

République Algérienne Démocratique et Populaire

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Université Blida -1

Faculté de Technologie

Département des Energies Renouvelables



Mémoire

Pour l'obtention du diplôme de Master

Option : conversion photovoltaïque

Thème :

Alimentation photovoltaïque on grid du château d'eau de Diar El Bahri blida (1000m³)

Réalisé par :

- IMINE El Ouanes
- ZEKRAOUI Aymene

Soutenu publiquement Le : 03/07/2023

Devant le jury :

Mme A. BEDIA	MCA	USDB1	Président
Monsieur A. LAFER	MCB	USDB1	Examineur
Monsieur T. DOUMAZ	MAA	USDB1	Promoteur

2022-2023

Remerciement

Tout d'abord nous tenons à remercier ALLAH qui nous a donné force et volonté et courage pour accomplir ce mémoire.

Nous tenant à remercier Mr. M. BOUZAKI Moustafa le chef de département, M. DOUMAZ Toufik le chef d'option, et à tous ceux qui nous ont apporté leur aide précieuse.

Nos remerciements les plus vifs et chaleureux vont à notre promoteur Mr. DOUMAZ Toufik pour son aide, sa disponibilité et son soutien moral et intellectuel, la gentillesse et La haute compréhension qu'il nous a apporté tout au long de ce travail

Nous adressons notre reconnaissance à tous les enseignants qui ont contribué à notre formation. Nous remercions également le président et les membres de jury qui ont bien voulu nous faire l'honneur d'évaluer notre travail.

On remercie Mr. Charane pour sur son aide technique et sa disponibilité ainsi que toutes les personnes qu'on n'a pas pu citer ici et qui ont participé, de près ou de loin, à la réalisation de ce travail.

Nous remercions toute l'équipe du service exploitation et production à l'établissement Algérienne Des Eaux – Blida.

Dédicaces

Au nom de dieu le Miséricordieux

Je dédie ce modeste travail A la mémoire de mon père ;

A ma très chère mère, qui a tout fait pour m'offrir un climat idéal de travail, je ne la remercierai jamais assez, que dieu la protège.

A mon Frère, ma Sœur ;

A toute ma famille ; A tous mes amis (es).

LOUNES

Je dédie ce modeste travail

À Ma très chère mère et père A mes frères, Achraf, Housseem et A toute ma famille ZEKRAOUI. Je le dédie aussi à tous mes amis.

AYMENE

ملخص

إن إمداد برج المياه بالطاقة الكهروضوئية ممكن ويمكن أن يكون بديلاً بيئياً مثيراً للاهتمام للمناطق المشمسة. غالباً ما يتم استخدامه في المناطق النائية حيث يصعب الوصول إلى شبكة الطاقة العامة. باستخدام الطاقة الشمسية ، يمكن تشغيل برج المياه بطريقة مستدامة وصديقة للبيئة. يعد إنشاء نظام تخزين الطاقة أمراً ضرورياً لضمان استمرار الإمداد بالكهرباء. من ناحية أخرى ، فهو يزيد من تكلفة التركيب ، ولهذا نختار النظام الكهروضوئي المتصل بالشبكة ، والذي سيقبل من تكلفة البطاريات ، ويضمن الإمداد بالطاقة أثناء الليل وفي الأيام الملبدة بالغيوم

العمل المقدم في هذه الأطروحة هو نتيجة دراسة تقنية اقتصادية ومقاسة لنظامين للطاقة الكهروضوئية على الشبكة لبرج مياه الديار البحري في البلدية

لتحقيق هذا العمل ، اخترنا نظامين: الأول مخصص للضخ والثاني لتزويد غلاف الوظيفة

أخيراً ، قمنا بتقدير التكاليف الإجمالية لتركيبنا ، متبوعة بمقارنة مع الشبكة الكهربائية

الكلمات المفتاحية: برج المياه ، الشبكة الكهربائية ، النظام الكهروضوئي

Abstract

It is possible to power a water tower using photovoltaic energy, and this can be an interesting ecological alternative for sunny regions. It is often used in remote areas where access to the public electricity grid is difficult. By using solar energy, the water tower can be powered in a sustainable and environmentally friendly way. The installation of an energy storage system is essential to guarantee a continuous supply of electricity. However, this increases the cost of the installation, which is why we are opting for a grid-connected photovoltaic system, which will reduce the cost of the batteries and ensure the power supply at night and on cloudy days.

The work presented in this dissertation is the result of a technical and economic study and the sizing of two photovoltaic on-grid power supply systems for the Diar El Bahri water tower in Blida.

We chose two systems for this work: the first for pumping and the second for supplying a staff dwelling.

Finally, we estimated the total costs of our installation, followed by a comparison with the electricity grid.

Keywords: Water tower, photovoltaic systems, system PV/grid

Résumé

L'alimentation électrique d'un château d'eau par l'énergie photovoltaïque est possible et peut être une alternative écologique intéressante pour les régions ensoleillées. Elle est souvent utilisée dans les zones éloignées où l'accès au réseau électrique public est difficile. En utilisant l'énergie solaire, le château d'eau peut être alimenté de manière durable et respectueuse de l'environnement. La mise en place d'un système de stockage d'énergie est essentielle pour garantir un approvisionnement électrique continu. En revanche ça augmente le coût de l'installation, c'est pour cela on choisit le système Photovoltaïque raccordé au réseau ce qui permettra de réduire le coût des batteries, et d'assurer l'alimentation électrique pendant la nuit et les jours nuageux.

Le travail présenté dans ce mémoire est le résultat d'une étude de technico-économique et dimensionnement de deux systèmes d'alimentation photovoltaïque On grid du château d'eau de Diar El Bahri à Blida.

Pour la réalisation de ce travail nous avons choisi deux systèmes : le premier destiné au pompage et le deuxième pour l'alimentation d'un logement de fonction

Finalement nous avons estimé les coûts totaux de notre installation, suivi d'une comparaison avec le réseau électrique.

Mots clés : château d'eau, réseau électrique, système photovoltaïque.

Table des matières

REMERCIEMENT

DEDICACES

LISTE DES FIGURES

LISTE DES TABLEAUX

RESUME

Introduction générale..... 1

Chapitre I : généralités sur l'énergie solaire photovoltaïque

Introduction 2

I.1. L'énergie solaire photovoltaïque 2

I.2. Irradiation solaire (ensoleillement) 2

I.2.1. Déclinaison..... 3

I.2.2. Le temps solaire vrai 3

I.2.3. L'angle horaire 4

I.2.4. Position du soleil 4

I.2.5. Rayonnement hors atmosphère 5

I.2.6. L'éclairement 5

I.2.7. L'irradiation horaire : 6

I.2.8. L'irradiation journalière : 6

I.3. L'effet photovoltaïque 6

I.4. Cellule photovoltaïque 7

I.4.1. Caractéristiques d'une cellule solaire : 9

I.4.2. Caractéristique Puissance tension (P-V) 9

I.4.3. La puissance d'une cellule Photovoltaïque 10

I.4.4. Type des cellules photovoltaïques : 10

Cellule monocristalline : 10

Cellule Poly-cristalline : 11

Cellule Amorphe : 11

I.4.5. Modèle d'une Cellule Solaire..... 11

I.4.6. Association des cellules photovoltaïques 12

Association série 12

Association Parallèle.....	12
Association Mixte	12
I.4.7. Influence du Rayonnement sur les cellules	12
I.4.8. Influence de températures sur les cellules.....	13
I.5. Le champ Photovoltaïque	13
I.5.1. Le module Photovoltaïque :	13
I.5.2. Caractéristiques électriques des Modules	14
I.5.3. Le générateur Photovoltaïque.....	14
I.6. Les types des systèmes photovoltaïques	15
I.6.1. Système autonome.....	15
Système autonome sans batterie :	16
Système autonome avec batterie	17
I.6.2. Système hybride	17
Système sur réseau diesel.....	18
I.6.3. Systèmes photovoltaïques raccordé au réseau (on grid)	19
I.7. Le stockage d'énergie	19
I.7.1. Caractéristiques des batteries	20
I.7.2. Capacité d'utilisation.....	21
I.8. Onduleur :	22
I.9. Régulateur :.....	23
Conclusion.....	23

Chapitre II : pompage solaire

Introduction	26
II.1. Pompage solaire	24
II.2. Principe de fonctionnement	24
II.2.1 Pompage direct (au fil du soleil)	24
II.2.2 Pompage indirect (avec stockage d'énergie).....	25
II.3. Définitions	26
II.3.1. NIVEAU STATIQUE (NS)	26
II.3.2 NIVEAU DYNAMIQUE (ND).....	26
II.3.3 HAUTEUR DE REFOULEMENT (HR).....	27
II.3.4 HAUTEUR D'ASPIRATION (HA)	27
II.3.5. PERTE DE CHARGE (ΔP)	27

II.3.6. PRESSION UTILE (PU)	27
II.3.7. HAUTEUR MANOMETRIQUE TOTALE (HMT)	27
II.4. Composants d'un système de pompage	28
II.4.1. Le générateur photovoltaïque.....	28
II.4.2. Le groupe moteur-pompe	28
II.4.2.1. Classification selon la conception de la pompe :.....	28
Pompe centrifuge.....	29
Caractéristiques de la pompe centrifuge immergée.....	30
Pompe volumétrique	31
II.4.2.2. Classification selon la position de la pompe :	32
Pompe de surface	32
Pompe immergée.....	33
II.4.2.3. Classification selon le moteur utilisé :.....	33
Moteur à courant continu	33
Moteur à courant alternatif	34
II.4.3.1. Le convertisseur DC/DC (hacheur).....	35
II.4.3.2. Convertisseur DC/AC (onduleur).....	35
II.4.3.3. Contrôleur de pompe	35
Conclusion	37

Chapitre III : Dimensionnement analytique et numérique

Introduction	38
III.1. Données de base	38
III.2. Présentation du site.....	39
III.3. Méthode de dimensionnement	41
III.3.1. Evaluation des besoins en eau	42
III.3.2. Calcul de l'énergie hydraulique nécessaire.....	42
III.3.3.1. Pour un système de pompage photovoltaïque :	44
III.3.3.2. Pour un système photovoltaïque connecté au réseau :	44
Etude de cas :.....	45
Données du forage :.....	45
Données de la pompe immergée.....	46
Système 1 : système pompage solaire hybride PV / réseau.....	46
Système 2 : logement de fonction (hybride PV /réseau)	46

III.7. Schématisation d'un système hybride PV /réseau :	49
III.8. Simulation avec PVsyst.....	49
Analyse des résultats :	52
Conclusion.....	54

Chapitre IV : Etude économique

Introduction	55
IV.1. Devis estimative et quantitatif de système photovoltaïque.....	55
IV.2. Durée de vie des éléments du système solaire	56
IV.3. Coût mensuelle de la facture électrique SONELGAZ	56
IV.4. Bilan économique	57
Conclusion.....	58
CONCLUSION GENERALE.....	63
REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUE	64
ANNEXES	67

Liste des figures

Figure I.1: Représentation du mouvement de la terre autour du soleil.....	4
Figure I.2: Position du soleil.....	6
Figure I.3 : principe de l'effet photovoltaïque.....	8
Figure I.4 : Cellule photovoltaïque.....	9
Figure I.5 : Caractéristique (I-V) et (P-V) d'une cellule photovoltaïque.....	10
Figure I.6 : Cellule monocristalline	11
Figure I.7 : Cellule poly-cristalline.....	12
Figure I.8 : Cellule amorphe	12
Figure I.9 : Schéma équivalent de cellule PV.....	13
Figure I.10 : Influence de la température sur la caractéristique I-V	14
Figure I.11 : Module photovoltaïque	15
Figure I.12 : Champ photovoltaïque	16
Figure I.13 : schématisation d'un système photovoltaïque autonome avec batterie	16
Figure I.14 : Système photovoltaïque autonome sans batteries	17
Figure I.15 : Système photovoltaïque autonome avec batteries	18
Figure I.16 : Système photovoltaïque hybride PV / éolien	19
Figure I.17 : Système photovoltaïque hybride PV / Groupe électrogène	19
Figure I.18 : Système photovoltaïque raccordé au réseau	20
Figure I.19 : Batterie solaire Pb-Acide	21
Figure I.20: Batterie type NiCd	21
Figure I.21 : Batterie type NiMH	21
Figure II.1 : Système de pompage au fil du soleil.....	27
Figure II.2 : Principe de fonctionnement d'un système de pompage avec stockage d'énergie.....	27
Figure II.3 : Schéma explicatif de fonctionnement d'un système de pompage.....	28
Figure II.4 : schéma explicatif des différents éléments d'un système de pompage.....	28
Figure II.5 : Classification des pompes.....	30
Figure II.6 : schéma d'une pompe centrifuge.	31
Figure II.7 : Caractéristique couple et débit en fonction de la vitesse d'une pompe centrifuge.....	32
Figure II.8 : schéma d'une pompe volumétrique.....	33
Figure II.9 : Caractéristique couple et débit en fonction de la vitesse d'une pompe volumétrique.....	33
Figure II.10 : Pompe de surface.....	34
Figure II.11 : Pompes immergées.....	35
Figure II.12 : Moteur à courant continu avec balais.....	35

Figure II.13 : Schéma du pompage PV par motopompe DC.....	36
Figure II.14 : Schéma simplifié du pompage PV par motopompe AC.....	36
Figure II.15 : Conversion DC / DC.....	37
Figure II.16 : Conversion DC / AC.....	37
Figure II.17 : Contrôleur de pompe AC-Dimel solaire.....	39
Figure III.1 : Estimation des besoins en eau.....	42
Figure III.2 : château d'eau.....	43
Figure III.3 : caractéristiques de cite.....	43
Figure III.4 : Plan de situation du Château d'eau Diar El Bahri.....	44
Figure III.5 : Photo réelle du château d'eau.....	44
Figure III.6 : Armoire de commande du forage.....	45
Figure III.7 : Système de pompage photovoltaïque vers un château d'eau.....	45

Liste des tableaux

Tableau III.1 : Coordonnées géographiques du site	43
Tableau III.2 : Coefficient K_{ac} pour différents d'accessoires dans la tuyauterie.....	45
Tableau III.3 : Dimensionnement des besoins du logement de fonction.....	51
Tableau IV.1 : Devis estimative et quantitatif de système photovoltaïque.....	59
Tableau IV.2 : La durée de vie pour chacun des éléments du système solaire.....	60
Tableau IV.3 : Coût mensuelle de la facture électrique SONELGAZ.....	60
Tableau IV.4 : Le coût d'investissement du système.....	61

Abréviations et symboles

AC : Courant alternatif

ADE : algérienne des eaux

Ah : Ampère-heure

CC : Courant continu

°C : Degré Celsius

DA : dinar algérien

DC : Courant continu

D e : durée d'ensoleillement.

DOD : degre of- discharge

Eele : Énergie électrique.

Eh : Énergie hydraulique.

Ej : Énergie journalière.

F/P : fourniture et pose

g : accélération de la pesanteur

G sc : La constante solaire

Ha : hauteur d'aspiration

HMT : Hauteur manométrique totale

HT : hors TVA

Hr : hauteur de refoulement

H₀ : irradiation journalière

I : L'éclairement

I₀ : l'irradiation horaire

I(V) : Courant en fonction de la tension

Iobs : Courant d'obscurité

Iph : Courant photo généré

Is : Courant de saturation de la diode

Isc : Courant de court-circuit

J : Joule

Km : Kilomètre

K : Constante de Boltzmann

KT : L'indice de clarté

LCB : booster de courant linéaire

L : longueur de la tuyauterie

m² : Mètre carré

mm : Millimètre

MPPT : Suivi du point de puissance maximal

m³/h : Mètre cube par heure

n : Numéro de jours

Nd : niveau dynamique

NiCd : Batterie nickel-cadmium

NiMH : Batterie nickel-hydrure métallique

Np : nombre des modules photovoltaïques

Ns : niveau statique

On grid : Connecté au réseau

P : Puissance

Pmax : Puissance maximale

Pmod : Puissance de module

Ppompe : Puissance de la pompe

PV : Photovoltaïque

PU : pression utile

Q : débit

ρ : densité de l'eau

Sin : Sinus

SOC: state-of-charge

STC: Conditions standard de test

Tan : Tangente

T : Température

TSV : temps de soleil vrai

TTC : Toutes taxes comprises

TVA : Taxe sur la valeur ajoutée

V : volts

V_{dcmax} : la tension DC maximal

V_{oc} : Tension en circuit ouvert

W : Watt

W_c : Watt-crête

W_h : Watt-heure

ΔP : pertes de charge

δ : La déclinaison du soleil

φ : Latitude de lieu

Introduction générale

De nos jours, il est largement reconnu que l'eau et l'énergie sont essentielles pour répondre aux besoins humains. Cependant, avec les avancées technologiques, la demande en énergie ne cesse d'augmenter, ce qui pose un défi particulier dans les zones isolées où les ressources traditionnelles sont souvent coûteuses à utiliser en raison de contraintes telles que le transport du combustible et l'entretien périodique des moteurs diesels. La plupart de l'énergie produite aujourd'hui provient de combustibles fossiles tels que le pétrole, le charbon, le gaz naturel et 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 outre, le monde est conscient des risques que cela représente pour l'environnement. Pour cette raison, il est devenu nécessaire de trouver des sources d'énergie alternatives. L'impact environnemental des énergies fossiles a conduit de nombreux pays à s'intéresser aux énergies renouvelables. Aujourd'hui, ces sources d'énergie alternatives jouent un rôle de plus en plus important dans la transition énergétique mondiale vers un avenir plus durable. Les énergies renouvelables sont devenues une priorité pour les gouvernements, les entreprises et les citoyens qui cherchent à réduire leur empreinte carbone et à atteindre des objectifs climatiques ambitieux.

L'objectif de ce travail est l'étude d'un système d'alimentation photovoltaïque On grid du château d'eau de Diar El Bahri à Blida. Le présent mémoire comporte quatre 4 chapitres :

- Dans le premier chapitre nous abordons une recherche bibliographique sur l'énergie solaire photovoltaïque.
- Ensuite à travers du second chapitre, on présentera le système de pompage solaire et ses composants.
- Le dimensionnement analytique et numérique, la simulation en utilisant logiciel PVsyst, et les résultats obtenus sera le contenu du troisième chapitre.
- Enfin, le quatrième chapitre est consacré à faire une étude économique approximative pour notre système. On termine par une conclusion bien sûr.

CHAPITRE I

Généralités sur l'énergie solaire photovoltaïque

Introduction

Devant la demande croissante de l'énergie électrique, essentiellement pour les sites isolés régions sahariennes, régions montagneuses, où le raccordement au réseau électrique public est très coûteux, les énergies renouvelables constituent la solution la plus avantageuse. Car elle est inépuisable, propre et durable. Parmi ces énergies on trouve l'énergie solaire photovoltaïque, c'est la plus répandue dans le monde, elle est également respectueuse de l'environnement et s'appuie sur des technologies modernes et efficaces, sur lesquelles tout le monde parie comme une source alternative d'énergie conventionnelle dans un avenir proche. La principale préoccupation des chercheurs pour une utilisation optimale des énergies renouvelables. L'objectif de ce chapitre est de définir l'énergie solaire photovoltaïque et les différents composants responsables de la production d'électricité par l'effet PV.

I.1. L'énergie solaire photovoltaïque

Le terme « photovoltaïque » est formé de deux mots: "photo" qui est un mot grec signifiant lumière et "volta" qui est le nom du physicien italien Alessandro Volta, qui a inventé la pile électrochimique en 1800 [1] .

L'énergie solaire photovoltaïque est une technologie qui permet de convertir directement l'énergie lumineuse du soleil en énergie électrique. Cette conversion est rendue possible grâce à l'utilisation de cellules photovoltaïques, Plusieurs cellules sont reliées entre elles et forment un panneau solaire ou module photovoltaïque. Plusieurs modules regroupés forment un champ photovoltaïque.

I.2. Irradiation solaire (ensoleillement)

L'irradiation, ensoleillement ou éclairage est définie comme une puissance reçue par une surface. Il s'exprime en W/m^2 (watt par mètre carré). L'irradiation ou rayonnement est l'énergie reçue par une surface. Elle s'exprime en $(J \cdot m^{-2})$ (Joule par mètre carré).

D'autres unités plus courantes sont le Wh/m^2 (wattheure par mètre carré) Signalons que, l'irradiation solaire dépend de :

- L'orientation et l'inclinaison du panneau solaire.

- La latitude du lieu et son degré de pollution.
- La période de l'année.
- L'instant considéré dans la journée.
- la nature des couches nuageuses.

Avant d'aborder le calcul de l'irradiation solaire, il est important de rappeler quelques principes de base et définitions, ainsi que plusieurs variables qui seront fréquemment mentionnées par la suite [1].

I.2.1. Déclinaison

La déclinaison est l'angle que fait le soleil au maximum de sa course (midi solaire) par rapport au plan équatorial. Sa valeur en degrés est donnée par l'équation de Cooper [2].

$$\delta = 23.45 \sin\left[\frac{360}{365} \cdot (n + 284)\right] \quad (1.1)$$

Où :

n : est le numéro de jour dans l'année (c'est à dire $n = 1$ pour le 1er janvier, $n = 32$ pour le 1er février... etc.). La déclinaison varie entre -23.45° (le 21 décembre) et $+23.45^\circ$ (le 21 juin). (Voir Figure 1.1.).

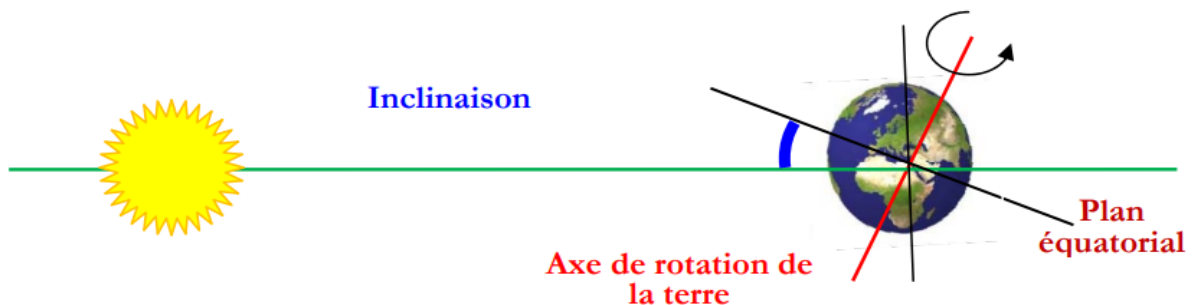


Figure I .1: Représentation du mouvement de la terre autour du soleil [2].

I.2.2. Le temps solaire vrai

Le temps mis par le soleil entre deux passages consécutifs au méridien d'un lieu (direction Nord-Sud) a été nommé temps solaire vrai, on note **TSV**. Le temps solaire vrai est donc un temps local puisqu'il est lié directement à la rotation de la terre sur elle-même [2].

$$\text{TSV} = 12 + \frac{\omega}{15} \quad (1.2)$$

I.2.3. L'angle horaire

L'angle horaire correspond à l'angle entre le plan méridien qui traverse le soleil et le plan méridien local du lieu, résultant du déplacement angulaire du soleil autour de l'axe polaire pendant sa course d'Est en Ouest par rapport au méridien local. Sa valeur est nulle à midi solaire, devient négative le matin, positive l'après-midi et s'incrémente de 15 degrés chaque heure, effectuant ainsi une rotation complète de 360 degrés en 24 heures [2].

I.2.4. Position du soleil

La direction du soleil dans le ciel est identifiée par l'intermédiaire de deux angles :

- **La Hauteur de soleil (h) :** angle que fait la direction du soleil avec sa projection sur le plan horizontal. Cette angle s'annule au lever et au coucher du soleil et prend sa valeur maximale au midi solaire.

(h) Peut être déduite par la relation suivante :

$$\sin(h) = \sin(\varphi) \cdot \sin(\delta) + \cos(\varphi) \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(\omega) \quad (1.3)$$

L'angle horaire au lever de soleil s'obtient en écrivant $\sin(h)=0$: [2]

$$\cos(\omega_s) = -\tan \varphi \cdot \tan \delta \quad (1.4)$$

- **Azimut du soleil :**

Angle que fait la projection de la direction du soleil avec la direction du sud. Cet angle étant orienté positivement vers l'Ouest.

$$\sin(a) = \frac{\cos(\delta) \sin(\omega)}{\cos(h)} \quad (1.5)$$

Ces deux angles sont représentés sur la figure I .2.

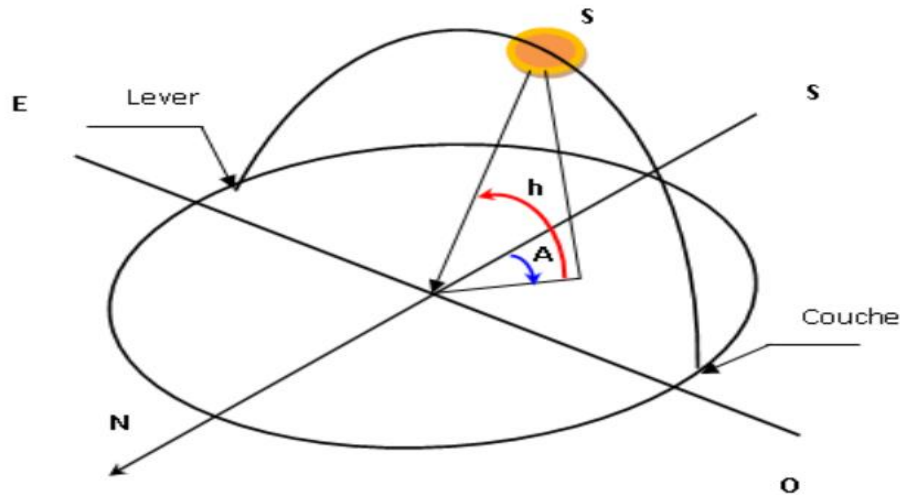


Figure I .2: Position du soleil [2].

I.2.5. Rayonnement hors atmosphère

Le rayonnement solaire parvient à la limite de l'atmosphère terrestre après un trajet dans l'espace d'environ 150.000.000 km, effectué en 8 minutes. Le flux de rayonnement intercepté par un récepteur plan perpendiculaire à la direction du soleil produit sur celle-ci un éclairement énergétique de l'ordre de 1367 [W/m²]. Ceci est connu sous le nom de « constante solaire ». Cependant, la distance de la terre au soleil n'est pas constante tout au long de l'année, il en résulte que le rayonnement extraterrestre oscille par un pourcentage de 3 % [2].

I.2.6. L'éclairement

L'éclairement extraterrestre à la limite supérieure hors atmosphère, sur un plan horizontal, est calculé à partir de la constante solaire G_{sc} et de la facture de correction de la distance [2].

$$I = G_{sc} \left(1 + 0.033 \cos \frac{360n}{365}\right) (\cos \varphi \cdot \cos \delta \cdot \cos \omega + \sin \varphi \cdot \sin \delta) \quad [\text{W /m}^2] \quad (1.6)$$

Avec :

n : Le numéro de jour de l'année (n=1 pour le premier janvier, ...etc.)

G_{sc} : La constante solaire, $G_{sc}=1367[\text{W /m}^2]$.

I.2.7. L'irradiation horaire :

Pour une heure donnée, l'énergie reçue sur une surface horizontale se calcule par l'intégration de l'équation (1.6) entre deux angles horaires ω_1 et ω_2 . On obtient l'équation suivante : [2]

$$I_0 = \frac{12.36}{\pi} G_{sc} (1 + 0.033 \cos \frac{360n}{365}) (\cos \varphi \cdot \cos \delta (\sin \omega_2 - \sin \omega_1) + (\omega_2 - \omega_1) \sin \varphi \cdot \sin \delta) \quad (1.7)$$

I_0 est exprimée en [W /m².h].

I.2.8. L'irradiation journalière :

Pour un jour n donné, l'énergie reçue sur une surface horizontale H_0 est obtenue par l'intégration de l'équation (1.6) (de lever au coucher du soleil). On obtient [3]:

$$H_0 = \frac{24}{\pi} \cdot G_{sc} (1 + 0.033 \cdot \cos 2\pi \frac{n}{365}) (\cos \varphi \cdot \cos \delta \cdot \cos \omega_s + \sin \varphi \cdot \sin \delta) \quad (1.8)$$

Avec : L'angle solaire : $\omega_s = \cos^{-1}(-\tan \psi \tan \phi)$

G_{sc} : La constante solaire (W/m²).

δ : La déclinaison du soleil.

φ : Latitude de lieu.

n : Le numéro de jour de l'année compte à partir du le premier janvier.

❖ L'indice de clarté

Le rapport entre le rayonnement au sol et le rayonnement extraterrestre est appelé indice de clarté. Les valeurs de ce dernier varient selon les endroits et les saisons :

- o Indice de clarté horaire : $K_T = I / I_0$
- o Indice de clarté journalière : $K_T = H / H_0$
- o Indice de clarté moyen mensuel : $K_{T=} = \bar{H} / \bar{H}_0$

I.3. L'effet photovoltaïque

L'effet photovoltaïque permet de convertir directement l'énergie lumineuse des rayons solaires en électricité par le biais de la production et du transport de charges électriques

dans un matériau semi-conducteur. Ce matériau semi-conducteur comporte deux parties, l'une présentant un excès d'électrons et l'autre un déficit en électrons, dites respectivement dopée de type n et dopée de type p. Lors de la mise en contact des deux semi-conducteurs, on remarque que dans la région N les électrons qui sont près du plan de jonction diffusent vers le côté P ; chaque électron qui passe de N vers P donne naissance à une charge positive fixe (ion positif). Le même phénomène se reproduit dans la région P où chaque trou qui passe de P vers N laisse une charge négative fixe (ion négatif). Il se crée donc entre elles un champ électrique qui tend à repousser les électrons dans la zone N et les trous vers la zone P [4].

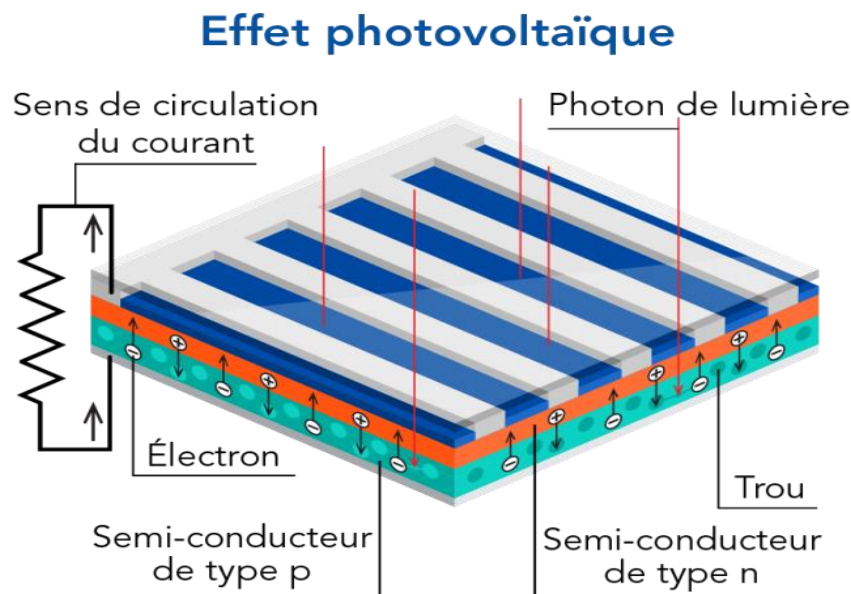


Figure I .3 : principe de l'effet photovoltaïque [4].

I.4. Cellule photovoltaïque

Le principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque repose sur l'effet photovoltaïque, un phénomène physique qui crée une force électromotrice lorsque la surface de la cellule est exposée à la lumière. Cette tension générée peut varier entre 0,3 V et 0,7 V en fonction de facteurs tels que le matériau utilisé, sa disposition, la température de la cellule et son vieillissement. Une cellule photovoltaïque est généralement constituée de deux couches de silicium, l'une dopée P et l'autre dopée N, créant ainsi une jonction PN avec une barrière de potentiel. Lorsque les photons de la lumière solaire sont absorbés par le semi-conducteur, ils transmettent leur énergie aux atomes de la jonction PN, libérant des électrons (charges N) et

des trous (charges P) et créant ainsi une différence de potentiel entre les deux couches. Cette différence de potentiel peut être mesurée entre les bornes positives et négatives de la cellule [4].

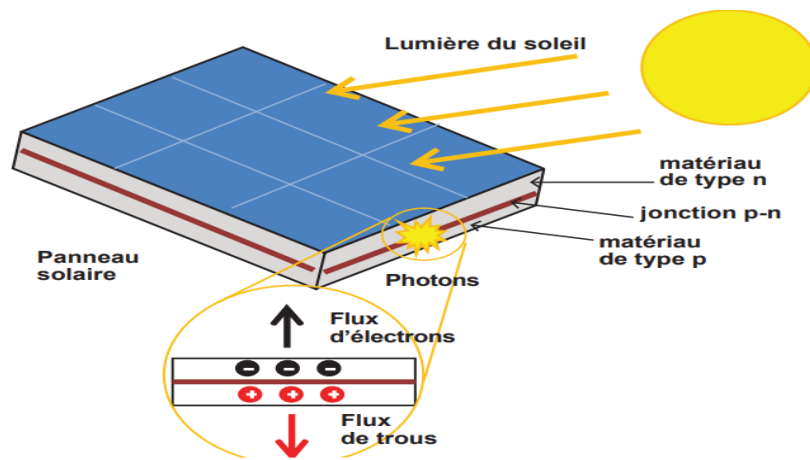


Figure I .4 : Cellule photovoltaïque [4].

Le courant délivré sur une charge par une cellule solaire photovoltaïque éclairée est donné par : [4]

$$I(V) = I_{ph} - I_{obs} \quad (1.9)$$

Avec:

I_{ph} : Courant photo généré.

I_{obs} : Courant d'obscurité.

Dans une cellule solaire idéale, cette équation peut s'écrire sous la forme :

$$I(V) = I_{ph} - I_s \left(e^{\frac{qV}{kT}} - 1 \right) \quad (1.10)$$

Avec,

I_s : Courant de saturation de la diode ;

q : Charge élémentaire

K : Constante de Boltzmann ;

T : Température.

I.4.1. Caractéristiques d'une cellule solaire :

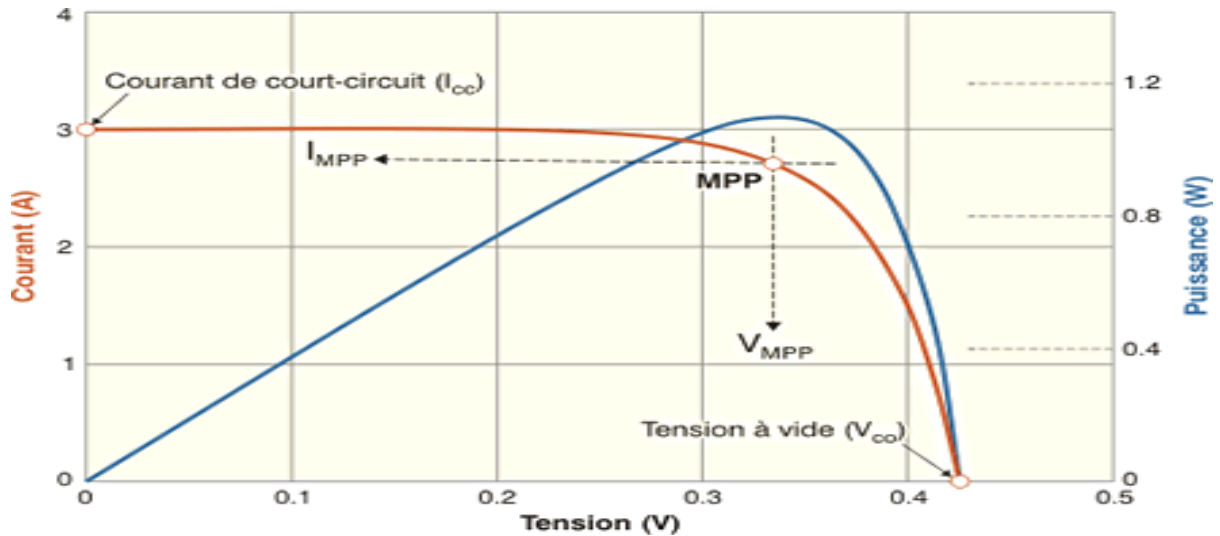


Figure I .5 : Caractéristique (I-V) et (P-V) d'une cellule photovoltaïque. [4]

Comme nous le voyons sur la figure1-3 en rouge, la cellule solaire PV est caractérisée par la courbe I(V) non linéaire qui dépend particulièrement des conditions d'ensoleillement et de température. Cette courbe nous informe sur trois points importants [4] :

- Le point de fonctionnement optimal PPM la puissance maximale de la cellule.
- Le point du courant maximal I_{sc} . Il se produit lorsque les bornes de la cellule sont court-circuitées. Il est appelé courant de court-circuit I_{sc} .
- Le point de la tension maximale de la cellule V_{oc} , environ 0.6 V pour un courant nul. Cette tension est nommée tension de circuit ouvert. [4]

I.4.2. Caractéristique Puissance tension (P-V)

Comme présenté dans la figure 1-3 en bleu, La puissance crête d'une cellule PV, notée W_c (Watt crête) représente la puissance électrique maximum délivrée dans les conditions suivantes dites conditions standard (STC) :

- éclairement solaire de 1000 W / m^2 ;
- température de la cellule PV égale à $25 \text{ }^\circ\text{C}$.
- **Masse d'air est égale à 1,5. (AM 1,5).**

I.4.3. La puissance d'une cellule Photovoltaïque

Dans des conditions ambiantes de fonctionnement fixes (éclairage, température, vitesse de circulation de l'air ambiant, etc..), [4]

La puissance électrique P (W) disponible aux bornes d'une cellule PV est égale au produit du courant continu fourni I par une tension continue donnée V :

$$P = V \cdot I \quad (1.11)$$

D'où :

P (W), Watt : Puissance mesurée aux bornes de la cellule PV.

U (V), Volt : Tension mesurée aux bornes de la cellule PV.

I (A), Ampère : Intensité mesurée aux bornes de la cellule PV.

La puissance max :

Pour une cellule solaire idéale, la puissance maximum P_{max} idéale correspondrait donc à la tension de circuit ouvert V_{co} multipliée par le courant de court-circuit I_{cc} .

$$P_{max\ idéal} = V_{co} \cdot I_{cc}$$

$P_{max\ idéal}$: Puissance mesurée aux bornes de la cellule PV en Watt (W).

V_{co} : Tension de circuit ouvert mesurée aux bornes de la cellule PV en Volt (V).

I_{cc} : Intensité de court-circuit mesurée aux bornes de la cellule PV en Ampère (A).

I.4.4. Type des cellules photovoltaïques :

Il existe trois types principaux de cellules solaires :

➤ Cellule monocristalline :

Les cellules photovoltaïques monocristalline à base de silicium ont un rendement de conversion de l'énergie solaire en électricité compris entre 12 et 17 %, mais leur fabrication est complexe et coûteuse car elle exige une grande quantité d'énergie pour obtenir du cristal pur [5].

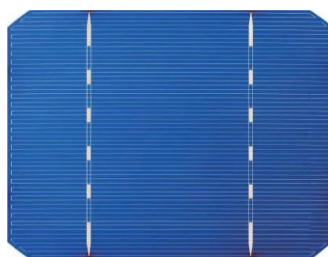


Figure I .6 : Cellule monocristalline. [5]

➤ **Cellule Poly-cristalline :**

Ces cellules sont fabriquées à partir d'un bloc de silicium cristallisé qui présente des cristaux multiples visibles à l'œil nu. Leur rendement est de 11 à 13 %, mais leur coût de production est inférieur à celui des cellules monocristallines [5].

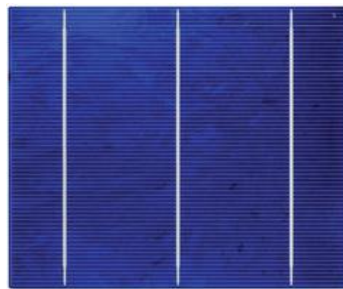


Figure I .7 : Cellule poly-cristalline. [5]

➤ **Cellule Amorphe :**

Ces cellules photovoltaïques ont une couleur gris foncé et sont fabriquées à partir de couches très minces de silicium amorphe ou de très fines couches de silicium cristallin. Bien que leur coût de production soit inférieur, leur rendement est faible (8 à 10 %). Le silicium amorphe est couramment utilisé dans les petits appareils électroniques tels que les calculatrices et les montres, ainsi que pour recouvrir les grandes surfaces telles que les toits en raison de sa capacité à être appliqué sur des vitres, du plastique souple ou du métal [5].



Figure I .8 : Cellule amorphe [5].

I.4.5. Modèle d'une Cellule Solaire

Le modèle d'une cellule photovoltaïque est souvent décrit comme un générateur de courant électrique avec une diode en dérivation. Cependant, pour tenir compte des phénomènes physiques qui se produisent dans la cellule, deux résistances sont ajoutées en série : R_s et R_{sh} . Ces résistances sont représentées sur le schéma équivalent présenté dans la figure suivante : [4].

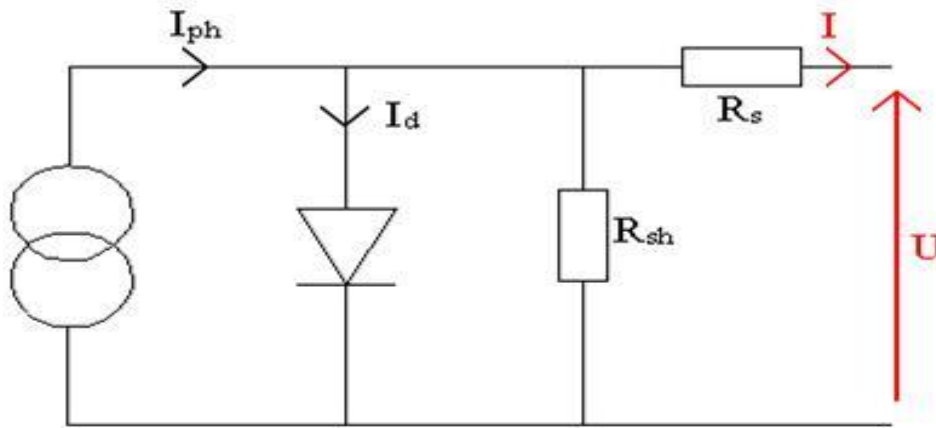


Figure I.9 : Schéma équivalent de cellule PV. [5]

I.4.6. Association des cellules photovoltaïques

➤ **Association série**

Le branchement en série de panneaux solaires permet d'obtenir des tensions plus élevées en additionnant les tensions des panneaux. L'intensité qui traverse chaque panneau est la même et elle est égale à l'intensité du panneau ayant la plus faible intensité. Ce type de branchement consiste à relier la borne positive d'un panneau à la borne négative du panneau suivant [5].

➤ **Association Parallèle**

L'association en parallèle des photopiles délivre un courant égal à la somme des courants individuels et une tension égale à celui d'une seule cellule. Donc le but de ce branchement est d'obtenir un courant plus élevé [5].

➤ **Association Mixte**

Pour avoir une satisfaction en courant et en tension, on est obligé d'utiliser un groupement mixte, c'est à dire Série-Parallèle [5].

I.4.7. Influence du Rayonnement sur les cellules

La performance de la cellule photovoltaïque dépend de l'énergie qu'elle reçoit, et plus elle en reçoit, plus elle en produit en retour, bien que le rendement reste généralement faible. La figure-3 montre comment les caractéristiques de la cellule varient en fonction de l'irradiation. Le courant optimal varie considérablement pour différentes intensités d'irradiation. En fonction des conditions météorologiques, les courbes de performance de la cellule photovoltaïque peuvent varier tout au long de la journée, entraînant ainsi des puissances maximales différentes [5].

I.4.8. Influence de températures sur les cellules

Comme nous l'avons expliqué précédemment, la base des cellules photovoltaïques est une jonction PN. Ceci nous laisse envisager que son rendement variera selon la température de la jonction [6].

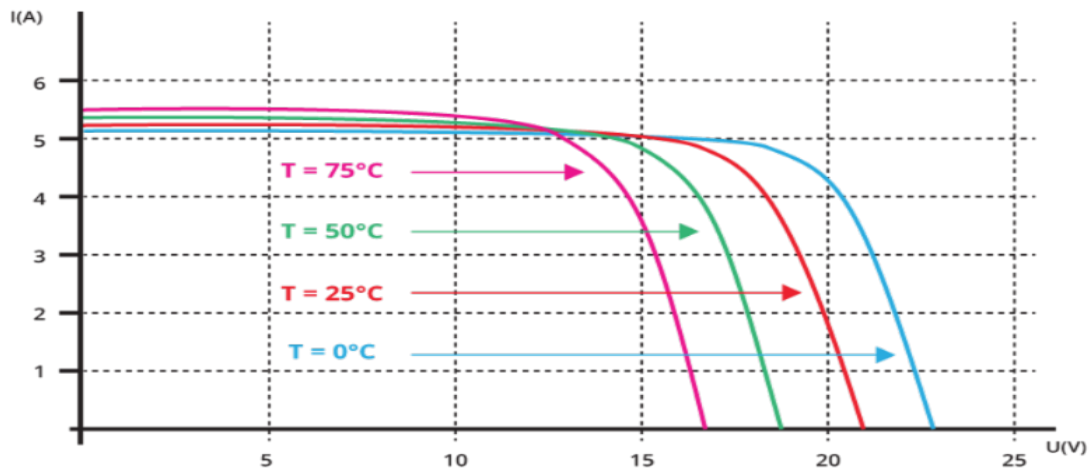


Figure I .10 : Influence de la température sur la caractéristique I-V [6].

Lorsque la température augmente sous l'effet des fortes irradiations solaires et de l'encapsulation qui cause l'effet de serre, la puissance de sortie des cellules photovoltaïques diminue et par conséquent il y a perte de rendement [6].

I.5. Le champ Photovoltaïque

I.5.1. Le module Photovoltaïque :

Plusieurs cellules photovoltaïques sont regroupées pour former un module, également connu sous le nom de panneau solaire. Pour augmenter la tension de sortie, les cellules PV sont

souvent connectées en série, et un module typique comprendra 36 cellules pour une tension nominale de 12 volts.

Les cellules photovoltaïques sont sujettes aux dommages dus à la casse et à la corrosion, ce qui nécessite une protection contre leur environnement. Pour cette raison, elles sont généralement encapsulées sous verre ou sous un composé plastique pour former un module photovoltaïque [6].

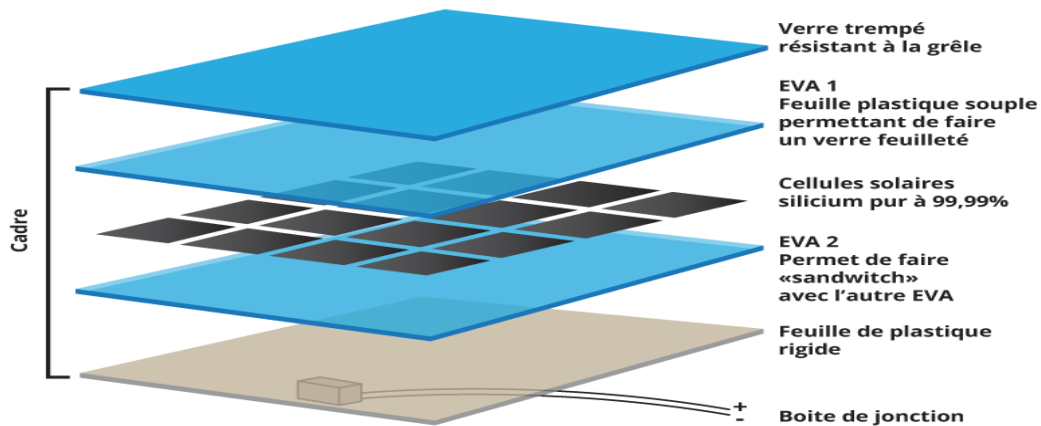


Figure I .11 : Module photovoltaïque [6].

I.5.2. Caractéristiques électriques des Modules

La puissance-crête (W_c) d'un module photovoltaïque est la puissance électrique maximale qu'il peut produire dans des conditions normalisées. Ces conditions comprennent une charge optimale connectée au module, une exposition solaire de 1000 W/m^2 , qui correspond à une exposition perpendiculaire aux rayons du soleil à midi par temps clair, et une température de jonction des cellules de 25°C [6].

I.5.3. Le générateur Photovoltaïque

En reliant plusieurs modules photovoltaïques en série ou en parallèle, il est possible d'obtenir une puissance électrique plus élevée, formant ainsi un générateur photovoltaïque, également appelé champ photovoltaïque. Un module photovoltaïque est un assemblage de photopiles conçu pour générer de l'électricité lorsqu'il est exposé à la lumière. Cependant, une seule photopile ne génère pas une tension suffisante, qui se situe entre 0,5 et 1,5 volts selon la

technologie utilisée, pour être utilisée directement. Il est donc souvent nécessaire de connecter plusieurs photopiles en série pour générer une tension utilisable.

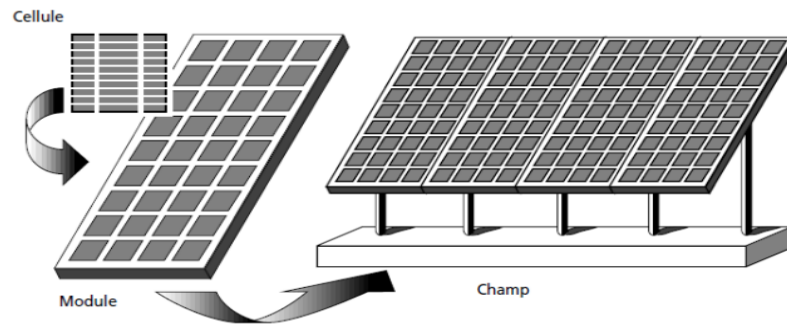


Figure I .12 : Champ photovoltaïque. [7]

L'énergie électrique produite par un champ photovoltaïque peut être utilisée de différentes manières. Elle peut être stockée dans des batteries pour être utilisée ultérieurement, selon les besoins. Elle peut également être directement connectée aux charges sans passer par les batteries, par exemple pour une pompe solaire où l'eau sert de stockage d'énergie. En outre, la sortie du champ photovoltaïque peut être connectée au réseau électrique. Il est également possible de combiner la production électrique du champ photovoltaïque avec d'autres sources d'énergie, telles qu'une génératrice ou une éolienne, pour compenser le manque d'ensoleillement ou de vent. [6].

I.6. Les types des systèmes photovoltaïques

I.6.1. Système autonome

Les systèmes autonomes sont conçus pour fonctionner sans dépendre d'autres sources d'énergie et sont souvent utilisés pour alimenter des habitations, des chalets ou des camps situés dans des régions éloignées. Ils peuvent également être utilisés pour des applications telles que la surveillance à distance et le pompage d'eau.

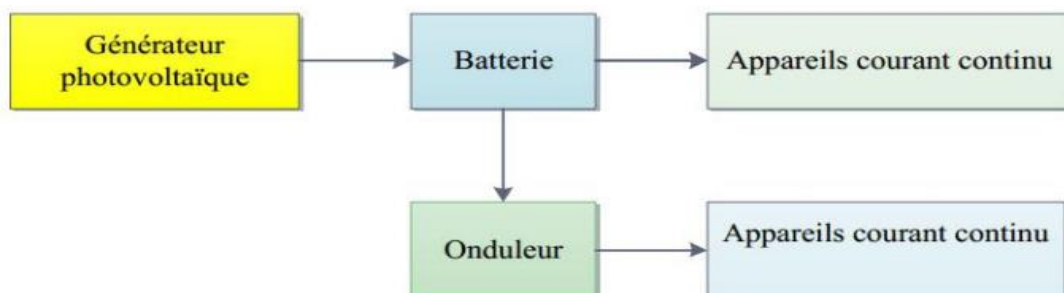


Figure I .13 : schématisation d'un système photovoltaïque autonome avec batterie [7].

En fonction de l'utilisation de systèmes de stockage électrochimique, les systèmes photovoltaïques autonomes peuvent être classés en deux catégories : ceux avec stockage et ceux sans stockage (fonctionnant au rythme du soleil). [6].

➤ **Système autonome sans batterie :**

Les appareils alimentés par des systèmes photovoltaïques sans stockage ne fonctionnent que lorsqu'il y a suffisamment de lumière solaire pour les démarrer. Cette méthode est particulièrement utile pour les applications qui n'ont pas besoin de fonctionner dans l'obscurité et dont le besoin en énergie coïncide avec la présence de la lumière solaire. Toutefois, il est important de dimensionner correctement le générateur photovoltaïque afin qu'il dispose d'une puissance suffisante pour alimenter l'appareil même en présence d'un faible éclairage solaire.

Le pompage photovoltaïque est un exemple de cette catégorie de systèmes autonomes. Dans ce cas, le stockage de l'eau dans un réservoir est généralement privilégié par rapport au stockage électrochimique. Une pompe solaire est directement connectée au générateur photovoltaïque à l'aide d'un convertisseur DC/DC ou DC/AC, en fonction de l'utilisation d'un moteur à courant continu ou à courant alternatif, respectivement. Le débit d'eau entrant dans le réservoir est donc variable et dépend du rayonnement solaire [6].

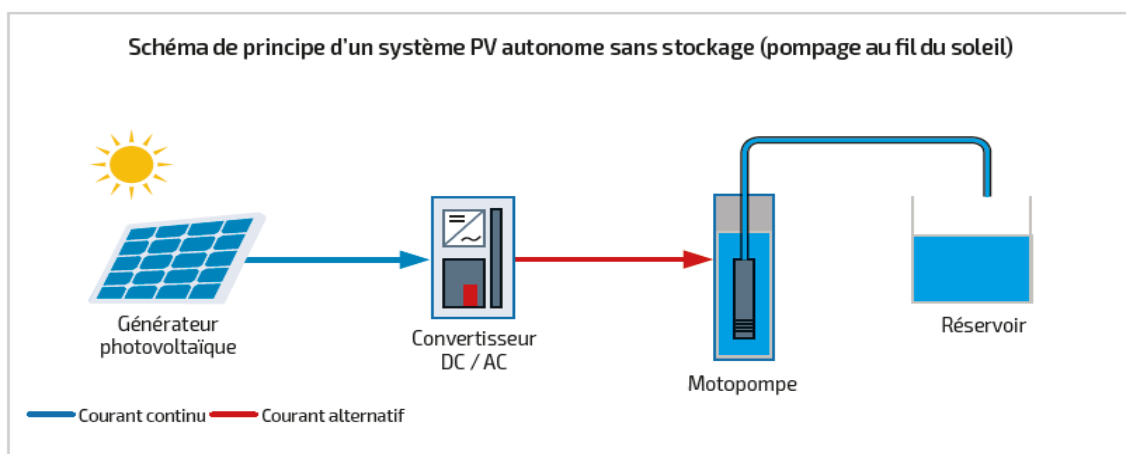


Figure I .14 : Système photovoltaïque autonome sans batteries [7].

➤ **Système autonome avec batterie**

La configuration la plus courante des systèmes photovoltaïques autonomes implique l'utilisation de batteries qui stockent l'énergie électrique produite par le générateur photovoltaïque pendant la journée. Ainsi, le stockage électrochimique dans les batteries est essentiel pour garantir le fonctionnement des appareils pendant la nuit ou pendant une période prédéfinie de plusieurs jours, en fonction de la conception du système photovoltaïque [6].

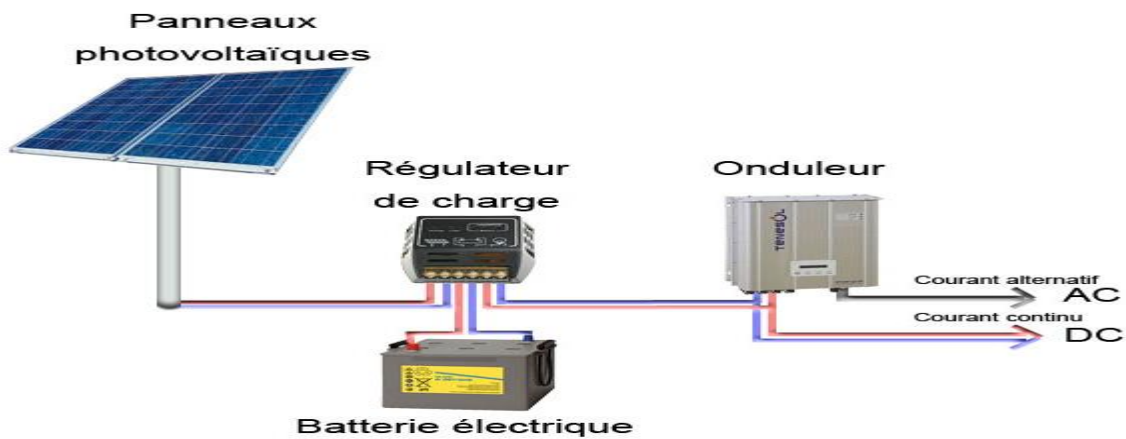


Figure I .15 : Système photovoltaïque autonome avec batteries. [8]

I.6.2. Système hybride

Les systèmes photovoltaïques hybrides combinent un générateur photovoltaïque avec un autre générateur, tel qu'une éolienne, un groupe électrogène ou même le réseau électrique public. Habituellement, un système de batteries est utilisé pour stocker l'énergie, ce qui permet d'éviter les pertes d'énergie des sources aléatoires telles que l'énergie solaire ou éolienne.

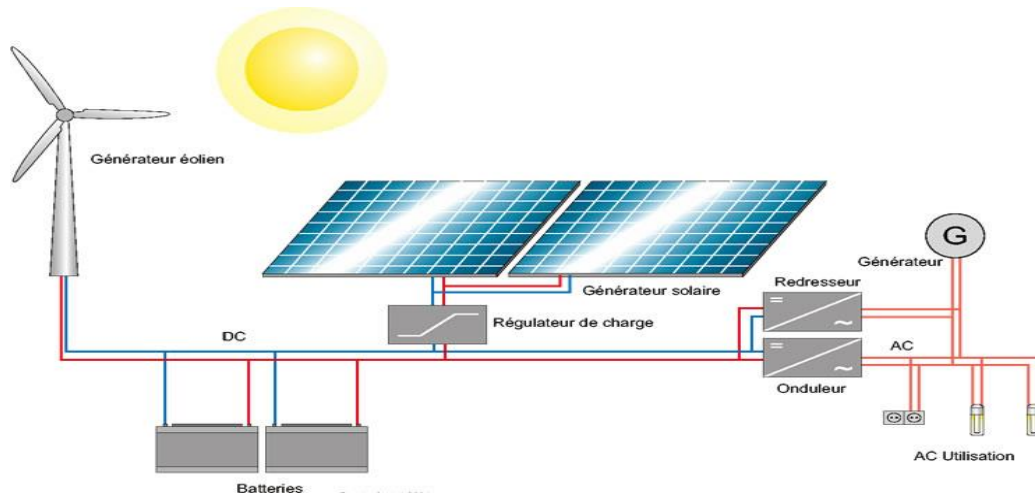


Figure I .16 : Système photovoltaïque hybride PV / éolien. [8]

Cependant, l'équilibrage des différentes sources d'énergie est un défi majeur dans ces systèmes hybrides. L'objectif est d'optimiser toutes les sources d'énergie disponibles, tout en réservant les sources thermiques, telles que le gazole ou le gaz, et le réseau public d'électricité, comme des options de dernier recours [6].

➤ **Système sur réseau diesel**

Les systèmes hybrides de génération d'énergie sont largement utilisés dans les communautés ou les villages isolés. Dans ce système, le générateur photovoltaïque est connecté en parallèle avec les générateurs diesel du réseau villageois, fournissant de l'électricité au réseau lorsque l'ensoleillement est suffisant. Cette configuration permet de réduire la consommation d'un carburant diesel souvent coûteux dans les régions éloignées et de réduire les temps de fonctionnement des génératrices diesel [7].

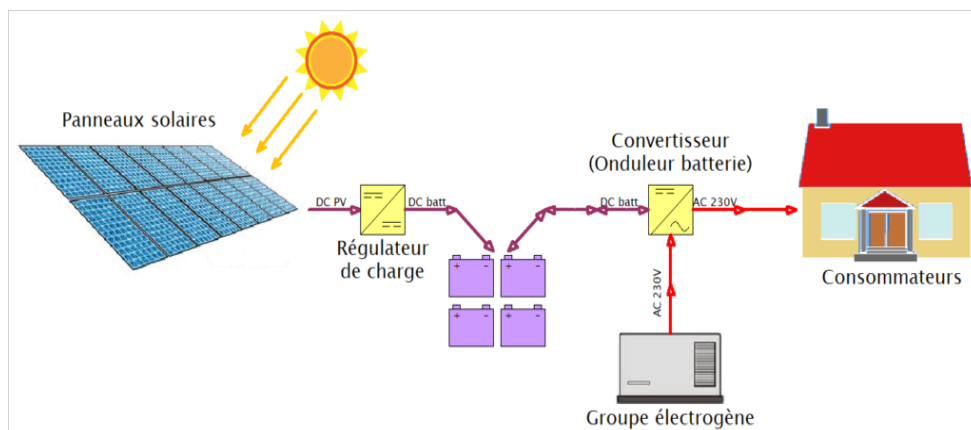


Figure I .17 : Système photovoltaïque hybride PV / Groupe électrogène [9].

I.6.3. Systèmes photovoltaïques raccordé au réseau (on grid)

Ces systèmes permettent de réduire la consommation d'électricité provenant du service public et dans certains cas, de lui renvoyer l'énergie excédentaire. Dans ce type de système les accumulateurs ne sont pas nécessaires parce que l'énergie est emmagasinée dans le réseau même. Les systèmes raccordés au réseau sont rarement économiques car le coût actuel de la technologie photovoltaïque est beaucoup plus élevé que celui de l'énergie traditionnelle [7].

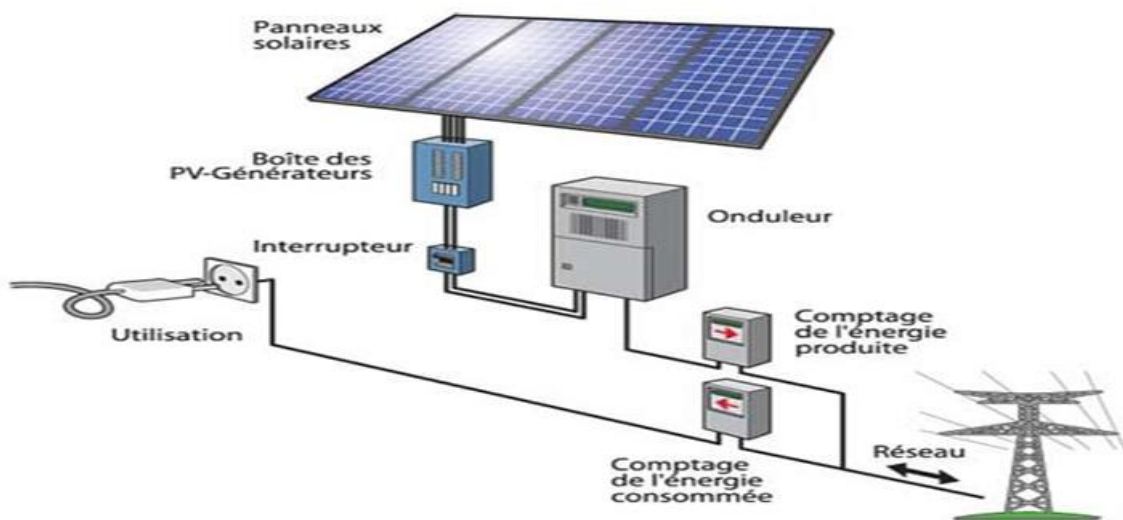


Figure I .18 : Système photovoltaïque raccordé au réseau [9].

I.7. Le stockage d'énergie

Dans les systèmes photovoltaïques autonomes, le stockage d'énergie est généralement assuré par des batteries. Cependant, certaines applications ne nécessitant pas de stockage d'énergie, telles que le pompage, peuvent fonctionner directement avec l'énergie produite par les panneaux solaires. Les batteries représentent environ 13 à 15 % des coûts initiaux d'un système autonome, mais sur une durée de vie de vingt ans, leur remplacement peut atteindre jusqu'à 50 % des coûts totaux. Il est donc important de chercher à réduire le coût des batteries en augmentant leur durée de vie. Les batteries utilisées dans les systèmes solaires autonomes sont généralement de type plomb-acide (Pb), car les batteries cadmium-nickel (NiCd) sont

devenues rares en raison de leur coût élevé et de leur toxicité due au cadmium. Les batteries nickel-métal-hydrure (NiMH) sont une alternative intéressante pour les applications professionnelles haut de gamme ou de très petite taille (< 2Ah). D'autres batteries sont en cours de développement, principalement chez les constructeurs s'intéressant à la voiture électrique. [7].



Figure I .19 : Batterie solaire Pb-Acide [10].



Figure I .20 : Batterie type NiCd [10].



Figure I .21 : Batterie type NiMH [10].

La batterie remplit également trois fonctions importantes dans un système photovoltaïque. Tout d'abord, elle garantit l'autonomie en répondant aux besoins de la charge en tout temps. Ensuite, elle fournit un courant de surcharge pendant quelques instants, ce qui est nécessaire pour faire démarrer les moteurs et les autres appareils requérant un courant de démarrage plus élevé que le courant d'utilisation. Enfin, elle permet de stabiliser la tension en éliminant les écarts de tension du champ PV et en permettant aux appareils de fonctionner à une tension optimisée [7].

I.7.1. Caractéristiques des batteries

Les batteries doivent pouvoir fonctionner pendant des années en conservant un niveau de rendement élevé pour répondre aux besoins énergétiques de l'utilisateur, même lorsque les conditions climatiques sont peu favorables.

Il y a donc deux paramètres importants à considérer lors de la conception du système :

- **Jours d'autonomie (réserve)** : nombre de jours pendant lesquels la batterie doit fournir la puissance requise sans être rechargée, ni subir de dommages.

- **Fonctionnement à cycle de décharge faible ou profonde** : autonomie assurée soit par une batterie de grande capacité à faible décharge (cycle à faible décharge), soit par une batterie de capacité moindre à décharge profonde (cycle à décharge profonde).

Les systèmes photovoltaïques à cycle de faible décharge sont conçus pour utiliser uniquement 15 à 25 % de la capacité de la batterie chaque jour. Pour répondre à une demande quotidienne de 1200 Wh (100 Ah à 12 V).

En revanche, les systèmes à cycle de décharge profonde sont conçus pour utiliser entre 50 et 80 % de la capacité de la batterie chaque jour. Dans ce cas, la batterie d'accumulateurs est dimensionnée pour répondre à une demande journalière de ce type [8].

I.7.2. Capacité d'utilisation

La capacité utilisable de l'accumulateur est le pourcentage de sa capacité nominale qui peut effectivement être consommé pour une utilisation déterminée.

Elle dépend de son régime de décharge et de sa température :

- Plus le régime de décharge est élevé (c'est-à-dire rapide), plus la capacité utilisable de l'accumulateur est faible.

- Plus la température baisse, plus la capacité utilisable de l'accumulateur diminue.

La capacité des batteries s'exprime habituellement en fonction d'un régime de décharge de 8, 10 ou 20 heures à 25 °C, alors que pour les systèmes photovoltaïques, il est courant d'utiliser des régimes de décharge de 100 heures (C/100). Ainsi, la capacité utilisable serait plus élevée pour une batterie d'un système PV [8].

I.8. Onduleur :

L'onduleur est un dispositif électronique permet de convertir le courant continu généré par le champ PV en courant alternatif.

Un onduleur est habituellement conçu pour fonctionner sur une plage assez réduite. Il est très efficace pour des caractéristiques d'entrée et de sortie fixe. Son coût assez élevé et la nature variable de l'ensoleillement et du couple résistant des pompes en général ont longtemps exclu l'emploi des moteurs à courant alternatif pour le pompage solaire.

Les onduleurs de pompage sont en général à fréquence (f) variable afin de permettre une variation de la vitesse de rotation de la pompe. Dans ce cas, le rapport de la tension alternative (U) sur la fréquence - U/f - est constant. La fréquence du courant alternatif est directement proportionnelle à l'intensité de l'ensoleillement. La tension nominale du courant alternatif peut être standard (220 ou 380 V) ou adaptée à un moteur spécifique d'une application photovoltaïque (80 V). On distingue plusieurs types d'onduleurs suivant la qualité du signal de sortie :

- Onduleur à onde sinusoïdale modifiée, en marche d'escalier, générateur d'une onde proche de l'onde sinusoïdale ;
- Onduleur à modulation de largeur d'impulsion (PWM, pulse-width modulation) ;
- Onduleur à onde sinusoïdale ; L'onduleur à onde sinusoïdale modifiée peut supporter de fortes surcharges et sa distorsion harmonique est relativement faible, de sorte qu'il n'introduit que peu de pertes par effet Joule susceptibles de causer l'échauffement des moteurs. Il est souvent employé avec de petits systèmes de pompage.

L'onduleur à modification de largeur d'impulsion utilise des commutateurs électroniques rapides pour varier la largeur d'impulsion. En utilisant un filtre à la sortie, l'onde sinusoïdale peut être reconstruite. Ces onduleurs relativement peu coûteux sont très efficaces, fonctionnant à près de 90%-95% de rendement. Ils sont employés par la plupart des systèmes de pompage à courant alternatif [8].

I.9. Régulateur :

Le rôle du régulateur dans le système photovoltaïque est très important car le niveau de charge des batteries solaires ne doit pas être ni trop bas (pas en dessous de 40%) ni trop haut (ne dépasse pas les 95%).

Un régulateur de charge solaire remplit deux fonctions :

- Sa fonction principale est qu'il protège la batterie contre la surcharge ; il coupe le courant allant du panneau solaire vers la batterie quand la batterie est pleinement chargée ; Il est donc limiteur de charge.
- Sa deuxième fonction est qu'il protège la batterie contre la décharge profonde ; quand les utilisations sont branchées sur la sortie du régulateur de charge, il déconnecte les utilisations quand la batterie descend en dessous d'un seuil critique d'état de charge de la batterie ; Il est donc limiteur de décharge.

Il existe deux types de régulateurs :

- **Les régulateurs de charge shunt** qui court-circuite le panneau solaire en fin de charge de la batterie.
- **Les régulateurs de charge série** qui intègrent un interrupteur entre le panneau solaire et la batterie pour l'arrêt de la charge. La majorité des régulateurs de charge à impulsions de largeurs variables (**PWM, Pulse With Modulation**) utilise cette technique.
- **Les régulateurs à recherche de point de puissance maximum (MPPT, Maximum Power Point Tracker)** qui utilisent un circuit électronique spécial permettant de toujours capter la puissance maximale produite par les panneaux solaires [8] .

Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté les notions fondamentales sur l'énergie solaire et les différents types des systèmes

On s'intéresse particulièrement au système de pompage photovoltaïque. Le pompage solaire et les différents constituants du système fera l'objet du prochain chapitre

CHAPITRE II

Pompage solaire

Introduction

L'approvisionnement en eau est une préoccupation fondamentale pour les communautés du monde entier. L'eau est une ressource essentielle à la vie et à de nombreuses activités humaines, notamment l'agriculture, l'industrie et l'usage domestique. Cependant, dans de nombreuses régions, l'accès à une source d'eau fiable et propre reste un défi majeur.

Dans ce chapitre, nous explorerons plus en détail les éléments nécessaires qui consistent les différents systèmes de pompage solaire, ainsi qu'on mettra en évidence la fonction de chaque composant dans le système.

II.1. Pompage solaire

Le pompage solaire est une solution innovante qui permet d'exploiter l'énergie du soleil pour fournir de l'eau. Il s'agit d'un processus qui utilise des panneaux solaires photovoltaïques pour convertir la lumière du soleil en électricité, qui est ensuite utilisée pour alimenter une pompe à eau. Cette technologie offre de nombreux avantages, notamment sa durabilité, sa rentabilité et sa capacité à fonctionner dans des régions éloignées du réseau électrique traditionnel.

II.2. Principe de fonctionnement

Les panneaux solaires photovoltaïques produisent l'énergie électrique sous forme d'un courant continu qui est converti à travers un convertisseur- contrôleur pour alimenter la pompe immergée ou flottante. Le groupe motopompe est composé d'un moteur à courant alternatif mono, bi ou triphasé ou à courant continu à commutation électronique qui est couplé à une pompe centrifuge à étages multiples ou à une pompe volumétrique ou autre suivant le débit recherché [10].

II.2.1 Pompage direct (au fil du soleil)

Dans cette technique c'est l'eau pompée qui est 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 bien déterminée du sol pour qu'elle serait ensuite distribuée par gravité au besoin [11]. Le pompage au fil du soleil permet d'avoir un système photovoltaïque plus simple.

Dans ce cas, on pratique La pompe est couplée directement au champ solaire photovoltaïque via un contrôleur qui va permettre, entre autres, d'optimiser le rendement journalier de la pompe. Le débit varie en fonction de la vitesse de rotation et donc de l'ensoleillement [11].

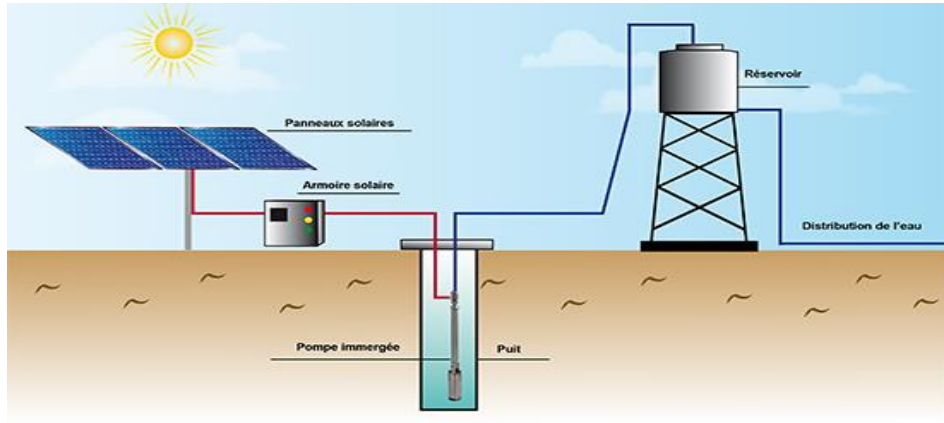


Figure II.1 : Système de pompage au fil du soleil [11].

II.2.2 Pompage indirect (avec stockage d'énergie)

Très souvent, le pompage photovoltaïque ne correspond pas aux heures d'ensoleillement où nécessite une intensité régulière, ce qui implique un stockage.

Cette technique consiste à utiliser un stockage d'énergie cette fois-ci, via des batteries (pompe avec batterie). Ces batteries stockent l'énergie produite par les cellules photovoltaïques lors des périodes d'ensoleillement afin de pouvoir restituer cette énergie pour pomper l'eau en temps voulu. Le débit de pompage peut se faire à la demande, lorsque les utilisateurs en ont besoin [11].

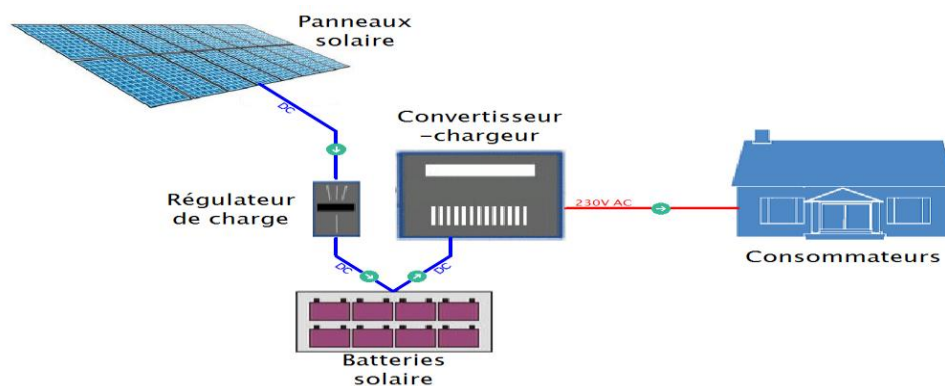


Figure II.2 : Principe de fonctionnement d'un système de pompage avec stockage d'énergie [10].

II.3. Définitions

Pour le pompage en général, on utilise un vocabulaire bien spécifique, voici les termes les plus couramment employés et leurs définitions.

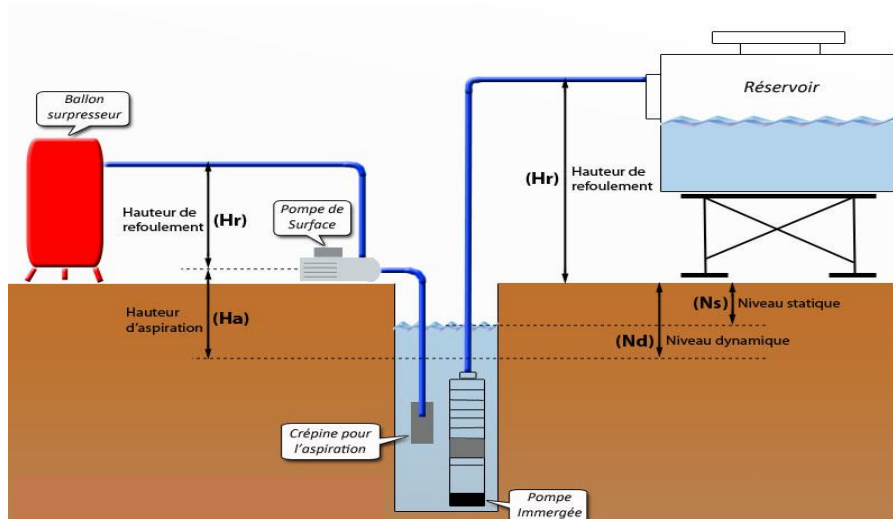


Figure II.3 : Schéma explicatif de fonctionnement d'un système de pompage [11].

II.3.1. NIVEAU STATIQUE (Ns)

C'est la différence de dénivelé ou d'altitude en mètres (m) entre le niveau d'eau et le sol avant le pompage ou lorsque la pompe est arrêtée, il n'y a donc pas de variations de niveau [11].

II.3.2 NIVEAU DYNAMIQUE (Nd)

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 [11].

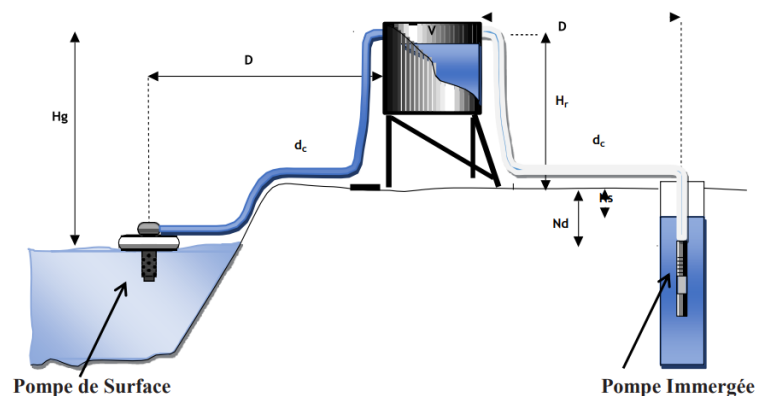


Figure II.4 : schéma explicatif des différents éléments d'un système de pompage [14].

- La différence entre niveau dynamique et le niveau statique est appelée le Rabattement.

II.3.3 HAUTEUR DE REFOULEMENT (HR)

C'est la différence de dénivelé ou d'altitude en mètres (m) entre le sol et l'arrivée au point le plus haut de la cuve, du réservoir, du robinet, surpresseur, etc... [11].

II.3.4 HAUTEUR D'ASPIRATION (HA)

Uniquement pour les pompes de surface, c'est la différence de dénivelé ou d'altitude en mètres (m) entre le niveau d'eau dynamique et la pompe [11].

II.3.5. PERTE DE CHARGE (ΔP)

C'est la perte de pression et de débit provoquée par les frottements de l'eau sur les parois des tuyaux. Plus le tuyau est long et le débit important, plus les pertes de charge augmentent. Elles sont exprimées en pourcentage (%) ou en (bars) [11].

II.3.6. PRESSION UTILE (PU)

C'est le besoin en pression (bars) à l'arrivée. Pour un réseau domestique, dans une habitation par exemple, la pression utile est en général de 3 bars, il est donc important d'en tenir compte dans le dimensionnement de la pompe [11].

II.3.7. HAUTEUR MANOMETRIQUE TOTALE (HMT)

C'est le total des contraintes hydrauliques liées à la hauteur (**H**), la longueur de tuyau (**L**), les pertes de charges (**ΔP**) et la pression utile à l'arrivée (**Pu**). Exprimé en mètres (m) [11].

D'après l'équation de Bernoulli la formule générale de calcul :

$$\mathbf{HMT = Hg + \Delta P} \quad (2.1)$$

- Soit pour une pompe de surface : $H_a + H_r + L + P_u + \Delta P$
- Pour une pompe immergée : $N_d + H_r + L + P_u + \Delta P$

On a :

Hr : hauteur de réservoir

ΔP : les pertes de charges

Ha : hauteur d'aspiration

L : longueur de la tuyauterie

Pu : pression utile (à l'arrivée)

Nd : niveau dynamique

II.4. Composants d'un système de pompage

Un système de pompage solaire est généralement constitué de :

- Le générateur photovoltaïque,
- Le groupe moteur-pompe,
- L'électronique de commande et de contrôle,
- Les éléments de stockage.

II.4.1. Le générateur photovoltaïque

C'est l'ensemble des modules photovoltaïques interconnectés formés de nombreuses cellules qui sont responsables de la conversion directe des rayons solaires en électricité sous forme d'un courant continu.

II.4.2. Le groupe moteur-pompe

La classification des pompes peut se faire selon différents critères : conception de la pompe, sa position dans le système et le type du moteur utilisé.

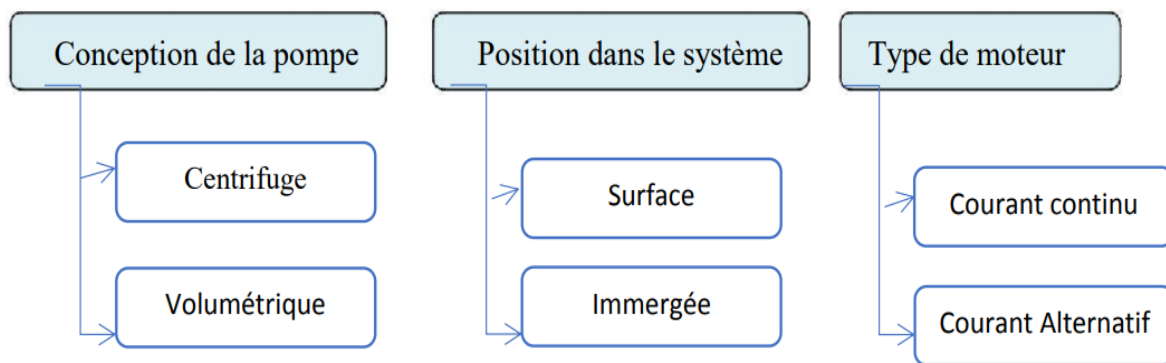


Figure II.5 : Classification des pompes [12].

II.4.2.1. Classification selon la conception de la pompe :

Une pompe est un dispositif permettant d'aspirer et de refouler un fluide. Il existe deux types de pompes : **les pompes centrifuges** et **les pompes volumétrique** [12].

Pompe centrifuge

Une pompe centrifuge dans sa forme la plus simple est constituée d'une roue munie d'ailettes radiales et tournantes à l'intérieur d'une enveloppe corps de pompe. Son principe de fonctionnement est d'utiliser la force centrifuge créée par la rotation de la roue pour transmettre au liquide pompé l'énergie. Le liquide à l'aspiration de la pompe se dirige vers le centre de l'impulseur (rotor) en rotation d'où il sera propulsé radicalement vers l'extérieur par la force centrifuge. Cette vitesse est ensuite convertie en pression au niveau de diffuseur [13].

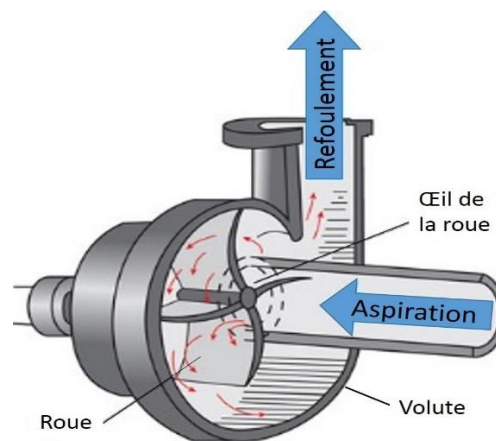


Figure II.6: schéma d'une pompe centrifuge [13].

On utilisera habituellement les pompes centrifuges pour les gros débits et les profondeurs moyennes ou faibles (10 à 100 mètres). Parce que le couple de démarrage est limité au couple de frottement de la pompe à vitesse nulle (qui est plus important qu'en rotation), la pompe requiert une vitesse minimale à une HMT donnée pour obtenir un débit de départ non nul [13].

Les pompes centrifuges sont largement préférées dans le domaine industriel en raison de leur polyvalence, de leur simplicité et de leur faible coût. Cependant, il existe des situations où elles ne conviennent pas, notamment :

- Lorsqu'il s'agit de pomper des liquides visqueux, la pompe centrifuge nécessaire serait énorme par rapport aux débits possibles.
- Lorsqu'il s'agit de liquides "sensibles" qui ne supportent pas une agitation intense dans la pompe (comme les liquides alimentaires tels que le lait).
- Lorsqu'elles sont utilisées comme pompes doseuses, la nécessité de réaliser des dosages précis instantanés [13].

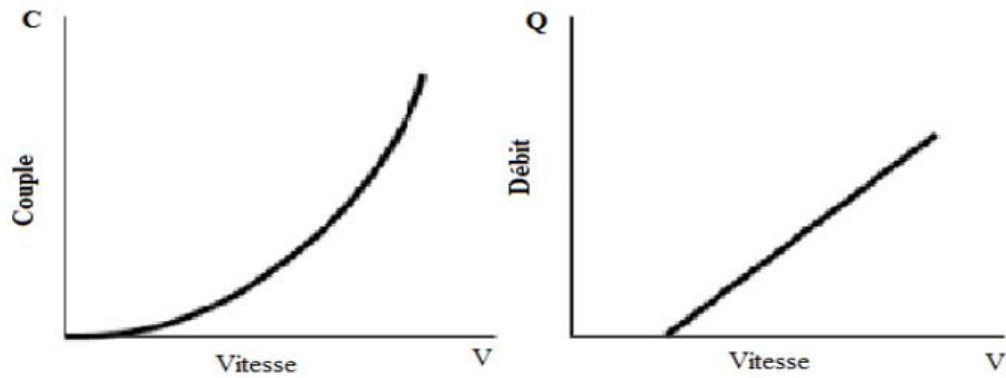


Figure II.7 : Caractéristique couple et débit en fonction de la vitesse d'une pompe centrifuge [13].

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

➤ Caractéristiques de la pompe centrifuge immergée

- ✓ Son diamètre est soit de 4" (95 mm), soit de 6" (142 mm). Le corps de pompe est en acier inoxydable, les roues et les diffuseurs étant soit en acier inoxydable, soit en matériau synthétique. Ces matériaux présentent une très bonne résistance à l'abrasion.
- ✓ Le corps d'aspiration est protégé par une crépine contre les grosses impuretés (> à 3mm). Un clapet anti-retour est intégré à la tête de pompe, qui est taraudée pour le raccordement au tuyau de refoulement. La lubrification est assurée par l'eau pompée.
- ✓ Le nombre d'étages est lié à la hauteur manométrique totale de refoulement.
- ✓ Le type d'aubage de chaque étage est lié à la puissance hydraulique à fournir pour la HMT nominale.
- ✓ ✓ Les rendements hydrauliques des pompes solaires sont élevés (utilisation de technologies de pointe). Ils sont de l'ordre de 55% à 60 % au point de fonctionnement nominal.
- ✓ La durée de vie peut être estimée entre 5 et 7 ans (elle est fortement liée à la qualité de l'eau).
- ✓ L'entretien courant consiste au nettoyage des étages (boue, sable, déchets si la pompe est installée dans un puits). La fréquence de celui-ci dépend de la qualité de l'eau pompée.

Pompe volumétrique

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

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

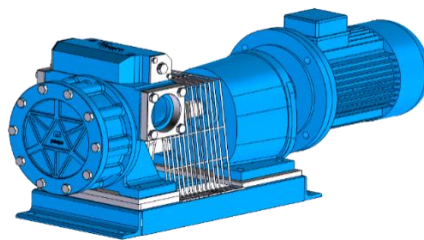


Figure II.8 : schéma d'une pompe volumétrique.

Le couple de démarrage d'une pompe volumétrique (de 3 à 5 fois le couple nominal) et la caractéristique $I=f(V)$ de ce type de pompe font que son fonctionnement en direct sur un panneau photovoltaïque n'est pas économiquement viable. Pour pallier au problème de surdimensionnement du générateur résultant de cette inadaptation, un adaptateur d'impédance est utilisé pour permettre un rendement aussi élevé que possible de l'ensemble du système [8].

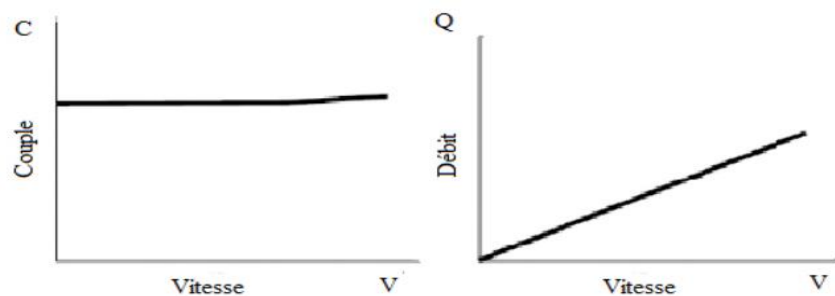


Figure II.9 : Caractéristique couple et débit en fonction de la vitesse d'une pompe volumétrique [8].

Le débit d'eau d'une pompe volumétrique est proportionnel à la vitesse du moteur, tandis que le couple dépend principalement de la hauteur manométrique totale (HMT) et reste

pratiquement constant en fonction de la vitesse de rotation du moteur. Le couple de démarrage est donc indépendant du débit et proportionnel à la HMT.

Ces pompes sont couramment utilisées pour les puits et les forages profonds nécessitant de faibles débits d'eau. Elles peuvent également être utilisées en tant que pompes de surface lorsque le couple est lent et irrégulier et que le débit demandé est faible, comme dans le cas des pompes à main et des pompes éoliennes multiples. Le principal avantage des pompes volumétriques est leur capacité à transporter un fluide sous de très fortes pressions.

II.4.2.2. Classification selon la position de la pompe :

En fonction de l'emplacement physique de la pompe nous classifions les pompes en deux catégories : les **pompes de surface**, et les **pompes immergées**.

Pompe de surface

Une pompe de surface est un type de pompe conçu pour être placé à l'extérieur du liquide qu'elle doit pomper. Elle est généralement utilisée lorsque le niveau de liquide à aspirer est situé au-dessus de la pompe. La pompe de surface aspire le liquide par le biais d'un tuyau d'aspiration et le refoule ensuite à travers un tuyau de refoulement. Elle fonctionne en créant une différence de pression pour aspirer et refouler le liquide. Les pompes de surface sont couramment utilisées pour l'approvisionnement en eau domestique, l'irrigation des jardins, le pompage des eaux pluviales, et d'autres applications similaires.



Figure II.10 : Pompe de surface.

Pompe immergée

Une pompe immergée est un type de pompe conçu pour être submergé dans le liquide qu'elle doit pomper. Contrairement aux pompes de surface, Les pompes immergées sont placées directement dans le liquide à aspirer, ce qui les rend idéales pour les situations où le niveau de liquide est inférieur à la pompe. Elles sont souvent utilisées pour le pompage des eaux souterraines, des puits, des réservoirs ou des bassins.



Figure II.11 : Pompes immergées.

II.4.2.3. Classification selon le moteur utilisé :

Moteur à courant continu

L'énergie électrique appliquée à un moteur est transformée en énergie mécanique en variant le sens du courant circulant dans un induit (habituellement le rotor) soumis à un champ magnétique produit par un inducteur (habituellement le stator). La commutation du courant dans le rotor d'un moteur à courant continu est effectuée à l'aide de balais composés de charbon et de graphite ou par commutation électronique [14].

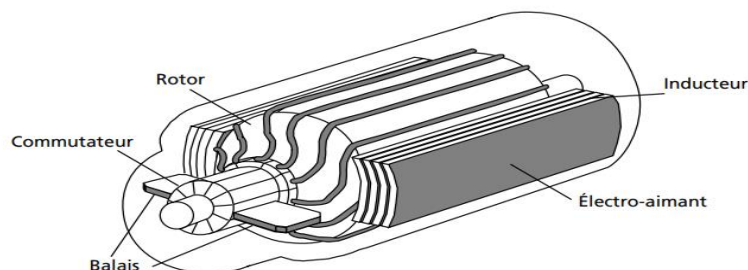


Figure II.12 : Moteur à courant continu avec balais [14].

Le couplage est direct ou avec adaptation du générateur par un hacheur adaptateur de puissance [14].

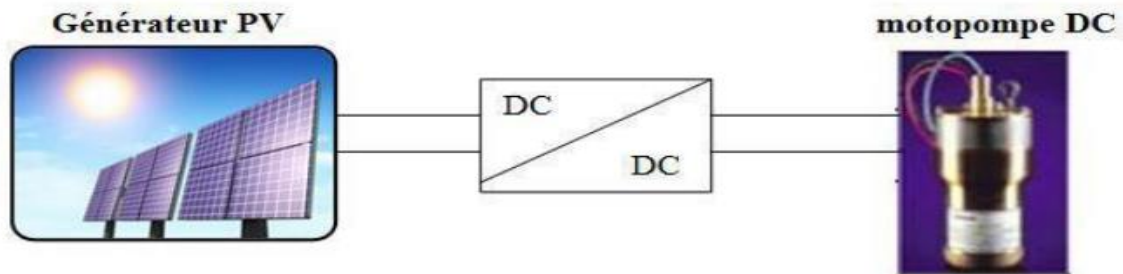


Figure II.13 : Schéma simplifié du pompage PV par motopompe DC [14].

Moteur à courant alternatif

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

Les moteurs alternatifs asynchrones (rotor à cage) sont les plus couramment employés pour une gamme variée d'applications industrielles. Il est utilisé particulièrement pour le pompage immergé dans les forages et les puits ouverts. L'arrivée d'onduleurs efficaces a permis l'utilisation de ce type de moteurs dans les applications de pompage solaire [14].

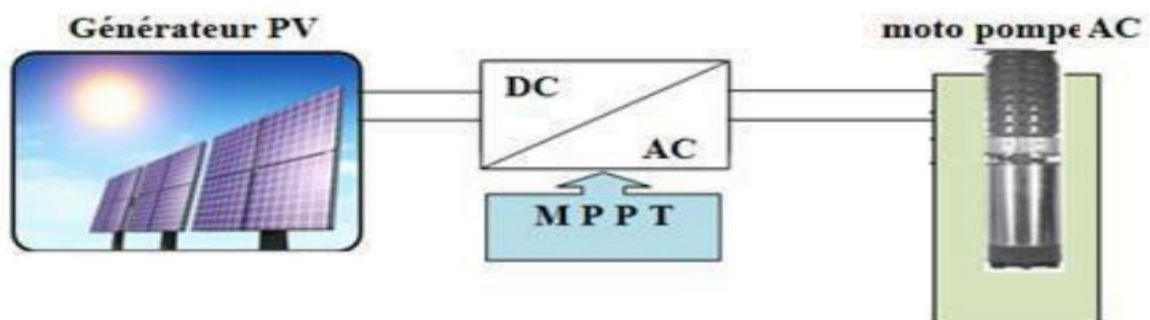


Figure II.14 : Schéma simplifié du pompage PV par motopompe à AC. [14]

II.4.3. Electronique de commande

II.4.3.1. Le convertisseur DC/DC (hacheur)

Utilisé dans le cas d'une pompe montée à un moteur à courant continu.

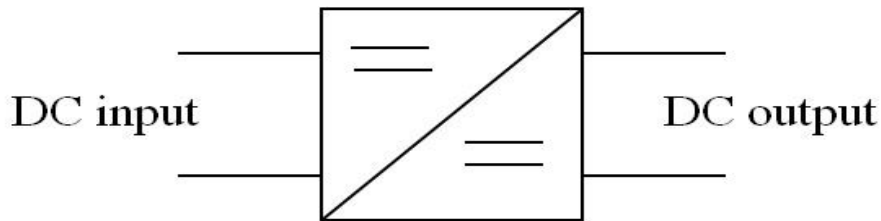


Figure II.15 : Conversion DC / DC. [14]

II.4.3.2. Convertisseur DC/AC (onduleur)

L'onduleur est un dispositif électronique utilisé pour convertir le courant continu en courant alternatif de tension et de fréquence spécifiées pour fournir une source d'énergie alternative à partir d'une source de courant continu telle qu'une batterie ou un panneau solaire (dans notre cas).

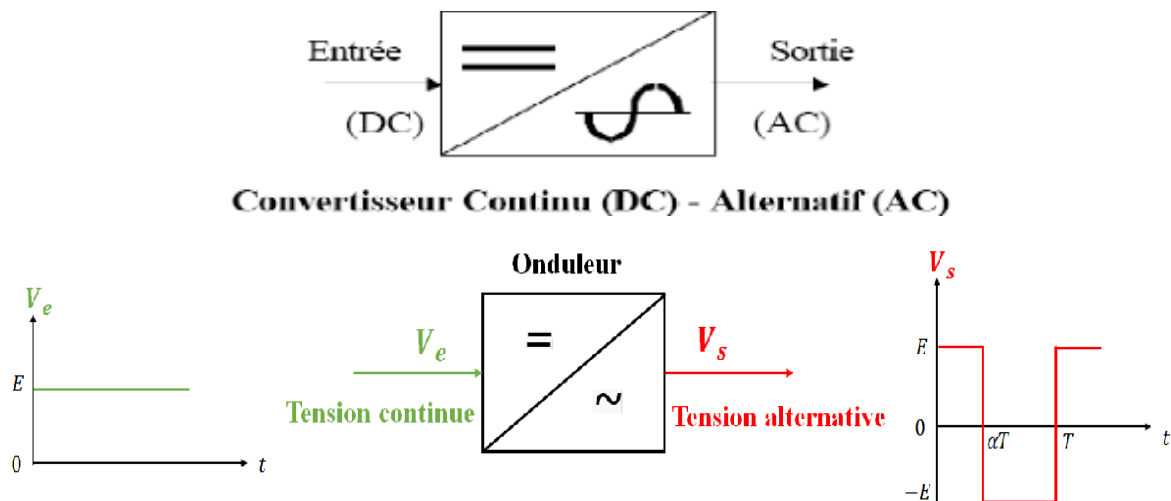


Figure II.16 : Conversion DC / AC.

II.4.3.3. Contrôleur de pompe

Les panneaux solaires génèrent de l'électricité en courant continu, et le contrôleur joue le rôle d'un convertisseur de puissance en améliorant la qualité de l'énergie fournie à la pompe

par les modules PV. Il intervient d'une ou de plusieurs façons pour fournir une tension de niveau et de caractéristiques appropriés afin d'assurer le bon fonctionnement de la pompe. Une autre fonction importante du contrôleur est de démarrer la pompe lentement (démarrage progressif) et d'ajuster sa vitesse en fonction de la demande de pompage et de la puissance disponible provenant du générateur PV. La poursuite du point de puissance maximale permet d'adapter de façon optimale la puissance de sortie du panneau solaire à la charge, quelles que soient les conditions. Les contrôleurs de pompes solaires sont calibrés en watts ou en kilowatts.

La sélection de la taille appropriée pour alimenter la pompe est basée sur la puissance d'entrée admissible (tension et intensité CC minimum et maximum), la puissance de sortie du contrôleur (tension et intensité) et la puissance nominale du moteur de la pompe (tension et intensité). Le contrôleur influe sur la configuration en série ou en parallèle des modules.

Contrôleurs DC : Les pompes DC utilisent des contrôleurs solaires DC, qui se présentent sous deux formes en fonction du type de moteur équipant la pompe.

- Les moteurs DC à balais peuvent être raccordés directement à la source d'alimentation DC à l'aide d'un simple interrupteur, sans électronique compliquée. Une pompe hélicoïdale à balais sera équipée d'un booster de courant linéaire (LCB) qui réduit la tension du groupe PV tout en augmentant l'intensité. Cela permet de démarrer le moteur de la pompe et d'éviter qu'il ne cale dans des conditions de faible luminosité. Les pompes centrifuges à balais sont souvent fournies sans LCB car elles démarrent facilement et leur consommation de courant diminue avec la vitesse. Un LCB augmentera l'efficacité de la pompe pendant les périodes de faible ensoleillement, mais le gain de performance est relativement faible.

- Les moteurs CC sans balais nécessite un dispositif de commande externe pour contrôler la tension et l'intensité appliquées au moteur, réaliser la fonction LCB et adapter la vitesse de la pompe à la puissance disponible.

Onduleurs AC. Pour les pompes AC, un onduleur solaire est nécessaire pour convertir le courant continu produit par le générateur PV en courant alternatif pour la pompe. L'onduleur produit une fréquence variable en fonction de l'énergie solaire disponible, permettant ainsi au moteur de la pompe de fonctionner à vitesse variable et de fournir un débit variable en fonction de la disponibilité d'énergie. Il permet également de lisser l'onde sinusoïdale du courant alternatif et de maintenir une tension constante indépendamment des variations de la charge. Des puissances allant jusqu'à 150 kW sont disponibles. La plupart des onduleurs destinés au

pompage produisent un courant alternatif triphasé, les onduleurs monophasés étant peu recommandés pour le pompage en raison de la disponibilité de pompes solaires directement alimentée en courant continu. [15]



Figure II.17 : Contrôleur de pompe AC Jntech solaire. [15]

LES ELEMENTS DE STOCKAGE

- Soit pour le stockage hydraulique de l'eau est réalisé dans : réservoirs ou des cuves de stockage.
- Pour le stockage électrique donc on parle du stockage électrochimique réalisé dans les batteries.

Conclusion

Dans ce chapitre on a présenté avec définition les différents composants nécessaires ainsi que leurs rôles dans un système de pompage solaire. Nous intéresserons dans le prochain chapitre sur les méthodes de dimensionnement hydraulique, électrique et les résultats obtenus.

CHAPITRE III

Dimensionnement analytique et numérique

Introduction

Pour la conception du système d'alimentation d'un château d'eau par une pompe solaire, une étude dimensionnelle hydraulique et électrique est nécessaire pour assurer le bon fonctionnement.

Alors dans ce chapitre, en appliquant l'algorithme de dimensionnement sur un exemple d'application réel, répondant aux besoins électriques locaux d'un château d'eau la région « Diar El Bahri » dans la wilaya de Blida. On va mentionner les différentes étapes du dimensionnement ainsi que les formules de calcul qui nous permettra de choisir les éléments et les composants qui conviennent afin d'assurer l'alimentation de notre système.

III.1. Données de base

Pour réaliser le dimensionnement de la pompe et les composants nécessaires d'un système de pompage photovoltaïque on aura besoin des données suivants :

Le débit d'eau :

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). En pompage solaire, le débit (ou le besoin en eau) est souvent exprimé en m³ par jour.

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 m ³ /jour/ha
Riz	100 m ³ /jour/ha
Graines	45 m ³ /jour/ha
Canne à sucre	65 m ³ /jour/ha
Coton	55 m ³ /jour/ha

Figure III.1 : Estimation des besoins en eau.

III.2. Présentation du site

Diar El Bahri est une banlieue appartient à la wilaya de Blida. Diar El Bahri est située à proximité de la banlieue Khazrouna et Benamour.



Figure III.2 : château d'eau.

Nom	Château Diar El Bahri
Localité	Diar El Bahri
Longitude m	486 450
Latitude m	4 040 300
Altitude radier m	154
Volume m ³	1 000
Entreprise de gestion	ADE
Année de mise en service	2004

Figure III.3 : caractéristiques de cite

Tableau III.1: coordonnées géographiques du site (PVgis).

Latitude	Longitude	Elévation (m)
36,51033° ou 36° 30' 37" nord	2,84783° ou 2° 50' 52" Est	165



Figure III.4: Plan de situation du Château d'eau Diar El Bahri

Le réservoir de Diar El Behri de capacité 1000 m³ est surélevé sur tour circulaire couverte par une coupole, de 40 mètres d'altitude, la cuve a une forme tronc conique fermée par une coupole liée à la tour. Implanté dans un terrain plat au côté Nord/Est de la ville de Blida dans un site clôturé. L'accès au site par une route non bitumée est possible. La sécurité de ce site est assurée par des gardiens de l'ADE.

L'infrastructure est constituée d'une tour posée sur sol (ancrage jusqu'au bon sol) et d'une cuve. Dans la même enceinte, en retrouve une chambre qui abrite les installations électriques et un logement de fonction [16].



Figure III.5 : Photo réelle du château d'eau.

L'alimentation en électricité dans ce château d'eau concerne la pompe immergée et un logement de fonction est assurée par le transformateur de la station de pompage. L'armoire de commande du forage, de puissance 37 KW, est située à l'intérieur du bâti de la station. Elle est munie de deux cadrans pour la lecture de la tension et de l'intensité du courant [16].



Figure III.6 : Armoire de commande du forage.

III.3. Méthode de dimensionnement

Les différentes étapes pour le dimensionnement d'un système de pompage PV sont [17] :

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

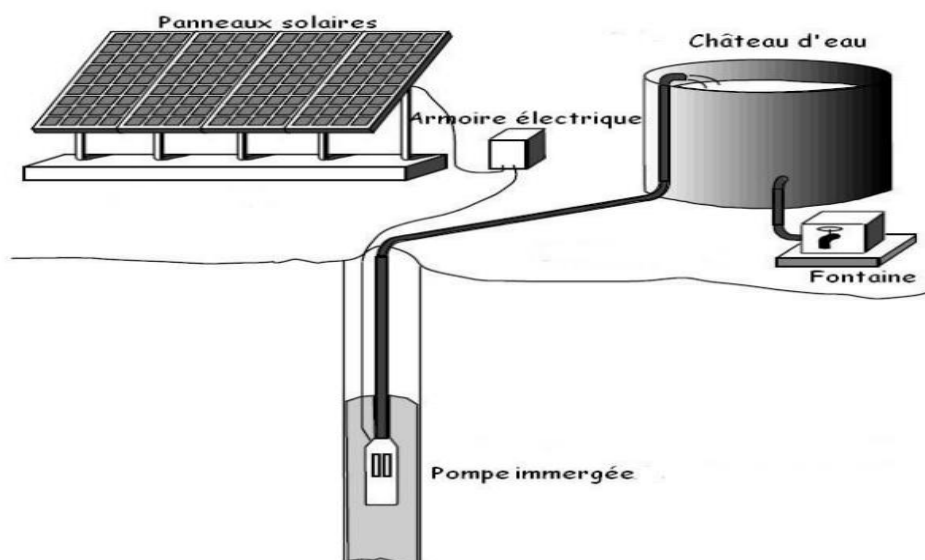


Figure III.7 : Système de pompage photovoltaïque vers un château d'eau. [17]

III.3.1. Evaluation des besoins en eau

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

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

III.3.2. Calcul de l'énergie hydraulique nécessaire

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

$$E_h = \frac{\rho \cdot v \cdot g \cdot HMT}{3600} \quad (3.2)$$

D'où :

$$\rho \cdot g / 3600 = 2.725 = \text{Constante hydraulique.}$$

E_h : énergie hydraulique (Wh/jour)

H : hauteur totale (m)

V : volume d'eau (m³ /jour)

ρ : densité de l'eau (1000 kg/m³)

g : accélération de la pesanteur (9,81m/s²)

Durant le processus de pompage, le niveau d'eau à l'intérieur du puits tend à baisser, jusqu'à ce que la vitesse avec laquelle la régénération du puits arrive à équilibrer la quantité pour que l'on puisse pomper l'eau de nouveau. L'abaissement du niveau d'eau dans le puits dépend d'un certain nombre de facteurs, comme le type et la perméabilité du sol et l'épaisseur de l'aquifère. [17]

La hauteur totale de pompage est la somme de la hauteur statique et de la hauteur dynamique :

$$\mathbf{H = h_s + h_d} \quad (3.3)$$

h_s : hauteur statique (m)

h_d : hauteur dynamique (m)

La hauteur statique h_s est la distance entre le niveau statique de l'eau dans le puits jusqu'au point le plus élevé auquel on doit pomper l'eau. La hauteur dynamique h_d représente les pertes d'eau dans la tuyauterie. La formule de Darcy-Weisbach permet de calcul de la hauteur dynamique : [17]

$$h_d = f \frac{L}{D} \frac{v^2}{2g} \quad (3.4)$$

f : coefficient de friction des parois de la tuyauterie

L : longueur de la tuyauterie (m)

D : diamètre de la tuyauterie (m)

g : accélération de la pesanteur (m/s²)

v : vitesse moyenne du fluide (m/s)

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

$$h_d = K_{ac} \frac{v^2}{2g} \quad (3.5)$$

Tableau III.2: Coefficient K_{ac} pour différents types d'accessoires dans la tuyauterie

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

Une autre méthode pour prendre en compte des accessoires du circuit consiste à ajouter à la longueur réelle de la tuyauterie des longueurs de tubes de mêmes diamètres que le conducteur en étude (seulement pour effet de calcul), capables de causer les mêmes pertes de charge occasionnée par les pièces qu'elles substituent. De cette façon, n'importe quel accessoire

peut être substitué par une longueur fictive. En général, on recommande que la hauteur dynamique ne dépasse pas 10 % de la hauteur totale de pompage. [17]

III.3.3. Détermination de l'énergie solaire disponible

III.3.3.1. Pour un système de pompage photovoltaïque :

L'énergie électrique journalière nécessaire E_{elec} (kWh/j) est calculée par la formule suivante :

$$E_{elec} = \frac{P_{pompe} \cdot t_f}{\eta_{contrôleur}} \quad (3.6)$$

E_{elec} : Energie électrique.

t_f : temps de fonctionnement.

P_{pompe} : puissance de la pompe.

$\eta_{contrôleur}$: le rendement du contrôleur.

La puissance crête nécessaire en (kWc) est calculée par la formule suivante :

$$P_c = \frac{E_{elec}}{D_e} \quad (3.7)$$

P_c : puissance crête en (Wc).

D_e : durée d'ensoleillement.

E_{elec} : énergie électrique en (kWh).

Nombre de modules calculé de la façon suivante :

$$N_p = \frac{P_c}{P_{mod} \times 0.8} \quad (3.8)$$

N_p : nombre des modules photovoltaïques

P_c : puissance crête du système

P_{mod} : puissance du module PV.

Coefficient de correction

III.3.3.2. Pour un système photovoltaïque connecté au réseau :

La puissance d'onduleur :

$$P_{ond} = \frac{Puissance\ totale\ du\ systeme \times 1.25}{\eta} \quad (3.9)$$

η : rendement d'onduleur.

La puissance du champ PV :

$$P_c = \frac{E_j \times N}{D_e} \quad (3.10)$$

E_j : Energie journalière

N : nombre d'heures d'autonomie

D_e : durée d'ensoleillement.

Nombre des panneaux PV :

$$N_p = \frac{P_c}{P_{mod} \times 0.8} \quad (3.11)$$

N_p : nombre des modules photovoltaïques

P_c : puissance crête du système

P_{mod} : puissance du module PV.

- Le nombre de modules connectés en série sera : $N_s = V_{dc} / V_{mod}$.
- Le nombre de branches (modules en parallèle) : $N_p = N_p / N_s$.
- Où V_{dc} et V_{mod} sont respectivement les tensions maximales du système et du module.

❖ Etude de cas :

Notre système est composé d'une pompe immergée dans un forage d'eau pour alimenter un château de 1000m³ avec un logement de fonction.

Données du forage :

$N_s = 104$ m

$N_d = 124$ m

Rabattement = 20 m

Profondeur : 200 m

Données de la pompe immergée

Dans notre cas : nous avons mesuré un débit de 28.8 m³ /h.

La pompe placée du type LUBI:65R3616/22 immergée.

- Q=0 - 55m³/h.
- HMT = 256mce.
- P= 22 kW
- I=44.6A

Q : débit de pompe.

P : puissance de la pompe (W).

HMT : hauteur manométrique totale.

I : intensité du courant(A).

Calcul analytique

Donc on va faire le dimensionnement pour deux systèmes hybrides PV/ réseau;

Système 1 : système pompage solaire hybride PV / réseau

- E_{ele} = 132000 Wh

✚ Calcule de la puissance crête :

$$P_c = \frac{132000}{6}$$

- Puissance crête = 22000 Wc

✚ Calcule du nombre des modules PV :

$$N_p = \frac{22000}{450 \times 0.8}$$

Système 2 : logement de fonction (hybride PV /réseau)

Tableau III3 : Dimensionnement des besoins du logement de fonction.

	Power(w)	Nombre	Temps d'utilisation (h)	P×N	Energie (Wh/day)
Lampe	18	6	5	108	540
Lampe	7	4	7	28	196
Réfrigérateur	100	1	24	100	2400
Ordinateur	150	1	2	150	300
TV	150	1	10	150	1500
Climatiseur	6000	1	10	6000	60000
Machine à laver	1500	1	2	1500	3000
Chargeur mobile	15	4	2	60	120
Divers	500	1	5	500	2500
Total				8096	68056

- Eele = 68056 Wh
- Puissance totale = 8096 W.
- + Calcul de puissance d'onduleur :

$$P_{ond} = \frac{8096 \times 1.25}{0.9}$$

- + Calcul de puissance crête :

$$P_c = \frac{68056}{6}$$

- Puissance crête = 11759.33 Wc.

- + Calcul de nombre des modules PV :

$$N_p = \frac{11342.66}{450 \times 0.8}$$

Les calculs donnent les résultats suivants :

✓ **Système 1 : pompage PV /réseau**

- Eele = 132000 Wh
- Puissance crête = 22000 Wc.
- Nombre des panneaux PV = **62 modules** (450 W)
- Np en série = 21

- N_p en parallèle = 3
- Nouveau nombre des panneaux PV = **63 modules** (450 W)
- Puissance générée par le champ PV : 28350 W

✓ **Système 2 : logement de fonction**

- Puissance totale = 8596 W.
- E_{ele} = 68056 Wh
- Puissance d'onduleur = 11244.5 W
- Puissance crête = 11342.66 Wc.
- Nombre des panneaux PV = **31 modules** (450 W)
- N_p en série = 16
- N_p en parallèle = 2
- Nouveau nombre des panneaux PV = **32 modules** (450 W)
- Puissance générée par le champ PV : 14400 W

III.3.4. Choix des composants du système

D'après les calculs on a choisi les composants suivants :

❖ **Système 1 : pompage PV /réseau**

- ✓ Module photovoltaïque : Puissance= 450 W ; V_{co} = 41.18 V ; I_{cc} = 13.85 A.
- ✓ Contrôleur de pompe : type : Jntech 22 kW ; V_{dcmax} = 880V.

❖ **Système 2 : logement de fonction**

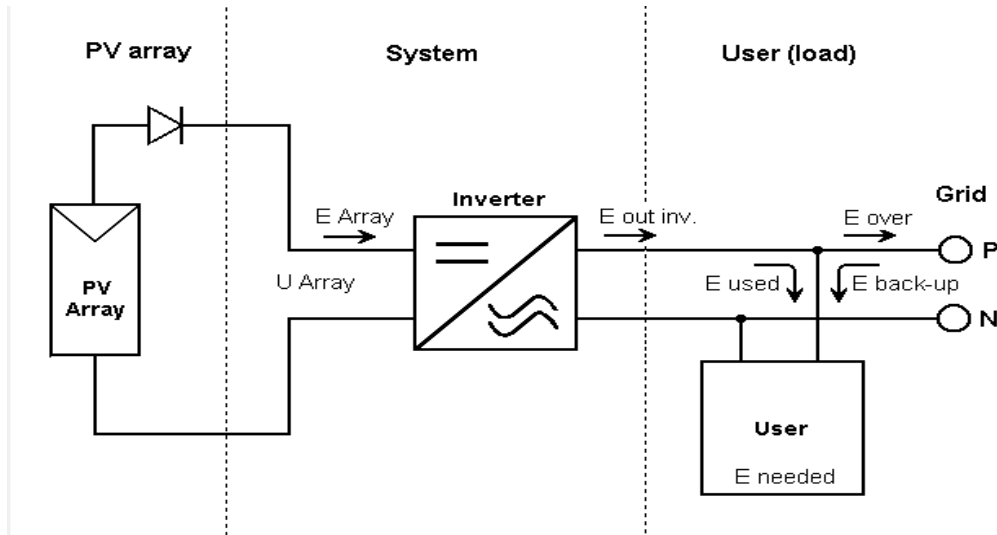
- ✓ Module photovoltaïque : Puissance= 450 W ; V_{co} = 41.18 V ; I_{cc} = 13.85 A.
- ✓ Onduleur : type : Growatt MOD 12ktl3-x ; puissance max= 12 kW ; V_{dc} max= 1100 V ; I_{max} =13/26 A.

Il faut vérifier que :

- La tension des panneaux en séries sera inférieure à la tension DC maximale (V_{dc} max)

- L'intensité de courant des panneaux en parallèle est inférieure au courant maximum de l'onduleur.

III.7. Schématisation d'un système hybride PV /réseau :



Calcul numérique

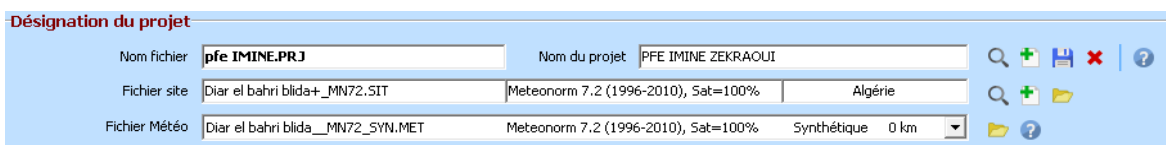
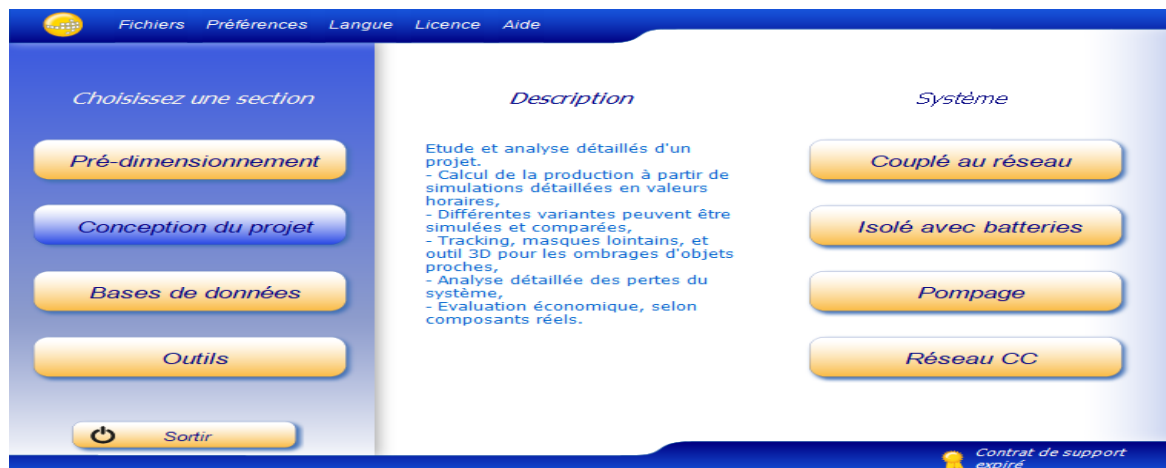
III.8. Simulation avec PVsyst

PVsyst est l'un des plus anciens et des plus performants logiciels dédiés au photovoltaïque. Il propose des fonctionnalités très poussées telle que son application 3D qui permet de simuler la course du soleil et les ombres portées afin d'optimiser l'implantation des panneaux. Ce logiciel dédié aux installateurs permet de dimensionner dans le détails les différents composants électriques selon les normes et d'éditer des schémas électriques. [20].

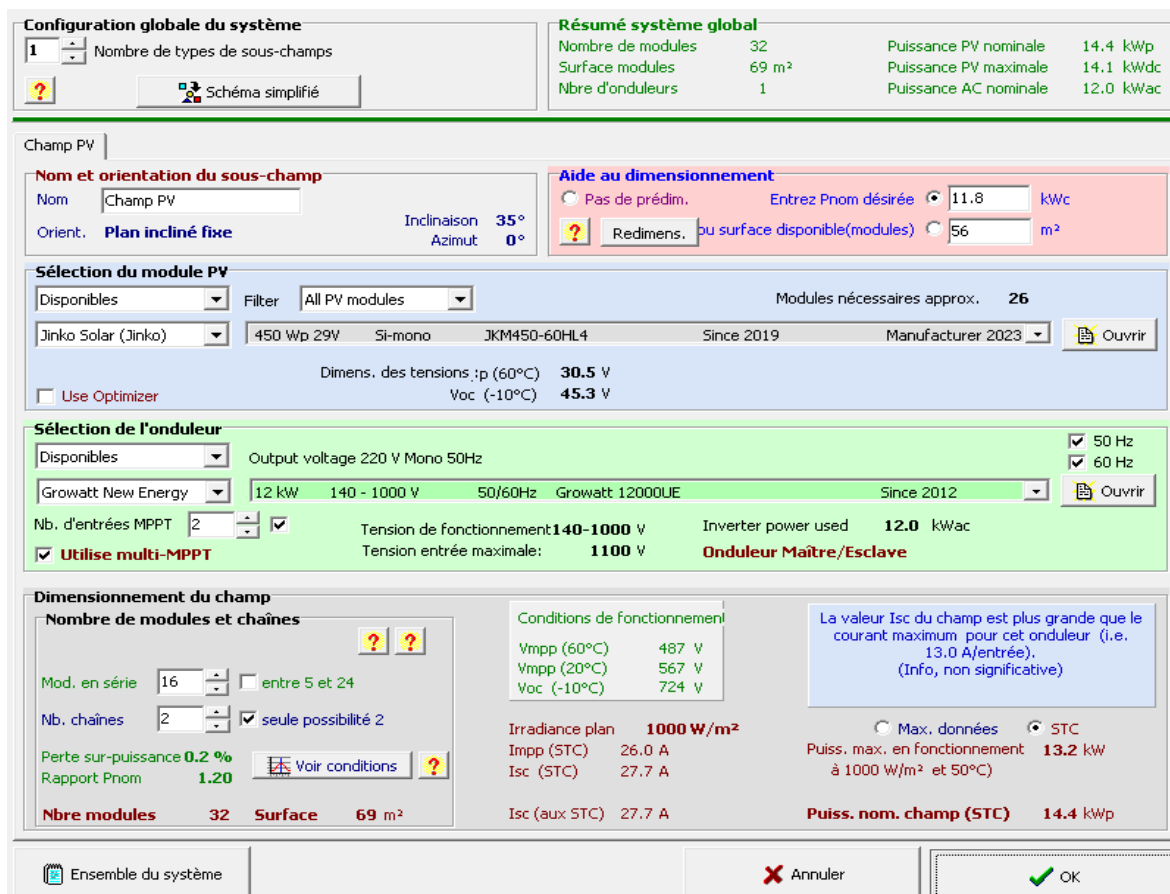


La simulation de nos systèmes PV hybride connecté au réseau sont effectués à l'aide de logiciel PVsyst. Voici la procédure de simulation qu'ont adopté pour l'analyse:

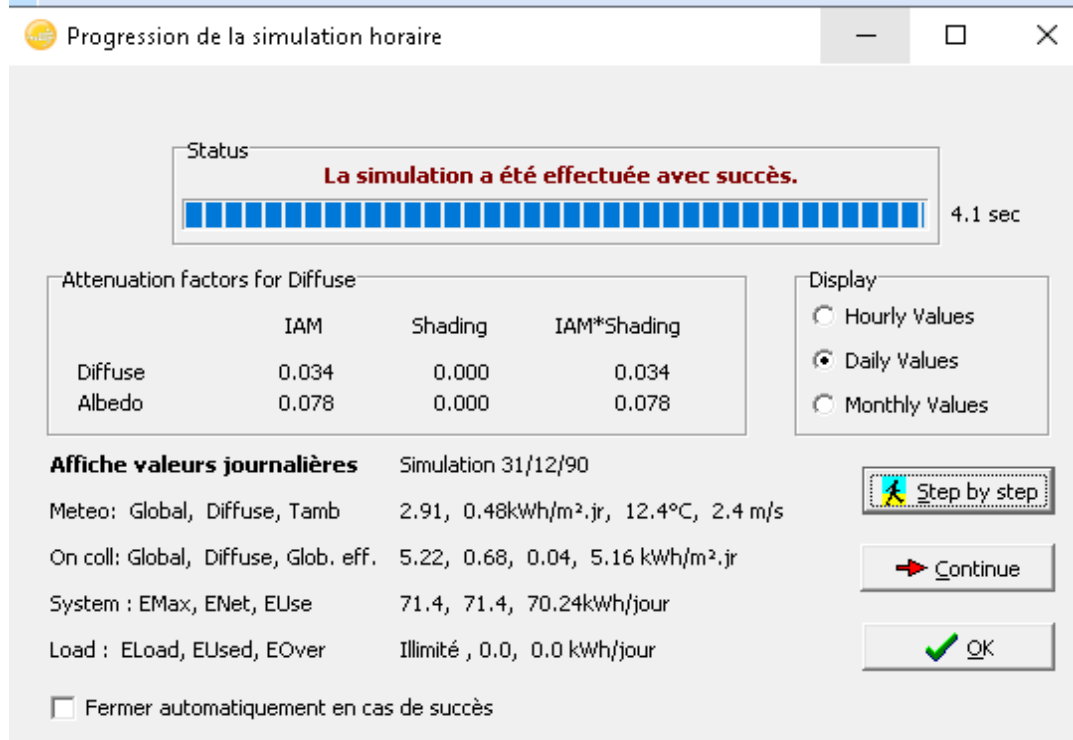
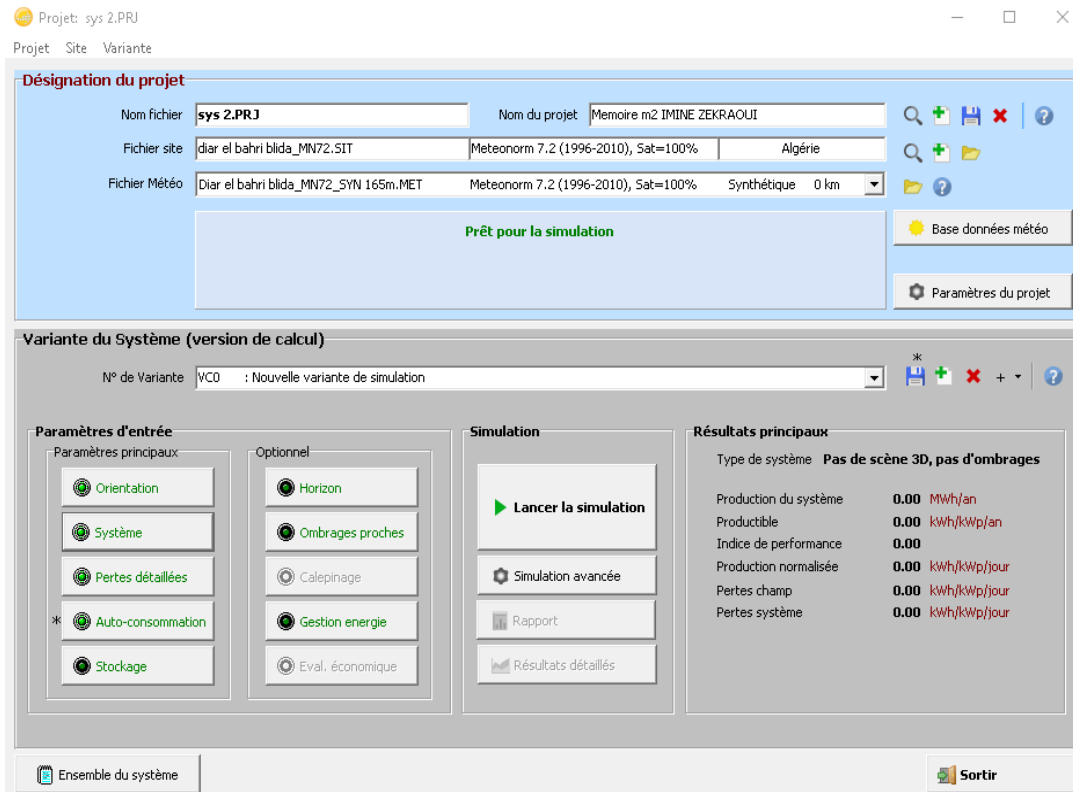
- Le projet de système PV connecté au réseau est créé dans le menu de conception du projet en spécifiant l'emplacement et les données météorologiques de l'emplacement particulier où l'installation est prévue.



- Dans la deuxième étape, des données appropriées liées à la conception de l'usine sont spécifiées. Cela inclut l'orientation des modules PV, la surface disponible pour installer le champ PV ou la puissance requise selon la charge, le type de modules PV et le type d'onduleur à utiliser à partir de la base de données PVsystem.



- Une fois toutes les données requises spécifiées, des variantes successives sont ajoutées et la simulation est effectuée.



➤ **Analyse des résultats :**

D'après les résultats de cette simulation, les principaux paramètres évalués étaient l'énergie produite, la production spécifique, le rapport de performance, les pertes de flèche et l'efficacité du système. Ces résultats ont été analysés pour évaluer les performances des deux systèmes qu'on a étudié dans ce travail.

Système 1 : pompage PV/réseau

Principaux résultats de la simulation			
Production du système	Energie produite	46.88 MWh/an	Productible 1654 kWh/kWc/an
	Indice de performance (PR)	83.13 %	

À partir des principaux résultats de simulation, trois paramètres principaux ont été évalués :

- Le premier paramètre est **l'énergie produite** sur une base annuelle, qui est considérée comme produite énergétique soit 46.88 MWh/an.
- Le deuxième paramètre est la **production spécifique** sur une base annuelle par kWc installé est de 1654 kWh/kWc/an.
- Le troisième paramètre est le **l'indice de performance** (RP) qui est de 83,13 %.

Système 2 : logement de fonction

Principaux résultats de la simulation			
Production du système	Energie produite	24.07 MWh/an	Productible 1671 kWh/kWc/an
	Indice de performance (PR)	84.02 %	Fraction solaire (SF) 48.89 %

Les quatre paramètres principaux qui ont été évalués :

- Le premier paramètre est **l'énergie produite** sur une base annuelle, qui est considérée comme produite énergétique soit 24.07 MWh/an.
- Le deuxième paramètre est la **production spécifique** sur une base annuelle par kWc installé est de 1671 kWh/kWc/an.
- Le troisième paramètre est le **l'indice de performance** (RP) qui est de 84,68 %.
- Le quatrième la fraction solaire (SF) 48.89 %.

Remarque : les résultats détaillés, les rapports de simulation, fiches de dimensionnement, les informations du projet on les trouvent en annexes D et E.

Discussions :

D'après des résultats obtenus :

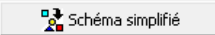
Pour le premier système de pompage Actuellement la majorité d'énergie consommé par la pompe est provient du réseau électrique à cause du temps de fonctionnement de la pompe qui travaille dans la période du 15h à 7h du jour suivant ce qui implique beaucoup plus durant la nuit.

Hypothèse : sachant le réservoir se remplit dans 17heures, On propose de faire fonctionner la pompe avec le solaire ça veut dire que dans les périodes de jour ensoleillé par exemple du 5h à 22h ça va peut-être rentable et la pompe fonctionne au fil du soleil ce qui implique qu'on va exploiter toutes les heures d'ensoleillement.

- Et pour cette hypothèse voici les résultats obtenus:

Configuration globale du système

1 Nombre de types de sous-champs



Résumé système global

Nombre de modules	162	Puissance PV nominale	72.9 kWp
Surface modules	350 m ²	Puissance PV maximale	71.3 kWdc
Nbre d'onduleurs	3	Puissance AC nominale	66.0 kWac

Champ PV

Nom et orientation du sous-champ

Nom: Champ PV

Orient.: **Plan incliné fixe**

Inclinaison: 35°

Azimut: 0°

Aide au dimensionnement

Pas de prédim. Entrez Pnom désirée: 78.0 kWc

Redimens. de surface disponible(modules): 373 m²

Sélection du module PV

Disponibles: Filter: All PV modules

Modules nécessaires approx. 173

Jinko Solar (Jinko)	450 Wp 29V	Si-mono	JKM450-60HL4	Since 2019	Manufacturer 2023	Ouvrir
---------------------	------------	---------	--------------	------------	-------------------	--------

Dimens. des tensions ; p (60°C) 30.5 V

Voc (-10°C) 45.3 V

Use Optimizer

Sélection de l'onduleur

Disponibles: Output voltage 380 V Tri 50Hz

Growatt New Energy	22 kW	120 - 880 V	Trnsfo 50/60Hz	Growatt 24000TL3-US	Since 2012	Ouvrir
--------------------	-------	-------------	----------------	---------------------	------------	--------

Nbre d'onduleurs: 3

Tension de fonctionnement: 120-880 V

Tension entrée maximale: 1100 V

Puissance globale ond. 66.0 kWac

Onduleur Maître/Esclave: 0 Esclav

Dimensionnement du champ

Nombre de modules et chaînes

Mod. en série: 18 entre 4 et 24

Nb. chaînes: 9 entre 8 et 10

Perte sur-puissance 0.0 %

Rapport Pnom 1.10

Voir conditions

Nbre modules: 162 Surface: 350 m²

Conditions de fonctionnement

Vmpp (60°C)	548 V
Vmpp (20°C)	638 V
Voc (-10°C)	815 V

Irradiance plan 1000 W/m²

Imp (STC) 117 A

Isc (STC) 125 A

Isc (aux STC) 125 A

Max. données STC

Puiss. max. en fonctionnement à 1000 W/m² et 50°C: 66.9 kW

Puiss. nom. champ (STC) 72.9 kWp

Principaux résultats de la simulation

Production du système	Energie produite 121.8 MWh/an	Productible 1670 kWh/kWc/an
	Indice de performance (PR) 83.98 %	Fraction solaire (SF) 51.46 %

53

- L'énergie journalière = 374 kWh
- Puissance crête = 77.92 kWc
- Nombre de panneaux = 162 panneaux de (450W)
- L'énergie utilisée du réseau est égale à 66.3 MWh/an
- L'énergie utilisée du solaire est égale à 70.2 MWh/an
- L'énergie injectée au réseau est égale à 51.5 MWh/an

Conclusion

Ce chapitre présente les différentes étapes de dimensionnement et de la simulation qui nous ont permis d'obtenir des résultats importants pour évaluer les performances de nos systèmes. Les résultats ont fourni une compréhension approfondie de la façon dont le système se comporte dans des conditions spécifiques, en tenant compte des spécifications et des contraintes du projet.

CHAPITRE IV

Etude économique

Introduction

Dans ce chapitre nous allons faire une étude économique comparative entre le réseau électrique et le système solaire photovoltaïque hybride PV/réseau pour l'alimentation d'un château d'eau.

IV.1. Devis estimative et quantitatif de système photovoltaïque

Le Devis estimative et quantitatif de système photovoltaïque est affiché dans le tableau suivant :

Tableau IV.1 : Devis estimative et quantitatif de système photovoltaïque

Composants	Prix unitaire (DA)	Quantité	Coût total (DA)
F/P Module photovoltaïque	19678,63	100	1967863
F/P câblage	25 000,00	Lot	25 000,00
F/P Contrôleur de pompe	450 000,00	1	450000
F/P structure	5 500,00	97	533500
F/P onduleur	159 259,62	1	159259,62
F/P armoire AC	50 000,00	1	50000
F/P armoire DC	120 000,00	1	120000
Maintenance	620 000,00	1	620000
Compteur bidirectionnel	5 000,00	2	10000
		Coût en HT	3939622,62
		Coût TVA 19%	748528,2978
		Coût en TTC	4688150,918

F/P : fourniture et pose

TVA : taxe sur la valeur ajoutée

HT : hors TVA

TTC : taxe TVA coût.

- On remarque que le coût total du système est relativement cher, mais sa rentabilité à long terme nous donne une autre vision.

IV.2. Durée de vie des éléments du système solaire

La durée de vie pour chacun des éléments du système solaire est affiché dans le tableau suivant :

Tableau IV.2 : La durée de vie pour chacun des éléments du système solaire

Equipements	Générateur PV	Onduleur	Structure	Contrôleur de pompe
Durée de vie (ans)	25	10	50	10

IV.3. Coût mensuelle de la facture électrique SONELGAZ

Tableau IV.3: Coût mensuelle de la facture électrique SONELGAZ

Mois (2022)	Coût d'énergie électrique (DA)
Janvier	107 288.45
Février	95 473.47
Mars	60 114.03
Avril	80 504.63
Mai	94 825.76
Juin	83 553.20
Juillet	69 858.86
Août	83 704.29
Septembre	79 785.76
Octobre	80 093.01
Novembre	77 141.52
Décembre	83 971.56
Coût total	924314.54

On remarque une variation de coût de facturation mensuelle due à la quantité d'eau dans le forage, on remarque aussi que le coût total de la facture est très élevé ce qui donne l'avantage à notre système photovoltaïque proposé à long terme bien sûr.

IV.4. Bilan économique

Pour faire un bilan économique on doit comparer entre les coûts des systèmes conventionnels purement SONELGAZ et le coût d'investissement de notre système étudié dans ce mémoire :

Tableau IV.4: Le coût d'investissement du système.

	Energie (kWh)	Prix unitaire (DA/kWh)	Coût total (DA) dans 25 ans
Totale utilisée du réseau	133260,00	4	13326000,00
Total injecté au réseau	43 680,00	5	5460000,00
Le coût d'installation	\	\	4688150,92
Total fourni	\	\	18014150,918
		Coût total d'investissement	12554150,918

Sachant que le coût annuel de la facture électrique de ce château d'eau est de : 924314,54 DA /ans, ce qui donne 23107863,5 DA /25ans.

On déduit qu'au bout de 25 ans le gain financier de notre système est près de **10553712,582 DA**.

Pour notre hypothèse :

Le coût total de cette installation proposé est de = **7643605,239 DA.**

Coût total d'investissement : **7836105.24 DA**

Au bout de 25 ans le gain financier de notre système est près de **15271758.261 DA.**

Conclusion

Ce chapitre a été consacré à une étude économique comparative détaillée entre de système PV connecté au réseau et le système purement SONELGAZ.

Après avoir effectué une étude économique approfondie, il est clairement démontré que l'utilisation de l'énergie photovoltaïque est plus avantageuse par rapport à l'énergie conventionnelle surtout quand on parle des systèmes PV connectés au réseau bénéficient de l'énergie injectée au réseau.

Conclusion générale

Le présent mémoire portant sur l'alimentation électrique d'un château d'eau solaire raccordé au réseau permet de conclure que cette solution hybride offre des avantages significatifs. En combinant l'énergie solaire et l'approvisionnement du réseau électrique, le château d'eau peut bénéficier d'une alimentation fiable et continue.

Le fait de rester connecté au réseau électrique offre des avantages supplémentaires. En cas de périodes de faible ensoleillement ou de demande élevée, le château d'eau peut puiser de l'électricité à partir du réseau pour répondre à ses besoins. De plus, il a la possibilité de revendre l'excédent d'énergie solaire produite au réseau, ce qui peut générer des revenus supplémentaires.

Dans notre travail, nous avons fait le dimensionnement analytique et numérique du système PV connecté au réseau appliqué sur le château d'eau de Diar El Bahri, Les résultats obtenus dans cette partie nous ont permis de concevoir un système d'alimentation électrique optimal qui permet de réduire la consommation de ce château d'eau et également de minimiser le coût de facture conventionnel.

Dans le dernier chapitre, Afin de montrer l'efficacité de notre système PV/réseau par rapport à l'énergie conventionnelle, Une étude économique est faite. Dans cette phase on a analysé les coûts d'investissement associés à l'installation des systèmes, y compris les coûts des équipements et de l'installation. De plus, on a fait une étude comparative entre le coût d'installation tenant en compte la durée de vie des composants, et la facturation de système conventionnel. L'étude économique a démontré que malgré les coûts initiaux plus élevés, l'utilisation d'un système des systèmes PV/réseau peut être rentable à long terme.

A partir de cette étude nous avons constaté que notre système d'alimentation du château d'eau par le PV/réseau permet d'intégrer l'énergie propre en terme du développement durable et de réduire la consommation mensuelle de ce château d'eau.

En conclusion, l'alimentation électrique d'un château d'eau solaire raccordé au réseau présente de nombreux avantages. Cette configuration combine l'utilisation d'une source d'énergie propre et renouvelable avec la fiabilité, la flexibilité du réseau électrique et les bénéfices économiquement de l'injection au réseau. Elle contribue à la durabilité

environnementale, à la réduction des émissions de gaz à effet de serre et à la garantie d'une alimentation continue en eau potable.

Perspectives

En perspective, il est raisonnable de tenir en compte le côté économique et l'impact environnemental pour avoir une étude complète. Dans ce sens, plusieurs perspectives intéressantes à développer dans les futures études dans ce domaine on peut citer :

- Il est possible d'explorer davantage les moyens d'optimiser la gestion de l'énergie dans le système solaire du château d'eau. Cela peut inclure l'utilisation de technologies avancées de stockage d'énergie, de gestion intelligente des charges et de prévision de la production solaire dans le but d'optimiser l'utilisation de l'énergie solaire et de minimiser la dépendance au réseau électrique.
- Systèmes de surveillance et de contrôle avancés : La mise en place de systèmes de surveillance et de contrôle avancés permettrait d'optimiser les performances du système solaire du château d'eau.

En explorant ces perspectives et en continuant à innover dans le domaine de l'alimentation électrique solaire, il est possible d'optimiser davantage l'utilisation de l'énergie solaire dans les infrastructures d'alimentation en eau, tout en contribuant à la transition énergétique durable.

Références

Bibliographie

- [1] : SERIK Mouloud et SILEMI Ali, Dimensionnements d'un Système Photovoltaïque Pompage Solaire, mémoire de fin d'étude, université Mouloud MAMMERI TIZI OUZOU Faculté de génie électrique et informatique, Le 27/09/2018.
- [2] : Mohamed Lakhdar LOUAZENE, Etude technico-économique d'un système de pompage photovoltaïque sur le site d'OUARGLA, Mémoire de magister, en 2008
- [3] : B. FLECHE, D. DELAGNES, « Energie solaire photovoltaïque », STI ELT Approche générale, Le juin 2007
- [4] : DEGLA Mohammed Larbi et BEN AHMED Bachir, Dimensionnement d'un Système de Pompage Photovoltaïque, mémoire de fin d'étude, université KASDI Merbah OUARGLA, Le 24/05/2017
- [5] : SOULA Youcef, Optimisation et dimensionnement d'un système solaire de pompage d'eau, mémoire de fin d'étude, Université Larbi BEN M'HIDI - Oum El Bouaghi –, Le Juin 2016
- [6] : CHAARAOUI Nesrine et SENOUSSAOUI Fella, étude et dimensionnement d'un système de pompage photovoltaïque, mémoire de fin d'étude,
- [7] : M. R. BEN TRIA. Etude d'un système de pompage photovoltaïque pour des puits de parcours (cas de la région de Taïbet-OUARGLA), Mémoire de Master, Université KASDI Merbah OUARGLA, en Mai 2017.
- [8] : F. BENDIOUDI et F. LAKHDARI, « Etude et Simulation d'un Système de Pompage Photovoltaïque avec batteries » ; Mémoire de master, Université Abderrahmane MIRA, BEJAIA, en 2014.
- [9]: Vimal Chand SONTAKE et Vilas R. KALAMKAR, bSolar photovoltaic water pumping system, Renewable and Sustainable Energy Reviews59 (2016) 1038–1067
- [10] : BEN GHALIA Zakki, Cours de pompage, école technique de BLIDA IFEG
- [11] : DADA Moussa Abde Alkader et MERIMECHE Mouad, « Optimisation de rendement énergétique d'un panneau solaire : (application au pompage solaire) », mémoire de fin d'étude, en 2018.
- .
- [12] : M. T. BOUKADOUM, A. HAMIDAT et N. OURABIA Centre De Développement. Des Energies Renouvelables, B.P.62, Route De l'Observatoire Bouzeriah 16340, Alger /Rev. Energ. Ren. : Zones Arides (2002) 69-73

[13] : FELTANE Sifeddine et BOUKLAB Souheyb, Etude et simulation d'un système de pompage photovoltaïque, Université Mohamed Seddik BEN YAHIA – Jijel, en 2021.

[14] : J. ROYER, T. DJAKO, « Le pompage photovoltaïque », Manuel de cours à l'intention des ingénieurs et des techniciens, Université d'Ottawa

[15] : HADJ ARAB 1, M. BENGHANEM 2 et A. GHARBI 1, Dimensionnement de Systèmes de Pompage Photovoltaïque A, CDER. 2005.

[16] : Rapport sur le diagnostique du Système AEP (Algérienne des eaux)

[17] : Ikram SAYAH, Etude d'une installation de pompage solaire photovoltaïque destinée à l'irrigation., Mémoire de Master, Université Mohamed KHIDERr-Biskra, septembre 2020.

[18] : www.pvsyst.com

Sites Web

[19] : www.ecosolaire.com

[20] : [Photovoltaïque Energie : site d'information sur l'énergie solaire photovoltaïque \(photovoltaïque-energie.fr\)](http://Photovoltaïque Energie : site d'information sur l'énergie solaire photovoltaïque (photovoltaïque-energie.fr))

[21] : https://energyeducation.ca/Encyclopedie_Energie/index.php/Cellule_photovolta%C3%A Fque#cite_note-4

[22] : <https://energieplus-lesite.be/theories/photovoltaique6/caracteristiques-electriques-des-cellules-et-des-modules-photovoltaiques/>

[23] : <https://www.archiexpo.fr/prod/jinko-solar/product-68245-567537.html>

[24] : <https://www.energiasolare100.com/fr/energie/panneaux-solaires-photovoltaiques/panneaux-solaires-polycristallins>

[25] : <https://www.ecosources.org/types-de-cellules-photovoltaiques>

[26] : <https://sites.uclouvain.be/ele/FR/realisations/EnergiesRenouvelables/FiliereSolaire/PanneauxPhotovoltaiques/Cellule/Modele.htm>

[27] : <https://www.civisol.fr/info/8-les-panneaux-solaires-photovoltaiques>

[28] : <https://www.power-africa.com/systemes-denergies-solaires-photovoltaiques-autonomes-et-hybrides/>

[29] : http://fr.solarpedia.net/wiki/index.php?title=Installation_photovolta%C3%AFque_autonome

[30] : <https://www.transtech-africa.de/fr/photovoltaique/systemes.htm>

[31] : <http://www.solaire-offgrid.com/le-solaire-et-ses-applications/architectures-solaire-photovoltaique/>

[32] : <https://ecotech-energies.ch/solutions/solaires-photovoltaiques/production-electricite/>

[33] : <https://rema.energy/specification/batterie-dg/>

[34] <https://rema.energy/product/batterie-nickel-cadmium-ni-cd/>

[35] : <https://parlonssciences.ca/ressources-pedagogiques/documentsdinformation/production-delectricite-les-cellules-solaires>

Annexes

Annexe A : Fiche technique de l'onduleur GROWATT, MOD 10~15KTL-X.

Annexe B : Fiche technique du panneau solaire JINKO monocristallin 450W.

Annexe C : Fiche technique du contrôleur de pompe Jntech.

Annexe D : Simulation avec logiciel PVsyst pour le logement de fonction.

Annexe E : Simulation avec logiciel PVsyst pour le pompage.

Annexe A

Datasheet	MOD 10KTL3-X	MOD 11KTL3-X	MOD 12KTL3-X	MOD 13KTL3-X	MOD 15KTL3-X
Input data (DC)					
Max. recommended PV power (for module STC)	15000W	16500W	18000W	19500W	22500W
Max. DC voltage	1100V				
Start voltage	160V				
Nominal voltage	580V				
MPPT voltage range	140V-1000V				
No. of MPPT trackers	2				
No. of PV strings per MPPT tracker	1	1	1/2	1/2	1/2
Max. input current per MPPT tracker	13A	13A	13/26A	13/26A	13/26A
Max. short-circuit current per MPPT tracker	16A	16A	16/32A	16/32A	16/32A
Output data (AC)					
AC nominal power	10000W	11000W	12000W	13000W	15000W
Max. AC apparent power	11000VA*	12100VA	13200VA	14300VA	16500VA
Nominal AC voltage (range*)	220V/380V, 230V/400V (340-440V)				
AC grid frequency (range*)	50/60 Hz (45-55Hz/55-65 Hz)				
Max. output current	16.7A	18.3A	20A	21.7A	25A
Adjustable power factor	0.8leading...0.8lagging				
THDI	<3%				
AC grid connection type	3W+N+PE				
Efficiency					
MAX. efficiency	98.6%				
European efficiency	98.1%	98.1%	98.2%	98.2%	98.2%
MPPT efficiency	99.9%				
Protection devices					
DC reverse polarity protection	Yes				
DC Switch	Yes				
AC/DC surge protection	Type II / Type II				
Insulation resistance monitoring	Yes				
AC short-circuit protection	Yes				
Ground fault monitoring	Yes				
Grid monitoring	Yes				
Anti-islanding protection	Yes				
Residual-current monitoring unit	Yes				
String fault monitoring	Yes				
AFCI protection	Optional				
General data					
Dimensions (W / H / D)	425/387/178mm				
Weight	14kg	14kg	16kg	16kg	16kg
Operating temperature range	-25°C ... +60°C				
Nighttime power consumption	< 1W				
Topology	Transformerless				
Cooling	Natural convection				
Protection degree	IP66				
Relative humidity	0~100%				
Altitude	4000m				
DC connection	H4/MC4(Optional)				
AC connection	Connector				
Display	OLED+LED/WIFI+APP				
Interfaces: USB/RS485/WIFI /GPRS/LAN/RF	yes/yes/Optional/Optional/Optional/Optional				
Warranty: 5 / 10 years	Yes/Optional				
CE, VDE0126, Greece, EN50549, C10/C11, UTE C 15-712, IEC62116, IEC61727, IEC 60068, IEC 61683, CEI0-21, N4105, TOR Erzeuger G98/G99, G100, AS4777, UNE217001, UNE206007, PO12.2					

* For Belgium C10/C11, MOD 10KTL3-X max. output power is limit to 10000VA.
 * The AC voltage range and frequency range may vary depending on specific country grid standard.
 All specifications are subject to change without notice.

Annexe B

www.jinkosolar.com



Tiger Pro 60HC 450-470 Watt

MONO-FACIAL MODULE

P-Type

Positive power tolerance of 0~+3%

IEC61215(2016), IEC61730(2016)

ISO9001:2015: Quality Management System

ISO14001:2015: Environment Management System

ISO45001:2018

Occupational health and safety management systems



MBB HC Technology

Key Features



Multi Busbar Technology

Better light trapping and current collection to improve module power output and reliability.



Durability Against Extreme Environmental Conditions

High salt mist and ammonia resistance.



Reduced Hot Spot Loss

Optimized electrical design and lower operating current for reduced hot spot loss and better temperature coefficient.



Enhanced Mechanical Load

Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).



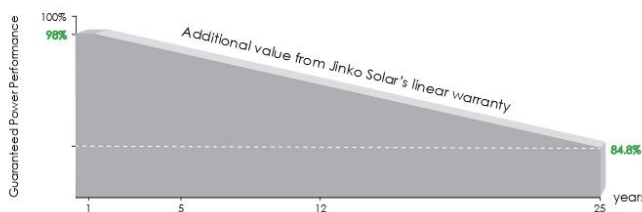
PID Resistance

Excellent Anti-PID performance guarantee via optimized mass-production process and materials control.



POSITIVE QUALITY™
Certification Quality Assurance

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

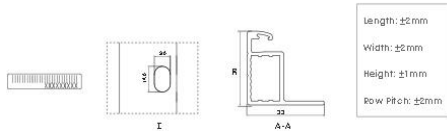
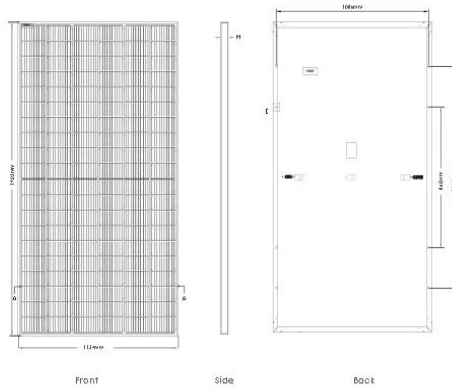


12 Year Product Warranty

25 Year Linear Power Warranty

0.55% Annual Degradation Over 25 years

Engineering Drawings

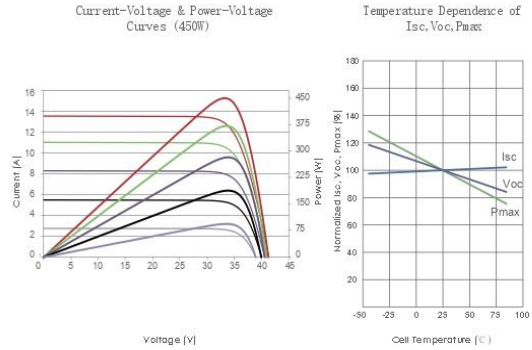


Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)

36pcs/pallets, 72pcs/stack, 864pcs/ 40HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	P type Mono-crystalline
No. of cells	120 (6×20)
Dimensions	1903×1134×30mm (74.92×44.65×1.18 inch)
Weight	24.2 kg (53.35 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP 68 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm ² (+): 290mm, (-): 145mm or Customized Length

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM450M-60HL4		JKM455M-60HL4		JKM460M-60HL4		JKM465M-60HL4		JKM470M-60HL4	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	450Wp	335Wp	455Wp	339Wp	460Wp	342Wp	465Wp	346Wp	470Wp	350Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	33.91V	31.73V	34.06V	31.91V	34.20V	32.07V	34.37V	32.12V	34.56V	32.32V
Maximum Power Current (Imp)	13.27A	10.55A	13.36A	10.61A	13.45A	10.67A	13.53A	10.77A	13.60A	10.82A
Open-circuit Voltage (Voc)	41.18V	38.87V	41.33V	39.01V	41.48V	39.15V	41.63V	39.29V	41.78V	39.43V
Short-circuit Current (Isc)	13.85A	11.19A	13.93A	11.25A	14.01A	11.32A	14.09A	11.38A	14.17A	11.34A
Module Efficiency STC (%)	20.85%		21.08%		21.32%		21.55%		21.78%	
Operating Temperature (°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1000/1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	25A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.35%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.28%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									

*STC: Irradiance 1000W/m² Cell Temperature 25°C AM=1.5
 NOCT: Irradiance 800W/m² Ambient Temperature 20°C AM=1.5 Wind Speed 1m/s

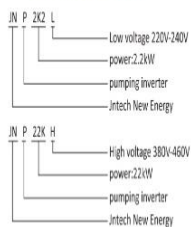
Annexe C

jntech

Solar Pumping Inverter- Three Phase



Definition of model



Product Features

- Drive power-matched three-phase AC pump.
- Adopt advanced IGBT power module.
- High conversion efficiency, low temperature rise, low noise, long lifespan.
- Advanced MPPT technology, efficiency > 99%.
- Fully automatic operation, it can store operation date for 10 years.
- Perfect system protection, high reliability.
- New design of anodized aluminum case.
- LCD display.
- Interface: RS485/GPRS.
- Modular design, easy to install, operate, maintain.

Technical Parameters

Model	INP1K1L	INP1K1S	INP2K2L	INP2K2S	INP3K3L	INP3K3S	INP4K4L	INP4K4S	INP5K5L	INP5K5S	INP7K7S	
d.c. Input												
d.c. Max. Input Voltage	440Vdc			750Vdc			880Vdc					
Recommended MPPT Voltage	150~400Vdc			300~600Vdc			460~850Vdc					
d.c. Max. Input Current	8A	10A	14.6A	21A	24.6A	15A	5A	6.9A	9A	9A	12A	
Max. MPPT Efficiency	99%											
Number of String	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	3	
a.c. Output												
Max. Applicable Motor Output Power	1.1kW	1.5kW	2.2kW	3kW	3.7kW	4kW	2.2kW	3kW	3.7kW	4kW	5.5kW	
Rated Output Voltage	220~240Vac, three phase						380~460Vac, three phase					
Output Frequency Range	0~50/60Hz											
Rated Output Current	5.5A	7A	11A	14A	17A	20A	6A	7A	9A	10A	13A	
Other Parameters												
Weight	9.5kg	9.5kg	9.5kg	14.5kg	14.5kg	13.9kg	13.9kg	13.9kg	13.9kg	13.9kg	13.9kg	
Dimension(L*W*H)	350*270*170mm			420*310*210mm			420*310*220mm					
Max. Efficiency	97%	97%	97%	97%	97%	97%	96%	97%	98%	98%	98%	
Protection Class	I											
Protection Level	IP65											
Operating Temperature	-25℃~+60℃; above 60℃ need derate operating											
Cooling Way	Natural Cooling											
Display	LCD											
Communication	RS485/GPRS											
Altitude	3000m; above 3000m need derate operating											
Noise Emission	<50dB											
Compliance	EN50178, IEC/EN62109-1, IEC 61800											

Model	INP11KH	INP15KH	INP18KH	INP22KH	INP30KH	INP37KH	INP45KH	INP55KH	
d.c. Input									
d.c. Max. Input Voltage	880Vdc								
Recommended MPPT Voltage	460~850Vdc								
d.c. Max. Input Current	24.4A	33.3A	41.1A	49A	67A	82A	100A	122A	
Max. MPPT Efficiency	99%								
Number of String	3	3	3	1	1	1	1	1	
a.c. Output									
Max. Applicable Motor Output Power	11kW	15kW	18.5kW	22kW	30kW	37kW	45kW	55kW	
Rated Output Voltage	380~460Vac, three phase								
Output Frequency Range	0~50/60Hz								
Rated Output Current	21A	29A	36A	42A	57A	71A	86A	104A	
Other Parameters									
Weight	19.9kg	19.9kg	19.9kg	31.5kg	31.5kg	31.5kg	32.5kg	32.5kg	
Dimension(L*W*H)	360*500*176mm			460*580*251mm					
Max. Efficiency	98%								
Protection Class	I								
Protection Level	IP65								
Operating Temperature	-25℃~+50℃; above 60℃ need derate operating								
Cooling Way	Force Cooling								
Display	LCD								
Communication	RS485/GPRS								
Altitude	3000m; above 3000m need derate operating								
Noise Emission	<50dB								
Compliance	EN50178, IEC/EN62109-1, IEC 61800								

Système couplé au réseau: Résultats principaux

Projet : **Memoire m2 IMINE ZEKRAOUI**

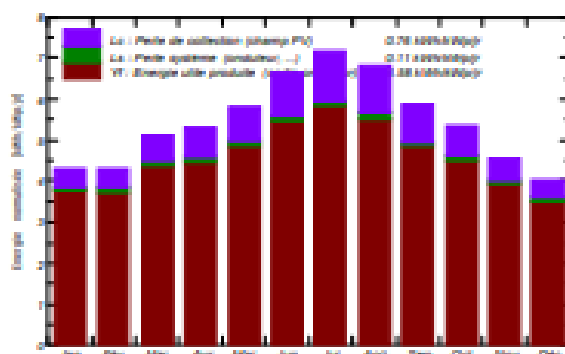
Variante de simulation : **Nouvelle variante de simulation**

Principaux paramètres système	Type de système	Pas de scène 3D, pas d'ombrages		
Orientation plan capteurs	inclinaison	35°	azimut	0°
Modules PV	Modèle	JKM450-60HL4	Pnom	450 Wc
Champ PV	Nombre de modules	32	Pnom total	14.40 kWc
Onduleur	Modèle	Growatt 12000UE	Pnom	12.00 kW ac
Besoins de l'utilisateur	Consomm. domestique	Constants sur l'année	Global	24.01 MWh/an

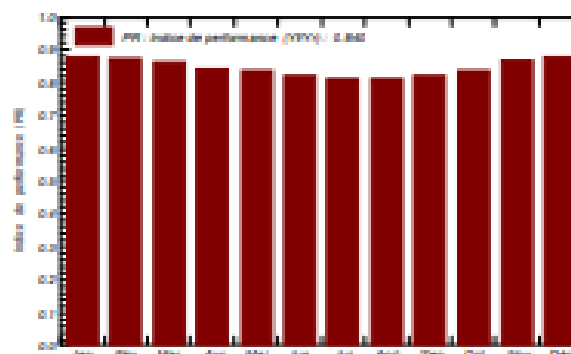
Principaux résultats de la simulation

Production du système	Energie produite	24.07 MWh/an	Productible	1671 kWh/kWc/an
	Indice de performance (PR)	84.02 %	Fraction solaire (SF)	48.89 %

Productions normalisées (par kWp installé): Puissance nominale 14.40 kWc



Indice de performance (PR)



Nouvelle variante de simulation

Bilans et résultats principaux

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_User	E_Solar	E_Grid	EFrGrid
	kWh/m²	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
Janvier	81.2	27.55	10.11	133.1	131.3	1.720	2.039	0.860	0.818	1.179
Février	87.4	41.63	10.87	120.5	118.1	1.549	1.842	0.836	0.676	1.006
Mars	132.8	66.17	13.42	158.1	154.6	2.006	2.039	1.002	0.955	1.037
Avril	152.2	68.95	15.38	159.7	155.5	1.985	1.973	0.928	1.008	1.046
Mai	190.9	84.47	18.98	180.3	175.2	2.225	2.039	1.064	1.107	0.975
Juin	220.7	78.07	22.79	199.6	193.9	2.423	1.973	1.122	1.242	0.851
Juillet	240.4	68.52	25.94	222.6	216.7	2.666	2.039	1.200	1.402	0.839
Août	205.9	73.90	26.21	211.1	205.9	2.532	2.039	1.165	1.306	0.874
Septembre	153.1	56.50	22.90	176.7	172.8	2.146	1.973	0.963	1.132	1.011
Octobre	123.0	46.32	20.08	166.4	163.1	2.057	2.039	0.953	1.055	1.086
Novembre	86.5	31.63	14.38	136.5	134.3	1.743	1.973	0.823	0.878	1.150
Décembre	72.1	27.24	11.69	124.4	122.4	1.607	2.039	0.820	0.748	1.219
Année	1746.2	670.94	17.77	1989.1	1944.0	24.658	24.010	11.738	12.328	12.272

Légendes: GlobHor	Irradiation globale horizontale	GlobEff	Global "effectif", corr. pour IAM et ombrages
DiffHor	Irradiation diffuse horizontale	EArray	Energie effective sortie champ
T_Amb	Température ambiante	E_User	Energie fournie à l'utilisateur
GlobInc	Global incident plan capteurs	E_Solar	Energie du soleil
		E_Grid	Energie injectée dans le réseau
		EFrGrid	Energie du réseau

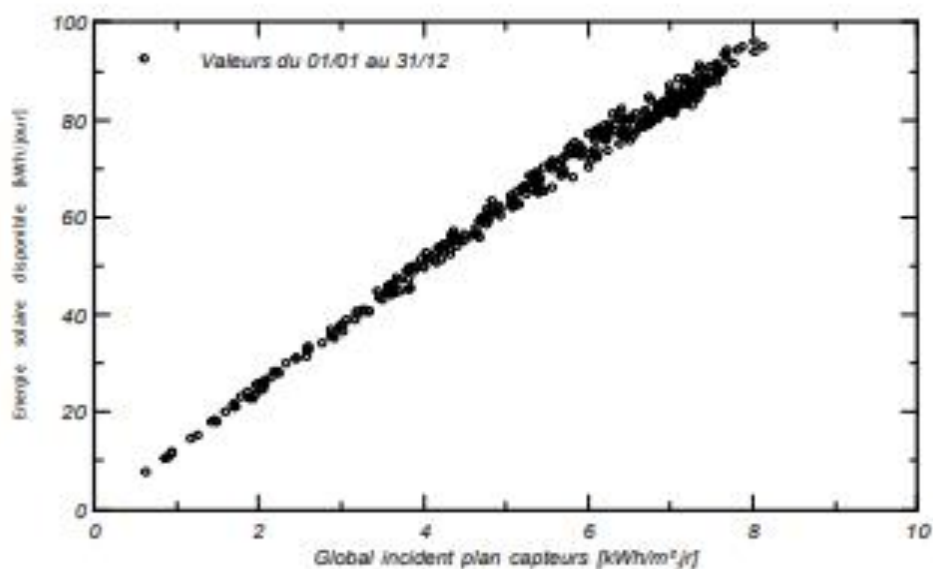
Système couplé au réseau: Graphiques spéciaux

Projet : **Memoire m2 IMINE ZEKRAOUI**

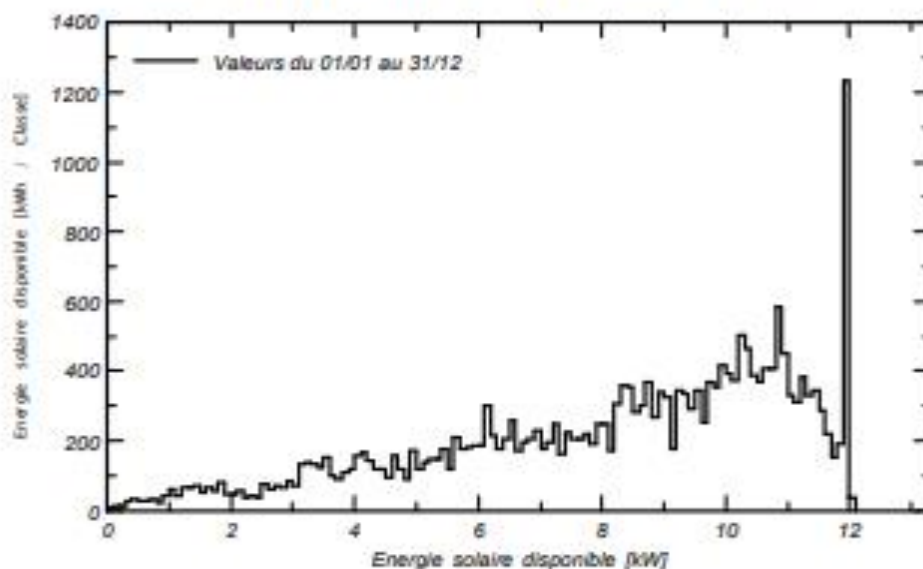
Variante de simulation : **Nouvelle variante de simulation**

Principaux paramètres système	Type de système	Pas de scène 3D, pas d'ombrages	
Orientation plan capteurs	inclinaison	35°	azimut 0°
Modules PV	Modèle	JKM450-60HL4	Prom 450 Wc
Champ PV	Nombre de modules	32	Prom total 14.40 kWc
Onduleur	Modèle	Growatt 12000UE	Prom 12.00 kW ac
Besoins de l'utilisateur	Consomm. domestique	Constants sur l'année	Global 24.01 MWh/an

Diagramme d'entrée/sortie journalier



Distribution de la puissance de sortie système



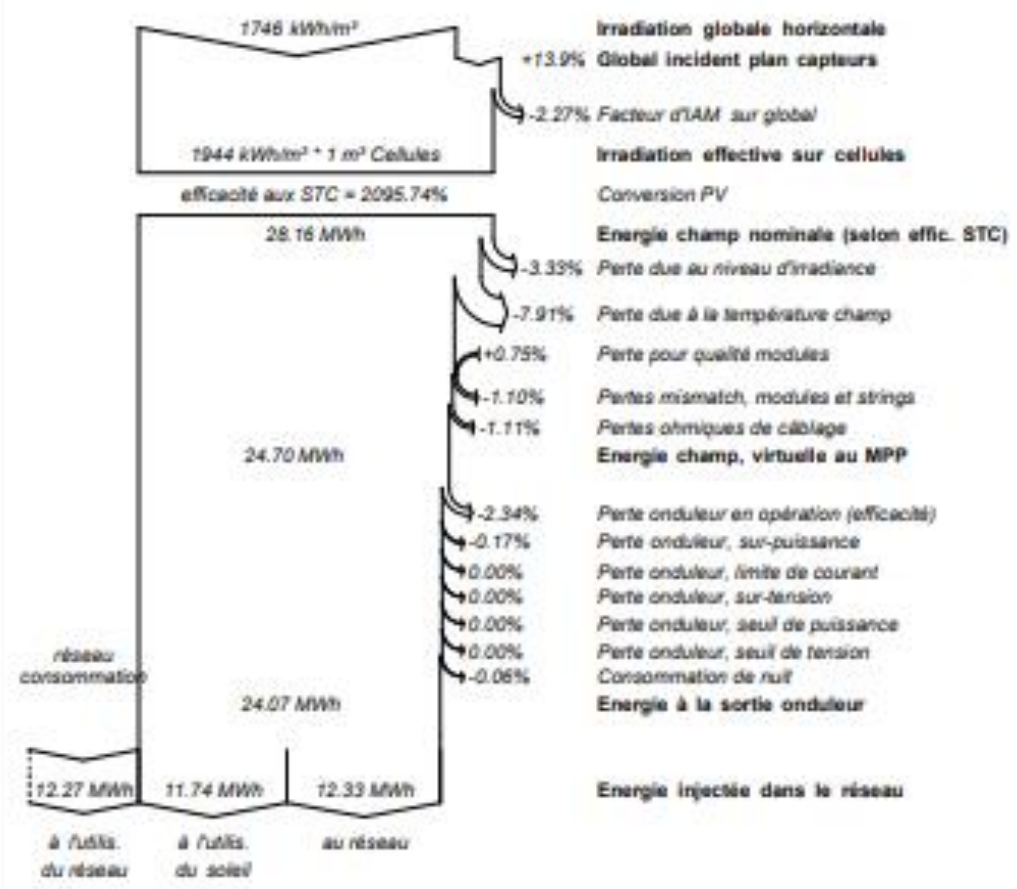
Système couplé au réseau: Diagramme des pertes

Projet : **Memoire m2 IMINE ZEKRAOUI**

Variante de simulation : **Nouvelle variante de simulation**

Principaux paramètres système	Type de système	Pas de scène 3D, pas d'ombrages	
Orientation plan capteurs	inclinaison	35°	azimut 0°
Modules PV	Modèle	JKM450-60HL4	Pnom 450 Wc
Champ PV	Nombre de modules	32	Pnom total 14.40 kWc
Onduleur	Modèle	Growatt 12000UE	Pnom 12.00 kW ac
Besoins de l'utilisateur	Consomm. domestique	Constants sur l'année	Global 24.01 MWh/an

Diagramme des pertes sur l'année entière



Système couplé au réseau: Besoins de l'utilisateur

Projet : m2 IMINE ZEKRAOUI

Variante de simulation : Nouvelle variante de simulation pompe

Principaux paramètres système	Type de système	Pas de scène 3D, pas d'ombrages	
Orientation plan capteurs	inclinaison	35°	azimut 0°
Modules PV	Modèle	JKM450-60HL4	Pnom 450 Wc
Champ PV	Nombre de modules	63	Pnom total 28.35 kWc
Onduleur	Modèle	Growatt 24000TL3-US	Pnom 22.00 kW ac
Batterie d'onduleurs	Nombre d'unités	2.0	Pnom total 44.0 kW ac
Besoins de l'utilisateur	Consomm. domestique	Constants sur l'année	Global 137 MWh/an

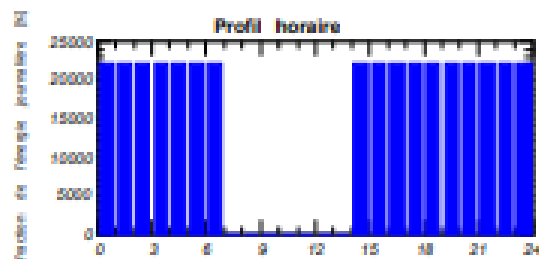
Consomm. domestique, Constants sur l'année, moyenne = 374 kWh/jr

Valeurs annuelles

	Nombre	Puissance	Utilisation	Énergie
Autres utilisations	1	22000 W tot	17 h/jour	374000 Wh/jour
Consomm. de veille			24 h/jour	24 Wh/jour

Énergie journalière totale

374024 Wh/jour



Système couplé au réseau: Résultats principaux

Projet : m2 IMINE ZEKRAOUI

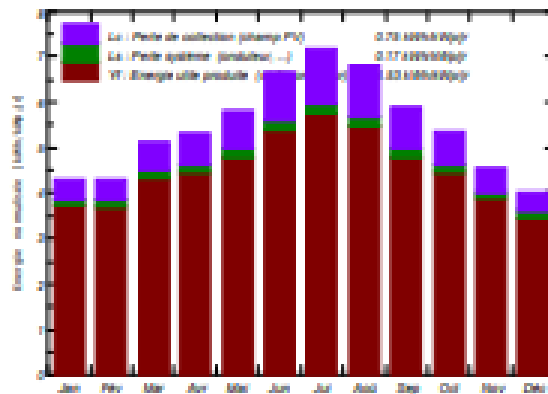
Variante de simulation : Nouvelle variante de simulation pompe

Principaux paramètres système	Type de système	Pas de scène 3D, pas d'ombrages	
Orientation plan capteurs	inclinaison	35°	azimut 0°
Modules PV	Modèle	JKM450-60HL4	Pnom 450 Wc
Champ PV	Nombre de modules	63	Pnom total 28.35 kWc
Onduleur	Modèle	Growatt 24000TL3-US	Pnom 22.00 kW ac
Batterie d'onduleurs	Nombre d'unités	2.0	Pnom total 44.0 kW ac
Besoins de l'utilisateur	Consomm. domestique	Constants sur l'année	Global 137 MWh/an

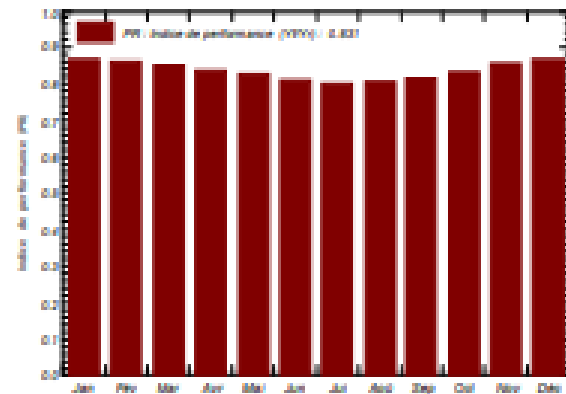
Principaux résultats de la simulation

Production du système	Energie produite	46.88 MWh/an	Productible	1654 kWh/kWc/an
	Indice de performance (PR)	83.13 %	Fraction solaire (SF)	11.38 %

Productions normalisées (par kWp installé): Puissance nominale 28.35 kWc



Indice de performance (PR)



Nouvelle variante de simulation pompe

Bilans et résultats principaux

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_User	E_Solar	E_Grid	EFrGrid
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
Janvier	81.2	27.55	10.11	133.1	131.3	3.398	11.59	1.124	2.153	10.47
Février	87.4	41.63	10.87	120.5	118.1	3.061	10.47	1.059	1.886	9.41
Mars	132.8	66.17	13.42	158.1	154.6	3.960	11.59	1.280	2.536	10.31
Avril	152.2	68.95	15.38	159.7	155.5	3.937	11.22	1.192	2.593	10.03
Mai	190.9	84.47	18.98	180.3	175.2	4.381	11.59	1.474	2.738	10.12
Juin	220.7	78.07	22.79	199.6	193.9	4.770	11.22	1.609	2.988	9.61
Juillet	240.4	68.52	25.94	222.6	216.7	5.250	11.59	1.806	3.262	9.79
Août	205.9	73.90	26.21	211.1	205.9	4.984	11.59	1.673	3.142	9.92
Septembre	153.1	56.50	22.90	176.7	172.8	4.235	11.22	1.272	2.815	9.95
Octobre	123.0	46.32	20.08	166.4	163.1	4.054	11.59	1.150	2.763	10.44
Novembre	86.5	31.63	14.38	136.5	134.3	3.431	11.22	0.934	2.381	10.29
Décembre	72.1	27.24	11.69	124.4	122.4	3.164	11.59	0.960	2.089	10.63
Année	1746.2	670.94	17.77	1989.1	1944.0	48.626	136.52	15.533	31.346	120.99

Légendes: GlobHor	Irradiation globale horizontale	GlobEff	Global "effectif", corr. pour IAM et ombrages
DiffHor	Irradiation diffuse horizontale	EArray	Energie effective sortie champ
T_Amb	Température ambiante	E_User	Energie fournie à l'utilisateur
GlobInc	Global incident plan capteurs	E_Solar	Energie du soleil
		E_Grid	Energie injectée dans le réseau
		EFrGrid	Energie du réseau

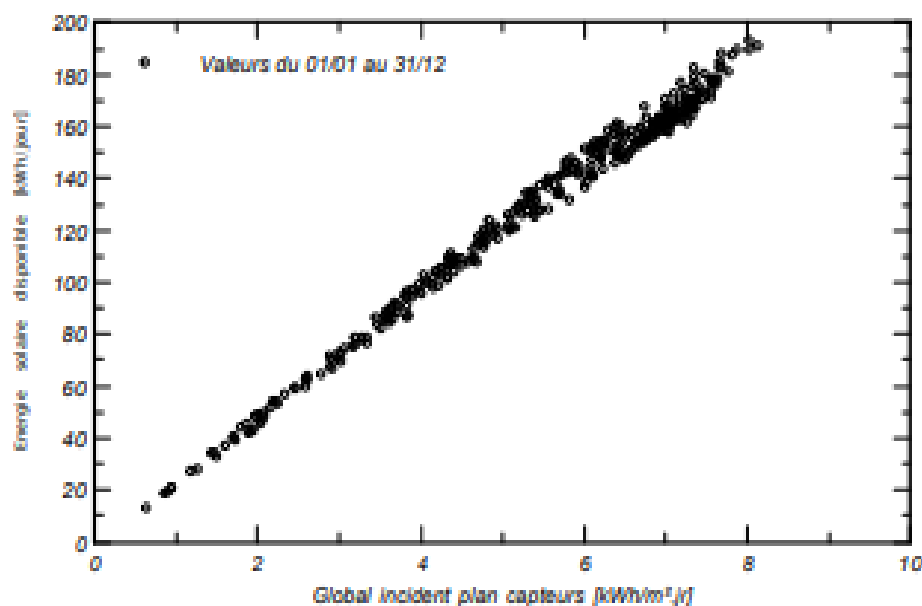
Système couplé au réseau: Graphiques spéciaux

Projet : m2 IMINE ZEKRAOUI

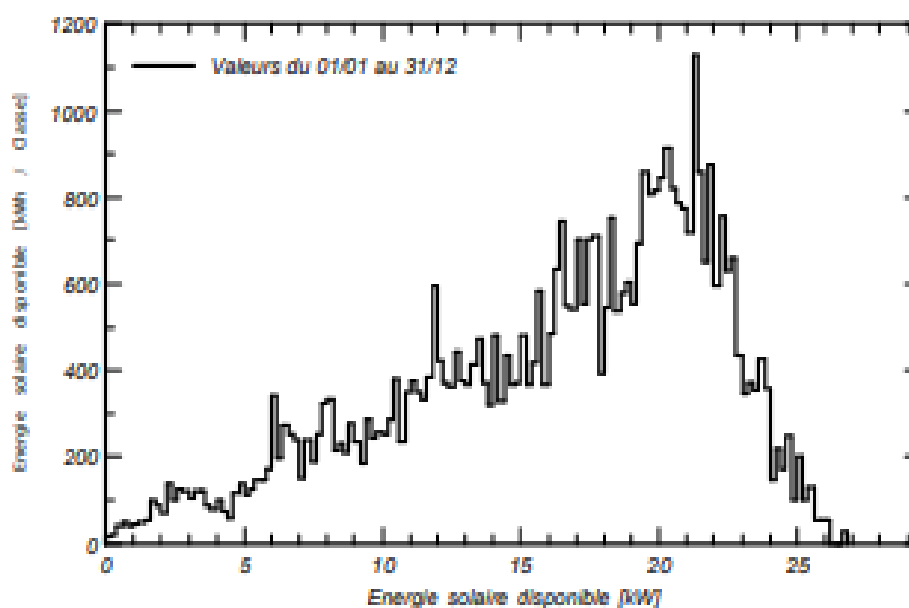
Variante de simulation : Nouvelle variante de simulation pompe

Principaux paramètres système	Type de système	Pas de scène 3D, pas d'ombrages	
Orientation plan capteurs	inclinaison	35°	azimut 0°
Modules PV	Modèle	JKM450-60HL4	Pnom 450 Wc
Champ PV	Nombre de modules	63	Pnom total 28.35 kWc
Onduleur	Modèle	Growatt 24000TL3-US	Pnom 22.00 kW ac
Batterie d'onduleurs	Nombre d'unités	2.0	Pnom total 44.0 kW ac
Besoins de l'utilisateur	Consomm. domestique	Constants sur l'année	Global 137 MWh/an

Diagramme d'entrée/sortie journalier



Distribution de la puissance de sortie système



Système couplé au réseau: Diagramme des pertes

Projet : m2 IMINE ZEKRAQUI

Variante de simulation : Nouvelle variante de simulation pompe

Principaux paramètres système	Type de système	Pas de scène 3D, pas d'ombrages	
Orientation plan capteurs	inclinaison	35°	azimut 0°
Modules PV	Modèle	JKM450-60HL4	Pnom 450 Wc
Champ PV	Nombre de modules	63	Pnom total 28.35 kWc
Onduleur	Modèle	Growatt 24000TL3-US	Pnom 22.00 kW ac
Batterie d'onduleurs	Nombre d'unités	2.0	Pnom total 44.0 kW ac
Besoins de l'utilisateur	Consomm. domestique	Constants sur l'année	Global 137 MWh/an

Diagramme des pertes sur l'année entière

