

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



Université Abderrahmane Mira-Bejaia  
Faculté de la Technologie  
Département de Génie Electrique

# Mémoire de fin d'étude

En vue l'obtention du diplôme de Master en Electrotechnique

Option : Energies renouvelables

## *Thème*

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

**Réalisé par :**

Mr. MEZZAI Mokhtar  
Mr. MOULOUDJI Sofiane

**encadrée par :**

M<sup>me</sup>. D. REKIOUA  
Mr. A. MOHAMMEDI

*Promotion Juin 2014*

# **Remerciements**

*Tout d'abord, nous remercions dieu de tout puissant de nous avoir donné le courage et la patience durant toutes les années d'études, et que grâce a lui ce travail a pu être réalisé.*

*Nous tenons à représenter nos vifs remerciements à notre promotrice M<sup>me</sup> D. REKIOUA professeur à l'université de Bejaia pour avoir accepté de nous encadrer, pour sa gentillesse et pour le temps qu'elle nous a consacré.*

*Nous remercierons profondément M<sub>r</sub>. A. MOHAMMEDI pour son aide, ses conseils et pour le temps qu'il nous a consacré.*

*Nous tenons aussi à remercier les membres du jury d'avoir accepté de juger notre travail.*

*Nous remercions également tous les enseignants du département Génie Electrique qui nous ont donné de leurs savoir et nous ont soutenu tout au long de notre cursus.*

*A toute personne qui a contribué de près ou de loin a l'accomplissement de ce modeste travail.*

# *Dédicaces*

*Je dédie ce modeste travail à*

*Mes très chers parents symbole de tendresse  
profonde et permanente, de sacrifice et d'amour  
éternel, que dieu les protègent pour moi leur  
accordent une bonne santé et une longue vie.*

*Ma chère sœur ;*

*Mes chers cousins et cousines ;*

*A mes chers grands pères et à toute ma famille ;*

*A Mokhtar et à toute sa famille ;*

*A Mes amis : Fafou, Senich, Yacine, Hocine, Lyes,*

*Younes...*

*A tous ceux qui m'ont aidé à réaliser de près ou de*

*loin ce travail ;*

*Sofiane.*

# *Dédicaces*

*Je dédie ce travail à :*

*Mes chers parents qui m'ont beaucoup aidés et qui se sont sacrifiés pour mon bien et qui m'ont encouragé et soutenu le long de ma vie et durant mon cursus;*

*A mes sœurs, mes frères;*

*A toute ma famille ;*

*A Sofiane MOULOUDI ainsi que toute sa famille ;*

*A tout mes amis sans exception ;*

*A toute la communauté universitaire ;*

*Tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce modeste travail.*

**Mokhtar**

## *Liste des symboles et abréviations*

**MPPT** : Maximum Power Point Tracking.

**PV** : Photovoltaïque.

**E<sub>s</sub>** : Ensoleillement ( $\text{w/m}^2$ ).

**HMT** : Hauteur manométrique totale (m).

**SPPFS** : Système de pompage photovoltaïque au fil du soleil.

**SPPSE** : Système de pompage photovoltaïque avec stockage électrochimique.

**DC/DC** : Convertisseur continu-continu.

**DC/AC** : Convertisseur continu-alternatif.

**P<sub>pv</sub>** : Puissance photovoltaïque (W).

**R<sub>s</sub>** : Résistance série ( $\Omega$ ).

**R<sub>sh</sub>** : Résistance shunt ( $\Omega$ ).

**I<sub>ph</sub>** : photo courant, ou courant généré par l'éclairement (A).

**I<sub>0d</sub>** : Courant de saturation de la diode (A).

**K** : Constante de Boltzmann ( $k= 1.38.10^{-23}\text{J/K}$ ).

**q** : Charge de l'électron ( $q=1.602.10^{-19}\text{C}$ ).

**T** : Température de la cellule ( $^{\circ}\text{K}$ ).

**V<sub>co</sub>** : Tension en circuit ouvert (V).

**I<sub>cc</sub>** : Courant de court-circuit (A).

**P** : Puissance disponible aux bornes d'une cellule photovoltaïque (W).

**I** : Courant continu fourni par une cellule photovoltaïque (A).

**V** : Tension continue donnée par une cellule photovoltaïque (V).

**P<sub>max</sub>** : Puissance au point maximum (W).

**V<sub>mp</sub>** : Tension au point de puissance maximale (V).

**I<sub>mp</sub>** : Courant au point de puissance maximale (A).

**P<sub>c</sub>** : Puissance crête (W<sub>c</sub>).

**P<sub>n</sub>** : Puissance nominale du panneau (W).

**P<sub>pv</sub>** : Puissance photovoltaïque (W).

**n<sub>s</sub>** : Nombre de module en série.

**n<sub>p</sub>** : Nombre de module en parallèle.

**E<sub>ref</sub>** : Ensoleillement de référence ( $\text{W/m}^2$ ).

## *Liste des symboles et abréviations*

**$T_j$**  : Température de jonction ( $^{\circ}\text{C}$ ).

**$T_{\text{ref}}$**  : Température de référence ( $^{\circ}\text{C}$ ).

**$T_a$**  : Température ambiante ( $^{\circ}\text{C}$ ).

**Noct** : Température de fonctionnement nominal des cellules (Nominal operating cell temperature).

**$P_1, P_2, P_3, P_4$** : Paramètres constants.

**$I_{\text{sat}}$**  : Courant inverse de saturation de la diode.

**$A$**  : Coefficient d'idéalité de la cellule.

**$E_g$**  : Energie de gap (eV).

**$I_{\text{Rsh}}$**  : Courant passe par la résistance shunt (A).

**$I_m$**  : Courant maximal (A).

**$I_{\text{pv.nouv}}$**  : Nouvelle valeur de courant après la correction (A).

**$I_{\text{SC,STC}}$**  : Courant photovoltaïque dans les conditions standard (A).

**$V_{\text{pv.nouv}}$**  : Nouvelle valeur de tension après la correction (V).

**$V_m$**  : Tension maximal (V).

**$\alpha_{cc}$**  : Coefficient d'incrémentation du courant  $I_{cc}$  (mA/ $^{\circ}\text{C}$ ).

**$\beta_{oc}$**  : Coefficient d'incrémentation de la tension (mV/ $^{\circ}\text{C}$ ).

**$\Delta I$**  : La variation du courant (A).

**$\Delta V$**  : La variation de la tension (V).

**$\Delta T$**  : La variation de la température ( $^{\circ}\text{C}$ ).

**FF** : Facteur de forme.

**$S$**  : Surface du panneau utilisée ( $\text{m}^2$ ).

**$V_{\text{batt}}$**  : Tension aux bornes de la batterie (V).

**$E_b$**  : Tension à vide de la batterie chargée (V).

**$R_b$** : La résistance interne de la batterie ( $\Omega$ ).

**$b$**  : Constante dépendante de la batterie.

**$C_{\text{batt}}$** : Capacité de la batterie (Ah).

**$E_0$**  : Tension de la batterie en plein charge (V).

**$R_{oc}$** : Résistance interne initiale de la batterie calculé lorsqu'elle est complètement chargée ( $\Omega$ ).

**EDC** : Etat de charge.

**EDD** : Etat de décharge.

**$X, X_R$**  : Coefficients qui peuvent être calculés expérimentalement.

## *Liste des symboles et abréviations*

**$I_{\text{batt}}$**  : Courant de la batterie (A).

**$E_{\text{bc}}$**  : La force électromotrice fonction de l'état de charge de la batterie (V).

**$\alpha$**  : Rapport cyclique.

**$V_e$**  : Tension aux bornes de la source (V).

**$V_s$**  : Tension aux bornes de la charge (V).

**$R_a$**  : Résistance de l'induit ( $\Omega$ ).

**$L_a$**  : Inductance de l'induit ( $\Omega$ ).

**$E$**  : La force électromotrice (V).

**$b$**  : Coefficient de frottement de l'arbre sur les paliers.

**$J$**  : Le moment d'inertie de la machine ( $\text{Kg.m}^2$ ).

**$\Gamma$**  : Le couple électromagnétique (N.m).

**$\Gamma_r$**  : Couple résistant (N.m).

**$F_r$**  : Couple de frottement de coulomb.

**$C_{\text{ch}}$**  : Couple de charge (N.m).

**$Q$**  : Le débit d'eau pompée (l/h).

**$H_g$**  : Hauteur géométrique entre la nappe d'eau pompée et le plan d'utilisation.

**$P_c$**  : Pertes de charge produites par le frottement d'eau sur les parois des conduites.

**$L$**  : Longueur des canalisations (m).

**$d_c$**  : Diamètre des canalisations (m).

**$N_s$**  : Niveau statique.

**$N_d$**  : Niveau dynamique.

**$R_m$**  : Rabattement.

**$P$**  : La puissance électrique (W).

**$V$**  : Le volume d'eau (l).

**$T$**  : Le temps (s) ou (h).

**$g$**  : Accélération de la pesanteur ( $9.81 \text{ m/s}^2$ ).

**$\rho$**  : La masse volumique de l'eau ( $1000 \text{ Kg/m}^3$ ).

**$\eta_{\text{pv}}$**  : Rendement du générateur photovoltaïque.

**$\eta_{\text{pomp}}$**  : Rendement du groupe motopompe.

**$\eta_{\text{tot}}$**  : Rendement total.

## Liste des figures

### **Chapitre J : L'énergie et les systèmes photovoltaïques.**

<b>Figure I. 1 :</b> Les composantes du rayonnement incident sur une surface inclinée .....	3
<b>Figure I. 2 :</b> Irradiation solaire globale reçue sur plan incliné a la latitude du lieu (moyenne annuelle) .....	4
<b>Figure I. 3 :</b> Principe de fonctionnement d'une cellule PV.....	6
<b>Figure I. 4 :</b> Les différentes technologies des cellules photovoltaïques .....	7
<b>Figure I. 5 :</b> Cellules photovoltaïques au silicium cristallin .....	8
<b>Figure I. 6 :</b> Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque .....	11
<b>Figure I. 7 :</b> Schéma équivalent simplifié .....	11
<b>Figure I. 8 :</b> La courbe caractéristique $I = f(V)$ d'une cellule.....	12
<b>Figure I. 9 :</b> Cellules ou modules photovoltaïques en série .....	13
<b>Figure I. 10 :</b> Cellules ou modules photovoltaïques en parallèle .....	14
<b>Figure I. 11 :</b> Caractéristique résultante d'un groupement hybride de $(np+ns)$ cellules identiques .....	14
<b>Figure I. 12 :</b> Caractéristique $I(V)$ .....	15
<b>Figure I. 13 :</b> Caractéristique $P_{pv}(V_{pv})$ d'un panneau solaire .....	15
<b>Figure I. 14 :</b> Système photovoltaïque autonome avec stockage .....	17
<b>Figure I. 15 :</b> Système photovoltaïque relié au réseau .....	18

### **Chapitre JJ : Les systèmes de pompage photovoltaïque.**

<b>Figure II. 1 :</b> La caractéristique du pompage au fil du soleil.....	21
<b>Figure II. 2 :</b> Caractéristique du pompage avec batteries .....	21
<b>Figure II. 3 :</b> Un système de pompage photovoltaïque .....	22
<b>Figure II. 4 :</b> Cellule, module, panneau et champ photovoltaïque.....	23
<b>Figure II. 5 :</b> La courbe caractéristique $I = f(V)$ d'un panneau PV .....	24
<b>Figure II. 6 :</b> Les différentes zones de la caractéristique $I(V)$ , $(T=25^{\circ}C, E_s=1000W/m^2)$ .....	25
<b>Figure II. 7 :</b> Effet de l'éclairement sur la caractéristique $I(V)$ et $P(V)$ . .....	25
<b>Figure II. 8 :</b> Effet de la température sur la caractéristique $I(V)$ et $P(V)$ . .....	26
<b>Figure II. 9 :</b> Caractéristiques d'une pompe centrifuge .....	28
<b>Figure II. 10 :</b> Caractéristiques d'une pompe volumétrique. ....	29
<b>Figure II. 11 :</b> Diagramme du pompage PV par motopompe à CC .....	31

## *Liste des figures*

<b>Figure II. 12 :</b> Diagramme du pompage PV par motopompe à AC .....	32
<b>Figure II. 13 :</b> Les différents types d'onduleur. ....	33
<b>Figure II. 14 :</b> Schéma électrique équivalent d'un hacheur parallèle. ....	34
<b>Figure II. 15 :</b> Schéma électrique équivalent d'un hacheur série. ....	34
<b>Figure II. 16 :</b> Cycle de charge et décharge d'une batterie. ....	36

### ***Chapitre III : Modélisation des systèmes de pompage PV.***

<b>Figure III. 1 :</b> Schéma électrique équivalent du modèle à une diode .....	39
<b>Figure III. 2. a :</b> Influence de l'éclairement.....	41
<b>Figure III. 2. b :</b> Influence de la température .....	41
<b>Figure III. 2. c :</b> Influence simultanée de l'éclairement et la température sur les caractéristiques électriques .....	41
<b>Figure III. 3. a :</b> Influence de l'éclairement.....	43
<b>Figure III. 3. b :</b> Influence de la température .....	43
<b>Figure III. 3. c :</b> Influence simultanée de l'éclairement et la température sur les caractéristiques électriques.....	44
<b>Figure III. 4:</b> Schéma électrique équivalent du modèle deux diodes.....	44
<b>Figure III. 5. a :</b> Influence de l'éclairement.....	45
<b>Figure III. 5. b :</b> Influence de la température .....	46
<b>Figure III. 5. c :</b> Influence simultanée de l'éclairement et la température sur les caractéristiques électriques.....	46
<b>Figure III. 6 :</b> Montage volt-ampèremétrique.....	47
<b>Figure III. 7. a :</b> Comparaison des résultats à $E_s=253 \text{ W/m}^2$ et $T=19^\circ\text{C}$ .....	48
<b>Figure III. 7. b :</b> Comparaison des résultats à $E_s=501 \text{ W/m}^2$ et $T=21^\circ\text{C}$ .....	48
<b>Figure III. 7. c :</b> Comparaison des résultats à $E_s=918 \text{ W/m}^2$ et $T=25^\circ\text{C}$ .....	48
<b>Figure III. 8 :</b> Les erreurs calculées .....	49
<b>Figure III. 9 :</b> Modèle de traction .....	51
<b>Figure III. 10 :</b> Schéma équivalent du modèle .....	51
<b>Figure III. 11 :</b> Schéma équivalent du modèle CIEMAT .....	52
<b>Figure III. 12 :</b> Schéma bloc de la batterie .....	53
<b>Figure III. 13 :</b> Influence de la température sur la capacité.....	53
<b>Figure III. 14 :</b> Influence de la température sur la tension de décharge et de charge.....	54

## Liste des figures

<b>Figure III. 15</b> : Résistance interne de la batterie décharge et charge.....	54
<b>Figure III. 16</b> : Circuit électrique du convertisseur DC-DC.....	55
<b>Figure III. 17</b> : Schéma d'un Hacheur survolteur à $t \in [0, \alpha. T]$ .....	55
<b>Figure III. 18</b> : Schéma d'un Hacheur survolteur à $t \in [\alpha. T, T]$ .....	56
<b>Figure III. 19</b> : Schéma d'un Hacheur dévolteur.....	57
<b>Figure III. 20</b> : Caractéristique $P_{pv} (V_{pv})$ d'un panneau solaire.....	58
<b>Figure III. 21</b> : Organigramme de la méthode perturbation et observation.....	59
<b>Figure III. 22</b> : Représentation du Moteur à courant continu à aimant permanent.....	60
<b>Figure III. 23</b> : Schéma bloc du moteur.....	61
<b>Figure III. 24</b> : Vitesse en fonction du temps .....	62
<b>Figure III. 25</b> : Couple en fonction du temps .....	62
<b>Figure III. 26</b> : Schéma du bloc de la pompe. ....	63

### ***Chapitre IV : Expérimentation et simulation du système de Pompage PV.***

<b>Figure IV. 1</b> : Données de base d'une pompe.....	65
<b>Figure IV. 2</b> : Schéma complet de l'installation réalisée de pompage PV .....	67
<b>Figure IV. 3</b> : Générateur photovoltaïque avec support.....	67
<b>Figure IV. 4</b> : Réservoirs d'eau et canalisation.....	68
<b>Figure IV. 5</b> : Groupe motopompe immergée.....	69
<b>Figure IV. 6</b> : Différents composants électriques .....	69
<b>Figure IV. 7</b> : Batteries.....	70
<b>Figure IV. 8</b> : Schéma du système de pompage au fil du soleil.....	71
<b>Figure IV. 9</b> : L'ensoleillement et la température durant la journée pour HMT=5m (SPPFS).....	72
<b>Figure IV. 10</b> : L'ensoleillement et le débit durant la journée pour HMT=5m (SPPFS).....	72
<b>Figure IV. 11</b> : Evolution des différents rendements durant une journée pour HMT=5m (SPPFS).....	72
<b>Figure IV. 12</b> : L'ensoleillement et la température durant la journée pour HMT=9m (SPPFS).....	73
<b>Figure IV. 13</b> : L'ensoleillement et le débit durant la journée pour HMT=9m (SPPFS).....	73

## Liste des figures

<b>Figure IV. 14:</b> Evolution des différents rendements durant une journée pour HMT=9m (SPPFS).....	73
<b>Figure IV. 15:</b> Le débit en fonction de l'ensoleillement pour différentes hauteurs (SPPFS).....	74
<b>Figure IV. 16:</b> Le débit en fonction du temps pour différentes hauteurs (SPPFS).....	74
<b>Figure IV. 17:</b> Le rendement PV en fonction du temps pour différentes hauteurs (SPPFS).....	74
<b>Figure IV. 18:</b> Le rendement pompe en fonction du temps pour différentes hauteurs (SPPFS).....	74
<b>Figure IV. 19 :</b> Rendement total en fonction du temps entre les deux hauteurs (SPPFS).....	75
<b>Figure IV. 20:</b> Les pertes en litre entre les deux hauteurs (SPPFS).....	75
<b>Figure IV. 21:</b> Débit en fonction de la puissance pour différentes hauteurs (SPPFS).....	75
<b>Figure IV. 22 :</b> Schéma du système de pompage avec stockage électrochimique.....	76
<b>Figure IV. 23:</b> La température durant la journée pour HMT=5m (SPPSE).....	77
<b>Figure IV. 24:</b> Le débit durant la journée pour HMT=5m (SPPSE).....	77
<b>Figure IV. 25:</b> La température durant la journée pour HMT=9m (SPPSE).....	77
<b>Figure IV. 26:</b> Le débit durant la journée pour HMT=9m(SPPSE).....	77
<b>Figure IV. 27:</b> Le débit en fonction de l'ensoleillement pour différentes hauteurs (SPPSE).....	78
<b>Figure IV. 28 :</b> Le débit en fonction du temps pour différentes hauteurs (SPPSE).....	78
<b>Figure IV. 29:</b> Le rendement PV en fonction du temps pour différentes hauteurs (SPPSE).....	78
<b>Figure IV. 30:</b> Le rendement pompe en fonction du temps pour différentes hauteurs (SPPSE).....	78
<b>Figure IV. 31:</b> Rendement total en fonction du temps pour différentes hauteurs (SPPSE).....	79
<b>Figure IV. 32:</b> Les pertes en litre entre les deux hauteurs (SPPSE).....	79
<b>Figure IV. 33:</b> La variation de la chute de tension en fonction du temps entre les systèmes pour différentes hauteurs 5m et 9m.....	80
<b>Figure IV. 34:</b> La variation de la puissance entre les systèmes pour une HMT=5m.....	80
<b>Figure IV. 35:</b> La variation de la puissance entre les systèmes pour une HMT=9m.....	80
<b>Figure IV. 36:</b> La variation du temps de pompage entre les systèmes pour une HMT=5m ..	81

## *Liste des figures*

<b>Figure IV. 37:</b> La variation du temps de pompage entre les systèmes pour une HMT=9m ...	81
<b>Figure IV. 38:</b> Rendement total en fonction du temps entre les systèmes pour une HMT=5m.....	81
<b>Figure IV. 39:</b> Rendement total en fonction du temps entre les systèmes pour une HMT=9m.....	81
<b>Figure IV. 40:</b> La caractéristique du débit en fonction de la journée pour SPPFS et SPPSE pour une hauteur de 5m .....	82
<b>Figure IV.41 :</b> La caractéristique du débit en fonction de la journée pour SPPFS et SPPSE pour une hauteur de 5m.....	82
<b>Figure IV.42:</b> L'état de décharge de la batterie en fonction du temps.....	83
<b>Figure IV.43:</b> L'état de charge de la batterie en fonction du temps .....	83
<b>Figure IV. 44:</b> Schéma général du système de pompage photovoltaïque .....	84
<b>Figure IV. 45:</b> Influence de l'éclairement et de la température sur le débit .....	84
<b>Figure IV. 46:</b> Influence de l'éclairement et de la température sur la vitesse.....	85
<b>Figure IV. 47:</b> Influence de l'éclairement et de la température sur le couple.....	85
<b>Figure IV. 48:</b> Caractéristique du débit en fonction de la vitesse.....	85
<b>Figure IV. 49:</b> Schéma général du système de pompage photovoltaïque avec cloche .....	86
<b>Figure IV. 50 :</b> Résultats de simulation durant la journée pour 5m (SPPFS). .....	86
<b>Figure IV. 51 :</b> Résultats de simulation durant la journée pour 9m (SPPFS). .....	87
<b>Figure IV. 52 :</b> Comparaison entre la pratique et la simulation durant la journée pour 5m (SPPFS). .....	87
<b>Figure IV. 53 :</b> Comparaison entre la pratique et la simulation durant la journée pour 9m (SPPFS). .....	87
<b>Figure IV. 54 :</b> Résultats de simulation durant la journée pour 5m (SPPSE). .....	88
<b>Figure IV. 55 :</b> Résultats de simulation durant la journée pour 9m (SPPSE). .....	89
<b>Figure IV. 56 :</b> Comparaison entre la pratique et la simulation durant la journée pour 5m (SPPSE). .....	89
<b>Figure IV. 57 :</b> Comparaison entre la pratique et la simulation durant la journée pour 9m (SPPSE). .....	89

## *Liste des tableaux*

### ***Chapitre J : L'énergie et les systèmes photovoltaïques.***

Tableau I. 1 : Comparaison entre les différentes technologies des cellules PV .....	9
---	---

### ***Chapitre JJ : Les systèmes de pompage photovoltaïque.***

Tableau II. 1 : Avantages et inconvénients des pompes centrifuges .....	28
---	----

Tableau II. 2 : Avantages et inconvénients des pompes volumétriques alternatives et rotatives .....	30
---	----

Tableau II. 3 : Les actions de maintenance pour un système de pompage PV.....	37
---	----

### ***Chapitre JJJ : Modélisation des systèmes de pompage PV.***

Tableau III. 1 : Paramètres obtenus du modèle à une diode du panneau PV SM110 .....	40
---	----

Tableau III. 2 : Paramètres électriques du panneau SIEMENS .....	40
--	----

Tableau III. 3 : Paramètres obtenus du modèle explicite du panneau PV SM110.....	43
--	----

Tableau III. 4 : Paramètres obtenus du modèle à deux diodes du panneau PV SM110.....	45
--	----

Tableau III. 5 : Valeurs des mesures obtenues pour différents éclairagements .....	47
--	----

Tableau III. 6 : Les valeurs des erreurs calculées .....	49
--	----

### ***Chapitre JV : Expérimentation et simulation du système de Pompage PV.***

Tableau IV. 1 : Les paramètres du système .....	84
---	----

# Sommaire

<b>Introduction générale</b> .....	1
<b>Chapitre 1 : L'énergie et les systèmes photovoltaïques.</b>	
I. 1. L'énergie photovoltaïque .....	2
I. 1. 1. Généralités .....	2
I. 1. 2. La ressource solaire.....	2
I. 1.2.1. Atténuation du rayonnement solaire par l'atmosphère .....	3
I.1.2.2. Gisement solaire en Algérie .....	3
I. 1. 3. La cellule photovoltaïque (PV) .....	4
I. 1. 3. 1. Historique .....	4
I. 1. 3. 2. Définition de la cellule photovoltaïque .....	5
I. 1. 3. 3. Fonctionnement de la cellule photovoltaïque .....	5
I. 1. 3. 4. Technologies des cellules .....	6
I. 1. 3. 5. Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque.....	10
I. 1. 3. 6. Caractéristique de la cellule photovoltaïque .....	12
I. 1. 3. 7. Association des cellules photovoltaïques identiques .....	13
➤ Association en série.....	13
➤ Association en parallèle .....	14
➤ Association hybride (en série et en parallèle) .....	14
I.1.4. Caractéristique courant-tension d'un module photovoltaïque .....	15
I.1.5. Caractéristique puissance-tension d'un module photovoltaïque.....	15
I. 2. Les systèmes photovoltaïques.....	16
I. 2. 1. Les différents systèmes photovoltaïques .....	16
I. 2. 1. 1. Les systèmes autonomes .....	16
➤ Les systèmes autonomes avec stockage .....	16
➤ Les systèmes autonomes sans stockage .....	17
I.2. 1. 2. Les systèmes raccordés au réseau .....	17
I.2. 1. 3. Les systèmes hybrides.....	18
I. 2. 2. Systèmes photovoltaïques avantages et limites .....	18
➤ Avantage.....	18
➤ Limite .....	19
I. 3. Conclusion .....	19

# Sommaire

## **Chapitre JJ : Les systèmes de pompage photovoltaïque.**

II. 1. Les systèmes de pompage photovoltaïque.....	20
II. 1. 1. Introduction .....	20
II. 1. 2. Les différents types de pompage photovoltaïque .....	20
II. 1. 2. 1. Le pompage au fil de soleil.....	20
II. 1. 2. 2. Le pompage avec stockage électrochimique (batteries) .....	21
II. 2. Les différents composants d'un système de pompage photovoltaïque.....	22
II. 2. 1. Panneaux solaires (générateur PV).....	22
II. 2. 1. 1. Implantation du champ de modules .....	23
II. 2. 1. 2. Caractéristiques du module photovoltaïque.....	23
II. 2.1.3. Zones de fonctionnement du module solaire .....	24
II. 2. 1. 4. Influence de l'ensoleillement et de la température sur le module PV .....	25
➤ L'ensoleillement.....	25
➤ La température.....	26
II. 2. 2. Groupe moteur-pompe.....	26
II. 2. 2. 1. Pompe .....	26
➤ Pompes centrifuges .....	27
➤ Pompes volumétriques .....	29
II. 2. 2. 2. Moteurs .....	30
➤ Moteur a courant continu .....	30
➤ Moteur a courant alternatif.....	31
II. 2. 3. Conversion de l'énergie .....	32
II. 2. 3. 1. Définition des convertisseurs statiques.....	32
II. 2. 3. 2. Convertisseurs DC/AC (onduleur) .....	32
II. 2. 3. 3. Convertisseurs DC/DC (hacheurs) .....	33
➤ Hacheur parallèle (survolteur).....	34
➤ Hacheur série (dévolteur) .....	34
II. 2. 4. Le stockage .....	35
II. 2. 4. 1. Le stockage électrochimique .....	35
➤ Principe de fonctionnement.....	35
➤ Caractéristiques de fonctionnement photovoltaïque de la batterie.....	35
II. 2. 4. 2. Le stockage de l'eau .....	36

# Sommaire

II. 2. 5. La régulation (régulateur) .....	36
II. 2. 6. Le câblage .....	36
II. 3. La maintenance des systèmes de pompes .....	37
II. 4. Conclusion .....	37
<b>Chapitre III : Modélisation des systèmes de pompage photovoltaïque.</b>	
III. 1. Introduction .....	38
III. 2. Modélisation du générateur photovoltaïque .....	38
III. 2. 1. Modèle de la cellule solaire .....	38
III. 2. 2. Les Modèles mathématiques .....	38
III. 2. 2. 1. Modèle à une diode .....	38
➤ Détermination des paramètres du modèle .....	40
➤ Caractéristiques électriques .....	40
➤ Simulation .....	40
III. 2. 2. 2. Modèle explicite .....	41
➤ Détermination des paramètres du modèle .....	42
➤ Caractéristique électrique et simulation .....	43
III. 2. 2. 3. Modèle à deux diodes .....	44
➤ Détermination des paramètres du modèle .....	45
➤ Caractéristique électrique et simulation .....	45
III. 2. 3. Comparaison des résultats et le calcul d'erreurs .....	46
➤ Résultats .....	46
➤ Calcul d'erreurs .....	49
III. 2. 4. Discussion des résultats .....	50
III. 3. Modélisation et simulation de la batterie .....	50
III. 3. 1. Le modèle de traction .....	50
III. 3. 2. Le modèle électrochimique de batterie .....	51
III. 3. 3. Le modèle modifié de la batterie .....	51
III. 3. 4. Les modèles de circuit équivalent .....	52
III. 3. 5. Le modèle de CIEMAT .....	52
➤ Simulation du modèle CIEMAT .....	53
• Influence de la température sur la capacité .....	53
• Influence de la température sur la tension de la batterie .....	54
• Résistance interne .....	54

# Sommaire

III. 4. Les convertisseurs d'énergie .....	55
III. 4. 1. Modélisation du hacheur élévateur de tension (Boost) .....	55
III. 4. 2. Modélisation du hacheur dévolteur de tension (Buck).....	56
III. 5. Adaptation de l'énergie photovoltaïque .....	57
III. 6. La commande du point de puissance maximale (Maximum Power Point Tracking) ...	57
➤ Méthode de perturbation et d'observation (PO).....	58
III. 7. Modélisation et simulation du moteur à courant continu et à aimants permanents .....	59
III. 7. 1. Equations électriques et mécaniques.....	60
III. 7. 2. Simulation .....	61
III. 8. Modèles mathématiques de la pompe .....	62
III. 9. Conclusion.....	63
<b>Chapitre IV : Expérimentation et Simulation du système de pompage PV.</b>	
IV. 1. Introduction .....	64
IV. 2. Données de base.....	64
IV. 2. 1. Le débit .....	64
IV. 2. 2. Hauteur manométrique totale (HMT) .....	64
IV. 2. 3. Niveau statique .....	64
IV. 2. 4. Niveau dynamique .....	65
IV. 3. Expressions utilisées dans le calcul .....	65
➤ Calcul du débit .....	65
➤ Calcul du rendement du générateur photovoltaïque .....	66
➤ Rendement du groupe motopompe .....	66
➤ Le rendement total.....	66
IV. 4. Etude d'un système de pompage photovoltaïque.....	66
IV. 4. 1. Implantation du générateur photovoltaïque .....	67
IV. 4. 2. Installation des réservoirs d'eau et de la canalisation .....	68
IV. 4. 3. Mise en place du groupe motopompe .....	68
IV. 4. 4. Partie électrique.....	69
IV. 4. 5. Stockage électrochimique .....	70
IV. 5. Déroulement des journées des tests .....	70
IV. 5. 1. Système de pompage photovoltaïque au fil du soleil(SPPFS).....	71
➤ Pour une hauteur de 5m.....	71
➤ Pour une hauteur de 9m.....	73

# Sommaire

• Commentaire des résultats .....	74
➤ Entre les hauteurs .....	74
• Commentaire des résultats .....	75
IV. 5. 2. Système de pompage photovoltaïque avec stockage électrochimique(SPPSE).....	76
➤ Pour une hauteur de 5m.....	77
➤ Pour une hauteur de 9m.....	77
• Commentaire des résultats .....	78
➤ Entre les hauteurs .....	78
• Commentaire des résultats .....	79
IV. 5. 3. Entre les deux systèmes de pompage photovoltaïque .....	79
• Commentaire des résultats .....	81
IV. 5. 4. Caractéristique hybride pour différentes hauteurs .....	82
➤ Commentaire des résultats .....	82
IV. 5. 5. Caractéristique de l'état de décharge et de charge de la batterie .....	82
➤ L'état de décharge .....	82
➤ L'état de charge .....	83
IV. 6. La simulation du système de pompage .....	83
IV. 6. 1. Résultats de simulation .....	84
IV. 6. 2. Comparaison entre les résultats pratique et simulation.....	86
IV. 6. 3. Interprétation des résultats .....	89
IV. 7. Conclusion .....	90
<b>Conclusion générale</b> .....	91

## **Références bibliographiques**

## **Annexes**

# **Introduction**

## **Générale**

# Introduction générale

---

## Introduction générale

L'électricité est aujourd'hui la forme d'énergie la plus aisée à exploiter. Mais avant de la consommer il aura fallu la produire, la transporter puis la distribuer vers chaque consommateur. En général la production de cette dernière se fait dans des unités de grandes puissances. Pour cela, on fait appel aux carburants fossiles les plus répandus ; tels que le pétrole, le charbon et le gaz naturel. Les premières constatations nous a permis d'avoir des coûts de production faibles et un dégagement massif de gaz polluants, car elle représente 40% des émissions mondiales de CO<sub>2</sub>. En outre, la part du prix du combustible dans le coût de production est prépondérant ce qui engendre, compte tenu du caractère sensible de ces matières premières, des oscillations continues et une instabilité à long terme.

Les énergies renouvelables offrent la possibilité de produire de l'électricité proprement et surtout dans une moindre dépendance des ressources, à condition d'accepter leurs fluctuations naturelles et parfois aléatoires. Aujourd'hui, après l'hydraulique et l'éolien, l'énergie solaire devient compétitif en termes de coûts de production.

Actuellement, on assiste à un regain d'intérêt pour les installations utilisant l'énergie solaire, surtout dans les régions ayant des conditions climatiques favorables ou encore pour les applications sur des sites isolés. Parmi ces applications considérables nous citons le pompage d'eau pour la consommation et l'irrigation en agriculture dans les sites isolés où les conditions climatiques sont favorables surtout dans les pays en voie de développement. Cependant, les inconvénients majeurs de cette énergie sont le prix du générateur qui reste encore élevé, ainsi que le rendement énergétique relativement bas.

Dans ce contexte général, notre travail est focalisé sur l'étude d'un système de pompage photovoltaïque autonome.

- Dans le premier chapitre, on a débuté par un état de l'art sur la technologie et les systèmes photovoltaïques.
- Le deuxième chapitre est consacré à la description des différentes parties constituant un système de pompage photovoltaïque.
- Le troisième chapitre, porte sur la modélisation des différents composants du système sous l'étude.
- Le quatrième chapitre est dédié à la simulation et les tests pratiques sur l'installation disponible au laboratoire.

On terminera notre travail par une conclusion générale, dans laquelle nous ferons une synthèse récapitulative du travail présenté.

# Chapitre I :

L'énergie et les systèmes  
photovoltaïques

## I. 1. L'énergie photovoltaïque

### I. 1. 1. Généralités

Le terme « photovoltaïque » est associé à la production d'une tension à partir de la lumière ; on y réfère souvent par l'abréviation PV. Un terme plus courant pour une cellule photovoltaïque est pile solaire malgré que celle-ci fonctionne à partir de n'importe quelle source de lumière et non uniquement celle du soleil. Une pile solaire est un convertisseur qui transforme l'énergie de la lumière en énergie électrique. Comme elle ne peut pas emmagasiner d'énergie, lorsque la source de lumière (typiquement le soleil) est enlevée, la pile ne produit plus de courant électrique. Si l'électricité est requise durant la nuit, un moyen quelconque d'emmagasiner de l'énergie électrique (typiquement une batterie) doit faire partie du circuit.

Dans ce chapitre, nous vous présentons certains principes de la technologie photovoltaïque ainsi qu'une description des différents systèmes photovoltaïques.

### I. 1. 2. La ressource solaire

Le Soleil est l'étoile la plus proche de notre planète. Ces radiations énergétiques sont pratiquement la seule source d'énergie qui influe sur l'atmosphère et le climat sur terre. Le rayonnement solaire est un phénomène électromagnétique qui est compris dans une bande de longueur d'onde variant de 0,22 à 10  $\mu\text{m}$ [1, 2]. L'énergie associée à ce rayonnement solaire est approximativement décomposée comme suit :

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

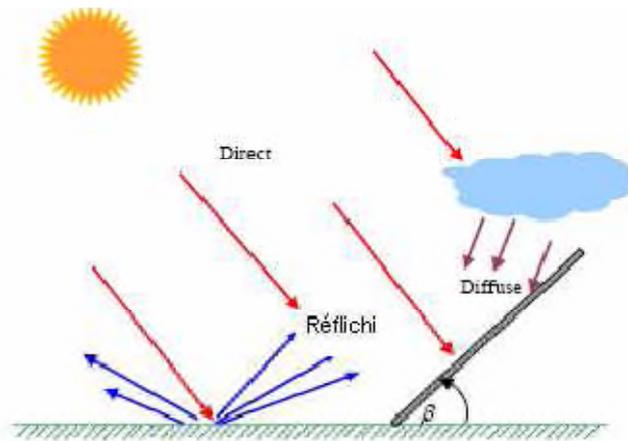
L'atmosphère terrestre reçoit un rayonnement solaire d'une puissance moyenne de 1367  $\text{W}/\text{m}^2$ . Mais, l'atmosphère absorbe une partie, de sorte que la quantité d'énergie atteignant la surface terrestre dépasse rarement 1200  $\text{W}/\text{m}^2$ . Ainsi, la rotation et l'inclinaison de la terre font également que l'énergie disponible en un point donné varie selon la latitude, l'heure et la saison.

### I. 1.2.1. Atténuation du rayonnement solaire par l'atmosphère

Les phénomènes atmosphériques influent sur le rayonnement solaire reçu sur la surface de la terre. Ces phénomènes sont la nébulosité, les poussières, l'humidité, la couverture du sol,...etc.

L'éclairement solaire sur un plan d'une inclinaison donnée est composé de grandeurs suivantes figure (I.1) :

- **Eclairement direct** : C'est le rayonnement solaire reçu directement du Soleil.
- **Eclairement diffus** : C'est le rayonnement solaire provenant de toute la voûte céleste. Ce rayonnement est dû à l'absorption et à la diffusion d'une partie du rayonnement solaire par l'atmosphère et à sa réflexion par les nuages.
- **Eclairement réfléchi** : C'est le rayonnement solaire qui est réfléchi par le sol ou par des objets se trouvant à sa surface. Ce rayonnement dépend de l'albédo du sol et il peut être important lorsque le sol est particulièrement réfléchissant (neige, eau,... etc).[3].



**Figure I.1** : Les composantes du rayonnement incident sur une surface inclinée.

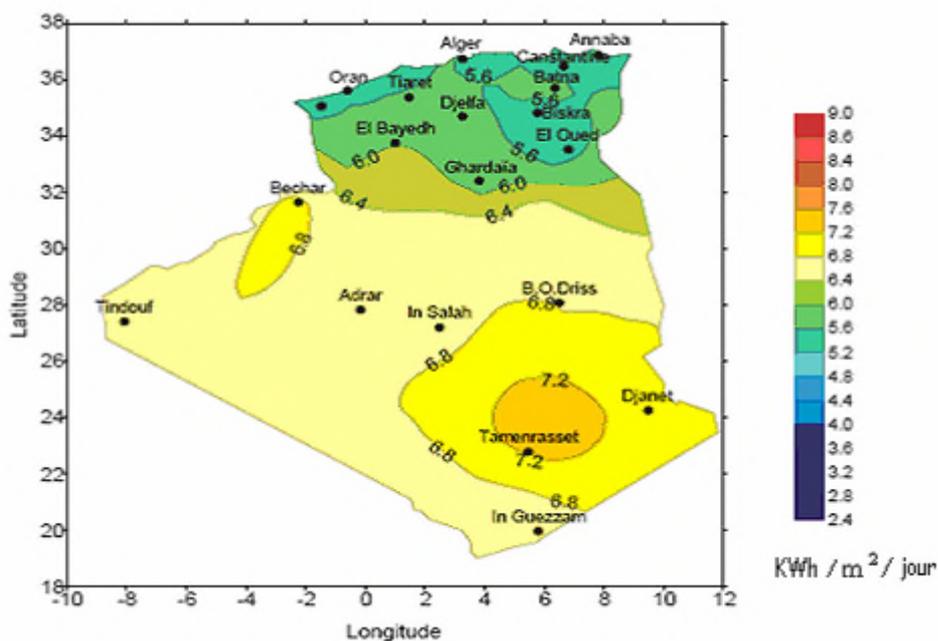
### I.1.2.2. Gisement solaire en Algérie

L'étude du gisement solaire est le point de départ de toute investigation dans le domaine de l'énergie solaire. Le gisement solaire est un ensemble de données décrivant l'évolution du rayonnement solaire disponible dans un lieu donné et au cours d'une période donnée. Son évaluation peut se faire à partir des données de l'irradiation solaire globale. Elle est utilisée pour simuler le fonctionnement probable d'un système énergétique solaire et donc d'effectuer son dimensionnement le plus exacte possible compte tenu des demandes en énergie à satisfaire. De par sa situation géographique, l'Algérie dispose d'un des gisements solaires les plus élevés au monde.

La durée d'insolation moyenne nationale dépasse les 2000 heures annuellement. Cette valeur peut atteindre facilement les 3900 heures dans les hauts plateaux et le Sahara. Ainsi, l'énergie moyenne reçue quotidiennement sur une surface inclinée à la latitude est d'environ  $7 \text{ kWh/m}^2/\text{jour}$  [4]. Elle est répartie comme suit :

- Au Nord :  $5,6 \text{ kWh/m}^2/\text{jour}$
- Au Sud :  $7,2 \text{ kWh/m}^2/\text{jour}$

La figure (I.2) montre l'irradiation globale moyenne annuelle reçue sur plan incliné à la latitude du lieu.



**Figure I.2 :** Irradiation solaire globale reçue sur plan incliné à la latitude du lieu (moyenne annuelle).

### I. 1. 3. La cellule photovoltaïque (PV)

#### I. 1. 3. 1. Historique

Quelques dates de l'histoire du photovoltaïque :

- 1930 : les premières cellules PV à oxyde cuivreux ( $\text{CuO}$ ) ont été créées, suivies de cellules en sélénium ( $\text{Se}$ ).
- 1839 : Le physicien français Edmond Becquerel découvre le processus de l'utilisation de l'ensoleillement pour produire du courant électrique dans un matériau solide. C'est l'effet photovoltaïque.

- 1875 : Werner Von Siemens expose devant l'académie des sciences de Berlin un article sur l'effet photovoltaïque dans les semi-conducteurs. Mais jusqu'à la seconde Guerre Mondiale, le phénomène reste encore une curiosité de laboratoire.
- 1954 : Trois chercheurs américains, Chapin, Pearson et Prince, mettent au point une cellule photovoltaïque à haut rendement au moment où l'industrie spatiale naissante cherche des solutions nouvelles pour alimenter ses satellites.
- 1958 : Une cellule avec un rendement de 9 % est mise au point. Les premiers satellites alimentés par des cellules solaires sont envoyés dans l'espace.
- 1973 : La première maison alimentée par des cellules photovoltaïques est construite à l'Université de Delaware.
- 1983 : La première voiture alimentée par énergie photovoltaïque parcourt une distance de 4 000 km en Australie.

La première cellule photovoltaïque (ou photopile) a été développée aux Etats-Unis en 1954 par les chercheurs des laboratoires Bell, qui ont découvert que la photosensibilité du silicium pouvait être augmentée en ajoutant des "impuretés". C'est une technique appelée le "dopage" qui est utilisée pour tous les semi-conducteurs. Mais en dépit de l'intérêt des scientifiques au cours des années, ce n'est que lors de la course vers l'espace que les cellules ont quitté les laboratoires. En effet, les photopiles représentent la solution idéale pour satisfaire les besoins en électricité à bord des satellites, ainsi que dans tout site isolé [5].

### **I. 1. 3. 2. Définition de la cellule photovoltaïque**

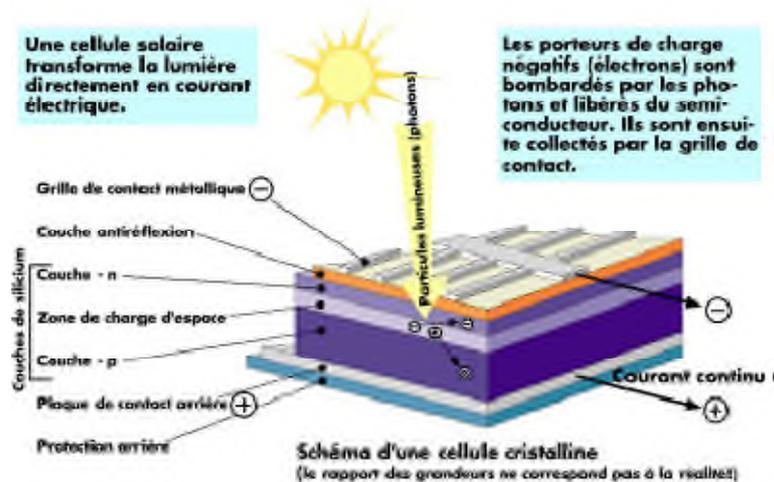
Une cellule photovoltaïque ou la photopile est l'élément de base de la conversion photovoltaïque, elle est assimilable à une diode photosensible. Son fonctionnement est basé sur les propriétés des matériaux semi-conducteurs qui ont pour rôle de convertir l'énergie lumineuse en énergie électrique [6].

### **I. 1. 3. 3. Fonctionnement de la cellule photovoltaïque**

Le principe de fonctionnement de cette cellule repose sur l'effet photovoltaïque, en effet une cellule est constituée de deux couches minces d'un semi-conducteur, ces deux couches sont dopées différemment :

- pour la couche N, apport d'électrons périphériques.
- pour la couche P, déficit d'électrons.

Ces deux couches présentent ainsi une différence de potentiel. L'énergie des photons lumineux captés par les électrons périphériques (couche N) leur permet de franchir la barrière de potentiel et d'engendrer un courant électrique continu. Pour effectuer la collecte de ce courant, des électrodes sont déposées par sérigraphie sur les deux couches de semi-conducteur[6].



**Figure I.3 :** Principe de fonctionnement d'une cellule PV.

On comprend qu'il existe un seuil d'énergie minimum nécessaire à la libération des électrons par les photons, on appelle ce seuil par gap optique du matériau, si les photons à une énergie inférieure, il ne pourra pas créer la paire électron-trou, d'autre côté, si son énergie est supérieure ou égale au gap optique il y aura création de cette paire[6].

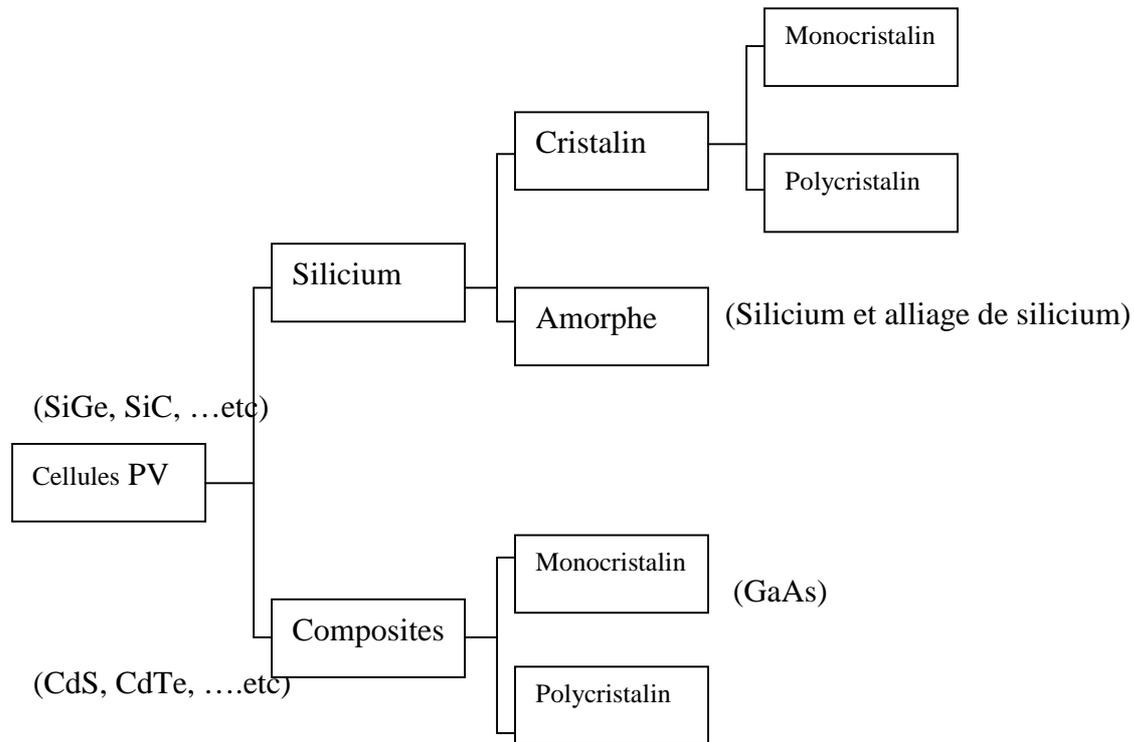
#### I. 1. 3. 4. Technologies des cellules

Le matériau le plus répandu dans les photopiles ou cellules solaires est le silicium, semi-conducteur de type IV. Il est dit tétravalent, cela signifie qu'un atome de silicium peut se lier avec quatre autres atomes de même nature. On utilise également des matériaux composites tel que l'arséniure de gallium et des couches minces comme de CdTe (tellure de cadmium) et le CIS (cuivre-indium-di sélénium) et encore le CIGS.

Il existe plusieurs types de cellules solaires :

- les cellules monocristallines.
- les cellules polycristallines.

- les cellules amorphes.
- les cellules CdTe, CIS, CIGS, CdS, GaAs.....etc.



**Figure I. 4 :** Les différentes technologies des cellules photovoltaïques.

➤ **Les cellules monocristallines :**

Les panneaux PV avec des cellules monocristallines sont les photopiles de la première génération, elles sont élaborées à partir d'un bloc de silicium cristallisé en un seul cristal. Son procédé de fabrication est long et exigeant en énergie; plus onéreux, il est cependant plus efficace que le silicium poly cristallin. Du silicium à l'état brut est fondu pour créer un barreau.

Lorsque le refroidissement du silicium est lent et maîtrisé, on obtient un monocristal. Un Wafer (tranche de silicium) est alors découpé dans le barreau de silicium. Après divers traitements (traitement de surface à l'acide, dopage et création de la jonction P-N, dépôt de couche antireflet, pose des collecteurs), le wafer devient cellule.

Les cellules sont rondes ou presque carrées et, vues de près, elles ont une couleur uniforme. Elles ont un rendement de 16 à 18%, mais la méthode de production est laborieuse figure (I.5).

➤ **Les cellules poly cristallines :**

Les panneaux PV avec des cellules poly cristallines sont élaborés à partir d'un bloc de silicium cristallisé en forme de cristaux multiples. Vus de près, on peut voir les orientations différentes des cristaux (tonalités différentes).

Elles ont un rendement de 13 à 15%, mais leur coût de production est moins élevé que les cellules monocristallines (Figure I.5).

Ces cellules, grâce à leur potentiel de gain de productivité, se sont aujourd'hui imposées. L'avantage de ces cellules par rapport au silicium monocristallin est qu'elles produisent peu de déchets de coupe et qu'elles nécessitent 2 à 3 fois moins d'énergie pour leur fabrication. Le wafer est scié dans un barreau de silicium dont le refroidissement forcé a créé une structure polycristalline. La durée de vie est estimée à 30 ans.

Un cristal est un solide avec des façades polygonales, plus ou moins brillant, à structure régulière et périodique, formée d'un empilement ordonné d'un grand nombre d'atomes, des molécules ou d'ions.

➤ **Couche mince (Amorphe) :**

Les modules photovoltaïques amorphes ont un coût de production bien plus bas, mais malheureusement leur rendement n'est que 5 à 10% actuellement. Cette technologie permet d'utiliser des couches très minces de silicium qui sont appliquées sur du verre, du plastique souple ou du métal, par un procédé de vaporisation sous vide (I.5).

Le rendement de ces panneaux est moins bon que celui des technologies polycristallines ou monocristallines. Cependant, le silicium amorphe permet de produire des panneaux de grandes surfaces à bas coût en utilisant peu de matière première.



**Figure I.5 :** Cellules photovoltaïques au silicium cristallin.

Le tableau suivant présente une comparaison entre les différentes technologies:

Matériau	Rendement	Longévité	caractéristiques	Principales utilisations
<b>Silicium monocristallin</b>	16 à 18% (24,7% en laboratoire)	20 à 30 ans	* Très performant * Stabilité de production d'W * Méthode de production coûteuse et laborieuse.	Aérospatiale, modules pour toits, façades,...
<b>Silicium polycristallin</b>	13 à 15% (19,8% en laboratoire)	20 à 30 ans	* Adapté à la production à grande échelle. * Stabilité de production d'W. Plus de 50% du marché mondial.	Modules pour toits, façades, générateurs...
<b>Amorphe</b>	5 à 10% (13% en laboratoire)	————	* Peut fonctionner sous la lumière fluorescente. * Fonctionnement si faible luminosité. * Fonctionnement par temps couvert. * Fonctionnement si ombrage partiel * La puissance de sortie varie dans le temps. En début de vie, la puissance délivrée est de 15 à 20% supérieure à la valeur nominale et se stabilise après quelques mois.	Appareils électroniques (montres, calculatrices...), intégration dans le bâtiment
<b>Composite monocristallin (GaAs)</b>	(27.5% en laboratoire)	————	* Lourd, fissure facilement	Systèmes de concentrateurs Aérospatiale (satellites)
<b>Composite polycristallin (CdS, CdTe.....)</b>	(environ 38% en laboratoire)	————	Nécessite peu de matériaux mais certains contiennent des substances polluantes	Appareils électroniques (montres, calculatrices...), intégration dans le bâtiment

**Tableau I. 1** : Comparaison entre les différentes technologies des cellules PV.

De par le monde, un certain nombre de recherches sont encore effectuées pour créer de nouvelles cellules de rendement plus élevé, possédant une grande stabilité de leurs caractéristiques dans le temps et présentant de faibles coûts de fabrication. Si ce type d'énergie doit être développé à très grande échelle comme «Générateur électrique», il faut résoudre le problème du prix des capteurs. Aussi, depuis plusieurs années, on parle de matériaux organiques et de polymères qui présentent, sous certaines conditions, des propriétés photovoltaïques. Ceci suscite actuellement un regain de recherches dans divers laboratoires dans le monde, renouvelant d'autant les efforts portés sur la synthèse des matériaux [7]. Ces cellules, dites de troisième génération, bien qu'actuellement présentent de faibles rendements par rapport aux capteurs inorganiques (record mondial de 3,5% établi en 2001 [8], [9]), sont intéressantes par leur très faible coût et sont donc prometteuses pour l'avenir.

### I. 1. 3. 5. Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque

Le modèle mathématique associé à une cellule se trouve à partir de celui d'une jonction PN. On y ajoute le courant  $I_{ph}$ , proportionnel à l'éclairement, ainsi qu'un terme modélisant les phénomènes internes. Le courant  $I$  issu de la cellule s'écrit alors[10]:

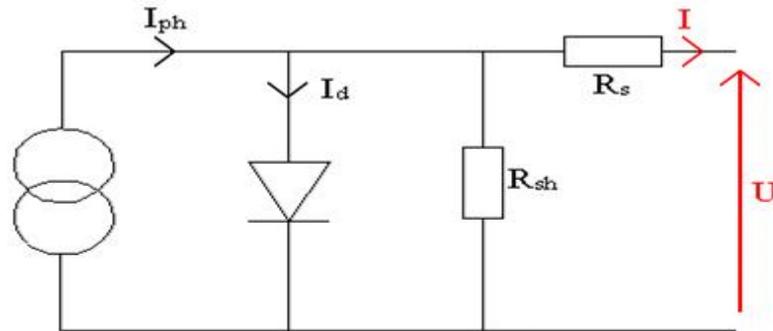
$$I = I_{ph} - I_{0d} \cdot \left( e^{\frac{q \cdot (U + R_s \cdot I)}{K \cdot T}} - 1 \right) - \frac{U + R_s \cdot I}{R_{sh}} \quad (I.1)$$

$$I_d = I_{0d} \cdot \left( e^{\frac{q \cdot (U + R_s \cdot I)}{K \cdot T}} - 1 \right) \quad (I.2)$$

Avec:

- $I_{ph}$  : photo courant, ou courant généré par l'éclairement (A).
- $I_{0d}$  : courant de saturation de la diode (A).
- $R_s$  : résistance série ( $\Omega$ ).
- $R_{sh}$ : résistance shunt ( $\Omega$ ).
- $k$  : constante de Boltzmann ( $k = 1,38 \cdot 10^{-23}$ ).
- $q$  : charge de l'électron ( $q = 1,602 \cdot 10^{-19}$  C).
- $T$  : température de la cellule ( $^{\circ}K$ ).

On peut déduire de cette expression un schéma équivalent, comme le montre la figure (I.6) :



**Figure I. 6 :** Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque.

La diode modélise le comportement de la cellule dans l'obscurité. Le générateur de courant modélise le courant  $I_{ph}$  généré par un éclairage.

Enfin, les deux résistances modélisent les pertes internes :

Résistance série  $R_s$ : modélise les pertes ohmiques du matériau.

Résistance shunt  $R_{sh}$  : modélise les courants parasites qui traversent la cellule.

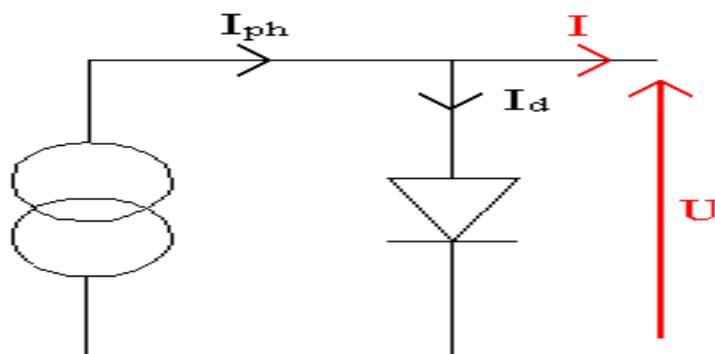
Idéalement, on peut négliger  $R_s$  et  $I$  devant  $U$ , puis travailler avec un modèle simplifié :

$$I = I_{ph} - I_{0d} \cdot \left( e^{\frac{q \cdot U}{K \cdot T}} - 1 \right) - \frac{U}{R_{sh}} \quad (\text{I. 3})$$

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

$$I = I_{ph} - I_{0d} \cdot \left( e^{\frac{q \cdot U}{K \cdot T}} - 1 \right) \quad (\text{I. 4})$$

Le schéma équivalent de la figure (I. 7) correspondant est celui de la cellule idéale :



**Figure I. 7:** Schéma équivalent simplifié.

### I. 1. 3. 6. Caractéristique de la cellule photovoltaïque

La cellule étant chargée par une résistance, lorsque l'on éclaire la jonction PN, on observe l'apparition d'un courant inverse  $I$  sous une tension en sens direct  $V$ . La jonction fonctionne en photopile, c'est l'effet photovoltaïque.

La caractéristique d'une jonction PN non éclairée est celle d'une diode. En présence d'un éclairage, cette caractéristique est décalée vers le bas d'un courant  $I_{cc}$  (courant de court-circuit). De même, elle coupe l'axe des abscisses en  $V_{co}$  (tension maximale du circuit ouvert) [11].

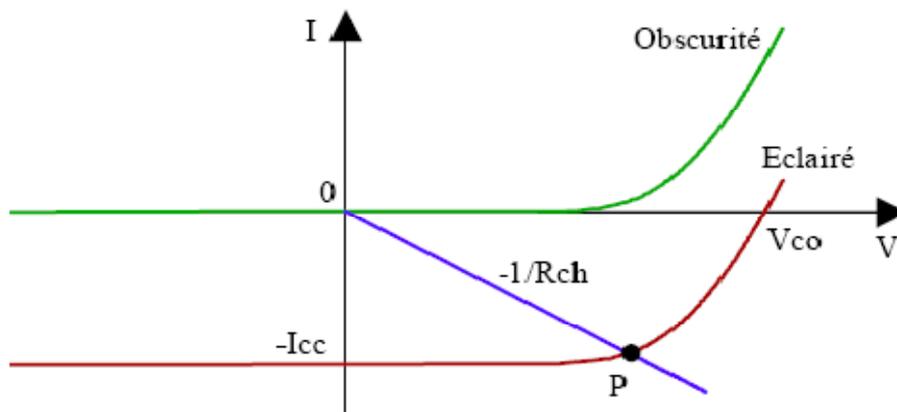


Figure I. 8: La courbe caractéristique  $I = f(V)$  d'une cellule.

➤ **Tension de circuit ouvert  $V_{co}$  (pour  $I = 0$ ) :**

Elle est fonction des caractéristiques de la jonction électronique et des matériaux. Pour une cellule donnée, elle ne varie presque pas avec l'intensité lumineuse, au moins pour des éclairagements supérieurs à  $100 \text{ W} / \text{m}^2$  (ce qui correspond au rayonnement solaire sur terre d'une journée très couverte). On l'obtient en branchant directement un voltmètre aux bornes de la cellule [10].

➤ **Courant de court-circuit  $I_{cc}$  (pour  $V = 0$ ) :**

Il est directement proportionnel à l'énergie rayonnante reçue, c'est-à-dire à l'éclairage  $G$ , à la température ambiante, à la vitesse de circulation de l'air ambiant. Il est également directement fonction de la surface de la cellule. On obtient sa valeur en branchant un ampèremètre aux bornes de la cellule [10].

➤ **La puissance de crête,  $P_c$  :**

Puissance électrique maximum que peut fournir le module dans les conditions standards ( $25^\circ\text{C}$  et un éclairage de  $1000 \text{ W}/\text{m}^2$ ).

➤ **Caractéristique de la puissance d'une cellule PV :**

Dans des conditions ambiantes de fonctionnement fixes (éclairage, température, vitesse de circulation de l'air ambiant, etc..), la puissance électrique  $P$  (W) disponible aux bornes d'une cellule PV est égale au produit du courant continu fourni  $I$  par une tension continue donnée  $V$  [10] :

$$P = V \cdot I \quad (\text{I. 5})$$

➤ **Point de puissance max :**

Est le point  $(V_{mp}, I_{mp})$  où la puissance dissipée dans la charge est maximale :

$$P_{max} = V_{mp} \cdot I_{mp} \quad (\text{I. 6})$$

➤ **Rendement :**

Rapport de la puissance électrique optimale à la puissance de radiation incidente.

$$\eta = FF \cdot \frac{V_{co} \cdot I_{cc}}{S \cdot E_s} = \frac{P_e}{S \cdot E_s} \quad (\text{I. 7})$$

➤ **Facteur de forme :**

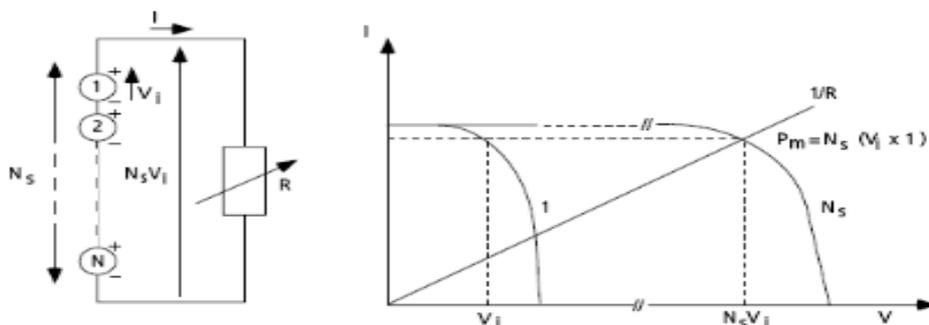
Rapport entre la puissance optimale  $P_m$  et la puissance maximale que peut avoir la cellule :

$$FF = \frac{V_{mp} \cdot I_{mp}}{V_{co} \cdot I_{cc}} \quad (\text{I. 8})$$

### I. 1. 3. 7. Association des cellules photovoltaïques identiques

➤ **Association en série:**

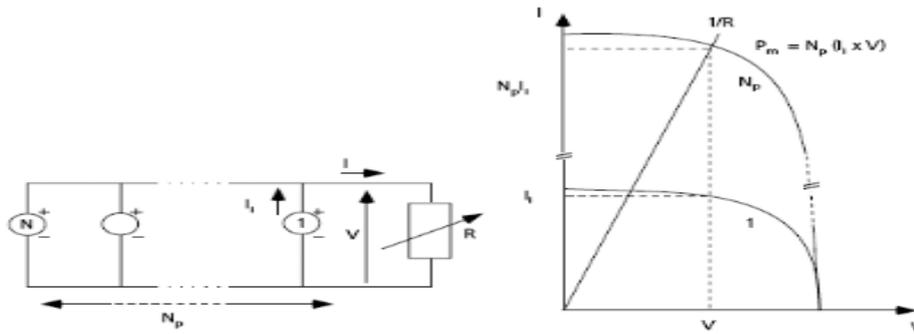
En additionnant des cellules ou des modules identiques en série, le courant de la branche reste le même mais la tension augmente proportionnellement au nombre de cellules (modules) en série. La figure (I.9) montre l'intérêt de l'association des cellules ou modules photovoltaïques identiques en série [6] :



**Figure I. 9:** Cellules ou modules photovoltaïques en série.

➤ **Association en parallèle :**

En additionnant les modules identiques en parallèle, la tension de la branche est égale à la tension de chaque module et l'intensité augmente proportionnellement au nombre de modules en parallèle dans la branche. La figure (I.10) montre l'intérêt de l'association des cellules ou modules photovoltaïques identiques en parallèle [6] :



**Figure I. 10:** Cellules ou modules photovoltaïques en parallèle.

➤ **Association hybride (en série et en parallèle) :**

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

$$I_{cc}^t = n_p \times I_{cc} \quad (I. 9)$$

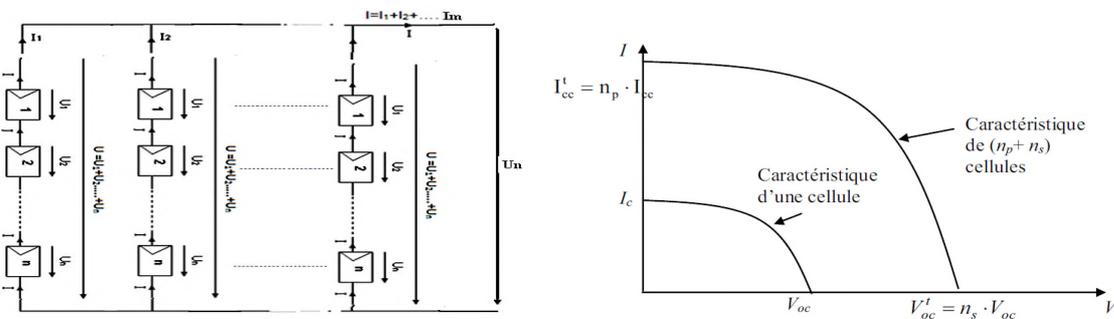
$$V_{oc}^t = n_s \times V_{oc} \quad (I.10)$$

Avec:

$n_p$ : nombre des cellules en parallèle.

$n_s$  : nombre des cellules en série.

La figure (I.11) montre la caractéristique résultante obtenue en associant, en série  $n_s$  et en parallèle  $n_p$ , cellules identiques.



**Figure I. 11:** Caractéristique résultante d'un groupement hybride de  $(n_p + n_s)$  cellules identiques.

Selon l'association en série et/ou parallèle, les valeurs du courant de court-circuit  $I_{cc}$  et de la tension à vide  $V_{co}$  sont plus ou moins importantes figure(I.11). La caractéristique d'un générateur PV constitué de plusieurs cellules a une allure générale assimilable à celle d'une cellule élémentaire, sous réserve qu'il n'y ait pas de déséquilibre entre les caractéristiques de chaque cellule (irradiation et température uniformes) [11].

#### I.1.4. Caractéristique courant-tension d'un module photovoltaïque

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

Elle se trace sous un éclairement fixe et une température constante dans les conditions standard STC, figure(I.12).

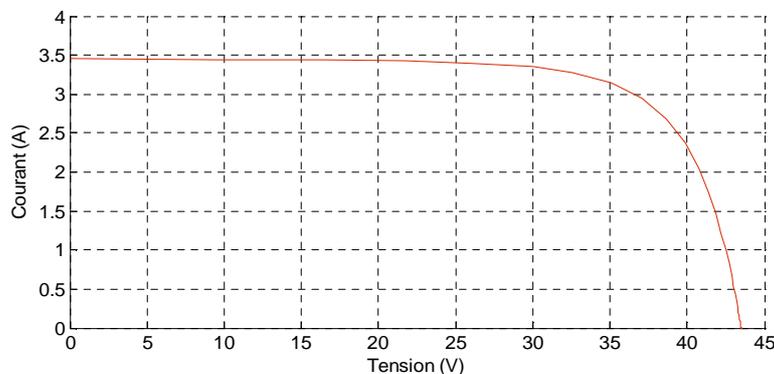


Figure I. 12: caractéristique I(V).

#### I.1.5. Caractéristique puissance-tension d'un module photovoltaïque

La puissance débitée par le module photovoltaïque dépend du point de fonctionnement de cette dernière ; c'est le produit de l'intensité de courant et de la tension entre ses bornes figure(I.13).

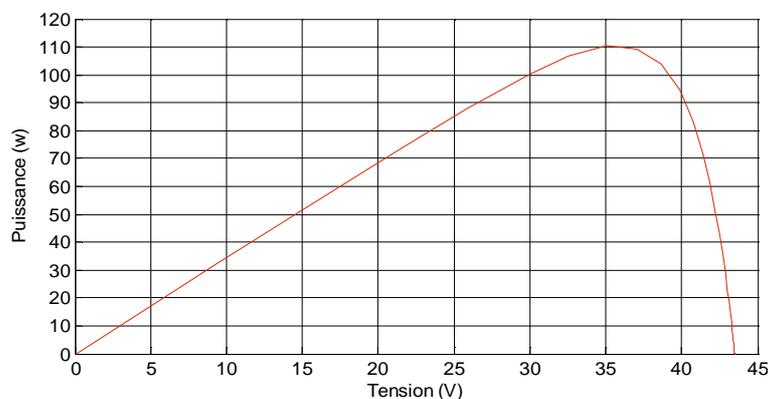


Figure I. 13: Caractéristique  $P_{pv}(V_{pv})$  d'un panneau solaire.

## I. 2. Les systèmes photovoltaïques

Tous les jours, le soleil fournit de l'énergie à la terre. L'humanité peut utiliser cette énergie gratuite grâce à une technologie appelée photovoltaïque, qui transforme l'énergie solaire en électricité. Les modules ou panneaux photovoltaïques sont composés de semi-conducteurs qui permettent de transformer directement la lumière du soleil en électricité. Ces modules peuvent s'avérer une source d'énergie qui est sûre, fiable, sans entretien et non polluante pendant très longtemps. La majorité des modules sur le marché aujourd'hui sont pourvus de garanties de plus de 20 ans, et ils fonctionneront bien au-delà de cette période.

Des millions de systèmes ont été installés dans le monde entier, de puissances différentes allant d'une fraction d'un watt à plusieurs mégawatts. Pour de nombreuses applications, les systèmes solaires électriques sont non seulement rentables, mais ils peuvent aussi représenter l'option la moins coûteuse.

### I. 2. 1. Les différents systèmes photovoltaïques

Les systèmes PV sont classés en fonction de trois types: autonomes, hybrides et reliés au réseau. Le type choisit dépendra des besoins, de l'emplacement et de budget[12].

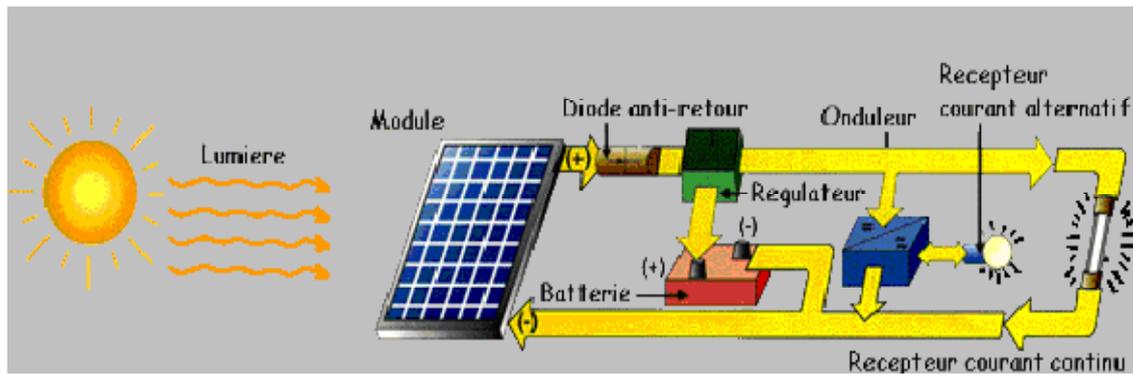
#### I. 2. 1. 1. Les systèmes autonomes

Les systèmes autonomes sont complètement indépendants d'autres sources d'énergie. Ils servent habituellement à alimenter les maisons, les chalets ou les camps dans les régions éloignées ainsi qu'à des applications comme la surveillance à distance et le pompage de l'eau. Selon l'utilisation ou non du stockage électrochimique, les systèmes photovoltaïques autonomes sont classés comme suit :

- Des systèmes photovoltaïques autonomes avec stockage.
- Des systèmes photovoltaïques sans stockage (au fil du soleil).

#### ➤ Les systèmes autonomes avec stockage:

C'est la configuration la plus courante des systèmes photovoltaïques autonomes, elle comporte des batteries qui emmagasinent l'énergie électrique produite par le générateur photovoltaïque au cours de la journée figure (I.14). Donc, le stockage électrochimique dans les batteries est indispensable pour assurer le fonctionnement nocturne ou durant un nombre de jours prédéfinis dans le dimensionnement des systèmes photovoltaïques[13].



**Figure I. 14:** Système photovoltaïque autonome avec stockage.

➤ **Les systèmes autonomes sans stockage :**

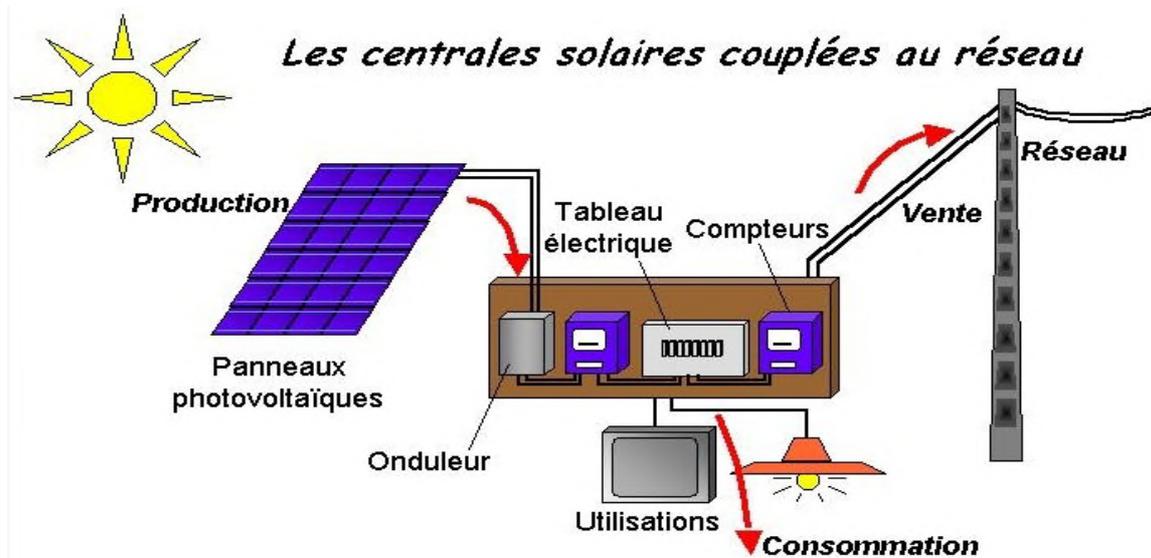
Dans ce cas, l'appareil alimenté ne fonctionnera qu'en présence d'un éclairage solaire suffisant pour son démarrage. C'est intéressant pour toutes les applications qui n'ont besoin de fonctionner dans l'obscurité, et pour lesquelles le besoin en énergie coïncide avec la présence de l'éclairage solaire. Mais il faut bien dimensionner le générateur photovoltaïque de sorte qu'il ait assez de puissance pour alimenter l'appareil à l'éclairage le plus faible.

Le pompage photovoltaïque est un exemple de cette catégorie de systèmes autonomes où le stockage de l'eau dans un réservoir est généralement le plus adopté par rapport au stockage électrochimique.

La pompe solaire est branchée directement sur le générateur photovoltaïque par l'intermédiaire d'un convertisseur DC/DC ou DC/AC selon que nous utilisons respectivement un moteur à courant continu ou un moteur à courant alternatif. Le débit d'arrivée d'eau dans le réservoir est donc variable et fonction du rayonnement solaire.

### **I. 2. 1. 2. Les systèmes raccordés au réseau**

Les systèmes raccordés au réseau permettent de réduire la consommation d'électricité provenant du service public, et dans certains cas, de lui renvoyer l'énergie excédentaire. Dans certains cas, le service public pourrait vous créditer l'énergie retournée au réseau. Étant donné que l'énergie est normalement emmagasinée dans le réseau même, les accumulateurs ne sont pas nécessaires à moins que vous ne vouliez une forme autonome d'énergie pendant les pannes d'électricité. Ces systèmes sont utilisés dans les immeubles, les domiciles ou les chalets déjà reliés au réseau électrique.



**Figure I. 15:** Système photovoltaïque relié au réseau.

### I. 2. 1. 3. Les systèmes hybrides

Les systèmes hybrides reçoivent une partie de leur énergie d'une ou de plusieurs sources supplémentaires. En pratique, les modules de systèmes PV sont souvent alliés à une éolienne ou à une génératrice à combustible. De tels systèmes ont habituellement des accumulateurs de stockage d'énergie. Ils conviennent mieux lorsque la demande d'énergie est élevée (pendant l'hiver ou tout au long de l'année), lorsque l'énergie doit être fournie sur demande ou si le budget est limité.

### I. 2. 2. Systèmes photovoltaïques avantages et limites

#### ➤ **Avantage :**

Les systèmes solaires électriques offrent de nombreux avantages, dont les suivants :

- ils sont de fonctionnement sûr, non polluants et silencieux;
- ils sont très fiables;
- ils fonctionnent de façon rentable dans les régions éloignées et dans de nombreuses applications résidentielles et commerciales;
- ils sont flexibles et peuvent être élargis à n'importe quel moment pour répondre à vos besoins en matière d'électricité;
- ils vous donnent une autonomie accrue (fonctionnement indépendant du réseau ou système de secours pendant les pannes d'électricité).

- Le caractère modulaire des panneaux photovoltaïques permet un montage simple et adaptable à des besoins énergétiques divers. Les systèmes peuvent être dimensionnés pour des applications de puissance allant du milliwatt au Mégawatt.

➤ **Limite :**

Vous devriez être également conscient des limites pratiques des systèmes photovoltaïques :

- Ils ne conviennent pas aux utilisations à forte consommation d'énergie comme le chauffage. Si vous souhaitez utiliser l'énergie solaire à cette fin, considérez d'autres solutions de recharge comme un chauffe-eau solaire, qui produit de la chaleur beaucoup plus efficacement.
- Les systèmes raccordés au réseau sont économiques, surtout parce que le coût actuel de la technologie PV est beaucoup plus élevé que celui de l'énergie traditionnelle,
- Ils sont dépendants des conditions météorologiques [4], [14].

### I. 3. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté une approche générale sur le principe de conversion de l'énergie solaire en énergie électrique par cellule photovoltaïque. Les systèmes photovoltaïques permettent d'exploiter l'énergie du soleil à diverses fins, Ils sont très fiables et constituent une source non polluante d'électricité qui peut convenir à toute une gamme d'applications.

Dans notre projet on s'intéresse au pompage de l'eau qui est l'une des applications les plus répandues de cette énergie solaire. La présentation des différents composants d'un tel système fera l'objet du chapitre suivant.

# Chapitre II:

Les systèmes de pompage  
photovoltaïques

## **II. 1. Les systèmes de pompage photovoltaïque**

### **II. 1. 1. Introduction**

Le système photovoltaïque interface entre l'utilisateur et la ressource, met en forme l'énergie captée par les modules photovoltaïques selon les différents types d'applications. En plus d'une association de modules photovoltaïques, un onduleur permet de convertir le courant continu en courant alternatif pour une utilisation sur le réseau électrique. L'utilisateur peut alors consommer l'énergie qu'il produit ou la réinjecter dans le réseau électrique si, par exemple, les conditions de rachat par exploitant du réseau lui sont favorables. L'onduleur peut entraîner une pompe dans le cas d'un système de pompage dit « au fil du soleil » : De l'eau est alors refoulée dans un réservoir dimensionné selon les besoins du consommateur, pendant la journée, l'énergie est restituée à la demande.

S'il est nécessaire de stocker l'énergie électrique produite, un parc de stockage sera introduit. La gestion de ce parc se fera alors via un régulateur; celui-ci se charge lorsque l'ensoleillement le permet, et alimente l'utilisation des que nécessaire. Un tel stockage permet, d'une part de pallier les alternances jour-nuit ainsi que plusieurs jours consécutifs de mauvaises conditions météorologiques, d'autre part de répondre à des besoins de puissance nettement supérieurs à ce que pourrait fournir instantanément le générateur photovoltaïque [15].

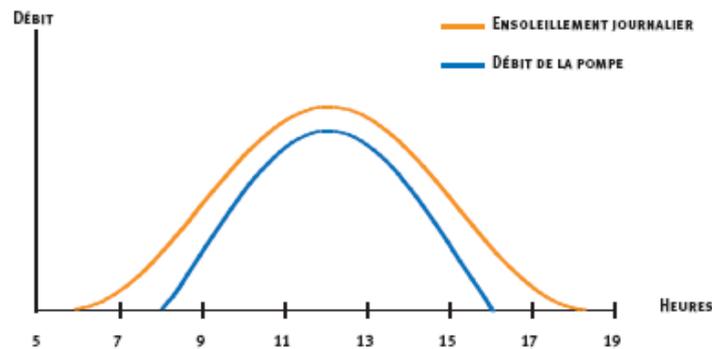
### **II. 1. 2. Les différents types de pompage photovoltaïque**

Sous le terme général pompage, différentes applications sont regroupées. Les différences entre les types de pompage photovoltaïque résident dans la source d'où provient l'eau (rivière, puits, forage...) et dans le mode de fonctionnement de l'installation (sur batteries ou au fil du soleil). Ces deux derniers se distinguent par leur application :

#### **II. 1. 2. 1. Le pompage au fil de soleil**

Pour éviter un coût supplémentaire de l'installation, la plus part des systèmes de pompage photovoltaïque fonctionnent au 'fil du soleil' où le moteur d'entraînement est directement couplé au générateur sans stockage d'énergie (la puissance électrique fournie au récepteur est fonction de la puissance d'éclairement). Cet arrangement est bien adapté aux charges non critiques telles que les pompes, qui ne nécessitent pas une opération continue durant toute la journée, aussi, les horaires de cette production ne sont pas compatibles avec les horaires de la majorité des activités agricoles. (Elles commencent généralement à débiter vers 8h et fonctionnent à leur maximum de 11h à 13h et s'arrêtent vers 17h, soit environ 8 heures de fonctionnement par jour).

Le pompage au fil du soleil n'est pas adapté aux régimes particuliers (applications domestiques à débit faible, applications particulières avec une hauteur manométrique totale (HMT) élevée,...). En revanche, le système au fil du soleil fonctionne parfaitement pour le pompage de l'eau qui est alors directement stockée dans un réservoir.



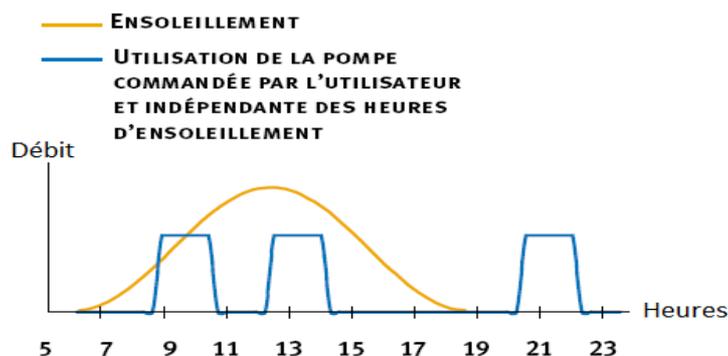
**Figure II. 1 :** La caractéristique du pompage au fil du soleil.

### II. 1. 2. 2. Le pompage avec stockage électrochimique (batteries)

Très souvent, le pompage photovoltaïque ne correspond pas aux heures d'ensoleillement où nécessite une intensité régulière, ce qui implique un stockage. Cependant, le stockage en photovoltaïque apparaît actuellement comme le maillon faible et le plus coûteux. Lorsqu'un stockage de l'eau n'est pas possible, l'installation de pompage photovoltaïque peut fonctionner sur batteries où le générateur photovoltaïque nécessite un stockage d'énergie sur batteries d'accumulateurs.

Un stockage dans des batteries au plomb permet d'assurer une autonomie énergétique de 30 à 40 Wh/kg. On équipe alors le système de batteries qui permettent de stocker l'électricité et de la restituer en temps voulu. Un régulateur est alors indispensable pour protéger la batterie contre les surcharges ou les décharges profondes nocives à sa durée de vie.

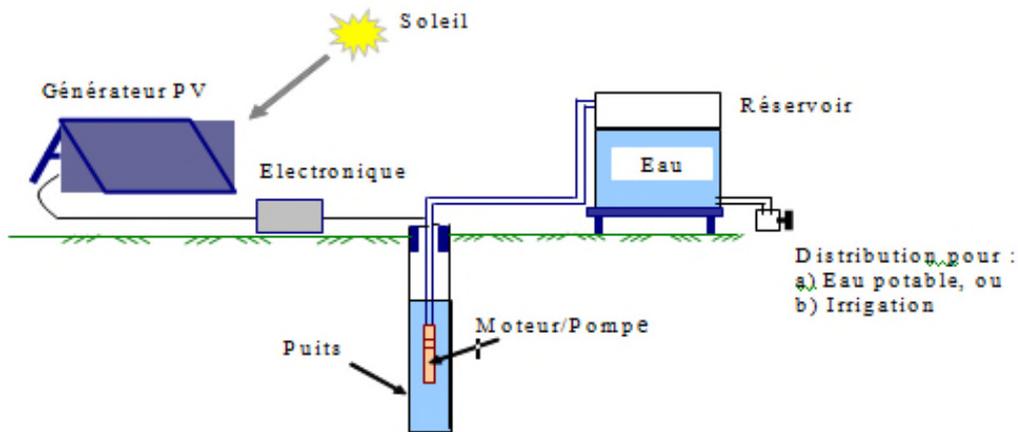
La figure (II.2), montre l'exploitation de la pompe à des instants voulus avec l'intermédiaire de la batterie :



**Figure II. 2 :** Caractéristique du pompage avec batteries.

## II. 2. Les différents composants d'un système de pompage photovoltaïque

De point de vue conception, le système de pompage illustré dans le schéma ci-dessus est généralement constitué de :



**Figure II. 3** : Un système de pompage photovoltaïque.

- Un générateur, constitué de modules photovoltaïques; eux-mêmes constitués de cellules au Silicium mono ou polycristalin.
- Un groupe électro- pompe, qui se décompose en deux parties : un moteur et une pompe généralement centrifuge multicellulaire.
- Une tuyauterie amont et aval.
- Autres éléments peuvent être associés à ce système, et qui dépendent de sa technique de conception ; tels que :
- Un équipement électronique (système de commutation, onduleur, hacheur, ....etc).
- Un équipement de stockage (accumulateurs, réservoirs, batteries, ....etc) [12].

### II. 2. 1. panneaux solaires (générateur PV)

Le module solaire est à l'origine des systèmes solaires. Un module photovoltaïque se compose généralement d'un circuit cellules en série et en parallèle, protégées de l'humidité par un capsulage de verre et de plastique. L'ensemble est ensuite muni d'un cadre et d'une boîte de jonction électrique [16].

Les modules captent l'énergie solaire sous forme de lumière (ou d'ensoleillement) et la convertissent en énergie électrique à courant continu (c.c). Plus ils captent la lumière du soleil, plus ils produisent d'électricité. Les modules solaires sont le cœur du système ; ils sont

des générateurs d'énergie. Ils peuvent également être connectés en série et en parallèle (champs photovoltaïque) afin d'augmenter la tension et l'intensité d'utilisation.

Les utilisations communes des générateurs photovoltaïques sont classiquement subdivisées en courant continu (12, 24 ou 48 Volts DC) et en courant alternatif produit par un convertisseur (230 Volts AC monophasé ou 380 Volts AC triphasé).

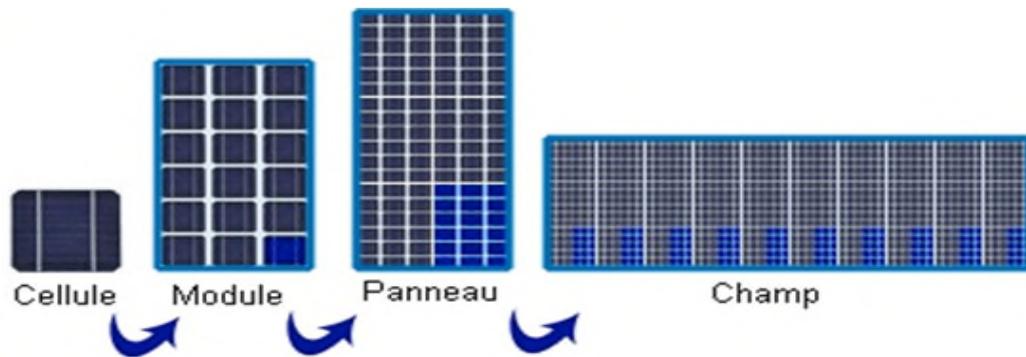


Figure II. 4 : Cellule, module, panneau et champ photovoltaïque.

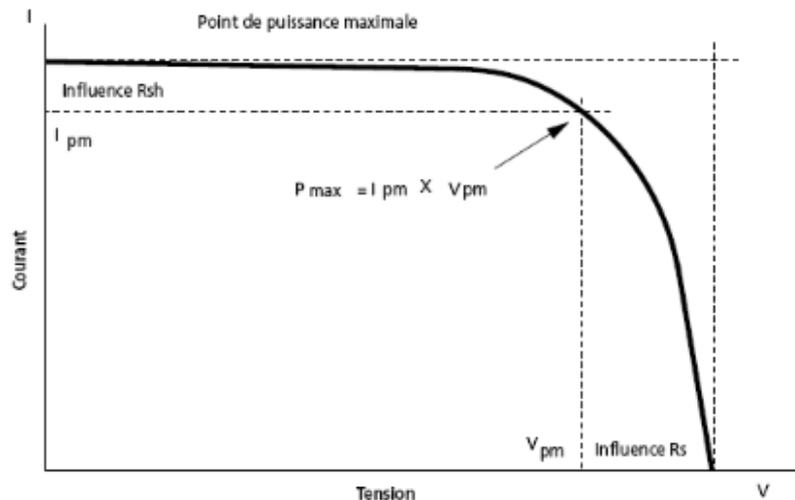
### II. 2. 1. 1. Implantation du champ de modules

Pour choisir l'implantation du panneau solaire, quatre éléments sont à considérer :

- **L'orientation du champ de modules** : favoriser au maximum une orientation sud dans l'hémisphère Nord.
- **L'inclinaison des modules** : en fonction de la période de fonctionnement de l'installation, il faudra favoriser soit le fonctionnement été (inclinaison de  $30^\circ$  sur l'horizontale) soit le fonctionnement hiver (inclinaison de  $60^\circ$ ) soit faire un compromis (inclinaison de  $45^\circ$ ).
- **L'ombre portée sur le champ de modules** : un relevé de profils d'ombre sur le site est primordial au démarrage du projet afin de contrôler la qualité de l'ensoleillement.
- **La distance module – batteries** : En courant continu basse tension, les chutes de tension peuvent être importantes. Une distance importante entre les modules et la batterie peut rendre nécessaire la pose de câble de sections importantes (10 ou 16 mm<sup>2</sup> voire plus). Il faut donc limiter au maximum la distance entre le champ de modules et les usages en courant continu.

### II. 2. 1. 2. Caractéristiques du module photovoltaïque

La caractéristique électrique d'un module ou générateur photovoltaïque est similaire à celle d'une cellule mais dans notre projet et pour des raisons de simplicité, le courant I sera dessiné en sens inverse afin de respecter la convention générateur.



**Figure II. 5 :** La courbe caractéristique  $I = f(V)$  d'un panneau PV.

- **La puissance crête  $P_c$**  : Puissance électrique maximum que peut fournir le module dans les conditions standard ( $25^\circ\text{C}$  et un éclairement de  $1000 \text{ W/m}^2$ ).
- **Tension à vide  $V_{co}$**  : Tension aux bornes du module en l'absence de tout courant, pour un éclairement " plein soleil ".
- **Courant de court-circuit  $I_{cc}$**  : Courant débité par un module en court-circuit pour un éclairement " plein soleil ".
- **Point de fonctionnement optimum ( $V_{mp}, I_{mp}$ )** : Lorsque la puissance de crête est maximum en " plein soleil ".
- **Rendement maximal** : Rapport de la puissance électrique optimale à la puissance de radiation incidente.
- **Facteur de forme** : Rapport entre la puissance optimale  $P_m$  et la puissance maximale que peut avoir la cellule :  $V_{co} \cdot I_{cc}$  [16].

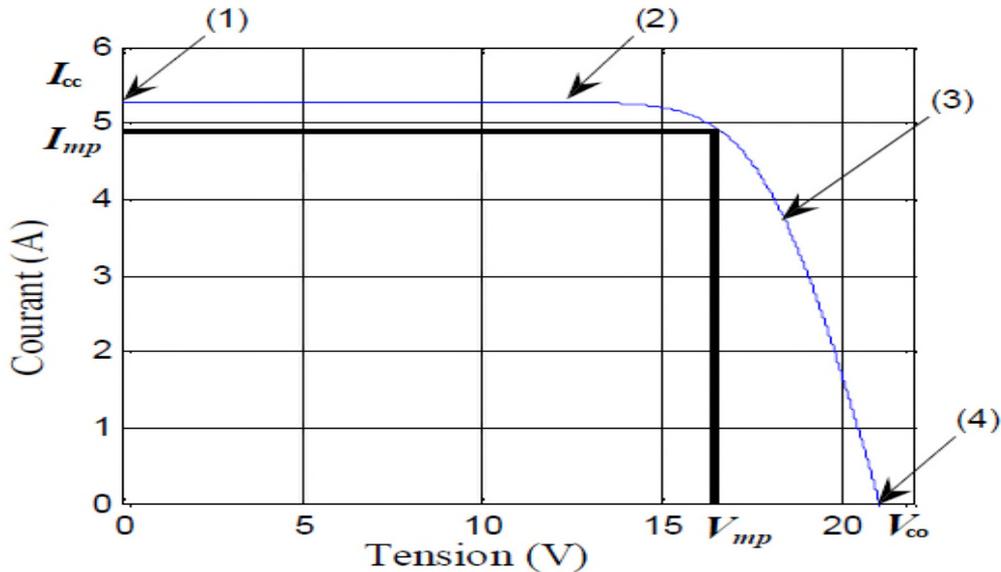
### II. 2.1.3. Zones de fonctionnement du module solaire

La caractéristique fondamentale du générateur photovoltaïque donnée pour un éclairement et une température donnée, n'impose ni le courant ni la tension de fonctionnement ; seule la courbe  $I_{pv}(V_{pv})$  est fixée. C'est la valeur de la charge aux bornes du générateur qui va déterminer le point de fonctionnement du système photovoltaïque. La figure (II.6) représente trois zones essentielles :

- La zone (1-2)** : ou le courant reste constant quelle que soit la tension, pour cette région, le générateur photovoltaïque fonctionne comme un générateur de courant.
- La zone (2-3)** : correspondant au coude de la caractéristique, la région intermédiaire entre les

deux zones précédentes, représente la région préférée pour le fonctionnement du générateur, ou le point optimal (caractéristique par une puissance maximale) peut être déterminé.

-**La zone (3-4) :** qui se distingue par une variation de courant correspondant à une tension presque constante, dans ce cas le générateur est assimilable à un générateur de tension [17].

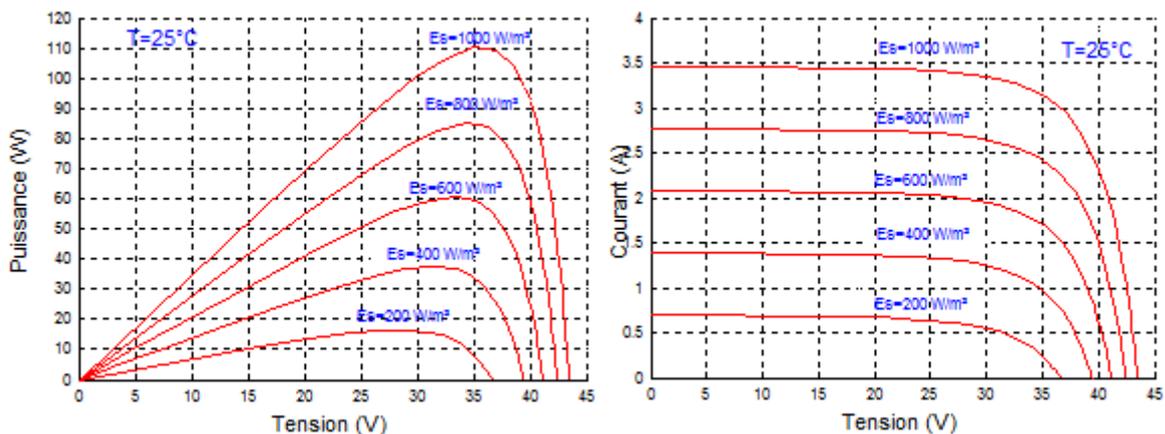


**Figure II. 6 :** Les différentes zones de la caractéristique I (V), (T=25°C,  $E_s=1000W/m^2$ ).

**II. 2. 1. 4. Influence de l'ensoleillement et de la température sur le module PV**

➤ **L'ensoleillement**

Sur les panneaux photovoltaïques une baisse de l'ensoleillement provoque une diminution de paires électron-trou, il y'a donc une baisse du courant solaire ( $I_{cc}$ ) proportionnelle a la variation de l'ensoleillement accompagnée d'une légère diminution de la tension ( $V_{co}$ ) d'où un décalage de point de la puissance maximale du panneau vers des puissances inférieures. La figure (II.7) montre la variation de  $I=f(V)$  en fonction de l'ensoleillement.

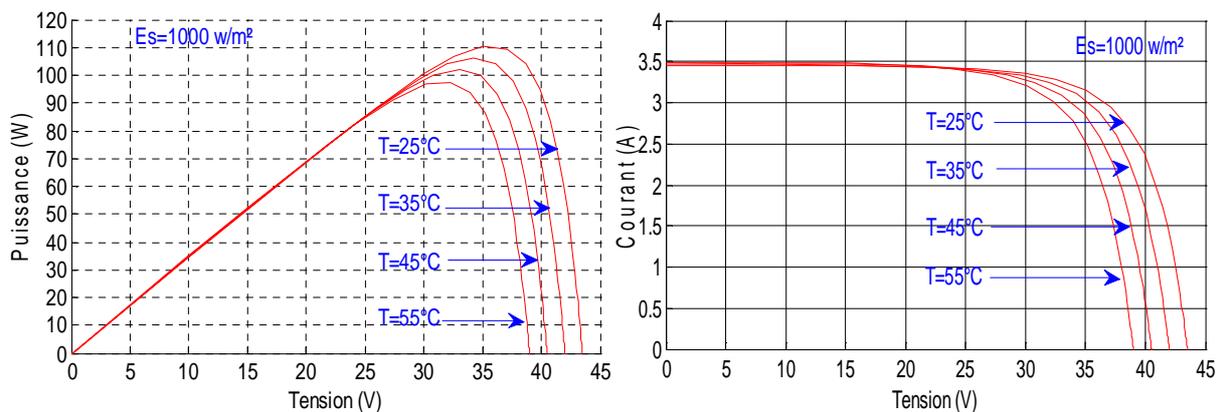


**Figure II. 7 :** Effet de l'éclairement sur la caractéristique I(V) et P(V).

### ➤ La température

Les caractéristiques électriques d'une cellule PV dépendent de la température de jonction au niveau de la surface exposée. La figure (II.8) donne l'allure générale des caractéristiques électriques d'un générateur photovoltaïque pour différentes valeurs de températures et un éclairement constant.

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



**Figure II. 8 :** Effet de la température sur la caractéristique I(V) et P(V).

## II. 2. 2. Groupe moteur-pompe

Un groupe motopompe immergé, constitué de l'association d'un moteur électrique et d'une pompe. Différents types sont utilisés :

### II. 2. 2. 1. Pompe

La technologie des pompes à eau se distingue par plusieurs critères :

- Pompe « eau pure » ou « eau sale ».
- Pompe centrifuge ou volumétrique.
- Pompe immergée ou de surface.
- Pompe à aspiration ou à refoulement.

A savoir :

La hauteur d'aspiration ne importe quelle pompe est limitée à une valeur théorique de 9,8 mètres (pression atmosphérique en mètres d'eau) et dans la pratique à 6 ou 7 mètres. Les pompes à aspiration sont donc toujours installées à une hauteur inférieure à celle-ci. Ces pompes doivent également être amorcées, c'est-à-dire que la section en amont de la pompe

doit être remplie d'eau pour amorcer l'aspiration d'eau. Les pompes à refoulement sont immergées dans l'eau et ont soit leur moteur immergé avec la pompe (pompe monobloc), soit le moteur en surface : la transmission de puissance se fait alors par un long arbre reliant la pompe au moteur. Dans les deux cas, une conduite de refoulement après la pompe permet des élévations de plusieurs dizaines de mètres, selon la puissance du moteur.

Afin de dimensionner la pompe, il faut déjà avoir un ordre d'idée de l'endroit où celle-ci va être installée [18].

### ➤ **Pompes centrifuges**

Dans ce genre de pompe le mouvement du liquide résulte de l'accroissement d'énergie qui lui est communiqué par la force centrifuge [19].

#### • **Principe de fonctionnement**

Une pompe centrifuge est constituée par :

- Une roue à aubes tournant autour de son axe.
- Un distributeur dans l'axe de la roue.
- Un collecteur de section croissante, en forme de spirale appelée volute.

Le liquide arrive dans l'axe de l'appareil par le distributeur et la force centrifuge le projette vers l'extérieur de la turbine. Il acquiert une grande énergie cinétique qui se transforme en énergie de pression dans le collecteur où la section est croissante. L'utilisation d'un diffuseur (roue à aubes fixe) à la périphérie de la roue mobile permet une diminution de la perte d'énergie.

#### • **Amorçage**

Les pompes centrifuges ne peuvent s'amorcer seules. L'air contenu nécessite d'être préalablement chassé. On peut utiliser un réservoir annexe placé en charge sur la pompe pour réaliser cet amorçage par gravité.

Pour éviter de désamorcer la pompe à chaque redémarrage il peut être intéressant d'utiliser un clapet anti-retour au pied de la canalisation d'aspiration.

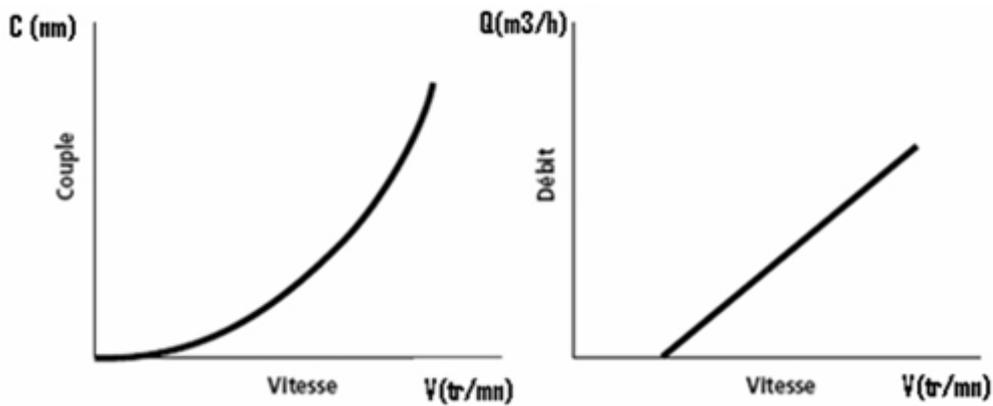
#### • **Caractéristiques**

Les hauteurs manométriques totales fournies ne peuvent dépasser quelques dizaines de mètres. Pour dépasser ces valeurs on utilise des pompes centrifuges multicellulaires où plusieurs roues sont montées en série sur le même arbre. Le refoulement d'une des pompes

communiquent avec l'aspiration de la pompe suivante. Il est également possible de coupler en série plusieurs de ces pompes. Le rendement est de l'ordre de 60 à 70 % : il est inférieur à celui des pompes volumétriques.

Les pompes centrifuges vérifient des lois (lois de similitude) qui à partir d'une courbe caractéristique établie pour une vitesse de rotation  $N$  de la roue de la pompe permettent d'obtenir la caractéristique pour une vitesse de rotation  $N'$  quelconque.

Vu le type d'énergie utilisée (PV), les caractéristiques de la pompe centrifuge sont particulièrement intéressantes :



- a) Le couple augmente très rapidement en fonction de la vitesse.
- b) Le débit est proportionnel à la vitesse ; toutefois il faut une vitesse minimale à une HMT donnée pour obtenir un débit.

**Figure II. 9** : Caractéristiques d'une pompe centrifuge [12].

Le tableau II.1 résume les avantages et inconvénients des pompes centrifuges :

Avantages	Inconvénients	Utilisations
-Débit stable. -Disponible et fiable prix. -Robuste et fiable. -Fiable encombrement.	-Non autoamorçage (surface). -Débit et pression interdépendants. -Faible rendement.	-Débit importants. -Liquide purs (eau).

**Tableau II.1** : Avantages et inconvénients des pompes centrifuges.

### ➤ pompes volumétriques

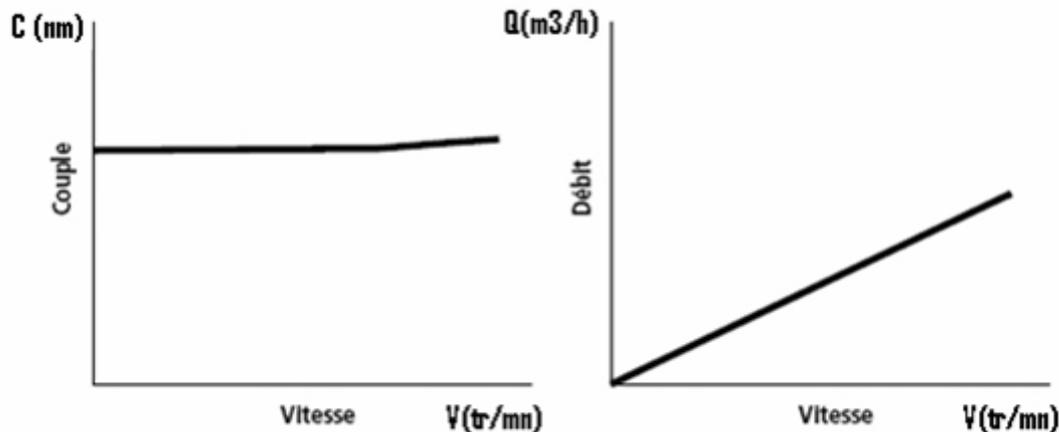
Dans ces pompes, le fluide est mis en mouvement par une variation du volume qui le contient. Les pompes volumétriques sont de deux sortes, les pompes volumétriques alternatives (exemple : pompe à piston, à membranes, etc.) et les pompes volumétriques rotatives (pompe à vis, etc.).

Leurs principaux atouts sont les suivants :

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

Le couple de démarrage d'une pompe volumétrique (de 3 à 5 fois le couple nominal) et la caractéristique  $I = f(V)$  de ce type de pompe font que son fonctionnement en direct sur un panneau photovoltaïque n'est pas économiquement viable.

Pour palier au problème de surdimensionnement du générateur résultant de cette inadaptation, un adaptateur d'impédance est utilisé pour permettre un rendement aussi élevé que possible de l'ensemble du système [19].



a) Le couple est pratiquement constant en fonction de la vitesse.

b) Le débit est proportionnel à la vitesse.

**Figure II. 10 :** Caractéristiques d'une pompe volumétrique [20].

Le tableau (II.2) résume les avantages et inconvénients de deux types de pompes volumétriques.

Type	Avantages	Inconvénients	Utilisations
Pompe alternative à membrane	-Débit précis -Débit réglable -Rendement élevé -Peu sensible aux particules -Très bonne résistance chimique	-Débit par à-coups -Prix élevé -Température de service limitée	-Liquides chargés, corrosifs, dangereux -Pression à 2bar et débit à 30m <sup>3</sup> /h
Pompe rotative à vis et engrenage	-Débit précis -Débit réglable -Débit régulier -Rendement élevé -Encombrement réduit	-Sensible aux particules -Sensible aux liquides corrosifs -Mécanique compliquée	-Liquides purs, Visqueux -Pressions à 100 bars et débit à 200 m <sup>3</sup> /h

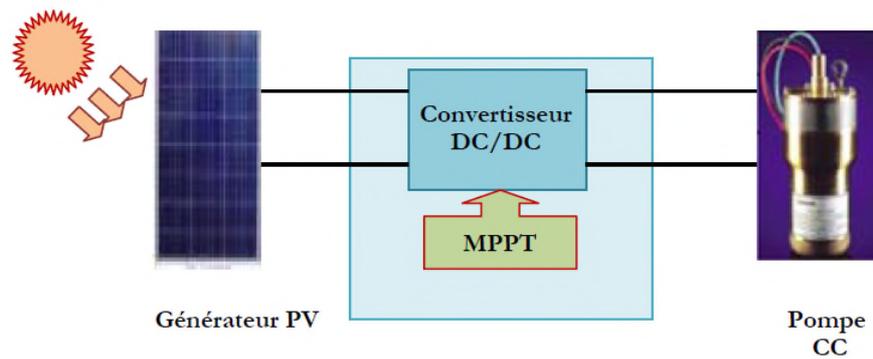
**Tableau II. 2 :** Avantages et inconvénients des pompes volumétriques alternatives et rotatives.

### II. 2. 2. 2. Moteurs

Le moteur d'un groupe motopompe convertit l'énergie électrique en énergie mécanique. Il peut être à courant continu ou alternatif. Dans ce dernier cas, un convertisseur électronique ou un onduleur est nécessaire pour convertir le courant continu provenant d'un générateur photovoltaïque en courant alternatif. Pour cette raison, le choix d'un moteur à courant continu peut sembler, de prime abord, plus intéressant, mais nous allons voir que l'évolution de convertisseurs électroniques efficaces permet également de choisir des moteurs alternatifs efficaces et, surtout, moins coûteux [12].

#### ➤ Moteur a courant continu

Les moteurs à courant continu utilisés pour des applications de pompage solaire sont les moteurs série, avoir un couple de démarrage suffisant pour vaincre la résistance de démarrage d'une pompe et bien répondre à un courant variable. Le couplage est directe ou avec optimisation du générateur par un hacheur adaptateur de puissance commandé par son rapport cyclique Figure (II.11) L'installation ainsi définie nécessite une électronique relativement simple mais présente l'inconvénient du moteur à courant continu qui demande un entretien régulier. Les balais doivent être changés périodiquement. Ceci est particulièrement problématique dans le cas des pompes à moteur immergé où la pompe doit être retirée du forage pour changer les balais. , il est utilisé particulièrement pour le pompage dans les puits ouverts [21].

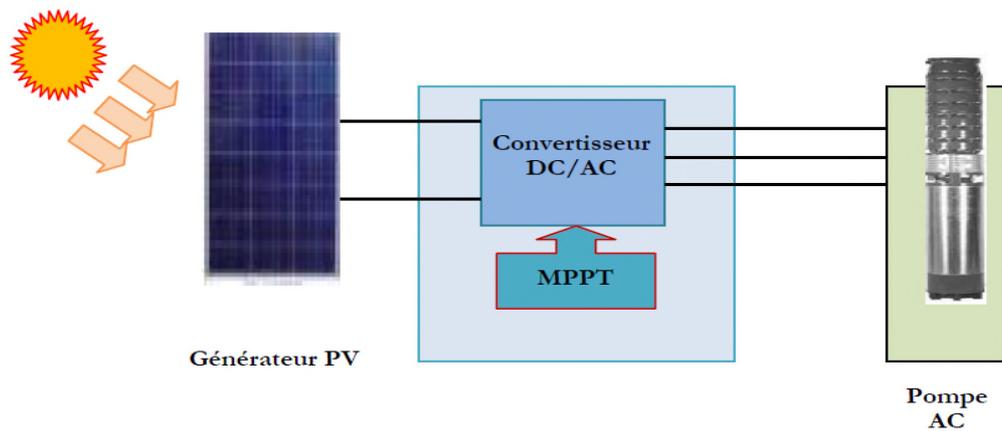


**Figure II. 11** : Diagramme du pompage PV par motopompe à CC.

Des constructeurs ont développé récemment des moteurs à courant continu à aimant permanent (rotor en alliage de terre rare) à commutation électronique, c'est-à-dire sans balais (l'alimentation alternée des bobinages est réalisée électroniquement et non par un contact physique). Ces moteurs sans entretien reprennent l'architecture des moteurs immergés classiques (remplis d'eau) et ont donc leur fiabilité. Ils ont, en revanche, un couple et un rendement beaucoup plus importants. La fixation entre moteur et hydraulique est identique à celle des moteurs à courant alternatif [22].

#### ➤ Moteur à courant alternatif

Les moteurs alternatifs asynchrones (rotor à cage) sont les plus couramment employés pour une gamme variée d'applications industrielles. Par exemple, les pompes sur réseau utilisent depuis longtemps ce type de moteur. Il est utilisé particulièrement pour le pompage immergé dans les forages et les puits ouverts. L'arrivée d'onduleurs efficaces a permis l'utilisation de ce type de moteurs dans les applications de pompage solaire. L'utilisation d'un moteur asynchrone (à courant alternatif triphasé) plus robuste et moins cher (aussi faible besoin de maintenance) devient une solution plus économique et plus pratique même au prix d'un circuit électronique de commande plus complexe. L'utilisation d'un moteur asynchrone augmente ainsi l'autonomie et la fiabilité de l'installation. Le moteur est alimenté par un onduleur (convertisseur DC/AC) qui assure l'optimisation du générateur PV voir figure (II.12) [21].



**Figure II. 12 :** Diagramme du pompage PV par motopompe à AC.

### II. 2. 3. Conversion de l'énergie

Les installations de grandes tailles utilisent en général des pompes centrifuges alimentées en courant alternatif triphasé. Ce courant est obtenu par l'intermédiaire d'un onduleur à fréquence variable en fonction de l'ensoleillement. L'onduleur impose alors une tension de fonctionnement au générateur photovoltaïque qui correspond au maximum de puissance [23].

#### II. 2. 3. 1. Définition des convertisseurs statiques

Les convertisseurs sont les appareils servant à transformer la tension continue fournie par les panneaux ou les batteries pour l'adapter à des récepteurs fonctionnant soit à une tension continue différente, soit à une tension alternative.

#### II. 2. 3. 2. Convertisseurs DC/AC (onduleur)

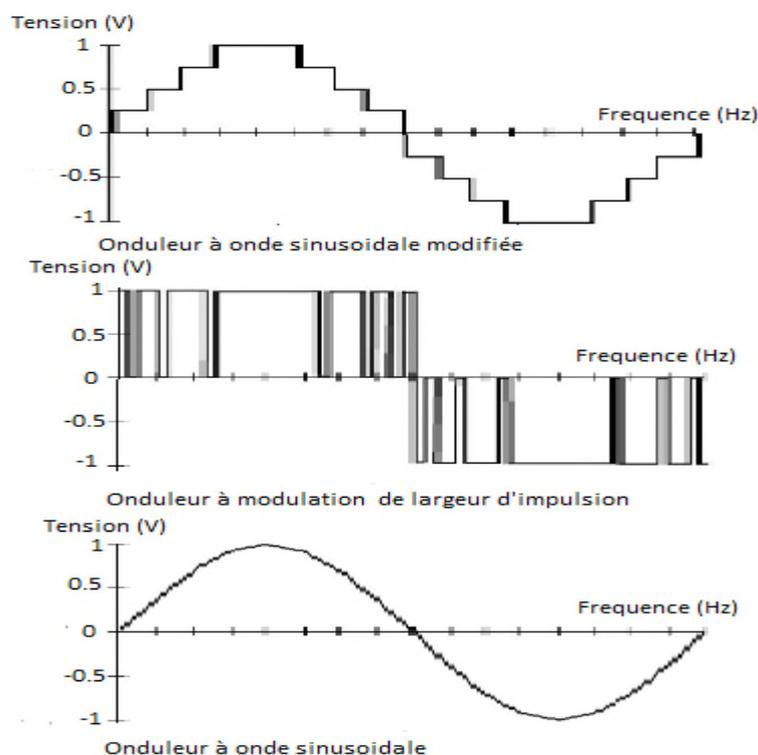
L'utilisation d'un moteur à induction requiert la transformation du courant continu, produit par les modules solaires, en courant alternatif. En courant alternatif triphasé, la fréquence (50 Hz pour le réseau) conditionne la vitesse nominale du moteur, généralement fixée à 3 000 tours/minute. Or, les panneaux photovoltaïques délivrent un courant continu dont l'ampérage est lié à l'ensoleillement qu'ils reçoivent.

Utiliser une pompe immergée dont la fiabilité n'est pas à démontrer et dont le prix bénéficie d'une fabrication en grande série, implique donc d'utiliser un élément intermédiaire transformant le courant venant des panneaux solaires en un courant utilisable par le moteur. Il faudra, par ailleurs, que la pompe demande une puissance identique à celle développée par les panneaux constamment variables du matin au soir. Pour faire varier la puissance prise par la

pompe, une seule solution : faire varier sa vitesse (son débit) et donc la fréquence du courant alternatif qui l'alimente. L'élément intermédiaire est donc un onduleur triphasé à fréquence variable. Celui-ci, en revanche, ne se trouve pas dans le commerce pour d'autres applications, il fait donc l'objet de construction spécifique. L'évolution des électroniques est liée à celle de ses composants de base. En l'occurrence il s'agit essentiellement des transistors de puissance dont les deux évolutions majeures ont permis :

- Une montée en puissance.
- L'utilisation d'onduleurs de tension compatible avec des moteurs complètement standards.

On trouve différents types d'onduleur à savoir : onduleur à onde sinusoïdale, sinusoïdale modifiée et à modulation de largeur d'impulsion [22].



**Figure II. 13** : Les différents types d'onduleur [22].

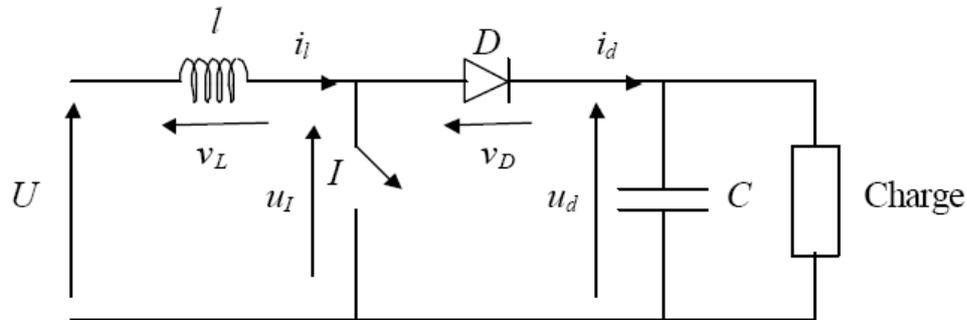
### II. 2. 3. 3. Convertisseurs DC/DC (hacheurs)

Les hacheurs sont des convertisseurs statiques qui sont alimentés par des sources de tension continue et produisent aux bornes d'une charge une tension unidirectionnelle de valeur moyenne réglable. On peut imaginer un grand nombre de dispositifs électroniques réalisant cette fonction.

On se contentera ici d'indiquer les types de montages les plus utilisés ainsi que quelques applications. Ces montages utiliseront des interrupteurs unidirectionnels statiques pour alimenter des appareils spéciaux, à savoir [24] :

➤ **Hacheur parallèle (survolteur)**

Ce type sert à produire une tension plus élevée que celle fournie par les panneaux ou les batteries de stockage, leur réalisation est basée sur un interrupteur commandé à l'amorçage et au blocage (MOSFET, IGBT, Bipolaire,.....) et une diode [25] [26].

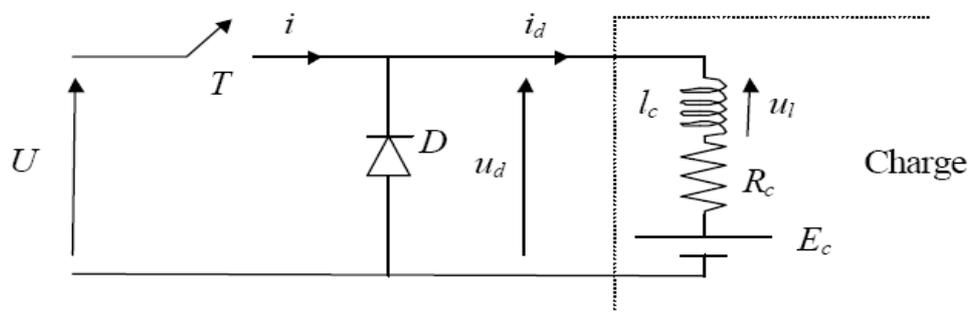


**Figure II. 14:** Schéma électrique équivalent d'un hacheur parallèle.

Lors de la première partie du cycle de fonctionnement, de 0 à  $\alpha T$ , l'interrupteur commandé est fermé (passant). Cette fois, la source et la charge ne sont pas en contact durant cette phase. La diode est alors bloquée. Lors de la seconde partie du cycle, de  $\alpha T$  à  $T$ , on ouvre l'interrupteur commandé et la diode devient passante. C'est alors que la source et la charge sont reliées [26].

➤ **Hacheur série (dévolteur)**

Il délivre une tension à la sortie plus basse que celle de l'entrée (panneaux ou batteries), sa structure demande un interrupteur à amorçage et à blocage commandé (transistor bipolaire, transistor, IGBT,.....) et une diode [25].



**Figure II. 15 :** Schéma électrique équivalent d'un hacheur série.

Le cycle de fonctionnement, de période de hachage  $T$  ( $T=1/f$ ), comporte deux étapes : Lors de la première, on rend le transistor passant et la diode polarisée en inverse, est bloquée,

cette phase dure de 0 à  $\alpha T$ , avec  $\alpha$  compris entre 0 et 1.  $\alpha$  est appelé rapport cyclique.

Lors de la seconde, on bloque le transistor. La diode devient passante. Cette phase dure de  $\alpha T$  à  $T$ .

#### II. 2. 4. Le stockage

Le stockage en pompage photovoltaïque peut être réalisé de deux façons :

##### II. 2. 4. 1. Le stockage électrochimique

Les caractéristiques de l'énergie solaire imposent d'utiliser un organe de stockage de l'énergie électrique dans les installations autonomes. Ses fonctions sont les suivantes :

- Permettre un déphasage entre la production et la consommation : jour/nuit, courtes périodes de mauvais temps (quelques jours à 15 jours) ;
- Permettre une puissance élevée, sur un temps court, compatible avec la production journalière, avec une puissance crête installée faible [23].

Il existe des batteries d'accumulateurs conçues spécialement pour fonctionner avec des systèmes PV. La capacité d'une batterie se mesure en Ampère-heure (A/h). La plupart des batteries à décharge profonde ont des rendements d'environ 80 % selon la température [27].

Deux types de batterie sont utilisés dans les applications photovoltaïques :

- Accumulateurs plomb / acide (Pb / Pb SO<sub>4</sub>).
- Accumulateurs nickel / cadmium (Ni Cd).

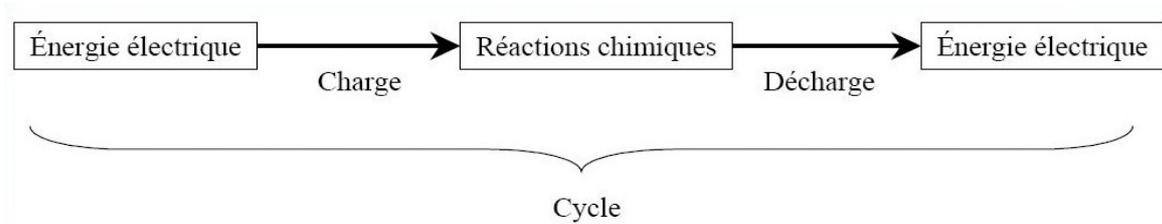
##### ➤ Principe de fonctionnement

L'électrode positive est une plaque en plomb renforcée par des nervures entre lesquelles sont disposées des oxydes de plomb. L'électrode négative est une plaque de plomb. L'électrolyte est une solution d'acide sulfurique dont la densité varie en fonction de l'état de charge de la batterie.

##### ➤ Caractéristiques de fonctionnement photovoltaïque de la batterie

- **Décharge journalière** : Dans le cas de besoins journaliers constants, cette décharge est constante. Pour une autonomie du système compris entre 4 et 8 jours, cette décharge sera de l'ordre de 10 à 20 %.
- **Décharge profonde** : Il s'agit de la décharge maximale de l'accumulateur qui n'est tolérable que quelques jours par an (1 à 3 jours par an).

La figure (II. 16) montre un cycle de charge et décharge de la batterie :



**Figure II. 16:** Cycle de charge et décharge d'une batterie.

#### II. 2. 4. 2. Le stockage de l'eau

L'eau en excès peut être pompée dans des réservoirs de stockage ou des étangs situés en hauteur afin de garantir la disponibilité d'eau par voie gravitaire en cas de couvert nuageux.

#### II. 2. 5. La régulation (régulateur)

Son rôle : réguler la charge et la décharge de la batterie. Une surcharge de la batterie plomb acide provoque une perte en eau et un vieillissement prématuré des accumulateurs.

Une décharge profonde entraîne la sulfatation des plaques et un vieillissement prématuré des accumulateurs [23].

Les autres fonctions du régulateur peuvent être la surveillance et la sécurité de l'installation, la recherche du point maximal de puissance ou la commande de recharge de la batterie par d'autres sources.

#### II. 2. 6. Le câblage

Identifier le bon fil de calibre est indispensable à la sécurité, la taille des fils peut faire la différence entre l'insuffisance et la pleine charge de la batterie du système. Défaut de calibrage du fil peut également provoquer le scintillement des lumières sombres et, faibles performances ou de non démarrage des outils et des appareils électroménagers. Dans le pire des cas, sous-fil est un risque d'incendie [28] !

### II. 3. La maintenance des systèmes de pompages

Composants	Actions de maintenance
Les modules solaires	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nettoyage (à l'eau claire) de la face avant.</li> <li>• élagage des buissons ou arbres pouvant faire de l'ombre sur les modules.</li> <li>• Resserrage éventuel des visseries.</li> <li>• éventuellement, une mesure du courant de court circuit par modules permet de contrôler l'homogénéité des performances des modules et de détecter d'éventuels modules défaillants.</li> </ul>
Le câblage	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Vérification de l'étanchéité des boîtes de connexion et de jonction.</li> <li>• Nettoyage des contacts en cas d'oxydation des cosses au niveau de la boîte de connexion.</li> </ul>
Les batteries	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Contrôle visuel : niveau d'électrolyte, nettoyage des connexions des accumulateurs</li> <li>• Contrôle de l'état de charge à l'aide d'un pèse-acide</li> <li>• Recharge périodique d'égalisation</li> </ul>
Le régulateur	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Contrôle des fusibles</li> </ul>
La motopompe	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nettoyage de la végétation éventuelle autour de la pompe</li> <li>• Pompes immergées : la maintenance est quasiment nulle. Un contrôle de l'état de la pompe permet de détecter la nécessité de la démonter pour procéder à un nettoyage ou à une révision</li> <li>• Pompe volumétrique : contrôle du niveau d'huile</li> <li>• Vérification de fonctionnement : mesures de débit en fonction de l'ensoleillement et comparaison avec les mesures effectuées lors de la mise en route</li> </ul>

**Tableau II. 3:** Les actions de maintenance pour un système de pompage PV.

### II. 4. Conclusion

Ce chapitre a fait l'objet une approche générale sur les systèmes de pompage photovoltaïque, et la présentation de leurs différents constituants. Vu le rendement médiocre des cellules photovoltaïques donc du système de pompage, nous serons dans l'obligation de développer des techniques de commande pour une meilleur optimisation du système pour cela l'identification et la modélisation des éléments du système s'avère indispensable.

L'objet du chapitre suivant sera la modélisation et la simulation sous Matlab des modèles des différents éléments de ce système.

# Chapitre III:

Modélisation des systèmes  
de pompage photovoltaïques

### III. 1. Introduction

Généralement, un système de pompage photovoltaïque est composé d'un générateur photovoltaïque, un convertisseur qui peut être un DC/DC ou un DC/AC, un moteur et une pompe et enfin un système de stockage. Nous définissons le sous-système de pompage l'ensemble des éléments qui sont ; le convertisseur, le moteur et la pompe. Ce regroupement est dicté par le fait qu'en pratique ces éléments sont proposés ensemble par les fabricants des systèmes de pompage photovoltaïque. Ainsi, nous considérons dans notre modélisation que le système de pompage est constitué d'un générateur photovoltaïque et un sous-système de pompage [29].

### III. 2. Modélisation du générateur photovoltaïque

Dans le cadre de l'optimisation du générateur photovoltaïque et pour mieux utiliser l'énergie soutirée, on doit adapter la caractéristique non linéaire  $I-V$  du générateur photovoltaïque au point de fonctionnement de la charge utilisée. Pour avoir le point optimal qui correspond au point de la puissance maximale, il est évident de modéliser le générateur photovoltaïque [30].

#### III. 2. 1. Modèle de la cellule solaire

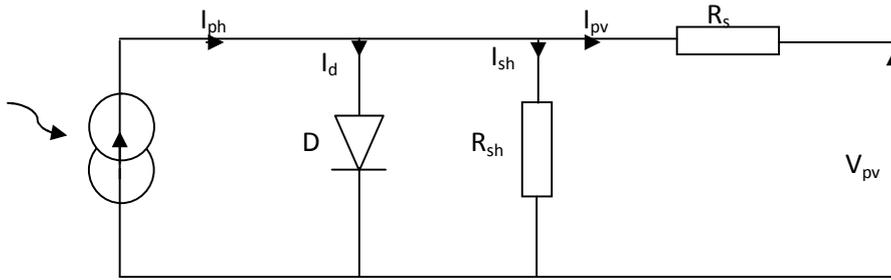
La cellule solaire est l'élément de base d'un générateur photovoltaïque. La modélisation du comportement électrique du module photovoltaïque peut être étendue au générateur photovoltaïque selon sa configuration, nombre de modules en série et en parallèle [31].

#### III. 2. 2. Les Modèles mathématiques

Nous rencontrons dans la littérature plusieurs modèles du générateur photovoltaïque qui diffèrent entre eux par la procédure et le nombre des paramètres intervenants dans le calcul de la tension et du courant final du générateur photovoltaïque, parmi ces modèles nous avons utilisé les trois modèles les plus simples et les plus utilisés sont les suivants :

##### III. 2. 2. 1. Modèle à une diode

Le modèle à une diode est le plus utilisé et il donne de très bonnes précisions. La conversion de l'énergie de la lumière en énergie électrique est modélisée par un générateur de courant [2].



**Figure III.1 :** Schéma électrique équivalent du modèle à une diode.

A partir du schéma (III.1) le courant généré par le générateur photovoltaïque est donné par la loi de KIRCHHOFF :

$$I = I_{ph} - I_d - I_{rsh} \quad (\text{III. 1})$$

$$I_{ph} = P_1 \cdot E_s \left( 1 + P_2(E_s - E_{sref}) + P_3(T_j - T_{jref}) \right) \quad (\text{III. 2})$$

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

$$I_d = I_{sat} \left[ \exp \left( \frac{q}{k \cdot A \cdot n_s \cdot T_j} (V + r_s I) \right) - 1 \right] \quad (\text{III. 3})$$

Avec :

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

$$I_{sat} = P_4 \cdot T_j^3 \cdot \exp \left( \frac{E_g}{k \cdot T_j} \right) \quad (\text{III. 4})$$

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

$$I_{rsh} = \frac{V}{r_{sh}} \quad (\text{III. 5})$$

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

$$I = P_1 \cdot E_s \left( 1 + P_2(E_s - E_{sref}) + P_3(T_j - T_{jref}) \right) - P_4 \cdot T_j^3 \cdot \exp \left( \frac{E_g}{k \cdot T_j} \right) \cdot \left[ \exp \left( \frac{q}{k \cdot A \cdot n_s \cdot T_j} (V + r_s I) \right) - 1 \right] - \frac{V}{r_{sh}} \quad (\text{III. 6})$$

➤ **Détermination des paramètres du modèle**

Les paramètres suivants ont été obtenus par résolution numérique sous Matlab simulink :

$P_1$	$P_2$	$P_3$	$P_4$	$A$	$R_{sh}$	$R_s$
0.00345	$0.58 \cdot 10^{-5}$	$-0.336 \cdot 10^{-4}$	31.2367	1	0.614	151.16

**Tableau III. 1 :** Paramètres obtenus du modèle à une diode du panneau PV SM110 [3].

➤ **Caractéristiques électriques**

Dans notre travail nous avons utilisés le panneau SIEMENS SM 110-24 de 110 Wc.

Le tableau (III.2) donne les paramètres électriques de panneau utilisé :

Paramètres	Valeurs
Puissance max du panneau $P_m$	110 W
Puissance nominale $P_n$	110 W
Courant au point de puissance max $I_m$	3.15 A
Tension au point de puissance max $V_m$	35 V
Courant de court-circuit $I_{cc}$	3.45A
Tension en circuit ouvert $V_{oc}$	43.5 V
Coefficient d'incrémentations du courant $I_{cc}(\alpha_{cc})$	1,4 mA/°C
Coefficient d'incrémentations de la tension $V_{oc}(\beta_{oc})$	- 152 mV/°C

**Tableau III. 2 :** Paramètres électriques du panneau SIEMENS.

➤ **Simulation**

Pour ce modèle nous avons simulés et déterminés les caractéristiques courant-tension et puissance-tension pour différents niveaux d'irradiations et à différentes températures.

Les figures (III. 2, a, b, c) montrent l'influence de l'éclairement et de la température sur les caractéristiques  $I=f(V)$  et  $P=f(V)$  d'un module solaire dans les conditions STC (SIEMENS).

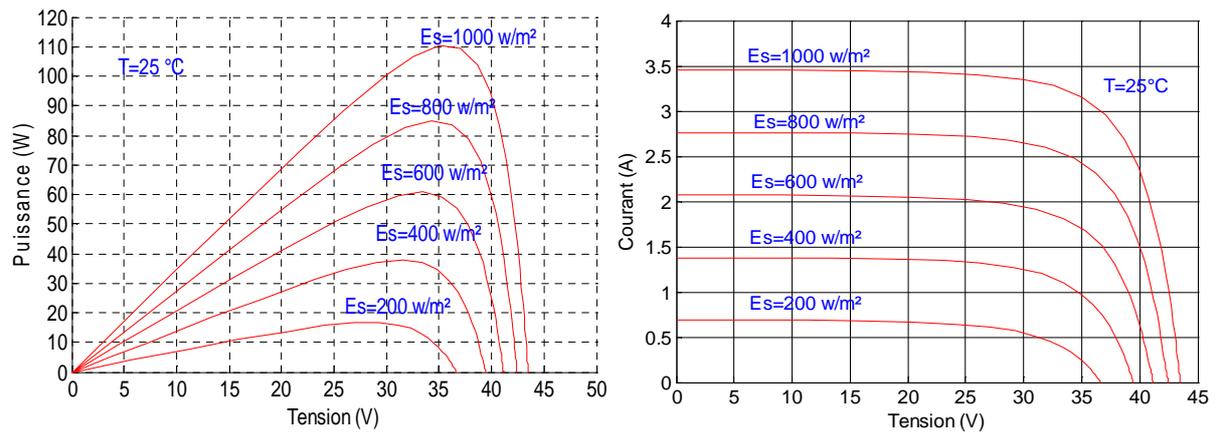


Figure III. 2. a : Influence de l'éclairement.

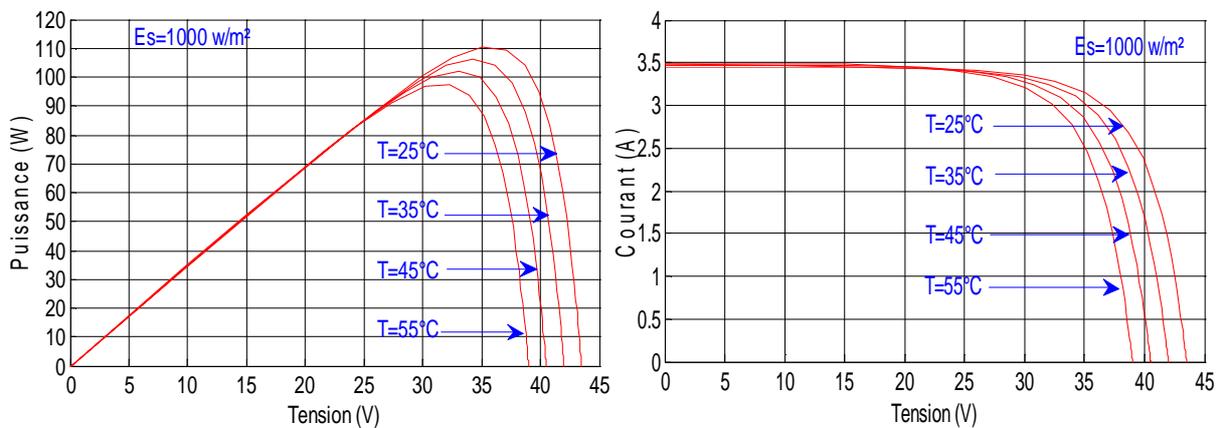


Figure III. 2. b : Influence de la température.

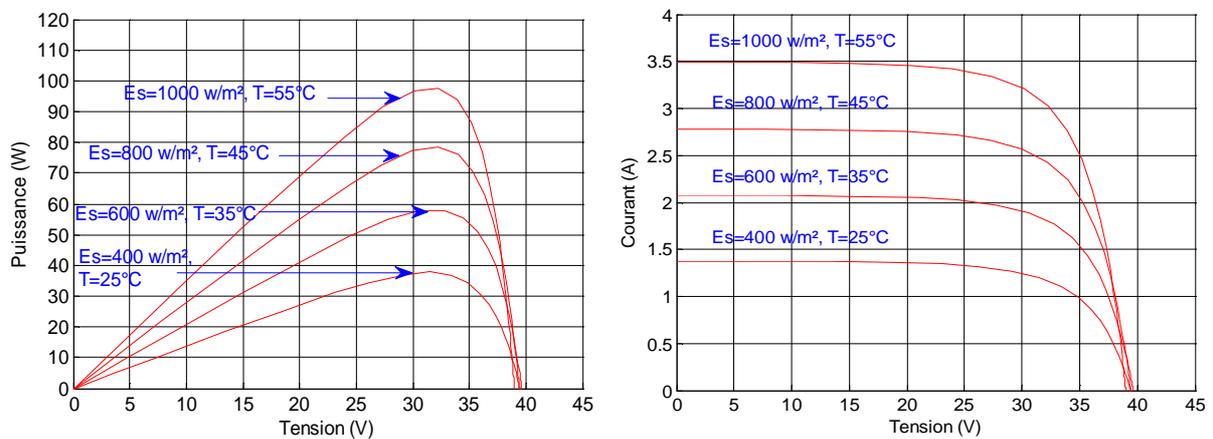


Figure III. 2. c : Influence simultanée de l'éclairement et la température sur les caractéristiques électriques.

### III. 2. 2. 2. Modèle explicite

Le modèle explicite est simple du point de vue implantation dans des programmes de simulation à savoir la tension du circuit ouvert  $V_{co}$ , le courant du court-circuit  $I_{cc}$ , la tension du point maximum  $V_m$  et le courant correspondant  $I_m$  [32].

$$I_{PV} = I_{cc} \cdot \left[ 1 - C_1 \cdot \left( e^{\frac{V_{PV}}{C_2 \cdot V_{co}}} - 1 \right) \right] \quad (\text{III. 7})$$

$$\text{Où } C_1 = \left( 1 - \frac{I_m}{I_{cc}} \right) \cdot e^{\left( \frac{V_{PV}}{C_2 \cdot V_{co}} \right)} \quad (\text{III. 8})$$

$$C_2 = \frac{\frac{V_m - 1}{V_{co}}}{\ln\left(1 - \frac{I_m}{I_{cc}}\right)} \quad (\text{III. 9})$$

$$\Delta T = T_j - T_{ref} \quad (\text{III.10})$$

$$T_j = T_a + E_s \cdot \left( \frac{Noct - 20}{800} \right) \quad (\text{III.11})$$

$$\Delta I = \alpha_{sc} \cdot \left( \frac{E_s}{E_{ref}} \right) \cdot \Delta T + \left( \frac{E_s}{E_{ref}} - 1 \right) \cdot I_{cc} \quad (\text{III.12})$$

$$\Delta V = -\beta_{oc} \cdot \Delta T - R_s \cdot \Delta I \quad (\text{III.13})$$

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

$$V_{pv,nouv} = V_{PV} + \Delta V \quad (\text{III.14})$$

$$I_{pv,nouv} = I_{PV} + \Delta I \quad (\text{III.15})$$

Avec :

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

$I_m$ : Courant maximal. (A).

$I_{PV,nouv}$  : Représente la nouvelle valeur de la tension après la correction. (A).

$I_{SC,STC}$  : Représente le courant photovoltaïque dans les conditions standard.

$V_m$ : Tension maximale. (V).

$V_{PV,nouv}$  : Représente la nouvelle valeur de la tension après la correction (V).

$\alpha_{sc}$ : Représente un coefficient d'incrémentation du courant.

$\beta_{oc}$ : Représente un coefficient d'incrémentation de la tension.

$\Delta I$ : Représente la variation du courant (A).

$\Delta T$ : Représente la variation de la température (°C).

$\Delta V$  : Représente la variation de la tension (V).

### ➤ Détermination des paramètres du modèle

On détermine les deux paramètres constants  $C_1$  et  $C_2$  du modèle explicite du générateur PV grâce à la résolution numérique et l'exploitation des données du fabricant.

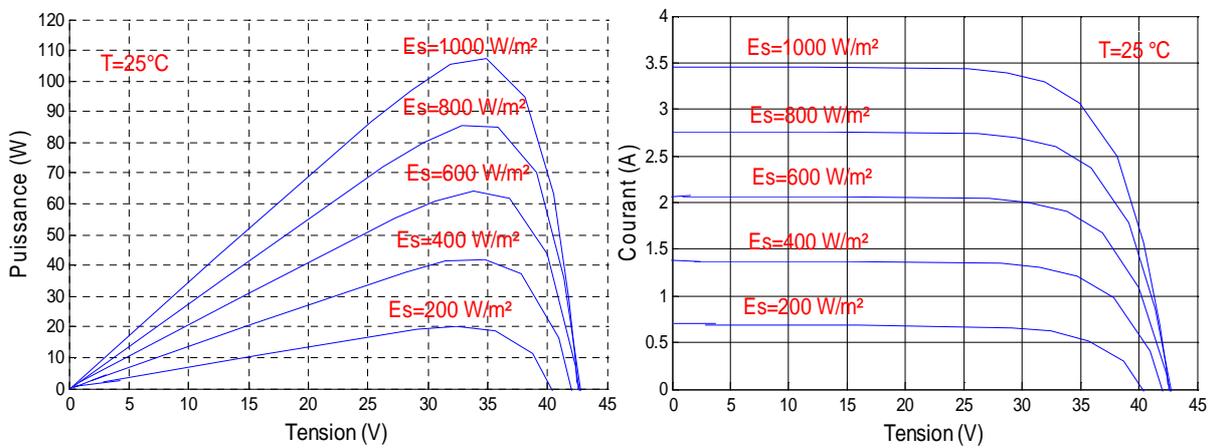
Les valeurs des paramètres du modèle explicite sont données dans le tableau (III.3):

Paramètres	Valeurs
$C_1$	$3.727 \cdot 10^{-6}$
$C_2$	0.08

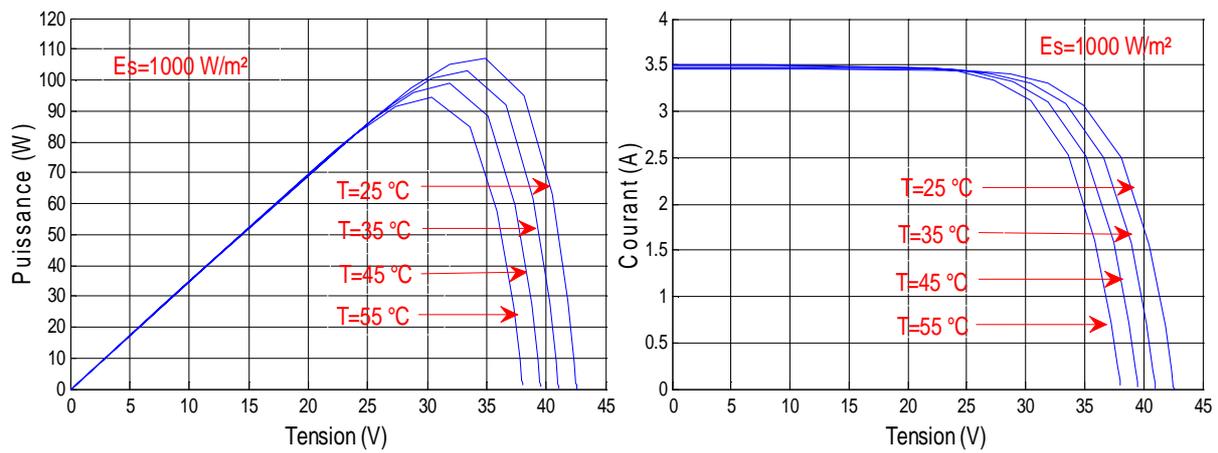
**Tableau III. 3 :** Paramètres obtenus du modèle explicite du panneau PV SM110.

➤ **Caractéristique électrique et simulation**

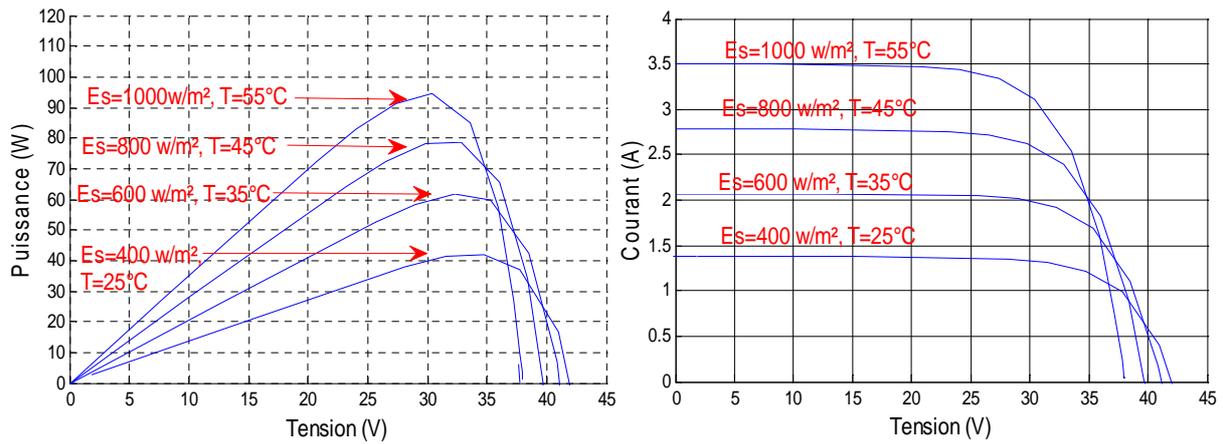
La variation du courant en fonction de la tension et celle de la puissance en fonction de la tension, représentent les caractéristiques d'un générateur photovoltaïque :



**Figure III. 3. a :** Influence de l'éclairement.



**Figure III. 3. b :** Influence de la température.

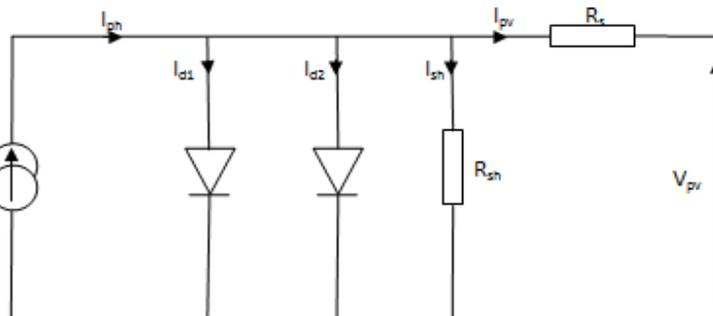


**Figure III. 3. c :** Influence simultanée de l'éclairement et la température sur les caractéristiques électriques.

**III. 2. 2. 3. Modèle à deux diodes**

Ce modèle est représenté par son schéma électrique équivalent qui se compose d'une source de courant modélise le flux lumineux, les pertes sont modélisés par deux résistances, une résistance shunt  $R_{sh}$ , une résistance série  $R_s$  et deux diodes pour la polarisation de la cellule et le phénomène de la recombinaison des porteurs minoritaires [33].

L'avantage de ce modèle c'est qu'il est établi en appliquant seulement des données standard.



**Figure III. 4:** Schéma électrique équivalent du modèle à deux diodes.

Le courant généré par le module est donné par la loi de Kirchhoff

$$I_{pv} = I_{ph} - (I_{d1} + I_{d2}) - I_{sh} \tag{III.16}$$

Avec :

$$I_{d1} = I_{s1} e^{\left(\frac{V + IR_s}{n_s K T_c}\right) - 1} \tag{III.17}$$

$$I_{d2} = I_{s2} e^{\left(\frac{V + IR_s}{2 n_s K T_c}\right) - 1} \tag{III.18}$$

Où :  $I_{s1}$ ,  $I_{s2}$  sont les courants de saturation des diodes :

$$I_{s1} = P_4 T_c^3 e^{\left(\frac{E}{KT_c}\right)} \tag{III.19}$$

$$I_{s2} = P_5 T_c^3 e^{\left(\frac{E}{2KT_c}\right)} \tag{III.20}$$

$I_{ph}$  et  $I_{sh}$  garderont les mêmes expressions que celles du modèle à une diode.

Alors, le courant résultant  $I$  s'écrit :

$$I_{pv} = P_1 E \left[ 1 + P_2 (E - E_{ref}) + P_3 (T_c - T_{cref}) \right] - P_4 T_c^3 e^{\left(\frac{E_g}{KT_c}\right)} e^{\left(\frac{V + R_s I_{pv}}{q A n_s K T_c}\right) - 1} - P_5 T_c^3 e^{\left(\frac{E_g}{2KT_c}\right)} e^{\left(\frac{V_{pv} + R_s I_{pv}}{2 A n_s K T_c}\right) - 1} - \frac{V_{pv} + R_s I_{pv}}{R_{sh}} \tag{III.21}$$

➤ **Détermination des paramètres du modèle**

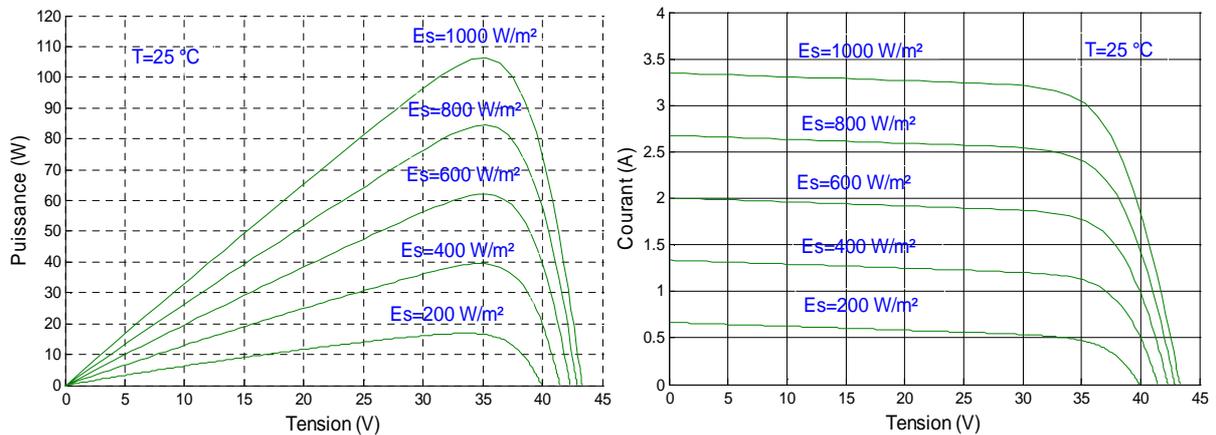
Les valeurs des paramètres du modèle à deux diodes sont données dans le tableau (III.4) :

$P_1$	$P_2$	$P_3$	$P_4$	$P_5$	$A$	$R_s$	$R_{sh}$
$3.4 \cdot 10^{-3}$	0	$0.2 \cdot 10^{-5}$	450	72	1	0.58	160

**Tableau III. 4 :** Paramètres obtenus du modèle à deux diodes du panneau PV SM110 [3].

➤ **Caractéristique électrique et simulation**

Nous avons simulés ce modèle et déterminés les caractéristiques courant-tension et puissance-tension pour différents ensoleillements et températures.



**Figure III. 5. a :** Influence de l'éclairement.

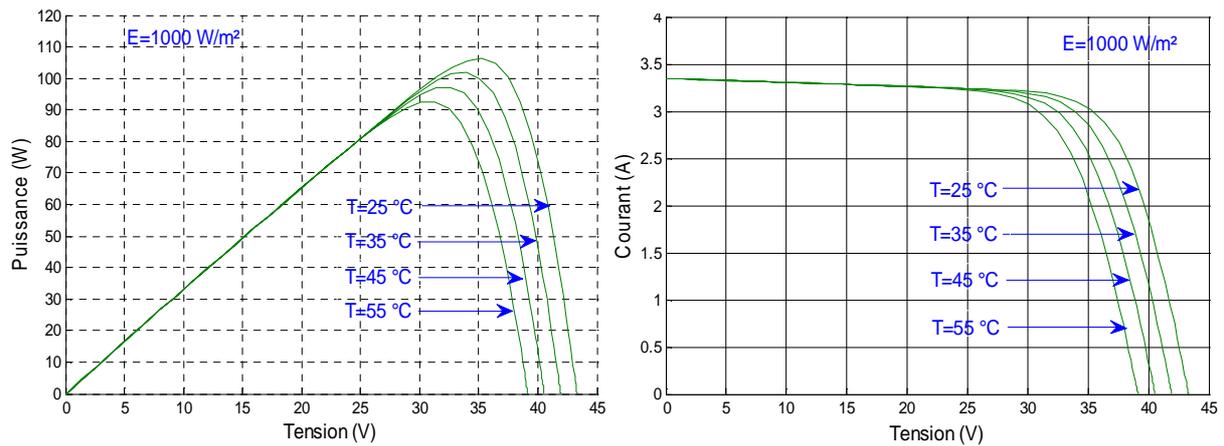


Figure III. 5. b : Influence de la température.

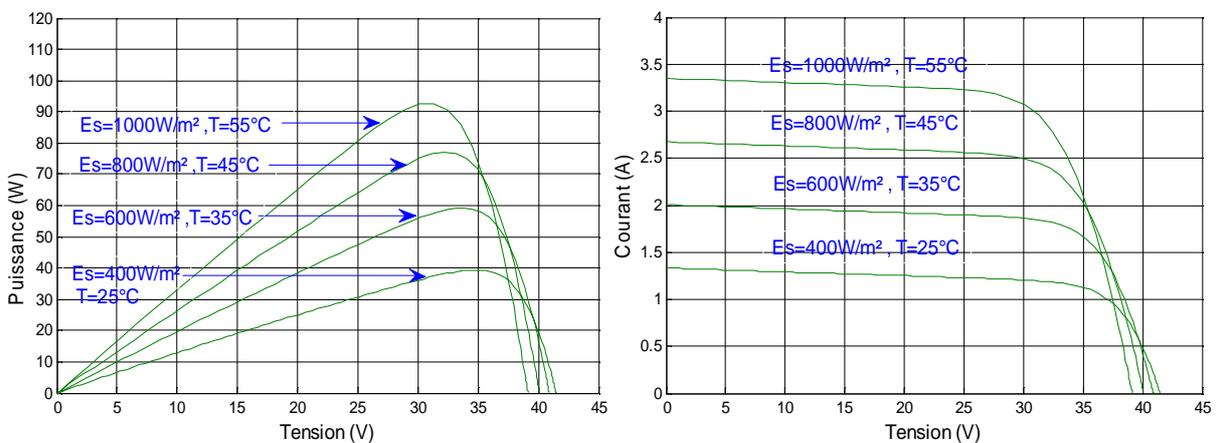


Figure III. 5. c : Influence simultanée de l'éclairement et la température sur les caractéristiques électriques.

Afin de justifier la validation des modèles étudiés, nous analysons par une étude comparative, les caractéristiques électriques du panneau PV obtenues par simulation et par la mesure expérimentale pour :

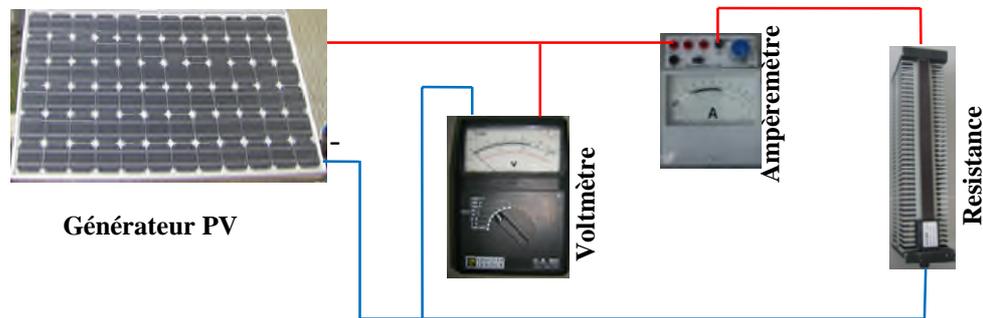
- Un fort ensoleillement.
- Un moyen ensoleillement.
- Un faible ensoleillement.

### III. 2. 3. Comparaison des résultats et le calcul d'erreurs

#### ➤ Résultats

Pour obtenir des couples éclairement-température de valeur croissante (faible, moyenne et forte), nous avons effectués des mesures tout au long d'une journée bien

ensoleillée et à différents instants. Le schéma suivant montre un montage volt-ampèremétrique utilisé pour caractériser le panneau PV.



**Figure III. 6 :** Montage volt-ampèremétrique.

Notons bien que les mesures ont été faites sur le panneau SIEMENS SM 110-24 de 110 Wc.

Le tableau(III.5) suivant représente les valeurs mesurées :

8h30			10h30			12h30		
Es=253 W/m <sup>2</sup> T=19°C			Es=501 W/m <sup>2</sup> T=21°C			Es= 918 W/m <sup>2</sup> T=25°C		
V <sub>pra</sub>	I <sub>pra</sub>	P <sub>pra</sub>	V <sub>pra</sub>	I <sub>pra</sub>	P <sub>pra</sub>	V <sub>pra</sub>	I <sub>pra</sub>	P <sub>pra</sub>
0	0,87	0	0	1,69	0	0	3,11	0
1,7	0,865	1,4705	0,4	1,69	0,676	0,67	3,11	2,0837
6,7	0,86	5,762	5,9	1,68	9,912	7	3,09	21,63
11	0,86	9,46	11,7	1,67	19,539	13,5	3,08	41,58
14	0,85	11,9	17	1,66	28,22	18,25	3,07	56,0275
20,5	0,83	17,015	23,75	1,63	38,7125	22,5	3,065	68,9625
24	0,81	19,44	26,25	1,62	42,525	27	3,025	81,675
27,5	0,79	21,725	30	1,58	47,4	31	2,98	92,38
31	0,76	23,56	33	1,48	48,84	35	2,829	99,015
33,5	0,65	21,775	34,5	1,39	47,955	37	2,62	96,94
35	0,5	17,5	35	1,36	47,6	39	2,3	89,7
36,6	0,33	12,078	37	1,09	40,33	41	1,54	63,14
37,4	0,2	7,48	38,25	0,89	34,0425	41,5	0,8	33,2
38,6	0	0	39,5	0	0	42,5	0	0

**Tableau III. 5 :** Valeurs des mesures obtenues pour différents éclairagements.

Les résultats de la simulation ainsi que les erreurs calculées pour les trois modèles sont représentés respectivement sur les figures (III. 6. a, b, c) et le tableau (III. 6):

• **Faible éclairement :**

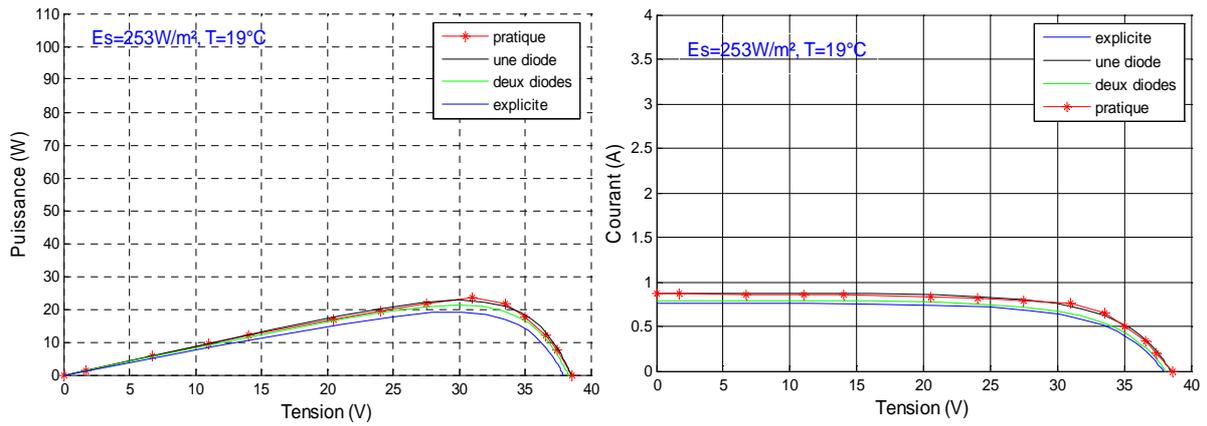


Figure III. 7. a : Comparaison des résultats à  $E_s=253\text{ W/m}^2$  et  $T=19^\circ\text{C}$ .

• **Moyen éclairement :**

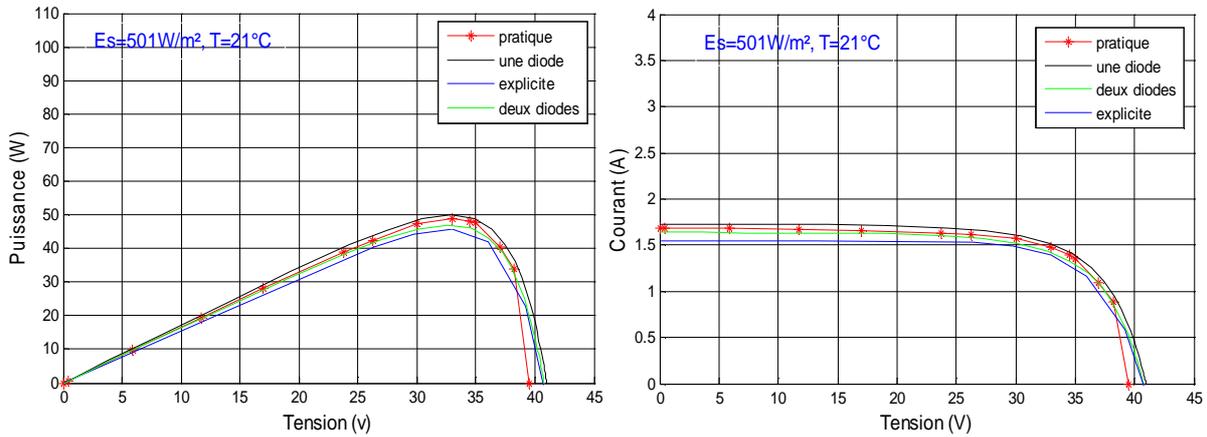


Figure III. 7. b : Comparaison des résultats à  $E_s=501\text{ W/m}^2$  et  $T=21^\circ\text{C}$ .

• **Fort éclairement :**

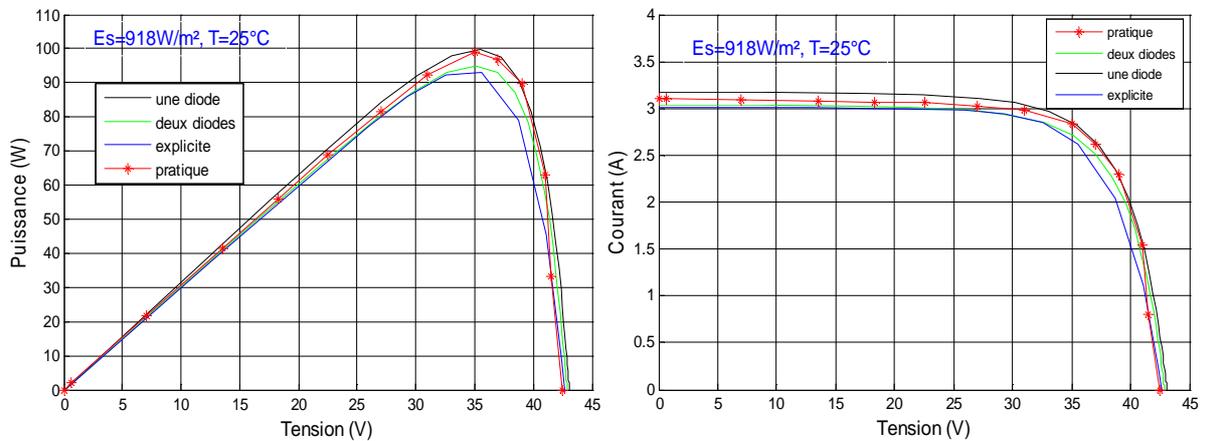


Figure III. 7. c : Comparaison des résultats à  $E_s=918\text{ W/m}^2$  et  $T=25^\circ\text{C}$ .

### ➤ Calcul d'erreurs

Nous faisons un calcul d'erreurs par rapport à la puissance, pour les différents modèles, par la formule suivante :

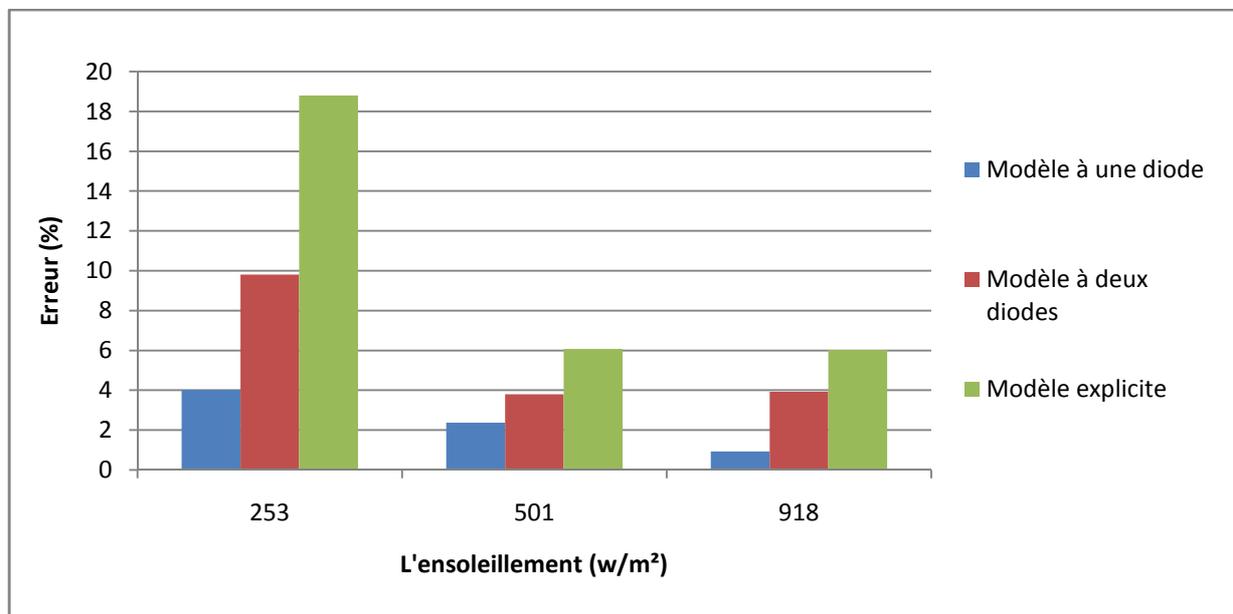
$$\varepsilon_p(\%) = \left| \frac{P_{pratique} - P_{modèle}}{P_{pratique}} \right| \cdot 100 \quad (\text{III.22})$$

Les valeurs des erreurs calculées sont données dans le tableau suivant :

Eclairement	Modèle à une diode	Modèle à deux diodes	Modèle explicite
fort	$\varepsilon_p(\%) = 0.93$	$\varepsilon_p(\%) = 3.93$	$\varepsilon_p(\%) = 6.03$
moyen	$\varepsilon_p(\%) = 2.37$	$\varepsilon_p(\%) = 3.8$	$\varepsilon_p(\%) = 6.08$
faible	$\varepsilon_p(\%) = 4.03$	$\varepsilon_p(\%) = 9.8$	$\varepsilon_p(\%) = 18.8$

**Tableau III. 6 :** Les valeurs des erreurs calculées.

Les résultats de calcul sont représentés sur la figure suivante :



**Figure III. 8:** Les erreurs calculées.

### III. 2. 4. Discussion des résultats

Les trois modèles simulés précédemment sous différentes conditions climatiques (irradiation, température), nous avons pu voir l'existence de maximum sur les courbes de puissance. Ces points correspondent aux points de puissances maximales, lorsque l'irradiation varie pour une température donnée. On peut considérer que le courant de court circuit  $I_{cc}$  varie proportionnellement à l'irradiation. De même, la tension de circuit ouvert  $V_{co}$  (à vide) varie très peu. Par contre lorsque la température croît à l'irradiation constante, la tension  $V_{oc}$  décroît quand la température augmente et le courant  $I_{sc}$  croît légèrement.

Nous constatons un très bon accord entre les caractéristiques expérimentales et celles simulées, ce qui valide le modèle mathématique. L'erreur commise sur la puissance maximale est beaucoup plus importante pour le modèle explicite et le modèle à deux diodes par rapport au modèle à une diode. Ainsi nous remarquons que le modèle à une diode présente l'erreur la plus faible, donc se rapproche le plus de la caractéristique expérimentale. Nous pensons que ceci est dû aux éléments choisis pour la détermination des paramètres des modèles électriques. Les résultats obtenus dans les trois modèles sont satisfaisants, au point de vue puissance, Le modèle à une diode est le plus précis.

### III. 3. Modélisation et simulation de la batterie

Vue la grande diversité de type d'éléments de batterie ainsi le nombre très varie de paramètres qui interviennent (l'état de charge, la capacité de stockage de la batterie, le taux de charge/décharge, la température et la durée de vie), des représentations très empirique du comportement de la batterie peuvent être établies. Le système de stockage utilisé dans notre installation est une batterie d'accumulateur au plomb.

Pour décrire le comportement dynamique d'une batterie, plusieurs modèles ont été exposés dans la littérature. Dans cette étude, nous allons présenter quelques modèles et nous baserons sur le plus utilisé c'est le modèle de CIEMAT :

#### III. 3. 1. Le modèle de traction

Ce modèle est utilisé surtout dans les applications des véhicules électrique et hybride, C'est un modèle mathématique utilisé pour modéliser une batterie plomb-acide, il est constitué par une mise en série d'une f.e.m avec une résistance et une capacité [29].

Le schéma de ce modèle est représenté sur la figure (III. 9) :



**Figure III. 9 :** Modèle de traction.

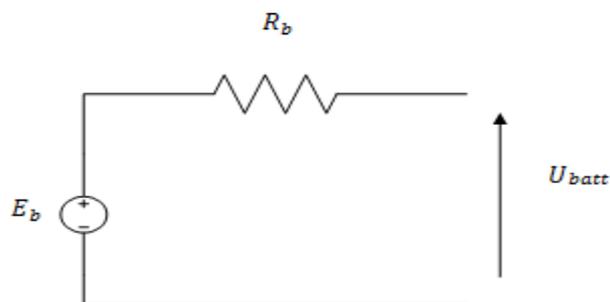
$$V_{batt} = E_b - R_b \cdot i_{batt} - b \int \frac{I_{batt}}{C} dt \quad (II. 53)$$

Avec :

- $V_{batt}$ : Tension aux bornes de la batterie.
- $E_b$ : Tension à vide de la batterie chargée.
- $b$  : constante dépendante de la batterie.
- $R_b$  : Résistance interne de la batterie.
- $b \int \left(\frac{I_{batt}}{C}\right) dt$  : indique l'état de décharge de la batterie.
- $C$  : Capacité de la batterie (Ah).

### III. 3. 2. Le modèle électrochimique de la batterie

Il est basé sur l'électrochimie, c'est un modèle simple qui ne tient pas compte des variations de l'impédance interne de la batterie en fonction de ses paramètres. Il utilise la tension à vide de la batterie  $E_b$  en série avec sa résistance interne  $R_b$ .



**Figure III. 10 :** Schéma équivalent du modèle.

### III. 3. 3. Le modèle modifié de la batterie

La configuration donnée sur la figure (III.10) est la base de ce modèle avec une amélioration proposée par Jean Paul Cun. Cette fois-ci l'état de charge est pris en considération ( $E_b$  et  $R_b$  sont en fonction de l'état de charge) [29].

$$E_b = E_0 - x \cdot EDC \quad (\text{III.24})$$

$$R_b = R_{0C} - x_R \quad (\text{III.25})$$

Avec :

- $E_0$  : Tension en pleine charge.
- $R_{0C}$  : résistance interne initiale de la batterie calculée lorsqu'elle est complètement charger.
- EDC : état de charge. (Il varie de 0 : batterie déchargée, a 1 : batterie chargée).
- $x, x_R$ : des coefficients qui peuvent être calculés expérimentalement.

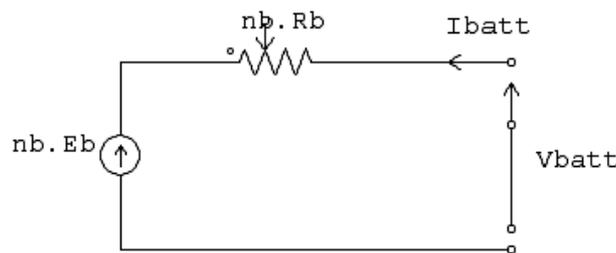
### III. 3. 4. Les modèles de circuit équivalent

La capacité de la batterie, l'état de charge... sont modélisés respectivement par un condensateur et des résistances variables, ainsi les batteries sont représentées sous forme de circuits électroniques. On distingue les trois modèles les plus utilisés qui sont ; le modèle de Thevenin, modèles électriques non-linéaires et le modèle résistif.

Dans la littérature plusieurs modèles ont été développés tel que : le modèle linéaire et le modèle dynamique du quatrième ordre.

### III. 3. 5. Le modèle de CIEMAT

C'est un modèle caractérisé par la mise en série d'une f.e.m avec une résistance variable, comme le montre la figure (III. 11). Les caractéristiques de la source de tension  $E_b$  et la résistance interne  $R_b$  dépendent de la température et l'état de charge de la batterie.



**Figure III. 11** : Schéma équivalent du modèle CIEMAT.

Pour un nombre de cellule  $n_b$  l'équation de la tension est :

$$V_{batt} = n_b \cdot E_{bc} \pm n_b \cdot R_b \cdot I_{batt} \quad (\text{III.26})$$

Avec :

- $V_{batt}$  : Tension de batterie.
- $I_{batt}$  : Courant de la batterie.
- $E_{bc}$  : La force électromotrice fonction de l'état de charge de la batterie.

- $R_b$ : La résistance interne, variable en fonction de l'état de charge.

➤ **Simulation du modèle CIEMAT**

Les simulations sont effectuées pour étudier l'influence de la température sur le comportement du système de stockage suivant le modèle de CIEMAT :

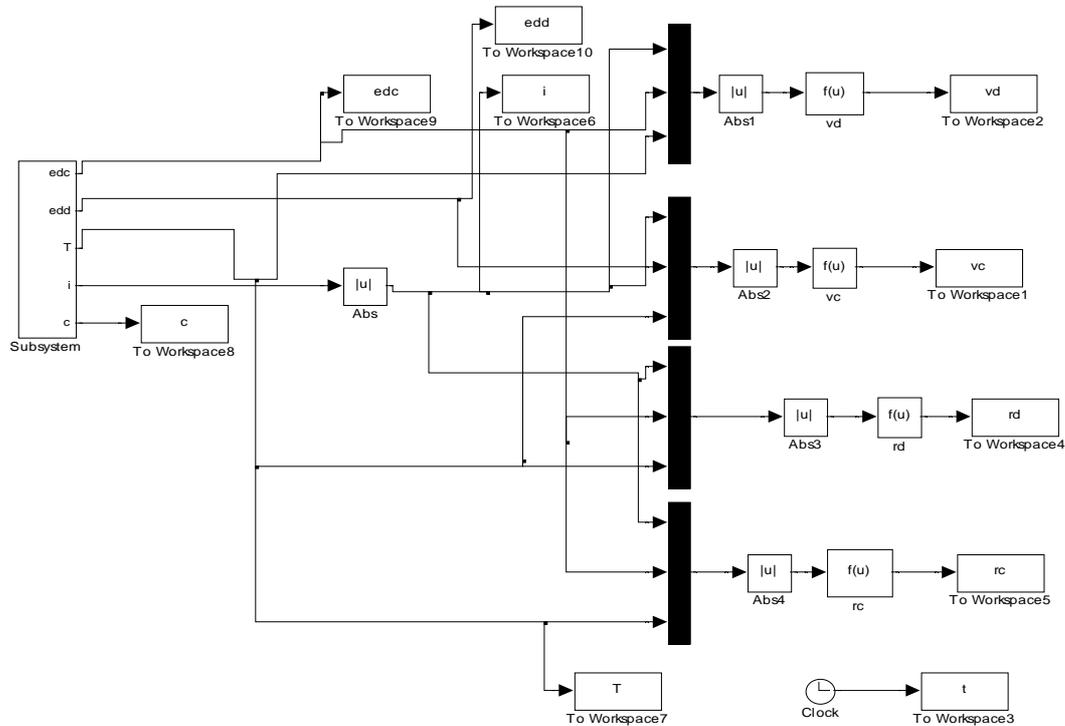


Figure III. 12 : Schéma bloc de la batterie.

- **Influence de la température sur la capacité**

Elle intervient directement sur les phénomènes électrochimiques en agissant sur la mobilité des ions :

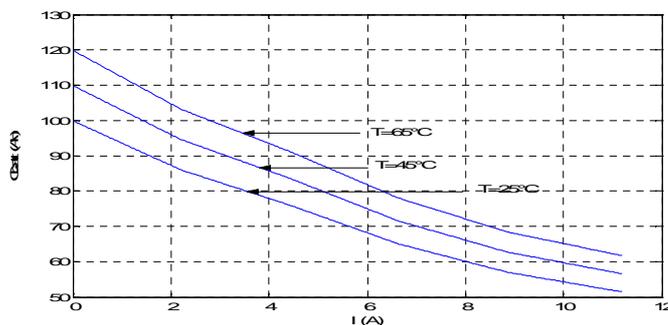


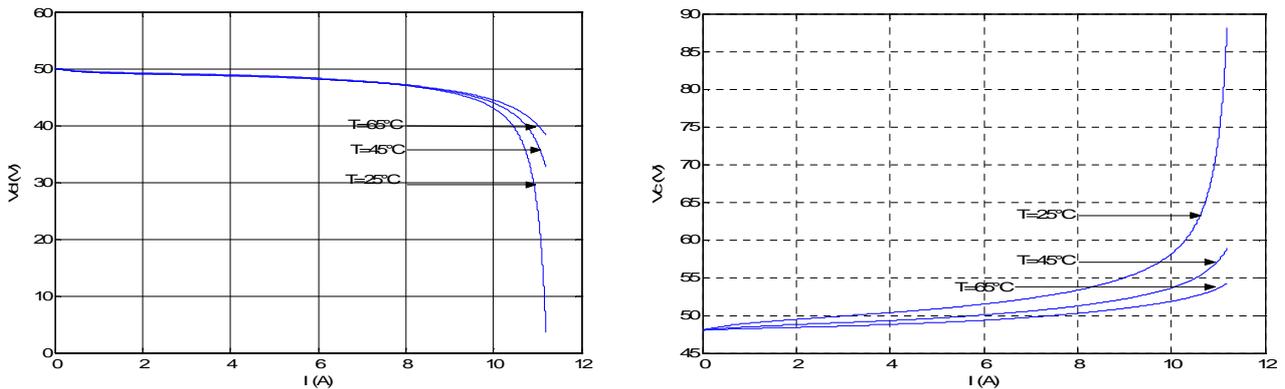
Figure III. 13: Influence de la température sur la capacité.

On remarque que l'augmentation de la température est accompagnée d'une remontée modérée de la capacité de stockage, ce fait s'explique par l'augmentation du coefficient de diffusion des solutions d'acide sulfurique d'une part, et d'autre part, par la baisse de la résistivité de l'électrolyte.

- **Influence de la température sur la tension de la batterie**

Les courbes de la tension de batterie de la figure (III. 14) subissent l'influence de la température de la même manière que l'état de la batterie EDC pour les deux cas charge et décharge, parce que la tension est fonction d'EDC, le temps de charge et de décharge, la température et le courant.

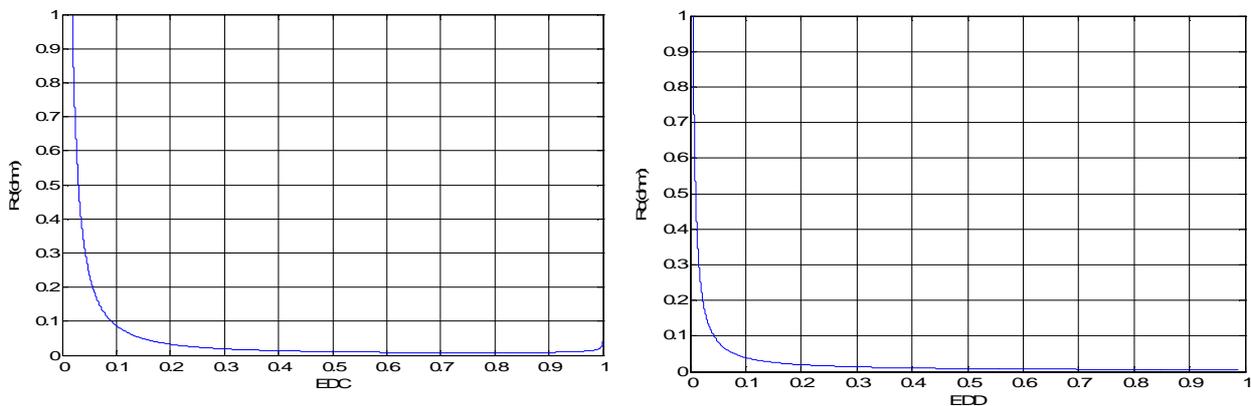
Les tensions de fin de charge et de décharge sont très variables avec la température, ce qui conduit à les surveiller afin d'éviter le phénomène de sulfatation.



**Figure III. 14:** Influence de la température sur la tension de décharge et de charge.

- **Résistance interne**

La résistance interne de la batterie est directement liée à l'état de charge de l'accumulateur. Lorsque la batterie est chargée, la résistance interne est faible et elle devient importante pour un état de décharge proche de zéro.



**Figure III. 15:** Résistance interne de la batterie décharge et charge.

### III. 4. Les convertisseurs d'énergie

Un convertisseur d'énergie est un équipement que l'on dispose généralement soit entre le champ photovoltaïque et la charge pour une charge continu (sans stockage avec une charge en continu, il portera le nom de convertisseur continu-continu), soit entre la batterie et la charge (après stockage, il sera appelé onduleur ou convertisseur continu-alternatif).

#### III. 4. 1. Modélisation du hacheur élévateur de tension (Boost)

Le convertisseur Boost est connu par le nom d'élévateur de tension. Le schéma de la figure (III. 16) représente le circuit électrique du Boost. Au premier temps, le transistor S est fermé, le courant dans l'inductance croît progressivement, et au fur et à mesure elle emmagasine de l'énergie, jusqu'à la fin de la première période. Ensuite, le transistor S s'ouvre et l'inductance  $L$  s'opposant à la diminution du courant, génère une tension qui s'ajoute à la tension de source, qui s'applique sur la charge  $Z$  à travers la diode D [12].

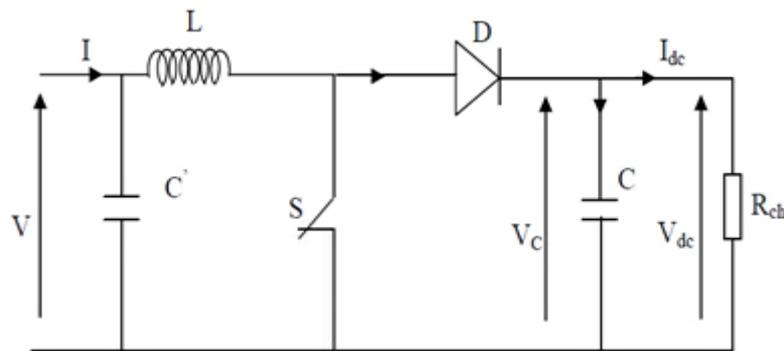


Figure III. 16 : Circuit électrique du convertisseur DC-DC.

Le cycle de fonctionnement, de période de hachage  $T$ , comporte deux étapes. Lors de la première, on rend l'interrupteur passant et la diode polarisée en inverse, est bloquée. Cette phase dure de  $0$  à  $\alpha \cdot T$  ( $\alpha$  rapport cyclique, et compris entre  $0$  et  $1$ ).

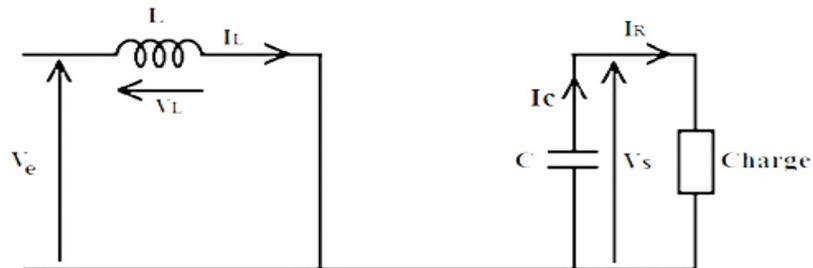


Figure III. 17 : Schéma d'un Hacheur survolteur à  $t \in [0, \alpha \cdot T]$ .

Le condensateur  $C$  supposé initialement chargé, fournit à la charge l'énergie et un courant  $I_R$  circule dans cette dernière.

$$\begin{cases} V_L = -V_e = L \frac{dI_L}{dt} \\ V_s = R \cdot I_R \end{cases} \quad (\text{III.27})$$

Avec :  $I_c = I_R$

Lors de la seconde, on bloque l'interrupteur. La diode devient passante. Cette phase dure de  $\alpha \cdot T$  à  $T$ .

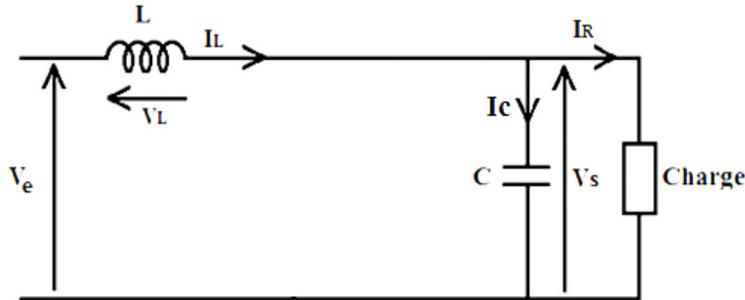


Figure III. 18 : Schéma d'un Hacheur survolteur à  $t \in [\alpha \cdot T, T]$ .

$$\begin{cases} V_L = V_e - V_s \\ I_c = I_L - I_R \end{cases} \quad (\text{III.28})$$

On en déduit facilement la tension et l'intensité dans la charge par les équations suivantes:

$$\begin{cases} V_s = \frac{1}{1-\alpha} \cdot V_e \\ I_R = (1 - \alpha) \cdot I_L \end{cases} \quad (\text{III.29})$$

### III. 4. 2. Modélisation du hacheur dévolteur de tension (Buck)

Le fonctionnement d'un convertisseur Buck peut être divisé en deux configurations suivant l'état de Mosfet, figure (III.18). Dans l'état passant, le Mosfet est fermé, la tension aux bornes de l'inductance vaut,  $V_L = E - V_o$ . Le courant traversant l'inductance augmente linéairement. La tension aux bornes de la diode étant négative, aucun courant ne la traverse.

Dans l'état bloqué, le Mosfet est ouvert. La diode devient passante afin d'assurer la continuité du courant dans l'inductance. La tension aux bornes de l'inductance vaut,  $V_L = -V_o$ . Le courant traversant l'inductance décroît.

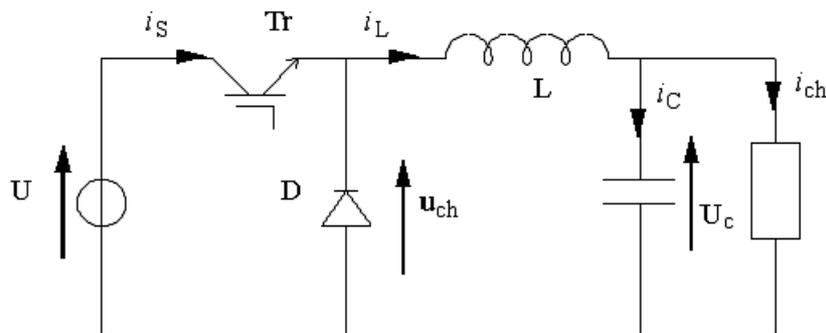
En conduction continue, on démontre que :

$$\frac{V_D}{V_i} = \frac{I_i}{I_o} = \alpha \quad (\text{III.30})$$

$V_D$  ET  $V_i$  Tension aux bornes de la charge et de la source.

$I_o$  ET  $I_i$  Courant traversant la bobine et le courant débité par la source.

Grâce à cette équation, on peut voir que la tension de sortie varie linéairement avec le rapport cyclique. Le rapport cyclique étant compris entre 0 et 1, la tension de sortie  $V_o$  est toujours inférieure à celle d'entrée. C'est pour cela que l'on parle parfois de dévolteur.



**Figure III. 19 :** Schéma d'un Hacheur dévolteur.

### III. 5. Adaptation de l'énergie photovoltaïque

Le module photovoltaïque est un générateur de puissance finie pouvant fonctionner selon toute combinaison de courant et de tension, la meilleure combinaison s'appelle le point de puissance maximale (PPM) qui donne une puissance maximale pour un éclairement et une température donnée. La tension et le courant correspondants sont appelés tension optimale et courant optimum. Une connexion directe ne permet pas de faire fonctionner le module à sa tension optimale (puissance maximale). Il est possible d'insérer un convertisseur DC/DC d'adaptation, appelé extracteur du point de puissance maximale, entre la source photovoltaïque et la charge [6].

### III. 6. La commande du point de puissance maximale (Maximum Power Point Tracking)

Par définition, une commande MPPT (maximum power point tracking), associé à un convertisseur DC/DC d'adaptation permet de faire fonctionner un générateur photovoltaïque de façon à produire en permanence le maximum de sa puissance, quels que soit les conditions météorologiques (irradiation, température), cette commande ainsi place le système au point de fonctionnement maximum ( $V_{opt}$ ,  $I_{opt}$ ). Le premier système de puissance MPPT à été introduit en 1968 pour un système spatial. Au cours des années, plusieurs algorithmes (MPPT) ont été développés et largement adaptés pour déterminer le point de puissance maximum, [34], [35]. A savoir plusieurs méthodes d'optimisation :

- Méthode de contrôleur MPPT basées sur le mode glissant.

- Méthode de contrôleur MPPT basées sur la logique floue.
- Méthode de perturbation et d'observation (P&O).
- Méthode de conductance incrémentielle.

➤ **Méthode de perturbation et d'observation (PO)**

C'est la méthode la plus utilisée vu sa simplicité. Une boucle de retour et peu de mesures sont nécessaires. La tension aux bornes des panneaux est volontairement perturbée (augmentée ou diminuée) avec une constante (C) puis la puissance est comparée à celle obtenue avant perturbation. Précisément, si la puissance aux bornes des panneaux est augmentée à cause de la perturbation, la perturbation suivante est faite dans la même direction. Réciproquement, si la puissance diminue, la nouvelle perturbation est réalisée dans le sens opposé [34], [36].

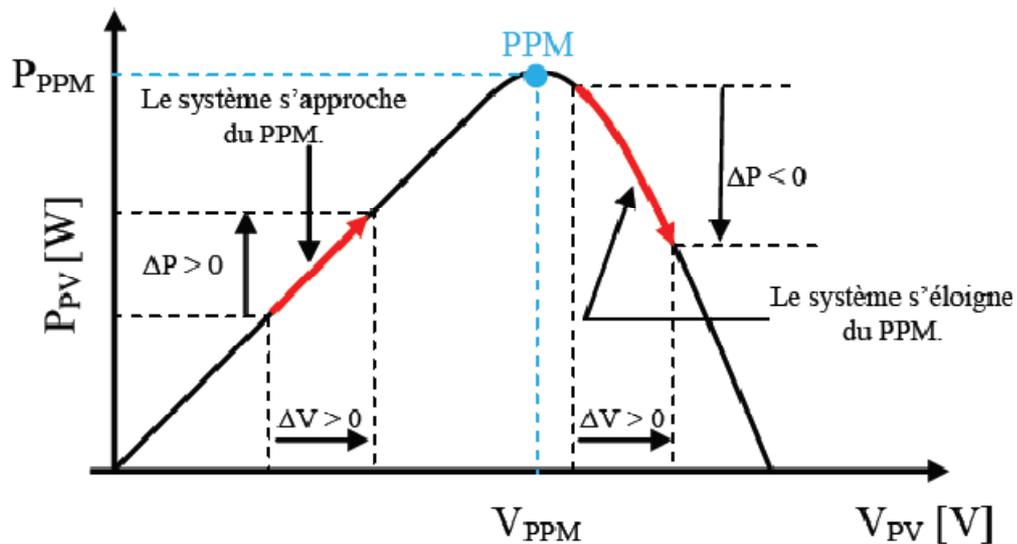
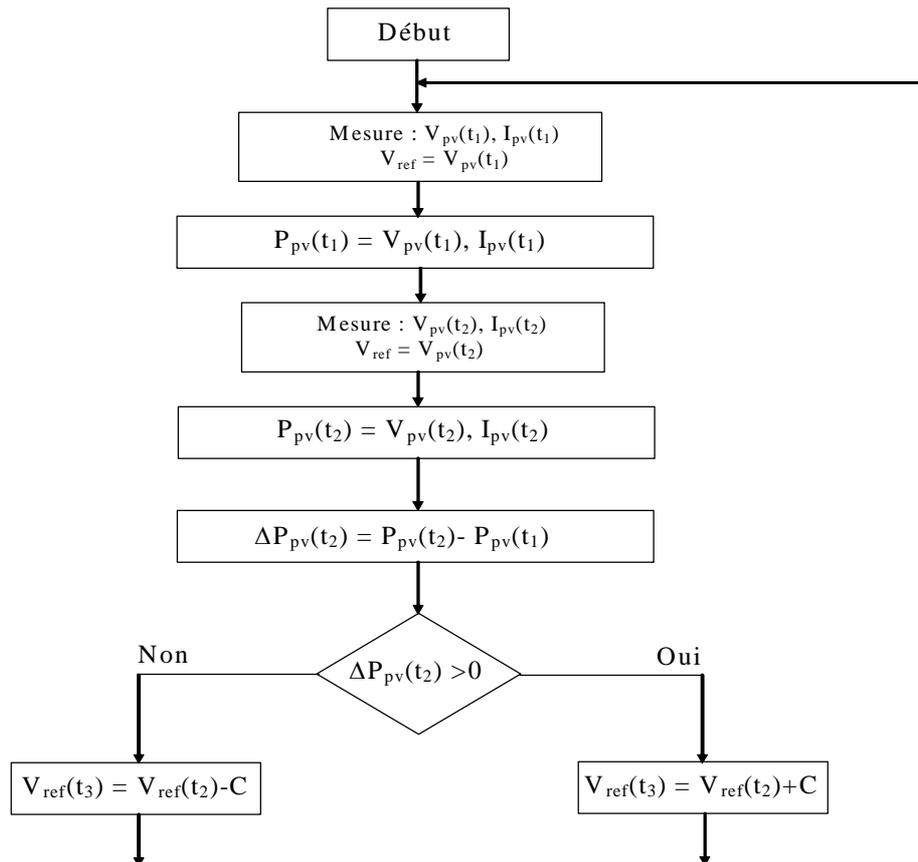


Figure III. 20: Caractéristique  $P_{PV}$  ( $V_{PV}$ ) d'un panneau solaire.



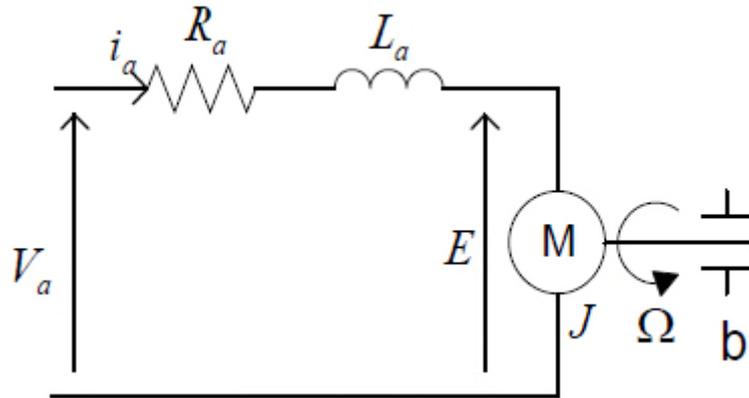
**Figure III. 21 :** Organigramme de la méthode perturbation et observation.

Un organigramme de fonctionnement de cette méthode est montré dans la figure (III.21). Les avantages de cette méthode peuvent être récapitulés comme suit; la connaissance des caractéristiques du générateur photovoltaïque n'est pas exigée, c'est une méthode relativement simple. Néanmoins, en régime permanent, le point de fonctionnement oscille autour du MPP, provoquant ainsi une perte d'énergie.

### III. 7. Modélisation et simulation du moteur à courant continu et à aimants permanents

Pour l'étude et la réalisation de la carte de commande pour le moteur, on a besoin de sa modélisation, pour avoir sa fonction de transfert, nous avons modélisé le moteur et on a déduit sa fonction de transfert pour la simulation sous matlab.

Dans un moteur à excitation séparée, l'inducteur et l'induit sont alimentés par deux sources distinctes. Les cas fréquents où la tension d'excitation est constante sont équivalents à ceux des moteurs à aimants permanents, dont le flux est constant, pour cela on va étudier un moteur à excitation séparée et constante.



**Figure III. 22:** Représentation du Moteur à courant continu à aimant permanent.

Avec :

$E$  : La force électromotrice.

$R_a, L_a$  : Résistance et inductance des enroulements d'induit.

$J$  : Moment d'inertie de l'arbre.

$b$  : Coefficient de frottement de l'arbre sur les paliers.

### III. 7. 1. Equations électriques et mécaniques

Un moteur électrique à courant continu est régi par les équations physiques découlant de ses caractéristiques électriques, mécaniques et magnétiques. En utilisant le théorème du moment cinétique et des équations d'électromagnétiques, on recherche les équations d'un moteur à excitation indépendante et à flux constant (on suppose donc  $i_c$  constant). En tenant compte de la résistance de l'induit et de son inductance propre on a :

#### ➤ Equation électrique

$$V_a = -E + R_a i_a + L \frac{di_a}{dt}, \quad \text{avec } E = -\phi_0 \omega \quad (\text{III.31})$$

$$V_a = \phi_0 \omega + R_a i_a + L \frac{di_a}{dt} \quad (\text{III.32})$$

$$\frac{di_a(t)}{dt} = \frac{(U - R_a i_a - \phi_0 \omega)}{L} \quad (\text{III.33})$$

$$i_a(t) = \frac{1}{L} \int (U - R_a i_a - \phi_0 \omega) \cdot dt \quad (\text{III.34})$$

#### ➤ Equation mécanique

Le moteur en rotation est décrit par l'équation de la dynamique d'équilibre suivante :

$$J \frac{d\omega}{dt} = \sum \Gamma = \Gamma + \Gamma_r \quad (\text{III.35})$$

Avec :  $\Gamma = \phi_0 \cdot i_a(t)$  (III.36)

$\frac{d\omega}{dt} = \frac{1}{j} \cdot (\phi_0 \cdot i_a(t) + \Gamma_r)$  (III.37)

Avec :  $\Gamma_r = -F_r \omega - C_{ch}$  (III.38)

$\omega = \frac{1}{j} \int (\phi_0 \cdot i_a(t) - C_{ch} - F_r \cdot \omega)$  (III.39)

Où :

J : Le moment d’inertie totale entraînée (moteur  $J_m$  et charge  $J_{ch}$  ).

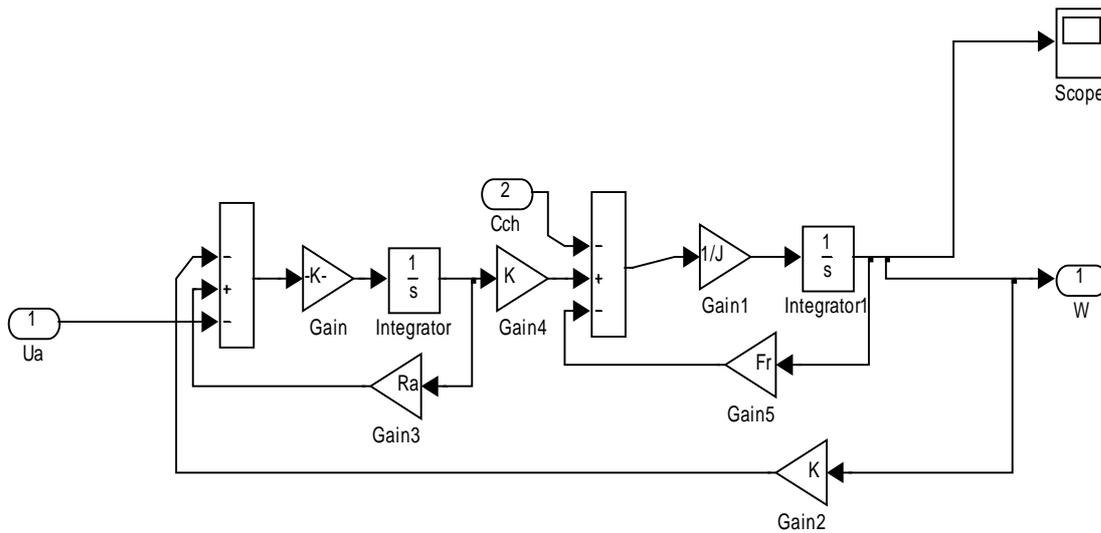
$\Gamma_r$ : Couple résistant.

$F_r$ : Couple de frottement de coulomb.

$\Gamma$  : Le couple électromagnétique.

$C_{ch}$  : Couple de charge.

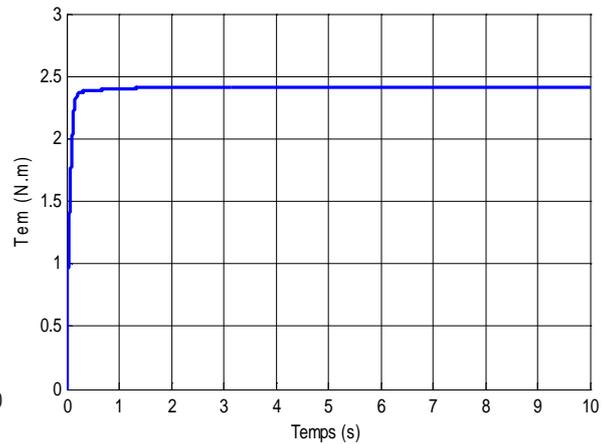
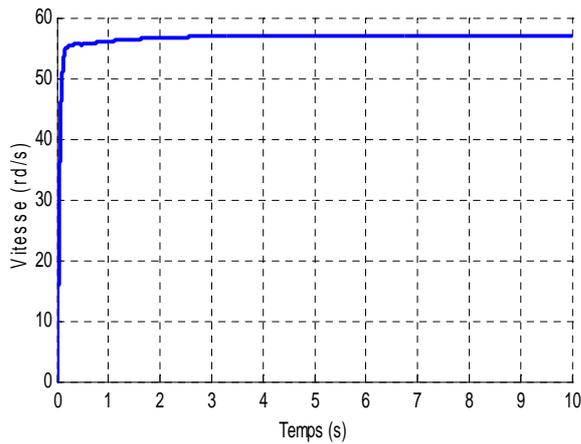
Le schéma bloc du moteur est représenté dans la figure suivante :



**Figure III. 23:** Schéma bloc du moteur.

**III. 7. 2. Simulation**

La simulation nous à donnée comme résultat les figures (III.24 ,25) qui nous montre la vitesse et le couple du moteur en fonction du temps :



**Figure III. 24:** Vitesse en fonction du temps. **Figure III. 25:** Couple en fonction du temps.

### III. 8. Modèles mathématiques de la pompe

La pompe à membrane permet d'éliminer le problème de l'étanchéité, offrant ainsi un avantage sur le système à piston et garniture. On distingue le système à simple membrane et le système à double membrane et fluide intermédiaire.

Nous présentons un modèle mathématique qui relie directement le débit d'eau ( $Q$ ) à la puissance ( $P_h$ ) consommé par le sous-système de pompage. Pour une hauteur manométrique donnée  $H$ . L'équation mathématique du modèle est donnée comme suit [37]:

$$P_h = m \cdot g \cdot H = \eta_t \cdot P_{mot} = \eta_t \cdot \omega \cdot C_{ch} \quad (\text{III.40})$$

Où:

$m$ : est le débit massique.

$H$ : est la hauteur manométrique totale.

$\eta_t$ : est le rendement global de la pompe.

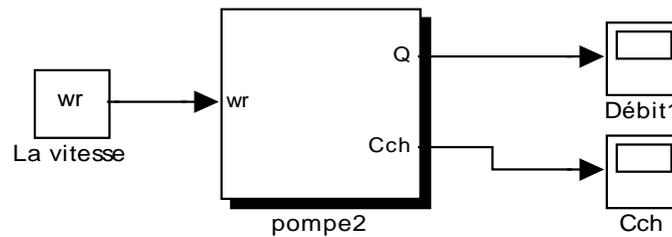
Le couple résistant de la pompe est donné par :

$$C_{ch} = \frac{m \cdot g \cdot H}{\eta_t \cdot \omega} = \frac{D \cdot g \cdot H}{\eta_t} \quad (\text{III.41})$$

Où:

$D$  est le déplacement volumétrique effectif de la pompe.

Le bloc de la pompe est présenté sur la figure (III.26).



**Figure III. 26:** Schéma du bloc de la pompe.

### III. 9. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté trois modèles électriques du panneau photovoltaïque et la simulation de chacun de ces modèles, et nous avons un bon accord entre les caractéristiques expérimentales et la simulation. D'une autre part une modélisation du système de stockage, et ceux de la machine à courant continu et le sous système de pompage ont été présentés.

Dans ce qui suit, nous allons réaliser un bloc simulation du système complet de pompage photovoltaïque à étudier.

# Chapitre IV:

Expérimentation et  
simulation du système de  
pompage photovoltaïque

## IV. 1. Introduction

Dans ce chapitre, nous ferons les tests pratiques d'un système de pompage photovoltaïque et la réalisation d'un bloc simulation de ce système complet, ensuite on passera à la comparaison entre les résultats pratiques et simulation, puis nous présenterons tous les résultats obtenus à partir de l'installation réalisée au niveau de laboratoire LTII en deux modes de fonctionnement à savoir le pompage au fil du soleil et avec stockage électrochimique pour différentes hauteurs manométriques totales (5 et 9 mètres) et pour un volume d'eau pompée de 150 litres, durant plusieurs jours avec des différents ensoleillements.

## IV. 2. Données de base

Le débit d'eau de la pompe et la hauteur manométrique du pompage sont des données nécessaires pour le dimensionnement de la pompe solaire et de ses composants[25].

### IV. 2. 1. Le débit

Le débit d'eau est la quantité d'eau que la pompe peut fournir durant un intervalle de temps donné. Le débit est donnée en litre par heure (l / h) ou en mètre cube par jour ( $m^3 / j$ ).

### IV. 2. 2. Hauteur manométrique totale (HMT)

La HMT est la différence de pression en mètre de colonne d'eau entre les orifices d'aspiration et de refoulement .Elle peut être calculée comme suit :

$$HMT = H_g + P_c \text{ (IV.1)}$$

Avec :

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

$P_c$  : pertes de charge produites par le frottement d'eau sur les parois des conduites. Ces pertes sont fonction de la distance des conduites (L), de leur diamètre ( $d_c$ ) et du débit de la pompe (Q) et s'expriment en mètre de colonne d'eau. Le diamètre des conduites ( $d_c$ ) doit être calculé afin que les pertes de charge  $P_c$  correspondent au plus à 10% de la HMT.

### IV. 2. 3. Niveau statique

Le niveau statique ( $N_s$ ) d'un puits ou d'un forage est la distance du sol à la surface de l'eau avant pompage[38].

#### IV. 2. 4. Niveau dynamique

Le niveau dynamique (Nd) 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.

Rm : Rabattement maximal acceptable avant de stopper la pompe.

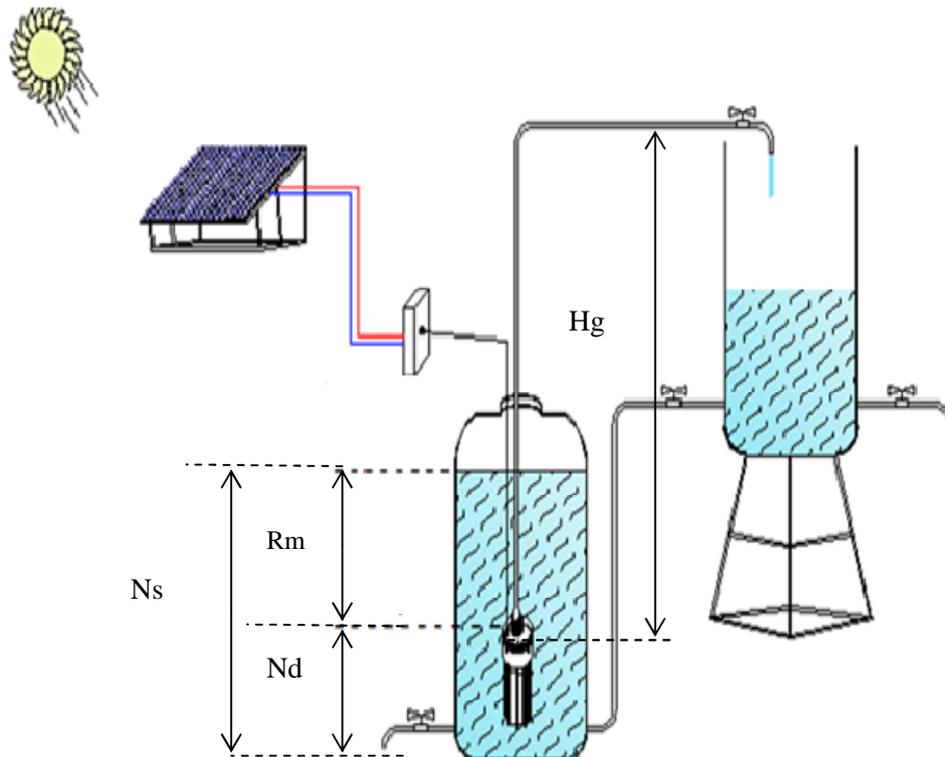


Figure IV.1 : Données de base d'une pompe.

#### IV. 3. Expressions utilisées dans le calcul

Les différentes expressions utilisées sont :

##### ➤ Calcul du débit

$$Q = v / t \quad (IV. 2)$$

Avec :

v : le volume d'eau

T : le temps en seconde(s) ou en heure (h).

➤ **Calcul du rendement du générateur photovoltaïque**

$$\eta_{pv} = \frac{P}{E_s \cdot S \cdot N_s \cdot N_p} \quad (IV. 3)$$

Avec :

P: la puissance électrique ( $P=U \cdot I$ ) (W),

$E_s$  : l'ensoleillement mesuré ( $W/m^2$ ),

S : la surface du panneau utilisée ( $m^2$ ),

$N_s$  : est le nombre de panneaux en série,

$N_p$  : est le nombre de panneaux en parallèle.

➤ **Rendement du groupe motopompe**

$$\eta_{pomp} = \frac{\rho \cdot g \cdot Q \cdot H}{3600 \cdot P} \quad (IV. 4)$$

Avec:

$\rho$  : La masse volumique de l'eau, g la gravité

Et ce chiffre, 3600 : représente le nombre de secondes par heure,

Q : le débit de l'eau pompé en (l/h) ou ( $m^3/h$ ),

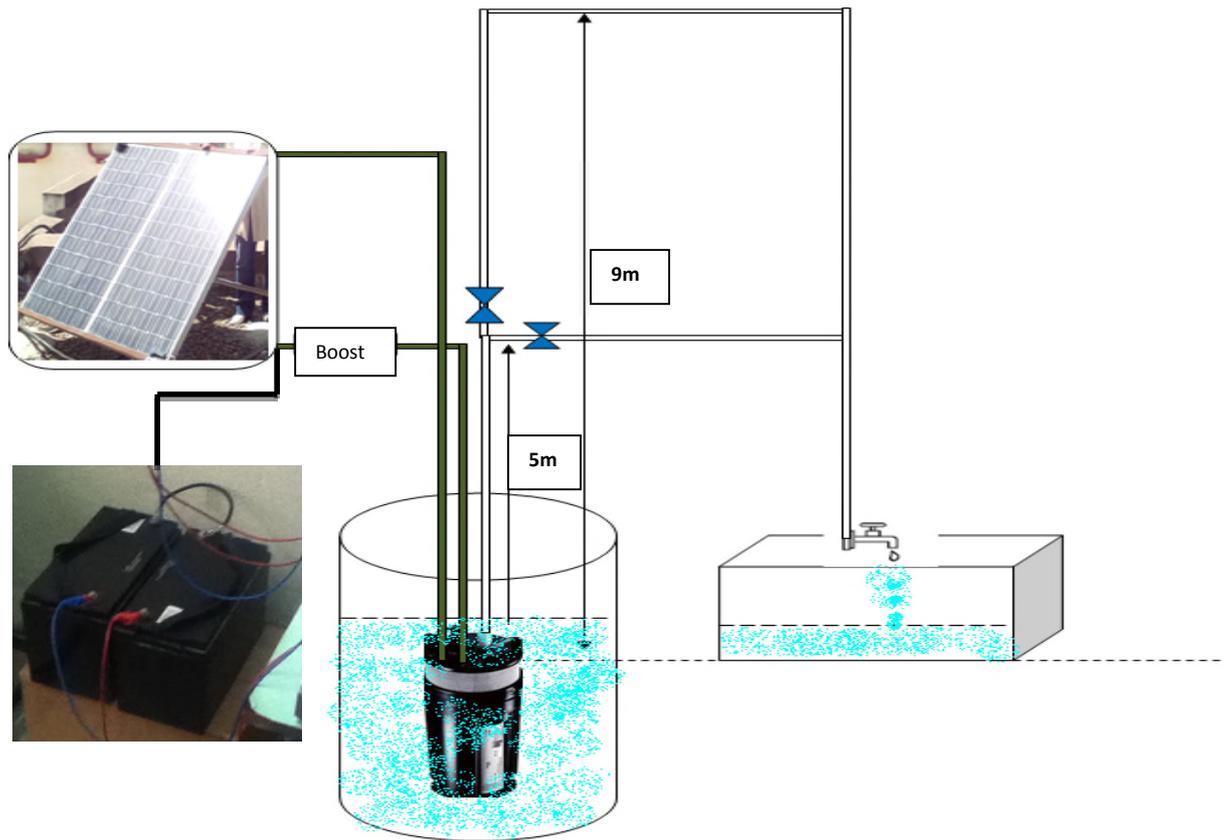
H : la hauteur manométrique totale (m).

➤ **Le rendement total**

$$\eta_{tot} = \eta_{pv} \cdot \eta_{pomp} \quad (IV. 5)$$

#### IV. 4. Etude d'un système de pompage photovoltaïque

Dans le cadre de notre travail, une installation de pompage photovoltaïque s'est avérée nécessaire, Nous proposons le schéma a étudié du système de pompage photovoltaïque au fil du soleil et avec stockage électrochimique:



**Figure IV. 2 :** Schéma complet de l'installation de pompage PV à étudier.

#### IV. 4. 1. Implantation du générateur photovoltaïque

Un (01) panneau de 110 W crêtes de type SIEMENS (110-24) a été installé sur le toit de laboratoire LT.I.I. Ce dernier est installé sur un support métallique incliné de  $45^\circ$ , et dirigé vers le sud afin de capter le maximum de flux solaire durant toute la journée et durant l'année



**Figure IV. 3 :** Générateur photovoltaïque avec support.

#### IV. 4. 2. Installation des réservoirs d'eau et de la canalisation

Cette partie consiste à l'étude d'un circuit fermé pour le pompage d'eau. Deux réservoirs d'eau, un remplace le puit (source d'eau) où est immergée la pompe, l'autre utilisé pour le stockage de l'eau pompé à partir du premier réservoir.

Le circuit hydraulique fermé est équipé de vannes d'arrêts afin d'assurer la variation de la hauteur manométrique totale de pompage.

Un robinet d'arrêt au niveau du deuxième réservoir pour la récupération de l'eau stockée par voie gravitaire.



**Figure IV. 4 :** Réservoirs d'eau et canalisation.

#### IV. 4. 3. Mise en place du groupe motopompe

Cette étape a fait l'objet de l'immersion du mono bloc motopompe dans un réservoir qui a une fonction d'un puit accroché a un support métallique afin d'assuré une teneur en eau continue.

La pompe immergée shurflo 9325 est conçu pour des trous de forage de 100 mm de diamètre et une installation de 70 mètres maximum de hauteur manométrique total, elle peut fonctionner au fil du soleil ou sur batteries, son débit varie entre 130 à 430 litres/heure suivant la puissance des panneaux et la hauteur manométrique,

Des mesures ont été prises sur le banc expérimental pour différentes HMT (05 et 09 metres) et un volume de 150 L pour différentes journées (profils).



**Figure IV. 5 :** Groupe motopompe immergée.

#### IV. 4. 4. Partie électrique

Le panneau est connecté à un interrupteur pour commander le fonctionnement de l'installation. Il est ensuite directement raccordés aux bornes du régulateur de charge solaire de type STECA, auquel est raccordé aussi un accumulateur de type SUNLIGHT 100 et la pompe comme une charge à alimenter, un booster de courant est branché en amont du groupe motopompe.



**Figure IV. 6 :** Différents composants électriques.

La principale fonction de ce système (Booster) est de maximiser le débit journalier tout en protégeant la pompe. Lors d'une utilisation avec panneaux solaires pour pompage au fil du soleil, Ce système protège la pompe contre les surtensions et des conditions de suralimentation. Egalement, le booster fonctionnera comme survolteur lors de conditions d'ensoleillement médiocres. Il maintient une tension constante aux alentours de la puissance maximale du panneau pour atteindre les conditions électriques optimales de la pompe.

#### IV. 4. 5. Stockage électrochimique

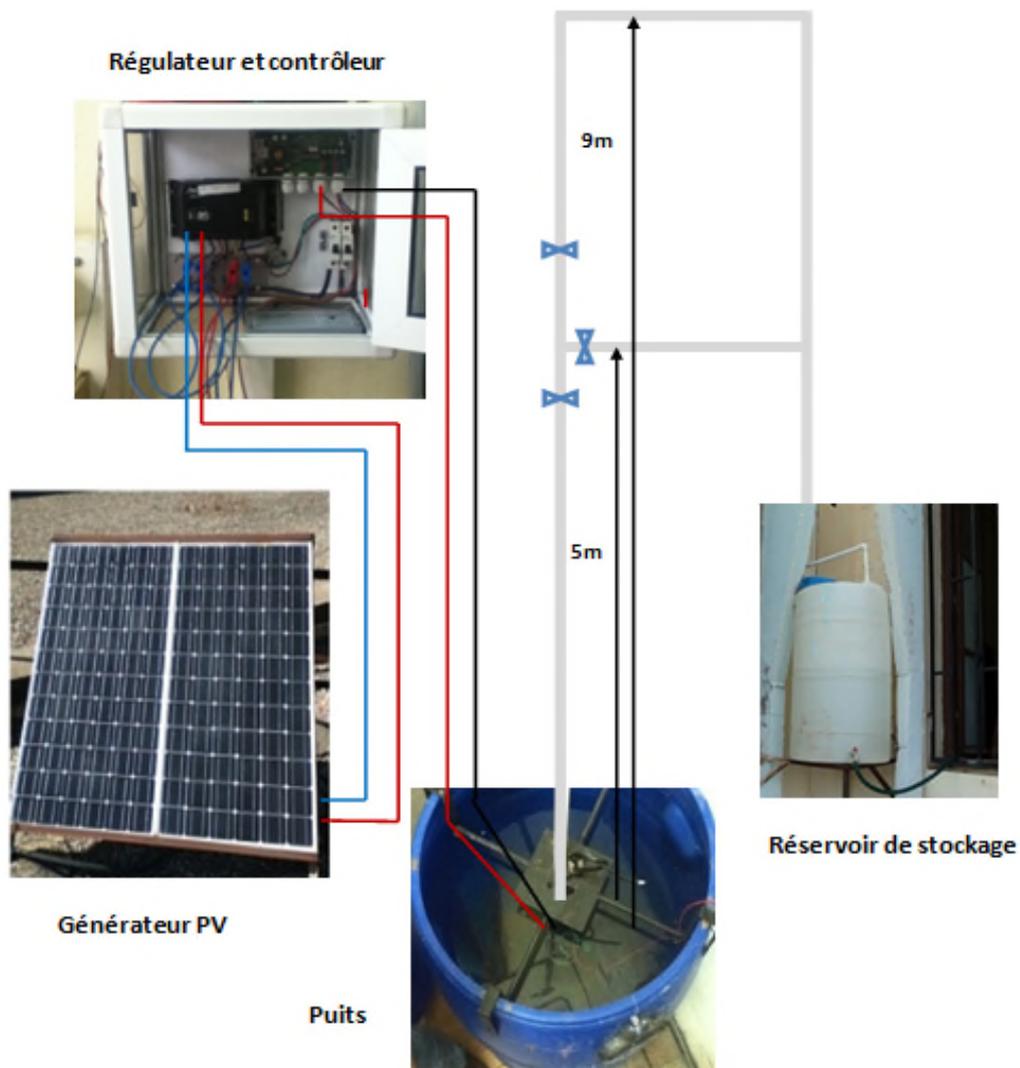
Un système de stockage composé de deux batteries connecté en série, de type SUNLIGHT 100 Ah (plomb acide de tension 12 volts et un réservoir pour le stockage de l'eau pompé) pour assurer la continuité de l'alimentation pendant la nuit ou durant les jours nuageux et lorsque la puissance délivrée par les panneaux est insuffisante.



**Figure IV. 7:** Batteries.

#### IV. 5. Déroulement des journées des tests

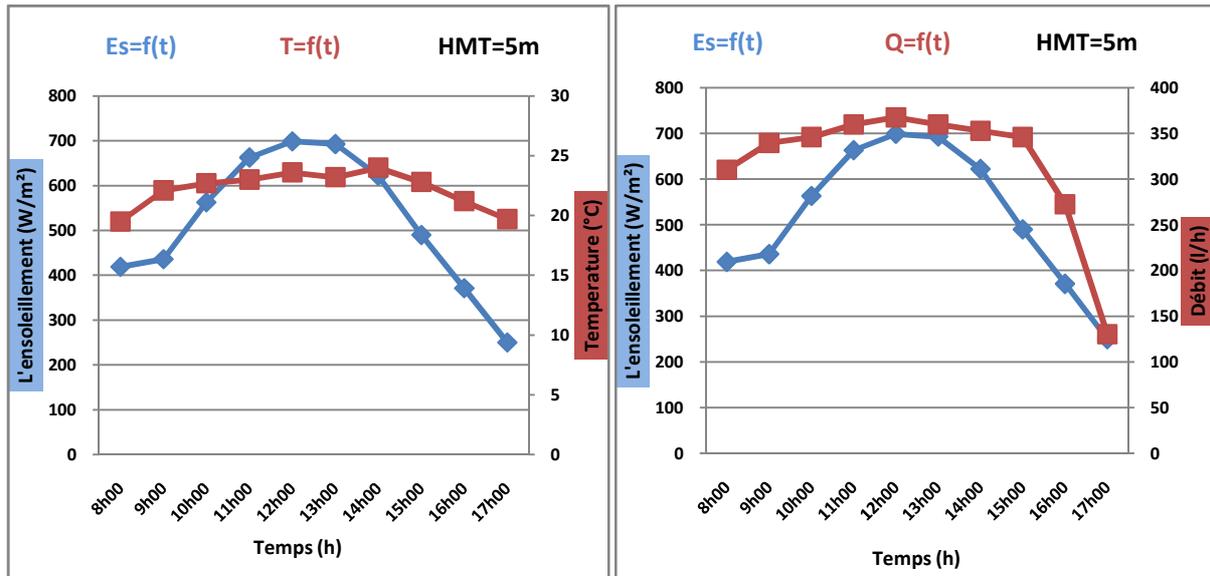
Durant la période des tests, le volume est fixé à 150 l. Pour chaque configuration du système deux hauteurs sont étudiés (5m et 9m) en deux mode de fonctionnement du système de pompage PV soient au fil du soleil et avec stockage. Des mesures de tension, courant, temps de pompage, ensoleillement et température ont été prises pendant toutes les journées des essais.

**IV. 5. 1. Système de pompage photovoltaïque au fil du soleil(SPPFS)**

**Figure IV. 8:** Schéma du système de pompage au fil du soleil.

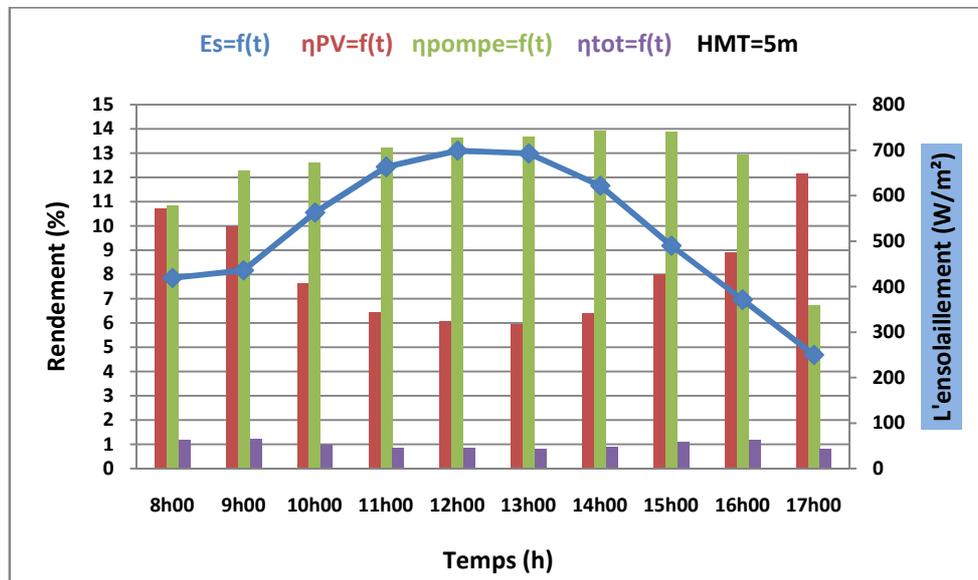
➤ **Pour une hauteur de 5m**

Durant les essais faits pendant les journées des tests on a choisis de prendre une journée bien ensoleillée le 23 avril 2014, Les résultats obtenus sont les suivants :



**Figure IV. 9:** L'ensoleillement et la température (SPPFS). **Figure IV. 10:** L'ensoleillement et le débit durant la journée pour HMT=5m (SPPFS).

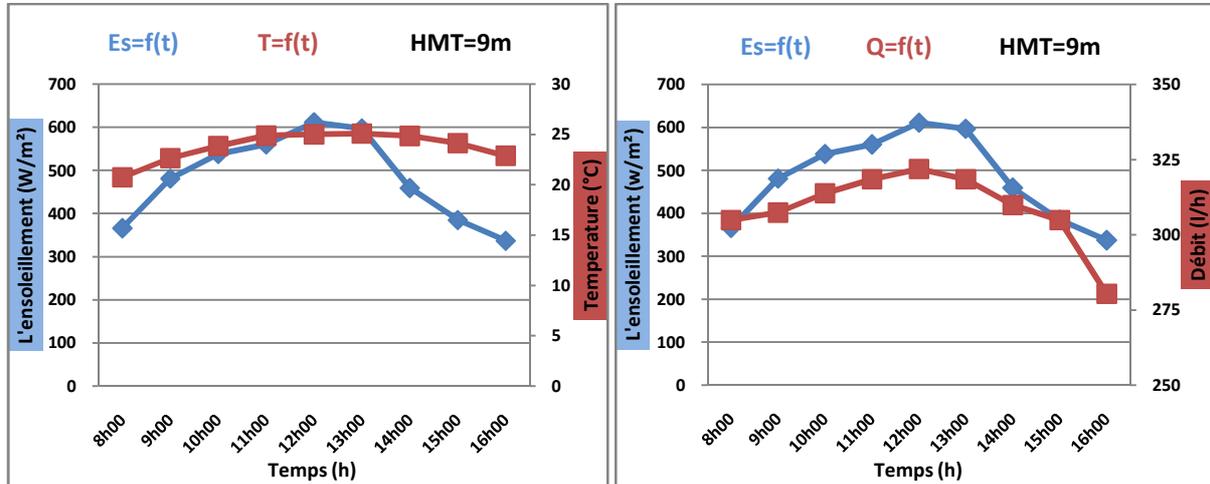
D'après l'équation (IV. 3, 4, 5), nous avons calculé les différents rendements et les présentés sur la figure (IV. 11).



**Figure IV. 11:** Evolution des différents rendements durant une journée pour HMT=5m (SPPFS).

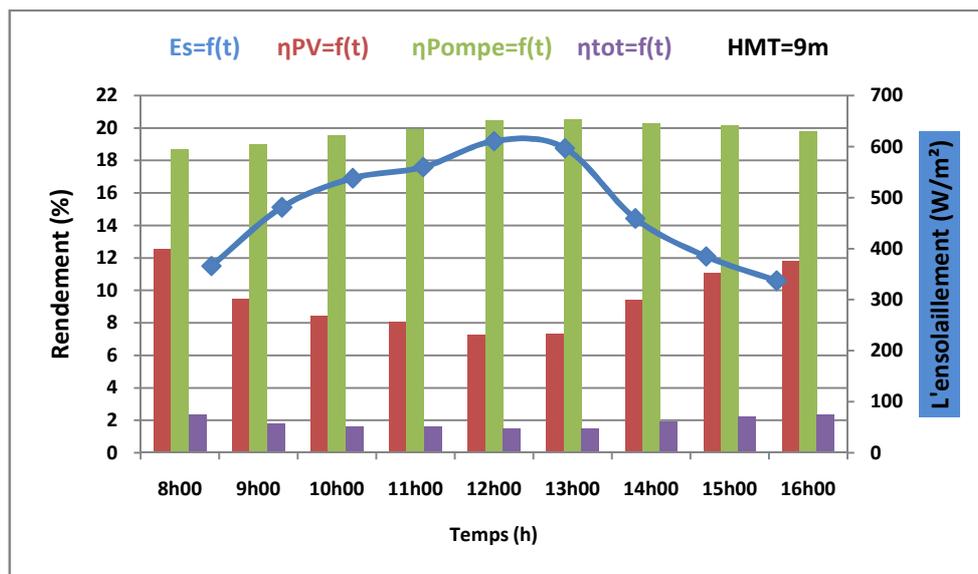
➤ Pour une hauteur de 9m

Durant les essais faits pendant les journées des tests on a choisis de prendre une journée bien ensoleillée le 24 avril 2014, Les résultats obtenus sont les suivants :



**Figure IV. 12:** L'ensolaillage et la température (SPPFS). **Figure IV. 13:** L'ensolaillage et le débit durant la journée pour HMT=9m (SPPFS).

D'après l'équation (IV. 3, 4, 5), nous avons calculé les différents rendements et les présentés sur la figure (IV. 14).



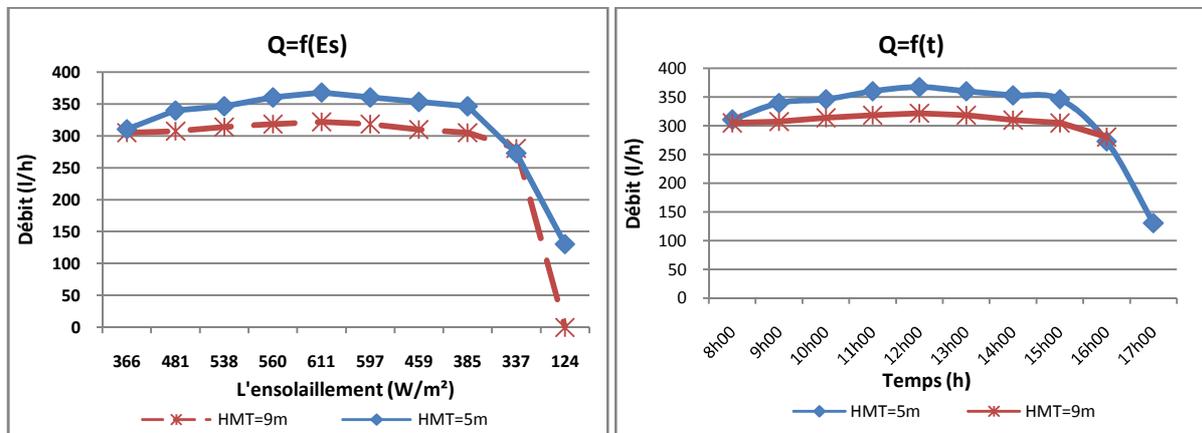
**Figure IV. 14:** Evolution des différents rendements durant une journée pour HMT=9m (SPPFS).

• **Commentaire des résultats**

- ✓ Lorsqu'on varie la hauteur manométrique, on constate que le débit est variable, c'est-à-dire plus que la hauteur est petite le débit de la pompe est élevée.
- ✓ Le débit est proportionnel à l'ensoleillement durant la journée et atteint son maximum entre 11h et 13h, et point de vue rendement on constate que lorsque la hauteur augmente les rendements du système augmente.

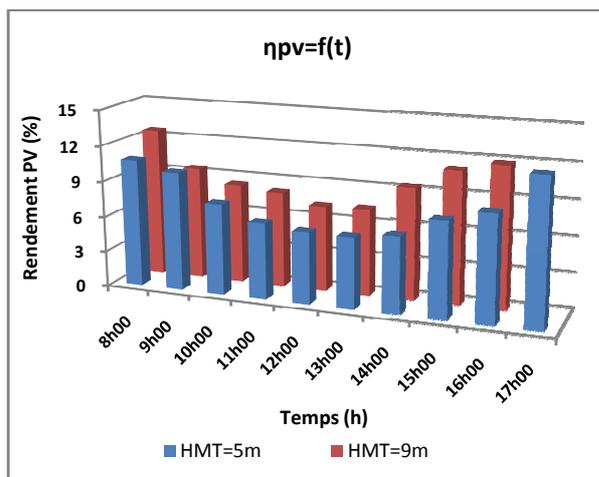
➤ **Entre les hauteurs**

Les performances du système entre les hauteurs (5m et 9m) sont représentées sur les figures suivantes :

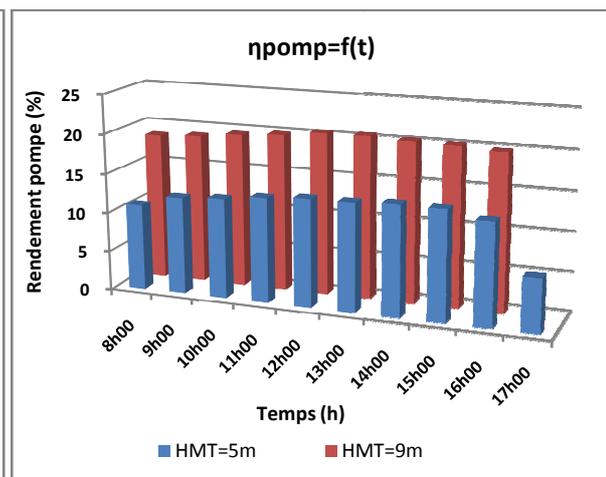


**Figure IV. 15:** Le débit en fonction de l'ensoleillement pour différentes hauteurs (SPPFS).

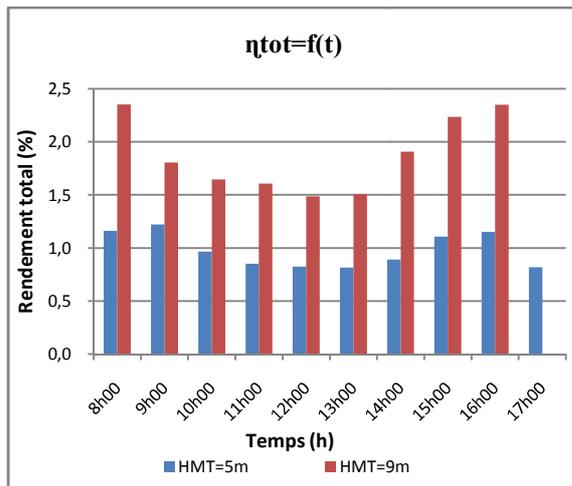
**Figure IV. 16:** Le débit en fonction du temps pour différentes hauteurs (SPPFS).



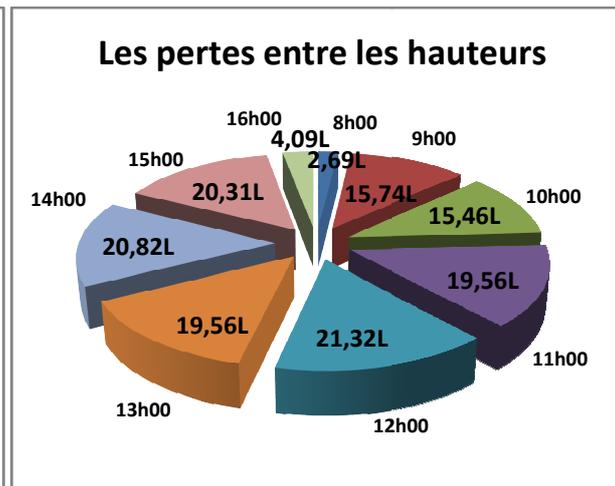
**Figure IV. 17:** Le rendement PV en fonction du temps pour différentes hauteurs (SPPFS).



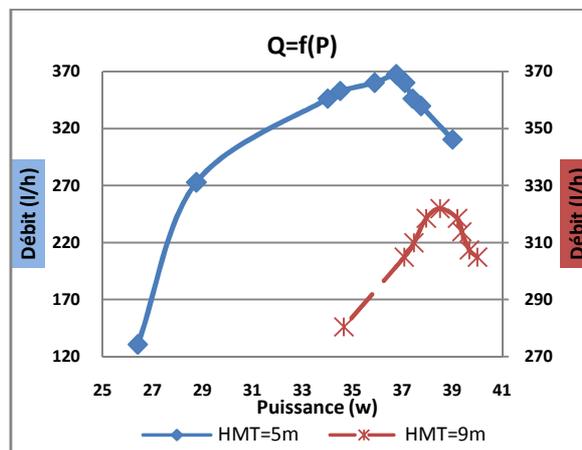
**Figure IV. 18:** Le rendement pompe en fonction du temps pour différentes hauteurs (SPPFS).



**Figure IV. 19:**Rendement total en fonction du temps entre les deux hauteurs (SPPFS).



**Figure IV. 20:** Les pertes en litre entre les deux hauteurs (SPPFS).



**Figure IV. 21:**Le débit en fonction de la puissance pour différentes hauteurs (SPPFS).

**• Commentaire des résultats**

D’après les figures présentées ci-dessus on a pu remarquer les commentaires suivants :

- ✓ Les performances du système suivent le profil de l’ensoleillement, On constate que le système a un seuil d’ensoleillement pour son fonctionnement (plus de 124w/m<sup>2</sup> pour HMT=9m).
- ✓ La puissance du démarrage de la pompe change pour différente hauteur, On remarque que pour une hauteur de 5m la pompe démarre à une puissance de 26w par contre pour une hauteur de 9m elle démarre à une puissance de 35w c'est-à-dire la pompe nécessite des puissances élevées pour des grandes hauteurs.
- ✓ Le débit de la pompe atteint une valeur plus élevée de 370(l/h) pour une hauteur de 5m par contre pour une hauteur de 9m un débit de 321(l/h), donc lorsque la hauteur augmente le débit diminue.

- ✓ Les pertes en volume d'eau augmentent à des instants où l'ensoleillement est fort.
- ✓ Les différents rendements sont plus importants à des grandes hauteurs durant la journée, Le rendement de la pompe est proportionnel à l'ensoleillement, le rendement du panneau est inversement proportionnel à l'ensoleillement.

#### IV. 5. 2. Système de pompage photovoltaïque avec stockage électrochimique (SPPSE)

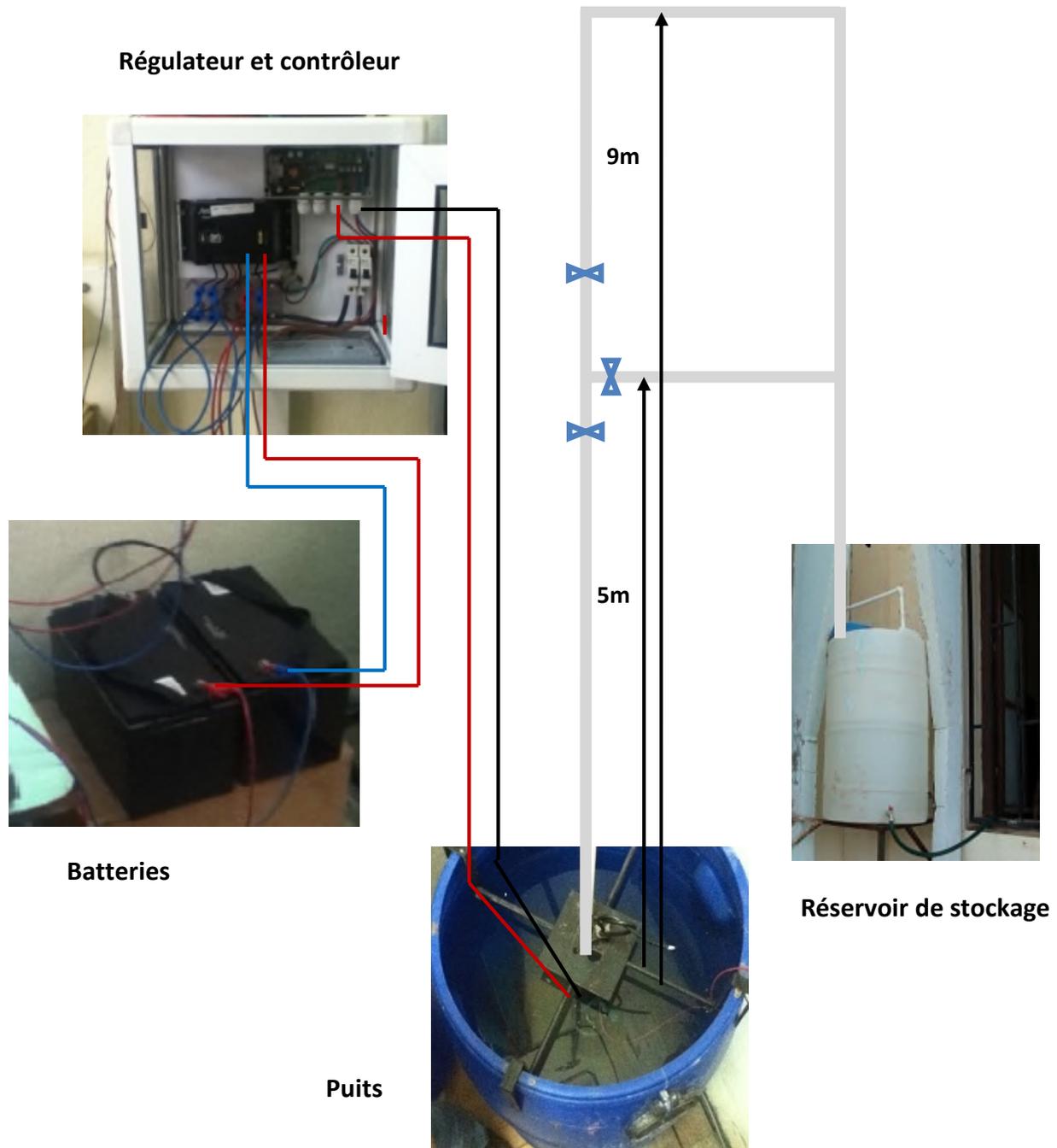
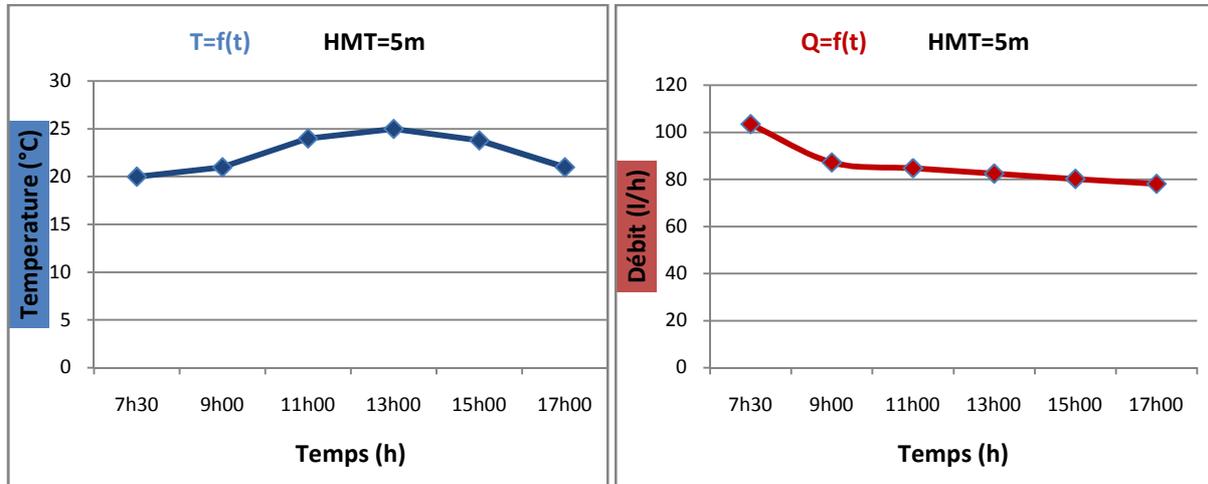


Figure IV. 22 :Schéma du système de pompage avec stockage électrochimique.

➤ **Pour une hauteur de 5m**

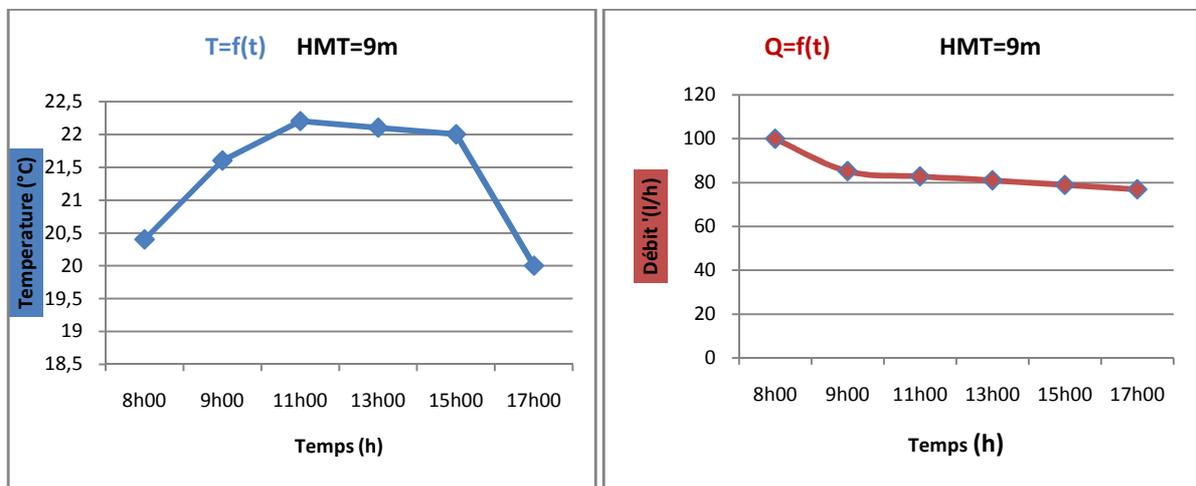
Durant les essais faits pendant les journées des tests on a choisit de prendre une journée le 4 mai 2014, Les résultats obtenus sont les suivants :



**Figure IV. 23:** La température durant la journée pour HMT=5m(SPPSE). **Figure IV. 24:** Le débit durant la journée pour HMT=5m(SPPSE).

➤ **Pour une hauteur de 9m**

Durant les essais faits pendant les journées des tests on a choisit de prendre une journée le 28 avril 2014, Les résultats obtenus sont les suivants :



**Figure IV. 25:** La température durant la journée pour HMT=9m (SPPSE). **Figure IV. 26:** Le débit durant la journée pour HMT=9m(SPPSE).

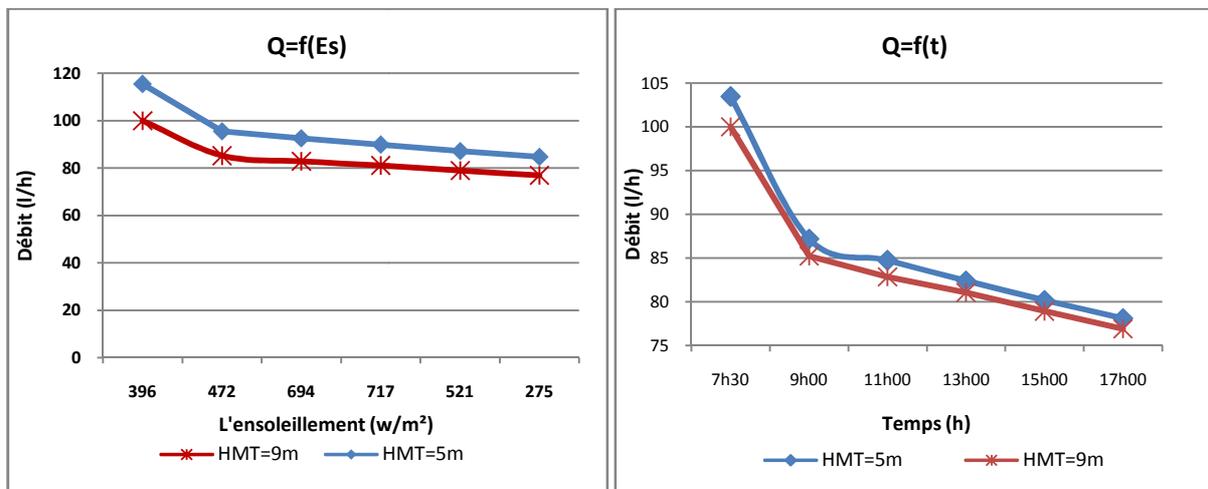
• **Commentaire des résultats**

Lorsqu'on varie la hauteur manométrique, on constate que le débit est variable, c'est-à-dire plus que la hauteur est grande le débit de la pompe diminue.

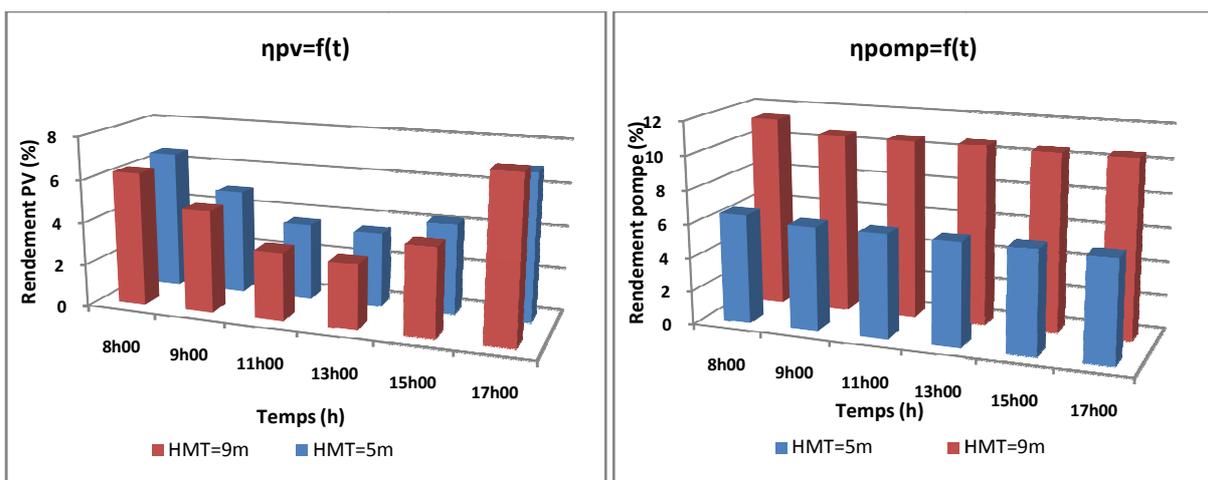
On constate que le débit est pratiquement constant durant toute la journée pour les deux hauteurs.

➤ **Entre les hauteurs**

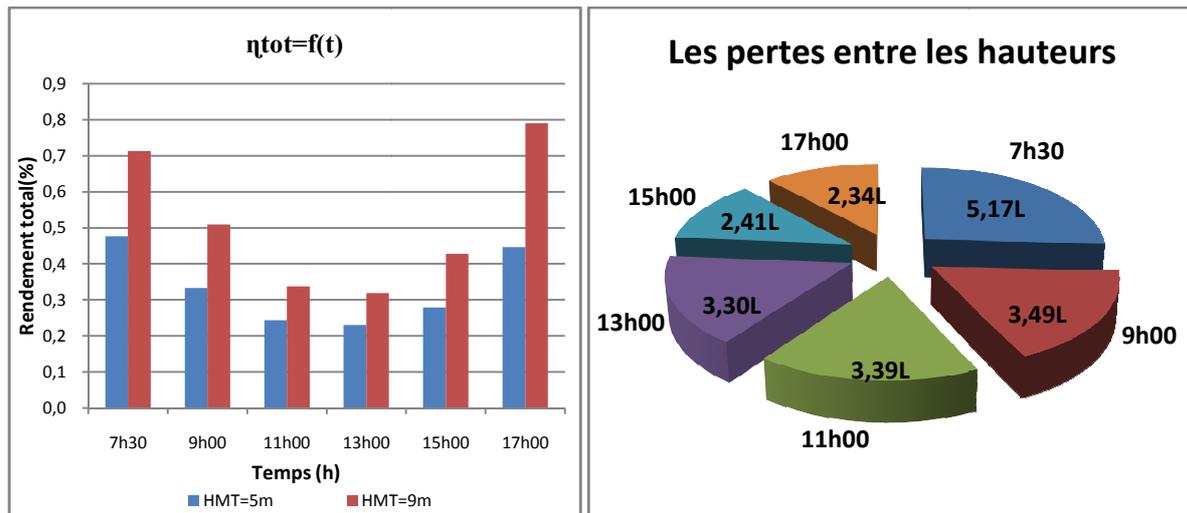
Les performances du système entre les hauteurs (5m et 9m) sont représentées sur les figures suivantes :



**Figure IV. 27:** Le débit en fonction de l'ensoleillement pour différentes hauteurs (SPPSE). **Figure IV. 28 :** Le débit en fonction du temps pour différentes hauteurs (SPPSE).



**Figure IV. 29:** Le rendement PV en fonction du temps pour différentes hauteurs (SPPSE). **Figure IV. 30:** Le rendement pompe en fonction du temps pour différentes hauteurs (SPPSE).



**Figure IV. 31:** Rendement total en fonction du temps pour différentes hauteurs (SPPSE). **Figure IV. 32 :** Les pertes en litre entre les deux hauteurs (SPPSE).

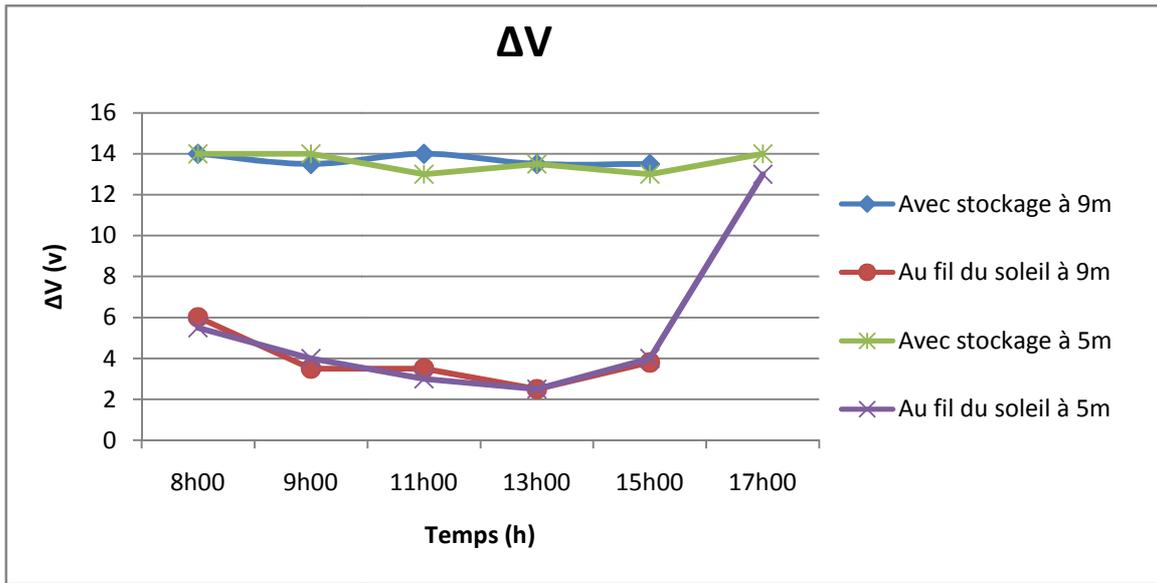
#### • Commentaire des résultats

D'après les figures présentées ci-dessus on a pu remarquer les commentaires suivants :

- ✓ Les performances du système ne dépendent pas de l'ensoleillement quel que soit les valeurs de l'ensoleillement, les performances du système restent constante.
- ✓ Le débit est presque constant durant toute la journée et prend des valeurs élevés pour des petites hauteurs (HMT=5m).
- ✓ Les pertes en volume d'eau sont très faibles cela est dû à la tension d'alimentation qui est fixe.
- ✓ Le rendement de sous système de pompage augmente lorsque la hauteur est élevée.
- ✓ Le rendement de la pompe est proportionnel à l'ensoleillement, le rendement du panneau est inversement proportionnel à l'ensoleillement.

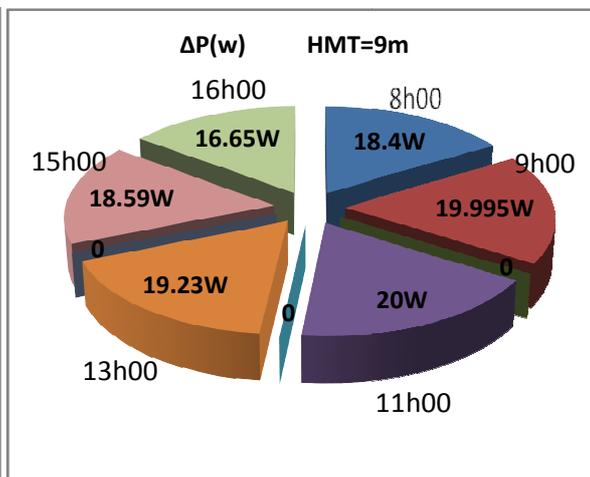
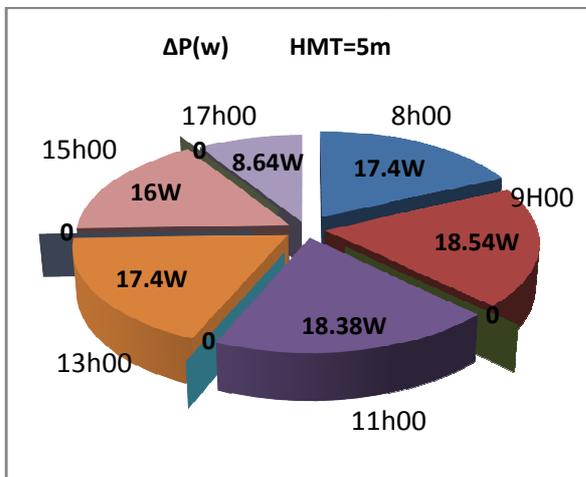
#### IV. 5. 3. Entre les deux systèmes de pompage photovoltaïque

La variation de la chute de tension entre les deux systèmes de pompage photovoltaïque pour 5m et 9m durant la journée est représentée sur la figure suivante :



**Figure IV. 33:** La variation de la chute de tension en fonction du temps entre les systèmes pour différentes hauteurs 5m et 9m.

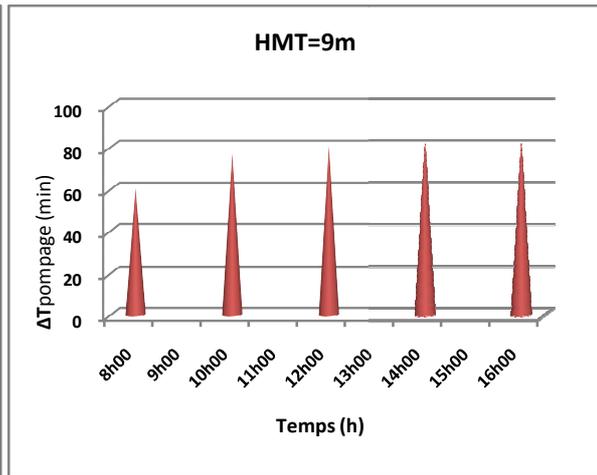
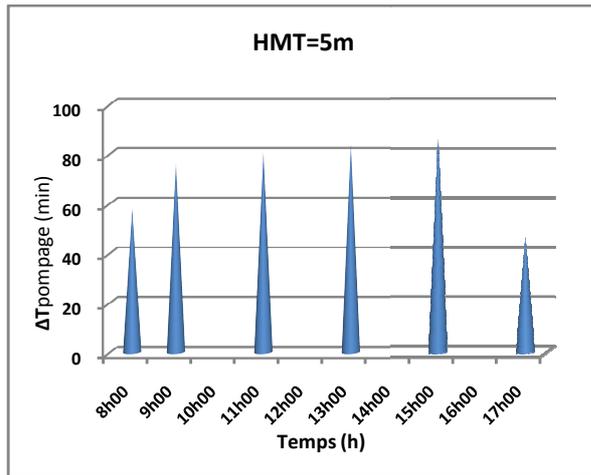
La variation de la puissance entre les deux systèmes de pompage photovoltaïque pour différentes hauteurs, figures (IV. 34, 35) :



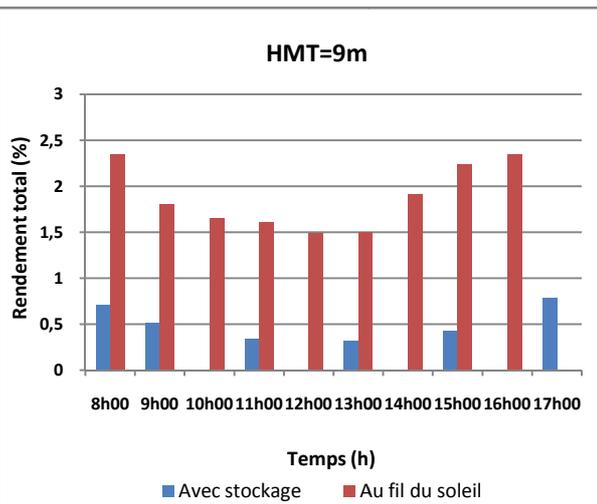
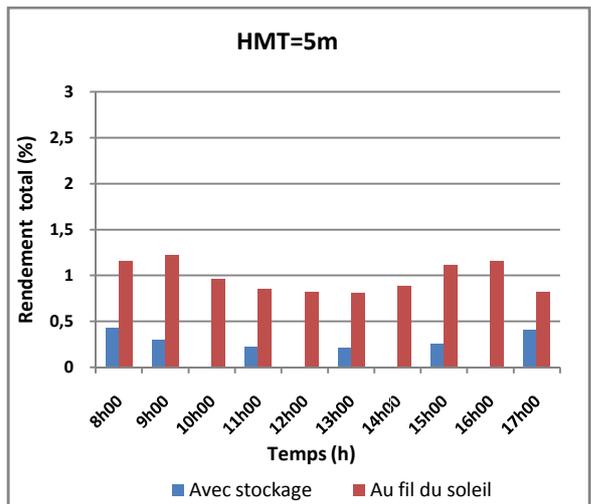
**Figure IV. 34:** La variation de la puissance entre les systèmes pour une HMT=5m.

**Figure IV. 35:** La variation de la puissance entre les systèmes pour une HMT=9m.

La différence du temps de pompage entre les systèmes de pompage photovoltaïque (SPPFS et SPPSE) pour différentes hauteurs (5m et 9m) sont les suivants :



**Figure IV. 36:** La variation du temps de pompage entre les systèmes pour une HMT=5m. **Figure IV. 37:** La variation du temps de pompage entre les systèmes pour une HMT=9m.



**Figure IV. 38:** Rendement total en fonction Du temps entre les systèmes pour une HMT=5m. **Figure IV. 39:** Rendement total en fonction Du temps entre les systèmes pour une HMT=9m.

• **Commentaire des résultats**

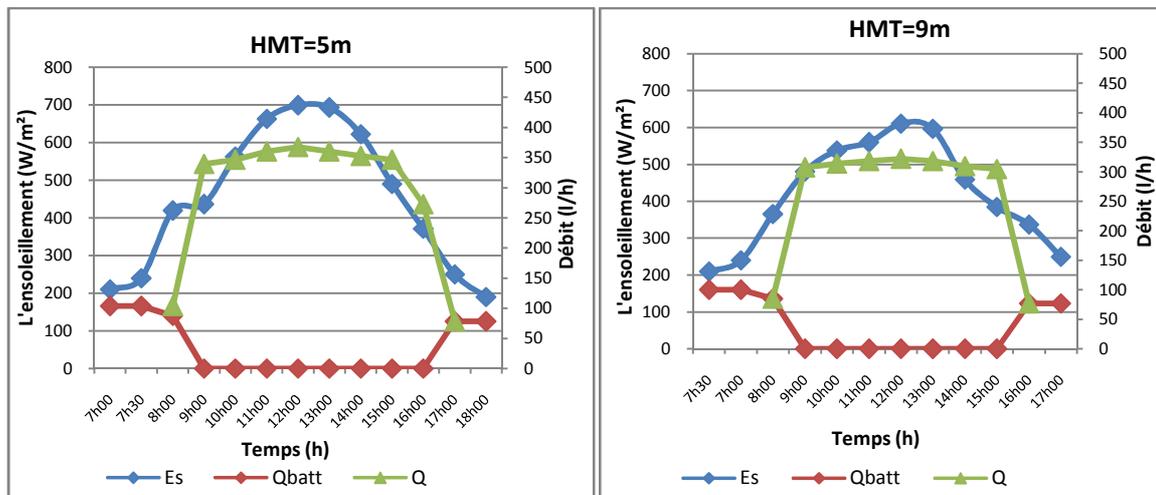
La chute de tension dans le système au fil du soleil est beaucoup plus faible (2 à 6V) que les pertes de tension dans le système de stockage qui est de l'ordre de 14 V ce qui induit une perte en puissance plus importantes si on utilise le système stockage au lieu au fil du soleil, on constate une nette différence dans le temps de pompage entre le système (stockage et au fil du soleil) cette différence prend des valeurs importantes durant la période bien ensoleillée

de la journée et engendrent un écart dans le rendement total du système presque de 50% pour la HMT=5m et environ 75% pour HMT=9m.

On conclue que l'utilisation de système de stockage est inutile durant la période bien ensoleillée de la journée et le système au fil du soleil est le mieux placé pendant cette période.

#### IV. 5.4. Caractéristique hybride pour différentes hauteurs

Les figures suivantes montrent les caractéristiques du débit durant la journée pour les systèmes de pompage PV au fil du soleil et avec stockage :



**Figure IV.40 :** La caractéristique du débit en fonction de la journée pour SPPFS et SPPSE pour une hauteur de 5m. **Figure IV.41 :** La caractéristique du débit en fonction de la journée pour SPPFS et SPPSE pour une hauteur de 9m.

#### ➤ Commentaire des résultats

D'après les figures (IV.40) et (IV.41), On constate que notre système peut fonctionner en alternance ou en hybride c'est-à-dire au fil du soleil et avec le stockage électrochimique et on remarque que le débit en fonction d'une journée bien ensoleillé suit l'allure de l'ensoleillement.

#### IV. 5. 5. Caractéristique de l'état de décharge et de charge de la batterie

##### ➤ L'état de décharge

Pour les accumulateurs électrochimiques qu'on a utilisé (batterie), on observe que la tension reste presque constante pour des volumes pompés faibles, puis plus on pompe plus l'état de charge de la batterie diminue.

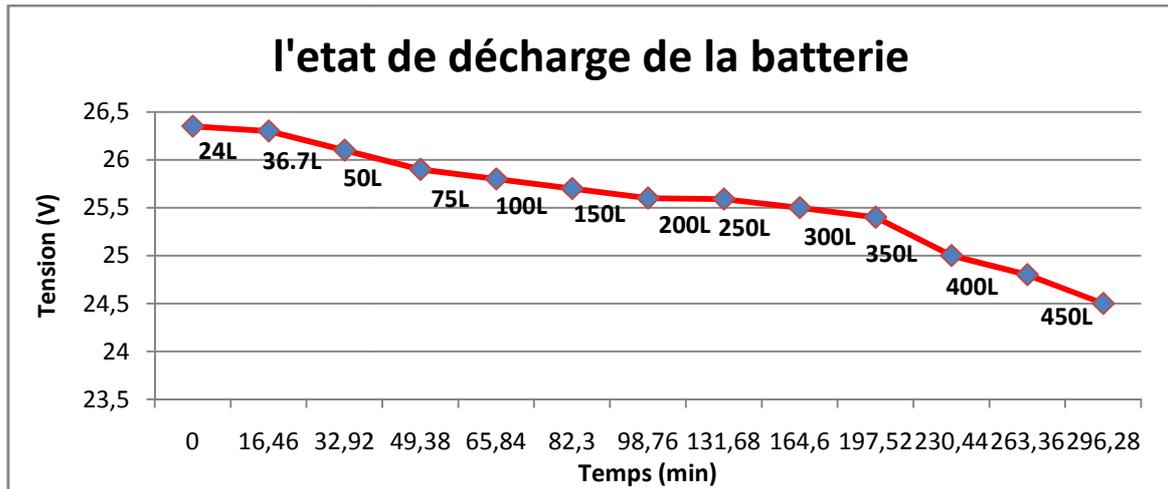


Figure IV.42 : L'état de décharge de la batterie en fonction du temps.

### ➤ L'état de charge

On observe que l'état de charge de la batterie (SOC) reste presque constante pour des volumes pompés faibles, puis plus on pompe plus l'état de charge de la batterie diminue.

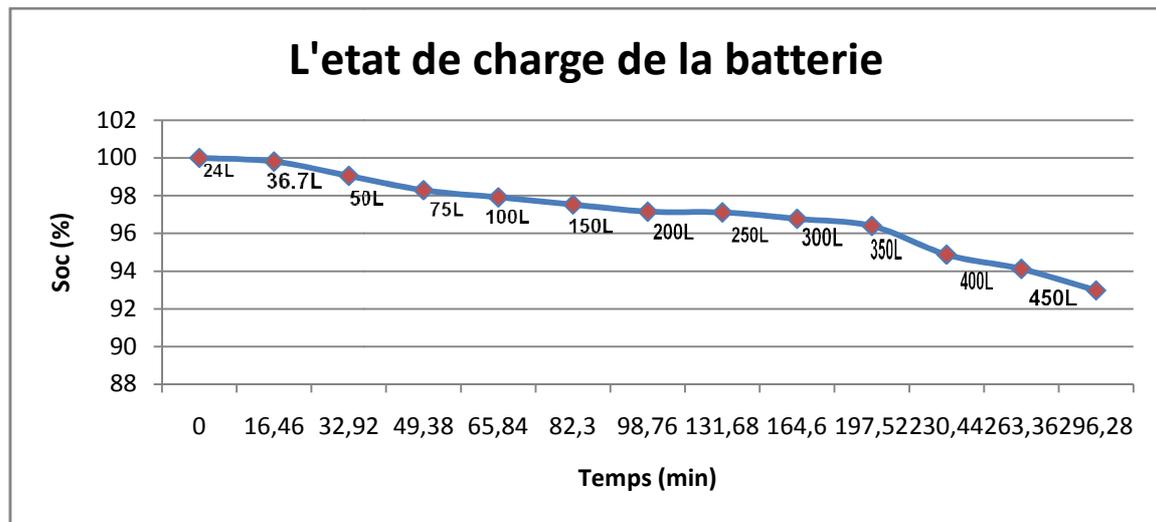


Figure IV.43 : L'état de charge de la batterie en fonction du temps.

## IV. 6. La simulation du système de pompage

Après avoir modélisé le système de pompage photovoltaïque, il est indispensable de simuler Le bloc complet du système. Le schéma bloc qui suit montre l'ensemble des différentes parties constituant ce système à savoir le générateur photovoltaïque, convertisseur MPPT et le bloc motopompe. Cette simulation nous permet de voir la vitesse et

le couple électromagnétique du moteur ainsi le débit de la pompe. Le schéma bloc est représenté sur la figure (IV.44).

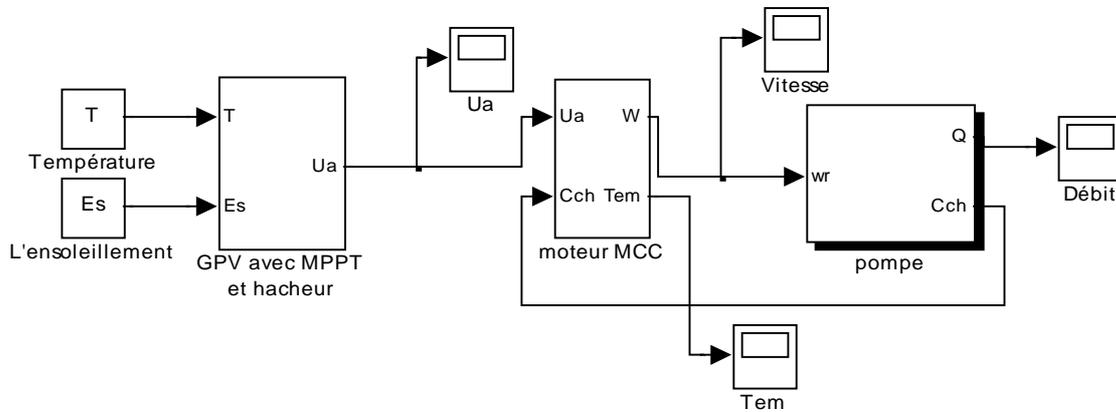


Figure IV. 44: Schéma général du système de pompage photovoltaïque.

### IV. 6. 1. Résultats de la simulation

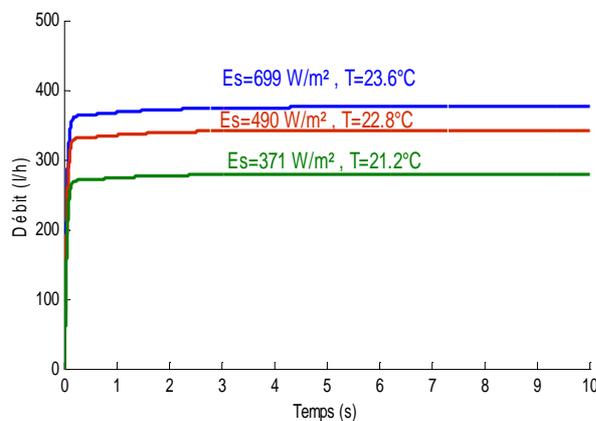
On simule le système global à différentes hauteurs 5m et 9m pour différents ensoleillements et températures mesurées précédemment dans la partie pratique, les paramètres du système sont présentés dans le tableau suivant :

La(H)	Ra(Ω)	K	J(Kg.m <sup>2</sup> )	Fr
0.0001	0.8	0.1	0.001	0.0001

Tableau IV. 1 :Les paramètres du système.

Cette simulation montre l'influence de l'éclairement et de la température et nous permet de comparer entre les hauteurs :

HMT=5m



HMT=9m

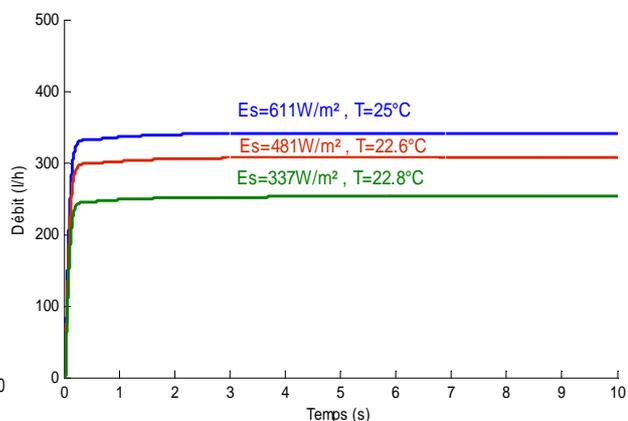


Figure IV. 45: Influence de l'éclairement et de la température sur le débit.

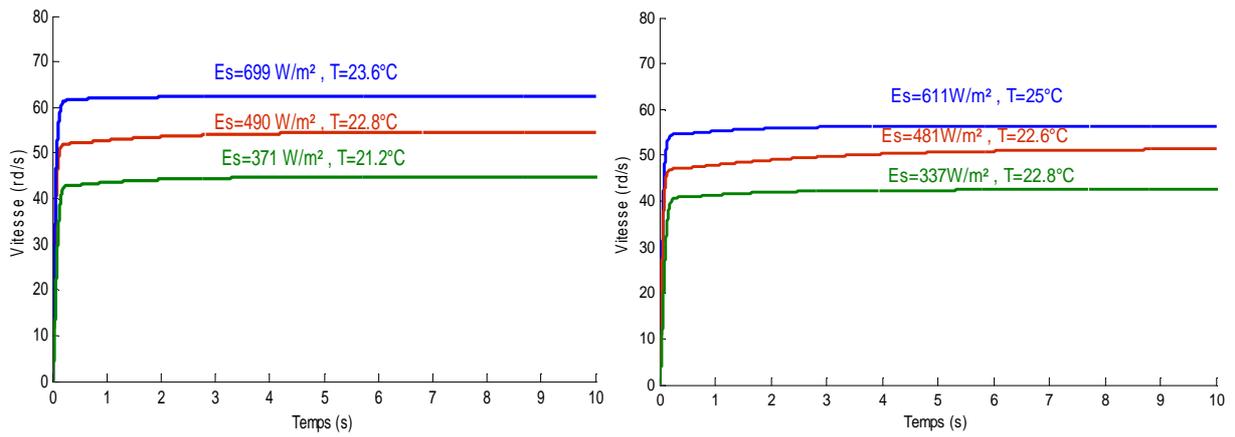


Figure IV. 46: Influence de l'éclairement et de la température sur la vitesse.

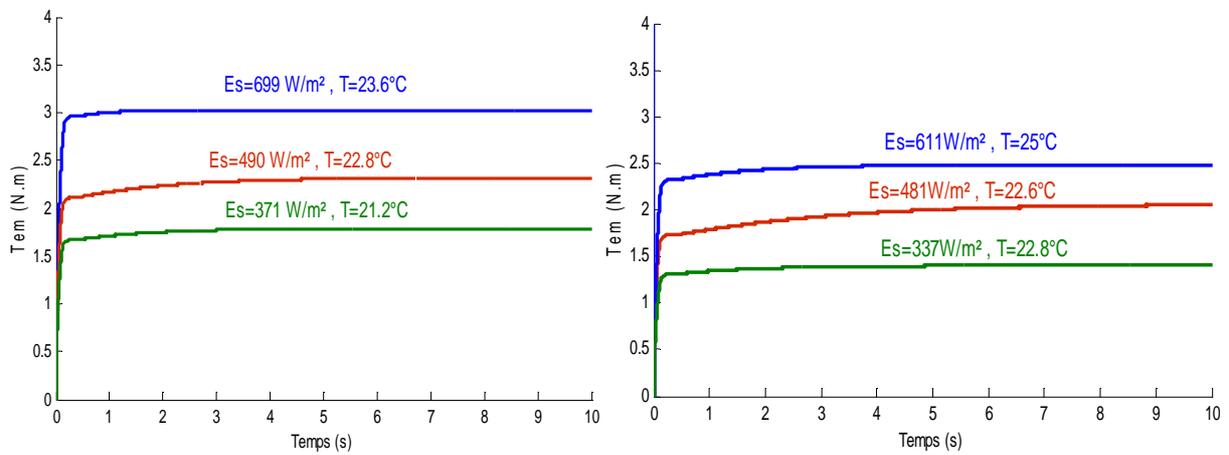


Figure IV. 47: Influence de l'éclairement et de la température sur le couple.

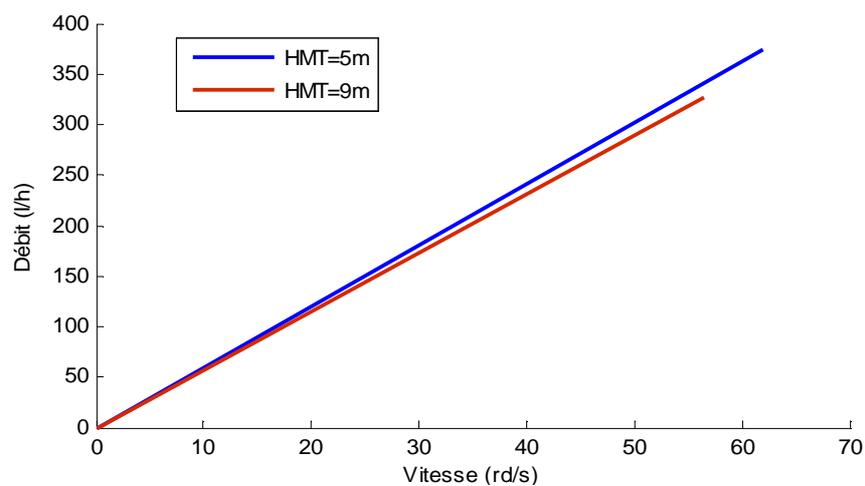
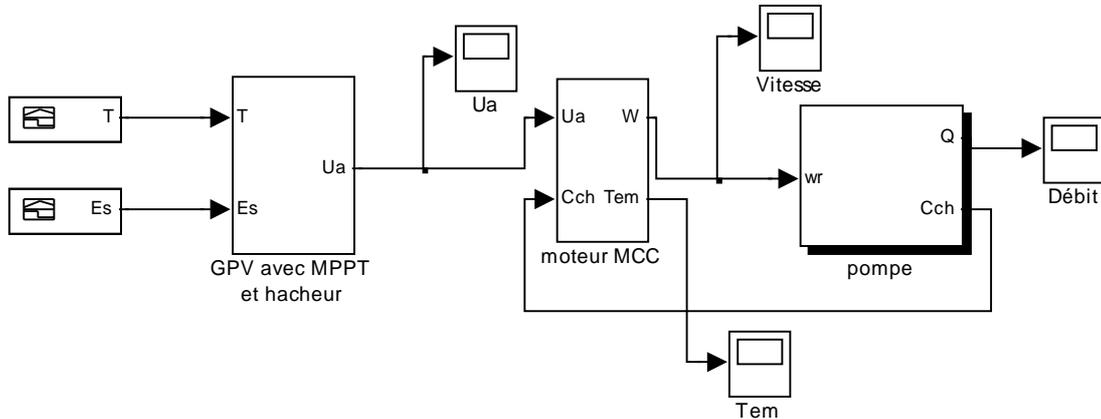


Figure IV. 48: Caractéristique du débit en fonction de la vitesse.

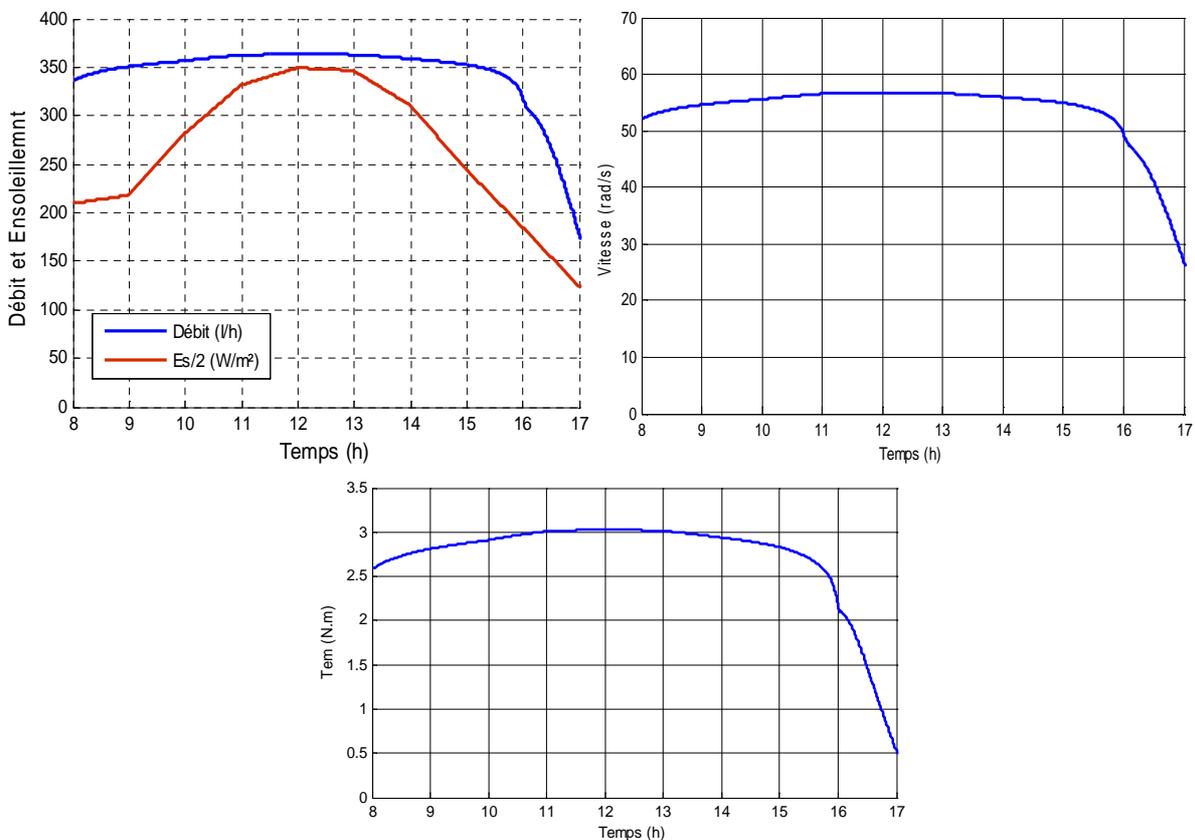
**IV. 6. 2. Comparaison entre les résultats pratique et simulation**

On injecte une cloche d'ensoleillement et une autre pour la température dans le bloc complet du système de pompage, nous permet de voir l'influence de la hauteur sur le débit de la pompe ainsi la vitesse et le couple du moteur durant la journée, le bloc est représenté sur la figure suivante :



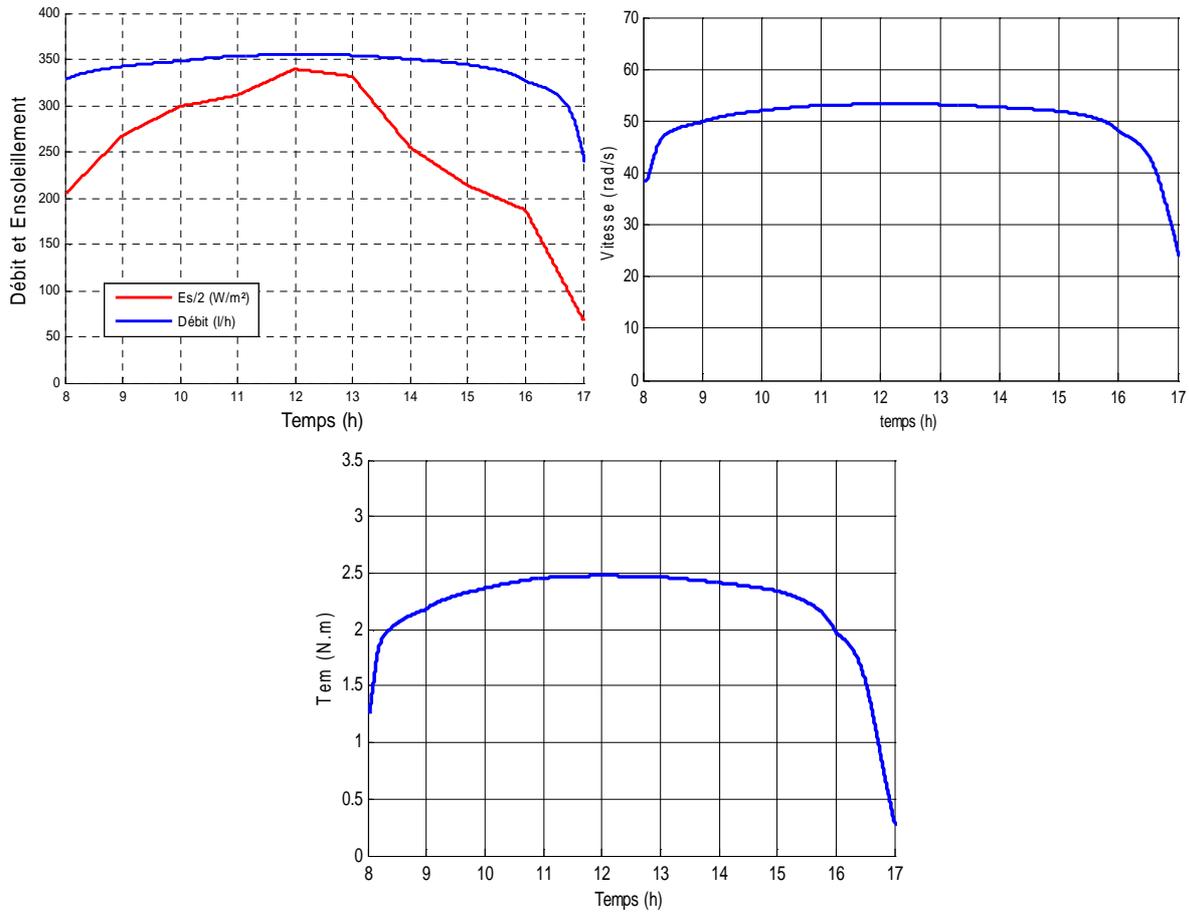
**Figure IV. 49:**Schéma général du système de pompage PV avec la cloche.

- Les résultats obtenus de la simulation par un système de pompage au fil du soleil pour une hauteur de 5m sont représentés ci-dessus :



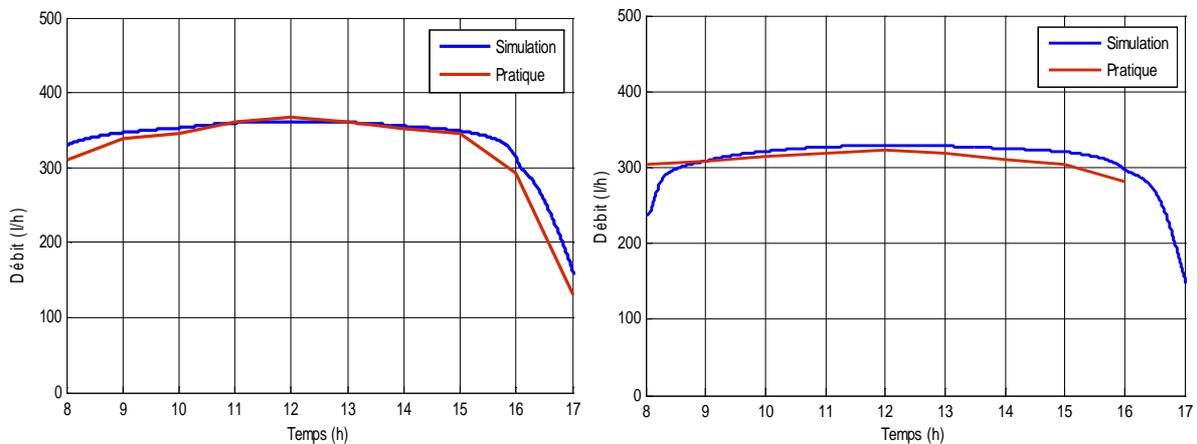
**Figure IV. 50:** Résultats de simulation durant la journée pour 5m (SPPFS).

- Les résultats obtenus de la simulation par un système de pompage au fil du soleil pour une hauteur de 9m sont représentés sur les figures suivantes :



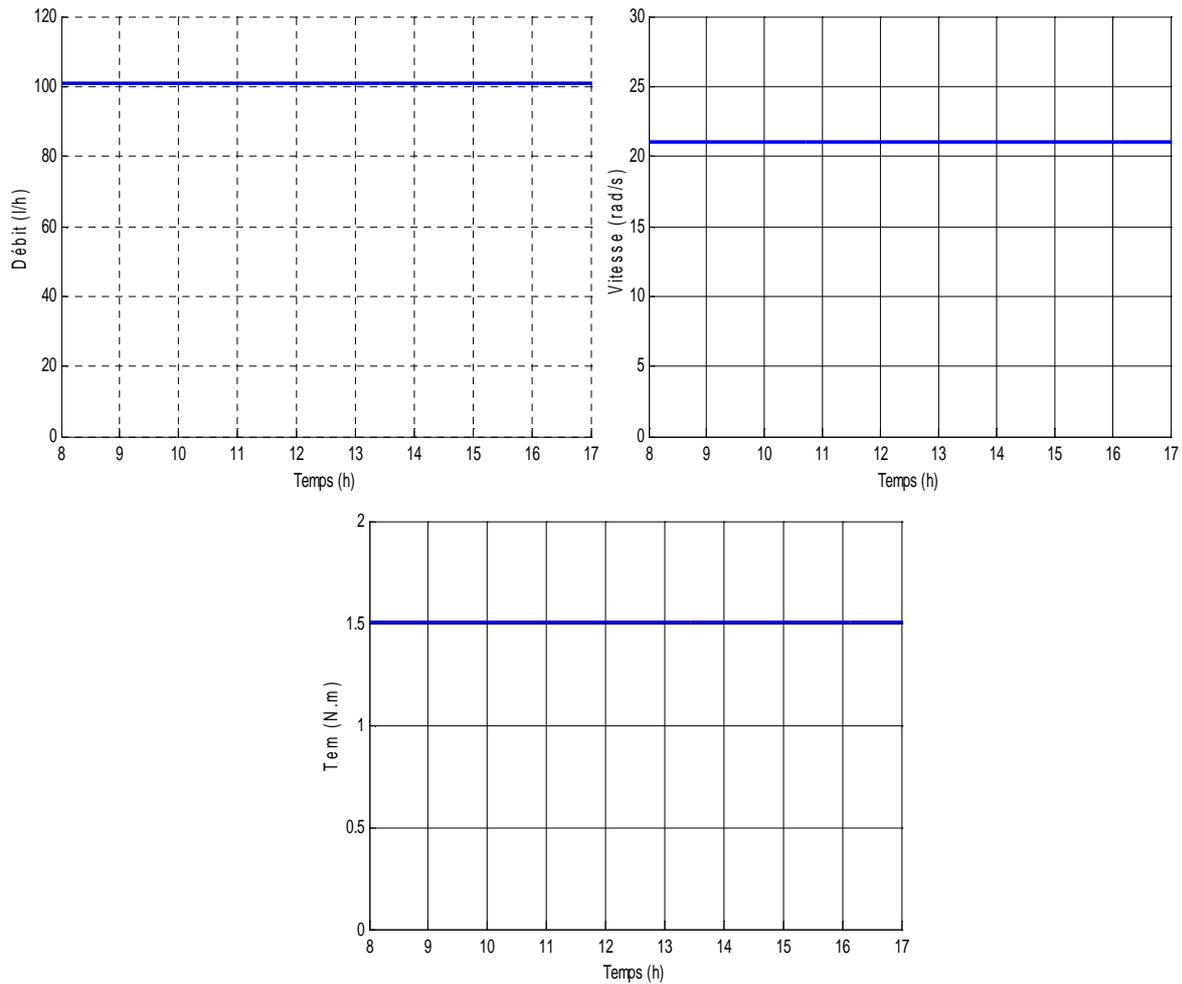
**Figure IV. 51:** Résultats de simulation durant la journée pour 9m(SPPFS).

Afin de faire une comparaison entre la simulation et la pratique, nous présentons le débit en fonction de la journée pour les deux hauteurs (5m et 9m) :



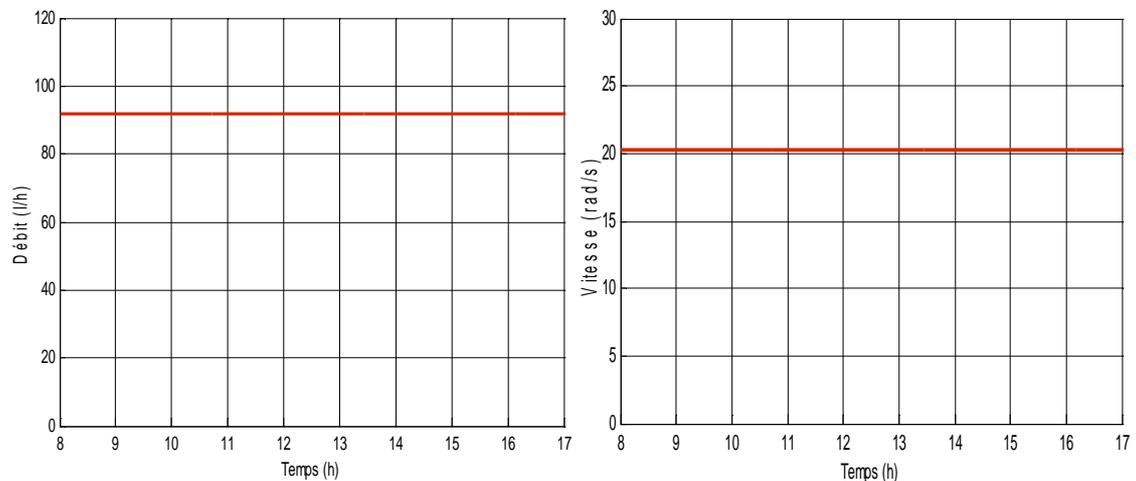
**Figure IV. 52:** Comparaison entre la simulation et la pratique durant la journée pour 5m(SPPFS) **Figure IV. 53:** Comparaison entre la simulation et la pratique durant la journée pour 9m(SPPFS).

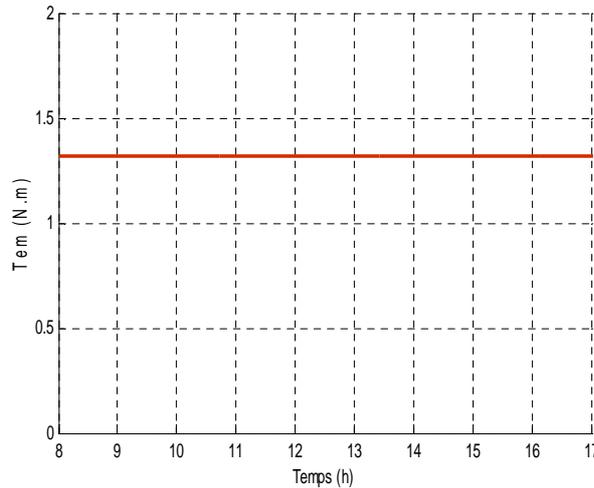
- Les résultats obtenus de la simulation par un système de pompage avec stockage pour une hauteur de 5m sont représentés ci-dessus :



**Figure IV. 54 :** Résultats de simulation durant la journée pour 5m(SPPSE).

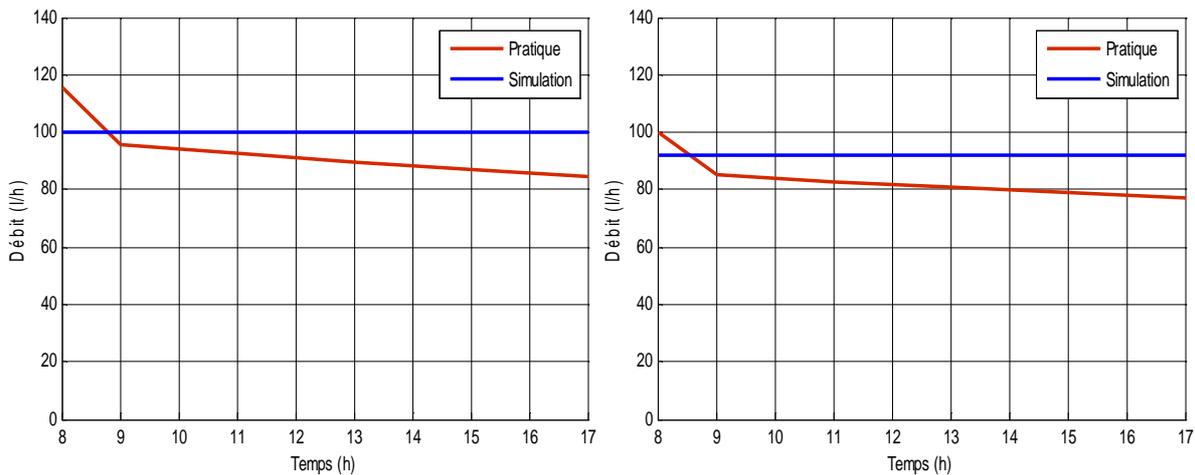
- Les résultats obtenus de la simulation par un système de pompage avec stockage pour une hauteur de 9m sont représentés sur les figures suivantes :





**Figure IV. 55 :** Résultats de simulation durant la journée pour 9m(SPPSE).

Afin de faire une comparaison entre la simulation et la pratique, nous présentons le débit en fonction de la journée pour les deux hauteurs (5m et 9m) :



**Figure IV. 56 :** Comparaison entre la pratique et la simulation durant la journée pour 5m(SPPSE).

**Figure IV. 57 :** Comparaison entre la pratique et la simulation durant la journée pour 9m(SPPSE).

**IV. 6. 5. Interprétation des résultats**

- La courbe du débit est proportionnelle à la vitesse, la pompe volumétrique ne nécessite pas une certaine vitesse pour le démarrage de la pompe.
- Le couple développé par le moteur est proportionnel à la tension d'alimentation qui à son tour suit la tension délivrée par le panneau, ainsi il dépend de l'éclairement et la hauteur manométrique totale.

- La vitesse du moteur dépend de l'ensoleillement, cela veut dire que pour des valeurs d'éclairement élevé le moteur s'accélère et le volume d'eau pompé augmente, dans le cas contraire le moteur ralenti cela provoque une diminution du volume d'eau pompé.
- Le débit délivré par la pompe est en fonction de l'éclairement solaire, cela veut dire qu'une variation de l'éclairement engendre la variation de la puissance délivrée par le générateur photovoltaïque qui va être ressentie par le moteur.
- Nous constatons que pour la hauteur de 5m, le débit est presque identique entre les tests pratiques et la simulation, par contre pour la hauteur de 9m le débit diffère légèrement.
- Dans le système de pompage avec stockage les débits pratique et simulation sont presque identique et constant, et ne dépend pas de l'ensoleillement. Par contre le système de pompage au fil du soleil, le débit forme une cloche qui atteint son maximum entre 11h et 13h, on constate que le débit, la vitesse et le couple électromagnétique sont proportionnel à l'ensoleillement.
- Pour le système de stockage on constate que plus le volume d'eau pompée est grand plus l'état de charge de la batterie diminue.

#### IV. 7. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présentés toutes les caractéristiques obtenus du système de pompage photovoltaïque réalisé. Ce système peut fonctionner au fil du soleil et avec stockage électrochimique, comme aussi il peut fonctionner en système hybride (solaire et batterie en même temps), ainsi les résultats de la simulation du système complet sous matlabsimulink et une étude comparative entre la simulation et la pratique on été faite, cela nous permet de conclure le bon fonctionnement du système de pompage photovoltaïque et dans le but d'avoir des meilleurs rendements.

# **Conclusion Générale**

## Conclusion générale

Dans le cadre de ce mémoire nous avons fait une étude sur la modélisation et la simulation d'un système de pompage photovoltaïque en se basant sur des résultats expérimentaux. Les systèmes de pompage photovoltaïque sont conçus pour un fonctionnement autonome, c'est-à-dire au fil du soleil, ou avec stockage électrochimique.

On a procédé à l'étude d'un système de pompage et d'avoir les résultats obtenus (ensoleillement, température, courant, tension, débit). On a pu identifier les différents paramètres qui pouvaient influencer sur les différents éléments d'un système de pompage photovoltaïque au fil du soleil et avec stockage électrochimique.

Pour améliorer les performances d'un système de pompage photovoltaïque, on est amené à améliorer les performances de chaque élément de ce système. On a essayé d'élaborer différents modèles pour caractériser une cellule ou un panneau photovoltaïque, un calcul d'erreurs nous permet de choisir le modèle qui se rapproche du modèle réel (expérimental).

Les modèles du système de stockage, et ceux de la machine à courant continu et le sous système de pompage ont été présentés. Ce qui nous a permis d'élaborer un bloc de simulation du système de pompage a étudié. Les résultats obtenus par simulation ont été présentés en tenant compte de la hauteur manométrique totale et des données météorologiques (ensoleillement et température).

A partir des résultats obtenus, On constate que le système de pompage au fil du soleil est plus adaptée que celui avec stockage électrochimique au point de vue débit de la pompe ainsi le temps de pompage.

En perspective de ce travail, on pourrait améliorer ce système de pompage en ajoutant des panneaux photovoltaïques afin d'obtenir des résultats encore meilleur. D'autre part on pourra faire d'autres essais avec de grandes hauteurs et de grandes profondeurs.

## *Références Bibliographiques*

- [01]: F. Gacem, « Simulation des systèmes de pompage photovoltaïque destinés pour l'alimentation en eau potable ». Mémoire de magister, Faculté des sciences de l'ingénieur, Université Saad Dahleb de Blida, 2008.
- [02]: I. Hadj Mohammed, « Modélisation du générateur photovoltaïque ». Mémoire de magister, Département d'électronique. Ecole Nationale Polytechnique, 2003.
- [03] : C. Serir, « Optimisation des systèmes de pompage photovoltaïque ». Mémoire de Magister, Université de Bejaia 2012.
- [04]: A. Maafi, « A survey on PV activities in Algeria ». Renewable Energy, 2000.
- [05] : B. Flèche, D. Delagnes, « énergie solaire photovoltaïque » Cours production d'énergie électrique. [www.scrib.com](http://www.scrib.com).juin 2007.
- [06]: A. Labouret, M. Viloz, «Energie solaire photovoltaïque (Le manuel du professionnel)», édition DUNOD, Paris (France), août 2003, Paris (France).
- [07]: F. T. Reis, D. Mencaraglia, S. Oould Saad, I. Séguy, M. Oukachmih, P. Jolinet, P.Destruel. « Characterization of ITO/CuPc/Al and ITO/ZnPc/Al structures using optical and capacitance spectroscopy », Synthetic Metals, Vol. 138, Iss. 1-2, pp. 33-37, 2003.
- [08]: I. Séguy, R. Mamy, P. Destruel, P. Jolinet, H. Bock, « Photoemission study of the ITO/triphenylene/perylene/Al interfaces », Applied Surface Science, Vol. 174, Iss. 3-4, pp. 310- 315, 2001.
- [09]: R. Meseenger, J. Ventre, « Photovoltaic systems Engineering », CRC Press, 1999.
- [10] : Sy M. Niang. S. Diop. « Les pompes solaire : dimensionnement d'une station de pompage en zone maraicher » Institut supérieur de technologie industriel. [www.memoireonline.com/rd.php](http://www.memoireonline.com/rd.php). 2010.

## *Références Bibliographiques*

[11] : « Semi-conducteur, effet photovoltaïque » C.E.S.I.R.E. Université J. Fourier Grenoble.

[12]: J- Royer, T- Djiako, E- Schiller, B- Sadasy, « Le pompage photovoltaïque » Manuel de cours à l'intention des ingénieurs et des techniciens, Éditions Multi Mondes, Université d'Ottawa, (1998).

[13] : A.C. Postor, « Evaluation comparative de chargeurs de batteries pour systèmes photovoltaïque », Projet de fin d'études, université Toulouse, septembre 2002.

[14]: A. Laugier and J.A. Roger, « Les photopiles solaires ». EDT Technique et documentation, 1981.

[15] : L, Merad. L, Merad. T, boussoukaia. B, Bouyoucef. « Automatisation d'une installation solaire a base d'un microprocesseur » Article, laboratoire de matériaux et des Energies Renouvelables, Université Abou Baker BELKAID Tlemcen, 2010.

[16]: R. Maouedj, « Application de l'énergie photovoltaïque au pompage hydraulique sur les sites de Tlemcen et de Bouzareah » Mémoire de Magister, Université Abou Baker BELKAID Tlemcen: décembre 2005.

[17] : S. Bensmail, «Contribution à la Modélisation et l'Optimisation des systèmes Photovoltaïques». Mémoire de Magister 2012.

[18]: A, Labonne. « Alimentation en eau potable de Poedogo » Laboratoire Electrotechnique Grenoble 04/04/2007.

[19] : A. Kazmerczak, « Différents types de pompes » Technologie génie chimique. Tome 1. Techniques de l'ingénieur : articles relatifs aux pompes centrifuge.

[20]: M. T. BOUKADOUM, A. HAMIDAT et N. OURABIA, « Le Pompage Photovoltaïque», Centre De Développement des Energies Renouvelables, B.P.62, Route D e l'Observatoire BOUZAREAH 16340, Alger.

## *Références Bibliographiques*

- [21] : B. Multon, H. B. Ahmed, N. Bernard, « Les moteurs électriques pour applications de grande série », Pierre-Emmanuel CAVAREC Antenne de Bretagne de l'École Normale Supérieure de Cachan, Revue 3EI juin 2000
- [22] : H, Bonneviot. M, Courillon. Y, Maigne. « Technologies européennes du pompage solaire photovoltaïque » Fondation énergies pour le monde.
- [23] : E. Michel, A. Deves. « Energie photovoltaïque : application au traitement de l'eau potable et des eaux usées en zones rurales », Edition COSTIC, 2003.
- [24] : « Energie et convertisseurs d'énergie » Université de Savoie Module U6.
- [25]: Site Web : [www.physique-appliquée.net/physique-appliquée/hacheur/cours-hacheur-serie.htm](http://www.physique-appliquée.net/physique-appliquée/hacheur/cours-hacheur-serie.htm).
- [26]: Site Web: [www.univ-Savoie.fr/labos/lahc/hacheur.htm](http://www.univ-Savoie.fr/labos/lahc/hacheur.htm).
- [27] : « Le pompage d'eau avec l'énergie solaire » ATLANTS SOLAR.
- [28]: « Follow the sun » Hysis RD designed by simila consulting.
- [29] : S. Lalouni, « Optimisation de la qualité d'énergie électrique dans le cas d'un chargeur de batterie » Mémoire de magister, Université A.Mira de Bejaïa.
- [30] : R. Chenni, L. Zarour, E. Matagne, T. Kerbache « Optimisation d'un système de pompage photovoltaïque », Decembre 2007.
- [31] : A. TRAORE, Adama F. SANGARE. « Machines à courant continu, » Bamako ENIABT, 2007. 80p.

## *Références Bibliographiques*

[32] : S.LALOUNI, «Etude, commande et simulation d'une chaine hybride (photovoltaïque-éolienne) de production d'énergie électrique ». Thèse de doctorat en sciences, département d'Electrotechnique, université A. Mira de Bejaïa, 2009.

[33] : M. Belhadj, « Modélisation D'un Système De Captage Photovoltaïque Autonome », Mémoire de Magister option : Microélectronique – Photovoltaïque Centre universitaire De Bechar (Institut des Sciences Exactes), 2008.

[34]: V. Salas, E. Olias, A. Barrado, A. Lazaro, «Review of the Maximum Power Point Tracking Algorithms for Stand-Alone Photovoltaic Systems», Solar Energy Materials & Solar Cells, vol: 90, N°: 11, pp: 1555 –1578, 2006.

[35]: S .Lalouni , D. Rekioua , T.Rekioua , E. Matagne «Fuzzy logic control of stand-alone photovoltaic system with battery storage», Journal of Power Source, vol. 193, N°: 2, pp: 899–907, 2009.

[36] : Ch. Hua, J. Lin, Ch. Shen, « Implementation of a DSP-controlled PV system with peak power tracking », IEEE Trans. Industrial Electronics, vol: 45, N°: 1, pp: 99–107, 1998.

[37]: A .HAMIDAT, B. BENYOUCEF AND T. HARTANI. « Small-scall irrigation with photovoltaic water pumping system in Sahara regions », Renewable Energy , Vol. 28, pp. 1081 1096, 2003.

[38]: Dj. Rekioua, A. Hamidat, K. Haddouche, L. Katti, « Dimensionnement des systèmes de pompage photovoltaïque ». Colloque national sur l'énergie solaire ; CNESOL Bejaïa 2006.

# Annexes

- 1) Les paramètres électriques du panneau SIEMENS SM 110-24 de 110Wc utilisés dans notre travail :

Paramètres	Valeurs
Puissance max du panneau $P_m$	110 W
Puissance nominale $P_n$	110 W
Courant au point de puissance max $I_m$	3.15 A
Tension au point de puissance max $V_m$	35 V
Courant de court-circuit $I_{cc}$	3.45A
Tension en circuit ouvert $V_{oc}$	43.5 V
Coefficient d'incrémentatation du courant $I_{cc}(\alpha_{cc})$	1,4 mA/°C
Coefficient d'incrémentatation de la tension $V_{oc}(\beta_{oc})$	- 152 mV/°C

- 2) Les paramètres du moteur utilisés dans la simulation :

La(H)	Ra( $\Omega$ )	K	J(Kg.m <sup>2</sup> )	Fr
0.0001	0.8	0.1	0.001	0.0001

3) Les paramètres du groupe motopompe :

### CARACTERISTIQUES TECHNIQUES

Type	9325 – 043 – 101
Référence	M29102
Type	pompe volumétrique à diaphragme, à 3 chambres
Moteur	à aimant permanent et protection thermique
Tension nominale en V	24
Puissance nominale en W	120
Courant maximum en A	4
Fusible en A	7,5
By-pass interne en bars	entre 7,2 et 7,6
Hauteur max. de refoulement en m (Hauteur manométrique maximale)	70
Profondeur max. d'immersion en m	30

4) L'expression utilisée pour le calcul des pertes d'eau en litre :

Un calcul de la différence du temps de pompage entre les deux hauteurs :

$$\Delta t = t_{9m} - t_{5m}$$

Pour une hauteur de 5m, on a calculé les pertes en volume d'eau :

$t_{5m}$  150 L  $\longrightarrow$

$\Delta t$   $\longrightarrow$  Les pertes d'eau en litre.