



الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

Republique Algerienne Democratique Et Populaire

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي



Ministere de L'enseignement Superieur et de la Recherche Scientifique

Université Mohamed El Bachir

جامعة محمد البشير الإبراهيمي

El Ibrahimî / BBA

برج بوعريريج

Faculté des Sciences et de la Technologie

كلية العلوم والتكنولوجيا

Département: électromécanique

ليكتروميكانيك

Filière Génie Mécanique

الهندسة الميكانيكية

## Mémoire de fin d'étude

Présente en vue de l'obtention du diplôme Master en : Génie Mécanique

Option : Génie Des Composantes Photovoltaïques

Réalisé par : Yassaad Abdelbaki

INTITULE :

# ETUDE DE DIMENSIONNEMENT D'UNE INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE POUR LE POMPAGE D'EAU

Soutenu le : 25/06/2013 Devant la commission d'examen :

Président	Daoudi. S	Prof	Université de BBA
Rapporteur	Rouabah. Z	Maitre de conférences Class A	Université de BBA
Examineur	Tayebi. T	Prof	Université de BBA
Examineur	Salik. L	Prof	Université de BBA

\* Promotion Juin 2013 \*



بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ  
الْحَمْدُ لِلَّهِ الَّذِي  
خَلَقَ السَّمَوَاتِ وَالْأَرْضَ  
وَالَّذِي جَعَلَ الْمَوْتَ  
وَالْحَيَاةَ وَالَّذِي  
يُعِيدُ النَّاسَ  
وَالَّذِي يَخْتَارُ  
الَّذِينَ يَرْضَاهُ  
وَالَّذِي يَخْتَارُ  
الَّذِينَ يَرْضَاهُ



# Remerciement

*On dit souvent que le trajet est aussi important que la destination. Les dix-sept années de maîtrise m'ont permis de bien comprendre la signification de cette phrase toute simple. Ce parcours, en effet, ne s'est pas réalisé sans défis et sans soulever de nombreuses questions pour lesquelles les réponses nécessitent de longues heures de travail ;*

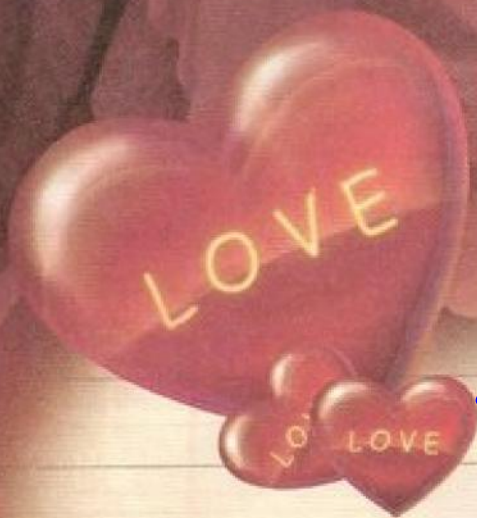
*Je tiens à la fin de ce travail à remercier ALLAH le tout puissant de m'avoir donné la foi et de m'avoir permis d'en arriver là ;*

*Mes remerciements vont également à mes parents de tous les sacrifices qu'ils ont consentis pour me permettre de suivre mes études dans les meilleures conditions possibles et n'avoir jamais cessé de m'encourager tout au long de mes années d'étude ;*

*Je remercie infiniment le professeur Dr Rouabah Zahir, mon directeur de mémoire dont la disponibilité, le savoir faire et le soutien ne m'ont jamais fait défaut ;*

*En fin je remercie tous les professeurs et les étudiants d'Université Elbachir Elibrahimi-BBA et à tous ceux qui m'ont aidé à réaliser ce travail.*

Y. Abdelbaki



# Dédicace

*Je dédie ce travail à toute ma famille :*

*À l'âme de ma mère qui été pour mon corps mieux qu'un cœur ;*

*À mon cher père qui à sacrifié son temps pour nous ;*

*À l'âme de mes frères et mes sœurs ;*

*À tous mes oncles et tantes ;*

*À mon encadreur Mr Rouabah Zahir ;*

*À tous mes enseignements et mes amis d'études ;*

*À tous mes très chers amis et à tous ceux qui me connaissent ;*

*Enfin je le dédie à Mr le directeur LAHLOU, à tous mes collègues de travail, à Les enseignements et les élèves de lycée Ben Ahmed Lakhder – El Annasser,*

*Y. Abdelbaki*



*Just to tell you ...  
I love you*



---

الهدف من هذا العمل هو دراسة تركيب كهروضوئي من أجل تشغيل نظام  
أرض زراعية ببلدية العنا - ولاية برج بوعرييرج.  
يشمل هذا العمل طريقتين لدراسة تصميم ، طريقة حسابية و أخرى  
المراحل الاساسية . *PV\_syst* . هي :تحديد الحاج من المياه، حساب طاقة  
الهيدروليكية الضرورية، تعيين الطاقة الشمسية المتوفرة و أخيرا اختيار مكونات النظام.

: الكهروضوئية، الضخ، الأهمية.

---

## *Résumé*

*Le but de ce travail est l'étude d'une installation photovoltaïque pour l'alimentation électrique d'un système de pompage d'eau dans un site agricole à El Annasser-BBA.*

*Elle représente deux méthodes de dimensionnement, une méthode analytique et une méthode de simulation par le logiciel PV\_syst. Les principales étapes pour le dimensionnement sont suivantes : l'évaluation des besoins en eau, calcul de l'énergie hydraulique nécessaire, détermination de l'énergie solaire disponible et choix des composants.*

**Mots clés :** *photovoltaïque, pompage, dimensionnement.*

---

## *Abstract*

*The aim of this work is to study the photovoltaic system for power supply of a water pumping system in an agricultural site at El Annasser-BBA.*

*They represents two design methods, an analytical method and simulation method by the software PV\_syst. The main steps in the design are the following: assessment of water needs, calculate the hydraulic energy required, determining the available solar energy and choice of components.*

**Keywords:** *photovoltaic, pumping, sizing.*

---

## **TABLE DES MATIÈRES**

<b>Sommaire</b> .....	I
<b>Liste des figures</b> .....	VII
<b>Liste des tableaux</b> .....	X
<b>Nomenclature</b> .....	XI
<b>Introduction Générale</b> .....	2
<b>Chapitre I</b>	
<hr/>	
<b>LES SOURCES D'ENERGIE ELECTRIQUE ET L'ENERGIE SOLAIRE</b>	
I.1. Introduction .....	5
I.2. Notion générale sur l'énergie .....	5
I.2.1. Définition .....	5
I.2.2. Différents Types d'énergie .....	5
I.2.2.1. L'énergie primaire .....	5
I.2.2.2. L'énergie secondaire .....	5
I.3. Différents Sources d'énergie .....	6
I.3.1. Energies Non-renouvelables .....	6
I.3.1.1. Les ressource d'énergie non renouvelables .....	6
I.3.1.1.1. Le charbon .....	6
I.3.1.1.2. Le gaz naturel .....	6
I.3.1.1.3. Le pétrole .....	7
I.3.1.1.4. La fission nucléaire .....	7
I.3.1.2. L'énergie non renouvelable et l'effet de serre .....	7
I.3.2. Energies Renouvelables .....	7
I.3.2.1. L'énergie éolien .....	8
I.3.2.2. L'énergie géothermie .....	9
I.3.2.3. L'énergie de biomasse .....	9
I.3.2.4. L'énergie hydraulique .....	9
I.3.2.5. L'énergie solaire .....	9
I.3.2.5.1. Origine .....	10
I.3.2.5.2. Caractères Particulières .....	10
I.3.2.5.3. Captations .....	10
1) L'énergie solaire thermique .....	10
2) L'énergie solaire thermodynamique .....	10
3) L'énergie solaire photovoltaïque .....	11
I.3.2.5.4. Géométrie Terre – Soleil .....	11
1) Mouvements de la terre .....	11

---

2) Trajectoire apparente du soleil .....	11
I.3.2.5.5 Les rayonnements solaires .....	12
1) Constantes solaire $C^*$ .....	13
2) Air Mass .....	13
3) Rayonnement direct, diffus et global .....	14
I.3.2.5.6 La position de soleil .....	16
1) Les systèmes de coordonnées célestes .....	16
2) Les coordonnées horizontales .....	17
3) Les coordonnées horaires .....	18
I.3.2.6. Evaluation de l'énergie renouvelable en Algérie .....	19
I.3.2.6.1. Potentiel solaire .....	20
I.3.2.7. Les avantages et inconvénient des sources d'énergie renouvelables .....	21
I.4. Conclusion .....	21

## Chapitre II

### **GÉNÉRALITÉS SUR LA CONVERSION PHOTOVOLTAÏQUE**

II.1. Introduction .....	23
II.2. L'effet Photovoltaïque .....	23
II.2.1. Définition .....	23
II.2.2. Bref historique .....	23
II.2.2.1. Histoire d'effet Photovoltaïque .....	23
II.2.2.2. Dates importantes de développement du photovoltaïque .....	24
II.3. Cellule Photovoltaïque .....	24
II.3.1. Définition .....	24
II.3.2. Structure D'une Cellules Photovoltaïques .....	24
II.3.3. Principe de Fonctionnement Des Cellules Photovoltaïques .....	25
II.3.4. Schéma électrique équivalent d'une cellule PV .....	26
II.3.5. Modèle Réel D'une Cellule Photovoltaïque .....	27
II.3.6. Caractéristiques électriques des Cellules Photovoltaïques .....	27
II.3.6.1. Courant de court-circuit $I_{cc}$ .....	28
II.3.6.2. Tension à circuit ouvert $V_{oc}$ .....	28
II.3.6.3. Point de puissance maximal .....	28
II.3.6.4. Puissance crête $P_c$ .....	28
II.3.6.5. Facteur de forme $ff$ .....	28
II.3.6.6. Le Rendement .....	29
II.3.7. Les différents Technologies des Cellules Photovoltaïques .....	29
II.3.7.1. Le silicium cristallin .....	30
1) Le silicium monocristallin .....	30

---

2) Le silicium multicristallin ou polycristallin .....	30
3) Le silicium ruban .....	30
II.3.7.2. Les couche mince .....	31
1) Le silicium amorphe .....	31
2) Cellules au CIS, CdTe et AsGa .....	31
II.3.7.3. Les cellules solaires organiques .....	32
II.3.8. Facteurs influents sur le fonctionnement d'une cellule PV .....	33
II.3.8.1. Influence de l'ensoleillement .....	33
II.3.8.2. Influence de la température .....	33
II.3.8.3. Influence de la résistance série $R_s$ .....	34
II.3.8.4. Influence de la résistance parallèle $R_{sh}$ .....	34
II.4. Panneaux Photovoltaïque .....	35
II.4.1. Définition .....	35
II.4.2. Constitution des modules photovoltaïques .....	36
II.4.2.1. Association des cellules en série .....	36
II.4.2.2. Association des cellules en parallèle .....	36
II.5. Systèmes Photovoltaïques .....	37
II.5.1. Systèmes autonomes .....	37
II.5.2. Systèmes connectés au réseau .....	37
II.6. Avantages et inconvénients d'une installation PV .....	38
II.6.1. Avantages .....	38
II.6.2. Inconvénients .....	38
II.7. Conclusion .....	38

### **Chapitre III**

---

## **SYSTEME DE POMPAGE PHOTOVOLTAÏQUE**

III.1. Introduction .....	40
III.2. Présentation de SPPV .....	40
III.2.1. Générateur photovoltaïque .....	40
III.2.2. Sous-système de pompage .....	41
III.2.2.1. Groupe moteur – pompe .....	41
III.2.2.1.1. Moteurs .....	41
1) Moteurs à courant alternatif (Asynchrones) .....	41
2) Moteurs à courant continu .....	41
3) Les avantages et les inconvénients des Moteurs .....	42
III.2.2.1.2. Pompes .....	43
1) Pompes Centrifuges .....	43
2) Pompes Volumétrique .....	45



---

III.2.2.2. Conditionnement de puissance .....	45
III.2.2.2.1. Convertisseur continu/continu (DC/DC) .....	45
III.2.2.2.2. Convertisseur continu/Alternatif (DC/AC) .....	46
1) Onduleur à fréquence variable (En P.W.M) .....	46
2) Onduleur à fréquence fixe .....	46
III.2.3. Stockage .....	47
III.2.3.1. Stockage électrochimique .....	47
III.2.3.2. Le stockage d'eau .....	48
III.2.4. Configuration de systèmes de pompage .....	48
III.3. Méthodes de dimensionnement d'un SPPV .....	48
III.3.1. Evaluation des besoins en eau .....	49
III.3.2. Calcul de l'énergie hydraulique nécessaire .....	50
III.3.3. Détermination de l'énergie solaire disponible .....	51
III.3.4. Inclinaison du générateur photovoltaïque .....	51
III.3.5. Mois de dimensionnement .....	52
III.3.6. Dimensionnement du générateur photovoltaïque .....	52
III.3.7. Dimensionnement du moteur .....	53
III.3.8. Dimensionnement de la pompe .....	53
III.3.9. Dimensionnement de la tuyauterie .....	53
III.3.10. Dimensionnement de la batterie .....	54
III.3.11. Dimensionnement de l'onduleur .....	55
III.4. Méthode graphique .....	56
III.5. Coûts des systèmes de pompage photovoltaïque .....	57
III.5.1. Présentation .....	57
III.5.2. Evaluation de coûts de SPPV .....	57
III.5.2.1. Equipement et matériels solaires .....	57
III.5.2.2. Etude technique et réalisation .....	57
III.5.2.3. Travaux de génie civil .....	57
III.5.2.4. Installation .....	58
III.5.2.5. Le coût de l'entretien .....	58
III.5.3. Hypothèses et calculs des coûts .....	58
III.3. Conclusion .....	58

## **Chapitre IV**

---

### **ETUDE ET DIMENSIONNEMENT D'UN SYSTEME DE POMPAGE PV POUR UN SITE**

III.1. Introduction .....	60
---------------------------	----

IV.2. Description de projet .....	60
IV.2.1. Présentation de site .....	60
IV.2.2. Les Caractéristiques de site agricole .....	60
IV.3. Les Donnés météorologiques .....	61
IV.3.1. Tableau résumé .....	61
IV.3.2. Rayonnement Mensuel .....	61
IV.3.3. Rayonnement Journalière .....	62
IV.3.4. Température Mensuelle .....	62
IV.3.6. Durée D'insolation .....	62
IV.4. Etude et dimensionnement de SPPV .....	63
IV.4.7. Dimensionnement de système de commande .....	63
IV.4.1. Bilan énergétique .....	64
IV.4.1.1. Calcul de l'énergie hydraulique nécessaire .....	64
IV.4.1.2. Calcul de l'énergie électrique nécessaire .....	65
IV.4.2. Dimensionnement de générateur PV .....	65
IV.4.3. Dimensionnement de la pompe .....	66
IV.4.3.1. Calcul de la puissance hydraulique crête .....	66
IV.4.3.2. Calcul du débit crête .....	66
IV.4.4. Dimensionnement de la tuyauterie .....	66
IV.4.5. Dimensionnement du système de stockage d'eau .....	67
IV.4.5.1. Calcul du rayon de réservoir de stockage .....	67
IV.4.5.2. Calcul du temps nécessaire pour la charge de réservoir .....	67
IV.4.6. Rendement énergétique de SPPV .....	67
IV.4.6.1. Calcul de l'énergie produit par générateur PV .....	67
IV.4.6.2. Calcul de l'énergie consommé par la pompe .....	67
IV.4.6.3. Calcul de différence d'énergie .....	68
IV.4.6.4. Calcul de perte d'énergie de système .....	68
IV.4.6.5. Calcul de l'énergie surplus .....	68
IV.5. Simulation de système par logiciel PV_syst .....	69
IV.5.1. Présentation de logiciel .....	69
IV.5.2. L'organigramme de simulation par logiciel PV_syst .....	69
IV.5.3. Résultats et discussions .....	70
IV.7. Etude économique de système .....	73
IV.8. Conclusion .....	75
<b>Conclusion Générale</b> .....	77
<b>Bibliographe</b> .....	79
<b>Annexe</b> .....	82

*Table des matières*

---

Annexe I : Météorologie du site .....	84
Annexe II : Caractéristique de L'équipement solaire .....	89
Annexe III : Les résultats obtenus par le logiciel PV_syst .....	94
Annexe IV : Liste des prix des produits .....	99

## **LISTE DES FIGURES**

### **Chapitre I**

---

#### **LES SOURCES D'ENERGIE ELECTRIQUE ET L'ENERGIE SOLAIRE**

Fig. I.1 : production d'électricité dans le monde (le produit des valeurs par 100%) 2007 .....	7
Fig. I.2 : Structure de la production d'électricité mondiale en 2005 .....	8
Fig. I.3 : Production d'électricité à partir de sources renouvelables en 2005 .....	8
Fig. I.4 : Mouvement apparent du soleil sur la sphère céleste .....	11
Fig. I.5: Définitions de la position du soleil (hauteur et azimut) .....	12
Fig. I.6 : Schéma de trajectoires du soleil (Lat.36.0°N, Long.4.8°E, Alt.950m) .....	12
Fig. I.7: Spectre Solaire .....	13
Fig. I.8: La divergence de l'énergie du soleil vers la terre .....	13
Fig. I.9 : Définition de l'air mass .....	14
Fig. I.10 : Schématisation de la latitude .....	16
Fig. I.11 : Schématisation de la longitude .....	16
Fig. I.12 : Les Coordonnées Horizontal .....	17
Fig. I.13 : Les Coordonnées Horaires .....	18
Fig. I.14: Répartition des usages de la filière ER en Algérie .....	20
Fig. I.15: Durée moyenne d'ensoleillement en Algérie .....	20
Fig. I.16: Energie moyenne reçue en Algérie .....	20

### **Chapitre II**

---

#### **GÉNÉRALITÉS SUR LA CONVERSION PHOTOVOLTAÏQUE**

Fig. II.1: Cellule photovoltaïque .....	24
Fig. II.2: Structure d'une cellule PV .....	25
Fig. II.3: Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque .....	26
Fig. II.4: Schéma électrique d'une cellule solaire idéale.....	26
Fig. II.5: La caractéristique I (V) d'une cellule photovoltaïque .....	27
Fig. II.6: Schéma électrique réel d'une cellule photovoltaïque .....	27
Fig. II.7 : Rendements photovoltaïques record 2009 à condition STC .....	29
Fig. II.8 : Cellule Monocristalline .....	30
Fig. II.9 : Cellule Polycristallin .....	30
Fig. II.10 : Mécanisme des fabrications des cellules PV a silicium ruban .....	31
Fig. I.11 : Cellule Amorphe .....	31
Fig. II.12 : Mécanisme de la conversion photovoltaïque organique .....	32

## Liste des figures

---

Fig. II.13 : Influence de l'ensoleillement sur les cellules photovoltaïques .....	33
Fig. II.14 : Influence de la température sur les cellules photovoltaïques .....	33
Fig. II.15 : L'influence de la résistance série sur la caractéristique $I = f(V)$ de la cellule PV.	34
Fig. II.16 : L'influence de la résistance parallèle sur la caractéristique $I = f(V)$ de la cellule.	34
Fig. II.17: Module photovoltaïque .....	35
Fig. II.18: Boîte de jonction .....	35
Fig. II.19: Caractéristique résultantes d'un groupement de $n_s$ cellules en série .....	36
Fig. II.20: Caractéristique résultantes d'un groupement de $n_p$ cellules en parallèle .....	36
Fig. II.21: schéma d'une installation PV autonome .....	37
Fig. II.22: schéma d'une installation PV connecté au réseau .....	37

## Chapitre III

---

### **SYSTEME DE POMPAGE PHOTOVOLTAÏQUE**

Fig. III.1: Présentation d'une cellule, d'un panneau et d'un générateur photovoltaïque .....	41
Fig. III.2: Structure de la pompe centrifuge .....	43
Fig. III.3: Comparaison des courbes caractéristiques (hauteur-débit) des pompes centrifuges	43
Fig. III.4: Moteur-pompe PS1800 C-SJ1-25 avec la boîte de connexion du fabricant LORENTZ .....	44
Fig. III.5: Une pompe volumétrique .....	45
Fig. III.6: Demi -pont d'onduleur .....	46
Fig. III.7: Schéma du régulateur série .....	47
Fig. III.8: Détails d'une batterie au plomb-acide .....	47
Fig. III.9: Exemple d'un réservoir de stockage d'eau .....	48
Fig. III.10 : Rendement de l'onduleur .....	55
Fig. III.11: Diagramme pour déterminer la taille du générateur photovoltaïque nécessaire pour couvrir une demande d'énergie hydraulique .....	56
Fig. III.12: Diagramme pour déterminer le débit crête de la pompe .....	57

## Chapitre IV

---

### **ETUDE ET DIMENSIONNEMENT D'UN SYSTEME DE POMPAGE PV POUR UN SITE AGRICOLE**

Fig. IV.1: Diagramme de rayonnement mensuel de l'année 2012 .....	61
Fig. IV.2: Diagramme de rayonnement journalier de l'année 2012 .....	62
Fig. IV.3: Diagramme de température mensuel de l'année 2012 .....	62
Fig. IV.4: Diagramme de durée d'insolation de l'année 2012 .....	62
Fig. IV.5: Schéma de SPPV commande par un contrôleur .....	63

## Liste des figures

---

Fig. IV.6 : Organigramme de commande du SPPV .....	64
Fig. IV.7: Schéma de réservoir .....	67
Fig. IV.8 : Organigramme de simulation et résultats par PV_syst .....	79
Fig. IV.9: Trajectoire de soleil « Masque solaire » .....	70
Fig. IV.10: Météo de site .....	70
Fig. IV.11: énergie d'incidence de référence dans le plan capteurs .....	71
Fig. IV.12: production normalisé par kW <sub>c</sub> installé .....	71
Fig. IV.13: Facteurs normalisés de production et de pertes .....	72
Fig. IV.14: Débit en fonction de puissance de la pompe .....	72
Fig. IV.15: Production d'eau journalière selon l'irradiation .....	73
Fig. IV.16: L'interface du côté de la maison et position de l'emplacement des éléments de SPPV .....	73
Fig. IV.17: Vue aérienne du site montre la position de l'emplacement des éléments de SPPV.....	74
Fig. IV.18: Distribution des coûts des équipements solaires .....	74
Fig. IV.19: Distribution des coûts Du SPPV .....	75

## **LISTE DES TABLEAUX**

### **Chapitre I**

---

#### **LES SOURCES D'ENERGIE ELECTRIQUE ET L'ENERGIE SOLAIRE**

Tableau I.1 : Valeurs de l'éclairement correspondantes au nombre d'Air Mass .....	14
Tableau I.2. Valeurs des coefficients du trouble atmosphérique .....	15
Tableau I.3. Variation de la pression atmosphérique avec l'altitude .....	15
Tableau I.4 : Variation de la pression atmosphérique avec l'altitude .....	19
Tableau I.5 : Répartition des usages de la filière ER en Algérie .....	20
Tableau I.6 : Durée moyenne d'ensoleillement et l'énergie moyenne reçue en Algérie .....	20
Tableau I.7 : Les avantages et les inconvénients de chaque source d'énergie renouvelables ...	21

### **Chapitre III**

---

#### **SYSTEME DE POMPAGE PHOTOVOLTAÏQUE**

Tableau III.1 : Résumé des principaux avantages et inconvénients de différents types de moteurs utilisent le plus souvent dans les systèmes de pompage .....	42
Tableau III.2 : Caractéristique technique de la pompe PS1800 C-SJ1-25 .....	44
Tableau III.3 : Consommation d'eau par pays .....	49
Tableau III.4 : Besoins en eau des animaux de ferme .....	49
Tableau III.5 : Volume d'eau moyen journalier estimé pour des applications d'irrigation agricole .....	49
Tableau III.6 : Coefficient $K_{ac}$ pour différents types d'accessoires dans la tuyauterie .....	51

### **Chapitre IV**

---

#### **ETUDE ET DIMENSIONNEMENT D'UN SYSTEME DE POMPAGE PV POUR UN SITE**

Tableau IV.1 : Présentation du site .....	60
Tableau IV.2 : Les caractéristiques de site .....	60
Tableau IV.3 : Les données météorologiques du site .....	61
Tableau IV.4 : Les besoins en eau et hauteur total de pompage .....	64
Tableau IV.5 : le facteur économique de projet .....	75

## ***NOMENCLATURE***

Pour une meilleure compréhension du manuscrit, les notations utilisées dans ce mémoire sont listées ci-dessous :

<i>PV</i>	: Photovoltaïque ;
<i>SPPV</i>	: Systèmes De Pompage Photovoltaïque ;
<i>GPV</i>	: Générateur Photovoltaïque ;
<i>Tep</i>	: Ton Equivalent Au Pétrole ;
<i>eV</i>	: Electron Volt ;
<i>J</i>	: Joule ;
<i>GWEC</i>	: Global Wind Energy Council ;
<i>W et <math>W_c</math></i>	: Watt et Watt crête ;
	: Déclinaison ;
<i>a</i>	: Azimut ;
<i>h « »</i>	: L'angle De La Hauteur Solaire ;
<i>I.R</i>	: Rayonnement Infra Rouge ;
<i><math>C^*</math></i>	: La Constante Solaire ;
<i><math>C^*_0</math></i>	: 1353 W/m <sup>2</sup> Est La Valeur Moyenne De La Constante Solaire ;
<i>n</i>	: Le Numéro Du Jour De L'année ;
<i>AM</i>	: Masse D'air Ou « Air Mass En Anglais » ;
<i>AM0</i>	: Le Rayonnement Solaire Hors Atmosphère ;
<i>P</i>	: Pression Atmosphérique Du Lieu ;
<i><math>G_{dirH}</math></i>	: L'éclairement Energétique Direct Reçu Sur Un Plan Horizontal ;
<i><math>\theta</math></i>	: L'angle D'incidence Des Rayons Solaires ;
<i><math>G_{dir}</math></i>	: L'éclairement Energétique Reçu Sur Un Plan Incliné ;
<i><math>\tau_{dir}</math></i>	: Le Coefficient De Transmission Du Flux Direct;
<i><math>\tau_{dif}</math></i>	: Le Coefficient De Transmission Du Flux Diffus ;
<i><math>G_{difH}</math></i>	: Le Flux Diffus Reçu Sur Un Plan Horizontal ;
<i><math>G_{dif}</math></i>	: Le Flux Diffus Reçu Sur Un Plan Incliné ;
<i>alb</i>	: Albédo ;
<i>s</i>	: L'angle D'inclinaison Du Plan ;
<i>G</i>	: Le Flux De Rayonnement Global ;
	: Latitude ;
	: Longitude ;
	: L'azimuth ;



## Nomenclature

---

$z$	: La Distance Zénithale ;
$w$	: L'angle Horaire ;
$TSV$	: Le Temps Solaire Vrai ;
$TU$	: Le Temps Universel ;
$TSM$	: Le Temps Solaire Moyen ;
$TL$	: Le Temps Légal ;
$Et$	: L'équation De Temps ;
$Si$	: Silicium ;
$CdTe$	: Tellure De Cadmium ;
$CuInSe_2$	: Cuivre, Indium, Di-Sélénium ;
$dopé P$	: Dopé Positif ;
$dopé N$	: Dopé Négatif ;
$V_{oc}$	: Tension De Circuit Ouvert (V);
$I_{cc}$	: Courant De Court-Circuit (A) ;
$I_{ph}$	: Courant Des Photons (A) ;
$I_d$	: Courant Traversant La Diode ;
$R_s$	: Résistance Série ;
$R_{sh}$	: Résistance Shunt (Parallèle);
$P_{max}$	: La Puissance Maximale ;
$V_{max}$	: Tension Maximale ;
$I_{max}$	: Courant Maximale ;
$ff$	: Facteur De Forme ;
	: Le Rendement Des Cellules PV ;
$P_{inc}$	: La Puissance Lumineuse Incidente ;
$n_s$	: Nombre Des Cellules En Série ;
$n_p$	: Nombre Des Cellules En Parallèle ;
$EVA$	: Ethylène-Vynil- Acétate ;
$DC/AC$	: Courant Continu/Courant Alternatif ;
$M.L.I$	: Modulation De Largeur D'impulsions ;
$P.W.M$	: Pulse Width Modulation ;
$E_h$	: Energie Hydraulique (Wh/Jour) ;
$V_a$	: Volume D'eau ( $m^3$ /Jour) ;
$H$	: Hauteur Totale De Pompage (m) ;
$a$	: Densité D'eau ( $1000 \text{ Kg}/m^3$ ) ;
$g$	: Accélération De La Gravitation ( $9,81 \text{ m}/s^2$ ) ;
$h_E$	: Niveau Statique (m) ;

## Nomenclature

---

$h_d$	: Niveau Dynamique (m) ;
$Q$	: Débit ( $m^3/h$ ) ;
$Q_P$	: Débit D'essai ( $m^3/h$ ) ;
$Q_A$	: Débit Apparent ( $m^3/h$ ) ;
$f$	: Coefficient De Friction Des Parois De La Tuyauterie ;
$L$	: Longueur De La Tuyauterie (m) ;
$V$	: Vitesse Moyenne De Fluide (m/s) ;
$D$	: Diamètre De La Tuyauterie (m) ;
$K_{ac}$	: Coefficient Dépendant Du Type D'accessoire ;
$STC$	: Conditions Standards De Test (Mesure) ;
$P_{GPV}$	: Puissance De Sortie De Générateur dans STC ( $W_c$ ) ;
$P_h$	: Puissance Hydraulique Nécessaire (W) ;
$P_n$	: puissance nominale de l'onduleur (W) ;
$P_{ch}$	: puissance à la sortie de l'onduleur (W) ;
$E_e$	: Energie Electrique Journalière (Wh) ;
$E_h$	: Energie Hydraulique Moyenne Mensuelle (Wh) ;
$g$	: Rendement De Générateur A La Température De Référence ( $25^\circ C$ ) (%) ;
$PV$	: Rendement Moyen Journalier De Générateur PV (%) ;
$MP$	: Rendement Crête Du Sous-Système Moteur-Pompe (30 A 45%) ;
$Bat$	: Le rendement de la batterie (%) ;
$ond$	: Le rendement de l'onduleur (%) ;
$S$	: Surface Active Du Générateur ( $m^2$ ) ;
$G_{ce}$	: Eclairage ( $1000 W/m^2$ ) ;
$G_{dm}$ (S)	: Irradiation Moyenne Journalière Sur Le Plan Des Modules A L'inclinaison $\beta$ ;
$F_m$	: Facteur De Couplage ;
	: Coefficient De Température Des Cellules ;
$T_c$	: Température Moyen Journalière Des Cellules PV ;
$K$	: Coefficient Qui Varie De 0,75 A 1,40 ;
$C_g$	: La Capacité De Stockage Global De Système (Ah) ;
$E_L$	: L'énergie Consommée Par L'utilisateur (Wh) ;
$N_a$	: Le Nombre De Jours D'autonomie ;
$V_{Bat}$	: La Tension Du La Batterie ;
$DOD$	: La Profondeur De Décharge ;
$N_{Bat}$	: Le Nombre Des Batteries De Stockage ;
$C_{Bat}$	: La Capacité De La Batterie (Ah) ;
$\tau$	: Le Taux De Charge De L'onduleur (%).

# Introduction Générale

## *INTRODUCTION GÉNÉRALE*

L'énergie la plus utilisée dans le monde est d'origine fossile, comme le charbon, le pétrole ou le gaz...etc. Cependant, ces réserves ne se trouvant pas en quantité suffisante sur la terre pour les besoins énergétiques des générations futures, il faut découvrir de nouvelles sources. De plus, ces énergies polluent et aggravent l'effet de serre déjà bien prévalent. Au fil des années et des sommets écologiques, les énergies dites « propres » ont été mises en valeur [1]. Ces énergies, appelées les énergies renouvelables deviennent progressivement des énergies à part entière, rivalisant avec des énergies fossiles du point de vue coût et performance de production. De ces énergies nouvelles (biomasse, éolienne, solaire, géothermie), l'énergie solaire présente une convenance particulière pour notre continent, puisqu'il dispose d'un gisement solaire fortement propice au développement de cette forme d'énergie [2,3].

L'Algérie est un pays de vaste superficie, elle occupe une situation géographique qui favorise le développement et l'épanouissement de l'utilisation de l'énergie solaire, elle jouit d'un taux d'ensoleillement annuel très important. Les trois quarts du territoire reçoivent plus de 3000 heures par an et peut atteindre les 3900 heures sur les Hauts Plateaux et au Sahara, sont constitués de zones arides et caractérisés par une faible densité de population très éparse. Cette situation particulière rend difficile et très coûteuse l'acheminement des énergies conventionnelles et plus spécialement l'énergie électrique [2,4].

L'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de  $1 \text{ m}^2$  est de l'ordre de 5 kWh sur la majeure partie du territoire national, soit près de  $1700 \text{ kWh/m}^2/\text{an}$  au Nord et  $2263 \text{ kWh/m}^2/\text{an}$  au Sud du pays [4]. Le potentiel énergétique solaire permet de pallier à certaines lacunes, quand à l'amélioration des conditions de vie des citoyens par le biais de la voie solaire d'origine photovoltaïque, cette voie permet d'assurer entre autres [2] :

- L'éclairage domestique et éventuellement public ;
- L'alimentation en eau potable et l'irrigation des surfaces agricoles ;
- L'alimentation des conservateurs médicaux installés dans des centres de santé ;
- L'alimentation énergétique des moyens de télécommunications.

L'énergie solaire photovoltaïque (PV), qui est la conversion directe de la lumière en électricité grâce à des cellules solaires, représente une alternative intéressante et bien adaptée à des besoins limités [5]. Parmi les avantages importants de la conversion photovoltaïque, nous pouvons citer, la décentralisation de la production d'énergie pour de petites communautés très dispersées comme le prouve déjà les pompes solaires photovoltaïques. Etant donné que l'approvisionnement en eau pour les besoins domestiques et d'irrigation reste le souci quotidien des habitants des zones enclavées et sahariennes, les systèmes de pompage photovoltaïque sont particulièrement bien adaptés pour l'alimentation en eau à partir des puits ou des forages [6,7].

Plusieurs travaux sur le dimensionnement de systèmes de pompage photovoltaïque (SPPV) ont été publiés. Ces travaux se basent sur la simulation du fonctionnement de chaque composante de ces systèmes [8]. Généralement, les systèmes de pompage photovoltaïque sont constitués d'un générateur photovoltaïque et un sous-système de pompage. Ces systèmes

fonctionnent au fil du soleil sans stockage électrochimique. L'eau ainsi pompée peut être utilisée directement ou stockée dans un réservoir pour des utilisations ultérieures [7].

Notre étude repose sur un dimensionnement d'une installation photovoltaïque pour les systèmes de pompage d'eau, en déterminant chaque composant de cette installation.

Le présent mémoire comprend en plus d'une introduction, d'une table de matière, d'une bibliographie et quatre chapitres :

- **Le premier chapitre** est consacré à l'étude préliminaire des sources d'énergie, spécialement l'énergie solaire;
- **Le deuxième chapitre** porte sur une étude bibliographique de la conversion photovoltaïque, ainsi que les différents types de générateur photovoltaïque et sont système d'installation;
- **Le troisième chapitre** consiste à étudier les systèmes de pompage PV, ces éléments d'installation et ces principe de dimensionnement;
- **le quatrième chapitre** est consacré à l'étude d'une installation photovoltaïque pour l'alimentation électrique d'un système de pompage d'eau pour un site agricole, ce système simule par le logiciel PV\_syst, ainsi qu'une étude économique de ce projet.

On finira notre étude par une conclusion générale qui se rapporte à l'étude et aux applications photovoltaïques dans le domaine de l'agriculture.

# Chapitr I : LES SOURCES D'ENERGIE ELECTRIQUE

---

## Chapitre I

# LES SOURCES D'ENERGIE ELECTRIQUE

### I.1. Introduction

L'énergie a toujours constitué un enjeu vital pour l'homme et les sociétés humaines. L'électricité, forme propre de l'énergie par excellence, est aujourd'hui produite, à près de 80 % de combustibles fossiles (pétrole, gaz,...) ou fissiles (nucléaire), ces ressources épuisables et polluantes à la fois. Pour un développement durable, les ressources énergétiques renouvelables sont propres et inépuisables, capables à long terme de satisfaire la majeure partie de nos besoins.

Dans ce chapitre on va présenter une notification sur l'énergie. Nous aborderons ainsi en premier lieu quelques notions sur l'énergie. Nous décrirons ensuite les différents types d'énergie et ses différentes sources qu'elles soient non-renouvelable ou renouvelable, en particulier l'énergie solaire. Ainsi, on donnera une évaluation de l'énergie renouvelable et l'énergie solaire en Algérie. En fin. Nous décrirons les avantages et les inconvénients qui caractérisent les sources d'énergie renouvelable et en termine par une conclusion qui résumé ce chapitre.

### I.2. Notion générale sur l'énergie

#### I.2.1. Définition

L'énergie caractérise la capacité à produire des actions, par exemple à engendrer du mouvement ou à modifier la température d'un corps ou à transformer la matière. C'est une grandeur physique qui caractérise l'état d'un système. L'énergie est obtenue par : la combustion de carburants (pétrole, gaz, charbon, bois, etc.), ou l'utilisation des forces naturelles comme le vent ou l'énergie solaire.

Dans le Système international d'unités, l'énergie s'exprime en joules. Certaines activités utilisent d'autres unités, en physique des particules on utilise plutôt l'électronvolt ( $1 \text{ eV} = 1,602 \cdot 10^{-19} \text{ J}$ ), le kilowattheure ( $1 \text{ kWh} = 3,6 \text{ MJ}$ ), la calorie ( $1 \text{ cal} = 4,18 \text{ J}$ ). On utilise parfois aussi la tonne d'équivalent pétrole (Tep avec  $1 \text{ tep} = 42 \text{ GJ}$ ).

#### I.2.2. Différents Types d'énergie

##### I.2.2.1. L'énergie primaire

C'est la première forme de l'énergie directement disponible dans la nature: bois, charbon, gaz naturel, pétrole, vent, rayonnement solaire, énergie hydraulique, géothermique...

L'énergie primaire n'est pas toujours directement utilisable et fait donc souvent l'objet de transformations : exemple, raffinage du pétrole pour avoir de l'essence ou du gazole ; combustion du charbon pour produire de l'électricité dans une centrale thermique.

##### I.2.2.2. L'énergie secondaire

C'est une énergie obtenue par la transformation d'une énergie primaire au moyen d'un système de conversion : par exemple, une centrale thermique produit de l'électricité (énergie secondaire) à partir de charbon (énergie primaire). Une énergie secondaire peut aussi résulter de

la transformation d'une autre énergie secondaire ; c'est le cas d'une centrale thermique alimentée en gaz de haut fourneau.

### *1.3. Différentes Sources d'énergie*

L'être humain exploite plusieurs phénomènes naturels pour obtenir de l'énergie. On peut remarquer que la plupart de ces sources d'énergie sont issues directement ou indirectement de l'énergie solaire. Au regard de nos connaissances actuelles et de l'échelle de notre temps, on distingue des sources renouvelables (épuisement peu probable) et des sources non renouvelables (épuisement très probable) :

#### *1.3.1. Energies Non-renouvelables*

Une énergie non renouvelable est une source d'énergie qui ne se renouvelle pas assez rapidement pour être considérée comme inépuisable à l'échelle de l'Homme, ou même qui ne se renouvelle pas du tout, par opposition aux énergies renouvelables. Les principales sources d'énergies non renouvelables sont dérivées des hydrocarbures, tels que le pétrole, le gaz naturel, et les huiles. On peut classer les énergies non renouvelables en deux grandes familles [9] :

- 1) Energie fossile : notamment le charbon, le gaz naturel et le pétrole. Leur vitesse de régénération est extrêmement lente à l'échelle humaine, et la consommation intensive, d'où les risques d'épuisement actuels.
- 2) Energie nucléaire, les gisements d'uranium étant limités. Seule la fusion nucléaire pourrait, à condition d'être industriellement maîtrisée, produire de l'énergie sur le très long terme.

##### *1.3.1.1. Les ressources d'énergie non renouvelables*

Sachant qu'il faut des milliers d'années pour qu'elles se constituent, les énergies non renouvelables sont des ressources limitées. On les appelle également les énergies fossiles (pétrole, charbon, gaz) car elles proviennent de la terre et leur fabrication se déroule sur des temps géologiques. Pour satisfaire la demande énergétique mondiale actuelle, les hommes puisent sans retenue dans les ressources et particulièrement dans les énergies non renouvelables.

Environ 80% de l'énergie consommée dans le monde est d'origine fossile. Les énergies fossiles sont principalement utilisées pour le chauffage, les transports et l'industrie [9,10].

###### *1.3.1.1.1. Le charbon*

Le charbon est formé par des matières végétales ensevelies et exposées pendant longtemps à une forte pression géologique. Plus cette pression est forte et est appliquée pendant longtemps, plus le charbon contient de carbone et plus sa valeur en tant que combustible est grande. On l'extrait dans des mines souterraines ou à la surface du sol. Le charbon est un combustible fossile abondant qui peut servir à produire de l'électricité à bon marché.

###### *1.3.1.1.2. Le gaz naturel*

Le gaz naturel représente 21 % de la demande mondiale d'énergie primaire. Cette énergie est une matière première de l'industrie chimique mais surtout un combustible pour les usages domestique (chauffage, cuisson) ou industriels (gaz de procédé). Les réserves mondiales de gaz sont estimées à 2 749 Milliards de m<sup>3</sup> [9]. Avec la consommation actuelle, les réserves couvrent environ 70 années de production.



### 1.3.1.1.3. Le pétrole

Le pétrole représente 34 % de la demande mondiale d'énergie primaire. On l'emploie principalement comme matière première dans la chimie (fabrication des plastiques...) et pour la production des carburants.

Les réserves prouvées de pétrole sont estimées à 1200 milliards de barils. Sachant que la consommation annuelle mondiale est actuellement de 82,4 milliards de barils, les réserves couvrent moins de 40 années de production [9, 10].

### 1.3.1.1.4. La fission nucléaire

Quand les noyaux de certains atomes d'uranium sont fragmentés à l'intérieur d'un réacteur nucléaire, ils dégagent une grande quantité de chaleur. Cette chaleur sert à produire de la vapeur qui fait tourner une turbine, et la turbine fait fonctionner une génératrice. Il dégage des hautes températures.

La figure I.1 qui montre la répartition des productions d'électricité dans le monde se divise de la façon suivante:

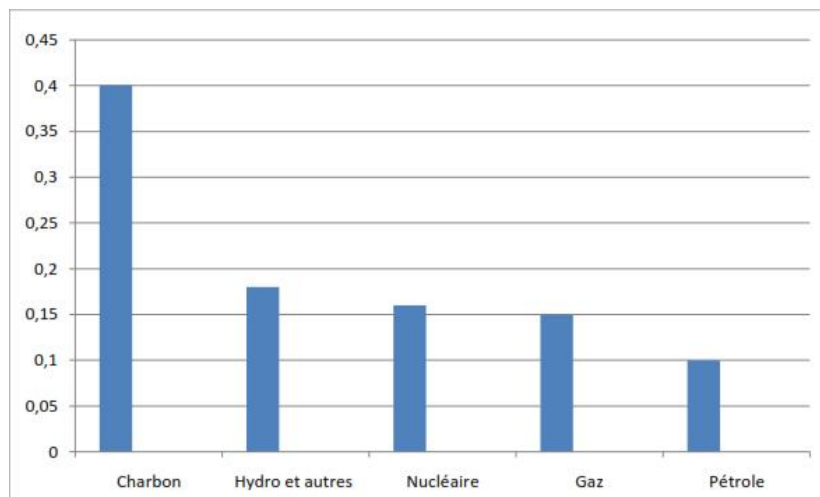


Fig. I.1 : production d'électricité dans le monde  
(le produit des valeurs par 100%) 2007 [9]

### 1.3.1.2. L'énergie non renouvelable et l'effet de serre

Le Charbon, le pétrole, en brûlant pour faire rouler nos automobiles, pour faire fonctionner nos usines, pour alimenter nos maisons, émettent dans l'air des polluants et des gaz à effet de serre. La combustion du carbone fossile réintroduit en effet dans l'atmosphère du gaz carbonique, un des principaux responsables des dérèglements climatiques que nous observons. Le réchauffement climatique se traduit entre autres par l'augmentation de la température globale de la terre, c'est là qu'il faut intervenir pour diminuer les rejets: consommer moins, avoir de meilleurs rendements, ou utiliser des énergies qui ne rejettent pas de CO<sub>2</sub> [9].

### 1.3.2. Energies Renouvelables

Le développement et l'exploitation des énergies renouvelables ont connu une forte croissance ces dernières années. D'ici 20-30 ans, tout système énergétique durable sera basé sur l'utilisation rationnelle des sources traditionnelles et sur un recours accru aux énergies renouvelables. Naturellement décentralisées, il est intéressant de les mettre en œuvre sur les lieux

de consommation en les transformant directement, soit en chaleur, soit en électricité, selon les besoins. La production d'électricité décentralisée à partir d'énergies renouvelables offre une plus grande sûreté d'approvisionnement des consommateurs tout en respectant l'environnement. Cependant, le caractère aléatoire des sources impose des règles particulières de dimensionnement et d'exploitation des systèmes de récupération d'énergie. *La figure I.2* présente la production mondiale d'électricité en 2005 et *la figure I.3* fait un zoom sur les énergies renouvelables [10,11].

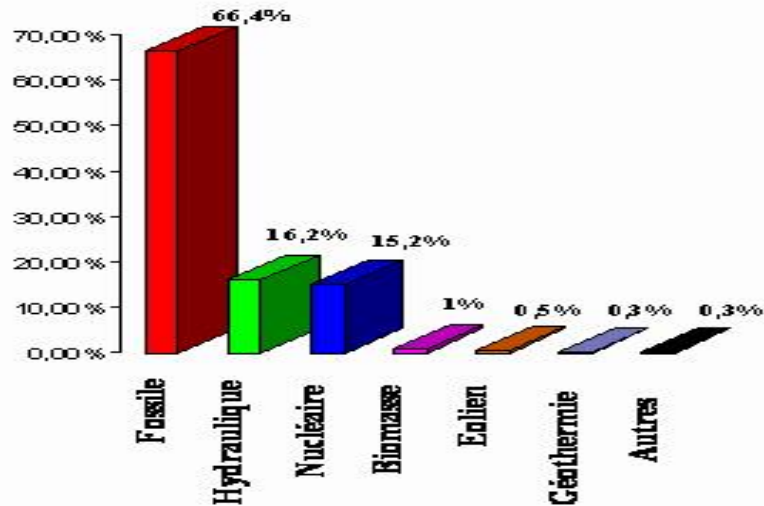


Fig. I.2 : Structure de la production d'électricité mondiale en 2005 [13]

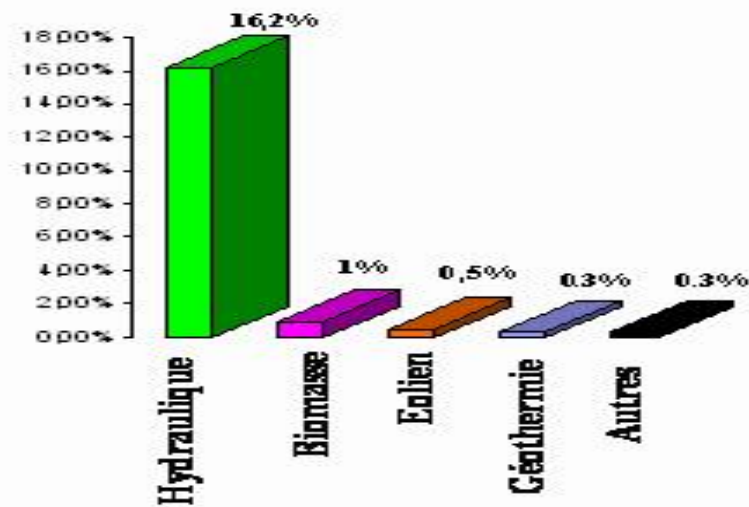


Fig. I.3 : Production d'électricité à partir de sources renouvelables en 2005 [13]

### I.3.2.1. L'énergie éolienne

La ressource éolienne provient du déplacement des masses d'air qui est dû indirectement à l'ensoleillement de la terre. Par le réchauffement de certaines zones de la planète et le refroidissement d'autres, une différence de pression est créée et les masses d'air sont en perpétuel déplacement [9, 13]. Après avoir pendant longtemps oublié cette énergie pourtant exploitée depuis l'antiquité, elle connaît depuis environ 30 ans un essor sans précédent notamment dû aux premiers chocs pétroliers. Dans l'échelle mondiale, l'énergie éolienne depuis une dizaine d'années maintient une croissance de 30% par an. Selon le Global Wind Energy

Council (GWEC), le parc éolien pourrait atteindre une puissance installée de 230 GW en 2020, soit plus de 5 fois la puissance installée en 2005 qui était de 40 GW. Le principal inconvénient de cette source d'énergie est l'indisponibilité et l'imprévisibilité du vent [9, 13].

### *1.3.2.2. L'énergie géothermie*

Classiquement, trois types de géothermie sont distingués selon le niveau de température disponible à l'exploitation:

- *La géothermie à haute énergie* : ou géothermie privilégiée qui exploite des sources hydrothermales très chaudes, ou des forages très profonds où de l'eau est injectée sous pression dans la roche. Cette géothermie est surtout utilisée pour produire de l'électricité.
- *La géothermie de basse énergie* : géothermie des nappes profondes (entre quelques centaines et plusieurs milliers de mètres) aux températures situées entre 30 et 100 °C. La principale utilisation est appliquée pour les réseaux de chauffage urbain.
- *La géothermie de très basse énergie* : géothermie des faibles profondeurs aux niveaux de température compris entre 10 et 30 °C. Sa principale utilisation est le chauffage et la climatisation individuelle.

Par rapport à d'autres énergies renouvelables, la géothermie de profondeur (haute et basse énergie), présente l'avantage de ne pas dépendre des conditions atmosphériques (soleil, pluie, vent) [13]. C'est donc une source d'énergie quasi-continue, car elle est interrompue uniquement par des opérations de maintenance sur la centrale géothermique ou le réseau de distribution de l'énergie.

### *1.3.2.3. L'énergie de biomasse*

La biomasse est répartie en quatre catégories : la biomasse sèche (bois, déchets agricoles...), le biogaz, les déchets municipaux renouvelables solides et la biomasse humide (bioéthanol, biodiesel, huile végétal ...). En 2005, la biomasse est la deuxième source d'électricité renouvelable mondiale avec 1 % de la production d'électricité mondiale [13].

### *1.3.2.4. L'énergie hydraulique*

L'hydraulique est actuellement la première source renouvelable d'électricité. La puissance hydroélectrique installée dans le monde en 2004 était estimée à 715 GW, soit environ 19% de la puissance électrique mondiale. Près de 15 % de toute l'électricité installée en Europe est d'origine hydraulique. On discerne la petite hydraulique (inférieure à 10 MW) et la grande hydraulique (supérieure à 10 MW). Dans le cadre de la production décentralisée on va considérer essentiellement la petite hydraulique. La petite hydraulique est constituée en grande majorité par des centrales au fil de l'eau ce qui les rend fortement dépendantes du débit des cours d'eau.

### *1.3.2.5. L'énergie solaire*

L'énergie solaire est l'énergie que dégage le soleil sous forme de rayonnement, direct ou diffus. Sur terre l'énergie solaire est à l'origine du cycle de l'eau et du vent, le règne végétal dont dépend le règne animal, l'utilise également en la transformant en énergie chimique par la photosynthèse. Grâce aux diverses exécutions, elle peut être transformée en une autre forme d'énergie utile pour l'activité humaine, notamment en chaleur, en électricité ou en biomasse. Par extension, l'expression « énergie solaire » est souvent employée pour désigner l'électricité ou l'énergie thermique obtenue à partir du rayonnement solaire [14].

### 1.3.2.5.1. Origine

Les conditions résidentes au cœur du soleil favorisent l'interaction des différents atomes d'hydrogène qui subissent une réaction de fusion thermonucléaire. Le résultat de ce processus, lorsqu'il se répète est la fusion de quatre noyaux d'hydrogène en un noyau d'hélium avec émission d'énergie sous forme de rayonnements gamma et X [15, 20].

Chaque seconde, 564 millions de tonnes d'hydrogène se transforment en 560 millions de tonnes d'hélium [9, 15, 20], cette différence de 4 millions de tonnes par seconde correspond à la différence d'énergie de liaison entre les protons d'hydrogène et ceux d'hélium donnant une énergie sous forme de rayonnement, estimée à  $3,7 \cdot 10^{26}$  j/s.

### 1.3.2.5.2 Caractères Particulières

L'énergie solaire est la seule source d'énergie externe de la terre, elle présente les propriétés suivantes [15]:

- Elle est universelle, sa densité de puissance maximale est de  $1 \text{ kW/m}^2$  à midi par ciel bleu sur toute la planète ;
- La densité de puissance maximale reçue au niveau du sol ( $1 \text{ kW/m}^2$ ) est peu dense on parle alors d'énergie diffuse ;
- Elle est abondante, notre planète reçoit plus de  $10^4$  fois l'énergie que l'humanité consomme ;
- Elle est intermittente et variable à cause de l'alternance du jour et de la nuit, des variations saisonnières et quotidiennes de l'ensoleillement ;
- L'énergie reçue par une surface donnée n'est pas récupérable en totalité ceci est dû aux pertes d'énergie sous formes conductrice, convective ou rayonnante ;
- Elle est propre.

### 1.3.2.5.3 Captations

Il existe différentes techniques pour capter une partie de cette énergie à savoir:

#### 1) L'énergie solaire thermique

Le thermique solaire est un procédé de transformation de l'énergie solaire en une forme thermique, qu'on peut utiliser :

- En usage direct de la chaleur : chauffe-eau solaire, chauffage solaire, cuisinière et séchoir solaire ;
- En usage indirect où la chaleur sert pour un autre usage : centrales solaires thermodynamiques, froid solaire.

#### 2) L'énergie solaire thermodynamique

La solaire thermodynamique utilise le solaire thermique pour produire de l'électricité selon le même principe qu'une centrale électrique classique mais en utilisant des centrales héliothermoélectriques [15]. Trois principaux types de centrales sont utilisés :

- Les centrales à capteurs cylindro-paraboliques pour atteindre des températures entre 300 et 350 °C.
- Les centrales à capteurs paraboliques pour atteindre des températures de 1000°C ou plus.
- Les centrales à tour pour atteindre 1000 °C.

### 3) L'énergie solaire photovoltaïque

Elle permet de produire de l'électricité produite par transformation d'une partie du rayonnement solaire avec une cellule photovoltaïque [15]. Les photopiles utilisent l'effet photovoltaïque, elles sont formées d'une couche d'un matériau semi-conducteur et d'une jonction semi-conductrice. Le silicium est le plus employé ; cependant, l'arséniure de gallium offre des meilleures performances, mais reste beaucoup plus onéreux [5, 15, 19].

#### I.3.2.5.4 Géométrie Terre - Soleil

##### a) Mouvements de la terre

La terre décrit autour du soleil une trajectoire légèrement elliptique dont le soleil occupe un foyer (Fig. I.4). En fait la distance qui les sépare varie de  $\pm 1,69\%$  au cours de l'année du fait de la légère excentricité de l'orbite terrestre.

L'axe de rotation de la terre sur elle-même est incliné de  $23^{\circ}27'$  par rapport au plan de l'écliptique (plan de l'orbite terrestre) [12]. On appelle déclinaison «  $\delta$  » l'angle formé par l'axe terre-soleil avec le plan de l'équateur à un moment donné de l'année. La déclinaison vaut donc  $+23^{\circ}27'$  au solstice d'été,  $-23^{\circ}27'$  au solstice d'hiver, et est nulle aux équinoxes. Cette déclinaison est responsable des saisons, car dans l'hémisphère nord [16], les rayons nous parviennent avec un angle plus élevé en été, et plus bas sur l'horizon en hiver (c'est le contraire dans l'hémisphère sud). Elle explique aussi que les différences saisonnières soient plus marquées vers les hautes latitudes [12, 15, 16, 20].

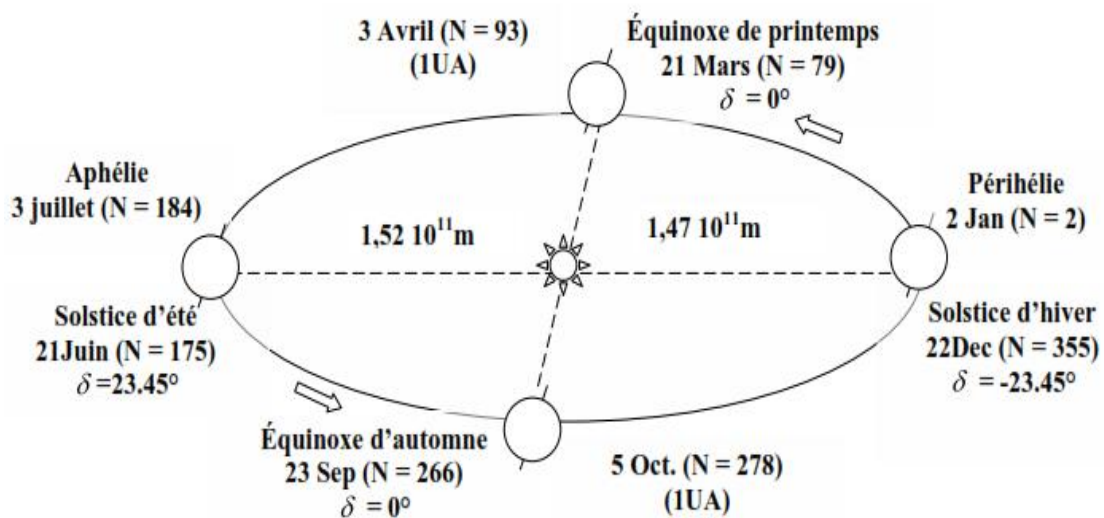


Fig. I.4 : Mouvement apparent du soleil sur la sphère céleste [12, 16]

##### b) Trajectoire apparente du soleil

Pour un observateur situé sur la surface de la terre, le soleil décrit une trajectoire apparente qui dépend de la latitude et la longitude du lieu ou il se trouve. Rappelons que la latitude est la distance angulaire d'un point quelconque du globe par rapport à l'équateur (de  $0$  à  $90^{\circ}$  dans l'hémisphère nord). Quant à la longitude, c'est également un angle, donné par rapport au méridien de Greenwich (arc de cercle passant par les 2 pôles et la ville de Greenwich en Angleterre) en se déplaçant vers l'est [12, 16]. La position de soleil (Fig. I.5) est définie par deux angles:

– Hauteur angulaire «  $h$  » : c'est l'angle entre la direction du soleil et le plan horizontal du lieu.

– Azimut «  $a$  » : est l'angle entre le méridien du lieu et le plan vertical passant par le soleil, compté négativement vers l'est.

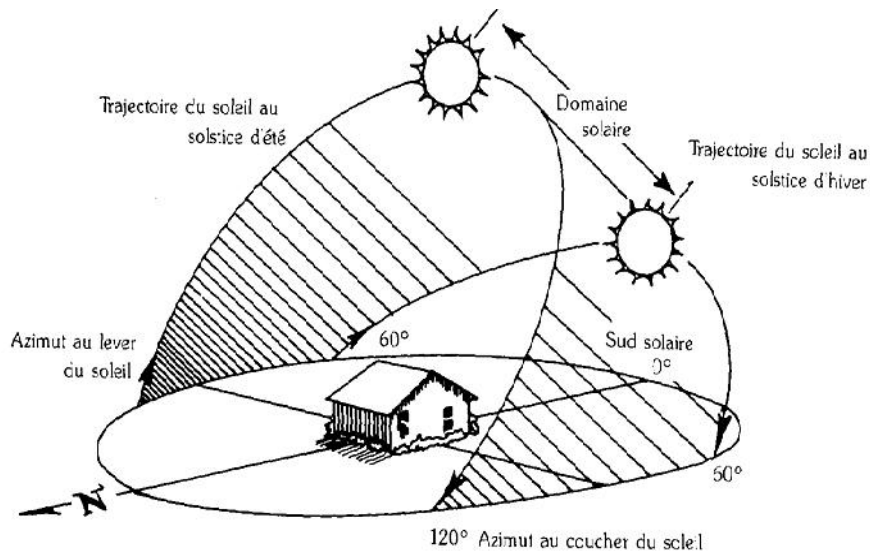


Fig. I.5: Définitions de la position du soleil (hauteur et azimut) [12, 16]

La Figure I.6 trace les trajectoires décrites par le soleil pour un lieu donné. On peut y lire la hauteur et l'azimut du soleil pour un instant quelconque de l'année [16].

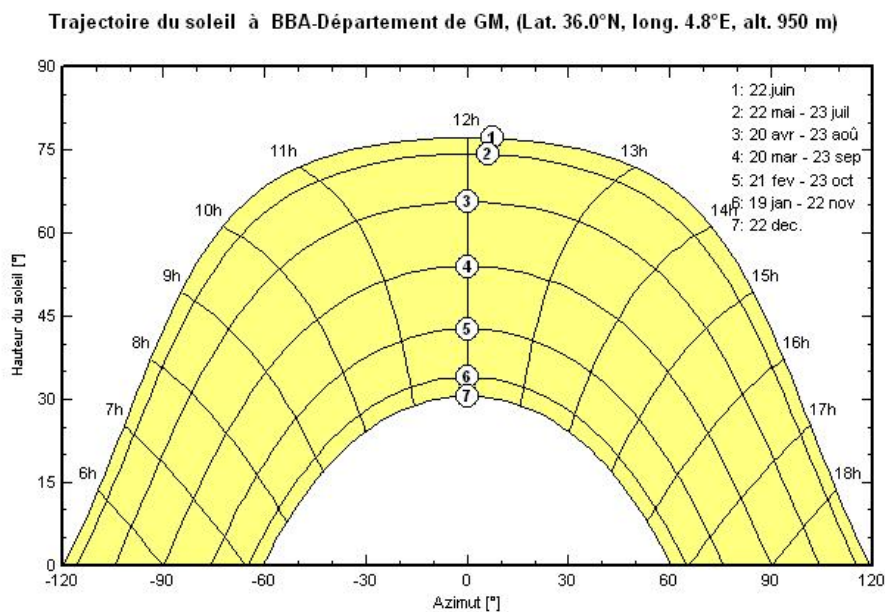


Fig. I.6 : Schéma de trajectoires du soleil (Lat.36.0°N, Long.4.8°E, Alt.950m)

### 1.3.2.5.5 Les rayonnements solaires

Les réactions thermonucléaires produites au cœur du soleil génèrent des rayonnements corpusculaires et électromagnétiques se propageant dans toutes les directions du vide intersidéral avec une vitesse de  $3.10^8$  m/s et couvrant toutes les longueurs d'ondes depuis les rayons X et gamma jusqu'à l'I.R lointain. Cependant 99.9% de l'énergie se situe entre 0.2 et  $8\mu\text{m}$  [9, 15, 17].

On pourra supposer avec une approximation acceptable que le soleil rayonne comme un corps noir porté à une température de 5762 K dite température apparente du soleil ne correspondant pas à la réalité physique .

La figure I.7 illustre le rayonnement solaire, ses fréquences et ses longueurs d'ondes.

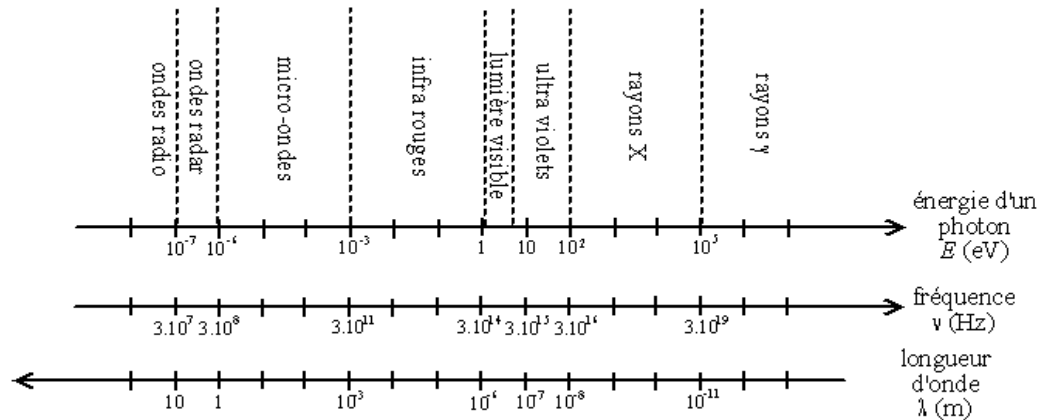


Fig. I.7: Spectre Solaire [15]

### a) Constantes solaire $C^*$

C'est la quantité d'énergie totale envoyée par le soleil à la limite de l'atmosphère terrestre sur une surface unité perpendiculaire au rayonnement solaire [15, 17]. La variation de la constante solaire suit la relation suivante :

$$C^* = C_0^* + 0.033 \times \cos(0.948 \times n) \quad (\text{I.1})$$

Où : -  $C^*$  : la constante solaire ;

- $C_0^* = 1353 \text{ W/m}^2$  est la valeur moyenne de la constante solaire actuellement retenue ;
- $n$  : Le numéro du jour de l'année.

La figure I.8 illustre la divergence de l'énergie du soleil vers la terre et constante solaire.

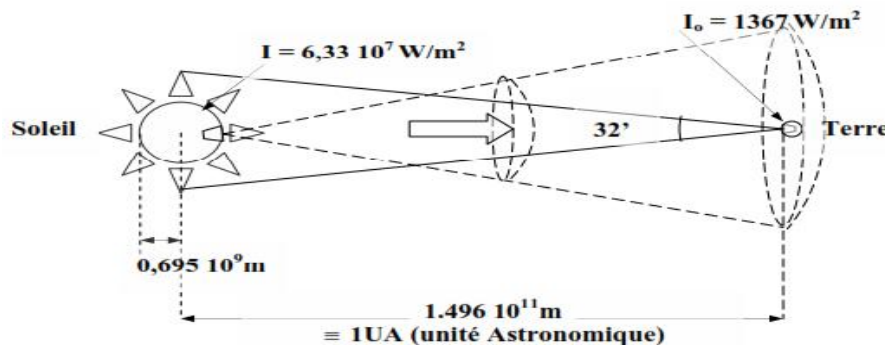


Fig. I.8: La divergence de l'énergie du soleil vers la terre [15, 17]

### b) Air Mass

Plus le soleil est bas sur l'horizon, plus il va traverser une épaisseur importante d'atmosphère et plus il va subir de transformations. On appelle *Masse d'Air* ou « *Air Mass* en anglais », le rapport entre l'épaisseur d'atmosphère traversée par le rayonnement direct pour atteindre le sol et l'épaisseur traversée à la verticale du lieu [9, 16, 20].

Cela dépend surtout de la hauteur angulaire du soleil définie précédemment (Fig. I.5). à l'aide des points O, A et M et cet angle  $h$  (Fig. I.9), on écrit la longueur du trajet du soleil à travers l'atmosphère [16, 20] :

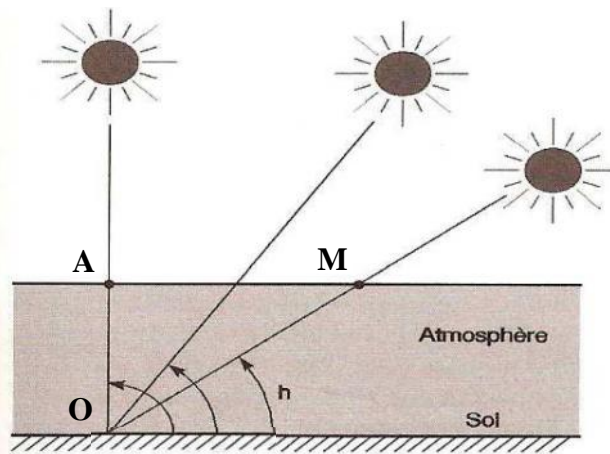


Fig. I.9 : Définition de l'Air Mass [9, 16, 20]

$$OM = \frac{OA}{\sin h} \quad (I.2)$$

Donc :  $\frac{OM}{OA} = \frac{1}{\sin h}$  ; ce rapport est s'appelle « Air Mass » de  $x$ , et  $x$  désigne  $\frac{OM}{OA}$  ; on écrit : AM $x$ .

Exemple :

- Soleil au zénith (au niveau de la mer) :AM1 ;
- soleil à 30° :AM2 ;
- Soleil à 41,8° :AM1, 5.

Et par convention, AM0 désigne le rayonnement solaire hors atmosphère.

Le tableur (I.1) représente les valeurs de l'éclairement correspondantes aux nombres d'Air-Mass [16, 20].

AM $x$	AM0	AM1	AM1.5	AM2	AM3	AM10
Eclairement W/m <sup>2</sup>	1353	931	834.6	755	620	234

Tableau I.1 : Valeurs de l'éclairement correspondantes au nombre d'Air Mass [16]

### c) Rayonnement direct, diffus et global

En traversant l'atmosphère, le rayonnement solaire est absorbé et diffusé. Au sol, on distingue plusieurs composantes :

#### 1- Le rayonnement solaire direct

Le rayonnement direct est le rayonnement incident sur un plan donné en provenance d'un petit angle solide centré sur le disque solaire, il parvient en ligne droite et par temps clair.

L'état du ciel est défini par deux coefficients,  $a$  et  $b$  qui symbolisent le trouble atmosphérique du lieu où se trouve le capteur solaire (tableau I.3) [15, 16]. La transmissivité totale de l'atmosphère pour le flux solaire incident direct est donnée par :

$$\text{dir} = a \times \exp\left(\frac{-P \times b}{1000 \times \sin h}\right) \quad (I.3)$$

Où : -  $a$ ,  $b$  : coefficients traduisant les troubles atmosphériques ;



- h: hauteur du soleil ;
- P : pression atmosphérique du lieu.

	Ciel pur	Conditions normales	Zones industrielles
a	0.87	0.88	0.91
b	0.17	0.26	0.43

Tableau I.2. Valeurs des coefficients du trouble atmosphérique [15]

Le tableau (I.3) donne la variation de la pression atmosphérique avec l'altitude :

Altitude (m)	0	500	1000	1500	2000	5000
P (mbar)	1000	950	900	850	800	500

Tableau I.3. Variation de la pression atmosphérique avec l'altitude [15]

Le rayonnement direct reçu sur un plan horizontal est donné par:

$$G_{dirH} = C^* \times \tau_{dir} \quad (I.4)$$

Où :  $G_{dirH}$  l'éclairement énergétique direct reçu sur un plan horizontal et  $C^*$  la constante solaire.

L'éclairement énergétique  $G_{dir}$  reçu sur un plan incliné est donné par :

$$G_{dir} = G_{dirH} \times \cos \theta \quad (I.5)$$

Où : l'angle d'incidence des rayons solaires.

## 2- Le rayonnement solaire diffus

Le rayonnement diffus résulte de la diffraction de la lumière par les molécules atmosphériques, et de sa réflexion par le sol, il parvient de toute la voûte céleste.

La relation entre le coefficient de transmission du flux direct et diffus est [15, 16]:

$$\tau_{dif} = 0.271 - 0.2939 \times \tau_{dir} \quad (I.6)$$

Le flux diffus reçu sur un plan horizontal est défini par [12]:

$$G_{difH} = C^* \times \sin(h) \times \tau_{dif} \quad (I.7)$$

Le flux diffus reçu sur un plan incliné est défini par [15]:

$$G_{dif} = G_{dif1} + G_{dif2} \quad (I.8)$$

$$G_{dif1} = G_{difH} \times \frac{1 + \cos(i)}{2} \quad (I.9)$$

$$G_{dif2} = alb \times \frac{1 + \cos(\beta)}{2} \times (G_{difH} \times \sin(h) + G_{difH}) \quad (I.10)$$

Où : -  $G_{dif1}$ ,  $G_{dif2}$  rayonnements diffusés par le ciel et par le sol respectivement ;

- alb: albédo au sol cultivé (0.07-0.14) ou nu (0.15-0.4) [20];

-  $\beta$  : l'angle d'inclinaison du plan du capteur par rapport à l'horizontale.

### 3- Le rayonnement solaire global

Le rayonnement global (G) est la somme des rayonnements diffus et direct [15, 16]:

$$G = G_{\text{dir}} + G_{\text{dif}} \quad (\text{I.11})$$

#### 1.3.2.5.6 La position de soleil

Les ondes électromagnétiques provenant du soleil portent l'énergie, la projection de cette énergie dépend de l'orientation de la surface réceptrice. Pour récupérer le maximum d'énergie en provenance du soleil, il est nécessaire d'orienter au mieux le récepteur par rapport aux rayons lumineux. La connaissance de la position du soleil en fonction du temps est primordiale.

#### a) Les systèmes de coordonnées célestes

##### 1- Les coordonnées géographiques terrestres

Ce sont les coordonnées angulaires qui permettent de repérer un point sur la terre.

##### ➤ Latitude

Une des coordonnées terrestres d'un point de notre planète. C'est l'angle que fait le plan de l'équateur avec la direction reliant le centre de la terre au point considéré. Sa valeur est positive dans l'hémisphère nord, et est négative dans l'hémisphère sud (Fig. I.10)[12, 17, 18,20].

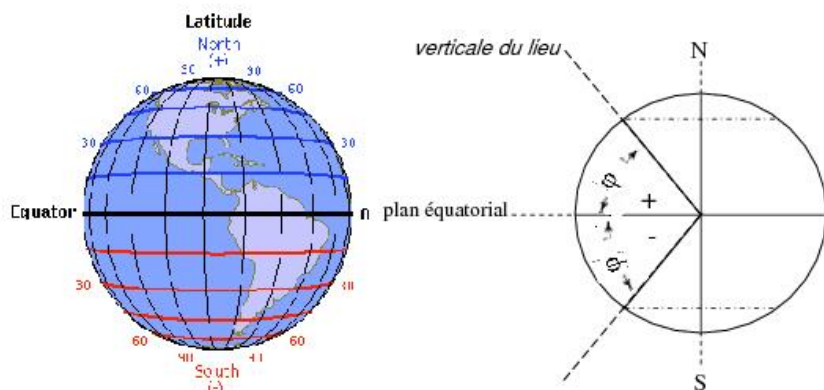


Fig. I.10 : Schématisation de la latitude [12]

##### ➤ Longitude

C'est l'angle que fait le méridien local passant par le point considéré avec le méridien d'origine passant par la ville de Greenwich. Sa valeur est positive à l'ouest et est négative à l'est de la méridienne origine (Fig. I.11) [12, 17, 18, 20].

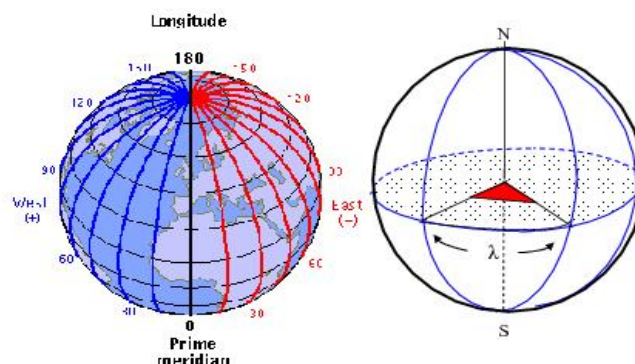


Fig. I.11 : Schématisation de la longitude [12]

➤ *L'altitude*

L'altitude d'un point correspond à la distance verticale entre ce point et une surface de référence théorique (niveau moyen de la mer =  $\pm 0.00$ ), il est exprimé en mètre (m) [12, 17, 18, 20].

➤ *Méridien*

Grand cercle de la terre passant par les pôles. Tous les points d'un même méridien ont évidemment la même longitude ; le méridien pris pour origine ( $0^\circ$ ) des longitudes est celui de Greenwich. Le plan méridien en un lieu est déterminé par ce lieu et par l'axe des pôles; sa trace au sol est parfois dénommée : méridienne. Le temps solaire vrai est identique, à un instant donné, pour tous les points d'un même méridien [17].

## 2- Les coordonnées horizontales

Le soleil est repéré par les grandeurs suivant :

➤ *L'azimuth «  $\psi$  »*

L'azimuth est l'angle entre le plan vertical contenant le rayon solaire et la direction sud. Il se compte de  $0^\circ$  à  $360^\circ$  à partir du sud dans le sens rétrograde. La relation qui donne l'azimuth est donnée ci-dessous [12, 15, 17, 20]:

$$\cos \psi = \frac{(\sin \gamma \sin \theta - \sin \delta)}{\cos \gamma \cos \theta} \quad (\text{I.12})$$

➤ *L'angle de la hauteur solaire «  $\gamma$  (H) »*

C'est l'angle compris entre la direction du soleil et le plan horizontal. varie de  $0^\circ$  à  $90^\circ$  vers le zénith et de  $0^\circ$  vers  $-90^\circ$  vers le nadir. L'angle de la hauteur solaire est donné par :

$$\sin \gamma = \sin \theta \sin \delta + \cos \delta \cos \theta \cos \omega \quad (\text{I.13})$$

La hauteur maximale de soleil (à midi solaire) [12, 15, 18, 20]:

$$\gamma_{max} = \frac{\pi}{2} - \varphi + \delta \quad (\text{I.14})$$

➤ *La distance zénithale «  $z$  »*

C'est l'angle entre la direction du soleil et la verticale du lieu (zénith). L'angle  $z$  est complémentaire de [12, 15, 17, 18].

$$\cos z = \sin \theta \sin \delta + \cos \delta \cos \theta \cos \omega \quad (\text{I.15})$$

La Figure (I.12) représente les coordonnées solaires selon le repère horizontal :

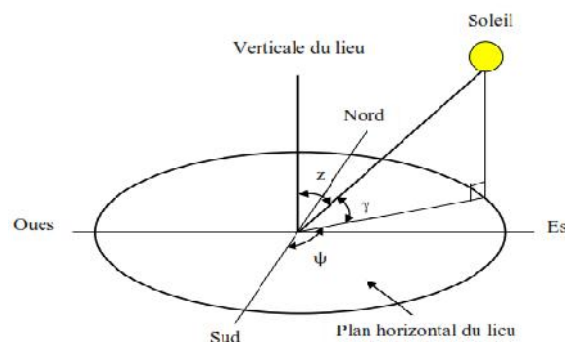


Fig. I.12 : Les Coordonnées Horizontal [12, 15, 17, 18]

### 3- Les coordonnées horaires

#### ➤ La déclinaison « $\delta$ »

C'est l'angle fait par le plan de l'équateur avec celui de l'écliptique. Elle varie au cours de l'année de  $+23^{\circ}27'$  à  $-23^{\circ}27'$  et détermine l'inégalité des durées des jours. Elle s'obtient à partir de la formule suivante [12, 15, 16, 18, 20]:

$$\delta = 23.45 \sin \left[ \frac{360}{365} \times (284 + N) \right] (\text{°}) \quad (\text{I.15})$$

Où : N : le numéro du jour dans l'année compté à partir du 1<sup>er</sup> Janvier.

#### ➤ L'angle horaire « $w$ »

L'angle horaire mesure le mouvement du soleil par rapport à midi qui est l'instant où le soleil passe au plan méridien du lieu zénith. Cet angle est formé entre la projection du soleil sur le plan équatorial à un moment donné et la projection du soleil sur ce même plan au midi vrai. L'angle horaire est donné par la relation suivante [12, 15, 17, 18, 20]:

$$w = 15(TSV - 12) \quad (\text{I.16})$$

Où : TSV est le temps solaire vrai qui sera décrit dans les paragraphes suivantes.

La Figure I.13 représente les coordonnées horaires :

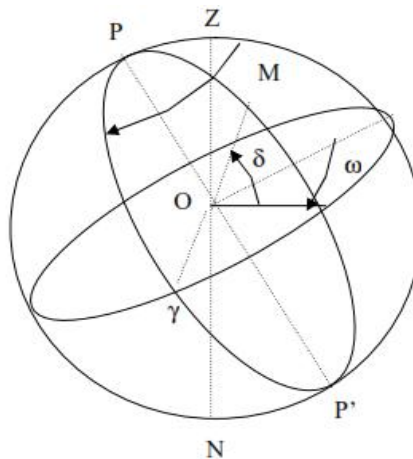


Fig. I.13 : Les Coordonnées Horaires [12, 15, 17, 18, 20]

#### b) Le temps

La terre subit deux types de déplacement : la rotation de la terre autour de l'axe des pôles et sa révolution autour du soleil. Le mouvement de la terre sur elle-même définit la notion de journée solaire. Une rotation complète s'effectue en 24 heures. Elle amène ainsi la définition du temps, puisque chaque heure correspond à un écart angulaire de  $15^{\circ}$ . La rotation de la terre autour du soleil définit les saisons et amène à distinguer le temps solaire vrai [18].

#### 1- Le temps universel « TU »

C'est le temps solaire moyen du méridien de Greenwich GMT (Greenwich Mean time) qui est le méridien central du fuseau horaire [12, 15, 17, 18].

$$TU = TSM - \frac{\lambda}{15} \quad (\text{I.17})$$

Où :  $\lambda$  la longitude et TSM est le temps solaire moyen.

Pour en déduire le temps légal ou local (TL), il convient d'ajouter au temps universel le décalage du fuseau horaire  $\Delta H$  [12, 15, 17, 18].

$$TL = TU + \Delta H \quad (\text{I.18})$$

### 2- Le temps solaire moyen « TSM »

Il se déduit de l'équation suivante :

$$TSM = TU + \frac{\lambda}{15} \quad (\text{I.19})$$

Avec TSM en heure.

### 3- Le temps solaire vrai « TSV »

C'est le temps défini par les coordonnées angulaires vraies du soleil [12, 15, 17, 18].

$$TSV = TSM + Et \quad (\text{I.20})$$

$$TSV = 12 + \frac{\omega}{15} \quad (\text{I.21})$$

Où : Et est l'équation de temps.

### 4- Equation de temps « $E_t$ »

Le temps  $E_t$  varie de  $-14,5$  minutes (du 10 au 15 Février) à  $+16,5$  minutes (du 25 au 30 Octobre). Une bonne approximation de temps  $E_t$  est donnée par l'équation suivante [17, 18]:

$$E_t = 9.9 \sin[2(0.986 j + 100)] - 7.7 \sin(0.986 j - 2) \quad (\text{I.22})$$

Où : Et est exprimé en minutes et j est le numéro du jour dans l'année à partir de 1<sup>er</sup> Janvier.

### 5- Numéro du jour de l'année « N »

Le calcul du numéro du jour dans l'année consiste à ajouter le numéro du jour dans le mois (quantième) au numéro caractéristique de chaque mois. j varie de 1 (1er Janvier) à 365 (31 décembre) ou 366 pour une année bissextile. Le tableau ci-dessous (Tableau I.4) donne le numéro caractéristique de chaque mois [18].

Mois	J	F	M	Av	Ma	J	Jt	At	S	O	N	D
Numéro caractéristique de chaque mois	1	31	59	90	120	151	181	212	243	273	304	334

Tableau I.4 : Variation de Numéro du jour de l'année compté à partir du 1<sup>er</sup> Janvier

### I.3.2.6. Evaluation de l'énergie renouvelable en Algérie

Le potentiel de l'énergie renouvelable en Algérie est le plus important d'Afrique du Nord. Le marché des énergies renouvelables est prometteur et leur promotion constitue l'un des axes de la politique énergétique et environnementale du pays. Parmi les objectifs affichés par les pouvoirs publics, le marché local doit atteindre 500 MW en 2010, amenant la part de l'électricité produite par les énergies renouvelables à 5% de l'électricité totale produite [13].

La répartition de la puissance installée par application :

Application	Puissance installée (KW)	Pourcentage (%)
Electrification	1353	58 %
Télécommunication	498	21 %
Pompage	288	12 %
Eclairage public	48	2 %
Autres	166	7 %

Tableau I.5: Répartition des usages de la filière ER en Algérie [13]

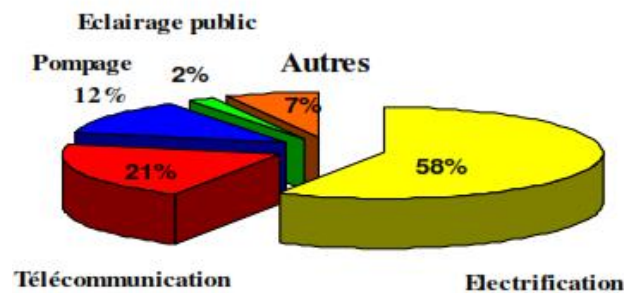


Fig. I.14: Répartition des usages de la filière ER en Algérie [13]

#### 1.3.2.6.1. Potentiel solaire

Part sa situation privilégiée, l'Algérie dispose du plus grand gisement solaire du bassin méditerranéen. La durée moyenne d'ensoleillement du territoire algérien dépasse les 2000 heures annuelles, pour atteindre près de 3500 heures d'ensoleillement dans le désert du Sahara. Le total d'énergie reçue est estimé à 169 400 TWh/an, soit 5000 fois la consommation d'électricité annuelle du pays [2, 4, 13, 15].

Régions	Région côtière	Hauts plateaux	Sahara
Durée moyenne d'ensoleillement (heures/an)	2650	3000	3500
Energie moyenne reçue (KWh/m <sup>2</sup> /an)	1700	1900	2650

Tableau I.6 : Durée moyenne d'ensoleillement et l'énergie moyenne reçue en Algérie [4, 13]

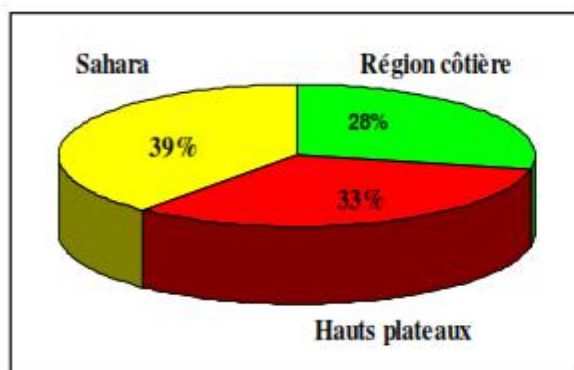


Fig. I.15: Durée moyenne d'ensoleillement en Algérie [4, 13]

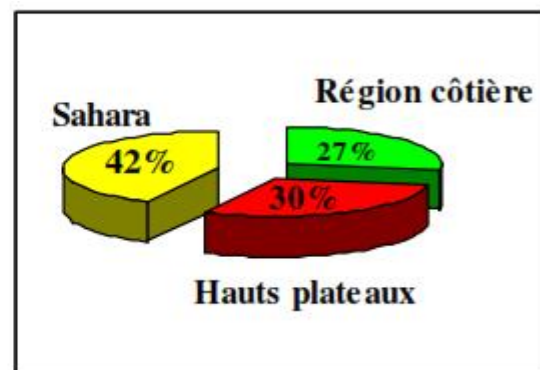


Fig. I.16: Energie moyenne reçue en Algérie [4, 13]

## I.3.2.7. Les avantages et inconvénient des sources d'énergie renouvelables

Les énergies	Les Avantages	Les Inconvénients
L'énergie Solaire	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Une bonne source d'énergie renouvelable.</li> <li>- Une énergie non-polluante.</li> <li>- La lumière ne coûte rien.</li> <li>- Peu de soutien et dure longtemps.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Il n'y a pas de lumière la nuit.</li> <li>- A besoin de beaucoup d'espace.</li> <li>- Le placement peut modifier l'énergie prise dans les panneaux.</li> <li>- Panneau fragile.</li> </ul>
L'énergie Hydraulique	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Une énergie naturelle non-polluante.</li> <li>- L'eau et autour du monde entier.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Une perturbation de l'équilibre écologique.</li> <li>- Grands barrages coûteux.</li> </ul>
L'énergie Éolienne	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Il y a toujours du vent dans un même endroit, donc jour et nuit.</li> <li>- Tout le mécanisme est dans l'éolienne donc pas de grandes usines.</li> <li>- Une énergie renouvelable donc non-polluante.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Un impact visuel.</li> <li>- Le prix.</li> <li>- La migration des oiseaux.</li> </ul>
L'énergie Géothermique	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Non-Polluant, non-toxique.</li> <li>- Beaucoup d'énergie pour peu de place.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Répartition des sources.</li> <li>- Le transport de l'énergie des usines.</li> <li>- installation coûteuse.</li> </ul>

Tableau I.7 : Les avantages et les inconvénients de chaque source d'énergie renouvelable

Comme nous pouvons le constater, les énergies renouvelables ne sont pas parfaites. Pour presque chaque avantage, il y a un inconvénient. Le plus grand de ceux-ci, c'est le prix. En effet, éoliennes, barrages hydrauliques, panneaux solaires, installation géothermique ... Tout ça est très coûteux, et les gouvernements ont du mal à l'accepter. C'est pour ça que les énergies fossiles sont encore utilisées en masse, car elles produisent plus d'énergie, même si elles s'épuisent de plus en plus vite.

## I.4. Conclusion

Ce chapitre nous a permis de présenter une brève description du domaine des énergies non renouvelables et renouvelables qui existent pour la production de chaleur que d'électricité. On a cité les principales sources d'énergies non renouvelables et aussi les principales sources d'énergies renouvelables et leur potentiel de développement [9]. On a vu que la production d'énergie basée sur les énergies renouvelables constitue un excellent moyen de protéger l'environnement et d'acquérir une sécurité à long terme sur le plan énergétique. Dans ce qui suit nous nous intéresserons seulement à la production d'électricité par conversion d'énergie solaire (l'énergie photovoltaïque). En effet le soleil est la ressource la mieux partagée et donc celle qui se prête le mieux à la production décentralisée de l'électricité.

# Chapitr III : GÉNÉRALITÉS SUR LA CONVERSION PHOTOVOLTAÏQUE



## Chapitre II

# GÉNÉRALITÉS SUR LA CONVERSION PHOTOVOLTAÏQUE

### II.1. Introduction

L'énergie solaire photovoltaïque provient de la transformation directe d'une partie du rayonnement solaire en énergie électrique. Cette conversion d'énergie s'effectue par une cellule basée sur un phénomène physique appelé effet photovoltaïque qui consiste à produire une force électromotrice lorsque la surface de cette cellule est exposée à la lumière [19, 21].

Dans ce chapitre, on va présenter les bases indispensables à la compréhension de la conversion photovoltaïque. Il est divisé en 3 parties, Nous aborderons dans la première partie sur l'effet photovoltaïque, qu'est-ce que c'est et son histoire. En le deuxième, nous aborderons les éléments nécessaires pour la conversion photovoltaïque. En illustrant le principe de fonctionnement, leurs différentes technologies et leurs caractéristiques électriques. Pour finir, nous nous attarderons sur les systèmes photovoltaïques, leurs caractéristiques et leur principe de dimensionnement, ainsi que les avantages et inconvénients de l'énergie solaire photovoltaïque.

### II.2. L'effet Photovoltaïque

#### II.2.1. Définition

Le terme « photovoltaïque » se compose de deux mots : le mot « photo » signifiant lumière, clarté en grec et le nom de famille du physicien italien Alessandro Volta. C'est à lui que l'on doit la pile électrique, inventée en 1800 et le nom de l'unité de mesure de la tension électrique, le volt. La capacité que possèdent des matériaux dits semi-conducteurs à convertir directement les différentes composantes de la lumière du soleil (et non sa chaleur) en électricité s'appelle l'effet photovoltaïque.

#### II.2.2. Bref historique

##### II.2.2.1. Histoire d'effet Photovoltaïque

La conversion de la lumière en électricité, appelée effet photovoltaïque, a été découverte par un français, Antoine Becquerel en 1839, mais il faudra attendre près d'un siècle pour que les scientifiques approfondissent et exploitent ce phénomène de la physique [20, 24].

L'énergie photovoltaïque s'est développée dans les années 50 pour l'équipement de vaisseaux spatiaux et le premier a été lancé dans l'espace en 1958. C'était le seul procédé non-nucléaire d'alimentation des satellites en énergie [20]. Il faut savoir par exemple que les images satellites reçues par notre téléviseur ne nous parviennent que grâce à l'énergie photovoltaïque.

Pendant les années 70 et 80, des efforts ont été faits pour réduire les coûts de sorte que l'énergie photovoltaïque soit également utilisable pour des applications terrestres. La croissance de l'industrie photovoltaïque est depuis lors spectaculaire.

### II.2.2.2. Dates importantes de développement du photovoltaïque [20]

- 1839: Le physicien français Antoine Edmond Becquerel découvre le processus de l'utilisation de l'ensoleillement pour produire du courant électrique dans un matériau solide. C'est l'effet photovoltaïque.
- 1875: Werner Von Siemens expose devant l'Académie des Sciences de Berlin un article sur l'effet photovoltaïque dans les semi-conducteurs. Mais jusqu'à la Seconde Guerre Mondiale, le phénomène reste encore une curiosité de laboratoire.
- 1954: Trois chercheurs américains, Chaplin, Pearson et Prince, mettent au point une cellule photovoltaïque à haut rendement au moment où l'industrie spatiale naissante cherche des solutions nouvelles pour alimenter ses satellites.
- 1958: Une cellule avec un rendement de 9 % est mise au point. Les premiers satellites alimentés par des cellules solaires sont envoyés dans l'espace.
- 1973: La première maison alimentée par des cellules photovoltaïques est construite à l'Université de Delaware.
- 1983: La première voiture alimentée par énergie photovoltaïque parcourt une distance de 4000 km en Australie.
- 1995 : Des programmes de toits photovoltaïques raccordés au réseau ont été lancés, au Japon et en Allemagne, et se généralisent depuis 2001.

La première cellule photovoltaïque (ou photopile) a été développée aux Etats-Unis en 1954 par les chercheurs des laboratoires Bell, qui ont découvert que la photosensibilité du silicium pouvait être augmentée en ajoutant des "impuretés". C'est une technique appelée le "dopage" qui est utilisée pour tous les semi-conducteurs.

Mais en dépit de l'intérêt des scientifiques au cours des années, ce n'est que lors de la course vers l'espace que les cellules ont quitté les laboratoires. En effet, les photopiles représentent la solution idéale pour satisfaire les besoins en électricité à bord des satellites, ainsi que dans tout site isolé [20].

## II.3. Cellule Photovoltaïque

### II.3.1. Définition

Les cellules photovoltaïques ou bien les photopiles (*Fig. II.2*) sont des composants optoélectroniques qui transforment directement la lumière solaire en électricité. Elles sont réalisées à l'aide de matériaux semi-conducteurs, c'est à dire ayant des propriétés intermédiaires entre les conducteurs et les isolants. Le matériau de base est dans la plupart des cas le silicium [21].

### II.3.2. Structure D'une Cellule Photovoltaïque

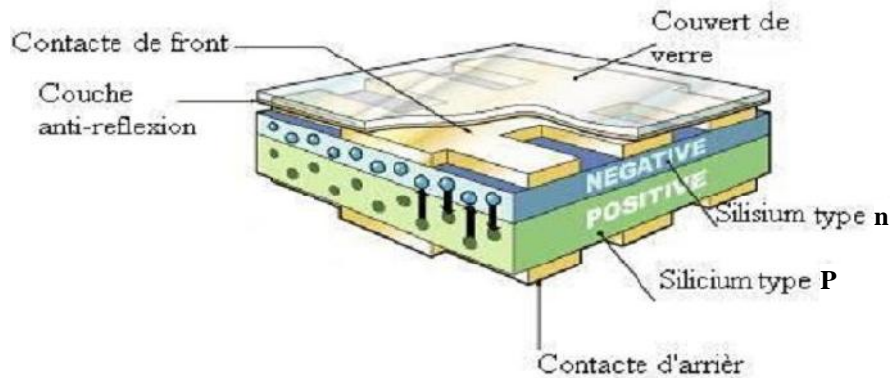
Pratiquement, il existe plusieurs technologies de fabrication des cellules PV en vue d'optimiser les caractéristiques suivantes [9]:



*Fig. II.1: Cellule photovoltaïque*

- 1- La puissance électrique produite par une cellule (très faible actuellement et de valeur de 1 à 3W avec une tension de moins d'un volt).
- 2- Le rendement de conversion des cellules (atteint actuellement 15 à 19% pour le silicium monocristallin, 12 à 16% pour le silicium polycristallin, 7 à 9% pour le silicium amorphe).

En fin, la structure de base d'une cellule PV est une jonction PN (*Fig. II.2*) constituée de la manière suivante où l'épaisseur totale de la cellule est de l'ordre du millimètre [9]:



*Fig. II.2: Structure d'une cellule PV [9]*

- Un cristal semi-conducteur (Silicium) dopé P ;
- Zone mince (Silicium) dopée N (quelques mm) ;
- Entre les deux zones se développe une jonction ;
- La zone N est couverte par une grille métallique (Contact de front) qui sert de cathode ;
- Une plaque métallique (contact arrière) recouvre l'autre face du cristal et joue le rôle d'anode ;
- Une couche de protection transparente (verre fumé) qui laisse passer la lumière dans un sens unique (anti-réflexion) ;
- Un rayon lumineux qui frappe le dispositif peut pénétrer dans le cristal à travers la grille et provoquer l'apparition d'une tension entre la cathode et l'anode. Le dessus et le dessous de la cellule doivent alors être recouverts de contacts métalliques pour collecter l'électricité générée.

### *II.3.3. Principe de Fonctionnement Des Cellules Photovoltaïques*

Une cellule photovoltaïque est basée sur le phénomène physique appelé effet photovoltaïque qui consiste à établir une force électromotrice lorsque la surface de cette cellule est exposée à la lumière. La tension générée peut varier entre 0.3 V et 0.7 V en fonction du matériau utilisé et de sa disposition ainsi que de la température de la cellule et du vieillissement de la cellule [21]. *La figure (II.3)* représente le principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque de base silicium.

Une cellule photovoltaïque est réalisée à partir de deux couches de silicium (*Fig. II.2*), 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 ( $V_{oc}$ ). 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 [21].

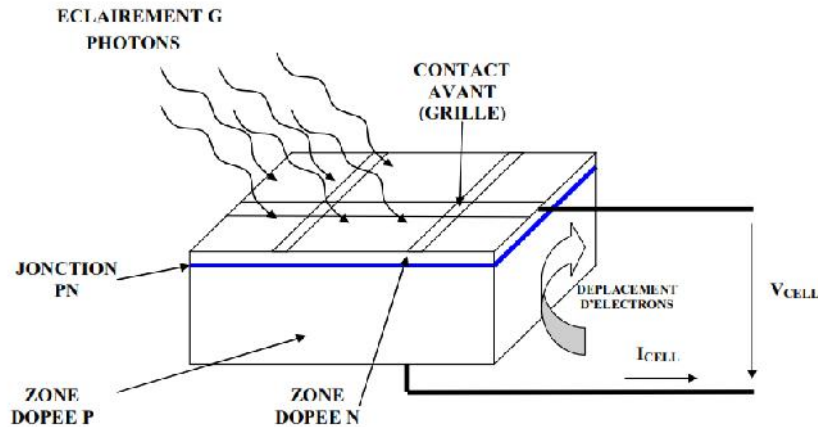


Fig. II.3: Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque [21]

### II.3.4. Schéma électrique équivalent d'une cellule PV

Le fonctionnement d'une cellule solaire peut être modélisé en considérant le schéma électronique équivalent ci-dessous (Fig. II.4). Nous pouvons considérer le cas d'une cellule idéale comprenant d'une source du courant et une diode en parallèle.

La source du courant  $I_{ph}$  représente le courant photo- courant (générée) et la branche de diode, un courant  $I_d$  [13, 16, 17, 26].

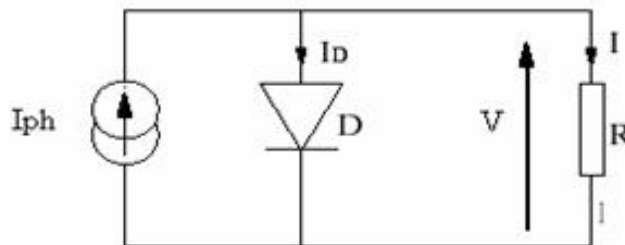


Fig. II.4: Schéma électrique d'une cellule solaire idéale [13, 16, 17, 26]

Le courant délivré par la cellule photovoltaïque éclairée sur une charge  $R$  s'écrit :

$$I = I_{ph} - I_d = I_{ph} - I_S \left[ \exp\left(\frac{qV}{nKT}\right) - 1 \right] \quad (II.2)$$

Avec :  $I_{ph}$  : Courant des photons.

$I_d$  : Courant traversant la diode.

Si on trace le courant ( $I$ ) en fonction de la tension ( $V$ ) on a une soustraction de deux courbes [13, 16, 17, 26]:

$$I_d = I_{ph} - I = I_{ph} - I_S \left[ \exp\left(\frac{qV}{nKT}\right) - 1 \right] \quad (II.3)$$

La figure (II.5), représente les différentes courbes :

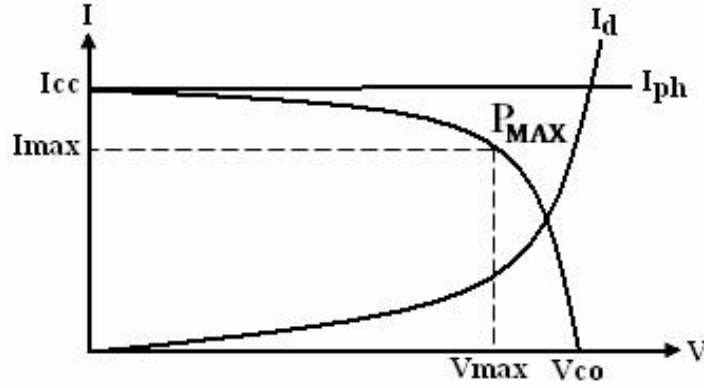


Fig. II.6: La caractéristique I (V) d'une cellule photovoltaïque

### II.3.5. 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 (I.6) par un générateur de courant  $I_{cc}$ , une diode et deux résistances  $R_s$  et  $R_{sh}$  [13, 16, 17, 21, 26].

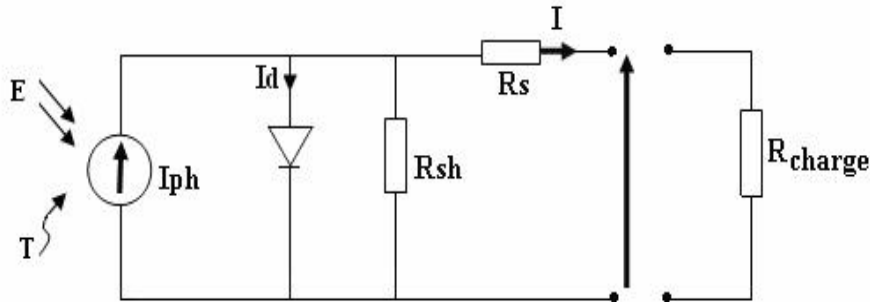


Fig. II.6: Schéma électrique réel d'une cellule photovoltaïque

Selon le schéma équivalent d'une cellule solaire dans la figure (I.7), on a :

$$I = I_{ph} - I_d - \left( \frac{V + R_s I}{R_{sh}} \right) \quad (II.4)$$

$$\Rightarrow I = I_{ph} - I_S \left[ \exp. \left( \frac{q(V - R_s I)}{nKT} \right) - 1 \right] - \left( \frac{V + R_s I}{R_{sh}} \right) \quad (II.5)$$

$R_s$  : Résistance Série, elle prend en compte la résistivité propre aux contacts entre les différentes régions constitutives de la cellule, à savoir l'émetteur, la base et les contacts métalliques.

$R_{sh}$  (ou  $R_p$ ) : Résistance Shunt (parallèle), également connue sous le nom de résistance de court-circuit. Elle traduit l'existence de shunts à travers l'émetteur [13, 16, 17, 21, 26].

### II.3.6. Caractéristiques électriques des Cellules Photovoltaïques

Les paramètres des cellules photovoltaïques ( $I_{cc}$ ,  $V_{oc}$ ,  $ff$  et  $\eta$ ), extraits des caractéristiques courantes - tensions, permettent de comparer différentes cellules éclairées dans des conditions identiques.

### II.3.6.1. 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.

### II.3.6.2. Tension à circuit ouvert $V_{oc}$

La tension à circuit ouvert est obtenue quand le courant qui traverse la cellule est nul. Elle dépend de la barrière d'énergie, et décroît avec la température et varie peu avec l'intensité lumineuse.  $V_{co}$  est donnée par la relation [13, 16, 17, 21, 22, 26]:

$$V_{co} = \frac{KT}{q} \ln \left( \frac{I_{cc}}{I_s} - 1 \right) \quad (\text{II.6})$$

$I_{cc}$  : courant de court circuit, courant lorsque  $V=0$  ;

### II.3.6.3. Point de puissance maximal

La puissance fournie par la pile est donnée par le produit  $V.I$  :

$$P = I.V = V \left( I_{ph} - I_s \left[ \exp \left( \frac{q.V}{nKT} \right) - 1 \right] \right) \quad (\text{II.7})$$

Cette puissance est maximum au point  $P_{MAX}$  (Fig. II.6) défini par  $\left( \frac{\partial P}{\partial V} = 0 \right)$

$$P_{MAX} = I_{max} \cdot V_{max} = ff \cdot V_{co} \cdot I_{cc} \quad (\text{II.8})$$

### II.3.6.4. Puissance crête $P_c$

La puissance maximale est fonction de l'éclairement. Lorsqu'il s'agit de la puissance maximale dans les conditions normalisées d'ensoleillement STC (1 000 W/m<sup>2</sup>, 25 °C, spectre solaire AM 1,5), on parle alors de watts-crête (Wc) ou de puissance-crête [13, 16, 17, 21, 22, 26].

### II.3.6.5. Facteur de forme $ff$

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  $P_{MAX}$ ) pour un point de fonctionnement  $P_{MAX}$  ( $I_{max}$ ,  $V_{max}$ ) de la courbe courant-tension (courants compris entre 0 et  $I_{cc}$  et tension comprise entre 0 et  $V_{oc}$ ) (Fig. II.6) [13, 16, 17, 21, 22, 26].

Ce point  $P_{MAX}$  est obtenu en modifiant la valeur de la résistance externe, quand l'aire du rectangle défini par les axes  $Ox$ ,  $Oy$  et les droites  $x = I_{max}$  et  $y = V_{max}$  passe par un maximum. Le nom "facteur de forme" dérive de la représentation graphique. Il est défini par la relation suivante:

$$ff = \frac{P_{MAX}}{V_{co} \cdot I_{cc}} = \frac{I_{max} \cdot V_{max}}{V_{co} \cdot I_{cc}} \quad (\text{II.8})$$

Il est égal au rapport de la surface du rectangle  $P_{MAX}$  défini sur celle du rectangle dont les cotés mesurent  $V_{oc}$  et  $I_{cc}$ . Plus ce paramètre est élevé, meilleure est l'efficacité de conversion. En dehors de ce point de fonctionnement  $P_{MAX}$  particulier, la diminution du courant par recombinaison intervient à des points de fonctionnement ayant  $V_x > V_{max}$  et des pertes par chauffage (effet joule) des résistances séries apparaissent dans le cas  $I_x > I_{max}$  [21, 26].

### II.3.6.6. Le Rendement

Le rendement  $\eta_c$  des cellules PV désigne le rendement de conversion en puissance. Il est défini comme étant le rapport entre la puissance maximale délivrée par la cellule et la puissance lumineuse incidente  $P_{inc}$  [13, 16, 17, 21, 22, 26].

$$\eta_c = \frac{I_{max} \cdot V_{max}}{P_{inc}} = \frac{ff \cdot V_{co} \cdot I_{cc}}{P_{inc}} \quad (II.9)$$

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 schéma équivalent est représenté sur (Fig. I.7) par un générateur de courant  $I_{cc}$ , une diode et deux résistances  $R_s$  et  $R_{sh}$ .

### II.3.7. Les différents Technologies des Cellules Photovoltaïques

L'industrie photovoltaïque est concentrée à près de 90% sur l'utilisation du silicium comme matériau de base. Ce semi-conducteur présente en effet différents avantages : il est abondant à la surface du globe car facilement extrait à partir du sable ; il n'est pas toxique ; il peut se doper facilement (avec le phosphore ou le bore). Mais d'autres matériaux semi-conducteurs sont également employés pour la fabrication des photo-générateurs : le  $CuInSe_2$  (Cuivre, Indium, di-Sélénium) abrégé CIS. Le CdTe (Tellure de Cadmium) et l'AsGa (Arséniure de gallium) [14].

Nous allons à présent décrire ces différents matériaux utilisés dans l'industrie photovoltaïque (Fig. II.7).

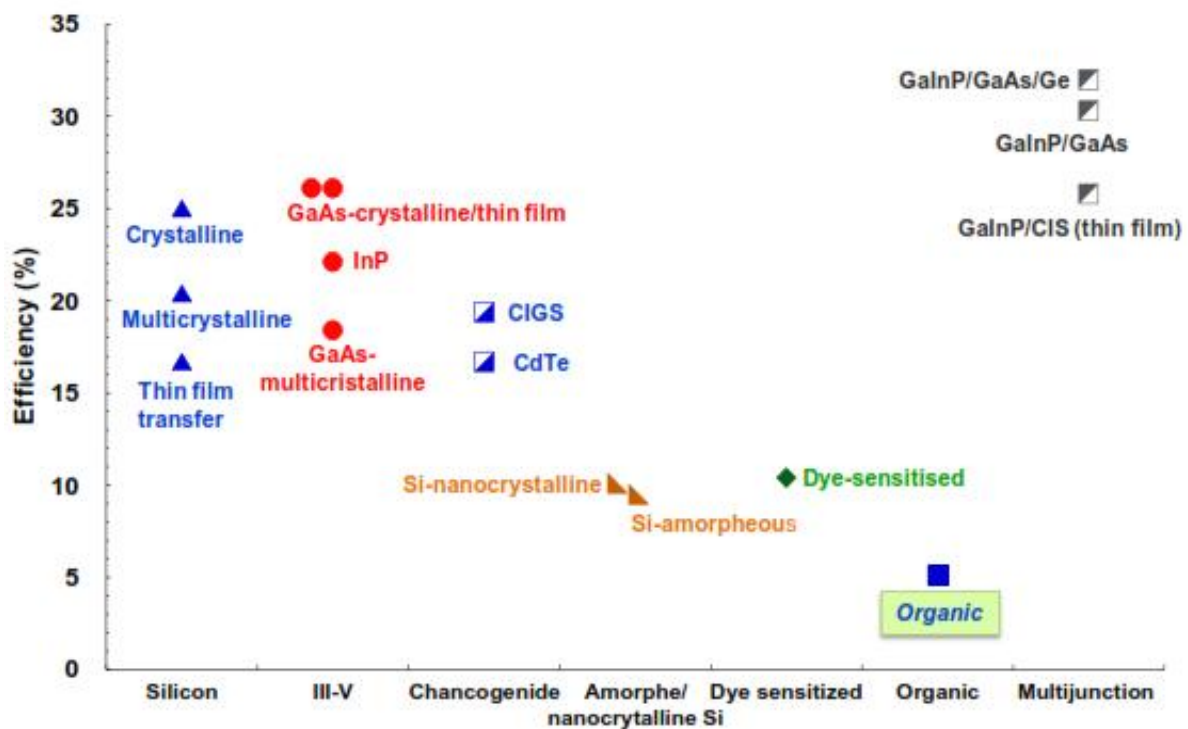


Fig. II.7 : Rendements photovoltaïques records 2009 à STC [14]

### II.3.7.1. Le silicium cristallin

Nous avons trois types différents:

#### A- Le silicium monocristallin

C'est un matériau de très haute pureté, qui est obtenu par des procédés industriels tels que le tirage Czochralski (CZ) ou la purification par fusion de zone (FZ), le produit fini se présente sous la forme de lingots qu'il faut ensuite découper en plaquettes de 300 $\mu$ m. C'est un matériau qui présente d'excellentes qualités électroniques (d'ordre de % 99.99999) et permet la fabrication de cellules à haut rendement (15-18%) (Fig. II.8), mais il est très coûteux. La part du marché du silicium monocristallin est de moins en moins importante (33,6% actuellement).

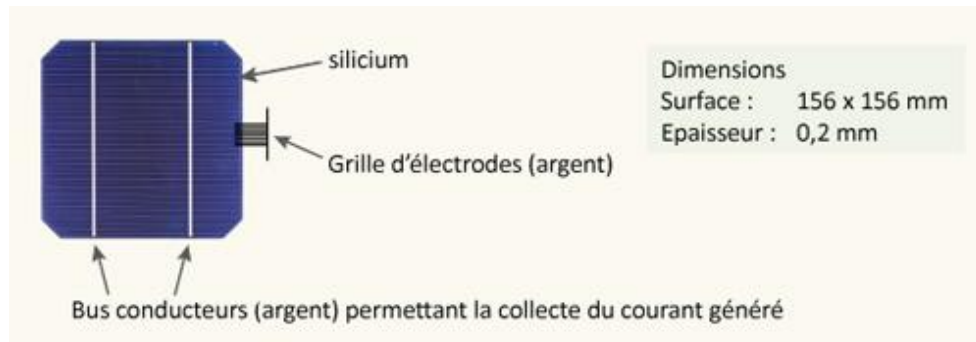


Fig. II.8 : Cellule Monocristalline

#### B- Le silicium multicristallin ou polycristallin

Il est le plus répandu actuellement et les caractéristique électrique des cellules multicristallines sont similaires aux monocristallines. Toutefois, il est peu moins performant, essentiellement aux éclairagements modérés, et également moins du fait d'une fabrication moins complexe (Fig. II.9) [24].

- Rendement électrique des panneaux : 12 à 14% ;
- Puissance des panneaux : 5 à 150 W<sub>c</sub> ;
- Gamme d'éclairément : 200 à 1000 W/m<sup>2</sup> ;
- Usage : le même usage que le silicium monocristallin.

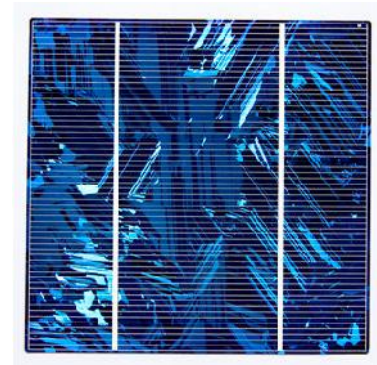


Fig. II.9 : Cellule Polycristallin [24]

#### C- Le silicium ruban

Les deux techniques précédentes présentent l'inconvénient d'un assez faible rendement en matériau silicium. Il existe un autre procédé pour produire des plaquettes directement à partir du silicium fondu, la méthode est connue sous le nom de silicium ruban, cette technique consiste à produire des plaques minces (< 200 $\mu$ m) de silicium multicristallin en utilisant un ruban de carbone qui passe dans un bain de silicium fondu, par adhérence, un film de silicium se dépose. Il suffit ensuite de brûler le carbone et on se trouve avec de fines plaques de silicium prêtes à être découpées et transformées en cellules photovoltaïques. Cependant cette technique n'a pas réussi à s'imposer en raison de la moins bonne qualité du silicium obtenu et des vitesses de croissance de cette technique qui sont très faibles ; sa part du marché est de l'ordre de 3,4% (Fig. II.10) [22].



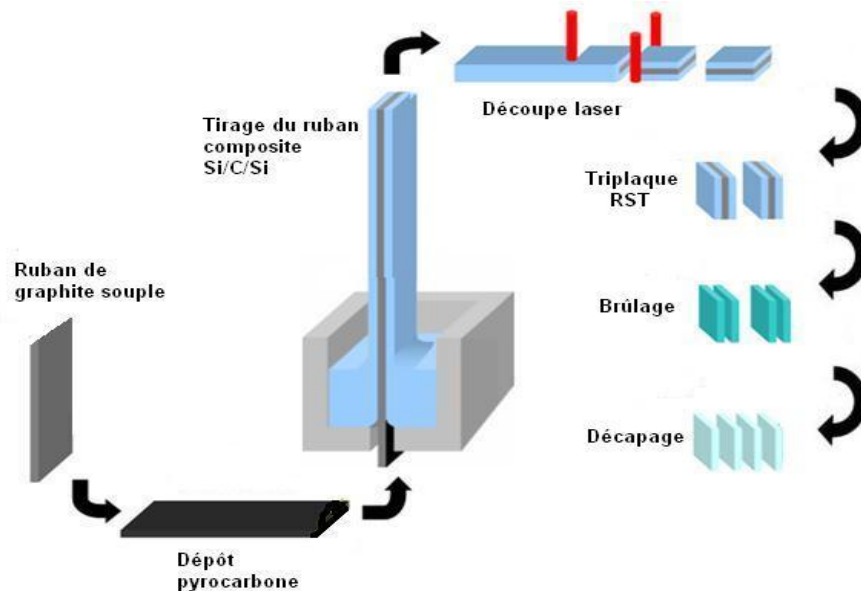


Fig. II.10 : Mécanisme des fabrications des cellules PV a silicium ruban [22]

### II.3.7.2. Les couches minces

#### A- Le silicium amorphe

Malgré un gap optique plus élevé que le silicium cristallin et donc une tension plus forte, son courant est nettement plus faible à cause de sa bonne collecte et de sa faible épaisseur. Il est donc moins puissant que le silicium cristallin. Par contre, en couches très mince, il répond à tous les éclairagements, extérieur et intérieur. Sa technologie de fabrication est moins onéreuse et permet de réaliser de petits formats de panneaux (Fig. II.11).

- Rendement électrique des panneaux : 5 à 7% (jusqu'à 9% pour les multijonctions);
- Puissance des panneaux : 0,5 à 60 W<sub>c</sub> ;
- Gamme d'éclairément : 20 lux à 1000 W/m<sup>2</sup> ;
- Usage : électronique professionnelle et grand public (montres, calculatrices...), électronique de faible consommation en extérieur [24].



Fig. I.11 : Cellule Amorphe

#### B- Cellules au CIS, CdTe et AsGa

##### 1) Cellules au CdTe (Tellure de Cadmium)

Ce matériau est intéressant du fait de sa largeur de bande interdite de 1,45 eV et de sa forte absorption ce qui permet d'atteindre un rendement élevé. Pour constituer une cellule au CdTe, on pose une couche de conducteur transparent sur un substrat de verre, puis on dépose une couche de CdS (sulfure de cadmium) de type n puis une couche de CdTe dopé p, on constitue ainsi une hétérojonction. Les résultats de laboratoire sont très intéressants avec notamment un rendement de 15,8% [23]. Malheureusement il contient du cadmium, connu pour sa toxicité et déjà interdit dans certains pays.

### 2) Cellules au CIS ou $\text{CuInSe}_2$ (Cuivre, Indium, di-Sélénium)

Elles sont à base de cuivre, d'indium et de sélénium. Comme le CdTe, le CIS est déposé sur un substrat de CdS de type n. La largeur de la bande interdite du CIS est de l'ordre de 1 eV. Pour élargir le gap et augmenter le rendement, l'indium est allié au gallium et le sélénium à du soufre d'où le symbole CIGS pour Cuivre (Fig. II.14), (Indium, Gallium), (Sélénium, Soufre). Le CIS est actuellement le matériau en couches minces qui paraît le plus prometteur, mais ces cellules ont un inconvénient similaire aux cellules CdTe, elles utilisent le cadmium dans le substrat [23].

### 3) Les cellules à l'AsGa

Il convient de distinguer deux types de cellules incorporant l'arséniure de gallium (AsGa). Les cellules dont le composant principal est l'AsGa qui offrent un rendement de l'ordre de 18% à 25% et les cellules multijonctions de type GaInP/AsGa/Ge qui constituent les cellules les plus efficaces avec un rendement de l'ordre de 32% mais qui présentent un coût très élevé.

#### II.3.7.3. Les cellules solaires organiques

Une cellule photovoltaïque organique est un dispositif comprenant une couche active organique d'une épaisseur de l'ordre de la centaine de nm, insérée entre deux électrodes, l'une d'entre elle est transparente afin de permettre la pénétration de la lumière dans la couche active. La conversion de l'énergie solaire en énergie électrique dans ces cellules est basée sur l'effet photovoltaïque.

Les différentes étapes de la conversion lumière-électricité d'une cellule photovoltaïque organique sont les suivantes [23] :

- Absorption des photons et création des excitons ;
- Diffusion des excitons ;
- Dissociations des excitons ;
- Transport des porteurs des charges ;
- Collecte des porteurs des charges.

La figure (II.12) résume ces étapes :

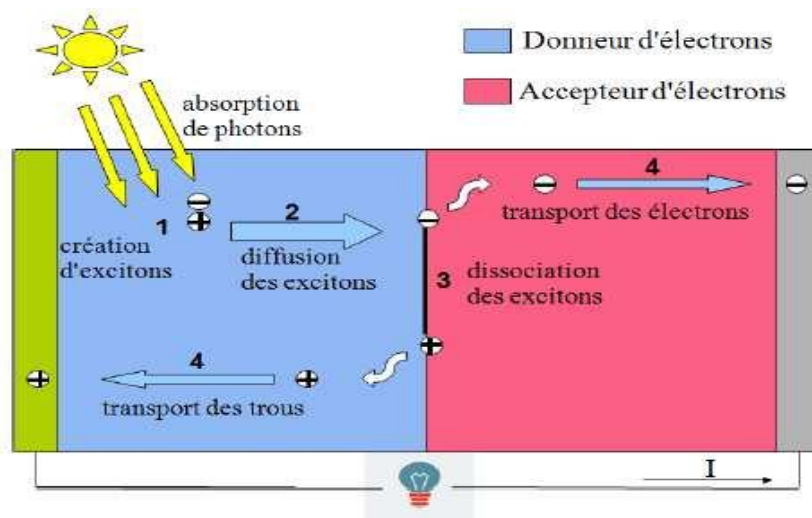


Fig. II.12 : Mécanisme de la conversion photovoltaïque organique [23]

### II.3.8. Facteurs influents sur le fonctionnement d'une cellule PV

#### II.3.8.1. Influence de l'ensoleillement

L'apport d'énergie permettant la séparation électron-trous étant assuré par l'énergie lumineuse, il est donc normal que l'augmentation de l'ensoleillement  $E$  entraîne automatiquement l'augmentation des paires électrons-trous. Le courant débité est proportionnelle à l'ensoleillement  $E$  [16, 23, 26].

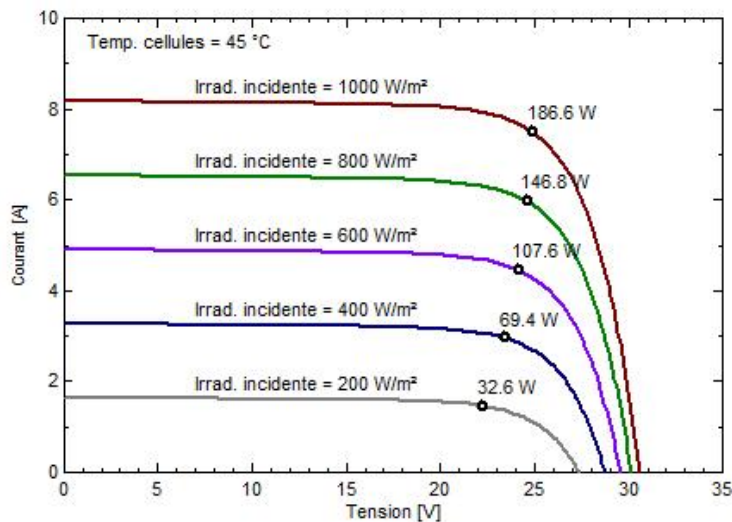


Fig. II.13 : Influence de l'ensoleillement sur les cellules photovoltaïque [16, 23, 26]

#### II.3.8.2. Influence de la température

La température a une influence notable sur le rendement d'une cellule photovoltaïque, nous remarquons que le courant de court circuit varie peu avec la température tandis que la tension à vide est beaucoup plus influencée. La température a donc une influence non négligeable sur le rendement d'une cellule photovoltaïque (perte de puissance de l'ordre de 9-15% pour une augmentation de 30°C) [16, 23, 26].

Pour le même éclairement les courbes I(V) changent avec la température des cellules.

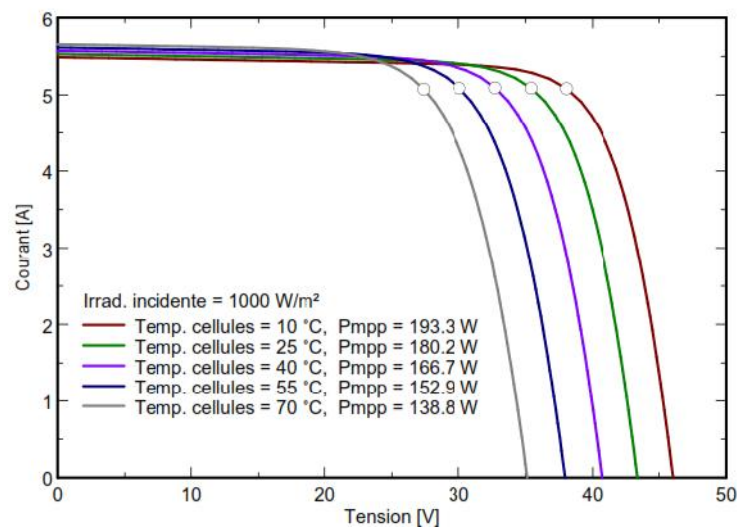


Fig. II.14 : Influence de la température sur les cellules photovoltaïque [16, 23, 26]

### II.3.8.3. Influence de la résistance série $R_s$

La résistance série caractérise les pertes par effets Joule de la résistance propre du semi conducteur et les pertes à travers les grilles de collectes et les mauvais contacts ohmiques de la cellule [26]. Les contacts (semi conducteur – électrodes) à résistance élevée abaissent appréciablement la tension et le courant de sortie ce qui va limiter le rendement de conversion.

L'influence de la résistance série sur la caractéristique de la cellule solaire est représentée sur la figure (II.15) pour un éclairement  $E = 1000 \text{ W/m}^2$  et une température de  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ .

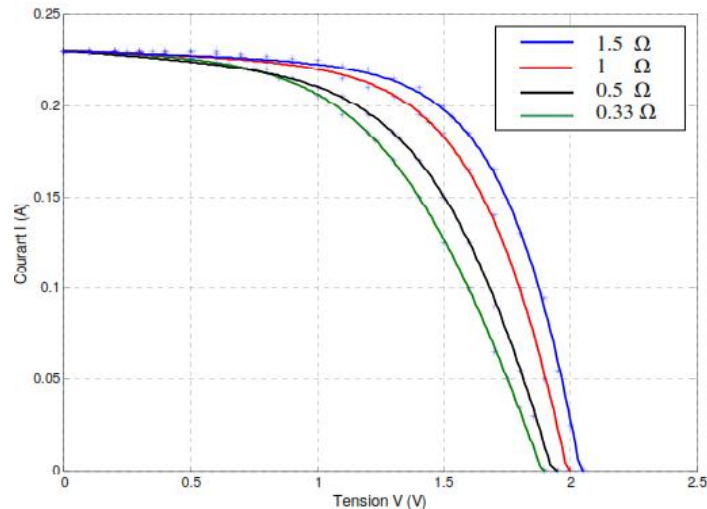


Fig. II.15 : L'influence de la résistance série sur la caractéristique  $I = f(V)$  de la cellule PV [26]

### II.3.8.4. Influence de la résistance parallèle $R_{sh}$

La résistance parallèle (ou shunt) caractérise les pertes par recombinaison des porteurs dues aux défauts structuraux du matériau (épaisseurs des régions N et P et de la zone de charge et d'espace). L'existence de fissures et de défauts de structures complexes devient le siège de phénomène physique assimilable aussi à une résistance parallèle ( $R$ ) [26]. Ordre de grandeur de  $R_{sh}$  pour une cellule au Silicium est de  $10^2$  à  $10^4$ .  $R_{sh}$  augmente avec le groupement série de cellules solaires et diminue avec une connexion parallèle.

L'influence de la résistance parallèle sur la caractéristique de la cellule solaire est représentée sur la figure (II.16) pour un éclairement  $E = 1000 \text{ W/m}^2$  et une température  $T = 25 \text{ }^\circ\text{C}$ .

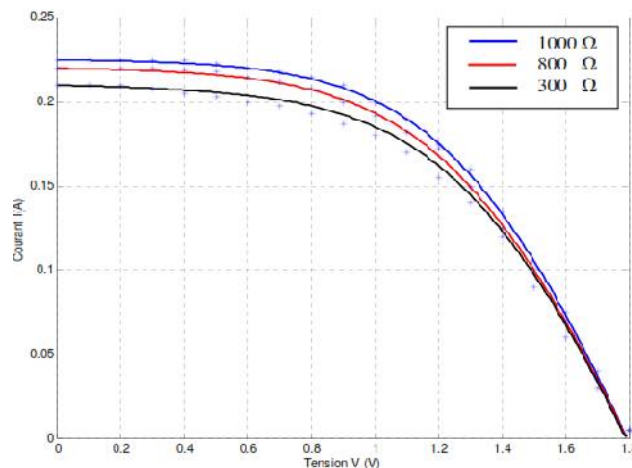
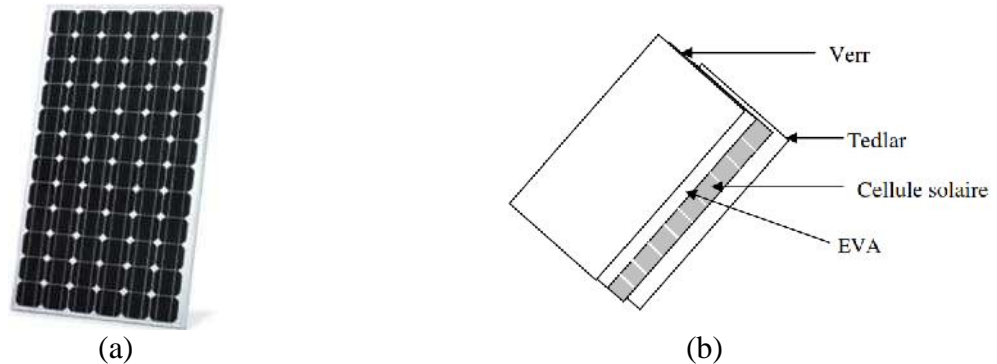


Fig. II.16 : L'influence de la résistance parallèle sur la caractéristique  $I = f(V)$  de la cellule PV [26]

## II.4. Panneaux Photovoltaïques

### II.4.1. Définition

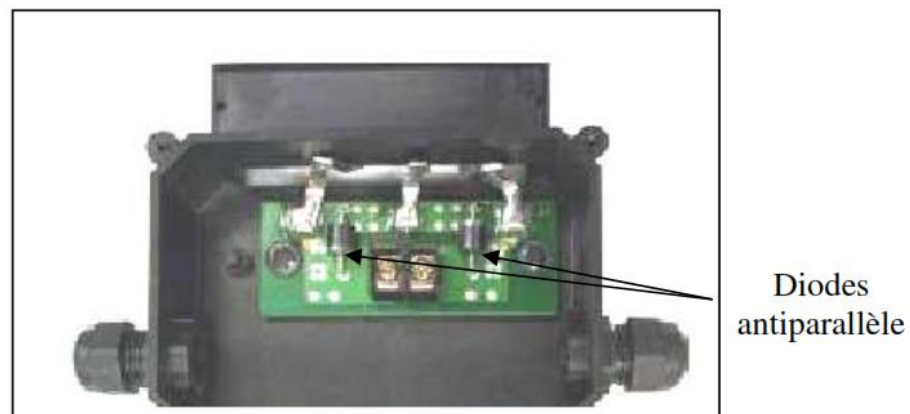
Pour produire plus de puissance, les cellules solaires sont assemblées pour former un module (*Fig. II.17-a*). Les connections en série de plusieurs cellules augmentent la tension pour un même courant, tandis que la mise en parallèle accroît le courant en conservant la tension. Ces cellules sont protégées de l'humidité par encapsulation dans un polymère EVA (Éthylène-Vinyl-Acétate) (*Fig. II.17-b*) et protégé sur la surface avant d'un verre, trempé à haute transmission et de bonne résistance mécanique, et sur la surface arrière d'une ou de polyéthylène [25].



*Fig. II.17: Module photovoltaïque [25]*

Les modules sont généralement entourés d'un cadre rigide en aluminium anodisé comprenant des trous de fixation.

A l'arrière de chaque module se trouve une boîte de jonction contenant 2 diodes antiparallèles (*Fig. II.18*). Ces diodes antiparallèles permettent d'éviter qu'un module au soleil ne se décharge dans un module à l'ombre.



*Fig. II.18: Boîte de jonction [25]*

Les modules photovoltaïques assurent les fonctions suivantes :

- ✓ Protection des cellules contre les agents atmosphériques ;
- ✓ Protection mécanique et support ;
- ✓ Connexion électrique entre cellules et avec l'extérieur.

Les modules en silicium monocristallin (c-Si, 64% de marché), polycristallin ou multicristallin (xc-Si, 28% du marché) ou silicium amorphe (a-Si, 13% du marché), délivrent des

tensions normalisées (12, 24, 48) et des puissances entre 10 et 100 Wc (watt- crête : puissance obtenue pour l'ensoleillement maximal).

La plupart des modules commercialisés sont composés de 36 cellules en silicium cristallin, le courant de sortie, et la puissance seront proportionnels à la surface du module .Ils ont une efficacité de conversion (énergie électrique produite/énergie solaire incidente) de l'ordre de 10 à 20% [25, 26].

### II.4.2. Constitution des modules photovoltaïques

La cellule photovoltaïque ne produit qu'une très faible puissance électrique de l'ordre de 1 à 3 watt avec une tension de moins d'un volt [23, 26]. Pour produire plus de puissance, les cellules sont assemblées pour former un module photovoltaïque.

#### II.4.2.1. Association des cellules en série

Une association de  $n_s$  cellules en série permet d'augmenter la tension du générateur photovoltaïque, les cellules sont alors traversées par le même courant et la caractéristique résultant du groupement série et obtenue par addition des tensions élémentaires de chaque cellule.

$$V_{CO_{n_s}} = n_s \times V_{CO} \tag{II.10}$$

$$I_{CC_{n_s}} = I_{CC} \tag{II.11}$$

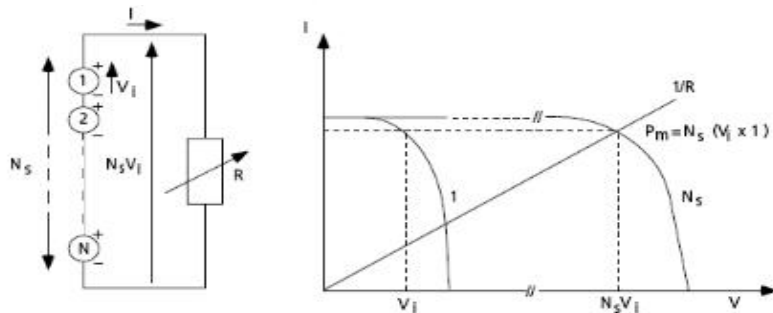


Fig. II.19: Caractéristique résultantes d'un groupement de  $n_s$  cellules en série [23]

#### II.4.2.2. Association des cellules en parallèle

D'autre part une association parallèle de  $n_p$  cellules est possible et permet d'accroître le courant de sortie du générateur. Dans le groupement parallèle les cellules sont soumises à la même tension et la caractéristique résultante du groupement est obtenue par addition des courants [22].

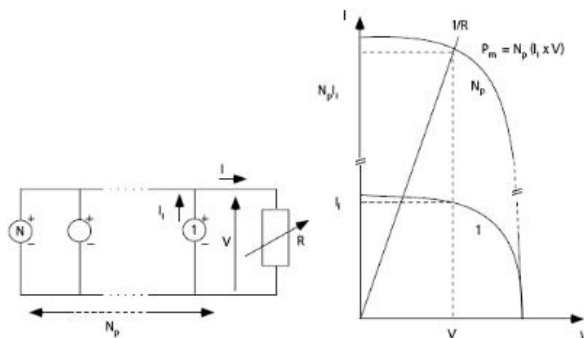


Fig. II.20: Caractéristique résultantes d'un groupement de  $n_p$  cellules en parallèle [23]

## II.5. Systèmes Photovoltaïques

Le but d'un système photovoltaïque est d'utiliser la conversion directe de l'énergie solaire par l'effet photovoltaïque pour subvenir aux besoins en énergie électrique de l'utilisation. Le système photovoltaïque est l'interface entre l'utilisateur et la source, il met en forme l'énergie captée par les modules photovoltaïque selon les types d'applications.

### II.5.1. Systèmes autonomes

C'est un système photovoltaïque complètement indépendant d'autre source d'énergie et qui alimente l'utilisateur en électricité sans être connecté au réseau électrique. Dans la majorité des cas, un système autonome exigera des batteries pour stocker l'énergie. Ils servent habituellement à alimenter les maisons en site isolé, sur des îles, en montagne ainsi qu'à des applications comme la surveillance à distance et le pompage de l'eau. En règle générale, les systèmes PV autonomes sont installés là où ils constituent la source d'énergie électrique la plus économique [13, 26].

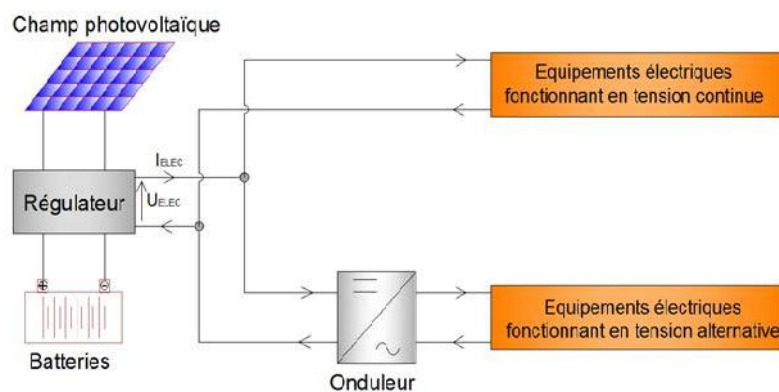


Fig. II.21: schéma d'une installation PV autonome

### II.5.2. Systèmes connectés au réseau

Le champ photovoltaïque est couplé directement au réseau électrique à l'aide d'un convertisseur courant continu- courant alternatif (DC-AC). Étant donné que l'énergie est normalement emmagasinée dans le réseau même, les accumulateurs ne sont pas nécessaires à moins que vous ne vouliez une forme autonome d'énergie pendant les pannes d'électricité. L'énergie produite est consommée sur place et le surplus étant injecté dans le réseau, qui alimente les maisons de nuit ou pendant les jours sans soleil [13, 26].

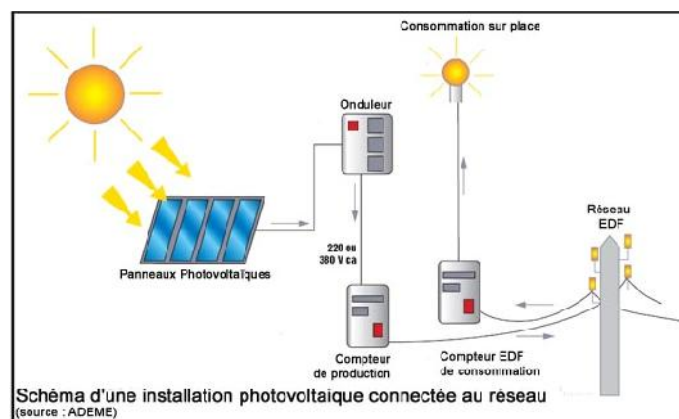


Fig. II.22: schéma d'une installation PV connecté au réseau

## II.6. Avantages et inconvénients d'une installation PV

Tous système de production d'énergie a ses avantages et ses inconvénients [13, 26] :

### II.6.1. Avantages

- D'abord, une haute fiabilité. L'installation ne comporte pas de pièces mobiles qui la rendent particulièrement appropriée aux régions isolées. C'est la raison de son utilisation sur les engins spatiaux.
- Ensuite, le caractère modulaire des panneaux photovoltaïques permet un montage simple et adaptable à des besoins énergétiques divers. Les systèmes peuvent être dimensionnés pour des applications de puissances allant du milli-Watt au Méga-Watt.
- Le coût de fonctionnement est très faible vu les entretiens réduits et il ne nécessite ni combustible, ni son transport, ni personnel hautement spécialisé.
- La technologie photovoltaïque présente des qualités sur le plan écologique car le produit fini est non polluant, silencieux et n'entraîne aucune perturbation du milieu, si ce n'est par l'occupation de l'espace pour les installations de grandes dimensions.

### II.6.2. Inconvénients

- La fabrication du module photovoltaïque relève de la haute technologie et requiert des investissements d'un coût élevé.
- Le rendement réel de conversion d'un module est faible, de l'ordre de 10-15 %, avec une limite théorique pour une cellule de 28%. Les générateurs photovoltaïques ne sont compétitifs par rapport aux générateurs diesel que pour les faibles demandes d'énergie en régions isolées.
- Le faible rendement des panneaux photovoltaïques s'explique par le fonctionnement même des cellules. Pour arriver à déplacer un électron, il faut que l'énergie du rayonnement soit au moins égale à 1 eV. Tous les rayons incidents ayant une énergie plus faible ne seront donc pas transformés en électricité. De même, les rayons lumineux dont l'énergie est supérieure à 1 eV perdront cette énergie, le reste sera dissipé sous forme de chaleur.
- Tributaire des conditions météorologiques.
- Lorsque le stockage de l'énergie électrique sous forme chimique (batterie) est nécessaire, le coût du générateur est accru.
- Le stockage de l'énergie électrique pose encore de nombreux problèmes.

## II.7. Conclusion

Les performances d'un générateur PV sont fortement influencées par les conditions climatiques, particulièrement par l'irradiation solaire et la température du module PV. Dans ce chapitre nous avons étudié le principe de la conversion photovoltaïque. Nous nous sommes ensuite intéressés aux différentes technologies photovoltaïques qui sont à base de silicium en majorité. Aussi, nous avons étudié les différents systèmes photovoltaïques qui sont possibles. Parmi ces systèmes on a le système de pompage photovoltaïque qui est l'un des systèmes le plus utilisé et très demandé sur tous dans le coté agricole. C'est pour ça qu'on a choisi ce sujet pour faire une étude générale sur le pompage photovoltaïque.



# Chapitre III : SYSTEME DE POMPAGE PHOTOVOLTAÏQUE

## Chapitre III

# SYSTEME DE POMPAGE PHOTOVOLTAÏQUE

### III.1. Introduction

L'utilisation de l'énergie solaire pour le pompage de l'eau est particulièrement bien adaptée aux zones arides. Ces dernières reçoivent en général un fort ensoleillement et l'eau qui fait cruellement défaut dans ces régions se trouve stockée dans des nappes souterraines. En effet la réalisation des systèmes de pompage fiables et à bon rendement constitue une solution pratique et économique au problème de manque d'eau dans les régions désertiques [27].

Le système de pompage photovoltaïque SPPV offre une très grande simplicité d'exploitation et de fiabilité qui lui ont avangagé par rapport à l'utilisation des batteries surtout pour des gammes de puissance dépassant les 500 Watts crête.

Dans ce chapitre, on présentera un prélude sur le système de pompage photovoltaïque et ces éléments. Nous expliquerons chaque élément individuellement. On insistera sur les lois de calcul de besoins en eau qui est l'essentiel pour choisi les bonnes éléments de système SPPV. On terminera par les procédures de dimensionnement de système de pompage PV. Après, on expliquera les méthodes de calcul économique de l'installation de SPPV.

### III.2. Présentation de SPPV

Généralement, la conception d'un système de pompage photovoltaïque SPPV nécessite la bonne connaissance de chaque sous système pour faciliter la présentation et l'étude de tout le système. SPPV est formé par le générateur photovoltaïque, le groupe moteur-pompe, la tuyauterie et les accessoires. Comme option : un système de conditionnement de puissance, le réservoir d'eau, les batteries et l'équipement de régulation et contrôle [6, 26, 27, 28, 29].

#### III.2.1. Générateur photovoltaïque

Le générateur photovoltaïque est constitué de plusieurs modules assemblés en série et en parallèle selon la puissance demandé. Chaque module est lui-même constitué des cellules photovoltaïque généralement montées en série (*Fig. III.1*). Celles-ci sont encapsulées dans une même structure pour former un module [28, 29].

L'encapsulation ainsi réalise va avoir deux rôles principaux [28]:

- Protection des cellules contre les agressions extérieures (chocs, humidité, corrosion, poussière,...etc.) ;
- Contrôle de température des cellules qui va permettre une bonne dissipation vers l'extérieur de la partie de l'énergie incidente qui n'est pas transformée en énergie électrique.

Dans ce document, nous considérons seulement les modules photovoltaïques à base des cellules en silicium monocristallin. Ce choix est dicté par leurs meilleurs rendements par rapport aux autres types de modules tels que les modules en polycristallin, amorphe. En plus, le module monocristallin est plus utilisé dans les applications PV mondiales et en particulier les applications nationales [29].

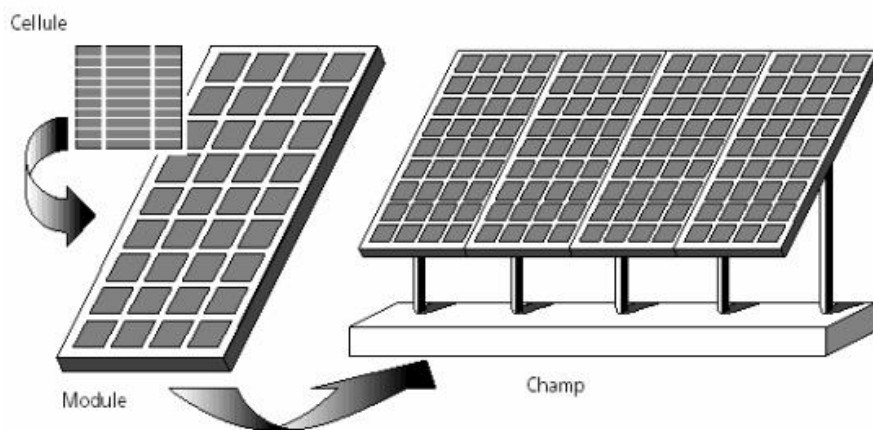


Fig. III.1: Présentation d'une cellule, d'un panneau et d'un générateur photovoltaïque [26]

### III.2.2. Sous-système de pompage

Le sous-système de pompage est composé d'un conditionneur d'énergie et un groupe moteur-pompe [29].

#### III.2.2.1. Groupe moteur – pompe

##### III.2.2.1.1. Moteurs

La pompe nécessite une énergie mécanique en entrée pour fonctionner. Cette énergie mécanique est fournie dans la plupart des cas par un moteur. Généralement, deux types de moteurs sont utilisés dans les systèmes de pompage PV [26, 29, 28] :

- Les moteurs à courant continu.
- Les moteurs à courant alternatif (asynchrones).

Les critères qui permettent d'établir le choix le plus judicieux du moteur sont les suivants [26] :

- Bon rendement.
- Souplesse de fonctionnement.
- Robustesse du matériel afin de limiter au maximum l'entretien et les risques de pannes.
- Fiabilité et autonomie de l'installation.
- Faible puissance au démarrage.

Le principe de fonctionnement des moteurs est l'induction électromagnétique selon laquelle une spire parcourue par un courant électrique, placée dans un champ magnétique est soumise à une force de déplacement [28].

##### 1) Moteurs à courant alternatif (Asynchrones)

Les moteurs à courant alternatif utilisés sont asynchrones. Les avantages de ces moteurs sont la robustesse, la faible maintenance, la disponibilité dans le marché avec un coût bas. Cependant, il nécessite un onduleur [29, 28].

##### 2) Moteurs à courant continu

Les moteurs à courant continu utilisés peuvent être à balais ou à commutation électronique. Les moteurs à balais nécessitent une maintenance élevée (changement du charbon).

Par contre les moteurs à commutation électronique ont l'avantage d'avoir une faible maintenance comparés aux moteurs à balais. En général, les moteurs à commutation électronique présentent une bonne fiabilité et un rendement élevé par rapport aux moteurs asynchrones, sur une large gamme de la hauteur de la pompe [29, 28].

### 3) Les avantages et les inconvénients des Moteurs

Quelques avantages et inconvénients de chacun de ces moteurs [26] :

<b>Type</b>	<b>Avantages</b>	<b>Inconvénients</b>
<b>Moteur asynchrone</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Disponible dans le marché avec un coût bas.</li> <li>- Son entretien est nul de fait de l'absence complète de pièces en frottement.</li> <li>- Son utilisation augmente l'autonomie et la fiabilité de l'installation.</li> <li>- Disponible pour une large plage de charge.</li> <li>- Le rapport puissance / poids est élevé.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Nécessité d'utiliser un onduleur avec des spécifications photovoltaïques (coût supplémentaire).</li> <li>- Chute de rendement aux faibles puissances.</li> <li>- Appel de courant au démarrage qui peut atteindre cinq fois l'intensité normale.</li> </ul>
<b>Moteurs à courant continu avec balais</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Simplicité et facilité de régulation (variation de vitesse, couple,..)</li> <li>- Couplage direct avec le générateur (sans onduleur).</li> <li>- Rendement élevé pour les faibles charges.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Plus lourd et plus coûteux.</li> <li>- Présence de balais et collecteur qu'il faut vérifier périodiquement.</li> </ul>
<b>Moteurs à courant continu sans balais (brushless DC)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Rendement élevé pour une large gamme de vitesse.</li> <li>- Couplage directe avec le générateur photovoltaïque.</li> <li>- Moins de maintenance avec une bonne fiabilité.</li> <li>- Un rapport couple / poids élevé, d'où un volume modéré.</li> </ul>	<p>Nécessite un système de commutation (coût supplémentaire).</p>

Tableau III.1 : Résumé des principaux avantages et inconvénients de différents types de moteurs utilisés le plus souvent dans les systèmes de pompage [26]

### III.2.2.1.2. Pompes

Les pompes sont responsables de la transformation de l'énergie mécanique en énergie hydraulique. Deux catégories des pompes sont utilisées dans les systèmes de pompage photovoltaïque SPPV : les pompes centrifuges et les pompes volumétrique.

#### 1) Pompes Centrifuges

Les pompes centrifuges sont en général des hydrauliques multicellulaires. Elles utilisent les variations de vitesse du fluide pompé combinées avec l'effet de force centrifuge pour retenir un accroissement de pression. L'énergie cinétique transmise au fluide est fournie par la rotation d'une roue munie d'aubes ou d'ailettes. Les pompes centrifuges sont les plus utilisées et présentent les avantages d'être robustes. Fiables et très disponibles avec un fiable coût [29].

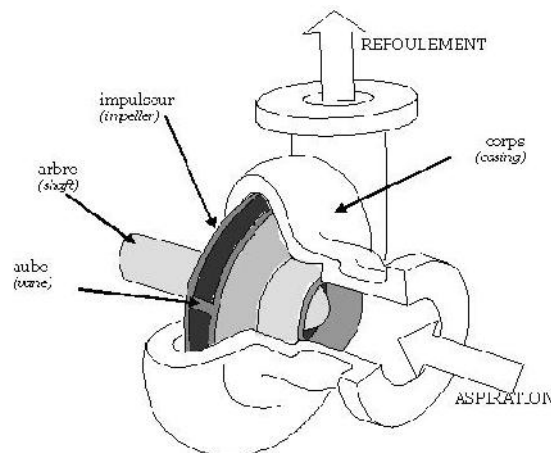


Fig. III.2: Structure de la pompe centrifuge

Une pompe dynamique (centrifuge) est constituée par un rotor à l'intérieur d'une carcasse. Le fluide entre suivant l'axe de la carcasse, les ailettes du rotor le forcent à prendre un mouvement tangential et radial vers l'extérieur du rotor ou il est récolté par la carcasse et diffusé vers l'extérieur. Quand le fluide passe à travers le rotor sa vitesse et sa pression augmentent [28].

Il est à noter que pour chaque type de pompe, il existe un seuil d'éclairement au dessous duquel la pompe ne fournit pas d'eau. Ces seuils sont obtenus au lever et au coucher du soleil et éventuellement durant les jours nuageux ou partiellement nuageux.

La figure III.3 montre la différence entre les courbes caractéristiques hauteur-débit (H-Q) pour des deux types de pompes.

Les courbes des caractéristiques d'une pompe montrent la dépendance entre le débit, la hauteur, le rendement et la puissance absorbée.

Les pompes à déplacement positif fournissent un débit approximativement constant directement proportionnel à la vitesse et indépendamment de la hauteur, tandis que les pompes centrifuges donnent une courbe hauteur-débit variable [28].

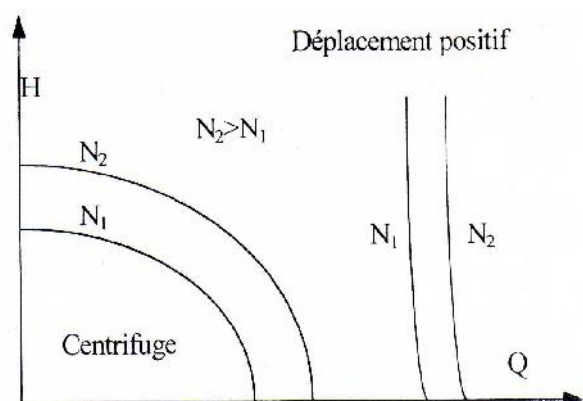


Fig. III.3: Comparaison des courbes caractéristiques (hauteur-débit) des pompes centrifuges

Les courbes contenues normalement dans les catalogues techniques sont obtenues pour une pompe fonctionnant à vitesse constante. Pour des vitesses de fonctionnement distinctes, on peut appliquer la loi de similitude de Newton ; dans le changement d'un nombre de tours  $N_1$  à un autre  $N_2$ , on obtient les relations entre le débit  $Q$ , la hauteur  $H$  et la puissance  $P$  suivantes [28, 26] ; valables uniquement pour des pompes centrifuges :

$$\frac{Q_1}{Q_2} = \frac{N_1}{N_2} \quad (\text{III.1})$$

$$\frac{H_1}{H_2} = \frac{N_1^2}{N_2^2} \quad (\text{III.2})$$

$$\frac{P_1}{P_2} = \frac{N_1^3}{N_2^3} \quad (\text{III.3})$$

Comme exemple en a une pompe centrifuge immergée *PS1800 C-SJ1-25* (Fig. III.4) :



Fig. III.4: Moteur-pompe *PS1800 C-SJ1-25* avec la boîte de connexion du fabricant LORENTZ

Les caractéristiques techniques de la pompe centrifuge *TPF 540* sont résumées dans le tableau III. 2 :

<i>Fabricant</i>	LORENTZ
<i>Marque</i>	PS
<i>Modèle</i>	1800 C-SJ1-25
<i>Type</i>	Centrifuge, Multiétage et Flottante
<i>Moteur</i>	DC sans balais
<i>Puissance nominale</i>	1.8 kW
<i>Tension nominale</i>	200 V

Tableau III.2 : Caractéristique technique de la pompe *PS1800 C-SJ1-25*

La pompe centrifuge *PS1800 C-SJI-25* est composée de trois éléments [28]:

- Un moteur à courant continu de puissance 1800 W, directement raccordé au puit ;
- Une pompe à cavité multiple avec un rotor et une membrane, cette pompe hydraulique est immergée. Le type est défini selon le besoin en débit et la hauteur totale de pompage ;
- Un flotteur en PVC avec un trou central. Il est désigné pour supporter le moteur et pour tenir l'ensemble. La pompe est immergée sous le flotteur.

## 2) Pompes Volumétriques

Dans les pompes volumétriques, le fluide est mis en mouvement par variation du volume qui le contient. Elles sont deux types, les pompes volumétriques alternatives (exemple : pompe à piston, à membranes ou diaphragme,...etc.) et les pompes volumétriques à déplacement positif (exemple : pompe à vis.)[29]. Ces pompes sont destinées pour les grandes hauteurs et les faibles débits. Les avantages des pompes volumétriques sont le rendement très élevé et l'auto – amorçage des pompes de surface [28, 29].



Fig. III.5: Une pompe volumétrique

### III.2.2.2. Conditionnement de puissance

Un générateur PV, délivre une puissance qui est fonction des conditions climatiques ainsi que de la charge. Pour un éclairage donné, la puissance électrique maximale fournie correspond à un point de fonctionnement situé près du coude de la caractéristique courant – tension du générateur PV et qui définit la charge optimale [28].

Les conditionneurs d'énergie à un rôle d'optimiser le transfert de l'énergie entre le générateur PV et le groupe moteur – pompe. On peut avoir des convertisseurs DC/DC (continu/continu) ou DC/AC (continu/ alternatif) [28, 29].

#### III.2.2.2.1. Convertisseur continu/continu (DC/DC)

Si le moteur électrique est connecté directement au générateur photovoltaïque, le système fonctionnera aux points d'intersection des courbes courant-tension ( $I-V$ ) du générateur photovoltaïque et l'ensemble moteur-pompe.

L'idéal serait que ces points coïncident avec les points de puissance maximale de la courbe  $I-V$  du générateur photovoltaïque. Quand ceci n'est pas possible, on peut utiliser des convertisseurs DC/DC pour approcher les points de fonctionnement à ces valeurs optimales. Son rendement se situe entre 90 et 95%.

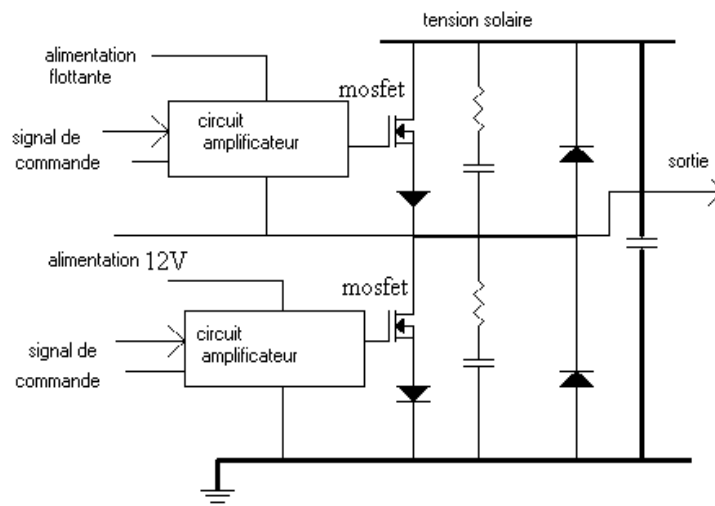
La convenance d'utiliser des convertisseurs DC/DC se limite aux cas où le gain net en énergie dans la charge, dérivé de son utilisation, permet de rentabiliser économiquement l'investissement résultant [28, 29].

### III.2.2.2.2. Convertisseur continu/Alternatif (DC/AC)

Le convertisseur DC/AC est un onduleur en modulation de largeur d'impulsions (M.L.I) ou en P.W.M (*Pulse With Modulation*). Ces deux types se différencient par leurs fréquences de sortie fixe ou variable. Ils transforment le courant continu issu du générateur PV en courant alternatif triphasé. L'onduleur fonctionne évidemment avec un circuit de génération des signaux PWM commandé par un circuit de régulation et de protection. Ce dernier assure le transfert optimal de puissance du générateur solaire vers le groupe moteur pompe et protège la pompe contre le fonctionnement à vide lorsque il n'y a pas d'eau dans le puits [6, 28, 29]. Son rendement varie de 50% à 60% pour 1kW jusqu'à atteindre 90% pour 50kW

#### 1) Onduleur à fréquence variable (En P.W.M)

L'onduleur en PWM utilisé est un onduleur triphasé en pont complet constitué par trois demi-points (*Fig. III.6*). Il contient six interrupteurs formés chacun par un ou plusieurs transistors Mosfet de puissance commandés par un signal PWM [6].



*Fig. III.6: Demi -pont d'onduleur* [6]

Les signaux PWM sont générés par un circuit intégré, le HEF4752V de PHILIPS, spécialement conçu pour le contrôle des moteurs triphasés à courant alternatif à fréquence variable. Il fonctionne en maintenant le rapport tension-fréquence constant pour le moteur, ce qui entraîne un fonctionnement du moteur à flux constant et en d'autres termes l'amélioration des performances du moteur en fonctionnement à vitesse variable [6].

Ce type d'onduleur fournit des signaux de fréquence variable proportionnelle à la puissance fournie par le générateur photovoltaïque. Ainsi, si l'éclairement solaire augmente, le convertisseur augmente automatiquement la fréquence. Ceci provoque une augmentation de la vitesse de la pompe et par conséquent une augmentation de la puissance [28, 29].

#### 2) Onduleur à fréquence fixe

Son utilisation dans les systèmes de pompage nécessite l'interposition d'une batterie d'accumulateurs entre le générateur photovoltaïque et l'onduleur. Ainsi, la tension de la batterie fixe la tension de l'onduleur qui représente la tension de fonctionnement du système [28, 29].



### III.2.3. Stockage

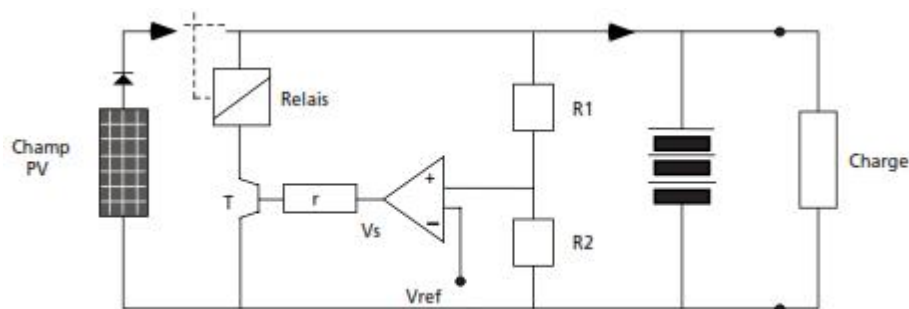
Le stockage permet de satisfaire les besoins de pompage d'eau malgré le caractère aléatoire et discontinu de l'énergie solaire (rythme jour/nuits, variation en fonction des heures du jour).

Le stockage peut se faire de deux manières : par stockage d'énergie électrique ou par stockage d'eau.

#### III.2.3.1. Stockage électrochimique

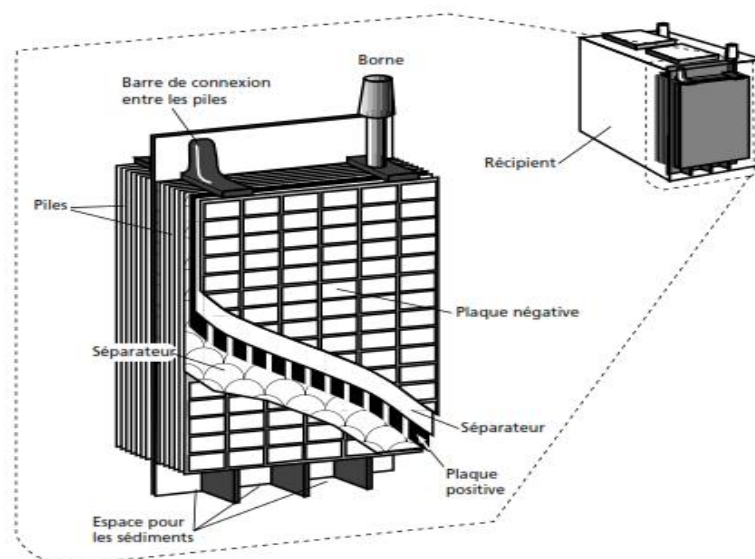
S'il est nécessaire de stocker l'énergie produite par générateur PV, un parc de batteries sera introduit. La gestion de ce parc se fera alors via un régulateur (*Fig. III.7*): celui-ci se charge de protéger les batteries contre les surcharges et les décharges profondes nocives à leurs durées de vies.

Le régulateur assure la charge du parc de batteries lorsque l'ensoleillement le permet, et alimente l'utilisation dès que nécessaire. Un tel stockage permet, d'une part de pallier les alternances jour-nuits, ainsi que plusieurs jours consécutifs de mauvaises conditions météorologiques.



*Fig. III.7: Schéma du régulateur série*

Le stockage électrochimique (*Fig. III.8*) peut être utilisé pour alimenter la pompe en l'absence d'éclairage solaire (heures nocturnes ou présence de nuages), dans certains cas pour fixer la tension de fonctionnement et dans d'autres pour démarrer la pompe avec un faible éclairage.



*Fig. III.8: Détails d'une batterie au plomb-acide*

### III.2.3.2. Le stockage d'eau

A des rares exceptions près, les pompes solaires fonctionnent au fil soleil. Les appareils consommateurs d'énergie électrique sont directement raccordés au générateur PV, sans stockage intermédiaire d'énergie électrique.

L'absence de stockage d'énergie implique : un pompage durant la journée uniquement, l'eau est alors stockée dans un réservoir et consommée en fonction des besoins. Donc, il est préférable d'augmenter le débit durant les heures de soleil et stocker l'eau dans le réservoir.



Fig. III.9: Exemple d'un réservoir de stockage d'eau

### III.2.4. Configuration de systèmes de pompage

Les configurations du groupe moteur-pompe les plus utilisées sont :

- Ensemble moteur- pompe immergé ;
- Ensemble moteur-pompe flottant ;
- Ensemble moteur-pompe en surface.

Chaque configuration utilise le débit et la hauteur de pompage nécessaire. En général, les pompes immergées sont utilisées dans des puits profonds, des petits diamètres. Cependant, les pompes flottantes sont installées dans des puits, lacs ou puits de grands diamètres.

### III.3. Méthodes de dimensionnement d'un SPPV

Les différentes étapes pour le dimensionnement d'un système de pompage sont [7, 26, 28, 31] :

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

### III.3.1. Evaluation des besoins en eau

La détermination des besoins en eau pour la consommation d'une population donnée dépend essentiellement de son mode de vie [7, 28]. Les besoins en eau que l'on estime nécessaires pour les zones rurales des pays pauvres sont de l'ordre de 20 litres par personne et 30 litres par tête de bétail.

Un exemple des besoins en eau nécessaire pour la consommation humaine ainsi que pour les besoins en eau des animaux sont donnés par les tableaux (III. 3) et (III. 4) [28, 31].

Pays	E.U	Canada	Japon	URSS	RFA	France	Pays sous-développés
<b>l/hab/jour</b>	665	500	372	322	150	100	De 10 à 40

Tableau III.3 : Consommation d'eau par pays [28, 31]

Type d'animal	Quantité d'eau par jour (l/jour)
Bovin d'engraissement	35
Vache de type à viande	55
Vache laitière	160
Brebis	7
Poule pondeuse	0,25 à 0,30
Poulet à griller	0,15 à 0,20

Tableau III.4 : Besoins en eau des animaux de ferme [28, 31]

Les besoins d'eau pour l'irrigation dépendent du type de culture, des facteurs météorologiques comme la température, l'humidité, la vitesse du vent, l'évapotranspiration du sol, la saison de l'année considérée et de la méthode d'irrigation. Cependant, il est important de se baser sur la pratique et l'expérience locale [7, 28]. Le tableau (III. 5) donne les besoins en eau de quelques cultures [28, 31, 33].

Type de culture	Quantité d'eau (mm)
Tomate	600
Pomme de terre	350
Céréales	300
Oignons	350
Maïs	400
Dattier	900
Betterave sucrière	450
Canne à sucre	1000
légumes	250

Tableau III.5 : Volume d'eau moyen journalier estimé pour des applications d'irrigation agricole [28]

La capacité du réservoir sera déterminée selon les besoins en eau journalières et l'autonomie requise du système.

### III.3.2. Calcul de l'énergie hydraulique nécessaire

Une fois définies les besoins nécessaires en volume d'eau pour chaque mois de l'année et les caractéristiques du puits, nous pouvons calculer l'énergie hydraulique moyenne journalière et mensuelle nécessaire à partir de la relation [7, 26, 28, 31, 33]:

$$E_h = \frac{g \cdot \rho_a \cdot V_a \cdot h}{3600} \quad (\text{III.4})$$

Où :

$E_h$  : énergie hydraulique (Wh/jour) ;

$V_a$  : volume d'eau ( $\text{m}^3/\text{jour}$ ) ;

$h$  : hauteur manométrique de pompage (m) ;

$\rho_a$  : Densité d'eau ( $1000 \text{ kg/m}^3$ ) ;

$g$  : accélération de la gravitation ( $9,81 \text{ m/s}^2$ ).

Durant le processus de pompage, le niveau d'eau à l'intérieur du puits tend à baisser, jusqu'à ce que la vitesse avec laquelle la régénération du puits arrive à équilibrer la quantité pour que l'on puisse pomper l'eau de nouveau. L'abaissement du niveau d'eau dans le puits dépend d'un certain nombre de facteurs, comme le type et la perméabilité du sol et l'épaisseur de l'aquifère.

La hauteur totale de pompage est la somme de la hauteur statique et de la hauteur dynamique [7, 26, 28]:

$$h = h_s + h_d \quad (\text{III.5})$$

Dans le cas de puits qui présentent des variations importantes du niveau d'eau en fonction du débit, on peut ajouter un terme correctif et cette équation devient :

$$h = h_s + h_d + \left( \frac{h_D + h_E}{Q_p} \right) Q_A \quad (\text{III.6})$$

Où :

$h_E$  : niveau statique (m) ;

$h_d$  : niveau dynamique (m) ;

$Q_p$  : débit d'essai ( $\text{m}^3/\text{h}$ ) ;

$Q_A$  : débit apparent ( $\text{m}^3/\text{h}$ ) ;

La hauteur statique  $h_s$  est la distance entre le niveau statique de l'eau dans le puits jusqu'au point le plus élevé auquel on doit pomper l'eau.

La hauteur dynamique  $h_d$  représente les pertes de charge dans la tuyauterie. La formule de Darcy-Weisbach [7, 28] permet le calcul de la hauteur dynamique :

$$h_d = f \cdot \frac{L V^2}{D 2g} \quad (\text{III.7})$$

Où :

$f$  : coefficient de friction des parois de la tuyauterie ;

$L$  : longueur de la tuyauterie (m) ;

$v$  : vitesse moyenne de fluide (m/s) ;

$D$  : diamètre de la tuyauterie (m) ;

$g$  : accélération de la gravitation (9,81 m/s<sup>2</sup>).

Dans le cas où le système de tuyauterie aurait un autre type d'accessoires (vannes, coudes, té, jonctions, ...), nous pouvons calculer les pertes de charge dans chaque élément additionnel comme :

$$h_d = K_{ac} \frac{v^2}{2g} \quad (\text{III.8})$$

Où :  $K_{ac}$  est un coefficient dépendant du type d'accessoire. Dans le tableau (III. 6) on donne une série de valeurs de  $K_{ac}$  pour différents accessoires [7, 28]:

Accessoire	Coefficient $K_{ac}$
Jonction du réservoir à tuyauterie connexion au raz de la paroi	0,5
Jonction de tuyauterie au réservoir	1,0
Coude 45°	0,35 à 0,45
Coude 90°	0,50 à 0,75
Tés	1,50 à 2,00
Vannes de contrôle (ouverte)	3,0

Tableau III.6 : Coefficient  $K_{ac}$  pour différents types d'accessoires dans la tuyauterie [7, 28]

Une autre méthode pour tenir compte des accessoires du circuit est d'ajouter à la longueur réelle de la tuyauterie (seulement pour effet de calcul) des longueurs de tubes de même diamètre que le conducteur en étude, capables de causer les mêmes pertes de charge occasionnée par les pièces qu'elles substituent. De cette façon, n'importe quel accessoire peut être substitué par une longueur fictive. En général, on recommande que la hauteur dynamique ne dépasse pas 10 % de la hauteur totale de pompage.

### III.3.3. Détermination de l'énergie solaire disponible

La méthode de dimensionnement utilisée est basée sur les calculs des valeurs moyennes journalières mensuelles de l'irradiation solaire disponible et de l'énergie hydraulique nécessaire.

### III.3.4. Inclinaison du générateur photovoltaïque

L'inclinaison  $\beta$  des modules photovoltaïques (PV) par rapport au plan horizontal doit se faire de manière à optimiser le rapport entre l'irradiation solaire et l'énergie hydraulique nécessaire.

### III.3.5. Mois de dimensionnement

Le mois de dimensionnement sera le mois le plus défavorable, c'est-à-dire celui dont le rapport entre l'irradiation solaire et l'énergie hydraulique nécessaire soit minimum.

Comme idée de principe, à chaque inclinaison  $\beta$ , correspond un mois le plus défavorable. Le mois de dimensionnement à l'inclinaison optimale sera précisément celui qui présente le plus petit rapport entre l'irradiation solaire et l'énergie hydraulique. L'irradiation solaire  $G_{dm}(\beta)$  et l'énergie hydraulique nécessaire  $E_h$  correspondantes à ce mois serviront pour le choix des composantes du système [7, 28].

### III.3.6. Dimensionnement du générateur photovoltaïque

La puissance de sortie d'un générateur photovoltaïque sous les conditions standards de mesure, STC, (éclairage  $G_{ce} = 1000 \text{ W/m}^2$  et température de cellule  $T_{c, \text{réf}} = 25 \text{ }^\circ\text{C}$ ) est :

$$P_{GPV} = \eta_g \cdot S \cdot G_{ce} \quad (\text{III.9})$$

Où [7, 28, 32]:

$P_{GPV}$ : puissance de sortie de générateur sous STC ( $\text{W}_c$ ) ;

$\eta_g$  : rendement de générateur à la température de référence ( $25^\circ\text{C}$ ) ;

$S$  : Surface active du générateur ( $\text{m}^2$ ) ;

$G_{ce}$  : éclairage dans STC ( $1000 \text{ W/m}^2$ ).

L'énergie électrique journalière,  $E_e$  est donnée par [7, 28, 32]:

$$E_e = \eta_{PV} \cdot S \cdot G_{dm}(\beta) \quad (\text{III.10})$$

Où :

$E_e$ : énergie électrique journalière ( $\text{Wh}$ ) ;

$\eta_{PV}$  : rendement moyen journalier de générateur dans les conditions de fonctionnement ;

$G_{dm}(\beta)$ : irradiation moyenne journalière sur le plan des modules à l'inclinaison  $\beta$  ( $\text{Wh/m}^2/\text{jour}$ ).

Le rendement  $\eta_{PV}$  peut être calculé à l'aide de l'expression :

$$\eta_{PV} = F_m [1 - \gamma(T_c - T_{c,ref})] \cdot \eta_g \quad (\text{III.11})$$

Où :

$F_m$ : facteur de couplage, défini comme le rapport entre l'énergie électrique générée sous les conditions d'exploitation et l'énergie électrique qui se générerait si le système travaillait au point de puissance maximum. ;

$\gamma$  : coefficient de température des cellules. prend des valeurs entre 0,004 et 0,005  $/^\circ\text{C}$  pour des modules au silicium mono et polycristallin, et entre 0,001 et 0,002 pour des modules au silicium amorphe.

$T_c$  : température moyenne journalière des cellules durant les heures d'ensoleillement ;

L'énergie électrique nécessaire est liée avec l'énergie hydraulique par l'expression :

$$E_e = \frac{E_h}{\eta_{MP}} \quad (\text{III.12})$$

Où :

$E_h$ : énergie hydraulique moyenne mensuelle (Wh) ;

$\eta_{MP}$ : rendement crête du sous-système moteur-pompe (30 à 45%).

En substituant les équations (10), (11) et (12) dans (9), nous obtenons pour la puissance crête du générateur :

$$P_{GPV} = \frac{G_{ce}}{F_m[1-\gamma(T_c-T_{c,ref})] \cdot G_{dm}(\beta)} \frac{E_h}{\eta_{MP}} \quad (\text{III.13})$$

### III.3.7. Dimensionnement du moteur

Le moteur doit être capable de supporter la puissance crête du générateur photovoltaïque.

### III.3.8. Dimensionnement de la pompe

Le débit crête  $Q$  (m<sup>3</sup>/h) est calculé par la relation [7, 28, 32]:

$$Q = \frac{3,6.P_h}{g.h} \quad (\text{III.14})$$

Où :

$P_h$ : puissance hydraulique nécessaire (W) ;

$h$ : hauteur manométrique totale (m).

La puissance hydraulique crête ( $P_h$ ) nécessaire en fonction de la puissance électrique crête fournie par le générateur photovoltaïque ( $P_e$ ) est donnée par [7, 28, 32]:

$$P_h = P_e \cdot \eta_{MP} \quad (\text{III.15})$$

### III.3.9. Dimensionnement de la tuyauterie

Le diamètre des tuyauteries peut être estimé en utilisant des tableaux ou des graphes qui expriment les pertes par frottements en fonction du débit pour chaque diamètre de la tuyauterie.

En pratique, il se présente le problème de fixer la hauteur dynamique  $h_d$  pour des considérations économiques. En effet, si nous augmentons le diamètre  $D$  de la tuyauterie,  $h_d$  diminue. Économiquement parlant, une augmentation de  $D$  suppose une augmentation des dépenses d'installation, mais en même temps une diminution des pertes d'énergie.

Le diamètre le plus économique sera celui qui réduit au minimum la somme des coûts de la tuyauterie et de l'énergie perdue par frottements [7, 28]. Il est possible d'obtenir analytiquement les diamètres des tuyauteries de pompage qui s'approchent à ceux qui minimisent les coûts des installations par la formule de Bresse:

$$D = K \cdot \sqrt{Q} \quad (\text{III.16})$$

Où :

$D$ : diamètre de la tuyauterie (m) ;

$Q$  : débit crête de la pompe ( $m^3/s$ ).

$K$ : coefficient qui varie de 0,75 à 1,40.

L'équation de continuité est :

$$Q = \frac{\pi.D}{4} . V . S \quad (III.17)$$

Choisir la valeur  $K$  équivaut à fixer la vitesse moyenne du fluide  $V$ . Enfin en substituant dans l'équation de continuité la valeur de  $Q$  prise de la formule de Bresse, nous avons :

$$V = \frac{4}{\pi.K} \quad (III.18)$$

Quelque soit la formule employée, les diamètres obtenus diffèrent fréquemment des diamètres commerciaux. Il suffit de prendre la valeur du diamètre commercial le plus approché et d'ajouter les calculs en conséquence [7, 28].

### III.3.10. Dimensionnement de la batterie

La capacité de stockage est une fonction de la charge demandée et de son autonomie (En Ah). Elle peut être estimée par la relation suivante:

$$C_g = \frac{E_L.N_a}{V_{Bat} . DOD} \quad (III.19)$$

Où :

$C_g$ : La capacité de stockage global de système (Ah) ;

$E_L$ : L'énergie consommée par l'utilisateur (Wh) ;

$N_a$ : Le nombre de jours d'autonomie ;

$V_{Bat}$ : La tension de la batterie ;

$DOD$ : La profondeur de décharge.

Le Nombre des batteries de stockage est calculé par la relation suivante :

$$N_{Bat} = \frac{C_g}{C_{Bat}} \quad (III.20)$$

Où :

$C_g$ : La capacité de stockage global de système (Ah) ;

$C_{Bat}$ : La capacité de la batterie (Ah).

Selon les caractéristiques des fabricants, la durée de vie des batteries peut être prolongée au maximum si  $DOD$  prend les valeurs de 30-50% [25].

Le rendement de la batterie se calcule par la relation suivante :

$$\eta_{Bat} = \frac{P_{fourni}}{P_{GPV}} \quad (III.21)$$

Où :  $P_{GPV}$  La puissance de générateur PV ( $W_c$ ) ;



En pratique, le rendement est considéré constant égal à 85%, de la tension nominale est de 12V et la capacité de l'ordre de 100A/h.

Donc la puissance fournie par une batterie peut s'écrire comme suit :

$$P_{fourni} = \eta_{Bat} \cdot P_{GPV} \quad (III.22)$$

### III.3.11. Dimensionnement de l'onduleur

L'onduleur est un dispositif de conversion, il est important de connaître la relation liant la puissance de l'onduleur à celle entrante. Cette caractéristique est représentée par la fonction [25] :

$$\eta_{ond} = f(P_{ch}) \quad \text{Ou} \quad \eta_{ond} = f(\text{taux de charge } \tau)$$

La charge étant alimentée en courant alternatif, un onduleur est donc présent entre le bus continu et la charge. Il existe diverses équations pour définir le rendement d'un onduleur en fonction de la puissance délivrée.

L'onduleur monophasé est caractérisé par son rendement en fonction de la puissance fournie à l'utilisation. Le modèle de rendement se traduit par la relation empirique suivante [25] :

$$\eta_{ond} = a \cdot (1 - \exp(b \cdot \tau)) \quad (III.23)$$

Où :

$a$  et  $b$ : sont des constantes ( $a = 0,9559$  ;  $b = - 609164$ );

$\tau$ : taux de charge.

Le taux de charge est calcul par la relation suivant [25]:

$$\tau = \frac{P_{ch}}{P_n} \quad (III.24)$$

Où :

$P_n$ : puissance nominale de l'onduleur;

$P_{ch}$  : puissance à la sortie de l'onduleur.

La variation du rendement de l' onduleur en fonction de taux de charge est représentée sur la figure (III.10) suivante:

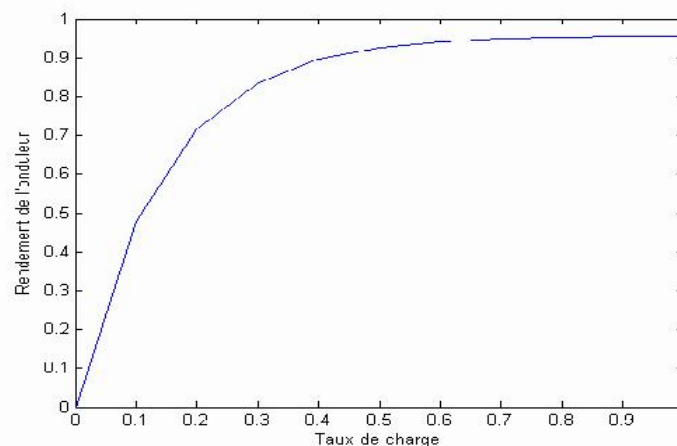


Fig. III.10 : Rendement de l'onduleur [25]

Nous verrons par la suite que le choix de la puissance nominale de l'onduleur en fonction de son application est primordial si l'on veut éviter des pertes énergétiques importantes.

### III.4. Méthode graphique

En se basant sur les équations intérieures, nous pouvons représenter un diagramme qui nous permet de déterminer d'une manière approximation la taille du générateur photovoltaïque pour une demande connue d'énergie hydraulique pour le mois de dimensionnement. La méthode permet le calcul de la puissance crête à l'aide de tracé de droites dans le diagramme cité, en reliant les différentes valeurs d'énergie hydraulique et électrique avec les valeurs de rendements du sous-système moteur-pompe et l'irradiation moyenne journalière, que nous supposons connues (voir Fig. III. 11) [7, 28].

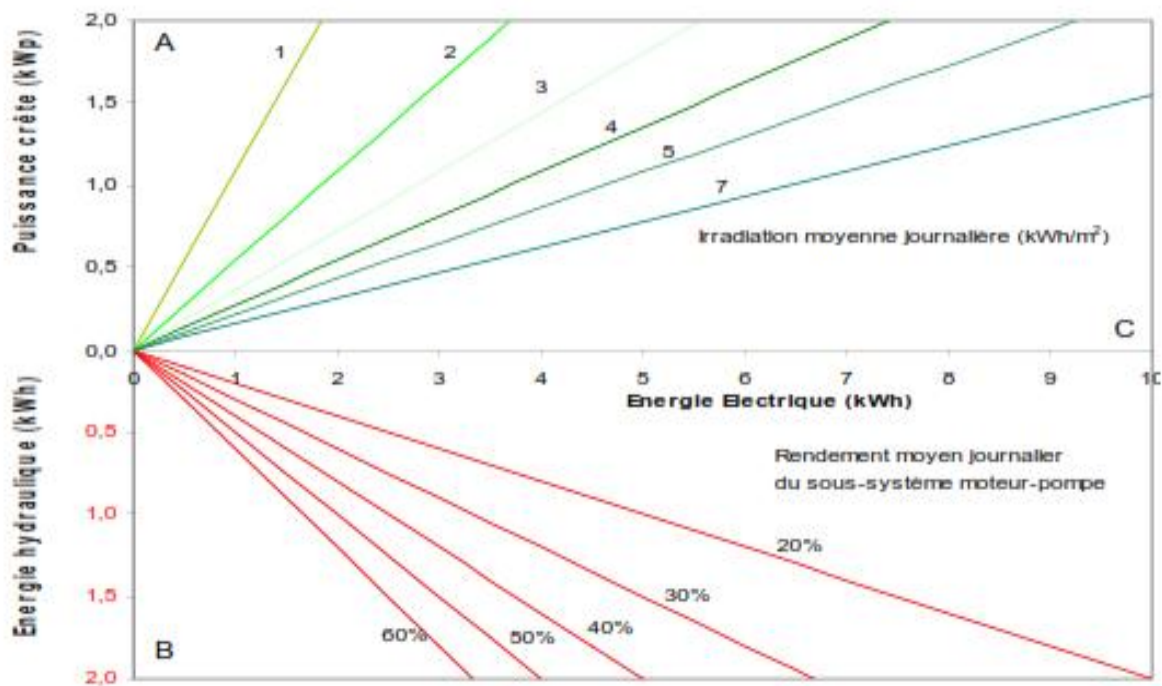


Fig. III.11: Diagramme pour déterminer la taille du générateur photovoltaïque nécessaire pour couvrir une demande d'énergie hydraulique [7, 28]

Pour cet exemple, nous supposons:  $T_c = 40^\circ\text{C}$  ;  $F_m=0,9$  ;  $\beta = 0,005/^\circ\text{C}$ . Le point de départ est l'axe OB, où on choisit la valeur correspondante à l'énergie hydraulique requise (en kWh/jour). Si nous traçons une ligne horizontale qui passe cette valeur, l'intersection avec celle qui correspond au rendement du sous-système moteur-pompe. La projection de ce point d'intersection sur l'axe OC, nous donne la valeur correspondante de l'énergie électrique requise. Si nous prolongeons cette nouvelle valeur vers le haut du diagramme, nous obtiendrons de nouveaux points d'intersection avec les droites qui représentent les différentes valeurs moyennes journalières de l'irradiation. En choisissant la droite appropriée à l'irradiation solaire du mois de dimensionnement, on obtient par projection sur l'axe OA la valeur correspondante de la puissance crête du générateur photovoltaïque. En utilisant aussi un autre diagramme, nous pouvons déterminer graphiquement le débit de la pompe (l/s) à partir de la puissance du générateur (voir Fig. III. 12) [7, 28].

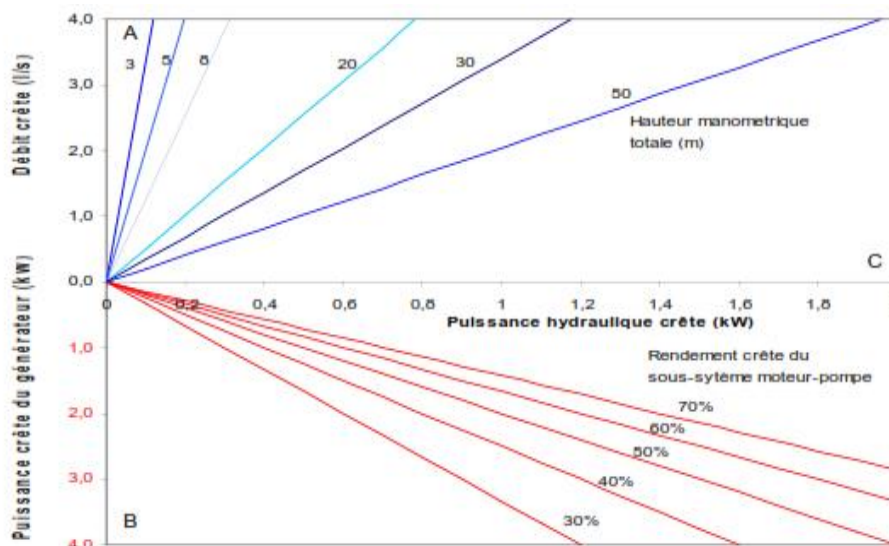


Fig. III.12: Diagramme pour déterminer le débit crête de la pompe [7, 28]

### III.5. Coûts des systèmes de pompage photovoltaïque

#### III.5.1. Présentation

Afin de valoriser les résultats issus de l'étude effectuée pour un tel système, il est indispensable de connaître certains coûts représentatifs de l'installation, une étude technico-économique succincte relative à notre système de pompage est effectuée ; la première partie de cette étude est consacrée à l'évolution des équipements composant le système de pompage, dans la deuxième partie nous avons évalué le coût relatif à l'environnement de l'installation et la dernière partie de cette étude économique aboutira à une estimation du coût du mètre cube d'eau pompée par notre système de pompage photovoltaïque [8, 26].

Dans cette étude tous les coûts qui sont liés aux systèmes de pompage, à l'installation et à la réalisation du puits ont été considérés.

#### III.5.2. Evaluation de coûts de SPPV

Pour évaluer le coût global actualisé du m<sup>3</sup> d'eau pompé, il est nécessaire d'avoir certaines données, les unes sont connues, les autres sont estimables [8, 26] :

- La durée de vie ;
- Le coût ou l'investissement initial ;
- Les coûts de maintenance annuels relatifs au système photovoltaïque ;
- Les coûts de remplacements des différents sous- systèmes ;
- Les profits réalisés.

##### III.5.2.1. Equipement et matériels solaires

Sont les principaux composants du système photovoltaïque : c'est-à-dire les modules photovoltaïque, les onduleurs, groupe moteur-pompe, les batteries et les diverses accessoires utilisés dans l'installation (câbles, boîtiers, ...).

##### III.5.2.2. Etude technique et réalisation

Pour tout projet de réalisation et d'installation d'un système de pompage photovoltaïque, il faudrait ajouter les frais dû à l'étude, étude de prospection et visite du site.

### III.5.2.3. Travaux de génie civil

Les frais relatifs aux travaux de génie civil (réalisation du puits ou du forage, socles pour les structures, réalisation du bassin ou du réservoir d'eau).

### III.5.2.4. Installation

Dans le cadre de l'installation sur site, une équipe de techniciens (installateurs) spécialistes est directement mise en place. Le poste relatif au montage, à l'installation et à la mise en service du système photovoltaïque peut être évalué à 8 % du coût global de l'installation, il représente l'ensemble des frais occasionnés à la réalisation et à l'installation de la centrale sur le site prévu [26].

### III.5.2.5. Le coût de l'entretien

Les hypothèses retenues pour le calcul du coût moyen annuel de l'entretien sont les suivantes [26] :

- Remplacement de composants : 5 % tous les ans ;
- Remplacement de modules : 10 % tous les 05 ans ;
- Remplacement du moto- pompe : 100 % tous les 07 ans ;
- Réparation de l'onduleur : 50 % tous les 05 ans ;
- Entretien génie civil : 1 % tous les 05 ans.

### III.5.3. Hypothèses et calculs des couts

Le coût du générateur photovoltaïque est calculé sur la base 600.00 DA le watt crête, c'est le tarif moyen appliqué dans le marché Algérien.

Le coût de l'installation du système de pompage photovoltaïque sur un site donné tient en compte tous les coûts relatifs au montage du générateur photovoltaïque et le sous- système de pompage tel que : la structure du générateur, le béton, le câblage, tuyauteries, coudes, etc.

Durant cette durée de vie, le système ne nécessite pas une très grande maintenance. Le générateur ne nécessite pas de maintenance sauf quelques interventions de nettoyage de sa surface exposée au soleil des dépôts de poussières. Ainsi donc, la maintenance annuelle du système se limite à la maintenance du sous système de pompage [8, 26].

Dans le cas des pompes centrifuges et les moteurs alternatifs asynchrones qui sont robustes et nécessitent moins de maintenance, le taux de maintenance est estimé à 2% du coût total de l'installation initial.

### III.3. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté les différents composants du système de pompage photovoltaïque SPPV. Nous avons traité avec soin tous les éléments de SPPV et en avons appris que les caractéristiques qui définissent le système de pompage photovoltaïque est la hauteur de pompage, besoin journalière d'eau et le débit. Ces caractéristiques permettent de choisir les meilleurs éléments de l'installation. Pour choisir les éléments de SPPV, nous avons expliqué les procédés de dimensionnement de chaque élément individuellement et les méthodes de calcul économique de système de pompage photovoltaïque SPPV.

# Chapitre IV :

## ETUDE ET DIMENSIONNEMENT D'UN SYSTEME DE POMPAGE PV POUR UN SITE AGROCOLE

## Chapitre IV

## ETUDE ET DIMENSIONNEMENT D'UN SYSTEME DE POMPAGE PV POUR UN SITE AGRICOLE

### IV.1. Introduction

Le pompage solaire photovoltaïque représente la solution idéale pour l'approvisionnement en eau partout où le réseau électrique est absent [7]. Le dimensionnement de systèmes de pompage photovoltaïque (SPPV) pour exhaure de l'eau par énergie solaire photovoltaïque a constitué le thème de nombreux travaux ces dernières années [7,30]. Pour bien gérer son système photovoltaïque il faut, en premier lieu, bien le dimensionner. Dimensionner un système, c'est trouver le juste équilibre entre ses besoins et la quantité d'énergie qui est à ses dispositions selon un certain nombre de critères [28].

Ce chapitre présente deux méthodes de dimensionnement de systèmes de pompage photovoltaïque SPPV, une méthode analytique et une méthode graphique avec une application numérique (Utilisation des logiciels PV\_syst et Meteonorm). Ces méthodes permettent de dimensionner une installation de pompage photovoltaïque pour satisfaire les besoins en eau d'une consommation bien déterminée. Elles sont basées essentiellement sur l'évaluation des besoins d'eau, le calcul de l'énergie hydraulique nécessaire, la détermination de l'énergie solaire disponible et le choix des composants.

### IV.2. Description de projet

#### IV.2.1. Présentation de site

<b>Nom</b>	<i>La Maison Et La Terre De La Famille Yassaad</i>
<b>Ardasse</b>	Cite des frères Seddiki – ElAnnasser/BBA : Algérie

Tableau IV.1 : Présentation du site

#### IV.2.2. Les Caractéristiques de site agricole

Le tableau IV.2 illustre les grandeurs météorologiques et les coordonnées géographiques terrestres du site agricole étudié :

<b>Latitude</b>	36.03 °N
<b>Longitude</b>	4.81 °E
<b>Altitude</b>	892 m
<b>La Surface</b>	3 Hictaire
<b>Albédo</b>	0.20
<b>Inclinaison et Azimuth des panneaux PV</b>	$\beta=35^\circ$ , $\gamma=0^\circ$

Tableau IV.2 : Les caractéristiques de site

### IV.3. Les Données météorologiques

Tout les données météorologiques du site représentées sur les diagrammes ci-dessous sont recueillies par le logiciel Meteonorm version 7.0.19 mode démo. On choisi les données météorologique de l'année 2012.

#### IV.3.1. Tableau résumé

Mois	$G_{GH}$ (kW/m <sup>2</sup> )	$G_{DH}$ (W/m <sup>2</sup> )	$T_a$ (°C)	FF (m/s)
Janvier	2,6	45	6	2,2
Février	3,5	51	3,8	2,3
Mars	4,3	75	10,9	2,5
Avril	5,3	89	13,1	2,7
Mai	7	104	20,1	2,5
Juin	7,5	97	27,8	2,4
Juillet	7	112	29,3	2,5
Aout	6,5	86	29,7	2,3
Septembre	5,1	82	22,4	2,2
Octobre	3,8	62	17,9	2,1
Novembre	2,7	42	12	2,1
décembre	2,2	42	7,4	2,2
Annuelle	200	74	16,7	2,3

Tableau. IV.3 : Les données météorologiques du site

Avec :  $T_a$ : Température de l'air ;  
 $FF$ : Vitesse du vent ;  
 $G_{Gh}$ : Irradiance moy. Du ray. Global horizontal ;  
 $G_{Dh}$ : Irradiance du rayonnement diffus horizontal.

#### IV.3.2. Rayonnement mensuel

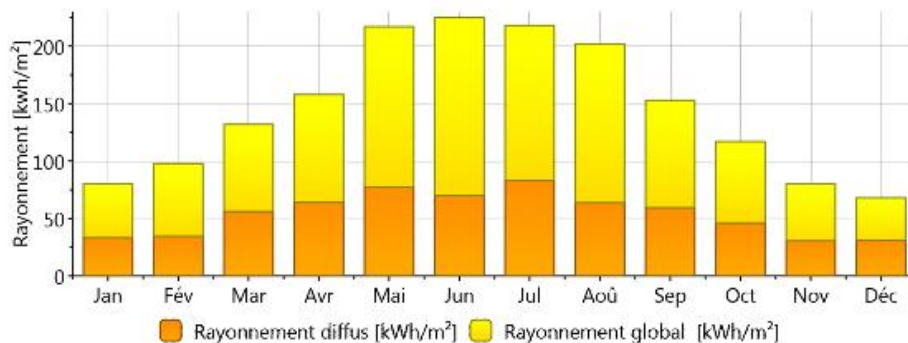


Fig. IV.1: Diagramme de rayonnement mensuel de l'année 2012

A partir du diagramme de rayonnement mensuel de l'année 2012 (Fig. IV.1), nous avons trouvé la valeur moyenne annuelle des rayonnements reçus sur le plan horizontal qui égale à 1630 kWh/m<sup>2</sup>/ans.

### IV.3.3. Rayonnement journalière

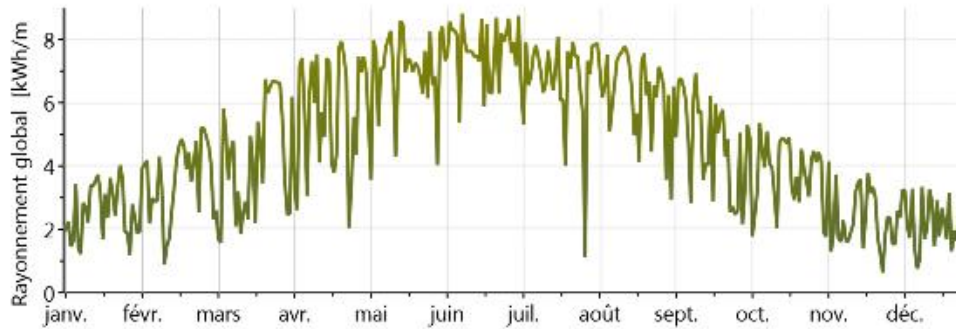


Fig. IV.2: Diagramme de rayonnement journalier de l'année 2012

Le diagramme ci-dessus (Fig. IV.2) représente les variations de rayonnement solaire durant la journée, elle permet de trouver la valeur moyenne journalière des rayonnements reçus sur le plan horizontal et il est de  $4.465 \text{ kWh/m}^2$ .

### IV.3.4. Température mensuelle

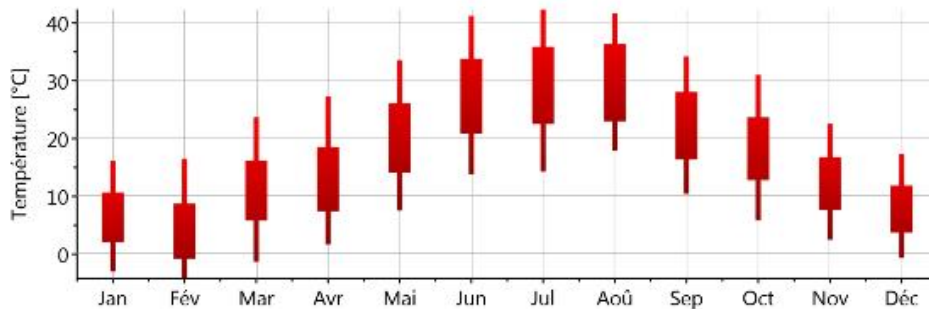


Fig. IV.3: Diagramme de température mensuel de l'année 2012

Dans ce diagramme (Fig. IV.3) on a mentionné la température mensuelle moyenne au sol et mesurée durant l'année 2012. Elle est d'une moyenne de  $16,7 \text{ }^\circ\text{C}$ . La variation de cette température permet de trouver le changement climatique de site. Les valeurs obtenues sont variées entre  $0 \text{ }^\circ\text{C}$  (valeur minimal à l'hiver) et  $42 \text{ }^\circ\text{C}$  (valeur maximal à l'été).

### IV.3.6. Durée d'insolation

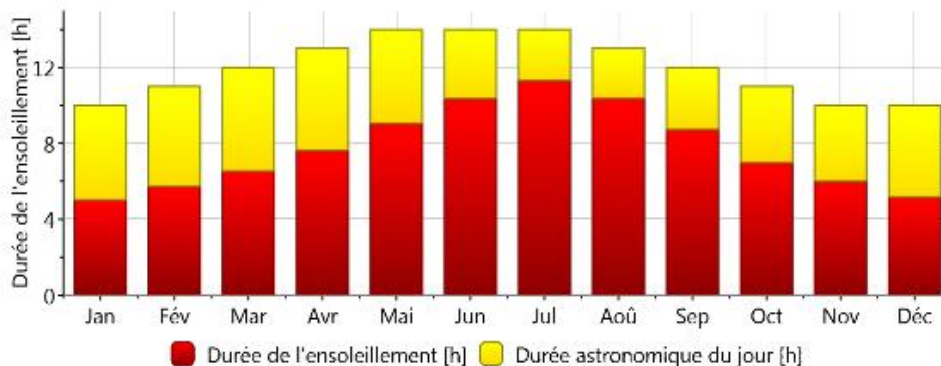


Fig. IV.4: Diagramme de durée d'insolation de l'année 2012

Le diagramme de la figure. IV.4 illustre la durée de l'insolation mensuelle. Les valeurs sont variées à partir de 5 h au janvier (minimal) et de 11 h au juillet (maximal). La valeur moyenne d'insolation est égale à  $7 \text{ h/jour}$ .



#### IV.4. Etude de dimensionnement d'un SPPV

Le tableau suivant donne un résumé sur les besoins journalières en eau, la hauteur total de pompage et des informations sur le site (inclinaison, irradiation, ..., etc.) :

<b>Inclinaison <math>s</math> (<math>^{\circ}</math>)</b>	<b>35 <math>^{\circ}</math></b>
<b><math>G_{dm}</math> (Irradiation solaire <math>W/m^2</math>/ jour)</b>	<b>4465</b>
<b>Besoin en eau (<math>m^3</math>)</b>	<b>10 <math>m^3</math></b>
<b>Hauteur de pompage (m)</b>	<b>46 m</b>

Tableau IV.4 : Les besoins en eau et hauteur total de pompage

Le Schéma ci-dessous représente une vue sur le système de pompage photovoltaïque SPPV qui fonctionne au fil du soleil et qui commande par un contrôleur.

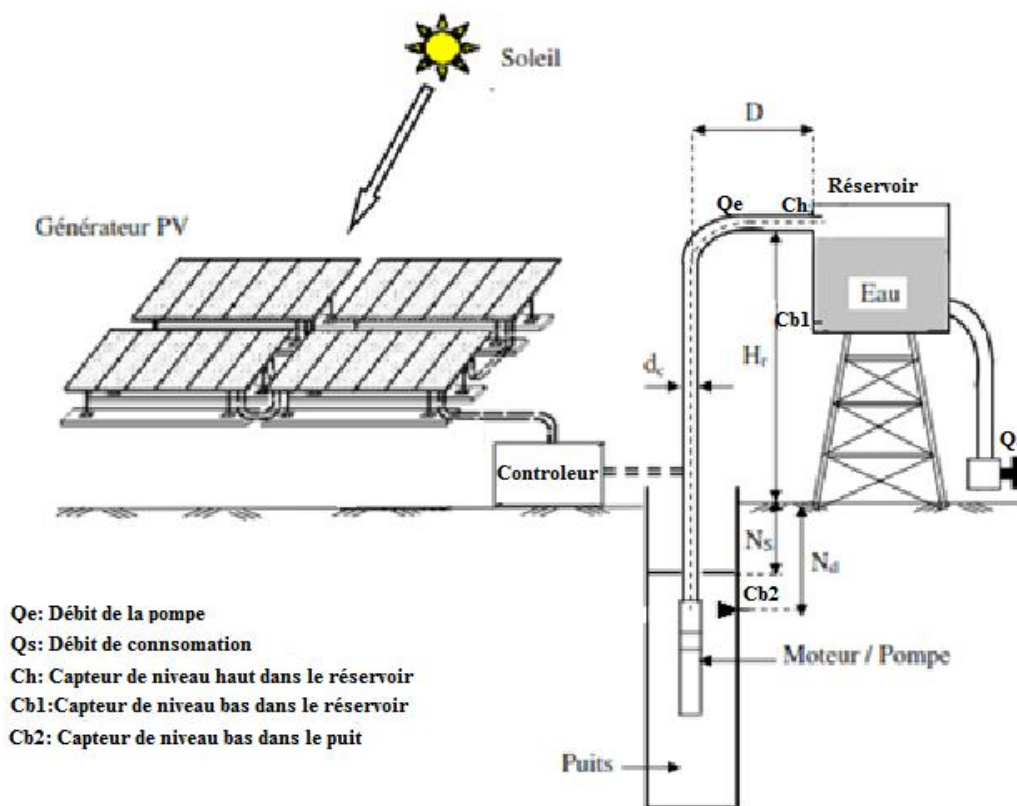


Fig. IV.5: Schéma de SPPV commande par un contrôleur

##### IV.4.1. Dimensionnement de système de commande

Le système de commande utilisé est basé sur des capteurs de niveau d'eau. Ces capteurs commandent la charge et le décharge de réservoir de stockage d'eau. Aussi la protection de la pompe dans la puits contre le fonctionnement à sec si le niveau d'eau est inférieur au niveau dynamique.

Pour optimiser le fonctionnement d'une station de pompage d'eau on propose cet algorithme mener de plusieurs conditions.

- Si  $Cb_1=1$  alors  $P=1$  ; Si le niveau bas est atteint alors la pompe principale  $P$  doit forcément fonctionner pour répondre aux besoins des consommateurs.

- Si  $Ch=1$  alors  $P=0$  ; Si le réservoir est plein c'est à dire que le niveau haut est atteint alors il n'aura pas de pompage.
- Si  $Cb_2= N_d=1$  alors  $P=0$  ; Si le puits est démunis jusqu'à  $N_d$  c'est à dire que le niveau d'eau dans le puits est bas alors il n'aura pas de pompage.

L'organigramme suivant explique le fonctionnement du système de commande par un microcontrôleur, le système de commande ci-dessous peut être réalisé en circuit électronique.

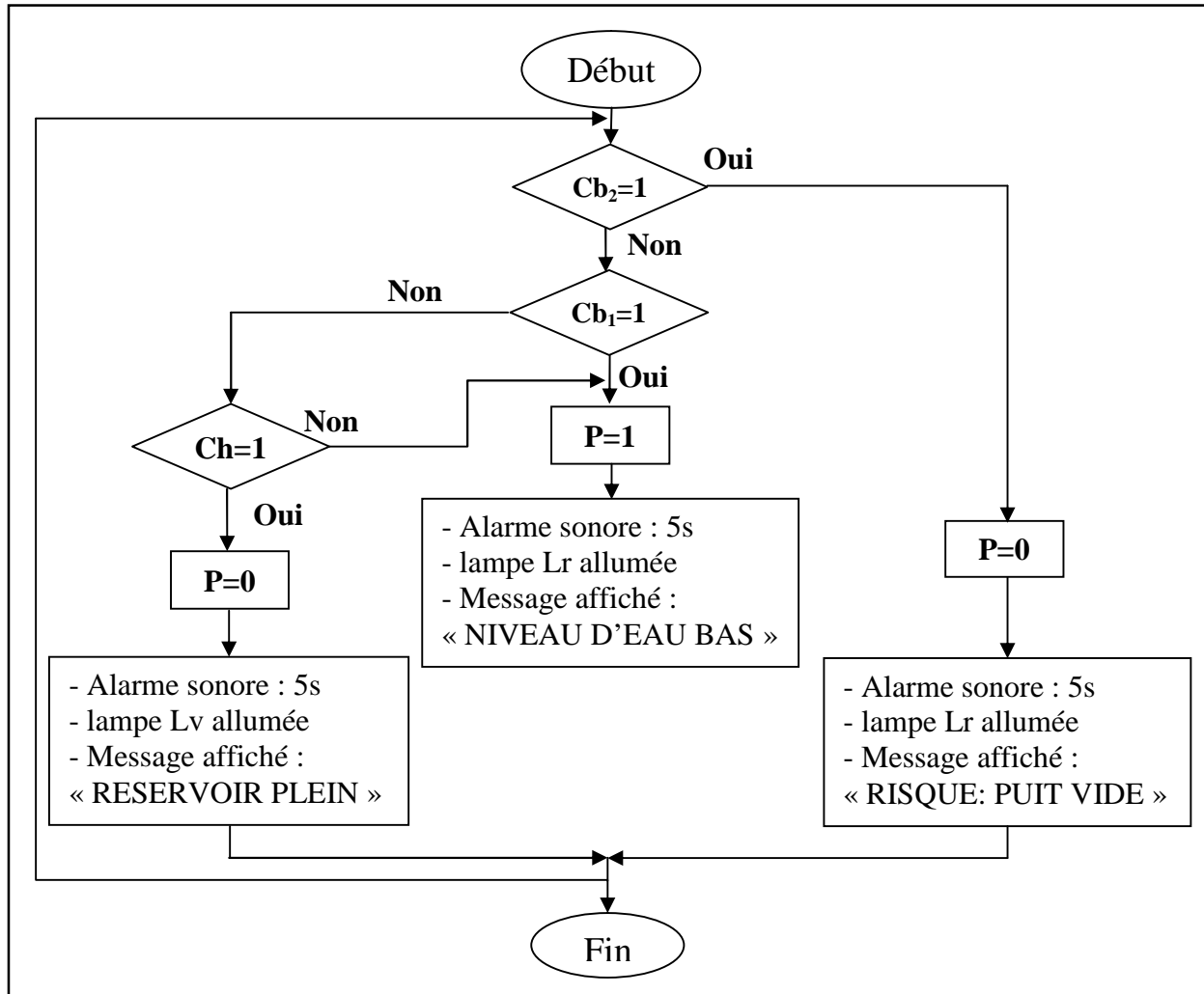


Fig. IV.6 : Organigramme de commande du SPPV

#### IV.4.2. Bilan énergétique

##### IV.4.2.1. Calcul de l'énergie hydraulique nécessaire

En appliquant l'équation (III.4) pour le calcul de l'énergie hydraulique :

$$E_h = \frac{g \cdot \rho_a \cdot V_a \cdot h}{3600}$$

$$E_h = \frac{9,81 \times 1000 \times 46 \times 10}{3600}$$

Alors

$$E_h = 1254 \text{ Wh/jour}$$

(IV.1)

## IV.4.2.2. Calcul de l'énergie électrique nécessaire

La valeur d'efficacité de la pompe **PS600 SJ3-9** est de  $\eta_{MP} = 47,6\%$ , donc L'énergie électrique nécessaire pour le système de pompage est calculé par la relation (III.12) :

$$E_e = \frac{E_h}{\eta_{MP}}$$

$$E_e = \frac{1254}{0,476}$$

Alors

$$E_e = 2635 \text{ Wh/jour} \quad (\text{IV.2})$$

## IV.4.3. Dimensionnement de générateur PV

Pour ce projet, nous supposons:  $T_c = 40^\circ\text{C}$  ;  $F_m = 0,9$  ;  $\gamma = 0,005/^\circ\text{C}$ , alors la puissance crête de générateur PV nécessaire pour SPPV est calculé par la relation (IV.9) suivant:

$$P_g = \frac{G_{ce}}{F_m[1-\gamma(T_c-T_{c,ref})].G_{dm}(\beta)} \cdot E_e$$

Avec  $\eta_{MP} = 42,2\%$ ,  $G_{dm}(\beta) = 4465 \text{ Wh/m}^2$ ,  $G_{ce} = 1000 \text{ W/m}^2$  et  $T_{c,ref} = 25^\circ\text{C}$ . Alors :

$$P_g = \frac{1000}{0,9 \times 4465 \times [1 - 0,005(40 - 25)]} \times 2635$$

$$P_g = \frac{2290000}{3719,61}$$

Alors

$$P_g = 708,88 \text{ Wc} \quad (\text{IV.3})$$

La puissance crête de générateur photovoltaïque nécessaire est de  $708,88 \text{ Wc}$ , et pour trouvé le nombre des panneaux, en choisi le model **LX-180/125-75L+S** fabrique par **LUXOR**. La puissance nominale crête de module  $P_p = 180 \text{ Wc}$ ,  $V_{mpp} = 35,8 \text{ V}$ ,  $I_{mpp} = 5,03 \text{ A}$  et d'une surface de  $S_m = 1,28 \text{ m}^2$ . Pour la pompe, ses caractéristique est :  $P_{PM} = 700 \text{ W}$ ,  $V_{nom} = 72 \text{ V}$ ,  $I_{nom} = 10 \text{ A}$ , donc le nombre des panneaux nécessaire en série est :

$$N_{ps} = \frac{V_{nom}(PM)}{V_{mpp}}$$

$$N_{ps} = \frac{72}{35,8} = 2,011$$

Alors on prend

$$N_{ps} = 2 \text{ panneaux en série} \quad (\text{IV.4})$$

Le nombre des panneaux nécessaire en parallèle est :

$$N_{pp} = \frac{I_{nom}(PM)}{I_{mpp}}$$

$$N_{pp} = \frac{10}{5,03} = 1,988$$

Alors on prend

$$N_{pp} = 2 \text{ panneaux en parallèle} \quad (\text{IV.5})$$

Donc le nombre des panneaux nécessaire est :

$$N_p = N_{ps} \times N_{pp}$$

$$N_{pp} = 2 \times 2$$

Alors

$$N_{pp} = 4 \text{ panneaux}$$

(IV.6)

La surface de générateur PV est :

$$S_g = N_p \times S_m$$

$$S_g = 4 \times 1,28$$

Alors

$$S_g = 5,12 \text{ m}^2$$

(IV.7)

#### IV.4.4. Dimensionnement de la pompe

##### IV.4.4.1. Calcul de la puissance hydraulique crête

La puissance hydraulique crête ( $P_h$ ) nécessaire est donnée par la relation (III.15) suivante :

$$P_h = P_g \cdot \eta_{MP}$$

Donc

$$P_h = 720 \times 0,476$$

Alors

$$P_h = 342,72 \text{ Wc}$$

(IV.8)

##### IV.4.4.2. Calcul du débit crête

Le débit crête  $Q$  ( $\text{m}^3/\text{h}$ ) est calculé par la relation (III.14) suivant :

$$Q = \frac{3,6 \cdot P_h}{g \cdot h}$$

$$Q = \frac{3,6 \times 342,72}{9,81 \times 40}$$

Donc

$$Q = 3,14 \text{ m}^3/\text{h}$$

(IV.9)

#### IV.4.5. Dimensionnement de tuyauterie

Le diamètre de tuyauterie peut être calculé par la formule de Bresse (III.16):

$$D = K \cdot \sqrt{Q}$$

Avec  $Q$  en  $\text{m}^3/\text{s}$ , à partir de l'équation (IV.9):  $Q = 8,733 \cdot 10^{-4} \text{ m}^3/\text{s}$ ,  $K=1,40$ .

Donc

$$D = 1,4 \times \sqrt{(8,733 \times 10^{-4})}$$

Alors

$$D = 41 \text{ mm (1"1/2 pouce)}$$

(IV.10)

## IV.4.6. Dimensionnement de système de stockage d'eau

## IV.4.6.1. Calcul du rayon de réservoir de stockage

Le réservoir de stockage d'eau est d'une forme cylindrique. Le volume de cylindre est de  $10 \text{ m}^3$  et d'une hauteur  $h=1,5 \text{ m}$ . On peut calculer le rayon et le diamètre du réservoir par les relations suivantes :

$$\begin{cases} r = \sqrt{\left(\frac{V}{\pi \cdot h}\right)} \\ D_r = 2r \end{cases}$$

Alors 
$$r = \sqrt{\left(\frac{10}{3,14 \times 1,5}\right)}$$

Donc 
$$\begin{cases} r = 1,457 \text{ m} \\ D_r = 2,91 \text{ m} \end{cases} \quad (\text{IV.11})$$

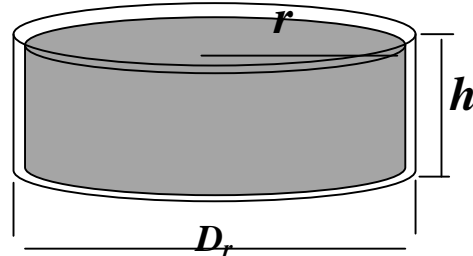


Fig. IV.6: Schéma de réservoir

## IV.4.6.2. Calcul du temps nécessaire pour la charge de réservoir

Le temps nécessaire pour la charge de réservoir peut être calculé par la relation suivant :

$$t(h) = \frac{V_r}{Q}$$

$$t(h) = \frac{10}{3,14}$$

Alors 
$$t = 3 \text{ h } 11 \text{ min} \quad (\text{IV.12})$$

## IV.4.7. Rendement énergétique de SPPV

Comme nous avons déjà mentionné, la pompe fonctionne 3.71 h et le générateur PV produit l'énergie pendant la durée d'ensoleillement journalière (5 h/ jour). En se basant sur ces données, on peut effectuer les calculs suivants :

## IV.4.7.1. Calcul de l'énergie produit par générateur PV

$$E_g = P_g \cdot t$$

$$E_g = 720 \times 5$$

Alors 
$$E_g = 3600 \text{ Wh/jour} \quad (\text{IV.13})$$

## IV.4.7.2. Calcul de l'énergie consommé par la pompe

$$E_p = P_{pm} \cdot t$$

$$E_p = 700 \times 3,18$$

Alors

$$E_p = 2229 \text{ Wh/jour} \quad (\text{IV.14})$$

#### IV.4.7.3. Calcul de différence d'énergie

En comparant entre les deux types d'énergie précédente on peut calculer l'énergie inutilisable et l'énergie de perte. On a :

$$E_d = E_g - E_{pm}$$

$$E_d = 3600 - 2229$$

Alors

$$E_d = 1371 \text{ Wh/jour} \quad (\text{IV.15})$$

#### IV.4.7.4. Calcul de perte d'énergie de système

Les données suivantes expriment les valeurs des pertes du SPPV :

- 1- Encrassement du champ : 3 % ;
- 2- Perte de qualité module : 2,5 % ;
- 3- Perte ohmique de câblage : 1,5 % aux STC ;
- 4- Perte de "mis match" modules : 2.0 % au MPP ;
- 5- Perte de convertisseur MPPT-DC : 8% ;
- 6- Effet d'incidence, para métrisation ASHRAE : 0.05.

Pour éviter des problèmes dans le système nous utilisons toutes ces valeurs pour calculer la valeur de perte énergétique journalière. L'énergie de perte est calculée à partir de la relation suivante qu'est en fonction de l'énergie produit par le générateur PV:

$$E_{prt} = \sum F_p \cdot E_g$$

$$E_{prt} = (0,03 + 0,025 + 0,015 + 0.05 + 0.08 + 0.02) \times 3600$$

Alors

$$E_{prt} = 792 \text{ Wh/jour} \quad (\text{IV.16})$$

#### IV.4.7.5. Calcul de l'énergie surplus

Nous avons calculé les différentes énergies entre l'énergie produite et l'énergie consommée, aussi nous avons considéré que cette énergie est la somme de l'énergie inutilisable et l'énergie de perte de système. Donc l'énergie inutilisable est calculé par la relation suivant :

$$E_{in} = E_d - E_{prt}$$

$$E_{in} = 1371 - 792$$

Alors

$$E_{in} = 579 \text{ Wh/jour} \quad (\text{IV.17})$$

## IV.5. Simulation du système par le logiciel PV\_syst

### IV.5.1. Présentation de logiciel

PV\_syst est un logiciel PC destiné pour l'étude, le dimensionnement et l'analyse des données des systèmes photovoltaïques complets permettant d'obtenir diverse informations telles que la production d'énergie, l'irradiation et le coût de l'installation, la surface nécessaire, et la production annuelle d'énergie. Un mode avancé permet d'obtenir beaucoup plus d'informations pour une étude très complète. Il contient une base de données et des outils dans le domaine de l'énergie solaire en général [9].

Ce logiciel est conçu pour les besoins des architectes, ingénieurs, chercheurs. Il est également très utile pour la formation pédagogique.

### IV.5.2. L'organigramme de simulation par logiciel PV\_syst

L'organigramme suivant explique les étapes de la saisie des données du logiciel PV\_syst et l'obtention des résultats :

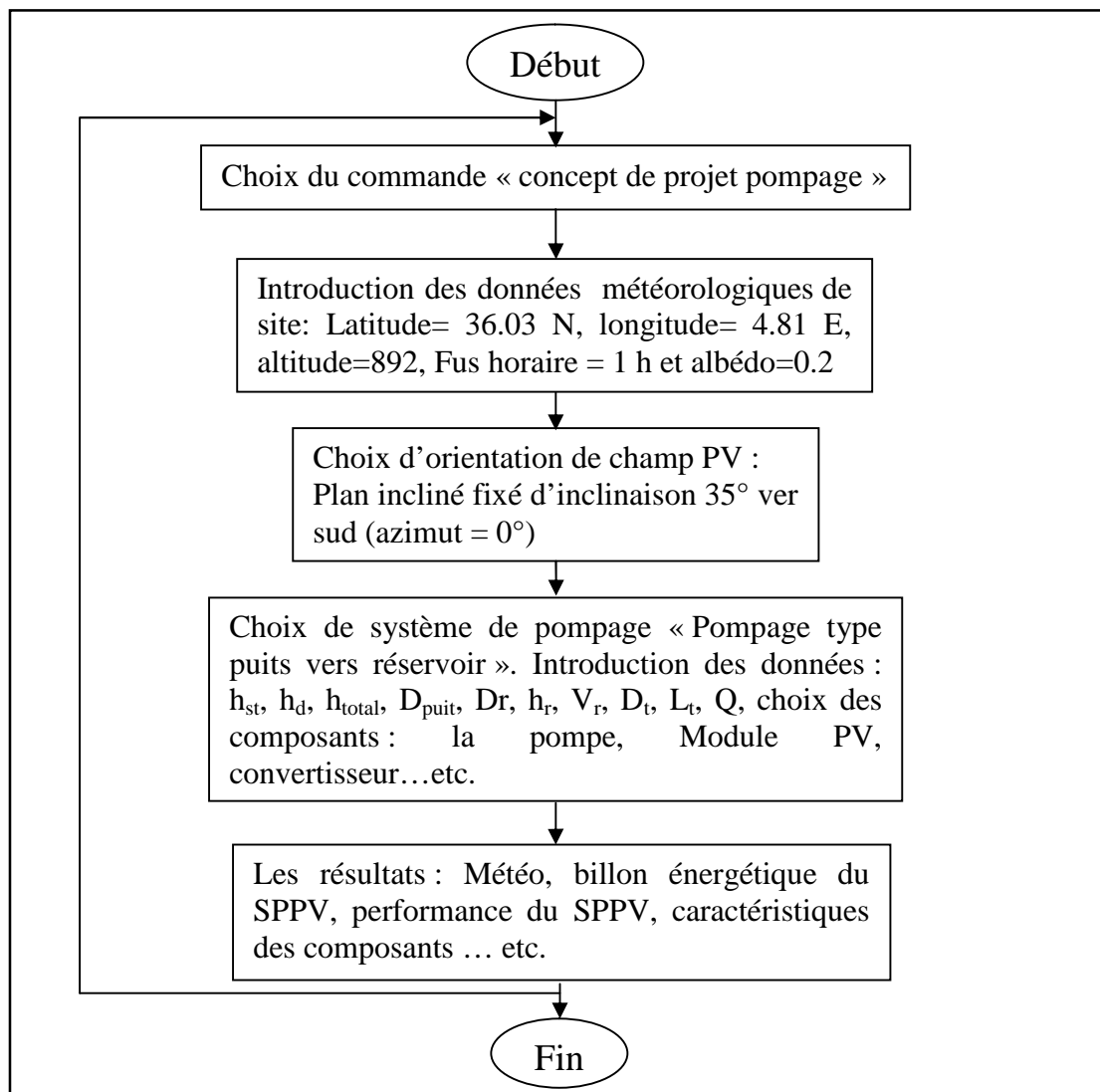


Fig. IV.8 : Organigramme de simulation par le logiciel PV\_syst

## IV.5.3. Résultats et discussions

En injectant les données météorologiques du site et les résultats du calcul théorique, nous avons obtenu les résultats suivants :

- Le diagramme obtenu dans la *figure. IV.9* représente la trajectoire du soleil par rapport au site étudié durant l'année 2012. L'hauteur du soleil est maximale au 22 juin et elle est minimale au 22 décembre où la variation de la hauteur en fonction de l'azimut est nulle.

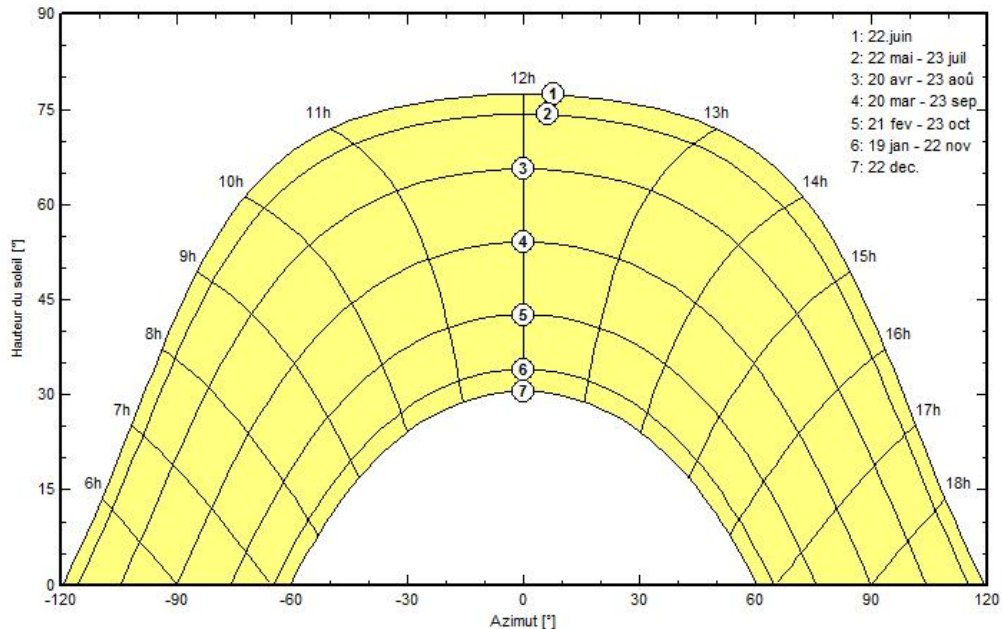


Fig. IV.9: Trajectoire du soleil « Masque solaire »

- La météo du site représentée dans la *figure. IV.10*, permet de vérifier le changement d'irradiation solaire globale horizontale et de l'irradiation diffusée de chaque valeur journalière de l'année 2012.

Les valeurs maximales sont centralisées entre avril et septembre. Durant cette période l'irradiation diffusée est minimale par rapport à l'irradiation globale qui est maximale.

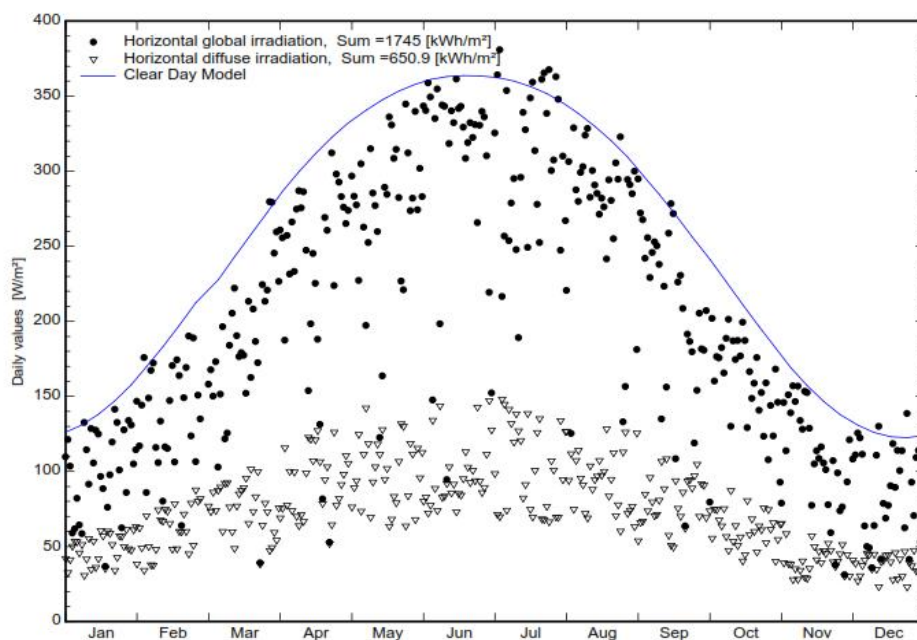


Fig. IV.10: Météo de site



- Le diagramme ci-dessous (Fig. IV.11) explique le changement d'énergie d'incidence de référence en fonction de temps. L'énergie d'incidence de référence est le rapport entre l'énergie incidente sur le générateur PV et l'énergie produite par le générateur pendant un jour. La moyenne de cette dernière est de 5,248 kWh/m<sup>2</sup>.jr.

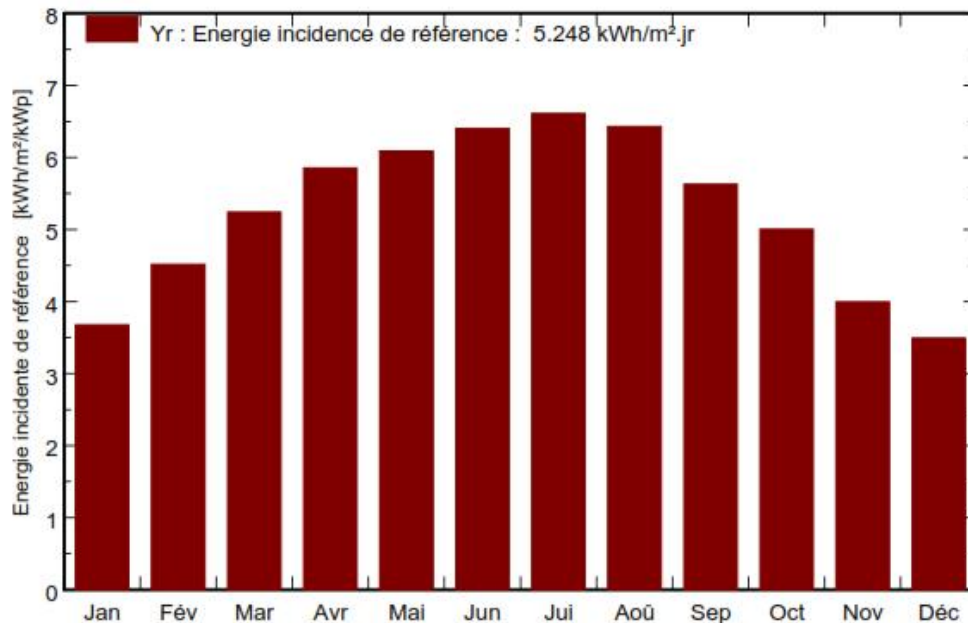


Fig. IV.11: Energie d'incidence de référence dans le plan capteurs

- Le diagramme obtenu dans la figure. IV.12, définit la production d'énergie normalisée du système PV. A partir de ce dernier, nous remarquons que la pompe a consommé une énergie presque constante. On remarque aussi qu'il y a des pertes d'énergie dues au convertisseur et à la collection du champ PV...etc. Dès que le réservoir est plein, la pompe s'arrête et par conséquent l'énergie produite par le générateur reste inutilisable.

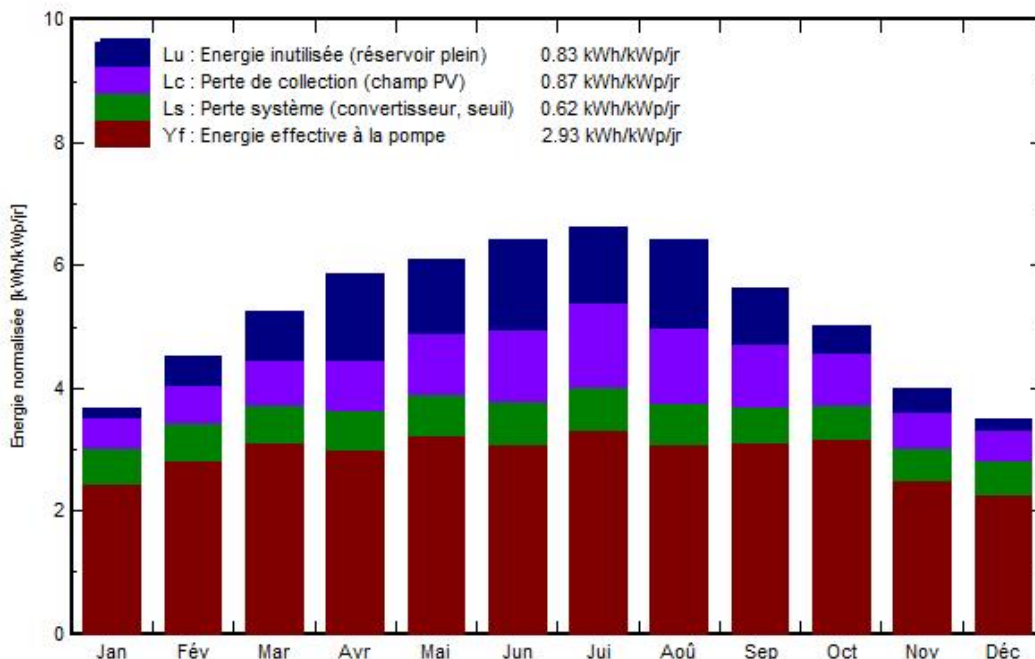


Fig. IV.12: production normalisé par kW<sub>c</sub> installé

- Le diagramme de la *figure. IV.13* donne le pourcentage de chaque partie de l'énergie par rapport à l'énergie produite par le générateur PV. Nous remarquons que l'exigence d'énergie de la pompe représente 55.9 % de l'énergie totale produite. Cette quantité d'énergie permet le fonctionnement de la pompe pour recouvrir le besoin en eau. Le reste d'énergie totale représente les pertes énergétiques et qui est égal à 44.1% de l'énergie totale. Ces pertes sont divisées entre les pertes de champ PV (16.5%) et les pertes du système (convertisseur, seuil : 11,8%) ; Le reste représente le surplus d'énergie quand le réservoir est plein.

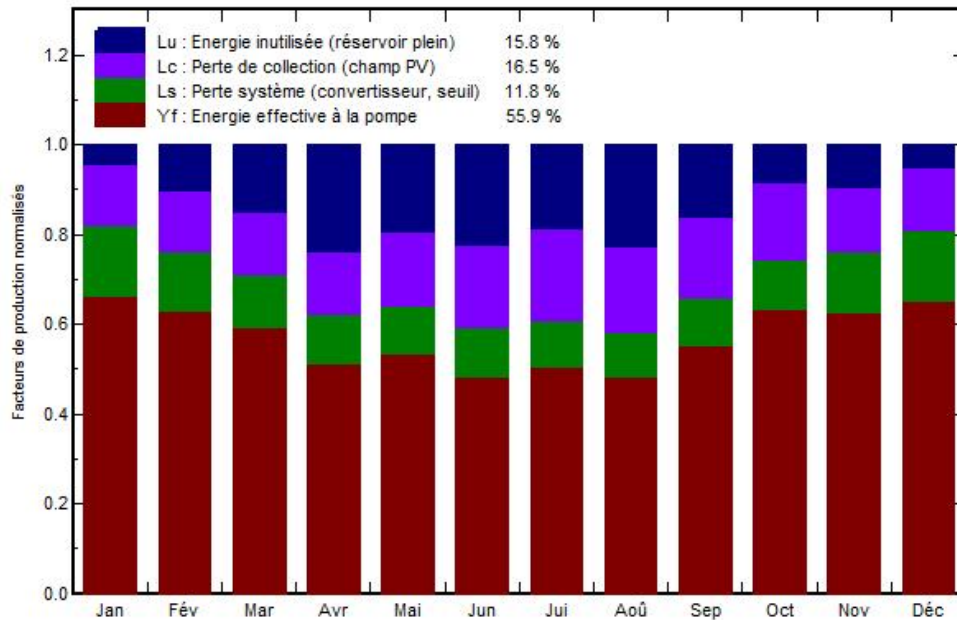


Fig. IV.13: Facteurs normalisés de production et des pertes

- Le diagramme de la *figure. IV.14* explique la variation du débit volumique par rapport à la puissance de la pompe. Le débit volumique est augmenté régulièrement avec l'augmentation de la puissance de la pompe. La valeur maximale du débit est de 3 m<sup>3</sup>/h produite par une puissance de 600W.

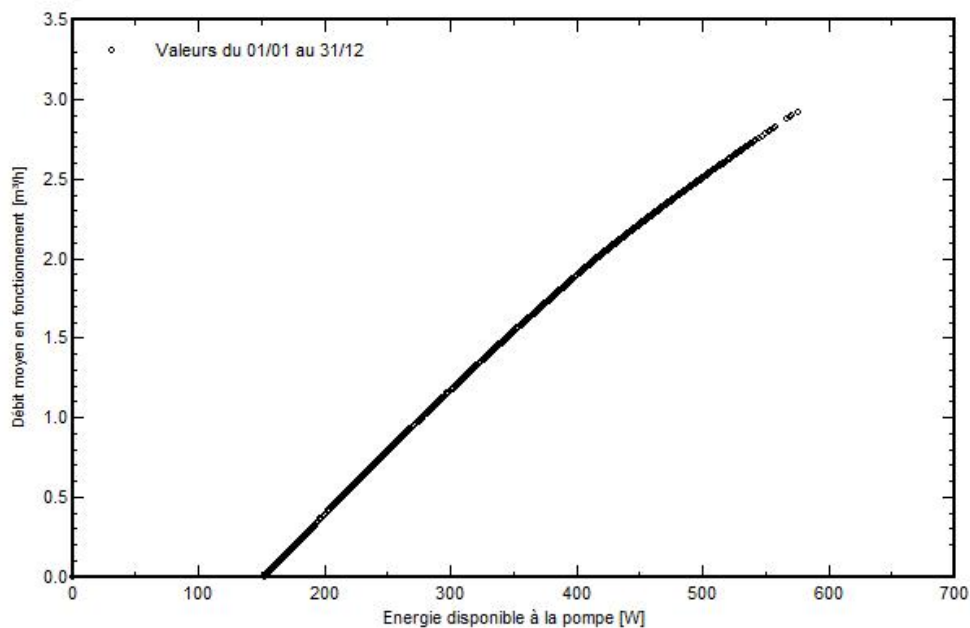


Fig. IV.14: Débit en fonction de la puissance de la pompe

- Le changement des valeurs du débit permet une variation de production de l'eau par jour et varie aussi en fonction de l'irradiation solaire. Ce dernier est représenté dans le diagramme de la figure. IV.15. La production d'eau augmente régulièrement avec l'augmentation de l'irradiation solaire. Cette production est liée avec l'énergie électrique du générateur PV qui fait fonctionner la pompe.

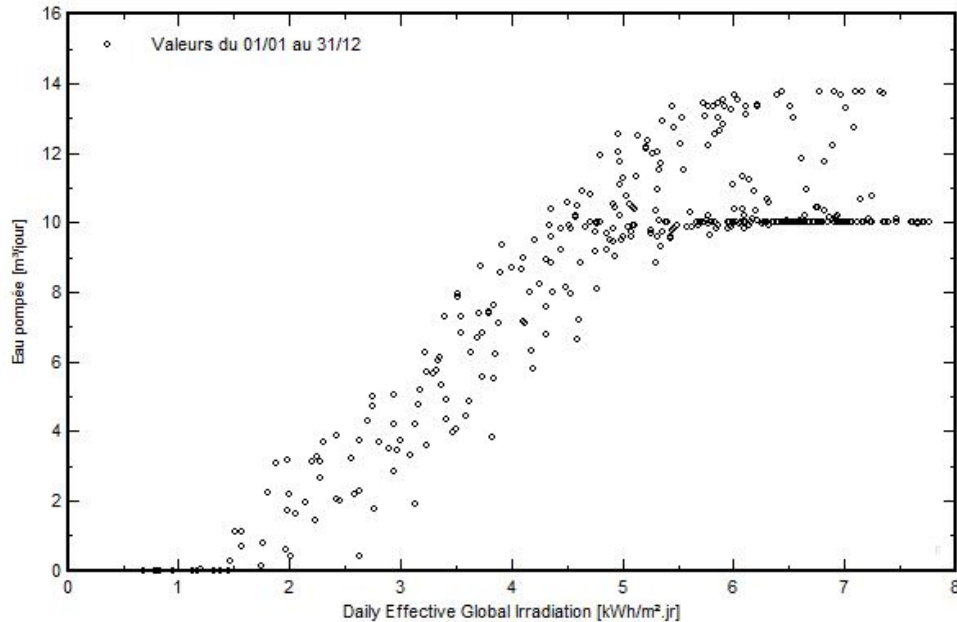


Fig. IV.15: Production d'eau journalière selon l'irradiation

#### IV.7. Etude économique du système

Nous avons étudié le prix économique du SPPV en tenant compte de tous les produits utilisés dans les calculs précédents et de leurs prix. Les figures suivantes (Fig. IV.16 et Fig. IV.17) donnent un aperçu sur l'emplacement du générateur PV et du réservoir de stockage de l'eau ainsi que la position du puit.

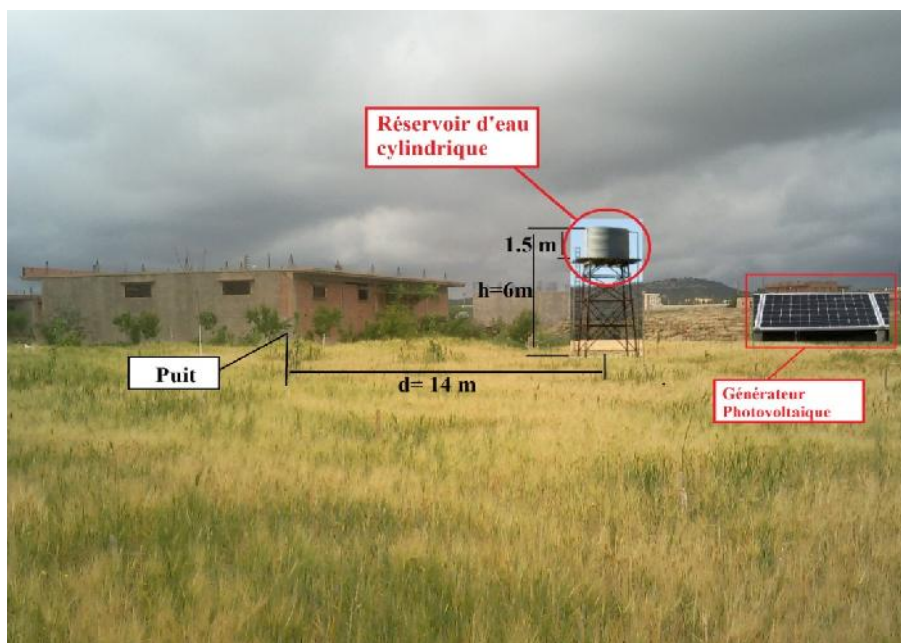


Fig. IV.16: L'interface du côté de la maison et la situation de l'emplacement des éléments du SPPV

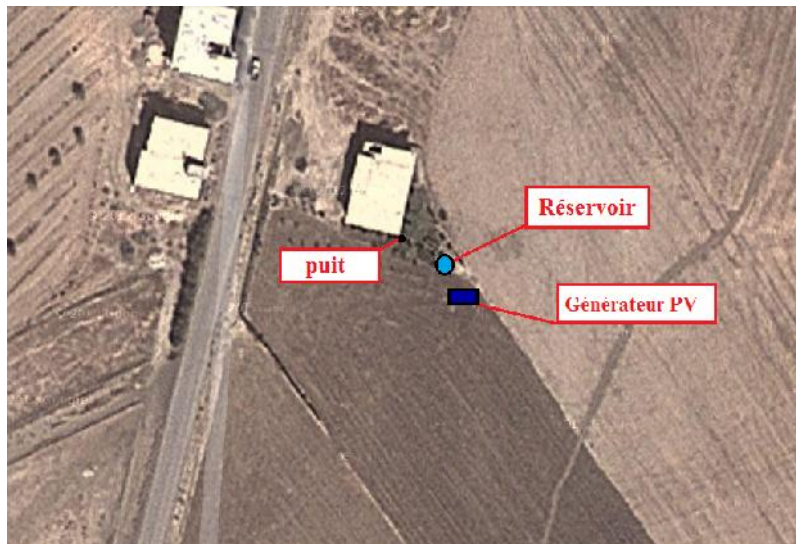


Fig. IV.17: Vue aérienne du site montrant la position de l'emplacement des éléments du SPPV

Les coûts estimatifs globaux de systèmes de pompage photovoltaïque sont donnés par le tableau suivant :

Catégorie	éléments	Prix d'élément (DA/TTC)	Prix total (DA/TTC)
Equipement solaire	- Générateur PV (LX-180/125-75L+S)	19600,00	78400,00
	- Pompe (PS600SJ3-9)	160 000,00	160 000,00
	<b>total</b>	<b>238400,00 DA</b>	
Accessoires	- Câble splice kit 2,5-6sqmm.	-	11000,00
	- Well probe sensor / water Level Sensor.	-	5200,00
	- Accessoires (tuyau,van,...)	-	15000,00
	<b>total</b>	<b>31200,00 DA</b>	
<b>Prix Total de l'installation</b>		<b>270000,00 DA</b>	

Tableau IV.5 : Le facteur économique du projet

Le prix global de l'équipement de l'installation d'un SPPV est égal à *vingt sept millions centime*. Les diagrammes suivants expliquent la distribution des coûts de ce projet :

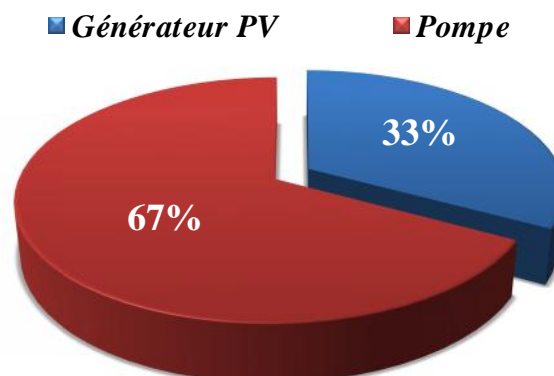


Fig. IV.18: Distribution des coûts des équipements solaires

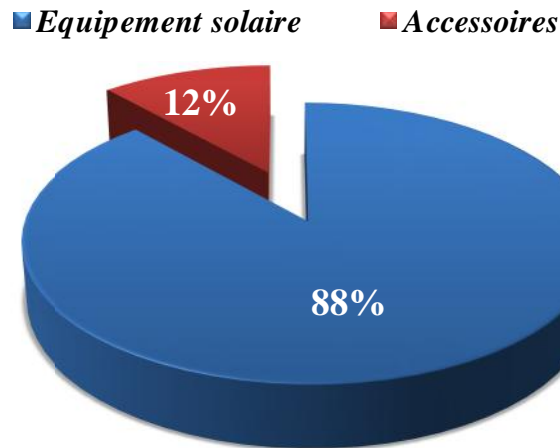


Fig. IV.19: Distribution des coûts du SPPV

Nous remarquons d'après l'analyse de ces résultats économiques que le générateur PV représente 33 % du coût total des équipements solaire comme cela est montré dans le tableau (IV.5) et que le coût des équipements solaire représente 88 % du coût total du système.

#### IV.8. Conclusion

Les résultats obtenus par la simulation présentée dans ce chapitre montrent que la puissance hydraulique extraite du système de pompage photovoltaïque SPPV qui fonctionne au fil du soleil dépend du : système de captage (générateur photovoltaïque), groupe moteur pompe et les tuyauteries d'aspiration et de refoulement.

On outre la quantité journalière d'eau pompée dépende de l'éclairement maximal sur le site et la hauteur manométrique totale.

Après l'analyse économique du système de pompage photovoltaïque, on constate le prix global de ce projet et qui est de **vingt sept millions centime: 270000,00 DA.**

# Conclusion Générale

## *CONCLUSION GÉNÉRALE*

Les systèmes de pompage photovoltaïques (SPPV) se présentent comme une solution idéale pour l'alimentation en eau pour des zones isolées et avec de faibles taux de population. Ces systèmes ont démontrés un intérêt particulier pour leur installation dans différentes régions en Algérie.

Le présent travail nous a permis de dimensionner les systèmes de pompage photovoltaïques en se basant sur des valeurs moyennes mensuelles de l'irradiation solaire disponible et de l'énergie hydraulique nécessaire.

Nous avons utilisé deux méthodes de dimensionnement des systèmes de pompage photovoltaïques (SPPV), qui sont : une méthode analytique et une méthode de simulation. Les principales étapes pour le dimensionnement sont les suivantes : l'évaluation des besoins en eau, calcul de l'énergie hydraulique nécessaire, détermination de l'énergie solaire disponible et choix des composants.

La méthode de dimensionnement utilisée est basée sur le calcul des valeurs moyennes mensuelles de l'irradiation solaire disponible et de l'énergie hydraulique nécessaire. Le mois de dimensionnement choisi est celui dont le rapport entre l'irradiation solaire et l'énergie hydraulique nécessaire est minimum.

Les résultats obtenus par la simulation présentée dans ce chapitre montrent que la puissance hydraulique extraite du système de pompage photovoltaïque SPPV qui fonctionne au fil du soleil dépend du : système de captage (générateur photovoltaïque), groupe moteur pompe et les tuyauteries d'aspiration et de refoulement.

On outre la quantité journalière d'eau pompée dépende de l'éclairement maximal sur le site et la hauteur manométrique totale.

Après l'analyse économique du système de pompage photovoltaïque, on constate le prix global de ce projet et qui est de ***vingt sept millions centime: 270000,00 DA.***

# Bibliographe



## BIBLIOGRAPHE

- [1] Vincent Trachsel, M. Michel Favez, *L'énergie éolienne et solaire: alternatives aux besoins énergétiques de la Suisse de demain?*, Article, Lycée Denis-De-Rougement de Neuchâtel, (2007).
- [2] B. Chikh-Bled, I. Sari-Ali Et B. Benyoucef, *Méthode de dimensionnement optimal d'une installation photovoltaïque*, Article, Université Abou-Bakr Belkaïd, Tlemcen, (2010).
- [3] R. Tchadan, M.J. Tchana Nkouimi, *Outil d'aide au dimensionnement des systèmes photovoltaïques domestiques*, Revue des Energies Renouvelables, Vol. 12, N°. 3, pp. 523 – 532, (2009).
- [4] F. Yettou, A. Gama, A. Malek, B. Azoui, C. Larbès, *Etude et conception d'un logiciel de calcul de l'éclairement solaire en Algérie destiné aux systèmes à concentration solaires*, Revue des Energies Renouvelables, Vol. 14, N°. 1, pp. 27 – 46, (2011).
- [5] A. Ould Mohamed Yahya, A. Ould Mahmoud Et I. Youm, *Etude et modélisation d'un générateur photovoltaïque*, Revue des Energies Renouvelables, Vol. 11, N°. 3, pp. 473 – 483, (2008).
- [6] M. T. Boukadoum, A. Hamidat et N. Ourabia, *Le pompage photovoltaïque*, Revue des Energies Renouvelables, Zones Arides, pp. 69-73, (2002).
- [7] A. Hadj Arab, M. Benghanem et A. Gharbi, *Dimensionnement de systèmes de pompage photovoltaïque*, Revue des Energies Renouvelables, Vol. 8, pp. 19 – 26, (2005).
- [8] A. Hamidat, A. Hadj Arab et M.T. Boukadoum, *Performances et coûts des systèmes de pompage PV en Algérie*, Revue des Energies Renouvelables, Vol. 8, pp. 157 – 166, (2005).
- [9] M. Naoual, *Etude de dimensionnement d'une installation photovoltaïque indépendante*, Mémoire de master, Université Elbachir Elibrahimi de BBA, (2012).
- [10] F. Abdo, *Croissance de couches minces de silicium par épitaxie en phase liquide a base de température pour application photovoltaïque*, Thèse de doctorat, Institut national des sciences appliquée de Lyon, France, (2007).
- [11] O. Gergaud, *Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur*, Thèse de doctorat, l'Ecole Normale Supérieure de Cachan, (2002).
- [12] T. Ismail, *Etude d'un distillateur solaire a cascade*, Thèse de magistère, Université de Mentouri, Constantine, (2010).
- [13] S. BELAKEHAL, *Conception & Commande des machines a aimants permanents dédiées aux énergies renouvelables*, Thèse de doctorat, Université de Mentouri Constantine, (2010).

- [14] A. Dalila, *Optimisation Du Rendement D'un Capteur Solaire Par Minimisation Des Pertes Convectives*, Thèse de Magistère, Université El-Hadj Lakhdar-Batna, (2010)
- [15] S. Souad, *Effet Des Paramètres Opérationnels Sur Les Performances D'un Capteur Solaire Plan*, Thèse De Magistère, Université De Mentouri Constantine, (2010).
- [16] Anne Labouret et Michel Villon, *Energie solaire photovoltaïque- le Manuel du professionnel*, Dunod, Paris, (2003).
- [17] M. Khaled, *Conception Et Réalisation D'un Concentrateur Sphérique*, Thèse De Magistère, Université De Mentouri Constantine, (2008).
- [18] M. Fariza, *Détermination du gisement solaire par traitement d'images MSG*, Thèse De Magistère, Université Mouloud Mammeri de tizi ousou.
- [19] M. Angel Cid Pastor, *Conception et réalisation de modules photovoltaïques électroniques*, Thèse de doctorat, Ecole Doctorale : GEET, (2006)
- [20] B. Zakaria, *contribution a la modalisation d'une cellule solaires*, Thèse de magistère, Université de Bachar, (2009).
- [21] Z. Foudil, *Etude de la concentration solaire sur les performances des systèmes photovoltaïque*, Thèse de magistère, Constantine, (2009).
- [22] Anne Labouret, Pascal Cumunel, Jean-Paul Braun, Benjamin Faraggi, *Cellules solaires les bases de l'énergie photovoltaïque*, 5<sup>e</sup> Edition, 130p, (2010).
- [23] Z. Belkacem, *Etude de l'évolution des caractéristiques des matériaux thermoélectriques des anciennes et nouvelles générations et applications photovoltaïque-thermoélectricité*, Thèse de magistère, Université Mouloud Mammeri, Tizi-Ouzou, (2012).
- [24] C. Sami, *Contribution à l'étude d'un système de conversion photovoltaïque*, Mémoire d'ingénieur, Université Elbachir Elibrahimi de BBA, 2008 ;
- [25] B. Mohammed, *Modélisation d'un système de captage photovoltaïque autonome*, Thèse de magistère, Centre Universitaire De Bechar, (2008).
- [26] M. Rachid, *Application de l'énergie photovoltaïque au pompage hydraulique sur les sites de Tlemcen et de Bouzaréah*, Thèse de magistère en physique énergétique et matériaux, Université Abou Baker Belkaid-Tlemcen, (2005).
- [27] C. Bled Bachir, *Etude du rendement de stockage d'un système photovoltaïque applique au pompage hydraulique*, Thèse de magister, Université Abou Baker Belkaid-Tlemcen, (2001).
- [28] D. Akila, *Dimensionnement de système de pompage photovoltaïque*, Thèse de magister, Université Saad Dahleb-Blida, (2003).
- [29] A. Rahman Hamidat, *Simulation des systèmes de pompage photovoltaïque destines pour l'alimentation en eau potable et pour la petite irrigation*, Thèse de doctorat, Université Abou Baker Belkaid-Tlemcen, (2004).

- [30] J.M. Rolland, S. Astier, L. Protin, Ch. Masselot et M. Lajoie Mazenc, *Modélisation analytique d'un système de pompage photovoltaïque utilisant une machine synchrone à commutation naturelle : fonctionnement optimal et critères de constitution*, Vol. 23, N°. 8, pp. 1405-1414, (1988).
- [31] KY Thierry S. Maurice, *Système photovoltaïque dimensionnement pour pompage d'eau, pour une irrigation goutte-à-goutte*, Mémoire DEA, Université De Ouagadougou, BURKINA-FASO, (2006).
- [32] S. Bentouba, A. Slimani et M.S. Boucherit, *Le pompage photovoltaïque : un outil de développement des régions du sud d'Algérie*', Revue des Energies Renouvelables, CER'07, Oujda, pp. 109 – 112, (2007).
- [33] A. Djafour<sup>1</sup> Et M.S. Aida<sup>2</sup>, *Etude d'un système de pompage photovoltaïque pour l'irrigation d'une palmeraie a Ouargla*', Article, <sup>1</sup>: Université Kasdi Merbah-Ouargla, <sup>2</sup>: Université de Constantine, Algérie, (2009).

# ANNEXE

## *SOMMAIRE DES ANNEXES*

Annexe I : Météorologie du site .....	84
Annexe II : Caractéristique de L'équipement solaire .....	89
Annexe III : Les résultats obtenus par le logiciel PV_syst .....	94
Annexe IV : Liste des prix des produits .....	99

ANNEXE I:  
Météorologie  
du site agricole

# Ma Maison - El Annasser

Nom du site

36.03

Latitude [°N]

4.81

Longitude [°E]

892

Altitude [m a.s.l.]

IV, 1

Climat de la région

**Standard**

Modèle rayonnement

**Standard**

Modèle température

**Perez**

Modèle rayonn. incl.

**2012**

Période de température

**2012**

Période de rayonnement

## Information supplémentaire

Incertitude des valeurs annuelles: Gh = 5%, Bn = 10%, Ta = 0,5 °C

Tendance de Gh / décennie: 0,3%

Variabilité de Gh / an 3,8%

Sites d'interpolation du rayonnement Valeurs importées

Stations de l'interpolation de température: Valeurs importées

Mois	G_Gh	G_Dh	Ta	FF
	[W/m2]	[W/m2]	[C]	[m/s]
Janvier	108	45	6.0	2.2
Février	146	51	3.8	2.3
Mars	177	75	10.9	2.5
Avril	219	89	13.1	2.7
Mai	292	104	20.1	2.5
Juin	313	97	27.8	2.4
Juillet	293	112	29.3	2.5
Août	272	86	29.7	2.3
Septembre	213	82	22.4	2.2
Octobre	157	62	17.9	2.1
Novembre	111	42	12.0	2.1
Décembre	91	42	7.4	2.2
Année	199	74	16.7	2.3

Ta: Temperature de l'air

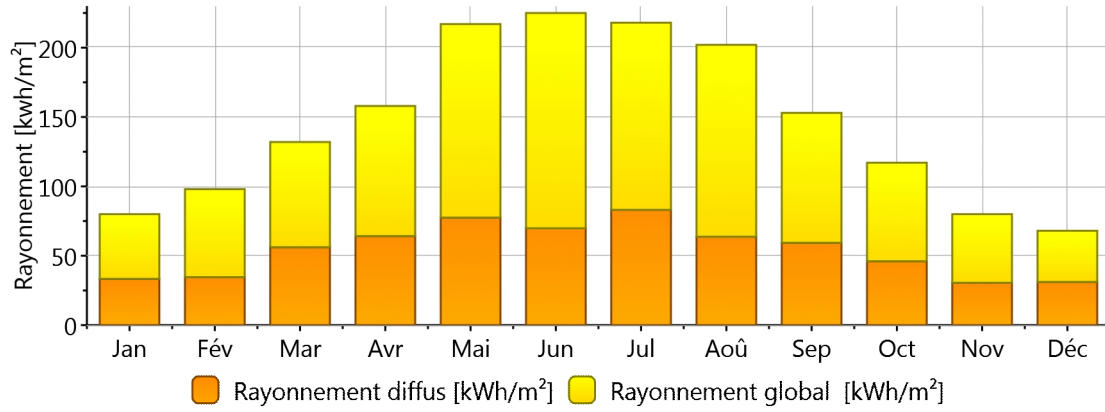
FF: Vitesse du vent

G\_Gh: Irradiance moy. du ray. global horiz.

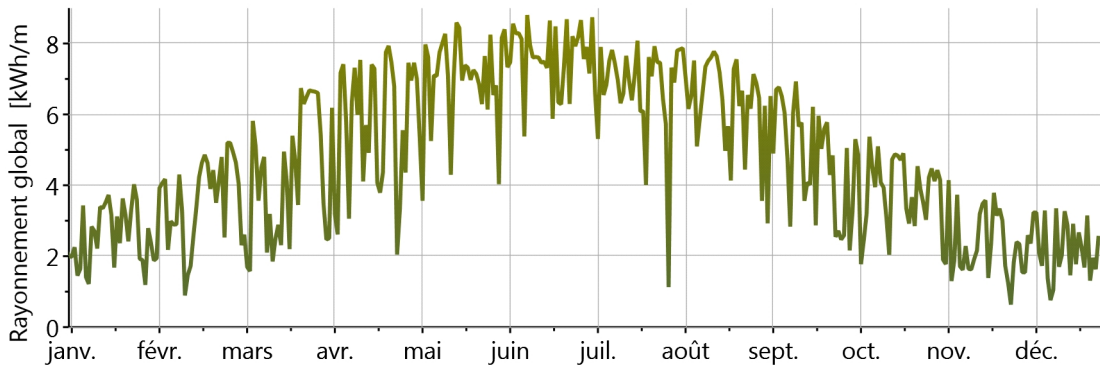
G\_Dh: Irradiance du rayonnement diffus horizontal



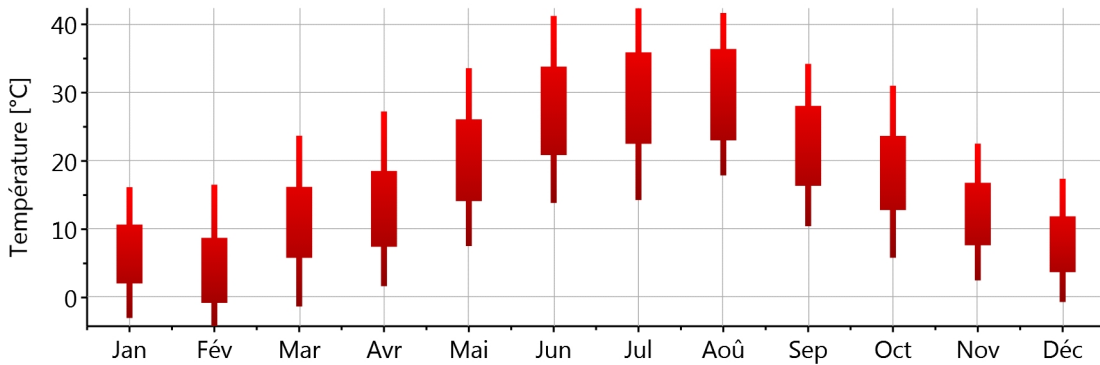
## Rayonnement mensuel



## Rayonnement global journalier

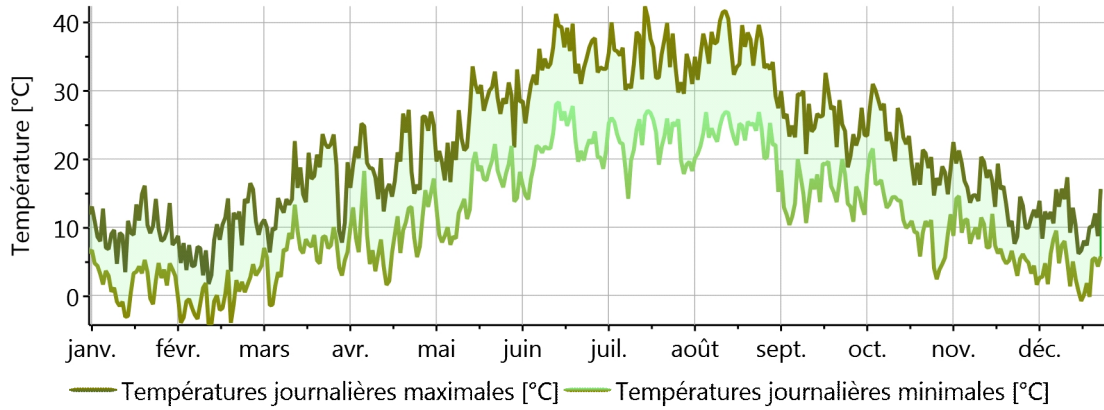


## Température mensuelle

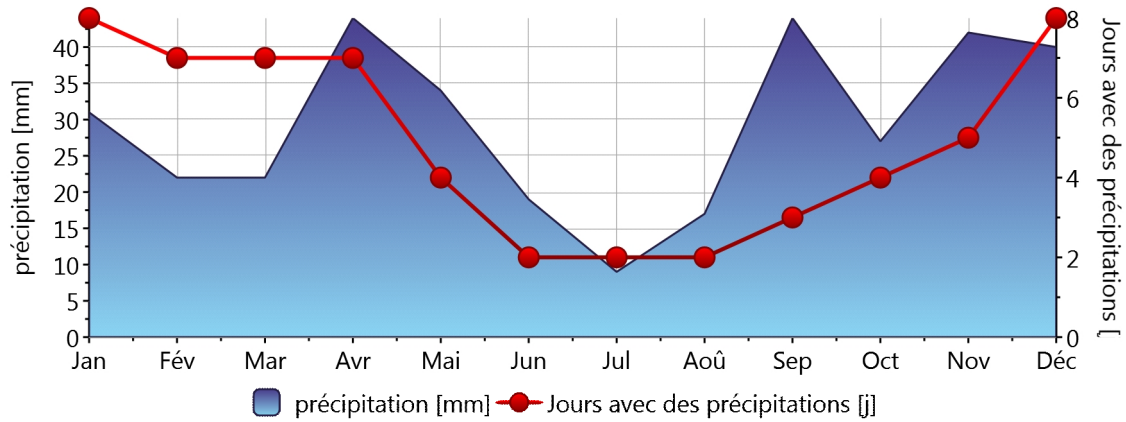




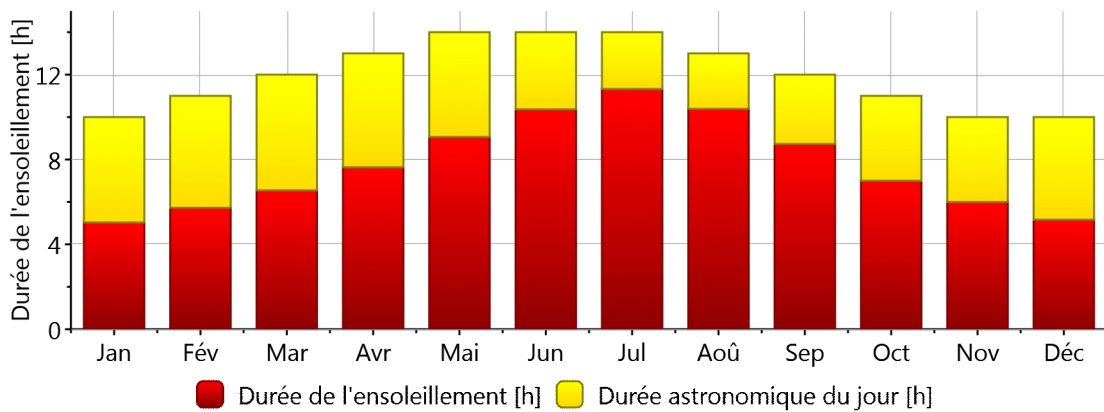
## Température journalière



## Précipitations



## Durée d'insolation



## Données météorologiques horaires

Meteo data :

**Ma Mison- Elannasser willaya de BBA**

File Ma Mison- Elanna\_SYN.MET of 05/05/13 10h44

**Situation**

Time defined as

Latitude 36.0°N

Legal Time Time zone UT+1

Longitude 4.8°E

Altitude 892 m

**Source file characteristics**

Synthetic Data generation, Monthly renormalisation

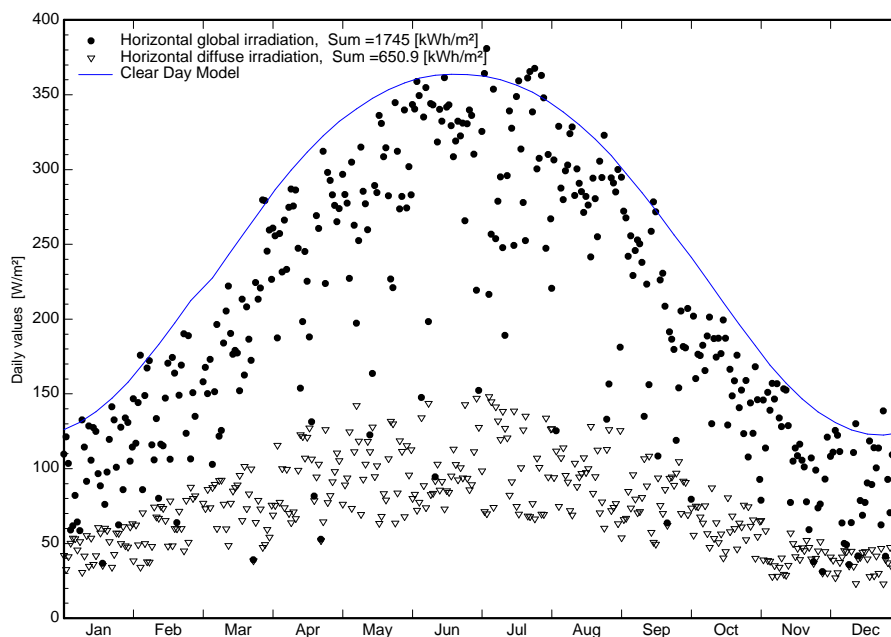
**Monthly Meteo Values**

Source Meteonorm 7.01

	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year	
Hor. global	75.2	92.7	138.3	170.2	204.7	219.4	228.0	202.2	151.5	117.8	78.9	66.1	1745.0	kWh/m <sup>2</sup> .mth
Hor. diffuse	36.2	40.8	55.5	66.5	73.9	70.3	76.4	70.1	57.4	45.9	29.8	28.1	650.9	kWh/m <sup>2</sup> .mth
Extraterrestrial	153.3	179.7	252.7	297.7	343.8	346.9	351.7	323.0	265.9	217.9	160.5	140.1	3033.2	kWh/m <sup>2</sup> .mth
Clearness Index	0.490	0.516	0.547	0.572	0.595	0.633	0.648	0.626	0.570	0.540	0.492	0.472	0.575	
Amb. temper.	6.2	7.2	11.0	13.3	18.6	24.1	27.6	27.0	21.6	17.0	10.4	7.2	15.9	°C
Wind velocity	2.5	2.5	2.6	3.1	2.9	2.9	3.1	2.9	2.7	2.4	2.7	2.8	2.8	m/s

**Hourly meteo, monthly sums**

Interval beginning	GlobHor kWh/m <sup>2</sup> .mth	DiffHor kWh/m <sup>2</sup> .mth	T Amb °C
January	75.2	36.20	6.20
February	92.7	40.80	7.20
March	138.3	55.51	11.00
April	170.2	66.50	13.30
May	204.7	73.91	18.60
June	219.4	70.30	24.10
July	228.0	76.41	27.60
August	202.2	70.11	27.00
September	151.5	57.40	21.60
October	117.8	45.90	17.00
November	78.9	29.80	10.40
December	66.1	28.11	7.20
Year	1745.0	650.94	15.99

**Meteo for Ma Mison- Elannasser willaya de BBA, Synthetic data**

ANNEXE III:  
Caractéristique de  
L'équipement solaire

**Programme en C++ de la commande pour de SPPV:**

Le programme au-dessus est programmé par le logiciel C++, réalisation de ce programme est appliquée en circuit électronique.

```

    # include <stdio.h>
    INT Cb2 Ch Lv S Lr Cb1 Nd
    Main ( )
    {
    If cb2 ≠Nd do
    C P=1 ;
    If Ch =1 do
    P=0 ;
    Lv=1 ;
    S=1 ;
    Printf (“reservoir plain “);
    Scanf (“reservoir plain“);
    Else
    go to C
    If Cb1 = 1 do
    Lr = 1 ;
    S=1 ;
    Printf (“niveau d’eau bas“);
    Scanf (“niveau d’eau bas“);
    go to C
    End if
    End if
    Else
    Lr =1 ;
    S=1 ;
    Printf (“puit vide“);
    Scanf (“puit vide“);
    End if
    }

```

## Caractéristiques d'un module PV

Fabricant, modèle : **Luxor, LX-180/125-75L+S**

Disponibilité : Prod. depuis 2007

Source des données : Photon Mag. 2009

Puissance STC (fabricant)	Pnom	180 Wc	Technologie	Si-mono
Dimensions module (L x H)	0.808 x 1.580 m <sup>2</sup>		Surface brute module	Smodule 1.28 m <sup>2</sup>
Nombre de cellules	1 x 72		Surf. sensible (cellules)	Scellules N/A m <sup>2</sup>

### Spécifications pour le modèle (fabricant ou données mesurées)

Température de référence	TRef	25 °C	Irradiance de référence	GRef	1000 W/m <sup>2</sup>
Tension de circuit ouvert	Vco	43.4 V	Courant de court-circuit	Isc	5.53 A
Tension au point de puiss. max.	Vmpp	35.8 V	Courant au point de puiss. max.	Imp	5.03 A
=> puissance maximale	Pmpp	180.1 W	Coeff. de temp. sur Isc	mulsc	2.8 mA/°C

### Paramètres du modèle à 1 diode

Résistance parall.	Rparall	350 ohm	Courant de saturation diode	IoRef	78 nA
Résistance série	Rsérie	0.26 ohm	Coeff. de tempér. Vco	μVco	-148 mV/°C
			Facteur de qualité diode	Gamma	1.30
Coeff. de temp. sur Pmpp spécifique	μPMaxR	-0.49 %/°C	Coeff. tempér. sur Gamma	muGamma	-0.001 1/°C

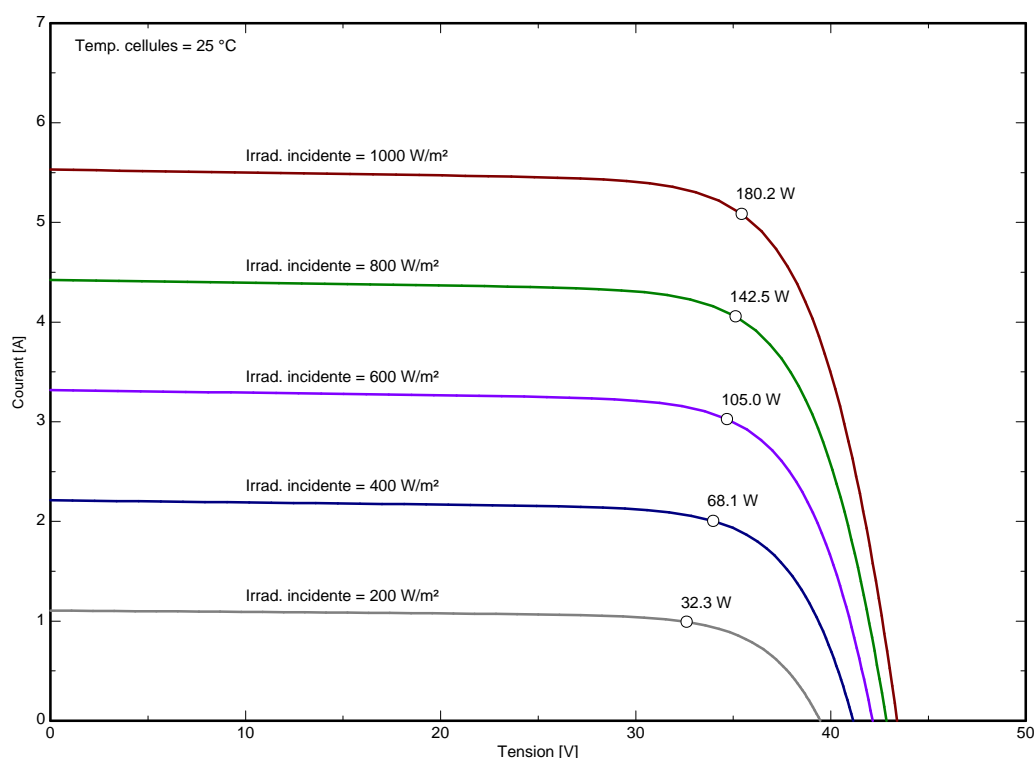
### Paramètres de polarisation inverse, pour comportements ombrages partiels ou mismatch

Caractéristique inverse (noir)	BRev	3.20 mA/V <sup>2</sup>	(facteur quadratique par cellule)	
Nbre de diodes by-pass par module		4	Tension des diodes by-pass	-0.7 V

### Résultats du modèle pour les conditions standard (STC: T=25°C, G=1000 W/m<sup>2</sup>, AM=1.5)

Tension au point de puiss. max.	Vmpp	35.4 V	Courant au point de puiss. max.	Imp	5.09 A
Puissance maximale	Pmpp	180.2 Wc	Coeff. de temp. sur puissance	μPmpp	-0.49 %/°C
Efficacité(/ Surf. module)	Eff_mod.	14.1 %	Facteur de remplissage	FF	0.751
Efficacité(/ Surf. cellules)	Eff_cell.	N/A %			

Module PV: Luxor, LX-180/125-75L+S



# PS600 HR/C

Système de pompe solaire immergée, 4"  
Unité de pompage à Rotor hélicoïdal (HR) ou Centrifuge (C)

## Caractéristiques

- Hauteur manométrique jusqu'à 180 m
- Débit jusqu'à 11 m<sup>3</sup>/h
- Installation simple
- Pas de maintenance
- Haute fiabilité, longue durée de vie
- Economique

## Applications

- Alimentation en eau potable
- Abreuvement du bétail
- Gestion de réserve d'eau
- Irrigation
- etc.

## Composants

### Contrôleur PS600

- Contrôle du système de pompage et signalisation des états de fonctionnement
- Montage en surface (pas d'électrique immergée)
- Deux entrées pour sonde de niveau d'eau (protection contre le fonctionnement à sec), interrupteur à flotteur, pressostat, commande à distance, etc.
- Reset automatique 20 minutes après arrêt de la pompe par la sonde de niveau
- Protection contre les inversions de polarité, surcharges et températures excessives
- Contrôle de vitesse, vitesse maximale ajustable pour réduire le débit d'environ 30 %
- Fonctionnement solaire direct: MPPT (Maximum Power Point Tracking, point de fonctionnement max)
- Fonctionnement sur batteries: Protection contre les décharges profondes, reconnexion après recouvrement
- Rendement max. 92 % (moteur + contrôleur)
- Boîtier: IP54 (étanche aux intempéries)

### Moteur ECDRIVE 600 HR/C

- Moteur à courant continu, sans balai
- Pas d'électronique à l'intérieur du moteur
- Rempli d'eau
- IP68, résistant à la pression, pas de limite de profondeur d'immersion
- Paliers en carbone/céramique
- Matériaux résistant à l'humidité: acier inoxydable (AISI 316), POM, caoutchouc, câble autorisé pour eau potable

### Corps de pompe

- Longue durée de vie
- Clapet anti-retour
- Protection contre le fonctionnement à sec (optionnel)
- Matériaux résistant à l'humidité: acier inoxydable (AISI 316), caoutchouc

### Pompes HR seulement

- Pompe à rotor hélicoïdal (pompe à déplacement positif)
- Deux parties principales: stator et rotor, ultra-résistants
- Stator: enrobé de caoutchouc résistant à l'abrasion
- Rotor: acier inoxydable, surfaces chromées, résistant à l'abrasion
- Plus résistant aux dommages du sable que d'autres types de pompes
- Autonettoyantes

## Performances

PS600	HR-03	HR-03H	HR-04	HR-04H
Article N°	1040-X	1045-X	1050-X	1055-X
Hauteur manométrique [m]	0-140	140-180	0-80	80-140
Débit max. [m <sup>3</sup> /h]	0.5	0.5	0.8	0.8
Rendement max. [%]	60	64	60	65
Fonctionnement solaire direct	Tension nominale 48-72VDC, Tension en circuit ouvert max. 150V DC			
Générateur solaire [Wp]	300-480	420-900	300-480	420-900
Fonctionnement sur batteries	Tension nominale 48-72VDC			

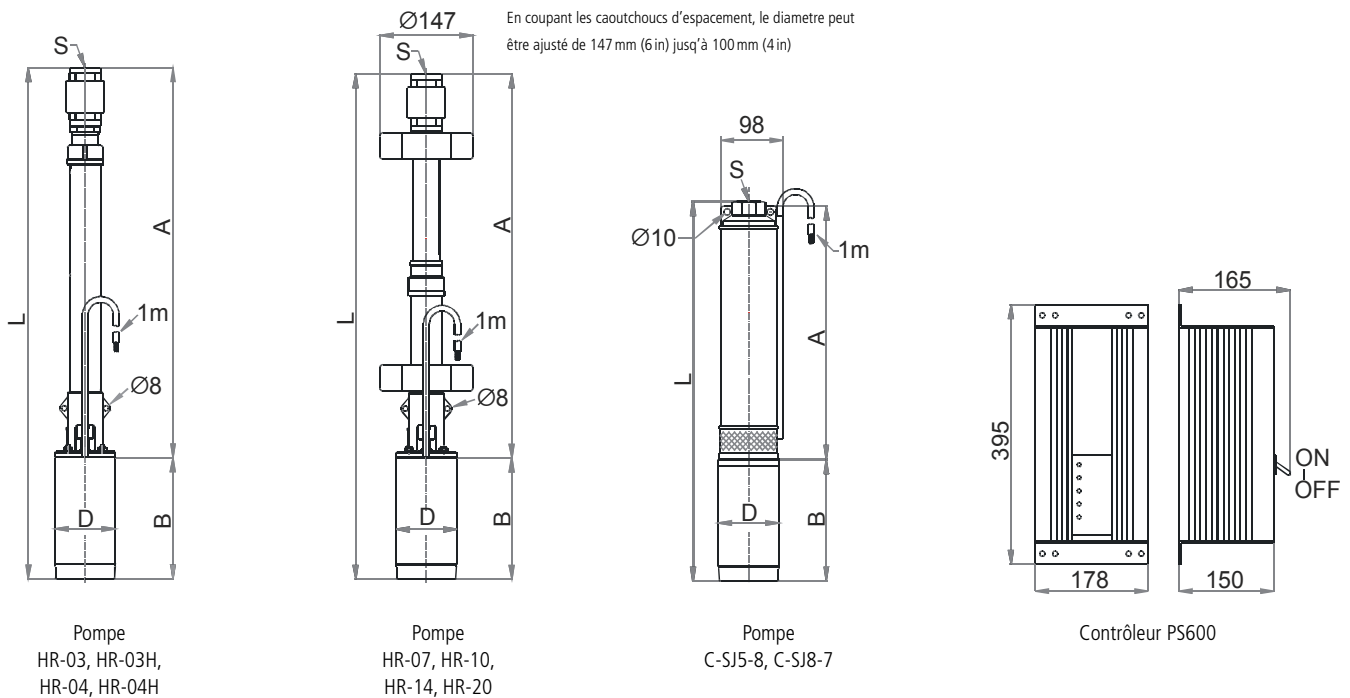
  

PS600	HR-20	HR-14	C-SJ5-8	C-SJ8-7
Article N°	1080-X	1070-X	1292	1293
Hauteur manométrique [m]	0-30	0-50	0-25	0-18
Débit max. [m <sup>3</sup> /h]	3.6	2.7	7.5	11.0
Rendement max. [%]	64	65	47	47
Fonctionnement solaire direct	Tension nominale 48-72VDC, Tension en circuit ouvert max. 150V DC			
Générateur solaire [Wp]	420-900	300-900	300-900	300-900
Fonctionnement sur batteries	Tension nominale 48-72VDC			



## Données techniques, dimensions et poids

	Dimensions					Dimensions d'emballage			
	L [mm]	A [mm]	B [mm]	D [mm]	S [in]	Emballage [mm]	Volume [m <sup>3</sup> ]	Poids net [kg]	Poids brut [kg]
Pompe (moteur + corps de pompe)									
HR-03, HR-03H, HR-04, HR-04H	780	595	185	96	G 1 ¼	850×160×150	0.0204	11.2	12.0
HR-07, HR-10, HR-14, HR-20	771	586	185	96	G 1 ¼	850×160×150	0.0204	11.5	12.3
C-SJ5-8	524	339	185	96	G 1 ½	660×160×150	0.0158	11.2	12.0
C-SJ8-7	684	499	185	96	G 2	660×160×150	0.0158	12.7	13.5
Contrôleur									
PS600						450×250×240	0.0270	4.5	5.3



### Tolérance au sable et à la vase

La pompe (HR) a une résistance au sable, à l'argile etc. supérieur d'autres types de pompes. Dans un puit convenablement construit, la teneur en sable ou en argile, etc. est comprise dans la tolérance de la pompe.

Une concentration de solides supérieure à 2 % (par unité de volume) peut causer un blocage dans la pompe ou dans le tuyau, plus particulièrement à bas débit.

Ne pas utiliser la pompe pour curer un puit obstrué.

### Câble de pompe et épissurage

Câble submersible standard, 3 conducteurs + terre (total 4 fils). La connexion à la pompe s'effectue avec les méthodes d'épissurage standard de l'industrie.

### Tuyauterie

Sortie de pompe G 1 ¼ in (en option 1 in NPT). Lorsque l'eau est chargée, choisir un diamètre de tuyau plus faible pour augmenter la vitesse de circulation d'eau. Cela contribue à évacuer les particules solides et évite les accumulations dans le tuyau. En cas de réduction du diamètre, consulter les tables de pertes de charges. Le tuyau peut être de n'importe quel matériau standard, rigide ou flexible. Un raidisseur n'est pas nécessaire.

### Températures limites

Corps de pompe, moteur: température d'eau jusqu'à +40°C (+104°F).

Spécifier la gamme de température sur la commande.

Contrôleur: température ambiante -30°C à +55°C (-22°F à +131°F).

### Garantie

Deux ans de garantie fabricant contre tout défaut, pièces et main d'oeuvre.

ANNEXE III:  
Les résultats Obtenues  
Par le logiciel PV\_syst



## Système de pompage PV: Paramètres de simulation de base

**Projet :** **Projet de pompage PV at Ma Mison- Elannasser willaya de BBA**

**Site géographique** **Ma Mison- Elannasser willaya de BBAPays** **Algeria**

**Situation** Latitude 36.0°N Longitude 4.8°E  
 Temps défini comme Temps légal Fus. horaire TU+1 Altitude 892 m  
 Albédo 0.20

**Données météo :** Ma Mison- Elannasser willaya de BBA, Données horaires synthétiques

**Variante de simulation :** **Sans effets d'ombrages**

Date de la simulation 12/06/13 à 18h45

**Paramètres de simulation**

<b>Paramètres système de pompage</b>		Type de système	<b>Puits vers réservoir</b>		
Caractér. du puits (Diamètre 40 cm)	Prof. du niveau statique	30 m	Baisse de niveau spéc.	0.00 m / m <sup>3</sup> /h	
	Prof. de la pompe	40 m	Prof. maxi de pompage	38 m	
Réservoir	Volume	10.0 m <sup>3</sup>	Diamètre	2.9 m	
Alimentation par le haut	Altitude d'injection	6.0 m	Hauteur (niveau plein)	1.5 m	
Circuit hydraulique	Longueur de tuyaux	60 m	Tuyaux PE40 (1"1/2)	Dint = 41 mm	
	Nombre de coudes	3			
<b>Besoins d'eau</b>	Constant sur l'année:	10.03 m <sup>3</sup> /jour			
<b>Pompe</b>	Modèle	<b>PS600 SJ3-9</b>			
	Fabricant	Lorentz			
Technologie de la pompe	Centrifuge multi-étages	Pompe immergée (puits)	Moteur	Moteur DC sans balais	
Convertisseur associé ou intégré	Type	MPPT	Plage de tension	44 - 80 V	
Conditions de fonctionnement		<b>Pression min.</b>	<b>Pression nom.</b>	<b>Pression max.</b>	
		5.1	30.6	40.8 mWater	
Débit maximum correspondant		5.00	3.65	3.00 m <sup>3</sup> /h	
Puissance requise		700	700	700 W	
<b>Orientation plan capteurs</b>	Inclinaison	35°	Azimet	0°	
<b>Caractéristiques du champ de capteurs</b>					
<b>Module PV</b>	Si-mono	Modèle	<b>LX-180/125-75L+S</b>		
		Fabricant	Luxor		
Nombre de modules PV	En série	2 modules	En parallèle	2 chaînes	
Nombre total de modules PV	Nbre modules	4	Puissance unitaire	180 Wc	
Puissance globale du champ	Nominale (STC)	<b>720 Wc</b>	Aux cond. de fonct.	630 Wc (50°C)	
Caractéristiques de fonct. du champ (50°C)	U mpp	62 V	I mpp	10 A	
Surface totale	Surface modules	<b>5.1 m<sup>2</sup></b>			
<b>Appareil de contrôle</b>	Modèle	Appareil générique (optimisé selon ce système)			
	Configuration du système	<b>Convertisseur MPPT-DC</b>			

## Système de pompage PV: Paramètres de simulation détaillés

**Projet :**                                    **Projet de pompage PV at Ma Mison- Elannasser willaya de BBA**

**Variante de simulation :** **Sans effets d'ombrages**

<b>Principaux paramètres système</b>		Type de système	<b>Puits vers réservoir</b>	
Besoins du système		Pression de base	36.0 mCE	Besoins d'eau 10.0 m <sup>3</sup> /jour
Pompe		Modèle / Fabricant	PS600 SJ3-9 / Lorentz	
Champ PV		Modèle / Fabricant	LX-180/125-75L+S / Luxor	
		Nombre de modules	2 S x 2 P	Puissance du champ 720 Wc
Configuration du système		Stratégie de régulation	<b>Convertisseur MPPT-DC</b>	

**Contrôle de fonctionnement du système** (Appareil générique, param. ajustés selon le système)

**Convertisseur de puissance**                    Convertisseur MPPT-DC

Conditions de fonctionnement	Tension MPP minimale	44 V	puissance nominale	658 W
	Tension MPP maximale	80 V	Puissance seuil	33 W
	Tension champ max.	150 V	Efficacité maxi	94.0 %
	Courant d'entrée maxi	10.0 A	Efficacité EURO	92.0 %

### Facteurs de perte du champ PV

Fact. de pertes thermiques	Uc (const)	29.0 W/m <sup>2</sup> K	Uv (vent)	0.0 W/m <sup>2</sup> K / m/s
=> Tempér. de fonct. nominale (G=800 W/m <sup>2</sup> , Tamb=20°C, Vit. vent = 1m/s.)			NOCT	45 °C
Perte ohmique de câblage	Rés. globale champ	105 mOhm	Frac. pertes	1.5 % aux STC
Encrassement du champ			Frac. pertes	3.0 %
Perte de qualité module			Frac. pertes	2.5 %
Perte de "mismatch" modules			Frac. pertes	2.0 % au MPP
Effet d'incidence, paramétrisation ASHRAE	IAM = 1 - bo (1/cos i - 1)		Paramètre bo	0.05

## Système de pompage PV: Résultats principaux

**Projet :** **Projet de pompage PV at Ma Mison- Elannasser willaya de BBA**

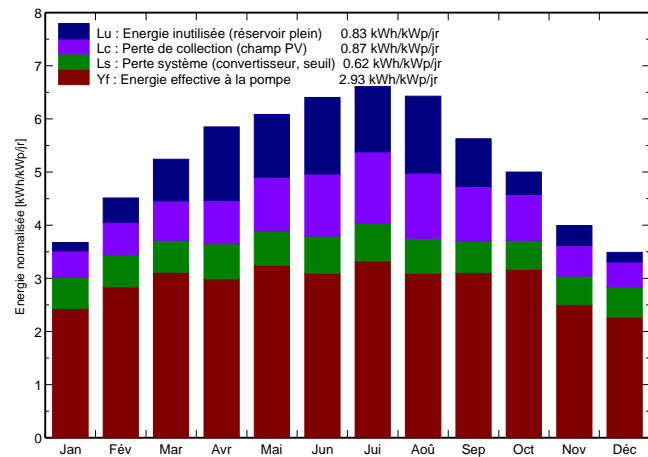
**Variante de simulation :** **Sans effets d'ombrages**

<b>Principaux paramètres système</b>	Type de système	<b>Puits vers réservoir</b>	
Besoins du système	Pression de base	36.0 mCE	Besoins d'eau 10.0 m <sup>3</sup> /jour
Pompe	Modèle / Fabricant	PS600 SJ3-9 / Lorentz	
Champ PV	Modèle / Fabricant	LX-180/125-75L+S / Luxor	
Configuration du système	Nombre de modules	2 S x 2 P	Puissance du champ 720 Wc
	Stratégie de régulation	<b>Convertisseur MPPT-DC</b>	

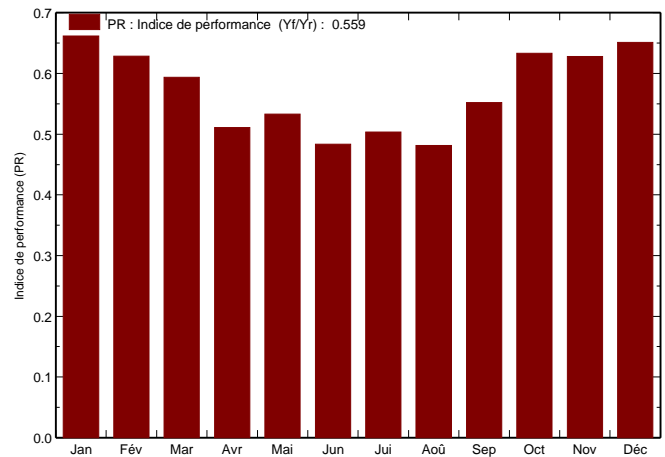
### Principaux résultats de la simulation

Production du système	<b>Eau pompée</b>	<b>3172 m<sup>3</sup></b>	Spécifique	1240 m <sup>3</sup> /kWp/bar
	Besoins d'eau	3660 m <sup>3</sup>	Eau manquante	13.3%
	Energie à la pompe	771 kWh	Spécifique	0.24 kWh/m <sup>3</sup>
	Energie PV inutilisée (réservoir plein)	159 kWh	Fraction inutilisée	14.4 %
	Efficacité système	69.9 %	Efficacité de la pompe	40.7 %

Productions normalisées (par kWp installé): Puissance nominale 720 Wc



Indice de performance (PR)



### Nouvelle variante de simulation

#### Bilans et résultats principaux

	GlobEff	EArrMPP	E PmpOp	ETkFull	H Pump	WPumped	W Used	W Miss
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh	kWh	kWh	mCE	m <sup>3</sup>	m <sup>3</sup>	m <sup>3</sup>
Janvier	111.0	70.3	54.32	2.77	36.19	217.6	221.3	88.70
Février	123.2	77.2	57.20	7.18	36.21	231.7	232.1	47.90
Mars	157.9	97.2	69.48	13.25	36.21	284.4	278.3	31.67
Avril	170.3	103.0	64.60	22.53	36.24	275.5	275.4	24.61
Mai	182.6	107.7	72.43	19.40	36.21	299.7	299.9	10.13
Juin	185.5	105.4	66.89	21.94	36.22	279.8	286.7	13.33
Juillet	197.8	110.1	74.27	18.85	36.21	309.8	302.8	7.24
Août	193.0	107.8	69.10	22.50	36.23	291.1	294.8	15.20
Septembre	164.0	94.8	67.13	13.79	36.21	274.4	270.7	29.33
Octobre	151.0	90.5	70.69	7.09	36.19	282.1	289.1	20.90
Novembre	117.0	72.4	54.19	6.28	36.19	215.9	211.0	89.00
Décembre	105.5	66.7	50.74	3.27	36.21	209.5	212.2	97.77
Année	1858.7	1102.9	771.04	158.83	36.21	3171.5	3174.2	475.78

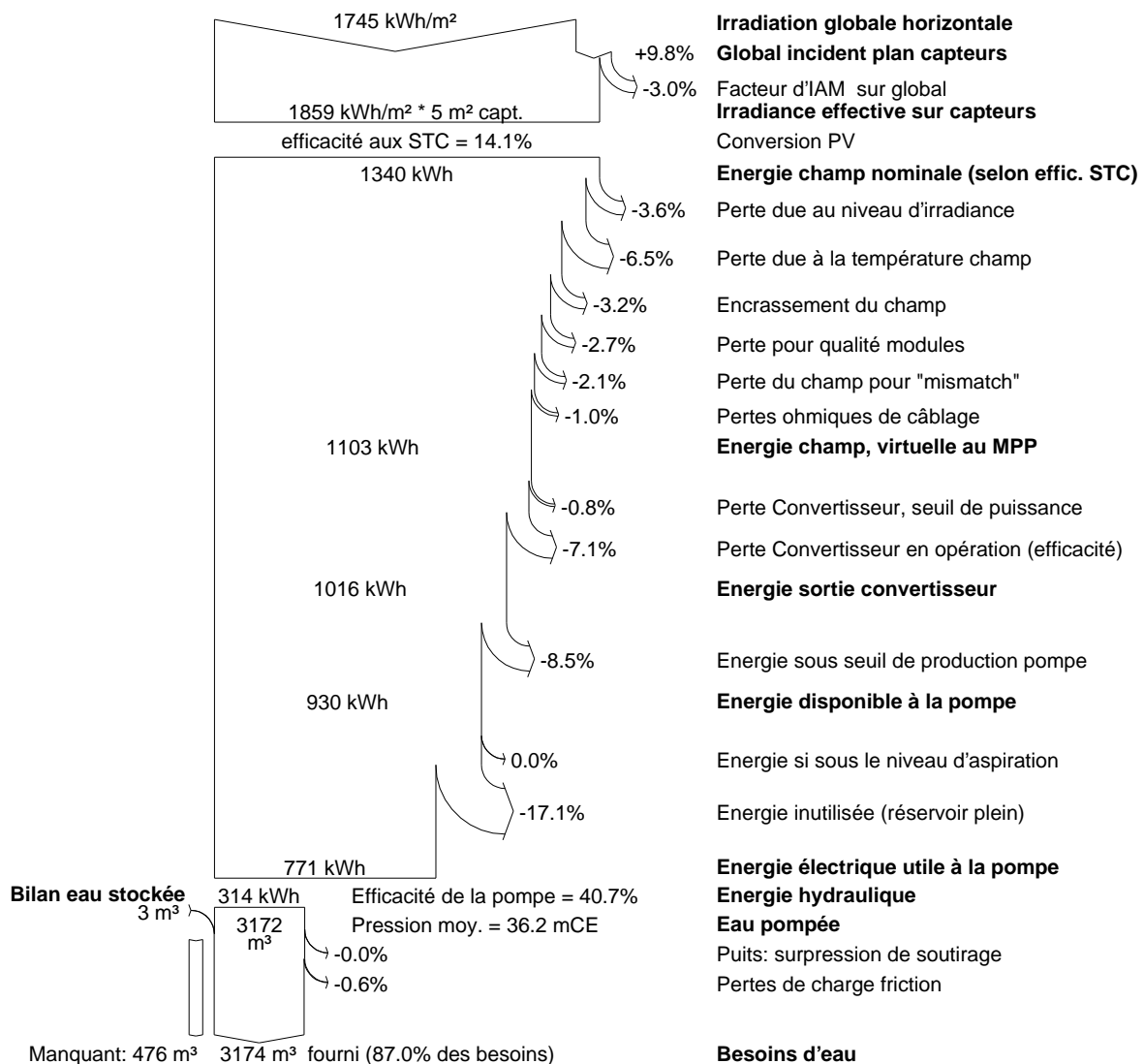
Légendes: GlobEff	Global "effectif", corr. pour IAM et ombrages	H Pump	Pression totale moyenne à la pompe
EArrMPP	Energie champ, virtuelle au MPP	WPumped	Eau pompée
E PmpOp	Energie de fonctionnement pompe	W Used	Eau consommée
ETkFull	Energie inutilisée (réservoir plein)	W Miss	Eau manquante

## Système de pompage PV: Diagramme des pertes

**Projet :** **Projet de pompage PV at Ma Mison- Elannasser willaya de BBA**  
**Variante de simulation :** **Sans effets d'ombrages**

Principaux paramètres système		Type de système	Puits vers réservoir	
Besoins du système		Pression de base	36.0 mCE	Besoins d'eau 10.0 m³/jour
Pompe		Modèle / Fabricant	PS600 SJ3-9 / Lorentz	
Champ PV		Modèle / Fabricant	LX-180/125-75L+S / Luxor	
		Nombre de modules	2 S x 2 P	Puissance du champ 720 Wc
Configuration du système		Stratégie de régulation	<b>Convertisseur MPPT-DC</b>	

### Diagramme des pertes sur l'année entière



ANNEXE IV:  
Liste des  
prix de produit



الجزائرية للطاقات الجديدة و المتجددة

Algérienne des Energies Nouvelles et Renouvelables

Filiale du Groupe SOPREC

Société par actions au Capital Social de 21 000 000.00 DA

7 Rue Adjudant Azzoune  
CHLEF 02000 ALGERIE  
Email : [spa.alener@gmail.com](mailto:spa.alener@gmail.com)  
Tél : 027 71 89 41  
Web : [www.groupe-soprec.com](http://www.groupe-soprec.com)

### Liste des prix des produits

<i>N°</i>	<i>Réf</i>	<i>Intitulé</i>	<i>Unité</i>	<i>P.U/Prix de Vente HT DA</i>
01	AE10744	PV.LUXOR 36/80W mono-crystalline	UN	8 500,00
02	AE10749	PV.LUXOR 36/120W poly-crystalline	UN	14 500,00
03	KD19772	PV.LUXOR 72/180W mono-crystalline	UN	16 700,00
04	BAT12100	BATT.LUMINOUS 12/100 AH Acide	UN	14.500,00
05	BAT12150	BATT.LUMINOUS 12/150 AH Acide	UN	20.040,00
06	01	BATT.RITAR 12/125 AH VRLA	UN	17.500,00
07	02	BATT.RITAR 12/180 AH VRLA	UN	25.940,00
08	KD10398	CONNECTEUR MC3 FEMEL 4MM <sup>2</sup>	UN	85,00
09	KD10401	CONNECTEUR MC3 MALE 4MM <sup>2</sup>	UN	85,00
10	AE10572	Clef à Fourche MC4	UN	2.400,00
11	KD16521	Câble 1x6mm <sup>2</sup> 500 ML NOIR	RLX	57.500,00 (115/ML)
12	KD16520	Câble 1x4mm <sup>2</sup> 500 ML NOIR	RLX	43.500,00 (87/ML)
13	AE11059	Ond. VICTRON 48/5000/70-50	UN	259.500,00
14	AE10825	Ond. VICTRON 24/3000 PHOENIX	UN	152.900,00
15	AE10969	Ond. VICTRON off-Grid C24/2000	UN	98.640,00

16	AE10968	Ond. VICTRON off-Grid C12/1600	UN	85.820,00
17	AE10796	Ond. VICTRON C12/1200	UN	57.110,00
18	KD18768	Onduleur VICTRON 48/800 PHOENIX	UN	40.510,00
19	AE10809	Onduleur VICTRON 12/350 PHOENIX	UN	14.700,00
20	AE10896	Onduleur VICTRON 12/180 PHOENIX	UN	11.440,00
21	AE10843	Onduleur SOLAR MAX 4200S 3.3kw <sub>n</sub>	UN	169.000,00
22	AE10657	PV LUXOR 36/50W	UN	5.900,00
23	AE11057	Régulateur STECA TAROM 4055	UN	172.300,00
24	AE11058	Régulateur STECA TAROM 4140	UN	248.200,00
25	AE10048	Régulateur STECA TAROM 2140	UN	189.900,00
26	KD11081	Régulateur STECA TAROM 2070	UN	148.440,00
27	KD13734	Régulateur STECA TAROM 440	UN	31.550,00
28	KD12288	Régulateur STECA SCC TAROM 245	UN	28.160,00
29	KD11082	Régulateur STECA TAROM 235	UN	23.800,00
30	AE10631	Régulateur FM80 FLEX max	UN	78.700,00
31	AE10416	Régulateur STECA PRS 12/24V-20A	UN	8.600,00
32	AE10417	Régulateur STECA PRS 12/24V-30A	UN	11.310,00
33	AE10207	Régulateur STECA PR 12/24V-10A	UN	10.500,00
34	AE10208	Régulateur STECA PR 12/24V-20A	UN	13.820,00
35	KD12069	Régulateur STECA PR 12/24V-30A	UN	16.550,00
36	AE10780	Régulateur 12/24V.10/10A PHOCOS	UN	5.800,00
37	AE10789	Régulateur 12/24V.15/15A PHOCOS	UN	6.275,00
38	AE10864	Régulateur 12/24V.14/14A PHOCOS	UN	3.860,00



49, Cité Mimouni, Bordj El Kiffan, Alger

Tel : 021 21 66 96

Fax : 021 21 53 27

E-mail : dzaiersun@gmail.com

01/02/2013

## PRODUITS DISPONIBLES

Produits	Référence	Qt	Caractéristiques		Prix Gros (DA/TTC)
			HMT m	Débit m <sup>3</sup> /h	
Pompe Immergée PS4000	HR-14HL-1, Rp1	2	180	2,5	370 160,00
	C-SJ3-32, Ro 1	2	140	7	370 160,00
	C-SJ5-25, Rp 1	2	160	4,2	370 160,00
Pompe Immergée PS1800	C-SJ1-25, Rp 1	8	100	2,9	160 000,00
	HR-07H-1	2	160	1,4	160 000,00
Pompe Immergée PS600	RH-03H-1, Rp 1	2	180	0,44	160 000,00
Pompe Immergée PS1200	RH-14-2, Rp 1	2	60	2,5	160 000,00
Pompe Immergée PS200	C-SJ5-8, Rp 1	2	20	2.5	112 200,00
SUN SWITCH Light sensor	start/stop PV pompe	6	depending, on light intensity, array output		17 400,00
Pompe de surface	RH190A	2	Pompe de surface, tuyau, Panneau solaire 190W		68 000,00
Kit Autonome	20 W	1	Panneau solaire 20W, batterie 12V24A, contrôleur 100W		22000,00
Kit Autonome	160 W	15	Panneau solaire 2×80W, batterie 12V100A, investisseur 300W, DC24V/AC220V		74000,00
Kit Autonome	300 W	14	Panneau solaire 2×150W, batterie 2×15V150A, contrôleur 24V20A, investisseur 0,5KVA, DC24V/AC220V		150118,00
	500 W	2	Panneau solaire 4×125W, batterie 2×12V200A contrôleur 24V20A, invertisseur 1KVA, DC24V/AC220V		212590,00
Panneaux Solaires	185 W	0			20 900,00
Inverter	500 W	3			17 500,00
Inverter	800 W	3			26 600,00
Onduleur SMA Sunny boy	SB 3000 TL	1			118 500,00
Well probe sensor water level sensor	for dray run protection	39			5 200,00
Cable splice kit 2,5-6sqmm	Submersible cable spice kit 2,5 to 6sqmm	40			1 100,00