

**République Algérienne Démocratique et Populaire**  
**Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche**  
**Scientifique**  
**Université Abderrahmane Mira de Bejaïa**  
**Faculté de Technologie**  
**Département de Génie électrique**

Projet de fin d'études en vue d'obtention du Diplôme de :  
Master en Electrotechnique  
Option: Energies Renouvelables

Sous le thème :  
*Etudes et maximisation de puissance d'un  
système photovoltaïque*

**Réalisé par :**

- M<sup>r</sup>: KECIRI Massinissa
- M<sup>r</sup> : BENMESSAOUD Nassim

**Encadré par :**

- M<sup>me</sup> : D.REKIOUA Prof
- M<sup>r</sup> : S.AISSOU

**Jugé par:**

- M<sup>me</sup> : REHRAHE
- M<sup>me</sup> : ABDELI

## **Remerciement**

*Avant tout nous tenons nos remerciements à notre dieu de nos avoir donné la force et le courage.*

*A la suite Nous tenons à remercier vivement le professeur madame REKIOUA notre promotrice qui a fourni des efforts énormes, par ses informations ses conseils et ses encouragements, ainsi que monsieur AISSOU notre cou promoteur qui nous a beaucoup aidée.*

*Nous tenons également à remercier messieurs les membres de jury pour l'honneur qu'ils nos ont fait en acceptant de siéger à notre soutenance,*

*Nos vifs remerciements aussi tout nous enseignants, qui nous on accompagne pendant notre cursus.*

*Et tous les enseignants de département de Génie électrique.*

*A tous ce qui furent à un moment ou à toute instante partie prenante de ce travail.*

*Nos plus chaleureux remerciements pour tous ceux qui de prés et de loin ont contribué à la réalisation de ce mémoire.*

# *Nomenclatures*

**Nomenclatures :**

$E$	: Energie solaire ( $\text{Wh/m}^2$ ).
$\lambda$	: Longueur d'onde (m) .
$V_{oc}$	: Tension de circuit ouvert (V).
$I_{sc}$	: Courant de court-circuit (A) .
$V_{mpp}$	: Tension au point de puissance optimale (V).
$I_{mpp}$	: Courant au point de puissance optimale (A).
FF	: Facteur de forme.
$I_{pv}$	: Courant photovoltaïque (A).
$I_{ph}$	: Courant photonique (courant généré par l'éclairement) (A).
$I_d$	: Courant de diode (A).
$I_0$	: Courant de saturation de la diode (A).
$I_{ch}$	: Courant de la charge (A).
$I_L$	: Courant dans l'inductance de hacheur (A).
$V_{pv}$	: Tension photovoltaïque (V).
$V_d$	: Tension aux bornes de diode (V).
$V_g$	: Tension de seuil de la diode (1.12 eV).
$V_{ch}$	: Tension de la charge (V).
$q$	: Charge électrique ( $1.6 \times 10^{-19}$ C).
$K$	: Constante de Boltzmann ( $K=1.3854 \times 10^{-23}$ J/K).
$A$	: Facteur de qualité de la diode.
$I_{01}, I_{02}$	: Courants de saturation des diodes D1,D2 (A).
$I_{d1}, I_{d2}$	: Courants des diodes (A).
$R_{ch}$	: Resistance de charge ( $\Omega$ ) .
$R_s$	: Resistance série de la cellule ( $\Omega$ ).

---

$R_{sh}$	: Resistance shunt de la cellule ( $\Omega$ ).
$I_{sat}$	: Courant de saturation (A) $\Omega$
$R_s$	: Résistance série de la cellule ( $\Omega$ ).
$T$	: Température de la cellule en (Kelvin).
$E_g$	: Energie de gap (pour le silicium cristalin c' est 1.12eV)
$G$	: Ensoleillement ( $W/m^2$ ).
$G_{stc}$	: Ensoleillement sous les conditions STC ( $W/m^2$ ).
$P_1, P_2, P_3, P_4$	: Paramètres constants.
$T_j$	: Température de jonction (Kelvin).
$T_a$	: Température ambiante (Kelvin).
$T_{jstc}$	: Température de jonction sous les condition STC (Kelvin).
$T_{stc}$	: Température standard (Kelvin).
NOCT	: Condition de température nominale de fonctionnement de la cellule.
$P_{pv}$	: puissance photovoltaïque (W).
$\alpha$	: Rapport cyclique du hacheur.
$R_L$	: Resistance interne de l'inductance de hacheur ( $\Omega$ ).
$C$	: Capacité de hacheur (F).
$L$	: Inductance de hacheur (H).
$K_1, K_2$	: Constantes proportionnelles.
DE	: Variation d'erreur des fonctions d'appartenance.
E	: Erreur des fonctions d'appartenance.
$A_n, B_n$	: Ensembles flous.
$G_t$	: Gain en temps de réponse (s).
$T_{me}$	: Temps de réponse correspondant a chaque méthode (s).
$T_{SMPPT}$	: Temps de réponse de panneau sans commande MPPT (s).

---

$\varepsilon$	: Erreur (%).
$P_{\text{crete}}$	: Puissance crête (W).
$P_{\text{SMPPT}}$	: Puissance crête de panneau PV sans commande MPPT (W).
$GE_{\text{me}}$	: Gain d'énergie pour chaque méthode (%).
$E_{\text{me}}$	: Energie de chaque méthode (J) .
$E_{\text{SMPPT}}$	: Energie de panneau photovoltaïque SMPPT (J).
$n_{\text{stc}}$	: Rendement sous les conditions STC (%).
$n_m$	: Rendement de chaque méthode (%).
$P$	: Puissance de la pompe (kW).
$HMT$	: Hauteur manométrique totale (m).
$Q$	: Débit (m <sup>3</sup> /h).
$\eta$	: Rendement de la pompe.
$H_g$	: Hauteur géométrique (m).
$P_c$	: Pertes de charge produites (m).
$N_d$	: Niveau dynamique.
$R_M$	: Rabattement (m).
$N_s$	: Niveau statique (m).
$C_r$	: Couple résistant.
$C_m$	: Couple moteur.
$C_{em}$	: Couple électromagnétique.
$\zeta_{uv}$	: Inductance cyclique d'inter saturation.
$\zeta_{mu} , \zeta_{mv}$	: Inductances cycliques de saturation (H).
$\Psi_{mu}$	: Flux principal couplé avec les deux enroulements.

$\Psi_{\sigma_{us}}, \Psi_{\sigma_{ur}}$	: Flux de fuite des enroulements statorique et rotorique.
$\Psi_{\sigma_{us}}$	: Flux mutuel entre le stator et le rotor.
$d\Psi_{mv}$	: Représentent les composantes du flux magnétisant.
$\Psi_{mu}, \Psi_{mv}$	: Flux magnétisants.
M	: Mutuelle.
V	: Volume pompé (m <sup>3</sup> ).
T	: Temps de pompage (s).

**Abréviations :**

PV	: Panneau Photovoltaïque.
MPPT	: Point de puissance maximale (Maximum Power Point Tracking).
SMPPT	: Commande sans MPPT.
P&O	: Perturbation et Observation.
FLC	: Commande logique-floue (Floue Logique controleur).
AFLC	: Commande logique-floue adaptative (Addaptatif Floue Logique controleur).
FNC	: commande neuro-floue (Floue Neuro Controleur).
HYB	: Commande hybride entre la AFLC et FNC.
Si	: Silicium.
STC	: Standard Test Condition.
NOCT	: Condition de température nominale de fonctionnement.
DC/DC	: Discontinue, Discontinue.

# *Sommaire*



## ***Chapitre I : Introduction aux systèmes Photovoltaïques.***

Introduction générale.....	1
I.1. Introduction :.....	3
I.2. Introduction sur l'énergie solaire photovoltaïque :.....	3
I.2.1. Énergie solaire :.....	3
I.2.2. Le photovoltaïque :.....	4
I.2.2.1. Les cellules photovoltaïques :.....	4
I.2.2.1.1. Principe de fonctionnement :.....	4
I.2.2.1.2. Conversion :.....	7
I.2.2.1.3. Différentes technologies :.....	7
I.2.2.1.4. Couplage :.....	8
I.2.2.1.5. Comportement d'une cellule :.....	8
I.2.2.1.6 Caractéristique d'une cellule photovoltaïque :.....	9
I.3. Conclusion :.....	9

## ***Chapitre II : Modélisation du panneau photovoltaïque et du hacheur.***

II.1. Introduction :.....	10
II.2. Système photovoltaïque à étudier :.....	10
II.3. Modélisation de panneau photovoltaïque :.....	10
II.3.1. Différent modèles d'une cellule PV :.....	10
II.3.1.1. Model idéal :.....	10
II.3.1.2. Modèle à une diode sans résistance shunt :.....	12
II.3.1.3. Modèle à deux diodes sans résistance shunt :.....	12
II.3.1.4. Modèle à deux diodes (à deux exponentielles):.....	13
II.4. Modélisation de panneau photovoltaïque étudié:.....	14
II.4.1. constantes de panneau PV de type (STP080S-12/Bb) :.....	15
II.4.2. Caractéristiques électrique de panneau PV utilisé :.....	16
II.4.3. Influence de la résistance série sur la caractéristique électrique :.....	17
II.4.4. Influence de la température sur la caractéristique électrique de panneau PV :.....	18
II.4.5. Influence de l'ensoleillement sur la caractéristique électrique de panneau PV :.....	19
II.4. Modélisations du hacheur :.....	20
II.4.1. Modélisation d'un hacheur dévolteur :.....	20
II.4.2. Modélisation du hacheur élévateur (boost) :.....	21
II.4.2.1. Résultats de simulation de hacheur boost :.....	23
II.5. Conclusion :.....	23

## ***Chapitre III : Modélisation et simulation des différentes Méthodes MPPT.***

III.I. Introduction :.....	24
III.2. Différentes méthodes de commande MPPT :.....	24
III.2.1. La méthode de la tension de circuit ouvert du générateur :.....	24
III.2.2. La méthode de court-circuit :.....	24
III.2.3. Perturbe et observe (P&O) :.....	25
III.2.4. logique-floue FLC :.....	27
III.2.5. Logique-floue adaptative (AFLC) :.....	28
III.2.6. Neuro-floue (FNC) :.....	29
III.3. Simulation des différentes méthodes :.....	31
III.3. Comparaison :.....	36

III.4. Conclusion:	58
--------------------	----

***Chapitre IV : Application de la commande MPPT sur un système de pompage.***

IV.1. Introduction :	59
IV.2. Composition de system de pompage PV :	59
IV.2.1. Pompe :	59
IV.2.1.1. La pompe volumétrique :	59
IV.2.1.2) Pompe centrifuge :	60
IV.2.1.2.1) modélisation de pompes centrifuges :	65
IV.2.1.2.2) Simulation de pompes centrifuges :	66
IV.2.2) Moteurs :	67
IV.2.2.1) Moteur asynchrone à rotor bobiné :	67
IV.2.2.2) Moteur asynchrone à cage d'écureuil :	68
IV.3) Couplage au générateur :	75
IV.3.1) Simulation de tout le système :	76
IV.4. Conclusion :	85
Conclusion générale :	86

# *Liste des figures*

## ***Chapitre I : Introduction aux systèmes Photovoltaïques.***

Figure (I-1) : Molécule de silicium.....	5
Figure (I-2) : Les différentes bandes d'énergie.....	5
Figure (I-3) : Molécule de silicium dope N.....	6
Figure (I-4) : Molécule de silicium dope P.....	6
Figure (I-6) : Cellule photovoltaïque exposée au soleil.....	7
Figure (I-7) : Comportement d'une cellule photovoltaïque.....	8

## ***Chapitre II : Modélisation du panneau photovoltaïque et du hacheur.***

Figure(II.1) : Schéma générale d'un système photovoltaïque.....	10
Figure (II.2) : Modèle électrique idéal d'une cellule PV.....	10
Figure (II.3) : Modèle électrique a une diode sans résistance shunt.....	12
Figure (II.4) : Model électrique à deux diodes sans résistance shunt d'une cellule PV.....	12
Figure (II.5) : Modèle électrique à deux diodes avec résistance shunt de la cellule PV.....	13
Figure (II-6) : Schéma équivalent d'un model implicite de la cellule PV.....	14
Figure(II.7) : Schéma bloc de simulation sous Matlab/simulink du panneau PV.....	16
Figure (II-8) : Influence de la résistance série sur caractéristique électrique PPV(VPV).....	17
Figure(II.9) : Influence de la résistance série sur caractéristique électrique IPV(VPV).....	17
Figure (II. 10) : La caractéristique Ppv(Vpv) pour les différentes températures.....	18
Figure (II.11) : La caractéristique Ipv(Vpv) pour les différentes températures.....	18
Figure(II.12) : La caractéristique Ipv(Vpv) pour les différents ensoleillements.....	19
Figure(II.13) : La caractéristique Ppv(Vpv) pour les différents ensoleillements.....	19
Figure (II. 14) : Circuit électrique d'un hacheur série.....	20
Figure (II-15) : Structure électrique de convertisseur BOOST.....	21
Figure(II.16) : Schéma bloc sous Matlab/simulink de l'hacheur boost.....	22
Figure (II.17) : caractéristiques de $V(\alpha)$ et $I(\alpha)$ de hacheur boost.....	23

## ***Chapitre III : Modélisation et simulation des différentes Méthodes MPPT.***

Figure (III.1) : Algorithme de MPPT à base de la méthode P&O.....	26
Figure (III.2) : fonctions d'appartenances de E.....	27
Figure (III.3) : fonctions d'appartenances de DE.....	27
Figure (III.4) : fonctions d'appartenances d'alpha.....	28
Figure (III.5) : fonctions d'appartenances de E.....	28
Figure (III.6) : fonctions d'appartenances de DE.....	28
Figure (III.7) : fonctions d'appartenances d'alpha.....	29
Figure (III.8) : Structure neuronale équivalente de la méthode NFC.....	30
Figure(III.9) : Block de simulation sous Matlab/simulink de la méthode neuro-floue (FNC).....	30
Figure(III.10) : Caractéristique de I(V) du panneau photovoltaïque.....	31
Figure (III.11) : changement brusque de l'ensoleillement.....	31
Figure (III.12) : changement progressif de l'ensoleillement.....	32
Figure (III.13) : Histogramme de puissance pour les différents ensoleillements.....	32
Figure(III.14) : l'allure de P(t) de la méthode SMPPT pour un changement brusque.....	32
Figure(III.15) : l'allure de p(t) de la méthode SMPPT pour un changement progressif.....	33
Figure(III.16) : l'allure de P(t) de la méthode P&O pour un changement brusque.....	33

Figure(III.17) :l'allure de p(t) de la méthode P&O pour un changement progressif.....	33
Figure(III.18) :l'allure de P(t) de la méthode FLC pour un changement brusque .....	34
Figure(III.19) :l'allure de p(t) de la méthode FLC pour un changement progressif.....	34
Figure(III.20) :l'allure de P(t) de la méthode AFLC pour un changement brusque.....	34
Figure(III.21) :l'allure de p(t) de la méthode AFLC pour un changement progressif.....	35
Figure(III.22) :l'allure de P(t) de la méthode FNC pour un changement brusque.....	35
Figure(III.23) :l'allure de p(t) de la méthode FNC pour un changement progressif.....	35
Figure(III.24) :l'allure de P(t) de la méthode HYB pour un changement brusque.....	36
Figure(III.25) :l'allure de p(t) de la méthode HYB pour un changement progressif.....	36
Figure(III.26) : bloc de calcul d'énergies.....	37
Figure(III.27) :l'allure de puissance P (t) de différentes méthodes pour un changement brusque.....	37
Figure(III.28) :l'allure de p (t) de différentes méthodes pour un changement progressif.....	37
Figure(III.29) : Zoom (1) de la figure(III.28) .....	38
Figure (III.30) : Zoom de la figure(III.29).....	38
Figure (III.31) : Zoom de la figure(III.28).....	38
Figure (III.32) :Le zoom de la figure(III.31).....	39
Figure (III.33) : Le zoom de la figure(III.28).....	39
Figure(III.34) : Zoom(4) de la figure(III.28).....	39
Figure(III.35) : Le zoom de la figure(III.34).....	40
Figure(III.36) : Zoom (5) de la figure(III.28).....	40
Figure(III.37) : Le zoom de la figure(III.35).....	40
Figure(III.38) :Le zoom de la figure(III.37) .....	41
Figure(III.39) : Histogramme de temps de réponse pour chaque méthode.....	41
Figure(III.40) : Histogramme de gain en temps de réponse pour chaque méthode .....	42
Figure(III.41) : Histogrammes de rendement de panneau PV pour un ensoleillement 1000W /m <sup>2</sup> .....	43
Figure(III.42) : Histogrammes de rendement de panneau PV pour un ensoleillement 900W /m <sup>2</sup> .....	44
Figure(III.43) : Histogrammes de rendement de panneau PV pour un ensoleillement 700W /m <sup>2</sup> .....	44
Figure(III.44) : Histogrammes de rendement de panneau PV pour un ensoleillement 300W /m <sup>2</sup> .....	45
Figure(III.45) : l'allure d'énergie solaire E(t) avec un changement progressif.....	45
Figure(III.46) : l'allure d'énergie de différentes méthodes pour un changement progressif d'ensoleillement.....	46
Figure(III.47) :zoom1 de la figure(III.46).....	46
Figure(III.48) :zoom2 de la figure(III.46).....	47
Figure(III.49) : Zoom de la figure(III.48).....	47
Figure (III.50) : Histogramme d'énergie produite par chaque méthode étudiée.....	48
Figure (III.51) : Histogramme des gains en énergies (%)......	48
Figure (III.52) : Histogramme des différents rendements n(%)......	49
Figure (III.53) :L'allure de l'ensoleillement pour un profile de trois jours.....	50
Figure (III.54) :L'allure de température pour un profile de trois jours.....	50
Figure (III.55) :L'allure de puissance pour les différentes méthodes MPPT.....	51
Figure (III.56) :Zoom(1) de la figure (III.55).....	51
Figure (III.57) : Zoom(2) de la figure (III.55).....	51
Figure (III.58) :Zoom(3) de la figure(III.55).....	52
Figure (III.59) : Le zoom de la figure (III.58).....	52

Figure (III.60) :L'allure d'énergie pour les six méthodes étudiées pour un profil de trois jours.	53
Figure (III.61) :Zoom(1) de la figure(III.60).	53
Figure (III.62) :Zoom(2) de la figure(III.60).	54
Figure (III.63) : Zoom(3) de la figure (III.60).	54
Figure (III.64) : Histogramme d'énergie produite par chaque méthode durant un profil de trois jours.	54
Figure(III.65) : Histogramme d'énergies pour faible, moyen et fort ensoleillement (trois jours).	55
Figure (III.66) :l'allure de la tension de charge $V_{ch}$ en fonction du temps	57

#### ***Chapitre IV : Application de la commande MPPT sur un système de pompage.***

Figure (IV-1):Le couple est pratiquement	59
Figure (IV-2):Le débit est proportionnel	59
Figure (IV.3) pompe centrifuge	61
Figure (IV.4):l'allure de couple en fonction de la vitesse	62
Figure (IV.5):l'allure de débit en	62
Figure(IV.6): Pompe centrifuge flottante.	63
Figure (IV.7) illustration d'un système de pompage	65
Figure (IV.8) block de simulation de la pompe sur Matlab/Simulink	66
Figure (IV.9 ) Allure de débit en fonction de la vitesse de rotation de moteur	66
Figure (IV.10) Allure de couple résistant de la pompe en fonction de la vitesse de rotation.	67
Figure (IV.11) : symbole d'un moteur asynchrone monophasé.	68
Figure (IV.12) : Schéma équivalent de MAS monophasé	69
Figure (IV.13) model de la machine asynchrone dans le repère (a b)	69
Figure (IV14) : Schéma équivalent des flux selon l'axe U	70
Figure (IV.15) :Schéma équivalent des flux selon l'axe V	71
Figure (IV.16) : Décomposition du flux selon les axes UV	72
Figure (IV.17) Block de simulation de moteur	74
Figure (IV.18) : Courant statorique de moteur.	75
Figure (IV.19) : Couple de moteur	75
Figure (IV.20) : Block de simulation de tout le système.	76
Figure (III.21) : changement progressif de l'ensoleillement.	77
Figure (IV.22) : Débit de la pompe	77
Figure (IV .23) : Volume récupérer	78
Figure (IV.24) : Volume pompe par la pompe.	78
Figure(IV.25) : Différents volumes et débits moyen	79
Figure (IV.26) profil d'une journée	79
Figure (IV.27) puissance récupérer par les panneaux	80
Figure(IV.28) : Débit de la pompe.	80
Figure (IV.29) : zoom sur le débit de la pompe.	80
Figure(IV.30) : volume pompé	81
Figure (IV.31) : Moyen ensoleillement.	81
Figure (IV.32) : Puissance récupérer par le panneau PV	81
Figure (IV.33) : Débit de la pompe.	82
Figure (IV.34) : Zoom de la figure (IV.33)	82

Figure (IV.35) : Volume pompé par la pompe.....	82
Figure(IV.36) : journée ensoleillée.....	83
Figure(IV.37) : L'allure des puissances.....	83
Figure(IV.38) : Débit de la pompe.....	83
Figure(IV.39) : Zoom de la figure (IV.38).....	84
Figure(IV.40) : Volume pompé.....	84

# *Liste des tableaux*



## Liste des tableaux

Tableau(II.1) : Paramètres obtenue de panneau photovoltaïque (STP080S-12/Bb).....	15.
Tableau (II.2) : Paramètres électriques de panneau PV.....	16
Tableau(III.1) : Table de vérité de la méthode NFC.....	27
Tableau(III.2) : valeurs des puissances max et d'erreurs pour les différentes méthodes étudiées..	43
Tableau(III.3) : Comparaison entre les différentes méthodes.....	56
Tableau (IV.1) : typologie des pompes.....	60
Tableau (IV.2):Tableau récapitulatif des différents résultats de simulation. ....	84

# *Introduction générale*

## **Introduction générale :**

Depuis la généralisation de l'utilisation de l'électricité, la consommation énergétique n'a cessé d'augmenter, le problème de la conversion et du stockage de l'énergie a conduit à la recherche et au développement de nouvelles sources d'approvisionnement. Cet intérêt s'est accru face à l'épuisement inéluctable des énergies fossiles, à leur impact sur l'environnement et aux déchets qu'ils engendrent.

La technologie photovoltaïque (PV) est une solution attrayante comme remplacement ou complément des sources conventionnelles d'approvisionnement en électricité en raison de ses nombreux avantages :

- Elle est un moyen fiable qui requiert peu d'entretien.
- Elle fournit de l'électricité avec l'énergie gratuite et renouvelable du soleil.
- Elle ne nécessite aucun combustible.
- Elle est silencieuse, non polluante et respectueuse de l'environnement.
- Elle est polyvalente et peut être ajustée selon les besoins.

La situation géographique de l'Algérie favorise le développement et l'épanouissement de l'utilisation de l'énergie solaire. En effet, vu l'importance de l'intensité du rayonnement reçu ainsi que la durée de l'ensoleillement qui dépasse les dix heures par jour pendant plusieurs mois, notre pays peut couvrir l'énergie solaire pour subvenir à ses besoins, ces avantages pourraient être profitables dans les régions les plus reculées surtout dans les applications du pompage photovoltaïque.

Ce travail concerne l'étude, la modélisation et l'optimisation de puissance d'un système de commandes MPPT (maximum power point tracking).

Le document présenté est rédigé en quatre chapitres principaux résumés dans ce qui suit:

Dans le premier chapitre, on va faire une description générale sur le photovoltaïque.

Le deuxième chapitre est consacré à l'étude des éléments du système photovoltaïque (cellule photovoltaïque et hacheur). Dans une première étape, on expose d'une manière détaillée la modélisation mathématique, le principe de fonctionnement et les différentes caractéristiques du générateur. Dans une seconde étape, on va présenter la modélisation de hacheurs, pour finir avec la simulation de ces deux derniers.

Dans le troisième chapitre, on va présenter la modélisation et la simulation sous Matlab/Simulink les différentes méthodes de commande MPPT étudiées, et pour finir le chapitre on termine par la comparaison entre ces méthodes.

Le dernier chapitre est consacré à une application de ces méthodes étudiées sur un système de pompage photovoltaïque.

*Chapitre I :*

*Introduction aux systèmes*

*Photovoltaïques.*

### **I.1. Introduction :**

L'être humain a toujours utilisé le (charbon, pétrole, gaz naturel...) pour son bien être. Le coût et la diversité de leur utilisation a fait la principale et dominante source d'énergie, jusqu'à ces dernières années où l'environnement commence à se dégrader et l'épuisement des énergies fossiles ont pris place aux yeux du monde, d'où la nécessité de chercher des alternatives. Comme solution, on a des tendances à se diriger vers les énergies renouvelables.

### **I.2. Introduction sur l'énergie solaire photovoltaïque :**

#### **I.2. 1. Énergie solaire :**

Le Soleil est l'étoile du système solaire. Dans la classification astronomique, c'est une étoile de type naine jaune, composée d'hydrogène et d'hélium. (Distance de la Terre est de 149 600 000 km, Température de surface 5778 K, Masse :  $1,989 \times 10^{30}$  kg, Rayon : 695 500 km. [1]). La puissance du rayonnement solaire en dehors de l'atmosphère terrestre est appelée la constante solaire  $S$ . sa valeur (pratiquement constante) est égale à  $1350 \text{ W/m}^2$ .

En arrivant dans l'atmosphère terrestre, environ 30 % est renvoyé dans l'espace. Cela signifie donc que par un ciel clair, un rayonnement global de  $1000 \text{ W/m}^2$  atteint la surface de la Terre. Cette intensité maximale est sujette à de fortes variations en raison de la position du soleil en fonction des mouvements annuels et journaliers de la terre. Le 21 juin, le soleil est au plus haut tandis que le 21 décembre il est au plus bas. De plus, l'énergie ( $E = P \times t$ ) découlant de ce rayonnement dépend du nombre d'heures d'ensoleillement qui varie fortement selon les mois de l'année. Cela signifie qu'en été, non seulement les rayons du soleil sont les plus directs, mais la durée de l'ensoleillement est prolongée, ce qui se traduit par une énergie globale quotidienne plus importante.

À ces variations géométriques et temporelles s'ajoute l'influence de l'atmosphère. Sa perméabilité dépend fortement de l'humidité de l'air, de la formation nuageuse et de la pollution atmosphérique. Par un temps clair, sans nuages, la majorité des rayons solaires, rayonnement direct, atteint la terre sans subir de changement de direction. Lorsque les rayons directs se heurtent à des nuages ou des impuretés dans l'atmosphère, il en résulte un rayonnement diffus qui frappe la terre en provenance de toutes les directions.

La somme des rayonnements directs et diffus donne le rayonnement global qui dépend avant tout de la saison et des conditions météorologiques locales. Sous nos latitudes, la part de rayonnement diffus par rapport au rayonnement global est d'environ 50 à 70 % selon la saison [2].

L'énergie solaire est exprimée par la relation suivante :

$$E = \frac{1,26}{\lambda} \quad (\text{I.1})$$

Le soleil émet un rayonnement électromagnétique compris dans une bande de longueur d'onde variant de 0,22 à 10  $\mu\text{m}$ . L'énergie associée à ce rayonnement solaire se décompose approximativement :

- 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 ( $>0,8\mu\text{m}$ ).

### **I.2.2. Le photovoltaïque :**

Le terme « photovoltaïque » vient du Grec, « photos » signifie lumière et « volta » nom de famille du physicien italien (Alessandro Volta) qui inventa la pile électrique en 1800 et donna son nom à l'unité de mesure de la tension électrique, le volt. En 1905, Einstein découvrit que l'énergie de ces quanta de lumière est proportionnelle à la fréquence de l'onde électromagnétique.

L'utilisation des cellules solaires débute dans les années quarante. Le domaine spatial a besoin d'une énergie sans combustible embarqué. La recherche s'intensifie sur le photovoltaïque.

En 1954 est créée par les laboratoires BELL la première cellule photovoltaïque avec un rendement de 4 %.

Le spatial devient le banc d'essai de la technologie photovoltaïque. Les coûts de fabrication élevés des cellules et leurs rendements médiocres ne leur permettent pas encore une exploitation à grande échelle. Il faudra attendre les années 70 pour que les gouvernements et les industriels investissent dans la technologie photovoltaïque.

#### **I.2.2.1. Les cellules photovoltaïques :**

##### **I.2.2.1.1. Principe de fonctionnement :**

###### **➤ Les semi-conducteurs :**

Les matériaux semi-conducteurs sont des corps dont la résistivité est intermédiaire entre celle des conducteurs et celle des isolants. Les quatre électrons de valence du silicium permettent de former quatre liaisons covalentes avec des atomes voisins. Dans ce cas, tous les électrons sont utilisés et aucun n'est disponible pour créer un courant électrique.

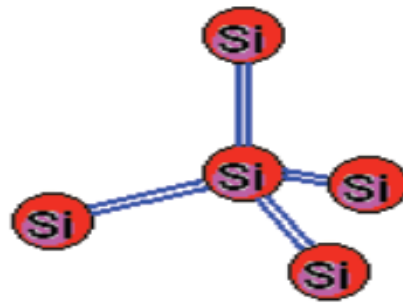


Figure (I-1) : Molécule de silicium.

➤ **semi-conducteurs intrinsèques :**

Les électrons situés sur la couche la plus éloignée du noyau qui participent aux liaisons covalentes peuvent, sous l'effet de l'agitation thermique, devenir porteur de charge.

Le diagramme énergétique est constitué de deux bandes (conduction et valence) séparé par une bande interdite. Pour franchir cette bande, l'électron doit acquérir de l'énergie (thermique, photon.....). Mais le nombre d'électrons libres dans un semi-conducteur intrinsèque reste très faible. Ici le nombre de trou et d'électron est égal.

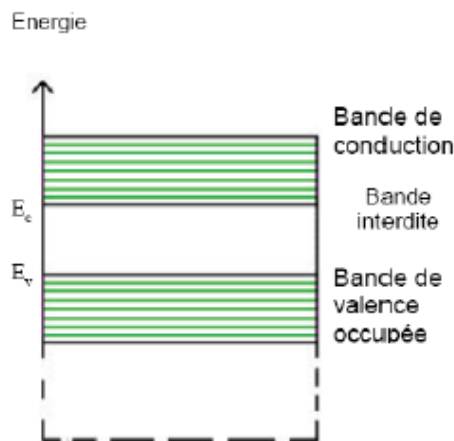


Figure (I-2) : Les différentes bandes d'énergie.

➤ **Les semi-conducteurs extrinsèques :**

Pour augmenter la conductivité des semi-conducteurs on y introduit des impuretés. Ce procédé est appelé dopage.

- **Dopage de type N :** On remplace un atome des siliciums par un atome pentavalent. Quatre d'entre eux assurent les liaisons avec les atomes voisins de silicium et le cinquième resté disponible et va être excité vers la bande de conduction très facilement par l'agitation thermique. D'où le nombre d'électron libre qui va fortement augmenter : dans ce cas le nombre de trou est très inférieur au nombre d'électron libre, alors nous obtenons ainsi un cristal dopé N (négatif).



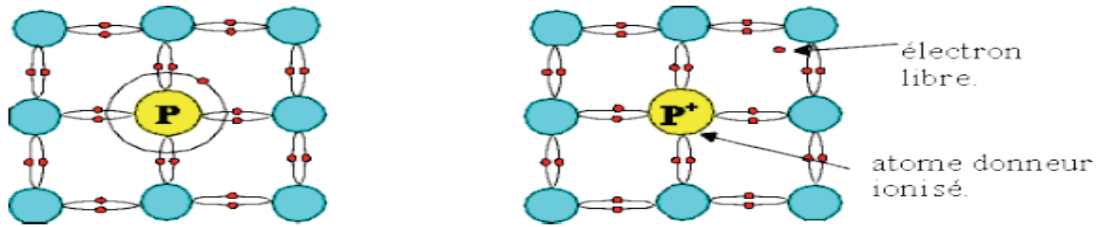


Figure (I-3) : Molécule de silicium dope N.

- **Dopage de type P :**

De la même façon on introduit des atomes trivalents, ses trois électrons vont assurer les liaisons Covalentes avec trois atomes voisins mais laisser un trou au quatrième.

Ce trou se déplace de proche en proche dans le cristal pour créer un courant.

Ici le nombre de trous est très supérieur au nombre d'électrons libres du cristal intrinsèque, on obtient donc un cristal dopé P (positif), les impuretés utilisées sont souvent du Bore.

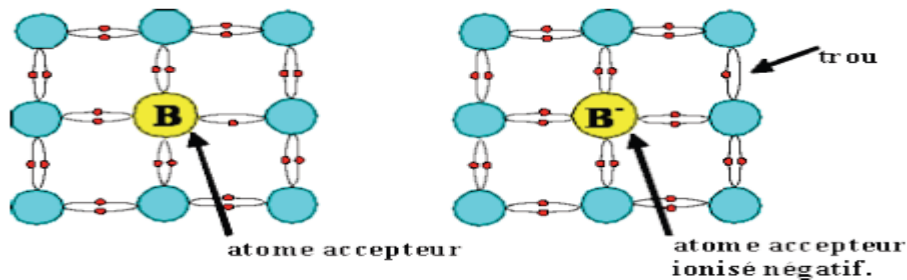
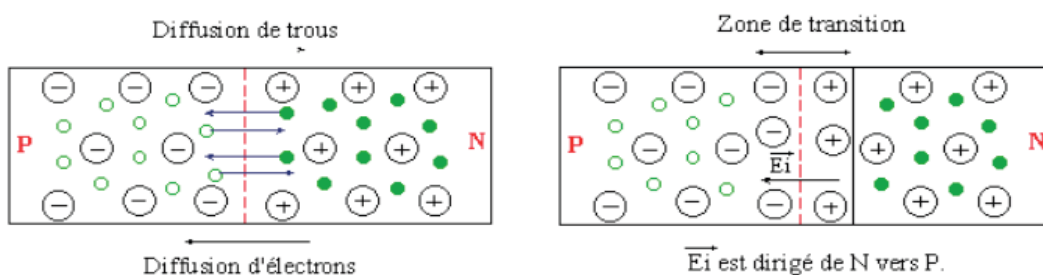


Figure (I-4) : Molécule de silicium dope P.

- **La jonction PN :**

Une jonction PN est l'accolement d'une région dopé P et d'une région dopée N, lors de cet assemblage les porteurs de charges libres s'attirent et se recombinent dans la zone de jonction où les porteurs libres disparaissent : c'est la zone de transition.

Il ne reste plus que les ions dans cette zone, qui vont créer un champ électrique interne au niveau de la jonction et qui empêche les charges libres restantes dans chaque zone de traverser la jonction pour se recombiner.



Figure

(I-5) : Schéma explicatif de la jonction P N.

### I.2.2.1.2. Conversion :

Lorsque cette jonction (P, N) est exposée à la lumière du soleil, les atomes exposés au rayonnement sont bombardés par des photons (énergie), les électrons des couches de valence reçoivent cette énergie et passe de la bande de valence a la bande de conduction.

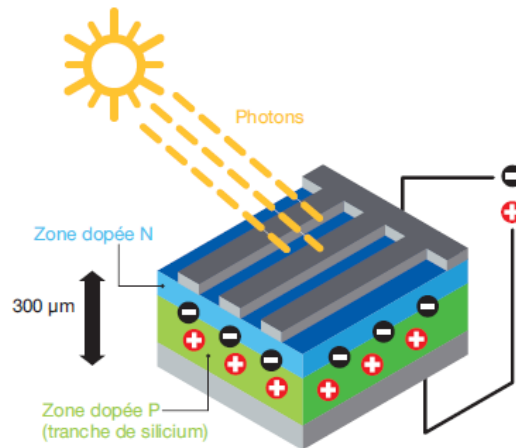


Figure (I-6) : Cellule photovoltaïque exposée au soleil.

Si l'électron revient à son état initial, l'agitation de l'électron se traduit par un échauffement du matériau. L'énergie cinétique du photon est transformée en énergie thermique.

Par contre, dans les cellules photovoltaïques, la majorité des électrons ne revient pas à leur état initial. Les électrons "arrachés" créent une tension électrique continue qui varie de 0.3 à 0.7V en fonction de matériau utilisé. [3]

### I.2.2.1.3. Différentes technologies :

#### • Les cellules monocristallines :

- La première génération de photopiles
- Bon rendement pour un ensoleillement direct (12-16%) (23 % en Laboratoire).
- Une méthode de fabrication laborieuse et difficile, donc très chère.
- Il faut une grande quantité d'énergie pour obtenir du cristal pur. [4]

#### • Les cellules poly-cristallines :

- Constitue de petit grain de silicium mono ce qui réduit un peu son coût de fabrication.
- Procédé nécessitant moins d'énergie.
- Rendement 11-13% (18 % en Labo). [4]

#### • Les cellules amorphes : (cellules de calculatrices par exemple)

- Coût de production bien plus bas.
- Rendement plus bas : 8-10% (13 % en labo), et une durée de vie plus faible. [4]

### I.2.2.1.4. Couplage :

L'association des modules en série nous permet d'additionner les tensions, par contre l'association parallèle nous permet d'additionner les courants.

**Remarque :**

La cherté des cellules est due à la complexité de leur technologie de fabrication. Le rendement et la durée de vie reste toujours limitée, cela est due à la nécessité de trouver un moyen de tirer le maximum de puissance des panneaux surtout lorsque il s'agit de champs photovoltaïques (production à grande échelle).

**I.2.2.1.5. Comportement d'une cellule : [3]**

Une cellule photovoltaïque exposée à la lumière se comporte en générateur de courant DC, comme indiqué dans le quadrant Q4 de cette figure.

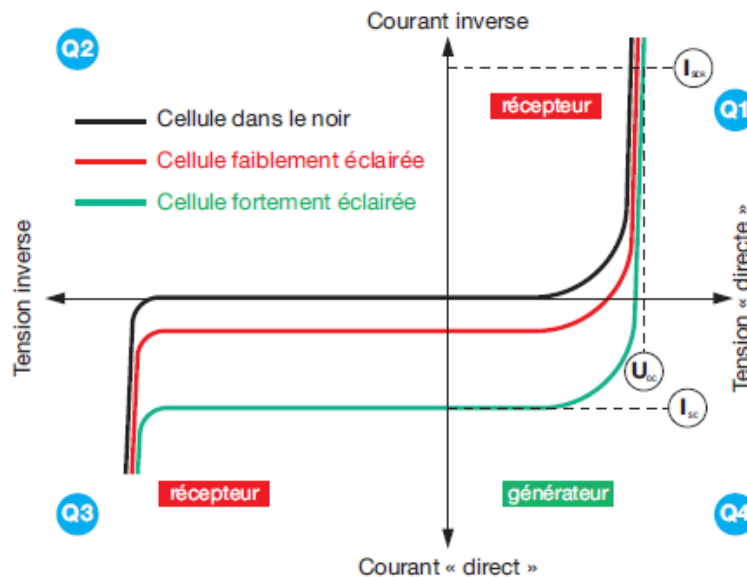


Figure (I-7) : Comportement d'une cellule photovoltaïque.

Dans le noir, cette cellule se comporte pratiquement comme une diode classique. En cas de défauts dans l'installation ou dans la cellule, cette dernière peut se comporter en récepteur selon les quadrants Q1 ou Q3.

Q1  $\Rightarrow U > U_{oc}$  : cette situation se présente lorsque la tension directe ( $U$ ) appliquée à la cellule PV est plus grande que sa tension en circuit ouvert ( $U_{oc}$ ), comme dans une diode polarisée « en tension directe ».

Q3  $\Rightarrow I > I_{sc}$  : dans ce cas, le courant direct ( $I$ ) imposé au module est plus élevé que celui  $I_{sc}$  qu'il est capable de générer, en court-circuit et en fonction de son ensoleillement, comme dans une diode polarisée « en tension inverse ».

De façon générale, le quadrant Q4 est utilisé de façon inversée pour y faciliter la lecture du comportement des générateurs photovoltaïques en fonctionnement « normal ».

Dans notre étude nous intéresserons au quadrant Q4.

#### **I.2.2.1.6 Caractéristique d'une cellule photovoltaïque :**

Nous décrivons un GPV élémentaire par les paramètres suivants :

- La puissance de crête  $P_c$  : puissance électrique maximum que peut fournir le module dans les conditions standards (25 °C et un éclairement de 1000 W/m<sup>2</sup>) ;
- la tension à vide  $V_{oc}$  : tension aux bornes du module en l'absence de tout courant, pour un éclairement « plein soleil » ;
- le courant de court-circuit  $I_{sc}$  : courant dériver par un module en court-circuit pour un éclairement « plein soleil » ;
- le point de fonctionnement optimum ( $V_{mpp}$ ,  $I_{mpp}$ ) : lorsque la puissance de crête est maximum en plein soleil ;

$$P_{mpp} = V_{mpp} \cdot I_{mpp} \quad (I.2)$$

- le rendement : rapport de la puissance électrique optimale à la puissance de radiation incidente ;
- le facteur de forme : rapport entre la puissance optimale  $P_m$  et la puissance maximale que peut avoir la cellule.

$$FF = \frac{P_{mpp}}{V_{oc} \times I_{sc}} \quad (I.3)$$

### **I.3. Conclusion :**

Dans ce chapitre, nous avons présenté un bref aperçu historique sur le photovoltaïque et les systèmes de conversion photovoltaïque avec ses différents constituants. Dans le chapitre suivant, nous allons modéliser et simuler sous Matlab/Simulink un système photovoltaïque et un hacheur.

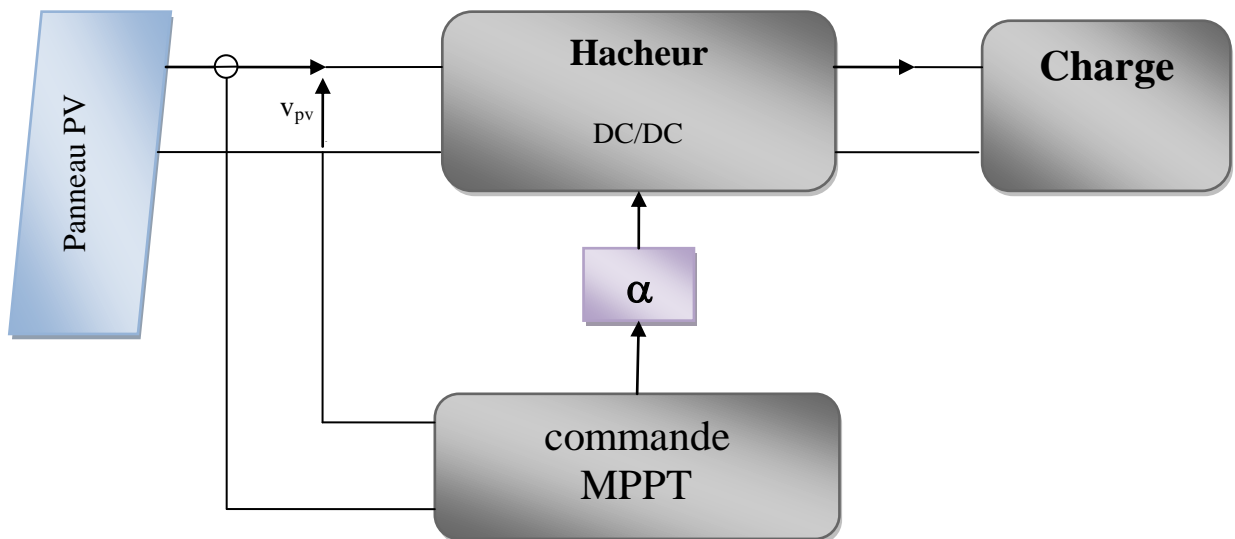
***Chapitre II :***  
***Modélisation du panneau***  
***photovoltaïque et du hacheur.***

## II.1. Introduction :

Afin de réaliser une commande de type MPPT (Maximum Power Point Tracking), il faut avoir un panneau photovoltaïque et un algorithme qui va commander le rapport cyclique  $\alpha$  du hacheur. Dans ce chapitre, on va présenter les différents modèles mathématiques d'un panneau photovoltaïque, puis on va modéliser le hacheur.

## II.2. Système photovoltaïque à étudier :

Il est composé essentiellement par un panneau photovoltaïque de  $80W_c$  de type STP080S-12/Bb, d'un hacheur, d'une commande MPPT et d'une charge.



Figure(II.1) : Schéma générale d'un système photovoltaïque.

## II.3. Modélisation de panneau photovoltaïque :

### II.3.1. Différent modèles d'une cellule PV :[5]

Il existe plusieurs modèles mathématiques de panneau photovoltaïque, dans ce chapitre en va les citer et les modéliser

#### II.3.1.1. Model idéal :

Une cellule photovoltaïque peut être décrite de manière simple comme une source idéale de courant qui produit un courant  $I_{ph}$  proportionnel à l'éclairement incident, en parallèle avec une diode figure(II-2) qui correspond à la jonction p-n de la cellule PV.

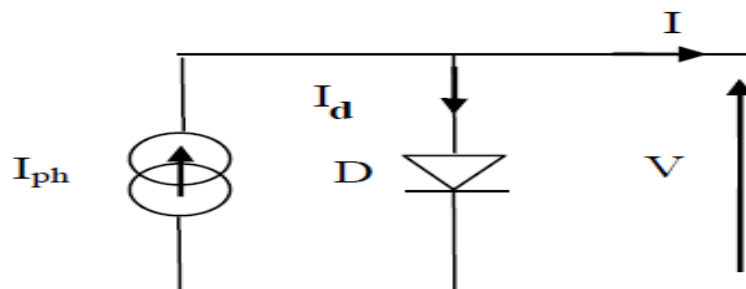


Figure (II.2) : Modèle électrique idéal d'une cellule PV.

Après la loi de nœuds on obtient:

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

Pour un générateur PV idéal, la tension aux bornes de la résistance est égale à celle aux bornes de la diode :

$$V_{pv} = V_d \quad (II.2)$$

$V_d$  : la tension aux bornes de diode.

La diode étant un élément non linéaire, sa caractéristique I-V est donnée par la relation :

$$I_d = I_0 \times \left[ e^{\frac{q \times V}{AKT}} - 1 \right] \quad (II.3)$$

$I_0$  : est le courant de saturation de la diode, qui est exprimé comme suit :

$$I_0 = I_0(T_1) \times \left( \frac{T}{T_1} \right)^{\frac{3}{n}} \times e^{\frac{-q \times V_g}{A \times K \left( \frac{1}{T} - \frac{1}{T_1} \right)}} \quad (II.4)$$

Et :

$$I_0(T_1) = \frac{I_{sc}(T_1)}{e^{\frac{q \times V_{oc}(T_1)}{A \times K \times T_1} - 1}} \quad (II.5)$$

Avec:

$V_g$  : est la tension de seuil de la diode (1.12 eV).

$I_{sc}$  : le courant de court circuit.

$V_{oc}$  : tension de circuit ouvert.

$q$  : est la charge électrique qui est égale  $1.6 \times 10^{-19}$  C.

$K$  : constante de Boltzmann ( $K = 1.3854 \times 10^{-23}$  J/K).

$A$  : facteur de qualité de la diode.

$(KT/q)$  représente le potentiel thermique.

$I_{ph}$  : courant photonique de la diode qui est donnée par la relation suivante :

$$I_{ph} = I_{ph}(T_1) \times [1 + K_0 \times (T - T_1)] \quad (II.6)$$

Avec:

$$K_0 = \frac{I_{sc}(T_2) - I_{sc}(T_1)}{T_2 - T_1} \quad (II.7).$$

D'après les relations (II.1) et (II.3) on obtient :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_0 \times \left[ e^{\frac{q \times (V - R_s)}{AKT}} - 1 \right] \quad (II.8)$$

Se qui implique:

$$I_{pv} = I_{ph}(T_1) \times [1 + K_0 \times (T - T_1)] - I_0 \times \left[ e^{\frac{q \times (V - R_s I)}{AKT}} - 1 \right] \quad (II.9)$$

### II.3.1.2. Modèle à une diode sans résistance shunt :

Un modèle électrique empirique simple, le plus proche du générateur photovoltaïque, est actuellement le plus utilisé en raison de la qualité des résultats obtenus, c'est le modèle à une diode.

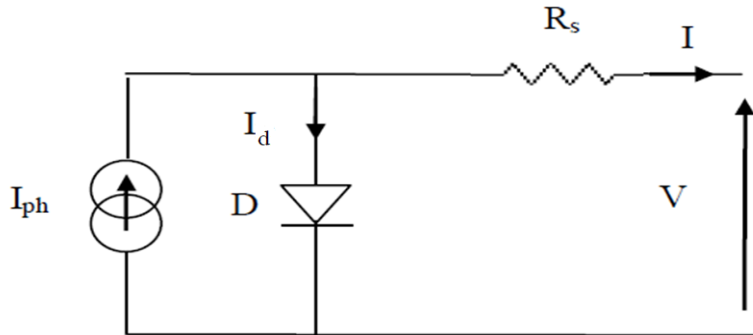


Figure (II.3) : Modèle électrique a une diode sans résistance shunt.

Le courant généré par la cellule PV est donné par la loi des mailles suivantes :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_d \quad (II.10)$$

$$I_{pv} = I_{ph} - I_0 \times \left[ e^{\frac{q \times (V - R_s I)}{AKT}} - 1 \right] \quad (II.11)$$

### II.3.1.3. Modèle à deux diodes sans résistance shunt :

La cellule photovoltaïque est représentée par le circuit électrique (figure. II-4), qui se compose d'une source de courant modélisant le flux lumineux (éclairage), deux diodes pour la polarisation de la cellule et une résistance série.

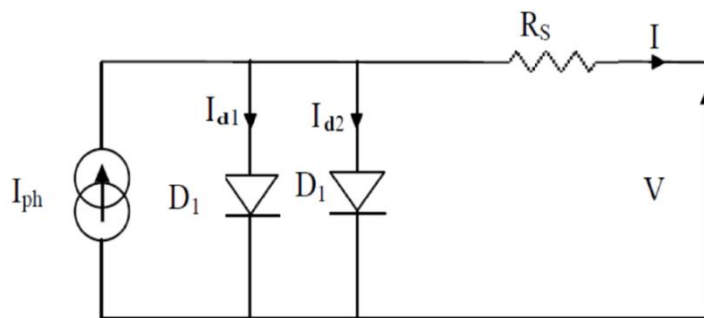


Figure (II.4) : Model électrique à deux diodes sans résistance shunt d'une cellule PV.

Le courant généré par la cellule PV est donné par la loi des mailles :

$$I_{pv} = I_{ph} - (I_{d1} + I_{d2}) \quad (II.12)$$



Le courant de la diode est donné comme suit :

$$I_{d1} = I_{01} \times \left[ e^{\frac{q \times (V + R_s \times I)}{AKT}} - 1 \right] \quad (\text{II.13})$$

$$I_{d2} = I_{02} \times \left[ e^{\frac{q \times (V + R_s \times I)}{AKT}} - 1 \right] \quad (\text{II.14})$$

$I_{01}$  et  $I_{02}$  représente les courant de saturation des diodes D1, D2 respectivement :

Donc on aura :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_{01} \times \left[ e^{\frac{q \times (V + R_s \times I)}{AKT}} - 1 \right] - I_{02} \times \left[ e^{\frac{q \times (V + R_s \times I)}{AKT}} - 1 \right] \quad (\text{II.15})$$

#### II.2.1.4. Modèle à deux diodes (à deux exponentielles):

La cellule photovoltaïque est représentée par le circuit électrique suivant (figure, II-5), qui se compose d'une source de courant modélisant le flux lumineux, deux diodes pour la polarisation de la cellule, une résistance shunt et une résistance série.

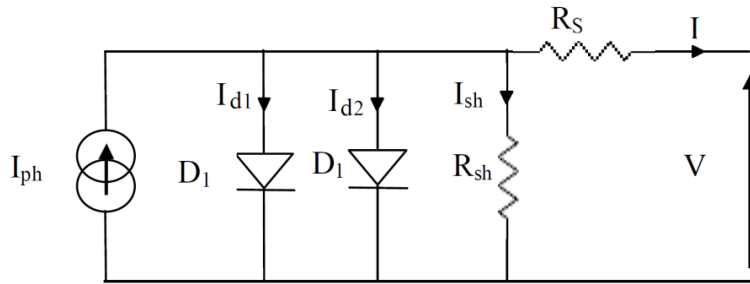


Figure (II.5) : Modèle électrique à deux diodes avec résistance shunt de la cellule PV.

Après la loi des mailles on trouve :

$$I_{ph} = I_{d1} + I_{d2} + I_{sh} \quad (\text{II.16})$$

De ou:

$$I_{pv} = I_{ph} - I_{01} \times \left[ e^{\frac{q \times (V + R_s \times I)}{AKT}} - 1 \right] - I_{02} \times \left[ e^{\frac{q \times (V + R_s \times I)}{AKT}} - 1 \right] - \left[ \frac{V + (R_s \times I)}{R_{sh}} \right] \quad (\text{II.17})$$

Dans ce travail on va utiliser le modèle implicite à une diode.

#### II .4. Modélisation de panneau photovoltaïque étudié:

Model utilise dans ce travail est le model a une diode (model implicite), le circuit est composé d'un courant photonique, une résistance série  $R_s$  qui est faible, une résistance shunt qui est grande et une Diode (Fig. II- 6).

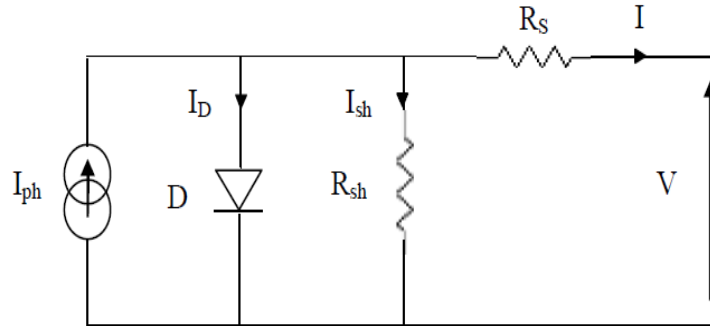


Figure (II-6) : Schéma équivalent d'un modèle implicite de la cellule PV.

Les caractéristiques d'une cellule photovoltaïque sont données par les relations suivantes:

La relation entre la tension  $V$  et le courant  $I$  est donnée par la relation suivante :

Appliquons la première loi de KIRSCHOFF :

$$I = I_{ph} - I_d - I_{sh} \quad (II.18)$$

Avec  $I_{ph}$ ,  $I_d$ ,  $I_{sh}$  et  $I$  sont respectivement le courant photonique, le courant de la diode, courant de résistance shunt et le courant de fonctionnement, qui dépendent du rayonnement solaire et de la température des cellules.

$$I_d = I_{sat} \left[ \exp\left(\frac{q(V + R_s \times I)}{AKT} - 1\right) \right] \quad (II.19)$$

Avec :

$R_s$  : résistance série de la cellule ( $\Omega$ ).

$K$  : constante de Boltzmann ( $K=1.3854 \times 10^{-23}$  J/K).

$A$  : facteur de qualité de la diode.

$I_{ph}$  : courant photonique de la diode qui est donnée par la relation suivante :

$q$ : charge de l'électron  $e=1.6 \times 10^{-19}$  coulomb.

$T$  : température de la cellule en (Kelvin).

Et :

$$I_{sat} = P_4 \cdot T_j^3 \cdot \exp\left(-\frac{E_g}{K \cdot T_j}\right) \quad (II.20)$$

$E_g$  : energie de gap (pour le silicium cristalin c' est 1.12eV)

On a :

$$I_{ph} = P_1 \cdot G \cdot [1 + P_2 \cdot (G - G_{stc}) + P_3 \cdot (T_j - T_{jstc})] \quad (II.21)$$

Sachant que la température de jonction des cellules se calcule de la manière suivante :

$$T_j = T_a + E_s \times \frac{NOCT - 20}{800} \quad (II.22)$$

$G, G_{stc}$  : ensoleillement.

$P_1, P_2, P_3, P_4$  : paramètres constants .

NOCT : condition de température nominale de fonctionnement de la cellule qui est donnée par le constructeur.

Alors la loi (II-18) devient :

$$I = P_1 \cdot G \cdot [1 + P_2 \cdot (G - G_{stc}) + P_3 \cdot (T_j - T_{jstc})] - \frac{V + R_s \times I}{R_{sh}} - I_{sat} \left[ \exp\left(\frac{q(V + R_s \times I)}{AKT} - 1\right) \right] \quad (II.23)$$

#### II.4.1. constantes de panneau PV de type (STP080S-12/Bb) :

Les paramètres de panneau sont déterminés expérimentalement, et ces paramètres sont rapportés de mémoire [14].

Les valeurs de ces paramètres sont données sur le tableau (II.1) .

$P_1$	$P_2$	$P_3$	$P_4$	$R_{sh}$	$R_s$	$E_g$
0.005	7.27e-5	-1.1369e-5	38.8	601	0.46	1.76e-19

Tableau(II.1) : Paramètres obtenus de panneau photovoltaïque (STP080S-12/Bb).

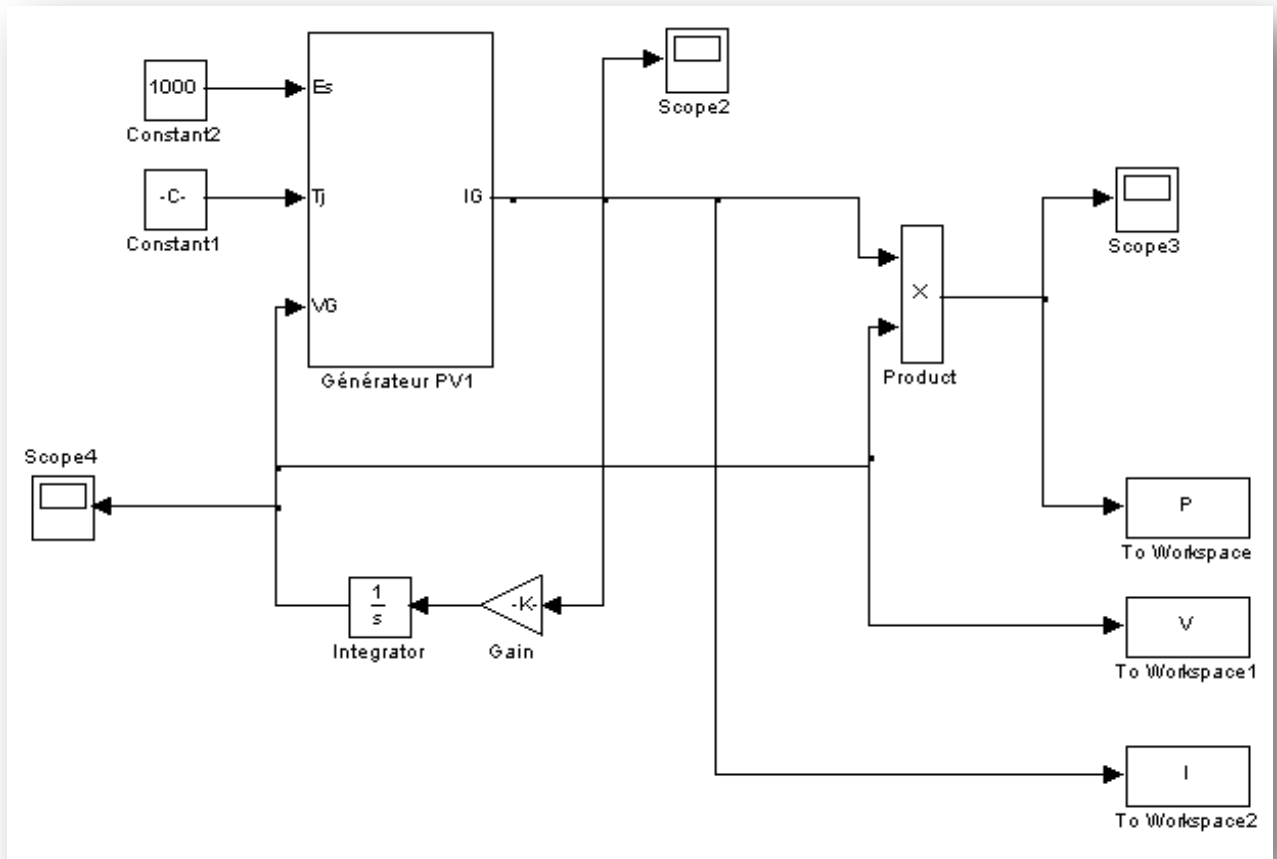
**II.4.2. Caractéristiques électrique de panneau PV utilisé :**

Les caractéristiques électriques du panneau photovoltaïque Suntech de type STP080S-12/Bb sont données sur le tableau (II.2) :

Paramètres	Valeurs
Puissance max du panneau $P_{mpp}$	80 W
Courant au point de puissance max $I_{mpp}$	4,65 A
Tension au point de puissance max $V_{mpp}$	17,2 V
Courant de court-circuit $I_{cc}$	5 A
Tension de circuit-ouvert $V_{co}$	21,7 V
Coefficient d'incrémentation du courant	0,0014
Coefficient d'incrémentation de tension	-0,152
Température standard $T_{stc}$	25 °C
Éclairement standard $E_{stc}$	1000 W/m <sup>2</sup>

Tableau (II .2) : Paramètres électriques de panneau PV.

On réalise le bloc de simulation sous Matlab/simulink du panneau photovoltaïque:



Figure(II.7) : Schéma bloc de simulation sous Matlab/simulink du panneau PV

### II.4.3. Influence de la résistance série sur la caractéristique électrique :

La résistance série agit sur la pente de la caractéristique dans la zone où la photodiode se comporte comme un générateur de tension, et lorsque elle augmente elle diminue la valeur de courant de court-circuit  $I_{cc}$ . les allures ses dessous représentent ce comportement. [5]

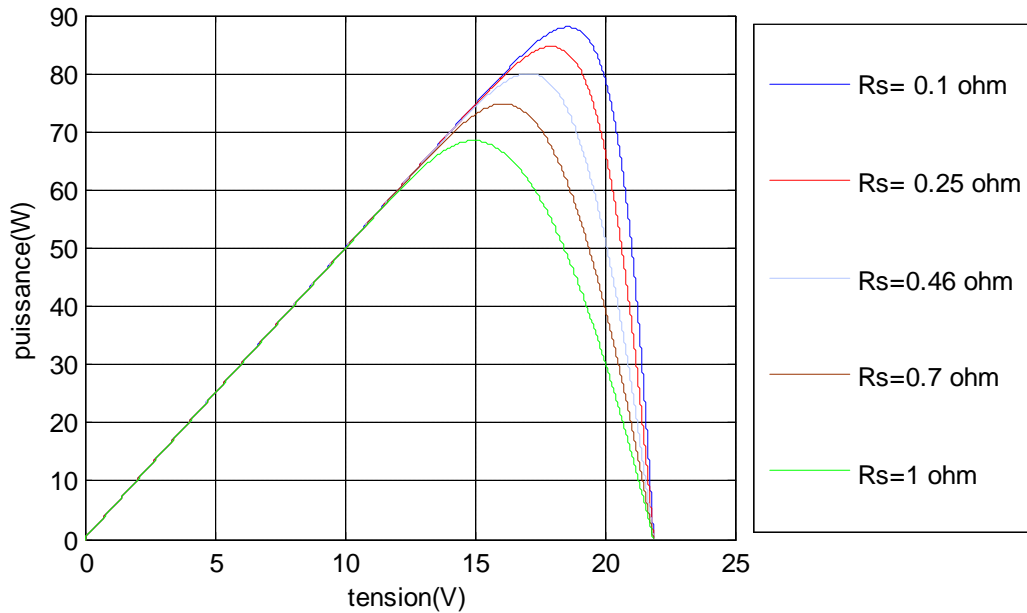
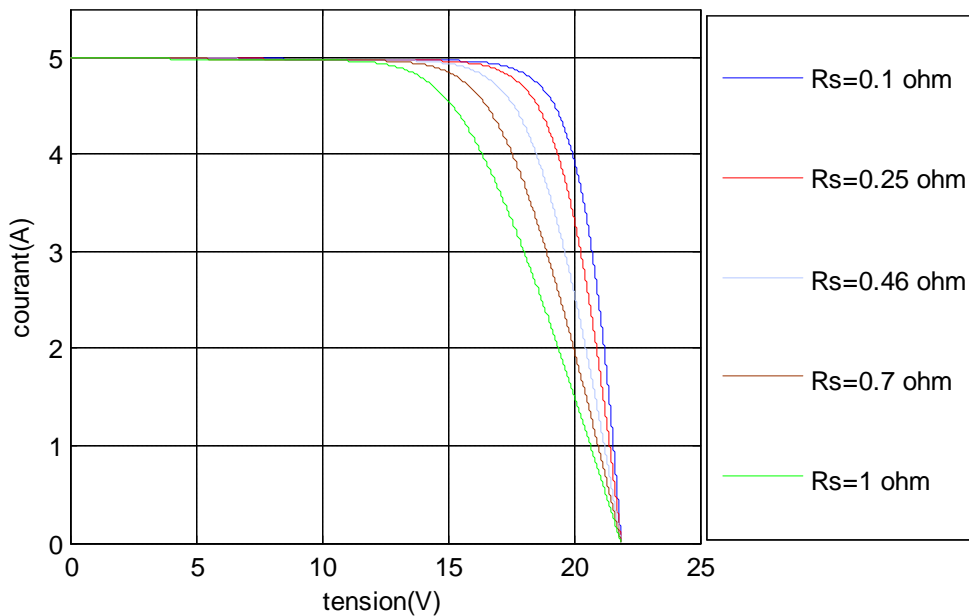


Figure (II-8) : Influence de la résistance série sur caractéristique électrique  $P_{PV}(V_{PV})$ .



Figure(II.9) : Influence de la résistance série sur caractéristique électrique  $I_{PV}(V_{PV})$ .

**II.4.4. Influence de la température sur la caractéristique électrique de panneau PV :**

En fixe l'ensoleillement à  $1000 \text{ W/m}^2$  et on varie la température de  $25^\circ\text{C}$  jusqu'à  $50^\circ\text{C}$ , les allures obtenues sont présentées en dessous :

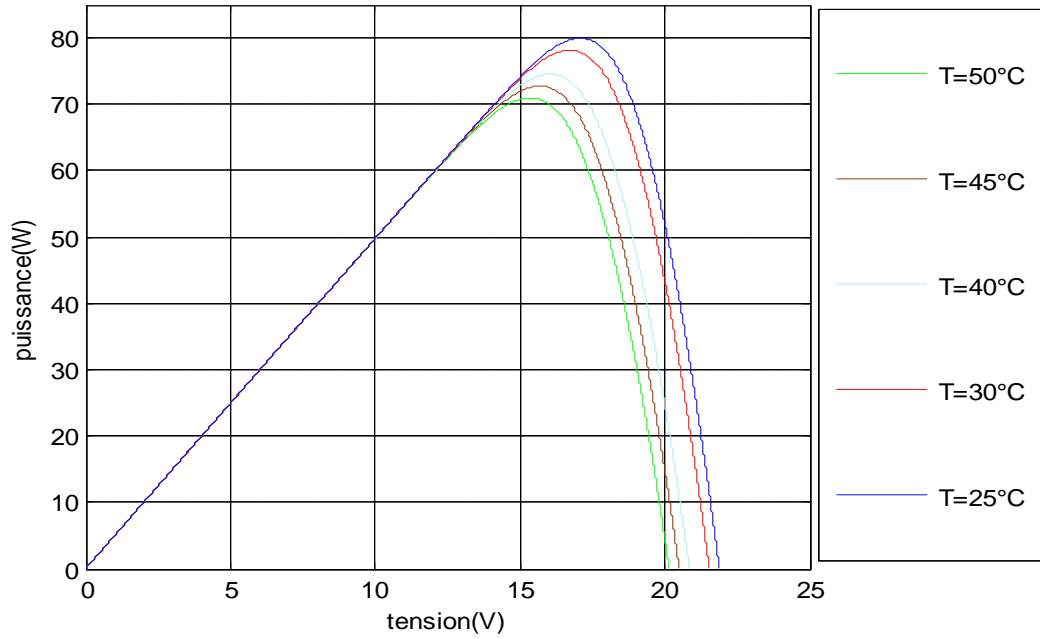


Figure (II. 10) : La caractéristique  $P_{pv}(V_{pv})$  pour les différentes températures.

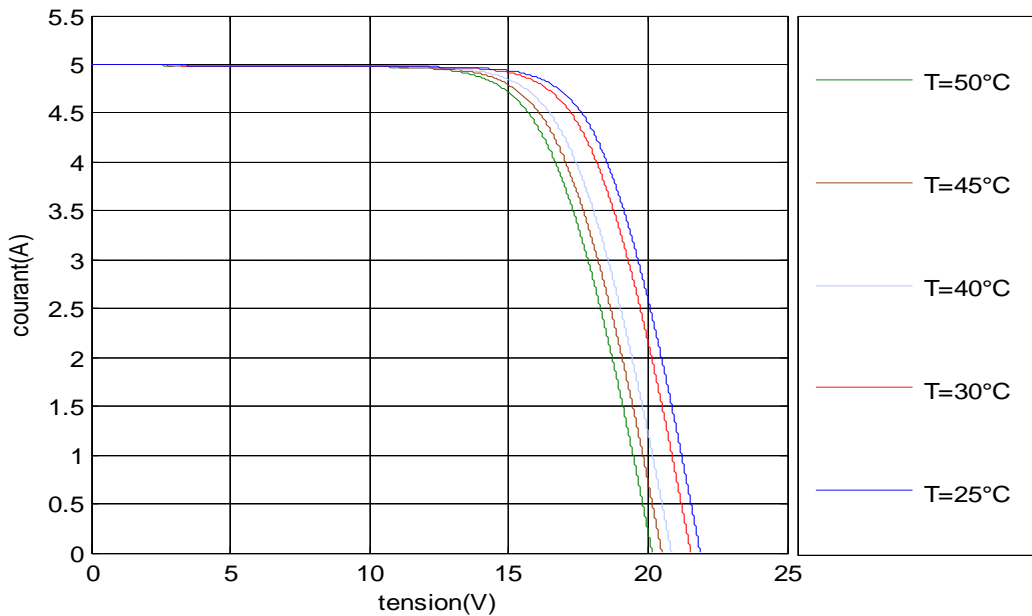
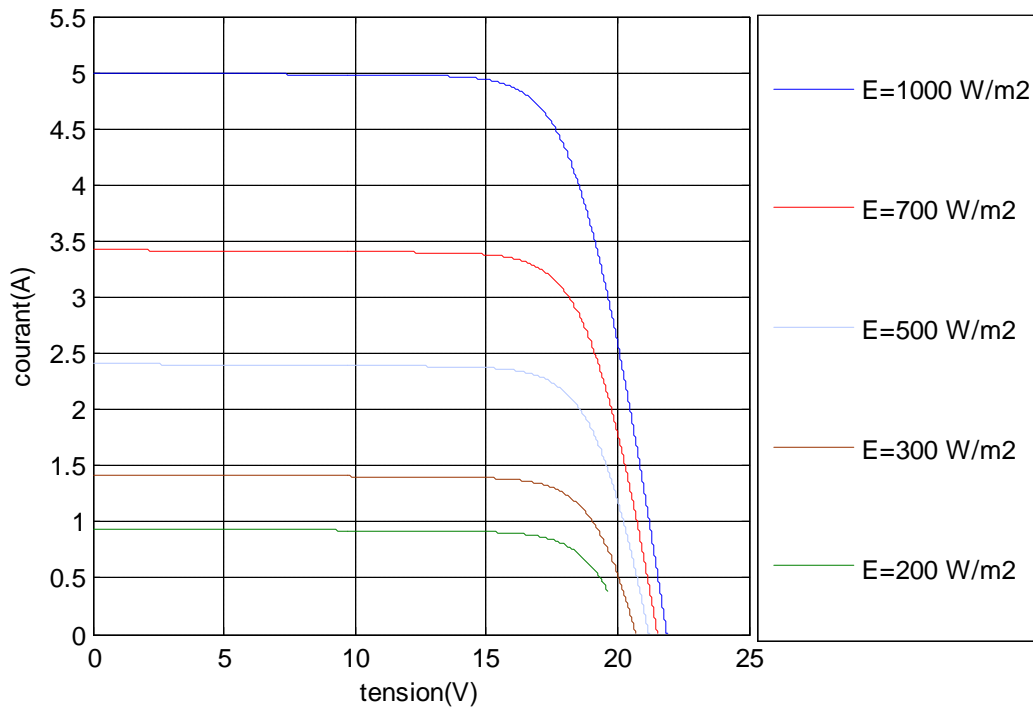


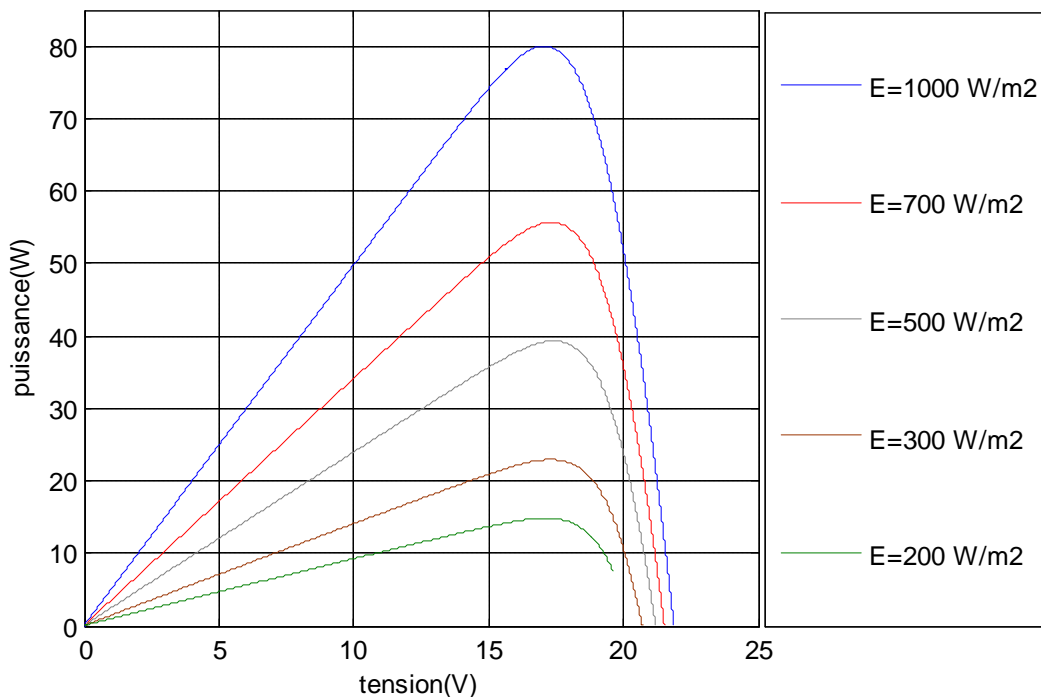
Figure (II.11) : La caractéristique  $I_{pv}(V_{pv})$  pour les différentes températures.

**II.4.5. Influence de l'ensoleillement sur la caractéristique électrique de panneau PV :**

On applique une température  $T=25^{\circ}\text{C}$  maintenue constante et on varie l'ensoleillement (E) de  $300\text{ W/m}^2$  jusqu'à  $1000\text{ W/m}^2$ , les résultats obtenues sont illustrés en figures (II.12 et II.13) :



Figure(II.12) : La caractéristique  $I_{pv}(V_{pv})$  pour les différents ensoleillements.



Figure(II.13) : La caractéristique  $P_{pv}(V_{pv})$  pour les différents ensoleillements.

**Remarque:**

- La tension de circuit-ouvert  $V_{oc}$  est sensible a la variation de la température elle diminue avec l'augmentation de la température, alors que le courant de court-circuit  $I_{cc}$  il est légèrement dépendant de se dernier.

Et le point de puissance optimale  $P_{mpp}$  diminue avec l'augmentation de la température.

- La tension de circuit-ouvert  $V_{oc}$  diminue faiblement lors de la diminution de l'ensoleillement par contre le courant de court-circuit  $I_{cc}$  marque une forte diminution.

Et le point de puissance optimal  $P_{mpp}$  chute brusquement lorsque que ce dernier diminue.

**II.4. Modélisations du hacheur :**

Régulateur MPPT « Maximum Power Point Tracking », suivi de point de puissance maximal, c'est une commande qui cherche à obliger le panneau PV à fonctionner dans sa puissance optimale et cella en lui imposant une tension optimale via un hacheur.

**II.4.1. Modélisation d'un hacheur dévolteur :**

La technique du découpage, apparue environ dans les années soixante, a apporté une solution au problème du mauvais rendement et de l'encombrement des alimentations séries. Dans une alimentation à découpage (Figure II.14), la tension d'entrée est "hachée" à une fréquence de commutation donnée par un transistor. En ajustant sur la longueur et l'amplitude de l'onde carre obtiendra la valeur moyenne de tension souhaitée.

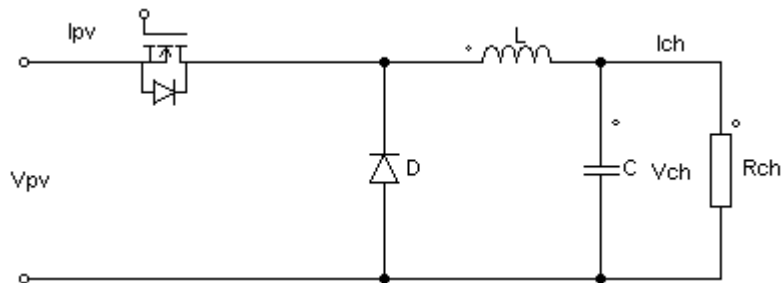


Figure (II.14) : Circuit électrique d'un hacheur série.

D'après le circuit de la figure(II.14) en trouve les équations suivantes :

Au début on a :

$$V_{pv} = \alpha \cdot V_{ch} \tag{II.24}$$

Et :

$$\tag{II.25}$$



$$I_{pv} = \frac{I_{ch}}{\alpha}$$

En applique la loi des nœuds on trouve :

$$\frac{I_L}{\alpha} = C \frac{dV_{ch}}{dt} + \frac{V_{ch}}{R} \quad (II.26)$$

Et :

$$C \frac{dV_{ch}}{dt} = \frac{I_L}{\alpha} - \frac{V_{ch}}{R} \quad (II.27)$$

Donc :

$$V_{ch} = \frac{1}{C} \int \left( \frac{I_L}{\alpha} - \frac{V_{ch}}{R} \right) dt \quad (II.28)$$

Et la loi de maille:

$$\alpha \cdot V_{pv} = \frac{L dI_L}{dt} + V_{ch} \quad (II.29)$$

Et :

$$\frac{L dI_L}{dt} = \alpha \cdot V_{pv} - V_{ch} \quad (II.30)$$

Donc:

$$I_L = \frac{1}{L} \int \alpha \cdot V_{pv} - V_{ch} dt \quad (II.31)$$

#### II.4.2. Modélisation du hacheur élévateur (boost) :

Considérons l'exemple de la figure (II .15) correspondant à un convertisseur DC-DC élévateur (boost). Ce type de convertisseur peut être utilisé comme adaptateur source-charge lorsque la charge a besoin d'une tension supérieure à celle du générateur PV.

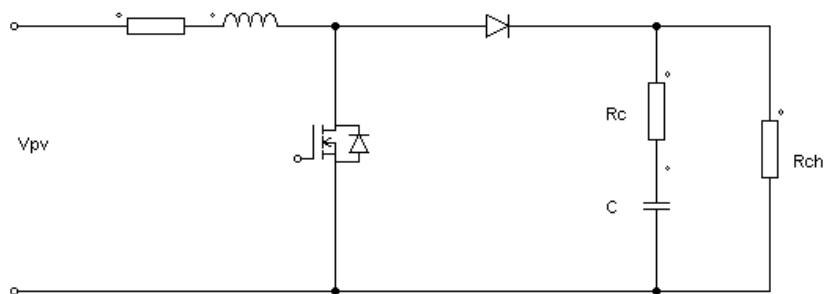


Figure (II-15) : Structure électrique de convertisseur BOOST.

L'adaptation entre la source et la charge est réalisée par la variation du rapport cyclique  $\alpha$ ,

En effet, si nous supposons que le boost fonctionne en conduction continue, alors les relations électriques entre les grandeurs d'entrée du convertisseur (correspondant à  $I_{pv}$  et  $V_{pv}$

du générateur) et de sortie du convertisseur (respectivement  $I_{ch}$  et  $V_{ch}$ ) ne dépendent que du rapport cyclique  $\alpha$  et peuvent ainsi s'exprimer par les relations suivantes:

$$\begin{cases} V_{pv} - R_L \times I_L - \frac{LdI_L}{dt} - \alpha V_{pv} = 0 \end{cases} \quad (II.32)$$

$$\begin{cases} (1-\alpha)I_L = \frac{CdV_{ch}}{dt} + \frac{V_{ch}}{R_{ch}} \end{cases} \quad (II.33)$$

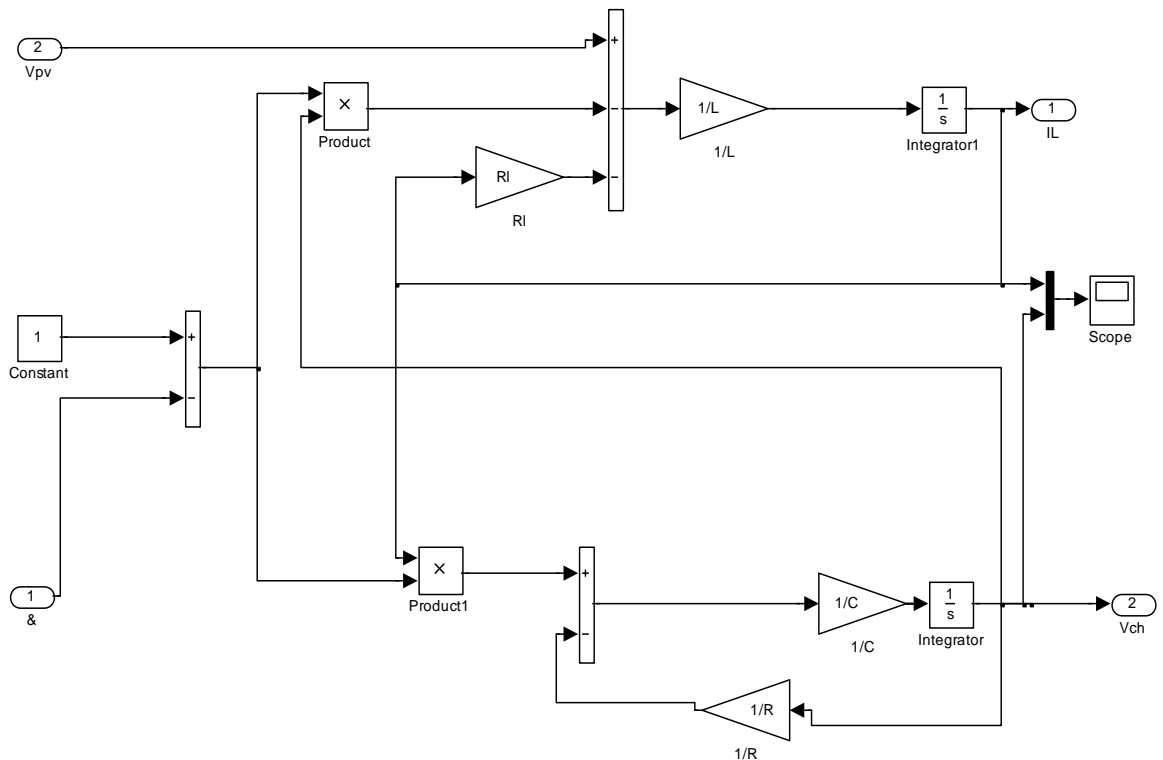
$$\begin{cases} \frac{LdI_L}{dt} = V_{pv} - \alpha V_{ch} - R_L \times I_L \end{cases} \quad (II.34)$$

$$\begin{cases} \frac{cdV}{dt} = (1-\alpha)I_L - \frac{V_{ch}}{R_{ch}} \end{cases} \quad (II.34)$$

$$\begin{cases} I_L = \int \frac{1}{L} - (V_{pv} - \alpha V_{ch} - R_L \times I_L) \end{cases} \quad (II.35)$$

$$\begin{cases} V_{pv} = \frac{1}{C} \int \left( (1-\alpha)I_L - \frac{V_{ch}}{R_{ch}} \right) \end{cases} \quad (II.36)$$

On donne le bloc de simulation sous Matlab/simulink du hacheur est donné sur la figure (II.16) :



Figure(II.16) : Schéma bloc sous Matlab/simulink de l'hacheur boost.

#### II.4.2.1. Résultats de simulation de hacheur boost :

Les résultats obtenus lors de la simulation de hacheur boost sont représentés sur la figure (II.17) :

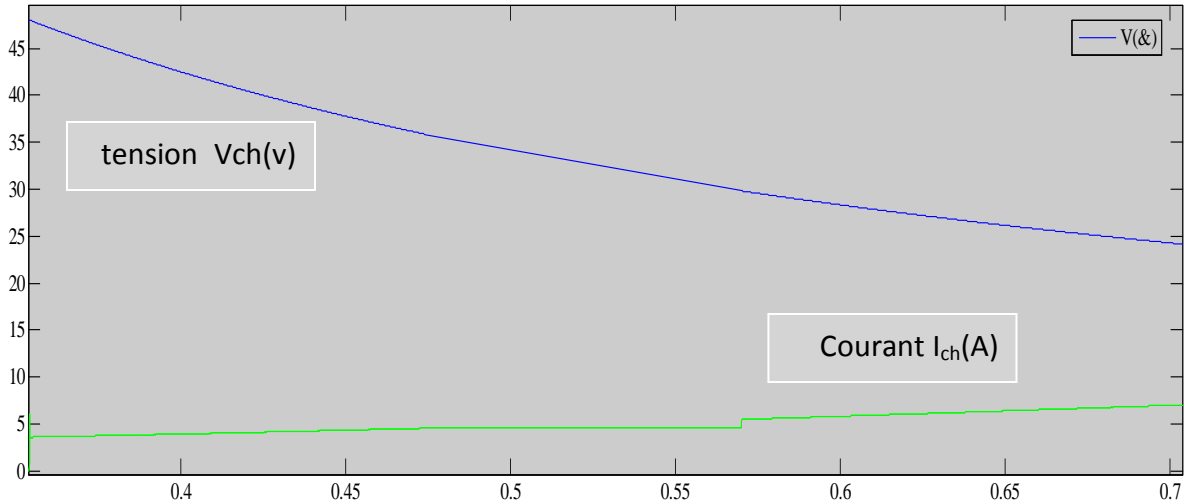


Figure (II.17) : caractéristiques de  $V(\alpha)$  et  $I(\alpha)$  de hacheur boost.

#### Remarque :

La tension  $V$  décrit une parabole décroissante avec le rapport cyclique ( $\alpha$ ) alors que le courant décrit une parabole croissante en fonction de ce dernier.

#### II.5. Conclusion :

Dans ce chapitre on a présenté les différents modèles de générateurs photovoltaïques et du hacheur, et pour la réalisation de la commande MPPT on va utiliser dans notre travail le modèle implicite avec une diode et le hacheur élévateur (boost). Dans la suite du travail, on va utiliser ces modèles pour la réalisation des commandes MPPT.

## ***Chapitre III :***

***Modélisation et simulation des  
différentes Méthodes MPPT.***

### III.1. Introduction :

L'algorithme mis en œuvre dans les premières MPPT conçues était relativement simple. En effet, les capacités des microcontrôleurs disponibles à cette époque étaient faibles et les applications, surtout destinées au spatial avaient beaucoup moins de contraintes en variation de température et d'éclairement que les applications terrestres appliqués au photovoltaïque, son principe a d'abord été décrit par A.F Boehringer.

Dans ce chapitre on va présenter des différentes méthodes de suivi de point de puissance maximal et en va faire la comparaison entre les méthodes suivantes (sans MPPT, perturbation et observation, logique flou, logique flou adaptatif, neuro-flou et hybride avec la logique flou-adaptatif et la neuro flou).

### III.2. Différentes méthodes de commande MPPT :

#### III.2.1. La méthode de la tension de circuit ouvert du générateur :

Cette méthode est basée sur la tension du générateur PV au point de puissance maximale qui est approximativement 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.

$$K_1 = \frac{V_{mpp}}{V_{oc}} \quad (III.1)$$

La tension de circuit ouvert du générateur PV est mesurée en arrêtant le système, cette opération s'effectuant à une certaine fréquence. Le MPP est calculé suivant l'équation(2), 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  $k_1$ .

Cette méthode souffre donc d'inexactitude mais présente l'avantage d'être simple et à bas prix. Aussi, l'interruption de service à la limite des systèmes avec stockage où la déconnexion des panneaux est « transparente » pour l'utilisateur.

#### III.2.2. La méthode de court-circuit :

Cette méthode est similaire à la précédente et qui est basée sur la proportionnalité existante entre le courant de court-circuit et le courant au point de puissance maximale :

$$K_2 = \frac{I_{mpp}}{I_{sc}} \quad (III.2)$$

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

### III.2.3. Perturbe et observe (P&O) :

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 PPM qu'elle engendre en régime établi car la procédure de recherche du PPM doit être répétée périodiquement, obligeant le système à osciller en permanence autour du PPM, une fois ce dernier atteint. Ces oscillations peuvent être minimisées en réduisant la valeur de la variable de perturbation.

Cependant, une faible valeur d'incrément ralentit la recherche du PPM, il faut donc trouver un compromis entre la précision et la rapidité. Ce qui rend cette commande difficile à optimiser [7].

Le principe de fonctionnement de la commande P&O est de rajouter à la valeur de la tension une constante et de mesurer la puissance afin de comparer avec les anciennes valeurs, si :

- $\Delta v > 0$  et  $\Delta P > 0$  alors on incrimente la tension.
- $\Delta v < 0$  et  $\Delta P < 0$  alors on incrimente la tension.
- $\Delta v > 0$  et  $\Delta P < 0$  alors on décrémente la tension.
- $\Delta v < 0$  et  $\Delta P > 0$  alors on décrémente la tension.

Ce qui est équivalent à:

- si  $\frac{\Delta v}{\Delta p} > 0$  décrémenter la tension.
- si  $\frac{\Delta v}{\Delta p} < 0$  incrémenter la tension sachant que :

$$\begin{cases} \Delta P = P_n - P_{n-1} \end{cases} \quad \text{(III.3)}$$

$$\begin{cases} \Delta V = V_n - V_{n-1} \end{cases} \quad \text{(III.4)}$$

et :

$$v_{pv} = (1-\alpha)v_{ch} \quad \text{(III.5)}$$

Pour incrémenter la tension il faut décrémenter la valeur de rapport cyclique  $\alpha$  et pour le décrémenter il faut l'incrémenter, alors le système d'équations devient :

- $\Delta v > 0$  et  $\Delta P > 0$  alors on décrémente le rapport cyclique.
- $\Delta v < 0$  et  $\Delta P < 0$  alors on décrémente le rapport cyclique.
- $\Delta v > 0$  et  $\Delta P < 0$  alors on incrimente le rapport cyclique.
- $\Delta v < 0$  et  $\Delta P > 0$  alors on incrimente le rapport cyclique.

On peut résumer ces résultats dans l'algorithme suivant :

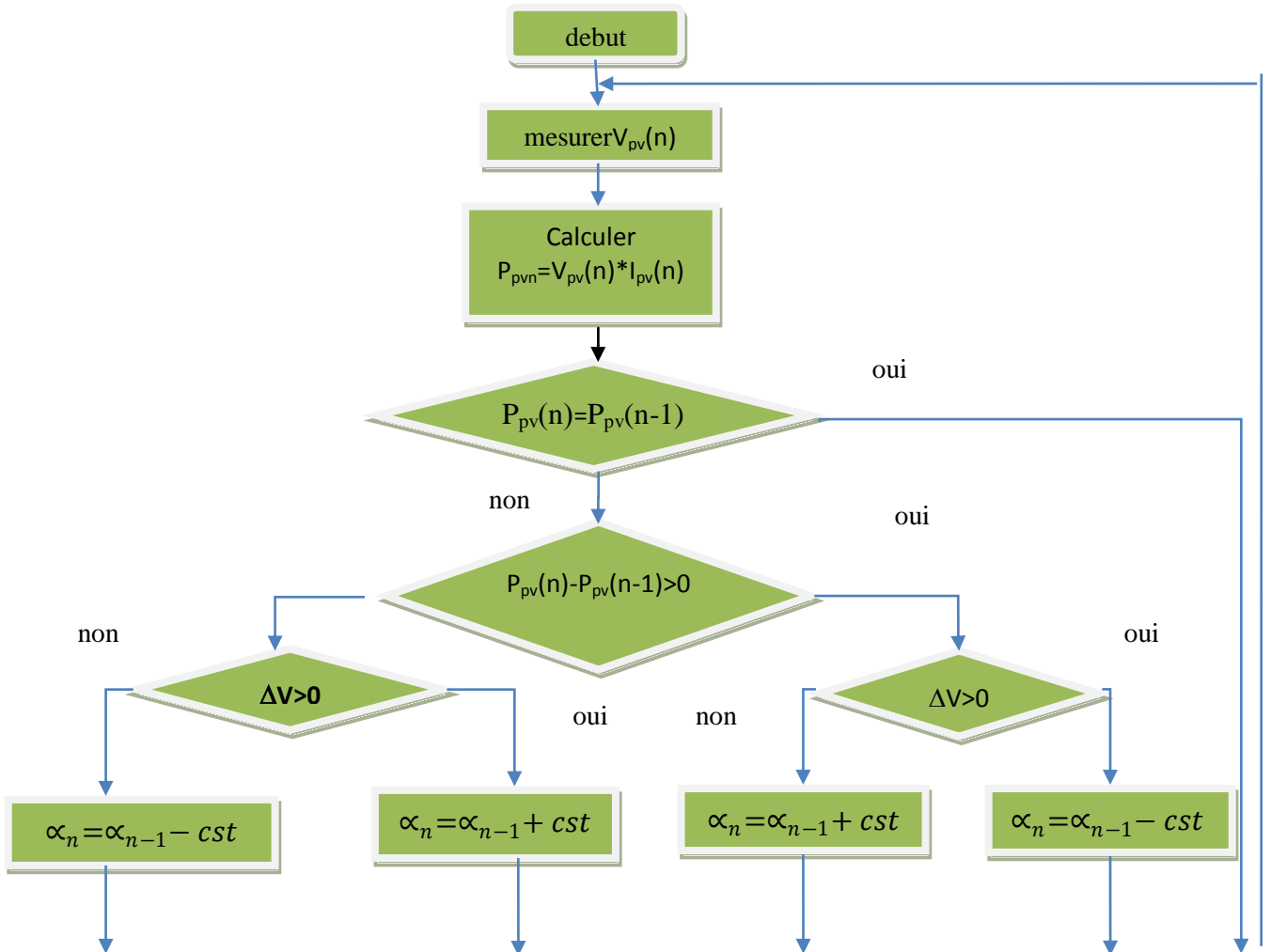


Figure (III.1) : Algorithme de MPPT à base de la méthode P&O.

Tel que :

$P_{pv}(n)$ : la nouvelle puissance.

$P_{pv}(n-1)$ : l'ancienne valeur de puissance dans le temps (t-1).

**Remarque :**

Sur ce graphique, on a choisi une constante assez importante de telle manière à avoir un temps de réponse plus petit, mais l'inconvénient c'est que cela fait apparaître des oscillations plus importantes ce qui empêche de se rapprocher d'avantage au point maximal.

**Solution :**

Afin de réduire les oscillations, presque même les supprimer et avoir un rapport cyclique injectable on a pensé à lui ajouter une valeur dynamique qui dépendra de la différence de puissance ( $\Delta p$ ), car lorsque on se rapproche de la puissance maximale, la différence de puissance ( $\Delta p$ ) tend vers zéro.

Alors :

$$cst = cst1 \times \Delta p \quad (III.6)$$

\*cst1 :Constante .

### III.2.4. logique-floue FLC :[8]

Afin de réaliser l'algorithme logique-floue en passe par trois étapes.

- 1- la fuzzification : c'est le calcul des degrés d'appartenance de l'erreur (E) et de variation d'erreur ( $\Delta E$ ) en basant sur des fonctions d'appartenance; transformer les valeurs numériques (machine) en langage littéraire (humain)
- 2- l'inférence floue: en utilisant la table de vérité en attribué a alpha sa valeur linguistique.

La table de vérité sera donc comme suit :

$\Delta E$	E	B1	B2	B3	B4	B5
A1		d1	d2	d3	d4	d5
A2		d6	d7	d8	d9	d10
A3		d11	d12	d13	d14	d15
A4		d16	d17	d18	d19	d20
A5		d21	d22	d23	d24	d25

3-

Tableau(III.1) : Table de vérité de la méthode NFC.

3- déffuzzification : c'est l'attribution à alpha une valeur numérique.

Les fonctions d'appartenances sont les suivantes :

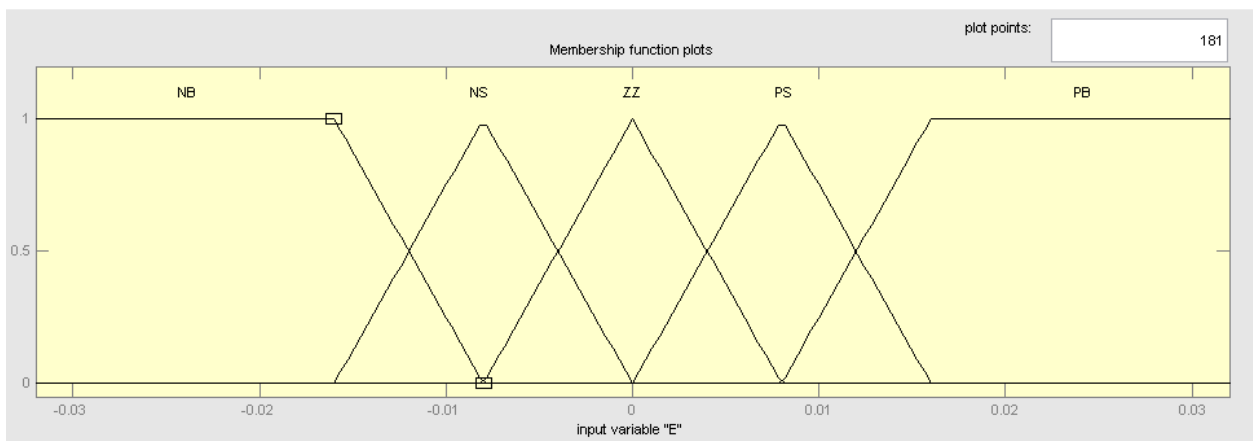


Figure (III.2) : fonctions d'appartenances de E.



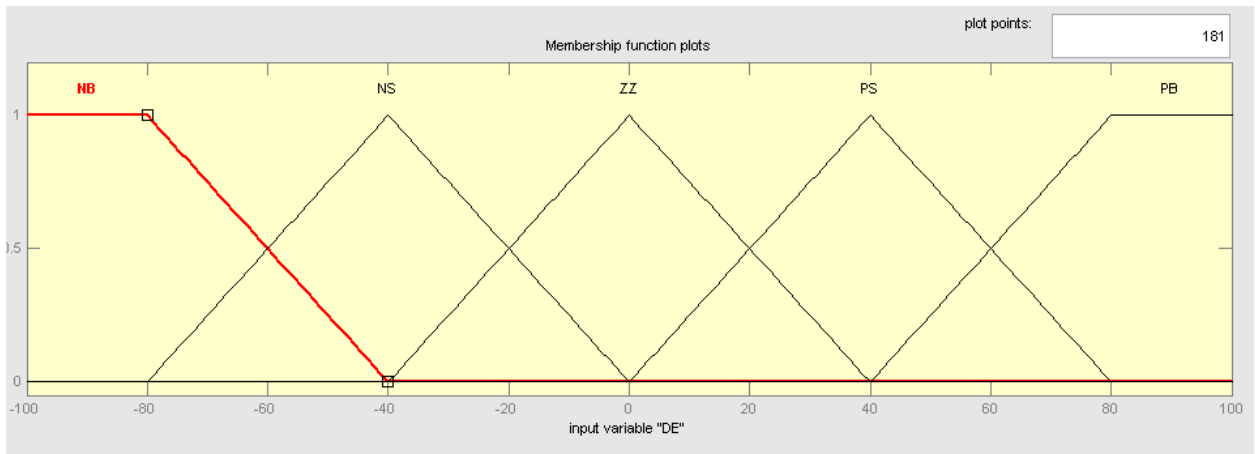


Figure (III.3) : fonctions d'appartenances de DE.

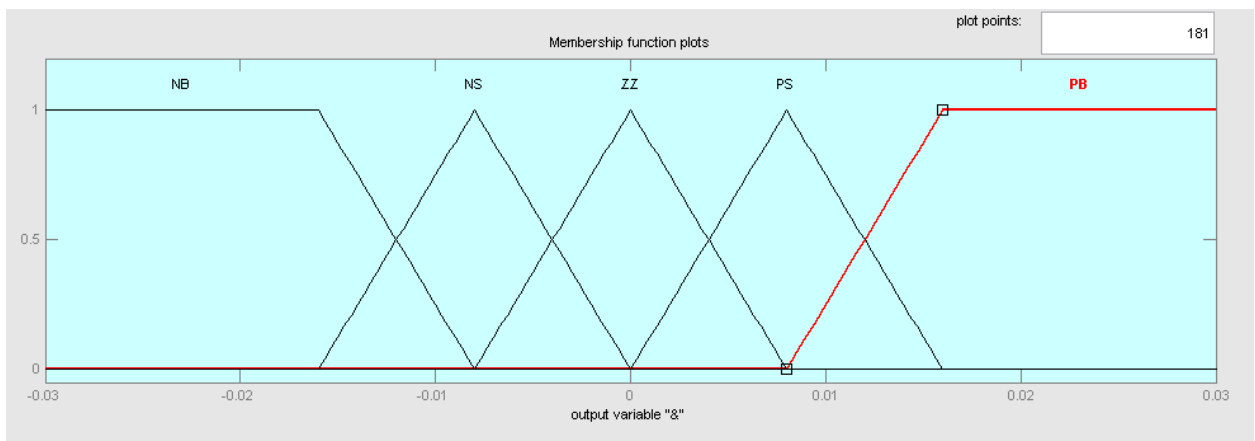


Figure (III.4) : fonctions d'appartenances d'alpha.

### II.2.5. Logique-floue adaptative (AFLC) :

Afin d'adapter la commande pour le panneau, on va utiliser les fonctions d'appartenances suivantes :

Et on utilise la table de vérité de tableau(III.1)

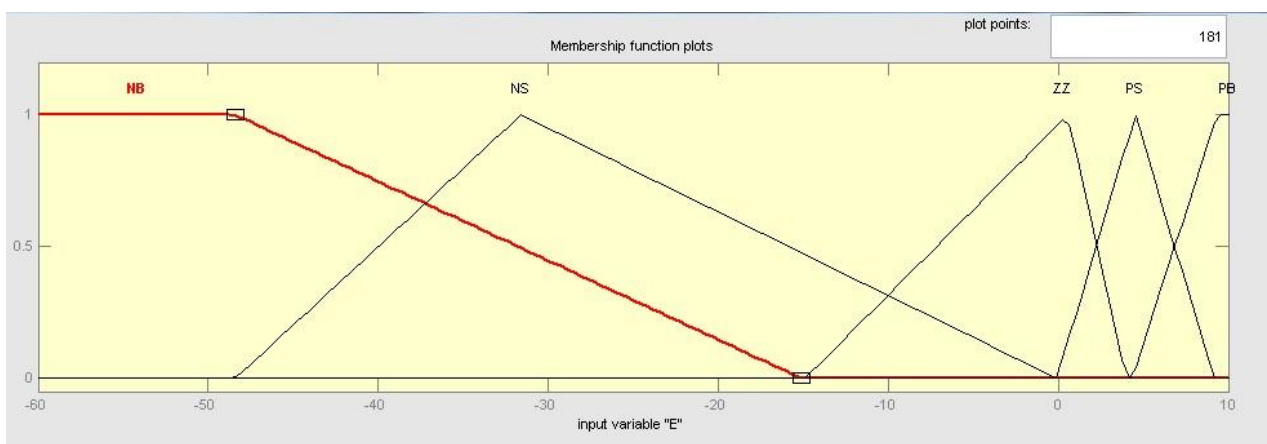


Figure (III.5) : fonctions d'appartenances de E.

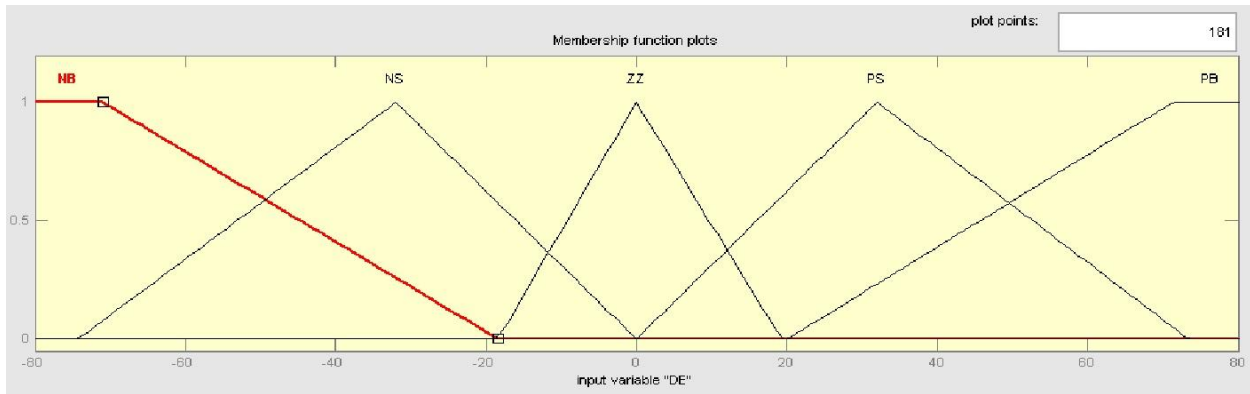


Figure (III.6) : fonctions d'appartenances de DE.

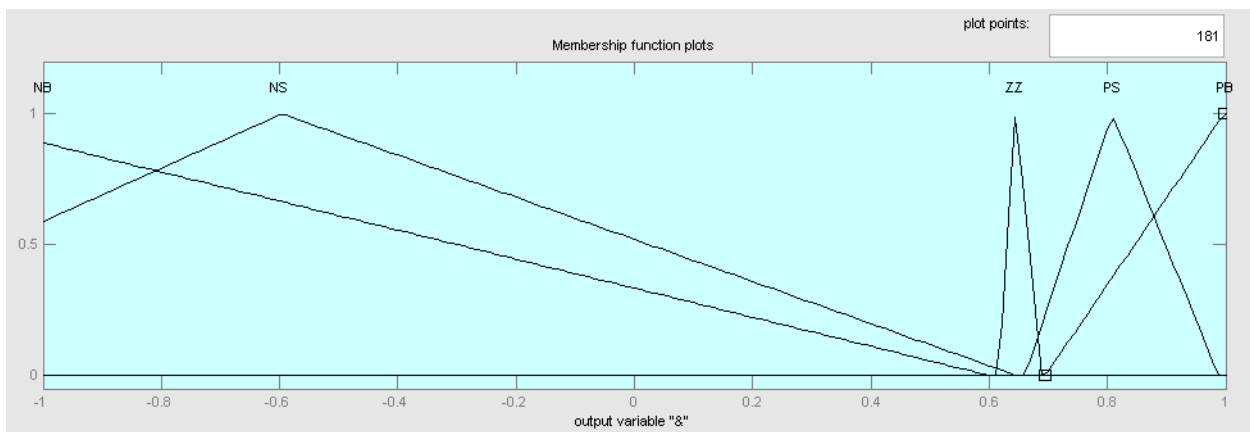


Figure (III.7) : fonctions d'appartenances d'alpha.

### III.2.6. Neuro-floue (FNC) :[8]

La commande neuro-floue développée dans cette partie comprend deux entrées : l'erreur 'E' et la variation d'erreur ' $\Delta E$ ' et une seule sortie ' $\alpha$ '. Les deux variables d'entrées génèrent l'action de contrôle  $\alpha$  qui sera appliquée au hacheur, afin d'ajuster le rapport cyclique de ce dernier de telle manière à assurer l'adaptation de la puissance fournie par le GPV.

Le contrôleur neuro-floue est un contrôleur ANFIS à une architecture composée de cinq couches.

Ce contrôleur permet une génération automatique de règles floues basées sur le modèle d'inférence de Sugeno.

On donne les conditions d'exécution suivantes :

Si E est A1 et  $\Delta E$  est B1 Alors d1

Si E est A2 et  $\Delta E$  est B2 Alors d2

.....

Si E est A5 et  $\Delta E$  est B5 Alors d25

$A_n$  et  $B_n$  sont des ensembles flous.

La structure neuronale équivalente proposée sous Matlab/simulink est représentée à la figure(III.8).

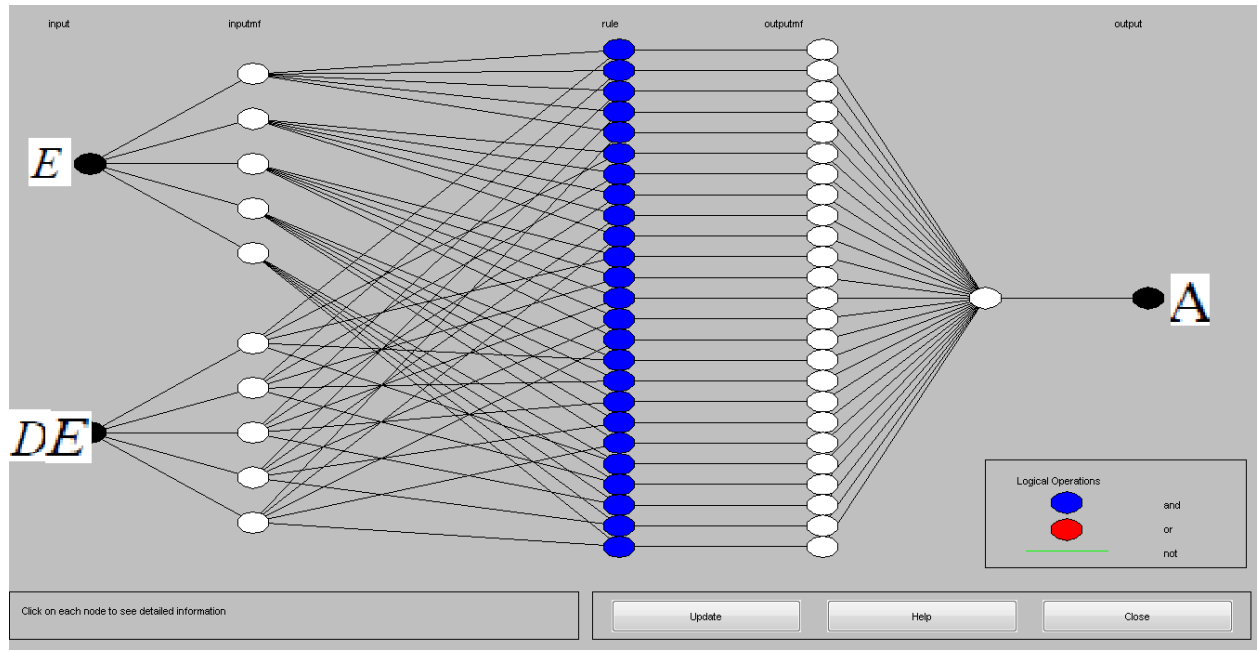
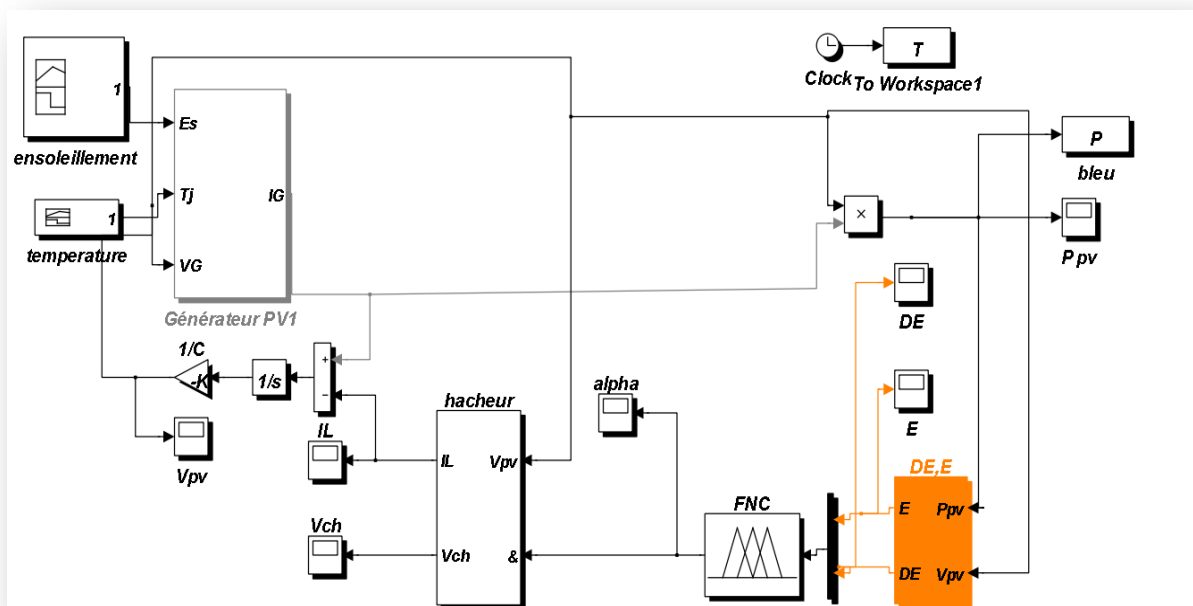


Figure (III.8) : Structure neuronale équivalente de la méthode NFC.

La formule du rapport cyclique  $\alpha$  est donnée par l'équation suivante :

$$\alpha = \frac{\sum_{ij} w_i d_i}{\sum_i w_i} \quad (III.7)$$

Le Block de simulation de la méthode FNC est représenté ci dessous:



Figure(III.9) : Block de simulation sous Matlab/simulink de la méthode neuro-floue (FNC)

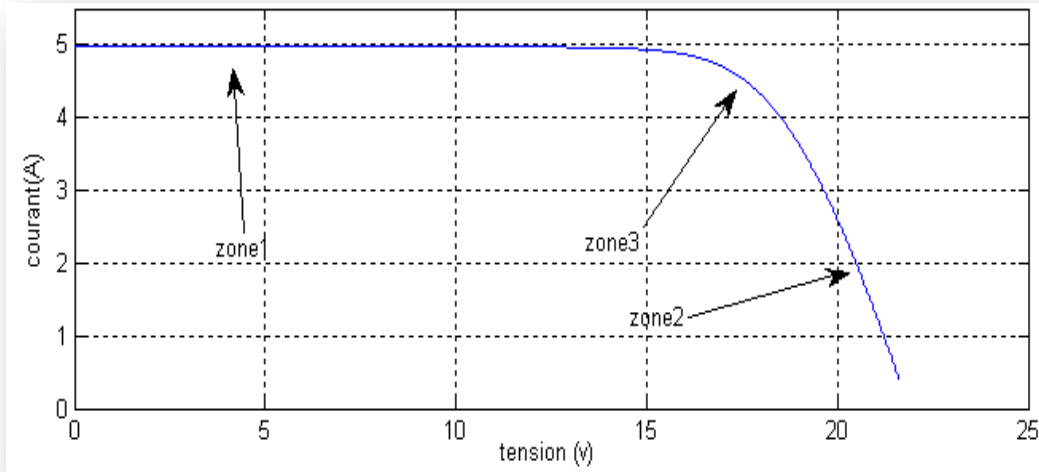
### III.3. Simulation des différentes méthodes :

Si on regarde la caractéristique électrique de panneau on remarque qu'il y a trois zones :

Zone 1 à courant linéaire.

Zone 2 à tension linéaire.

Zone 3 ou le courant décrit une parabole en fonction de la tension.



Figure(III.10) : Caractéristique de I(V) du panneau photovoltaïque.

Le point de fonctionnement optimale est dans la troisième zone, dans notre cas, il est au voisinage de dix-sept volts, pour amener la tension à la tension optimal, on va utiliser six méthodes.

On choisit deux signaux ou profils l'ensoleillement, un signal qui correspond à un changement brusque et un autre qui correspond à un changement progressif.

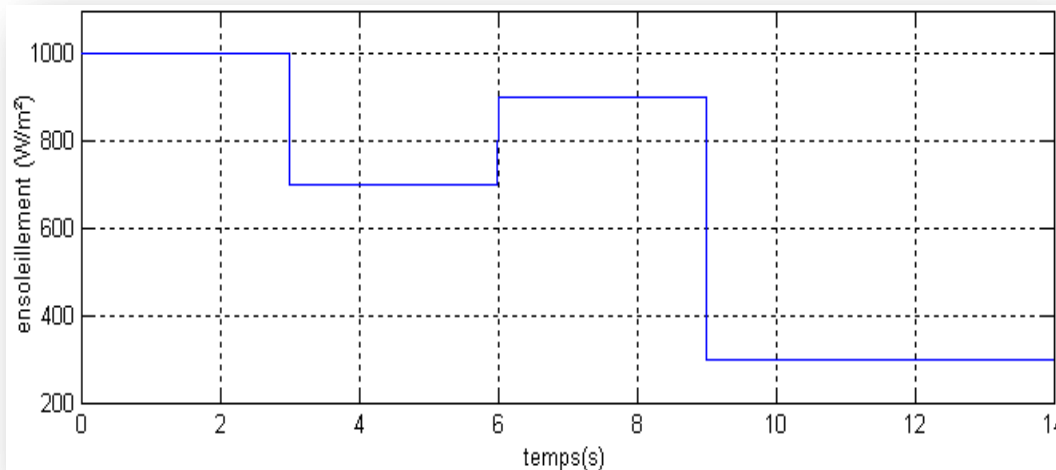


Figure (III.11) : Changement brusque de l'ensoleillement.

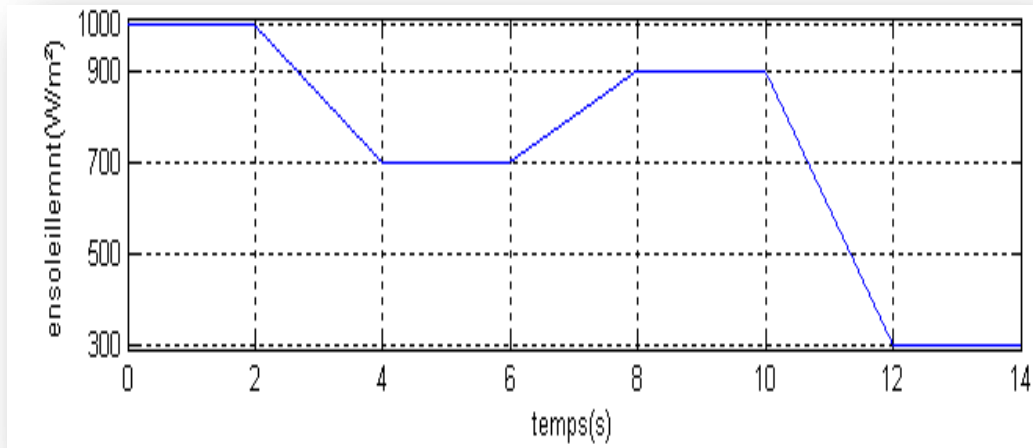


Figure (III.12) : Changement progressif de l'ensoleillement.

Et on donne l'histogramme de puissance maximale pour les différents ensoleillements :

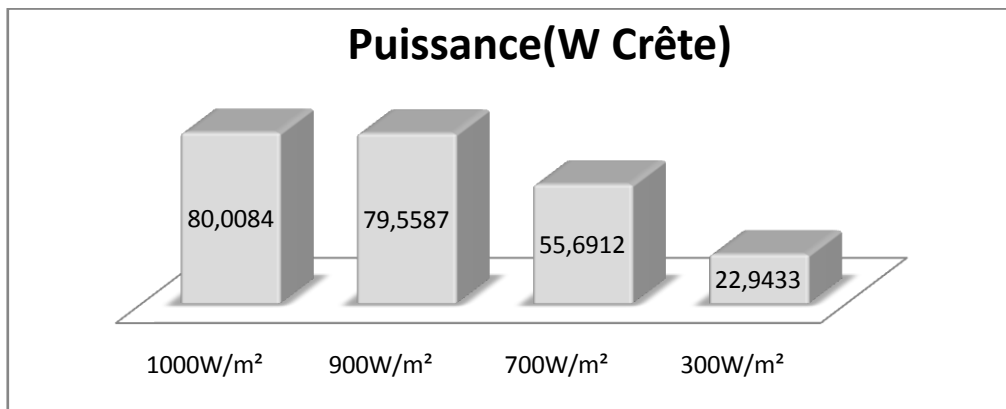
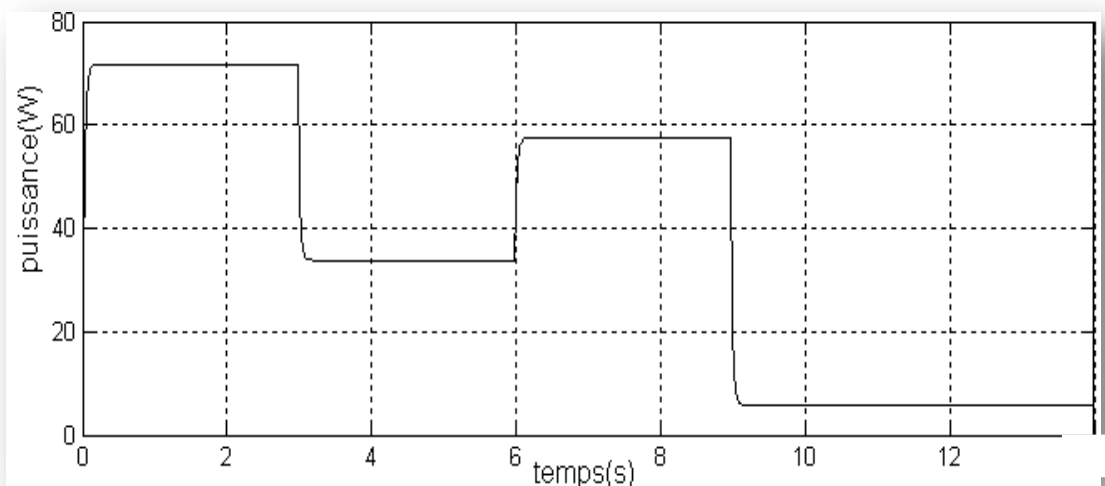
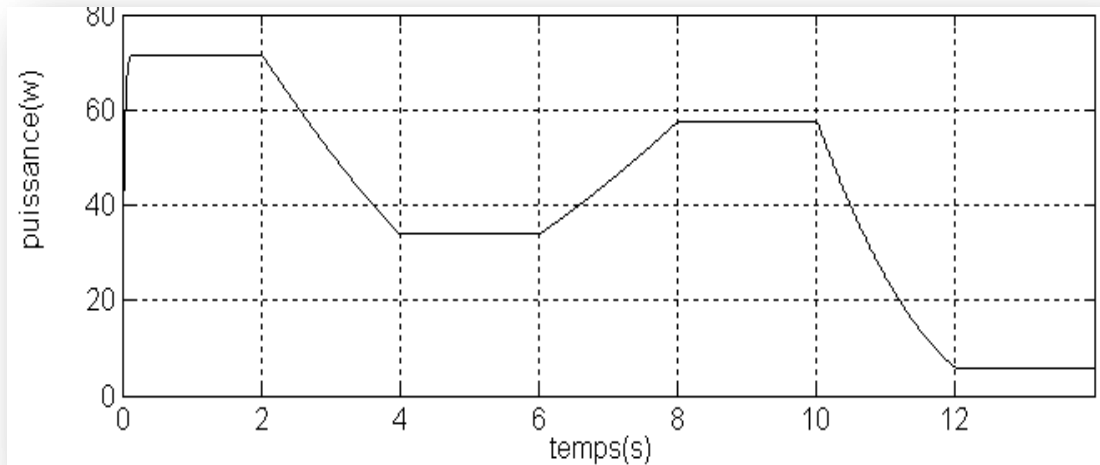


Figure (III.13) : Histogramme de puissance pour les différents ensoleillements.

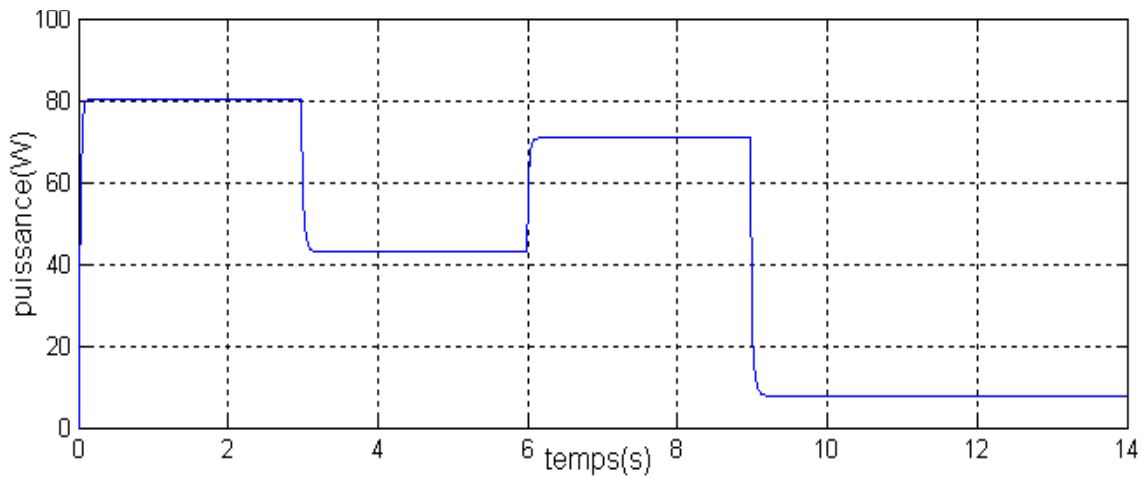
On donne la simulation des différentes méthodes pour les différents ensoleillements :



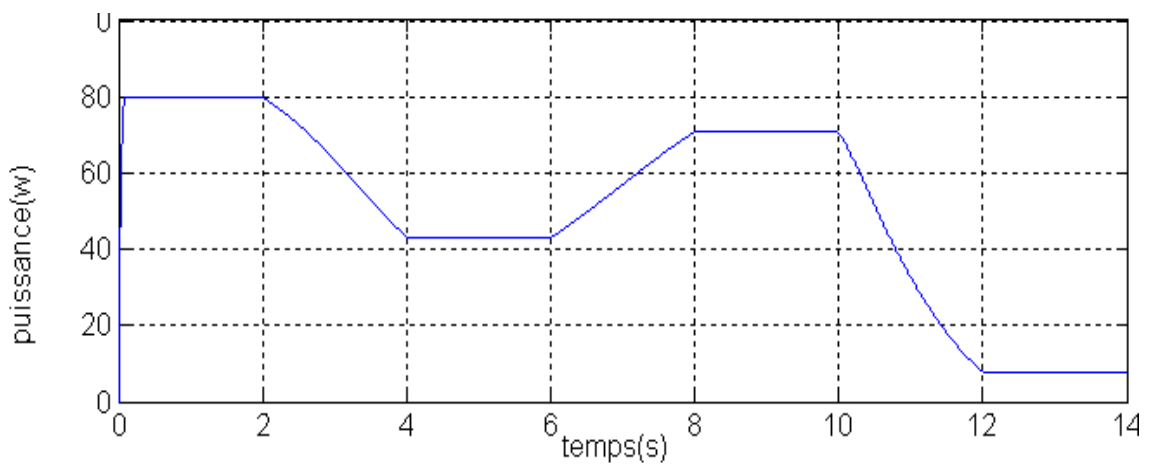
Figure(III.14) : Allure de P(t) de la méthode SMPPT pour un changement brusque.



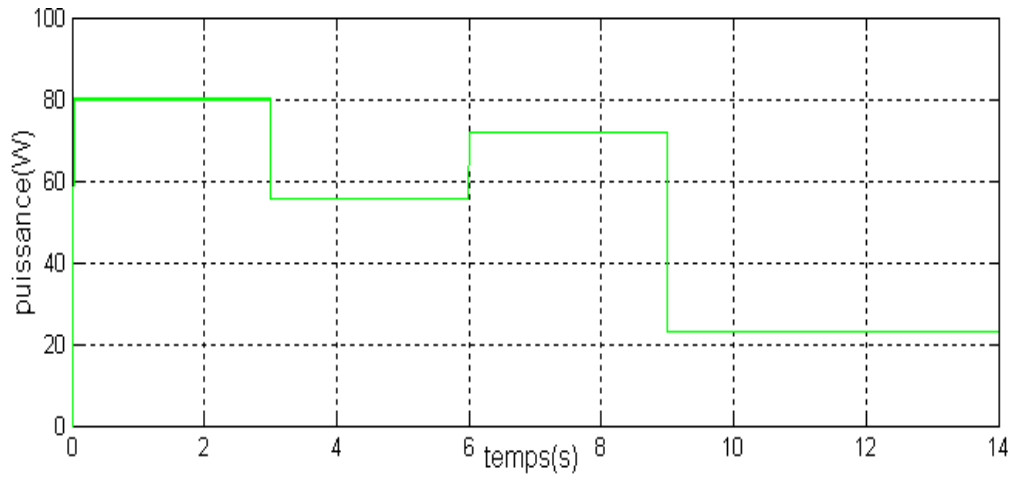
Figure(III.15) : Allure de  $p(t)$  de la méthode SMPPT pour un changement progressif.



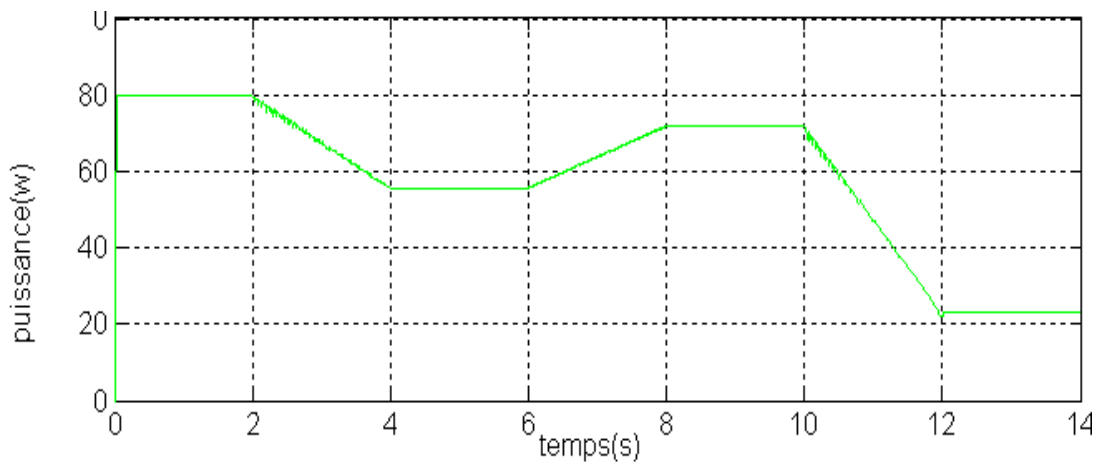
Figure(III.16) : Allure de  $P(t)$  de la méthode P&O pour un changement brusque



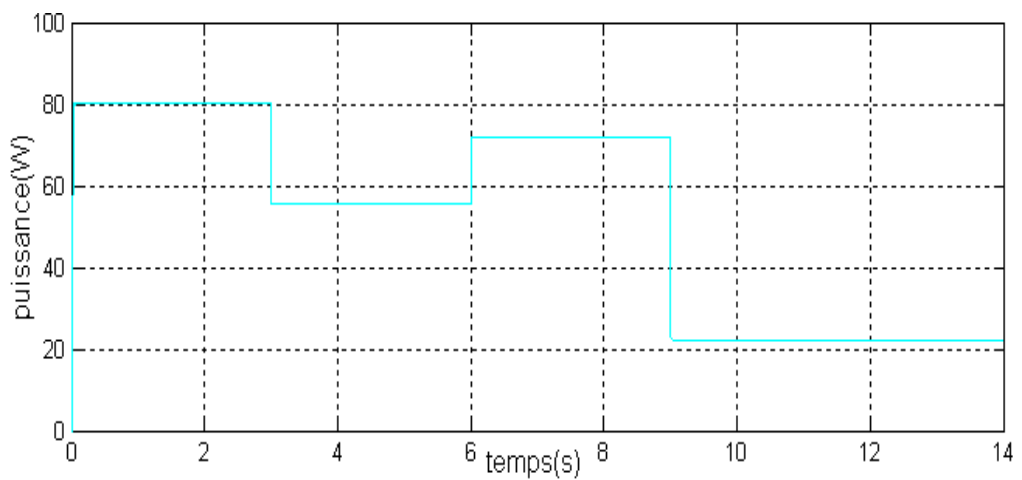
Figure(III.17) : Allure de  $p(t)$  de la méthode P&O pour un changement progressif.



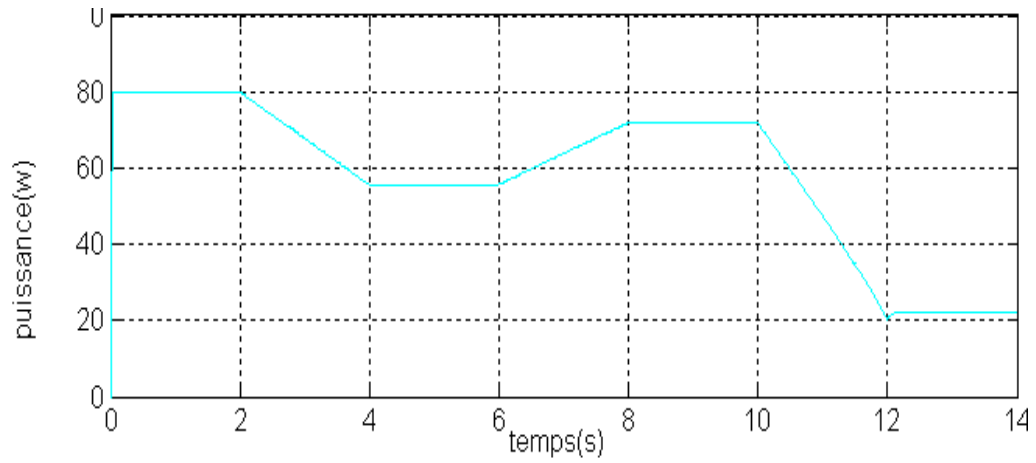
Figure(III.18) : Allure de P(t) de la méthode FLC pour un changement brusque.



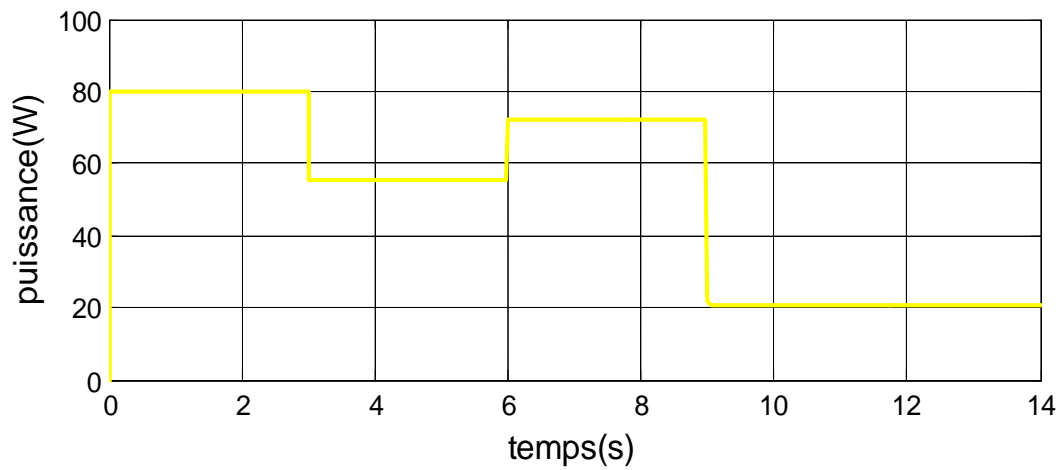
Figure(III.19) : Allure de p(t) de la méthode FLC pour un changement progressif.



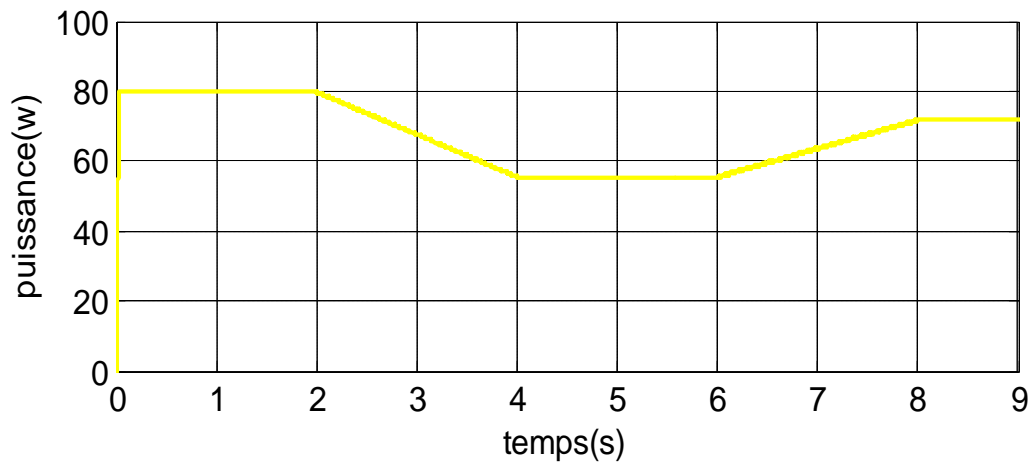
Figure(III.20) : Allure de P(t) de la méthode AFLC pour un changement brusque.



Figure(III.21) : Allure de  $p(t)$  de la méthode AFLC pour un changement progressif.

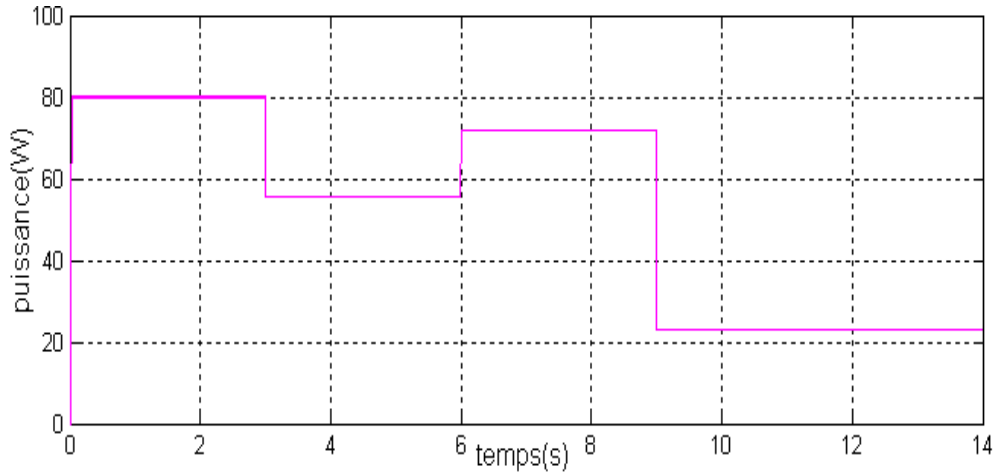


Figure(III.22) : Allure de  $P(t)$  de la méthode FNC pour un changement brusque.

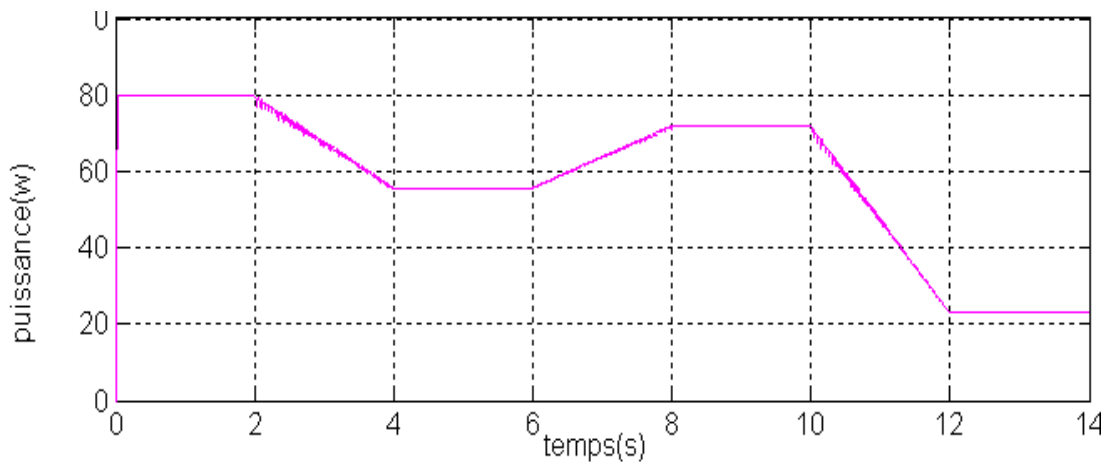


Figure(III.23) : Allure de  $p(t)$  de la méthode FNC pour un changement progressif.





Figure(III.24) : Allure de P(t) de la méthode HYB pour un changement brusque.



Figure(III.25) : Allure de p(t) de la méthode HYB pour un changement progressif.

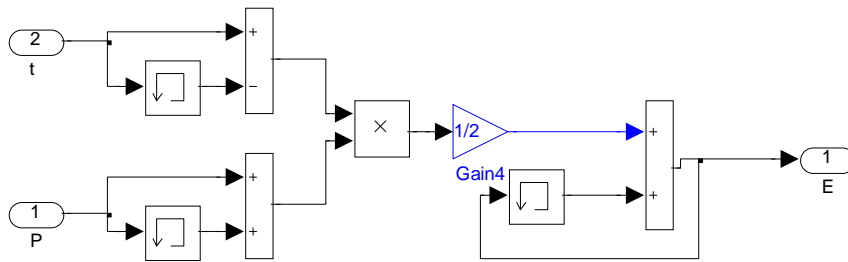
### III.3. Comparaison :

Pour mieux voir la différence en fonction de temps, on va mesurer l'énergie en utilisant la méthode de trapèze :

$$E = \frac{1}{2} \sum_{n=0}^t (P_{n+1} + P_n) \times (t_{n+1} - t_n) \quad (III.8)$$

t : c'est le temps.

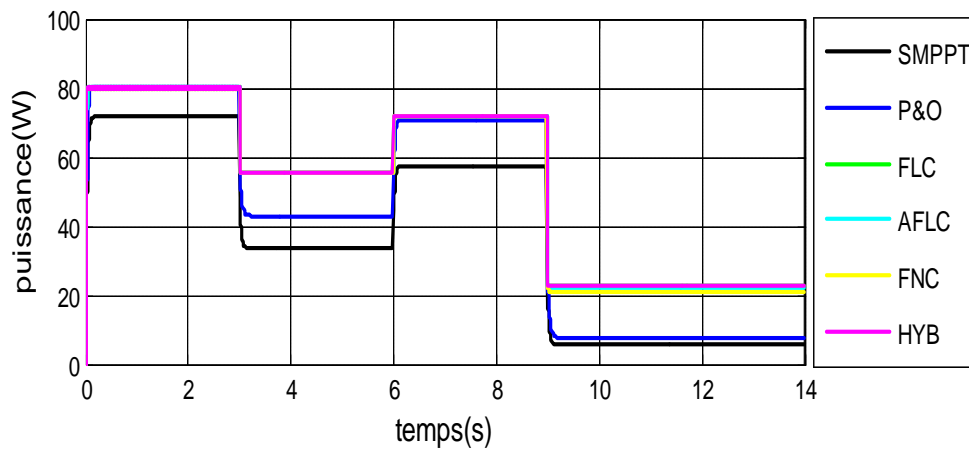
Le block Matlab/simulink de calculs d'énergie est le suivant :



Figure(III.26) : Bloc de calcul d'énergies

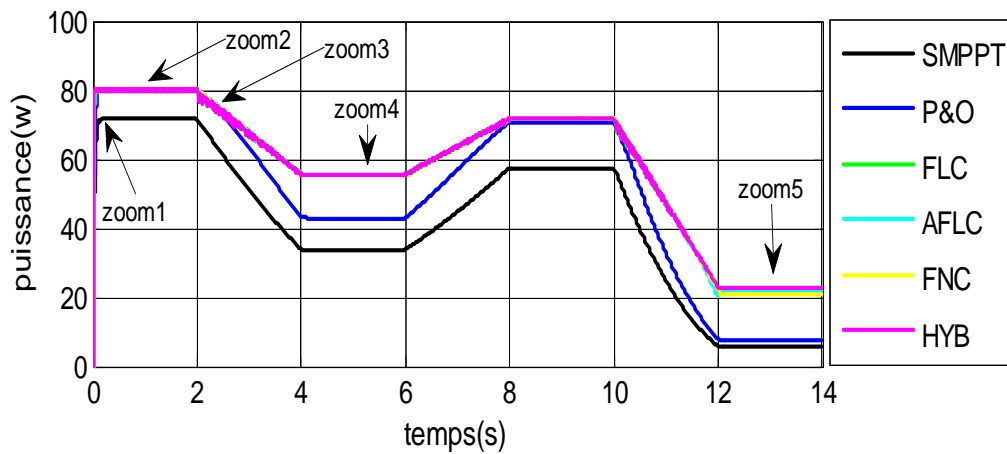
On donne les allures pour les différentes méthodes étudiées :

a. Pour un changement brusque :



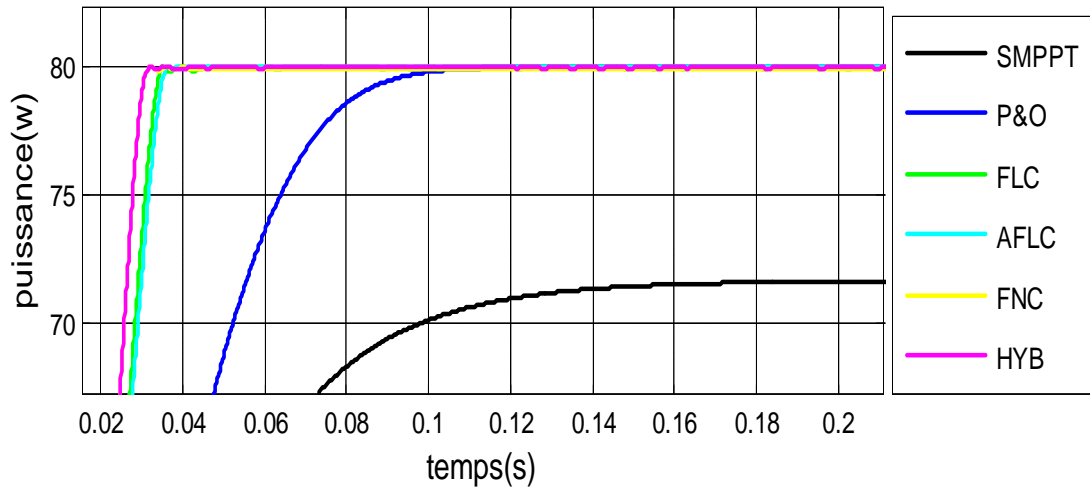
Figure(III.27) : Allure de puissance  $P(t)$  de différentes méthodes pour un changement brusque.

b. Pour un changement progressif :



Figure(III.28) : Allure de  $p(t)$  de différentes méthodes pour un changement progressif.

Le premier zoom de la figure (III.27) :



Figure(III.29) : Zoom (1) de la figure(III.28).

On zoome encore la figure(III.28) on trouve :

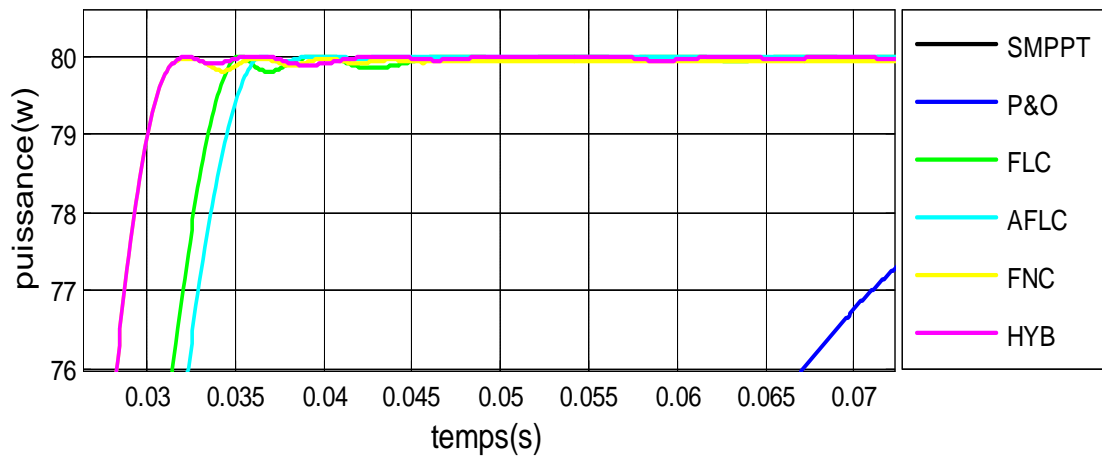


Figure (III.30) : Zoom de la figure(III.29).

Deuxième zoom de la figure (III.28) :

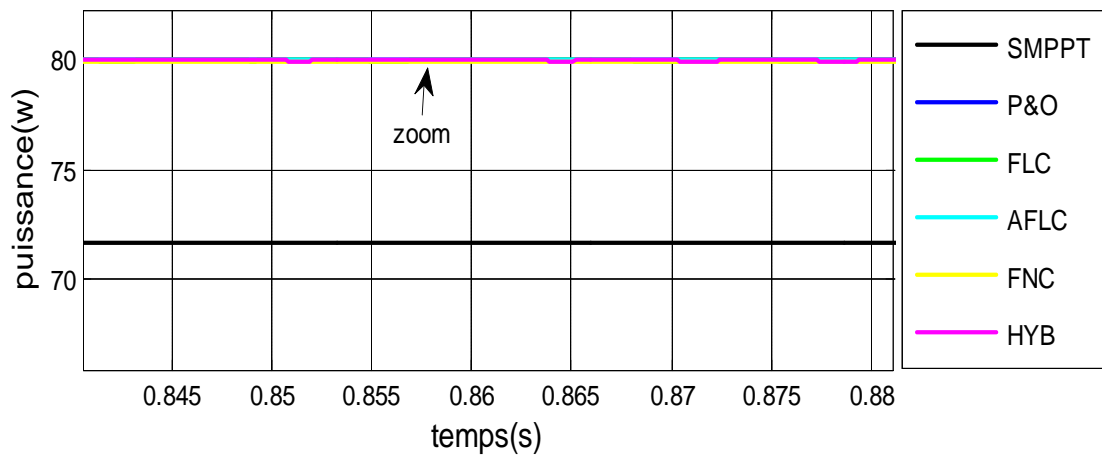


Figure (III.31) : Zoom de la figure(III.28).

Le zoom de la figure(III.31) est comme suit :

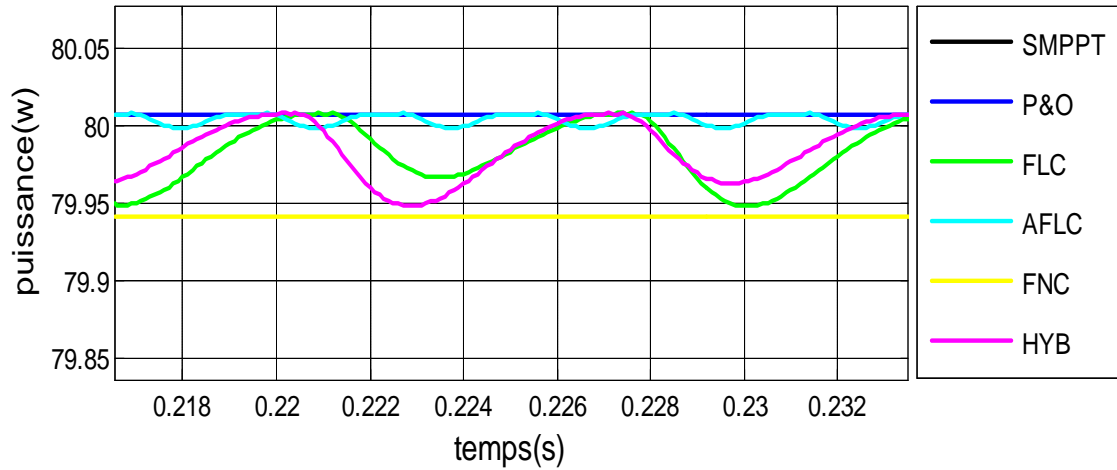


Figure (III.32) : Zoom de la figure(III.31).

Troisième zoom de la figure (III.28) :

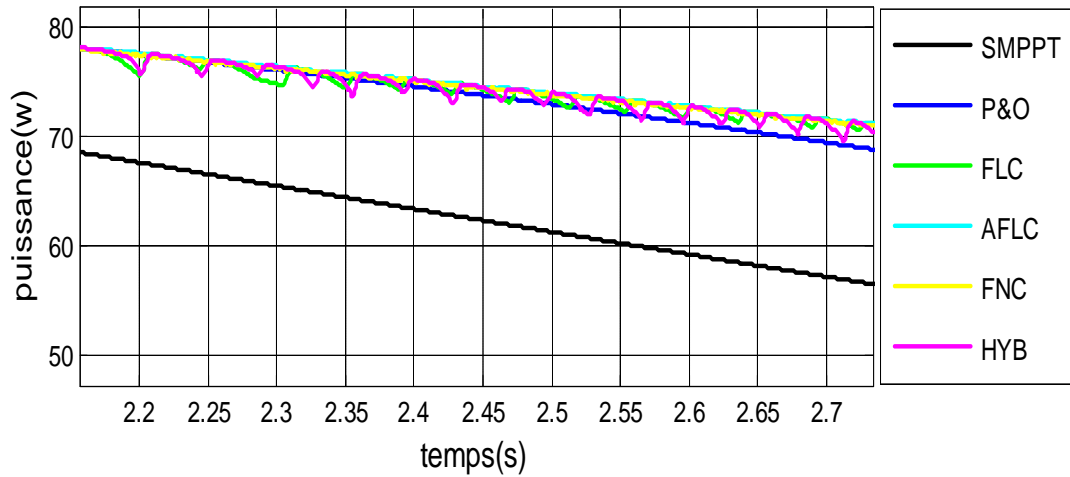
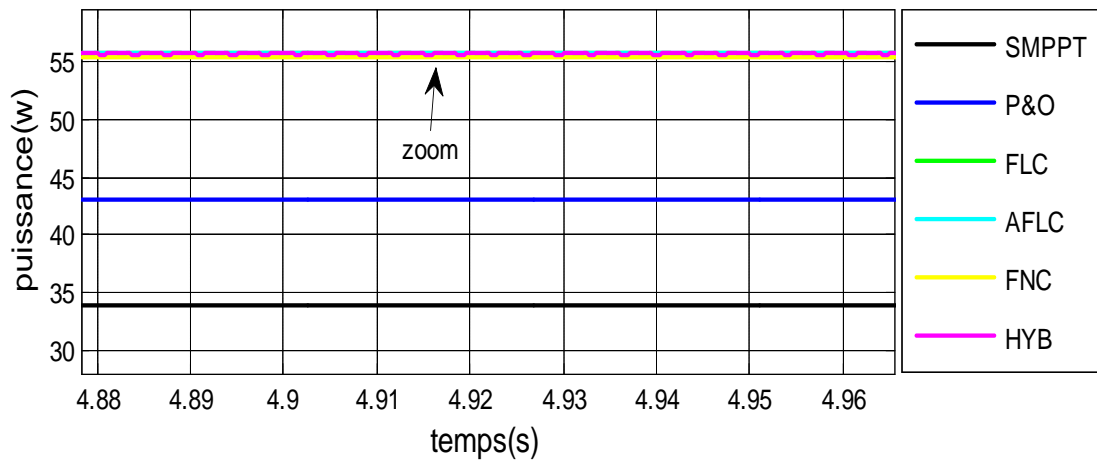


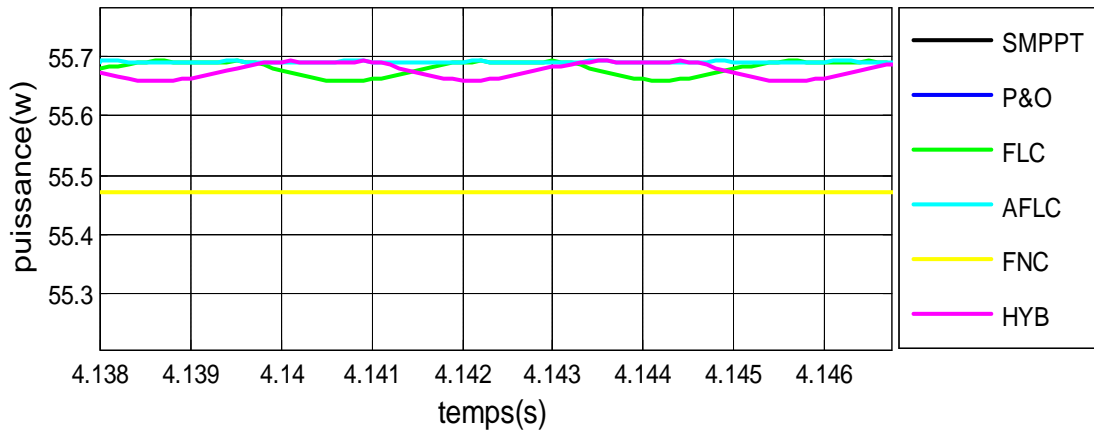
Figure (III.33) : Zoom de la figure(III.28).

Quatrième zoom de la figure(III.28) :



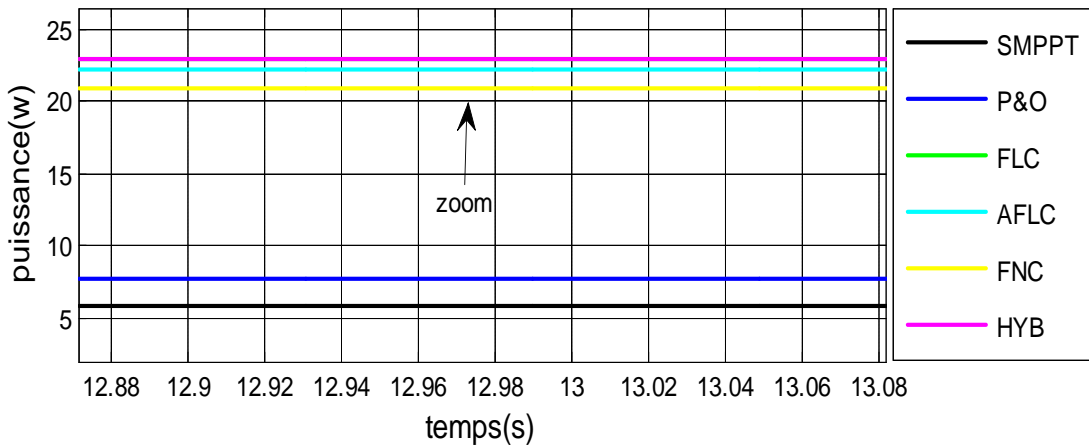
Figure(III.34) : Zoom(4) de la figure(III.28).

Le zoom de la figure (III.34) est présenté ci dessous :



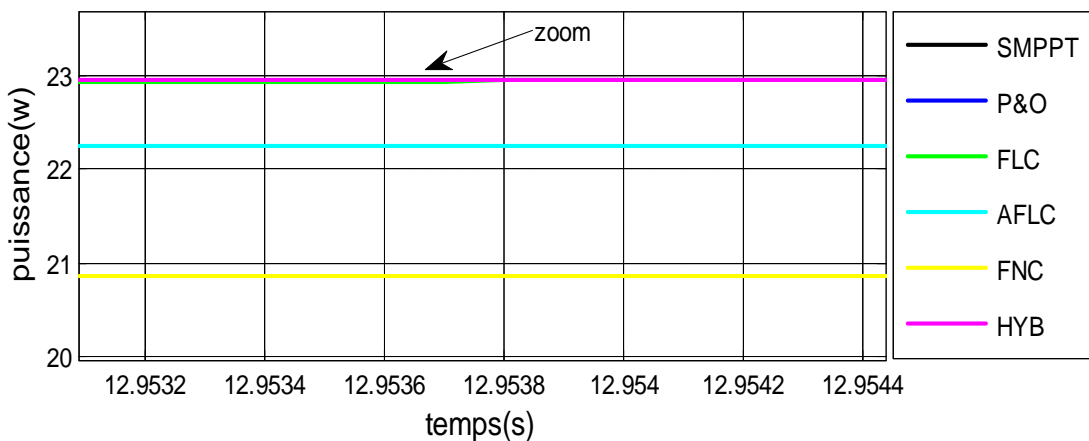
Figure(III.35) : Zoom de la figure(III.34).

Cinquième zoom de la figure(III.28) est représenté sur la figure suivante :



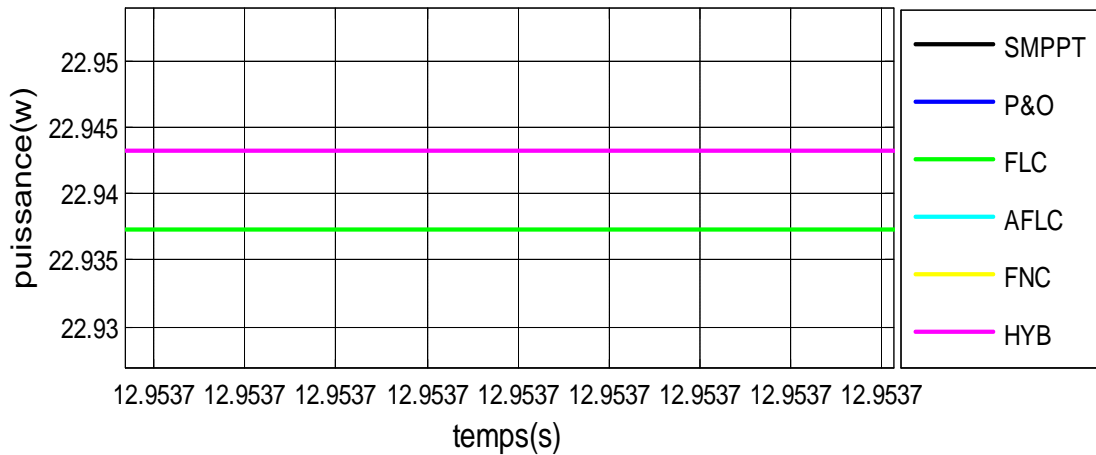
Figure(III.36) : Zoom (5) de la figure(III.28).

Le zoom de la figure(III.36) est sur la figure suivante :



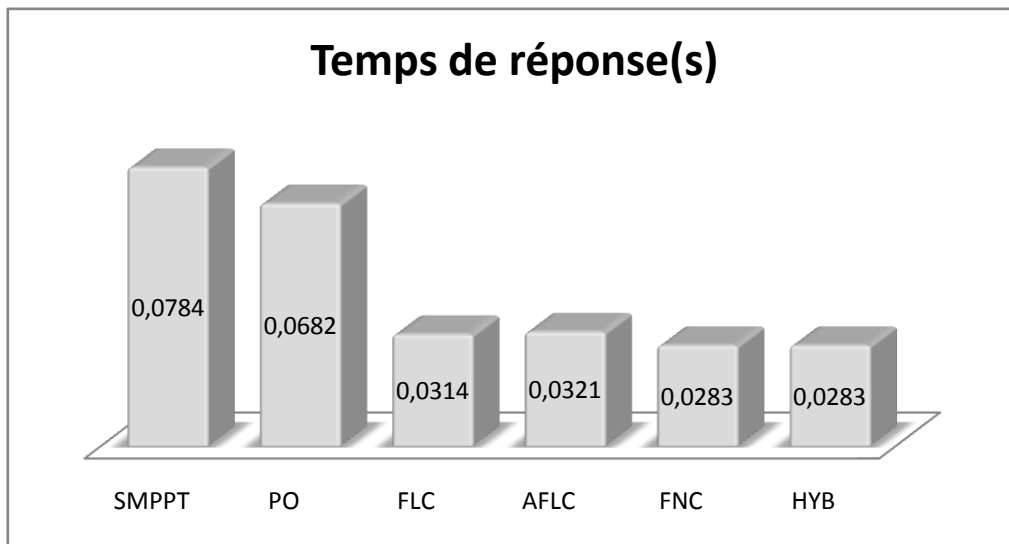
Figure(III.37) : Zoom de la figure(III.36).

Le zoom de la figure si dessus est présenté sur la figure en bas :



Figure(III.38) : Zoom de la figure(III.37)

Nous dressons sur cet histogramme les différents temps de réponse par méthode de MPPT :



Figure(III.39) : Histogramme de temps de réponse pour chaque méthode.

Commentaire :

Cette figure ci dessus montre que les méthodes HYB et FNC ont un très bon temps de réponse juste après ils viennent les méthodes FLC et AFLC, par contre les méthodes P&O et SMPPT ont un temps faible par rapport aux autres méthodes.

Si en prend le gain en temps de réponse en pourcentage, on trouve :

$$G_t = \frac{T_{me} - T_{SMPPT}}{T_{SMPPT}} * 100 \quad (III.9)$$

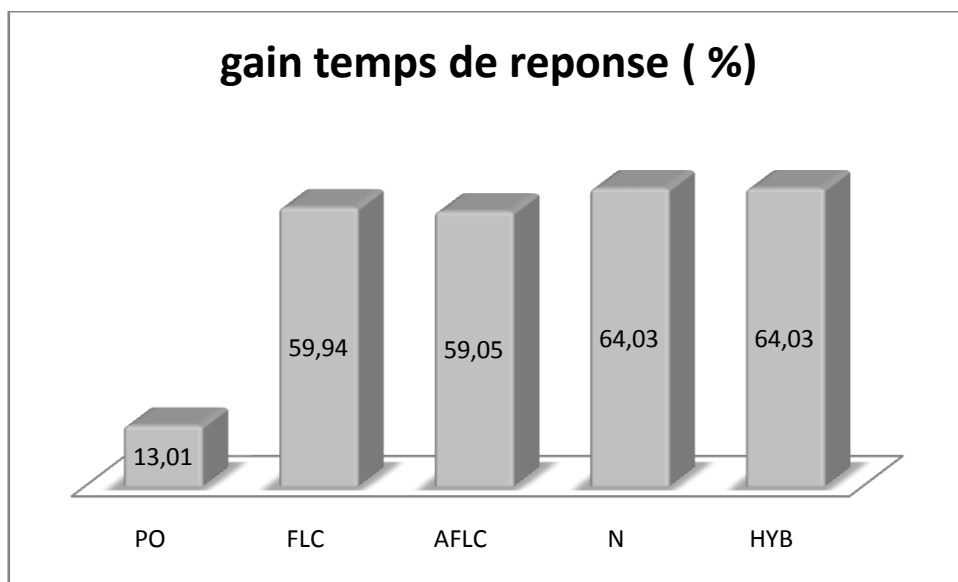
Avec :

$G_t$  : gain en temps de réponse.

$T_{me}$  : temps de réponse correspondant a chaque méthode.

$T_{SMPPT}$  : temps de réponse de panneau sans commande MPPT.

L'histogramme suivant représente le gain de temps de réponse pour les différentes méthodes :



Figure(III.40) : Histogramme de gain en temps de réponse pour chaque méthode par rapport a la méthode SMPPT.

Remarque :

Cet histogramme montre bien que les méthodes HYB,FNC ,FLC,AFLC ont un gain de temps très important par rapport a la P&O qui est proche de la méthode SMPPT.

➤ **Calcul de l'erreur :**

Pour calculer l'erreur en utilise la relation suivante :

$$\varepsilon = \frac{P_{crete} - P_{SMPPT}}{P_{SMPPT}} * 100 \quad (III.10)$$

Avec :

$\varepsilon$ : L'erreur.

$P_{crete}$  : puissance crête obtenu pour chaque méthode.

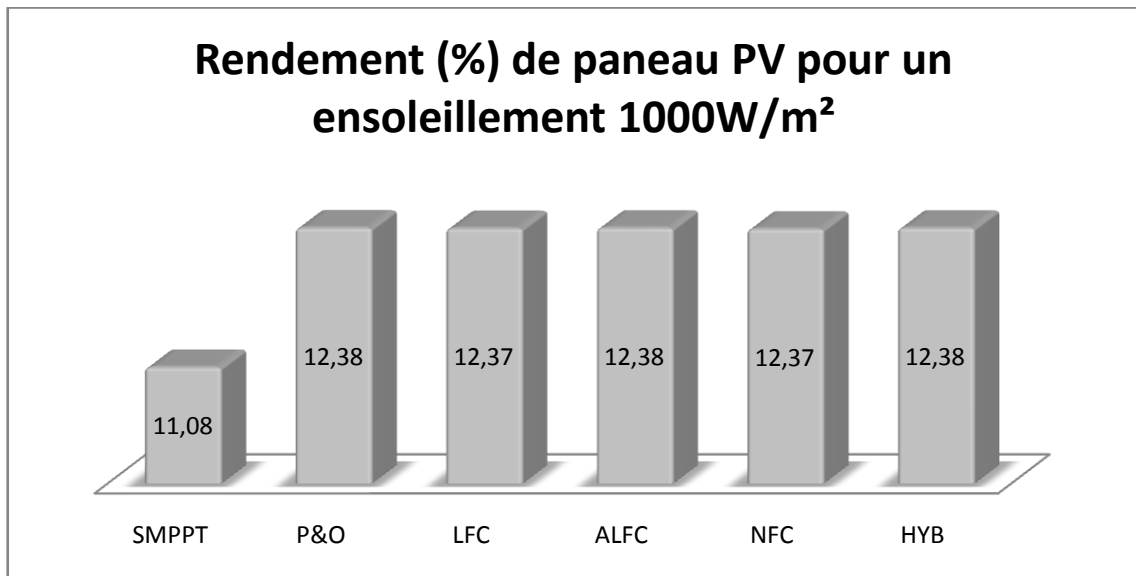
$P_{SMPPT}$  : puissance crête de panneau PV sans commande MPPT.

Les valeurs de puissance récupérée par les différentes méthodes :

Méthodes	SMPP T	P&O	LFC	ALFC	NFC	HYB
Puissances STC (W)	71,6335	80,0083	79,9803	80,0051	79,9415	80,0045
Erreurs(%)	10,75	0,0001	0,0351	0,0041	0,0836	0,0049
puissances 900 (W)	57,5477	71,4874	71,9277	71,9563	71,7377	71,9551
Erreurs(%)	20,03	0,65	0,04	0,0034	0,31	0,005
Puissances 700(W)	33,8436	43,7572	55,6735	55,6912	55,4717	55,6903
Erreurs (%)	39,23	21,42	0,03	0,00017	0,39	0,0018
puissance 300(W)	5,8523	7,7792	22,943	22,2504	20,866	22,94
Erreur (%)	74,49	66,09	0,0013	3,02	9,05	0,014

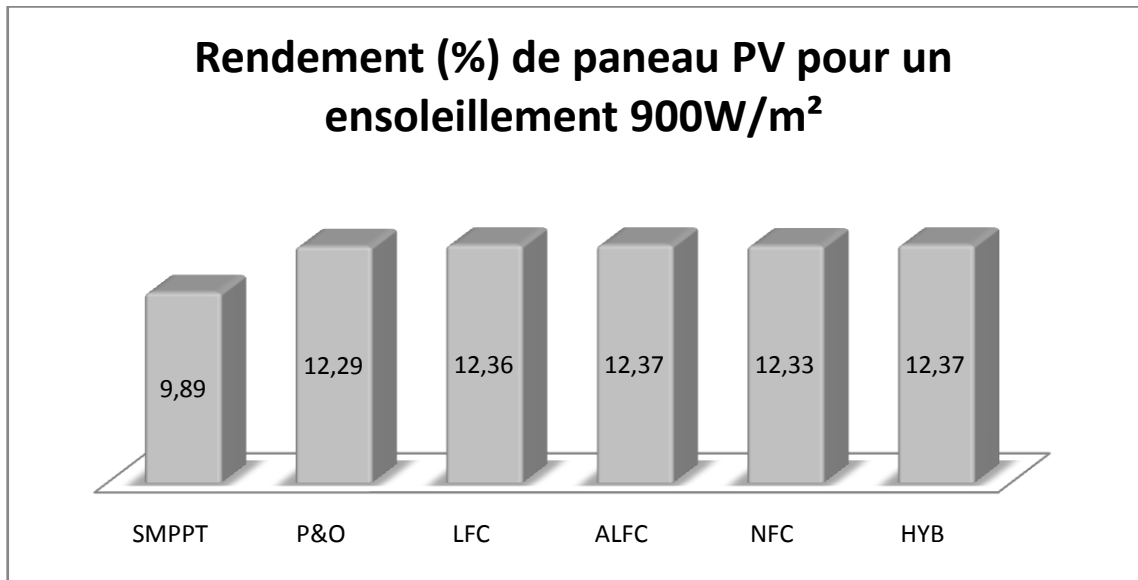
Tableau(III.2) : Valeurs des puissances max et d'erreurs pour les différentes méthodes étudiées.

Sur les histogrammes suivant on donne les rendements pour les différents ensoleillements :

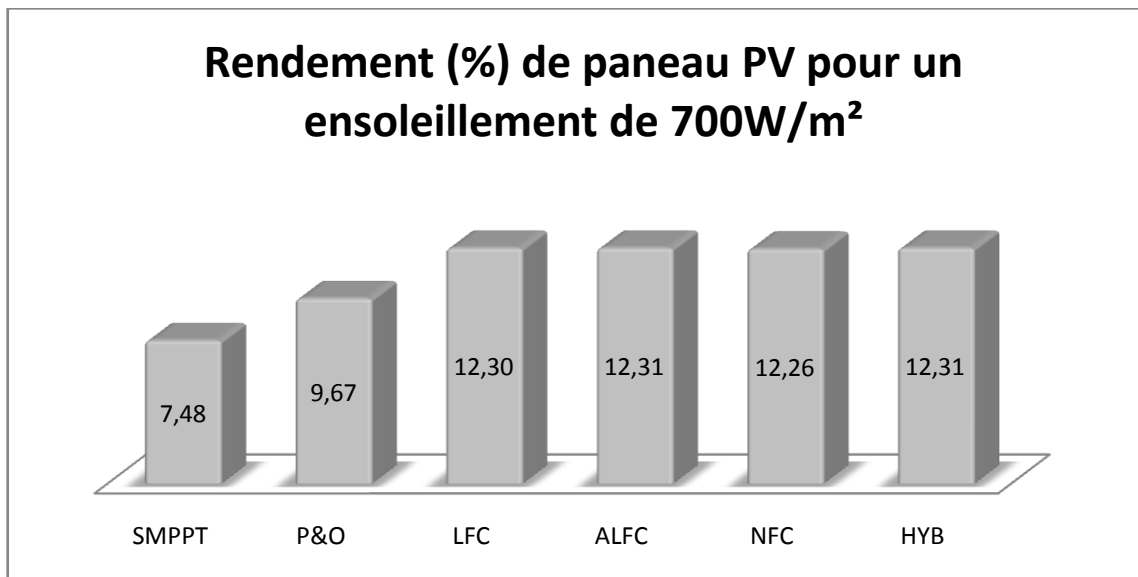


Figure(III.41) : Histogrammes de rendement de panneau PV pour un ensoleillement 1000W /m².

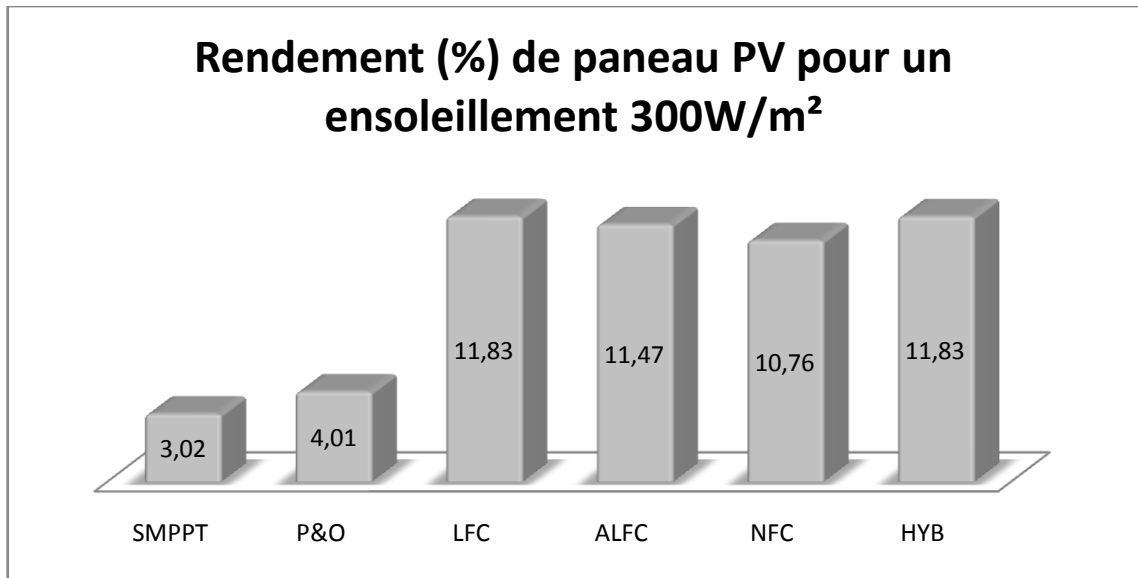




Figure(III.42) : Histogrammes de rendement de panneau PV pour un ensoleillement 900W /m<sup>2</sup>



Figure(III.43) : Histogrammes de rendement de panneau PV pour un ensoleillement 700W /m<sup>2</sup>

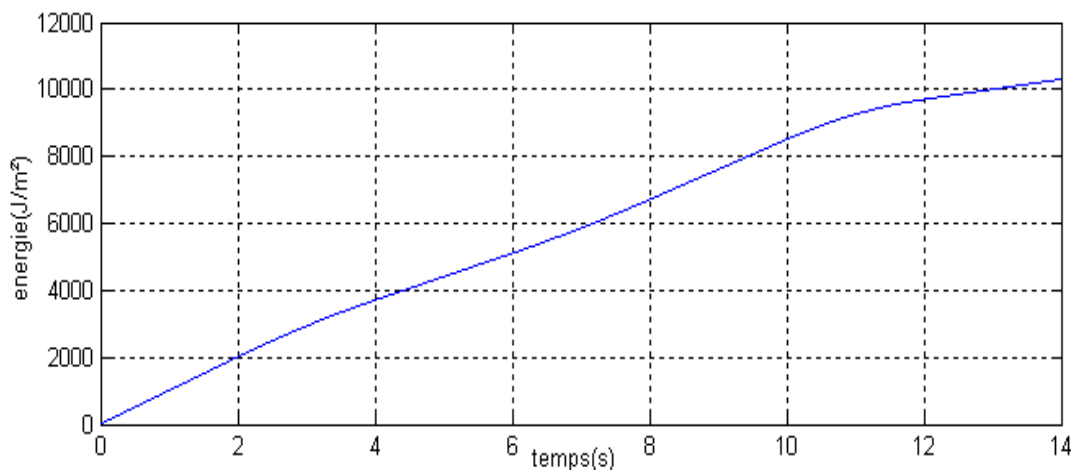


Figure(III.44) : Histogrammes de rendement de panneau PV pour un ensoleillement 300W /m<sup>2</sup>

Remarque :

Lors de fort ensoleillement on remarque que toutes les méthodes ont un bon rendement sauf la méthode SMPPT et lors de moyen ensoleillement la méthode P&O diverge un peu ,mais lorsque l'ensoleillement est faible , le rendement de la P&O chute définitivement presque comme la méthode SMPPT ,et pour les autres méthodes il décline légèrement .

La figure (III.45) représente l'allure d'énergie solaire pour un changement progressif d'ensoleillement :



Figure(III.45) : Allure d'énergie solaire E(t) avec un changement progressif

Cette figure illustre l'énergie solaire disponible sur une unité de surface qui est égale un mètre carre (m<sup>2</sup>) :

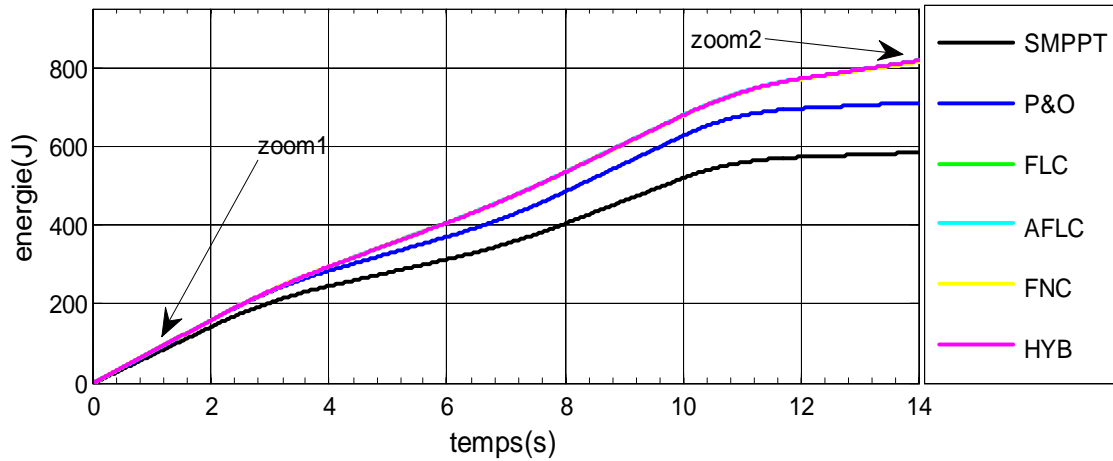
$$E_j = 10300 \text{ J/m}^2$$

La puissance récupérée par une surface de panneau ( $1195 \cdot 10^{-3} \cdot 541 \cdot 10^{-3}$ ) est de  $S=0.6464\text{m}^2$ .

L'énergie captée par le panneau est alors:

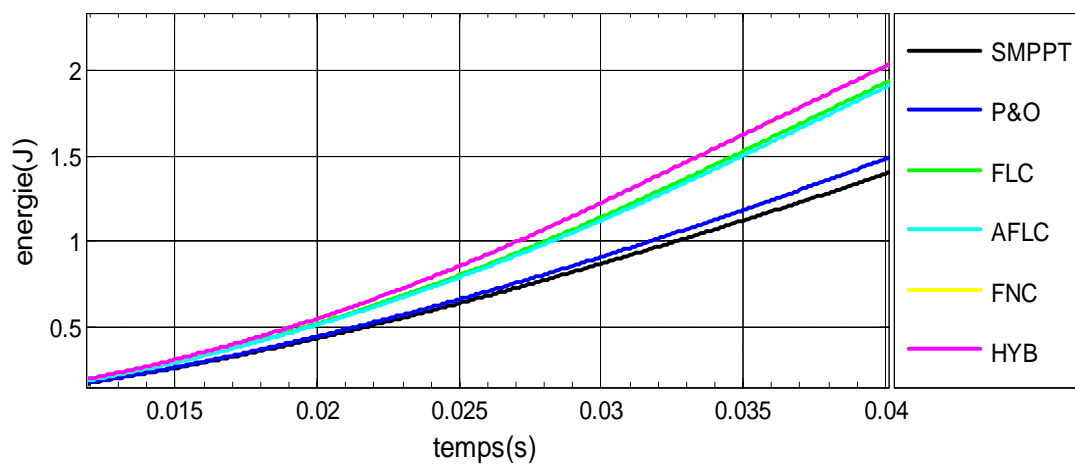
$$\begin{aligned} E &= E_j \cdot S && \text{(III.11)} \\ &= 8500 \cdot 0.6464 \\ E &= 6657,92\text{j} \end{aligned}$$

Les allures d'énergies de chaque méthode sont représentées ci-dessous :



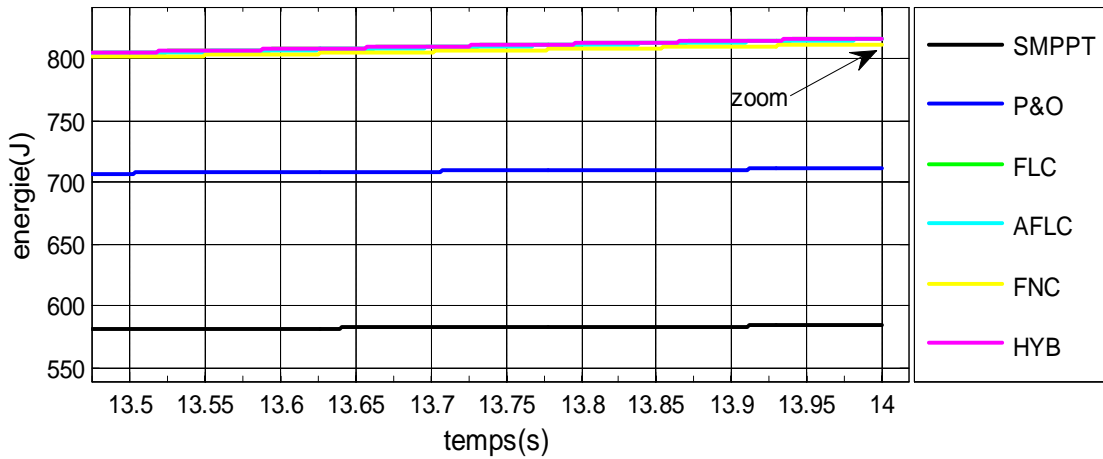
Figure(III.46) : Allure d'énergie de différentes méthodes pour un changement progressif d'ensoleillement.

Le zoom(1) de la figure(III.46) est représenté sur la figure suivante :



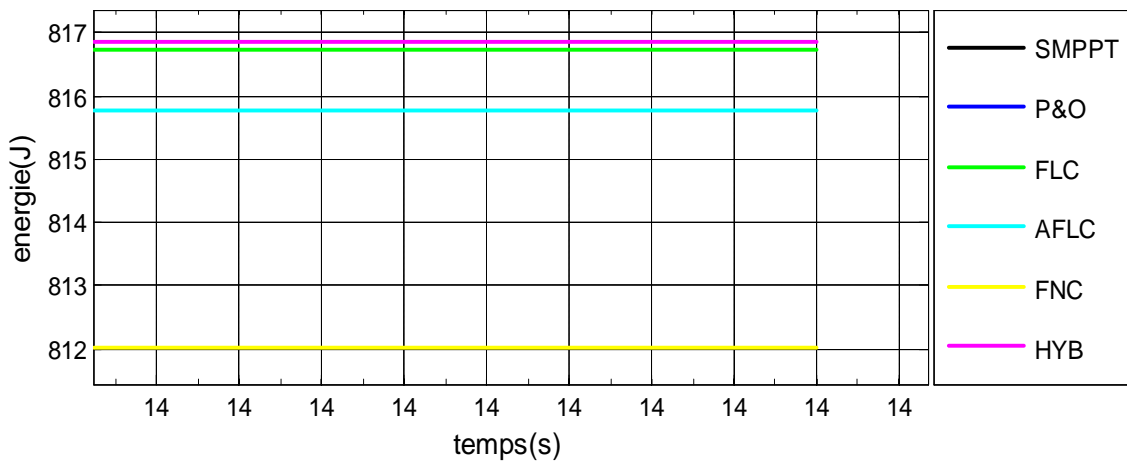
Figure(III.47) : Zoom1 de la figure(III.46).

Le zoom(2) de la figure(III.46) est représenté ci dessous :



Figure(III.48) : Zoom2 de la figure(III.46).

On zoom d'avantage sur le zoom2 :



Figure(III.49) : Zoom de la figure(III.48).

Remarque :

Les figure ci-dessus montre clairement que lors d'un changement progressif de l'ensoleillement les méthodes HYB, AFLC, FLC et FNC ont un bon rendement par rapport aux méthodes P&O et SMPPT.

Energies produites par chaque méthode pour un changement progressif sont représentées sur histogramme suivant :

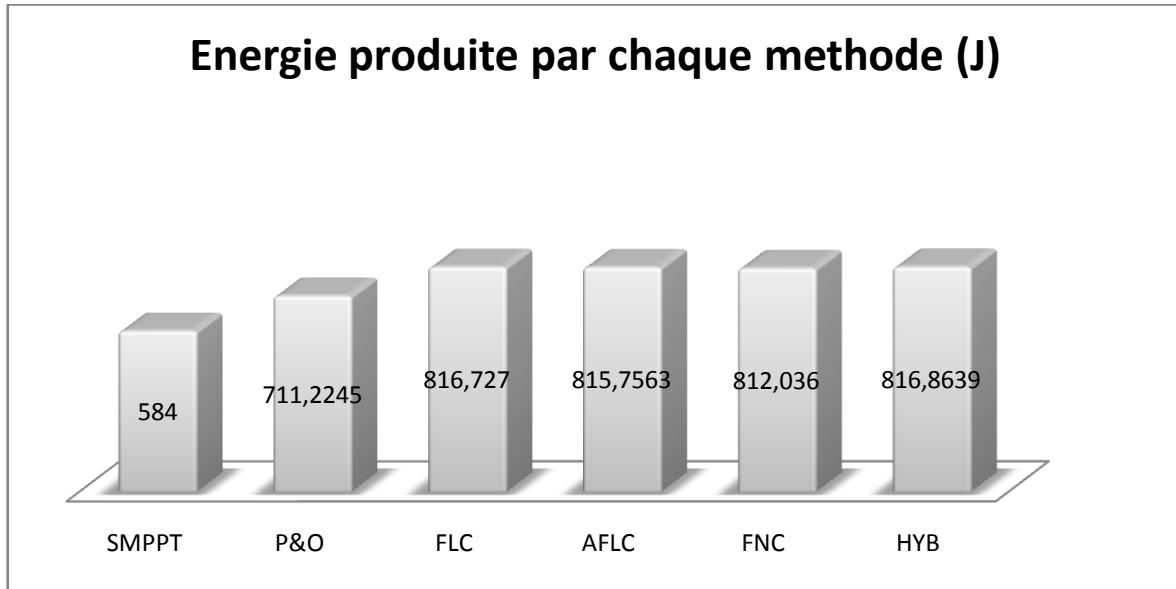


Figure (III.50) : Histogramme d'énergie produite par chaque méthode étudiée.

➤ Calcule de gain en énergie :

$$GE_{me} = \left( \frac{E_{me} - E_{SMPPT}}{E_{SMPPT}} \right) * 100 \quad (III.12)$$

$GE_{me}$  : Gain d'énergie correspondant a chaque méthode

$E_{me}$  : Energie correspondant a chaque méthode

$E_{SMPPT}$  : Energie délivrer par le panneau photovoltaïque sans l'utilisation de commande MPPT

Les gains en énergies pour les différentes méthodes pour un changement progressif sont représentés ci dessous :

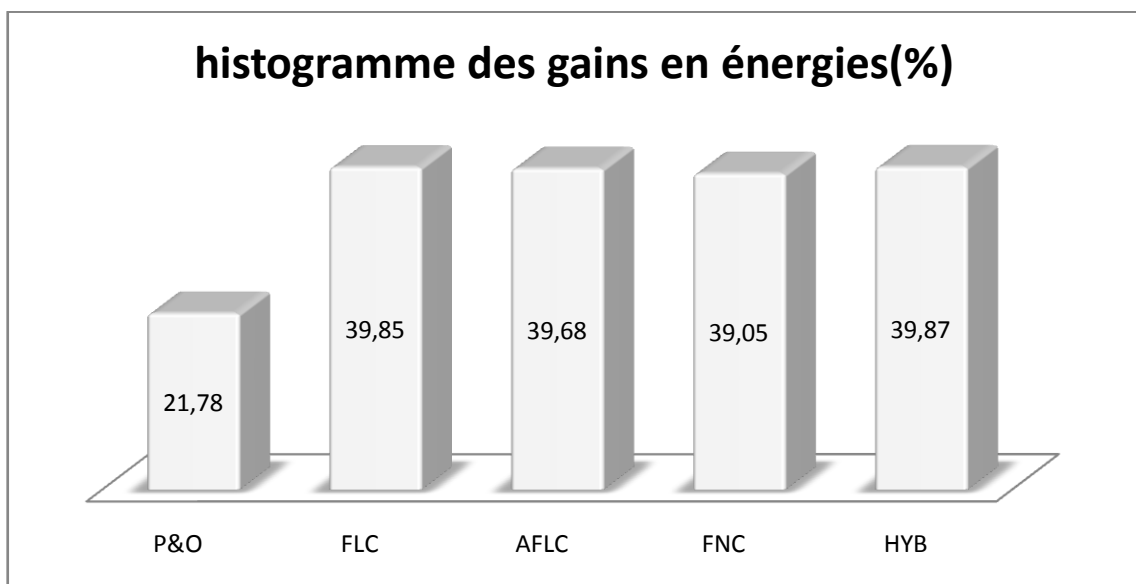


Figure (III.51) : Histogramme des gains en énergies (%).

Cet histogramme montre très bien les différents gains en énergie et en constate que la SMPPT et la P&O ont de mal à suivre les méthodes intelligentes (FLC, AFLC, NFC et l'HYB)

Alors pour ce qui concerne le changement brusque d'ensoleillement; on conseille l'utilisation de la FNC et pour les changements progressifs le choix se porte sur l'AFLC, sinon l'HYB est adéquate pour les deux.

**Exemple :**

Pour le nord-africain la méthode FNC c'est la mieux à appliquée car la variation de climat est aléatoire, alors que pour le désert c'est la méthode AFLC qui sera la mieux à appliquer.

Sinon l'HYB est adéquate pour les deux, car lors de changement brusque elle tend vers la FNC et au régime permanent elle tend vers la méthode AFLC.

➤ Calcul du rendement :

$$n = \frac{E_{Me}}{E} \tag{III.13}$$

Avec :

$E_{Me}$  : énergie de chaque méthode.

$E$  : énergie absorbée par le panneau PV.

Sachant que :

$$E = 6657,92j$$

Alors le rendement de chaque méthode est représenté pour le changement progressif sur histogramme de la figure(III.48) ;

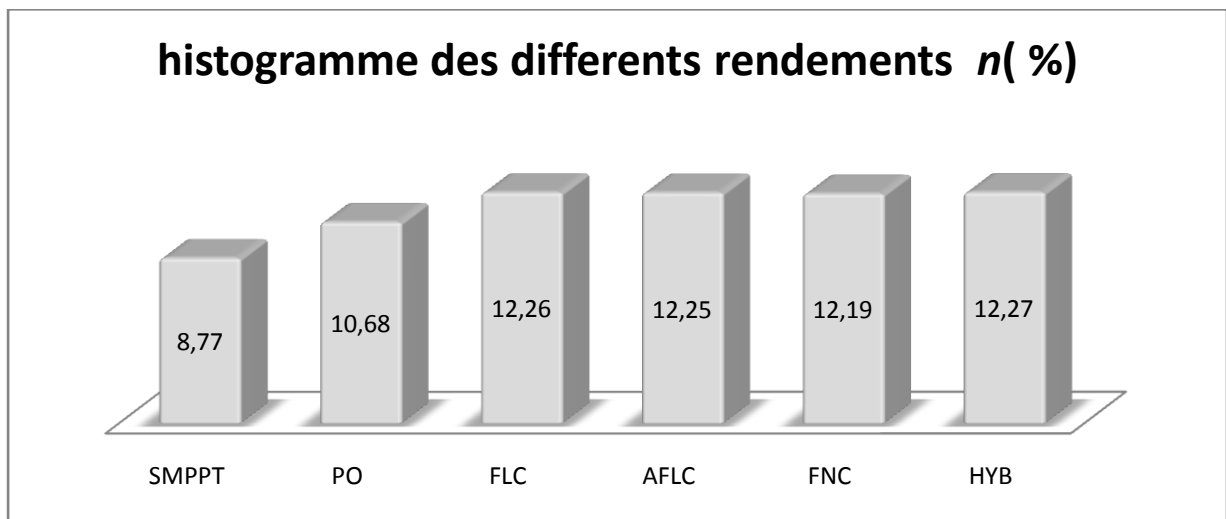


Figure (III.52) : Histogramme des différents rendements  $n$ (%).

Le rendement de panneau SUNTECH STP 080S-12/Bb dans des conditions STC est de 12.37% alors la méthode qui se rapproche le plus de ce dernier est la méthode Hybride avec une marge d'erreur de l'ordre de :

$$\varepsilon = \frac{n_{stc} - n_m}{n_{stc}} \quad (III.14)$$

On trouve :  $\varepsilon = 0,80\%$

Avec :

$n_{stc}$  : Le rendement sous les conditions STC.

$n_m$  : Le rendement de chaque méthode.

Sans oublier les méthodes floues qui ont aussi un bon rendement.

➤ Le profile de trois jours :

On choisit un profile d'ensoleillement de trois jours qu'on a appliqué au système étudié (figure (III.53)).

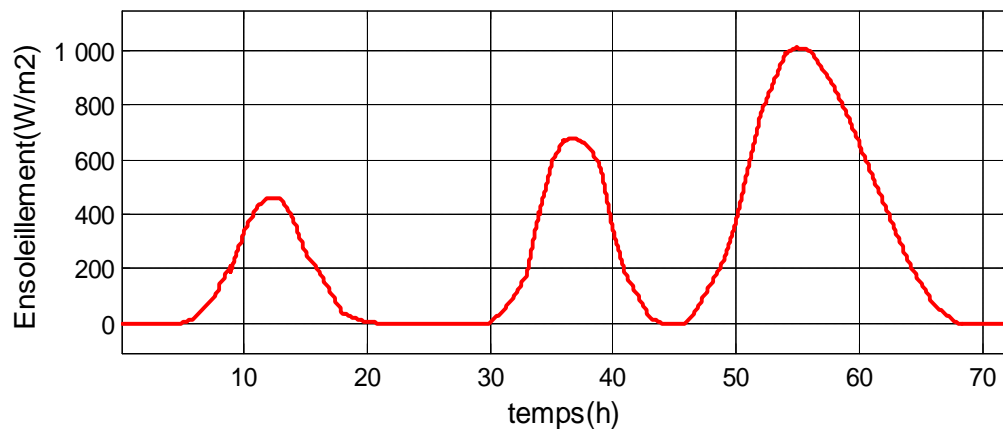


Figure (III.53) : Allure de l'ensoleillement pour un profile de trois jours.

Le signal de température pour ce profile est représenté ci-dessous :

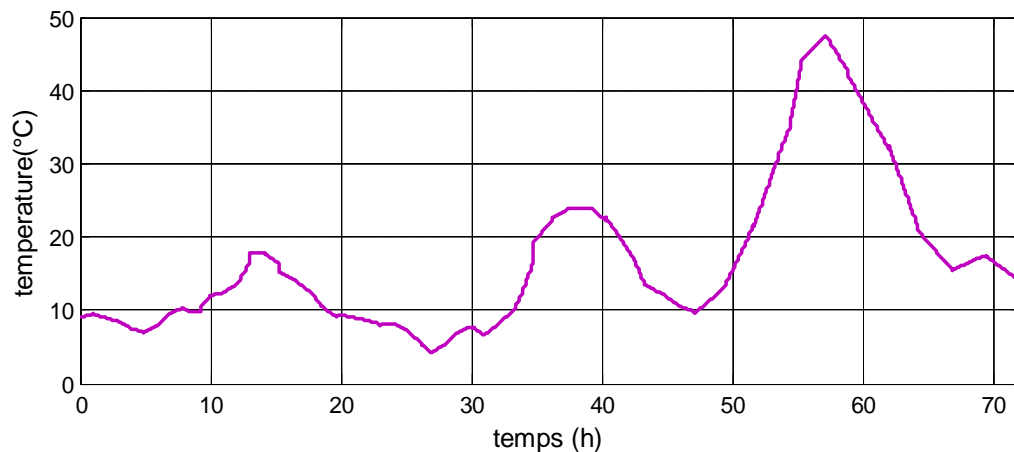


Figure (III.54) : Allure de température pour un profile de trois jours.

➤ pour les puissances :

Les allures de puissance pour les différentes méthodes sont représentées sur la figure ci-dessous :

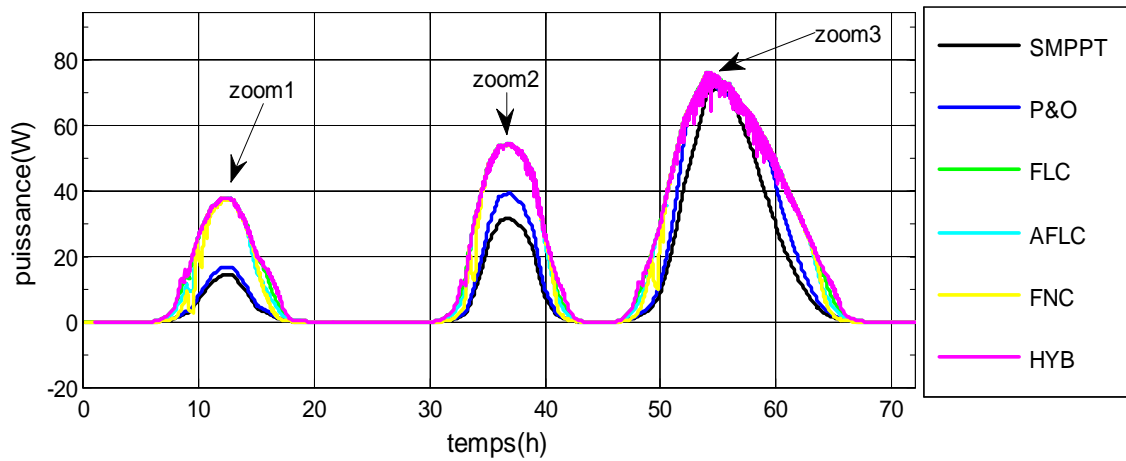


Figure (III.55) : Allure de puissance pour les différentes méthodes MPPT

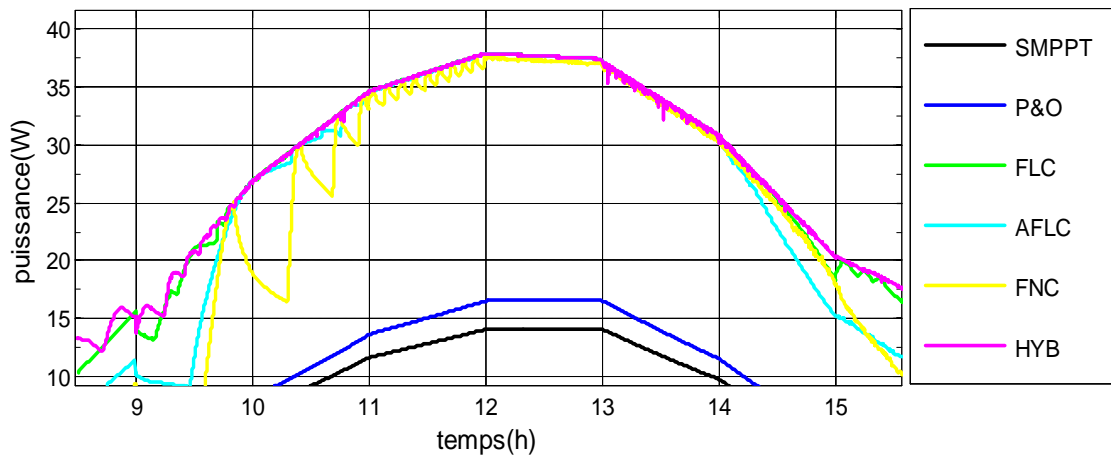


Figure (III.56) : Zoom(1) de la figure (III.55).

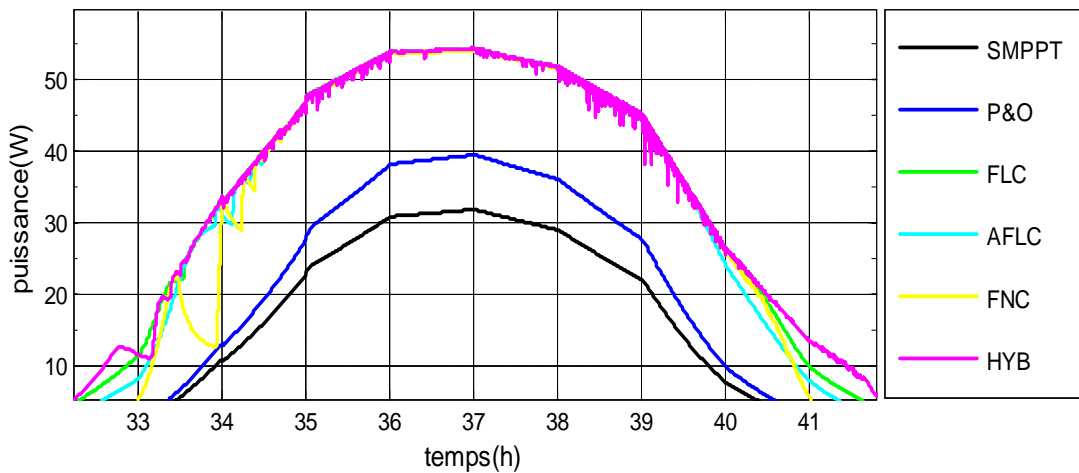


Figure (III.57) : Zoom(2) de la figure (III.55).



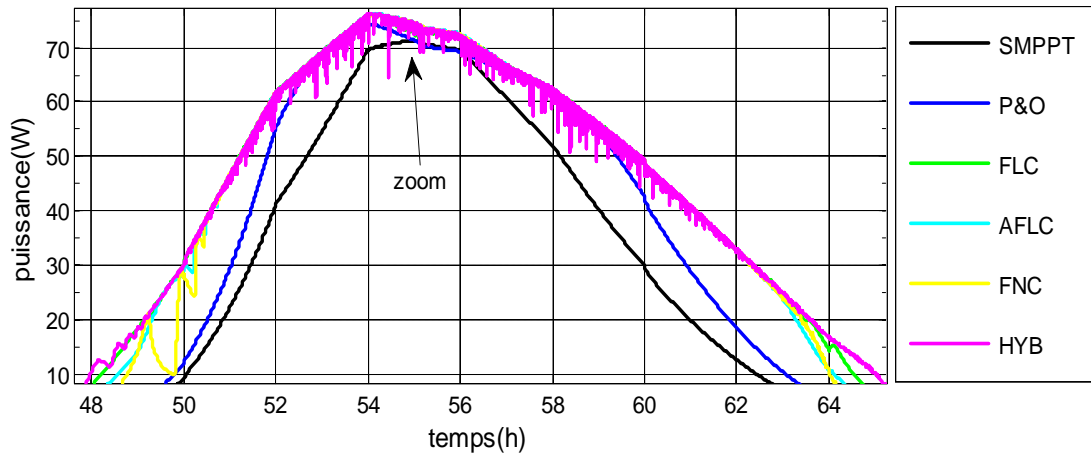


Figure (III.58) : Zoom(3) de la figure(III.55).

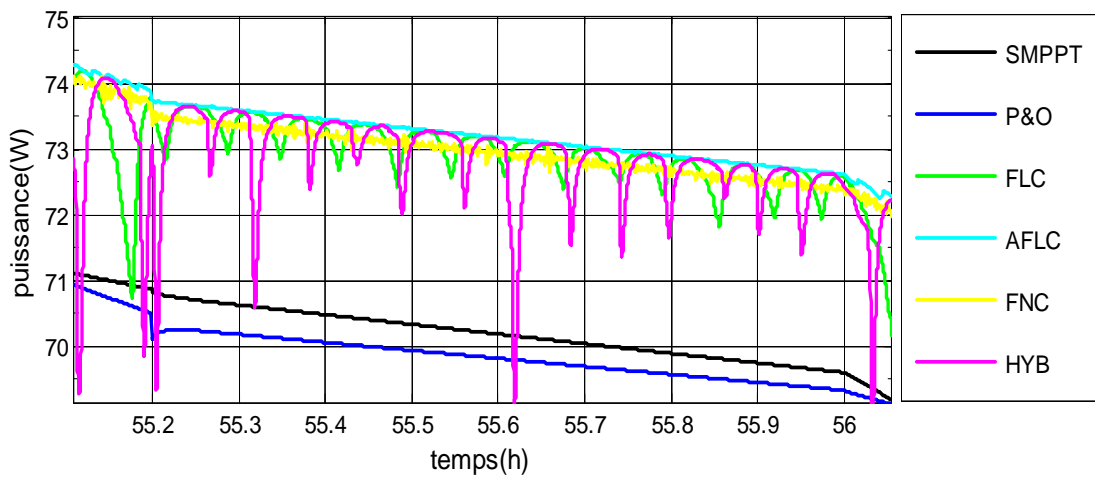


Figure (III.59) : Zoom de la figure (III.58).

➤ Remarque :

On remarque que les méthodes intelligentes (HYB, AFLC, FNC et FLC) ont un bon rendement par rapport aux méthodes classique (P&O et SMPPT).

➤ Pour l'énergie :

➤

Les allures d'énergies pour un profil de trois jours sont représentées ci-dessous :

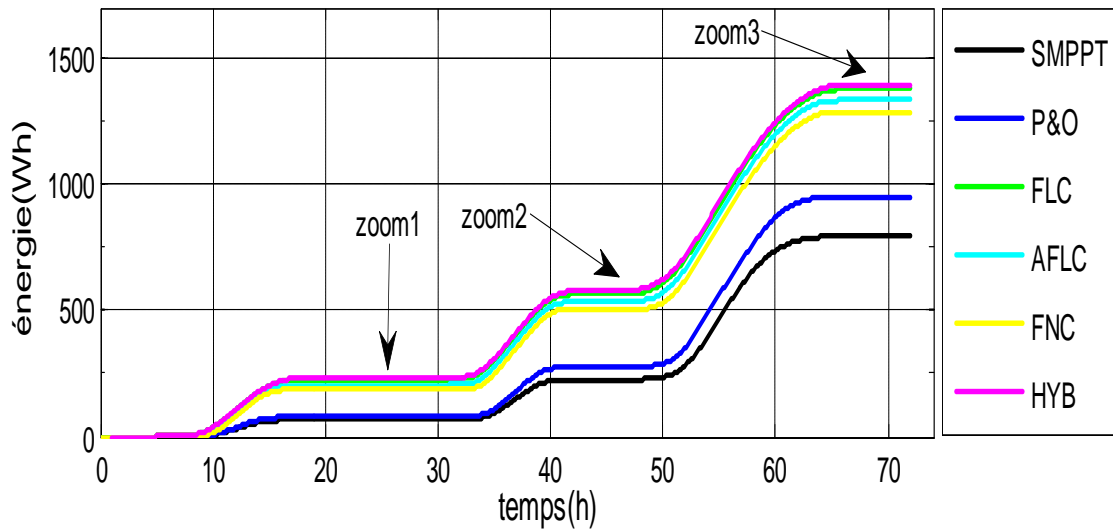


Figure (III.60) : Allure d'énergie pour les six méthodes étudiées pour un profil de trois jours.

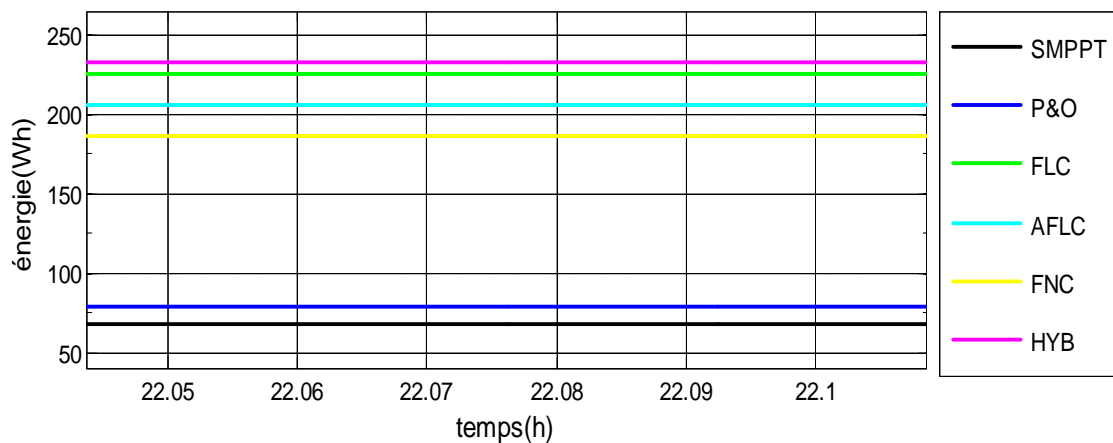


Figure (III.61) : Zoom(1) de la figure(III.60).

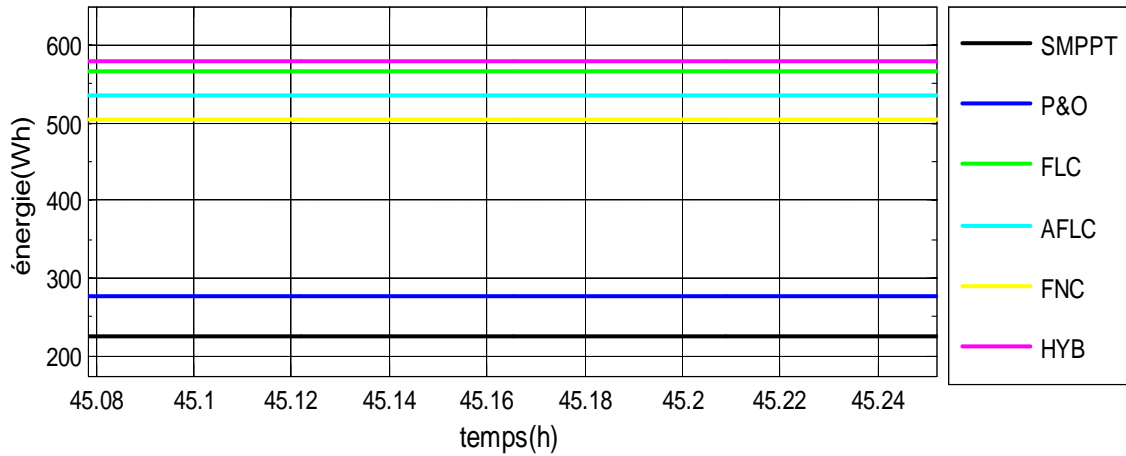


Figure (III.62) : Zoom(2) de la figure(III.60).

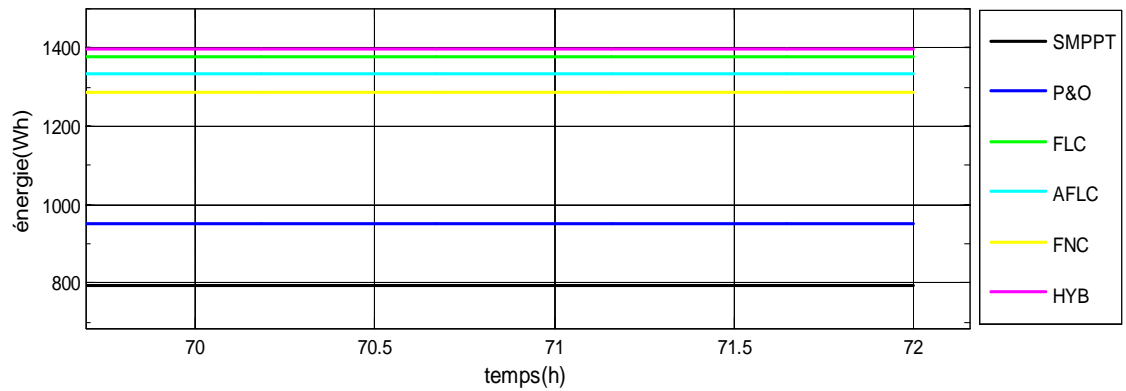


Figure (III.63) : Zoom(3) de la figure (III.60).

Calcul de l'énergie pour un profil de trois jours :

D'après les allures ci-dessus on trouve l'énergie produite par chaque méthode durant trois jours (72 heures) , les résultantes sont présentés sur l'histogramme ci-dessous :

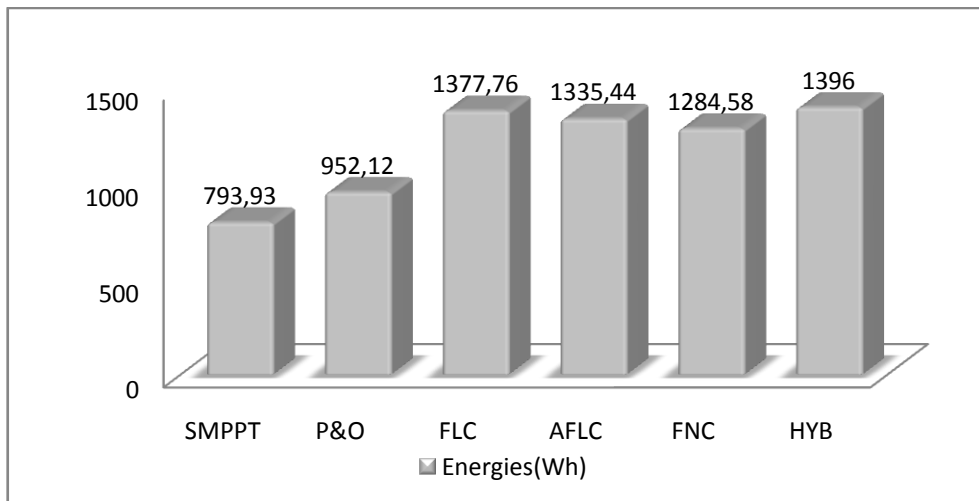
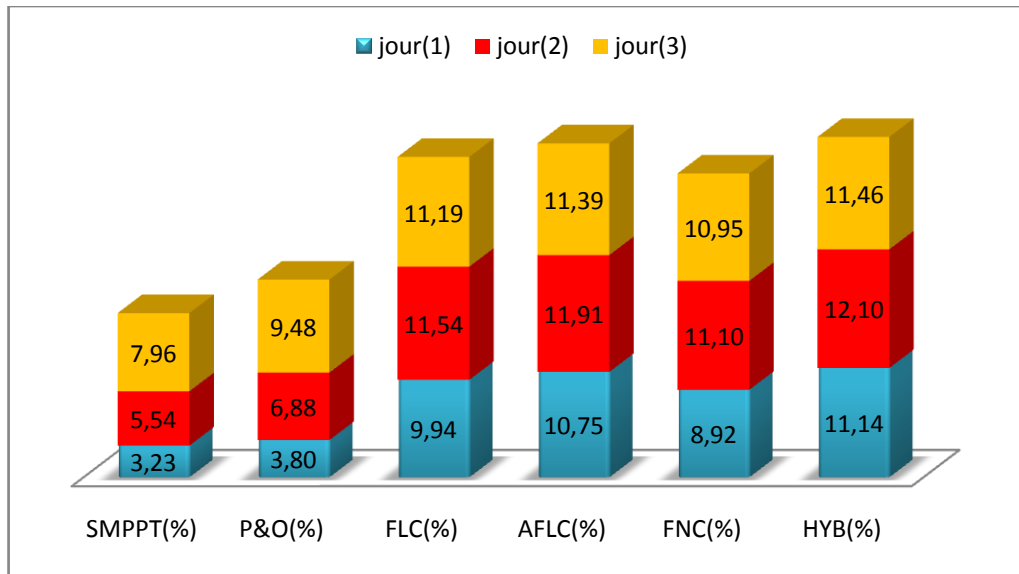


Figure (III.64) : Histogramme d'énergie produite par chaque méthode durant un profil de trois jours.

Histogrammes d'énergies produite par chaque méthode pour un profile de trois jours sont représentés ci-dessous :



Figure(III.65) : Histogramme d'énergies pour faible, moyen et fort ensoleillement (trois jours).

➤ **Remarque :**

D'après l'histogramme on conclut que les méthodes numériques surtout l'HYB ont un bon rendement par rapport au P&O et SMPPT.

➤ La comparaison entre les méthodes étudiées :

On fait une comparaison de différentes méthodes étudiées, et on dresse un tableau récapitulatif montré ci-dessous :

Méthodes	A avantages	Inconvénient
SMPPT	Ne nécessite pas l'utilisation d'un hacheur et de savoir-faire, simplicité, et le coût de réalisation est faible.	médiocre rendement et grand perte d'énergie
P&O	Simplicité et atteint le MPP	faible rendement pour les petites valeurs d'ensoleillement et présente un mauvais temps de réponse
FLC	bon temps de réponse faible erreur statique et bon rendement	présente des oscillations et met du temps à répondre pour le changement progressif d'ensoleillement et sa complexité de réalisation
AFLC	bon temps de réponse faible erreur statique et un bon rendement	présente des petites oscillations et met du temps à répondre pour le changement progressif d'ensoleillement
FNC	très bon temps de réponse.	présente des faibles oscillations lors du changement progressif d'ensoleillement erreur
HYB	très bon temps de réponse, faible erreur statique, ne présente pas d'oscillations et a un bon rendement	très complexe et nécessite beaucoup de mémoire de calcul

Tableau(III.3) : Comparaison entre les différentes méthodes.

➤ Problématique :

On présente ci dessous l'allure de la tension au niveau de la charge du système étudié :

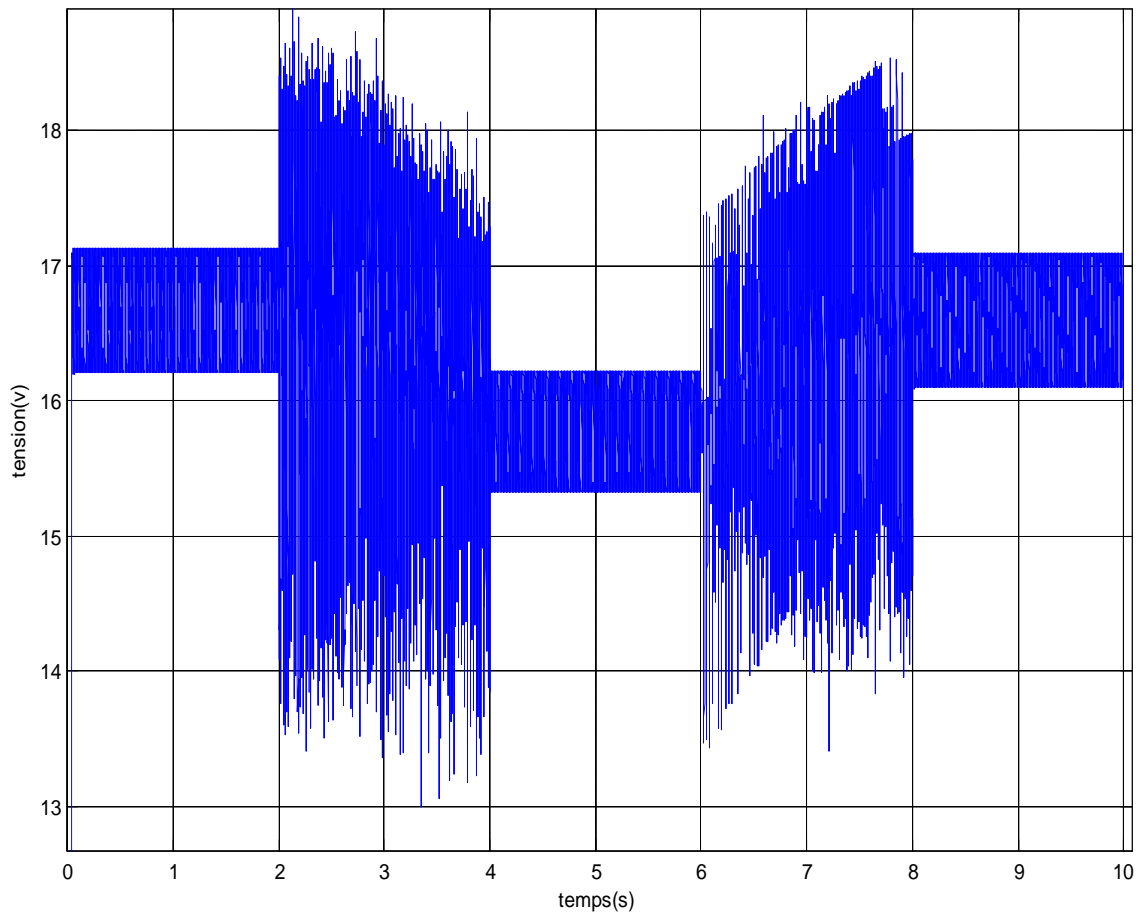


Figure (III.66) : Allure de la tension de charge  $V_{ch}$  en fonction du temps.

**Remarque :**

On voit une grande variation de la tension de charge  $V_{ch}$ , et cela ne peut être appliqué à n'importe quelle charge, car ça peut endommager le système ou bien la charge va nous empêcher de fonctionner en mode optimal, alors c'est obligé d'utiliser une charge variable en fonction de la puissance d'entrée.

**Explication :**

Comme problématique on désire de fixer la tension de la charge alors :

$$V_{ch} = \text{cst} \quad (\text{III.15})$$

On a :

$$P_{PV} = V_{ch} * I_{ch} \quad (\text{III.16})$$

Puisque on désire de fixer la tension de charge  $V_{ch}$  lors de la variation de puissance, alors il faut varier le courant de charge.

Lorsque  $P_{pv}$  varie automatiquement  $I_{ch}$  varie, sachant que la tension de la charge est :

$$V_{ch} = R * I_{ch} \quad (III.17)$$

Et que R est une constante alors c'est impossible de fixe la tension sachant que le courant de charge varie ce qui implique que si en veux appliquer une tension de charge fixée on doit varier la charge.

Comme solution soit on l'applique :

- Sur un système avec stockage.
- Ou bien sur un système connecter au réseau.

Nous proposons un système de pompage, lors de la variation de la tension, le groupe motopompe change de vitesse, alors on aura un débit d'eau variable.

#### **III.4. Conclusion :**

Dans ce chapitre, on a fait une étude comparative de différentes méthodes de MPPT. des calculs d'erreurs, de rendement et d'énergie ont été faits. A partir des résultats obtenus, nous pouvons conclure que les méthodes intelligentes donnent de meilleures performances par rapport aux méthodes classiques. De plus, la méthode HYB a donné de meilleurs résultats. Afin de mieux voir l'efficacité de ces méthodes étudiés, nous allons les appliquer sur un système de pompage photovoltaïque, que nous présentons dans le prochain chapitre.

## *Chapitre IV :*

# *Application de la commande MPPT sur un système de pompage*



### IV.1. Introduction :

Afin de dimensionner un système de pompage, on doit connaître le site et le besoin.

### IV.2. Composition de system de pompage PV :

#### IV.2.1. Pompe :

On trouve deux types de pompes :

#### IV.2 .1.1. La pompe volumétrique :

La pompe volumétrique transmet l'énergie cinétique du moteur en mouvement de va- A d'un volume raccordé alternativement à l'orifice d'aspiration et à l'orifice de refoulement.

##### a) Caractéristiques de la pompe volumétrique :

Les pompes volumétriques incluent les pompes à vis, les pompes à palettes, les pompes à piston et les pompes à diaphragme. Les deux derniers types sont utilisés dans les puits ou les forages profonds (plus de 100 mètres). L'entraînement est habituellement assuré par un arbre de transmission très long, à partir d'un moteur électrique monté en surface.

Le débit d'eau d'une pompe volumétrique est proportionnel à la vitesse du moteur.

Mais son couple varie essentiellement en fonction de la hauteur manométrique totale (HMT) et pratiquement constant en fonction de la vitesse de rotation du moteur. Le couple de démarrage est donc pratiquement indépendant du débit et sera proportionnel à la HMT. La puissance consommée sera proportionnelle à la vitesse. C'est pourquoi ces pompes sont habituellement utilisées pour les puits et les forages à grandes profondeurs et à petits débits d'eaux. On les utilise parfois comme pompes de surface lorsque le couple est lent et irrégulier et que le débit demandé est faible, les figures suivantes montrent cette variation.[9,10]

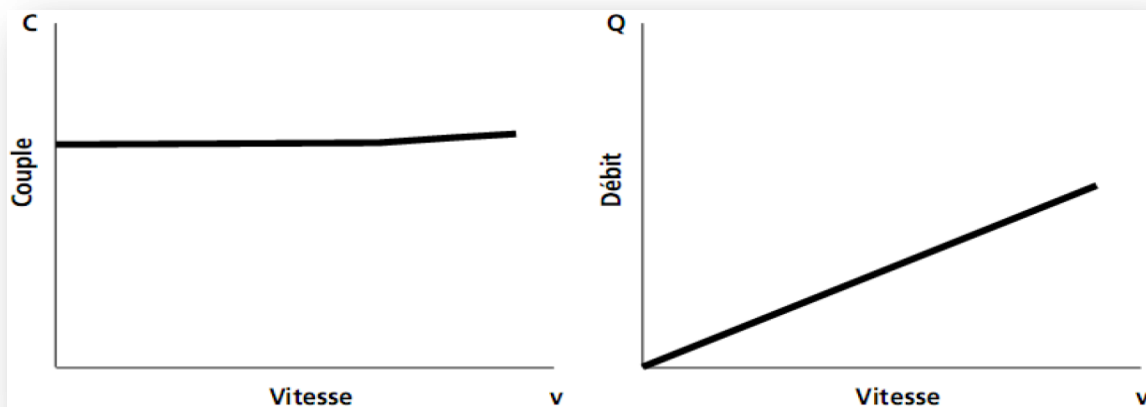


Figure (IV-1):Le couple est pratiquement Constant à la vitesse.

Figure (IV-2):Le débit est proportionnel par rapport à la vitesse.

b) **Les pompes les plus utilisées :**

La typologie des pompes les plus utilisées est donnée dans le tableau ci-dessous.

Type de pompe	Utilisation	Caractéristiques et technologie
Pompe à motricité Humaine	équipements de forages et puits	aspirante installée en surface -à piston VN6 -refoulant avec partie hydraulique immergée -à piston -à boudruche hydraulique -à vis
Pompe immergée Electrique	équipements de forage et puits pour des débits > 2 mn/h, essais de Pompage	refoulant centrifuge multi-étagée
Pompe d'épuisement	Épuisement de fouilles (mise en eau de puits) pompage sur eau de surface	Refoulant ou aspirante-refoulant centrifuge pneumatique à membrane
pompe de surface électrique ou motopompe	pompage sur eau de surface pompage de réservoir vers un réseau ou un autre réservoir	aspirante-refoulant (hauteur d'aspiration limitée à 7 mètres) - centrifuge

Tableau (IV.1) : typologie des pompes

**IV.2.1.2) Pompe centrifuge :**

La pompe centrifuge transmet l'énergie cinétique du moteur au fluide par un mouvement de rotation de roues à aubes ou d'ailettes. L'eau entre au centre de la pompe et est poussée vers l'extérieur et vers le haut grâce à la force centrifuge des aubages.

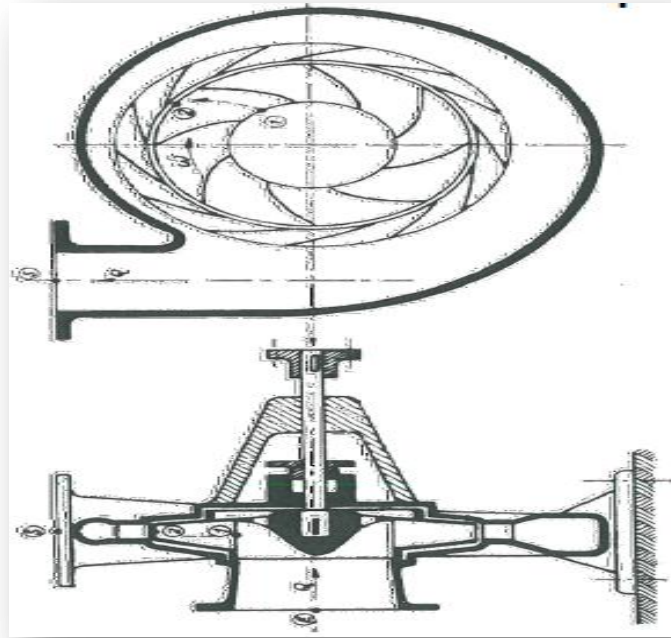


Figure (IV.3) pompe centrifuge

Afin d'augmenter la pression, donc la hauteur de refoulement, plusieurs étages d'aubages peuvent être juxtaposés sur le même arbre de transmission ; Chaque étage fait passer l'eau à l'étage suivant en relevant la pression jusqu'à l'étage final, délivrant un volume d'eau à pression.

Élevée (voir figure I. 4). Ces pompes incluent les pompes submersibles avec moteur de surface ou submergé, les pompes flottantes et les pompes rotatives à aspiration.

La pompe centrifuge est conçue pour une HMT relativement fixe. Le débit de cette pompe varie en proportion de la vitesse de rotation du moteur. Son couple augmente très rapidement en fonction de cette vitesse et la hauteur de refoulement est fonction du carré de la vitesse du moteur. La vitesse de rotation du moteur devra donc être très rapide pour assurer un bon débit.

La puissance consommée, proportionnelle à  $Q \times HMT$ , variera donc dans le rapport du cube de la vitesse. On utilisera habituellement les pompes centrifuges pour les gros débits et les profondeurs moyennes ou faibles (10 à 100 mètres). Parce que le couple de démarrage est limité au couple de frottement de pompe à vitesse nulle (qui est plus important qu'en rotation), la pompe requiert une vitesse minimale à une HMT donnée pour obtenir un débit de départ non nul. [9;10;11]

Le rendement de la pompe centrifuge est fonction du débit ; elle fonctionne de façon plus efficace à une certaine HMT et à une vitesse de rotation prédéterminée. Il est donc important de bien concevoir le dimensionnement de la pompe selon les conditions du terrain.

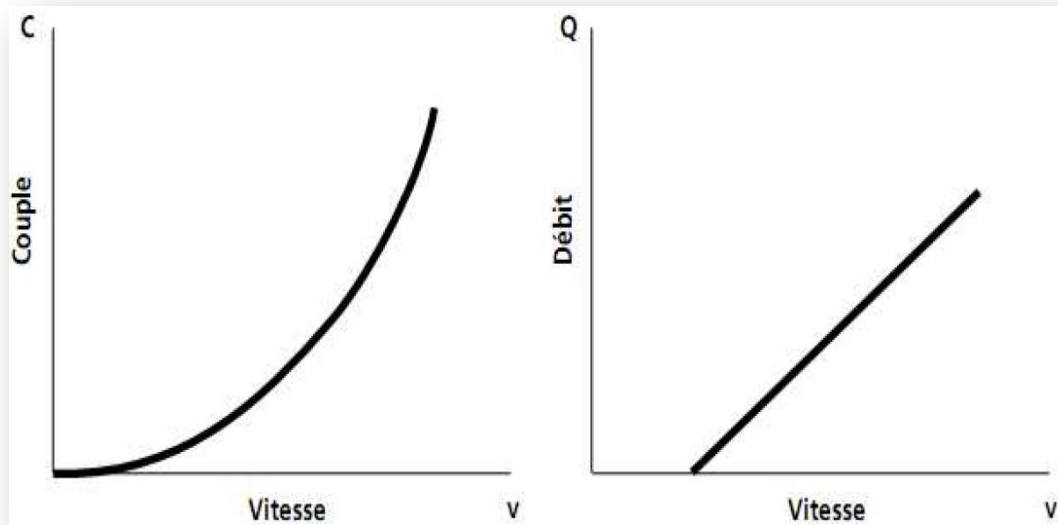


Figure (IV.4):l'allure de couple en fonction de la vitesse. Figure (IV.5):l'allure de débit en Fonction de la vitesse.

Les pompes centrifuges sont très utilisées pour les applications avec l'énergie photovoltaïque parce que le moteur peut fournir une vitesse de rotation rapide à peu près constante. De plus, l'exhaure de l'eau domestique se fait traditionnellement à partir de puits, à des profondeurs de 10 à 50 mètres, qui conviennent bien aux pompes centrifuges à étages multiples. Ces pompes peuvent également s'adapter à de petits forages, ce qui permet de capter les nappes phréatiques profondes qui ont souvent un niveau d'eau dynamique entre 30 et 100 mètres.

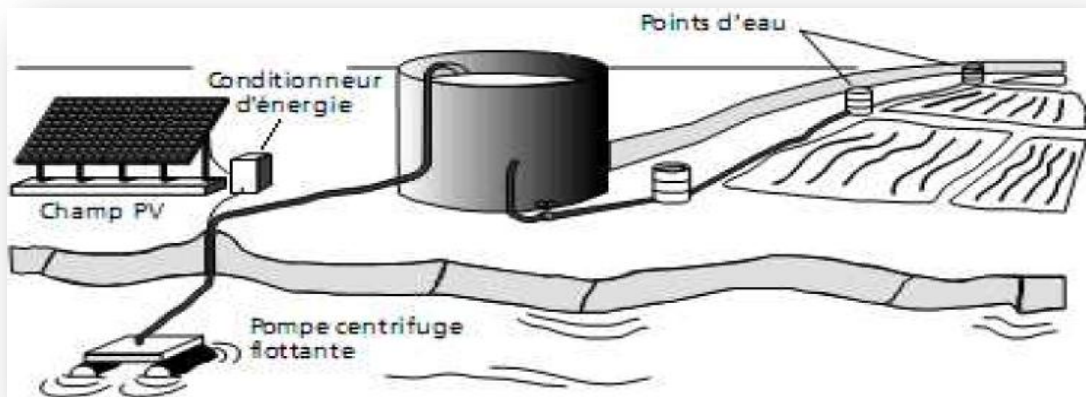
**a) Quelques caractéristiques :**

Diamètre soit de (95 mm), soit de (142 mm). Le corps de pompe est en acier inoxydable, les roues et les diffuseurs étant soit en acier inoxydable, soit en matériaux synthétiques.

Ces matériaux présentent une très bonne résistance à l'abrasion. Le corps d'aspiration est protégé par une crépine contre les grosses impuretés (> à 3mm). Un clapet anti-retour est intégré à la tête de pompe, qui est taraudée pour le raccordement au tuyau de refoulement, la lubrification est assurée par l'eau pompée.

- Le nombre d'étages est lié à la hauteur manométrique totale de refoulement.

- Le type d'aubage de chaque étage est lié à la puissance hydraulique à fournir pour la HMT nominale.
- Les rendements hydrauliques des pompes solaires sont élevés (utilisation de technologies de pointe). Ils sont de l'ordre de 55% à 60% au point de fonctionnement nominal.
- La durée de vie peut être estimée entre 5 et 7 ans (elle est fortement liée à la qualité d'eau).
- L'entretien courant consiste au nettoyage des étages (boue, sable, déchets si la pompe est installée dans un puits). La fréquence de celui-ci dépend de la qualité de l'eau pompée.



Figure(IV.6): Pompe centrifuge flottante.

### b) Puissance d'une pompe :

Pour véhiculer d'un point à un autre une certaine quantité d'eau, la pompe doit transmettre au liquide de l'énergie. Cette quantité d'énergie sera la même quelle que soit la technologie et est donnée par la puissance de la pompe.

Cette puissance se calcule à l'aide du théorème de Bernoulli avec le bilan énergétique du système en considérant tous les paramètres tels que l'altitude de pompage, l'altitude de refoulement, la longueur et le diamètre des tuyaux.

Cependant, afin de simplifier au maximum tous ces calculs, les praticiens Utilisent deux paramètres qui caractérisent tout système de pompage dans un réseau :

Débit ( $Q$ ) et hauteur manométrique totale(HMT).

La puissance absorbée sur l'arbre de la pompe est alors donnée par la formule suivante (cas de l'eau, poids spécifique égale à 1)

$$P = Q \times \frac{HMT}{367 \times \eta} \quad (IV.1)$$

P : Puissance en kW.

HMT: Hauteur manométrique totale (m).

Q: Débit (m<sup>3</sup>/h).

$\eta$ : Rendement de la pompe. Le rendement optimise de la pompe (entre 0,8et 0,9) se situe au voisinage de la plage d'utilisation de la pompe (courbe de rendement donnée par le constructeur).

La puissance du moteur nécessaire pour entraîner la partie hydraulique est toujours supérieure à la puissance absorbée par l'arbre de la pompe compte tenu des pertes divers dues à la transmission d'énergie, d'erreurs de calcul des pertes de charges produites au niveau de la pompe et du couple de démarrage.

#### c) Hauteur d'aspiration :

La hauteur d'aspiration est théoriquement limitée à 10,33 m ce qui correspond à la dépression maximale nécessaire pour faire le vide exprimée en hauteur de colonne d'eau sous une pression atmosphérique normale. Sous cette dépression, l'eau montera dans le tube d'aspiration. [12]

#### d) Débit et Hauteur Manométrique Totale (HMT) : [10,11,12]

Ces deux paramètres traduisent directement le débit d'exploitation et la hauteur à laquelle la pompe devra refouler. Celle ci est majorée des pertes de charges et de la pression de refoulement dans la conduite

$$HMT = H_g + P_c \quad (IV.2)$$

$H_g$  = hauteur géométrique entre la nappe d'eau pompée (niveau dynamique) et le plan d'utilisation ( $H_r + N_d$ ). Pour une pompe de surface sur un plan d'eau,  $H_g$  sera choisi en fonction de la hauteur de la pompe à son niveau le plus bas.

$P_c$  = pertes de charge produites par le frottement de l'eau sur les parois des conduites. Ces pertes sont fonction de la distance des conduites (**D**), de leur diamètre (**d<sub>c</sub>**) et du débit de la pompe (**Q**) et s'expriment en mètres d'eau. Le diamètre des conduites doit être calculé afin que ces pertes de charge correspondent au plus à 10 % de la hauteur géométrique totale.

**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.

**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.

$R_m$  est le rabattement maximal acceptable avant de stopper la pompe.

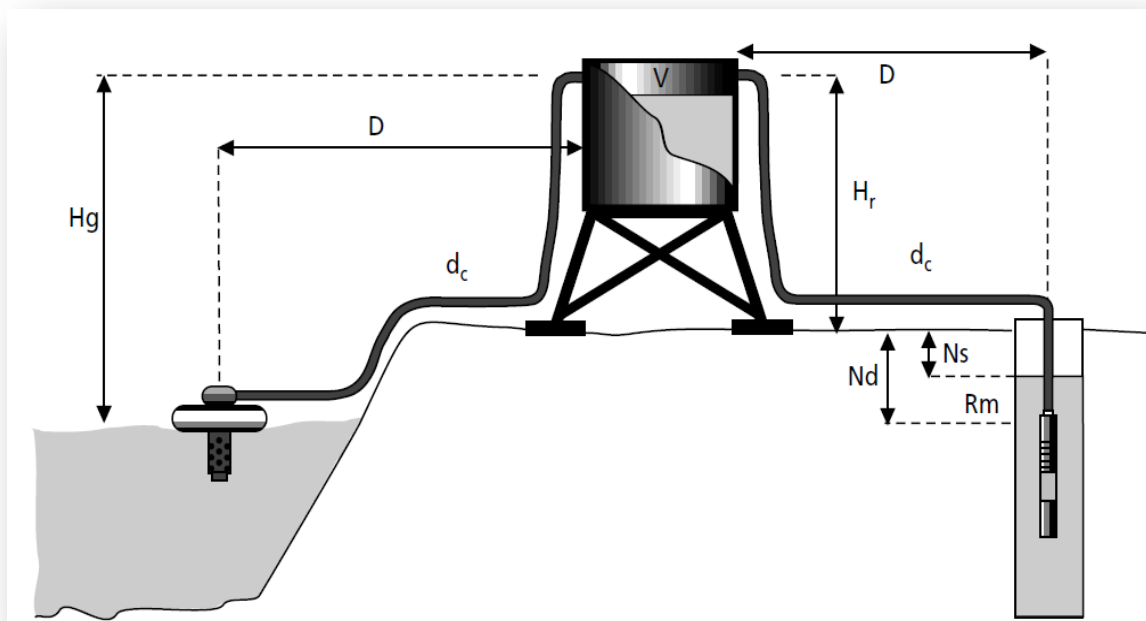


Figure (IV.7) illustration d'un système de pompage

**IV.2.1.2.1) modélisation de pompes centrifuges :**

Dans ce chapitre on donne la modélisation d'une pompe centrifuge utilise dans l'application comme suite :

$$Cr = k * w^2 \quad (IV.3)$$

$$P_c = aw_r^2 + bw_r Q - cQ^2 \quad (IV.4)$$

$$P_h = \rho g HMT Q = P_{ab} / \mu \quad (IV.5)$$

$$Q = \frac{P_{em}}{\mu\rho g HMT} \quad (IV.6)$$

$$P_{em} = C_{em} w_r \quad (IV.7)$$

**IV.2.1.2.2) Simulation de pompes centrifuges :**

Block de simulation de la pompe sur Matlab/Simulink :

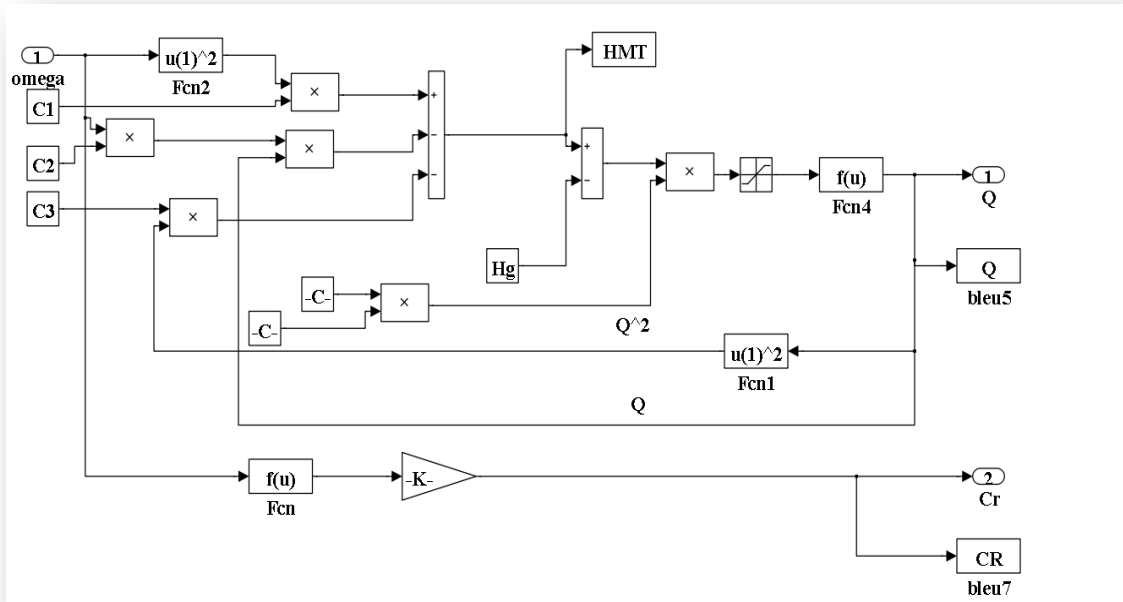


Figure (IV.8) block de simulation de la pompe sur Matlab/Simulink

Les résultats de simulation de la pompe :

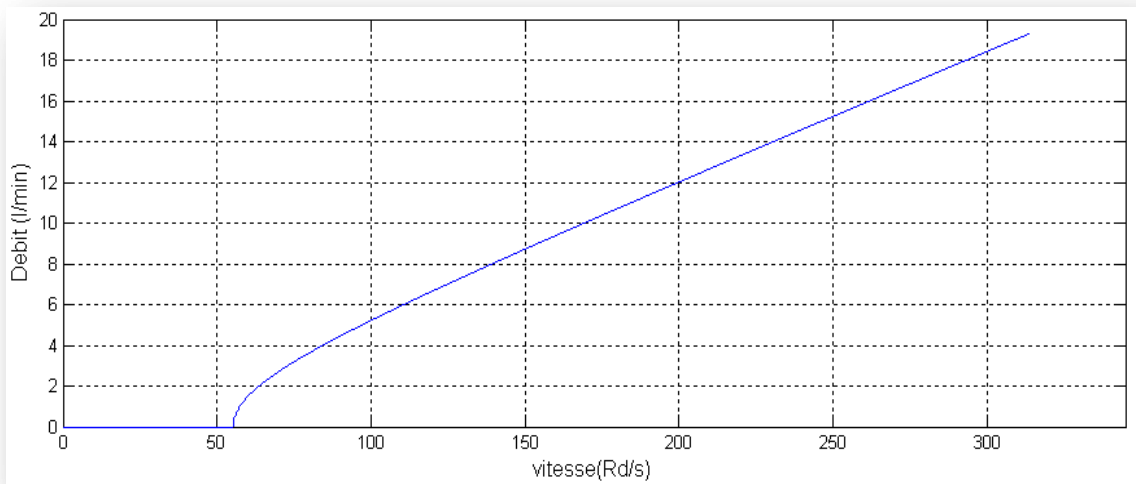


Figure (IV.9 ) Allure de débit en fonction de la vitesse de rotation de moteur



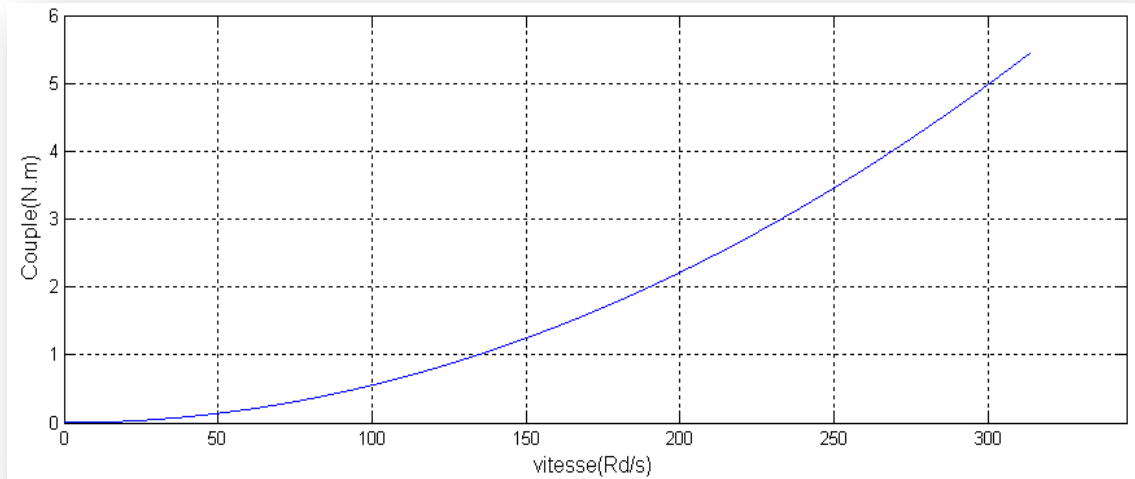


Figure (IV.10) Allure de couple résistant de la pompe en fonction de la vitesse de rotation.

➤ **Remarque :**

On remarque que le débit est proportionnelle par rapport a la vitesse, et le couple augmente avec l'augmentation des ce dernier.

#### IV.2.2) Moteurs :

Il existe plusieurs types de moteurs à savoir la puissance et le type de tension a utilisé, parmi ceux-ci on trouve :

##### IV.2.2.1) Moteur asynchrone à rotor bobiné :

La variation de vitesse de ce moteur peut être réalisée en utilisant un convertisseur dans le rotor ou bien en l'alimentant à l'aide d'un gradateur triphasé. La combinaison d'un convertisseur DC et d'un moteur à cage est connue sous le nom de cascade hypo synchrone.

Ces entraînements peuvent atteindre des puissances jusqu'à 15 MW. Le moteur à rotor bobiné peut aussi être commandé par variation des résistances robotiques. On peut faire varier la vitesse du moteur à rotor bobiné en changeant la valeur de la résistance externe raccordée au circuit du rotor.

L'énergie de glissement du moteur est soit dissipée dans les résistances externes sous forme de chaleur, ou récupérée et convertie en énergie électrique ou mécanique utile. Si l'énergie de glissement est convertie en énergie électrique utile, le système est appelé commande de récupération de l'énergie de glissement du rotor bobiné.

#### IV.2.2.2) Moteur asynchrone à cage d'écureuil :

C'est de loin le moteur le plus utilisé. Son design est surtout prévu pour les vitesses constantes. De plus, afin de réduire son courant de démarrage son inductance de fuite est (par design) élevée.

Les limites de ce moteur est : à une fréquence plus élevée que 100 Hz, les pertes fers augmentent énormément de façon à réduire le couple du moteur. Si le couple nominal est requis pour une grande plage de fonctionnement, la ventilation forcée doit être adoptée. Les commandes à tension variable peuvent être utilisées avec des moteurs à induction.

La vitesse du moteur est modifiée directement par la variation de tension. Ces commandes nécessitent des moteurs à glissement élevé ; ils sont par conséquent inefficaces à hautes vitesses. Ces commandes ne conviennent qu'aux applications présentant des gammes réduites de vitesse.

D'autre part, l'entraînement à fréquence variable modifie la vitesse d'un moteur CA en faisant varier la fréquence d'alimentation du moteur. La tension de sortie de l'entraînement est ajustée de façon proportionnelle à sa fréquence de sortie pour assurer un rapport tension/fréquence relativement constant, comme l'exige les caractéristiques du moteur CA pour obtenir un couple adéquat.

##### a) Constitution:

Le moteur monophasé est constitué globalement d'un circuit magnétique et d'un enroulement principal.

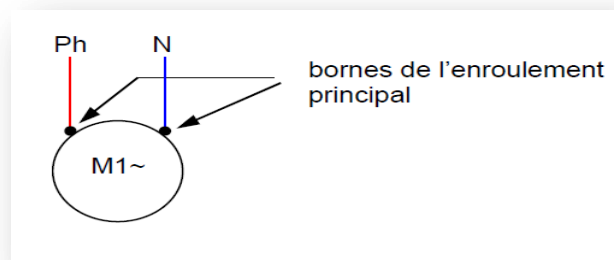


Figure (IV.11) : symbole d'un moteur asynchrone monophasé.

##### b) Démarrage de se moteur :

Le moteur asynchrone ne peut pas démarrer seul si l'en alimente entre la phase et le neutre de l'enroulement on dit qu'il possède un couple de démarrage nul, donc il doit être entraîné en rotation pour qu'il démarre.

**c) Constitution du moteur avec artifice de démarrage :**

Le moteur est constitué en plus du circuit magnétique, de l'enroulement principal, d'un enroulement auxiliaire et d'un condensateur.

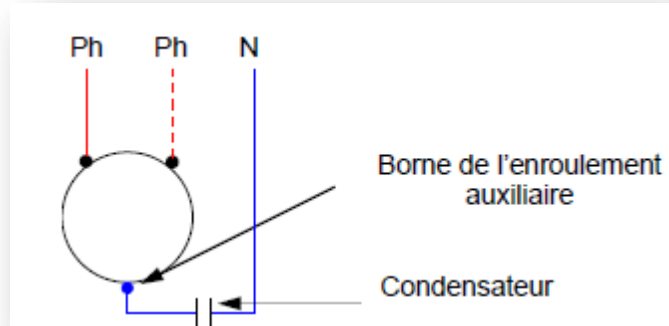


Figure (IV.12) : Schéma équivalent de MAS monophasé

**b) Modélisation de moteur asynchrone monophasé :[13]**

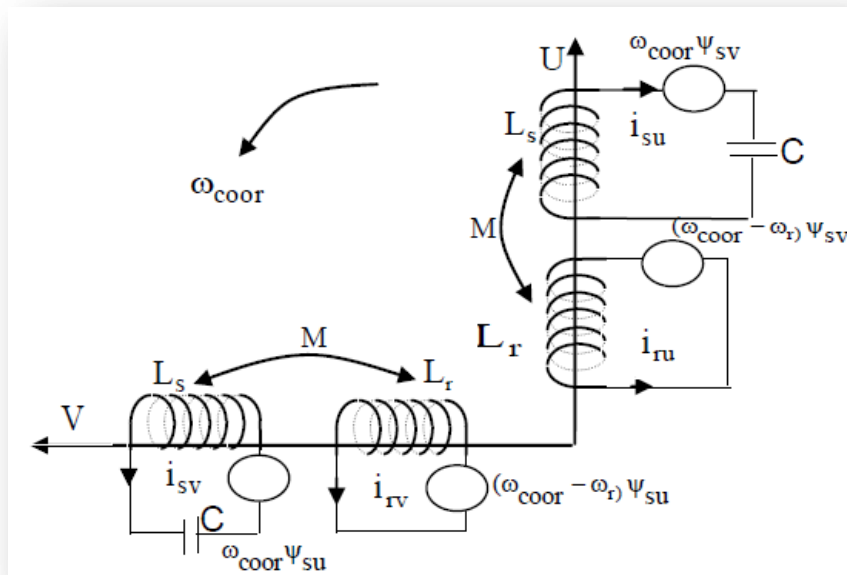


Figure (IV.13) modèle de la machine asynchrone dans le repère (a, b)

$$\begin{cases} d\Psi_{su} = L_s \cdot I_{su} + M \cdot I_{ru} \\ d\Psi_{sv} = L_s \cdot I_{sv} + M \cdot I_{rv} \\ d\Psi_{ru} = L_r \cdot I_{ru} + M \cdot I_{su} \\ d\Psi_{rv} = L_r \cdot I_{rv} + M \cdot I_{sv} \end{cases} \quad (IV.8)$$

Avec:

$\Psi_{\mu v}$  – le flux principal couplé avec les deux enroulements;

$\Psi_{\sigma u \sigma}, \Psi_{\sigma v \rho}$  - les flux de fuite des enroulements statorique et rotorique selon l'axe U;

$\Psi_{\sigma u \sigma \rho}$  -

le flux mutuel entre le stator et le rotor.

Les inductances propres et mutuelles figurant dans les relations du système (IV.8) sont :

$$\begin{cases} L_{su} = M_u + l_{\sigma us} + l_{\sigma usr} = L_s \\ L_{sv} = M_v + l_{\sigma vs} + l_{\sigma vsr} = L_s \\ L_{ru} = M_u + l_{\sigma ur} + l_{\sigma usr} = L_s \\ L_{rv} = M_v + l_{\sigma vr} + l_{\sigma vsr} = L_s \\ L_{su} = M_u + l_{\sigma usr} \\ L_{sv} = M_v + l_{\sigma vsr} \end{cases} \quad (IV.9)$$

Prenons  $l_{\sigma vsr} = l_{\sigma usr} = 0$  ; où  $L_{ur} = L_{vr} = M$

$$\begin{cases} \Psi_{su} = (M_u + l_{\sigma us}) \cdot i_{su} + M_u \cdot i_{ru} \\ \Psi_{sv} = (M_v + l_{\sigma vs}) \cdot i_{sv} + M_v \cdot i_{rv} \\ \Psi_{ru} = (M_u + l_{\sigma ur}) \cdot i_{ru} + M_u \cdot i_{su} \\ \Psi_{rv} = (M_v + l_{\sigma vr}) \cdot i_{rv} + M_v \cdot i_{sv} \end{cases} \quad (IV.10)$$

D'où :

$$\begin{cases} \Psi_{su} = M_u (i_{ru} + i_{su}) + l_{\sigma us} i_{su} = M_u i_{mu} + l_{\sigma us} i_{su} \\ \Psi_{sv} = M_v (i_{rv} + i_{sv}) + l_{\sigma vs} i_{sv} = M_v i_{mv} + l_{\sigma vs} i_{sv} \\ \Psi_{ru} = M_u (i_{ru} + i_{su}) + l_{\sigma ur} i_{ru} = M_u i_{mu} + l_{\sigma ur} i_{ru} \\ \Psi_{rv} = M_v (i_{rv} + i_{sv}) + l_{\sigma vr} i_{rv} = M_v i_{mv} + l_{\sigma vr} i_{rv} \end{cases} \quad (IV.11)$$

Ces équations sont traduites par des schémas équivalents selon les axes U et V.

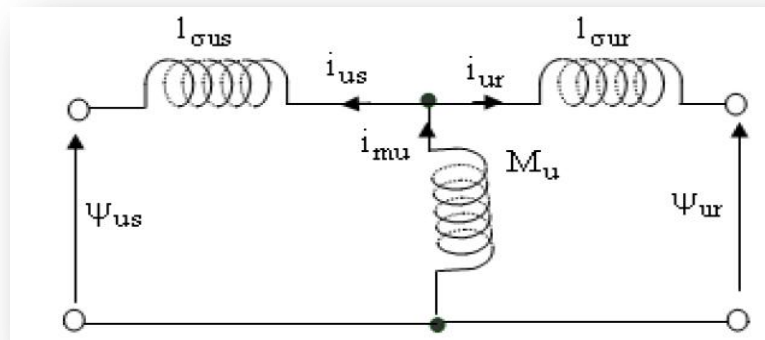


Figure (IV14) : Schéma équivalent des flux selon l'axe U

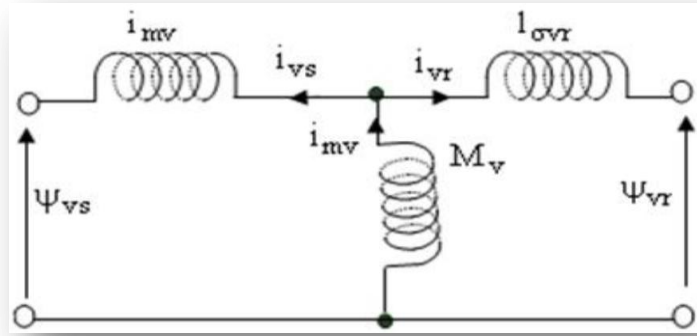


Figure (IV.15) :Schéma équivalent des flux selon l'axe V

Prenons en considération le fait que:  $l_{\sigma vs} = l_{\sigma us} = l_{\sigma s}$  ; et  $l_{\sigma vr} = l_{\sigma ur} = l_{\sigma r}$  (IV.12)

Des équations (III.12) dérivent les équations différentielles des flux suivantes:

$$\begin{cases} \frac{d\Psi_{us}}{dt} = \frac{L_{\sigma s} di_{us}}{dt} + \frac{d\Psi_{mu}}{dt} \\ \frac{d\Psi_{vs}}{dt} = \frac{L_{\sigma s} di_{vs}}{dt} + \frac{d\Psi_{mv}}{dt} \\ \frac{d\Psi_{ur}}{dt} = \frac{L_{\sigma r} di_{ur}}{dt} + \frac{d\Psi_{mu}}{dt} \\ \frac{d\Psi_{vr}}{dt} = \frac{L_{\sigma r} di_{vr}}{dt} + \frac{d\Psi_{mv}}{dt} \end{cases} \quad (IV.13)$$

$d\Psi_{mv}$ : Représentent les composantes du flux magnétisant selon les axes directs et en quadratique U,V. Le problème revient donc à décrire le comportement du flux magnétisant dans le système d'axes U, V pour pouvoir évaluer les quantités magnétiques, □

$$\frac{d\Psi_{mu}}{dt} \text{ et } \frac{d\Psi_{mv}}{dt}. \quad (IV.14)$$

Pour cela, on va décomposer le flux  $\psi_m$  sur les axes U, V, (la même chose pour le courant  $i_m$ ) tout en supposant que le courant magnétisant est en phase avec le flux magnétisant (pertes fer négligées) (voir figure ( IV.26)).

De cette même figure, on peut tirer les composantes du flux magnétisant:

$$\Psi_{\mu v} = \Psi_{\mu \alpha \xi} \cdot \cos \beta ; \quad (IV.15)$$

$$\Psi_{\mu \omega} = \Psi_{\mu \alpha \xi} \sin \beta ; \quad (IV.16)$$

En introduisant ces valeurs dans les expressions des flux, on obtient:

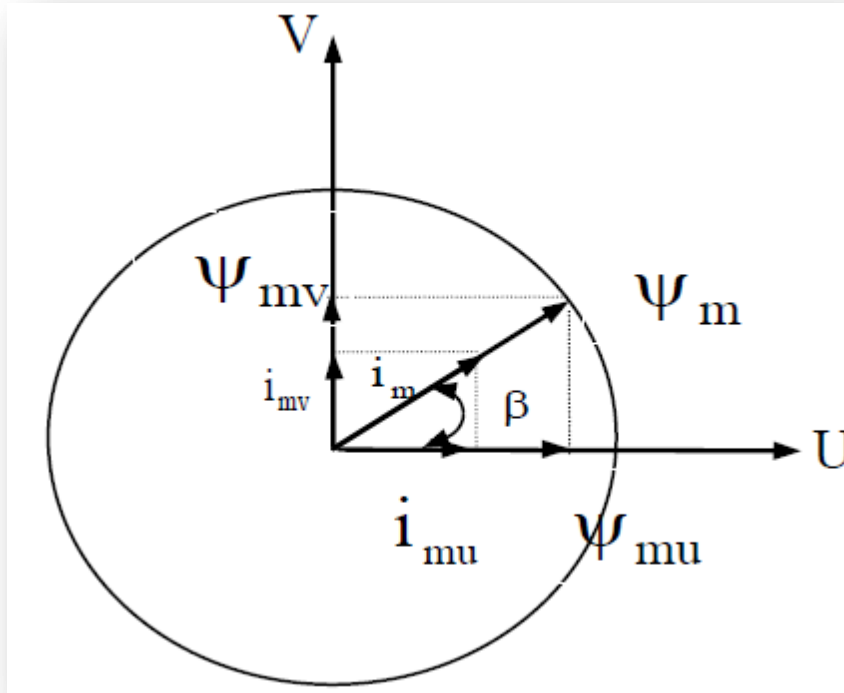


Figure (IV.16) : Décomposition du flux selon les axes UV

Sachant que

$$M = \left( \frac{\Psi_m}{i_m} \right) \quad (IV.17)$$

On peut calculer :

$$\frac{d\Psi_{mu}}{dt} = \frac{d(Mi_{mu})}{dt} = \frac{dM}{dt} i_{mu} + \frac{di_{mu}}{dt} M \quad (IV.18)$$

$$\frac{d\Psi_{mv}}{dt} = \frac{d(Mi_{mv})}{dt} = \frac{dM}{dt} i_{mv} + \frac{di_{mv}}{dt} M \quad (IV.19)$$

La dérivée de l'inductance de magnétisation M peut être exprimée comme:

$$\frac{dM}{dt} = \frac{dM}{dI_m} \frac{dI_m}{dt} = \frac{dM}{dI_m} \frac{1}{I_m \left( i_{mu} \frac{di_{mu}}{dt} + i_{mv} \frac{di_{mv}}{dt} \right)} \quad (IV.20)$$

$$I_m \frac{dM}{dI_m} = \frac{d\Psi}{dI_m} - M = L - M \quad (IV.21)$$

L - la dérivée du flux magnétisant par rapport au courant magnétisant appelée Inductance dynamique.

Posons :

$$\zeta_{uv} = \frac{i_{mu} i_{mv}}{I_m} \frac{dM}{dI_m} \quad (IV.22)$$

$$\zeta_{mu} = M + \frac{i_{mu}}{i_{mv}} \zeta_{uv} \quad (IV.23)$$

$$\zeta_{mv} = M + \frac{i_{mv}}{i_{mu}} \zeta_{uv} \quad (IV.24)$$

Avec:

$\zeta_{uv}$ : L'inductance cyclique d'inter saturation;

$\zeta_{mu}$ : L'inductance cyclique de saturation selon l'axe U;

$\zeta_{mv}$ : L'inductance cyclique de saturation selon l'axe V.

Les inductances cycliques totales statoriques et rotoriques selon les axes U, V sont:

$$\begin{aligned} \zeta_{su} &= \zeta_{mu} + l_{\sigma s} \\ \zeta_{sv} &= \zeta_{mv} + l_{\sigma s} \\ \zeta_{ru} &= \zeta_{mu} + l_{\sigma r} \\ \zeta_{rv} &= \zeta_{mv} + l_{\sigma r} \end{aligned} \quad (IV.25)$$

Dans le cas linéaire, (de non saturation), on a:  $\zeta_{uv} = 0$  et  $\zeta_{mu} = \zeta_{mv} = M$

Les inductances cycliques de saturation dans le référentiel  $(\alpha, \beta)$  sont exprimées par:

$$L_{ma} = L_m + \frac{i_{ma}}{i_{mb}} L_{ab} = L \cos^2 \mu + L_m \sin^2 \mu \quad (IV.26)$$

$$L_{mb} = L_m + \frac{i_{mb}}{i_{ma}} L_{ab} = L \sin^2 \mu + L_m \cos^2 \mu \quad (IV.27)$$

L'inductance cyclique d'inter saturation est :

$$L_{ab} = \frac{i_{ma} i_{mb}}{I_m} \frac{dL_m}{dI_m} = \frac{i_{ma} i_{mb}}{I_m} (L - L_m) \quad (IV.28)$$

Avec : L l'inductance dynamique donnée par la relation suivante :

$$L = \frac{\Psi_m}{dI_m} \quad (IV.29)$$

Et  $L_m$  l'inductance de magnétisation :

$$L_m = \frac{\Psi_m}{I_m} \quad (IV.30)$$

A partir des conditions magnétiques linéaires, il en résulte que :

$$L_{ab} = 0, L_{ma} = L_m, L_{sa} = L_{sb} \text{ et } L_{ra} = L_{rb} \quad (IV.31)$$

L'expression du courant de magnétisation est :

$$i_m = \sqrt{(i_{ab} + i_{ar})^2 + (i_{bs} + i_{br})^2} \quad (IV.32)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} U_{as} = R_s i_{as} + l_{\sigma s} \frac{di_{as}}{dt} + \zeta_{ma} \frac{di_{as}}{dt} + \zeta_{ma} \frac{di_{ar}}{dt} + \zeta_{ab} \frac{di_{bs}}{dt} + \zeta_{ab} \frac{di_{br}}{dt} \\ U_{bs} = R_s i_{bs} + l_{\sigma s} \frac{di_{bs}}{dt} + \zeta_{mb} \frac{di_{bs}}{dt} + \zeta_{mb} \frac{di_{br}}{dt} + \zeta_{ab} \frac{di_{as}}{dt} + \zeta_{ab} \frac{di_{ar}}{dt} \\ 0 = R_{rs} i_{ar} + l_{\sigma r} \frac{di_{ar}}{dt} + \zeta_{ma} \frac{di_{ar}}{dt} + \zeta_{ma} \frac{di_{as}}{dt} + \zeta_{ab} \frac{di_{bs}}{dt} + \zeta_{ab} \frac{di_{br}}{dt} + w_r (L_r i_{br} + M i_{bs}) \\ 0 = R_{rs} i_{br} + l_{\sigma r} \frac{di_{br}}{dt} + \zeta_{ma} \frac{di_{br}}{dt} + \zeta_{ma} \frac{di_{bs}}{dt} + \zeta_{ab} \frac{di_{as}}{dt} + \zeta_{ab} \frac{di_{ar}}{dt} - w_r (L_r i_{br} + M i_{bs}) \end{array} \right. \quad (IV.33)$$

Équation de couples électromagnétique:

$$C_e = \frac{3}{2} P L_m (i_{bs} i_{as} - i_{ar} i_{br}) \quad (IV.34)$$

Et celle de la vitesse rotorique dynamique :

$$\frac{j}{p} \frac{dw_r}{dt} = C_m - C_e - f w_r \quad (IV.35)$$

Pour pouvoir calculer les inductances M et L, on fait appel à la caractéristique de magnétisation de la machine relevée expérimentalement.

### Simulation :

On donne le block de simulation de moteur

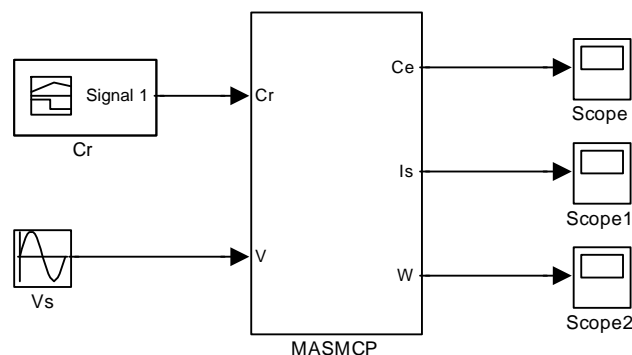


Figure (IV.17) Block de simulation de moteur.



Simulation de block pour trois valeurs de couple résistant (0.5, 2 et 1) Nm :

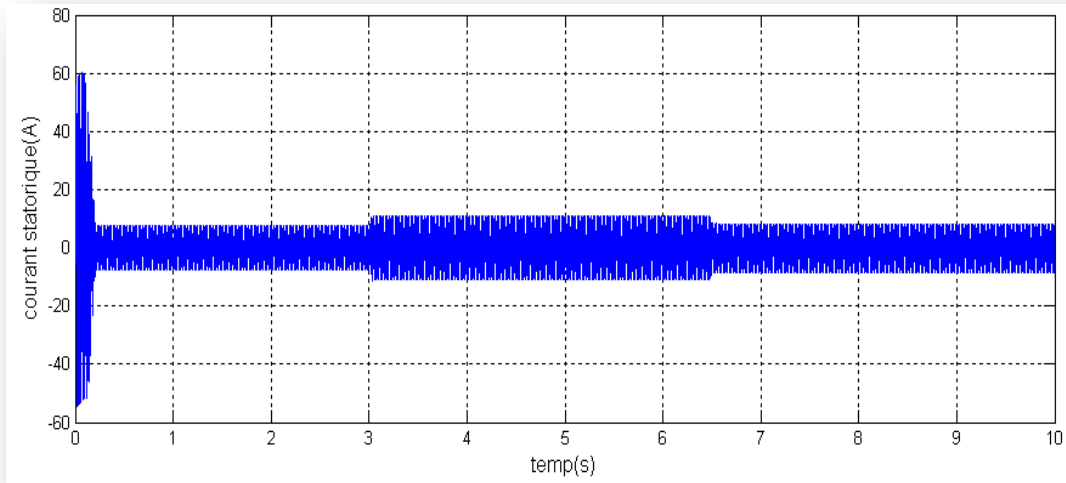


Figure (IV.18) : Courant statorique de moteur.

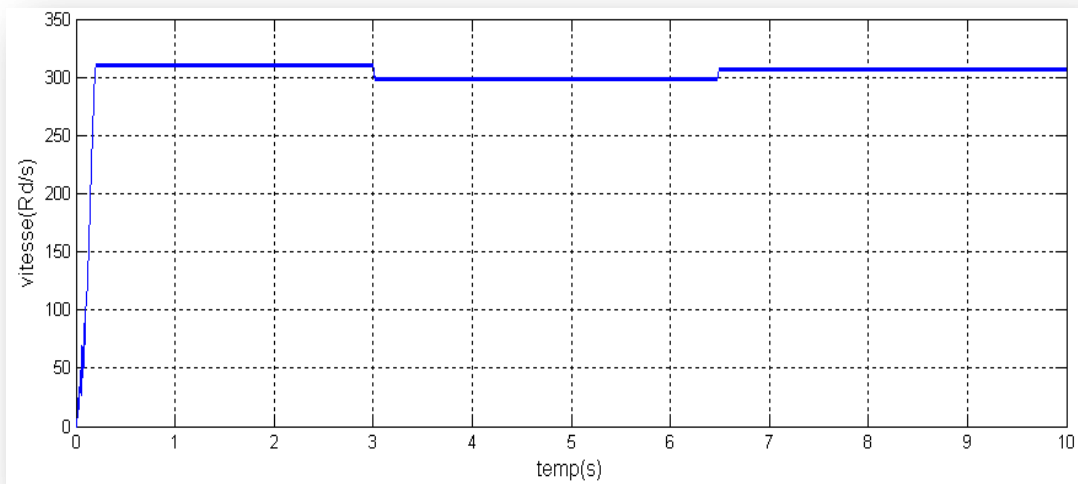


Figure (IV.19) : Couple de moteur

### IV.3) Couplage au générateur :

Parce qu'il est souvent plus économique de construire un réservoir pour stocker l'eau plutôt que de stocker l'électricité dans les batteries, le moteur d'une pompe solaire fonctionnera habituellement « au fil du soleil », c'est-à-dire qu'il sera couplé directement au générateur photovoltaïque, sans batterie.

Dans ce cas, il est important que la puissance fournie par le générateur PV soit utilisée le plus complètement possible au point de fonctionnement maximal du groupe motopompe

sur la plage de fonctionnement la plus large possible. Nous avons vu que différents types de moteurs et de pompes engendrent des caractéristiques de fonctionnement différentes. Le choix d'un régulateur ou d'un onduleur dépendra étroitement de ces caractéristiques.

Aussi l'utilisation des batteries de stockage de l'énergie électrique permet uniquement aux moteurs de fonctionner dans des plages relativement réduites, la pompe fonctionne à couple constant, donc à rendement constant dans le cas d'une pompe volumétrique.

Le démarrage d'une pompe centrifuge sera également plus efficace, la puissance de démarrage, plus élevée, pouvant être fournie dès le départ. Néanmoins, l'emploi d'une batterie ne rend pas inutile l'utilisation d'un régulateur de charge. Les caractéristiques de sortie de l'électricité fournies par la batterie sont plus homogènes, mais une adaptation à la charge variable d'une pompe sera néanmoins nécessaire dans la plupart des cas.

### IV.3.1) Simulation de tout le système :

Block de simulation :

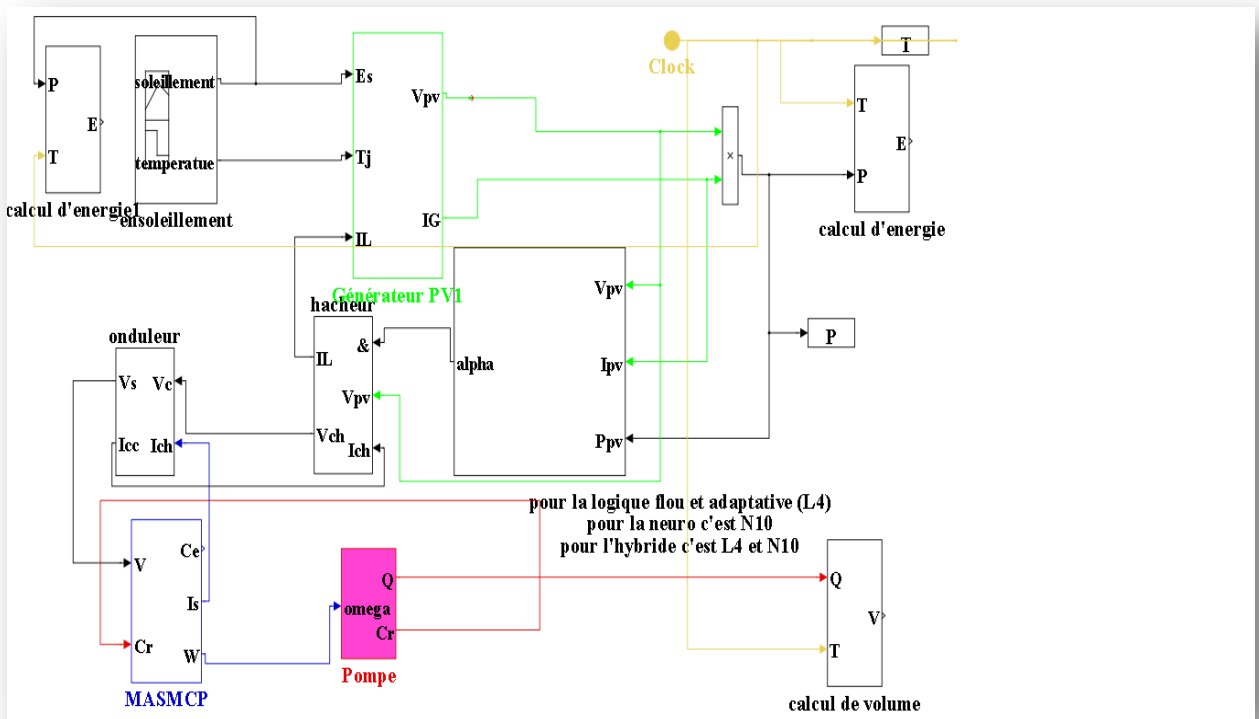


Figure (IV.20) : Block de simulation de tout le système.

Signal d'enseillement pour un changement progressif

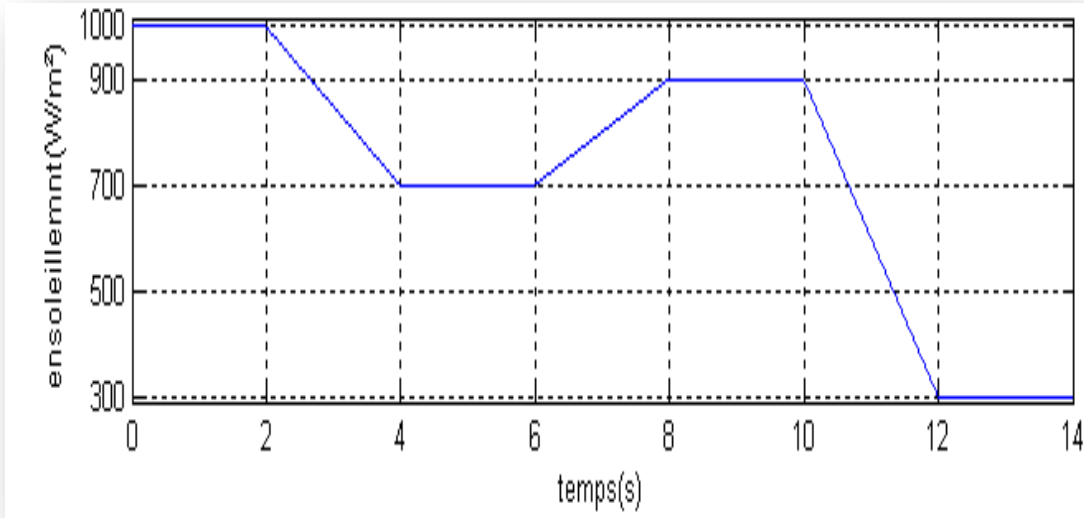


Figure (III.21) : changement progressif de l'enseillement.

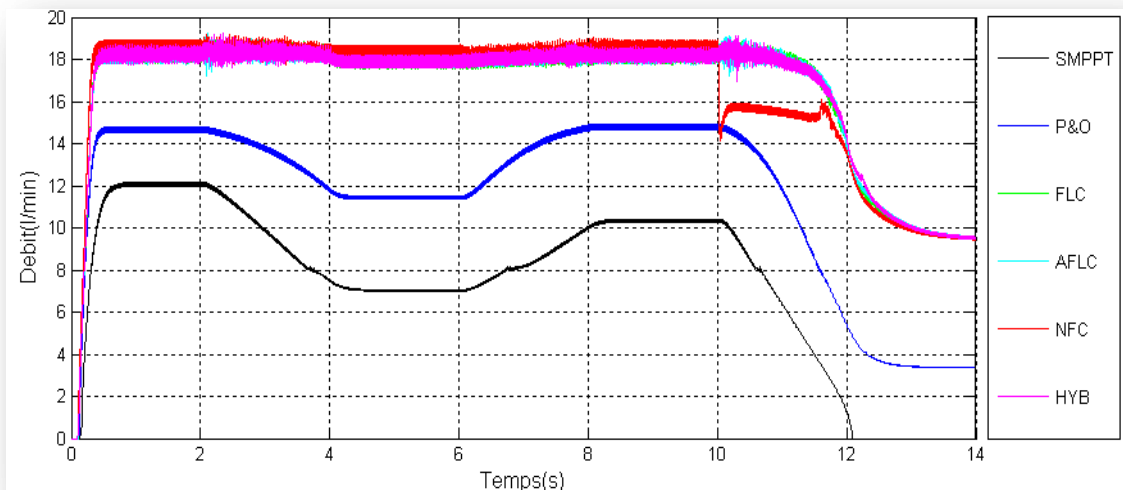


Figure (IV.22) : Débit de la pompe

En remarque sur cette figure que les différentes méthodes suivent le profile d'enseillement alors que la neuro-floue diverge a t=10s et reprend a t~12s cella est dans l'intervalle ou l'enseillement fait subit une chute importante, et cella peut être un sujet d'études a traité.

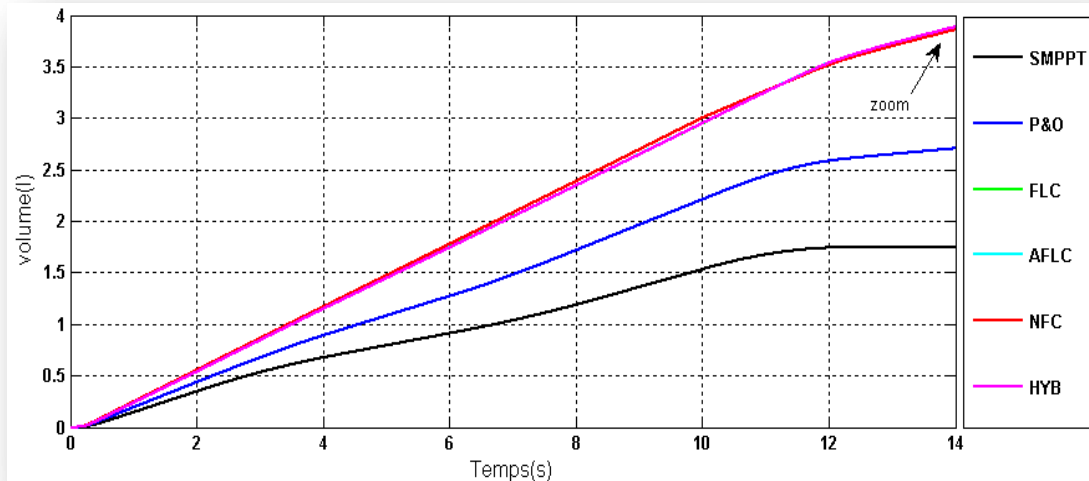


Figure (IV.23) : Volume récupéré

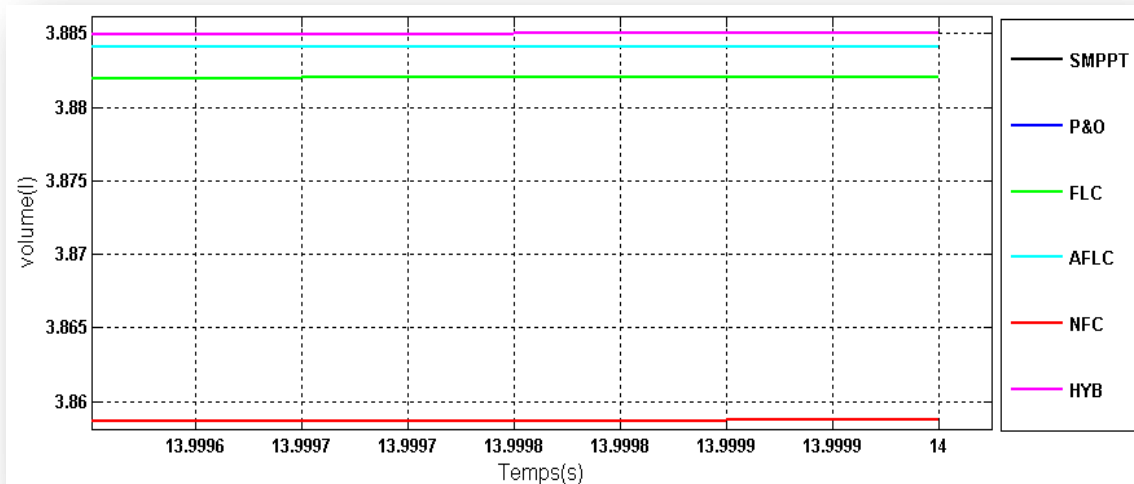


Figure (IV.24) : Volume pompe par la pompe.

Dans l'histogramme on donne les différents volumes et débits pompés par les différentes méthodes de commande.

le débit moyen est calculé de la manière suivante :

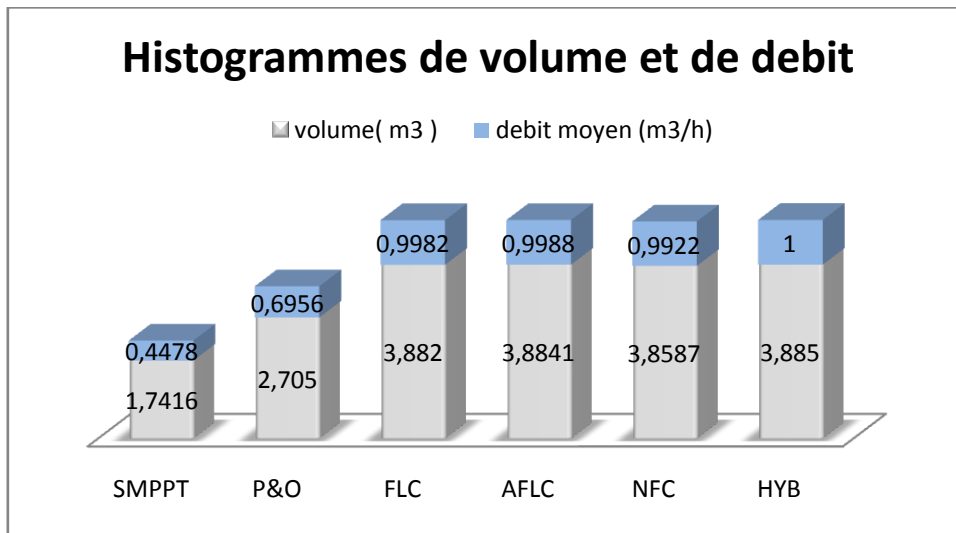
$$Q = \frac{V}{t} \quad (IV.36)$$

Q : débit moyen [l/min].

V : volume pompé[l].

t : temps de pompage[s].

Le résultat est illustré ci-dessous :



Figure(IV.25) : Différents volumes et débits moyen

### IV.3.2 Simulation de système avec le profil de trois jours :

La puissance de groupe motopompe est de 480W alors on va utilisés six panneau photovoltaïque (PV) de quatre vingt watts chaque un.

➤ Pour un faible ensoleillement:

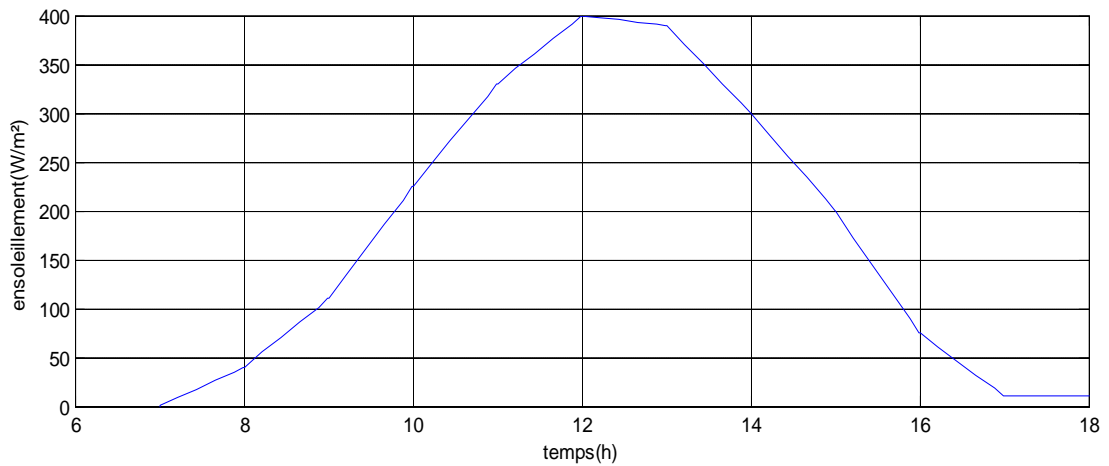


Figure (IV.26) profil d'une journée à faible ensoleillement.

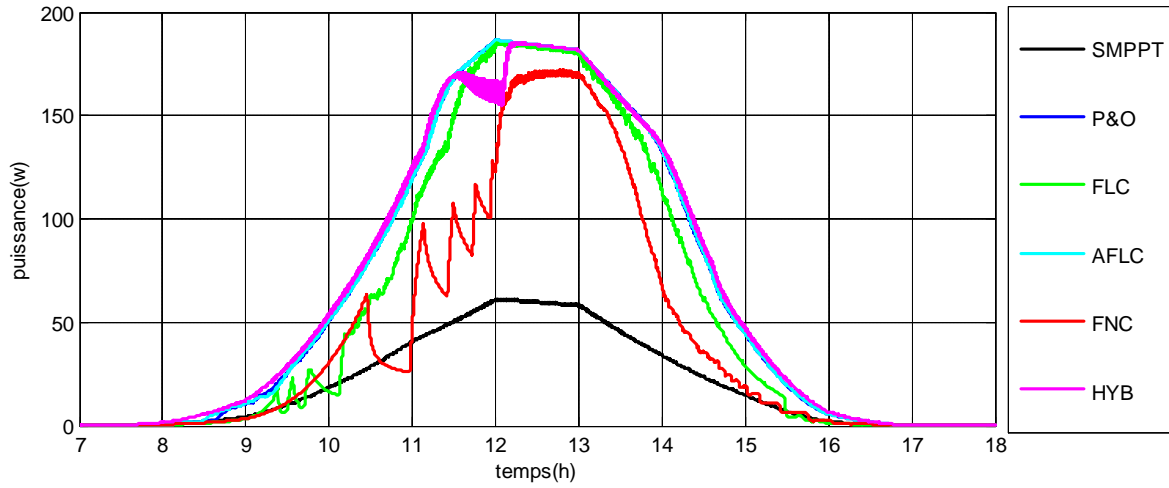
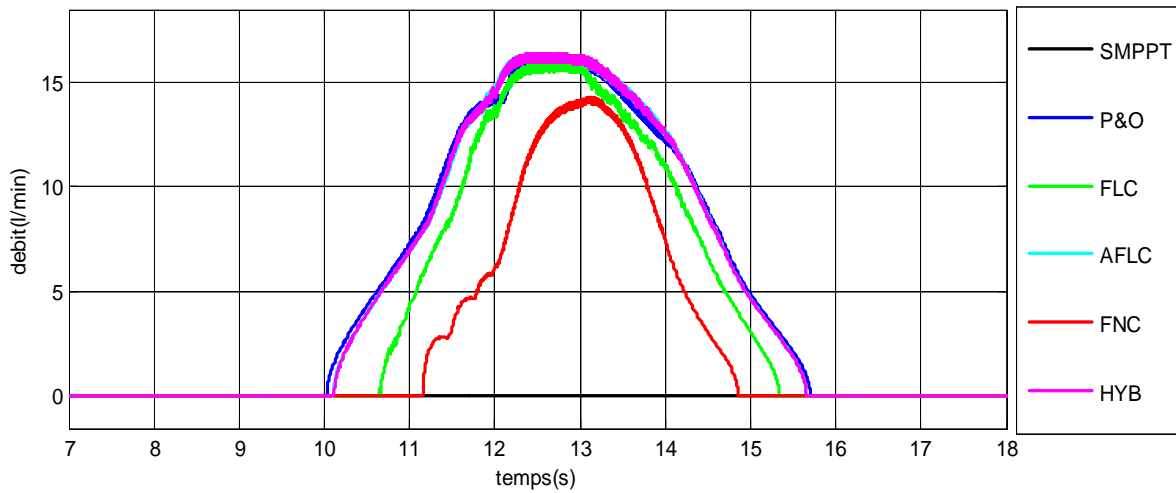


Figure (IV.27) : puissance récupérer les panneaux PV.



Figure(IV.28) : Débit de la pompe.

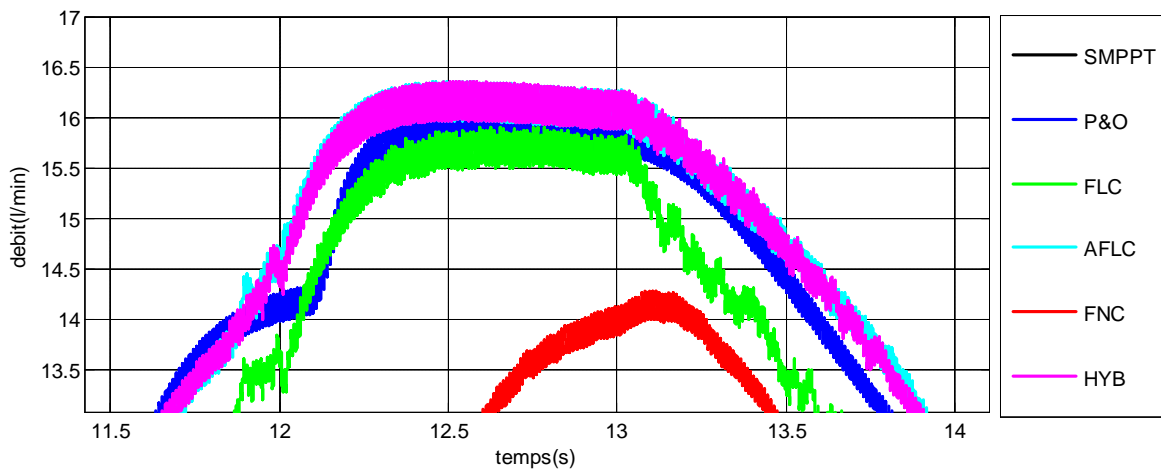


Figure (IV.29) : zoom sur le débit de la pompe.

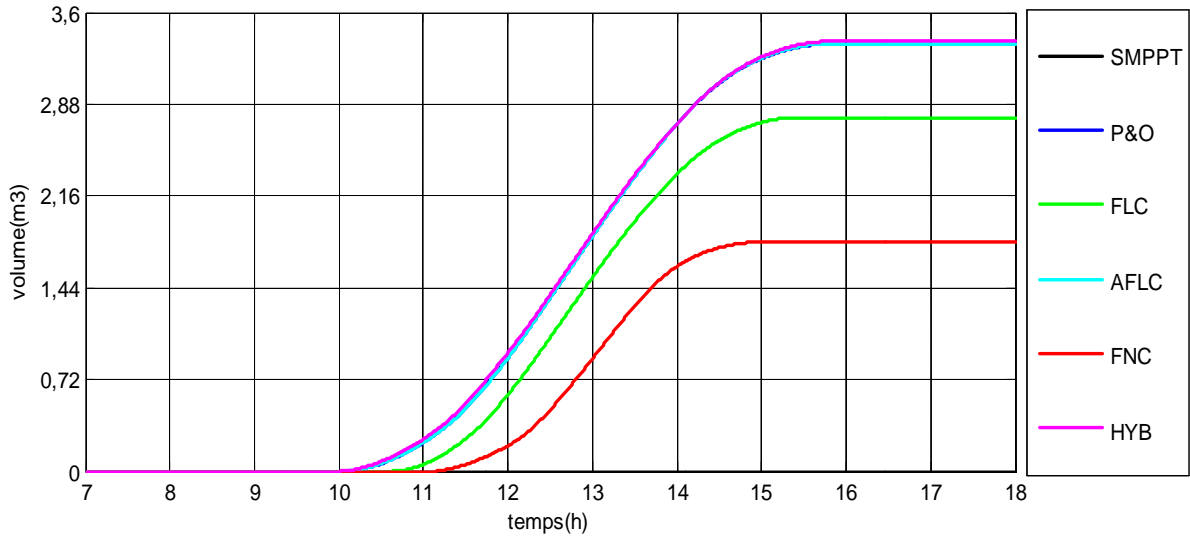


Figure (IV. 30) : volume pompé.

➤ Moyen ensoleillement :

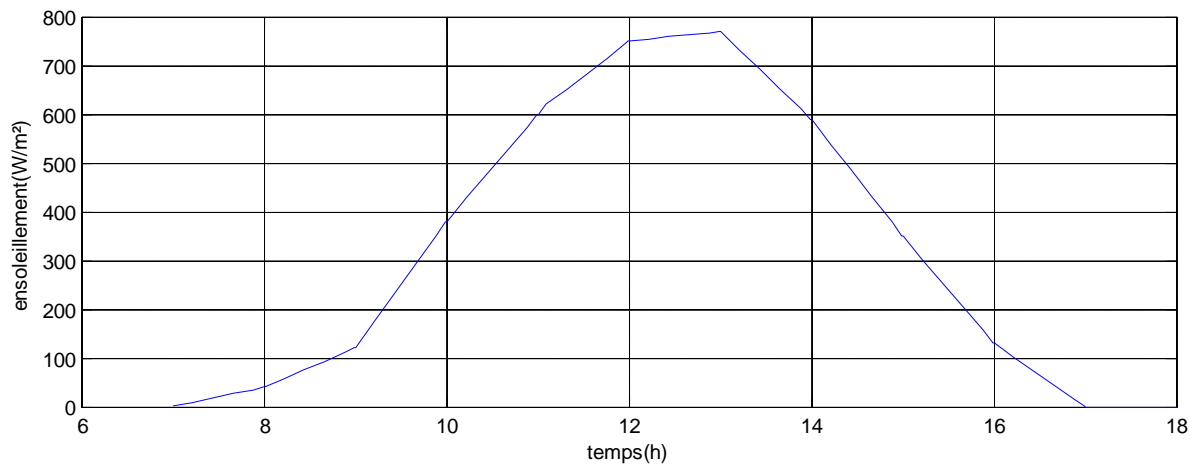


Figure (IV.31) : Moyen ensoleillement ;

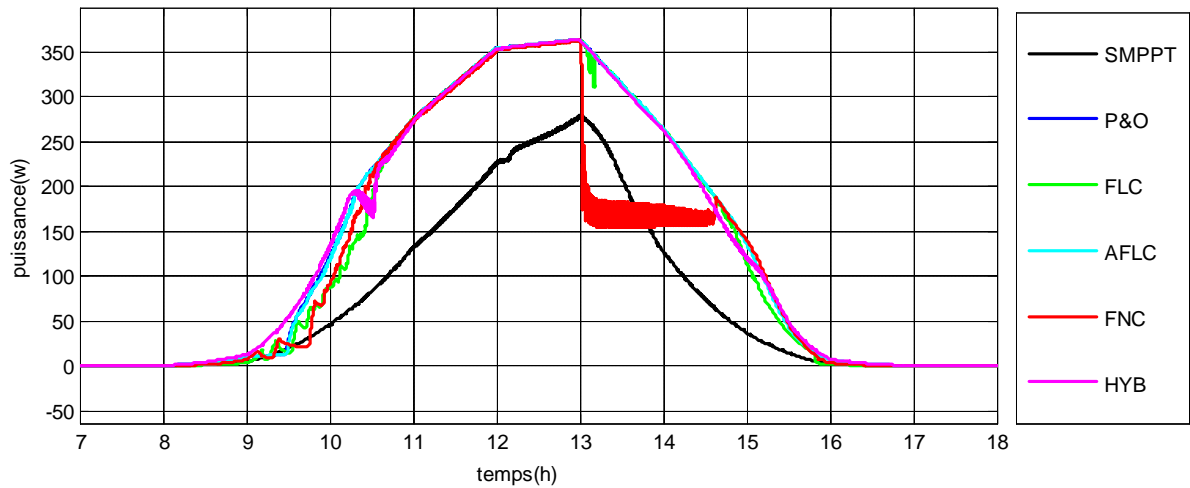


Figure (IV.32) : Puissance récupérer par les panneaux PV.

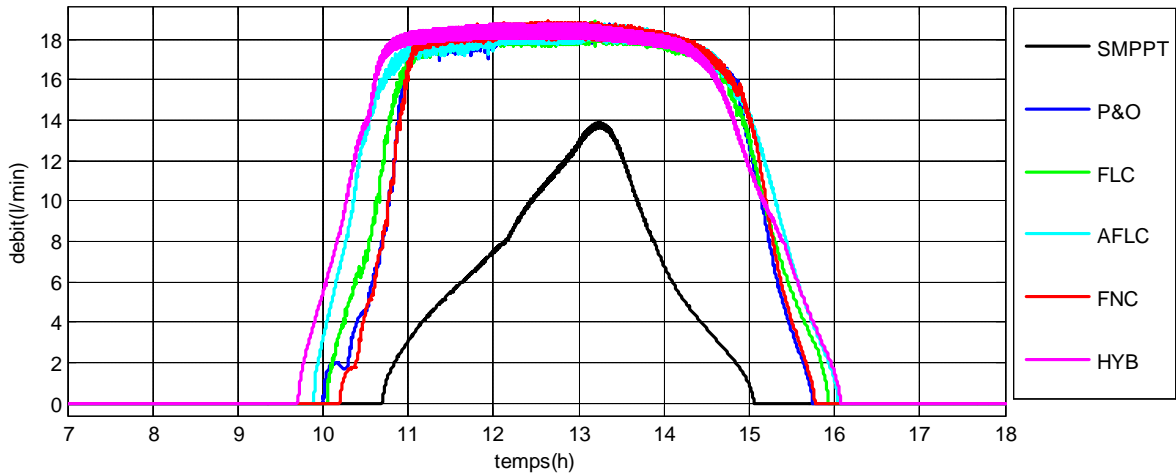


Figure (IV.33) : Débit de la pompe.

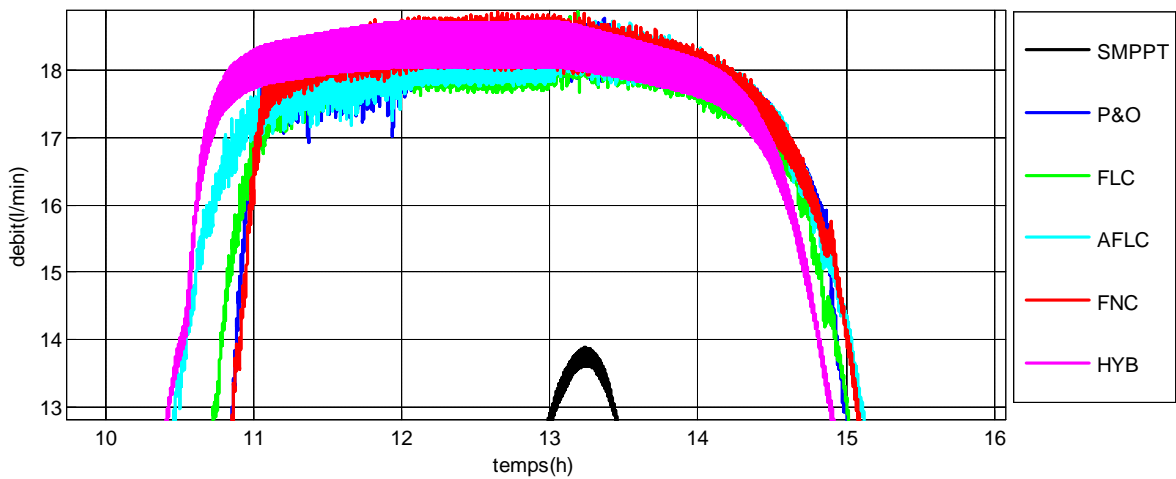


Figure (IV.34) : zoom de la figure (IV.33)

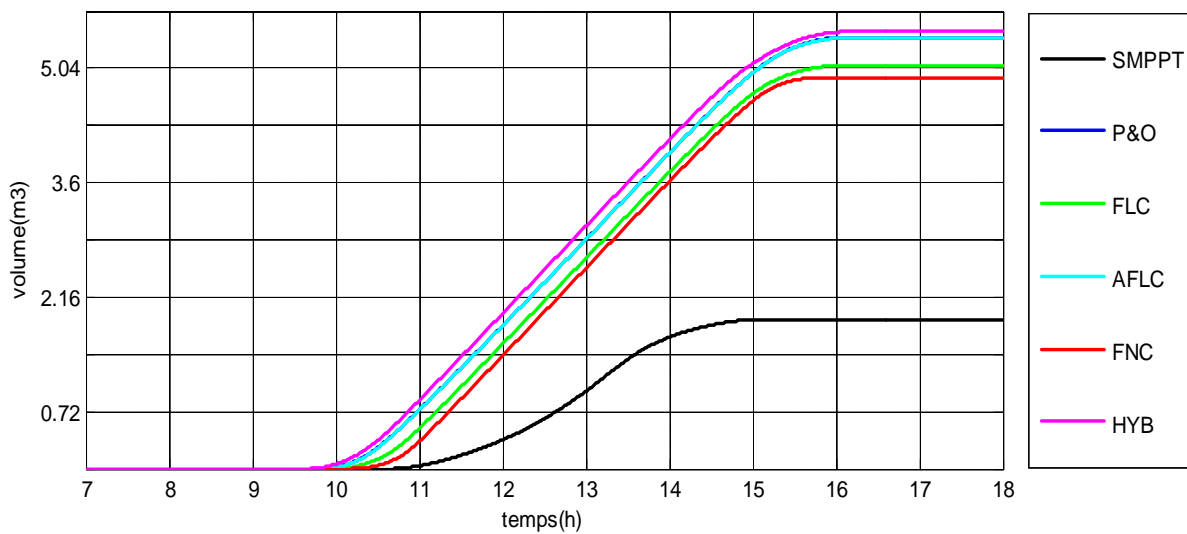
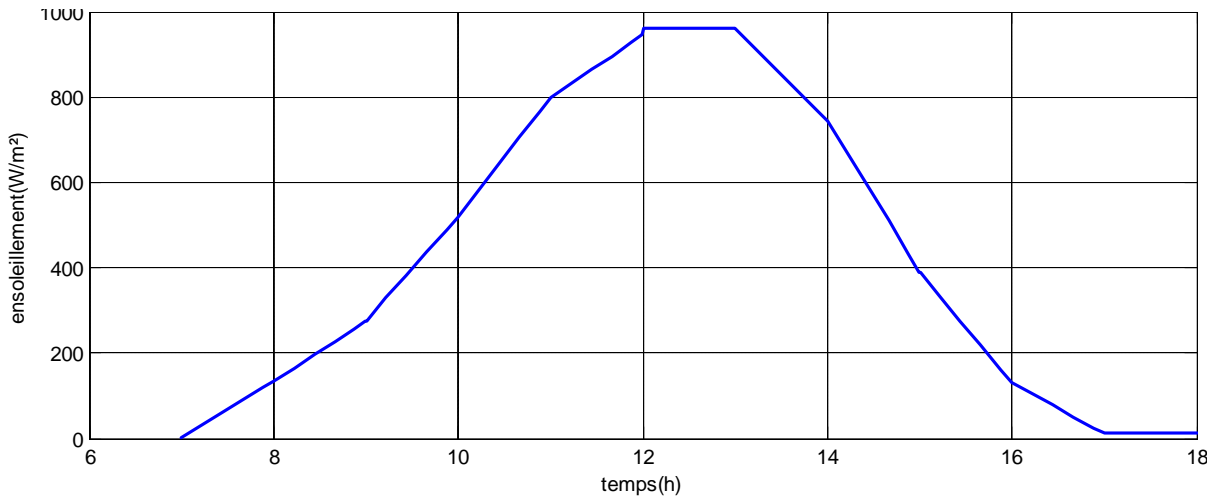


Figure (IV.35) : Volume pompé par la pompe.

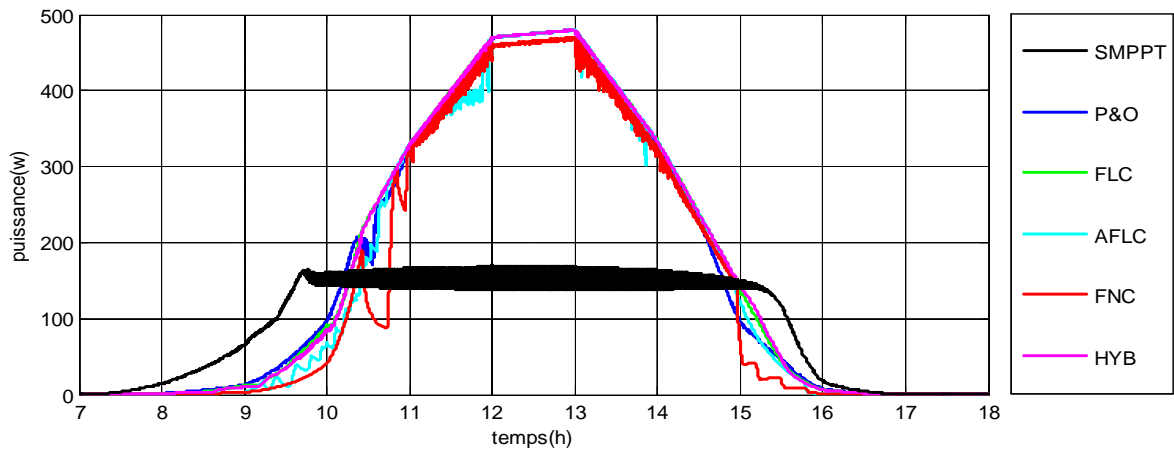


➤ Fort Ensoleillement :

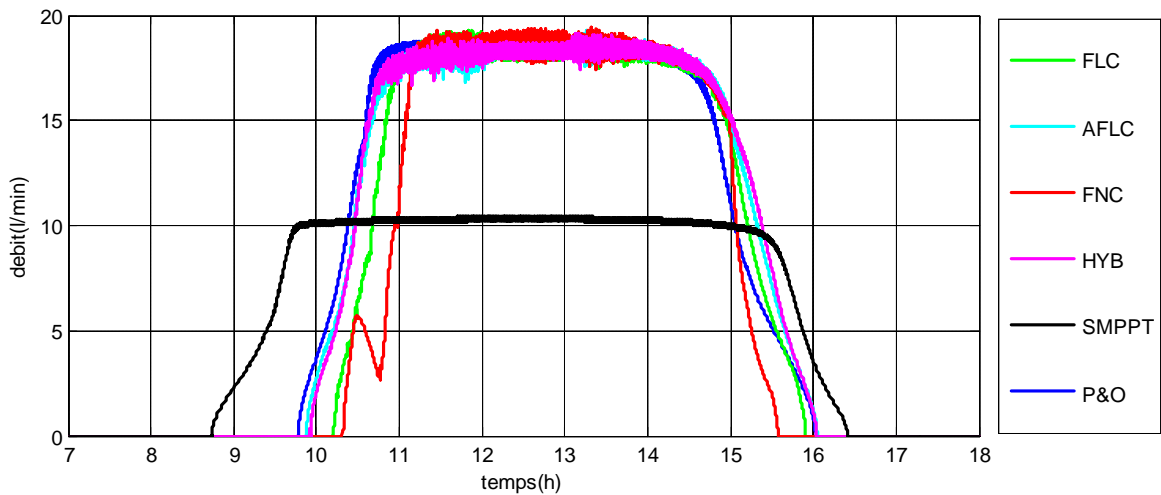
On donne l'allure d'une journée à fort ensoleillement :



Figure(IV.36) : journée ensoleillée.



Figure(IV.37) : L'allure des puissances.



Figure(IV.38) : Débit de la pompe.

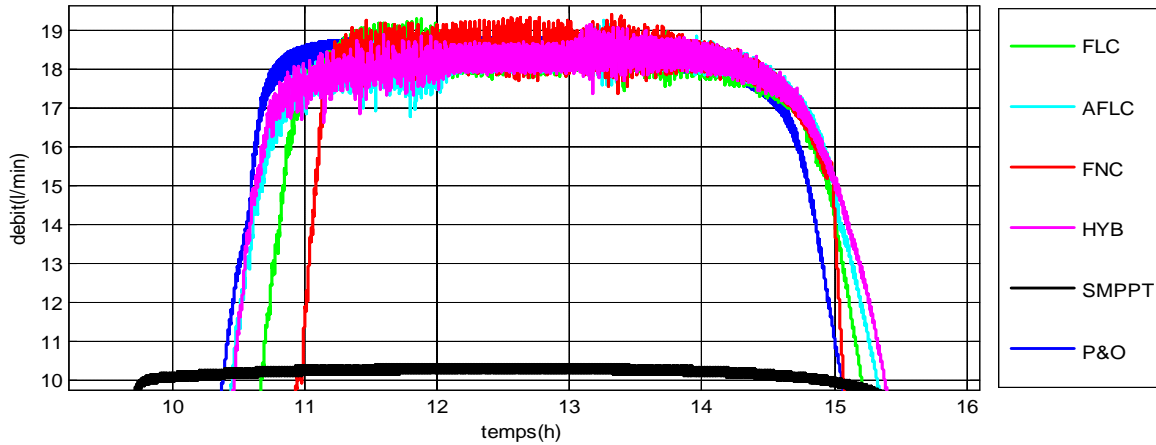
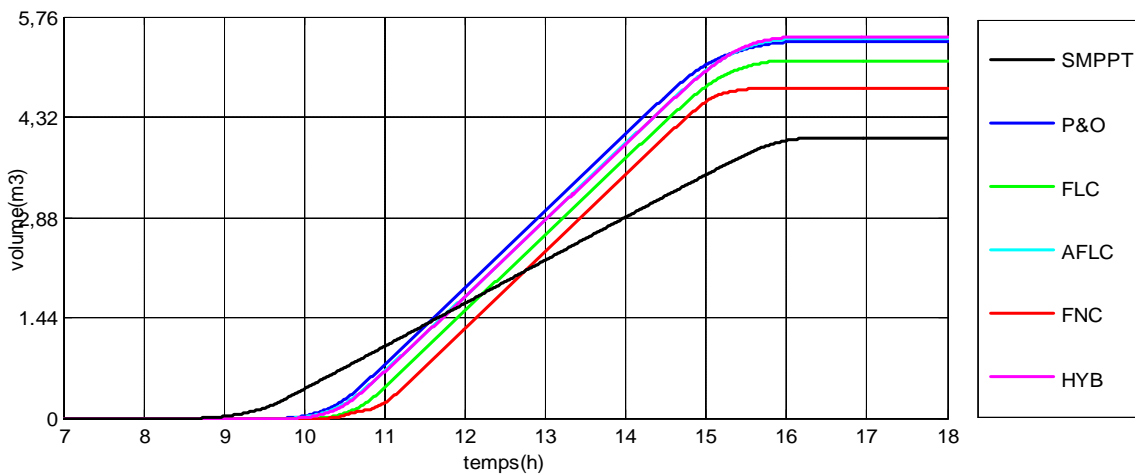


Figure (IV.39) : Zoom de la figure (IV.38)



Figure(IV.40) : Volume pompé.

Le tableau suivant montre les résultats trouvés après la simulation :

On met Test1 pour une journée de faible ensoleillement, Test2 pour une journée de moyen ensoleillement et Test3 pour un fort ensoleillement.

Le tableau suivant montre les résultats trouvés après la simulation :

méthodes	Temps de réponse(h) de débit			Débit (l/min)			Volume (m <sup>3</sup> )		
	Test1	Test2	Test3	Test1	Test2	Test3	Test1	Test2	Test3
<b>SMPPT</b>	<b>0</b>	<b>10,7</b>	<b>8,8</b>	<b>0</b>	<b>13,8</b>	<b>10,3</b>	<b>0</b>	<b>0,18</b>	<b>4,0 3</b>
<b>P&amp;O</b>	<b>10,03</b>	<b>10</b>	<b>9,8</b>	<b>16</b>	<b>18,2</b>	<b>18,5</b>	<b>3,3</b>	<b>4,93</b>	<b>5,4</b>
<b>FLC</b>	<b>10,66</b>	<b>10,5</b>	<b>10,2</b>	<b>15,7</b>	<b>18,3</b>	<b>18,6</b>	<b>2,77</b>	<b>5,07</b>	<b>5,14</b>
<b>AFLC</b>	<b>10,10</b>	<b>9,9</b>	<b>9,83</b>	<b>16,18</b>	<b>18,3</b>	<b>18,6</b>	<b>3,34</b>	<b>5,43</b>	<b>5,47</b>
<b>FNC</b>	<b>11,15</b>	<b>10,2</b>	<b>10,5</b>	<b>14 ,12</b>	<b>18,4</b>	<b>18,6</b>	<b>1,79</b>	<b>4,5</b>	<b>4,75</b>
<b>HYB</b>	<b>10,11</b>	<b>9,7</b>	<b>9,86</b>	<b>16,18</b>	<b>18,4</b>	<b>18,6</b>	<b>3,63</b>	<b>5,50</b>	<b>5 ,52</b>

Tableau (IV.2):Tableau récapulatif des différents résultats de simulation.

➤ Remarque :

On remarque que lorsque on applique une commande MPPT on gagne une quantité d'eau importante soit en débit soit en volume.

Ce tableau montre que lorsque l'ensoleillement augmente c'est les méthodes classiques qui répondent rapidement; alors que pour les puissances c'est les méthodes intelligentes qui ont un bon rendement.

La méthode qui donne un maximum de débit est la méthode HYB.

On voit l'apparition des oscillations et ce peut être expliqué par le régime transitoire du moteur.

#### **IV.4. Conclusion :**

Dans ce chapitre on a pu étudier un système de pompage photovoltaïque et on a vu la modélisation de la pompe centrifuge ainsi que le moteur asynchrone à cage monophasée. Ensuite on a appliqué le système étudié sur cette charge.

# *Conclusion générale*

### **Conclusion générale :**

La demande mondiale en énergie évolue rapidement et les ressources naturelles de l'énergie telles que l'uranium, le gaz et le pétrole diminuent en raison d'une grande diffusion et développement de l'industrie ces dernières années. Pour couvrir les besoins énergétique, des recherches ont conduits à l'énergie renouvelable. Parmi ceci qui peut accomplir la demande mondial est l'énergie solaire, une énergie libre et en abondance dans la plupart des régions du monde, et elle avéré une source économique.

L'utilisation d'énergie solaire comme source alternative, souffre du coût élevé des cellules solaires, du faible rendement et de puissance intermittent selon la fluctuation des conditions atmosphériques. Par conséquent, n'importe quelle conception de système d'application d'énergie solaire, devrait prendre en compte ces inconvénients. Ce travail s'agit d'une contribution à l'étude d'un système photovoltaïque. Et optimisation de puissance générer, afin de ce rapproché de rendement maximal.

Le premier chapitre cite des généralités sur les systèmes photovoltaïques.

Le deuxième chapitre couvre, les différents modèles du générateur photovoltaïque et leur comportement vis-à-vis la température et ensoleillement.

Dans le troisième chapitre on a études les algorithmes d'optimisation du générateur solaire, perturber et observer (P&O), logique-floue (FLC), logique-floue adaptative, neuraux-floue et l'hybride(HYB), et on a donné leurs performance et leur limite.

Et pour finir le chapitre quatre, on a simulé notre commande sur un système de pompage photovoltaïque au fil de soleille.

Notre perspective c'est l'implémentation de système étudié en temps réel sur une maquette expérimentale.

# *Bibliographie*

## Références bibliographiques:

- [1] . [www.wikipedia.com](http://www.wikipedia.com).
- [2]<http://www.solaire1300.ch/f/technologie-solaire/rayonnement-solaire-delivre-par-heure.asp>.
- [3] Cahier technique photovoltaïque 2010 SOCOMEC.
- [4] Othmane Beseddik et Fathi Djaloud l'étude et optimisation du fonctionnement d'un système photovoltaïque.(2006,memoire de Master université KASDI MERBAH-Ouargla) .
- [5] . D.Boukhers Optimisation d'un système d'énergie photovoltaïque application ou au pompage.(2007 , Mémoire de Master université Mentouri de Constantine) .
- [6] P1P2P3P4
- [7] .V.Boitier, P. Maussion, C. CABAL 'Recherche du maximum de puissance sur les générateurs photovoltaïques', université de Toulouse, revue 3E.I, N°54, pp 90-96, septembre 2008.
- [8]F. Chekired\*, C. Larbes\*\*, D. Bendib\*, Z. Samara\* sur le theme « Implémentation de la commande MPPT sur circuit FPGA utilisant les techniques intelligentes» ; Laboratoire de dispositifs de Communication et de conversion photovoltaïque, Ecole Nationale Supérieure Polytechnique, Alger, Algérie.
- [9] Jimmy Royer;Thomas Djiako;Eric Schiller;Bocar Sada Sy"le pompage photovoltaïque manuel de cours à l'intention des ingénieurs et des techniciens"  
Institut de l'énergie des pays ayant en commun l'usage français( 1998)
- [10] Guide technique Systèmes de pompage "Les économies d'énergie électrique dans les Systèmes de pompage"Bibliothèque nationale Québec ISBN 2 – 550 – 27191 – 2 (1993).
- [11] B. Flèche - D. Délignes "Energie solaire photovoltaïque.doc" (Juin 2007) .
- [12] B. Flèche - D. Délignes "Energie solaire photovoltaïque.doc" (Juin 2007).
- [13] Mr. Damech Zakaria Mr. Mokhtari Brahim, modélisation et simulation d'une génératrice asynchrone en saturation (2012, Université Kasdi Merbah–Ouargla memoire de Master en Génie Electrique)
- [14] M<sup>lle</sup> MECHEDDAL Tassadit et M<sup>lle</sup> MALOUM Hakima « Etudes d'un convertisseur DC/DC applique aux systemes photovoltaïques » universite de bejaia 2012/2013