



Université Echahid Hamma Lakhdar d'El-Oued  
FACULTE DE TECHNOLOGIE  
DEPARTEMENT DE GENIE MECANIQUE



Mémoire de fin d'étude  
Présenté pour l'obtention du diplôme de :

# MASTER ACADEMIQUE

Domaine : **Sciences et Technologies**  
Filière : **Énergies Renouvelables**  
Spécialité : **Énergies Renouvelables en mécanique**

## Thème

**Étude et réalisation d'un prototype de pompage photovoltaïque**

Devant le jury composé de :

Dr : MENECEUR Redha

Mr. MANSOURI Khaled

Mr. MOHREM Abdelkrim

Dr : GUERRAH Ayoub

Président

Examineur

Examineur

Encadreur

présenté par :

Saidi Abdelgafour

Ghalia Hacan

Reguig Yacine

Mémoire préparé au sein du Laboratoire d'Exploitation et de Valorisation  
des Ressources Énergétiques Sahariennes

*Année Universitaire : 2019-2020*

# Dédicaces

*A ma très chère mère « Karima »*

*Quoi que je fasse ou que je dise, je ne saurai point te remercier comme il se doit. Ton affection me courre, ta bienveillance me guide et ta présence à mes côtés a toujours été ma source de force pour affronter les différents obstacles.*

*A mon très cher père « Djamal »*

*Tu as toujours été à mes côtés pour me soutenir et m'encourager. Que ce travail traduit ma gratitude et mon affection.*

*A mes frères, mes Grands mères et Ceux qui ont partagé avec moi tous les moments d'émotion lors de la réalisation de ce travail. Ils m'ont chaleureusement supporté et encouragé tout au long de mon parcours.*

*A ma famille, mes proches et à ceux qui me donnent de l'amour et de la viracité.*

*A tous mes amis qui m'ont toujours encouragé, et à qui je souhaite plus de succès.*

*A tous ceux que j'aime.*

*A feu mes grands parents "Saidi Ali" et "Nyassi Mohammed".*

*SAIDI ABDELGAFOUR.*



# Dédicaces

*A ma très chère mère*

*Quoi que je fasse ou que je dise, je ne saurai point te remercier comme il se doit. Ton affection me courre, ta bienveillance me guide et ta présence à mes côtés a toujours été ma source de force pour affronter les différents obstacles.*

*A mon très cher père*

*Tu as toujours été à mes côtés pour me soutenir et m'encourager. Que ce travail traduit ma gratitude et mon affection.*

*A mes frères, mes Grands mères et grand père et Ceux qui ont partagé avec moi tous les moments d'émotion lors de la réalisation de ce travail. Ils m'ont chaleureusement supporté et encouragé tout au long de mon parcours.*

*A ma famille, mes proches et à ceux qui me donnent de l'amour et de la vivacité.*

*A tous mes amis qui m'ont toujours encouragé, et à qui je souhaite plus de succès.*

*A tous ceux que j'aime.*

*GHAZIA HACAN.*

# Dédicaces

*Je dédie ce modeste travail.*

*A mon très cher père le défunt « Belgacem » et à ma chère mère source de  
tendresse qui m'encourage toujours.*

*A ma chère belle-mère, et mon beau-père,*

*A ma très chère femme Karima.*

*A mon cher garçon Thabet.*

*A ma chère petite fillette Ilyna.*

*A mes chers frères chacun à son nom.*

*A tous mes amis surtout Larbi et Mohamed.*

*REQUIQ YACINE*

# Remerciements

*Nous remercions Allah Tout Puissant de nous avoir donné la force, le courage et la patience pour l'élaboration de ce modeste travail.*

*Nous remercions nos parents pour leurs sacrifices*

*« Merci d'être ce que vous êtes »*

*Nous remercions notre Encadreur : Dr GUERRAH Ayoub pour son encadrement, son aide et surtout son patience tout au long de l'année.*

*Nous remercions notre enseignant : Dr. TIR Zoheir pour son assistance et aide partie électrique.*

*Nous remercions tous les membres du Laboratoire d'Exploitation et de Valorisation des Ressources Energétiques Sahariennes sans exception pour leur aides et assistances.*

*Nous remercions vont à tous ceux et à toutes celles, qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce travail avec générosité et un égard exemplaire.*

# Résumé

L'exploitation de l'énergie solaire dans les sites isolés pour différentes applications, surtout le pompage d'eau présente un intérêt très important pour la population des pays en voie de développement qui n'a pas d'accès sûr à l'eau potable. Mais l'utilisation de l'énergie solaire à travers les générateurs photovoltaïques possèdent deux inconvénients majeurs qui sont un rendement faible et un coût élevé. Le travail présenté dans ce mémoire concerne la réalisation de prototype de pompage solaire pour nous permettre d'étudier et d'analyser et de comparer les résultats obtenus des différents paramètres par rapport aux résultats réalisés par la modélisation et la simulation du système de pompage, les paramètres mesurés sont le débit la radiation solaire la température et la pression qui ont déterminé le rendement du système.

Le prototype réalisé se compose d'une pompe centrifuge et un générateur photoélectrique disponible d'une part et canalisation et des appareilles de mesures d'autre part.

## Mots clés :

Générateur photovoltaïque, Modélisation, simulation, pompage solaire, prototype...

# Abstract

The use of solar energy in isolated sites for different applications, especially water pumping, is of great interest to people in developing countries who do not have safe access to potable water. But the use of solar energy through photovoltaic generators have two major drawbacks which are low efficiency and high cost. The work presented in this thesis concerns the realization of a solar pumping prototype to allow us to study and analyze and compare the results obtained from the various parameters with respect to the results obtained by the modeling and the simulation of the pumping system, the parameters measured are the flow solar radiation temperature and pressure which determined the efficiency of the system.

The prototype produced consists of a centrifugal pump and a photoelectric generator available on the one hand and piping and measuring equipment on the other hand.

## Keywords :

photovoltaic generator, Modeling, simulations, pumping system ...

## ملخص

إن استغلال الطاقة الشمسية في المواقع المعزولة لمختلف التطبيقات، وخاصة ضخ المياه، له أهمية كبيرة لسكان البلدان النامية الذين ليس لديهم وصول آمن إلى مياه الشرب. لكن استخدام الطاقة الشمسية من خلال المولدات الكهروضوئية له عيبان رئيسيان هما الكفاءة المنخفضة والتكلفة العالية. يتعلق العمل المقدم في هذه الأطروحة بتحقيق نموذج أولي لضخ الطاقة الشمسية للسماح لنا بدراسة وتحليل ومقارنة النتائج التي تم الحصول عليها من أجهزة القياس المختلفة ومقارنتها مع النتائج التي تم الحصول عليها من خلال نمذجة ومحاكاة نظام الضخ، مجموعة من الخصائص التي تحدد كفاءة النظام تم قياسها وهي درجة الحرارة الضغط التدفق والإشعاع الشمسي.

يتكون النموذج الأولي الذي تم إنتاجه من مضخة طرد مركزي ومولد كهروضوئي متاح وكذلك مجموعة من الأنابيب وأجهزة القياس.

## الكلمات المفتاحية:

المولدات الكهروضوئية، النمذجة، المحاكاة، ضخ بالطاقة الشمسية، النموذج...

# Table des matières

|                                                                                        |           |
|----------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| Table des figures                                                                      | iv        |
| Liste des tableaux                                                                     | vi        |
| Liste des Symbols                                                                      | vii       |
| Introduction générale                                                                  | 1         |
| <b>I État de l'art</b>                                                                 | <b>3</b>  |
| I.1 Introduction . . . . .                                                             | 4         |
| I.2 Technologies de pompage solaire . . . . .                                          | 4         |
| I.2.1 Principe d'une pompe à eau solaire . . . . .                                     | 5         |
| I.2.2 Types de pompes à eau solaire . . . . .                                          | 6         |
| I.2.2.1 Les moteurs électriques . . . . .                                              | 6         |
| I.2.2.2 Les pompes . . . . .                                                           | 7         |
| I.2.3 Source d'alimentation en eau . . . . .                                           | 8         |
| I.2.4 Générateur photovoltaïque . . . . .                                              | 9         |
| I.2.4.1 Les cellules solaires . . . . .                                                | 9         |
| I.2.4.2 Les modules (ou panneaux) . . . . .                                            | 10        |
| I.2.4.3 Regroupement des cellules : . . . . .                                          | 10        |
| I.2.4.4 Protection des cellules : . . . . .                                            | 12        |
| I.3 Recherche bibliographique sur le pompage solaire . . . . .                         | 12        |
| I.3.1 Paramètres de performance d'une pompe solaire . . . . .                          | 12        |
| I.3.2 Dimensionnement optimal du système de pompage solaire . . . . .                  | 13        |
| I.3.3 Amélioration des performances des systèmes de pompage solaires . . . . .         | 16        |
| I.3.4 Impact de la dégradation du PV sur les performances du pompage . . . . .         | 18        |
| I.3.5 Pompage solaire en Algérie . . . . .                                             | 20        |
| I.4 Conclusion . . . . .                                                               | 21        |
| <b>II Dimensionnement et modélisation du système de pompage solaire</b>                | <b>22</b> |
| II.1 Introduction . . . . .                                                            | 23        |
| II.2 Source d'eau : . . . . .                                                          | 23        |
| II.2.1 Détermination du besoin en eau . . . . .                                        | 23        |
| II.2.2 Calcul de l'énergie hydraulique nécessaire . . . . .                            | 23        |
| II.3 Estimer la ressource solaire : . . . . .                                          | 25        |
| II.3.1 Rayonnement extraterrestre : . . . . .                                          | 25        |
| II.3.2 Rayonnements direct et diffusé : . . . . .                                      | 26        |
| II.3.3 Trajectoire du soleil : . . . . .                                               | 27        |
| II.3.4 L'inclinaison du panneau solaire perpendiculaire aux rayons du soleil . . . . . | 28        |

|            |                                                                           |           |
|------------|---------------------------------------------------------------------------|-----------|
| II.3.5     | Rayonnement sur un plan incliné . . . . .                                 | 29        |
| II.4       | Mois de dimensionnement : . . . . .                                       | 29        |
| II.5       | Dimensionnement du système de pompage solaire : . . . . .                 | 30        |
| II.5.1     | Dimensionnement du générateur photovoltaïque : . . . . .                  | 30        |
| II.5.2     | Dimensionnement du moteur . . . . .                                       | 30        |
| II.5.3     | Dimensionnement de la pompe . . . . .                                     | 30        |
| II.5.4     | Dimensionnement des tuyauteries . . . . .                                 | 31        |
| II.5.5     | Méthodes de stockage d'énergie possible . . . . .                         | 31        |
| II.5.5.1   | Dimensionnement de la batterie . . . . .                                  | 31        |
| II.5.5.2   | Dimensionnement du réservoir de stockage d'eau . . . . .                  | 32        |
| II.6       | modélisation du système de pompage solaire . . . . .                      | 32        |
| II.6.1     | modélisation du générateur photovoltaïque : . . . . .                     | 32        |
| II.6.2     | modélisation du système contrôle (regulateur mppt) : . . . . .            | 35        |
| II.6.2.1   | La partie puissance : . . . . .                                           | 35        |
| II.6.2.2   | La partie commande : . . . . .                                            | 37        |
| II.6.3     | Modélisation du moto-pompe : . . . . .                                    | 39        |
| II.6.3.1   | Modélisation du moto : . . . . .                                          | 39        |
| II.6.3.2   | modélisation du la pompe centrifuge : . . . . .                           | 43        |
| II.6.4     | Modélisation du canalisation : . . . . .                                  | 46        |
| II.6.4.1   | Calcul des diamètres . . . . .                                            | 46        |
| II.6.4.2   | Calcul de la HMT . . . . .                                                | 47        |
| II.6.4.3   | Calcul des pertes de charge . . . . .                                     | 48        |
| II.7       | Conclusion . . . . .                                                      | 50        |
| <b>III</b> | <b>Réalisation du prototype</b>                                           | <b>51</b> |
| III.1      | Introduction . . . . .                                                    | 52        |
| III.2      | Caractéristiques géographique et météorologique du site d'étude . . . . . | 52        |
| III.3      | Description des composants du système . . . . .                           | 54        |
| III.3.1    | Générateur photovoltaïque . . . . .                                       | 54        |
| III.3.1.1  | Les caractéristiques : . . . . .                                          | 54        |
| III.3.1.2  | Le mode de pose : . . . . .                                               | 55        |
| III.3.2    | Le contrôleur PS-150 . . . . .                                            | 56        |
| III.3.2.1  | Les caractéristiques : . . . . .                                          | 56        |
| III.3.3    | Le groupe motopompe PU 150 C-SJ5-8 . . . . .                              | 57        |
| III.3.3.1  | Moteur ECDRIVE 150-C . . . . .                                            | 57        |
| III.3.3.2  | Extrémité de la pompe PE C-SJ5-8 . . . . .                                | 57        |
| III.3.3.3  | Les caractéristiques : . . . . .                                          | 57        |
| III.3.4    | Le réservoir d'eau et les canalisations. . . . .                          | 58        |
| III.4      | Description des appareils de mesure . . . . .                             | 59        |
| III.4.1    | le pyranomètre CMP3 . . . . .                                             | 60        |
| III.4.2    | Arduino . . . . .                                                         | 60        |
| III.4.3    | Appareil de mesure de Rayonnement solaire . . . . .                       | 61        |
| III.4.4    | Appareil de mesure de Température . . . . .                               | 62        |
| III.4.5    | Appareil de mesure de débit . . . . .                                     | 62        |
| III.4.6    | Appareil de mesure de pression . . . . .                                  | 63        |
| III.4.7    | Multimètre . . . . .                                                      | 63        |
| III.4.8    | Compteur d'eau . . . . .                                                  | 64        |
| III.5      | Montage global du système . . . . .                                       | 65        |

|                                                                                                              |           |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| III.5.1 La lumière du soleil de deux manières différentes pour garantir des résultats corrects . . . . .     | 66        |
| III.5.2 Température du panneau solaire . . . . .                                                             | 67        |
| III.5.3 Puissance de sortie du panneau solaire . . . . .                                                     | 67        |
| III.5.4 L'eau s'écoule à l'intérieur du tube de deux manières pour garantir des résultats corrects . . . . . | 68        |
| III.6 Conclusion . . . . .                                                                                   | 69        |
| <b>IV Expérimentation et simulation</b>                                                                      | <b>71</b> |
| IV.1 Introduction . . . . .                                                                                  | 72        |
| IV.2 Résultats de modélisation : . . . . .                                                                   | 72        |
| IV.2.1 calcule pertes de charges linaires et singulières de l'installation : . .                             | 72        |
| IV.2.1.1 pertes de charges linéaires. . . . .                                                                | 72        |
| IV.2.1.2 pertes de charges singulière. . . . .                                                               | 73        |
| IV.2.2 Calcule de la pression de sortie de la pompe . . . . .                                                | 74        |
| IV.3 Résultats de simulation : . . . . .                                                                     | 75        |
| IV.4 Résultats d'expérimentation : . . . . .                                                                 | 78        |
| IV.4.1 Radiation solaire de l'environnement réel . . . . .                                                   | 78        |
| IV.4.2 Paramètre de température . . . . .                                                                    | 79        |
| IV.4.3 Enregistrement de débit . . . . .                                                                     | 80        |
| IV.4.4 La relation entre le rayonnement solaire et le débit . . . . .                                        | 81        |
| IV.4.5 L'efficacite de système . . . . .                                                                     | 81        |
| IV.5 Validation et interprétations : . . . . .                                                               | 82        |
| IV.6 Conclusion . . . . .                                                                                    | 83        |
| <b>Conclusion</b>                                                                                            | <b>85</b> |
| <b>Bibliographie</b>                                                                                         | <b>86</b> |
| <b>Annexes A</b>                                                                                             | <b>91</b> |
| <b>Annexes B</b>                                                                                             | <b>93</b> |
| <b>Annexes C</b>                                                                                             | <b>94</b> |
| <b>Annexes D</b>                                                                                             | <b>95</b> |



# Table des figures

|       |                                                                                                                             |    |
|-------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| I.1   | Le pompage avec batteries. . . . .                                                                                          | 5  |
| I.2   | Le pompage sans batteries « au fil du soleil ». . . . .                                                                     | 5  |
| I.3   | shema d'une pompe volumétrique . . . . .                                                                                    | 7  |
| I.4   | shema d'une pompe centrifuge . . . . .                                                                                      | 8  |
| I.5   | Les différents types des cellules solaires (cellules photovoltaïque). . . . .                                               | 10 |
| I.6   | Regroupement des cellules en série. . . . .                                                                                 | 11 |
| I.7   | Regroupement des cellules en parallèle . . . . .                                                                            | 11 |
| II.1  | Valeur moyenne $\sin(HS)$ sur 24h,pour différentes latitudes. . . . .                                                       | 25 |
| II.2  | Composantes du rayonnement solaire : extraterrestre, global = direct + diffusé + albédo. . . . .                            | 26 |
| II.3  | Trajectoires apparentes du soleilvues par un observateur terrestre. . . . .                                                 | 27 |
| II.4  | Définition de la position du soleil. . . . .                                                                                | 28 |
| II.5  | Définition des angles pour un plan incliné : inclinaison $\beta$ , azimuth $\gamma$ et angle d'incidence $\alpha$ . . . . . | 29 |
| II.6  | Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque. . . . .                                                                     | 33 |
| II.7  | Schéma bloc du générateur photovoltaïque. . . . .                                                                           | 33 |
| II.8  | Caractéristique d'un panneau solaire - situation du PPM. . . . .                                                            | 35 |
| II.9  | Modèle de l'ensemble panneau-hacheur-batterie sous PSIM. . . . .                                                            | 37 |
| II.10 | Principe de la régulation. . . . .                                                                                          | 38 |
| II.11 | Diagramme fonctionnel algorithme (P&O). . . . .                                                                             | 39 |
| II.12 | modèle équivalent régime statique. . . . .                                                                                  | 40 |
| II.13 | Caractéristique Couple/Vitesse. . . . .                                                                                     | 41 |
| II.14 | le point de fonctionnement, en régime permanent. . . . .                                                                    | 41 |
| II.15 | modèle équivalent régime permanent. . . . .                                                                                 | 42 |
| II.16 | le point de fonctionnement, en régime permanent. . . . .                                                                    | 42 |
| II.17 | Courbe H (Q) de la pompe centrifuge et la caractéristique de canalisation . . .                                             | 45 |
| II.18 | l'installation de pompage . . . . .                                                                                         | 47 |
| II.19 | dictionnaires de pertes de charge . . . . .                                                                                 | 49 |
| III.1 | site géographique d'étude. . . . .                                                                                          | 52 |
| III.2 | Données météorologiques de la veille EL-OUED . . . . .                                                                      | 53 |
| III.3 | Moyenne annuelle de l'irradiation Globale reçue sur une surface horizontale, Période 1992-2002. . . . .                     | 53 |
| III.4 | les caractéristiques Courant-Tension pour différents éclairagements et une température $T=25^{\circ}C$ . . . . .            | 54 |
| III.5 | les caractéristiques Puissance-Tension pour différents Eclairagements et une température $T=25^{\circ}C$ . . . . .          | 55 |

|                                                                                                               |    |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| III.6 les caractéristiques Courant-Tension pour différentes températures et un éclairement $E=1000W/m^2$ .    | 55 |
| III.7 les caractéristiques Puissance-Tension pour différentes températures et un éclairement $E=1000 W/m^2$ . | 55 |
| III.8 Le mode de pose de panneaux solaires.                                                                   | 56 |
| III.9 Dimensions de Contrôleur PS-150.                                                                        | 57 |
| III.10Dimensions de groupe motopompe.                                                                         | 58 |
| III.11Le réservoir et support de fixation.                                                                    | 59 |
| III.12les canalisations sélectionnés.                                                                         | 59 |
| III.13le pyranomètre CMP3.                                                                                    | 60 |
| III.14Le bord arduino.                                                                                        | 61 |
| III.15le appareil de mesure du Rayonnement solaire LDR.                                                       | 62 |
| III.16Le appareil de mesure de température                                                                    | 62 |
| III.17Le appareil de mesure de débit                                                                          | 63 |
| III.18Le appareil de mesure de pression                                                                       | 63 |
| III.19Multimètre analogique 1604                                                                              | 64 |
| III.20Compteur d'eau                                                                                          | 64 |
| III.21Montage globale de système par Solidworks.                                                              | 65 |
| III.22Le montage global du système.                                                                           | 66 |
| III.23LDR Connecter à Arduino.                                                                                | 66 |
| III.24Pyranomètre connecter à Multimètre.                                                                     | 67 |
| III.25Thermocouple connecter à Arduino                                                                        | 67 |
| III.26Multimètre                                                                                              | 68 |
| III.27Opération de mesure de courant.                                                                         | 68 |
| III.28Débitmètre connecter à Arduino.                                                                         | 69 |
| III.29Compteur d'eau.                                                                                         | 69 |
| IV.1 les points à étudier pour les pertes de charges linéaires.                                               | 73 |
| IV.2 Résultats de pertes de charges linéaires.                                                                | 73 |
| IV.3 les points à étudier pour les pertes de charges singulière.                                              | 74 |
| IV.4 Résultats de pertes de charges singulière.                                                               | 74 |
| IV.5 Simulation partie canalisation par Solidworks.                                                           | 75 |
| IV.6 Simulation de système pompage solaire par Matlab simulink.                                               | 76 |
| IV.7 Résultat de simulation de la puissance du panneau photovoltaïque en fonction du temps.                   | 76 |
| IV.8 Résultat de simulation du débit en fonction du temps                                                     | 77 |
| IV.9 Résultat de simulation du débit en fonction de la puissance PV.                                          | 77 |
| IV.10Résultat de simulation de l'efficacité du système en fonction du temps.                                  | 78 |
| IV.11Radiation solaire de l'environnement réel en fonction du temps.                                          | 79 |
| IV.12la variation de température en fonction du temps.                                                        | 80 |
| IV.13la variation de débit d'eau en fonction du temps.                                                        | 80 |
| IV.14la variation de rayonnement solaire en fonction du débit.                                                | 81 |
| IV.15L'efficacite de système en fonction du temps.                                                            | 81 |
| IV.16la variation de débit d'eau en fonction du temps.                                                        | 82 |
| IV.17la variation de puissance en fonction du temps..                                                         | 82 |
| IV.18la variation d'efficacite en fonction du temps..                                                         | 83 |

# Liste des tableaux

|       |                                                                                                 |    |
|-------|-------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| I.1   | Résumé des faits saillants du dimensionnement optimal des systèmes de pompage d'eau PV. . . . . | 15 |
| I.2   | Techniques utilisées pour améliorer l'efficacité des systèmes de pompage d'eau PV. . . . .      | 18 |
| II.1  | Coefficient $K_{ac}$ pour différents types d'accessoires dans la tuyauterie . . . . .           | 24 |
| III.1 | Les caractéristiques GPV . . . . .                                                              | 54 |
| III.2 | Les caractéristiques Contrôleur PS-150 . . . . .                                                | 56 |
| III.3 | Les caractéristiques de groupe motopompe . . . . .                                              | 58 |
| III.4 | Les caractéristiques de bord arduino. . . . .                                                   | 61 |

# Liste des Symbols

|                |                                                                |
|----------------|----------------------------------------------------------------|
| $\beta$        | l'inclinaison des modules.                                     |
| $\eta_{pv}$    | l'efficacité du générateur photovoltaïque.                     |
| $\eta_{total}$ | l'efficacité totale de système pompage .                       |
| $\eta_g$       | rendement du générateur à la température de référence (25 °C). |
| $\eta_{mp}$    | l'efficacité quotidienne du sous-système                       |
| $F_m$          | facteur de couplage                                            |
| $A_c$          | la surface du générateur photovoltaïque ( $m^2$ ).             |
| $D$            | diamètre de la tuyauterie (m).                                 |
| $E_e$          | L'énergie électrique journalière ( $kWh/jour$ ).               |
| $E_h$          | L'énergie hydraulique (kWh/j)                                  |
| $F$            | le facteur de non-concordance du réseau                        |
| $f$            | coefficient de friction des parois de la tuyauterie.           |
| $G_{dm}$       | irradiation moyenne journalière ( $kWh/m^2/jour$ ).            |
| $G_{ce}$       | éclairage dans les CSM (1000 W/m <sup>2</sup> )                |
| $h$            | hauteur totale (m).                                            |
| $h_d$          | la hauteur dynamique.                                          |
| $h_s$          | la hauteur statique.                                           |
| $HMT$          | La hauteur manométrique totale                                 |
| $I_{cc}$       | Courent de court-circuit (A).                                  |
| $I_o$          | La densité moyenne d'énergie reçue par la terre $W/m^2$        |
| $I_T$          | l'irradiation solaire quotidienne moyenne ( $kWh/m^2/jour$ )   |
| $K_{ac}$       | la coefficient dépendant du type d'accessoire.                 |
| $L$            | longueur de la tuyauterie (m).                                 |
| $N_p$          | Nombre de cellules en parallèle.                               |
| $N_s$          | Nombre de cellules en série.                                   |

|             |                                                                |
|-------------|----------------------------------------------------------------|
| $P_h$       | puissance hydraulique crête nécessaire (W)                     |
| $P_{pv}$    | La puissance du panneau solaire photovoltaïque                 |
| $P_p$       | puissance de sortie de générateur photovoltaïque sous CSM (W). |
| $Q$         | Le débit crête Q ( $m^3/h$ )                                   |
| $Q_A$       | débit d'essai ( $m^3/h$ ).                                     |
| $Q_p$       | débit apparent ( $m^3/h$ ).                                    |
| $T_{c,ref}$ | la température de cellule dans les CSM (25 °C)                 |
| $T_c$       | température moyenne journalière des cellules(°C)               |
| $v$         | vitesse moyenne du fluide (m/s).                               |
| $V_{co}$    | tension en circuit ouvert (V)                                  |
| $V_{eau}$   | la volume d'eau ( $m^3/jour$ )                                 |
| $Y$         | coefficient de température des cellules $1/^\circ C$ .         |

### Constantes de physique

|        |                                                 |
|--------|-------------------------------------------------|
| $\rho$ | la densité de l'eau ( $997Kg/m^3$ )             |
| $g$    | l'accélération due à la gravité ( $9,81m/s^2$ ) |

### Abréviations

|          |                                                     |
|----------|-----------------------------------------------------|
| $MPPT$   | Suivi du point de puissance maximum.                |
| $DC/DC$  | Convertisseur continu –continu.                     |
| $DC/AC$  | Convertisseur continu-alternatif.                   |
| $PV$     | Panneau photovoltaïque.                             |
| $PPM$    | Point de puissance maximum.                         |
| $GPV$    | Générateur photovoltaïque.                          |
| $SPVWPS$ | système de pompage d'eau solaire photovoltaïque.    |
| $CDER$   | Centre de Développement des Energies Renouvelables. |
| $P\&O$   | Perturbez et observez.                              |

# Introduction générale

Le réchauffement climatique et la pollution de l'environnement d'une part et l'épuisement dans les années à venir des ressources à base de combustibles fossiles d'autre part sont aujourd'hui les préoccupations les plus importants dans le monde entier. Les énergies renouvelables sont une solution efficace pour remplacer les sources des énergies classiques qui sont caractérisés par la pollution et tendent à disparaître.

L'Algérie est en effet l'un des plus importants gisements d'énergie solaire au monde avec une durée d'insolation de 2.000 à 3.900 heures par an, et une irradiation journalière de 3.000 à 6.000 Wh/M<sup>2</sup>, soit l'équivalent de 10 fois la consommation mondiale.

Une utilisation d'énergie solaire à notre pays est largement justifiée, et surtout dans le domaine du pompage solaire dans les régions isolées spécialement au niveau du Sahara Algérien ou le cout de raccordement par le réseau électrique ça coute des milliards.

Afin de contribuer à l'étude de l'efficacité du pompage solaire et des paramètres qui l'affectent dans la région d'EL-Oued, d'autant plus qu'il s'inscrit dans les énergies propres et futures. Nous voulions connaître les caractéristiques climatiques de la région et leur effet sur le système de pompage, dont les plus importantes sont le rayonnement solaire et la température. Nous voulions connaître quel est l'effet de la température très élevée dans notre région sur le système de pompage et son rendement.

L'objectif de Cette recherche est de réaliser et étudier un prototype de pompage à travers la réalisation d'un prototype d'un pompage solaire au niveau du laboratoire universitaire et l'installation des appareils de mesure des différents paramètres. Par la suite l'étude et l'analyse des différents paramètres mesurés.

Nous pensons que cette recherche montrera l'étendue de la grande influence de la température sur le système de pompage en général dans notre région, ainsi que les différents paramètres affectant le système.

Nous aborderons Dans le premier chapitre généralités sur le système photovoltaïque, le Rayonnement solaire, le spectre du rayonnement, la durée d'insolation et le principe de la conversion photovoltaïque en matière de son rendement et ses avantages et ses inconvénients.

Dans le second chapitre nous allons étudier le générateur photovoltaïque. En commençons par l'étude des caractéristiques et des paramètres électriques d'une cellule solaire, ainsi que l'influence des différents paramètres électriques, mécaniques, et de la température sur les caractéristiques du module.

Le troisième chapitre est consacré à la réalisation du prototype de pompage solaire par la présentation et la définition de tous les composantes de notre prototype, soit des appareils de mesure de température de pression et de débit soit partie canalisation et support mobile pour l'ensemble de l'installation.

Et pour parvenir au quatrième chapitre, qui se résume les résultats de simulation du système complète et les résultats de modélisation et les résultats de l'expérimentale pour faire une comparaison entre eux.

En fin, on terminera par une conclusion générale discutant les résultats obtenus par les différentes méthodes.

# Chapitre I

## État de l'art

|         |                                                                          |    |
|---------|--------------------------------------------------------------------------|----|
| I.1     | Introduction . . . . .                                                   | 4  |
| I.2     | Technologies de pompage solaire . . . . .                                | 4  |
| I.2.1   | Principe d'une pompe à eau solaire . . . . .                             | 5  |
| I.2.2   | Types de pompes à eau solaire . . . . .                                  | 6  |
| I.2.2.1 | Les moteurs électriques . . . . .                                        | 6  |
| I.2.2.2 | Les pompes . . . . .                                                     | 7  |
| I.2.3   | Source d'alimentation en eau . . . . .                                   | 8  |
| I.2.4   | Générateur photovoltaïque . . . . .                                      | 9  |
| I.2.4.1 | Les cellules solaires . . . . .                                          | 9  |
| I.2.4.2 | Les modules (ou panneaux) . . . . .                                      | 10 |
| I.2.4.3 | Regroupement des cellules : . . . . .                                    | 10 |
| I.2.4.4 | Protection des cellules : . . . . .                                      | 12 |
| I.3     | Recherche bibliographique sur le pompage solaire . . . . .               | 12 |
| I.3.1   | Paramètres de performance d'une pompe solaire . . . . .                  | 12 |
| I.3.2   | Dimensionnement optimal du système de pompage solaire . . . . .          | 13 |
| I.3.3   | Amélioration des performances des systèmes de pompage solaires . . . . . | 16 |
| I.3.4   | Impact de la dégradation du PV sur les performances du pompage . . . . . | 18 |
| I.3.5   | Pompage solaire en Algérie . . . . .                                     | 20 |
| I.4     | Conclusion . . . . .                                                     | 21 |



## I.1 Introduction

L’énergie solaire, c’est une option à considérer. L’utilisation de l’énergie solaire est un problème récurrent, notamment au niveau des autorités locales et nationales. Avec la confirmation du rôle du changement climatique, ces questions ont été soulevées au niveau international. Que ce soit dans le cadre des nouveaux Objectifs de développement durable (ODD) adoptés par l’Assemblée générale des Nations Unies à New York en septembre, ou lors du débat lors de la Conférence des Nations Unies sur le climat à Paris en novembre 2015.

Le souci du défi du développement durable et celui de la maîtrise des coûts de fonctionnement dans le contexte de la hausse des prix de l’énergie ont en effet incité les gens à mener des recherches approfondies sur la technologie de pompage d’eau «solaire». L’approvisionnement en eau potable sert également à développer les activités maraîchères pour assurer la sécurité alimentaire et les revenus.

La technologie photovoltaïque a récemment fait de grands progrès en termes de performances et de réduction des coûts, tant en termes d’investissement initial que de charge d’exploitation. Grâce à de nombreux programmes d’investissement nationaux ou non gouvernementaux, cette solution technologique a été mise en œuvre de manière indépendante ces dernières années.

Dans ce chapitre, on va présenter une étude de l’état de l’art sur les systèmes de pompage photovoltaïques. En effet, une mise à jour sur l’état actuel de la recherche et de l’utilisation de la technologie de pompage photovoltaïque est présentée. Les différents types de système de pompage photovoltaïque ainsi que leurs composants principaux seront étudiés au cours de ce chapitre.

## I.2 Technologies de pompage solaire

L’opération de pompage peut être considérée comme l’une des utilisations les plus pertinentes de l’énergie solaire. Au cours des 20 dernières années, le développement progressif des équipements et des gammes de performances a permis de considérer aujourd’hui le pompage solaire comme une technologie mature. Il existe deux façons de pomper de l’eau avec des systèmes photovoltaïques : La première méthode consiste à utiliser le stockage d’énergie par des batteries. L’énergie stockée pendant la journée peut être utilisée pour pomper de l’eau plus tard. Dans la seconde technologie, l’énergie solaire est consommée en temps réel, ce que l’on appelle «pomper le soleil». Cette fois, la solution doit stocker l’eau dans un réservoir (l’eau pompée pendant la journée est stockée pour une utilisation ultérieure, par exemple la nuit) [1].

- **Le pompage avec batteries**

Le système utilise des batteries pour stocker l’énergie électrique générée par le module, ce qui élimine les changements de soleil et les problèmes d’adaptabilité entre les générateurs photovoltaïques et les pompes électriques. Le principal inconvénient de cette technologie est qu’elle comporte plusieurs composants qui affectent négativement la fiabilité et le coût total du système. Les piles sont fragiles et sont généralement les premières à être remplacées. Ils doivent constamment maintenir et contrôler strictement leur charge et leur

décharge. Le contrôleur utilisé pour réguler la charge et la décharge de la batterie vieillira rapidement et peut ne pas être fiable. La batterie entraînera également un certain degré de perte d'efficacité, représentant environ 20% à 30% de la production d'électricité.

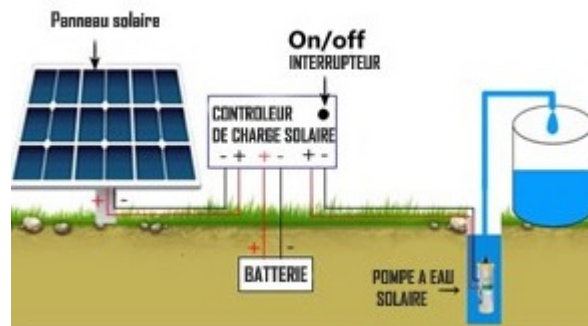


Figure I.1 – Le pompage avec batteries.

- **Le pompage sans batteries « au fil du soleil »**

Le pompage sans batteries est appelé « pompage au fil du soleil », qui utilise des réservoirs pour stocker l'eau jusqu'à ce que vous en ayez besoin. Par rapport aux systèmes avec batteries, les systèmes photovoltaïques peuvent être rendus plus simples, plus fiables et moins chers. Le stockage se fait hydrauliquement, et lorsqu'il y a suffisamment de soleil, l'eau est pompée dans un réservoir au-dessus du sol. Puis distribuer par gravité au besoin.

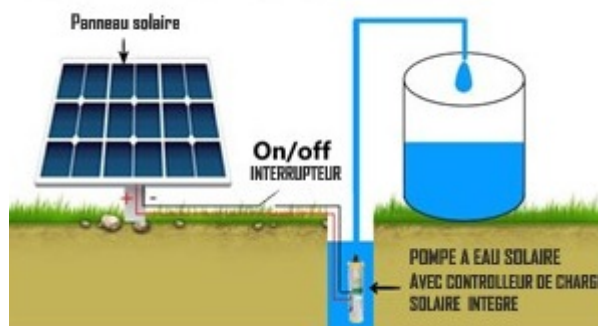


Figure I.2 – Le pompage sans batteries « au fil du soleil ».

### I.2.1 Principe d'une pompe à eau solaire

Une pompe solaire peut être composée avec plusieurs technologies différentes, volumétrique (Shurflo), centrifuge ou hélicoïdale (Lorentz) et pour des utilisations variées comme le pompage de surface (étang, lac, rivière, cuve) et le pompage immergé (puits, forage). La principale caractéristique qui différencie la pompe "solaire" des pompes classiques branchées sur le réseau électrique 230V alternatif est sa tension d'alimentation qui est en continu, de 12V et 24V pour les plus petites à plus de 200V, que l'on peut obtenir grâce à des panneaux solaires ou à des batteries. L'avantage de cette alimentation en courant continu est que l'on va pouvoir adapter la vitesse de rotation en fonction de l'énergie disponible, ce qui va permettre de pomper même avec un ensoleillement ou une tension batterie faible. De plus, de par la technologie ou via un contrôleur, on se débarrasse des pointes de courant au démarrage.[2]

Généralement, lorsque nous voulons faire fonctionner le récepteur à tout moment, de jour comme de nuit, qu'il y ait ou non de la lumière du soleil, nous utilisons des systèmes photovoltaïques. Pour le pompage, la situation est différente. En fait, le stockage de l'eau est plus facile et moins cher que l'énergie. De plus, la durée de vie de la batterie et l'entretien ne sont pas nécessaires[2].

On a pratiqué le pompage "**au fil du soleil**". La pompe est couplée directement au champ solaire photovoltaïque à travers un contrôleur qui nous permet, entre autres, d'optimiser le rendement journalier de la pompe. Le débit varie en fonction de la vitesse de rotation et l'ensoleillement[2]. Dans des cas, le fonctionnement sur batterie sera indispensable, on essaiera de rester sur des pompes avec une tension d'alimentation semblable à celle d'une batterie 12V, 24V ou 48V voir 36V et 96V[2].

Le pompage solaire de l'eau est basé sur la technologie PV qui convertit la lumière du soleil en électricité pour pomper l'eau. Les panneaux PV sont connectés à un moteur (DC ou AC) qui convertit l'énergie électrique fournie par le panneau PV en énergie mécanique qui est convertie en énergie hydraulique par la pompe. La capacité d'un système de pompage solaire à pomper de l'eau est fonction de trois variables principales : la pression, le débit et la puissance de la pompe. À des fins de conception, la pression peut être considérée comme le travail effectué par une pompe pour soulever une certaine quantité d'eau jusqu'au réservoir de stockage. La différence d'élévation entre la source d'eau et le réservoir de stockage détermine le travail qu'une pompe doit faire. La pompe à eau consommera une certaine puissance qu'un générateur photovoltaïque doit fournir[2].

## I.2.2 Types de pompes à eau solaire

Une pompe est un dispositif permettant d'aspirer et de refouler un fluide. Il existe deux grands types de pompes : les pompes centrifuges et les pompes volumétriques. Ces dernières conviennent pour élever des faibles débits d'eau à des pressions élevées [3].

La pompe fait partie essentielle du groupe électropompe qui se compose généralement de moteur électrique et pompe.

### I.2.2.1 Les moteurs électriques

Un moteur électrique est un dispositif électromécanique qui permet la conversion d'énergie électrique en énergie mécanique. Cependant, on peut distinguer deux types de moteurs électriques à savoir [4] :

**a) Moteur à courant continu :** En changeant la direction du courant circulant dans le rotor sous l'action du champ magnétique généré dans le stator, l'énergie électrique appliquée au moteur peut être convertie en énergie mécanique. Utilisez des balais en carbone et en graphite ou des interrupteurs électroniques pour commuter le courant dans le rotor d'un moteur à courant continu. Les moteurs à balais sont les plus courants, mais leurs balais doivent être remplacés régulièrement. Ceci est particulièrement problématique pour les pompes électriques submersibles, auquel cas la pompe doit être retirée du puits de forage pour remplacer les brosses. De plus, l'isolation du moteur ne doit pas être en-

dommagée, afin de ne pas affaiblir sa pénétration d'eau.

**b) Moteur à courant alternatif :** Les moteurs à courant alternatif sont de plus en plus utilisés dans les systèmes de pompes photovoltaïques. Le faible coût des moteurs électriques, les faibles besoins d'entretien et l'efficacité accrue des onduleurs solaires les rendent particulièrement adaptés aux grands systèmes de pompage, car le coût supplémentaire des onduleurs est moins important. Les moteurs à courant alternatif asynchrones sont les plus couramment utilisés dans diverses applications industrielles. Ces moteurs sont conçus pour être immergés dans l'eau et fonctionner dans l'eau à une température maximale d'environ 35°C. Ils doivent être alimentés par un onduleur, qui convertit le courant continu du module PV en courant alternatif.

### I.2.2.2 Les pompes

**a) La pompe volumétrique** La pompe volumétrique transfère l'énergie cinétique du moteur d'une manière alternative, de sorte que le fluide surmonte la gravité grâce au changement continu du volume connecté en alternance à l'orifice d'aspiration et à l'orifice de refoulement. Il comprend toujours une partie mobile dans la partie creuse, qui déplace le liquide en modifiant le volume contenu dans la partie creuse. Le principal avantage des pompes volumétriques est qu'elles peuvent fournir des fluides à des pressions très élevées. Mais ils ne conviennent que pour de faibles débits, ce qui rend leur utilisation dans l'approvisionnement en eau des cultures très limitée.

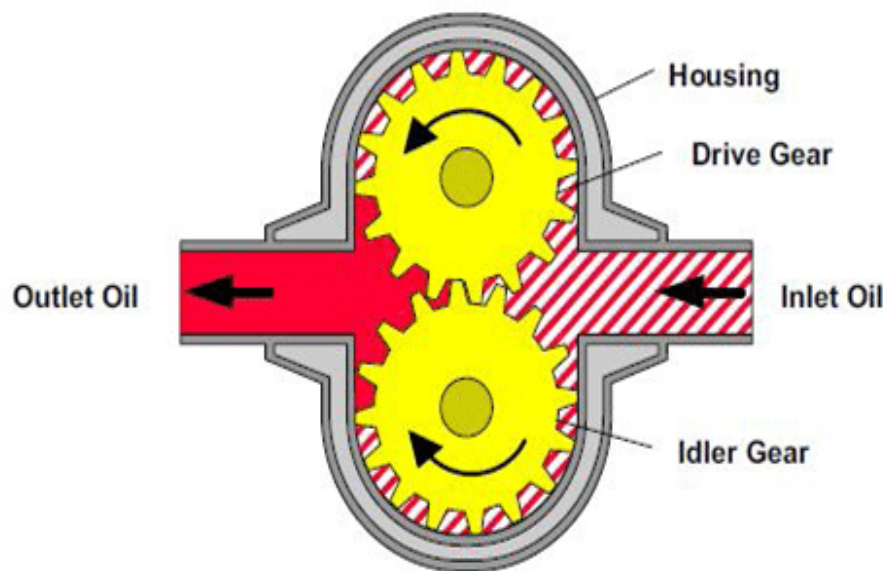


Figure I.3 – schéma d'une pompe volumétrique

**b) La pompe centrifuge** La pompe centrifuge transfère l'énergie cinétique du moteur électrique au fluide par le mouvement de rotation de la roue à aubes ou de la pale. En raison de la force centrifuge des pales, l'eau entrant au centre de la pompe est poussée vers l'extérieur et vers le haut.

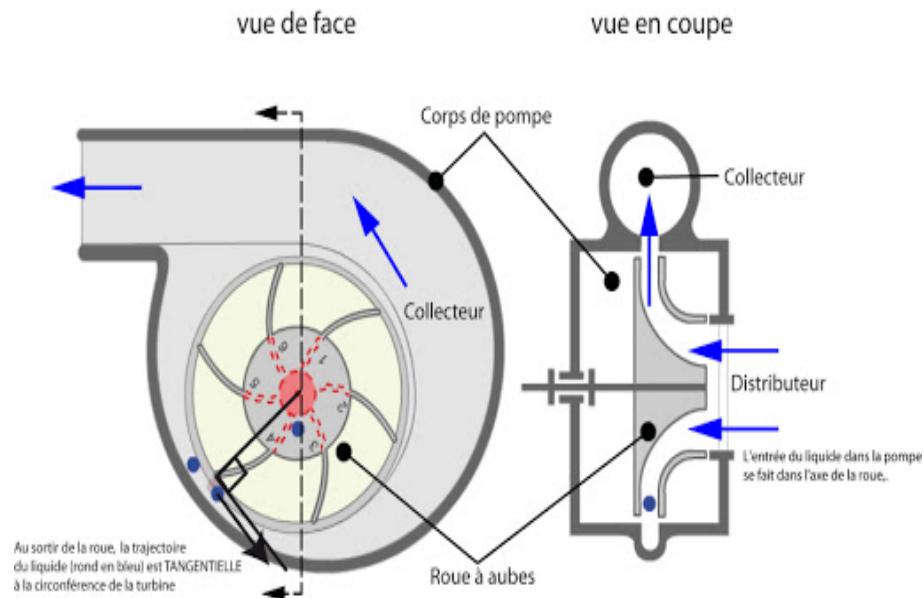


Figure I.4 – schéma d'une pompe centrifuge

#### Caractéristiques d'une pompe centrifuge

- Les pompes centrifuges sont largement utilisées dans les applications avec énergie photovoltaïque car le couple d'entraînement de la pompe est pratiquement nul au démarrage.
- La pompe fonctionne sous un ensoleillement très faible et le moteur peut fournir une vitesse de rotation rapide presque constante.
- Ils sont utilisés pour des débits élevés.

### I.2.3 Source d'alimentation en eau

La nature et l'efficacité des sources d'eau sont une base importante pour la construction et l'investissement des systèmes de pompage. Les pompes utilisées dans différentes sources d'eau sont très différentes. Habituellement, la source d'eau est située profondément sous terre, des pompes submersibles doivent donc être utilisées. Si la teneur en sédiments dans l'eau est élevée, une pompe à eaux usées doit être utilisée. Lorsque les conditions d'entrée d'eau sont bonnes, des pompes centrifuges à un ou plusieurs étages peuvent être utilisées. L'une des conditions les plus importantes pour déterminer la source d'eau est que la source d'eau ne sèche pas pendant la saison sèche. Les changements de niveau d'eau dans les bassins ordinaires sont relativement faibles, mais il est nécessaire de déterminer le niveau d'eau minimum et la profondeur de drainage. Pour les puits profonds, il est nécessaire de déterminer la profondeur du puits, le diamètre du puits, le niveau d'eau, le niveau d'eau qui coule et le débit d'eau. Pour les rivières, il est nécessaire de déterminer le niveau d'eau le plus bas pendant la saison sèche, la profondeur de l'eau et le niveau d'eau le plus élevé pendant la saison des crues. Pompe à eau solaire.

**Les puits :** Les puits d'eau sont construits par terrassement vertical, mécanisé (par forage, découpage, etc.) ou manuellement, et peuvent exploiter le niveau des eaux souterraines, l'aquifère. Vous pouvez utiliser un seau ou une pompe (manuellement ou autrement) pour élever l'eau vers le sol. Que ce soit par méthode d'excavation, profondeur,

volume d'eau ou équipement, les puits sont très diversifiés.

**Les rivières :** Cette rivière peut subir des inondations, mais le débit est généralement à un niveau mesurable. La largeur d'une rivière est comprise entre 5 et 100 mètres, elle dépasse donc la rivière. Pour le plus petit stream, nous parlerons plus de stream, voire de rus. Certaines rivières peuvent drainer l'eau. Lorsque la rivière descend la montagne, le torrent est plus adapté, et ainsi de suite. Il a un débit défini et est rarement stable tout au long de l'année. Dans quelques cas, une rivière s'enfoncera dans le sol ou s'assèchera complètement et ne pourra pas atteindre l'autre rivière. Parfois, ils se retrouvent dans des zones désertiques, où l'eau est perdue en raison de l'infiltration et de l'évaporation à haute température.

## I.2.4 Générateur photovoltaïque

Le générateur photovoltaïque est composé particulièrement par :

### I.2.4.1 Les cellules solaires

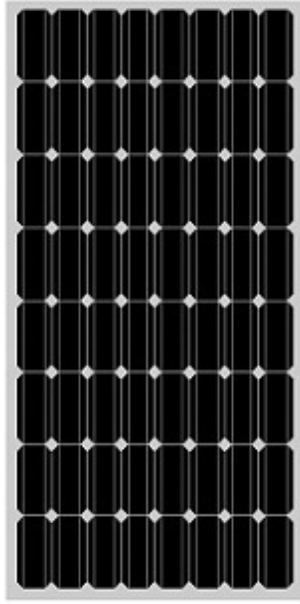
Une cellule solaire photovoltaïque est une tranche de silicium (semi-conducteur) qui peut directement convertir la lumière en énergie électrique. Cet effet est appelé effet photovoltaïque. Le courant obtenu est un courant continu et la valeur de tension obtenue est d'environ 0,5 V.

**Les différents types des cellules solaires (cellules photovoltaïque)** Il existe différents types de cellules solaires ou de cellules photovoltaïques. Chaque type de batterie a sa propre efficacité et son propre coût. Cependant, quel que soit le type, le rendement est toujours très faible : l'énergie reçue par la batterie est comprise entre 8% et 23%.

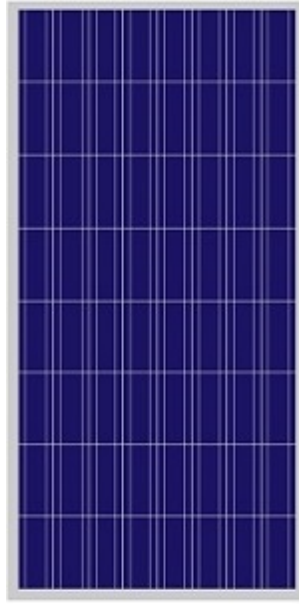
Il existe actuellement trois principaux types de cellules [5] :

- **Les cellules monocristallines :** Ils ont les meilleures performances (de 12 à 18% en laboratoire à 24,7%). Cependant, ils sont trop chers en raison de la complexité de la fabrication.
- **Les cellules poly cristallines :** Ils sont plus faciles à concevoir et moins chers à fabriquer. Cependant, leur rendement est faible : en laboratoire, de 11% à 15% jusqu'à 19,8%.
- **Les cellules amorphes :** Leur efficacité est très faible (5% à 8% en laboratoire, 13% en laboratoire), mais seule une faible épaisseur de silicium est requise, et le coût est très faible. Ils sont généralement utilisés dans les petits produits de consommation tels que les calculatrices solaires ou les montres.

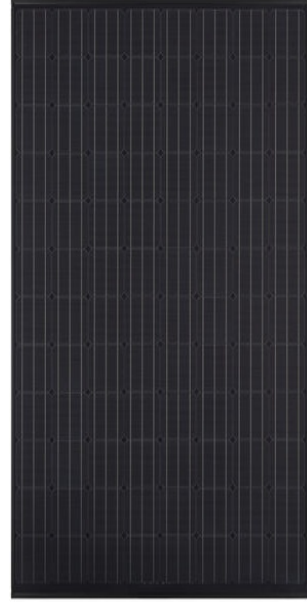
L'avantage de ce dernier type est qu'il peut fonctionner sous un faible éclairage (même par temps nuageux ou à l'intérieur de bâtiments).



(a) panneau solaire monocristallin



(b) panneau solaire polycristallin



(c) panneau solaire amorphe

Figure I.5 – Les différents types des cellules solaires (cellules photovoltaïque).

#### I.2.4.2 Les modules (ou panneaux)

La cellule individuelle est l'unité de base d'un système photovoltaïque, elle génère très peu d'énergie électrique, généralement 1 à 3 W, et la tension est inférieure à 1 volt.

Afin de générer plus d'énergie, les cellules sont assemblées pour former un module (ou panneau). La connexion de plusieurs batteries en série peut augmenter la tension du même courant, tandis que la mise en parallèle peut augmenter le courant tout en maintenant la tension. La puissance de crête obtenue sous un éclairage maximal sera proportionnelle à la surface du module. La rigidité de la surface avant (verre) et le joint sous vide fourni sur la surface après le soudage sous vide rendent la durabilité globale.

#### I.2.4.3 Regroupement des cellules :

**a) Regroupement série :** L'association des cellules en série permet d'augmenter la tension du générateur photovoltaïque. Ensuite, les cellules passent par le même courant, et les caractéristiques résultant du groupement en série sont obtenues en additionnant les tensions de base de chaque cellule. Cette équation résume une série de caractéristiques électriques associées des cellules [6].

$$V_{sco} = N_s \times V_{co} \quad (\text{I.1})$$

$$I_{cc} = I_c \quad (\text{I.2})$$

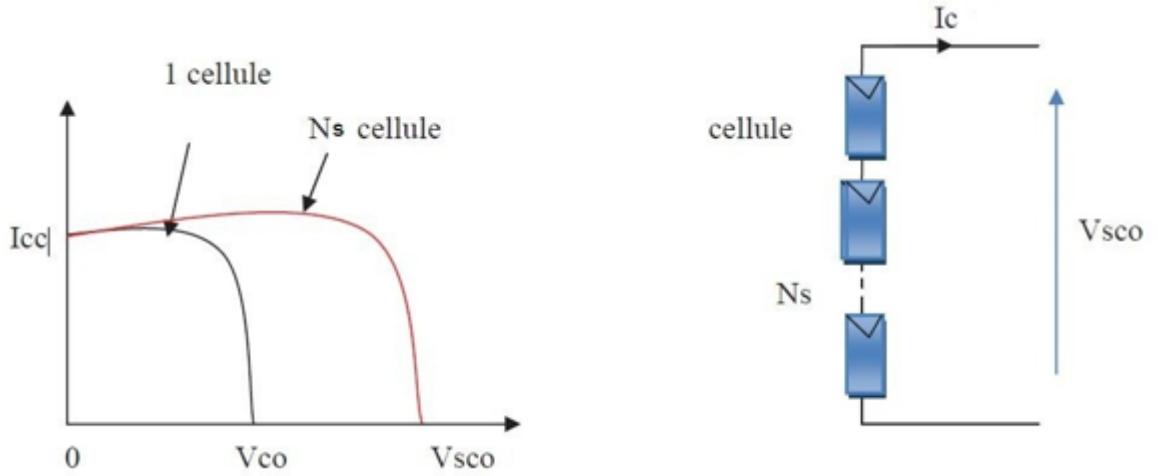


Figure I.6 – Regroupement des cellules en série.

**b) Regroupement parallèle :** La connexion en parallèle des cellules de la figure I.7 est possible et peut augmenter le courant de sortie du générateur ainsi créé. Dans un réseau des mêmes cellules connectées en parallèle, les cellules sont soumises à la même tension, et les caractéristiques finales du réseau sont obtenues en ajoutant du courant [7].

$$I_{pcc} = N_p \times I_{cc} \quad (I.3)$$

$$V_{pco} = V_{co} \quad (I.4)$$

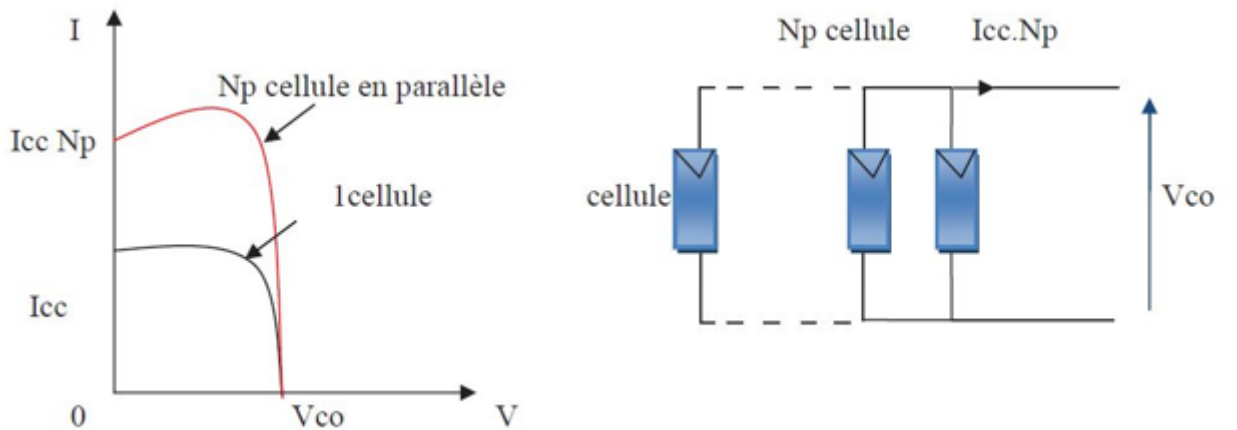


Figure I.7 – Regroupement des cellules en parallèle .

**c) Regroupement série - parallèle :** Ce type d'association est généralement utilisé pour en dériver une haute tension puisque l'association en série des cellules solaires délivre une tension égale à la somme des tensions individuelles et un courant égal à celui d'une seule cellule. La caractéristique d'un groupement de deux modules solaires est illustrée ci-dessous, qui peut être généralisée sur une gamme de modules solaires Ns en série. Ce type de regroupement augmente le courant. Pour obtenir des puissances de quelques kW, à une tension adaptée, il est nécessaire de combiner les modules en panneaux



et de monter les panneaux en rangées de panneaux séries et parallèles pour former ce qu'on appelle un générateur photovoltaïque.[8].

#### I.2.4.4 Protection des cellules :

Lors de l'installation de cellules solaires en série ou en parallèle, il y a un problème pour générer suffisamment de tension ou de courant pour faire fonctionner le système. En effet, lorsqu'une ou plusieurs cellules sont obscurcies par un objet quelconque, ou lors de certaines pannes, ces cellules deviennent des consommateurs d'énergie plutôt que des générateurs, entraînant des pertes d'énergie. Pour résoudre ce problème, on prend plusieurs cellules adjacentes et on les fait passer en parallèle avec une diode appelée "diodé bypass".

Lorsque la tension de ces diodes tombe en dessous de la tension de seuil de la diode [9]. ces diodes empêcheront le courant de circuler à travers les batteries. Une diode est également placée en série sur le panneau pour empêcher le courant de revenir des autres panneaux installés en parallèle lorsque le panneau a une lumière solaire insuffisante.

### I.3 Recherche bibliographique sur le pompage solaire

#### I.3.1 Paramètres de performance d'une pompe solaire

La performance de la pompe à eau PV est subordonnée généralement au débit d'eau qui est influencé par les conditions météorologiques au niveau du site, en particulier l'irradiance solaire et les variations de la température de l'air ambiante. La performance de la pompe solaire dépendent des besoins en eau, de la taille du réservoir de stockage d'eau, de la hauteur par laquelle l'eau doit être soulevée, de l'eau à pomper( $m^3$ ), de l'énergie virtuelle du générateur photovoltaïque (kWh), de l'énergie à la pompe (kWh), énergie photovoltaïque non utilisée (kWh), efficacité de la pompe (%) et efficacité du système (%) et variation de la pression de la pompe en fonction du changement d'éclairement énergétique du solaire et de compensation de pression [10]. L'efficacité de la technologie PV utilisée dans le générateur PV a également une grande impact sur la performance. Outre la dégradation des panneaux photovoltaïques est l'un des paramètres importants qui affectent les performances d'une pompe solaire. La performance du système de pompage d'eau solaire subordonnée aux paramètres suivants :

- Disponibilité du rayonnement solaire sur site.
- La hauteur manométrique totale (HMT) : somme de la hauteur d'aspiration (hauteur du point d'aspiration jusqu'à la pompe), de la hauteur de refoulement (hauteur de la pompe à l'entrée de stockage) et des pertes par frottement.
- Débit d'eau.
- La quantité totale d'eau requise.
- Énergie hydraulique : L'énergie potentielle nécessaire pour élever l'eau au niveau de rejet.

L'énergie hydraulique  $E_h$  nécessaire par jour pour fournir un volume  $V_{eau}$  d'eau à HMT est donnée par [10] :

$$E_h = \frac{\rho \times g \times V_{eau} \times HMT}{3600} \quad (I.5)$$

La hauteur manométrique totale est la somme de la hauteur statique et des pertes par frottement .

La puissance du panneau solaire photovoltaïque  $P_{pv}$  requise est donnée par

$$P_{pv} = \frac{E_h}{I_T \times \eta_{mp} \times F} \quad (I.6)$$

La quantité d'eau pompée  $V_{eau}$  est donnée par :

$$V_{eau} = \frac{P_{pv} \times I_T \times \eta_{mp} \times F}{\rho \times g \times HMT} \quad (I.7)$$

L'efficacité du système motopompe  $\eta_{mp}$  est donnée comme suit :

$$Efficacité = \frac{\text{sortie d'énergie hydraulique}}{\text{entrée d'énergie électrique}} \quad (I.8)$$

L'efficacité globale du système de pompe à eau solaire est obtenue comme

$$\eta_{pv} = \frac{P_{pv}}{I_T \times A_c} \times 100 \quad (I.9)$$

L'efficacité globale du système de pompe à eau solaire est obtenue comme

$$\eta_{total} = \eta_{pv} \times \eta_{mp} \quad (I.10)$$

### I.3.2 Dimensionnement optimal du système de pompage solaire

Le dimensionnement des systèmes photovoltaïques autonomes est basé sur le respect des charges électriques avec l'insolation solaire quotidienne moyenne la plus faible sur la surface du réseau, généralement pendant les mois d'hiver.

Wagdy et al[11]. ont proposé un système de pompage photovoltaïque «à découpage». Ce système couple la pompe au générateur photovoltaïque directement lorsque la batterie de stockage est complètement chargée, dans le but d'utiliser le maximum de rayonnement solaire disponible pour minimiser le coût en considérant trois paramètres de base : la taille du générateur photovoltaïque, la taille de la batterie de stockage et la taille du réservoir d'eau. Les auteurs ont signalé que la solution optimale est celle qui minimise la taille du panneau photovoltaïque parce que le coût du module est l'élément principal et ont constaté aussi que l'augmentation du stockage de la batterie sans augmenter la taille du module a faible effets sur les performances du système.

Argaw [12]. a présenté une technique d'optimisation non linéaire simple qui est utilisée pour résoudre le problème d'adaptation de charge d'un système de pompage d'eau PV et a indiqué qu'un facteur d'adaptation optimal de 0,74 meilleur et moins 0,55 peut être atteint en utilisant un PV de type M55 de 1,76 kWc groupe et moteur / pompe de type M40USP5A-7 avec dispositif d'interface inverseur SA1 500 DC / AC et a suggéré qu'il est possible d'atteindre un facteur d'adaptation de charge plus élevé en sélectionnant

soigneusement la taille appropriée du groupe et de la pompe du moteur

Yahia et al[13]. ont développé un modèle de dimensionnement optimal pour optimiser les capacités des différents composants d’un système de pompage d’eau photovoltaïque autonome à l’aide d’un réservoir d’eau et analysé un système de pompage, conçu pour fournir de l’eau potable et d’irrigation situé à Ghardaia, en Algérie. Les auteurs ont simulé le système de pompage d’eau PV à l’aide d’un programme développé et déterminé les relations entre la fiabilité de l’alimentation du système et les configurations du système. Les configurations optimales du système de pompage sont déterminées pour différentes exigences de fiabilité du système (LPSP) et coût de cycle de vie (LCC).

Kaldellis et al. [14] ont étudié un système de pompage d’eau alimenté par PV qui est capable de répondre à des charges d’électricité supplémentaires en plus des besoins de pompage d’eau à Athènes, en Grèce. Les résultats obtenus par une méthodologie de dimensionnement optimale sont validés par des mesures expérimentales. L’analyse à deux niveaux est utilisée pour le dimensionnement du système. L’approche analytique est basée à la fois sur les équations fondamentales et sur l’utilisation d’un algorithme numérique PHOTOVIV. Il est démontré analytiquement et expérimentalement qu’un générateur d’électricité à base de PV correctement conçu avec un dispositif de stockage d’énergie approprié peut satisfaire les besoins en électricité du consommateur à distance avec le pompage de l’eau

Zvonimir et Margeta [15] ont simulé un système de pompage d’eau d’irrigation PV en utilisant un modèle d’optimisation de simulation hybride mathématique pour un dimensionnement optimal qui utilise une programmation dynamique pour l’optimisation. Les contraintes sont définies par le modèle de simulation, en considérant les éléments pertinents au système de pompage PV : forages, climat local, sol, cultures et système d’irrigation. Le modèle a été testé sur deux sites en Croatie. Ce modèle prend en considération toutes les valeurs caractéristiques et leurs relations dans le système intégré. On constate que la puissance électrique du générateur PV, obtenue par la nouvelle méthode d’optimisation, est relativement inférieure à celle obtenue par la méthode habituelle.

Hamidat et Benyoucef [16] ont proposé deux modèles mathématiques pour le dimensionnement du pompage PV. Ces modèles relient la puissance électrique de fonctionnement au débit d’eau de la pompe par rapport à la hauteur totale. Deux sous-systèmes de pompage de technologies et de fabricants différents sont étudiés. La première pompe est la pompe centrifuge qui se compose d’un moteur triphasé à courant alternatif et d’une pompe centrifuge. La seconde est la pompe volumétrique qui se compose d’un moteur à courant continu et d’une pompe volumétrique. Les résultats montrent que la pompe volumétrique présente de meilleures performances (rendement plus élevé, volume moyen d’eau pompé plus élevé et faibles pertes d’énergie) par rapport à une pompe centrifuge. Firatoglu et Yesilata [17] ont utilisé une procédure d’optimisation simplifiée en plusieurs étapes pour améliorer l’utilisation d’un système de pompage photovoltaïque à couplage direct. Les principaux faits saillants de l’étude sont les suivants : Calcul de la pente mensuelle optimale par la méthode de recherche linéaire, Détermination de l’intervalle de rayonnement solaire optimal par la méthode d’utilisation, Sélection de la configuration optimale du générateur photovoltaïque telle que déterminée par une méthode de recherche non linéaire basée sur des paramètres statistiques. L’algorithme développé est simple, rapide

et ne présente aucun problème numérique.

Les performances du système sont prévues pour 16 ans entre 1985 et 2001. Les performances du système sont jugées bonnes avec une surface de panneaux photovoltaïques inférieure. La méthodologie développée est applicable à tout autre site dans le monde si des données météorologiques à long terme sont disponibles.

Cuadros et al. [18] ont décrit une procédure de dimensionnement pour un système de pompage d'eau PV pour l'irrigation au goutte à goutte d'une oliveraie en Espagne qui comprend les étapes suivantes : Détermination des besoins d'irrigation du verger en fonction des caractéristiques de son type de sol et de son climat. Analyse hydraulique du système de pompage selon la profondeur de l'aquifère et la hauteur nécessaire pour stabiliser la pression dans le réseau de distribution d'eau. Détermination de la puissance photovoltaïque de pointe nécessaire pour irriguer une zone de 10 ha en tenant compte du rendement global du système photovoltaïque - pompe-irrigation.

Les besoins optimaux d'irrigation pour les mois d'avril à octobre ont été déterminés. Un système de pompage PV de 6 kWc est déterminé pour répondre aux besoins d'irrigation pour un débit de verger de 10 ha de  $161m^3$  par jour. Le résumé de certaines études de recherche sur la taille optimale est présenté dans le tableau I.1.

Tableau I.1 – Résumé des faits saillants du dimensionnement optimal des systèmes de pompage d'eau PV.

| S. no. | Référence                   | Type de système                                     | Technique de dimensionnement optimale          | Résultats de recherche                                                                                                                                               |
|--------|-----------------------------|-----------------------------------------------------|------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1      | Wagdy et al[11].            | Couplage direct et tampon de batterie               | Mode commuté                                   | L'optimisation permet une utilisation maximale du rayonnement solaire disponible pour minimiser les coûts.                                                           |
| 2      | Argaw [12].                 | Couplage direct interfacé avec onduleur DC / AC PWM | Optimisation non linéaire                      | Un facteur d'adaptation optimal de 0,74 et 0,55 est trouvé en utilisant un dispositif d'interface inverseur DC / AC.                                                 |
| 3      | Yahia et al[13].            | Couplé direct                                       | Probabilité de perte d'alimentation électrique | Programme développé pour la relation entre la fiabilité de l'alimentation du système et les configurations du système                                                |
| 4      | Kaldellis et al[14].        | Sur batterie                                        | Analyse à deux niveaux                         | Capacité de stockage d'énergie d'un système PV correctement conçu, déterminée analytiquement et expérimentalement pour répondre aux besoins en électricité et en eau |
| 5      | Zvonimir et al[15].         | onduleur couplé à une pompe AC                      | Simulation hybride                             | La puissance électrique du générateur PV, obtenue par la nouvelle méthode d'optimisation, est relativement plus petite que la méthode habituelle.                    |
| 6      | Hamidat et Benyoucef [16].  | Onduleur couplé à une pompe AC                      | Méthode conventionnelle                        | Le moteur à courant continu et une pompe volumétrique affichent les meilleures performances par rapport à la pompe centrifuge à moteur à courant alternatif.         |
| 7      | Firatoglu et Yesilata [17]. | Couplé direct                                       | Optimisation en plusieurs étapes               | Les performances du système sont meilleures pour une zone de champ photovoltaïque inférieure                                                                         |
| 8      | Cuadros et al[18].          | Onduleur couplé à une pompe AC                      | Optimisation en plusieurs étapes               | Le rendement des cultures peut être amélioré par photo-irrigation.                                                                                                   |

### I.3.3 Amélioration des performances des systèmes de pompage solaires

Odeh et al. [19] ont développé et validé un modèle simulé par rapport aux données de laboratoire et de terrain, en utilisant TRNSYS, pour un système de pompage d'eau PV AC, en utilisant des données réelles de terrain obtenues à partir d'un système installé en Jordanie. Les auteurs ont étudié l'inadéquation des caractéristiques de la pompe, des caractéristiques du système de puits et des rapports de performance moyens pour le système, l'effet de la fréquence d'insolation et la taille du générateur PV, qui affectent les performances du système PV.

Ziyad et Dagher [20] ont présenté une technique pour améliorer les performances d'un système de pompage d'eau photovoltaïque en couplant un moteur CC à aimant permanent alimenté par PV entre un générateur photovoltaïque et une pompe à eau volumétrique à vis. Dans cette méthode, les auteurs ont utilisé un contrôleur de reconfiguration de réseau électrique à semi-conducteurs (EARC), qui détecte le rayonnement comme faible, moyen ou élevé. En conséquence, le contrôleur choisit un ensemble souhaité de caractéristiques  $I-V$  pour le démarrage et un autre ensemble souhaité de caractéristiques  $I-V$  pour un fonctionnement en régime permanent. Les auteurs rapportent que l'utilisation de cette technique améliore considérablement les performances de la pompe, en particulier tôt le matin, tard le soir et par temps nuageux, offrant ainsi une large gamme de niveaux d'irradiance pour le fonctionnement et une heure de pompage supplémentaire.

Abdolzadeh et al. [21] ont étudié les effets de la pulvérisation d'eau sur les modules photovoltaïques des performances du système de pompage d'eau PV dans différentes conditions de fonctionnement. La performance d'un système de pompage d'eau PV avec deux et trois modules photovoltaïques de 225 W chacun est étudiée en pulvérisant de l'eau en parallèle. On constate qu'en raison d'une température élevée du module, les performances du module diminuent et les performances du système diminuent également. La pulvérisation d'eau sur les modules PV diminue la température du module et augmente les performances du module ; à son tour, le débit de la pompe augmente considérablement lorsque les modules sont refroidis.

Azadeh [22] a étudié comment l'augmentation de la température des cellules solaires du générateur photovoltaïque et de la tête du système affecte les performances d'un système de pompage PV installé dans la ville de Kerman, en Iran. Les auteurs ont fourni de l'eau par une pompe pour refroidir les modules photovoltaïques en couvrant la surface du réseau d'un mince film d'eau. Les résultats ont indiqué que la diminution de la puissance nominale de la baie et l'augmentation de la tête du système augmentaient la puissance générée par la baie. L'utilisation de cette méthode permet de réduire les coûts du système car elle peut fournir la puissance requise avec une puissance nominale de baie inférieure.

Abdolzadeh et Ameri [23] ont étudié la possibilité d'améliorer les performances d'un système de pompage d'eau photovoltaïque, en pulvérisant de l'eau sur les modules PV. Les résultats montrent que la pulvérisation d'eau peut atteindre une efficacité PV moyenne de 12,5%. Le débit moyen à 16 m de hauteur le jour du test était d'environ 479 l/h dans le cas d'un système sans pulvérisation d'eau sur des modules PV alors qu'il atteignait 644 l/h pour le système pulvérisé avec de l'eau. La pulvérisation d'eau sur les modules pho-

tovoltaïques conduit au refroidissement des modules améliore donc l'efficacité du système et du sous-système.

Joao et Luis [24] ont proposé un nouveau convertisseur pour les systèmes de pompage d'eau PV sans accumulateurs. Ils ont conçu un convertisseur qui entraîne un moteur à induction triphasé. Les résultats montrent une efficacité maximale de 91% à la puissance nominale de 210 W pour le convertisseur DC/DC avec convertisseur de source de tension triphasée (VSI) et une efficacité maximale de 93,64% pour le convertisseur DC/DC et ont suggéré que l'est une option viable pour plus de fiabilité.

Kim et al. [25] ont présenté une pompe à charge régulée avec un algorithme de suivi de point de puissance optimal (OPPT) intégré pour la récupération d'énergie solaire intérieure. La tension de la cellule solaire est régulée au point de puissance optimale tandis que la sortie de la pompe est régulée selon la tension cible par OPPT et les circuits de régulation d'entrée et de sortie. Le circuit OPPT et la pompe de charge proposés ne consomment que 450 NW de puissance de repos. Le schéma OPPT sur demande n'active le circuit OPPT que lorsque cela est nécessaire, ce qui réduit la consommation d'énergie du contrôleur de 53% (de 850 NW à 450 NW). Le circuit convient également à la récupération d'énergie solaire intérieure dans des conditions d'éclairage tamisé.

Eduard [26] a proposé un système de pompage d'eau PV utilisant un onduleur à onde carrée en six étapes, à la fois comme source de fréquence variable et comme tracker de puissance de crête, qui est couplé à une pompe à eau centrifuge, et le contrôleur est utilisé pour détecter le changement conditions. Les auteurs suggèrent que le système peut être mis en oeuvre par un simple microcontrôleur qui nécessite que des variables de contrôle telles que la puissance, la tension et le courant de sortie du générateur PV soient réinjectées dans le microcontrôleur. Le niveau d'insolation est simulé en modifiant les coefficients de la tension et du courant à différents moments. Les données pour les caractéristiques de base  $V' I$  sont stockées dans un fichier, les caractéristiques d'intensité lumineuse sont stockées dans un autre fichier et les paramètres du contrôleur, la taille des étapes, peuvent être modifiés pour observer différentes réponses. Diverses techniques utilisées pour améliorer l'efficacité des systèmes de pompage d'eau PV sont résumées dans le tableau I.2.

Tableau I.2 – Techniques utilisées pour améliorer l'efficacité des systèmes de pompage d'eau PV.

| S. no. | Référence                | Type de groupe moto-pompe | Type de technique utilisée                                                            | Résultats de recherche                                                                                                                         |
|--------|--------------------------|---------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1      | Odeh et al[19].          | AC                        | Modélisation TRNSYS                                                                   | L'augmentation de la taille des panneaux PV améliore le volume de sortie d'eau et l'efficacité du sous-système et diminue l'efficacité PV.     |
| 2      | Ziyad et Dagher[20].     | DC                        | Contrôleur de reconfiguration de baie électrique                                      | Le système améliore les performances de la pompe dans des conditions nuageuses et offre des heures de pompage supplémentaires.                 |
| 3      | Abdolzadeh et al[21].    | DC                        | Pulvérisation d'eau sur les modules PV                                                | La pulvérisation d'eau sur les modules PV diminue la température des modules et augmente les performances des modules et le débit de la pompe. |
| 4      | Azadeh [22].             | DC                        | Couvrant la surface du générateur photovoltaïque par une fine couche d'eau            | Réduit les coûts du système et fournit la puissance nécessaire avec une puissance nominale de baie inférieure.                                 |
| 5      | Abdolzadeh et Ameri[23]. | DC                        | Pulvérisation d'eau sur les modules PV                                                | La pulvérisation d'eau sur les modules PV améliore considérablement l'efficacité du système et du sous-système.                                |
| 6      | Joao et Luis[24].        | AC                        | Convertisseur boost à deux inductances (TIBC) et inverseur de source de tension (VSI) | La solution proposée est une option viable pour plus de fiabilité.                                                                             |
| 7      | Kim et al[25].           | DC                        | Algorithme de suivi optimal du point d'alimentation (OPPT)                            | Le système conçu convient à la récolte d'énergie solaire intérieure dans des conditions d'éclairage tamisé.                                    |
| 8      | Eduard [26].             | DC                        | Onduleur à onde carrée en six étapes                                                  | Le système peut être implémenté par un simple micro contrôleur.                                                                                |

### I.3.4 Impact de la dégradation du PV sur les performances du pompage

Les modules PV sont sujets à la dégradation, due à l'humidité, à la température, aux effets de polarisation du système et au rayonnement solaire. Lors d'une exposition extérieure prolongée, l'efficacité d'un panneau solaire photovoltaïque diminue continuellement car les composants du panneau vieillissent. La dégradation du matériau des cellules solaires affecte la puissance de sortie et a donc un impact sur les performances des systèmes PV qui devraient fonctionner de manière fiable pendant au moins 20 à 25 ans. Afin de justifier l'investissement initial élevé dans de tels systèmes, il est important d'évaluer la fiabilité à long terme des modules PV qui alimentent ces systèmes. En gardant cet aspect en vue, une revue de la littérature sur l'analyse de la dégradation des différentes technologies de modules PV est présentée dans cette section pour identifier les taux annuels d'épuisement des paramètres électriques après une exposition à long terme afin d'améliorer les performances du générateur PV et donc du pompage de l'eau.

Quintana et King [27] ont résumé plusieurs modes de dégradation dans les modules PV vieillissants sur le terrain. Sastry et al. [28] ont testé des modules PV en silicium cristallin de 20 fabricants différents pendant une exposition extérieure à long terme dans des conditions indiennes et ont constaté que seulement 17,6% des modules étaient en panne, ce qui suggérerait que la majorité des modules pouvaient fonctionner au-delà de la durée de vie standard. Skoczek et al. [29] ont étudié cinq technologies PV différentes après une exposition initiale de 130 heures de soleil. Le module CIS se dégrade de plus de 20%, le module Si amorphe se dégrade d'environ 60% et le module a-SiGe se dégrade d'environ 13%. Les modules cristallins EFG-Si et mono-Si n'ont montré aucune dégradation des performances. Le résultat expérimental montre l'efficacité et la fiabilité des performances des modules PV.

Edson et al. [30] ont effectué une étude comparative de quatre systèmes photovoltaïques connectés au réseau de 3 kW installés sur le toit d'un centre de test en Corée du Sud, pour une période de 12 mois d'exposition et a conclu que les performances du système photovoltaïque ont diminué en raison de l'augmentation des pertes de panneaux, d'environ 14%, en raison de la détérioration des modules et de l'inadéquation des sous-réseaux photovoltaïques. Machida et al. [31] ont étudié l'exposition extérieure de six modules d'un réseau de 50 kW près de Tokyo pendant plus de 5 ans et ont conclu que le silicium monocristallin présentait une baisse de puissance plus importante que le silicium multicristallin.

Soa et al.[32] ont montré que les modules en silicium multicristallin ont des taux de dégradation plus faibles que les modules mono-Si et des taux sensiblement inférieurs à ceux des modules a-Si. Les taux de dégradation sont légèrement inférieurs à 0,5% par an dans le climat tempéré de l'Allemagne.

McMahon et Osterwal [33] ont rapporté que les taux de dégradation des couches minces sont d'environ 1% par an alors que pour respecter une garantie commerciale de 25 ans, un taux de dégradation de 0,5% par an est nécessaire. Dechthummarong et al. [34] ont étudié la dégradation d'un ensemble de 32 modules après une exposition de 27 ans dans des conditions difficiles dans le désert chaud de l'Arizona et ont rapporté que plus d'un tiers des modules étaient soit non fonctionnels soit quasi non fonctionnels avec moins de 30 % de la puissance d'origine, tandis que le reste de l'ensemble présentait une dégradation de la puissance de 1,08% par an en moyenne.

Carr et al. [35] ont évalué les performances de cinq modules PV de technologie différente de sept fabricants différents en Australie pendant 16 mois de fonctionnement en extérieur. Les résultats indiquent que les modules photovoltaïques en silicium mono et polycristallin présentent une réduction de puissance de 2% par an tandis que les modules solaires amorphes et CIS présentent une réduction de puissance significativement plus élevée. Raghuraman et al. [36] ont constaté que les modules en silicium monocristallin et polycristallin présentaient une dégradation de faible puissance (environ 0,5% par an) tandis que les modules multi-jonctions à silicium se dégradaient davantage (1,16% par an).

Marion et Adelstein [37] ont montré que les performances des systèmes PV diminuaient de 1% par an. Realini et al. [38] ont analysé les performances d'un système photovoltaïque au silicium cristallin de 10 kW installé à Lugano, en Suisse, après 21 ans de fonctionnement et ont constaté une dégradation de la puissance de 0,5% par an. Jordan et Kurtz [39] ont récemment examiné les taux de dégradation des études d'essais sur le terrain effectuées au cours des 40 dernières années et ont conclu que la moyenne des taux de dégradation de l'énergie est de 0,8% par an. Dans une autre étude, Sastry et al. [40] ont montré que les technologies de Cd-Te (tellure de cadmium) et des cellules solaires monocristallines résistent mieux à la dégradation que les modules en silicium amorphe.

Sharma et Chandel [41] dans une revue complète sur la dégradation de la technologie photovoltaïque pour la fiabilité à long terme ont souligné la nécessité de développer des normes de qualification strictes et plus quantitatives spécifiques à l'emplacement pour les tests des modules PV.

Comprendre la dégradation des modules de générateur PV du système de pompage



peut conduire à améliorer les performances du système de pompage. Dans une étude récente, Chandel et al. [42] ont effectué une analyse de la dégradation du générateur PV d'un système de pompage d'eau PV monocristallin à couplage direct de 28 ans installé dans la ville de Hamirpur en Inde, qui montre qu'après 28 ans, seuls 2 modules ont développé des points chauds, réduisant ainsi l'efficacité du système. Ces modules dégradés peuvent facilement être remplacés par de nouveaux modules pour rendre le système de pompage PV fonctionnel.

### I.3.5 Pompage solaire en Algérie

Le pompage d'eau pour l'irrigation et l'eau potable pour les communautés rurales et les villages en Algérie représente une zone importante de systèmes photovoltaïques autonomes, en effet dans ces zones, il y a un grand potentiel d'énergie solaire et un potentiel hydraulique n'est pas très profond sous terre.

Les activités des programmes de systèmes d'énergie photovoltaïque, à savoir la recherche, l'éducation et la pénétration du marché en Algérie, sont rapportées par Maafi [43]. Hamidat [44] a calculé les performances électriques et hydrauliques d'une pompe centrifuge de surface en utilisant trois tailles de générateur PV (1050, 1400 et 1750 W crêtes) et plusieurs têtes dynamiques totales. Il a constaté que le coût de l'eau par mètre cube pour une charge dynamique totale faible (inférieure à 14 m) lui permettrait ainsi de contribuer à l'approvisionnement en eau dans les régions reculées du Sahara.

Dans une autre étude, Hamidat et Benyoucef [45] ont suggéré deux modèles de dimensionnement de pompage photovoltaïque, le premier utilisant une pompe centrifuge et le second une pompe volumétrique. Ils ont constaté que les résultats obtenus sont très satisfaisants. Benatiallah et al. [46] ont étudié les performances du système solaire photovoltaïque en Algérie afin de voir le comportement et l'adaptation dans les conditions des sites ainsi que l'effet des conditions climatiques et sociales sur le fonctionnement et la rentabilité pendant longtemps. Benghanem et al. [47] ont présenté la conception d'un système universel d'acquisition de données pour l'analyse des performances du système de pompes à eau photovoltaïques PVWPS en Algérie. Bouaouadja et al. [48] ont étudié les effets de la durée du sablage sur l'efficacité des panneaux solaires, ils ont conclu que l'efficacité des panneaux solaires diminue pendant les tempêtes de sable et certaines de ces diminutions sont permanentes lorsque les feuilles de verre de protection sont endommagées par l'érosion.

Hadj Arab et al. [49] ont introduit la méthode de dimensionnement avec probabilité de perte de charge (LLP) dans les applications de pompage d'eau fonctionnant sur différents sites en Algérie. Bouzidi et al. [50] ont analysé les performances d'un système de pompage photovoltaïque installé dans un site isolé à Ghardaia, au sud de l'Algérie pour évaluer l'intérêt économique du système PV qui devra satisfaire un volume quotidien moyen de 60 m<sup>3</sup> tout au long de l'année par rapport à la groupe électrogène diesel (DG), en utilisant la méthode du coût du cycle de vie (LCC). Mellit et al. [51] ont réalisé l'utilisation d'une architecture adaptative de réseau d'ondelettes pour trouver un modèle de prévision adapté à la prévision du rayonnement solaire total quotidien sur la période s'étendant de 1981 à 2001, pour une station météorologique en Algérie. Les auteurs ont montré que le modèle prédit les valeurs quotidiennes totales de rayonnement solaire avec une bonne

précision d'environ 97% et l'erreur moyenne absolue en pourcentage ne dépasse pas 6%.

Maafi et Adane [52] ont utilisé les chaînes de Markov à deux états de premier ordre pour modéliser la durée d'ensoleillement quotidienne et les données de rayonnement solaire global, enregistrées à Reading au Royaume-Uni, à Koweït-City (Koweït) et à divers endroits en Algérie (c'est-à-dire Alger, Batna, Oran et Sétif) pendant des périodes de 8 à 21 ans. En outre, une enquête détaillée a été menée sur les propriétés impliquées par la distribution limitée de chaînes Markov à deux états de premier ordre, utiles pour dimensionner des systèmes photovoltaïques autonomes à Alger et pour analyser leurs performances. Mellit et al.[53] ont présenté un réseau neuronal artificiel adaptatif (ANN) pour la modélisation et la simulation d'un système photovoltaïque autonome (SAPV) fonctionnant dans des conditions climatiques variables. L'étude a démontré que la comparaison entre les signaux simulés et expérimentaux du SAPV a donné de bons résultats. Le coefficient de corrélation obtenu varie de 90% à 96% pour chaque signal estimé, ce qui est jugé satisfaisant. Une comparaison entre le perceptron multicouche (MLP), le réseau de fonctions de base radiales (RBF) et l'algorithme proposé de Levenberg-Marquardt et une réponse impulsionnelle infinie (LM ' IIR) est présentée. Sadok et al. [54] ont réalisé les performances d'un système photovoltaïque et analysé les paramètres les plus représentatifs de son fonctionnement. Mellit et al. [55] ont présenté un modèle de système d'inférence neuro-floue adaptatif (ANFIS) pour estimer les séquences de l'indice de clarté mensuel moyen et des données de rayonnement solaire total collectées sur 60 sites en Algérie. Ils ont conclu que l'erreur quadratique moyenne (RMSE) entre les valeurs mesurées et estimées varie entre 0,0215 et 0,0235 et l'erreur moyenne absolue en pourcentage (MAPE) est inférieure à 2,2%.

## I.4 Conclusion

Nous commençons ce chapitre en définissant la technologie de pompage solaire, en introduisant le principe de fonctionnement du système et les types de pompes à eau solaires, puis en introduisant le générateur photovoltaïque en décrivant les différents types de cellules solaires et modèles de panneaux solaires, puis en introduisant les paramètres et en améliorant les performances des systèmes de pompage solaire grâce à la recherche bibliographique.

Dans ce chapitre, nous présentons les différents concepts impliqués dans la construction d'un système de pompage PV. Il est nécessaire d'aborder ces concepts afin de les modéliser et de les mettre à l'échelle correctement, ce qui sera présenté au chapitre deux.

# Chapitre II

## Dimensionnement et modélisation du système de pompage solaire

|          |                                                                                 |    |
|----------|---------------------------------------------------------------------------------|----|
| II.1     | Introduction . . . . .                                                          | 23 |
| II.2     | Source d'eau : . . . . .                                                        | 23 |
| II.2.1   | Détermination du besoin en eau . . . . .                                        | 23 |
| II.2.2   | Calcul de l'énergie hydraulique nécessaire . . . . .                            | 23 |
| II.3     | Estimer la ressource solaire : . . . . .                                        | 25 |
| II.3.1   | Rayonnement extraterrestre : . . . . .                                          | 25 |
| II.3.2   | Rayonnements direct et diffusé : . . . . .                                      | 26 |
| II.3.3   | Trajectoire du soleil : . . . . .                                               | 27 |
| II.3.4   | L'inclinaison du panneau solaire perpendiculaire aux rayons du soleil . . . . . | 28 |
| II.3.5   | Rayonnement sur un plan incliné . . . . .                                       | 29 |
| II.4     | Mois de dimensionnement : . . . . .                                             | 29 |
| II.5     | Dimensionnement du système de pompage solaire : . . . . .                       | 30 |
| II.5.1   | Dimensionnement du générateur photovoltaïque : . . . . .                        | 30 |
| II.5.2   | Dimensionnement du moteur . . . . .                                             | 30 |
| II.5.3   | Dimensionnement de la pompe . . . . .                                           | 30 |
| II.5.4   | Dimensionnement des tuyauteries . . . . .                                       | 31 |
| II.5.5   | Méthodes de stockage d'énergie possible . . . . .                               | 31 |
| II.5.5.1 | Dimensionnement de la batterie . . . . .                                        | 31 |
| II.5.5.2 | Dimensionnement du réservoir de stockage d'eau . . . . .                        | 32 |
| II.6     | modélisation du système de pompage solaire . . . . .                            | 32 |
| II.6.1   | modélisation du générateur photovoltaïque : . . . . .                           | 32 |
| II.6.2   | modélisation du système contrôle (regulateur mppt) : . . . . .                  | 35 |
| II.6.2.1 | La partie puissance : . . . . .                                                 | 35 |
| II.6.2.2 | La partie commande : . . . . .                                                  | 37 |
| II.6.3   | Modélisation du moto-pompe : . . . . .                                          | 39 |
| II.6.3.1 | Modélisation du moto : . . . . .                                                | 39 |
| II.6.3.2 | modélisation du la pompe centrifuge : . . . . .                                 | 43 |
| II.6.4   | Modélisation du canalisation : . . . . .                                        | 46 |
| II.6.4.1 | Calcul des diamètres . . . . .                                                  | 46 |
| II.6.4.2 | Calcul de la HMT . . . . .                                                      | 47 |
| II.6.4.3 | Calcul des pertes de charge . . . . .                                           | 48 |
| II.7     | Conclusion . . . . .                                                            | 50 |

## II.1 Introduction

La série de pompage photoélectrique se compose généralement de nombreux sous-systèmes aux caractéristiques différentes. Par conséquent, une modélisation précise décrivant le comportement de chaque sous-système est essentielle. De plus, le dimensionnement est également une étape essentielle pour déterminer le nombre de modules PV et le nombre de batteries nécessaires pour répondre aux besoins en énergie requis tout en minimisant le coût d'une installation PV.

La modélisation est une étape essentielle qui doit précéder toute étape d'optimisation ou de simulation du système. Le système étudié est un système photovoltaïque constitué spécifiquement d'un générateur photovoltaïque (GPV), régulateur mppt et d'un groupe motopompe à moteur. Dans ce chapitre, nous présentons les différents modèles mathématiques pour chacun des composants de ce système.

## II.2 Source d'eau :

La source d'eau, qu'il s'agisse d'un puits ou d'un étang, est l'un des facteurs les plus cruciaux à déterminer en raison du type de pompe. La sélection du type de pompe dépend de la hauteur et du débit, car la source d'eau joue un rôle important à cet égard.

### II.2.1 Détermination du besoin en eau

La détermination de la quantité d'eau utilisée par une population donnée dépend essentiellement de son mode de vie. La quantité estimée d'eau nécessaire dans les zones rurales des pays pauvres est d'environ 20 litres par personne et 30 litres par bétail[56]. La quantité d'eau utilisée pour l'irrigation dépend du type de culture, des facteurs météorologiques tels que la température, l'humidité, la vitesse du vent, l'évapotranspiration du sol, l'année considérée et la méthode de culture. irrigation. Cependant, il est important de se baser sur la pratique et l'expérience locales. La capacité du réservoir de stockage sera déterminée en fonction de la demande quotidienne en eau et de l'autonomie requise par le système.

### II.2.2 Calcul de l'énergie hydraulique nécessaire

Une fois que la demande en eau nécessaire pour chaque mois de l'année est déterminée, Les caractéristiques du puits, nous pouvons calculer la moyenne hydraulique Informations quotidiennes et mensuelles nécessaires à la relation :

$$E_h = \frac{g \times \rho_a \times V_{eau} \times h}{3600} \quad (II.1)$$

Pendant le processus de pompage, le niveau d'eau dans le puits a tendance à baisser, Jusqu'à ce que la régénération du puits atteigne un rythme équilibré Pour que nous puissions pomper à nouveau. Baisser le niveau d'eau dans le puits Dépend de nombreux facteurs, tels que le type de sol, la perméabilité et l'épaisseur Aquifère. La hauteur d'aspiration totale est la somme de la hauteur statique et de la hauteur dynamique :

$$h = h_s + h_d \quad (II.2)$$

Pour les puits avec des changements importants de niveau d'eau, en fonction du débit, nous pouvons ajouter un élément de correction, l'équation devient :

$$h = h_s + h_d + \left( \frac{h_d - h_s}{Q_p} \right) Q_A \quad (\text{II.3})$$

La hauteur statique  $h_s$  est le niveau d'eau statique dans le puits à Le point de pompage le plus élevé. La hauteur dynamique  $h_d$  représente la perte d'eau dans le pipeline La formule de Darcy-Weisbach [57] Autoriser le calcul de la hauteur dynamique :

$$h_d = f \frac{L \times v^2}{D \times 2g} \quad (\text{II.4})$$

Si le système de tuyauterie comporte d'autres types d'accessoires (vannes, coudes, tés, jonctions, ... ), nous pouvons calculer la perte de charge de chaque élément Autre similaire :

$$h_d = K_{ac} \frac{v^2}{2g} \quad (\text{II.5})$$

où  $K_{ac}$  est un coefficient qui dépend du type d'accessoire. Dans le tableau II.1, on donne une série de valeurs de  $K_{ac}$  pour différents accessoires.

Tableau II.1 – Coefficient  $K_{ac}$  pour différents types d'accessoires dans la tuyauterie

| Accessoire                                                           | Coefficient $K_{ac}$ |
|----------------------------------------------------------------------|----------------------|
| - Jonction du réservoir à tuyauterie<br>connexion au ras de la paroi | 0.5                  |
| - Jonction de tuyauterie au réservoir                                | 1                    |
| - Coude 45°                                                          | 0.35 à 0.45          |
| - Coude 90°                                                          | 0.5 à 0.75           |
| - Tés                                                                | 1.5 à 2              |
| - Vannes de contrôle (ouverte)                                       | 3                    |

Une autre façon de résoudre le problème des accessoires de circuit est d'augmenter la longueur La longueur de tuyau réelle (uniquement pour l'effet de calcul) la même longueur de tuyau Le diamètre est le même que le conducteur à l'étude et peut provoquer la même chute de tension Causé par des pièces remplacées. Donc tous les accessoires Vous pouvez utiliser la longueur virtuelle à la place[58]. De manière générale, la hauteur recommandée La dynamique ne dépasse pas 10% de la hauteur totale de pompage.

## II.3 Estimer la ressource solaire :

### II.3.1 Rayonnement extraterrestre :

L'énergie du soleil est produite par des réactions de fusion thermonucléaire ; les noyaux d'hydrogène (protons) s'assemblent en noyaux d'hélium (2 protons + 2 neutrons) et libèrent de l'énergie. Cette énergie est notamment émise dans l'espace à travers la surface du soleil sous forme d'ondes électromagnétiques. Le spectre de ce rayonnement correspond à l'émission d'un corps noir porté à  $5800^\circ K$ , avec un maximum dans le domaine du visible. La densité d'énergie moyenne (appelée constante solaire) reçue par la terre est de  $1367 W/m^2$ . En raison de l'ellipticité de l'orbite terrestre, la valeur réelle du rayonnement extraterrestre a changé de  $\pm 3.3 \%$  :

$$I_o = 1367 (1 + 0.033 \times \cos(J)) \quad W/m^2 \quad (II.6)$$

$$J = \frac{j \times \pi}{365.25} \quad (II.7)$$

j=Nember du jour à partir du 1<sup>er</sup> janvier.

Rapporté à un plan horizontal, le rayonnement extraterrestre est alors :

$$I_{oh} = I_o \times \sin(HS) \quad (II.8)$$

Et la moyenne du rayonnement sur 24 heures est obtenue par :  $I_o \times \sin(HS)$ . La figure II.1 retrace la variation de  $\sin(HS)$  au cours de l'année pour différentes latitudes.

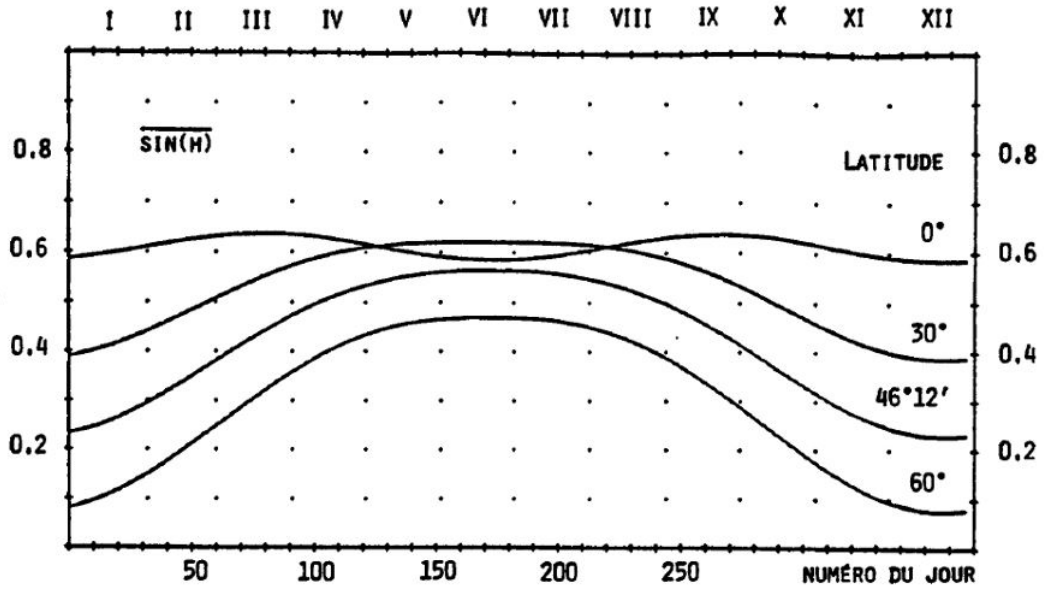


Figure II.1 – Valeur moyenne  $\sin(HS)$  sur 24h,pour différentes latitudes.

### II.3.2 Rayonnements direct et diffusé :

Lorsqu'il traverse l'atmosphère, le rayonnement solaire est absorbé et diffusé. Au sol figure II.2, on distingue plusieurs composantes :

- Le rayonnement direct est reçu directement du soleil sans être diffusé par l'atmosphère. Sa lumière est parallèle l'une à l'autre, elle forme donc une ombre et peut être focalisée par un miroir.
- Le rayonnement diffusé est constitué de photons (air, nuages, aérosols) diffusés dans l'atmosphère. Sa structure varie Conditions météorologiques. Par temps nuageux, on suppose qu'il est isotrope, c'est-à-dire qu'il commence à partir de Toutes les directions du ciel dôme. Par temps clair ou brumeux, en plus du ciel bleu relativement isotrope (se répandant dans l'air), il y a une couronne plus brillante autour du soleil (une composante appelée orbite autour du soleil), et elle est à l'horizon (zone d'horizon) Il y a souvent des renforts.
- L'albédo est la partie réfléchiée du sol. Cela dépend de l'environnement du site et doit être pris en compte lors de l'évaluation du rayonnement sur des plans inclinés.

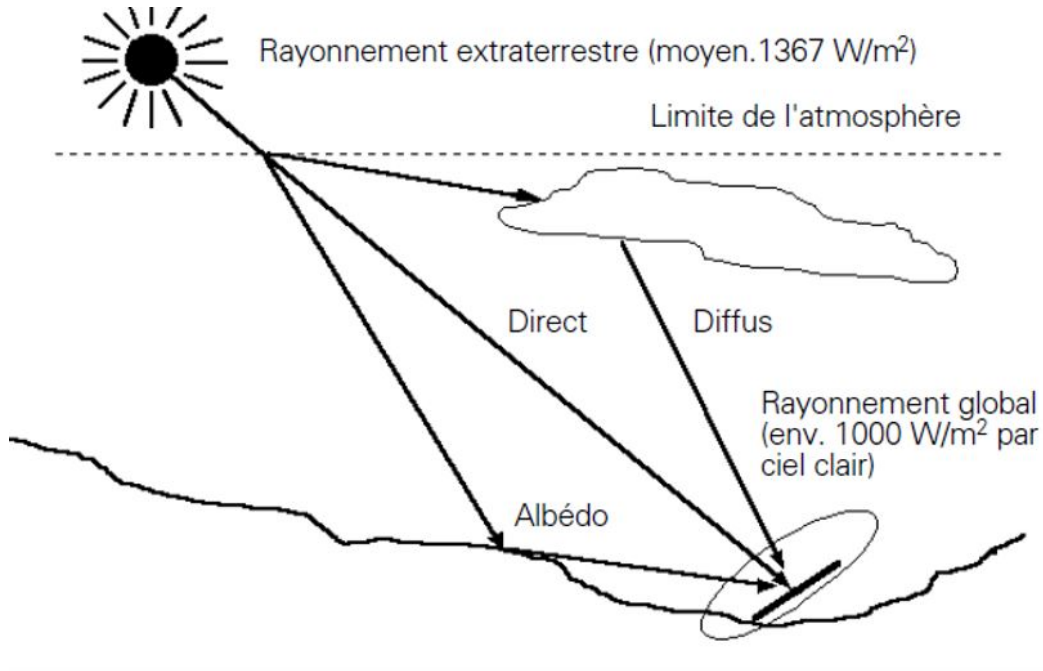


Figure II.2 – Composantes du rayonnement solaire : extraterrestre, global = direct + diffusé + albédo.

La normale directe est le rayonnement direct mesuré verticalement lumière du soleil. Mesuré sur un plan non vertical, le même rayonnement rayonnera sur une plus grande surface, donc l'intensité est plus petite (effet «cosinus») :

$$I_p = I_n \times \cos(a) \quad (\text{II.9})$$

où  $a$  est l'angle d'incidence (voir figure II.4). Par temps clair, on obtient au sol un rayonnement normal de l'ordre de  $1000 \text{ W/m}^2$ .

La différence avec les extraterrestres est en partie réfléchi dans l'espace par la haute atmosphère, et en partie absorbée et convertie en chaleur atmosphérique. Le bilan thermique de l'atmosphère (et de la terre) est assuré par la redistribution du rayonnement infrarouge dans l'espace

Aux fins de divers modèles, nous définissons également l'indice de luminosité  $k_t$  comme le rapport du rayonnement terrestre normalisé aux étoiles extraterrestres. Cette grandeur est une mesure de l'atténuation dans l'atmosphère et peut être définie pour chaque composante globale, diffuse et directe.

### II.3.3 Trajectoire du soleil :

Toute application solaire nécessite la connaissance du mouvement apparent du soleil pour un point donné de la surface terrestre, caractérisé par sa latitude (positive pour l'hémisphère Nord) et sa longitude (définie par rapport au méridien de Greenwich, positivement vers l'est).

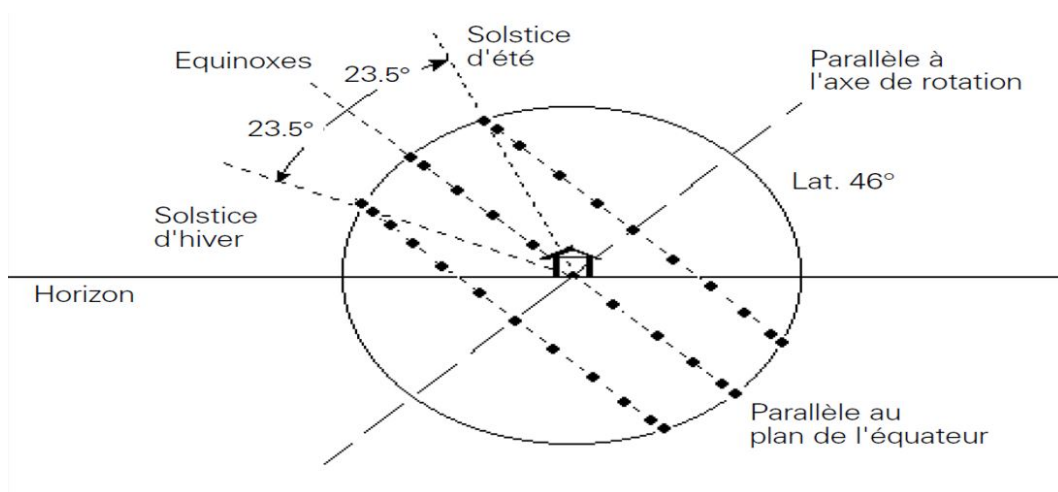


Figure II.3 – Trajectoires apparentes du soleil vues par un observateur terrestre.

Le cercle est parallèle au plan équatorial, et sa hauteur apparente sur ce plan est donnée par l'angle de déflexion. Pendant la journée, le moment où le soleil traverse le méridien de la position de l'observateur, qui est minuit lorsque le soleil est dans la partie sud de notre hémisphère. Pour tout moment, l'angle horaire  $AH$  est l'angle entre le soleil projeté sur le plan équatorial et midi; il vaut  $15^\circ$  par heure ( $360^\circ / 24h$ ). La position du soleil est définie par deux angles : sa hauteur  $HS$  est l'angle entre le soleil et le plan horizontal du lieu, et son angle azimutal  $AZ$  est l'angle vers le sud, et le nombre négatif vers l'est (dans la direction du soleil est la direction anti-triangulaire Hémisphère nord) figure II.4.



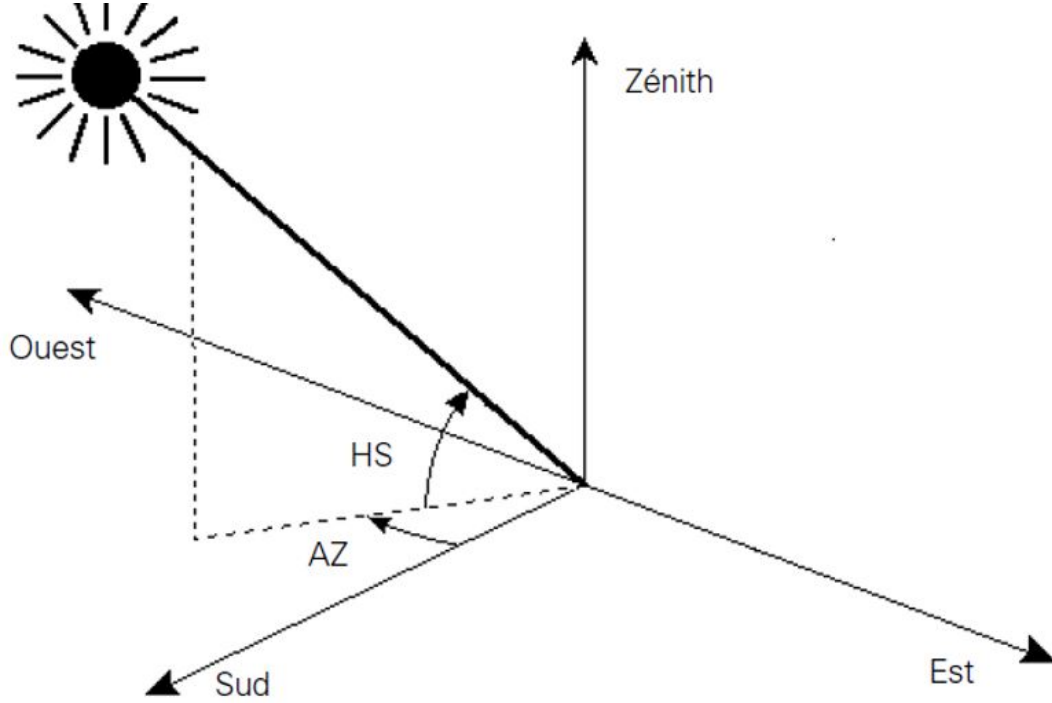


Figure II.4 – Définition de la position du soleil.

Le calcul de la position du soleil dépend de la déclinaison (c'est-à-dire du jour de l'année), de la latitude et de l'angle horaire ; il se fait en utilisant l'expression suivante :

$$\sin(HS) = \sin(LAT) \times \sin(\delta) + \cos(LAT) \times \cos(\delta) \times \cos(AH) \quad (II.10)$$

$$\sin(AZ) = \frac{\cos(\delta) \times \sin(AH)}{\cos(HS)} \quad (II.11)$$

De nombreuses valeurs extraordinaires peuvent être dérivées de ces deux expressions. Par exemple, l'heure de lever du soleil est donnée par la condition  $HS = 0$ , à savoir :

$$AH = -\text{tng}(LAT) \times \text{tng}(d) \quad (II.12)$$

Ou la hauteur maximale du soleil (à midi solaire) :

$$HS_{max} = 90^\circ - LAT + d \quad (II.13)$$

### II.3.4 L'inclinaison du panneau solaire perpendiculaire aux rayons du soleil

Théoriquement, le meilleur angle d'inclinaison pour les panneaux solaires est de permettre au capteur d'être perpendiculaire à la lumière du soleil. Cependant, le soleil se déplace au cours des saisons et pendant la journée : le rayonnement  $90^\circ$  sur la surface fixe du panneau solaire ne peut être maintenu - à moins que vous ne disposiez d'un équipement qui suit la trajectoire du soleil. Il est recommandé d'incliner le panneau solaire de  $15$  à  $35^\circ$ . En d'autres termes, le panneau solaire doit être incliné de manière à ce que l'angle entre lui et le sol soit compris entre  $15$  et  $35^\circ$ .

- En hiver, le soleil est plus bas que l'horizon. Pour capter autant de lumière que possible, le module photovoltaïque doit être incliné d'environ  $60^\circ$ , ce qui est presque vertical. Mais en été, incliner le panneau solaire à  $60^\circ$  peut minimiser la production d'énergie solaire.
- En été, le soleil est haut : au contraire, si l'inclinaison d'un panneau solaire est proche de l'horizontale ou de l'ordre de  $10^\circ$ , sa surface sera perpendiculaire au rayonnement. Mais en hiver, incliner les panneaux solaires à  $10^\circ$  ne n'est pas le meilleur choix. La production photovoltaïque est moindre.

### II.3.5 Rayonnement sur un plan incliné

Le plan incliné est caractérisé par son inclinaison  $\beta$  (par rapport au plan horizontal) et la direction ou azimut  $\gamma$  par rapport au sud (valeur négative par rapport à l'est, direction anti-triangulaire). L'angle incident est l'angle formé entre le plan normal et les rayons du soleil. On dit généralement que l'incidence est normale lorsque  $\alpha = 0$ , c'est-à-dire que la lumière est perpendiculaire au capteur figure II.5. Écrivez l'angle d'incidence en fonction de la position du soleil ( $HS$ ,  $AZ$ ) :

$$\cos(\alpha) = \cos(\beta) \times \sin(HS) + \sin(\beta) \times \cos(HS) \times \cos(AZ - \gamma) \quad (\text{II.14})$$

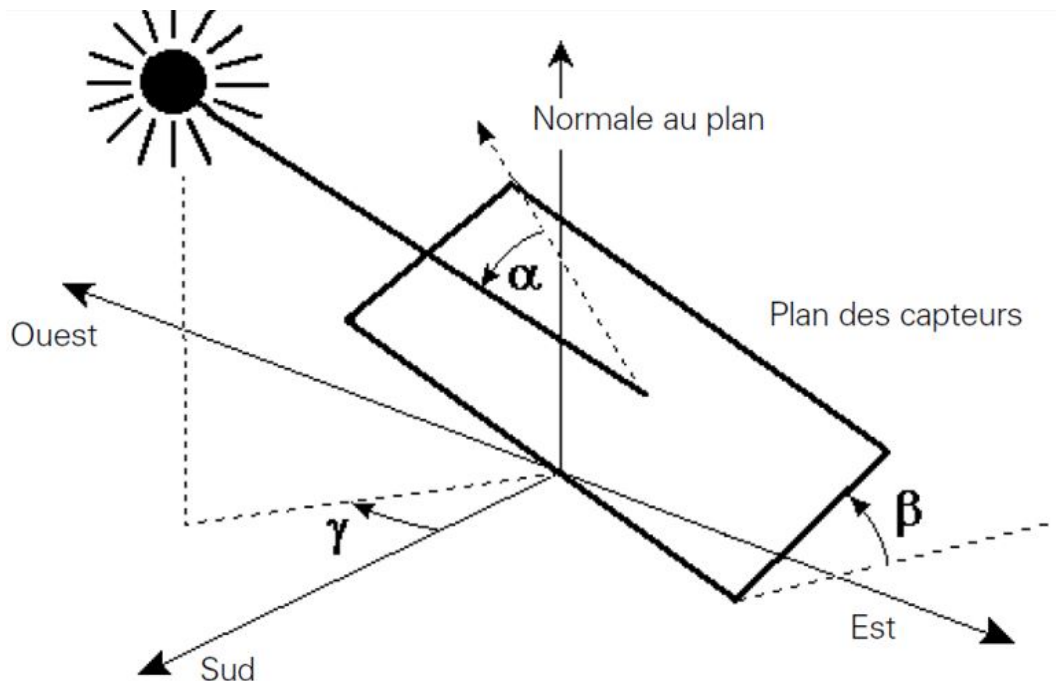


Figure II.5 – Définition des angles pour un plan incliné : inclinaison  $\beta$ , azimut  $\gamma$  et angle d'incidence  $\alpha$ .

## II.4 Mois de dimensionnement :

Le mois de conception sera le mois le plus défavorable, c'est-à-dire le mois avec le plus petit rapport entre le rayonnement solaire et l'énergie hydraulique nécessaire. En tant que concept de principe, chaque pente de  $\beta$  correspond à un mois des plus défavorables. Le mois avec la meilleure pente sera le mois avec le plus petit rapport entre le rayonnement

solaire et l'énergie hydraulique. Le rayonnement solaire  $G_{dm}(\beta)$  correspondant à ce mois et l'énergie hydraulique nécessaire  $E_h$  seront utilisés pour la sélection des composants du système.

## II.5 Dimensionnement du système de pompage solaire :

### II.5.1 Dimensionnement du générateur photovoltaïque :

La puissance de sortie du générateur photovoltaïque dans des conditions standard est Mesure, CSM, (éclairage  $G_{ce} = 1000 \text{ W/m}^2$  et température de cellule  $T_{c,ref} = 25^\circ\text{C}$ ) [59] est :

$$P_p = \eta_g A_c G_{ce} \quad (\text{II.15})$$

L'énergie électrique journalière,  $E_e$ , est donnée par :

$$E_e = \eta_{pv} A_c G_{dm}(\beta) \quad (\text{II.16})$$

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

$$\eta_{pv} = F_m [1 - Y(T_c - T_{c,ref})] \eta_g \quad (\text{II.17})$$

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

$$E_e = \frac{E_h}{\eta_{mp}} \quad (\text{II.18})$$

En substituant les équations (II.16), (II.17) et (II.18) dans (II.15), nous obtenons pour la puissance crête du générateur :

$$P_p = \frac{C_{ce}}{F_m [1 - \gamma(T_e - T_{c,ref})] G_{dm}(\beta)} \frac{E_h}{\eta_{mp}} \quad (\text{II.19})$$

### II.5.2 Dimensionnement du moteur

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

### II.5.3 Dimensionnement de la pompe

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

$$Q = \frac{3.6 P_h}{g h} \quad (\text{II.20})$$

La puissance hydraulique crête ( $P_h$ ) nécessaire en fonction de la puissance électrique crête fournie par le générateur photovoltaïque ( $P_p$ ) est donnée par :

$$P_h = P_p \eta_{mp} \quad (\text{II.21})$$

## II.5.4 Dimensionnement des tuyauteries

Des tableaux ou graphiques peuvent être utilisés pour estimer le diamètre de la conduite. Ces tableaux ou graphiques expriment la perte par frottement en fonction du débit pour chaque diamètre de la conduite. En fait, pour des raisons économiques, il existe un problème de hauteur dynamique fixe  $h_d$ . En fait, si nous augmentons le diamètre  $D$  du tuyau,  $h_d$  diminuera. Sur le plan économique, une augmentation de  $D$  signifie une augmentation des coûts d'installation, mais en même temps la perte d'énergie est également réduite. Le diamètre le plus économique est le diamètre qui minimise la somme du coût du pipeline et de la perte d'énergie due au frottement [60]. Il est possible d'obtenir Théoriquement, selon la formule de Blaise, le diamètre du tuyau d'aspiration est approximativement le diamètre qui peut minimiser les coûts d'installation [58] :

$$D = K\sqrt{Q} \quad (\text{II.22})$$

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

L'équation de continuité est :

$$Q = \frac{\pi D^2}{4} v \quad (\text{II.23})$$

La valeur  $K$  sélectionnée est égale à la vitesse moyenne du fluide déterminé. Enfin, en remplaçant la valeur  $Q$  dans la formule de Bresse par l'équation de continuité, on obtient :

$$v = \frac{4}{\pi K^2} \quad (\text{II.24})$$

Quelle que soit la formule utilisée, le diamètre obtenu est généralement différent du diamètre du produit. Prenez simplement la valeur de diamètre de transaction la plus proche et ajoutez des calculs en conséquence.

## II.5.5 Méthodes de stockage d'énergie possible

### II.5.5.1 Dimensionnement de la batterie

Dans les systèmes photovoltaïques, les ressources solaires ne sont pas toujours disponibles, de sorte que l'électricité quotidienne ou saisonnière produite par les panneaux solaires doit être stockée. Utilisez des piles pour cela. Les batteries les plus courantes sont les batteries plomb-acide plates pour les appareils de faible puissance et les batteries nickel-cadmium, qui sont coûteuses et peuvent causer des problèmes de régulation de tension. À long terme, on peut voir l'émergence d'autres systèmes de stockage.

La batterie est principalement composée de deux électrodes, l'une est l'électrode positive, l'autre est l'électrode négative, et un électrolyte : une solution d'acide sulfurique à viscosité variable [61]. Lorsque la batterie est chargée via le régulateur, elle est connectée au régulateur électronique et alimente la charge via le même régulateur. On peut connecter plusieurs batteries en série pour obtenir une tension adaptée, puis les connecter en parallèle pour avoir la capacité et la puissance requises pour l'autonomie requise. La tension de la batterie dépendra de la tension du récepteur DC et de la tension du module,

et le nombre de batteries sera déterminé en fonction de l'autonomie requise [61].

- Calculez la capacité et le nombre d'accumulateurs requis par le système :

$$C = \frac{E_c N}{D U} \quad (\text{II.25})$$

$C$  : capacité de la batterie en ampère.heure (Ah)

$E_c$  : énergie consommée par jour (Wh/j)

$N$  : nombre de jour d'autonomie

$D$  : décharge maximale admissible (0,8 pour les batteries au plomb)

$U$  : tension de la batterie (V)

### II.5.5.2 Dimensionnement du réservoir de stockage d'eau

La même période de temps dans le dimensionnement de la batterie est appliquée sur le réservoir de stockage d'eau. On a supposé que l'absence d'éclairage ou les jours nuageux n'étaient que deux. Ainsi, la taille du réservoir va être estimée comme :

$$\text{taille de rservoir} = \text{nombre de jours nuageux} \times \text{la quantité moyenne d'eau} \quad (\text{II.26})$$

## II.6 modélisation du système de pompage solaire

### II.6.1 modélisation du générateur photovoltaïque :

Pour trouver le modèle du générateur, vous devez d'abord trouver un circuit équivalent à la source d'alimentation. De nombreux modèles mathématiques de générateurs photovoltaïques ont été développés pour exprimer leur très fort comportement non linéaire, qui est produit par le comportement de la jonction semi-conductrice, qui est à la base de ses réalisations.

Le module comprend un générateur de courant pour modéliser une diode du phénomène de polarisation de la batterie, une résistance série  $R_s$  représentant différentes résistances de contact et de connexion, et une résistance parallèle  $R_P$  représentant différents courants de fuite. Effets de bord des diodes et des jonctions.

Un générateur photovoltaïque est représenté par un modèle standard avec une seule diode, construit par Shockley pour une seule cellule PV, et généralisé aux modules PV en le traitant comme un ensemble de cellules identiques connectées en série-parallèle.

On présente le schéma du circuit électrique par la figure II.6 :

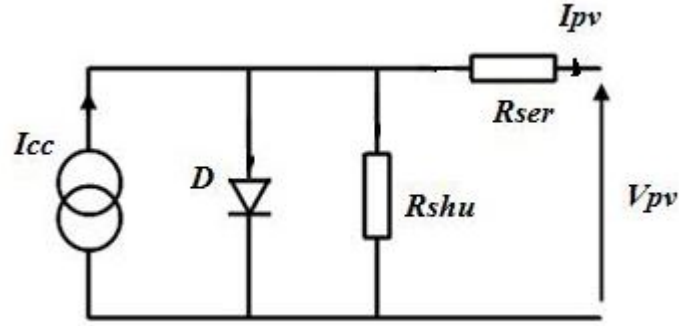


Figure II.6 – Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque.

Ensuite, on peut représenter le schéma électrique équivalent du générateur photovoltaïque à travers le schéma bloc Figure II.7 contenant quatre paramètres. Deux variables d'entrée, à savoir [62] : la lumière solaire dans le plan du panneau  $E_s(W/m^2)$ , la température de jonction de la cellules  $T_j (C^\circ)$ , et deux variables de sortie : le courant  $I_s$  (A) fourni par le générateur photovoltaïque, et la tension  $V_s$  (V).

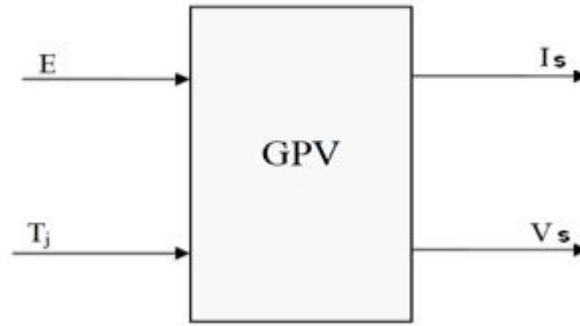


Figure II.7 – Schéma bloc du générateur photovoltaïque.

Certains modèles mathématiques sont utilisés pour simuler le fonctionnement des générateurs photovoltaïques. Ces modèles se distinguent par la méthode de calcul et le nombre de paramètres impliqués dans les caractéristiques courant-tension. Dans ce cas, nous avons choisi un modèle simple qui ne nécessite que les paramètres fournis par le constructeur. Les caractéristiques I-V du modèle sont données par l'équation suivante :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_{sat} \left( e^{\frac{e(V_{pv} + (I_{pv} \times R_{ser}))}{n \times k \times T}} - 1 \right) - \frac{V_{pv} + (I_{pv} \times R_{ser})}{R_{shu}} \quad (II.27)$$

$V_{pv}$ ,  $I_{pv}$  sont la tension (V) et le courant (A) de sortie du panneau.

$I_{ph}$  : est la photo courant en ampère.

$I_{sat}$  : Courant dans la diode en ampère.

$R_{ser}$  : est la résistance série en ohm.

$R_{shu}$  : est la résistance shunt en ohm.

$e$  : est la charge de l'électron  $e = 1.602.10^{-19}$  coulomb.

$k$  : est la constante de Boltzmann  $k = 1.381.10^{-23} J/K$ .

$n$  : est le facteur de qualité de la diode, normalement compris entre 1 et 2.

Si l'on suppose que la résistance parallèle (shunte) est infinie ( $R_{shu} = \infty$ ), l'équation (II.27) devienne :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_{sat} \left( e^{\frac{e(V_{pv} + (I_{pv} \times R_{ser}))}{n \times k \times T}} - 1 \right) \quad (\text{II.28})$$

Où  $I_p$  est le courant fourni par la cellule PV et  $V_p$  est la tension aux bornes de la cellule PV.

On peut calculer la résistance série dans le point  $V_{co}$  :

$$dI_{pv} = 0 - I_{sat} \left( e^{\frac{e(V_{pv} + (I_{pv} \times R_{ser}))}{n \times k \times T}} \right) \left( \frac{dV_{pv} + (dI_{pv} \times R_{ser})}{n \times k \times T} \right) \quad (\text{II.29})$$

La résistance série influe largement sur la pente de la courbe des caractéristique (I-V) au voisinage de  $V_{co}$ .

Elle peut être calculée par la formule suivante :

$$R_s = -\frac{dV_{pv}}{dI_{pv}} - \frac{n \times k \times T}{I_{sat} \left( e^{\frac{V_{pv} + (I_{pv} \times R_{ser})}{n \times k \times T}} \right)} \quad (\text{II.30})$$

L'équation de la caractéristique non linéaire  $I=f(V)$  (II.27) est résolue par une méthode itérative simple. Habituellement, la méthode Newton-Raphson est sélectionnée pour faire converger rapidement la réponse. La méthode Newton-Raphson est décrite comme suit :

$$x_{n+1} = x_n - \frac{f(x_n)}{f'(x_n)} \quad (\text{II.31})$$

Où  $f'(x_n)$  est la dérivée de la fonction  $f(x_n)$ ,  $x_n$  est la présente itération et  $x_n + 1$  est l'itération suivante.

La réécriture de l'équation (II.31) donne la fonction suivante :

$$f(I_{pv}) = I_{cc} - I_{pv} - I_{sat} \left( e^{\frac{V_{pv} + (I_{pv} \times R_{ser})}{n \times k \times T}} - 1 \right) = 0 \quad (\text{II.32})$$

En remplaçant dans l'équation (II.31), on calcule le courant (I) par les itérations [6] :

$$I_{n+1} = I_n - \frac{I_{cc} - I_{sat} \left( e^{\frac{V_{pv} + (I_{pv} \times R_{ser})}{n \times k \times T}} - 1 \right) - I_n}{-1 - I_{sat} \left( \left( \frac{R_{ser}}{n \times k \times T} \right) e^{\frac{V_{pv} + (I_{pv} \times R_{ser})}{n \times k \times T}} \right)} \quad (\text{II.33})$$

L'équation précédente n'est valable que pour le meilleur mode de fonctionnement. Afin d'effectuer des calculs généraux pour différents éclaircissements et températures, nous utilisons un modèle qui déplace la courbe de référence vers une nouvelle position [7].

$$I_{cc}(T) = I_{cc}(T_{ref}) [1 + a(T - T_{ref})] \quad (\text{II.34})$$

$$I_{ph} = I_{cc} \left( \frac{G}{1000} \right) \quad (\text{II.35})$$

$$I_{sat}(T) = I_{sat}(T_{ref}) \left( \frac{T_{ref}}{T} \right)^{\frac{3}{n}} \left( e^{\frac{e \times E_g}{n \times k}} \left( \frac{1}{T} - \frac{1}{T_{ref}} \right) \right) \quad (\text{II.36})$$

Où  $a$  : est le coefficient de variation du courant en fonction de la température.  $T_{ref}$  : est la température de référence, 298k (25°C) et  $G$  est l'irradiation solaire.

## II.6.2 modélisation du système contrôle (regulateur mppt) :

Dans ce régulateur, le circuit mesure en continu la tension et le courant sur le panneau pour tirer la puissance maximale. Cela garantit que la quantité maximale d'énergie peut être récupérée indépendamment de la température et de la lumière du soleil. Généralement, ces régulateurs fonctionnent en augmentant ou en abaissant la tension. Le premier circuit ajuste la demande au point de puissance maximale de tous les panneaux, et le deuxième circuit convertit le courant et la tension pour l'adapter à la charge [63].

Le but de ce régulateur de charge est de détecter le circuit et de le placer au point de puissance maximale, comme indiqué sur la figure ci-dessous.

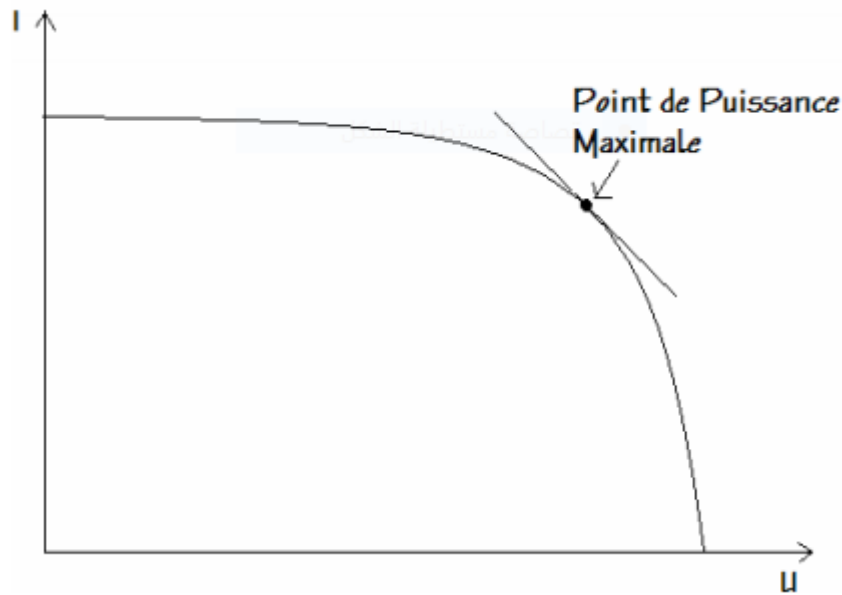


Figure II.8 – Caractéristique d'un panneau solaire - situation du PPM.

Le régulateur MPPT est constitué de deux parties distinctes [63] :

### II.6.2.1 La partie puissance :

qui assure le transfert d'énergie entre les panneaux solaires et les charges

déterminer les caractéristiques de la carte de puissance est une étape critique dans la construction du MPPT. Certes, tout composant inadapté peut logiquement empêcher un fonctionnement optimal de cette carte de puissance [63].

#### a) La bobine :

Cet élément est le plus délicat à déterminer. En effet, une inductance trop faible ne permet pas le fonctionnement du circuit de puissance, et une inductance trop forte quant à elle provoquerait d'importantes pertes de puissance par effet joule.

$$L = \frac{a_0 \times V_{pv}}{I_{smin} \times f} \quad (\text{II.37})$$

Avec :

$a_0$  : le rapport cyclique.



$f$  : fréquence de commutation.

Le rapport cyclique que l'on peut prévoir dans les conditions nominales se déduit de :

$$\frac{V_e}{V_s} = \frac{1}{1-a} \quad (\text{II.38})$$

**b) Condensateur :**

**Condensateur d'entrée :** Le critère de conception pour les condensateurs d'entrée est que la tension d'ondulation à travers eux devrait être plus moins de 1%.

$$C_e = \frac{I_{opt} \times a}{\Delta V_e \times f} \quad (\text{II.39})$$

**Condensateur de sortie :** Le but du condensateur de sortie est en effet de filtrer les variations de tension en sortie du convertisseur Boost. La valeur du ( $C_s$ ) est calculée en utilisant l'équation d'ondulation de tension de sortie.

$$\frac{\Delta V_0}{V_0} = \frac{1-a}{8 \times L \times C_s \times f^2} = 1\% \quad (\text{II.40})$$

Donc :

$$C_s = \frac{1-a}{8 \times L \times \frac{\Delta V_0}{V_0} \times f^2} \quad (\text{II.41})$$

**c) Diode Schottky :**

Le choix d'une diode est toujours un compromis entre la tension de claquage, la vitesse de commutation, et la tension de seuil. Au niveau des pertes de puissance, plus la tension de seuil est importante, plus ces pertes augmentent. De plus, la diode se doit d'être suffisamment rapide pour suivre les variations de l'interrupteur, sous peine de limiter l'efficacité du convertisseur [63][64].

**d) Transistor MOSFET :**

Ces transistors sont les plus utilisés dans le domaine de faibles et moyennes puissance (quelques KW). Dans notre cas, nous utilisons le transistor IRF 540 caractérisé par [26] : N-Channel,  $I_{DS}=28\text{A}$ ,  $V_{DS}=100\text{V}$ ,  $R_{DSon}=77\text{m}\Omega$ , temps de fermeture  $t_r=10\text{ns}$ , temps d'ouverture  $t_f=10\text{ns}$ .

Le schéma final dont nous avons cherchés les composants est le suivant :

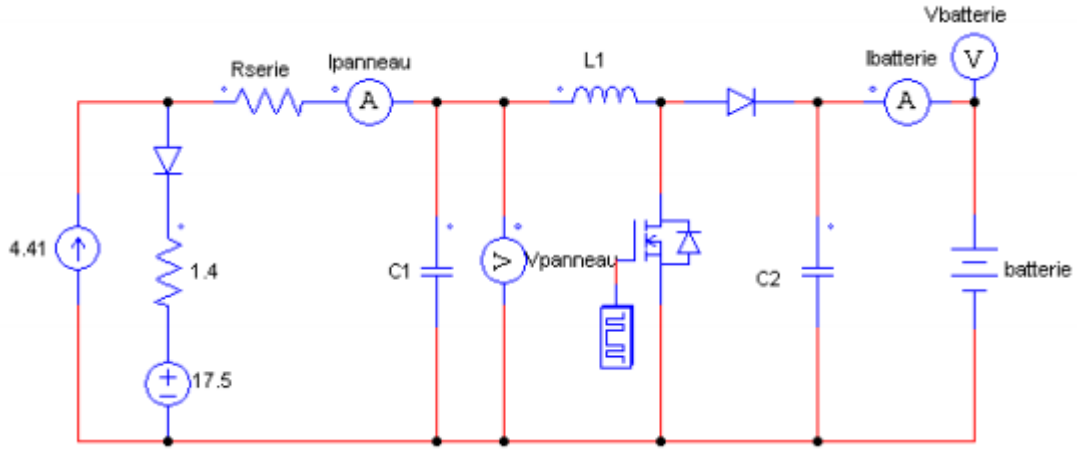


Figure II.9 – Modèle de l'ensemble panneau-hacheur-batterie sous PSIM.

Le convertisseur est une modulation de largeur d'impulsion (MLI). L'opération est la suivante. Au temps  $aT$  ( $a$  est le rapport cyclique de conversion,  $T$  est le cycle de hachage), le transistor est activé, la diode est désactivée, l'inductance est magnétisée et le courant qui le traverse augmente. Pendant le temps  $(1-a)T$ , le transistor est bloqué et la diode est passant. L'inductance libère de l'énergie dans la batterie et le courant diminue.

### II.6.2.2 La partie commande :

dont le but est de déterminer le point de fonctionnement, de la partie puissance, où les panneaux pourront transmettre la puissance la plus importante.

#### a) Principe de la régulation :

Compte tenu de la grandeur  $P$ , la puissance fournie par le module photovoltaïque a une valeur maximale, et seulement une autre valeur maximale  $V$ , qui est fonction de la tension appliquée aux bornes du générateur.

Soit  $(V_0, P_0)$ ,  $(V_g, P_g)$  et  $(V_d, P_d)$  différents points de travail,  $(V_0, P_0)$  étant le point optimal, voir figure (II.10). Nous pouvons étudier l'effet d'une perturbation périodique de faible amplitude d'environ  $V_0$ ,  $V_g$  et  $V_d$  sur la variable de base autour des valeurs correspondantes de  $P_0$ ,  $P_g$  et  $P_d$  [65][66].

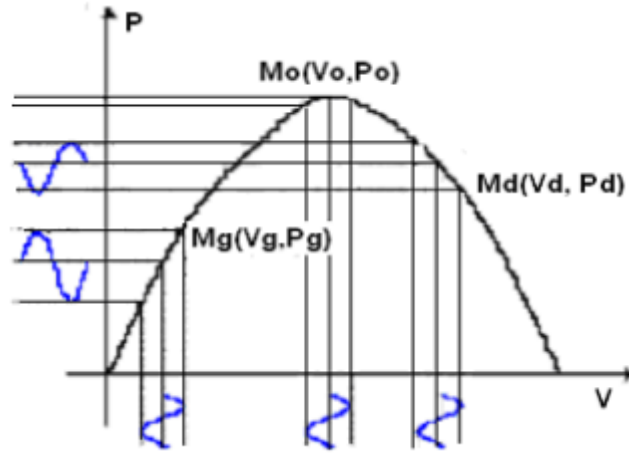


Figure II.10 – Principe de la régulation.

- Si  $V$  se trouve à gauche du point optimum, les oscillations autour de  $P_g$  seront en phase avec celles appliquées à  $V_g$ .
- Si  $V$  se trouve à droite du point optimum, les oscillations autour de  $P_d$  seront en opposition de phase par rapport à celles appliquées à  $V_d$ .
- Au point optimum l'amplitude des oscillations est très faible et leur fréquence est doublée.

Dans les deux premiers cas, plus le point optimal est éloigné, plus l'amplitude de l'oscillation est grande. De ces observations, nous pouvons déduire une méthode pour la trouver à partir du point optimal. Les oscillations de commande (tension appliquée aux modules) sont appliquées en continu autour du point de fonctionnement considéré.[65].

Trois cas se présentent :

- Ou bien les oscillations sont dans la phase opposée et il faudra réduire la tension.
- Soit les oscillations sont en phase et il faudra augmenter la tension.
- Soit les oscillations sont très faibles et doublent la fréquence, alors on est au point optimal.

L'augmentation ou la diminution de la tension se fait en contrôlant le hacheur MLI et donc par le cycle de service  $\alpha$ . La relation qui donne le biais de  $\Delta\alpha$  dans un système perturbé est [65] :

$$\Delta\alpha = K \int \left( \frac{dp}{dt} \times \frac{dv}{dt} \right) dt \quad (\text{II.42})$$

Dans notre cas, l'optimisation de la puissance se fait en fournissant le courant de la charge, par conséquent, l'optimisation de la puissance peut optimiser le courant.

La relation (II.42) devient

$$\Delta\alpha = K \int \left( \frac{dI_b}{dt} \times \frac{dv}{dt} \right) dt \quad (\text{II.43})$$

K est un nombre réel, il dépend du gain de la commande MPPT et de sa position (positive ou négative), et dépend donc de la position du point de fonctionnement.

- $K < 0$  : on est à gauche du point optimum.
- $K > 0$  : on est à droite du point optimum.

### b) L'organigramme fonctionnel :

l'organigramme fonctionnel de cet algorithme est le suivant :

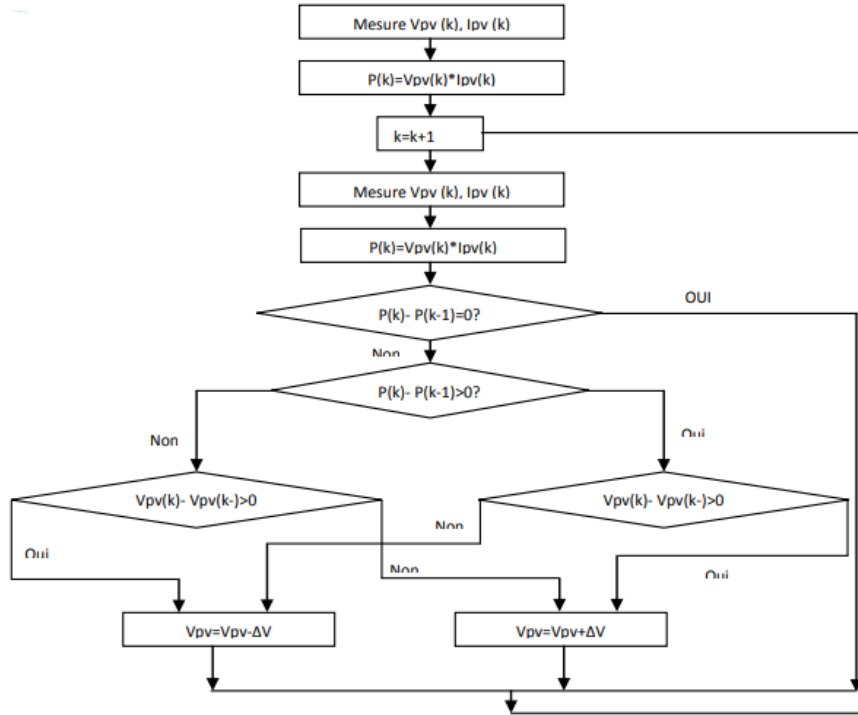


Figure II.11 – Diagramme fonctionnel algorithme (P&O).

## II.6.3 Modélisation du moto-pompe :

### II.6.3.1 Modélisation du moto :

a) **En régime statique** Le régime statique ou stationnaire d'un moteur CC correspond à un régime sans variation de vitesse ou de tension. La variation de flux sur le bobinage de l'induit crée une force électromotrice (fèm) E tel que :

$$e(t) = -\frac{d\Phi(t)}{dt} \quad (\text{II.44})$$

la tension est proportionnelle à la variation de flux  $\Phi$ .

Sur un moteur, le rotor (induit) est bobiné, ce qui correspond à une résistance R telle que :

$$R = \rho \times \frac{l}{S} \quad (\text{II.45})$$

avec :

R :resistance en  $\Omega$

$\rho$  : resistivite en  $\Omega.m$   
 $l$  : longueur en m.  
 $S$  : section en  $m^2$  .

Dans le cas du régime statique, le moteur est équivalent à une résistance  $R$  (environ  $= 1\Omega$ ), créée par les spires bobinées de l'induit et d'une fêm  $E$ .

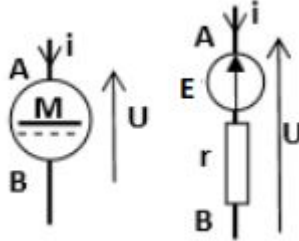


Figure II.12 – modèle équivalent régime statique.

L'induit est donc régit par l'équation :

$$U = E + R.I \quad (II.46)$$

On obtient la caractéristique suivante :

- A vide ( $I=0$ ), la tension  $U$  se confond avec la fêm  $E$  induite.
- En charge ( $I \neq 0$ ), il faut augmenter  $U$  pour garder la vitesse constante.

**La f.è.m** La valeur moyenne  $E$  de ce f.è.m est proportionnelle à la vitesse de rotation  $\Omega$  du rotor, au flux de champ magnétique maximal généré par l'inductance à travers la bobine ( $\Phi=B.S$ ) et à la constante  $K$  qui dépend des caractéristiques de conception.  
Moteur :

$$E = \left(\frac{p}{a}\right) \times N \times n \times \Phi \quad (II.47)$$

$E$  : fêm induite (V).

$p$  : nombre paires de pôles.

$a$  : nombre paires de voies enroulement (charbons).

$N$  : nombre de conducteurs actifs (2/spires).

$n$  : vitesse de rotation (tr/s).

$\Phi$  : flux par pôle (wb).

**Puissance et couple** Si l'induit présente une f.è.m  $E$  alors qu'il est parcouru par un courant d'intensité  $I$ , il reçoit une puissance électromagnétique = puissance utile, en négligeant les pertes fer (courant de Foucault = effets joules) et mécaniques :

$$P_m = E \times I \quad (II.48)$$

Le rotor tourne à la vitesse angulaire  $\Omega$ , la puissance s'écrit aussi :

$$P_m = C_m \times \Omega \quad (II.49)$$

On en conclut :

$$P_m = C_m \times \Omega = E \times I = U \times I - R \times I^2 \quad (\text{II.50})$$

**Caractéristique Couple/Vitesse :** Pour une excitation donnée ( $U = \text{cte}$ ) on a :

$$U = E + R \times I = K \times \Omega + \frac{R \times C_m}{K} \quad (\text{II.51})$$

donc :

$$C_m = \frac{k}{R}U - \frac{k^2}{R}\Omega \quad (\text{II.52})$$

c'est une équation de droite

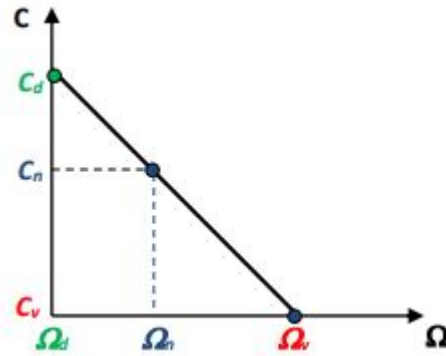


Figure II.13 – Caractéristique Couple/Vitesse.

- A vide,  $C_v=0$ ,  $I=0$  (pas de charge),  $E=U$ , la vitesse est donnée par  $\Omega_v = U/K$
- Au démarrage,  $\Omega_d=0$ ,  $E=0$ ,  $C_d = \text{max}$ ,  $I_d$  imposé par charge est énorme! (risque destruction)  
C'est pourquoi on démarre sous tension réduite.
- En charge, régime nominal :  $\Omega_n < \Omega_d$ ,  $C_n < C_d$ ,

On limite donc les caractéristiques mécaniques du moteur à sa partie « utile », ce qui permet de trouver le point de fonctionnement du composant en régime permanent moteur + charge.

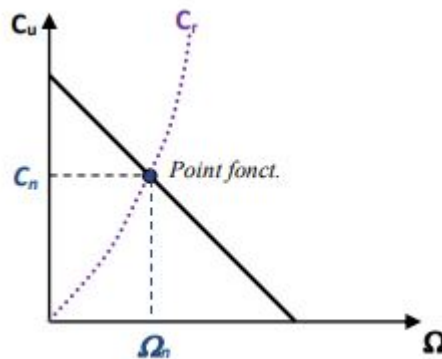


Figure II.14 – le point de fonctionnement, en régime permanent.

En régime permanent, il y a égalité du couple utile  $C_u$  et du couple résistant  $C_r$  imposé par la charge. ( $C_m = C_u = C_r$ ).  
Au point, on retrouve  $C_n$  et  $\Omega_n$ .

**b) En régime dynamique** Dans le cas du régime dynamique, le moteur est équivalent à une résistance  $R$  (environ  $= 1\Omega$ ), créée par les spires bobinées de l'induit, à une fém  $E$ , et une inductance  $L$  issue du bobinage de l'induit montées en série

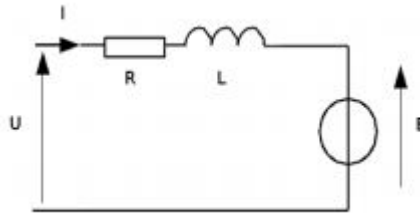


Figure II.15 – modèle équivalent régime permanent.

Les équations sont :

$$U(t) = E(t) + R \times I(t) + L \frac{dI(t)}{dt} \quad (\text{II.53})$$

$$E(t) = K \times \Omega(t) \quad (\text{II.54})$$

$$C_m(t) = K \times I(t) \quad (\text{II.55})$$

$$C_v(t) = f \times \Omega(t) \quad (\text{II.56})$$

$$J \frac{d\Omega(t)}{dt} = C_m(t) - C_r(t) - f \times \Omega(t) \quad (\text{II.57})$$

**Bilan des puissances et rendement :** Le moteur électrique absorbe une puissance électrique ( $P_a$ ) qu'il transforme en puissance utile ( $P_u$ ).

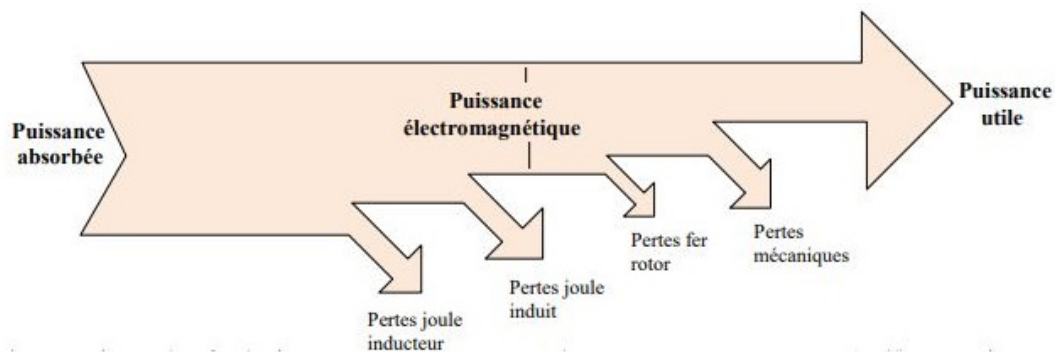


Figure II.16 – le point de fonctionnement, en régime permanent.

- **Puissance absorbé ( $P_a$ ) :** somme des puissances absorbées par l'inducteur et induit

$$P_a = U \times I + u_{ex} \times i_{ex} \quad (\text{II.58})$$

- **Pertes joules induit et inducteur ( $P_j$ )** : puissance transformée en chaleur (courant Foucault)

$$P_j = R \times I^2 + r_{ex} \times i_{ex} \quad (\text{II.59})$$

- **Pertes mécaniques et fer** : dépendent de la vitesse de rotation du moteur (indépendantes de la charge), elles sont les pertes frottements visqueux et pertes fer dû phénomènes magnétiques
- **Puissance électromagnétique ( $P_{em}$ )** : puissance qui est transformée en énergie mécanique

$$P_{em} = P_a - P_j = E \times I \quad (\text{II.60})$$

- **Puissance utile ( $P_u$ )** : puissance fournit de façon mécanique à la charge (indiquée sur plaque signalétique)

$$P_u = P_{em} - (\text{pertes fer} + \text{pertes méca}) \quad (\text{II.61})$$

- **Le rendement** : Le rendement d'un moteur est :

$$\eta = \frac{P_u}{P_a} \quad (\text{II.62})$$

Plus la puissance est élevée, meilleure est l'efficacité ...

### II.6.3.2 modélisation du la pompe centrifuge :

Le fonctionnement de la pompe centrifuge implique trois paramètres, la hauteur, le débit et la vitesse ont des équations [67] :

$$f(H, Q, \omega) = 0 \quad (\text{II.63})$$

Afin de résoudre ce système d'équations, nous considérons généralement l'un des trois paramètres constants La vitesse est constante.

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

$$H = H_s \times H_d \quad (\text{II.64})$$

$H$  : Hauteur totale du pompage.

$H_s$  : La hauteur statique est la distance entre le niveau d'eau statique dans le puits et le point le plus élevé où l'eau doit être pompée.

$H_d$  : est la somme des pertes linéaires et singulières, ces pertes sont :

#### a) Pertes de charges linéaires :

Se sont des pertes d'eau dans la tuyauterie est donnée par la formule suivante [31] :

$$\Delta H_1 = \lambda \frac{L}{D} \frac{v^2}{2 \times} \quad (\text{II.65})$$

$\lambda$  : Coefficient de pertes de charges linéaires.

$D$  : Diamètre de la tuyauterie (m).

$L$  : Longueur de la tuyauterie (m).



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

$v$  : Vitesse moyenne du fluide ( $\text{m/s}$ ) qui est donnée par :

$$v = \frac{4 \times Q}{\pi \times D^2} \quad (\text{II.66})$$

$Q$  : débit ( $\text{m}^3/\text{s}$ ).

$$\Delta H_1 = \lambda \frac{L}{D} \left( \frac{8 \times Q^2}{\pi^2 \times D^5 \times g} \right) \quad (\text{II.67})$$

Veuillez noter que la perte de pression linéaire est proportionnelle à la longueur du tuyau et que ces pertes diminueront à mesure que le diamètre du tuyau augmente.

### b) Pertes de charges singulières (locale) :

Principalement parce que les changements dans chaque section sont donnés par l'expression suivant :

$$\Delta H_2 = \varepsilon \frac{v^2}{2 \times g} = \varepsilon \frac{8 \times Q^2}{\pi^2 \times D^4 \times g} \quad (\text{II.68})$$

$\varepsilon$  : Coefficient de pertes de charges locales.

La hauteur dynamique est la somme des deux pertes :

$$H_d = \Delta H_1 + \Delta H_2 \quad (\text{II.69})$$

$$H_d = \left( \lambda \frac{L}{D} + \varepsilon \right) \left( \frac{8 \times Q^2}{\pi^2 \times D^5 \times g} \right) = k_{fr} \times Q^2 \quad (\text{II.70})$$

$k_{fr}$  : Constante de la canalisation.

La hauteur totale de pompage est :

$$H = H_s + k_{fr} \times Q^2 \quad (\text{II.71})$$

### c) La caractéristique Q (H) de la pompe :

La relation liant la hauteur d'eau H avec le débit de la pompe Q est donnée par le modèle de « PELEIDER-PETERMANN »

$$H = a_0 \times \omega^2 - a_1 \times \omega \times Q - a_2 \times Q^2 \quad (\text{II.72})$$

Avec :  $a_0, a_1, a_2$  est la constante de la pompe fournie par le fabricant. La courbe H (Q) est donnée par la figure suivante :

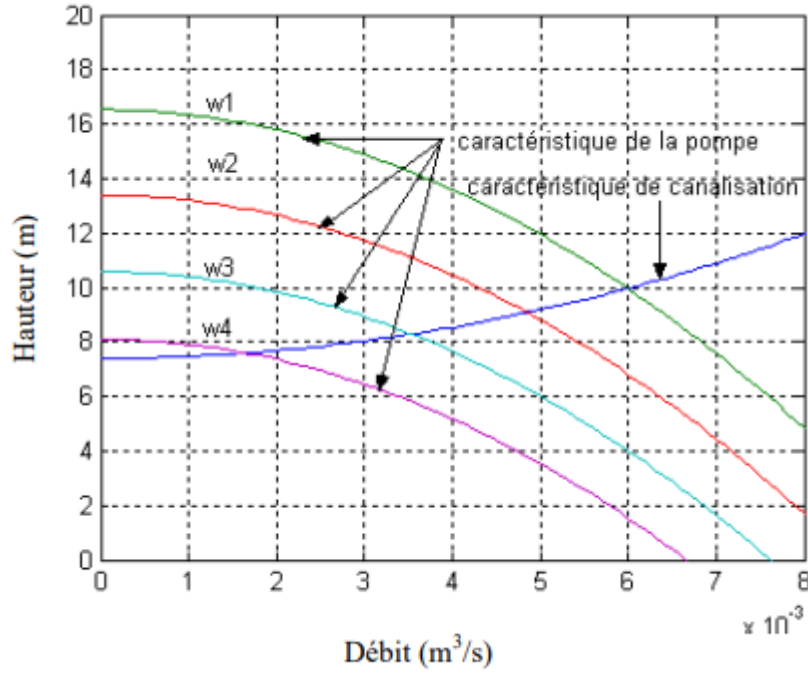


Figure II.17 – Courbe  $H(Q)$  de la pompe centrifuge et la caractéristique de canalisation .

Le point de travail est l'intersection de ces deux caractéristiques. Par conséquent, pour une vitesse donnée, il n'y a qu'un seul point de fonctionnement dans une large mesure en fonction des caractéristiques de tuyauterie de la pompe spécifiée. Par conséquent, une bonne conception et une bonne sélection de tuyaux peuvent obtenir de bons résultats dans les systèmes de pompage.

#### d) La caractéristique couple vitesse $C(\omega)$ de la pompe :

La pompe centrifuge est caractérisée principalement par un couple résistant qui est de la forme suivante :

$$C_r = k_p \times \omega^2 \quad (\text{II.73})$$

avec :

$$k_p = \frac{P_m}{\omega^3} \quad (\text{II.74})$$

#### e) Calcul de puissance :

Une pompe est une machine qui fournit de l'énergie à un fluide pour le déplacer d'un point à un autre. L'expression générale de la puissance hydraulique est la suivante :

$$P_H = \rho \times g \times Q \times H \quad (W) \quad (\text{II.75})$$

Une autre expression considérée est la puissance absorbée par la pompe, c'est-à-dire la puissance nécessaire à son entraînement mécanique, qui s'exprime par la relation suivante :

$$P_m = \frac{\rho \times g \times Q \times H}{\eta_p} \quad (W) \quad (\text{II.76})$$

Où

$\eta_p$  : Le rendement de la pompe.

$P_m$  : Puissance mécanique du moteur.

$\rho$  : La masse volumique de l'eau (=1000Kg/m<sup>3</sup>).

**f) Calcul du rendement :**

Pour les groupes électropompes (pompe + moteur), le constructeur donne généralement une courbe de rendement global.

$$\eta_{mp} = \frac{P_h}{P_a} \quad (\text{II.77})$$

## **II.6.4 Modélisation du canalisation :**

### **II.6.4.1 Calcul des diamètres**

Le débit volumique Q est calculé par la formule :

$$Q = V \times S \quad (\text{II.78})$$

où

V=vitesse

S= section

Pour une conduite de diamètre D, on a :

$$S = \frac{\pi \times D^2}{4} \Rightarrow Q = V \times \frac{\pi \times D^2}{4} \quad (\text{II.79})$$

D'où :

$$D = \sqrt{\frac{4 \times Q}{\pi \times V}} \quad (\text{II.80})$$

**a) Conduite d'aspiration**

A l'aspiration, la vitesse varie entre 1 et 1,6m/s

$$D_a = \sqrt{\frac{4 \times Q}{\pi \times V_a}} \quad (\text{II.81})$$

**b) Conduite de refoulement**

Au refoulement la vitesse varie entre 1,5 et 2,5m/s

$$D_r = \sqrt{\frac{4 \times Q}{\pi \times V_r}} \quad (\text{II.82})$$

#### II.6.4.2 Calcul de la HMT

La hauteur manométrique totale de la pompe est la différence de pression de la colonne de liquide (en mètres) entre l'orifice d'aspiration et l'orifice de refoulement.

Lors du pompage de liquide, la pompe ne doit pas seulement fournir une pression équivalente à la différence de niveau de liquide entre l'aspiration et le refoulement (appelée hauteur géométrique totale). Il y a également la pression nécessaire pour surmonter la perte de charge dans le tuyau d'aspiration et le tuyau de refoulement. Pour déterminer HMT, nous utilisons l'équation généralisée de Bernoulli.

Considérons l'installation de pompage ci-après

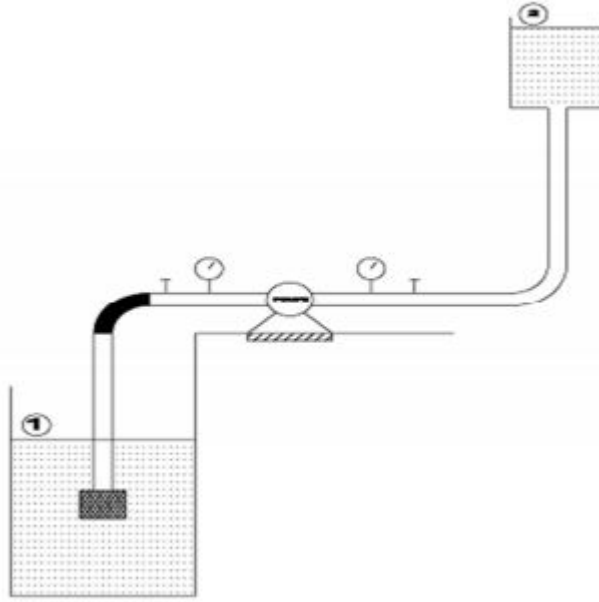


Figure II.18 – l'installation de pompage .

L'équation généralisée de Bernoulli entre les points 1 et 2 donne :

$$\frac{P_1}{\rho g} + \frac{V_1^2}{2g} + Z_1 + H_{mT} = \frac{P_2}{\rho g} + \frac{V_2^2}{2g} + Z_2 + J_{asp} + J_{ref} \quad (II.83)$$

$$H_{mT} = \frac{P_2 - P_1}{\rho g} + \frac{V_2^2 - V_1^2}{2g} + (Z_2 - Z_1) + J_{asp} + J_{ref} \quad (II.84)$$

$$H_{mT} = \frac{P_2 - P_1}{\rho g} + (Z_2 - Z_1) + J_{asp} + J_{ref} \quad (II.85)$$

Pour le cas de cette installation  $P_2 = P_1 = P_{atm} \Rightarrow P_2 - P_1 = 0$  d'où

$$H_{mT} = (Z_2 - Z_1) + J_{asp} + J_{ref} \quad (II.86)$$

Tout le problème réside donc dans l'évaluation des pertes de charge.

### II.6.4.3 Calcul des pertes de charge

Lorsqu'on considère les fluides réels, la perte d'énergie spécifique appelée perte de charge dépend de la forme, de la taille et de la rugosité du tuyau, du débit et de la viscosité du liquide. La différence de pression  $\Delta P = P_1 - P_2$  entre les points 1 et 2 du circuit hydraulique est dérivée de :

- Le frottement du fluide sur la paroi interne du tuyau, on l'appelle linéaire ou régulier ou la perte de charge.
- La résistance à l'écoulement causée par des accidents en cours de route (coudes, élargissement ou rétrécissement de la section transversale, organes de réglage, etc.) est une perte de charge étrange ou inattendue.

Le problème du calcul de ces pertes de charge réunit les grandeurs principales suivantes :

- Un fluide caractérisé par sa densité et sa viscosité cinématique.
- Tube caractérisé par sa section transversale généralement circulaire (forme et taille), sa longueur L et sa rugosité S.

Ces éléments sont liés à la taille, à la vitesse moyenne ou au débit volumique et au nombre de Reynolds, qui joue un rôle clé dans le calcul de la perte de charge.

#### a) Pertes de charge singulière

Ces pertes de charge sont proportionnelles au carré de la vitesse. Nous avons

$$J = K \frac{V^2}{2g} \quad (\text{II.87})$$

où

$K$  est le coefficient de pertes de charge singulière sans unité

$V$  : vitesse moyenne ou vitesse débitante

$J$  : en mètre de colonne de fluide ou liquide.

On peut écrire :

$$\Delta P = K \cdot \rho \frac{V^2}{2} \quad (\text{II.88})$$

ou Le coefficient de perte de charge  $K$ , qui dépend de la géométrie et du nombre de Reynolds, est donné sous une forme appelée «dictionnaire de perte de charge». Voici quelques singularités typiques.

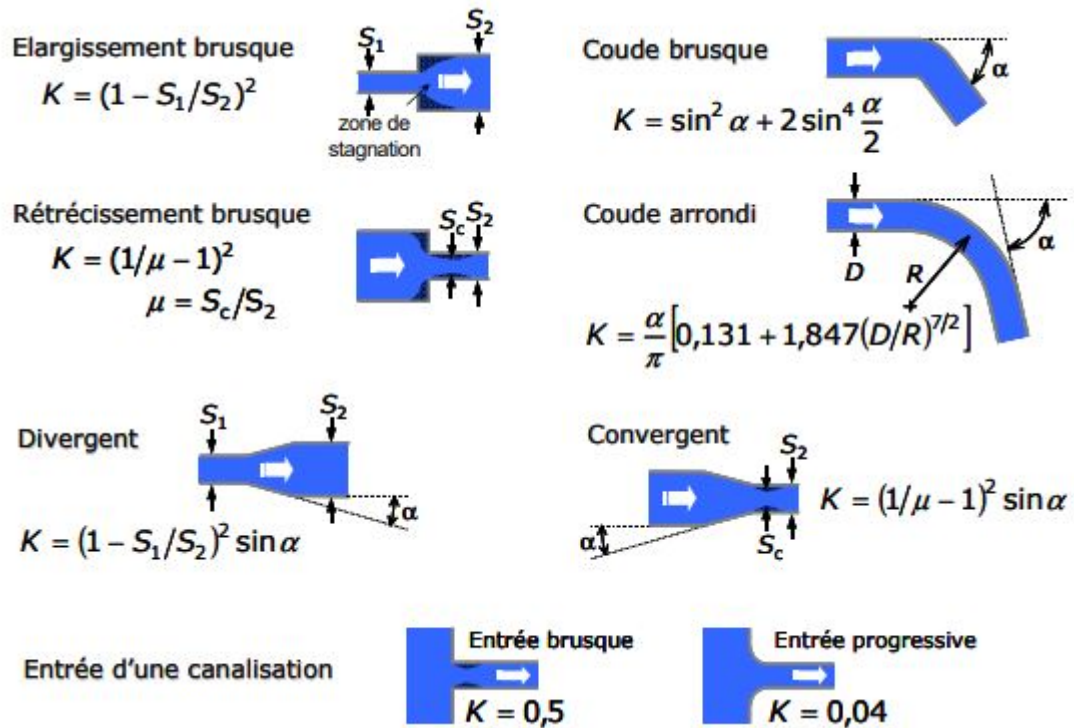


Figure II.19 – dictionnaires de pertes de charge .

## b) Pertes de charge linéaire

Cette perte est causée par un frottement interne qui se produit dans le liquide. Il peut être trouvé dans des tubes lisses et des tubes rugueux. Apparaissent entre deux points séparés par la longueur  $L$  dans un tuyau de diamètre  $D$  :

- Une perte de charge exprimée en mètre de colonne de liquide ( $m.c.L$ )

$$J = \lambda \frac{L}{D} \frac{V^2}{2g} \quad (\text{II.89})$$

où

$h$  : le coefficient de perte de charge linéaire.

$L$  : la longueur (m)

$D$  : le diamètre (m)

$V$  : la vitesse moyenne (m/s)

## Différence de pression (Pa)

$$\Delta P = \lambda \frac{L}{D} \rho \frac{V^2}{2} \text{ en Pa} \quad (\text{II.90})$$

## Cas de l'écoulement laminaire ( $Re < 2000$ )

Dans ce le coefficient  $\lambda$  se calcule par la formule :

$$\lambda = \frac{64}{Re} \quad \text{avec} \quad Re = \frac{V \times D}{\nu} \quad (\text{II.91})$$

### Cas de l'écoulement transitoire et turbulent

Si le nombre de Reynold est tel que  $2000 < Re < 3000$  l'écoulement est transitoire. On calcule  $\lambda$  en utilisant la formule de Blasius.

$$\lambda = 0.316 \times Re^{-0.25} \quad (\text{II.92})$$

Si  $Re > 3000$  le régime est turbulent et  $\lambda = f(Re, \varepsilon/D)$  avec  $(\varepsilon/D)$  la rugosité relative et  $(\varepsilon)$  la rugosité absolue et  $(D)$  le diamètre en mm.

Le phénomène d'écoulement est beaucoup plus compliqué et la détermination du coefficient de perte de charge est obtenue par une mesure expérimentale. Ceci explique la diversité des formules anciennes proposées pour le déterminer.

Dans l'état turbulent, l'état de la surface devient sensible, et plus le nombre de Reynolds  $Re$  est grand, plus son influence est grande. Tous les travaux montrent l'effet de la rugosité, puis nous nous concentrons sur la recherche du changement du coefficient  $\lambda$  en fonction du nombre de Reynolds  $Re$  et de la rugosité du tuyau  $2\varepsilon$ .

## II.7 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté la modélisation et les dimensions de chaque composant d'un système PV à partir des modèles trouvés dans la littérature (générateur PV, régulateur (régulateur mppt), pompe centrifuge et réservoir d'eau).

Premièrement un modèle mathématique d'un générateur photovoltaïque a été développé avec des caractéristiques de courant et de puissance pour différents niveaux d'éclairage et de température. Un modèle électrique est présenté qui prend en compte la dynamique de la deuxième batterie plomb-acide. Le modèle de pompe solaire se compose d'un moteur centrifuge et d'une pompe avec un régulateur d'alimentation (régulateur mppt) pour la vitesse de rotation du moteur.

La modélisation et le dimensionnement à une si grande échelle est une étape critique dans la réalisation de ce projet, dont nous parlerons au chapitre trois.

# Chapitre III

## Réalisation du prototype

|           |                                                                                                      |    |
|-----------|------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| III.1     | Introduction . . . . .                                                                               | 52 |
| III.2     | Caractéristiques géographique et météorologique du site d'étude . . . . .                            | 52 |
| III.3     | Description des composants du système . . . . .                                                      | 54 |
| III.3.1   | Générateur photovoltaïque . . . . .                                                                  | 54 |
| III.3.1.1 | Les caractéristiques : . . . . .                                                                     | 54 |
| III.3.1.2 | Le mode de pose : . . . . .                                                                          | 55 |
| III.3.2   | Le contrôleur PS-150 . . . . .                                                                       | 56 |
| III.3.2.1 | Les caractéristiques : . . . . .                                                                     | 56 |
| III.3.3   | Le groupe motopompe PU 150 C-SJ5-8 . . . . .                                                         | 57 |
| III.3.3.1 | Moteur ECDRIVE 150-C . . . . .                                                                       | 57 |
| III.3.3.2 | Extrémité de la pompe PE C-SJ5-8 . . . . .                                                           | 57 |
| III.3.3.3 | Les caractéristiques : . . . . .                                                                     | 57 |
| III.3.4   | Le réservoir d'eau et les canalisations. . . . .                                                     | 58 |
| III.4     | Description des appareils de mesure . . . . .                                                        | 59 |
| III.4.1   | le pyranomètre CMP3 . . . . .                                                                        | 60 |
| III.4.2   | Arduino . . . . .                                                                                    | 60 |
| III.4.3   | Appareil de mesure de Rayonnement solaire . . . . .                                                  | 61 |
| III.4.4   | Appareil de mesure de Température . . . . .                                                          | 62 |
| III.4.5   | Appareil de mesure de débit . . . . .                                                                | 62 |
| III.4.6   | Appareil de mesure de pression . . . . .                                                             | 63 |
| III.4.7   | Multimètre . . . . .                                                                                 | 63 |
| III.4.8   | Compteur d'eau . . . . .                                                                             | 64 |
| III.5     | Montage global du système . . . . .                                                                  | 65 |
| III.5.1   | La lumière du soleil de deux manières différentes pour garantir des résultats corrects . . . . .     | 66 |
| III.5.2   | Température du panneau solaire . . . . .                                                             | 67 |
| III.5.3   | Puissance de sortie du panneau solaire . . . . .                                                     | 67 |
| III.5.4   | L'eau s'écoule à l'intérieur du tube de deux manières pour garantir des résultats corrects . . . . . | 68 |
| III.6     | Conclusion . . . . .                                                                                 | 69 |



## III.1 Introduction

Après avoir modélisé les différents éléments de notre série, cela nous permet de compléter le bon fonctionnement du système de pompage PV afin d'obtenir de meilleurs rendements, de tester les performances du SPVWPS à l'aide d'une pompe solaire disponible connectée à un générateur solaire, tandis que le GPV a un point de fonctionnement idéal pour PPM pour le site variable en raison des différences de Rayonnement solaire et température. Par conséquent, un algorithme de recherche PPM est nécessaire pour extraire la puissance maximale produite par GPV.

Dans ce chapitre, nous présenterons les caractéristiques techniques des éléments les plus importants inclus dans ce système et les définirons, ainsi que les appareils de mesure qui aident à analyser les performances du système, afin de s'assurer que le système fonctionne comme prévu.

## III.2 Caractéristiques géographique et météorologique du site d'étude

Le SPVWPS a été installé à l'Université Echahid Hamma Lakhdar à El Oued, Algérie sur le toit de "**Laboratoire d'Exploitation et de Valorisation des Ressources Energétiques Sahariennes LEVRES**" (latitude  $6.86^{\circ}C$  N ; longitude  $33.36^{\circ}C$  E ;). El-Oued est une ville désertique à caractère touristique, située à 650 km au sud-est de la capitale Alger. Son climat est modéré du désert au froid en hiver et chaud en été. La température ambiante moyenne est de  $16,9^{\circ}C$  (janvier) et  $40,1^{\circ}C$  (juin) sur la figure III.3 [68]. La région d'El Oued reçoit un rayonnement solaire global annuel moyen de  $5700(Wh/m^2/jour)$ . Ces différences de conditions climatiques telles que le rayonnement et la température ne sont pas seulement limités à la vallée, mais sont également signalées au monde. Ces différences de conditions climatiques affectent considérablement les performances du SPVWPS. Les performances SPVWPS varient considérablement en fonction des conditions climatiques.

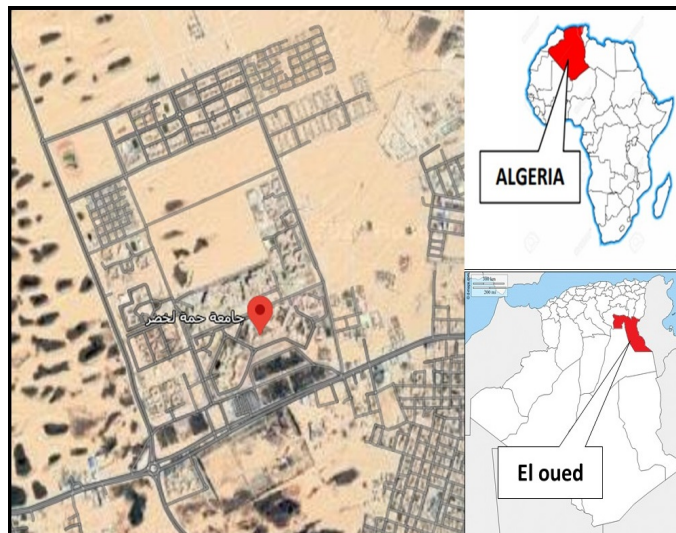


Figure III.1 – site géographique d'étude.

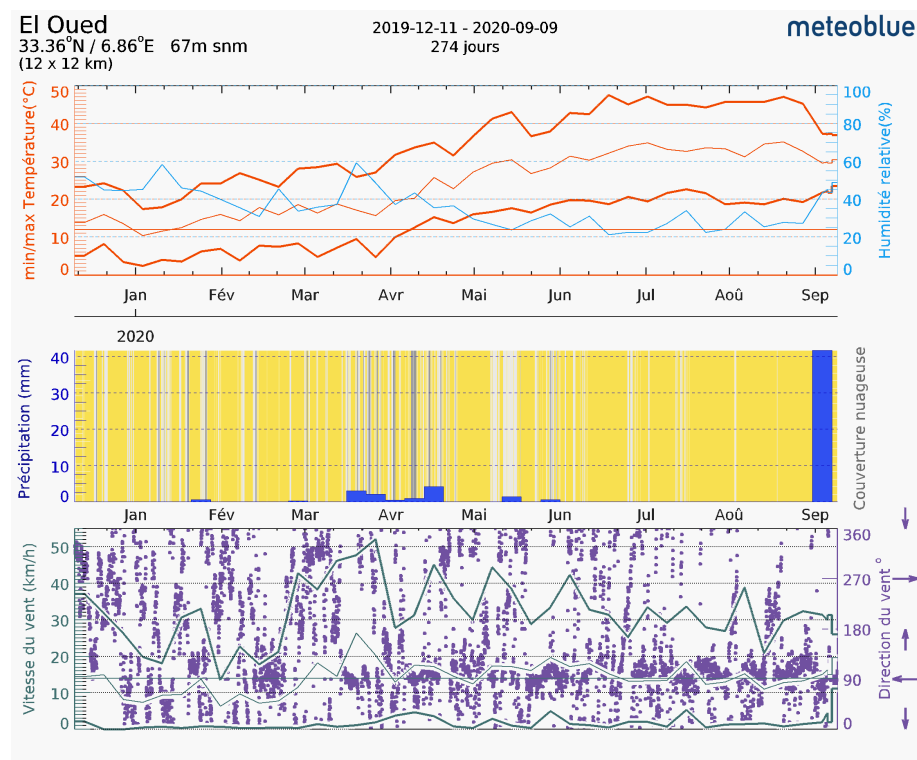


Figure III.2 – Données météorologiques de la veille EL-OUED

Ci après une nouvelle carte de l'irradiation solaire en Algérie publiée par le CDER selon le Centre de Développement des Energies Renouvelables présente que l'irradiation solaire à notre région entre 6100 et 5700  $Wh/m^2$ .

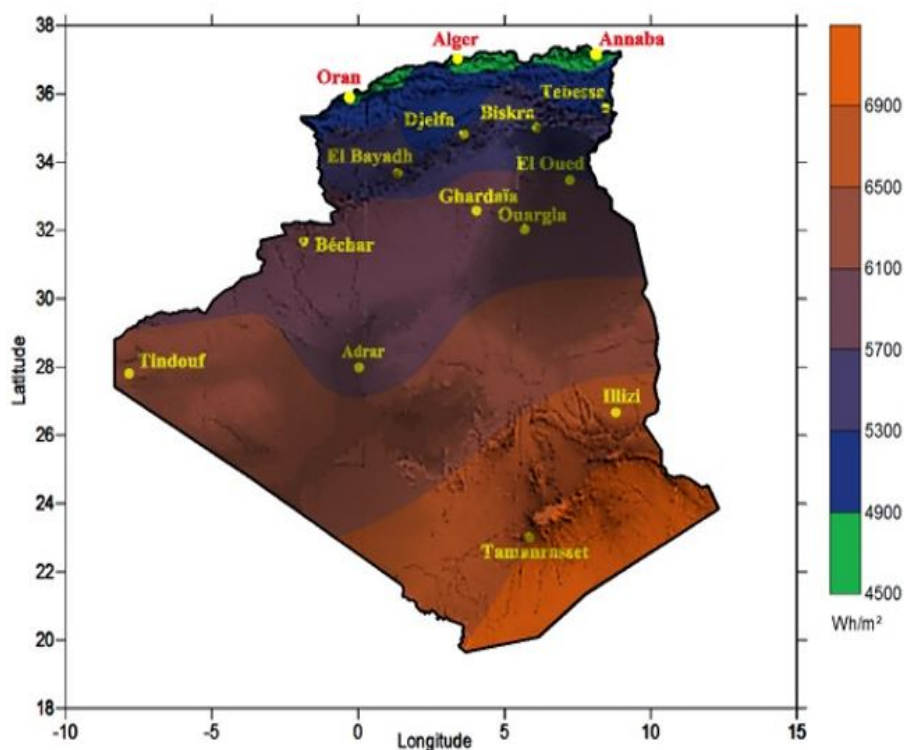


Figure III.3 – Moyenne annuelle de l'irradiation Globale reçue sur une surface horizontale, Période 1992-2002.

### III.3 Description des composants du système

#### III.3.1 Générateur photovoltaïque

le module photovoltaïque ENIESOLAR-200-72-M qui comporte cellules solaires de mono-cristallin connectées en série. Le module PV ENIESOLAR-200-72-M peut produire une puissance maximale de 200watts à 37.3 volts. Ceci nous a permis de déterminer la puissance en fonction de la tension et le courant en fonction de la tension du module étudié pour un éclairement de  $1000W/m^2$ .

##### III.3.1.1 Les caractéristiques :

Les caractéristiques du module photovoltaïque ENIESOLAR-200-72-M en conditions de test standard sont représentées sur le tableau III.1.

Tableau III.1 – Les caractéristiques GPV

| Grandeurs                      | Valeur         |
|--------------------------------|----------------|
| Eclairement standard E.        | $1000W/m^2$    |
| Température standard T.        | $25^{\circ}C$  |
| Puissance crête maximale Pm.   | 200 W          |
| Tension optimale Vopt.         | 37.3 V         |
| Courant optimale Iopt.         | 5.4 A          |
| Tension de circuit ouvert Vco. | 45.8 V         |
| Courant de court-circuit Icc.  | 5.8 A          |
| Dimensions                     | 1581*809*35 mm |

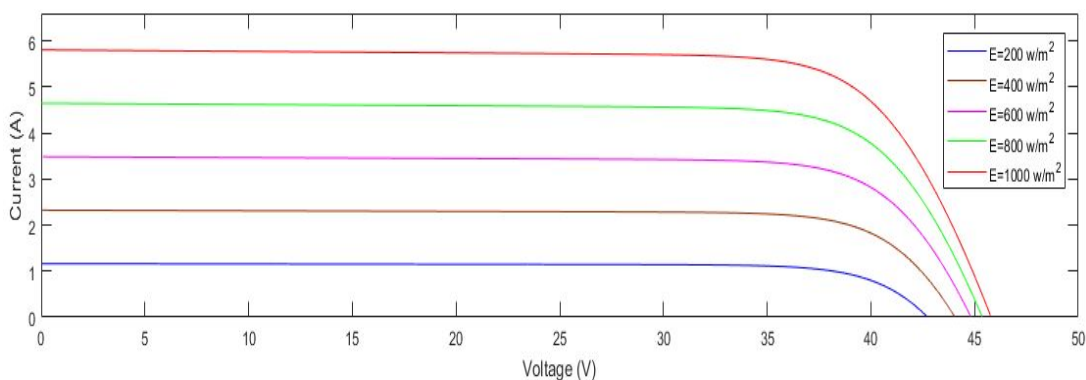


Figure III.4 – les caractéristiques Courant-Tension pour différents éclairements et une température  $T=25^{\circ}C$ .

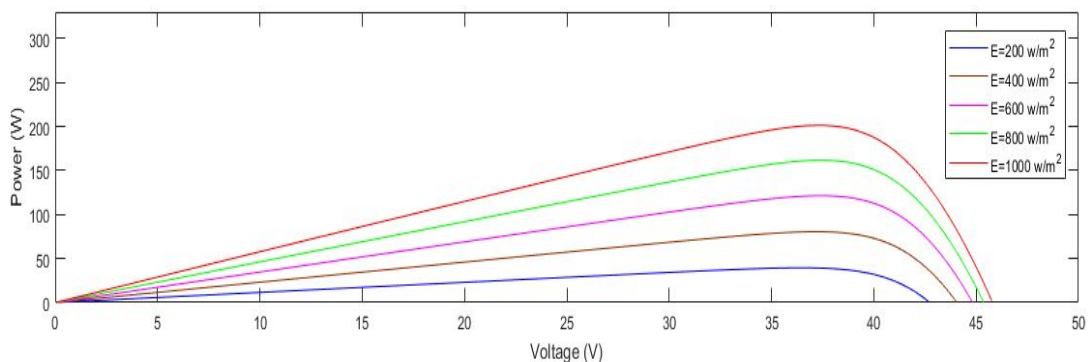


Figure III.5 – les caractéristiques Puissance-Tension pour différents Eclairéments et une température  $T=25^{\circ}\text{C}$

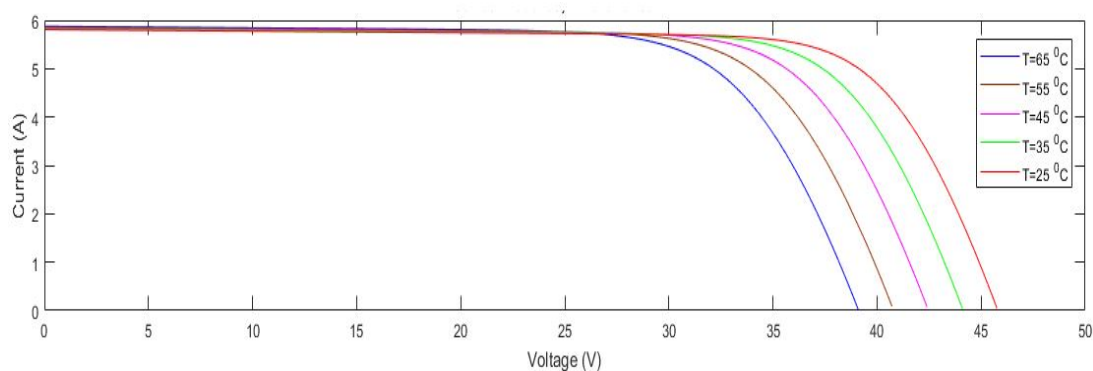


Figure III.6 – les caractéristiques Courant-Tension pour différentes températures et un éclairement  $E=1000 \text{ W/m}^2$ .

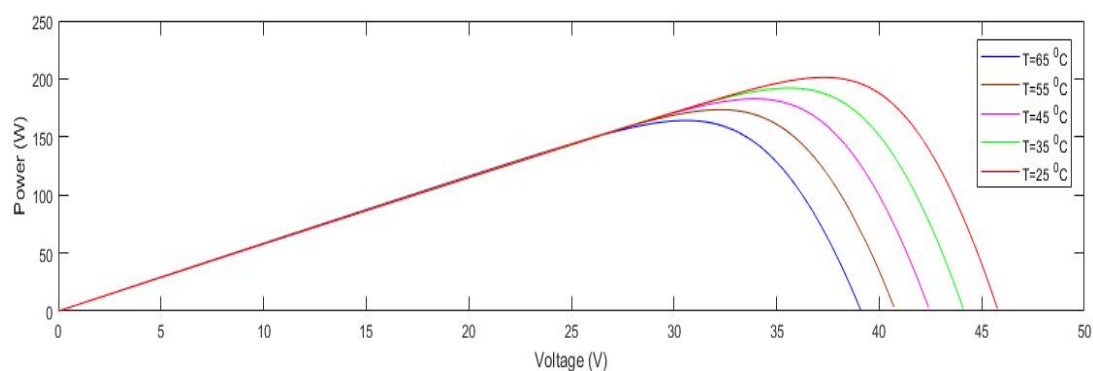


Figure III.7 – les caractéristiques Puissance-Tension pour différentes températures et un éclairement  $E=1000 \text{ W/m}^2$ .

### III.3.1.2 Le mode de pose :

Il apparaît clairement de pouvoir accéder facilement et en toutes saisons sur son installation, afin de nettoyer fréquemment la surface des panneaux contre les feuilles, la neige, la poussière, . . . mais aussi de pouvoir refroidir les panneaux afin d'éviter une baisse de rendement pour répondre à ces critères, la pose idéale est en toit terrasse (figure III.8a), sur pignon (figure III.8b), voir posée directement au sol (figure III.8c).

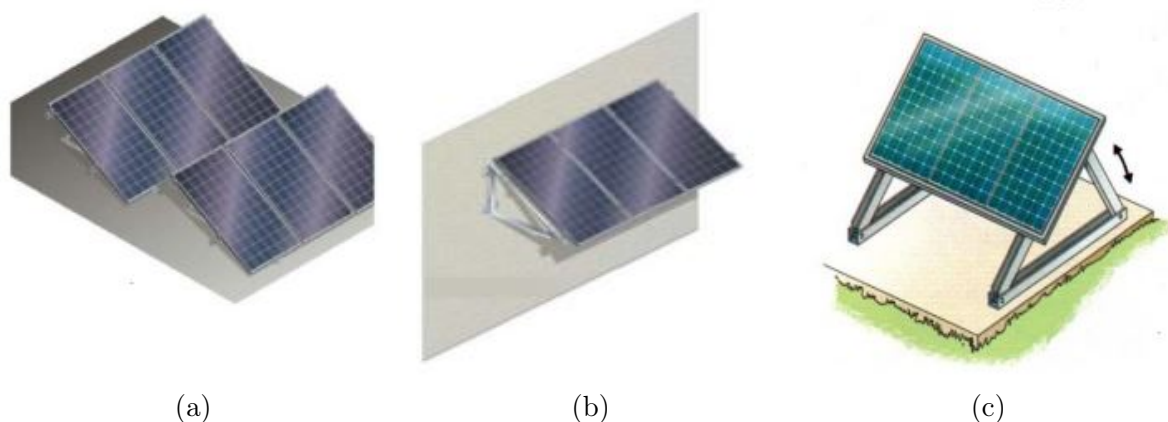


Figure III.8 – Le mode de pose de panneaux solaires.

### III.3.2 Le contrôleur PS-150

Le contrôleur PS-150 est le coeur du système. Il permet de gérer le fonctionnement, mais également d'analyser les données et d'adapter en permanence la configuration afin d'atteindre une production d'eau optimale.

- Contrôle et surveillance
- Entrées de contrôle pour la protection contre la marche à sec, la télécommande, etc.
- Protégé contre l'inversion de polarité, la surcharge et la surchauffe
- MPPT intégré (suivi du point de puissance maximal)
- Fonctionnement sur batterie : déconnexion basse tension intégrée

#### III.3.2.1 Les caractéristiques :

Les caractéristiques du contrôleur PS-150 en conditions de test standard sont représentées sur le tableau III.2.

Tableau III.2 – Les caractéristiques Contrôleur PS-150

| Grandeurs                         | Valeur      |
|-----------------------------------|-------------|
| puissance (max).                  | 300 W       |
| Tension d'entrée (max) $V_{oc}$ . | 50 V        |
| Courant d'entrée (max) $I_{cc}$   | 22 A        |
| Tension de sortie MID triphasée   | 4 / 36 V    |
| Rendement                         | 98 % max.   |
| Température ambiante.             | -10 / 50 °C |
| Classe de protection .            | IP68        |
| le poids                          | 1.2 Kg      |

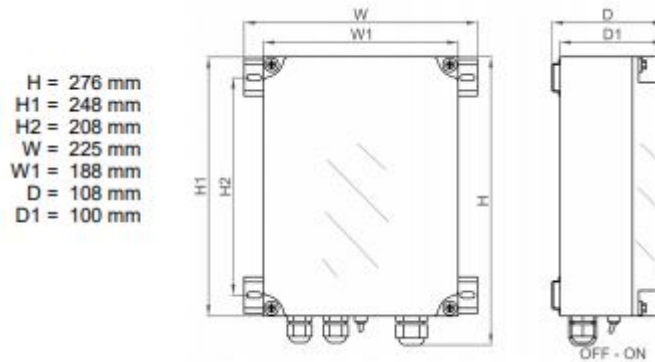


Figure III.9 – Dimensions de Contrôleur PS-150.

### III.3.3 Le groupe motopompe PU 150 C-SJ5-8

#### III.3.3.1 Moteur ECDRIVE 150-C

- Entretien minimal, moteur DC sans balais
- Rempli d'eau
- Matériel de haute qualité, acier inoxydable : AISI 304/316
- Moteur sans électronique à l'intérieur

#### III.3.3.2 Extrémité de la pompe PE C-SJ5-8

- Clapet anti-retour
- Matériel de haute qualité, acier inoxydable : AISI 304
- En option : protection contre le fonctionnement à sec
- Centrifugal pump

#### III.3.3.3 Les caractéristiques :

Les caractéristiques du groupe motopompe PU 150 C-SJ5-8 en conditions de test standard sont représentées sur le tableau III.3.

Tableau III.3 – Les caractéristiques de groupe motopompe

| Grandeurs                 | Valeur          |
|---------------------------|-----------------|
| Puissance nominale        | 0,3 kW          |
| Efficacité de Moteur max. | 92 %            |
| Vitesse du moteur         | 600...3 300 rpm |
| Classe d'isolation        | F               |
| Classe de protection      | IP68            |
| Submersion max.           | 150 m           |
| Diamètre de forage min.   | 4,0 in          |
| Température de l'eau max. | 50 C            |
| Efficacité de pompe max.  | 51 %            |

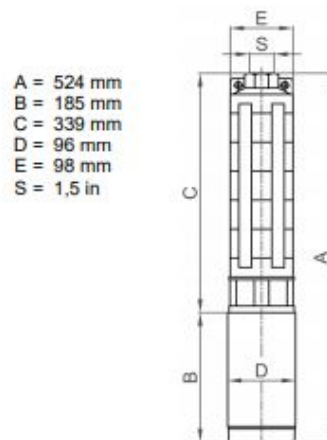


Figure III.10 – Dimensions de groupe motopompe.

### III.3.4 Le réservoir d'eau et les canalisations.

Le réservoir d'eau est en plastique. Nous l'utilisons dans le système comme puits (source d'eau) et au même temps réservoir de stockage après que l'eau effectue un mouvement circulaire à l'intérieur des tuyaux jusqu'à ce qu'elle atteigne le même point. Afin que cette dernière soit installée sur une plate-forme qui la porte, on a réalisé un support de fixation pour assurer la stabilité et facilite le mouvement du system.





Figure III.11 – Le réservoir et support de fixation.

Le dimensionnement des canalisations en PVC utilisés a été faite en fonction d'une étude préalable pour déterminer les diamètres longueur, ... etc.

À l'aide de l'équation généralisée de Bernoulli un fichier Excel a été établi pour étudier les pertes des charges au niveau de system et voir le meilleur dimensionnement utilise à notre expérience, voir Figure III.12.



Figure III.12 – les canalisations sélectionnés.

### III.4 Description des appareils de mesure

ci-après l'ensemble des appareil et instrumentation utilisés à l'installation de prototype pour nous permettre d'étudier les différentes paramètre de système.



### III.4.1 le pyranomètre CMP3

Pour une mesure précise de rayonnement solaire, nous avons choisi une marque utilisée mondialement par les réseaux nationaux et conformes aux normes ISO 9060 et IEC 60904.

Le CMP 3 est le thermomètre le plus compact de la série. Le dôme renforcé de 4 mm protège le thermocouple de l'environnement extérieur. Ce capteur compact et étanche convient aux applications de surveillance de panneaux agricoles, industriels et solaires. Il peut également être utilisé sous l'eau. ( Montré dans fig III.13 )



Figure III.13 – le pyranomètre CMP3.

### III.4.2 Arduino

Arduino est une carte de développement électronique open source destinée aux ingénieurs, aux amateurs, aux développeurs et à toute personne intéressée par les domaines de l'électronique et de la programmation.

L'Arduino reçoit et lit les données de son environnement central et extérieur à l'aide de boutons, de capteurs et de diverses autres pièces, car il traite les signaux reçus par un microcontrôleur programmable, puis interagit avec l'environnement externe car il peut traiter de nombreuses sorties telles que des diodes électroluminescentes (LED), des moteurs et des relais. (relais), écrans LCD et bien d'autres.

Il s'agit d'une carte de contrôle R3 Mega2560 ATmega2560-16AU compatible Arduino avec câble USB. Arduino Méga est un ATmega2560 car la carte de développement de microcontrôleur de base elle-même a 54 groupes de terminaux d'entrée / sortie numériques (14 groupes font des sorties PWM), 16 ensembles de simulation que le côté entrée, groupe 4 UART (ports série matériels), utilisant l'oscillateur à quartz 16 MHz. Avec le boot loader, téléchargez le programme directement via USB sans avoir à passer par un autre graveur externe. Fournir une partie de l'alimentation USB en option ou en tant qu'alimentation externe à l'aide de l'adaptateur CA / CC et de la batterie.

Tableau III.4 – Les caractéristiques de bord arduino.

| Grandeurs                         | Valeur                                  |
|-----------------------------------|-----------------------------------------|
| Microcontrôleur                   | ATmega2560                              |
| Mémoire flash                     | 256 Ko                                  |
| Mémoire vive (RAM)                | 4 Ko                                    |
| Tension de fonctionnement         | 5 V                                     |
| Tension d'entrée                  | 6-20 V                                  |
| Numéro d'entrée analogique        | 16                                      |
| Nombre d'entrées E / S numériques | 54 (dont 14 fournissent une sortie PWM) |

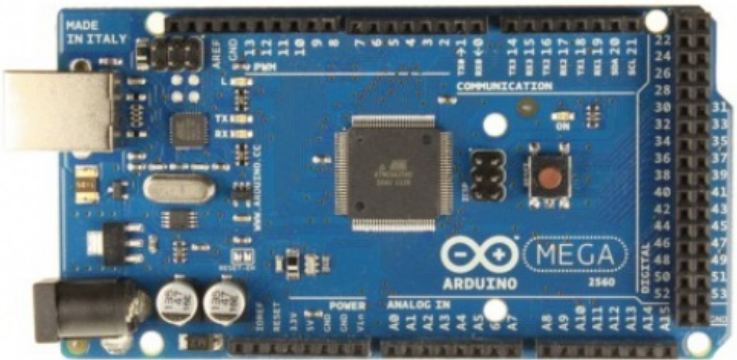


Figure III.14 – Le bord arduino.

### III.4.3 Appareil de mesure de Rayonnement solaire

c'est une résistance électrique dont la valeur change en fonction de la quantité de lumière tombant dessus et de la relation entre l'intensité de la lumière incidente et l'amplitude de sa résistance sont complètement inverses. la figure suivante illustre formes de résistance optique (LDR).

Le principe de fonctionnement d'une photorésistance est que la relation entre l'intensité de la lumière tombant sur elle et l'amplitude de sa résistance est complètement opposée ; Quand la lumière qui tombe dessus est bloquée. Peu à peu, sa résistance augmente progressivement, atteignant une centaine de millions d'ohms. Pour ce qui est de. Lorsqu'il est exposé à une grande quantité de lumière incidente, sa résistance chute presque à moins, A partir de quelques centaines d'ohms.



Figure III.15 – le appareil de mesure du Rayonnement solaire LDR.

#### III.4.4 Appareil de mesure de Température

Le module de température de thermocouple MAX6675 est un thermocouple de type K avec convertisseur numérique qui a une plage de  $0^{\circ}\text{C}$  à  $80^{\circ}\text{C}$  avec la plage de mesure entre 0 et 1024 résultats avec un thermocouple haute température approprié.

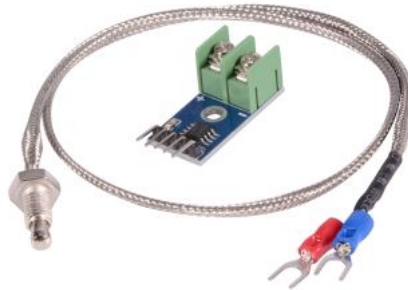


Figure III.16 – Le appareil de mesure de température .

#### III.4.5 Appareil de mesure de débit

Le capteur de débit d'eau se compose d'un corps de vanne en plastique, d'un rotor d'eau et d'un capteur. Lorsque l'eau coule à travers le rotor, le rotor roule et sa vitesse change avec un débit différent. Le capteur émet le signal d'impulsion correspondant. Ce type de capteur peut être trouvé sur différentes plages de diamètres, de pression d'eau (MPa) et de débit l/min. la sélection de type de débit mètre doit être selon les besoins. Le capteur que nous avons choisie à un diamètre de 20 mm, une pression d'eau  $<1,75$  Mpa et une plage de débit 30 l/min. pour la lecture des informations le débitmètre relié avec une carte Arduino.



Figure III.17 – Le appareil de mesure de débit .

### III.4.6 Appareil de mesure de pression

Le manomètre est un instrument de mesure de la pression d'un fluide. Il est à noter que celle-ci ne peut être mesurée que par rapport à une pression de référence, en général la pression atmosphérique. Il existe de nombreuses variantes de manomètres. le monomètre choisi à notre installation caractérisé par un interval de mesure entre 0 et 16 bar.



Figure III.18 – Le appareil de mesure de pression .

### III.4.7 Multimètre

Pour mesurer le courant du panneau PV, on a utilisé un multimètre de référence 1604. Il est un appareil numérique de table à télémétrie automatique et manuelle à un grand

écran LED lumineux. Il offre une longueur d'échelle à 4 chiffres (40000 points), des mesures RMS AC réelles, une précision de base de 0,08% et une résolution de 10  $\mu$ V, 10 m et 0,1  $\mu$ A.



Figure III.19 – Multimètre analogique 1604 .

### III.4.8 Compteur d'eau

Un compteur d'eau à jets multiples, qui comprend un corps raccordé à un tuyau, une roue installée sur un arbre de panier qui contient une buse pour un passage d'eau et une combinaison magnétique avec un mécanisme de calcul, où le panier contient une roue (une colonne et un aimant situés dans un bloc séparé (bloc de mesure), le corps principal se compose de la chambre supérieure et la chambre basse.



Figure III.20 – Compteur d'eau .

### III.5 Montage global du système

Nous avons conçu ce prototype avec ses dimensions réelles à l'aide de SolidWorks avant de l'installer pour découvrir la meilleure forme qui pourrait y apparaître.

La figure III.21 suivante montre la géométrie du modèle dans SolidWorks.

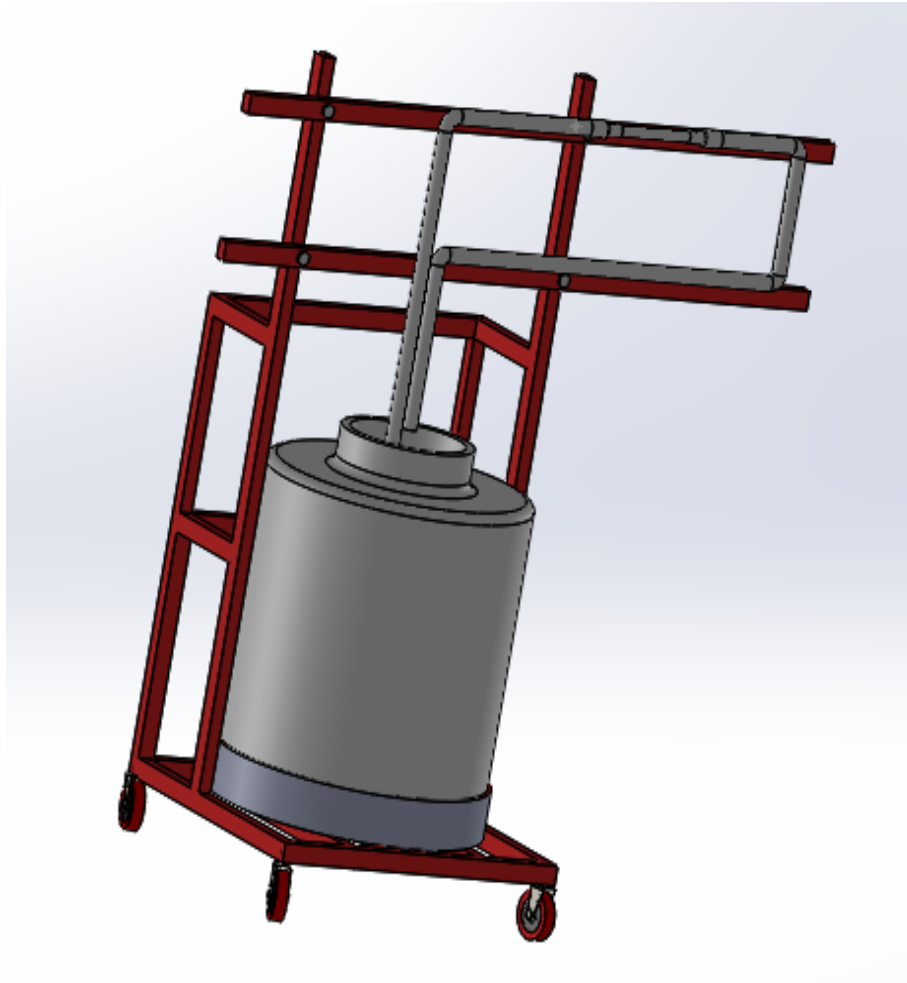


Figure III.21 – Montage globale de système par Solidworks.

La configuration expérimentale consiste en une pompe submersible immergée dans le puits (réservoir d'eau) rempli d'eau et reliée au champ photoélectrique. (illustré à la Fig III.22). La hauteur requise est régulée par la vanne de régulation de pression à l'extrémité de l'installation (tubulaire), qui est maintenue en fonction de la puissance générée par le générateur photoélectrique. L'expérimentation a été menée dans de bonnes conditions météorologiques (un jour, le 15 septembre 2020) après avoir installé les principaux appareils du système et assuré son fonctionnement correct et attendu.





Figure III.22 – Le montage global du système.

Nous prenons les résultats mesurés pendant la période d'essai où nous avons mesuré :

### III.5.1 La lumière du soleil de deux manières différentes pour garantir des résultats corrects

La première méthode consiste à connecter la résistance variable à un ordinateur. Ils sont placés à côté des panneaux solaires. Il est programmé pour enregistrer la valeur de rayonnement toutes les secondes. Où plus de dix mille valeurs ont été enregistrées. Montré dans la figure III.23.

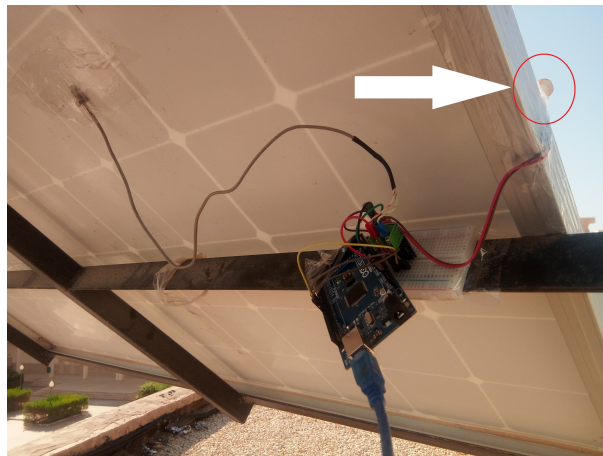


Figure III.23 – LDR Connecter à Arduino.

La deuxième méthode : elle comprend la mesure du rayonnement avec un thermomètre disponible dans le laboratoire de l'université relié à un multimètre numérique, où nous avons enregistré une valeur toutes les trois minutes pour la comparer avec les valeurs enregistrées dans la première méthode. Montré sur la Figure III.24.

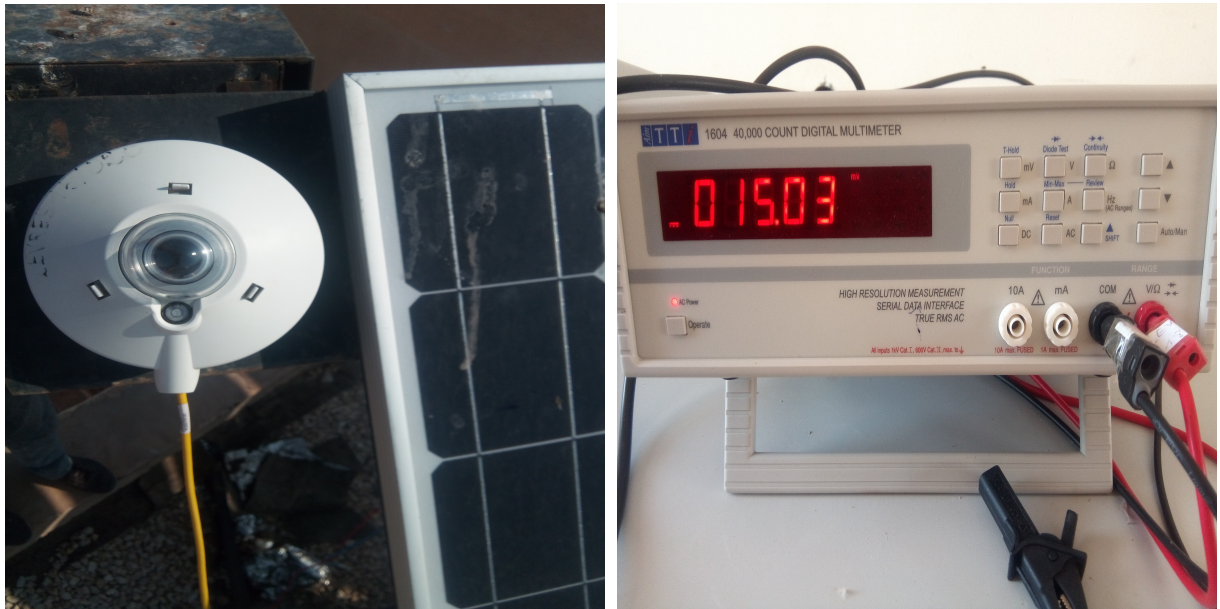


Figure III.24 – Pyranomètre connecter à Multimètre.

### III.5.2 Température du panneau solaire

Nous avons mesuré la température des panneaux solaires via un thermocouple. Où nous avons connecté un ordinateur via l'Arduino. Il est mis en contact avec les panneaux solaires. Il est programmé pour enregistrer la valeur de température un enregistrement par seconde. Où plus de dix mille valeurs ont été enregistrées, illustré à la Figure III.25.

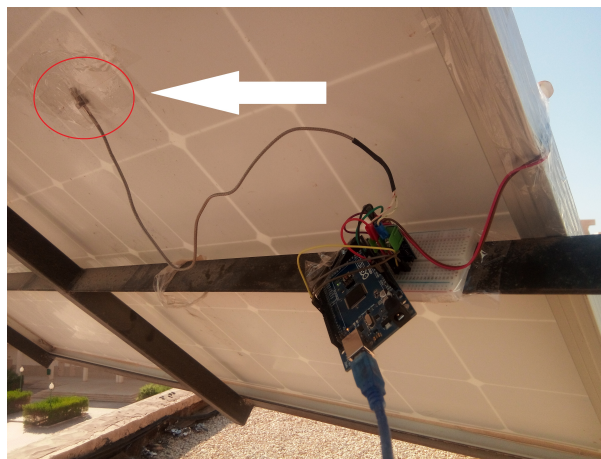


Figure III.25 – Thermocouple connecter à Arduino .

### III.5.3 Puissance de sortie du panneau solaire

Mesure de la tension de sortie ( $V_{mp}$ ) avec un appareil multimètre et prise des valeurs toutes les trois minutes. Comme le montre la figure III.26.





Figure III.26 – Multimètre .

Mesurer l'intensité du courant résultant ( $I_{mp}$ ) avec un (multimètre) en le connectant à un multimètre numérique pour afficher les résultats et les prendre toutes les trois minutes, comme le montre la figure III.27.



Figure III.27 – Opération de mesure de courant.

### III.5.4 L'eau s'écoule à l'intérieur du tube de deux manières pour garantir des résultats corrects

Le débitmètre est placé au niveau du tube. Le débitmètre a été programmé avec l'Arduino pour enregistrer la valeur de chaque seconde pendant trois heures. Les valeurs sont enregistrées sur un petit ordinateur connecté à l'Arduino. À la fin de l'expérience, plus de dix mille valeurs de flux ont été enregistrées (illustrées sur la figure III.28).



Figure III.28 – Débitmètre connecter à Arduino.

Pour vérifier l'exactitude des valeurs mesurées par le débitmètre, une autre méthode a été mise en œuvre en installant le compteur d'eau dans la canalisation. Les valeurs sont enregistrées manuellement pour trouver le débit enregistré toutes les minutes, comme le montre la figure III.29.

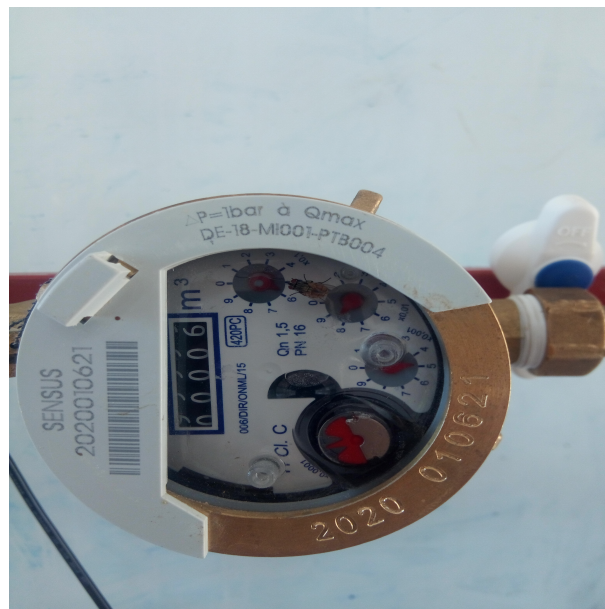


Figure III.29 – Compteur d'eau.

## III.6 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons défini la localisation géographique de l'installation d'un système de pompage d'eau, fourni les caractéristiques techniques des différents éléments inclus dans ce système (GPV, régulateur mppt, pompe solaire...etc), et identifié les dispositifs de mesure qui nous ont permis de présenter certains résultats (radiomètre Le système

solaire, la mesure de la température...etc) afin que nous puissions collecter et configurer le système et prendre les résultats mesurés, que nous présenterons au chapitre quatre.

# Chapitre IV

## Expérimentation et simulation

|                                                                                  |    |
|----------------------------------------------------------------------------------|----|
| IV.1 Introduction . . . . .                                                      | 72 |
| IV.2 Résultats de modélisation : . . . . .                                       | 72 |
| IV.2.1 calcule pertes de charges linaires et singulières de l'installation : . . | 72 |
| IV.2.1.1 pertes de charges linéaires. . . . .                                    | 72 |
| IV.2.1.2 pertes de charges singulière. . . . .                                   | 73 |
| IV.2.2 Calcule de la pression de sortie de la pompe . . . . .                    | 74 |
| IV.3 Résultats de simulation : . . . . .                                         | 75 |
| IV.4 Résultats d'expérimentation : . . . . .                                     | 78 |
| IV.4.1 Radiation solaire de l'environnement réel . . . . .                       | 78 |
| IV.4.2 Paramètre de température . . . . .                                        | 79 |
| IV.4.3 Enregistrement de débit . . . . .                                         | 80 |
| IV.4.4 La relation entre le rayonnement solaire et le débit . . . . .            | 81 |
| IV.4.5 L'efficacite de système . . . . .                                         | 81 |
| IV.5 Validation et interprétations : . . . . .                                   | 82 |
| IV.6 Conclusion . . . . .                                                        | 83 |

## IV.1 Introduction

Dans le chapitre précédent, nous avons mené une étude modèle du système de pompage d'eau et pris les résultats appliqués sur une période de temps (24 heures), que nous présenterons dans ce chapitre pour analyse et interprétation.

Dans ce chapitre, nous présenterons les résultats de la modélisation et de la simulation de ce système et les comparerons aux résultats précédents pour parvenir à une conclusion et sur la performance de ce projet.

## IV.2 Résultats de modélisation :

Pour nous permettre de procéder à la réalisation de l'installation de canalisation avec les différents accessoires on a utilisé la loi de Bernoulli en prenant en charge les différents type des pertes des charges. Cjaque fois on chage le diamètre et le longueur de canalisation pour trouver le meilleurs installation qu'on peut utilisé.

L'équation généralisée de Bernoulli entre deux points :

$$\frac{P_1}{\rho g} + \frac{V_1^2}{2g} + Z_1 + H_{mT} = \frac{P_2}{\rho g} + \frac{V_2^2}{2g} + Z_2 + J_{asp} + J_{ref} \quad (IV.1)$$

Pour calculer les pertes de charges linaires et les pertes de charges singulières de notre installation, on a établi une application sous forme un fichier excel qui nous permettre de calculer les différents résultats.

### IV.2.1 calcule pertes de charges linaires et singulières de l'installation :

#### IV.2.1.1 pertes de charges linéaires.

Une perte de charge exprimée en mètre de colonne de liquide ( $m.c.L$ )

$$J_L = \lambda \frac{L}{D} \frac{V^2}{2g} \quad (IV.2)$$

la figure suivante présente les points à étudier pour calculer les pertes de charges linéaires de l'installation.

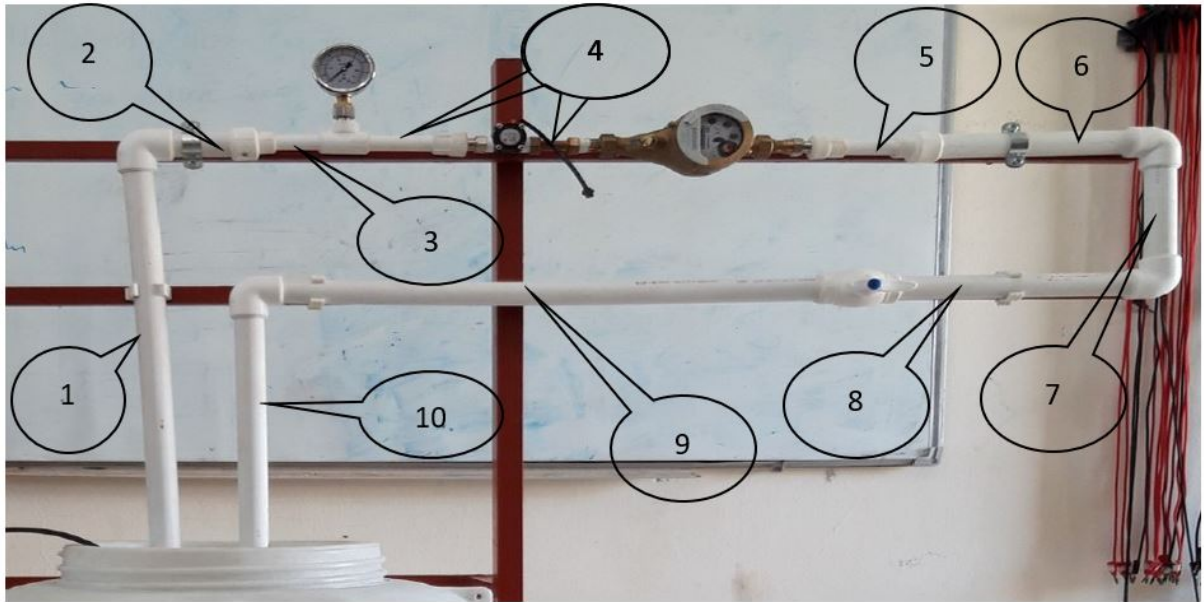


Figure IV.1 – les points à étudier pour les pertes de charges linéaires.

Pour nous permettre de calculer les pertes de charge de l'installation on a réalisé un tableau excel qui donne les pertes de charges linéaires à chaque partie.

| installation                                     | longueur m | Diamètre m | Vitesse m/s | Nombre Réoldes | Lamda       | pertes linéaires   |
|--------------------------------------------------|------------|------------|-------------|----------------|-------------|--------------------|
| 1                                                | 0.65       | 0.032      | 2.245024154 | 651.1386419    | 0.098289359 | 5031.319803        |
| 2                                                | 0.065      | 0.032      | 2.245024154 | 651.1386419    | 0.098289359 | 503.1319803        |
| 3                                                | 0.12       | 0.02       | 5.747261834 | 1041.821827    | 0.06143085  | 6087.370608        |
| 4                                                | 0.05       | 0.02       | 5.747261834 | 1041.821827    | 0.06143085  | 2536.40442         |
| 5                                                | 0.06       | 0.02       | 5.747261834 | 1041.821827    | 0.06143085  | 3043.685304        |
| 6                                                | 0.22       | 0.032      | 2.245024154 | 651.1386419    | 0.098289359 | 1702.908241        |
| 7                                                | 0.13       | 0.032      | 2.245024154 | 651.1386419    | 0.098289359 | 1006.263961        |
| 8                                                | 0.26       | 0.032      | 2.245024154 | 651.1386419    | 0.098289359 | 2012.527921        |
| 9                                                | 0.59       | 0.032      | 2.245024154 | 651.1386419    | 0.098289359 | 4566.890283        |
| 10                                               | 0.385      | 0.032      | 2.245024154 | 651.1386419    | 0.098289359 | 2980.089422        |
| <b>pertes des charges canalisation linéaire.</b> |            |            |             |                |             | <b>29470.59194</b> |

Figure IV.2 – Résultats de pertes de charges linéaires.

#### IV.2.1.2 pertes de charges singuliére.

Ces pertes de charge sont proportionnelles au carré de la vitesse. On a

$$J_S = K \frac{V^2}{2g} \quad (\text{IV.3})$$

la figure suivante présente les points à étudier pour calculer les pertes de charges singuliére de l'installation.



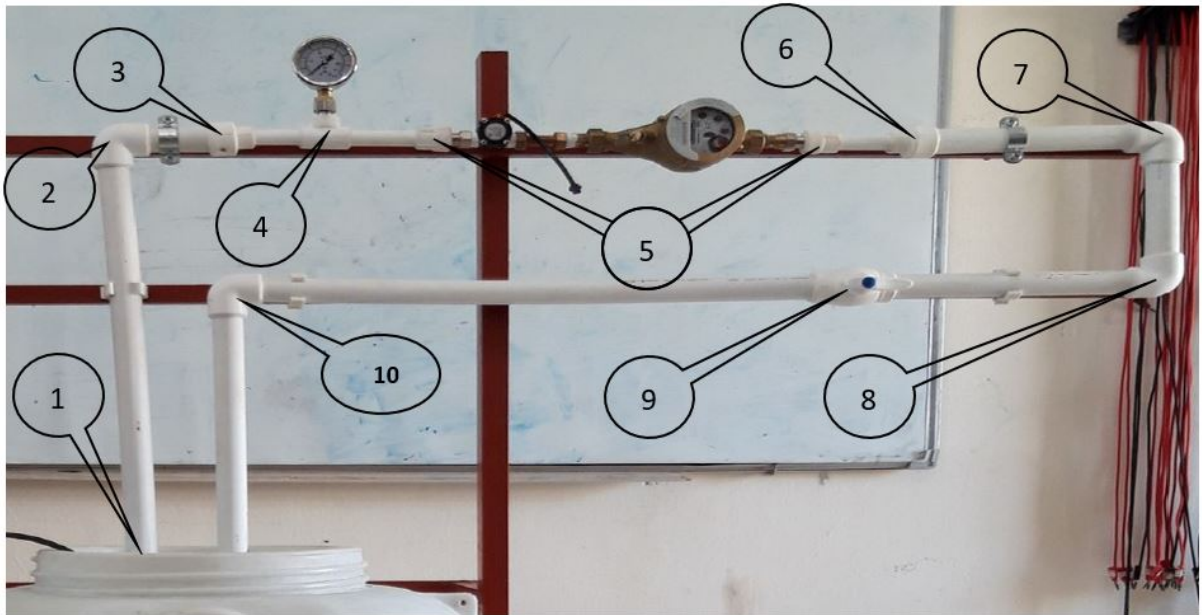


Figure IV.3 – les points à étudier pour les pertes de charges singulière.

pour nous permettre de calculer les pertes de charge de l'installation on a réalisé un tableau excel qui donne les pertes de charges singulière à chaque points.

| accessoire                                        | Diamètre m | coefficient de pertes | pertes singulière  | Vitesse m/s |
|---------------------------------------------------|------------|-----------------------|--------------------|-------------|
| 1                                                 | 0.032      | 0.2                   | 504.0133451        | 2.245024154 |
| 2                                                 | 0.032      | 0.35                  | 882.023354         | 2.245024154 |
| 3                                                 | 0.032      | 0.2                   | 504.0133451        | 2.245024154 |
| 4                                                 | 0.02       | 0.2                   | 3303.101859        | 5.747261834 |
| 5                                                 | 0.02       | 0.2                   | 3303.101859        | 5.747261834 |
| 6                                                 | 0.02       | 0.04                  | 660.6203717        | 5.747261834 |
| 7                                                 | 0.032      | 0.35                  | 882.023354         | 2.245024154 |
| 8                                                 | 0.032      | 0.35                  | 882.023354         | 2.245024154 |
| 9                                                 | 0.032      | 0.1                   | 252.0066726        | 2.245024154 |
| 10                                                | 0.032      | 0.35                  | 882.023354         | 2.245024154 |
| <b>pertes des charges canalisation singulière</b> |            |                       | <b>12054.95087</b> |             |

Figure IV.4 – Résultats de pertes de charges singulière.

## IV.2.2 Calcule de la pression de sortie de la pompe

A travers l'application de l'équation citée ci-après inspirée de l'équation de Bernoulli IV.1 on a calculé la pression de sortie pompe .

$$P_S = P_{atm} + \rho g \left( \sum J_L + \sum J_S \right) \quad (IV.4)$$

$$P_S = 141525.5428 \text{ Pa} \quad (IV.5)$$

### IV.3 Résultats de simulation :

À l'aide du programme solidworks, nous avons simulé le système de pompage d'eau partie hydraulique pour calculer la pression au différent points des canalisation. en utilisant le débit max de la pompe .ci aprtès la figure IV.5 qui presente la pression en fonction de couleur à chaque point.

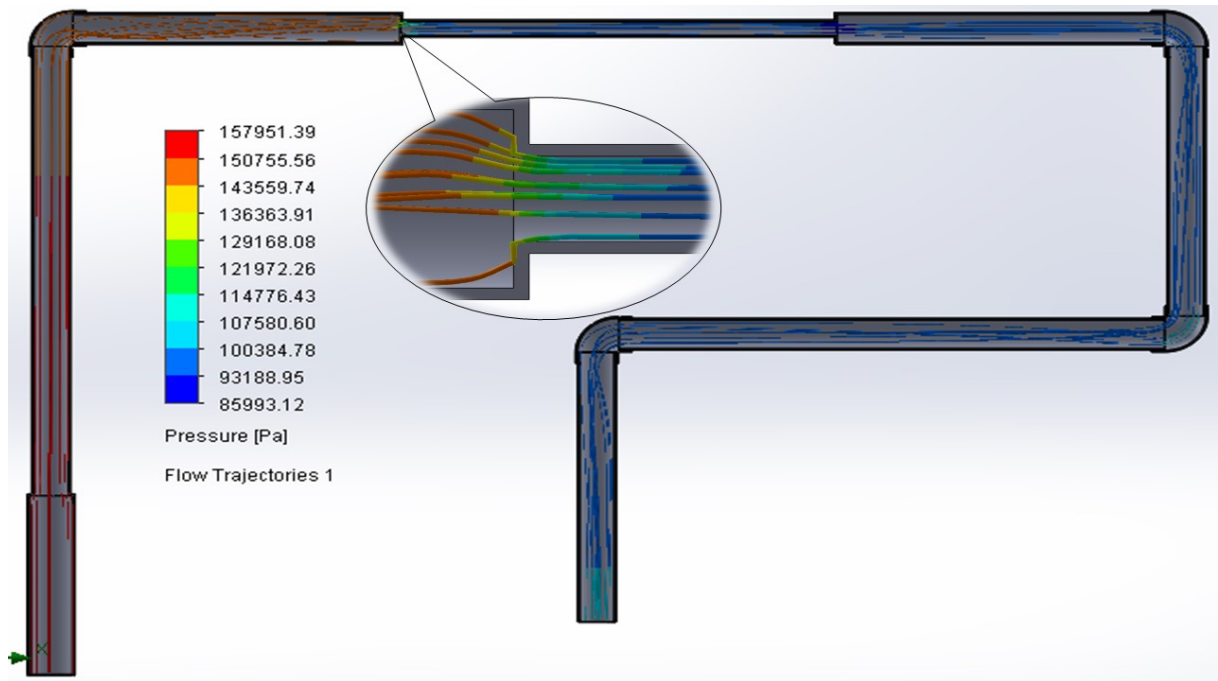


Figure IV.5 – Simulation partie canalisation par Solidworks.

Après avoir simulé la partie hydraulique à l'aide de SolidWorks, nous avons obtenu les résultats des changements de pression dans les canalisation, et nous constatons que les résultats étaient proches des résultats de la modélisation.

À l'aide du programme Matlab, nous avons simulé le système de pompage d'eau étudié par Simulink pour observer le fonctionnement du système dans des conditions idéales en utilisant les valeurs de rayonnement solaire et la température mesurée par les appareils.



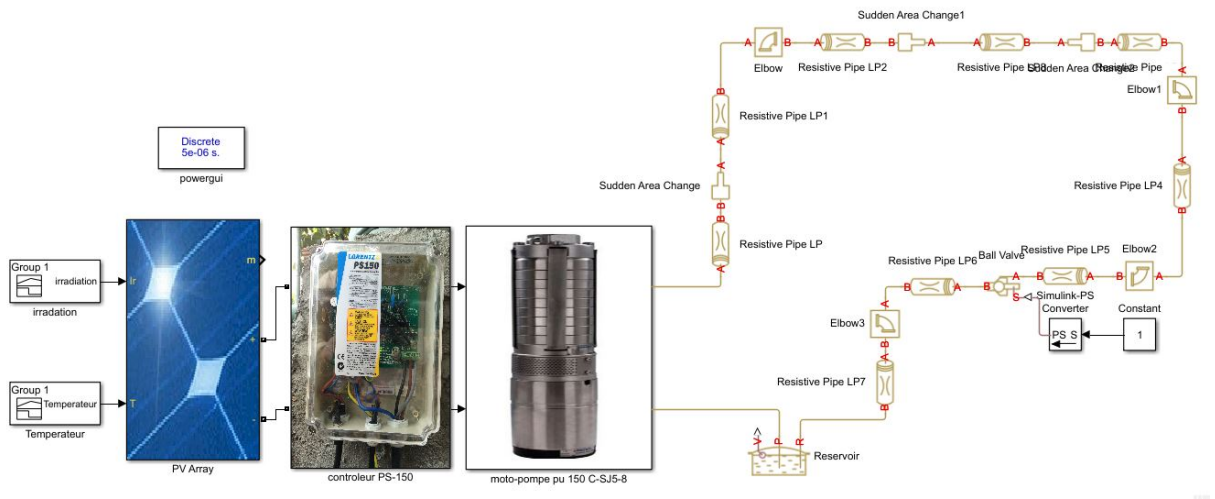


Figure IV.6 – Simulation de système pompage solaire par Matlab simulink.

La figure suivante (IV.7) montre la variation de la puissance du panneau photovoltaïque en fonction du temps.

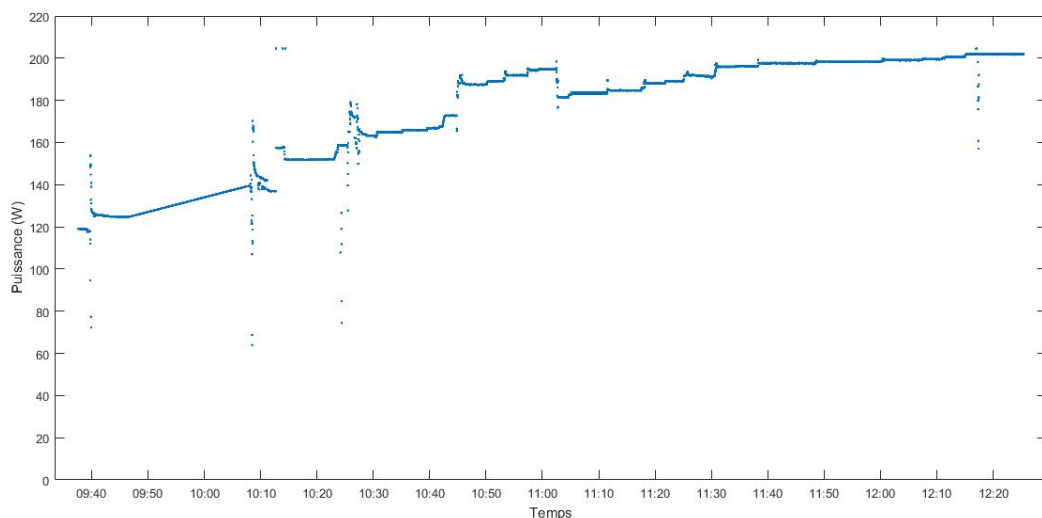


Figure IV.7 – Résultat de simulation de la puissance du panneau photovoltaïque en fonction du temps.

La figure montre l'augmentation de la puissance du panneau photovoltaïque avec le temps jusqu'à ce qu'il atteigne son valeur maximale en milieu de journée. La valeur minimale de la puissance a été enregistrée à 9h37 à une valeur de 120 watte, puis de la puissance a commencé à augmenter jusqu'à ce qu'il atteigne une valeur maximale de 203 watte à 12h27.

La figure suivante (IV.8) montre la variation du débit en fonction du temps.

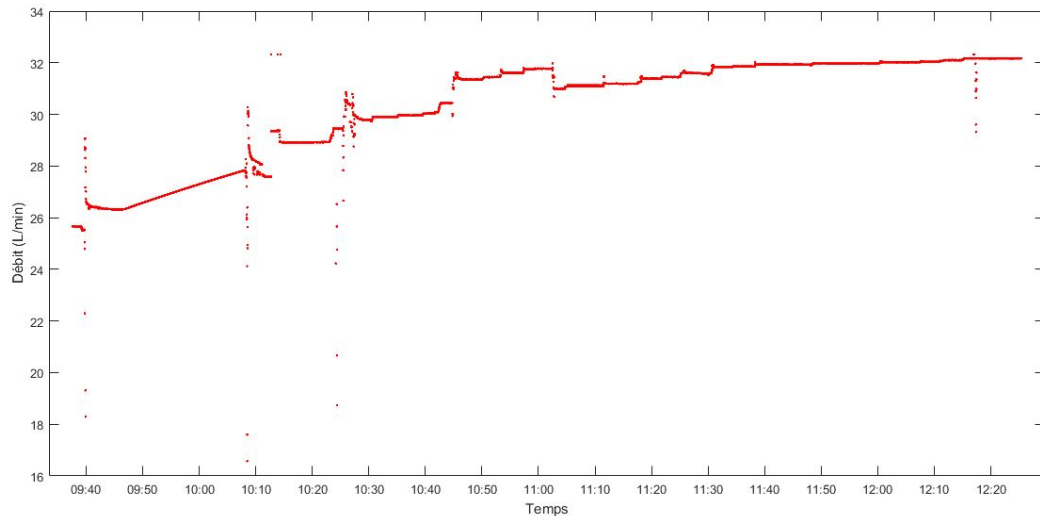


Figure IV.8 – Résultat de simulation du débit en fonction du temps .

La figure montre l'augmentation du débit au fil du temps jusqu'à ce qu'il atteigne son apogée en milieu de journée.

La valeur minimale de débit a été enregistrée à 9h37 à une valeur de 23 litres par minute, puis le débit a commencé à augmenter Jusqu'à ce qu'il atteigne une valeur maximale de 28 litres par minute à 12h27.

La figure suivante (IV.9) montre la variation du débit en fonction de la puissance du panneau photovoltaïque.

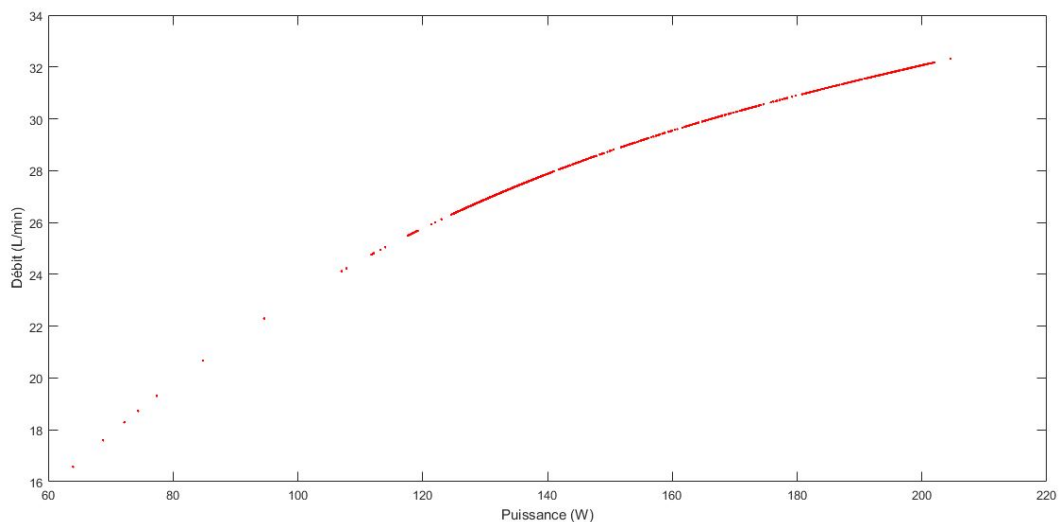


Figure IV.9 – Résultat de simulation du débit en fonction de la puissance PV.

La figure citée ci dessus montre que le débit augmente en proportion positive avec la puissance produite par le panneau solaire. La pompe a commencé à couler lorsque la puissance a atteint 60 watts par 16 l/min puis a continué d'augmenter jusqu'à ce que la puissance atteigne 200 watts, où le débit a atteint sa valeur maximale de 33 l/min.

La figure suivante (IV.10) présente la variation de l'efficacité du système en fonction du temps.

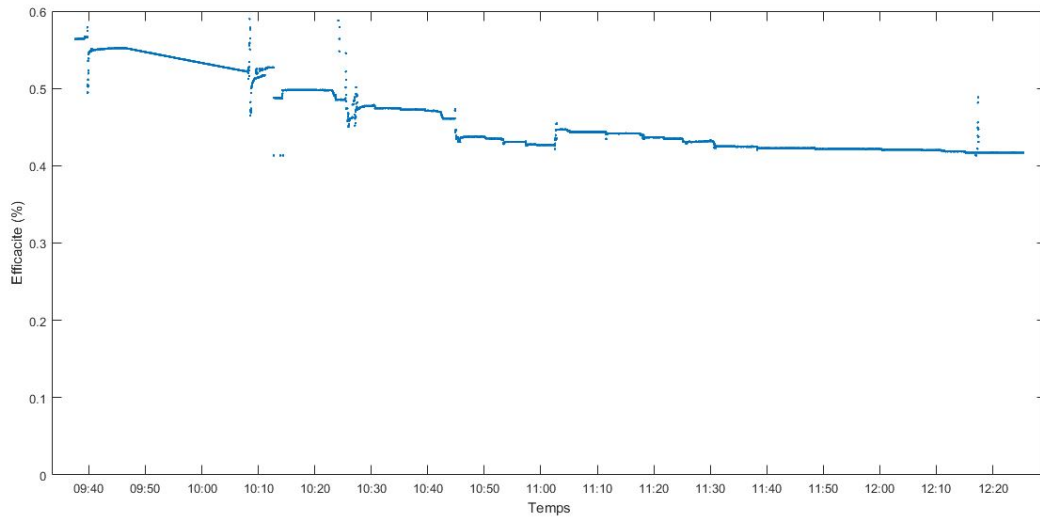


Figure IV.10 – Résultat de simulation de l'efficacité du système en fonction du temps.

La figure montre que l'efficacité du système pompage photovoltaïque a connu une petite variation avec le temps subordonné à la variation des paramètres du système tel que la température et la radiation solaire et la HMT.

## IV.4 Résultats d'expérimentation :

Le débit ( $Q$ ) dépend essentiellement de deux facteurs : la hauteur manométrique totale de pompage (HMT) et le rayonnement solaire global ( $G$ ). Grâce aux résultats expérimentaux obtenus de notre prototype. Un travail et analyse a été établie pour déterminer les performances globales du SPVWPS. Il existe plusieurs paramètres qui affectent les performances du SPVWPS, mais la hauteur totale ( $H$ ), le débit ( $Q$ ), le rayonnement solaire ( $G$ ) et la puissance PV sont les plus importants, des autre paramètres tel que la température le vente l'humidité peuvent affecter la performance. Tous ces paramètres de performance traités dans ce chapitre ont été présenté au niveau de chapitre 01. Ces paramètres sont estimés en réalisant les travaux expérimentaux dans les conditions environnementales réelles régnants sur le site.

### IV.4.1 Radiation solaire de l'environnement réel

En raison de l'importance de la mesure du rayonnement solaire et de son impact direct sur la performance du système, nous avons mesuré le rayonnement solaire par deux méthodes différentes.

La première méthode consiste à connecter une résistance variable avec lumière à un ordinateur. Il est placé à côté du panneau solaire. Il est programmé pour enregistrer une valeur de rayonnement chaque seconde. Où plus de dix mille valeurs ont été enregistrées.

La deuxième méthode est le mesure du rayonnement par un pyranomètre disponible au niveau du laboratoire universitaire connecté à multimètre digitale où nous avons enregistré une valeur chaque trois minutes afin de la comparer avec les valeurs enregistrées dans la première méthode.

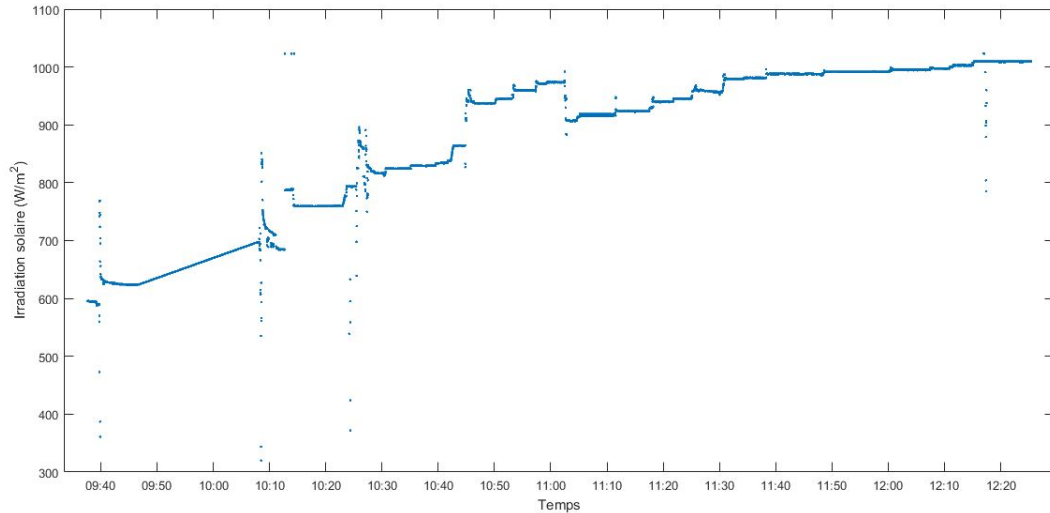


Figure IV.11 – Radiation solaire de l'environnement réel en fonction du temps.

D'après les valeurs enregistrées et à travers l'analyse du graph, il est évident que les rayons du soleil augmentent avec le temps Progressivement, la première valeur du rayonnement 595 W/m<sup>2</sup> a été enregistrée à 9 :37 et a continué d'augmenter jusqu'à 1010 W/m<sup>2</sup> à 12 :27.

#### IV.4.2 Paramètre de température

En raison de l'importance de l'influence de la température sur les performances du système, nous avons mesuré la température du panneau solaire via un thermocouple. Où nous l'avons connecté à un ordinateur à travers Arduino. Il est placé en contact avec le panneau solaire. Il est programmé pour enregistrer la valeur de la température un enregistrement par seconde. Où plus de dix mille valeurs ont été enregistrées.

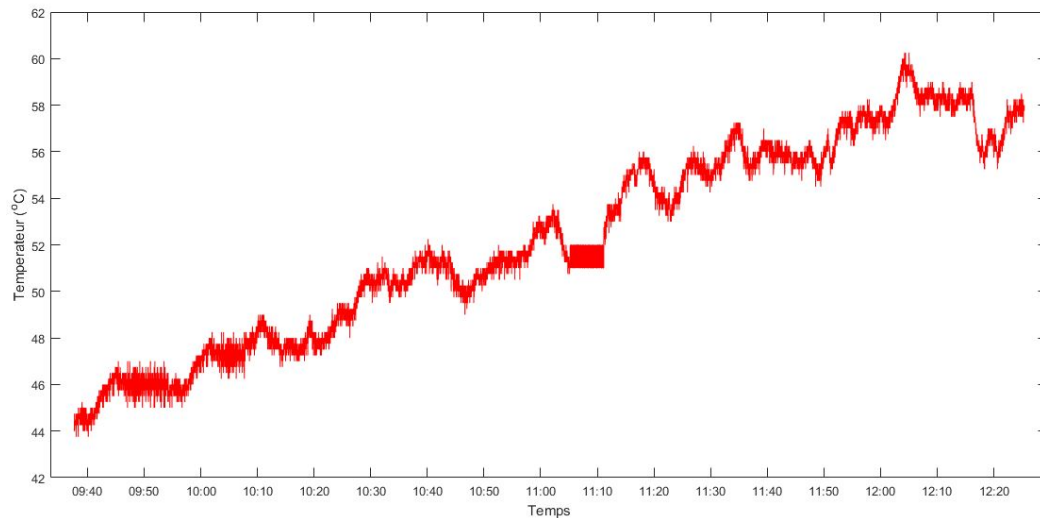


Figure IV.12 – la variation de température en fonction du temps.

À partir des valeurs enregistrées et l'analyse graphique, nous avons observé que la température du panneau solaire augmente progressivement au fil du temps, la première valeur de température enregistrée est de 44 °C à 9h37 et a continué d'augmenter à 60 °C à 12h04.

#### IV.4.3 Enregistrement de débit

Afin d'étudier et d'analyser le débit et son effet sur la performance de SPVWPS. Un débitmètre a été placé au niveau de la canalisation. Le débitmètre est programmé avec l'Arduino pour enregistrer une valeur chaque seconde pendant trois heures à partir de 9h37 à 12h27. Les valeurs sont enregistrées sur un micro-ordinateur relié avec l'Arduino. À la fin d'expérience on a enregistré plus de dix mille valeurs pour le débit. Ce qui suit est un graphique montrant le changement de débit avec le temps.

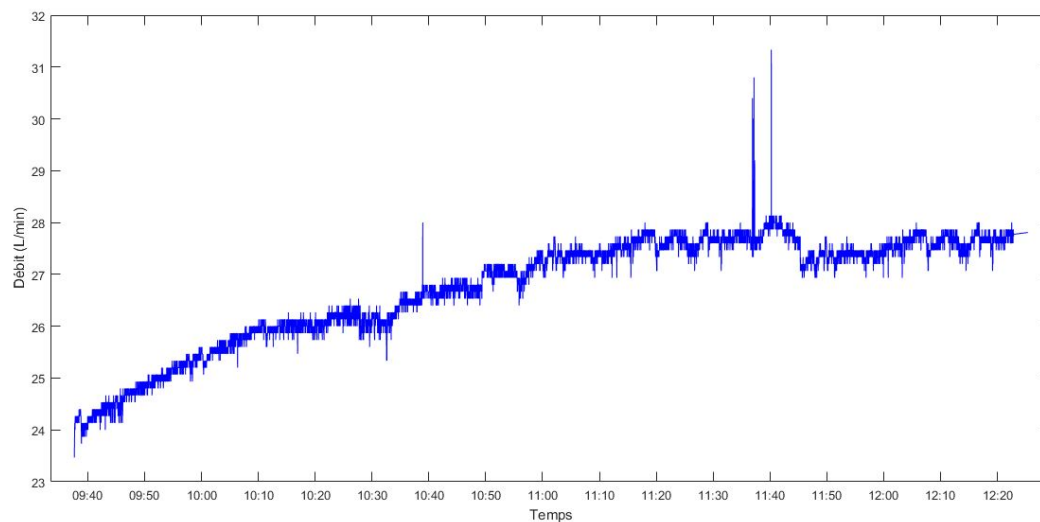


Figure IV.13 – la variation de débit d'eau en fonction du temps.

À travers le graph, on remarque l'augmentation du débit au fil du temps jusqu'à ce qu'il atteigne son apogée en milieu de journée. La première valeur de débit a été enregistrée

à 9h37 à une valeur de 23 litres par minute, puis le débit a commencé à augmenter Jusqu'à ce qu'il atteigne une valeur maximale de 28 litres dans la deuxième heure à 12h27.

#### IV.4.4 La relation entre le rayonnement solaire et le débit

Afin de suivre l'évolution de l'intensité du débit en termes de rayonnement solaire, nous avons dessiné une courbe qui montre cette relation d'augmentation du débit lorsque le rayonnement solaire augmente tout au long de la journée, car le débit atteint sa valeur maximale de 28 litres par minute lorsque le rayonnement solaire atteint sa période de pointe en milieu de journée, comme il est indiqué à la figure suivante.

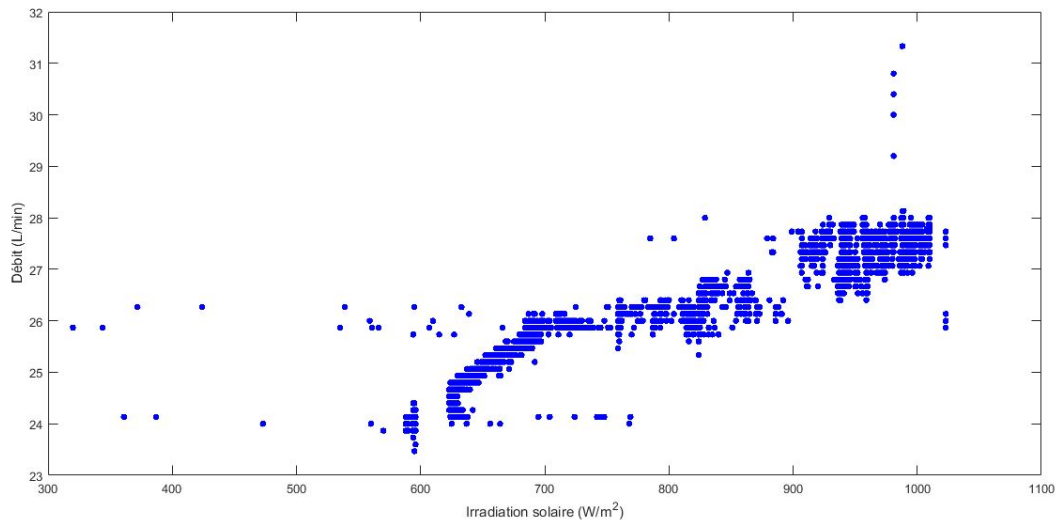


Figure IV.14 – la variation de rayonnement solaire en fonction du débit.

#### IV.4.5 L'efficacite de système

La figure suivante illustre les changements des performances du système en fonction du temps.

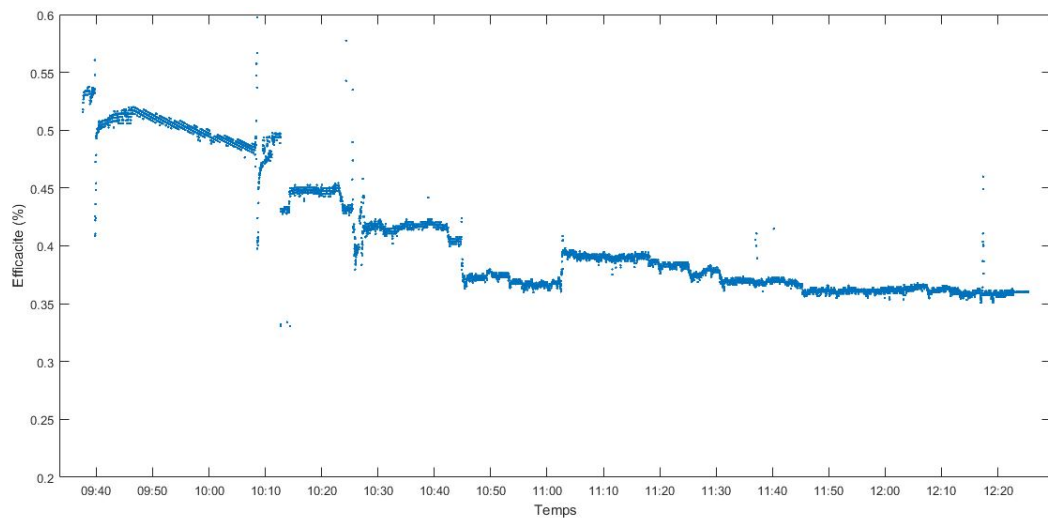


Figure IV.15 – L'efficacite de système en fonction du temps.

Nous voyons sur la figure que les performances du système ont commencé à diminuer relativement, à partir de 0,53 à 9h37 du matin jusqu'à atteindre sa fin de 0,36 à 12h27.

## IV.5 Validation et interprétations :

Après avoir obtenu la simulation et les résultats expérimentaux, nous les comparons pour analyser les performances du système et noter les différences.

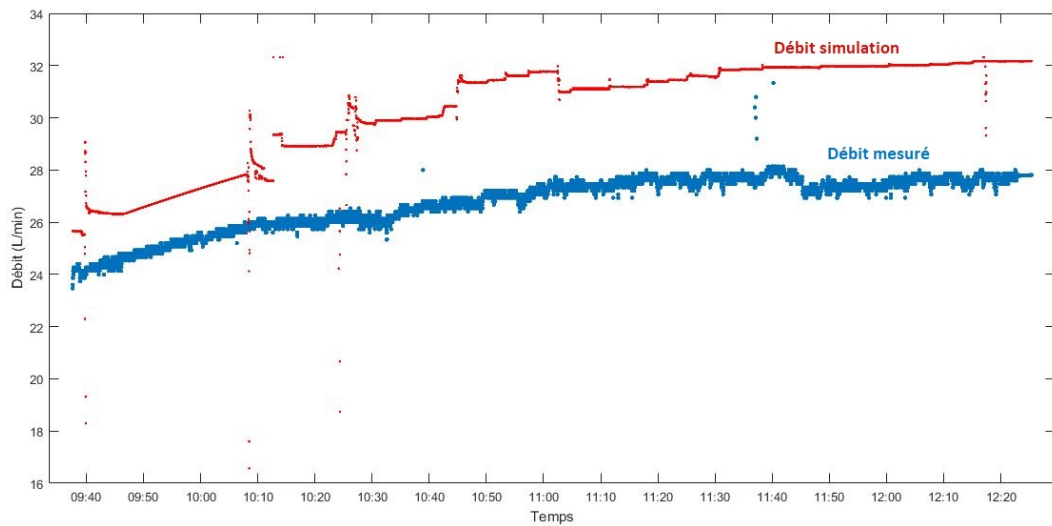


Figure IV.16 – la variation de débit d'eau en fonction du temps.

le débit d'eau Grâce aux résultats obtenus à partir de la simulation et de l'expérimentale, nous avons constaté que les résultats sont très proches les uns des autres, car la valeur du débit dans la simulation variait entre 26 et 33 litres par minute, tandis que la valeur du débit dans l'expérimentale variait entre 23 et 28 litres par minute. Nous pensons que la raison de la différence est due à la température élevée dans l'atmosphère, qui a affecté les performances du panneau solaire, qui a une température de 60 degrés Celsius.

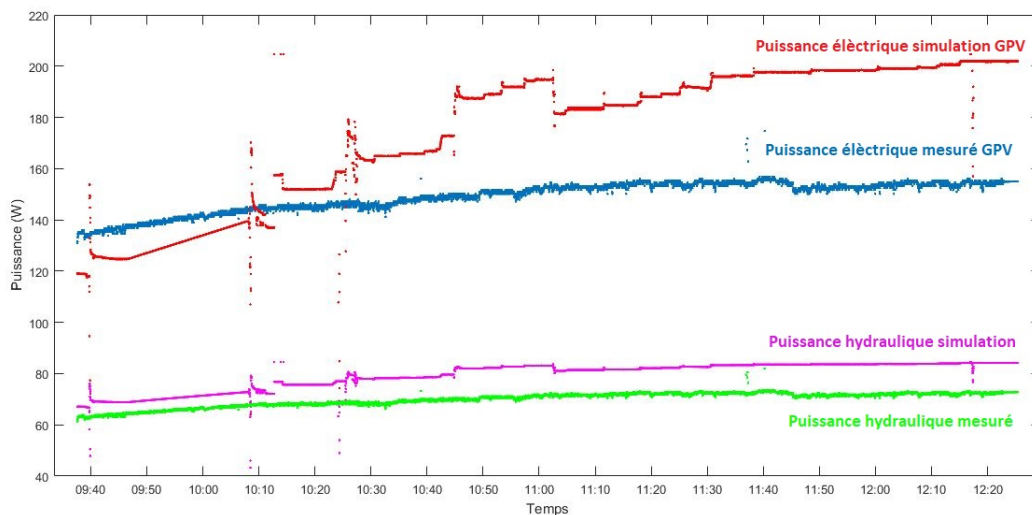


Figure IV.17 – la variation de puissance en fonction du temps..

La Puissance électrique Suite aux résultats obtenus à partir de la simulations et de l'expérimentale, nous avons constaté que les résultats sont proches, car la valeur de Puissance panneau photovoltaïque à la simulation a été entre 120 et 200 Watta , tandis que la valeur de Puissance expérimental a été entre 130 et 158 watta. Nous pensons que la raison de la différence est due à la température élevée., qui a affecté les performances des panneaux solaires.

La figure IV.18 représente la performance du système dans les deux résultats :

$$Efficacité = \frac{l'énergie hydraulique}{l'énergie électrique} \quad (IV.6)$$

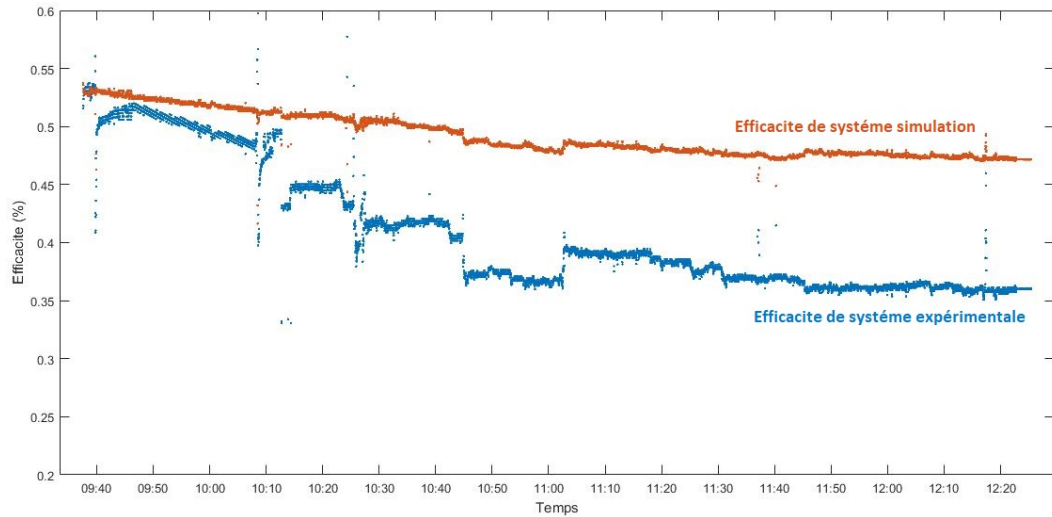


Figure IV.18 – la variation d'efficacite en fonction du temps..

Grâce aux résultats obtenus à partir des simulations et des expérimentale, nous avons observé que les résultats sont proches les uns des autres, car la valeur du débit dans la simulation variait entre 26 et 33 litres par minute tandis que la valeur du débit dans l'expérience variait entre 23 et 28 litres par minute. Nous avons une différence en raison des conditions idéales dans lesquelles la simulation a eu lieu.

L'effet de la température est également évident avec l'augmentation de la température pendant la journée, atteignant 60 degrés Celsius.

## IV.6 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté différents résultats pour les paramètres les plus importants qui affectent les performances du système PSWPV représentés dans le rayonnement solaire, la température et l'altitude, car ces paramètres ont été mesurés pendant une journée d'été (14/ 9/2020).

À travers les différentes mesures, nous avons calculé la performance du système de pompage d'eau PSWPV, ainsi que l'influence direct par les changements d'intensité du rayonnement solaire, la température du panneau solaire et la hauteur de pompage HMT.



On peut conclure que pour dimensionner un système de pompage dans un endroit précis, une étude préalable doit être menée pour mesurer à la fois le rayonnement et le changement de température pour obtenir un système hautement efficace.

# Conclusion générale

L'utilisation de l'énergie solaire dans les sites isolés pour différentes applications tel que le pompage d'eau présente un intérêt très important ; cependant les générateurs photovoltaïques Possèdent un inconvénient majeur qui est un rendement faible sous l'influence des différents paramètres.

L'étude du prototype pompage solaire a permis la connaissance du comportement de ces derniers en fonction de l'éclairement et de la température et leurs effets sur le débit et les caractéristiques électriques, et par conséquent sur leur rendement.

Pour pallier à ces paramètres on a abordé cette étude qui est dédiée à la réalisation d'un prototype pompage solaires pour nous permettre de mesurer et simuler les résultats obtenus.

Au premier chapitre, nous avons présenté un aperçu des systèmes de pompage PV. Tout d'abord, une étude détaillée des caractéristiques et des performances de chacun de ces types est présentée et à la fin, on a présenté une recherche bibliographique sur le pompage solaire Le deuxième chapitre est consacré à la modélisation et au dimensionnement des différents composants de la chaîne de pompage PV utilisée dans les systèmes de pompage.

Le troisième chapitre est consacré à la réalisation d'un prototype de pompage d'énergie photovoltaïque. Ou, nous avons décrit la situation géographique et les variables climatiques de la région, Et présenter les différents composants du système.

Des différents résultats sont obtenus par les appareils de mesure installée au niveau du prototype. Ces résultats sont comparés avec les résultats de simulation.

Finalement, les résultats enregistré à travers l'expérimentale et la simulations ont montré l'impact direct et important de la température et du radiation solaire sur le débit et l'efficacité du système de pompage.

# Bibliographie

- [1] M. L. Louazene, “Etude technico-économique d’un système de pompage photovoltaïque sur le site de Ouargla”, Thèse de magistère, université EL HADJ LAKHDAR BATNA, 2008 .
- [2] [www.solaris-store.com/content/50-principe-de-fonctionnement-d-une-pompe-solaire](http://www.solaris-store.com/content/50-principe-de-fonctionnement-d-une-pompe-solaire).
- [3] B. Molle, « Les stations de pompage individuelles pour l’irrigation », juin 1996 .
- [4] B. Multon, H. B. Ahmed, N. Bernard, « Les moteurs électriques pour applications de grande série », Pierre-Emmanuel CAVAREC Antenne de Bretagne de l’École Normale Supérieure de Cachan, Revue 3EI juin 2000.
- [5] B. Flèche, D. Delagnes, « Energie solaire photovoltaïque », juin 07, STI ELT Approch générale .
- [6] S. Petibon ‘ Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l’énergie pour les applications photovoltaïques’, université de Toulouse, 2009 .
- [7] L. Abbassen, «Etude de la connexion au réseau électrique d’une centrale photovoltaïque»,Mémoire de Magistère, Université de Tizi-Ouzou, Algérie,2011 .
- [8] H. BELGHITRI et H. ‘ Modélisation, simulation et optimisation d’un système hybride éolien-photovoltaïque’ mémoire de magister, 2009 .
- [9] A. Fortin, Analyse numérique pour ingénieurs, 2ème édition, Presses internationales polytechnique, 1996 .
- [10] Foster R, Majid G, Cota A. A test book of solar energy. Renew Energy Environ 2014 [accessed 07.06.14] .
- [11] Wagdy R, Nourb MA. Optimum design of a photovoltaic powered pumping system. J Power Sources 1994 ;50 :1–9 .
- [12] Argaw N. Optimization of photovoltaic water pumps coupled with an interfacing pulse width modulated dc/ac inverter power conditioning devices ; 1994. p. 1165–8, (IEEE First WCPEC ; December 5–9, 1994 ; Hawaii) .
- [13] Yahia B, Arab AH, Azoui B. Optimal sizing of photovoltaic pumping system with water tank storage using LPSP concept. Sol Energy 2011 ;85 :288–94 .
- [14] Kaldellis JK, Spyropoulos GC, Kavadias KA, Koronaki IP. Experimental validation of autonomous PV-based water pumping system optimum sizing. Renew Energy 2009 ;34 :1106–13 .
- [15] Zvonimir G, Margeta J. A model for optimal sizing of photovoltaic irrigation water pumping systems. Sol Energy 2007 ;81 :904–16 .

- [16] Hamidat A, Benyoucef B. Mathematic models of photovoltaic motor-pump systems. *Renew Energy* 2008 ;33 :933–42 .
- [17] Firatoglu Z, Yesilata B. New approaches on the optimization of directly coupled PV pumping systems. *Sol Energy* 2004 ;77 :81–93 .
- [18] Cuadros F, Rodriguez FL, Marcos A, Coello J. A procedure to size solarpowered irrigation (photo irrigation) schemes. *Sol Energy* 2004 ;76 :465–73 .
- [19] Odeh I, Yohanis YG, Norton B. Influence of pumping head, insolation and PV array size on PV water pumping system performance. *Sol Energy* 2006 ;80 :51–64 .
- [20] Ziyad M, Dagher F. The effect of electrical array reconfiguration water pump on the performance of a PV-powered volumetric water pump. *IEEE Trans Energy Convers* 1990 ;5 :4 .
- [21] Abdolzadeh M, Ameri M, Mehrabian MA. Effects of water spray over the photovoltaic modules on the performance of a photovoltaic water pumping system under different operating conditions. *Energy Sources* 2011 ;33 :1546–55 .
- [22] Azadeh K. The effects of nominal power of array and system head on the operation of photovoltaic water pumping set with array surface covered by a film of water. *Renew Energy* 2010 ;35 :1098–102 .
- [23] Abdolzadeh M, Ameri M. Improving the effectiveness of a photovoltaic water pumping system by spraying water over the front of photovoltaic cells. *Renew Energy* 2009 ;34 :91–6 .
- [24] Joao VMC, Luis Felipe MT. Implementation of a high-efficiency, high-lifetime, and low-cost converter for an autonomous photovoltaic water pumping system. *IEEE Trans Ind Appl* 2014 .
- [25] Kim J, Kim C, Kim J. A regulated charge pump with a low-power integrated optimum power point tracking algorithm for indoor solar energy harvesting. *IEEE Trans Circuits Syst* 2011 ;58 :12 .
- [26] Eduard M, Water PV. Pumping with a peak-power tracker using a simple sixstep square-wave inverter. *IEEE Trans Ind Appl* 1997 ;3 .
- [27] Quintana MA, King DL. Commonly observed degradation in field-aged photovoltaic modules. In : *Proceedings of the 29th IEEE PVSEC. USA ; 2002 .*
- [28] Sastry OS, Saurabh S, Shil SK, Pant PC, Kumar R, Kumar A, et al. Performance analysis of field exposed single crystalline silicon modules. *Sol Energy Mater Sol Cells* 2010 ;94 :1463–8 .
- [29] Skoczek A, Sample T, Dunlop ED. The results of performance measurements of field aged crystalline silicon photovoltaic modules. *Prog Photovolt Res Appl* 2009 ;17 :27–40 .
- [30] Edson L, Ernest E. Assessing the reliability and degradation of photovoltaic module performance parameter. *IEEE Trans Reliab* 2004 ;53 :1 .
- [31] Machida K, Yamazaki T, Hirasawa T. Secular degradation of crystalline photovoltaic modules. *Sol Energy Mater Sol Cells* 1997 ;47 :149–53 .

- [32] Soa JH, Jung YS, Yu GJ, Choi JY, Choi JH. Performance results and analysis of 3 kW grid-connected PV systems : Field Demonstration Test Center in South Korea. *Renew Energy* 2007 ;32 :1858–72 .
- [33] McMahon J, Osterwald CR. Commonly observed degradation in field-aged photovoltaic modules. In : *Proceedings of the 29th IEEE photovoltaic specialists conference*. New Orleans ; 2002. p. 1436–9 .
- [34] Dechthummarong C, Wiengmoon B, Chenvidhya D, Jivacte C, Kirtikara K. Physical deterioration of encapsulation and electrical insulation properties of PV modules after long-term operation in Thailand. *Sol Energy Mater Sol Cells* 2010 ;94 :1437–40 .
- [35] Carr AJ, Pryor TL. A comparison of the performance of different PV module types in temperate climates. *Sol Energy* 2004 ;76 :285–94 .
- [36] Raghuraman B, Lakshman V, Kuitche J, Tamizh Shisler W, Mani G, Kapoor H. An overview of SMUDs outdoor photovoltaic test program at Arizona State University. *IEEE Trans* 2006 .
- [37] Marion B, Adelstein J. Long-term performance of the SERF PV systems. In : *Proceedings of the NCPV and solar program review meeting* ; 2003 .
- [38] Realini A, Bura E, Cereghetti N, Chianese D, Rezzonico S. Study of 20-year old PV plant. ([www.MTBFProject.com](http://www.MTBFProject.com)) ; 2001 [accessed 08.06.14 .
- [39] Jordan DC, Kurtz SR. Photovoltaic degradation rates – an analytical review. *Prog Photovolt : Res Appl* 2013 ;1 :12–29 .
- [40] Sastry OS, Chandel R, Singh RK, Stephen RB, Dash PK, Kumar R. Degradation analysis of different PV modules after prolonged field operation. In : *Proceedings of the 26th European photovoltaic solar energy conference and exhibition*. Hamburg, Germany ; 2011. p. 3495–9 .
- [41] Sharma V, Chandel SS. Performance and degradation analysis for long term reliability of solar photovoltaic system : a Review. *Renew Sustain Energy Rev* 2013 ;27 :753–67 .
- [42] Chandel SS, Nagaraju Naik M, Vikrant Sharma, Rahul Chandel. Degradation analysis of 28 year field exposed Mono-c-Si photovoltaic modules of a direct coupled solar water pumping system in western Himalayan region of India. *Renew Energy* 2015 ;78 :193–202 .
- [43] Maafi A. A survey on photovoltaic activities in Algeria. *Renewable Energy* 2000 ;20 :9–17 .
- [44] Hamidat A. Simulation of the performance and cost calculations of the surface pump. *Renewable Energy* 1999 ;18 :383–92 .
- [45] Hamidat A, Benyoucef B. Mathematic models of photovoltaic motor-pump systems. *Renewable Energy* 2008 ;33 :933–42 .
- [46] Benatallah A, Mostefaou R, Bradja K. Performance of photovoltaic solar system in Algeria. *Desalination* 2007 ;209 :39–42 .
- [47] Benghanem M, Hadj Arab A, Mukadam K. Data acquisition system for photovoltaic water pumps. *Renewable Energy* 1999 ;17 :385–96 .

- [48] Bouaouadja N, Bouzid S, Hamidouche M, Bousbaa C, Madjoubi M. Effects of sand-blasting on the efficiencies of solar panels applied. *Energy* 2000 ;65 :99– 105 .
- [49] Hadj Arab A, Chenlo F, Benghanem M. Loss-of-load probability of photovoltaic water pumping systems. *Solar Energy* 2004 ;76 :713–23 .
- [50] Bouzidi B, Haddadi M, Belmokhtar O. Assessment of a photovoltaic pumping system in the areas of the Algerian Sahara. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*; accepted January 2008 .
- [51] Mellit A, Benghanem M, Kalogirou SA. An adaptive wavelet-network model for forecasting daily total solar-radiation. *Applied Energy* 2006 ;83 :705–22 .
- [52] Maafi A, Adane A. Analysis of the performances of the first order two state Markov model using solar radiation properties. *Renewable Energy* 1998 ;13(2) :175–93 .
- [53] Mellit A, Benghanemb M, Kalogirou SA. Modeling and simulation of a standalone photovoltaic system using an adaptive artificial neural network : proposition for a new sizing procedure. *Renewable Energy* 2007 ;32 :285–313 .
- [54] Sadok M, Mehdaoui A, Hamek T. Monitoring and performances evaluation of Sapvs in south of Algeria. *Renewable Energy* 1998 ;15 :590–3 .
- [55] Mellit A, Kalogirou SA, Shaari S, Salhi H, Hadj Arabe A. Methodology for predicting sequences of mean monthly clearness index and daily solar radiation data in remote areas : application for sizing a stand-alone PV system. *Renewable Energy* 2008 ;33 :1570–90 .
- [56] M.G. Thomas, “Water Pumping.- The Solar Alternative“, Photovoltaic Design Assistance Center, Sandia National Laboratories, NM 8718 5, Albuquerque, 58 p., 1987 .
- [57] R.V. Giles, “Mecánica de Los Fluidos e Hidráulica“, Schaum-McGraw-Hill, Mexico, 273 p., 1970 .
- [58] P. Silvestre, “Fundamentos de Hidráulica General“, Limusa, Mexico, 381 p., 1983 .
- [59] “Handbook on Solar Water Pumping“, Intermediate Technology Power Partners, Reading, 124 p., 1984 .
- [60] C. Mataix, “Mecánica de Fluidos y Maquinas hidraulicas“, Castillo, Madrid, 582 p., 1970 .
- [61] H.Yotto « Etude et conception d’une mini centrale PV » mémoire fin d’études Master 2 IE Bénin 2011 .
- [62] F. Chekired, « Etude et implémentation d’une commande MPPT neuro-floue sur FPGA », mémoire de magister, Ecole Nationale Polytechnique, Alger, Algérie, 2008 .
- [63] Laura Baxerres, Aurélie Michallet, Céline Ramet, Rapport PIP Microtransat Energie I, "Partie électronique et énergétique", 2005-2006. .
- [64] A. Aziz, "Propriétés Electriques des Composants Electroniques Minéraux et Organiques, Conception et Modélisation d’une Chaîne Photovoltaïque pour une Meilleure Exploitation de l’Energie Solaire", Doctorat en Sciences (Electronique), Université Mohamed Premier, N°86/06, 2006, Oujda, Maroc, Université Paul Sabatier, N°06234, Toulouse, France, 2006 .

- [65] R. Chenni, " Etude Techno-économique d'un Système de Pompage Photovoltaïque dans un Village Solaire, Thèse de Doctorat, Avril 2006. .
- [66] V. Boitier, P. Maussion, C. Cabal, « Recherche du maximum de puissance sur les générateurs photovoltaïques », revue 3E.I, N°54, septembre 2008, pp. 90-96. .
- [67] K. Benlarbi « Optimisation Floue, Neuronale et Neuro-Floue d'un système de Pompage Photovoltaïque Entraînées par différents machines électriques », Thèse de Magister, Université de Batna 2003 .
- [68] [https ://www.meteoblue.com/](https://www.meteoblue.com/) .

# Annexes A

## Fiche technique de la pompe utilisé dans les prototype



### PS150 C-SJ5-8

#### Solar Submersible Pump System for 4" wells

##### System Overview

|           |                            |
|-----------|----------------------------|
| Head      | max. 20 m                  |
| Flow rate | max. 4,6 m <sup>3</sup> /h |

##### Technical Data

###### Controller PS150

- Controlling and monitoring
- Control inputs for dry running protection, remote control etc.
- Protected against reverse polarity, overload and overtemperature
- Integrated MPPT (Maximum Power Point Tracking)
- Battery operation: Integrated low voltage disconnect

|                                     |                |
|-------------------------------------|----------------|
| Power                               | max. 0,30 kW   |
| Input voltage                       | max. 50 V      |
| Optimum Vmp**                       | > 17 V         |
| Nominal voltage (battery operation) | 12 V & 24 V*** |
| Motor current                       | max. 18 A      |
| Efficiency                          | max. 98 %      |
| Ambient temp.                       | -30...50 °C    |
| Enclosure class                     | IP65           |

###### Motor ECDRIVE 150-C

- Maintenance-free brushless DC motor
- Water filled
- Premium materials, stainless steel: AISI 304/316
- No electronics in the motor

|                  |                 |
|------------------|-----------------|
| Rated power      | 0,3 kW          |
| Efficiency       | max. 92 %       |
| Motor speed      | 600...3 300 rpm |
| Insulation class | F               |
| Enclosure class  | IP68            |
| Submersion       | max. 150 m      |

###### Pump End PE C-SJ5-8

- Non-return valve
- Premium materials, stainless steel: AISI 304
- Optional: dry running protection
- Centrifugal pump

|            |           |
|------------|-----------|
| Efficiency | max. 51 % |
|------------|-----------|

###### Pump Unit PU150 C-SJ5-8 (Motor, Pump End)

|                   |                |
|-------------------|----------------|
| Borehole diameter | min. 4,0 in    |
| Water temperature | max. 50 °C**** |

##### Standards



2006/42/EC, 2004/108/EC, 2006/95/EC



Type Approved  
Safety  
Regulate Production  
Surveillance

IEC/EN 61010-1:2010, IEC 62103:2003, IEC/EN 60034-1:2010,  
IEC/EN 60335-2-41:2003+A1+A2,  
IEC/EN 60335-1:2012, EN 62233:2008  
IEC/EN 61000-6-4:2007+A1, IEC/EN 61000-6-2:2005

IEC/EN 61702:1995, IEC/EN 62253 Ed.1

The logos shown reflect the approvals that have been granted for this product family. Products are ordered and supplied with the approvals specific to the market requirements.

\*\*Vmp: MPP-voltage under Standard Test Conditions (STC): 1000 W/m<sup>2</sup> solar irradiance, 25 °C cell temperature

\*\*\*Reduced flow rate. Please refer to the pump characteristic chart in COMPASS.

\*\*\*\*Special solutions available for >50 °C, please consult your distributor



BERNT LORENTZ GmbH & Co. KG  
Siebenstuecken 24, 24558 Henstedt-Ulzburg,  
Germany, Tel +49 (0)4193 8806-700, www.lorentz.de



Created by LORENTZ COMPASS 3.1.0.116

All specifications and information are given with good intent, errors are possible and products may be subject to change without notice. Pictures may differ from actual products depending on local market requirements and regulations.

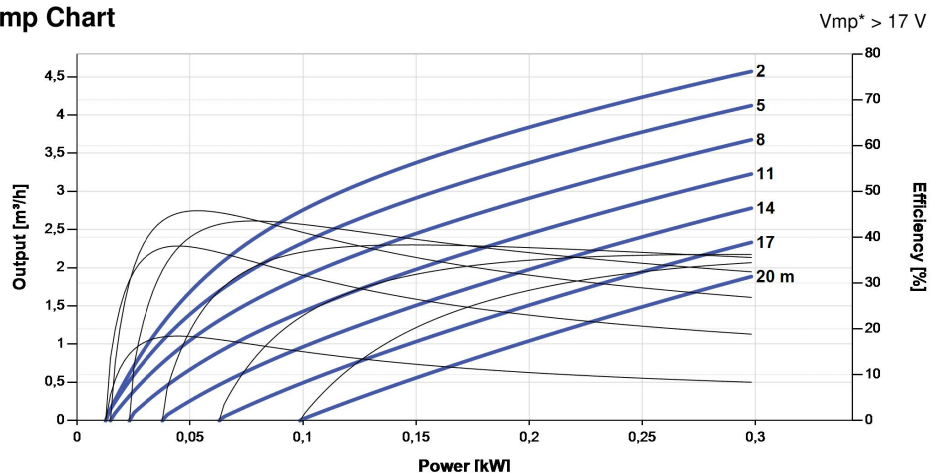
**Sun. Water. Life.**



# PS150 C-SJ5-8

Solar Submersible Pump System for 4" wells

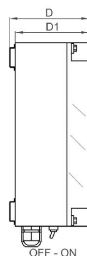
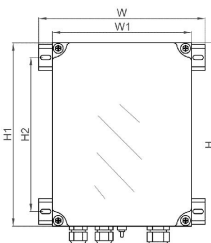
**Pump Chart**



## Dimensions and Weights

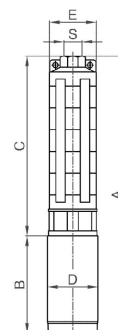
### Controller

H = 276 mm  
H1 = 248 mm  
H2 = 208 mm  
W = 225 mm  
W1 = 188 mm  
D = 108 mm  
D1 = 100 mm



### Pump Unit

A = 524 mm  
B = 185 mm  
C = 339 mm  
D = 96 mm  
E = 98 mm  
S = 1,5 in



|            | Net weight |
|------------|------------|
| Controller | 1,3 kg     |
| Pump Unit  | 11 kg      |
| Motor      | 7,0 kg     |
| Pump End   | 4,2 kg     |

\*V<sub>mp</sub>: MPP-voltage under Standard Test Conditions (STC): 1000 W/m² solar irradiance, 25 °C cell temperature

**BERNT LORENTZ GmbH & Co. KG**  
Siebenstuecken 24, 24558 Henstedt-Ulzburg,  
Germany, Tel +49 (0)4193 8806-700, [www.lorentz.de](http://www.lorentz.de)



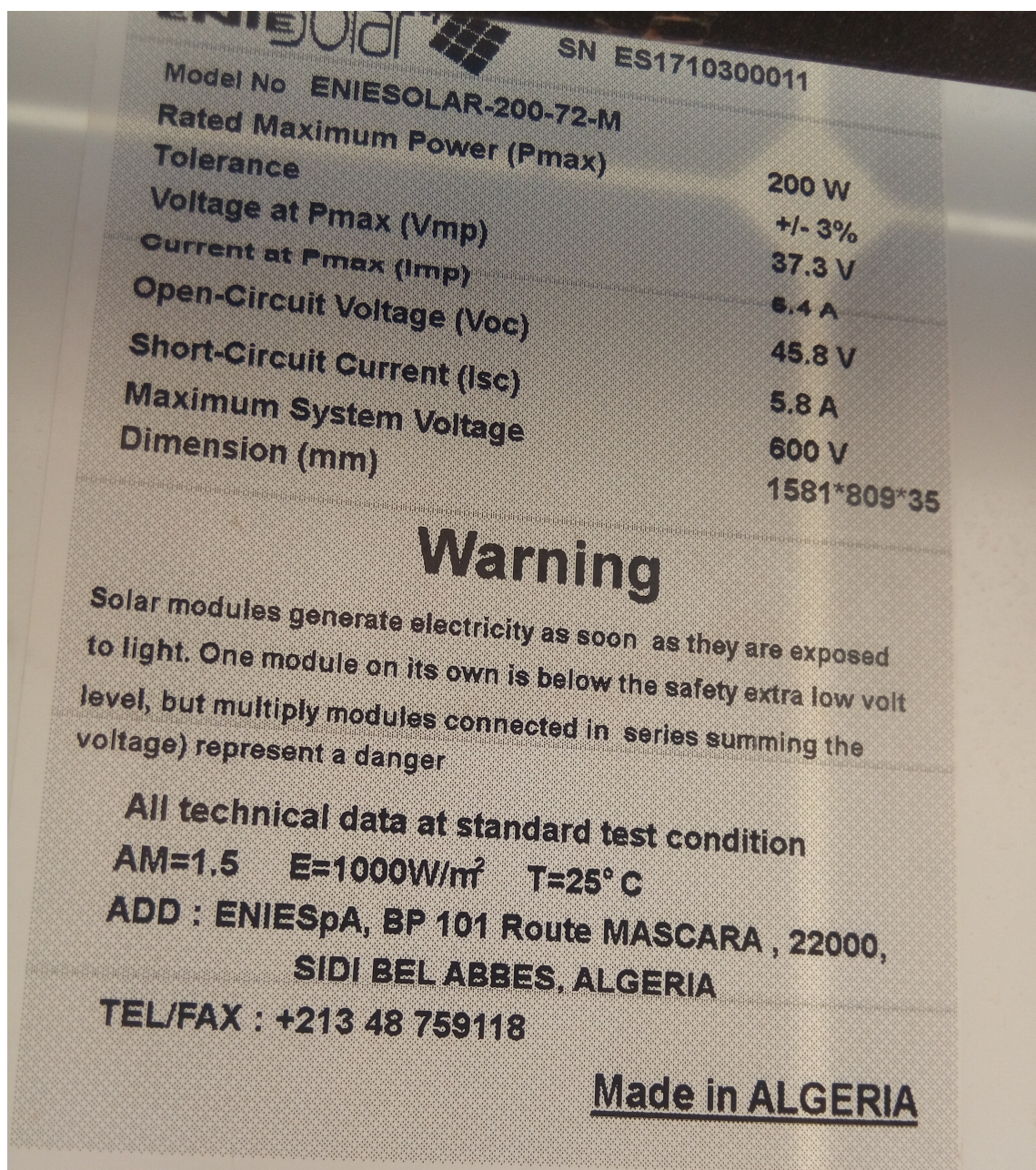
Created by LORENTZ COMPASS 3.1.0.116

All specifications and information are given with good intent, errors are possible and products may be subject to change without notice. Pictures may differ from actual products depending on local market requirements and regulations.

**Sun. Water. Life.**

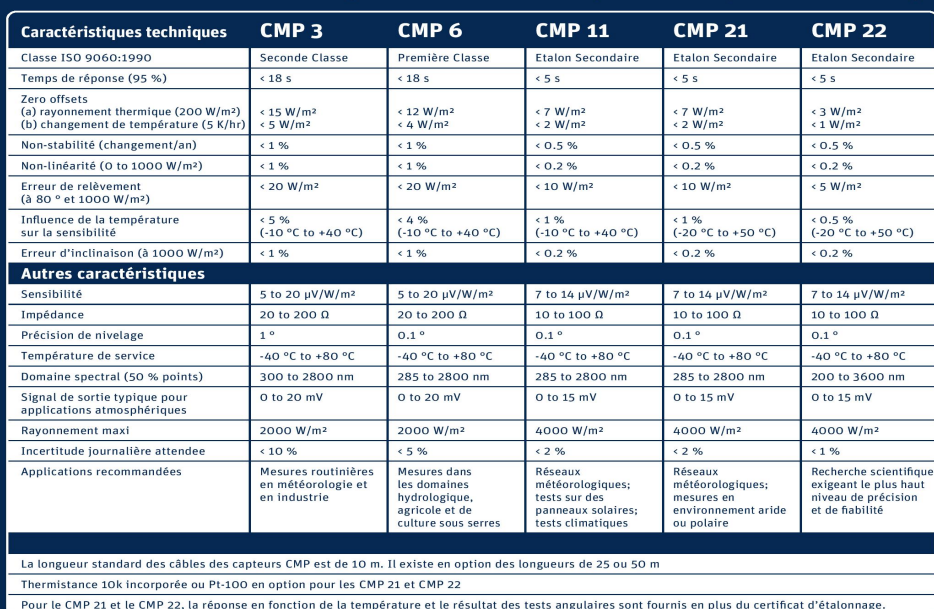
## Annexes B

Photo du plaque signalitique du panneau solaire qui alimenté la pompe





## Fiche technique du pyranomètre



Liste de nos distributeurs sur [www.kippzonen.com](http://www.kippzonen.com)

**SALES OFFICE**

**Kipp & Zonen France S.A.R.L.**  
7 Avenue Clément Ader  
ZA Ponroy - Bâtiment M  
94420 Le Plessis Tréville, France  
T: +33 (0) 1 49 62 41 04  
F: +33 (0) 1 49 62 41 02  
[kipp.france@kippzonen.com](mailto:kipp.france@kippzonen.com)

Kipp & Zonen B.V. se réserve le droit de modifier sans préavis les caractéristiques des produits figurant dans ce document

V111170 - V11175

# Annexes D

## Programmes d'Arduino

### Programme Arduino pour mesurer la température et le rayonnement solaire

---

```
1  // this example is public domain. enjoy!
2  // www.ladyada.net/learn/sensors/thermocouple
3
4  #include "max6675.h"
5  const int LDR = A0;
6  int input_val = 0;
7  int thermoDO = 4;
8  int thermoCS = 5;
9  int thermoCLK = 6;
10
11  MAX6675 thermocouple(thermoCLK, thermoCS, thermoDO);
12  int vccPin = 3;
13  int gndPin = 2;
14
15  void setup() {
16
17      // open serial connection
18      Serial.begin(9600);
19      pinMode(vccPin, OUTPUT); digitalWrite(vccPin, HIGH);
20      pinMode(gndPin, OUTPUT); digitalWrite(gndPin, LOW);
21
22      Serial.println("CLEARDATA");
23      Serial.println("LABEL,Date,Time,T,R");
24
25      Serial.println("GETRANDOM,0,32323");
26      int rndseed = Serial.readStringUntil(10).toInt();
27      Serial.println( (String) "Got random value '" + rndseed + "' from Excel" );
28      randomSeed(rndseed);
29  }
30
31  void loop() {
32      input_val = analogRead(LDR);
33
```

```

34     Serial.println( (String) "DATA,DATE,TIME," + thermocouple.readCelsius()+","+ input_val +"," );
35
36     delay(1000);
37 }

```

---

## Programme Arduino pour mesurer le débit d'eau

---

```

1  // this example is public domain. enjoy!
2  // www.ladyada.net/learn/sensors/thermocouple
3
4  volatile int flow_frequency; // Measures flow sensor pulses
5  unsigned int l_hour; // Calculated litres/hour
6  unsigned char flowsensor = 2; // Sensor Input
7  unsigned long currentTime;
8  unsigned long cloopTime;
9  void flow () // Interrupt function
10 {
11     flow_frequency++;
12 }
13 void setup() {
14
15     // open serial connection
16
17     pinMode(flowsensor, INPUT);
18     digitalWrite(flowsensor, HIGH); // Optional Internal Pull-Up
19     Serial.begin(9600);
20     attachInterrupt(0, flow, RISING); // Setup Interrupt
21     sei(); // Enable interrupts
22     currentTime = millis();
23     cloopTime = currentTime;
24
25     Serial.println("CLEARDATA");
26     Serial.println("LABEL,Date,Time,Time,Debit");
27
28
29     Serial.println("GETRANDOM,0,32323");
30     int rndseed = Serial.readStringUntil(10).toInt();
31     Serial.println( (String) "Got random value '" + rndseed + "' from Excel ");
32     randomSeed(rndseed);
33 }
34
35 void loop() {
36     currentTime = millis();
37     // Every second, calculate and print litres/hour
38     if(currentTime >= (cloopTime + 1000))
39     {
40         cloopTime = currentTime; // Updates cloopTime

```

```
41      // Pulse frequency (Hz) = 7.5Q, Q is flow rate in L/min.
42      l_hour = (flow_frequency * 60 / 7.5);
43      // (Pulse frequency x 60 min) / 7.5Q = flowrate in L/hour
44      flow_frequency = 0; // Reset Counter
45
46
47      Serial.println( (String) "DATA,DATE,TIME,TIME," + l_hour + "," );
48  }
49  delay(1000);
50 }
```

---

