

UNIVERSITE DE BLIDA 1

Faculté de technologie
Département d'Electronique

THESE DE DOCTORAT

En Electronique

**CONTRIBUTION A L'OPTIMISATION D'ENERGIE
DES SYSTEMES DE POMPAGE PHOTOVOLTAÏQUE**

Par

Akila GHERBI née DJOUDI

devant le jury composé de :

| | | |
|---------------------|--|----------------|
| A. AISSAT | Professeur Université de Blida | Président |
| A. HADJ ARAB | Directeur de Recherche CDER | Rapporteur |
| H. SALHI | Professeur Université de Blida | Co- Rapporteur |
| M. BOUNEKHLA | Professeur Université de Blida | Examineur |
| M. BELHAMEL | Directeur de Recherche Académie AST | Examineur |
| A. KHELDOUN | Professeur U. M. B. Boumerdès | Examineur |

Blida, juillet 2017

RESUME

L'Algérie présente beaucoup de zones isolées caractérisées par de faibles taux de populations, disposées en noyaux dispersés qui souffrent de graves problèmes d'alimentation en eau pour la consommation et l'irrigation. Les systèmes de pompage photovoltaïque (PV) de faible puissance sont une solution idéale pour ces problèmes.

Le principal objectif de cette thèse est la modélisation, la simulation de l'irradiation solaire et du générateur PV. Ainsi que la caractérisation de quatre motopompes PV dans le banc d'essais du CDER, qui est dédié pour ça.

Après une description succincte des systèmes de pompage PV et ses différentes composantes, nous nous intéressons à donner un aperçu sur l'état des lieux de l'eau et de l'énergie dans le monde et en Algérie.

En se basant sur des données expérimentales, nous validons les différents modèles de l'irradiation solaire et du générateur PV. Les modèles de l'irradiation solaire et les modèles du générateur PV ont été validés pour différentes conditions d'éclairement et de température. Nous présentons une méthode de translation de la caractéristique courant-tension donnée à des conditions déterminées d'éclairement et de température vers d'autres conditions distinctes désirées, dans l'éventualité de palier à un manque de données.

Une interface graphique a été développée, ce travail présente un outil mis en œuvre sous Matlab en utilisant plusieurs modèles de l'irradiation solaire, des modèles du générateur PV et des motopompes. Cet outil a été développé et présenté. Il est dédié pour la modélisation et la simulation des systèmes de pompage photovoltaïque.

ABSTRACT

Algeria has many isolated areas characterized by low populations, disposed in dispersed cores that suffer from serious water supply problems for consumption and irrigation. Low power photovoltaic (PV) pumping systems are an ideal solution for these problems.

The main objective of this thesis is the modeling, the simulation of the solar irradiation and the PV generator. As well as the characterization of four PV motor pumps in the test bench of the CDER, which is dedicated for that.

After a brief description of the PV pumping systems and its various components, we are interested in giving an overview of the state of the water and energy in the world and in Algeria.

Based on experimental data, we validate the different models of solar irradiation and the PV generator. The models of the solar irradiation and the models of the PV generator have been validated for different illumination and temperature conditions. We present a method of translating the given current-voltage characteristic to given conditions of illumination and temperature to other desired conditions in the event of a lack of data.

A graphical interface has been developed; this work presents a tool implemented under Matlab using several models of solar irradiation, PV generator models and motor pumps. This tool has been developed and presented. It is dedicated to the modeling and simulation of photovoltaic pumping systems.

ملخص

الجزائر لديها العديد من المناطق المعزولة مع مستويات منخفضة من السكان، وترتيبها في نوى متفرقة

مع مشاكل حادة لإمدادات المياه للاستهلاك والري. النظم الكهروضوئية منخفضة الطاقة لضخ المياه هي الحل الأمثل لهذه المشاكل

والهدف الرئيسي من هذه الرسالة هو النمذجة، والمحاكاة للإشعاع الشمسي الهدف الرئيسي من هذه الرسالة هو النمذجة، والمحاكاة للإشعاع الشمسي وللمولد الكهروضوئي وتوصيف أربعة مضخات كهروضوئية في منشأة تجارب بمركز تطوير الطاقات المتجددة، وهو مخصص لذلك

بعد وصفا موجزا للأنظمة الكهروضوئية لضخ المياه ومكوناته المختلفة، ونحن مهتمون في لمحة عامة عن حالة المياه والطاقة في العالم والجزائر

واستنادا إلى البيانات التجريبية، ونحن تحقق من صحة نماذج مختلفة من الإشعاع الشمسي ومجموعة لظروف مختلفة من الضوء PV تم التحقق من صحة نماذج من الإشعاع الشمسي ونماذج للمولد PV. درجة الحرارة. نقدم طريقة لترجمة ما يميز الجهد الحالي نظرا لظروف العزم من الضوء ودرجة الحرارة لظروف متميزة الأخرى المطلوبة في حال تحمل لعدم وجود بيانات

باستخدام عدة نماذج من Matlab وقد تم تطوير واجهة رسومية، ويعرض هذا العمل أداة تنفذ في الإشعاع الشمسي والنماذج ومجموعة من المضخات. وقد تم تطوير هذه الأداة وقدم. وهي مخصصة للنمذجة والمحاكاة للنظم لضخ الضوئية

DEDICACES

A la mémoire de mon Père,

A ma Mère qui a été toujours là pour moi. J'espère qu'elle trouvera dans ce travail toute ma reconnaissance et tout mon amour,

A ma petite famille : Mon Epoux ainsi que mes enfants, Wafa et Khaled qui me sont très chers,

A mes très chers frères et sœurs,

A tous ceux qui me sont chers pour l'amitié et la fidélité,

Je dédie ce mémoire.

REMERCIEMENTS

Le présent travail a été réalisé dans le cadre d'une thèse de Doctorat au sein du Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER) et la Faculté des sciences de l'ingénieur, Département d'Electronique de L'Université Saad Dahleb Blida 1.

Je tiens à remercier l'ensemble des personnes qui m'ont aidé, encouragé ou soutenu pendant ce projet, plus particulièrement, j'exprime ma reconnaissance aux :

Pr. Abdelkader AISSAT, Professeur à l'Université de Blida 1 de l'honneur qu'il nous fait en acceptant de présider le jury. En témoignage de ses grandes qualités scientifiques et professionnelles.

Dr. Amar Hadj Arab, Directeur de Recherche au CDER, pour avoir accepté d'être mon rapporteur, ainsi que pour toute sa contribution au travail et pour tous ses conseils précieux.

Dr. Hassen Salhi, Professeur à l'Université de Blida 1, mon co-rapporteur, pour son aide et pour avoir accepté de faire partie du jury.

Pr. M'Hamed BOUNEKHLA, Professeur à l'Université de Blida 1, d'avoir accepté d'être membre du jury, ainsi que pour le temps qu'il a consacré pour la lecture de cette thèse.

Dr. Maïouf Belhamel, Directeur de recherche et membre de l'Académie Algérienne des Sciences et Technologies, pour ces encouragements, en reconnaissance de ses qualités humaines. Qu'il trouve ici ma reconnaissance pour avoir accepté d'honorer par sa présence en tant que membre du jury.

Pr. Aissa KHELDOUN, professeur à l'Université M'Hamed Bougera de Boumerdès, d'avoir accepté d'être membre du jury, ainsi que pour le temps qu'il a consacré pour la lecture de cette thèse.

Dr Souad Kheder, professeur à l'Université de Floride États-Unis, pour son aide et sa contribution.

A tous mes collègues particulièrement Dr Yahya Bakelli pour l'aide qu'il m'a apporté. Que Dr A. Kaabeche, Mr Abdeladim, B. Taghezouit, L. Habhoub, et Mme Sabiha Hadouche ainsi que mes collègues trouvent ici une reconnaissance pour leurs soutiens.

Enfin, je ne pourrais terminer ces remerciements sans une pensée particulière, à toute ma famille et à l'ensemble de mes enseignants qui sont à l'origine de tout mon savoir.

TABLE DES MATIERES

| | |
|--|----|
| RESUME | 1 |
| DEDICACES | 3 |
| REMERCIEMENTS | 4 |
| TABLE DES MATIERES | 6 |
| LISTE DES ILLUSTRATIONS, GRAPHIQUES ET TABLEAUX | 11 |
| LISTE DES SYMBOLES | 15 |
| INTRODUCTION GENERALE | 19 |
| 1. SYSTEME PHOTOVOLTAÏQUE | 24 |
| 1.1. Introduction | 24 |
| 1.2. Système photovoltaïque | 25 |
| 1.2.1. Différentes technologies de la cellule photovoltaïque | 26 |
| 1.2.1.1. Silicium monocristallin | 26 |
| 1.2.1.2. Silicium poly cristallin | 27 |
| 1.2.2. Générateur photovoltaïque | 28 |
| 1.2.2.1. Caractéristiques d'une cellule photovoltaïque | 28 |
| 1.2.2.1.1. Tension à circuit ouvert | 29 |
| 1.2.2.1.2. Courant de court-circuit | 29 |
| 1.2.2.2. Groupement de modules | 30 |
| 1.2.3. Moteur-pompes | 31 |
| 1.2.3.1. Moteurs | 32 |
| 1.2.3.1.1. Moteurs à courant continu | 32 |
| 1.2.3.1.2. Moteurs à courant Alternatif | 32 |
| 1.2.3.2. Pompes | 32 |
| 1.2.3.2.1. Pompes volumétriques | 32 |
| 1.2.3.2.2. Pompes dynamiques | 33 |
| 1.3. Conditionnement de puissance | 36 |
| 1.3.1. Convertisseur continu/continu | 36 |
| 1.3.2. Convertisseur continu/Alternatif | 37 |

| | |
|---|----|
| 1.4. Stockage | 37 |
| 1.4.1. Stockage électrochimique | 37 |
| 1.4.2. Stockage d'eau | 38 |
| 1.4.2.1. Matériaux et conception d'un réservoir | 39 |
| 1.4.2.2. Remplissage | 39 |
| 1.4.2.3. Position du réservoir | 40 |
| 1.5. Configuration de systèmes de pompage | 40 |
| 1.6. Conclusion | 42 |
| 2. SITUATION ENERGETIQUE ET RESSOURCES EN EAU | 43 |
| 2.1. Introduction | 43 |
| 2.2. Production d'électricité dans le monde | 43 |
| 2.2.1. Production d'électricité d'origine renouvelable | 44 |
| 2.2.1.1. Production d'électricité d'origine solaire | 47 |
| 2.2.1.2. Coût de production des énergies renouvelables | 49 |
| 2.3. Production des énergies renouvelables en Algérie | 50 |
| 2.3.1. Répartition du programme national des énergies renouvelables | 51 |
| 2.3.2. Installations en énergies renouvelables | 52 |
| 2.4. Ressources en eau dans les régions du monde | 54 |
| 2.5. Ressources en eau dans la région méditerranéenne et la région MENA | 57 |
| 2.6. Ressources en eau en Algérie | 58 |
| 2.6.1. Politique Algérienne de répartition de l'eau | 59 |
| 2.6.2. Programme Algérien de mobilisation et de transfert d'eau | 60 |
| 2.6.2.1. Constructions de barrages | 60 |
| 2.6.2.2. Transferts des eaux entre les bassins | 61 |
| 2.6.3. Programme de dessalement en Algérie | 63 |
| 2.6.4. Alimentation et gestion de l'eau en Algérie | 64 |
| 2.6.5. Technique hydraulique traditionnelles | 65 |
| 2.7. Interaction entre L'énergie et l'eau | 65 |
| 2.8. Conclusion | 66 |
| 3. MODELISATION DE L'IRRADIATION SOLAIRE | 68 |
| 3.1. Introduction | 68 |
| 3.2. Irradiation solaire | 69 |

| | |
|---|----|
| 3.2.1. Introduction | 69 |
| 3.2.2. Estimation des composantes directe et diffuse de l'irradiation horizontale à partir des valeurs de l'irradiation globale | 71 |
| 3.2.2.1. Modèle de Collares-Pereira et Rabl | 72 |
| 3.2.2.2. Modèle de Frutos | 72 |
| 3.2.2.3. Modèle de Macagnan | 72 |
| 3.2.2.4. Erreurs d'estimation | 73 |
| 3.2.3. Estimation de la composante directe et diffuse horaire de l'irradiation à partir de l'irradiation globale horaire | 74 |
| 3.2.3.1. Modèle d'Orgill et Hollands | 74 |
| 3.2.3.2. Modèle d'Erbs-Klein et Duffie | 75 |
| 3.2.3.3. Modèle de Spencer | 75 |
| 3.2.3.4. Modèle de Reindl, Beckman et Duffie | 76 |
| 3.2.3.5. Modèle Ktcorr de Reindl, Beckman et Duffie | 76 |
| 3.2.3.6. Modèle de De Miguel | 77 |
| 3.2.3.7. Modèle de Hawlader | 77 |
| 3.2.3.8. Modèle de Ghardaïa | 78 |
| 3.2.3.9. Modèle Ktcorr de Ghardaïa | 78 |
| 3.2.3.10. Calcul d'erreurs | 79 |
| 3.2.4. Estimation de l'irradiation horaire à partir des valeurs de l'irradiation journalière. | 79 |
| 3.2.5. Irradiation sur surfaces inclinées | 80 |
| 3.2.5.1. Eclairement direct | 81 |
| 3.2.5.2. Eclairement diffus | 81 |
| 3.2.5.2.1. Modèle de Liu et Jordan | 81 |
| 3.2.5.2.2. Modèle de Temps et Coulson | 81 |
| 3.2.5.2.3. Modèle de Klucher | 82 |
| 3.2.5.2.4. Modèle de Hay et McKay | 82 |
| 3.2.5.2.5. Modèle de Perez | 83 |
| 3.1.5.3. Eclairement réfléchi | 84 |
| 3.3 Conclusion | 85 |
| | |
| 4. MODELISATION DES SYSTEMES DE POMPAGE PHOTOVOLTAÏQUE | 86 |
| 4.1. Introduction | 86 |
| 4.2. Utilisation du photovoltaïque pour le pompage en Algérie | 89 |
| 4.3. Problématique et but du travail | 91 |

| | |
|---|-----|
| 4.4. Modélisation et caractérisation du système de pompage photovoltaïque | 92 |
| 4.4.1. Caractéristiques et modélisation du générateur photovoltaïque | 92 |
| 4.4.1.1. Modélisation du module utilisant le Modèle implicite | 94 |
| 4.4.1.2. Modélisation du module utilisant le Modèle Explicite | 97 |
| 4.4.1.3. Corrections à d'autres conditions de température et d'éclairement | 100 |
| 4.4.1.4. Modèle de la température de la cellule | 103 |
| 4.4.2. Modélisation du sous-système moteur pompe | 104 |
| 4.4.2.1. Description du banc d'essais et de l'acquisition des données | 105 |
| 4.4.2.2. Modélisation des motopompes | 107 |
| 4.4.2.3. Modèle amélioré de la motopompe pour toute hauteur de pompage | 114 |
| 4.4.2.4. Hauteur totale de pompage | 116 |
| 4.4.2.5. Résultats et discussions | 118 |
| 4.4.2.5.1. Modélisation des quatre motopompes | 118 |
| 4.4.2.5.2. Comparaison entre les données mesurées et les données modélisées | 124 |
| 4.5. Conclusion | 126 |
| 5. DEVELOPPEMENT D'UN OUTIL DE MODELISATION ET DE SIMULATION POUR L'IRRADIATION SOLAIRE ET LES SYSTEMES DE POMPAGE PHOTOVOLTAÏQUE | 128 |
| 5.1. Introduction | 129 |
| 5.2. Interface graphique générale | 130 |
| 5.3. Interface graphique pour l'évaluation de modèles de l'irradiation solaire | 131 |
| 5.3.1. Description de l'interface graphique | 130 |
| 5.3.2. Conditions de travail | 131 |
| 5.3.3. Irradiation globale et température d'un exemple de site choisi | 132 |
| 5.3.4. Irradiation et température annuelle et journalière | 133 |
| 5.3.5. Irradiation et température horaires globales du site choisi | 136 |
| 5.3.6. L'irradiation sur une surface inclinée | 137 |
| 5.4. Outil de modélisation du sous-système moteur-pompe | 139 |
| 5.4.1. Modélisation et simulation du générateur PV | 140 |
| 5.4.2. Modélisation du sous-système moteur-pompe | 141 |
| 5.5. Conclusion | 144 |
| CONCLUSIONS GENERALES | 145 |
| BIBLIOGRAPHIES | 148 |

LISTE DES ILLUSTRATIONS, GRAPHIQUES ET TABLEAUX

| | | |
|-------------|---|----|
| Figure 1.1 | Du lingot à la cellule au silicium cristallin | 27 |
| Figure 1.2 | Cellules au silicium amorphe | 28 |
| Figure 1.3 | Caractéristiques d'une cellule PV | 29 |
| Figure 1.4 | Assemblage de cellules, du module au générateur photovoltaïque | 30 |
| Figure 1.5 | Comparaison des courbes caractéristiques (hauteur-débit) des pompes centrifuges et à déplacement positif pour différentes vitesses de rotation de l'axe | 35 |
| Figure 1.6 | Visualisation d'un réservoir de stockage au sol et surélevé | 40 |
| Figure 1.7 | Les différentes configurations d'un système de pompage photovoltaïque | 41 |
| Figure 2.1 | Production d'électricité ramenée au nombre d'habitants pour différentes régions du monde | 44 |
| Figure 2.2 | Production en énergies renouvelables mondiale | 45 |
| Figure 2.3 | production en énergies renouvelables en Afrique | 45 |
| Figure 2.4 | Le mix énergétique mondial de 1990 à 2030 | 46 |
| Figure 2.5 | Production mondiale en énergie solaire | 48 |
| Figure 2.6 | Evolution des prix de l'électricité solaire | 50 |
| Figure 2.7 | Phases du programme national en énergies renouvelables | 51 |
| Figure 2.8 | Production en énergies renouvelables totales en Algérie | 54 |
| Figure 2.9 | Volume total des ressources en eau par habitant, par pays (Source FAO) | 56 |
| Figure 2.10 | Carte de la Région MENA | 57 |
| Figure 2.11 | Prélèvement en eau | 60 |
| Figure 2.12 | Quelques exemples de grands barrages Algériens | 60 |
| Figure 2.13 | Transfert de Tamanrasset à partir d'In Salah | 62 |
| Figure 2.14 | Dessalement en Algérie | 63 |
| Figure 2.15 | Evolution des capacités d'eau de mer dessalée | 63 |
| Figure 2.16 | Répartition actuelle par modes de gestion en terme de population desservie | 64 |
| Figure 2.17 | Alimentation en eau par Foggara (les Oasiens) | 65 |
| Figure 3.1 | Potentiel solaire en Algérie | 69 |
| Figure 3.2 | Types d'irradiation | 70 |
| Figure 4.1 | Générateur photovoltaïque du banc d'essais | 93 |

LISTE DES ILLUSTRATIONS, GRAPHIQUES ET TABLEAUX

| | | |
|-------------|---|-----|
| Figure 4.2 | Circuit équivalent de la cellule solaire | 93 |
| Figure 4.3 | Courbes I-V expérimentales et calculées en appliquant le modèle implicite à un module BP saturne avec différents éclairagements | 96 |
| Figure 4.4 | Courbes I-V expérimentales et calculées en appliquant le modèle explicite à un module BP saturne avec différents éclairagements | 98 |
| Figure 4.5 | Banc d'essais du CDER | 106 |
| Figure 4.6 | Pompe Aquasol 50M | 108 |
| Figure 4.7 | Pompe TPF 540 | 108 |
| Figure 4.8 | Pompe Shurflo 9300 | 109 |
| Figure 4.9 | Pompe Solarjack SDS-128 | 109 |
| Figure 4.10 | Caractéristiques de la pompe DP2 pour différentes hauteurs | 110 |
| Figure 4.11 | Ajustement des caractéristiques de la pompe DP2 pour différentes hauteurs | 111 |
| Figure 4.12 | Structure du banc d'essais de systèmes de pompage photovoltaïque | 113 |
| Figure 4.13 | Procédure de la modélisation | 115 |
| Figure 4.14 | Caractéristiques I-V et leurs ajustements pour la pompe DP1 | 119 |
| Figure 4.15 | Ajustements des coefficients a et b de DP1 | 120 |
| Figure 4.16 | Caractéristiques Q-V avec ajustement pour la pompe DP1 | 121 |
| Figure 4.17 | Ajustement des coefficients de DP1 | 121 |
| Figure 4.18 | Validation du modèle des courbes I-V pour DP1 | 123 |
| Figure 4.19 | Validation du modèle des courbes Q-V pour DP1 | 123 |
| Figure 4.20 | Corrélation entre les résultats prévus et les présents résultats pour la pompe DP1 | 124 |
| Figure 5.1 | Interface graphique du projet de pompage Photovoltaïque | 129 |
| Figure 5.2 | Interface utilisateur graphique de l'irradiation solaire | 130 |
| Figure 5.3 | Irradiation globale horizontale d'une année du site de Ghardaia | 132 |
| Figure 5.4 | Evolution de la température annuelle horaire du site de Ghardaia | 132 |
| Figure 5.5 | Température ambiante horaire minimale, moyenne et maximale annuelle du site de Ghardaia | 133 |

LISTE DES ILLUSTRATIONS, GRAPHIQUES ET TABLEAUX

| | | |
|-------------|--|-----|
| Figure 5.6 | Illustration de l'irradiation globale et de la température de Ghardaia pendant une année | 134 |
| Figure 5.7 | Illustration de l'irradiation globale et de la température du site de Ghardaia pendant une journée | 135 |
| Figure 5.8 | Illustration de l'irradiation globale et de la température du site pendant une période donnée | 136 |
| Figure 5.9 | Illustration de l'irradiation globale directe et diffuse horaire du site de Ghardaia | 136 |
| Figure 5.10 | Visualisation des étapes de calcul de l'Irradiation sur surface inclinée | 137 |
| Figure 5.11 | Illustration du calcul de l'irradiation sur une surface inclinée avec le modèle de Lieu and Jordan | 138 |
| Figure 5.12 | Illustration du calcul de l'irradiation sur une surface inclinée avec le modèle de Badescu | 138 |
| Figure 5.13 | Fenêtre principale de modélisation du système moteur pompe | 139 |
| Figure 5.14 | Boîte de dialogue des propriétés du générateur photovoltaïque | 140 |
| Figure 5.15 | Interface de modélisation de la motopompe et des caractéristiques courant-tension | 142 |
| Figure 5.16 | Interface de modélisation de la motopompe et du débit-tension | 143 |
| | | |
| Tableau.2.1 | Répartition du programme national des énergies renouvelables | 52 |
| Tableau 2.2 | Evolution de la disponibilité en eau (en m ³ /hab./an) | 57 |
| Tableau 2.3 | Evolution dans la construction des barrages | 61 |
| Tableau 2.4 | Les sept systèmes de transfert d'eau Algériens | 61 |
| Tableau.3.1 | Potentiel de l'énergie solaire en Algérie | 68 |
| Tableau.3.2 | Valeurs de REQM pour les différents modèles | 73 |
| Tableau.3.3 | Résultats des tests statistiques sur la fraction diffuse Kt pour le site de Ghardaïa | 79 |
| Tableau.3.4 | Coefficients pour le modèle de Perez du rayonnement diffus sur surfaces inclinées | 84 |
| Tableau.3.5 | Coefficients pour l'éclairement réfléchi sur une surface inclinée | 84 |
| Tableau 4.1 | Exemple d'application (module BP saturne) | 100 |
| Tableau 4.2 | Méthode de translation | 102 |
| Tableau 4.3 | Caractéristiques techniques, des quatre pompes modélisées, données par le fabricant | 107 |

LISTE DES ILLUSTRATIONS, GRAPHIQUES ET TABLEAUX

| | | |
|-------------|---|-----|
| Tableau 4.4 | Equations d'ajustement et coefficients de corrélation (R^2) pour caractéristiques de la pompe DP2 | 112 |
| Tableau 4.5 | Valeurs des coefficients de régression des caractéristiques I-V | 122 |
| Tableau 4.6 | Valeurs des coefficients de régression des caractéristiques Q-V | 122 |
| Tableau 4.7 | Erreurs pour DP1 et CP2 | 125 |
| Tableau 4.8 | Erreurs pour DP2 et CP1 | 125 |
| Tableau 5.1 | Latitude et longitude des sites utilisés | 131 |

LISTE DES SYMBOLES ET DES ABREVIATIONS

| | |
|---|--|
| AC | Courant alternatif |
| AM | Masse de l'air |
| $B(\beta)$ | Eclairement direct (W/m^2) |
| $B_d(0)$ | Irradiation directe horizontale journalière (Wh/m^2) |
| B_o | Constante solaire ($1367 W/m^2$) |
| $B_{od}(0)$ | Irradiation extraterrestre journalière incidente sur un plan horizontal (Wh/m^2) |
| $B_{oh}(0)$ | Irradiation extraterrestre horizontale d'une heure (Wh/m^2) |
| CDER | Centre de Développement des Energies Renouvelables |
| CSP | Thermo solaire |
| CPV | Solaire photovoltaïque à concentration |
| CP | Pompe centrifuge |
| D | Diamètre de la tuyauterie (m) |
| $D(\beta)$ | Eclairement diffus (W/m^2) |
| DC-DC | Continu-continu |
| $D_d(0)$ | Composante diffuse de l'irradiation horizontale journalière (Wh/m^2) |
| $D_h(0)$ | Irradiation diffuse horaire sur surface horizontale (Wh/m^2) |
| DP | Pompe volumétrique |
| e | Charge de l'électron |
| F_m | Facteur de couplage ; c'est le rapport entre l'énergie électrique générée sous les conditions d'opération et l'énergie électrique qui se générerait si le système travaillait au point de puissance maximale |
| $F_{11},$ $F_{12},$ $F_{13}, F_{21},$ F_{22}, F_{23} | Coefficients du modèle de Perez |
| f | Coefficient de friction des parois de la tuyauterie |
| g | Accélération de la gravitation ($9,81 m/s^2$) |
| $G(\beta)$ | Eclairement global incident sur surface inclinée (W/m^2) |

LISTE DES SYMBOLES ET DES ABREVIATIONS

| | |
|-----------------|---|
| $G_d(0)$ | Irradiation globale horizontale journalière (Wh/m^2) |
| $G_{eh}(0)$ | Irradiation globale extraterrestre (Wh/m^2) |
| $G_h(0)$ | Irradiation globale horaire sur superficie horizontale (Wh/m^2) |
| $G_{dm}(\beta)$ | Irradiation moyenne journalière incidente sur le plan des modules photovoltaïques à l'inclinaison β ($Wh/m^2/jour$) |
| h | Hauteur totale de pompage (m) |
| hab. | Habitant |
| HCDE | Haut-commissariat de développement de la steppe |
| h_d | Hauteur dynamique de pompage (m) |
| HD | Niveaux dynamique |
| HE | Niveaux statique |
| H-Q | Hauteur-débit |
| HMT | Hauteur manométrique totale |
| I_{co} | Courant au circuit ouvert |
| h_s | Hauteur statique de pompage (m) |
| I | Courant (A) |
| I_{ph} | Photo courant |
| I_s | Courant de saturation |
| I_{SC} | Courant de court-circuit (A) |
| I_{cal} | Courant calculé (A) |
| I_{exp} | Courant mesuré (A) |
| I_m | Courant au point de puissance maximum (A) |
| IRENA | Agence Internationale d'Energie Renouvelable |
| I-V | Courant-tension |
| K | Constante de Boltzmann |
| K_{ac} | Coefficient dépendant du type d'accessoire |
| K_d | Fraction de l'irradiation diffuse |
| K_t | Indice de clarté de l'atmosphère |

LISTE DES SYMBOLES ET DES ABREVIATIONS

| | |
|------------|---|
| L | Longueur de la tuyauterie (m) |
| m | Facteur d'idéalité du module ou du générateur photovoltaïque (PV) |
| MAE | Erreur absolue moyenne, (Mean absolute error) |
| MENA | Les pays du Moyen-Orient et de l'Afrique du Nord |
| MPPT | Suiveur du point de puissance maximale (Maximum Power Point Tracker) |
| $N_{1,2}$ | Nombre de tours |
| NOCT | Température de fonctionnement nominal de la cellule ($^{\circ}\text{C}$) |
| N_s | Nombre de cellules du module ou du générateur PV connectées en série |
| N_p | Nombre de cellules du module ou du générateur PV connectées en parallèle |
| $P_{1,2}$ | Puissance (W) |
| PV | Photovoltaïque |
| PPV | Pompage photovoltaïque |
| Q | Débit crête de la pompe (m^3/h) |
| Q_A | Débit apparent (m^3/h) |
| Q_P | Débit d'essai (m^3/h) |
| Q-V | Débit-tension |
| $R(\beta)$ | Eclairement réfléchi (W/m^2) |
| RMSE | Root Mean Square Error |
| REQM | Racine de l'erreur moyenne quadratique |
| R_s | Résistance série (Ω) |
| R_{sh} | Résistance shunt (Ω) |
| SPPV | Système de pompage photovoltaïque |
| SKTM | Filiale Sonelgaz |
| T_a | Température ambiante ($^{\circ}\text{C}$) |
| T_c | Température moyenne journalière des cellules durant les heures de soleil ($^{\circ}\text{C}$) |

LISTE DES SYMBOLES ET DES ABREVIATIONS

| | |
|------------------|--|
| TEP | Tonne équivalent pétrole |
| t_{moy} | Température moyenne ($^{\circ}\text{C}$) |
| v | Vitesse moyenne du fluide (m/s) |
| V | Tension (V) |
| V_a | Volume d'eau (m^3/jour) |
| V_m | Tension au point de puissance maximum (V) |
| V_{oc} | Tension à circuit ouvert (V) |
| α | Coefficient de température pour le courant ($\text{A}/^{\circ}\text{C}$) |
| β | Inclinaison du générateur photovoltaïque (Deg.) |
| β_T | Coefficient de température pour la tension ($\text{V}/^{\circ}\text{C}$) |
| θ_s | Angle d'incidence (Deg.) |
| θ_{zs} | Angle de zénith du soleil (Deg.) |
| Ω | Temps solaire vrai ou angle horaire (radian) |
| ω_s | Angle de couché du soleil (radian) |
| ρ | Réflectivité du sol |

INTRODUCTION GENERALE

La demande mondiale d'énergie est amenée à augmenter largement du fait de l'accroissement de la population mondiale et du développement des pays émergents. Le développement économique se base sur la disponibilité de l'énergie, et ce, dans tous les pays du monde. L'importance de l'énergie et de l'eau s'accroît avec le progrès technique, l'industrialisation et le besoin de confort moderne. On mesure l'augmentation de la qualité de vie et la création de richesse par l'augmentation de la production d'énergie.

La production d'électricité si on la ramène au nombre d'habitants est un bon indicateur permettant de mesurer les écarts de développement entre les différentes régions du monde. L'Amérique du nord est la région où l'on produit le plus d'électricité (14970 kWh /habitant) dix fois plus qu'en Afrique du nord (1423 kWh/habitant) et trente fois plus qu'en Afrique subsaharienne (495 kWh/habitant). Le changement climatique va également impacter le marché de l'électricité (fourniture et demande en électricité).

Aujourd'hui, plus de 2 milliards d'êtres humains n'ont pas accès à l'électricité pour cause d'économie fragile, d'infrastructures lourdes et coûteuses, de zones difficiles d'accès, d'habitats dispersés. L'accès à l'électricité, c'est la garantie de meilleures conditions de vie (hygiène, santé, éducation) et l'espoir d'un développement économique.

Par ailleurs, les pays en voie de développement, auront besoin de plus en plus d'énergie, pour mener à bien leur développement. L'approvisionnement en électricité dans les régions rurales isolées, est un problème d'actualité dans ces

pays, où le soleil brille en abondance et où l'on trouve une vaste population rurale, sans l'infrastructure nécessaire pour se doter d'un réseau électrique.

Pour permettre une amélioration de la qualité de vie dans les régions arides, la présence d'électricité photovoltaïque (PV), induit la possibilité d'accès à l'eau. Le système de pompage PV, apparait l'une des applications la plus prometteuse, de l'utilisation de l'énergie solaire PV, c'est la solution idéale pour ces régions, permettant ainsi l'alimentation en eau et l'autosuffisance agricole, animalière et humaine.

L'année 2015 a été exceptionnelle pour les installations d'énergies renouvelables (EnR). L'augmentation de la capacité de production EnR est sans précédent, avec 147 gigawatts (GW) estimés. La capacité de chauffage basée sur les énergies vertes modernes a poursuivi sa progression, et l'utilisation des EnR s'est élargie dans le secteur du transport. Les énergies vertes décentralisées gagnent rapidement du terrain, et réduisent le fossé existant entre les populations qui disposent de l'énergie et celles qui en sont privées.

Les cours historiquement bas des carburants fossiles et la persistance des subventions gouvernementales désavantageuses pour les énergies vertes sont des obstacles pour l'utilisation des EnR à grande échelle. Pour chaque dollar dépensé en vue de promouvoir les EnR, ce sont près de quatre dollars qui l'ont été pour maintenir notre dépendance aux carburants fossiles. Déjà plus d'une centaine de pays se sont assigné des objectifs en matière de production renouvelable, preuve de l'intérêt de plus en plus marqué pour ces technologies à l'échelle planétaire.

L'énergie solaire est renouvelable et écologique contrairement aux combustibles fossiles, c'est une source d'énergie inépuisable. Pour résoudre l'équation développement et lutte contre les changements climatiques, l'Algérie devra miser sur les EnR.

L'Algérie amorce une dynamique d'énergie verte en se lançant dans un programme ambitieux de développement des EnR et d'efficacité énergétique. Cette vision du gouvernement algérien s'appuie sur une stratégie axée sur la mise en valeur des ressources inépuisables comme le solaire et son utilisation pour diversifier les sources d'énergie et préparer l'Algérie de demain.

Le Programme National Algérien des EnR actualisé en 2015, consiste à installer une puissance d'origine renouvelable de l'ordre de 22 000 MW à l'horizon 2030 pour le marché national, avec le maintien de l'option de l'exportation comme objectif stratégique, si les conditions du marché le permettent. Le programme d'efficacité énergétique actualisé vise à réaliser des économies d'énergies à l'horizon 2030 de l'ordre de 63 millions de TEP, pour l'ensemble des secteurs (bâtiment et éclairage publique, transport, industrie) et ce, en introduisant l'éclairage performant, l'isolation thermique et les chauffe-eau solaires, les carburants propres (GPLc et GNc), et les équipements industriels performants. Le programme de l'efficacité énergétique permettra de réduire les émissions de CO₂ de 193 millions de tonnes.

Le PV se taille une part croissante du bouquet énergétique global. Modulable et non polluant, il est d'ores et déjà capable, en tirant parti de conditions favorables, de concurrencer les sources d'énergie traditionnelles.

L'approvisionnement en électricité dans les régions rurales isolées, est un problème d'actualité dans les pays en voie de développement, où le soleil brille en abondance et où l'on trouve une vaste population rurale sans l'infrastructure nécessaire pour se doter d'un réseau d'électricité.

Les générateurs photovoltaïques présentent un attrait certain, ils sont évolutifs et donc adaptables aux nouveaux besoins, ils produisent de l'électricité à l'endroit même où l'on a besoin. L'utilisation de l'énergie PV s'est imposée pour fournir de petites quantités d'électricité à haute valeur sociale dans les sites isolés du réseau électrique conventionnel, où le coût d'acheminement du carburant revient excessivement cher.

L'eau est le sang de la terre, une source de nourriture, un moyen de transport, une source d'énergie. On peut dire que les grandes civilisations de l'humanité sont nées au long des cours d'eau. L'eau conditionne le développement de la société humaine, pour cela, on doit la préserver.

Les zones arides et sèches, en Algérie, sont également celles où l'énergie solaire est disponible à profusion. En général, le problème est que ces zones ne disposent pas de moyens et de technologie qui permettent de satisfaire leurs besoins en eau pour leur consommation, l'abreuvement de leurs animaux et l'irrigation de leurs cultures. Le problème est d'autant plus grand que ces régions sont isolées, caractérisées par de faibles taux de populations, disposées en noyaux dispersés et dans certains cas d'accès difficiles. Les études réalisées donnent un coût excessif en termes économiques pour envisager la fourniture de l'électricité par voies conventionnelles.

Les systèmes de pompage PV apparaissent par conséquent comme une solution idéale pour ces zones, permettant ainsi l'alimentation en eau et l'autosuffisance humaine, animalière et agricole. La petite dimension, la modularité et la facilité d'utilisation et d'installation de ces systèmes permettront d'améliorer la situation de ces zones déprimées. L'importance de la modélisation, de la simulation et de la caractérisation de ces systèmes est pratiquement évidente pour s'adapter aux conditions spécifiques de chaque zone pour ne pas gaspiller les faibles ressources économiques dans des systèmes surdimensionnés inutilement, ou sous dimensionnés et ne marcheront pas.

Le principal objectif de cette thèse est de modéliser, optimiser et caractériser les systèmes de pompage PV. C'est la solution de compromis entre le coût et la fiabilité ou en d'autres termes, la meilleure combinaison du générateur photovoltaïque et du moteur-pompe pour obtenir une fiabilité déterminée.

Le chapitre 1 donne une description succincte des systèmes photovoltaïques et de ses différentes composantes. Dans le chapitre 2, nous nous

intéressons à la production et à la consommation de l'énergie à partir de sources conventionnelles et de sources d'origines renouvelables, dans le monde et en Algérie. Une analyse de la consommation mondiale en eau et dans la région MENA a été faite, ainsi qu'une partie dédiée au programme Algérien pour la fourniture de l'eau à travers le territoire.

Au chapitre trois, différents modèles de calcul de l'irradiation solaire ont été validés par les données expérimentales d'une base existante au CDER, la comparaison entre données mesurées et modélisées a été faite via les modèles adéquats.

Le chapitre quatre est dédié à la modélisation du système de pompage PV en comparant les données mesurées et calculées par les différents modèles. De même, le modèle du générateur a été validé pour différentes conditions d'éclairements et de températures. Une méthode de translation de la caractéristique courant-tension (I-V) donnée à des conditions déterminées d'éclairement et de température vers d'autres conditions distinctes désirées, dans l'éventualité de pallier à un manque de données, a été validée. On a modélisé et caractérisé quatre motopompes, notre banc d'essais (du CDER) avec ses différentes composantes nous a permis de bien mener ces tâches.

Le but du chapitre cinq, est le développement d'un nouvel outil sous Matlab. Cet outil peut être utilisé par les chercheurs, les étudiants et les concepteurs travaillant sur les projets de systèmes PV de pompage d'eau. Cet outil, nous permet de modéliser les composantes du système de pompage PV et ce, à l'aide de plusieurs modèles de l'irradiation solaire, de la température, des modèles du générateur PV ainsi que les modèles du sous-système moteur - pompe. Cet outil estime les composantes directes et diffuses de l'irradiation horizontale à partir des valeurs journalières, de l'irradiation directe et diffuse horaire de l'irradiation globale horaire ainsi que de l'irradiation sur les surfaces inclinées. Il permet aussi d'une façon simple et fiable l'étude et la modélisation du sous-système moteur-pompe en utilisant quatre pompes ; deux pompes centrifuges et deux à déplacement positif.

Chapitre 1

Système photovoltaïque

1.1 Introduction

Certains aspects intangibles d'une installation photovoltaïque (PV) peuvent représenter une valeur plus importante que les coûts en jeu. L'image "Hi-Tech" du produit, ses bénéfices environnementaux, l'absence de bruit et de gaz d'échappement, la simplicité d'utilisation, la facilité d'augmenter la capacité installée grâce à la modularité des systèmes PV rendent ceux-ci souvent beaucoup plus attrayants même s'il existe une option plus économique.

Il n'y a pas besoin de se trouver à des milliers de km d'un réseau électrique pour que l'on envisage une installation photovoltaïque. Des milliers de systèmes existent parfois juste à côté d'une ligne électrique. Et voici quelques exemples [1] :

- Une installation photovoltaïque peut être facilement déplacée lorsque l'on creuse un nouveau puits de gaz naturel.
- Eviter la construction d'un poste électrique avec transformateur pour n'alimenter qu'une faible charge électrique.
- Ajout d'un système d'alimentation sans coupure dans le cas où le réseau électrique n'est pas assez fiable.

- Le système photovoltaïque de télé contrôle est devenu un kit standard dans l'industrie du gaz naturel qui est utilisé quelle que soit la distance du réseau électrique.

A la différence des systèmes raccordés au réseau, les systèmes PV utilisés comme alimentation électrique autonome peuvent souvent être financièrement très rentables en comparaison à d'autres sources d'alimentation. Prolonger une ligne électrique du réseau peut représenter un important investissement même en comparaison avec une installation photovoltaïque surtout lorsqu'il s'agit de répondre à de faibles besoins d'électricité. En effet, une faible consommation d'électricité ne justifie pas une prolongation de ligne électrique du réseau alors que celui-ci est capable de fournir des besoins quasi illimités en énergie.

D'autre part, l'utilisation d'un groupe électrogène ou de piles à usage unique, si elle nécessite un faible investissement initial, représente en revanche de très importants frais d'exploitation pour l'alimentation en carburant ou le remplacement des batteries, les visites d'entretiens et les révisions du moteur. Une analyse financière à plus long terme montre alors qu'une installation photovoltaïque, plus chère à l'investissement, est en réalité plus économique [2].

Environ 2 milliards d'individus dans le monde n'ont pas accès à l'électricité. Il s'agit souvent d'habitants de pays en voie de développement, surtout en milieu rural dépourvu d'infrastructure et éloigné du réseau électrique principal. Plusieurs de ces habitants souhaitent pouvoir se débarrasser des bougies et des lampes à pétrole et bénéficier de la lumière électrique, ainsi que de pouvoir alimenter leur radio, voire leur télévision, par un autre moyen que des piles qui sont très chères. L'accès à l'électricité est aussi un symbole de modernité [3].

1.2 Système photovoltaïque

Le but d'un système PV est d'utiliser la conversion directe de l'énergie solaire par effet photovoltaïque pour subvenir aux besoins en énergie électrique de l'utilisation. Il représente l'interface entre l'utilisateur et la ressource, il met en

forme l'énergie captée par les modules photovoltaïques selon les types d'applications.

Les cellules PV sont des dispositifs à semi-conducteurs, elles ne mettent en œuvre aucun fluide et ne contiennent pas de substances corrosives, ni aucune pièce mobile. Elles produisent de l'électricité du moment qu'elles sont exposées aux radiations solaires. Elles ne nécessitent pratiquement aucun entretien ; Elles ne polluent pas et ne produisent aucun bruit. Les cellules PV sont donc la façon la plus sûre et la plus écologique de produire de l'énergie.

1.2.1 Les différentes technologies de la cellule photovoltaïque

Plusieurs filières technologiques existent : le silicium cristallin ; les couches minces (figure 1.2), principalement à base de silicium amorphe, de tellure de cadmium (CdTe), d'alliages de cuivre, indium, gallium et sélénium (CIGS). Parmi les technologies parvenues au stade commercial, on distingue principalement le silicium cristallin et les couches minces qui diffèrent par leurs performances et leur stade de pénétration sur le marché. Des cellules solaires photovoltaïques à concentration sont aujourd'hui également disponibles sur le marché : il s'agit de cellules à très haut rendement couplées à des dispositifs de concentration du rayonnement solaire (à l'exemple des lentilles de Fresnel).

1.2.1.1 Silicium monocristallin

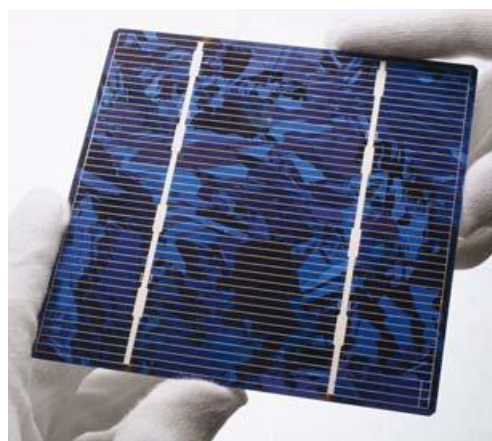
Les cellules en monocristal présentent un aspect parfaitement homogène de couleur gris sombre qui offre un aspect visuel tout à fait reconnaissable (figure 1.1). La structure homogène, ne présente pas de joints de grains et correspond à la structure cristalline parfaitement ordonnée susceptible d'assurer un rendement optimum. La différence réside essentiellement dans l'obtention du silicium brut. La structure d'une cellule au silicium cristallin, est commune à toutes les autres cellules, c'est à dire qu'elle est constituée d'une jonction de deux types opposés et qui lui confère une charge d'espace [4].

1.2.1.2 Silicium poly cristallin

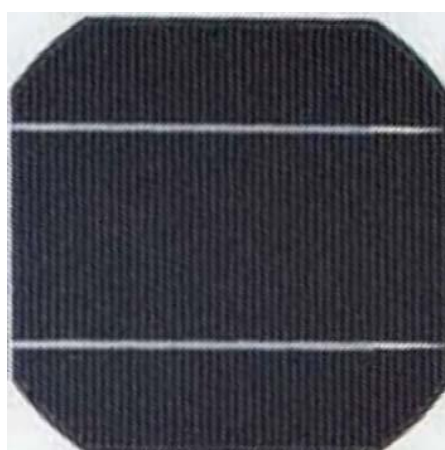
Pour fabriquer une cellule, il n'est pas nécessaire d'avoir un silicium aussi pur et ordonné que le monocristal. Dans le cas du Silicium poly cristallin, l'élaboration n'est pas aussi poussée ; ce qui induit une baisse de rendement. La cristallisation s'effectue alors en de nombreux cristaux qui sont visibles même après la fin du façonnage de la cellule (figure 1.1). On peut tolérer un certain nombre de défauts et impuretés dans le matériau dans la mesure où leur concentration n'affecte pas le rendement admissible. D'un point de vue économique, le record revient au poly cristallin, l'écart étant surtout lié à la simplicité de réalisation du lingot de silicium par rapport à la réalisation du monocristal de silicium [4].



a) Lingot de silicium.

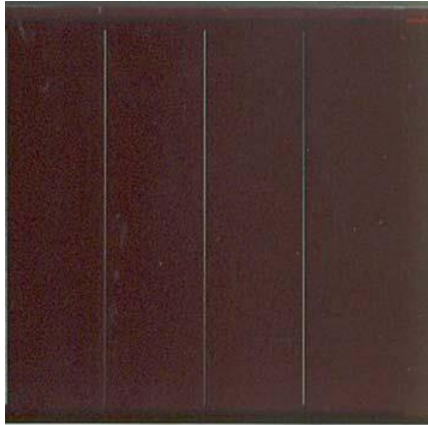


b) Cellule au Si polycristallin



c) Cellule au Si monocristallin.

Figure 1.1 : Du lingot à la cellule au silicium cristallin. a), b) et c).



a) Cellule au Si amorphe de petites dimensions.



(b) Cellule au Si amorphe en rouleaux.

Figure 1.2 : Cellules au silicium amorphe. a) et b).

1.2.2 Générateur photovoltaïque

L'énergie photovoltaïque résulte de la transformation directe de la lumière du soleil en énergie électrique au moyen de cellules généralement à base de silicium monocristallin ou multi cristallin. La tension délivrée par une cellule PV étant très faible, pour avoir des tensions compatibles avec les charges à alimenter, il faudra associer plusieurs cellules. Celles-ci sont encapsulées dans une même structure pour former un module. L'encapsulation ainsi réalisée va avoir deux rôles principaux [5].

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

1.2.2.1 caractéristiques d'une cellule photovoltaïque

Le courant produit par la cellule PV est pratiquement proportionnel au flux lumineux. Par contre, la tension (V) aux bornes de la jonction varie peu car elle est fonction de la différence de potentiel à la jonction N-P du matériau lui-même. La

tension à circuit ouvert ne diminuera que légèrement avec le flux lumineux (figure 1.3).

1.2.2.1.1 Tension à circuit ouvert

Elle est fonction des caractéristiques de la jonction électronique et des matériaux. Pour une cellule donnée, elle ne varie presque pas avec l'intensité lumineuse, au moins pour des éclairagements supérieurs à 100 W/m^2 (ce qui correspond à un éclairage solaire sur terre d'une journée très couverte). On l'obtient en branchant directement un voltmètre aux bornes de la cellule.

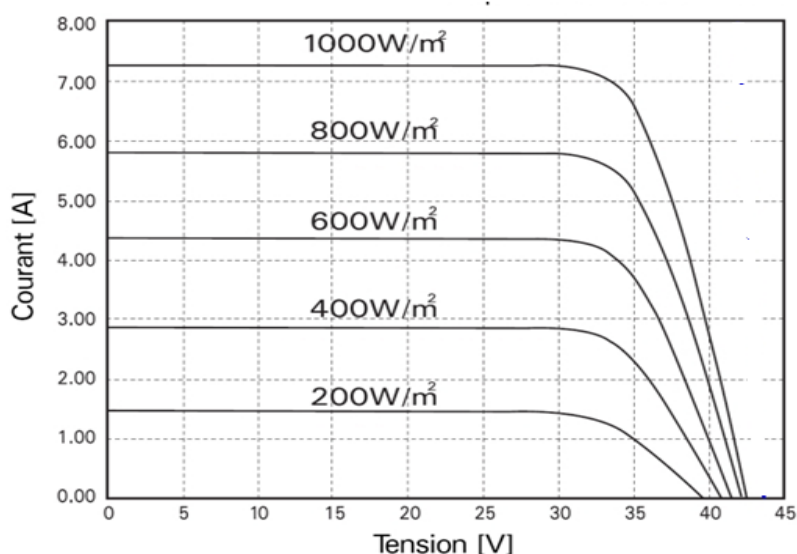


Figure 1.3 : Caractéristiques d'une cellule PV.

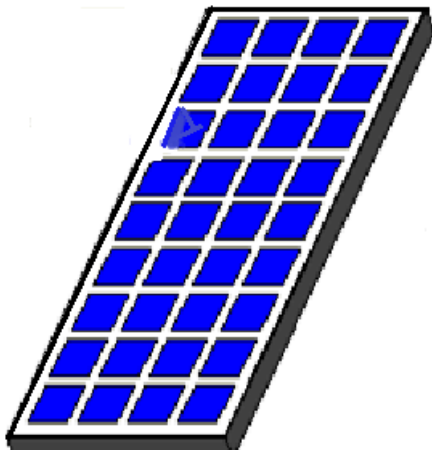
1.2.2.1.2 Courant de court-circuit

Il est directement proportionnel à l'énergie rayonnante reçue, c'est-à-dire à l'éclairage G (W/m^2), à la température ambiante, à la vitesse de circulation de l'air ambiant. Il est également directement fonction de la surface de la cellule. On obtient sa valeur en branchant un ampèremètre aux bornes de la cellule.

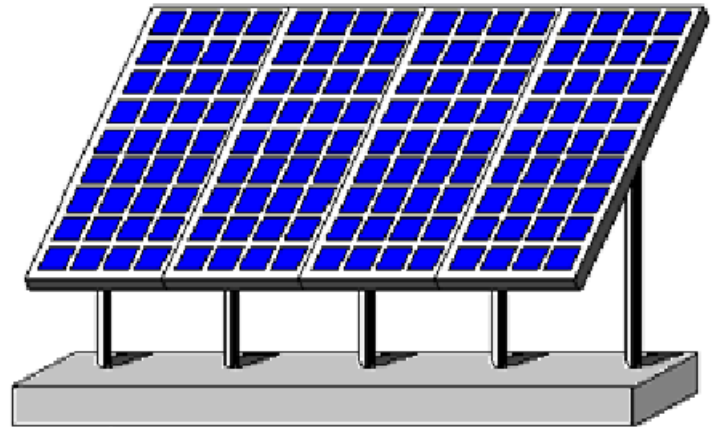
Actuellement, la puissance d'un module est de quelques Watt crêtes à plusieurs dizaines de Watt crêtes. Pour obtenir des puissances supérieures, il est nécessaire d'associer en série-parallèle les modules (figure 1.3).

1.2.2.2 Groupement de modules

Un ou plusieurs modules photovoltaïques forment le champ photovoltaïque (figure 1.4) Ils transforment l'énergie des rayons lumineux en énergie électrique. La durée de vie des modules solaires photovoltaïques est estimée de 20 à 30 ans.



Module PV



Champ PV

Figure 1.4 : Assemblage de cellules, du module au Générateur PV.

L'emplacement du générateur photovoltaïque devra respecter les contraintes suivantes :

- Exposition aux rayons solaires toute la journée en toute saison.
- Orientation et inclinaison : les modules doivent être orientés au sud dans l'hémisphère Nord et au nord dans l'hémisphère Sud.
- Accès facile pour le nettoyage.
- Proximité avec la régulation, le stockage et les récepteurs.
- Fixations solides pour résister aux vents : les modules sont généralement fixés soit au sol, soit en toiture, soit en façade.

1.2.3 Les moteur-pompes

Généralement, un système de pompage photovoltaïque est formé par le générateur photovoltaïque, le groupe moteur-pompe, la tuyauterie et les accessoires. Comme option : Un système de conditionnement de puissance, le réservoir d'eau, les batteries et l'équipement de régulation et contrôle.

Pour les systèmes DC, trois types peuvent être utilisés :

- ◆ Le premier est constitué d'un générateur PV couplé directement à un groupe motopompe.
- ◆ Le deuxième est celui qui utilise le stockage de l'énergie à l'aide des batteries, il est rarement utilisé.
- ◆ Le troisième est composé d'un générateur couplé à une motopompe à travers un convertisseur DC-DC fonctionnant en MPPT (Maximum Power Point Tracking).

Un système de pompage photovoltaïque (SPPV) peut être classé suivant la position des composants du système, selon les types suivants :

- Sur la base de l'énergie :
 - couplage à une Batterie.
 - Couplage direct.
- Sur la base de la forme de l'entrée de l'énergie électrique :
 - SPPV DC
 - SPPV AC
- Sur la base du type de pompes :
 - Ensemble de pompes monté en surface.
 - Ensemble pompes immergée.
- Basé selon la source d'alimentation :
 - Générateur SPV fixe
 - Générateur SPV avec trackeur.

1.2.3.1 Moteurs

Un moteur est une machine qui transforme l'énergie électrique en énergie mécanique. Selon l'alimentation électrique, nous avons des moteurs à courant continu et des moteurs à courant alternatif. Dans ce dernier cas, un convertisseur électronique ou un onduleur est nécessaire pour convertir le courant continu provenant d'un générateur photovoltaïque en courant alternatif. Pour cette raison, le choix d'un moteur à courant continu peut sembler, intéressant pour les installations de pompage PV.

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

1.2.3.1.1 Moteurs à courant continu

Le choix d'un moteur à courant continu est intéressant dû au fait que le générateur photovoltaïque génère un courant continu et ne nécessite pas un onduleur. Jusqu'à maintenant, ils sont utilisés pour des applications de pompage pour de petites superficies et pour de faibles puissances.

1.2.3.1.2 Moteurs à courant alternatif

Les avantages du moteur à courant alternatif sont : sa robustesse, sa faible maintenance, sa grande disponibilité, son faible coût.

Cependant, il nécessite un onduleur. Il est utilisé pour des applications de grandes puissances.

1.2.3.2 Pompes

Les pompes peuvent être divisées en deux grandes catégories :

1.2.3.2.1 Pompes volumétriques

Les pompes volumétriques (ou à déplacement positif) ont un environnement mobile qui, par changement de volume, oblige le fluide à avancer à travers la machine. Le fluide pénètre dans une cavité à travers la prise. Après, la cavité se ferme et le fluide est expulsé par l'ouverture de la sortie [6].

La pompe volumétrique transmet l'énergie cinétique du moteur en mouvement de va-et-vient permettant au fluide de vaincre la gravité par variations successives d'un volume raccordé alternativement à l'orifice d'aspiration et à l'orifice de refoulement. Les pompes volumétriques incluent les pompes à vis, les pompes à palettes, les pompes à piston et les pompes à diaphragme. Les deux derniers types sont utilisés dans les puits ou les forages profonds (plus de 100 mètres).

Le débit d'eau d'une pompe volumétrique est proportionnel à la vitesse du moteur. Mais son couple varie essentiellement en fonction de la hauteur manométrique totale (HMT) et est pratiquement constant en fonction de la vitesse de rotation du moteur. Le couple de démarrage est donc pratiquement indépendant du débit et sera proportionnel à la HMT. La puissance consommée sera proportionnelle à la vitesse. C'est pourquoi ces pompes sont habituellement utilisées pour les puits et les forages à grandes profondeurs et à faibles débits d'eau, mais elles nécessitent de grands courants de démarrage.

1.2.3.2 Pompes dynamiques

Les pompes dynamiques ajoutent simplement de la quantité de mouvement au fluide à l'aide de palettes ou ailettes giratoires. Les plus utilisées dans les applications de pompage sont les pompes centrifuges. Une pompe dynamique est constituée par un rotor à l'intérieur d'une carcasse. Le fluide entre suivant l'axe de la carcasse, les ailettes du rotor le forcent à prendre un mouvement tangential et radial vers l'extérieur du rotor où il est récolté par la carcasse et diffusé vers l'extérieur. Quand le fluide passe à travers le rotor sa vitesse et sa pression augmentent [6].

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

transmission. Chaque étage fait passer l'eau à l'étage suivant en relevant la pression jusqu'à l'étage final, délivrant un volume d'eau à pression élevée.

Ces pompes incluent les pompes submersibles, les pompes flottantes et les pompes rotatives à aspiration. Le débit de cette pompe varie en proportion de la vitesse de rotation du moteur. Son couple augmente très rapidement en fonction de cette vitesse et la hauteur de refoulement est fonction du carré de la vitesse du moteur.

La vitesse de rotation du moteur devra donc être très rapide pour assurer un bon débit. On utilisera habituellement les pompes centrifuges pour les gros débits et les profondeurs moyennes ou faibles. Elle fonctionne de façon plus efficace à une certaine HMT et à une vitesse de rotation prédéterminée. Il est donc important de bien concevoir le dimensionnement de la pompe selon les conditions du terrain.

Les pompes centrifuges sont très utilisées pour les applications avec énergie photovoltaïque. De plus, l'exhaure de l'eau domestique se fait traditionnellement à partir de puits, à des profondeurs de 10 à 50 mètres, qui conviennent bien aux pompes centrifuges à étages multiples. Ces pompes peuvent également s'adapter à de petits forages, ce qui permet de capter les nappes phréatiques profondes qui ont souvent un niveau d'eau dynamique entre 30 et 100 mètres.

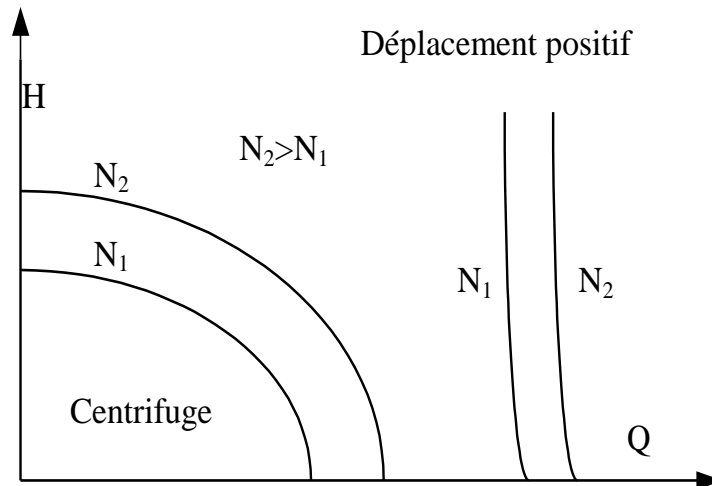


Figure 1.5 : Comparaison des courbes caractéristiques (hauteur-débit) des pompes centrifuges et de déplacement positif pour différentes vitesses de rotation de l'axe.

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

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

La figure 1.5 montre la différence entre les courbes caractéristiques hauteur-débit (H-Q) pour les deux types de pompes.

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

Les courbes contenues normalement dans les catalogues techniques sont obtenues pour une pompe fonctionnant à vitesse constante. Pour des vitesses de fonctionnement distinctes, on peut appliquer la loi de similitude de Newton ; dans le changement d'un nombre de tours N_1 à un autre N_2 , on obtient les relations

entre le débit Q , la hauteur H et la puissance P suivantes [7] ; valables uniquement pour des pompes centrifuges :

$$\frac{Q_1}{Q_2} = \frac{N_1}{N_2} \quad \frac{H_1}{H_2} = \frac{N_1^2}{N_2^2} \quad \frac{P_1}{P_2} = \frac{N_1^3}{N_2^3} \quad (1.1)$$

1.3 Conditionnement de puissance

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

Le conditionnement de puissance assure le transfert optimal d'énergie entre la source d'énergie et la charge à alimenter, et il dépend de la configuration du système. On peut avoir des convertisseurs continu-continu ou continu-alternatif.

1.3.1 Convertisseur continu/continu

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

L'idéal serait que ces points coïncident avec les points de puissance maximale de la courbe I-V du générateur PV. Quand ceci n'est pas possible, on peut utiliser des convertisseurs continu/continu pour approcher les points de fonctionnement à ces valeurs optimales.

La convenance d'utiliser des convertisseurs DC-DC se limite aux cas où le gain net en énergie dans la charge, dérivé de son utilisation, permet de rentabiliser économiquement l'investissement résultant [8].

1.3.2 Convertisseur continu/alternatif

Il est utilisé dans le cas d'un système à courant alternatif. Il existe principalement deux types d'onduleurs qui se différencient par leurs fréquences de sorties fixe ou variable.

- **Onduleur à fréquence fixe**

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

- **Onduleur à fréquence variable**

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

1.4 Stockage

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

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

1.4.1 Stockage électrochimique

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

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

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

1.4.2 Stockage d'eau

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

L'absence de stockage d'énergie implique : Un pompage durant la journée uniquement, l'eau est alors stockée dans un réservoir et consommée en fonction des besoins. Donc, il est préférable d'augmenter le débit durant les heures de soleil et stocker l'eau dans le réservoir. Dans un système mécanique d'approvisionnement en eau avec réseau, le réservoir de stockage doit [9] :

- ❖ Permettre, par sa hauteur, l'alimentation par gravité des points d'eau à tout moment de la journée selon la demande et avec le débit nécessaire, que la pompe soit ou non en fonctionnement ;
- ❖ Pouvoir, d'autre part, faire le tampon entre les périodes de pompage et les périodes de soutirage de l'eau.
- ❖ Etre accessible et disposer d'un trou d'homme pour en permettre le nettoyage ;
- ❖ Avoir les différentes tuyauteries raccordées sans risques de nuire à son étanchéité ;
- ❖ Avoir l'orifice de sortie d'eau vers la distribution situé au-dessus du fond de façon à permettre une décantation.

1.4.2.1 Matériaux et conception d'un réservoir

Il y a trois grandes familles de fabrication :

- le château d'eau construit sur place : en béton ou en ferrociment, par exemple ;
- le château d'eau assemblé sur place (cuve et support préfabriqués) ;
- le château d'eau transporté sur site en une seule pièce (pour la partie cuve au moins).

La construction sur place est généralement plus longue et demande du soin et du personnel qualifié sur site (contrôle de qualité du ciment ou du béton, des coffrages, etc.). Le montage sur place ne met en jeu que de la boulonnerie, voire quelques soudures au niveau du support [10].

1.4.2.2 Remplissage

Deux types de remplissage du réservoir peuvent être envisagés : remplissage par le haut ou par le bas.

On peut lister les avantages et inconvénients de chacun :

☞ **Remplissage par le haut de la cuve :**

- La part de la HMT du sol au réservoir est fixe ;
- Une intervention sur la tuyauterie de remplissage peut se faire sans être obligé de vidanger le réservoir ni d'installer une vanne qui sera peut-être source de problème. En cas d'intervention, il suffit de laisser couler l'eau contenue dans la tuyauterie ;
- La chute d'eau du haut de l'extrémité de la tuyauterie provoque dans le réservoir un brassage d'eau favorable à son oxygénation ; ce même brassage ne permet pas une bonne décantation.

☞ **Remplissage par le bas de la cuve :**

- La hauteur géométrique à franchir par la pompe au niveau du sol est variable et déterminée par la hauteur d'eau dans le réservoir ; elle sera en moyenne inférieure à la HMT fixe du premier cas, d'où un gain en volume pompé ;

- Une intervention sur la tuyauterie de remplissage nécessite la vidange du réservoir ou la fermeture d'une vanne (coût et problème potentiel).

1.4.2.3 Position du réservoir

Il existe deux types différents de réservoirs : le réservoir surélevé et le réservoir au sol. Lorsque la topographie permet de disposer d'un point haut pour construire un réservoir au sol, c'est cette solution qui est en général retenue. En revanche, lorsque le terrain ne présente pas de point suffisamment élevé, nous pouvons opter pour l'une ou l'autre des solutions suivantes : réservoir surélevé ou un réservoir au sol.

Dans la mesure du possible, ces réservoirs sont placés en hauteur pour fournir passivement de la pression à l'utilisateur final.

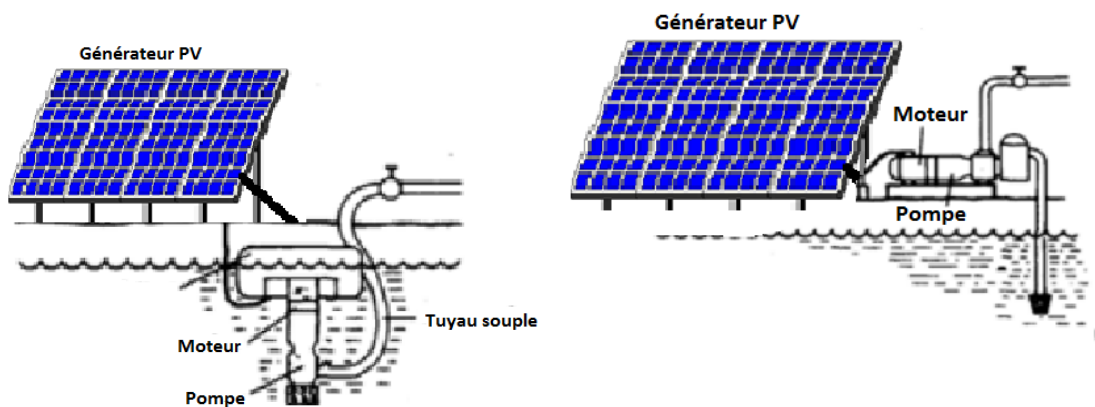


Figure 1.6 : Visualisation d'un réservoir de stockage au sol et surélevé.

1.5 Configuration des systèmes de pompage photovoltaïque

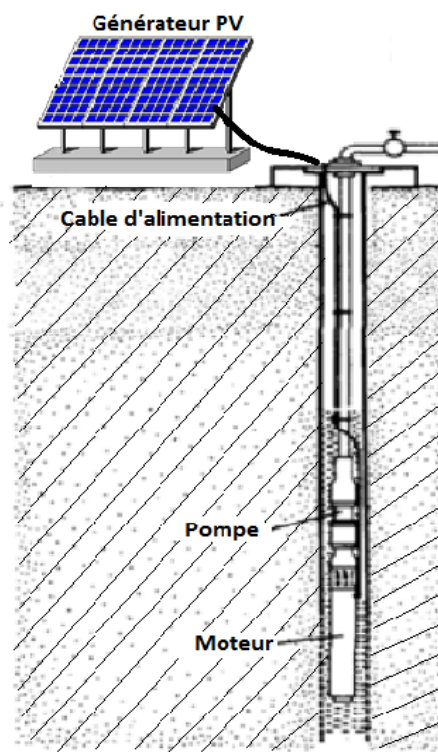
Les principales configurations de pompes solaires sont :

- ◆ Groupe motopompe immergé.
- ◆ Groupe motopompe flottant.
- ◆ Moteur et pompe installés en surface.



a) Groupe motopompe flottant

b) Moteur et pompe installés en surface



c) Groupe motopompe immergé

Figure 1.7 : Différentes configurations d'un système de pompage photovoltaïque. a), b) et c).

Chaque configuration est utilisée selon le débit et la hauteur de pompage nécessaire (figure 1.7). En général, les pompes immergées sont utilisées dans des puits profonds, de petits diamètres. Cependant, les pompes flottantes sont installées dans lacs ou puits de grands diamètres [11].

1.6 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons mis en évidence les différentes technologies susceptibles d'être employées pour la génération d'électricité photovoltaïque. Partant des cellules avec leurs différentes technologies, il est nécessaire d'en étudier le couplage direct et utilisant une adaptation d'impédance dans un système de pompage photovoltaïque.

Les deux grandes catégories de pompes sont présentées en indiquant le choix de la pompe selon les paramètres caractéristiques du site, et les besoins en eau. Le stockage d'énergie est essentiel dans une installation photovoltaïque, et pour le pompage deux cas peuvent se présenter : le stockage électrochimique et le stockage d'eau. On a présenté l'avantage d'un stockage d'eau dans un réservoir ainsi que les différentes positions du réservoir, pour pallier au manque d'eau dans les périodes d'absence de soleil ou durant la nuit.

Nous avons présenté les différentes configurations, selon le débit et la hauteur de pompage, qui existent utilisant les deux grandes catégories de pompes à savoir les pompes volumétriques et les pompes dynamiques.

Chapitre 2

Situation Energétique et ressources en eau

2.1 Introduction

Les grands enjeux mondiaux en matière de santé, les aléas climatiques, la vulnérabilité des écosystèmes et l'éradication de la pauvreté et de la faim sont des défis à atteindre et ce, en garantissant l'accès à l'eau et à l'énergie pour tous. Il en résultera à l'horizon 2030, un déploiement à plus grande échelle du photovoltaïque et de l'éolien, accompagné, à moyen terme, de la production d'énergie à partir du solaire thermique.

Cette croissance du déploiement met l'accent sur les affaires économiques de plus en plus fortes pour les énergies renouvelables qui ont également de multiples avantages socioéconomiques en termes de valorisation de la croissance économique, de création d'emplois et d'amélioration de l'environnement et du bien-être humain.

2.2 Production d'électricité dans le monde

L'électricité est un facteur essentiel au développement économique, dans tous les pays du monde. Son importance relative s'accroît avec les progrès techniques, l'industrialisation et le besoin de confort moderne. L'augmentation de sa production est synonyme d'amélioration de la qualité de vie et de création de richesse. La production d'électricité, ramenée au nombre d'habitants, est un bon indicateur permettant de mesurer les écarts de développement entre les

différentes régions du monde. L'Amérique du nord est comme toujours la région où l'on produit le plus d'électricité par habitant (14 167kWh/hab.). C'est plus de deux fois qu'en Europe de l'Ouest (6 646 kWh/hab.), plus de trois fois qu'en Europe centrale (4 411 kWh/hab.), encore plus de quatre fois qu'en Asie de l'est et du Sud-Est (3400kWh/hab.), huit fois plus qu'en Afrique du Nord (1 771 kWh/hab.) et près de trente fois qu'en Afrique subsaharienne (490 kWh/hab.) (Figure 2.1) [12].

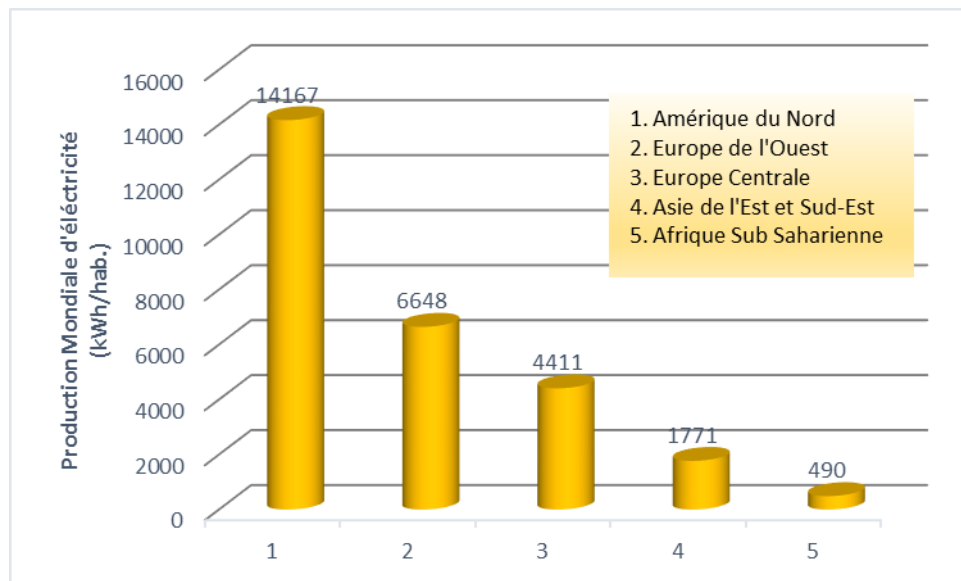


Figure 2.1 : Production d'électricité ramenée au nombre d'habitants pour différentes régions du monde.

2.2.1. Production d'électricité d'origine renouvelable

La capacité installée en renouvelable en 2015 était de 153 GW ce qui représentait 8,5 % comme taux de croissance et ce qui a porté la capacité de production renouvelable mondiale à 1985 GW. La capacité mondiale de production d'énergie renouvelable a augmenté de 161 gigawatts (GW) en 2016, ce qui représente l'année la plus forte jamais prévue pour les nouveaux ajouts de capacité. Les statistiques sur la capacité d'énergie renouvelable 2017, estime que la capacité de production renouvelable mondiale a atteint 2006 GW, l'énergie solaire affichant une croissance particulièrement forte (figure 2.2).

Total énergies renouvelables dans le monde

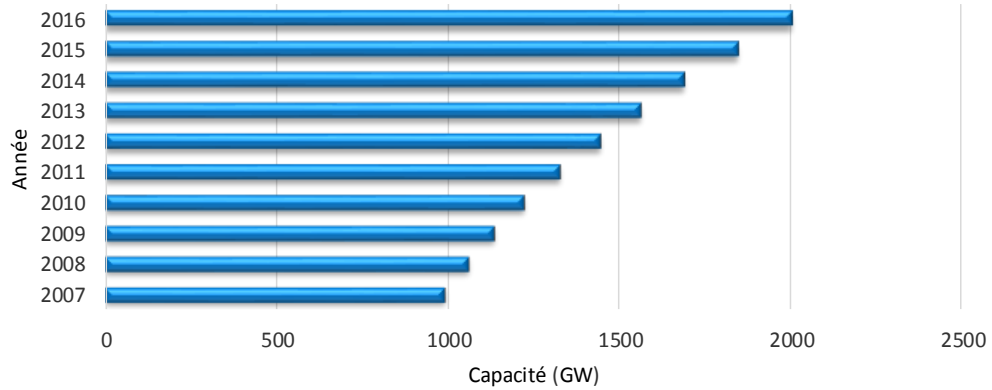


Figure 2.2 : Production en énergies renouvelables mondiale.

Les statistiques de l'année 2017, montrent que la capacité d'électricité renouvelable hors réseau installée a atteint 2 800 mégawatts (MW) à la fin de 2016. Environ 40% de l'électricité hors réseau était alimentée par l'énergie solaire et 10% par l'hydroélectricité. La majorité des autres provenaient de la bioénergie. On estime qu'environ 60 millions de ménages, soit 300 millions de personnes, sont desservis et bénéficient de l'électricité renouvelable hors réseau [13].

L'énergie renouvelable installée en Afrique est en progression continue, mais elle reste loin du niveau mondial (voir figure 2.3).

Total énergies renouvelables dans l'Afrique

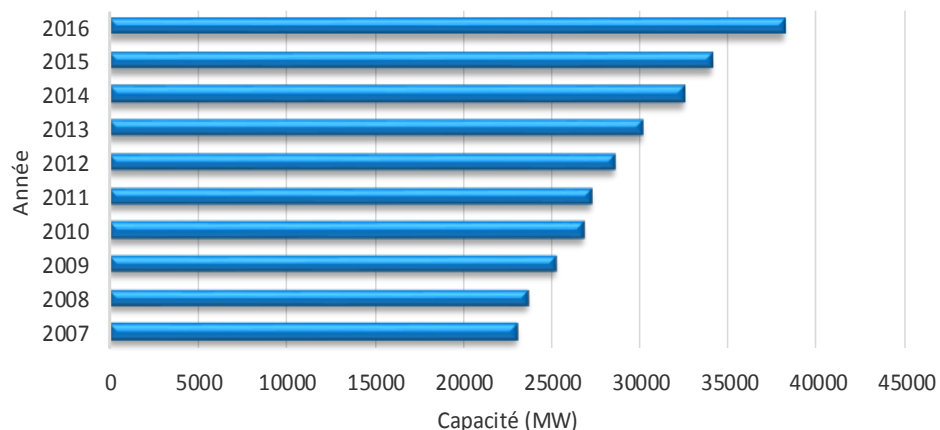


Figure 2.3 : production en énergies renouvelables en Afrique.

L'intégration du renouvelable dans le mix électrique constitue un enjeu majeur en vue de préserver les ressources fossiles, de diversifier les filières de production de l'électricité et de contribuer au développement durable.

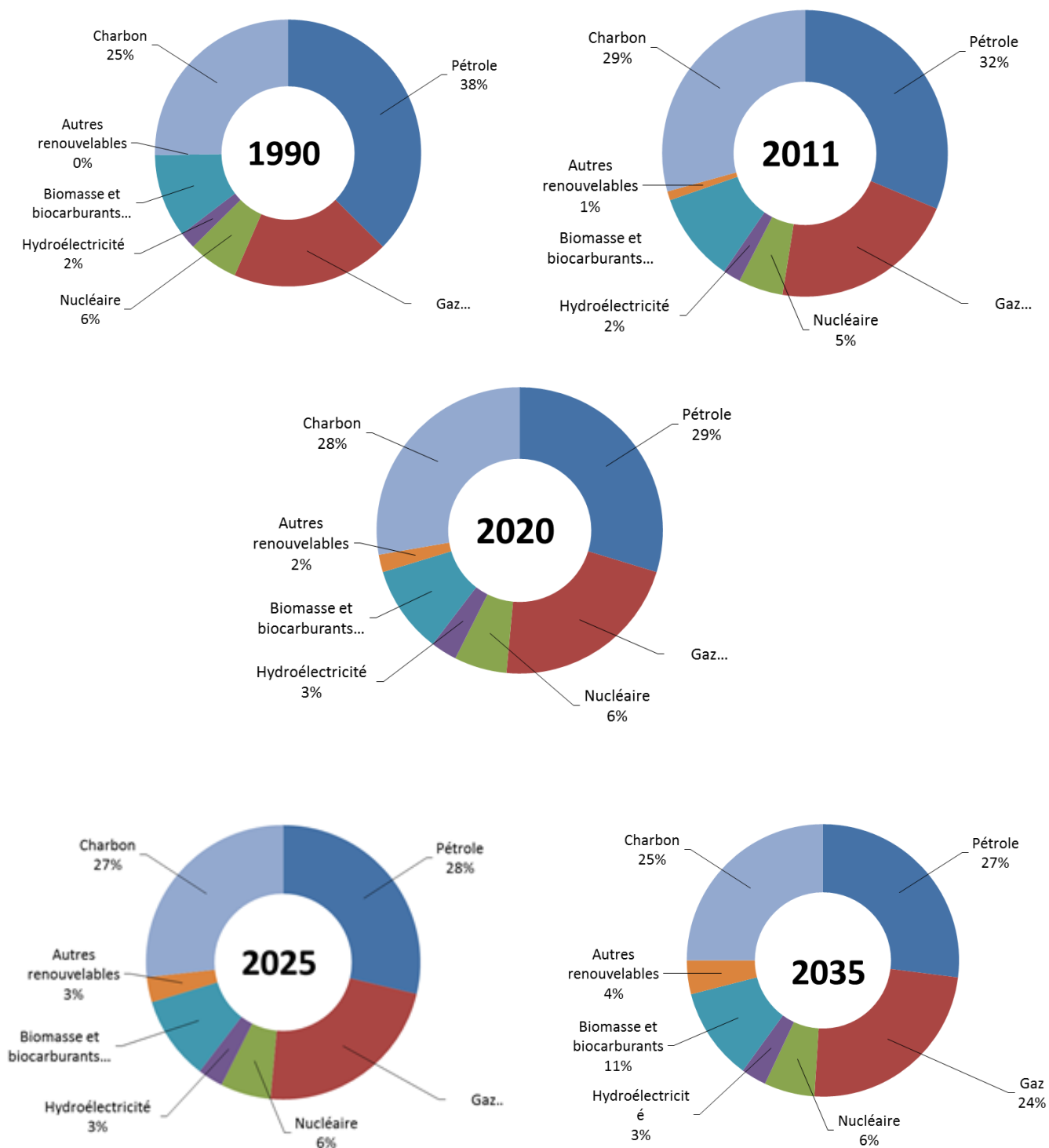


Figure 2.4 : Mix énergétique mondial de 1990 à 2030.

L'augmentation des sources renouvelables dans le mix électrique mondial prises dans leur ensemble, les renouvelables ont affiché un taux de croissance supérieur aux filières conventionnelles, mesuré sur la dernière décennie (de 2002 à 2016). La part des renouvelables dans le mix électrique mondial atteint désormais 20,8 % en 2012 (figure 2.4), contre 19,9 % en 2011 et 18,3 % en 2002. La croissance de la production renouvelable a été particulièrement forte entre 2011 et 2016 [14].

Un essor des énergies renouvelables passera également par le développement du stockage. Plusieurs solutions existent, la plus économique est d'augmenter, dans la mesure du possible, les capacités des stations de pompage-turbinage.

2.2.1.1. Production d'électricité d'origine solaire

Deux évènements indépendants l'un de l'autre ont donné une formidable poussée à l'énergie solaire. Le premier, est la volonté de l'Allemagne de sortir du nucléaire après la catastrophe de Fukushima, en mars 2011, ce qui a conduit le pays à devenir à marches forcées le premier pays solaire du monde. Et le deuxième évènement est la décision du pouvoir central à Pékin de faire du solaire un axe essentiel de son avenir énergétique, au-delà du charbon, a conduit la Chine à subventionner massivement sa nouvelle filière et à dominer l'offre mondiale. L'année 2016 a marqué pour la première fois depuis 2013, que la croissance solaire a dépassé l'énergie éolienne.

La Chine reste de loin le premier marché du photovoltaïque. Selon l'Administration nationale de l'énergie en Chine (NEA), au moins 15 GW ont été connectés en 2015, portant la puissance du parc photovoltaïque chinois à 43,2 GW. Le pays détient désormais le record de la puissance solaire installée, passant en 2015 devant l'Allemagne (39,8 MW). Selon le NEA, conformément à son 13e plan quinquennal, le pays devrait tripler sa capacité d'ici 2020, ajoutant entre 15 et 20 GW de puissance solaire par an, ce qui devrait amener la puissance du pays à plus de 140 GW [15].

Selon les premières estimations du PV Market Alliance, le Japon est resté le deuxième marché mondial, avec environ 10 GW supplémentaires, portant à au moins 33,4 GW la puissance PV cumulée du pays. Les perspectives de croissance de la filière PV japonaise semblent assurées, car depuis le lancement du programme japonais en 2012, le METI (ministère de l'Économie, du Commerce et de l'Industrie) a approuvé la réalisation d'au moins 79,8 GW de projets photovoltaïques. La croissance du marché japonais s'accompagne d'une baisse du niveau des aides à la production. Le gouvernement a ainsi diminué le tarif d'achat de 11 % au premier avril.

Le marché des États-Unis selon le rapport de l'US Solar Market Insight, réalisé conjointement par Solar Energy Industries Association (SEIA) et le bureau de conseil GTM Research, indique que les États-Unis ont installé 7,3 GW en 2015, soit une croissance de 16 % par rapport à 2014. La puissance cumulée en opération y atteint désormais 26,5 GW, comprenant plus de 900 000 installations individuelles (figure 2.5).

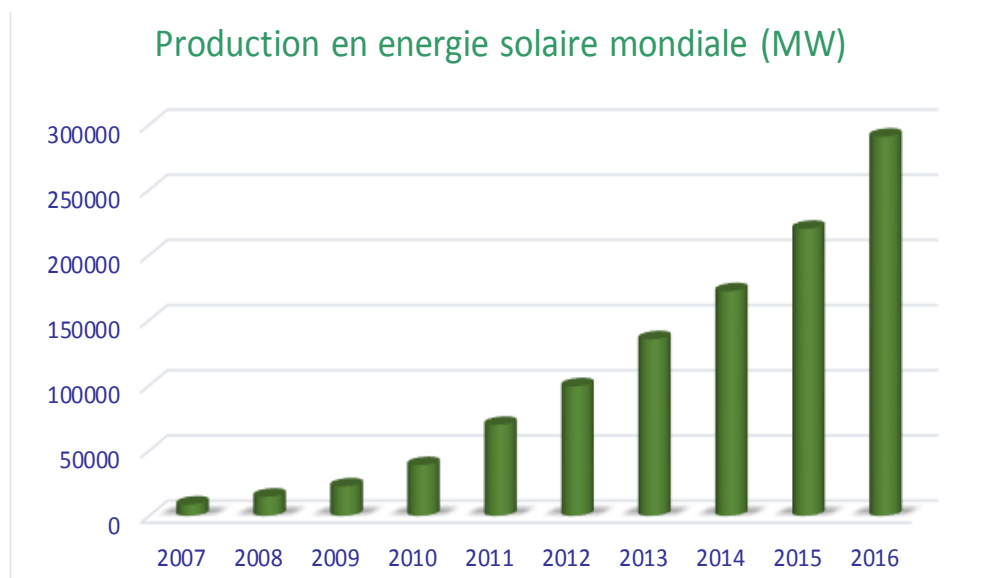


Figure 2.5 : Production mondiale en énergie solaire.

Le rapport précise qu'au premier trimestre 2016, ce chiffre devrait monter à un million. Les nouvelles installations américaines se décomposent en 4 150 MW

(+ 6 %) dans les grandes centrales au sol, 2 099 MW dans le secteur résidentiel (+ 66 % par rapport à 2014) et 1 011 MW dans le secteur non résidentiel (- 5 %). Cette production, est susceptible de porter la puissance cumulée des États-Unis à 97 GW d'ici à la fin de l'année 2020, avec 16 GW supplémentaires attendus dès 2016 [12].

Enfin, le marché indien est également en phase ascensionnelle. Selon le cabinet de conseil indien Mercom Capital, il a augmenté de 142 % en 2015 pour atteindre 2,1 GW (833 MW en 2014 et 1 004 MW en 2013). Le marché devrait dépasser les 4 GW en 2016 et pourrait atteindre 8 GW dès 2017. L'Inde se positionne donc comme un futur vecteur de croissance du marché mondial du solaire [12].

2.2.1.2 Cout de production des énergies renouvelables

Pendant cette période, le prix du module PV a chuté de 10 fois et le déploiement global a augmenté de 30 fois (figure 2.6). Bien sûr, une partie de ce développement a été réalisée grâce aux incitations et les économies d'échelle ; Cependant, une grande partie de l'avancement a été attribuée à des développements scientifiques et technologiques qui ont amélioré non seulement les efficacités de conversion, mais aussi les technologies de fabrication [16].

Un consortium Chino-Japonais constitué du géant Chinois JINKSOLAR (grande entreprise de fabrication du module photovoltaïque) et le japonais " Marubeni Corporation" ont répondu à un appel d'offre lancé par l'Autorité de l'Eau et d'Electricité de Abou Dhabi pour l'installation de centrales photovoltaïques de capacité de 350 MWc dans le parc solaire de Sweihan en soumettant un prix de 0,0242 dollars américain le kilowattheure.

A nos jours, c'est le prix le plus bas dans la filière de l'énergie solaire. Elle est qualifiée de l'offre la plus spectaculaire jamais égalée dans l'histoire du renouvelable. Le kilowattheure (kWh) solaire coûte entre 6 et 8 centimes de dollar (c\$) pour les bons projets, avant toute subvention. L'électricité d'origine solaire est passée à 30, puis à 20 et 10 c\$/kWh ; aujourd'hui, elle continue de baisser [12].

L'IRENA, prévoit que les coûts de l'éolien terrestre devraient baisser de 26% en 2025 par rapport à 2015, ceux de l'éolien offshore (en mer) de 35% tandis que ceux de l'énergie solaire photovoltaïque pourraient chuter de 59%, ce qui permettrait au renouvelable de franchir le seuil de 40% de la production globale d'électricité à l'horizon 2030 [13].

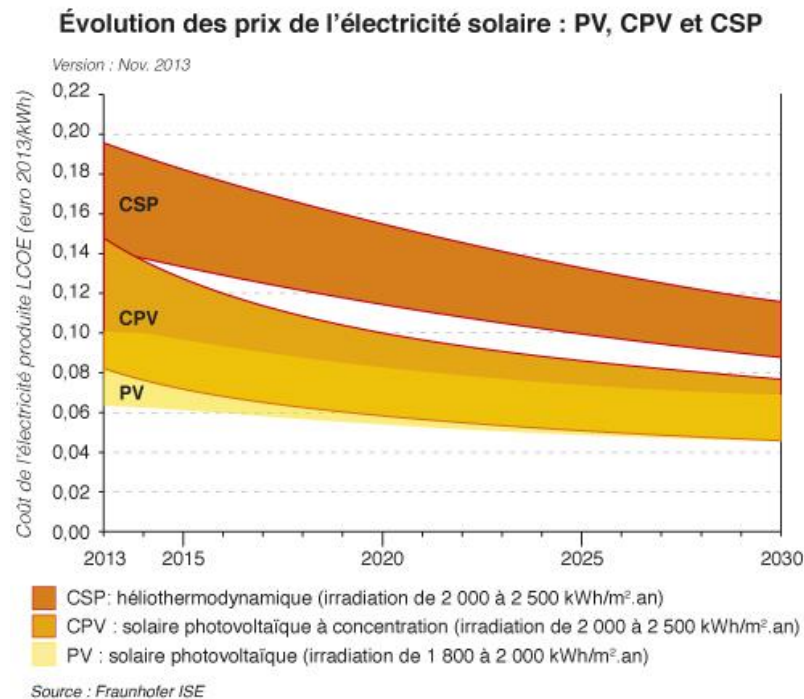


Figure 2.6 : Evolution des prix de l'électricité solaire.

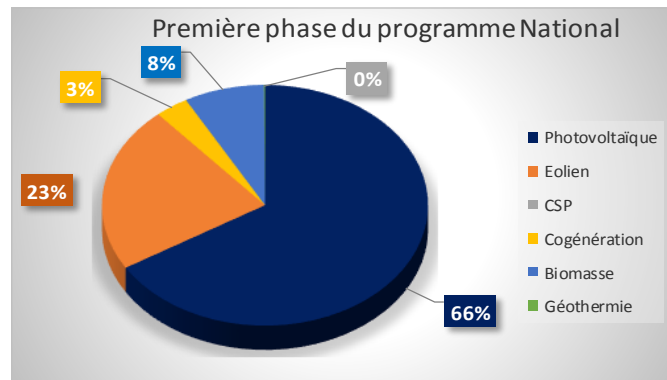
2.3 Production des énergies renouvelables en Algérie

L'Algérie amorce une dynamique d'énergie verte en lançant un programme ambitieux de développement des énergies renouvelables et d'efficacité énergétique. Cette vision du gouvernement algérien s'appuie sur une stratégie axée sur la mise en valeur des ressources inépuisables comme le solaire et leur utilisation pour diversifier les sources d'énergie et préparer l'Algérie de demain.

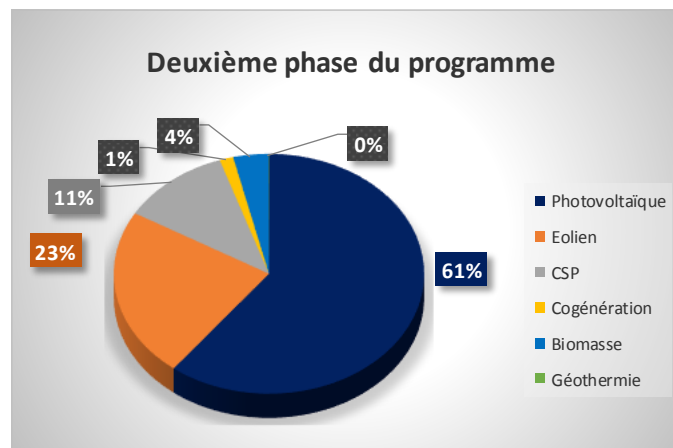
Ce programme prévoit, de mettre en œuvre un large éventail de filières technologiques où le PV et l'éolien se taillent la part du lion avec respectivement 13575 MW et 5010 MW, le reste étant réparti entre le thermo-solaire (CSP), la biomasse, la cogénération et la géothermie (tableau 2.1).

2.3.1 Répartition du programme national des énergies renouvelables

Le programme national de développement des énergies renouvelables adopté en 2011, puis actualisé en 2015 vise à produire 22.000 mégawatts d'ici 2030, ce qui permettra de porter la part d'électricité produite à partir de sources renouvelables à plus de 27% de la production nationale d'électricité (figure 2.7) [17].



(a) 1^{ère} phase 2015-2020



(b) 2^{ème} phase 2021-2030

Figure 2.7 : Phases du programme national des énergies renouvelables. a) et b).

Le gouvernement a décidé de diversifier le bouquet énergétique du pays en optant pour l'énergie solaire malgré ses coûts très élevés qui oscillent entre 10 à 12 DA/kilowattheure (kWh) contre 2,5 DA/kWh pour l'électricité produite à partir du gaz. Le prix réel du kWh produit par le gaz est de 10,54 dinars et l'état en supporte la différence [17].

Tableau 2.1 : Répartition du programme national des énergies renouvelables.

| Unité : MW | 1 ^{ère} phase 2015-2020 | 2 ^{ème} phase 2021-2030 | Total |
|----------------|----------------------------------|----------------------------------|--------|
| Photovoltaïque | 3 000 | 10 575 | 13 575 |
| Eolien | 1010 | 4 000 | 5 010 |
| CSP | - | 2 000 | 2 000 |
| Cogénération | 150 | 250 | 400 |
| Biomasse | 360 | 640 | 1 000 |
| Géothermie | 05 | 10 | 15 |
| Total | 4 525 | 17 475 | 22 000 |

2.3.2 Installations en énergies renouvelables

Durant l'année 2016, l'installation de 22 centrales électriques PV d'une capacité de 343 MW sur le territoire national. En 2015, 14 centrales électriques PV totalisant une capacité installée de 268 mégawatts (MW) ont été mises en service dans les Hauts Plateaux et le sud du pays, pour un coût global de 70 milliards de DA. Elles s'ajoutent ainsi à l'unité hybride de Hassi R'mel (150 MW) mise en service en 2011, et à la ferme éolienne d'Adrar (10 MW) ainsi qu'à la centrale solaire expérimentale de Ghardaïa (1,1 MW) qui avaient été réceptionnées en juillet 2014 (figure 2.8) [18].

Plusieurs autres Wilayas sont concernées, et dont le CDER a participé à l'étude des différents sites qui vont accueillir ces installations : Une centrale solaire avec la technologie photovoltaïque à concentration (CPV) de 30 KW en collaboration avec SKTM, première en Afrique, au niveau de son Unité de Recherche de Ghardaïa et une mini-centrale solaire photovoltaïque en collaboration avec l'Agence de Coopération Internationale de Corée du Sud « KOICA » de 30 KW au niveau de son Unité de Recherche d'Adrar [18].

Le programme national de développement des énergies renouvelables a fait de la wilaya d'Adrar un "modèle réussi" en matière d'exploitation de l'énergie solaire avec un tissu de cinq centrales de production électrique par l'énergie

solaire, d'une capacité de production globale de 48 mégawatts (MW). Il s'agit des centrales installées dans les communes d'Adrar (20 MW), Timimoune (9 MW), Zaouiet-Kounta (6MW), Reggane et d'Aoulef (5 MW chacune), et dans la zone de Kabertène (commune de Tissabit) d'une capacité de production de 3MW. Elles viennent s'ajouter au projet de ferme éolienne d'une capacité de production d'énergie de 12 MW, fruit d'un partenariat Algéro-français ayant permis le renforcement de l'approvisionnement en électricité notamment en périodes de pics de consommation.

La wilaya de Naâma a connu, de son côté, un accroissement de sa capacité de production électrique par l'exploitation de l'énergie solaire, à la faveur de la mise en service dernièrement de la centrale solaire de 20 mégawatts, implantée dans la zone de Sedrat Leghzal, commune du chef-lieu de wilaya. D'une capacité de production de 20 MW, cette nouvelle installation énergétique, réalisée sur une superficie de 40 hectares pour un investissement de 3,7 milliards DA. La centrale de Sedret Leghzal, dont le site a été choisi au regard de la moyenne annuelle d'ensoleillement estimée à 2.700 heures, soit une production électrique moyenne d'un (01) MW pour 2 hectares et une moyenne de 32.500 Mégawatheures [18].

La wilaya de Ghardaïa a, dans le même sillage, enregistré l'inauguration d'une centrale pilote de production électrique par le PV installée dans la région de Oued-Nechou (10 km Nord de la wilaya), pour un investissement de plus de 900 millions DA. Occupant une superficie de 10 hectares, cette centrale, qui assure avec ses 6.000 modules photovoltaïques une production de 1,1 MW, constitue un laboratoire naturel de recherches appelé à booster la dynamique de recherches en matière de développement des énergies renouvelables et des technologies utilisées dans le domaine, avec une perspective de les généraliser à travers le territoire national.

La wilaya de Tamanrasset a, par ailleurs, bénéficié en 2011 de l'inscription de cinq (5) projets de centrales solaires, pour un coût de 12,7 milliards DA, localisées à Tamanrasset, In-Salah, In-Guezzam, Tin-Zaouatine et Idelès (18 MW).

Plusieurs autres Wilayas sont concernées : Djanet (03 MW), Djelfa (20 MW), Laghouat (20 MW), Saïda (30 MW), Souk-Ahras (30MW), Tindouf (9 MW), Labiodh Sidi Cheikh (24 MW) Et d'autres sites sont sous la prospection.

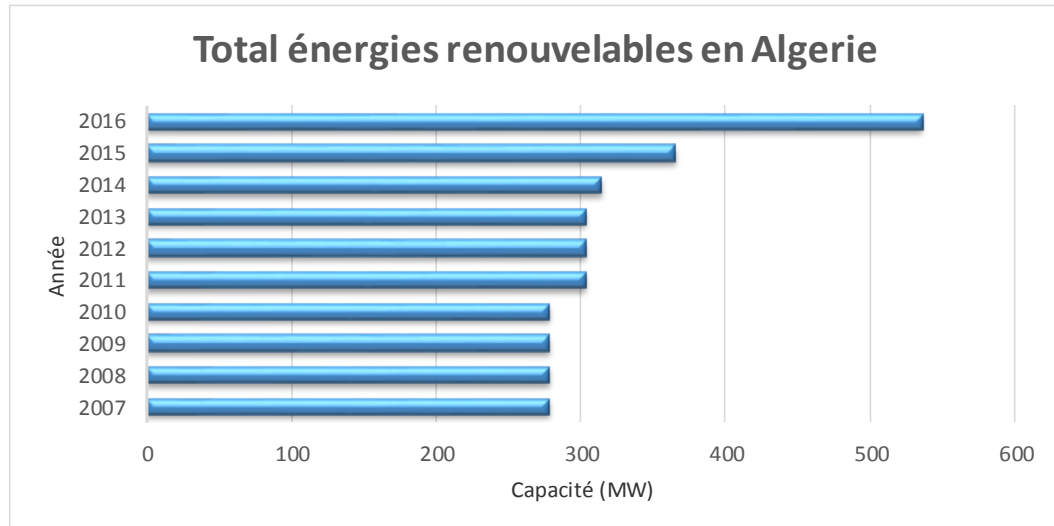


Figure 2.8 : Production en énergie renouvelable totale en Algérie.

Actuellement, 16 centrales d'une capacité de 195 MW sont déjà fonctionnelles et injectent de l'énergie d'origine renouvelable dans le réseau.

2.4 Ressources en eau dans les régions du monde

Deux atomes d'hydrogène pour un atome d'oxygène (H₂O) une formule chimique indispensable à toute forme de vie sur terre. Pendant que 9% de la population mondiale, privilégiée en consommant $\frac{3}{4}$ de l'eau disponible, près d'un milliards vivent un stress hydrique. La crise de l'eau serait plus dramatique que celle du pétrole : Peut-on imaginer que l'Or bleu serait transféré dans les prochaines années entre continents, comme c'est le cas du pétrole et du gaz [19]. En effet, en plus d'être indispensable à la vie et à la santé de l'être humain, l'eau est un vecteur du développement socio-économique.

A la suite du troisième Forum mondial de l'eau tenu en mars 2003 à Kyoto, l'ONU a rangé le droit à l'eau parmi les droits fondamentaux. L'eau concerne tous les aspects de notre existence : santé, bien-être, droits humains, environnement, économie, politique et culture.

Par suite de l'extension des régions arides et aussi de l'utilisation intensive d'eau dans les zones urbaines du monde entier, il est fréquent que l'eau douce ne soit pas disponible dans les qualités et quantités souhaitées. Selon une estimation de l'Organisation mondiale de la santé (OMS), 1000 m³ par personne et par an sont le niveau repère au-dessous duquel on considère que la pénurie chronique d'eau entrave le développement et est préjudiciable à la santé humaine.

Selon des estimations de l'Organisation Mondiale de la Santé, 80 % de tous les cas de maladies dans les pays en développement proviennent d'une eau insalubre ou stagnante et d'installations sanitaires insuffisantes, et donc d'un approvisionnement en eau et en traitement des eaux usagées et des déchets de qualité médiocre. Des analyses socio-économiques devraient être le premier pas indispensable pour trouver la solution socialement viable et durable dans l'approvisionnement en eau pour des populations pauvres [20].

Le bassin amazonien contient 15% des ressources mondiales en eau douce, mais seulement 0,3% de la population mondiale. Madagascar se trouve dans le pôle opposé avec 5,4 litres, à la limite de la survie.

Le Japon est le deuxième et l'Espagne le troisième pays au monde en consommation d'eau par habitant, après les Etats-Unis. Depuis 1977, l'Organisation Mondiale de la Santé a établi le niveau, par personne et par jour, à 50 litres. C'est la «provision adéquate» d'eau pour boire, cuisiner, pour l'hygiène personnelle et la propreté de la maison.

La population mondiale (6,314 milliards d'individus en 2003) s'accroît de 1,2% par an, soit de 77 millions de personnes chaque année. Quant à la croissance de la population urbaine, elle atteint chaque année 1,5% en Afrique, 1% en Amérique Latine et 2% en Asie. La croissance mensuelle de la population mondiale est équivalente à une nouvelle ville de 5,5 millions d'habitants, vient s'ajouter à une croissance urbaine aussi brutale s'accompagnant de profonds déséquilibres. Selon le Programme des Nations Unies pour le Développement, 1,3 milliard de personnes vivent aujourd'hui en situation de grande pauvreté, c'est-à-dire avec moins d'un dollar par jour [20].

L'Afrique est considérée comme ayant la plus faible couverture totale d'approvisionnement en eau de toutes les régions du monde, avec seulement 62% de la population ayant accès à l'eau potable (figure 2.9) [21].

Les ressources en eau de la région méditerranéenne sont limitées, fragiles et menacées. Elles font déjà l'objet d'une exploitation intensive, notamment dans le sud et à l'Est où la saison sèche se caractérise par sa longueur, avec une pluviométrie annuelle faible.

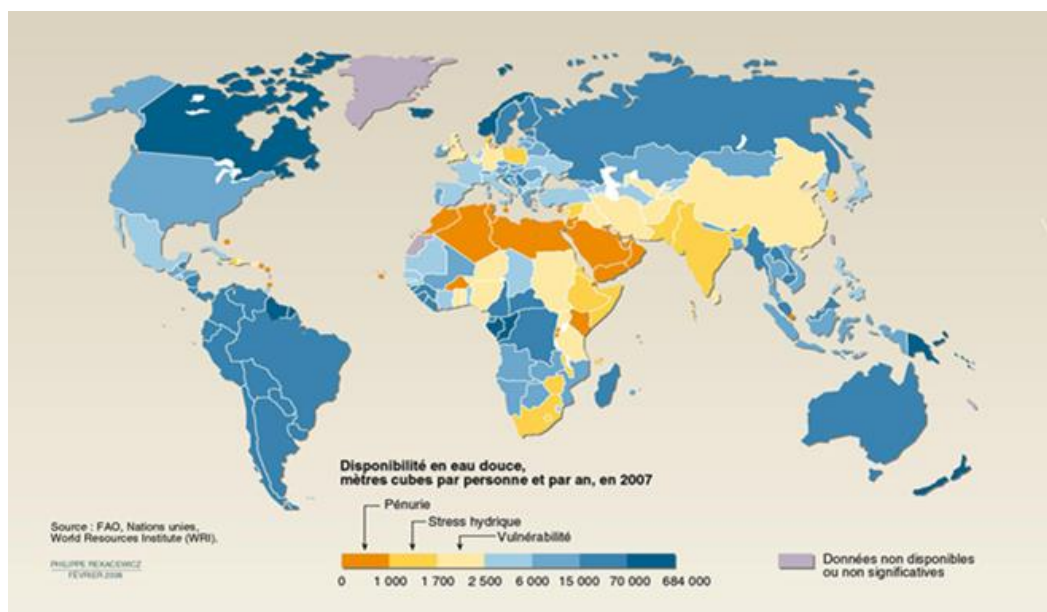


Figure 2.9 : Volume total des ressources en eau par habitant, par pays.

Des disponibilités en eau hétérogènes, qui varient entre 30 000 m³/hab./an au Brésil jusqu'à 270 m³/hab./an en Algérie. Le tableau 2.2, montre une baisse considérable de la disponibilité d'eau en Algérie et dans le monde.

Tableau 2.2 : Evolution de la disponibilité en eau (en m³/hab./an).

| Année | Brésil | Etats-Unis | France | Mexique | Chine | Maroc | Algérie |
|-------|--------|------------|--------|---------|-------|-------|---------|
| 2000 | 40 000 | 10 000 | 3 000 | 2 600 | 1 860 | 860 | 420 |
| 2025 | 30 000 | 8 000 | 2 700 | 1 810 | 1 520 | 540 | 270 |

2.5 Ressources en eau dans la région méditerranéenne et la région MENA

La région méditerranéenne ne dispose que de 3 % des ressources en eau du monde, alors qu'elle rassemble 7,3 % de l'Humanité. Près de 60 % des

habitants de la planète sont pauvres en eau, c'est-à-dire qu'ils disposent de moins de 1 000 m³ de ressource annuelle par personne et se concentrent dans les seuls pays méditerranéens du Sud et du Proche-Orient, La majorité des pays touchés par la rareté de l'eau sont dans la région MENA (figure 2.10) [22].

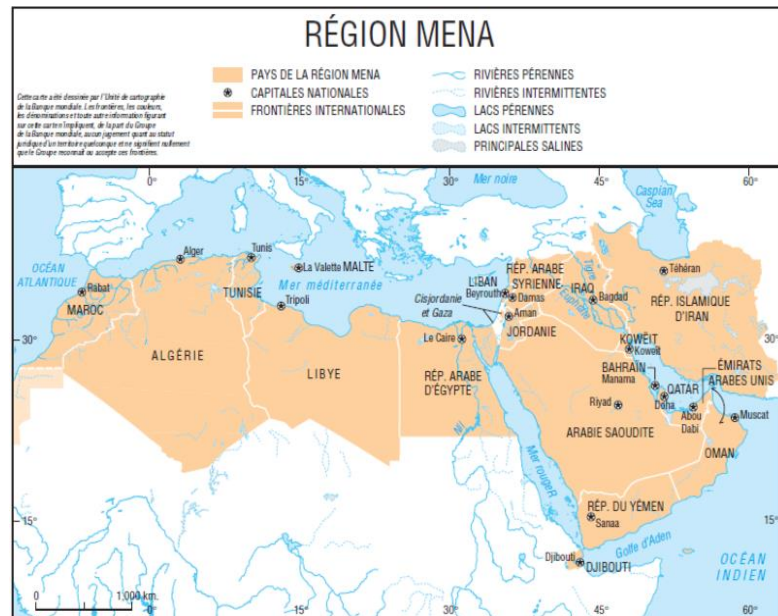


Figure 2.10 : Carte de la région MENA.

La région du Maghreb est l'une des régions du monde où la pluviométrie est irrégulière et variable dans le temps et l'espace et où l'agriculture dépend essentiellement de l'irrigation. Ainsi, il apparaît indispensable que les ressources en eau doivent être bien gérées et contrôlées dans cette région du monde. Pourtant, des problèmes de gestion de l'eau semblent être évidents [22].

Il est vrai que l'eau, en tant que vecteur du développement socio-économique, est une affaire de tous. Ainsi, une bonne gestion des ressources en eau passe par une politique transversale. Cependant, une politique transversale signifie d'une part une collaboration interministérielle avec un seul ministère pour référence qui doit gérer les questions relatives à l'eau, et à un niveau plus bas, une gouvernance à niveaux multiples, qui conjuguent les stratégies et les instruments nationaux, régionaux, sous régionaux et locaux.

Ce choix stratégique englobe plusieurs disciplines, telles que l'éducation, la recherche scientifique, le développement, et les décideurs politiques. Cependant, les pays du Maghreb sont encore en retard dans ces domaines et plus d'efforts doivent être consentis pour sensibiliser les populations locales, chercher, à travers la recherche scientifique, des solutions techniques qu'il faudra, par la suite, vulgariser au niveau des agriculteurs [23].

2.6 Ressources en eau en Algérie

En Algérie, l'eau constitue une denrée de plus en plus rare, vulnérable et difficilement renouvelable. Cette problématique met aussi l'accent sur les effets de la qualité des eaux sur les écosystèmes naturels mais surtout sur la santé publique.

Les ressources en eau superficielle renouvelables internes totalisent environ 9,8 km³/an pour l'ensemble du pays dont le Sahara, Le gouvernement algérien a lancé plusieurs programmes de grande envergure pour éradiquer la problématique du déficit en eau potable et en eau d'irrigation par [24] :

- La réalisation de nouveaux barrages ;
- Le transfert des eaux ;
- La réalisation d'unités de dessalement ;
- La Mise en place de nouvelles stations de traitement et d'épuration des eaux usées.

L'eau va au-delà de son extraction, En effet il faut :

- L'accumuler, pour garantir la continuité de son approvisionnement ;
- La surveiller pour garantir qu'elle arrivera aux personnes dans les bonnes conditions hygiéniques ;
- La gérer pour garantir que sa consommation soit maintenue à des niveaux raisonnables ;
- Établir une organisation qui maintiendra les infrastructures en fonctionnement continu et correct.

2.6.1 Politique Algérienne de répartition de l'eau

La politique nationale de l'eau se donne des instruments de gestion intégrée et durable des ressources, ce qui permet également de garantir l'aboutissement des grands projets en cours. Apprendre à gérer la ressource en eau dans une perspective de développement durable, c'est apprendre à maîtriser sa rareté, à assurer l'alimentation en eau potable, agricole et industrielle, et à préserver la qualité de l'environnement. Le gouvernement Algérien a mis en œuvre une politique de gestion de la ressource en eaux et cela en assurant (figure 2.11):

- Répartition équitable des ressources en eau pour pallier aux disparités géographiques ;
- *Stratégie de sécurité alimentaire du pays ;*
- Soutien des régions à fort potentiel agricole : exp. Transfert vers Sétif et Djelfa :

Production 2014 de 20% des besoins en céréales ;

- Desservir le pôle urbano industriel d'Annaba ainsi que Taraf : 6 barrages desservent cette région [25].

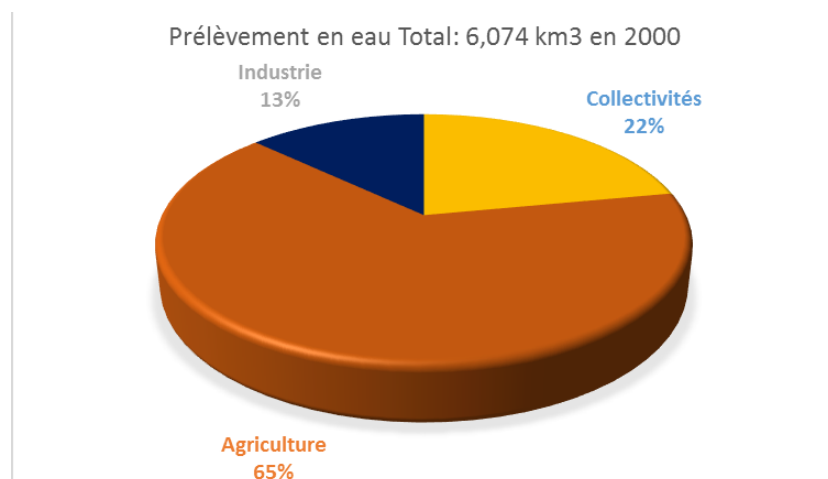


Figure 2.11 : Prélèvement en eau.

2.6.2 Programme Algérien de mobilisation et de transfert d'eau

Afin de développer la capacité de retenue des eaux de surface, de nombreux ouvrages ont été construits. A la fin des réalisations du programme en cours, la capacité de stockage sera évaluée à 8,4 milliards de m³ voir (tableaux 2.3) [24].

2.6.2.1 constructions de barrages

Afin de palier à la répartition inégale de la ressource eau, la réalisation de transferts régionaux et la construction de nouveaux barrages (figure 2.12), doit assurer une équité territoriale dans l'accès à l'eau et mettre en valeur de milliers d'hectares de terres agricoles par le biais de l'irrigation.



a) Barrage de Boukord, b) Barrage Béni Hasoun c) barrage Taksebt

Figure 2.12 : Quelques exemples de grands barrages Algériens. a), b) et c).

Tableaux 2.3 : Evolution dans la construction des barrages.

| Année | Barrages | Capacité en eau (m ³) |
|-------|-------------|-----------------------------------|
| 1962 | 13 barrages | 450 millions de m ³ |
| 2014 | 70 barrages | 7,4 milliards de m ³ |
| 2016 | 84 barrages | 8,4 milliards de m ³ |

2.6.2.2 Transferts des eaux entre les bassins

Les sept systèmes de transfert considérés comme « grands projets structurants » d'Est en Ouest sont donnés dans le tableau 2.4 [26] :

Tableaux 2.4 : Les sept systèmes de transfert d'eau Algériens.

| Nom du bassin | Capacité en (hm ³) | Villes à desservir |
|---|--|--|
| Système béni Haroun Hautes plaines Constantinoise | 504 hm ³ | Constantine, Batna, Khenchla + irrigation de 40 000ha. |
| Le complexe hydraulique Sétif | Ouest : 122hm ³ /an Est : 191hm ³ /an | Sétif et El Eulma |
| Le transfert Koudiat Acerdoune- Hauts plateaux | 178hm ³ /an | Alger, Bouira, Tizi Ouzou, M'Sila et Médéa + irrigation 190000ha Metidja |
| Le Système MAO | 155hm ³ | Mostaganem, Arzew et Oran. |
| Le transfert Tichy Béjaia | 150hm ³ /an | Akbou, Bejaia et la pleine d'El Assnam. |
| Le transfert Taksebt-Alger | 180hm ³ /an | d'urgence de la région d'Alger, Tizi Ouzou et Boumerdes |
| Alimentation en eau potable de la ville de Tamanrasset à partir d'In Salah. | Réservoir de 50 000 m ³ | Tamanrasset |

L'alimentation en eau potable de la ville de Tamanrasset à partir d'In Salah est caractérisée par la collecte de l'eau situé à 70 km au nord de In Salah et comprend 24 forages de 600 m de profondeur chacun. Le réseau de collecte des eaux de forages s'étend sur une ligne totale de 100 km.

Le transport de l'eau est assuré par 1 258 km de conduites répartis en 214 km en écoulement gravitaire (diamètres 1200 à 1400 mm) et 1044 (deux fois 522) en refoulement (diamètres 700 à 900 mm).

Le pompage de l'eau est assuré par 6 stations de pompage équipées chacune de 3 groupes motopompes (diesel convertible au gaz naturel) dont un groupe de secours [27].

L'eau arrive à Tamanrasset dans une station de déminéralisation d'une capacité nominale de 100 000 m³/jour. Un centre de contrôle veille à la bonne qualité de l'eau du réservoir de 50000m³ de capacité



Figure 2.13 : Transfert de Tamanrasset à partir d'In Salah.

L'Alimentation en eau potable de la ville de Tamanrasset à partir d'In Salah (figure 2.12), dessert :

- * El Oued : 30 000 m³/j, volume mobilisé : 40 000 m³/j
- * Tamanrasset (projet de transfert In Salah/Tamanrasset) : 50 000 m³/j
- * Tindouf : 10 500 m³/j, volume mobilisé : 13 219 m³/j.
- * Illizi : 10 000 m³/j

2.6.3 Le programme de dessalement en Algérie

Pour consolider la sécurisation de l'approvisionnement en eau des grandes villes et des localités côtières, le dessalement d'eau de mer est une autre voie possible. Plusieurs stations monobloc ont ainsi été réalisées en 2003 (programme d'urgence). La réalisation de plusieurs autres stations de dessalement de grande capacité a été lancée depuis (figure 2.13) [24].

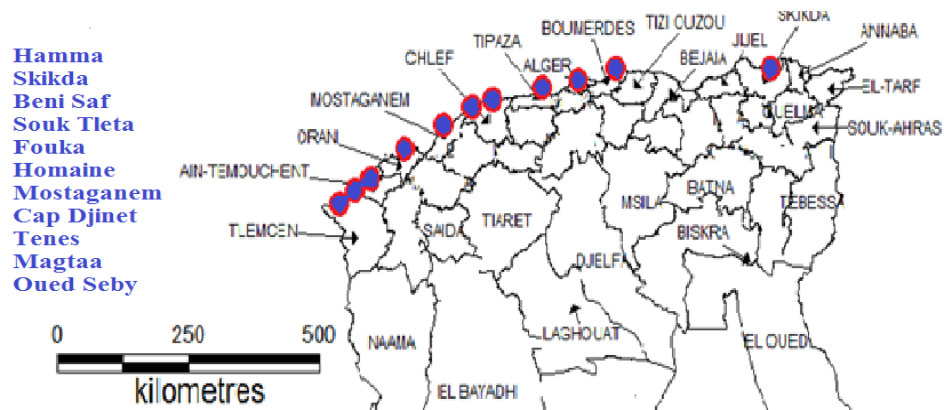


Figure 2.14 : Dessalement en Algérie.

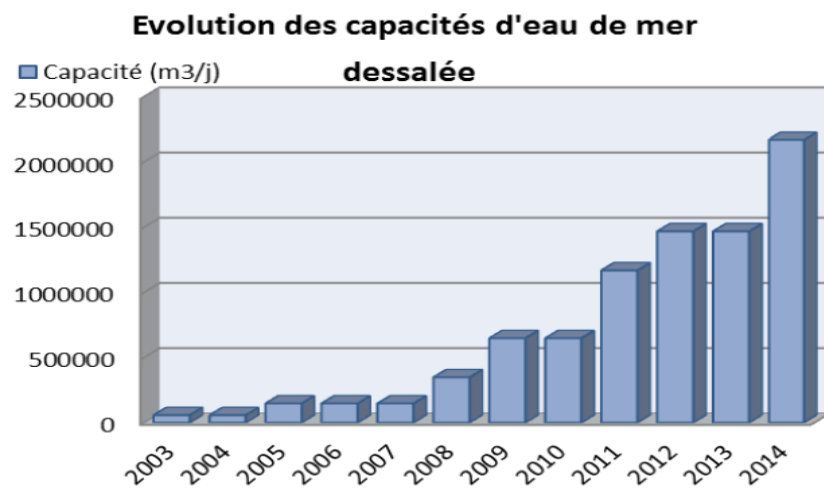


Figure 2.15 : Evolution des capacités d'eau de mer dessalée.

L'évolution de la capacité d'eau de mer dessalée et la répartition des stations de dessalement est comme suite (figure 2.14) :

- ◆ 30 Stations : en exploitation : 21 monoblocs : 2001.
- ◆ 9 grandes stations : 1,4 millions de m³/j d'eau en 2005.
- ◆ 2 autres stations pour compléter : 2,1 millions de m³/j 2014 : station proche d'Oran : 500 000m³/j.
- ◆ En l'an 2016 : Production 2.6 millions m³/jour.

2.6.4 Alimentation et gestion de l'eau en Algérie

En moins d'une décennie, le pays a triplé sa capacité de production d'eau potable et on estime à 95 % le taux de raccordement de la population aux réseaux publics d'eau potable et à 87 % pour les réseaux d'assainissement.

La demande en eau potable, estimée à 2,4 milliards de m³/an à l'heure actuelle, pourrait quant à elle grimper jusqu'à 3,2 milliards de m³/an si rien n'évolue dans le sens d'une rationalisation de la demande.

La gestion de la répartition de l'eau potable est assurée par des partenariats (figure 2.15), comme exemple de partenariat public-privé innovant et performant dans le domaine de l'eau est le SEAAL [25]. Il nous a permis l'accès 24h/24 et 7j/7 à l'eau potable (8% en 2006). Avec une qualité internationale (100% conforme en 2008) par rapport à la norme de l'OMS qui fixe à 250 litres par jour et par habitant la dotation en eau, celle de l'Algérie se situe en 2013 autour de 175 l/hab. /j, selon le ministère des Ressources en eau.

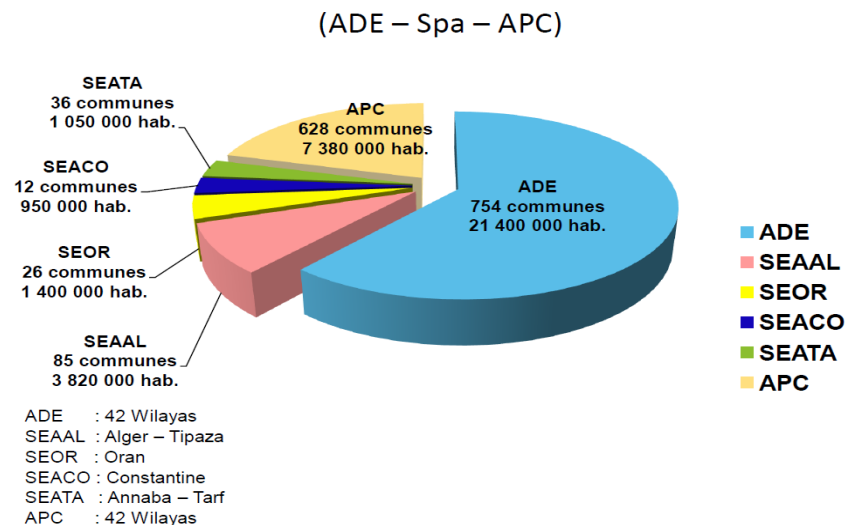


Figure 2.16 : Répartition actuelle par modes de gestion en terme de population desservie.

2.6.4 Technique hydraulique traditionnelles

Un investissement en travail considérable, oasis irrigués par Foggara (figure 2.17) (galerie drainante souterraine). Depuis 1990 on creuse de moins en moins de galeries. L'entretien du réseau est de moins en moins assuré. Le service

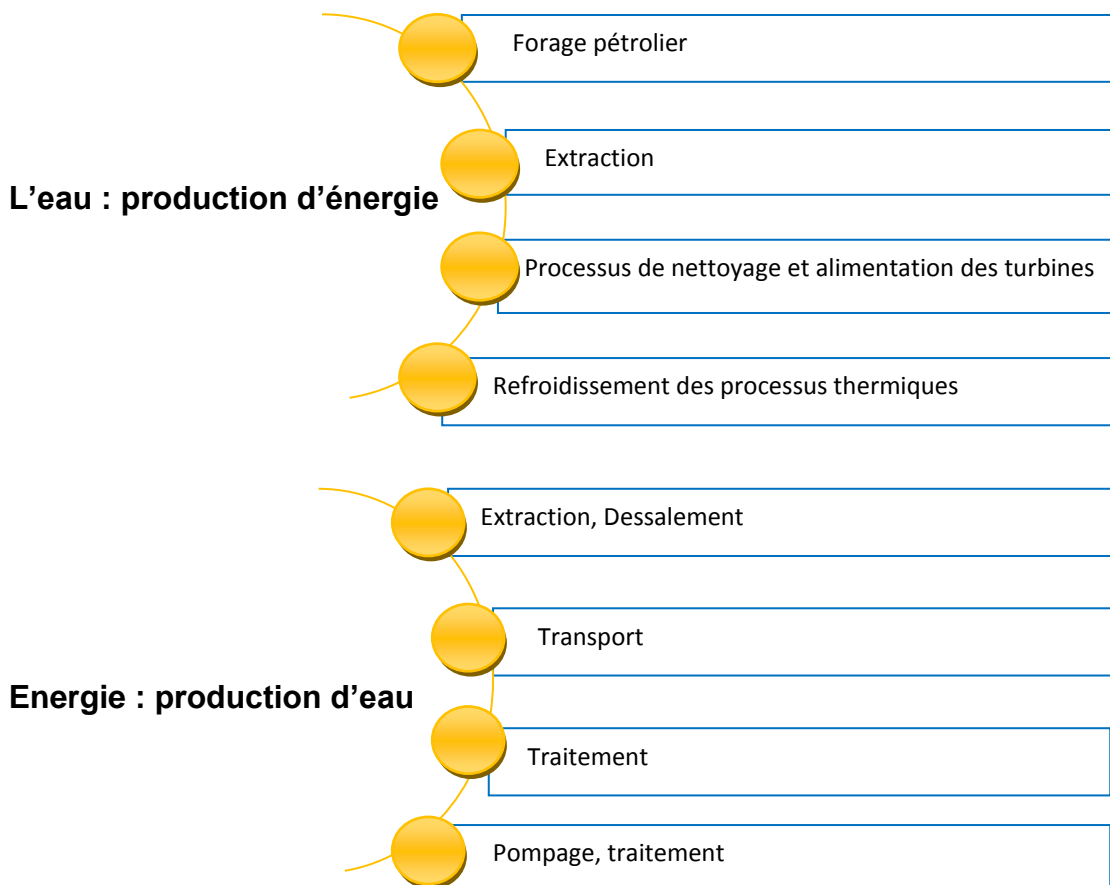
public de l'eau à planifié d'introduire les énergies renouvelables à concurrence de 10 à 20 % en 2020.



Figure 2.17 : Alimentation en eau par Foggara (les Oasiens).

2.7 Interaction entre L'énergie et l'eau

L'énergie et l'eau sont intimement liées. Il y a nécessité du couplage entre l'eau et les énergies renouvelables.



2.8 Conclusion

La gestion de l'irrigation, la diffusion et l'application des savoir-faire, le partage des innovations techniques sont les bonnes pratiques pour préserver l'eau et l'énergie.

Accompagner le changement grâce à l'éducation : favoriser des comportements responsables. Aucun pays ni aucun secteur d'activité, ne peut lutter ou faire face seul à la crise actuelle de l'eau. Le savoir et l'expérience dans le domaine de l'eau devront être partagés et considérés comme patrimoine universel de l'humanité. Les prévisions de croissance démographique et de développement économique dans le monde permettent d'anticiper une hausse importante de la demande en eau et en énergie.

La coopération internationale doit ratifier le secteur scientifique, politique, les secteurs impliqués dans l'eau et toutes les parties prenantes. Lutter contre la convoitise du secteur formel et informel, de l'or bleu, à l'échelle mondiale. Il faut œuvrer pour la rationalisation de l'eau et la chasse au gaspillage.

L'analyse de la consommation mondiale, montre que l'augmentation des sources renouvelables dans le mix énergétique mondial prises dans leur ensemble, les renouvelables ont affiché un taux de croissance supérieur aux filières conventionnelles.

Des statistiques faites par des experts internationaux montrent que la volonté de la chine de produire une cellule nettement moins chère, engendrera une baisse considérable du prix du KWh photovoltaïque.

Une étude faite par la FAO montre que la région MENA et par conséquent l'Afrique du nord, présentent la plus faible consommation en eau. Et pour y remédier l'Algérie consolide un programme très important pour subvenir aux besoins en eau de la population du Nord ainsi que du Sud Algérien.

En considérant les potentialités énergétiques renouvelables de l'Algérie, la dispersion géographique de la population et la volonté politique de l'état à introduire l'utilisation des ressources renouvelables dans le bilan énergétique

national que ce soit pour répondre à la demande électrique ou à celle de l'eau est très prometteuse.

La mise en place de nouvelles techniques innovantes introduisant les énergies renouvelables comme source de production et de gestion de l'eau est la meilleure alternative souhaitable qui contribuerait nettement à la protection de l'environnement par la réduction des émissions de CO₂.

Chapitre 3

Modélisation de l'Irradiation solaire

3.1 Introduction

Vue sa localisation géographique, l'Algérie dispose d'un des gisements solaires les plus élevés au monde. La durée d'insolation sur la quasi-totalité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement et peut atteindre les 3900 heures (hauts plateaux et Sahara). L'énergie reçue annuellement sur une surface horizontale de 1m² soit près de 3 KWh/m² au nord et dépasse 5,6 KWh/m au Grand Sud [28].

Les ressources énergétiques renouvelables varient d'un endroit à un autre (tableau 1.1). Pour concevoir un système, nous devons évaluer le potentiel solaire disponible [29]. L'irradiation solaire est cruciale pour les systèmes thermiques et photovoltaïques. Le solaire PV est la source d'énergie renouvelable qui connaît la croissance la plus rapide au monde.

Tableau 3.1 : Potentiel de l'énergie solaire en Algérie.

| Régions | Région côtière | Hauts Plateaux | Sahara |
|--|----------------|----------------|--------|
| Superficie (%) | 4 | 10 | 86 |
| Durée moyenne d'ensoleillement (Heures/an) | 2650 | 3000 | 3500 |
| Energie moyenne reçue (KWh/m ² /an) | 1700 | 1900 | 2650 |

Ce gisement solaire dépasse les 5 milliards de GWh.

Le choix de la méthode de mesure des données d'irradiation solaire pour une localisation géographique déterminée est donc un déterminant essentiel pour assurer le maintien du niveau de précision de la conception du système [30]. Les performances d'un système dépendent fortement de la prédiction des données de localisation.

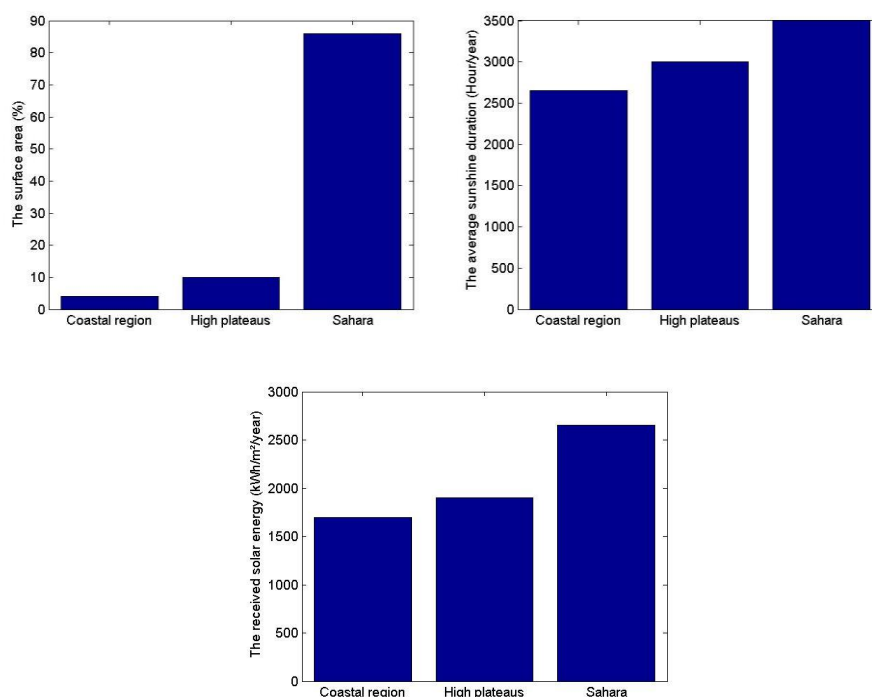


Figure 3.1 : Potentiel solaire en Algérie.

3.2 Irradiation solaire

3.2.1 Introduction

Le manque d'information et d'expérience empêche la généralisation de l'application des systèmes PV. Pour prédire le comportement d'un système PV on doit prendre en considération les imprévisibles variations jour pour jour de l'irradiation solaire.

Dans ce travail, on fera l'étude des différentes méthodes de simulation ainsi que des modèles de l'irradiation solaire à l'état actuel. Ces modèles ont été validés expérimentalement en utilisant des données obtenues au niveau de l'Office

National de la Météorologie (ONM), et des données disponibles au niveau de notre site de Bouzareah (CDER).

Les valeurs quotidiennes d'ensoleillement sont habituellement présentées sous forme de moyennes mensuelles, de moyennes journalières ou bien sous forme de données horaires pour différentes latitudes et inclinaisons à des endroits précis (afin de rendre compte de l'effet de conditions météorologiques différentes).

Il y a quatre types de rayonnement :

- Le rayonnement direct est le rayonnement reçu directement du Soleil. Il peut être mesuré par un pyréliomètre.

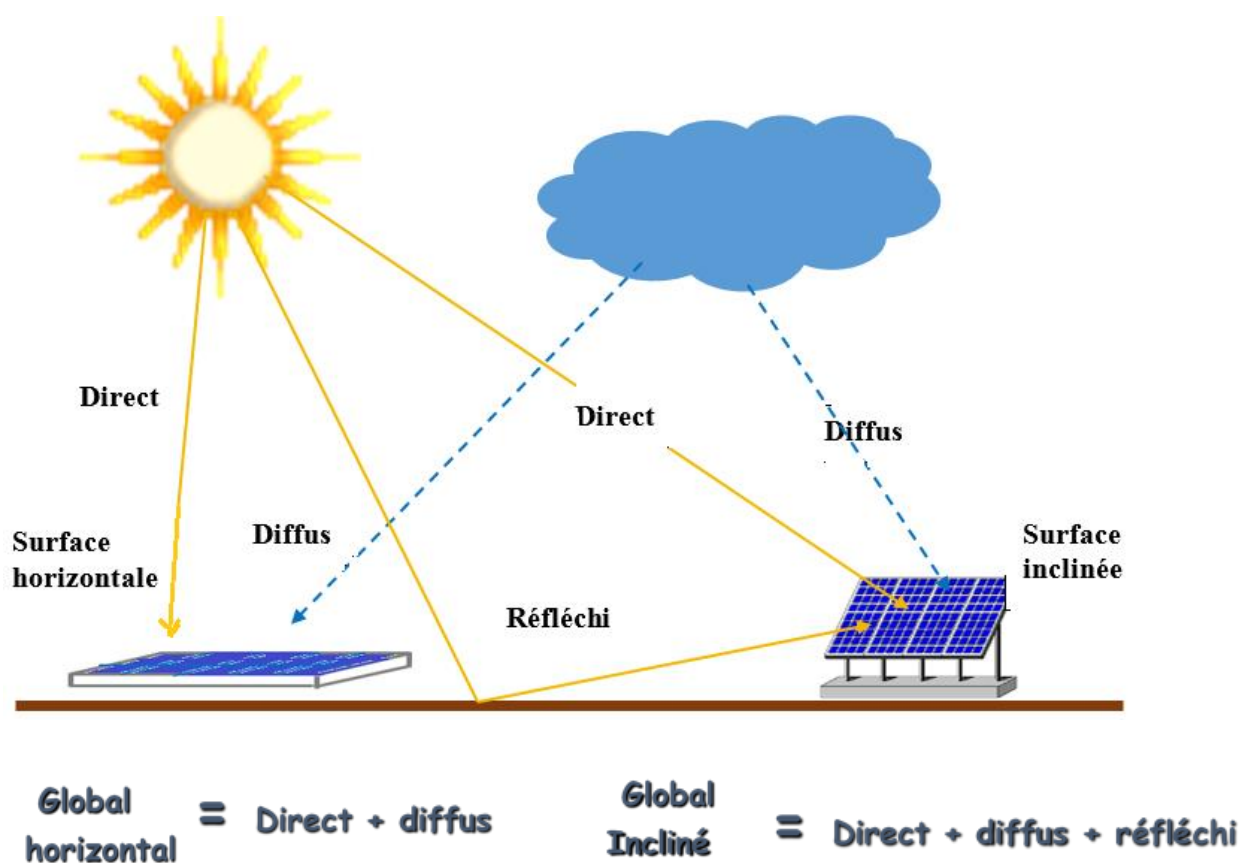


Figure 3.2 : Types de rayonnements.

- **Le rayonnement diffus** est le rayonnement provenant de toute la voûte céleste. Ce rayonnement est dû à l'absorption et à la diffusion d'une partie du rayonnement solaire par l'atmosphère et à sa réflexion par les nuages. Il peut être mesuré par un pyranometre avec écran masquant le soleil.

- **Le rayonnement solaire réfléchi** ou l'albédo du sol est le rayonnement qui est réfléchi par le sol ou par des objets se trouvant à sa surface. Cet albédo peut être important lorsque le sol est particulièrement réfléchissant (eau, neige).
- **Le rayonnement global** est la somme de tous les rayonnements reçus, y compris le rayonnement réfléchi par le sol et les objets qui se trouvent à sa surface. Il est mesuré par un Pyranomètre ou un Solarimètre sans écran.

3.2.2 Estimation des composantes directe et diffuse de l'irradiation horizontale à partir des valeurs de l'irradiation globale.

La cellule photovoltaïque est un dispositif assurant la conversion du rayonnement solaire en électricité. Il est donc nécessaire de connaître l'irradiation totale incidente sur le plan de cette cellule.

La détermination des composantes directe et diffuse de l'irradiation horizontale est nécessaire pour le calcul de l'irradiation sur une superficie inclinée. La composante diffuse de l'irradiation horizontale journalière $D_d(0)$ s'obtient à partir de la corrélation existante entre la fraction diffuse, K_d et l'indice de clarté de l'atmosphère, K_t . La fraction diffuse K_d est défini comme [31, 32].

$$K_d = \frac{D_d(0)}{G_d(0)} \quad (3.1)$$

et l'indice de clarté de l'atmosphère K_t comme :

$$K_t = \frac{G_d(0)}{B_{od}(0)} \quad (3.2)$$

$B_{od}(0)$ est l'irradiation extraterrestre journalière incidente sur un plan horizontal

- $G_d(0)$ est l'irradiation globale horizontale journalière
- $D_d(0)$ est la composante diffuse de l'irradiation horizontale journalière.

L'irradiation directe horizontale journalière $B_d(0)$ est donnée par :

$$B_d(0) = G_d(0) - D_d(0) \quad (3.3)$$

3.2.2.1 Modèle de Collares-Pereira et Rabl

La corrélation entre les valeurs individuelles de l'irradiation journalière horizontale, $G_d(0)$, et sa composante diffuse, $D_d(0)$ est [33] :

- pour l'intervalle $K_t \leq 0,17$

$$K_d = 0,9 \quad (3.4)$$

- pour l'intervalle $0,17 < K_t < 0,8$

$$K_d = 1,188 - 2,272K_t + 9,473K_t^2 - 21,856K_t^3 + 14,648K_t^4 \quad (3.5)$$

3.2.2.2. Modèle de Frutos

Dans ce modèle l'équation est [34] :

- pour l'intervalle $K_t < 0,166$

$$K_d = 0,9 \quad (3.6)$$

- pour l'intervalle $0,166 \leq K_t \leq 0,8$

$$K_d = 0,77 + 1,93K_t - 6,86K_t^2 + 4,27K_t^3 \quad (3.7)$$

- pour l'intervalle $K_t > 0,8$

$$K_d = 0,109 \quad (3.8)$$

3.2.2.3. Modèle de Macagnan

En utilisant des données de Madrid, Macagnan a obtenu les expressions suivantes [35] :

- pour l'intervalle $K_t < 0,18$

$$K_d = 0,942 \quad (3.9)$$

- pour l'intervalle $0,18 \leq K_t \leq 0,79$

$$K_d = 0,974 + 0,326K_t - 3,896K_t^2 + 2,661K_t^3 \quad (3.10)$$

- pour l'intervalle $K_t > 0,79$

$$K_d = 0,115 \quad (3.11)$$

3.2.2.4 Erreurs d'estimation

La comparaison entre les données mesurées et calculées par les différents modèles se fait en utilisant un indicateur statistique, appelé racine de l'erreur quadratique moyenne, REQM, défini comme :

$$REQM = \left[\frac{\sum_{i=1}^N (C_i - M_i)^2}{\sum_{i=1}^N M_i^2} \right]^{0,5} \times 100 \quad (3.12)$$

Où :

C_i : la i-ème valeur calculée

M_i : la i-ème valeur mesurée

N : nombre de points.

La racine de l'erreur quadratique moyenne, REQM, est une mesure de la variation des valeurs mesurées, au voisinage de la valeur calculée.

La valeur de REQM, pour chaque modèle, est donnée au tableau 3.2.

Tableau 3.2 : Valeurs de REQM pour les différents modèles.

| Modèles | REQM (%) |
|--------------------------|----------|
| Collares-Pereira et Rabl | 8,1 |
| Frutos | 8,0 |
| Macagnan | 8,1 |

Les différents modèles proposés présentent des valeurs de REQM inférieures ou égales à 8,1%.

3.2.3. Estimation de la composante directe et diffuse horaire de l'irradiation à partir de l'irradiation globale horaire

La disponibilité de l'irradiation globale horaire horizontale peut être un moyen pour dimensionner ou pour déterminer les performances d'un système photovoltaïque. Les modèles présentés ci-dessous utilisent la corrélation qui existe entre l'indice de clarté horaire de l'atmosphère, K_t et la fraction diffuse horaire, K_d . La fraction diffuse horaire, K_d est définie par la relation suivante [36] :

$$K_d = \frac{D_h(0)}{G_h(0)} \quad (3.13)$$

Et l'indice de clarté horaire de l'atmosphère, K_t comme suit:

$$K_t = \frac{G_h(0)}{G_{eh}(0)} \quad (3.14)$$

Avec

$D_h(0)$: Irradiation diffuse horizontale horaire [Wh/m²]

$G_h(0)$: Irradiation globale horizontale horaire [Wh/m²]

$G_{eh}(0)$: Irradiation globale extraterrestre horaire [Wh/m²]

Nous présentons dans ce qui suit, les principales corrélations citées dans la littérature.

3.2.3.1. Modèle d'Orgill et Hollands

Basée sur 04 années de données mesurées dans la station canadienne située à Toronto, Orgill et Hollands, ont proposé une corrélation entre la fraction diffuse horaire, K_d et l'indice de clarté horaire de l'atmosphère, K_t . Cette corrélation est donnée par l'expression analytique suivante [37]:

- Pour $0 \leq K_t \leq 0,35$

$$K_d = 1,0 - 0,249K_t \quad (3.15)$$

- Pour $0,35 < K_t \leq 0,75$

$$K_d = 1,577 - 1,84 K_t \quad (3.16)$$

- Pour $K_t > 0,75$

$$K_d = 0,177 \quad (3.17)$$

3.2.3.2. Modèle d'Erbs-Klein et Duffie

Erbs et autres ont suivi le procédé d'Orgill et d'Hollands pour développer un modèle de régression pour les sites des USA. Ils ont employé 65 mois de données pour quatre sites (Fort Hood, le Texas ; Maynard, le Massachusetts ; Raleigh, Caroline du Nord et Livermore, Californie) sur une gamme de latitude variant de 31 à 42°N. Leur corrélation est donnée pour trois intervalles de l'indice de clarté horaire de l'atmosphère, K_t comme suit [38] :

- Pour $0 \leq K_t \leq 0,22$

$$K_d = 1,0 - 0,09 K_t \quad (3.18)$$

- Pour $0,22 < K_t \leq 0,80$

$$K_d = 0,951 - 0,1604K_t + 4,388 K_t^2 - 16,638 K_t^3 + 12,336 K_t^4 \quad (3.19)$$

- Pour $K_t > 0,80$

$$K_d = 0,165 \quad (3.20)$$

3.2.3.3 Modèle de Spencer

Spencer prend en compte la latitude du lieu comme principal paramètre. Ce modèle est illustré par la relation suivante [39] :

- Pour $0,35 < K_t \leq 0,75$

$$K_d = a - b K_t \quad (3.21)$$

3.2.3.4 Modèle de Reindl, Beckman et Duffie

La fraction diffuse horaire est corrélée en fonction de l'indice de clarté horaire de l'atmosphère, K_t et la hauteur du soleil α . L'expression analytique de la corrélation est comme suit [40] :

- Pour $0 \leq K_t \leq 0,3$, contrainte : $K_d \leq 1,0$

$$K_d = 1,02 - 0,254 K_t + 0,0123 \sin \alpha \quad (3.22)$$

- Pour $0,3 < K_t \leq 0,78$, contrainte : $K_d \leq 0,97$ et $K_d \geq 0,1$

$$K_d = 1,4 - 1,749K_t + 0,177 \sin \alpha \quad (3.23)$$

- Pour $K_t > 0,78$, contrainte : $K_d \geq 0,1$

$$K_d = 0,486 K_t - 0,182 \sin \alpha \quad (3.24)$$

3.2.3.5. Modèle Ktcorr de Reindl, Beckman et Duffie

Une corrélation, identifiée comme Ktcorr, est proposée par D. T. Reindl et al. Elle dépend uniquement de l'indice de clarté horaire de l'atmosphère, K_t . le modèle est illustré par la relation suivante [40] :

- Pour $0 \leq K_t \leq 0,3$, contrainte : $K_d \leq 1,0$

$$K_d = 1,02 - 0,248 K_t \quad (3.25)$$

- Pour $0,3 < K_t \leq 0,78$

$$K_d = 1,45 - 1,67 K_t \quad (3.26)$$

- Pour $K_t > 0,78$

$$K_d = 0,147 \quad (3.27)$$

3.2.3.6. Modèle de De Miguel

En utilisant des données mesurées dans des stations de plusieurs pays de la région nord de la méditerranée, De Miguel et al. [41], ont recommandé une corrélation polynômiale du second ordre, nommée CLIMED 2. La corrélation proposée est exprimée par la forme suivante :

- Pour $0 \leq K_t \leq 0,21$

$$K_d = 0,995 - 0,081 K_t \quad (3.28)$$

- Pour $0,21 < K_t \leq 0,76$

$$K_d = 0,724 + 2,73 K_t - 8,32 K_t^2 + 4,967 K_t^3 \quad (3.29)$$

- Pour $K_t > 0,78$

$$K_d = 0,180 \quad (3.30)$$

3.2.3.7. Modèle de Hawlader

En utilisant des données d'un site tropical à Singapour, Hawlader [42] a proposé une corrélation polynômiale du second ordre. Cette dernière est présentée sous la forme suivante :

- Pour $0 \leq K_t \leq 0,225$

$$K_d = 0,915 \quad (3.31)$$

- Pour $0,225 < K_t \leq 0,775$

$$K_d = 1,135 - 0,9422 K_t - 0,3878 K_t^2 \quad (3.32)$$

- Pour $K_t > 0,775$

$$K_d = 0,215 \quad (3.33)$$

3.2.3.8. Modèle de Ghardaïa

La disponibilité des données horaires de l'irradiation solaire pour le site de Ghardaïa, nous a permis de développer une corrélation propre à Ghardaïa. L'expression mathématique de la corrélation est donnée ci-dessous [29] :

- Pour $0 \leq K_t \leq 0,34$

$$K_d = 1,0273 - 1,6002 K_t + 0,38331 \sin \alpha \quad (3.34)$$

- Pour $0,34 < K_t \leq 0,86$, contrainte : $K_d \leq 0,97$ et $K_d \geq 0,1$

$$K_d = 1,072 - 0,93745 K_t + 0,14357 \sin \alpha \quad (3.35)$$

- Pour $K_t > 0,86$, contrainte : $K_d \geq 0,1$

$$K_d = 0,47728 K_t - 0,57992 \sin \alpha \quad (3.36)$$

Où, α : Hauteur du soleil

3.2.3.9. Modèle Ktcorr de Ghardaïa

Une deuxième corrélation, identifiée comme Ktcorr de Ghardaïa, est développée uniquement en fonction de l'indice de clarté horaire de l'atmosphère, K_t . la corrélation proposée est donnée par l'expression suivante :

- Pour $0 \leq K_t \leq 0,34$, contrainte : $K_d \leq 1,0$

$$K_d = 1,0838 - 1,2361 K_t \quad (3.37)$$

- Pour $0,34 < K_t \leq 0,86$

$$K_d = 1,003 - 0,97121 K_t \quad (3.38)$$

- Pour $K_t > 0,86$

$$K_d = 0,30424 \quad (3.39)$$

3.2.3.10. Calcul d'erreurs

Les performances des modèles utilisés sont déterminées à l'aide de tests statistiques sur les valeurs de la fraction diffuse estimée de l'irradiation solaire. Les expressions mathématiques définissant les différents indicateurs statistiques choisis, sont données ci-dessous [43, 44].

La racine de l'erreur moyenne quadratique, RMSE (Root Mean Square Error), donnée par le tableau 3.3 :

Tableau 3.3 : Résultats des tests statistiques sur la fraction diffuse K_t pour le site de Ghardaïa.

| Modèle | REQM |
|-------------------------------------|------|
| Orgill et Hollands | 19,3 |
| Erbs-Klein et Duffie | 19,7 |
| Spencer | 15,1 |
| Reindl, Beckman et Duffie | 18,8 |
| Ktcorr de Reindl, Beckman et Duffie | 18,8 |
| De Miguel | 18,8 |
| Hawladar | 16,8 |
| Kt de Ghardaïa avec $\sin\alpha$ | 15,2 |
| Ktcorr de Ghardaïa | 16,0 |

3.2.4 Estimation de l'irradiation horaire à partir des valeurs de l'irradiation journalière

Dans certaines applications, il n'est pas suffisant de connaître les valeurs journalières de l'irradiation directe et diffuse mais il faut connaître son évolution horaire. Quand elles ne sont pas disponibles, les données d'irradiation horaire peuvent être obtenues en utilisant les expressions de Liu et Jordan [31] qui mettent en relation l'irradiation totale horaire avec l'irradiation totale journalière, celles-ci sont :

$$r_d = \frac{D_h(0)}{D_d(0)} \quad (3.40)$$

et

$$r_g = \frac{G_h(0)}{G_d(0)} \quad (3.41)$$

$$r_d = \frac{\pi}{24} \left(\frac{\cos \omega - \cos \omega_s}{\omega_s \cos \omega_s - \sin \omega_s} \right) \quad (3.42)$$

$$r_g = \frac{\pi}{24} (a + b \cos \omega) \left(\frac{\cos \omega - \cos \omega_s}{\omega_s \cos \omega_s - \sin \omega_s} \right) \quad (3.43)$$

Où :

$D_h(0)$: irradiation diffuse horaire sur superficie horizontale (Wh/m²)

$G_h(0)$: irradiation globale horaire sur superficie horizontale (Wh/m²)

ω : temps solaire vrai ou angle horaire (radian)

ω_s : angle de couché du soleil (radian).

a et b sont obtenus des formules empiriques suivantes :

$$a = 0,409 - 0,5016 \sin(\omega_s + 1,047) \quad (3.44)$$

$$b = 0,6609 - 0,4767 \sin(\omega_s + 1,047) \quad (3.45)$$

3.2.5 Irradiation sur superficies inclinées

Les données sur le plan incliné ne sont pas disponibles, elles sont généralement mesurées sur le plan horizontal. Les méthodes d'estimation des données horaires et quotidiennes de l'irradiation solaire sur les surfaces inclinées sont nécessaires pour les calculs dans les applications solaires. Les données de l'irradiation solaire affectent le rayonnement total (direct et diffus), mais la connaissance de l'irradiation diffuse est importante et ne peut pas être ignorée.

Pour les besoins de ce calcul, il est utile de considérer que l'irradiation d'une heure, coïncide numériquement avec l'éclairement moyen durant cette heure.

L'éclairement global incident sur une superficie inclinée par rapport à la surface terrestre $G(\beta)$ peut être calculé comme la somme de l'éclairement direct $B(\beta)$, du diffus $D(\beta)$ et du réfléchi $R(\beta)$.

$$G(\beta) = B(\beta) + D(\beta) + R(\beta) \quad (3.46)$$

3.2.5.1 Eclairement direct

La composante directe $B_h(\beta)$ peut être obtenue en utilisant les angles d'incidence θ_s et de zénith du soleil θ_{zs} :

$$B(\beta) = \frac{B_h(0) \cos \theta_s}{\cos \theta_{zs}} \quad (3.47)$$

3.2.5.2 Eclairement diffus

3.2.5.2.1 Modèle de Liu et Jordan

C'est un modèle isotropique qui considère que le rayonnement diffus qui émane du ciel est uniformément distribué [32].

$$D(\beta) = \frac{D_h(0)(1 + \cos \beta)}{2} \quad (3.48)$$

3.2.5.2.2 Modèle de Temps et Coulson

Ce modèle introduit l'anisotropie du rayonnement solaire [45].

$$D(\beta) = \frac{D_h(0)(1 + \cos \beta)}{2} \left[\left(1 + \sin^3 \left(\frac{\beta}{2} \right) \right) \left(1 + \cos^2 \theta_s \sin^3 \cos \theta_{zs} \right) \right] \quad (3.49)$$

3.2.5.2.3 Modèle de Klucher

Klucher [46] a proposé une fonction d'ajustage (F) du modèle de Temps et Coulson qui ne donne pas de bons résultats pour ciel couvert.

$$D(\beta) = \frac{D_h(0)(1 + \cos \beta)}{2} \left[\left(1 + F \sin^3 \left(\frac{\beta}{2} \right) \right) \left(1 + F \cos^2 \theta_s \sin^3 \cos \theta_{zs} \right) \right] \quad (3.50)$$

avec

$$F = 1 - \left(\frac{D_h(0)}{G_h(0)} \right)^2 \quad (3.51)$$

3.2.5.2.4 Modèle de Hay et McKay

Le modèle de Hay utilisé [47] considère deux zones dans le ciel comme sources de rayonnement diffus : une partie caractérisée par une émission isotrope et l'autre, la partie circonsolaire, qui émet de manière directionnelle.

$$D(\beta) = D_h(0) \left[\frac{G_h(0) - D_h(0)}{B_{oh}(0)} \frac{\cos \theta_s}{\cos \theta_{zs}} + \frac{(1 + \cos \beta)}{2} \left(1 - \frac{G_h(0) - D_h(0)}{B_{oh}(0)} \right) \right] \quad (3.52)$$

$$B_{oh}(0) = B_o \left[1 + 0,033 \cos \left(\frac{360d_n}{365} \right) \right] \cos \theta_{zs} \quad (3.53)$$

Où :

$B_{oh}(0)$: irradiation extraterrestre horizontale d'une heure (Wh/m^2)

d_n : numéro d'ordre du jour de l'année

B_o : constante solaire ($1367 W/m^2$).

3.2.5.2.5 Modèle de Perez

Ce modèle utilise une description géométrique du rayonnement dans laquelle il assume une distribution constante de tout le ciel à l'exception d'un disque au voisinage du soleil et une bande à l'horizon où ses valeurs s'accroissent [48].

$$D(\beta) = D_h(0) \left[\frac{(1 + \cos \beta)(1 - F_1)}{2} + F_1 \frac{\cos \theta_s}{\cos \theta_{zs}} + F_2 \sin \beta \right] \quad (3.54)$$

avec :

$$F_1 = F_{11} + F_{12}\Delta + F_{13}\theta_{zs} \quad (3.55)$$

$$F_2 = F_{21} + F_{22}\Delta + F_{23}\theta_{zs} \quad (3.56)$$

$$\Delta = \frac{D_h(0).AM}{B_o} \quad (3.57)$$

$$\varepsilon = \frac{D_h(0) + B}{D_h(0)} \quad (3.58)$$

$$B = \frac{B_h(0)}{\cos \theta_{zs}} \quad (3.59)$$

$$AM = \frac{1}{\cos \theta_{zs} + 0,50572(96,07995 - \theta_{zs})^{-1,6364}} \quad (3.60)$$

AM : masse relative d'air.

Les coefficients F_{11} , F_{12} , F_{13} , F_{21} , F_{22} , F_{23} sont donnés dans le tableau 3.2.

Tableau 3.4 : Coefficients pour le modèle de Perez du rayonnement diffus sur surfaces inclinées.

| Intervalle de ε | F_{11} | F_{12} | F_{13} | F_{21} | F_{22} | F_{23} |
|-----------------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| 1,000 – 1,056 | -0,011 | 0,748 | -0,080 | -0,048 | 0,073 | -0,024 |
| 1,056 – 1,253 | -0,038 | 1,115 | -0,109 | -0,023 | 0,106 | -0,037 |
| 1,253 – 1,586 | 0,166 | 0,909 | -0,179 | 0,062 | -0,021 | -0,050 |
| 1,586 – 2,134 | 0,419 | 0,646 | -0,262 | 0,140 | -0,167 | -0,042 |
| 2,134 – 3,230 | 0,710 | 0,025 | -0,290 | 0,243 | -0,511 | -0,004 |
| 3,230 – 5,980 | 0,857 | -0,370 | -0,279 | 0,267 | -0,792 | 0,076 |
| 5,980 – 10,080 | 0,734 | -0,073 | -0,228 | 0,231 | -1,180 | 0,199 |
| 10,080 - ∞ | 0,421 | -0,661 | 0,097 | 0,119 | -2,125 | 0,446 |

3.2.5.3 Eclairage réfléchi

L'éclairage réfléchi ou albédo sur une surface inclinée est donné par [32] :

$$R(\beta) = \frac{1}{2} \rho G_h(0)(1 - \cos \beta) \quad (3.61)$$

Où ρ est la réflectivité du sol et en l'absence d'information spécifique, on utilise $\rho=0,2$.

Les résultats globaux de REQM pour le calcul de l'irradiation globale journalière incidente sur une surface inclinée de $35,32^\circ$ (Oran) sont donnés au tableau 3.5. Les modèles présentent des erreurs inférieures ou égales à 22,6%.

Tableau 3.5 : Coefficients pour l'éclairage réfléchi sur une surface inclinée.

| Modèles | REQM (%) |
|------------------|----------|
| Liu et Jordan | 17,7 |
| Temps et Coulson | 22,5 |
| Klucher | 21,7 |
| Hay et McKay | 21,1 |
| Perez | 22,6 |

3.3 Conclusion

Dans ce travail, on a fait l'étude des différentes méthodes de simulation ainsi que des modèles de l'irradiation solaire à l'état actuel. Ces modèles ont été vérifiés expérimentalement en utilisant des données obtenues au niveau de l'Office National de la Météorologie (ONM), et des données disponibles au niveau de notre site de Bouzareah (CDER).

Les performances des modèles utilisés sont déterminées à l'aide d'indicateur statistique pour les différentes composantes de l'irradiation sur le plan horizontal et le plan incliné.

L'analyse des résultats relatifs à l'utilisation des différents modèles choisis, permettant d'estimer l'irradiation solaire, nous a permis de recommander les modèles qui ont donné les meilleurs résultats.

Chapitre 4

Modélisation des systèmes de pompage Photovoltaïque

4.1. Introduction

L'électricité solaire PV est un des facteurs du développement des populations rurales : pompage de l'eau, alimentation de centres de santé (réfrigérateurs à vaccins), éducation à distance (TV scolaire), éclairage, alimentation de moteurs électriques. Le PV peut concourir à freiner l'exode rural vers les bidonvilles en créant de l'activité économique locale.

Les grandes distances vers le réseau électrique national empêchent l'électrification rurale normalement. L'extension du réseau n'est souvent pas une solution économique viable. La Banque mondiale et le PNUD [49, 50] ont calculé que l'extension du réseau coûtait en moyenne entre 8 000 et 10 000 dollars par km. Dans un terrain difficile, les coûts peuvent aller jusqu'à 22 000 \$. En outre, la consommation d'électricité et la densité de population des villageois sont habituellement faibles, ce qui rend encore moins probable le recouvrement des coûts à long terme pour les opérateurs de réseau. En raison de coûts importants, de nombreux pays et organisations ont favorisé des solutions hors réseau pour satisfaire les besoins énergétiques.

Nul n'ignore que la consommation mondiale d'eau et d'énergie continue d'augmenter à un rythme impressionnant. Comme les autres applications hors réseau, les installations PV de pompage d'eau peuvent être très rentables. Dans les pays industrialisés, ces installations permettent d'abreuver le bétail dans les pâturages éloignés du réseau électrique, ou encore d'alimenter en eau une maison isolée. Dans les pays en voie de développement, ces installations permettent d'alimenter des villages en eau potable.

Souvent, les agriculteurs n'ont d'autre choix que de faire tourner les pompes d'irrigation au moyen de groupes diesel, solution très coûteuse surtout en pleine saison quand les besoins croissants en eau font grimper le prix du carburant. Aujourd'hui, l'énergie solaire joue un rôle important dans l'irrigation agricole mondiale.

Le grand défi du continent Africain est lié à l'accès des populations à l'eau potable. En effet, il est aujourd'hui admis que, partout en Afrique, l'accès à une eau de qualité et en quantité suffisante constitue l'une des principales contraintes au développement. Par conséquent, l'utilisation efficiente des ressources en eau est déterminante pour promouvoir le progrès économique tout en ayant un environnement de qualité. L'accès à l'eau est essentiel dans la mesure où cela permet d'atteindre plusieurs objectifs :

- Amélioration de l'hygiène et de la santé des populations ;
- Développement de la production agricole par l'extension des terres irrigables ;
- Amélioration de la production industrielle, etc.

Les pompes à eau fonctionnant à l'énergie solaire présentent plusieurs avantages par rapport à celles utilisant un carburant comme source d'énergie :

- Les coûts du cycle de vie sont nettement inférieurs et la durée du système est plus longue. Il existe également d'importants avantages environnementaux. Les pompes solaires sont silencieuses et ne polluent pas [51, 52] ;

- L'énergie solaire ne présente aucun risque de pollution de l'eau contrairement par exemple aux groupes électrogènes avec lesquels les fuites de carburant peuvent se produire et polluer ainsi la nappe d'eau ;
- Le groupe électrogène nécessite une alimentation en carburant et une maintenance complexe ;
- Parmi toutes les options de pompage d'eau, une caractéristique distinctive importante du système de pompage photovoltaïque (SPVP), est la possibilité de modularité du système, qui correspond étroitement à la demande d'énergie hydraulique, ce qui n'est généralement pas possible avec d'autres options [53].

Le moteur qui alimente les pompes transforme l'énergie thermique ou électrique en énergie mécanique pour permettre le mouvement des organes des pompes. Cette énergie mécanique est retransmise au fluide. Les pompes permettent de déplacer un liquide d'un point à un autre. Pour déplacer ce liquide, il faut lui communiquer de l'énergie, les pompes remplissent cette fonction. Lors du pompage d'un liquide, la pompe ne doit pas seulement fournir une pression équivalente à celle correspondant à la différence de niveau entre l'aspiration et le refoulement (hauteur géométrique d'élévation totale), mais également la pression nécessaire pour vaincre les pertes de charges dans les conduites d'aspiration et la tuyauterie de refoulement.

L'utilisation répandue de l'application de pompage PV est empêchée par le manque d'information, d'expérience et de coûts d'installation initiale [54].

Plusieurs auteurs ont étudié la modélisation, les performances et les études analytiques du système de pompage PV. Ils ont proposé différentes méthodes pour la conception et l'optimisation des SPVP, pour améliorer l'efficacité du système et réduire l'investissement en utilisant le couplage direct du système sans batteries [55-58].

De nombreuses études ont révélé que les performances de la motopompe utilisant le photovoltaïque comme énergie était optimisée lors de l'utilisation d'un

moteur à courant continu comme actionneur [60-62]. Pour les applications rurales, les études économiques discutées dans [53, 63-65] ont démontré que le SPVP est plus fiable et moins coûteux que les pompes conventionnelles à carburant.

Le moteur-pompe représente le cœur de tous les SPVP. La plupart des méthodes et modèles d'analyse disponibles sont basés sur une pompe et un moteur spécifiques pour un site spécifique qui ne peut être utilisé dans différents endroits.

Malgré la disponibilité depuis des années déjà de SPPVs de grande qualité, l'expérience du terrain avec ces systèmes n'est pas toujours entièrement satisfaisante. Les procédures de contrôle de qualité sont toujours requises, quand il s'agit de lancer un projet de pompage photovoltaïque (PPV) à cause des risques dérivant des innovations techniques proposées sur le marché.

Le choix entre une pompe avec moteur CC ou CA peut dépendre de plusieurs facteurs incluant le prix, la fiabilité et le support technique disponible. Un moteur CC est généralement très efficace et plus facile à utiliser avec un système PV. D'un autre côté, un moteur CA est moins cher et plus facile à se procurer mais exige l'utilisation d'un onduleur pour pouvoir fonctionner avec un système PV [66].

4.2. Utilisation du photovoltaïque pour le pompage en Algérie

L'Algérie est située dans le nord-ouest de l'Afrique, en bordure de la Méditerranée, elle a une superficie de 2 381 741 km², ce qui en fait le plus grand pays du continent. Le Sahara couvre plus de 2 millions de km², représentant 87% de la superficie totale [67], avec une moyenne annuelle de l'irradiation solaire quotidienne qui varie de 5 à 7 kWh / m² / jour sur les surfaces inclinées aux meilleurs Angles [68]. Les 40 millions d'hectares (ha) de terres arables, les terres cultivées, seulement 8,27 millions d'hectares, sont principalement concentrés dans la région du nord. Près de 0,5 million d'ha dans la zone steppique est en voie de désertification totale et plus de 7 millions d'hectares sont menacés [67].

Le potentiel solaire important existe dans les régions rurales et éloignées de l'Algérie, plus de 3000 h de soleil par an avec un haut niveau d'ensoleillement

[68] où l'accès au réseau est une opération très coûteuse, en raison de la dispersion des habitants dans de petits villages dans une très grande zone, et où la demande en énergie est relativement faible. Pour ce type d'applications, les systèmes photovoltaïques sont souvent l'option la plus économique et la plus fiable [60, 63].

En outre, ces régions souffrant de l'indisponibilité de l'eau, Pour permettre le développement social et économique des régions arides et isolées d'Algérie, il faut fournir de l'énergie et de l'eau. Les SPVP devraient offrir la solution appropriée pour l'approvisionnement en eau, pour répondre aux besoins, de la consommation humaine, de l'abreuvement des animaux et pour l'irrigation. Le Haut-Commissariat Algérien pour le Développement de la Steppe [70] prévoit de disposer dans chaque zone de 1500 hectares (ha) un point d'eau pour libérer le producteur de sa corvée. Actuellement, il y a un point d'eau pour une superficie d'environ 20 000 ha.

L'expérience algérienne est renforcée par l'entrée en service en 2014 de 200 pompes fonctionnant avec des cellules solaires photovoltaïques pour la consommation d'eau et pour l'irrigation. Ces pompes ont été installées dans les régions les plus reculées du pays, avec l'aide du CDER [71].

En raison de la durée d'ensoleillement dans les zones éloignées algériennes, l'utilisation du PV pour le pompage d'eau ne nécessite aucun accumulateur, contrairement aux autres applications photovoltaïques. Cela signifie des économies importantes en termes de coût et d'efficacité, car le système devient plus fiable et nécessite moins d'entretien [55]. Un tel système implique l'utilisation d'un réservoir élevé pour le stockage, ce qui réduit la complexité du système et offre une solution hygiénique pour l'approvisionnement en eau de la population rurale Algérienne.

4.3. Problématique et but du travail

Les performances d'un système de pompage d'eau photovoltaïque ne peuvent être réalistes que si nous testons le système sur le site d'installation, où

les conditions réelles de travail sont connues et où la hauteur totale (statique et dynamique) et la tuyauterie sont prises en compte. Le banc d'essais de pompage du Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER, Alger) dont nous disposons évite ces difficultés [73].

Dans cette étude, nous proposons la modélisation du générateur photovoltaïque ainsi que, la modélisation, l'amélioration et la validation de deux modèles mathématiques pour moteur-pompe pour les applications de pompage photovoltaïque.

Ces modèles mathématiques décrivent le comportement du sous-système moteur pompe en utilisant les paramètres caractéristiques : le courant, la tension et le débit de pompage. Ces caractéristiques sont simulées pour différentes hauteurs de pompage dans les conditions réelles d'exploitation. Parce que le fabricant du moteur pompe ne peut pas fournir à l'utilisateur ou au fermier toutes les données pour une application donnée, les difficultés et la génération des pannes seront sur le terrain.

Le banc d'essais pour la modélisation, la simulation et la caractérisation des systèmes de pompage du CDER évite toutes ces difficultés en caractérisant les différents sous-systèmes moteur- pompes pour la zone sélectionnée.

Les modèles étaient principalement basés sur l'analyse des résultats de l'expérimentation pour deux pompes centrifuges et deux pompes à déplacement positif couplées aux moteurs à courant continu. Le courant, la tension, le débit et la hauteur de pompage étaient les paramètres surveillés. La tension, le courant et le débit étaient les caractéristiques modélisées des moteurs pompes utilisés.

4.4. Modélisation et caractérisation du système de pompage photovoltaïque

Un domaine de recherche prometteur, est l'application la plus populaire de l'utilisation de l'énergie photovoltaïque comme source d'énergie pour pomper de l'eau en utilisant des moteurs à courant continu comme actionneurs [61, 55].

Le système adopté dans notre étude est un système qui relie le générateur photovoltaïque directement au moteur-pompe du sous-système sans stockage d'énergie, c'est-à-dire sans batteries. Il se compose d'un générateur photovoltaïque, d'une motopompe, d'un puits d'eau et d'un réservoir.

Les caractéristiques du système sont : les caractéristiques Courant-Tension (I-V) pour le générateur PV et le moteur à courant continu, et les caractéristiques Débit-tension (Q-V) pour le moteur-pompe. Le système de pompage d'eau PV dépend de la capacité du système photovoltaïque, de la disponibilité de l'ensoleillement, de la hauteur totale de pompage et de la canalisation. L'existence d'une dépendance non linéaire de l'irradiation solaire rend difficile l'analyse du système de pompage PV et la prédiction de ses performances.

4.4.1 Caractéristiques et modélisation du générateur photovoltaïque

La modélisation des différents éléments d'un système PV est une étape indispensable qui doit précéder toute phase de dimensionnement, d'identification ou de simulation.

Le générateur PV consiste en des éléments de base ou modules photovoltaïques. Chaque module est constitué de cellules connectées en série et en parallèle pour obtenir la tension et le courant adéquats.

Le générateur photovoltaïque qui alimente le banc d'essais, se compose de 30 modules A-75 (figure 4.1), avec une puissance totale de 2,4 kW_c. Ce sont des branches parallèles/séries. Chaque module contient 36 cellules en silicium monocristallin. Les caractéristiques du module A-75 sont les suivantes :

- Courant de court-circuit : $I_{sc} = 4,8A$;
- Tension à circuit ouvert : $V_{oc} = 21V$;
- Courant au point de puissance maximum : $I_m = 4,4A$;
- Tension au point de puissance maximum : $V_m = 17V$;



Figure 4.1 : Générateur photovoltaïque du banc d'essais.

Un modèle mathématique, peut décrire les performances de la cellule PV et prédire comment la sortie du module solaire varie selon la température ambiante et l'éclairement solaire.

Un module PV est une source d'alimentation non linéaire. Lorsque l'éclairement solaire et la température ambiante changent, le point de fonctionnement du module PV couplé au moteur-pompe changera également. Le circuit équivalent représenté à la figure 4. 2 peut représenter la cellule solaire.

Dans la littérature, Il existe différents modèles de simulation PV développés pour modéliser les performances de la cellule solaire.

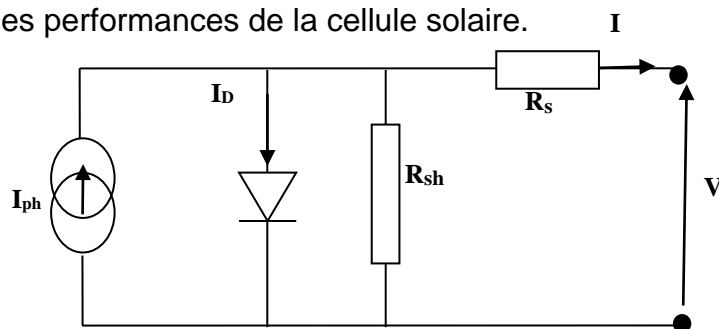


Figure 4. 2 : Circuit équivalent de la cellule solaire.

Trois approches peuvent être utilisées : les modèles comportementaux [75], les modèles empiriques et les modèles analytiques [74].

À un éclairement donné, la relation courant-tension est donnée selon l'équation (4.1), où I_{ph} est le photocourant, I_s le courant de saturation, R_s est la résistance série, m le facteur de qualité de la diode, R_{sh} la résistance shunt, k la constante de Boltzmann, T la température de la cellule solaire en (K) et e la charge de l'électron.

$$I = I_{ph} - I_s \left[\exp \frac{V+IR_s}{m \frac{kT}{e}} \right] - \frac{V+IR_s}{R_{sh}} \quad (4.1)$$

4.4.1.1 Modélisation du module utilisant le Modèle implicite

Le comportement d'un module PV est décrit par la caractéristique I-V. La déviation et les écarts qui peuvent être constatés pour une caractéristique I-V par rapport à la caractéristique théoriquement attendue permettent de tirer des conclusions concernant des interruptions internes, des ombrages partielles, de mismatching. En plus du comportement de fonctionnement actuel, on doit obtenir des informations sur les processus de dégradation possibles.

Nous allons modéliser le générateur photovoltaïque (GPV) en utilisant le modèle implicite. Le modèle analytique implicite non linéaire à cinq paramètres permet de modéliser le générateur photovoltaïque pour différentes conditions d'éclairement et de température [77, 78].

Les cinq paramètres I_{ph} , I_s , R_{sh} , R_s et m peuvent être calculés à partir des conditions limites de V_{oc} , I_{sc} , V_m , I_m et en utilisant R_{s0} , R_{sh0} qui sont les pentes au point de circuit ouvert et le point de court-circuit respectivement comme indiqué dans les expressions (4.2) et (4.3).

$$R_{s0} = - \left(\frac{dV}{dI} \right)_{V=V_{oc}} \quad (4.2)$$

$$R_{sh0} = - \left(\frac{dV}{dI} \right)_{I=I_{sc}} \quad (4.3)$$

$$m = \frac{V_m + I_m R_{s0} - V_{oc}}{V_t \left[\ln \left(I_{sc} - \frac{V_m}{R_{sh}} - I_m \right) - \ln \left(I_{sc} - \frac{V_{oc}}{R_{sh}} \right) + \left(\frac{I_m}{I_{sc} - \frac{V_{oc}}{R_{sh0}}} \right) \right]} \quad (4.4)$$

$$I_s = \left(I_{sc} - \frac{V_{oc}}{R_{sh}} \right) \exp \left(- \frac{V_{oc}}{m V_t} \right) \quad (4.5)$$

$$R_s = R_{s0} - \frac{m V_t}{I_s} \exp \left(- \frac{V_{oc}}{m V_t} \right) \quad (4.6)$$

$$I_{ph} = I_{sc} \left(1 + \frac{R_s}{R_{sh}} \right) + I_s \left(\exp \frac{I_{sc} R_s}{m V_t} - 1 \right) \quad (4.7)$$

$$R_{sh} = R_{sh0} \quad (4.8)$$

Les caractéristiques de la (figure 4.3) ci-dessous et leurs variations peuvent être représentées par des équations. Ces dernières permettent de connaître à partir des courbes les points caractéristiques de fonctionnement des modules PV (courant de court-circuit, tension à circuit ouvert, courant pour une tension donnée, tension pour un courant donné.). La difficulté réside dans le fait que ces équations sont implicites et donc difficilement utilisables et solvables si ce n'est par des méthodes détournées [79].

Comme les équations sont implicites, donc pour résoudre ce système d'équations, on utilise des méthodes itératives.

Dans la figure 4.3 et dans le tableau 4.1, nous donnons les résultats comparatifs entre les valeurs expérimentales et calculées par le modèle implicite choisi. Pour les exemples analysés appliqués à un module photovoltaïque monocristallin pour des éclairagements de 600, 800 et 1000 W/m² et des températures de 25 et 45°C, les erreurs obtenues entre les valeurs mesurées et calculées par le modèle sont données dans le tableau 4.1. Les erreurs obtenues

sont faibles. Le modèle ajuste avec une grande précision la caractéristique I-V et converge dans tous les cas étudiés.

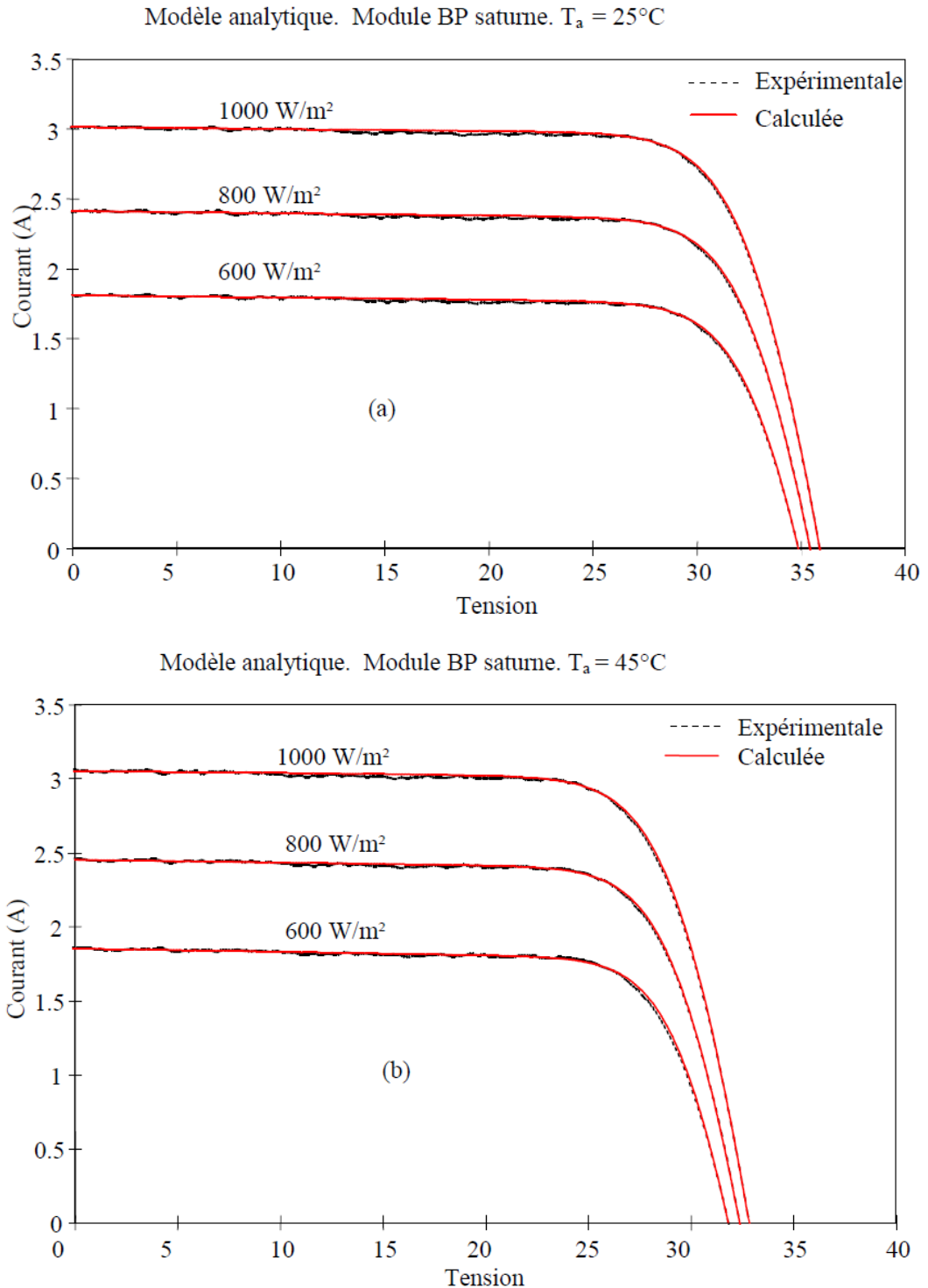


Figure 4.3 : Courbes I-V expérimentales et calculées en appliquant le modèle implicite à un module BP saturne avec différents éclairagements. (a) $T=25^\circ\text{C}$ et (b) $T=45^\circ\text{C}$.

4.4.1.2 Modélisation du module utilisant le Modèle Explicite

L'objectif de cette modélisation est de représenter le courant du générateur en fonction de sa tension, de la température ambiante et de l'éclairement solaire reçu. La relation entre le courant (I) et la tension (V) est donnée par [83] :

$$I = I_{sc} \left\{ 1 - C_1 \left[\exp \left(\frac{V}{C_2 \cdot V_{oc}} \right) - 1 \right] \right\} \quad (4.9)$$

avec:

$$C_2 = \frac{\frac{V_m}{V_{oc}} - 1}{\ln \left(1 - \frac{I_m}{I_{sc}} \right)} \quad (4.10)$$

$$C_1 = \left(1 - \frac{I_m}{I_{sc}} \right) \exp \left(- \frac{V_m}{C_2 \cdot V_{oc}} \right) \quad (4.11)$$

Où :

I_{sc} : courant de court-circuit [A]

V_{oc} : tension à circuit ouvert [V]

I_m : courant au point de puissance maximum [A]

V_m : tension au point de puissance maximum [V].

Le caractère explicite de l'expression ci-dessus fait que son utilisation est très simple. Les caractéristiques I-V obtenues par le modèle pour différentes conditions d'éclairement et de température sont comparées avec des courbes expérimentales. Les paramètres d'entrée de ce modèle sont I_{sc} , V_{oc} , I_m et V_m . Ces paramètres sont donnés par le fabricant.

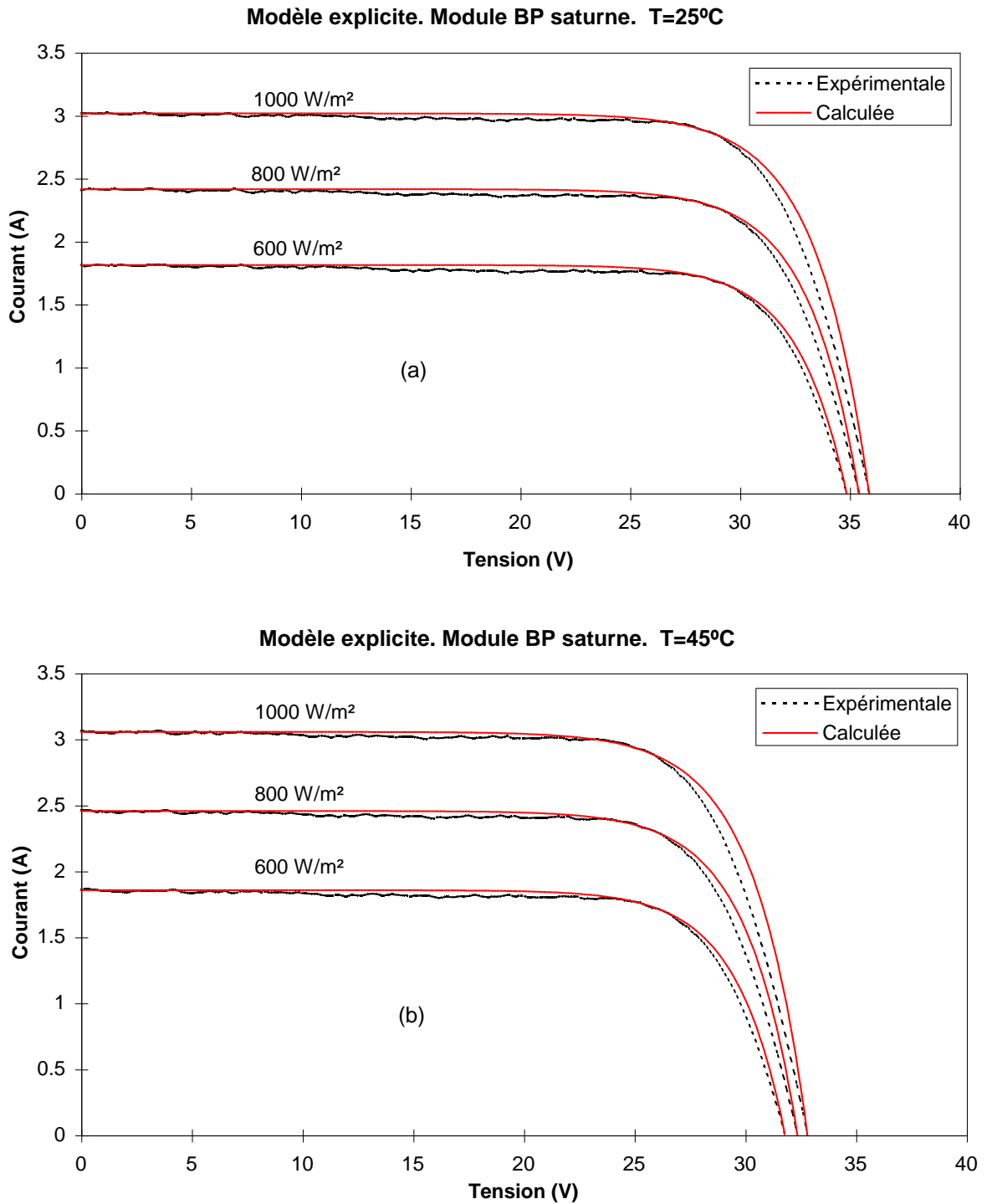


Figure 4.4 : Courbes I-V expérimentales et calculées en appliquant le modèle explicite à un module BP saturne avec différents éclaircements. (a) T=25°C et (b) T=45°C.

Les caractéristiques courant-tension (I-V) obtenues par ce modèle sont représentées par la figure 4.4. On remarque que le modèle ajuste bien la

caractéristique expérimentale surtout aux points de courant de court-circuit, de la tension à circuit ouvert et au point de puissance maximale car ce modèle est basé sur ces trois points.

L'erreur standard est définie par :

$$ES = \left[\frac{\sum (I_{cal} - I_{exp})^2}{N} \right]^{0,5} \quad (4.12)$$

Où :

I_{cal} : courant calculé

I_{exp} : courant mesuré

N : le nombre de points expérimentaux de chaque caractéristique I-V.

L'erreur relative est définie par:

$$E_x = \frac{X_{cal} - X_{exp}}{X_{exp}} \cdot 100 \quad (4.13)$$

Etant X : I_{sc} , V_{oc} et P_m .

Pour valider notre modèle, nous l'avons appliqué à un module photovoltaïque monocristallin (BP saturne). Dans notre cas, pour chaque caractéristique I-V et pour chaque point, on mesure la tension et le courant correspondant pour 300 points. Au total, nous avons six caractéristiques expérimentales correspondants à des éclairagements de 600, 800 et 1000 W/m² et des températures de 25 et 45°C.

Tableau 4.1 : Exemple d'application (module BP saturne).

| | | | | | | | |
|---------------------------------|----------------------|---------|---------|--------|--------|--------|--------|
| Eclairement (W/m ²) | | 1000 | 800 | 600 | 1000 | 800 | 600 |
| Température (°C) | | 25 | 25 | 25 | 45 | 45 | 45 |
| I _{SC} (A) | | 3,01 | 2,41 | 1,81 | 3,05 | 2,45 | 1,85 |
| V _{OC} (V) | | 35,89 | 35,43 | 34,87 | 32,82 | 32,37 | 31,81 |
| V _M (V) | | 29,15 | 29,19 | 29,22 | 25,96 | 26,29 | 26,20 |
| P _M (W) | | 82,47 | 65,68 | 48,70 | 74,65 | 59,77 | 44,66 |
| Modèle explicite | ES (A) | 0,085 | 0,058 | 0,039 | 0,097 | 0,062 | 0,042 |
| | E _{Isc} (%) | 5,5E-5 | 5,9E-5 | 0,0001 | 0,0003 | 0,0003 | 0,0002 |
| | E _{Voc} (%) | 0,001 | 0 | 0,003 | 0,002 | 0,003 | 0,002 |
| | E _{PM} (%) | 0,16 | 0,002 | 0,02 | 0,53 | -0,004 | -0,02 |
| Modèle implicite | ES (A) | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 |
| | E _{Isc} (%) | -7,9E-5 | -0,0003 | - | - | - | - |
| | E _{Voc} (%) | 0,001 | -0,003 | 0,0004 | 0,002 | -0,002 | 0,006 |
| | E _{PM} (%) | 0,02 | -0,01 | 0,05 | 0,14 | -0,009 | 0,003 |

Pour le calcul de l'erreur standard (ES), on compare le courant calculé par le modèle et le courant expérimental pour la même tension. De même, le calcul d'erreur (E_{Isc}, E_{Voc}, E_{Pm}) se fait en comparant respectivement les valeurs du courant de court-circuit, de la tension à circuit ouvert et de la puissance maximale calculées par le modèle avec celles obtenues expérimentalement. L'erreur standard et l'erreur obtenues à partir de ce modèle sous différentes conditions de fonctionnement d'éclairement et de température sont données dans le tableau 4.1.

Dans ce travail on complète avec le modèle de la température de la cellule en fonction de l'éclairement et de la température ambiante. On inclut aussi à la fin les équations de translation de certaines conditions d'éclairement et de température à d'autres conditions.

4.4.1.3 Corrections à d'autres conditions de température et d'éclairement

Vu que les fabricants de modules PV fournissent les données relatives aux conditions standards (1000W/m² ; 25°C), on est amené assez souvent à utiliser

des méthodes de translation de la caractéristique I-V vers d'autres conditions réelles de fonctionnement d'éclairage et de température.

Notre méthode de translation de la courbe I-V donnée à certaines conditions déterminées d'éclairage et de température (G_1, T_1) à d'autres conditions distinctes désirées (G_2, T_2), est basée sur la translation de la courbe I-V à partir des corrections en I_{sc} et V_{oc} [81] :

$$I_{sc_2}(G_2, T_2) = I_{sc_1}(G_1, T_1) \cdot \frac{G_2}{G_1} + \alpha(T_2 - T_1). \quad (4.14)$$

$$V_{oc_2}(G_2, T_2) = V_{oc_1}(G_1, T_1) + mV_i \cdot \ln\left(\frac{G_2}{G_1}\right) + \beta_T(T_2 - T_1). \quad (4.15)$$

avec

$$V_i = \frac{KT}{q} \quad (4.16)$$

Les équations de translations sont :

$$I_2 = I_1 + \Delta I_{sc} \quad (4.17)$$

$$V_2 = V_1 + \Delta V_{oc} \quad (4.18)$$

Où :

$$\Delta I_{sc} = I_{sc_2} - I_{sc_1} \quad (4.19)$$

$$\Delta V_{oc} = V_{oc_2} - V_{oc_1} \quad (4.20)$$

Où :

m : facteur d'idéalité

K : constante de Boltzman ($j/^\circ C$)

T_c : température de la cellule

α : coefficient de température pour le courant (A/C)

β_T : coefficient de température pour la tension (V/ $^\circ C$).

α , β_T , et m sont des valeurs définies pour le dispositif complet (module, générateur photovoltaïque, etc.). Dans le cas où on utilise α , β_T , et m d'une cellule on fera le calcul préalable suivant :

$$\alpha_m = \alpha_c \cdot N_p$$

$$\beta_m = \beta_c \cdot N_s$$

$$m_m = m_c \cdot N_s$$

étant :

N_s : nombre de cellules du module ou du générateur PV connectées en série

N_p : nombre de cellules du module ou du générateur PV connectées en parallèle.

La comparaison des erreurs d'extrapolation de la courbe I-V à d'autres conditions d'éclairement et de température à partir des deux conditions initiales de référence 1000 W/m², 25°C et 800 W/m², 45°C appliquées au même module photovoltaïque dans le tableau antérieur et en utilisant la méthode de translation (tableau 4.2).

Tableau 4.2 : Méthode de translation.

| | | Valeurs extrapolées | | | | | | |
|--|----------------------|---------------------------------|-------|-------|------|------|------|----|
| | | Eclairement (W/m ²) | 000 | 800 | 600 | 000 | 00 | 00 |
| | | Température (°C) | 5 | 25 | 25 | 5 | 5 | 5 |
| Référence I : 1000 W/m ² 25 °C | El _{sc} (%) | _ | -0,04 | 0,06 | 0,78 | 1,17 | 1,58 | |
| | EV _{oc} (%) | _ | 0,33 | 0,66 | ,92 | ,28 | ,64 | |
| | EP _M (%) | _ | 0,37 | 0,86 | ,72 | ,72 | ,69 | |
| Référence II : 800 W/m ² 45 °C | El _{sc} (%) | ,36 | 1,23 | 1,06 | ,42 | _ | 0,72 | |
| | EV _{oc} (%) | 1,11 | -0,86 | -0,63 | 0,28 | _ | ,25 | |
| | EP _M (%) | 0,32 | -0,06 | 0,18 | ,11 | _ | 0,34 | |

Comme on peut voir dans les erreurs obtenues entre les équations de translation et les valeurs mesurées, la méthode est précise pour les paramètres fondamentaux analysés (I_{sc} , V_{oc} et P_m).

4.4.1.4 Modèle de la température de la cellule

La température ambiante (T_a) et l'éclairement solaire déterminent la température d'opération des cellules solaires du générateur photovoltaïque et par conséquent elle influe sur la caractéristique I-V du générateur. D'autres facteurs comme la vitesse du vent, la position des modules, etc. sont moins importants et ils sont pris en considération dans la dénommée température de fonctionnement nominal de la cellule NOCT (Nominal Operating Cell Temperature) caractéristique de chaque technologie de fabrication.

En négligeant les effets de l'inertie thermique du module dans les processus transitoires, les effets non linéaires du rayonnement thermique et la présence de vents élevés, nous pouvons exprimer la température de la cellule (T_c) approximativement comme une fonction linéaire de la température ambiante (T_a) et de l'éclairement (G) [82] :

$$T_c = T_a + \left(\frac{NOCT - 20}{800} \right) \cdot G \quad (4.21)$$

Où : NOCT est la température de fonctionnement Nominal de la Cellule en °C, définie comme la température que les cellules atteignent quand G est de 800W/m^2 , T_a est de 20°C , la vitesse du vent est de 1m/s et la distribution spectrale est AM 1,5G.

Cette expression peut être considérée valable pour des dimensionnements et simulations horaires de systèmes photovoltaïques.

Nous avons étudié la validité de la caractéristique I-V pour différents éclairagements et températures. La méthode implicite donne un bon ajustement, mais nécessite l'utilisation de méthodes de calculs compliqués. La méthode explicite a montré qu'elle est simple à utiliser. Nous avons utilisé une méthode

pour assurer la translation des courbes I-V de certaines conditions d'éclairement et de température à d'autres conditions, et elle a donné de bons résultats.

Enfin on a établi une méthode qui détermine la température du générateur photovoltaïque en fonction de la température ambiante, l'éclairement solaire et la température de fonctionnement nominal NOCT.

4.4.2 Modélisation du sous-système moteur pompe

Divers modèles de SPVP ont été publiés dans la littérature, Hamidat et al. [83] ont présenté deux modèles, qui relient directement la puissance électrique de fonctionnement au débit d'eau. Selon Posovski, R [84], il existe une relation entre l'irradiation globale arrivant à la surface du générateur photovoltaïque incliné et l'énergie hydraulique délivrée par le SPVP. Jafar, M [51], a considéré un modèle, qui prédit, pour chaque hauteur, le débit par rapport à l'irradiation. Boutelhig et al. [85] a présenté une nouvelle approche pour exploiter de manière optimale l'énergie de sortie du générateur photovoltaïque en maximisant le débit d'un système de pompage d'eau photovoltaïque à couplage direct.

Une procédure qui estime que les performances à long terme du SPVP utilisent deux fonctions polynomiales : la relation I-V entre la motopompe et la hauteur de pompage, et la caractéristique de la motopompe qui relie le débit à la tension et à la hauteur. L'utilisation de données typiques du constructeur a été exposée en [58]. Par la suite Jaehnig, D et al. [57], ont vérifié certaines données typiques du catalogue du constructeur, exposées par Kou, Q et al. [58], Ils ont démontré que le modèle présente des différences significatives entre la prédiction et les mesures. Une étude faite

La plupart des méthodes d'analyse et des modèles disponibles sont basés soit sur la fiche technique du fabricant, soit sur une pompe et un moteur spécifiques pour un site spécifique. En conséquence, les méthodes et les modèles actuels ne sont généralement pas adaptés à d'autres sites. Dans le présent travail, le comportement opérationnel de deux modèles mathématiques de moteur pompe

pour les applications PV ont été étudiés, basé sur une simulation par ordinateur pour éviter les difficultés et répondre aux besoins des utilisateurs.

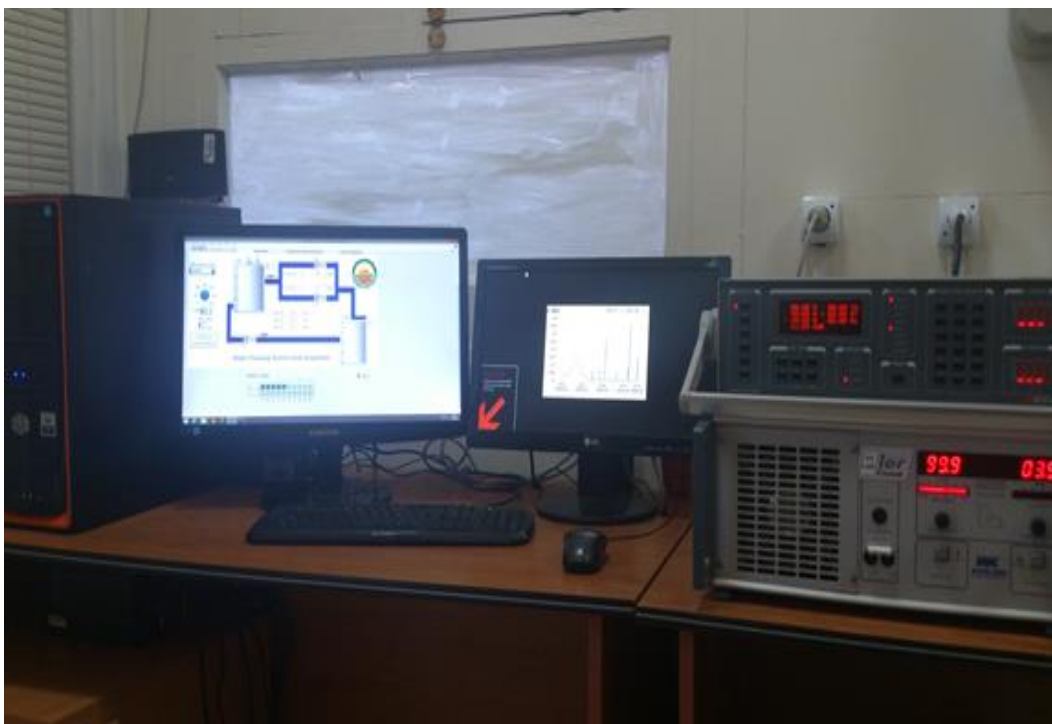
4.4.2.1 Description du banc d'essais et de l'acquisition des données

La principale difficulté de la modélisation des sous-systèmes moteur-pompes est que, les caractéristiques sont généralement livrées par le fabricant pour des vitesses fixes. Cependant, la vitesse dans le SPVP n'est pas constante, mais dépend de l'irradiation PV. Les systèmes de pompage dans l'étude actuelle ont été totalement caractérisés dans le banc d'essais du CDER qui se compose : d'un générateur photovoltaïque, d'un puits d'eau et d'un réservoir d'eau-air avec une pression régulée assurée par un compresseur d'air (figure 4.5).

La régulation et les mesures ont été obtenues grâce aux différents composants suivants : débitmètres, capteurs de pression, électrovanne de régulation et un ordinateur pour le contrôle de l'acquisition de données à l'aide d'un enregistreur de données (Figure 4.5 (b)). Cette installation de tests nous permet de caractériser tout système de pompage pour une hauteur de pompage (de 0 à 120 m), pour un débit (de 0 à 30 m³ / h), pour un courant et une tension (0 à 50 A et de 0 à 250 V respectivement) Et pour une puissance de 2,2 kW_c.



(a) Banc d'essais de pompage du CDER



(b) Système de mesures et de contrôle du banc d'essais.

Figure 4.5 : Banc d'essais du CDER. a) et b).

Le banc d'essais du CDER permet aux utilisateurs de SPVP, de travailler dans des conditions réelles, pour la caractérisation et la validation des sous-systèmes de PPV. Il nous permet d'évaluer la motopompe du sous-système pour des applications réelles, afin de contribuer à la compréhension et à l'optimisation de la conception et des performances de ces derniers.

4.4.2.2. Modélisation des motopompes

Notre étude a été basée sur les données expérimentales de deux pompes centrifuges et de deux pompes à déplacement positif : CP1, CP2, DP1 et DP2, dont les caractéristiques sont présentées dans le tableau 4.3 et les photos respectivement aux figures 4.6, 4.7, 4.8 et 4.9.

Pour chaque hauteur, nous avons obtenu deux courbes mesurées : la relation I-V et Q-V de la motopompe. La figure 4.10 illustre un exemple des caractéristiques obtenues pour la pompe DP2 en utilisant les mesures expérimentales.

Nous notons que les caractéristiques I-V ont une forme linéaire tandis que les caractéristiques Q-V ont une forme parabolique.

Tableau 4.3 : Caractéristiques techniques, des quatre pompes modélisées, données par le fabricant.

| Propriétés \ Type | Centrifuge flottante | | Déplacement positif et immergée | |
|-----------------------|----------------------|-----------------|---------------------------------|-------|
| | Étage simple CP1 | Multiétages CP2 | DP1 | DP2 |
| Moteur | Brushless DC | DC | DC | DC |
| Puissance nominal (W) | 450 | 400 | 120 | 300 |
| Gamme de tension (V) | 0-100 | 0-48 | 24 | 12-45 |
| Courant maximum (A) | 8,4 | 13 | 4 | 10 |



Figure 4.6: Pompe Aquasol 50M.

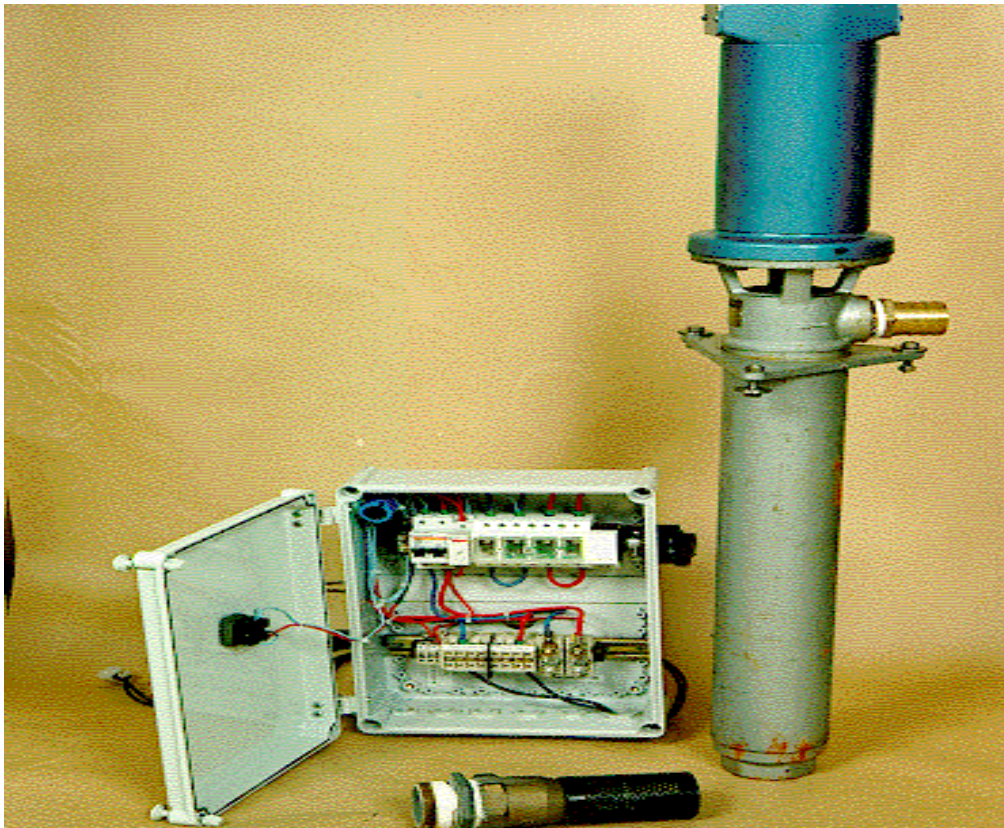


Figure 4.7: Pompe TPF 540.

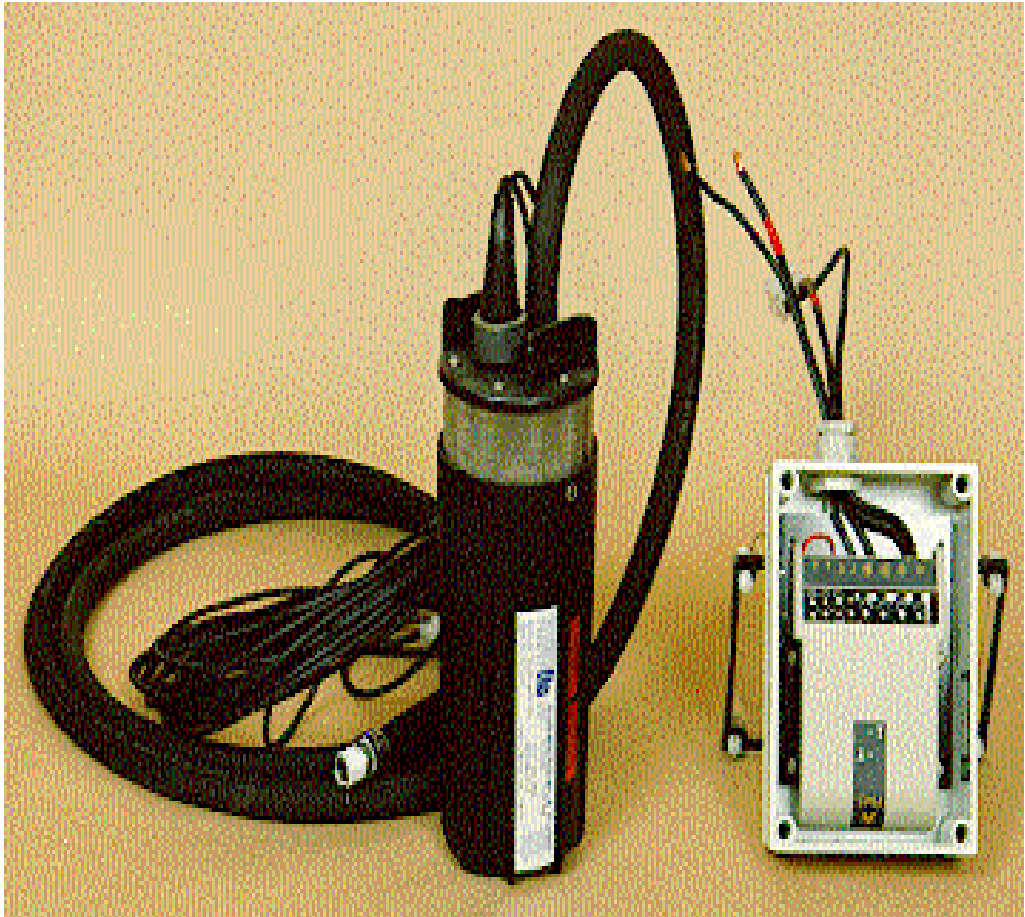


Figure 4.8: Pompe Shurflo 9300.

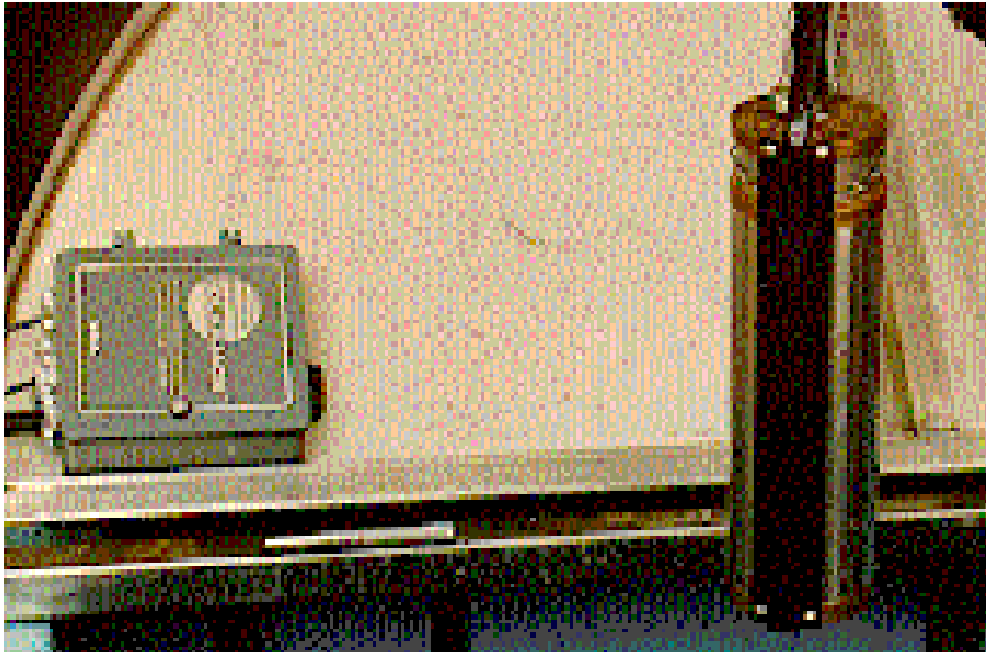
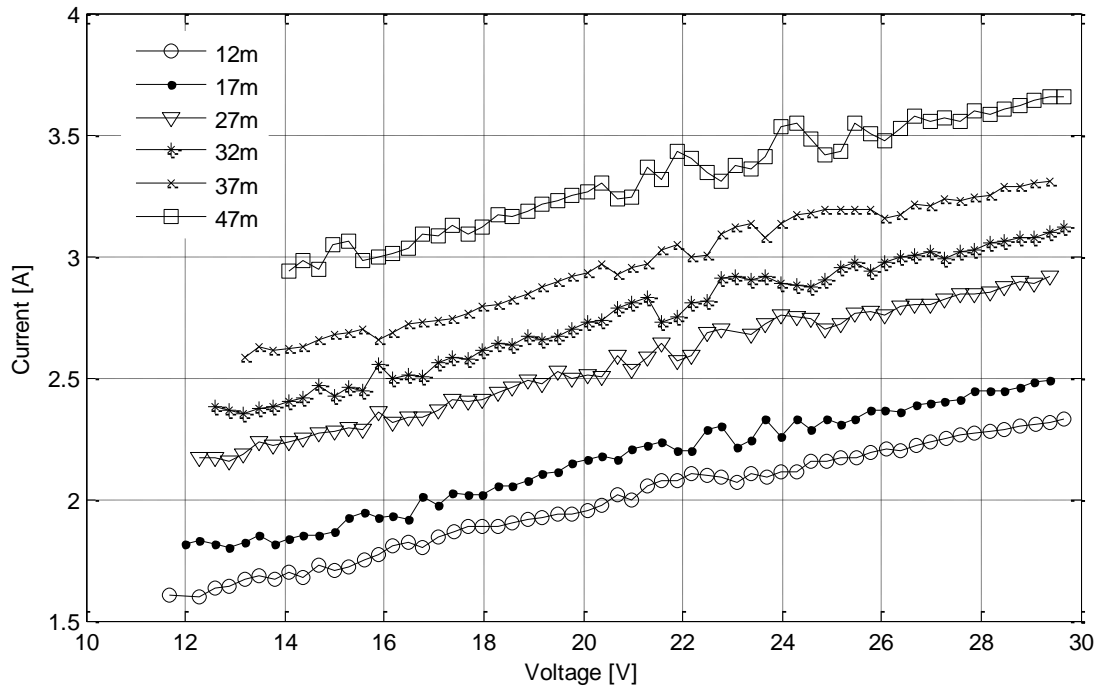
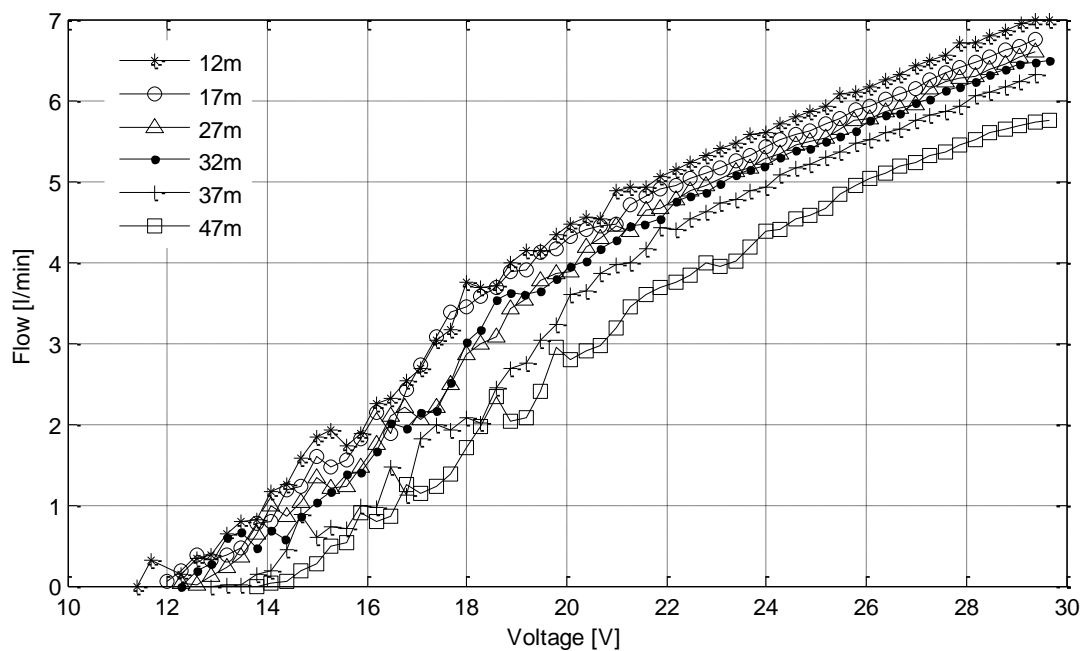


Figure 4.9: Pompe Solarjack SDS-128.

L'essai du système de pompage d'eau a été effectué pendant des jours avec des conditions de ciel clair. La configuration expérimentale consiste à connecter la pompe DP2 à la configuration suivante : deux modules en parallèle et trois en série. La structure du banc d'essais pour les systèmes de pompage d'eau est illustrée à la (figure 4.12).

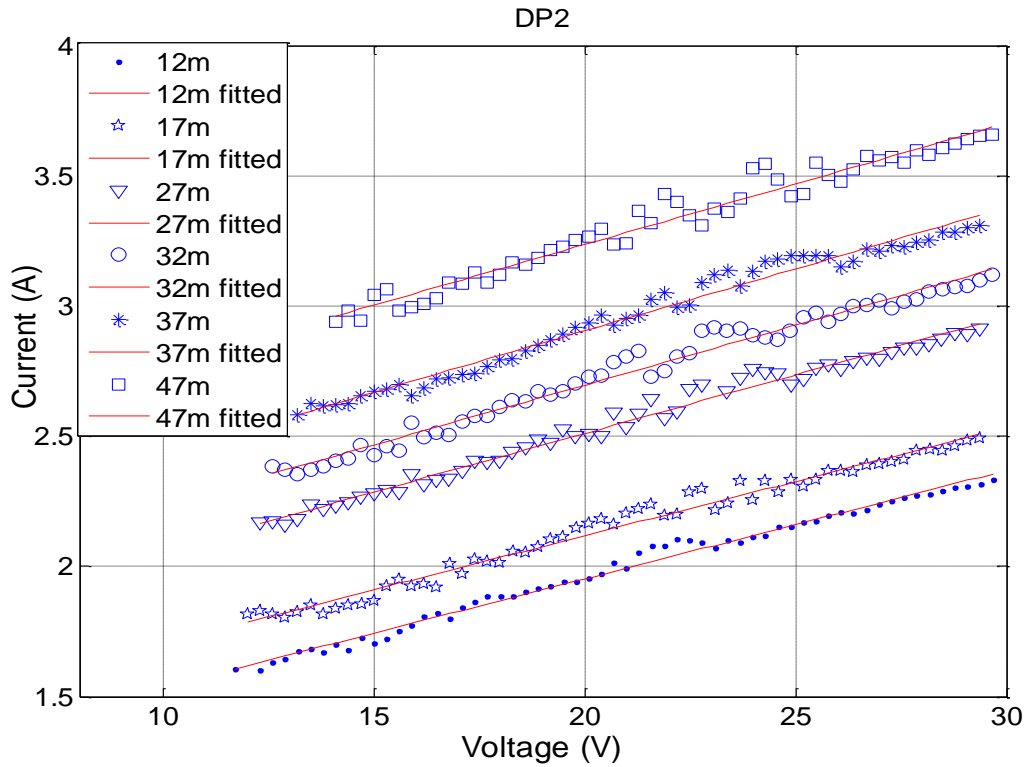


(a) Caractéristiques I-V de la pompe DP2 pour différentes hauteurs.

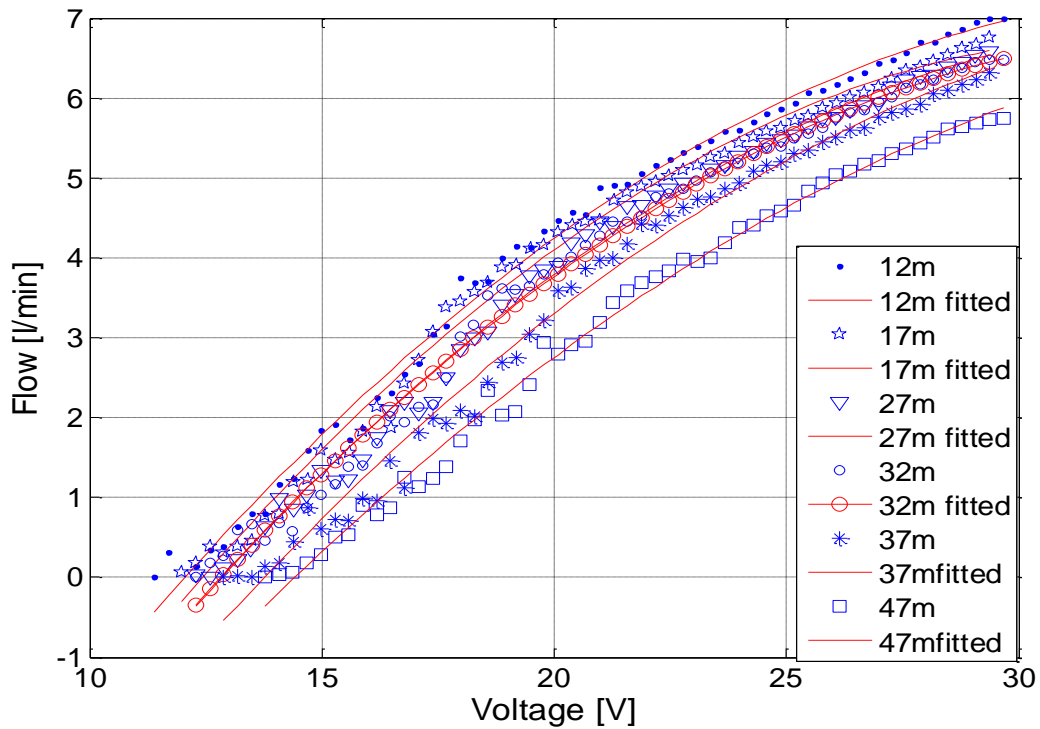


(b) Caractéristiques Q-V de la pompe DP2 pour différentes hauteurs.

Fig.4.10 : Caractéristiques de la pompe DP2 pour différentes hauteurs. a) et b).



a) Ajustement des caractéristiques I-V de la pompe DP2 pour différentes hauteurs.



b) Ajustement des caractéristiques Q-V de la pompe DP2 pour différentes hauteurs.

Figure 4.11 : Ajustement des caractéristiques de la pompe DP2 pour différentes hauteurs. a) et b).

La figure 4.11 présente l'ajustement des caractéristiques de DP2. Le modèle est une amélioration de celui présentée par [73], dans lequel les auteurs ont suggéré les équations (4.22) et (4.23) afin d'ajuster les valeurs expérimentales. Une expression linéaire a été proposée pour la modélisation des courbes I-V alors qu'une expression polynomiale de second degré a été proposée pour les caractéristiques Q-V. Les cinq paramètres : a, b, c, d et e ont été obtenus en ajustant les courbes expérimentales. Le tableau 4.4 résume les résultats obtenus correspondant à la pompe DP2. Nous notons que les valeurs du coefficient de corrélation (R²) augmentent pour toutes les caractéristiques.

$$I(V) = aV + b \quad (4.22)$$

$$Q(V) = cV^2 + dV + e \quad (4.23)$$

Tableau 4.4 : Equations d'ajustement et coefficients de corrélation (R²) pour les caractéristiques de la pompe DP2.

| Hauteurs en (m) | a | b | R ² | C | d | e | R ² |
|-----------------|--------|--------|----------------|---------|--------|----------|----------------|
| 12 | 0,0416 | 1,1197 | 0,9935 | -0,0143 | 0,9915 | -9,8667 | 0,9977 |
| 17 | 0,0416 | 1,2870 | 0,9930 | -0,0163 | 1,0700 | -10,7820 | 0,9980 |
| 27 | 0,0450 | 1,6117 | 0,9910 | -0,0143 | 1,0006 | -10,4885 | 0,9969 |
| 32 | 0,0459 | 1,7793 | 0,9929 | -0,0143 | 0,9941 | -10,3909 | 0,9955 |
| 37 | 0,0474 | 1,9585 | 0,9913 | -0,0273 | 1,0042 | -10,3571 | 0,9960 |
| 47 | 0,0465 | 2,3059 | 0,9879 | -0,0298 | 0,8761 | -10,3197 | 0,9920 |

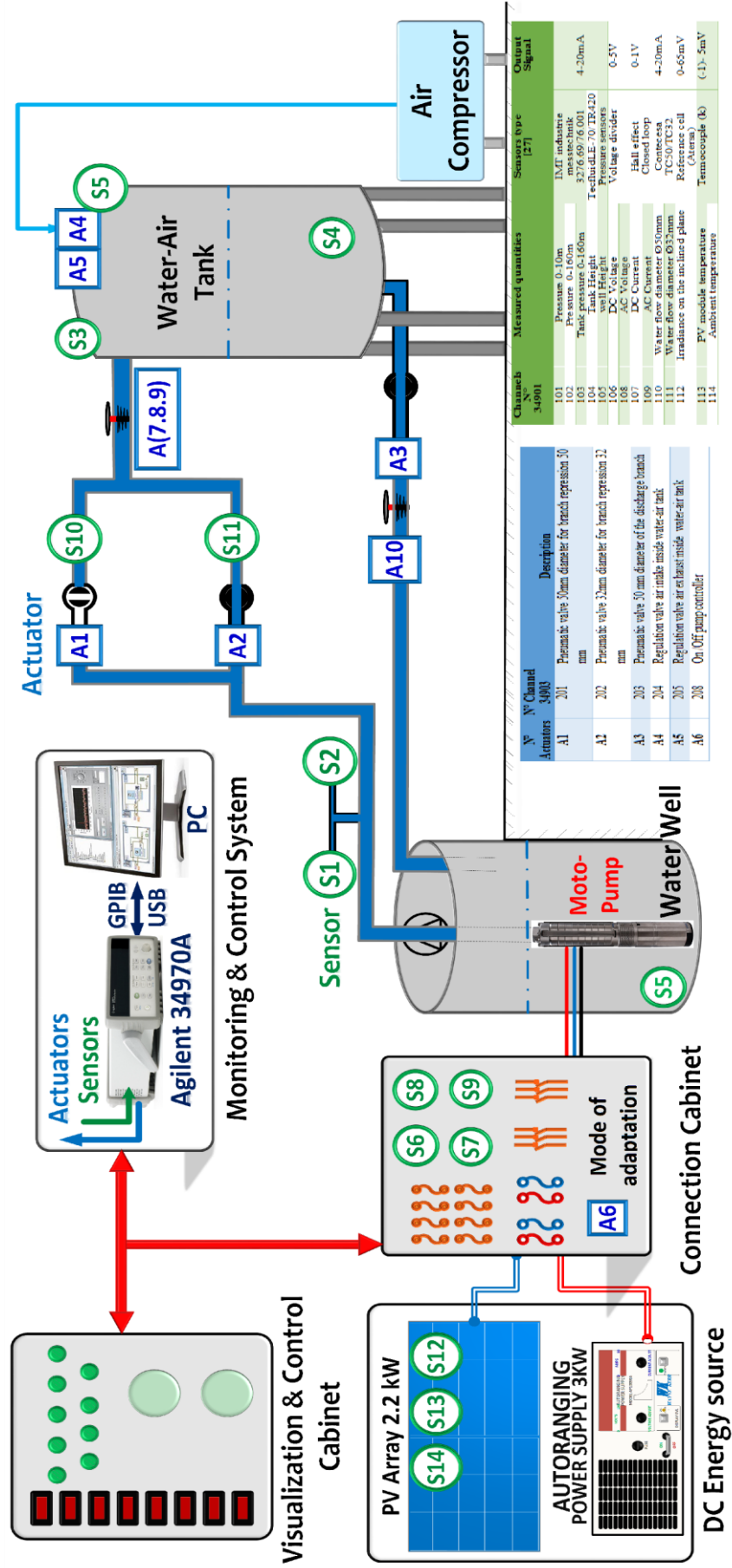


Figure 4.12 : Structure du banc d'essais de systèmes de pompage photovoltaïque.

4.4.2.3 Modèle amélioré de la motopompe pour toute hauteur de pompage

Pour chaque caractéristique, les valeurs obtenues ne caractérisent que les hauteurs expérimentales données. Il est nécessaire de développer un modèle pour les systèmes qui peuvent prédire la sortie pour toute combinaison de hauteurs qui peuvent exister en réalité. Pour généraliser le modèle décrit, la dépendance des paramètres a , b , c , d et e avec la hauteur de pompage a été introduite par [73], tel que décrit par l'équation (4.24), où les cinq paramètres sont liés à la hauteur par des équations de second degré qui ont la forme générale notée par l'équation (4.25).

$$\begin{cases} a(h) = a_0 + a_1h + a_2h^2 \\ b(h) = b_0 + b_1h + b_2h^2 \\ c(h) = c_0 + c_1h + c_2h^2 \\ d(h) = d_0 + d_1h + d_2h^2 \\ e(h) = e_0 + e_1h^1 + e_2h^2 \end{cases} \quad (4.24)$$

$$p = \sum_{i=0}^2 a_i v^i \quad (4.25)$$

Afin d'améliorer la précision du modèle, nous avons suggéré d'augmenter les degrés des cinq paramètres dans les expressions polynomiales, car l'évolution de l'outil informatique le permet et le facilite. La figure 4.13 montre les organigrammes de la procédure dans laquelle les différents coefficients sont identifiés.

Notez que diverses caractéristiques correspondant à différentes hauteurs ont été mesurées et utilisées pour la modélisation de chaque pompe. Les modèles proposés sont décrits par l'équation 4.26. La figure 7 illustre les organigrammes des procédures de modélisation.

$$\begin{cases} a(h) = a_0 + a_1h + a_2h^2 + a_3h^3 \\ b(h) = b_0 + b_1h + b_2h^2 + b_3h^3 \\ c(h) = c_0 + c_1h + c_2h^2 + c_3h^3 \\ d(h) = d_0 + d_1h + d_2h^2 + d_3h^3 \\ e(h) = e_0 + e_1h^1 + e_2h^2 + e_3h^3 \end{cases} \quad (4.26)$$

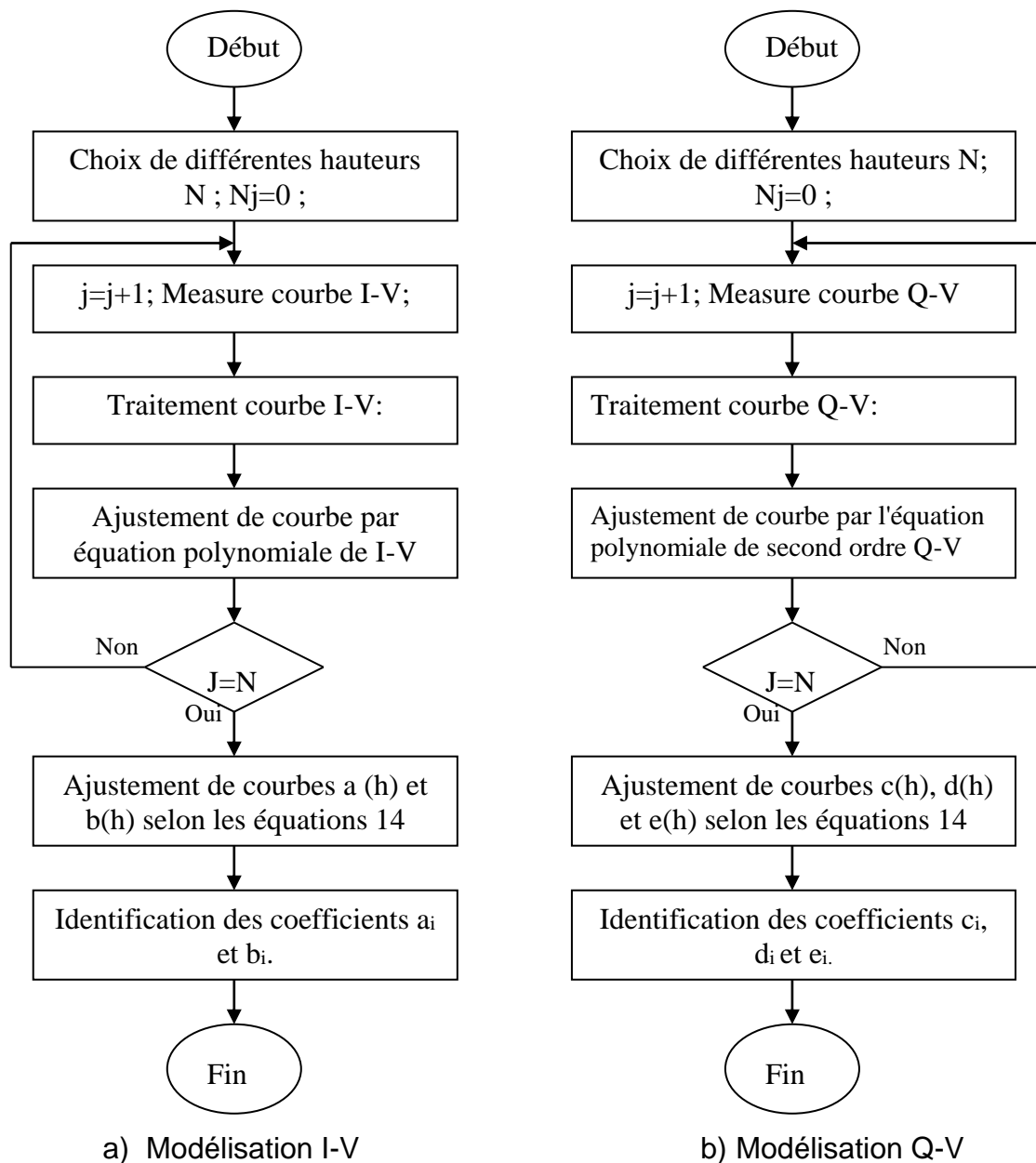


Figure 4.13 : Procédure de la modélisation. a) et .b)

4.4.2.4 Hauteur totale de pompage

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

$$h = h_s + h_d \quad (4.27)$$

On s'attend à ce que ces SPPVs soient utilisés dans des endroits éloignés avec couplage direct, raison pour laquelle, le calcul du pompage nécessite beaucoup de précision. Pendant le processus de pompage, le niveau de l'eau à l'intérieur du puits a tendance à baisser, jusqu'à ce que la vitesse avec laquelle l'eau soit filtrée à travers les parois atteigne un état d'équilibre avec la vitesse avec laquelle l'eau est pompée vers l'extérieur. Cependant, la baisse du niveau d'eau à l'intérieur du puits dépend d'un certain nombre de facteurs tels que le type de sol, la perméabilité et l'épaisseur de l'aquifère.

Pour les puits qui présentent des variations importantes du niveau d'eau selon le débit, les termes suivants peuvent être ajoutés à l'équation (4.17) [86].

$$\left(\frac{H_D - H_E}{Q_P} \right) Q_A \quad (4.28)$$

où:

H_E : Niveau statique (m)

H_D : Niveau dynamique (m)

Q_P : Débit d'essai (m^3/h)

Q_A : Débit apparent (m^3/h).

La hauteur statique h_s est la distance entre le niveau d'eau statique dans le puits jusqu'au point le plus élevé où l'eau sera pompée.

La hauteur dynamique h_d représente la perte d'eau dans les tuyaux. La formule de Darcy-Weisbach [87] permet le calcul de la hauteur dynamique :

$$h_d = f \frac{L v^2}{D 2g} \quad (4.29)$$

où:

- f : Coefficient de friction des parois de la tuyauterie
- L : Longueur de la tuyauterie (m)
- v : vitesse moyenne du fluide (m/s)
- D : Diamètre de la tuyauterie (m)
- g : Accélération de la gravité (m/s²).

Dans le cas où le système de tuyauterie est un autre type d'accessoires (vannes, coudes, tees, jonctions ...), on peut calculer les pertes de pression dans chaque élément supplémentaire comme indiqué dans l'équation 4.30.

$$h_d = K_{ac} \frac{v^2}{2g} \quad (4.30)$$

Où : K_{ac} est un coefficient dépendant du type d'accessoire.

Une autre méthode pour considérer le circuit des accessoires est d'ajouter à la longueur de tuyau réelle, seulement pour l'effet du calcul, des longueurs de tubes avec le même diamètre du conducteur en étude, capable de causer les mêmes pertes de charge occasionnées par les pièces qu'elles substituent. De cette façon n'importe quel accessoire peut être substitué par une longueur fictive [88].

Lors du pompage d'un liquide, la pompe doit non seulement fournir une pression équivalente à la pression qui correspond à la différence de niveaux entre l'aspiration et la décharge (hauteur dynamique de l'élévation totale), mais aussi la pression nécessaire pour surmonter les pertes de charge dans les conduites. Pour une bonne efficacité de pompage et pour des raisons économiques, il est recommandé que la hauteur dynamique ne dépasse pas 10% de la hauteur totale [87].

4.4.2.5 Résultats et discussions

Le banc d'essais du CDER se compose d'un puits d'eau et d'un réservoir d'eau-air avec une pression régulée à travers un compresseur d'air. La régulation et les mesures ont été obtenues grâce à différents composants tels que les débitmètres, les capteurs de pression, la régulation et l'électrovanne. Les données requises sont surveillées, mesurées et enregistrées via un enregistreur de données Agilent 34970A. Les données collectées sont analysées et testées par un ordinateur via un bus GPIB.

Les résultats des expériences sont discutés en fonction des mesures de terrain et de la modélisation par ordinateur des quatre moteur-pompes, décrites ci-dessus. Nous avons étudié l'efficacité des modèles mathématiques pour le choix adéquat d'un système de pompage photovoltaïque pour la mise en œuvre souhaitée et pour de meilleures performances de l'ensemble du système.

4.4.2.5.1 Modélisation des quatre motopompes

Quatre configurations du GPV ont été utilisées pour alimenter les deux pompes CP et les deux pompes DP, pour calculer les performances électriques et hydrauliques. Les performances des pompes CP et des pompes DP sont simulées à l'aide de programmes développés pour une période adéquate.

Afin de simplifier la présentation et l'argumentation des résultats obtenus, nous avons décidé de considérer la pompe DP1 et de présenter progressivement

ses résultats de modélisation selon les instructions des organigrammes illustrées par la figure 4.13.

La méthode utilisée par Had Arab et al. [73] traite une simulation basée sur n'importe quelle hauteur. En pratique, l'information fournie n'est pas toujours ce que, par exemple, l'installateur a besoin. Ainsi, ce modèle général permettra de réduire considérablement le nombre de mesures expérimentales nécessaires pour caractériser un modèle de pompe réelle.

Tout d'abord, la figure 4.14 illustre les caractéristiques I-V mesurées et leurs ajustements pour différentes hauteurs : 7m, 12m, 17m, 22m, 42m, 51m et 65m. Les coefficients de régression linéaire correspondants a , b ont été représentés sur la figure 4.15.

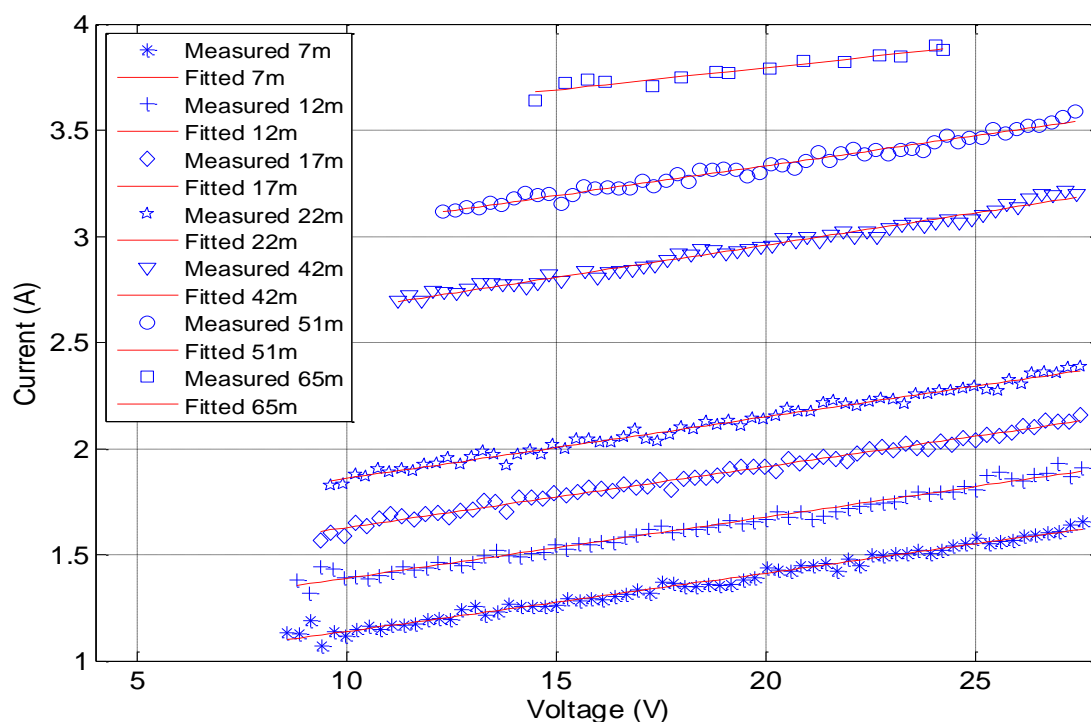


Figure 4.14 : Caractéristiques I-V et leurs ajustements pour la pompe DP1.

Les caractéristiques mesurées Q-V pour les mêmes hauteurs, l'illustration de leurs ajustements et les coefficients de régression correspondants c , d , e ont été représentés par la figure 4.16 et la figure 4.17 respectivement.

La figure 4.14, montre certaines caractéristiques de la pompe DP1. Pour chaque hauteur de pompage fixe, nous avons obtenu le courant par rapport à la tension. Puisque

le courant par rapport à la tension est linéaire, l'expression mathématique dans l'équation 4.22 a été utilisée pour ajuster les courbes.

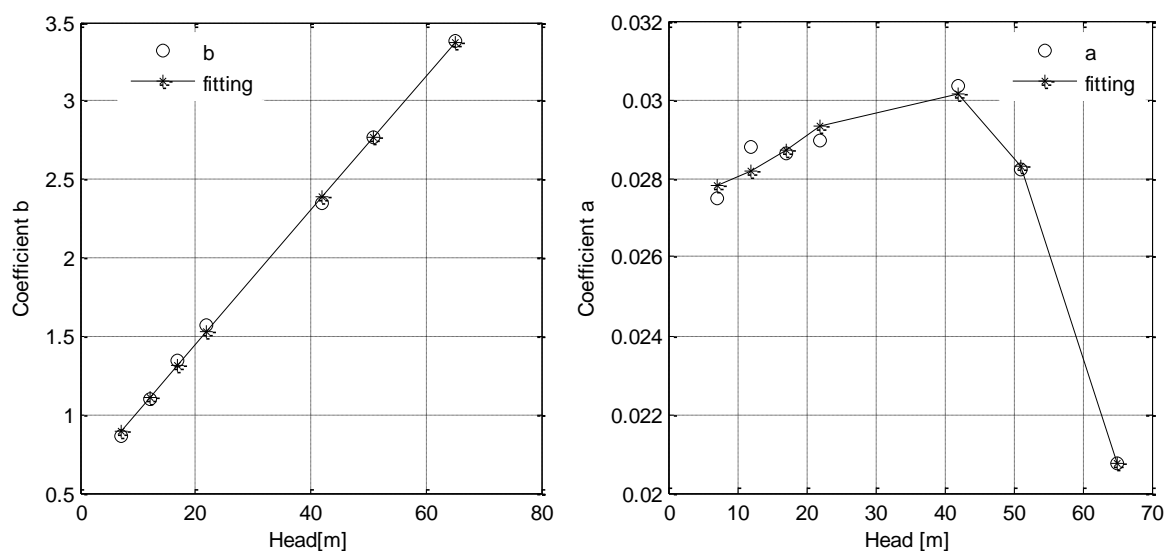


Figure 4.15 : Ajustements des coefficients a et b de DP1.

Le modèle général pourrait, à ce stade, être obtenu grâce à une deuxième régression pour les coefficients a et b par rapport à la hauteur selon l'équation 4.25. Cela nous a permis d'ajuster ces valeurs expérimentales. La figure 4.15 montre l'ajustement des coefficients a et b.

La figure 4.16, affiche certaines caractéristiques de la pompe DP1. Pour chaque hauteur de pompage fixe, nous avons obtenu le débit par rapport à la tension. Dans ce cas, les valeurs expérimentales affichent une forme de courbure ; Nous avons utilisé l'équation 4.22 pour correspondre aux valeurs expérimentales.

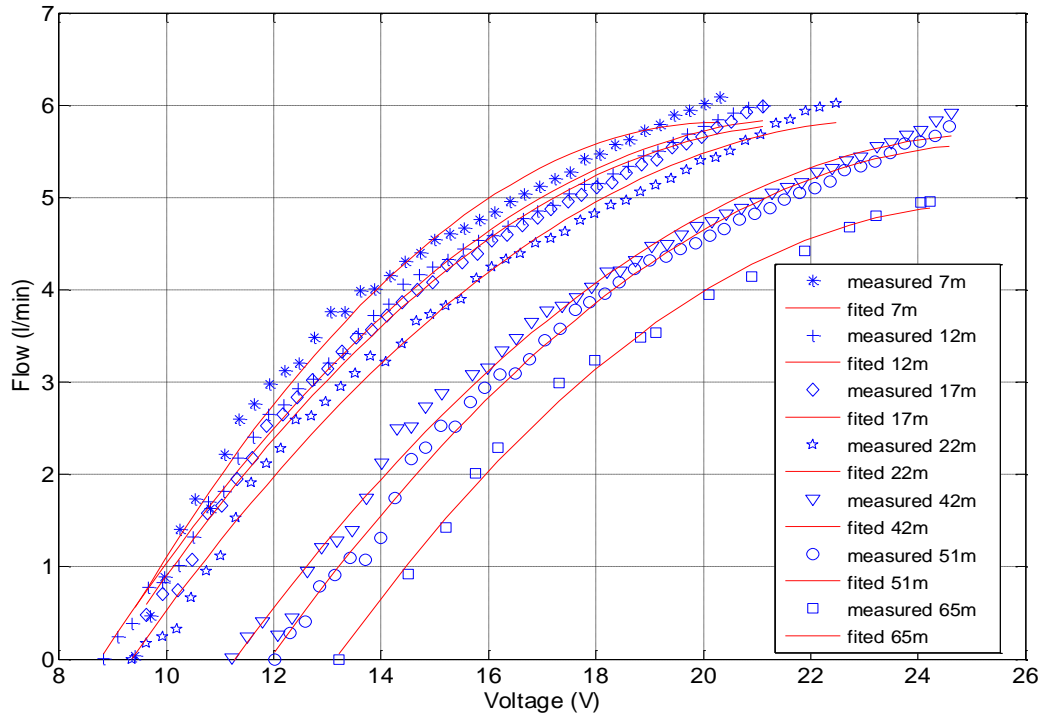


Figure 4.16 : Caractéristiques Q-V avec ajustement pour la pompe DP1.

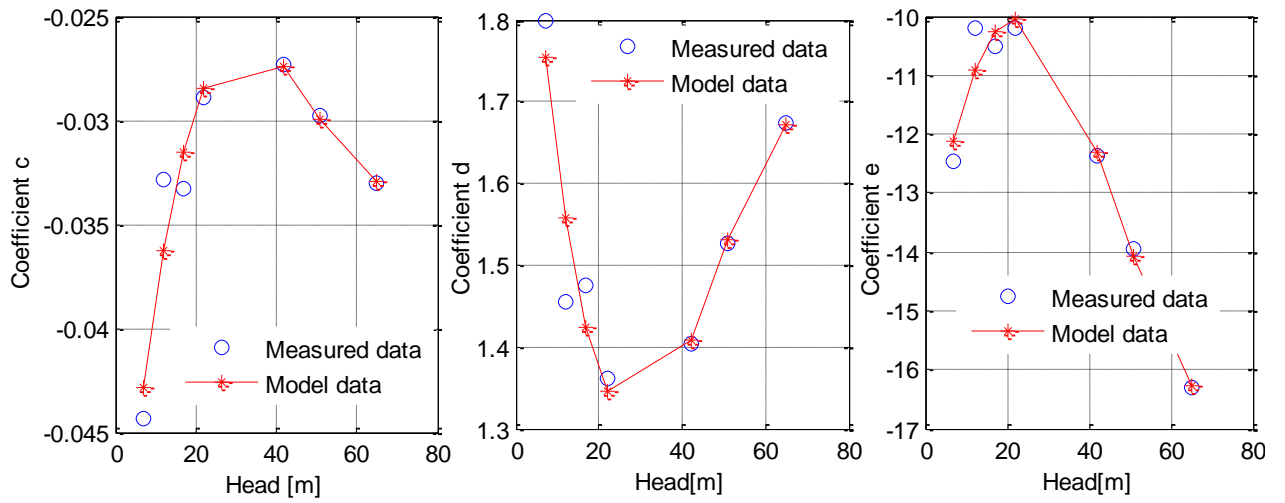


Figure 4.17 : Ajustement des coefficients de DP1.

Tableaux 4.5 : Valeurs des coefficients de régression des caractéristiques I-V.

| | CP 1 | DP 1 | DP 2 | CP 2 |
|----------------|---------|--------------------------------|---------------------------|-----------------------------|
| a3 | -0,0007 | -591940×10^{-10} | 15×10^{-8} | 444159×10^{-12} |
| a2 | 0,0112 | 47871069×10^{-12} | 8972496×10^{-12} | $-13642361 \times 10^{-10}$ |
| a1 | -0,0463 | $955692808 \times 10^{-12}$ | 562×10^{-7} | 0,020 |
| a0 | 0,1579 | $47133683529 \times 10^{-12}$ | 278×10^{-4} | 0,09287 |
| R ² | 0,9731 | 0,9948 | 0,9943 | 0,9946 |
| b3 | 0,0515 | 2672×10^{-10} | 3923×10^{-10} | 27×10^{-4} |
| b2 | -0,8809 | 293254×10^{-10} | 438×10^{-6} | 7581×10^{-5} |
| b1 | 3,8219 | $313535884646 \times 10^{-12}$ | 56437×10^{-6} | -971×10^{-3} |
| b0 | -6,8969 | $740527709197 \times 10^{-12}$ | 487599×10^{-6} | 1,78 |
| R ² | 0,9812 | 1,0000 | 0,9999 | 0,9941 |

Le modèle général pourrait être obtenu en utilisant une deuxième régression pour les coefficients c, d et e par rapport à la hauteur selon l'équation 4.25. Ce qui nous a permis d'ajuster ces valeurs expérimentales. La figure 4.17 montre l'ajustement des coefficients c, d et e.

Les tableaux 4.5 et 4.6 présentent les résultats de la deuxième régression pour les quatre pompes.

Tableaux 4.6 : Valeurs des coefficients de régression des caractéristiques Q-V.

| | CP 1 | DP 1 | DP 2 | CP 2 |
|----------------|------------------------------|----------------------------|---------------------------|-------------------------|
| c3 | $-69458492 \times 10^{-10}$ | -51×10^{-8} | 33×10^{-8} | -3751×10^{-8} |
| c2 | 63969×10^{-6} | 5054×10^{-8} | -4941×10^{-8} | 135229×10^{-8} |
| c1 | -16×10^{-2} | -13971785×10^{-8} | 2167×10^{-6} | -0,0230 |
| c0 | -691×10^{-5} | -414378×10^{-8} | -5574775×10^{-8} | 0,070 |
| R ² | 0,9969 | 0,9597 | 0,9537 | 0,9825 |
| d3 | $9737224274 \times 10^{-10}$ | 2117×10^{-8} | -1165×10^{-8} | 471385×10^{-8} |
| d2 | -9,2980 | -2086×10^{-6} | 169621×10^{-8} | -0,1590 |
| d1 | 26,0463 | 0,05783 | -6843832×10^{-8} | 2,6999 |
| d0 | -5,0877597 | 568672578×10^{-9} | 2,1550 | -6,2895 |
| R ² | 0,9967 | 0,9663 | 0,9455 | 0,9872 |
| e3 | -33,5277 | -28268×10^{-8} | 0,000100 | -0,1426950 |
| e2 | 323,921 | -2617232×10^{-8} | -1435742×10^{-8} | 4,361960 |

Afin de valider le modèle général obtenu, une étude comparative des caractéristiques précédentes [73] et des caractéristiques actuelles a été réalisée. Nous avons illustré les caractéristiques précédentes et présentes de la pompe DP1 pour les différentes hauteurs. Comme le montrent les figures 4.18 et 4.19, les courbes concordent très bien.

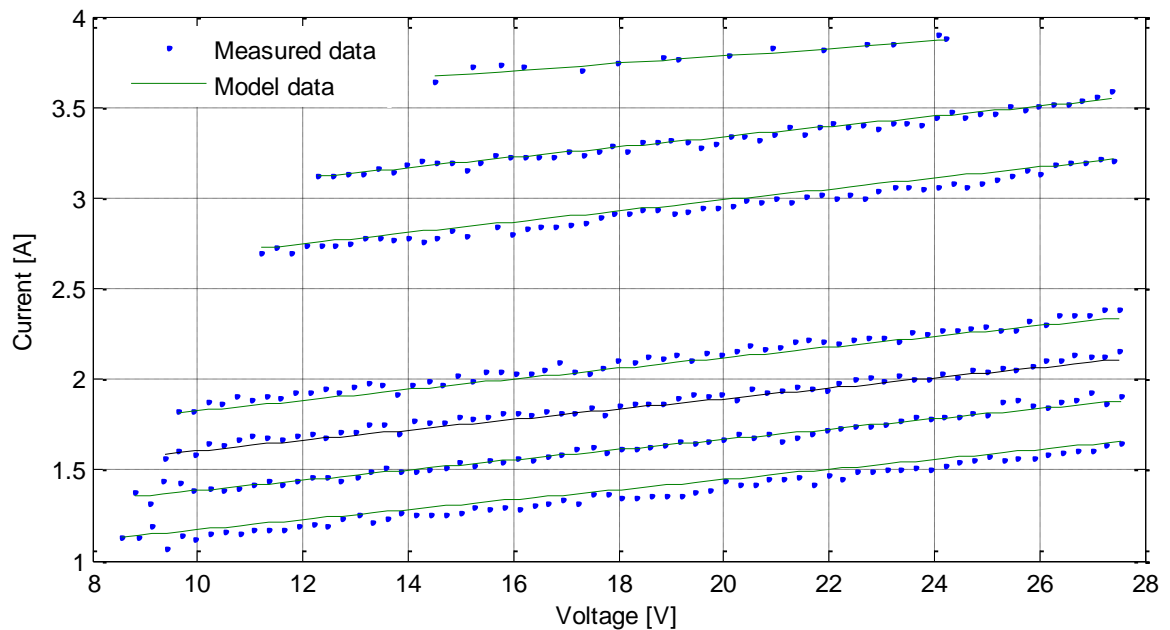


Figure 4.18 : Validation du modèle des courbes I-V. DP1.

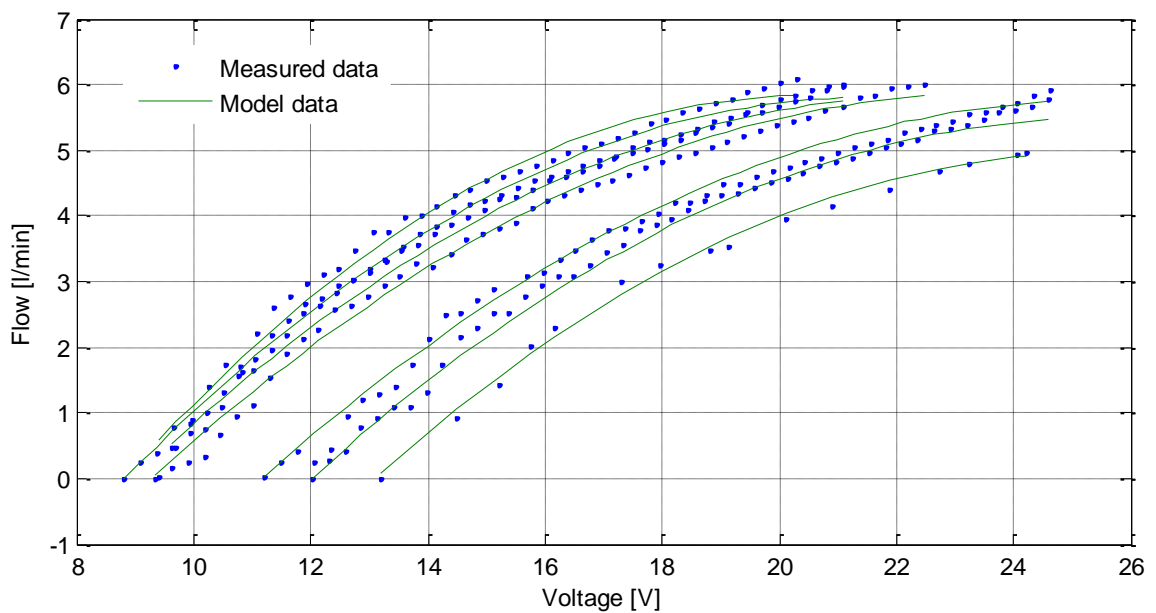


Figure 4.19 : Validation du modèle des courbes Q-V pour DP1.

Les résultats liés aux coefficients de corrélation R^2 sont satisfaisants par rapport à ceux obtenus par [73], comme le montre la figure 4.20. Notez que les valeurs R^2 représentent ici la corrélation entre les données précédentes et les données actuelles

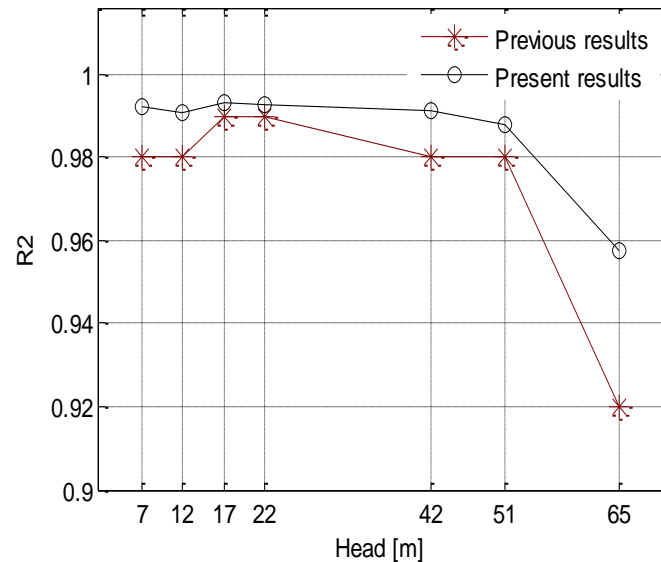


Figure 4.20 : Corrélation entre les résultats prévus et les présents résultats pour la pompe DP1.

4.4.2.5.2 Comparaison entre les données mesurées et les données modélisées

Pour évaluer la précision des modèles, les résultats expérimentaux ont été comparés avec ceux calculés ; En utilisant deux indicateurs statistiques : racine de l'erreur quadratique moyenne (RMSE) et l'erreur absolue moyenne (MAE).

Ces erreurs ont été calculées pour les différentes motopompes, et les résultats sont présentés dans les tableaux 4.7 et 4.8. Les RMSE se situaient entre 0,123 et 9,616%, et le MAE se situait entre 0,116 et 9,838%.

Tableaux 4.7 : Erreurs pour DP1 et CP2.

| CP2 | | | DP1 | | |
|-------------|----------|---------|-------------|----------|---------|
| Hauteur (m) | RMSE (%) | MAE (%) | Hauteur (m) | RMSE (%) | MAE (%) |
| 5 | 0,340 | 0,303 | 7 | 1,258 | 1,308 |
| 6 | 1,663 | 1,578 | 12 | 1,098 | 1,085 |
| 7 | 2,642 | 2,637 | 17 | 0,216 | 0,116 |
| 8 | 0,919 | 0,934 | 22 | 1,213 | 1,195 |
| 9 | 4,561 | 4,434 | 42 | 2,137 | 2,119 |
| 14 | 8,368 | 8,204 | 51 | 0,199 | 0,187 |
| 15 | 3,755 | 3,668 | 65 | 1,058 | 1,049 |
| 18 | 5,434 | 5,253 | | | |
| 23 | 1,787 | 1,768 | | | |

Tableaux 4.8 : Erreurs pour DP2 et CP1.

| DP2 | | | CP1 | | |
|-------------|----------|---------|-------------|----------|---------|
| Hauteur (m) | RMSE (%) | MAE (%) | Hauteur (m) | RMSE (%) | MAE (%) |
| 12 | 1,174 | 1,132 | 3 | 2,6157 | 2,855 |
| 17 | 1,861 | 1,902 | 4 | 6,069 | 5,188 |
| 27 | 3,172 | 3,231 | 5 | 1,188 | 1,495 |
| 32 | 3,987 | 4,019 | 6 | 7,644 | 7,188 |
| 37 | 1,981 | 2,031 | 7 | 9,616 | 9,838 |
| 47 | 0,123 | 0,152 | 8 | 7,598 | 7,758 |

L'écart entre les données modélisées et mesurées était plus petit pour DP1 et DP2 et légèrement plus grand pour CP1 et CP2.

L'étude globale a montré des erreurs mineures pour les différentes motopompes, pour les différentes hauteurs de pompage, ces erreurs se sont révélées améliorées.

4.5 Conclusion

Le Haut-Commissariat algérien pour le développement de la Steppe (HCDS) prévoit de placer dans chaque zone de 1500 hectares un point d'eau. Il y a actuellement un point d'eau pour une superficie d'environ 20 000ha. 200 pompes pour la consommation d'eau et l'irrigation, fonctionnant avec de l'énergie solaire PV, ont été installées dans les régions les plus reculées du pays, avec l'aide du CDER. Ainsi, le banc d'essais du CDER nous a permis de caractériser les différentes motopompes pour l'utilisation sur différents sites.

Le banc d'essais se compose d'un puits d'eau, d'un réservoir d'eau-air avec une pression régulée à travers un compresseur d'air. Les mesures et la régulation ont été obtenues par différents composants tels que les débitmètres, les capteurs de pression, la régulation et l'électrovanne. Les données requises sont surveillées, mesurées et enregistrées à l'aide d'une acquisition de données Agilent 34970A. Les données collectées ont été analysées et testées par un ordinateur via un bus GPIB.

Dans le présent travail, deux pompes centrifuges (CP) et deux pompes à déplacement positif (DP), avec moteurs à courant continu sans stockage électrochimique ont été étudiées et modélisées. Quatre configurations du générateur PV ont été utilisées pour alimenter les deux pompes CP et les deux pompes DP, afin de déterminer les performances électriques et hydrauliques. Les données surveillées nous ont permis de simuler et de modéliser les quatre motopompes pour différentes hauteurs, comme le montrent les figures (4.10), (4.11), (4.14) et (4.16) ci-dessus.

En conclusion, nous notons que les modèles de motopompe améliorés nous ont permis d'obtenir le comportement opérationnel et les caractéristiques des motopompes et d'obtenir le point de fonctionnement du système de pompage PV et le débit. Ces modèles étaient basés sur les données expérimentales de quatre pompes photovoltaïques différentes. Le modèle amélioré devrait pouvoir prédire le débit de toute combinaison de courant, de tension et de hauteur. Les résultats des ajustements sont prometteurs et il existe une bonne corrélation entre les valeurs

modélisées et les valeurs expérimentales. Selon les tableaux 4.5 et 4.6 concernant les coefficients de corrélation R^2 , les modèles (Figure 4.20) montrent une amélioration significative de notre modèle.

Pour la précision des modèles, les résultats expérimentaux ont été comparés avec ceux calculés, en utilisant deux paramètres statistiques : l'erreur carrée de base, RMSE et l'erreur absolue moyenne. L'étude globale a montré des erreurs mineures pour les différentes pompes, pour la grande échelle des hauteurs. Ces erreurs se révèlent être améliorées.

Chapitre 5

Développement d'un Outil de Modélisation et de Simulation pour l'Irradiation Solaire et les Systèmes de Pompage Photovoltaïque

5.1. Introduction

Le but de ce travail est le développement d'un programme informatique sous Matlab. Cet outil estime les composantes directes et diffuses de l'irradiation horizontale à partir des valeurs journalières, de l'irradiation directe et diffuse horaire, de l'irradiation globale horaire ainsi que de l'irradiation sur les surfaces inclinées. Plusieurs modèles de l'éclairement et de la température, nous permettrons de modéliser et de faire le choix du modèle adéquat pour chaque site. Il permet aussi d'une façon simple et fiable l'étude et la modélisation du générateur PV. Cet outil nous facilitera la modélisation des sous-systèmes moteur – pompes photovoltaïques.

La base de données dont nous disposons est un recueil de mesures de l'irradiation solaire de quelques sites en Algérie et de quatre pompes de différentes technologies : deux pompes centrifuges et deux pompes volumétriques. L'utilisateur de cette interface peut utiliser les données de l'irradiation, de la température ainsi que celles des motopompes préenregistrées pour simuler et modéliser son système ; ou bien d'introduire de nouvelles mesures et modèles, pour caractériser le système de pompage PV. Cet outil peut être

utilisé par les chercheurs, les étudiants et les concepteurs travaillant sur les projets de systèmes photovoltaïques de pompage d'eau.

5.2 Interface graphique générale

Malgré les grands progrès combinés avec l'augmentation de la puissance des ordinateurs émergents, l'étude des différents modèles a montré qu'il y a encore de nombreuses limitations qui nécessitent un développement continu.



Figure 5.1 : Interface graphique du projet de pompage Photovoltaïque.

La figure 5.1 représente la fenêtre principale du programme Matlab pour l'application du système de pompage photovoltaïque, elle nous donne la main pour accéder à la modélisation de l'irradiation solaire et du système de pompage

photovoltaïque, avec les différents modèles préenregistrés de l'irradiation, du générateur photovoltaïque ainsi que ceux du sous-système moteur-pompe.

5.3 Interface graphique pour l'évaluation de modèles de l'irradiation solaire

Cette interface graphique est conçue pour faciliter le calcul, la modification et la visualisation en exploitant des données provenant de différents sites de l'Algérie. La modélisation de l'irradiation solaire est faite en comparant les données mesurées et calculées par les différents modèles de l'irradiation solaire, la comparaison a été faite en utilisant les différents indicateurs statiques [89].

5.3.1 Description de l'interface graphique

Les données modélisées au chapitre 3 sont utilisées pour exécuter le nouvel outil mis en œuvre sous Matlab.



Figure 5.2 : Interface utilisateur graphique de l'irradiation solaire.

Cet outil présente plusieurs boutons et menus dédiés pour fournir une interface conviviale qui estime les composantes directes et diffuses de l'irradiation

horizontale à partir des valeurs journalières, l'irradiation directe et diffuse horaire de l'irradiation globale horaire ainsi que l'irradiation sur les surfaces inclinées (figure 5.2).

Pour rendre les choses simples pour les utilisateurs finaux de ce programme, l'interface graphique est conçue pour faciliter le calcul, la modélisation et la visualisation des données qui sont stockées dans une base de données pour qu'elle soit utilisée en cas de besoin.

5.3.2 Conditions de travail

Les différents sites impliqués dans l'étude où les données sont disponibles sont soit nos unités de recherche ou les institutions avec lesquelles nous travaillons. Il y a des données moyennes par heure, des données journalières, des données pour toutes les cinq minutes, etc [90].

Tableau 5.1 : Latitude et longitude des sites utilisés.

| Location | Latitude | Longitude |
|-----------|----------|-----------|
| Bouzareah | 36,78 | 3,01 |
| Ghardaia | 32,333 | 3,667 |
| Adrar | 27,85 | -0,317 |
| Tamrasset | 22,833 | 5,467 |
| Bechar | 31,583 | -2,283 |
| Oran | 35,75 | -0,633 |

Les données ne sont pas uniformes et nécessitent de nombreux traitements, et il y a peu de sites où l'on peut trouver la composante diffuse parce que l'investissement pour avoir cette donnée est important. La latitude et la longitude des différents emplacements sont présentées dans le tableau 5.1.

5.3.3 Irradiation globale et température d'un exemple de site choisi

Dans ce travail nous effectuons la programmation des différentes méthodes de simulation ainsi que des modèles de l'irradiation solaire. Ces modèles ont été validés expérimentalement en utilisant des données de différentes régions de l'Algérie [91].

La figure 5.3 illustre un exemple de l'évolution de l'irradiation d'une année du site de Ghardaia et la figure 5.4 l'évolution de la température annuelle horaire du même site.

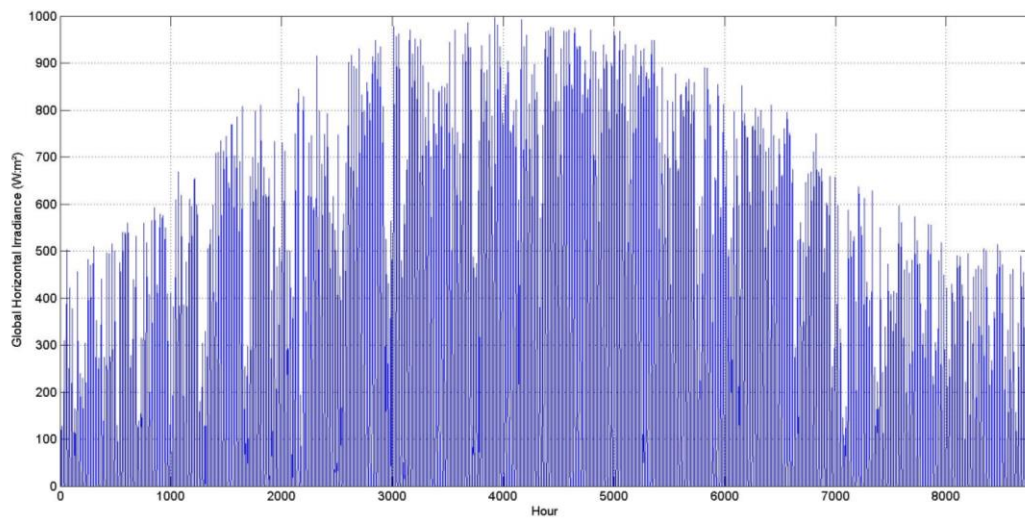


Figure 5.3: Irradiation Globale Horizontale d'une année du site de Ghardaia. La température d'un module PV dépend principalement de la température de l'air ambiante, de l'intensité de l'insolation et de la vitesse du vent.

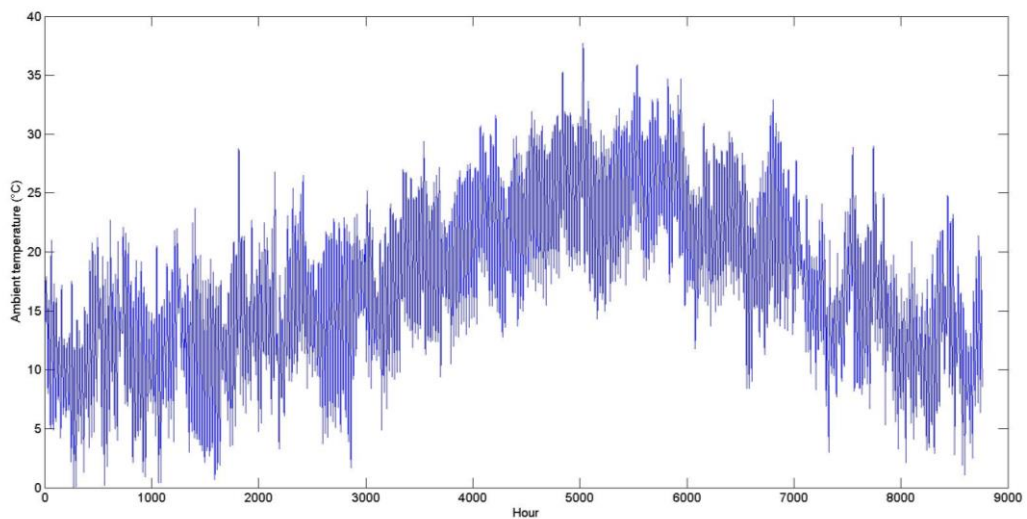


Figure 5.4 : Evolution de la température annuelle horaire du site de Ghardaia.

Les données météorologiques du site sont mesurées et surveillées pour être utilisées dans la modélisation du système de pompage. La figure 5.5 représente l'évolution de la température minimale, moyenne et maximale annuelle horaire du site de Ghardaia.

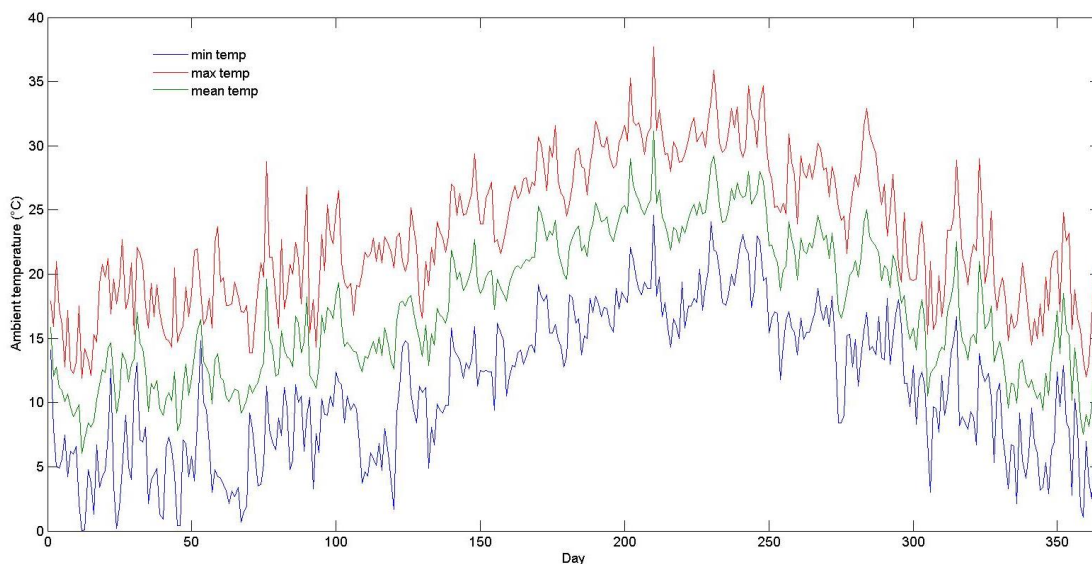
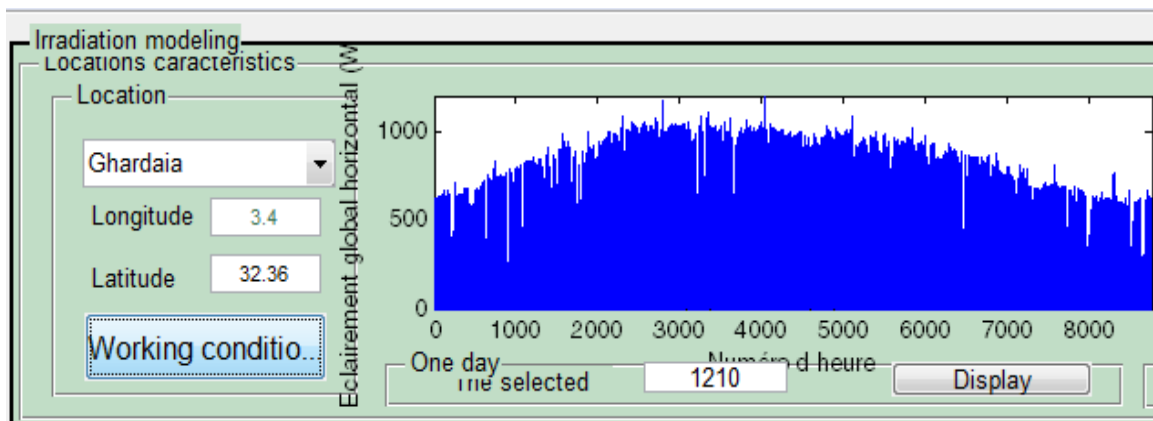


Figure 5.5 : Température ambiante horaire minimale, moyenne et maximale durant l'année du site de Ghardaia.

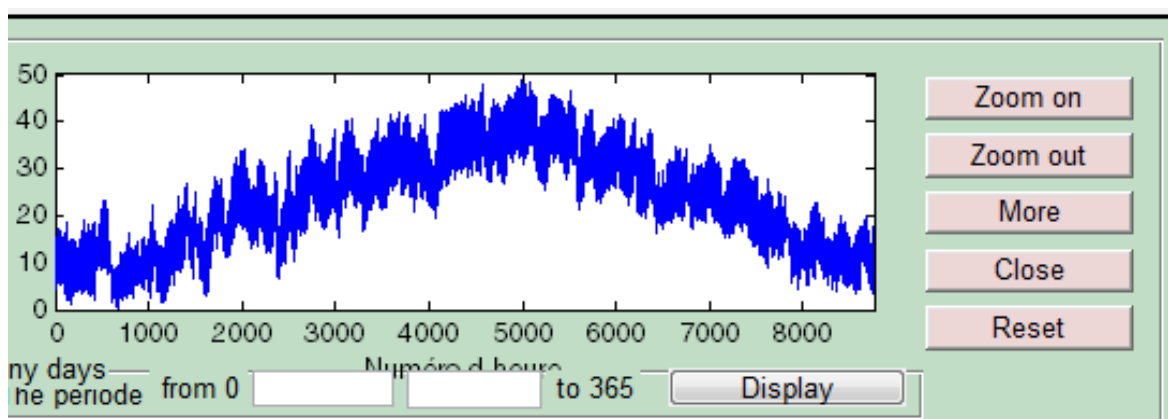
5.3.4 Irradiation et température annuelle, journalière et d'une période de l'année

Les différents boutons servent au calcul et à l'affichage des données. Ils présentent différents scénarios pour illustrer l'irradiation globale et les températures. L'outil nous permet de visualiser l'irradiation globale du site de Ghardaia pour une durée d'une année.

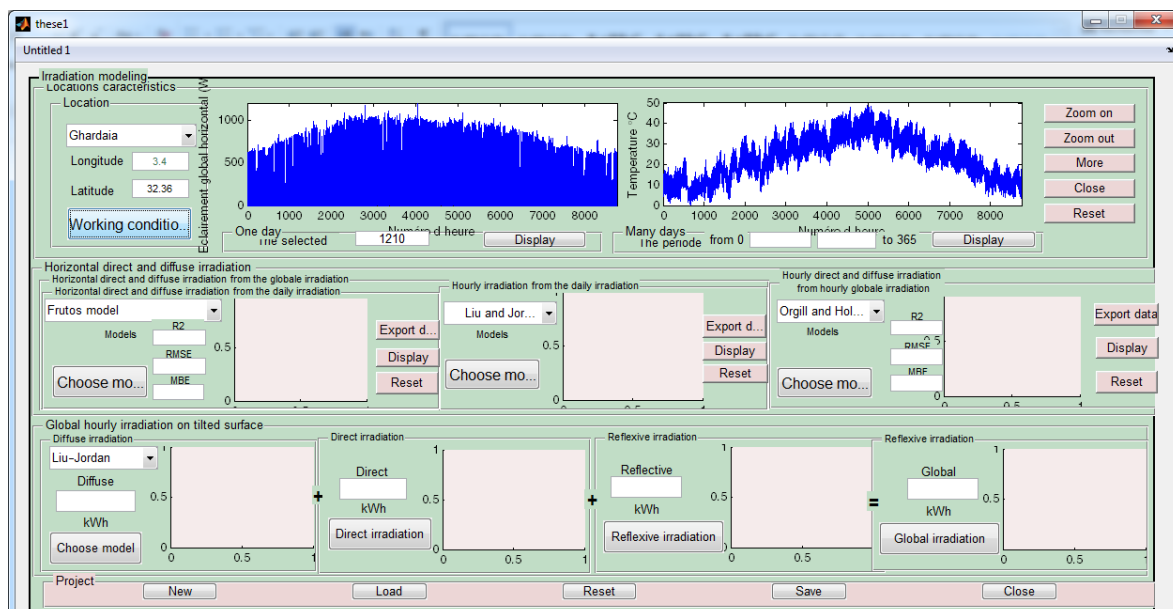
L'évolution de l'irradiation et de la température du site de Ghardaia est présentée à la figure 5.6 c). Les figures 5.6 a) et b) représentent un grand plan de l'évolution de l'irradiation et de la température du site et c'est la figure qui est à gauche de l'interface graphique.



a) Irradiation annuelle de Ghardaia

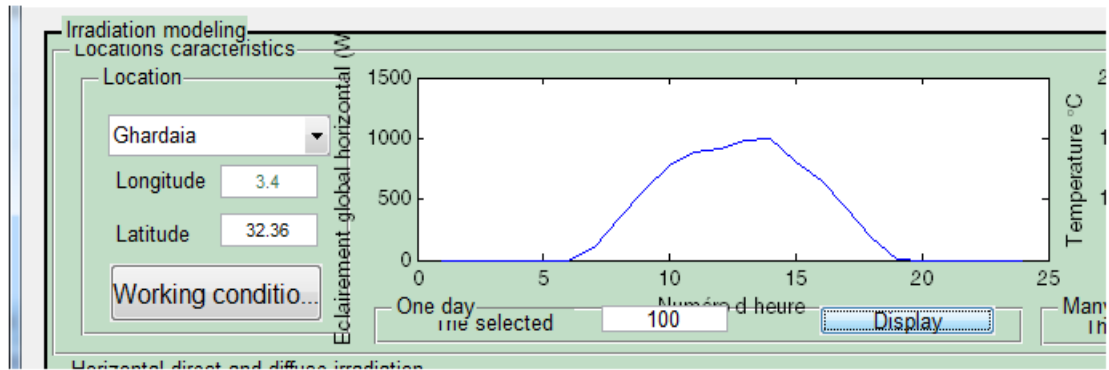


b) Température annuelle de Ghardaia

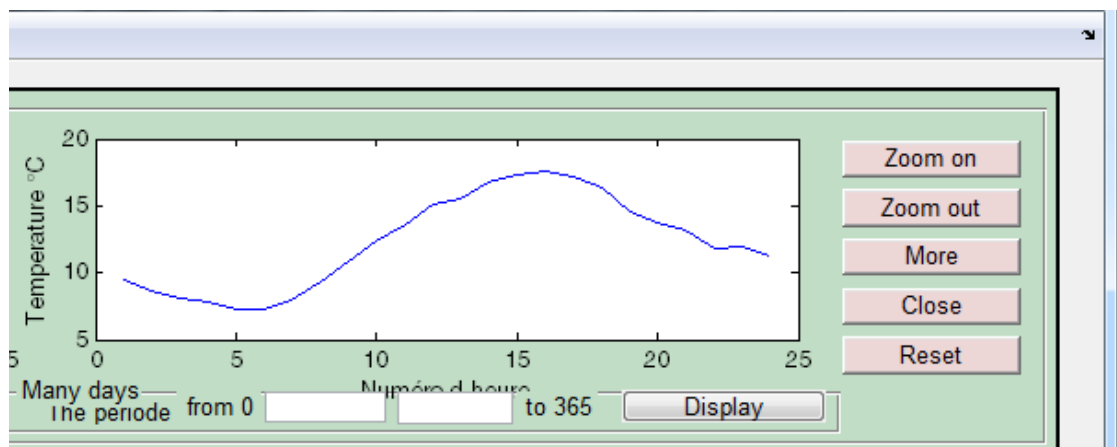


c) Irradiation et température annuelle de Ghardaia

Figure 5.6 : Illustration de l'irradiation globale et de la température de Ghardaia pendant une année. a), b) et c).



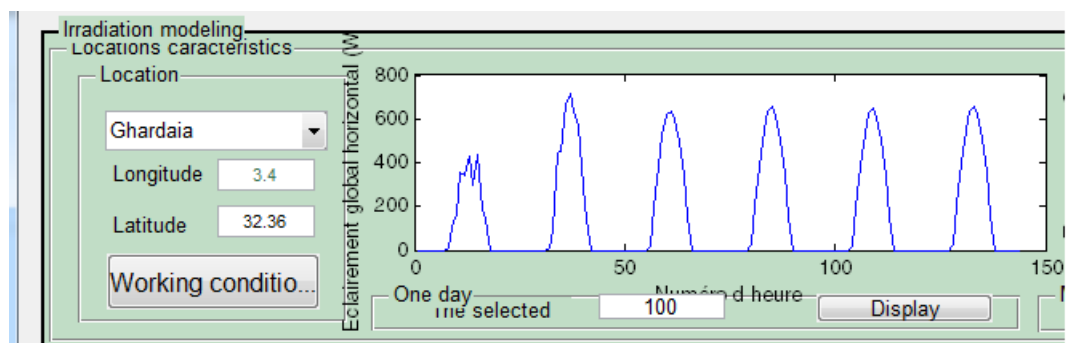
a) Irradiation pour une journée



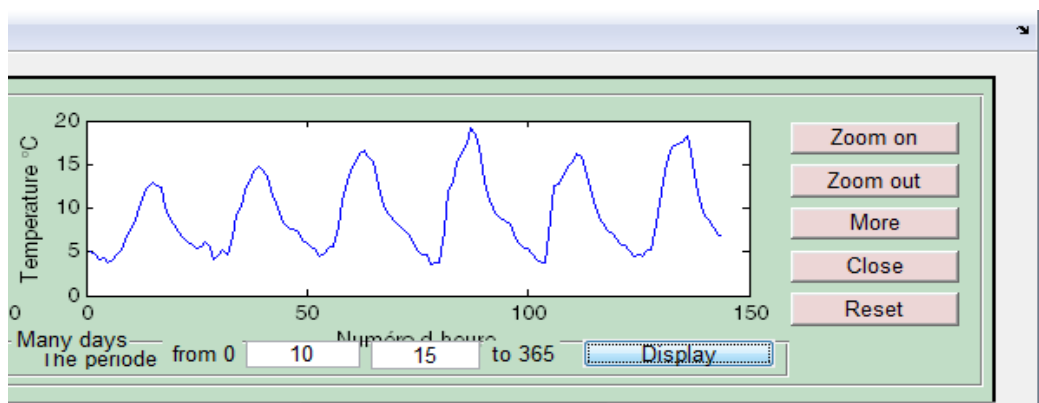
b) Température pour une journée

Figure 5.7 : Illustration de l'irradiation globale et de la température du site de Ghardaia pendant une journée. a) et b).

La figure 5.7 représente l'évolution de l'irradiation et la température d'une journée, pour ceux qui ont besoin de voir les données d'une journée bien précise. Et pour les utilisateurs qui veulent voir l'évolution pendant une période bien précise (voir la figure 5.8).



a) l'irradiation globale du site pendant une période donnée



b) température du site pendant une période donnée

Figure 5.8 : Illustration de l'irradiation globale et de la température du site pendant une période donnée. a) et b).

5.3.5 Irradiation et température horaires globales du site choisi

Nous avons choisi l'exemple du site de Ghardaia et nous avons calculé les composantes directes et diffuses de l'irradiation horizontale de l'irradiation horaire globale. Les résultats sont affichés sur la figure 5.9.

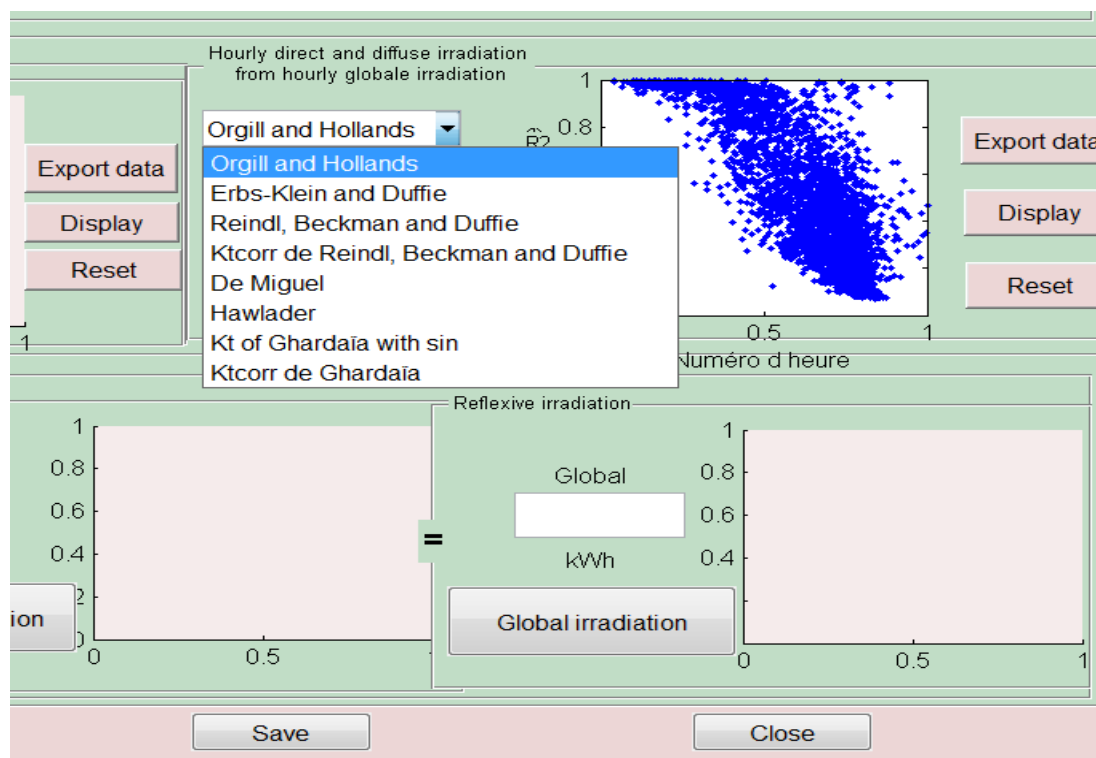
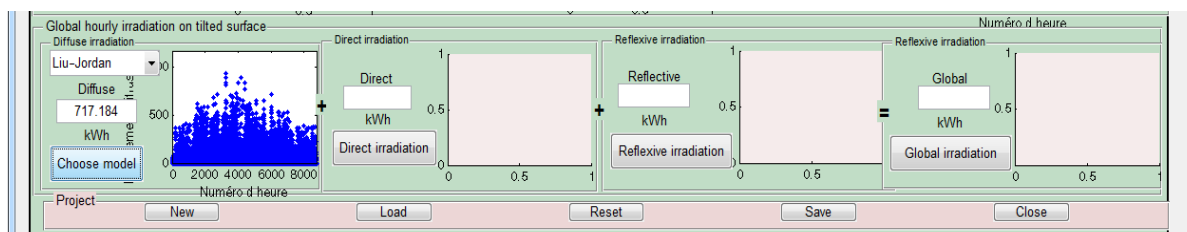


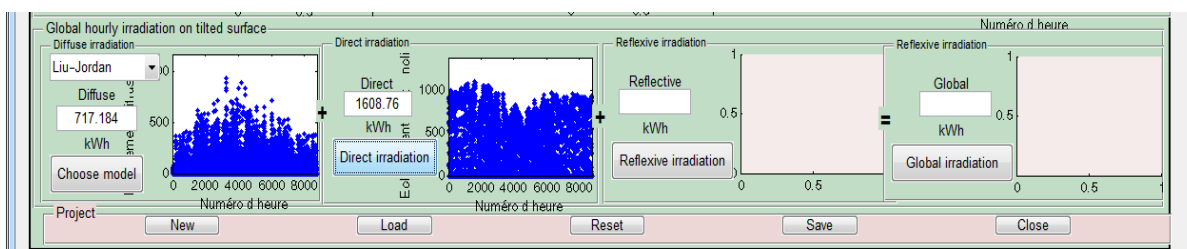
Figure 5.9 : Illustration de l'irradiation globale directe et diffuse horaire du site de Ghardaia.

5.3.6 L'irradiation sur une surface inclinée

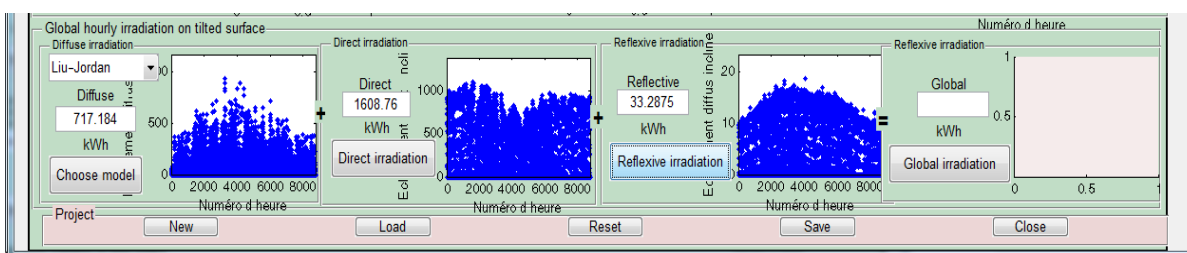
La figure 5.10, présente toutes les étapes de calcul des composantes de l'Irradiation sur superficie inclinée, qui est la somme de l'Irradiation directe, diffuse et réfléchie.



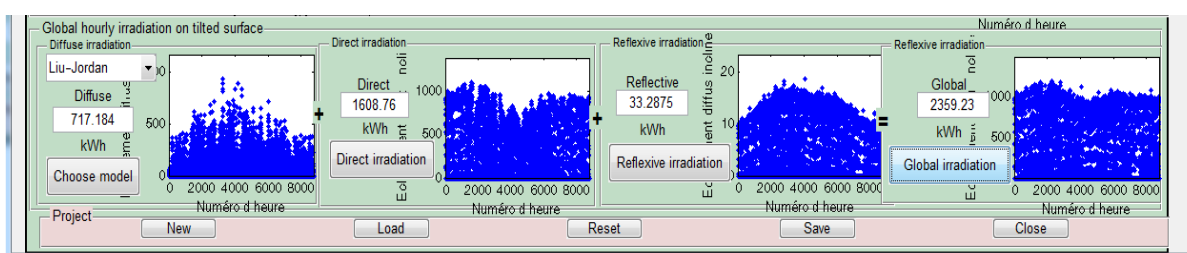
a) calcul de l'Irradiation diffuse



b) Calcul de l'Irradiation directe



c) Calcul de l'Irradiation réfléchie



d) Calcul de l'Irradiation sur surface inclinée

Figure 5.10 : Visualisation des étapes de calcul de l'Irradiation sur superficie inclinée. a), b), c) et d).

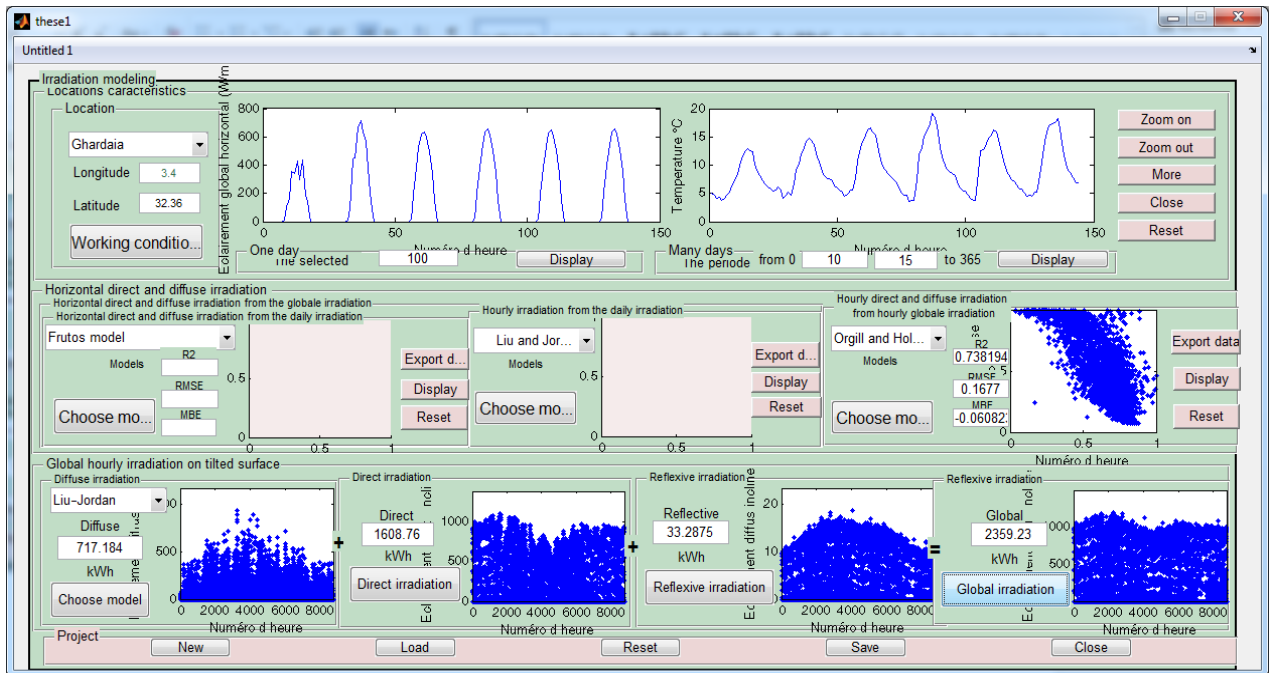


Figure 5.11 : Illustration du calcul de l'irradiation sur une surface inclinée avec le modèle de Lieu Jordan.

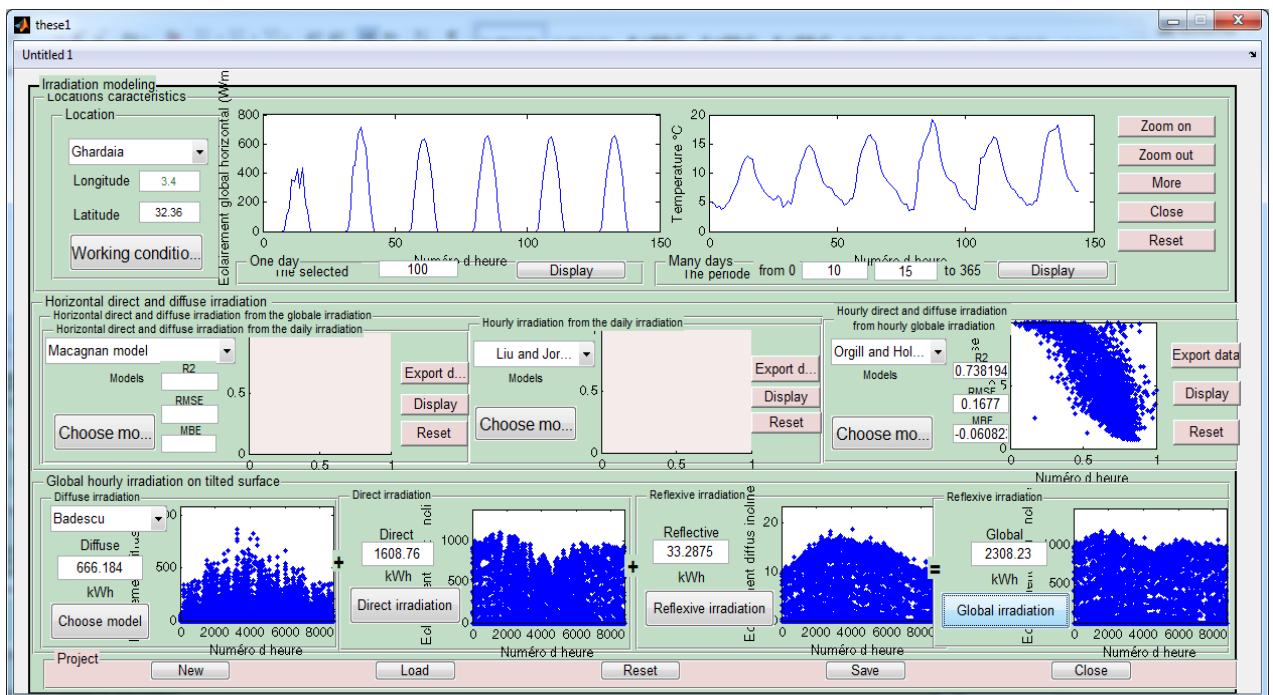


Figure 5.12 : Illustration du calcul de l'irradiation sur une surface inclinée avec le modèle de Badescu.

Les irradiations ont été validées en comparant les données mesurées et calculées en utilisant les différents indicateurs statiques ainsi que les coefficients de corrélation R^2 .

5.4 Outil de modélisation du sous-système moteur-pompe

L'outil présenté est caractérisé par sa facilité et sa simplicité d'utilisation. L'interface utilisateur graphique (figure 5.13) offre à son utilisateur le choix entre l'utilisation de modèle préenregistré et le développement de nouveau modèle pour le sous-système moteur-pompe étudié. Pour ce dernier choix, les caractéristiques électriques mesurées décrivant le comportement du sous-système doivent être utilisées en suivant une procédure simple afin d'identifier les valeurs des paramètres du modèle.

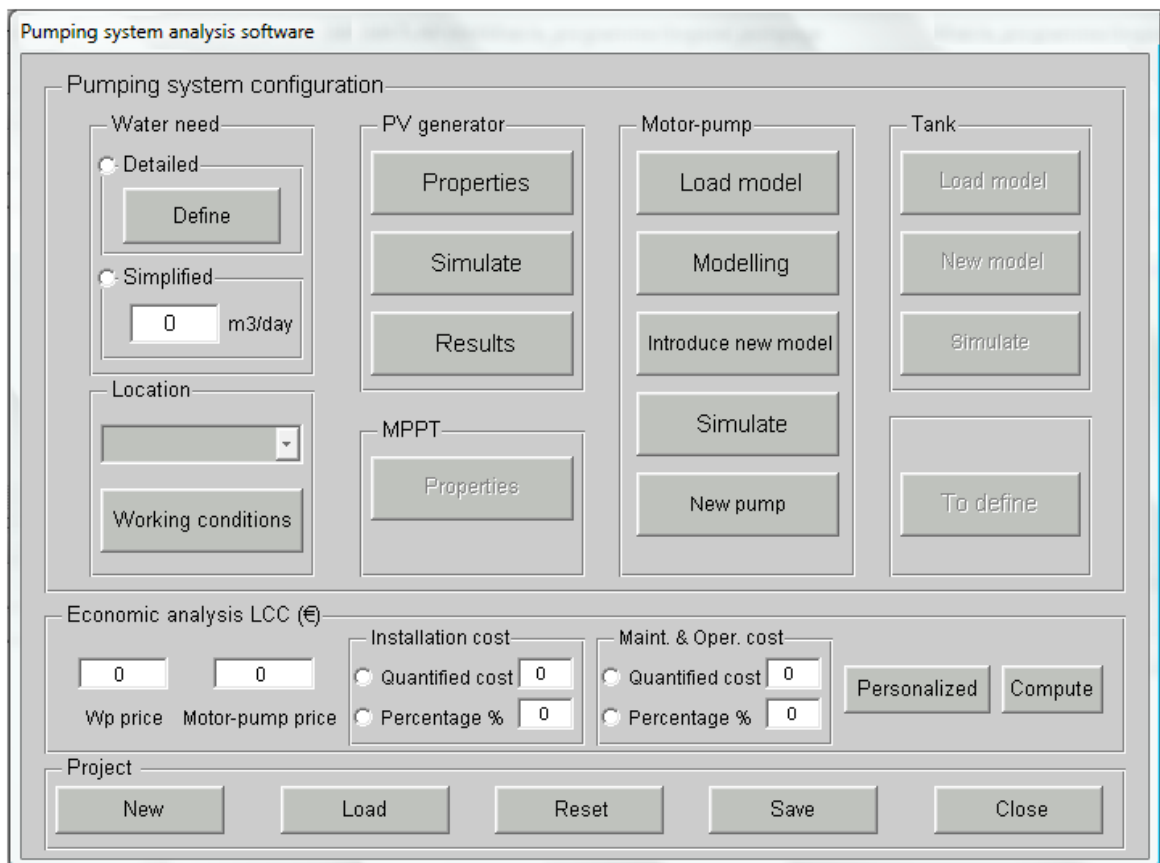


Figure 5.13 : Fenêtre principale de l'application développée.

Ainsi, le modèle développé peut être sauvegardé pour une utilisation ultérieure. Les caractéristiques électriques concernées sont le courant, la tension et le débit mesurés pour différentes hauteurs d'eau. Une base de données expérimentale de quatre sous-systèmes moteur-pompe différents, de différents types et fabricants, a été utilisée pour tester la simplicité et l'efficacité de ce programme.

5.4.1 Modélisation et simulation du générateur PV

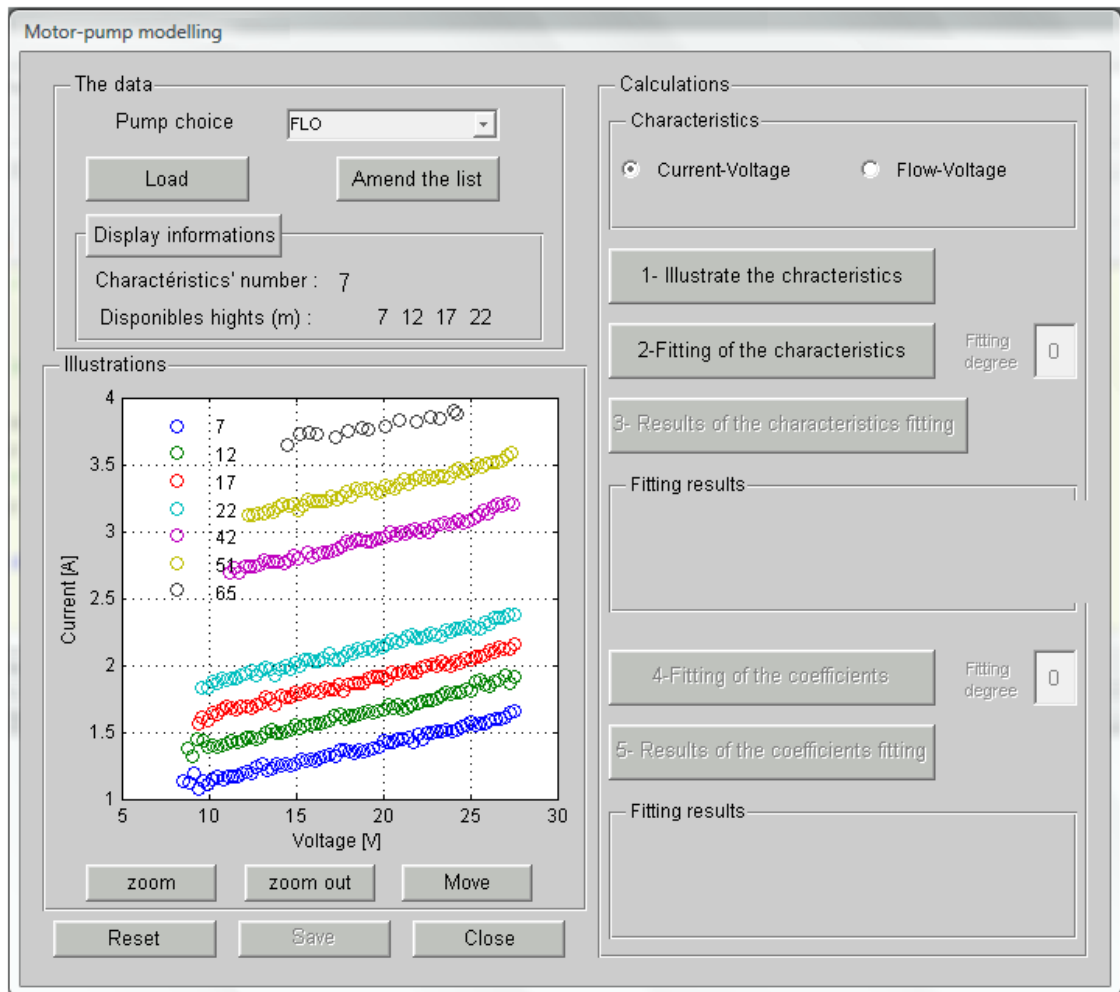
Pour la modélisation et la simulation du générateur photovoltaïque, le choix du modèle est fixé par l'opérateur. Les modèles ont été étudiés au chapitre 4. L'interface graphique nous donnera les courbes I-V pour chaque modèle du GPV tout en les comparant aux données expérimentales. L'utilisateur peut introduire ces paramètres électriques utilisant l'interface illustrée par la figure. 5.14 ou charger les valeurs préenregistrées. Pour un modèle explicite (voir figure 5.15) et pour un modèle implicite (voir figure 5.16).

The image shows a software dialog box titled "PV generator". It is divided into two main sections. The first section, "GPV size", contains two input fields: "Nbr. series modules" and "Nbr. parallel modules". The second section, "PV module's electric properties", contains several input fields: "Pmax", "Imax", "Vmax", "Isc", and "Voc". To the right of these fields is a sub-section titled "Temperature coefficients" which includes input fields for "Pmax", "Voc", and "Isc". Below these are two more input fields labeled "NOCT" and "Module efficiency". At the bottom of the dialog box, there are four buttons: "Load", "Reset", "Validate", and "Close".

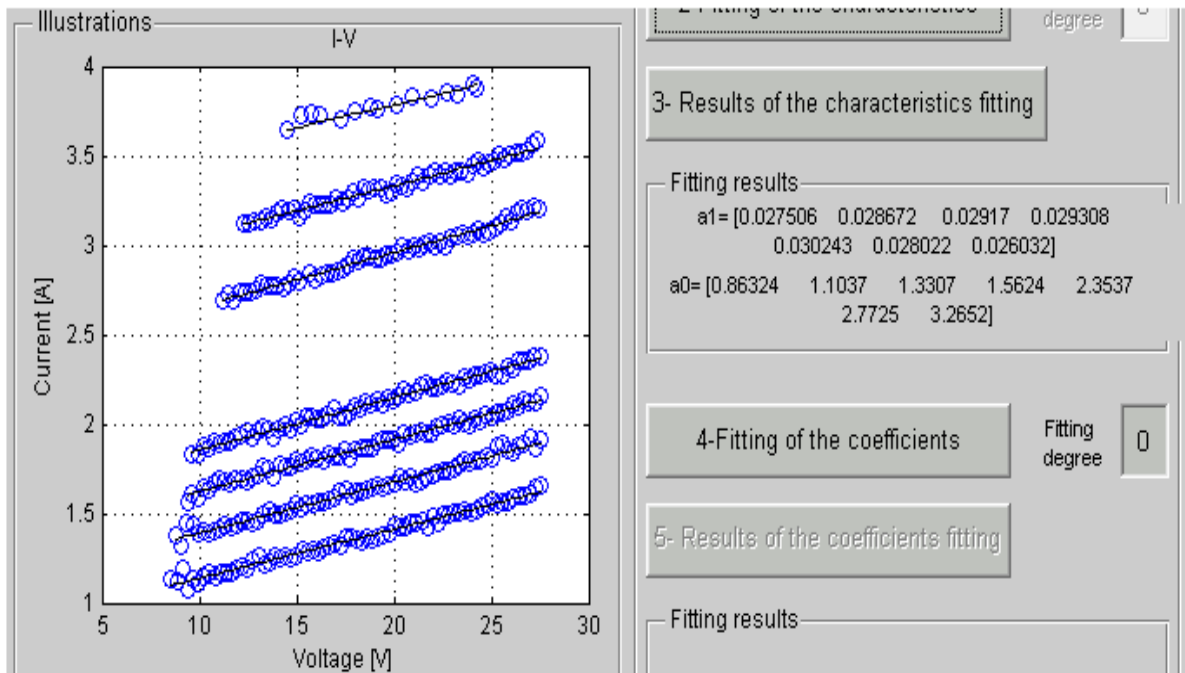
Figure 5.14 : Boite de dialogue des propriétés du générateur photovoltaïque.

5.4.2 Modélisation du sous-système moteur-pompe

Le rôle principal de ce bloc est la simulation du comportement du sous-système moteur-pompe. L'utilisateur peut choisir un modèle et utiliser de nouvelles données mesurées pour modéliser les caractéristiques électriques du sous-système moteur-pompe étudié, ou bien utiliser un modèle mathématique préenregistré.



a) Courbes I-V mesurées

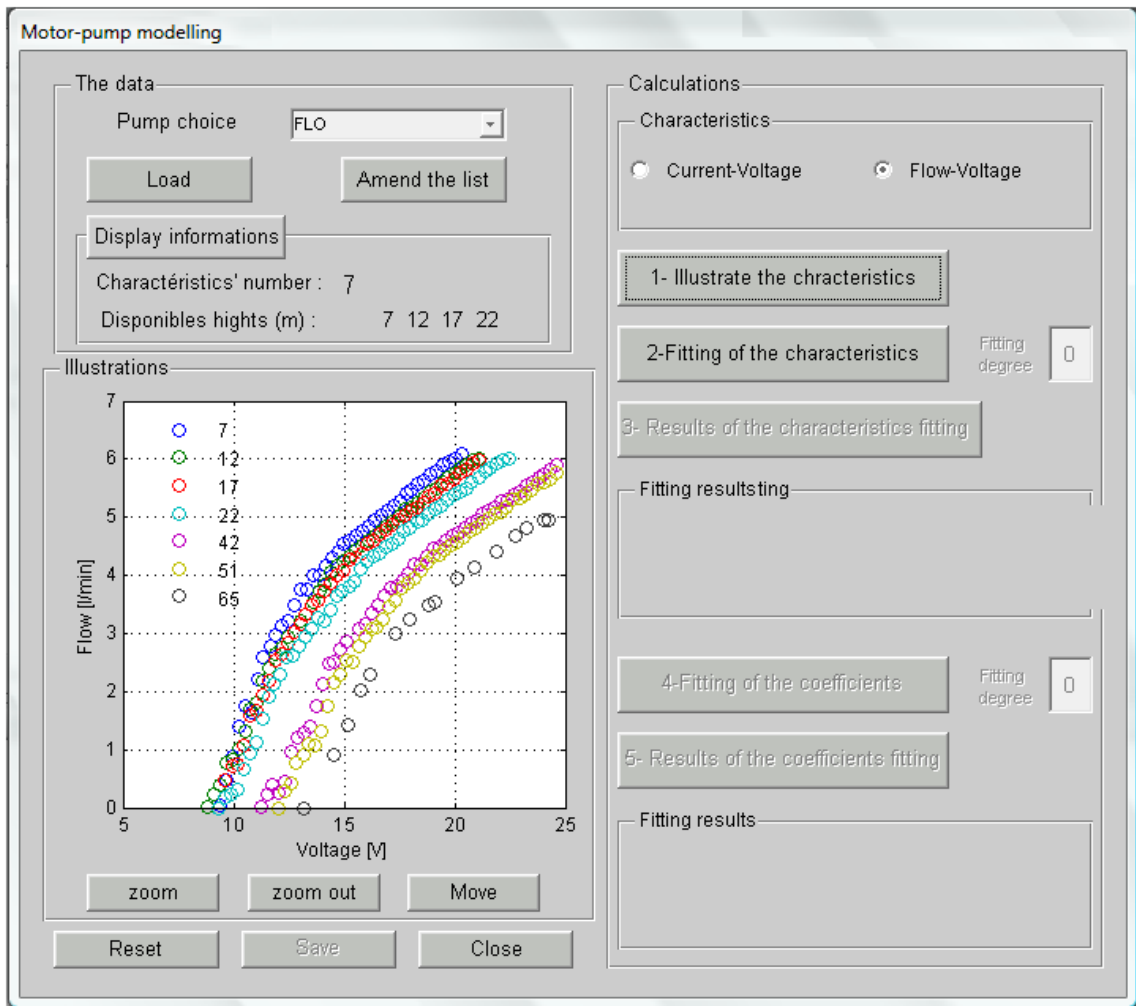


a) Modélisation des courbes I-V

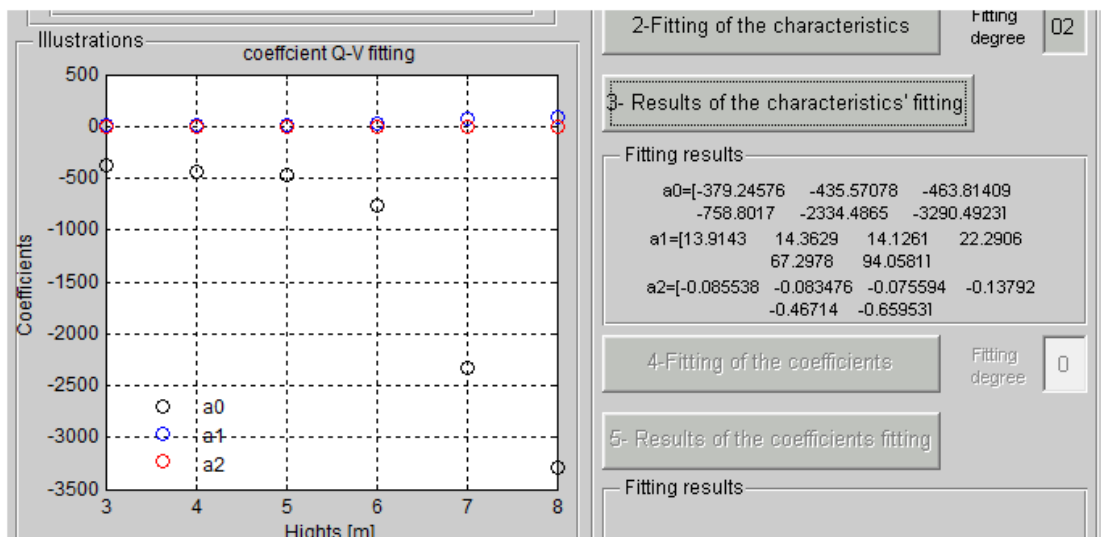
Figure 5.15 : Interface de modélisation de la motopompe: modélisation des caractéristiques courant-tension. a) et b).

Les Figure 5.15 et 5.16 illustrent les boîtes les plus importantes de dialogue de ce bloc, l'interface de modélisation, qui permet le choix de la pompe, l'affichage des propriétés (caractéristiques mesurées) de la base de données, l'illustration des courbes courant-tension et du débit-tension et leur exploitation pour la modélisation du sous-système moteur-pompe [92].

Nous pouvons aussi voir les résultats de leur modélisation avec les valeurs des coefficients de leur montage respectif, et pour les caractéristiques IV et QV.



a) Courbes Q-V mesurées.



b) Courbes Q-V modélisées

Figure 5.16 : Interface de modélisation de la motopompe :Modélisation du débit-tension. a) et b).

5. 5 Conclusion

Le travail présente un nouvel outil mis en œuvre sous Matlab en utilisant plusieurs modèles utilisés actuellement. Il est dédié pour la modélisation et la simulation des systèmes de pompages photovoltaïques. Cet outil estime les composantes directes et diffuses de l'irradiation horizontale à partir des valeurs quotidiennes, de l'irradiation directe et diffuse horaire de l'irradiation globale horaire ainsi que de l'irradiation sur les surfaces inclinées.

Cette interface graphique peut être utilisée par des chercheurs, des étudiants et des concepteurs travaillant sur des systèmes solaires et des concepteurs de projets. L'outil présenté est caractérisé par une interface utilisateur graphique conviviale qui offre à son utilisateur le choix entre l'utilisation de modèles préenregistrés et le développement d'un nouveau modèle pour le site souhaité. Cette application présente une base de données expérimentale pour différents sites Algériens.

Cette application permet la modélisation du système photovoltaïque de pompage de l'eau. L'étude et l'analyse a été élaboré et présenté. La principale caractéristique de cette application est qu'elle réponde à la configuration d'un système personnalisé ; ce qui permet le choix des conditions de travail, du modèle et de la taille du générateur photovoltaïque.

CONCLUSIONS GENERALES

Le banc d'essais du CDER nous a permis de modéliser et de caractériser les différentes motopompes pour l'utilisation sur différents sites. Et comme le Haut-Commissariat algérien pour le développement de la Steppe (HCDS) a prévu de placer dans chaque zone de 1500 hectares un point d'eau. Le CDER a participé à ce programme en installant 200 pompes pour la consommation d'eau et l'irrigation, fonctionnant avec des modules PV solaires. Il y a actuellement un point d'eau pour une superficie d'environ 20 000 hectares.

Les systèmes de pompage PV se présentent comme une solution idéale pour l'alimentation en eau pour les zones isolées, pauvres et avec de faibles taux de populations. Ces systèmes ont démontré être particulièrement intéressants pour leurs installations dans beaucoup de régions en Algérie.

Le banc d'essais se compose d'un puits d'eau, d'un réservoir d'eau-air avec une pression régulée à travers un compresseur d'air. Les mesures et la régulation ont été obtenues par différents composants tels que les débitmètres, les capteurs de pression, la régulation et l'électro vanne. Les données requises sont surveillées, mesurées et enregistrées à l'aide d'un enregistreur de données Agilent 34970A. Les données collectées ont été analysées et testées par un ordinateur via un bus GPIB.

Pour la modélisation du système PV, nous avons étudié et validé différents modèles de l'irradiation solaire en se basant sur les données d'une base existante au CDER. De même, nous avons étudié la validité du modèle de la caractéristique Courant-Tension du générateur PV pour différents éclaircissements et différentes températures. Nous avons présenté une méthode pour assurer la translation des

courbes (I-V) de certaines conditions d'éclairement et de température à d'autres conditions d'éclairement et de température, qui a donné de bons résultats.

Vu que la température du générateur PV est une donnée importante dans la modélisation, nous avons présenté à cet effet une méthode d'estimation de cette dernière, en fonction de la température ambiante, de l'éclairement solaire et de la température de fonctionnement nominal de la cellule NOCT.

Dans le présent travail, deux pompes centrifuges CP et deux pompes à déplacement positif DP, avec moteurs à courant continu sans stockage électrochimique, ont été étudiées et caractérisées. Quatre configurations du système PV ont été utilisées pour alimenter les deux pompes CP et les deux pompes DP, afin de calculer les performances électriques et hydrauliques. Les données surveillées nous ont permis de simuler et de modéliser les quatre motopompes pour différentes hauteurs.

Nous notons que les modèles des motopompes améliorés développés nous ont permis d'obtenir le comportement opérationnel et les caractéristiques des motopompes, et d'obtenir le point de fonctionnement du système de pompage PV et le débit. Ces modèles étaient basés sur les données expérimentales de quatre pompes PV différentes. Le modèle amélioré devrait pouvoir prédire le débit de toute combinaison du courant, de la tension et de la hauteur. Les résultats sont prometteurs et il existe une bonne corrélation entre les valeurs modélisées et les valeurs expérimentales.

Pour la précision des modèles, les résultats expérimentaux ont été comparés avec ceux calculés. L'étude globale a montré des erreurs minimales pour les différents moteurs- pompes pour différentes hauteurs.

Un nouvel outil informatique mis en œuvre sous Matlab, cet outil a été développé et présenté. Il est dédié pour la modélisation et la simulation des systèmes solaires PV. Cet outil estime les composantes directes et diffuses de l'irradiation

horizontale à partir des valeurs quotidiennes, de l'irradiation directe et diffuse horaire de l'irradiation globale ainsi que de l'irradiation sur les surfaces inclinées. Il nous permet de modéliser le générateur PV et les différentes motopompes en comparant les données calculées et les données expérimentales obtenues au niveau du banc d'essais du CDER. Tout en validant la modélisation en utilisant les indicateurs statiques.

L'outil présenté est caractérisé par une interface utilisateur graphique conviviale qui offre à son utilisateur le choix entre l'utilisation de modèles préenregistrés ou le développement de nouveaux modèles. Une base de données expérimentale pour différents sites a été utilisée pour démontrer la simplicité et l'efficacité de cette application.

La principale caractéristique de ce programme est le fait qu'il réponde à la configuration d'un système personnalisé , ce qui permet , le choix du profil des conditions de travail , le modèle et la taille du générateur photovoltaïque , la modélisation et l'étude du sous-système moteur - pompe . Cet outil peut être utilisé pour l'étude du système et la conception du projet.

En perspective à ce travail, nous allons enrichir la base de données des différents composants du système de pompage PV.

REFERENCES

1. Cours_pvf – RetScreen, “Analyse des projets d’installations photovoltaïques ” .pdf. (2012).
2. Chapitre, “Introduction à l’analyse de projets d’énergies renouvelables” – M39-112-2005F.pdf. ISBN : 0-662-78865-6. Ministère des Ressources Naturelles Canada, (2006).
3. Chapitre, “Introduction à l’analyse de projets d’énergies renouvelables” – M39-112,(2005).
4. Pierre Petit. “Optimisation du transfert d’énergie dans les systèmes photovoltaïques”. Thèse de Doctorat, Université de Metz, laboratoire LMOPS, spécialité Systèmes photoniques, juillet (2011).
5. A. Hadj Arab. “Modélisation et simulation d’un système photovoltaïque de faible puissance”. Thèse de Magister. HCR, (1989).
6. F.M. White. “Mécanique des fluides”. Mc Graw-Hill, (1979).
7. M. Alonso et F. Chenlo. “Evaluation des équipements de pompage pour des applications agricoles alimentés avec de l’énergie solaire photovoltaïque”. CIEMAT, Espagne, (1994).
8. E. Lorenzo. “Solar electricity. Proceedings of the Conference of Engineering of Photovoltaic Systems”. Progensa. Spain, (1994).
9. Hubert Bonneviot, Michel Courillon, Yves Maigne. “Systèmes solaires, adduction d’eau potable avec pompe photovoltaïque pratique et recommandations de conception et d’installation”. ISBN : 2-913620-33-7. ADEME, (2014).
10. Présentation de réservoir, “Energies Renouvelables et Environnement”. [http://hmf.enseeiht.fr/travaux/bei/beiere/content/2012-g03/chapitre1-presentation-de-reservoir-0.-05-21-\(2017\).](http://hmf.enseeiht.fr/travaux/bei/beiere/content/2012-g03/chapitre1-presentation-de-reservoir-0.-05-21-(2017).)
11. FAO, “Les machines élévatoires”. Page web. <http://www.fao.org/docrep/010/>. Consulté en (2016).
12. Observ’ER, Observatoire des énergies Renouvelables, “La production d’électricité d’origine renouvelable dans le monde : Collection chiffres et statistiques ”, quinzième inventaire. Édition (2013).

13. IRENA, “Renewable capacity statistics”, International Renewable Energy Agency (IRENA), Abu Dhabi, (2017).
14. Agence Internationale de l’Energie IEA, “World Energy Outlook”. <https://www.iea.org/statistics/statisticssearch>, (2016).
15. X. Wang, “Les défis du nouveau plan de développement énergétique chinois (2016-2020) ”, Iddri Blog, 13-févr, (2017).
16. D. Y. Goswami, “Principles of Solar Engineering”; Taylor and Francis, third ed. (2015).
17. Ministère de l’Energie. “Programme Energies Nouvelles et Renouvelables”. Maitrise de l’Energie Algérie, Edition (2015).
18. Ministère de l’Energie, “Contribution de la direction des énergies nouvelles et renouvelables et de la maitrise de l’énergie-maj - energie-renouvelable”.pdf . (2016).
19. L. Zella et D. Smadhi, “L’eau : état des lieux des potentialités et des prélèvements ”, article revue. (2013).
20. PNUD. HDR_FR_Overview_Web.pdf 43 pages. http://hdr.undp.org/sites/default/files/HDR2016_FR_Overview_Web.pdf. (2016).
21. FAO, “L’état de l’insécurité alimentaire dans le monde”. A0750f00.pdf. (2006).
22. PNUE-PAM-Plan bleu, “programme des nations unies pour l’environnement plan d’action pour la méditerranée”. Préambule.doc - mts158.pdf, (2014).
23. Yang et all., “société du savoir et développement humain”. <https://www.researchgate.net/publication/267690810>, (2007).
24. Ministère des Ressources en Eau et de l’Environnement “Mobilisation-MREE”. <http://www.mree.gov.dz/eau/eau-potable/?lang=fr>, consulté en (2016).
25. L’Algérienne Des Eaux. <https://www.ade.dz/index.php/projets/projets-ade?start=5> consulté en, (2016).
26. “Agence de Bassin Hydrographique Sahara”, Online. Disponible : <http://www.abhs.dz/>, (2011).
27. “Agence du Bassin Hydrographique Sahara, ” Pour une gestion rationnelle et durable des ressources en eau au Sahara ”. Disponible : http://www.abhs.dz/php/fr/documents/Agence_bassin_hydr_sahara.pdf, (2013).

28. Ministère de l'Énergie et des Mines, "Potentiels Guide des Énergies Renouvelables". <http://www.mem-algeria.org/francais/index.php?page=potentiels>. Edition (2017).
29. Y. Bakelli, "Contribution à l'optimisation du dimensionnement d'un système de pompage photovoltaïque autonome", Doctorat, Université Hadj Lakhdar, Batna, (2012).
30. J. Dekker, M. Nthontho, S. Chowdhury, S.P. "Chowdhury Investigating the effects of solar modelling using different solar irradiation data sets and sources within South Africa". *Solar Energy* 86 2354–2365. (2012).
31. M. Iqbal. "An introduction to solar irradiation. Academic Press. Toronto, (1983).
32. E. Lorenzo. "Solar electricity. Proceedings of the Conference of Engineering of Photovoltaic Systems". Progensa. Spain, (1994).
33. M. Collares-Pereira et A. Rabl. "The average distribution of solar radiation. Correlations between diffuse and hemispherical and between daily and hourly insolation values". *Solar Energy*, 22 : pp.155-164, (1979).
34. F. Frutos, V. Ruiz et J. Gutierrez. "Correlation between the solar diffuse and global radiation for Madrid. *Revue Internationale d'Helio-technique* 1er semestre, pp.7-12, (1985).
35. M.H. Macagnan. "Caracterización de la radiación solar para aplicaciones fotovoltaicas en el caso de Madrid". Tesis Doctoral, E.T.S.I de Telecomunicación, Universidad Politécnica de Madrid, (1993).
36. B. Y. H. Liu and R. C. Jordan, "The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation", *Solar Energy*, vol. 4, no. 3, p. 1–19, Jul. (1960).
37. J. F. Orgill and K. G. T. Hollands, "Correlation equation for hourly diffuse radiation on a horizontal surface", *Solar Energy*, vol. 19, no. 4, p. 357–359, (1977).
38. D. G. Erbs, S. A. Klein, and J. A. Duffie, "Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation", *Solar Energy*, vol. 28, no. 4, p. 293–302, (1982).
39. J. W. Spencer, "A comparison of methods for estimating hourly diffuse solar radiation from global solar radiation", *Solar Energy*, vol. 29, no. 1, p. 19–32,

- (1982).
40. D. T. Reindl, W. A. Beckman, and J. A. Duffie, “Diffuse fraction correlations”, *Solar Energy*, vol. 45, no. 1, p. 1–7, (1990).
 41. A. De Miguel, J. Bilbao, R. Aguiar, H. Kambezidis, and E. Negro, « Diffuse solar irradiation model evaluation in the North Mediterranean Belt area”, *Solar Energy*, vol. 70, no. 2, p. 143–153, (2001).
 42. M.N.A. Hawlader, “Diffuse, global and extraterrestrial solar radiation for Singapore”, *International Journal of Ambient Energy*, vol. 5, p. 31–38, (1984).
 43. K. Ulgen and A. Hepbasli, “Diffuse solar radiation estimation models for Turkey’s big cities”, *Energy Conversion and Management*, vol. 50, no. 1, p. 149–156, Jan. (2009).
 44. E. D. Mehleri, P. L. Zervas, H. Sarimveis, J. A. Palyvos, and N. C. Markatos, “A new neural network model for evaluating the performance of various hourly slope irradiation models: Implementation for the region of Athens”, *Renewable Energy*, vol. 35, no. 7, p. 1357–1362, Jul. (2010).
 45. R.C. Temps et K.L. Coulson. “Solar radiation incident upon slopes of different orientations”. *Solar Energy*, 19 : pp.179-184. (1977).
 46. T.M. Klucher. “Evaluation of models to predict insolation on tilted surfaces”. *Solar Energy*, (1979).
 47. J.E. Hay et D.C. McKay. “Estimating solar irradiance on inclined surfaces. A review and assessment of methodologies”. *Int. Solar Energy*, 3: pp.203-240, (1985).
 48. R. Perez, R. Seals, P. Ineichen, R. Stewart et D. Menicucci. “A new simplified versión of the Perez diffuse irradiance model for tilted surfaces”. *Solar Energy*, 39: pp.221-231, (1987).
 49. M. Moner-Girona, “A New Scheme for Promotion of Renewable Energies in Developing Countries”, *European PV technology Platform*, Italy, (2008).
 50. D. Jacobs and Ansgar Kiene, “Renewable Energy Policies for Sustainable African Development”, *World Future Council*, April (2009).
 51. Jafar, M., “A model for small-scale photovoltaic solar water pumping”. *Renewable Energy* 19, 85–90. (2000).
 52. Al-Smairan, M., “Application of photovoltaic array for pumping water as an alternative to diesel engines in Jordan Badia, Tall Hassan station: case

- study". *Renew. Sustain. Energy Rev.* 16 (7), 4500–4507, (2012).
53. Purohit, P., "Financial evaluation of renewable energy technologies for irrigation water pumping in India". *Energy Policy* 35, 3134–3144, (2007).
 54. A. G. Bayrakçı et G. Koçar, "Utilization of renewable energies in Turkey's agriculture", *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 16, no 1, p. 618- 633, janv. (2012).
 55. Dunlop, P.J. "Analysis and design optimization of photovoltaic water pumping systems". In: 20th IEEE photovoltaic specialists' conference 2, 1182–1187, (1988).
 56. Silveira, L.C.J., Pereira, A.H., Moreira, A.B., Schmidlin, C.R., Jr., Carvalho, P.C.M., Cavalcante Neto, T.N., "Study of technical and financial viability of PV powered water-pumping systems in the Federal University of Ceará". In: *Transmission and Distribution Conference and Exposition, Latin America*, pp.366–370, (2004).
 57. Jaehnig, D., Klein, S.A., Beckman, W.A., "Experimental validation of photovoltaic water pumping models". In: *International Solar Energy Conf.* <http://sel.me.wisc.edu/publications-conference.shtml>, (1998).
 58. Kou, Q., Klein, S.A., Beckman, W.A., "A method for estimating the long-term performance of direct-coupled PV pumping systems". *Sol. Energy* 64, 33–40.20, (1999).
 59. Koner, P.K., "Optimization techniques for photovoltaic power pumping". *Renewable Energy* 6 (1), 53–62, (1998).
 60. Ghoneim, A., "Design optimisation of the photovoltaic powered water pumping systems". *Energy Convers. Manage.* 47 (11–12), 1449–1463, (2006).
 61. Akbaba, M., Qamber, I., Kamal, A., "Matching of separately excited DC motors to photovoltaic generators for maximum power output". *Sol. Energy* 63 (6), 375–385, (1998).
 62. Y. Bakelli, A. Hadj Arab and B. Azoui, "Optimal sizing of photovoltaic pumping system with water tank storage using LPSP concept", *Solar Energy*, vol. 85, pp. 288–294, (2011).
 63. Badescu, V., "Time dependent model of a complex PV water pumping system". *Renewable Energy* 28 (4), 543–560, (2003).

64. Posovski, R., "Photovoltaic water pumping, an attractive tool for rural drinking water supply". *Sol. Energy* 58, 155–163, (1996).
65. Mahmoud, E., El Nather, H., "Renewable energy and sustainable developments in Egypt: photovoltaic water pumping in remote areas". *Appl. Energy* 74, 141–147, (2003).
66. Meah, K., Ula, S., Barrett, S., "Solar photovoltaic water pumping—opportunities and challenges". *Renew. Sustain. Energy Rev.* 12 (4), 1162–1175, (2008).
67. "L'irrigation en Afrique en chiffres – Enquête AQUASTAT <http://www.fao.org/nr/water/aquastat/countries_regions/algeria/printfra1.stm> (2005).
68. Maafi, A., "A survey on PV activities in Algeria. *Renewable Energy* 20, 9–17, (2000).
69. Portail Algérien des Energies Renouvelables. "Au Coeur des zones steppiques deTlemcen à Naâma". <<http://portail.cder.dz/spip.php?article3909>> accessed 10.09. (2015).
70. "Près de 2000 Kits solaires". [http://portail.cder.dz/spip.php? Article4143](http://portail.cder.dz/spip.php?Article4143). (2014).
71. Labouret, A., Viloz, M. "Energie solaire photovoltaïque. 3rd ed. Dunod 3. (2006).
72. A. Hadj Arab, M. Benghanemb and F. Chenlo, "Motor-pump system modelization", *Renewable Energy*, vol. 31, pp. 905–913, (2006).
73. Akbaba, M. "Matching three-phase AC loads to PVG for maximum power transfer using an enhanced version of the Akbaba model and double step-up converter". *Sol. Energy* 75, 17–25, (2003).
74. Amrouche, B., Guessoum, A., Belhamel, M. "A simple behavioural model for solar module electric characteristics based on the first order system step response for MPPT study and comparison". *Appl. Energy* 91, 395–404, (2012).
75. Boke, Ulrich, "A simple model of photovoltaic module electric characteristics". In: *Proceedings of the European Conference on Power Electron*, pp. 1–8, (2007).
76. Celik, A.N., Acikgoz, N., "Modelling and experimental verification of the

- operating current of mono-crystalline photovoltaic modules using four- and five-parameter models”. *Appl. Energy* 84, 1–15, (2007).
77. De Soto, W., Klein, S.A., Beckman, W.A., “Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance”. *Sol. Energy* 80, 78–88, (2006).
 78. A. Djoudi Gherbi, A. Hadj Arab and H. Salhi, “Improvement and validation of PV motor-pump model for PV pumping system performance analysis”, *Solar Energy*, vol. 144, pp. 310–320, (2017).
 79. M. Buresh. ”Photovoltaic Energy System Design and Installation”. De. Graw Hill, (1983).
 80. F. Chenlo, F. Fabero et M.C. Alonso. “A comparative study between indoor and outdoor measurements”. Informe final de proyecto. Testing, Norms, Reliability and Harmonisation. Joule II Contract N. JOU2-CT92-0178, (1995).
 81. M. Iqbal. “An introduction to solar irradiation”. Academic Press. Toronto, (1983).
 82. A. Hamidat, B. Benyoucef; “Mathematic models of photovoltaic motor-pump systems”. *Renewable Energy*, vol. 33, pp. 933–942, (2008).
 83. Posovski, R., “Photovoltaic water pumping, an attractive tool for rural drinking water supply”. *Sol. Energy* 58, 155–163, (1996).
 84. A. Boutelhig, Amar Hadj Arab, Salah Hanini. “New approach to exploit optimally the PV array output energy by maximizing the discharge rate of a directly-coupled photovoltaic water pumping system (DC/PVPS) ”. *Energy Conversion and Management* 111 375–390, (2016).
 85. Djoudi Gherbi, A., “Dimensionnement De Systèmes De Pompage Photovoltaïque”. Université Saad Dahleb de Blida, Algeria. thèse de magister, (2003).
 86. Giles, R.V., “Mécanique Des Fluides Et Hydraulique”. Schaum-Mcgraw-Hill, México, (1970).
 87. Silvestre, P., “Fundamentos De Hidráulica General”. Limusa, México, (1983).
 88. Akila Gherbi Djoudi, Amar Hadj Arab, Yahya Bakelli, Omar Hazil, Hacen Salhi. “Une interface utilisateur graphique pour l'évaluation de modèles sélectionnés pour la simulation et la modélisation de l'irradiation solaire sur des surfaces horizontales et inclinées”. 3ème Conférence Internationale des Energies Renouvelables (CIER-2015), pp. 1–5. Sousse, Tunis, 21-23.

December (2015).

89. Gherbi Djoudi Akila, Hadj Arab Amar, Amrouche Badia, “Modelling of the photovoltaic system using the present state simulation models”, International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC'13), Ouarzazat, Maroc 07-09 March (2013).
90. A. Djoudi Gherbi, Y. Bakelli, O. Hazil, B. Taghezouit and A. Hadj Arab “Photovoltaic Water Pumping Systems an Attractive Tool for Rural Drinking Water Supply for Algerian Remote Area" presented at 11th SDEWES Conference on Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems. Lisbon, Portugal, 4 – 9. September (2016).
91. Akila Djoudi Gherbi, Badia Amrouche, Amar Hadj Arab, Hacem Salhi, “Motor-Pump Subsystem’s Modelling Tool for Photovoltaic Pumping System Study, Design and Analysis” Conference Internationale des Energies Renouvelables (CIER'13), Sousse, Tunisie, 15-17 Décembre, (2013).