

République algérienne démocratique et populaire

Ministère de l'enseignement supérieur

et de la recherche scientifique

Université Mentouri de Constantine

Faculté des sciences de l'ingénieur

Département d'électronique



N° de série :....

N° d'ordre :.....

Mémoire

Pour l'obtention du diplôme de **Magister** en électronique

Option : **INSTRUMENTATION**

- Composants électroniques et systèmes -

Par :

BOUDEN ABDELMALEK

Thème

Analyse optimisée de système de pompage photovoltaïque

Devant le jury :

Président :	Mimia MARIR-BENABBAS	Professeur	Univ. Constantine
Rapporteur :	Bader-Eddine MARIR	Professeur	Univ. Constantine
Examineurs :	Cherifa AZIZI	Professeur	CUniv .OEB
	Abdeslam HAOUAM	Maître de conférence	Univ. Constantine

Soutenu le: .. / .. / 2008

Remerciement

Je remercie ALLAH le Tout-puissant de m'avoir donné le courage, la volonté et la patience de mener à terme ce présent travail.

Ce travail a été effectué au département d'électronique, faculté des sciences de l'ingénieur, sous la direction de monsieur Bader-Eddine Marir, Professeur à l'Université de Constantine. Je lui exprime particulièrement toutes mes reconnaissances pour m'avoir fait bénéficier de ces compétences scientifiques, ses qualités humaines et sa constante disponibilité.

J'exprime mes sincères remerciements à Madame M. Marir, Professeur à l'université de Constantine, d'avoir accepté de présider le Jury de cette thèse.

Je remercie sincèrement Madame Cherifa AZIZI, Professeur à centre universitaire de Oum El Bouaghi, d'avoir accepté de faire partie du Jury.

Je remercie monsieur abdeslame Haouam Maître de conférence à l'université de Constantine d'avoir accepté de faire partie du Jury.

Je remercie tous les enseignants qui me contribuent à mon travail, surtout monsieur Adel MELLIT Maître de conférence à l'Université de jijel, et Madame Salima KEBAILI chargée de cours à centre universitaire de Oum El Bouaghi.

Enfin, j'adresse mes vives reconnaissances à tous les membres de (LE-MCE), sans oublier les étudiants de Magister.

Abdelmalek

DEDICACE

Je dédie ce modeste travail

A mes chers parents

A mes frères et mes sœurs

A tous ma famille

A mon encadreur Mr Bader-Eddine Marir

A tous mes collègues et mes amis partout

A tous ceux qui ont sacrifié leur temps pour la science

et à tous ceux qui utilisent la science pour le bien

et la prospérité de l'humanité.

Abdelmalek

SOMMAIRE

Introduction générale	1
------------------------------------	---

CHAPITRE I

NOTIONS ESSENTIELLES SUR LE GISEMENT SOLAIRE

I.1. Introduction.....	3
I.2. Définition générale.....	3
I.2.1. Le soleil	3
I.2.2. Coordonnées terrestres	4
a) Longitude	4
b) La latitude.....	4
c) L'altitude.....	4
I.2.3. mouvement terre-soleil.....	5
I.2.3.1. Mouvement de rotation.....	5
I.2.3.2. Mouvement de translation.....	5
I.2.3.3. La distance terre- soleil.....	6
I.2.4. Mouvement apparent du soleil.....	7
I.2.5. Les coordonnées du soleil.....	7
I.2.5.1.Coordonnées équatoriales.....	8
a) Déclinaison solaire.....	8
b) Angle horaire du soleil H.....	9
I.2.5.2.Coordonnées horizontales.....	10
a) La hauteur du soleil h	10
b) Azimut du soleil a.....	10
I.2.5.3. orientation d'un capteur.....	11
a) La hauteur du capteur γ	11
b- Azimut du capteur α	11
I.2.5.1. Angle d'inclinaison (β)	12
I.4. Les rayonnements solaires.....	12
I.4.1.Distribubtion spectrale.....	12
I.4.2. Structure de l'atmosphère.....	13
I.4.2.1. Spectre hors atmosphère.....	13
I.4.2.2. Rayonnement solaire à travers l'atmosphère.....	14
I.4.2.3. Atmosphère standard.....	14
I.4.3. Masse d'air.....	14
I.4.4. Différents types de rayonnement.....	15
a) Rayonnement direct.....	15
b) Rayonnement diffus.....	15
c) L'albédo.....	15
d) Rayonnement global.....	16
I.4.5. Les expressions des rayonnements solaires sur un plan quelconque.....	16
I.4.5.1. Rayonnement direct.....	16
I.4.5.2. Rayonnement diffus.....	18
I.4.5.3. Rayonnement global.....	19

I.5. Les rayonnements terrestres.....	19
I.5.1. Corps noir.....	19
I.5.1.1. Loi de Stefan-Boltzmann.....	20
I.5.1.2. Loi de déplacement de Wien.....	20
I.5.2. Corps gris.....	20
I.6. Conclusion.....	20

CHAPITRE II

GENERATION ET CONVERSION PHOTOVOLTAÏQUE DE L'ENERGIE SOLAIRE

II.1. Introduction.....	21
II.2. Générateur photovoltaïque (PV)	21
II.2.1. Le semi-conducteur.....	21
II.2.2. Les Cellules photovoltaïques ou photopiles.....	22
II.2.3. Principe de fonctionnement.....	22
II.2.4. Les différents types des cellules solaires.....	23
II.2.4.1. Les cellules mono- cristallines.....	23
II.2.4.2. Les cellules poly-cristallines.....	23
II.2.4.3. Les cellules amorphes.....	23
II.2.5. Modèle mathématique et formulation.....	24
II.2.5.1. modèle idéal d'une cellule photovoltaïque.....	24
II.2.5.2. Modèle réel d'une cellule photovoltaïque.....	25
II.2.5.3. Paramètres des cellules photovoltaïques.....	26
a) Courant de court-circuit, I_{CC}	26
b) Tension à circuit ouvert, V_{CO}	26
c) Puissance maximale	27
d) Facteur de qualité	27
e) Facteur de forme	27
f) Rendement d'une cellule solaire	28
II.2.5.4. Caractéristique courant-tension $I=f(V)$	28
II.2.6. Les zones de Caractéristique $I(V)$ d'un générateur photovoltaïque.....	30
III.2.7. Les paramètres qui influent sur la caractéristique $I = f(V)$	30
a) Influence de l'éclairement	30
b) Influence de la température	31
c) Influence de la résistance série	32
d) Influence de la résistance shunt	32
e) Influence de facteur de qualité	33
II.2.8. Les modules photovoltaïques.....	33
II.2.9. Les panneaux photovoltaïques	34
a) Association série.	34
b) Association Parallèle	35
c) Association mixte (Série + Parallèle)	36
II.2.10. Rendement de générateur photovoltaïque.....	36
II.3. Convertisseur.....	37
II.3.1. Les convertisseurs continu-continu	37
II.3.2. Principe de fonctionnement du convertisseur	38

a) Le convertisseur abaisseur de tension	38
b) Le convertisseur élévateur de tension	39
II.4. Conclusion	40

CHAPITRE III

GROUPE MOTO-POMPE DE SYSTEME DE POMPAGE PV

III.1. Introduction.....	41
III.2. Moteur a courant continu	41
III.2.1. Principe de fonctionnement	41
III.2.2. Les différents types de moteurs à courant continu.....	42
III.2.3. simulation de fonctionnement du moteur à aimant permanent sans balais	42
III.2.4. Résultat de simulation de moteur à aimant permanent	43
III.3. Les pompes	44
III.3.1. Les types de pompes.....	44
III.3.1.1. selon l'emplacement de la pompe par rapport à l'eau pompée.....	44
a) La pompe à aspiration	44
b) La pompe à refoulement	45
III.3.1.2. selon leur principe de fonctionnement	45
III.3.1.2.1. La pompe volumétrique.....	45
a. Les pompes volumétriques rotatives	45
a.1. Pompes à engrenages.....	45
a.2. Pompes à palettes rigides.....	46
a.3. Pompes à vis.....	46
b. Les pompes volumétriques alternatives	46
b.1. Pompes à piston.....	46
b.2. Pompes à membrane	47
III.3.1.2.2. Caractéristiques d'une pompe volumétrique	47
a) Caractéristiques débit- vitesse.....	47
b) Caractéristique puissance- vitesse.....	47
c) Caractéristiques couple - vitesse.....	47
d) Caractéristiques débit-hauteur.....	48
III.3.1.2.3. Turbo- pompe.....	48
a-1. Pompes centrifuges.....	48
a-2. Pompes à hélice.....	48
a-3. Popes hélico- centrifuges.....	49
III.3.1.2.4. Constitution d'une pompe centrifuge.....	49
III.3.1.2.5. Principe de fonctionnement.....	50
III.3.1.2.6. Caractéristiques de la pompe centrifuge.....	50
a) Caractéristiques débit- vitesse.....	50
b) Caractéristiques couple - vitesse.....	51
c) Caractéristiques débit-hauteur.....	51
d) Caractéristique de la puissance.....	53
e) Caractéristique de rendement.....	54
III.3.1.2.7. Caractéristiques de la pompe centrifuge immergée.....	55
III.4. comparaisons entre les pompes volumétriques et centrifuges.....	55
III.5. Conclusion.....	57

CHAPITRE IV

OPTIMISATION DE SYSTEME DE POMPAGE PV

IV.1. Introduction.....	58
IV.2. Le couplage direct.....	58
IV. 2.1. Le rendement et la quantité d'eau du système en couplage direct.....	59
IV.3. Les techniques de poursuite de puissance maximale.....	60
IV.4. Base de l'adaptation d'impédance par un convertisseur DC-DC.....	61
IV.5. Techniques de recherche de point de puissance maximale MPPT.....	62
IV.5.1. Méthode de perturbation et d'observation (P&O).....	62
IV.5.2. Méthode de l'incrémentation de Conductance.....	64
IV.5.3. Méthode d'un modèle de Capacité parasite (PC)	66
IV.5.4. Méthode d'un modèle de Rauschenbach	67
IV.6. Comparaison entre un système optimisé et non optimisé.....	68
IV.6.1. Caractéristique de charge et de puissance.....	68
IV.6.2. Caractéristique du rendement et du débit du système de pompage.....	69
IV.7. Optimisation de la quantité pompe.....	70
IV.8. Conclusion.....	71

CHAPITRE V

SYSTEME DE POMPAGE EXPERIMENTAL SUR SITE

V.1. Introduction.....	72
V.2. Présentation des systèmes de pompage photovoltaïque.....	72
V.3. Fonctionnement les éléments de montage d'installation.....	73
V.3.1 Les modules.....	73
V.3.2. Le convertisseur TSP 1000.....	74
V.3.3. Boîte de raccordement.....	77
V.3.4. Groupe moto-pompe.....	77
V.3.5. Sonde de niveau.....	77
V.4. Le câblage des liaisons.....	77
V.5 Mise en service.....	78
V.6. Les mesures.....	78
V.6.1 La puissance débitée.....	78
V.7. Mesures de l'ensoleillement.....	79
V.8. Mesure de débit d'eau.....	88
V.9. Conclusion.....	90
Conclusion générale.....	91
Les annexes.....	92
Liste des figures.....	97
Liste des symboles.....	100
Référence bibliographique	
ملخص	
Abstract	
Résumé	

INTRODUCTION GENERALE

Aujourd'hui, les systèmes de conversion d'énergie renouvelable souffrent d'un manque d'optimisation qui en font des systèmes chers et présentant encore des déficiences importantes en rendement et en fiabilité.

En effet, bien qu'il existe de plus en plus de suites de démonstration prouvant la pertinence de sources d'énergie comme l'énergie photovoltaïque (PV) ou bien même l'énergie éolienne, on voit encore beaucoup de réticences à installer ces systèmes à grande échelle autant en production de masse que chez les particuliers. [1, 2]

Plusieurs problèmes de recherche doivent être résolus pour amener ces systèmes au degré de maturité suffisant et en faire des produits industriels à part entière qui pourraient aussi être comparés à des systèmes (grand public).

Dans ce cadre, l'énergie photovoltaïque (PV) bien que connue depuis de nombreuses années pour pouvoir être une source d'énergie électrique ayant de grandes possibilités pouvant aller de quelques milliwatts au mégawatt, ne se développe pas dans de grandes proportions. Les problèmes qui restent à résoudre concernent autant le matériau de conversion qui reste cher que la chaîne de conversion électrique qui présente beaucoup de pertes par une non optimisation et souvent une utilisation inappropriée de convertisseurs statiques. [2]

Sur la partie matériaux, beaucoup d'équipes de recherche travaillent depuis de nombreuses années pour obtenir des rendements élevés associés à des prix de réalisation bas et une tenue des performances en vieillissement sur des durées importantes (10 à 30 ans).[3]

Sur la partie système de conversion lui-même, les recherches se résument en deux points : [4]

- Le développement d'un modèle mathématique exacte qui représente la cellule photovoltaïque réelle, et qui reflète l'influence des différentes conditions atmosphériques sur les paramètres de la cellule solaire.
- Le développement d'une méthode d'optimisation efficace qui est apte de déterminer le point de puissance maximale de la caractéristique $I(V)$ de la cellule pour n'importe quel condition d'éclairement et de la température, et quelque soit la nature de changement de ces conditions rapide ou lent.

Les travaux réalisés dans le cadre de ce mémoire se focalisent sur le choix d'un modèle équivalent et de l'optimisation de ce dernier avec une application choisi.

Le pompage photovoltaïque est l'une des applications prometteuse de l'utilisation de l'énergie photovoltaïque [5]. Le système de pompage PV est composé d'un générateur PV, d'un convertisseur d'énergie, d'un moteur et d'une pompe.

Le présent mémoire est organisé en cinq chapitres principaux qui se résument dans ce qui suit :

Dans le premier chapitre, les notions essentielles sur le gisement solaire sont présentées; à savoir les coordonnées terrestres et horaires, les temps de base, le mouvement de la terre autour de soleil et les différents types de rayonnement.

Le second chapitre donne un aperçu théorique sur le générateur photovoltaïque où l'on présentera un modèle de la cellule et du module photovoltaïque. Les influences des différents paramètres électriques et climatiques sur le comportement du générateur PV, y sont présentes.

Le groupe moto-pompe et les caractéristiques principales du moteur à courant continu à aimant permanent (BLDC), sont étudiés au troisième chapitre avec comparaison des pompes volumétrique et centrifuge.

Au quatrième chapitre, il est procédé à une analyse des différents dispositifs de recherche du point de puissance maximale MPPT, ainsi qu'à une étude comparative de fonctionnement du système avec et sans MPPT.

Le dernier chapitre est consacré à un système de pompage photovoltaïque sur site avec relevé expérimental de mesures et présentation des résultats.

I.1. INTRODUCTION :

Le flux solaire reçu au niveau du sol dépend de plusieurs facteurs : l'orientation, la nature et l'inclinaison de la surface terrestre, la latitude du lieu de collecte, de son degré de pollution ainsi que de son altitude, la période de l'année, l'instant considéré dans la journée, et la nature des couches nuageuses.

Ainsi, il existe des zones dans le monde plus favorisées que d'autres du point de vue ensoleillement. Elles sont répertoriées sous forme d'Atlas et mettent en évidence des «gisements solaires».

Les principaux phénomènes physiques sont des paramètres à prendre en compte pour l'installation et la maintenance de générateurs photovoltaïques. En effet, le comportement de ces générateurs d'énergie s'avère plus ou moins aléatoire, en fonction du site de mise en fonctionnement.

Ainsi, si l'on considère des zones à climat sec et possédant un taux d'ensoleillement important dans l'année, le flux solaire peut être facilement modélisable et prévisible en fonction des heures de la journée et des jours de l'année.

Le fonctionnement des générateurs PV est alors souvent proche de celui estimé. Si, au contraire, on considère des zones plus défavorables, souvent ventées et présentant un temps nuageux alternant avec des périodes d'ensoleillement sur plusieurs journées par an, l'irradiation change rapidement et dans de larges proportions.

Il est alors difficile de faire des prédictions fines sur le taux d'irradiation sur un lieu et une heure précise. Des relevés expérimentaux ont montré des changements d'ensoleillements importants inférieurs à 50ms [3], pouvant se produire plusieurs fois par minute. Dans ce cas très défavorable, l'exploitation du gisement solaire devient plus difficile par des générateurs PV, qui doivent tenir compte de cette réalité.

I.2. DEFINITION GENERALE :

I.2.1. Le soleil :

Le soleil produit une énorme quantité d'énergie, qui quitte sa surface sous forme de rayonnement électromagnétique d'un spectre allant de 0,2 μ m (ultra-violet) à 4 μ m (infrarouge).

Cette énergie représente une source majeure d'énergie dans le futur. Malgré la distance considérable de la terre du soleil (150.10⁶km), la couche terrestre reçoit une quantité d'énergie de 180.10⁶ Gw.

L'énergie solaire se présente bien comme une alternative aux autres sources d'énergie. Elle représente un potentiel considérable; en effet, le pays reçoit plus de 3000 h de lumière solaire par année avec un haut niveau d'éclairement. Avec une optimisation des angles de réception, la moyenne annuelle journalière est de 5 à 7 kwh /m²/jour. [6]

I.2.2. Coordonnées terrestres

Tout point de la surface terrestre est repérée par ses coordonnées géographiques :

La longitude, la latitude, ainsi que par son altitude. Voir figure (I-1)

a) Longitude :

La longitude d'un lieu correspond à l'angle formé par deux plans méridiens (passant par l'axe des pôles), l'un étant pris comme origine (méridien de Greenwich 0°) et l'autre déterminé par le lieu envisagé. La longitude sera désignée ici par la lettre (l).

La longitude d'un lieu peut aussi être comprise entre -180° et 180° Atout écart de 1° de longitude correspond à un écart de 4 minutes de temps. [7]

On affecte du signe (+) les méridiens situés a l'**est** de ce méridien, et du signe (-) les méridiens situés a l'**ouest**.

Pour Constantine la longitude est de : 42°3' [8]

b) La latitude :

L'angle de latitude est l'angle entre une ligne tracée d'un point sur la surface de la terre avec le centre de cette dernière, et le cercle équatorial de la terre. L'intersection du cercle équatorial avec la surface de la terre forme l'équateur et est indiquée en tant que latitude de 0°, le pole nord par la latitude +90° et le pole sud par la latitude -90°.

Cette convention de signe affecte le signe (+) à tous les lieux de l'hémisphère nord et le signe (-) tous les lieux de l'hémisphère sud. La latitude sera désignée ici par lettre (j), et peut ainsi être compose entre -90° et +90°.

Pour la ville de Constantine la latitude est environ de 36°.

c) L'altitude :

L'altitude d'un point correspond à la distance verticale en mètre entre ce point et une surface de référence théorique (niveau moyen de la mer). [7, 8]

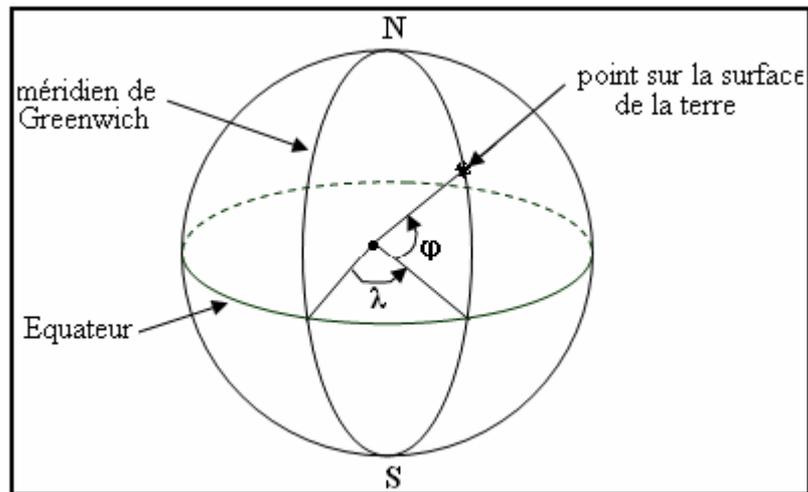


Fig. (I.1) coordonnées terrestre

1.2.3. mouvement terre-soleil

On peut décomposer le mouvement de chacun d'eux en mouvement de rotation et mouvement de translation.

1.2.3.1. Mouvement de rotation

La terre tourne autour de son axe de rotation (Pôle Nord, Pôle Sud) dans le sens trigonométrique. L'alternance des jours et des nuits est une manifestation immédiate de ce mouvement. On définit le jour solaire comme de la durée moyenne entre deux passages consécutifs au méridien d'un lieu, ce jour est divisé en 24 intervalles égaux appelés heures. La rotation de la terre s'effectue avec une période de $P_r = 23\text{h } 56\text{mn } 04\text{s} \approx 24\text{h}$.

Sa vitesse linéaire de rotation à l'équateur est $V_r \approx 0,465\text{Km/s}$, elle est variable en fonction de latitude φ telle que : $V_r(\varphi) = V_r(\cos(\varphi))$

Les saisons n'existent pas si la terre se tenait droit. Sur son orbite, mais le fait que son axe de rotation sont penché d'un angle $23^{\circ}27' \approx 23,45^{\circ}$ avec un mouvement de révolution, le pôle Nord et le pôle Sud vont pouvoir successivement se dorer à la lumière. [9]

1.2.3.2. Mouvement de translation

Dans l'univers tout est en mouvement. La terre est en rotation sur elle-même puis elle tourne au tour du soleil en $P_t = 365\text{jours } 5\text{h } 48\text{mn } 40\text{s} \approx 365,25 \text{ jours}$. Elle décrit une orbite elliptique dont le soleil occupe l'un des foyers. Cette orbite est située dans un plan appelé plan de l'écliptique où le soleil est presque au centre. Elle est légèrement aplatie, elle correspond à un cercle de rayon moyen de $1,49675 \cdot 10^8\text{km}$ (1 AU). Cette distance est minimale au début de janvier et maximale au début de juillet. Voir figure (I-2). [7, 9]

La terre tourne avec une vitesse moyenne $V_t \approx 29,77\text{Km/s}$ [vitesse maximale en hiver $30,27\text{ Km/s}$ et minimale en été $29,77\text{ Km/s}$].Ce mouvement s'effectue dans le sens trigonométrique et provoque le cycle des saisons. [9]

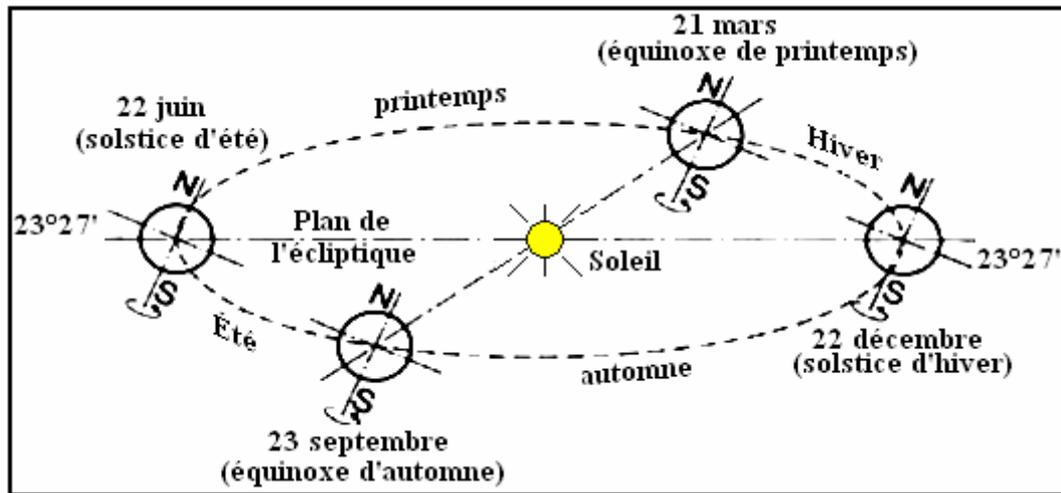


Fig. (I.2) le mouvement de la terre autour de soleil [8]

1.2.3.3. La distance terre- soleil :

La distance terre- soleil varie quotidiennement selon la relation suivant :

$$D_{TS} (J) = 1 - 0.017 \cos\left[\frac{360(J - 2)}{365}\right] \text{ en UA} \tag{I.1}$$

J : le numéro du jour de l'année compté à partir du 1^{er} janvier, c à d il varie de 1 à 365 ou 366 selon l'année :

- Année civile : **J** = 365 jours
- Année bissextile : **J** = 366 jours.
- $D_{TS} (\text{min}) = 0,983 \text{ UA}$ vers le 2 janvier (Périgée).
- $D_{TS} (\text{max}) = 1,017 \text{ UA}$ vers le 5 juillet (Aphélie). [9]

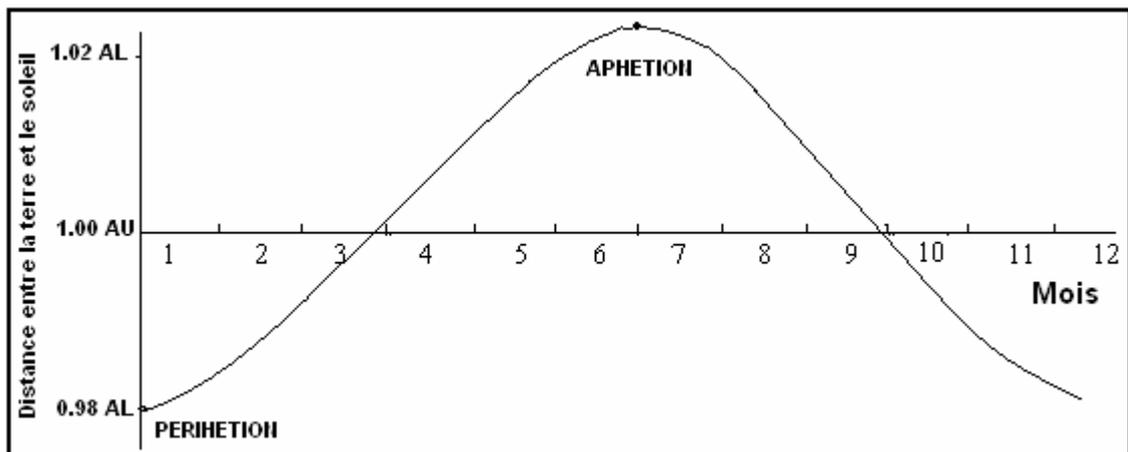


Fig. (I.3) Les variations de la distance du terre-soleil pendant l'Anne.

La terre tourne autour de son propre axe polaire, dans les cycles approximativement de 24 heures. La direction dans laquelle l'axe polaire se dirige est fixée dans l'espace et est alignée avec l'étoile du nord (étoile polaire) à dans environ 45 minutes de l'arc. La rotation de la terre autour de son axe polaire produit nos jours et nuits. [10]

I.2.4. Mouvement apparent du soleil

Pour étudier le mouvement du soleil nous examinerons le mouvement apparent du soleil pour un observateur sur terre.

En un point de latitude φ au Nord de l'équateur, le soleil d'écrit un arc de cercle variable chaque jour a raison de 15° par heure.

L'angle que fait la direction du soleil avec le vertical du lieu est appelé « Distance Zénithale (ou angle zénithal) » noté Z. Elle varie quotidiennement et annuellement entre :

$$\varphi - 23^\circ 27' \leq Z \leq \varphi + 23^\circ 27'$$

- Aux équinoxes (EA et EP) $\Rightarrow Z = \varphi$

\Rightarrow Les journées ont une durée de 12h.

- Au solstice hiver (SH) $\Rightarrow Z = \varphi + 23^\circ 27'$

\Rightarrow Les journées ont une durée inférieure à 12h.

- Au solstice été (SE) $\Rightarrow Z = \varphi - 23^\circ 27'$

\Rightarrow Les journées ont une durée supérieure à 12h.

- En un point de l'équateur ($\varphi = 0$) $\Rightarrow -23^\circ 27' \leq Z \leq 23^\circ 27'$

\Rightarrow La durée des jours est de 12h = constante.

- En un point de l'attitude φ , le mouvement du soleil sera identique si on inverse les positions du sud et du nord. [9]

I.2.5. Les coordonnées du soleil :

Pour un lieu donné, la position du soleil est repérée à chaque instant de la journée et de l'année par deux systèmes de coordonnées différents : [9]

- Par rapport au plan équatorial de la terre (repère équatorial).
- Par rapport au plan horizontal du lieu (repère horizontal).

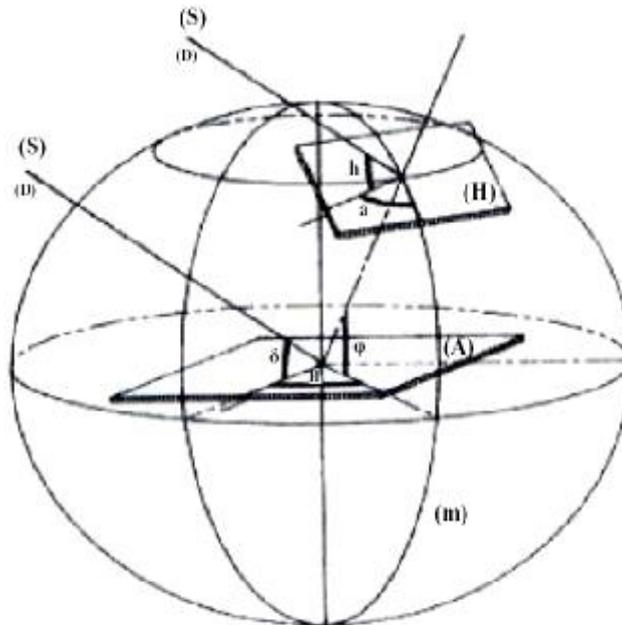


Fig. (I.4) La direction du soleil (S) repéré en coordonnées équatoriales et en coordonnées horizontales en un lieu donné de latitude φ .

1.2.5.1. Coordonnées équatoriales :

Le mouvement du soleil est repéré par rapport au plan équatorial de la terre à l'aide de deux angles (δ , H).

a) Déclinaison solaire d:

C'est l'angle que fait la direction du soleil avec sa projection sur le plan équatorial. La déclinaison du soleil varie quotidiennement selon la relation: [10]

$$d = 23,45 \cdot \sin \left[\frac{360}{365} (J - 80) \right] \quad (I.2)$$

Ou avec plus de précision :

$$d = \text{ArcSin} \left[0,389 \cdot \sin \left[\frac{360}{365} (J - 82) + 2 \cdot \sin \frac{360}{365} (J - 2) \right] \right] \quad (I.3)$$

J : le numéro du jour de l'année compté à partir du 1^{er} janvier, c à d il varie de 1 à 365 ou 366 selon l'année.

δ varie entre deux valeur extrêmes : $-\delta_0 \leq \delta \leq +\delta_0$ avec $\delta_0 = 23,45^\circ$.

- $\delta = 0$ aux Equinoxes (E.P, E.A): Les équinoxes représentent les deux dates de l'année où le soleil traverse le plan équatorial, l'équinoxe automnal, le 23 septembre, marquant le début de la chute de la durée de la journée, et l'équinoxe vernal le 21 mars, marquant le début de l'accroissement de la durée du jour. [9]

· $\delta = 23,45^\circ$ au Solstice été (S.E) : Le solstice d'été (au 21 juin), nous observons que le soleil est à son point le plus élevé dans le ciel. Elle marque le début de l'été dans l'hémisphère nordique.

· $\delta = -23,45^\circ$ au Solstice hiver (S.H) le solstice d'hiver (au 21 décembre)

· $\delta > 0$ aux E.P- S.E –E.A

· $\delta < 0$ aux E.A – S.H – E.P

La variation de la déclinaison du soleil au cours de l'année est représentée par la figure (I-5) [9]

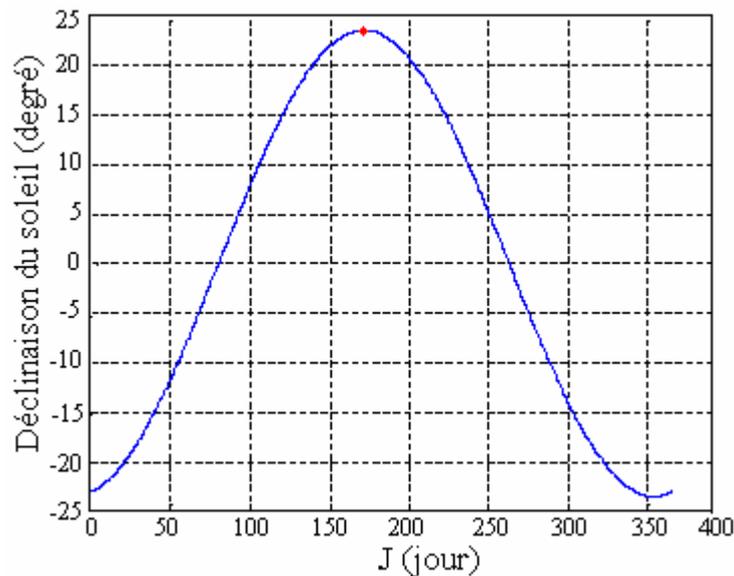


Fig. (I.5) Déclinaison du soleil en fonction du numéro du jour de l'année J.

b) Angle horaire du soleil H :

C'est l'angle que fait les projections de la direction du soleil avec la direction du méridien du lieu, l'angle horaire du soleil varie à chaque instant de la journée selon la relation

$$H = 15(TSV - 12) \quad (I.4)$$

Avec

$$TSV = TL - TU + \left(\frac{\Delta t + 4I}{60} \right) = TL - \left(TU - \frac{I}{15} \right) + \frac{\Delta t}{60} \quad (I.5)$$

$$\Delta t = 9,87 \cdot \sin^2 \left(\frac{360}{365} (J - 81) \right) - 7,35 \cdot \cos \left(\frac{360}{365} (J - 81) \right) - 1,5 \cdot \sin \left(\frac{360}{365} (J - 81) \right) \quad (I.6)$$

TSV: Temps Solaire Vrai : temps repéré de façon que le soleil se trouve au zénith à midi.

TU : Temps Universel : est le décalage horaire par rapport au méridien de Greenwich.
Pour l'Algérie $TU = +1$.

TL: Temps Légal : temps donné par une montre.

Dt : correction de l'équation du temps.

λ : longitude du lieu.

L'angle horaire H varie de -180° à $+180^\circ$.

On prend: [9, 10]

$H > 0$ après midi.

$H < 0$ le matin

$H = 0$ midi TSV.

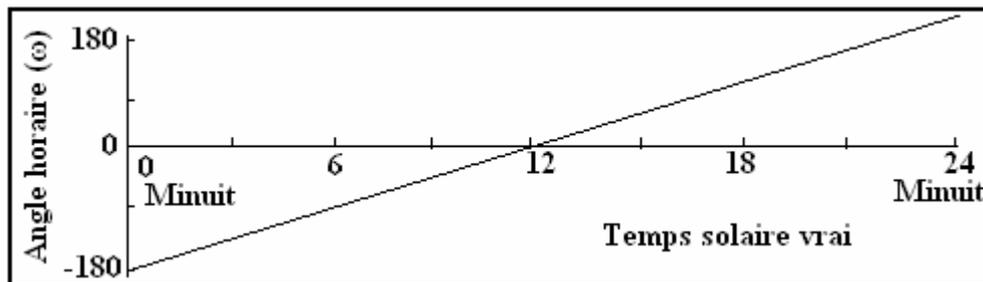


Fig. (I.6) Variation de l'angle horaire en fonction de temps solaire vrai.

1.2.5.2.Coordonnées horizontales :

Le mouvement du soleil est repéré par rapport au plan horizontal du lieu de latitude φ par deux angles h et a.

a) La hauteur du soleil h :

C'est l'angle que fait la direction du soleil avec sa projection sur le plan horizontal.

La hauteur du soleil varie à chaque instant de la journée et de l'année selon la relation suivante [9]:

$$\text{Sin } h = \text{Cos } d . \text{Cos } j . \text{Cos } H + \text{Sin } j . \text{Sin } d \quad (\text{I.7})$$

h varie entre -90° et $+90^\circ$.

On prend:

- $h > 0$ le jour
- $h < 0$ la nuit
- $h = 0$ aux lever et coucher

b) Azimut du soleil a :

C'est l'angle que fait la projection de la direction du soleil avec la direction du Sud.

L'azimut du soleil varie à chaque instant de la journée selon la relation [10] :

$$\sin a = \frac{\cos d \cdot \sin H}{\cos h} \quad (\text{I.8})$$

a : varie entre -180° et $+180^\circ$.

On prend:

- $a > 0 \Rightarrow$ vers l'ouest
- $a < 0 \Rightarrow$ vers l'est
- $a = 0 \Rightarrow$ direction du sud

1.2.5.3. orientation d'un capteur :

L'orientation d'un module photovoltaïque obéit à une règle qui est très simple à retenir: Elle doit être <plein sud > pour les sites situées dans l'hémisphère nord et <plein nord > pour les sites situées dans l'hémisphère sud

Pour la ville de Constantine l'orientation plein sud permet la meilleure captation du rayonnement. Une plus grande surface de captage permet de compenser une orientation qui ne serait pas optimale. [9]

Un capteur quelconque est défini par deux angles (γ , α) :

a) La hauteur du capteur γ :

La hauteur du capteur est l'angle que fait la normale du capteur et sa projection sur le plan horizontal [9, 10].

γ varie entre -90° et $+90^\circ$:

- $\gamma > 0$ Pour un plan tourné vers le haut
- $\gamma < 0$ Pour un plan tourné vers le bas
- $\gamma = 90^\circ$ Pour un plan horizontal tourné vers le haut
- $\gamma = -90^\circ$ Pour un plan horizontal tourné vers le bas
- $\gamma = 0$ Pour un plan vertical.

b- Azimut du capteur α :

C'est l'angle que fait la projection de la normale sur le plan horizontal et la direction du sud. [9, 10]

α varie entre -90° et $+90^\circ$:

- $\alpha > 0 \Rightarrow$ vers l'ouest
- $\alpha < 0 \Rightarrow$ vers l'est

- $\alpha = 0 \Rightarrow$ plan Sud
- $\alpha = -90^\circ \Rightarrow$ plan Est orienté vers le nord
- $\alpha = 180^\circ \Rightarrow$ plan Nord orienté vers le nord
- $\alpha = +90^\circ \Rightarrow$ plan Ouest orienté vers l'ouest

I.2.5.1. Angle d'inclinaison (β):

L'inclinaison c'est l'angle que fait le capteur avec le plan horizontal. [9] L'angle d'inclinaison d'un capteur est donné par : $\beta = 90 - \gamma$

- $\beta > 90^\circ$ Pour un plan tourné vers le bas.
- $\beta < 90^\circ$ Pour un plan tourné vers le haut
- $\beta = 0^\circ$ Pour un plan horizontale tourné vers le bas.
- $\beta = 90^\circ$ Pour un plan verticale.

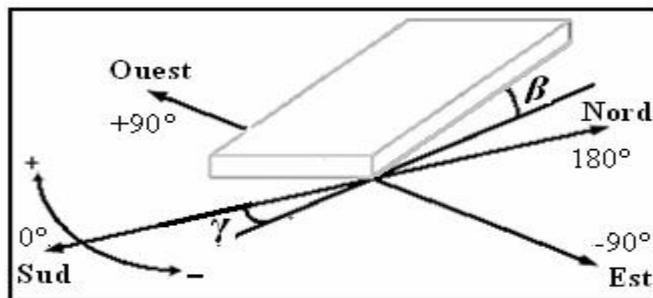


Fig. (I.7) l'orientation et l'inclinaison

I.4. LES RAYONNEMENTS SOLAIRES:

I.4.1. Distribution spectrale:

Le spectre solaire et la distribution spectrale en fonction de la longueur d'onde (λ) ou de la fréquence (n).

L'énergie de chaque photon est donnée par la formule suivante:

$$E = hn = \frac{hc}{\lambda} \quad (I.9)$$

$h = 6,62 \cdot 10^{-34} \text{ JS}^{-1}$ est la constante de planck.

$C = 3 \cdot 10^8 \text{ mS}^{-1}$ étant la vitesse de propagation.

Le Soleil émet un rayonnement électromagnétique compris dans une bande de longueur d'onde variant de 0,22 à $10\mu\text{m}$.

La figure (1.8) représente la variation de la répartition spectrale énergétique. L'énergie associée à ce rayonnement solaire se décompose approximativement ainsi : [7, 11]

- 6,4% dans la bande des ultraviolets ($0,20 < \lambda < 0,38 \mu\text{m}$).
- 48% dans la bande visible ($0,38 < \lambda < 0,78 \mu\text{m}$).
- 45,6% dans la bande des infrarouges ($0,78 < \lambda < 10 \mu\text{m}$).

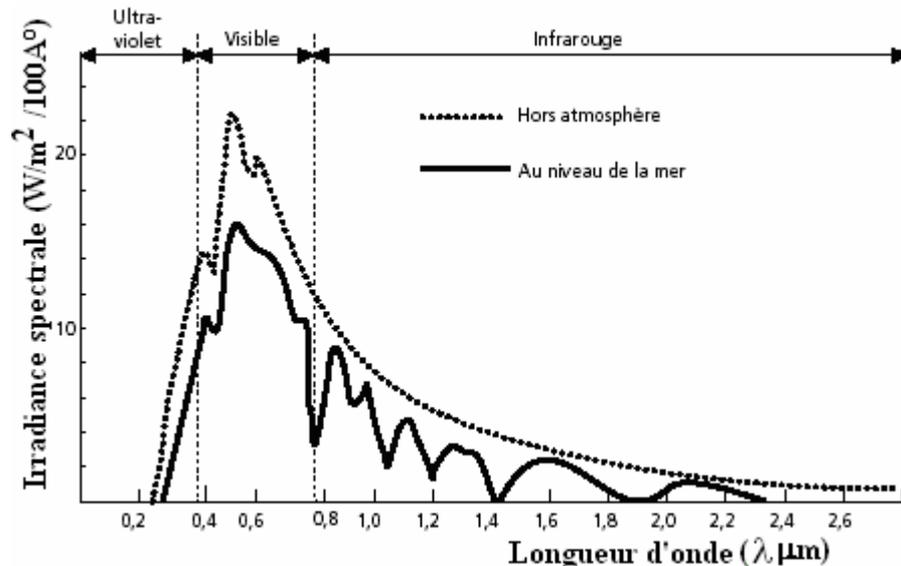


Fig. (1.8) Analyse spectrale du rayonnement solaire

1.4.2. Structure de l'atmosphère:

La structure de l'atmosphère influe de façon non négligeable sur le rayonnement reçu. On peut grossièrement diviser l'atmosphère en 5 couches ayant des propriétés tout à différents et distinctement séparées. [7]

- La troposphère qui s'étend jusqu'à 15km d'altitude où la température décroît de $6,5^\circ\text{C}$ par km pour atteindre -70°C à la base de la couche suivante.
- L'atmosphère de 15 à 55km d'altitude où la température décroît de -70°C à 10°C .
- La mésosphère de 55 à 80km, où la température décroît de $+10^\circ\text{C}$ à -80°C .
- L'ionosphère où la température croît régulièrement pour atteindre 1500°C à l'altitude de 300Km.
- L'exosphère au-delà de 700Km qui s'ouvre sans frontière sur l'espace intersidérale.

1.4.2.1. Spectre hors atmosphère:

hors atmosphère, la distribution spectrale de rayonnement est parfaitement définie, au voisinage de la planète Venus l'éclairement atteint 2600Wm^{-2} au fur et à mesure qu'on s'éloigne du soleil, sur Jupiter par exemple il n'est plus que de 50Wm^{-2} . [7]

I.4.2.2. Rayonnement solaire à travers l'atmosphère:

Les couches atmosphériques, modifient profondément la distribution spectrale de rayonnement solaire. Il subit une atténuation et une modification de son spectre, à la suite des phénomènes complexes d'absorption et de diffusion par les poussières et les aérosols. Ainsi, la couche d'ozone absorbe la majeure partie du rayonnement ultraviolet, tandis que la vapeur d'eau absorbe le rayonnement infrarouge. [7]

I.4.2.3. Atmosphère standard:

En ramenant toutes les couches de l'atmosphérique dans les conditions normales ($P=1013\text{mbar}$ et $T=0^\circ\text{C}$), on définit une atmosphérique standard d'épaisseur verticale moyenne de $7,8\text{Km}$ prise pour référence unité et formée des couches planes et stratifiées par les divers gaz comme l'azote, l'argon, l'eau. [7]

I.4.3. Masse d'air :

Plus le soleil est bas sur l'horizon, plus il va traverser une épaisseur importante d'atmosphère et plus son rayonnement est modifié.

On appelle « masse d'air », m , la masse d'atmosphère traversée par le rayonnement direct pour atteindre le sol (par ciel clair), par rapport à une traversé vertical au niveau de la mer (voir figure (I-9)).

Cela dépend de la hauteur angulaire du soleil (h) .à l'aide des points O, A et M, on écrit la longueur du trajet du soleil travers l'atmosphère : $OM = OA / \sin h$

On appelle m le rapport OM / OA , soit $1/\sin h$

A une pression P différente de 1013 mbar et à altitude z (km), on désignera par masse atmosphérique ou nombre d'air masse le nombre: [8]

$$m = \frac{P}{1013 \times \sin h} \exp\left(-\frac{z}{7.8}\right) \quad (\text{I.10})$$

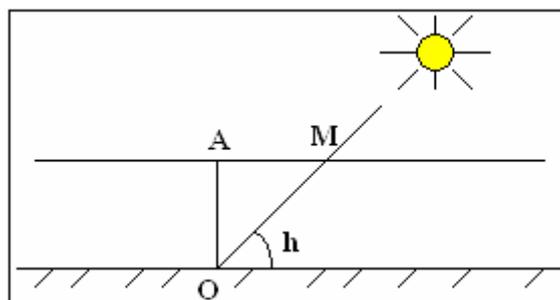


Fig. (I.9) le rayonnement solaire et le nombre d'air masse

I.4.4. Différents types de rayonnement:

Le soleil fournit une quantité d'énergie énorme: environ 15×10^{17} kWh/an. Le besoin global de la terre (besoins électriques + énergie thermique + transport) est de 30×10^{13} kWh/ an, le soleil fournit donc annuellement 5000 fois les besoins énergétiques globaux de la terre. [12]

a) Rayonnement direct :

Le rayonnement direct est le rayonnement reçu directement du Soleil. Il peut être mesuré par un pyrhéliomètre. [13]

Si I est le rayonnement direct.

Dans le cas d'un plan horizontale le rayonnement s'écrit : $I_h = I \cdot \sin h$ (I.11)

b) Rayonnement diffus:

Le rayonnement diffus (D_h) est le rayonnement émis par des obstacles (nuages, sol, bâtiments) et provient de toutes les directions, Il peut être mesuré par un pyranomètre avec écran masquant le soleil. [14]

c) L'albédo:

L'albédo du sol est le rayonnement qui est réfléchi par le sol ou par des objets se trouvant à sa surface. Cet albédo peut être important lorsque le sol est particulièrement réfléchissant (eau, neige).

$$\text{L'albédo } Alb = \frac{\text{energierefléchie}}{\text{energierecue}}$$

Il y a quelques valeurs de L'albédo selon la surface du sol: [14]

Surfaces du sol	Albédo
Surface d'eau	0,03 à 0,1
Forêt	0,05 à 0,2
Sol cultivé	0,07 à 0,14
Pierres et rochers	0,15 à 0,25
Champs et prairies	0,1 à 0,3
Sol nu	0,15 à 0,4
Neige ancienne	0,5 à 0,7
Neige fraîche	0,8 à 0,95

d) Rayonnement global:

Le rayonnement global est le rayonnement émis par le soleil incident sur un plan donné, et c'est la somme du rayonnement direct et diffus, il est mesuré par un pyranomètre ou un solarimètre sans écran. [14]

Dans le cas d'une surface horizontale, le rayonnement global s'écrit:

$$G = I \cdot \sin h + Dh \tag{I.12}$$

h: hauteur angulaire.

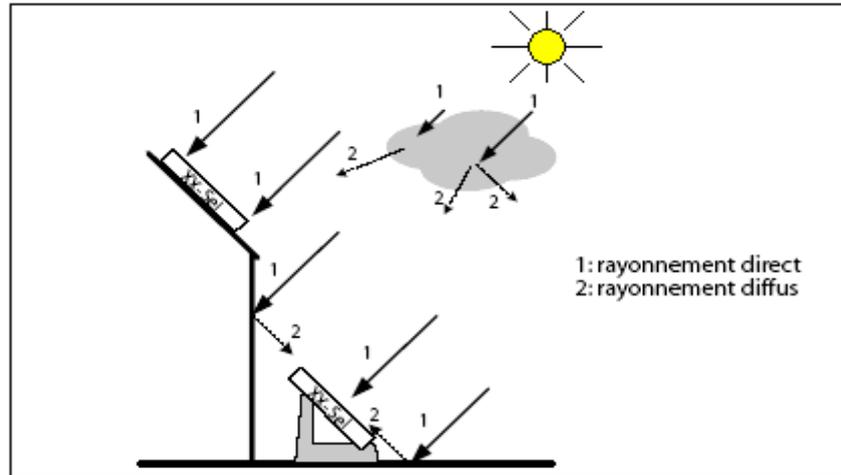


Fig. (I.10) différents composants de rayonnement.

I.4.5. Les expressions des rayonnements solaires sur un plan quelconque:

I.4.5.1. Rayonnement direct :

Le rayonnement direct reçu dans le plan du capteur est:

$$I_{(a,g)} = I \cdot \cos i$$

Avec *I*: rayonnement direct normal

i: angle d'incidence : c'est l'angle entre la direction du soleil et la normale au plan, Cet angle peut être déterminé par la connaissance des cosinus directeurs du rayon incident \vec{u} et la normale \vec{n} en coordonnées horizontales : [9]

$$\vec{n} \begin{cases} \cos(g) \cdot \sin(a) \\ \cos(g) \cdot \cos(a) \\ \sin(g) \end{cases} \quad \vec{u} \begin{cases} \cos(h) \cdot \sin(a) \\ \cos(h) \cdot \cos(a) \\ \sin(h) \end{cases}$$

Le produit scalaire de et détermine l'angle d'incidence *i* :

$$\cos i = \vec{n} \cdot \vec{u} = \begin{pmatrix} \cos(g) \cdot \sin(a) \\ \cos(g) \cdot \cos(a) \\ \sin(g) \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \cos(h) \cdot \sin(a) \\ \cos(h) \cdot \cos(a) \\ \sin(h) \end{pmatrix} \tag{I.13}$$

$$\cos i = \cos a \cdot \cos g \cdot \sin a \cdot \cos h + \cos a \cdot \cos g \cdot \cos a \cdot \cos h + \sin g \cdot \sin h \quad (\text{I.14})$$

$$\cos i = \cos(a - a) \cos g \cdot \cos h + \sin g \cdot \sin h \quad (\text{I.15})$$

Cette équation peut être écrite d'une autre manière, à l'aide de l'équation des passages d'un système de coordonnées à un autre. On peut écrire l'angle d'incidence en coordonnées horaires. [9]

$$\begin{cases} \sin(h) = \cos(g) \cos(H) \cos(j) + \sin(d) \sin(j) \\ \sin(a) = \frac{\cos(g) \sin(H)}{\cos(h)} \end{cases} \quad (\text{I.16})$$

L'expression du rayonnement direct dépend de l'azimut du capteur a , la hauteur du capteur (γ), l'angle d'incidence i , la hauteur du soleil h , et l'angle d'inclinaison b . [7]

• **Soleil à midi** (azimut nul $a=0$) :

a) pour un plan horizontal orienté sud ($\beta = 0 \Rightarrow \gamma = 90^\circ$, et $\alpha = 0$) suivant la figure (I.11.a) ; $I_\alpha = I_0 = I \cdot \sin h$

b) pour un plan incliné sur l'horizontal et orienté sud (I.11.b)

$$i = 90^\circ - (h + \alpha)$$

$$I_a = I \cos i = I \sin(h + i)$$

• **Azimut quelconque : $a \neq 0$**

c) pour un plan vertical orienté sud ($\beta = 90^\circ \Rightarrow \gamma = 0^\circ$, et $\alpha = 0^\circ$), la figure (I.11.c)

$$I_a = I \cos h \cos a$$

d) pour un plan incliné d'un angle α sur l'horizontal et orienté sud (I.11.d)

I_a est la résultante de deux composantes projetées sur la normale au plan du capteur.

L'une perpendiculaire à l'horizon : $I \cdot \sin h$ l'autre dans le plan de l'horizon, pointant vers le sud : $I \cos h \cos a$.

La somme des projections donne : $I_a = I (\sin h \cos a + \cos h \cos a \sin a)$

e) pour un plan vertical d'orientation quelconque γ dont la normale fait un angle γ avec le plan méridien (I.11.e) ; $\alpha = 90^\circ$ et $I_a = I \cos h \cos (g - a)$

f) pour un plan incliné d'inclinaison quelconque α et d'orientation quelconque γ figure (I.11.f) ; $I_a = I (\sin h \cos a + \cos h \cos (g - a) \sin a)$.

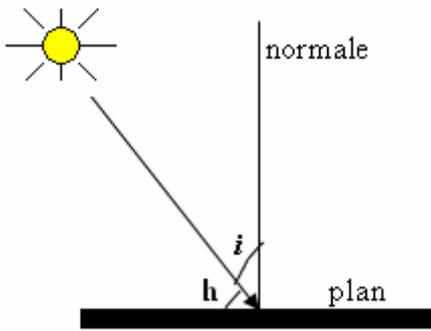


figure (I.11.a)

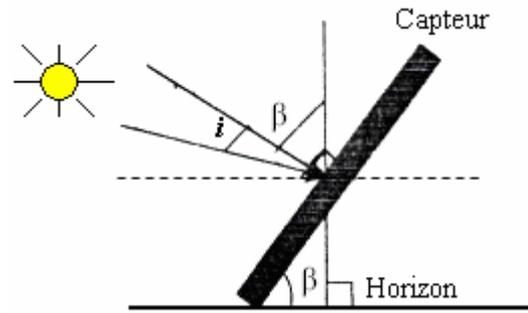


figure (I.11.b)

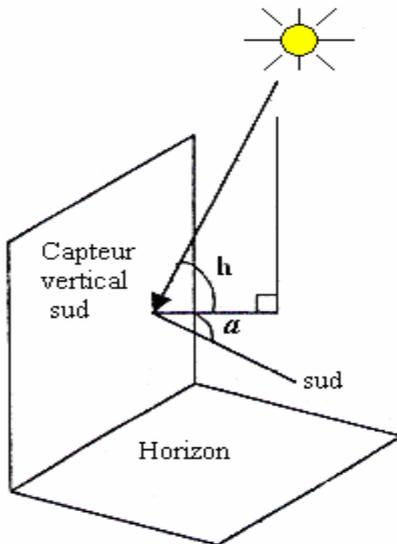


figure (I.11.c)

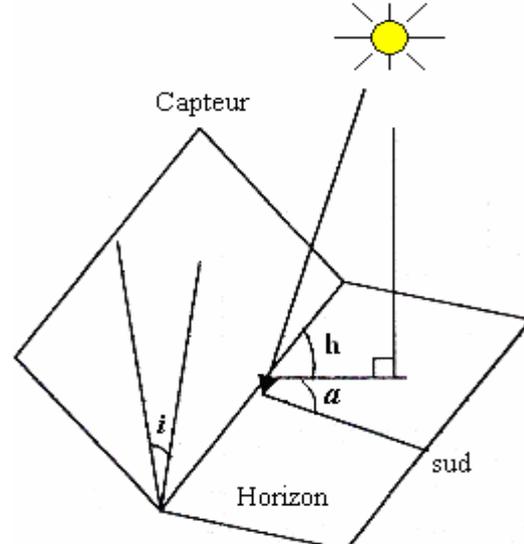


figure (I.11.d)

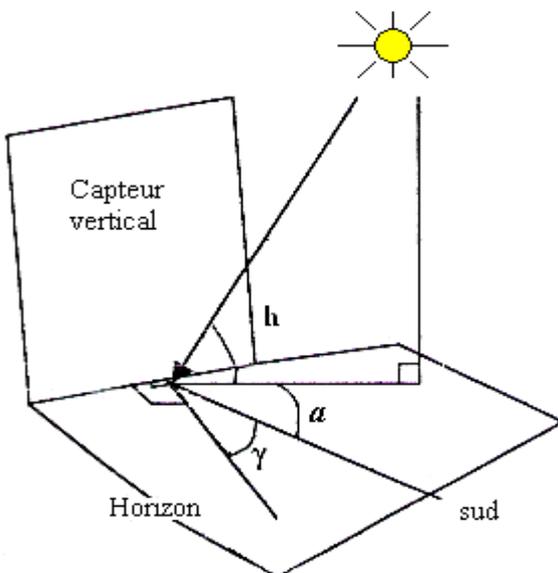


figure (I.11.e)

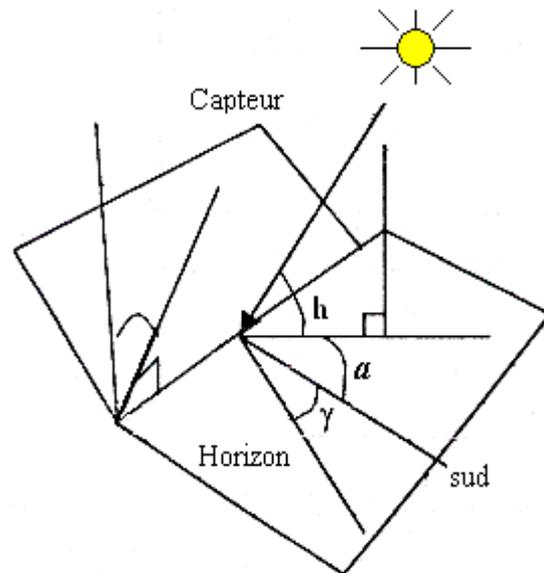


figure (I.11.f)

Fig. (I.11) Mesure le rayonnement sur une surface d'inclinaison quelconque. [7]

1.4.5.2. Rayonnement diffus:

Dans le plan du capteur le Rayonnement diffus est donné par[15]:

$$D_{(a,g)} = \left(\frac{1 + \cos a}{2}\right) D_h + Alb \left(\frac{1 - \cos a}{2}\right) G_h \quad (\text{I.17})$$

Avec

Alb: albédo (coefficient de réflexion du sol).

h: hauteur de soleil [degré];

D_h: diffus sur plan horizontale.

$$\text{Pour un plan vertical} \Rightarrow D_v = 0,5(D_h + a G_h). \quad (\text{I.18})$$

I.4.5.3. Rayonnement global:

Pour un plan quelconque, le rayonnement global est : [15]

$$G(a, g) = I_h \cdot \frac{\cos i}{\sin h} + \frac{D_h}{2} \left[1 + \cos\left(\frac{\pi}{2} - g\right) \right] + \frac{D_h}{2} Alb \left[1 - \cos\left(\frac{\pi}{2} - g\right) \right] \quad (\text{I.19})$$

Avec :

I_h : Direct horizontal ;

D_h : Diffus horizontal ;

G_h : global horizontal ;

Alb : Albédo.

I.5. LES RAYONNEMENTS TERRESTRES: [14]

Le rayonnement terrestre est absorbé en quasi-totalité par l'atmosphère. Cette absorption sélective est due principalement au gaz carbonique, un peu à l'ozone et surtout à la vapeur d'eau.

I.5.1. Corps noir : [16]

Le Corps noir est un corps qui absorbe toutes les radiations qu'il reçoit indépendamment de son épaisseur, de sa température, de l'angle d'incidence et de la longueur d'onde du rayonnement incident, c'est-à-dire qui a un facteur d'absorption égal à 1 pour toutes les radiations $\alpha_{T\lambda} = 1$.

Les Propriétés du corps noir sont:

- Tous les corps noirs rayonnent de la même manière.
- Le corps noir rayonne plus que le corps non noir à la même température.

1.5.1.1. Loi de Stefan-Boltzmann

En 1879, le physicien autrichien Stefan a pu établir expérimentalement que la densité d'énergie totale $\rho(T)$ du corps noir à une température T augmente proportionnellement à la quatrième puissance de la température [16] : $r(T) = aT^4$ (I.20)

Où a contient la constante de Stefan-Boltzmann: $s = 5,67.10^{-8} \text{ Wm}^{-2}\text{K}^4$

$r(T)$ est l'intégration sur toutes les longueurs d'ondes de $r(\lambda, T)$:

$$r(T) = \int_0^{\infty} r(\lambda, T) d\lambda = -c \int_0^{\infty} \frac{1}{n^2} r(n, T) dn \quad \text{où } n = \frac{c}{\lambda} \text{ est la fréquence.} \quad (\text{I.21})$$

1.5.1.2. Loi de déplacement de Wien

En 1893, Wien a apporté une information supplémentaire sur l'allure du spectre en montrant la relation suivante:

$$\lambda T = \text{const.} = 2897$$

Les limites énergétiques du rayonnement sont comprises entre $0,5\lambda_{\text{max}}$ et $10\lambda_{\text{max}}$.

Par exemple pour une température $T=10\mu\text{m}$, donc Les limites énergétiques du rayonnement sont comprise entre 0,5 et $10\mu\text{m}$. [16]

Pour un corps noir à 288°k , $\lambda_{\text{max}}=10\mu\text{m}$, donc Les limites énergétiques du rayonnement sont comprise entre 5 et $100\mu\text{m}$.

1.5.2. Corps gris :

Un corps gris est un corps dont le pouvoir absorbant $\alpha_{\lambda T}$ est indépendant de la longueur d'onde λ du rayonnement qu'il reçoit. [16] Il est défini: $a_{\lambda T} = a_T$

1.6. CONCLUSION :

Dans ce chapitre nous avons présenté des notions importantes sur le gisement solaire comme les Coordonnées terrestres et horaires, les temps de base et le mouvement de la terre autour de soleil. Ensuite nous avons présenté les différents types de rayonnements (direct, diffus, albédo et global) et les expressions mathématiques de chaque rayonnement selon la variation d'inclinaison et d'orientation.

Une exploitation rigoureuse du gisement solaire permet l'orientation précise de n'importe quel capteur solaire en tout fait du globale.

II.1. INTRODUCTION :

L'énergie photovoltaïque (PV) est la transformation directe de la lumière en électricité. À l'encontre de l'énergie solaire passive, qui utilise les éléments structuraux d'un bâtiment pour mieux le chauffer (ou le refroidir), et de l'énergie solaire active, qui utilise un caloporteur (liquide ou gazeux) pour transporter et stocker la chaleur du Soleil (on pense au chauffe-eau), l'énergie photovoltaïque n'est pas une forme d'énergie thermique. Elle utilise une photopile pour transformer directement l'énergie solaire en électricité.

L'effet photovoltaïque, c'est-à-dire la production d'électricité directement de la lumière, fut observé la première fois, en 1839, par le physicien français Edmond Becquerel. Toutefois, ce n'est qu'au cours des années 1950 que les chercheurs de la compagnie Bell Telephone, aux États-Unis, parvinrent à fabriquer la première photopile, l'élément primaire d'un système photovoltaïque. [11]

II.2. GENERATEUR PHOTOVOLTAÏQUE (PV):

Le générateur photovoltaïque permet de convertir l'énergie solaire en énergie électrique sous forme de tension et de courant continu, variable selon l'influence de l'éclairement sur les panneaux solaires. [6] Le composant de base de cette conversion est la cellule photovoltaïque.

II.2.1. Le semi-conducteur

Un semi-conducteur est un matériau dont la concentration en charges libres est très faible par rapport aux métaux. Pour qu'un électron lié à son atome (bande de valence) devienne libre dans un semiconducteur et participe à la conduction du courant, il faut lui fournir une énergie minimum pour qu'il puisse atteindre les niveaux énergétiques supérieurs (bande de conduction). C'est l'énergie du "band gap", E_g , en électron-volt (eV).

Cette valeur seuil est propre à chaque matériau semi-conducteur et va de 1,0 à 1,8 eV pour les applications photovoltaïques. Elle est de 1,1 eV pour le silicium cristallin (c-Si), et 1,7 eV pour le silicium amorphe (a-Si). [17]

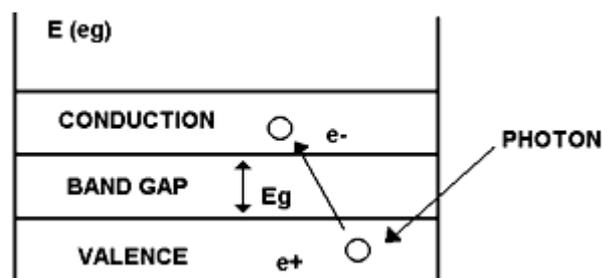


Fig. (II.1) Schéma explicatif du phénomène

II.2.2. Les Cellules photovoltaïques ou photopiles :

Les cellules photovoltaïques ou photopiles sont des composants électronique a semi conducteur qui transforment directement la lumière solaire en électricité. Elles sont réalisées à l'aide de matériaux semi-conducteurs utilisés en tranches fines ou en dépôts sur un substrat. Les matériaux les plus connus sont:

- le silicium (Si)
- le sulfure de cadmium (Cds)
- l'arséniure de gallium (As Ga)
- le tellure de cadmium (Cd Te)
- le germanim (Ge)
- le phosphore d'indium (InP)

Toutefois, le matériau le plus couramment utilisé est le silicium pur obtenu à partir de la silice (quartz ou sable) par transformations chimiques et métallurgiques. [18]

II.2.3. Principe de fonctionnement :

La cellule PV est réalisée à partir de deux couches de silicium, une dopée P (dopée au bore) et l'autre dopée N (dopée au phosphore) créant ainsi une jonction PN avec une barrière de potentiel.

Lorsque les photons sont absorbés par le semi-conducteur, ils transmettent leur énergie aux atomes de la jonction PN de telle sorte que les électrons de ces atomes se libèrent et créent des électrons (charges N) et des trous (charges P). Ceci crée alors une différence de potentiel entre les deux couches.

Cette différence de potentiel est mesurable entre les connexions des bornes positives et négatives de la cellule.

A travers une charge continue, on peut en plus récolter des porteurs.

La tension maximale de la cellule est d'environ 0.6 V pour un courant nul. Cette tension est nommée tension de circuit ouvert (V_{CO}).

Le courant maximal se produit lorsque les bornes de la cellule sont court-circuitées, il est appelé courant de court-circuit (I_{CC}) et dépend fortement du niveau d'éclairement.

La figure (II.2) représente le principe de fonctionnement. [19]

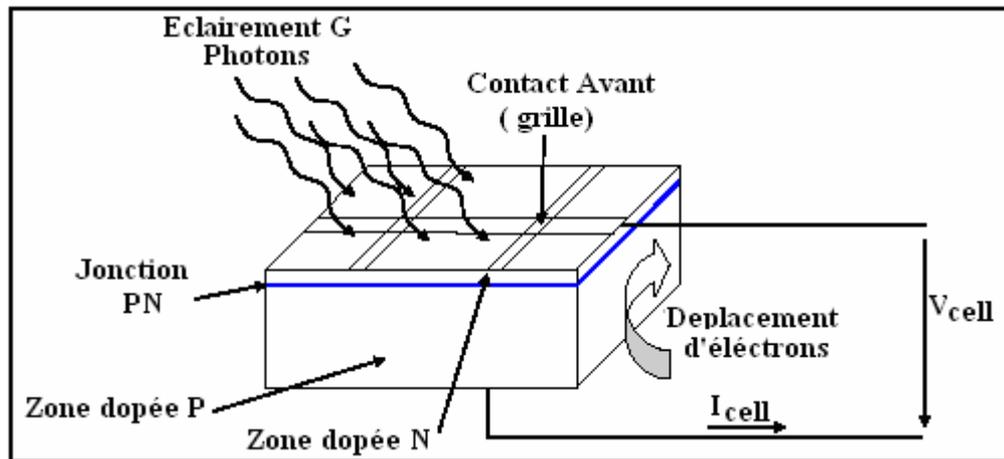


Fig. (II.2) le principe de fonctionnement d'une cellule solaire

II.2.4. Les différents types des cellules solaires:

Il existe trois types principaux de cellules :

II.2.4.1. Les cellules mono-cristallines

La cellule monocristalline qui s'approche le plus du modèle théorique: cette cellule est effectivement composée d'un seul cristal divisé en deux couches. [9]

Ces cellules souffrent néanmoins des inconvénients:

- Première génération de photopiles.
- Un taux de rendement excellent de 15 % et jusqu'à 24 % en labo.
- Méthode de production laborieuse et difficile, et donc, très chère.
- Il faut une grande quantité d'énergie pour obtenir un cristal pur. [17]

II.2.4.2. Les cellules poly-cristallines

Les cellules poly-cristallines sont composées d'un agglomérat de cristaux. Elles aussi proviennent du sciage de blocs de cristaux, mais ces blocs sont coulés et sont dès lors hétérogènes. [9]

Les cellules poly-cristallines est caractérisées par :

- Coût de production moins élevé.
- Procédé moins gourmand en énergie.
- Rendement de 13 % et jusqu'à 20 % en labo. [17]

II.2.4.3. Les cellules amorphes

Le silicium amorphe, apparu en 1976. Sa structure atomique est désordonnée, non cristallisée, mais il possède un coefficient d'absorption supérieur à celui du silicium cristallin.

Cependant, ce qu'il gagne en pouvoir d'absorption, il le perd en mobilité des charges électriques (rendement de conversion faible). [9]

- Coût de production bien plus bas.
- Rendement de seulement 6 % par module et de 14 % en labo.

. Fonctionne sous très faible éclaircissement. [17]

Grâce à la technologie des nouveaux matériaux le tellure de cadmium (CdTe), l'arséniure de gallium (GaAs) ainsi que le diséléniure de cuivre et d'indium (CIS) ont permis d'obtenir des photopiles ayant des rendements 38 % au laboratoire. [9]

II.2.5. Modèle mathématique et formulation :

II.2.5.1. model idéal d'une cellule photovoltaïque :

La cellule photovoltaïque peut être étudiée à partir circuit équivalent donné par la figure (II-3) composé d'un générateur à courant et d'une diode en parallèle.

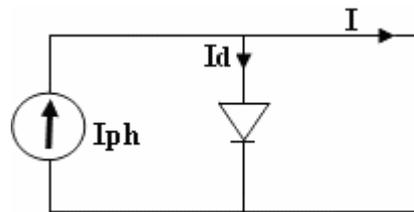


Fig. (II.3) Schéma électrique idéal d'une cellule photovoltaïque

Donc le courant aux bornes de la cellule est : [20]

$$I = I_{ph} - I_d \quad (\text{II-1})$$

I_{ph} : photo- courant. I_d : courant traversant la diode.

$$I_d = I_s \left[\exp\left(\frac{V}{U_T}\right) - 1 \right] \quad (\text{II-2})$$

$$\text{Avec } U_T = \frac{k \cdot T}{q} \quad (\text{II-3})$$

q : charge de l'électron ($1.9 \cdot 10^{-19}$ coul).

k : la constante de boltzman.

U_T : tension thermique.

I_s : courant de saturation.

V : tension à la borne de la diode.

T : température absolue (en kelvin).

Si on trace le courant (I) en fonction de la tension (v) en a une soustraction de deux courbes [7, 20, 21]:

I_{ph} : le photo-courant.

I_d : la caractéristique de la diode I (V).

La figure (II-4), représente les différentes courbes [18]:

$$I(V) = I_{ph} - I = I_{ph} - I_s \left[\exp\left(\frac{V}{U_T}\right) - 1 \right] \quad (\text{II-4})$$

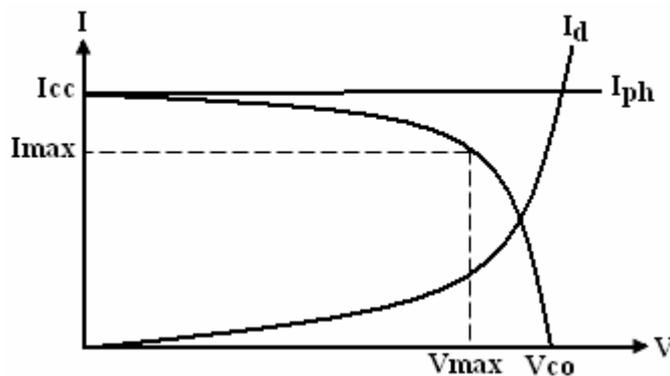


Fig. (II.4) La caractéristique I (V) d'une cellule photovoltaïque

II.2.5.2. Modèle réel d'une cellule photovoltaïque :

Dans le cas d'une cellule photovoltaïque réelle, d'autres paramètres tenant compte des effets résistifs, des recombinaisons, des fuites vers les bords, doivent être pris en considération.

Le modèle mathématique du générateur photovoltaïque est basé sur le circuit équivalent. Cette circuit est représenté sur la figure (II.5) par un générateur de courant I_{cc} , une diode et deux résistances R_s et R_{sh} . [22, 23]

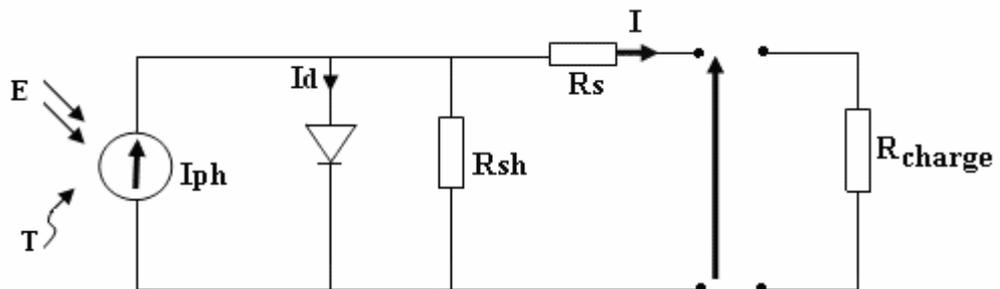


Fig. (II.5) Schéma électrique réel d'une cellule photovoltaïque [23]

• R_s est une résistance série liée à la résistivité volumique et à l'impédance des électrodes et des matériaux. La pente de la courbe courant-tension au point V_{oc} représente l'inverse de la résistance série ($1/R_s$).

· **Rsh** est une résistance shunt liée aux effets de bord et aux recombinaisons volumiques. La pente de la courbe courant tension au point I_{cc} représente l'inverse de la résistance shunt ($1/R_{sh}$). [22]

Le photo courant I_{ph} crée dans la structure par une partie de rayonnement absorbé (ce courant est pratiquement le courant de court circuit de la cellule).

- Le courant direct I_d d'obscurité de la jonction.
- Le courant I généré par la cellule et fourni à la charge.
- Le courant I_p correspond au courant des connexions parallèles.

Cet équilibre s'écrit : [7, 24]

$$I = I_{ph} - I_d - I_p \quad (\text{II-5})$$

Selon le schéma équivalent d'une cellule solaire dans La figure (II.5), on a :

$$I = I_{ph} - I_d - \left(\frac{V + I R_s}{R_{sh}} \right) \quad (\text{II-6})$$

$$\Rightarrow I = I_{ph} - I_s \left[\exp\left(\frac{(V + R_s I)}{A U_T}\right) - 1 \right] - \left(\frac{V + R_s I}{R_{sh}} \right) \quad (\text{II-7})$$

R_s : résistance série

R_{sh} : résistance shunt

A : Facteur de qualité [18]

II.2.5.3. Paramètres des cellules photovoltaïques

Les paramètres des cellules photovoltaïques (I_{CC} , V_{CO} , P_{max} , A , ff et η), extraits des caractéristiques courant-tension, permettent de comparer différentes cellules éclairées dans des conditions identiques.

a) Courant de court-circuit, I_{CC} :

Il s'agit du courant obtenu en court-circuitant les bornes de la cellule (en prenant $V=0$ dans le schéma équivalent). Il croît linéairement avec l'intensité d'illumination de la cellule et dépend de la surface éclairée, de la longueur d'onde du rayonnement, de la mobilité des porteurs et de la température.

$$\text{On peut écrire : } I_{cc}(V=0) = I_{ph} \quad (\text{II-8})$$

b) Tension à circuit ouvert, V_{CO}

La tension à circuit ouvert est obtenue quand le courant qui traverse la cellule est nul. Elle dépend de la barrière d'énergie et de la résistance shunt. Elle décroît avec la température et varie peu avec l'intensité lumineuse.

$$\text{On peut écrire : } V_{CO} (I = 0) = AU_T \ln \left(\frac{I_{ph}}{I_S} + 1 \right) \quad (\text{II-9})$$

c) Puissance maximale :

La puissance fournie au circuit extérieur par une cellule photovoltaïque sous éclairage dépend de la résistance de charge (résistance externe placée aux bornes de la cellule). Cette puissance est maximale (notée Pmax) pour un point de fonctionnement Pmax(I_{max}, V_{max}) de la courbe courant-tension (courants compris entre 0 et I_{CC} et tension comprise entre 0 et V_{CO}) (Figure II.4). [22]

Donc la puissance fournie par la cellule est donnée par le produit (V.I) ; c.à.d :

$$P = V \left(I_{ph} - I_S \left[\exp \left(\frac{V}{AU_T} \right) - 1 \right] \right) \quad (\text{II-10})$$

Cette puissance fournie est maximale au point définit par :

$$\frac{\partial P}{\partial V} = \frac{\partial I}{\partial V} + I = 0 \text{ Soit :}$$

$$I_{ph} - I_S \left(\exp \left(\frac{V}{AU_T} \right) - 1 \right) - V I_S \left(\frac{1}{AU_T} \right) \exp \left(\frac{V}{AU_T} \right) = 0 \quad (\text{II-11})$$

La tension V_{max} et le courant I_{max} correspondant ou maximum de puissance, sont alors données par :

$$\left(1 + \frac{V_{max}}{AU_T} \right) \exp \left(\frac{V_{max}}{AU_T} \right) = 1 + \frac{I_{ph}}{I_S} \quad (\text{II-12})$$

Donc :

$$I_{max} = I_S \frac{V_{max}}{AU_T} \exp \left(\frac{V_{max}}{AU_T} \right) \quad (\text{II-13})$$

Le produit (V_{max}.I_{max}) donne la puissance maximale qui représente 80% environ du produit (V_{CO}.I_{CC}). [6]

d) Facteur de qualité :

C'est un paramètre dépendant de la qualité de la diode, (compris entre 1 et 2).

e) Facteur de forme :

On appelle facteur de forme *ff* (*filling factor*), le rapport entre la valeur maximale de la puissance pouvant être extraite (P_{max} = I_{max} x V_{max}) de la photopile sous les conditions de mesures standardisées, et le produit I_{cc} x V_{co} où: [8]

$$ff = \frac{P_{max}}{V_{CO} \cdot I_{CC}} \quad (\text{II-14})$$

Pour une cellule de fabrication industrielle, le facteur de forme est de l'ordre de 70%.

f) Rendement d'une cellule solaire

Le rendement est donné par le rapport de la puissance électrique maximale générée à la puissance du rayonnement solaire incident : [8]

$$h_c = \frac{V_{\max} \cdot I_{\max}}{P_{\text{solaire}}} \quad (\text{II-15})$$

II.2.5.4. Caractéristique courant-tension $I=f(V)$

La caractéristique courant-tension d'une cellule solaire se met sous la forme mathématique de l'équation (II-16) qui peut être reformulée sous la forme : [5, 25, 26]

$$I = I_{ph} - I_s \left[\exp\left(\frac{(V + R_s I)}{AU_T}\right) - 1 \right] - \left(\frac{V + R_s I}{R_{sh}}\right) \quad (\text{II-16})$$

$$I_{ph} = I_{ph}(T_1) [1 + K_0(T - T_1)] \quad (\text{II-17})$$

$$I_{ph}(T_1) = I_{CC}(T_1, \text{nom}) \cdot \frac{E}{E_{\text{nom}}} \quad (\text{II-18})$$

$$K_0 = \frac{(I_{CC}(T_2) - I_{CC}(T_1))}{I_{CC}(T_1) \frac{1}{T_1 - T_1}} \quad (\text{II-19})$$

$$I_s = I_s(T_1) \left(\frac{T}{T_1}\right)^{3/4} \exp\left(\frac{-V_g}{\frac{AU_T}{T} \left(\frac{1}{T} - \frac{1}{T_1}\right)}\right) \quad (\text{II-20})$$

$$I_s(T_1) = \frac{I_{CC}(T_1)}{\exp\left(\frac{V_{CO}(T_1)}{AU_T \frac{T_1}{T}}\right) - 1} \quad (\text{II-21})$$

$$R_s = -\frac{dV}{dI_{V_{CO}}} - \frac{1}{X_V} \quad (\text{II-22})$$

$$XV = I_s(T_1) \frac{1}{AU_T} \exp\left(\frac{V_{CO}(T_1)}{AU_T \frac{T_1}{T}}\right) \quad (\text{II-23})$$

Toutes les constantes dans les équations ci-dessus peuvent être déterminées utilisant les données de fabrications de panneaux photovoltaïques et à partir des courbes I(V) mesurées. [25]

Quand la cellule est court circuit, un courant est négligeable dans la diode. Le rapport entre le photo-courant et la température est linéaire, voir l'équation (II-17) et est déduit en notant le changement du photo-courant en fonction de la variation de la température.

Quand la cellule est en obscurité, la caractéristique I(V) est donnée par l'équation de Shockley. Quand la cellule illuminée est en circuit ouvert, le photo-courant passe entièrement dans la diode. Les courbes I(V) sont excentrées de l'origine par le photo-courant généré I_{ph} , équation (II-16).

La valeur du courant de saturation à 25°C est calculée en utilisant la tension de circuit ouvert et le courant de court circuit à cette température, équation (II-21).

Une estimation du facteur d'idéalité doit être faite. Cette valeur est entre 1 et 2, plus près de l'unité pour les courants élevés, et approchant la valeur 2 pour les bas courants. [5]

La relation de la température est complexe, mais ne contient heureusement aucune variable exigeant une estimation (II-20)[25]. La résistance série du module possède un grand impact sur la pente de la caractéristique I(V) à $V=V_{CO}$, comme vu dans la figure (II-6).

Les équations (II-20) et (II-21) sont calculées en différenciant l'équation (II-16), l'évaluation à $V=V_{CO}$ et le réarrangement en terme R_s . [25, 5]

Les figures (II.6) représentent les caractéristiques I(V) et P(V) d'une cellule pour un éclairage et une température donnée.

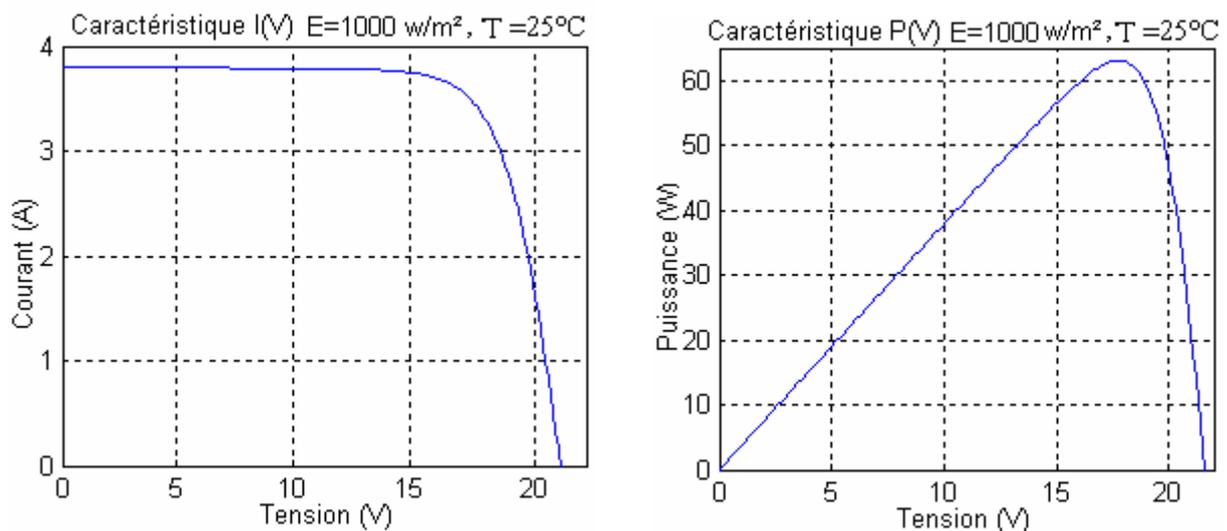


Fig. (II.6) Caractéristique I(V) et P(V) d'un module PV

II.2.6. Les zones de Caractéristique I(V) d'un générateur photovoltaïque:

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 $I = f(V)$ 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.7) représente trois zones essentielles : [27]

a) La zone (1) : où le courant reste constant quelle que soit la tension, pour cette région, le générateur photovoltaïque fonctionne comme un générateur de courant.

b) La zone (2) : correspondant au coude de la caractéristique, la région intermédiaire entre les deux zones précédentes, représente la région préférée pour le fonctionnement du générateur, où le point optimal (caractérisé par une puissance maximale) peut être déterminé.

c) La zone (3): 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.

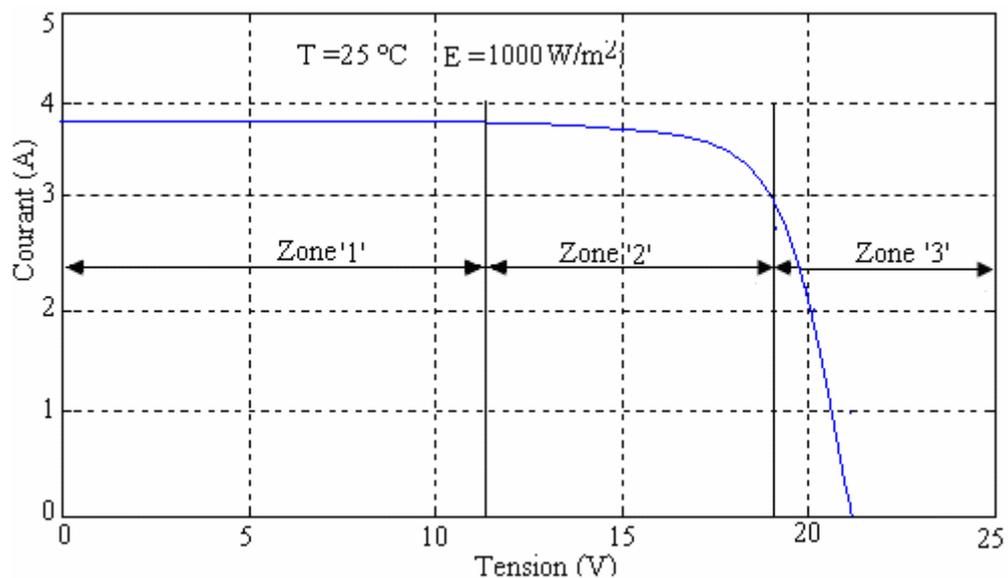


Fig. (II.7) Les différentes zones de Caractéristique I(V) d'un générateur photovoltaïque

III.2.7. Les paramètres qui influent sur la caractéristique $I = f(V)$:

a) Influence de l'éclairement

La puissance délivrée par un générateur PV dépend de l'irradiation qu'il reçoit. [27]

La figure (II-8) représente la caractéristique courant-tension et puissance-tension d'un module (PV) solaire en fonction de l'éclairement, à une température et une vitesse de circulation de l'air ambiant constantes.

On remarque que la tension V_{max} correspondant à la puissance maximale ne varie que très peu en fonction de l'éclairement, contrairement au courant I_{max} qui augmente fortement avec l'éclairement.

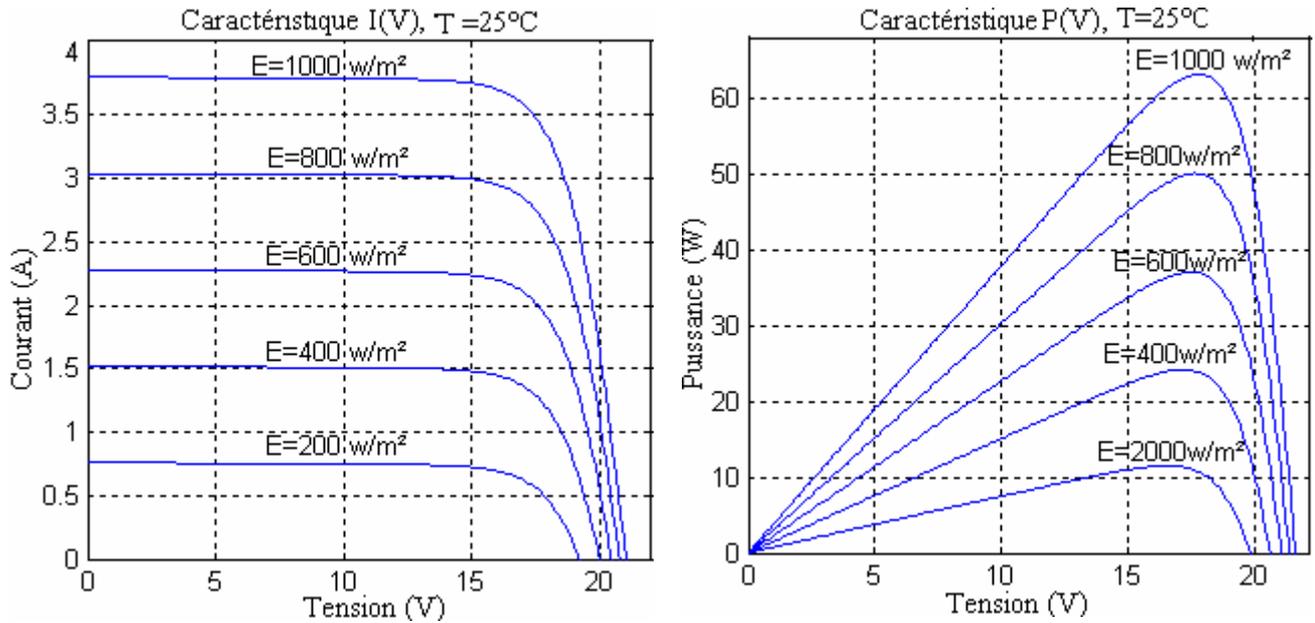


Fig. (II.8) Influence de l'éclairement sur le module

b) Influence de la température :

La température est un paramètre très important dans le fonctionnement des cellules photovoltaïques parce que les propriétés électriques d'un semi conducteur sont très sensibles à la température. [7]

La figure (II-9) représente la caractéristique courant-tension et puissance-tension d'un module (PV) solaire en fonction de la température, à un éclairement et constante.

On remarque que L'augmentation de la température entraîne une diminution de la tension de circuit ouvert, ainsi qu'une diminution de la puissance maximale.

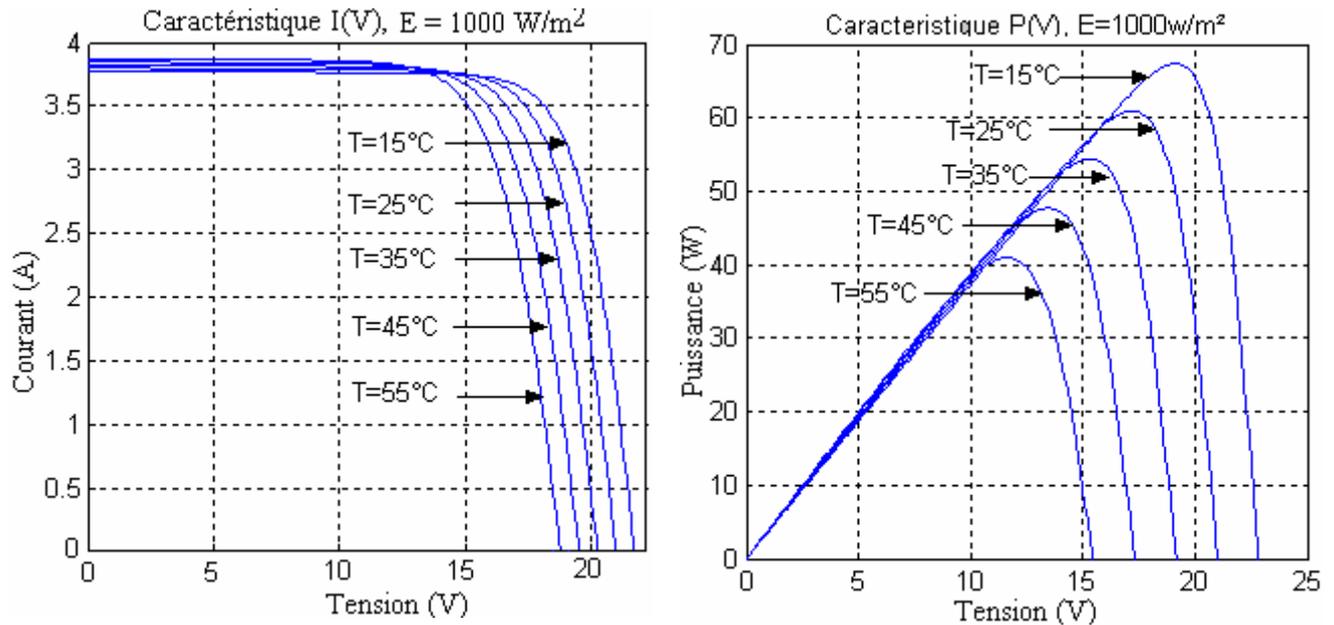


Fig. (II.9) Influence de la température sur le module

c) Influence de la résistance série :

La résistance série est la résistance interne de la cellule ; elle dépend principalement de la résistance du semi-conducteur utilisé, de la résistance de contact des grilles collectrices et de la résistivité de ces grilles. [11]

La résistance série agit sur la pente de la caractéristique dans la zone de la photodiode se comporte comme un générateur de tension,[27] et lorsqu'elle est élevée, elle diminue la valeur de courant de court circuit. Figure (II-10)

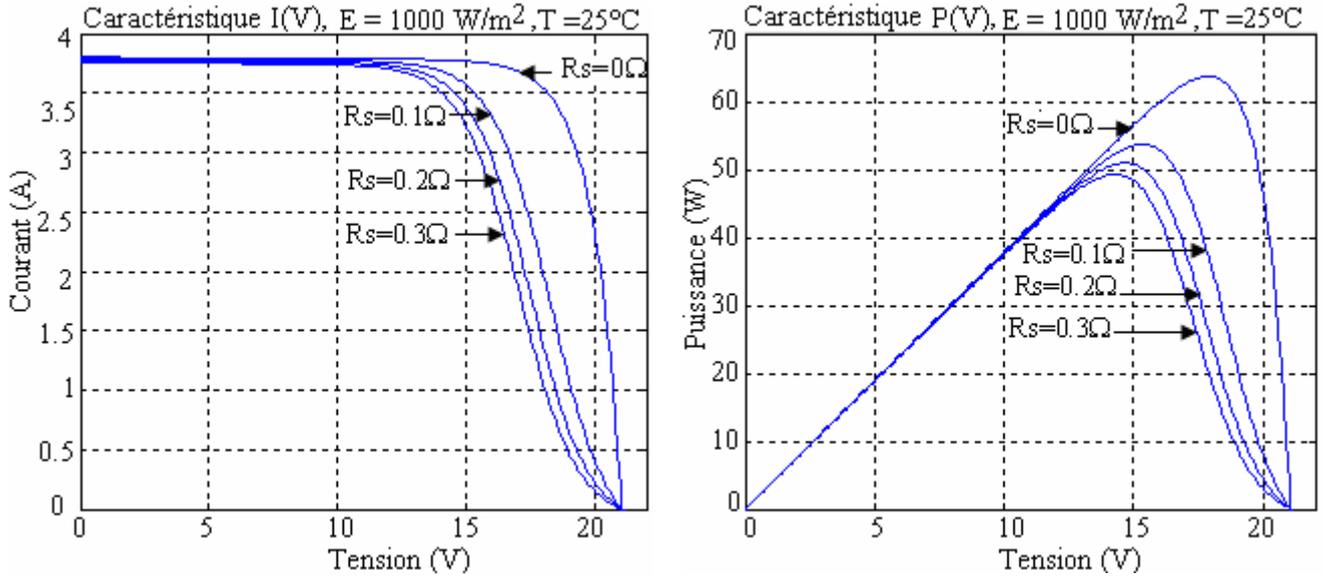


Fig. (II.10) L'influence de la résistance série R_s sur la caractéristique I (V)

d) Influence de la résistance shunt :

La résistance shunt est une résistance qui prend en compte les fuites inévitables du courant qui intervient entre les bornes opposées positives d'une photopile. [11]

En générale, la résistance shunt est très élevée, son effet se fait sentir surtout dans la partie génération du courant. [27]

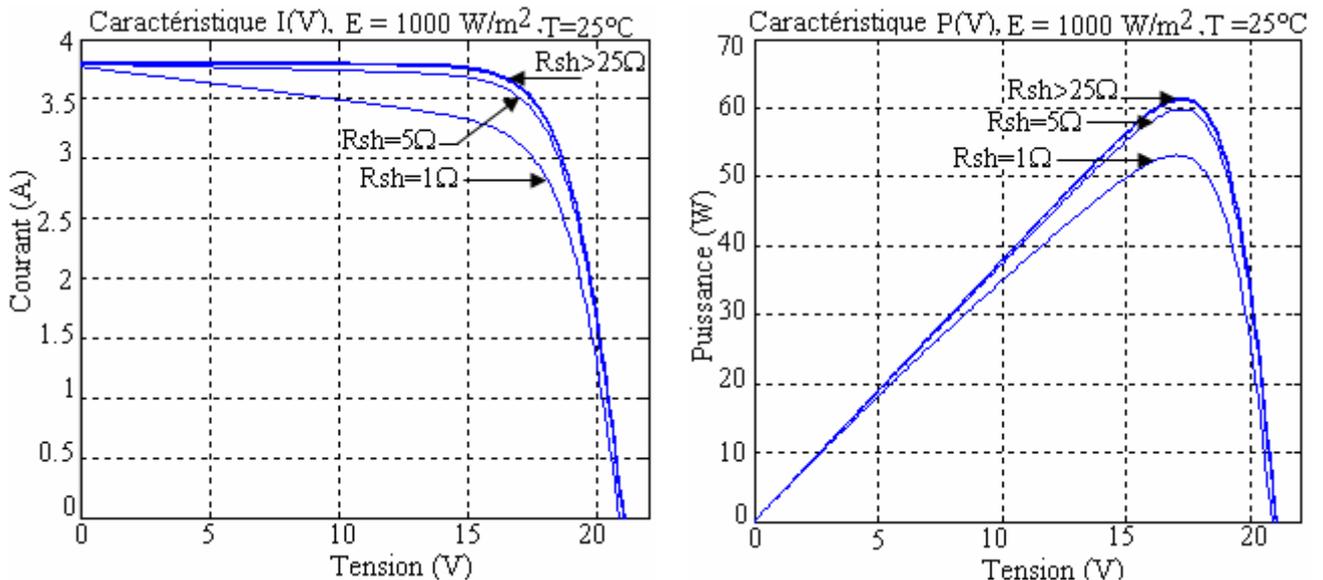


Fig. (II.11) L'influence de la résistance shunt R_{sh} sur la caractéristique I (V)

e) Influence de facteur de qualité :

L'augmentation du facteur de qualité de la diode influe inversement sur le point de puissance maximale et cela se traduit par une baisse de puissance au niveau de la zone de fonctionnement.

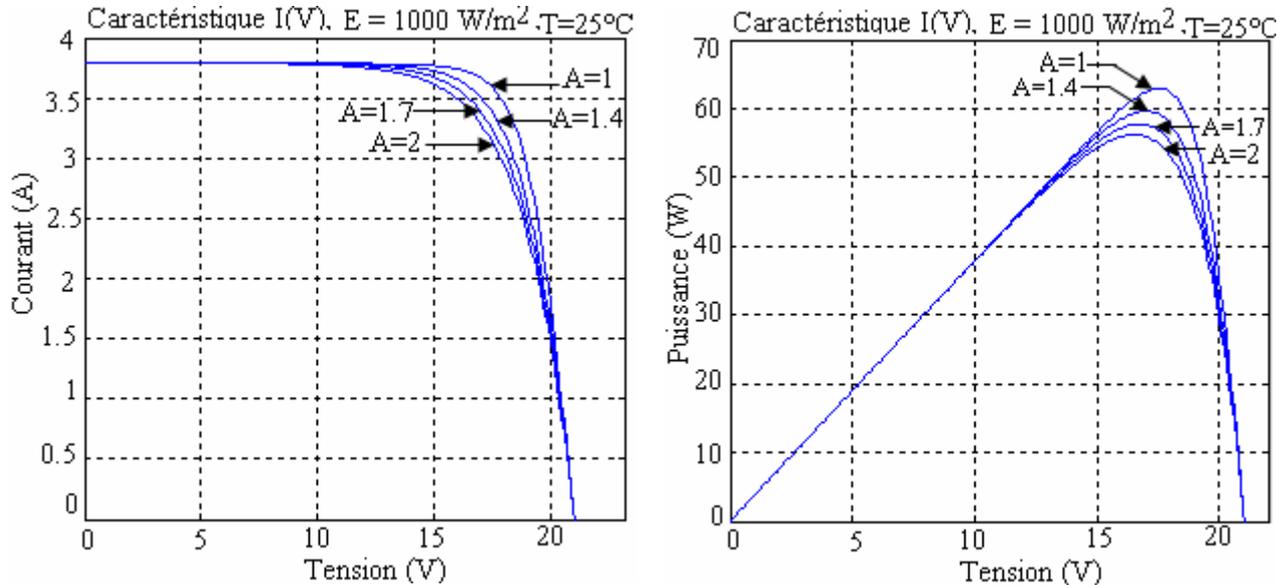


Fig. (II.12) L'influence de facteur de qualité A sur la caractéristique I (V)

II.2.8. Les modules photovoltaïques:

Les modules photovoltaïques sont des convertisseurs d'énergie lumineuse en électricité, donc par définition le module photovoltaïque est un groupement de cellules connecté entre elles en série pour générer une puissance électrique exploitable lors de son exposition à la lumière.

Ce module est protégé en face avant par une plaque de verre et en face arrière par un autre matériau (verre ou résine) et installé sur un cadre en aluminium anodisé. [8]

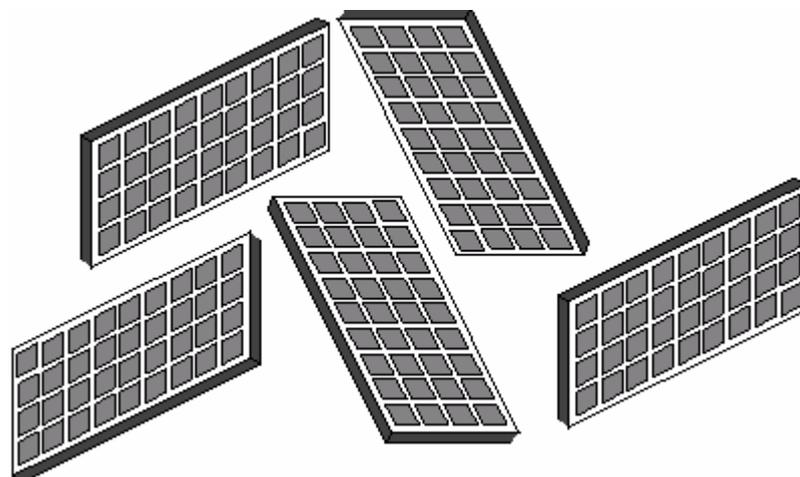


Fig. (II.13) les modules photovoltaïques

II.2.9. Les panneaux photovoltaïques:

Un panneau photovoltaïque se compose d'un certain nombre de modules qui sont constitués par l'association de cellules en série. La mise en série et en parallèle des panneaux permet d'obtenir la tension et le courant exigés dont les performances dépendent de l'association des cellules et de la matière qui les compose.

Le point de fonctionnement de cet ensemble de panneaux photovoltaïques est défini par l'intersection de sa caractéristique courant-tension avec la ligne de charge. [28]

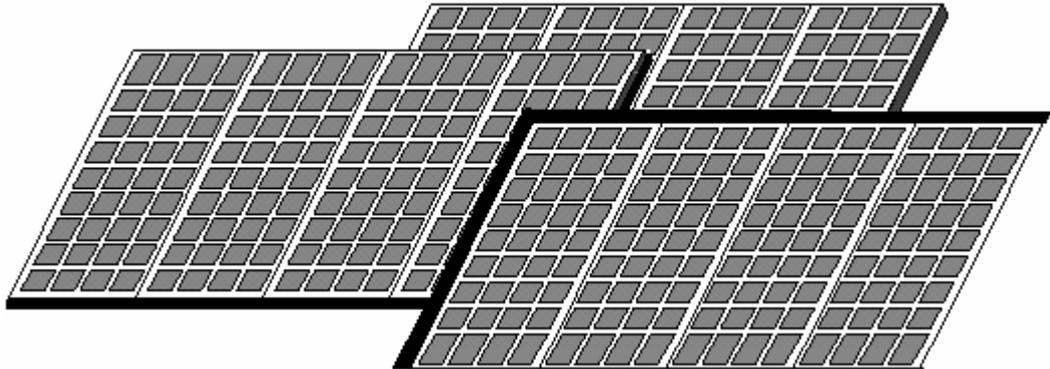


Fig. (II.14) Panneaux photovoltaïques

Donc pour quelque soit les nombres des modules en série et parallèle, l'équation (II-16) est devenu sous la forme suivante :

$$I = N_p I_{ph} - N_p I_s \left[\exp \left(\left(\frac{1}{A U_T} \right) \left(\frac{V}{N_s} + \frac{R_s I}{N_p} \right) \right) - 1 \right] - \frac{N_p}{R_{sh}} \left(\frac{V}{N_s} + \frac{R_s I}{N_p} \right) \quad (II-24)$$

Les trois types d'association des modules solaires sont:

a) Association série.

L'association en série des photopiles délivre une tension égale à la somme des tensions individuelles et un courant égal à celui d'une seule cellule. [19]

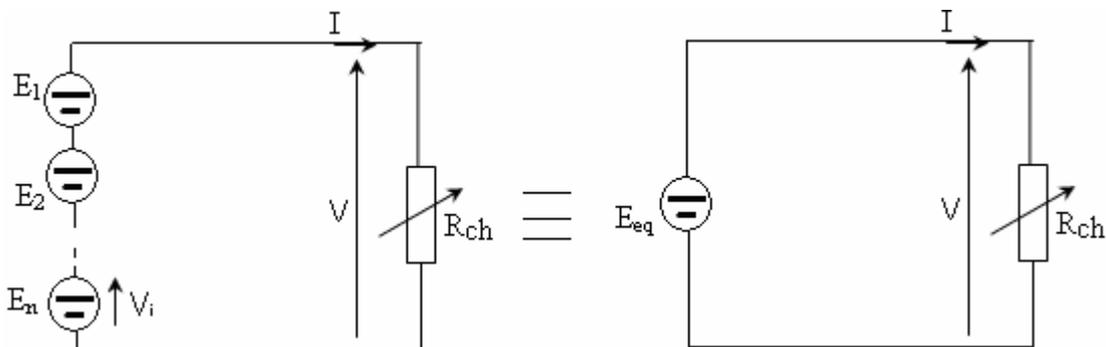


Fig. (II.15) Association de n modules solaires en série

La caractéristique d'un groupement de n_s modules solaires en série est représentée par la figure suivante :

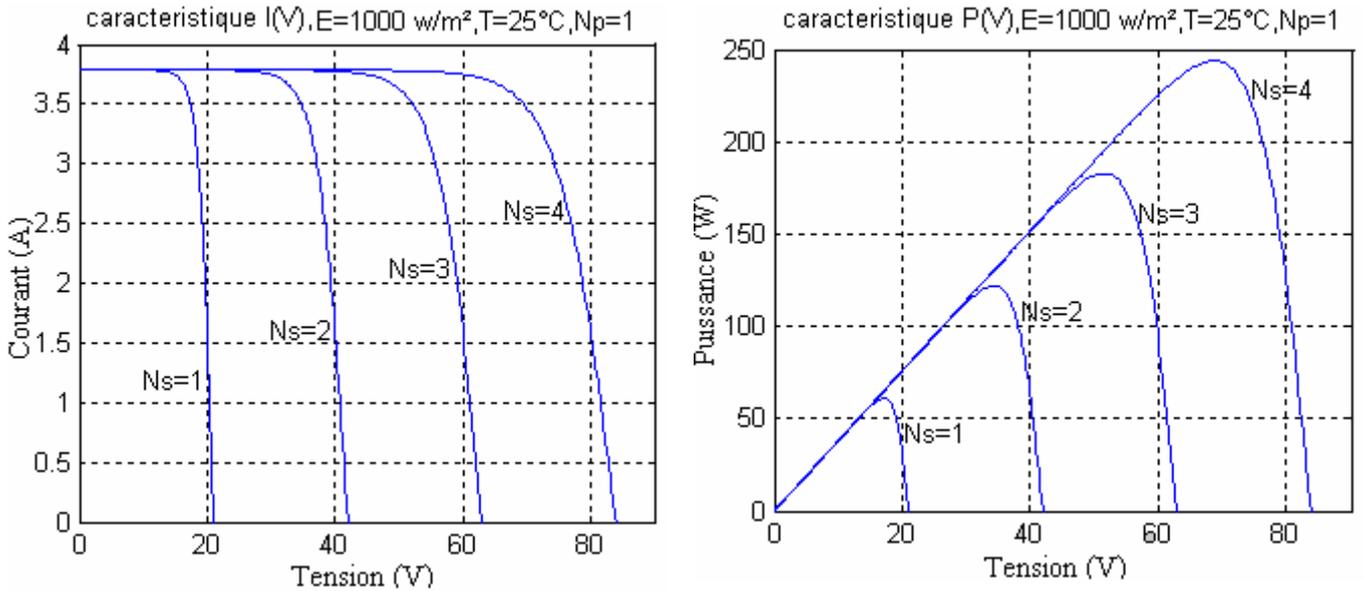


Fig. (II.16) Caractéristique de nombre des modules en série

b) Association Parallèle

L'association en parallèle des photopiles délivre une courant égale à la somme des courants individuelles et une tension égale à celui d'une seule cellule. [19]

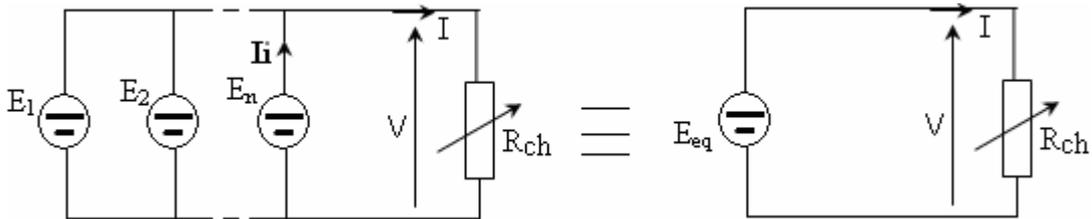


Fig. (II.17) Association de Np modules solaires en parallèle.

La caractéristique d'un groupement de Np modules solaires en parallèle est représentée par la figure suivante :

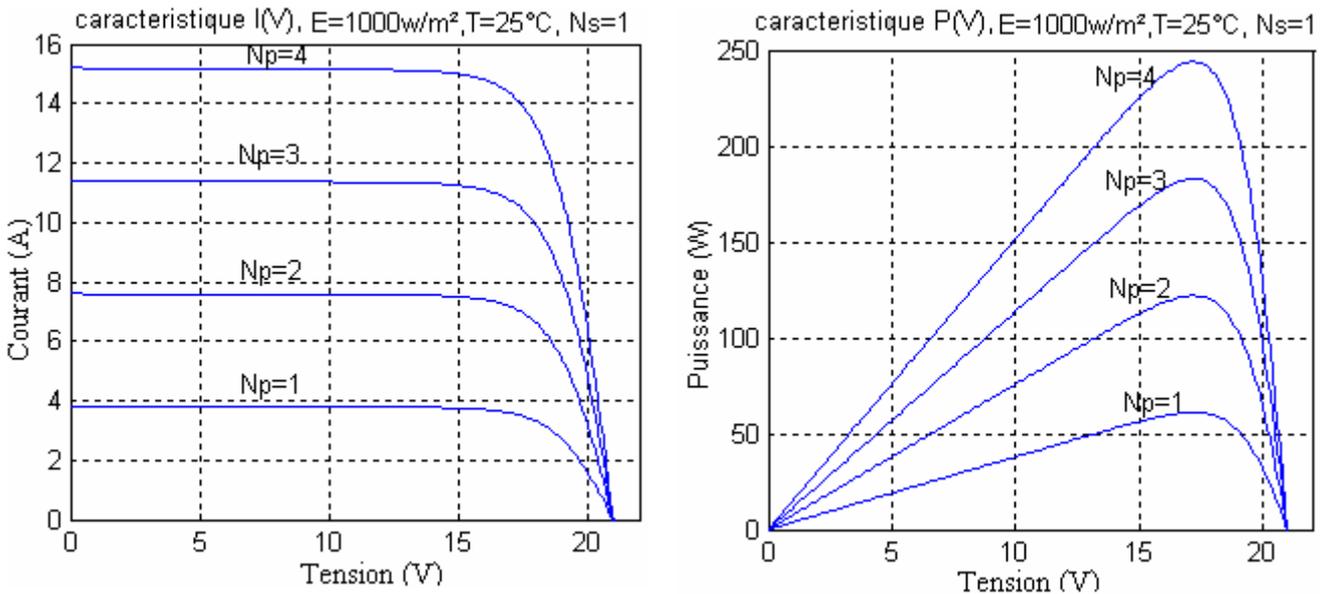


Fig. (II.18) Caractéristique de nombre des modules en parallèles

c) Association mixte (Série + Parallèle)

Pour avoir une satisfaction en courant et en tension, on est obligé d'utiliser un groupement mixte, c'est à dire Série-Parallèle. [19]

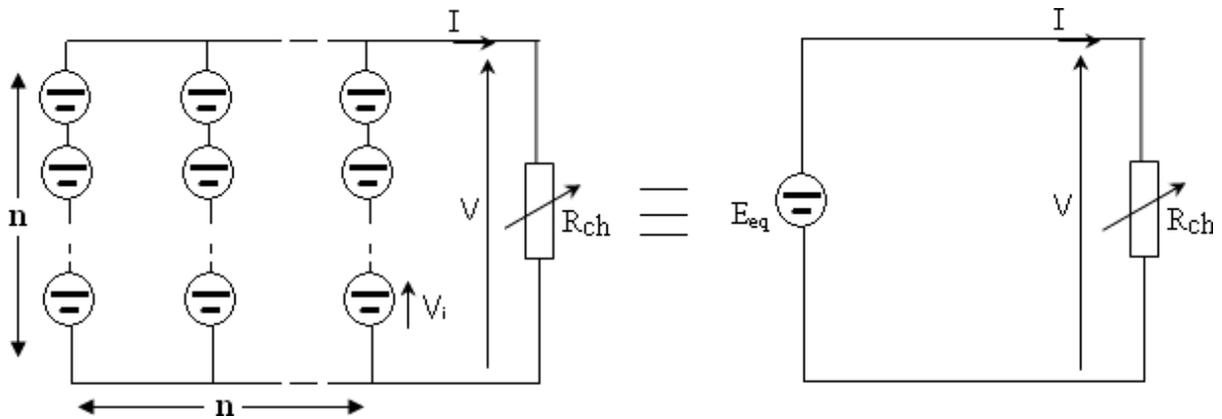


Fig. (II.19) Association mixte N_s x N_p modules solaires.

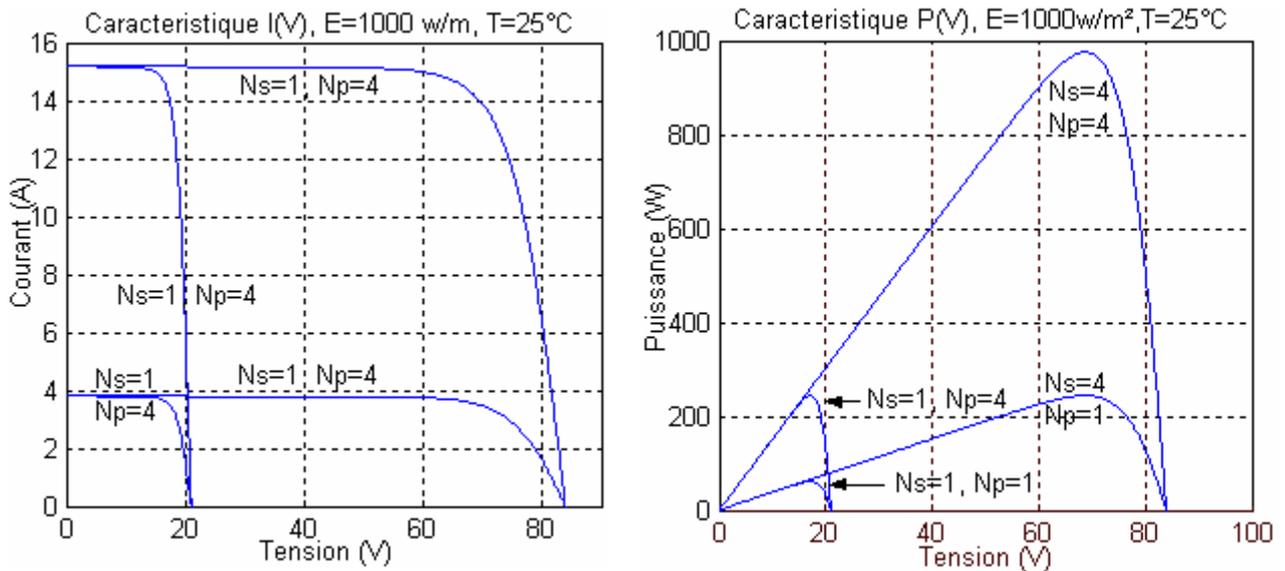


Fig. (II.20) Caractéristique de nombre des modules en série et parallèle

II.2.10. Rendement de générateur photovoltaïque :

Le rendement η_g de conversion du générateur photovoltaïque est donné par la relation suivante :

$$h_g = \frac{P_s}{P_e} \tag{II-25}$$

Avec :

P_e : la puissance d'entré du champ PV est donnée par :

$$P_e = E \cdot N_s \cdot N_p \cdot S \tag{II-26}$$

Avec :

E : Irradiation solaire sur le plan incliné du module photovoltaïque (W/m^2).

S : Surface du module photovoltaïque (m^2).

N_S : Nombre de module en série.

N_P : Nombre de module en parallèle.

P_S : la puissance à la sortie du champ photovoltaïque est donnée par :

$$P_S = I.V$$

V : La tension aux bornes du champ photovoltaïque (V).

I : Le courant aux bornes du champ photovoltaïque (A).

Le rendement maximum de générateur photovoltaïque est :

$$h_{\max} = \frac{I_{\max} \cdot V_{\max}}{E \cdot N_S \cdot N_P \cdot S} \quad (\text{II-27})$$

II.3. CONVERTISSEUR:

Le convertisseur est un appareil servant à transformer la tension continue fournie par les panneaux ou les batteries pour l'adapter à des récepteurs fonctionnent soit à une tension continue différente, soit à une tension alternative.

Donc à partir de cette définition on englobe deux types différents d'appareils électroniques placés entre générateur photovoltaïque et charges :

Ø Convertisseur continu-continu qui font office d'interface entre générateur et charge pour transférer de l'un à l'autre le maximum de puissance.

Ø Les convertisseurs continus –alternatifs qui transforment l'énergie de type continu fournie par le panneau ou le stockage en énergie de type alternatif. [29]

On va s'intéresser dans notre travail aux convertisseurs continu- continu.

II.3.1. Les convertisseurs continu-continu :

L'intérêt d'un couplage direct entre panneau et charge avec l'absence d'accumulateurs permet d'éviter :

- Le contrôle de l'état de charge par mesure de la densité, celle-ci se maintient constante.
- De plus les séparateurs de la batterie en mauvais état peuvent entraîner un emballement thermique.

Les bonnes performances de ce type de couplage sont liées aux caractéristiques de la charge. [8]

II.3.2.Principe de fonctionnement du convertisseur:

L'élément de base du convertisseur est un hacheur qui permet de découper le courant continu fourni par les photopiles .l'énergie est alors délivrée à la charge sous forme hachée, ce qui nécessitera quelques aménagements au niveau de l'utilisation. [8]

a) Le convertisseur abaisseur de tension :

Il a pour circuit de base un hacheur série et le schéma de principe du montage est donné par la figure ci-dessous :

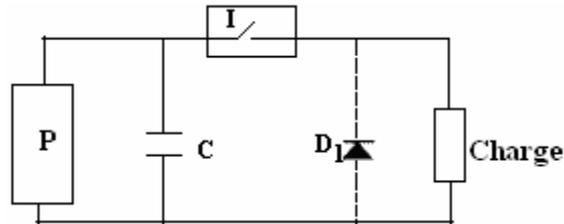


Fig. (II.21) convertisseur abaisseur de tension

Le hacheur est symbolisé par l'interrupteur I.

Si I était ouvert, la capacité C se chargerait à la tension de circuit ouvert du panneau V_{CO} (figure II-21).

Si l'était continuellement fermé, le point de fonctionnement sur la charge serait en FA intersection des deux courbes. En passant de V_{CO} à F_A le point de fonctionnement doit décrire la partie de la courbe de puissance dans laquelle se situe le point de puissance maximale M.

Pour extraire le maximum de puissance des photopiles il suffit d'imposer à ce point courant de rester au voisinage de M par une commande appropriée de l'interrupteur I. On ferme cet interrupteur dès que la zone du point M est atteinte sans attendre une charge de C jusqu'à V_{CO} .

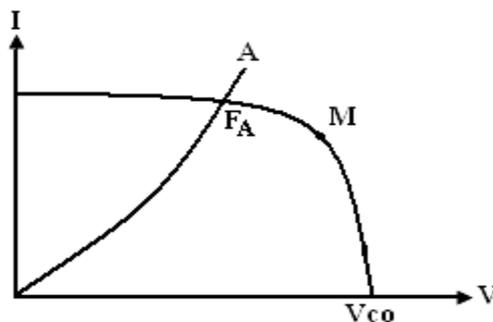


Fig. (II.22) charge nécessitant un convertisseur à hacheur série

On utilise ensuite l'effet inertiel de la capacité C pour augmenter le courant dans la charge et maintenir la tension sur cette charge lorsque cette dernière a tendance à diminuer ; ceci se produit à la fermeture de I l'impédance de la charge étant inférieure à la charge optimale du groupement.

La diode D1 (figure II-22) est une diode antiretour sur la charge si celle-ci est inductive. Dans le cas d'un moteur il faut rajouter une self de lissage si la self propre du moteur est insuffisante. [8]

b) Le convertisseur élévateur de tension :

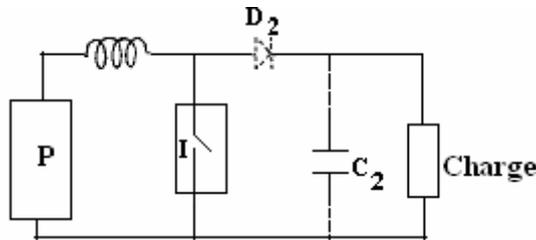


Fig. (II.23) convertisseur élévateur de tension

Il a pour circuit de base un hacheur parallèle et le schéma de principe du montage est donné par la figure (II-23). L'interrupteur I symbolisant le hacheur est cette fois monté en parallèle.

Si I était continuellement fermé, le groupement de photopiles fonctionnerait au point de court-circuit, la self L de résistance négligeable débitant le courant I_{CC} (figure II-24).

Si I était ouvert en permanence, le point de fonctionnement sur la charge serait en F_B intersection des deux courbes.

Comme dans le cas précédent, en passant de I_{CC} à F_B le point de fonctionnement doit décrire la partie de la courbe de puissance maximale M . Il suffit ici encore d'agir sur l'interrupteur I pour que le point courant reste au voisinage de M .

L'ouverture de l'interrupteur se fait dès que la zone du point M est atteinte sans atteindre la condition de court-circuit. L'utilisation inertiel de la self L permet d'augmenter la tension sur la charge et maintenir le courant dans cette charge lorsque ce dernier a tendance à diminuer ; ceci se produit à l'ouverture de I l'impédance de la charge étant dans ce deuxième cas supérieure à la charge optimale du groupement.

La capacité C_2 régule la tension en sortie et la diode D_2 évite que cette capacité ne soit court-circuitée par le commutateur. [8]

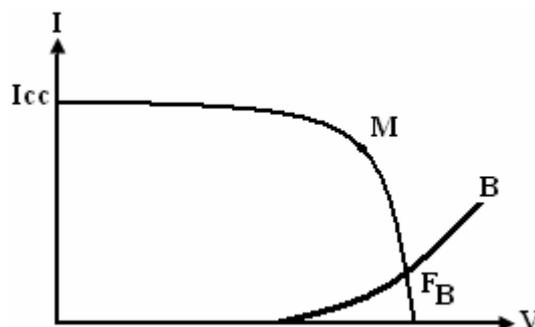


Fig. (II.24) charge nécessitant un convertisseur à hacheur parallèle

II.4. CONCLUSION :

Dans ce chapitre, nous avons décrit la nécessité d'étudier la caractéristique du modèle de la photopile. Nous avons présenté les différentes zones de fonctionnement, l'influence des différents paramètres climatiques et autres sur les caractéristique $I(V)$, $P(V)$. Ainsi la synthèse d'assemblage des panneaux soit en série, parallèle ou mixte.

Enfin nous avons étudié l'adaptation d'un générateur PV à une charge à l'aide de convertisseurs, les différents types des convertisseurs et le fonctionnement de chaque type.

III.1. INTRODUCTION:

Une pompe à énergie solaire est une pompe ordinaire munie d'un moteur électrique. Pour générer sur place l'électricité nécessaire au moteur, un panneau solaire convertit l'énergie du soleil en courant électrique continu. Comme les panneaux solaires génèrent un courant électrique continu, on doit utiliser une pompe à énergie solaire équipée d'un moteur à courant continu, à moins d'y ajouter des composants électriques supplémentaires. Si la pompe possède un moteur à courant alternatif, il faut lui ajouter un convertisseur pour transformer le courant continu produit par le panneau solaire en courant alternatif. En raison de la complexité de cette solution, des coûts supplémentaires qu'elle exige et de l'efficacité réduite des systèmes à courant alternatif, la plupart des pompes à énergie solaire sont équipées d'un moteur à courant continu. [30]

Le groupe moto-pompe se décompose en deux parties :

- Le moteur, immergé ou hors d'eau, est à courant alternatif ou continu. Dans le premier cas, sa conception se rapproche des moteurs standards utilisés sur le réseau électrique. Dans le second, ils peuvent être à balais ou à commutation électronique.
- La pompe est centrifuge ou volumétrique. Les atouts et limites de chaque technologie sont précisés. [31]

III.2. MOTEUR A COURANT CONTINU :

Les machines à courant continu sont de types réversibles car le transfert d'énergie est bidirectionnel comme indiqué sur la figure (III-1). [27]

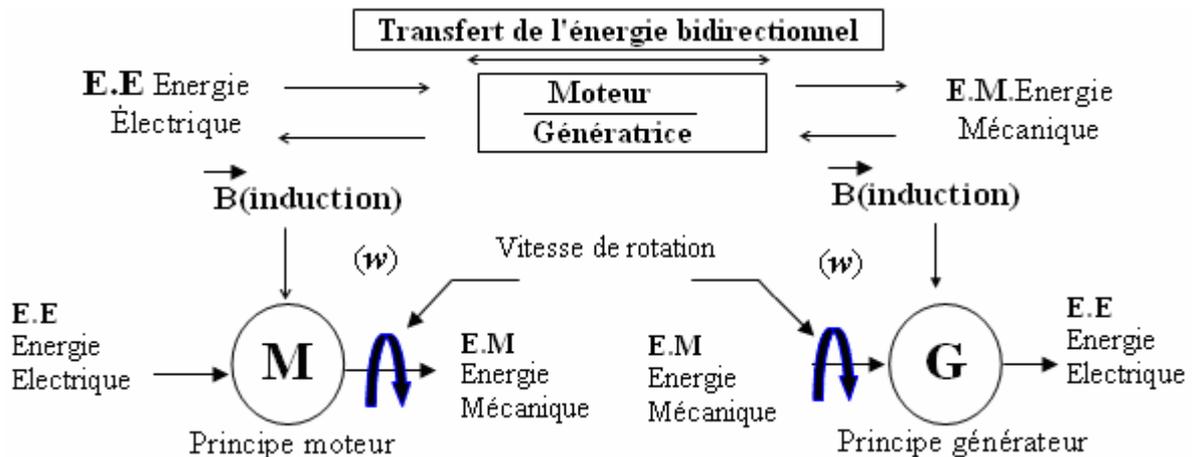


Fig. (III.1) Principes d'une machine a courant continu

III.2.1. Principe de fonctionnement :

- Le courant d'excitation (J) traversant les bobines inductrices qui sont portées par les noyaux polaires créent dans l'entrefer « d », un champ magnétique d'induction « B ».
- Les lignes de champ se referment d'une part par le fer de l'induit et d'autre part par la culasse et le fer des noyaux polaires.

- Le système « balais-collecteur » ou commutateur tournant permet à chaque instant d'additionner toutes les FEM de même signe et d'obtenir une FEM redressée qui est unidirectionnelle.

- Comme on vient de le présenter plus haut, donc le bobinage induit d'une machine à courant continu qui est tournant dans le champ d'induction « B », produit par les bobines inductrices, est le siège de "F.E.M alternatives". Fig.(III.2) : [27]

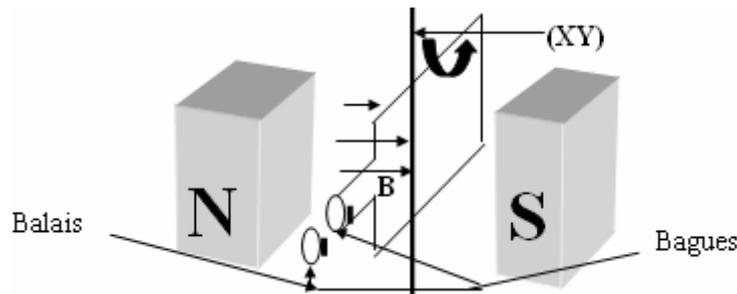


Fig. (III.2) Schéma de principe d'un Générateur

III.2.2. Les différents types de moteurs à courant continu:

Il y a différents modèles de machine à courant continu MCC : [32]

- **MCC à excitation séparée** : L'inducteur et l'induit sont alimentés séparément, l'inducteur comporte beaucoup de spires de faibles sections.
- **MCC à excitation série** : L'inducteur de ce moteur est en série avec l'induit, Le courant d'induit est également le courant d'excitation.
- **MCC à excitation shunt** : L'inducteur de ce moteur est en parallèle avec l'induit, La tension d'induit est également la tension d'excitation.
- **MCC à excitation composée** : On trouve une partie des enroulements inducteurs en série et une partie en parallèle.

III.2.3. Simulation de fonctionnement du moteur à aimant permanent sans balais :

La modélisation du moteur est réalisable à partir des équations de base de la machine à courant continu. [6]

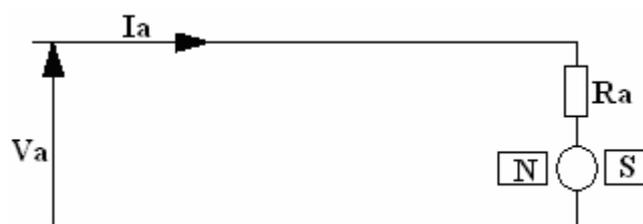


Fig. (III.3) machine à courant continu à aimant permanent

$$V_a = R_a \cdot I_a + L_a \cdot \frac{d(I_a)}{dt} + w \cdot k_e \quad (\text{III.1})$$

$$C_e = k_t \cdot I_a \quad (\text{III.2})$$

$$C_e - C_r = j_m \frac{d(w)}{dt} \quad (\text{III.3})$$

k_e, k_t : constantes de tension et de couple de moteur.

I_a : le courant d'armature de moteur.

R_a : la résistance de circuit d'armature de moteur.

C_e : le couple électromagnétique de moteur.

C_r : le couple résistant de moteur.

w : la vitesse d'axe de moteur.

Représentation sous variables d'état : [5]

$$\frac{d(I_a)}{dt} = \frac{1}{L_a} \cdot (-R_a \cdot I_a - w \cdot k_e + V_a) \quad (\text{III.4})$$

$$\frac{d(w)}{dt} = (C_e - C_r) \cdot \frac{p}{J_m} \quad (\text{III.5})$$

La résolution du modèle mathématique de moteur est écrite en variable d'état sous la forme matricielle suivante :

$$\dot{[X]} = [A] \cdot [X] + [B] \cdot [U] \quad (\text{III.6})$$

III.2.4. Résultat de simulation de moteur à aimant permanent :

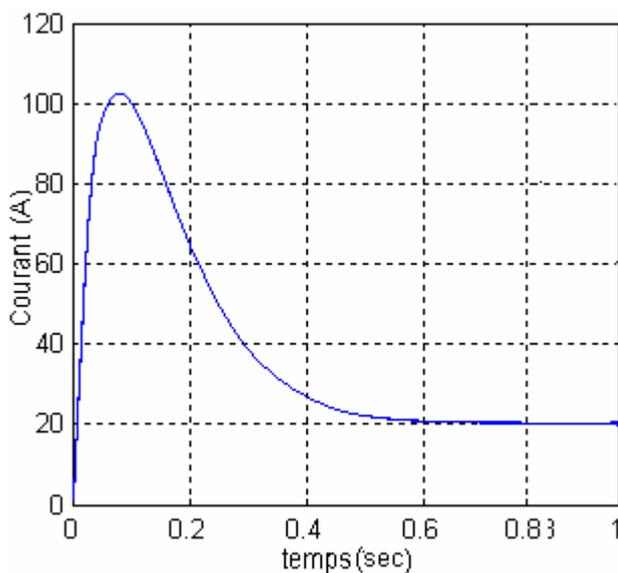


Fig. (III.4.1) Variation de courant du moteur

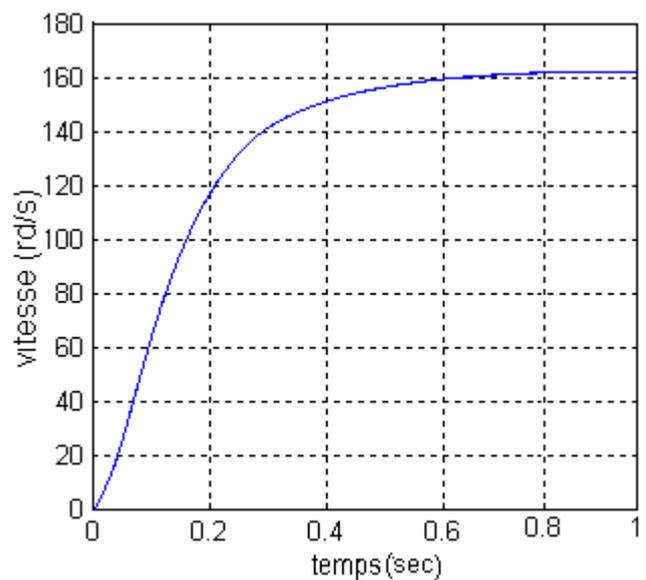


Fig. (III.4.2) Variation de vitesse du moteur

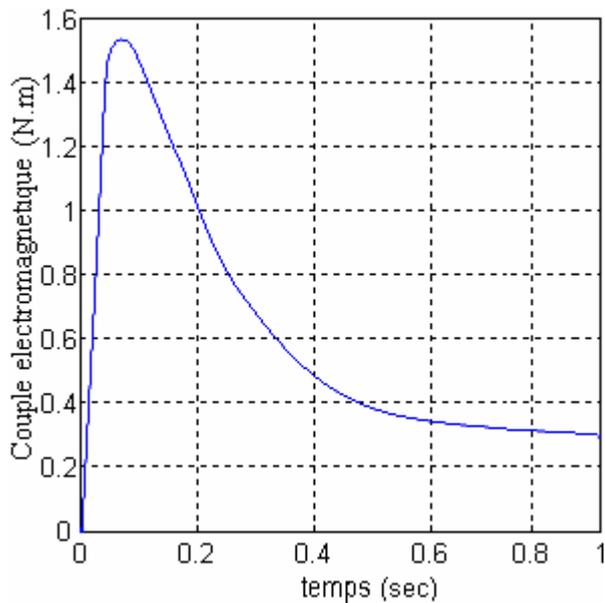


Fig. (III.4.3) Variation de couple électromagnétique

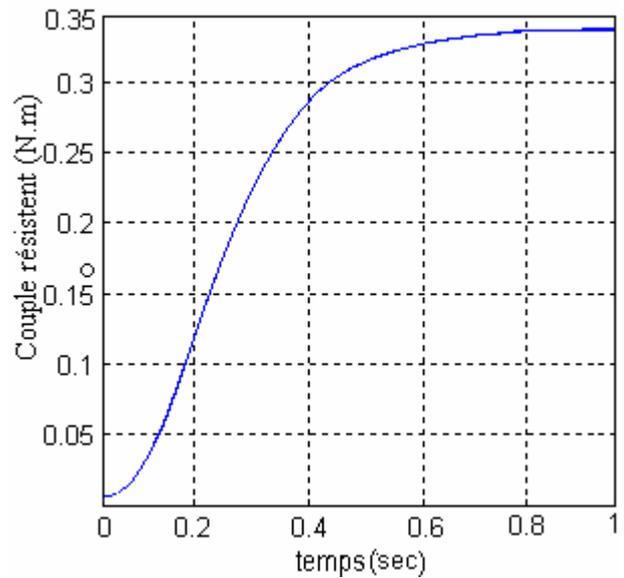


Fig. (III.4.4) Variation de couple résistant

III.3. LES POMPES :

On appelle pompes les machines qui réalisent l'écoulement d'un liquide en utilisant une quantité d'énergie mécanique fournie par un moteur. Cette dépense d'énergie est nécessaire parce que l'écoulement a lieu dans le sens des pressions croissantes, la pompe doit par conséquent vaincre une certaine résistance dont la nature varie suivant l'utilisation de l'appareil.

Les critères qui guident le choix d'une pompe sont les suivants: [27]

- La nature du liquide pompé, viscosité, température, présence de corps solides.
- Le débit et la pression souhaités.
- L'énergie consommée.

III.3.1. Les types de pompes

Les pompes à eau sont habituellement classées selon l'emplacement physique de la pompe par rapport à l'eau pompée, et selon leur principe de fonctionnement

III.3.1.1. selon l'emplacement de la pompe par rapport à l'eau pompée :

On a deux types de pompes en fonction de la pompe à aspiration et la pompe à refoulement. La hauteur d'aspiration de n'importe quelle pompe est limitée à une valeur théorique de 9,8m (pression atmosphérique en mètres d'eau) et dans la pratique à 6 ou 7m. [11]

a) La pompe à aspiration :

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. [11]

b) La pompe à refoulement :

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. [11]

III.3.1.2. selon leur principe de fonctionnement :**III.3.1.2.1. La pompe volumétrique**

Une pompe volumétrique est une pompe dans laquelle l'écoulement du liquide est en proportion constant avec le déplacement d'un organe mobile du corps de la pompe. [9]

Les pompes volumétriques sont deux sortes, les pompes volumétriques alternatives et les pompes rotatives :

a. Les pompes volumétriques rotatives :

Ces pompes sont constituées par une pièce mobile animée d'un mouvement de rotation autour d'un axe, qui tourne dans le corps de pompe et crée le mouvement du liquide pompé par déplacement d'un volume depuis l'aspiration jusqu'au refoulement. [9]

a.1. Pompes à engrenages

Deux pignons tournent en sens inverse dans un carter. Le fluide situé entre les dents et la paroi du carter est contraint d'avancer au cours de la rotation, tandis qu'au centre, le contact permanent entre les deux pignons empêche le retour du fluide vers l'amont malgré la différence de pression et le déplacement des dents qui se fait en direction de l'entrée.

Ces pompes peuvent fournir un débit de l'ordre de 80 à 100 m³/h et des pressions maximales de l'ordre de 10 à 15 bar.

Le point faible de ces pompes est l'usure des dents qui se traduit par des fuites. [33]

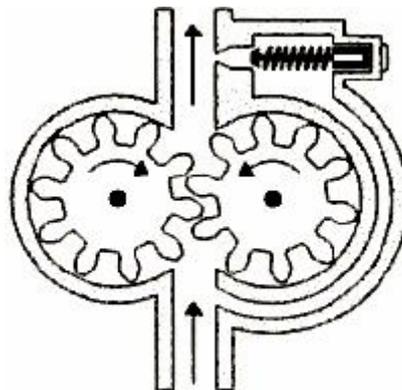


Fig. (III.5) Pompe à engrenage

a.2. Pompes à palettes rigides

C'est la classique « pompe à vide ». Un rotor excentré tourne dans un cylindre fixe. Sur ce rotor, des palettes, libres de se mouvoir radialement, et poussées par des ressorts s'appliquent sur la face intérieure du cylindre fixe. Les espaces ainsi délimités varient au cours de la rotation et créent les dépressions nécessaires au fonctionnement d'une pompe volumétrique. Ces pompes conviennent bien aux gaz. [33]

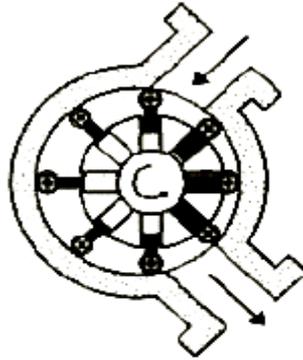


Fig. (III.6) Pompe à palette rigide

a.3. Pompes à vis

Dans les pompes à vis le rotor a la forme d'un cylindre sur le pourtour duquel se trouve une hélice. Le liquide est enfermé entre les hélices du corps et celle du rotor. Il progresse parallèlement à l'axe du cylindre. [9]

b. Les pompes volumétriques alternatives:

La pièce mobile est animée d'un mouvement alternatif.

b.1. Pompes à piston

Son principe est d'utiliser les variations de volume occasionnées par le déplacement (mouvement de va-et-vient) d'un piston dans un cylindre. Ces déplacements alternativement dans un sens ou dans l'autre produisent des phases d'aspiration et de refoulement.

Quand le piston se déplace dans un sens le liquide est comprimé: il y a fermeture du clapet d'admission et ouverture du clapet de refoulement. Le fonctionnement est inverse lors de l'aspiration du liquide dans la pompe. [33]

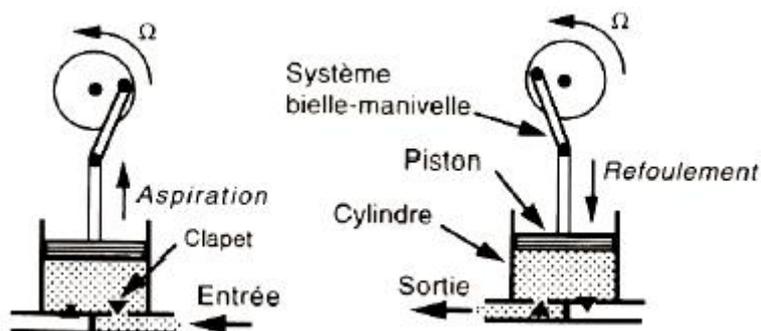


Fig. (III.7) principe de pompe à piston

b.2. Pompes à membrane :

Dans la pompe à membrane, le mouvement alternatif est transmis à une membrane qui comprime un liquide contenu entre la membrane et le corps, muni lui aussi de clapets d'aspiration et de refoulement. L'intérêt de ce type de pompe est de permettre l'isolement total du liquide à pomper. [9]

III.3.1.2.2. Caractéristiques d'une pompe volumétrique

a) Caractéristiques débit- vitesse :

Le débit d'eau d'une pompe volumétrique est proportionnel à la vitesse du moteur, et la courbe est un droit représenté dans la figure suivante : [34]

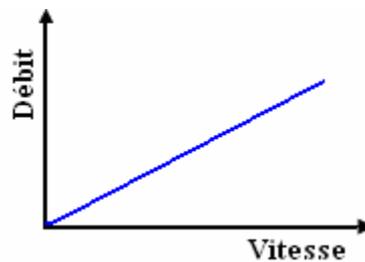


Fig. (III.8) Caractéristiques débit- vitesse d'une pompe volumétrique

b) Caractéristique puissance- vitesse :

La puissance consommée sera proportionnelle à la vitesse. C'est pourquoi ces pompes sont habituellement utilisées pour les puits et les forages à grandes profondeurs et à petits débits d'eau. On les utilise parfois comme pompes de surface lorsque le couple est lent et irrégulier et que le débit demandé est faible, par exemple pour les pompes à main et les pompes éoliennes multipales. [6]

c) Caractéristiques couple - vitesse :

La couple du moteur est varié essentiellement en fonction de la (Hm) 'hauteur manométrique totale' et est constant en fonction de la vitesse de rotation du moteur.

Donc le couple de démarrage est indépendant du débit et sera proportionnel à la hauteur manométrique totale Hm. [34]

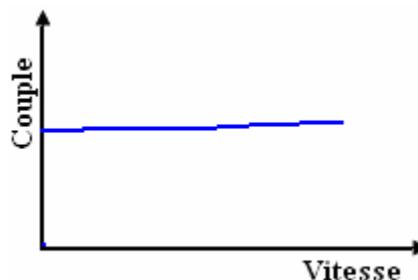


Fig. (III.9) Caractéristiques couple - vitesse d'une pompe volumétrique

d) Caractéristiques débit–hauteur :

Le débit Q de la pompe volumétrique est donné par : [7]

$$Q = k_q \omega - k_h Hm \quad (\text{III.7})$$

Où : ω est la vitesse de la pompe.

k_q , k_h sont les constantes données de la pompe.

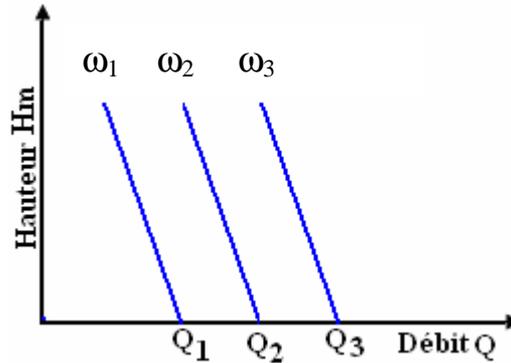


Fig. (III.10) Caractéristiques débit–hauteur d’une pompe volumétrique

III.3.1.2.3. Turbo- pompe : [9]

Une turbo- pompe est un appareil dans lequel l’énergie transmise au liquide est une énergie principalement cinétique, qui lui est communiquée par l’intermédiaire d’un rotor, mais n’est pas en relation invariable avec le déplacement du rotor ; d’autre part, elle n’est pas distribuée uniformément dans tout le liquide.

a-1. Pompes centrifuges :

Le mouvement du liquide est rigoureusement normal à l’axe, car il pénètre au centre de la roue et est projeté vers l’extérieur par l’action combinée de la force centrifuge et des aubes du rotor. La volute du corps transforme la vitesse acquise par le liquide en pression.

Les pompes centrifuges sont très utilisées pour les applications avec énergie photovoltaïque parce que le moteur peut fournir une vitesse de rotation rapide à peu près constante.

a-2. Pompes à hélice :

Dans ce type de pompe, le fluide est animé d’un mouvement parallèle à l’axe de la pompe, qui lui est communiqué par un impulseur en forme d’hélice ; la conversion partielle de l’énergie en pression se fait par l’intermédiaire d’un diffuseur à aubes ou par une augmentation de la section de passage.

a-3. Popes hélico- centrifuges :

Ce type de pompe a un impulseur qui est intermédiaire entre les deux types extrêmes, centrifuge et à hélice ; le mouvement imprimé au liquide est donc à la fois centrifuge et axial.

III.3.1.2.4. Constitution d'une pompe centrifuge :

Une pompe centrifuge est construite pour répondre à des conditions précises de fonctionnement (débit Q à élever à une hauteur H_m). D'une façon générale, une pompe comporte figure (III.11),(III.12) : [5]

1- Un distributeur fixe, le plus souvent réduit à une simple tubulaire profilée, qui donne au fluide une vitesse et une direction convenables, et conduisant ce dernier depuis la section d'entrée de la machine jusqu'à l'entrée de la roue .

Le distributeur est généralement constitué par un cône convergent qui permet de réaliser une meilleure disposition des filets liquides en améliorant le parallélisme et l'égalité des vitesses.

Il est précédé, à l'amont par la canalisation d'aspiration;

2- Une roue ou impulseur, placée sur l'arbre de la pompe appelée aussi rotor (mobile) qui est l'élément actif de la pompe, son rôle est de transformer l'énergie mécanique appliquée à l'arbre en énergie hydrodynamique (énergie de pression et énergie cinétique).

3- Un diffuseur fixe qui transforme l'énergie cinétique du fluide à la sortie de la roue en énergie de pression (énergie potentielle). [9]

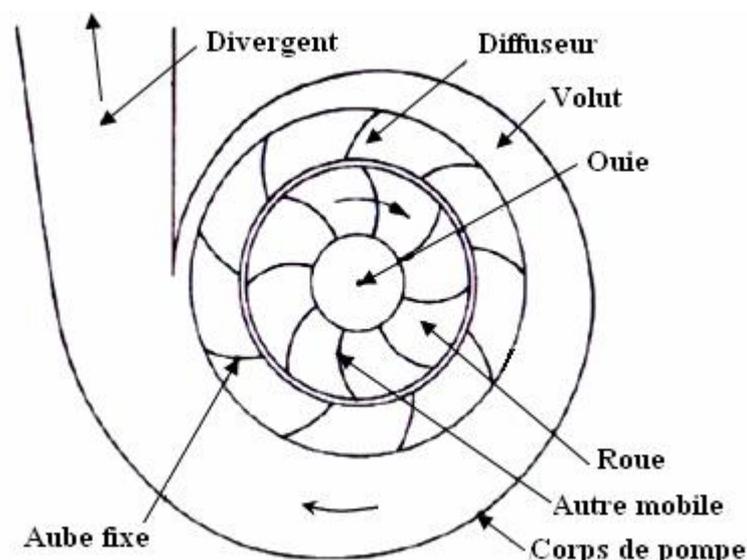


Fig. (III.11) Schéma de principe d'une pompe centrifuge

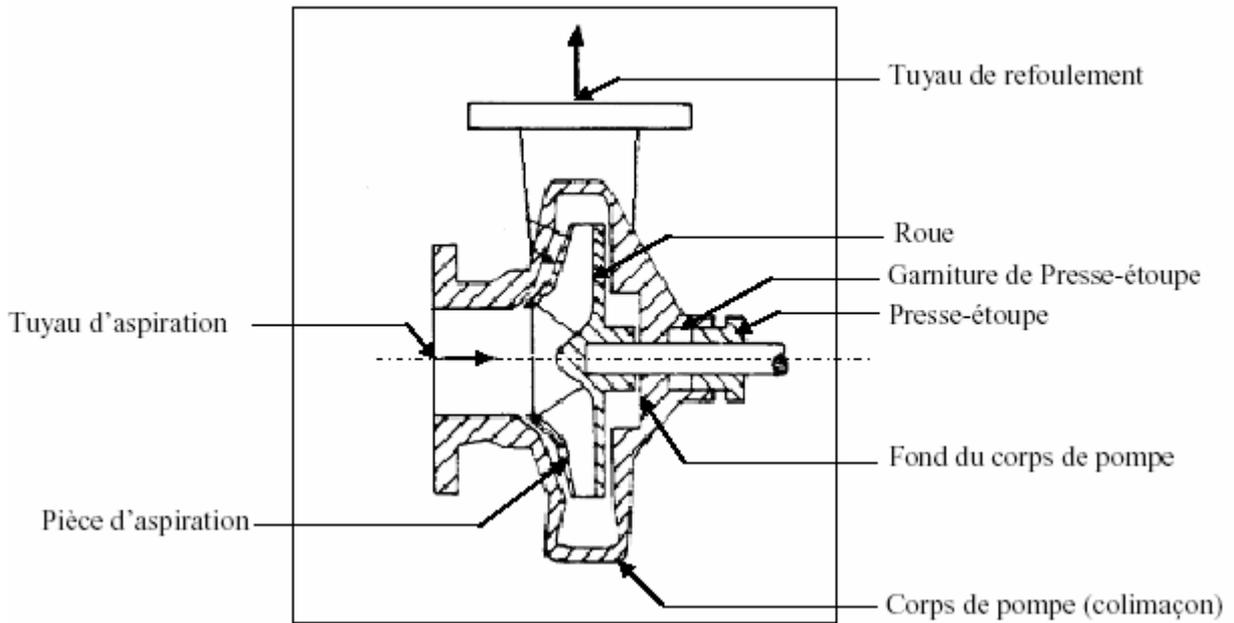


Fig. (III.12) couple d'une turbo- pompe

III.3.1.2.5. Principe de fonctionnement :

Le fonctionnement d'une pompe centrifuge est basé sur le principe suivant :

Lorsque la pompe est pleine d'eau, sous l'effet de la rotation de la turbine entraînée par le moteur, l'eau qui arrive dans la région axiale est projetée à la périphérie et de ce fait, engendre une dépression. Cela provoque un appel des tranches suivantes et par suite, un écoulement continu de la veine liquide. Cette dernière est recueillie par la volute ou par le diffuseur et dirigée dans la conduite de refoulement. [5]

III.3.1.2.6. Caractéristiques de la pompe centrifuge:

a) Caractéristiques débit- vitesse:

Le débit de cette pompe est proportionnel à la vitesse de rotation du moteur. Toutefois il faut une vitesse minimale à une H_m donnée pour obtenir un débit. [34]

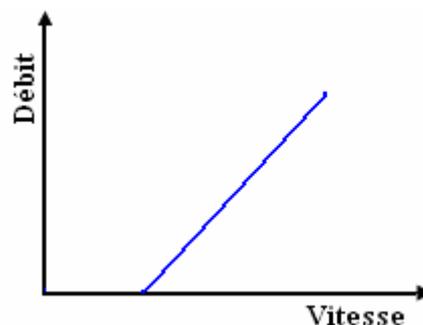


Fig. (III.13) Caractéristiques débit- vitesse d'une pompe centrifuge

b) Caractéristiques couple - vitesse:

La couple du moteur augmente très rapidement en fonction de cette vitesse et la hauteur de refoulement est fonction du carré de la vitesse du moteur. La vitesse de rotation du moteur devra donc être très rapide pour assurer un bon débit.

Parce que le couple de démarrage est limité au couple de frottement de la pompe à vitesse nulle (qui est plus important qu'en rotation), la pompe requiert une vitesse minimale à une Hm donnée pour obtenir un débit de départ non nul. [11, 34]

Donc la pompe centrifuge oppose un couple résistant C_r :

$$C_r = k_r \omega^2 + C_s \quad (\text{III.8})$$

Avec : k_r : coefficients de proportionnalité $[(\text{Nm}/\text{rad} \cdot \text{s}^{-1})^2]$

C_s : le couple statique, très petite.

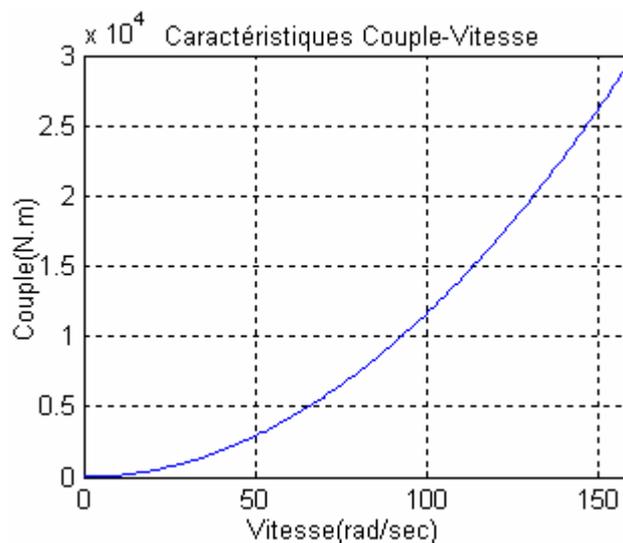


Fig. (III.14) Caractéristiques couple - vitesse d'une pompe centrifuge

L'équation de puissance mécanique de la pompe est aussi déterminée en fonction de la vitesse est donnée par la relation suivante :

$$P_{méc} = k_p \cdot \omega^3 \quad (\text{III.9})$$

c) Caractéristiques débit–hauteur :

La courbe débit-hauteur, exprime les variations des différentes hauteurs de relèvement en fonction de débit.

Les constructeurs sont en mesure de fournir au client les courbes $Q(H_m)$ maximale et minimale correspondant aux diamètres maximal et minimal possibles de la roue. [6]

Si la charge de moteur est une pompe émergée monocellulaire à roue radiale. Elle est caractérisée par un modèle qui sert à déterminer la dépendance de la hauteur manométrique totale H_m en fonction du débit Q . En prenant comme paramètre la vitesse de rotation du moteur, le modèle utilisé est identifié par l'expression de "PELEIDER-PETERMAN"

$$H_m = k_0 w^2 - k_1 w Q - k_2 Q^2 \quad (\text{III.10})$$

Avec : k_0, k_1, k_2 : des constantes propre de la pompe donnée par le constructeur.

w : La vitesse (rad/sec)

H_m : la hauteur (mètre)

Q : débit (l/min)

Lorsque la quantité d'eau est nulle, cela se manifeste par le phénomène de 'barbotage' qui se traduit par la hauteur de barbotage H_1 . et l'équation précédent devient comme suit :

$$H_1 = k_0 \cdot w^2 \quad (\text{III.11})$$

Le banc d'essai étudié est constitué d'un puits, la conduite de refoulement est déterminée par des conditions économiques, son diamètre et sa longueur.

Alors la caractéristique $H_m(Q)$ peut être tracée et la caractéristique résistante $Q(H_m)$ de la canalisation est ensuite déterminée. Cette dernière se met sous la forme suivante :

$$H_c = H_g + \Delta H \quad (\text{III.12})$$

H_g : hauteur géométrique, égale à la différence de hauteurs entre les niveaux libres du liquide côté d'aspiration et côté de refoulement.

ΔH : désigne la somme de toutes les pertes de charges dues au frottement du fluide contre les parois et divers changements de sections.

$$\Delta H = k_h Q^2 \quad (\text{III.13})$$

k_h : constante donnée de la pompe.

La courbe $H_m(Q)$ comme indiquée sur la figure (III.15), est une parabole. Le point de rencontre de la courbe $H_m(Q)$ avec l'axe des ordonnées est le point à débit nul. On l'appelle point à vanne fermée ou encore point de barbotage. [6]

Le point de fonctionnement de la pompe est le point d'intersection des deux courbes :

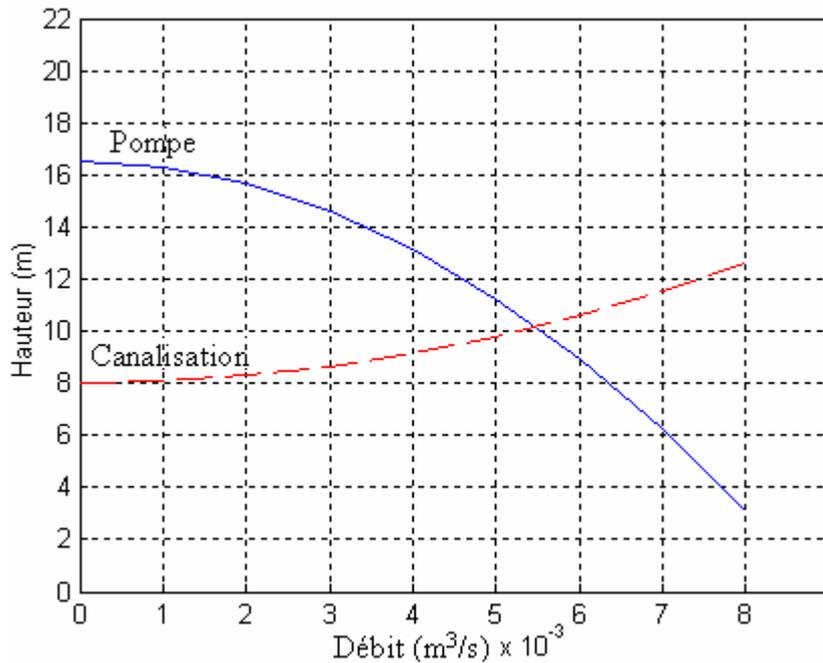


Fig. (II.15) Caractéristiques de la pompe $H_m(Q)$ et de la canalisation

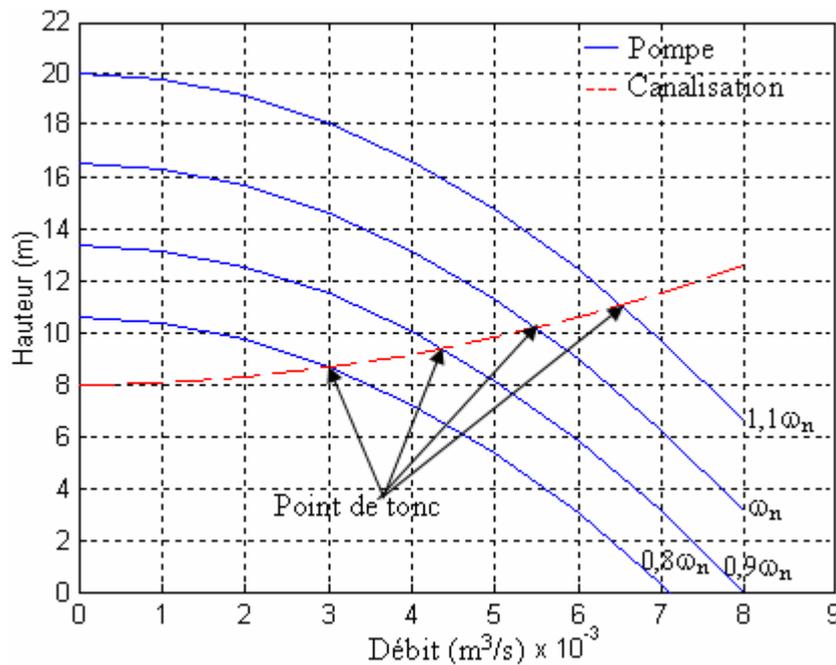


Fig. (III.16) Courbe $H_m(Q)$ de la pompe utilisée pour différentes vitesses

d) Caractéristique de la puissance :

Une pompe est une machine qui fournit de l'énergie à un fluide en vue de son déplacement d'un point à un autre. [6]

L'expression générale de la puissance hydraulique est donnée comme suit :

$$P_h = \rho g Q H_m \tag{III.14}$$

Où : ρ : La masse volumique de l'eau étant de 1000kg/m^3

g : Accélération de la pesanteur ($9,81\text{m}^2/\text{s}$)

Q : Débit d'eau ; H_m : Hauteur manométrique totale.

La courbe de la figure (III.17), des puissances absorbées pour les différents débits est une branche de parabole qui peut présenter un maximum dans la plage utilisable. Cette dernière forme de courbe permet d'éviter une surcharge du moteur si les conditions d'utilisation de la pompe sont appelées à varier.

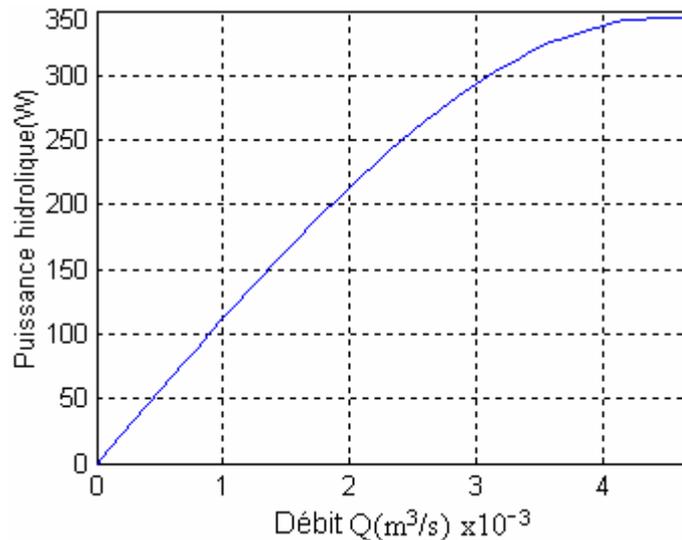


Fig. (III.17) Caractéristique de la puissance hydraulique de la pompe centrifuge

e) Caractéristique de rendement :

Pour les groupes électropompes (pompe + moteur), les fabricants donnent généralement la courbe du rendement, comme on peut tracer la courbe de rendement hydraulique en utilisant la formule : [9]

$$h_h = \frac{P_h}{P_{ab}} \quad (\text{III.15})$$

Généralement le rendement maximal du groupe motopompe ne dépasse pas 72%.

Le schéma de la figure (III.18) présente les valeurs de rendement d'une pompe

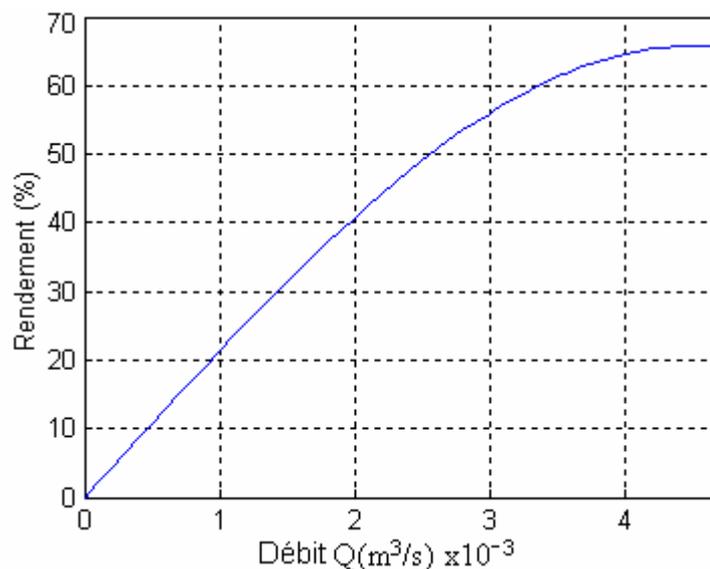


Fig. (III.18) Caractéristique de rendement de la pompe centrifuge

III.3.1.2.7. Caractéristiques de la pompe centrifuge immergée :

La pompe centrifuge immergée est caractérisée par les paramètres suivants :

- Son diamètre est soit de 4" (95 mm), soit de 6" (142 mm). Le corps de pompe est en acier inoxydable, les roues et les diffuseurs étant soit en acier inoxydable, soit en matériau synthétique. Ces matériaux présentent une très bonne résistance à l'abrasion.

Le corps d'aspiration est protégé par une crépine contre les grosses impuretés supérieures à 3 mm). Un clapet anti-retour est intégré à la tête de pompe, qui est taraudée pour le raccordement au tuyau de refoulement. La lubrification est assurée par l'eau pompée.

- Le nombre d'étages est lié à la hauteur manométrique totale de refoulement.
- Le type d'aubage de chaque étage est lié à la puissance hydraulique à fournir pour la Hm nominale.
- Les rendements hydrauliques des pompes solaires sont élevés (utilisation de technologies de pointe). Ils sont de l'ordre de 55% à 60 % au point de fonctionnement nominal.
- La durée de vie peut être estimée entre 5 et 7 ans (elle est fortement liée à la qualité de l'eau).
- L'entretien courant consiste au nettoyage des étages (boue, sable, déchets si la pompe est installée dans un puits). La fréquence de celui-ci dépend de la qualité de l'eau pompée. [11]

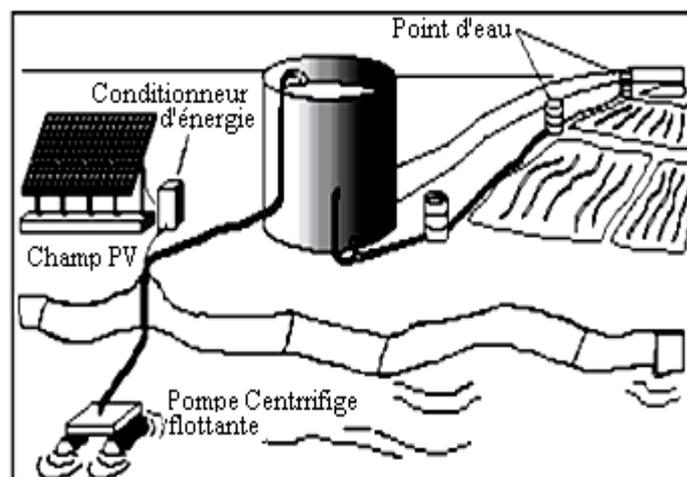


Fig. (III.19) Pompe centrifuge flottante

III.4. comparaisons entre les pompes volumétriques et centrifuges :

Pour de petites Hm et de faibles débits journaliers ($Hm \times Q < 25 \text{ m}^4$), les pompes à main peuvent s'avérer plus intéressantes. On utilisera alors un seau pour pomper l'eau.

L'utilisation de pompes mécaniques sur cette plage d'utilisation se limitera principalement aux pompes volumétriques de faible puissance.

Pour les hauteurs de moins de 7mètres, l'emploi de pompes à aspiration sera préféré. Cette pompe est généralement de type centrifuge à ailettes.

Pour de faibles débits et une puissance disponible variable (par exemple, couplage éolien), l'emploi d'une pompe à cavité (volumétrique) permet un débit plus constant.

Pour une Hm moyenne, comprise entre 10 et 50mètres, la pompe immergée centrifuge est généralement la plus efficace. Mais son rendement est très étroitement lié à la Hm et son dimensionnement est critique.

Pour les Hm supérieures à 35 mètres et de faibles débits journaliers (<20m³), la pompe volumétrique sera la plus utilisée, surtout si une forte variation du rabattement de la nappe (donc de la Hm) est constatée.

Pour des débits plus élevés, l'emploi d'une pompe centrifuge est souvent le seul choix possible. [11]

Le choix d'une pompe se portera également sur sa capacité à répondre aux conditions variables du site.

Nous avons vu que le débit d'une pompe volumétrique est moins affecté par la variation de la Hm alors que la pompe centrifuge verra son débit diminuer rapidement à mesure que la Hm augmente.

La hauteur de refoulement d'une pompe centrifuge est fonction du carré de la vitesse du moteur. À mesure que la Hm augmente, le rendement de la pompe diminue très rapidement ; le moteur devrait tourner beaucoup plus rapidement pour fournir un même débit. [11]

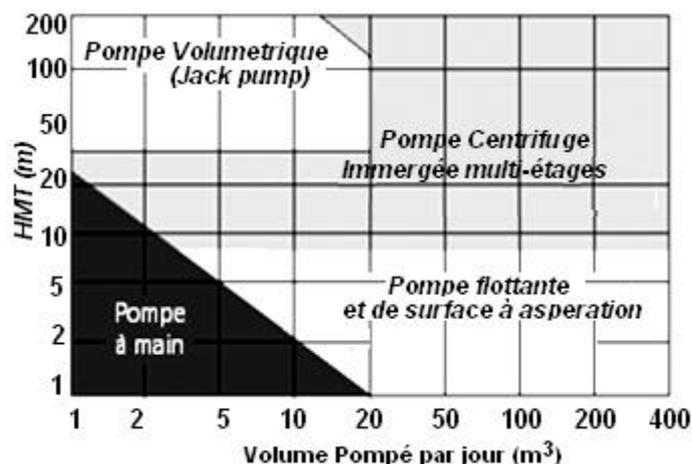


Fig. (III.20) Choix d'une pompe selon la Hm et le débit demandés. [34]

III.5. CONCLUSION :

Dans ce chapitre, nous avons étudié les machines à courant continu, le principe de fonctionnement et les équations de base de la machine à courant continu à aimant permanent. La deuxième partie est consacrée à la pompe (principe de fonctionnement, les différents types de pompe et la caractéristique de chaque type). Enfin nous avons donné une comparaison entre les deux types de pompes (volumétrique et centrifuge).

IV.1. INTRODUCTION :

Le coût élevé du générateur photovoltaïque nous impose une utilisation optimale et rationnelle de ce dernier pour aboutir à un fonctionnement économique et rentable. Pour cela, nous devons utiliser le générateur PV dans la région où il délivre sa puissance maximale. [29] Nous traduisons l'optimisation de système de pompage PV par un suivi du point de puissance maximale fournie par le générateur PV.

Nous allons évoquer quelques méthodes de suivi de la puissance maximale. Puis, nous présentons la technique de commande adaptée pour le moteur à courant continu.

Nous abordons ce chapitre par rappeler les principaux algorithmes de "tracking" de la puissance maximale du générateur solaire.

IV.2. LE COUPLAGE DIRECT

Ce couplage est illustré dans la figure (IV.1). Toute charge alimentée en liaison directe devra, pour chaque valeur de l'énergie reçue, travailler dans la zone 2, comme a été montré sur la figure (II.7). [6]

L'éclairement est variable de la valeur minimale jusqu'à la valeur maximale ($1000\text{W}/\text{m}^2$). Il est montré ultérieurement que quelques points de fonctionnement ne correspondent pas aux puissances optimales admissibles. Dans le but de maximiser la quantité d'énergie débitée par le générateur, il faut forcer le système à fonctionner au maximum de la caractéristique P-V du générateur. [35] Cette condition se traduit mathématiquement par le terme dV/dI soit le plus faible que possible.

Comme dans cette étude, le moteur à courant continu à aimant permanent est alimenté par un générateur PV, ce type de moteur lui aussi est caractérisé par des courbes, couple-courant.

Le couple résistant C_r est déterminé par la pompe centrifuge et étant égal à couple moteur à l'état d'équilibre. Ainsi le moteur tourne avec une vitesse donnée pour chaque valeur d'éclairement en adaptation avec le générateur photovoltaïque. Autrement dit, le point de fonctionnement du système sera obtenu par l'intersection de la caractéristique du générateur $I=f(V)$ et celle du groupe moteur-pompe. [6]



Fig. (IV.1) Couplage direct d'un système de pompage PV

Les conditions de couplage seront $V_m \leq V_{co}$ et $I_m \leq I_{cc}$.

Où V_m : la tension du moteur en régime nominal.

Im : le courant du moteur en régime nominal.

Vco : la tension de circuit ouvert.

Icc : le courant de court circuit.

Si le courant et la tension du générateur sont égaux à l'intensité et la tension du moteur,

$$V_m = V_g \quad (IV.1)$$

$$I_m = I_g \quad (IV.2)$$

$$C_m = C_r \quad (IV.3)$$

Le système d'équation (IV.4), (IV.4) et (IV.4) permet de tracer les caractéristique I(V), Ich(V) du générateur pour différent éclairement, la résolution de ces équations non linéaires du générateur photovoltaïque,[6] le moteur et la pompe sont réalisées par la méthode de Newton Raphson sous logiciel MATLAB. Les résultats suivants ont été obtenus. Le programme est exécuté pour des différentes valeurs de l'éclairement reflétant ainsi les variations naturelles, l'éclairement maximal étant 1000W/m².

Les figures (IV.2) montrent les allures des tensions et des puissances lors de fonctionnement du système en couplage direct. Il est évident que l'ensemble Moteur-pompe centrifuge est bien adapté au système PV car il permet un démarrage pour des très faibles valeurs d'ensoleillement.

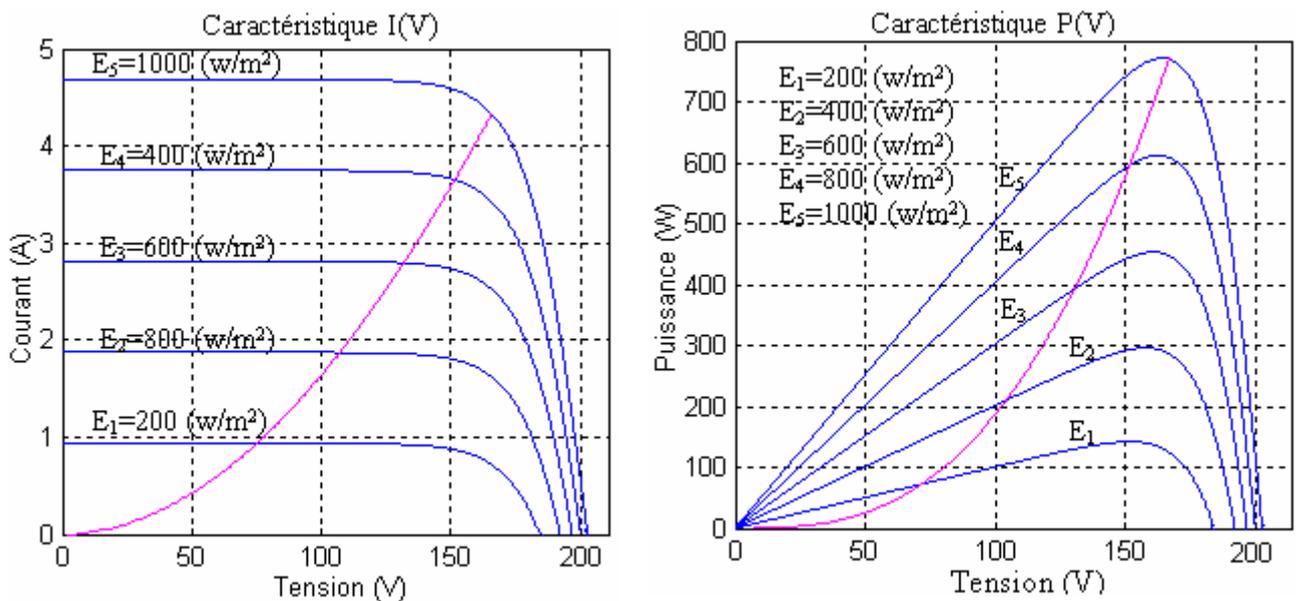


Fig. (IV.2) Courbe de charge en couplage direct

IV. 2.1. Le rendement et la quantité d'eau du système en couplage direct

La qualité de l'adaptation en couplage direct est définie par le rendement du système.

$$h_{PPV} = \frac{P_h}{P_e} = \frac{r \cdot g \cdot Q \cdot H_m}{E \cdot N_s \cdot N_p \cdot S} \quad (IV.4)$$

Avec Q : La quantité d'eau et est donnée selon [36] par la relation suivant :

$$Q = \begin{cases} 0 & \text{si } E < E_t \\ \frac{-b + \sqrt{b^2 + 4a(E - c)}}{2a} & \text{si } E > E_t \end{cases} \quad (\text{IV.5})$$

$E_t = 100 \text{ W/m}^2$; a , b et c sont des constants.

La figure IV.3 présente les variations du rendement en fonction de l'éclairement. D'après ces résultats, le système fonctionne dans la zone 3 seulement pour les valeurs d'éclairement élevé où la quantité d'eau est maximale et peut atteindre environ $10.5 \text{ (m}^3/\text{s)}$, [6] figure IV.4.

Pour les faibles valeurs d'éclairement les points de fonctionnement s'éloignent de la puissance optimale, et le système fonctionne sur la zone 1, où le rendement très faible, de l'ordre de 32%. [6]

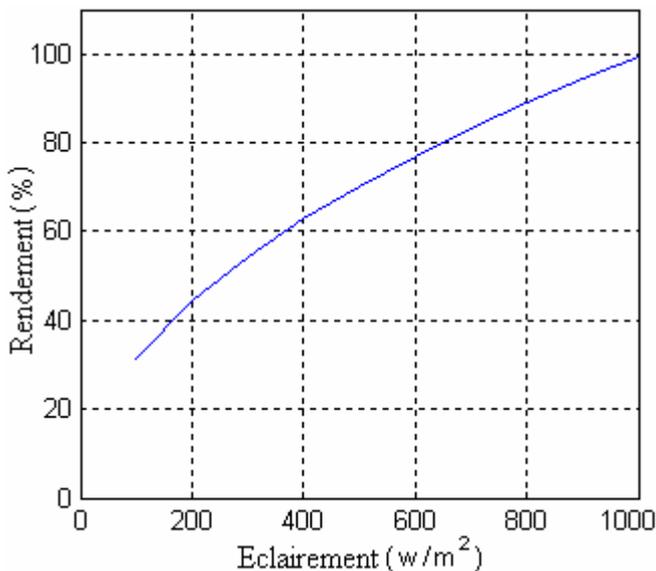


Fig. (IV.3) Le rendement en couplage direct

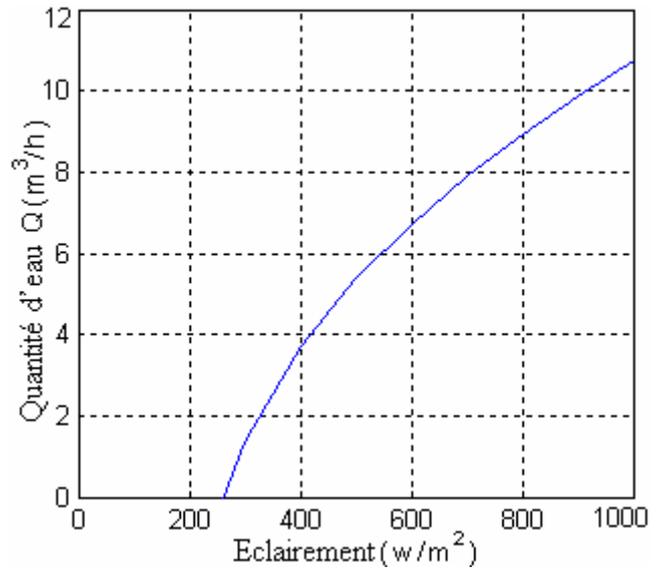


Fig. (IV.4) Quantité d'eau en couplage direct

Malgré les avantages du couplage direct, la simplicité, le coût faible, et possibilité de bonnes performances, malheureusement, un tel couplage n'est possible que dans des conditions spécifiques (température, éclairement, type et paramètres de la charge). Alors, il faut faire appel à des techniques plus sophistiquées dans la majorité des applications. [6]

IV.3. LES TECHNIQUES DE POURSUITE DE PUISSANCE MAXIMALE

Des résultats précédents; on peut voir que le points de fonctionnement du système, situé à l'intersection des caractéristiques I-V du générateur et l'ensemble moteur-pompe, se déplace selon la valeur de l'ensoleillement. Pour des fortes valeurs de l'ensoleillement, les caractéristiques se coupent dans la zone 2 où la puissance débitée par le générateur est optimale.

Par contre, pour les faibles valeurs de l'ensoleillement, le point de fonctionnement s'éloigne de cette zone. Autrement dit, pendant la matinée et le soir; les performances du système sont médiocres et le générateur est sous utilisé. [6]

Une question se pose, est'il possible de forcer le système a fonctionner dans la zone 2, plus précisément ; peut-on forcer le générateur a débiter sa puissance maximale quelles que soient les conditions climatiques ?

Cela est possible si le générateur est en permanence fermé sur son impédance optimale pendant toute la journée. Autrement dit, si la charge est une résistance d'une valeur R, pour le générateur, cette valeur doit varier continuellement au fûre et à mesure des variations des conditions de fonctionnement (ensoleillement, température). Evidemment la solution apparente est d'intercaler un convertisseur DC/DC pour alimenter le MCC par une tension et un courant différent de ceux du circuit d'entrée. [5]

Certainement la puissance continue possède un maximum dépendant des conditions climatiques, pour convertir l'énergie disponible avec le meilleur rendement, il est donc indispensable de travailler avec un point de fonctionnement optimal qui correspond à la puissance maximale fournie par le générateur. Cela est possible en adaptant en permanence le générateur à sa charge grâce au convertisseur qui joue le rôle d'une impédance adaptative. Cette procédure est dite techniques de poursuite du point de puissance maximal ou (MPPT). [27]

IV.4. BASE DE L'ADAPTATION D'IMPEDANCE PAR UN CONVERTISSEUR DC-DC

Le MPPT est comparable à un transformateur, il converti les grandeurs d'entrées courant et tension (I, V) en grandeurs de sortie de même nature (I_{ch}, V_{ch}) [37]. Telles que :

$$V_{ch} = G.V \quad (IV.6)$$

$$I_{ch} = (1/G).I \quad (IV.7)$$

Où $G = V_{ch}/V$: est un gain d'amplification du convertisseur DC/DC.

Nous concéderons un moteur DC à flux constant, en négligeant la réaction d'induit et le phénomène de commutation, la tension du moteur sera égale à :

$$V_{ch} = R_a I_{ch} + L_a \frac{dI_{ch}}{dt} + k_e \omega \quad (IV.8)$$

Et le couple du moteur

$$C_e = k_t I_{ch} \quad (IV.9)$$

La pompe centrifuge oppse un couple résistant :

$$C_r = k_r \omega^2 + C_s \quad (IV.10)$$

K_e (V/rad.s⁻¹), k_m (Nm/Ampère) et k_r (Nm/rad.s⁻¹) sont des coefficients de proportionnalité.

D'autre part nous avons l'équation mécanique :

$$J_m \frac{dw}{dt} = C_e - C_r \quad (IV.11)$$

Avec J_m : le moment d'inertie du groupe.

Si on suppose que le convertisseur est idéal, en fonctionnement optimal, la puissance maximale délivrée par le générateur sous un courant I_{op} et une tension V_{op} est :

$$P_{op} = V_{op}I_{op} = V_{ch}I_{ch} \quad (IV.12)$$

La valeur optimale de gain G_{op} doit être déterminé en fonction de la charge et des conditions climatiques (éclairage, température). [5]

IV.5. TECHNIQUES DE RECHERCHE DE POINT DE PUISSANCE MAXIMALE MPPT :

En général le point de fonctionnement n'est pas au MPP du panneau photovoltaïque.

Alors dans les couplages directs des charges, les panneaux photovoltaïques sont souvent surdimensionnés pour assurer une puissance suffisante à fournir à la charge ; ceci conduit à un système excessivement cher. Pour surmonter ce problème, le tracking de la puissance maximale peut être utilisé pour maintenir le fonctionnement du panneau photovoltaïque à sa puissance maximale. [29] Pour ce là on utilise des méthodes de recherche du MPPT, parmi des méthodes sont :

IV.5.1. Méthode de perturbation et d'observation (P&O) :

La méthode de perturbation et d'observation (P&O) est une approche largement répandue dans la recherche du MPPT parce qu'elle est une méthode itérative simple et exige seulement des mesures de V_{pv} et I_{pv} [38], elle peut détecter le point maximum de puissance même lors des variations brusques d'irradiation et de température.

Comme son nom l'indique, la méthode P&O fonctionne avec la perturbation de la tension V_{pv} et l'observation de l'impact de ce changement sur la puissance de sortie du panneau photovoltaïque.

L'algorithme de la méthode P&O est représenté par la figure (a) de l'annexe 2. [26, 38] À chaque cycle, V_{pv} et I_{pv} sont mesurés pour calculer $P_{pv}(k)$. Cette valeur de $P_{pv}(k)$ est comparée à la valeur $P_{pv}(k-1)$ calculée au cycle précédent.

Si la puissance de sortie a augmenté, V_{pv} est ajustée dans la même direction que dans le cycle précédent

Si la puissance de sortie a diminué, V_{pv} est ajustée dans la direction opposée que dans le cycle précédent. V_{pv} est ainsi perturbée à chaque cycle de MPPT .

Quand le point de puissance maximale est atteint, V_{pv} oscille autour de la valeur optimale $V_{pv,mppt}$. Ceci cause une perte de puissance qui augmente avec le pas de l'incrémentacion de la perturbation. Si ce pas d'incrémentacion est large, l'algorithme du MPPT répond rapidement aux changements soudains des conditions de fonctionnement.

D'autre part, si le pas est petit, les pertes, lors des conditions de changements atmosphériques lents ou stables, seront inférieures mais le système ne pourra pas répondre rapidement aux changements rapides de la température ou de l'irradiation. [6]

L'inconvénient de la technique de P&O est celui en cas de changement rapide des conditions atmosphériques, telles qu'un nuage mobile, cette méthode peut déplacer le point de fonctionnement dans la direction fautive comme représenté sur la figure IV.5

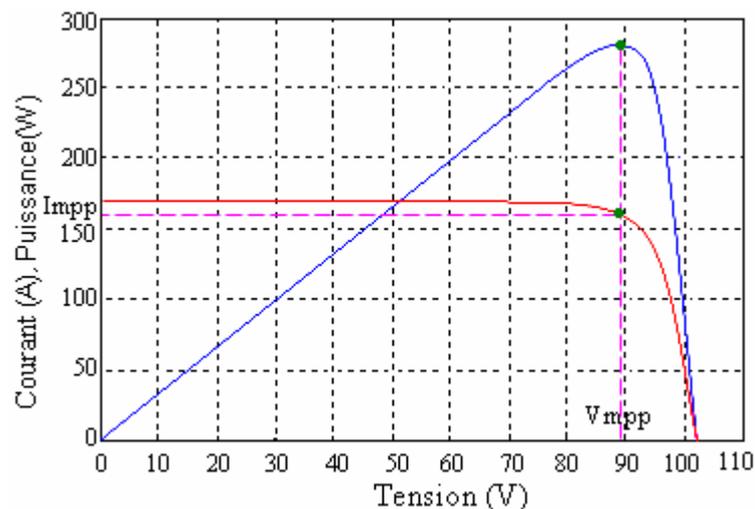


Fig. (IV.5) Point de fonctionnement maximal

Au commencement, la tension de fonctionnement du convertisseur est au point (1), qui est le point de puissance maximale.

Supposer qu'une perturbation déplace le point de fonctionnement vers le point (2). Pendant cette période de perturbation, l'éclairement a augmenté de E_1 à E_2 . Ceci mène à une augmentation de la mesure de puissance de sortie du convertisseur de P_{pv1} à P_{pv2} .

Cependant, le point de puissance maximale à cet éclairement est au point (4), qui correspond à une puissance maximale $P_{pv,max}$, E_2 .

Dans la perturbation suivante, l'algorithme de P&O incrémentera la tension de fonctionnement du convertisseur (MPPT) bien plus loin à droite vers le point (3), et encore une augmentation de la puissance du convertisseur sera mesurée si l'éclairement a augmenté de E_2 à E_3 avec le nouveau point de puissance maximale au point (5).

De cette façon, l'algorithme de P&O continuera à déplacer le point de fonctionnement du convertisseur plus loin du point maximum réel de puissance, et encore plus de puissance sera perdue. Cet ajustement incorrect continuera jusqu'à ce que le changement de l'éclairement ralentisse ou se stabilise.

La première solution à ce problème est d'augmenter la vitesse d'exécution en employant un micro- contrôleur plus rapide.

La deuxième solution est de vérifier n'importe quel changement rapide d'irradiation en vérifiant la valeur de $\frac{dI_{pv}}{dt}$ et en neutralisant l'ajustement de tension si le changement de $\frac{dI_{pv}}{dt}$ dépasse une limite. [6]

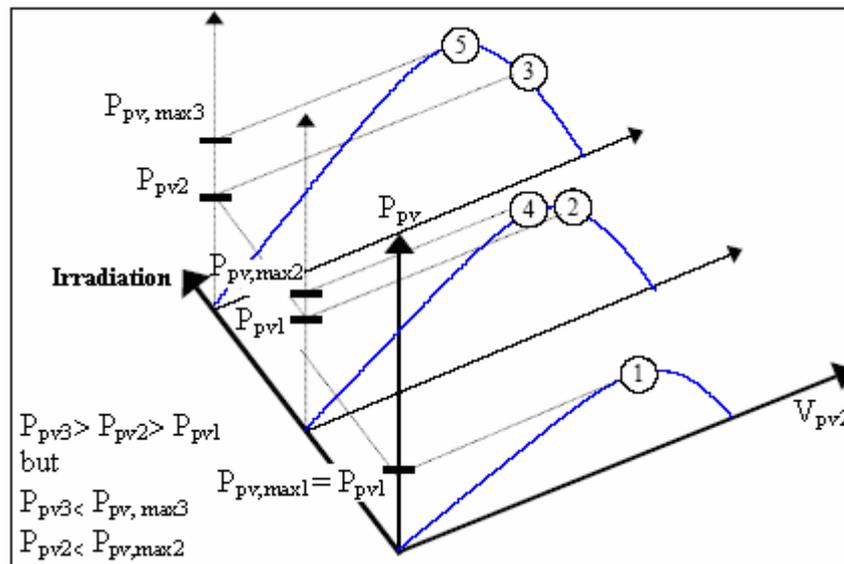


Fig.(IV.6) Divergence de la méthode P&O

IV.5.2. Méthode de l'incrémentatation de Conductance :

Cette méthode utilise la conductance incrémentale de la source comme MPPT. Cette méthode est plus efficace que la méthode de perturbation, et indépendante des caractéristiques des différents composants utilisés. [39]

Cette méthode est plus complexe par rapport la méthode de perturbation. [40] Elle est basée sur le fait que la dérivée de la puissance de sortie P_{pv} par rapport à la tension de panneau V_{pv} est égale à zéro au point maximum de puissance.

La caractéristique $P_{pv} - V_{pv}$ du panneau PV sur la figure IV.6 montre que cette dérivée est positive à gauche du point maximum de puissance et négative à droite du point maximum de puissance. [6]

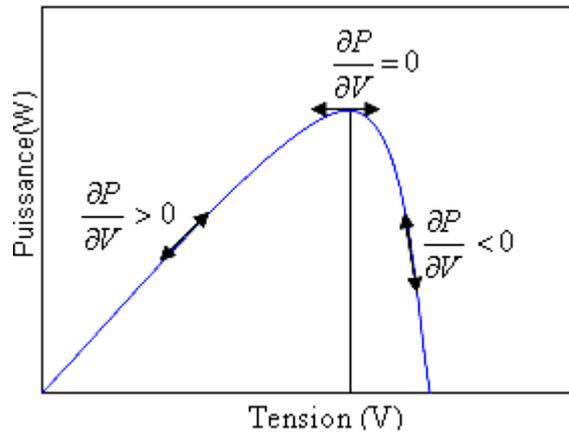


Fig. (IV.7) Caractéristique de la puissance

Ceci mène à l'ensemble d'équations suivantes: [40, 41, 42]

$$\frac{dp_{pv}}{dV_{pv}} = \frac{d(I_{pv}V_{pv})}{dV_{pv}} = I_{pv} + V_{pv} \frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} = 0 \quad \text{au MPP} \quad (\text{IV.13})$$

$$\frac{dp_{pv}}{dV_{pv}} = \frac{d(I_{pv}V_{pv})}{dV_{pv}} = I_{pv} + V_{pv} \frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} > 0 \quad \text{à gauche du MPP} \quad (\text{IV.14})$$

$$\frac{dp_{pv}}{dV_{pv}} = \frac{d(I_{pv}V_{pv})}{dV_{pv}} = I_{pv} + V_{pv} \frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} < 0 \quad \text{à droite du MPP} \quad (\text{IV.15})$$

Ces équations peuvent être écrites comme :

$$\frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} = -\frac{I_{pv}}{V_{pv}} \quad \text{au MPP}$$

$$\frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} > -\frac{I_{pv}}{V_{pv}} \quad \text{à gauche du MPP}$$

$$\frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} < -\frac{I_{pv}}{V_{pv}} \quad \text{à droite du MPP}$$

Les équations ci-dessus peuvent être employées comme algorithme de commande pour commander le point de fonctionnement du convertisseur en mesurant l'accroissement de la conductance et la conductance instantanée du convertisseur dI_{pv}/dV_{pv} et I_{pv}/V_{pv} respectivement.

L'organigramme [38] de l'algorithme de commande est montré sur la figure (b) de l'annexe 2.

Il peut être plus difficile de mettre en application cette méthode que les méthodes précédentes parce qu'elle implique des divisions dans lesquelles les dénominateurs peuvent être égaux à zéro.

IV.5.3. Méthode d'un modèle de Capacité parasite (PC) :

L'algorithme de la capacité parasite (Parasitic Capacitance MPPT) est semblable à celui de l'incrémental de la conductibilité (INC-MPPT) sauf que l'effet de la capacité parasite (C_p) qui modélise le stockage des charges dans les jonctions p-n des cellules photovoltaïques soit inclus.

En ajoutant cette capacité à notre modèle en la représentant sous la forme $I(t) = C_p \cdot dV/dt$, le nouveau modèle est exprimé selon [40, 42] :

$$I = I_{ph} - I_s \left[\exp\left(\frac{(V + R_s I)}{AU_T}\right) - 1 \right] - \left(\frac{V + R_s I}{R_{sh}}\right) + C_p \frac{dV}{dt} = F(V) + C_p \frac{dV}{dt} \quad (IV.16)$$

L'équation (IV.16) montre les deux composantes de (I) : une est fonction de la tension $F(V)$ et la seconde est relative au courant dans la capacité parasite. En utilisant cette notation, l'incrémental de la conductibilité du panneau photovoltaïque peut être définie comme étant le rapport $dF(V)/dV$ et la conductibilité instantanée peut être définie comme la rapport $-F(V)/V$. Le MPP est obtenu quand $dP/dV=0$.

En multipliant l'équation (IV.16) par la tension (V) du panneau pour obtenir la puissance électrique, puis en différenciant le résultat, l'équation de la puissance électrique au MPP sera obtenue et peut être exprimé selon [40]:

$$\frac{dF(V)}{dV} + C_p \left(\frac{\dot{V}}{V} + \frac{\ddot{V}}{\dot{V}} \right) + \frac{F(V)}{V} = 0 \quad (IV.17)$$

Les trois termes de l'équation (IV.17) représentent l'accroissement de la conductibilité, l'ondulation induite par la capacité parasite et la conductibilité instantanée. Les dérivées première et seconde de la tension du panneau tiennent en compte de l'effet d'ondulation alternative produite par le convertisseur.

On notera que si (C_p) est égale à zéro, l'équation (IV.17) se simplifie et devient celle utilisée pour l'algorithme d'accroissement de la conductibilité.

Puisque la capacité parasite est modélisée comme un condensateur connecté parallèlement aux bornes de chaque cellule photovoltaïque, la connexion des panneaux en parallèle augmentera la capacité globale vue par le MPPT. À partir de là, la différence entre l'efficacité de CP-MPPT et celle de INC-MPPT devrait être au maximum dans un générateur solaire de haute puissance avec plusieurs panneaux en parallèle. [29]

IV.5.4. Méthode d'un modèle de Rauschenbach :

On a d'abord caractérisé le générateur PV en utilisant le modèle de 'Rauschenbach', et présenté une méthode itérative pour la poursuite de sa courbe de puissance maximale.

Les résultats obtenus sont validés, par comparaison avec ceux obtenus par la méthode analytique.

L'application de ce modèle nécessite la connaissance de trois paramètres, à savoir I_{CC} , V_{CO} et P_m

Il est défini par [29]:

$$I = I_{CC} \left[1 - C_1 \left[\exp\left(\frac{V}{C_2 V_{CO}}\right) - 1 \right] \right] \quad (\text{IV.18})$$

$$C_1 = \left(1 - \frac{I_m}{I_{CC}} \right) \exp\left(\frac{-V_m}{C_2 V_{CO}}\right) \quad (\text{IV.19})$$

$$C_2 = \frac{\frac{V_m}{V_{CO}} - 1}{\ln\left(1 - \frac{I_m}{I_{CC}}\right)} \quad (\text{IV.20})$$

Avec :

C_1 et C_2 : Des constantes calculées à chaque simulation.

V_{CO} : La tension de circuit ouvert du GPV

I_{CC} , V_{CO} et P_{\max} le courant, la tension et la puissance maximale respectivement, et I_{CC} : le courant généré par les rayons solaires.

L'expression (IV.18) génère la caractéristique $I(V)$ pour un éclairement de $1000W/m^2$ et une température de $25^\circ c$.

Pour une autre valeur de l'éclairement et de la température, les nouvelles valeurs du courant et de la tension du générateur PV sont [44]:

$$I = I_{ref} + \Delta I \quad (IV.21)$$

$$V = V_{ref} + \Delta V \quad (IV.22)$$

$$\Delta T = (T - T_{ref}) \quad (IV.23)$$

$$\Delta I = a_T \left(\frac{E}{E_{ref}} \right) + \left(\frac{E}{E_{ref}} - 1 \right) I_{CC} \quad (IV.24)$$

$$\Delta V = -b_T - R_S \Delta I \quad (IV.25)$$

$$T = T_a + \frac{E}{E_{ref}} (NOCT - T_{a,ref}) \quad (IV.26)$$

Avec :

E_{ref} : L'éclairement à 25°C

a_T et b_T : Les coefficients de variation du courant et de la tension avec la température.

T_a : La température ambiante.

$T_{a,ref}$: La température ambiante de référence.

$NOCT$: La température normale de fonctionnement de la cellule.

IV.6.COMPARAISON ENTRE UN SYSTEME OPTIMISE ET NON OPTIMISE :

Quelle que soit la nature du couplage du groupe moto-pompe au générateur photovoltaïque, avec ou sans critère d'optimisation, la caractéristique de charge, la puissance, le rendement et la quantité d'eau fournie par le système de pompage sont les principaux paramètres, permettent l'évaluation et la validation de l'exploitation du système de photovoltaïque. [6]

IV.6.1. Caractéristique de charge et de puissance

Les figures (IV.7) représentent la caractéristique de charge.

Le fonctionnement du système est amélioré par l'utilisation de la technique MPPT, où le MCC est alimenté par des tensions plus proches aux valeurs nominales, l'effet de la technique par rapport au couplage direct est très clair pour les faibles valeurs de l'éclairement, à 200W/m², la tension d'alimentation est augmentée d'une valeur aussi faible que 75V pendant le couplage direct, à une valeur de 140V par suite.

Les puissances obtenues par la technique d'MPPT sont les valeurs les plus élevées que possible, d'où le fonctionnement du système est idéal. Ainsi, la puissance globale du générateur photovoltaïque est bien exploitée. [6]

Les figures (IV.8) montre le grand écart entre les puissances maximisées et celles de couplage direct.

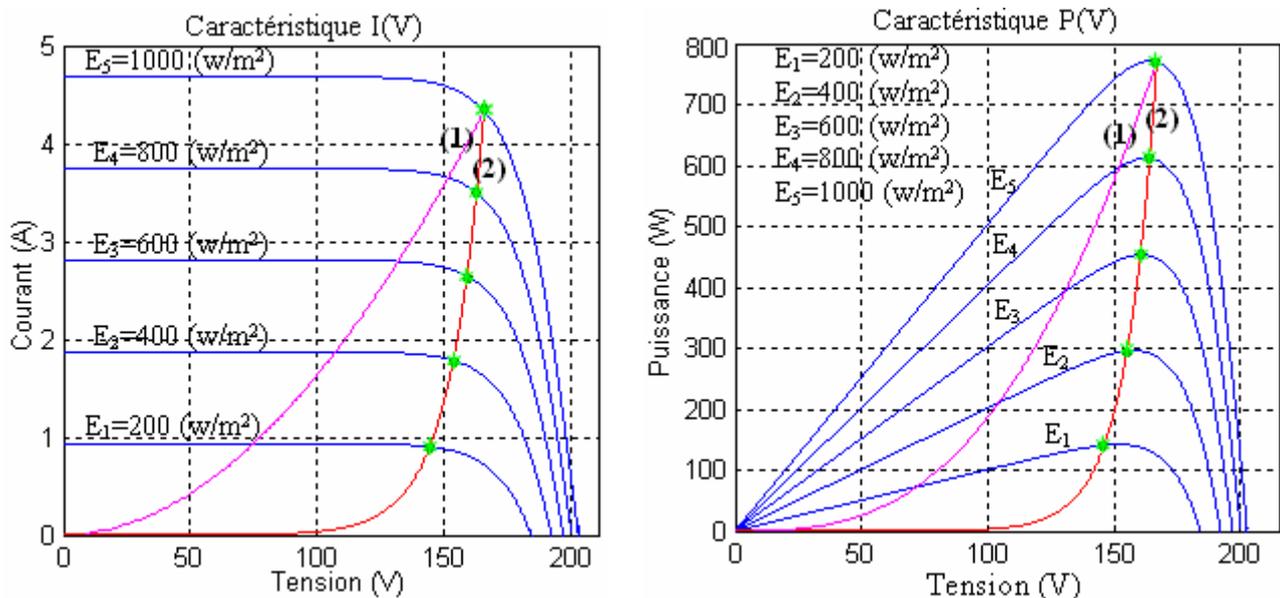


Fig. (VI.8) Courbe de charge et de puissance de système de PPV, $T=25^{\circ}\text{C}$

(1) Couplage direct, (2) Couplage avec MPPT

IV.6.2. Caractéristique du rendement et du débit du système de pompage

Le rendement calculer est défini par le rapport entre la puissance obtenue a la sortie de moteur et la puissance maximale disponible.

La figure (IV.8) illustre l'allure du rendement, qui est 100% pour la technique MPPT idéalisée, par contre le couplage direct est caractérisé par un faible rendement, spécialement pour les faibles valeurs d'éclairement. Mais à partir de $E=900\text{W}/\text{m}^2$ et plus, les valeurs du rendement sera proches, ce rapprochement prouve la bonne adaptation entre le groupe moto-pompe et le générateur pour le couplage direct a des forts éclaircements.

La figure (IV.9) représente les allures des débits, au couplage direct et avec la technique de MPPT en fonction de l'éclairement.

Dans le cas du couplage direct le système ne commence à délivrer de l'eau qu'à un éclairement de $280\text{W}/\text{m}^2$, par conséquent la maximisation de puissance force la pompe a fournir de l'eau à partir de $175\text{W}/\text{m}^2$. [6]

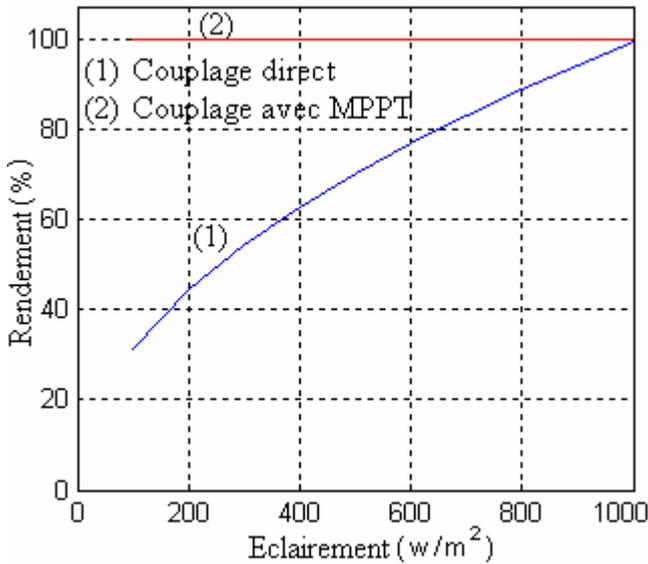


Fig. (IV.9) Rendements de système de PPV

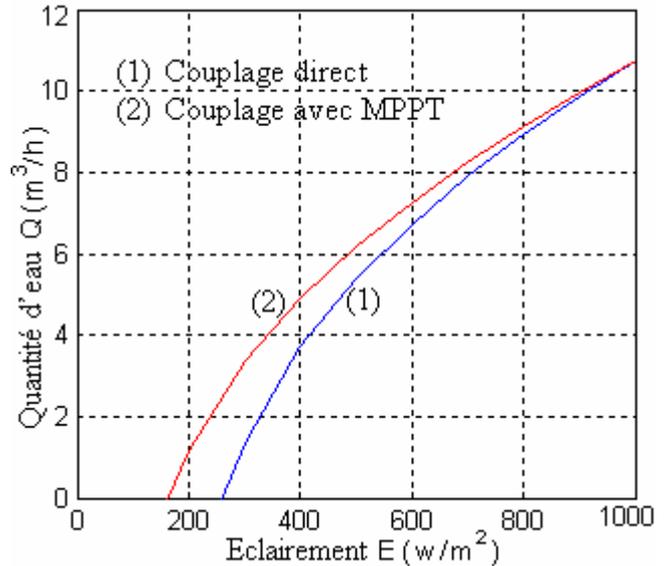


Fig. (IV.10) Quantités d'eau système de PPV

IV.7. OPTIMISATION DE LA QUANTITE POMPEE :

L'optimisation étant achevée, on détermine :

1. Le débit de la pompe en égalisant les équations (II.9) et (II.11)
2. La quantité journalière d'eau pompée par une intégration numérique de l'équation

$$q_j = \int_{T_j} Q \cdot dt \tag{IV.27}$$

Où : Q : débit de la pompe.

T_j : période ensoleillée de la journée.

La méthode utilisée est celle du Trapèze, et on aura alors comme expression explicite :

$$q_j = 2 \cdot \int_{t_1}^{t_n} Q \cdot dt \tag{IV.28}$$

$$q_j = 2 \cdot \left[Q(t_1) \cdot \frac{\Delta t}{2} + \Delta t \cdot \sum_{i=m_1}^{m_2} Q_i + Q(t_n) \cdot \frac{\Delta t}{2} \right] \tag{IV.29}$$

Où : t_1 : temps correspondant au premier instant où la pompe arrive à vaincre la hauteur géométrique H_g .

t_n : instant correspondant à un éclairement maximum ($t_n=12^H$).

m_1 : indice correspondant à l'instant $t=t_1+\Delta t$.

m_2 : indice correspondant à l'instant $t=t_n- \Delta t$.

Δt : pas de temps.

3. Le gain d'amplification du convertisseur DC/DC

$$G = V_{ch}/V \quad (IV.30)$$

4. Le modèle simplifié de l'éclairement donné par l'expression mathématique suivant :

$$E = E_M \cdot \sin(H) \quad (IV.31)$$

Où :

E_M : valeur maximale de l'éclairement sur site (obtenue à midi).

H : désigne l'angle (en degrés). [9, 45]

IV.8. CONCLUSION :

Dans ce chapitre, nous avons présenté quelques méthodes de "tracking" de la puissance maximale et nous avons retenu l'algorithme d'incrément de Conductance INC-MPPT qui se caractérise par un rendement supérieur relativement à l'algorithme "P&O". Notons que l'algorithme de tracking "PC" offre un meilleur rendement mais exige la connaissance de la capacité parasite. Enfin nous avons présenté l'influence de l'éclairement sur le point de puissance maximale, avec une comparaison entre les deux systèmes (couplage direct et couplage avec MPPT).

V.1. INTRODUCTION :

Dans ce chapitre nous présentons la procédure d'installation et la mise en service du système de pompage photovoltaïque. Nous procédions à des mesures de l'ensoleillement (puissance incidente), le débit de l'eau aspirée par la pompe ainsi que le rendement global du système.

V.2. PRESENTATION DES SYSTEMES DE POMPAGE PHOTOVOLTAIQUE:

Généralement [9], un système de pompage photovoltaïque est constitué d'un générateur photovoltaïque, un convertisseur, un sous-système de pompage (moteur et pompe), la tuyauterie et accessoires et enfin un réservoir d'eau (figures V-1 et V-2). Pour les systèmes de pompes photovoltaïques fonctionnent au fil du soleil, le stockage de l'eau dans les réservoirs est la solution la plus adoptée par rapport au stockage électrochimique dans les batteries. Le pompage de l'eau à l'aide de l'énergie photovoltaïque est utilisé pour l'alimentation en eau potable et pour la petite irrigation.

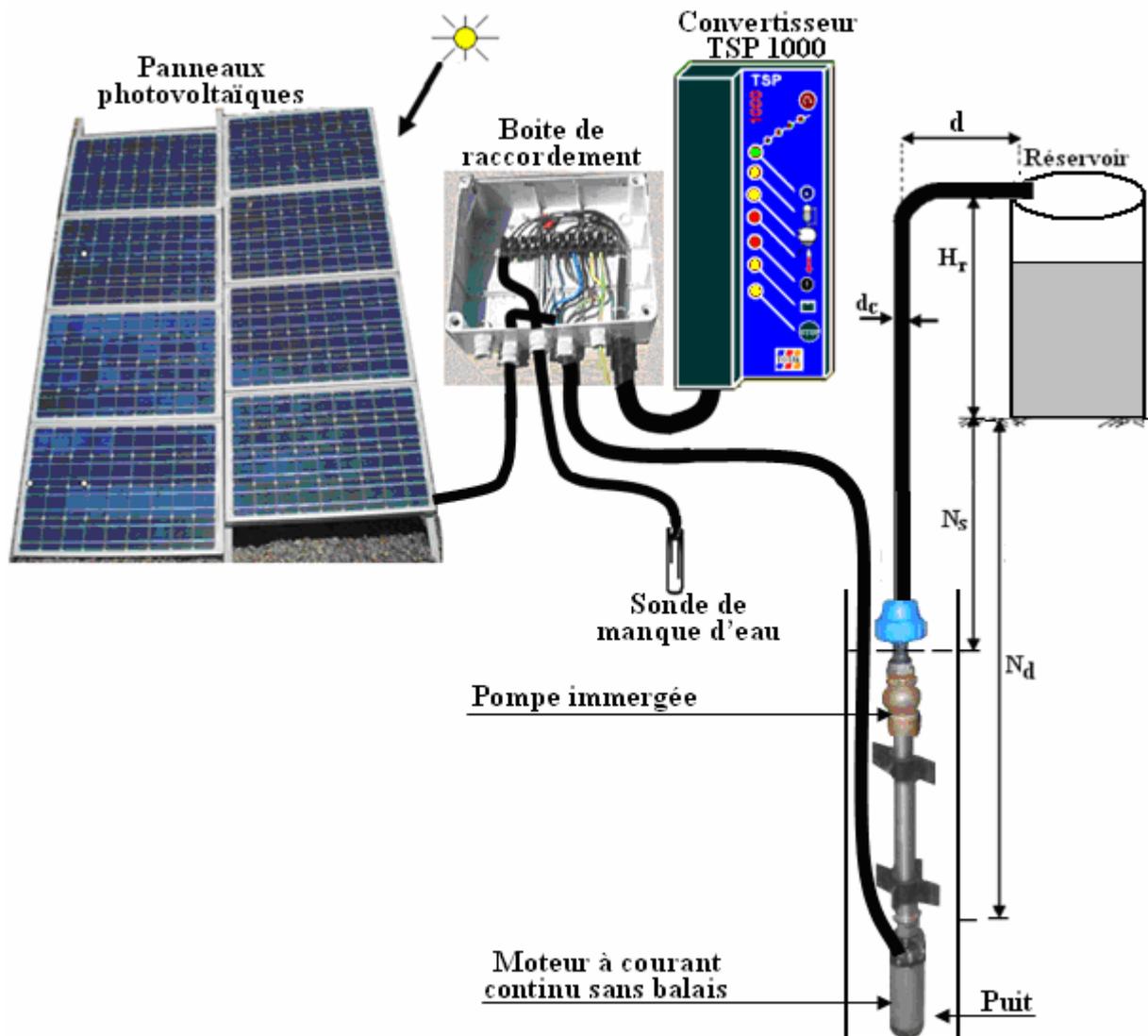


Fig. (V.1) : Configuration générale d'un système de pompage photovoltaïque au fil du soleil.

· Hauteur manométrique totale

La hauteur manométrique totale (H_m) d'une pompe est la différence de pression en mètres de colonne d'eau entre les orifices d'aspiration et de refoulement. Cette hauteur peut être calculée comme suit : $H_m = H_g + \Delta H$

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

ΔH : pertes de charge produites par le frottement de l'eau sur les parois des conduites. Ces pertes sont fonction de la distance des conduites (D), de leur diamètre (d_c) et du débit de la pompe (Q) et s'expriment en mètres d'eau.

· Niveau statique

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

· Niveau dynamique

Le niveau dynamique (N_d) d'un puits ou d'un forage est la distance du sol à la surface de l'eau pour un pompage à un débit donné. Pour le calcul de la HMT, le niveau dynamique est calculé pour un débit moyen. La différence entre le niveau dynamique et le niveau statique est appelée rabattement [9].

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

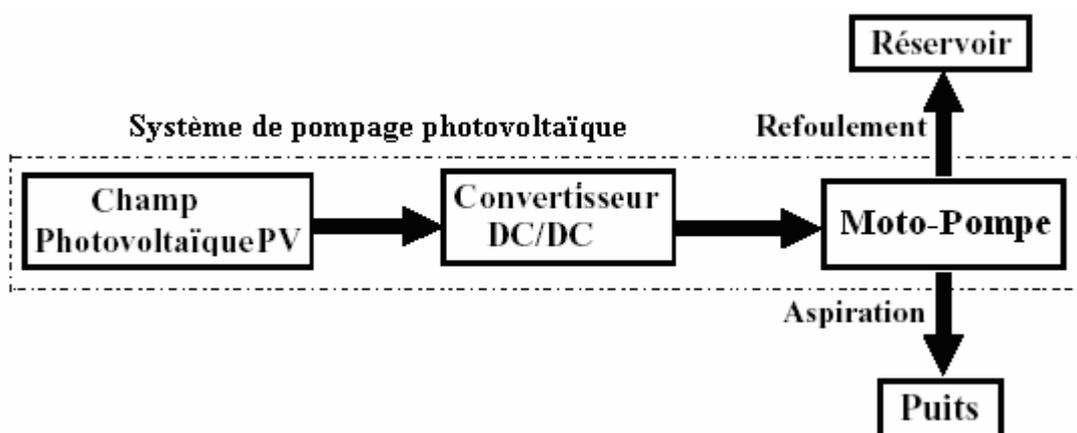


Fig. (V.2) : Schéma synoptique d'un système de pompage photovoltaïque au fil du soleil.

V.3. FONCTIONNEMENT LES ELEMENTS DE MONTAGE D'INSTALLATION :

V.3.1. Les modules :

Pour les modules il faut tenir compte de l'annexe 5 :

Le câblage des panneaux peut se faire série, parallèle ou série parallèle en raison des besoins de la charge. Pour notre application, on va les assembler en série pour que le système entre en fonctionnement normale (le convertisseur se cale sur sa tension de fonctionnement et la vitesse de rotation du moteur devient proportionnelle à l'ensoleillement). Donc la tension nominale d'un système TSP1000 équipé avec 8 modules photovoltaïques série est 120v. (Voir figure V-3).[46]

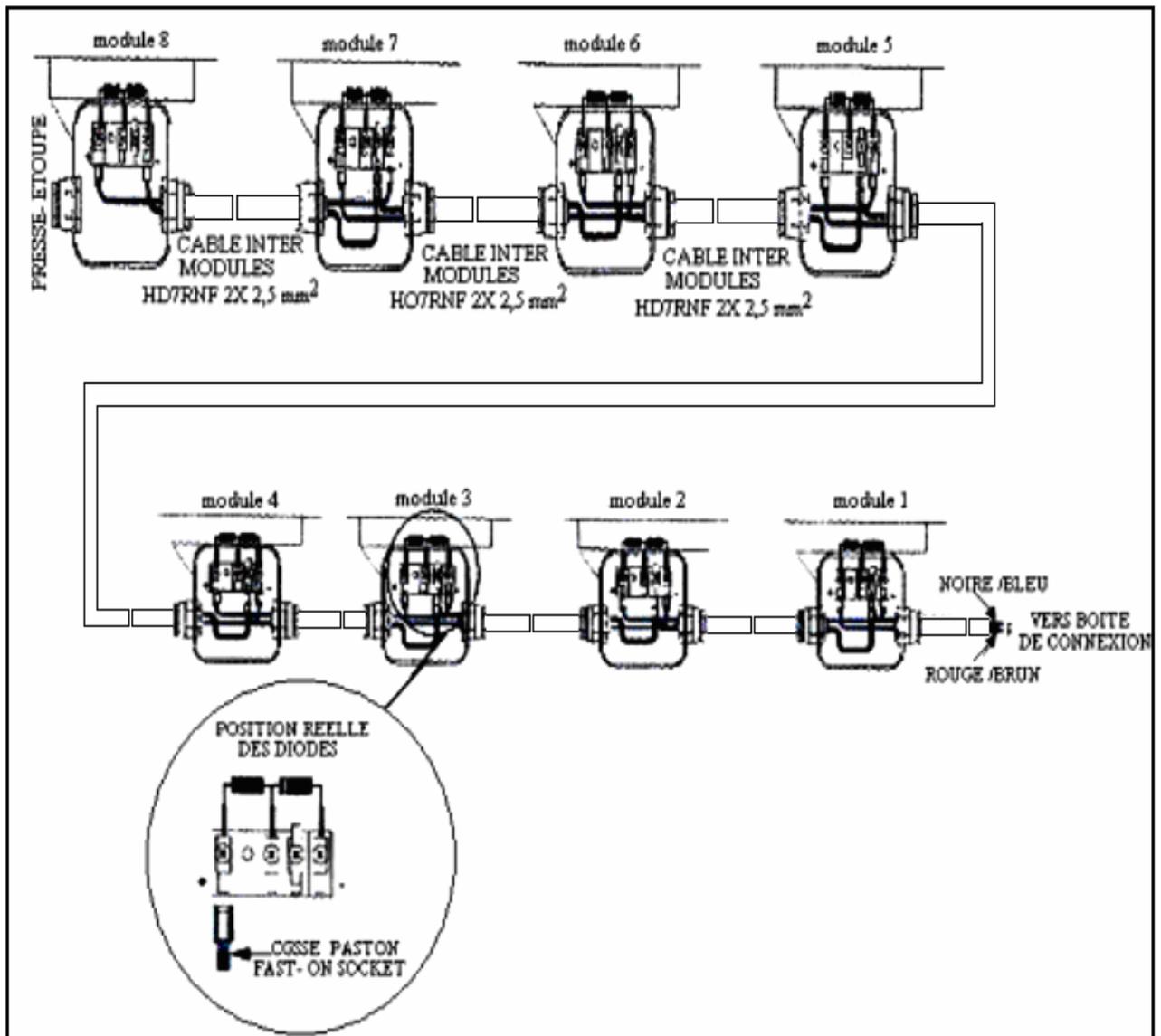


Figure (V.3) : le raccordement des modules

Cette figure montre le câblage série des modules telle que chaque module est présenté par sa boîte de jonction.

V.3.2. Le convertisseur TSP 1000 :

Les convertisseur TSP1000 sont destinés à entraîner des moteurs à courant continu sans balais, et l'interface utilisateur est représenté par le plan ci-dessous [47]:

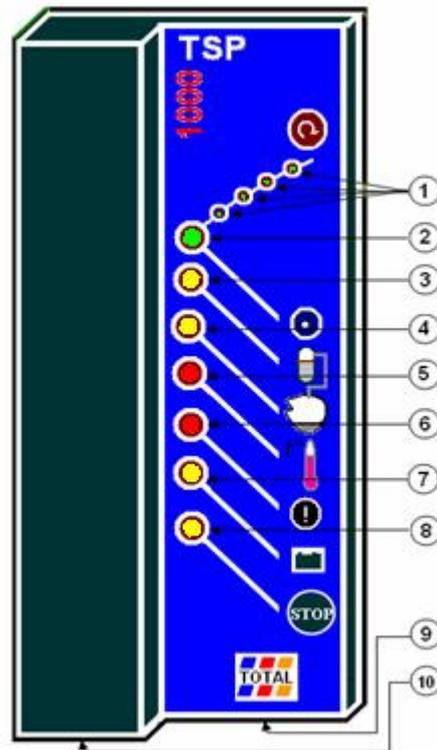


Fig. (V.4) : convertisseur TSP 1000

(1): Voyant vert d'indication d'alimentation des bobines moteur (Vitesse de rotation) : ces 4 voyants s'allument séquentiellement à la vitesse de rotation du moteur.

(2): Voyant vert de mise en fonctionnement du convertisseur : Celui indique que le convertisseur est sur la position de mise en fonctionnement et qu'une tension est présente sur son alimentation.

(3): Voyant jaune de réservoir plein : lorsque les capteurs du réservoir plein sont installés, ce voyant indique que le niveau maximum a été atteint et que le convertisseur est placé en position «bloqué». Le redémarrage se réalisera automatiquement dès que le capteur passera sur sa position normale : «réservoir à remplir»

(4): Voyant jaune de manque d'eau : Celui-ci est allumé et le convertisseur bloqué avant que l'eau dans la zone de captage ne soit plus suffisante pour garantir une immersion totale du groupe moteur et pompe. Dès que l'eau repasse au-dessus du niveau minimum, une temporisation de remise en fonctionnement est activée puis lorsque celle-ci est écoulée, une remise en fonctionnement du moteur est effectuée.

(5): Voyant rouge de température excessive du refroidisseur : Celui-ci est allumé lorsque la température de boîtier est anormalement élevée.

Le boîtier du convertisseur utilisé comme refroidisseur peut atteindre des températures excessives dans les cas suivant : lors d'un fonctionnement anormale du moteur ou d'une température ambiante trop élevée (convertisseur non abrité du soleil).

(6): Voyant rouge de limitation courant ou disjonction : Ce voyant s'allume que la fonction limitation de courant dans les semi conducteurs de puissance est activée. Si un courant anormale persistait, ce voyant demeurera en permanence rouge et le convertisseur se placera dans la position «bloqué».

(7): Voyant jaune de fonctionnement sur batterie : Ce voyant s'allume lorsque le convertisseur est configuré pour fonctionner sur batterie (configuration par interrupteur interne à l'appareil).

(8): Voyant jaune de commande d'arrêt externe : Ce voyant s'allume lorsque interrupteur d'arrêt externe est activé (télécommande de la fonction arrêt convertisseur).

(9): Interrupteur de mise en fonctionnement : Disposé sur la partie abritée du convertisseur.

(10): Repérage connectique : le plan connecteur vue externe est donné par le schéma suivant :

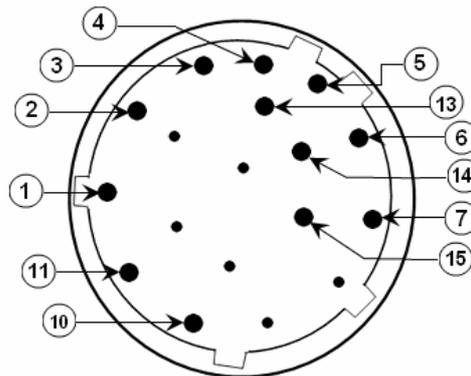


Fig. (V.5). Plan connecteur vue externe

- (1) : Terre
- (2) : + Alimentation
- (3) : - Alimentation
- (4) : Alimentation moteur A
- (5) : Alimentation moteur B
- (6) : Alimentation moteur C
- (7) : Alimentation moteur D
- (10) : Sonde manque d'eau
- (11) : Sonde manque d'eau
- (13) : Commun contact Marche/ Arrêt déporté et réservoir plein
- (14) : Contact Marche/ Arrêt déporté
- (15) : Contact réservoir plein

V.3.3. Boite de raccordement :

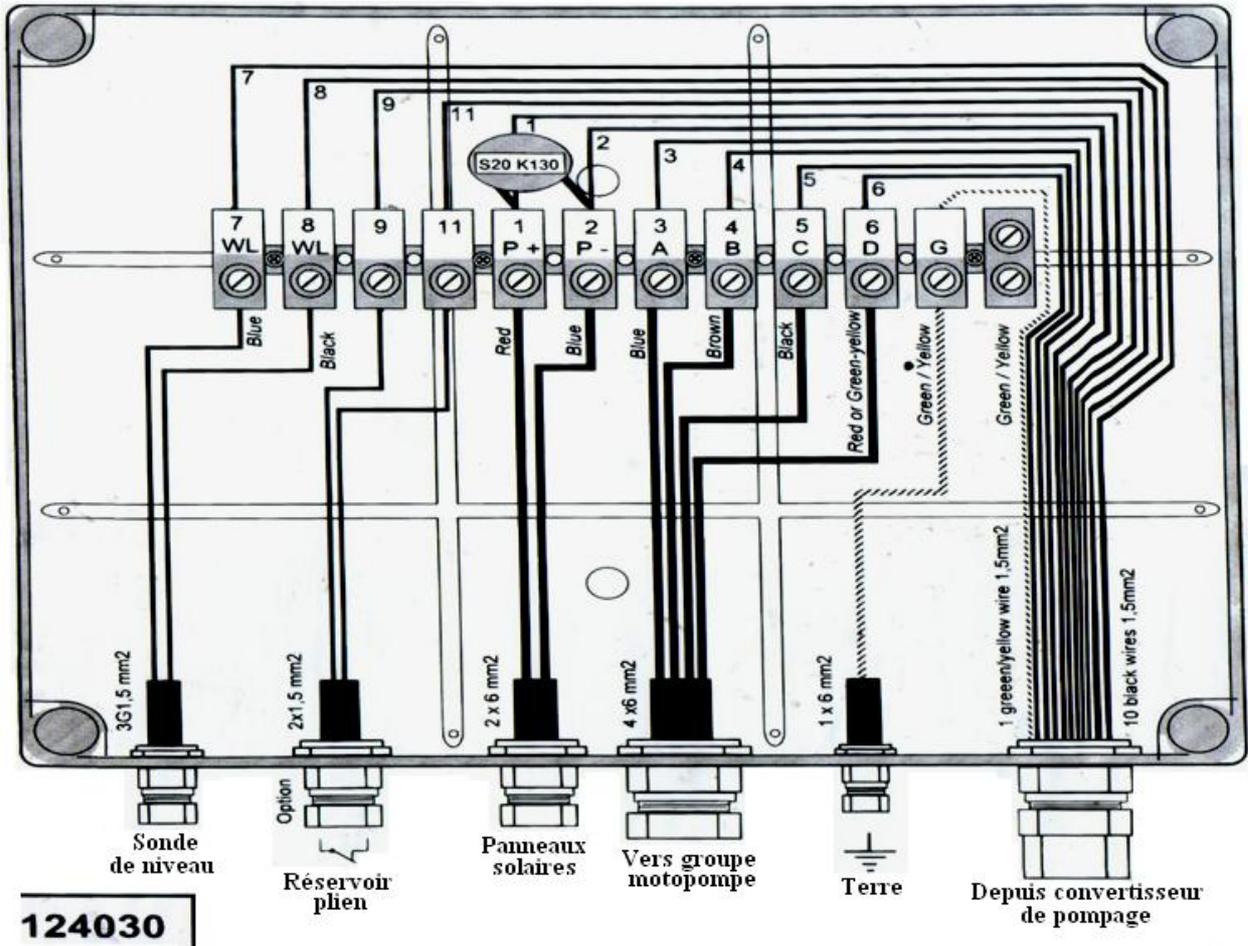


Fig. (V.6) : raccordement de câbles par trousse à épissure. [46]

V.3.4. Groupe moto-pompe :

- Visser bien l'arbre flexible dans l'adapter moteur
- Mouiller le stator et le rotor avec de l'eau et glisser le stator autour du rotor. Aligner correctement le stator et le moteur (sortie des câbles cotés moteurs avec la partie évidée du système de fixation du stator).

- Fixer les deux ensembles avec des rondelles et écrous $\varnothing 8\text{mm}$.

V.3.5. Sonde de niveau :

Pour protéger la pompe, une sonde de niveau est fournie. Cette sonde détecte un niveau bas et arrête le fonctionnement du convertisseur. Elle se raccorde sur la boîte de raccordement BR TSP1000 ».mais dans notre application on court circuit le raccord de cette sonde pour que le moteur déclenche à une faible profondeur 5m (Sonde manquante).

V.4. LE CABLAGE DES LIAISONS :

Il est important également de vérifier que les diamètres de câble choisis seront compatibles avec les borniers des composants retenus : modules, convertisseur et groupe moteur-pompe. [48]

La chute de tension dans un conducteur est donnée par la loi d'ohm :

$$dV = RI \quad \text{Où} \quad R = lL/S \quad (18)$$

Avec: R = résistance (Ω)

L:longueur (m)

S: section du conducteur (mm^2)

l : résistivité valant environ $20\text{m } \Omega\text{mm}^2/\text{m}$ pour le cuivre.

Il faut donc estimer quelles pertes en lignes est acceptables, pour cela il est nécessaire de compter la chute de tension sur les deux pôles pour courant allant et revenant au récepteur.

V.5 MISE EN SERVICE :

On voit que le système réalise des tentatives de démarrage et entre en fonctionnement normal lorsque la puissance des modules photovoltaïque est suffisante.

Après cette période, le convertisseur se cale sur sa tension de fonctionnement et la vitesse de rotation du moteur devient proportionnelle à l'ensoleillement.

V.6. LES MESURES :

Cette partie de mesure est basée sur le calcul de quelques paramètres principaux :

- La puissance débitée
- Le débit d'eau pompée (leur variation avec l'ensoleillement)

V.6.1 La puissance débitée :

Le calcul de cette puissance se fait par l'utilisation d'un pyranomètre, c'est un instrument qui mesure le rayonnement solaire globale. [49]



Fig. (V.7) : le pyranomètre

Après la mesure du rayonnement solaire globale nous avons besoin d'un autre instrument qui affiche la valeur de mesure, pour cela nous allons utiliser l'intégrateur solaire.



Fig. (V.8) : intégrateur solaire

Le SOLRAD radiation indicateur est une lecture portable / intégrateur pour les types de kipp & sondes du Zonen (pyranomètre dans notre application).

L'indicateur de la radiation peut intégrer aussi les valeurs de mesure. Réinitialisation manuelle et réinitialisation automatique de l'intégrateur peuvent être sélectionnées. [50]

La valeur de mesure réelle et totale de l'intégration peut être transmis à un ordinateur personnel à travers un « COM »-Port. L'indicateur de la radiation est délivré avec un programme PC qui vous permet d'entrer des valeurs de mesure sur disk, exposition valeurs en temps réel et graphiques et lecture et entrepose les valeurs automatisées.



Fig. (V.9) : mesure de l'enseillement par l'utilisation d'un Pyranometre, Intégrateur et un Ordinateur

V.7. MESURES DE L'ENSOLEILLEMENT :

Pour de bonnes conditions météorologiques, nous avons les graphes ci-dessous :

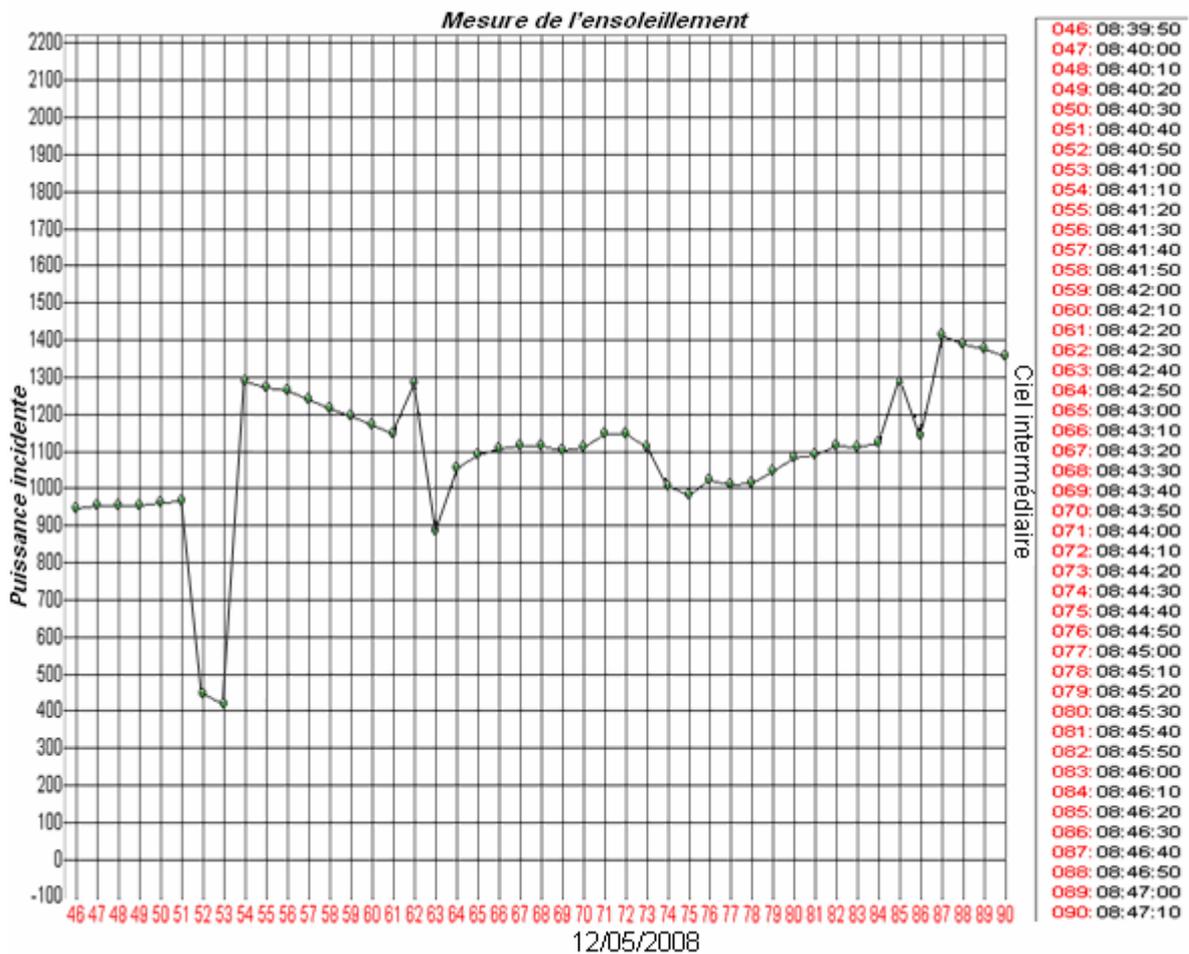
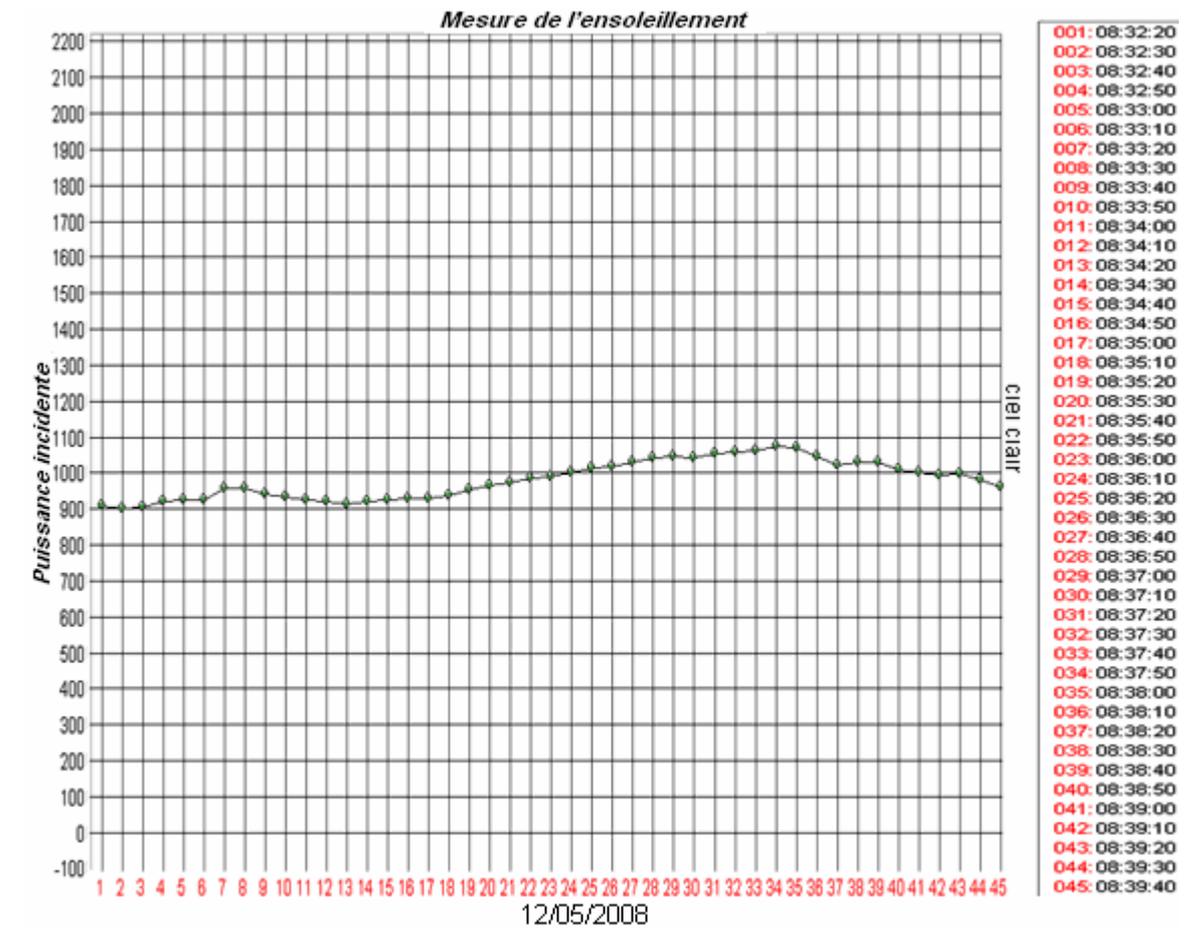


Fig. (V.10) : L'éclairement en fonction du temps sur l'intervalle [08:32 – 08:47]

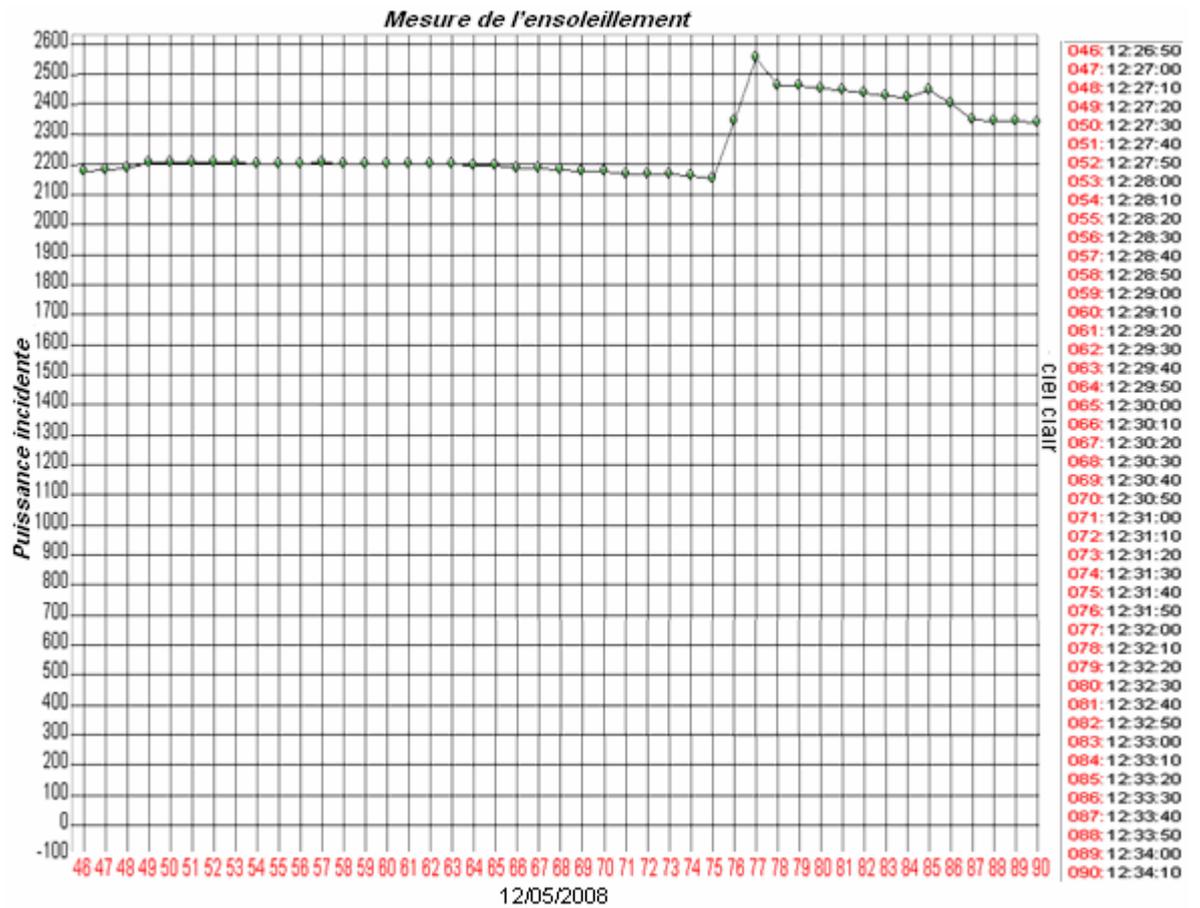
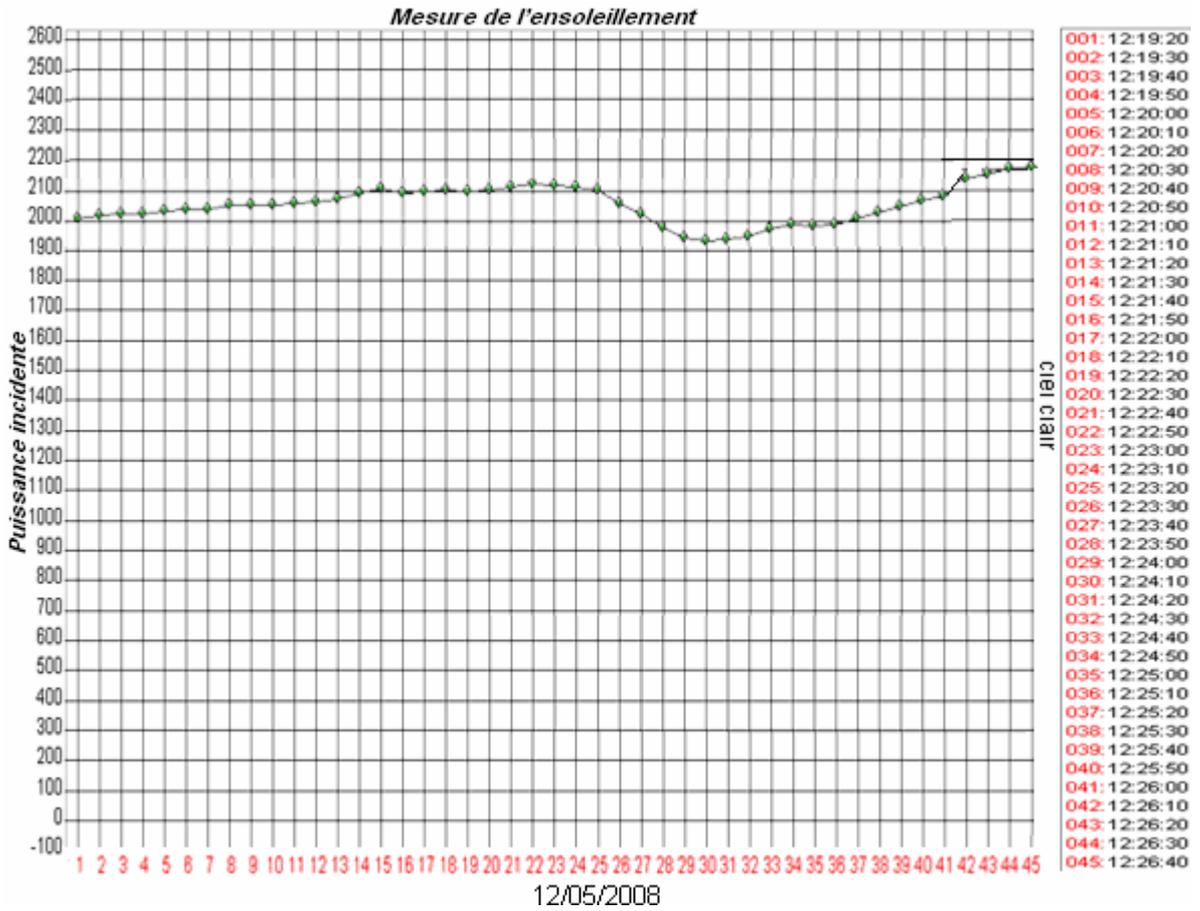


Fig. (V.11) : L'éclairement en fonction du temps sur l'intervalle [12:19 – 12:34]

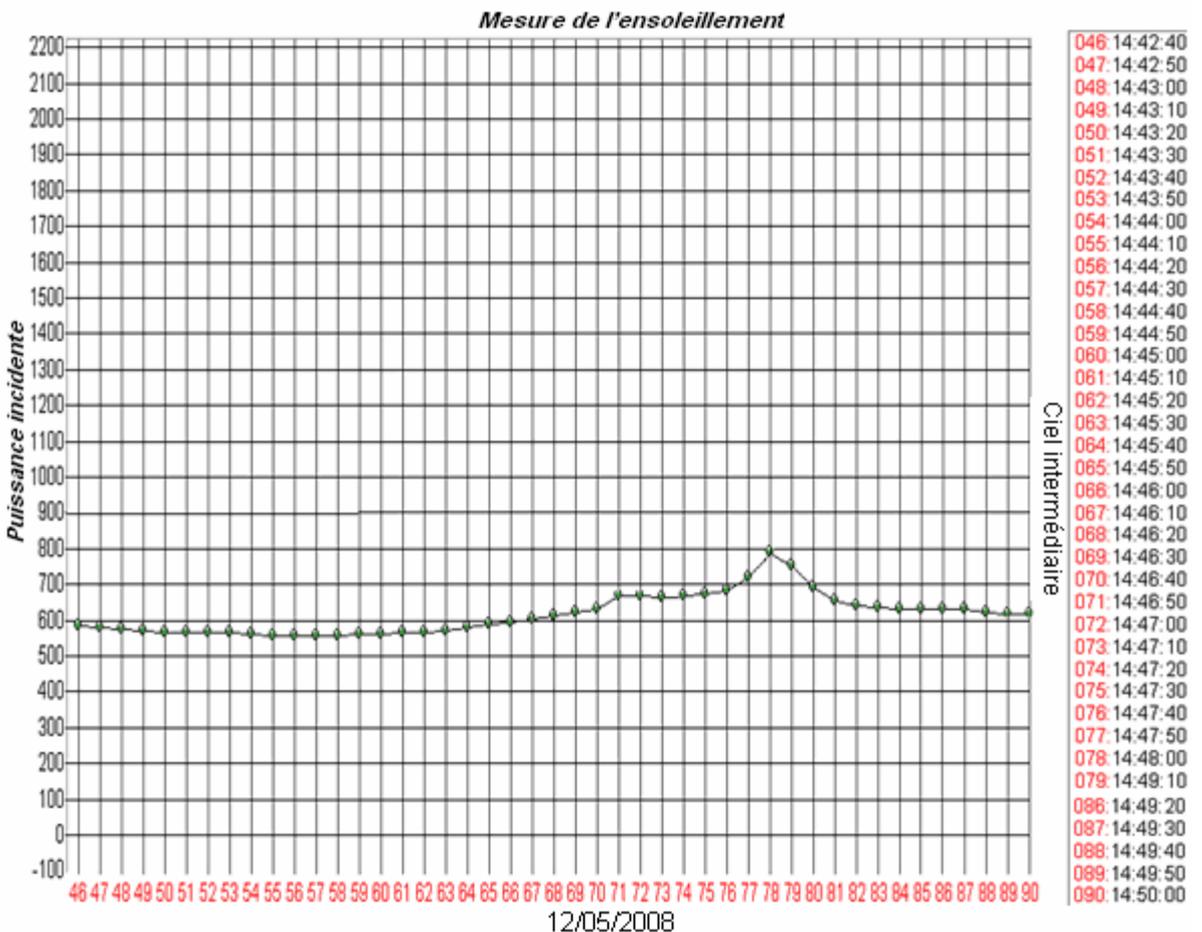
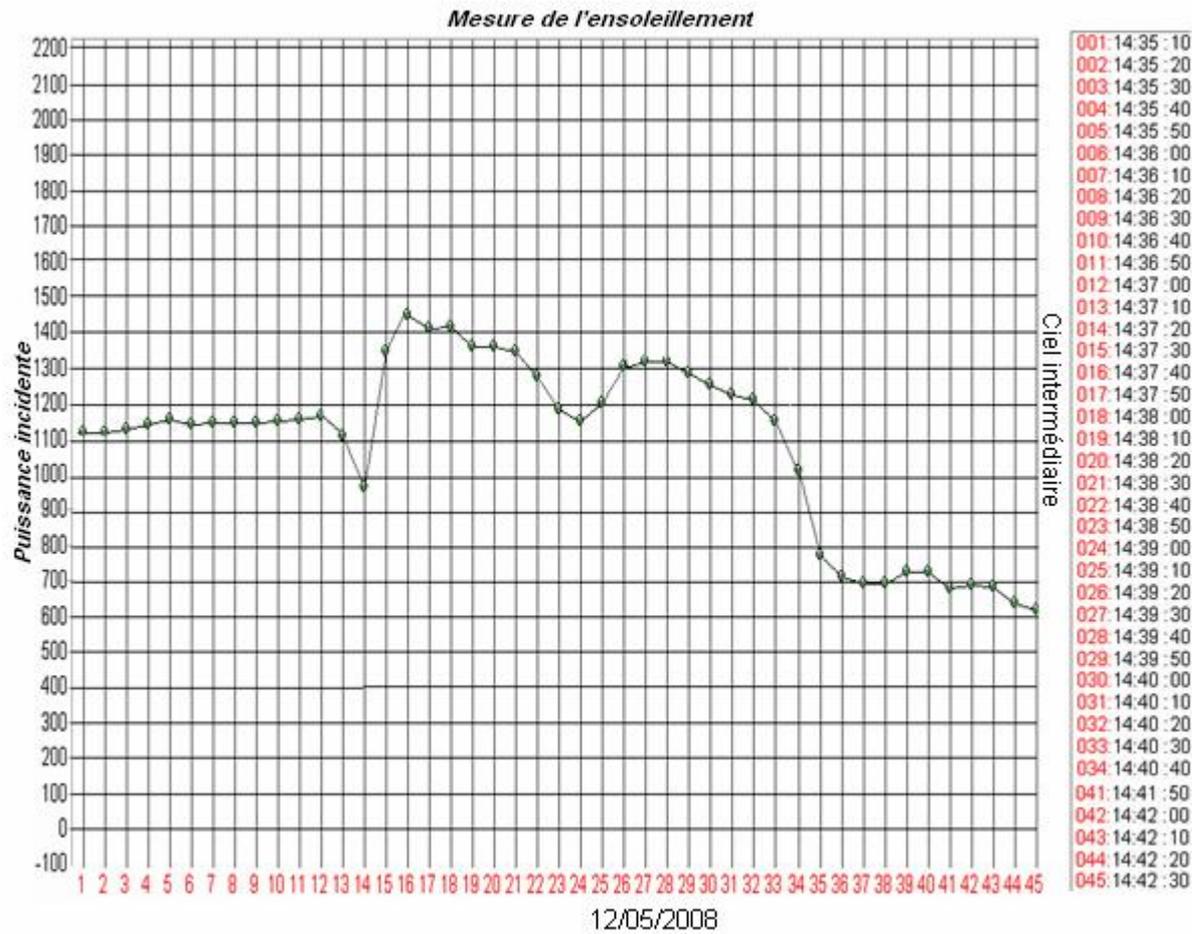


Fig. (V.12) : L'éclairement en fonction du temps sur l'intervalle [14:35 – 14:50]

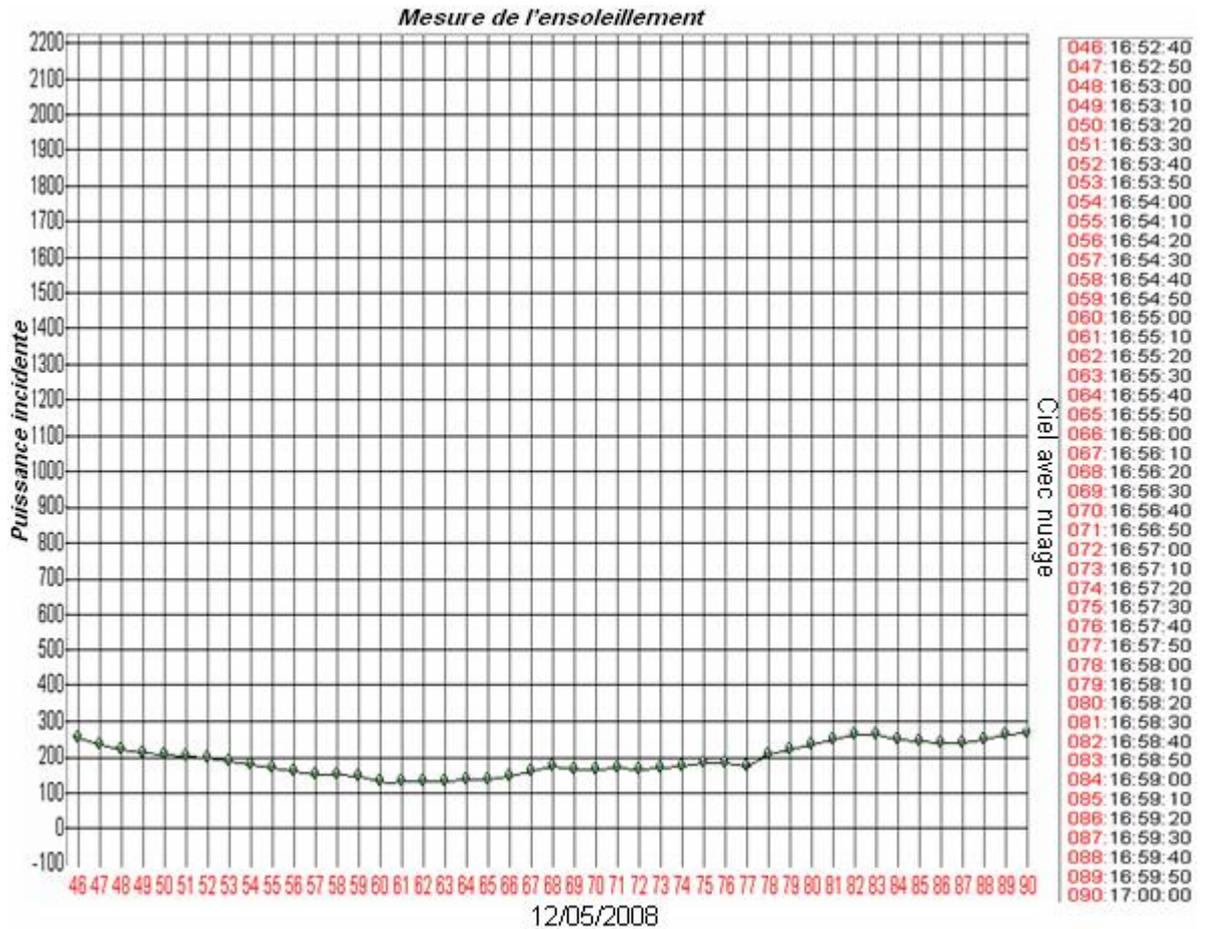
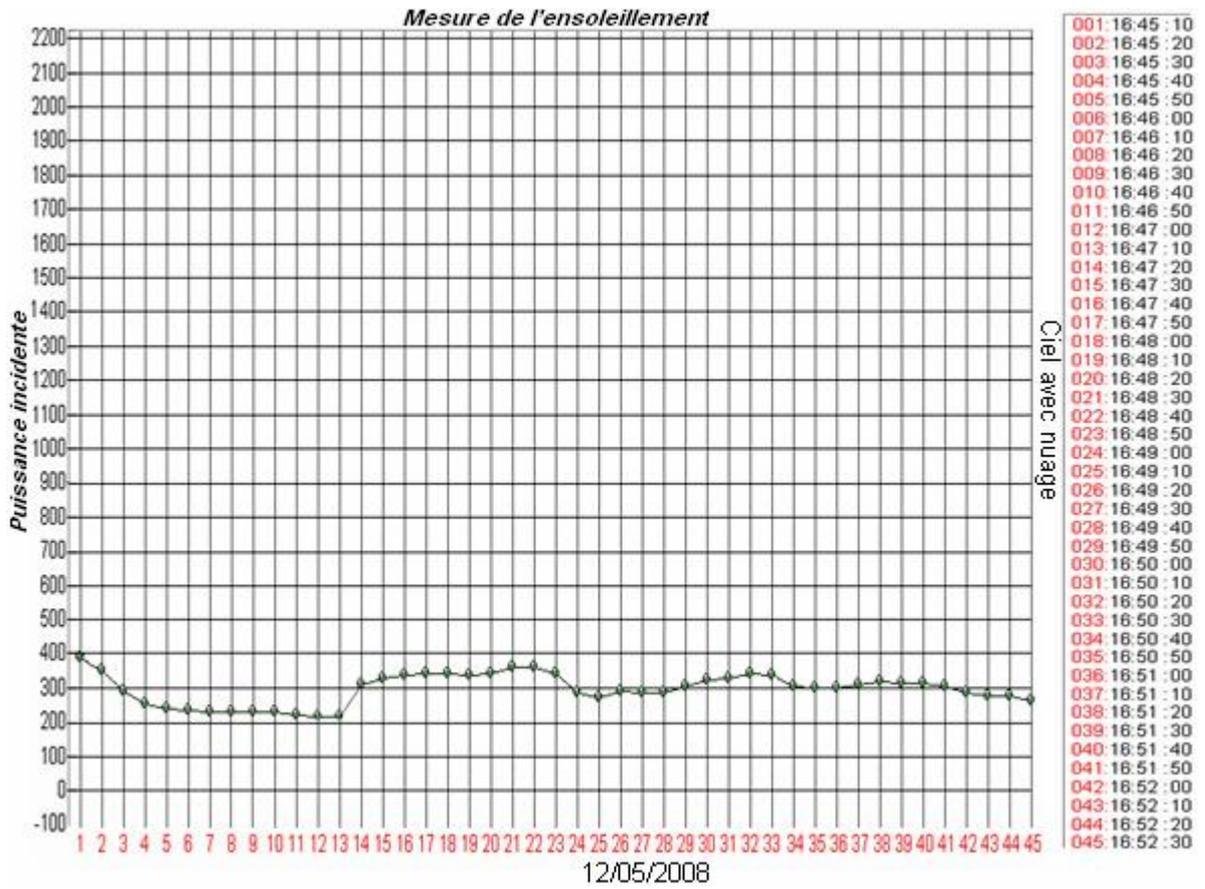


Fig. (V.13) :L'éclairement en fonction du temps sur l'intervalle [16:45 – 17:00]

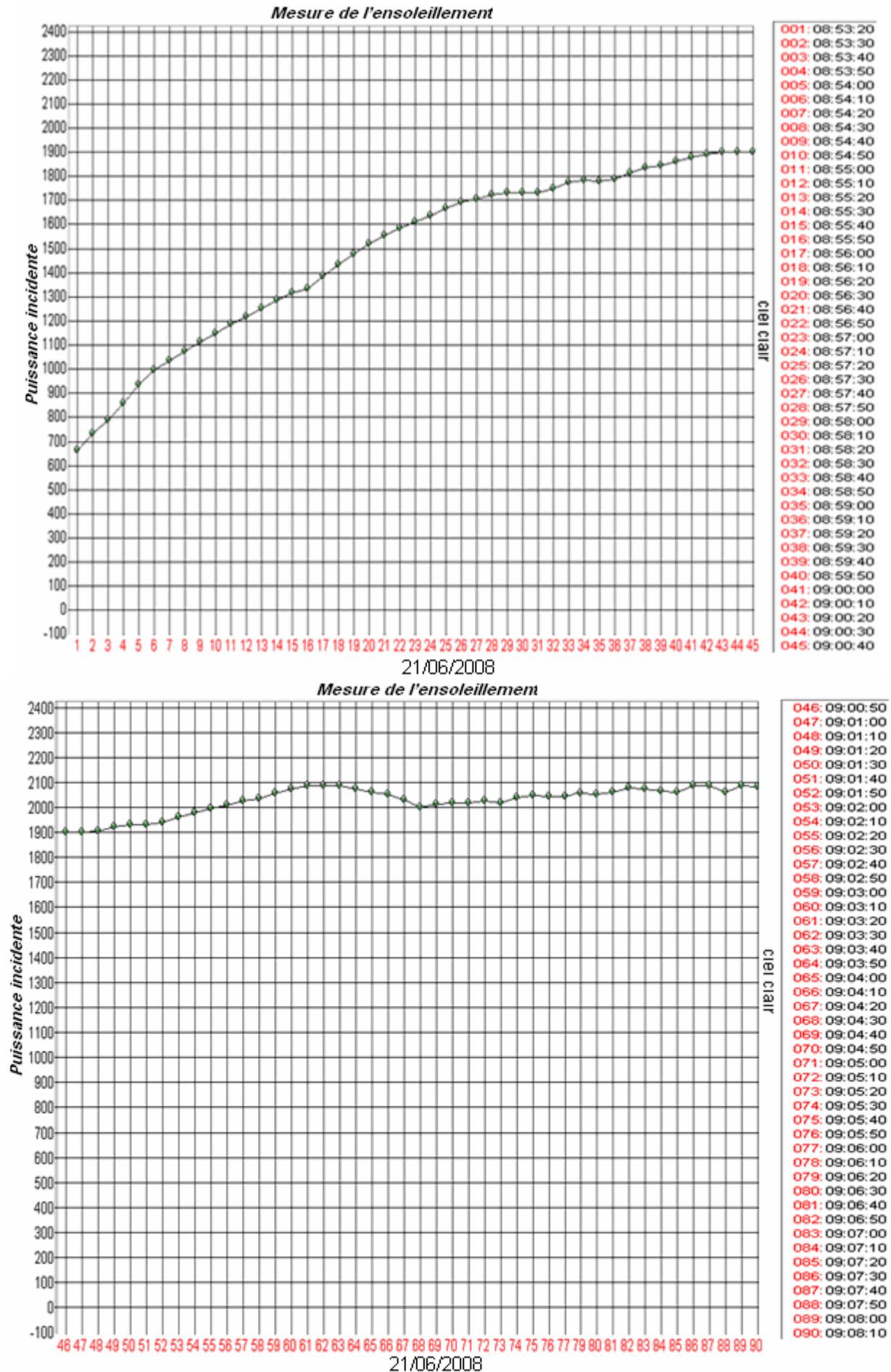


Fig. (V.14) : L'éclairement en fonction du temps sur l'intervalle [08:53 – 09:08]

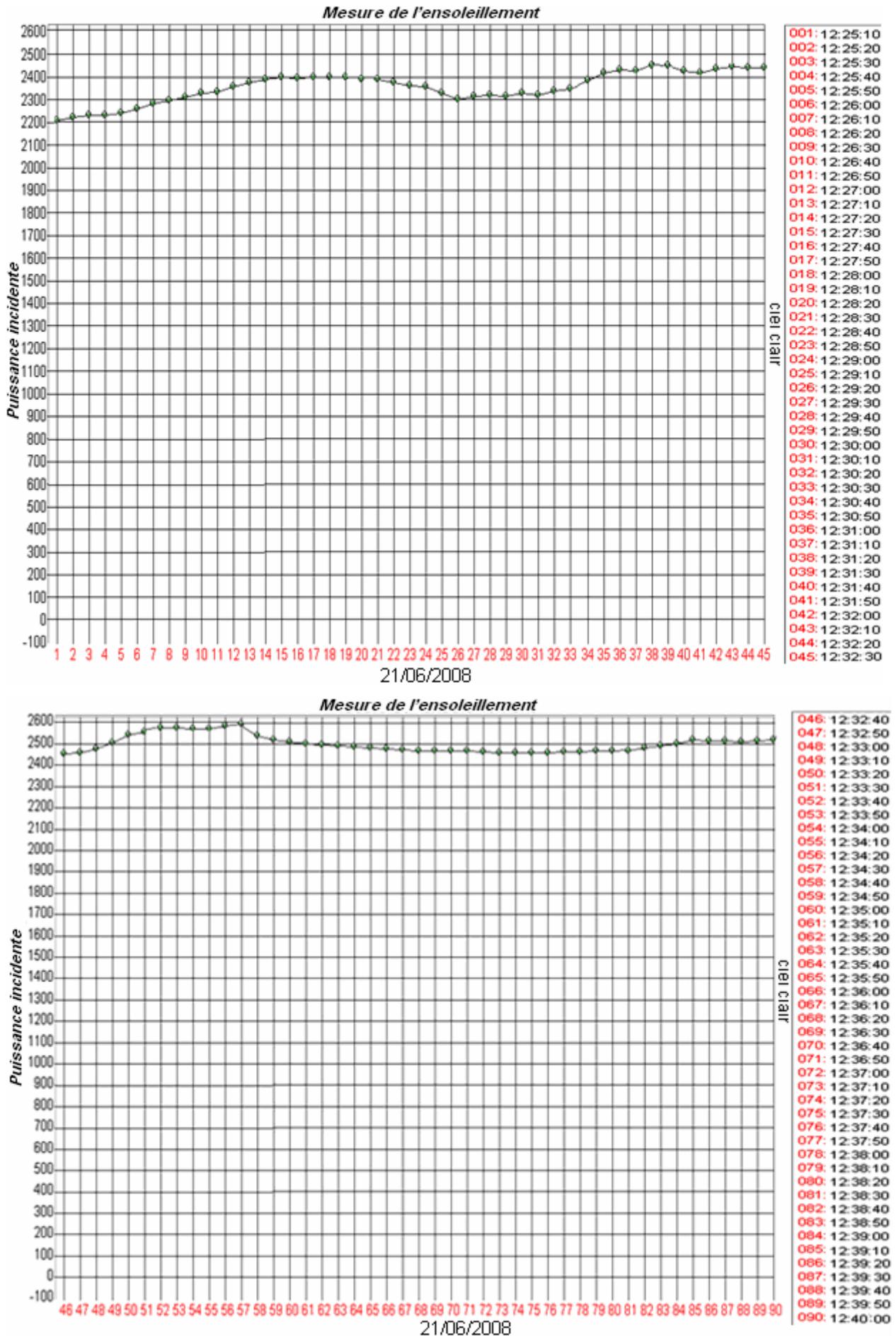


Fig. (V.15) : L'éclairement en fonction du temps sur l'intervalle [12:25 – 12:40]

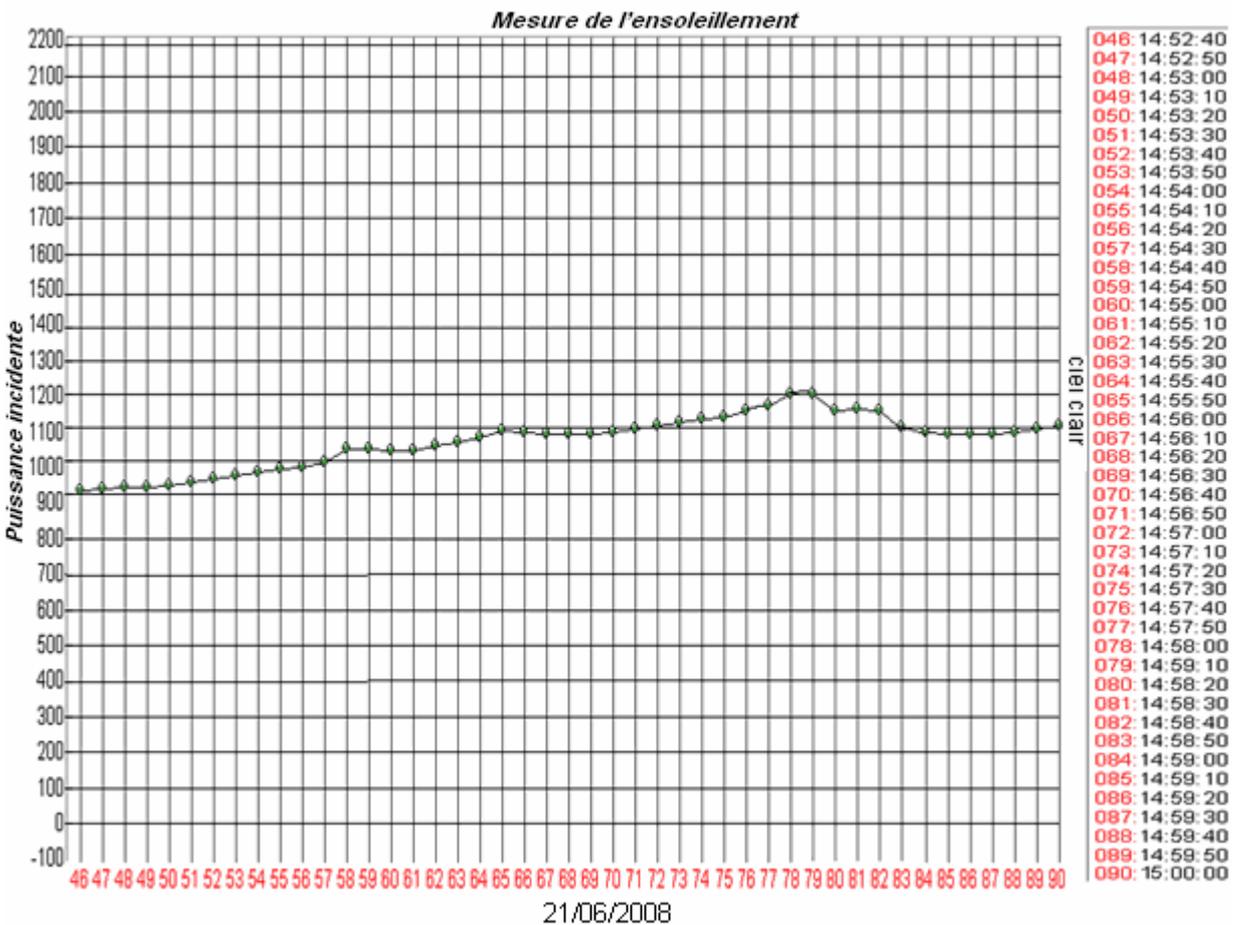
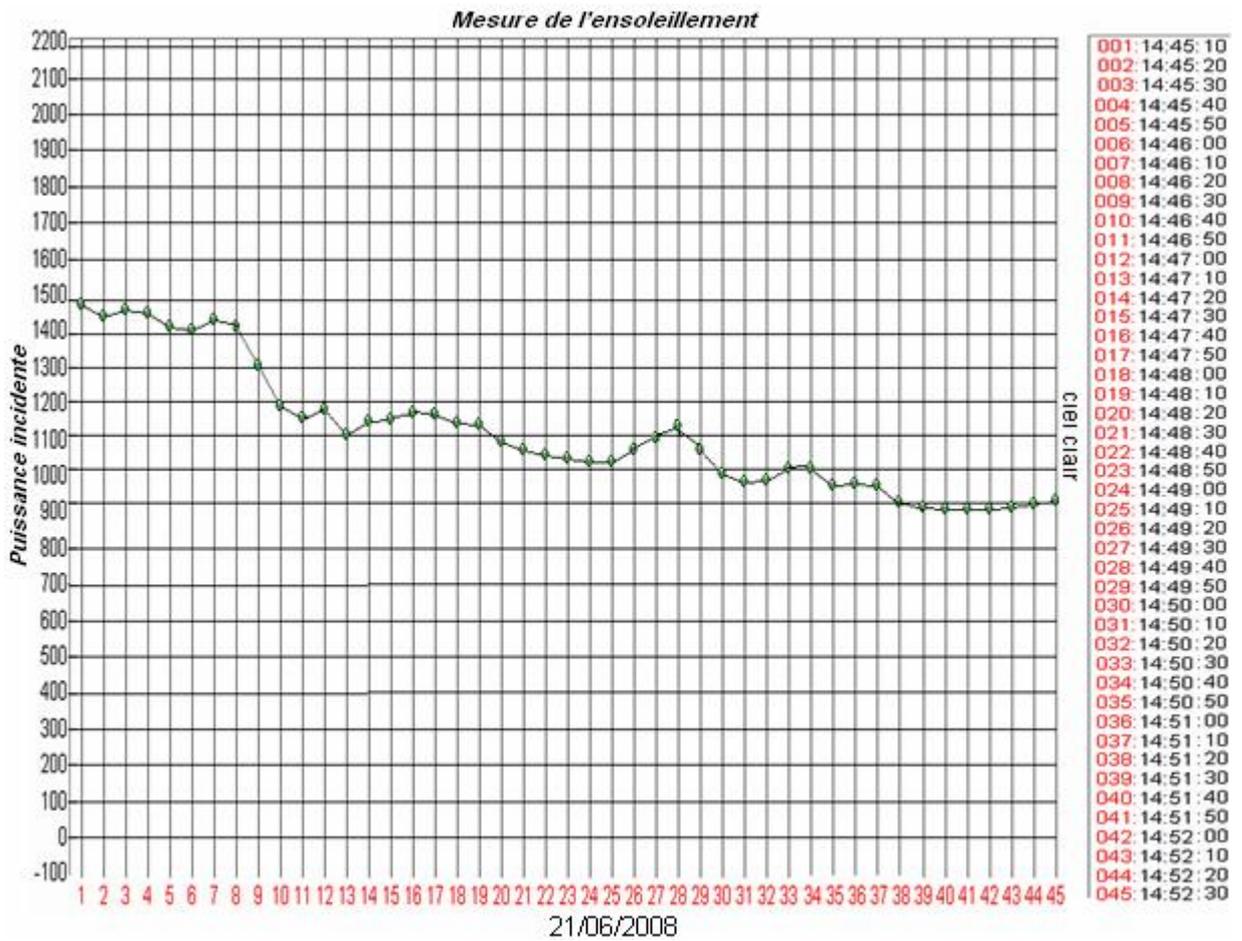


Fig. (V.16) : L'éclairement en fonction du temps sur l'intervalle [14:45 – 15:00]

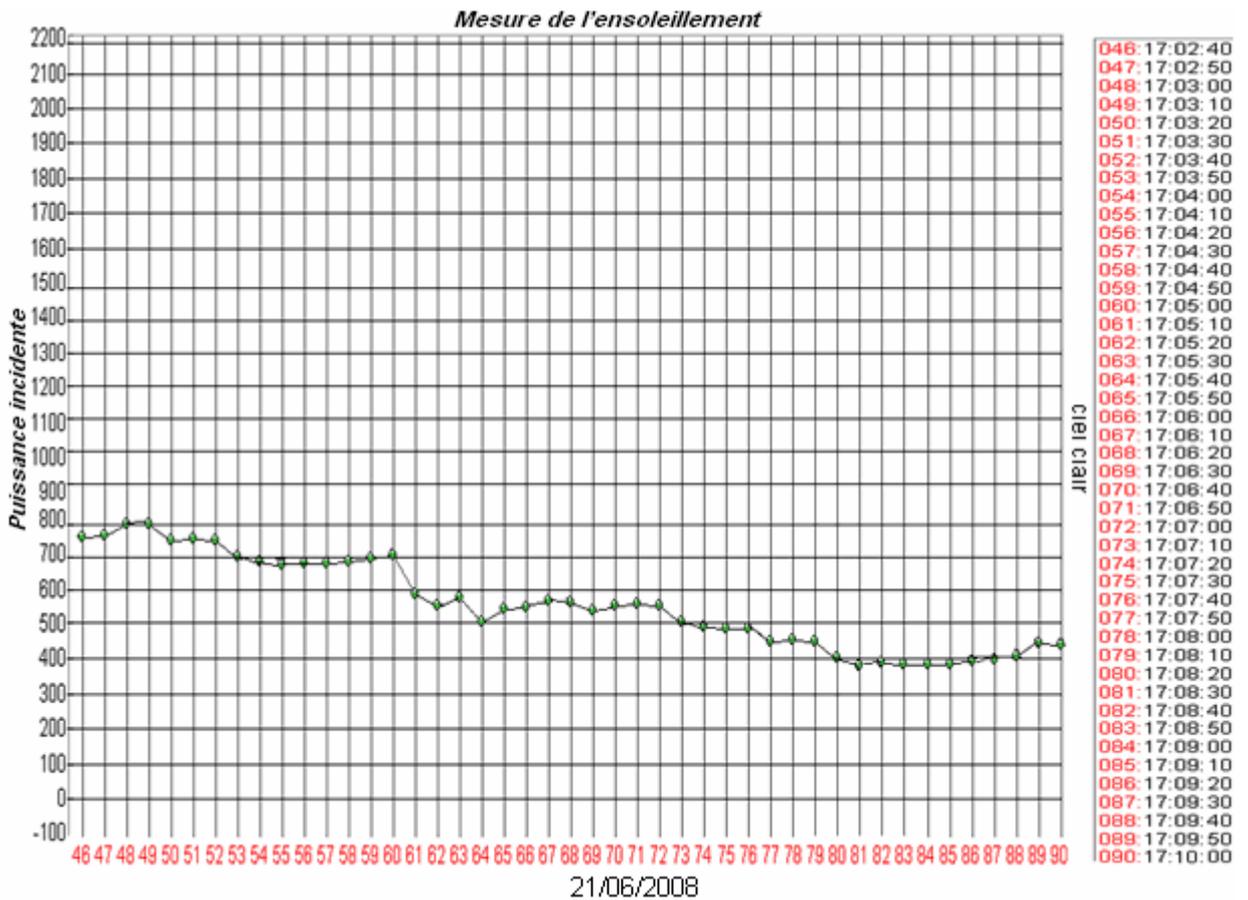
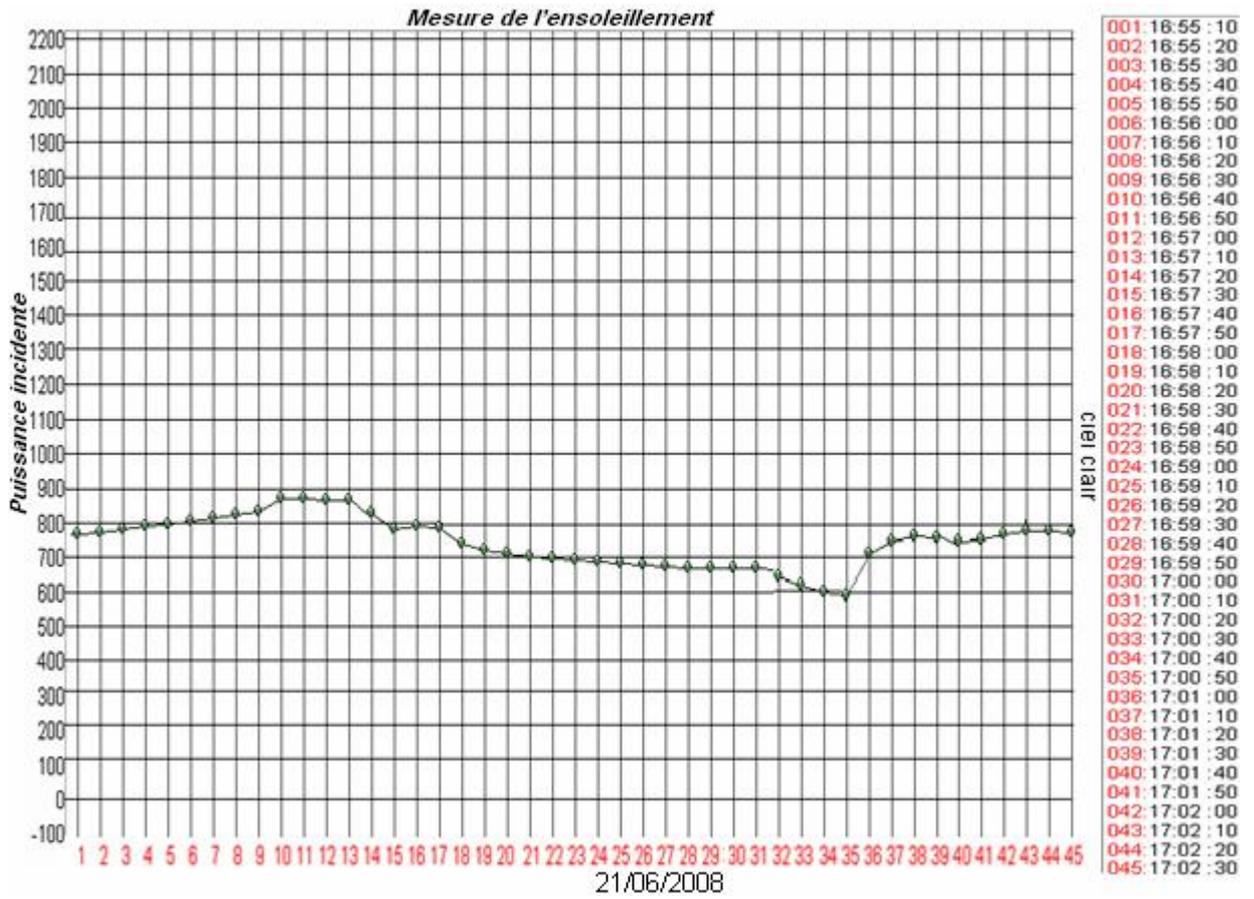


Fig. (V.17) : L'éclairement en fonction du temps sur l'intervalle [16:55 – 17:10]

Les figure (V.10, V.11, V.12, V.13, V.14, V.15, V.16, V.17) représente les graphes de l'expérience, ces graphes montre la variation de l'ensoleillement durant deux jours (12-05-2008 et 21-06-2008 au solstice d'été), nous avons pris ces graphe chaque 10 seconde a partir de 08.00 jusqu a 17.00.

Donc l'ensoleillement est dépende de quatre saison (été, printemps, hiver ou automne), le temps de journées (matin ou soir) et la nature de ciel (clair, nuage ou intermédiaire).

Pour la date de 12-05-2008 (printemps) et le ciel clair, l'ensoleillement est prendre une valeur maximale de 2552W/m^2 à (12:32:00), et atteint à une valeur minimale de 123W/m^2 à (16:51:10) avec ciel nuage.

Mais pour la date de 21-06-2008 (solstice d'été) avec le ciel clair, l'ensoleillement est augmenter jusqu a 2591 W/m^2 à (12:34:30), et démunie à le soir (17:08:30), où l'ensoleillement égale à 386 W/m^2 .

V.8. Mesure de débit d'eau :

Après la réalisation de montage de la figure (V.1), nous avons pompée l'eau de deux jours, et chaque une heure a partir de 8:00 jusqu a 17:00.

Nous avons pris des mesures du débit en fonction de l'ensoleillement, les résultats sont présentés dans les figures (V.18, V.19, V.20 et V.21).

Les courbes ci-dessus montrent la puissance incidente et le débit pour un système de pompage équipé de 8 modules de 55Wc. Les courbes est basées sur :

- Une température ambiante moyenne de 30°C
- Une inclinaison de 36° sud
- Hauteur manométrique totale de 5m
- Calibrage de l'intégrateur solaire : $1000\text{ w/m}^2=13.33\text{mv}$

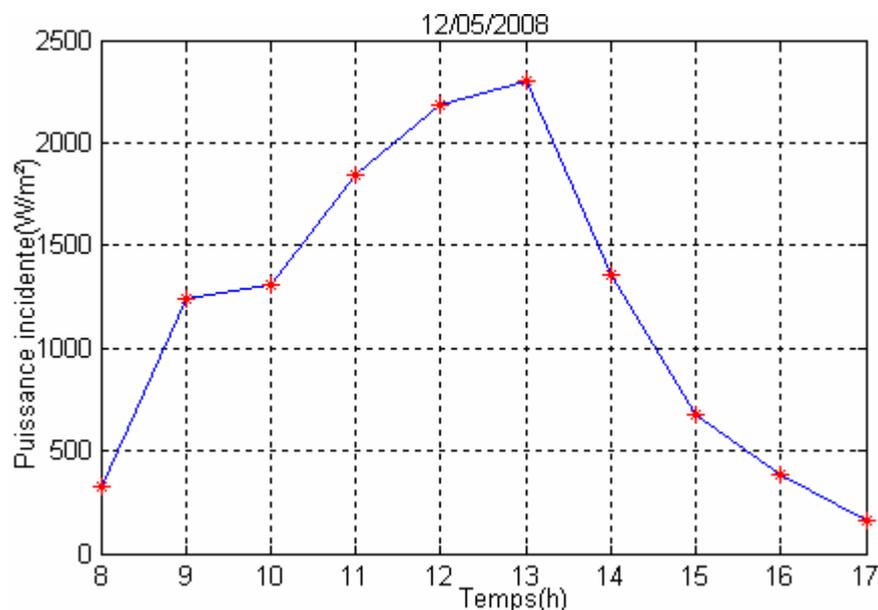


Fig. (V.18) : La puissance expérimentale

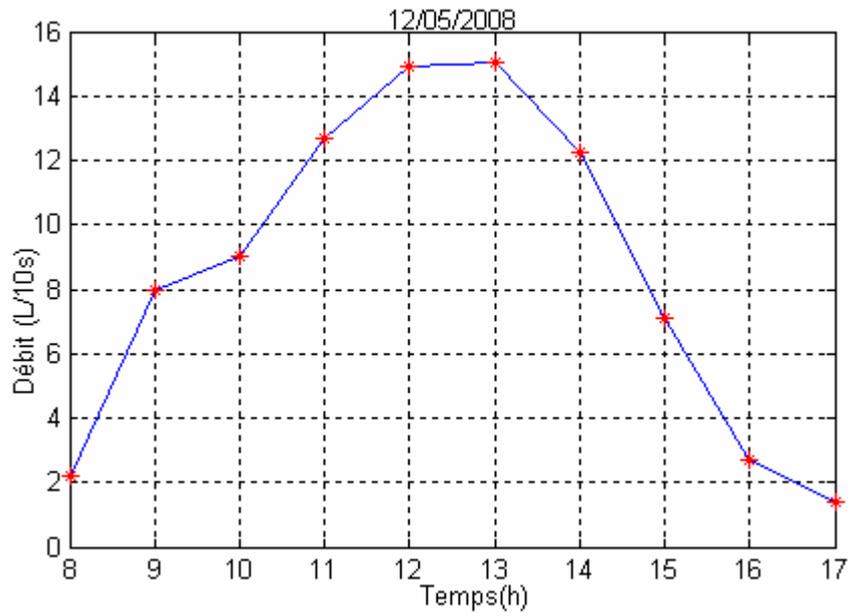


Fig. (V.19) : Le débit expérimental

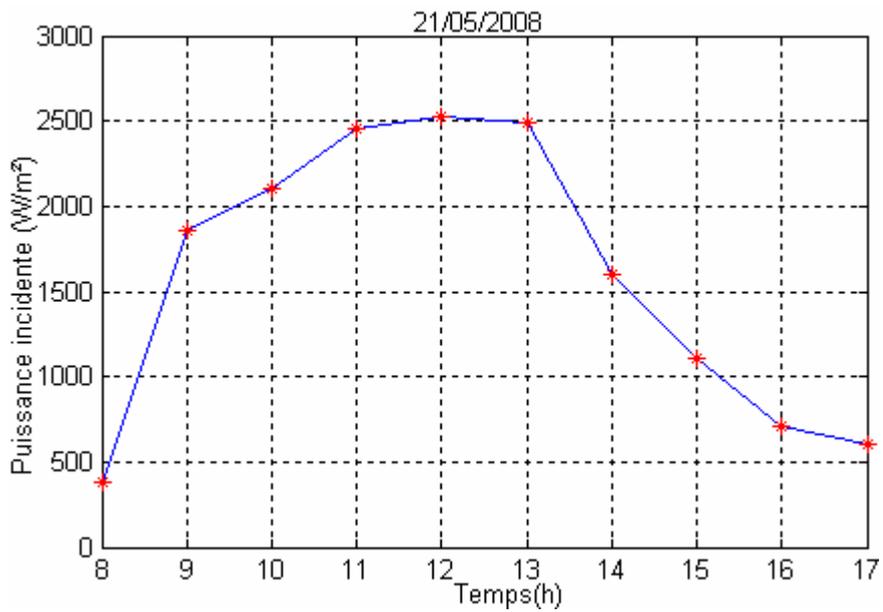


Fig. (V.20) : la puissance expérimentale

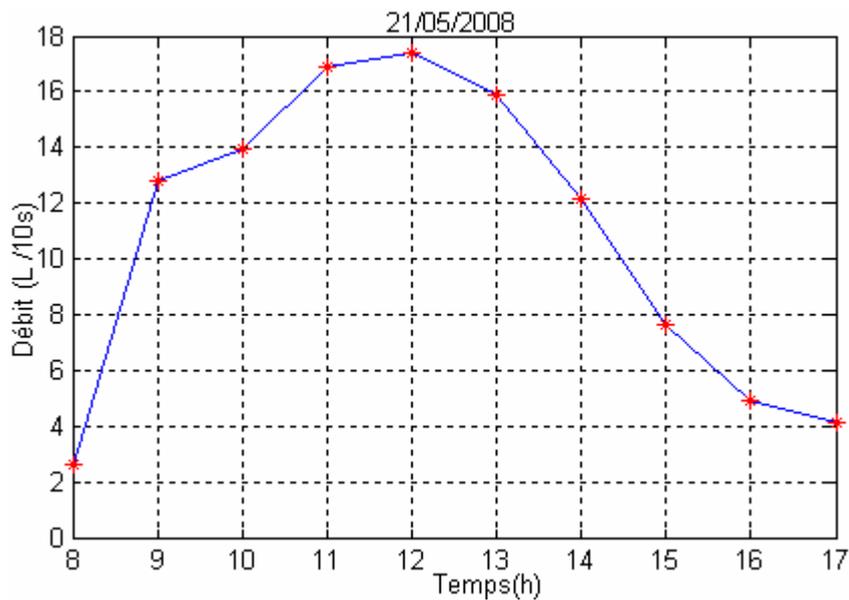


Fig. (V.21) : Le débit expérimental

V.9. CONCLUSION :

Dans ce chapitre nous avons présenté la réalisation expérimentale sur site, d'un pompage photovoltaïque. La procédure d'installation a été décrite, les mesures de débit et de puissance incidente sont effectuées et commentées, où le débit d'eau est proportionnel à la puissance incidente.

CONCLUSION GENERALE :

Le travail présenté dans ce mémoire concerne la modélisation, la simulation d'un système de pompage solaire. Ainsi la réalisation expérimental de pompage d'eau au fil du soleil, où le moteur d'entraînement est directement couplé au générateur photovoltaïque ou le stockage d'énergie dans les accumulateur est remplacé par le stockage d'eau dans les réservoirs pour éviter un coût supplémentaire de l'installation.

Ce système se présente comme une solution idéale pour l'alimentation de l'eau pour les régions peu peuplées, isolées et enclavées.

Pour le pompage photovoltaïque de l'énergie solaire on a une technique d'optimisation, cette technique basée sur le système le plus simple qui consiste en un couplage direct de l'ensemble moto-pompe au générateur photovoltaïque. [5]

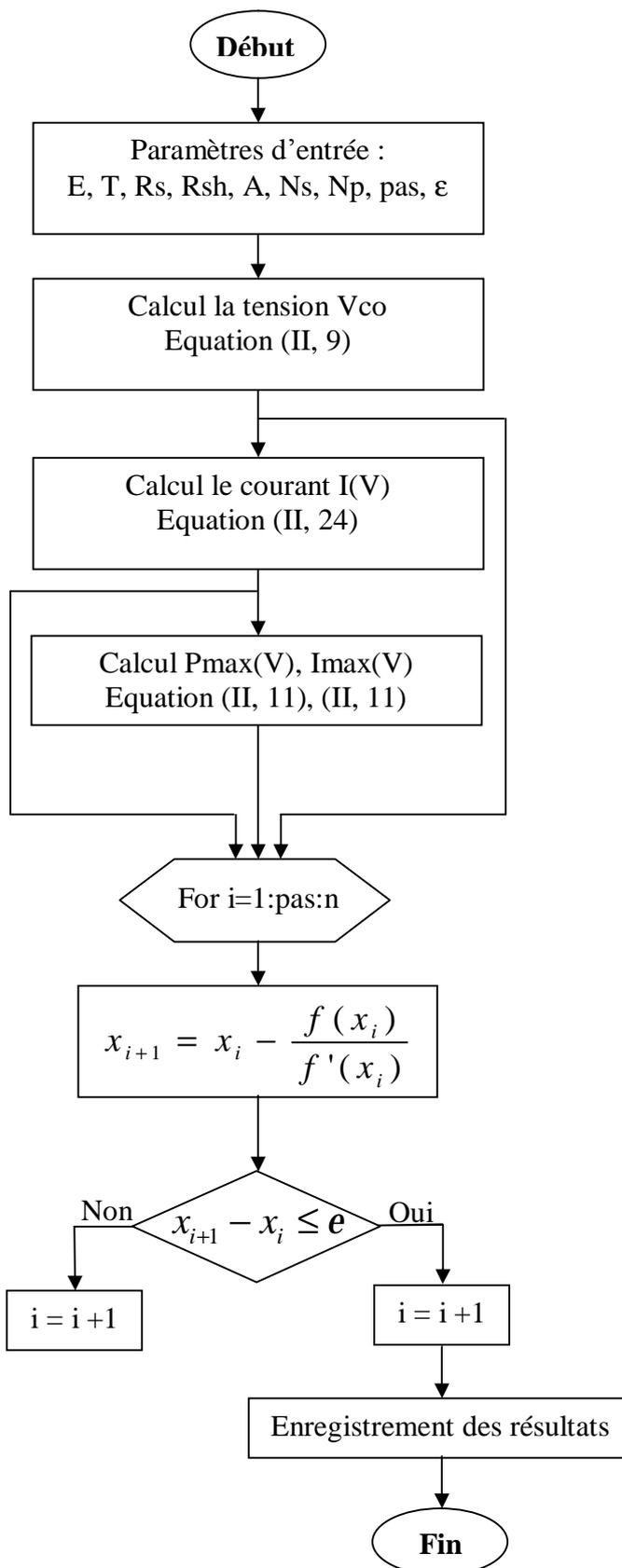
Pour une optimisation idéale de l'énergie délivrée par le générateur. La technique de maximisation ou poursuite de puissance maximale MPPT est utilisée. Mais cette technique présente quelques inconvénients tel que la complexité d'implantation et le prix élevé. [6]

Le couplage direct du générateur au groupe moto-pompe a été étudié comme une référence de base, il représente le type de connexion le plus simple et bien sûr le moins coûteux. Mais ce couplage n'est acceptable que dans des conditions très spécifiques où la charge est convenablement adaptée au générateur et offre un rendement acceptable. Cela est remarqué dans la présente étude pour de fort éclairément. Par contre en dehors de cette condition, le rendement décroît et l'énergie solaire convertie est mal exploitée. Ainsi il est nécessaire de récupérer cette perte d'énergie. [6]

Le MPPT offre une solution idéale à ce problème et donne des résultats probants. L'inconvénient de cette technique est la nécessité de résoudre des équations non linéaires compliquées résultant en l'utilisation des calculateurs numériques (microprocesseur, DSP...). Cela entraîne une complexité à plusieurs niveaux tels la réalisation, l'implantation, l'adaptation et bien sûr la maintenance. [25]

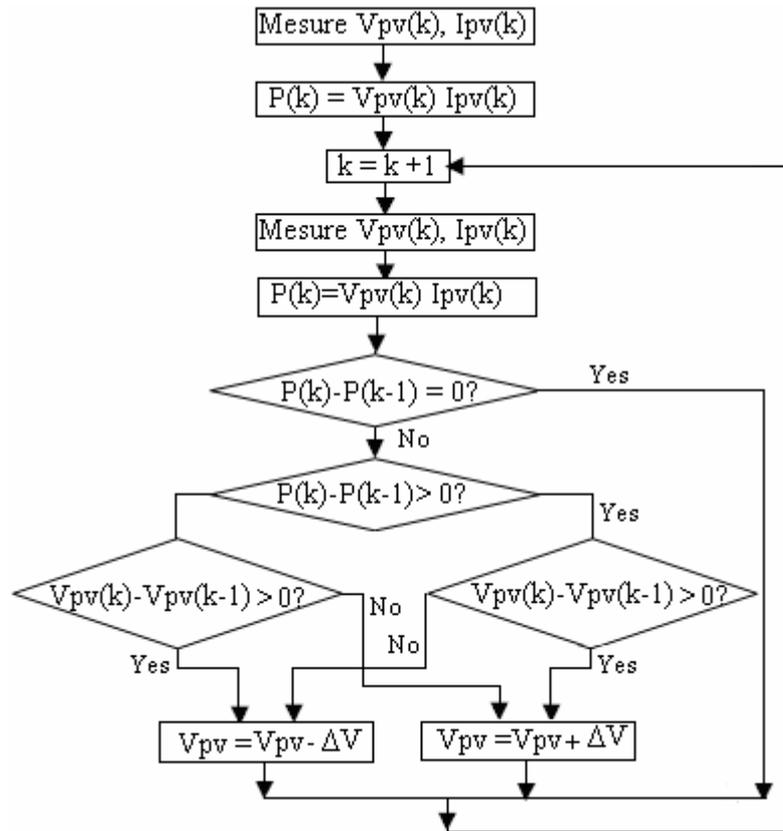
Pour poursuivre ce modeste travail nous proposons les perspectives suivantes :

- Le pompage solaire par l'utilisation de la machine à courant alternative comme la machine asynchrone MAS au lieu de MCC.
- Utilisation la pompe centrifuge au lieu de la pompe volumétrique dans la réalisation expérimentale.
- L'optimisation de système de pompage photovoltaïque par des autres techniques d'intelligence artificielle comme la logique floue, les réseaux de neurones artificiels et les réseaux neuro-flous.

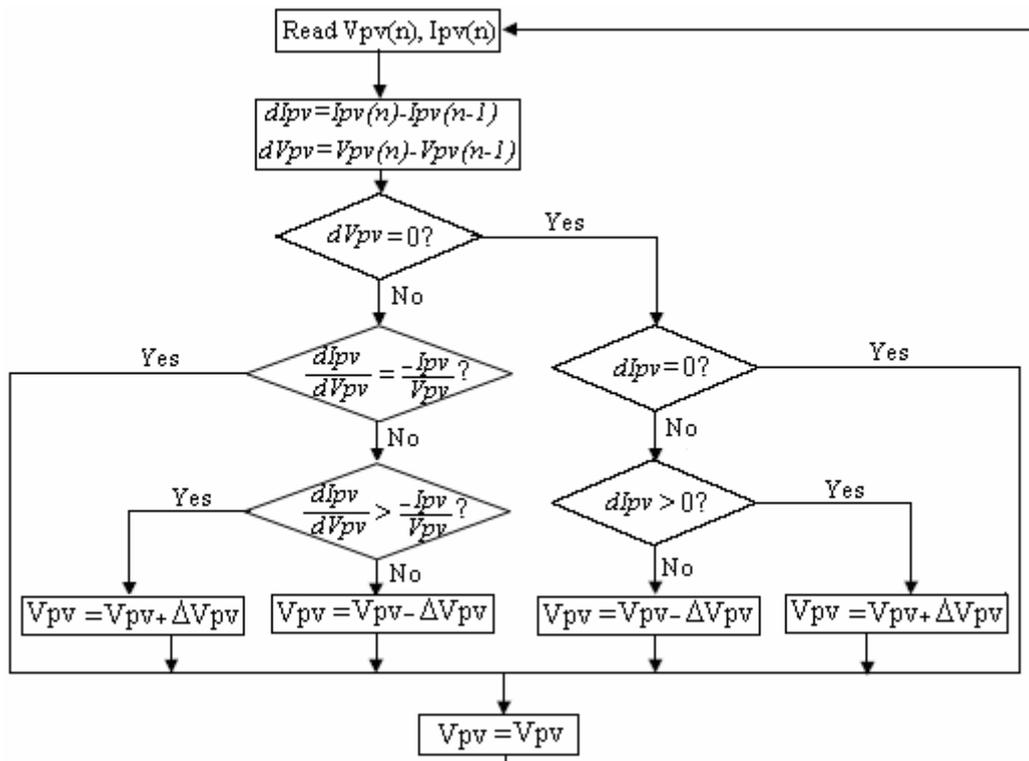
Annexe 1 :

Organigramme global pour le calcul de I(V) de GPV par la méthode de Newton Raphson

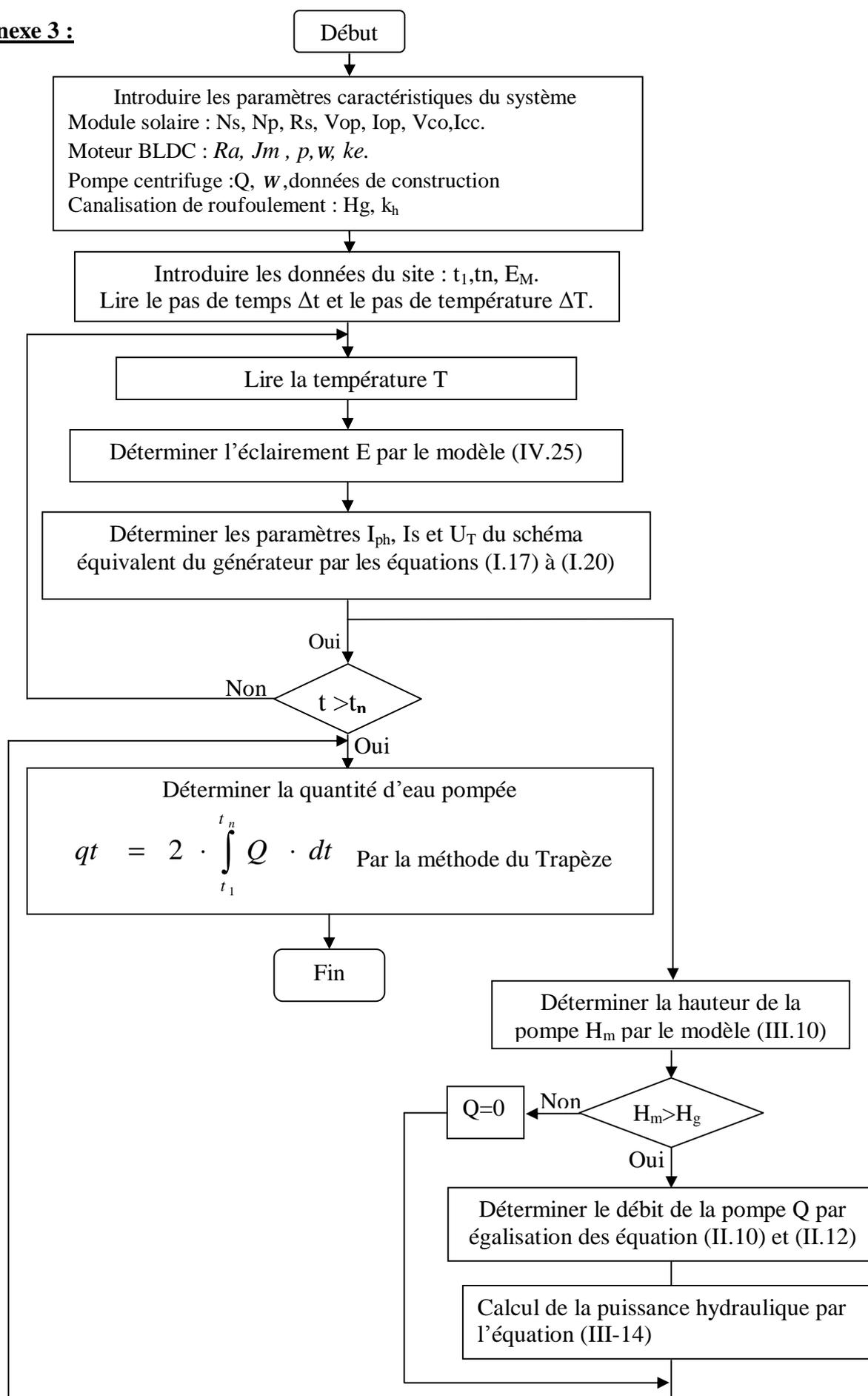
Annexe 2 :



a. Organigramme de la méthode de perturbation et d'observation



b. Algorithme de l'incrément de Conductance >

Annexe 3 :

Organigramme de calcul de la quantité d'eau pompée pendant une journée.

Annexe 4 :**· Caractéristique du générateur photovoltaïque :**

$$V_{CO} = 21 \text{ V};$$

$$I_{CC} = 3,74 \text{ A};$$

$$V_{max} = 17.2 \text{ V};$$

$$I_{max} = 3.5 \text{ A};$$

$$P_{max} = 60.2 \text{ W};$$

$$\text{Longueur} = 1080\text{mm}$$

$$\text{Largeur} = 290\text{mm}$$

$$\text{Epaisseur} = 540\text{mm}$$

$$\text{Poids} = 7 \text{ Kg}$$

$$\text{PHTVA} = 50000,00\text{DA}$$

$$E_r = 1000\text{W/m}^2;$$

$$T_r = 25^\circ\text{C};$$

$$\text{NOCT} = 45^\circ\text{C};$$

$$R_s = 0.132\Omega; R_{sh} = 25\Omega;$$

$$ff = 0.7665;$$

$$\alpha_T = 0.06 \% /^\circ\text{C};$$

$$\beta_T = 0.4 \% /^\circ\text{C};$$

$$E_g = 1.12 \text{ eV};$$

· Caractéristique de moteur DC:

$$I=21\text{A}; V_n=33\text{V}; C_e=0,32\text{N.m}; P=700\text{W}$$

Les paramètres:

$$R_a=0,24\Omega; L_a=0,01\text{H}; J_m=0,002; p=1; k_e=0,167\text{V/rad.Sec}; k_t=0,0154\text{N.m/A};$$

$$k_r=1,16 \cdot 10^5; \omega_n=1550\text{tr/min.}$$

· Caractéristique de Pompe centrifuge

$$Q_n = 2.597 \text{ l/s}; \omega_n = 150 \text{ rd/s}; P_{ab} = 521 \text{ W};$$

$$k_0=7,1365 \cdot 10^{-4} \text{ m}/(\text{rad/sec})^2; k_1=-1,84127 \text{ m}/(\text{rad/sec})(\text{m}^3/\text{h}); k_2=209,5238 \cdot 10^3 \text{ m}/(\text{m}^3/\text{sec})^2$$

Paramètres de canalisation:

$$H_g = 8\text{m}; k_h=0,7178 \cdot 10^5; g = 9,81 \text{ m}^2/\text{sec}; \rho=1000 \text{ kg}/\text{m}^3;$$

Annexe 5 :

Mesure de débit d'eau: la mesure de début d'eau est donnée les résultats de ces tableaux.

L'heure de mesure (h)	Puissance incidente (W/m^2)	Débit (L/10s)
08 :00	321,68	2,21
09 :00	1243,25	7,95
10 :00	1310,19	9,04
11 :00	1840,33	12,69
12 :00	2186,15	14,93
13 :00	2304,28	15,06
14 :00	1356,10	12,24
15 :00	672,35	7,10
16 :00	384,16	2,71
17 :00	162,54	1,42

Tableau (1) : Relevé de mesures de Puissance incidente et le débit (12-05-2008)

L'heure de mesure (h)	Puissance incidente (W/m^2)	Débit (L/10s)
08 :00	382,37	2,63
09 :00	1853,14	12,78
10 :00	2106,79	13,93
11 :00	2451,34	16,91
12 :00	2520,64	17,39
13 :00	2486,12	15,85
14 :00	1601,96	12,18
15 :00	1107,73	7,64
16 :00	710,32	4,90
17 :00	608,17	4,12

Tableau (2) : Relevé de mesures de Puissance incidente et le débit (21-06-2008)

Liste des figures

Fig. (I.1): coordonnées terrestre.....	5
Fig. (I.2): le mouvement de la terre autour de soleil.....	6
Fig. (I.3): Les variations de la distance du terre-soleil pendant l'Anne.....	6
Fig. (I.4): La direction du soleil repéré en coordonnées équatoriales et en coordonnées horizontales en un lieu donné de latitude φ	8
Fig. (I.5): Déclinaison du soleil en fonction du numéro du jour de l'année J.....	9
Fig. (I.6): Variation de l'angle horaire en fonction de temps solaire vrai.....	10
Fig. (I.7): l'orientation et l'inclinaison.....	12
Fig. (I.8): Analyse spectrale du rayonnement solaire.....	13
Fig. (I.9): le rayonnement solaire et le nombre d'air masse.....	14
Fig. (I.10): différents composants de rayonnement.	16
Fig. (I.11): Mesure le rayonnement sur une surface d'inclinaison quelconque.	18
Fig. (II.1): Schéma explicatif du phénomène.....	21
Fig. (II.2): le principe de fonctionnement d'une cellule solaire.....	23
Fig. (II.3): Schéma électrique idéal d'une cellule photovoltaïque.....	24
Fig. (II.4): La caractéristique I (V) d'une cellule photovoltaïque.....	25
Fig. (II.5): Schéma électrique réel d'une cellule photovoltaïque.....	25
Fig. (II.6): Caractéristique I(V) et P(V) d'une cellule solaire.....	29
Fig. (II.7): Les différentes zones de Caractéristique I(V) d'un générateur photovoltaïque.....	30
Fig. (II.8): Influence de l'éclairement sur le module.....	31
Fig. (II.9): Influence de la température sur le module.....	31
Fig. (II.10): L'influence de la résistance série R_s sur la caractéristique I (V)	32
Fig. (II.11): L'influence de la résistance shunt R_{sh} sur la caractéristique I (V)	32
Fig. (II.12): L'influence de facteur de qualité A sur la caractéristique I (V).....	33
Fig. (II.13): les modules photovoltaïques.....	33
Fig. (II.14): Panneaux photovoltaïques.....	34
Fig. (II.15): Association de n modules solaires en série.....	34
Fig. (II.16): Caractéristique de nombre des modules en série.....	35
Fig. (II.17): Association de N_p modules solaires en parallèle.	35
Fig. (II.18): Caractéristique de nombre des modules en parallèles.....	35

Fig. (II.19): Association mixte $N_s \times N_p$ modules solaires.....	36
Fig. (II.20): Caractéristique de nombre des modules en série et parallèle.....	36
Fig. (II.21): convertisseur abaisseur de tension	38
Fig. (II.22): charge nécessitant un convertisseur à hacheur série	38
Fig. (II.23): convertisseur élévateur de tension	39
Fig. (II.24): charge nécessitant un convertisseur à hacheur parallèle.....	39
Fig. (III.1): Principes d'une machine a courant continu.....	41
Fig. (III.2): Schéma de principe d'un Générateur.....	42
Fig. (III.3): machine à courant continu a aimant permanent.....	42
Fig. (III.4.1): Variation de courant du moteur.....	43
Fig. (III.4.2): Variation de la vitesse de moteur.....	43
Fig.(III.4.3): Variation du couple électromagnétique.....	44
Fig. (III.4.4): Variation du couple résistant	44
Fig. (III.5): Pompe à engrenage.....	45
Fig. (III.6): Pompe à palette rigide.....	46
Fig. (III.7): principe de pompe à piston.....	46
Fig. (III.8): Caractéristiques débit- vitesse d'une pompe volumétrique.....	47
Fig. (III.9): Caractéristiques couple - vitesse d'une pompe volumétrique.....	47
Fig. (III.10): Caractéristiques débit–hauteur d'une pompe volumétrique.....	48
Fig. (III.11): Schéma de principe d'une pompe centrifuge.....	49
Fig. (III.12): couple d'une turbo- pompe.....	50
Fig. (III.13): Caractéristiques débit- vitesse d'une pompe centrifuge	50
Fig. (III.14): Caractéristiques couple - vitesse d'une pompe centrifuge.....	51
Fig. (III.15): Caractéristiques de la pompe $H_m(Q)$ et de la canalisation.....	53
Fig. (III.16): Courbe $H_m(Q)$ de la pompe utilisée pour différentes vitesses.....	53
Fig. (III.17): Caractéristique de la puissance hydraulique de la pompe centrifuge.....	54
Fig. (III.18): Caractéristique de rendement de la pompe centrifuge.....	54
Fig. (III.19): Pompe centrifuge flottante	55
Fig. (III.20): Choix d'une pompe selon la H_m et le débit demandés.....	56
Fig. (IV.1): Couplage direct d'un système de pompage PV.....	58
Fig. (IV.2): courbe de charge en couplage direct	59

Fig. (IV.3): Le rendement en couplage direct.....	60
Fig. (IV.4): Quantité d'eau en couplage direct.....	60
Fig. (IV.5): Point de fonctionnement maximal.....	63
Fig. (IV.6): divergence de la méthode P&O.....	64
Fig. (IV.7): Caractéristique de la puissance.....	65
Fig. (VI.7): Courbe de charge et de puissance de système de PPV, T=25°C	69
Fig. (IV.8): rendements de système de PPV.....	70
Fig. (IV.9): Quantités d'eau système de PPV.....	70
Fig. (V.1): Configuration générale d'un système de pompage photovoltaïque au fil du soleil....	72
Fig. (V.2): Schéma synoptique d'un système de pompage photovoltaïque au fil du soleil....	73
Fig. (V.3): Le raccordement des modules.....	74
Fig. (V.4): Convertisseur TSP 1000.....	75
Fig. (V.5): Plan connecteur vue externe.....	76
Fig. (V.6): Raccordement de câbles par trousse à épissure.....	77
Fig. (V.7): Le pyranomètre.....	78
Fig. (V.8): Intégrateur solaire.....	79
Fig. (V.9): mesure de l'ensoleillement par le pyranometre, l'intégrateur et l'ordinateur.....	79
Fig. (V.10): L'éclairement en fonction du temps sur l'intervalle [08:32 –08:47] (12-05-2008)...	80
Fig. (V.11): L'éclairement en fonction du temps sur l'intervalle [12:19 – 12:34] (12-05-2008)..	81
Fig. (V.12): L'éclairement en fonction du temps sur l'intervalle [14:35 – 14:50] (12-05-2008)..	82
Fig. (V.13): L'éclairement en fonction du temps sur l'intervalle [16:45 – 17:00] (12-05-2008)..	83
Fig. (V.14): L'éclairement en fonction du temps sur l'intervalle [08:53 – 09:08] (21-06-2008)..	84
Fig. (V.15): L'éclairement en fonction du temps sur l'intervalle [12:25 – 12:40] (21-06-2008)..	85
Fig. (V.16): L'éclairement en fonction du temps sur l'intervalle [14:45 – 15:00] (21-06-2008)..	86
Fig. (V.17): L'éclairement en fonction du temps sur l'intervalle [16:55 – 17:10] (21-06-2008)..	87
Fig. (V.18): La puissance expérimental (12-05-2008)	88
Fig. (V.19): Le débit expérimental (12-05-2008)	89
Fig. (V.20): La puissance expérimental (21-06-2008).....	89
Fig. (V.21): Le débit expérimental (21-06-2008)	89

LISTE DES SYMBOLES

Symbole	Unité	Définition
h	j.s	Constante de Planck
ν	Hz	Fréquence de l'onde lumineuse
E	eV	Quantité d'énergie
c	m/s	vitesse de lumière
Z	km	altitude
D_{TS}	UA	distance terre- soleil
J	jour	numéro du jour de l'année
λ	(°)	Longitude du lieu
φ		Latitude du lieu
δ		Déclinaison du soleil
H		Angle horaire du soleil
h		hauteur du soleil
a		Azimut du soleil
γ		La hauteur du capteur
α		Azimut du capteur
β		Angle d'inclinaison
i		angle d'incidence
I		W/m^2
I_h	rayonnement direct horizontal	
D	rayonnement diffus	
D_h	rayonnement diffus horizontal	
G_h	rayonnement global horizontal	
G	rayonnement global	
Alb	-	albédo du sol
$\alpha_{T\lambda}$	-	facteur d'absorption de corps noir
s	$Wm^{-2}K^{-4}$	constante de Stefan-Boltzmann
λT	-	constante de Wien
I_{ph}	A	photo- courant.
I_d		courant traversant la diode
E_g	eV	Energie de la bande interdite
q	$1,6.10^{-19}$ coul	charge de l'électron
k	J/k	la constante de boltzman.
I_s	A	courant de saturation.
I		Courant de la cellule
U_T	V	tension thermique.
V		tension à la borne de la cellule.

T		température absolue.
Ta		Température ambiante
T_{ref}	°K	température ambiante de référence
$T_{a,ref}$		température ambiante de référence
Tc		Température de la cellule
NOCT		Température de fonctionnement normal de la cellule
Rs		Ω
Rsh	résistance shunt	
I _{cc}	A	Courant de court-circuit
V _{co}	V	Tension à circuit ouvert
A	-	Facteur de qualité
I _{op}	A	Courant optimale
V _{op}	V	Tension optimale
P _{op}	W	Puissance optimale
I _{max}	A	Courant de la puissance maximale
V _{max}	V	Tension de la puissance maximale
P _{max}	W	puissance maximale
<i>ff</i>	%	Facteur de forme
P _{incident}	W	puissance du rayonnement solaire incident
η_c	%	Rendement d'une cellule solaire
E	W/m ²	Eclairement
E _r		Eclairement de référence
N _s	-	Nombre des modules solaires en série
N _p	-	Nombre des modules solaires en parallèle.
V _a	V	Tension de moteur
I _a	A	courant d'armature de moteur
<i>ke</i>	-	constantes de tension
<i>kt</i>	N.m/A	couple de moteur
R _a	Ω	résistance de circuit d'armature de moteur
C _e	N.m	couple électromagnétique de moteur
C _r		couple résistant de moteur
ω	rad/sec	vitesse d'axe de moteur
L _a	H	Inductance de l'inducteur
Q	m ³ /s	Débit d'eau
H _m	m	Hauteur manométrique totale
ω	rad/sec	vitesse de la pompe volumétrique.
k _q , k _H	-	constantes données de la pompe volumétrique
C _r	N.m	couple résistant de la pompe centrifuge

k_r	$(\text{Nm}/\text{rad}\cdot\text{s}^{-1})^2$	coefficients de proportionnalité
C_s	N.m	couple statique de la pompe centrifuge
$P_{\text{méc}}$	W	puissance mécanique de la pompe centrifuge
k_0	$\text{m}/(\text{rad}/\text{s})^2$	constants propres de la pompe centrifuge
k_1	$\text{m}/(\text{rad}/\text{s})(\text{m}^3/\text{h})$	
k_2	$\text{m}/(\text{m}^3/\text{s})^2$	
ω	rad/sec	Vitesse de la pompe centrifuge.
H_1	m	hauteur de barbotage
H_g		hauteur géométrique
ΔH		La somme de toutes les pertes de charges
k_h	-	constant de la canalisation
P_h	W	puissance hydraulique
g	m^2/s	Accélération de la pesanteur
ρ	kg/m^3	Masse volumique de l'eau
P_{ab}	W	puissance absorbée de la pompe centrifuge
h_g	%	Le rendement de générateur photovoltaïque.
h_h		rendement hydraulique de groupe motopompe
I_{ch}	A	Courant de charge
V_{ch}	V	Tension de charge
G	-	gain d'amplification du convertisseur DC/DC
J_m	N.m	moment d'inertie du groupe
a_T, b_T	-	Coefficients de variation du courant et de la tension avec la température.

LISTES DES LEXIQUES

TSV	Temps Solaire Vrai
TU	Temps Universel :
TL	Temps Légal
PV	Photovoltaïque
GPV	Générateur Photovoltaïque
PPV	Pompage Photovoltaïque
MCC	Moteur à Courant Continu
PPM	Point de Puissance Maximale
MPPT	Maximum Power Point Tracking
PC	Parasitic Capacitance
P&O	Perturb & Observe
INC-MPPT	Incrémentation de Conductance

RESUME

L'utilisation des énergies renouvelables connaît une croissance significative dans le monde. dans notre pays. Devant la demande croissante d'énergie électrique essentiellement pour les besoins des régions éloignées, désertes, et montagneuses.

L'énergie solaire photovoltaïque est de plus en plus utilisée pour opérer diverses applications terrestres comme l'éclairage, les télécommunications, la réfrigération et le pompage.

L'énergie solaire est disponible partout sur la planète, elle est entièrement renouvelable. Son apport est variable, au gré des jours et des saisons, mais elle est relativement prévisible. Les systèmes photovoltaïques ne nécessitent aucun apport extérieur de combustible, de plus le générateur lui-même ne contient aucune pièce mobile et ne requiert donc pratiquement pas d'entretien. Par conséquent, les coûts récurrents d'opération et de maintenance sont relativement faibles.

Dans ce sens, l'étude proposée concerne l'optimisation de la puissance des systèmes photovoltaïques, dans le but d'augmenter le rendement de ces systèmes. Une adaptation adéquate entre le générateur solaire et la charge permet de diminuer le coût de l'installation de tels systèmes, un coût qui reste jusqu'à nos jours élevé. Une utilisation optimale de l'énergie fournie par le générateur solaire nécessite l'utilisation des moyens techniques permettant d'assurer cette tâche. Des recherches poussées dans cet axe ont été effectuées.

Suit une présentation générale sur les systèmes photovoltaïques. La comparaison entre le couplage direct et la technique de poursuite du point de puissance maximale PPM, s'avère nécessaire. Enfin l'utilisation de cette technique pour alimenter un convertisseur, tout en mettant en évidence l'influence des paramètres climatiques autour de ce point.

Mots clés :

Energie Renouvelables, Energie Solaire Photovoltaïque, Pompage, Optimisation, Puissance Maximale PPM.

ABSTRACT

The use of renewable energies has known a significant growth in the world. In our country, in front of the high request for electric power primarily for the needs of the isolated areas, desert and mountainous regions.

The photovoltaic solar energy is used more and more to operate various terrestrial applications as the lighting, the telecommunications, the refrigeration and the pumping.

The solar energy is everywhere available on the planet, it is entirely renewable. Its contribution is variable, to the will of the days and seasons, but it is relatively foreseeable. The photovoltaic systems don't require any outside contribution of fuel, besides the generator himself doesn't contain any mobile piece and doesn't require maintenance therefore practically. Therefore, the recurrent costs of operation and maintenance are relatively weak.

In this way, the proposed study relates to the optimization of the power of the photovoltaic systems, with an aim of increasing the efficiency of these systems. An adequate adaptation between the solar generator and the load makes it possible to reduce the cost of the installation of such systems, a cost which remains expensive till our present days. An optimal use of this energy provided by the solar generator requires the use of technic allowing this task. The research pushed in this axis was carried out.

Follows a general presentation on the photovoltaic systems, the comparison between the direct coupling and the technique of tracking the point of maximum power MPPT, proves to be necessary. Finally the use of this technique to supply a converter, while showing the influence of the climatic parameters around this point.

Keyword:

Energy Renewable, Photovoltaic Solar Energy, Pumping, Optimization, point of maximum power MPPT.

ملخص:

تعرف استعمال الطاقات المتجددة تطورا ملحوظا في العالم و في بلادنا أيضا، ولكن بقدر ضعيف، وهناك طلبا متزايدا على الطاقة الكهربائية خاصة في المناطق البعيدة المنعزلة و الجبلية. الطاقة الشمسية الفوتونية هي الأكثر استعمالا في مختلف التطبيقات الأرضية مثل الإضاءة، الاتصالات، التبريد و ضخ المياه.

الطاقة الشمسية متوفرة على كافة أنحاء الكرة الأرضية وهي متجددة، نسبتها مختلفة على حسب الأيام والفصول ولكن يمكن التنبؤ بها نسبيا. أنضمة الطاقة الشمسية لا تحتاج إلى أي وقود، بالإضافة إلى أن مولداتها لا تحتوي على أي قطعة متحركة، وبالتالي فهي لا تحتاج عمليا إلى صيانة، وبذلك تكون تكاليف العناية بها ضئيلة نسبيا.

هذه الخصائص جعلت استعمالات الطاقة الشمسية خاصة بالمناطق النائية حيث الكثافة السكانية قليلة والطلب إلى الطاقة ضعيف. إستجابة استعمالها في عملية ضخ المياه كان سريعا في المناطق الريفية، في البلدان النامية وفي المناطق البعيدة عن الشبكات الكهربائية في البلدان الصناعية.

في هذا الاتجاه الدراسة المطروحة تتضمن تقنية ال MPPT التي تضمن الطاقة الفوتونية من أجل رفع مردود طاقة النظام. وليكون هناك أيضا تكيف بين المولد الشمسي والحمولة يسمح لتخفيض ثمن تحويل الطاقة، مع أن الثمن يبقى مرتفعا ليومنا هذا، ومن أجل استعمال أعظمي المحررة من طرف المولد الشمسي هناك بعض التقنيات لتأمين هذا العمل وتبقى الأبحاث تسير في هذا الاتجاه.

كما أننا قمنا في هذا العمل بتمثيل الجهاز الفتوني والمقارنة بين الربط المباشر وتقنية متابعة نقاط الاستطاعات الاعظمية (MPPT) لتغذية المحول المستمر والحمولة. وكذلك دراسة تأثير العوامل المناخية (الضوء، درجة الحرارة) على هذه النقطة.

كلمات مفتاحية:

الطاقة المتجددة، الطاقة الشمسية، ضخ، متابعة نقاط الاستطاعات العظمى (MPPT) .