Université Dr Yahia Fares De MEDEA
Faculté des sciences et de la technologie
Département de Génie électrique

Mémoire de fin d'études pour l'obtention du diplôme de Master

Option : Energies Renouvelables En Électrotechnique

Thème

DIMENSIONNEMENT D'UN SYSTÈME DE POMPAGE PHOTOVOLTAÏQUE DESTINÉ À L'IRRIGATION AGRICOLE

Encadrer par :
DR, HASSANI Djamel
DR, FERRAI Ahmed

Réalisé par :
BEN SAADA Bachir
CHAHBOUNIA Missoum

Promotion 2021-2022

Remerciement

On remercie dieu le tout puissant de nous avoir donné la santé et la volonté d'entamer et de terminer ce mémoire.

Tout d'abord, ce travail ne serait pas aussi riche et n'aurait pas pu voir le jour sans l'aide et l'encadrement de monsieur HASSANI Djamel et monsieur FERRAI Ahmed, on les remercient pour leurs qualités d'encadrements exceptionnels, pour leurs patiences, leurs rigueur et leurs disponibilités durant notre préparation de ce mémoire.

Nos remerciements s'adressent également à tous nos professeurs pour leurs générosités et la grande patience dont ils ont su faire preuve malgré leurs charges académiques et professionnelles.

Dédicace

Je dédie ce travail :

A mon cher regretté père (Rabi yarehmou) et ma mère ,mes frères et sœurs

pour leur patience, leur amour, leur soutien, et leur encouragement et sacrifices.

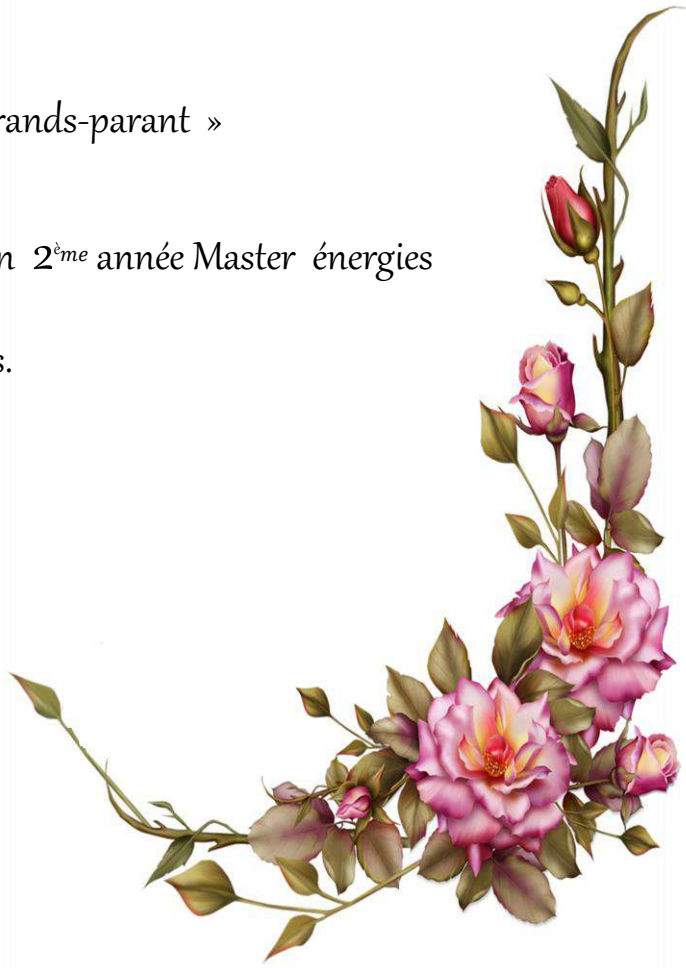
A ma femme qui ma soutenue durant tout mon travail et a mes chers enfants

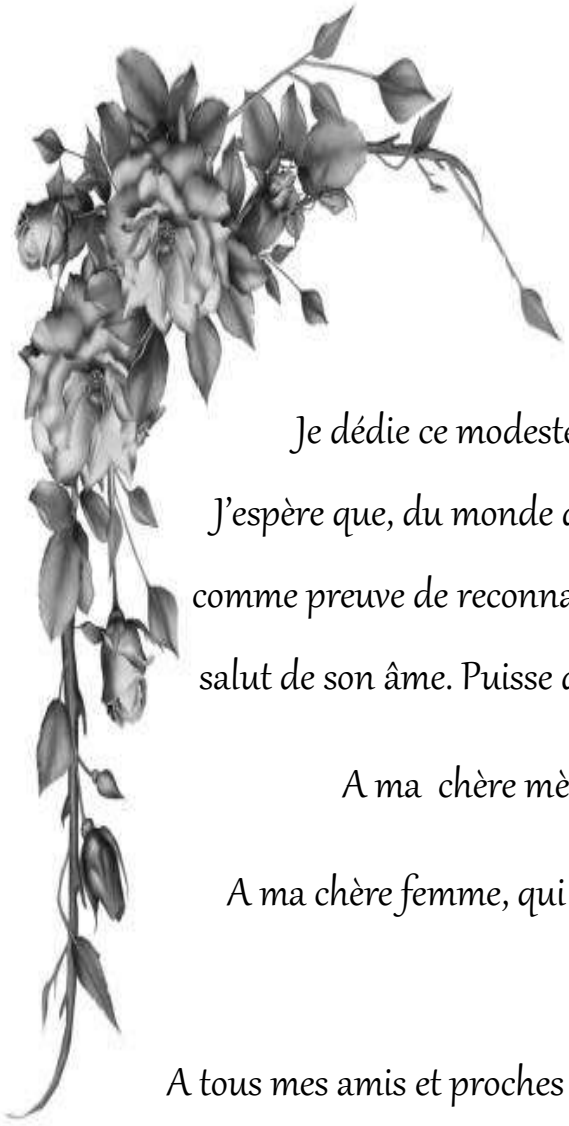
je n'oublie pas « Mes grands-parant »

A tous mes amis et à A toute la promotion 2ème année Master énergies

renouvelables.

Bachir





Dédicace

Je dédie ce modeste travail à la mémoire de mon père disparu trop tôt. J'espère que, du monde qui est sien maintenant, il apprécie cet humble geste comme preuve de reconnaissance de la part d'un fils qui a toujours prié pour le salut de son âme. Puisse dieu, le tout puissant, l'avoir en sa sainte miséricorde.

A ma chère mère, que dieu la protège, mes frères et sœurs.

A ma chère femme, qui m'a tant soutenue sans oublier tous mes adorables enfants.

A tous mes amis et proches sans oublier toute la promo de deuxième année master option énergies renouvelables.

MISSOUM

Sommaire

Introduction générale

Introduction générale……(1)

Chapitre I :

Généralités sur les systèmes Photovoltaïques autonomes

Introduction……...(3)
I.1. Description des systèmes photovoltaïques .....(3)
I.2. Générateur photovoltaïque GPV.....(3)
I.2.1. Effet photovoltaïque.....(3)
I.2.2. Cellule photovoltaïque.....(4)
I.2.3. Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque……....(5)
I.2.4. Type des cellules photovoltaïques.....(5)
I.2.5.Rendement des cellules photovoltaïques : ..... (6)
I.2.6 Caractéristiques électriques d'une cellule photovoltaïque……..(7)
I.2.7 Modules photovoltaïques.....(8)
I.2.8. Caractéristiques d'un module .....(10)
I.3. L'unité de stockage.....(11)
I.3.1. Batteries d'accumulateurs.....(11)
I.4. Régulateurs.....(11)
I.4.1 Principe de fonctionnement des régulateurs .....(11)
I.4.2 Régulateur parallèle.....(12)
I.4.3 Régulateur série.....(13)
I.4.4 Choix du régulateur solaire ..... (14)
I.5. Convertisseur Continu-Alternatif (Onduleur) .....(14)
I.6. Convertisseur DC/DC .....(15)
I.7. Charge (utilisateurs) : .....(16)
I.8. Protection d'un système photovoltaïque : .....(16)
I.8.1 Le GPV: .....(16)
I.8.2 Les batteries: ..... (17)
I.8.3 Le régulateur de charge : ..... (17)
I.8.4 L'onduleur : ..... (17)
I.8.5 Le câblage dans les deux cas (DC et AC) : ..... (17)
I.9. Maintenance..... (17)
I.10. Avantages et inconvénients d'une installation Photovoltaïque……(18)

I.10.1 Les avantages.....(18)
I.10.2 Les inconvénients.....(18)
I. 11. Les différents types de systèmes photovoltaïques autonomes……(19)
I.11.1. Systèmes autonomes sans batterie…….....(19)
I.11.2. Systèmes autonomes avec batterie……....(20)
Conclusion.....…(20)

Chapitre II :

Conception et étude des composants d'une installation de pompage photovoltaïque

Introduction……..…(21)
I II.1 Méthodes de pompages ..... (21)
I II.1.1 Pompage « au fil du soleil » ..... (21)
II.1.2 Pompage avec batteries ..... (22)
II.2. Notions hydrauliques..... (23)
II.2.1. Le débit Q……(23)
II.2.2.La hauteur manométrique totale .....(23)
II.2.3.Niveau statique.....(25)
II.2.4.Niveau dynamique……..(25)
II.2.5 Rabattement……(25)
II.2.6. Calcul de l'énergie quotidienne requise……..(25)
II.3. Analyse des besoins et des conditions d'exploitation……(26)
II.3.1. Estimation des besoins en eau……..(26)
II.3.2. Disponibilité de l'eau……(27)
II.4. Les composants d'un système de pompage PV…….(28)
II.4.1. Le générateur photovoltaïque……(29)
II.4.2. Le groupe électropompe……..(29)
II.4.2.1. Les pompes……(29)
II.4.2. 2. Les moteurs électriques……...(30)
II.4.3 L'électronique de commande et de contrôle……..(32)
II.4.4. La partie stockage……....(35)
II.5.Rendement du groupe Motopompe – Générateur PV…….(36)
II.6.Couplage générateur PV– Groupe de pompage…….. (37)
Conclusion…….(38)

Chapitre III :

Dimensionnement et Simulation du pompage photovoltaïque autonome par logiciel PVsyst

Introduction……(39)
III.1.Dimensionnement du système photovoltaïque…….....(39)
III.2. Dimensionnement des stations de pompage solaire……...(39)
III.3.Logiciel de simulation……....(40)
III.4. Présentation de PVsyst……...(40)
III.5.Fiche de dimensionnement des conditions du site d'Ain Ouksir……(41)
III.5.1.Renseignement de la charge……..(41)
III.5.2. Données géographique……...(42)
III.5.3. Coordonnée géographique……(43)
III.5.4. Données météorologiques……..(44)
III.5.5. Conception du projet……(45)
III.6. Simulation d'un system de pompage PV avec le logiciel PVsyst……..(47)
III.7. Les étapes de conception d'un système de pompage PV……...(47)
III.7.1.Orientation des modules PV…… (47)
III.7.2.Définition d'un profil de l'horizon……(49)
III.7.3.La définition des besoins de l'utilisateur……(49)
III.7.4.Calcul de l'énergie hydraulique annuelle par PVSYST……..……. (51)
III.7.5.Le choix de stratégie du contrôle……..….(51)
III.7.6. Résultats du système de pompage PV……..…(54)
Conclusion……..…(69)

Conclusion générale

Conclusion générale……..……(70)

Bibliographies

Bibliographies……...……..(72)

Annexes

Annexe I . Fiches de dimensionnement……..…(75)

Annexe II .Fiche d'identité d'une station de pompage solaire……..(79)

Annexe III .Réception provisoire d'une station de pompage solaire……(81)

Annexe IV. Fiche de visite de maintenance……..(85)

Annexe V. Influence de la température sur le module PV……..(86)

Annexe VI. Influence de l'irradiance incidente sur le module PV……(88)

Annexe VII. Potentiel solaire en ALGERIE…….…….(90)

Résumé

Résumé……...(92)

Liste des figures

Figure I.1: Schéma synoptique d'un système photovoltaïque autonome…….(3)
Figure I.2: Schéma équivalent de cellule PV. ..... (4)
Figure I.3 : Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque……(5)
Figure I.4 : Type des cellules photovoltaïques ..... (6)
Figure I.5 : Caractéristique puissance - tension & courant- tension de la cellule PV……(8)
Figure I.6 : Caractéristiques résultantes d'un groupement de Ns cellules en série……(9)
Figure I.7 : Caractéristiques résultant d'un groupement de Np cellules en parallèle.....(10)
Figure I.8: Schéma de principe d'un régulateur de charge. ..... (12)
Figure I.9: Régulateur parallèle..... (13)
Figure I.10 : Régulateur série ..... (14)
Figure I.11: Onduleur..... (15)
Figure I.12 : Convertisseur DC/DC ..... (15)
Figure I.13 Schématisation d'un GPV élémentaire avec diodes by-pass et diode anti-retour……(16)
Figure I.14 : Systèmes autonomes sans batterie……(19)
Figure I.15 : Systèmes autonomes avec batterie……(20)
Figure II. 1 : Schéma synoptique simplifié de Pompage PV…….(22)
Figure II. 2 : Pompage photovoltaïque avec stockage d'énergie……(22)
Figure II.3 : Données de base d'une pompe……..(24)
Figure II.4: Schéma synoptique simplifié de Pompage PV……(28)
Figure II.5: Groupe motopompe……(30)
Figure II.6: Moteur électrique……(30)
Figure II.7 : Diagramme du pompage PV par motopompe à CC……(31)
Figure II.8 : Diagramme du pompage PV par motopompe à AC……(32)
Figure II.9 : Adaptation de la charge en modifiant le point de fonctionnement du champ PV…….(33)
Figure II.10 : Courbe d'ondes de sortie d'un onduleur de pompage…….(35)
Figure II.11 : Caractéristiques du débit pour le pompage au fil du soleil et avec batterie……(36)
Figure II.11 : Rendement instantané d'une pompe centrifuge immergée en fonction de la HMT…(37)
Figure III.1: menu principal de logiciel PVsyst……..(41)
Figure III.2: Site géographique de Ain Ouksir –Chellallet El Adhaoura –Médéa……...(42)
Figure III.3: coordonnée géographique de Ain Ouksir –Chellallet El Adhaoura –Médéa……...(43)
Figure III.4: Paramètres climatique de Ain Ouksir –Chellallet El Adhaoura –Médéa…….(44).
Figure III.5: Conception du projet……(46)
Figure III.6: Simulation d'un système de pompage PV……(47)
Figure III.7 : angle d'orientation……..(48)
Figure III.8 : Diagramme des trajectoires du soleil de Ain Ouksir……..(49)

Liste des figures

Figure III.9: Circuit hydraulique de pompage……..(50)
Figure III.10: Définition des besoins d'eau et pression……(51)
Figure III.11 : Définition pompe……(52)
Figure III.12 : Conception du sous-champ……(53)
Figure III.13 : Résultats du système de pompage PV……(54)
Figure III.14 : Caractéristiques du Module PV……(55)
Figure III.15 : La puissance de pompe modèle Watermax OA……(56)
Figure III.16 : Seuils de courant et tension……(56)
Figure III.17: Energie incidente de référence dans le plan capteurs……(60)
Figure III.18: Productions normalisées (par kWp installé)……(61)
Figure III.19: Facteurs normalisés de production et de pertes…… (61)
Figure III.20: Indice de performance (PR)…….. (62)
Figure III.21: Distribution de l'irradiation incidente……(62)
Figure III.22: Queue de la distribution d'irradiation incidente……..(63)
Figure III.23: Température du Champ / Irradiance effective……(63)
Figure III.24: Diagramme d'entrée/sortie journalier……..(64)
Figure III.25: Energie journalière à la sortie du champ……(65)
Figure III.26: Débit en fonction de l'irradiance……(65)
Figure III.27: Débit en fonction de la puissance à la pompe……(66)
Figure III.28: Production d'eau journalière selon l'irradiation……..…(66)
Figure III.29: Distribution de la puissance du champ……(67)
Figure III.30: Diagramme des pertes…….. (68)

Liste des tableaux

Tableau I.1 : Les différents types des cellules avec leur rendement……(59)
Tableau III.1 : Renseignement de la charge……(41)
Tableau III .2 : Tableau des données géographique du site d'Ain Ouksir ……(42)
Tableau III.3 : Bilans et résultats principaux……(57)
Tableau III.4 : Energie incident effective (Transpos, IAM,ombrages)…… (57)
Tableau III.5 : Facteurs optiques (Transpos, IAM, Ombrages)……(58)
Tableau III.6 : Sommes horaires mensuelles pour E_PmpOp [kWh]…….. (58)
Tableau III.7 : Pertes dans le système de pompage……..(59)
Tableau III.8 : Pertes dans le système PV…….(59)
Tableau III.9 : Météo et Energie incidente……(60)

Introduction générale

Dans nos jours, il nous semble que personne ne peut s'en douter sur l'importance de l'eau et de l'énergie pour les besoins humains. Avec les avancés technologiques, le besoin en énergie ne cesse d'augmenter. Ce problème d'énergie est encore plus sensible dans les sites isolés où l'utilisation des ressources classiques s'avère souvent très coûteuse. En effet, plusieurs contraintes, comme le transport du combustible et les entretiens périodiques des moteurs diesels, rendent la recherche d'une source d'énergie alternative indispensable pour ce type de sites.

Les systèmes photovoltaïques semblent bien s'imposer comme moyen de conversion de l'énergie photovoltaïque en énergie électrique. Un tel système se compose d'un champ de modules et d'un ensemble de composants qui adaptent l'électricité produite par les modules aux spécifications des récepteurs.

L'énergie photovoltaïque issue de la conversion de l'énergie solaire souffre d'un problème d'optimisation, dû aux caractéristiques électriques non linéaires (courant - tension) des cellules photovoltaïques, Ces caractéristiques dépendent essentiellement des conditions climatiques de rayonnement et de température.

L'électricité photovoltaïque présente une option technique et économique intéressante pour des sites non raccordés au réseau de distribution centralisée. Lorsque les besoins à couvrir sont faibles où l'absence d'une maintenance lourde (diesel) constitue un avantage évident - les systèmes photovoltaïques trouvent leur pleine justification, en comparaison du service rendu.

Comme nous le savons, la plus grande partie de l'énergie consommée actuellement provient de l'utilisation des combustibles fossiles comme le pétrole, le charbon, le gaz naturel ou encore l'énergie nucléaire. Les études et les prévisions récentes nous alertent que l'utilisation massive de ces ressources conduira certainement à l'épuisement total de ces réserves. En plus, tout le monde est mondialement convaincu par le danger de ce processus sur l'environnement. A partir de ce constat, il a été nécessaire de chercher d'autres ressources d'énergie de remplacement. Les énergies renouvelables, comme l'énergie photovoltaïque, éolienne ou hydraulique, représentent une solution de remplacement par excellence et elles sont de plus en plus utilisées dans nos jours. Ce type d'énergie n'est pas seulement gratuit et inépuisable, mais aussi très propre pour l'environnement. D'ailleurs, on parle souvent d'une énergie «

verte », puisqu'elle permet d'éviter totalement la pollution produite par les sources traditionnelles.

Le pompage photovoltaïque se présente fondamentalement de deux façons selon qu'elle fonctionne avec ou sans batterie. Alors que cette première utilise une batterie pour stocker l'électricité produite par les modules, le pompage sans batterie, plus communément appelée « pompage au fil du soleil », utilise un réservoir pour stocker l'eau jusqu'au moment de son utilisation. Le pompage avec batterie permet de s'affranchir des aléas du soleil et des problèmes d'adaptation entre générateur photovoltaïque et motopompe. L'utilisation de batteries comporte davantage de composants qui influent sur la fiabilité et le coût global du système. Les batteries sont fragiles et sont souvent les premiers éléments qui auront besoin d'être changés. Elles nécessitent en outre un entretien constant et un contrôle rigoureux de leur charge et décharge. Les contrôleurs utilisés pour régulariser la charge et la décharge des batteries vieillissent rapidement et peuvent s'avérer non fiables. Les batteries introduisent également un certain degré de perte de rendement d'environ 20% à 30 % de la production d'énergie. Le pompage au fil du soleil permet d'avoir un système photovoltaïque plus simple, plus fiable et moins coûteux qu'un système avec batterie. Le stockage se fait de manière hydraulique, l'eau étant pompée, lorsqu'il y a suffisamment d'ensoleillement, dans un réservoir au-dessus du sol. Elle est ensuite distribuée par gravité au besoin. Le réservoir peut souvent être construit localement et la capacité de stockage peut varier d'un à plusieurs jours. Ce réservoir ne requiert pas un entretien complexe et est facile à réparer localement.

Dans notre travail, nous proposons l'étude et dimensionnement d'un pompage photovoltaïque autonome sans batterie destiné a l'irrigation d'un champ agricole situé dans la région d'Ain Ouksir- Daira de Chellalet el Adhaoura Wilaya de Médéa.

Le premier chapitre est destiné aux généralités sur l'énergie solaire et les systèmes Photovoltaïques.

Le deuxième chapitre sera consacré a la conception et l'étude des différant composants d'une installation de pompage photovoltaïque.

Dans Le troisième chapitre nous allons dimensionner et simulé par le logiciel PVSyst notre système de pompage photovoltaïque autonome par la méthode dite « au fil de soleil » Afin d'irriguer une exploitation agricole situé dans la région d'Ain Ouksir- Daira de Chellalet el Adhaoura Wilaya de Médéa.et enfin pour clôturé notre mémoire avec une conclusion générale.

Chapitre I
Généralités sur les systèmes Photovoltaïques autonomes

❖ Introduction

L'énergie photovoltaïque résulte de la transformation directe de la lumière du soleil en énergie électrique aux moyens des cellules généralement à base de silicium cristallin qui reste la filière la plus avancée sur le plan technologique et industriel, en effet le silicium et l'un des éléments les plus abondants sur terre sous forme de silice non toxique.

Le mot " photovoltaïque " vient de la grecque " photo " qui signifie lumière et de " voltaïque " qui tire son origine du nom d'un physicien italien Alessandro Volt (1754.1827) qui a beaucoup contribué à la découverte de l'électricité, alors le photovoltaïque signifie littérairement la ≪lumière électricité ≫ [1, 2].

I.1. Description des systèmes photovoltaïques :

Le système photovoltaïque se compose d'un champ de modules et d'un ensemble de composantes qui adaptent l'électricité produite par les modules aux spécifications des récepteurs. La figure suivante représente le schéma synoptique d'un système photovoltaïque autonome [3].

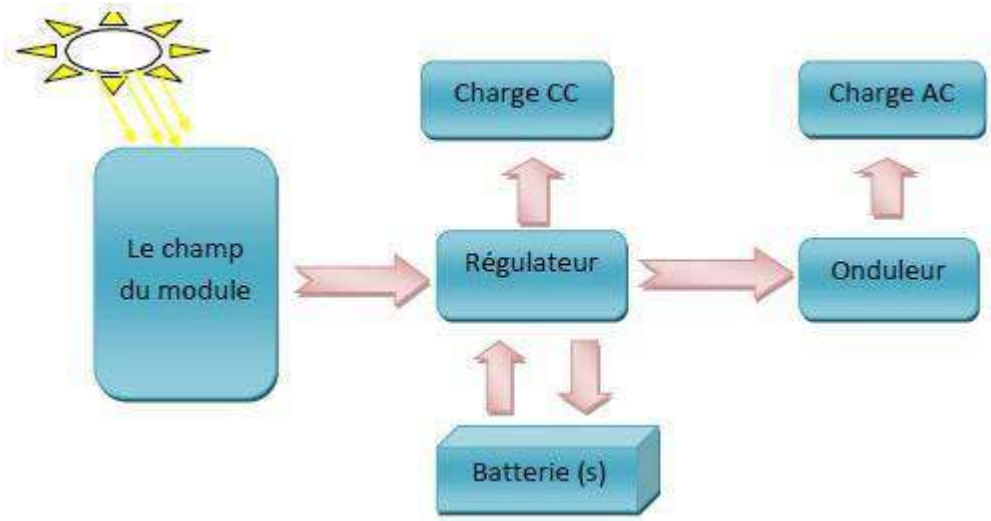


Figure I.1: Schéma synoptique d'un système photovoltaïque autonome

I.2. Générateur photovoltaïque GPV

I.2.1. Effet photovoltaïque

L'énergie photovoltaïque (PV) est la transformation directe de la lumière en électricité. A l'encontre de l'énergie solaire passive, qui utilise les éléments structuraux d'un bâtiment pour mieux le chauffer (ou le refroidir), et de l'énergie solaire active, qui utilise un caloporteur (liquide ou gazeux) pour transporter et stocker la chaleur du soleil (on pense au

chauffe-eau), l'énergie photovoltaïque n'est pas une forme d'énergie thermique. Elle utilise une cellule PV pour transformer directement l'énergie solaire en électricité.

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 États-Unis, parvinrent à fabriquer la première photopile, l'élément primaire d'un système photovoltaïque [4].

I.2.2. Cellule photovoltaïque

Les cellules photovoltaïques ou les plaques solaires sont des composants qui transforment directement la lumière solaire en électricité par un processus appelé « effet photovoltaïque» [5].

Elles sont réalisées à l'aide de matériaux semi-conducteurs, c'est à dire ayant des propriétés intermédiaires entre les conducteurs et les isolants.

La taille de chaque cellule va de quelques centimètres carrés jusqu' à 100 cm2 ou plus sa forme est circulaire, carrée ou dérivée des deux géométries.

Les cellules se branchent en série, ce qui permet aux électrons générés par une cellule d'être repris par la suivante. Le but est d'avoir une différence de potentiel normalement entre 6 et 24 V.la figure (I.2) suivante représente le schéma électrique d'une cellule photovoltaïque [6].

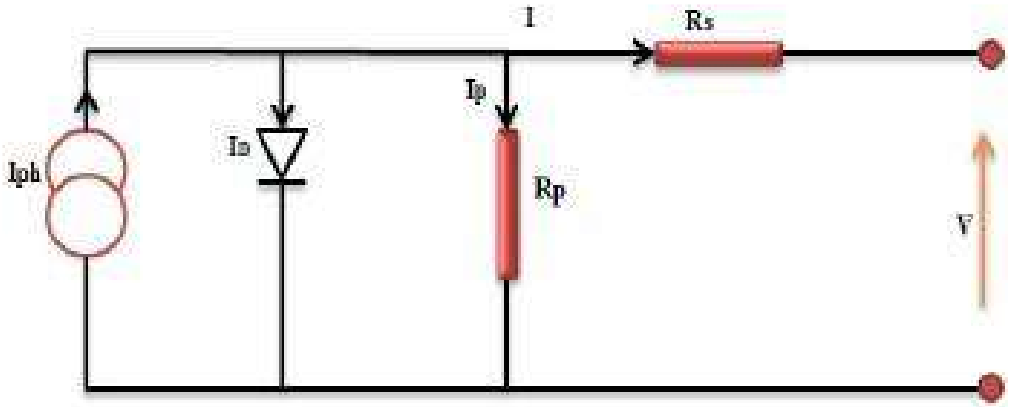


Figure I.2: Schéma équivalent de cellule PV.

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. La résistance shunt est due à un courant de fuite au niveau de la jonction [7].

I.2.3. Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque

La cellule solaire à semi-conducteur est un dispositif permettant de débiter un courant électrique dans une charge externe lorsque celui-ci est exposé à la lumière. Son fonctionnement se résume comme suit: Lorsque la cellule est exposée au rayonnement solaire, les photons d'énergie pénétrant dans la cellule solaire transmettent leur énergie aux atomes de la jonction. Si cette énergie est suffisamment élevée, elle peut faire passer les électrons de la bande de valence à la bande de conduction du matériau semi-conducteur ce gain d'énergie libère des électrons de ces atomes, et créer ainsi des paires ≪électron- trou≫. Les électrons (charges N) et les trous (charges P), sont alors maintenus séparés par un champ électrique qui constitue une barrière de potentiel Si une charge est placée aux bornes de la cellule, les électrons de la zone N [8].

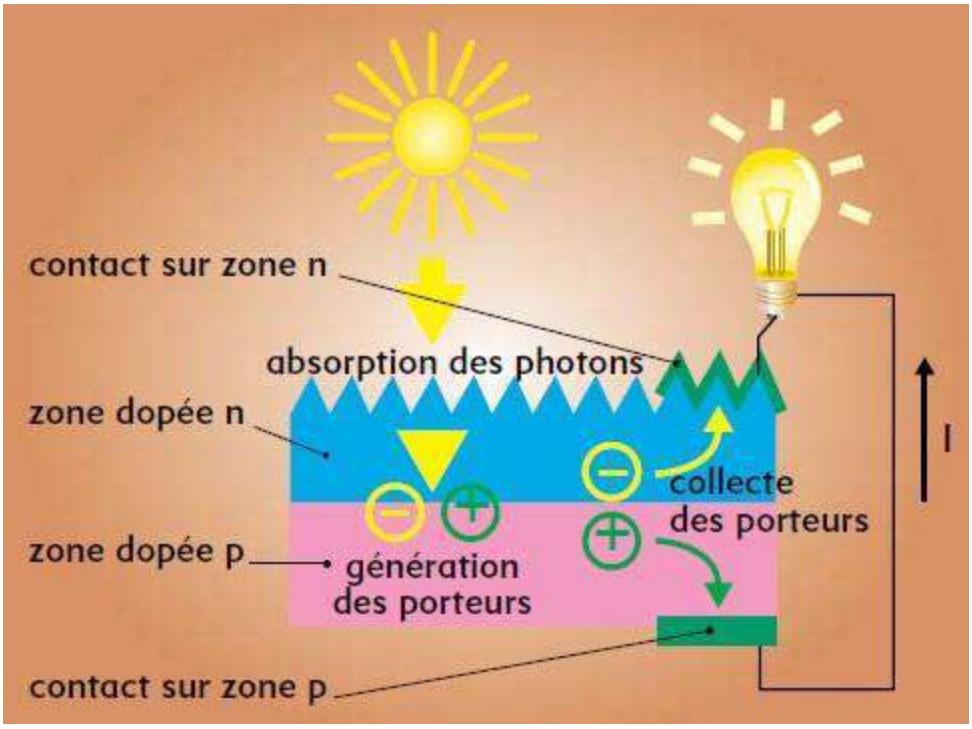


Figure I.3 : Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque

I.2.4. Type des cellules photovoltaïques

Il existe différents types de cellules solaires (ou cellules photovoltaïques), et chaque type de cellules a un rendement et un coût qui lui est propre. Cependant, quel que soit leur type, leur rendement reste assez faible: de 8 à 23% de l'énergie qu'elles reçoivent. Il existe trois principaux types de cellules à l'heure actuelle [9].

- **Les cellules monocristallines:** Ce sont celles qui ont le meilleur rendement mais aussi celle qui ont le cout le plus élevé, du fait d'une fabrication compliquée.

- **Les cellules poly cristallines**: Leur conception étant plus facile, leur coût de fabrication est moins important, cependant leur rendement est plus faible.

- **Les cellules amorphes**: Elles ont un faible rendement, mais ne nécessitent que de très faibles épaisseurs de silicium et ont un coût peu élevé. Elles sont utilisées couramment dans de petits produits de consommation telle que des calculatrices solaires ou encore des montres.



Silicium monocristallin **Silicium polycrystalline** **Silicium amorphe**

Figure I.4 : Type des cellules photovoltaïques

I.2.5. Rendement des cellules photovoltaïques :

Le tableau suivant (I.1) présente les différents types des cellules avec leur rendement.

Technologie de cellules	Rendement en laboratoire (%)	Rendement production (%)
Silicium amorphe (a-Si)	**13**	**5 à 9**
Silicium poly cristallin (p-Si)	**19.8**	**11 à 15**
Silicium monocristallin (m-Si)	**24.7**	**13 à 17**

Tableau I.1 : Les différents types des cellules avec leur rendement.

I.2.6 Caractéristiques électriques d'une cellule photovoltaïque

I.2.6.1 Tension de circuit ouver *VOC* :

Si on place une cellule sous une source lumineuse constante, sans aucun récepteur à ses bornes, celle-ci va produire une tension continue d'environ 0,6 V, appelée tension en circuit ouvert *VOC* (elle varie légèrement avec l'éclairement). Cette valeur correspond à la tension de coupure d'une diode, ce qui confirme le fait qu'on puisse assimiler une cellule solaire à une jonction P-N. Pour obtenir une tension plus élevée à la sortie du module, il va falloir associer les cellules en série [10].

I.2.6.2 Courant de court-circuit *ICC* :

A l'inverse du cas précédent, si l'on place une cellule en court-circuit, elle va débiter un courant maximal à tension nulle. Ce courant est dit courant de court-circuit *ICC*.
De même que pour la tension, il faudra associer les cellules en parallèle pour augmenter significativement la valeur de l'intensité en sortie du module [10].

I.2.6.3 Puissance :

Le but recherché par tous les utilisateurs de générateur photovoltaïque est que l'énergie produite soit la plus optimale possible. La Figure (I.5) représente la caractéristique courant tension d'une cellule sous illumination ainsi qu'une courbe théorique de puissance constante (puissance = tension × intensité).

Pour l'éclairement considéré, le point de puissance maximale MPPT représente le point où la puissance de la cellule est maximale. Ce point, est associé à une tension maximale ***Vmax*** et à une intensité maximale ***Imax***. C'est cette puissance qui sera toujours recherchée par des régulateurs de charge afin d'optimiser la charge de la batterie et le fonctionnement du générateur. Par ailleurs, lorsqu'il est question de puissance maximale dans les conditions normalisées d'ensoleillement, on parle alors de puissance crête, mesurée en watts-crête (Wc) [10].

I.2.6.4 Rendement :

Le rendement énergétique est défini comme étant le rapport entre la puissance maximale produite et la puissance du rayonnement solaire parvenant au module. Soit (S***)*** la surface du module et (E**)** l'éclairement, ce rendement a pour expression :

$$\eta = \frac{Pmax}{E*S} \qquad (I.1)$$

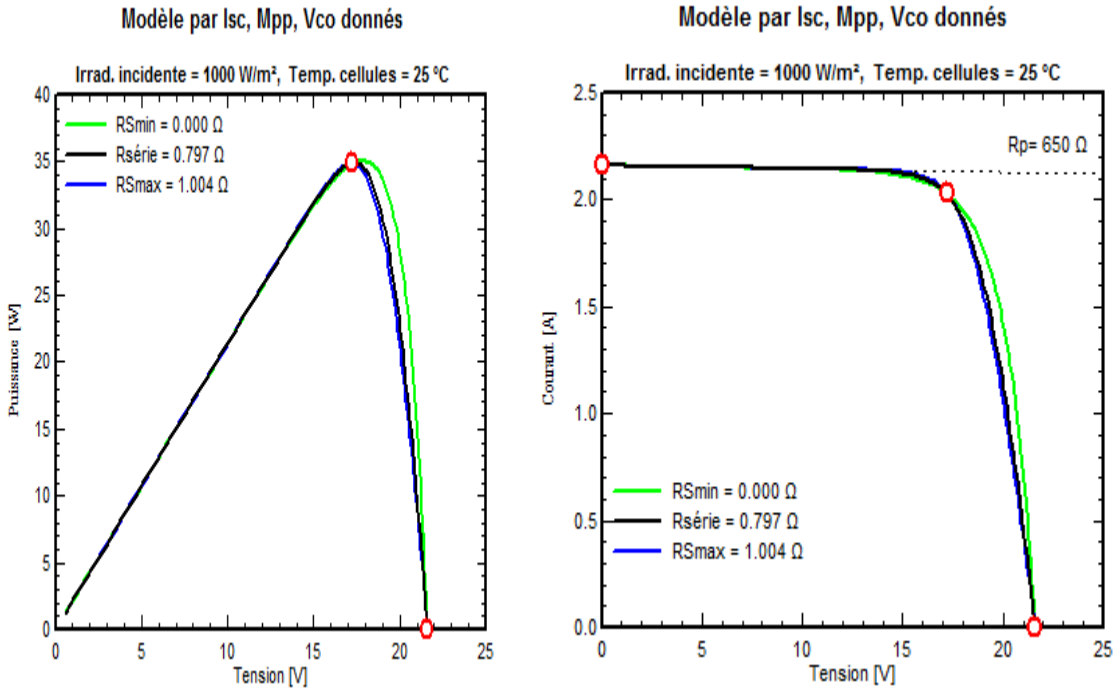


Figure I.5 : Caractéristique puissance - tension & courant- tension de la cellule PV

I.2.7 Modules photovoltaïques :

La cellule solaire, unité de base d'un panneau solaire photovoltaïque, produit typiquement au maximum une puissance de 1,3 W pour une surface de 100 cm2. Pour produire plus de puissance. Donc un générateur électrique de faible puissance insuffisante en tant que telle pour la plupart des applications domestiques ou industrielles. Les générateurs photovoltaïques sont, de ce fait réalisés par association, en série et/ou en parallèle, d'un grand nombre de cellules ou des modules élémentaires. Une association de (NS cellules) en série permet d'augmenter la tension du générateur photovoltaïque (GPV). Les cellules ou modules sont alors traversées par le même courant et la caractéristique résultant du groupement série est obtenue par addition des tensions élémentaires de chaque cellule (Figure I.6).

L'équation (I.2) résume les caractéristiques électriques d'une association série de ns cellules [11].

$$Vco(Ns) = Ns * Vco \; ; \quad Icc = IccNs \qquad (I.2)$$

Vco(Ns) : La somme des tensions en circuit ouvert de **Ns** cellules en série

Icc : Courant de court-circuit de **Ns** cellule en série

Ce système d'association est généralement le plus communément utilisé pour les modules photovoltaïques du commerce.

Comme la surface des cellules devient de plus en plus importante, le courant produit par une seule cellule augmente régulièrement au fur et à mesure de l'évolution technologique alors que sa tension reste toujours très faible. L'association série permet ainsi d'augmenter la tension de l'ensemble et donc d'accroître la puissance de l'ensemble.

Les panneaux commerciaux constitués de cellules de première génération sont habituellement réalisés en associant 36 cellules en série [11].

Vco (ns) = Ns*Vco= 0.6 V*36 = 21.6V

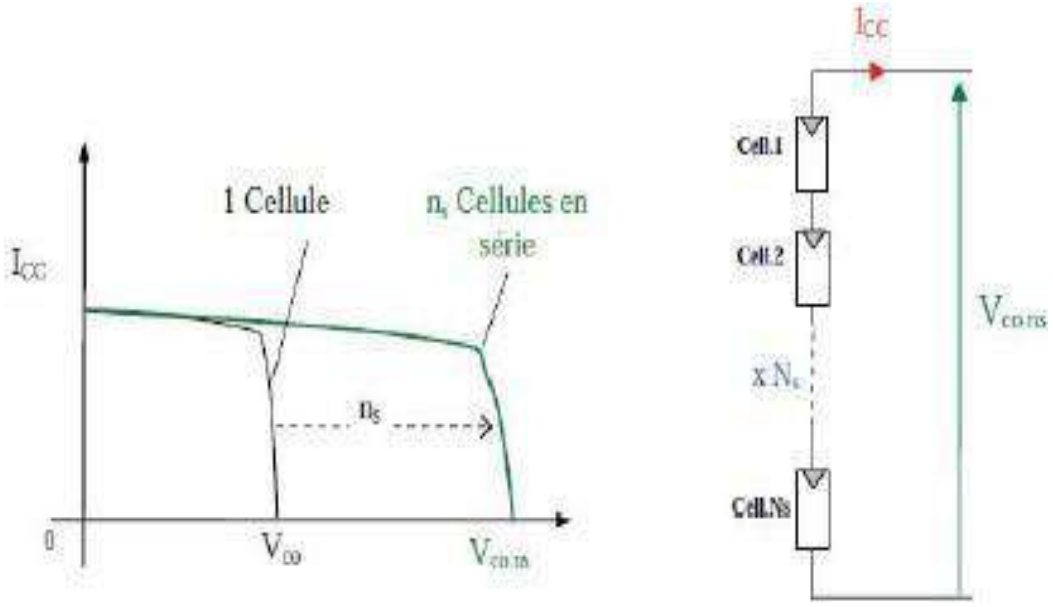


Figure I.6 : Caractéristiques résultantes d'un groupement de Ns cellules en série.

D'autre part, une association parallèle de Np cellules est possible et permet d'accroître le courant de sortie du générateur ainsi créé (Figure I. 6). L'équation (I.3) résume à son tour les caractéristiques électriques d'une association parallèle de Np cellules. Dans un groupement de cellules identiques connectées en parallèle, les cellules sont soumises à la même tension et la caractéristique résultant du groupement est obtenue par addition des courants [11].

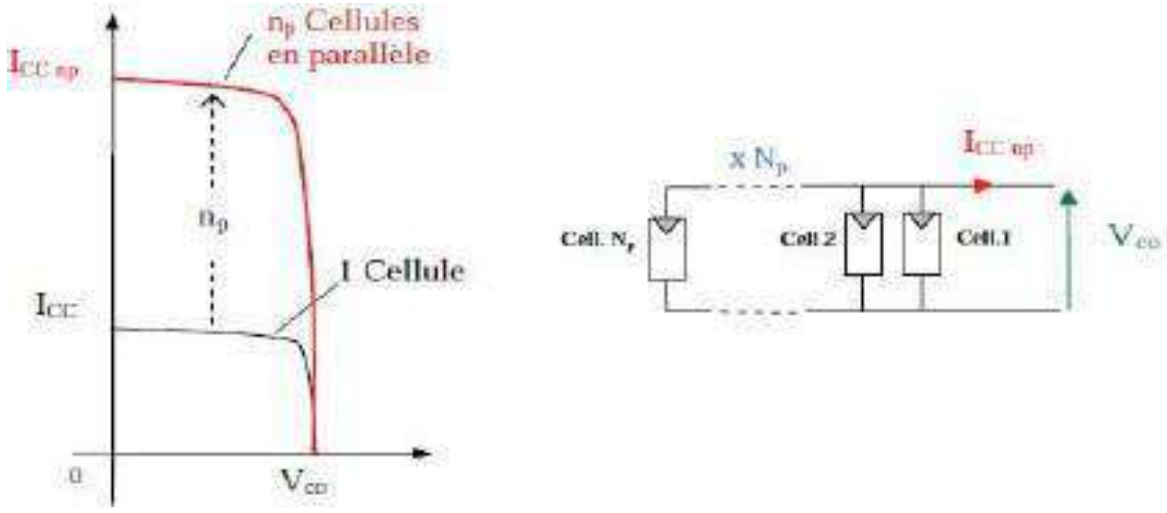


Figure I.7 : Caractéristiques résultant d'un groupement de Np cellules en parallèle

$$Icc(Np) = Np*Icc \; ; \; Vco = VcoNp \qquad (I.3)$$

Icc (Np) : La somme des courants de court-circuit de Np cellules en parallèle

Vco (Np) : Tension du circuit ouvert de Np cellules en parallèle.

L'association mixte (série et parallèle) des panneaux solaire permet d'augmenter la tension et le courant du générateur photovoltaïque (GPV) [11].

I.2.8. Caractéristiques d'un module [12]

- La puissance de crête, Pc : Puissance électrique maximum que peut fournir le module dans les conditions standards (25°C et un éclairement de 1000 W/m²).
- La caractéristique I/V : Courbe représentant le courant I débité par le module en fonction de la tension aux bornes de celui-ci.
- Tension à vide, VOC : Tension aux bornes du module en l'absence de tout courant, pour un éclairement " plein soleil ".
- Courant de court-circuit, Icc : Courant débiter par un module en court-circuit pour un éclairement " plein soleil ".
- Point de fonctionnement optimum, (Um, Im) : Lorsque la puissance de crête est maximum en plein soleil, Pm = Um * Im.
- Rendement : Rapport de la puissance électrique optimale à la puissance de radiation incident.
- Facteur de forme : Rapport entre la puissance optimale Pm et la puissance maximale que peut avoir la cellule : VOC * Icc.

I.3. L'unité de stockage :

Dans un système photovoltaïque, la puissance délivrée par le GPV est imprévisible et varie indépendamment de la demande. Ainsi, pour une installation PV autonome, l'unité de stockage est requise pour assurer un approvisionnement continu en énergie électrique. Parmi les nombreuses technologies de stockage, la batterie au plomb est la plus utilisée dans les installations PV autonomes. Ce type de batterie est connu pour son coût faible, son rendement (environ 85%), ses performances en température (fonctionnement en températures extrêmes), sa longue vie et sa grande disponibilité. Dans ce qui suit, certaines notions sur les batteries seront définies [13].

I.3.1. Batteries d'accumulateurs :

Le fait que l'énergie solaire ne soit pas disponible sur l'ensemble d'une période de fonctionnement du système alimenté impose l'utilisation de batteries dans les installations autonomes pour stocker l'énergie.

Dans les systèmes solaires autonomes on utilise principalement:

- Les batteries au plomb: Elles constituent l'écrasante majorité du marché des accumulateurs. Sa bonne maîtrise technologique, son bas coût de revient, son bon
- Rendement énergétique de charge/décharge. Ses conditions d'utilisation non difficiles à satisfaire militent en faveur de sa large utilisation
- Les batteries au Nickel Cadmium: Elles sont les plus chers, mais aussi très résistant aux surcharges et aux décharges, et résistent bien aux basses températures

I.4. Régulateurs

Dans tout système photovoltaïque autonome, on intercale un système dit de régulation, qui sert à contrôler l'intensité de courant qui passe par les accumulateurs, les protégeant ainsi contre les surcharges et les décharges profondes, afin de maximiser sa durée de vie. Le régulateur permet aussi d'effectuer un transfert optimal d'énergie du champ photovoltaïque à l'utilisation [14].

I.4.1 Principe de fonctionnement des régulateurs

Information sur l'état de charge: La densité de l'électrolyte de la batterie est théoriquement un excellent indicateur d'état de charge, mais souvent cet indicateur ne prend sa valeur caractéristique que plusieurs jours après sa charge. De plus, il faudrait agiter l'électrolyte pour faire une bonne mesure. Enfin, cette mesure est difficile à automatiser. Finalement l'indicateur utilisé est la tension aux bornes de la batterie. Cette grandeur est la seule facilement mesurable capable de donner une estimation de l'état de charge.

La figure (I.8) représente un schéma électronique de principe qui traduit le fonctionnement d'un régulateur basé sur un comparateur de tension [15].

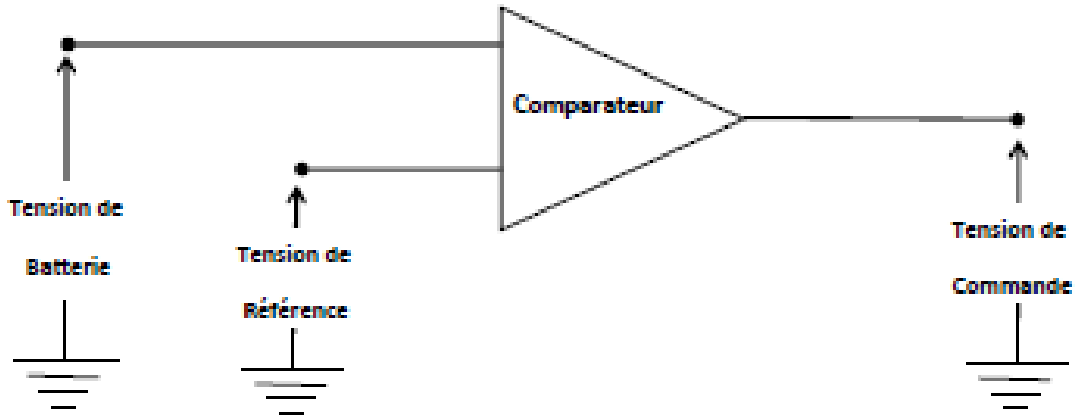


Figure I.8: Schéma de principe d'un régulateur de charge.

Le régulateur doit maintenir l'état de charge des batteries entre deux seuils, un seuil haut et un seuil bas. Pour éviter tout phénomène de battement de la régulation, ces deux seuils sont doublés de seuils de réenclenchement qui peuvent être ou non confondus. Le choix des seuils de régulation dépend des caractéristiques des batteries et des conditions d'utilisation (régime de charge, décharge, température,….).

Il existe plusieurs types de régulateur, on peut citer deux types, le régulateur série et le régulateur parallèle.

I.4.2 Régulateur parallèle

Le circuit de débordement est connecté en parallèle sur le générateur pour dissiper l'énergie en excès. Le principe est décrit sur la figure (I.9), où la tension de fin de charge est ajustable par la tension de référence appliquée à l'entrée d'un amplificateur opérationnel.

Les principaux avantages de ce type de régulateur sont :

- ✓ La régulation de type proportionnel
- ✓ L'absence de la chute de tension dans le circuit série
- ✓ La consommation du régulateur négligeable
- ✓ Un défaut du régulateur n'interrompe pas la charge

Le principal inconvénient est le suivant :

- ✓ Les composants doivent dissiper la puissance totale du générateur

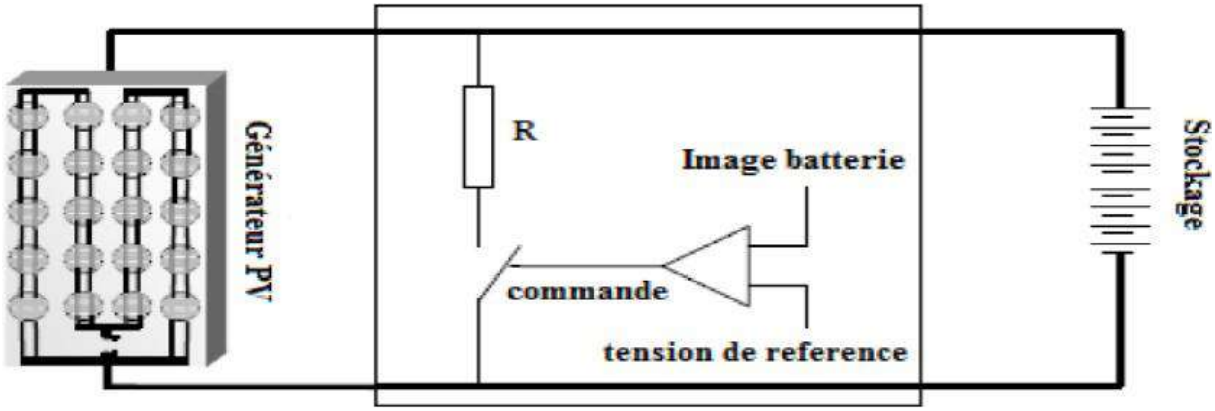


Figure I.9 : Régulateur parallèle

I.4.3 Régulateur série

Le principe de la régulation série est décrit sur la figure (I.10) C'est un composant électronique de puissance en série dans le circuit de charge dont la commande est assurée par une tension de référence. Le schéma ci-dessous donne un exemple possible de circuit série. Le composant électronique série (par exemple : un transistor de puissance) se comporte comme une résistance dont la valeur augmente au fur et à mesure qu'augmente l'état de charge de la batterie.

Les principaux avantages en sont :

- ✓ La régulation de type proportionnel
- ✓ La puissance faible dissipée dans le circuit série comparée à la puissance du générateur PV.

Les principaux inconvénients en sont :

- ✓ Le circuit série introduit une chute de tension.
- ✓ La défaillance du circuit série entraîne l'arrêt de la charge.

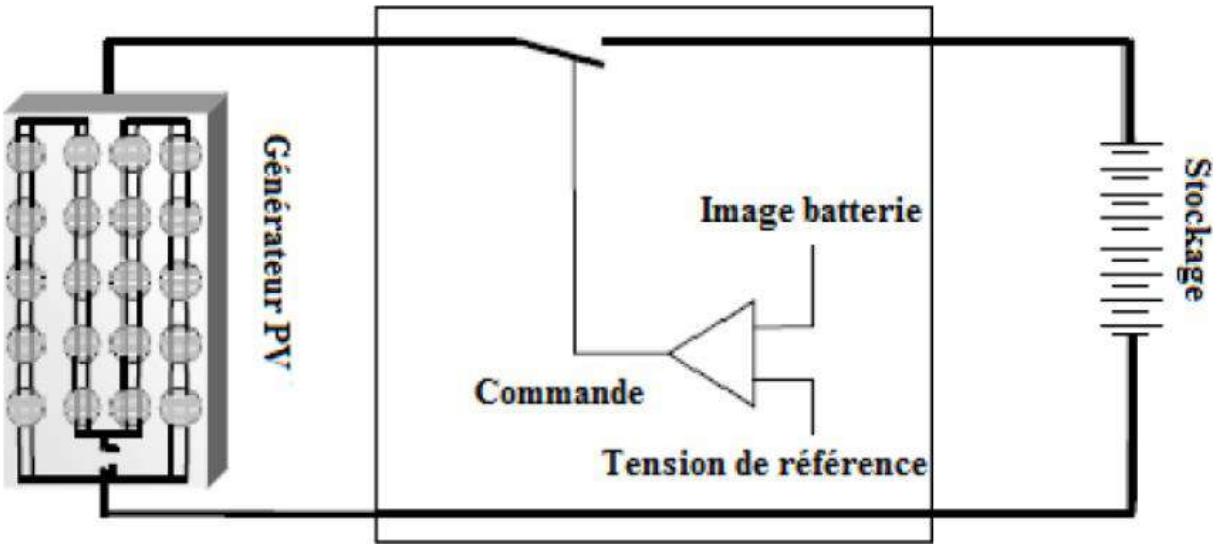


Figure I.10 : Régulateur série

I.4.4 Choix du régulateur solaire

Une fois la technologie la plus adaptée identifiée, il faut s'attacher au dimensionnement du régulateur photovoltaïque.

Celui-ci dépend de 2 critères principaux :

- **La tension nominale** doit correspondre à celle qui existe entre les panneaux et la batterie photovoltaïque : 12, 24 ou 48 Volts.
- **L'intensité maximale admissible** par le circuit d'entrée du régulateur doit être supérieure à l'intensité du courant produit par les panneaux solaires. Cela vaut également pour le circuit de sortie.

I.5. Convertisseur Continu-Alternatif (Onduleur)

Son rôle est de transformer l'énergie électrique continue délivrée par le générateur photovoltaïque en énergie électrique alternative. De tels appareils doivent délivrer un signal le plus proche possible du signal sinusoïdal et avec une fréquence précise. En effet, pour les fonctionnements de la plupart des charges, la présence d'harmoniques est néfaste. Ces appareils appelés couramment onduleurs Figure (I.11)**,** présentent généralement deux inconvénients majeurs [16] : pertes à vide très élevées, rendement acceptable uniquement pour la charge nominale.

Pour les systèmes PV, leur utilisation représente un gaspillage d'énergie important, surtout lorsque la charge est variable au cours du temps et est bien inférieure à sa valeur nominale. Il

convient de choisir un onduleur dont les pertes à vide doivent être réduites et le rendement doit être moins sensible au pourcentage de la puissance appelée.

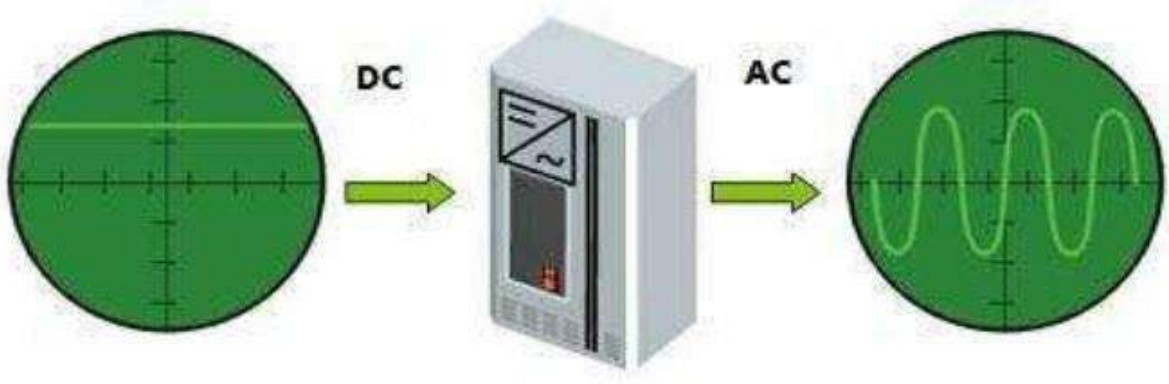


Figure I.11: Onduleur

I.6. Convertisseur DC/DC

La figure I.11 montre la représentation d'un convertisseur DC/DC, qui peut être utilisé comme interface entre la source et la charge [17].

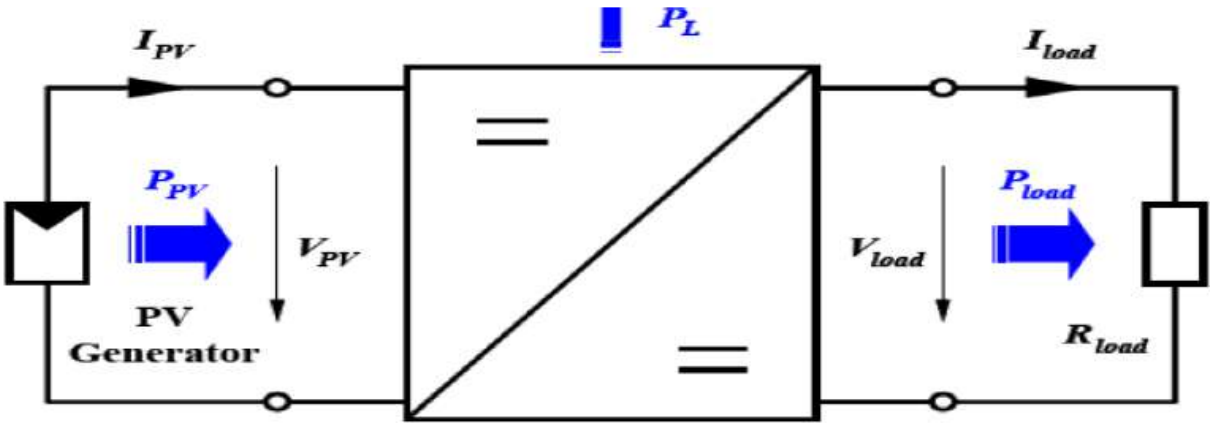


Figure I.12 : Convertisseur DC/DC

Le rôle du convertisseur DC/DC (dans le cadre du PV) est de faire l'adaptation entre la source (GPV) et la charge pour un transfert de puissance maximal. Ceci est fait en maintenant le PF sur ou assez proche du MPP pour n'importe quelles conditions de fonctionnement (rayonnement, température, caractéristique de charge, etc.).

I.7. Charge (utilisateurs) :

Il existe deux types d'appareils alimentés par le système, celles qui fonctionnent en courant continu comme des équipements de télécommunications, le pompage d'eau, et celles en courant alternatif dans les cas d'usage domestique, ce cas nécessite un onduleur.

L'utilisation de l'énergie photovoltaïque doit être pensée en termes d'économie de l'énergie. Il est donc plus avantageux de chercher des consommateurs fonctionnant en courant continu plutôt que d'ajouter un onduleur et un consommateur en 220 *Vac* [18].

I.8. Protection d'un système photovoltaïque :

I.8.1 Le GPV:

Lorsque nous concevons une installation photovoltaïque, nous devons assurer la protection électrique de cette installation afin d'augmenter sa durée de vie en évitant notamment des pannes destructrices liées à l'association des cellules et de leur fonctionnement en cas d'ombrage. Pour cela, deux types de protections sont classiquement utilisées dans les installations actuelles:

- ✓ La protection en cas de connexion en parallèle de modules PV pour éviter les courants négatifs dans les GPV (diode anti-retour)
- ✓ La protection lors de la mise en série de modules PV permettant de ne pas perdre la totalité de la chaîne (diode by-pass) et éviter les points chauds.

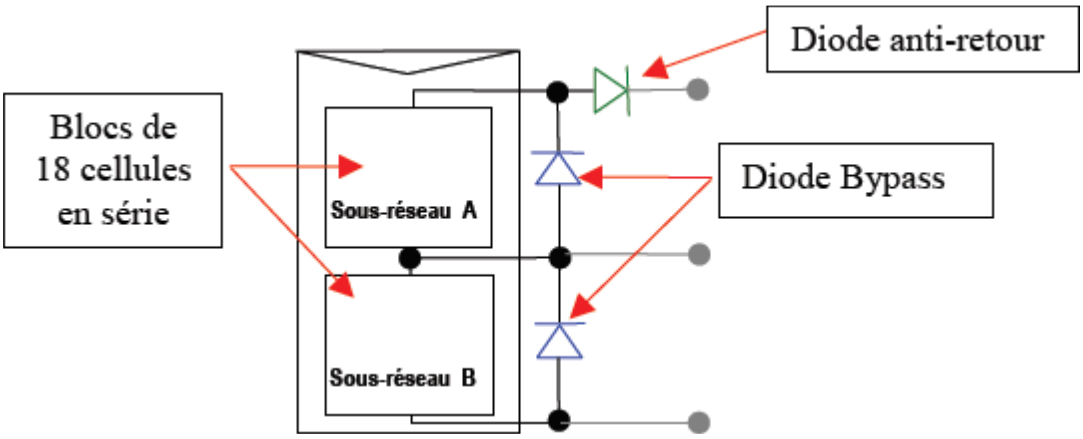


Figure I.13 Schématisation d'un GPV élémentaire avec diodes by-pass et diode anti-retour

I.8.2 Les batteries :

Il faut les protéger contre la surcharge ou le court-circuit dans les deux cotés (coté batteries –régulateur) et (coté batteries-onduleur) avec des disjoncteurs DC ou fusibles.

I.8.3 Le régulateur de charge :

Il est déjà équipé d'une protection interne représenté par les deux éléments qui sont raccordé avec lui (les panneaux et les batteries) et qui sont équipés avec cette propre protection indiquée.

I.8.4 L'onduleur :

Généralement les onduleurs solaires sont protégés eux même contre les surcharges, cour circuit ou autre défaut mais malgré ça il est indispensable de mettre un disjoncteur différentiel à la sortie de l'onduleur pour éviter les défauts de la charge tel que court-circuit ou surcharge sans oublier la mise à la terre de tout le système afin d'obtenir une bonne protection.

I.8.5 Le câblage dans les deux cas (DC et AC) :

On choisit la section et le chemin de câble convenable de point vue température ambiante, chute de tension. [19].

I.9. Maintenance

Les composants photovoltaïques nécessitent des opérations de maintenance et surtout des contrôles pour s'assurer du bon fonctionnement du système :

I.9.1 Module photovoltaïque:

- ✓ Nettoyage de la face avant à l'eau.
- ✓ Vérification de l'aspect des modules.
- ✓ Vérification des supports.
- ✓ Vérification des connexions.

I.9.2 Régulateur :

- ✓ Vérification de la fixation du régulateur.
- ✓ Vérification de l'état de charge.

I.9.3 Les Batteries :

- ✓ Mesure de la tension.
- ✓ Contrôle de l'aspect.
- ✓ Contrôle de la connexion.
- ✓ Niveau d'électrolyte [20].

I.9.4 Onduleur :

Faire les contrôles sur l'onduleur, c'est s'assurer que, les récepteurs tolèrent la distorsion de l'onduleur et acceptent les variations de la tension de sortie, l'onduleur protège contre la surcharge et coupe l'utilisateur en cas basse tension pour la protection de la batterie.

I.10. Avantages et inconvénients d'une installation Photovoltaïque

En tant que source d'énergie électrique, un système photovoltaïque offre des avantages mais aussi des inconvénients.

I.10.1 Les avantages [21].

- ✓ Les installations photovoltaïques sont en général de haute fiabilité, peu sujettes à l'usure, elles demandent peu d'entretien.
- ✓ Le montage des installations photovoltaïques est simple et les installations sont adaptables aux besoins de chaque projet.
- ✓ Il s'agit d'une source d'énergie électrique totalement silencieuse ce qui n'est pas le cas, par exemple des installations éoliennes.
- ✓ Il s'agit d'une source d'énergie inépuisable.
- ✓ L'énergie photovoltaïque est une énergie propre et non-polluante qui ne dégage pas de gaz à effet de serre et ne génère pas de déchets.

I.10.2 Les inconvénients [21].

- ✓ Le cout d'investissement, Cela se traduit sur le prix de l'installation qui, aujourd'hui, reste chère.
- ✓ Les rendements des panneaux photovoltaïques sont encore faibles et de l'ordre de 20 %.L'énergie photovoltaïque convient donc mieux pour des projets à faible besoins, comme une maison unifamiliale, par exemple.
- ✓ Dans le cas d'une installation photovoltaïque autonome qui ne revend pas son surplus d'électricité au réseau, il faut inclure des batteries dont le coût reste très élevé.
- ✓ Le niveau de production d'électricité n'est pas stable et pas prévisible mais dépend du niveau d'ensoleillement. De plus, il n'y a aucune production d'électricité le soir et la nuit.

- ✓ La durée de vie d'une installation photovoltaïque n'est pas éternelle mais de l'ordre de 20 à 30 ans. De plus, le rendement des cellules photovoltaïques diminue avec le temps . On parle en général pour les panneaux photovoltaïques, d'une perte de rendement de 1 % par an.

I. 11. Les différents types de systèmes photovoltaïques autonomes :

I.11.1. Systèmes autonomes sans batterie :

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

Le pompage photovoltaïque est un exemple de cette catégorie de systèmes autonome.

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

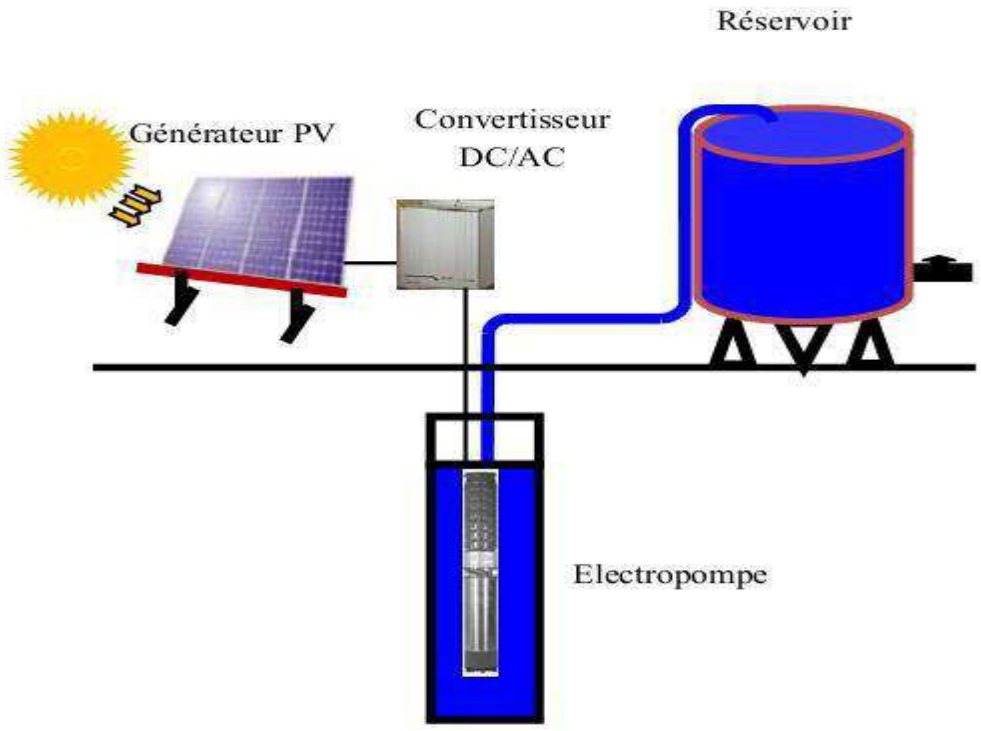


Figure I.14 : Systèmes autonomes sans batterie

I.11.2. Systèmes autonomes avec batterie :

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



Figure I.15 : Systèmes autonomes avec batterie

❖ Conclusion

Nous avons présenté dans ce présent chapitre le principe de conversion de l'énergie solaire en énergie électrique par cellule photovoltaïque, ainsi que les différentes configurations des systèmes photovoltaïques et leurs éléments de base, et les différents types de système photovoltaïque autonome.

Chapitre II

Conception et étude des composants d'une installation de pompage photovoltaïque autonome

❖ Introduction

Dans nos jours, la demande d'eau est de plus en plus très importante, en particulier dans les zones rurales et les sites isolés où l'accès à l'énergie classique est difficile voir pratiquement impossible. Ce phénomène a fait qu'un intérêt grandissant est porté sur l'utilisation des générateurs photovoltaïques comme nouvelle source d'énergie. La réalisation d'un système de pompage photovoltaïque autonome, fiable et à bon rendement, constitue une solution pratique et économique au problème du manque d'eau, en particulier, dans les régions désertiques. En effet, un système photovoltaïque devient intéressant lorsqu'il est facile à installer, avec une autonomie acceptable et une excellente fiabilité de service.

Ce chapitre traite plus particulièrement les éléments théoriques permettant de dimensionner les stations de pompage courantes.

II.1 Méthodes de pompages

Pour pomper l'eau avec un système photovoltaïque, deux techniques sont possibles:

Dans la première technique, l'énergie solaire est consommée en « temps réel » ; On parle alors d'un « pompage au fil du soleil ». Cette solution nécessite un stockage de l'eau dans un réservoir (l'eau pompée pendant la journée est stockée afin d'être utilisée plus tard, le soir par exemple).

La deuxième méthode consiste à utiliser un stockage de l'énergie, cette fois-ci, via des batteries. L'énergie stockée la journée peut être utilisée plus tard pour pomper l'eau [22].

II.1.1 Pompage « au fil du soleil »

Comme nous allons le voir dans le chapitre qui suit (l'objectif de notre mémoire), la méthode de pompage « au fil du soleil » permet d'avoir un système photovoltaïque plus simple, plus fiable et moins coûteux qu'un système utilisant des batteries pour stocker de l'énergie d'abord. En effet, dans cette première technique, c'est l'eau elle-même qui est pompée et stockée lorsqu'il y a suffisamment d'ensoleillement. On parle alors d'un stockage hydraulique. L'eau est stockée dans un réservoir à une hauteur au dessus du sol pour qu'elle soit, au besoin ensuite, distribuée par gravité. Il faut bien signaler ici que le réservoir d'eau peut souvent être construit localement. En plus, il ne requiert pas un entretien complexe et peut être réparé localement. La capacité de stockage peut varier d'un à plusieurs jours selon les modèles.

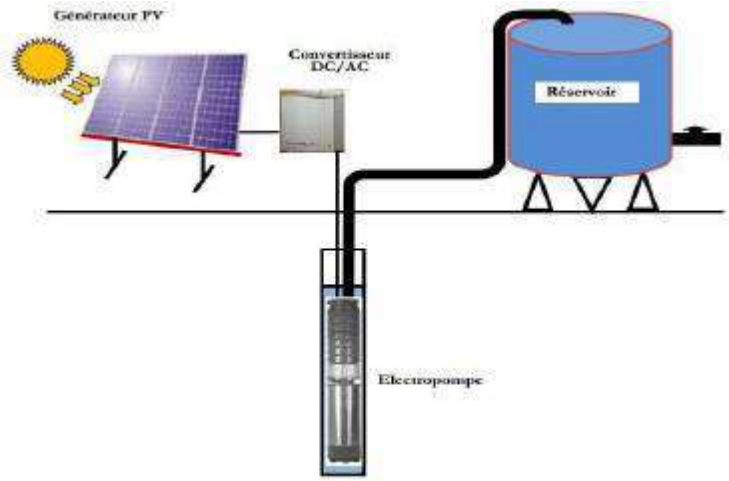


Figure II. 1 : Schéma synoptique simplifié de Pompage PV

II.1.2 Pompage avec batteries

La méthode de pompage d'eau en utilisant l'énergie stockée sur des batteries peut avoir l'avantage de garantir une stabilité d'alimentation des équipements (système présente l'avantage d'un débit régulier, la possibilité de pomper lorsque le soleil est absent). L'énergie emmagasinée pour être utilise aussi pour d'autres besoins ultérieures. L'inconvénient majeur, voir handicapant, de cette technique est qu'elle comporte plusieurs composants qui influent négativement sur la fiabilité et le coût global du système. En effet, les batteries sont fragiles et sont souvent les premiers éléments qui auront besoin d'être changés. Elles nécessitent, en outre, un entretien constant et un contrôle rigoureux de leur charge et décharge. Les contrôleurs utilisés pour régulariser la charge et la décharge des batteries vieillissent rapidement et peuvent s'avérer non fiables. Les batteries introduisent également un certain degré de perte de rendement d'environ 20% à 30 % de la production d'énergie.

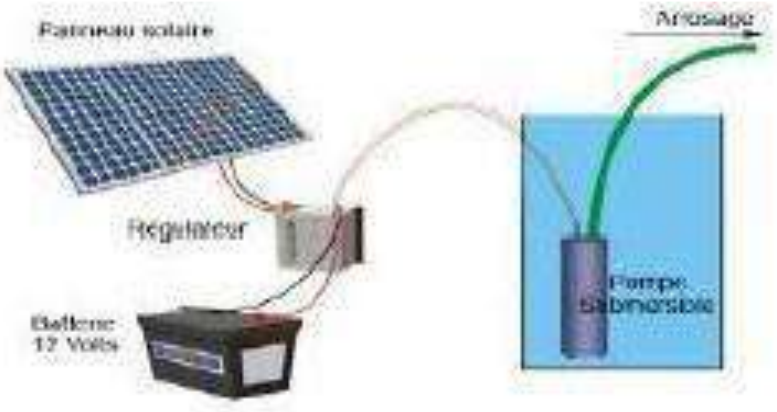


Figure II. 2 : Pompage photovoltaïque avec stockage d'énergie.

II.2. Notions hydrauliques

Les stations de pompage sont constituées d'une ou plusieurs pompes qui aspirent des volumes d'eau et les refoulent sous une certaine pression dans les canalisations du réseau. Les paramètres nécessaires pour dimensionner la pompe solaire sont le débit d'exploitation et la hauteur à laquelle la pompe devra refouler. Celle-ci est majorée par des pertes de charges et de la pression de refoulement dans la conduite [16].

II.2.1. Le débit Q :

Le débit **(Q)** est la quantité d'eau que la pompe peut fournir durant un intervalle de temps donné. En pompage, le débit est habituellement donné en litres par heure (l/h) ou gallons par heure (gph). En pompage solaire, le débit (ou le besoin en eau) est souvent exprimé en m3 par jour.

II.2.2.La hauteur manométrique totale

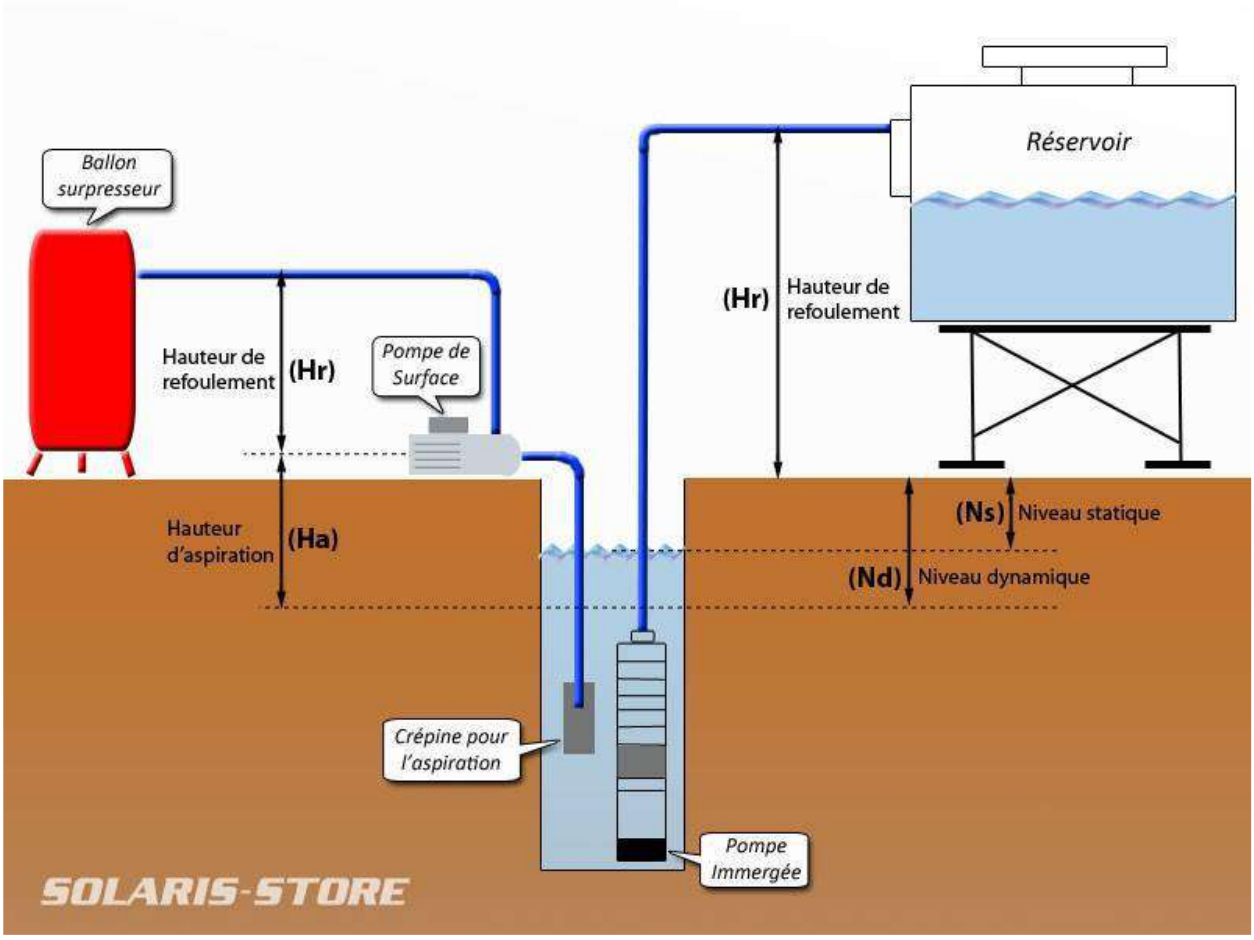
La hauteur manométrique totale (**HMT**) d'une pompe (voir Figure II.3) est la différence de pression en mètres de colonne d'eau entre les orifices d'aspiration et de refoulement. Cette hauteur peut être calculée comme suit :

$$HMT = Hg + Pc \qquad \text{(II.1)}$$

Avec :

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

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



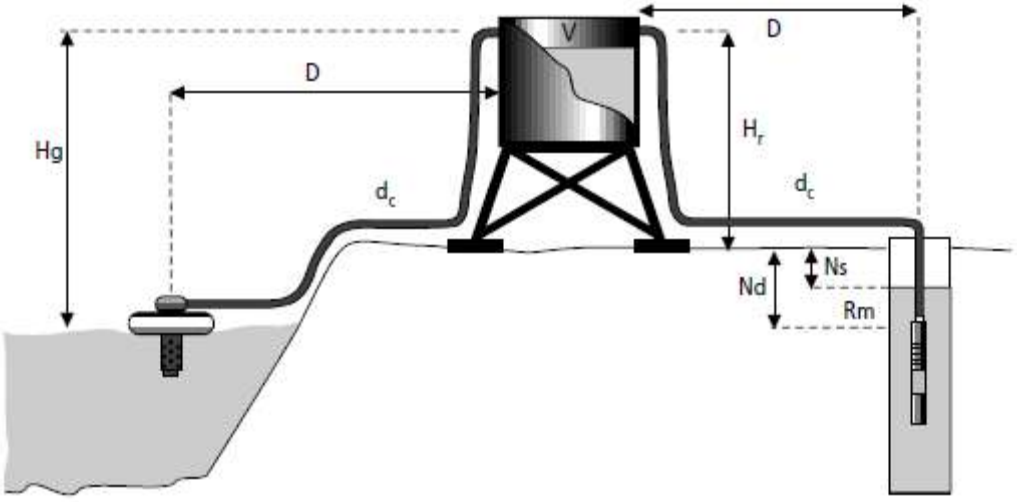


Figure II.3 : Données de base d'une pompe.

II.2.3.Niveau statique

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

II.2.4.Niveau dynamique

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

II.2.5 Rabattement : La différence entre le niveau dynamique et le niveau statique.

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

II.2.6. Calcul de l'énergie quotidienne requise

L'énergie nécessaire pour soulever une certaine quantité d'eau sur une certaine hauteur pendant une journée est calculée à partir des données de débit et de HMT requises et est exprimée en watt-heure. Ce calcul est fonction d'une constante hydraulique **(CH)** et est inversement proportionnel au rendement du groupe motopompe utilisé.

II.2.7. Énergie requise pour la pompe :

$$E_{elec} = \frac{\text{(Constante hydraulique * le débit journalier * la HMT)}}{\text{Rendement du groupe motopompe}}$$

$$E_{elec} = \frac{C_H \cdot Q\ (m3/j) * HMT\ (m)}{R_p}$$

Où

E_{elec} est habituellement exprimé en kWh

$$C_H = g \cdot \partial = \frac{9{,}81\ (m \cdot s^2) \cdot 10^3\ (kg/m^3)}{3\,600\ (s/h)} = 2{,}725\ \frac{kg \cdot s \cdot h}{m^2}$$

Où

g = constante de la gravité (9,81 m/s²)

∂ = la densité de l'eau (1000 kg/m³)

R_p = en général le rendement des groupes motopompes est de 30% à 45%, selon le type de pompe et de moteur.

II.3. Analyse des besoins et des conditions d'exploitation

L'analyse des besoins et des conditions d'exploitation doit permettre de déterminer la puissance et le type de pompe choisie pour la situation donnée.

Ce chapitre permet d'estimer de manière pratique les paramètres qui définiront le système de pompage. Tous les manufacturiers ont leur propre méthode pour bien dimensionner leurs produits. Nous nous bornerons ici à fournir une méthode générale qui permettra de dimensionner approximativement les éléments d'une pompe afin de donner un ordre de grandeur de ces éléments et de comparer les coûts.

Il y a trois paramètres techniques qui délimitent l'évaluation d'une pompe solaire. Afin d'obtenir l'évaluation la plus exacte possible, il est essentiel que ces trois paramètres soient estimés le plus précisément possible.

Ces trois paramètres sont :

1. la quantité d'eau requise par jour,
2. la disponibilité de l'eau,
3. la ressource solaire.

La ressource solaire peut être estimée assez facilement avec un faible degré d'erreur.

Par contre, l'évaluation de la quantité d'eau requise et la disponibilité de l'eau sont parfois difficiles à estimer et varient souvent de saison en saison et d'année en année. Les facteurs comme l'accroissement d'une population dans un village et un niveau dynamique variable du puits ou du forage, selon le débit et les saisons, compliquent ce qui au premier abord peut paraître simple.

II.3.1. Estimation des besoins en eau

La boisson, la cuisine, la lessive et la toilette constituent les principaux usages de l'eau pour les besoins humains. Les animaux aussi ont besoin d'eau pour leur survie. La demande en eau est également primordiale dans les domaines de l'agriculture et de l'industrie, quelle qu'en soit leur ampleur.

Besoins en eau

Humains

- ✓ 5 l/jour Survie
- ✓ 10 l/jour Minimum admissible
- ✓ 30 l/jour Conditions de vie normales en Afrique

Animaux

- ✓ Bœuf 40 l/jour
- ✓ Mouton, chèvre 5 l/jour
- ✓ Cheval 40 l/jour
- ✓ Âne 20 l/jour
- ✓ Chameau 20 l/jour (réserve de 8 jours)

Irrigation

- ✓ Cultures à l'échelle du village 60 m³/jour/ha
- ✓ Riz 100 m³/jour/ha
- ✓ Graines 45 m³/jour/ha
- ✓ Canne à sucre 65 m³/jour/ha
- ✓ Coton 55 m³/jour/ha

D'où l'existence de trois normes pour le calcul des besoins en eau :

1. la norme relative à la quantité minimale pour la survie ;
2. l'objectif actuel des organismes de financement : 20 l/jour/personne qui n'inclut pas le bétail et le maraîchage ;

3. la quantité minimale nécessaire au développement économique de 50 l/jour/personne, incluant :

- ✓ 20 l/jour/personne : pour les besoins personnels,
- ✓ 20 l/jour/personne : 0,5 tête de bétail par personne,
- ✓ 10 l/jour/personne : 2 m² de maraîchage par personne.

Les normes 2 et 3 sont souvent sélectionnées comme « hypothèse de base » et « Hypothèse d'amont» dans l'estimation des besoins en eau pour les programmes d'approvisionnement en eau des villages.

II.3.2. Disponibilité de l'eau

Le concept de la quantité d'eau requise n'est parfois même pas valide parce qu'en plusieurs occasions le facteur limitant sera la capacité de production d'eau d'un puits ou d'un forage. Dans ce cas, le dimensionnement de la pompe solaire ne tiendra compte que de la disponibilité de l'eau et la justification pour l'installation de cette pompe devra prévoir que tous les utilisateurs potentiels ne pourront être desservis.

L'emplacement du système de pompage photovoltaïque sera déterminé par le lieu de la ressource aquifère et la géographie du village. Pour l'eau domestique, la ressource aquifère sera le puits ou le forage. Pour l'irrigation de petits périmètres maraîchers, la ressource aquifère sera

préférablement une eau de surface (lac ou rivière) afin d'obtenir un débit élevé. Afin de minimiser les pertes de charge, le générateur solaire sera installé le plus près possible de la pompe, à un endroit à découvert, sans ombrage.

Afin de déterminer la disponibilité de l'eau dans un puits ou un forage, il faut obtenir ou mesurer le diamètre du puits ou du forage, son niveau statique et le niveau dynamique à plusieurs débits pendant une journée (8heures). À partir d'informations sur la nappe aquifère concernée, il est possible d'estimer les conditions maximales de débit et de rabattement pour l'année. Il faut également obtenir ou mesurer la qualité de l'eau afin de déterminer si elle est apte aux besoins requis.

II.4. Les composants d'un système de pompage PV

Un système de pompage solaire est généralement constitué de [17]:

- le générateur photovoltaïque,
- le groupe électropompe,
- l'électronique de commande et de contrôle,
- la partie stockage,

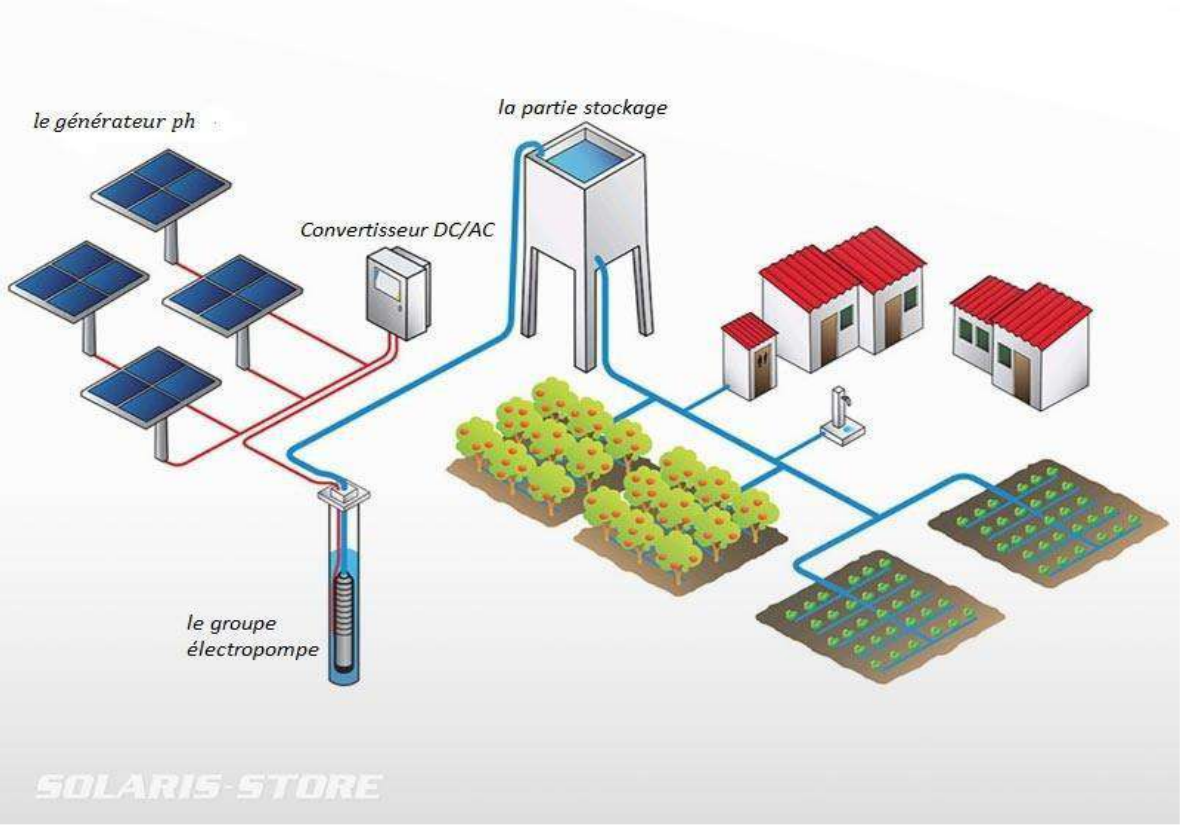


Figure II.4: Schéma synoptique simplifié de Pompage PV

II.4.1. Le générateur photovoltaïque

Pour obtenir des puissances supérieures, il est nécessaire d'associer en série et en parallèle plusieurs modules. Dans certaines applications, il est possible d'utiliser un ou plusieurs modules de quelques dizaines de cellules. Pour des utilisations plus importantes, les générateurs PV sont groupés dans un champ de plusieurs modules (quelques centaines).

II.4.2. Le groupe électropompe

II.4.2.1. Les pompes

Une pompe est un dispositif permettant d'aspirer et de refouler un fluide. Il existe deux grands types de pompes : les pompes centrifuges et les pompes volumétriques. Ces dernières conviennent pour élever des faibles débits d'eau à des pressions élevées [23].

1) La pompe centrifuge

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

❖ **Caractéristiques d'une pompe centrifuge**

- ✓ Les pompes centrifuges sont très utilisées pour les applications avec énergie photovoltaïque parce que le couple d'entrainement de la pompe est pratiquement nul au démarrage
- ✓ La pompe tourne par très faibles ensoleillement, le moteur peut fournir une vitesse de rotation rapide à peu près constante
- ✓ Utiliser pour des débits importants.

2) La pompe volumétrique :

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. Une pompe volumétrique comporte toujours une pièce mobile dans une pièce creuse qui déplace le liquide en variant le volume contenu dans la pièce creuse.

Le principal intérêt des pompes volumétriques est de pouvoir véhiculer un fluide sous de très fortes pressions. Mais elles ne conviennent que pour des débits faibles, ce qui rend leur emploi très limité pour l'alimentation en eau des cultures.

❖ **Caractéristiques d'une pompe volumétrique :**

Le couple de démarrage est pratiquement indépendant du débit et sera proportionnel à la *HMT* (3 à 5 fois le couple nominale). 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 inférieure à 5 [m³/h].



Pompe à surface **pompe immergé**

Figure II.5: Groupe motopompe

II.4.2. 2. Les moteurs électriques

Un moteur électrique est un dispositif électromécanique permettant la conversion d'énergie électrique en énergie mécanique. La plupart des machines électriques fonctionnent grâce au magnétisme, il existe deux types de moteurs : à courants continu et alternatif [24].



Figure II.6: Moteur électrique

1) Moteur à courant continu avec balais:

Les moteurs à courant continu utilisés pour des applications de pompage solaire sont les moteurs série, avoir un couple de démarrage suffisant pour vaincre la résistance de démarrage d'une pompe et bien répondre à un courant variable. Le couplage est direct ou avec optimisation du générateur par un hacheur adaptateur de puissance commandé par son rapport cyclique **(**Figure II.4). L'installation ainsi définie nécessite une électronique relativement simple mais présente l'inconvénient du moteur à courant continu qui demande un entretien régulier. Les balais doivent être changés périodiquement. Ceci est particulièrement problématique dans le cas des pompes à moteur immergé où la pompe doit être retirée du forage pour changer les balais. , il est utilisé particulièrement pour le pompage dans les puits ouverts.

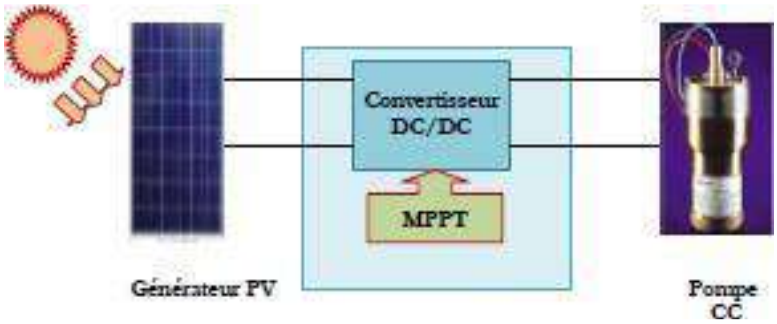


Figure II.7 : Diagramme du pompage PV par motopompe à CC

2) Moteur à courant continu, sans balais (Brushless) :

Ce type de moteur électrique comporte non seulement les avantages des moteurs à courant continu mais également ceux des moteurs à courant alternatif : fort couple au démarrage et durée de vie élevée (due à l'absence des paliers et des balais) mais leur utilisation reste limitée à des faibles puissances.

3) Moteur à courant alternatif :

Les moteurs alternatifs asynchrones (rotor à cage) sont les plus couramment employés pour une gamme variée d'applications industrielles. Par exemple, les pompes sur réseau utilisent depuis longtemps ce type de moteur. Il est utilisé particulièrement pour le pompage immergé dans les forages et les puits ouverts. L'arrivée d'onduleurs efficaces a permet l'utilisation de ce type de moteurs dans les applications de pompage solaire. L'utilisation d'un moteur asynchrone (à courant alternatif triphasé) plus robuste et moins cher (aussi faible besoin de maintenance) devient une solution plus économique et plus pratique même au prix d'un circuit électronique de commande plus complexe. L'utilisation d'un moteur asynchrone augmente ainsi l'autonomie et la

fiabilité de l'installation. Le moteur est alimenté par un onduleur (convertisseur DC/AC) qui assure l'optimisation du générateur PV.

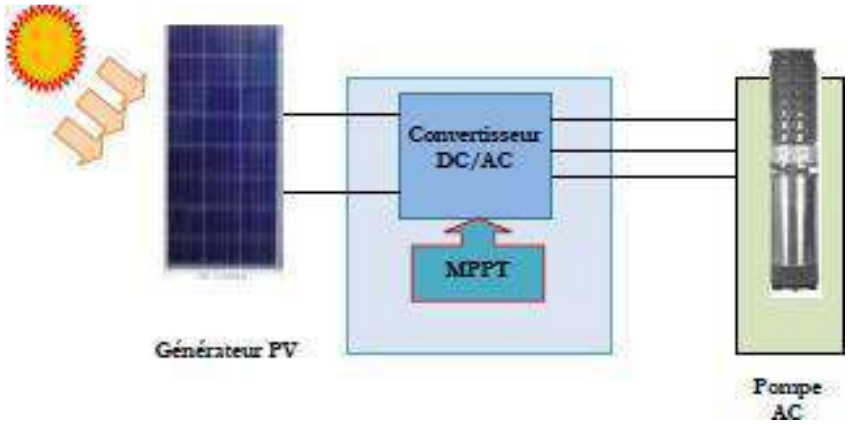


Figure II.8 : Diagramme du pompage PV par motopompe à AC

II.4.3 L'électronique de commande et de contrôle

II.4.3.1 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. Nous avons vu au chapitre 4 que l'adaptateur de charge (*maximum power point tracking* ou MPPT) est un dispositif électronique permettant de varier le point de fonctionnement du champ. 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.

- Le convertisseur DC/DC (hacheur) :

Afin d'extraire à chaque instant le maximum de puissance disponible aux bornes du générateur PV et de la transférer à la charge (pompe alimentée par moteur à courant continu), la technique utilisée classiquement est d'utiliser un étage d'adaptation entre le générateur PV et la charge. Cet étage joue le rôle d'interface entre les deux éléments en assurant à travers une action de contrôle commandé par son rapport cyclique, le transfert du maximum de puissance fournie par le générateur pour qu'elle soit la plus proche possible de la puissance maximale disponible.

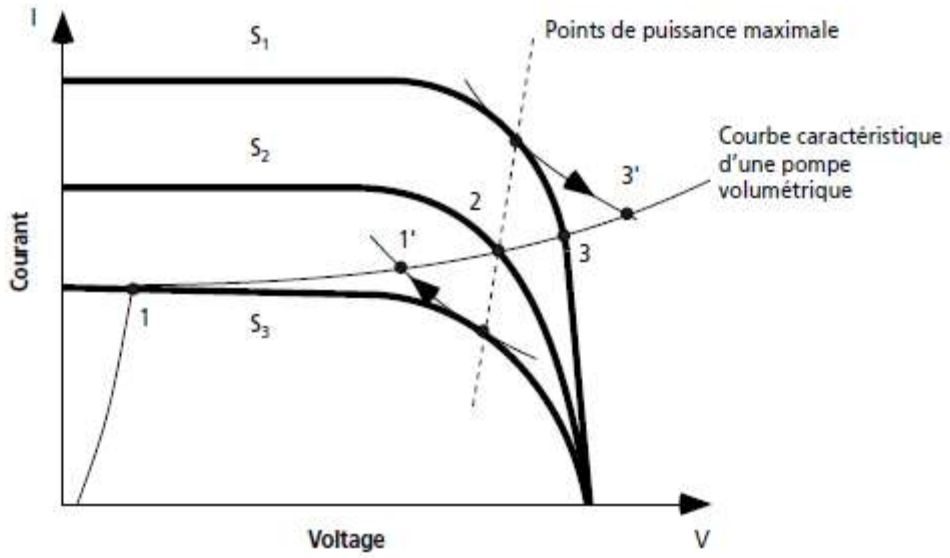


Figure II.9 : Adaptation de la charge en modifiant le point de fonctionnement du champ PV

II.4.3.2. 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).

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.

Une deuxième fonction de l'onduleur est d'adapter le point de fonctionnement (courant-tension) au générateur. Deux modes sont possibles :

• Recherche du point de puissance maximale du générateur (MPPT, *maximum power point tracking*). Un microprocesseur recherche à intervalles réguliers la puissance maximale disponible du générateur et fixe ainsi la tension du courant continu à l'entrée de l'onduleur.

• Tension fixe (*tension track*). L'onduleur impose une tension fixe du générateur qui correspond à son point de puissance maximale. La valeur de cette tension est déterminée par le constructeur en fonction du type de modules constituant le générateur.

Une troisième fonction de l'onduleur est la gestion et la protection de l'installation :

• Interrupteur principal incorporé.

• Protection : surchauffe, surcharge, sous-charge, surtension, sous tension, défaut à la terre, court-circuit, fonctionnement à sec, blocage groupe motopompe, inversion de polarité, réservoir plein.

• Contrôle de mise en marche et indication de pannes par voyants lumineux.

La durée de vie moyenne des onduleurs de pompage est de sept ans. Ils ne nécessitent pas d'entretien particulier. Seule la qualité de l'étanchéité des presse-étoupe au passage des fils doit être contrôlée.

Le rendement de l'onduleur est généralement élevé pour valoriser au mieux l'énergie produite par le générateur. Il est de l'ordre de 95 % au point de fonctionnement nominal.

- Le convertisseur DC/AC (onduleur)

La fonction principale de l'onduleur est de transformer le courant continu, produit par les panneaux solaires en un courant alternatif triphasé pour actionner le groupe moteur pompe. L'onduleur fonctionne évidemment avec un circuit de génération des signaux PWM commandé par un circuit de régulation et de protection. Le convertisseur DC/AC assure le transfert optimal de puissance du générateur solaire vers le groupe moteur pompe et protège la pompe contre le fonctionnement à vide lorsque il n y a pas d'eau dans le puits. Le rendement de l'onduleur est

généralement élevé pour valoriser au mieux l'énergie produite par le générateur. Il est de l'ordre de 95 % au point de fonctionnement nominal.

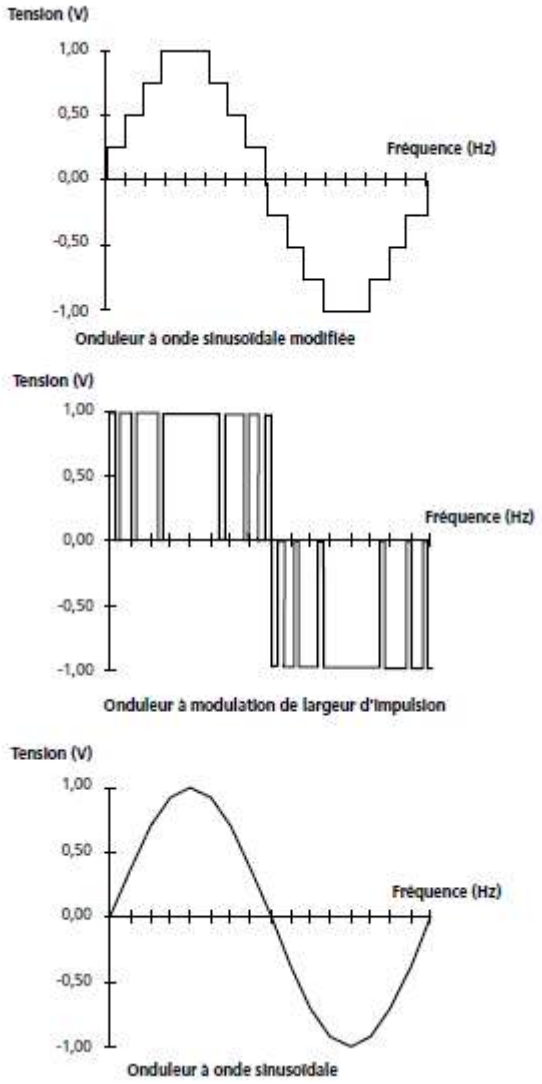


Figure II.10 : Courbe d'ondes de sortie d'un onduleur de pompage

II.4.4. La partie stockage

Le stockage d'énergie peut se faire de deux façons: stockage d'énergie électrique ou stockage d'eau. Cette dernière méthode est souvent adoptée car il est plus pratique de stocker l'eau dans des réservoirs que l'énergie électrique dans des accumulateurs lourds, coûteux et fragiles. Aussi, le système de stockage avec batterie génère un coût additionnel, des problèmes de maintenance de la batterie et de l'obligation de la remplacer après 3 à 5 ans d'usage. De plus, le rendement énergétique est meilleur quand il n'y a pas d'accumulateurs. Le réservoir peut souvent être construit localement et la capacité de stockage peut varier d'un à plusieurs jours. Ce réservoir ne requiert pas un entretien complexe et est facile à réparer localement.

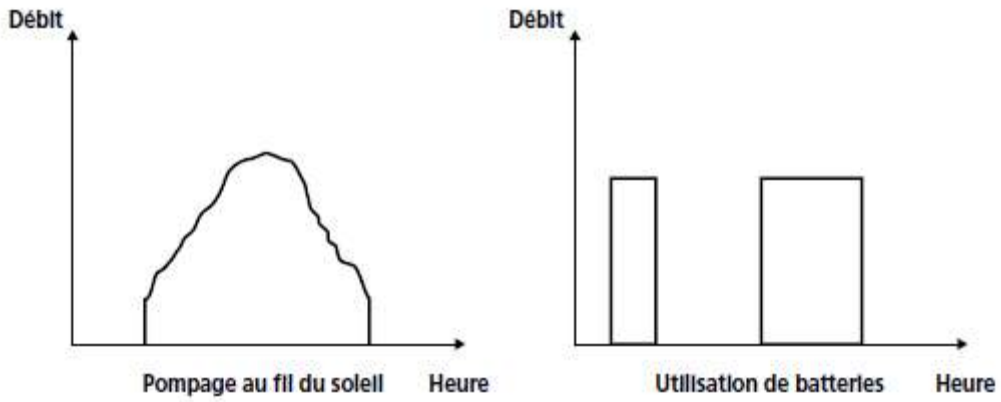


Figure II.11 : Caractéristiques du débit pour le pompage au fil du soleil et avec batterie

II.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.

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%.

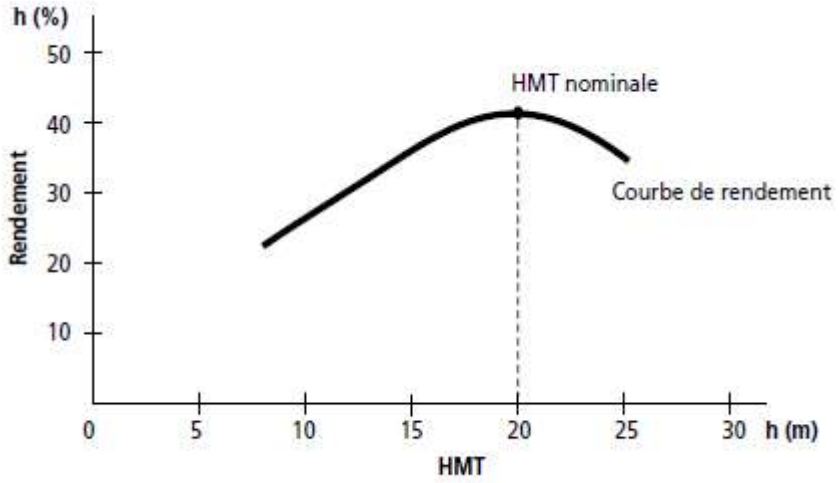


Figure II.11 : Rendement instantané d'une pompe centrifuge immergée en fonction de la HMT

II.6.Couplage générateur PV– Groupe de pompage

Parce qu'il est souvent plus économique de construire un réservoir pour stocker l'eau plutôt que de stocker l'électricité dans les batteries, le moteur d'une pompe solaire fonctionnera habituellement « au fil du soleil », c'est-à-dire qu'il sera couplé directement au générateur photovoltaïque (sans batterie).Dans ce cas, il est important que la puissance fournie par le générateur PV soit utilisée le plus complètement possible au point de fonctionnement maximal du groupe motopompe sur la plage de fonctionnement la plus large possible. Nous avons vu que différents types de moteurs et de pompes engendrent des caractéristiques de fonctionnement différentes. Le choix d'un régulateur ou d'un onduleur dépendra étroitement de ces caractéristiques.

L'emploi d'une batterie fixe le point de fonctionnement du groupe motopompe sur une plus petite plage de fonctionnement. Ainsi, la pompe fonctionne à couple constant, donc à rendement constant dans le cas d'une pompe volumétrique. Le démarrage d'une pompe centrifuge sera également plus efficace, la puissance de démarrage, plus élevée, pouvant être fournie dès le départ. Néanmoins, l'emploi d'une batterie ne rend pas inutile l'utilisation d'un régulateur de charge. Les caractéristiques de sortie de l'électricité fournies par la batterie sont plus homogènes, mais une adaptation à la charge variable d'une pompe sera néanmoins nécessaire dans la plupart des cas.

❖ Conclusion

Dans ce chapitre, deux techniques de pompage PV ont été présentées : pompage au fil du soleil et pompage avec batterie. Nous avons montré l'intérêt du pompage dit « au fil du soleil ». Nous avons également pu conclure que ce dernier présente plusieur avantages (simplicité fiabilité, moins couteux …..).

ChapitreIII
Dimensionnement et Simulation du pompage photovoltaïque autonome par logiciel PVsyst

❖ Introduction

Notre recherche dans le domaine photovoltaïque est motivée principalement par l'amélioration du rendement de conversion énergétique par la simulation des divers modules et trouver les modules adéquats avec les conditions climatiques de notre région et pour réduire de coût de réalisation avec un bon rendement. Les paramètres climatiques tels que la température et le potentiel énergétique sont des paramètres extrêmement importants dans le comportement des cellules solaires. Ils influent énormément sur la caractéristique I-V de la cellule solaire. Cette étude nous a permis de faire une évaluation qualitative du logiciel PVsyst7, qui permet de simuler un tel système et ceci a permis de faire une meilleure estimation des pertes qui peuvent affecter le rendement global.

Les données météorologiques fournies par PVsyst7 sont des données synthétisées par un modèle mathématique avec comme données de base les valeurs moyennes mensuelles de la radiation. Donc, pour mener cette simulation, nous avons puisé les données de base de PVsyst7 pour le site d'Ain Ouksir.

III.1.Dimensionnement du système photovoltaïque

Bien qu'il soit assez complexe de prédire le rendement précis d'une pompe solaire pour des conditions de fonctionnement variables, nous suggérons ici une méthode simplifiée qui permettra de dimensionner le système de pompage avec un degré de précision acceptable. Les trois facteurs les plus importants de cette approche devront être estimés soigneusement afin d'obtenir un dimensionnement satisfaisant. Ce sont les besoins en eau, les données d'ensoleillement et le rendement du groupe motopompe choisi sur la plage de fonctionnement du système.

Pour illustrer notre travail, nous avons préparé une fiche de renseignement pour pompage photovoltaïque au fil du soleil avec un groupe motopompe immergé installé dans une exploitation agricole située a Ain Ouksir –Chellallet El Adhaoura –Médéa.

III.2. Dimensionnement des stations de pompage solaire

Pour définir la puissance utile au fonctionnement de la pompe développée par les panneaux solaires, les données minimums sont :

- ✓ La situation géographique pour déterminer l'irradiation solaire globale.
- ✓ Le débit pour déterminer les besoins journaliers en eau durant la période de besoin maximal.

- ✓ La hauteur manométrique totale pour mesurer le niveau statique, le rabattement maximal, la hauteur du réservoir et les pertes de charge dues à la tuyauterie.

On procèdera comme

1. Définir l'irradiation globale journalière mensuelle en [$kh/m2/J$]par rapport à la latitude de la zone de travail.
2. Choisir une pompe en fonction du débit et de la hauteur manométrique totale, (utiliser les abaques de rendement des pompes fournis par le constructeur).
3. Choisir l'onduleur adapté à la pompe (tension et puissance).
4. Déterminer la puissance crête $PPcc$ nécessaire au fonctionnement de la pompe par la méthode analytique ou graphique.
5. Choisir le type de panneau solaire (définir leur puissance nominale PPO)
6. Déterminer le nombre de panneaux par la relation Pcc/POO
7. Vérifier la tension nominale pour le fonctionnement de l'onduleur (selon les modèles).
8. Déterminer le nombre de module série / parallèle (la forme de connexion).

III.3.Logiciel de simulation :

Il existe plusieurs logiciels de simulation pour étude et dimensionnement des systèmes photovoltaïques autonomes comme les logiciels, Homer, PVsyst, Matleb simuling ….ect, notre choix c'est penché pour le logiciel PVsyst à cause de sa simplicité et l'exactitude des résultats obtenues ainsi qu'une multitude de solutions optimales.

III.4. Présentation de PVsyst

PVSYST est un logiciel conçu pour être utilisé par les architectes, les ingénieurs et les chercheurs, mais aussi un outil pédagogique très utile. Il inclut une aide contextuelle approfondie, qui explique en détail la procédure et les modèles utilisés et offre une approche économique avec guide dans le développement d'un projet. PVSYST permet d'importer des données météo d'une dizaine de sources différentes ainsi que des données personnelles.

PVsyst V7.1 .On se propose d'étudier notre système de pompage photovoltaïque autonome sans batterie par la chronologie des tableaux ci-dessous, Ce qui correspond à peu près aux différentes étapes du développement du projet réel:

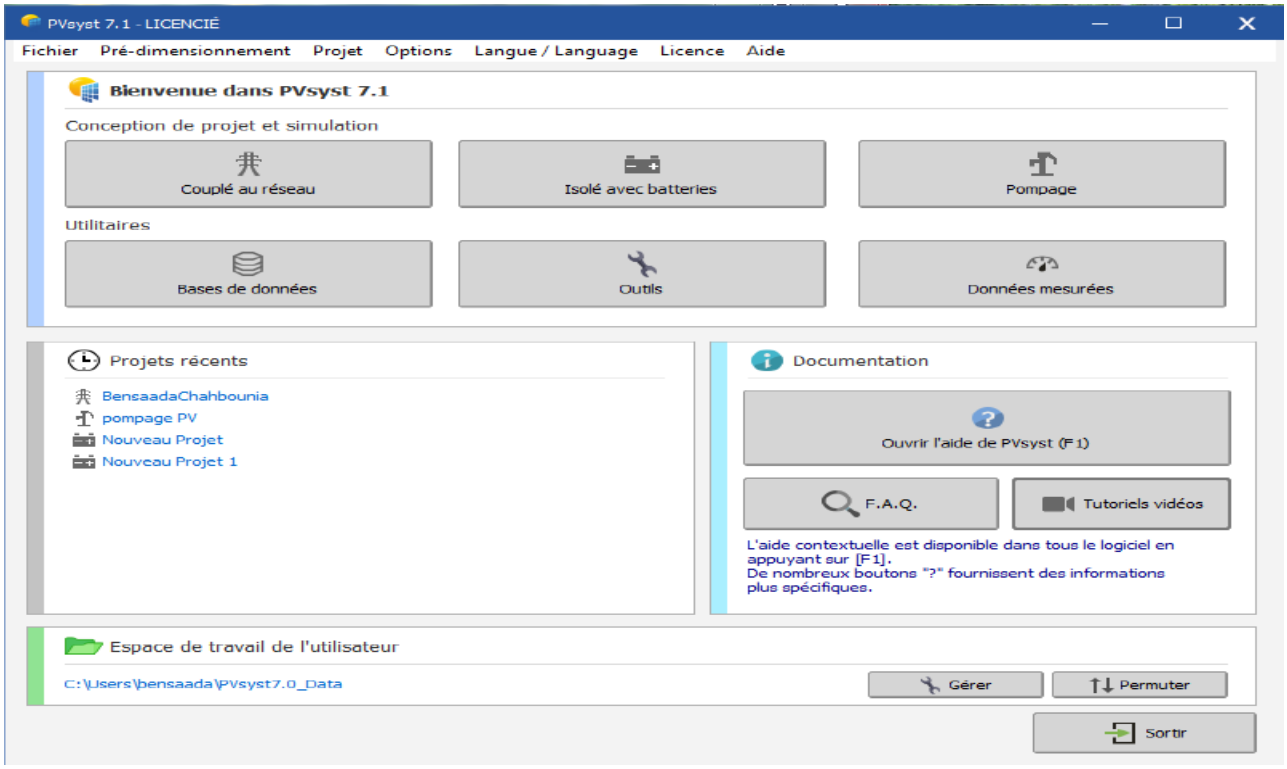


Figure III.1: menu principal de logiciel PVsyst

III.5.Fiche de dimensionnement des conditions du site d'Ain Ouksir

- Lieu : **Ain Ouksir –Chellallet El Adhaoura –Médéa.**
- Latitude : **35,8300°N**
- Longitude: **3,4769°E**
- Saison d'exploitation : toute l'année
- Température moyenne de fonctionnement : **6,9°-28 ,3°**

III.5.1.Renseignement de la charge

• Choisir ou définir la charge, c'est-à-dire déterminer le débit requis et la HMT.

– **Débit : 4 m³ /Jour;**

Niv statique	Niv dynam .	Rabatt	Haut réserv.	Pert tuyau.	HMT
Ns (m)	Nd (m)	RS (m)	Hr (m)	Pc (%)	(Nd + Hr) (1 + Pc)
32	37	5	3	10%	44

Tableau III.1 : Renseignement de la charge

III.5.2. Données géographique

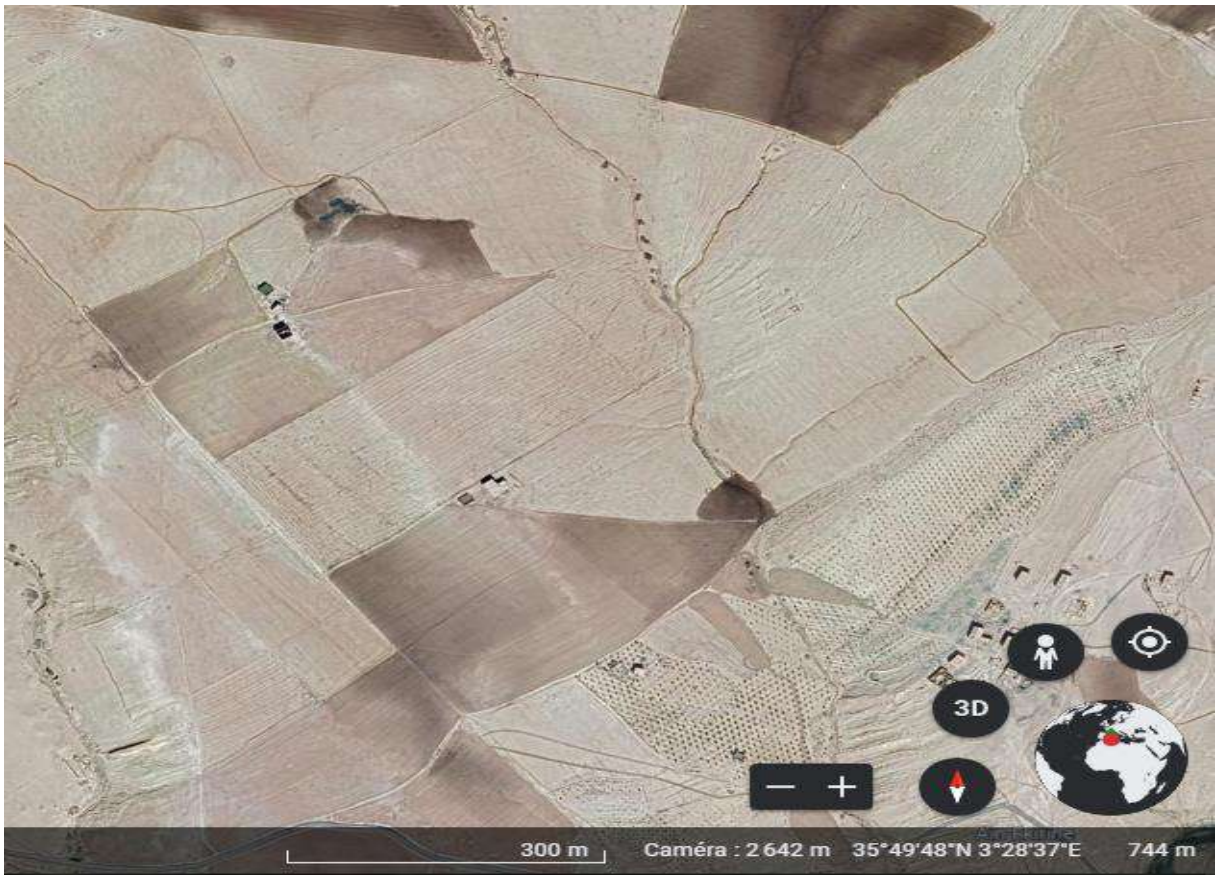


Figure III.2: Site géographique de Ain Ouksir –Chellallet El Adhaoura –Médéa.

Caractéristiques	Latitude en degré °	Longitude en degré °	Altitude en m
AIN OUKSIR	35.8300 °N	3.4769 °E	744

Tableau III .2 : Tableau des données géographique du site de Ain Ouksir –Chellallet El Adhaoura –Médéa.

III.5.3. Coordonnée géographique

Un site géographique est défini par:

- ✓ Son nom, pays et région du monde;
- ✓ Coordonnées géographiques : latitude, longitude, altitude et fuseau horaire;
- ✓ Données météorologiques mensuelles.

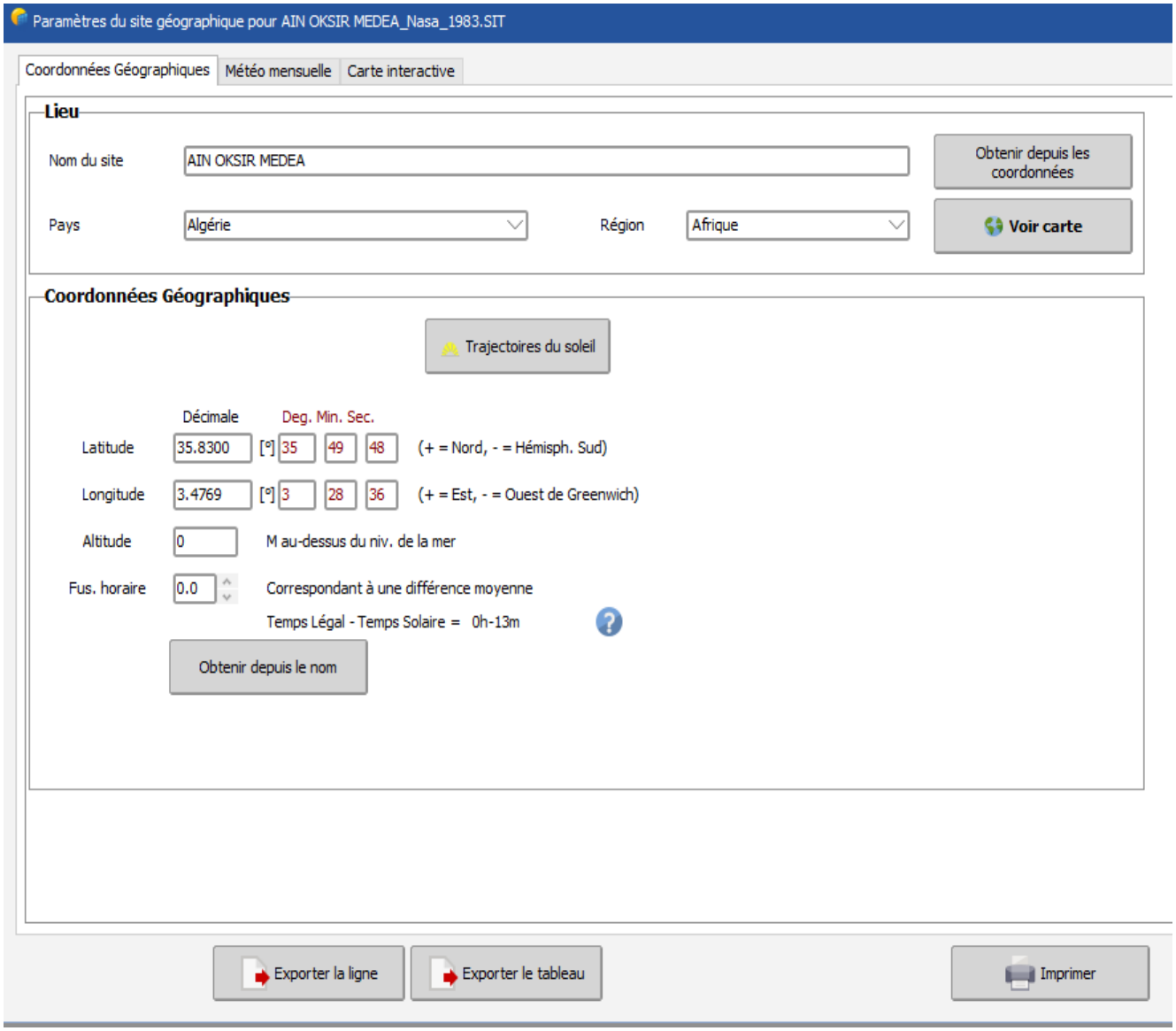


Figure III.3: coordonnée géographique de Ain Ouksir –Chellallet El Adhaoura –Médéa.

III.5.4. Données météorologiques

Paramètres du site géographique, nouveau site

Coordonnées Géographiques | Météo mensuelle | Carte interactive

Site AIN OKSIR MEDEA (Algérie)

Source des données NASA-SSE satellite data 1983-2005

	Irradiation globale horizontale kWh/m²/mois	Irradiation diffuse horizontale kWh/m²/mois	Température °C
Janvier	76.9	28.5	6.9
Février	94.1	32.8	8.6
Mars	138.9	48.1	11.8
Avril	168.9	57.0	15.0
Mai	205.8	64.5	20.0
Juin	219.6	61.8	25.2
Juillet	230.0	58.6	28.3
Août	201.5	55.2	27.8
Septembre	149.4	49.2	23.2
Octobre	109.7	41.5	18.2
Novembre	77.7	30.3	12.4
Décembre	67.3	26.7	8.3
Année	**1739.8**	**554.1**	**17.1**
	Coller	Coller	Coller

Irradiation globale horizontale variabilité d'une année sur l'autre 2.8%

Importer | Exporter la ligne | Exporter le tableau

Figure III.4: Paramètres climatique de Ain Ouksir –Chellallet El Adhaoura –Médéa.

Ces données résument les caractéristiques climatiques (l'irradiation et la température) du site de Ain Ouksir –Chellallet El Adhaoura –Médéa., Il est conseillé de définir soigneusement la source des données:

PVGIS: (**P**hotovoltaic **G**eographical **I**nformation **S**ystem) Fournit un accès sur Internet aux données sur le rayonnement solaire et la température et aux outils d'évaluation de la performance PV pour n'importe quel endroit en Europe et en Afrique, ainsi que dans une grande partie de l'Asie.

III.5.5. Conception du projet:

On retrouve ici le même fonctionnement que dans "preliminary design" mais avec beaucoup plus de paramètres. Encore une fois, on choisi le type d'installation : connecté au réseau, déconnecté du réseau, système de pompe solaire ou connecté a un réseau continu. On aura plusieurs néanmoins plus d'étapes : choix du projet et de ses variables, orientation du panneau solaire, définition de l'horizon (ombre lointaines), définitions des ombres proches, définition du système et enfin résultats. Les étapes définitions des ombres lointaines et proches sont facultatives, mais si on utilise la définition des ombres proche, il n'est pas très important de s'attarder sur le positionnement (inclinaison et azimut) du panneau car on pourra le modifiés dans la définition des ombres proches.

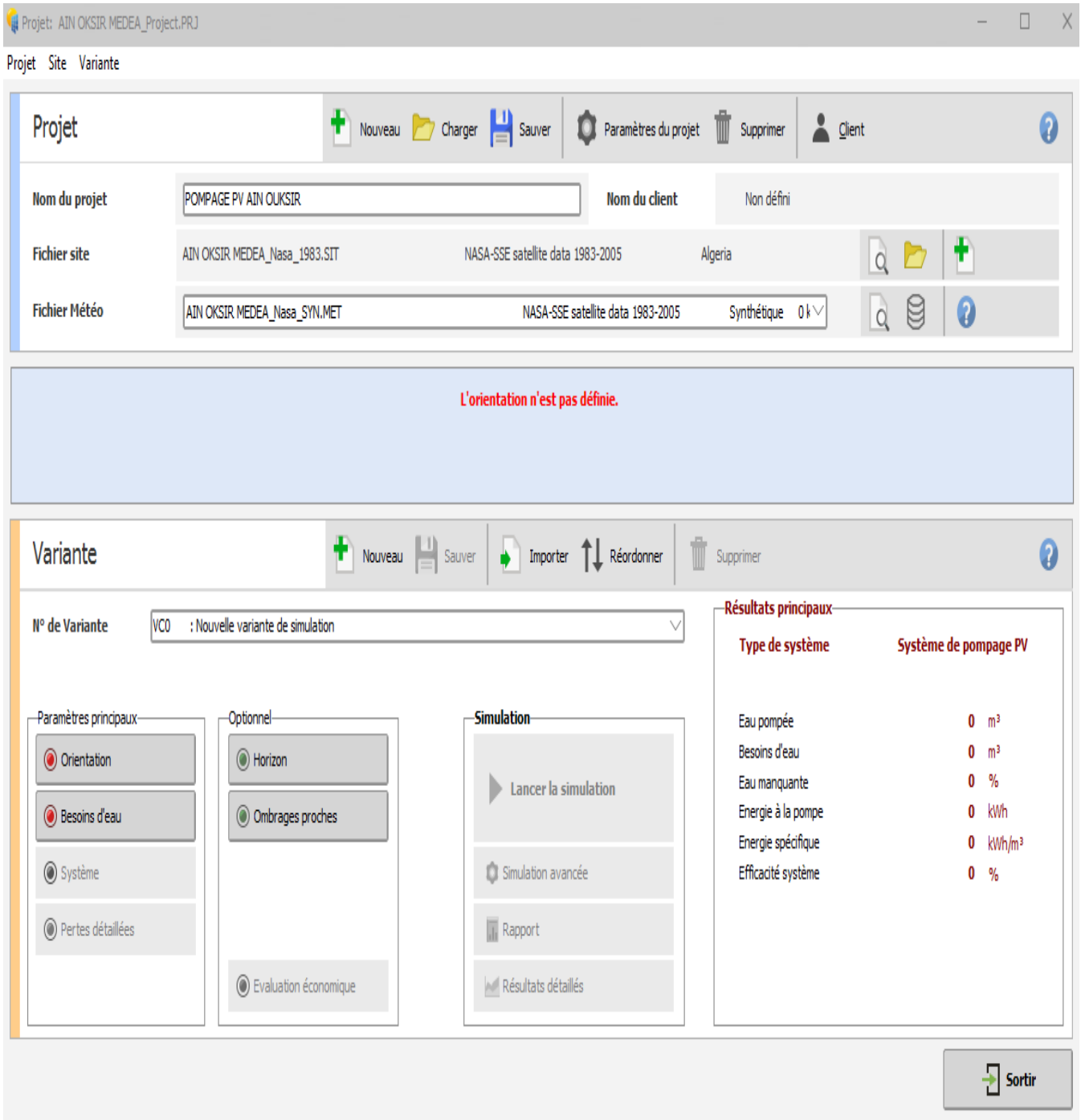


Figure III.5: Conception du projet

III.6. Simulation d'un system de pompage PV avec le logiciel PVsyst :

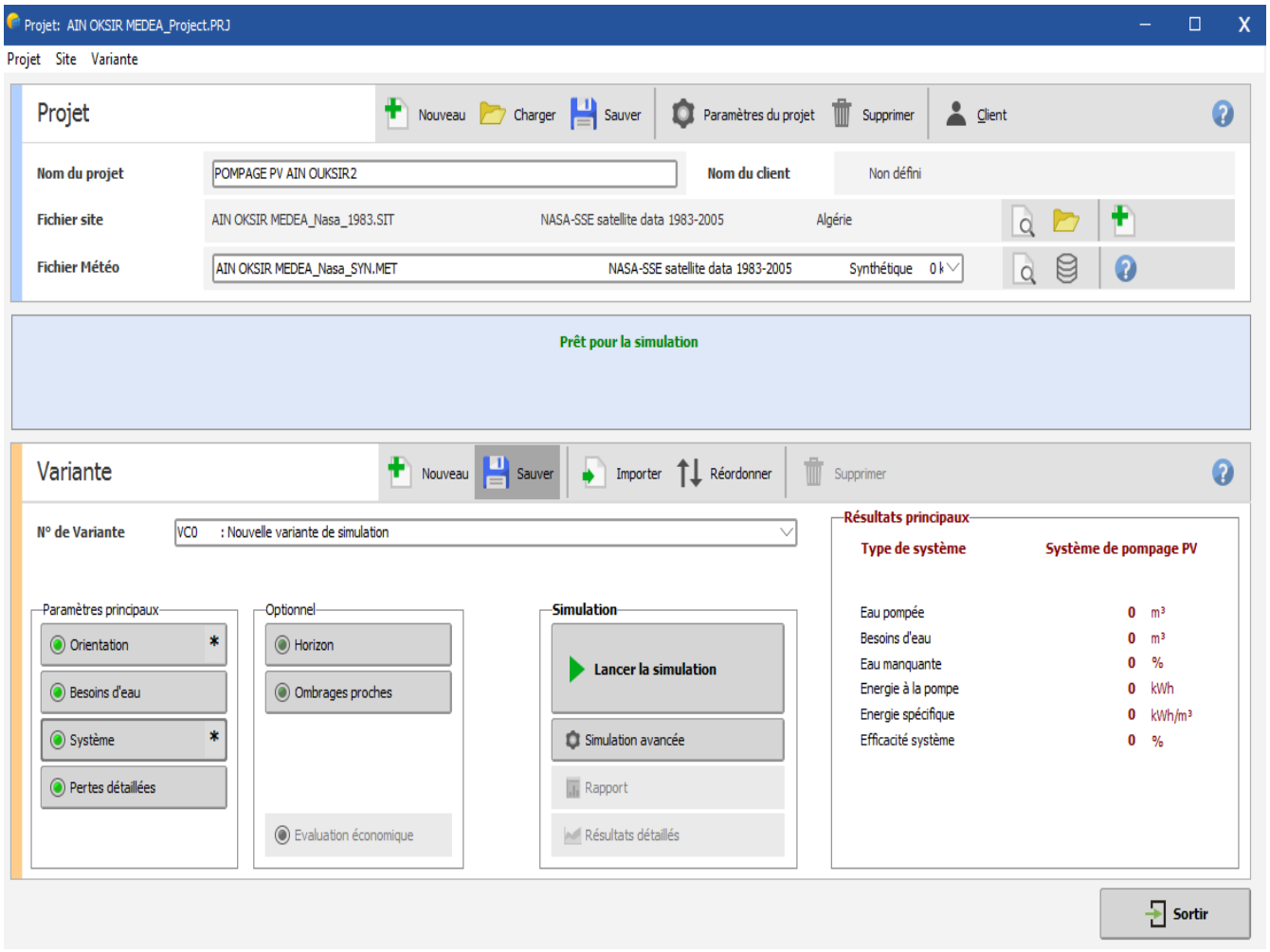


Figure III.6: Simulation d'un système de pompage PV

III.7. Les étapes de conception d'un système de pompage PV

Cela donne une procédure étape par étape lors de la définition d'un système autonome en PVsyst:

III.7.1.Orientation des modules PV:

Vu le prix élevé des modules PV, il est nécessaire de choisir des orientations et inclinaisons favorables à la production d'énergie.

Pour la simulation en technologie de silicium Mono cristallin, nous avons choisi un plan incliné fixe d'une inclinaison 30° (par rapport à l'horizontale) comme l'illustre la figure30° c'est l'inclinaison optimale donnée par le logiciel PVSYST, en dehors de cette dernière le rendement diminue.

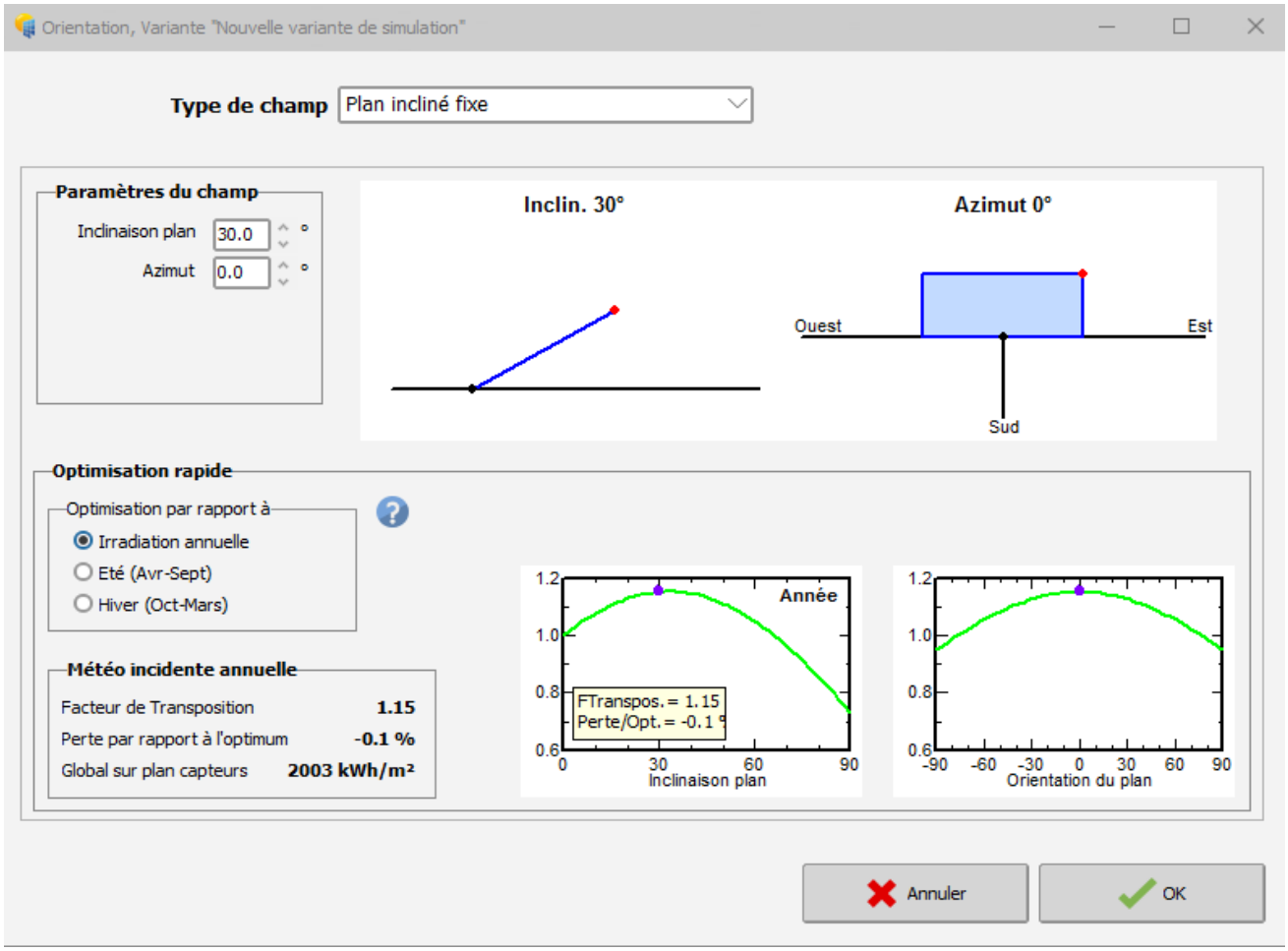


Figure III.7 : angle d'orientation

- ✓ **Plan incliné fixe** : Vous avez juste à définir l'inclinaison de l'avion et de l'azimut.
- ✓ **Le facteur Transposition :** est le rapport de l'irradiation incidente (GlobInc) sur le plan, à l'irradiation horizontale (GlobHor). C'est à dire. Ce que vous gagnez (ou en vrac) lors de l'inclinaison du plan du capteur.

III.7.2.Définition d'un profil de l'horizon: est une opération très simple avec l'outil graphique PVsyst. L'horizon est une ligne brisée superposée sur le diagramme de trajectoire du soleil, qui peut contenir un nombre quelconque de hauteur / points d'azimut.

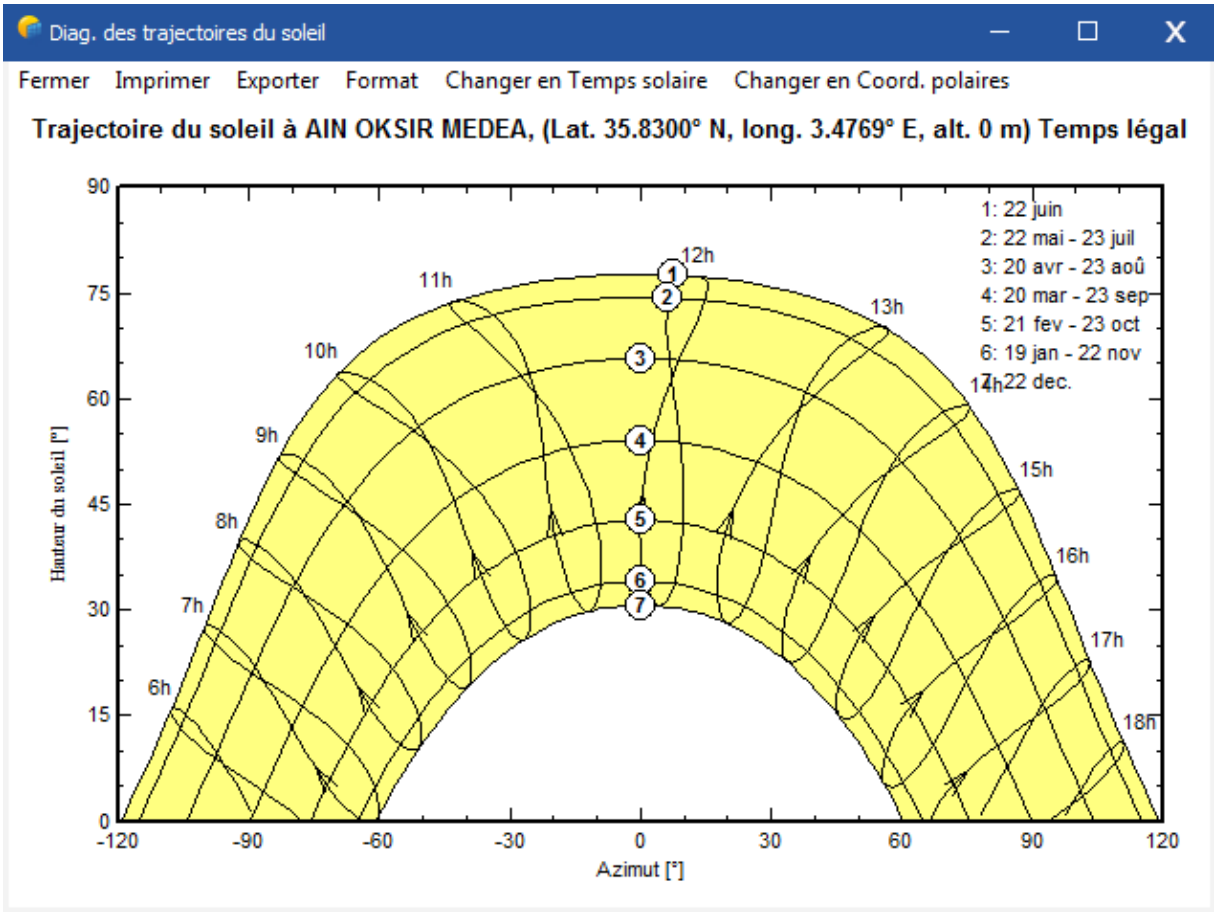


Figure III.8 : Diagramme des trajectoires du soleil de Ain Ouksir –Chellallet El Adhaoura – Médéa.

III.7.3.La définition des besoins de l'utilisateur:

On choisit en haut de cette fenêtre un système Puits vers réservoir (alimentant un réservoir ouvert par le haut).

Dans cette fenêtre, on va remplir trois grands champs séparés.

Le premier champ est réservé aux caractéristiques du réservoir, le deuxième pour les caractéristiques du puit et le troisième pour le circuit hydraulique.

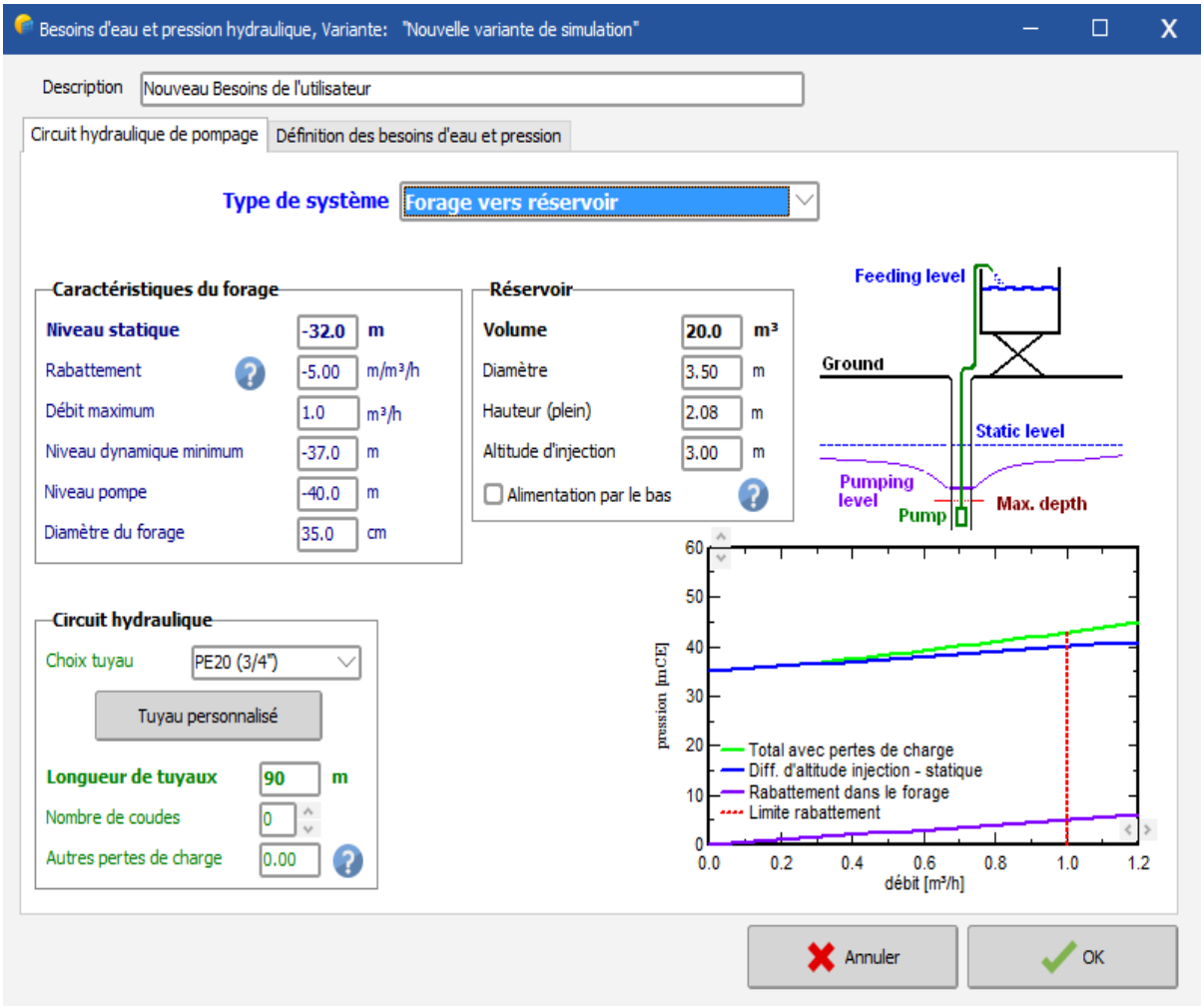


Figure III.9: Circuit hydraulique de pompage

Après avoir remplis cette fiche, on va cliquer sur **Définition des besoins d'eau et pression** pour définir les besoins en eau journalier. Sur cette fiche on définit les besoins en eau (**20 m³)** valeur moyenne annuelle) et on fixe le niveau statique du puit à «32 m ».

Le logiciel PVSYST 7.1 va afficher directement l'énergie hydraulique nécessaire durant toute l'année qui égale **139 kWh** et donne une large estimation de l'énergie annuelle fournie par le générateur photovoltaïque.

III.7.4.Calcul de l'énergie hydraulique annuelle par PVSYST :

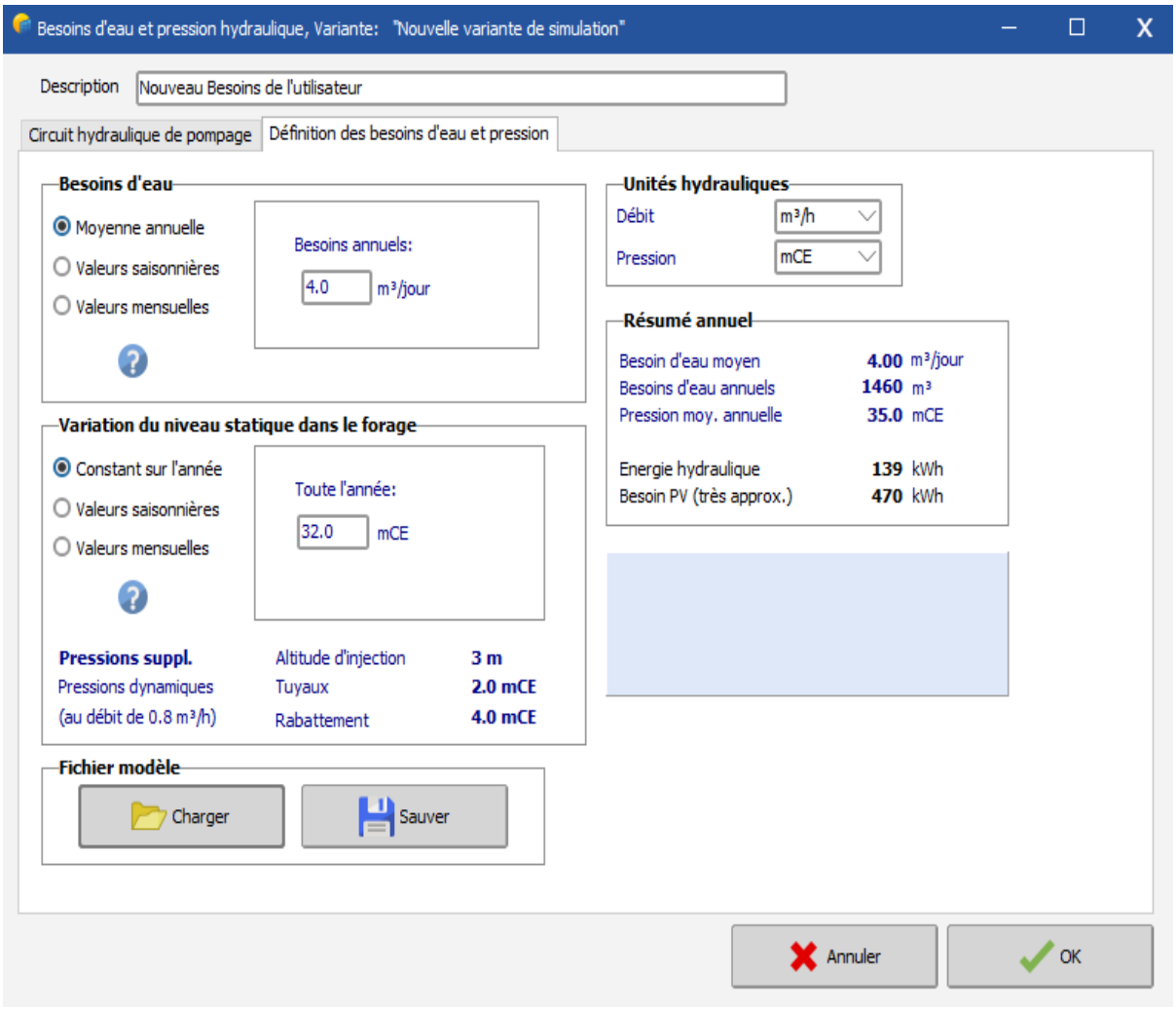


Figure III.10: Définition des besoins d'eau et pression

III.7.5.Le choix de stratégie du contrôle :

Dans le (couplage direct, MPPT ou convertisseur DC/DC), il est conseillé de choisir le " Convertisseur MPPT ". Le convertisseur MPPT est un système de conversion de puissance muni d'un algorithme de contrôle approprié permettant d'extraire le maximum de puissance que le GPV peut fournir.

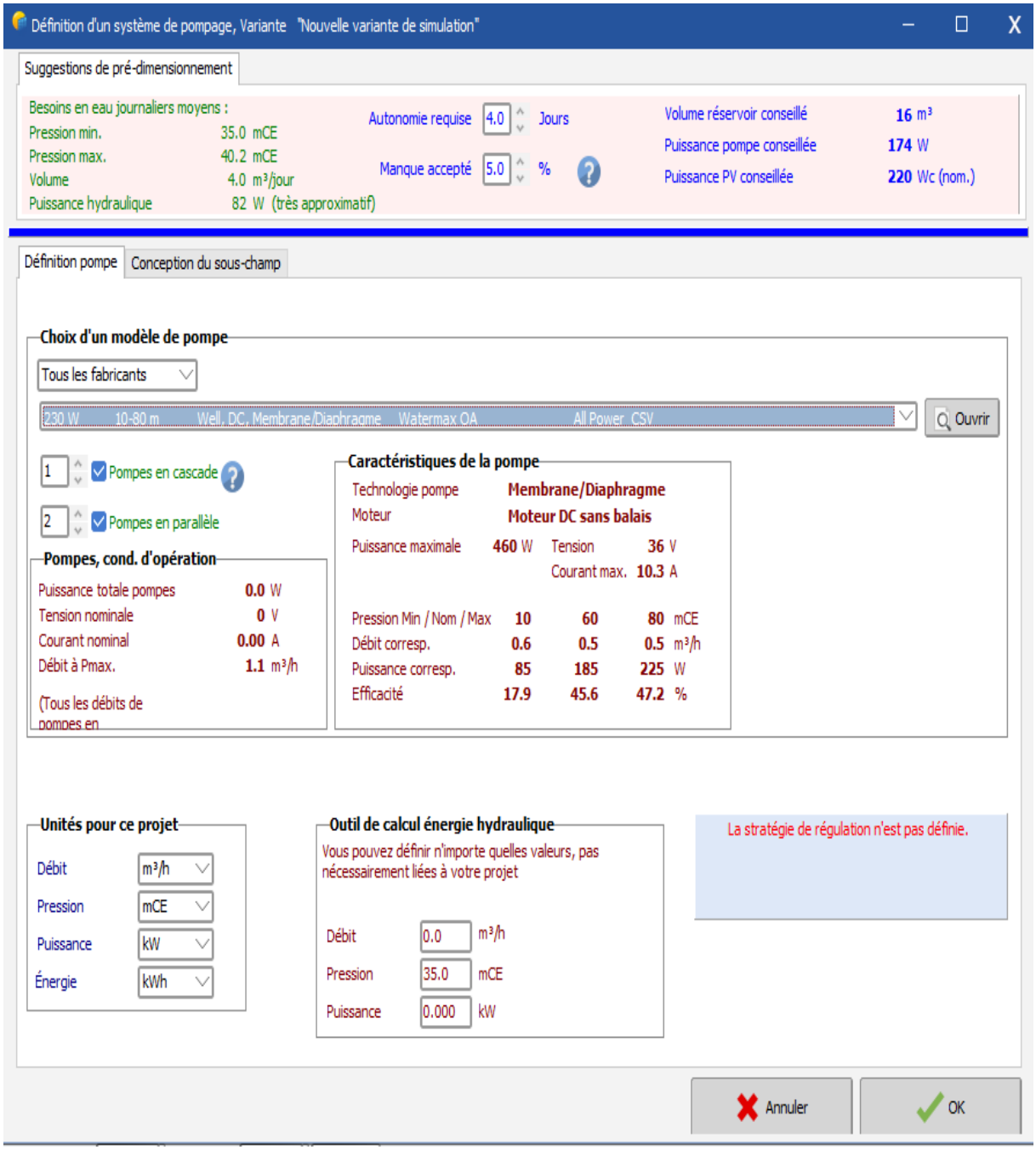


Figure III.11 : Définition pompe

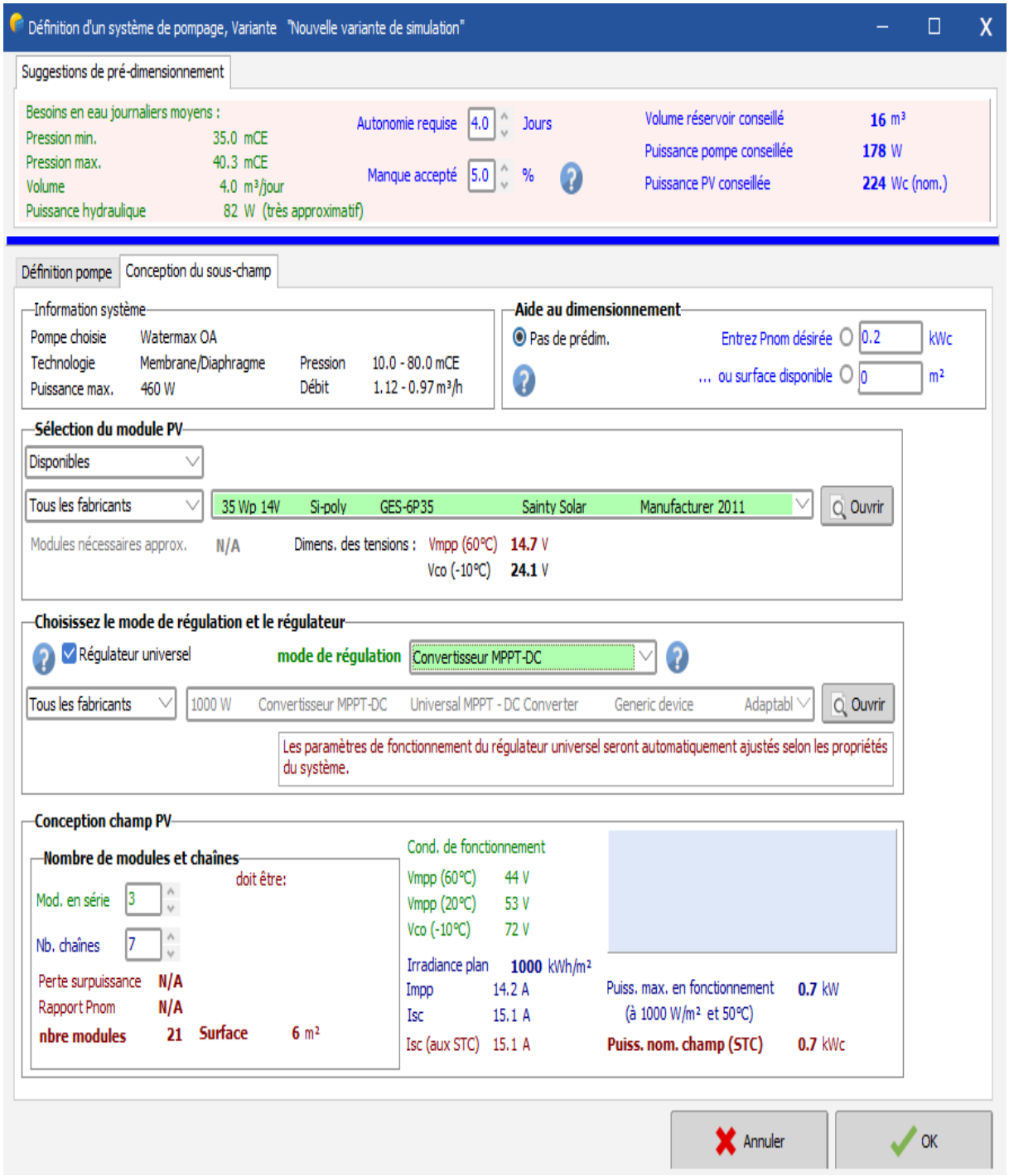


Figure III.12 : Conception du sous-champ.

III.7.6. Résultats du système de pompage PV

Pour avoir les résultats, on va cliquer sur **Lancer la simulation**

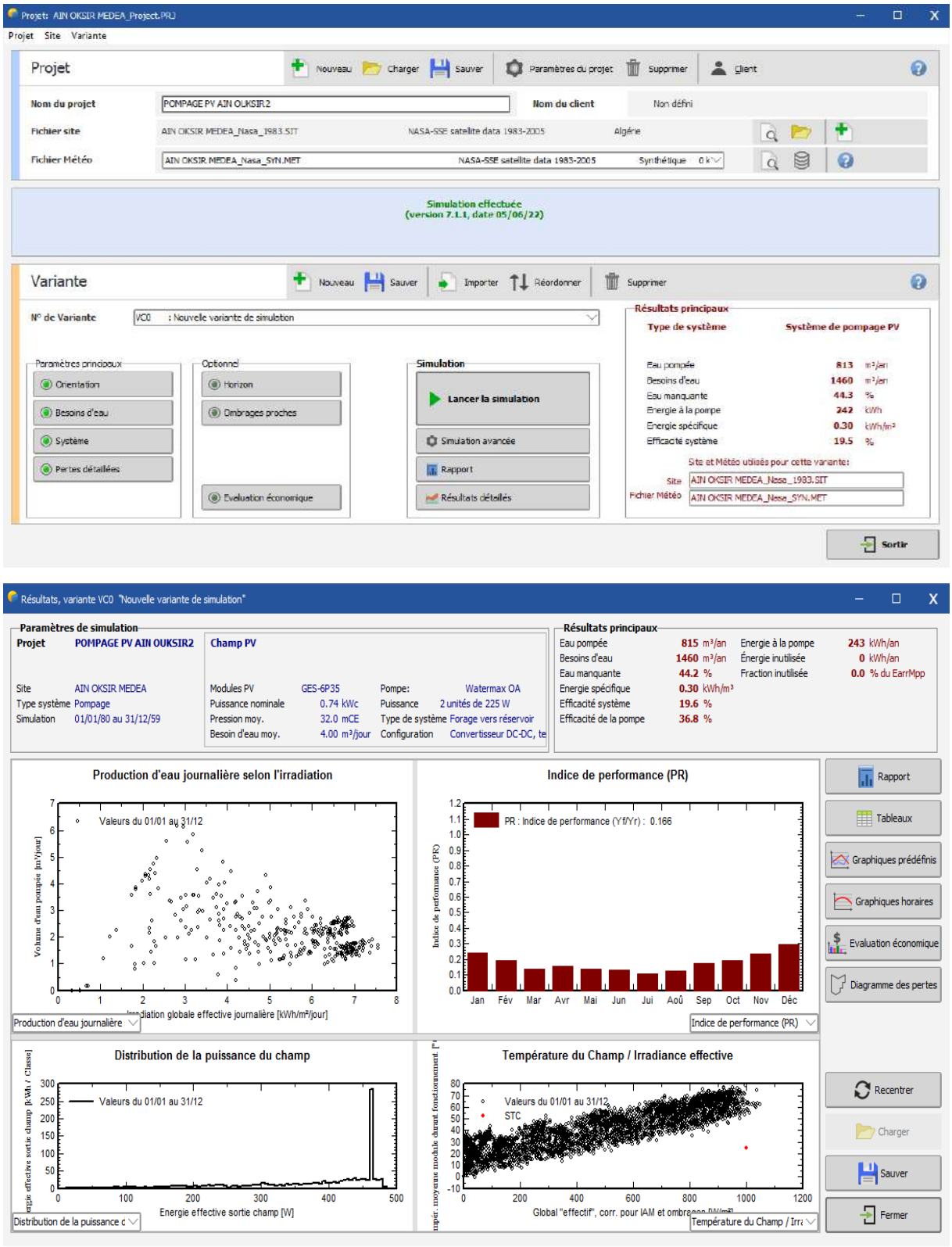


Figure III.13 : Résultats du système de pompage PV.

1-Caractéristiques du champ de capteurs

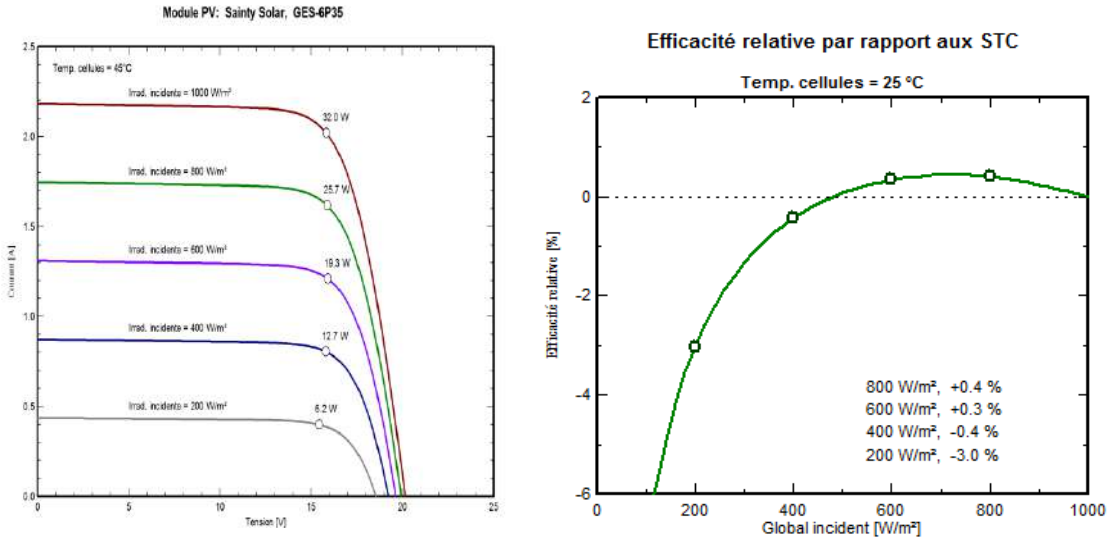


Figure III.14 : Caractéristiques du Module PV.

Module PV	**Si-poly GES-6P35**	
Nombre de modules PV	En série : **3 modules**	En parallèle : **7 chaînes**
Nombre total de modules PV	Nbre modules : **21**	Puissance unitaire : **35 Wp**
Puissance globale du champ	P nom.champ (STC) : **0,7 kWc**	Pmax en fonct : **0,7 kW**
Caractéristiques de fonct. A 50°C	U mpp : **44 V**	I sc : **15,1 A**
Surface totale	Surface modules : **6 m²**	

2-Caractéristiques de la Pompe

Technologie : **Membrane /Diaphragme**

Moteur : **DC sans balais**

Modèle : **Watermax OA**

La tension nominale : **36 V**

Le courent nominale : **10 ,3 A**

La puissance max : **460 W**

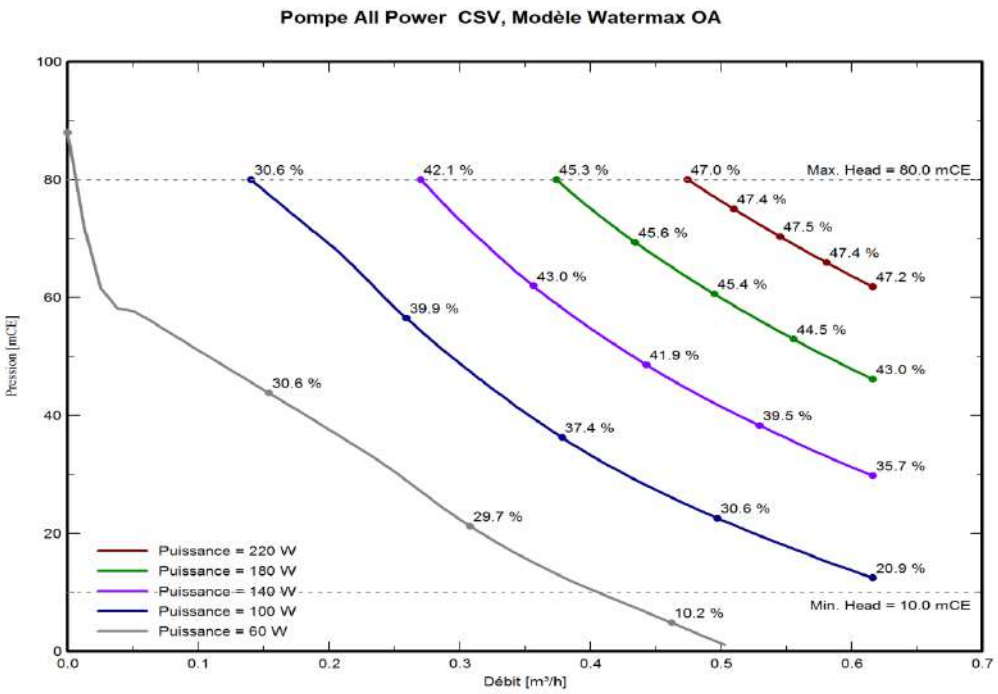


Figure III.15 : La puissance de pompe modèle Watermax OA .

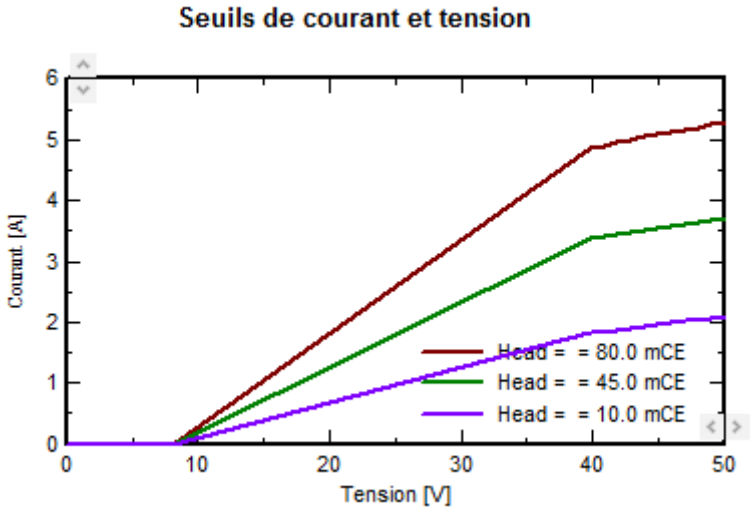


Figure III.16 : Seuils de courant et tension.

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	118.8	81.4	21.29	0.000	39.54	2.336	2.659	1.341
Février	130.2	87.6	18.54	0.000	39.03	2.229	2.229	1.771
Mars	165.6	108.7	16.96	0.000	39.03	1.869	1.869	2.131
Avril	177.7	115.3	21.14	0.000	39.08	2.338	2.338	1.662
Mai	194.7	123.2	20.55	0.000	39.20	2.246	2.246	1.754
Juin	198.9	122.7	19.97	0.000	39.48	2.267	2.267	1.733
Juillet	213.1	128.4	17.37	0.000	39.01	1.867	1.867	2.133
Août	205.0	123.8	19.03	0.000	38.96	2.015	2.015	1.985
Septembre	170.4	106.7	22.65	0.000	39.17	2.512	2.512	1.488
Octobre	142.4	92.0	20.84	0.000	38.90	2.205	2.108	1.892
Novembre	115.3	77.3	20.48	0.000	39.21	2.300	2.376	1.624
Décembre	106.7	73.1	23.60	0.000	39.19	2.568	2.552	1.448
Année	1938.8	1240.2	242.44	0.000	39.15	2.228	2.252	1.748

Tableau III.3 : Bilans et résultats principaux

Energie incident effective (Transpos., IAM, ombrages)

	GlobHor kWh/m²	GlobInc kWh/m²	GlobIAM kWh/m²	GlobEff kWh/m²	DiffEff kWh/m²
Janvier	76.9	121.6	118.8	118.8	18.52
Février	94.1	133.1	130.2	130.2	20.59
Mars	138.9	169.4	165.6	165.6	27.50
Avril	168.9	182.3	177.7	177.7	29.33
Mai	205.8	200.0	194.7	194.7	29.68
Juin	219.6	204.5	198.9	198.9	25.71
Juillet	230.0	218.8	213.1	213.1	25.05
Août	201.5	210.0	205.0	205.0	24.67
Septembre	149.4	174.4	170.4	170.4	26.24
Octobre	109.7	145.7	142.4	142.4	24.55
Novembre	77.7	118.0	115.3	115.3	19.54
Décembre	67.3	109.3	106.7	106.7	18.14
Année	1739.8	1987.0	1938.8	1938.8	289.52

Tableau III.4 : Energie incident effective (Transpos, IAM,ombrages).

Facteurs optiques (Transpos., IAM, ombrages)

	GlobHor kWh/m²	GlobInc kWh/m²	FTransp ratio	FIAMBm ratio	FIAMGl ratio	FIAMShd ratio
Janvier	76.9	121.6	1.581	0.981	0.977	0.977
Février	94.1	133.1	1.414	0.982	0.978	0.978
Mars	138.9	169.4	1.219	0.982	0.978	0.978
Avril	168.9	182.3	1.079	0.977	0.974	0.974
Mai	205.8	200.0	0.972	0.976	0.973	0.973
Juin	219.6	204.5	0.931	0.975	0.973	0.973
Juillet	230.0	218.8	0.951	0.976	0.974	0.974
Août	201.5	210.0	1.042	0.979	0.976	0.976
Septembre	149.4	174.4	1.167	0.980	0.977	0.977
Octobre	109.7	145.7	1.328	0.981	0.977	0.977
Novembre	77.7	118.0	1.518	0.981	0.977	0.977
Décembre	67.3	109.3	1.624	0.980	0.976	0.976
Année	1739.8	1987.0	1.142	0.979	0.976	0.976

Tableau III.5 : Facteurs optiques (Transpos, IAM, Ombrages).

Sommes horaires mensuelles pour E_PmpOp [kWh]

	0H	1H	2H	3H	4H	5H	6H	7H	8H	9H	10H	11H	12H	13H	14H	15H	16H	17H	18H	19H	20H	21H	22H	23H
Janvier	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.78	4.84	1.95	1.13	1.49	1.19	2.07	2.41	4.88	0.56	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Février	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.36	3.79	0.87	0.87	0.94	0.61	1.13	1.15	4.26	2.55	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Mars	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4.08	1.41	0.90	1.02	0.58	0.82	0.65	1.08	2.51	3.90	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Avril	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.82	6.00	1.11	0.87	0.66	0.41	0.19	1.22	1.15	3.51	4.19	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Mai	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.84	6.84	1.09	0.46	0.49	0.14	0.06	0.35	0.85	2.88	4.55	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Juin	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.87	6.77	0.28	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	5.14	4.91	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Juillet	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.65	6.72	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.72	5.28	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Août	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.10	6.18	0.75	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	5.28	4.72	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Septembre	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.45	5.51	2.15	0.99	0.52	0.27	0.56	1.58	1.59	4.90	3.14	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Octobre	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.69	4.77	1.90	1.34	0.51	0.92	1.22	1.62	1.81	5.22	0.83	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Novembre	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.05	3.52	1.78	0.97	0.97	1.14	2.23	2.74	4.08	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Décembre	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.07	4.27	2.29	2.12	2.19	2.04	2.62	3.15	2.85	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Année	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	14.42	55.13	25.11	11.47	8.29	7.91	7.83	13.48	15.93	48.24	34.64	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Tableau III.6 : Sommes horaires mensuelles pour E_PmpOp [kWh]

Pertes dans le système de pompage

	EArrMPP kWh	MPPLoss kWh	EPmpThr kWh	EPmpOvr kWh	E_PmpAv kWh	ELowLev kWh	ETkFull kWh	E_PmpOp kWh
Janvier	81.4	5.11	1.035	0.000	73.0	51.70	0.000	21.29
Février	87.6	6.91	0.851	0.000	77.8	59.22	0.000	18.54
Mars	108.7	9.69	1.312	0.000	95.2	78.21	0.000	16.96
Avril	115.3	8.65	1.028	0.000	102.8	81.62	0.000	21.14
Mai	123.2	7.73	1.339	0.000	110.6	90.02	0.000	20.55
Juin	122.7	7.21	1.769	0.000	109.4	89.40	0.000	19.97
Juillet	128.4	10.84	1.899	0.000	110.8	93.38	0.000	17.37
Août	123.8	10.18	1.088	0.000	108.0	89.01	0.000	19.03
Septembre	106.7	6.00	0.678	0.000	96.8	74.11	0.000	22.65
Octobre	92.0	3.63	1.440	0.000	83.8	63.00	0.000	20.84
Novembre	77.3	3.25	0.987	0.000	70.7	50.18	0.000	20.48
Décembre	73.1	4.07	1.103	0.000	65.7	42.13	0.000	23.60
Année	1240.2	83.26	14.528	0.000	1104.4	861.97	0.000	242.44

Tableau III.7 : Pertes dans le système de pompage.

Pertes dans le système PV

	ModQual kWh	MisLoss kWh	OhmLoss kWh	EArrMPP kWh	MPPLoss kWh	EArUfix kWh	EArray kWh
Janvier	-0.628	2.195	0.807	81.4	5.11	76.5	76.3
Février	-0.677	2.365	0.939	87.6	6.91	80.8	80.7
Mars	-0.840	2.933	1.225	108.7	9.69	99.4	99.0
Avril	-0.891	3.111	1.279	115.3	8.65	106.8	106.6
Mai	-0.952	3.324	1.349	123.2	7.73	115.6	115.4
Juin	-0.948	3.310	1.322	122.7	7.21	115.8	115.5
Juillet	-0.992	3.466	1.409	128.4	10.84	117.9	117.6
Août	-0.957	3.342	1.362	123.8	10.18	113.8	113.6
Septembre	-0.824	2.877	1.120	106.7	6.00	100.9	100.7
Octobre	-0.710	2.481	0.914	92.0	3.63	88.5	88.4
Novembre	-0.597	2.083	0.734	77.3	3.25	74.4	74.1
Décembre	-0.564	1.968	0.680	73.1	4.07	69.1	69.0
Année	-9.579	33.455	13.139	1240.2	83.26	1159.3	1156.9

Tableau III.8 : Pertes dans le système PV.

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 ratio
Janvier	76.9	28.50	6.93	0.0	121.6	19.25	1.030	0.000
Février	94.1	32.80	8.57	0.0	133.1	21.40	1.260	0.000
Mars	138.9	48.10	11.79	0.0	169.4	28.59	1.860	0.000
Avril	168.9	57.00	15.02	0.0	182.3	30.49	2.261	0.000
Mai	205.8	64.50	19.99	0.0	200.0	30.86	2.755	0.000
Juin	219.6	61.80	25.17	0.0	204.5	26.73	2.941	0.000
Juillet	230.0	58.60	28.33	0.0	218.8	26.04	3.081	0.000
Août	201.5	55.20	27.84	0.0	210.0	25.64	2.696	0.000
Septembre	149.4	49.20	23.16	0.0	174.4	27.28	2.000	0.000
Octobre	109.7	41.50	18.17	0.0	145.7	25.52	1.469	0.000
Novembre	77.7	30.30	12.42	0.0	118.0	20.31	1.040	0.000
Décembre	67.3	26.70	8.30	0.0	109.3	18.86	0.901	0.000
Année	1739.8	554.20	17.19	0.0	1987.0	300.96	23.295	0.000

Tableau III.9 : Météo et Energie incidente.

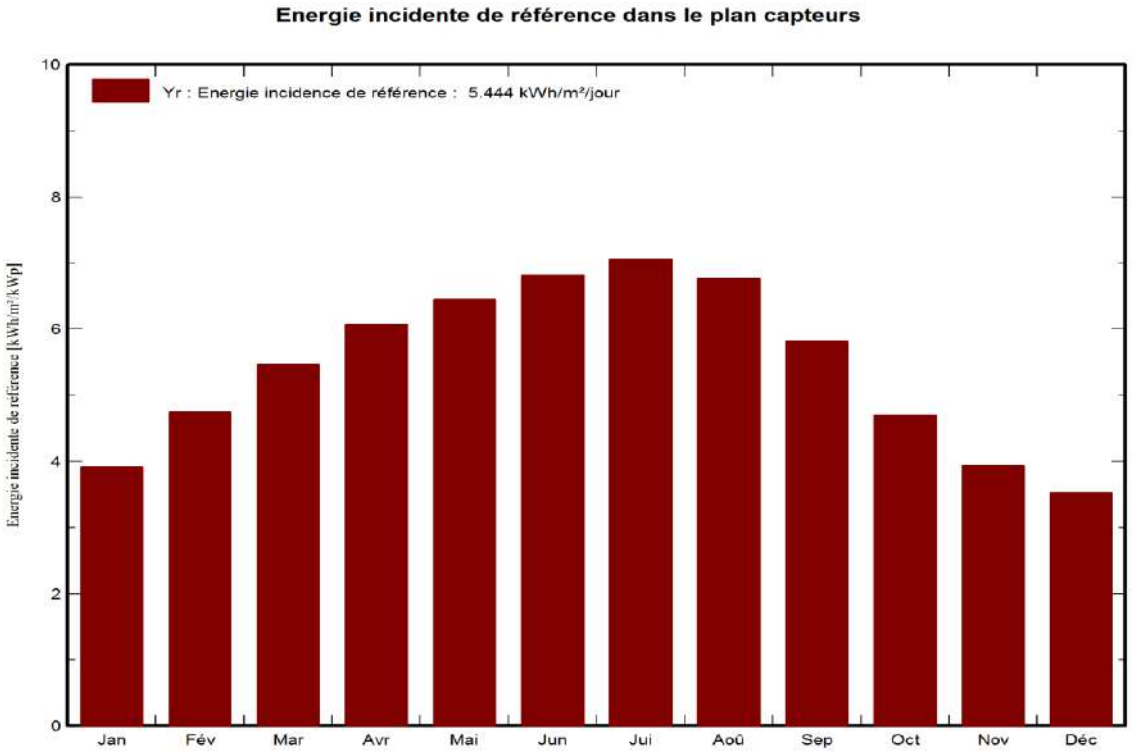


Figure III.17: Energie incidente de référence dans le plan capteurs

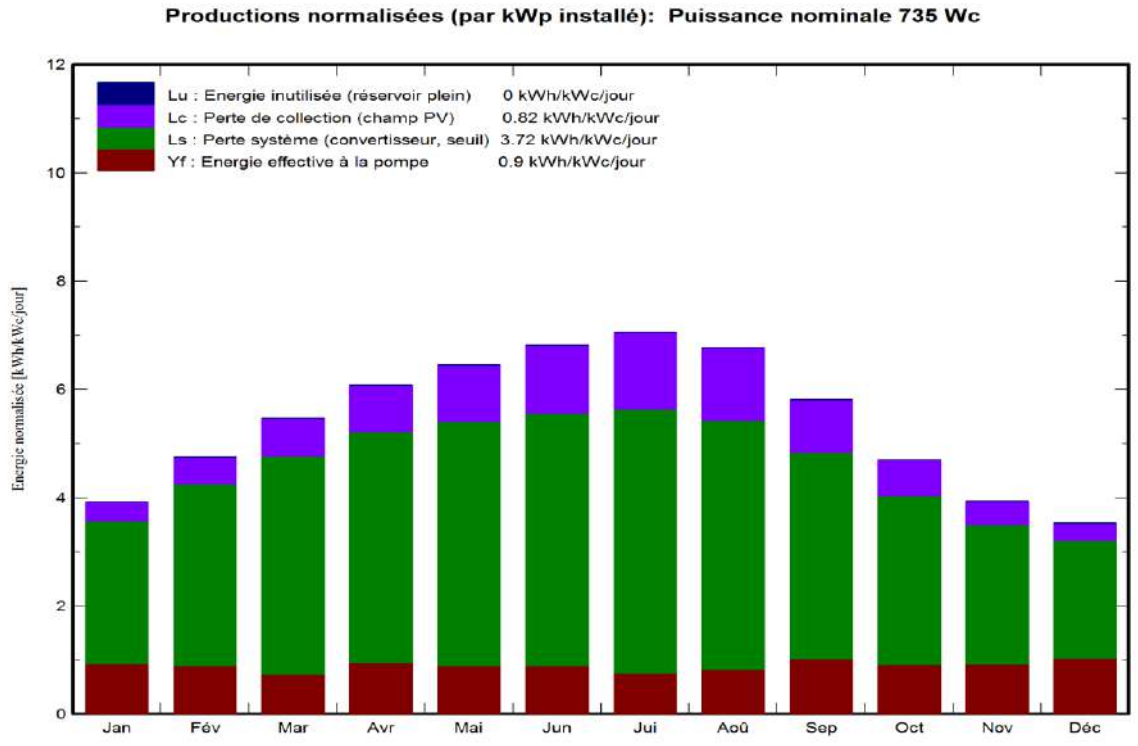


Figure III.18: Productions normalisées (par kWp installé)

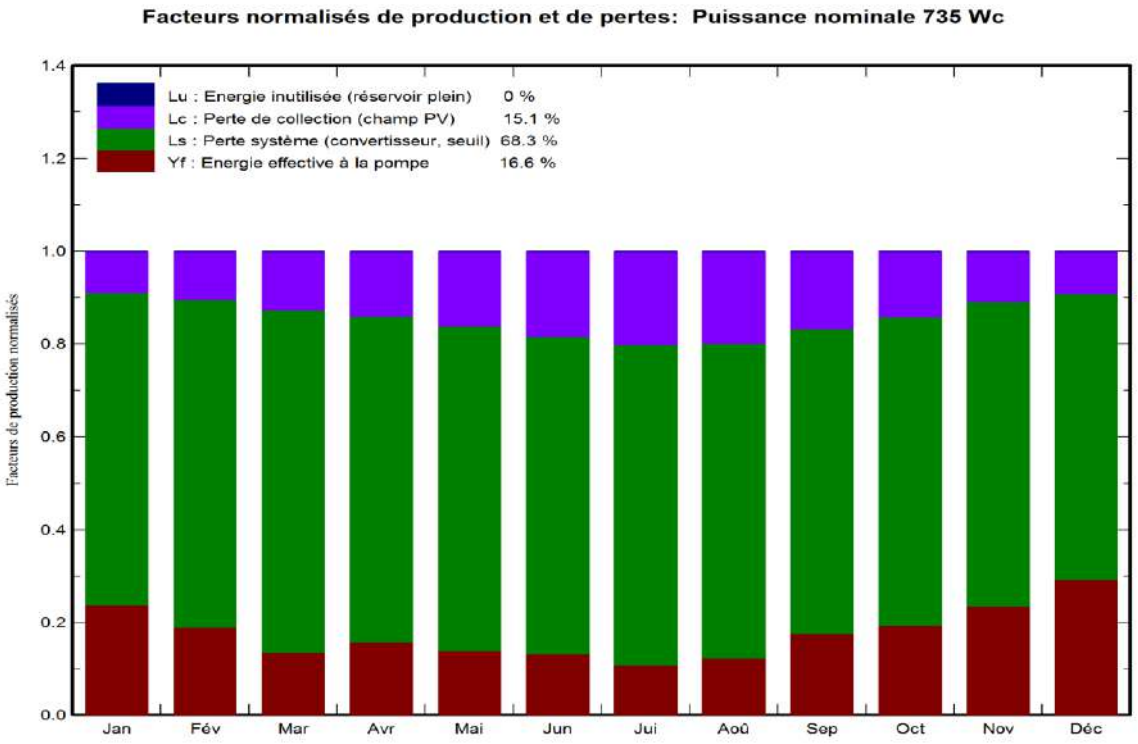


Figure III.19: Facteurs normalisés de production et de pertes

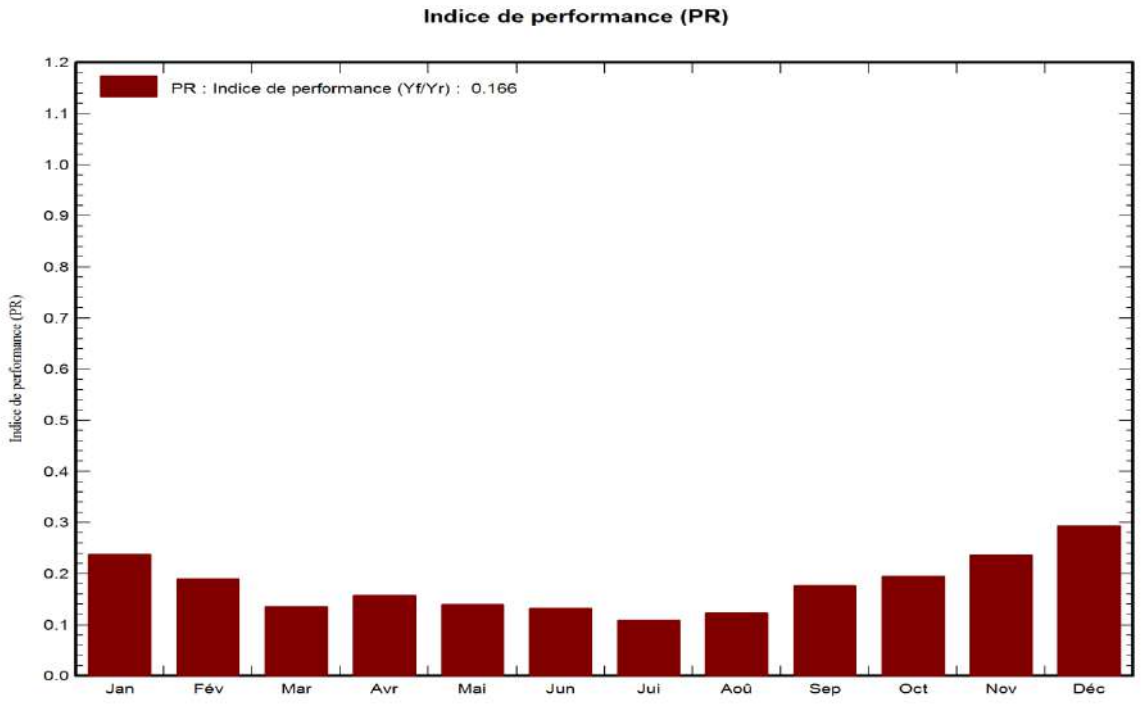


Figure III.20: Indice de performance (PR)

On note ici que les plus importantes pertes sont causées par le convertisseur et sont évaluées à 9277 kWh/an. Dans la figure III.20, est reporté l'indice de performance du système (Tableau III.8).

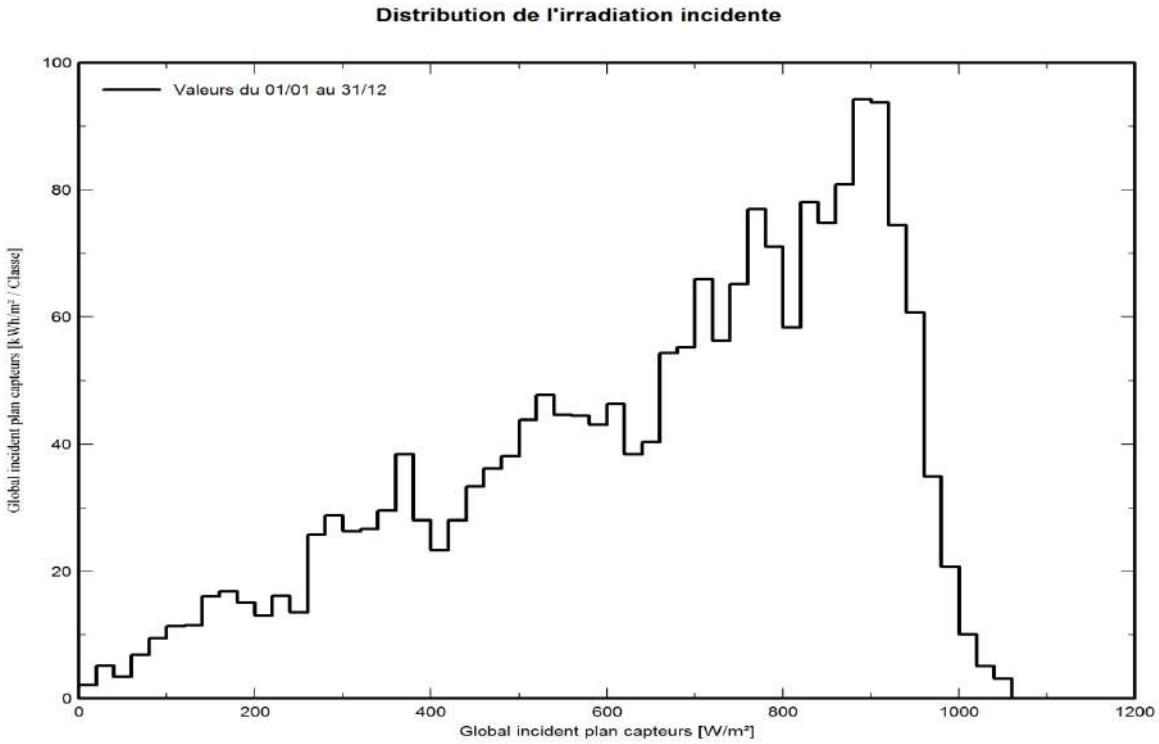


Figure III.21: Distribution de l'irradiation incidente

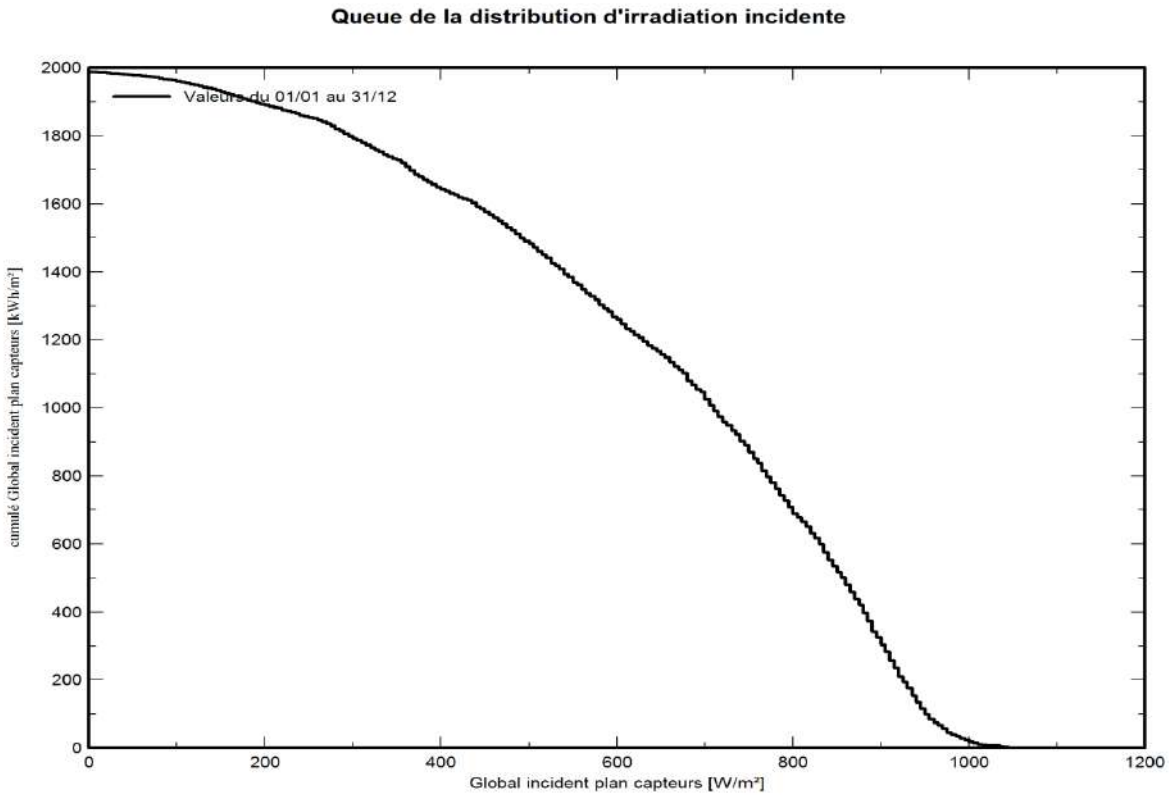


Figure III.22: Queue de la distribution d'irradiation incidente

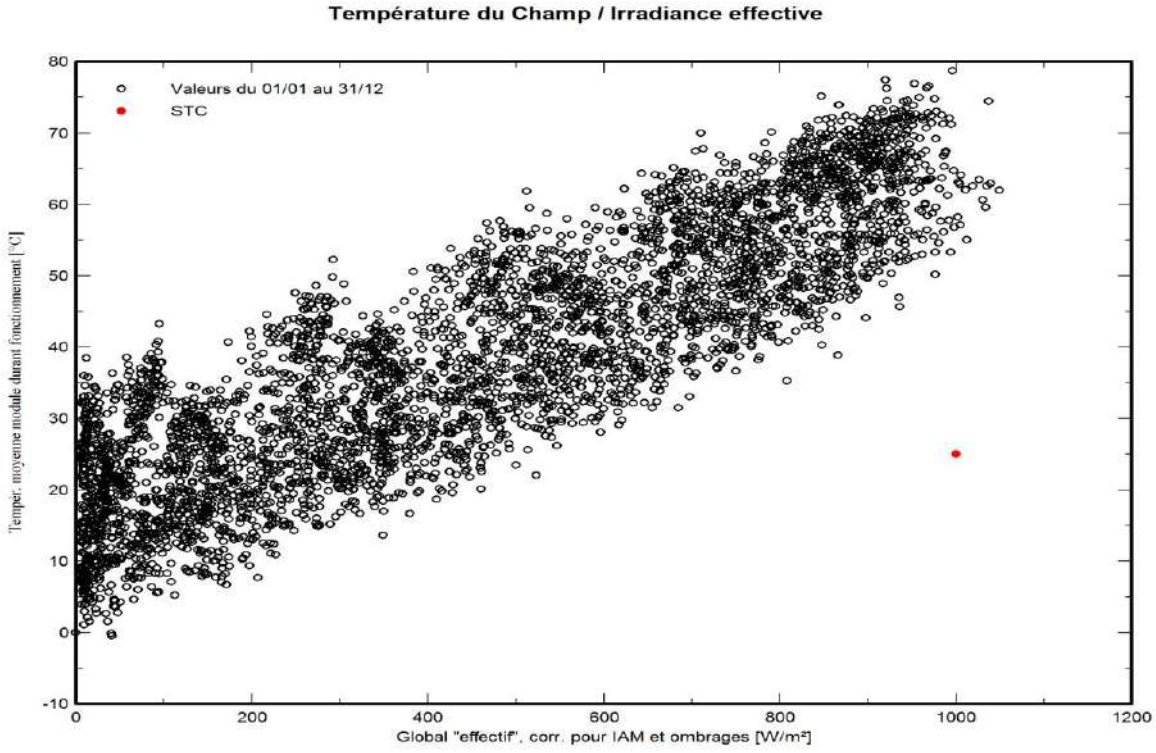


Figure III.23: Température du Champ / Irradiance effective

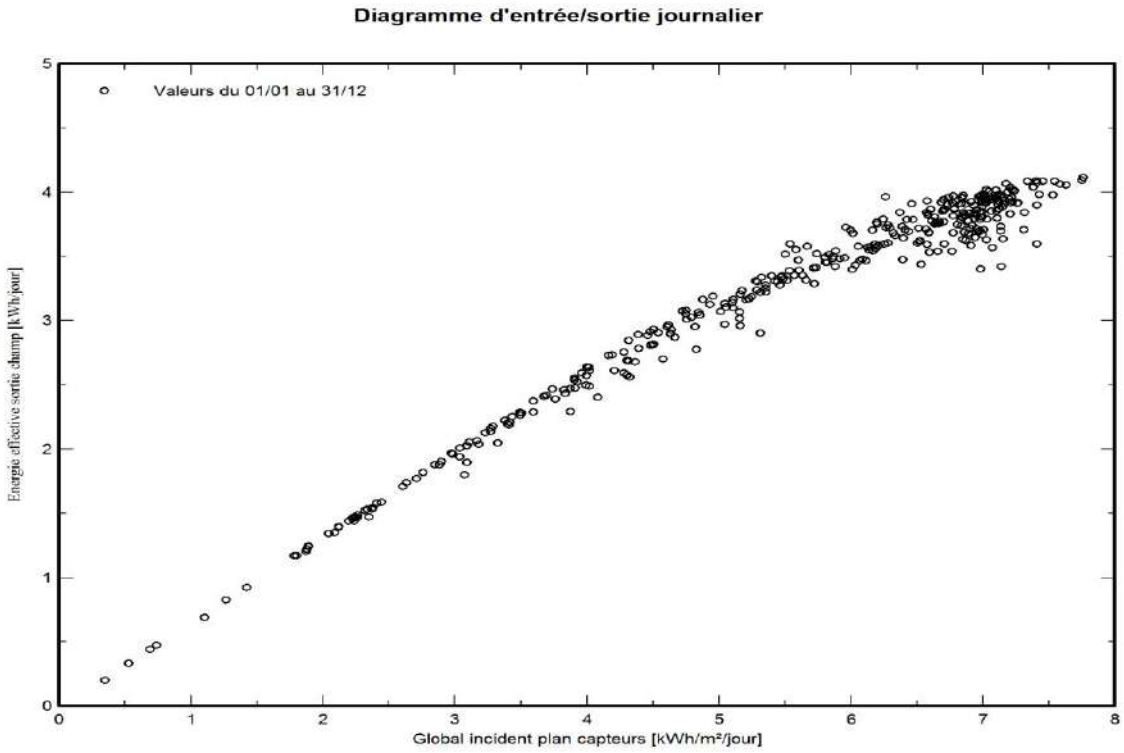


Figure III.24: Diagramme d'entrée/sortie journalier

Dans cette simulation, nous nous intéressons particulièrement à l'énergie fournit par le champ PV et aux éventuelles pertes qui peuvent surgir, ainsi qu'à la rentabilité d'un tel système installé.

En plus des bilans mensuels et annuels, le résultat le plus signifiant est présenté sous forme de diagramme d'entrée/sortie reportant, pour chaque période, l'énergie produite en fonction de l'énergie incidente (Fig III.24). les points des fonctionnement sont alignés sur une droite, dont la pente est directement liée à l'efficacité du système. Dans le (tableau III.3) sont résumés les principaux résultats de la simulation.

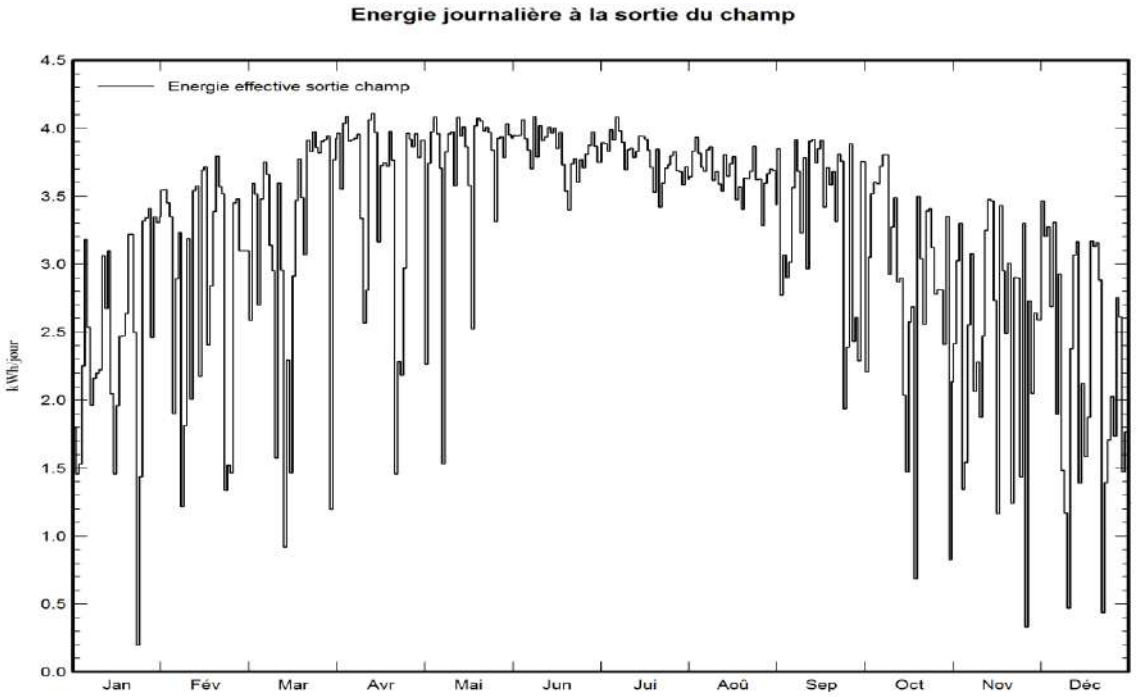


Figure III.25: Energie journalière à la sortie du champ

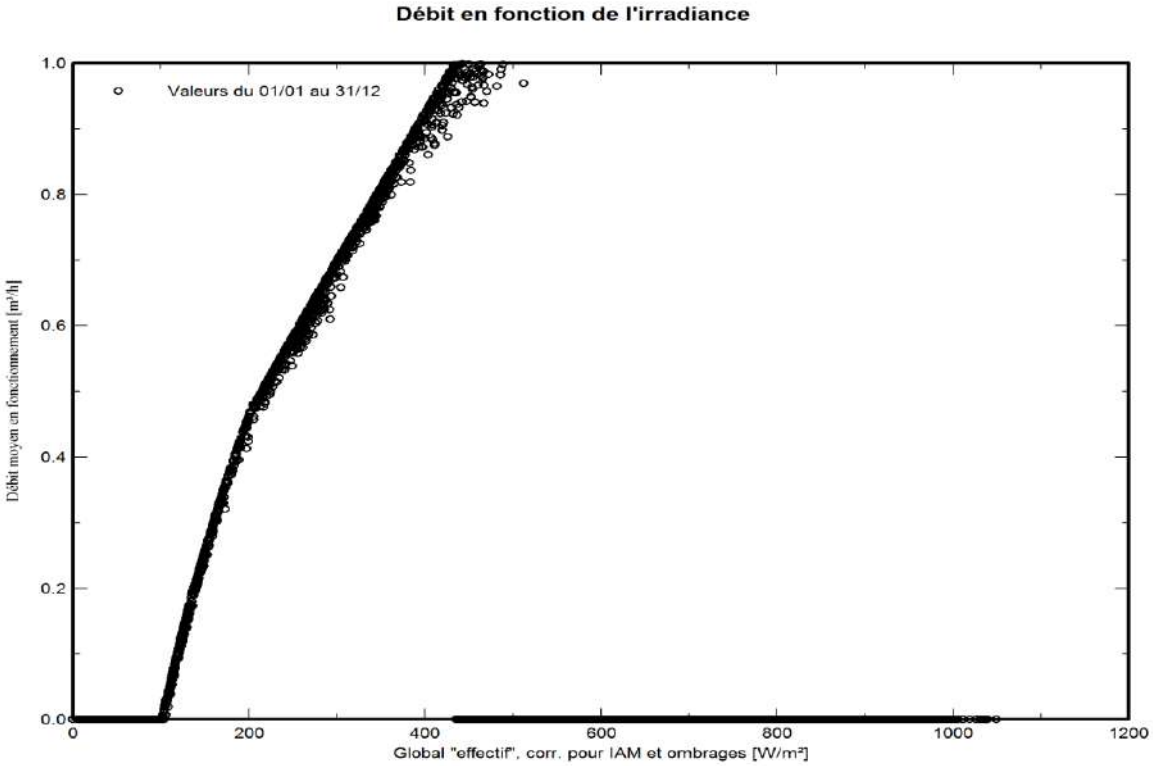


Figure III.26: Débit en fonction de l'irradiance.

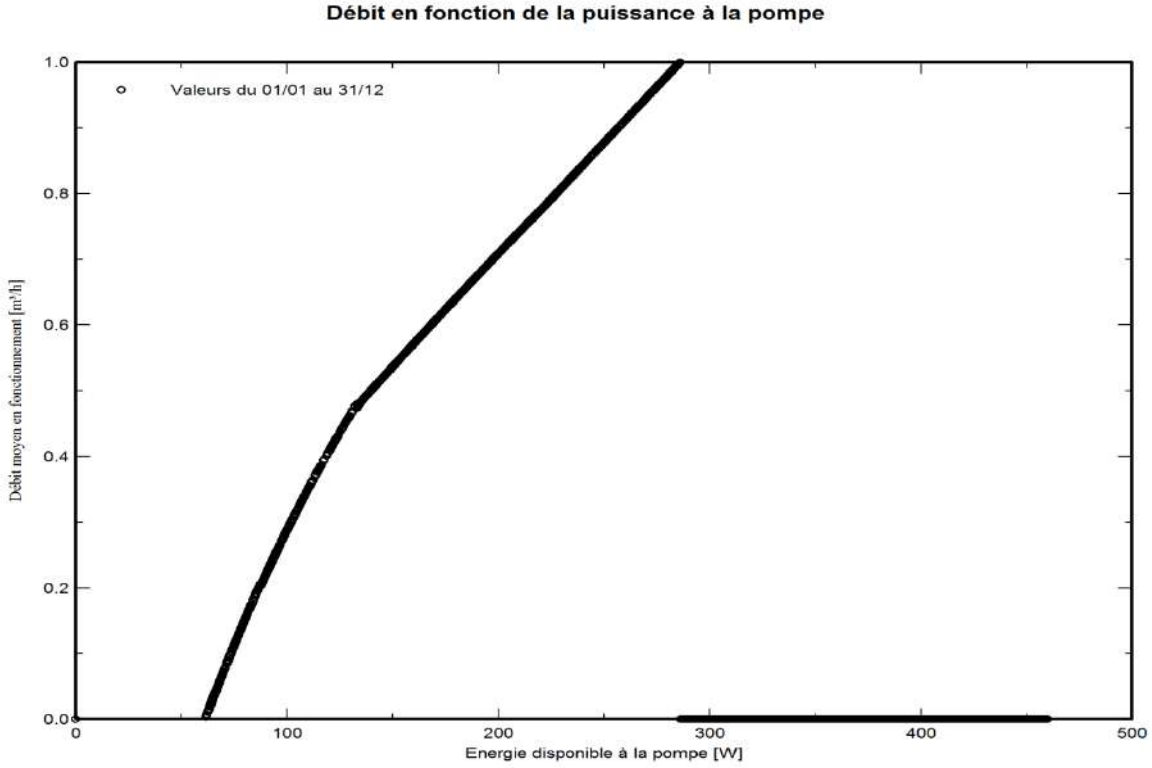


Figure III.27: Débit en fonction de la puissance à la pompe

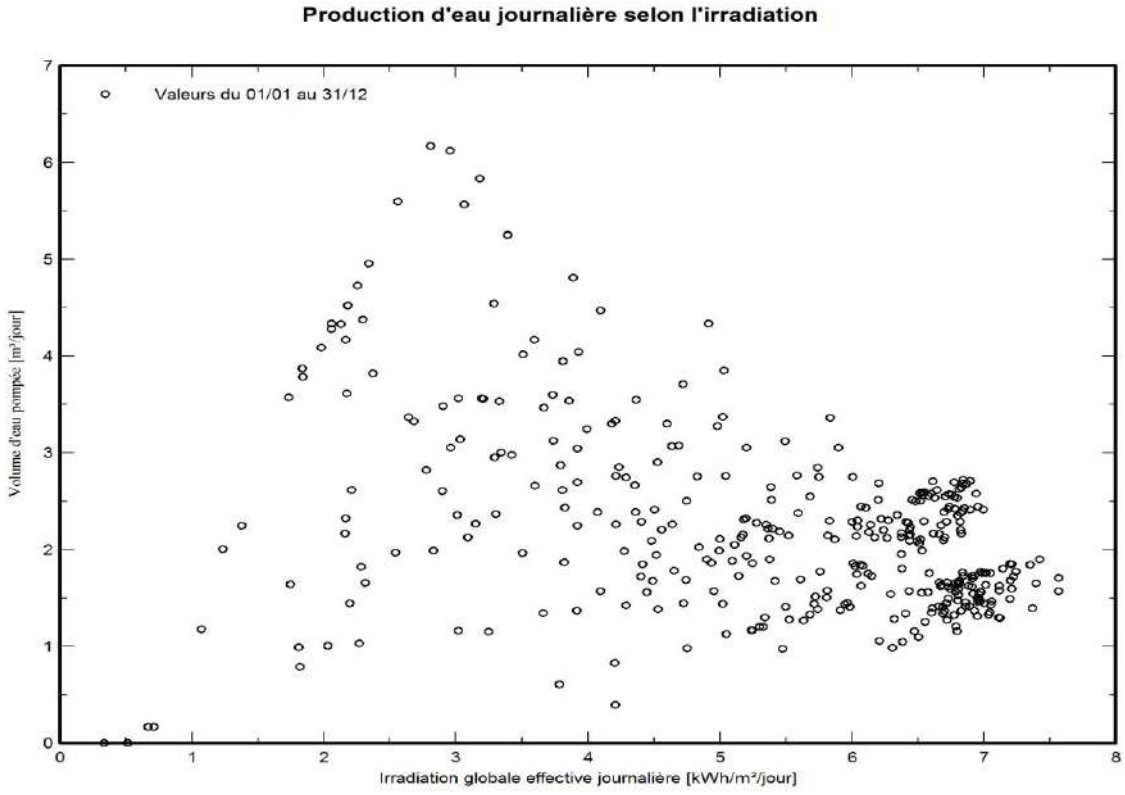


Figure III.28: Production d'eau journalière selon l'irradiation

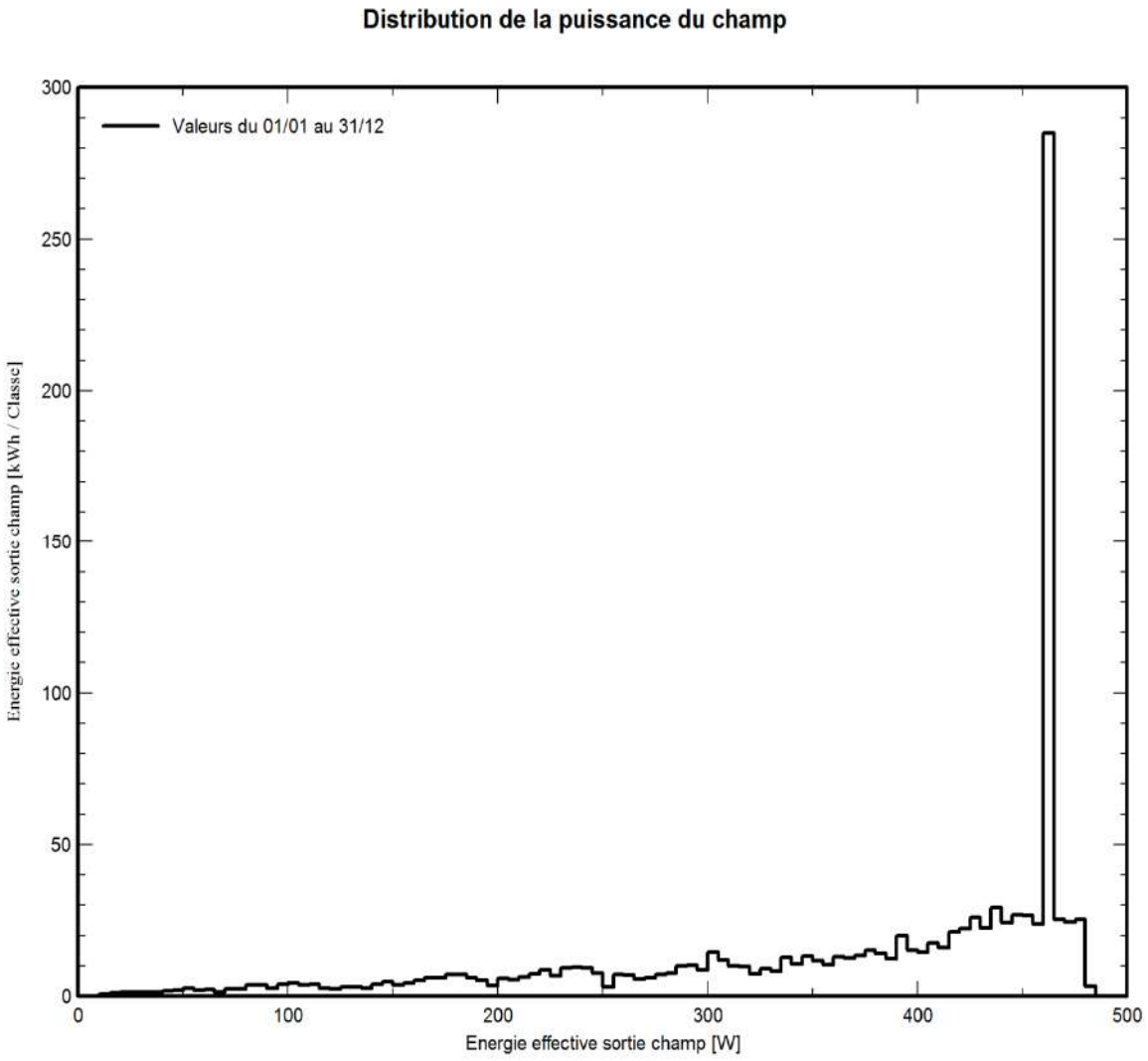


Figure III.29: Distribution de la puissance du champ.

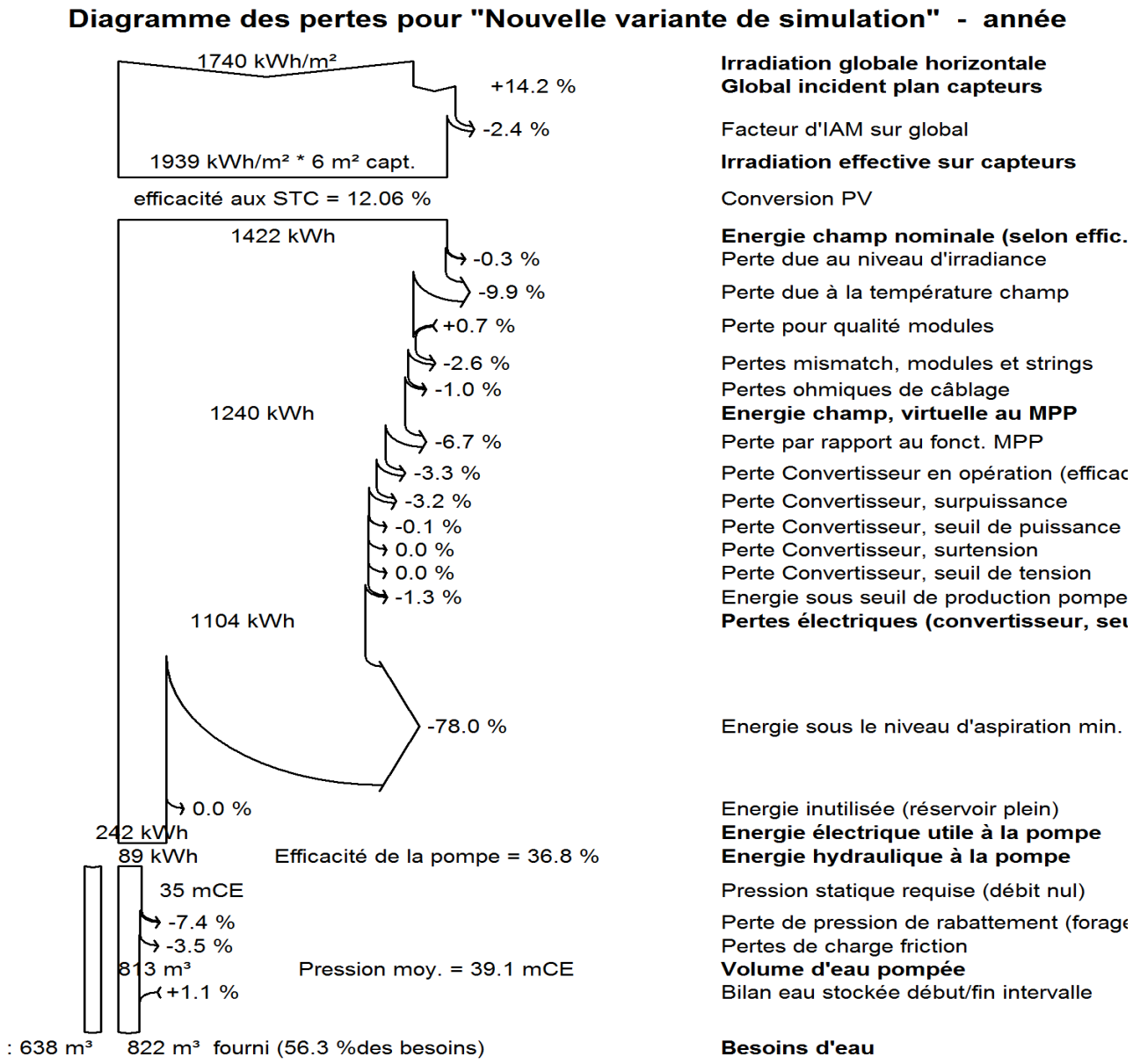


Figure III.30: Diagramme des pertes.

3) Interprétation des résultats

La figure III.30 résume les pertes influençant la production du système PV à savoir: les pertes ohmiques du câblage, effets d'incidence, pertes dues à la température du champ, pertes dues à la qualité des modules,…etc. parmi celles-ci, nous remarquons que la contribution la plus importante est celle du convertisseur. En effet, l'énergie produite par le champ estimée à 1422 kWh est réduire à 1104 kWh à la sortie de convertisseur comme l'illustre la figure ci-dessus.

❖ **Conclusion**

Nous avons abouti au dimensionnement et à la simulation avec le logiciel PVSYST, en choisissant la technologie des modules (**Si-poly GES-6P35).** Cette étude nous a permis de faire une évaluation qualitative du logiciel PVsyst7, qui permet de simuler un tel système avec une prise en compte de tous les aspects: pertes, emplacement géographique,...etc. Ceci a permis de faire une meilleure estimation des pertes qui peuvent affecter le rendement global. A la base des résultats de simulation, la production des systèmes PV, pour un rayon de surface de 6 m², est 1 ,242 kWh/an pour un système à couches minces avec un rendement 12.06% . En identifiant les différentes pertes dans le système PV, nous déduisons que le convertisseur présente la contribution la plus importante, d'où l'importance de faire un bon choix de la technologie permettant la meilleure efficacité possible de ce composant.

Les travaux présentés dans cette étude concernent les facteurs qui caractérisent le fonctionnement des modules photovoltaïques dans les conditions réelles. Ces facteurs incluent, en particulier, les principaux paramètres de l'équation qui gouvernent les caractéristiques électriques des modules photovoltaïques et leurs performances.

Le coût d'investissement pour la mise en œuvre d'un système photovoltaïque autonome est important, ce qui fait que le kWh produit grâce à ce système n'est pas compétitif face au prix du kWh produit par la connexion au réseau de Sonelgaz.

Conclusion générale

Un système photovoltaïque (PV) autonome est un système générateur d'électricité destiné à effectuer une tâche bien déterminée. Autrement dit à couvrir les besoins énergétiques des sites isolés.

Afin de réussir une installation photovoltaïque autonome, nous avons mentionné une étude détaillée concernant la méthode de dimensionnement du système PV pour une exploitation agricole que nous avons choisi située au site d'Ain Ouksir –Chellallet El Adhaoura Wilaya de Médéa.

L'énergie produite dépend directement des fluctuations permanentes des conditions météorologiques de notre site d'utilisation et de la charge imposée par l'utilisateur ainsi qu'aux nombre de jours d'autonomie.

Pour optimiser son fonctionnement sur le site d'Ain Ouksir , notre installation doit répondre aux critères suivants :

- ✓ Généralement, nous devrons choisir des équipements confectionnés avec des matériaux développés et disponibles sur le marché, permettant d'augmenter le rendement et de baisser le coût
- ✓ . Incliner le champ photovoltaïque de 34.56° qui représente l'angle optimal permettant de capter une énergie quasi-constante le long de l'année, vérifiant un fonctionnement pratiquement stable, assurant ainsi un bon rendement.

Nous avons pensé à présenter les points essentiels de la maintenance de notre installation. Cette dernière doit être la plus réduite possible et la plus élémentaire possible. La procédure de la maintenance est la suivante:

- ✓ Un nettoyage des faces des modules photovoltaïques avec une vérification des supports et des connexions.
- ✓ Resserrage des bornes de câbles.

Finalement nous avons conclu que les systèmes PV autonomes peuvent jouer un rôle très important en apportant une solution réellement économique pour couvrir les besoins de base en électricité, puisque près d'un tiers de la population mondiale vit sans accès à l'électricité principalement dans les pays en voie de développement. En fait la majorité de cette

population ne sera jamais reliée à un réseau national pour des questions de rentabilité liées à l'éloignement, à la faible densité de population, à la pauvreté ou au manque de besoin. Parallèlement, les contraintes environnementales conduisent à relancer les recherches et les investissements dans les systèmes photovoltaïques. Comme perspective, Nous souhaitons continuer nos études dans les systèmes utilisant aussi bien le soleil que d'autres sources propres d'énergie telles que l'éolien, le thermique,… et examiner les différentes tailles énergétiques des systèmes tels que le pompage solaire, la signalisation routière, la ferme, …etc.

Étant donné que nous sommes des agents sonelgaz, nous rencontrons plusieurs cas de sites isolés où l´énergie électrique s´avère très coûteuse, d´où nôtre choix pour l´énergie photovoltaïque pour couvrir les besoins en énergie électrique, cette dernière représente une solution très appréciable et moins coûteuses pour ses sites isolés.

Bibliographies

[1] C. Bernard, « station solaire autonome pour l'alimentation station pompage», l'archive ouverte pluridisciplinaire HAL 2006.

[2] A. Hammidat Hadj arab et M.T BOUKADOUM, « performance et cout des systèmes de pompage PV en ALGERIE », 2005.

[3] TRAHI Fatiha ; « Prédiction de l'irradiation solaire globale pour la région de Tizi-Ouzou par les réseaux de neurones artificiels. Application pour le dimensionnement d'une installation photovoltaïque pour l'alimentation du laboratoire de recherche lampa» ; Mémoire de magister en électronique ; 2011 ; page (11-12)/ (17-18)].

[4] JIMMY Royer, THOMAS Djiako, BOCAR Sada Sy et ERIC Schiller, Le pompage photovoltaïque, Edition Multi mondes, 1999.

[5] M. G. Villalva et J. R. Gazoli, et E. R. Filho «Comprehensive approach tomodeling and simulation of photovoltaic arrays», Jornal of power electronics, May 2009.

[6] A. Bilbao «Réalisation d'un commande mppt numérique» université de rovira ivirgili ,2006.

[7] H. BELGHITRI et H. ' Modélisation, simulation et optimisation d'un système hybride éolien photovoltaïque' mémoire de magister, 2009.

[8] F. Lasnier, T. G. Ang, « Photovoltaic Engineering Handbook », IOP Publishing Ltd.1980.ISBN 085274-311-4.

[9] Djarallah, Mohamed, "CONTRIBUTION A L'ETUDE DES SYSTEMES PHOTOVOLTAIQUES RESIDENTIELS COUPLES AU RESEAU ELECTRIQUE," UNIVERSITE DE BATNA Thèse de Doctorat en Science, 2008.

[10] M. Moulay-Amar et M. Loghouini, «Etude et réalisation d'un système de poursuite de point de puissance maximale à base de microcontrôleur destiné à une installation photovoltaïque », Mémoire d'ingéniorat, université de Ouargla, Algérie,
2005.

[11] CEDRIC Cabal «Optimisation énergétique de l'étage d'adaptation électronique dédié à conversation photovoltaïque» Thèse doctorat, Université Toulouse, France. Décembre 2008.

[12] www.solarelectripower.org.

[13]B. Abdelbacet et S.Benyoucef «ETUDE TECHNICO ÉCONOMIQUE D'UN SYSTÈME PHOTOVOLTAIQUE EN SITE ISOLE PAR PVSYST», Mémoire présenté pour l'obtention Du diplôme de Master Académique

[14] E. BUCHET, « Etude du dimensionnement et développement d'un logiciel d'aide à la conception de système de production d'énergie utilisant la conversion photovoltaïque de l'énergie solaire », Thèse de Doctorat, Faculté de Science et Technique de Saint-Jérôme, d'Aix Marseille, juillet 1988.

[15] S. Semaiou, « Etude de l'électrification d'un village avec de l'énergie solaire photovoltaïque », Mémoire de magister en Science physique; 2004.
[16] M. BENGHANEM, « Etude de la performance des systèmes photovoltaïque autonomes Travaillant à poste fixe », Thèse de Doctorat, U.S.T.H.B, avril 1999.
[17] Antonio Luque and Steven Hegedus,"Handbook of Photovoltaic Science and Engineering", John Wiley & Sons Ltd, 2003.
[18] TRAHI Fatiha, « Prédiction de l'irradiation solaire globale pour la région de Tizi-Ouzou par les réseaux de neurones artificiels. Application pour le dimensionnement d'une installation photovoltaïque pour l'alimentation du laboratoire de recherche lampa», Mémoire de magister en électronique ; 2011 ; page (11-12)/ (1718).
[19] Merabti Yousef 'Mémoire de fin d'étude master, « Etude et réalisation d'un système photovoltaïque hybride à trois sources », université de Biskra 2016.
[20] Anne labouret Michelvilloz : énergie solaire photovoltaïque, 2003, 2004, 2005.
[21] http://www.energie-photovoltaique-et-solaire.com/avantages-inconvenients.htm
[22] A. Labonne, « Alimentation d'une pompe à Burkina Faso »,2004.
[23] Y. Pankow, « Etude de l'intégration de la production décentralisée dans un réseau basse tension. Application au générateur photovoltaïque », Thèse de Doctorat de L'Ecole Doctorale de L'ENSAM ED432, 2004.
[24]B. Multon, H. B. Ahmed, N. Bernard, « Les moteurs électriques pour applications de grande série », Pierre-Emmanuel CAVAREC Antenne de Bretagne de l'École Normale Supérieure de Cachan, Revue 3EI juin 2000.

Annexe

Annexes

I. Fiches de dimensionnement
II. Fiche d'identité d'une station de pompage solaire
III. Réception provisoire de la station de pompage solaire
IV. Fiche de visite de maintenance
V. Influence de la température sur le module PV
VI. Influence de l'irradiance incidente sur le module PV
VII. Potentiel solaire en ALGERIE

Annexe I

Fiches de dimensionnement

FICHES DE DIMENSIONNEMENT
D'UNE POMPE PHOTOVOLTAÏQUE

Fiche de dimensionnement no 1 – Estimation de la charge

- ✓ Choisir ou définir la charge, c'est-à-dire déterminer le débit requis et la HMT.
  - ➢ Débit : déterminer les besoins journaliers en eau durant la période de besoin maximal. Noter que le forage doit être capable de remplir ces conditions d'exploitation.
  - ➢ HMT: mesurer le niveau statique, le rabattement maximal, la hauteur du réservoir et les pertes de charges dues à la tuyauterie.
- ✓ Arrêter la configuration du système (type de pompe, moteur, etc.).
- ✓ Choisir la tension nominale à la sortie du générateur.
- ✓ Choisir le genre de conditionnement de l'énergie électrique nécessaire et en estimer l'efficacité.
- ✓ Rajuster la charge aux fins d'optimisation de l'efficacité et la convertir en ampères-heures par jour.

Fiche de dimensionnement no 1 – Estimation de la charge

Débit

Eau domestique			
Famille	Nb/Fam.	litres/pers.	Total (m^3)
Bétails			
Type	Têtes	litres/tête	Total (m^3)
Maraîchage			
Type	Surface	m^3/hect	Total (m^3)

HMT

Niv. statique	Rabatt.	Niv. dynamique	Haut. réserv.	Pert. tuyau.	HMT
Ns (m)	RS (m)	Nd (m)	HR (m)	Pc (%)	(Nd+Hr) (1+Pc)

- Choisir un type et une puissance de pompe capable de remplir les conditions requises. Déterminer, grâce à la documentation du fabricant, l'efficacité de la pompe et du moteur choisie aux conditions d'exploitation.

  Calculer l'énergie quotidienne requise pour les conditions d'exploitation.

$$E_{elec} = \frac{2{,}725 \times Q\ (m^3/j) \times HMT\ (m)}{R_p}$$

- Où

- **Rp** est le rendement du groupe motopompe (multipliez le rendement de la pompe par le rendement du moteur).

Fiche de dimensionnement no 2 – Définition des conditions du site

- ✓ Recueillir les données sur le site.
- ✓ Recueillir les données sur l'ensoleillement mensuel moyen selon différentes inclinaisons du champ.
- ✓ Recueillir les données sur les moyennes mensuelles de température ambiante.

Lieu :

Latitude :

Longitude :

Saison d'exploitation :

Mois	Température	Ensoleillement horizontal	Ensoleillement Angle = Lat. + 0°	Heures max. d'ensoleillement
	Degré C	kWh/m^2	kWh/m^2	Heures
Janvier				
Février				
Mars				
Avril				
Mai				
Juin				
Juillet				
Août				
Septembre				
Octobre				
Novembre				
Décembre				

- Choisir le mois où l'ensoleillement maximal est le plus faible et où les besoins en eau sont au maximum.

Fiche de dimensionnement no 3 – Dimensionnement du champ

- ✓ Choisir l'inclinaison optimale du champ.
- ✓ Déterminer l'énergie produite par le champ à cette inclinaison pendant la période de fonctionnement. Choisir le moment le moins ensoleillé. Convertir cette donnée en heures d'ensoleillement maximum par jour (1 kWh/m2 = 1 heure d'ensoleillement maximum).
- ✓ Déterminer l'efficacité approximative du champ (pertes dues à la température, aux câbles, à la poussière, au débalancement du point optimal, etc.).
- ✓ Estimer la capacité, en watts-crête, que doit avoir le champ.
- ✓ Déterminer la configuration du champ, réajuster selon les spécifications des modules.

E_{elec}	Ensoleillement	Pertes	P_{champs}	Tension	Intensité	Config.
Wh	Heures	%	W_c	V	I	S x P

$$Wc = \frac{E_{elec}}{Ensoleil.\ (1- Pertes)}$$

- Le point de fonctionnement du champ PV est fixé par le choix du groupe motopompe et de l'onduleur (convertisseur). Déterminer la tension de fonctionnement du champ et choisir le nombre de modules en série.
- Calculer l'intensité de fonctionnement du champ et déterminer le nombre de modules en parallèle requis.
- Recalculer la puissance du champ PV selon le type de module choisi et la configuration arrêtée.

Wc (Champ) = Wc (Modules) x nombre de modules en séries (S) x nombre de modules en parallèles (P)

Annexe II

Fiche d'identité
d'une station de pompage solaire

Fiche d'identité de la station de pompage photovoltaïque

Site		Fonction	
N° de Site			
Responsabilité			

Installation

Établie le :	

Renseignements généraux

Constructeur		N° de commande	
Fournisseur		Date de la commande	
Projet		Date de la mise en service	

Caractéristiques techniques

Forage						
	Diamètre		pouces	Niveau statique		m
	Profondeur totale		m	Niveau dynamique		m
	Long. du tubage		m	Rabattement		m
	Diam. crépine		pouces	Tuyau (flexible)		m
Pompe						
	Type			HMT nom.		m
	Marque			Rendement		%
	Nb d'étages			Débit nom.		m³/h
Stockage						
Réservoir	Volume		m^3	Hauteur réservoir		m
	Vol/j requis		m^3	Long. tuyauterie		m
				Pertes de charge		m
Distribution	Nb de bornes					
	Description du réseau					
Champ PV						
Champ	Puissance		Wc	Tension max.		V
				Intensité max.		A
Modules	Puissance		Wc	Configuration		Série
	Marque					Parallèle
	Type					
Moteur						
	Marque			Puissance		W
	Type			Tension nom.		V
				Intensité nom.		A
Onduleur/Convertisseur						
	Marque			Puissance		W
	Type			Intensité par ph		A
	Nb de phases			Tension sortie		V
	Tension entrée		V	Fréquence		Hz
	Intensité sortie		A	Rendement nom.		%

Annexe III

Réception provisoire d'une station de pompage solaire

Les fiches suivantes permettront au chargé de projet de contrôler les caractéristiques techniques des équipements et de dresser un procès-verbal attestant son bon fonctionnement. Ce procès-verbal devra être signé par le responsable de la pompe et l'opérateur chargé du service après-vente.

À noter que la fiche de réception provisoire est identique à la fiche de maintenance qui doit être remplie à chaque visite de maintenance préventive.
Ceci permet de mieux comparer le fonctionnement de la pompe au fil des années.

Contrôle des caractéristiques techniques

Cochez lorsque l'action a été exécutée.

Modules

- Noter référence des modules ❑
- Compter nombre de modules en série ❑
- Compter nombre de modules en parallèle ❑
- Mesurer orientation (sud) ❑
- Mesurer inclinaison des modules ❑
- Vérifier horizontalité axe est-ouest ❑
- Mesurer la hauteur au sol (minimum 1 m) ❑
- Vérifier état des modules ❑

Câblage électrique

- Vérifier types et section de câbles ❑
- Serrer connections dans les boîtiers ❑
- Présence de presse-étoupe dans boîtier ❑
- Hauteur min. au sol de 0,5 m pour boîtier ❑
- Fixer les câbles à intervalles réguliers ❑
- Mettre câbles sous gaines lorsqu'enterrés ❑
- Enterrer câbles entre deux structures ❑
- Enterrer piquet de prise à la terre ❑

Structures support

- Noter le matériau constitutif ❑
- Vérifier l'alignement des supports ❑
- Vérifier la verticalité des poteaux ❑
- Évaluer la bonne dimension des fondations ❑

Clôture

- Hauteur des poteaux : 2 m ❑
- Intervalle entre poteaux : 2 m ❑
- Diamètre maille : 3 mm ❑
- Verrouillage de la porte ❑

Onduleur/autre interface

- Noter la référence ❑
- Vérifier les connections ❑
- Vérifier la hauteur du sol (0,5 m) ❑
- Placer à l'ombre des modules ❑

Groupe motopompe

- Noter référence moteur ❑
- Noter référence pompe ❑
- Vérifier profondeur d'immersion ❑
- Réserve de câble pour élongation tuyau ❑
- Noter longueur tuyau forage ❑
- Noter longueur câble ❑

Tête de forage et aval

- Aménagement ❑
- Vérifier vanne en position ouverte ❑
- Positionner vanne en position ouverte ❑
- Vérifier compteur ❑

Pompe de surface

- Vérifier dispositif d'ancrage ❑
- Choisir emplacement propre ❑

Pays _____

Projet _____

Procès-verbal de réception provisoire

Nom du site:

Type de système: station de pompage solaire photovoltaïque

En l'an _____, le _____, a eu lieu la réception provisoire de la station de pompage solaire photovoltaïque située _____(endroit)_____ dans la _____(localité) _____, au _____(pays)_____.

L'acceptation de la réception provisoire a été effectuée par une commission composée des personnes suivantes:

M. _____, responsable de la pompe

M. _____, représentant de l'entrepreneur

M. _____, responsable du service après-vente

Conformément aux dispositions du projet, les vérifications décrites dans la fiche de réception en annexe 1 ont été effectuées. Ces vérifications ont établi que la réception provisoire de l'installation est acceptable/non acceptable avec la ou les réserves mentionnées dans la fiche en annexe 1.

La Commission de réception prononce donc que la réception provisoire de l'installation a été complétée.

En foi de quoi, le présent procès-verbal est établi pour servir et valoir ce que de droit.

Représentant site	Représentant entr.	Représentant SAV

Fiche de réception et de suivi de la station de pompage photovoltaïque

Site _____ Fonction _____

Pays _____

Responsabilité _____

Installation établie le : _____ Établie par : _____

Contrôle visuel

Inscrire : BON ou MAUVAIS, si MAUVAIS, noter dans OBSERVATIONS

Aspect général : _____ Câble pompe (visible) : _____

Clôture : _____ Conduite de refoulement : _____

Module : _____ Compteurs : _____

Câbles mod./onduleur _____ Total m³ affiché : _____

Onduleur : _____ Robinetterie : _____

Mesure des rendements

Faire 3 mesures à 1/2 heure d'intervalle

	1	2	3	Notes
Heure :				
Température extérieure (°C) :				
Température cellules (°C) :				
Niveau dynamique (m) :				
Pression de refoulement (bar) :				
Tension entrée onduleur (V) :				
Intensité entrée onduleur (A) :				
Tension sortie onduleur U-V (V) :				
Tension sortie onduleur U-W (V) :				
Tension sortie onduleur V-W (V) :				
Intensité sortie onduleur U (A) :				
Intensité sortie onduleur V (A) :				
Intensité sortie onduleur W (A) :				
Débit instantané (l/s ou m³/h) :				

Observations :

Pièce(s) remplacée(s) :

Signatures

Le représentant du comité de gestion : _____

L'installeur ou technicien SAV : _____

Annexe IV

Fiche de visite de maintenance

Fiche de réception et de suivi de la station de pompage photovoltaïque

Site _____ Fonction _____

Pays _____

Responsabilité _____

Installation établie le : _____ Établie par : _____

Contrôle visuel

Inscrire : BON ou MAUVAIS, si MAUVAIS, noter dans OBSERVATIONS

Aspect général : _____ Câble pompe (visible) : _____

Clôture : _____ Conduite de refoulement : _____

Module : _____ Compteurs : _____

Câbles mod./onduleur _____ Total m³ affiché : _____

Onduleur : _____ Robinetterie : _____

Mesure des rendements

Faire 3 mesures à une demi-heure d'intervalle

	1	2	3	Notes
Heure :				
Température extérieure (°C) :				
Température cellules (°C) :				
Niveau dynamique (m) :				
Pression de refoulement (bar) :				
Tension entrée onduleur (V) :				
Intensité entrée onduleur (A) :				
Tension sortie onduleur U-V (V) :				
Tension sortie onduleur U-W (V) :				
Tension sortie onduleur V-W (V) :				
Intensité sortie onduleur U (A) :				
Intensité sortie onduleur V (A) :				
Intensité sortie onduleur W (A) :				
Débit instantané (l/s ou m³/h) :				

Observations :

Pièce(s) remplacée(s) :

Signatures

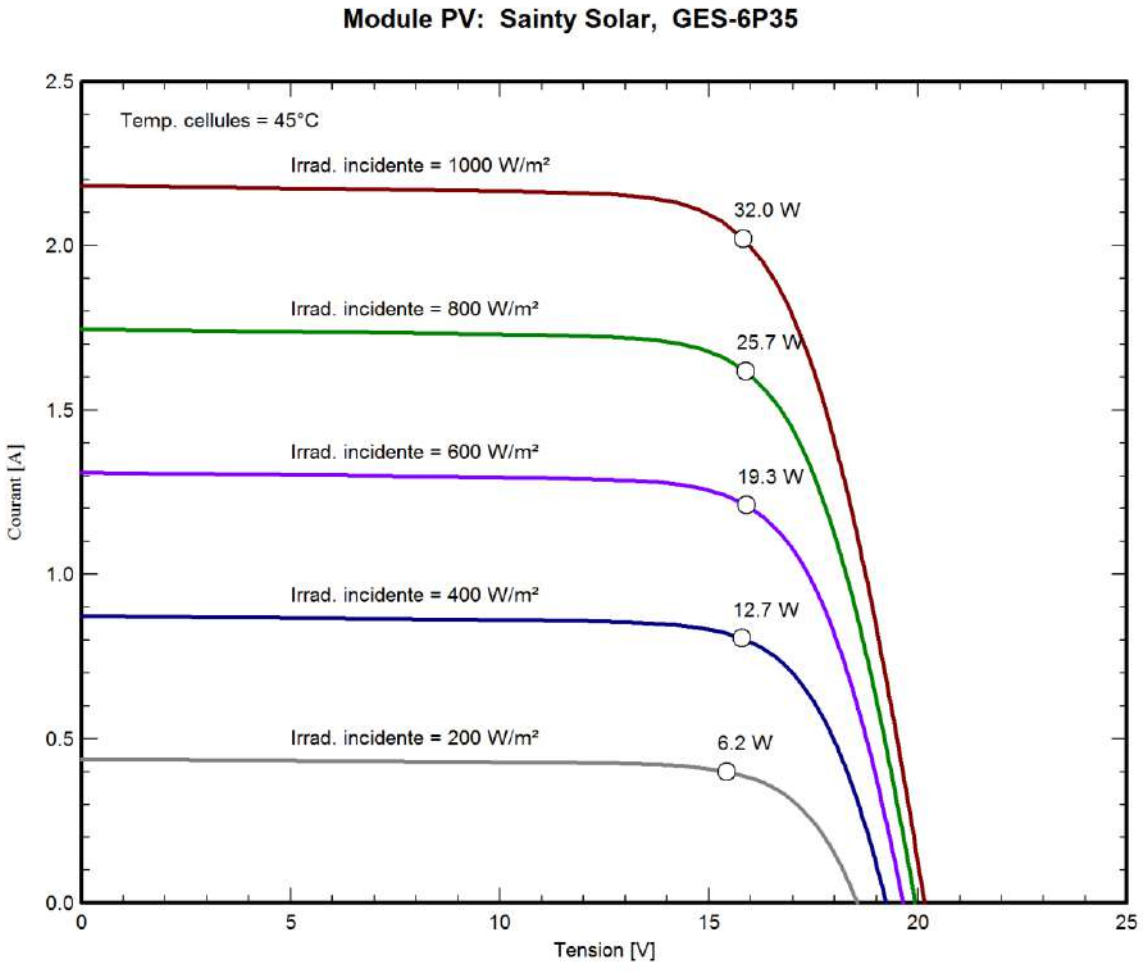
Le représentant du comité de gestion : _____

L'installateur ou techinicien SAV : _____

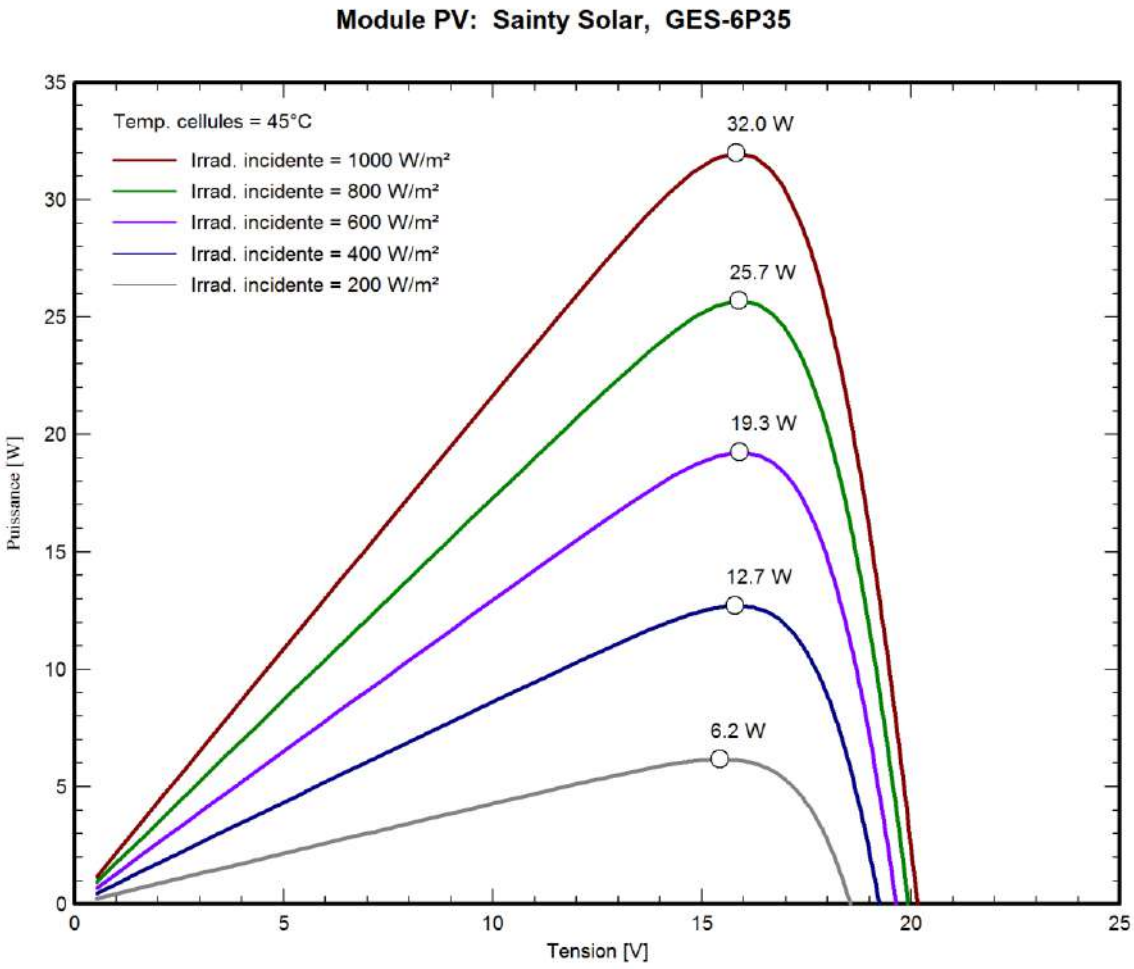
Annexe V

Influence de la température sur le module PV

Courant VS Tension



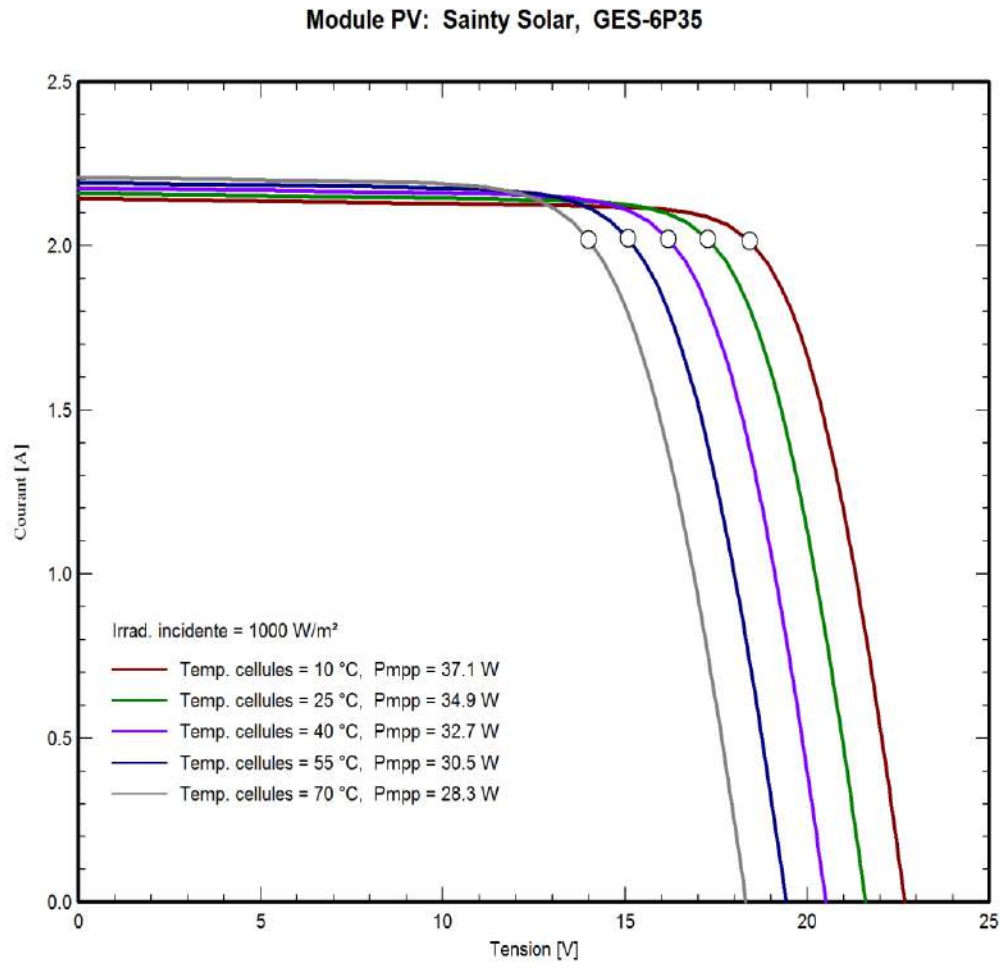
Puissance VS Tension



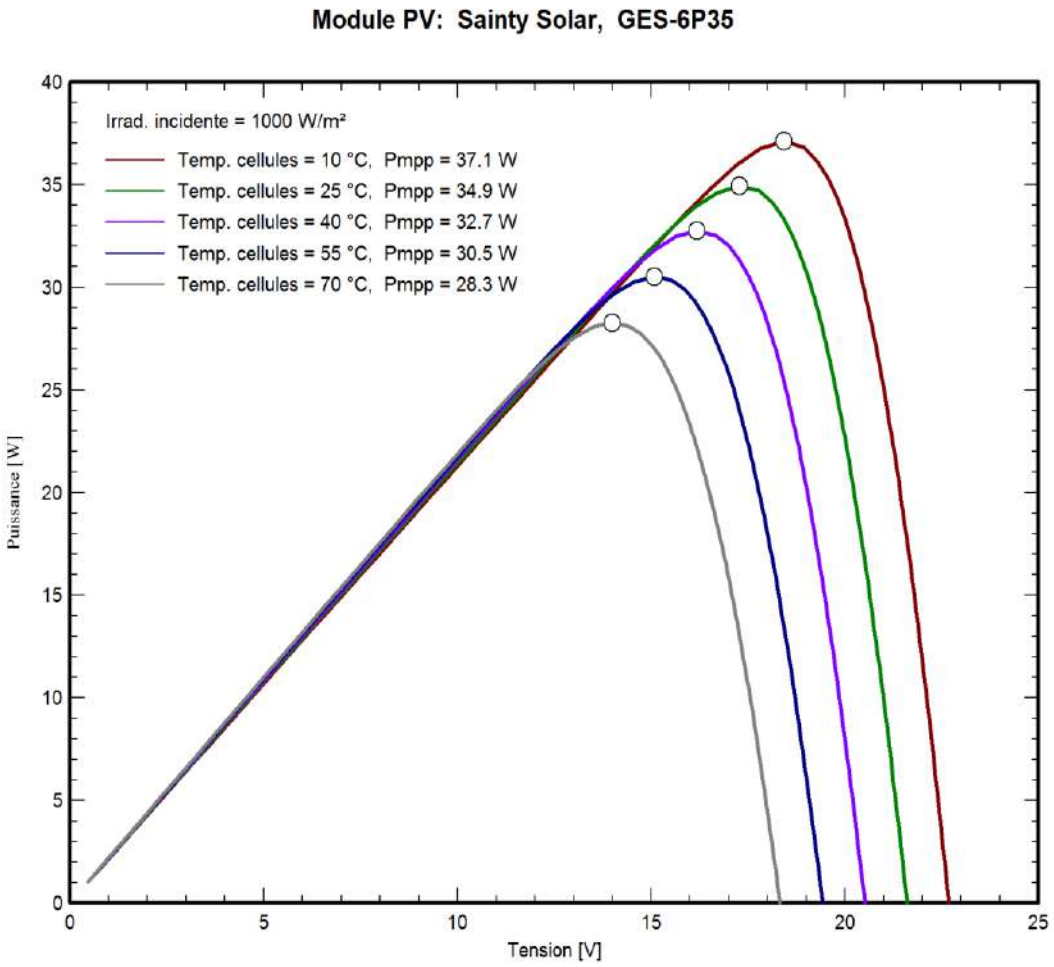
Annexe VI

Influence de l'irradiance incidente sur le module PV

Courant VS Tension



Puissance VS Tension



Annexe VII

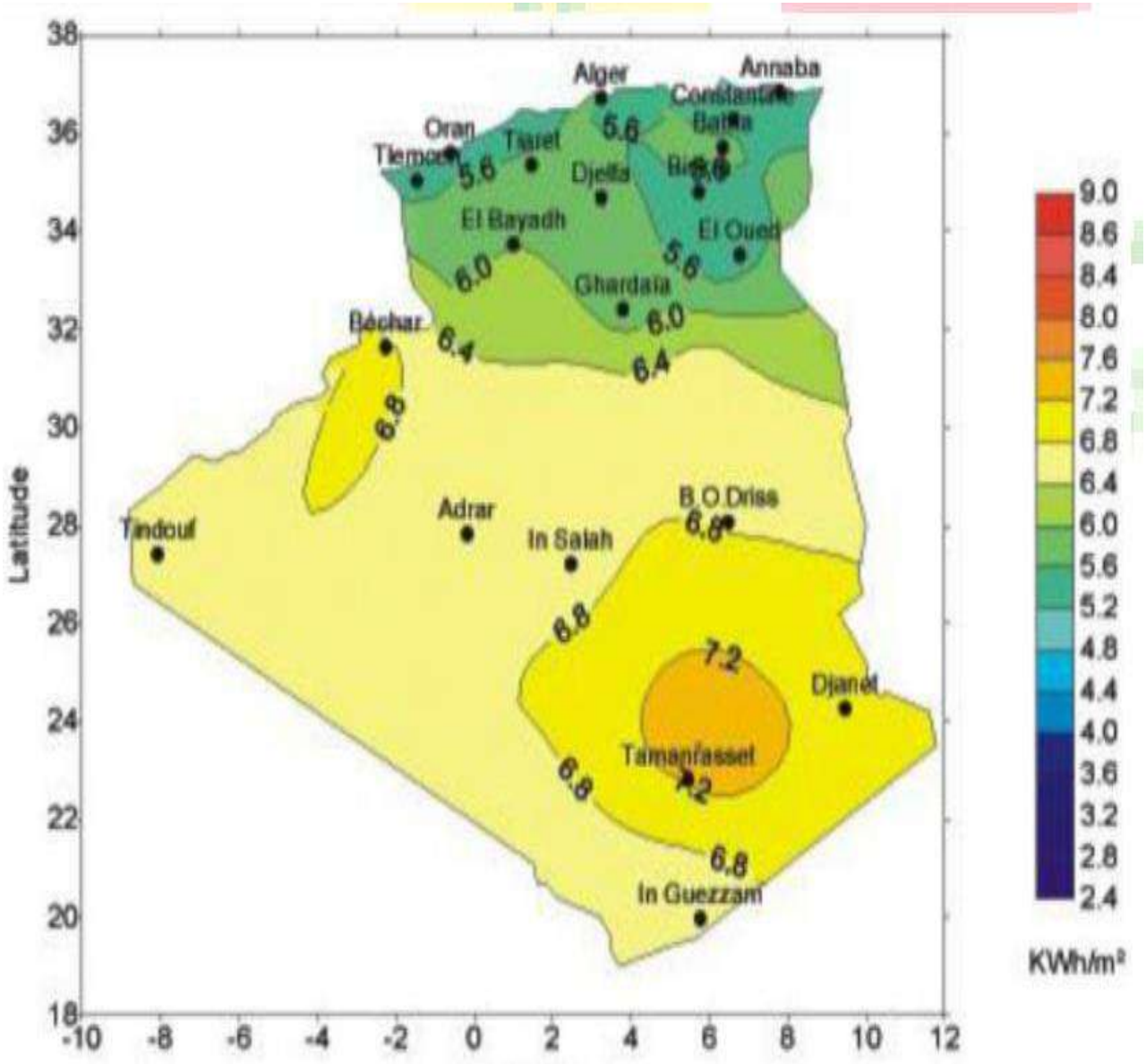
Potentiel solaire en ALGERIE

Le gisement solaire est un ensemble de données décrivant l'évolution du rayonnement solaire disponible au cours d'une période donnée. Il est utilisé pour simuler le fonctionnement d'un système énergétique solaire et faire un dimensionnement le plus exact possible compte tenu de la demande à satisfaire. Suite à une évaluation par satellites, l'Agence Spatiale Allemande (ASA) a conclu, que l'Algérie représente le potentiel solaire le plus important de tout le bassin méditerranéen, soit 169.000 TWh/an pour le solaire thermique, 13,9 TWh/an pour le solaire photovoltaïque.

La répartition du potentiel solaire par région climatique au niveau du territoire algérien est représentée dans le tableau ci-dessous. Selon l'ensoleillement reçu annuellement

Régions	**Région côtière**	**Hauts plateaux**	**Sahara**
Superficie (%)	4	10	86
Durée moyenne d'ensoleillement (Heures/an)	2650	3000	3500
Energie moyenne reçue(Kwh/m^2/an)	1700	1900	2650

Irradiation solaire globale reçue par l'Algérie : moyenne annuelle



ملخص:

يهدف هذا العمل إلى دراسة التركيب الكهروضوئي المستقل الذي يزود مزرعة معزولة.

بعد وصف مفصل للنظام الكهروضوئي المستقل ، سنقدم التصميم ودراسة المكونات المختلفة لتركيب المضخة الكهروضوئية ، وأخيرًا ، بناءً على المعلمات الحقيقية لموقع التثبيت ، نقترح طريقة التحجيم والمحاكاة من خلال برنامج كمبيوتر (برنامج PVsyst) الذي سيحدد حجم المكونات المختلفة للنظام بالإضافة إلى الحل الأمثل لتركيبنا.

الكلمات المفتاحية: النظام الكهروضوئي ، تحجيم النظام الكهروضوئي ، النظام الكهروضوئي المستقل ، نظام الضخ ، المحاكاة.

Résumé

Ce travail a pour objectif l'étude d'une installation photovoltaïque autonome qui alimente une exploitation agricole isolée .

Après une description détaillée sur les système photovoltaïques autonomes, nous présenterons la conception et l'étude des différents composants d'une installation de pompage photovoltaïque, et enfin , en se basant sur les paramètres réels du site de l'installation, nous proposons une méthode de dimensionnement et simulation à travers un programme informatique (logiciel PVsyst) qui déterminera le dimensionnement des différents composants du système ainsi qu'une solution optimale pour notre installation.

Mots clé: Système photovoltaïque, Dimensionnement du système photovoltaïque, système photovoltaïque autonome, système de pompage, simulation.

Abstract:

This work aims to study an autonomous photovoltaic installation that supplies an isolated farm.

After a detailed description on the autonomous photovoltaic system, we will present the design and the study of the various components of a photovoltaic pumping installation, and finally, based on the real parameters of the site of the installation, we propose a method sizing and simulation through a computer program (PVsyst software) which will determine the sizing of the various components of the system as well as an optimal solution for our installation.

Keywords: Photovoltaic system, Sizing of the photovoltaic system, autonomous photovoltaic system, pumping system, simulation.