الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR

ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE DR. YAHIA FARES DE MEDEA
FACULTE DE LA TECHNOLOGIE
Département du Génie Électrique
et de l'Informatique



Mémoire de Fin d'Études

Présenté pour l'obtention du Diplôme
De Master 2 en Génie Électrique

Option : énergie solaire et éolien

THEME

Modélisation d'un système de pompage photovoltaïque

Proposé et dirigé par,
Dr. AHEMD FERRAI
Préparé et présenté par,
HAMID MESTOURI
BENZIANE BENTALEB

Année Universitaire: 2017

Dédicace

- *A ma femme,*
- *A mes adorables enfants*
  Oussama, Asmaa, Ikhlas et Marame.
- *A mes frères et mes sœurs et toute ma famille.*
- *A tous mes professeurs de L'université de Médéa qui ont Contribués à ma formation et ma promotion*
- *A tous Mes collègues à l'Université de Médéa et à tous mes collègues à Sonelgaz.*
  Je dédie ce travail …

Hamid MESTOURI 

Dédicace

- *A ma femme,*
- *A mes adorables enfants*
- *A mes frères et mes sœurs et toute ma famille.*
- *A tous mes professeurs de L'université de Médéa qui ont Contribués à ma formation et ma promotion*
- *A tous Mes collègues à l'Université de Médéa et à tous mes collègues à Sonelgaz.*
  Je dédie ce travail …

BENZIANE BENTALEB 

Remerciements

Au terme de ce mémoire nous tenons à remercier tout en premier **lieu Dieu le tout puissant** qui nous a donné la force, le courage et la patience pour bien mener ce travail.

Ce travail a été réalisé sous la direction de Monsieur **HAMID FARAI** Professeur à l'Université de Médéa, qu'ils trouvent ainsi l'expression de notre profonde reconnaissance pour ses compétences élevées, leur encouragement et leur conseil précieux durant la préparation de ce travail. C'est bien grâce à leur directive et leur soutien.

Nous remerciements sont adressés à **MR. DJAMEL HASSANI,** Maitre de Conférences à l'Université de Médéa, qui a bien voulu assurer la présidence de notre jury, Mr. **MR. NOUREDINE HANNINI**, Maitre de Conférences à l'Université de Médéa,

Nous remercient également **tout les professeurs** pour leurs excellents enseignements et pour leurs appuis lors des étapes cruciales de notre carrière.

Nous tiens à remercier beaucoup Mr**. MOHAMDI**, ingénieur d'étude à Sonelgaz district de Berrouaghia, Mr. **M. HADJERSSI**, Chef de Division relations commerciales à Sonelgaz Direction de Médéa pour leurs contribution précieuse.

Nos sentiments vont également à toutes les personnes qui ont contribué à la réalisation de ce travail.

Résumé :

L'exploitation des potentiels énergétiques (solaire) pour la production de l'électricité s'avère être rentable dans les régions isolées et enclavées, là ou l'extension électrique conventionnelle serait impossible et onéreuse.

Dans ce travail on a procédé à une modélisation d'un système de pompage photovoltaïque au fil du soleil qui comprend un générateur photovoltaïque, un convertisseur à courant continu permettant une poursuite du point de fonctionnement optimum, l'ensemble alimentant un moteur à courant continu accouplé à une pompe centrifuge

Enfin on a présenté la méthode analytique de dimensionnement de système de pompage photovoltaïque et leur simulation avec le logiciel PVSYST6.61

Mots clés : photovoltaïque, convertisseur, modélisation, pompage, simulation

الملخص:

إن استغلال الطاقة الكامنة (الشمسية) لإنتاج الكهرباء اثبت مردوديتها في المناطق النائية والمعزولة، حيث الكثافة السكانية ضعيف والطلب على الطاقة محدود ومكلف .

في هذا العمل قمنا بنمذ جة 'النظام الضخ الكهرو الضوئي المتزامن مع ظهور أشعة الشمس حيث يتضمن هذا الاخير مولد كهروضوئي مقرون بمحولDC-DC والذي يسمح بتكييف ممانعة الحمولة والتي تتمثل في المضخة ذات الطرد المركزي وذلك من خلال تتبع النقطة الاعظمية للاستطاعة.

أخيرا قدمنا طريقة تحليلية لتحجيم النظام الضخ الكهرو الضوئي ثم محاكاته بإستعمال برمجية pvsyst 6.61

الكلمات المفتاحية:

تحويل الطاقة الضوئية، نمذجة، ضخ المياه؛ تحجيم و محاكاة.

Abstract:

The exploitation of potential energy (solar) for the production of electricity turns out to be profitable in remote and isolated regions, where conventional electrical or extension would be impossible and expensive

In this work we carried out a model of a photovoltaic pumping system over the sun which includes a photovoltaic generator, a DC-DC converter for a further optimum operating point, all feeding a DC motor coupled a centrifugal pump

Finally, we presented the analytical method for sizing photovoltaic pumping system and simulation software with pvsyst6.61.

Keywords: photovoltaic, converter, modeling, pumping, Dimensioning and simulation.

Sommaire

Liste des figures …… I
Liste des tableaux …… III
Liste des acronymes …… IV
Introduction générale …… VI

Chapitre I: L'énergie solaire et ses caractéristiques

Introduction 1
I. Notions D'astronomie 1
I.1 Le Soleil 1
I.1.2 Les Constante Solaire 2
I.1.3 La Hauteur Du Soleil 2
I.1.3.1 La hauteur angulaire 2
I.1.4 La Déclinaison 3
I.1.5 Angle horaire du soleil 3
I.1.6 L'azimut « Angle horaire du soleil à son coucher » ψ..... 4
I.1.7 Temps solaire vrai 4
I.1.8.1 La latitude 5
I.1.8 Angles solaires 6
I.1.8.1 La latitude 6
I.1.8.2. La longitude (λ) 7
I.1.9. Rayonnement extraterrestre ou rayonnement hors atmosphère 7
I.1.10 Indice de clarté 7
I.1.11 Modèle de rayonnement solaire 7
I.1.11.1 Rayonnement solaire sur un plan horizontal 8
I.1.11.1.1 Rayonnement direct 8
I.1.11.1.2 Rayonnement diffus 9
I.1.11.1.3 Rayonnement réfléchi 9
I.1.11.1.4 Rayonnement global ($Ø_G$) 9
I.1.12 Rayonnement solaire sur un plan incliné 9
I.1.12.1 Rayonnement direct 9
I.1.12.2 Rayonnement diffus 9
I.1.12.3. Rayonnement réfléchi 10
I.1.12.4 Rayonnement global incliné 10
I.1.13 Influence de l'état du ciel sur le rayonnement solaire 10
I.2. Potentiel De L'énergie Solaire Dans Le Monde 10
I.3.1 Conversion d'énergie : les différentes technologies solaires 11
I.4 Conclusion 12
12

Chapitre II Système Photovoltaïque PV

Introduction 13
II.1.1 Technologie photovoltaïque en Algérie 13
II.1.2 Solaire photovoltaïque 14
II.2 Générateur photovoltaïque (PV) 14
II.2.1 Les filières technologiques 14
II.2.1.1 Le silicium 14
II.2.1.1.1 Le silicium monocristallin 14
II.2.1.1.2 Le silicium multi cristallin (Poly cristallin) 15
II.2.2.1 La cellule PV 15
II.2.2.2 Sélection du module PV 16
II.3 Caractéristiques du Module I-V 16
II.3.1 Les zones de Caractéristique I(V) d'un générateur photovoltaïque 18
II.3.2 Les paramètres qui influent sur la caractéristique I=f(V) 19
II.3.2.1 Influence de l'éclairement 19
II.3.2.3 Influence de la résistance série 20
II.3.2.4 Influence de la résistance shunt 21
II.4 Association du module OV 21

II.4.2 Association en parallèle 23
II.5. Caractéristiques électriques des modules 24
II.6 Les systèmes PV 25
II.6.1 Système autonome sans batterie 26
II.6.2 Système autonome avec batterie 26
II.6.3 Système hybride PV/génératrice 26
II.6.4 Système PV sur réseau diesel 26
II.6.5 Système PV sur réseau décentralisé 26
II.6.6 Système PV centralisé 26
II.7 Avantages de la technologie photovoltaïque 27
II.8 Conclusion 27

Chapitre III Pompage Photovoltaïque

Introduction 28
III.1 Généralités 28
III.2 Les types de moteurs 28
III.2.1 Moteur à courant continu 29
III.2.2 Moteur à courant alternatif 31
III.3 Adaptateur de charge (moteur continu) 32
III.4 L'onduleur (moteur alternatif) 33
III.5 Rendement du groupe motopompe – générateur PV 34
III.6 les types de pompes 35
III.6.1 La pompe volumétrique 35
III.6.2 La pompe centrifuge 36
III.6.2.1 Caractéristiques de la pompe centrifuge immergée 38
III.6.3 Comparaisons entre les pompes centrifuges et les pompes volumétriques 39
III.6.4 Relations fondamentales 40
III.6.4.1 Débit 40
III.6.4.2 Hauteur manométrique totale(HMT) 40
III.6.4.3 Rendement 42
III.6.4.4 Caractéristique de la puissance 42
III.6.4.5 Couple de la pompe 43
III.6.4.6 Les avantages et les inconvénients des pompes centrifuges 44
III.7 Conclusion 44

Chapitre IV Dimensionnement et simulation de système de pompage photovoltaïque

Introduction 45
IV.1.1 Simulation du système 45
IV.1.2 Outil de simulation de système 45
IV.2 Méthode de dimensionnement (méthode analytique) 46
IV.2.2 Calcul de l'énergie hydraulique nécessaire 46
IV.2.3. Détermination de l'énergie solaire disponible 46
IV.2.4 Inclinaison du générateur photovoltaïque 46
IV.2.5 Le mois de dimensionnement 46
IV.2.6 Détermination du générateur photovoltaïque 47
IV.2.7 Dimensionnement du moteur 47
IV.2.8 Dimensionnement de la pompe 47
IV.2.9 Dimensionnement des Tuyauteries 48
IV.3 Simulation de système de pompage photovoltaïque 48
IV.3.1 Paramètre des conditions du site de Berrouaghia 48
IV.3.2 irradiation du site de Berrouaghia avec PVGIS 49
IV.4.1 Paramètres de simulation de système de pompage PV 50
IV.5 Conclusion 61

Chapitre V Analyse économique et environnementale du système Pompage PV

Introduction 62
V.1.1 Évaluation économique du pompage PV 62
V.1.2 Évaluation économique pour la pompe alimentée en électricité 63
V.2 Analyse environnementale 67
V.2.1 Évaluation des émissions de CO2 des systèmes 67

V.2.2 Emissions Différents polluants ……... 67
V.3 Conclusion …… 68
Conclusions Générale …… 69
Références bibliographiques
Annexes

Liste Des Figures

Chapitre I

Figure : I.1 Vue en écorchée de l'intérieur solaire 01
Figure : I.2 Définition des angles d'azimut, l'élévation solaire, le zénith et l'angle solaire, 03
Figure : I.3 Coordonnées angulaires de soleil 04
Figure : I.4 Définition Position relative du soleil à un capteur terrestre incliné, 05
Figure : I.5 Atténuation du rayonnement solaire incident sur un récepteur terrestre à travers l'atmosphère. Le récepteur est incliné avec un angle égal à la latitude du récepteur 08
Figure : I.6 Atténuation de l'irradiation solaire reçue par la surface de la terre 11
Figure : I.7 Potentiel de l'énergie solaire dans le monde. 11
Figure : I.8 Distribution du rayonnement solaire global en Afrique. 12

Chapitre II

Figure : II.1 pénétration des En R dans la production nationale en TWh 13
Figure : II.2 Le principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque 14
Figure : II.3 Cellules monocristallin & multi cristallin 15
Figure : II.4 Les différentes zones de Caractéristique I(V) d'un générateur photovoltaïque 18
Figure : II.5 Influence de l'éclairement sur le module PV (I.V) 19
Figure : II.6 Influence de l'éclairement sur le module PV (P.V) 19
Figure : II.7 Influence de la température sur la caractéristique I (V) du module PV 20
Figure : II.8 Influence de la température sur la caractéristique P (V) du module PV 20
Figure : II.9 L'influence de la résistance série Rs sur la caractéristique I (V) 20
Figure : II.10 L'influence de la résistance série Rs sur la caractéristique p (V) 20
Figure : II.11 L'influence de la résistance shunt Rsh sur la caractéristique I (V) du module 21
Figure : II.12 L'influence de la résistance shunt Rsh sur la caractéristique P (V) 21
Figure : II.13 Cellules identiques en série 22
Figure : II.14 Modules en séries avec cellules occultées 22
Figure : II.15 Modules en séries avec diodes parallèles 23
Figure : II.16 Cellules identiques en parallèles 23
Figure : II.17 Modules en parallèles avec cellules occultées 24
Figure : II.18 Modules en parallèles avec diodes anti-retour 24
Figure : II.19 *courbes courant / tension à des niveaux d'irradiation différents* 25
Figure : II.20 Composantes d'un champ de modules photovoltaïques 25

Chapitre III

Figure : III.1 Moteur à courant continu avec balais 29
Figure : III.2 Caractéristiques du couple en fonction de la vitesse et de la vitesse en fonction du courant d'un moteur shunt et d'un moteur série 30
Figure : III.3 Courbe du couple en fonction de la vitesse du moteur asynchrone bipolaire 32
Figure : III.4 Adaptation de la charge en modifiant le point de fonctionnement du champ PV 32
Figure : III.5 Courbe d'ondes de sortie d'un onduleur de pompage 34
Figure : III.6 Rendement instantané d'une pompe centrifuge immergée en fonction de la HMT 34
Figure : III.7 Pompe à piston (Jack pump) 36
Figure : III.8 Caractéristiques d'une pompe volumétrique 36
Figure : III.9 Cheminement de l'écoulement dans une pompe centrifuge à étages multiples 37
Figure : III.10 Pompe submersible centrifuge à étages multiples 38
Figure : III.11 Caractéristiques d'une pompe centrifuge 38
Figure : III.12 Pompe centrifuge flottante 39
Figure : III.13 Choix d'une pompe selon la HMT et le débit demandés 40
Figure : III.14 Exemples de courbes débit – HMT pour quelques pompes 41
Figure : III.15 Caractéristique de la puissance hydraulique de la pompe centrifuge 43
Figure : III.16 La courbe Hm(Q) de la pompe centrifuge Lorentz model PS600 BaduTop12 44

Chapitre IV

Figure :	IV.1	Emplacement du site	48
Figure :	IV.2	Variation de l'irradiation horizontale	49
Figure :	IV.3	Variation de la température moyenne mensuelle	50
Figure :	IV.4	Coordonnées géographiques du site de berroughia	50
Figure :	IV.5	Inclinaison du générateur PV	51
Figure :	IV.6	Paramètres du circuit hydraulique de système de pompage (puits vers réservoir).	51
Figure :	IV.7	Détermination de la puissance du GPV et de la pompe du système de pompage	52
Figure :	IV.8	Détermination du besoin d'eau	52
Figure :	IV.9	Détermination du besoin d'eau mensuel	53
Figure :	IV.10	Résultats de simulation (production d'eau journalière en fonction de l'irradiation).	53
Figure :	IV.11	énergie journalière a la sortie du champ (production d'eau journalière en fonction de tems).	54
Figure :	IV.12	débit en fonction de l'irradiante.	54
Figure :	IV.13	débit en fonction de la puissance de la pompe.	54
Figure :	IV.14	production d'eau journalière selon l'irradiation	55
Figure :	IV.15	différent irradiation en fonction du temps avec température ambiante 24°	55
Figure :	IV.16	Trajectoire du soleil au niveau du site de berrouaghia	56
Figure :	IV.17	Influence de l'éclairement sur le module PV /8.33 SOLAR 8.25 OMSGB.	58
Figure :	IV.18	Energie disponible à la pompe	58
Figure :	IV.19	Température ambiante mensuelle	58
Figure :	IV.20	Irradiation horizontal diffusé mensuelle	59
Figure :	IV.21	Irradiation horizontal globale	59
Figure :	IV.22	Production d'eau journalière (mois de janvier)	59
Figure :	IV.23	Caractéristiques Q –H pour différentes puissances	60
Figure :	IV.24	Caractéristique du débit en fonction de l'irradiation	60
Figure :	IV.25	Production d'eau journalière (janvier)	60
Figure :	IV.26	Schéma du système de pompage PV	61

Chapitre V

Figure	V-1	évaluation économique PV système	65
Figure	V-2	Comparaison des valeurs actuelles des différents coûts sur le cycle de vie des systèmes	65
Figure	V-3	Comparaison des valeurs du coût total sur le cycle de vie des systèmes	66
Figure	V-4	Variation des LCC des différents systèmes entre la 01 et les 20 années	66
Figure	V-5	Émissions de CO_2 du système pompage PV	68

Liste des Tableaux

Chapitre I

Tableau : I.1 Albédo de quelques sols existent en Algérie, [M., Iqbal, 1983]. 06

Chapitre II

Tableau : II.1 Comparaison entre quelques types les plus commercialisés des modules PV, [Clara Convention Center, 2009]. 16

Tableau : II.2 Comparaison du système de pompage d'eau en PV et du système de pompage d'eau avec diesel 27

Chapitre IV

Tableau : IV.1 Irradiation mensuelle 49

Tableau : IV.2 Energie incidente avec la température 56

Tableau : IV.3 perte dans le système de pompage 57

Tableau : IV.4 perte dans le système de PV 57

Chapitre V

Tableau V-1 Comparaison des coûts du système par analyse du coût du cycle de vie (équation 5.3) 64

Tableau V-2 Différents polluants émis par le moteur diesel 67

Notations

A : facteur de qualité
I_{ph} : photo- courant.
I_d : courant traversant la diode.
q : charge de l'électron ($1.9*10^{e}$-19coul).
k : la constante de Boltzmann.
U_T : tension thermique.
Is : courant de saturation.
V : tension à la borne de la diode.
T : température absolue (en kelvin).
Rs : résistance série
Rsh : résistance shunt
I_{CC} : Courant de court-circuit
V_{CO} : Tension à circuit ouvert
Pmax : Puissance maximale
ff : Facteur de forme
η_c : Rendement d'une cellule solaire
P solaire : Puissance du rayonnement solaire incident
η g : Rendement de générateur photovoltaïque
Pe : la puissance d'entré du champ PV
E : Irradiation solaire sur le plan incliné du module photovoltaïque (W/m^2).
S : Surface du module photovoltaïque (m^2).
Ns: Nombre de module en série.
N_P : Nombre de module en parallèle.
Ps : la puissance à la sortie du champ photovoltaïque est donnée par :
V : La tension aux bornes du champ photovoltaïque (V).
I : Le courant aux bornes du champ photovoltaïque (A).
η_{max} : Le rendement maximum de générateur photovoltaïque
Ts : la période de commutation
α : rapport cyclique du commutateur
I_p : le courant optimal.
V_p la tension optimale.
V_{cod} : est le point d'intersection de cette droite avec l'axe X(V).
I_{cod} : est le point d'intersection de cette droite avec l'axe Y(I).
C/CC : convertisseur continu-continu
J : courant d'excitation
B : un champ magnétique d'induction
FEM : force
MCC : moteur a courant continu
ke, kt : constantes de tension et de couple de moteur.
Ia : le courant d'armature de moteur.
Ra : la résistance de circuit d'armature de moteur.
Ce: le couple électromagnétique de moteur.
Cr: le couple résistant de moteur.
Q : débit (m^3/h)
HMT : Hauteur manométrique totale
Hg : hauteur géométrique
ρ : Masse volumique de l'eau (Kg/m^3).

g ： accélération de la pesanteur （m/s²）.
ΔH： Sommes de toutes les pertes de charges dans les tuyauteries d'aspiration et de refoulement (tuyauteries, vannes, accessoires).
P_{ab} : puissance fournie par le moteur
K_{fr} : Coefficient de perte de charge relatif à la pompe.

K_c： Coefficient de pertes de charge relatif à la pompe.
K_1: Coefficient correcteur dépendant des dimensions de la pompe.
H_p : Hauteur réelle.
H_t： Hauteur théorique
ΔH： Les pertes de charges dans les tuyauteries d' aspiration et de refoulement.
K_f： Coefficient de débit
A_f： Section de passage de la garniture d' étanchéité
U_1, U2 ： les vitesses linéaires d'entrainement à la sortie de la roue.
K_i： Une constante fonction du nombre de Reynolds
P_{ah} : Puissance hydraulique absorbée (ou puissance utile à la conversion)
T ： couple de torsion sur l' arbre de la pompe
ω: vitesse angulaire de la pompe
H_s : Hauteur statique
λ:Coefficient des pertes de charge linéaires
R_e : nombre de Reynolds
L:La longueur d' un tronçon de conduite (m).
D:Le diamètre d' un tronçon de conduite (m).
V: La vitesse d' écoulement dans la conduite.
g： L' accélération de la pesanteur (m/s).
K_p : Constante de la canalisation
C_1, C_2, C_3： des constants propres de la pompe donnée par le constricteur Nomenclature
K_r： Coefficient de proportionnalité [(Nm/rad.s−1)].
C_s： Couple statique
E_h: énergie hydraulique (wh/j).
V_a: volume d'eau(m^3/j).
ρ_a: densité de l'eau (1000kg/ m^3).
P_p : puissance de sortie sous CSM W .
η_g : rendement du générateur à la température de référence (25C°)
A: surface active du générateur (m^2)
G_{ce} : éclairement dans les CSM (1000w/m^2)
η_{pv} : rendement moyen journalier du générateur dans les conditions d'exploitation
$G_{dm}\beta$: irradiation moyenne journalière à l'inclinaison β(KWh/m^2/j).
CC : Le coût en capital d'un projet comprend la dépense d'immobilisation initiale pour l'équipement. Le système conception ingénierie et installation.
MC : coût d'entretien.
EC : Le coût énergétique d'un système est la somme du coût annuel du carburant.
RC : Le coût de remplacement est la somme de tous les coûts de remplacement des réparations et des La vie du système.
SC : La valeur de récupération d'un système est la valeur estimée qu'un actif réalisera lors de sa vente à la fin de sa vie utile

Depuis un siècle, la maîtrise des ressources en énergie fossiles telles que : le charbon, le pétrole, le gaz et dans une certaine mesure le nucléaire, a permis une hausse considérable du niveau de vie des populations, spécialement dans les pays développés.
De ce fait, et bien entendu en raison du développement de l'industrie, du transport et des moyens de communication, une croissance considérable de la consommation mondiale d'électricité a été observée pendant ces dernières décennies.

Beaucoup de populations dans les zones rurales des pays en voie de développement affrontent de grands problèmes dus au déficit en eau. Ces problèmes sont spécialement accentués dans zones désertiques et semi-désertiques. Le déficit en eau dans les zones arides et semi-arides est une question vitale pour les populations.

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

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

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

L'objet de notre thèse porte sur l'intégration de la production décentralisée dans un système de pompage photovoltaïque

Cette étude concerne la modélisation, l'analyse, l'optimisation, le dimensionnement et la simulation du système de pompage photovoltaïque comportant un générateur PV, un convertisseur continu-continu et un groupe motopompe.
L'étude présentée dans cette thèse s'organise comme suit :

Dans Le premier chapitre on donnera une description et les *L'énergie Solaire et ses caractéristiques*.

Le deuxième chapitre décrit la cellule photovoltaïque, le module, et les panneaux dont le générateur se compose .Modélisation et simulation des caractéristiques I-V et P-V du générateur photovoltaïque ainsi et les influences des différents Paramètres (éclairements, température, résistance série, résistance shunt,…)

Le troisième chapitre donne un aperçu théorique des pompages photovoltaïques.

Le quatrième chapitre sera entamée une simulation du moteur a aimant permanant ainsi de la pompe centrifuge avec logiciel PVsyst6.61. Nous présentons une e méthode analytique de dimensionnement basé sur les besoins en eau, les données d'ensoleillement et le rendement du groupe motopompe. Le résultat de simulation du système de pompage PV à l'aide du logiciel pvsyst 6.61.

Le dernier chapitre une Analyse Economique et environnement de système de pompage photovoltaïque.

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

Chapitre I

L’énergie solaire et ses caractéristiques

INTRODUCTION

Notre pays occupe une position géographique stratégique, favorisant l'épanouissement et l'utilisation des énergies renouvelables et particulièrement de l'énergie solaire et tout particulièrement pour les régions sahariennes et dans les endroits reculés ou l'énergie électrique n'est pas très développés, et c'est pourtant ces régions qui sont caractérisées par plusieurs facteurs favorisant l'utilisation de l'énergie photovoltaïque et ceci étant principalement due à la présence d'un fort ensoleillement et une demande énergétique pas très importante.

I. NOTIONS D'ASTRONOMIE

I.1.Le Soleil

Le **Soleil** (*Sol* en latin, *Helios*ou ⍰λιος en grec) est l'étoile du Système solaire. Dans la classification astronomique, le soleil est une étoile de type naine jaune, qui se compose d'hélium (24 % de la masse ou 7,8 % du volume), et d'hydrogène (74 % de la masse ou 92,1 % du volume). Autour du soleil gravitent la Terre, avec sept autres planètes, au moins cinq planètes naines, de très nombreux astéroïdes et comètes et une bande de poussière. Le Soleil représente à lui seul 99,86 % de la masse du Système solaire ainsi constitué.

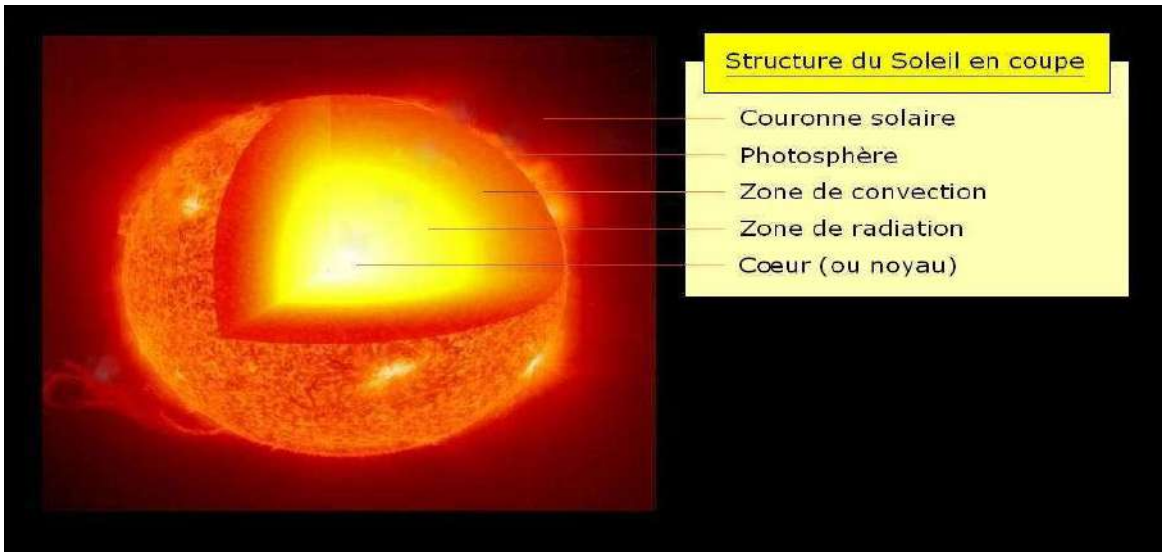


Figure : 1.1. *Vue en écorchée de l'intérieur solaire*

Le soleil est donc une sphère incandescente da plasma portée à une température de surface de 5750°K, et à l'intérieur dépassant des millions de degrés Kelvin.
Son diamètre moyen est de 1 392 684 km et se situe à une distance de 150 millions de km de la terre.
Le soleil tourne autour de lui-même toutes les quatre semaines et la terre tourne autour du soleil dans une trajectoire elliptique de faible excentricité pendant 365,25 jours.
Le soleil émet une énergie sous forme de rayonnement électromagnétique.

I.1.2.Les Constante Solaire [6]

L'énergie totale que le soleil envoie à la limite de l'atmosphère terrestre sur une surface de 1m² placée perpendiculairement au rayonnement est appelée « constante solaire ».

Le flux solaire arrive au niveau de l'atmosphère avec une valeur constante et égale à1353 w/ m² sur un plan perpendiculaire à ce dernier.
Cette constante solaire varie avec la distance terre-soleil, le flux émis par le soleil est une puissance constante inversement proportionnelle à la distance terre-soleil. **La constante solaire** est indépendante des conditions météorologiques, mais dépend de la distance Terre-Soleil.
Cette distance variant quelque peu au cours de l'année, compte tenu de la légère excentricité de l'orbite terrestre.

La valeur moyenne de la constante solaire est égale à 1367 W/m².
La correction de la distance terre-soleil est exprimée par :

$$C(J) = 1 + 0.034 \cos\left[0.98\,(J-2)\right]. \quad \text{(I.1)}$$

Où :
J : représente le jour considéré de l'année.
Ainsi la puissance du flux émis par le soleil s'exprime alors par:

$$P = I_0 \,.C(J) = I_0 \,.1 + 0.034 \cos\left[0.98\,(J-2)\right]. \quad \text{(I.2)}$$

Et

$$I_0 = 1353\ w/m^2$$

I.1.3.La Hauteur Du Soleil

La hauteur de soleil représente la hauteur angulaire du soleil au-dessus de l'horizon

I.1.3.1 .La hauteur angulaire (γ)

C'est en, fait l'angle formé par la direction de soleil et le plan équatorial terrestre.
La hauteur angulaire du soleil au-dessus de l'horizon s'exprime par :

$$\sin(h) = \cos\varphi\ \cos\delta\ \cos\omega\ + sin\ \varphi\ \sin\delta \quad \text{(I.3)}$$

Où

ϕ : est la latitude du lieu.

Ω : est l'angle horaire.

δ : est la déclinaison du soleil.

I.1.4. La Déclinaison (ω)

La déclinaison solaire est l'angle que fait le soleil au maximum de sa course (midi solaire) par rapport au plan équatorial. Cet angle varie entre 23° 45' et -23° 45' .Aux équinoxes, la déclinaison est de 0°, la relation de Perren De BRINCHAMBAUT permet de déterminer la déclinaison du soleil en fonction du jour de l'année. Cette déclinaison s'exprime par :

$$\delta\,(J) = 23.45\,sin\,[0.986\,(J-81)] \qquad (I.4)$$

Où **J** est le jour de l'année il varie de 1 à 365 ou 366 Selon l'année : civile : 365 jours et bissextile : 366 jours.

$$J \;=\; l'année \begin{cases} civle : 365\ jours \\ bissexitil\ e : 366\ jours \end{cases}$$

(n = 1 pour le 1er janvier, n = 32 pour le 1er février, etc...), sache que la déclinaison varie entre - 23.45° le 21 décembre et +23.45° le 21 juin.

I.1.5.Angle horaire du soleil (ω)

L'angle horaire δ du soleil est le déplacement du soleil autour de l'axe polaire, dans sa course d'Est en Ouest, par rapport au méridien local **[7]**,la position apparent du soleil est déterminée par ses coordonnées angulaires par rapport à au plan horizontal ***(figure I-2)***, l'azimut et la hauteur angulaire. ω l'angle horaire en degré est exprimé par la relation suivante **[8]** :

$$\omega = 15\,(Tsv - 12) \qquad (1.5)$$

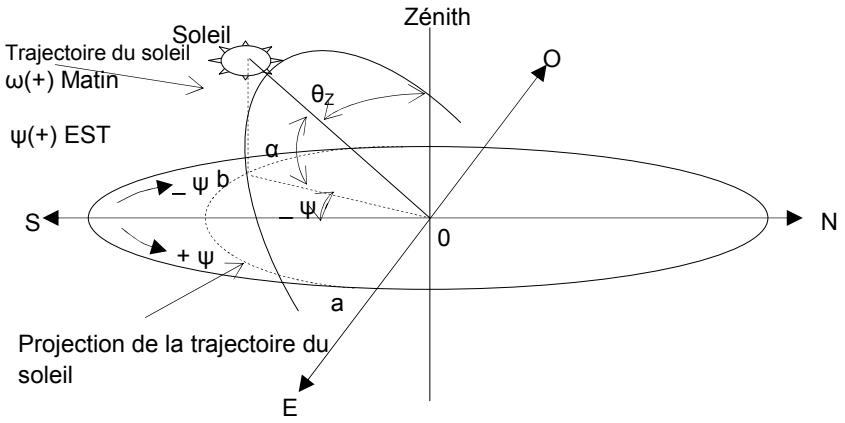


Figure : 1.2. Définition des angles d'azimut, l'élévation solaire, le zénith et l'angle solaire, [M., Iqbal, 1983].

Où T_{sv} représente la valeur de l'heure solaire **[8]**. L'heure solaire est celle que donnerait un cadran solaire, c'est-à-dire que le midi solaire correspond au moment de la journée ou le soleil

est au plus haut point de sa course. Ce moment est généralement décalé par rapport au midi de l'heure légale **[8]**.

I.1.6. L'azimut « Angle horaire du soleil à son coucher » ψ

L'azimut est l'angle formé par projection de la direction du soleil et la direction du Sud. Il est comté positif à l'Ouest (le matin) et négatif à l'Est (le soir).

Sa valeur est obtenue lorsque le soleil se couche (suivant la hauteur angulaire du solaire, et l'inclinaison du panneau) Il est donné par l'équation suivante :

$$\sin\psi = \frac{\cos\delta \sin\omega}{\cos qh} \qquad \text{(I.6)}$$

I.1.7.Temps solaire vrai [17]

Le temps solaire vrai se définit de la rotation du soleil sur elle-même. Le TSV est directement lié à l'angle horaire. L'intervalle de temps mis entre deux passages du soleil au méridien est de 24 heures.

Il est 12h du matin c'est-à-dire midi lorsque le soleil est à son zénith. L'expression du temps solaire vrai est définit par :

$$TSV = 12 + \frac{\omega}{15} \qquad \text{(1.7)}$$

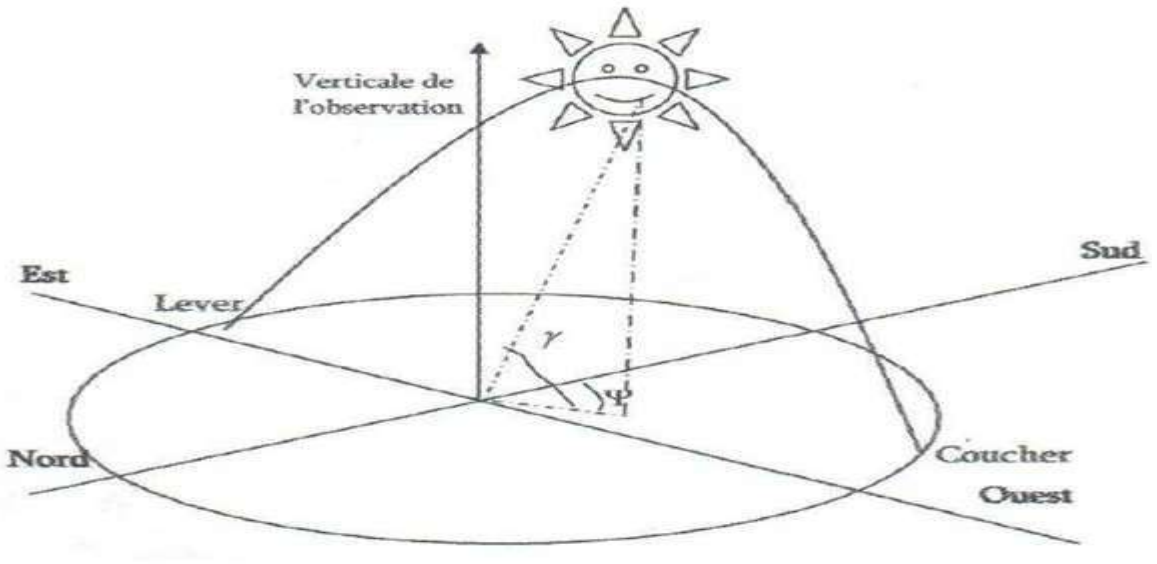


Figure : 1.3. Coordonnées angulaires de soleil [9]. .

Afin d'obtenir l'angle d'incidence des rayons sur un capteur solaire, une représentation schématique explicite comme celle donnée en *figure I-3* nous permet de visualiser clairement les

différents angles pris en compte dans l'étude du rayonnement arrivant dans le plan d'un capteur. Le angle (γ hauteur dans l'étude) et (ψ, azimut) sont donnés rapport à l'emplacement géographique du capteur considéré.

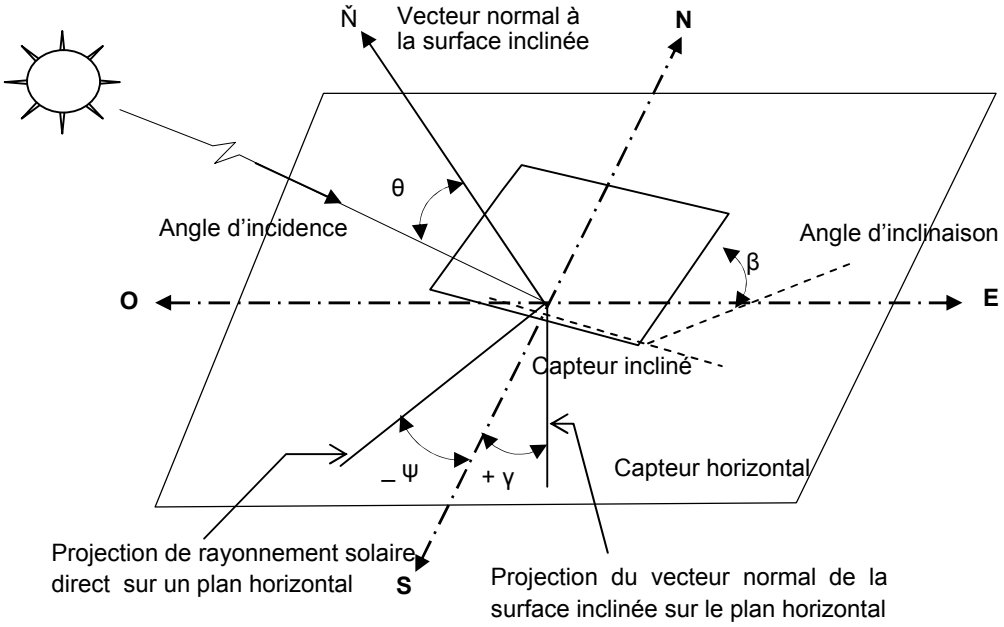


Figure : 1.4. Définition Position relative du soleil à un capteur terrestre incliné, [M., Iqbal, 1983].

Les autres angles représentés sur la *figure I.4* sont liée directement au positionnement du capteur, et permettent de corriger les pertes liées au trajet optique des rayons lors de la traversée de l'atmosphère, ils correspondent à :

a) **L'orientation (α)** du capteur par rapport au sud, est de 0° au sud, 180° au nord, + 90° à l'ouest et -90° à l'est. dans notre cas, cette variation est mise à zéro.

b) **L'inclinaison (β)** du capteur par rapport au sol (0° <b < 90°). Elle est nulle pour ce qui est du plan horizontal dans le calcul du premier angle d'incidence puis de 45° pour le second.

c) **L'angle d'incidence (γ)** des rayons solaires par rapport à la normal au capteur. Une relation trigonométrique permet de déterminer cet angle d'incidence en fonction des autres angles :

$$\sin(\alpha) = \cos(\gamma)\ \sin(\beta)\cos(\psi - \alpha) + \sin(\gamma)\cos(\beta) \qquad (I.8)$$

- **Journée moyenne :** Une journée moyenne est une journée durant laquelle la valeur d'un paramètre, *par exemple la déclinaison*, est égale ou presque à la valeur moyenne mensuelle de ce même paramètre, et cela pour un mois choisie.

- **Albédo :** C'est la fraction de l'énergie incidente diffusée par un corps lumineux, ainsi pour un corps noir parfait, l'albédo est nul **[7]**.

L'albédo du sol est le coefficient de réflexion de la lumière diffuse du sol **[7]**.Il a été fixé à 0:2si la température moyenne mensuelle est supérieure à 0°C, et une valeur de 0:7 si elle est inférieure à -5°C **[8]**.

Tableau 1.1. Albédo de quelques sols existent en Algérie, [M., Iqbal, 1983].

Nature du sol		**Albédo**
Sable du désert	Grains fins, légers	0,37
	Sable gris	0,21
	Valée morte	0,25
	Quartz (sable blanc)	0,35-0,40
	Sable de rivière	0,43
	Sable mouillé	0,09
	Sable jaune	0,35
	Fleuves pleines et inclinées	0,27
Forets	En saison sèche	0,24
	En saison humide	0,18
	Foret verte	0,03-0,06 0,04-0,1
	Foret exfoliante	0,24
	Chêne	0,18
Sol agricole nivelé	Rouge sec	0,20
	Mouillé	0,12
	Blue sec	0,23
	Terre non spécifiée	0,20

I.1.8. Angles solaires

Les angles solaires sont des facteurs intéressants pour le calcul de rayonnement solaire.

I.1.8.1. La latitude

La latitude est une coordonnée géographique représentée par une valeur angulaire, expression de la position d'un point sur Terre (ou sur une autre planète), au nord ou au sud de l'équateur qui est le plan de référence. Lorsque reliés entre eux, tous les endroits de la Terre ayant une même latitude forment un cercle, cercle dont le plan est parallèle à celui de l'équateur, d'où l'autre terme « parallèle » permettant de nommer une latitude.

I.1.8.2. La longitude (λ)

La longitude représente l'angle formé par le plan méridien de lieu considéré et le plan méridien origine. Ce dernier passe par l'observatoire de Greenwich et a pour longitude 0°. Les longitudes situées à l'set de ce méridien sont positives et celles situées à l'Ouest négatives.

I.1.9. Rayonnement extraterrestre ou rayonnement hors atmosphère [8]

Le rayonnement extraterrestre est le rayonnement solaire avant qu'il n'atteigne la couche atmosphère. Le rayonnement extraterrestre sur une surface horizontale H_0, pour le jour n, est obtenu à l'aide de l'équation suivante :

$$H_{0=}\frac{86400\,G_{SC}}{\pi}\left(1+0.33\cos\frac{360\,.n}{365}\right)\left(\cos(\psi).\sin(\delta)\,.\,\sin\omega_s+\frac{\pi\omega_s}{180}\,\sin\psi\,.\,\sin\delta\right)\left[\frac{J}{m^2}\right] \quad (I.9)$$

I.1.10.Indice de clarté

L'indice de clarté, ou indice de sérénité $\overline{K_T}$, est défini comme le rapport entre la moyenne mensuelle de la radiation journalière sur une surface horizontale et la valeur correspondante en dehors de l'atmosphère.

$$\overline{K_T} = \overline{H} / \overline{H_0} \quad (I.10)$$

$\overline{H}$ Est la moyenne mensuelle du rayonnement solaire quotidien sur un plan horizontal.

$\overline{H_0}$ Est la valeur correspondante à ce même rayonnement mais en dehors de l'atmosphère.

Les valeurs de K_T varient selon les endroits et les saisons et varient généralement entre 0:3 (pour des régions ou des saisons pluvieuses) et 0:8 (pour des saisons ou des climats secs et ensoleillés) [**8**] .

I.1.11 Modèle de rayonnement solaire

Le rayonnement solaire passant à travers l'atmosphère n'arrive pas à la surface de la terre en totalité, car une partie de l'irradiation globale est absorbée par l'atmosphère, une partie est réfléchie vers l'espace, et une partie arrive à la surface de la terre (voir figure 1.5).

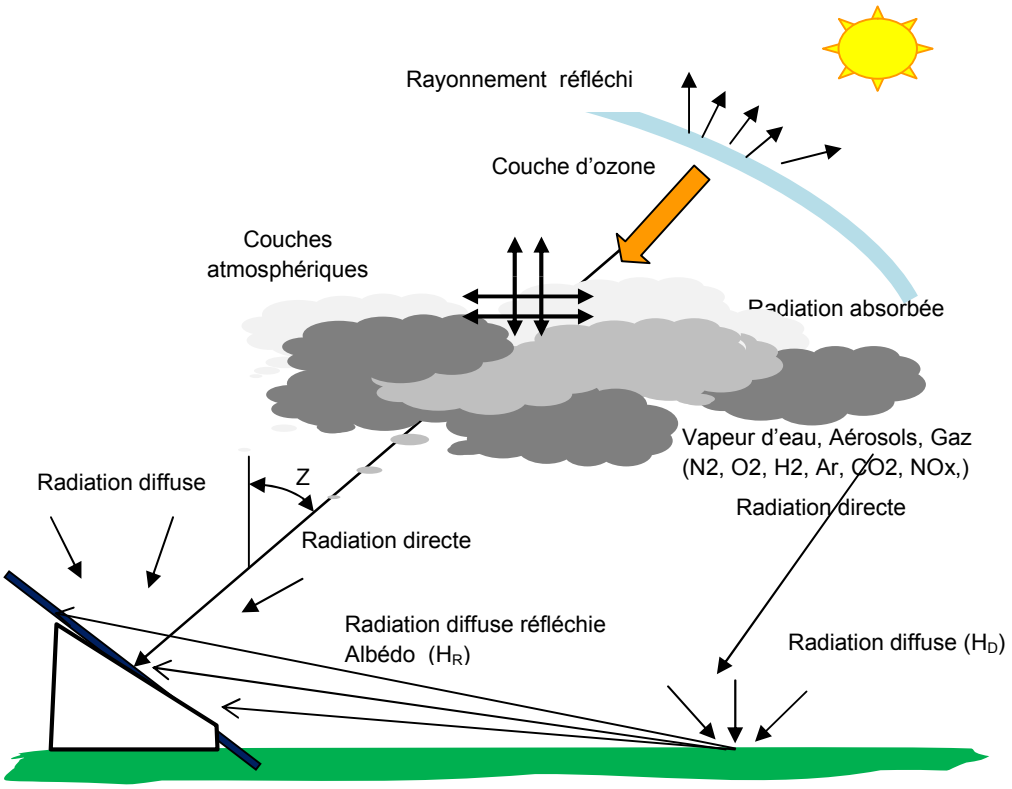


Figure 1.5 : Atténuation du rayonnement solaire incident sur un récepteur terrestre à travers l'atmosphère. Le récepteur est incliné avec un angle égal à la latitude du récepteur, [P., Fernandez Diez, 2003].

I.1.11.1. Rayonnement solaire sur un plan horizontal

Au niveau du sol le rayonnement global reçu par une surface plane d'inclinaison quelconque est constitué de trois composantes principales :

I.1.11.1.1.Rayonnement direct

Flux solaire sous forme de rayons parallèles provenant de disque soleil sans avoir été dispersé par l'atmosphère. Après des mesures pour des heures (i) nous avons l'équation statique pour le rayonnement direct **[10]**.

$$S_H = 1367.\mathrm{C\ (j).Sin\ (h(i)\ exp(\frac{-T_L}{0.9*9.41*M(i)}))} \qquad \text{(I.11)}$$

Avec :

SH: Flux direct horizontal.

C(j): La correction de la distance terre soleil.

h(i) : Hauteur du soleil.

T_L: Facteur de trouble.

M(i) : Nombre d'aire masse.

I.1.11.1.2.Rayonnement diffus

C'est la partie du rayonnement provenant du soleil, ayant subi de multiples réflexions (dispersions), dans l'atmosphère. Pour un observateur le rayonnement diffus (D) par l'heur i est statistiquement donné par [10].

$$D_H(i) = \frac{1367}{3}.\mathrm{C\ (j).Sin\ (h(i)-2).exp}[-0.5.\log^2(\frac{-\mathrm{T_L}}{22*\mathrm{M_i}^{-0.65}})] \quad \text{(I.12)}$$

I.1.11.1.3. Rayonnement réfléchi

C'est la partie de l'éclairement solaire réfléchi par le sol, ce rayonnement dépend directement de la nature du sol (nuage, sable...).Il se caractérise par un coefficient propre de la nature de lien appelé Albédo (ξ) tq: $0 \geq \xi \geq 1$

I.1.11.1.4. Rayonnement global ($Ø_G$)

Un plan reçoit de la part du sol un rayonnement global qui est le résultat de la superposition des trois compositions direct, diffus et réfléchi :

$$\phi_G = S + D + R \quad \text{(I.13)}$$

I.1.12. Rayonnement solaire sur un plan incliné

Une surface incliné rapport à l'horizontale avec l'ongle *B* reçoit une puissance énergétique répartie entre le direct ; le diffus, et le réfléchi **[10].**

$$R_b = \frac{S_B}{S_H} = \frac{\cos(\varphi-\beta)\ .\cos(\delta).\cos(\omega)+\sin(\varphi-\beta)\ .\ \sin(\delta)}{\cos(\varphi)\ .\cos(\delta).\cos(\omega)+\sin(\varphi)\ .\ \sin(\delta)} \quad \text{(I.14)}$$

I.1.12.1.Rayonnement direct

Soit un lieu de latitude, le flux est défini par :

R_b: Rapport de flux direct
S_B: Flux direct pour un plan d'inclinaison
S_H: Flux direct horizontale
ω : Déclinaison du soleil.
δ : Angle horaire du soleil.

Alors le flux direct pour le plan incliné *B :*

$$R_b = \frac{\cos(\varphi-\beta)\ .\cos(\delta).\cos(\omega)+\sin(\varphi-\beta)\ .\ \sin(\delta)}{\cos(\varphi)\ .\cos(\delta).\cos(\omega)+\sin(\varphi)\ .\ \sin(\delta)}\ S_H \quad \text{(I.15)}$$

I.1.12.2.Rayonnement diffus

Le flux à une inclinaison *B* et l'attitude capté par une surface orientée face au Sud-Est donné par le modèle suivant :

Pour l'heure i : utilisons le modèle « WILLMOTT »

$$D_b = D_H\, F(i)[\frac{1+cos\beta}{2} + (1 - F(i)).\frac{\cos\theta(i)}{\sin h(i)}] \quad (I.16)$$

Avec $K_T(i) = \frac{\theta_{GH}(i)}{\theta(i)}$ (I.17)

$$F(i) = 1 - K_T\,(i)[1 - \frac{S_H}{G_H}] \quad (I.18)$$

$K_T(i)$: Coefficient de sérénité

$\Theta(i)$: Angle d'incidence du rayon direct par rapport au incliné.

I.1.12.3.Rayonnement réfléchi

La fraction du flux réfléchi par le sol sur la surface inclinée est proportionnelle au flux global horizontal.

$$R_B = \phi_{GH}[\xi.\left(\frac{1-cos\beta}{2}\right)] \quad (I.19)$$

Avec

ϕ_{GH}: Flux global horizontal.

ξ : Albédo du sol

I.1.12.4. Rayonnement global incliné

Il est la superposition des flux direct, réfléchi et diffus dont il est la somme des trois composantes:

$$\phi_{GH} = S_B + D_B + R_B \quad (I.20)$$

On peut calculer le flux solaire global par la relation suivante pour un plan incliné d'un angle B :

$$\phi_{GB} = R.+\theta_{GH} \quad (I.21)$$

R : Rapport du flux global.

D'où :

$$R = \frac{\phi_{GH}}{\phi_{Gh}} = \left(1 - \frac{D_H}{\phi_{GH}}\right).R_b + \frac{D_H}{\phi_{GH}}.\left(\frac{1+cos\beta}{2}\right) + \xi.\left(\frac{1-cos\beta}{2}\right) \quad (I.22)$$

Avec :

R_b: Rapport du flux direct

On connaissant le flux global et les composantes du flux pour un plan horizontal on peut déterminer le flux global incliné reçu par un plan :

$$\phi_G = R.+\phi_{GH} \quad (I.23)$$

I.1.13 Influence de l'état du ciel sur le rayonnement solaire

Trois conditions de base du ciel peuvent être identifiées :

1. Ciel clair sans nuages,
2. Ciel partiellement nuageux,
3. Ciel nuageux.

La figure (1.5) montre le profil de l'irradiation solaire horaire pendant un ciel clair et son profil quand le ciel est nuageux. L'estimation de l'irradiation horaire dans le cas d'un ciel clair à l'aide des modèles mathématiques donne des bons résultats mais dans le cas d'un ciel nuageux comme sur cette figure, l'irradiation horaire est difficile à estimer.

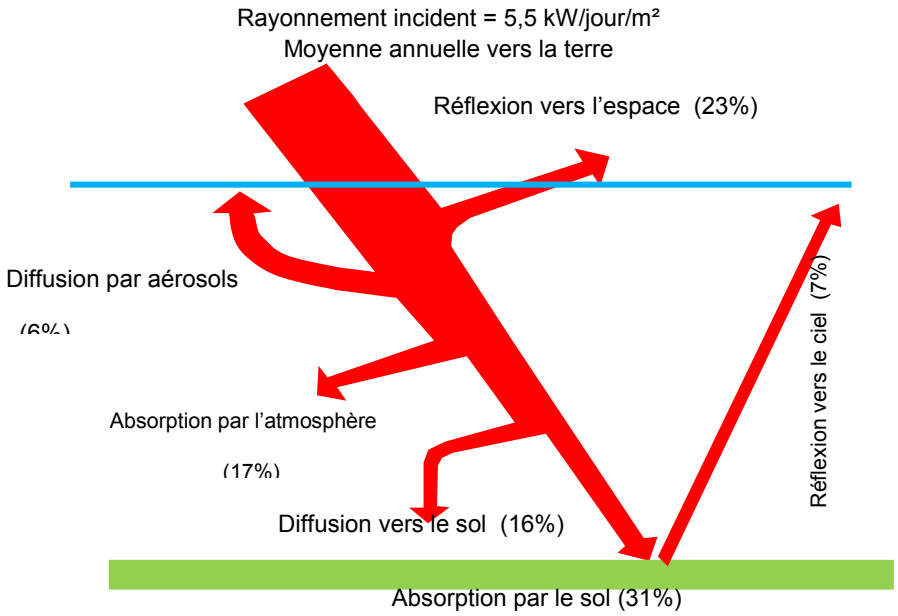


Figure 1.6. Atténuation de l'irradiation solaire reçue par la surface de la terre (en %), [P., Fernandez Diez, 2003].

1.2. Potentiel De L'énergie Solaire Dans Le Monde

La carte de la figure (1.7) montre la distribution de l'irradiation solaire sur le monde entier. Sur cette carte, on remarque le grand potentiel de l'irradiation solaire se localise sur les régions arides, sahariennes, et les régions proches de l'équateur, [http//:www.bpsolar.com].

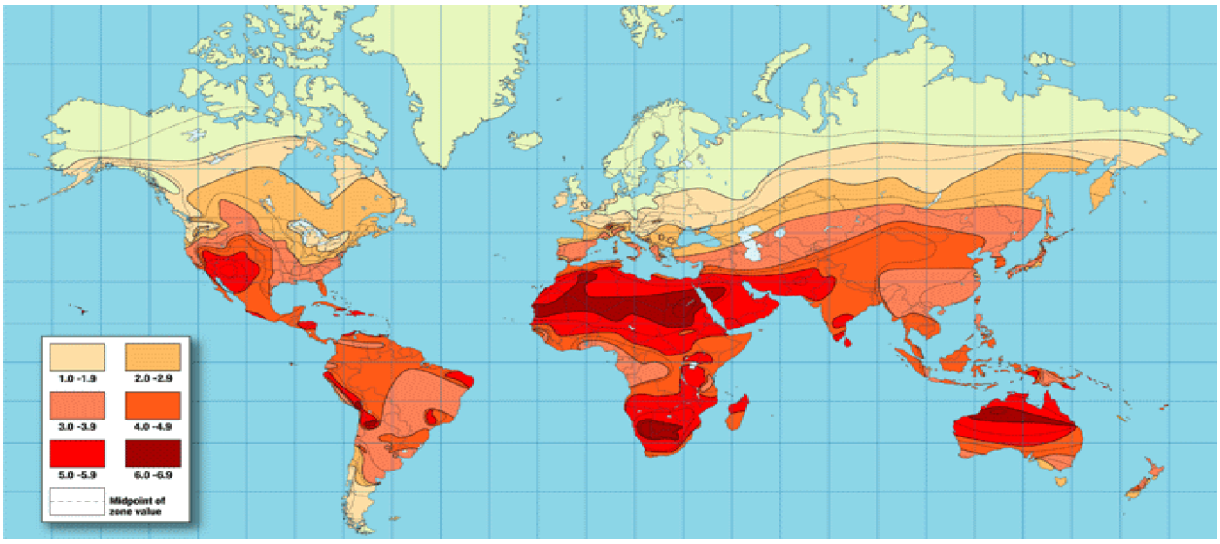


Figure 1.7. Potentiel de l'énergie solaire dans le monde, [www.bpsolar.com].

La figure (1.8) montre la distribution du rayonnement solaire global en Algérie durant la période défavorable en rayonnement solaire. Le rayonnement solaire global vari de 3 à 3,5 kWh/m² sur les cotes, de 3,5 à 4,5 kWh/m² sur les hauts plateaux, de 4,5 à 6 kWh/m² sur le nord du Sahara et de 6,2 à Tamanrasset.

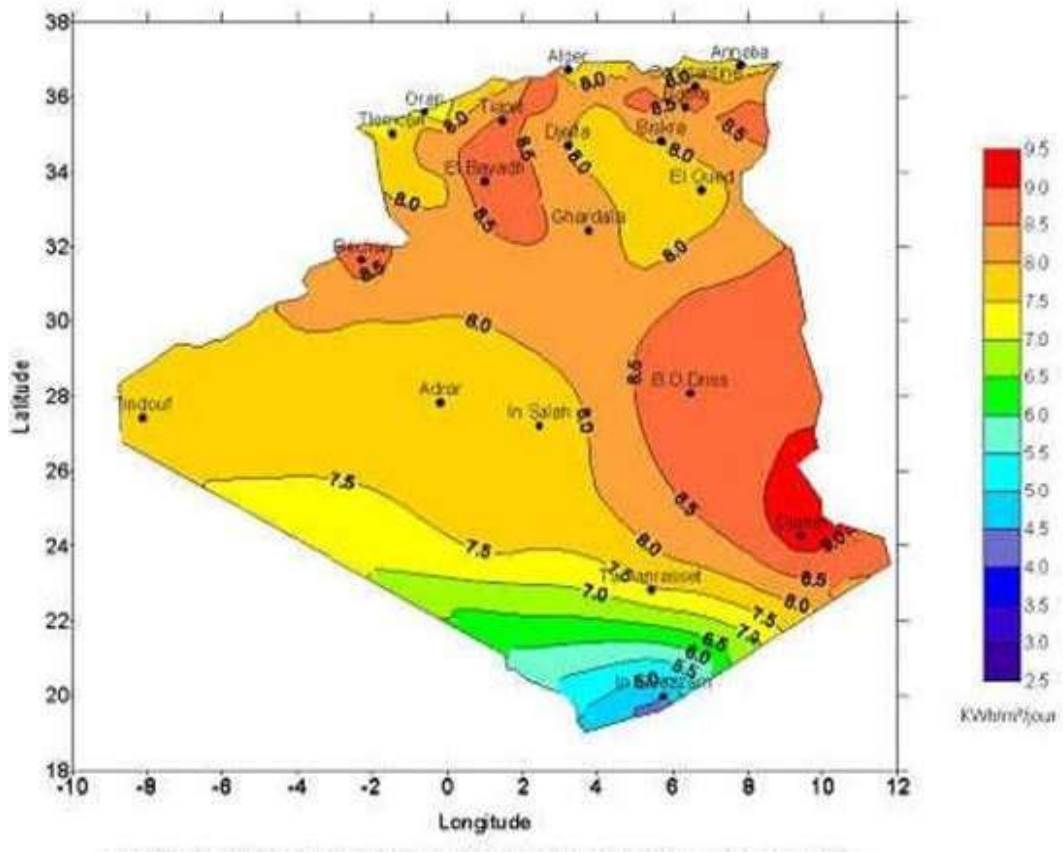


Figure 1. 8. Distribution du rayonnement solaire global en Algérie,

I.3.1 Conversion d'énergie : les différentes technologies solaires

Il existe principalement trois façons d'utiliser directement l'énergie solaire :

La thermodynamique, la thermique et le photovoltaïque.

CONCLUSION

Le rayonnement solaire représente une immense source d'énergie. Elle est donc parmi les ressources prometteuses pour la génération d'électricité et la réduction de la pollution atmosphérique.

L'énergie solaire varie selon l'endroit et la saison et on peut estimer la quantité d'énergie solaire disponible à un endroit donné.

Chapitre II

Système photovoltaïque

INTRODUCTION

Dans ce travail l'étude présentée concerne l'élaboration d'un système utilisant l'énergie solaire photovoltaïque pour le pompage de l'eau pour l'irrigation dans une région agricole du nord du pays à Berrouaghia, en effet les zones rurales des pays en voie de développement tel que l'Algérie affrontent de grands problèmes dus au déficit en eau. Ces problèmes sont spécialement accentués dans zones désertiques et semi-désertiques. Le déficit en eau dans les zones arides et semi-arides est une question vitale pour les populations. L'amélioration des conditions de vie dans ces zones est liée à la recherche des solutions adéquates à ce problème. Le pompage solaire photovoltaïque (PV) représente la solution idéale pour l'approvisionnement en eau partout où le réseau électrique est absent, ainsi nous allons illustrer dans ce chapitre les composantes du système photovoltaïque et son accouplement avec une station de pompage.

II.1.1 Technologie photovoltaïque en Algérie **[11]**.

L'Algérie vaste pays d'une superficie de 2.381.740 km².Un programme national de développement des énergies renouvelables a été tracé pour la période 2011-2030, ambitionnant, à terme, de produire 40% de la consommation nationale d'électricité à partir des filières solaire et éolien. Ainsi, ce programme prévoit l'installation dune puissance de près de 22 000 MW, avec 12 000 MW destinés à la demande nationale et 10000 MW à l'exportation. Il sera mené en trois étapes :

1. la réalisation de projets pilote pour tester les technologies disponibles (2011-2013),
2. un début du déploiement du programme (2014-2015),
3. enfin, un déploiement à grande échelle (2016-2020)

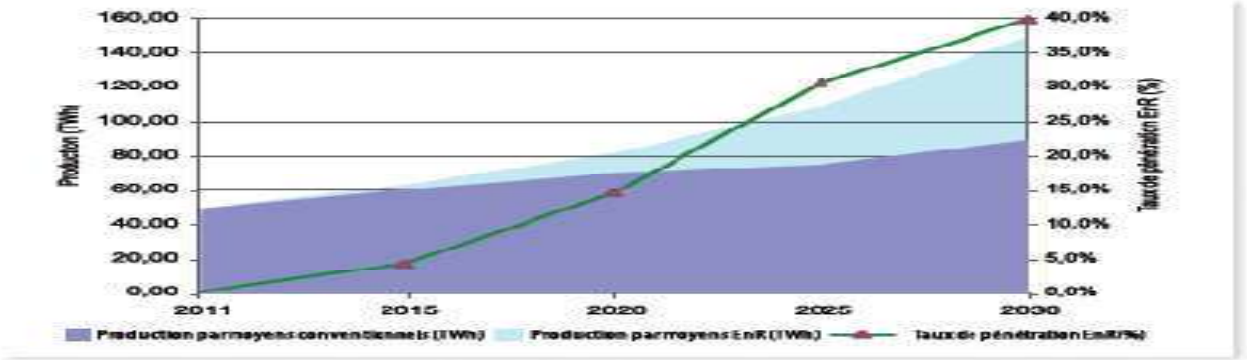


Figure II.1 pénétration des EnR dans la production nationale en TWh

II.1.2 Solaire photovoltaïque

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 le biais d'une cellule dite photovoltaïque basée sur un phénomène physique appelé effet Photovoltaïque

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

II.2. Générateur photovoltaïque (PV):

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

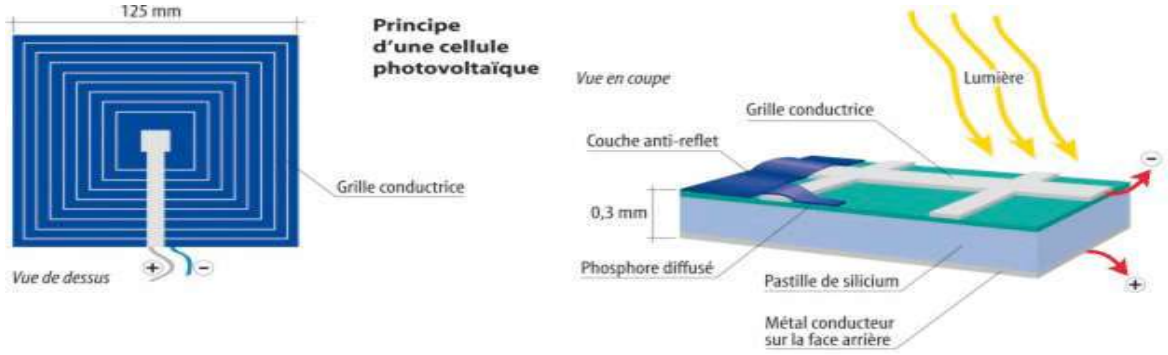


Figure II.2 Le principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque [3]

II.2.1 Les filières technologiques

Une cellule photovoltaïque peut être réalisée avec de nombreux semi-conducteurs. En réalité il existe aujourd'hui trois principales filières technologiques : le silicium cristallin, les couches minces et les cellules organiques. Ces filières se partagent inégalement le marché.

II.2.1.1 Le silicium

La filière silicium représente aujourd'hui l'essentiel de la production mondiale des panneaux photovoltaïques. Cette filière comporte deux technologies : le silicium monocristallin et le Silicium multi cristallin.

II.2.1.1.1 Le silicium mono-cristallin

Le silicium mono cristallin est difficile à obtenir. En effet, il nécessite un taux de pureté très élevé et donc plusieurs étapes de purification. Ces étapes sont délicates et donc coûteuses. Le rendement du silicium monocristallin est le plus élevé, il est compris entre 12 et 20% pour les cellules industrielles. Son coût élevé est aujourd'hui un handicap et le silicium monocristallin perd du terrain devant le silicium multi cristallin.

II.2.1.1.2 Le silicium multicristallin (Polycristallin)

Le silicium multicristallin (Polycristallin) est devenu aujourd'hui la technologie la plus utilisée.A elle seule elle représente près de 50% du marché. Ces cellules sont obtenues par coulage de cristaux de silicium, ce qui rend sa structure hétérogène. Son rendement est légèrement

inférieur au silicium monocristallin il est compris entre 10 et 14% selon les fabricants. En revanche sa fabrication est beaucoup plus simple, les coûts de production sont donc plus faibles



Monocristallin **Multicristallin**

Figure II.3 Cellules monocristallin & multicristallin

II.2.2.1 La cellule PV

La cellule PV ou encore photopile est le plus petit élément d'une installation photovoltaïque. Elle est composée de matériaux semi-conducteurs et transforme directement l'énergie lumineuse en énergie électrique. Les cellules photovoltaïques sont constituées :

- D'une fine couche semi-conductrice (matériau possédant une bande interdite, qui joue le rôle de barrière d'énergie que les électrons ne peuvent franchir sans une excitation extérieure, et dont il est possible de faire varier les propriétés électroniques) tel que le silicium, qui est un matériau présentant une conductivité électrique relativement bonne,
- D'une couche anti-reflet permettant une pénétration maximale des rayons solaires,
- D'une grille conductrice sur le dessus ou cathode et d'un métal conducteur sur le dessous ou anode,
- Les plus récentes possèdent même une nouvelle combinaison de multicouches réfléchissants justes en dessous du semi-conducteur, permettant à la lumière de rebondir plus longtemps dans celui-ci pour améliorer le rendement.

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 et du vieillissement de la cellule.

II.2.2.2 Sélection du module PV

La cellule solaire est l'unité de base d'un système photovoltaïque. Une cellule solaire individuelle produit un courant continu et une puissance typiquement comprise entre 1 et 2 W. Dans le cas de cellules solaires en silicium cristallin avec une puissance de sortie (sur 10 × 10 cm²) est typiquement autour de 1,5 Wp, avec Voc 0,6 V et Icc 3,5 A pour une utilisation réelle,

les cellules solaires sont interconnectées dans des combinaisons série / parallèle pour former un PV module.

Le panneau photovoltaïque est le collecteur d'énergie qui reçoit les rayonnements solaires et les convertit en énergie électrique. Ce processus de conversion perd jusqu'à 80% de l'énergie nous laissant ainsi avec une efficacité de 20% dans les meilleurs cas. Les panneaux photovoltaïques produisent de l'électricité en courant continu; elles sont interconnectées ensemble en série et en parallèle pour obtenir la tension et le courant désirés.

Le tableau ci-après donne une comparaison entre les différentes technologies des modules PV existants actuellement dans le marché.

Matériau	Rendement	Longévité	Caractéristiques	Principales utilisations
Silicium monocristallin	+++	+++	Très performant	Aérospatiale, module pour toits, façades ;
Silicium polycristallin	++	+++	Adapté à la production à grande échelle	Modules pour toits, façades générateurs..
Amorphe	+	+	Peut fonctionner sous la lumière fluorescente	Appareils électronique (montres, calculatrices..) intégration dans le bâtiment
Composite monocrystallin (GaAs)	+++	+++	Lourd ; fissure facilement	aérospatiale
Composite polycristallin (CdS.CdTe ; CulnGaSe2 ; etc.)	+	+	Nécessite peu de matériau mais certains contiennent des substances polluantes	Appareils électronique (montres, calculatrices..) intégration dans le bâtiment

Tableau II.1 : Comparaison entre quelques types les plus commercialisés des modules PV, [Clara Convention Center, 2009].

II.3. Caractéristiques du Module I-V

Les paramètres électriques sont déterminés dans des conditions de test standard, c'est-à-dire 1000 W / m² d'irradiante solaire, température de la cellule de 25 ° C et AM = 1,5 rayonnement solaire. Les caractéristiques nominales sont déterminées au point de puissance maximum (MPP) de la caractéristique I-V éclairée. Afin de garantir les spécifications de performance des modules, les modules sont scellés pour la protection contre la corrosion, L'humidité, la pollution et les intempéries.

Le module PV est un dispositif non linéaire et peut être décrit par sa caractéristique. En supposant identiques, la caractéristique du modèle photovoltaïque est obtenue, dépendamment de l'éclairement global et de la température. Le point de fonctionnement du système (réseau photovoltaïque couplé au moteur-pompe) change lorsque l'un de ces paramètres change.

Il existe plusieurs modèles mathématiques qui décrivent la caractéristique qui peut être distingué par la procédure de calcul, le nombre de paramètres intermédiaires et la précision des résultats. L'équation (2.1) décrit les caractéristiques d'une cellule solaire:

$$I = I_L - I_0[\exp(\frac{q_v}{KTA}5) - 1] \quad (2.1)$$

Lorsque I_L est le photocourant, I_0 est le courant de saturation inverse, T la température de la cellule,K la constante de Boltzmann, q la charge d'un électron et A le facteur d'idéalité de jonction p-n peut varier de 1 à 2,5.Le courant de saturation inverse de la cellule I_0 varie avec la température selon les indications suivantes de l'équation:

$$I_0 = I_r[\frac{T}{{T_r}^3} \exp[\frac{q\,E_G}{KA}(\frac{1}{T_r} - \frac{1}{T})] \quad (2.2)$$

Où Tr est la température de référence de la cellule, Ir est le courant de saturation inverse à Tr, EG est la bande du semi-conducteur utilisé dans la cellule. L'écart entre les bangs diminue avec la température et la dépendance à la température est bien modélisée par:

$$E_{G=E_g}(0) - \frac{\propto T^2}{T+\beta}\, q \quad (2.3)$$

Où α et β sont des constantes spécifiques à chaque semi-conducteur [24]. Le photo-courant dépend du rayonnement solaire et de la température de la cellule comme suit:

$$I_L = [I_{SC} + K_I(T - T_r)]\frac{5}{100} \quad (2.4)$$

Lorsqu'Icc est le courant de court-circuit des cellules à la température de référence et au rayonnement, Ki est le court-circuit et S est le rayonnement solaire.

L'analyse de l'irradiation solaire spécifique du site devrait être effectuée dans le processus de faire une estimation réaliste de la quantité d'énergie qui sera disponible à partir d'un ensemble photovoltaïque installé dans un endroit géographique particulier. La quantité de soleil de vos cellules solaires sont exposés et (et donc combien d'énergie ils vont Générer) dépendent de:

- L'orientation et l'inclinaison d'installation (qui sera optimisée installateur);
- S'il y a des ombres projetées sur les cellules (en raison d'arbres, bâtiments, etc);
- Le nombre d'heures de jour (selon lieu de résidence);
- L'intensité de la lumière du soleil (régie par l'endroit où vous vivez);
- le nombre d'heures de plein soleil Vs jours nuageux (régies par l'endroit où vous vivez):

La puissance que le fabricant déclare le réseau PV peut produire sous les conditions standard de test, qui sont une constante de 1000W d'irradiation solaire par mètre carré dans le plan, et à une température de réseau de 25 ° C. La formule globale pour estimer l'électricité produite à partir d'un système photovoltaïque est la suivante:

$$E+A * r * H *PR \quad (2.5)$$

E = Énergie (kWh)A = panneau solaire total Surface (m²)
r = rendement du panneau solaire (%)H = Rayonnement solaire annuel moyen sur les panneaux inclinés (ombres non comprises)PR = Rapport de performance, coefficient de perte (plage entre 0,5 et 0,9)

r: est le rendement du panneau solaire donné par le rapport: puissance électrique (en kWp) d'un panneau solaire divisé par la superficie d'un panneau.

II.3.1 Les zones de Caractéristique I(V) d'un générateur photovoltaïque:

La caractéristique fondamentale du générateur photovoltaïque donnée pour un éclairement et une température donnée, n'impose ni le courant ni la tension de fonctionnement; seule la courbe $I = f(v)$ est fixée. C'est la valeur de la charge aux bornes du générateur qui va déterminer le point de fonctionnement du système photovoltaïque. La figure (2.4) représente trois zones essentielles [4]:

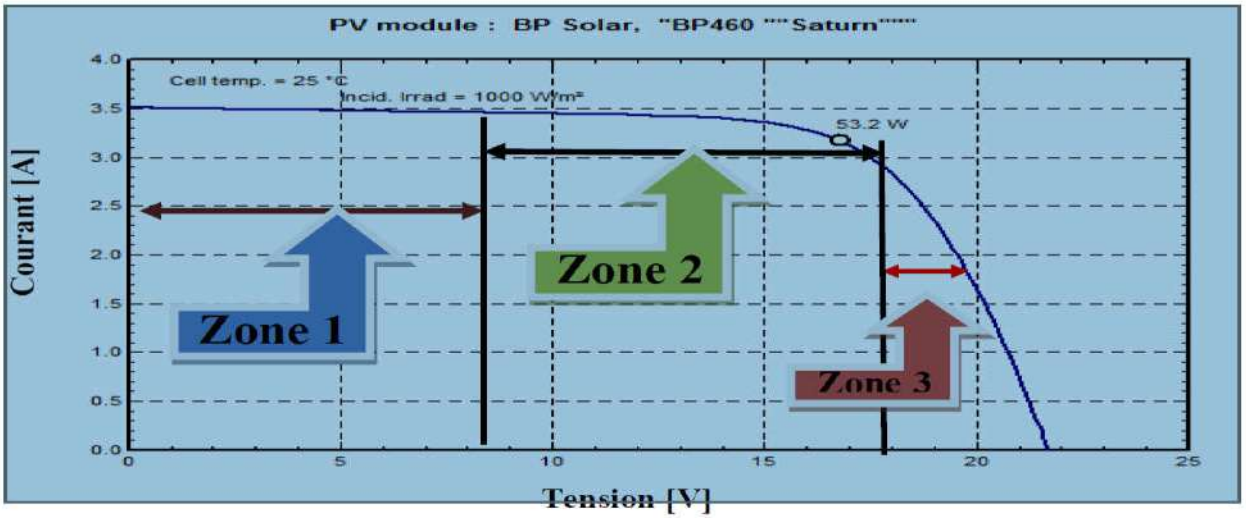


Figure. (II.4): Les différentes zones de Caractéristique I(V) d'un générateur photovoltaïque.

- **La zone (1)**: où le courant reste constant quelle que soit la tension, pour cette région, le générateur photovoltaïque fonctionne comme un générateur de courant.
- **La zone (2)**: correspondant au coude de la caractéristique, la région intermédiaire entre les deux zones précédentes, représente la région préférée pour le fonctionnement du générateur, où le point optimal (caractérisé par une puissance maximale) peut être déterminé.

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

II.3.2. Les paramètres qui influent sur la caractéristique I=f(V):

II.3.2.1. Influence de l'éclairement:

La puissance délivrée par un générateur PV dépend de l'irradiation quel reçoit [4]. Les figures (2.5), (2.6), représentent la caractéristique courant-tension et puissance-tension d'un module (PV) solaire en fonction de l'éclairement, à une température et une vitesse de circulation de l'air ambiant constantes. On remarque que la tension Vmax correspondant à la puissance maximale ne varie que très peu en fonction de l'éclairement, contrairement au courant Imax qui augmente fortement avec l'éclairement.

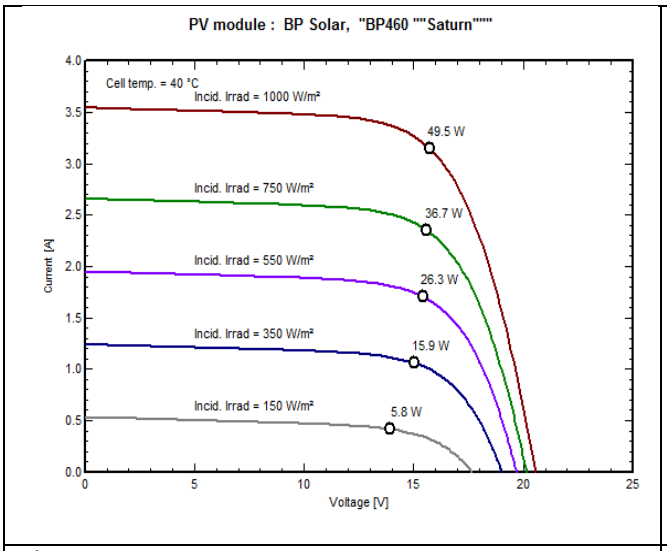


Figure II.5: Influence de l'éclairement sur le module PV(I.V)

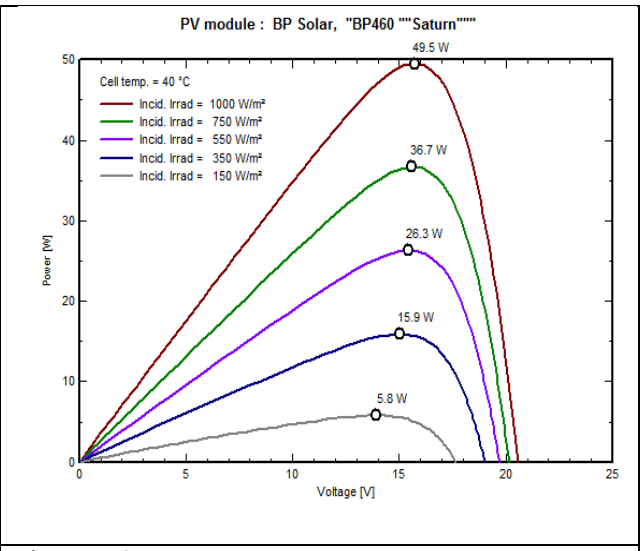


Figure II.6: Influence de l'éclairement sur le module (P.V)

II.3.2.2 Influence de la température:

La température est un paramètre très important dans le fonctionnement des cellules photovoltaïques parce que les propriétés électriques d'un semi-conducteur sont très sensibles à la température [5]. Les figures (2.7), (2.8) représentent la caractéristique courant-tension et puissance-tension d'un module (PV) solaire en fonction de la température, à un éclairement constant.

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

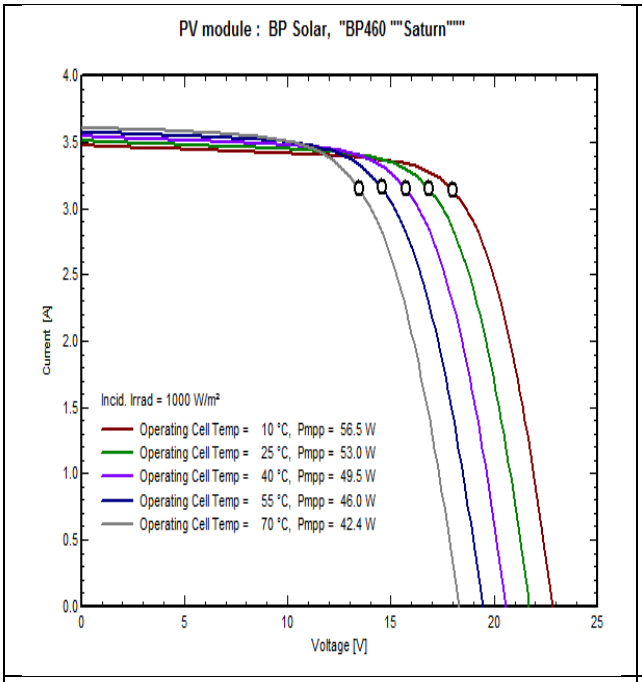


Figure II.7:Influence de la température sur la caractéristique I (V) du module PV

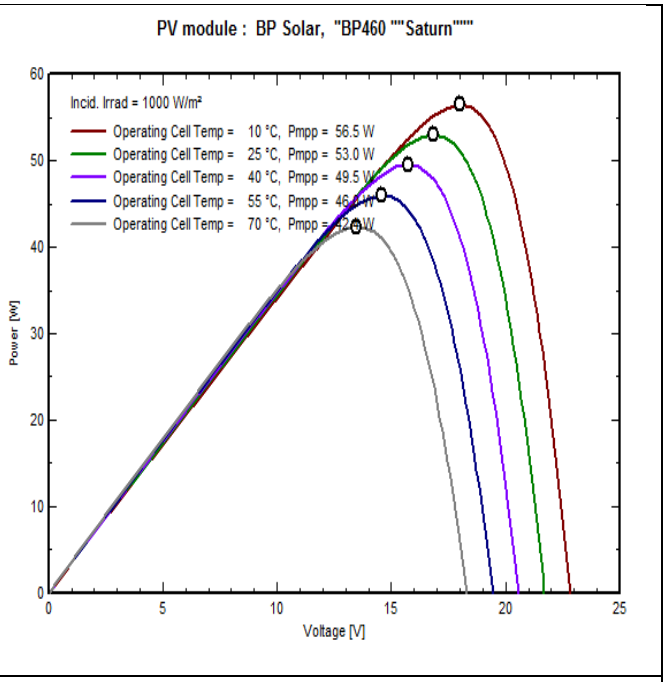


Figure II.8: Influence de la température sur la caractéristique P (V) du module PV

II.3.2.3 Influence de la résistance série:

La résistance série est la résistance interne de la cellule ; elle dépend principalement de la résistance du semi-conducteur utilisé, de la résistance de contact des grilles collectrices et de la résistivité de ces grilles [6]. La résistance série agit sur la pente de la caractéristique dans la zone de la photodiode se comporte comme un générateur de tension, [4] et lorsqu'elle est élevée, elle diminue la valeur de courant de court circuit. Figure (2.9).

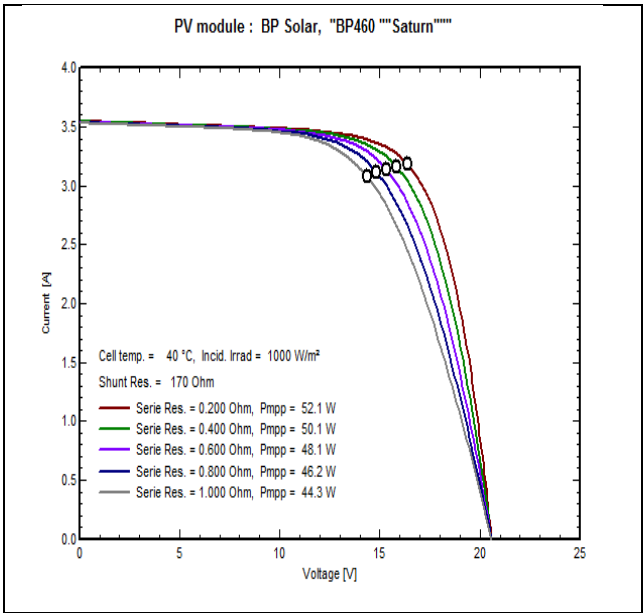


Figure II.9:L'influence de la résistance série Rs sur la caractéristique I (V)

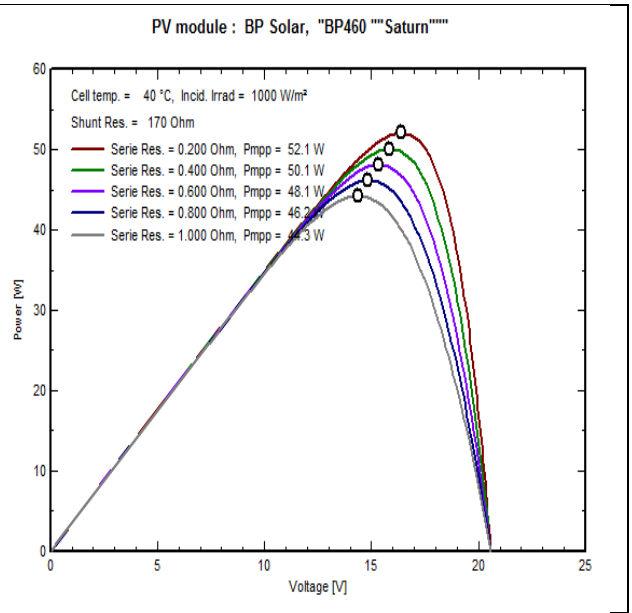


Figure II.10: L'influence de la résistance série Rs sur la caractéristique p (V)

II.3.2.4 Influence de la résistance shunt :

La résistance shunt est une résistance qui prend en compte les fuites inévitables du courant qui intervient entre les bornes opposées positives d'une photopile [6]. En générale, la résistance shunt est très élevée, son effet se fait sentir surtout dans la partie génération du courant [4]. Figure (2.11).

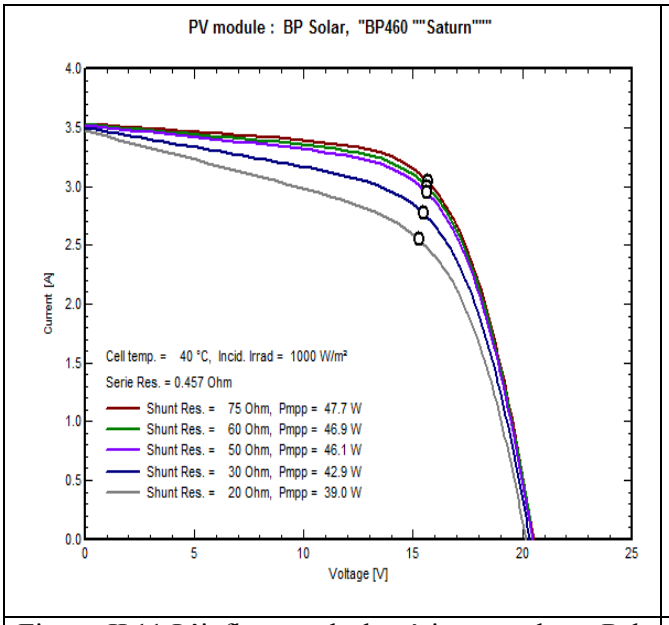


Figure II.11:L'influence de la résistance shunt Rsh sur la caractéristique I (V) du module

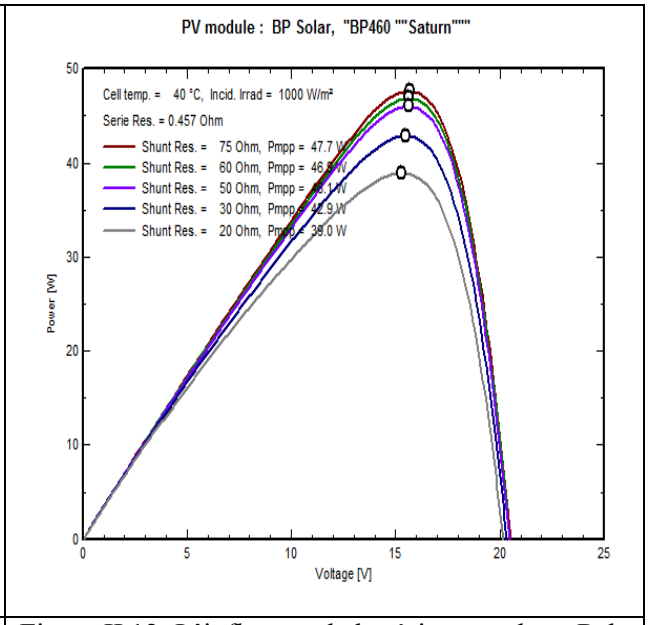


Figure II.12: L'influence de la résistance shunt Rsh sur la caractéristique P (V)

II.4 .Association du module OV

Afin d'augmenter la tension d'utilisation, les cellules PV sont connectées en série. La tension nominale du module est habituellement adaptée à la charge de 12 volts et les modules auront donc généralement 36 cellules. De plus, la fragilité des cellules au bris et à la corrosion exige une protection envers leur environnement et celles-ci sont généralement encapsulées sous verre ou sous composé plastique. Le tout est appelé un module photovoltaïque.

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

II.4.1 Association en série **[6]**

En additionnant des cellules ou des modules identiques en série, le courant de la branche reste le même mais la tension augmente proportionnellement au nombre de cellules (modules) en série (voir Figure II.13).

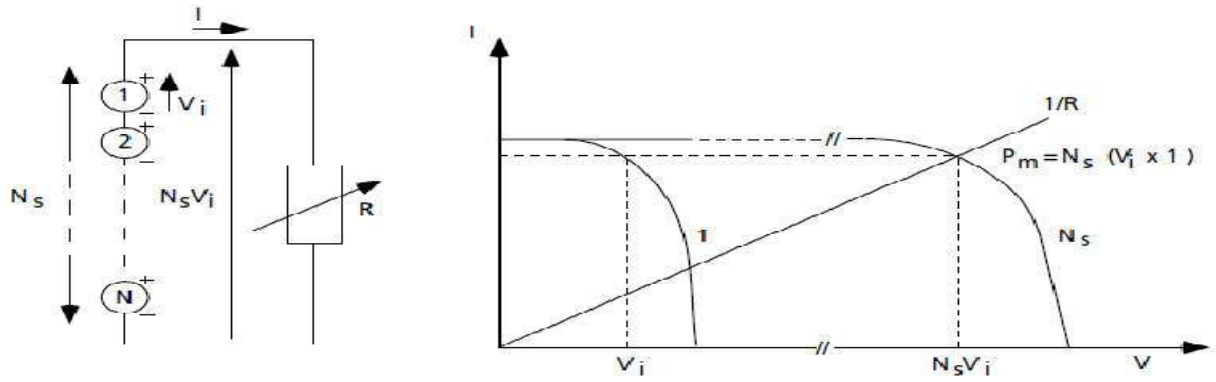


Figure II.13 Cellules identiques en série

Si les cellules des modules en série ne sont pas identiques ou si certaines cellules sont partiellement ombragées, la tension d'utilisation des modules en série sera légèrement diminuée (voir Figure II.14). Pour une impédance de charge faible, les cellules moins efficaces peuvent devenir réceptrices si le courant d'utilisation est inférieur au courant produit par ces cellules. Ainsi, pour une impédance nulle (court-circuit), une cellule ombragée sera soumise à ses bornes à une tension inverse égale à la somme des tensions délivrées par les autres cellules. La puissance que devra dissiper cette cellule sera de $P_2 = V_t \times I$.

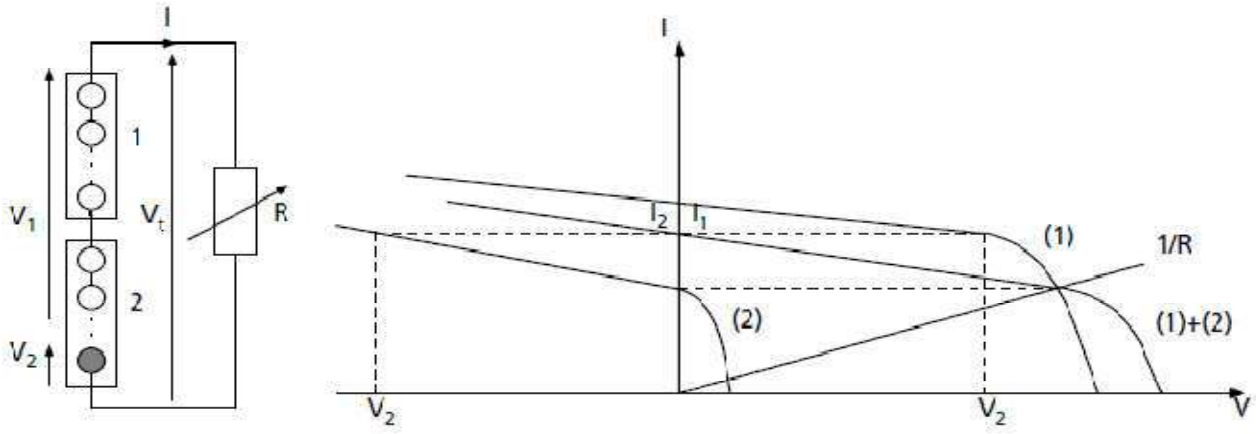


Figure II.14 Modules en séries avec cellules occultées

En fonctionnant ainsi, on provoque l'échauffement de la cellule (*hot spot*), ce qui est susceptible de la détruire par claquage. Il convient donc délimiter la tension inverse maximale susceptible de se développer aux bornes d'une cellule en plaçant une diode parallèle (*by-pass*) au niveau de chaque module (voir Figure II.15). La diode parallèle limite la tension inverse par sa tension directe puisqu'elle devient passante. En court-circuit, le courant traversant la diode est I_1-I_2. La puissance dissipée par la cellule moins efficace se limite à l'ordre du watt, ce qui évite toute destruction. La diode parallèle est inopérante en fonctionnement normal et ne diminue pas le rendement des modules.

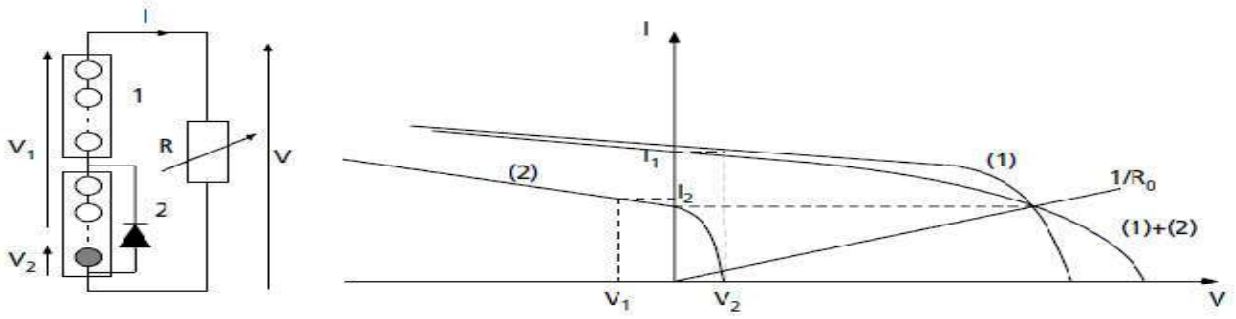


Figure II.15 Modules en séries avec diodes parallèles

II.4.2 Association en parallèle [6]

En additionnant des modules identiques en parallèle, la tension de la branche est égale à la tension de chaque module et l'intensité augmente proportionnellement au nombre de modules en parallèle dans la branche.

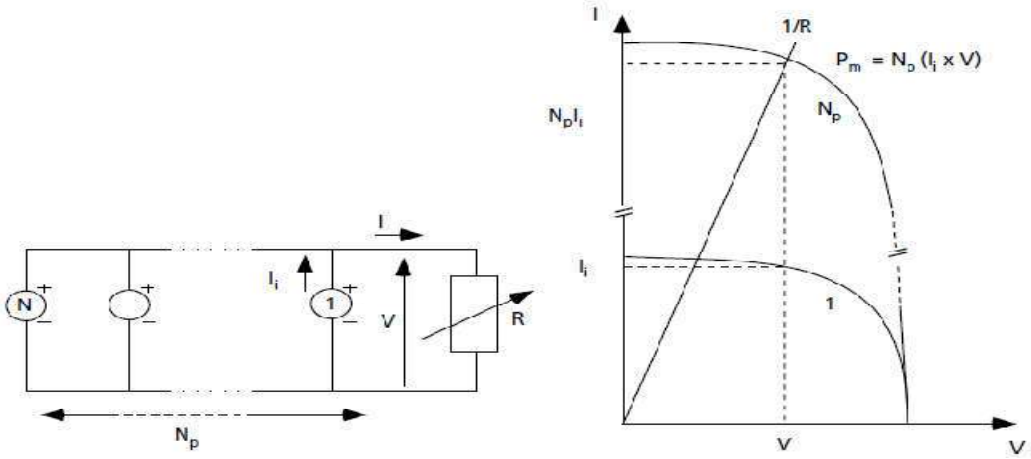


Figure II.16 Cellules identiques en parallèles

Si les modules en parallèles ne sont pas identiques ou si quelques cellules d'un module sont ombragées, le courant d'utilisation total des modules sera plus faible. Pour une impédance de charge élevée, les modules moins performants deviendront récepteurs si la tension d'utilisation est supérieure à la tension produite par ces modules. Une dissipation de puissance importante peut devenir dangereuse au niveau de la cellule la plus faible de ces modules. Ainsi pour le cas le plus critique où la charge est nul et le circuit ouvert, le courant des branches des modules performants se dissipera dans la branche la moins performante.

Bien que la cellule puisse dissiper un courant important, il est préférable de disposer d'une diode anti-retour. Celle-ci empêche aussi de gaspiller dans le module occulté une partie de la puissance produite par les modules fonctionnant normalement. Cette solution n'est valable que si la chute de tension provoquée par cette diode est négligeable devant la tension produite par les modules de la branche. En effet, cette diode est traversée, en fonctionnement normal, par le courant de la branche, ce qui introduit une perte de puissance permanente.

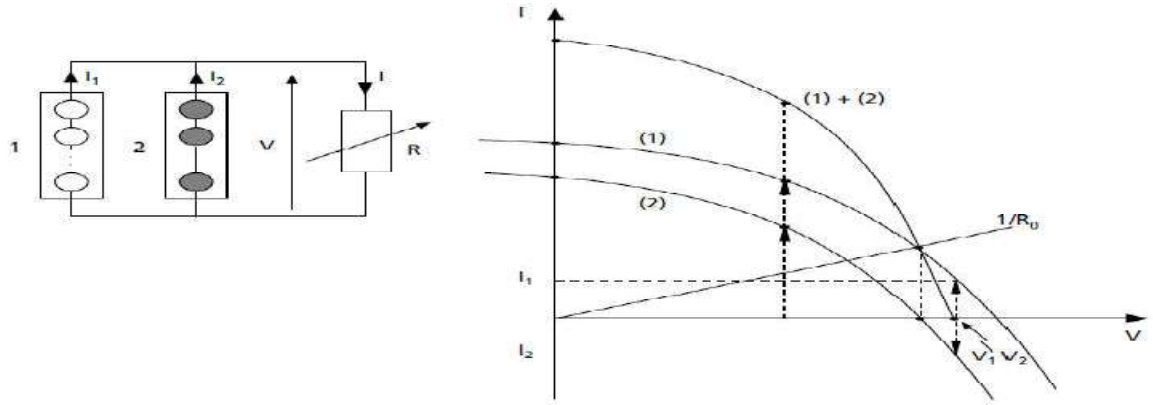


Figure II.17 Modules en parallèles avec cellules occultées

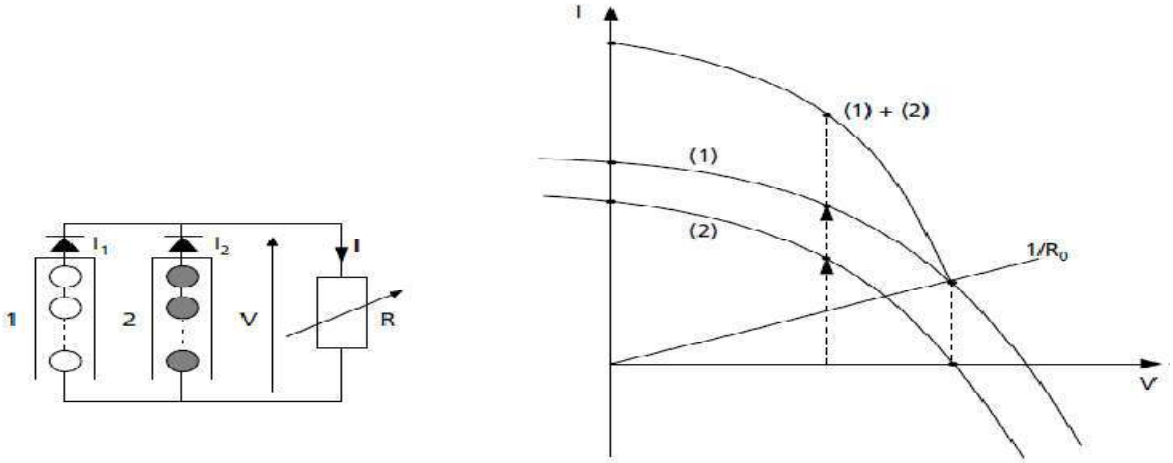


Figure II.18 Modules en parallèles avec diodes anti-retour

II.5. Caractéristiques électriques des modules [6]:

La puissance-crête (Wc) d'un module photovoltaïque est la puissance électrique maximale qu'il peut fournir, dans les conditions de mesures normalisées suivantes :

- lorsqu'il est connecté à une charge optimale ;
- lorsqu'il reçoit du soleil une puissance de 1000W/m2.

Ceci correspond approximativement à une exposition perpendiculaire aux rayons du soleil le midi par temps clair ;

- lorsque la température à la jonction des cellules est de 25 °C.

Il s'agit donc de conditions idéales conventionnelles qui sont très rarement remplies dans la pratique. La Figure II.10 montre l'influence de la luminosité sur la production électrique d'un module typique de 50Wc. Le courant de sortie (A) est affecté principalement par l'intensité de la lumière. La tension de sortie (V) du module varie peu. La puissance maximale (Pm) de ce module se situe autour de 16 volts à 25 ° C et autour de 15 volts à 47 ° C. L'influence de la température est visible surtout au niveau de la tension.

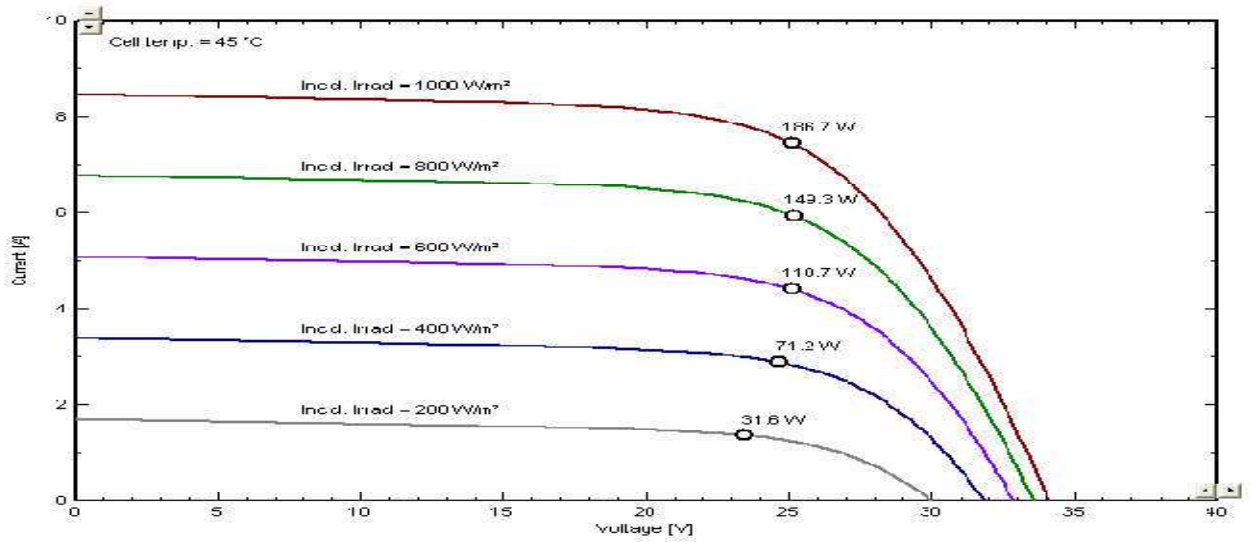


Figure II.19 : *courbes courant / tension à des niveaux d'irradiation différents*

II.6 Les systèmes PV [6]

Les modules PV sont les éléments de base de tout système photovoltaïque. Ils peuvent être branchés en série pour augmenter leur tension d'utilisation et en parallèle pour augmenter leur courant. Cet ensemble est appelé le champ de modules PV. L'énergie fournie par le champ peut être utilisée pour charger des batteries qui fourniront l'électricité au moment voulu.

Elle peut aussi être utilisée en reliant directement les modules à la charge sans les batteries (ex. : pour une pompe solaire, l'eau sert de stockage), ou en les branchant sur un réseau électrique. Il est également possible de combiner la sortie du champ PV avec d'autres sources d'énergie telles une génératrice ou une éolienne qui serviront d'appoint, si l'ensoleillement n'est pas suffisant.

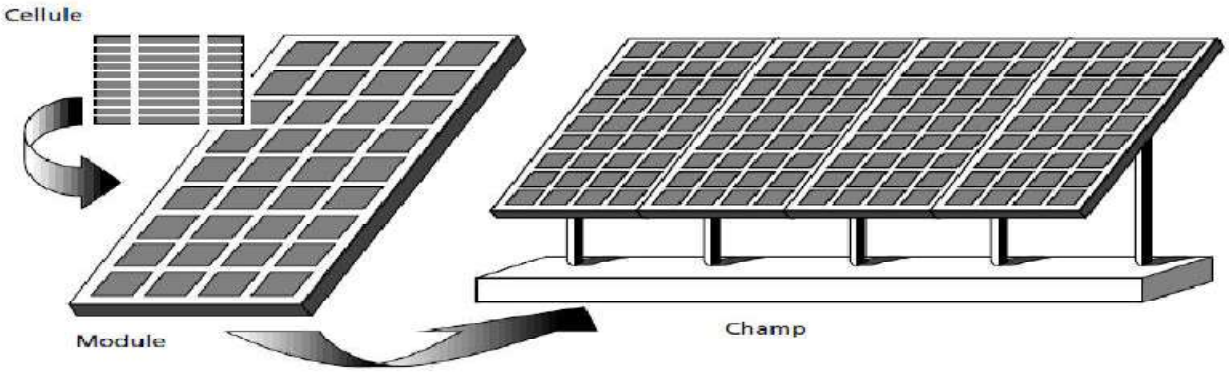


Figure II.20 Composantes d'un champ de modules photovoltaïques

Bien qu'il existe une grande variété de systèmes photovoltaïques, on peut cependant les classer en six groupes distincts. Les trois premiers groupes sont des systèmes autonomes, non reliés à un réseau électrique. Les trois autres types sont des systèmes PV reliés différemment au réseau électrique.

II.6.1. **Système autonome sans batterie.** Ce type de système ne requiert pas de stockage d'électricité, soit parce que la production d'énergie des cellules est suffisante sous un faible éclairage (ex. : calculatrice), soit que le temps de fonctionnement de la charge n'est pas critique (ex. : pompe à eau : le réservoir d'eau sert de stockage).

II.6.2. **Système autonome avec batterie**. C'est le système photovoltaïque le plus commun. Le champ PV sert de chargeur pour la batterie. L'électricité peut alors être utilisée en tout temps. Par exemple, ce système est bien adapté pour l'éclairage d'une maison où il faut de l'électricité lorsqu'il ne fait plus jour.

II.6.3. **Système hybride PV/génératrice.** Ce système utilise les avantages de l'énergie photovoltaïque et de la génératrice au diesel, au propane ou à l'essence. Le système photovoltaïque fournit une énergie intermittente mais souvent moins coûteuse en régions éloignées.

La génératrice sert d'énergie d'appoint, selon la demande. Ce type de système s'applique particulièrement bien à des sites éloignés où il est important d'avoir de l'électricité à tout moment, où les coûts de transport du carburant sont élevés et où il n'est pas encore rentable d'utiliser le système photovoltaïque seul avec les batteries.

Les systèmes hybrides PV/génératrices sont souvent utilisés pour les tours de communications ainsi que pour les refuges et les camps forestiers en régions éloignées. Ils peuvent également être couplés avec d'autres sources d'énergie telles les éoliennes et les microcentrales hydrauliques, lorsqu'il y a une complémentarité des productions électriques.

II.6.4. **Système PV sur réseau diesel**. Ce système est utilisé principalement dans les communautés ou les villages éloignés. Le générateur PV est branché en parallèle avec les génératrices au diesel du réseau villageois et fournit l'électricité sur ce réseau lorsque l'ensoleillement le permet. Il permet de réduire la consommation d'un carburant diesel très coûteux en régions éloignées et diminue les temps de fonctionnement des génératrices.

II.6.5. **Système PV sur réseau décentralisé**. Ce système photovoltaïque est branché directement sur un réseau électrique, mais il est installé près de la demande. Il peut être installé, par exemple, sur une résidence individuelle ou sur un centre commercial, de telle sorte qu'il alimente cette charge et fournit l'excédent de sa production sur le réseau durant le jour. Durant la nuit, la charge puise l'énergie requise sur le réseau. Ce système permet de diminuer les frais de transport d'électricité et la surcharge de ligne, particulièrement ence qui a trait aux charges adaptées à la production photovoltaïque telle les systèmes d'air conditionné (gestion de la demande).

II.6.6. **Système PV centralisé.** Ce système fonctionne comme une centrale électrique normale mais doit tenir compte de la fluctuation de la production d'énergie qui est liée à l'ensoleillement

II.7. Avantages de la technologie photovoltaïque

L'énergie solaire photovoltaïque désigne l'énergie récupérée et transformée directement en électricité à partir de la lumière du soleil par des panneaux photovoltaïques. Elle résulte de la conversion directe dans un semi-conducteur d'un photon en électron. Outre les avantages liés au faible coût de maintenance des systèmes photovoltaïques, cette énergie répond parfaitement aux besoins des sites isolés et dont le raccordement au réseau électrique est trop onéreux.

L'énergie solaire photovoltaïque est une source d'énergie non polluante. Modulaires, ses composants se prêtent bien à une utilisation innovante et esthétique en architecture, lorsque nous utilisons l'énergie solaire pour produire de l'électricité, nous n'épuisons pas la ressource. Le tableau 2-2 récapitule les avantages et les inconvénients de Système de pompage photovoltaïque comparé à celle d'un système diesel.

Type de système	*Avantages*	*Désavantages*
Système PV	✓ Faible entretien ✓ Fonctionnement sans surveillance ✓ Longue durée de vie et fiabilité ✓ Pas de carburant ni de fumée ✓ facile à installer et à déplacer ou développer ✓ Faible coût récurrent ✓ Système modulaire et étroitement adapté au besoin. ✓ pas de bruit ✓ Produisent mieux pendant les temps ensoleillé quand l'eau est nécessaire plus	✓ Relativement Haut Cout Initial ✓ Faible intensité nuageux...
Système Diesel	✓ Coûts d'investissement modérés ✓ facile à installer ✓ Peut-être portable. ✓ Vaste expérience disponible.	✓ Besoins d'entretien et de remplacement ✓ Visites sur place ✓ Bruit, fumée, problèmes de saleté. ✓ Carburant souvent coûteux et approvisionnement intermittent

Tableau II-2: Comparaison du système de pompage d'eau en PV et du système de pompage d'eau avec diesel.

II.8. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté les enjeux et les développements actuels du photovoltaïque. Nous avons ensuite présenté le fonctionnement d'une cellule en expliquant brièvement le phénomène photovoltaïque (L'effet photovoltaïque). Nous avons vu que la cellule PV présente une caractéristique I(V) non linéaire, présente un point de puissance maximal (PPM) caractérisé par un courant (Imax) et une tension (Vmax) et qu'elle peut être modélisée par un circuit électrique simple. Nous avons déterminé les différentes zones de fonctionnement et L'interconnexion de cellules PV en série ou en parallèle pose plusieurs problèmes de déséquilibre qui sont très pénalisants si les cellules n'ont pas le même point de fonctionnement.

Chapitre III

Pompage photovoltaïque

INTRODUCTION :

La disponibilité de l'eau et la capacité d'accès à cette eau se posent à de nombreux habitants dans le monde, en particulier dans les pays en développement, dont l'Algérie. Afin de dimensionner un système de pompage photovoltaïque il est nécessaire de ce familiarisé avec certaines notions de base relatives au pompage de l'eau.

III.1. GÉNÉRALITÉS

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

Le groupe motopompe se décompose en deux parties :

- Le moteur, immergé ou hors d'eau, est à courant alternatif ou continu. Dans le premier cas, sa conception se rapproche des moteurs standards utilisés sur le réseau électrique.

Dans le second, ils peuvent être à balais ou à commutation électronique.

- La pompe est centrifuge ou volumétrique. Les atouts et limites de chaque technologie sont précisés.

III.2.LES TYPES DE MOTEURS

Le moteur d'un groupe motopompe convertit l'énergie électrique en énergie mécanique. Il peut être à courant continu ou alternatif.

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

Les moteurs CC sans balais présentent de nombreux avantages par rapport aux moteurs à courant continu brossé. Quelques-uns d'entre eux sont:

- Meilleures caractéristiques de vitesse en fonction du couple;
- Réponse dynamique élevée;

- Haute efficacité;
- Longue durée de vie;
- Fonctionnement silencieux;
- Gammes de vitesses plus élevées

En outre, le rapport de couple délivré à la taille du moteur est plus élevé, ce qui le rend utile en applications où l'espace et le poids sont des facteurs critiques.

III.2.1.Moteur à courant continu [18]

L'énergie électrique appliquée à un moteur est transformée en énergie mécanique en variant le sens du courant circulant dans un induit (habituellement le rotor) soumis à un champ magnétique produit par un inducteur (habituellement le stator). La commutation du courant dans le rotor d'un moteur à courant continu est effectuée à l'aide de balais composés de charbon et de graphite ou par commutation électronique.

- **Les moteurs à balais** sont les plus communs, mais leurs balais doivent être changés périodiquement. Ceci est particulièrement problématique dans le cas des pompes à moteur immergé où la pompe doit être retirée du forage pour changer les balais. De plus, l'isolation du moteur ne doit pas être compromise afin de ne pas la fragiliser aux infiltrations d'eau, ce qui n'est pas évident sur le site.

Certains manufacturiers offrent des moteurs à balais de longue durée, réduisant cet entretien à toutes les 5 000 heures de fonctionnement.

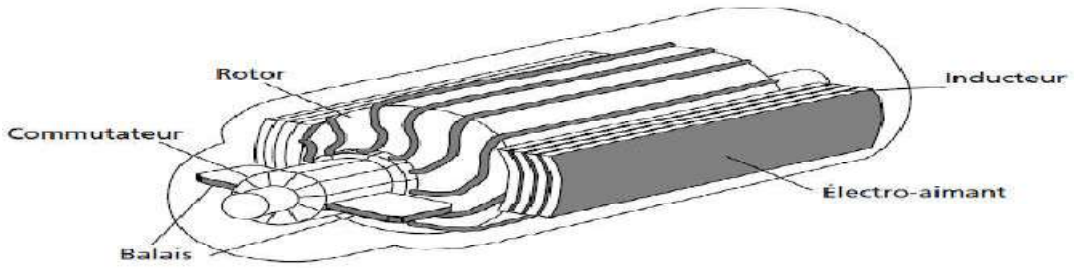


Figure III.1 : Moteur à courant continu avec balais

- **Les moteurs à commutation électronique (sans balais)** utilisent un circuit électronique pour inverser le courant circulant dans le rotor. Ces moteurs ne requièrent pas autant de maintenance, mais le circuit électronique peut être une cause de problèmes et doit être conçu pour un environnement difficile.

Le champ magnétique de l'inducteur dans un moteur à courant continu est produit soit par un **bobinage électromagnétique**, soit par des **aimants permanents**. Dans le cas d'inducteur à bobinage, les moteurs peuvent être de type série, de type parallèle (moteur *shunt*) ou de type à excitation composée (moteur *compound*) selon la manière dont l'induit et l'inducteur sont alimentés.

- **Dans un moteur série** à bobinage électromagnétique, l'enroulement inducteur est en série avec l'induit. Le couple moteur est relativement grand à faible vitesse et décroît à mesure que la vitesse augmente. Réciproquement, le moteur ralentit lorsque le couple résistant augmente. Ainsi, un moteur série ne peut fonctionner à vide car il peut s'emballer. Lorsque le courant décroît rapidement, la vitesse augmente et peut prendre des valeurs dangereuses. D'autre part, la puissance demandée croît moins vite que le couple résistant, ce qui limite l'importance des variations du courant lorsque le couple résistant varie.

Le moteur série s'adapte particulièrement à la traction électrique parce que sa vitesse varie en fonction de la tension et son couple moteur est bien adapté au service demandé. Ainsi, en régime de démarrage, à faible vitesse, le couple moteur est important et permet de fournir l'énergie cinétique suffisante pour la mise en route d'un équipement présentant une grande inertie. A vitesse normale, le couple décroît, mais le moteur n'a plus qu'à vaincre les divers frottements. Ce type de moteur est donc bien adapté à un pompage variable au fil du soleil.

- **Dans un moteur shunt**[19], les enroulements induits et les inducteurs sont alimentés, en dérivation, par la même source, sous tension constante.

La vitesse d'un moteur shunt sera sensiblement constante, peu importe le couple résistant. Par ailleurs, à excitation constante, le couple moteur est proportionnel au courant absorbé (I) ; la puissance demandée sera donc proportionnelle au couple résistant.

Le moteur shunt est utilisé surtout dans les machines-outils pour lesquelles il est nécessaire que la vitesse varie peu, quelle que soit la charge.

Ce type de moteur est peu adapté au pompage où le couple de démarrage est important.

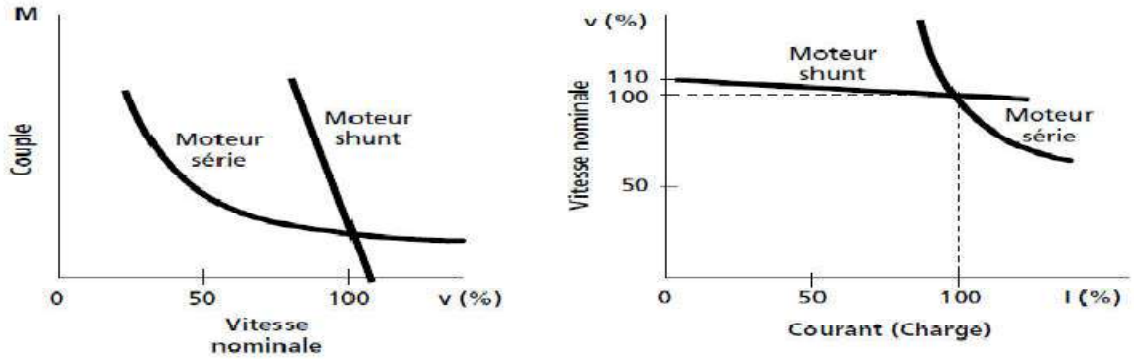


Figure III.2. : Caractéristiques du couple en fonction de la vitesse et de la vitesse en fonction du courant d'un moteur shunt et d'un moteur série

- **Le moteur à excitation composée** possède deux enroulements inducteurs ; un en série et l'autre en dérivation. Ce moteur possède des propriétés intermédiaires entre celles des deux types déjà mentionnés. Il ressemble à l'un plus qu'à l'autre suivant l'importance relative des enroulements. L'enroulement dérivation limite la vitesse à vide et les variations

de vitesse avec la charge. L'enroulement série permet de vaincre un couple résistant très variable en absorbant un courant peu variable.

Ce type de moteur convient particulièrement à l'entraînement des appareils présentant un couple résistant croissant avec la vitesse, tels les ventilateurs et les pompes.

Parmi les moteurs à courant continu, seuls les moteurs à aimants permanents (3 HP et moins) et les moteurs série sont utilisés pour des applications de pompage solaire. Eux seuls arrivent à avoir un couple de démarrage suffisant pour vaincre la résistance de démarrage d'une pompe et bien répondre à un courant variable.

De par sa fabrication, le rendement moyen d'un moteur à courant continu série est élevé, de l'ordre de 80% à 85%, et ce sur une plage de fonctionnement importante.

III.2.2.Moteur à courant alternatif [18]

Le moteur à courant alternatif est utilisé de plus en plus pour les systèmes de pompage photovoltaïque. Le coût peu élevé du moteur, son faible besoin de maintenance et l'efficacité accrue des onduleurs solaires le rendent particulièrement attrayant pour les systèmes de pompage plus importants où le coût additionnel de l'onduleur est moins significatif.

Les moteurs alternatifs asynchrones sont les plus couramment employés pour une gamme variée d'applications industrielles. Par exemple, les pompes sur réseau utilisent depuis longtemps ce type de moteur. De dimension compacte, il est utilisé particulièrement pour le pompage immergé dans les forages et les puits ouverts. Depuis quelques années, l'arrivée d'onduleurs efficaces permettant un contrôle de la vitesse de ces moteurs a permis leur utilisation pour des applications de pompage solaire.

Le moteur alternatif pour le pompage solaire est habituellement de type asynchrone, triphasé et à rotor en court-circuit (rotor à cage). Celui-ci tourne autour de deux paliers lubrifiés par le liquide de refroidissement dont est rempli le moteur.

Le stator est noyé dans une résine, qui lui assure une bonne tenue mécanique, une bonne dispersion calorique et une étanchéité parfaite.

Ces moteurs sont conçus pour être immergés et utilisés dans une eau d'une température maximale d'environ 35 °C.

Ils doivent nécessairement être alimentés par un onduleur qui convertira le courant continu des modules PV en courant alternatif.

Dans le cas d'un moteur bipolaire à un courant triphasé de fréquence w, la vitesse de rotation du moteur, dite vitesse de synchronisme, est de 2900 à 3 000 T/mn (fréquence de 50 à 60 Hz).

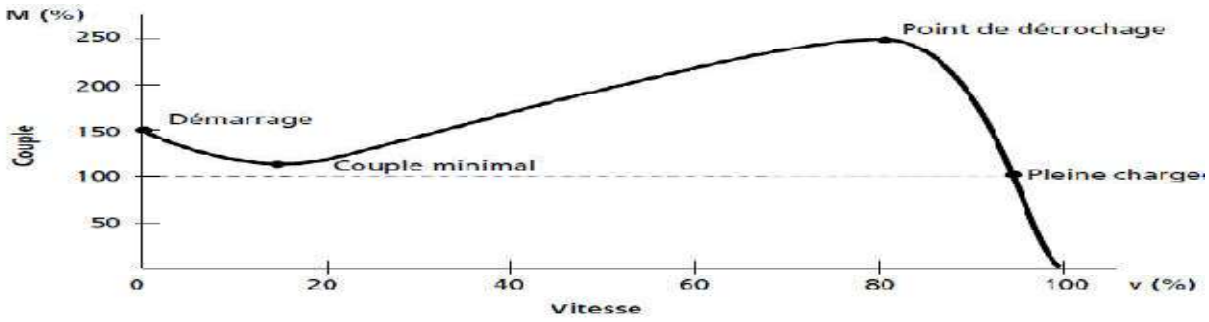


Figure III.3 : Courbe du couple en fonction de la vitesse du moteur asynchrone bipolaire

Au démarrage, le moteur développe un couple d'environ 150% du couple nominal. En pleine charge, la vitesse du moteur reste relativement constante pour une grande variation du couple. Si la charge mécanique excède 250%, le moteur s'arrêtera (point de décrochage).

Les moteurs de petite puissance (<10kW) atteignent leur couple maximal (point de décrochage) à environ 80 % de la vitesse synchrone. La vitesse nominale est d'environ 4% de la vitesse synchrone (glissement de 4%).

Le rendement moyen d'un moteur asynchrone est de 85 %. À ceci il faut ajouter le rendement de l'onduleur qui est de 90%-95% sur une plage de fonctionnement importante. Le rendement moyen du moteur/onduleur sera donc de 80 % sur une plage de fonctionnement relativement importante.

De plus, ces onduleurs sont équipés pour suivre le point de puissance maximal du champ photovoltaïque permettant un pompage solaire au fil du soleil relativement efficace.

III.3. Adaptateur de charge (moteur continu)

Nous avons vu que les courbes caractéristiques courant-tension du groupe motopompe et du générateur solaire peuvent être très variables. En fait, selon l'instant de la journée, le type de pompe utilisée et les conditions d'utilisation du forage, le moteur de la pompe ne fonctionnera pratiquement jamais au point maximal (Pm) du générateur PV durant la journée.

Le MPPT (*maximum power pointtracking*) est un dispositif électronique permettant de varier le point de fonctionnement du champ comme la montre la figure ci-après.

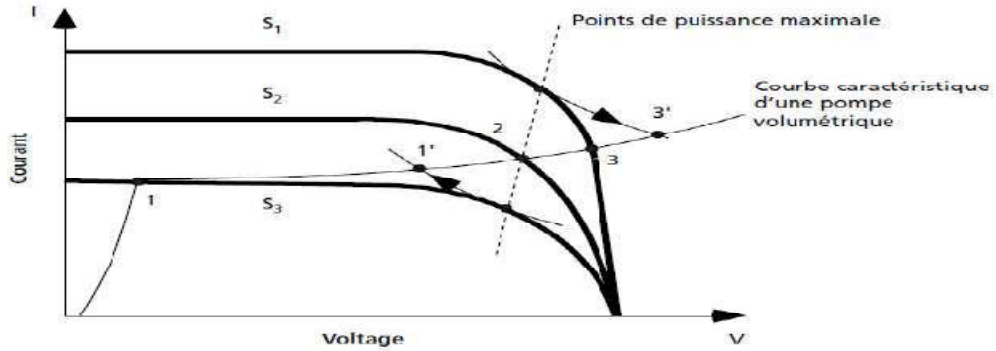


Figure III.4 : Adaptation de la charge en modifiant le point de fonctionnement du champ PV

L'adaptateur de charge sera particulièrement nécessaire au démarrage d'une pompe volumétrique, en augmentant la tension de fonctionnement acceptable par le moteur.

Il permettra également de meilleurs résultats du groupe motopompe lors d'ensoleillements faibles.

III.4.L'onduleur (moteur alternatif)

La fonction principale de l'onduleur est de transformer le courant continu, produit par le générateur solaire, en courant alternatif monophasé ou triphasé. Un onduleur est habituellement conçu pour fonctionner sur une plage assez réduite. Il est très efficace pour des caractéristiques d'entrée et de sortie fixe. Son coût assez élevé et la nature variable de

L'ensoleillement et du couple résistant des pompes en général ont longtemps exclu l'emploi des moteurs à courant alternatif pour le pompage solaire.

Les onduleurs de pompage sont en général à fréquence (f) variable afin de permettre une variation de la vitesse de rotation de la pompe. Dans ce cas, le rapport de la tension alternative (U) sur la fréquence – U/f – est constant.

La fréquence du courant alternatif est directement proportionnelle à l'intensité de l'ensoleillement. La tension nominale du courant alternatif peut être standard (220 ou 380 V) ou adaptée à un moteur spécifique d'une application photovoltaïque (80 V).

On distingue plusieurs types d'onduleurs suivant la qualité du signal de sortie :

- Onduleur à onde sinusoïdale modifiée, en marche d'escalier, générateur d'une onde proche de l'onde sinusoïdale.
- Onduleur à modulation de largeur d'impulsion (PWM, *pulse-width modulation*).
- Onduleur à onde sinusoïdale.

L'onduleur à onde sinusoïdale modifiée peut supporter de fortes surcharges et sa distorsion harmonique est relativement faible, de sorte qu'il n'introduit que peu de pertes par effet Joule susceptibles de causer l'échauffement des moteurs. Il est souvent employé avec de petits systèmes de pompage.

L'onduleur à modification de largeur d'impulsion utilise des commutateurs électroniques rapides pour varier la largeur d'impulsion. En utilisant un filtre à la sortie, l'onde sinusoïdale peut être reconstruite.

Ces onduleurs relativement peu coûteux sont très efficaces, fonctionnant à près de 90%-95% de rendement. Ils sont employés par la plupart des systèmes de pompage à courant alternatif.

L'onduleur à onde sinusoïdale n'a pas la capacité de surcharge des précédents onduleurs et son coût est relativement élevé. Il est peu employé pour les systèmes de pompage.

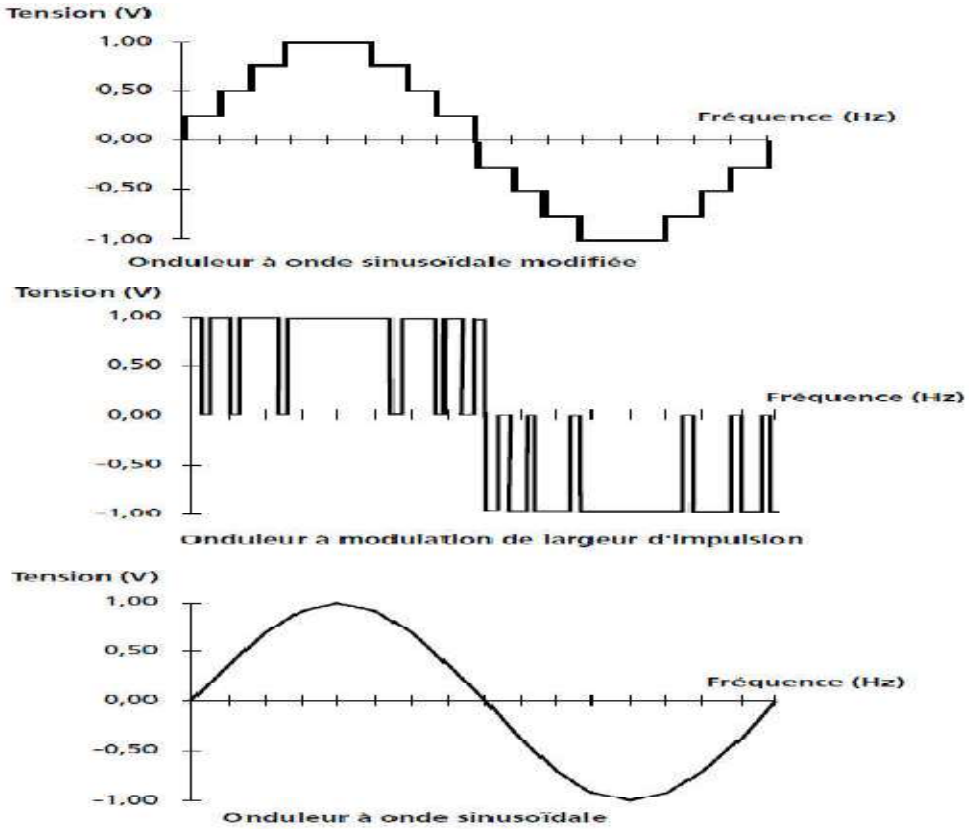


Figure III.5 : Courbe d'ondes de sortie d'un onduleur de pompage

III.5.rendement du groupe motopompe – générateur PV

Nous avons vu que le rendement d'un moteur CC série est de 80% à 85 % et celui d'un moteur AC asynchrone est de 80 %, sur une plage de fonctionnement importante. Le rendement hydraulique des pompes solaires est de l'ordre de 45% à 60%, mais ce rendement décroît beaucoup hors du point de fonctionnement nominal et est particulièrement évident pour une pompe centrifuge.

Il est nécessaire de tenir compte de la variation de la HMT, donc de la désadaptation possible de la pompe, lors de la conception d'une installation. Notamment, une mauvaise évaluation du calcul de la HMT lors de la conception pourrait entraîner le choix d'une pompe mal adaptée, celle-ci ne pouvant fonctionner au point de fonctionnement maximal.

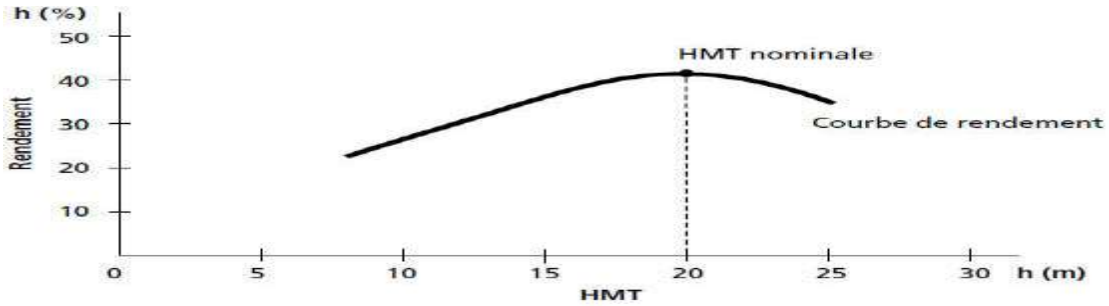


Figure III .6: Rendement instantané d'une pompe centrifuge immergée en fonction de la HMT

Le choix d'un adaptateur de puissance adéquat permettra d'améliorer le rendement pour une certaine variation de la HMT mais ne constitue pas un palliatif à une pompe mal conçue. Les caractéristiques du site et de l'utilisation de l'eau devront donc être établies avec attention afin de bien choisir les composants de la pompe.

Dans de bonnes conditions d'utilisation, et pour un système bien conçu, on peut s'attendre à un rendement du groupe motopompe oscillant entre 35% et 45%.

III.6.les types de pompes

Les pompes à eau sont habituellement classées selon leur principe de fonctionnement, soit de type volumétrique ou centrifuge. Outre ces deux classifications que nous décrirons plus loin, on distingue également deux autres types de pompes en fonction de l'emplacement physique de la pompe par rapport à l'eau pompée: la pompe à aspiration et la pompe à refoulement. La hauteur d'aspiration de n'importe quelle pompe est limitée à une valeur théorique de 9,8 mètres (pression atmosphérique en mètres d'eau) et dans la pratique à 6 ou 7 mètres. Les pompes à aspiration sont donc toujours installées à une hauteur inférieure à celle-ci. Ces pompes doivent également être amorcées, c'est-à-dire que la section en amont de la pompe doit être remplie d'eau pour amorcer l'aspiration d'eau. Les pompes à refoulement sont immergées dans l'eau et ont soit leur moteur immergé avec la pompe (pompe monobloc), soit le moteur en surface ; la transmission de puissance se fait alors par un long arbre reliant la pompe au moteur.

Dans les deux cas, une conduite de refoulement après la pompe permet des élévations de plusieurs dizaines de mètres, selon la puissance du moteur.

III.6.1 La pompe volumétrique [13]

La pompe volumétrique transmet l'énergie cinétique du moteur en mouvement de va-et-vient permettant au fluide de vaincre la gravité par variations successives d'un volume raccordé alternativement à l'orifice d'aspiration et à l'orifice de refoulement. Les pompes volumétriques incluent les pompes à vis, les pompes à palettes, les pompes à piston et les pompes à diaphragme.

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

Le débit d'eau d'une pompe volumétrique est proportionnel à la vitesse du moteur. Mais son couple varie essentiellement en fonction de la hauteur manométrique totale (HMT) et est pratiquement constant en fonction de la vitesse de rotation du moteur.

Le couple de démarrage est donc pratiquement indépendant du débit et sera proportionnel à la HMT.

La puissance consommée sera proportionnelle à la vitesse. C'est pourquoi ces pompes sont habituellement utilisées pour les puits et les forages à grandes profondeurs et à petits débits d'eau.

On les utilise parfois comme pompes de surface lorsque le couple est lent et irrégulier et que le débit demandé est faible, par exemple pour les pompes à main et les pompes éoliennes multiples.

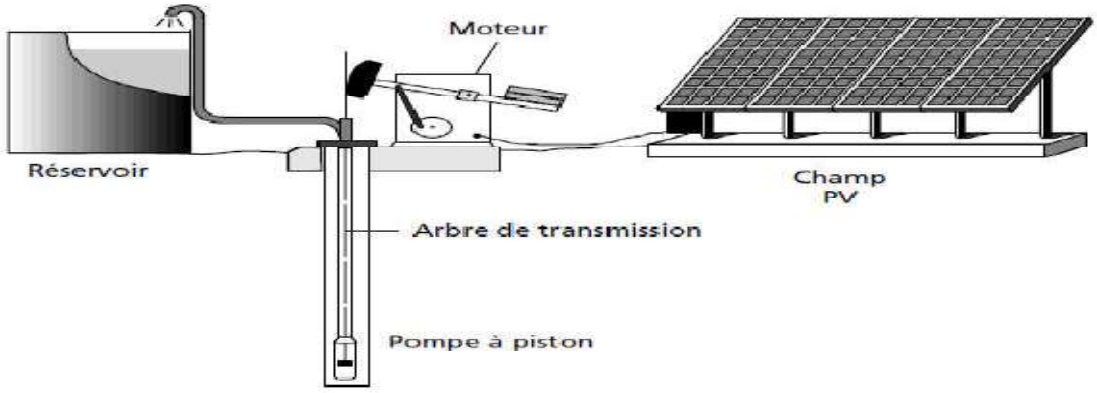


Figure III.7: Pompe à piston (*Jack pump*) volumétrique [6]

Pour de grandes profondeurs et de petits débits d'eau

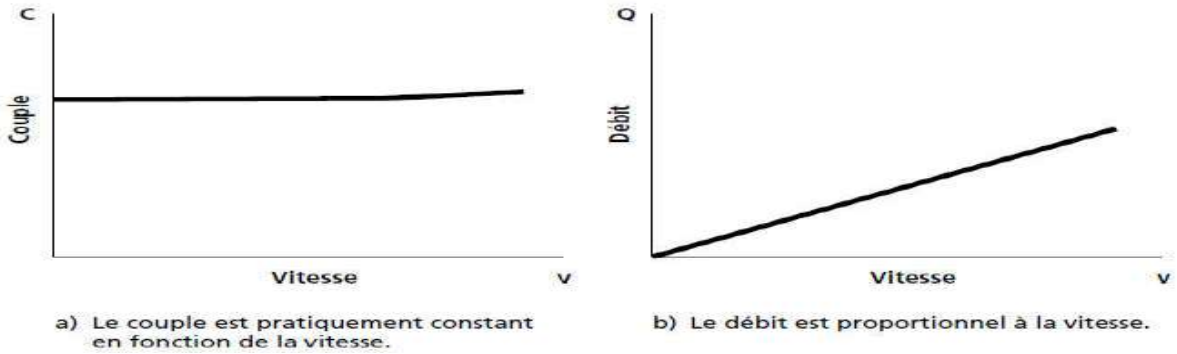


Figure III .8: Caractéristiques d'une pompe volumétrique [6]

III.6.2 La pompe centrifuge [13]

La pompe centrifuge transmet l'énergie cinétique du moteur au fluide par un mouvement de rotation de roues à aubes ou d'ailettes. L'eau entre au centre de la pompe et est poussée vers l'extérieur et vers le haut grâce à la force centrifuge des aubages. Afin d'augmenter la pression, donc la hauteur de refoulement, plusieurs étages d'aubages peuvent être juxtaposés sur le même arbre de transmission.

Chaque étage fait passer l'eau à l'étage suivant en relevant la pression jusqu'à l'étage final, délivrant un volume d'eau à pression élevée (voir figure III.4). Ces pompes incluent les

pompes submersibles avec moteur de surface ou submergé, les pompes flottantes et les pompes rotatives à aspiration.

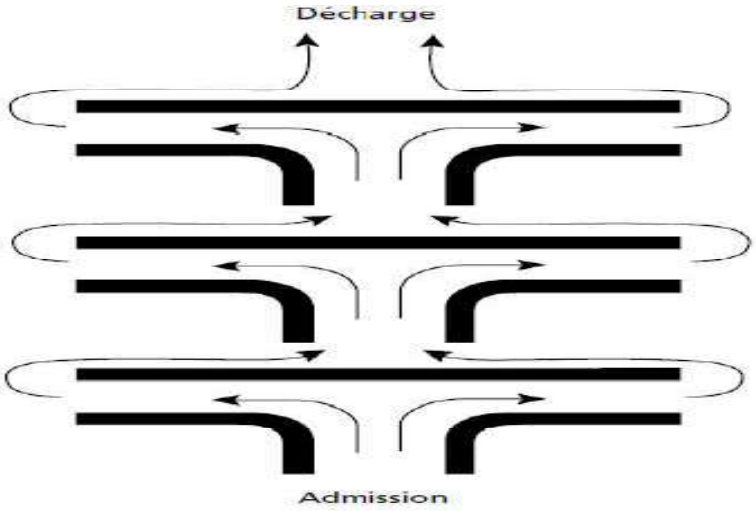


Figure III.9. : Cheminement de l'écoulement dans une pompe centrifuge à étages multiples

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

La vitesse de rotation du moteur devra donc être très rapide pour assurer un bon débit. La puissance consommée, proportionnelle à Q _ HMT, variera donc dans le rapport du cube de la vitesse.

On utilisera habituellement les pompes centrifuges pour les gros débits et les profondeurs moyennes ou faibles (10 à 100 mètres). Parce que le couple de démarrage est limité au couple de frottement de la pompe à vitesse nulle (qui est plus important qu'en rotation), la pompe requiert une vitesse minimale à une HMT donnée pour obtenir un débit de départ non nul.

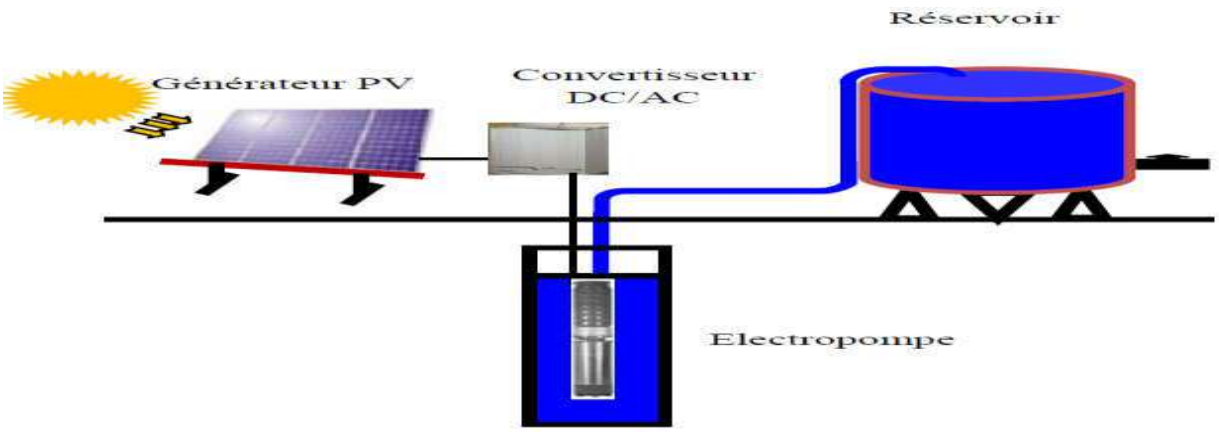


Figure III.10: Pompe submersible centrifuge à étages multiples **[12]**

Notes : Cette pompe est utilisée plus couramment pour l'exhaure de l'eau domestique. Le moteur et la pompe s'installent dans le puits ou le forage, à l'abri de coups potentiels.

Le rendement de la pompe centrifuge est fonction du débit ; elle fonctionne de façon plus efficace à une certaine HMT et à une vitesse de rotation prédéterminée.

Il est donc important de bien concevoir le dimensionnement de la pompe selon les conditions du terrain.

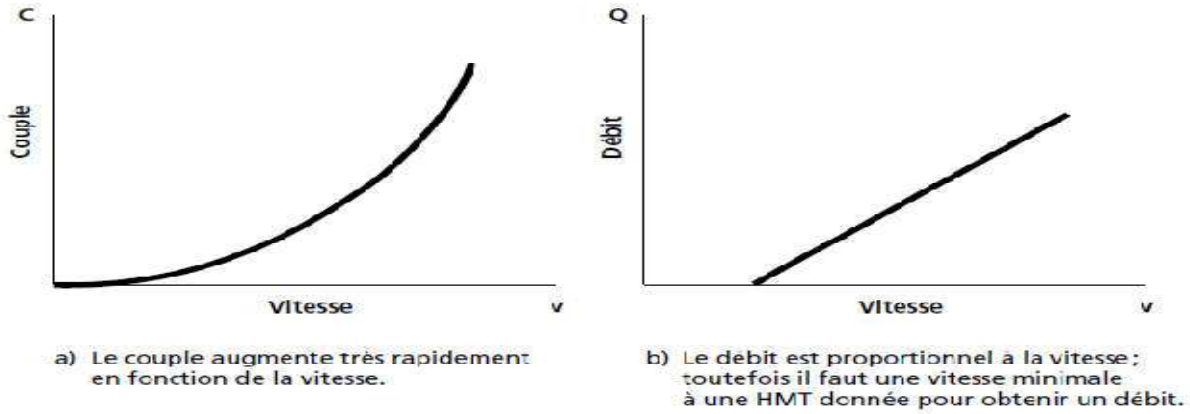


Figure III.11 : Caractéristiques d'une pompe centrifuge

Les pompes centrifuges sont très utilisées pour les applications avec énergie photovoltaïque parce que le moteur peut fournir une vitesse de rotation rapide à peu près constante. De plus, l'exhaure de l'eau domestique se fait traditionnellement à partir de puits, à des profondeurs de 10 à 50 mètres, qui conviennent bien aux pompes centrifuges à étages multiples.

Ces pompes peuvent également s'adapter à de petits forages, ce qui permet de capter les nappes phréatiques profondes qui ont souvent un niveau d'eau dynamique entre 30 et 100 mètres.

III.6.2.1. Caractéristiques de la pompe centrifuge immergée [14]:

- Son diamètre est soit de 4' (95 mm), soit de 6' (142 mm). Le corps de pompe est en acier inoxydable, les roues et les diffuseurs étant soit en acier inoxydable, soit en matériau synthétique.
- Ces matériaux présentent une très bonne résistance à l'abrasion.
- Le corps d'aspiration est protégé par une crépine contre les grosses impuretés (> à 3mm). Un clapet anti-retour est intégré à la tête de pompe, qui est taraudée pour le raccordement au tuyau de refoulement.
- La lubrification est assurée par l'eau pompée.
- Le nombre d'étages est lié à la hauteur manométrique totale de refoulement.
- Le type d'aubage de chaque étage est lié à la puissance hydraulique à fournir pour la HMT nominale.
- Les rendements hydrauliques des pompes solaires sont élevés (utilisation de technologies de pointe). Ils sont de l'ordre de 55% à 60 % au point de fonctionnement nominal.

- La durée de vie peut être estimée entre 5 et 7 ans (elle est fortement liée à la qualité de l'eau).
- L'entretien courant consiste au nettoyage des étages (boue, sable, déchets si la pompe est installée dans un puits). La fréquence de celui-ci dépend de la qualité de l'eau pompée.

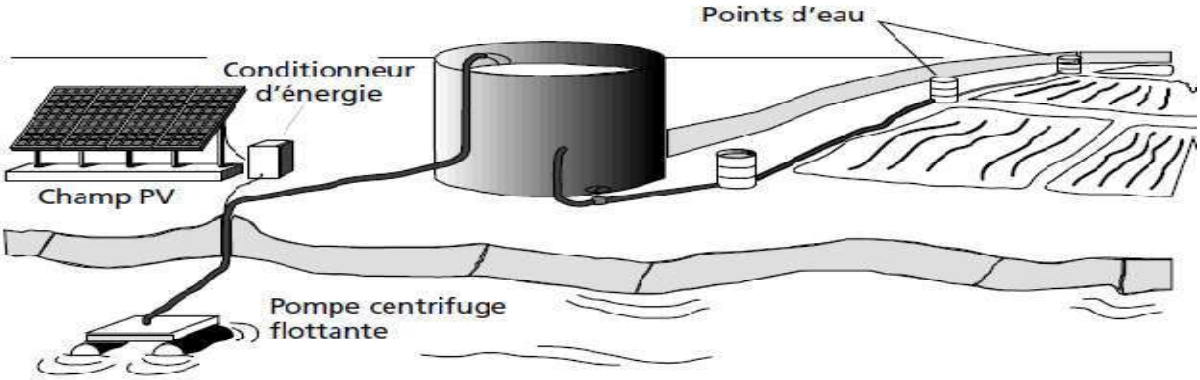


Figure III.12. : Pompe centrifuge flottante

Note : Les pompes centrifuges solaires sont aussi utilisées pour l'irrigation de petits maraîchages lorsque la HMT est faible, c'est à- dire à partir d'un plan d'eau de surface, telle une rivière, et où la demande en eau est élevée.

III.6.3.Comparaisons entre les pompes centrifuges et les pompes volumétriques [13]:

Pour de petites HMT et de faibles débits journaliers (HMT ×Q <25 m_4), les pompes à main peuvent s'avérer plus intéressantes. On utilisera alors un seau pour pomper l'eau. L'utilisation de pompes mécaniques sur cette plage d'utilisation se limitera principalement aux pompes volumétriques de faible puissance.

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

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

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

Pour les HMT supérieures à 35 mètres et de faibles débits journaliers (<20 m_3), la pompe volumétrique sera la plus utilisée, surtout si une forte variation du rabattement de la nappe (donc de la HMT) est constatée.

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

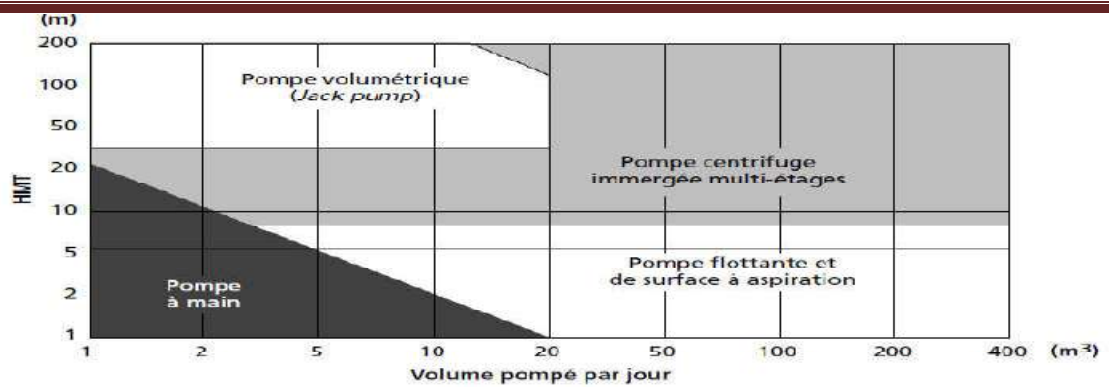


Figure III.13 : Choix d'une pompe selon la HMT et le débit demandés

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

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

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

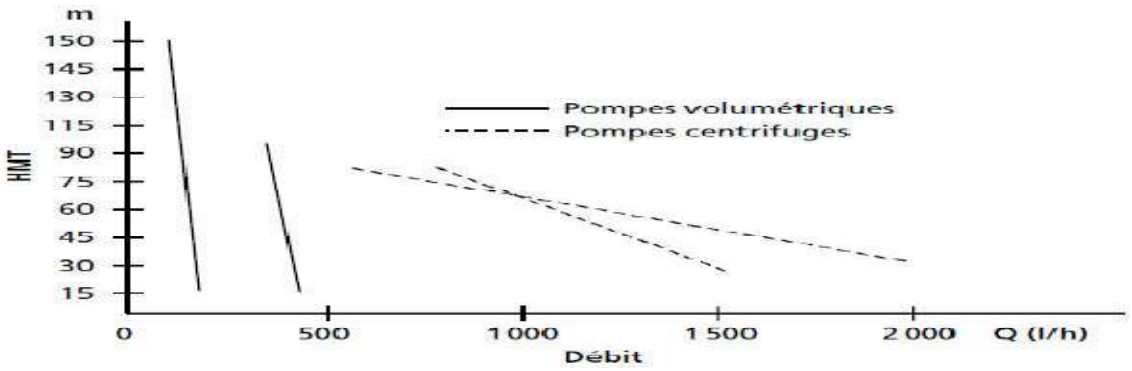


Figure III.14 : Exemples de courbes débit – HMT pour quelques pompes

III.6.4.Relations fondamentales

III.6.4.1 Débit:

Le débit (Q) est la quantité d'eau que la pompe peut fournir durant un intervalle de temps donnée .En pompage, le débit est habituellement donnée en litres/heure (L/H).en pompage solaire le débit (ou le besoin en eau) est souvent exprimé en m³ par jour (m³/j).

III.6.4.2 Hauteur manométrique totale(HMT):

La hauteur manométrique totale est la somme algébrique des quatre quantités suivantes:

- **Hg**: hauteur géométrique, égale à la différence de hauteurs entre les niveaux libres du liquide coté aspiration et coté refoulement

- $(\boldsymbol{Pa}-\boldsymbol{Pe})/\boldsymbol{\rho g}$**:** Différence de pression entre les nivaux du liquide coté aspiration et coté de refoulement en cas de réservoir fermés.
- $\boldsymbol{\rho}$**:** masse volumique de Léau (Kg/m³).
- **g :** accélération de la pesanteur (m/s²).
- $\Delta \boldsymbol{H}$: sommes de toutes les pertes de charges dans les tuyauteries d'aspiration et de refoulement (tuyauteries, vannes, accessoires).
- $(\boldsymbol{Va}^2-\boldsymbol{Ve}^2)/\boldsymbol{2g}$**:** Différence de vitesses

Il en résulte la hauteur manométrique totale:

$$HMT = Hg + (Pa - Pe)/\rho g + (\boldsymbol{Va}^2-\boldsymbol{Ve}^2)/\boldsymbol{2g} + \Delta H \quad (3.2)$$

En pratique la différence de vitesses étant négligée et pour le cas des réservoirs ouverts l'équation se réduit

$$HMT = Hg + \Delta H \quad (3.3)$$

III.6.4.3. Rendement:

Comme toute machine entrainée, une pompe consomme une puissance supérieure à celle quelle fournit, le rendement dune telle machine est le rapport de la puissance hydraulique acquise à celle disponible sur l'arbre

$$\eta=(\rho \times g \times HMT \times Q)/Pab \quad (3.4)$$

- **Q**: débit (m³/h)
- **Pab** : puissance fournie par le moteur

Le rendement dune telle pompe tient compte de trois types de pertes qui règnent à l'intérieure de la machine.

- **Pertes de charges :** Ces pertes sont de nature hydrodynamique.
- **Pertes par frottement :** ayant lieu dans le rotor et dans les parties fixes.

$$H_{fr} = k_{fr} Q^2 \quad (3.5)$$

Kfr : Coefficient de perte de charge relatif à la pompe

- **Pertes par chocs :** ayant lieu à l'entrée de la roue (au contact du liquide avec les aubes), et l'entrée du diffuseur.

$$H_{ch} = k_c \ (Q - Q_0)^2 \quad (3.6)$$

$$Q_0 = 2\pi \, R1K1b1 \tan(\beta_1) \ \omega$$

- $\boldsymbol{Kc}$: Coefficient de pertes de charge relatif à la pompe.
- **K1**:Coefficient correcteur dépendant des dimensions de la pompe.
- **Q0:** est le débit pour lequel ces pertes sont pratiquement nulles, il est proportionnel à la vitesse de la pompe .Plus le débit s'éloigne de cette valeur, ces pertes de charge deviennent proportionnelles au carrée de la différence de ces débits

On définit le rendement hydraulique

$$\eta_H = \frac{H_p}{H_t} = \frac{H_p}{H_P + \Delta H} \quad (3.7)$$

- **Hp**:Hauteur réelle.
- **Ht:**Hauteur théorique
- **ΔH:** Les pertes de charges dans les tuyauteries d'aspiration et de refoulement.

➢ **Pertes de fuites :** Entre la partie mobile et la partie fixe. pratiquement constantes pour une pompe tournant à une vitesse donnée .le débit de fuites ne dépasse guerre 2 a 6 % du débit ou point d'adaptation.

$$q = k_f A_F \sqrt{3(U_2^2 - U_1^2)} \quad (3.8)$$

0Ù:

- Kf: Coefficient de débit
- Af: Section de passage de la garniture d'étanchéité
- **U1, U2** : Désignent respectivement les vitesses linéaires d'entrainement à la sortie de la roue.

On définit alors le rendement volumétrique

$$\eta_v = \frac{Q}{Q+q} \quad (3.9)$$

➢ Pertes mécaniques: Lors de la rotation de la roue, les frottements au niveau des paliers et les presses étoupes absorbent une certaine puissance Pex appelés pertes externes .Aces pertes viennent s'ajouter les pertes par frottement Pi se produisant entre le fluide et les surfaces extérieures des flasques. Ces pertes mécaniques ne dépassent pas 2à 3% de la puissance absorbée au point d'adaptation

$$P_i = k_i p \omega R_2^3 \quad (3.10)$$

0u

- Ki :Une constante fonction du nombre de Reynolds .

On définit le rendement mécanique

$$\eta m = \frac{P_{ah}}{P_{ah} + P_{ex} + P_i} \quad (3.11)$$

- **Pah** : Puissance hydraulique absorbée (ou puissance utile à la conversion)

Ou encore

$$\eta m = P_g \frac{H(Q+q)}{T_\omega} \quad (3.12)$$

- **T**: couple de torsion sur l'arbre de la pompe
- **ω**:vitesse angulaire de la pompe

Le rendement global de la pompe est définit par:

$$\eta = \eta_H \times \eta_V \times \eta_M \quad (3.13)$$

III.6.4.4. Caractéristique de la puissance:

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

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

$$P\ h = \rho\ g\ Q\ Hm \quad (3.14)$$

- ρ : La masse volumique de l'eau étant de 1000kg/m³
- g: Accélération de la pesanteur (9,81m²/s)
- Q: Dédit d'eau ; Hm : Hauteur manométrique totale.

La courbe de la figure (4.15), des puissances absorbées pour les différents débits est une branche de parabole qui peut présenter un maximum dans la plage utilisable. Cette dernière

forme de courbe permet d'éviter une surcharge du moteur si les conditions d'utilisation de la pompe sont appelées à varier.

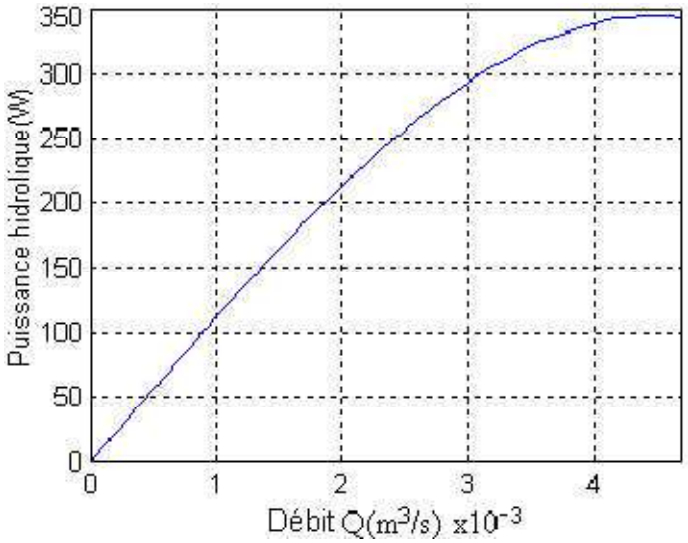


Fig. III.15:Caractéristique de la puissance hydraulique de la pompe centrifuge.

III.6.4.5. Couple de la pompe:

La pompe centrifuge oppose un couple résistant

$$Cr = Kr\ \omega^2 + Cs \qquad (3.15)$$

- $\boldsymbol{Kr}$: Coefficient de proportionnalité [(Nm/rad.s^{-1})].
- $\boldsymbol{Cs}$: Couple statique.

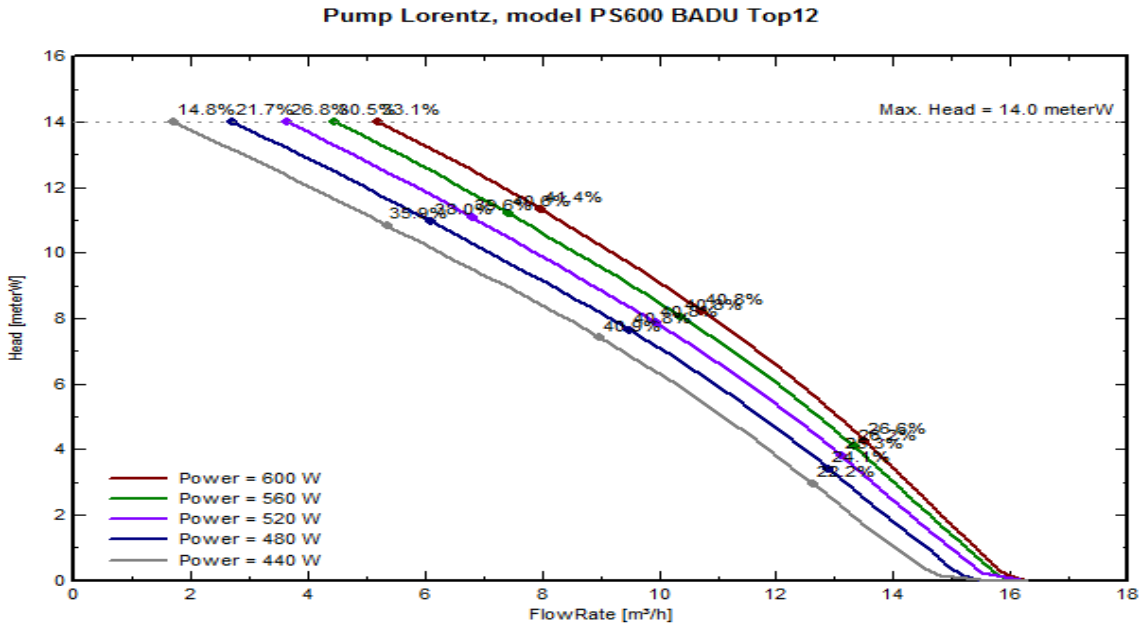


Fig. III.16:La courbe Hm(Q) de la pompe centrifuge Lorentz model PS600 BaduTop12

III.6.4.6 Les avantages et les inconvénients des pompes centrifuges:

a)Les avantages:

- Construction simple en générale, une seule pièce en mouvement: le rotor
- Prix peu élevé.
- Encombrement réduit.

- Jeu assez large, donc facilité de manipuler les liquides contenant des solides en suspension.
- Entretien en générale peu couteux.
- Peu d'influence de l'usure ou la corrosion sur les caractéristiques
- Grand flexibilité d'utilisation
- Ajustement automatique du débit à la pression.
- Puissance absorbée limite donc sans danger.

b) Les inconvénients:

- Limitation de la viscosité.
- En effet la pompe centrifuge est limitée pratiquement à des viscosités de l'ordre de (100cst: centistokes) et son rendement chute rapidement au delà de cette valeur
- Débit légèrement instable, dans les basses valeurs: difficulté de contrôle le débit.

III.7. Conclusion:

Dans ce chapitre, dans premier temps nous avons étudié les moteurs à courant continu, le principe de fonctionnement et les équations de base du moteur à courant continu à aiment permanant sans balais. Dans un deuxième temps nous avons présenté le principe de fonctionnement, les différentes pertes et les différentes caractéristiques de la pompe centrifuges).

Chapitre IV

Dimensionnement et simulation de système de pompage photovoltaïque

IV.1. Introduction:

Dans ce chapitre, nous présenterons une méthode de dimensionnement et une simulation des systèmes de pompage photovoltaïque basée sur les modèles présentés précédemment.

IV.1.1. Simulation du système

La simulation de système est un ensemble de techniques qui utilisent des ordinateurs pour imiter le fonctionnement de tâches du monde réel ou des processus à travers la simulation. Les ordinateurs sont utilisés pour générer des données numériques modèles pour décrire ou afficher des interactions complexes entre plusieurs variables dans un système utilisant différents outils de simulation. Dans ce projet PVsyst est utilisé pour simuler Système de pompage photovoltaïque.

IV.1.2 Outil de simulation de système

PVsyst a été développé au groupe de l'Institut d'Energie de la science de l'Environnement Université de Genève, Suisse. Par le Dr Andre Mermoud. PVsyst V6.43 est un progiciel PC pour l'étude, le dimensionnement et l'analyse de données de Systèmes PV complet. Il est l'un des outils les plus utilisés dans les projets solaires. Il traite le réseau connecté, Autonome, le pompage, et comprend la météorologie et les bases de données des composants des systèmes photovoltaïques, ainsi que des outils généraux d'énergie solaire.

Ce logiciel est adapté aux besoins des architectes, des ingénieurs, des chercheurs. Il est également très utile pour la formation.

PVsyst est utilisé par les concepteurs de systèmes et les institutions financières partout dans le monde pour analyser différentes configurations avec un système PV pour évaluer le résultat et identifier les meilleurs l'efficacité et le coût.

- ✓ Pvsyst est utilisé pour simuler le système conçu pour vérifier si elle satisfait ou non l'eau requise certains.
- ✓ Étude et analyse complètes d'un projet.
- ✓ Excellent programme de formation équipé avec des compétences et de meilleures opportunités pour l'avenir;
- ✓ Rendement précis du système calculé à l'aide de simulations quotidiennes et horaires détaillées;
- ✓ Différentes variantes de simulation peuvent être réalisées et comparées;
- ✓ Horizon shadings, et outil 3D pour l'étude des effets de l'ombre proche;
- ✓ Analyse détaillée des pertes;
- ✓ Evolution économique réalisée avec les prix des composants réels:

IV.2. Méthode de dimensionnement (méthode analytique):

Les différentes étapes pour le dimensionnement d'un système de pompage photovoltaïque sont : [1]

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

IV.2.1. Evaluation des besoins en eau:

La détermination des besoins en eau pour la consommation d'une population donnée dépend essentiellement de son mode de vie.

Les besoins d'eau pour l'irrigation dépendent du type de culture, des facteurs météo urologiques comme la température, l'humidité, la vitesse du vent, l'évapotranspiration du sol, la saison de l'année considérée et de la méthode de l'irrigation .Cependant, il est important de se baser sur la pratique et l'expérience locale.

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

IV.2.2. Calcul de l'énergie hydraulique nécessaire:

Une fois définies les besoins nécessaire 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 a partir de la relation [1].

$$E_h = g_a V_a \ h/3600 \qquad (4.1)$$

- **Eh**: énergie hydraulique $\frac{wh}{j}$.
- **g**: accélération de la pesanteur (9.81m/s²).
- **Va**: volume d'eau ($\frac{m^3}{j}$)
- **ρa**: densité de l'eau $\frac{1000\ kg}{m^3}$.
- **h**: hauteur totale m.

IV.2.3. 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 [1]

IV.2.4. Inclinaison du générateur photovoltaïque:

L'inclinaison βdes modules PV par rapport au plan horizontal doit se faire de manière à optimiser le rapport entre l'irradiation solaire et l'énergie hydraulique nécessaire.

IV.2.5. Le mois de dimensionnement:

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

IV.2.6. Détermination du générateur photovoltaïque:

La puissance de sortie d'un générateur sous les conditions standards de mesure, CSM (éclairement Gce = 1000w/m^2et de température de cellule Tc,ref =25$C°$) est:

$$P_P = \eta g \, A \, G_{ce} \quad (4.2)$$

- **Pp** : puissance de sortie sous CSM(W).
- **ηg**: rendement du générateur à la température de référence (25C°)
- **A**: surface active du générateur (m^2).
- **Gce**: éclairement dans les CSM$\frac{1000\,W}{m^2}$

L'énergie électrique journalière, Ee , est donnée par :

$$E_e = \eta_{pv} G_{dm}(\beta) \quad (4.3)$$

- η_{pv}: rendement moyen journalier du générateur dans les conditions d'exploitation
- $G_{dm}(\beta)$: irradiation moyenne journalière incidente sur le plan des modules à l'inclinaison β (KWh/m^2/j).

Le rendement **ηpv** peut être calculé à l'aide de l'expression

$$\eta_{pv} = F_m \, [1 - \gamma \, (T_C - Tc, ref)] \quad (4.4)$$

Ou : Fm: facteur de couplage, défini comme le rapport entre l'énergie électrique générée sous les conditions d'exploitation et l'énergie électrique qui se générait si le système travaillait ou point de puissance maximum.

- **γ**: coefficient de température des cellules, γ prend des valeurs entre 0.004 et 0.005/C° pour des modules au silicium mono et poly cristallin et entre 0.001 et 0.002 pour les modules au silicium amorphe
- **Tc**: température journalière des cellules durant des heurs d'ensoleillement .L'énergie électrique nécessaire est liée avec l'énergie hydraulique par l'expression:

$$E_e = \frac{E_h}{\eta_{mp}} \quad (4.5)$$

- ***Ee***: énergie électrique moyenne mensuelle(KWh)
- $\boldsymbol{\eta_{mp}}$: rendement du sous système moteur –pompe.

En substituant les équations (5.3),(5.4) et (5.5) dans (5.2) nous obtenons la puissance crête du générateur:

$$P_P = \frac{G_{ce}}{F_m \, [1 - \gamma \, (TC - Tc,ref)] G_{dm}(\beta)} \frac{E_h}{\eta_{mp}} \quad (4.6)$$

IV.2.7. Dimensionnement du moteur:

Le moteur doit supporter la puissance crête du générateur photovoltaïque

IV.2.8. Dimensionnement de la pompe: Le débit crête Q (m^3/h) est calculé par la relation:

$$Q = 3.6 \, P_h / gh \quad (4.7)$$

La puissance hydraulique crête Ph nécessaire en fonction de la puissance électrique crête fournie par générateur PV (Pe) est donnée par [1]:

$$P_h = \eta_{MP} P_e \quad (4.8)$$

- ***Ph***: Puissance hydraulique nécessaire(W)
- **g**: accélération de la pesanteur (9.81m/s²)
- **h**: hauteur manométrique total(m)

IV.2.9. Dimensionnement des Tuyauteries:

Il est possible d'obtenir analytiquement les diamètres des tuyauteries de pompage qui s'approximent à ceux qui minimisent les couts des installations par la formule de Bresse [1]

$$D = K\sqrt{Q} \qquad (4.9)$$

- **D**: diamètre de la tuyauterie (m).
- **Q**: débit crête de la pompe (m³/s).
- **K**: Coefficient qui de 0.75 à 1.40

IV.3. Simulation de système de pompage photovoltaïque:

IV.3.1. Paramètres des conditions du site de Berrouaghia:

La commune de Berrouaghia est située à la région du Tell au centre de la willaya de Médéa, c'est une ville des montagnes de l'Atlas tellien, située dans une dépression entre le massif de l'Ouarsenis au sud et l'Atlas blidéen au nord.



Figure. IV.1 : Emplacement du site

- Lieu: Berrouaghia, Médéa, Algérie
- Latitude: 36.17
- Longitude: 2.93
- Altitude: 1090 m
- Albédo: 21

L'angle d'inclinaison optimale est: 36 degrés [2].

Base de données de radiation solaire employée: PVGIS-CMSAF

Tableau (IV.1) : Irradiation mensuelle

Mois	Hh	Hopt	H(90)	Iopt	T24h	NDD
Janvier	2510	3930	3890	60	4.5	317
Février	3240	4470	3850	52	4.0	247
Mars	4700	5630	3930	39	7.7	183
Avril	5580	5920	3070	24	12.2	111
Mai	6620	6370	2450	11	15.4	17
Juin	7760	7080	2070	3	20.3	4
Juillet	7750	7250	2320	7	25.1	3
Août	7000	7160	3130	19	25.3	4
Septembre	5330	6170	3870	34	19.9	22
Octobre	4220	5620	4540	48	15.5	79
Novembre	2770	4130	3910	57	9.2	258
Décembre	2230	3600	3680	62	5.2	292
Annuel	4990	5620	3390	31	13.7	1537

- H_h: Irradiation sur un plan horizontal (Wh/m²/jour)
- H_{opt}: Irradiation sur un plan avec l'inclinaison optimale (Wh/m²/jour)
- H(90): Irradiation sur un plan incliné:90deg. (Wh/m²/jour
- I_{opt}: Inclinaison optimale (deg).

IV.3.2. Simulation du site de Berrouaghia avec PVGIS:

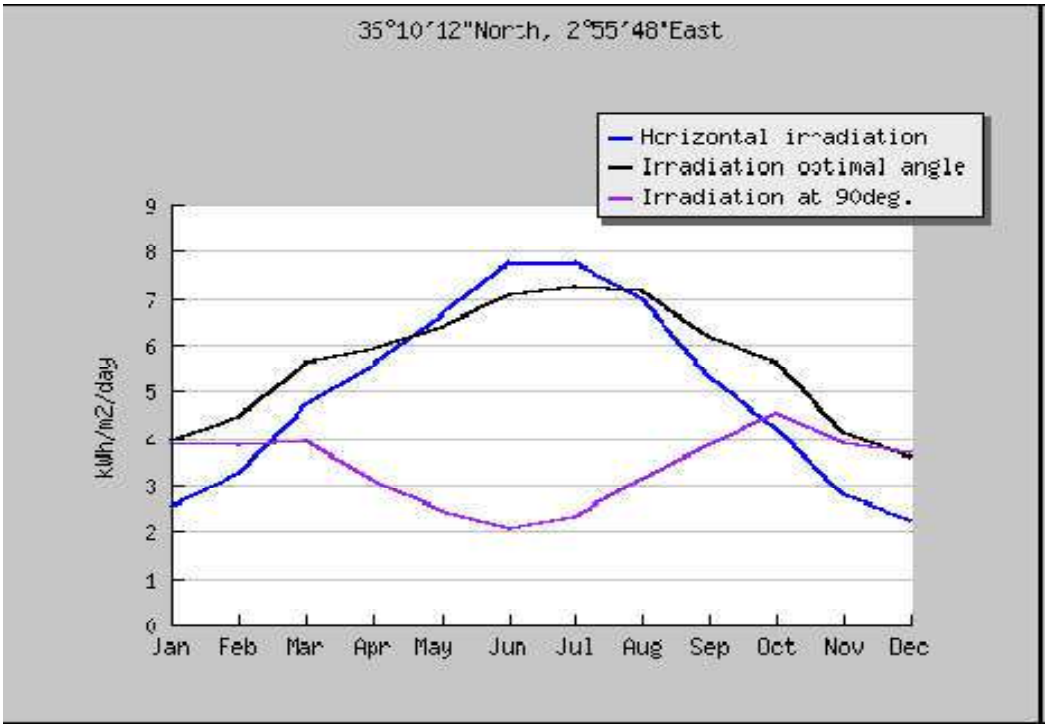


Figure. IV.2 : Variation de l'irradiation horizontale

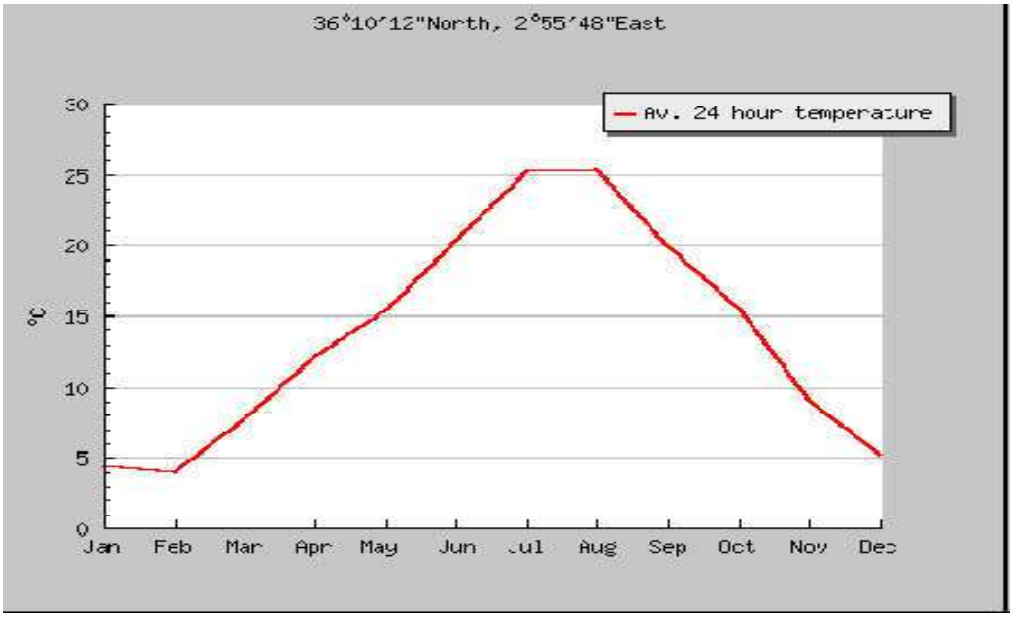


Figure. IV.3:Variation de la température moyenne mensuelle

IV.4.1. Emplacement du projet

Données météorologiques mensuelles utilisé dans la simulation, les données météorologiques minimales devrait inclure

- L'irradiation horizontale globale mensuelle;
- Moyennes mensuelles de la température ambiante.

Le fichier peut également inclure les données facultatives:

- Irradiation horizontale diffuse mensuelle.
- Moyenne mensuelle de la vitesse du vent.

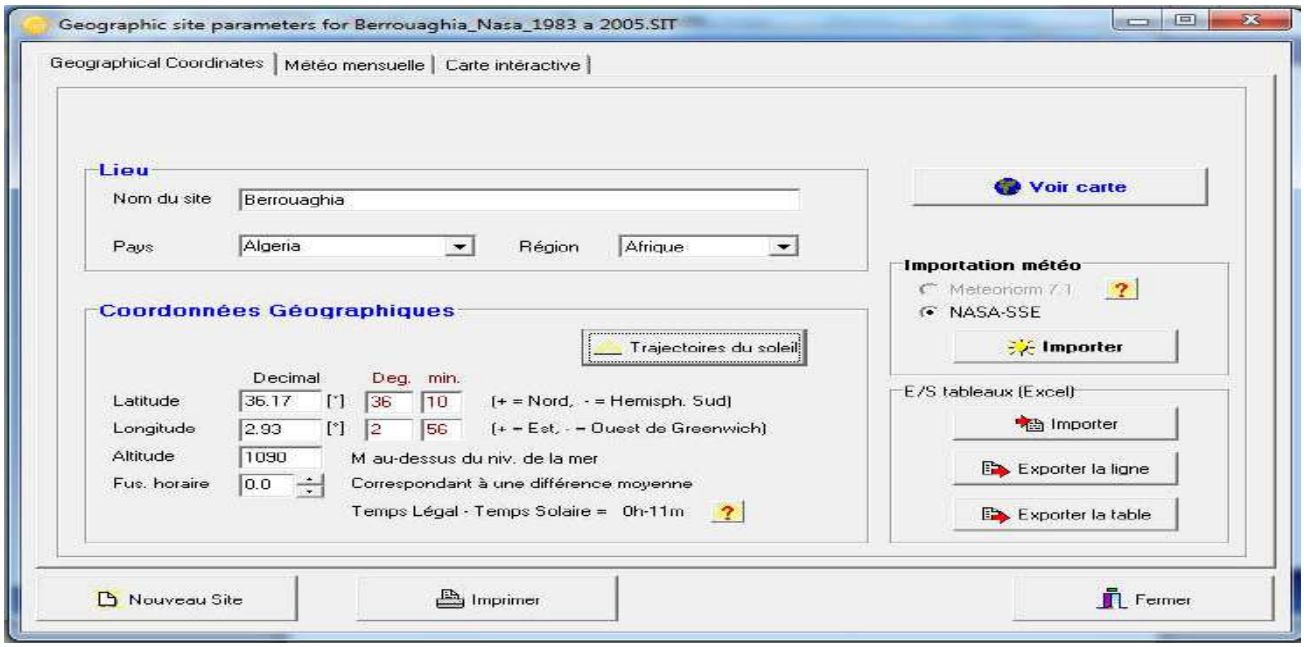


Figure. IV.4 : Coordonnées géographiques du site de Berrouaghia

- Inclinaison du générateur PV **:** Deux paramètres principaux sont définis pour décrire cela. D'abord l'angle d'inclinaison et le second paramètre est l'angle d'azimut. Le plan incliné par 36 et orienté 0° plein sud donne un rendement annuel maximum.

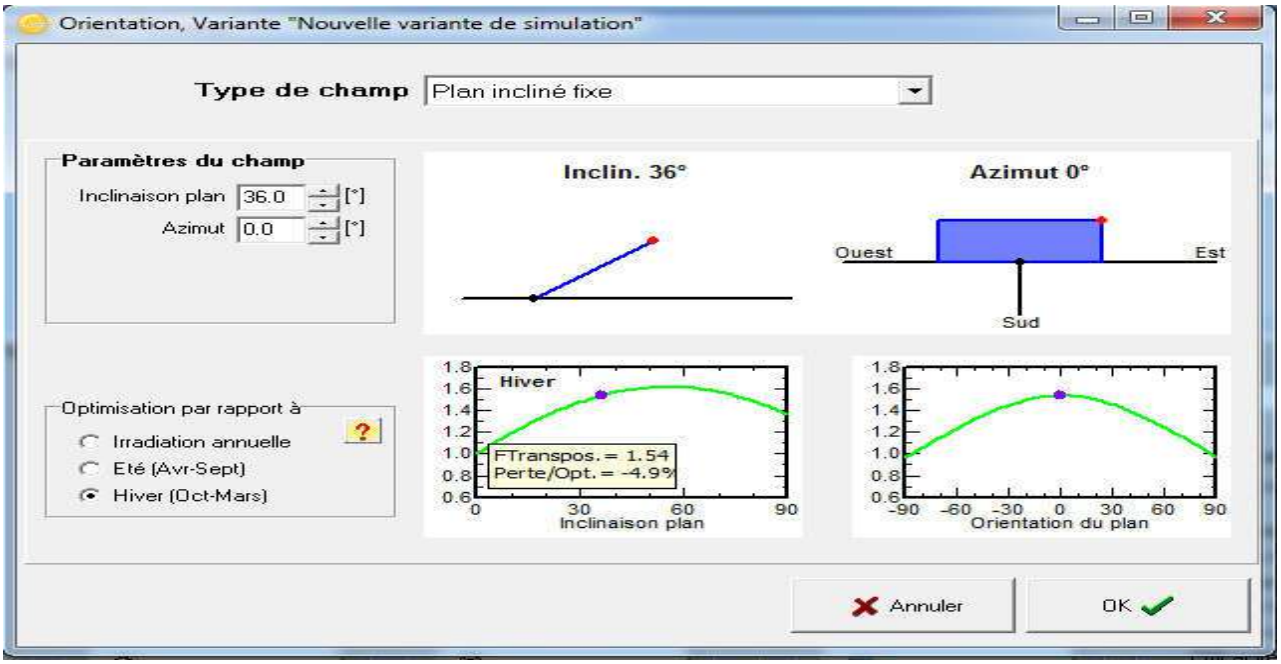


Figure. IV.5: Inclinaison du générateur PV

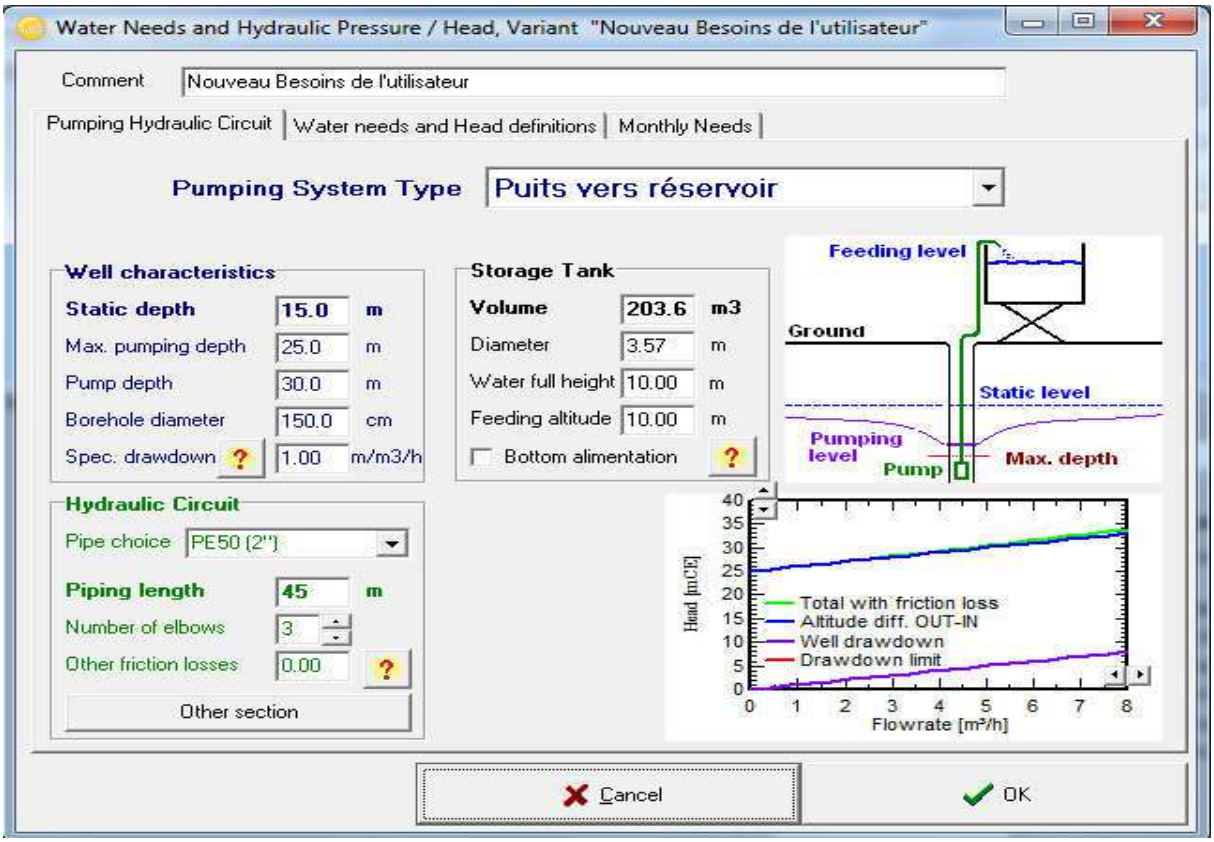


Figure. IV.6: Paramètres du circuit hydraulique de système de pompage (puits vers réservoir).

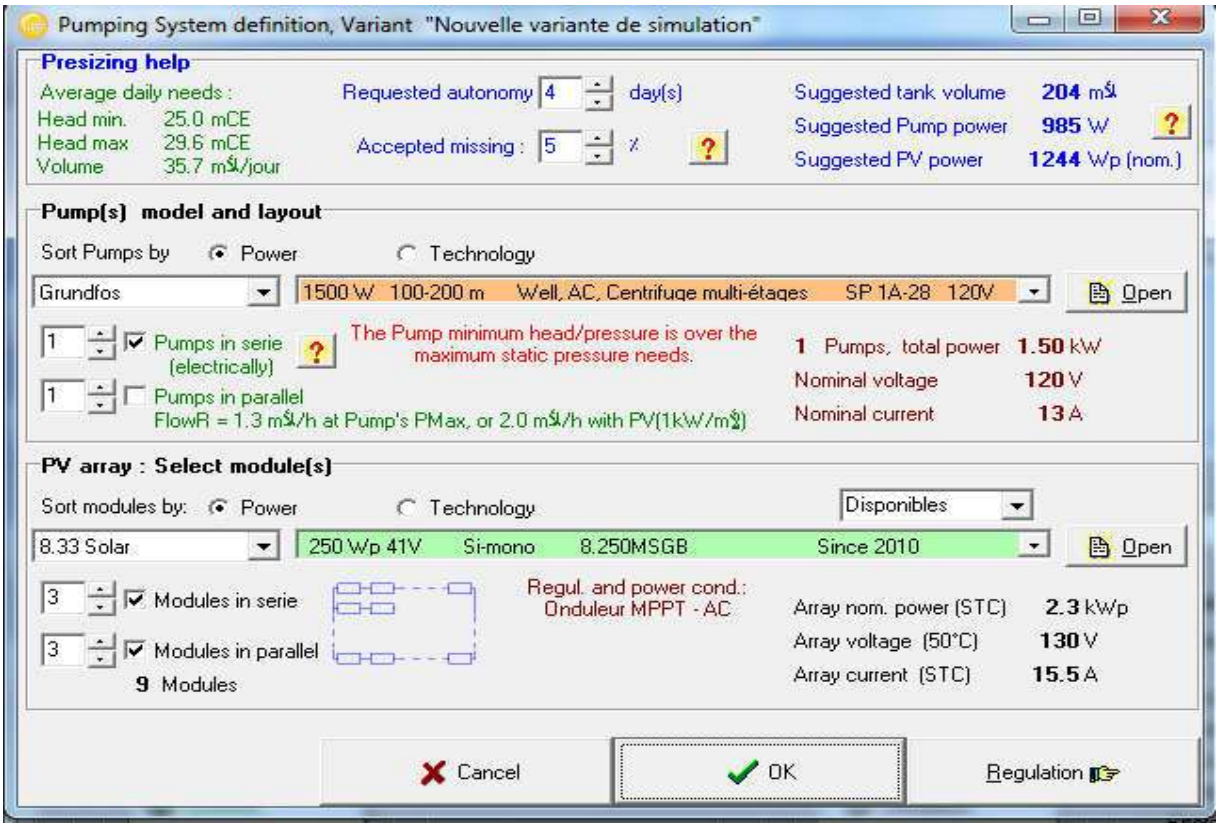


Figure. IV.7:Détermination de la puissance du GPV et de la pompe du système de pompage

L'énergie électrique utilisée à la pompe est de 2 994 kWh et la L'énergie hydraulique est de 886kWh. La quantité annuelle d'eau pompée est de 13 013 m³. Il est plus grand que Besoin d'eau de l'utilisateur. Par conséquent le système conçu satisfait à l'irrigation d'une ferme de pomme de terre hectare.

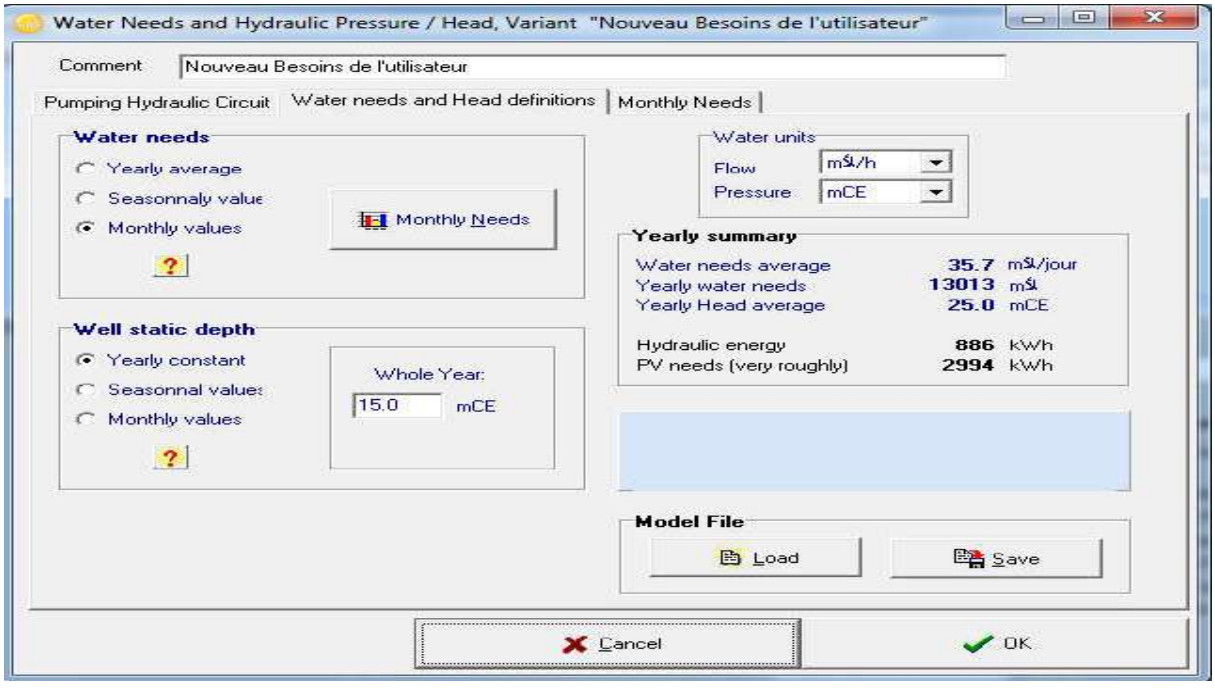


Figure. IV.8: Détermination du besoin d'eau

Les calculs des besoins en eau des cultures et des besoins en irrigation sont des données climatiques locales, des cultures, des sols et des données géographiques.

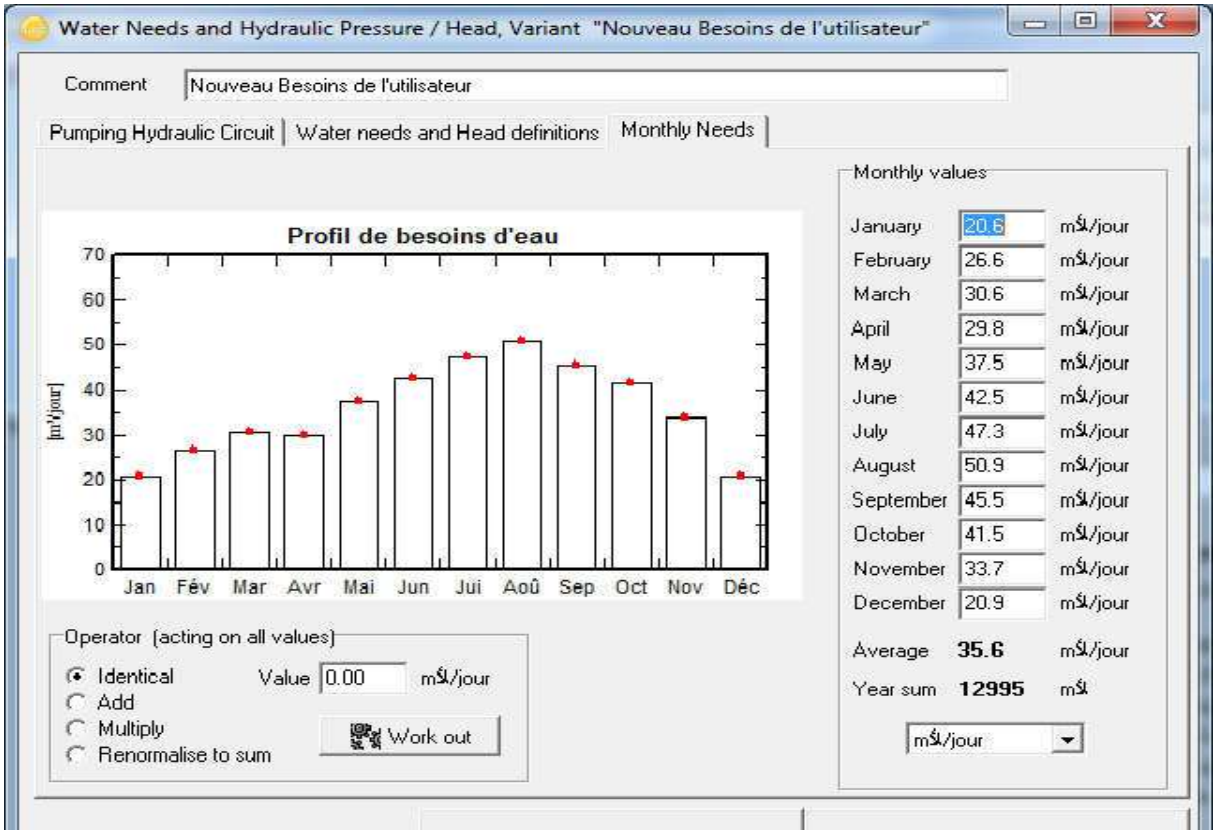


Figure. IV.9: Détermination du besoin d'eau mensuel

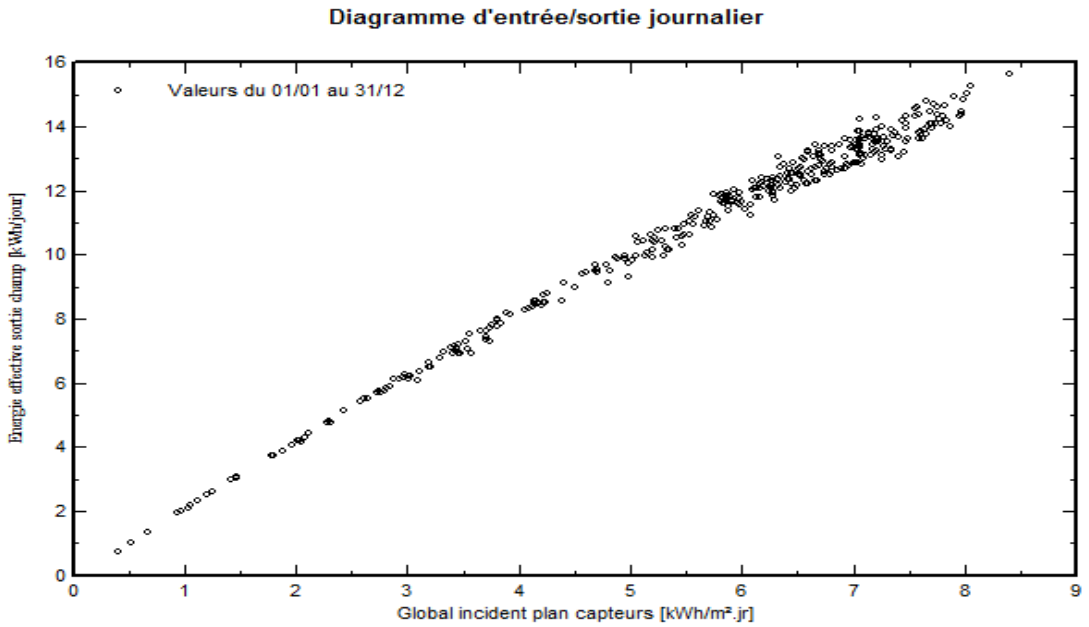


Figure. IV.10: Résultats de simulation (production d'eau journalière en fonction de l'irradiation).

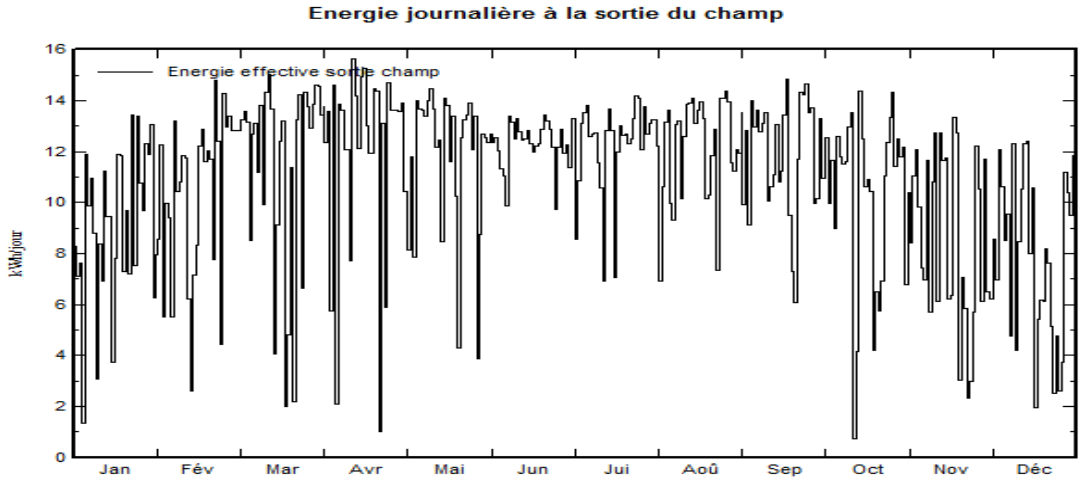


Figure. IV.11: énergie journalière a la sortie du champ (production d'eau journalière en fonction de tems).

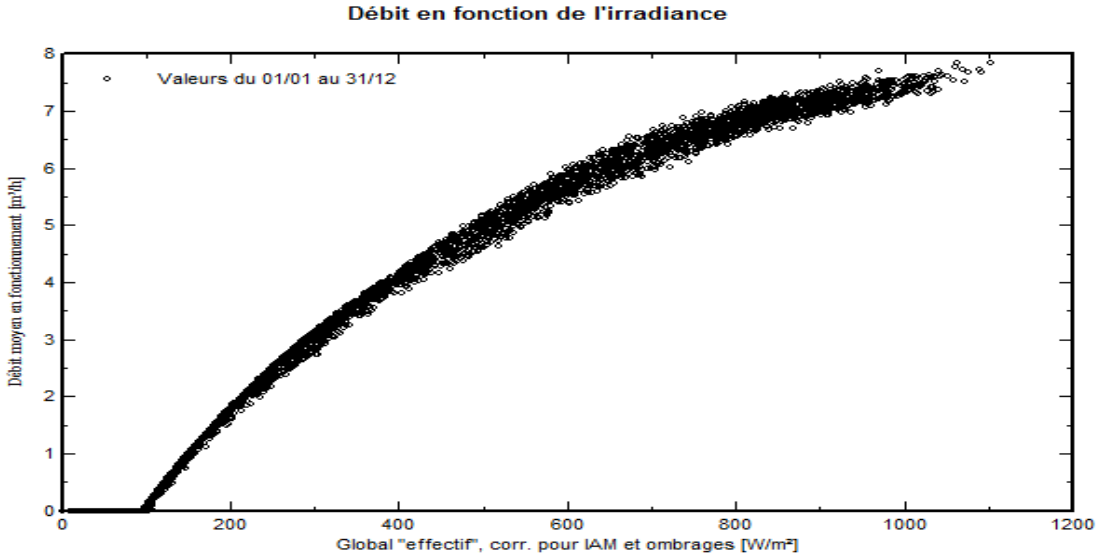


Figure. IV.12: débit en fonction de l'irradiance

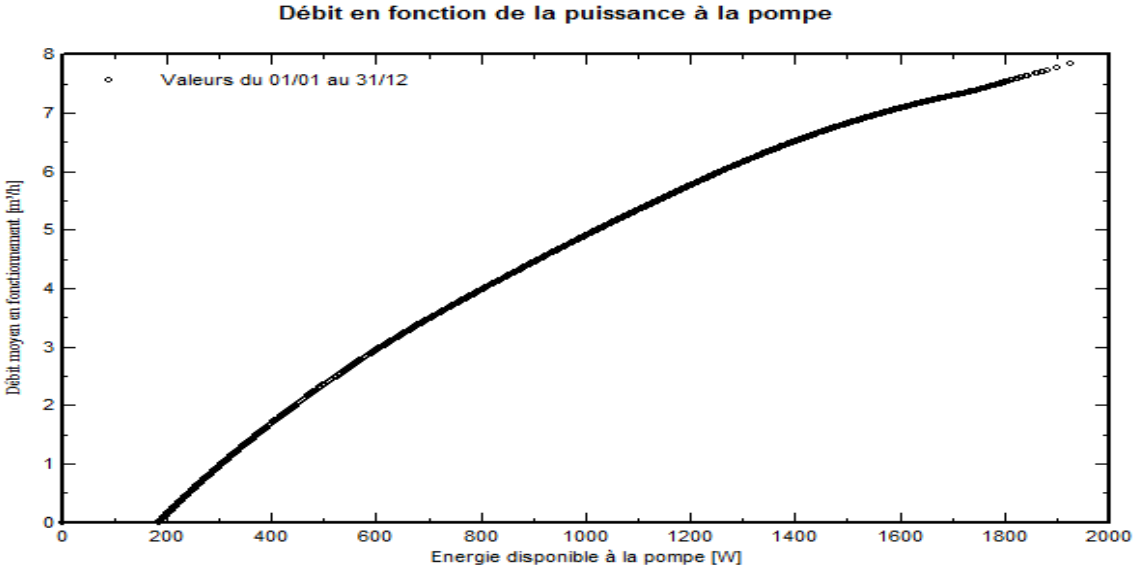


Figure. IV.13: débit en fonction de la puissance de la pompe.

- Valeurs horaires, quotidiennes et mensuelles le processus de simulation fonctionne sur une base mensuelle, quotidienne ou horaire. Après avoir choisi la météo le fichier ayant la possibilité de les visualiser en tant que "Graphiques" et "Tables". Les deux peuvent être en heures, valeurs quotidiennes ou mensuelles.

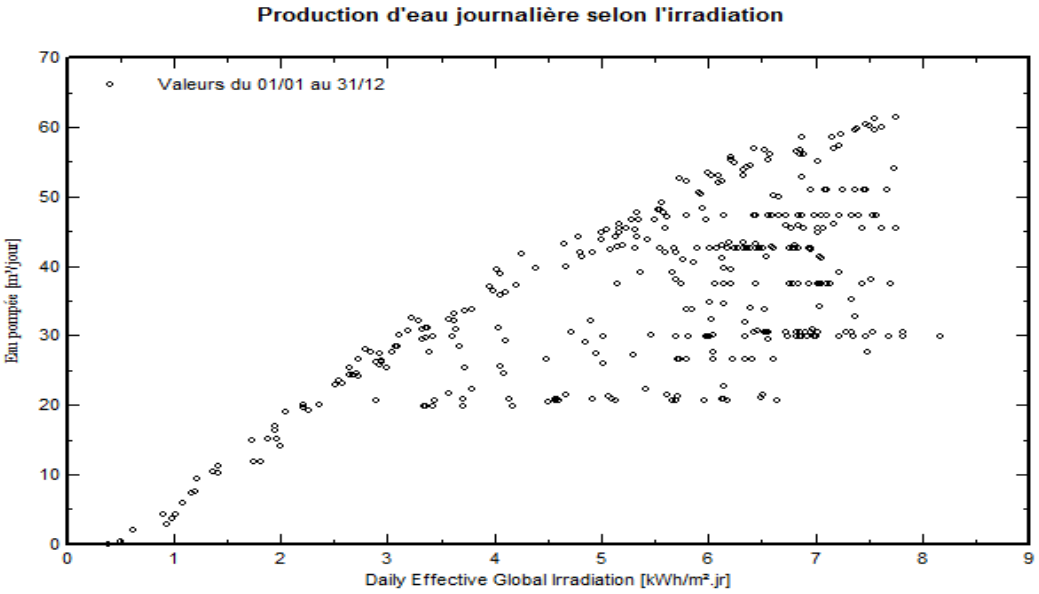


Figure. IV.14: production d'eau journalière selon l'irradiation

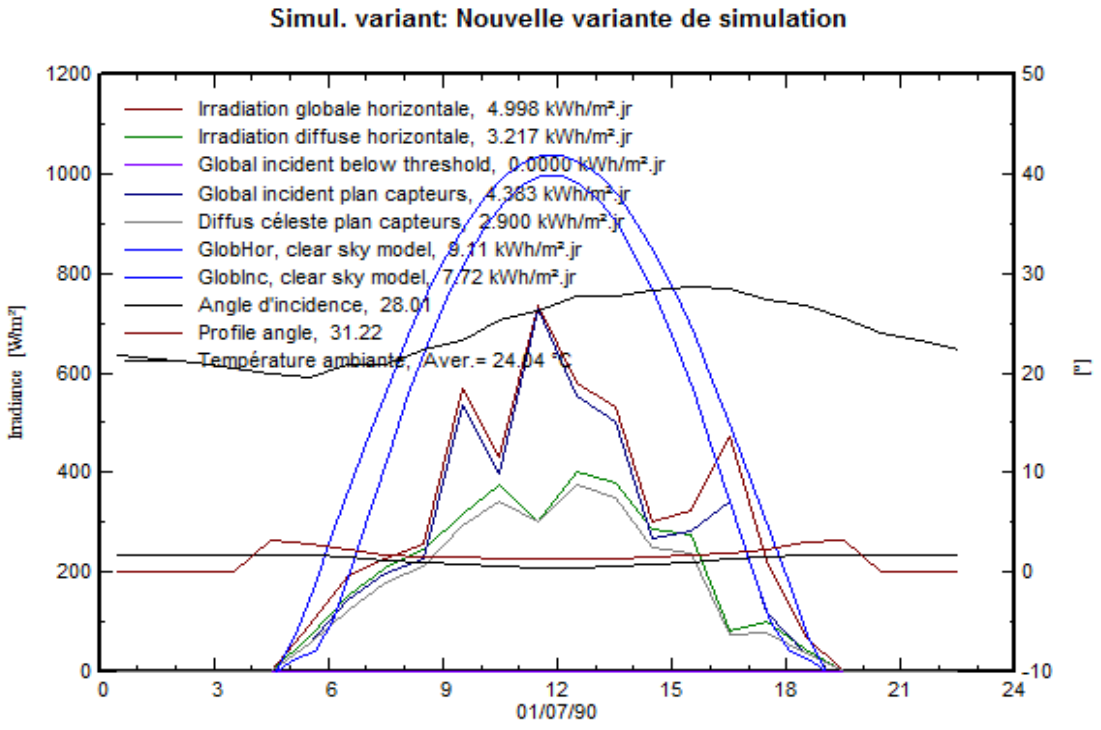


Figure. IV.15: différent irradiation en fonction du temps avec température ambiante 24°

Solar paths at berrouaghia ,(lat.36°N , long.2.93 , alt.1090 m)

IV.4.2. Résultats de simulation du système de pompage photovoltaïque:

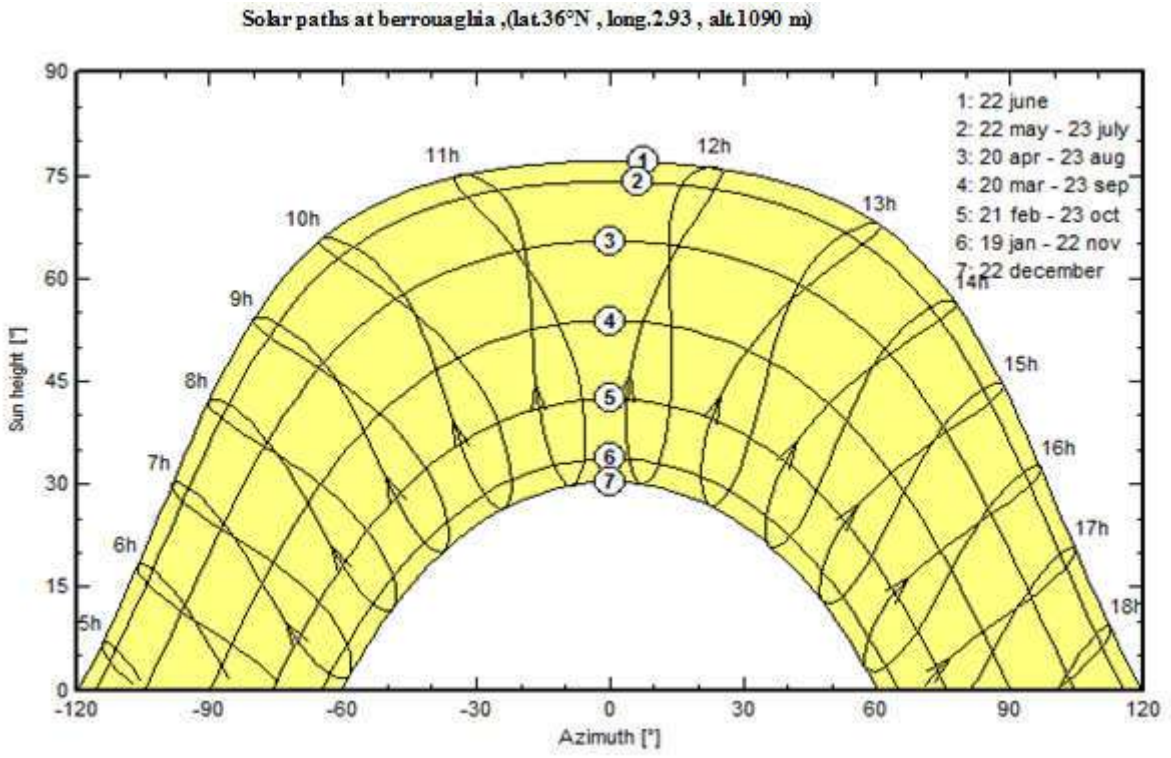


Figure. IV.16: Trajectoire du soleil au niveau du site de Berrouaghia,

Nouvelle variante de simulation
Météo et Energie incidente

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T Amb °C	WindVel m/s	GlobInc kWh/m²	DifSInc kWh/m²	Alb Inc kWh/m²	DifS/GI
Janvier	79.7	26.40	11.20	0.0	137.0	34.73	1.521	0.000
Février	97.2	30.50	11.60	0.0	142.7	37.44	1.857	0.000
Mars	145.1	44.60	13.30	0.0	181.7	51.01	2.770	0.000
Avril	174.0	54.60	15.30	0.0	184.8	57.14	3.317	0.000
Mai	201.8	65.40	18.60	0.0	190.3	63.93	3.827	0.000
Juin	217.8	62.40	22.90	0.0	194.8	59.93	4.118	0.000
Juillet	225.1	60.49	25.70	0.0	205.1	58.88	4.259	0.000
Août	201.8	54.31	26.20	0.0	204.4	56.15	3.838	0.000
Septembre	160.2	44.39	23.50	0.0	189.3	49.95	3.058	0.000
Octobre	118.4	37.80	20.10	0.0	165.4	45.22	2.261	0.000
Novembre	80.7	28.21	15.70	0.0	129.6	35.00	1.540	0.000
Décembre	69.1	24.80	12.60	0.0	122.8	32.05	1.319	0.000
Année	1770.9	533.90	18.10	0.0	2048.1	581.43	33.686	0.000

Tableau. IV.2: Energie incidente avec la température

Les pertes hydrauliques sont des fonctions du débit Le tableau suivant montre les pertes totales de la tête en fonction du débit.

Nouvelle variante de simulation
Pertes dans le système de pompage

	EArrMPP	EPmpThr	EPmpOvr	E PmpAv	ELowLev	ETkFull	E PmpOp
	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
Janvier	281.3	2.274	0.000	267.1	0.000	107.7	159.4
Février	287.6	2.088	0.000	273.8	0.000	110.7	163.0
Mars	357.7	5.706	0.000	336.7	0.000	127.5	209.2
Avril	359.8	5.290	0.000	339.6	0.000	142.4	197.2
Mai	367.1	7.041	0.000	344.9	0.000	92.8	252.1
Juin	369.2	6.834	0.000	347.7	0.000	72.1	275.6
Juillet	380.6	7.016	0.000	358.2	0.000	39.4	318.9
Août	377.9	4.657	0.000	358.4	0.000	13.7	344.8
Septembre	356.6	2.421	0.000	340.6	0.000	40.7	299.9
Octobre	320.8	2.481	0.000	305.6	0.000	24.0	281.7
Novembre	258.1	3.476	0.000	244.1	0.000	34.0	210.2
Décembre	251.0	2.466	0.000	237.9	0.000	83.4	154.5
Année	3967.8	51.751	0.000	3754.6	0.000	888.3	2866.4

Tableau. IV.3: perte dans le système de pompage

Nouvelle variante de simulation
Pertes dans le système PV

	ModQual	MisLoss	OhmLoss	EArrMPP	EArUfix	EArray
	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
Janvier	-2.136	2.869	2.673	281.3	280.3	280.1
Février	-2.186	2.936	3.094	287.6	287.0	286.8
Mars	-2.721	3.655	4.188	357.7	357.0	356.7
Avril	-2.738	3.678	4.236	359.8	359.7	359.3
Mai	-2.790	3.748	4.024	367.1	367.2	366.7
Juin	-2.807	3.771	4.053	369.2	369.4	369.1
Juillet	-2.895	3.889	4.482	380.6	381.1	380.6
Août	-2.877	3.865	4.644	377.9	378.5	377.8
Septembre	-2.714	3.646	4.335	356.6	356.8	356.6
Octobre	-2.439	3.277	3.617	320.8	320.8	320.5
Novembre	-1.961	2.634	2.626	258.1	258.0	257.8
Décembre	-1.905	2.559	2.354	251.0	250.1	250.0
Année	-30.169	40.527	44.324	3967.8	3965.9	3962.0

Tableau. IV.4: perte dans le système de PV

Courbe **IV.17** du module avec différents rayonnements solaires montrés dans la figure ci-dessus (de 200kW / m² - 1000kW / m² radiations solaires)

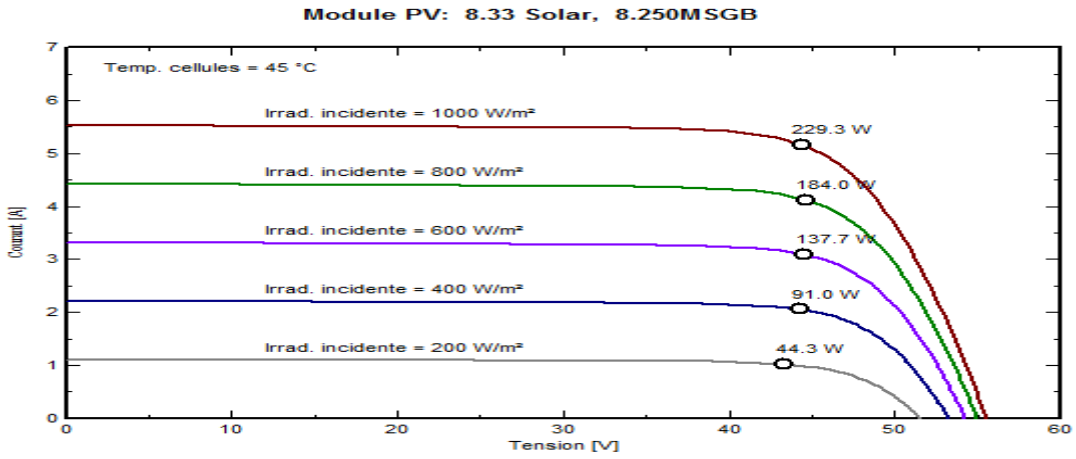


Figure. IV.17: Influence de l'éclairement sur le module PV /8.33 SOLAR 8.25 OMSGB**.**

- Mécanisme de commande de pompage : Le contrôleur joue un rôle essentiel dans la performance du système en raison de la puissance produite par les panneaux avec ceux requis par la pompe

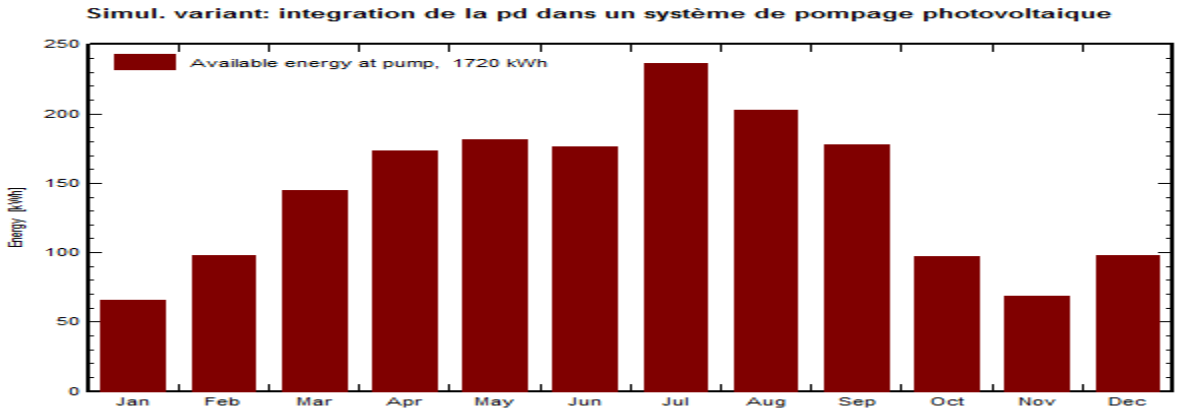


Figure. IV.18: Energie disponible à la pompe

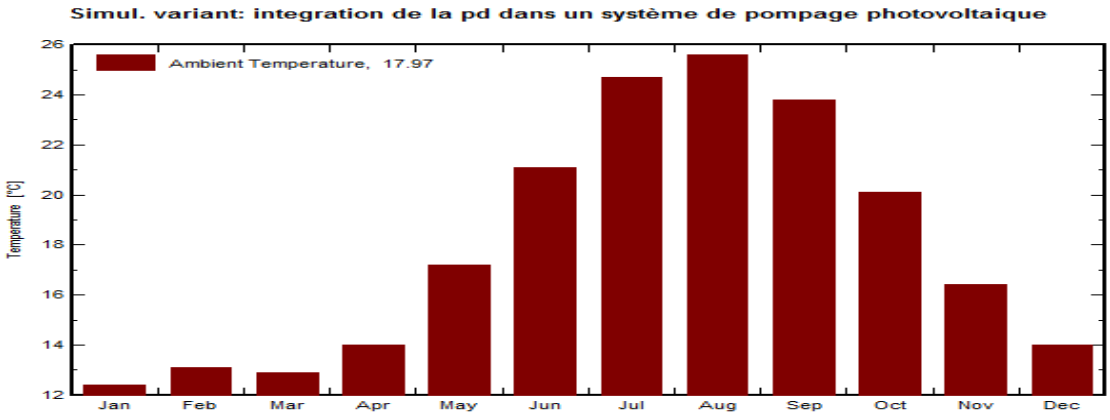


Figure. IV.19: Température ambiante mensuelle

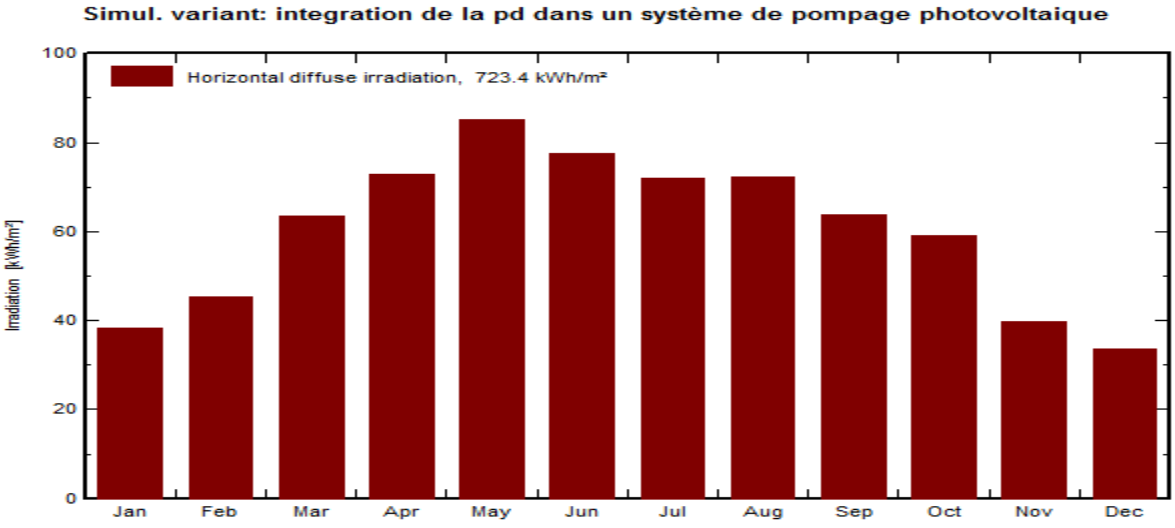


Figure. IV.20:Irradiation horizontal diffusé mensuelle

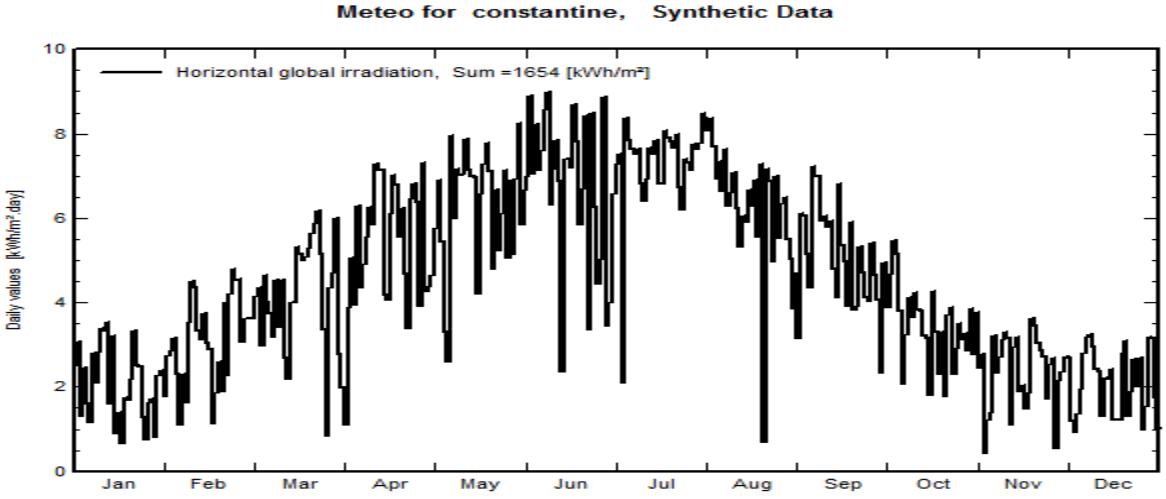


Figure. IV.21: Irradiation horizontal globale

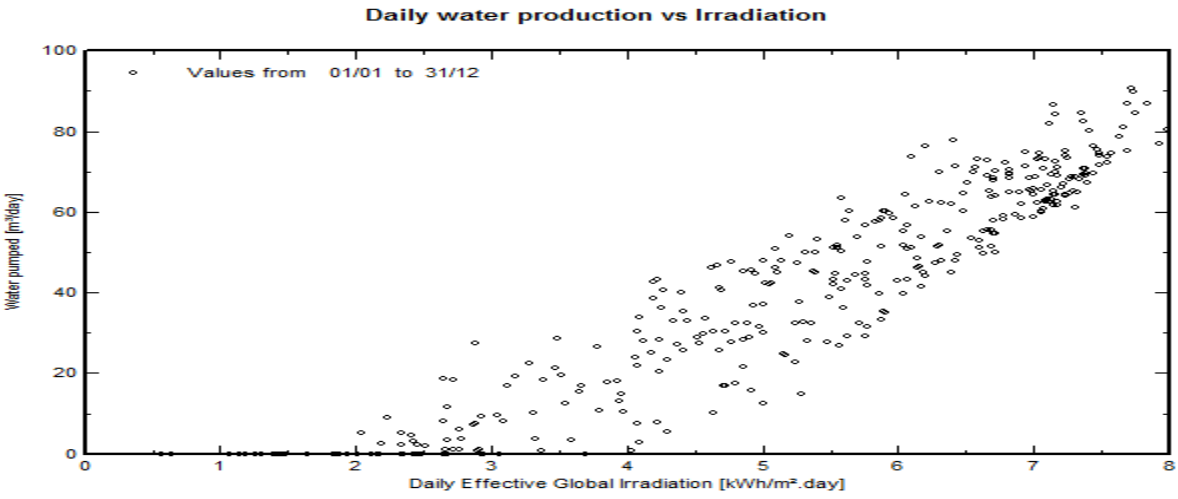


Figure. IV.22: Production d'eau journalière (mois de janvier)

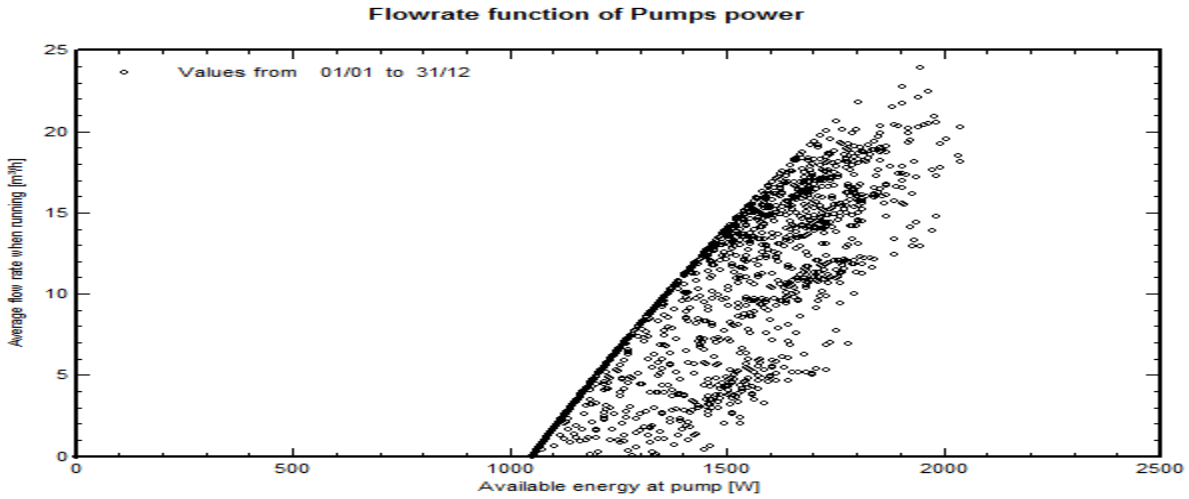


Figure. IV.23 : Caractéristiques Q –H pour différentes puissances

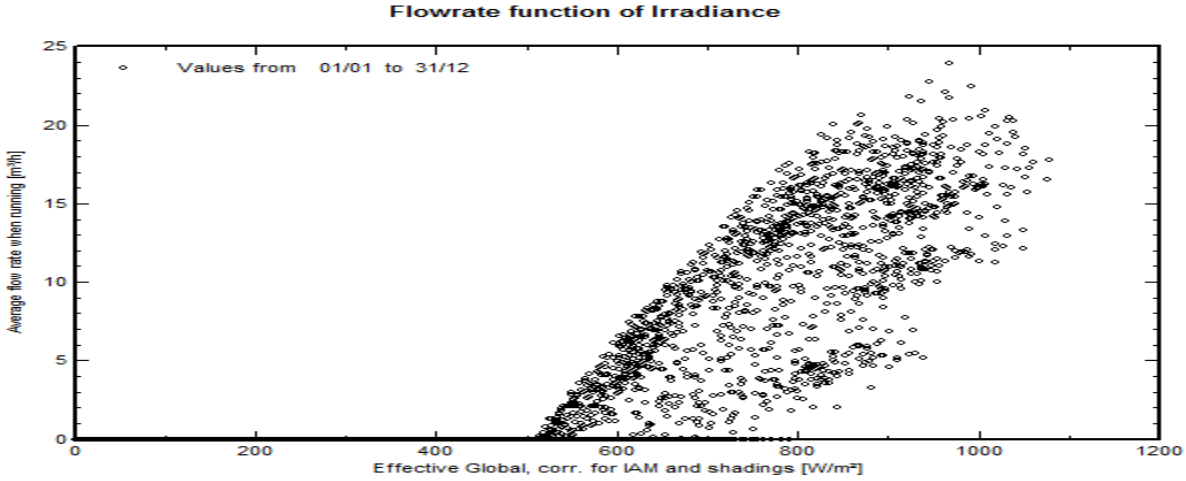


Figure. IV.24 : Caractéristique du débit en fonction de l'irradiation

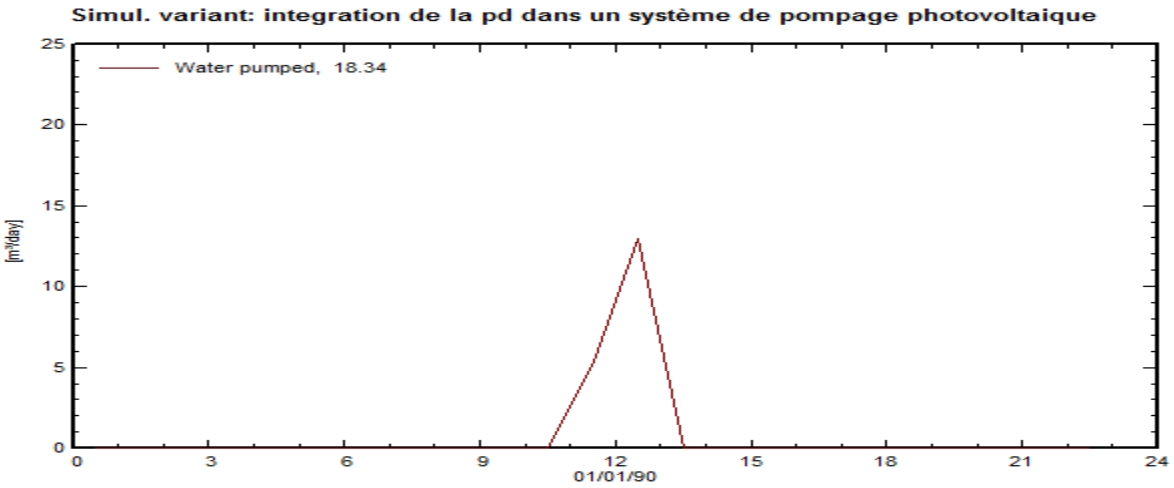


Figure. IV.25 : Production d'eau journalière (janvier)

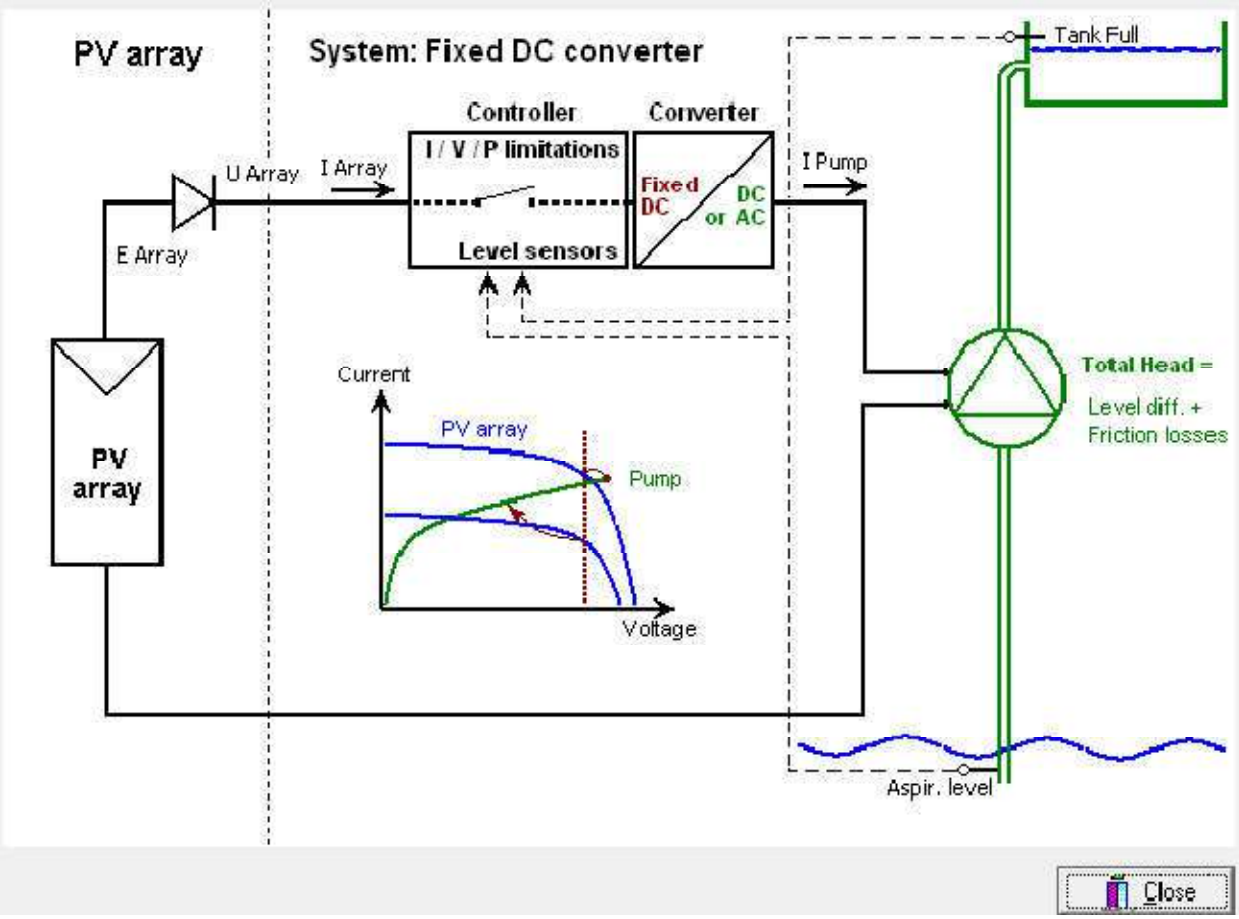


Figure. IV.26: Schéma du système de pompage PV

IV.5. Conclusion:

Ce chapitre a été consacré pour la description d'une méthode simple de dimensionnement d'un système de pompage photovoltaïque, nous avons présenté les valeurs de l'ensoleillement de Berrouaghia pour un angle d'inclinaison du générateur égale à la latitude à l'aide du logiciel PVGIS en line, nous avons utilisé le logiciel PVSYST 6.61 pour la simulation du système de pompage PV qui nous a permet d'étudier les performances journalières et mensuelles du système.

Chapitre V

Analyse économique & environnementale du système PV

INTRODUCTION

Bien que le système PV soit d'une source renouvelable d'énergie, sont installation représente un investissement, notamment dans une région recouverte d'un réseau électrique. Dans ce cas, une analyse économique et environnementale est obligatoire avant la réalisation de ce système.

Afin d'évaluer l'intérêt économique du système de pompage PV, nous avons fait une analyse économique pour le cas d'un agriculteur dans la région de Berrouaghia utilisant le réseau électrique alternatif pour l'irrigation des champs de pomme de terre d'une superficie de un Hectare.

En termes d'énergie, la consommation mensuelle moyenne de l'agriculteur est estimée à 1 700Wh, en terme économique, le cout mensuel moyen durant la période étendue de Janvier 2016 au mois de Mai 2017 égale à 25 000.00 DA. Comptant de la durée de vie du système PV de 20 ans, nous supposons que la demande de l'agriculteur en électricité n'évolue pas, durant une durée de 20 ans. Par une estimation simple, le cout pourra atteindre 30 000DA.

Pour cela, on répondra à cette problématique :

Quel est l'intérêt du système PV pour l'agriculteur et quel sont les avantages qui attire l'agriculteur à utiliser ce système au lieu du réseau électrique ?

Peut on prédire l'augmentions du prix d'électricité à une durée de 20 ans et quel sera leur impact sur l'agriculteur ?

V.1. Eléments d'analyse économique

Afin de déterminer la viabilité économique du système. Il est nécessaire d'effectuer un coût détaillé analyse du coût total du système et faire estimer le coût annuel et mensuel du système en fonction de sa durée de vie projetée. Un résumé du coût de chaque système individuel et le coût total de tous les composants est présenté à Tableau V-1.

V.1.1. Évaluation économique du pompage PV

Il ya différents facteurs qui doivent être connus avant d'effectuer l'évaluation économique des pompages PV. Ceux-ci incluent des facteurs économiques tels que la durée de vie du système. L'escompte et le taux d'inflation de certains produits. Le cycle de vie de l'ensemble du système est décidé compte tenu de la composante ayant le plus long intervalle de remplacement. Les principales hypothèses retenues pour l'évaluation économique des pompages PV sont [20]:

- La durée de vie des panneaux photovoltaïques était de 20 ans.
- La vie de la pompe solaire était supposée être de 10 ans;
- Le coût d'entretien du système photovoltaïque est supposé représenter 0.1 % du coût total du capital par an.
- La valeur de récupération du système PV est de 15% du coût total d'achat initial
- Disponibilité des heures de soleil considérées comme 3 390 heures par an.
- La valeur de récupération du moteur diesel était supposée être de 20% du coût en capital du moteur.
- Le taux d'actualisation a été supposé être de 10%
- Le barème des prix d'énergie électrique et de l'année 2016.

V.1.2. Évaluation économique pour la pompe alimentée en électricité

Lors de l'évaluation économique de la pompe alimentée en électricité, l'agriculteur utilise la pompe 4 heures par jour; L'efficacité de la pompe est de 60% ; et la pompe est remplacée tous les 10 ans. Le même taux d'actualisation comme pour pompages PV a été supposé de 10%. Le coût de maintenance de la pompe est supposé de 10% du coût en capital par an et la valeur de récupération du moteur était supposée être un coût capital de 20% du moteur.

Coût de 5,2 CV Moteur avec son composant = 519 649,88 DA. Différents facteurs tels que le nombre total d'heures de fonctionnement annuelles (Td), la puissance nominale (Pd), le coût d'un kwh (Cf / litre) et de la consommation moyenne de l'électricité fd (kW/h) du moteur par heure sont utilisés pour déterminer la consommation annuelle de l'électricité AFCD donnée par:

$AFC_D = T_d * C_f * P_d * f_d$ ……5.1

Le nombre total d'heures de fonctionnement annuelles est calculé comme suit:

$T_d = \frac{g_{c*} I_S}{I_i}$ *Heure d'opération……5.2

Ou, g_c =Durée de la croissance totale des cultures = 105 jours

I_S =Saison d'irrigation par année = 2 saisons d'irrigation

I_i = Horaire d'intervalle d'irrigation maximal = 3 jours

V.1.3. Analyse des coûts du cycle de vie (LCCA) du système

L'analyse des coûts du cycle de vie est un processus d'évaluation de la performance économique d'un projet sur ses vies entières. LCCA équilibre l'investissement monétaire initial avec la dépense

à long terme de posséder et le fonctionnement du système. Il s'agit d'une méthode pour évaluer le coût total de la propriété de l'établissement. Il prend en compte tous Les coûts d'acquisition, de possession et d'élimination d'un système. Dans cette étude, la mise en œuvre de LCCA pour le système actuel (pompe électrique et diesel) envisagée pour le remplacer (PV Système de pompage) donne le coût total des trois - y compris toutes les dépenses engagées au cours de la durée de vie de systèmes. La source de pouvoir a un impact significatif sur l'analyse des coûts du cycle de vie de tout Système conçu pour pomper de l'eau. Outre le soleil qui est une source d'énergie disponible gratuitement charge. Le coût du cycle de vie des deux alternatives répertoriées dans ce projet peut être calculé selon la formule:

LCC = CC+MC+EC+RC-SC……..……5.3

CC = Le coût en capital d'un projet comprend la dépense d'immobilisation initiale pour l'équipement. Le système conception ingénierie et installation.

MC = coût d'entretien.
EC = Le coût énergétique d'un système est la somme du coût annuel du carburant.

RC = Le coût de remplacement est la somme de tous les coûts de remplacement des réparations et des La vie du système.

SC = La valeur de récupération d'un système est la valeur estimée qu'un actif réalisera lors de sa vente à la fin de sa vie utile. Pour analyser les coûts des deux systèmes. Les facteurs suivants doivent être pris en compte pour conclusion.

Sr.N°	Coûts (DA)	Unité du Coût	Système photovoltaïque	Moteur diesel	Moteur ELEC
1	Coût d'investissement initial et Exploitation (CII)	Da/20 ans	4 260 000.00	519 649,88	519 649,88
2	Coût d'entretien (MC	Da/20 ans	189 520.00	947 600.00	568 560.00
3	Coût de carburant (CE)	Da/20 ans	Aucun	16 932 188,4	2 080 000.00
4	Coût de remplacement (RC)	Da/20 ans	3 227 807.60	519 649,88	519 649,88
Coût total		Da/20 ans	7 677 327,60	18 919 087,16	3 119 868,32
5	Salvage Cost (SC)	Da/20 ans	964 087,60	947 60.00	56 856.00
Coût du cycle de vie (LCC)		Da/20 ans	6 713 240,00	18 824 327,16	3 063 012,32
Le cout annuel		**DA/an**	**335 662.00**	**941 216,358**	**153 150,61**

Tableau V-1: Comparaison des coûts du système par analyse du coût du cycle de vie (équation 5.3)

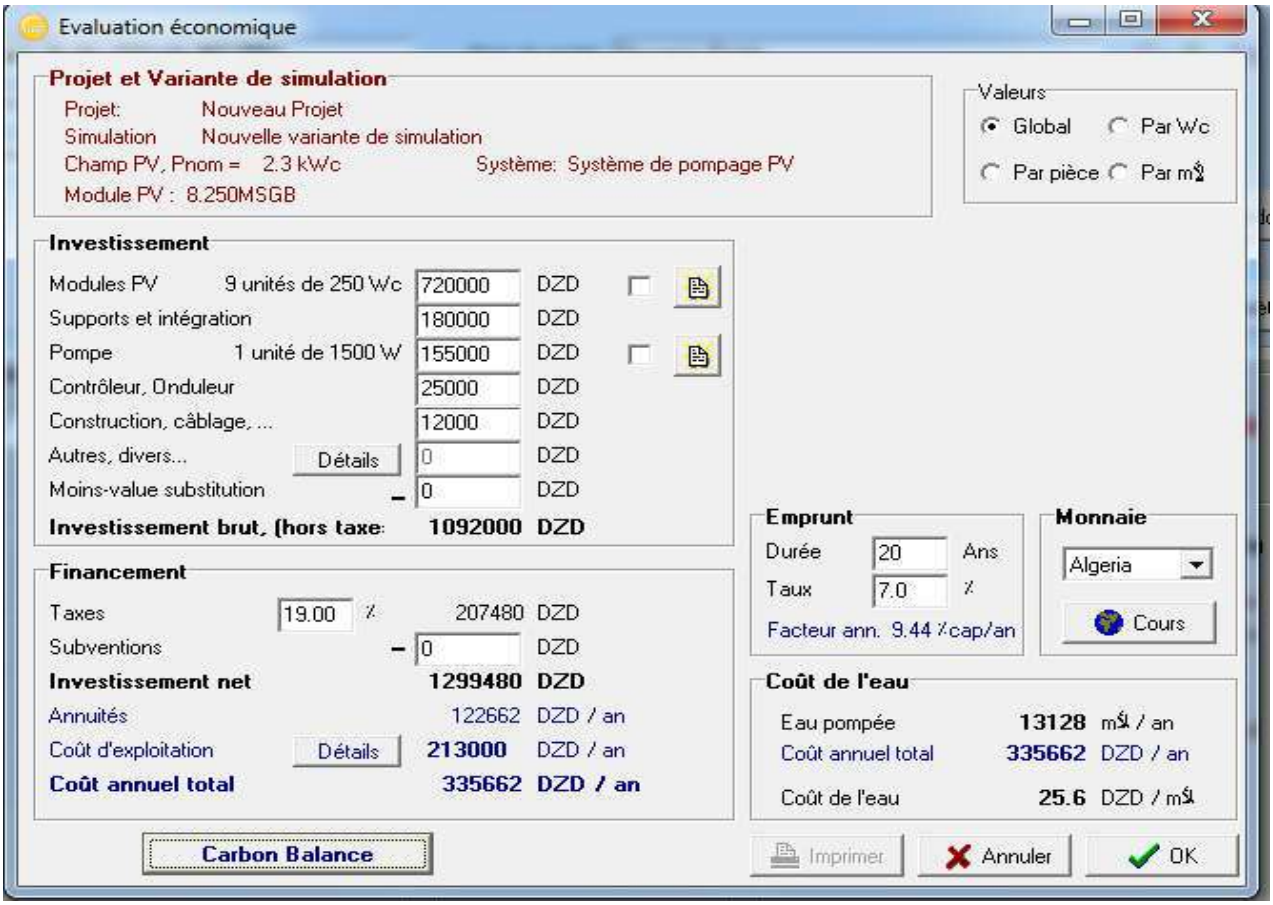


Figure V-1: évaluation économique PV système

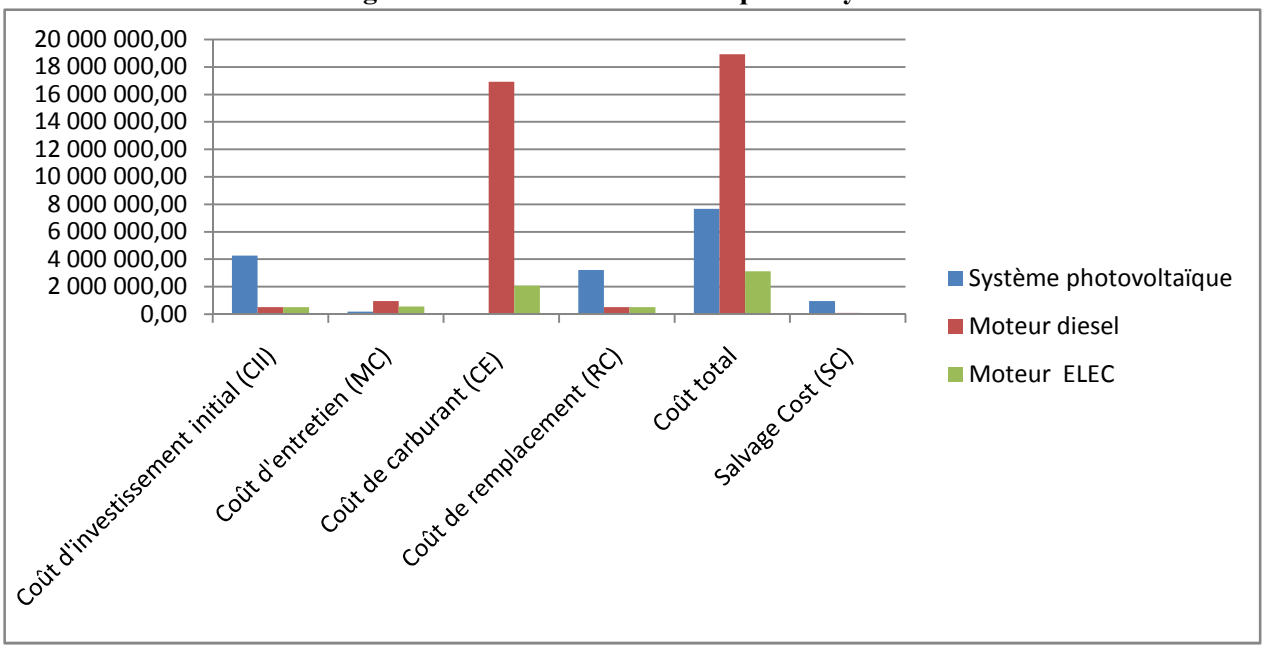


Figure V-2: Comparaison des valeurs actuelles des différents coûts sur le cycle de vie des systèmes 20 ans

Comme le montre la figure 5-2 ci-dessus. Le système de pompage PV a un coût initial plus élevé que celui du diesel et électricité mais son coût récurrent a diminué par rapport à son coût actuel. La comparaison des coûts du cycle de vie des deux systèmes a également le coût d'exploitation et

d'entretien et le coût du carburant sont plus élevés pour le système diesel et considérant que les prix des carburants sont en hausse. Ces chiffres pourraient continuer à augmenter. Le diagramme à barres La figure 4 ci-dessus montre que le coût du carburant du système diesel était vraiment élevé par rapport au PV Système

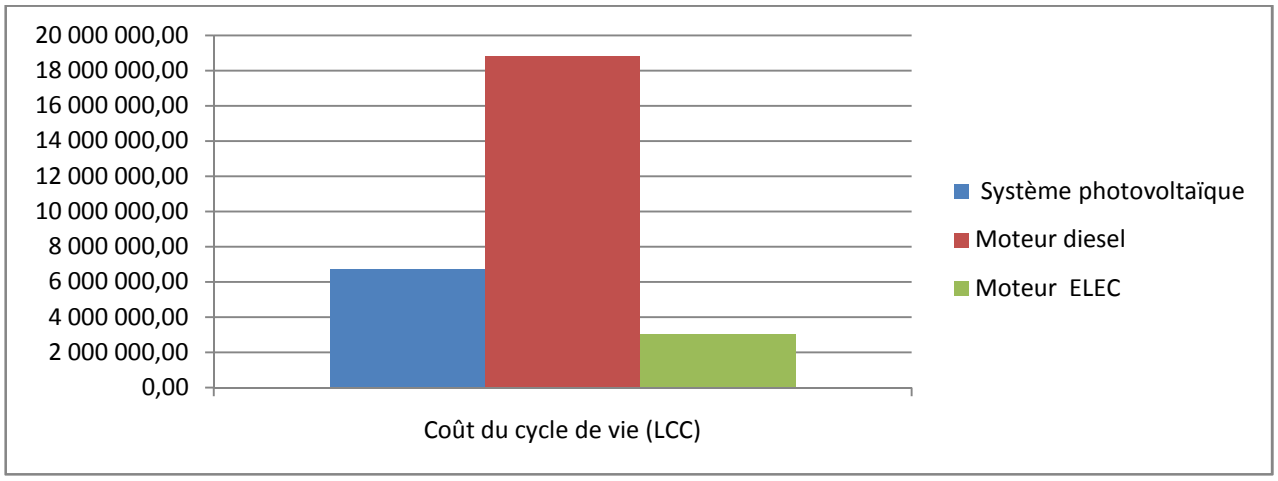


Figure V-3: Comparaison des valeurs du coût total sur le cycle de vie des systèmes (20 ans)

Le coût d'investissement initial et le coût du cycle de vie pour les trois systèmes dans la figure 5-3 ci-dessous.

- le cout de Léau pour les trios système

	Système PV	Moteur diesel	Moteur ELEC
Cout de Léau	25 DA /M^3	71.69 DA /M^3	11 DA /M^3

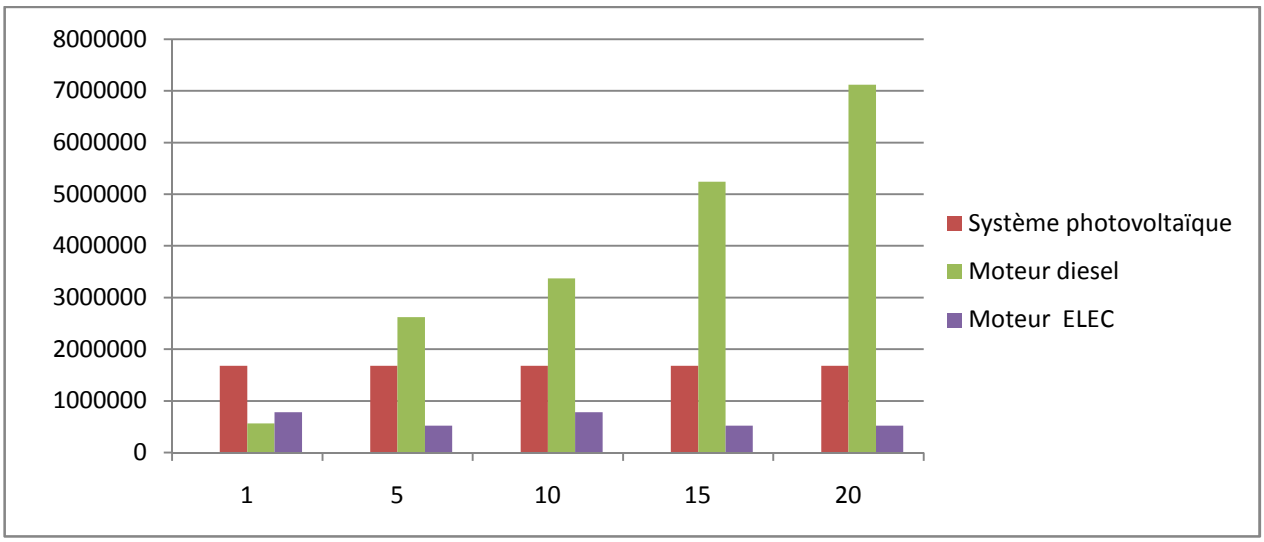


Figure V-4: Variation des LCC des différents systèmes entre la 01 et 20 années

La figure 5-2 présente la variation des LCC pour les systèmes pompage (PV ,diesel et ELEC) électricité sur 20 ans .En première année Le coût d'exploitation et d'entretien et les coûts de carburant et le faible prix du diesel ont rendu le système PV inabordable par rapport au système diesel (Les prix des modules photovoltaïques élevés).

Le système PV ne pourrait toujours pas concurrencer le diesel au cours de la cinquième année. Mais des plus petits le PV a commencé à être plus compétitif après la cinquième année. L'écart des deux alternatives a été augmenté. Le LCC du système diesel sera jusqu'à trois fois le LCC du système PV. Mais le système relier au réseau électrique t et le meilleur en cas de branchement simple de 380v.

V.2. Analyse environnementale.

V.2.1. Évaluation des émissions de CO_2 des systèmes

La principale cause du réchauffement climatique est l'émission de CO_2 provenant de différentes sources d'énergie. La quantité de CO_2 émise varie en fonction de l'énergie produite et de la technologie utilisée pour conversion. Le calcul des émissions de CO_2 a été effectué en tenant compte des diesels utilisés pour pomper irrigation. L'émission de CO_2 des diesel a été obtenue par an et elle est équivalente à 1.500 kg d'émissions de CO_2.Les émissions de CO_2 rejetées et leurs réductions correspondantes lorsque les diesel sont entièrement les PVWP ont été calculés et résumés dans le tableau 5-2.

Une quantité de 1500 kg d'émissions de CO_2 est économisée chaque année lorsque des PVWP sont utilisés à la place du diesel.

V.2.2. Emissions Différents polluants

Tableau V-2: Différents polluants émis par le moteur diesel

Polluant	Emissions (kg / an)	Émissions (kg / durée de vie)
Gaz carbonique	1.500	30.000
Monoxyde de carbone	9.96	199.2
Hydrocarbures non brûlés	1.1	22
Affaire particulière	0.751	15.02
Le dioxyde de soufre	8.1	162
Oxydes d'azote	88.9	1778

Le tableau montre que la quantité de dioxyde de carbone émise par le moteur diesel est très élevée et est également la cause principale du réchauffement climatique

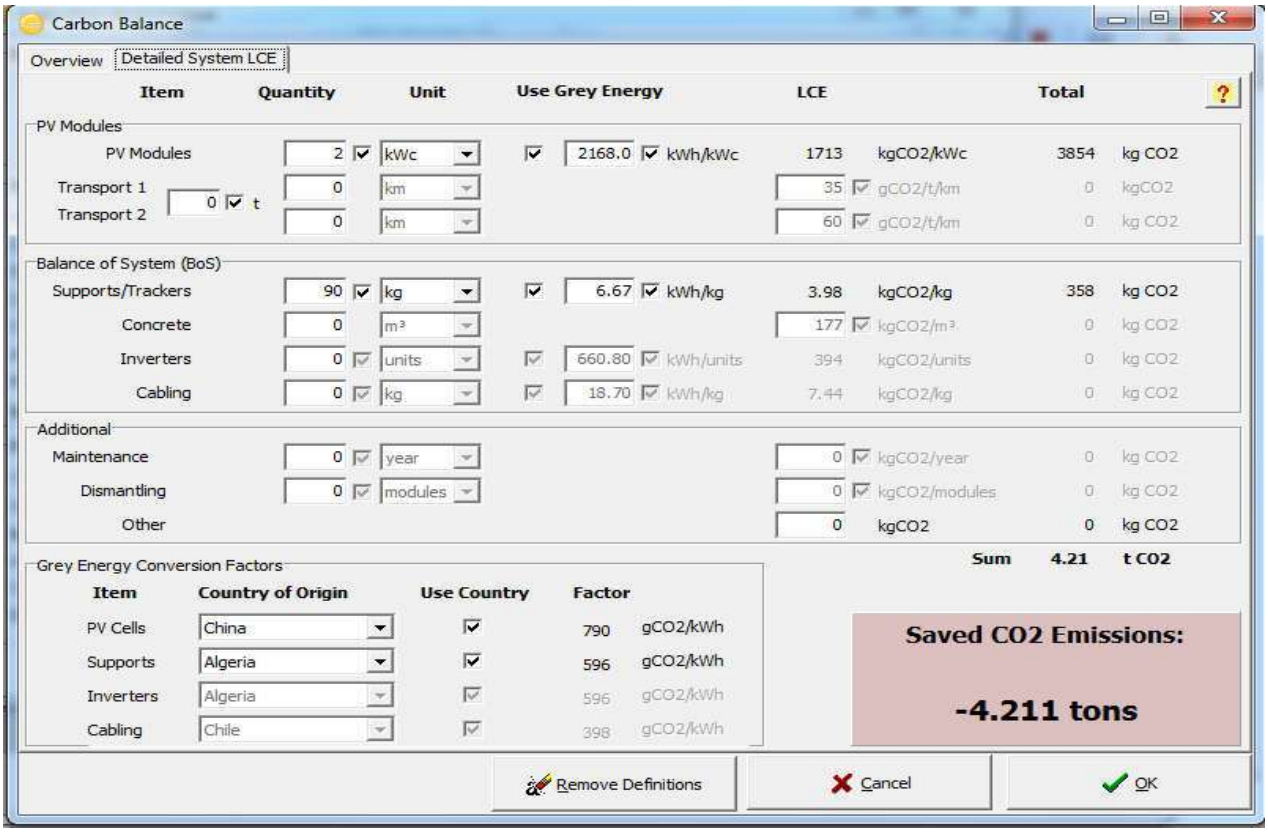


Figure V-5: Émissions de CO_2 du système pompage PV

Le pompage de l'eau est lune des utilisations les plus simples et les plus appropriées pour le photovoltaïque. De la culture d'irrigation à des fins domestiques, les systèmes de pompage photovoltaïque répondent à une Vaste gamme de besoins en eau. La plupart de ces systèmes ont l'avantage supplémentaire de stocker de l'eau pour utiliser lorsque l'absence du soleil.

V.3 Conclusion:

L'exploitation des potentiels énergétiques (solaire) pour la production de l'électricité s'avère être rentable dans les régions peu peuplées isolées et enclavées, là ou l'extension électrique conventionnelle serait impossible et onéreuse.

Sur la base de la production prévue à vie du système. le coût équivalent de l'eau pour PV et 25.6 da /m^3, diesel 71.69 da / m^3 et de 11 da / m^3 pour moteur raccorder au réseau.

Nous constater que l'énergie solaire est un choix économique (par rapport au diesel). Une puissance solaire du Système de pompage coûte généralement plus initialement que le générateur diesel, nécessite moins d'entretien et de travail sur 10 ans.

Conclusion générale

En l'absence des eaux de surface, les eaux souterraines localisées dans les couches aquifères semblent être la seule alternative à ce dilemme, mais difficile d'accès au pompage manuel et animal. Le pompage d'eau mécanisé devient la seule alternative fiable pour soulever l'eau à une certaine profondeur. Compte tenu de l'importance de l'ensoleillement, les systèmes de pompage d'eau par énergie solaire photovoltaïque (PV) incluant des groupes motopompes peuvent substituer partiellement ou en totalité (en fonction des besoins et de la caractéristique de la source d'eau) les systèmes de pompage alimenté par les groupes électrogènes de faibles puissance.

Ce projet a porté sur l'étude et la de simulation des systèmes de pompage PV, Les conclusions suivantes ont été tirées:

- le système de pompage PV peut substituer le réseau électrique et assure une continuité dans le flux d'eau pour l'irrigation.
- le système PV reste un investissement très couteux par rapport au réseau électrique. Le système PV est donc plus économique dans les régions isolée d'énergie là ou l'extension électrique conventionnelle serait impossible et onéreuse.
- Toutes les comparaisons de coûts montrent que le système de pompage d'eau PV est plus rentable que le Système de pompage d'eau fonctionnant en moteur diesel;
- L'application de pompage PV au lieu de pompage diesel. entraîne une réduction annuelle des missions de CO_2.
- L'énergie solaire photovoltaïque est plus fiable pour l'irrigation à petite échelle pour toutes les régions d'ALGERIE. Cela est dû au fait que l'énergie solaire est en phase avec la demande d'eau pour irriguer les cultures. Deuxièmement; L'ALGERIE dispose d'une abondante offre d'énergie solaire tout au long de l'année. Surtout dans les périodes d'irrigation. c'est-à-dire d'avril à octobre. Le rayonnement du site est d'environ 5.2 Kwh / m2 ce qui est très prometteur pour l'utilisation de PV solaire;
- Sur la base de la production prévue à vie du système. le coût équivalent de l'eau pour PV et 25.6da /m^3, diesel 71.69 da / m^3 et de 11 da / m^3 pour moteur raccorder au réseau.

[1] **A**. Had jArab , M.Benghenem et A.Gharbi, «Dimensionnement de système de pompage photovoltaïque » Rev.Energ.Ren.vol 8.pp19-26,2005.

[2] re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest..php.map.php.

[3] **M**.Angel Cid Pastor « conception et réalisation de modules photovoltaïques électroniques », thèse présentée en vue de doctorat, l'institut national des sciences appliquées de Toulouse, septembre 2006.

[4] Zarour « Etude et simulation d'un système de pompage photovoltaïque, optimisation de la conversion d'énergie », Mémoire de magister en électrotechnique, université Mentouri de Constantine, 2005.

[5] **L**.Kemmouche, « Modèle de fonctionnement d'une station solaire photovoltaïque, en prévision de panne », mémoire de magistère, université de Constantine, année 2002.

[6] **R**. Maouedj et B. Benyoucef - Unité de recherche des matériaux et énergies renouvelables (URMER) Faculté des Sciences, Université Abou Bekr Belkaïd

[7] M. Boulkamh, « Contribution à l'étude, la simulation et l'analyse des pompes accostées par l'énergie solaire », Mémoire de Magistère, Université Mentourie de Constantine, 2008.

[8] « Analyse de projets d'installation photovoltaïques », RETScreen International.

[9] M. Dahbi « Etude et optimisation d'une installation Hibride PV-Eolienne Autonome », mémoire de magister, option physique énergétique 2007.

[10] M. Gapderou, « Atlas Solaire de L'Algérie », Tomel,2, OPU 1983.

[11] Newsletter n°13- Avril 2011 sonelgaz

[12] M. L. LOUAZENE1, D. KORICHI2, B. AZOUI3 «Dimensionnement d'un Système de Pompage Photovoltaïque» Application sur le Site de Ouargla The INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRONICS

[13] IV. ROYER, J., *Fiches de dimensionnement d'une pompe solaire*, Solener inc., Québec, Canada, 1995.

[14] Abdulbasit Nasir «Design, Simulation and Analysis of Photovoltaic Water Pumping System for Irrigation of a Potato Farm at Gerenbo»oct 2016

[15] Manuel de sélection des pompes-Carson Ca. 2011

[16] www.engineeringtoll.com

[17] Salaheddine MANSOUR PHYSIQUE ENERGETQUE ET MATERIAUX de master, option physique énergétique 2014

[18] **J**. Royer T. Djiako, E. Schiller, B. Sada Sy ″Le Pompage Photovoltaïque ″ Manuel de cours à l'intention des ingénieurs et des techniciens, IEPF/Université d'Ottawa/EIER/CREPA.

[19] R. Maouedj »application de l'énergie photovoltaïque au pompage hydraulique sur les sites de Tlemcen et de Bouzareah », Mémoire de Magister, Université de Abou Bekr Belkaïd,Tlemcen, 2005

[20] Étude du système de pompage de l'eau solaire photovoltaïque pour l'irrigation des cultures horticoles. Er. P.D.Narale. Dr N.S.Rathore. S.Kothari. décembre. 2013

Annexe A Caractéristiques du Soleil

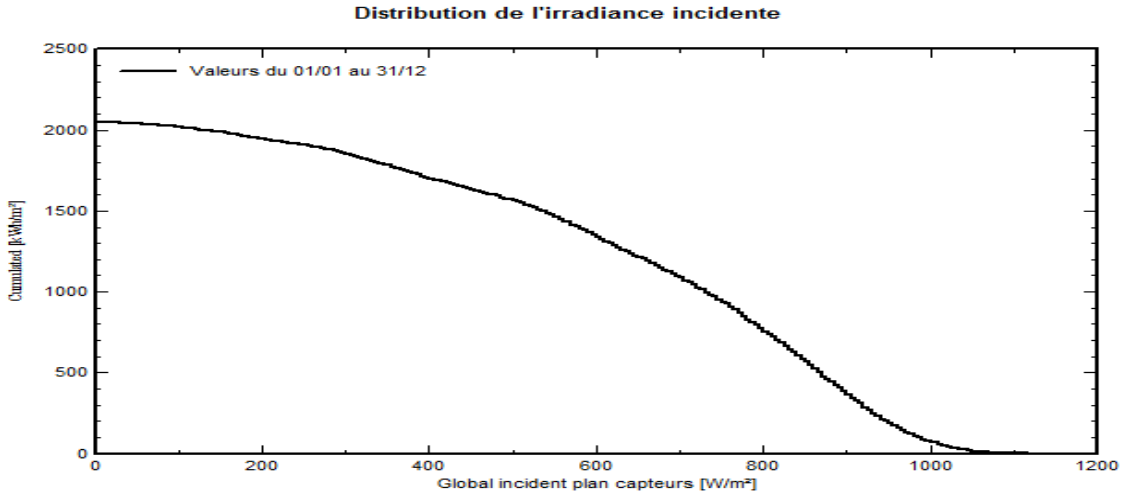
Données Observées	
Demis grand axe de l'orbite de terre (1ua)	149 597 870 km²
Magnitude apparente	-26.74
Magnitude absolue	4.83

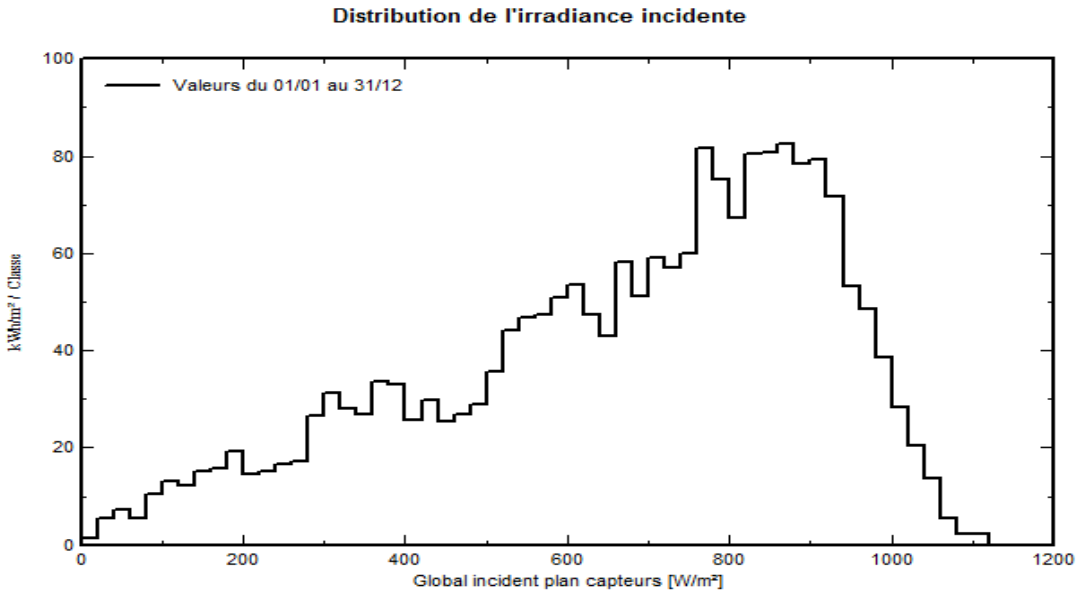
Caractéristique orbitales	
Distance du centre de la voie lactée	2.50 X 10^{17} km (8 700 pc)
Période galactique	2.26 x 10^{8} années
vitesse	217 km/s

Caractéristique phasiques		
Diamètre moyen		1 392 684 km²
Rayon équatorial		696 342 km²
Circonférences équatorial		4.379 x$10^{6} km^{4}$
Aplatissement aux pôles		9x10^{-6}
Surface (M)		6.0877 x10^{12} km^{24}
Volume		1.412 x 10^{18} km^{34}
masse (m)		1.9891 x 10^{30} kg^{2}
masse volumique moyenne		1.408 kg- m^{-34}
masse volumique au centre		150 000 kg- m^{-3}
Gravité a la libération		273.95 $m - s^{-2}$
Vitesse de libération		617.54 KM/s^{5}
Au centre		15.1 MK
Température	A la surface	5 750 K
	couronne [6]	5 MK
Flux énergétiques		3.826 X10^{26} W
Type spectral		G2-V^{2}
métal licité		Z = 0.0122²

Rotation		
Inclinaison de l'axe	écliptique	7.25°
	Plan galaxie	67.23°
vitesse, latitude 0		7 008.17 kg- h^{-1}
Période de rotation	Latitude 0°	24 J
	Latitude 30°	28 J
	Latitude 60°	30.5 J
	Latitude 75°	31.5 J
	moyenne	27.28 J

composition photosphérique (en masse)	
Hydrogène	73.46 %
Hélium	24.85 %
Oxygène	0.77 %
carbone	0.29 %
Fer	0.16 %
Néon	0.12 %
Azote	0.09 %
Silicium	0.07 %
Magnésium	0.05 %
soufre	0.04 %


Distribution de l'irradiance incidente
Valeurs du 01/01 au 31/12
Cumulated [kWh/m²]
2500
2000
1500
1000
500
0
0
200
400
600
800
1000
1200
Global incident plan capteurs [W/m²]


Distribution de l'irradiance incidente
Valeurs du 01/01 au 31/12
kWh/m² / Classe
100
80
60
40
20
0
0
200
400
600
800
1000
1200
Global incident plan capteurs [W/m²]

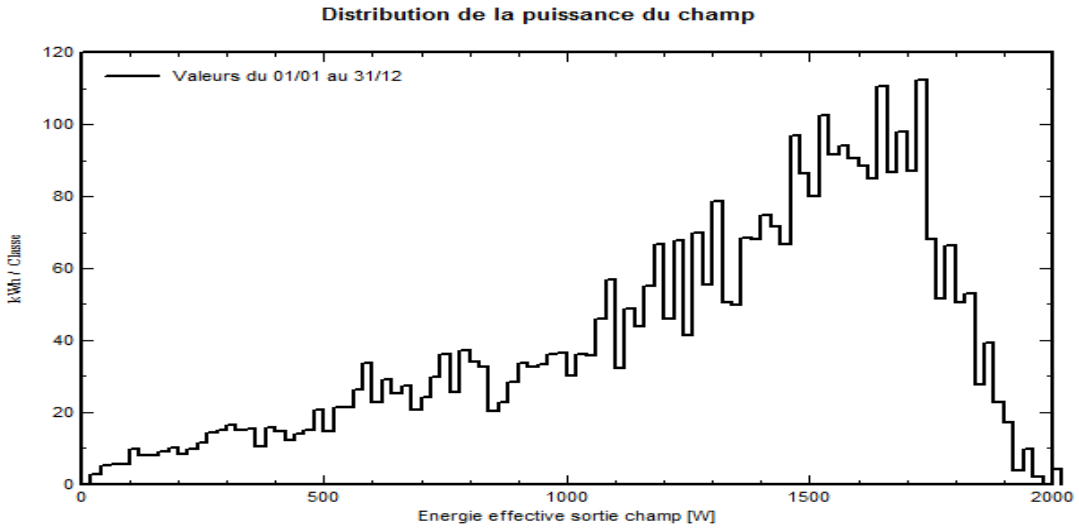
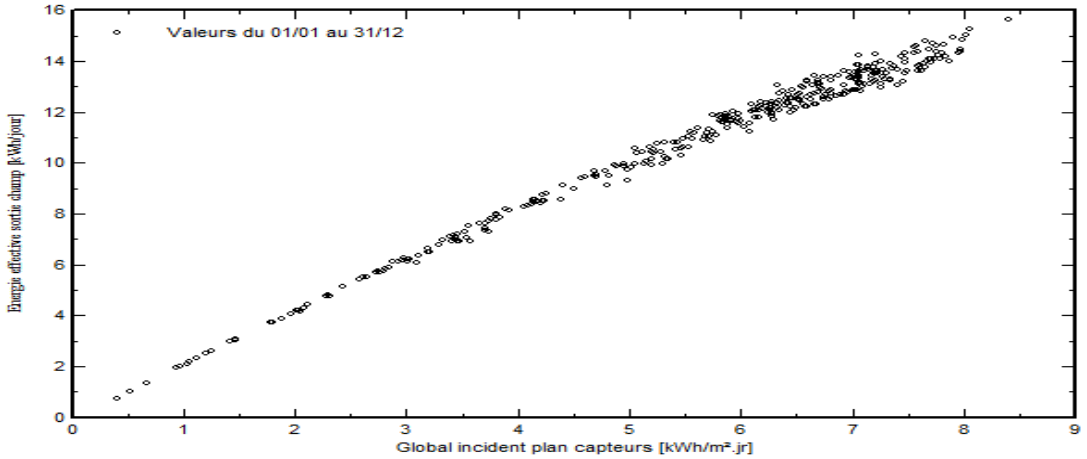
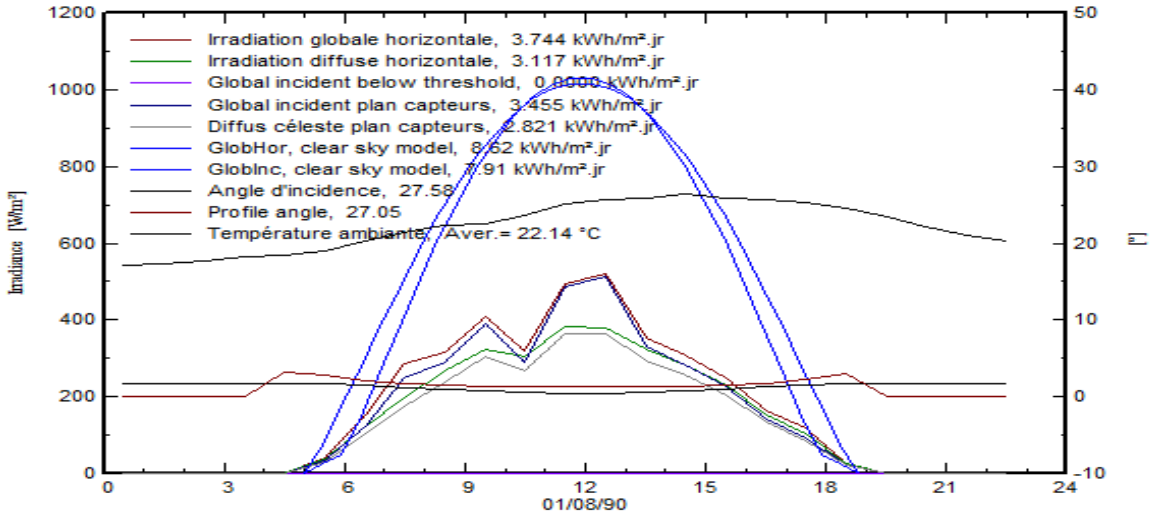

Distribution de la puissance du champ
Valeurs du 01/01 au 31/12
kWh / Classe
120
100
80
60
40
20
0
0
500
1000
1500
2000
Energie effective sortie champ [W]

Diagramme d'entrée/sortie journalier



Simul. variant: Nouvelle variante de simulation



Nouvelle variante de simulation

Bilans et résultats principaux

	GlobEff kWh/m²	EArrMPP kWh	E PmpOp kWh	ETkFull kWh	H Pump mCE	WPumped m³/jour	W Used m³/jour	W Miss m³/jour
Janvier	133.8	281.3	159.4	107.7	29.20	24.35	20.59	0.000
Février	139.5	287.6	163.0	110.7	29.47	26.04	26.56	0.000
Mars	177.1	357.7	209.2	127.5	29.83	29.42	30.56	0.000
Avril	179.6	359.8	197.2	142.4	29.64	28.70	29.83	0.000
Mai	184.3	367.1	252.1	92.8	29.76	38.97	37.46	0.000
Juin	188.6	369.2	275.6	72.1	29.99	43.50	42.55	0.000
Juillet	198.5	380.6	318.9	39.4	30.10	47.81	47.27	0.000
Août	198.3	377.9	344.8	13.7	30.21	50.71	50.91	0.000
Septembre	184.3	356.6	299.9	40.7	30.09	45.50	45.46	0.000
Octobre	161.4	320.8	281.7	24.0	29.86	41.23	41.46	0.000
Novembre	126.7	258.1	210.2	34.0	29.54	31.43	33.67	0.000
Décembre	119.9	251.0	154.5	83.4	29.06	23.16	20.90	0.000
Année	1992.0	3967.8	2866.4	888.3	29.80	35.97	35.65	0.000

Nouvelle variante de simulation
Energie incident effective (Transpos., IAM, ombrages)

	GlobHor kWh/m²	GlobInc kWh/m²	GlobIAM kWh/m²	GlobEff kWh/m²	DiffEff kWh/m²
Janvier	79.7	137.0	133.8	133.8	33.42
Février	97.2	142.7	139.5	139.5	36.05
Mars	145.1	181.7	177.1	177.1	49.09
Avril	174.0	184.8	179.6	179.6	54.99
Mai	201.8	190.3	184.3	184.3	61.51
Juin	217.8	194.8	188.6	188.6	57.71
Juillet	225.1	205.1	198.5	198.5	56.69
Août	201.8	204.4	198.3	198.3	53.97
Septembre	160.2	189.3	184.3	184.3	48.08
Octobre	118.4	165.4	161.4	161.4	43.54
Novembre	80.7	129.6	126.7	126.7	33.69
Décembre	69.1	122.8	119.9	119.9	30.85
Année	1770.9	2048.1	1992.0	1992.0	559.60

Nouvelle variante de simulation
Facteurs optiques (Transpos., IAM, ombrages)

	GlobHor kWh/m²	GlobInc kWh/m²	FTransp	FIAMBm	FIAMGl	FIAMShd
Janvier	79.7	137.0	1.719	0.981	0.976	0.976
Février	97.2	142.7	1.468	0.984	0.978	0.978
Mars	145.1	181.7	1.253	0.980	0.975	0.975
Avril	174.0	184.8	1.062	0.977	0.972	0.972
Mai	201.8	190.3	0.943	0.972	0.969	0.969
Juin	217.8	194.8	0.895	0.971	0.968	0.968
Juillet	225.1	205.1	0.911	0.971	0.968	0.968
Août	201.8	204.4	1.013	0.974	0.971	0.971
Septembre	160.2	189.3	1.182	0.978	0.974	0.974
Octobre	118.4	165.4	1.397	0.981	0.976	0.976
Novembre	80.7	129.6	1.606	0.983	0.977	0.977
Décembre	69.1	122.8	1.778	0.982	0.976	0.976
Année	1770.9	2048.1	1.157	0.977	0.973	0.973

Nouvelle variante de simulation
Customised table

	AzSol °	BeamHor kWh/m²	T Amb °C	EArray kWh	U Pump V	I Pump Ah	P Effic %	W Used m³/jour
Janvier	95	53.299	11.20	280.1	0.0	0.0	0.00	20.59
Février	-161	66.696	11.60	286.8	0.0	0.0	0.00	26.56
Mars	-363	100.496	13.30	356.7	0.0	0.0	0.00	30.56
Avril	1187	119.406	15.30	359.3	0.0	0.0	0.00	29.83
Mai	-1655	136.387	18.60	366.7	0.0	0.0	0.00	37.46
Juin	307	155.405	22.90	369.1	0.0	0.0	0.00	42.55
Juillet	-710	164.618	25.70	380.6	0.0	0.0	0.00	47.27
Août	608	147.500	26.20	377.8	0.0	0.0	0.00	50.91
Septembre	-280	115.801	23.50	356.6	0.0	0.0	0.00	45.46
Octobre	112	80.616	20.10	320.5	0.0	0.0	0.00	41.46
Novembre	-238	52.505	15.70	257.8	0.0	0.0	0.00	33.67
Décembre	-179	44.289	12.60	250.0	0.0	0.0	0.00	20.90
Année	-1277	1237.018	18.10	3962.0	0.0	0.0	0.00	35.65