S(x)$ est nulle durant le mode de glissement et le régime permanent. D'où, nous déduisons l'expression de la commande équivalente :

$$U_{eq} = - \left(\frac{\partial S}{\partial x} B(x, t) \right)^{-1} \cdot \frac{\partial S}{\partial x} \cdot A(x, t) \quad (3.11)$$

Pour U_{eq} différente de zéro, il faut que $\frac{\partial S}{\partial x} B(x, t) \neq 0$

En remplaçant (3.11) dans (3.10), la dérivée de la surface sera:

$$\dot{S}(x, t) = \frac{\partial S}{\partial x} B(x, t) \cdot U_n \quad (3.12)$$

Et la condition d'attractivité exprimée par (3.6) devient :

$$\dot{V}(x) = S(x, t) \cdot \frac{\partial S}{\partial x} B(x, t) u_{eq} \quad (3.13)$$

Afin de satisfaire cette condition, le signe de U_n doit être opposé à celui de $S(x, t) \cdot \frac{\partial S}{\partial x} B(x, t)$. La forme la plus simple que peut prendre la commande discrète est celle d'un relais (figure 3.10).

$$U_n = K \cdot \text{sign}(S(x, t)) \quad (3.14)$$

Le signe de K doit être différent de celui de $\frac{\partial S}{\partial x} B(x, t)$

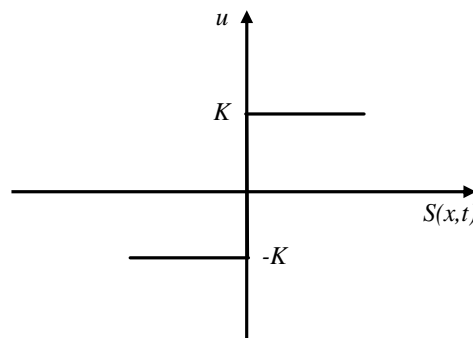


Figure.3.10 : Représentation de la commande discontinue

3.3.3.6. Régime de glissement réel :

Les commandes non linéaires sont de nature continue et sont difficiles à exprimer en échantillonné, plus particulièrement, la commande par mode de glissement. Ceci est dû aux hypothèses de conception qui supposent que la fréquence de commutation est infinie. Dans les SSV échantillonnés, l'état du système converge vers la surface sans y rester. Il se produit donc un mouvement de zigzag dans une bande au voisinage de la surface de commutation (figure 3.11) [80, 79]. Cette bande est le siège du mode de glissement réel qui est appelé quasi-mode de

glissement ou plus précisément pseudo mode de glissement. Ce mouvement est dû au fait que l'action de la commande n'est activée qu'aux instants d'échantillonnage et est maintenue constante entre ces instants. De plus, les grandeurs mesurées ou calculées à l'instant t_k ne sont disponibles qu'à l'instant t_{k+1} .

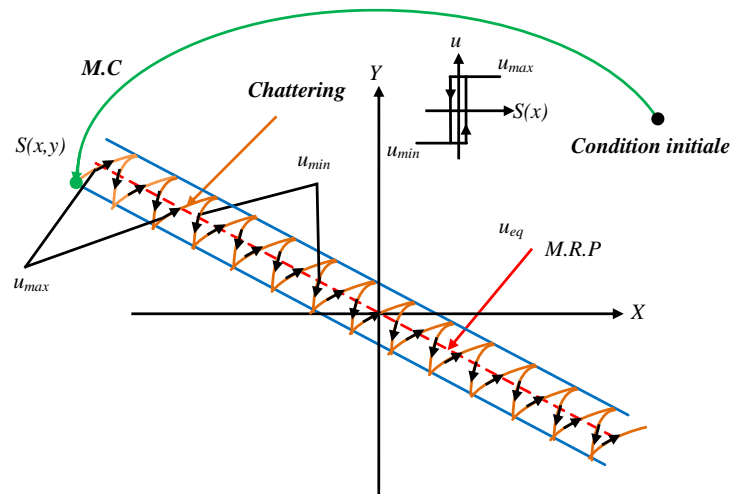


Figure.3.11 : Régime glissant réel

3.3.3.7. Phénomène de Réticence (Chattering):

Dans la pratique, un régime glissant idéal n'existe pas car la fréquence de commutation des organes de commande a une limite finie. Autrement dit, il n'existe aucun organe de commutation pouvant commuter à une fréquence infinie (en effet cet organe devrait délivrer une énergie infinie). Le caractère discontinu de la commande engendre un comportement dynamique particulier autour d'une couche limite de la surface de glissement qui est communément appelé chattering ou phénomène de réticence (figure.3.12).

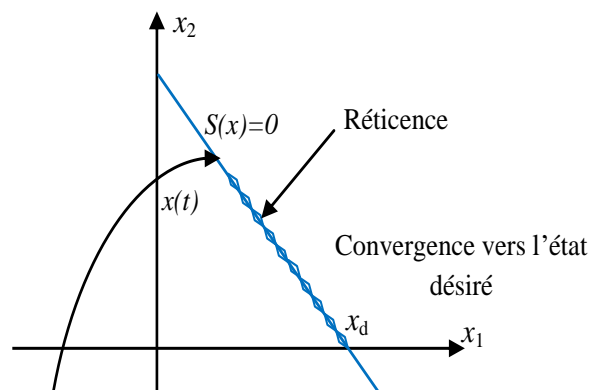


Figure.3.12 : Phénomène de réticence

Cette oscillation au voisinage de la surface est due à l'imperfection des éléments de commutation ou des limites technologiques et physiques, telles que les retards au niveau des commutations ou des comportements avec hystérésis, qui peuvent exciter les dynamiques négligées (non modélisées) à haute fréquence. La réticence peut provoquer une détérioration anticipée de l'organe de commande. Pour remédier à ce problème de nombreux algorithmes à structure variable ont été développés. On peut citer la commande continue dans une bande de surface [83], fuzzy sliding mode, la commande avec correction intégrale en régime permanent [86,87,88], l'utilisation d'un observateur pour estimer la commande équivalente et les solutions par limitation de la condition de glissement [89, 82].

3.3.3.8. Application du mode glissant au système PV :

La puissance de sortie du GPV :

$$P_{pv} = V_{pv} \cdot i_{pv} \quad (3.15)$$

Pour une puissance de GPV maximal, on a : $\frac{\partial P_{pv}}{\partial V_{pv}} = 0$

La surface de glissement est définit par : $S = \frac{\partial P_{pv}}{\partial V_{pv}}$

Tel que : $\frac{\partial P_{pv}}{\partial V_{pv}} = \frac{\partial (V_{pv} \cdot i_{pv})}{\partial V_{pv}}$

Donc:

$$\frac{\partial P_{pv}}{\partial V_{pv}} = \frac{\partial i_{pv}}{\partial V_{pv}} V_{pv} + i_{pv} = 0 \quad (3.16)$$

La structure d'un contrôleur par mode de glissement est constituée de deux parties, une concernant la linéarisation exacte (U_{eq}) et l'autre la stabilisation (U_n).

Avec :

$$U(t) = U_{eq}(t) + U_n(t) \quad (3.17)$$

U_n est définit selon le signe de la surface de glissement :

$$U_n = \begin{cases} 0 & S \geq 0 \\ 1 & S < 0 \end{cases} \quad (3.18)$$

La dérivée de la surface est :

$$S(x) = \frac{\partial S}{\partial x^T} f(x) \quad (3.19)$$

$$\dot{S}(x) = -\frac{\partial S}{\partial x^T} \dot{x} = \frac{\partial S}{\partial x^T} f(x) + \frac{\partial S}{\partial x^T} g(x) U_{eq} \quad (3.20)$$

Pour définir la commande U_{eq} , la dérivée de la surface doit être égale à zéro $\dot{S}(x) = 0$

$$U_{eq} = -\frac{\frac{\partial S}{\partial x^T} f(x)}{\frac{\partial S}{\partial x^T} g(x)} = -\frac{L_f S(x)}{L_g S(x)} \quad (3.21)$$

Avec :

$$L_f h_2 = \frac{\partial h_2}{\partial x^T} f(x) = \left(\frac{\partial^2 i_{pv}}{\partial^2 V_{pv}} V_{pv} + 2 \frac{\partial i_{pv}}{\partial V_{pv}} \right) \frac{i_{pv}}{C} \quad (3.22)$$

$$L_g h_2 = \frac{\partial h_2}{\partial x^T} g(x) = \left(\frac{\partial^2 i_{pv}}{\partial^2 V_{pv}} V_{pv} + 2 \frac{\partial i_{pv}}{\partial V_{pv}} \right) * \left(-\frac{i_L}{C} \right) \quad (3.23)$$

D'après le système on a :

$$S(x) = C \frac{\partial V_{pv}}{\partial t} = I_{pv} - u I_L \quad (3.24)$$

Soit :

$$S(x) = I_{pv} - (U_{eq} + U_n) \cdot I_L \quad (3.25)$$

En substituant les équations (3.22) et (3.23) à l'équation (3.21), la commande U_{eq} sera :

$$U_{eq} = -\frac{i_{pv}}{i_L} \quad (3.26)$$

L'équation (3.13) peut être écrite comme :

$$\dot{x} = f(x) + g(x)u \quad (3.27)$$

$$\text{Avec : } \dot{x} = \begin{bmatrix} \dot{V}_{pv} \\ \frac{\partial i_L}{\partial t} \\ \dot{V} \end{bmatrix} \quad f(x) = \begin{bmatrix} \frac{i_{pv}}{C_{pv}} \\ \frac{V}{L} \\ -\frac{i_L}{C} - \frac{V}{RC} \end{bmatrix} \quad g(x) = \begin{bmatrix} -\frac{i_L}{C_{pv}} \\ \frac{V_{pv}-V}{L} \\ \frac{i_L}{C} \end{bmatrix}$$

En mettant l'équation (3.26) dans l'expression (3.17), le modèle final sera :

$$U = -\frac{i_{pv}}{i_L} + K_u \text{sgn}(S(i_{pv})) \quad (3.28)$$

• Conditions de convergence et d'existence

La stabilité de Lyapunov est l'un des critères utilisés pour étudier la convergence vers la surface de glissement.

$$V(x) = \frac{1}{2} S^2(x) > 0 \quad (3.29)$$

La dérivée de cette fonction est :

$$\dot{V}(x) = S \frac{dS}{dt} = \frac{\partial P_{PV}}{\partial t} \frac{d}{dt} \left(\frac{\partial P_{PV}}{\partial V_{PV}} \right) \quad (3.30)$$

En remplaçant l'équation (2.3) du chapitre 2 dans (3.16), on obtient l'équation de S :

$$S = (I_L + I_0) - I_0 \left(1 + \frac{qV_{PV}}{\gamma.K.T_c} \right) \cdot \left[\exp\left(\frac{dV_{PV}}{\gamma.K.T_c}\right) \right] \quad (3.31)$$

$$\frac{dS}{dt} = \frac{dS}{dV_{PV}} \cdot \frac{dV_{PV}}{dt} = -I_0 \left(\frac{2q}{\gamma.K.T_c} + \frac{qV_{PV}}{\gamma.K.T_c} \right) \cdot \left[\exp\left(\frac{dV_{PV}}{\gamma.K.T_c}\right) \right] \cdot \frac{dV_{PV}}{dt} \quad (3.32)$$

La stabilité du système est résumée dans le tableau 1.

Tableau 3.1 : Vérification des conditions de convergence

	S	dS
$\frac{dV_{PV}}{dt} < 0$	Négative	Positif
$\frac{dV_{PV}}{dt} > 0$	Positif	Négative
$S \cdot \frac{dS}{dt}$	Négative	Négative

3.3.4. Optimisation du générateur photovoltaïque :

La figure (3.13) montre la configuration proposée pour l'optimisation du GPV. Le contrôleur MPPT suit le point maximale de puissance utilisant la tension et le courant du GPV en commandant le courant d'inductance à suivre le courant de référence par l'intermédiaire de la surface de glissement.

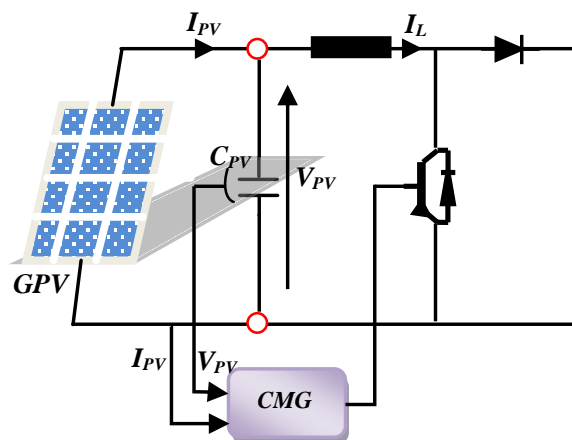


Figure.3.13 : Configuration du contrôleur du système PV

3.3.5. Résultats de simulation :

Pour tester et comparer les algorithmes MPPT (P&O, INC et MG). Des radiations solaires variables ont été appliquées à chaque système PV, répartis sur trois intervalles, tout en gardant la température constante égale à 25° comme indiqué sur la figure (3.14). Nous évaluons ces algorithmes à partir d'aspects: rapidité, précision et ondulation. On a pris $t=1s$ pour montrer le régime transitoire.

- De 0 à 0.3secondes, le rayonnement solaire est égal à $1000W/m^2$.
- De 0.3 à 0.6 secondes, le rayonnement solaire est égal à $300W/m^2$.
- De 0.6 à 1 secondes, le rayonnement solaire est égal à $500W/m^2$.

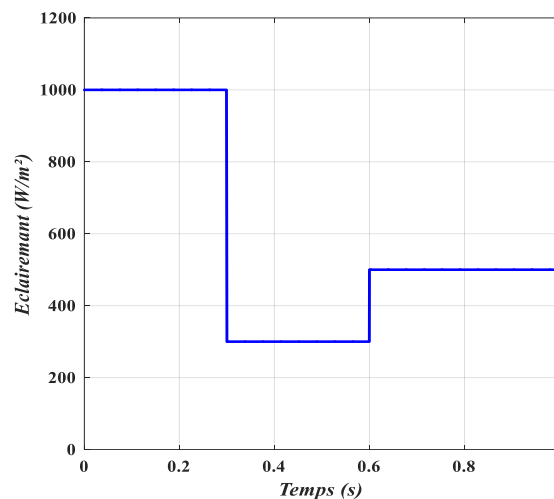


Figure.3.14 : Profil de variation d'éclairement

La figure (3.15.c) montre que la puissance de sortie du GPV varie avec l'éclairement et que les trois algorithmes donnent presque le même type de courbe de sortie. Elle montre qu'il existe un gain entre le mode du couplage direct et le couplage optimisé selon les trois niveaux d'éclairement appliqués.

Au premier palier de l'éclairement $G=1000 W/m^2$, l'optimisation n'a aucun effet sur la puissance du GPV, la puissance est d'environ 720 W (puissance nominale). Une diminution d'éclairement $G=300 W/m^2$, (passage de nuages par exemple), ferait chuter la puissance d'environ 100 W pour le couplage direct. L'optimisation augmenterait la valeur de la puissance maximale environ 87% pour atteindre 187 W correspondant à une tension optimale de 180 V et un courant optimal de 1.03 A respectivement (Figure.3.16.a et Figure.3.17.a). Une autre augmentation au niveau d'éclairement de $500 W/m^2$, donne une puissance électrique de 284 W

pour le couplage direct. L'optimisation augmenterait la valeur de la puissance maximale d'environ 19% pour atteindre 340 W correspondrait à une tension optimale de 196.5 V et un courant optimal de 1.73 A respectivement (Figure.3.16.a et Figure.3.17.a).L'effet de l'optimisation se fait sentir aux bas éclairagements. L'optimisation a forcé le GPV à fonctionner à son MPP en augmentant sa valeur de puissance par rapport au couplage direct.

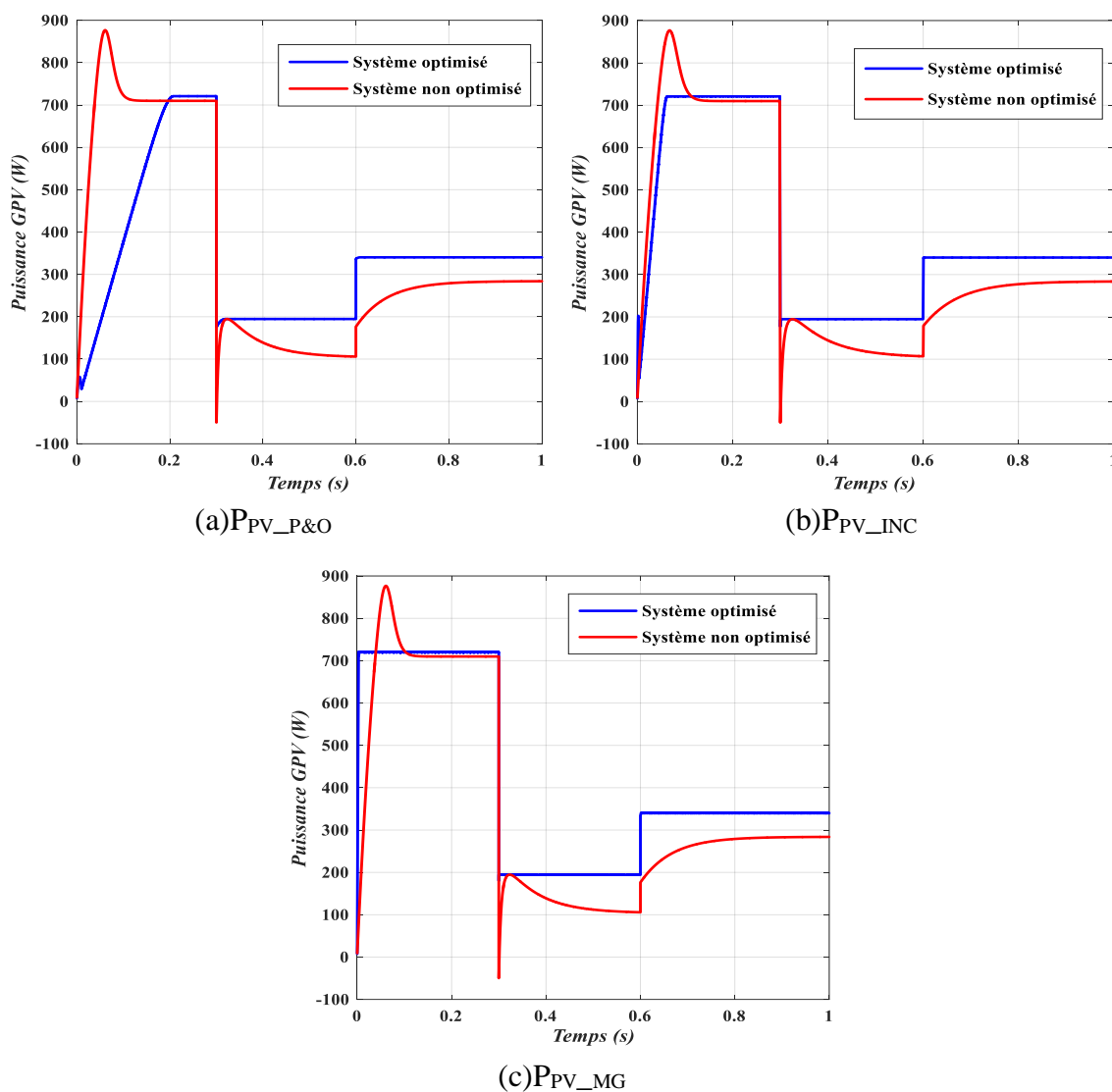


Figure.3.15 : Résultats de simulation de la puissance du GPV avant et après optimisation

Les résultats de simulations montrent que le contrôle MPPT avec P&O, INC et le MG force le système à fonctionner de manière optimale à tout moment autour du MPP.

Les figures (3.16) à (3.19) montrent le courant, la tension, la puissance du GPV et le rapport cyclique en fonction du temps optimisés par les algorithmes P&O, INC et le MG respectivement avec le zoom de chaque grandeur.

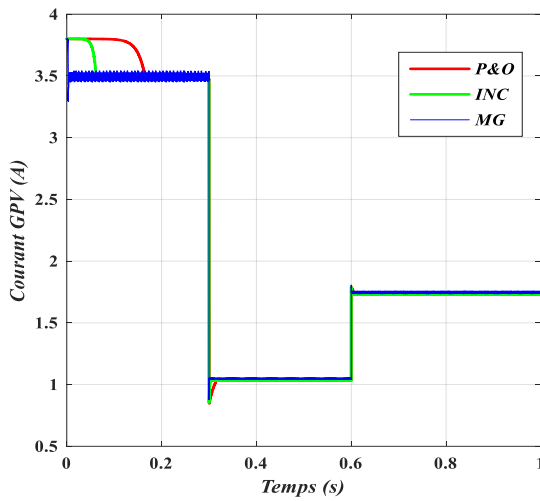


Figure.3.16.a : Courants GPV (t)

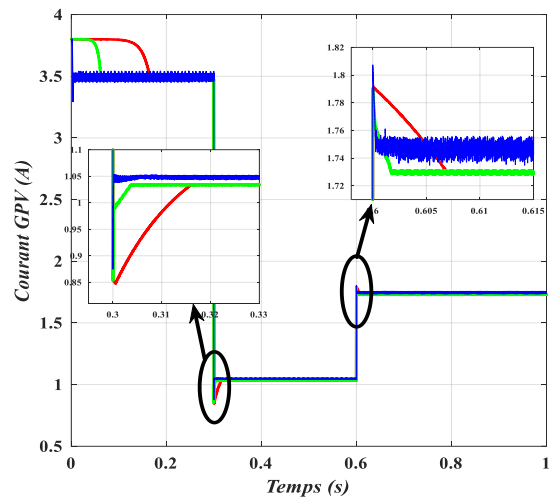


Figure.3.16.b : Zoom des courants GPV (t)

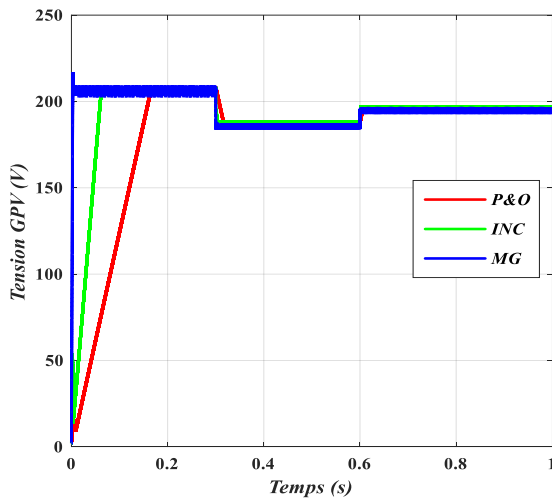


Figure. 3.17.a : Tensions GPV (t)

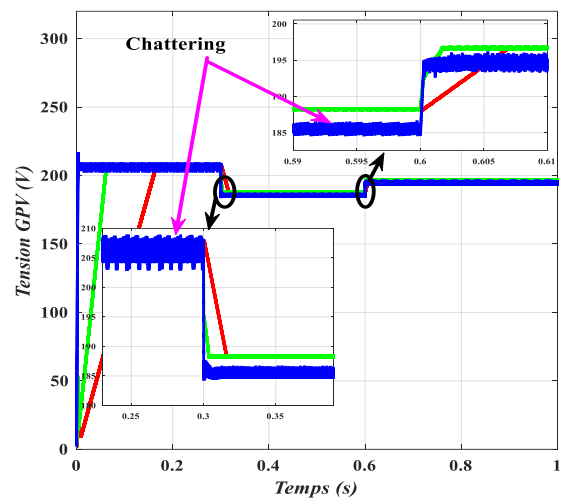


Figure. 3.17.b : Zoom des tensions GPV (t)

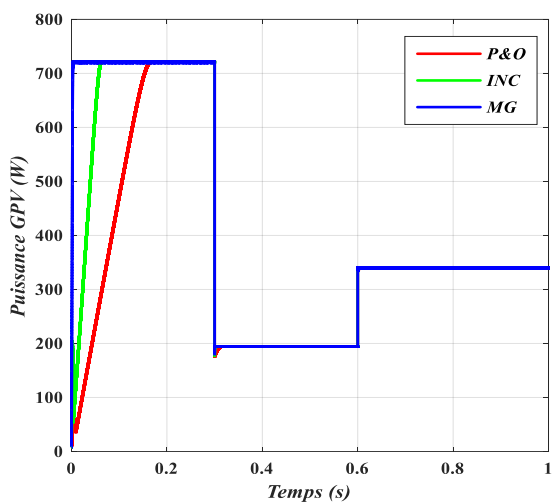


Figure.3.18.a : Puissances GPV (t)

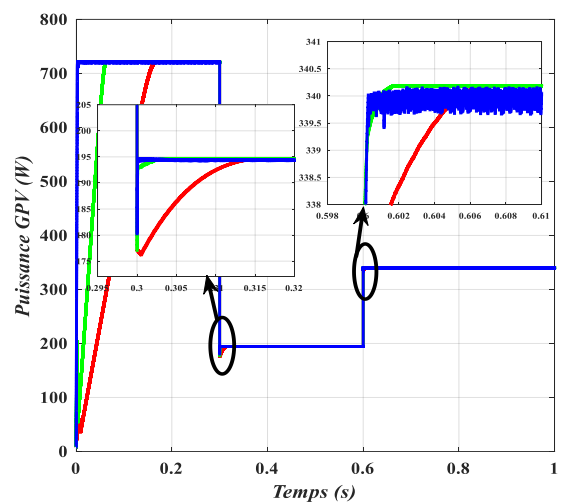


Figure.3.18.b : Zoom des Puissances GPV (t)

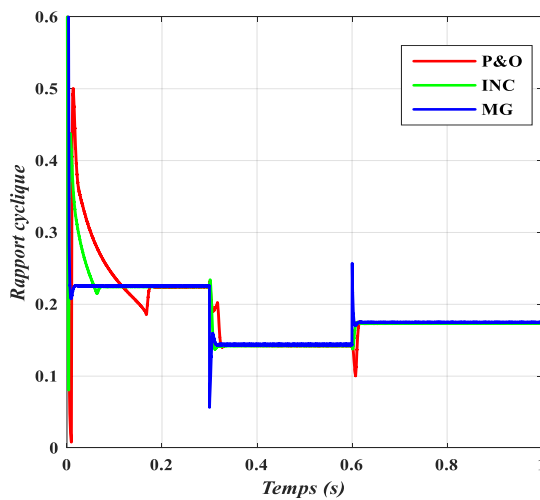


Figure.3.19.a : Rapport cyclique D(t)

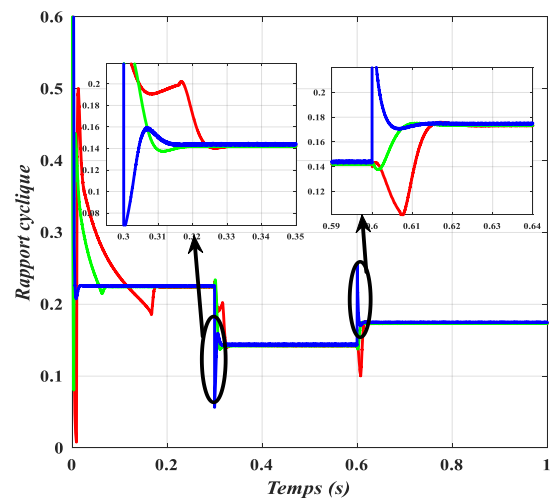


Figure.3.19.b : Zoom du rapport cyclique D(t)

Les résultats montrent que tous les trois algorithmes sont appropriés aux systèmes photovoltaïques lors des variations d'éclairement rapide. En termes de temps de réponse, les figures montrent que la méthode de recherche du MPP par le MG est meilleure que les autres méthodes (P&O et INC), temps de réponse presque nul, 0.1 s pour (INC) et 0.18 s pour (P&O). Mais en terme d'ondulation, nous notons que la méthode de recherche du MPP par le MG a plus d'ondulation que la méthode P&O et INC, et cela à cause du phénomène de chattering de MG.

On remarque que le rapport cyclique du hacheur, ajusté par la technique de MG contient des pics lors des variations brusques de l'éclairement qui influent directement sur les différentes grandeurs avec un temps de réponse presque nul par rapport (P&O) et (INC). On peut déduire que la stabilité de suivi et la vitesse de réponse de la technique MPPT avec le MG est meilleure que celle de l'INC et P&O.

Ce qui suit, c'est l'évolution des résultats du système de pompage PV optimisé par (P&O), (INC) et le (MG) et guidé par la MCC, MSAP et MAS respectivement répartis sur trois intervalles :

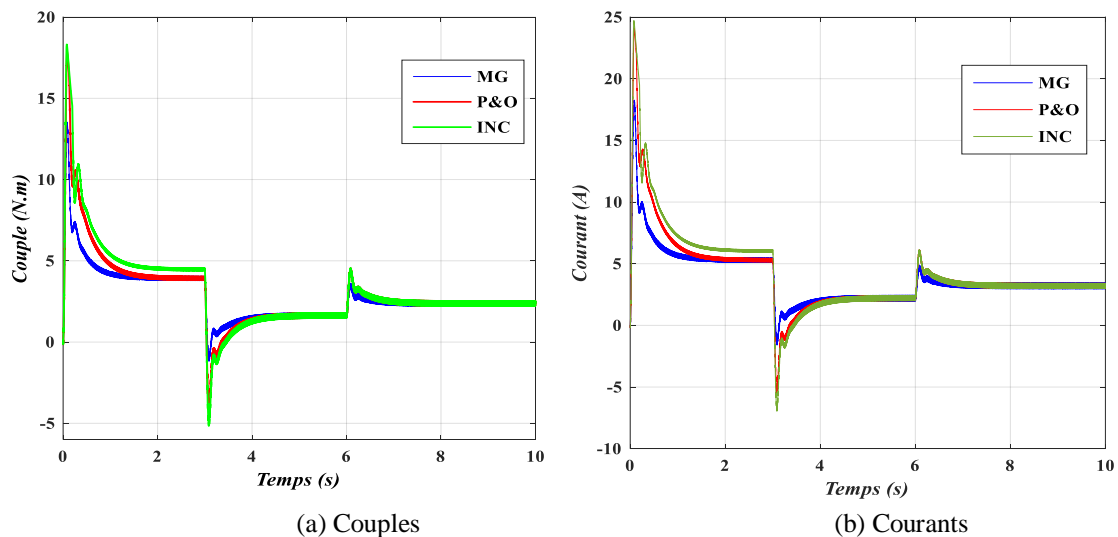
- De 0 à 3 secondes, le rayonnement solaire est égal à 1000W/m^2 .
- De 3 à 6 secondes, le rayonnement solaire est égal à 300W/m^2 .
- De 6 à 10 secondes, le rayonnement solaire est égal à 500W/m^2 .

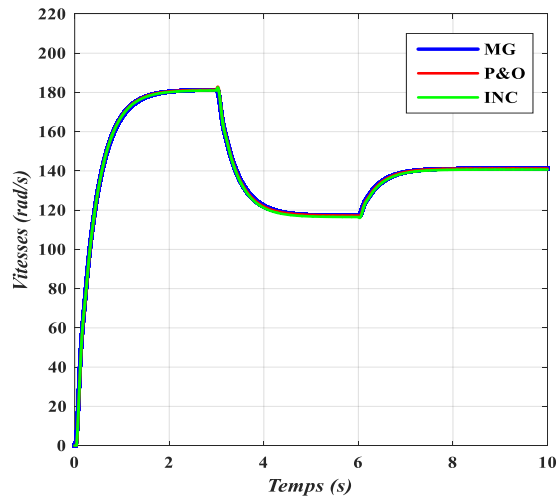
La figure (3.20) montre l'évolution des résultats du système de pompage PV guidé par la MCC. Pour le premier intervalle où $G=1000\text{ W/m}^2$, aucune différence n'est à noter entre les grandeurs mesurées et les valeurs nominales; la vitesse est 183.3 rad / s avec un courant

d'armature de 5.5 A et un couple de 4 Nm. Une diminution d'éclairement $G=300 \text{ W/m}^2$, (passage de nuages par exemple), la vitesse prend sa nouvelle valeur 117 rad / s, le courant d'induit 2,2 A et le couple 1,6 Nm. Pour une autre augmentation brusque d'éclairement $G=500 \text{ W/m}^2$, la vitesse augmente à 141 rad/s, le courant d'induit est de 3.2 A et le couple 2.5 Nm.

La figure (3.21) montre l'évolution des résultats du système de pompage PV guidé par MSAP. Pour le premier intervalle où $G=1000 \text{ W/m}^2$, aucune différence n'est notée entre les grandeurs mesurées et les valeurs nominales; la vitesse est 188.5 rad/s, le couple électromagnétique, est l'image du courant quadratique, mais le courant direct est nul quel que soit la variation de consigne de vitesse (principe de la commande vectorielle).

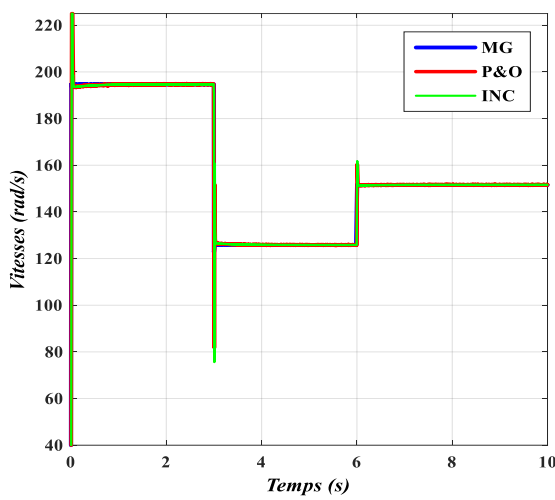
La figure (3.22) montre l'évolution des résultats du système de pompage PV guidé par MAS. Pour le premier intervalle où $G=1000 \text{ W/m}^2$, aucune différence n'est notée entre les grandeurs mesurées et les valeurs nominales; la vitesse est de 188.5 rad / s, le couple électromagnétique, est l'image du courant quadratique, mais le courant direct reste constant quel que soit la variation de consigne de vitesse (principe de commande vectorielle). Le flux rotorique suit sa référence suivant l'axe (d) avec une composante quadrature nulle.



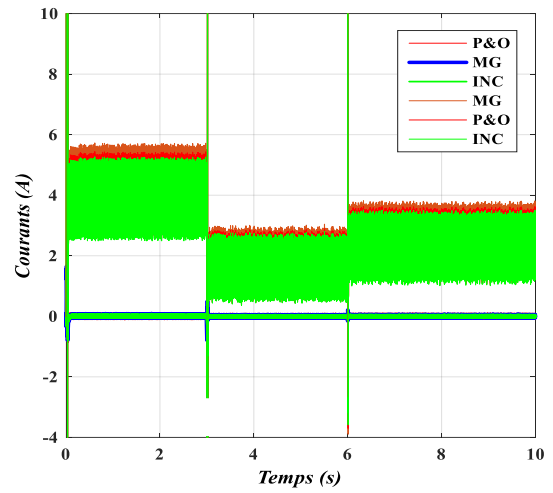


(c) Vitesses

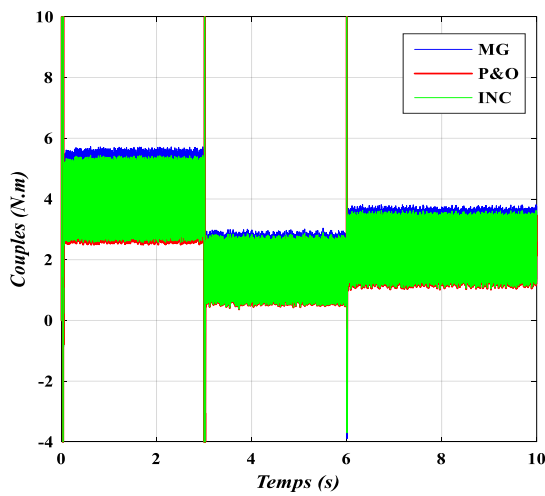
Figure.3.20 : Résultats de simulation du système optimisé par les algorithmes P&O, INC et le MG et entraîné par la MCC



(a) Vitesses



(b) Courants



(c) Couples

Figure.3.21 : Résultats de simulation du système optimisé par les algorithmes P&O, INC et le MG et entraîné par la MSAP

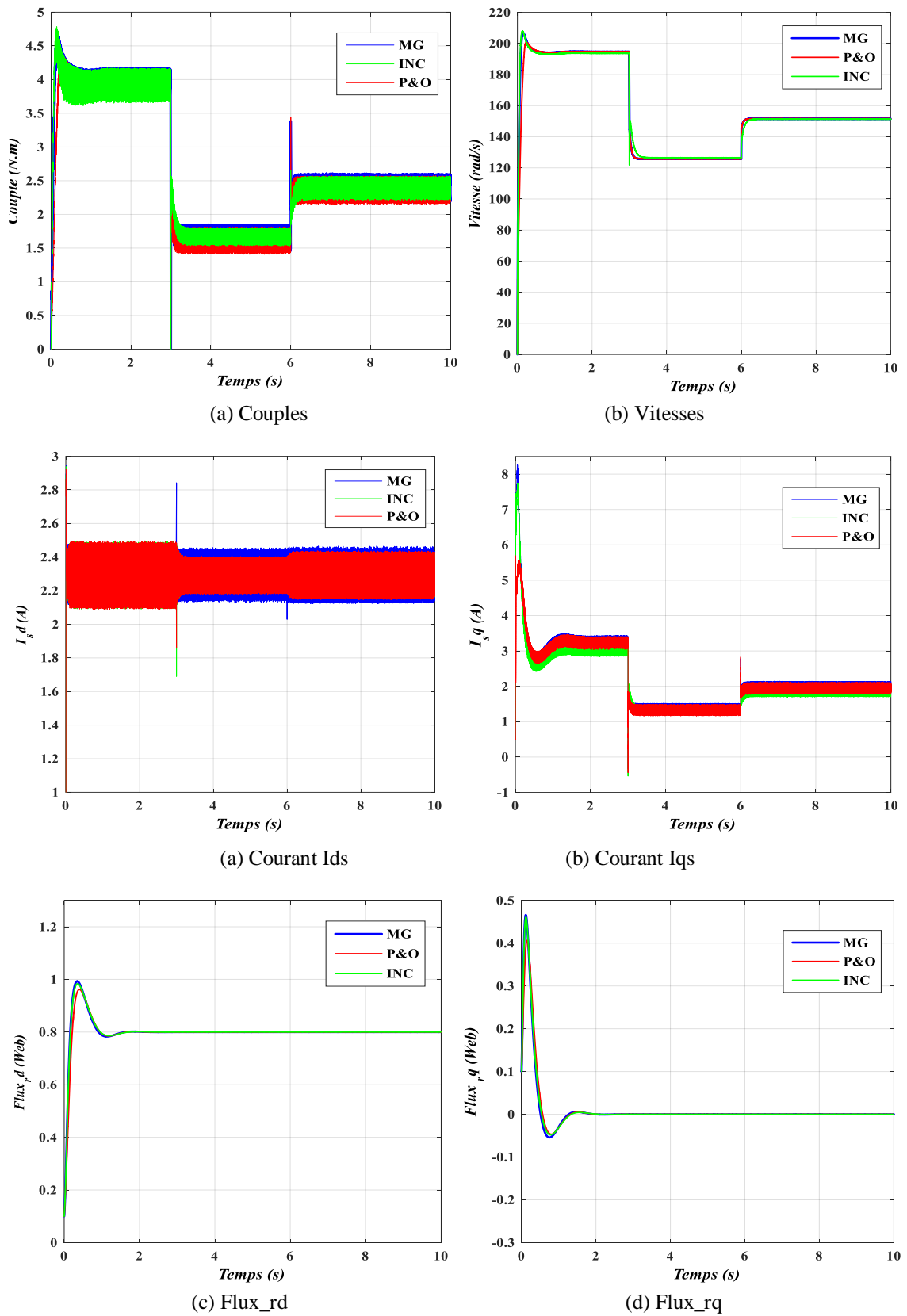


Figure.3.22 : Résultats de simulations du système optimisé par les algorithmes P&O, INC et MG et entraîné par la MAS

3.4. Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons présenté la comparaison de trois contrôleurs MPPT (perturbation et observation (P&O), conduction incrémentale (INC) et contrôleur de mode glissant (MG)) sous trois systèmes de pompes photovoltaïques et éclairage différents. L'utilisation de ces contrôleurs MPPT peut économiser environ 15% de la production d'énergie. La comparaison comprend l'étude des performances (temps de réponse et ondulation) de ces contrôleurs MPPT à proximité du point de puissance optimal. Sur la base des critères sélectionnés, nous avons constaté que le contrôle du mode glissant est supérieur aux deux autres algorithmes en termes de vitesse. Mais en termes d'ondulation, nous avons remarqué que la méthode de recherche du MPP par le CMG, a une plus grande ondulation que les méthodes P&O et INC, qui est causée par le phénomène de chattering.

Conclusion Générale

Conclusion générale

L'étude que nous avons menée dans ce mémoire a pour but d'optimiser les performances d'un système de pompage photovoltaïque en vue d'une solution efficace permettant l'approvisionnement en eau dans les zones rurales et les sites isolées. Plusieurs études ont été abordées (voir introduction) en passant d'un « back-ground » théorique et bibliographique à la modélisation mathématique de chaque élément constituant notre système de pompage PV : les générateurs photovoltaïques, les convertisseurs DC / DC permettant d'optimiser la puissance de sortie GPV, les onduleurs, les batteries et le groupe moteur-pompe.

La variation des conditions météorologiques dans certaines régions se vérifie sur les caractéristiques I-V et P-V sous l'influence de différents éclairagements. Il a été prouvé que le courant débité par le GPV est pratiquement proportionnel à l'éclairage, et que le meilleur rendement est obtenu lorsque le GPV n'est pas ombragé et pendant les jours à ciel dégagé. On mentionne que l'élément de stockage a pour rôle d'assurer la continuité de fonctionnement dans notre système dans le cas d'absence d'éclairage.

On a déduit qu'une exploitation non optimale du système de pompage PV nécessite une adaptation pour maximiser le rendement d'une part et de réduire le coût d'autre part. Nous avons d'abord étudié l'optimisation conventionnelle de la puissance du GPV avec les algorithmes "Perturb and Observe" (P&O), l'algorithme "Increment of Conductance" (INC).

La suite de ce travail nous a amené à connaître l'influence de l'éclairage sur le rapport cyclique du hacheur côté GPV. Cette sensibilité est dépendante de la nature de la charge. Afin de résoudre ce problème, nous avons présenté un algorithme basé sur les techniques numériques (l'optimisation par le mode glissant CMG). Cette étude comparative entre les trois méthodes MPPT guidée par trois types de pompes PV (MASP, MAS, MCC) nous a permis aussi à déduire que le contrôle par mode glissant est plus performant que les deux autres algorithmes en matière de rapidité avec possibilité d'économiser environ 15% de la production d'énergie.

Les perspectives à l'issue de ces travaux sont multiples : une première approche serait de :

- Optimiser un système de pompage photovoltaïque par d'autres techniques de l'intelligence artificielle comme les algorithmes génétiques, les réseaux de neurones artificiels et les réseaux neuro-flous.
- Développer des lois de commande à base des techniques intelligentes et ceux-ci en vue de surmonter les problèmes de non linéarité du modèle imposé par la source PV et la charge. Par

ailleurs, l'amélioration du bilan énergétique pourrait être examinée en considérant le niveau du flux rotorique comme un degré supplémentaire dans la procédure d'optimisation.

Références bibliographiques

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1] V. Boitier, C. Alonso « Dimensionnement d'un système photovoltaïque », CETSIS'2005, Nancy, 25-27 octobre 2005.
- [2] CDER Centre de développement d'énergies renouvelables édition 2013
- [3] Y.Bakelli ,A.Arab Hadj et B.Azoui « Modélisation d'un groupe moteur-pompe dans banc d'essai de pompage photovoltaïque de l'URAER Ghardaia ».Revue des énergies renouvelables ,2012,vol.15,no 1 ,p.103-109 .
- [4] www.mer.gov.dz Ministère des ressources d'eau, Aout 2020
- [5] Poignant, S. 2009. Rapport d'information sur l'énergie photovoltaïque. Paris, France, July.
- [6] Wu'rfel P. Solar energy conversion with hot electrons from impact ionisation. Solar Energy Materials and Solar Cells 1997.
- [7] Thuillier, G., Floyd, L., Woods, T. N., Cebula, R., Hilsenrath, E., Herse, M., and Labs, D.: Solar Irradiance Reference Spectra, in: Solar Variability and its Effect on the Earth's Atmosphere and Climate System, edited by: Pap, J. M., Fox, P., Frohlich, C., Hudson, H. S., Kuhn, J., McCormack, J., North, G., Sprigg, W., and Wu, S. T., American Geophysical Union, Washington, D.C, 2004.
- [8] S. R. Wenham, Applied Photovoltaics, Centre for Photovoltaic Devices and Systems, University of New South Wales, 1994.
- [9] Willoughby, P. H., Niu, D., Wang, T., Haj, M. K., Cramer, C. J., & Hoyer, T. R. (2014). Mechanism of the Reactions of Alcohols with o-Benzynes. Journal of the American Chemical Society, 136(39), 13657-13665.
- [10] Conibeer, G., & Willoughby, A. (2014). *Solar Cell Materials*. Chichester, UK: John Wiley & Sons, Ltd.
- [11] Yann PANKOW « Etude de l'intégration de la production décentralisée dans un réseau Basse Tension. Application au générateur photovoltaïque » Thèse de doctorat, Electronique Electrotechnique et Automatique. 2004.
- [12] P. Dondon. Site web: <http://www.enseirb.fr/~dondon/puissance/flyback/Flyback.html>. Copyright 2000.
- [13] **Sira-Ramirez**, Hebertt, **Silva-Ortigoza**, Ramón Control Design Techniques in Power Electronics Devices 2006
- [14] Vallvé, X., Gafas, G., Arias, C., Mendoza, J. J., & Torra, C. (2001, October). Electricity costs of PV-hybrid vs. diesel in microgrids for village power. In 7th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Munich (pp. 1960-1965).
- [15] R. Moraes Duzat: "analytical and experimental investigation of photovoltaic pumping systems", thesis of "doctors der naturwissen schaften", university of Oldenburg - Germany, 2000.
- [16] A. Bouchakour and M. Brahami, "A comparative and analytical study of various MPPT techniques applied in PV systems for fast changing environmental conditions," 3rd International Renewable and Sustainable Energy Conference, Marrakech, Ouarzazate, Morocco, December 2015.
- [17] Elgendy, Mohammed Ali Mohammed "Photovoltaic pumping systems with microcontroller-based MPPT control" Doctoral Thesis (Ph.D.) University of Newcastle upon Tyne, 2010.
- [18] A. Bouchakour and M. Brahami, "Study of a photovoltaic system using MPPT Buck- Boost

- converter,” *International Journal of Materials, Mechanics and Manufacturing*, vol. 3, no.1, pp. 65-68, February 2015
- [19] Richard C.Neville. *Solar Energy Conversion: The Solar Cell*, vol. 1 of *Studies in Electrical and Electronic Engineering*. Elsevier Scientific Publishing Company, New York, N. Y, 1978
- [20] L. Protin, S.Astier. *Convertisseurs photovoltaïques*. *Technique de l’ingénieur, traité génie électrique*, pp 3-360, 1992.
- [21] A. SARR "Simulation des systèmes hybrides photovoltaïques", *Maîtrise en technologie des systèmes M. ING*, Ecole de technologie supérieure. Université du Québec – Montréal, 12, 1998.
- [22] A. Ricaud : "Photopiles solaires", *Presses polytechniques et universitaires romandes Lausanne – Suisse (Première édition)*, 1997.
- [23] Hannes Knopf. *Analysis, simulation, and evaluation of maximum power point tracking (mppt) methods for a solar powered vehicle*. Master of Science in Electrical and Computer Engineering, Portland State University 1999.
- [24] H. S. Ramirez and R.S. Ortigoza, "Control design techniques in power electronics devices," Springer- Verlag London, pp. 235-358, 2006.
- [25] Hemmes K. In: *Proceedings of the Symposium on Modeling Batteries and Fuel Cells*, Electrochemical Society, Phoenix (AZ), 1991.
- [26] Huelsman LP. *Basic circuit theory*. Englewood Cliffs (NJ): Prentice-Hall, 1984.
- [27] Linden D. *Handbook of batteries and fuel cells*. New York: McGraw-Hill, 1984.
- [28] C.-F. Lu, C.-C. Liu and C.-J. Wu. *Dynamic modelling of battery energy storage system and application to power system stability*. In *IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution*, Vol. 142, pp 429-435. IEE, Stevenage, Herts., U.K., July 1995.
- [29] Margaret A. Casacca and Ziyad M. Salameh. *Determination of lead-acid battery capacity via mathematical modelling techniques*. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 7(3): pp 442-446, September 1992.
- [30] Ziyad M. Salameh, Margaret A. Casacca, and William A. Lynch. *A mathematical model for lead-acid batteries*. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 7(1): pp 93-98, March 1992.
- [31] A. IVANOV SMOLENSKI "Machines électriques_1" Edition Mir Moscou 1982.
- [32] A. IVANOV SMOLENSKI "Machines électriques_2" Edition Mir Moscou 1982.
- [33] Jean Chatelin "Machines électriques X" Ecole Polytechnique fédérale.
- [34] A. Ghoneim, "Design optimization of photovoltaic powered water pumping systems," *Energy Conversion and Management*, vol. 47, no. 11, pp. 1449-1463, Oct 2006.
- [35] J. Appelbaum, "Starting and steady-state characteristics of dc motors powered by solar cell generators," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. EC-1, no. 1, pp. 17-25, March 1986.
- [36] V. C. Mummadi, "Steady-state and dynamic performance analysis of PV supplied DC motors fed from intermediate power converter," *Solar Energy Materials & Solar Cells*, vol. 61, no. 4, pp. 365-381, February 2000.
- [37] O. Atlam and M. Kolhe, "Performance evaluation of directly photovoltaic powered DC PM (direct current permanent magnet) motor-propeller thrust system," *Energy*, vol. 57, pp. 692-698, June 2013.
- [38] L. Zarour, R. Chenni, "Improvement of synchronous and asynchronous motor drive systems supplied by photovoltaic arrays with frequency control," *Journal of Electrical Engineering*, vol. 59, no.4, pp. 169-177, 2008.
- [39] P. Packiam and N. K. Jain, "Steady and transient characteristics of a single stage PV water

- pumping system," *Energy Systems*, vol. 6, no. 2, pp. 173-199, December 2014.
- [40] A. Mokeddem and A. Midoun, "Performance of a directly-coupled PV water pumping system," *Energy Conversion and Management*, vol. 52, no. 10, pp. 3089-3095, April 2011..
- [41] A. Betka and A. Attali, "Optimization of a photovoltaic pumping system based on the optimal control theory," *Solar Energy*, vol. 84, no. 7, pp.1273-1283, April 2010.
- [42] D. Rekioua, A.Y. Achour "Tracking power photovoltaic system with sliding mode control strategy" *Energy Procedia* 36 (2013) 219 – 230.
- [43] H. Bouzeria, C. Fetha and T. Bahi, "Fuzzy logic space vector direct torque control of PMSM for photovoltaic water pumping system," *Energy Procedia*, vol. 74, pp. 760-771, April 2015.
- [44] Salim ABOUDA « Contribution à la commande des Systèmes photovoltaïques: application aux systèmes de pompage» Thèse doctorat en cotutelle de l'Université de Reims Champagne-Ardenne et de l'Université de Sfax.
- [45] L. Van der Merwe, G. J. Van der Merwe "Maximum power point tracking – Implementation Strategies", *Proceedings of the IEEE International Symposium on Industrial Electronics*, 1(1): 214-217, 1998.
- [46] J. H. R. Enslin, M. S. Wolf, D. B. Suyman, W. Swiegers "Integrated photovoltaic maximum power point tracking converter", *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 44(6): 769-773, 1997.
- [47] A. Brambilla, M. Gambarara, A. Garutti, F. Ronchi: "New approach to photovoltaic arrays maximum power point tracking", *Proceedings of the 30th IEEE Power Electronics Conference*, 632-637, 1998.
- [48] K. H. Hussein, I. Muta, T. Hoshino, M. Osakada: "Maximum photovoltaic power tracking: an algorithm for rapidly changing atmospheric conditions", *IEE Proceedings of Generation, Transmission, Distribution*, 142(1): 59-64, 1995.
- [49] M. S. Taha, K. Suresh : "Maximum power point tracking inverter for photovoltaic source pumping applications", *Proceedings of the IEEE International Conference on Power Electronics, Drivers, and Energy Systems for Industrial Growth (PEDES)*, 883-886, 1996.
- [50] Campana, Pietro Elia, Li, Hailong, Zhang, J., Liu, J. "Economic optimization of photovoltaic water pumping systems for irrigation" *In: Energy Conversion and Management*, ISSN 0196-8904, E-ISSN 1879-2227, Vol. 95, 32-41 p.
- [51] D. P. Hohm, M. E. Ropp "Comparative study of maximum power point tracking algorithms", *Progress in photovoltaic: research and applications*, 11: 47-62, 2003.
- [52] Zarour Laid "Etude technique d'un système d'énergie hybride photovoltaïque-éolien hors réseau" Doctorat en sciences en électrotechnique option : machines électriques. Université Mentouri de Constantine.
- [53] A.F. Boehinger. Self-adaptive DC converter for solar spacecraft power supply. *IEEE Transactions on Aerospace and Electronic Systems*, AES-4, n°1, pp 102-111, 1968.
- [54] Y. Kim, H. Jo, D. Kim "A new peak power tracker for cost-effective photovoltaic power system", *IEEE Proceedings*, 3(1): 1673-1678, 1996.
- [55] Nafaa Jeddi, Lilia El Amraoui Ouni "Comparative Study of MPPT techniques for PV Control Systems" 978-1-4799-7300-2/14/\$31.00 ©2014 IEEE.
- [56] Hassan Abouobaida, Mohamed Cherkaoui "Comparative Study of Maximum Power Point Trackers for Fast Changing Environmental Conditions" 978-1-4673-1520-3/12/\$31.00 ©2012 IEEE.

- [57] Rokeya Jahan Mukti, Ariful Islam "Designing an Efficient Photovoltaic System with Maximum Power Point Tracking Technique by Comparing Different Converter Topologies" 978-1-4799-6288-4/14/\$31.00 ©2014 IEEE.
- [58] S. Nemsı , L. Barazane "Comparative study between two maximum power point tracking (MPPT) techniques for photovoltaic system" *Revue des Energies Renouvelables* Vol. 16 N°4 (2013) 773 – 782.
- [59] Abdelhak Bouchakour, Mostefa Brahami "A Comparative and Analytical Study of Various MPPT Techniques Applied in PV Systems for Fast Changing Environmental Conditions" 978-1-4673-7894-9/15/\$31.00 ©2015 IEEE.
- [60] Edwards C. et Spurgeon S. "Robust Output Tracking using a Sliding Mode Controller Observer Scheme". *Int. Jour. of Cont.*, Vol. 64, N 5, pp. 967-983, 1996.
- [61] Sira-Ramirez H. "On the Dynamical Sliding Mode Control of Nonlinear Systems". *Int. Jour. of Cont.*, Vol. 57, pp. 1039-1061, 1993.
- [62] S.C. Lin, and Y.Y Chen (1995) "A GA-based fuzzy controller with sliding mode," *IEEE International Conf. on Fuzzy Systems*, pp. 1103-1110.
- [63] Hedrick J.K., Slotine J.J.E. et E.A. Misawa "Nonlinear State Estimation using Sliding Observers". In *Proc. of 25th IEEE Conf. on Dec and Cont*, Greece, pp. 332-339, 1986.
- [64] Yang J.M. et Kim J.H. "Sliding Mode Control for Trajectory Tracking of Non-holomic Wheeled Mobile Robots". *IEEE Trans. on Robot. And Auto*, Vol.15, N 3, pp. 578-587, 1999.
- [65] Bag S. K., Spurgeon S. K. et Edwards C. "Dynamic Output Feedback Sliding Mode Design for Linear Uncertain Systems". *Proceedings of the 35 th Conference on Decision and Control*, Kobe, Japan, 1996.
- [66] Bloch A. et Drakunov S., "Stabilization and Tracking in the Non-homonymic Integrator via Sliding Mode". *Systems and Control Letters*, Vol. 29, pp. 91-99, 1996.
- [67] Seungrohk O. et Khalil H., «Output Feedback Stabilization using Variable Structure Control». *International Journal of Control*, Vol. 62, N 4, pp. 831-848, 1995.
- [68] Guldner J. et Utkin V.I., «Tracking the Gradient of Artificial Potential Fields: Sliding Mode Control for Mobile Robots». *International Journal of Control*, Vol. 63, No3, pp. 417-432, 1996.
- [69] Fossard A.J., "Commande `a structure variable : poursuite approchée du modèle. Application à l'hélicoptère" *Rapport Technique DERA 16791*, 1991.
- [70] Young K.K.D., "Asymptotic Stability of Model Reference Systems with Variable Structure Control". *IEEE Transactions on Automatic Control*, Vol. 22, pp. 279-281.
- [71] A.S.I. Zinober, O.M.E. El Ghezawi et Billings S.A. "Multivariable Structure Adaptative Model Following Control Systems". *Proceedings of IEE*, Vol. 129, pp. 6-12, 1982.
- [72] Boukhobza T., Djemai M. et Barbot J.P. "Nonlinear Sliding Observer for Systems in Output and Output Derivative" *Proceedings of IFAC World Congress*, Vol. 6, pp. 299-305, 1996.
- [73] Koshkouei A. J. et Zinober A. S. I. "Sliding Mode State Observers for Linear Multivariable Systems". *Proceedings of the 34 th Conference on Decision and Control*, NewOrleans, 1995.
- [74] BENMANSOUR Souhila "Génération de mouvement optimal et commande d'un bras manipulateur hyper dynamique" *Doctorat en Sciences. Université des Sciences et de la Technologie d'Oran Mohamed Boudiaf 2015/2016*.
- [75] B. Karim "Approche Polytopique de la Commande de Systèmes Incertains par Modes Glissants

- d'Ordre Supérieur : Application aux Robots Flexibles", Thèse doctorat 2010.
- [76] M. C. S. Alaoui, "Commande et Observateur par Modes glissants d'un Système de Pompage et d'un Bras Manipulateur", Thèse de doctorat Université Sidi Mohammed Ben Abdellah 2009.
- [77] M.S. Merzouga, H. Benalla, L. Louze, «Sliding Mode Control (SMC) Of Permanent Magnet Synchronous Generators (PMSG) » Energy Procedia Vol.18, pp 43 – 52, 2012.
- [78] H. D. Battista, R. J. Mantz, C. F. Christiansen «Dynamical Sliding Mode Power Control of Wind Driven Induction Generators», IEEE, Vol. 15, Issue. 4, December 2000.
- [79] B. Beltran ‘‘Contribution à la commande robuste des éoliennes à base de génératrices asynchrones double alimentation : du Mode Glissant Classique au Mode Glissant D'ordre Supérieur’’ Thèse de Doctorat Université de Bretagne Occidentale, 2010.
- [80] A. Borni, ‘‘Etude et optimisation d'un multi système hybride de conversion d'énergie électrique’’ Thèse de Doctorat, Dept. Elec. Eng Sciences., Constantine 1 Univ., 2015.
- [81] A. Chihi, A. Chbeb, and A. Sellami, ‘‘Switching function optimization of sliding mode control to a photovoltaic pumping system’’ Studies in Computational Intelligence, vol. 576, pp. 463-493, November 2014.
- [82] M. Rabia BENAYACHE "Contribution à la commande robuste des systèmes non linéaires incertains : application à un système hydraulique" Doctorat de l'Université de Valenciennes Spécialité : Automatique et Informatique Industrielle 2009/2010.
- [83] J. E. Slotine et W. Li ‘‘Applied nonlinear control’’ Printice-Hall International, 1991. p.21.
- [84] U. BENZ « Réglage par Mode de Glissement Hybride, Applique au Réglage de Position de Systèmes Electromécaniques », Thèse de doctorat Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne 1992.
- [85] 8. Y. dote and R.G..hoft, "Microprocessor based sliding mode controller for dc motor drives" presented at the Industrial Application. SOC. Annu. Meeting, Cincinnati, OH, 1980.
- [86] S. Seshagiria et H. K. Khalil ‘‘On introduction integral action in sliding mode control’’ Proceeding of the 41st IEEE Conference on Decision and Control, Las Vegas, Nevada USA, (1473-1479), 2002.
- [87] S. Seshagiria et H. K. Khalil ‘‘Robust output feedback regulation of minimum-phase nonlinear systems using conditional integrators’’ Automatica, 41(43-54), 2005.
- [88] F. Harashima, H. Hashimoto et K. M. Practical: robust control of robot arm using variable structure systems. Proceeding of IEEE, Int. Conf. on robotics and automation San Francisco, (532-534), 1986.
- [89] A. Bondarev, S. Bondarev, N. Kostlyeva ‘‘Sliding modes in systems with asymptotic observers’’ Automation and Remote Control, 46(5)(679-684), 1985.

