



Mémoire de Magister

Filière : Electrotechnique
Option : Systèmes Electro-Energétiques

Thème

*Contribution à La Modélisation Et à l'Optimisation Des
Systèmes Photovoltaïques*

Soutenu le :

.....

présenté par :

BENSMAIL Samia

Membres de jury

M ^f R. SAOU	Maître de Conférences	Univ. de Béjaïa	Président
M ^{me} D. REKIOUA	Professeur	Univ. de Béjaïa	Rapporteur
M ^f A. HAMIDAT	Directeur de Recherche	CDER Bouzaréah	Examineur
M ^f A.KHEIREDDINE	Maître de Conférences	Univ. de Béjaïa	Examineur

Année Universitaire : 2011/2012

Remerciement

Je tiens à remercier tout d'abord DIEU, le tout puissant, de m'avoir donné la volonté et le courage pour réaliser ce modeste travail.

Je tiens, tout particulièrement, à exprimer ma profonde gratitude à Madame D. REKIOUA, Professeur à l'université de Bejaia, pour avoir assuré de manière agréable le suivi de mon travail et pour m'avoir fait profiter de ses expériences. Ses compétences scientifiques, ses conseils et ses qualités humaines ont largement contribué à l'aboutissement de ce travail.

Je remercie vivement monsieur R. SAOU maitre de conférences à l'université de Béjaia pour l'honneur qu'il m'a fait en acceptant la présidence du jury de ce mémoire.

Je remercie sincèrement monsieur A. KHEIREDDINE maitre de conférences à l'Université de BEJAIA et monsieur A. HAMIDAT directeur de recherche à CDER Bouzaréah d'avoir acceptés de faire partie du Jury.

Je tiens aussi à remercier Madame S. LALOUNI enseignante au département d'électrotechnique pour sa disponibilité, son aide précieux et pour ses conseils.

J'exprime également ma profonde reconnaissance et mes sincères remerciements à l'ensemble de mes enseignants qui sont l'origine de tout mon savoir en particulier monsieur M. ADLI maitre assistant à l'université de BEJAIA.

Dédicace

Je dédie ce modeste travail à :

- *la mémoire de ma grand-mère*
- *mon grand-père Ali*
- *mes très chers parents*
- *mes chères sœurs (Hayet et Nawel)*
- *mes chers frères (El Hadi, Mourad et Yacine)*
- *mes adorables nièces (Ismahane et Nada)*
- *mes adorables neveux (Ilyes et youcef)*
- *ma chère tante Zohra*
- *toutes mes amies en particulier (Safia et Kahina)*
- *ceux qui m'ont soutenu pendant toute la durée de mes études*

Sommaire

Sommaire

Nomenclature

Liste des figures

Liste des tableaux

Introduction générale 1

Chapitre I

Généralités sur les systèmes photovoltaïques

I-1 Introduction 3

I.2 Rayonnement solaire 3

I.3 L'effet photovoltaïque 4

I.4 Le principe de conversion photovoltaïque 4

I.5 La cellule photovoltaïque 4

I.6 Module photovoltaïque 7

I.6.1. Caractéristiques d'un module photovoltaïque 7

I.7 Association des cellules photovoltaïques 9

I.7.1 Association en série 9

I.7.2 Association en parallèle 9

I.7.3 Association hybride (en série et en parallèle)..... 10

I.7.4 Zones de fonctionnement du module solaire 11

I.8 Influence de la température, l'ensoleillement et R_s sur la caractéristique photovoltaïque ... 11

a) Influence de la température sur la caractéristique photovoltaïque 11

b) Influence de l'éclairement sur la caractéristique photovoltaïque 12

c) Influence de la résistance série R_S 13

I.9 Connexion directe source-charge 14

I.10 Définition de l'étage d'adaptation entre une source et une charge 16

I.11 Convertisseurs DC/DC (hacheurs)..... 16

I.12 Avantage et inconvénient de l'énergie photovoltaïque 17

I.13 Conclusion..... 18

Chapitre II

Modélisation et simulation des systèmes photovoltaïques

Introduction	19
II.1 Modélisation et simulation du générateur photovoltaïque	19
II.1.1 Cellule idéale	19
II.1.2 Les modèles mathématiques	19
a) Le modèle explicite	20
b) Le modèle à une diode	20
c) Modèle à deux diodes	21
II. 2 Comparaison des résultats et le calcul d'erreurs	23
II. 2.1 Résultats	23
II.2.2 Discussion des résultats	30
II.3 Modèles Mathématiques de la puissance à la sortie du module PV	30
II.3.1 Modèle 1	31
II.3.2 Modèle 2	31
II.3.3 Modèle 4	32
II.3.5 Comparaisons	33
II.4 Modélisation du convertisseur Boost.....	36
Conclusion.....	36

Chapitre III

Optimisation d'un système photovoltaïque

Introduction.....	37
III.1 Synthèse des différentes techniques de maximisation de la puissance.....	37
III.1.1 Les méthodes indirectes	37
III.1.1.1 La méthode d'ajustement de courbe	37
III.1.1.2 La méthode « look-up table ».....	38
III.1.1.3 La méthode de la tension de circuit ouvert du générateur	38
III.1.1.4 La méthode de court-circuit	39
III.1.2 Les méthodes directes	39
III.1.2.1 La méthode Perturb & Observe (P&O).....	39

Sommaire

III.1.2.2 L'incrément de conductance.....	42
III.1.2.3 Réglage et commande avec la logique floue.....	43
III.1.2.3.1 Contrôleur flou	44
III.1.2.3.2 Base des règles	44
III.1.2.3.3 Logique de prise de décision (inférence flou)	45
III.1.2.3.4 Interface de fuzzification	45
III.1.2.3.5 Interface de défuzzification	45
III.1.2.3.6 Synthèse de régulateur	45
III.1.2.3.7 Loi de commande	45
III.1.2.3.8 Optimisation à sept classes.....	47
III.1.2.3.9 Optimisation d'un panneau photovoltaïque.....	48
III.1.2.4 Logique flou adaptative	49
III.1.2.5 Principe de la commande par mode glissants	51
III.1.2.5.1 Conception de l'algorithme de commande par mode de glissement	53
III.1.2.5.2 Choix des surfaces de glissement	53
III.1.2.5.3 Conditions d'existence et de convergence du régime glissant.....	54
III.1.2.5.4 Détermination de la loi de commande ⁵⁴	54
III.1.2.5.5 Contrôle avec mode glissant d'un système photovoltaïque 56	56
III.1.2.5.6 Choix de la surface	57
III.1.2.5.7 Détermination de la commande équivalente	57
III.1.2.5.8 Composante non linéaire	57
III.1.2.5.9 Loi de commande	57
III.2 Simulation numérique	57
A. Fonctionnement sous des conditions constantes	59
B. Fonctionnement sous conditions variables	63
Conclusion.....	71

Chapitre IV

Modélisation et simulation d'un système de pompage photovoltaïque

Introduction.....	72
IV.1 Modélisation des différentes composantes des systèmes de pompage photovoltaïque	72

Sommaire

IV.1.1 Modélisation de l'onduleur	72
IV.1.2 Modélisation de la machine asynchrone	73
IV.1.3 Modélisation du sous système de pompage	77
IV.1.3.1 Modèle générale.....	78
IV.1.3.2 Données de base.....	78
1) Débit	78
2) Hauteur manométrique totale	78
3) Niveau statique	79
4) Niveau dynamique.....	79
IV.1.3.3 Etapes de dimensionnement d'un système de pompage photovoltaïque	79
1) Evaluation des besoins en eau	79
2) Calcul de l'énergie hydraulique nécessaire	79
3) Détermination de l'énergie solaire disponible	79
4) Calcul de l'énergie journalière requise	80
IV.2 Choix des composantes	81
IV.2.1 Dimensionnement des panneaux	81
IV.2.2 Dimensionnement du moteur asynchrone	81
IV.2. 3 Dimensionnement de la pompe	82
IV.3 Simulation et résultats numériques.....	83
IV.3.2 Essai de simulation avec un éclairage constant	84
II.7.2.2 Essai de simulation avec un éclairage variable	88
IV.3.3 Interprétation des résultats	90
IV.4 Application	91
Conclusion.....	92
Conclusion générale et perpectives	92
Références bibliographiques	

Annexes

Liste des notations et symboles

Liste des notations et symboles

PV : photovoltaïques.

GPV : générateur photovoltaïque.

I_{ph} : Photo courant ou courant généré par l'éclairement (A).

I_d : Courant de polarisation de la jonction PN de la diode.

R_s : Résistance série (Ω).

R_{sh} : Résistance shunt (Ω).

k : Constante de Boltzmann ($k = 1,38.10^{-23}$ (SI)).

q : Charge de l'électron ($q = 1,602.10^{-19}$ C).

V_{oc} : Tension de circuit ouvert (V).

I_{oc} : Courant de court-circuit (A).

P_{pv} : Puissance photovoltaïque (W).

I_{pv} : Courant photovoltaïque (A).

V_{pv} : Tension continue donnée par une cellule photovoltaïque (V).

P_{max} : Puissance maximale fournie par le générateur (W).

V_{mpp} : Tension au point de Puissance maximale (V).

I_{mpp} : Courant au point de Puissance maximale (A).

DC : Courant continu (direct current).

AC : Courant alternatif (alternatif current).

HMT : Hauteur manométrique totale.

P_c : Puissance crête (Wc).

n_s : Nombre de module en série.

n_p : Nombre de module en parallèle.

Notations et symboles

P_{mpp} : Puissance maximale du panneau (W).

P_n : Puissance nominale du panneau (W).

α_{sc} : Coefficient d'incrémentation du courant I_{sc} (mA/°C).

β_{oc} : Coefficient d'incrémentation de la tension V_{oc} (mV/°C).

E_s : Ensoleillement (W/m²).

E_{sref} : Ensoleillement de référence (W/m²).

T_j : Temperature de jonction (°C).

T_{jref} : Temperature de reference (°C).

T_a : Temperature ambiante (°C).

N_{OCT} : Température de fonctionnement nominal des cellules (Nominal operating cell temperature).

A : Coefficient d'idéalité de la cellule.

E_g : Energie de gap.

R_{ch} : Résistance de la charge (Ω).

α : Rapport cyclique.

MPPT: Recherche de point de puissance maximale (Maximum Power Point Traker).

V_{ch} : Tension de sortie dans le convertisseur élévateur (V).

I_s : Courant de sortie dans le convertisseur élévateur (A).

G : Conductance.

AFLC : contrôle par la logique floue adaptative.

FLC : contrôle par la logique floue.

C.I : conductance incrémentale.

MG : mode glissant.

P&O : perturber et observer.

S : surface de glissement.

L_s, L_r : Inductances propres statoriques et rotoriques de la machine asynchrone (H).

Notations et symboles

M_s : Inductance mutuelle entre phases statoriques de la machine asynchrone (H).

M_r : Inductance mutuelle entre phases rotoriques de la machine asynchrone (H).

M_{sr} : Maximum de l'inductance mutuelle entre une phase du stator et la phase correspondante du rotor de la machine asynchrone (H).

C_e : Couple électromagnétique (N.m).

C_r : Couple résistant (N.m).

f : Coefficient de frottement visqueux.

Ω : Vitesse de rotation de la machine (rad/s).

J : Inertie de la machine (Kg.m²).

Q : Débit d'eau pompé (m³/s).

H_g : hauteur géométrique entre la nappe d'eau pompée et le plan d'utilisation (m).

P_{per} : pertes de charge produites par le frottement d'eau sur les parois des conduites.

L : Longueur des canalisations (m).

d_c : Diamètre des canalisations (m).

N_s : Niveau statique.

N_d : Niveau dynamique.

R_m : rabbattement.

P_h : puissance communiquée au fluide par la pompe (W).

g : accélération de la pesanteur (9.81 m/s²).

H : hauteur manométrique totale atteinte par la pompe (m).

q_v : débit volumique (m³/s).

ρ : masse volumique d'eau (1000Kg/m³).

E_{ele} : Énergie requise pour la pompe (kWh).

E : la durée de l'ensoleillement (h/jour).

P_{mec} : La puissance mécanique requise par la pompe (W).

η_{pomp} : le rendement de la pompe.

Liste des figures

Chapitre I :

Figure (I-1) : Analyse spectrale du rayonnement solaire	4
Figure (I-2): Description d'une photopile ou cellule photovoltaïque.....	5
Figure (I-3) : présentation schématique d'une cellule solaire	6
Figure (I-4): Description d'une photopile ou cellule photovoltaïque.....	6
Figure (I-5) : Module photovoltaïque	7
Figure (I-6) : caractéristique I(V).....	8
Figure (I-7) : Caractéristiques P_{pv} (V_{pv}) d'un panneau solaire	8
Figure (I-8):Caractéristique résultante d'un groupement en série de ns cellules identiques.....	9
Figure (I-9):Caractéristique résultante d'un groupement en parallèle de np cellules identiques.....	10
Figure (I-10) : Caractéristique résultante d'un groupement hybride de (np+ ns) cellules identiques.....	10
Figure (I-11) : Les différentes zones de la caractéristique I (V), ($T=25^{\circ}C$, $E=1000W/m^2$).	11
Figure (I-12): influence de la variation de la température sur la caractéristique courant –tension à éclairement constant	12
Figure (I-13): influence de la variation de la température sur la caractéristique puissance –tension à éclairement constant	12
Figure (I-14): influence de la variation de l'éclairement sur la caractéristique puissance –tension à température constante.....	13
Figure (I-15): influence de la variation de l'éclairement sur la caractéristique courant –tension a temperature constante	13
Figure (I-16): Caractéristique I-V d'un module photovoltaïque pour différentes valeurs de la résistance série ($R_S=0.3, 0.92, 1.5, 2.1 \Omega$).....	14
Figure (I-17) : Caractéristique P-V d'un module photovoltaïque pour différents valeurs de la résistance série. ($R_S=0.3, 0.92, 1.5, 2.1 \Omega$).....	14
Figure (I-18) : Connexion directe GPV-Charge par le biais d'une diode anti-retour.....	15
Figure (I-19): Points de fonctionnement d'un GPV en fonction de la charge en connexion directe.....	16
Figure (I-20) : Etage d'adaptation jouant le rôle d'interface de puissance entre un GPV et une charge pour le transfert de P_{MAX} du GPV.. ..	16
Figure (I- 21): Schéma d'un hacheur parallèle	17

Figure (I- 22): Schéma d'un hacheur série17

Chapitre II :

Figure (II-1): Schéma électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque idéale19

Figure (II-2) : Schéma électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque (une diode). .20

Figure (II-3) : Schéma électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque (deux diodes).
.....22

Figure (II-4). a : Comparaison des résultats à $E_s=244 \text{ W/m}^2$ et $T=24^\circ\text{C}$24

Figure (II-4). b : Comparaison des résultats a $E_s=492 \text{ W/m}^2$ et $T=27^\circ\text{C}$ 25

Figure (II-4). c : Comparaison des résultats à $E_s=856 \text{ W/m}^2$ et $T=30^\circ\text{C}$25

Figure (II-6). a : erreur sur la puissance pour($E_s=244\text{W/m}^2$, $T=22^\circ\text{C}$).....26

Figure (II-6). b : erreur sur la puissance pour($E_s=460\text{W/m}^2$, $T=27^\circ\text{C}$).....26

Figure (II-6). c : erreur sur la puissance pour($E_s=800\text{W/m}^2$, $T=30^\circ\text{C}$).27

Figure (II-7). a : erreur sur le courant pour($E_s=244\text{W/m}^2$, $T=22^\circ\text{C}$).....27

Figure (II-7). b : erreur sur le courant pour($E_s=460\text{W/m}^2$, $T=27^\circ\text{C}$).....28

Figure (II-7). c : erreur sur le courant pour($E_s=800\text{W/m}^2$, $T=30^\circ\text{C}$)28

Figure (II-8). a : erreur sur la tension pour($E_s=244\text{W/m}^2$, $T=22^\circ\text{C}$).....28

Figure (II-8). b : erreur sur la tension pour($E_s=460\text{W/m}^2$, $T=27^\circ\text{C}$).....29

Figure (II-8). c : erreur sur la tension pour($E_s=800\text{W/m}^2$, $T=30^\circ\text{C}$)30

Figure (II-9) : la puissance maximale en fonction de la température pour les quatre modèles à $E_s=300\text{W/m}^2$ 33

Figure (II-9.a): l'erreur relative commise par les trois modèles à $E_s=300\text{W/m}^2$33

Figure (II-10) : la puissance maximale en fonction de la température pour les q trois modèles à $E_s=600\text{W/m}^2$ 34

Figure (II-10.a): l'erreur relative commise par les quatre modèles à $E_s=600\text{W/m}^2$34

Figure (II-11) : la puissance maximale en fonction de la température pour les trois modèles à $E_s=1000\text{W/m}^2$35

Figure (II-11.a): l'erreur relative commise par les trois modèles à $E_s=1000\text{W/m}^2$35

Figure (II.8): Circuit électrique du convertisseur Boost.3636

Chapitre III :

Figure (III-1) : Caractéristique P_{pv} (V_{pv}) d'un panneau photovoltaïque..40

Figure (III-2):Algorithme de la méthode P&O.40.....40

Liste des figures

Figure (III.3) : Divergence de la commande P&O lors de variations d'irradiation.....	41
Figure (III-4) : caractéristique (P_{PV} , V_{PV}) d'une cellule photovoltaïque et mise en évidence de $(DP_{PV})/(DV_{PV})$	42
Figure (III-5) : Algorithme de l'incrément de conductance.....	43
Figure (III-6) : Schéma synoptique général d'un contrôleur flou.....	44
Figure (III-7) : Schéma bloc d'une logique floue.....	46
Figure (III-8): Fonction d'appartenance du contrôleur flou (entrées, sortie).	47
Figure (III-9) : Structure d'un contrôleur flou adaptatif.....	49
Figure (III-10): Fonction d'appartenance du contrôleur flou adaptatif (entrées, sortie).	51
Figure (III-11) : Modes de fonctionnement dans le plan de phase.....	52
Figure (III-12) : mode glissement idéal.....	53
Figure (III-13) : Fonction sign (non linéarité tout ou rien).	54
Figure (III-14) : Structure globale de l'optimisation par logique floue	56
Figure (III-15) : Structure globale de l'optimisation par logique floue	58
Figure (III-16) : allure de la puissance sous conditions stables ($E=1000W/m^2$, $T=25C^\circ$).	59
Figure (III-17) : allure de la puissance sous conditions stables($E=600W/m^2$, $25C^\circ$).60 ...	60
Figure (III-18) : allure de la puissance sous conditions stables($E=200W/m^2$, $T=25C^\circ$). ..	61
Figure (III-19) : la consigne de l'ensoleillement dans le cas d'un changement rapide....	63
Figure (III-20) : allure de la puissance pour une variation rapide de l'ensoleillement....	64
Figure (III-21) : allure de la tension pour une variation rapide de l'ensoleillement.....	64
Figure (III-22) : allure du rapport cyclique pour une variation rapide de l'ensoleillement.	65
Figure (III-23) : consigne de l'ensoleillement dans le cas d'un changement lent.....	66
Figure (III-24) : allure de la puissance pour une variation lente de l'ensoleillement.	67
Figure (III-25) : allure de la tension pour une variation lente de l'ensoleillement.....	68
Figure (III-26) : allure du rapport cyclique pour une variation lente de l'ensoleillement.	70

Chapitre IV :

Figure (IV.1): Schéma d'un onduleur de tension	72
Figure (IV.2) : Représentation schématique de la machine.	72
Figure (IV.3) : Référentiel tournant d'axes (d-q).....	73

Liste des figures

Figure (IV-4): Données de base d'une pompe.	79
Figure (IV-5) : Groupement des panneaux photovoltaïques.....	83
Figure (IV-6): Schéma global de système de pompage photovoltaïque.....	83
Figure (IV-7) : caractéristique $C_r = f(N)$	84
Figure (IV-8) : caractéristique $Q=f(E)$ pour différents hauteurs géométriques.....	84
Figure (IV-9) : caractéristique $Q= f(N)$	84
Figure (IV-10). a : débit de la pompe pour $E=1000W/m^2$, $T=25^\circ C$	85
Figure (IV-10). b : la vitesse de rotation pour $E=1000W/m^2$, $T=25^\circ C$	85
Figure (IV-10). c : couple électromagnétique pour $E=1000W/m^2$, $T=25^\circ C$	85
Figure (IV-10). d : courant statorique de la phase1 pour $E=1000W/m^2$, $T=25^\circ C$	86
Figure (IV-11). a : débit de la pompe pour $E=600W/m^2$, $T=25^\circ C$	86
Figure (IV-11). b : la vitesse de rotation pour $E=600W/m^2$, $T=25^\circ C$	86
Figure (IV-11). c : le flux électromagnétique pour $E=600W/m^2$, $T=25^\circ C$	87
Figure (IV-11). d : courant statorique de la phase1 pour $E=600W/m^2$, $T=25^\circ C$	87
Figure (IV-11). a : débit de la pompe pour $E=300W/m^2$, $T=25^\circ C$	87
Figure (IV-11). b : la vitesse de rotation pour $E=300W/m^2$, $T=25^\circ C$	87
Figure (IV-12). c : le flux électromagnétique pour $E=300W/m^2$, $T=25^\circ C$	88
Figure (IV-12). d : courant statorique de la phase1 pour $E=600W/m^2$, $T=25^\circ C$	88
Figure (IV-13) : la consigne de l'ensoleillement.	88
Figure (IV-14) : débit de la pompe pour un éclairage variable, $T=25^\circ C$	89
Figure (IV-15) : la vitesse de rotation pour un éclairage variable, $T=25^\circ C$	89
Figure (IV-16) : couple électromagnétique pour un éclairage variable, $T=25^\circ C$	89
Figure (IV-17) : courant statorique de la phase1 pour un éclairage variable, $T=25^\circ C$	90
Figure (IV-18) : la consigne de l'ensoleillement pour deux jours successifs.....	91
Figure (IV-19) : la consigne de la température pour deux jours successifs.....	91
Figure (IV-20) : la puissance délivrée par le module photovoltaïque.	91
Figure (IV-21) : le débit pompé Par la pompe.....	92
Figure (IV-22) : la vitesse de rotation	92

Liste des tableaux

Liste des tableaux

Liste des tableaux

Chapitre II :

Tableau (II. 1) : Paramètres obtenu du modèle une diode	21
Tableau (II.2) : Paramètres obtenus du modèle à deux diodes du panneau PV SM110	22
Tableau (II. 3) : Paramètres du panneau photovoltaïque SIEMENS PV SM110	23
Tableau (II. 4) : Valeurs des mesures obtenues pour différents éclairagements	23
Tableau (II. 5) : Valeurs des erreurs calculées.	25

Chapitre III :

Tableau (III.1) : Règles floues relatives au contrôleur PV	48
Tableau (III.2): mécanisme d'apprentissage de la logique flou adaptative.....	50
Tableau (III.3) : Règles floues relatives au contrôleur PV après changement.....	51
Tableau (III.4) : Paramètres de simulation du système photovoltaïque.58	Tableau
Tableau (III.5) : rendement des déférents MPPT sous condition (STC)	63

Chapitre IV :

Tableau (IV.1) : étapes de dimensionnement d'un système de pompage	82
---	-----------

Introduction Générale

Introduction générale

*L*es gisements de ressources énergétiques d'origines fossiles, même si elles offrent une alternative à court/moyen terme, posent quant à elles de réels problèmes environnementaux (émissions de gaz, traitement des déchets radioactifs, démantèlement des centrales nucléaires).

L'énergie éolienne, solaire, thermique et géothermique, marémotrice, hydroélectrique de petite envergure, la biomasse et la cogénération sont autant de formes d'exploitation du potentiel des énergies renouvelables éparpillées sur différents sites.

*P*armi ces différents moyens de générer de l'électricité, l'énergie solaire photovoltaïque est la plus utilisée. Elle présente l'avantage de s'intégrer facilement à l'habitat (façades de bâtiments, toits). L'absence de pièces mécaniques mouvantes réduit l'entretien de ces systèmes à un minimum et leur fiabilité (durée de vie d'environ 25 ans) a rapidement favorisé leur utilisation dans différentes applications.

L'énergie solaire est disponible partout sur la planète en des degrés divers et elle est entièrement renouvelable. Son apport est variable, au gré des jours et des saisons, mais elle est relativement prévisible. Sa puissance maximale est de 1kW/m^2 et, même si elle est relativement diluée, son apport énergétique annuel pourrait répondre des milliers de fois à la consommation énergétique de la plupart des pays.

L'énergie solaire photovoltaïque est de plus en plus utilisée pour opérer diverses applications terrestres comme l'éclairage, les télécommunications, la réfrigération et le pompage. Les systèmes photovoltaïques ne nécessitent aucun apport extérieur de combustible; de plus, le générateur lui-même ne contient aucune pièce mobile et ne requiert donc pratiquement pas d'entretien. Par conséquent, les coûts récurrents d'opération et de maintenance sont relativement faibles. Pour ces raisons, cette source d'énergie convient particulièrement bien pour les utilisations en milieu rural où les populations sont réparties dans de petites communautés et où la demande énergétique est relativement faible.

*P*our une gestion optimale de l'énergie disponible à la sortie du générateur photovoltaïque, les techniques d'optimisations, de régulation et de contrôle permettent d'augmenter le rendement énergétique de l'ensemble de l'installation photovoltaïque, en transférant à la charge la puissance électrique maximale issue du générateur photovoltaïque, et ce quelles que soient les variations de l'éclairement et de la température.

*L*e générateur photovoltaïque, composé de cellules photovoltaïques interconnectées, fonctionne dans une large gamme de tension et de courant, ne fournit sa puissance électrique maximale qu'en un seul point de fonctionnement bien déterminé sur la caractéristique courant-tension. Ce point est appelé le Point de Puissance Maximale (MPP).

Les techniques MPPT (maximum power point tracking) sont utilisées dans les systèmes photovoltaïques pour maximiser la puissance délivrée par le panneau photovoltaïques en poursuivant continuellement le point de puissance maximale, ce qui n'est pas évident à atteindre ; En effet, ce problème de poursuite fait jusqu'à nos jours l'objet de plusieurs recherches. Aussi, plusieurs méthodes ont être élaborées et utilisées. Aussi, c'est pourquoi on a présenté dans ce mémoire, une comparaison des techniques d'optimisation des systèmes photovoltaïques connectés aux charges, on a présenté des méthodes conventionnelles (P&O, C.I) et des méthodes de techniques avancées (FLC, AFLC, MODE GLISSANT).

Le mémoire est subdivisé en quatre chapitres :

Dans le premier chapitre on va présenter quelques généralités sur le rayonnement solaire et la conversion de l'énergie solaire en énergie électrique puis a montré l'influence des différents paramètres climatiques et autres sur les caractéristiques $I(V)$ et $P(V)$ d'un générateur photovoltaïque.

Le deuxième chapitre est consacré à la présentation de différents modèles électriques des cellules et modules photovoltaïques. Une comparaison des résultats obtenus par simulation des différents modèles avec ceux obtenus expérimentalement sera faite.

Nous introduisons dans le troisième chapitre les concepts des techniques d'optimisation afin de les appliquer dans un système photovoltaïque. Les résultats d'optimisation de la puissance du générateur photovoltaïque par ces différentes méthodes obtenus par simulation en utilisant Matlab Simulink sont présentés et comparés.

Dans le quatrième chapitre, nous présentons l'application de la méthode d'optimisation logique floue adaptative à un système de pompage photovoltaïque. Un dimensionnement précis du système global à étudier s'avère nécessaire avant de faire la simulation du système. En effet, certaines données sont nécessaires pour tout dimensionnement d'un système photovoltaïque de pompage tels le besoin en eau quotidien, le débit d'équilibre du point d'eau, le niveau statique, la hauteur manométrique totale HMT qui est la somme de la hauteur totale de refoulement située entre le point le plus haut et le point le plus bas du rabattement de la nappe, majorée de toutes les pertes de charge dans la canalisation et ses accessoires,...ect. Afin de montrer l'efficacité de la méthode AFLC par rapport aux méthodes MPPT classiques, une comparaison des résultats sera faite avec les résultats obtenus en utilisant la méthode P&O sur un système de pompage photovoltaïque.

Une conclusion sur les résultats obtenus et les futures perspectives de ce travail seront présentés.

Chapitre I

Généralités sur les systèmes photovoltaïques

I-1 Introduction

Au rythme de la consommation actuelle des ressources énergétiques les gisements d'énergies fossiles (charbon, pétrole et gaz) et fissiles (uranium), même selon les scénarios les plus extrêmes, ne représentent plus que quelques dizaines d'années ou au mieux un peu plus d'un siècle pour le cas du charbon. La situation est d'autant plus alarmante que la demande énergétique va en grandissant. Le photovoltaïque, ayant comme source le soleil (énergie quasi inépuisable à l'échelle humaine), se positionne comme une solution à l'épuisement des ressources d'énergies fossiles. Malheureusement, bien que la production d'énergie renouvelable soit en forte expansion ces dernières années, provient encore des énergies fossiles et fissiles.

Dans ce chapitre, avant de détailler la production de l'énergie solaire photovoltaïque, il nous semble opportun de décrire le principe photovoltaïque permettant de transformer la lumière en électricité ainsi que les différents paramètres pouvant influencer son fonctionnement.

I.2 Rayonnement solaire [1]

Le soleil émet un rayonnement électromagnétique compris dans une bande de longueur d'onde variant de $0,22\mu\text{m}$ à $10\mu\text{m}$. La figure (I.1) représente la variation de la répartition spectrale énergétique.

L'énergie associée à ce rayonnement solaire se décompose approximativement ainsi :

- 9% dans la bande des ultraviolets ($<0,4\mu\text{m}$),
- 47% dans la bande visible ($0,4$ à $0,8\mu\text{m}$),
- 44% dans la bande des infrarouges ($>0,8\mu\text{m}$).

L'atmosphère terrestre reçoit ce rayonnement à une puissance moyenne de $1,37$ kilowatt au mètre carré (kW/m^2), à plus ou moins 3 %, selon que la terre s'éloigne ou se rapproche du soleil dans sa rotation autour de celui-ci. L'atmosphère en absorbe toutefois une partie, de sorte que la quantité d'énergie atteignant la surface terrestre dépasse rarement 1200 W/m^2 . La rotation et l'inclinaison de la terre font également que l'énergie disponible en un point donné varie selon la latitude, l'heure et la saison. Enfin, les nuages, le brouillard, les particules atmosphériques et divers autres phénomènes météorologiques causent des variations horaires et quotidiennes qui tantôt augmentent, tantôt diminuent le rayonnement solaire et le rendent diffus.

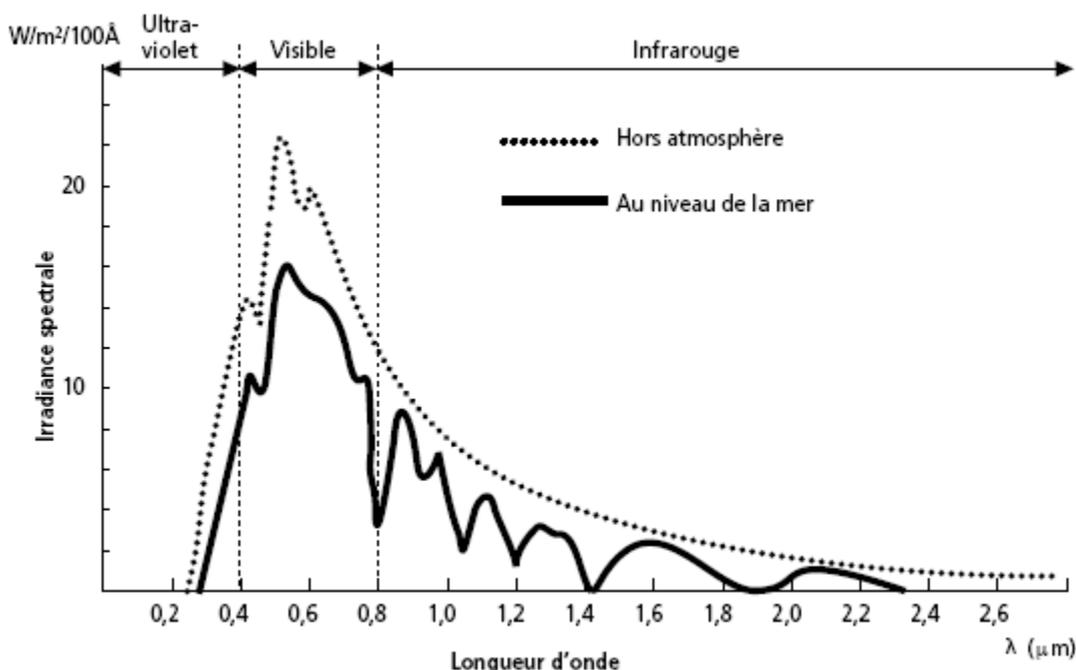


Figure (I-1) : Analyse spectrale du rayonnement solaire

I.3 L'effet photovoltaïque

L'effet photovoltaïque est un processus de transformation de l'énergie émise par le soleil, sous forme de photons, en énergie électrique à l'aide de composant semi-conducteur appelé cellule solaire [2].

L'effet photovoltaïque ne peut se produire que s'il existe une barrière de potentiel dans le semi-conducteur avant qu'il ne soit éclairé. Une telle barrière existe, par exemple, à l'interface entre deux volumes dopés différemment c'est à dire où l'on a introduit deux types différents d'impuretés à concentration différente, par exemple de type P-N. Si ce matériau est éclairé, les charges électriques, rendus mobiles par la lumière (l'effet photoélectrique), seront séparées par la barrière avec d'un côté les charges positives et de l'autre côté les charges négatives [3].

Parmi les matériaux semi-conducteurs les plus utilisés on trouve le silicium, le germanium, le sulfure de Gallium et l'arséniure de Gallium.

I.4 Le principe de conversion photovoltaïque

L'effet photovoltaïque utilisé dans les cellules solaires permet de convertir directement l'énergie lumineuse des rayons solaires en électricité par le biais de la production et du transport dans un matériau semi-conducteur de charges électriques positives et négatives sous l'effet de la lumière. Ce matériau comporte deux parties, l'une présentant un excès d'électrons et l'autre un déficit en électrons, dites respectivement dopée de type n et dopée de type p. Lorsque la première est mise en contact avec la seconde, les électrons en excès dans le matériau n diffusent dans le matériau p.

La zone initialement dopée n devient chargée positivement, et la zone initialement dopée p chargée négativement. Il se crée donc entre elles un champ électrique qui tend à

repousser les électrons dans la zone n et les trous vers la zone p. Une jonction (dite p-n) a été formée [2]. En ajoutant des contacts métalliques sur les zones n et p, une diode est obtenue. Lorsque la jonction est éclairée, les photons d'énergie égale ou supérieure à la largeur de la bande interdite communiquent leur énergie aux atomes, chacun fait passer un électron de la bande de valence dans la bande de conduction et laisse aussi un trou capable de se mouvoir, engendrant ainsi un pair électron - trou. Si une charge est placée aux bornes de la cellule, les électrons de la zone n rejoignent les trous de la zone p via la connexion extérieure, donnant naissance à une différence de potentiel le courant électrique circule [1, 4].

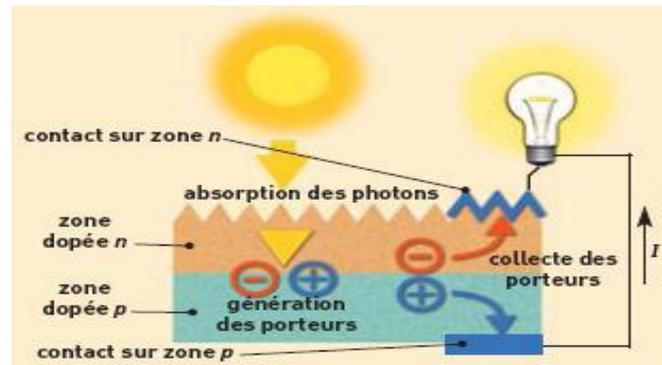


Figure (I-2): Description d'une photopile ou cellule photovoltaïque

I.5 La cellule photovoltaïque

Les cellules photovoltaïques sont des composants optoélectroniques qui transforment directement la lumière solaire en électricité par un processus appelé « effet photovoltaïque », a été découverte par E. Becquerel en 1839. Elles sont réalisées à l'aide de matériaux semi-conducteurs, c'est à dire ayant des propriétés intermédiaires entre les conducteurs et les isolants.

La structure la plus simple d'une cellule photovoltaïque comporte une jonction entre deux zones dopées différemment du même matériau (homo-jonction) ou entre deux matériaux différents (hétérojonction). Le but de la structure photovoltaïque, c'est de créer un champ électrique interne.

Dans la figure (I-3) un échantillon schématique d'une configuration de la cellule solaire, elle se compose d'un abri du verre (g), un encapsulant (e), et un métal en arrière contact (m) afin de réduire les pertes par réflexion du rayonnement incident [5].

La jonction p-n de ces deux matériaux fonctionne comme une diode. Lorsque cette diode est exposée à des photons dont l'énergie ($h\nu$) est supérieure à celle de l'énergie du matériau, appelée l'énergie de bande de gap (E_g), le nombre d'électrons libres du semi-conducteur de type-p et celui de trous du semi-conducteur de type-n augmente considérablement. Si les photons incidents ont une énergie inférieure à E_g , ils ne seront pas absorbés c'est-à-dire leurs énergies ne contribuent pas à la conversion photovoltaïque.

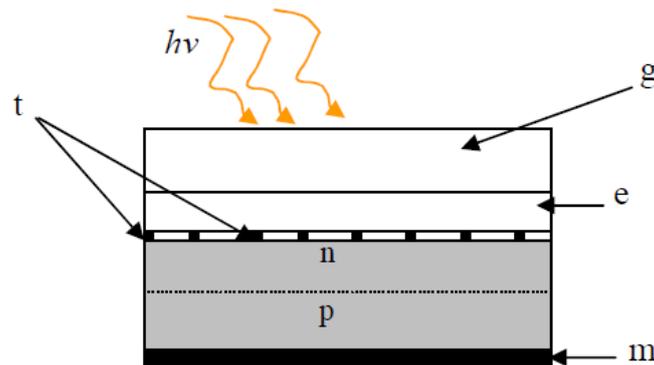


Figure (I-3) : présentation schématique d'une cellule solaire.

Dans une cellule PV, une large fraction de ces électrons et trous atteignent la jonction pn, et un champ électrique est créé. En conséquence, un courant électrique peut être établi en connectant les matériaux de type-n et type-p à un circuit extérieur. La direction de ce courant est l'opposé de celle de la cellule lorsqu'elle fonctionne en tant que diode, autrement dit, quand la diode est illuminée, un courant positif I traverse de n vers p.

La puissance électrique produite par une cellule industrialisée est très faible typiquement de 1 à 3W avec une tension de moins d'un volt [6].

Le rendement de conversion des cellules commercialisées atteint actuellement 15 à 19% pour le silicium monocristallin, 12 à 16 % pour le silicium polycristallin, 7 à 9% pour le silicium amorphe.

Pour élever la tension, les cellules sont commercialisées sous forme des modules photovoltaïques.

Le schéma d'une cellule solaire peut se présenter sous diverses variantes. La configuration la plus usuelle est la suivante.

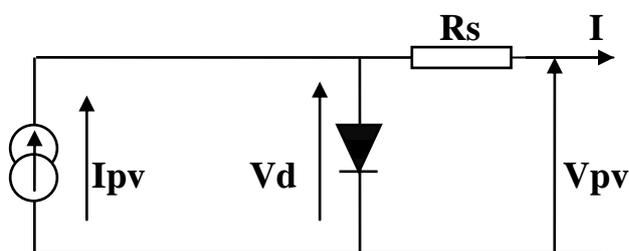


Figure (I-4): Description d'une photopile ou cellule photovoltaïque

I.6 Module photovoltaïque

Afin d'augmenter la tension d'utilisation, les cellules PV sont connectées en série. La tension nominale du module est habituellement adaptée à la charge, les modules ont généralement 36 cellules. De plus, la fragilité des cellules au bris et à la corrosion exige une protection envers leur environnement et celles-ci sont généralement encapsulées sous verre ou sous composé plastique. Le tout est appelé un module photovoltaïque.

Les modules peuvent également être connectés en série et en parallèle afin d'augmenter la tension et l'intensité d'utilisation. Toutefois, il est important de prendre quelques précautions car l'existence de cellules moins efficaces ou l'occlusion d'une ou plusieurs cellules (dus à de l'ombrage, de la poussière, etc.) peuvent endommager les cellules de façon permanente.

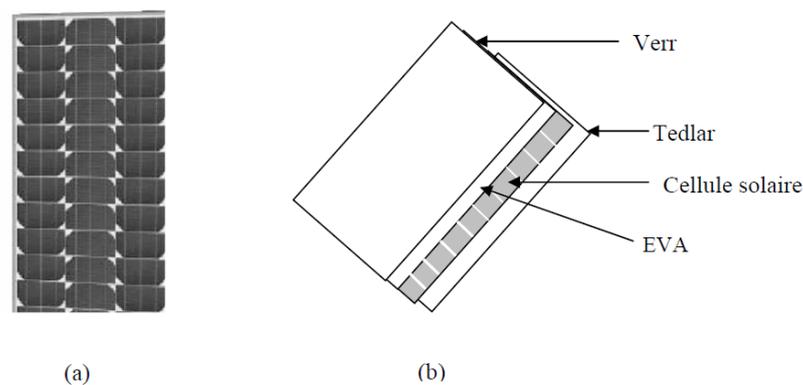


Figure (I-5) : Module photovoltaïque

I.6.1. Caractéristiques d'un module photovoltaïque

a) Caractéristique courant-tension I(V)

Elle est identique à celle d'une jonction P-N avec un sens bloqué, mais décalé le long de l'axe du courant d'une quantité directement proportionnelle à l'éclairement.

Elle se trace sous un éclairement fixe et une température constante (figure I.6).

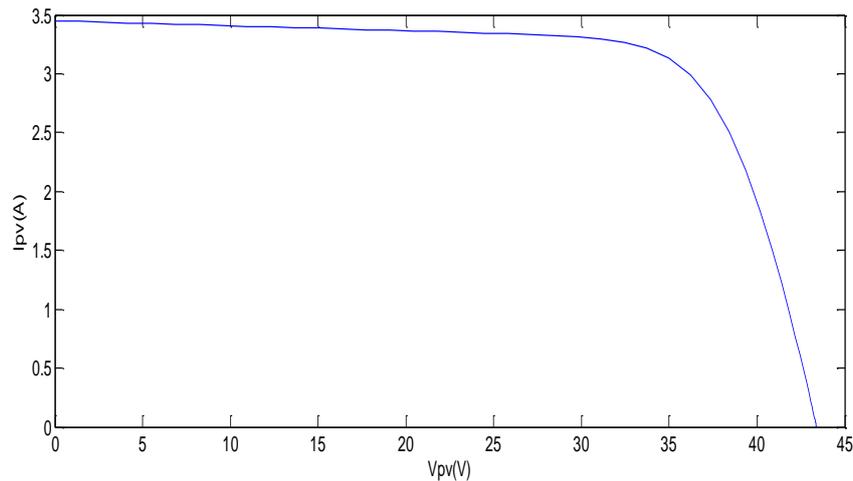
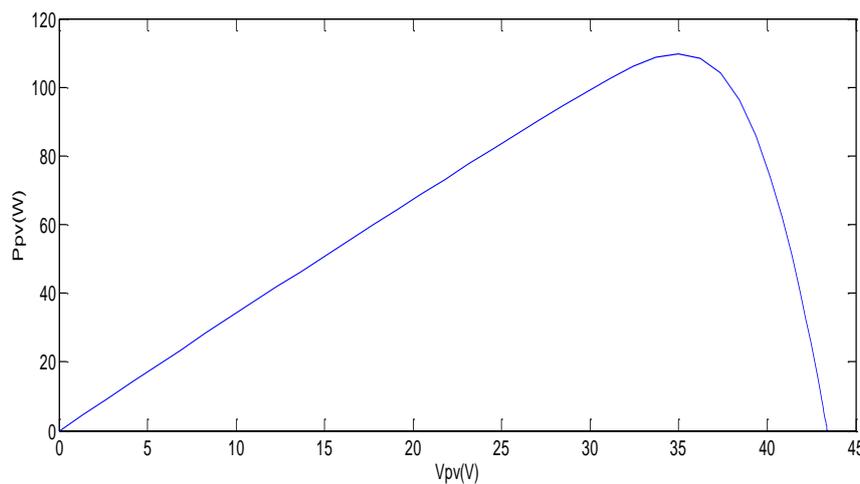


Figure (I-6) : caractéristique I(V)

b) Caractéristique puissance-tension (P-V)

La puissance débitée par le module photovoltaïque dépend du point de fonctionnement de cette dernière ; c'est le produit de l'intensité de courant et de la tension entre ses bornes (Figure I.7).

Figure (I-7) : Caractéristiques P_{pv} (V_{pv}) d'un panneau solaire.

c) Le rendement

Ce facteur définit le taux de conversion de l'énergie lumineuse en énergie électrique, il représente le rapport de la puissance fournie rapportée à celle du rayonnement incident :

$$\eta = \frac{I_m \times V_m}{E_s \times A}$$

I_m : le courant optimale

V_m : la tension optimale

E_s : l'ensoleillement

A : la surface du module solaire

Ce rendement varie généralement entre 8 à 13% pour le silicium mono-cristallin, entre 7 à 11% pour le poly-cristallin et entre 4 et 9% pour la cellule au silicium amorphe [3].

I.7 Association des cellules photovoltaïques

I.7.1 Association en série

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

La figure (I-8) montre la caractéristique résultante obtenue en associant en série n_s cellules identiques.

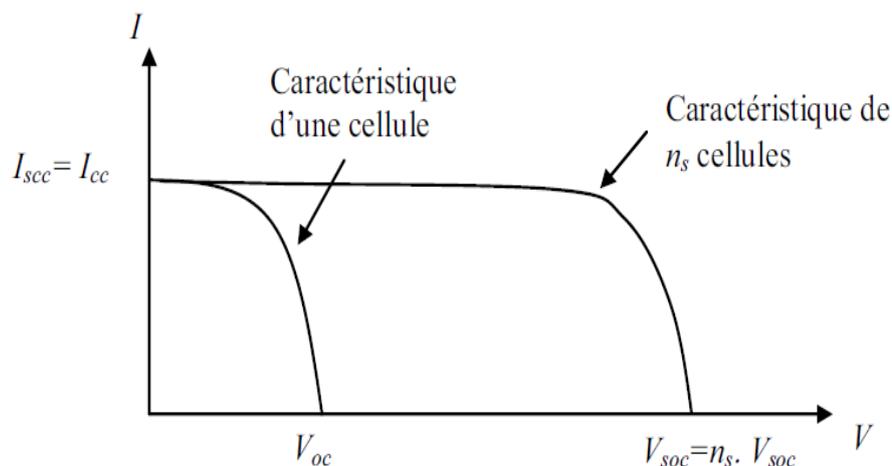


Figure (I-8) : Caractéristique résultante d'un groupement en série de n_s cellules identiques.

I.7.2 Association en parallèle

Les propriétés du groupement en parallèle des cellules sont duales de celles du groupement en série. Ainsi, dans un groupement de cellules connectées en parallèle, les cellules sont soumises à la même tension et la caractéristique résultante de groupement est obtenue par addition des courants à tension donnée.

La figure (I-9) montre la caractéristique résultante obtenue en associant en parallèles n_p cellules identiques.

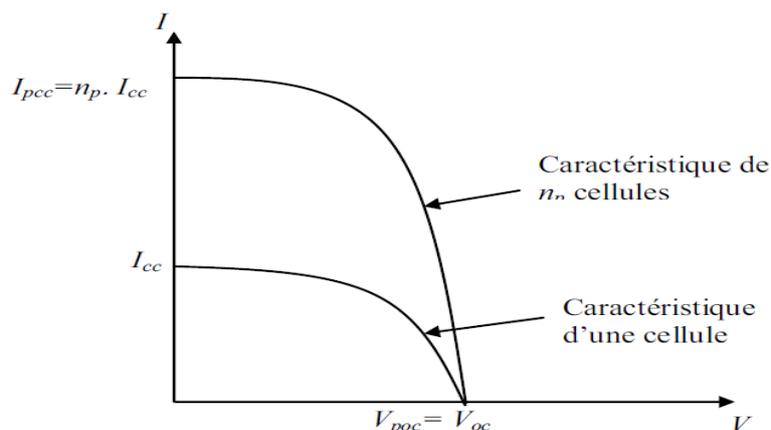


Figure (I-9) : Caractéristique résultante d'un groupement en parallèle de n_p cellules identiques.

I.7.3 Association hybride (en série et en parallèle)

Selon l'association en série et/ou parallèle de ces cellules, les valeurs du courant de court-circuit total et de la tension à vide totale sont données par les relations :

$$I_{cc}^t = n_p \times I_{cc}$$

$$V_{oc}^t = n_s \times V_{oc}$$

Avec :

n_p : nombre des cellule en parallèle,

n_s : nombre des cellule en série.

La figure (I-10) montre la caractéristique résultante obtenue en associant, en série n_s et en parallèle n_p , cellules identiques.

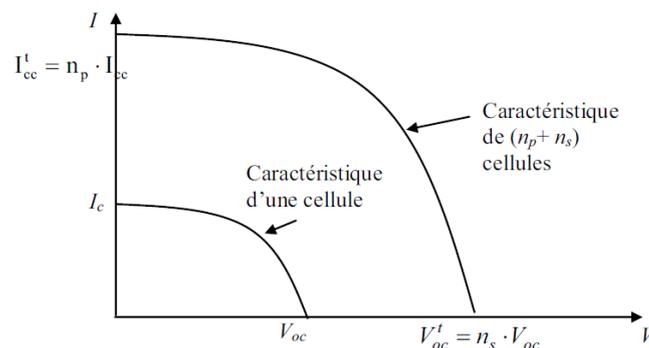


Figure (I-10) : Caractéristique résultante d'un groupement hybride de $(n_p + n_s)$ cellules identiques.

Selon l'association en série et/ou parallèle de ces cellules, les valeurs du courant de court-circuit I_{cc} et de la tension à vide V_{oc} sont plus ou moins importantes (figure (I-10)). La caractéristique d'un générateur PV constitué de plusieurs cellules a une allure générale assimilable à celle d'une cellule élémentaire, sous réserve qu'il n'y ait pas de déséquilibre entre les caractéristiques de chaque cellule (irradiation et température uniformes) [6].

I.7.4 Zones de fonctionnement du module solaire

La caractéristique fondamentale du générateur photovoltaïque donnée pour un éclairement et une température donnée, n'impose ni le courant ni la tension de fonctionnement; seule la courbe $I_{pv}(V_{pv})$ est fixée. C'est la valeur de la charge aux bornes du générateur qui va déterminer le point de fonctionnement du système photovoltaïque. La figure (I.11) représente trois zones essentielles :

- **La zone (I) :** où le courant reste constant quelle que soit la tension, pour cette région, le générateur photovoltaïque fonctionne comme un générateur de courant.
- **La zone (II) :** correspondant au coude de la caractéristique, la région intermédiaire entre les deux zones précédentes, représente la région préférée pour le fonctionnement du générateur, où le point optimal (caractérisé par une puissance maximale) peut être déterminé.
- **La zone (III) :** qui se distingue par une variation de courant correspondant à une tension presque constante, dans ce cas le générateur est assimilable à un générateur de tension.

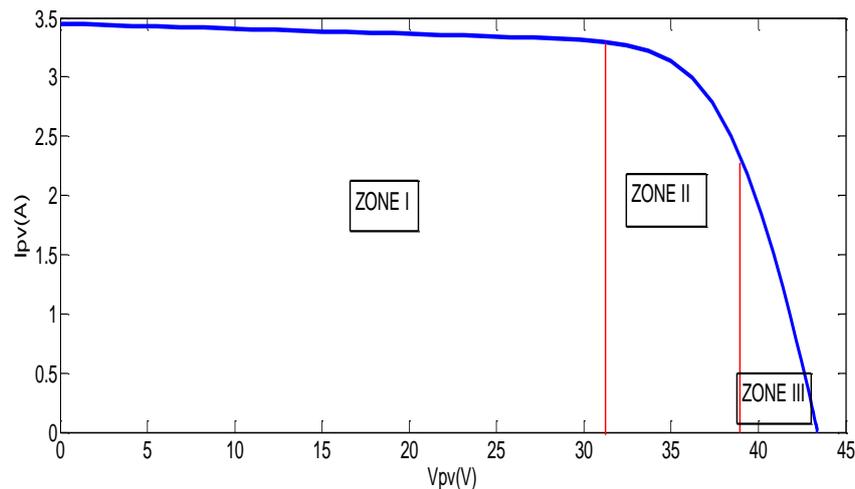


Figure (I-11) : Les différentes zones de la caractéristique I (V), ($T=25^{\circ}\text{C}$, $E_s=1000\text{W/m}^2$).

I.8 Influence de la température, l'ensoleillement et R_s sur la caractéristique photovoltaïque

a) Influence de la température sur la caractéristique photovoltaïque

Les caractéristiques électriques d'une cellule PV dépendent de la température de jonction au niveau de la surface exposée. Les figures (I-12) et (I-13) donnent l'allure générale des caractéristiques électriques d'un générateur photovoltaïque pour différentes valeurs de températures et un éclairement constant.

On remarque, que lorsque la température augmente, le courant photogénéré augmente très légèrement alors que la tension de circuit ouvert diminue considérablement.

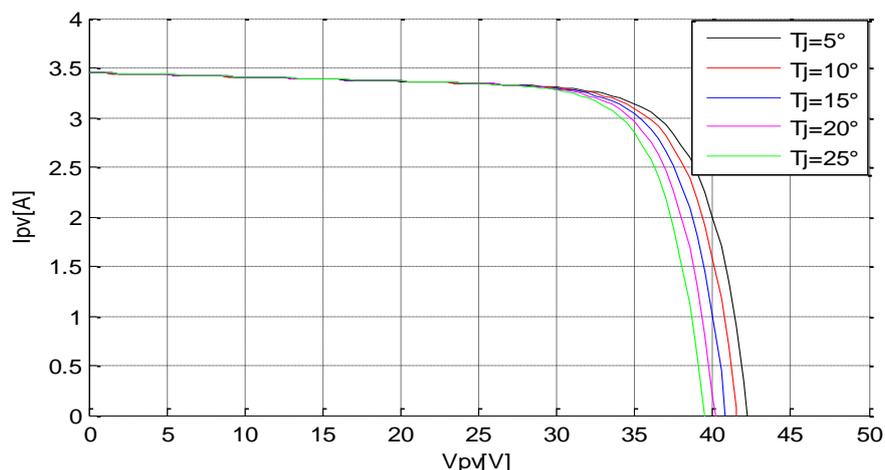


Figure (I-12): influence de la variation de la température sur la caractéristique courant – tension à éclairement constant.

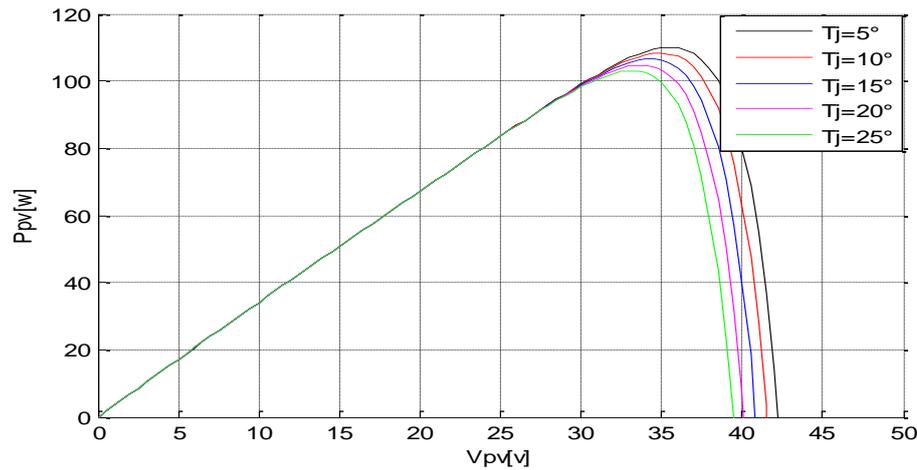


Figure (I-13): influence de la variation de la température sur la caractéristique puissance –tension à éclairement constant.

b) Influence de l'éclairement sur la caractéristique photovoltaïque

Les figures (I.14) et (I.15) représentent successivement les caractéristiques (P-V) et (I-V) pour différentes valeurs de l'éclairement, à une température constante.

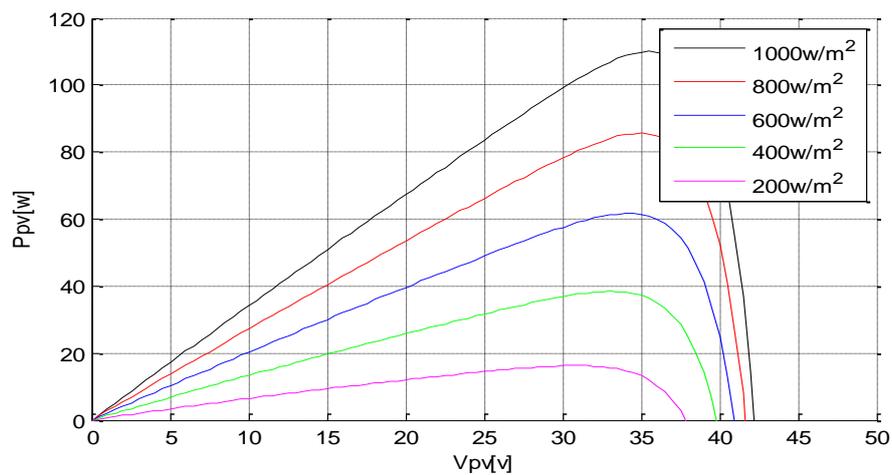


Figure (I-14): influence de la variation de l'éclairement sur la caractéristique puissance – tension à température constante.

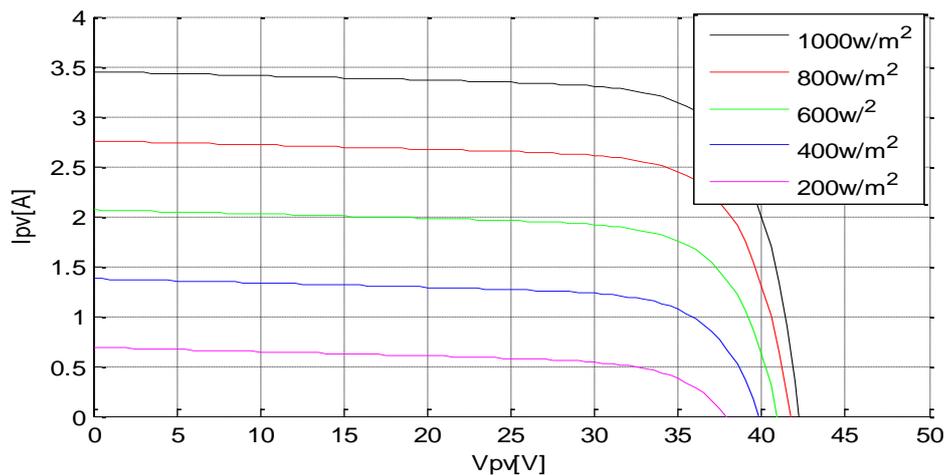


Figure (I-15): influence de la variation de l'éclairement sur la caractéristique courant – tension a temperature constante

On remarque que la variation de l'éclairement influe visiblement sur le courant de court circuit et peu sur la tension de circuit ouvert par conséquent la variation de PPM proportionnellement a l'éclairement.

c) Influence de la résistance série R_s

Nous avons tracé les caractéristiques P-V et I-V, avec la variation de la résistance série, et nous avons obtenu les figures (I.16) :

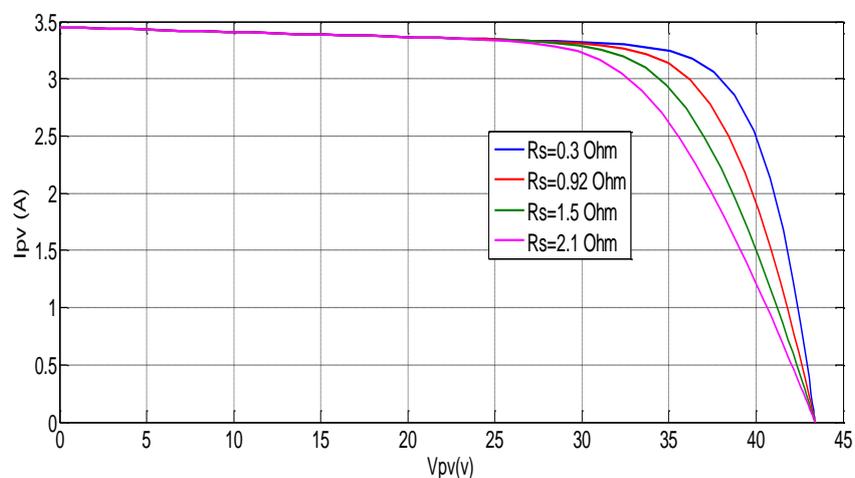


Figure (I-16): Caractéristique I-V d'un module photovoltaïque pour différentes valeurs de la résistance série ($R_s=0.3, 0.92, 1.5, 2.1 \Omega$)

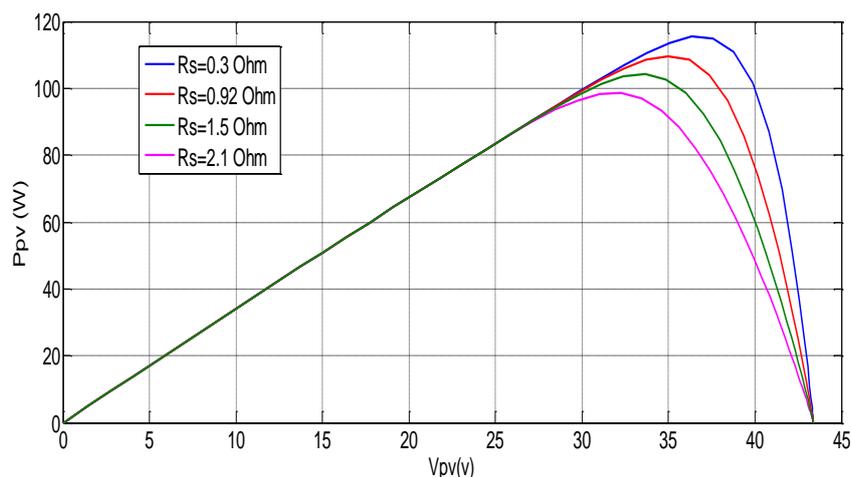


Figure (I-17) : Caractéristique P-V d'un module photovoltaïque pour différents valeurs de la résistance série. ($R_s=0.3, 0.92, 1.5, 2.1 \Omega$).

D'après ces résultats, nous remarquons que la résistance série provoque des pertes localisés dans le panneau photovoltaïque, ce qui engendre la délocalisation de point de puissance maximale.

I.9 Connexion directe source-charge

Actuellement, il reste encore beaucoup d'applications où une connexion directe entre un GPV et une charge est effectuée. Ce choix est principalement lié à la simplicité de l'opération et le très haut degré de fiabilité, dû fondamentalement à l'absence d'électronique, sans parler d'un faible coût. La figure (I.16) montre ce cas de figure. Si cette charge était une batterie, lorsque le module n'est pas éclairé, celui-ci pourrait fonctionner en tant que récepteur, la batterie pourrait donc se décharger sur le générateur PV et en plus l'endommager irréversiblement. Ainsi, pour éviter cette situation, la connexion doit être assurée à l'aide d'une diode anti-retour placée entre le GPV et la charge. Cette configuration est illustrée à la figure (I.18). L'inconvénient de cette configuration, c'est qu'elle n'offre aucun type de limitation et/ou réglage de la tension de la batterie. Le transfert de P_{max} disponible aux bornes du GPV vers la charge n'est pas non plus garanti.

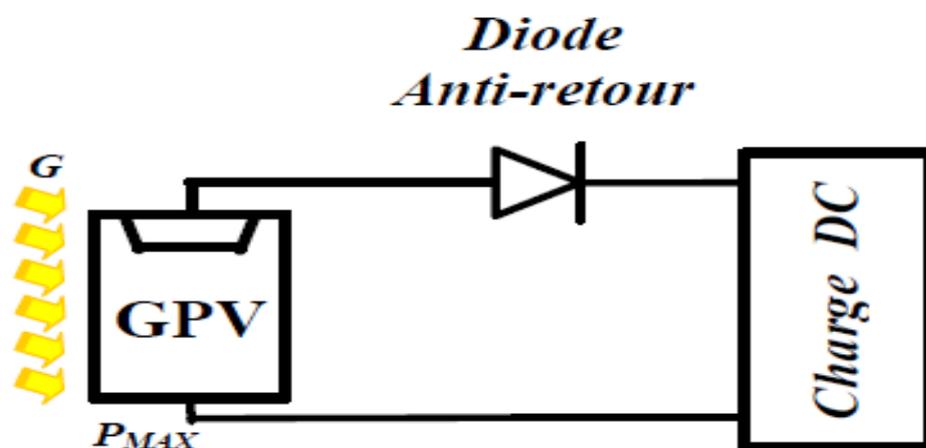


Figure (I-18) : Connexion directe GPV-Charge par le biais d'une diode anti-retour.

En effet, le point de fonctionnement du GPV résulte de l'intersection entre la caractéristique (I-V) du GPV et la caractéristique (I-V) de la charge.

Nous supposons que la nature de la charge est continue (DC). En effet, une charge de type alternative n'est pas du tout compatible avec la connexion directe car le GPV fournit un courant continu. Pour la connexion d'un GPV à une charge alternative, nous avons obligatoirement besoin d'un étage d'adaptation spécifique [7-8] de type onduleur.

Trois types de charges DC typiques existent : une charge purement résistive, une charge de type source de tension et une charge de type source de courant. Sur la figure (I.19), nous avons représenté les caractéristiques I(V) et P(V) d'un GPV ainsi que les caractéristiques I(V) des trois types de charges. Tout d'abord, nous pouvons identifier le point de fonctionnement où la puissance fournie par le générateur est maximale (P_{MAX}) pour un courant optimal (I_{OPT}) et une tension optimale (V_{OPT}), point nommé PPM. Ensuite, nous pouvons trouver le point d'intersection entre les caractéristiques I(V) du générateur et celles des trois types de charges :

- 1) point A pour une charge résistive,
- 2) point B pour une charge de type source de tension,
- 3) point C pour une charge en source de courant.

Pour ces trois points, la puissance fournie par le générateur est respectivement P_A , P_B et P_C , que comme l'illustre la figure (I.19) correspondant à des valeurs de puissance inférieures à la puissance maximale disponible P_{MAX} . Donc, une perte d'une partie de la puissance délivrable aux bornes du générateur PV implique à la longue des pertes de production énergétiques importantes.

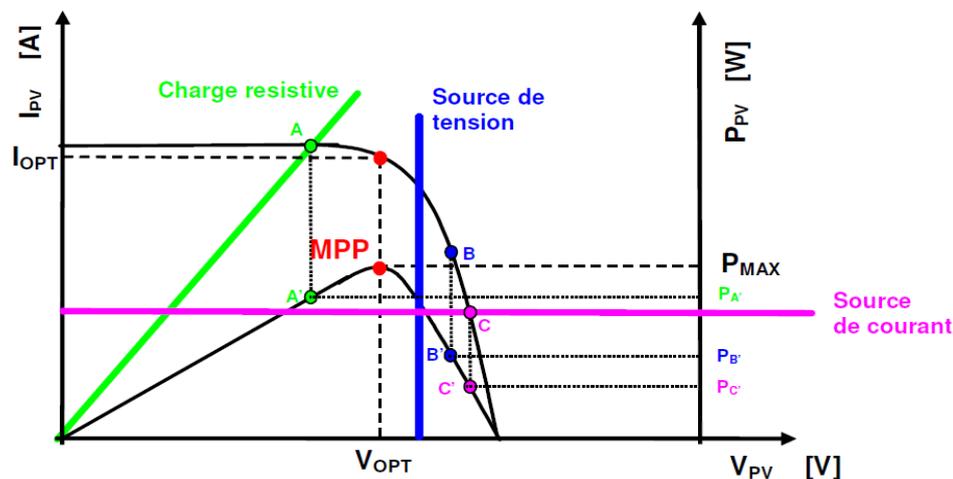


Figure (I-19): Points de fonctionnement d'un GPV en fonction de la charge en connexion directe.

I.10 Définition de l'étage d'adaptation entre une source et une charge

Comme nous l'avons vu, un GPV présente des caractéristiques I(V) non linéaires avec des PPM. Ces caractéristiques dépendent entre autre du niveau d'éclairement et de la température de la cellule. De plus, selon les caractéristiques de la charge sur laquelle le GPV débite, nous pouvons trouver un très fort écart entre la puissance potentielle du générateur et celle réellement transférée à la charge en mode connexion directe.

Afin d'extraire à chaque instant le maximum de puissance disponible aux bornes du GPV et de la transférer à la charge, la technique utilisée classiquement est d'utiliser un étage d'adaptation entre le GPV et la charge comme décrit dans la figure (I-20). Cet étage joue le rôle d'interface entre les deux éléments en assurant à travers une action de contrôle, le transfert du maximum de puissance fournie par le générateur pour qu'elle soit la plus proche possible de P_{\max} disponible [9, 10].

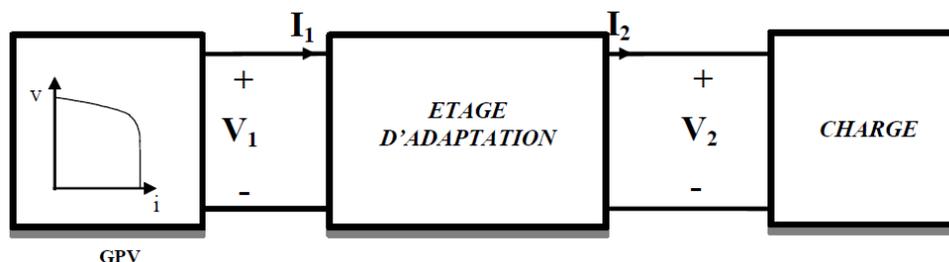


Figure (I-20) : Etage d'adaptation jouant le rôle d'interface de puissance entre un GPV et une charge pour le transfert de P_{\max} du GPV.

I.11 Convertisseurs DC/DC (hacheurs)

Les hacheurs sont des convertisseurs statiques qui sont alimentés par des sources de tension continue et produisent aux bornes d'une charge une tension unidirectionnelle de valeur moyenne réglable. On peut imaginer un grand nombre de dispositifs électroniques réalisant cette fonction. On présentera les types de montages les plus utilisés ainsi que quelques applications. Ces montages utiliseront des interrupteurs unidirectionnels statiques pour alimenter des appareils spéciaux, à savoir [16] :

➤ Hacheur parallèle (survolteur)

Ce type sert à produire une tension plus élevée que celle fournie par les panneaux ou les batteries de stockage, leur réalisation est basée sur un interrupteur commandé à l'amorçage et au blocage (MOSFET, IGBT, Bipolaire,.....) et une diode.

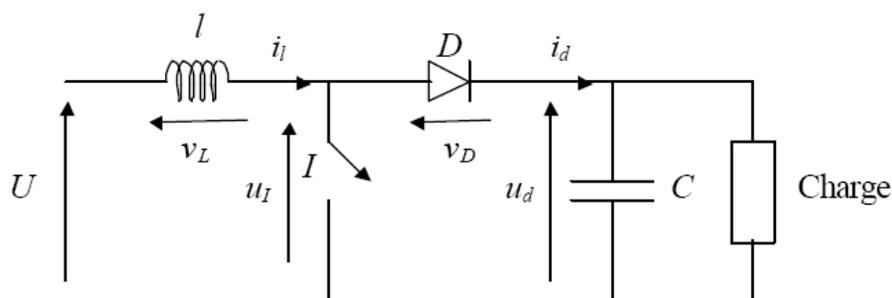


Figure (I- 21): Schéma d'un hacheur parallèle

➤ Hacheur série (dévolteur)

Il délivre une tension à la sortie plus basse que celle de l'entrée (panneaux ou batteries), sa structure demande un interrupteur à amorçage et à blocage commande (transistor bipolaire, transistor, IGBT,.....) et une diode.

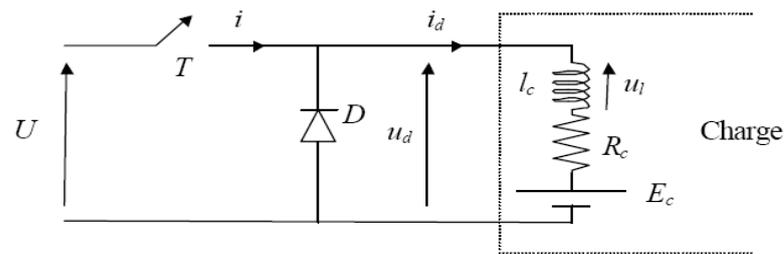


Figure (I- 22): Schéma d'un hacheur série.

I.12 Avantage et inconvénient de l'énergie photovoltaïque [1,9]

Malgré les avantages qu'elle présente, l'énergie photovoltaïque présente certains inconvénients qui peuvent être résumés comme suit :

- **Les avantages**

La technologie photovoltaïque présente un grand nombre d'avantages à savoir :

- une haute fiabilité – elle ne comporte pas de pièces mobiles – qui la rendent particulièrement appropriée aux régions isolées. D'où son utilisation sur les engins spatiaux.
- le caractère modulaire des panneaux photovoltaïque permet un montage simple et adaptable à des besoins énergétiques divers. Les systèmes peuvent être dimensionnés pour des applications de puissance allant du milliwatt au Mégawatt.
- le coût de fonctionnement est faible vu les entretiens réduits et ils ne nécessitent ni combustible, ni personnel hautement spécialisé.
- Enfin, la technologie photovoltaïque présente des qualités sur le plan écologique car le produit fini est non polluant, silencieux et n'entraîne aucune perturbation du milieu, si ce n'est par l'occupation de l'espace pour les installations de grandes dimensions.

- **Les inconvénients**

- la fabrication du module photovoltaïque relève de la haute technologie et requiert des investissements d'un coût élevé.
- le rendement réel de conversion d'un module est faible (la limite théorique pour une cellule au silicium est de 28%).
- les générateurs photovoltaïques ne sont compétitifs par rapport aux générateurs diesel que pour des faibles demandes d'énergie en région isolée.

I.13 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons fait un aperçu général sur les systèmes photovoltaïques. Nous avons rappelé quelques notions sur le rayonnement solaire et le principe de conversion de l'énergie photovoltaïque; puis nous avons présenté le générateur photovoltaïque et les paramètres qui influent sur ses caractéristiques électriques. Les différents couplages de générateur photovoltaïque avec une charge ainsi que l'étage d'adaptation ont été aussi présentés.

Chapitre II

Modélisation et simulation des systèmes photovoltaïques

Introduction

Après avoir étudié et citer les différents composants du système photovoltaïque, aussi que l'influence des paramètres de ses composants sur le système, nous procédons à la modélisation du système.

La modélisation nécessite un ensemble d'équations caractérisant tous les éléments du système étudié. A ce niveau, la condition qui s'impose c'est de connaître les critères d'entrées (donnée de base) c'est-à-dire les données météorologiques au site, et les données relatives aux équipements.

Dans ce chapitre on va présenter les modèles électriques et des modèles de puissances du panneau photovoltaïque afin de les comparés.

II.1 Modélisation et simulation du générateur photovoltaïque

Nous rencontrons dans la littérature plusieurs modèles du générateur photovoltaïque qui diffèrent entre eux par la procédure et le nombre de paramètres intervenants dans le calcul de la tension et du courant final du générateur photovoltaïque.

II.1.1 Cellule idéale [11]

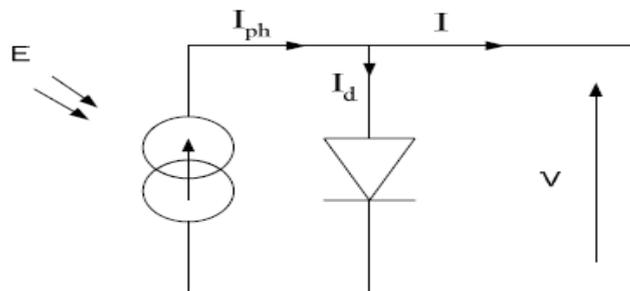


Figure (II-1): Schéma électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque idéale.

$$I = I_{pv} + I_d \quad (\text{II. 1})$$

$$I_d = I_s e^{\left(\frac{qv}{AKT_j} - 1\right)} \quad (\text{II. 2})$$

I : courant disponible

I_{ph} : courant produit par la photopile

v : tension aux bornes de la cellule

$k/q = 26\text{mV}$ à $300\text{ }^\circ\text{K}$ pour le silicium poly-cristallin.

I_s : courant de polarisation de la diode ou courant de saturation

II.1.2 Les modèles mathématiques

Dans la littérature ; il existe plusieurs modèles mathématiques qui décrivent le fonctionnement et le comportement du générateur photovoltaïque [12], parmi ces modèles nous avons :

a) Le modèle explicite

C'est le modèle le plus simple, vu le nombre de paramètres qui nécessite la résolution d'un tel modèle :

- Calcul du courant I :

$$\text{Nous avons } I = I_{cc} n_p \left[1 - C_1 \left(\exp \left(\frac{n_s \cdot V}{C_2 \cdot V_{oc}} \right) - 1 \right) \right] \quad (\text{II. 3})$$

Où C_1 et C_2 sont des paramètres qui peuvent être calculés respectivement.

$$C_2 = \frac{\frac{V_{mpp} - 1}{V_{oc}}}{\ln \left(1 - \frac{I_{mpp}}{I_{cc}} \right)} \quad (\text{II. 4})$$

$$C_1 = \left(1 - \frac{I_{mpp}}{I_{cc}} \right) \exp \left(- \frac{V_{mpp}}{C_2 \cdot V_{oc}} \right) \quad (\text{II. 5})$$

- Calcul de la puissance P :

$$P = I \cdot V \quad (\text{II. 6})$$

b) Le modèle à une diode

Les modèles des modules PV sont habituellement tirés des circuits électriques équivalents. Le modèle à une diode (empirique) est actuellement le plus utilisé en raison de sa simplicité. Il permet d'exprimer l'intensité d'un module PV en fonction de la tension à ses bornes à des conditions climatiques (ensoleillement et température ambiante) [13].

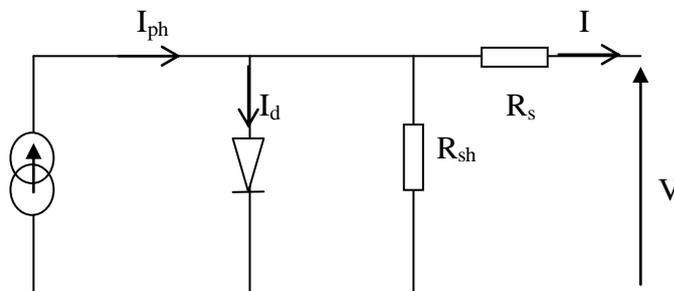


Figure (II-2) : Schéma électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque (une diode).

A partir du schéma (II-2), nous définissons le modèle une diode du générateur [14] :

$$I = I_{ph} - I_d - I_{Rsh} \quad (\text{II. 7})$$

$$I_{ph} = P_1 \cdot E_s \left(1 + P_2 (E_s - E_{sref}) + P_3 (T_j - T_{jref}) \right) \quad (\text{II. 8})$$

- E_{sref} , T_{jref} : représentent l'éclairement et la température sous conditions STC.
- T_j : température de jonction.
- P_1 , P_2 , P_3 : paramètres constants.

La température de jonction T_j de la cellule est donnée par la relation suivante :

$$T_j = T_a + E_s \cdot \left(\frac{Noct-20}{800} \right) \quad (\text{II. 9})$$

Avec NOCT: la température nominale de fonctionnement de la cellule solaire (Nominal operating cell temperature) et T_a est la température ambiante.

$$I_d = I_{0d} \left[\exp \left(\frac{q}{k \cdot A \cdot n_s \cdot T_j} (V + R_s I) \right) - 1 \right] \quad (\text{II. 10})$$

Avec :

- I_{0d} : courant de saturation de la diode (A).
- q : Charge élémentaire ($1.6 \cdot 10^{-19}$ C).
- K : constante de Boltzmann ($1.38 \cdot 10^{-23}$ (SI)).
- A : coefficient d'idéalité de la cellule.
- n_s : nombre de cellules connectées en série.

$$I_{0d} = P_4 \cdot T_j^3 \cdot \exp \left(\frac{E_g}{k \cdot T_j} \right) \quad (\text{II. 11})$$

- E_g : énergie de gap.
- P_4 : paramètre constant.

$$I_{Rsh} = \frac{V}{R_{sh}} \quad (\text{II. 12})$$

Ainsi l'équation globale modélisant le générateur PV est la suivante :

$$I = P_1 \cdot E_s \left(1 + P_2 (E_s - E_{sref}) + P_3 (T_j - T_{jref}) \right) - P_4 \cdot T_j^3 \cdot \exp \left(\frac{E_g}{k \cdot T_j} \right) \cdot \left[\exp \left(\frac{q}{k \cdot A \cdot n_s \cdot T_j} (V + R_s I) \right) - 1 \right] - \frac{V}{R_{sh}} \quad (\text{II. 13})$$

➤ Détermination des paramètres du modèle

Les paramètres suivants ont été obtenus par résolution numérique (moindres carrés) sous Matlab-Simulink [14]:

P1	P2	P3	P4	A	R_s	R_{sh}
0.00345	0.00005	-0.00003	31.2388	1	0.614	151.16

Tableau (II. 1) : Paramètres obtenu du modèle une diode

c) Modèle à deux diodes

Nous avons, cette fois-ci, deux diodes pour représenter les phénomènes de polarisation de la jonction PN. Ces diodes symbolisent la recombinaison des porteurs minoritaires, d'une part en surface du matériau et d'autre part dans le volume du matériau. Le schéma du générateur photovoltaïque devient dans le cas de la figure (II-3).

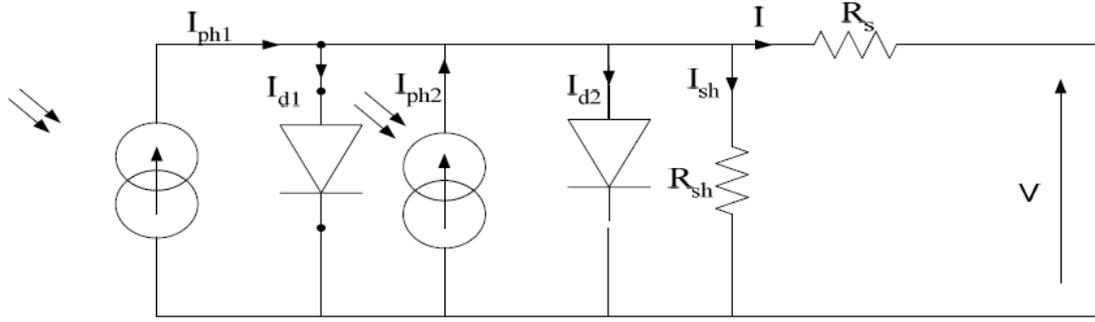


Figure (II-3) : Schéma électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque (deux diodes).

$$I = (I_{pv1} + I_{pv2}) - (I_{d1} + I_{d2}) - I_{sh} \quad (\text{II. 14})$$

$$I_{d1} = I_{s1} e^{\left(\frac{V+IR_s}{AK'}\right)} \quad (\text{II. 15})$$

$$I_{d2} = I_{s2} e^{\left(\frac{V+IR_s}{2AK'}\right)} \quad (\text{II. 16})$$

$$K' = KT_j/q \quad (\text{II. 17})$$

$$I_{pv} = I_{pv1} + I_{pv2} \quad (\text{II. 18})$$

$$I_{s1} = P_4 T_j^3 e^{\left(\frac{E_s}{KT_j}\right)} \quad (\text{II. 19})$$

$$I_{s2} = P_5 T_j^3 e^{\left(\frac{E_s}{2KT_j}\right)} \quad (\text{II. 20})$$

$$I_{pv} = P_1 \cdot E_s \cdot [1 + P_2 \cdot (E_s - E_{sref}) + P_3 \cdot (T_j - T_{jref})] \quad (\text{II. 21})$$

$$I = P_1 \cdot E_s \cdot [1 + P_2 \cdot (E_s - E_{sref}) + P_3 \cdot (T_j - T_{jref})] - P_4 T_j^3 e^{\left(\frac{-E_s}{KT_j}\right)} \left[\exp\left(\frac{q}{k \cdot A \cdot n_s \cdot T_j} (V + R_s I)\right) - 1 \right] - P_5 T_j^3 e^{\left(\frac{-E_s}{2KT_j}\right)} \left[\exp\left(\frac{q}{2 \cdot k \cdot A \cdot n_s \cdot T_j} (V + R_s I)\right) - 1 \right] - \frac{V+R_s I}{R_{sh}} \quad (\text{II.22})$$

P ₁	P ₂	P ₃	P ₄	P ₅	A	R _S	R _{Sh}
3.4.10 ⁻³	0	0.2.10 ⁻⁵	450	72	1	0.58	160

Tableau (II.2) : Paramètres obtenus du modèle à deux diodes du panneau PV SM110 [14].

- **Les paramètres du panneau SIEMENS PV SM110 sous conditions (STC)**

Les constructeurs des panneaux photovoltaïques fournissent les paramètres du panneau (I_{cc} , V_{oc} , I_m , V_m , P_m) sous les conditions standard de fonctionnement (une insolation de 1000W/m^2 et une température de 25°C , 1.5 AM). Le tableau (II.3) montre les paramètres du panneau photovoltaïque de marque SIEMENS PV SM110, qu'on va utiliser dans notre étude.

Paramètres	valeurs
Puissance maximale du panneau P_m	110 W
Courant au point de puissance maximale I_m	3.15 A
Tension au point de puissance maximale V_m	35 V
Courant de court-circuit I_{CC}	3.45 A
Tension en circuit ouvert V_{oc}	43.5 V
Coefficient d'incrémentation du courant $I_{cc} (\alpha_{cc})$	1.4 mA/°C
Coefficient d'incrémentation de la tension $V_{oc} (\beta_{oc})$	-152 mV/°C

Tableau (II. 3) : Paramètres du panneau photovoltaïque SIEMENS PV SM110.

II. 2 Comparaison des résultats et le calcul d'erreurs

II. 2.1 Résultats

Pour obtenir des couplets éclairement-température de valeur croissante (faible, moyenne et forte), nous avons effectué des mesures tout au long d'une journée bien ensoleillée et à différents instants. Notons bien que les mesures ont été faites sur le panneau SIEMENS SM 110 de 110 Wc. Le tableau suivant représente les valeurs mesurées :

8 h30			10h30			12h30		
$E_s=244W/m^2$ T=24°C			$E_s=460W/m^2$ T=29°C			$E_s=800W/m^2$ T=32°C		
V_{pra}	I_{pra}	P_{pra}	V_{pra}	I_{pra}	P_{pra}	V_{pra}	I_{pra}	P_{pra}
0	0.86	0	0	1.6	0	0	2.8	0
1.5	0.86	1.245	0.39	1.6	0.6357	0.66	2.8	1.848
6.5	0.86	5.395	5	1.6	8.149	6	2.8	16.799
10	0.85	8.199	11.25	1.59	18.225	12.5	2.78	34.75
13	0.82	10.53	16	1.58	25.76	17.2	2.75	47.437
18	0.8	14.4	22.75	1.57	35.717	21.5	2.73	58.695
20.5	0.79	16.195	25.25	1.54	38.884	26	2.65	68.899
26.5	0.77	20.405	28.5	1.52	43.32	30.5	2.63	80.215
30	0.75	22.5	31	1.5	46.5	34.7	2.28	83.85
34	0.71	23.074	33.5	1.35	45.225	36.5	1.94	79.116
36.5	0.66	22.44	34	1.3	44.2	38.75	1.55	60.062
37.5	0.4	14.6	35.5	1.05	37.274	40	1.3	52
38.4	0.28	10.472	37.25	0.87	31.537	41	0.84	34.439
40.5	0	0	41	0	0	42	0	0

Tableau (II. 4) : Valeurs des mesures obtenues pour différents éclairagements.

Les résultats de la simulation ainsi que les erreurs calculées pour les deux premiers modèles sont représentés respectivement sur les figures (II. 4 a, b, c) et le tableau (II.5).

• Faible éclairement :

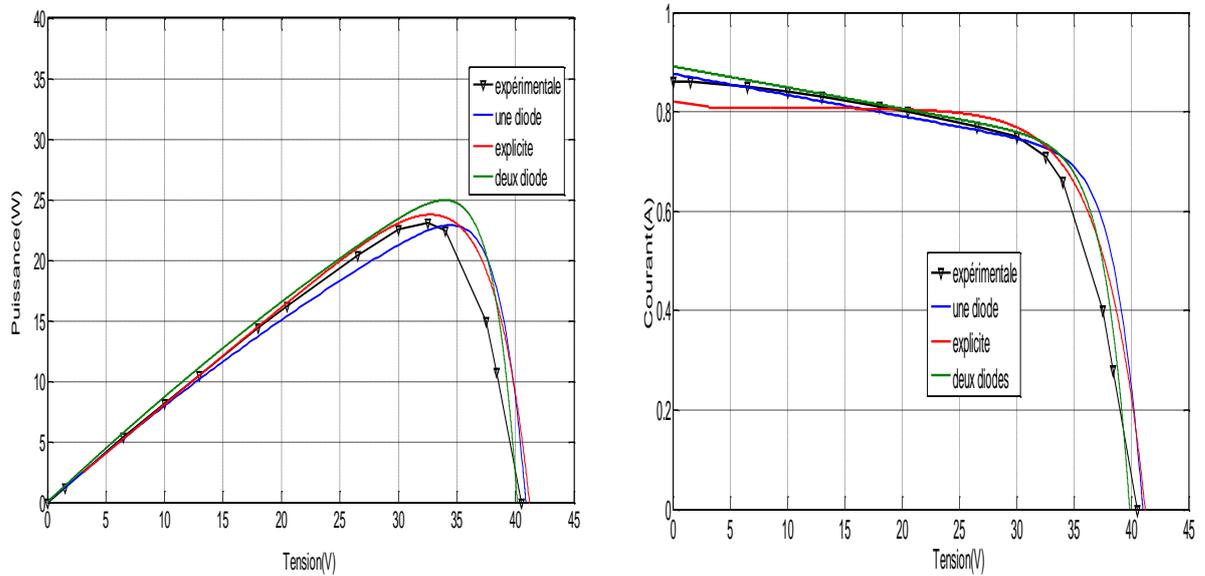


Figure (II-4). a : Comparaison des résultats à $E_s=244 \text{ W/m}^2$ et $T=24^\circ\text{C}$.

• Moyen éclairement

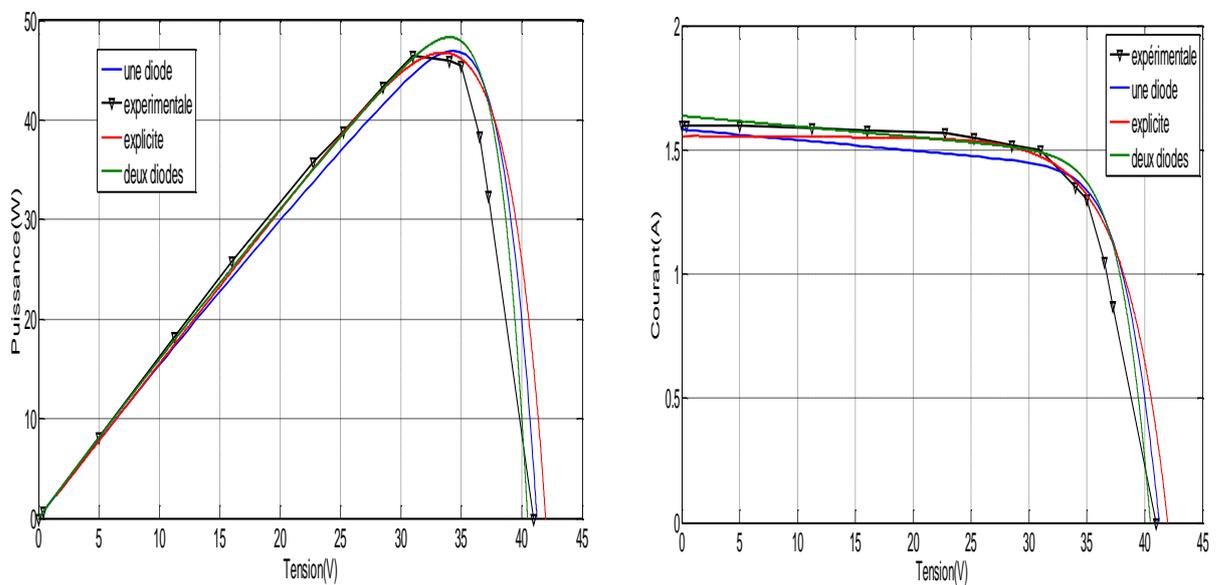


Figure (II-4). b : Comparaison des résultats à $E_s=460 \text{ W/m}^2$ et $T=29^\circ\text{C}$.

• Fort éclairement :

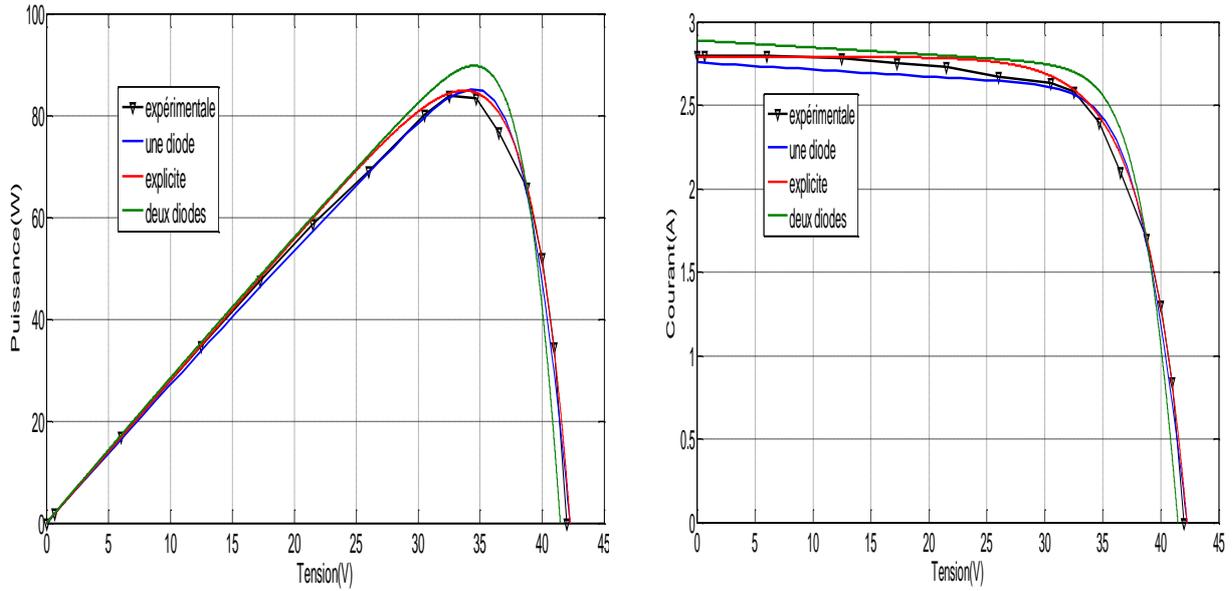


Figure (II-4). c : Comparaison des résultats à $E_s=856 \text{ W/m}^2$ et $T=32^\circ\text{C}$.

Trois erreurs sont notées : l’erreur sur le courant, sur la tension et sur la puissance sont calculées :

$$\varepsilon_i(\%) = \left| \frac{I_{cc\ pra} - I_{cc\ modele}}{I_{pra}} \right| \cdot 100$$

$$\varepsilon_v(\%) = \left| \frac{V_{oc\ pra} - V_{oc\ modele}}{V_{pra}} \right| \cdot 100$$

$$\varepsilon_p(\%) = \left| \frac{P_{max\ pra} - P_{max\ modele}}{P_{max\ pra}} \right| \cdot 100$$

Le tableau (II. 5) représente les valeurs des erreurs pour les deux modèles étudiés :

	$\delta P\%$			$\delta I\%$			$\delta V\%$		
	Une diode	Deux diodes	explicite	Une diode	Deux diodes	explicite	Une diode	Deux diodes	explicite
Faible éclairement	0.108	2.275	0.758	0.963	1.68	5.81	0.962	0.839	1.728
Moyen éclairement	1.29	4.30	3.44	1.25	1.87	3.12	0.609	2.31	2.31
Fort éclairement	1.132	3.21	1.848	1.428	1.964	1.785	0.59	1.3	0.84

Tableau (II. 5) : Valeurs des erreurs calculées.

Les erreurs obtenues dans le tableau (II. 5) sont représentées sur des graphes Excel si dessous :

- Erreur sur la puissance :

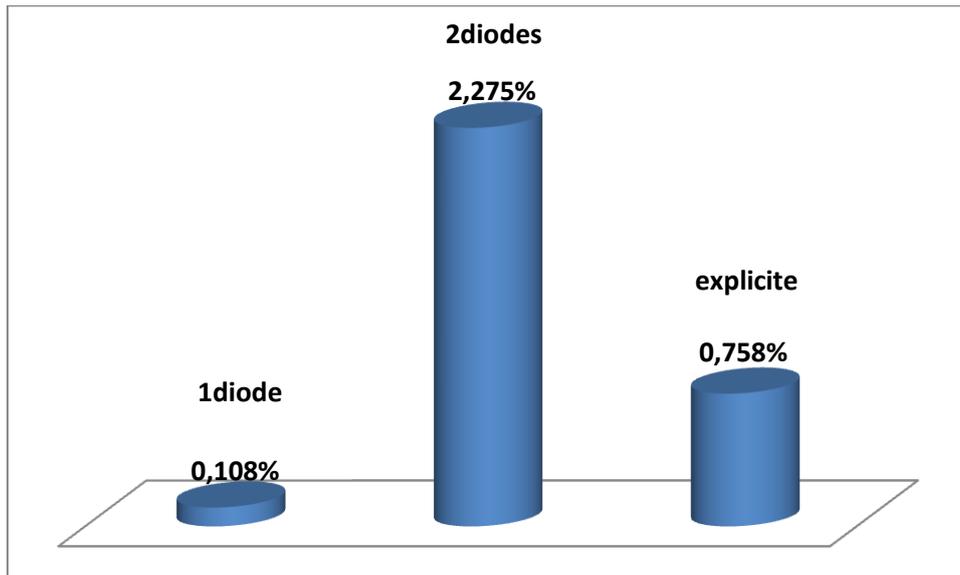


Figure (II-6). a : erreur sur la puissance pour($E_s=244W/m^2$, $T=24^\circ C$).

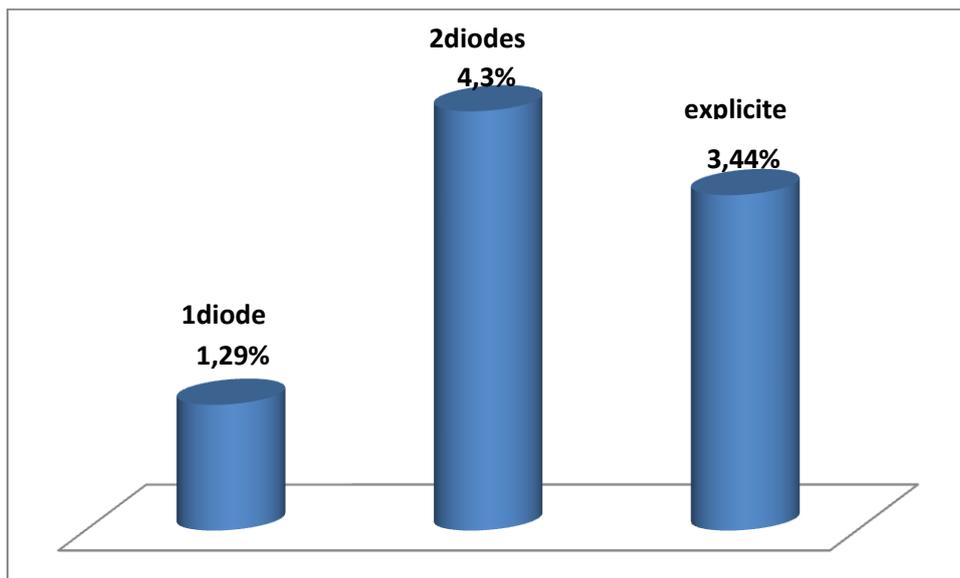


Figure (II-6). b : erreur sur la puissance pour($E_s=460W/m^2$, $T=29^\circ C$).

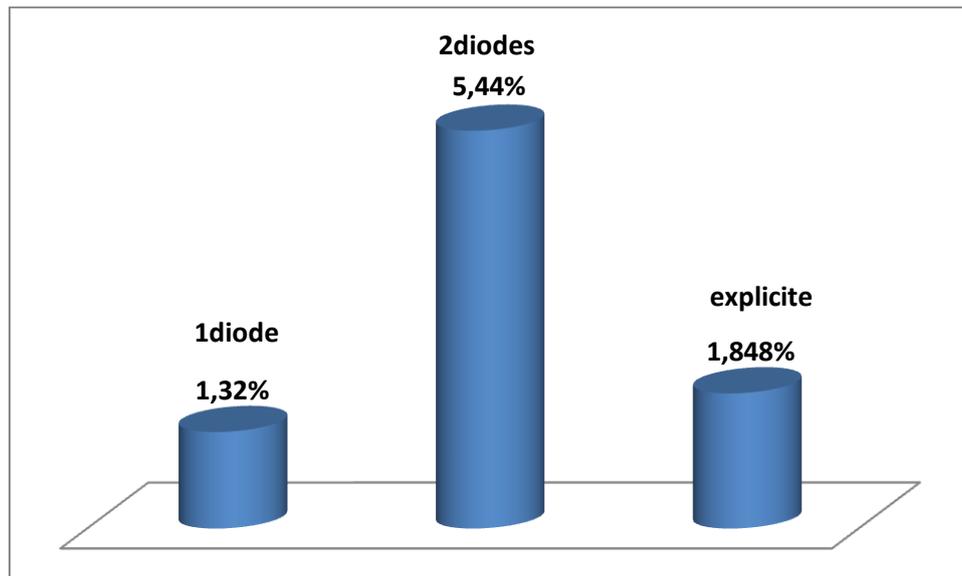


Figure (II-6). c : erreur sur la puissance pour($E_s=800\text{W/m}^2$, $T=32^\circ\text{C}$).

- Erreur sur le courant :

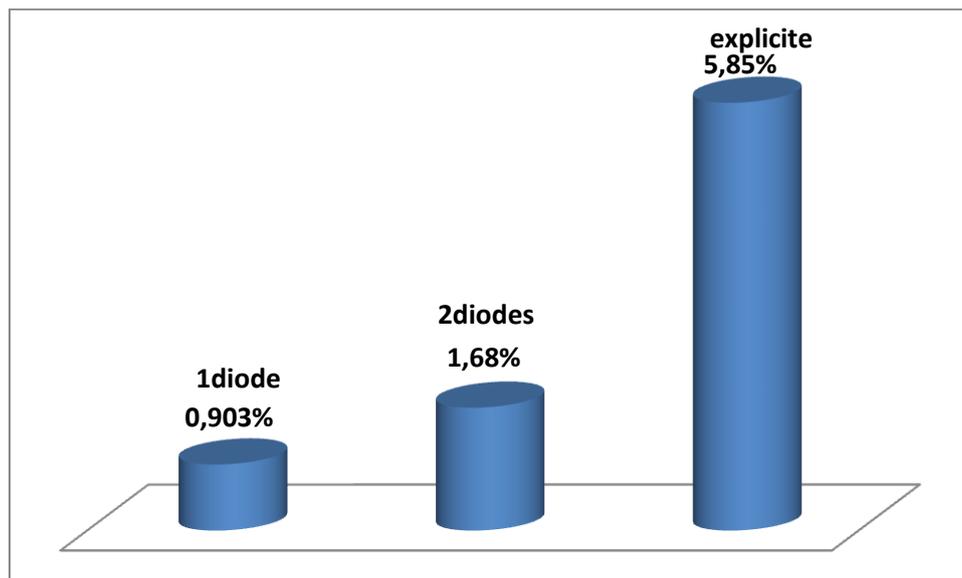


Figure (II-7). a : erreur sur le courant pour($E_s=244\text{W/m}^2$, $T=24^\circ\text{C}$).

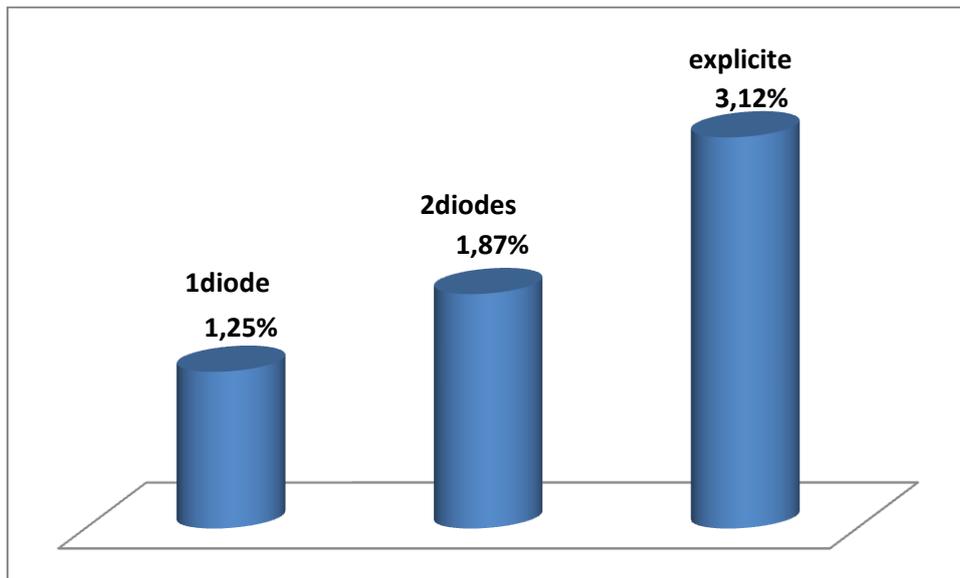


Figure (II-7). b : erreur sur le courant pour($E_s=460W/m^2$, $T=29^\circ C$)

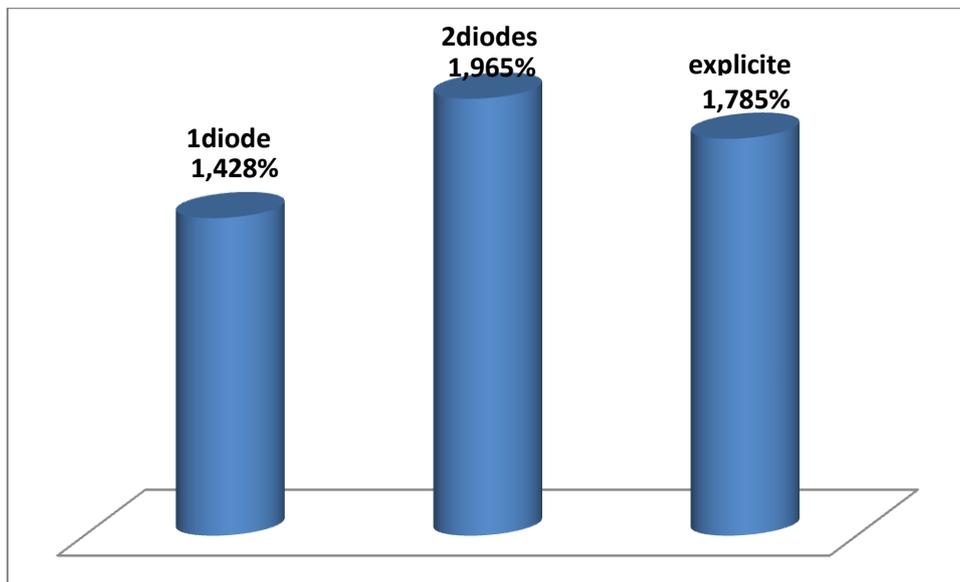


Figure (II-7). c : erreur sur le courant pour($E_s=800W/m^2$, $T=32^\circ C$)

- Erreur sur la tension :

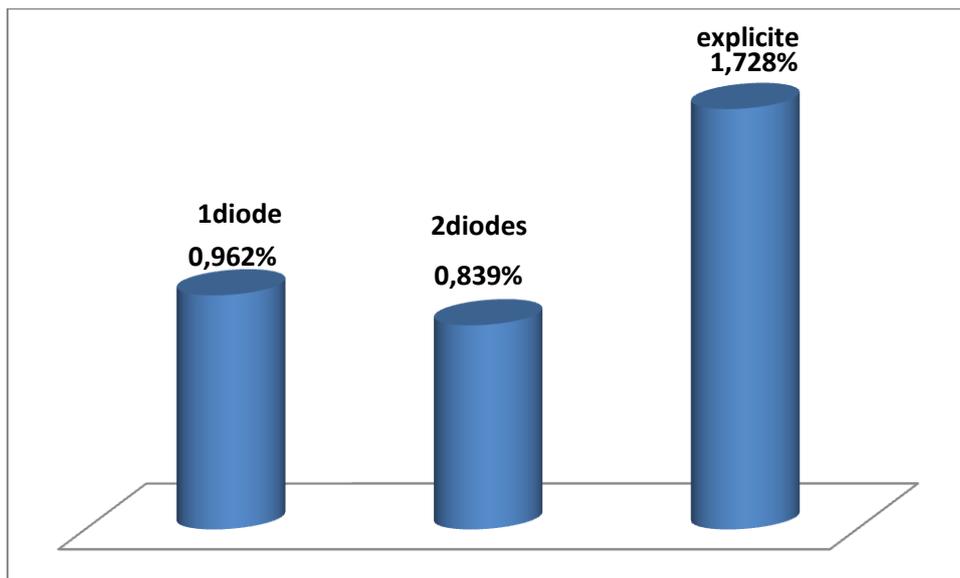


Figure (II-8). a : erreur sur la tension pour($E_s=244\text{W/m}^2$, $T=24^\circ\text{C}$).

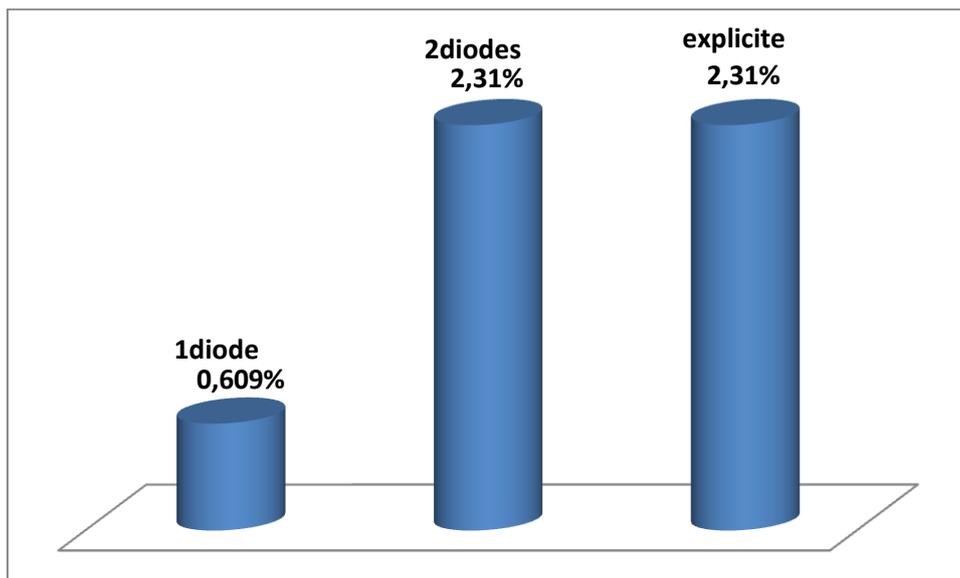


Figure (II-8). b : erreur sur la tension pour($E_s=460\text{W/m}^2$, $T=29^\circ\text{C}$).

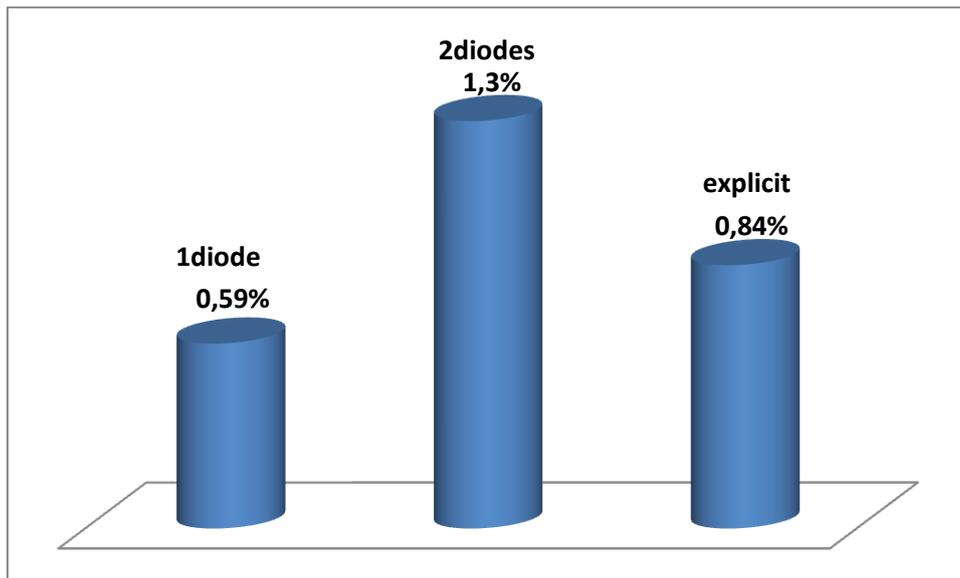


Figure (II-8). c : erreur sur la tension pour ($E_s=800\text{W/m}^2$, $T=32^\circ\text{C}$).

II.2.2 Discussion des résultats

Les trois modèles développés précédemment ont été utilisés pour imiter le comportement d'un générateur PV sous différentes conditions climatiques ; il est bien clair que les trois modèles ne sont pas identiques pour les mêmes conditions climatiques (E_s et T_j).

On peut voir, l'existence de maximum sur les courbes de puissance. Ces points correspondent aux points des puissances maximales, lorsque l'irradiation varie pour une température donnée. On constate que le courant de court circuit I_{cc} varie proportionnellement à l'irradiation; de même, la tension de circuit ouvert V_{oc} (à vide) varie.

Nous constatons un bon accord entre les caractéristiques expérimentales et celles simulées surtout en faible et moyen ensoleillement, ce qui valide le modèle mathématique. L'erreur commise sur la puissance maximale est beaucoup plus importante pour le modèle deux diodes, le modèle explicite présente une erreur de tension et du courant plus grande par rapport les deux autres modèles en faible et moyen ensoleillement, d'après le calcul des erreurs le modèle une diode se rapproche le plus de l'expérimentale pour différents niveaux d'éclairements.

Pour notre étude et d'après les résultats obtenus au dessus nous avons opté pour le modèle une diode.

II.3 Modèles Mathématiques de la puissance à la sortie du module PV

Pour l'application pratique, beaucoup de chercheurs ont enquêtés sur les modèles mathématiques de la production de puissances maximales simplifiées d'un module photovoltaïque, par exemple; *Borowy et Salameh (1996)*, ont donné un modèle simplifié, avec lequel la puissance maximale produite peut être calculée pour un certain modules photovoltaïques une fois l'irradiation solaire sur le module photovoltaïque et la température sont connues, *Jones et Undrwood (2002)*, ont aussi introduit un modèle simplifié de la puissance maximale produite qui a un rapport réciproque avec la température du module et en relation logarithmique avec l'irradiation solaire absorbé par le module photovoltaïque.

En outre, Jones et Underwood ont donné le modèle thermique de la température du module photovoltaïque à travers l'évaluation de beaucoup de facteurs.

II.3.1 Modèle 1

Ce modèle, nommé modèle « polynomial » imite les puissances des modules solaires considérés comme fonctionnant aux MPP (Maximum Power Point). Il est destiné à la technologie polycristalline au silicium. La puissance maximale, P_{MAX} est donnée par

$$P_{max} = P_1 \cdot [1 + P_2 \cdot (T_j - T_{jref})] \cdot (P_3 + E_s) \quad (\text{II. 23})$$

Où :

- P_1 , P_2 , et P_3 sont des constantes à déterminer d'après les données de la fiche technique du module.
- T_j et E_s sont la température et l'éclairement du point de fonctionnement donné respectivement [15].

II.3.2 Modèle 2

L'énergie produite par un générateur photovoltaïque est estimée à partir des données de l'irradiation globale sur plan incliné, de la température ambiante et des données du constructeur pour le module photovoltaïque utilisé.

La puissance produite du générateur photovoltaïque peut être calculée d'après l'équation suivante [15]:

$$P = \eta \cdot S \cdot N \cdot E_s \quad (\text{II. 24})$$

η : Le rendement instantané.

S : La surface de module photovoltaïque (m^2).

E_s : L'irradiation solaire sur un plan incliné (W/m^2).

N : le nombre des modules constituant le champ photovoltaïque.

Le rendement instantané est représenté par la l'équation suivante [16], [17] :

$$\eta = \eta_r \cdot (1 - \gamma(T_j - T_{jref})) \quad (\text{II. 25})$$

η_r : est le rendement de référence de module sous conditions standards ($T=25^\circ C$, $E_s=1000W/m^2$ et AM1.5) ;

γ : Coefficient de température ($^\circ C$) déterminé expérimentalement, il est défini comme étant la variation du rendement du module pour une variation de $1^\circ C$ de la température de la cellule. Ces valeurs typiques de ce coefficient se situent entre 0.004 et 0.006 ($^\circ C$), [15], [16].

II.3.4 Modèle 3

Jones et Underwood ont développés le modèle pratique suivant en (2002) pour la production de la puissance optimale de sortie d'un module photovoltaïque [19], [20] :

$$P = FF \cdot \left(I_{cc} \cdot \frac{E_s}{E_{sref}} \right) \cdot \left(V_{0c} \cdot \frac{\ln(K \cdot E_s)}{\ln(K \cdot E_{sref})} \cdot \frac{T_{jref}}{T_j} \right) \quad (\text{II. 26})$$

Où K est un coefficient constant peut être calculé par la formule suivante :

$$K = I_{cc} / E_{sref} \quad (\text{II. 27})$$

I_{cc} : Le courant de court circuit (A).

V_{0c} : La tension de circuit ouvert (V).

FF : Facteur de forme.

Le "facteur de forme" (fill factor) est le rapport entre la puissance maximale que peut fournir un module photovoltaïque et la puissance qu'il est théoriquement possible d'obtenir (puissance optimale) :

$$FF = \frac{P_m}{V_{0c} \cdot I_{cc}} \quad (\text{II. 28})$$

Avec :

P_m : La puissance maximale sous conditions météorologique ($T=25^\circ\text{C}$ et $E_s=1000 \text{ W/m}^2$)

II.3.5 Comparaisons

Selon des mesures expérimentales effectuées sur un module SIEMENS PV SM110, les constantes P_1 , P_2 , et P_3 sont égales, respectivement à 0.115, -0.004, -51.72.

Nous allons ensuite concevoir pour chaque modèle, un programme en Matlab de telle façon que chacun de ces programmes de calcul peut délivrer l'erreur relative commise en fonction de la température du module entre les valeurs estimées en utilisant le modèle à une diode et celles estimées par les autres modèles traités.

- Pour faible ensoleillement :

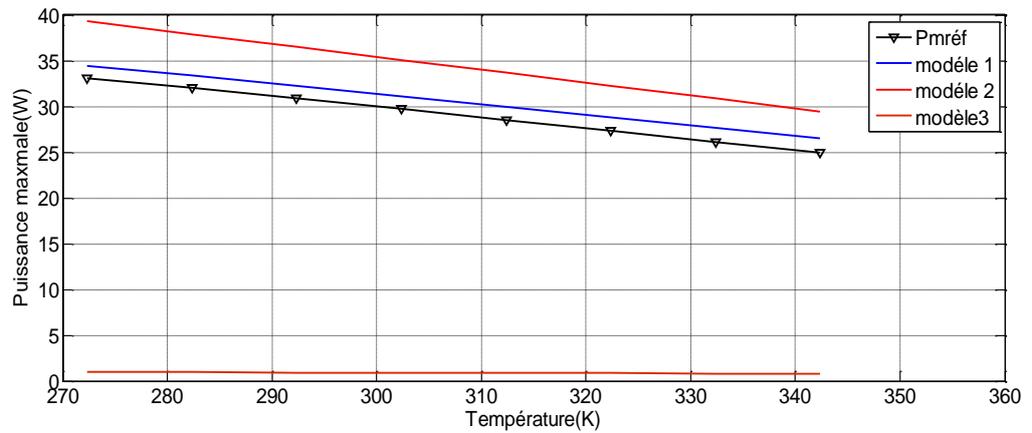


Figure (II-9) : la puissance maximale en fonction de la température pour les trois modèles à $E_s=300W/m^2$.

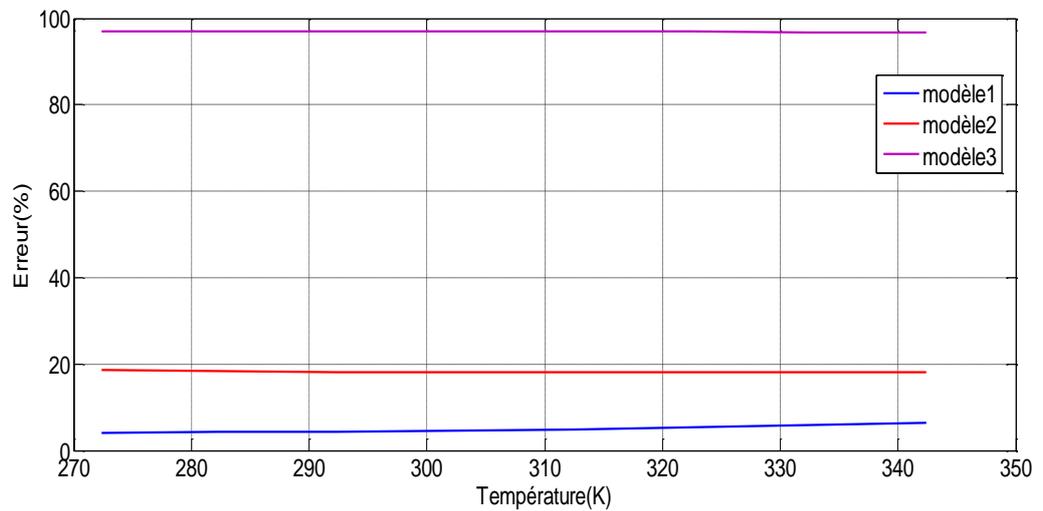


Figure (II-9.a): l'erreur relative commise par les trois modèles à $E_s=300W/m^2$.

- Pour moyen ensoleillement :

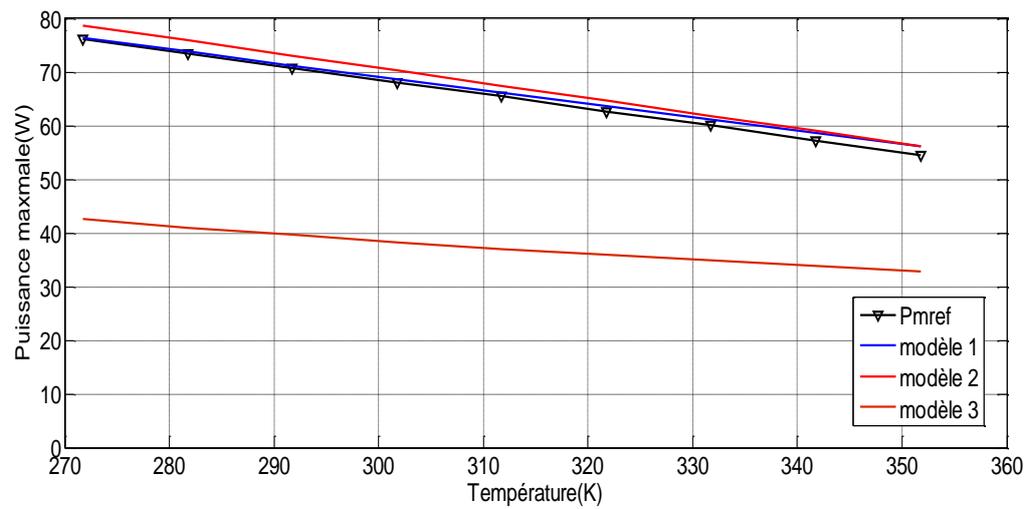


Figure (II-10) : la puissance maximale en fonction de la température pour les trois modèles à $E_s=600W/m^2$.

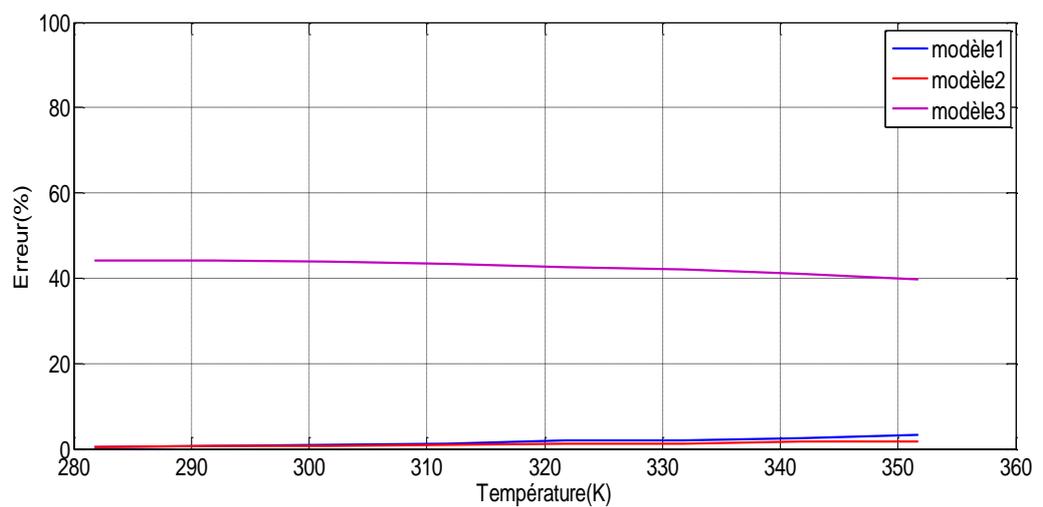


Figure (II-10.a): l'erreur relative commise par les trois modèles à $E_s=600W/m^2$.

- Pour fort ensoleillement :

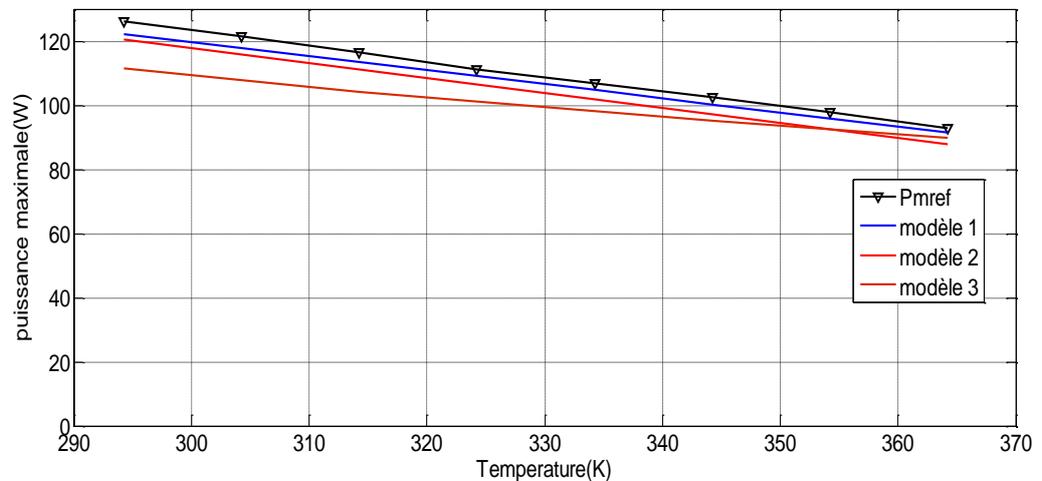


Figure (II-11) : la puissance maximale en fonction de la température pour les trois modèles à $E_s=1000\text{W/m}^2$.

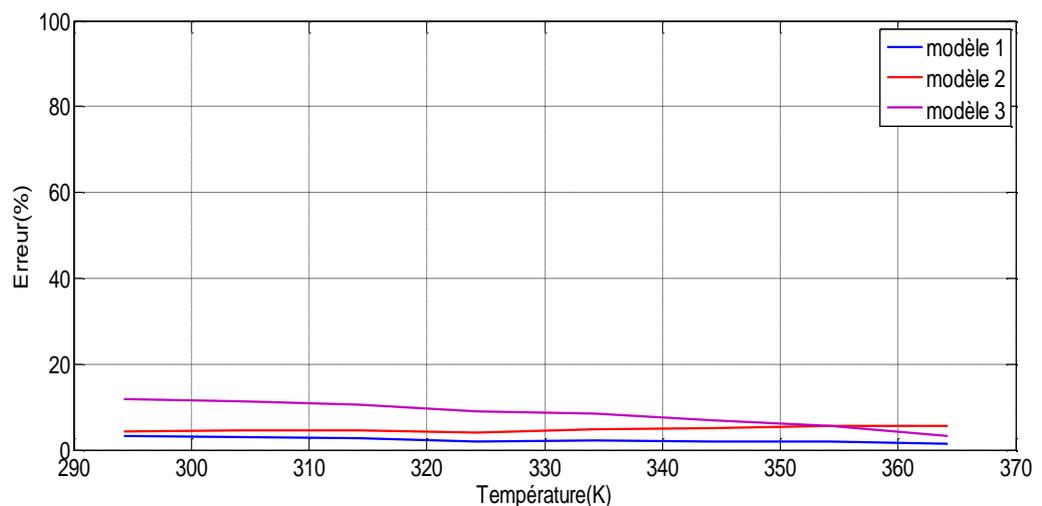


Figure (II-11.a): l'erreur relative commise par les trois modèles à $E_s=1000\text{W/m}^2$.

On remarque tout d'abord que la puissance maximale est inversement proportionnelle par rapport à la température du module.

Nous pouvons observer sur les figures (9, 10, 11) que les résultats de simulation du modèle2 et modèle1 donnent un très bon accord avec le modèle de référence dans tous les cas (faible, moyen et fort éclairement) où on peut remarquer que l'erreur est très réduite figures (9.a, 10.a, 11.a).

On peut dire aussi que les trois modèles montrent un bon rapport linéaire (ligne droite) entre la température du module et la puissance maximale produite pendant que l'irradiation solaire change.

Le modèle 3 donne un très bon accord avec le modèle de référence en fort ensoleillement, mais en faible et moyen ensoleillement présente une erreur non négligeable ceci est dû peut être au coefficient K choisi avec une valeur inexacte qui est offert par (Jones et Underwood) [21], une fois ce coefficient est choisi correctement, ce modèle peut être convenable pour calculer la puissance avec moins d'erreurs.

On peut constater que pour le panneau SM110 les modèles (1,2) donnent des résultats très satisfaisants pour les trois niveaux d'éclairément.

II.4 Modélisation du convertisseur Boost

Le convertisseur Boost est connu par le nom d'élévateur de tension. Le schéma de la figure (I-11) représente le circuit électrique du Boost. Au premier temps, le transistor S est fermé, le courant dans l'inductance croît progressivement, et au fur et à mesure elle emmagasine de l'énergie, jusqu'à la fin de la première période. Ensuite, le transistor S s'ouvre et l'inductance L s'opposant à la diminution de courant I_L , génère une tension qui s'ajoute à la tension de source, qui s'applique sur la charge Z à travers la diode D .

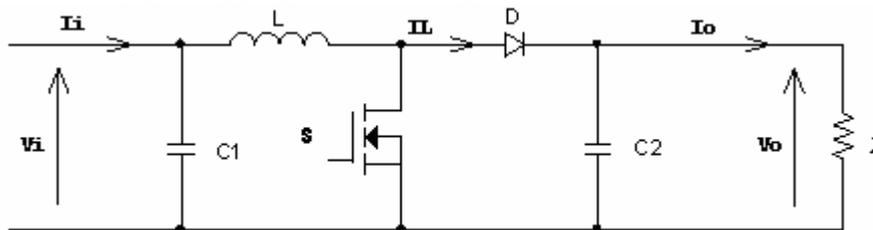


Figure (II.8): Circuit électrique du convertisseur Boost.

$$L \cdot \frac{dI_L}{dt} = V_i - (1 - \alpha) \cdot V_o \quad (\text{II. 37})$$

$$C \cdot \frac{dV_o}{dt} = (1 - \alpha) \cdot I_L - \frac{V_o}{R} \quad (\text{II. 38})$$

Conclusion

Ce chapitre a été consacré pour la modélisation des composants d'un système photovoltaïque ; on a commencé par le générateur photovoltaïque ou on a présenté trois modèles électriques (modèle à une diode, modèle à deux diodes et le modèle explicite) et après avoir fait une étude comparative entre eux pour différents niveaux d'éclairément on a opté pour le modèle à une diode, puis on a donné quatre modèles de puissance permettant de calculer la puissance maximale à la sortie du module photovoltaïque en fonction de conditions météorologiques (irradiation solaire et la température du module).

Enfin on a modélisé le convertisseur survolteur qui sera utilisé comme étage d'adaptation entre le panneau et la charge.

Chapitre III

Optimisation des générateurs photovoltaïques

Introduction

L'énergie solaire est l'une des sources d'énergie renouvelable les plus importantes. Malheureusement, les systèmes de génération de PV ont deux problèmes principaux : le rendement de conversion de la génération d'énergie électrique est très basse (9 à 17%), particulièrement sous les basses irradiances, et la quantité d'énergie électrique développée par des panneaux solaires change sans cesse avec les conditions atmosphériques [54].

D'ailleurs, la caractéristique de la cellule solaire V-I est non-linéaire et change avec l'irradiation et la température. Il y a un point unique sur la courbe (V-P), appelé le point de la puissance maximale (MPP), auquel le système PV fonctionne avec un rendement maximum et produit sa puissance maximale. Le point de la puissance maximale peut être situé, par des modèles de calcul. Par conséquent les techniques de poursuite de point maximum de puissance (MPPT) sont nécessaires pour maintenir le point de fonctionnement du panneau photovoltaïque à son MPP.

Dans ce chapitre on va présenter cinq techniques d'optimisation ; on va voir des techniques conventionnelles et avancées puis on fera une étude comparative entre elles selon plusieurs critères comme la robustesse, la rapidité de réponse le rendement...etc.

III.1 Synthèse des différentes techniques de maximisation de la puissance

Dans un système électrique comprenant une source et une charge, la recherche du point de fonctionnement optimal par des techniques d'optimisation représente ce qui est le plus important. Dans le cas du photovoltaïque, cette démarche est plus complexe du fait que la caractéristique des cellules dépend fortement de l'ensoleillement et de la température ambiante, entre autres. Il faut trouver un dispositif permettant de fonctionner à tout moment suivant le point de fonctionnement optimal. Ces dernières années plusieurs dispositifs ont été développés, aussi élaborés les uns que les autres [65]. Dans la référence [22], les auteurs passent en revue les différentes méthodes de maximisation de puissance classées en deux catégories : les méthodes indirectes et les méthodes directes.

III.1.1 Les méthodes indirectes

Les méthodes indirectes utilisent des bases de données regroupant les caractéristiques des panneaux photovoltaïques (PV) dans différentes conditions climatiques (température, ensoleillement...) mais aussi des équations mathématiques empiriques permettant de déterminer le point de puissance maximum. Ces méthodes sont souvent propres à chaque type de panneau et donc difficile à généraliser. Parmi elles, on peut citer :

- la méthode d'ajustement de courbe,
- la méthode "look-up table"
- la méthode de la tension de circuit ouvert du générateur,
- la méthode de court circuit.

III.1.1.1 La méthode d'ajustement de courbe

Elle est basée sur la connaissance exacte de la caractéristique des panneaux PV à partir de laquelle on extrait des équations mathématiques permettant de connaître le point de

puissance maximum (MPP en anglais). Ainsi, d'après la référence [22], les équations (III.1) et (III. 2) permettent de retrouver le MPP à partir des paramètres a, b, c et d.

$$P_{pv} = a.V_{pv}^3 + b.V_{pv}^2 + C.V_{pv} + d \quad (\text{III. 1})$$

$$V_{opt} = \frac{-b\sqrt{b^2 - 3ac}}{3a} \quad (\text{III. 2})$$

Avec P_{pv} , V_{pv} et V_{opt} respectivement la puissance, la tension et la tension au point de puissance maximale des panneaux photovoltaïques.

Les principaux inconvénients de cette méthode sont le nombre élevé d'itérations permettant d'obtenir V_{opt} et la nécessité de disposer d'une grande capacité de mémoire.

L'obligation de connaître avec précision les paramètres physiques des panneaux sont aussi un handicap puisque ces paramètres varient selon les conditions climatologiques et les fabricants.

III.1.1.2 La méthode « look-up table »

Elle consiste à mesurer la tension et le courant des panneaux puis à les comparer aux données en mémoire sous les mêmes conditions climatologiques afin de retrouver le MPP [23]. L'inconvénient de cette méthode est la nécessité d'une grande mémoire de stockage. De plus, l'algorithme peut s'avérer inefficace dans certains cas puisqu'il est très difficile de stocker toutes les caractéristiques correspondant aux différents scénarios climatologiques.

III.1.1.3 La méthode de la tension de circuit ouvert du générateur

Cet algorithme, décrit dans les références [24,25], est basé sur la tension du générateur PV au point de puissance maximale qui est proportionnelle à sa tension à circuit ouvert, V_{oc} . La constante proportionnelle, k_1 , dépend de la technologie de cellules photovoltaïques, du facteur de forme et des conditions météorologiques.

$$k_1 = \frac{V_{mpp}}{V_{oc}} \cong \text{Constante} < 1 \quad (\text{III. 3})$$

La tension de circuit ouvert du générateur PV est mesurée et stockée en arrêtant le système, cette opération s'effectuant à une certaine fréquence. Le MPP est calculé suivant l'équation (III. 3), et la tension de fonctionnement est ajustée sur le point de puissance maximale. Bien que cette méthode soit apparemment simple, il est difficile de choisir une valeur optimale de k_1 . Cependant, dans la littérature [25, 26], les rapports k_1 sont compris entre 0.73 et 0.80 pour les modules PV poly cristallins. En considérant k_1 constant, on ne tient donc pas compte de l'influence de l'ensoleillement et de la température et encore moins du vieillissement des panneaux. Cette méthode souffre donc d'inexactitude mais présente l'avantage d'être simple et à bas prix.

III.1.1.4 La méthode de court-circuit

Cette méthode est similaire à la précédente et est basée sur la proportionnalité existant entre le courant de court circuit et le courant au point de puissance maximale (équation (III.4)).

$$k_2 = \frac{I_{mpp}}{I_{oc}} \cong \text{Constante} < 1 \quad (\text{III. 4})$$

Dans la plupart des cas, pour les cellules poly cristallines, le coefficient k_2 est choisi égal à 0.85 [27].

Cette méthode présente les mêmes avantages et inconvénients que ceux de la méthode de la tension de circuit ouvert.

III.1.2 Les méthodes directes

Les méthodes directes sont des méthodes qui utilisent les mesures de tension et de courant des panneaux et dont l'algorithme est basé sur la variation de ces mesures.

L'avantage de ces algorithmes est qu'ils ne nécessitent pas une connaissance préalable des caractéristiques des panneaux PV. Parmi ces méthodes, on retrouve la méthode de différenciation, la méthode Perturb & Observ (P&O), l'incrément de conductance...

III.1.2.1 La méthode Perturb & Observe (P&O)

La méthode Perturb & Observe (P&O) est l'une des méthodes les plus utilisées [28, 29]. C'est une méthode itérative permettant d'obtenir le MPP : on mesure les caractéristiques du panneau PV puis on induit une petite perturbation sur la tension (ou le courant) afin d'analyser la variation de puissance qui en résulte.

Le principe des commandes MPPT de type P&O consiste à perturber la tension V_{pv} d'une faible amplitude autour de sa valeur initiale et d'analyser le comportement de la variation de puissance P_{pv} qui en résulte. Ainsi, comme l'illustre la figure (III.1), on peut déduire que si une incrémentation positive de la tension V_{pv} engendre un accroissement de la puissance P_{pv} , cela signifie que le point de fonctionnement se trouve à gauche du MPP. Si au contraire, la puissance décroît, cela implique que le système a déjà dépassé le MPP. Un raisonnement similaire peut être effectué lorsque la tension décroît. A partir de ces diverses analyses sur les conséquences d'une variation de tension sur la caractéristique $P_{pv}(V_{pv})$, il est alors facile de situer le point de fonctionnement par rapport au MPP, et de faire converger ce dernier vers le maximum de puissance à travers un ordre de commande approprié [30].

En résumé, si suite à une perturbation de tension, la puissance PV augmente, la direction de perturbation est maintenue. Dans le cas contraire, elle est inversée pour reprendre la convergence vers le nouveau MPP.

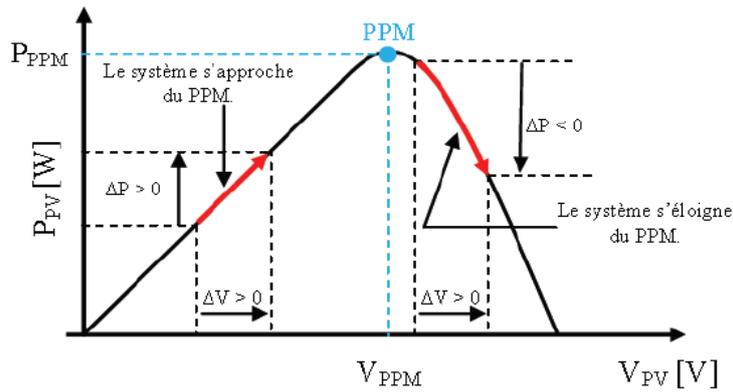


Figure (III-1) : Caractéristique $P_{pv}(V_{pv})$ d'un panneau photovoltaïque.

La figure (III.2) représente l'algorithme classique associé à une commande MPPT de type P&O, où l'évolution de la puissance est analysée après chaque perturbation de tension. Pour ce type de commande, deux capteurs (mesurant le courant et la tension des panneaux PV) sont nécessaires pour déterminer la puissance du PV à chaque instant.

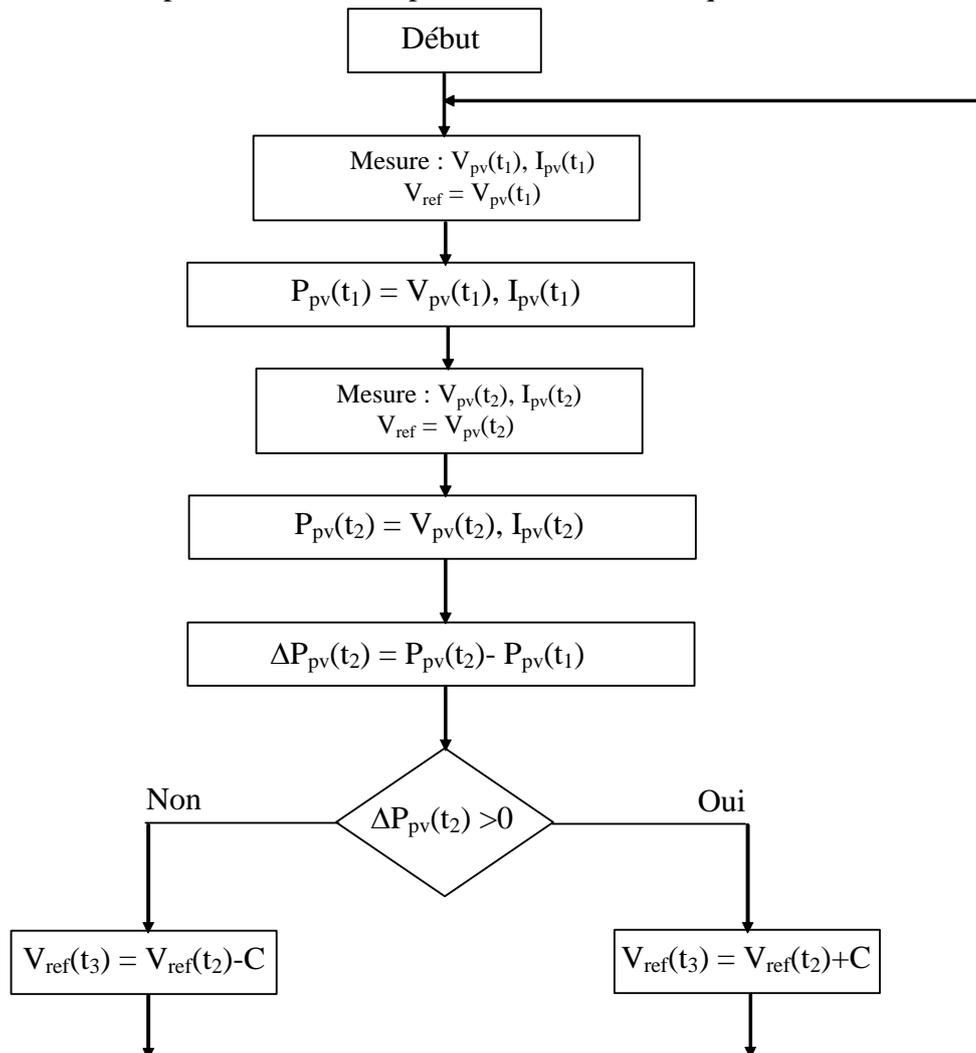


Figure (III-2): Algorithme de la méthode P&O[53].

Si on analyse en détail ce mode de recherche, il présente des erreurs d'interprétation au niveau de la direction à suivre pour atteindre le MPP lorsque des variations brusques des conditions climatiques et/ou de charge apparaissent, comme cela est décrit sur la figure (III.3)

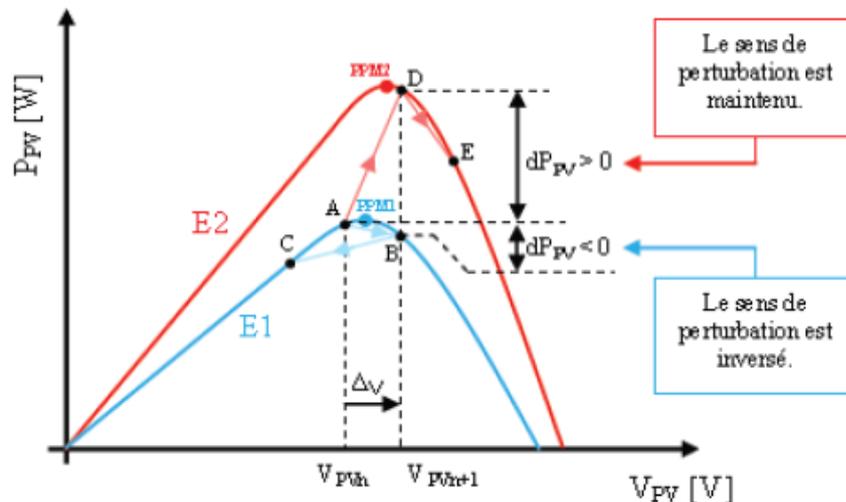


Figure (III.3) : Divergence de la commande P&O lors de variations d'irradiation [30].

Pour comprendre, prenons l'exemple d'un éclairage donné, noté E_1 , avec un point de fonctionnement se situant en A. Suite à une perturbation de tension de valeur Δv , ce dernier bascule en B, impliquant, dans un fonctionnement sans variation d'éclairage, une inversion du signe de la perturbation due à la détection d'une dérivée de la puissance négative. Ceci entraîne en régime d'équilibre, des oscillations autour du MPP causées par la trajectoire du point de fonctionnement entre les points B et C. On peut noter que des pertes de transfert de la puissance seront plus ou moins importantes en fonction des positions respectives des points B et C par rapport à A. Lors d'un changement d'irradiation (évolution des caractéristiques $P(V)$ du module de E_1 à E_2), le point de fonctionnement se déplace alors de A vers D, qui est interprété dans ce cas-là, par une variation positive de la puissance. Le système n'ayant pas la possibilité de voir l'erreur de trajectoire liée au changement de caractéristique, le signe de la perturbation ne change pas et le système s'éloigne momentanément du MPP en direction du point E. Au mieux, ceci occasionne une non-optimisation de la puissance momentanée. Au pire des cas, le système de recherche peut se perdre et se retrouver en butée, soit en circuit ouvert soit en court-circuit entraînant une perte définitive du MPP. Il en résulte donc, en cas de conditions météorologiques défavorables, de fortes lacunes au niveau de la commande.

La méthode P&O est aujourd'hui largement utilisée de part sa facilité d'implémentation. Cependant, elle présente quelques problèmes liés aux oscillations autour du MPP qu'elle engendre en régime établi car la procédure de recherche du MPP doit être répétée périodiquement, obligeant le système à osciller en permanence autour du MPP. Ces oscillations peuvent être minimisées en réduisant la valeur de la variable de perturbation.

Cependant, une faible valeur d'incrément ralentit la recherche du MPP, il faut donc trouver un compromis entre précision et rapidité, ce qui rend cette commande difficile à optimiser.

Il est connu que ce type de commande permet d'obtenir un rendement plus important durant une journée relativement ensoleillée, où le MPP évolue lentement et proportionnellement avec le soleil. Par contre, pour une journée avec de forts et fréquents changements d'irradiations, cette commande présente beaucoup plus de pertes, en raison du temps de réponse de la commande pour atteindre le nouveau MPP.

III.1.2.2 L'incrément de conductance

Cette méthode a été proposée par Hussein et al. [31] comme une alternative à la méthode P&O. Son principe est basé sur l'annulation de la dérivée de la puissance par rapport à la tension (équations (III.6 – III.7), Figure(III.4)).

$$\frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} = I_{pv} \cdot \frac{dV_{pv}}{dV_{pv}} + V_{pv} \cdot \frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} = I_{pv} + V_{pv} \frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} = 0 \quad (\text{III. 5})$$

D'où :

$$-\frac{I_{pv}}{V_{pv}} = \frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} \quad (\text{III. 6})$$

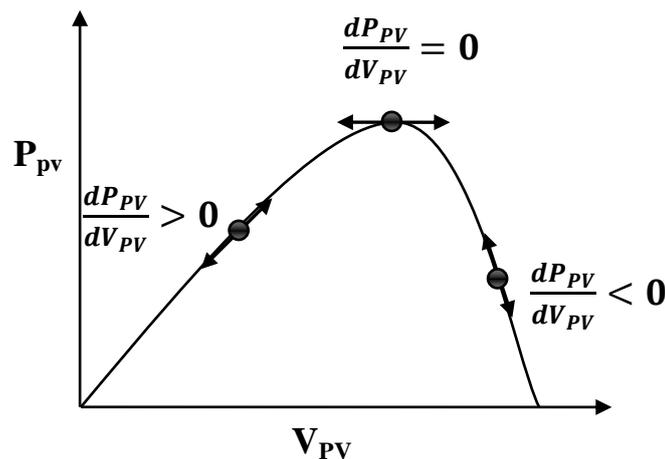


Figure (III-4) : caractéristique (P_{PV} , V_{PV}) d'une cellule photovoltaïque et mise en évidence de $(DP_{PV})/(DV_{PV})$.

L'avantage principal de cet algorithme est qu'il est adapté aux conditions climatiques instables car, théoriquement, il est possible de trouver un MPP et de s'y immobiliser si la perturbation cesse. Dans ce cas-là, la variation de tension est nulle ; l'apparition d'une variation de courant permet d'ajuster la valeur de la tension de référence pour atteindre un nouveau MPP. C'est une propriété intéressante par rapport à la P&O car en régime établi, il n'y a pas d'oscillations autour du MPP. De plus, cette méthode ne présente pas de risques de divergence par rapport au MPP [31].

En Pratique, il existe une oscillation autour du MPP qui est néanmoins inférieure à celle de la méthode de P&O [31, 33].

La figure (III.5) présente le diagramme de l'algorithme de l'incrément de conductance.

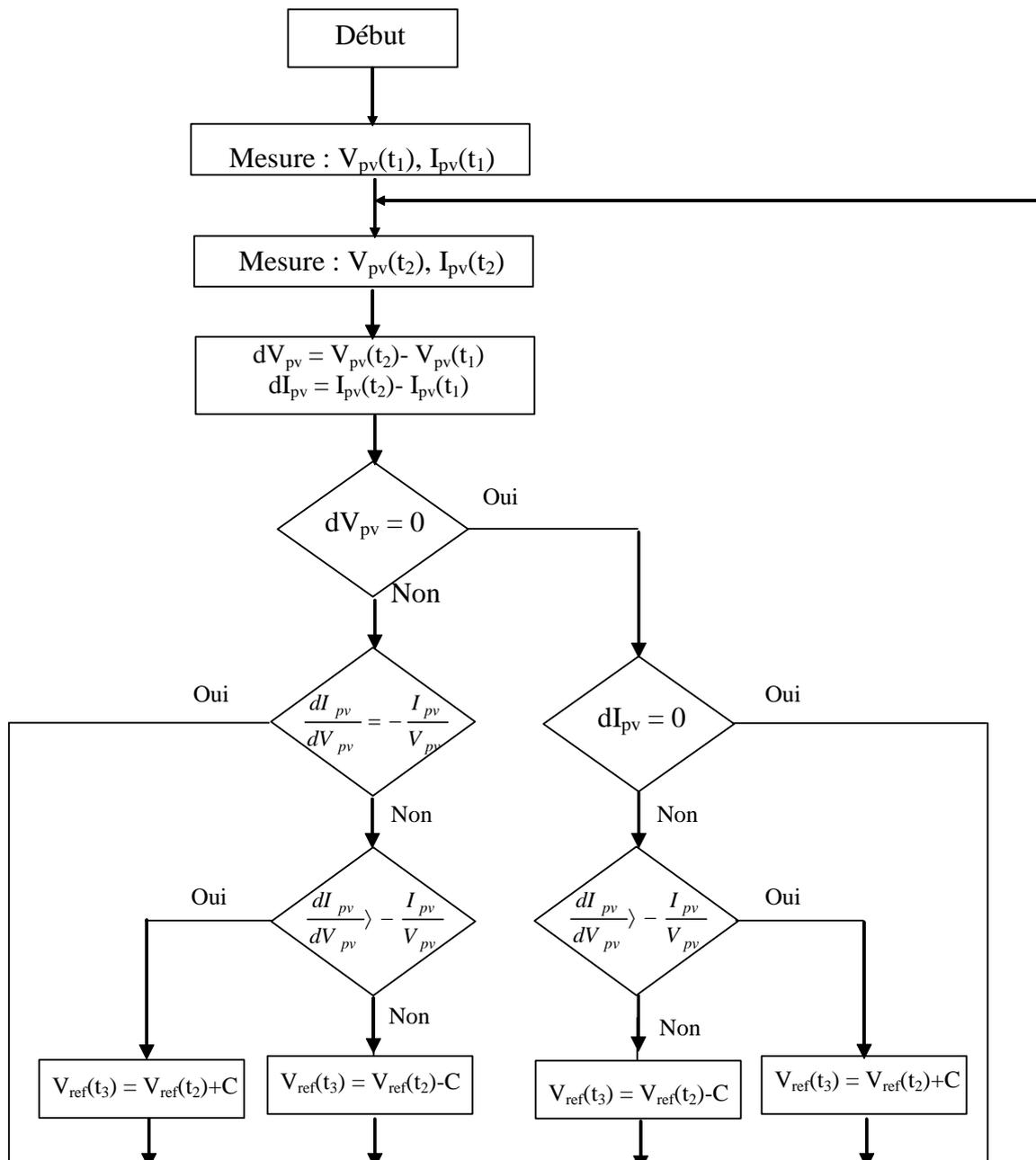


Figure (III-5) : Algorithme de l'incrément de conductance [22].

III.1.2.3 Réglage et commande avec la logique floue

La commande par la logique floue a le même but qu'une commande réalisée en automatique classique. Elle en diffère cependant sur les points suivants [34,35]:

- La connaissance mathématique du fonctionnement du processus n'est pas nécessaire.
- La maîtrise du système à régler avec un comportement complexe (fortement non linéaire et difficile à modéliser).
- L'obtention fréquente de meilleures prestations dynamiques (régulateur non linéaire).
- Piloter un processus en utilisant les connaissances et l'expérience d'un opérateur humain qualifié « expert » ; les connaissances de l'expert sont schématisées à l'aide d'un ensemble de règles de conduite basées sur un vocabulaire symbolique.

- Le régulateur flou ne traite pas une relation mathématique bien définie (algorithme de réglage), mais utilise des inférences avec plusieurs règles, se basant sur des variables linguistiques.

III.1.2.3.1 Contrôleur flou

La figure (III.6) montre la configuration interne d'un régulateur par la logique floue [34, 35,36].

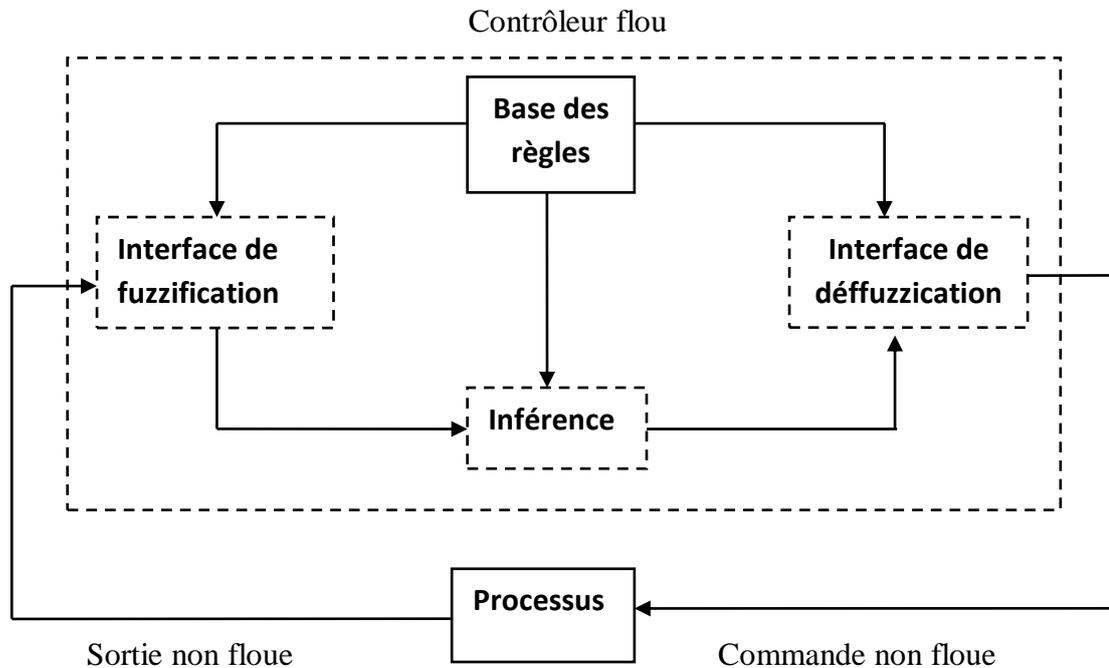


Figure (III-6) : Schéma synoptique général d'un contrôleur flou

Ce schéma est composé de :

- une base des règles, qui contient la définition des termes utilisés dans la commande et les règles caractérisant la cible de la commande et décrivant la conduite de l'expert ;
- une logique de prise de décision, qui transforme à l'aide des techniques de raisonnement flou la partie floue issue l'inférence de FUZZIFICATION, en une nouvelle partie floue ;
- une interface de FUZZIFICATION, laquelle permet de transformer les grandeurs mesurées d'entrée en des grandeurs floues ;
- une interface de DEFUZZIFICATION à la sortie, laquelle détermine une action précise à partir des descriptions floues des variables de sortie.

III.1.2.3.2 Base des règles

Ces règles permettent de déterminer le signal de sortie du contrôleur en fonction des signaux d'entrée ; elles sont exprimées sous la forme « SI - ALORS », qui peut être, à titre d'exemple, la suivante :

R1 : SI x_1 est A11 et ...et x_n est A1n ALORS Y est B1

ou sous la forme de SUGENO :

R1 : SI x_1 est A11 et ...et x_n est A1n ALORS $Y = f_1(x)$

avec : $f_1(x)$, un polynôme.

III.1.2.3.3 Logique de prise de décision (inférence floue)

La logique de prise de décision est le noyau du contrôleur flou, elle est capable de simuler la prise de décision de l'être humain en se basant sur les concepts flous et les règles d'inférence en logique floue [35].

Dans les règles floues interviennent les opérateurs « ET » et « OU ». L'opérateur « ET » s'applique aux variables à l'intérieur d'une règle, tandis que l'opérateur « OU » lie les différentes règles. Il existe plusieurs possibilités pour interpréter ces deux opérateurs.

Pour le réglage par logique floue, on utilise en général une des méthodes suivantes :

- Méthode d'inférence MAX-MIN (méthode de MAMDANI)
- Méthode d'inférence MAX-PRODUIT (méthode de LARSEN)
- Méthode de SUGENO

III.1.2.3.4 Interface de fuzzification

L'interface de fuzzification inclut les fonctions suivantes [34,35] :

- mesure des variables d'entrée.
- représentation d'une cartographie d'échelle transférant la plage des variables d'entrée aux univers de discours correspondants.
- transformation des variables d'entrée en variables linguistiques avec la définition des fonctions d'appartenance.

III.1.2.3.5 Interface de défuzzification

Pour pouvoir définir la loi de commande, le contrôleur flou doit être accompagné d'une procédure de défuzzification jouant le rôle de convertisseur de la commande floue en valeurs physiques nécessaires pour un tel état de processus. Une stratégie de défuzzification est alors nécessaire.

Plusieurs stratégies de défuzzification existent, les plus utilisées sont [34].

- méthode du maximum
- méthode de moyenne des maxima
- méthode de centre de gravité
- méthode des hauteurs pondérées

III.1.2.3.6 Synthèse de régulateur

La majorité des contrôleurs développés utilisent le schéma simple proposé par MAMDANI [34,35] pour le système mono-entrée / mono-sortie. Ce schéma est représenté par la figure suivante :

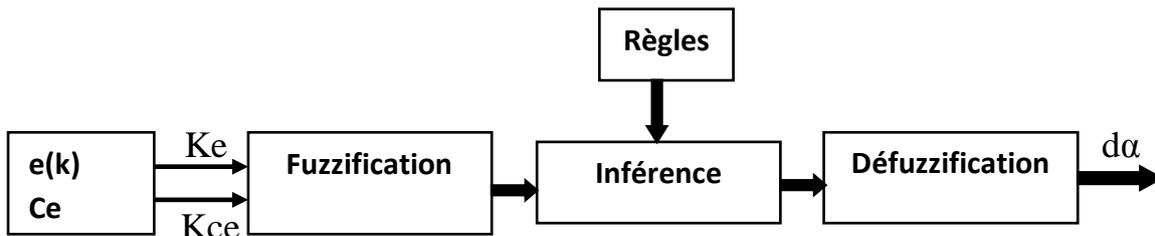


Figure (III-7) : Schéma bloc d'une logique floue.

D'après ce schéma, le système est composé :

- d'un bloc de calcul de variation de l'erreur au cours du temps ($Ce(k)$)
- des facteurs d'échelle associés à l'erreur, à sa variation et à la variation de la commande ($d\alpha$).
- des règles du contrôleur flou (Inférence).
- d'un bloc de défuzzification utilisé pour convertir la variation de la commande en valeur numérique.

Le succès des algorithmes flous dans les systèmes industriels complexes est dû au choix des méthodes relativement pratiques, permettant avec une simplicité notable, la mise au point de tels algorithmes.

Ces méthodes permettent de formuler un ensemble de décisions en termes linguistiques, utilisant les ensembles flous pour décrire les amplitudes de l'erreur, de sa variation et de la commande appropriée. En combinant ces règles, nous pouvons tracer des tables de décision permettant de donner les valeurs de la sortie du contrôleur correspondant aux situations d'intérêt [36].

Les facteurs d'échelles doivent être choisis sur la base de l'étude du système de telle sorte que, lors des petits phénomènes transitoires, le domaine admissible pour l'erreur et sa variation ne soient pas dépassés.

Dans le cas du réglage par la logique floue, on utilise en général, des formes triangulaires pour les fonctions d'appartenance [37].

III.1.2.3.7 Loi de commande

Cette loi est fonction de l'erreur et sa variation ($\alpha=f(e, Ce)$). Par conséquent, l'activation de l'ensemble des règles de décisions associées donne la variation de la commande $d\alpha$ nécessaire, permettant ainsi l'ajustement d'une telle commande α . dans les cas simples, cette variation de la commande est obtenue par une simple lecture d'une table de décision.

La forme de cette loi de commande est donnée par [38,38] :

$$\alpha_{K+1} = \alpha_K + K_{d\alpha} \cdot d\alpha_{K+1} \quad (\text{III. 7})$$

Où $K_{d\alpha}$ est le gain associé à la commande (α_{k+1}) et ($d\alpha_{k+1}$) est la variation de la commande.

L'erreur e et la variation de l'erreur Ce sont normalisées comme suit :

$$\begin{cases} X_e = Ke \cdot e \\ X_{Ce} = Kce \cdot Ce \end{cases}$$

Où K_e et K_{ce} sont les facteurs d'échelles (normalisation).

Nous faisons varier ces facteurs jusqu'à ce que nous aurons un phénomène transitoire de réglage convenable. En effet, ce sont ces derniers qui fixeront les performances de la commande.

III.1.2.3.8 Optimisation à sept classes

Dans ce régulateur, l'intervalle de chaque variable d'entrée et de la variable de sortie est divisé en sept classes, comme la montre la figure (III.8).

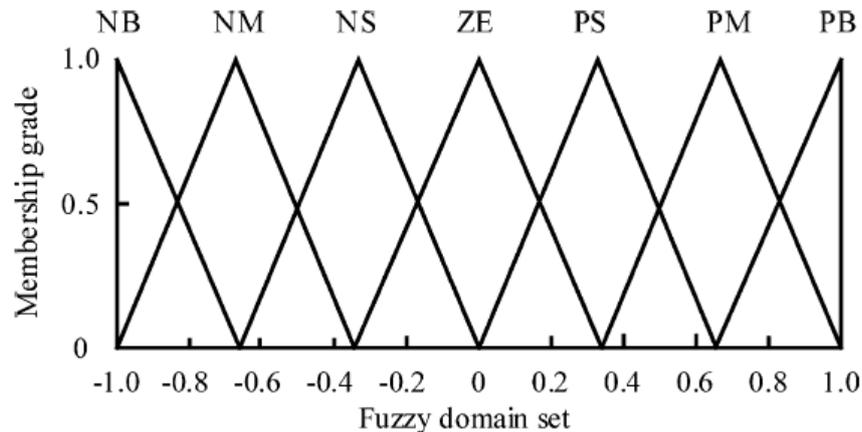


Figure (III-8): Fonction d'appartenance du contrôleur flou (entrées, sortie).

Les classes sont notées comme suit :

NB pour négatif grand, **NM** négatif moyen, **NS** pour négatif petit, **ZO** pour environ zéro, **PS** pour positif petit, **PM** pour positif moyen, et **PB** pour positif grand.

Les règles floues permettent de déterminer le signal de sortie du régulateur en fonction des signaux d'entrée. Elles relient le signal de sortie aux signaux d'entrée par des conditions linguistiques prenant en compte l'expérience ou le savoir-faire acquis par un opérateur humain, en traduisant simplement des remarques de bon sens.

Par exemple, il est tout à fait clair que, si l'erreur est fortement négative et sa variation l'est aussi, le signal de commande doit l'être également. Au contraire, si l'erreur est environ nulle et sa variation aussi, il en sera de même de la commande. Maintenant, si l'erreur est environ nulle mais sa variation est fortement négative, ou si l'erreur est fortement négative mais sa variation est environ nulle, le signal de commande devra être fortement négatif [36].

Le tableau (III.1), montre la table de règles du contrôleur flou relative au système photovoltaïque ou toutes les entrées de la matrice sont:

Les ensembles flous de l'erreur (e) et le changement de l'erreur (C_e). La sortie de cette table de règles est le changement du rapport cyclique ($d\alpha$).

Erreur(e)	La variation d'erreur(Ce)						
	NB	NM	NS	ZE	PS	PM	PM
NB	NB	NB	NB	NB	NM	NS	ZE
NM	NB	NB	NB	NM	NS	ZE	PS
NS	NB	NB	NM	NS	ZE	PS	PM
ZE	NB	NM	NS	ZE	PS	PM	PB
PS	NM	NS	ZE	PS	PM	PB	PB
PM	NS	ZE	PS	PM	PB	PB	PB
PB	ZE	PS	PM	PB	PB	PB	PB

Tableau (III.1) : Règles floues relatives au contrôleur PV

III.1.2.3.9 Optimisation d'un panneau photovoltaïque

Le régulateur de type MAMDANI sept classes possède des fonctions d'appartenances qui sont représenté dans la figure (III.8).

Les étapes de calcul des différentes commandes sont les suivantes [38,39] :

1. Calcul de l'erreur notée $e(K)$:

$$e(k) = \frac{P_{pv}(k+1) - P_{pv}(k)}{V_{pv}(k+1) - V_{pv}(k)} \quad (III.8)$$

2. Calcul de la variation de cette erreur notée $Ce(K)$:

$$Ce(k) = e(k+1) - e(k) \quad (III.9)$$

3. Calcul des valeurs normalisées de $e(K)$ et $Ce(K)$ par :

$$\begin{cases} X_e = K_e \cdot e \\ X_{Ce} = K_C \cdot Ce \end{cases} \quad (III.10)$$

4. Calcul de la variation de la commande $d\alpha_i$ en suivant les étapes suivantes :

- FUZZIFICATION :

Calculer les degrés d'appartenance de $e(K)$ et $Ce(K)$ pour les 7 classes à l'aide de leurs fonctions d'appartenance.

- INFERENCE FLOUE :

Calculer, en utilisant la table des règles de la commande (Tab.III.1), les fonctions d'appartenance résultantes de la variable linguistique $d\alpha_i$ à chacune de ses classes.

- DEFUZZIFICATION :

Une réduction notable de l'envergure de calcul s'obtient par l'emploi de la méthode de centre de gravité, où nous définissons des fonctions d'appartenance de forme triangulaire (figure III.8). Ainsi, selon l'équation (III.11), l'abscisse du centre de gravité devient :

$$d\alpha = \frac{\sum_{j=1}^n \mu(\alpha_j) * \alpha_j}{\sum_{j=1}^n \mu(\alpha_j)} \quad (\text{III. 11})$$

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

6. Calcul de la valeur physique de la commande par :

$$\alpha_{k+1} = \alpha_k + K_{d\alpha} \cdot d\alpha_{k+1} \quad (\text{III. 12})$$

7. laisser la sortie évoluer jusqu'à la prochaine période d'échantillonnage et puis ré-exécuter toutes les règles.

III.1.2.4 Logique floue adaptative [40]

La logique floue traditionnelle exige la connaissance experte du processus, pour réduire cette dépendance la méthode logique floue adaptative (AFLC) a été introduite.

Comme le montre la figure II-9, la méthode AFLC est composé de deux parties :

- Contrôleur flou d'apprentissage de base
- Mécanisme d'apprentissage

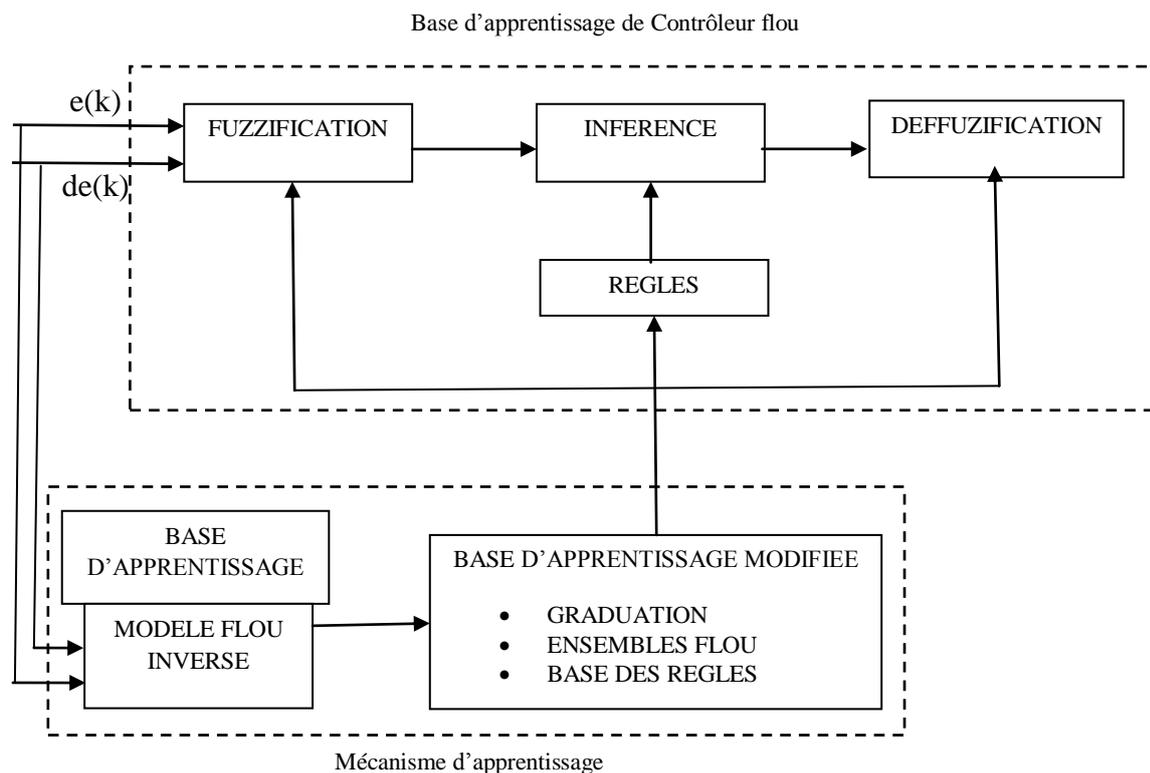


Figure (III-9) : Structure d'un contrôleur flou adaptatif.

1. Base d'apprentissage de Contrôleur flou

C'est une partie d'AFLC qui est elle-même composée de trois parties principales exactement comme FLC classique.

- Fuzzification
- Inférence
- Défuzzification

2. Mécanisme d'apprentissage (Learning mechanism)

Le but de cette partie est d'étudier les paramètres environnementaux et à modifier le FLC en conséquence, de sorte que la réponse du système globale soit près de point optimum. Comme il est illustré sur la figure (III.9) le mécanisme d'apprentissage se compose de modèle flou inverse et un modificateur de la base d'apprentissage.

a) Modèle flou inverse

L'erreur (e) de base ou le changement d'erreur (Ce) du système et du modificateur de base d'apprentissage sont utilisées pour modifier les paramètres flous pour optimiser l'exploitation du système. Les paramètres flous peuvent être adaptés en utilisant la condition suivante :

Si $erreur < \varepsilon$ (valeur limite) alors le modificateur de base d'apprentissage sera choisi.

b) Modificateur de la base d'apprentissage

Dans cette partie les paramètres flous sont modifiés comme suit :

- **Facteur de graduation**

Quand un facteur de graduation d'une variable floue est changé, la définition de chaque fonction d'appartenance sera changée; par conséquent changer n'importe quel facteur de graduation peut changer la signification de n'importe quelle règle.

Modèle flou converti		La base d'apprentissage modifiée	
Erreur(e)	Changement d'erreur	Pic d'appartenance	Facteur de graduation
$-\varepsilon < e(k) < \varepsilon$	$-\varepsilon < Ce(k) < \varepsilon$	$C(k)$	$e(k)=e(k)*\delta_3$
$e(k)\varepsilon > \varepsilon$	$-\varepsilon < Ce(k) < \varepsilon$	$C(k) + \delta_2$	Non changé
$e(k)\varepsilon > \varepsilon$	$Ce(k) > \varepsilon$	$C(k) + \delta_1$	Non changé
$e(k)\varepsilon > \varepsilon$	$Ce(k) < -\varepsilon$	$C(k)$	$e(k)=e(k)*\delta_3$
$e(k) < -\varepsilon$	$-\varepsilon < Ce(k) < \varepsilon$	$C(k) - \delta_2$	Non changé
$e(k) < -\varepsilon$	$Ce(k) > \varepsilon$	$C(k)$	$e(k)=e(k)*\delta_3$
$e(k) < -\varepsilon$	$Ce(k) < -\varepsilon$	$C(k) - \delta_1$	Non changé

est le minimum de l'erreur, c (k) est la crête de triangle de l'adhésion k.

Tableau (III.2): mécanisme d'apprentissage de la logique flou adaptative

• **Fonction d'appartenance d'un ensemble floue**

La modification de valeurs de crête, Peut améliorer à la fois la rapidité et la stabilité. Une grande erreur (NM et PM) peut améliorer la rapidité. Alors qu'une petite erreur (NS et PS) peut améliorer la stabilité.

• **Modification de base de règles**

Modification base de règles peut affecter le système de contrôle tels que dépassement, temps de prise et la stabilité. Quand des fonctions d'appartenance d'un ensemble flou sont modifiées, cela peut affecter certaines bases de règle. Cependant, quand une règle est changée, seulement cette règle est impliquée. Le mécanisme d'apprentissage d'AFLC est indiqué au tableau (III.2).

Erreur(e)	La variation d'erreur(Ce)						
	NB	NM	NS	ZE	PS	PM	PM
NB	NB	NB	NM	ZE	ZE	ZE	ZE
NM	NB	NM	NM	ZE	NM	PS	PS
NS	NB	NB	NB	NB	PM	PS	PM
ZE	NB	NB	NS	ZE	PS	PM	PB
PS	NM	NS	ZE	PS	PM	PB	PB
PM	NS	PB	PB	PB	PB	PB	PB
PB	ZE	PB	PB	PB	PB	PB	PB

Tableau (III.3) : Règles floues relatives au contrôleur PV après changement.

La nouvelle base de règle pour le contrôleur est montrée dans le tableau (III.3) et les fonctions d'appartenance de l'erreur (e), changement de l'erreur(Ce) et la sortie (dα) après l'adaptation sont montrées dans figure (III.10), avec $\epsilon=0,1$, $\gamma_1=0,1$, $\gamma_2=0,2$, $\gamma_3=0,1$ [40].

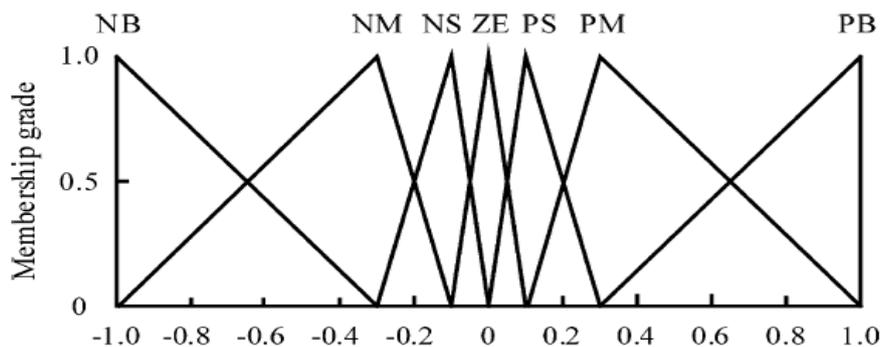


Figure (III-10): Fonction d'appartenance du contrôleur flou adaptatif (entrées, sortie).

III.1.2.5 Principe de la commande par mode glissants

La commande par mode glissant ou Sliding Mode Control en anglais (SMC)) est un contrôle de type non linéaire qui à été introduit pour le contrôle des systèmes à structure variable (comme le convertisseur) et il se base sur le concept de changement de structure du contrôleur avec l'état du système afin d'obtenir une réponse désirée. La commande par mode glissant est donc du type tout ou rien.

Dans ce type de régulation, l'état du système définit la position de l'organe de commande. L'idée est de diviser l'espace d'état par une frontière de décision appelée surface de glissement. L'objectif est d'arriver à l'état de référence, une fois que l'état du système atteint la surface de glissement figure (III.11).

Ce principe de commande repose donc essentiellement sur l'utilisation d'une commande discontinue ayant pour but de maintenir l'évolution du système sur une fonction de commutation judicieusement choisie. La synthèse doit donc viser à rendre la surface de glissement attractive en tout point de l'espace d'état. Une fois la surface atteinte, il faut assurer le glissement le long de cette surface et la stabilité du système. En d'autres termes, il faut trouver la condition sous laquelle la dynamique du système glisse sur la surface vers le point d'équilibre désiré. Sur la surface, la dynamique du système est indépendante de celle du processus initial, ce qui implique que ce type de contrôle entre dans le domaine des commandes robustes.

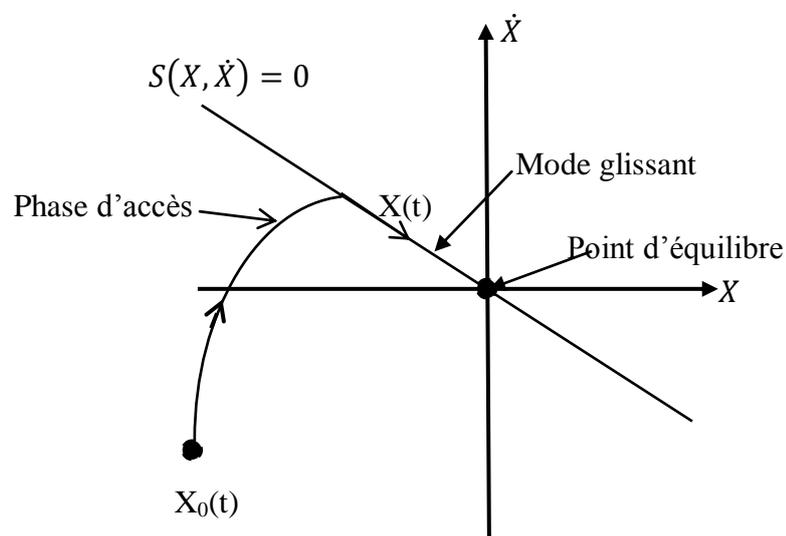


Figure (III-11) : Modes de fonctionnement dans le plan de phase

- **Définition 1**

Une surface $s = 0$ est attractive pour un domaine de convergence donné si toute trajectoire évoluant dans le domaine d'attraction est dirigée vers cette surface.

- **Définition 2**

Une surface $s = 0$ est invariante si toute trajectoire débutant dans cette surface ou atteignant cette surface, ne peut en sortir et évolue donc sur cette surface.

Si l'état du système est de côté $u+$ de l'espace d'état (ou du côté $u-$), il rejoindra forcément la surface $s = 0$. S'il dépasse de l'autre côté $u-$ (ou du côté $u+$), il se ramènera vers $s = 0$ (figure III.12). Cette surface $s = 0$ est donc appelée surface glissante et le mouvement sur cette surface est un mode glissant dont l'équation détermine la dynamique désirée du système.

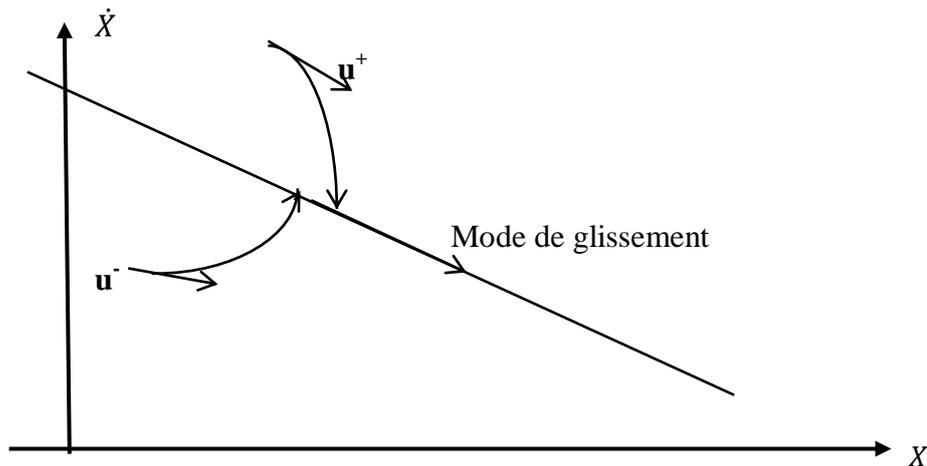


Figure (III-12) : mode glissement idéal.

III.1.2.5.1 Conception de l'algorithme de commande par mode de glissement

La conception de la commande par mode de glissement prend en compte les problèmes de stabilité et de bonnes performances de façon systématique dans son approche, qui s'effectue principalement en trois étapes complémentaires définies par [41], [42] :

- Choix des surfaces de glissement ;
- Définition des conditions d'existence et de convergence du régime glissant ;
- Détermination de la loi de commande.

III.1.2.5.2 Choix des surfaces de glissement

On considère le modèle d'état suivant :

$$[\dot{X}] = [A][X] + [B][U] \quad (\text{III. 13})$$

Où $[X] \in \mathbb{R}^n$ est le vecteur d'état, $[U] \in \mathbb{R}^m$ le vecteur de commande, avec $n > m$.

Généralement, le choix du nombre des surfaces de glissement est égal à la dimension du vecteur de commande $[U]$.

Afin d'assurer la convergence d'une variable d'état x vers sa valeur de référence x^* , plusieurs travaux [43, 42, 44,45], proposent la forme générale suivante :

$$S(X) = \left(\frac{\partial}{\partial t} + \lambda \right)^{r-1} e(x) \quad (\text{III. 14})$$

Avec :

λ : Gain positif ;

$e(x) = x^* - x$: Écart de la variable à réguler ;

r : degré relatif, c'est le plus petit entier positif représentant le nombre de fois qu'il faut dériver afin de faire apparaître la commande, tel que $\frac{\partial S}{\partial U} \neq 0$ assurant la contrôlabilité ;

$S(x)$ est une équation différentielle linéaire autonome dont la réponse $e(x)$ tend vers zéro pour un choix correct du gain λ et c'est l'objectif de la commande

III.1.2.5.3 Conditions d'existence et de convergence du régime glissant

Les conditions d'existence et de convergence sont les critères qui permettent aux différentes dynamiques du système de converger vers la surface de glissement et d'y rester indépendamment de la perturbation [46]. On présente deux types de conditions qui sont :

a) Approche directe

Cette approche est la plus ancienne, elle est proposée et étudiée par Emilyanov et Utkin. Elle est donnée sous la forme [47], [48] :

$$\dot{S}(x) \times S(x) < 0 \quad (\text{III. 15})$$

b) Approche de Lyapunov

Il s'agit de choisir une fonction candidate de Lyapunov $V(x) > 0$ (fonction scalaire positive) pour les variables d'état du système et de choisir une loi de commande qui fera décroître cette fonction $\dot{V}(x) < 0$.

En définissant par exemple une fonction candidate de Lyapunov pour le système comme suit:

$$V(x) = \frac{1}{2} S^2(x) \quad (\text{III. 16})$$

En dérivant cette dernière, on obtient :

$$\dot{V}(x) = S(x) \cdot \dot{S}(x) \quad (\text{III. 17})$$

Pour que la fonction candidate de Lyapunov puisse décroître, il suffit d'assurer que :

$$S(x) \cdot \dot{S}(x) < 0$$

Cette approche est utilisée pour estimer les performances de la commande, l'étude de la robustesse et de la stabilité des systèmes non linéaires [42], [49], [50].

III.1.2.5.4 Détermination de la loi de commande

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), c'est pour cette raison que 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 cotés. 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 stabilité (U_n).

$$U = U_{eq} + U_n \quad (\text{III. 18})$$

U_{eq} correspond 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 $\dot{S}(x) = 0$.

La commande discrète U_n est déterminée pour vérifier la condition de convergence en dépit de l'imprécision sur les paramètres du modèle du système [46], [41].

Afin de mettre en évidence le développement précédent, on considère le système d'état donné par l'équation (III. 13). On cherche à déterminer l'expression analogique de la commande U .

La dérivée de la surface $S(x)$ est :

$$\dot{S}(x) = \frac{\partial S}{\partial t} = \frac{\partial S}{\partial X} \frac{\partial X}{\partial t} \quad (\text{III. 19})$$

En remplaçant (III. 13) et (4.18) dans (4.19), on trouve :

$$\dot{S}(x) = \frac{\partial S}{\partial X} \{ [A][X] + [B]U_{eq} \} + \frac{\partial S}{\partial X} [B]U_n \quad (\text{III. 20})$$

Durant le mode de glissement et le régime permanent, la surface est nulle, et par conséquent, sa dérivée et la partie discontinue sont aussi nulles. D'où, on déduit l'expression de la commande équivalente.

$$U_{eq} = - \left\{ \frac{\partial S}{\partial X} [B] \right\}^{-1} \left\{ \frac{\partial S}{\partial X} [A][X] \right\} \quad (\text{III. 21})$$

Pour que la commande équivalente puisse prendre une valeur finie, il faut que :

$$\frac{\partial S}{\partial X} [B] \neq 0 \quad (\text{III. 22})$$

Durant le mode de convergence, et en remplaçant la commande équivalente par son expression dans l'équation (III. 22), on obtient la nouvelle expression de la dérivée de la surface :

$$\dot{S}(x) = \frac{\partial S}{\partial X} [B]U_n \quad (\text{III. 23})$$

et la condition d'attractivité $S(x) \cdot \dot{S}(x) < 0$ devient :

$$S(x) \frac{\partial S}{\partial X} [B]U_n < 0 \quad (\text{III. 24})$$

Afin de satisfaire la condition, le signe de U_n doit être opposé à celui de $S(x) \frac{\partial S}{\partial X} [B]$. La forme la plus simple que peut prendre la commande discrète est celle d'une fonction sign figure (III.13).

$$U_n = K_x \text{sign} S(x) \quad (\text{III. 25})$$

Le signe de K_x doit être différent de celui de $\frac{\partial S}{\partial X} [B]$.

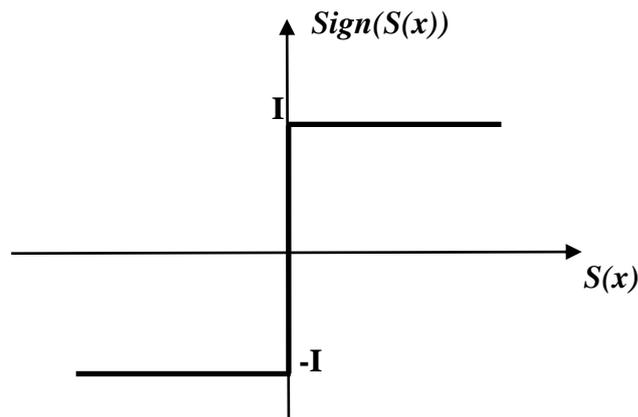


Figure (III-13) : Fonction sign (non linéarité tout ou rien).

III.1.2.5.5 Contrôle avec mode glissant d'un système photovoltaïque [51]

La figure (III-14) présente un système photovoltaïque:

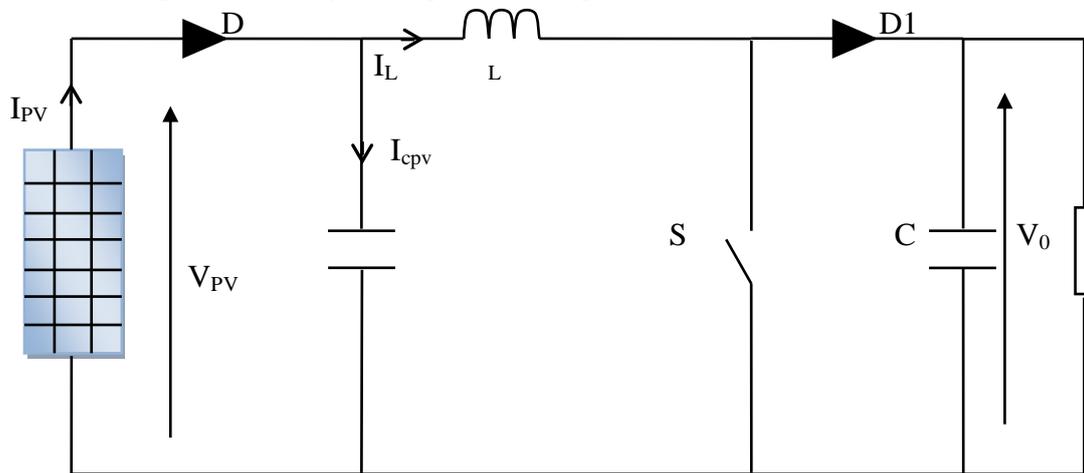


Figure (III-14) : Structure globale du système photovoltaïque.

Notre système peut être modélisé comme suit :

$$\begin{cases} I_L = \frac{V_{pv}}{L} - \frac{V_0}{L} + \frac{V_0}{L} \alpha \\ V_0 = \frac{I_L}{C} - \frac{V_0}{CR} - \frac{I_L}{C} \alpha \end{cases} \quad (III. 26)$$

Qu'on peut écrire aussi sous forme matricielle

$$\begin{pmatrix} \dot{I}_L \\ \dot{V}_0 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0 & -\frac{1}{L} \\ \frac{1}{C} & -\frac{1}{CR} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} I_L \\ V_0 \end{pmatrix} + \alpha \begin{pmatrix} \frac{V_0}{L} \\ -\frac{I_L}{C} \end{pmatrix} \quad (III. 27)$$

On pose $X = \begin{pmatrix} I_L \\ V_0 \end{pmatrix}$ l'équation (III.24) devient :

$$\dot{X} = f(x) + g(x)\alpha \quad (III. 28)$$

III.1.2.5.6 Choix de la surface

Dans cette étude, nous introduisons le concept de l'approche du contrôle approché. En sélectionnant la surface de glissement en tant $\frac{\partial P}{\partial V_{PV}} = 0$, il est garanti que l'état du système touchera la surface et produit la puissance maximale de façon persistante.

$$\frac{\partial P_{PV}}{\partial V_{PV}} = 0 = I_{PV} + V_{PV} \frac{\partial I_{PV}}{\partial V_{PV}} \quad (\text{III. 29})$$

III.1.2.5.7 Détermination de la commande équivalente

Afin d'obtenir la commande équivalente (α_{eq}) suggérée par Slotine et Li (2005), la commande équivalente est déterminée de la condition suivante :

$$\dot{S} = \left[\frac{\partial S}{\partial X} \right]^T \dot{X} = \left[\frac{\partial S}{\partial X} \right]^T (f(x) + g(x)\alpha_{eq}) = 0 \quad (\text{III. 30})$$

Le contrôle équivalent est donné alors:

$$\alpha_{eq} = - \frac{\left[\frac{\partial S}{\partial X} \right]^T f(x)}{\left[\frac{\partial S}{\partial X} \right]^T g(x)} = 1 - \frac{V_{PV}}{V_0} \quad (\text{III. 31})$$

III.1.2.5.8 Composante non linéaire

Pour rendre la surface S attractive et invariante on peut choisir l'équation :

$$\alpha_n = K \text{sign}(S) \quad (\text{III. 32})$$

III.1.2.5.9 Loi de commande

Elle regroupe les deux composantes α_{eq} et α_n par conséquent la loi de commande à la sortie du contrôleur $\alpha = \alpha_{eq} + \alpha_n$ (III. 33)

III.2 Simulation numérique

Le schéma de la figure (III.15) représente un système qui constitue un générateur photovoltaïque et un convertisseur DC-DC. L'optimisation de la puissance du panneau solaire est faite à l'aide d'un circuit de commande basé sur les données du générateur photovoltaïque.

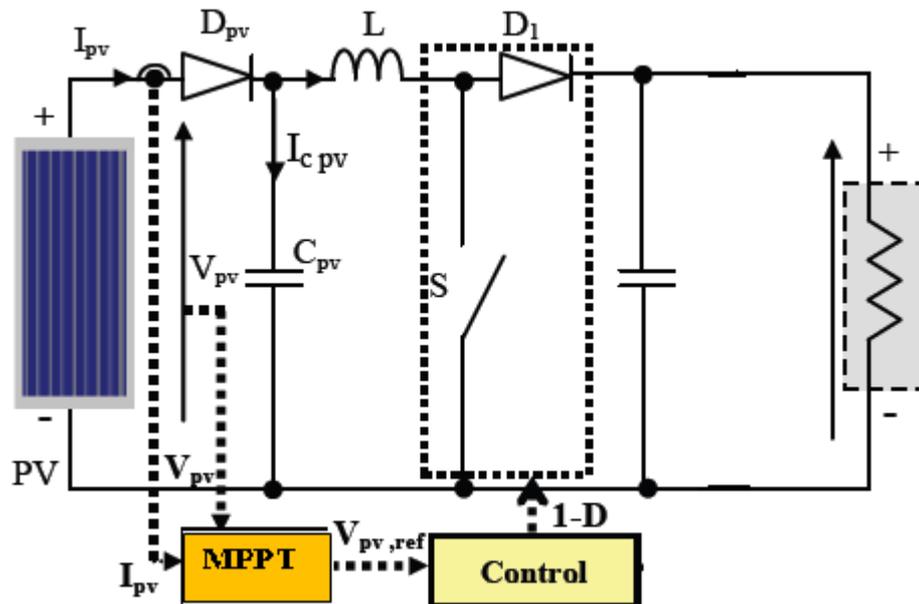


Figure (III-15) : Structure globale de l'optimisation d'un système photovoltaïque.

Le système photovoltaïque autonome est composé d'un panneau photovoltaïque de 110W, et d'une charge résistive de 70W. Différentes simulations sur MATLAB SIMULINK ont été effectuées pour évaluer les performances des contrôleurs. Les différentes parties du système (module photovoltaïque, convertisseur DC/DC, et la charge) sont modélisées par des blocs séparés puis reliées entre eux d'une manière cohérente. La tension aux bornes de la charge est maintenue constante avec un régulateur PI à une valeur de 48V.

Paramètres	Valeurs
Puissance maximale du panneau p_{mpp}	110 W
Puissance de charge P_{ch}	70W
Tension de charge V_{ch}	48V
Inductance L_s	1mH
Capacité C_{pv}	1.2 mF
Capacité C_{ch}	470 μ F

Tableau (III.4) : Paramètres de simulation du système photovoltaïque.

Les paramètres utilisés sont présentés dans le tableau (III.4) [52] (les paramètres propres du générateur photovoltaïque sont présentés dans le tableau (II.4)). On suppose que les interrupteurs utilisés sont parfaits et le condensateur C_{ch} est assez grand pour garder la tension de charge constante [53].

Une étude comparative entre les différentes méthodes citées au dessus ont été développées. Ainsi, nous étudions les exécutions de ces dernières techniques à l'état d'équilibre et aux conditions météorologiques variables.

A. Fonctionnement sous des conditions constantes

Dans ce test la température et l'ensoleillement sont maintenus constants. On prend la température $T=25^{\circ}\text{C}$ et l'ensoleillement ($1000\text{W}/\text{m}^2$, $600\text{W}/\text{m}^2$, $200\text{W}/\text{m}^2$). Le but de ces simulations est d'évaluer le temps de réponse de chaque MPPT ainsi visualiser le décalage du point de fonctionnement par rapport au point MPP.

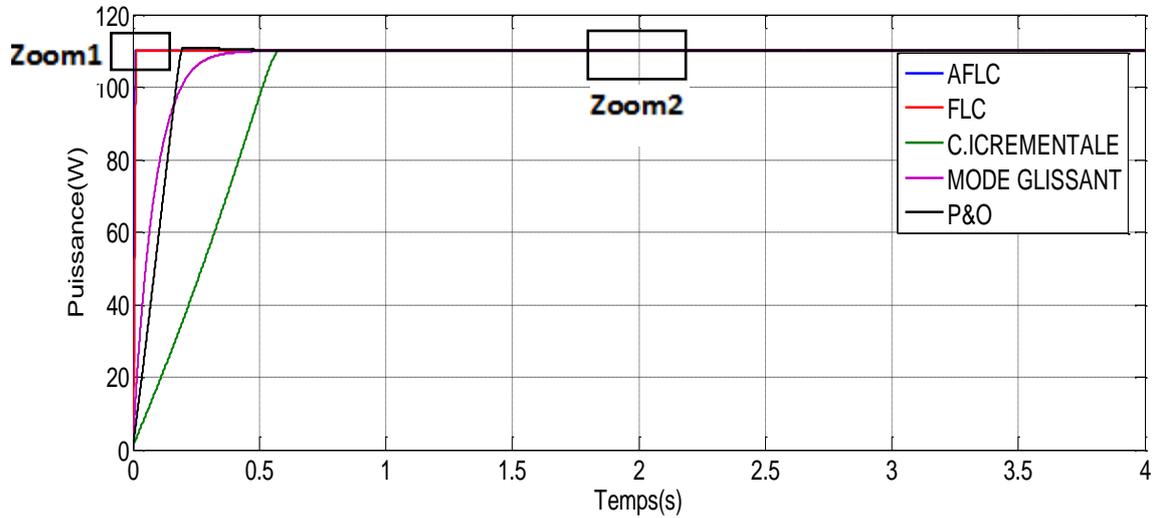


Figure (III-16) : allure de la puissance sous conditions stables ($E_s=1000\text{W}/\text{m}^2$, $T=25^{\circ}\text{C}$).

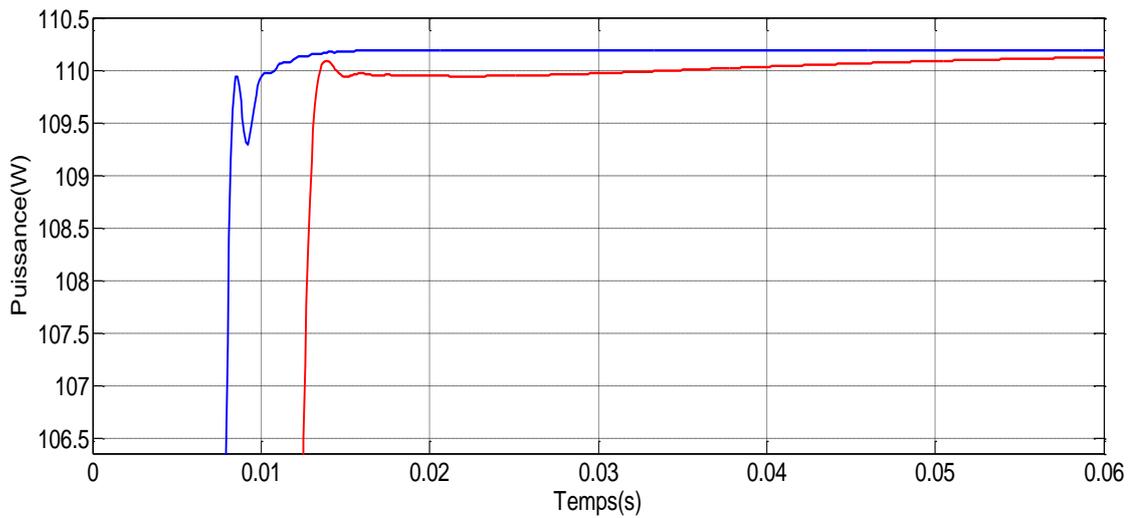


Figure (III-16.a) : allure de la puissance des méthodes AFLC et FLC en régime transitoire (zoom1).

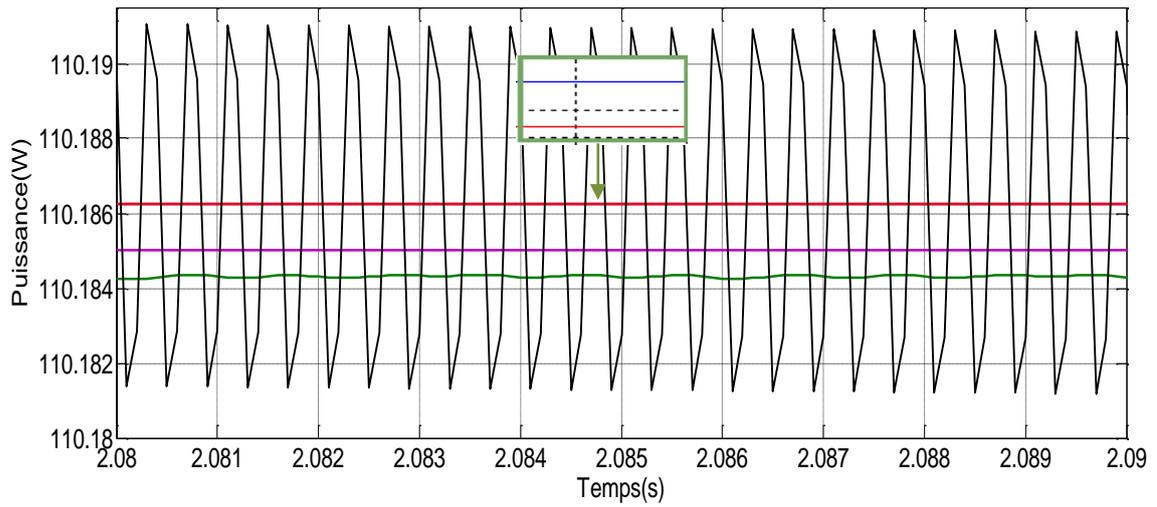


Figure (III-16.b) : allure de la puissance en régime permanent (zoom2).

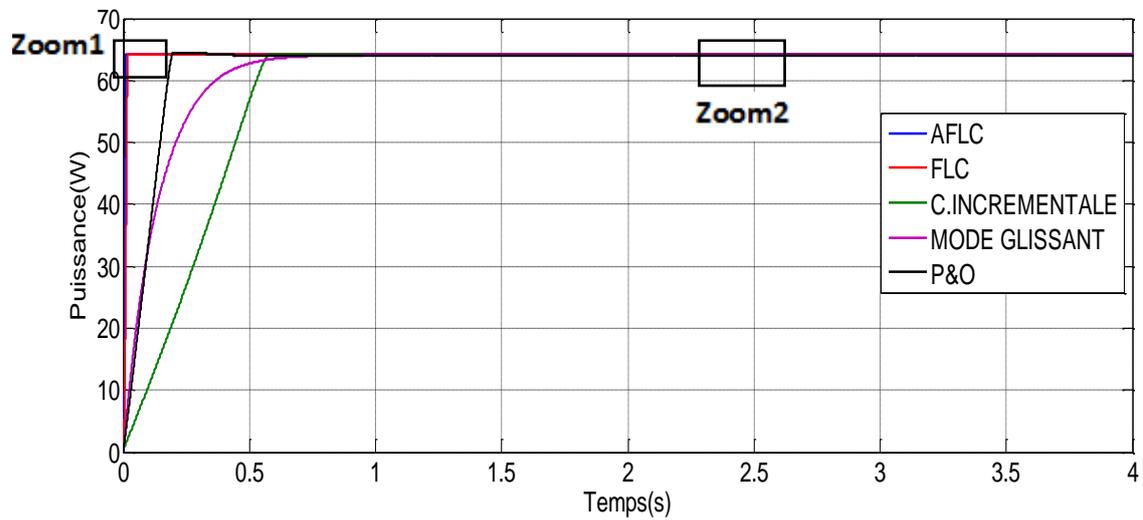


Figure (III-17) : allure de la puissance sous conditions stables ($E_s=600W/m^2$, $25C^\circ$).

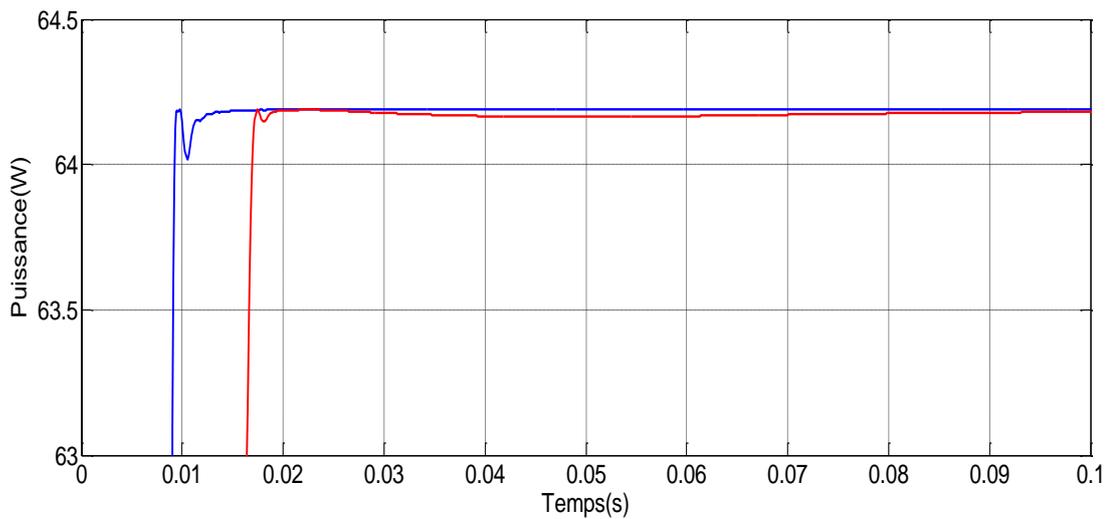


Figure (III-17.a) : allure de la puissance des méthodes AFLC et FLC en régime transitoire (zoom1).

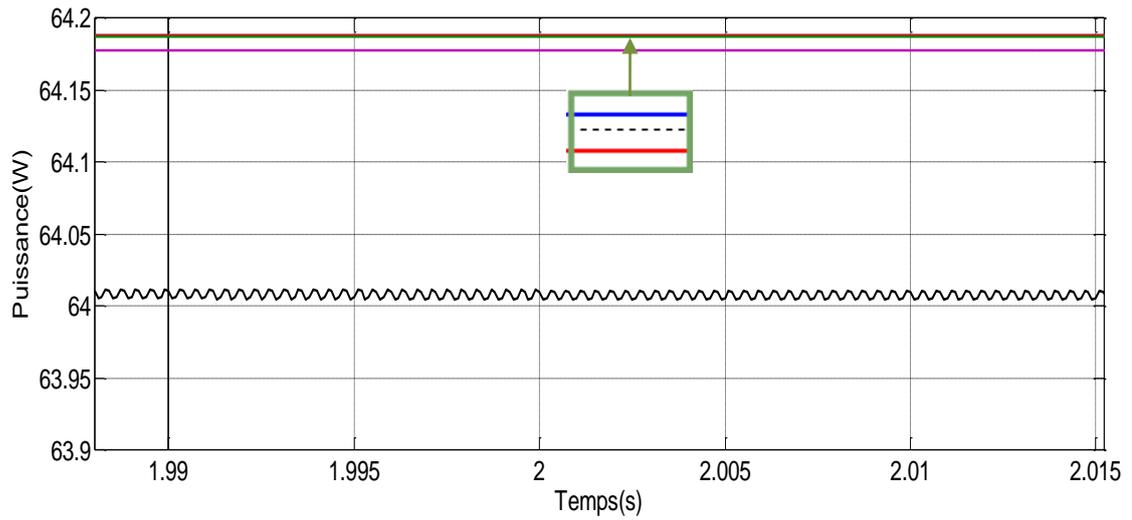


Figure (III-17.b) : allure de la puissance en régime permanent (zoom2).

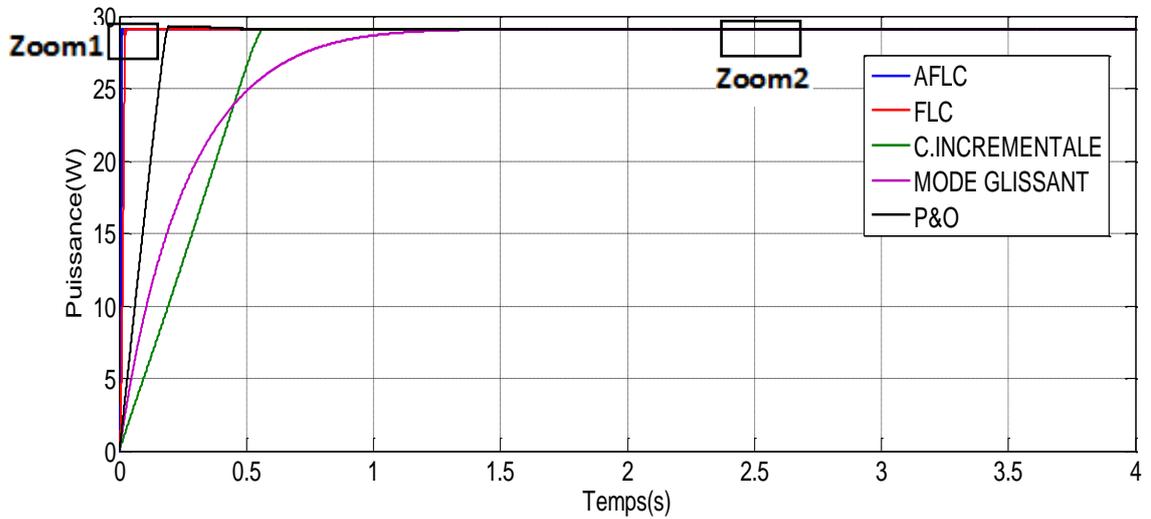


Figure (III-18) : allure de la puissance sous conditions stables($E_s=200W/m^2$, $T=25C^\circ$).

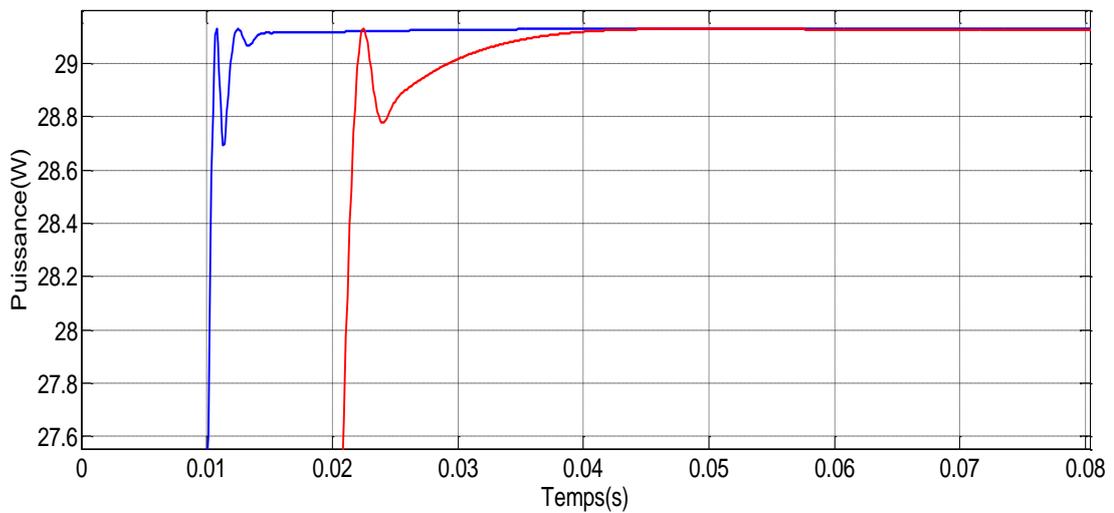


Figure (III-18.a) : allure de la puissance des méthodes AFLC et FLC en régime transitoire (zoom1).

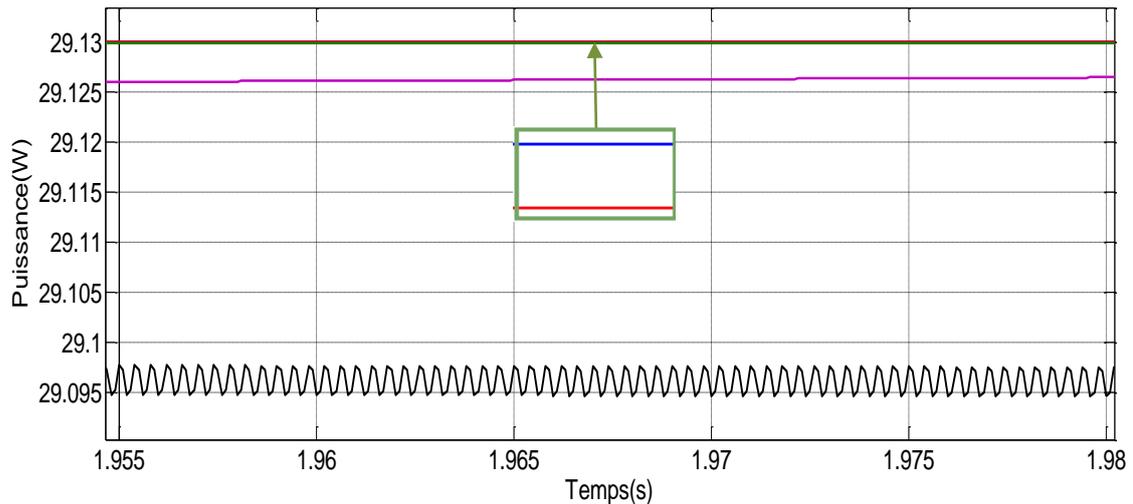


Figure (III-18.b) : allure de la puissance en régime permanent (zoom2).

Les figures (III.(16, 17, 18) montrent la réponse des contrôleurs MPPT proposés sous conditions stables pour fort, moyen et faible ensoleillement avec une température constante ($T=25C^{\circ}$).

On remarque bien que les contrôleurs flous sont plus rapides pour les différents niveaux d'éclairements avec un avantage pour la logique floue adaptative ; on peut voir aussi que la PO présente des oscillations en régime permanent suite à la perturbation continue de la tension de fonctionnement pour atteindre le MPP et ça causera des pertes de puissance, l'optimisation par mode glissant donne une bonne réponse surtout en fort ensoleillement. Le rendement est utilisé pour évaluer l'efficacité du contrôleur son expression est donnée par la relation suivante :

$$\eta_{MPPT} = \frac{\int_{t_1}^{t_2} P dt}{\int_{t_1}^{t_2} P_{max} dt} \quad (\text{III. 31})$$

Calcul du rendement

Ou :

t_1 : le début de simulation.

t_2 : la fin de simulation.

P : la puissance extraite par le contrôleur

P_{max} : la puissance aux conditions STC.

Les résultats obtenus sont regroupés dans le tableau (III.5):

Algorithme	Irradiation, Température	$\eta_{\text{MPPT}} (t_2=20\text{s})$
Logique floue adaptative	(STC)	99,98%
Logique floue	(STC)	99,975%
Conductance incrémentale	(STC)	99,9%
Mode glissant	(STC)	99,927%
perturb&observ	(STC)	99,95%

Tableau (III.5) : rendement des différents MPPT sous condition (STC).

On peut constater que les techniques d'optimisation avancées (AFLC, FLC, mode glissant) donnent des meilleurs résultats par rapport les techniques d'optimisation classiques (P&O, C.I) sauf que le mode glissant en faible moyen ensoleillement son rendement diminue un peu mais il est plus important par rapport à celui de la P&O, mais elle ne présente pas des oscillations aussi au point de vue stabilité est meilleur ce qu'on va voir dans le prochain paragraphe.

A. Fonctionnement sous conditions variables:

Pour voir le comportement du système face aux changements de l'éclairement on va lui faire subir les tests suivants :

Le premier test est effectué sous une augmentation rapide de l'ensoleillement à température constante dans les deux directions. Ce cas est observé dans les stations mobiles (Exemple : véhicule solaire) lors de changement brusque de l'angle d'incidence des rayons solaires. Le deuxième test est fait sous des changements lents d'ensoleillement dans deux directions, (exemple : pour des stations fixes lors de variation de l'insolation tout au long de la journée, ou bien le passage des nuages...).

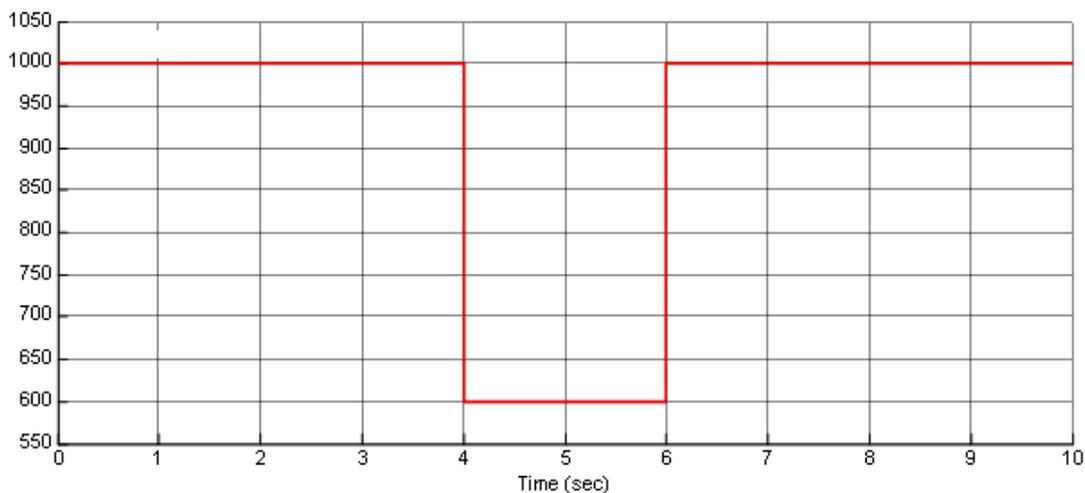


Figure (III-19) : la consigne de l'ensoleillement dans le cas d'un changement rapide.

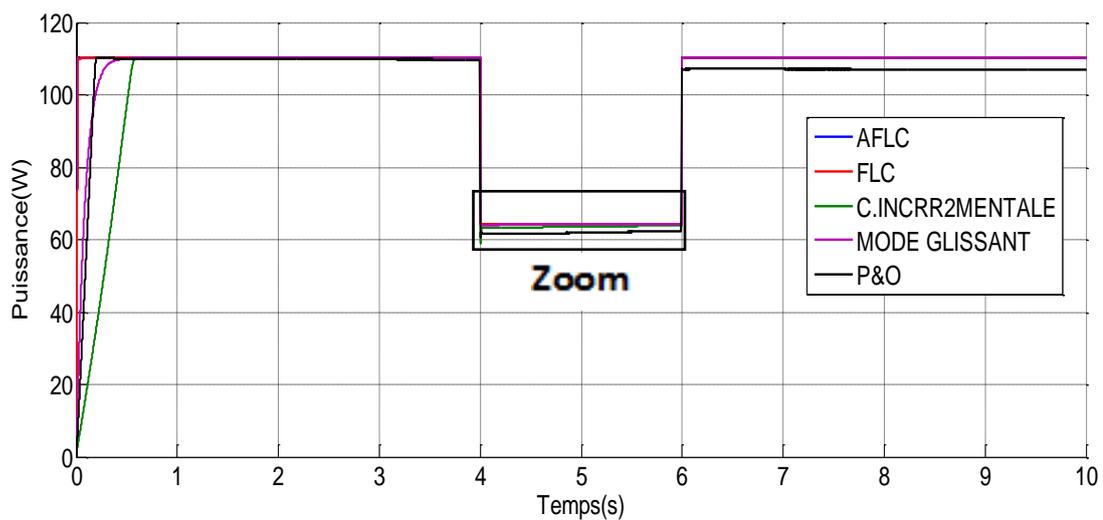


Figure (III-20) : allure de la puissance pour une variation rapide de l'enseillement.

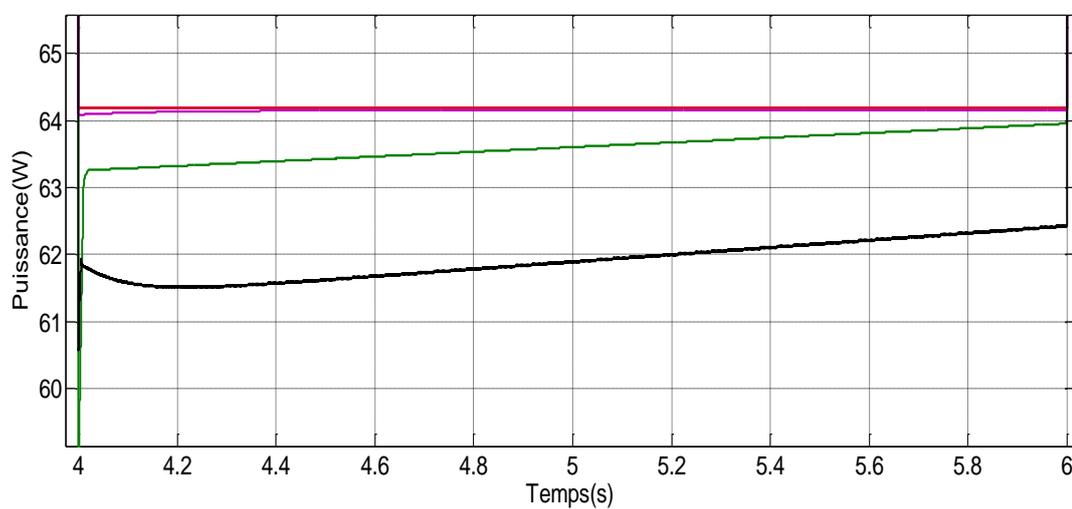


Figure (III-20.a) : zoom sur la puissance.

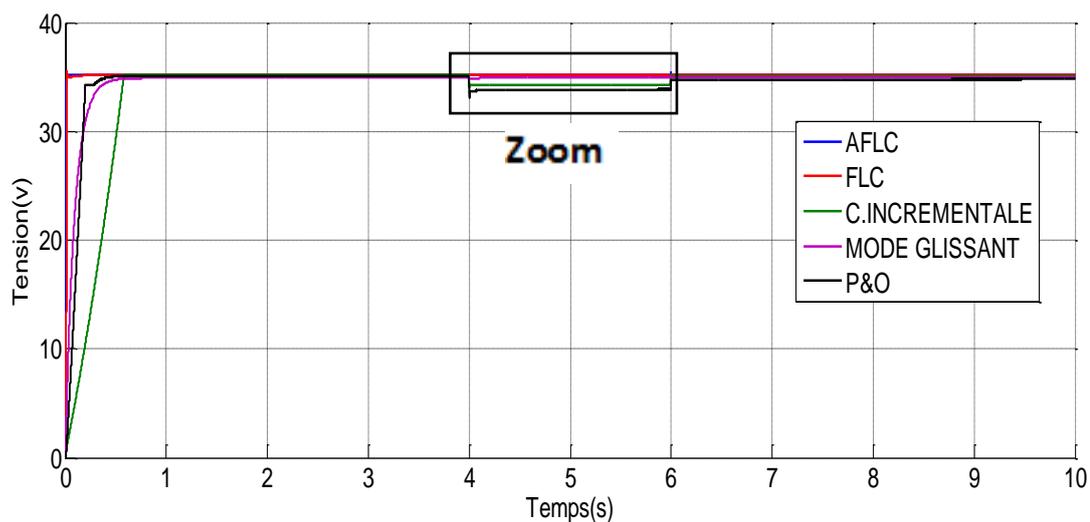


Figure (III-21) : allure de la tension pour une variation rapide de l'ensoleillement.

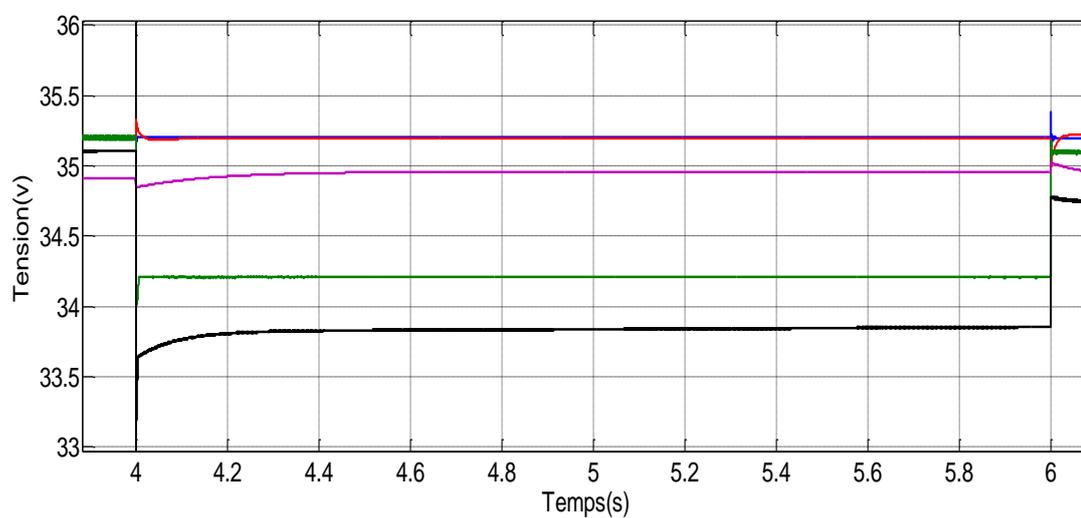


Figure (III-21.a) : zoom sur la tension.

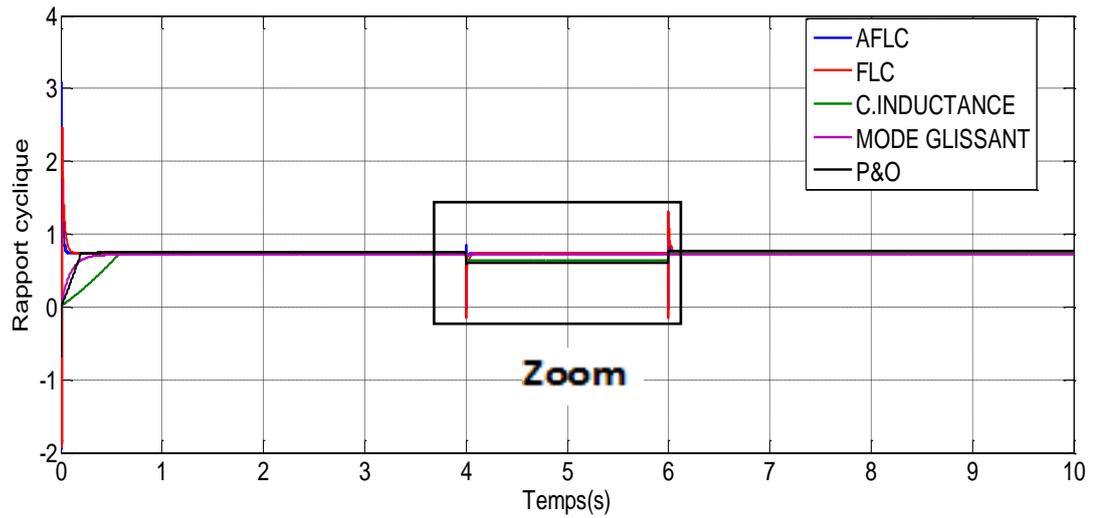


Figure (III-22) : allure du rapport cyclique pour une variation rapide de l’enseillement.

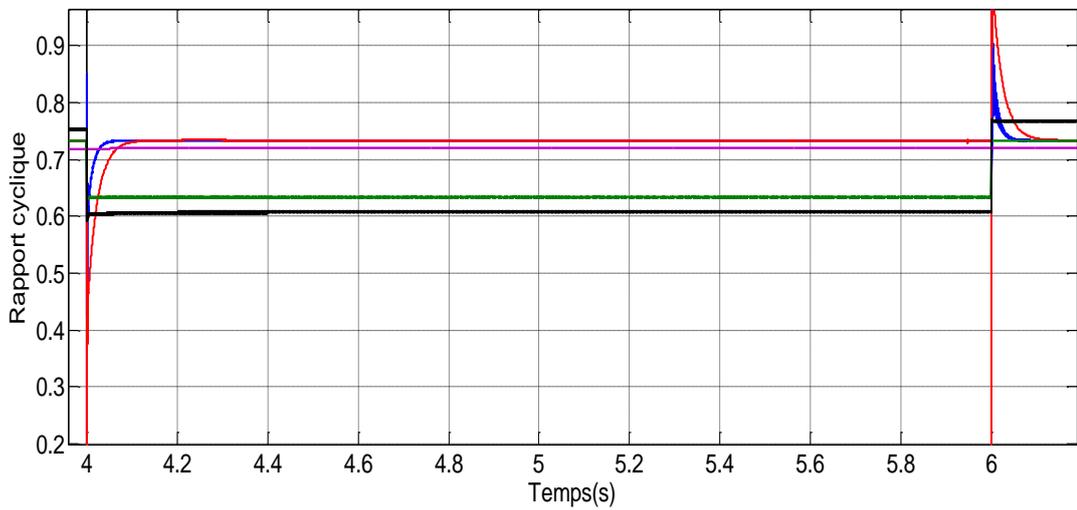


Figure (III-22.a) : zoom sur le rapport cyclique.

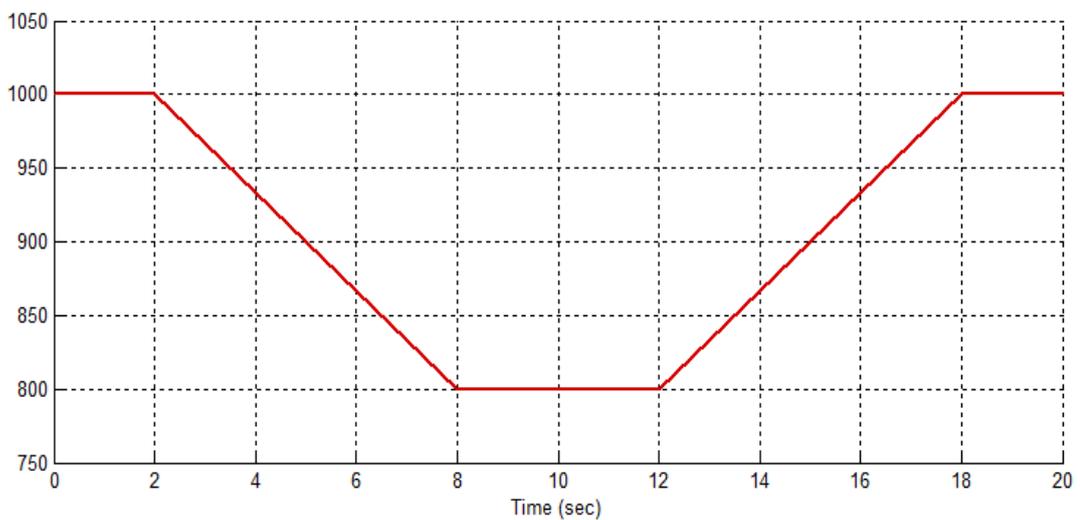


Figure (III-23) : consigne de l’enseillement dans le cas d’un changement lent.

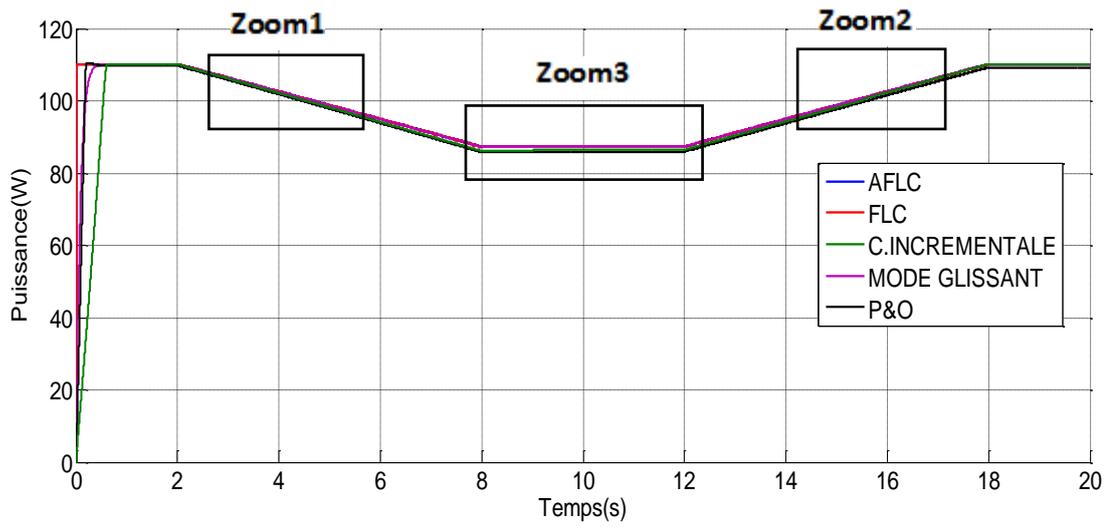


Figure (III-24) : allure de la puissance pour une variation lente de l'ensoleillement.

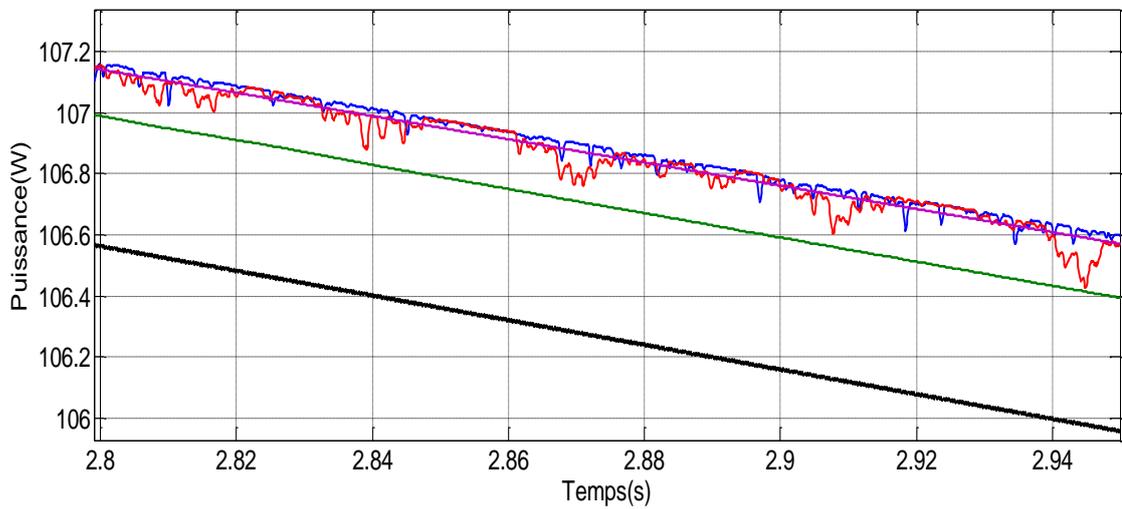


Figure (III-24.a) : allure de la puissance pour une variation lente de l'ensoleillement (zoom1).

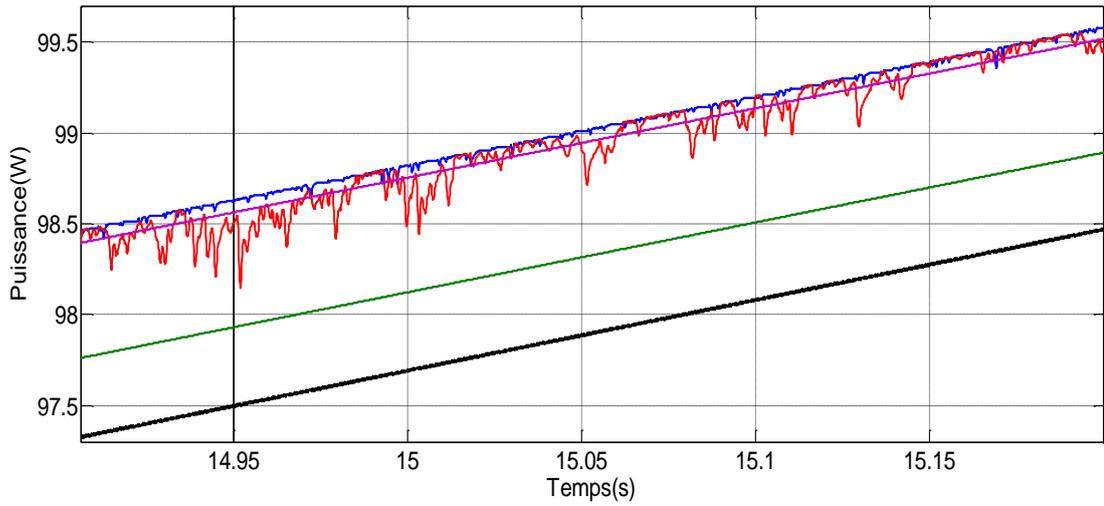


Figure (III-24.b): allure de la puissance pour une variation lente de l'ensoleillement (zoom2).

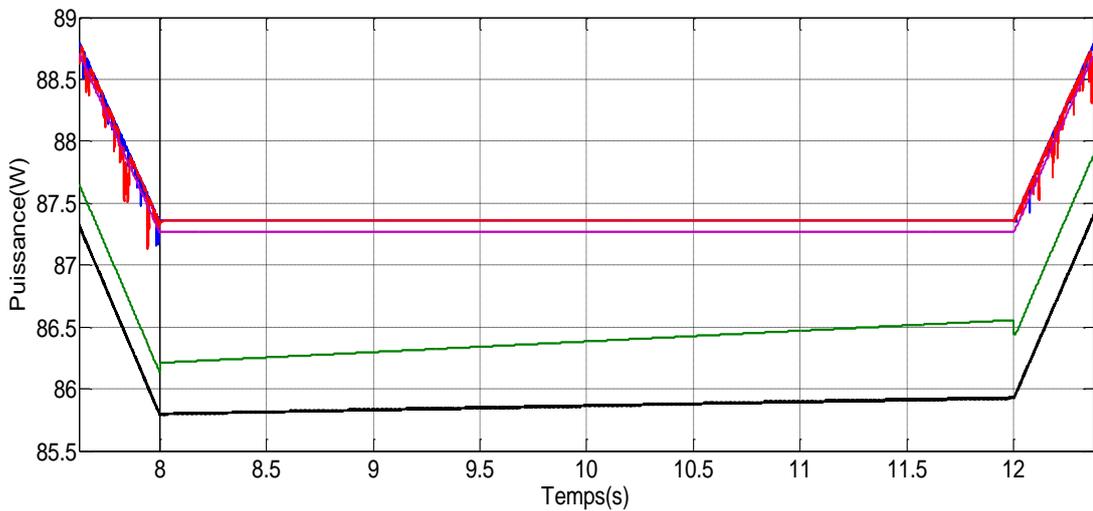


Figure (III-24.b): allure de la puissance pour une variation lente de l'ensoleillement (zoom3).

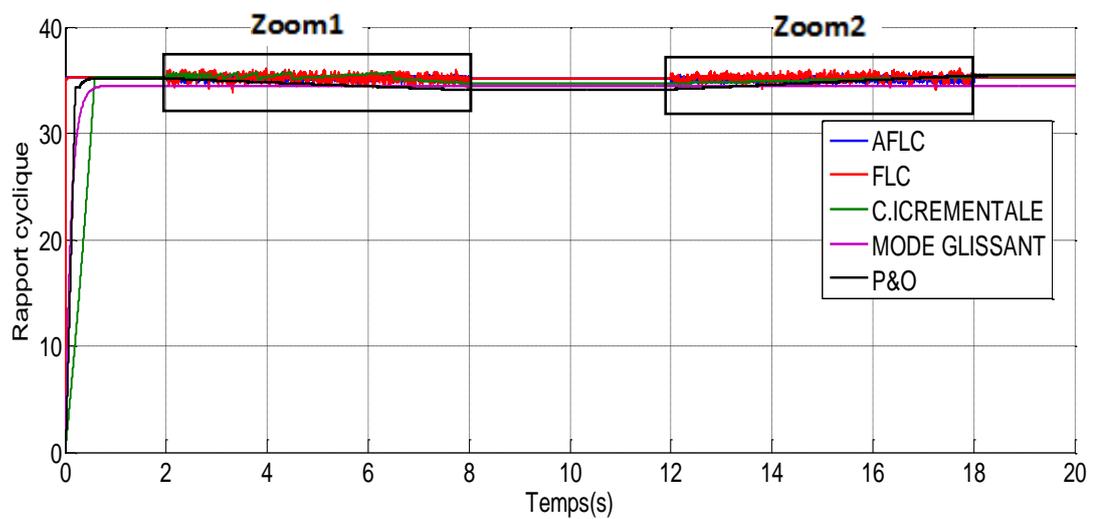


Figure (III-25) : allure de la tension pour une variation lente de l'ensoleillement.

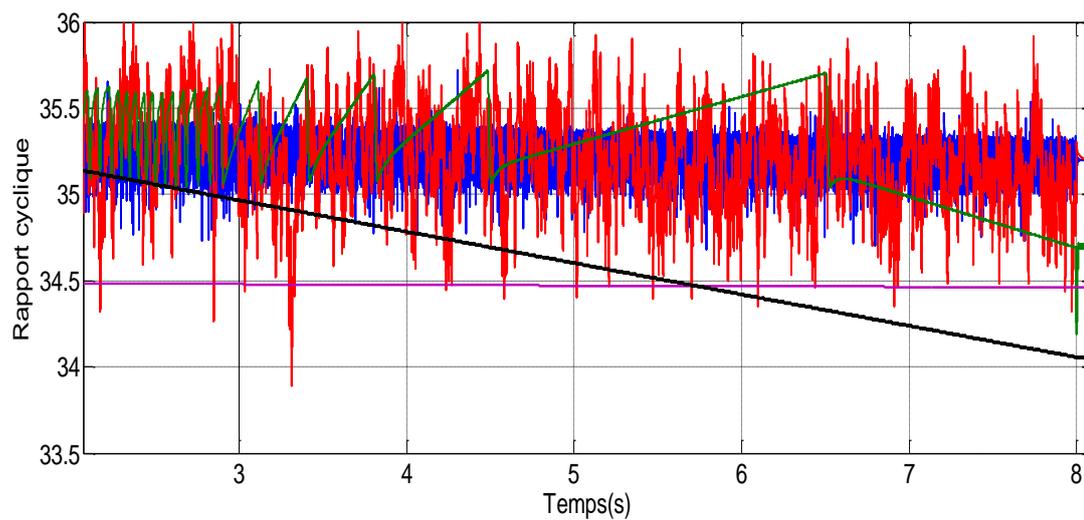


Figure (III-25.a) : allure de la tension pour une variation lente de l'ensoleillement (zoom1).

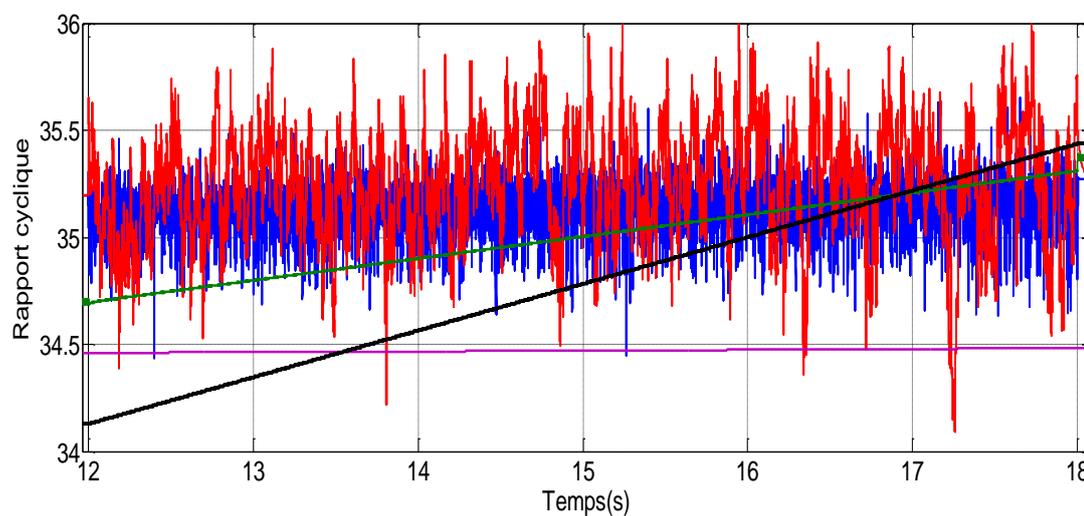


Figure (III-25.b) : allure de la tension pour une variation lente de l'ensoleillement (zoom2).

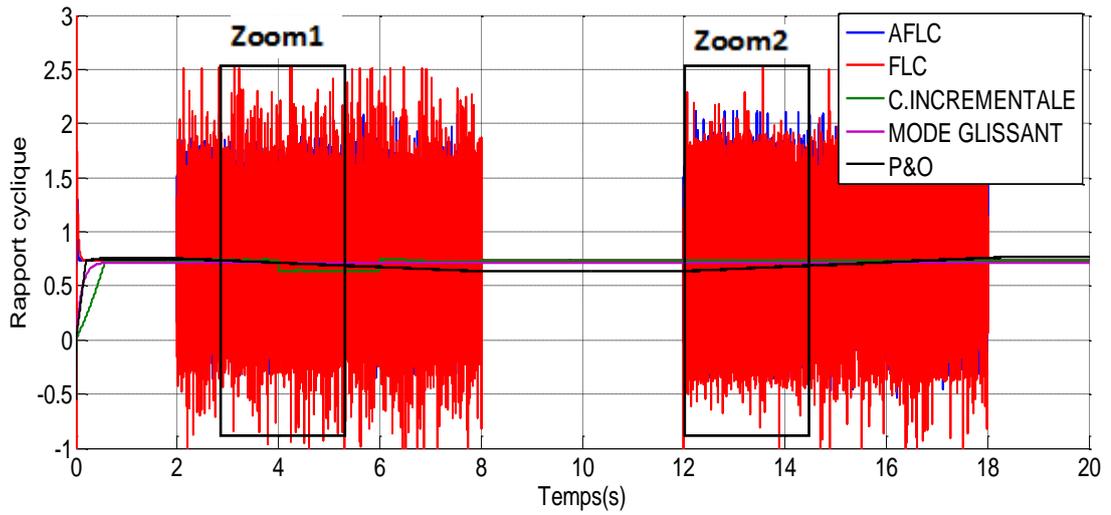


Figure (III-26) : allure du rapport cyclique pour une variation lente de l'ensoleillement.

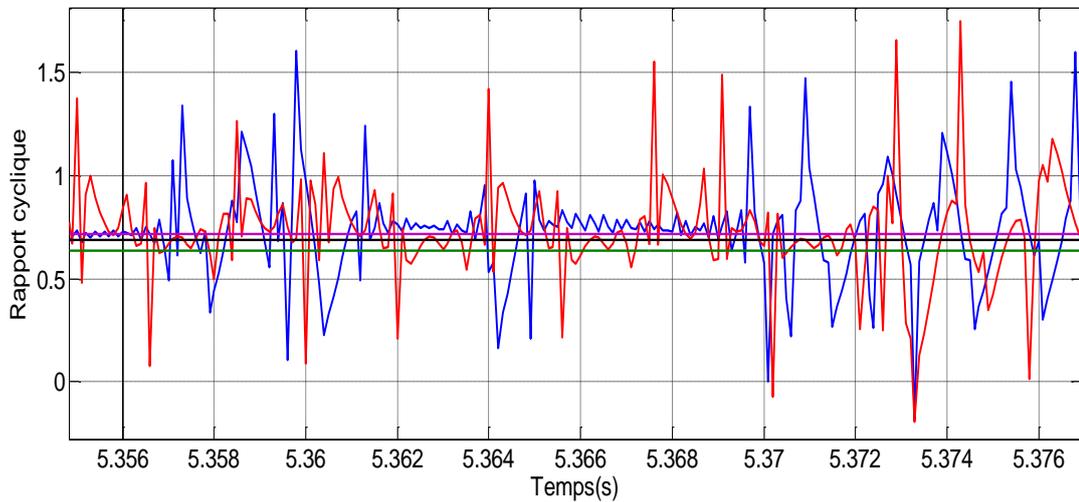


Figure (III-26.a) : allure du rapport cyclique pour une variation lente de l'ensoleillement.
(zoom1).

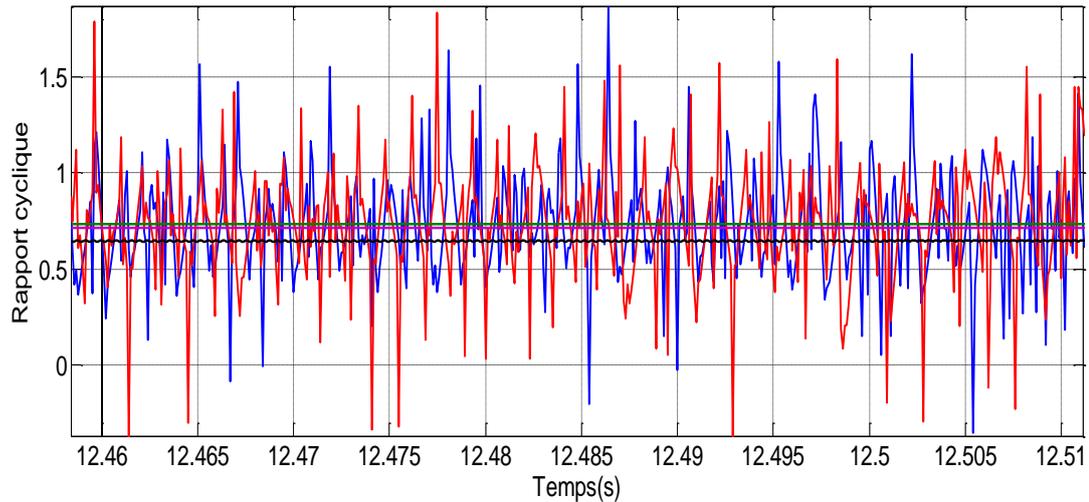


Figure (III-26.b) : allure du rapport cyclique pour une variation lente de l'ensoleillement (zoom2).

Au premier lieu on a fait varier rapidement l'ensoleillement de (1000W/m^2 à 600W/m^2 , $T=25\text{C}^\circ$) puis de (600W/m^2 à 1000W/m^2 , $T=25\text{C}^\circ$) comme illustré dans la figure(III.17) ; on peut remarquer que les deux contrôleurs flous ainsi par mode glissant suivent bien la consigne tandis que les techniques Perturb&Observ et C.incrémentale présentent une déviation lors du changement d'ensoleillement.

Dans le cas d'un changement lent d'ensoleillement toutes les techniques suivent la consigne, on voit bien que les contrôleurs flous présentent des fluctuations dans la zone où l'ensoleillement change, le contrôle par mode glissant apparaît plus robuste; pour les commandes conventionnelles suivent la consigne mais avec une petite déviation.

Conclusion

Ce chapitre nous a permis d'analyser et d'examiner divers types de commandes MPPT existants dans la littérature et ceci dans le but de les utiliser comme un élément comparatif mais aussi de réaliser dans le cadre de cette thèse de nouvelles commandes MPPT présentant de meilleures performances à celles connues sans apport de complexité ni de surcoût à des systèmes de conversion existants.

A partir des résultats trouvés dans ce chapitre on va opter pour la logique floue adaptative vu ces performances (rapidité, robustesse et son rendement) pour une application de pompage photovoltaïque qu'on va présenter dans le prochain chapitre.

Chapitre IV
Modélisation et simulation du système
de pompage photovoltaïque

Introduction

Beaucoup de populations dans les zones rurales des pays en voie de développement affrontent de grands problèmes dus au déficit en eau. Ces problèmes sont spécialement accentués dans les zones désertiques et semi-désertiques. Le déficit en eau dans les zones arides et semi-arides est une question vitale pour les populations. L'amélioration des conditions de vie dans ces zones est liée à la recherche des solutions adéquates à ce problème.

Le pompage solaire photovoltaïque représente la solution idéale pour l'approvisionnement en eau partout où le réseau électrique est absent.

Ce chapitre est consacré au dimensionnement d'un système de pompage photovoltaïque, ainsi de l'optimiser avec deux méthodes de poursuite de la puissance optimale (AFLC, P&O) dans le but de faire une étude comparative entre ces deux dernières techniques.

IV.1 Modélisation des différentes composantes des systèmes de pompage photovoltaïque

IV.1.1 Modélisation de l'onduleur

L'onduleur étudié dans ce système est un onduleur de tension, son but principal c'est de convertir la tension continue en tension alternative pour l'alimentation du moteur asynchrone [55].

Pour simplifier l'étude, on suppose que la commutation des interrupteurs est instantanée (interrupteurs parfaits), la chute de tension à leurs bornes est négligeable et la charge est équilibrée.

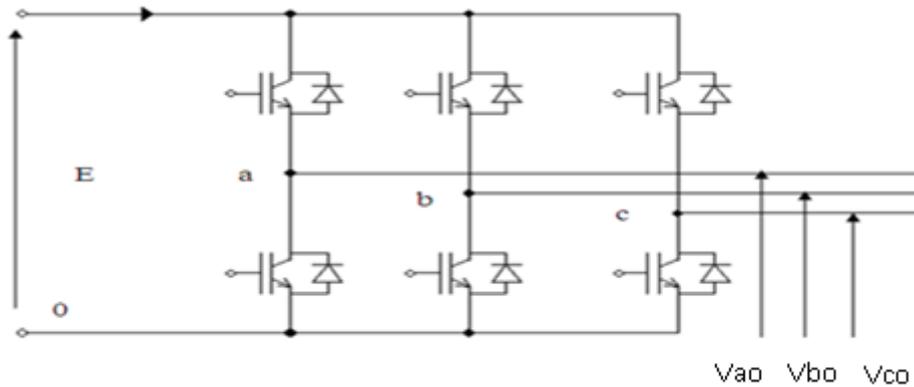


Figure (IV.1): Schéma d'un onduleur de tension.

On suppose que la charge est équilibrée, donc :

$$V_{an} + V_{bn} + V_{cn} = 0 \tag{IV. 1}$$

Avec V_{an} , V_{bn} et V_{cn} sont les tensions de phase de la charge ou de sortie de l'onduleur, tel que:

$$\begin{cases} V_{an} = V_{ao} + V_{on} \\ V_{bn} = V_{bo} + V_{on} \\ V_{cn} = V_{co} + V_{on} \end{cases} \tag{IV. 2}$$

On remplaçant (IV. 1) dans (IV. 2) on obtient :

$$V_{on} = -\frac{1}{3}(V_{ao} + V_{bo} + V_{co}) \tag{IV. 3}$$

En introduisant (IV. 3) dans (IV. 2) on obtient :

$$\begin{cases} V_{an} = \frac{2}{3}V_{ao} - \frac{1}{3}V_{bo} - V_{co} \\ V_{bn} = \frac{2}{3}V_{bo} - \frac{1}{3}V_{ao} - \frac{1}{3}V_{co} \\ V_{cn} = \frac{2}{3}V_{co} - \frac{1}{3}V_{ao} - \frac{1}{3}V_{bo} \end{cases} \quad (IV. 4)$$

A partir de l'équation (IV. 4) on tire la matrice qui assure le passage du continu vers l'alternatif et qui donne le model de l'onduleur par les équations matricielles suivantes :

$$\begin{bmatrix} V_{an} \\ V_{bn} \\ V_{cn} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{ao} \\ V_{bo} \\ V_{co} \end{bmatrix} \quad (IV. 5)$$

On prend S_a , S_b et S_c les fonctions logiques correspondant à l'état de l'interrupteur pour un bras (égale à 1 si l'interrupteur est fermé et à 0 si l'interrupteur est ouvert).

$$\begin{bmatrix} V_{an} \\ V_{bn} \\ V_{cn} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} S_a \\ S_b \\ S_c \end{bmatrix} \quad (IV. 6)$$

IV.1.2 Modélisation de la machine asynchrone [56, 57]

Le principe de fonctionnement d'une machine asynchrone est basé sur l'interaction électromagnétique du champ tournant, créée par le courant triphasé fourni à l'enroulement statorique par le réseau, et des courants induits dans l'enroulement rotorique lorsque les conducteurs du rotor sont coupés par le champ tournant. Cette interaction électromagnétique du stator et du rotor de la machine n'est possible que lorsque la vitesse du champ tournant diffère de celle du rotor.

➤ **Hypothèses simplificatrices**

Comme nous l'avons déjà signalé, la modélisation de la machine nécessite certaines hypothèses simplificatrices qui sont :

- La machine est symétrique et à entrefer constant.
- La saturation n'est pas prise en considération.

➤ **Modèle dynamique du moteur asynchrone [58]**

La MAS triphasés est représentée schématiquement par la figure (IV.2).Elle est munie de six enroulements.

- Le stator de machine est formé de trois enroulements fixes identiques décalés de 120° dans l'espace et traversés par trois courants variables.
- Le rotor peut être modélisé par trois enroulements identiques décalés dans l'espace de 120° .ces enroulements sont en court-circuit et la tension à leurs bornes est nulle.

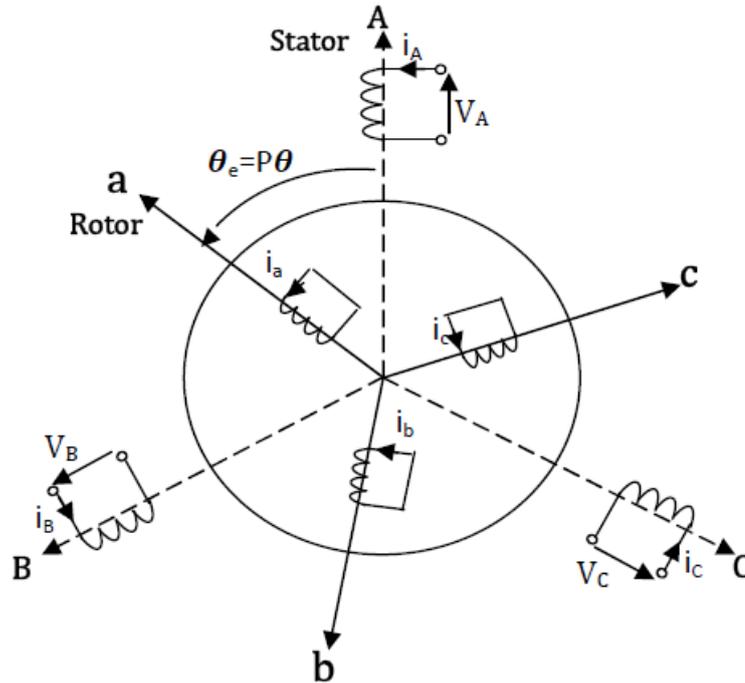


Figure (IV.2) : Représentation schématique de la machine.

➤ **Les équations électriques**

Par application de la loi de Faraday à chaque enroulement de la machine représentée par la figure (IV. 2) on peut écrire :

$$\begin{cases} [V_s] = [R_s][I_s] + \frac{d}{dt}[\Phi_s] \\ [V_r] = [R_r][I_r] + \frac{d}{dt}[\Phi_r] \end{cases} \quad (IV. 7)$$

Avec :

$$[V_s] = \begin{bmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \end{bmatrix}, \quad [I_s] = \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix}, \quad [\Phi_s] = \begin{bmatrix} \Phi_A \\ \Phi_B \\ \Phi_C \end{bmatrix}, \quad R_s = \begin{bmatrix} R_s & 0 & 0 \\ 0 & R_s & 0 \\ 0 & 0 & R_s \end{bmatrix}$$

$$[V_r] = \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix}, \quad [I_r] = \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix}, \quad [\Phi_r] = \begin{bmatrix} \Phi_a \\ \Phi_b \\ \Phi_c \end{bmatrix}, \quad R_r = \begin{bmatrix} R_r & 0 & 0 \\ 0 & R_r & 0 \\ 0 & 0 & R_r \end{bmatrix}$$

- $[V_s], [V_r]$: vecteurs des tensions statoriques et rotoriques.
- $[I_s], [I_r]$: vecteurs des courants statoriques et rotoriques.
- $[\Phi_s], [\Phi_r]$: vecteurs des flux statoriques et rotoriques.
- $[R_s], [R_r]$: matrices des résistances statoriques et rotoriques.

➤ **Les équations magnétiques :**

Les hypothèses que nous avons présentées conduisent à des relations linéaires entre les flux et les courants .Elles sont exprimées sous forme matricielle comme suit:

$$\begin{cases} [\Phi_s] = [M_s][I_s] + [M_{sr}][I_r] \\ [\Phi_r] = [M_r][I_r] + [M_{sr}][I_s] \end{cases} \quad (IV. 8)$$

$$[M_s] = \begin{bmatrix} R_s & M_s & M_s \\ M_s & R_s & M_s \\ M_s & M_s & R_s \end{bmatrix} \quad [M_r] = \begin{bmatrix} R_r & M_r & M_r \\ M_r & R_r & M_r \\ M_r & M_r & R_r \end{bmatrix}$$

$$M_{sr} = M \cdot \begin{bmatrix} \cos\theta & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) \\ \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\theta & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\theta \end{bmatrix}$$

➤ **Application de la transformation de Park à la MAS**

La transformation de Park a pour but de découpler magnétiquement le stator et le rotor et cela en substituant les enroulements de phases a, b et c dont les conducteurs et les axes magnétiques sont immobiles par rapport au stator par deux enroulements en quadrature d'axes d et q. En appliquant cette transformation, on obtient la représentation suivante :

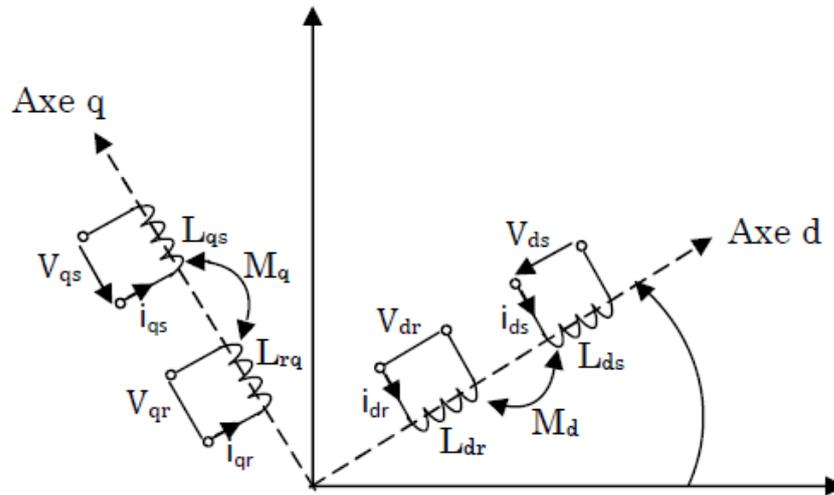


Figure (IV.3) : Référentiel tournant d'axes (d-q).

En choisissant la matrice de transfert:

$$[A] = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos\theta & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \sin\theta & \sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \frac{\sqrt{1}}{2} & \frac{\sqrt{1}}{2} & \frac{\sqrt{1}}{2} \end{bmatrix} \quad (IV. 9)$$

$$\text{Et } [A^{-1}] = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos\theta & \sin\theta & \sqrt{\frac{2}{2}} \\ \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \sqrt{\frac{2}{2}} \\ \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) & \sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) & \sqrt{\frac{2}{2}} \end{bmatrix} \quad (\text{IV. 10})$$

En remplaçant dans [A], θ par θ_s pour le stator et par θ_r pour le rotor, on obtient

Pour le stator

$$\begin{cases} [I_{dq0}]_s = [A]_s \cdot [I_s] \\ [V_{dq0}]_s = [A]_s \cdot [V_s] \\ [V_{dq0}]_s = [A]_s \cdot [\phi_s] \end{cases} \quad (\text{IV. 11})$$

Pour le rotor

$$\begin{cases} [I_{dq0}]_r = [A]_r \cdot [I_r] \\ [V_{dq0}]_r = [A]_r \cdot [V_r] \\ [V_{dq0}]_r = [A]_r \cdot [\phi_r] \end{cases} \quad (\text{IV. 12})$$

Avec :

$$[V_{dq0}]_s = [V_{ds} \ V_{qs} \ V_{os}]^T, [V_{dq0}]_r = [V_{dr} \ V_{qr} \ V_{or}]^T, [I_{dq0}]_s = [I_{ds} \ I_{qs} \ I_{os}]^T$$

$$[I_{dq0}]_r = [I_{dr} \ I_{qr} \ I_{or}]^T, [\phi_{dq0}]_s = [\phi_{ds} \ \phi_{qs} \ \phi_{os}]^T, [\phi_{dq0}]_r = [\phi_{dr} \ \phi_{qr} \ \phi_{or}]^T$$

Après le développement des équations (IV.11) et (IV.12), on obtient :

Pour le stator : $\omega = \frac{d}{dt} \theta$

$$\begin{cases} V_{ds} = R_s i_{ds} + \frac{d\phi_{ds}}{dt} - \omega_s \phi_{qs} \\ V_{qs} = R_s i_{qs} + \frac{d\phi_{qs}}{dt} + \omega_s \phi_{ds} \end{cases} \quad (\text{IV. 13})$$

Pour le rotor :

$$\begin{cases} V_{dr} = R_r i_{dr} + \frac{d\phi_{dr}}{dt} - (\omega_s - \omega) \phi_{qr} \\ V_{qr} = R_r i_{qr} + \frac{d\phi_{qr}}{dt} + (\omega_s - \omega) \phi_{dr} \end{cases} \quad (\text{IV. 14})$$

Avec :

$$\begin{cases} \Phi_{ds} = L_s i_{ds} + M_{sr} I_{dr} \\ \Phi_{qs} = L_s i_{qs} + M_{sr} I_{qr} \\ \Phi_{dr} = L_r i_{dr} + M_{sr} I_{ds} \\ \Phi_{qr} = L_r i_{qr} + M_{sr} I_{qs} \end{cases} \quad (\text{IV. 15})$$

➤ **Equations mécaniques :**

Le couple électromagnétique fourni par la machine s'exprime :

$$\Gamma_e = \frac{M_{sr}}{L_r} P (\Phi_{ds} i_{qs} - \Phi_{qs} i_{ds}) \quad (\text{IV. 16})$$

L'équation mécanique est donnée par :

$$\frac{J}{P} \frac{d\Omega}{dt} = \Gamma_e - \Gamma_r - \frac{f}{P} \Omega \quad (\text{IV. 17})$$

Avec :

- Γ_e : couple électromagnétique.
- Γ_r : couple résistant.
- f : coefficient de frottement visqueux.
- Ω : vitesse de rotation de la machine.
- J : inertie de la machine.

➤ **Choix du référentiel :**

Le référentiel lié au champ tournant est particulièrement avantageux dans l'étude de l'alimentation des moteurs asynchrones à fréquence variable, lorsqu'on veut étudier le comportement du moteur.

$$\begin{cases} V_{ds} = R_s I_{ds} + \frac{d}{dt} \Phi_{ds} - \omega_s \Phi_{qs} \\ V_{qs} = R_s I_{qs} + \frac{d}{dt} \Phi_{qs} + \omega_s \Phi_{ds} \end{cases} \quad (\text{IV. 18})$$

$$\begin{cases} V_{dr} = R_r I_{dr} + \frac{d}{dt} \Phi_{dr} - (\omega_s - \omega_r) \Phi_{qr} \\ V_{qr} = R_r I_{qr} + \frac{d}{dt} \Phi_{qr} + (\omega_s - \omega_r) \Phi_{dr} \end{cases} \quad (\text{IV. 19})$$

$$\text{Ou : } \omega_r = P \Omega_r$$

Ces relations permettent de décrire le comportement du moteur asynchrone triphasé à rotor court-circuité alimenté en tension.

IV.1.3 Modélisation du sous système de pompage [55]

Pour cette étape de modélisation, on utilise le modèle simplifié décrit par l'équation P(Q) simple qui représente la dépendance du débit en fonction de la puissance pour chaque hauteur :

$$P = aQ^3 + bQ^2 + cQ + d \quad (\text{IV. 20})$$

Avec : $P > 0$ et $Q > 0$, où a , b , c et d sont des paramètres qui s'obtiennent à partir d'une méthode numérique (Newton – Raphson) et l'exploitation des résultats expérimentaux.

IV.1.3.1 Modèle général [59]

Les résultats obtenus avec le modèle simple que nous avons décrit donnent des résultats très ajustés aux valeurs expérimentales. Cependant, l'ensemble de valeurs obtenues est utile uniquement pour les hauteurs expérimentales données. Pour les hauteurs intermédiaires l'installateur ne possède pas d'informations pour le dimensionnement du système de pompage. La généralisation du modèle décrit pour le cas des hauteurs variables de n'importe quelle valeur, permettrait en plus de réduire énormément le nombre de mesures expérimentales nécessaires pour caractériser un modèle d'un sous système concret. Pour généraliser le modèle décrit par l'équation (IV. 20) il est nécessaire d'introduire la dépendance des paramètres a , b , c et d avec la hauteur.

Le modèle général que nous proposons ici décrit l'influence de débit Q en fonction de la puissance P et la hauteur h de la forme suivante :

$$P(Q, h) = a(h)Q^3 + b(h)Q^2 + c(h)Q + d(h) \quad (\text{IV. 21})$$

Où les paramètres a , b , c et d sont reliés a la hauteur par :

$$\begin{cases} a(h) = a_0h^3 + a_1h^2 + a_2h + a_3 \\ b(h) = b_0h^3 + b_1h^2 + b_2h + b_3 \\ c(h) = c_0h^3 + c_1h^2 + c_2h + c \\ d(h) = d_0h^3 + d_1h^2 + d_2h + d_3 \end{cases} \quad (\text{IV. 22})$$

Les équations de $a(h)$, $b(h)$, $c(h)$ et $d(h)$ sont ajustées par une méthode numérique (Newton-Raphson).

Avec a_i , b_i , c_i et d_i ($i=0$ à 3) : des constantes et qui ne dépendent que du type du sous-système de pompage photovoltaïque.

IV.1.3.2 Données de base

Les données suivantes seront nécessaires pour dimensionner la pompe solaire et ses composants. Nous donnerons une définition des données utilisées en pompage en général et nous expliquerons la particularité du pompage photovoltaïque [60].

1) Débit

Le débit d'eau de la pompe est la quantité d'eau que la pompe peut fournirai durant un intervalle de temps donne. Le débit est donné en litre par heure (l/h) ou en mètre cube par jour (m^3/h) [61].

2) Hauteur manométrique totale

La hauteur manométrique totale (HMT) est la différence de pression en mètre de colonne d'eau entre les orifices d'aspiration et de refoulement, elle peut être calculée comme suite :

$$HMT = H_g + P_{per} \quad (IV. 23)$$

Avec :

- H_g : hauteur géométrique entre la nappe d'eau pompée (niveau dynamique) et le plan d'utilisation
- P_{per} : pertes de charge produites par le frottement d'eau sur les parois des conduites (L), de leur diamètre (d_c) et de débit de la pompe (Q) et s'expriment en mètre de colonne d'eau. Le diamètre des conduites doit être calculé afin que les pertes de charge correspondent au plus à 10% de la hauteur géométrique totale.

3) Niveau statique

Le niveau statique (N_s) d'un puits ou d'un forage est la distance du sol à la surface de l'eau avant pompage [61].

4) Niveau dynamique

Le niveau dynamique (N_d) d'un puits ou d'un forage est la distance du sol à la surface de l'eau pour un pompage à un débit donné. Pour le calcul de la HMT, le niveau dynamique est calculé pour un débit moyen. La différence entre le niveau dynamique et le niveau statique est appelée rabattement (R_m) [61].

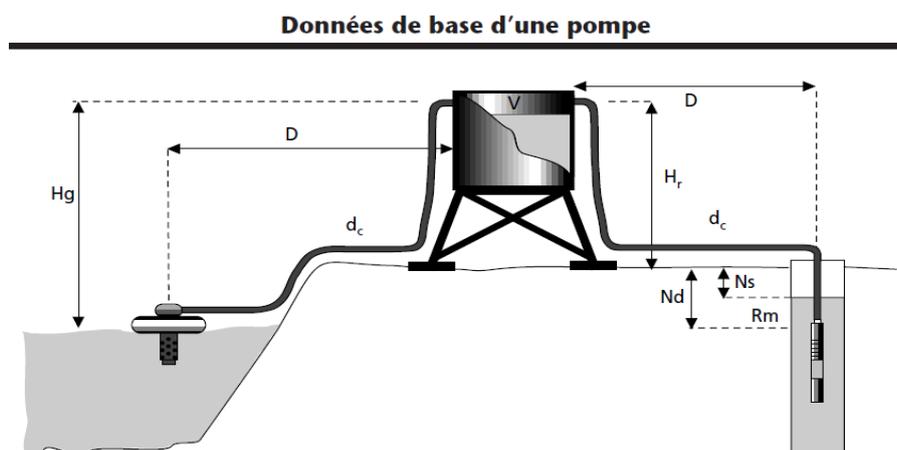


Figure (IV-4): Données de base d'une pompe.

IV.1.3.3 Etapes de dimensionnement d'un système de pompage photovoltaïque

Les différentes étapes pour le dimensionnement d'un système de pompage sont :

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

1) Evaluation des besoins en eau

La détermination des besoins en eau pour la consommation d'une population donnée dépend essentiellement de son mode de vie. Les besoins en eau que l'on estime nécessaires pour les zones rurales des pays pauvres sont de l'ordre de 20 litres par personne et 30 litres par tête de bétail [62].

Les besoins d'eau pour l'irrigation dépendent du type de culture, des facteurs météorologiques comme la température, l'humidité, la vitesse du vent, l'évapotranspiration du sol, la saison de l'année considérée et de la méthode d'irrigation. Cependant, il est important de se baser sur la pratique et l'expérience locale. La capacité du réservoir sera déterminée selon les besoins en eau journalières et l'autonomie requise du système [63].

2) Calcul de l'énergie hydraulique nécessaire

Le calcul de l'énergie hydraulique nécessaire nous mène à dimensionner la pompe. Pour la dimensionner on doit tenir compte de deux facteurs suivants :

- La quantité d'eau requise.
- La hauteur que doit convaincre la pompe.

La puissance hydraulique nécessaire pour faire déplacer l'eau d'un point a un autre est donnée par :

$$P_h = \rho \cdot g \cdot HMT \cdot Q \quad (IV. 23)$$

Avec :

- P_h : puissance communiquée au fluide par la pompe (W).
- g : accélération de la pesanteur (9.81 m/s^2).
- H : hauteur manométrique totale atteinte par la pompe (m).
- Q : débit volumique (m^3/s).
- ρ : masse volumique d'eau (1000 Kg/m^3).

3) Détermination de l'énergie solaire disponible

Les méthodes de dimensionnement sont basées sur les calculs des valeurs moyennes journalières mensuelles de l'irradiation solaire disponible et de l'énergie hydraulique nécessaire.

4) Calcul de l'énergie journalière requise

L'énergie nécessaire pour soulever une certaine quantité d'eau sur une certaine hauteur pendant une journée est calculée à partir des données de débit et de la hauteur manométrique totale requise et s'exprime en watt heure (Wh).

Ce calcul est fonction d'une constante hydraulique (C_H) et est inversement proportionnel au rendement du groupe motopompe utilisé [60].

Énergie requise pour la pompe E_{ele} :

$$E_{ele} = \frac{C_H \cdot Q \cdot HMT}{R_{mp}} \quad (IV. 24)$$

E_{ele} Est habituellement exprimé en kWh.

Ou :

$$C_H = \frac{\rho \cdot g}{3600} \quad (IV. 25)$$

$$C_H = \frac{9.81 \cdot 10^3}{3600} = 2.725$$

- g : Constante de la gravité (9,81 m/s²).
- ρ : masse volumique d'eau (1000 kg/m³).
- R_{mp} : Rendement du groupe motopompe.

IV.2 Choix des composantes [64]

Nous allons dimensionner les différents éléments de notre système pour un réservoir d'eau, une hauteur géométrique et un débit nominal.

IV.2.1 Dimensionnement des panneaux

La puissance du générateur photovoltaïque (P_g) à installer doit tenir compte de l'énergie journalière demandée par la charge (E_c), de la durée de pompage nécessaire pour satisfaire les besoins journaliers en eau (égale à τ_p) et des pertes environ de la puissance attribuable à la température et à la poussière, la dimension théorique de celui-ci sera de :

$$P_g = E_c / \left(\tau_p \cdot \left(1 - \sum P_{pertes} \right) \right)$$

$$\text{Et : } n_s = V_m / V \quad (IV. 26)$$

$$n_p = I_m / I \quad (IV. 27)$$

Avec :

- n_s : nombre de module en série.
- n_p : nombre de module en parallèle.
- I_m et I sont les courants de fonctionnement du champ et du module photovoltaïque respectivement.
- V_m et V sont les tensions de fonctionnement du champ et du module photovoltaïque respectivement.

IV.2.2 Dimensionnement du moteur asynchrone

Le dimensionnement du moteur réside dans le calcul de la puissance électrique qu'il lui faut pour entrainer la pompe, cette puissance est exprimée en (W) et se calcule par la puissance mécanique requise par la pompe et le rendement du moteur, par la suite nous aurons:

$$P_{elec} = \frac{P_{mec}}{\eta_m} \quad (IV. 28)$$

Avec :

η_m : Rendement du moteur.

P_{mec} : Puissance mécanique requise par la pompe.

P_{elec} : Puissance électrique nécessaire pour que le moteur fonctionne.

En tenant compte des pertes de puissance au niveau de l'onduleur, la puissance reçue par le moteur sera égale au rapport de la puissance délivrée par l'ensemble des modules PV et le rendement de l'onduleur. Nous aurons par la suite :

$$P_d = \frac{P_{elec}}{\eta_{ond}} \tag{IV. 29}$$

Avec :

P_d : Puissance délivrée par l'ensemble des modules.

η_{ond} : Rendement de l'onduleur

IV.2. 3 Dimensionnement de la pompe

Comme on l'a déjà dit lors du calcul de la puissance hydraulique nécessaire, la connaissance de cette puissance nous ramène à dimensionner la pompe avec un débit et une hauteur supposés connus. La puissance hydraulique nécessaire pour faire déplacer l'eau d'un point à un autre est donnée par l'équation (IV. 30) :

$$P_{mec} = \frac{P_h}{\eta} \tag{IV. 30}$$

Ou:

P_h : la puissance hydraulique nécessaire.

η : le rendement de la pompe.

➤ Application numérique

Nous allons dimensionner les différents éléments de notre système pour réservoir d'eau de $100m^3$ qui alimente un petit village, une hauteur de 10m et un débit nominale de $34m^3/s$.

Le tableau (IV.1) regroupe les résultats obtenus.

puissance hydraulique P_h	$P_h = \rho \cdot g \cdot HMT \cdot Q$	$P_h = 10 \cdot 1000 \cdot 9,8 \cdot 0,0094$	921,2w
Puissance mécanique requise par la pompe P_{mec}	$P_{mec} = \frac{P_h}{\eta_p}$	$P_{mec} = 921,2 / 0,63$	1462,22 W
Puissance électrique nécessaire pour que le moteur fonctionne P_{elec}	$P_{elec} = \frac{P_{mec}}{\eta_m}$	$P_{mec} = \frac{1462,22}{0,88}$	1661,61 W
Puissance délivrée par l'ensemble des modules P_d	$P_d = \frac{P_{elec}}{\eta_{ond}}$	$P_{mec} = \frac{1661,61}{0,96}$	1730,85 W
Temps de pompage nécessaire pour satisfaire le besoin en eau τ_p	$\tau_p = \frac{V}{Q_n}$	$\tau_p = \frac{100}{0,0094}$	3h
Energie électrique journalière demandée E_c	$E_c = P_d \cdot \tau_p$	$E_c = 1677,59 \times 10800$	5192,55 Wh/jour

Calcul puissance du générateur photovoltaïque P_g	$P_g = \frac{E_c}{\tau_p(1-\sum pertes)}$	$P_g = \frac{5192,55 * 3600}{21276,6(1 - 0.2)}$	2163,56W
Nombre de panneaux en parallèle et serie	$N_s = \frac{V_m}{v_{OPT}}$ $N_{branche} = \frac{I_m}{I_{OPT}}$	$N_s = \frac{350}{35}$ $N_{branche} = \frac{(2163,56/350)}{3,15}$	$N_s = 10$ panneaux $N_{branche} = 2$

Tableau (IV.1) : étapes de dimensionnement du système de pompage photovoltaïque.

➤ **Groupement en série-parallèles des panneaux**

D'après les calculs effectués au dessus on a le nombre de panneaux en série est égale à 10 avec 2 branches le schéma de groupement est donné par la figure (IV-5).

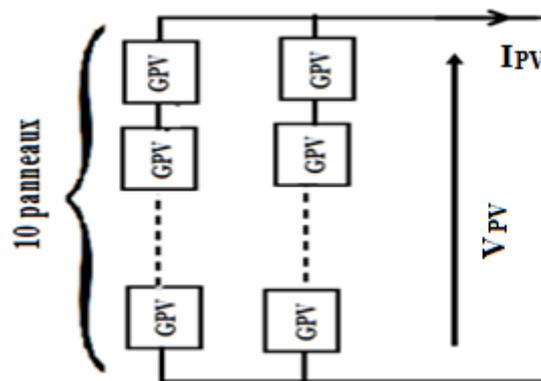


Figure (IV-5) : Groupement des panneaux photovoltaïques

Le schéma global de notre système est donné par la figure (IV-6) :

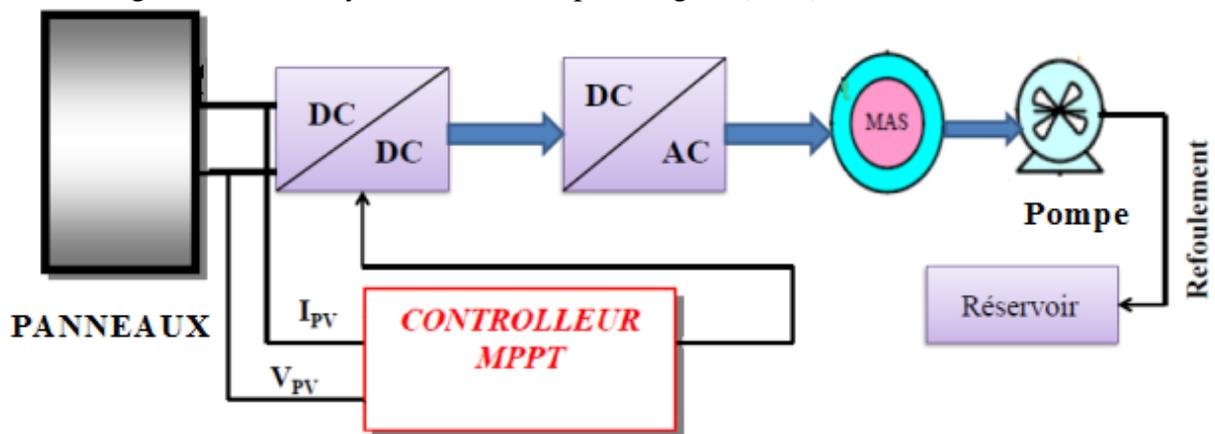


Figure (IV-6): Schéma global de système de pompage photovoltaïque

IV.3 Simulation et résultats numériques

La simulation de la pompe centrifuge est obtenue à partir de son modèle mathématique décrit en dessus, la simulation est faite sur MATLAB SIMULINK. LA figure (IV-7) montre la caractéristique $C_r=f(N)$ de la pompe qui prend une allure hyperbolique.

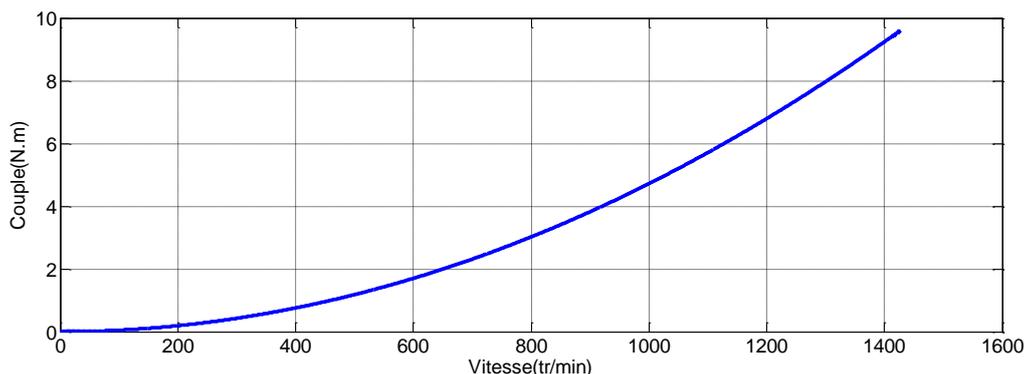


Figure (IV-7) : caractéristique $C_r = f(N)$.

La figure (IV-8) représente la simulation de la caractéristique $E=f(Q)$ pour différentes valeurs de la hauteur géométrique.

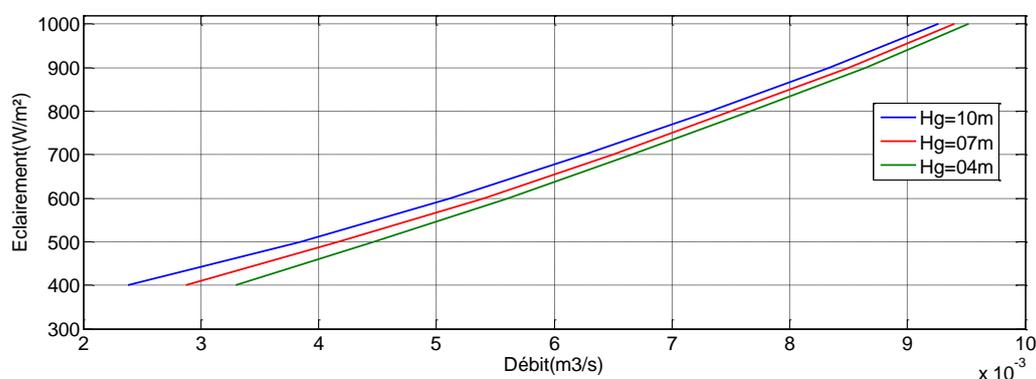


Figure (IV-8) : caractéristique $Q=f(E_s)$ pour différents hauteurs géométriques.

IV.3.2 Essai de simulation avec un éclairage constant

Dans cette première partie de simulation, on fait un essai à éclairage constant pour différents niveaux d'ensoleillement (1000W/m^2 , 600W/m^2 , 300W/m^2 , $T=25^\circ\text{C}$), pour voir la réponse du système.

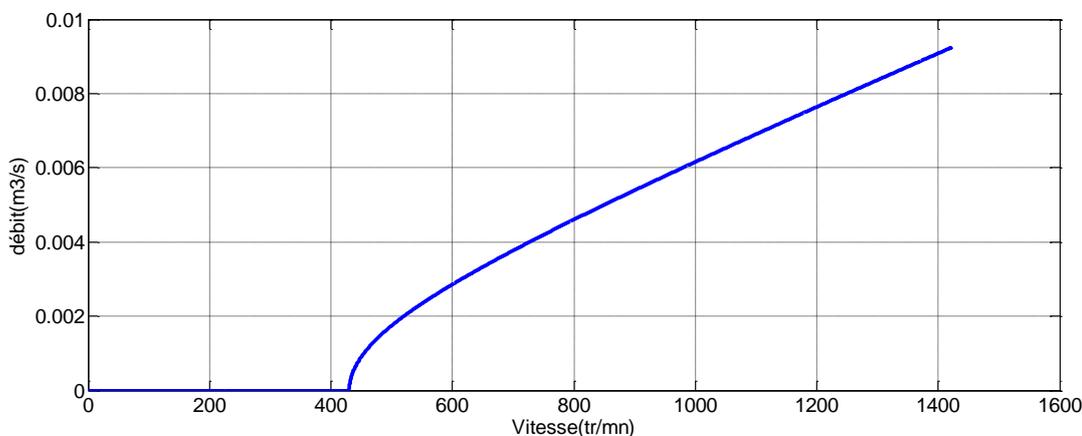


Figure (IV-9) : caractéristique $Q= f(N)$.

- Pour fort éclairement

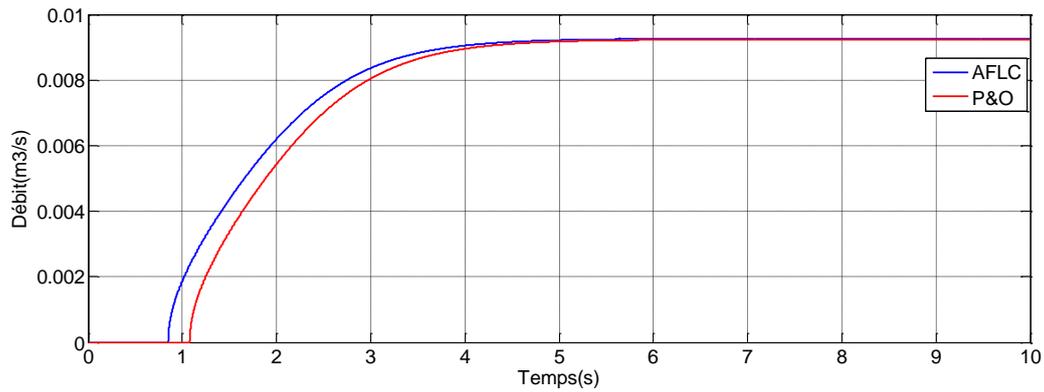


Figure (IV-10). a : débit de la pompe pour $E=1000\text{W/m}^2$, $T=25^\circ\text{C}$.

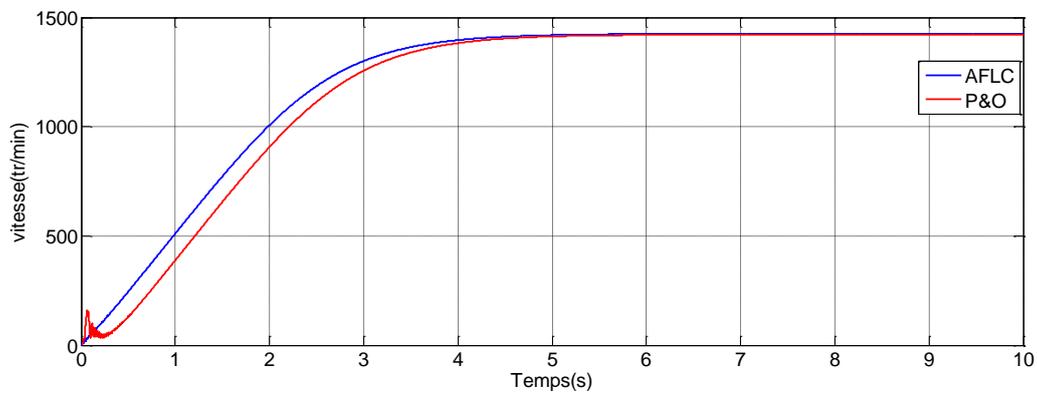


Figure (IV-10). b : la vitesse de rotation pour $E_s=1000\text{W/m}^2$, $T=25^\circ\text{C}$.

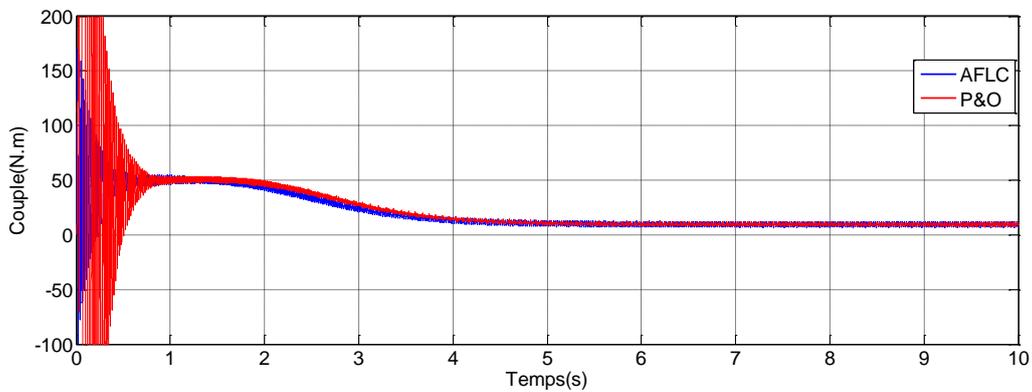


Figure (IV-10). c : couple électromagnétique pour $E_s=1000\text{W/m}^2$, $T=25^\circ\text{C}$.

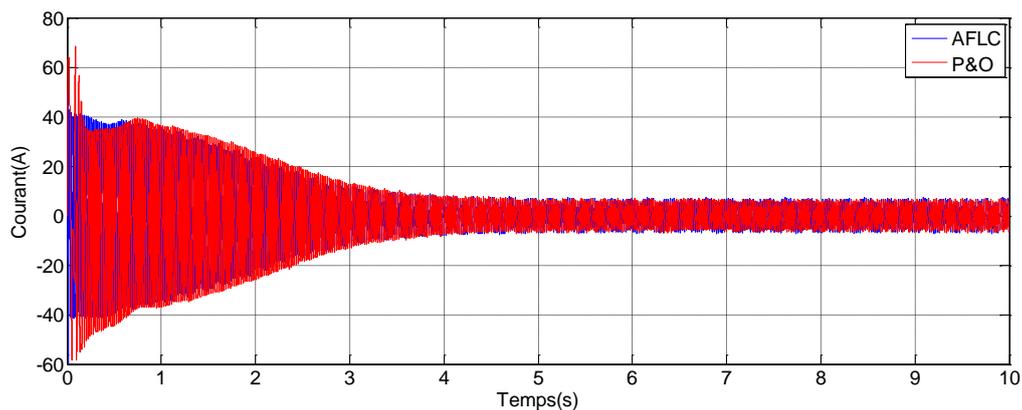


Figure (IV-10). d : courant statorique de la phase1 pour $E_s=1000W/m^2$, $T=25^\circ C$.

- Pour moyen éclairement :

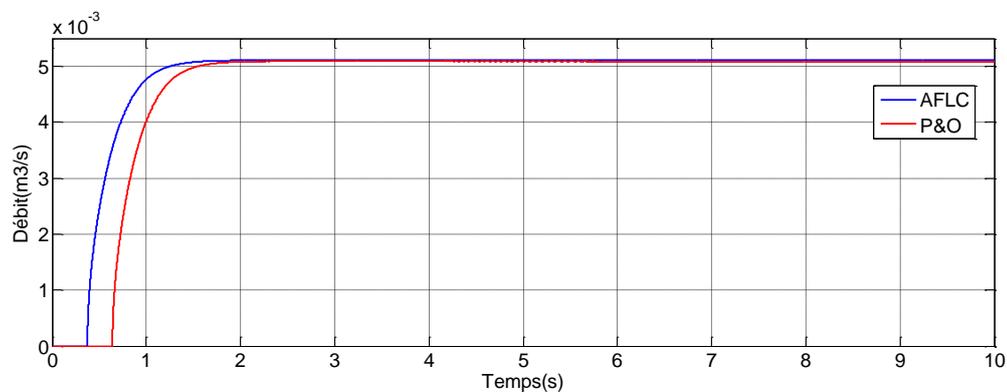


Figure (IV-11). a : débit de la pompe pour $E_s=600W/m^2$, $T=25^\circ C$.

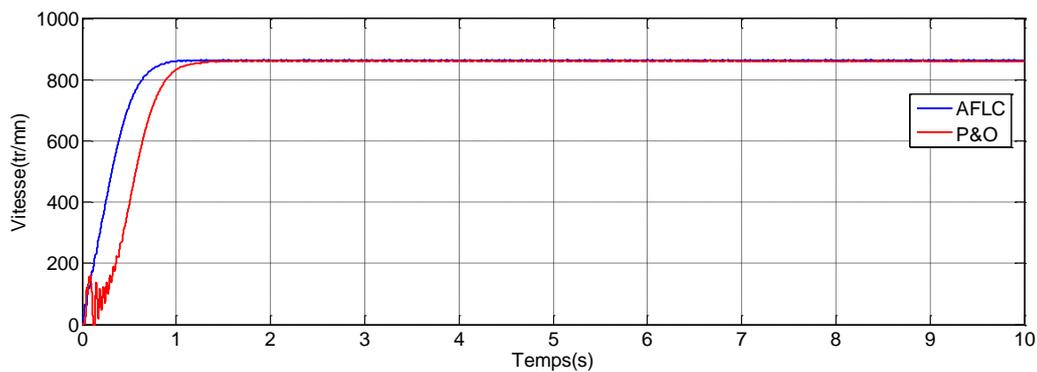


Figure (IV-11). b : la vitesse de rotation pour $E_s=600W/m^2$, $T=25^\circ C$.

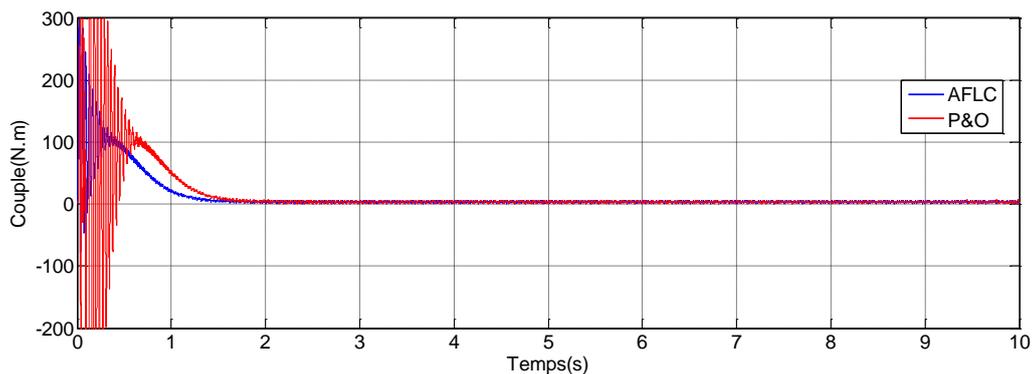


Figure (IV-11). c : le flux électromagnétique pour $E_s=600W/m^2$, $T=25^\circ C$.

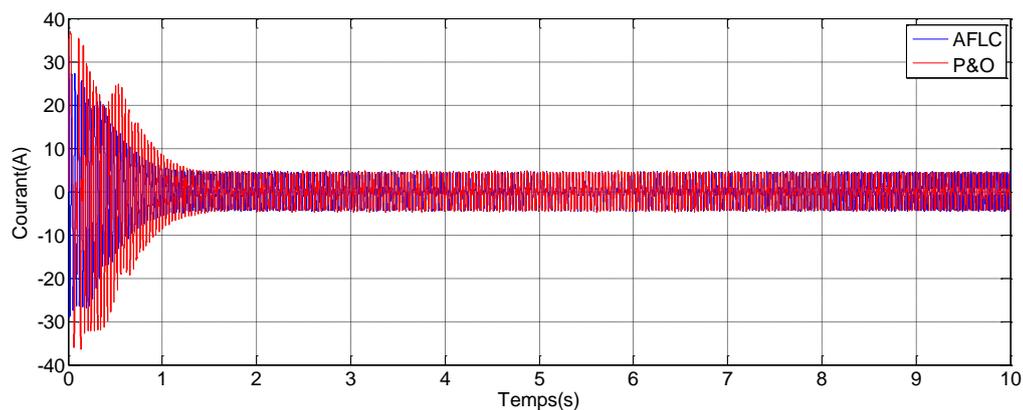


Figure (IV-11). d : courant statorique de la phase1 pour $E_s=600W/m^2$, $T=25^\circ C$.

• Pour faible éclaircment :

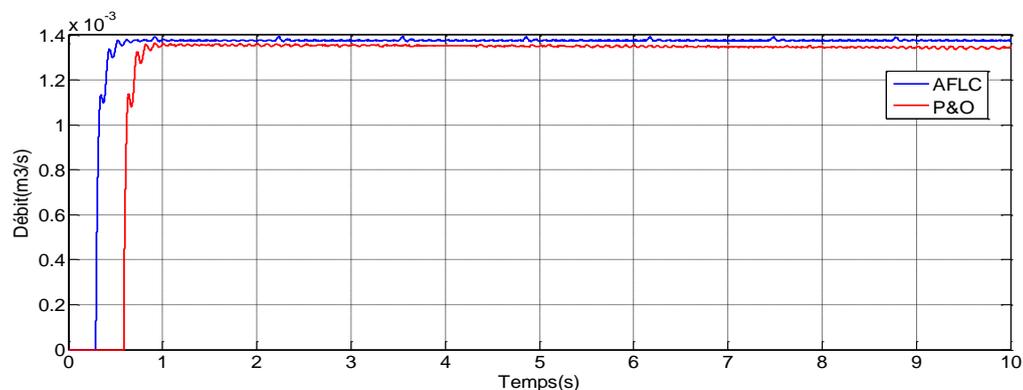


Figure (IV-12). a : débit de la pompe pour $E_s=300W/m^2$, $T=25^\circ C$.

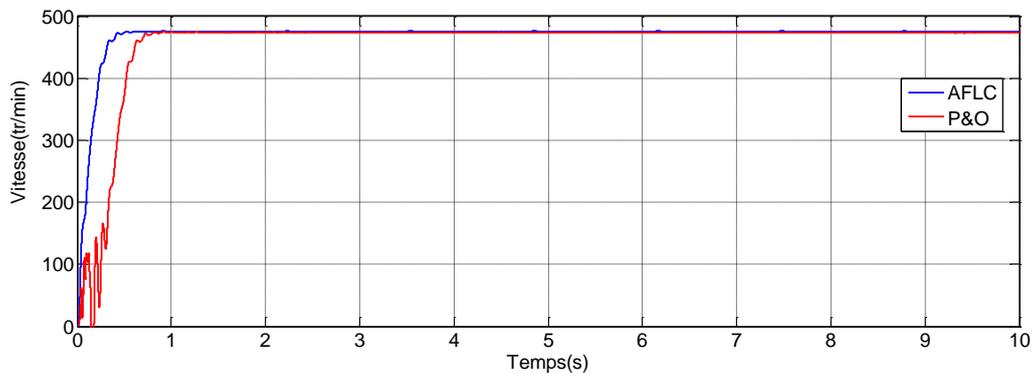


Figure (IV-12). b : la vitesse de rotation pour $E_s=300W/m^2$, $T=25^\circ C$.

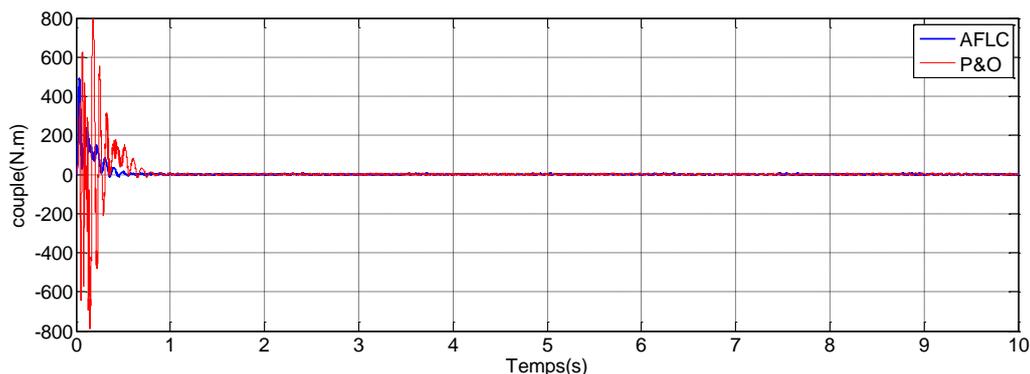


Figure (IV-12). c : le couple électromagnétique pour $E_s=300\text{W/m}^2$, $T=25^\circ\text{C}$.

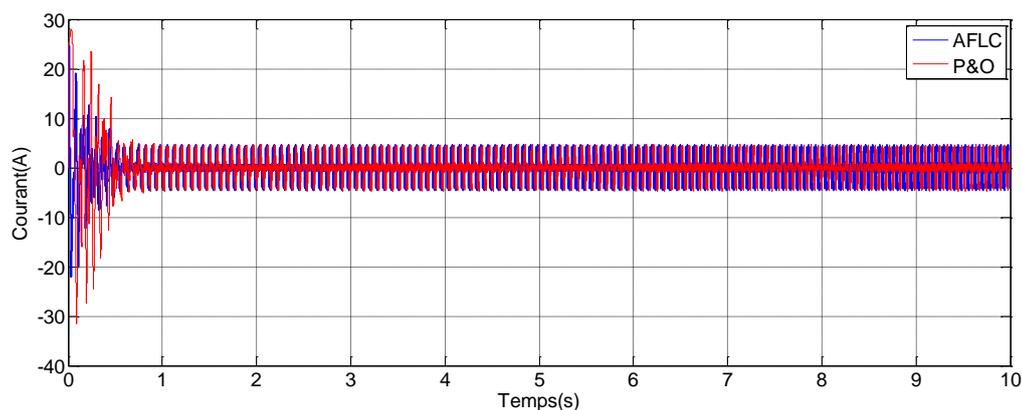


Figure (IV-12). d : courant statorique de la phase1 pour $E_s=300\text{W/m}^2$, $T=25^\circ\text{C}$.

II.7.2.2 Essai de simulation avec un éclairement variable

Dans cette deuxième partie de simulation, on fait un essai à éclairement variable en commençant par 1000 W/m^2 et à l'instant $t=7\text{s}$ on bascule à $E_s=600\text{W/m}^2$, les résultats obtenus sont donnés au dessous.

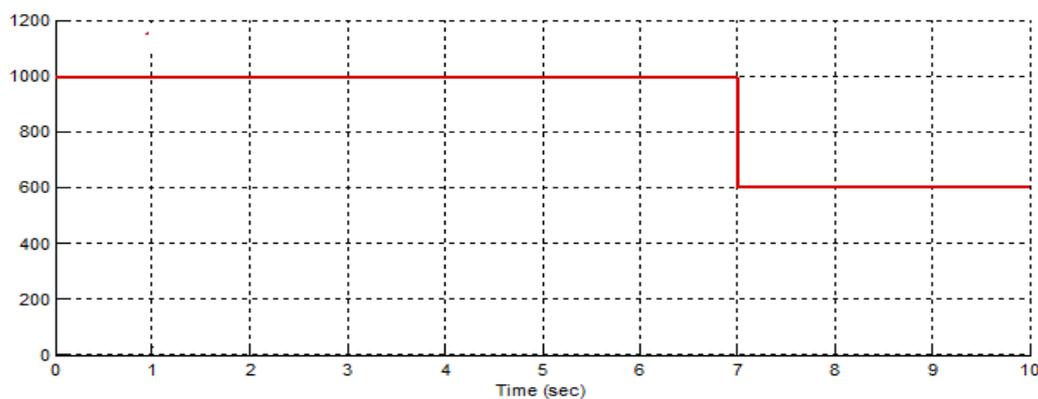


Figure (IV-13) : la consigne de l'ensoleillement.

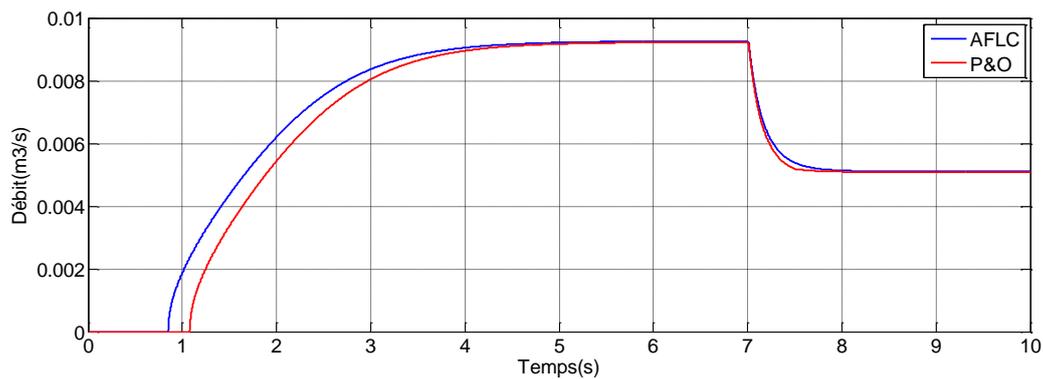


Figure (IV-14) : débit de la pompe pour un éclairement variable, $T=25^{\circ}\text{C}$.

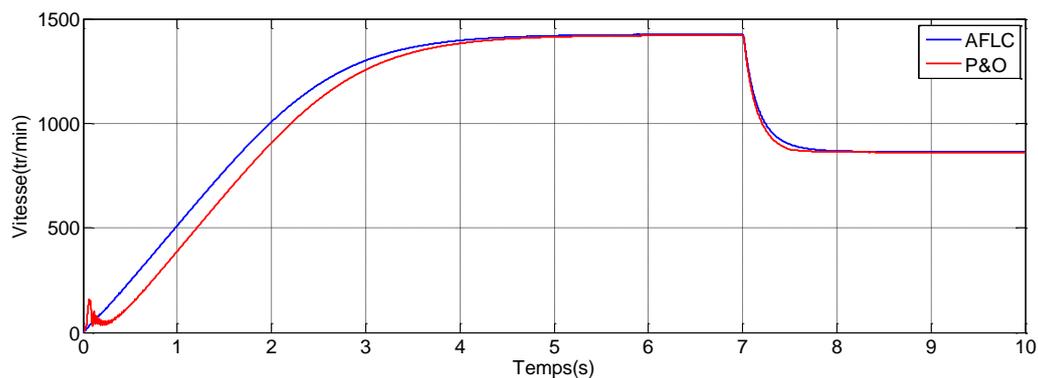


Figure (IV-15) : la vitesse de rotation pour un éclairement variable, $T=25^{\circ}\text{C}$.

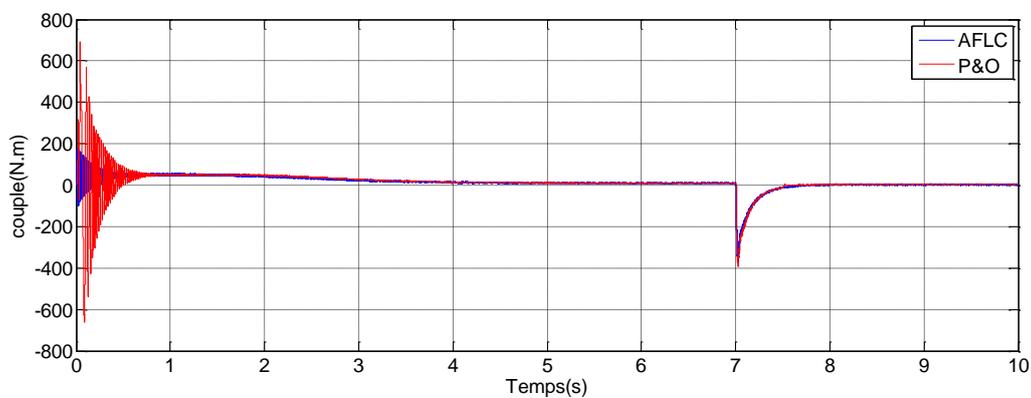


Figure (IV-16) : couple électromagnétique pour un éclairement variable, $T=25^{\circ}\text{C}$.

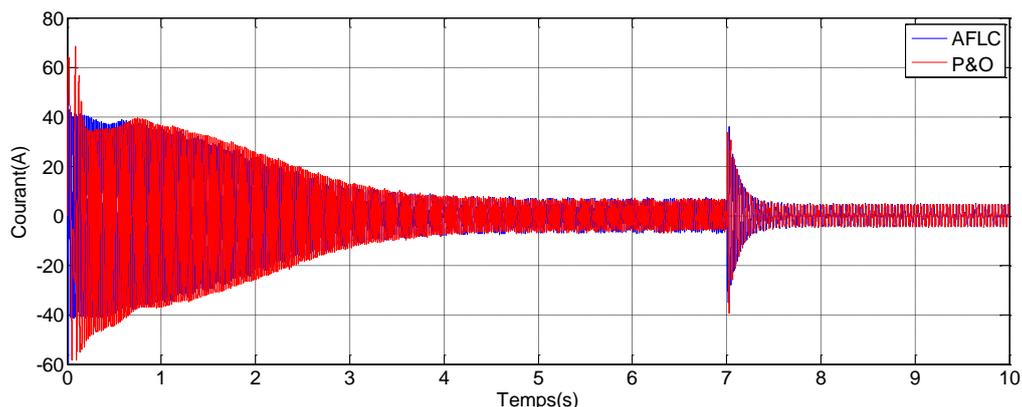


Figure (IV-17) : courant statorique de la phase1 pour un éclairage variable, $T=25^{\circ}\text{C}$.

IV.3.3 Interprétation des résultats

A partir des courbes obtenues on remarque que :

- la vitesse se stabilise en passant par un régime transitoire ce dernier est dû d'un côté aux constantes de temps de la machine et de l'autre côté aux temps de réponse des MPPT. De même pour les autres grandeurs de la machine et le débit de la pompe car toutes ces grandeurs sont liées à la vitesse tel que la variation de la vitesse engendre la variation du débit et couple résistant de la pompe, donc le couple électromagnétique et le courant absorbé par la machine varient.
- La vitesse varie en de fonction de l'éclairage cela veut dire que pour des valeurs de l'éclairage élevées la machine s'accélère donc l'augmentation de la puissance utile de notre groupe motopompe et dans le contraire la machine ralentisse ce qui engendre la diminution de la puissance utile.
- La courbe du débit en fonction de la vitesse de rotation montre que l'amorçage de la pompe et le début du pompage nécessite une vitesse spécifique qui égale dans notre cas à environ 440tr/min.
- On remarque que le courant de la machine est très grand au début ensuite il se stabilise cela est due aux forts appels de courant au démarrage.
- Le débit, la vitesse et le couple varient proportionnellement par rapport l'ensoleillement.
- On voit clairement que la réponse du système optimisé par la logique flou adaptative est plus rapide que celui optimisé par la P&O.
- Le régime transitoire apparaît plus important dans le cas de la P&O et moins important dans le cas de AFLC.

- Quand on fait varier l'ensoleillement de 1000 à 600 les grandeurs débit, vitesse et couple diminuent et les deux contrôleurs (AFLC, P&O) présentent une bonne poursuite mais avec un avantage pour l'AFLC.

D'après les résultats obtenus dans cette section on va opter pour la logique floue adaptative.

IV.4 Application

Dans ce paragraphe on va tester pour deux jours successifs d'été en utilisant la technique AFLC et sans MPPT les résultats obtenus sont représentés dans les figures (18, 19, 20).

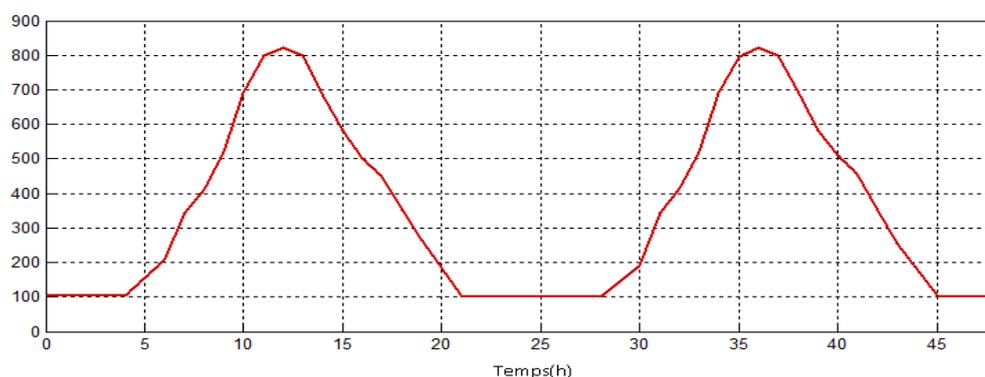


Figure (IV-18) : la consigne de l'ensoleillement pour deux jours successifs [67].

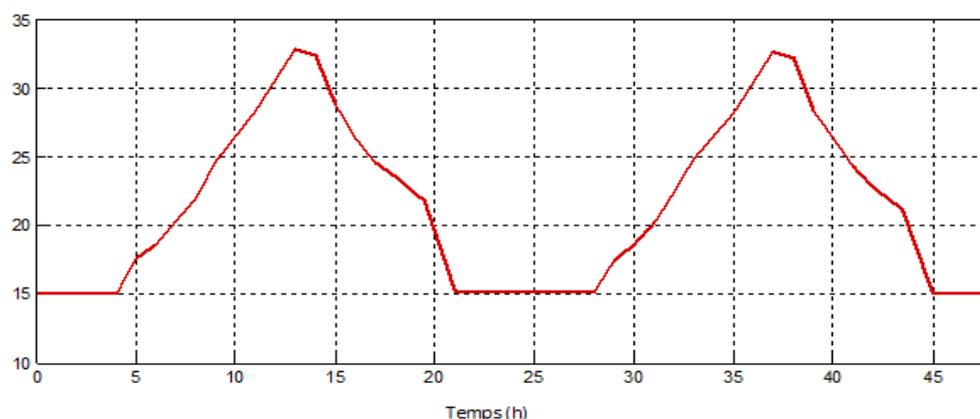


Figure (IV-19) : la consigne de la température pour deux jours successifs en(°C) [67].

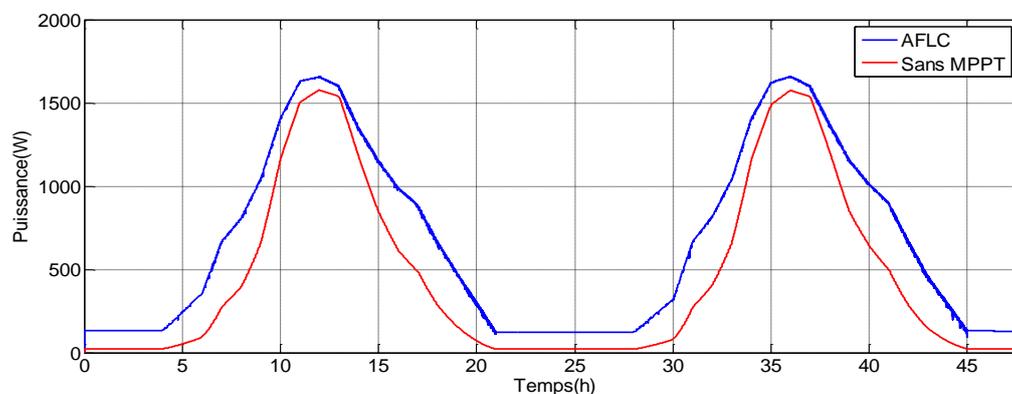


Figure (IV-20) : la puissance délivrée par le module photovoltaïque.

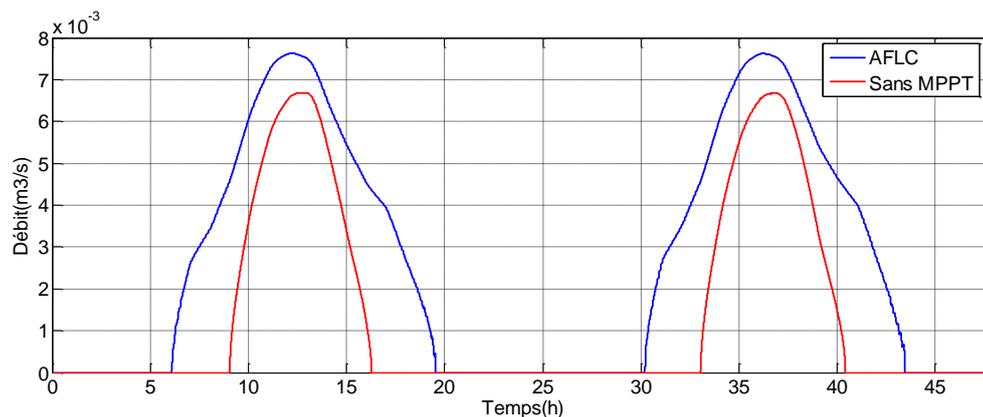


Figure (IV-21) : le débit pompé par la pompe.

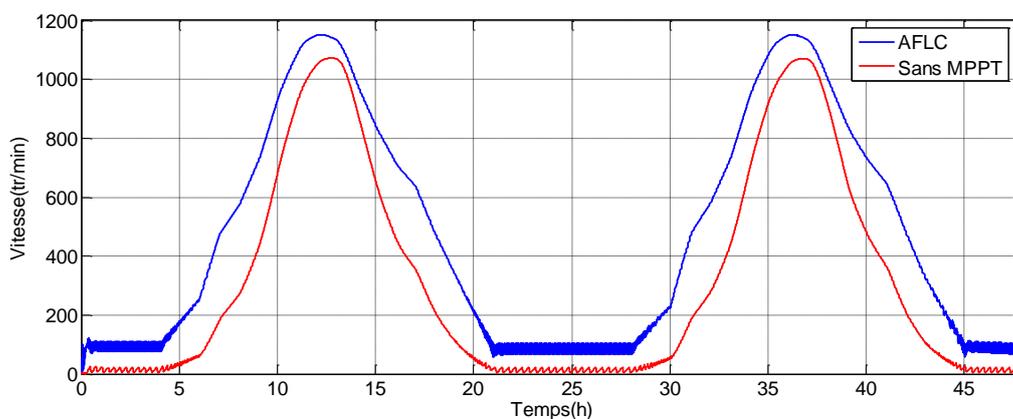


Figure (IV-22) : la vitesse de rotation.

Il est bien clair que le fonctionnement du système est amélioré en utilisant la méthode AFLC par rapport le couplage direct surtout en faible ensoleillement, tel que la puissance extraite est plus importante alors la vitesse augmente ce qui fait que le débit pompé augmente aussi.

Conclusion

Pour le bon fonctionnement du système de pompage photovoltaïque et dans le but d'avoir des meilleurs rendements, le dimensionnement et la simulation d'un tel système deviennent une étape indispensable. Pour cela ce chapitre a été consacré pour la description d'une méthode de dimensionnement d'un système de pompage photovoltaïque ainsi on a vu que la commande avec l'adaptateur MPPT permet d'optimiser la puissance délivrée par le générateur photovoltaïque en fonction de l'ensoleillement. Ce qui a permis de faire fonctionner le système au point de fonctionnement optimal.

L'étude comparative entre deux techniques d'optimisation P&O et la AFLC a montrée que la cette dernière est plus performante ce qui confirme les résultats trouvés en troisième chapitre.

Conclusion Générale

Conclusion générale

Le travail est une contribution à la modélisation et à l'optimisation des systèmes photovoltaïques, Plusieurs points ont été abordés sur l'optimisation de la conversion d'énergie et plusieurs méthodes, qui permettent d'augmenter le rendement global électrique d'un système photovoltaïque, ont été proposées et comparées.

Ainsi, dans le premier chapitre on a présenté d'une façon générale le principe de conversion de l'énergie solaire en énergie électrique, puis on a présenté le module photovoltaïque, ses caractéristiques et les paramètres qui influent sur son comportement électrique.

Dans le deuxième chapitre une modélisation des différents composants du système photovoltaïque a été effectuée. On a commencé par le générateur photovoltaïque où on a présenté quatre modèles électriques et quatre modèles de puissance. Une évaluation après comparaison des différents modèles étudiés, nous a permis de choisir le modèle à une diode pour la suite de notre travail, car il donne des résultats plus proches de ceux obtenus expérimentalement.

Dans le troisième chapitre, après avoir présenté les concepts de différentes méthodes d'optimisation conventionnelles et avancées, une comparaison des résultats obtenus par simulation, a été faite. La méthode AFLC a été choisie pour la suite du travail car elle présente des meilleurs performances au point de vue rapidité et de robustesse, par rapport aux autres méthodes étudiées.

Le dernier chapitre est une application sur un système de pompage photovoltaïque avec optimisation en utilisant la méthode AFLC. Afin de montrer l'efficacité de la technique AFLC sur un système de pompage photovoltaïque, nous avons comparé les résultats obtenus avec ceux obtenus en utilisant la méthode classique P&O.

En perspective de ce travail, nous avons pensé à quelques suggestions :

- L'utilisation de la méthode combinée neurone - floue pour l'optimisation de la puissance maximale du système photovoltaïque.*
- L'utilisation des algorithmes génétiques pour optimiser les différents gains et paramètres des systèmes flous.*
- L'utilisation des algorithmes génétiques pour optimiser les différents points de puissance maximale du système photovoltaïque.*
- Pour l'optimisation du système de pompage on peut l'optimiser en commandant la machine asynchrone en utilisant la commande vectorielle, le contrôle direct du couple,*

Bibliographie

Références bibliographiques

- [1] J. Royer, T. Djiako, E. Schiller, B. Sada Sy, "Le pompage photovoltaïque", *Manuel de cours à l'intention des ingénieurs et des techniciens, IEPF/Université d'Ottawa /EIER/CREPA. Canada, 1998.*
- [2] R. Chenni, "Etude technico-économique d'un système de pompage photovoltaïque dans un village solaire", *thèse Doctorat, Constantine, 2007.*
- [3] B. Abdelhalim, "étude et régulation d'un circuit d'extraction de la puissance maximale d'un panneau solaire", *Mémoire magister. Biskra, 2009.*
- [4] K. Benlarbi, "Optimisation floue, neuronale et neuro-floue d'un système de pompage photovoltaïque entraîné par différentes machines électriques : machine à induction, machine synchrone à aimants permanents et machine à courant continu", *Thèse de Magister, Batna, 2001.*
- [5] A. Buyers « les systèmes photovoltaïques » *guide, Canada 2002 .ARTICLE PDF.*
- [6] A. Zerga, F. Benyarou et B. Benyousef « Optimisation du rendement d'une cellule solaire NP au silicium monocristallin » *Rev .Energ. Ren : physique Energétique (1998pp.95-100).*
- [7] H. Valderrama-Blavi, C. Alonso, L. Martinez-Salamero, S. Singer, B. Estibals and J. Maixe, "AC-LFR concept applied to modular photovoltaic power conversion chains", *IEE Proceedings Electric Power Applications, Vol. 149, No. 6, November 2002, pp 441-448.*
- [8] A. Cid-Pastor, C. Alonso, J.F. Cugat-Curto, B. Estibals, L. Martínez-Salamero, "Design of feedback laws for dc-to-ac conversion in photovoltaic systems", *The 8th IEEE International Workshop on Advanced Motion Control, Proceedings of AMC'04 (ISBN: 0-7803-8300-1), Kawasaki (Japon), March 2004.*
- [9] S. Singer, and A. Braunstein, "A general model of maximum power point tracking" *Proceedings of MELECON'85 IEEE Mediterranean Electrotechnical Conference, Madrid, Spain pp 147-151.*
- [10] S. Singer, and A. Braunstein, "Maximum power transfer from a nonlinear energy source to an arbitrary load" *IEEE Proceedings, Pt G, 1987 pp 1-7.*
- [10] R. Maouedj « Application de l'énergie photovoltaïque au pompage hydraulique sur les sites de Tlemcen et de Bouzareah » *mémoire de Magister, Université Abou Baker BELKAÏD Tlemcen: décembre 2005.*
- [11] J. Royer. T. Djiako .Eric Schiller. Bocar Sada Sy., *Le pompage photovoltaïque : manuel de cours à l'intention des ingénieurs et des techniciens..ISBN 2-89481-006-7 1998.*
- [12] D.S.H. Chan, J.R. Philips and J.C.H. Phang, «A Comparative Study of Extraction Methods for Solar Cell Model Parameters » *Solid State Electronics, Vol. 29(3), pp. 329-337, 1986.*
- [13] A. Bentaïllah, « étude expérimental et de simulation des performances d'une installation PV de faible puissance », *mémoire de Magister en physique énergétique. Tlemcen, 1994.*
- [14] R. Issad, « Etude du contrôle direct du couple de la machine asynchrone alimentée par un générateur photovoltaïque ». *Mémoire de magister, Université Abderrahmane Mira de Bejaïa, 2008.*

Références bibliographiques

- [15] M. Djarallah, «Contribution a l'étude des systèmes photovoltaïques résidentiels couplés au réseau électrique » *thèse de doctorat en sciences, Université de Batna 2008.*
- [16] Markvard, T., 2000. *Solar Electricity*, second ed. Willey, USA.
- [17] S. Diafa, D. Diafb, M. Belhamelb, M. Haddadic, A. Louchea .«A methodology for optimal sizing of autonomous hybrid PV/wind system », *Energy Policy (2007)*, doi:10.1016/j.enpol.2007.06.020.
- [18] T. Bogdan, S.B., Salameh, Z.M., 1996. «Methodology for optimally sizing the combination of a battery bank and PV array in a wind/PV hybrid system». *IEEE Transactions on Energy Conversion 11 (2)*, 367–375.
- [19] A.D Jones, C.P Underwood.2002 « A modeling method for building-integrated PV systems. *Solar Energy 70 (4):349-359.*
- [20] J.Lulin, « Investigation on Characteristics and Application of Hybrid Solar/Wind Power Generation Systems ».Ph.D. *The Hong Kong Polytechnic University, 2004.*
- [21] M. Dahbi « Etude et optimisation d'une installation Hybride PV-Eolienne Autonome», *mémoire de magister, option physique énergétique 2007.*
- [22] V. Salas, E. Olias, A. Barrado, A. Lazaro “Review of the maximum power point tracking algorithms for stand-alone photovoltaic systems”, *Solar Energy Materials & Solar Cells n°90 (2006)*, pp. 1555–1578.
- [23] H.E.-S.A. Ibrahim, et al. “Microcomputer controlled buck regulator for maximum power point tracker for DC pumping system operates from photovoltaic system”, *Fuzzy Systems Conference Proceedings, FUZZ-IEEE'99, 1999 IEEE International 1 (22–25) (1999)*, pp. 406–411.
- [24] M.A.S. Masoum, et al. “Optimal power point tracking of photovoltaic system under all operating conditions”, *17th Congress of the World Energy Council, Houston, TX, 1998.*
- [25] J.J. Schoeman, J.D. van Wyk “A simplified maximal power controller for terrestrial photovoltaic panel arrays”, *IEEE Power Electronics Specialists Conference. PESC '82 Record. New York, NY, 1982*, pp. 361–367.
- [26] M. Abou El Ela, J. Roger “Optimization of the function of a photovoltaic array using a feedback control system”, *Solar. Cells: Their Science, Technology, Applications and Economics 13 (2) (1984) 185–195.*
- [27] T. Noguchi, et al. “Short-current pulse-based adaptive maximum power point tracking for a photovoltaic power generation system”, *Elect. Eng. Japan 139 (1) (2002)*, pp. 65–72.
- [28] Ch. Hua, J. Lin, Ch. Shen “Implementation of a DSP-controlled PV system with peak power tracking”, *IEEE Trans. Ind. Electron. 45 (1) (1998)*, pp. 99–107.
- [29] D. Sera, T. Kerekes, R. Teodorescu, F. Blaa djerg “Improved MPPT Algorithms for rapidly Changing Environmental Conditions”, *Power Electronics and Motion Control Conference, 2006, EPE-PEMC 2006. 12th International*, pp. 1614-1619, Aug. 2006.
- [30] C. Cabal “Optimisation énergétique de l'étage d'adaptation électronique dédié a la conversion photovoltaïque”, *Thèse de doctorat 2008, Université de Toulouse III – Paul Sabatier.*
- [31] K.H. Hussein, I. Muta, T. Hoshino, M. Osakada “Maximum photovoltaic power tracking: an algorithm for rapidly changing atmospheric conditions”, *IEE Proc. Generation Transmission Distrib. 142 (1) (1995)*, pp. 59–64.

Références bibliographiques

- [32] D.P. Hohm, M.E. Ropp "Comparative study of maximum power point tracking algorithms", *Progress in Photovoltaic: Research and Applications vol. 11 (2003) pp. 47–62* 140.
- [33] X. Liu, L.A.C. Lopes "An improved perturbation and observation maximum power point tracking algorithm for PV arrays", *Power Electronics Specialists Conference, 2004, PESC 04. 2004, IEEE 35th Annual vol. 3, 2004, pp. 2005–2010*.
- [34] H. Bühler, "Le réglage par la logique floue", *Presses Polytechniques Romandes, 1994*.
- [35] A. L. Nemmour, "Contribution à la commande vectorielle de la machine asynchrone à double alimentation ", *thèse Magister, Batna 2002*,
- [36] P. Borne, J. Rozinoer, J. Y. Dieulot, "Introduction à la commande floue", *Edition Technip, 1998*.
- [37] M. Birame, "Commande floue d'un convertisseur AC-DC à UPF en cascade avec un convertisseur DC-DC double étage alimentant un système biberonnage par super capacités d'un véhicule électrique", *thèse Magister, Batna 2003*.
- [38] C. Yuen Won, D. Heon Kim, S. Chan Kim, W. Sam Kim, H. Sung Kim, " A New Maximum Power Point Tracker of Photovoltaic Arrays Using Fuzzy Controller ", *IEEE, pp 396-403, 19994*.
- [39] C. Hsuan Chang, Y. Kai Chen, "A fuzzy logic controlled single stage converter for PV-powered lighting system applications", *IEEE, Vol 47, No.2, pp 287-296, April, 2000*.
- [40] N. Patcharaprakiti, S. Premrudeepreechacharn, Y. Sriuthaisiriwong, "Maximum power point tracking using adaptive fuzzy logic control for grid-connected photovoltaic system" *Department of Electrical Engineering, Rajamagala Institute of Technology, Chiang Rai 57120, Thailand*.
- [41] A. L. Nemmour, "Contribution à la commande vectorielle de la machine asynchrone à double alimentation", *Mémoire de Magister de l'Université El-Hadj Lakhdar de Batna, Algérie, Avril 2002*.
- [42] A. Saïbi, M. O. H. Mahmoudi, L. Nazli, "Commande par mode de glissement d'une machine synchrone double étoile alimentée par onduleurs à MLI à trois niveaux" *4th International Conférence on Electrical Engineering, CEE'06, Batna University, pp. 215–220, 7–8 November 2006*.
- [43] M. F. Benkhoris, A. Gayed, "Discrete sliding control technique of DC motor drive," *IEE Conference Publication No. 429 Power Electronics and Variable Speed drives, pp. 81–86, 23–25 September 1996*.
- [44] A. Hazzab, I. K. Bousserhane, M. Kamli, "Design of a fuzzy sliding mode controller by genetic algorithms for induction machine speed control," *International Journal of Emerging Electric Power Systems, Vol. 1, Iss. 2, Art. 1008, pp. 1–17, 2004*
- [45] S. J. Huang, H. Y. Chen, "Adaptive sliding controller with self-tuning fuzzy compensation for vehicle suspension control," *Science Direct, Mechatronics 16, pp. 607–622, 2006*.
- [46] M. Kercha, "Commande par mode de glissement d'un moteur à pas à aimant permanent", *Mémoire de Magister de l'Université El-Hadj Lakhdar de Batna, Algérie, 2005*.
- [47] D. Arzelier, D. Peaucelle, "Systèmes et asservissement non linéaires", *Notes de Cours, Version 4, CNAM–B2*.

Références bibliographiques

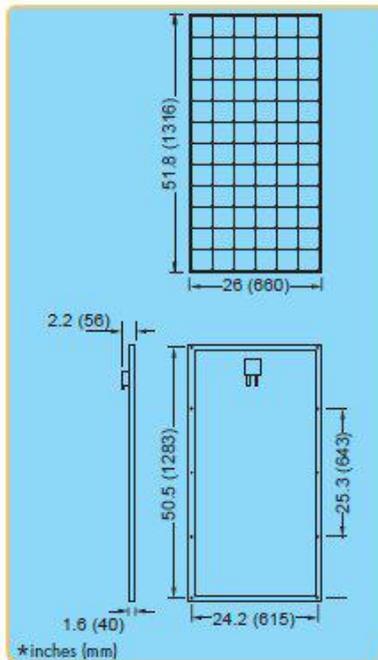
- [48] M. A. Fnaiech, F. Betin, F. Fnaiech, G. A. Capolino, "Sliding mode control for dual three-phase induction motor drives," *IEEE ISIE, Montréal, Québec, Canada*, pp. 2281–2285, July 9–12 2006.
- [49] G. K. Singh, K. E. Holé, "Guaranteed performance in reaching mode of sliding mode controlled systems," *Sadhana, Vol. 29, Part 1*, pp. 129 – 141, February 2004.
- [50] C. P. Coleman, D. Grodble, "A comparaison of robustness fuzzy logic, PID, sliding mode control," *IEEE*, pp. 1654–1659, 1994.
- [51] C.-C., Chu, C.-L. Chen, "Robust maximum power point tracking method for photovoltaic," *Sol. Energy (2009)*, doi:10.1016/j.solener.2009.03.005.
- [52] V.M. Pacheco, L.C. Freitas, J.B. Vieira.Jr, E.A.A. Coelho, V.J. Farias, «Stand- alone Photovoltaic energy storage system with maximum power point tracking», *IEEE Power Electronics Conference and Exposition APEC '03, vol: 1, 9-13 février 2003*.
- [53] S.Lalouni «Etude, commande et simulation d'une chaine hybride (photovoltaïque-éolienne) de production d'énergie électrique», *thèse de doctorat Béjaia, 2009*.
- [54] J.Schaefer, "Review of Photovoltaic Power Plant Performance and Economics", *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. EC-5, pp. 232-238, June, 1990.
- [55] N. Bouali, D.Rekioua, « étude des performances d'un système de pompage photovoltaïque » *colloque national sur l'énergie solaire ; CNESOL Béjaia 2006*.
- [56] L. Baghli, « Modélisation et commande de la machine asynchrone », *IUFM de Lorraine-UHP 2005*.
- [57] P, Barret, « Régimes transitoires des machines tournantes électrique » *Edition EYROLLES 1982*.
- [58] H. M Gaoua, S. Benhammadi, «machines asynchrone a double stator. Modélisation, alimentation et commande » *Mémoire D'ingénieur, E.N.P Alger 2002*.
- [59] A. Hamidat, B. Benyoucef. «Mathematic models of photovoltaic motor-pump systems». *Renewable Energy 33 (2008) 933–942*.
- [60] J. royer, T. djiako, E. schiller, B. sadasy. « Le pompage hotovoltaïque » *IEPF université d'Ottawa/EIER/CREPA. Éditions MultiMondes ,1998*.
- [61] D. Rekioua A. Hamidat, K. Haddouche, L. Kati « Dimensionnement d'un système de pompage photovoltaïque », *colloque national sur l'énergie solaire ; CNESOL Béjaia 2006*.
- [62] M. G. Thomas, « Water pumping-the solar alternative », *photovoltaic design assistance center, Sandia national laboratories*.
- [63] A. Hadj Arab, M. Benghanem et A. Gharbi. « Dimensionnement des systèmes de pompage photovoltaïque ». *Revue des énergies renouvelables. 2005*.
- [64] Anne Labouret, Michel Viloz, Livre 3éme édition DUNOD, Décembre 2007, *Energie solaire photovoltaïque*.
- [65] A.T. Singo, "Système d'alimentation photovoltaïque avec stockage hybride pour l'habitat énergétiquement autonome", *these de doctorat, Université Henri Poincaré, Nancy-I, France, février 2010*.
- [67] A.Boussekine, N.Guermouche « Contribution à l'étude des systèmes de pompage photovoltaïque », *Mémoire d'ingénieur, Université de Béjaia, Algérie, 2010*.

Annexes

Shell SM110-24P Photovoltaic Solar Module

Mechanical Specifications Module

A torsion and corrosion-resistant anodized aluminium frame ensures dependable performance, even under harsh weather conditions. Pre-drilled mounting holes are provided for ease of installation.



Outside dimensions (in)	51.8 x 26
Thickness (inc. junction box) (in)	2.2
Thickness (exc. junction box) (in)	1.6
Weight (lbs)	25.1

For installation instructions, please refer to the **Installation Manual** which is available from Shell Solar.

Electrical Characteristics

Data at Standard Test Conditions (STC)

STC: irradiance level 1000W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature 25°C

Rated power	P_r	110W
Peak power*	P_{mpp}^*	110W
Peak power voltage	V_{mpp}	35V
Peak power current	I_{mpp}	3.15A
Open circuit voltage	V_{oc}	43.5V
Short circuit current	I_{sc}	3.45A
Series fuse rating		10A
Minimum peak power	$P_{mpp\ min}$	104.5W
*Tolerance on Peak Power		±5%

The abbreviation 'mpp' stands for Maximum Power Point.

Typical data at Nominal Operating Cell Temperature (NOCT) conditions

NOCT: 800W/m² irradiance level, AM 1.5 spectrum, wind velocity 1m/s, T_{amb} 20°C

Temperature	T_{NOCT}	45°C
Mpp power	P_{mpp}	80W
Mpp voltage	V_{mpp}	32V
Open circuit voltage	V_{oc}	40V
Short circuit current	I_{sc}	2.8A

Typical data at low irradiance

The relative reduction of module efficiency at an irradiance of 200W/m² in relation to 1000W/m² both at 25°C cell temperature and AM 1.5 spectrum is 7%.

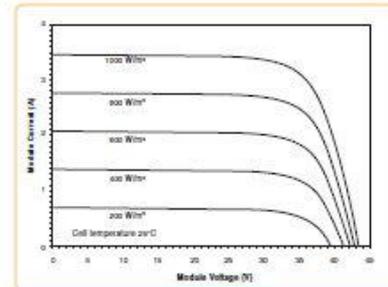
Temperature coefficients

αP_{mpp}	-0.45 %/°C
αV_{mpp}	-152 mV/°C
αI_{sc}	+1.4 mA/°C
αV_{oc}	-152 mV/°C

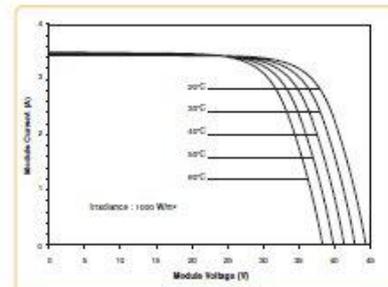
Maximum system voltage: 600 Vdc

Typical I/V Characteristics

The I/V graph below shows the typical performance of the solar module at various levels of irradiance.



The I/V graph below shows the typical performance of the solar module at various cell temperatures.



References in this Product Information Sheet to 'Shell Solar' are to companies and other organizational entities within the Royal Dutch/Shell Group of Companies that are engaged in the photovoltaic solar energy business. Shell Solar was set up in 1999 and has its principal office in Amsterdam, the Netherlands.

For further information on all Shell Solar products contact:

Shell Solar
4650 Adahr Lane, Camarillo CA 93012
805-482-6800 Fax 805-388-6511
Web www.shell.com/renewables

V2/SM11024P/05/02/US



Annexe

- **Caractéristique du moteur**

La machine utilisée est machine asynchrone à cage d'écureuil standard. Ses caractéristiques principales sont les suivantes :

R_s	0.435 Ω
R_r	0.816 Ω
L_s	71.31 e ⁻³ H
L_r	71.31 e ⁻³ H
L_m	69.3 e ⁻³ H
J	0.03 Kg.m ²
f	0 SI
Ω_n	1450tr /min
P	2

- **Paramètres de la pompe centrifuge**

Les paramètres de la pompe centrifuge utilisée sont donnés par le tableau suivant :

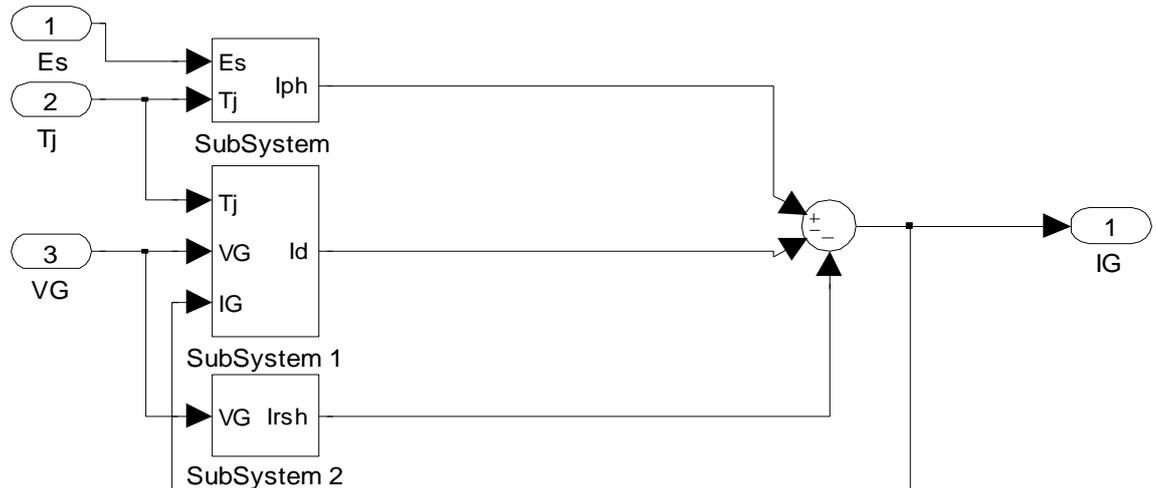
Vitesse nominale ω_n	150 rad /sec
Inertie de la pompe	0.02 Kg/h
Constante C_1	4,9234 . 10 ⁻³ m/(rad/sec) ²
Constante C_2	1,5826.10 ⁻⁵ m/(rad/sec)(m ² /sec)
Constante C_3	-18144m/(m ³ /sec) ²

Annexe

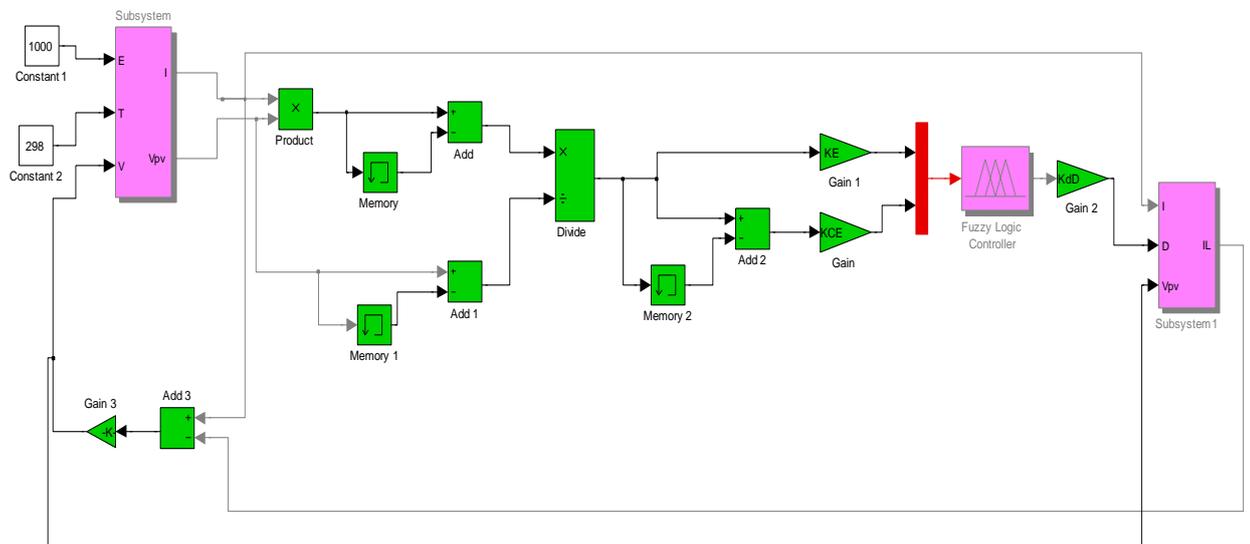
- Paramètres de la canalisation**

Hauteur géométrique H_g	10 m
Longueur de canalisation l	7.4 m
Coefficient de perte de charge locales ou singulière ξ	6.3 m
Diamètre de canalisation d	0.06m
Coefficient de pression de la canalisation	0.039 m
La gravitation g	9.81 m ² /s

- Schéma bloc du générateur photovoltaïque**

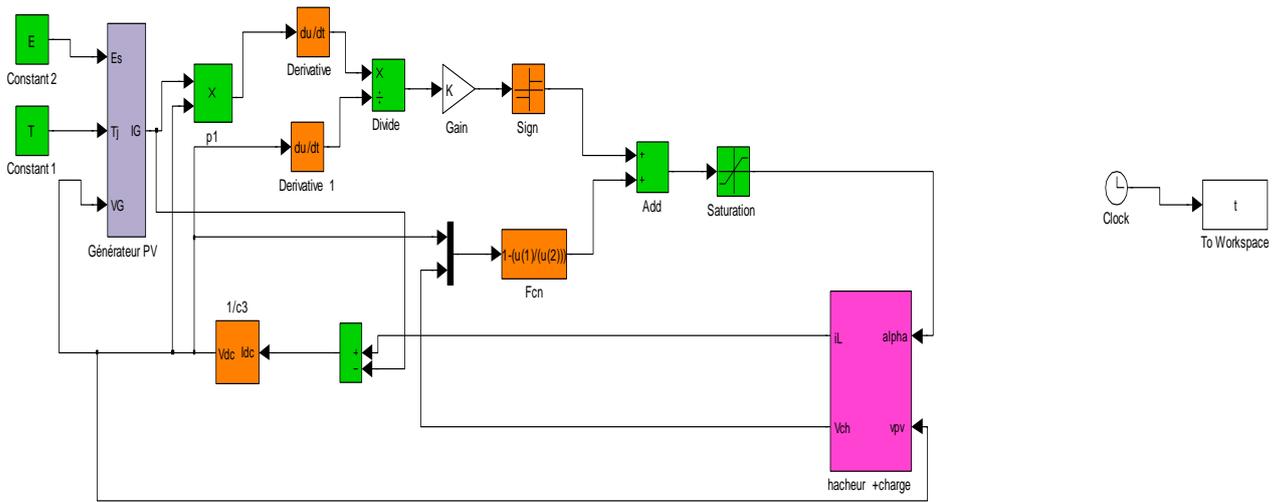


- Schéma bloc de la méthode FLC**

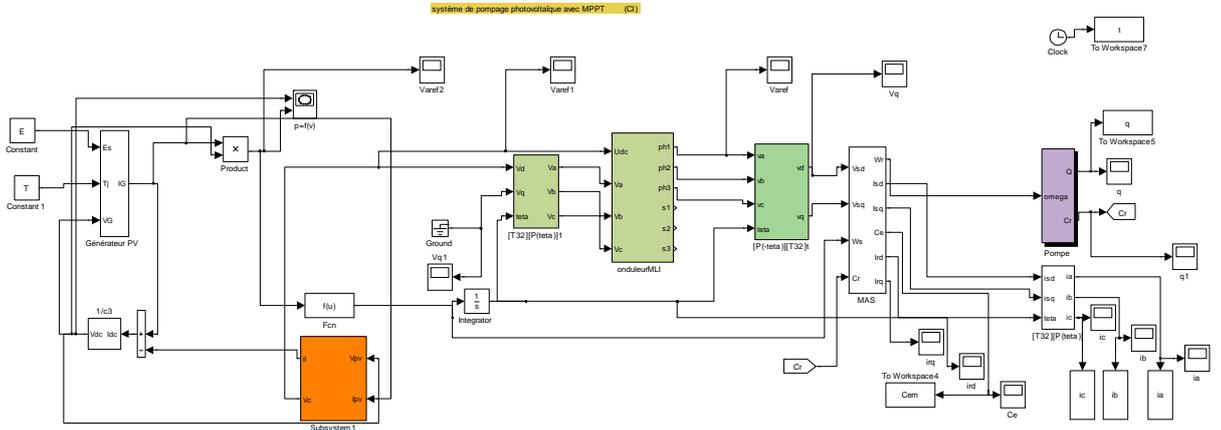


Annexe

- Schéma bloc de la méthode mode glissant



- Schéma bloc de système de pompage



ملخص:

تعتبر الكهرياء الشمسية من أهم الطاقات المتجددة من الناحية البيئية بهدف الحصول على أحسن خصائص الألواح الشمسية يجب تتبع نقطة الاستطاعة العظمى. في هذه المذكرة نطرح طرق جديدة و طرق قديمة لتتبع الطاقة الاعظمية القصوى بهدف تحسين خصائص تحويل الطاقة الشمسية ثم نقارن بينها لنرى فائدة المنطق الرياضي اللاوضح طبقاها على نظام الضخ الشمسي. كلمات مفتاحية: محول مستمر -- مستمر تعقب, الطاقة القصوى, مراقب المنطق اللاواضح, فوتوضوئي, الضخ.

Abstract:

The output power induced in the photovoltaic modules is influenced by the intensity of solar cell radiation, temperature of the solar cells and moreover by the load. Therefore, to maximize the efficiency of the renewable energy system, it is necessary to track the maximum power point of the input source.

In this work, different maximum power point tracker (MPPT) schemes have been applied to improve energy conversion efficiency.

In this work new methods of continuing the power point are proposed as fuzzy logic adaptive fuzzy logic and sliding mode and compared to conventional techniques such as P & O and CI to improve the conversion performance of the photovoltaic. To optimize a photovoltaic pumping system was used fuzzy logic and adaptive simulation results show that the performance of the pumping system has been improved compared to that of a controller based on the method P & O.

Keywords: DC-DC Converter, MPPT, Photovoltaic, Tracking, fuzzy controller, sliding mode.

Résumé :

La puissance produite par un module photovoltaïque est influencée par l'intensité de l'irradiation solaire et la température des cellules...mais aussi et surtout par la charge. Aussi afin de maximiser les performances des systèmes d'énergie renouvelable il est nécessaire de poursuivre le point de puissance maximale de la source d'entrée.

Dans ce travail de nouvelles méthodes de poursuite du point de puissance sont proposées comme la logique floue adaptative, la logique floue et le mode glissant et sont comparées a des techniques classiques comme P&O et C.I, afin d'améliorer les performances de conversion de l'énergie photovoltaïque.

Pour optimiser un système de pompage photovoltaïque on a utilisé la logique floue adaptative les résultats de la simulation montrent que les performances du système de pompage ont été améliorés par rapport à celle d'un contrôleur basé sur la méthode P and O.

Mots clés : Convertisseur DC-DC, MPPT, Photovoltaïque, Poursuite, contrôleur floue, systèmes, le pompage photovoltaïque, mode glissant.