

UNIVERSITÉ KASDI MERBAH- OUARGLA

Faculté Des Sciences Appliquées

Département De Génie Electrique



THÈSE

Présentée en vue de l'obtention du **diplôme de DOCTORAT LMD**

En : Electrotechnique

Spécialité : Electrotechnique

Par : REHOUMA Youssef

Sujet

**Etude, Développement et Expérimentation d'un
Système Autonome Photovoltaïque pour Applications
Agricoles**

Soutenue publiquement, le 10/03/2024, devant le jury composé de :

Mr. KAFI Mohamed Redouane	Prof à l'UKM Ouargla	Président
Mr. ROUABAH Boubakeur	MCA à l'UKM Ouargla	Directeur de thèse
Mr. HAMIDA Mohamed Assad	MCA à l'UKM Ouargla	Co-directeur de thèse
Mr. BENLARABI Bilal	MCA à l'UKM Ouargla	Examineur
Mr. MAHBOUB Mohamed Abdelbasset	MCA à l'UKM Ouargla	Examineur
Mr. LAMOUCHE Zakaria	MCA à L'Université d'El Oued	Examineur

Dedication

Je souhaite dédier cette thèse à

À mon père, dont l'exemple de travail acharné, de persévérance et d'intégrité a été une source d'inspiration constante. Merci pour ton amour inconditionnel et ton soutien indéfectible.

À ma mère, dont la patience infinie, le dévouement et les encouragements m'ont guidé tout au long de ce parcours académique. Ton amour est ma force.

À mon frère, compagnon de vie et confident, qui a partagé les joies et les défis de ce chemin. Tes conseils avisés ont été précieux.

À ma femme, ma complice et ma source constante de motivation. Ton amour et ton soutien ont illuminé chaque étape de cette thèse.

À mes amis, qui ont rendu cette aventure encore plus mémorable. Vos rires, votre compréhension et votre amitié ont enrichi ma vie.

À tous ceux qui ont contribué, de près ou de loin, à ce travail, je vous exprime ma gratitude sincère. Ce travail est dédié à tous ceux qui ont été une partie essentielle de mon parcours.

Merci pour tout.

Remerciement

Je tiens à exprimer ma profonde gratitude à mon directeur de thèse, le Dr. ROUABAH Boubakeur, pour son encadrement attentif, ses conseils éclairés et sa patience infailible. Sa direction a été cruciale dans la réussite de ce travail de recherche.

Un merci spécial à mon co-encadreur, le Dr. HAMIDA Mohamed Assad, pour son soutien constant, ses précieux commentaires et son engagement envers l'avancement de ce projet.

Je tiens à remercier sincèrement le président du jury, le Dr.KAFI Mohamed Redouane, ainsi que les membres du jury, le Dr. BENLARABI Bilal, le Dr.MAHBOUB Mohamed Abdelbasset, le Dr.LAMOUCHE Zakaria , pour avoir pris le temps d'évaluer ce travail et pour leurs commentaires constructifs.

Mes remerciements vont également à mes collègues, TAIBI Djamel, HENNA Hicham, DANOUNE Mohammed Bilal, GOUGUI Abdelmoumen, KEMERCHOU Imad, GASMI ELhadi, pour leur collaboration, leurs échanges fructueux et leur amitié qui ont contribué à rendre cette expérience plus enrichissante.

Je souhaite exprimer ma reconnaissance envers tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de cette thèse, en particulier à ma famille, mes amis et mes proches, pour leur soutien indéfectible.

Enfin, un grand merci à tous les enseignants, chercheurs et personnes qui ont partagé leurs connaissances et expériences, contribuant ainsi à l'enrichissement de cette recherche.

Merci à tous pour votre précieuse contribution à la réussite de ce projet.

ملخص

في هذا العمل، قدمنا واحدة من التطبيقات المثيرة للاهتمام للطاقة الشمسية، وهي ضخ المياه، والتي تستخدم حالياً على نطاق واسع، خاصة في المناطق النائية. هذا العمل مصمم خصيصاً لولاية الوادي، بهدف تنفيذ نظام ضخ شمسي. تحتوي هذه المنطقة على العديد من المناطق النائية مع توزيع كهربائي محدود، بينما تمتلك موارد هائلة من المياه الجوفية وإمكانات كبيرة في مجال الطاقة الشمسية. يتبع دراسة وتدريب النظام الكهربائي للنظام التحليلي محاكاة النظام تتيح تصميمياً يعتمد على الأداء يومياً وشهرياً. العمل الذي قدم في هذه الرسالة يركز على دراسة نظام ضخ تتبع الشمس. يتم دراسة تحكم سرعة النظام لحالة ربط نظام الطاقة الشمسية مع محرك تيار مباشر من خلال تتبع أقصى نقطة قدرة (شخصية)، ثم من خلال محرك تيار متردد عن طريق التحكم التنبؤي في العزم (ص.ر). ومن أجل التحقق من إمكانية تنفيذ هذا النظام، يتم إجراء دراسة تقنية اقتصادية تليها تصميم لحالة دراسية (ولاية الوادي) أيضاً. ولتحقيق النتائج المتوقعة، يتم اختيار المحرك المستخدم وفقاً لنطاق القدرة الموحد المستخدم في مزرعة ضخ المياه.

الكلمات المفتاحية: قيادة كهربائية، طاقة شمسية، تتبع أقصى نقطة للطاقة، التحكم في عزم الدوران التنبؤي، ضخ المياه، اقتصاديات تقنية.

Abstract

In this work, we presented one of the interesting applications of solar energy, which is water pumping and is currently widely used, especially in remote areas. This work is specifically designed for the El Oued province, aiming to implement a solar pumping system. This region has many isolated areas with limited electrical distribution, while having significant groundwater resources and considerable solar energy potential. The electrical study and training of the analytical system are followed by a system simulation allowing a performance-based design on daily and monthly scales. The work presented in this thesis focuses on the study of a sun-tracking pumping system. The system speed control is studied for the case of coupling the photovoltaic system with a DC motor through Maximum Power Point Tracking (MPPT), and then with an AC motor through Torque Predictive Control (PTC). To verify the feasibility of implementing this system, a techno-economic study followed by sizing for a case study (El Oued province) is also conducted. To achieve the expected results, the motor used is chosen according to the standardized power range used in the water pumping farm.

Keywords: Electrical drive, Photovoltaic, Water pumping, MPPT, PTC, Techno-Economic.

Résumé

Dans ce travail, on a présenté l'une des applications intéressantes de l'énergie solaire, qui est le pompage d'eau et qui est actuellement très utilisée, surtout dans les zones éloignées. Ce travail est spécifiquement conçu pour la wilaya d'El Oued, visant à mettre en œuvre un système de pompage solaire. Cette région compte de nombreuses zones isolées avec une distribution électrique limitée, tout en disposant d'importantes ressources en eaux souterraines et d'un potentiel considérable en énergie solaire. L'étude et l'entraînement électrique du système analytique sont suivis d'une simulation du système permettant une conception basée sur les performances quotidiennes et mensuelles. Le travail présenté dans cette thèse porte sur l'étude d'un système de pompage au fil du soleil. L'entraînement de la vitesse du système est étudié pour le cas du couplage du système photovoltaïque avec un moteur DC à travers MPPT, puis par un moteur AC par contrôle prédictif torique (PTC). Afin de vérifier la faisabilité de la réalisation de ce système, une étude technico-économique suivie d'un dimensionnement pour un cas d'étude (la wilaya d'El Oued) est également réalisée. Pour aboutir aux résultats escomptés, le moteur utilisé est choisi selon la gamme normalisée des puissances utilisées dans la ferme de pompage d'eau.

Clée : Entraînement électrique, Photovoltaïque, MPPT, PTC, fil du soleil, Pompage de l'eau, Techno-Économique.

Table des matières

Table des figures	i
Liste des tableaux	iv
Introduction Générale	1
1 Système de pompage solaire : état de l'art et défis actuels	4
1.1 Introduction	4
1.2 Énergie renouvelable et solaire	5
1.3 Production de l'électricité d'origine renouvelable	6
1.3.1 Distribution du rayonnement solaire à la surface de la planète	7
1.3.2 Distribution du gisement solaire en Algérie	9
1.4 Accès à une source d'électricité et à l'eau dans les zones rurales d'Afrique subsaharienne	10
1.5 Besoin des pompes solaires	11
1.6 Système de pompage d'eau solaire photovoltaïque	12
1.6.1 Pompage avec stockage électrique (batterie)	13
1.6.2 Pompage au fils de soleil	14
1.7 Système d'irrigation	16
1.7.1 Irrigation par aspersion	16
1.7.2 Irrigation goutte-à-goutte	16
1.7.3 Irrigation par sous-surface	17
1.7.4 Irrigation par pivot central	17
1.7.5 Irrigation par subirrigation	17
1.8 Système panneau PV	19
1.8.1 Effet photovoltaïque	19
1.8.2 Technologies de cellules PV	20
1.8.3 Effet d'ombrage partiel	22

1.8.4	Caractéristique de cellule solaire	23
1.9	Convertisseur de puissance	24
1.10	Défis actuels	25
1.11	Conclusion	26
2	Modélisation du système photovoltaïque et application avec une pompe à moteur DC	28
2.1	Introduction	28
2.2	Modélisation d'un Générateur photovoltaïque	29
2.2.1	Modèle à seule diode	29
2.2.2	Modèle à double diode	30
2.2.3	Modèles d'estimation des paramètres des cellules photovoltaïques par différentes techniques	31
2.2.4	Caractérisation expérimentale du PV	32
2.2.5	Formulation du problème de la méthode	33
2.2.6	Résultats et analyse de l'expérience d'extraction des paramètres du modèle PV	34
2.3	Application d'un système photovoltaïque autonome	35
2.4	Modélisation d'un système de pompage solaire avec Proteus	38
2.4.1	Modèle de pompe à moteur à courant continu	39
2.4.2	Pompe centrifuge	39
2.4.3	Modélisation d'un générateur PV sous Proteus	41
2.5	Optimisation d'un système PV avec moteur à courant continu	43
2.5.1	Importance de mettre en œuvre la commande MPPT.	43
2.5.2	Méthode conventionnelle de MPPT P&O	44
2.5.3	Méthode Perturbe et Observe (P&O) proposée	45
2.6	Application d'un système de pompage photovoltaïque autonome sous Proteus	46
2.6.1	Approche proposée	46
2.6.2	Interfaçage d'Arduino Mega2560 avec MATLAB/Simulink	47
2.6.3	Contrôleur PI	48
2.7	Résultats et analyses du système PV à moteur DC	49
2.7.1	Comparaison entre la Méthode Proposée et la Méthode Conventionnelle de MPPT (P&O)	49
2.7.2	Profil de rayonnement solaire variable et température constante	51
2.7.3	Profil de température variable et rayonnement solaire constant	51
2.7.4	Discussion et statistiques	51
2.8	Conclusion	54

3	Modélisation du système pompage solaire à courant alternatif AC	56
3.1	Introduction	56
3.2	Conception et modélisation du système	56
3.2.1	Système de pompage solaire conventionnel avec un moteur à courant alternatif	57
3.2.2	Système de pompage à courant alternatif proposé	57
3.3	Modèle de générateur photovoltaïque	58
3.3.1	Convertiseur élévateur	59
3.3.2	Onduleur	61
3.3.3	Modélisation et dynamique d'un moteur asynchrone	64
3.3.4	Stratégie des contrôleurs pour le système proposé	65
3.3.5	Conception des contrôleurs de MPPT	66
3.3.6	Exigences générales pour le contrôle de l'onduleur	67
3.3.7	Contrôle prédictif de couple (PTC)	68
3.4	Simulation et discussions	72
3.5	Étude comparative	76
3.6	Conclusion	78
4	Conception et Analyse Techno-Économique d'un Système de Pompage Photovoltaïque	81
4.1	Introduction	81
4.2	Traits géographiques de l'étude de cas	82
4.3	Description du projet d'étude	82
4.4	Moyennes climatiques annuelles pour la région d'El Oued	84
4.5	Description du logiciel PVsyst	85
4.6	Dimensionnement de cas d'étude	86
4.6.1	Orientation de champs PV	87
4.6.2	Puissance hydraulique de pompage	89
4.6.3	Choix de Model de la Pompe	91
4.6.4	Dimensionnement des panneaux Photovoltaïque (PV)	91
4.6.5	Choix de l'onduleur	93
4.6.6	Stockage d'eau	94
4.6.7	Ombrages lointains	94
4.7	Rapport de simulation	95
4.8	Diagramme des pertes	98
4.9	Évaluation des performances	100
4.10	Conclusion	101

Conclusion Générale	102
Bibliographie	106

Table des figures

1.1	Prévision des capacités cumulées de l'énergie solaire photovoltaïque par région dans le monde d'ici 2050 [11].	5
1.2	Programme national de production ER à 2030 en Algérie [14].	6
1.3	Rayonnement solaire global et ses composants	8
1.4	Mouvement de la Terre autour du Soleil	8
1.5	Diagramme de la géométrie de capture solaire	9
1.6	Irradiation horizontale globale en Algérie par kW/m ² [21].	10
1.7	Part de la population ayant accès à l'eau en afrique,2022 [24]	10
1.8	Part de la population ayant accès à l'électricité en afrique,2022 [26]	11
1.9	Catégories de pompes	13
1.10	Principe de pompage avec stockage électrique batterie.	14
1.11	Schéma principale de système pompage autonome au fils de soleil.	15
1.12	Système de pompage d'eau photovoltaïque à moteur AC.	16
1.13	Diverses méthodes d'approvisionnement en eau pour les cultures agricoles.	18
1.14	Structure des cellules solaires..	19
1.15	Principales technologies PV industrialisées.	21
1.16	Cellule solaire vers le système pv.	22
1.17	Montage de panneau avec diodes anti-retour et MPPT.	22
1.18	Caractrisitique I_{pv} - V_{pv} de cellule	24
2.1	Circuit équivalent d'un modèle à une seule diode	30
2.2	Schéma équivalent d'un modèle à double diode.	30
2.3	Test manuel de caractérisation $I_{pv} - V_{pv}$	33
2.4	Prototype expérimental de courbe $I_{pv} - V_{pv}$	33
2.5	Principal d'identité les paramètres inconnus du modèle PV	34
2.6	Résultats d'identification de l'algorithme IJAYA	36
2.7	Banc d'essai du système PV autonome.	37
2.8	Data Envirement	37

2.9	Profil de puissance.	38
2.10	Schéma simplifié du système global de pompage à moteur DC.	38
2.11	Modèle de moteur DC.	39
2.12	Pompe centrifuge sous Proteus.	40
2.13	Modèle de panneau photovoltaïque (circuit équivalent) sous Proteus [71].	41
2.14	Caractérisation P_{pv} - V_{pv} du module sous Proteus.	42
2.15	Recherche du PPM à l'aide de la méthode (P&O).	45
2.16	Organigrammes de la méthode P&O conventionnelle.	45
2.17	Organigrammes de la méthode P& O conventionnelle.	46
2.18	Structure de l'unité de contrôle basée sur Arduino.	47
2.19	Blocs du package Arduino dans MATLAB/Simulink.	48
2.20	Comparaison de la puissance de sortie entre FSS-P&O et VSS-P&O.	49
2.21	Résultats simulés pour une température constante et une irradiation variable.	52
2.22	Résultats pour $0,8 \text{ kW/m}^2$ avec une température variable en utilisant le contrôleur VSS - P&O MPPT.	53
3.1	Système de pompage alimenté par PV à deux étages	57
3.2	Système de pompage alimenté par PV à seul étage	58
3.3	Caractéristiques du champ PV ($V_{pv} - P_{pv}$) et ($V_{pv} - I_{pv}$) à une température de 25et à différentes intensités d'irradiation.	59
3.4	Caractéristiques du champ PV ($V_{pv} - P_{pv}$) et ($V_{pv} - I_{pv}$) à une irradiationde $1KW/m^2$ et à différentes températures.	60
3.5	Circuit convertisseur élévateur.	60
3.6	Onduleur alimente le moteur asynchrone	62
3.7	Vecteurs d'espace de tension de l'onduleur à deux niveaux [82].	64
3.8	Schéma global du système de pompage d'eau proposé.	66
3.9	Algorithme de (MPPT) basé sur la méthode (P&O) proposée.	68
3.10	Schéma de contrôle PTC proposé.	69
3.11	Diagramme de flux du Contrôle Prédictif de Couple (PTC) dans un moteur asynchrone.	71
3.12	Profils environnementaux	73
3.13	Sorties du système photovoltaïque	73
3.14	Tension Van alimentée au MAS pour la méthode à seule étage.	74
3.15	(a) Couple électromagnétique, (b) Couple de charge.	74
3.16	(a) Vitesse de rotation, (b) Puissance mécanique.	75
3.17	Profils environnementaux réels : (a) Irradiation, (b) Température.	75
3.18	(a) Puissance , (b) Vitesse de moteur	76

3.19	Niveaux de pertes d'énergie électrique Pa, énergie mécanique Pb.	78
3.20	Efficacité des convertisseurs.	78
4.1	Situation El Oued sous google Maps	82
4.2	Emplacement du projet :(a) Serre plastique exterieur ,(b) serre plastique interieur ,(c)irrigation goutte à goutte,(b)Pompe d'instalation.	84
4.3	Variation de la température et du rayonnement solaire mensuelle sur notre site	85
4.4	Interface de logiciel PVsyst	86
4.5	Orientation de champs PV	87
4.6	Fichier technique de la pompe	91
4.7	Depit en fonction de Puissance	92
4.8	Efficacite globale en fonction de puissance	92
4.9	Choix de champs PV	93
4.10	Caractéristiques de l'onduleur MPPT	94
4.11	Diagramme de la trajectoire du soleil	95
4.12	Analyse des Paramètres de la Simulation	96
4.13	Synthèse des Conclusions Principales	98
4.14	Graphique des pertes sur toute l'année	99
4.15	Evaluation économique	101
.16	Pseudo-code de PSO	A
.17	Test exprimentale	B
.18	Short title of the figure	B
.19	Simulation d'onduleur	C
.20	Short title of the figure	C
.21	Short title of the figure	D
.22	Fiche technique panneau solaire	E
.23	Interface de logiciel Meteonorm 8	F

Liste des tableaux

1.1	Différentes technologies de cellules photovoltaïques.	20
2.1	Paramètres du module PV identifiés à l'aide de deux algorithmes.	35
2.2	Paramètres d'une pompe à moteur DC	40
2.3	Données techniques du panneau photovoltaïque de 240 W.	42
2.4	Comparison between P&O fixed & variable step-size techniques for 0.05s.	50
2.5	Comparaison avec différentes techniques MPPT.	54
3.1	Fiche technique du panneau solaire SolarWorld SW250 Mono.	59
3.2	Synthèse des états de commutation et du vecteur des tensions.	63
3.3	Paramètres d'un moteur asynchrone.	66
3.4	Différences principales entre notre proposition (PTC) et les autres méthodes, à savoir FOC et DTC [82, 88, 89]	70
3.5	Dimensions des paramètres du système proposé.	72
3.6	Changements survenant dans différents paramètres sous les variations d'irradiation	77
3.7	Comparaison des Étages classiques et des méthodes proposées	80
4.1	Température moyenne maximale et minimale ,Énergie solaire à El Oued tout au long de l'année.	85
4.2	Besoin journaliers moyens l'eau pour l'agricole de tomate à El oued	89

Introduction Générale

Ces dernières années, le secteur agricole s'est de plus en plus tourné vers des solutions durables pour atténuer l'impact environnemental et améliorer l'efficacité. L'une de ces innovations qui prend de l'ampleur est la technologie de pompage solaire. Les systèmes de pompage solaire exploitent l'énergie solaire pour alimenter les pompes à eau, offrant ainsi une alternative durable aux pompes traditionnelles au diesel ou alimentées par le réseau électrique. Les systèmes de pompage solaire permettent aux agriculteurs de devenir plus autonomes sur le plan énergétique en utilisant une source d'énergie renouvelable disponible sur place, réduisant ainsi leur dépendance vis-à-vis des réseaux électriques externes et des combustibles fossiles. Dans de nombreuses régions agricoles, l'accès à l'eau pour l'irrigation est crucial.

Les systèmes de pompage solaire peuvent permettre aux agriculteurs d'accéder à l'eau dans des zones éloignées ou mal desservies, où l'électricité traditionnelle n'est pas disponible. De plus, ces systèmes sont généralement fiables et nécessitent peu d'entretien une fois installés. Ils peuvent fonctionner de manière autonome pendant de longues périodes, ce qui en fait une option attrayante pour les agriculteurs, en particulier dans les zones reculées ou difficiles d'accès. Les systèmes de pompage solaire peuvent être adaptés à différentes applications agricoles, telles que l'irrigation des cultures, l'approvisionnement en eau potable pour le bétail, le drainage des terres agricoles, etc. Leur conception modulaire permet également de les dimensionner en fonction des besoins spécifiques de chaque exploitation agricole.

Les progrès récents dans la technologie de pompage solaire se sont concentrés sur l'amélioration de l'efficacité, de la fiabilité et de l'abordabilité. L'intégration de panneaux photovoltaïques (PV) à haut rendement, de conceptions de pompes innovantes et de systèmes de contrôle avancés a amélioré les performances globales des systèmes de pompage solaire.

Les études menées par [1] et [2] ont démontré l'efficacité des algorithmes MPPT (Maximum Power Point Tracking) pour optimiser l'utilisation de l'énergie solaire et augmenter l'efficacité des pompes.

Les recherches menées par [3] soulignent l'impact positif du pompage solaire sur les rendements des cultures, la conservation de l'eau et la génération de revenus dans les communautés agricoles rurales.

De plus, le manque d'expertise technique et de services de maintenance dans les zones rurales peut entraver la durabilité à long terme des systèmes de pompage solaire. Les études menées par [4] et [5] soulignent l'importance de relever ces défis par le biais d'un soutien politique, d'incitations financières et d'initiatives de renforcement des capacités.

En Algérie, avec plus de deux millions de km de superficie, un grand gisement solaire est reçu quotidiennement sur la surface. Dans ce contexte et particulièrement dans les régions sahariennes, cette énergie solaire photovoltaïque peut être utilisée pour le pompage de l'eau. Plusieurs études ont été effectuées pour optimiser ces systèmes.

Dans ses travaux de recherche, LOUAZENE [6] a traité des systèmes photovoltaïques utilisés pour l'irrigation dans des sites où l'expansion du réseau est difficile ou trop coûteuse. Il a proposé et exploité trois axes importants : (i) le choix optimal de l'angle d'inclinaison, (ii) l'utilisation de la technique du MPPT (Poursuite du Point de Puissance Maximale), et (iii) le choix "approprié" de la méthode d'irrigation.

Ammar et al. [7] ont étudié en laboratoire les pompes solaires pour simuler les conditions réelles de fonctionnement. Ils ont maintenu une profondeur fixe pour manipuler le robinet vanne installé à la sortie de la conduite de refoulement. Ils ont constaté que le vannage (long ou brusque) a des conséquences directes sur les performances de la pompe (puissance absorbée, rendement).

Zegait et al. [8] ont présenté un travail qui traite plus particulièrement des aspects techniques, économiques et des contraintes climatiques d'une solution de pompage d'eau utilisant une source d'énergie solaire photovoltaïque.

Une des premières difficultés rencontrées lors de l'utilisation d'une source photovoltaïque est le faible rendement de conversion, en particulier le problème du couplage non parfait entre le générateur photovoltaïque et la charge de type continu ou alternatif. C'est le problème du transfert de la puissance maximale du générateur photovoltaïque (GPV) au récepteur qui souffre souvent d'une mauvaise adaptation. Comme les applications sont nombreuses, ce problème reste en grande partie ouvert.

Dans notre étude, nous nous concentrerons sur l'étude, le développement et l'expérimentation d'un Système Autonome Photovoltaïque pour le système d'irrigation par pompage solaire dans la ville d'El Oued, au Sud de l'Algérie. Par la suite, nous procéderons à une étude technico-économique du projet pour vérifier la rentabilité du système de pompage solaire et de l'irrigation, que nous comparerons avec l'utilisation de l'énergie conventionnelle.

Dans la première partie de cette thèse, nous présenterons une revue de littérature

sur la conception et la mise en œuvre de la technologie solaire pour le pompage de l'eau, explorant également les meilleures perspectives de transition pour les besoins énergétiques des pays en voie de développement.

Dans le deuxième chapitre, nous abordons la simulation et la réalisation du banc d'essais d'un système photovoltaïque dédié à l'irrigation, à travers l'asservissement par une carte Arduino. Nous présentons également un algorithme P&O MPPT modifié visant à améliorer la précision du système de contrôle. Par ailleurs, nous discutons des performances globales du système PV-pompe. Ensuite, nous présentons les différents composants du système PV, suivis des résultats de simulation sous Proteus. Enfin, nous procédons à la réalisation du système PV autonome .

Dans le troisième chapitre, nous nous penchons sur les systèmes de pompage PV qui utilisent un moteur asynchrone et qui sont à la fois efficaces et abordables. Le système étudié manque de stockage ainsi que d'un convertisseur DC-DC, fréquemment utilisé pour augmenter la puissance de sortie PV. Au lieu de cela, le système est géré à l'aide d'un onduleur modulé en largeur d'impulsion triphasé typique pour maximiser à la fois la puissance de sortie PV et celle du moteur asynchrone. La conception et la modélisation de tous les composants du système sont disponibles. Les performances du système de pompage PV proposé sont présentées dans ce chapitre.

Dans le quatrième chapitre, nous évaluons les coûts représentatifs d'un système de pompage photovoltaïque installé dans la région d'El Oued.

Cette étude aboutira à une estimation du coût du mètre cube d'eau pompée par notre système de pompage photovoltaïque, à travers l'utilisation du logiciel PVsyst. Enfin, une conclusion permettra de mettre en perspective le travail accompli et de proposer des réflexions sur le sujet.

Chapitre 1

Systeme de pompage solaire : état de l'art et défis actuels

1.1 Introduction

L'abondance de l'énergie solaire et la situation géographique favorable de notre pays incitent à considérer le pompage d'eau à l'aide de pompes solaires photovoltaïques comme une solution attrayante, tant pour l'irrigation des surfaces agricoles que pour l'approvisionnement en eau potable dans des zones isolées [9,10].

L'intégration de la technologie photovoltaïque (PV) dans les systèmes de pompage d'eau a émergé comme l'une des applications les plus populaires de l'énergie solaire au cours des dernières décennies, aussi bien dans des régions extérieures et désertiques que dans certains secteurs urbains. Ce chapitre propose une revue de littérature sur la conception et la mise en œuvre de la technologie solaire pour le pompage d'eau, explorant également les perspectives les plus prometteuses pour répondre aux besoins énergétiques des pays en développement.

Ce chapitre s'articule autour de deux principales parties. Dans la première section, nous débutons par une exposition de la production mondiale d'énergies renouvelables, suivie d'une analyse détaillée de la production d'énergies renouvelables en Algérie. La deuxième partie se concentre spécifiquement sur l'énergie solaire photovoltaïque. Nous abordons la radiation solaire (le rayonnement solaire) ainsi que les instruments utilisés pour mesurer cette radiation. En outre, nous examinons le principe fondamental de l'effet photovoltaïque et les composants essentiels d'un module photovoltaïque (PV).

Nous explorons le domaine du pompage de l'eau, en détaillant la pompe centrifuge, les principes hydrauliques de base, et les caractéristiques inhérentes à une pompe centrifuge.

En complément, nous examinons les différentes applications du pompage photovoltaïque, ainsi que les divers types d'installations du groupe motopompe, tout en mettant en lumière les défis actuellement rencontrés dans ce domaine.

1.2 Énergie renouvelable et solaire

Il y a une demande croissante et soutenue en énergie électrique en raison de la modernisation des besoins de la société et de son utilisation croissante dans les secteurs industriel, domestique et d'agricole. Malgré l'utilisation importante de combustibles fossiles provenant de l'attribution du pétrole et du charbon en Afrique.

Malgré l'utilisation importante de combustibles fossiles provenant de l'attribution du pétrole et du charbon en Algérie. Aujourd'hui, l'attention se porte principalement sur les énergies renouvelables (ER), en particulier l'énergie solaire et ses diverses répercussions sur notre planète. Ces impacts incluent des aspects tels que l'énergie solaire, l'énergie éolienne, l'énergie hydraulique et certains types spécifiques de biomasse issus de la végétation. Cependant, l'énergie solaire et éolienne devrait jouer un rôle majeur en remplaçant les

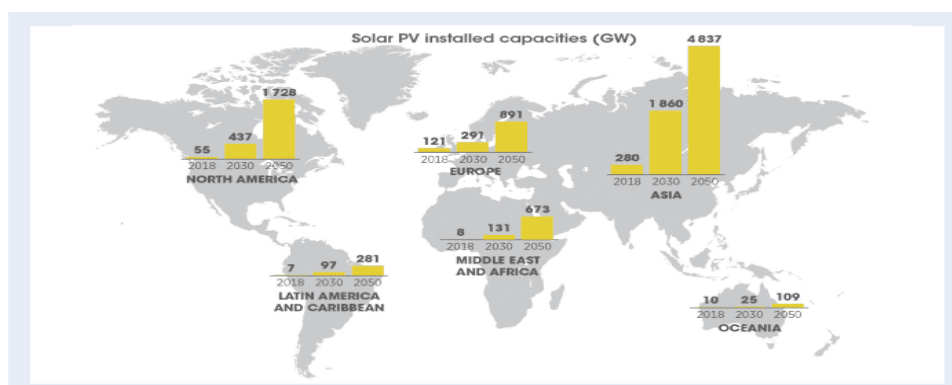


Figure 1.1: Prédiction des capacités cumulées de l'énergie solaire photovoltaïque par région dans le monde d'ici 2050 [11].

sources traditionnelles d'énergie, ce qui pourrait causer des dommages au climat d'ici 2050 tout en décarbonisant la production d'énergie en général [12]. Bien que cela nécessite un déploiement significatif pour être étendu à l'échelle mondiale, comme le montre clairement la Figure 1.1 .

L'énergie solaire fait partie des sources d'énergie renouvelables avec le taux de croissance le plus rapide et, par conséquent, elle a le potentiel de réduire considérablement la dépendance aux combustibles fossiles et la quantité d'émissions de CO₂ rejetées dans l'atmosphère .

1.3 Production de l'électricité d'origine renouvelable

Malgré son abondance en ressources énergétiques fossiles, l'Algérie dépend fortement de ses réserves de pétrole et de gaz naturel. Ces sources d'énergie sont utilisées de manière substantielle dans les transports, les centrales électriques, l'industrie, ainsi que dans les foyers domestiques [13].

Un programme visant le développement des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique a été adopté par le gouvernement algérien en 2022 et révisé en 2030 [14]. Ce plan vise à installer une capacité totale d'environ 22 000 mégawatts (MW) d'origine renouvelable d'ici 2030 pour le marché intérieur, tout en réduisant les émissions de dioxyde de carbone de 193 millions de tonnes et en maintenant l'option d'exportation comme objectif stratégique et sous réserve des conditions du marché.

Une récente enquête [15] a employé des méthodes d'optimisation pour examiner des alternatives viables permettant à l'Algérie d'atteindre un objectif de 75 % de production d'électricité provenant de sources d'énergie renouvelables d'ici à 2050. Cette étude vise à identifier les options les plus efficaces et réalisables pour la transition énergétique du pays vers une proportion significative d'énergie renouvelable dans son mix énergétique. Le

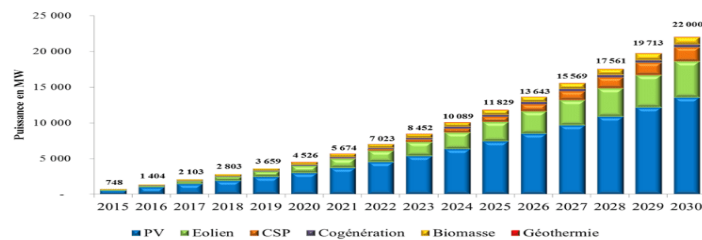


Figure 1.2: Programme national de production ER à 2030 en Algérie [14].

secteur des énergies renouvelables en Algérie est en croissance constante depuis quelques années. Cependant, les deux dernières années ont vu les efforts les plus constants et les plus engagés du gouvernement algérien dans le but de renforcer l'industrie et l'agriculture de l'énergie solaire.

Cependant, selon la Figure 1.2, nous pouvons constater que l'énergie solaire est la forme d'énergie renouvelable la plus déployée et la plus répandue en Algérie en raison de sa capacité relativement importante. L'énergie éolienne occupe la deuxième position, suivie de CSP, de la cogénération, de la biomasse et de la géothermie respectivement.

1.3.1 Distribution du rayonnement solaire à la surface de la planète

Il est de notoriété publique que le rayonnement solaire n'est pas uniformément réparti sur la surface de la Terre et que sa concentration varie en fonction de la latitude, de la saison et de l'heure de la journée [16, 17].

Le rayonnement solaire qui parvient à la surface de la planète constitue un processus complexe qui impacte directement le climat et les conditions météorologiques. Il est classé en trois types principaux : direct et diffus et réfléchi [18].

Le rayonnement direct représente la première composante, composé des rayons solaires atteignant la surface terrestre sans être déviés par l'atmosphère. Son intensité maximale se produit lorsque le soleil est à son zénith, dépendant fortement de l'angle d'incidence solaire qui varie au cours de la journée et des saisons.

En opposition, le rayonnement diffus résulte de la dispersion du rayonnement solaire par les éléments atmosphériques tels que les molécules d'air, les particules en suspension et les nuages. Contrairement au rayonnement direct, le rayonnement diffus atteint la surface de manière diffuse, provenant de toutes les directions. La présence de nuages ou d'aérosols accroît significativement son influence, soulignant son rôle crucial dans la régulation thermique.

Enfin, le rayonnement réfléchi (l'albédo) complète ce trio dynamique. Une fraction du rayonnement solaire atteignant la surface est renvoyée vers l'espace, principalement au niveau de la surface terrestre. Les surfaces réfléchissantes telles que l'eau, la neige et la glace jouent un rôle majeur dans la quantité totale réfléchie, crucial pour la compréhension des variations climatiques, notamment dans les régions polaires où la couverture glacée peut significativement modifier l'albédo, ou capacité de réflexion, de la planète, comme le met en évidence la Figure 1.3. L'ensemble de ces composantes crée une mosaïque complexe d'interactions énergétiques à la surface de la planète. Ces variations, influencées par des facteurs tels que la latitude, la saison, la topographie et la couverture nuageuse, alimentent les modèles climatiques qui cherchent à comprendre les subtilités du système climatique terrestre. La compréhension de ces mécanismes est cruciale pour anticiper les changements climatiques et élaborer des stratégies d'adaptation aux fluctuations environnementales.

Une compréhension approfondie du rayonnement solaire est cruciale pour diverses applications, dont la conception et l'évaluation de l'efficacité des systèmes d'énergie solaire, l'aide à la prévision météorologique, et la contribution à la modélisation climatique. Les données sur le rayonnement solaire sont essentielles pour évaluer la faisabilité de la production d'énergie solaire, concevoir des panneaux solaires et analyser les changements environnementaux et climatiques [19].

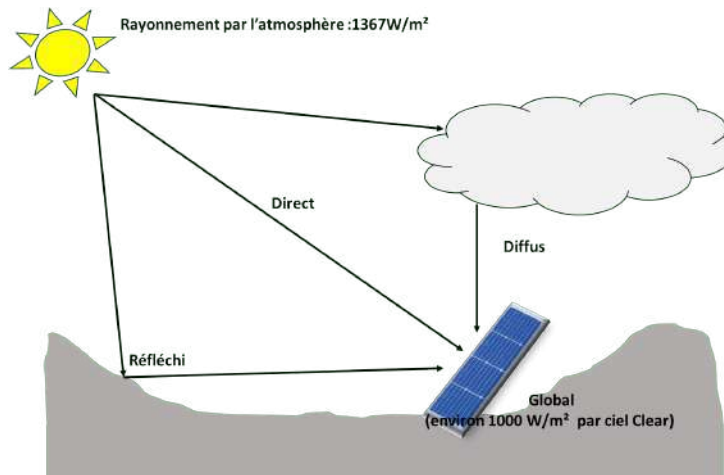


Figure 1.3: Rayonnement solaire global et ses composants

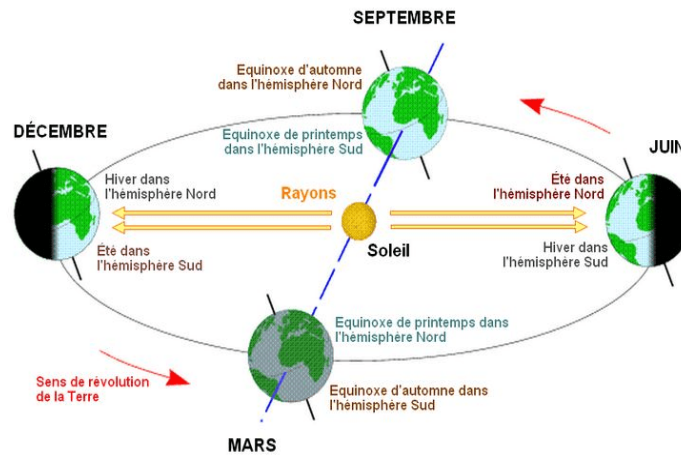


Figure 1.4: Mouvement de la Terre autour du Soleil

La puissance du rayonnement solaire reçu au niveau du sol est influencée par divers facteurs. La latitude d'un lieu joue un rôle crucial, modifiant l'angle d'incidence des rayons solaires et réduisant l'intensité à mesure que l'on s'éloigne de l'équateur. De plus, l'altitude a un impact significatif en raison de la moindre densité de l'air en altitude, favorisant une intensité de rayonnement plus élevée dans les zones élevées. Les saisons, résultant de l'inclinaison de l'axe terrestre, entraînent des variations saisonnières en modifiant l'angle d'incidence des rayons solaires. Les conditions météorologiques, telles que la couverture nuageuse, peuvent atténuer ou bloquer le rayonnement solaire. Enfin, le moment de la journée, déterminé par la hauteur angulaire et l'azimut du soleil, influence la quantité de rayonnement solaire reçue à un moment spécifique. Ces paramètres interdépendants sont essentiels pour appréhender la diversité du rayonnement solaire(voir la figure 1.5).

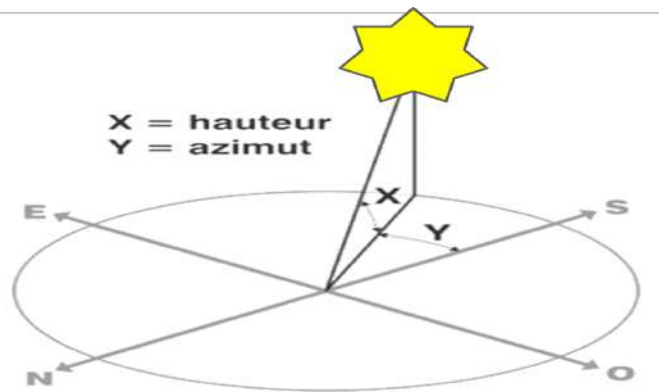


Figure 1.5: Diagramme de la géométrie de capture solaire

1.3.2 Distribution du gisement solaire en Algérie

L'Algérie est située en Afrique du Nord et est connue pour son potentiel solaire abondant, ce qui en fait un endroit géographique idéal pour exploiter l'énergie solaire. Le pays bénéficie d'un ensoleillement abondant tout au long de l'année [20].

La durée d'insolation à la surface de la terre atteint en moyenne environ 2 600 à 3 600 heures d'ensoleillement par an, certaines régions du sud connaissant des niveaux encore plus élevés. Ces zones font partie du désert du Sahara et reçoivent un ensoleillement intense tout au long de l'année [21]. L'énergie solaire globale reçue peut dépasser 5500kWh/m²/jour, ce qui en fait l'une des régions les plus ensoleillées du monde, avec une irradiance solaire annuelle allant d'environ 7,5 à 5,5 kWh/m²/jour (voir la figure 1.6). Ce niveau élevé d'insolation solaire est un atout important pour la production d'énergie solaire. La distribution de l'ensoleillement en Algérie varie à travers le pays, mais en général, les régions du sud et du Sahara reçoivent les niveaux les plus élevés d'irradiance solaire [22]. Il est important de noter que la distribution exacte du rayonnement solaire peut varier d'une année à l'autre et est influencée par des facteurs tels que les conditions météorologiques et les caractéristiques géographiques. Néanmoins, la vaste étendue de terres ensoleillées et arides de l'Algérie en fait un emplacement privilégié pour les projets d'énergie solaire, y compris les installations solaires photovoltaïques (PV) et les centrales solaires concentrées (CSP). L'exploitation de cette abondante ressource solaire peut contribuer de manière significative à la production d'énergie du pays, réduire les émissions de gaz à effet de serre et promouvoir le développement durable.

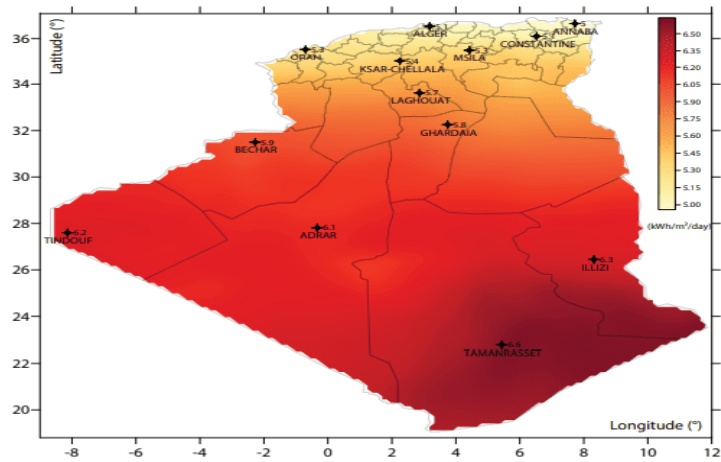


Figure 1.6: Irradiation horizontale globale en Algérie par kWh/m^2 [21].

1.4 Accès à une source d'électricité et à l'eau dans les zones rurales d'Afrique subsaharienne

Le lien eau-énergie dans les zones rurales d'Afrique subsaharienne fait référence à l'interdépendance des ressources en eau et en énergie et à leur impact sur divers aspects de la vie et du développement dans ces régions [23], comme le montre la Figure 1.7. Dans la

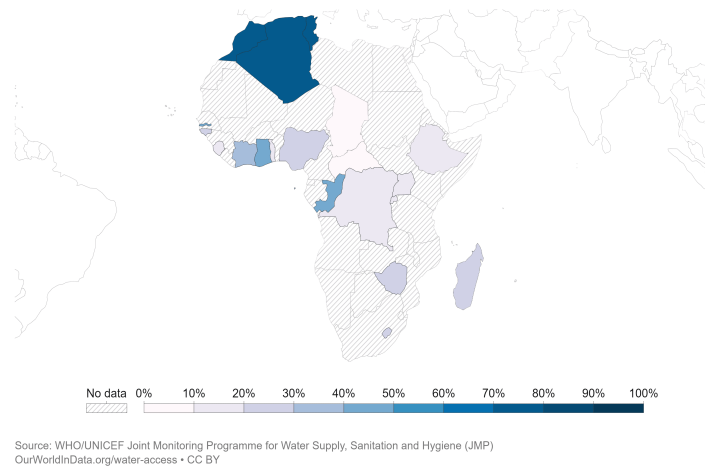


Figure 1.7: Part de la population ayant accès à l'eau en Afrique, 2022 [24]

Figure 1.8, L'accès à l'électricité et à l'eau dans les zones rurales d'Algérie et d'Afrique subsaharienne représente un défi majeur pour le développement et le bien-être des communautés. Les obstacles comprennent l'éloignement géographique, les coûts élevés d'extension des réseaux électriques, et des défis logistiques complexes pour l'électrification rurale.

Une solution prometteuse consiste à adopter des sources d'énergie renouvelable, comme l'énergie solaire et éolienne. En ce qui concerne l'accès à l'eau, les défis incluent la distance

aux sources, la contamination et le manque d'infrastructures. Des solutions telles que les systèmes de pompage solaire et les projets d'assainissement sont proposées. Cette approche intégrée vise à répondre de manière holistique aux besoins énergétiques et hydriques, favorisant ainsi le développement durable [25].

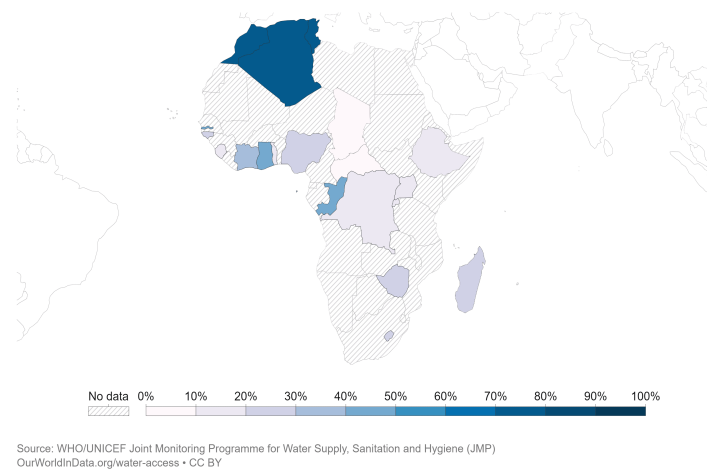


Figure 1.8: Part de la population ayant accès à l'électricité en Afrique, 2022 [26]

L'intégration de pompes solaires dans les infrastructures d'eau de l'Algérie peut diversifier les sources d'énergie du pays, renforcer la sécurité énergétique et réduire la vulnérabilité aux fluctuations des prix des combustibles fossiles [27].

1.5 Besoin des pompes solaires

L'adoption de pompes solaires en Algérie offre une réponse efficace aux besoins en approvisionnement en eau des régions rurales éloignées. Alimentées par l'énergie solaire, ces pompes représentent une alternative durable et écologique aux sources énergétiques traditionnelles [28].

Dans un contexte où de nombreuses zones rurales en Algérie sont caractérisées par un accès limité à l'électricité conventionnelle, les pompes solaires, autonomes et indépendantes du réseau électrique, s'adaptent particulièrement bien.

Le fort potentiel solaire du pays, en raison de son climat ensoleillé, renforce leur attrait et s'inscrit dans une stratégie plus large d'utilisation des énergies renouvelables pour réduire la dépendance aux combustibles fossiles. Ces pompes présentent également des avantages notables dans le secteur clé de l'agriculture, contribuant à une utilisation plus durable de l'eau pour l'irrigation. Dans les zones où l'accès à l'eau potable est limité, les pompes solaires peuvent être déployées pour extraire l'eau des sources souterraines, offrant ainsi une solution cruciale.

De plus, avec des coûts opérationnels souvent inférieurs et une durabilité accrue par rapport à d'autres sources d'énergie, les pompes solaires représentent un choix financier judicieux, particulièrement dans des régions aux ressources financières limitées.

L'intégration des pompes solaires en Algérie présente une opportunité significative pour surmonter les défis liés à l'eau et à l'énergie, améliorant ainsi la qualité de vie dans les zones rurales. Cependant, pour assurer le succès de leur mise en œuvre, une évaluation approfondie des aspects logistiques, financiers et techniques est essentielle.

Les pompes solaires ont un impact environnemental minimal par rapport aux pompes diesel ou à essence. Ils ne produisent pas d'émissions de gaz à effet de serre ou de polluants atmosphériques, contribuant ainsi à réduire l'empreinte carbone de l'Algérie et à lutter contre le changement climatique [29].

Bien que l'Algérie soit en grande partie un pays aride avec une importante étendue de désert, il existe des terres arables dans certaines régions du pays, principalement le long de la côte méditerranéenne, dans les hauts plateaux et dans certaines vallées irriguées. L'agriculture en Algérie est essentielle pour la sécurité alimentaire et l'économie du pays, mais elle doit faire face à des défis liés à la disponibilité de l'eau et à la gestion des ressources naturelles [30].

Généralement, Les système de pompes à eau solaires (SPVWP) offrent la solution la plus pratique dans les zones isolées pour agricole [31]. En règle générale, ces emplacements dépendent de moteurs diesel ou d'autres sources d'énergie alternatives disponibles. En Algérie, il y a environ 2800 millions de grands agricoles non connectées au réseau électrique. Les principales Sonelgaz (sociétés de distribution) du pays fournissent environ 95% de l'énergie nécessaire au pompage agricole.

1.6 Système de pompage d'eau solaire photovoltaïque

Les pompes solaire se répartissent en trois catégories distinctes, chacune dédiée à des applications spécifiques [32].

Dans un premier registre, les pompes submersibles sont spécifiquement conçues pour être immergées dans des puits profonds, ce qui les rend particulièrement adaptées à l'extraction d'eau des sources souterraines les plus profondes. À l'opposé, les pompes d'eau de surface sont destinées à extraire l'eau de puits peu profonds, d'étangs, de rivières ou de lacs.

Pour ce qui est des pompes d'eau de surface, la configuration diffère sensiblement. Dans ce cas, le moteur et la pompe sont choisis séparément en fonction des performances du système photovoltaïque. Cette personnalisation s'effectue au moyen d'un contrôleur

spécifique et de panneaux solaires adaptés. Cette approche modulaire offre une flexibilité accrue pour concevoir des systèmes sur mesure en fonction des besoins spécifiques en matière d'irrigation ou d'approvisionnement en eau, maximisant ainsi l'efficacité du système solaire.

la classification en deux catégories offre une diversité d'options répondant aux exigences variées des applications de pompes solaires. L'extraction de l'eau à partir de sources



Figure 1.9: Catégories de pompes

souterraines nécessite toujours une quantité importante d'énergie. C'est pourquoi le monde continue de chercher chaque jour des solutions efficaces pour résoudre ce problème. Pour pompe de l'eau par pompage solaire, il existe deux types techniques éventuelle [32, 33] :

1.6.1 Pompage avec stockage électrique (batterie)

Le pompage avec stockage électrique, généralement réalisé à l'aide de batteries, est une approche courante pour les systèmes de pompage photovoltaïque [34, 35]. Dans ce système, l'énergie solaire est captée par les panneaux photovoltaïques et utilisée pour alimenter la pompe à eau. L'excédent d'énergie produite pendant les périodes ensoleillées est stocké dans des batteries pour une utilisation ultérieure lorsque l'ensoleillement est insuffisant.

Ce système présente divers avantages, notamment en garantissant un approvisionnement constant en eau même en l'absence d'ensoleillement ou de vent. Il permet également d'optimiser l'utilisation des ressources disponibles en stockant l'énergie excédentaire pour

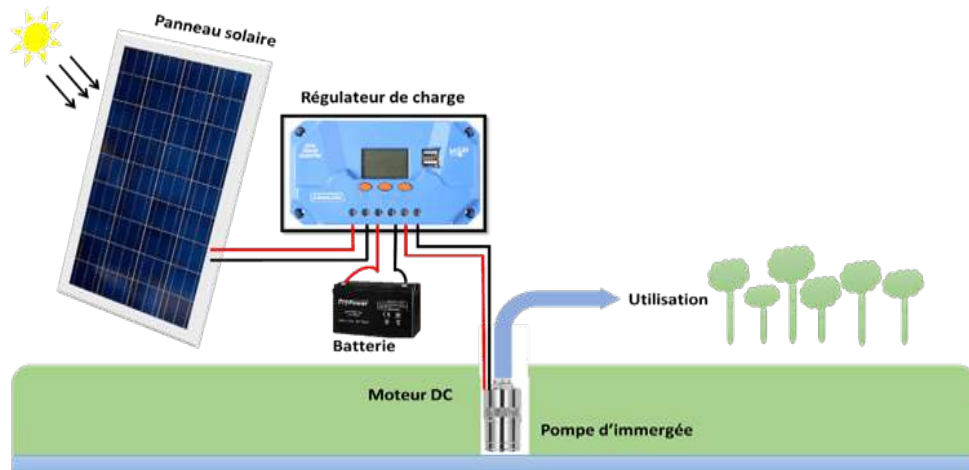


Figure 1.10: Principe de pompage avec stockage électrique batterie.

une utilisation ultérieure. De plus, le pompage avec stockage électrique offre une plus grande flexibilité dans la gestion de l'énergie, ce qui permet d'ajuster la production en fonction de la demande.

Néanmoins, cette technologie rencontre des défis, notamment en ce qui concerne les coûts associés aux batteries et la gestion de leur durée de vie. Des efforts de recherche et de développement continus sont nécessaires pour améliorer l'efficacité, la fiabilité et la durabilité de ces systèmes, afin de favoriser leur adoption à grande échelle dans le domaine du pompage d'eau.

1.6.2 Pompage au fil de soleil

Cette technique de pompage au fil du soleil permet d'obtenir un système photovoltaïque de structure plus simple, plus fiable et moins coûteux [36, 37]. Grâce à cette approche, lorsque l'ensoleillement est suffisant, l'eau est pompée et stockée simultanément, ce que l'on appelle le stockage hydraulique. Dans ce processus, l'eau est stockée dans un réservoir tout au long de la journée et est distribuée par gravité en cas de besoin. Il s'agit d'une technologie qui utilise des panneaux solaires (PV) pour produire de l'électricité afin d'alimenter les pompes à eau. Ces systèmes sont particulièrement utiles dans les régions éloignées ou hors réseau où l'accès à l'électricité conventionnelle est limité ou coûteux. Le système pompage autonome au fil de soleil fournit un moyen durable et écologique de pomper de l'eau pour diverses applications, y compris l'irrigation, l'abreuvement du bétail et l'usage domestique, sans dépendre des combustibles fossiles. Le SPVWP peut généralement être classé en deux groupes, comme indiqué par la référence [37] [38] [32], en fonction du type de moteur utilisé dans la pompe à eau :

1. **Le système de pompage d'eau à courant continu** : Ces systèmes utilisent des

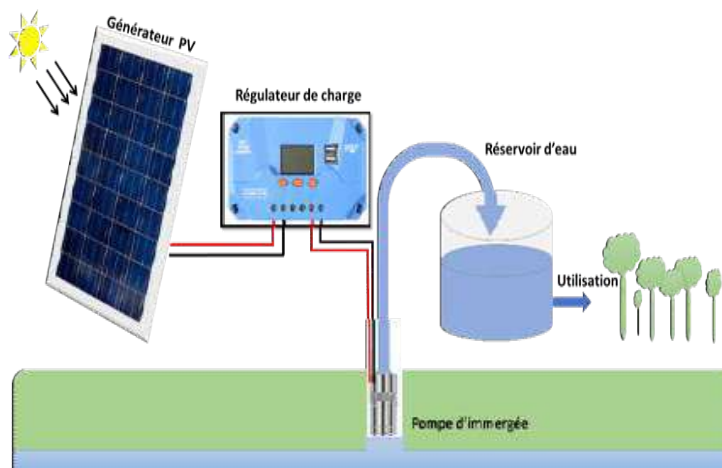


Figure 1.11: Schéma principale de système pompage autonome au fils de soleil.

moteurs à courant continu (DC - courant continu) et sont généralement préférés lorsque le couplage direct avec un module photovoltaïque est réalisable. Il existe une variété de moteurs à courant continu, comprenant les types d'aimants permanents à balais et sans balais, ainsi que les moteurs à reluctance commutée (SRM). Bien que les moteurs à courant continu de type balais soient plus abordables et couramment utilisés, il est important de noter que les balais de ces moteurs doivent être remplacés périodiquement.

2. **Systèmes de pompage d'eau à courant alternatif AC** : (Alternating current) : En revanche, cette catégorie de systèmes utilise des moteurs à induction (Asynchrone, synchrone, à aimant permanent). Qui conviennent aux situations où le couplage direct avec un module PV peut ne pas être pratique.

Le choix entre ces catégories dépend de facteurs tels que les exigences spécifiques de l'application et les considérations budgétaires. Figure 1.11 montre les principaux éléments du système de pompage d'eau solaire photovoltaïque à courant continu DC, en généralement les panneaux PV, un régulateur de charge (contrôleur MPPT) DC, un moteur à courant continu, une pompe à eau centrifuge dépeint leur position (immergé), des réservoirs de stockage.

La pompe à eau à moteur à AC est un choix populaire dans les milieux agricoles en raison de sa facilité d'entretien et de la commodité d'avoir une alimentation AC du réseau. Ces pompes à courant alternatif ne convertissent le courant continu en courant alternatif. La figure 1.12 illustre les composants primaires du système de pompage d'eau solaire photovoltaïque à courant alternatif (SPV-WPS), qui comprennent des panneaux SPV, un onduleur, un contrôleur MPPT, un moteur à induction AC triphasé, une pompe à eau centrifuge (montée en surface), réservoirs de stockage.

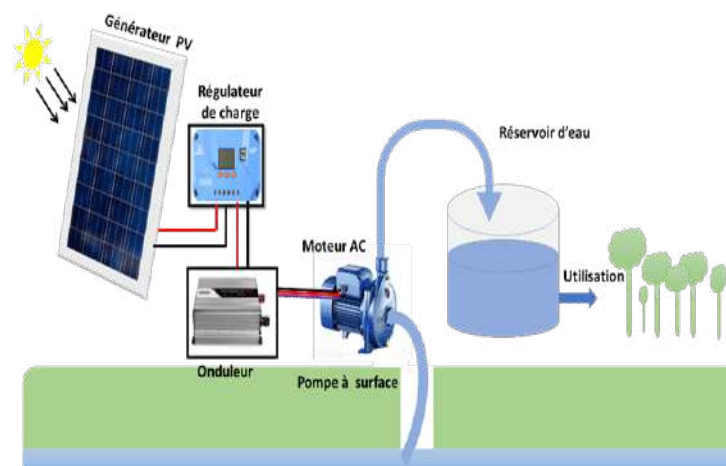


Figure 1.12: Système de pompage d'eau photovoltaïque à moteur AC.

1.7 Système d'irrigation

Il est possible de diviser les systèmes d'irrigation en deux principales catégories : l'irrigation gravitaire et l'irrigation sous pression [39].

Les systèmes d'irrigation sont des méthodes et des équipements utilisés pour apporter de l'eau aux cultures agricoles de manière contrôlée et efficace. Ils jouent un rôle essentiel dans l'agriculture en permettant aux agriculteurs de fournir la quantité d'eau nécessaire pour maintenir la croissance des cultures, surtout dans les régions où les précipitations sont insuffisantes ou irrégulières. la Figure 1.13 des principaux types de systèmes d'irrigation :

1.7.1 Irrigation par aspersion

Ce système utilise des tuyaux, des pompes et des buses pour projeter de l'eau sous forme de fines gouttelettes sur les cultures. Il est adapté à une grande variété de cultures et permet une distribution uniforme de l'eau.

1.7.2 Irrigation goutte-à-goutte

Ce système fournit de l'eau directement à la base de chaque plante à travers des tuyaux et des émetteurs goutte-à-goutte. Il est très efficace en termes d'utilisation de l'eau, réduisant les pertes par évaporation et en limitant la croissance des mauvaises herbes.

1.7.3 Irrigation par sous-surface

Ce système permet d'acheminer l'eau sous la surface du sol, soit par des canalisations enterrées, soit par des tuyaux perforés. L'eau est distribuée directement dans la zone racinaire des plantes, réduisant ainsi les pertes par évaporation.

1.7.4 Irrigation par pivot central

Comme décrit précédemment, l'irrigation par pivot central est un système automatisé où une série de tuyaux et de buses pivotent autour d'un point central pour arroser une grande surface de terrain.

1.7.5 Irrigation par subirrigation

Dans ce système, l'eau est acheminée sous la surface du sol et la nappe phréatique est maintenue à un niveau constant. Les cultures puisent l'eau de la nappe phréatique.



(a) Aspersion



(b) Goute à goutte



(c) Sous surface



(d) Pivot



(e) Subirrigation

Figure 1.13: Diverses méthodes d'approvisionnement en eau pour les cultures agricoles.

Le choix du système d'irrigation dépend de divers facteurs, notamment le type de culture, le climat local, la disponibilité de l'eau, les ressources financières et la topographie du terrain. Chaque système a ses avantages et ses inconvénients, et l'objectif est d'optimiser l'utilisation de l'eau tout en maximisant les rendements agricoles.

1.8 Système panneau PV

1.8.1 Effet photovoltaïque

L'effet photovoltaïque est un phénomène qui se produit lorsque certaines substances, généralement des matériaux semi-conducteurs, génèrent une tension électrique en réponse à l'absorption de la lumière du soleil. C'est le principe de base de la conversion de l'énergie solaire en électricité dans les cellules solaires, également appelées cellules photovoltaïques. Lorsque la lumière frappe ces cellules, elle libère des électrons, créant ainsi un courant électrique qui peut être utilisé pour alimenter des appareils électriques ou être stocké pour une utilisation ultérieure.

L'effet photovoltaïque est fondamental pour l'exploitation de l'énergie solaire dans de nombreuses applications, notamment les panneaux solaires. Il est fabriqué à partir de matériaux semi-conducteurs qui lui confèrent la capacité de convertir la lumière en courant circulant [19].

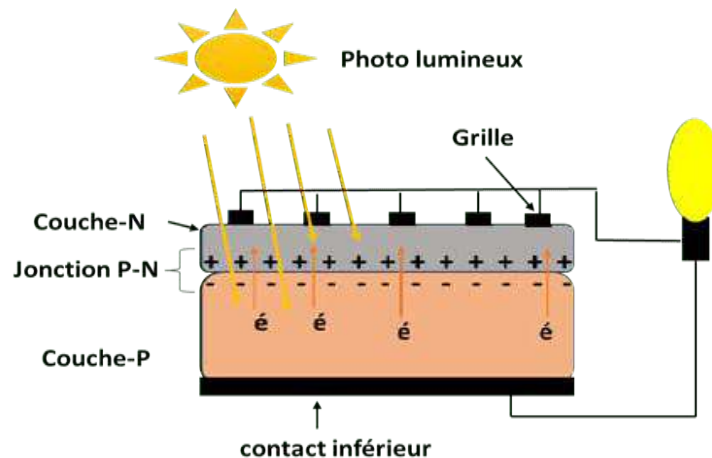


Figure 1.14: Structure des cellules solaires..

La figure 1.14 montre l'effet PV d'une telle conversion où un photon frappe la surface du matériau conducteur; résultant en des électrons excités. Lorsqu'un matériau semi-conducteur de la couche P entre en contact avec un matériau de la couche N, on parle de jonction P-N. Cette jonction crée un champ électrique interne, également appelé champ

électrique intégré, à proximité de l'interface entre les deux matériaux. En raison des concentrations différentes d'électrons et de trous dans les deux régions, un courant de diffusion d'électrons se produit en direction de la région de la couche P et un courant de trous se dirige vers la région de la couche N. Ce différentiel de tension pousse les électrons vers le reste du circuit pour maintenir les charges dans un état stable.

Chaque cellule solaire est composée d'au moins deux couches méticuleusement positionnées de matériau semi-conducteur, généralement du silicium. Ces couches facilitent la production d'électricité en courant continu par le mouvement des électrons lorsque le panneau est exposé au rayonnement solaire, comme mentionné précédemment.

1.8.2 Technologies de cellules PV

Le système photovoltaïque fonctionne sur l'idée simple de la conversion directe de la lumière en puissance. De nombreux matériaux ont été utilisés dans les cellules solaires depuis les années 1950, lorsque Bell Laboratoires a développé le premier PV en silicium cristallin. Plusieurs types de panneaux photovoltaïques existent, y compris le silicium polycristallin, le silicium monocristallin, les cellules photovoltaïques amorphe à couche mince et les cellule Cu-In, Ga-Se₂ (CI-GS), Cd-Te.

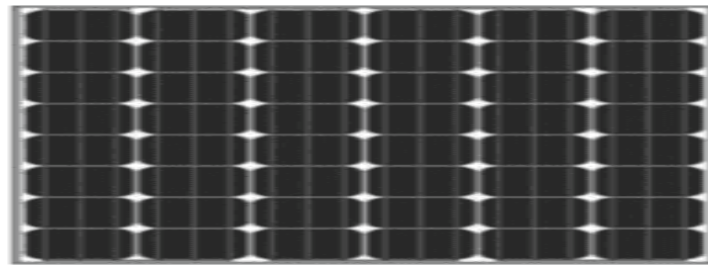
Les technologies de panneau photovoltaïques sur le marché et les plus utilisées sont affichées dans la figure 1.15 suivant : Généralement, L'efficacité et la performance des cellules solaires commerciales dépendent de la technologie de fabrication et des matériaux utilisés dans leur construction.

Tableau 1.1: Différentes technologies de cellules photovoltaïques.

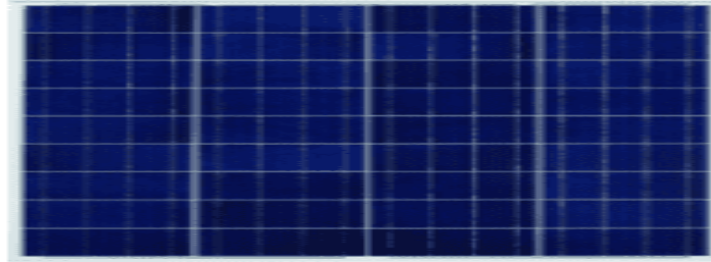
Type de module	Mono-cristalline	Poly-cristalline	Amorphe
Rendement au laboratoire (%)	12-16	11-13	8-10
Surface de production pour 1 kWc (m ²)	6	8	Environ 11 à 13
Coût	Très élevé	Moins élevé	Plus bas

Cette large gamme de technologies PV présente à la fois des possibilités et des défis pour la fabrication PV. En effet, il crée une industrie sans règles de manutention en créant constamment de nouvelles méthodes et de nouveaux matériaux.

De plus, chaque matériau a une capacité d'absorption lumineuse distincte, notamment en ce qui concerne le spectre de la lumière incidente. Cela nécessite la personnalisation des contrôleur DC et des procédures MPPT pour chaque application. En conséquence, les possibilités de standardisation et, par conséquent, la réduction de coût souhaitée des productions de masse sont considérablement réduites.



(a) Mono-crystalline.



(b) Polycrystalline



(c) Amorphe.

Figure 1.15: Principales technologies PV industrialisées.

Le système PV est constitué de modules photovoltaïques reliés en série et potentiellement de chaînes de modules connectés en parallèle. Pour faire fonctionner efficacement le système de pompage d'eau PV,

L'obtention de la puissance de sortie nécessaire des panneaux photovoltaïques peut impliquer l'utilisation d'une quantité adéquate de modules dans les connexions en série et en parallèle. Chaque module PV doit être équipé d'une étiquette d'identification par radiofréquence (RFID) qui comprend des caractéristiques de PV. Ces caractéristiques comprennent le nom du fabricant, un numéro de série unique, un numéro de modèle ou de type, le mois et l'année de fabrication, la courbe courant-tension ($I_{pv}-V_{pv}$), la puissance maximale P_{max} , le courant maximal I_{max} , la tension maximale V_{max} , V_{oc} , I_{cc} et le facteur de remplissage du module.

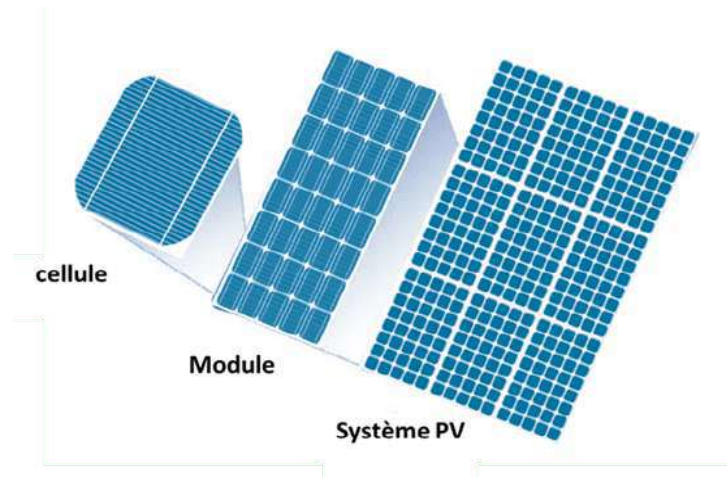


Figure 1.16: Cellule solaire vers le système pv.

1.8.3 Effet d'ombrage partiel

Les dispositifs de protection jouent un rôle essentiel dans la sécurité et la fiabilité des systèmes photovoltaïques. Ils servent à prévenir les surchauffes locales, également connues sous le nom de "points chauds", qui peuvent être causées par des facteurs tels que l'ombrage. Pour ce faire, des diodes sont placées en parallèle avec chaque module et des diodes de bloc sont insérées en série avec chaque chaîne. Dans les systèmes connectés au pompe solaire, le MPPT maintient la tension du champ photovoltaïque à environ 80 % de la tension en circuit ouvert. Par conséquent, le risque de formation de courants inverses est très faible, au point que certains concepteurs choisissent de ne pas inclure les diodes de bloc. L'effet d'ombre partielle dans un système solaire photovoltaïque peut entraîner une

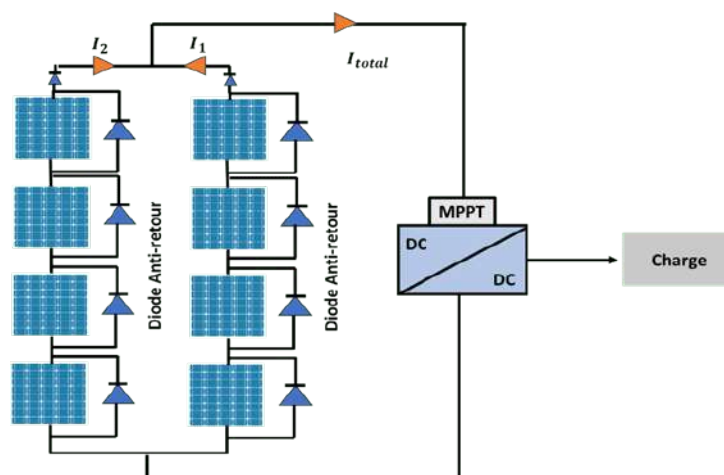


Figure 1.17: Montage de panneau avec diodes anti-retour et MPPT.

réduction de la production d'énergie, mais il peut être géré par une conception appropriée du système, l'utilisation de diodes d'anti-retour et de la technique MPPT, ainsi qu'une

surveillance et une maintenance régulières. La minimisation de l'ombrage et l'optimisation des performances du système sont essentielles pour maximiser les avantages de l'énergie solaire.

Une diode anti-retour sont conçues pour permettre au courant de contourner le panneau ombré ou défectueux, permettant aux cellules non ombrées de la même chaîne de continuer à générer de l'énergie. Cela peut aider à minimiser la perte d'énergie due à l'ombrage. Cependant, pour éviter cela, ces diodes comme indique sur la figure 1.17. Il n'est pas équipé de faire un parallèle avec chaque cellule, mais cela peut suffire avec plusieurs cellules.

1.8.4 Caractéristique de cellule solaire

La figure 1.18 montre les caractéristiques I_{pv} - V_{pv} des panneaux photovoltaïques pendant leur fonctionnement, révélant leurs variations non linéaires influencées à la fois par l'irradiance solaire et la température à un moment précis.

Le régime de fonctionnement d'une cellule est celui dans lequel elle fournit de l'énergie, et la puissance, $P = V \cdot I$, atteint un maximum au point de fonctionnement de la cellule, également appelé point de puissance maximale. Cela se produit à une certaine tension V_{max} correspondant à un courant I_{max} .

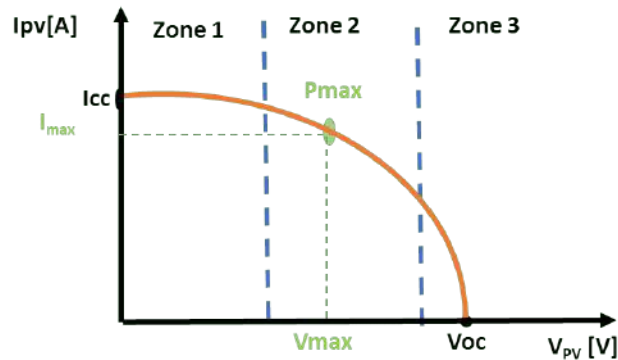
Ensuite, étant donné une cellule ayant une certaine caractéristique tension-courant, la charge à laquelle la cellule fournit la puissance maximale est donnée par : V_{max} / I_{max} .

La puissance maximale pouvant être extraite de la cellule dans des conditions d'irradiance et de températures STC spécifiés est défini comme la puissance nominale (P_n).

Pour la cellule, un facteur de remplissage est ensuite défini, en anglais Fill Factor (FF), donné par le rapport suivant : $FF = \frac{I_{cc} \cdot V_{oc}}{I_{max} \cdot V_{max}}$

La variation de la courant pv en fonction de la tension de sortie de cellule depuis la courant de court-circuit I_{cc} (tension PV est nulle) varie vers la tension court ouvert V_{oc} aux bornes de cellule ($I=0$). Il peut être divisé en 3 zones .

- Zone 1 : Où le module PV considéré comme générateur de courant.
- Zone 2 : Où le module tour de la puissance maximale de PV.
- Zone 3 : Où le module pv travaille comme générateur de tension.

Figure 1.18: Caractéristique I_{pv} - V_{pv} de cellule

1.9 Convertisseur de puissance

Dans le cadre de l'énergie solaire photovoltaïque (PV), un convertisseur de puissance représente un élément incontournable du système. Deux types principaux de convertisseurs sont couramment employés dans les installations photovoltaïques : l'onduleur DC-AC et le Hacheur DC-DC .

- **Onduleur DC-AC** : Au cœur des systèmes PV, l'onduleur joue un rôle central. Sa principale fonction est de transformer le courant continu (DC) généré par les panneaux solaires en courant alternatif (AC), ce dernier étant utilisable dans les réseaux électriques, moteur à AC et les équipements domestiques. Diverses variantes d'onduleurs existent, dont les onduleurs centraux (string inverters) qui sont connectés en série à plusieurs panneaux solaires, et les onduleurs optimiseurs (optimizers) qui sont associés à chaque module solaire pour maximiser la production d'énergie.
- **Hacheur DC-DC (élevateur, suréleveur, ou élevateur-suréleveur)** : Ce type de convertisseur ajuste la tension continue d'une source à une autre tension continue. Son utilisation se retrouve notamment dans les systèmes de gestion de batterie, moteur à DC, permettant d'adapter la tension selon les besoins spécifiques du système [40].

Ces composants revêtent une importance capitale pour assurer une conversion optimale et une utilisation efficace de l'énergie produite par les panneaux solaires, que ce soit pour alimenter des appareils domestiques ou pour le pompage solaire.

1.10 Défis actuels

L'utilisation de la technologie solaire photovoltaïque (PV) pour le pompage de l'eau remonte à plus de cinq siècles, avec le concept de conversion de l'énergie solaire en énergie mécanique ou électrique pour le pompage de l'eau déjà utilisé au XVe siècle. Cependant, la première installation documentée d'un Système de Pompage d'Eau Photovoltaïque (PVWPS) a eu lieu en Union soviétique en 1964, marquant une étape importante.

Il est à noter qu'à cette époque, la France a développé un système PV d'une puissance maximale de 373 W pour alimenter une pompe à eau.

Initialement, les systèmes de pompage solaire étaient directement couplés aux pompes à eau, mais ils présentaient des limitations opérationnelles, ne fonctionnant pas de manière optimale au point de puissance maximale du générateur PV. Malgré cela, ces systèmes étaient reconnus pour leur simplicité et leur fiabilité, les rendant adaptés à des fins d'irrigation à petite échelle.

Au fil des années, des améliorations significatives ont été apportées, notamment l'incorporation de la technologie de suivi du point de puissance maximale (MPPT) et de systèmes de contrôle avancés, améliorant les performances des systèmes de pompage solaire [41–43].

La première génération des PVWPS utilisait des pompes centrifuges alimentées par des moteurs en courant continu (DC) et des moteurs en courant alternatif (AC) à fréquence variable, avec des rendements hydrauliques compris entre 25% et 35%. La deuxième génération a introduit des pompes à déplacement positif, offrant des puissances photovoltaïques plus faibles mais des rendements hydrauliques pouvant atteindre 70% [38, 44].

Des travaux de recherche ont également contribué à l'optimisation des systèmes, avec des lois d'affinité de la pompe introduites pour calculer la vitesse de référence en fonction du niveau d'insolation. L'utilisation de l'algorithme P&O (Perturb and Observe) a permis d'optimiser le débit de la pompe en traitant les variations de vitesse.

D'autres contributions, telles que la conception de convertisseurs DC-DC à gain élevé et l'optimisation du facteur de puissance, ont également été réalisées pour améliorer l'efficacité des pompes à moteur asynchrone [45].

Une étude récente a examiné un système autonome de pompage d'eau photovoltaïque sans stockage de batterie, utilisant une méthode de conductance incrémentale et un contrôle logique flou basé sur la commande directe du couple pour réguler le moteur asynchrone [46]. Un modèle simple de dimensionnement de système de pompage d'eau photovoltaïque a également été développé [47].

Les PVWPS de première et deuxième génération ont évolué avec l'incorporation de systèmes de contrôle électronique, l'optimisation de la vitesse de la pompe et des méca-

nismes de suivi du MPPT, augmentant les rendements hydrauliques jusqu'à 92% [48].

La baisse rapide des prix des modules photovoltaïques a considérablement réduit le coût des systèmes de pompage d'eau solaires photovoltaïques (SPVWPS) au cours des dix dernières années, les rendant beaucoup plus abordables. Cette réduction des coûts devrait encourager de nombreux petits agriculteurs à adopter cette technologie à l'avenir [49].

Une proposition novatrice présente un convertisseur spécialement conçu pour les systèmes de pompage d'eau photovoltaïque, distingué par l'absence de batteries de stockage. Ce convertisseur alimente un moteur à induction triphasé, offrant des avantages tels qu'une amélioration de l'efficacité, une fiabilité accrue, une maintenance réduite et une diminution des coûts. Les résultats des tests montrent des rendements élevés, suggérant la viabilité et la promesse de cette solution en termes de fiabilité [50].

Il est essentiel de souligner que l'utilisation de ce convertisseur adresse efficacement les défis des systèmes de pompage d'eau photovoltaïque, mettant l'accent sur des aspects cruciaux tels que l'efficacité énergétique, la durabilité et la rentabilité économique [51].

Cette avancée ouvre la voie à des solutions plus performantes et économiquement avantageuses dans le domaine des systèmes d'énergie solaire appliqués au pompage d'eau [52].

Dans les zones agricoles éloignées, le manque d'électricité est un défi majeur, avec l'utilisation fréquente de générateurs diesel pour alimenter les systèmes de pompage d'eau. Cela souligne l'importance des investissements dans les secteurs de l'énergie solaire, éolienne et hydroélectrique, favorisant une croissance rapide de ces domaines. L'efficacité du processus peut être évaluée à l'aide d'outils tels que PVsyst [53, 54].

1.11 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons défini les différents types de systèmes photovoltaïques. Suite, par les deux techniques de pompage : pompage au fil du soleil et le pompage avec batteries. Des rappels sur la notion d'effet photovoltaïque et de la cellule solaire photovoltaïque a été présentée afin de déterminer les paramètres essentiels contribuant à l'estimation des énergies captées pour la fonction des systèmes de pompage d'eau. Enfin on a présenté les caractéristiques et les principes de fonctionnement des différents composants constituant le système de pompage photovoltaïque et le système d'irrigation et on a montré que la technique du goutte à goutte est la plus adaptée à notre étude. Dans le chapitre suivant nous déroulons les méthodes de dimensionnement d'un système de pompage photovoltaïque.

Dans ce chapitre nous avons donné de la généralité sur le rayonnement solaire, diffé-

rents notion et définition. Et on conclure que l'une des valeurs estimées par des modèles théoriques les plus importants du gisement solaire qui permet de calculer l'énergie solaire reçue par différentes inclinaisons dépend des données radiométriques de site d'étude puisque chaque région à sa propre gisement solaire.

Les panneaux solaires convertissent directement l'énergie solaire qui est propre, n'émet aucun gaz à effet de serre, inépuisable et disponible partout dans le monde, en courant électrique continu. La puissance réellement délivrée par un panneau varie en fonction de la situation géographique, la position du soleil (puissance maximum au zénith) et la température du panneau. Vu que la puissance du panneau varie fortement en fonction de la charge et l'intermittence de la source primaire, le panneau ne peut être jamais utilisé seul pour assurer un approvisionnement en électricité. On parle alors des systèmes solaires photovoltaïques.

Bien que les systèmes de pompage solaire aient connu d'énormes progrès, des défis subsistent. Des recherches continues visent à surmonter ces obstacles et à rendre cette technologie plus accessible, fiable et efficace, ouvrant ainsi la voie à une utilisation généralisée dans les zones rurales et éloignées. Ce chapitre explore les avancées et les défis actuels, fournissant un aperçu des tendances émergentes dans le domaine du pompage solaire.

Chapitre 2

Modélisation du système photovoltaïque et application avec une pompe à moteur DC

2.1 Introduction

Les panneaux solaires photovoltaïques fonctionnent généralement dans des conditions extérieures difficiles, exposés à l'environnement. Cette exposition peut entraîner une grave dégradation de la puissance produite par le système, voire une éventuelle défaillance, en raison de valeurs de puissance instables et faibles.

Tout d'abord, dans la première partie de ce chapitre, nous devons évaluer les performances de nos systèmes photovoltaïques dans ces conditions critiques. Cela nécessite l'utilisation d'une modélisation et d'une simulation précises avant toute mise en œuvre réelle, dans le but de garantir une conception optimale et de procéder à des tests expérimentaux.

Le dernier volet de ce chapitre vise à décrire les caractéristiques de conception et de modélisation d'un moteur PMDC basé sur un système de pompage photovoltaïque, en utilisant le logiciel Proteus/Isis. De plus, nous présentons un algorithme P&O MPPT modifié dans ce chapitre pour résoudre les problèmes associés à la méthode P&O standard lorsqu'elle fonctionne dans des conditions météorologiques variables, améliorant ainsi considérablement la précision du système de contrôle. Par ailleurs, les performances globales du système photovoltaïque ont été améliorées en contrôlant les paramètres physiques, tels que la vitesse du moteur.

2.2 Modélisation d'un Générateur photovoltaïque

Lors de son installation et de sa mise en œuvre pratique, un système solaire photovoltaïque doit être optimisé, et cela peut être réalisé par la modélisation, de l'identification et de la simulation des systèmes photovoltaïques. La modélisation des systèmes solaires photovoltaïques comprend généralement deux étapes :

- Développer des modèles mathématiques.
- Estimer les valeurs des paramètres PV.

Le comportement des cellules photovoltaïques (PV) généralement est utilisé dans Les modèles à seule diode simple et à double diode sont les modèles les plus courants qui utilisent la base des courbes $I_{pv}-V_{pv}$ [55]. Le modèle à une seule/double diode se compose d'une source de courant photo-électrique, I_{ph} , connectée en parallèle avec une diode de jonction P-N. Une deuxième diode est ajoutée pour représenter les pertes dues à la recombinaison dans la région de déplétion [56]. De plus, deux résistances, R_s et R_p , sont incorporées pour représenter les pertes ohmiques de la cellule, R_s étant liée aux contacts de câblage, et R_p étant la résistance de fuite au niveau de la jonction P-N.

2.2.1 Modèle à seule diode

Le modèle à seule diode, utilisé pour décrire les propriétés statiques des cellules solaires, est à la fois simple et précis [57, 58].

Notre système décrit un circuit-équivalent électrique similaire. Le circuit équivalent du modèle à seule diode est décrit par la Figure 2.1. Dans ce modèle, le courant - tension ($I_{pv} - V_{pv}$) de sortie de la cellule solaire peut être formulé comme ci-dessous :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_d - I_p \quad (2.1)$$

$$I_d = I_{s1} \cdot \left(e^{\frac{V_{pv} + R_s \cdot I_{pv}}{n_1 \cdot V_{th}}} - 1 \right) \quad (2.2)$$

$$I_p = \frac{V_{pv} + R_s \cdot I_{pv}}{R_{sh}} \quad (2.3)$$

Où I_{pv} est le courant de sortie de la cellule, I_{ph} est le courant photo-électrique total généré par le PV ; I_d est le courant de la diode calculé par l'équation de Shockley (équation 2.2), et I_p est le courant de shunt calculé par l'équation 2.3. Avec : R_s et R_p représentent les résistances en série et en parallèle, respectivement. I_{s1} est le courant de saturation inverse de la diode ; n_1 est le facteur idéal de la diode ; K est la constante de Boltzmann ($1,3806503 \times 10^{-23}$ J/K) ; q est la charge élémentaire ($1,60217646 \times 10^{-19}$ C) et T est la

température absolue de la cellule en Kelvin. Par conséquent, en combinant les équations 2.2 et 2.3, le courant de sortie du PV dans l'équation 2.1 peut être réécrit comme suit :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_{s1} \cdot \left(e^{\frac{V_{pv} + R_s \cdot I_{pv}}{n_1 \cdot V_{th}}} - 1 \right) - \frac{V_{pv} + R_s \cdot I_{pv}}{R_{sh}} \quad (2.4)$$

Ce modèle inclut cinq paramètres inconnus pour une seule diode, à savoir $[I_{ph}, I_{s1}, R_s, R_p, \text{ et } n_1]$. Il a été extrait d'un modèle basé sur les valeurs réelles de I_{pv} et V_{pv} de la cellule solaire dans l'équation 2.4.

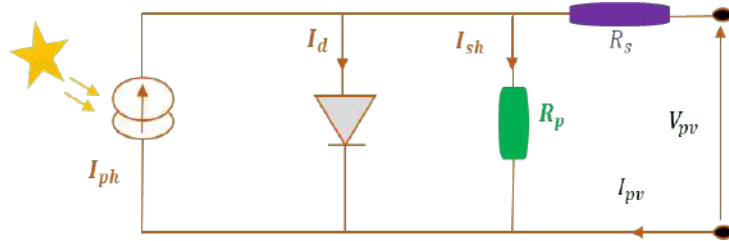


Figure 2.1: Circuit équivalent d'un modèle à une seule diode

2.2.2 Modèle à double diode

Le modèle à double diode, qui est plus précis, peut être dérivé en examinant cette perte, car le modèle à une seule diode exclut l'influence de la perte de courant de recombinaison dans la région de déplétion. Ce modèle à double diode comprend sept paramètres inconnus, à savoir : $[I_{ph}, I_{s1}, I_{s2}, R_s, R_p, n_1, \text{ et } n_2]$;

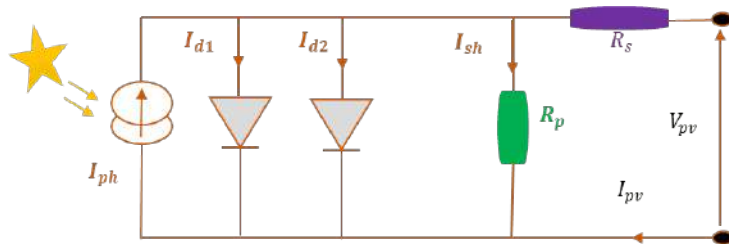


Figure 2.2: Schéma équivalent d'un modèle à double diode.

La figure 2.2 représente le schéma équivalent de la double diode. Le courant de sortie

de la cellule dans ce modèle peut être calculé comme suit :

$$\begin{aligned}
 I_{pv} &= I_{ph} - I_{d1} - I_{d2} - I_p \\
 &= I_{ph} - I_{s1} \cdot \left(e^{\left(\frac{V_{pv} + R_s \cdot I_{pv}}{n1 \cdot V_{th}} \right)} - 1 \right) \\
 &\quad - I_{s1} \cdot \left(e^{\left(\frac{V_{pv} + R_s \cdot I_{pv}}{n2 \cdot V_{th}} \right)} - 1 \right) \\
 &\quad - \frac{V_{pv} + R_s \cdot I_{pv}}{R_{sh}}
 \end{aligned} \tag{2.5}$$

Dans le circuit d'une cellule photovoltaïque, une seule diode peut être utilisée comme source de courant [59]. Ce modèle est décrit en détail par les auteurs dans les références [60, 61]. Il présente des propriétés électriques non linéaires qui peuvent varier en fonction de la température du module et du rayonnement solaire. Dans l'article [62], les auteurs se penchent sur la recherche photovoltaïque en étudiant le comportement électrique de la cellule à travers le calcul de plusieurs paramètres, la résolution d'un système d'équations, ainsi que la modification et la simulation du modèle conventionnel.

La précision des modèles de cellules photovoltaïques dépend principalement des paramètres de ces modèles. Cependant, ces paramètres ne sont généralement pas disponibles en pratique et ils peuvent varier en raison du vieillissement, de défauts ou de conditions de fonctionnement changeantes. Par conséquent, une identification précise des paramètres est essentielle pour la simulation, l'évaluation et le contrôle des systèmes photovoltaïques. Diverses méthodes d'identification des paramètres ont été développées au cours des dernières années pour répondre à ce besoin.

2.2.3 Modèles d'estimation des paramètres des cellules photovoltaïques par différentes techniques

De nombreuses méthodes ont été développées pour estimer les paramètres des modèles photovoltaïques. Le présent littérature les classe en quatre catégories distinctes.

- La première catégorie englobe les approches mathématiques, couramment désignées sous le nom de méthodes analytiques [63–66].
- La deuxième catégorie comprend les techniques itératives qui exploitent des méthodes numériques [66].
- La troisième catégorie est dédiée aux approches métaheuristiques.
- La quatrième catégorie, de plus en plus répandue, implique la combinaison de deux approches ou plus, telles que l'approche analytique-métaheuristique, l'approche numérique associée à une métaheuristique, ou encore la combinaison de métaheuristiques entre elles [66, 67].

Ces dernières représentent les techniques d'optimisation stochastique les plus couramment utilisées, fournissant des résultats plus précis tout en réduisant le temps de calcul.

Dans cette optique, nous avons proposé un algorithme amélioré JAYA (Improved JAYA) pour l'identification précise et fiable des paramètres inconnus des modèles photovoltaïques [66].

IJAYA est une technique récente proposée par R. Venkata Rao dans [68]. Pour la i -ème itération, les variables de conception sont représentées par m nombres (c'est-à-dire $j = 1, 2, \dots, m$), et le nombre de solutions candidates est défini par n , ce qui donne la taille de la population ($k = 1, 2, \dots, n$).

Parmi les solutions candidates entières, le meilleur candidat obtient la meilleure valeur de $f(x)$ (c'est-à-dire $f(x)_{\text{best}}$), et le pire candidat obtient la pire valeur de $f(x)$ (c'est-à-dire $f(x)_{\text{worst}}$). Si $X_{j,k,i}$ représente la valeur de la j -ème variable pour le k -ème membre d'un ensemble de solutions possibles pendant la i -ème itération, alors cette valeur est modifiée selon l'équation suivante :

$$X'_{j,k,i} = X_{j,k,i} + r_{1,j,i}(X_{j,\text{best},i} - |X_{j,k,i}|) - r_{2,j,i}(X_{j,\text{worst},i} - |X_{j,k,i}|) \quad (2.6)$$

Où, $X_{j,\text{best},i}$ est la valeur de la variable j pour le meilleur candidat et $X_{j,\text{worst},i}$ est la valeur de la variable j pour le pire membre d'un ensemble de solutions possibles. $X'_{j,k,i}$ est la valeur mise à jour de $X_{j,k,i}$. Enfin, après l'itération, toutes les valeurs de fonction acceptables sont utilisées dans l'itération suivante [69]. L'algorithme IJAYA présente plusieurs avantages par rapport à l'ancien, notamment l'utilisation d'un poids auto-adaptatif pour éviter la pire solution. De plus, la stratégie d'apprentissage a été modifiée afin de maintenir une bonne diversité au sein de la population, cette stratégie étant basée sur une méthode chaotique.

La solution finale à l'aide de l'algorithme IJAYA peut être obtenue en utilisant les deux équations suivantes 2.7 et 2.8 :

$$Z_m = 4 \cdot Z_m \cdot (1 - Z_m) \quad (2.7)$$

$$X'_{\text{best},j} = X_{\text{best},j} + \text{ran}(2 \cdot Z_m - 1) \quad (2.8)$$

2.2.4 Caractérisation expérimentale du PV

Expérimentalement, nous pouvons obtenir la courbe $I_{pv} - V_{pv}$ d'un panneau PV en utilisant une résistance de charge variable à la sortie du panneau PV. En ajustant légèrement la résistance de sortie, nous mesurons le courant de sortie et la tension. Nous poursui-

vons en modifiant la résistance de charge jusqu'à atteindre les points critiques (voir la Figure 2.3). Dans notre test, cette procédure a été automatisée grâce à l'utilisation d'un

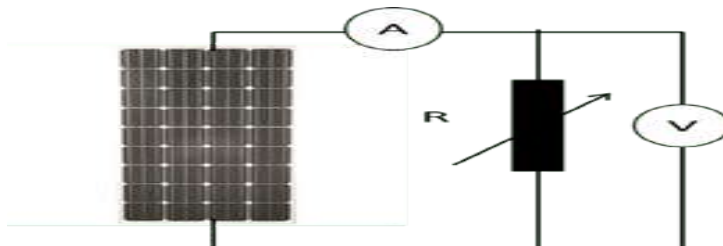


Figure 2.3: Test manuel de caractérisation $I_{pv} - V_{pv}$

analyseur solaire. L'analyseur solaire dispose d'une charge interne ajustable et mesure le courant de sortie ainsi que la tension. L'analyseur solaire de type VA 200 est utilisé



Figure 2.4: Prototype expérimental de courbe $I_{pv} - V_{pv}$

pour générer un ensemble de points afin d'illustrer la caractéristique $I_{pv} - V_{pv}$, comme représenté sur la Figure 2.4. De plus, un capteur thermocouple est solidement installé à l'arrière du panneau PV pour mesurer la température de la cellule, et un pyranomètre est utilisé pour mesurer le rayonnement solaire. L'ensemble de données ainsi obtenu a été utilisé pour tester les techniques développées en vue d'extraire les paramètres nécessaires.

La Figure 2.5 illustre simplement le processus principal de l'identification des paramètres du panneau solaire en utilisant les algorithmes IJAYA et PSO.

2.2.5 Formulation du problème de la méthode

Nous avons choisi comme objectif principal de modifier les cellules solaires en réduisant l'écart entre les données expérimentales et les données identifiées dans des conditions environnementales, en extrayant les valeurs des paramètres inconnus des modèles. De cette manière, nous pouvons obtenir des valeurs optimales pour ces paramètres de modèle

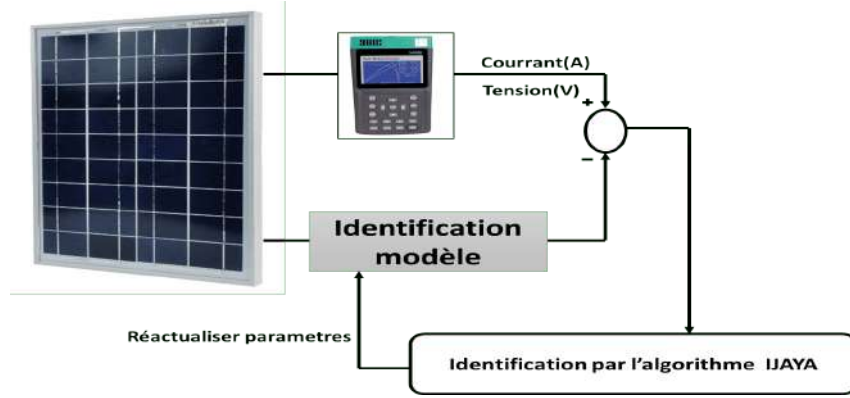


Figure 2.5: Principale d'identité les paramètres inconnus du modèle PV

inconnus. Les exigences principales sont souvent exprimées sous forme de fonctions RMSE (Root-Mean-Square-Error) égales, utilisées lors de chaque itération. À chaque point de la courbe $I_{pv} - V_{pv}$, l'écart 2.3 ou 2.9 a été mesuré à l'aide de la méthode méta-heuristique afin d'atteindre une valeur simulée de I_{pv} à n'importe quelle tension pour une cellule solaire.

$$\begin{aligned} \text{Fonction}(5 \text{ paramètres}) &= I_{ph} - I_{s1} \cdot \left(e^{\frac{V_{pvm} + R_s \cdot I_{pvm}}{n1 \cdot V_{th}}} - 1 \right) \\ &\quad - I_{s1} \cdot \left(e^{\frac{V_{pvm} + R_s \cdot I_{pvm}}{n2 \cdot V_{th}}} - 1 \right) - \frac{V_{pvm} + R_s \cdot I_{pvm}}{R_{sh}} - I_{pvm} \end{aligned} \quad (2.9)$$

Où I_{pvm} et V_{pvm} représentent respectivement le courant et la tension mesurés par le modèle PV. La définition d'une fonction objectif est essentielle pour estimer les paramètres des cellules PV. Dans cette situation, l'objectif est de réduire l'écart d'incertitude entre les courants simulés et réels. Pour ce faire, la fonction suivante est utilisée.

$$\text{RMSE} = \sum_{K=1}^N \frac{\text{Fonction}^2}{N} \quad (2.10)$$

Où, N : est la taille réelle des données.

2.2.6 Résultats et analyse de l'expérience d'extraction des paramètres du modèle PV

Dans ces résultats, nous avons appliqué deux algorithmes méta-heuristiques, à savoir l'algorithme IJAYA et l'algorithme PSO, comme détaillé dans la référence [66]. La même procédure d'identification a été utilisée sous un rayonnement solaire de $E=431 \text{ W/m}^2$ et une température de $T=24 \text{ }^\circ\text{C}$, en utilisant les paramètres d'identification répertoriés dans

Tableau 2.1: Paramètres du module PV identifiés à l'aide de deux algorithmes.

Paramètre	PSO	IJAYA
I_{ph} (A)	0.65510	0.65948
I_{d1} (μ A)	10.71418	42.09201
R_s (Ω)	0.042046	0.03169
R_p (Ω)	1618.90935	1044.88941
n_1	2.35029	2.41093
I_{d2} (μ A)	15.20219	19.87926
n_2	2.07097	2.24268
RMSE	0.0072	0.0067

le tableau 2.1.

Le tableau 2.1 présente les paramètres de cellule PV extraits, l'erreur de convergence obtenue par les deux algorithmes utilisés. Sur ce tableau, on peut voir que IJAYA est une valeur de 0,0067 tandis que PSO est de 0,0072.

Les résultats présentés dans la figure 2.6a montrent que l'algorithme discuté présente des performances supérieures en termes de qualité et de précision par rapport à l'algorithme PSO bien établi. Dans la figure 2.6b, il devient clair que l'IJAYA converge plus rapidement que le PSO, en particulier dans le modèle à deux diodes.

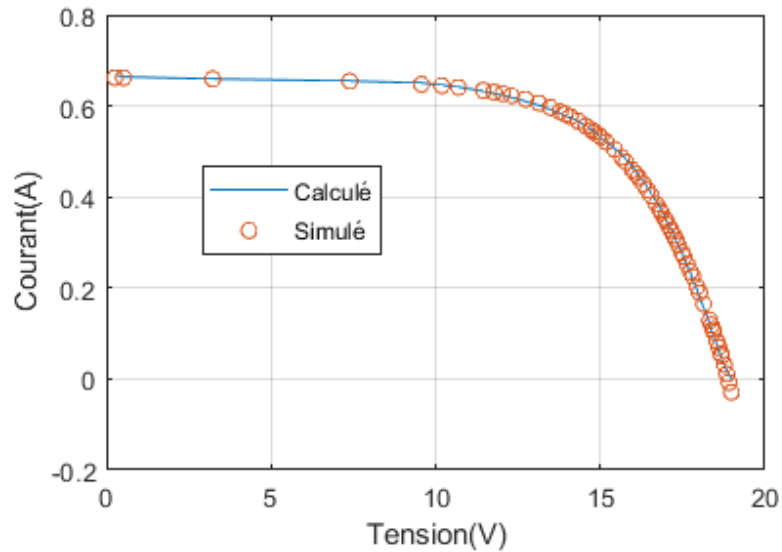
L'algorithme IJAYA se révèle prometteur comme méthode pour résoudre l'identification des paramètres avec une grande précision.

Le choix du modèle PV approprié est une étape majeure pour prédire le comportement du système PV. Par conséquent, une comparaison a été effectuée avec la validation expérimentale de la caractérisation du panneau PV en utilisant un modèle à seule diode de cellule.

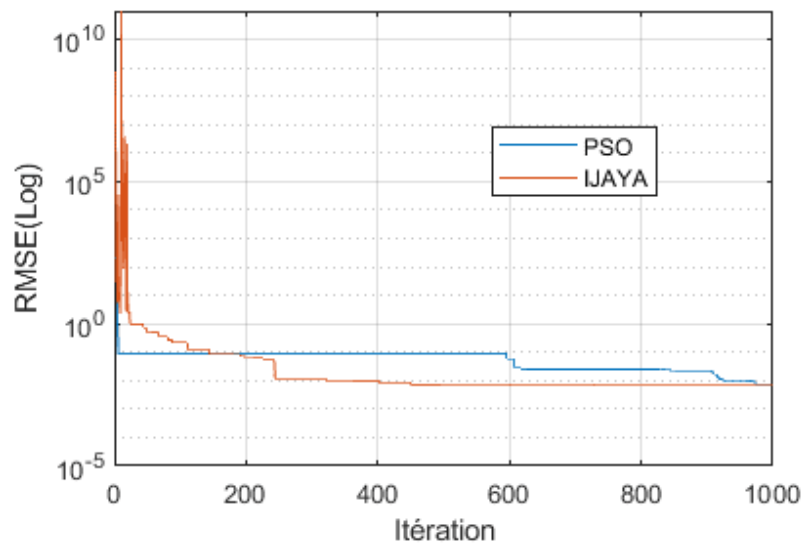
2.3 Application d'un système photovoltaïque autonome

Avec cette installation photovoltaïque pilote bon marché, nous avons conçu un système d'installation de système photovoltaïque alimenté par une résistance constante (lampe). Les composantes de l'application expérimentale comprennent un panneau solaire connecté à un régulateur de charge (pour réguler la puissance électrique entre le panneau solaire et la batterie afin d'éviter la surcharge), une batterie (pour le stockage), et une lampe, comme illustré à la figure 2.8a.

En surveillant les données de notre système solaire (panneau solaire + batterie), nous avons pris en compte les caractéristiques des panneaux solaires ainsi que les caractéristiques du panneau sous UNO Arduino. La carte Arduino MEGA est équipée d'un capteur de température MAX6675, de deux capteurs de tension B25, de deux capteurs de courant



(a) I_{pv} - V_{pv} calculé et simulé



(b) Convergence des algorithmes

Figure 2.6: Résultats d'identification de l'algorithme IJAYA

ACS712, d'un adaptateur de carte micro SD et d'un écran LCD.

Ce test exploratoire, illustré dans la figure 2.8a, a été effectué sur le banc d'essai le 15 avril 2022. Pour plus de détails, veuillez consulter notre article [70]. Après avoir effectué les différents tests nécessaires sur le dispositif expérimental, les figures suivantes présentent quelques résultats de notre système. Nous notons que la température et le rayonnement étaient les mêmes car la courbe en début de journée était de 26°C à 7h00 du matin, correspondant à 232 W/m^2 . La température a atteint une valeur maximale à 14h48, atteignant 57°C , tandis que l'intensité lumineuse a également atteint 963 W/m^2

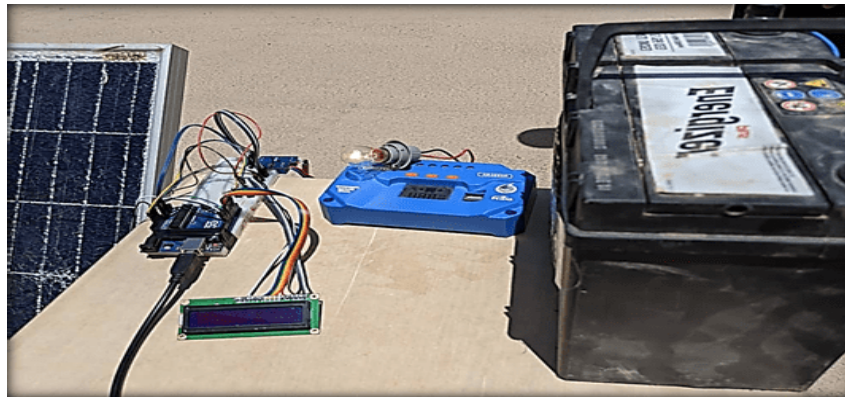
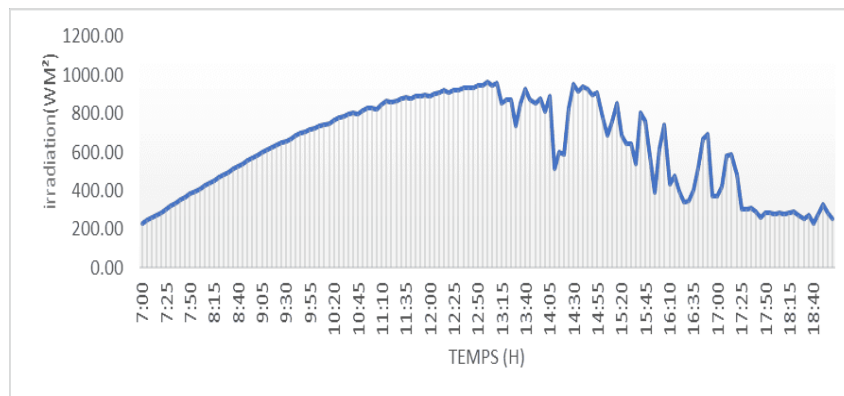
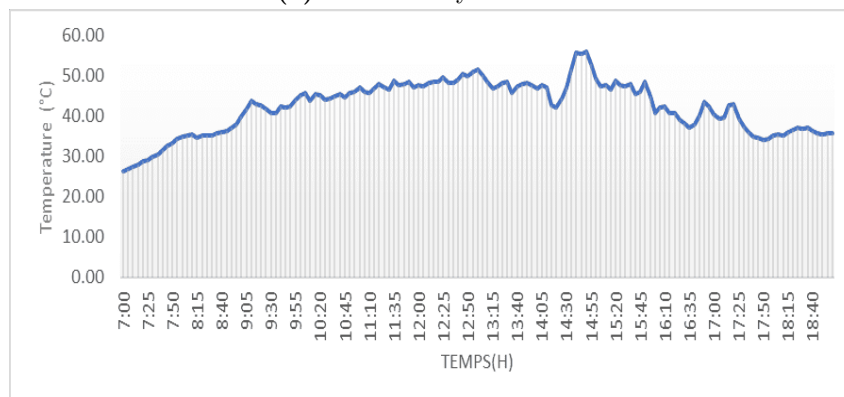


Figure 2.7: Banc d'essai du système PV autonome.



(a) Profil de rayonnement.



(b) Profil de température.

Figure 2.8: Data Environnement

à 13h00, comme illustré par les figures 2.8a et 2.8b.

En effet, les fluctuations météorologiques peuvent avoir un impact sur la stabilité du rayonnement thermique à 13h00, ce qui, à son tour, peut affecter la puissance de sortie du panneau solaire.

Dans la Figure 2.15, on observe que la puissance PV était de 5W à 07 :00, puis elle

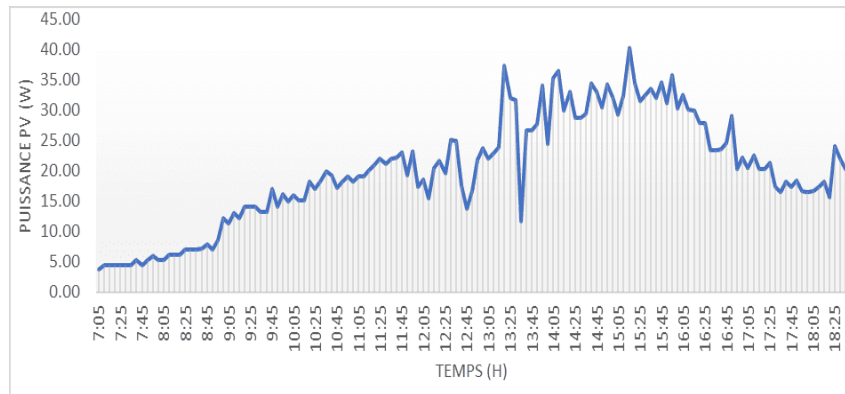


Figure 2.9: Profil de puissance.

est devenue stable à 30W de 12h00 à 19h00.

2.4 Modélisation d'un système de pompage solaire avec Proteus

La Figure 2.10 illustre la configuration de connexion du système analysé. Le système de pompage solaire comprend un convertisseur abaisseur DC-DC alimenté par une source photovoltaïque, un moteur à courant continu contrôlé par MPPT, et un mécanisme de commutation PWM.

Il convient de noter que le contrôleur MPPT est intégré dans une carte Arduino, qui gère le convertisseur abaisseur et suit le point de puissance maximal (MPP) en utilisant les données de courant et de tension. Les valeurs de puissance, de courant et de tension du panneau photovoltaïque sont affichées sur l'écran LCD.

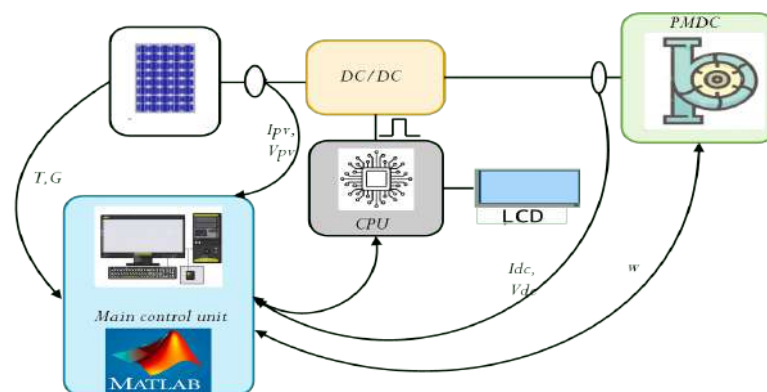


Figure 2.10: Schéma simplifié du système global de pompage à moteur DC.

2.4.1 Modèle de pompe à moteur à courant continu

Le moteur à courant continu à aimant permanent (PMDC) a été modélisé en termes de couple et d'angle de rotor. Le modèle du moteur PMDC a été créé en utilisant le logiciel Proteus ISIS, comme le montre la figure 2.11. Les équations caractéristiques d'un moteur PMDC peuvent être formulées comme suit :

$$V = R_a I_a + L_a \frac{dI_a}{dt} + e \quad (2.11)$$

$$e = K_e w_m \quad (2.12)$$

$$T_e = K_t I_a = J \frac{dw_m}{dt} + B_m w_m + T_L \quad (2.13)$$

Dans ces équations, J représente le moment d'inertie, B_m est le coefficient de frottement, T_L et T_e désignent respectivement les couples de charge et électromagnétiques. Cependant, le modèle est créé en utilisant les équations 2.11, 3.2, et 2.13. Le bloc moteur PMDC peut être consolidé en un seul bloc lors de la simulation en utilisant le logiciel Proteus/Isis.

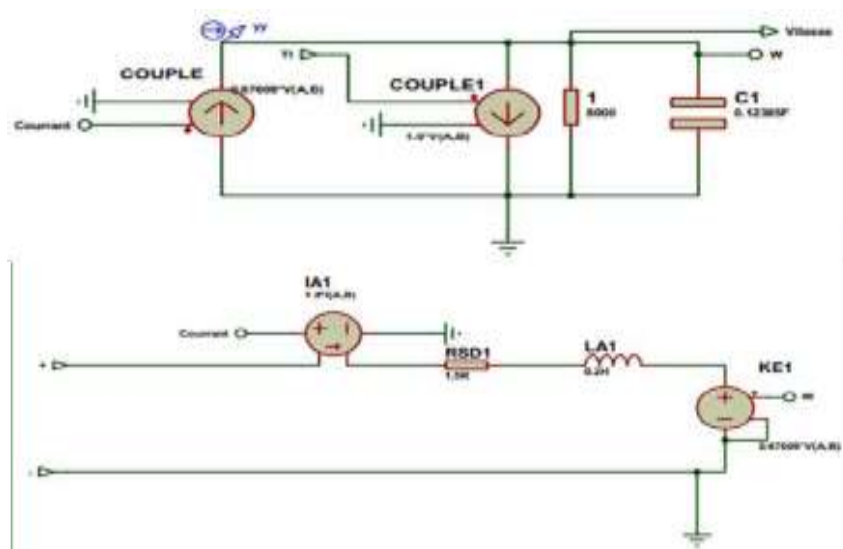


Figure 2.11: Modèle de moteur DC.

2.4.2 Pompe centrifuge

Comparé à d'autres types de moteurs électriques, un moteur à courant continu à aimant permanent (PMDC) est particulièrement adapté à une pompe centrifuge en raison

de son faible couple de démarrage requis. Le couple de charge d'une pompe centrifuge est généralement déterminé par :

$$T = A_l \cdot K_l \cdot w_m^{1.8} \quad (2.14)$$

L'équation 2.14 a été mise en œuvre dans Proteus pour créer le modèle de la pompe centrifuge. La représentation du modèle de la pompe centrifuge est illustrée à la figure 2.12. La pompe constitue un sous-système doté d'une seule borne d'entrée et de sortie ; m représente la vitesse du moteur d'entrée, tandis que T_L correspond au couple de charge. Le tableau 2.2 répertorie les paramètres techniques utilisés dans la modélisation du système de la moto-pompe.

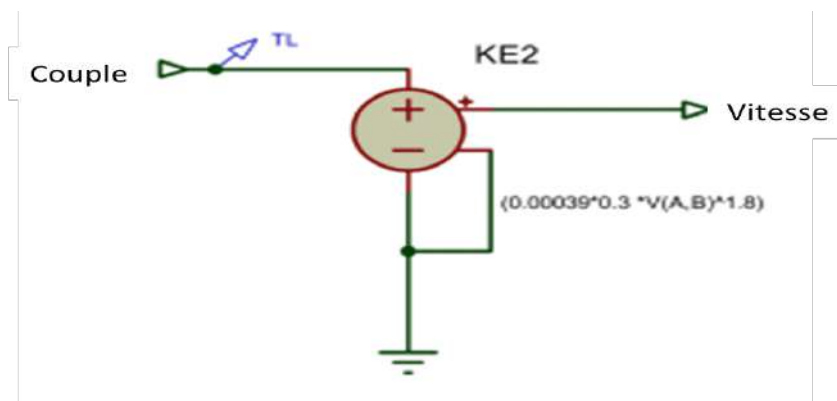


Figure 2.12: Pompe centrifuge sous Proteus.

Tableau 2.2: Paramètres d'une pompe à moteur DC

DC PM motor data	
Tension (V_a) (nominale) (V_a)	160 V
Courant (I_a) (évalué) (I_a)	9.5 A
Vitesse () (nominale) ()	220 rad · sec ⁻¹
Résistance de l'induit (R_a)	0.15e-2 Ω
Inductance de l'induit (L_a)	0.2 H
Constante de tension (K_e)	0.67609 V/ (rad · sec ⁻¹)
Constante de couple (K_T)	0.67609 Nm/A
Friction moteur (A_m)	0.2 Nm
Paramètre de la pompe de charge	
Moment d'inertie (J)	2.365e-2 Kg · m ²
Facteur de frottement visqueux (B)	2.387e-3 Nm/(rad · sec ⁻¹)
Constante de couple de charge (K_e)	3.9e-4 Nm/(rad · sec ⁻¹)
Frottement de la charge (A_l)	3e-1 Nm

2.4.3 Modélisation d'un générateur PV sous Proteus

À partir de la section précédente, ce modèle à une seule diode est développé en utilisant des formules mathématiques tirées du circuit équivalent d'un panneau solaire [71]. Ce modèle est connecté à une carte Arduino MEGA à l'aide de capteurs de courant et de tension pour maximiser la puissance du générateur photovoltaïque. La figure 2.13 illustre la mise en œuvre du modèle PV dans Proteus. Les caractéristiques techniques du panneau

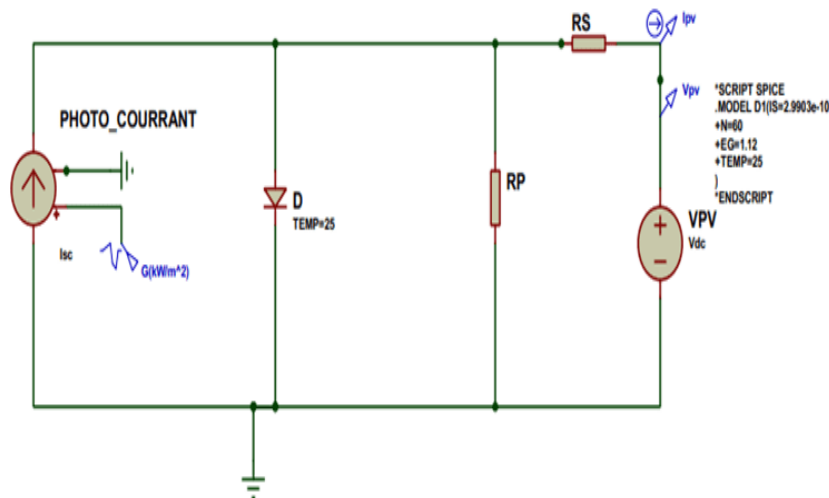


Figure 2.13: Modèle de panneau photovoltaïque (circuit équivalent) sous Proteus [71].

photovoltaïque fournies par le fabricant sont répertoriées dans le Tableau 2.3. Le panneau photovoltaïque est construit en connectant quatre modules photovoltaïques en série avec deux modules en parallèle. Les propriétés $P_{pv}(V_{pv})$ en réponse à différentes conditions environnementales ont été examinées.

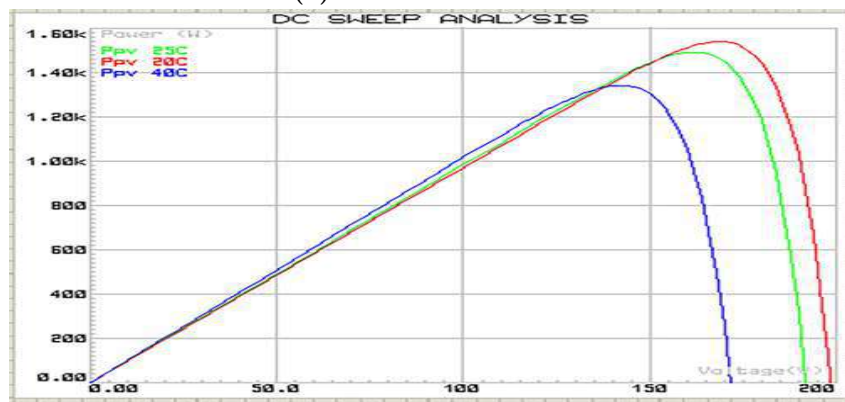
La figure 2.14a illustre les courbes $P_{pv}-V_{pv}$ pour un rayonnement solaire variant de 500 W/m^2 à 800 W/m^2 à une température constante de 25°C . La figure 2.14b représente les courbes $P_{pv}-V_{pv}$ pour des températures comprises entre 20°C et 40°C avec un rayonnement solaire constant de 1 kW/m^2 .

Les caractéristiques techniques du panneau photovoltaïque de 240 W fournies par le fabricant sont répertoriées dans le tableau 2.3. Ces données comprennent la puissance nominale, la tension et le courant à la puissance maximale, la tension en circuit ouvert, le courant de court-circuit, les coefficients de température, et le nombre de panneaux en série. Ces informations sont cruciales pour la conception et l'optimisation des systèmes photovoltaïques.

En général, pour un rayonnement solaire donné, lorsque la température du module cellule augmente, la tension en circuit ouvert (V_{oc}) diminue légèrement, tandis que le



(a) Irradiation variable.



(b) Temperature variable.

Figure 2.14: Caractérisation P_{pv} - V_{pv} du module sous Proteus.

Tableau 2.3: Données techniques du panneau photovoltaïque de 240 W.

Caractéristiques	Symbole	Valeur	Unité
Puissance nominale	P_{\max}	240	W
Tension à la puissance maximale	V_{\max}	4.05e1	V
Courant à puissance maximale	I_{\max}	5.93e-1	A
Tension en circuit ouvert	V_{co}	4.86e1	V
Courant de court-circuit	I_{cc}	6.3e-1	A
Coefficient de température de la (V_{co})	K_v	-0.36901	mV/
Coefficient de température de la (I_{cc})	K_i	0.086998	mA/
Nombre de panneaux en série	N_s	8	/

courant de court-circuit (I_{cc}) augmente.

2.5 Optimisation d'un système PV avec moteur à courant continu

2.5.1 Importance de mettre en œuvre la commande MPPT.

L'application du suivi du point de puissance maximale (MPPT) dans les systèmes photovoltaïques (PV) revêt une importance capitale pour plusieurs raisons fondamentales :

- Le MPPT permet aux systèmes photovoltaïques d'exploiter au maximum l'énergie disponible à partir de la lumière solaire en ajustant continuellement la tension et le courant pour suivre le point de puissance maximale (MPP). Cela garantit une utilisation efficace de l'énergie solaire disponible.
- En maximisant la production d'énergie, le MPPT contribue à accroître la rentabilité des systèmes photovoltaïques. Il permet de générer davantage d'électricité à partir de la même superficie de panneaux photovoltaïques, améliorant ainsi le retour sur investissement.
- Une mise en œuvre efficace du MPPT peut réduire le temps nécessaire pour que le système photovoltaïque atteigne la rentabilité. Cela rend l'énergie solaire plus attractive financièrement en accélérant la période de récupération.
- La production d'énergie solaire est sujette à des variations en raison des fluctuations de l'ensoleillement et des changements de température. Le MPPT permet une adaptation rapide à ces conditions, garantissant une capture maximale de l'énergie, indépendamment des changements environnementaux.
- En l'absence de MPPT, des pertes d'énergie peuvent survenir lorsque les panneaux photovoltaïques fonctionnent à des niveaux de tension et de courant non optimaux. Le MPPT réduit au minimum ces pertes en maintenant la production d'énergie au point optimal.
- Le MPPT contribue à maintenir la stabilité du fonctionnement du système en prévenant les fluctuations de tension et de courant. Cette stabilité est essentielle pour éviter d'endommager l'équipement et perturber le réseau.
- En empêchant les panneaux photovoltaïques de fonctionner en dehors de leurs plages de tension et de courant optimales, le MPPT peut prolonger la durée de vie des panneaux et des composants du système, améliorant ainsi la durabilité et la fiabilité globales des systèmes photovoltaïques.
- Dans les systèmes autonomes ou hors réseau, le MPPT est essentiel pour utiliser efficacement l'énergie solaire disponible et assurer une alimentation électrique fiable, ce qui peut être essentiel dans des endroits éloignés.

L'application du MPPT dans les systèmes PV est essentielle pour optimiser la pro-

duction d'énergie, améliorer l'efficacité coût-avantage, assurer la stabilité du système et s'adapter aux conditions environnementales variables. Il s'agit d'un composant essentiel pour exploiter pleinement le potentiel de l'énergie solaire et promouvoir la durabilité et la fiabilité des systèmes photovoltaïques. Suivi du Point de Puissance Maximale PPM.

Dans la revue de la littérature, d'importants efforts de recherche ont été déployés pour améliorer l'efficacité et la robustesse des algorithmes de suivi, notamment face aux conditions météorologiques en constante évolution. En général, plusieurs méthodes, telles que la méthode Escalade (Hill climbing) [72], la méthode de la tension fractionnaire en circuit ouvert (FOCV) [73], la méthode du courant de court-circuit fractionnaire (FSCC) [74] [4], la méthode de la conductance incrémentielle (INC) [75], et la méthode de la Perturbation et l'Observation (P & O) [76], ont été utilisées pour suivre le point de puissance maximale (MPP). Cependant, ces algorithmes sont sensibles aux variations des conditions météorologiques et peuvent entraîner des oscillations autour du MPP.

Parmi ces méthodes, la méthode conventionnelle de P&O avec une taille de pas constante (FSS : Fixed Step Size) présente une structure de base facile à mettre en œuvre, ce qui lui confère une plus grande popularité parmi les algorithmes MPPT.

2.5.2 Méthode conventionnelle de MPPT P&O

La méthode P&O propose une approche basée sur la conductance incrémentielle pour suivre précisément la puissance maximale disponible d'une unité de production photovoltaïque. Cette approche présente l'avantage de déterminer avec précision quand le tracker de point de puissance maximale atteint effectivement le point de puissance maximale, contrairement à d'autres algorithmes disponibles qui ont tendance à osciller autour de ce point. De plus, cet algorithme MPPT peut s'adapter efficacement aux variations rapides des conditions d'insolation avec un degré de précision plus élevé. Dans cette technique MPPT, la pente de la puissance en fonction de la tension est ajustée à zéro lorsque la puissance est maximale. Par conséquent, la tension de sortie de l'unité de production photovoltaïque est ajustée jusqu'à ce que le rapport $\frac{dP}{dV} = 0$, ce qui indique que le générateur photovoltaïque fonctionne en suivant les conditions du point de puissance maximale.

La figure 2.15 décrit les principes fondamentaux de la méthode proposée, mais le rapport dP/dV peut suivre l'un des scénarios suivants. La variable de contrôle dans cette stratégie est la fréquence f . La fréquence est perturbée jusqu'à ce que le point opérationnel du générateur solaire photovoltaïque atteigne le MPP avec une taille et un taux de perturbation fixes en fonction de la pente de puissance.

La Figure 2.16 illustre l'organigramme algorithmique recommandé pour le suivi du MPP. Dans cet algorithme, la méthode P&O est utilisée. Tout d'abord, le courant et la

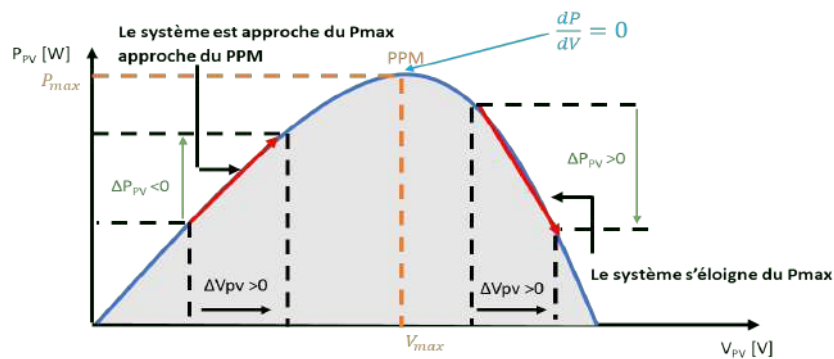


Figure 2.15: Recherche du PPM à l'aide de la méthode (P&O).

tension du générateur solaire sont mesurés. Ensuite, la puissance de sortie du générateur solaire peut être déterminée. Au temps k , la puissance photovoltaïque et la tension sont comparées à leurs valeurs au temps $k-1$. Enfin, la technique *P&O* peut être utilisée pour trouver la vitesse de référence du système qui correspond à la maximisation de la puissance de sortie.

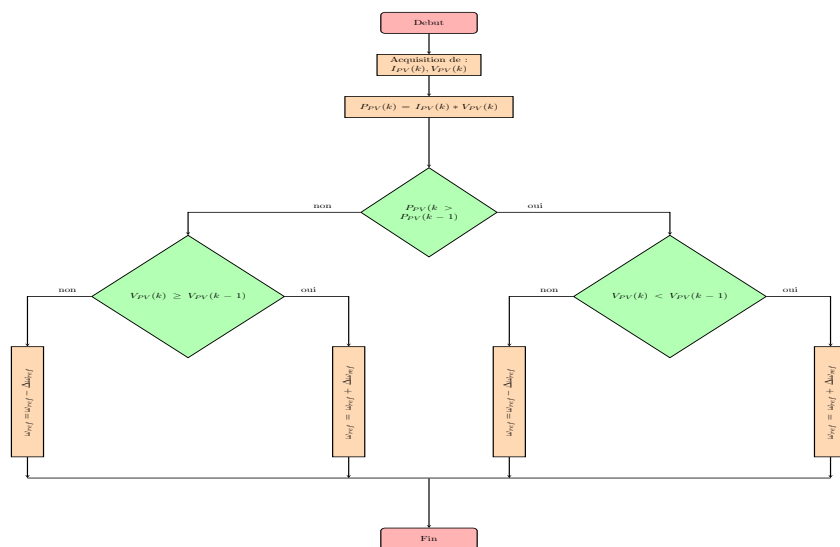


Figure 2.16: Organigrammes de la méthode P&O conventionnelle.

2.5.3 Méthode Perturbe et Observe (P&O) proposée

Dans le système de pompage d'eau photovoltaïque associé directement (PVWP), le panneau photovoltaïque est directement connecté à la charge de la pompe sans utiliser de méthode d'optimisation, telle que le suivi du point de puissance maximale (MPPT). L'utilisation de l'algorithme *P&O* pour suivre le MPP améliore l'efficacité du PVWP (en réduisant l'accélération et les faibles oscillations).

Dans la méthode actuelle, l'algorithme *P&O* mis à jour calcule la taille du pas (VSS : Variable Step Size) en fonction de la vitesse de référence du moteur, par opposition à l'étape conventionnelle basée sur la tension. Une étape de référence spécifiée (notée δ_R) est multipliée par la différence de puissance comme facteur d'amplification. Cette méthode est utile car elle dépend uniquement des caractéristiques physiques de la charge (c'est-à-dire la vitesse du moteur). En adoptant cette méthode, il est possible d'éviter les défauts de modélisation qui influent sur le comportement entrée-sortie. La figure 2.17 illustre les étapes fonctionnelles de l'algorithme *P&O* basé sur la vitesse.

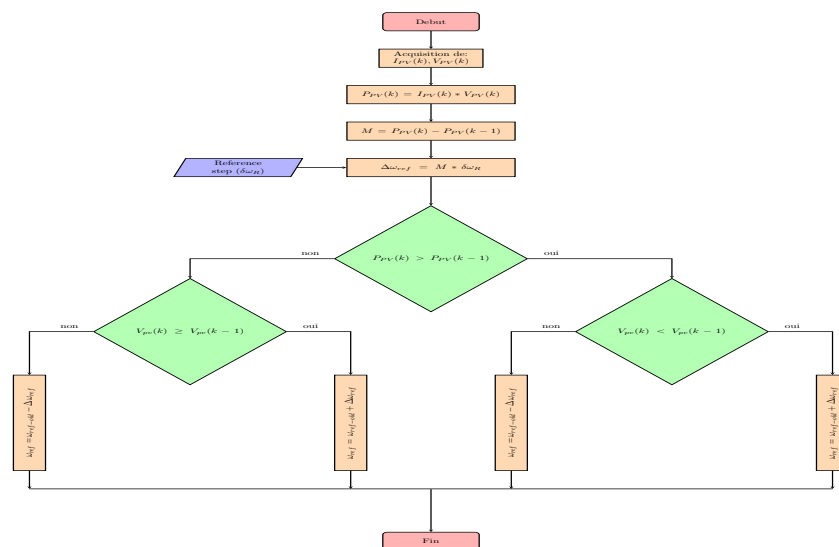


Figure 2.17: Organigrammes de la méthode P& O conventionnelle.

2.6 Application d'un système de pompage photovoltaïque autonome sous Proteus

2.6.1 Approche proposée

Cette section abordera la conception du système de surveillance du système de pompage solaire proposé . Tout dispositif à base de silicium, tel qu'un processeur de signal ou un processeur de signal numérique, peut superviser le panneau photovoltaïque décrit dans le logiciel Proteus . Un logiciel Arduino MEGA et ISIS Proteus sont utilisés pour créer un système de pompage photovoltaïque compatible et efficace.

La Figure 2.18 montre que ce système est également réalisable dans des installations réelles. De plus, le bloc de contrôle est implémenté dans MATLAB/Simulink. Les valeurs électriques PV sont calculées pour déterminer les caractéristiques PV (telles que le courant

et la tension).

Le bloc de contrôle est l'épine dorsale du système, composé principalement de la carte Arduino MEGA sur laquelle différents MPPT sont implémentés ($P&O$ avec des tailles de pas fixes et variables). La carte Arduino est utilisée pour calculer le rapport cyclique approprié, qui est ensuite envoyé au MOSFET du convertisseur abaisseur pour le contrôle. De plus, un écran LCD est utilisé pour afficher les paramètres électriques afin de surveiller le système photovoltaïque.

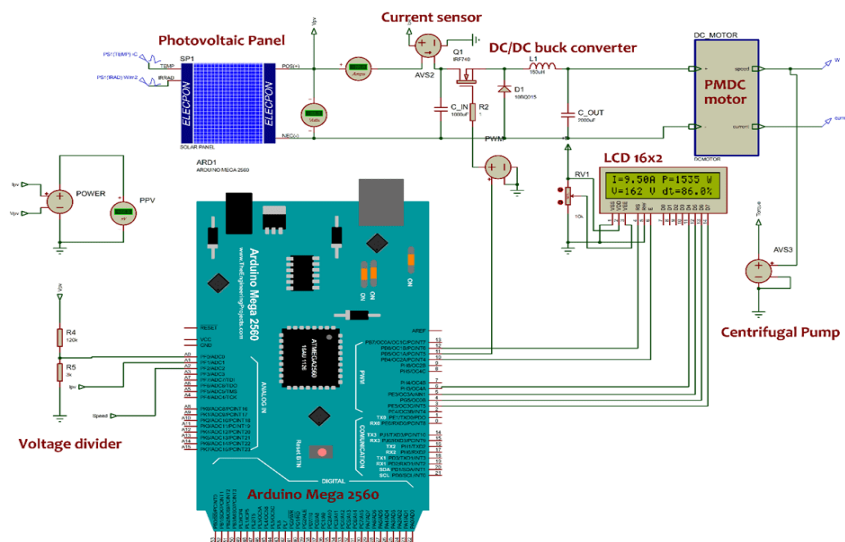


Figure 2.18: Structure de l'unité de contrôle basée sur Arduino.

2.6.2 Interfaçage d'Arduino Mega2560 avec MATLAB/Simulink

L'environnement de développement intégré (IDE) est le logiciel de programmation essentiel pour le kit Arduino. L'IDE permet aux utilisateurs d'écrire des programmes, appelés "Sketches", de les compiler, puis de les téléverser via USB vers la carte Arduino. L'environnement logiciel de cette plate-forme est basé sur les langages de programmation $C/C++$ et utilise d'autres bibliothèques open source. De plus, cette carte peut communiquer avec divers périphériques tels que des écrans LCD , des capteurs et des servomoteurs. Cependant, de nombreux ingénieurs trouvent la programmation Arduino en $C/C++$ complexe dans des applications réelles.

Par conséquent, le code est mis en œuvre différemment dans le présent document. À la place des codes de script d'Arduino IDE, Simulink permet le glisser-déposer direct de blocs sur l'environnement de travail avec des connexions faciles entre eux. Le package de support Arduino dans Simulink est utilisé pour programmer la carte Arduino. Ce package automatise la transition du modèle Simulink au code correspondant. La carte Arduino

peut alors exécuter efficacement ces codes. Figure 2.19 illustre le schéma fonctionnel de Simulink, qui met en évidence l'ensemble du modèle Simulink utilisé dans cette étude. Le

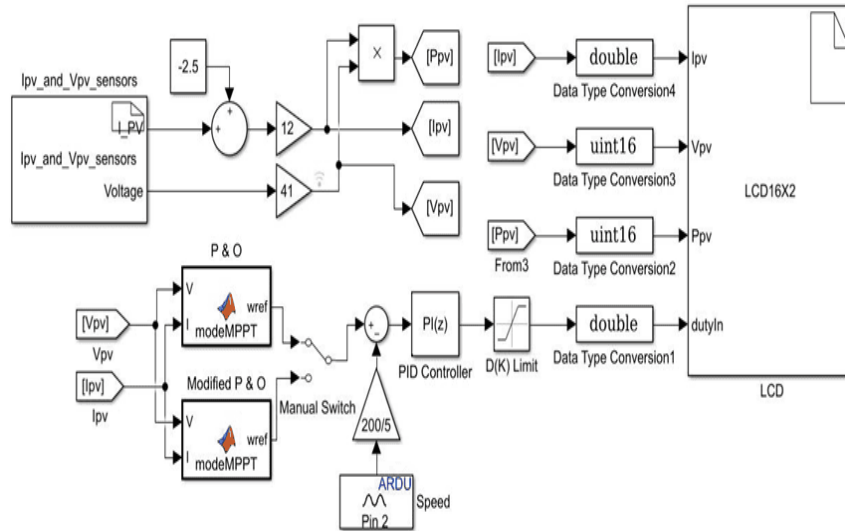


Figure 2.19: Blocs du package Arduino dans MATLAB/Simulink.

système de supervision est composé de trois composants :

1. Entrée matérielle : Dans ce sous-système, les données des capteurs sont initialement reçues avant d'être traitées/utilisées par le logiciel
2. Contrôle : Le signal de commande à transmettre au convertisseur abaisseur est calculé à l'aide d'un processus en deux étapes : (1) l'algorithme MPPT sélectionné calcule la vitesse de référence, et (2) le contrôleur proportionnel-intégral (PI) tente de minimiser l'erreur en comparant la vitesse de référence à la vitesse réelle du moteur. Il est à noter que dans cette section, afin de comparer les algorithmes MPPT, le modèle Simulink avec commutation manuelle est modifié.
3. Sortie matérielle : Dans cette section, la carte Arduino transmet le signal de commande PWM (rapport cyclique) au convertisseur abaisseur (simulé dans Proteus). De plus, l'écran LCD affiche les mesures (tension, courant, puissance et rapport cyclique en pourcentage (%)). En outre, toutes les données techniques sont transmises au logiciel Proteus pour l'affichage en temps réel des courbes.

2.6.3 Contrôleur PI

Soit la vitesse de référence fournie par l'algorithme VSS MPPT. représente la vitesse réelle du moteur, alors l'erreur est exprimée comme suit :

$$\varepsilon = w_{\text{ref}} - w_m \quad (2.15)$$

Le signal de commande PI est formulé comme suit :

$$\text{Control} = K_p \cdot \varepsilon + K_i \cdot \int \varepsilon \quad (2.16)$$

Où K_p et K_i désignent les gains du contrôleur PI (proportionnels et intégraux).

2.7 Résultats et analyses du système PV à moteur DC

2.7.1 Comparaison entre la Méthode Proposée et la Méthode Conventiennelle de MPPT (P&O)

Une comparaison entre deux techniques MPPT est effectuée pour valider la méthode proposée. Ces stratégies ont été mises en œuvre dans un système de pompage photovoltaïque qui ne nécessite pas de sous-système de stockage électrochimique, car il est alimenté uniquement par l'énergie solaire. La Figure 2.20 et le Tableau 2.4 présentent un résumé des résultats comparatifs. Les simulations ont été réalisées à une température constante

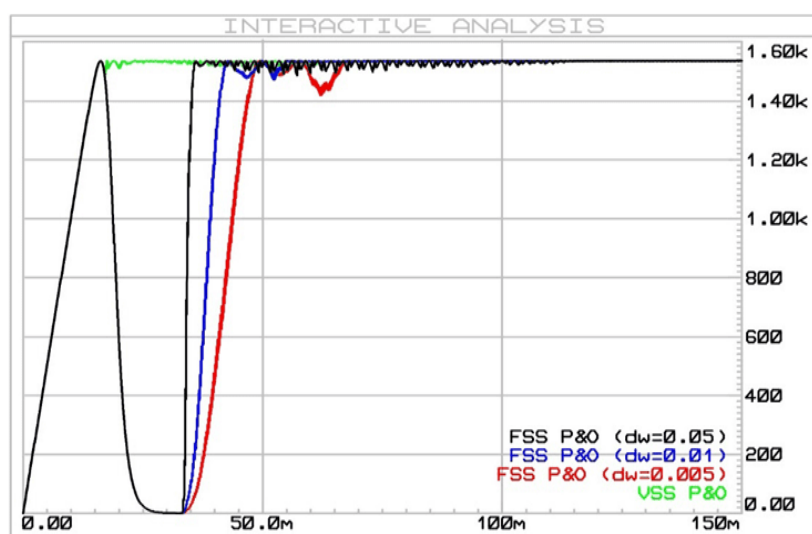


Figure 2.20: Comparaison de la puissance de sortie entre FSS-P&O et VSS-P&O.

de 25 C et sous un éclairage de 800 W/m². De plus, différentes tailles de pas de perturbation () ont été utilisées (0,005, 0,01 et 0,05). La figure 2.20 illustre l'énergie générée par le système photovoltaïque. Lorsque la taille de pas est augmentée, l'approche FSS P&O présente des temps de réponse plus longs. Bien que le MPPT avec un FSS de 0,05 minimise le temps de réponse, il provoque des oscillations plus importantes à l'état stationnaire, ce qui nuit à l'efficacité du MPPT. La performance dynamique du VSS P&O est supérieure

à celle du FSS P&O. Le temps de réponse et les oscillations à l'état stationnaire du VSS P&O sont plus faibles que ceux des techniques concurrentes.

Tableau 2.4: Comparison between P&O fixed & variable step-size techniques for 0.05s.

Techniques de MPPT	Irradiation G(W/m ²)	800	500	400
FSS P&O	Pmax (W)	1535	950.7	755.8
	Ppv (W)	1517.4	933.6482	738.7806
	Temps de suivi (s)	0.036	0.0556	0.069
	Oscillation en régime permanent	Haut	Haut	Haut
	$n_M PPT$	0.9885	0.9821	0.9776
	R_{error}	0.0259	0.0348	0.0386
VSS P&O	Pmax	1541	955.6	758.4
	Ppv (W)	1528.8	944.9193	750.0007
	Temps de suivi (s)	0.0162	0.026	0.032
	Oscillation en régime permanent	Minimise	Minimise	Minimise
	$n_M PPT$	0.9960	0.9939	0.9923
	R_{error}	0.0254	0.0336	0.0373

La figure 2.20 montre que la méthode P&O avec un pas de 0,05 présente de meilleures performances dynamiques que l'algorithme P&O avec un pas de 0,005 ; elle peut atteindre l'état stationnaire plus rapidement, mais avec sensiblement plus d'oscillations. Il faut 0,05 s pour atteindre le MPP. Cependant, avec un pas de 0,005, l'algorithme P&O prend 1 s pour atteindre le MPP. Une étape plus importante peut encore améliorer les performances dynamiques de l'algorithme P&O, mais cela peut avoir un impact sur les performances statiques. Une méthode P&O avec différentes étapes peut prévenir ou atténuer ces lacunes de performance, à la fois en régimes dynamiques et stables. Notre méthode a éliminé les oscillations à l'état stationnaire, et la puissance de sortie du générateur photovoltaïque est à son maximum.

D'après le tableau 2.4, il est évident que le proposée P&O (P&O VSS) surpasse le conventionnelle de P&O (P&O FSS) pour trois valeurs de rayonnement solaire (0,08 kW/m², 0,5 kW/m² et 0,4 kW/m²) avec un changement soudain de la puissance maximale de référence (1,5174 kW, 0,9336 kW et 0,7387 kW).

De plus, l'utilisation de cette méthode réduit à la fois le temps de réponse et les oscillations à l'état stationnaire. De plus, elle atteint une efficacité significative de 99,60 % et présente une faible erreur relative dans toutes les circonstances examinées. D'autre part, les oscillations de puissance à l'état stationnaire sont importantes avec une imprécision relative atteignant 3,86 % lors de l'utilisation de la méthode conventionnelle.

Les conditions climatiques, en particulier la température ambiante et l'irradiation solaire incidente, varient tout au long de la journée. Ces valeurs varient considérablement en fonction de la région étudiée. Par conséquent, deux scénarios distincts sont étudiés pour évaluer les performances du système.

2.7.2 Profil de rayonnement solaire variable et température constante

En ce qui concerne la courbe de puissance, le profil de rayonnement solaire proposé présente le même comportement que la puissance du système photovoltaïque. Comme le montre la [Figure 2.21](#), la valeur de l'irradiation solaire a été réduite dans les intervalles [0 s, 6 s] et [8 s, 10 s] et augmentée dans l'intervalle [6 s, 8 s] pour évaluer la sensibilité de l'algorithme. Pendant les périodes d'irradiance de transition, la puissance du système photovoltaïque suit de près le MPP.

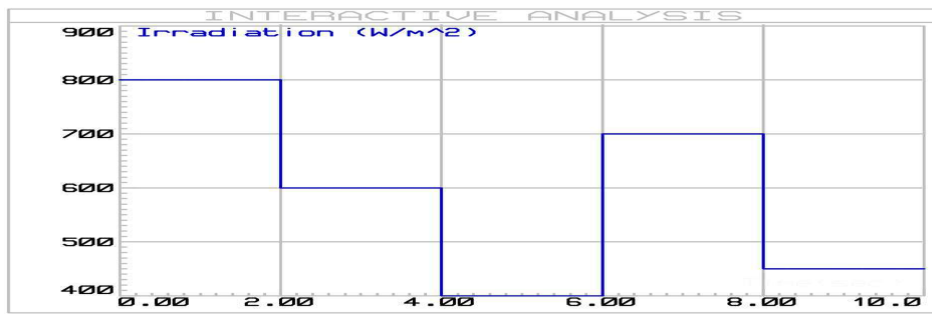
2.7.3 Profil de température variable et rayonnement solaire constant

Un changement abrupt de la température, passant de 20 C à 40 C, est appliqué avec un rayonnement solaire constant de $0,8 \text{ kW/m}^2$. La figure [2.22](#) illustre les résultats de la simulation en fonction de la température. Dans cette simulation, un paramètre de rayonnement solaire constant de $0,8 \text{ kW/m}^2$ a été utilisé.

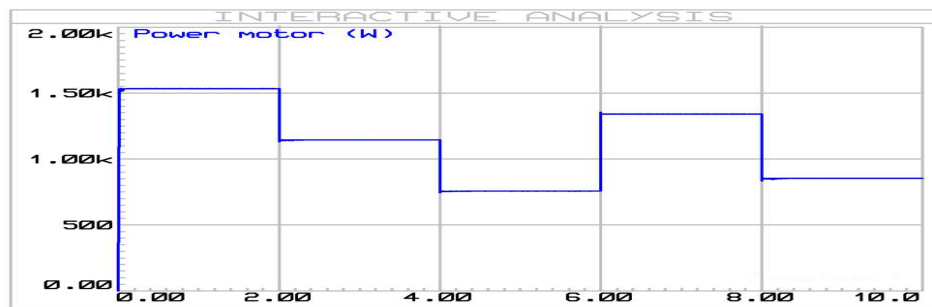
La fréquence de commutation des convertisseurs abaisseurs est inversement proportionnelle à la température. De plus, lorsque cette valeur diminue, la vitesse de rotation du moteur augmente. En revanche, à mesure que la température diminue, la puissance photovoltaïque augmente, ce qui accroît le débit et permet de satisfaire les besoins quotidiens de pompage d'eau. Il a été constaté que les performances diminuent à mesure que la température augmente.

2.7.4 Discussion et statistiques

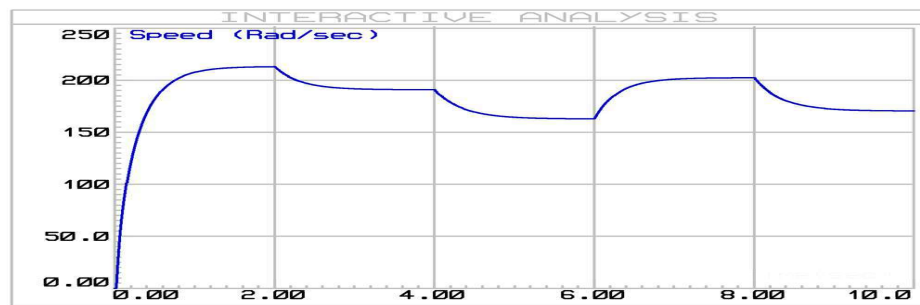
En comparant le P&O avec FSS égal à 0,01 et le P&O avec FSS équivalent à 0,05, il est évident que ce dernier offre une performance dynamique relativement adéquate ; Il peut rapidement converger vers le régime stationnaire, bien qu'avec des oscillations plus importantes. Les deux exemples ci-dessus démontrent que notre méthodologie est plus avantageuse pour le système de pompage d'eau que la méthode conventionnelle. Ces scénarios reproduisent l'environnement naturel en termes de température fluctuante et de rayonnement solaire, ce qui permet une évaluation plus approfondie des performances. Selon les [Figure 2.21](#) et [Figure 2.22](#), le changement brutal des conditions environnementales a un impact négligeable sur le rendement et l'efficacité du système. Ces résultats



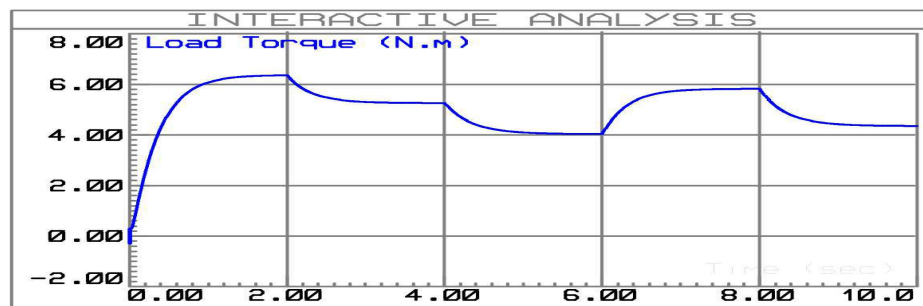
(a) Profil d'irradiation solaire.



(b) Puissance du moteur.



(c) Vitesse de rotor.

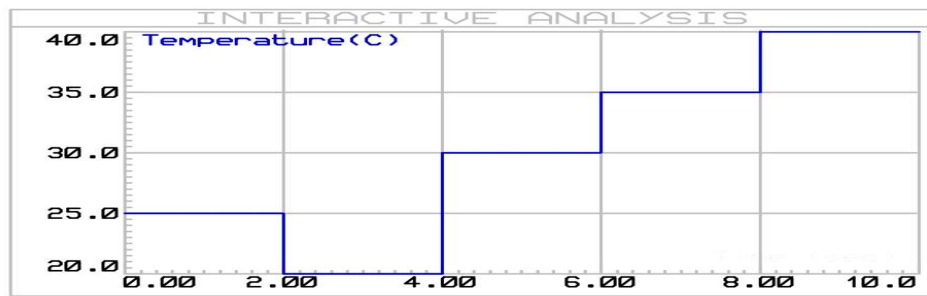


(d) Couple de charge.

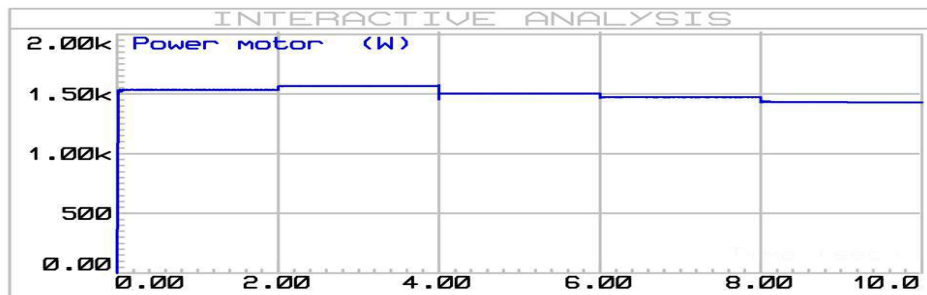
Figure 2.21: Résultats simulés pour une température constante et une irradiation variable.

démontrent que notre méthode peut identifier les performances optimales pour chaque changement environnemental en modifiant la recherche PPM.

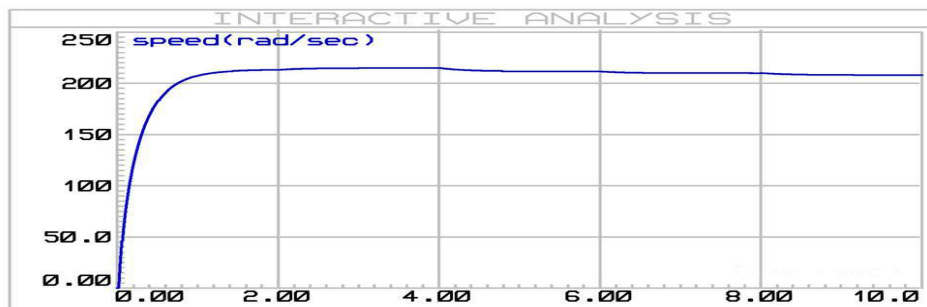
En outre, l'utilisation du compte de résultat basé sur la vitesse a considérablement



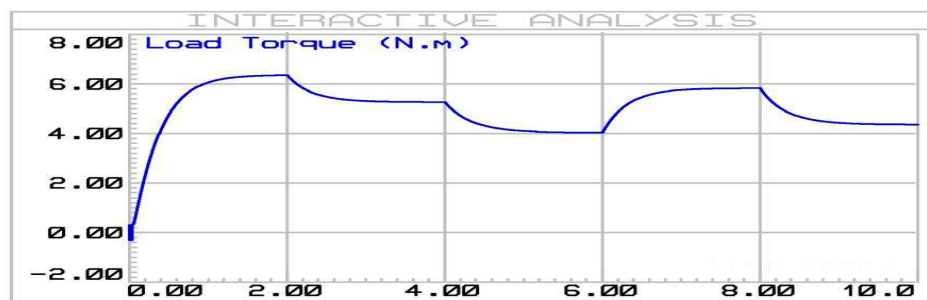
(a) Temperature profile



(b) Puissance de moteur



(c) Vitesse de rotor



(d) Couple de charge

Figure 2.22: Résultats pour $0,8 \text{ kW/m}^2$ avec une température variable en utilisant le contrôleur VSS - P&O MPPT.

amélioré les performances en termes de stabilité de la vitesse du rotor, principalement en raison de l'élimination des défauts de modélisation de tension. Le tableau 2.5 présente les principales caractéristiques des différents algorithmes PPM. Ces algorithmes ont été

évalués et comparés en fonction de leur connaissance technique des paramètres, de leur complexité, de leur vitesse et de leur précision dans la régulation des panneaux photovoltaïques.

Tableau 2.5: Comparaison avec différentes techniques MPPT.

Algorithmes	FSS P&O	VSS P&O	INC	FCO	FCC	LF
Capteurs utilisés	Tension-Courant	Tension-Courant	Tension-Courant	Tension	Courant	Courant
Identification des paramètres	Non	Non	Non	Oui	Oui	Oui
Complexité	Faible	Faible	Moyenne	Très faible	Très faible	Forte
Nombre d'itérations	41	36	48	35	41	27
Convergence	Rapide	Rapide	Moyenne	Rapide	Rapide	Très rapide
Précision	98.85 %	99.6 %	97 %	94 %	94 %	99 %

2.8 Conclusion

Dans la première partie de ce chapitre, nous avons exposé une méthode améliorée pour extraire les paramètres des panneaux photovoltaïques, en utilisant un algorithme d'optimisation JAYA amélioré. Cette méthode a été mise en œuvre en utilisant deux circuits équivalents. L'implémentation de l'algorithme IJAYA se révèle être plus simple par rapport aux autres algorithmes concurrents. Nous avons ensuite comparé l'IJAYA à l'algorithme PSO pour démontrer sa simplicité et son efficacité. Les résultats expérimentaux ont confirmé que l'IJAYA offre de bonnes performances en termes de fiabilité et de précision dans l'extraction des paramètres des panneaux photovoltaïques.

La deuxième partie de ce chapitre se concentre sur les systèmes de pompage photovoltaïque sans recours à un banc de batteries. Deux algorithmes MPPT ont été mis en œuvre (P&O avec des pas de taille fixes et variables). Nous avons utilisé des interactions entre les plates-formes de simulation Proteus/Isis et MATLAB/Simulink pour suivre le MPP en fournissant la vitesse motrice idéale comme référence. Cette dernière est évaluée avec une charge de couple variable. Cette méthode renforce la stratégie de calcul PWM par la valeur de référence de vitesse du moteur, que le contrôleur proportionnel-intégral régit par la suite. La méthode proposée minimise le temps de réponse et l'erreur dynamique de la méthode P&O lors de la mise en œuvre. Avec des profils de température et d'irradiance variables, l'approche suggérée, grâce à sa structure simple, a obtenu de meilleurs résultats

avec une divergence minimale autour des MPP et sans besoin de matériel supplémentaire. De plus, le nouveau tracker atteint une efficacité dynamique élevée avec un niveau d'oscillation acceptable pendant la phase stable. Il a été démontré que la taille de pas optimale pour le P&O Variable Step Size (VSS) est de 0,05. Dans des contextes typiques, notre algorithme est 99,6 % plus efficace.

Chapitre 3

Modélisation du système pompage solaire à courant alternatif AC

3.1 Introduction

Une introduction aux machines asynchrone est donnée dans ce chapitre. De plus, l'inspiration, les objectifs et les grandes lignes de la thèse sont fournis.

Ce chapitre propose un système de pompage PV qui utilise un moteur asynchrone et qui est à la fois efficace et abordable. Le système appliquée manque de stockage ainsi que d'un convertisseur DC-DC, qui est fréquemment utilisé pour augmenter la puissance de la sortie PV . Au lieu de cela, le système est géré à l'aide d'un onduleur modulé en largeur d'impulsion triphasé typique pour maximiser à la fois la puissance de sortie PV et la puissance du moteur asynchrone [77].

La conception et la modélisation de tous les composants du système sont disponibles. Les performances du système de pompage PV proposé sont présentées dans ce chapitre, démontrant ainsi son efficacité.

3.2 Conception et modélisation du système

En ce qui concerne la configuration du système solaire, nous proposons un système de pompage photovoltaïque (PV) efficace et économique. Notre système de pompage solaire à couplage direct alimenté par un moteur à courant alternatif (AC) comporte deux configurations.

3.2.1 Système de pompage solaire conventionnel avec un moteur à courant alternatif

Le schéma conventionnel du système de pompage est représenté dans la Figure 3.1. Le système est composé des éléments suivants : un panneau solaire (PV) au premier étage, un convertisseur élévateur (DC-DC) contrôlé par des algorithmes de suivi du point de puissance maximale (MPPT) au deuxième étage, un onduleur de source de tension à deux niveaux, et une pompe centrifuge alimentée par un moteur asynchrone (MAS). Ce système illustre la méthode classique de contrôle d'un système de pompage solaire.

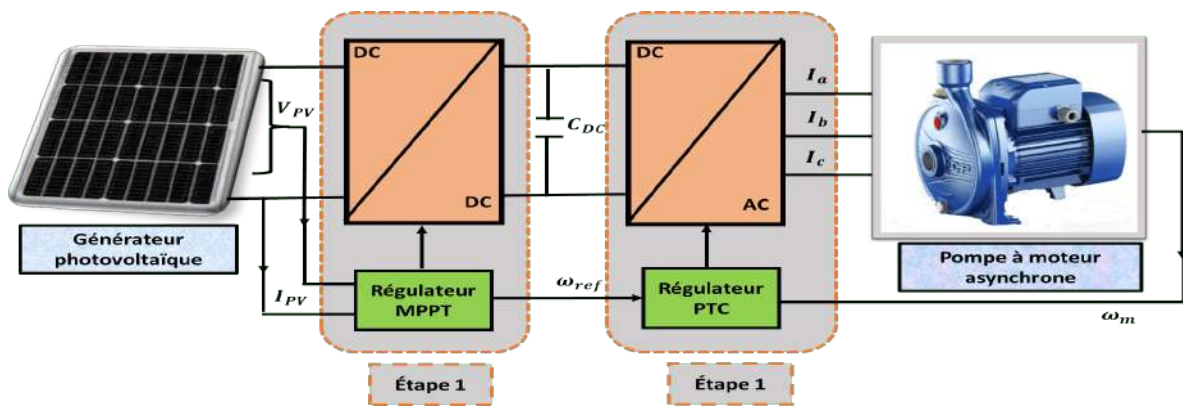


Figure 3.1: Système de pompage alimenté par PV à deux étages

3.2.2 Système de pompage à courant alternatif proposé

Le système proposé n'a pas de convertisseur DC-DC qui est souvent utilisé pour maximiser la puissance de sortie PV, ni de stockage (batterie). Au lieu de cela, le système est contrôlé de telle manière que la puissance de sortie PV est maximisée et que le moteur asynchrone fonctionne au vitesse de rotation, couple maximal par contrôleur, en utilisant un contrôle de couple prédictif conventionnel avec un niveau d'onduleur.

La figure 3.2 présente le système proposé pour le pompage de l'eau en utilisant un système de conversion d'énergie photovoltaïque (PV) monophasé. Le système de panneaux solaires PV est directement connecté à un onduleur de source de tension, qui alimente le moteur de la pompe. Pour éviter le flux de courant inverse, une diode est placée en série avec le générateur PV. Un petit condensateur de liaison en courant continu est connecté pour faciliter le transfert d'énergie du réseau PV à la charge. Afin d'optimiser la génération PV, une technique de suivi du point de puissance maximale (MPPT) de type Perturbé et Observe (P&O) est employée. Cette technique optimise la vitesse de référence de la pompe en utilisant les signaux de tension et de courant pour atteindre la puissance maximale du réseau PV solaire.

Ensuite, le module de commande du couple (PTC) est utilisé pour réguler le flux statorique en fonction de la vitesse optimale mentionnée précédemment et du courant du moteur. Le PTC assure un contrôle efficace et précis du couple moteur.

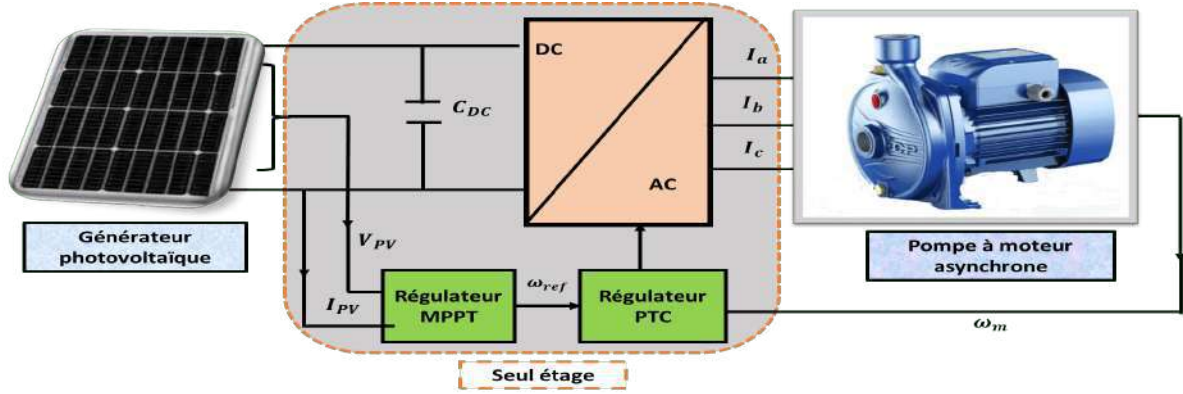


Figure 3.2: Système de pompage alimenté par PV à seul étage

Le moteur est équipé de trois capteurs Hall intégrés qui permettent la commutation électronique, contribuant ainsi au processus de contrôle global.

3.3 Modèle de générateur photovoltaïque

Plusieurs cellules solaires sont incorporées dans une configuration en série pour former le module PV, et cette configuration peut être interprétée mathématiquement comme décrit dans le deuxième chapitre [43].

$$I_{pv} = N_P I_{ph} - N_P I_d - N_P I_{sh} \quad (3.1)$$

$$I_{pv} = N_P I_{ph} - N_P I_s \left[\exp \left(\frac{q(V_{pv} + I_{pv} R_s)}{N_s \alpha K T} \right) - 1 \right] - \frac{N_P V_{pv}}{R_{sh}} + R_s I_{pv} \quad (3.2)$$

avec N_p est le nombre de cellules en parallèle et N_s est le nombre de cellules en série. Selon [78], le photo-courant (I_{ph}) est principalement influencé par la température de la cellule et le rayonnement solaire.

$$I_{ph} = E \cdot (I_{sc} + K_i (T_s - T_{ref})) \quad (3.3)$$

Où T_{ref} est la température de référence de la cellule, I_{sc} est le courant de court-circuit du module à 25 et 1000 W/m^2 , k_i est le coefficient de température du courant de court-circuit (A/), et E est le niveau d'irradiation solaire (W/m^2). Dans ce travail, un panneau solaire Apollo SolarWorld SW250 Mono est utilisé. La fiche technique du panneau pour le schéma de commande à un seul étage est présentée dans le Tableau 3.1. Les caractéristiques du

Tableau 3.1: Fiche technique du panneau solaire SolarWorld SW250 Mono.

Paramètres	Symbole	Valeur
Tension de MPP,	V_{mp}	31.69 V
Puissance de MPP,	P_{mp}	250.355 W
Courant de MPP,	I_{mp}	8.05 A
Nombre de modules en série,	$N_s = \frac{V_{mp}}{V_{mpp}}$	18
Nombre de modules en parallèle,	$N_p = \frac{I_{mp}}{I_{mpp}}$	1
Nombre de cell	N_{cell}	60
Voc de seul module	V_{oca}	31.22 V
Isc de seul module	I_{sca}	8.28 A
Coefficient de température d'Isc	k_i	0.085^{-1}
Coefficient de température d' Voc	k_v	-0.36399^{-1}

module PV à différentes intensités d'irradiation, c'est-à-dire ($E=0.3kW/m^2$, $0.5kW/m^2$, $0.7kW/m^2$ et $1kW/m^2$), et températures ($T_s=20$, 25 , 35 et 45) sont présentées respectivement dans la figure 3.3 et la figure 3.4 par Matlab/Simulink. Cependant, dans la méthode

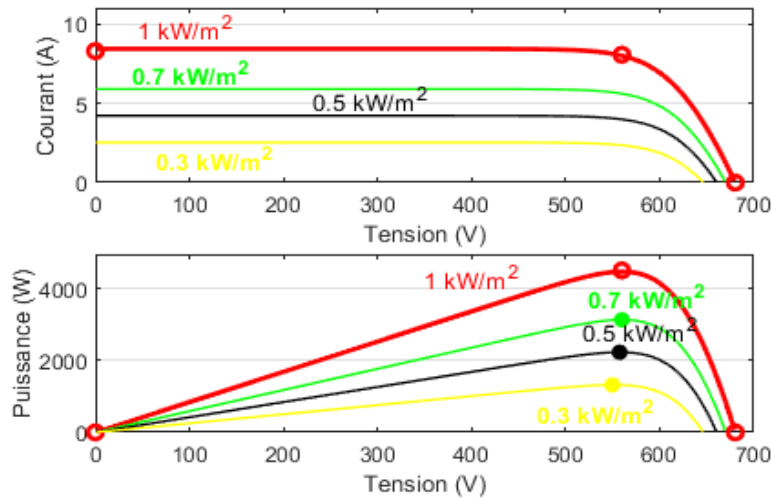


Figure 3.3: Caractéristiques du champ PV ($V_{pv} - P_{pv}$) et ($V_{pv} - I_{pv}$) à une température de 25 et à différentes intensités d'irradiation.

classique simple, nous utilisons les mêmes panneaux solaires Apollo SolarWorld SW250 Mono pour former le champ solaire PV, avec 9 panneaux en parallèle et 2 panneaux en série.

3.3.1 Convertisseur élévateur

Le circuit électrique du convertisseur élévateur (boost) se compose d'un interrupteur IGBT (S_0) contrôlé par un signal Modulation de Largeur d'Impulsion (PWM) qui prend

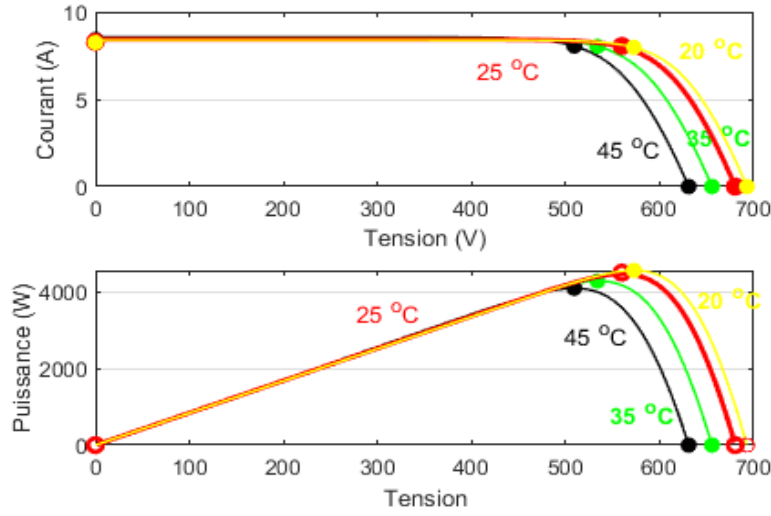


Figure 3.4: Caractéristiques du champ PV ($V_{pv} - P_{pv}$) et ($V_{pv} - I_{pv}$) à une irradiation de $1KW/m^2$ et à différentes températures.

des valeurs entre $\alpha = 0, 1$ et d'une inductance L_{ch} avec une résistance interne R_{ch} . Deux topologies de circuits peuvent être obtenues [19,37]. Dans ce cas, la diode D est polarisée en inverse. Le courant généré par le système de charge sera stocké dans l'inductance L_{ch} . Lorsque l'interrupteur passe à l'état fermée, la diode D devient directement polarisée, l'énergie stockée dans la bobine L_{ch} sera alors transférée au bus DC. Le convertisseur élévateur est représenté sur la figure 3.5 [79] :

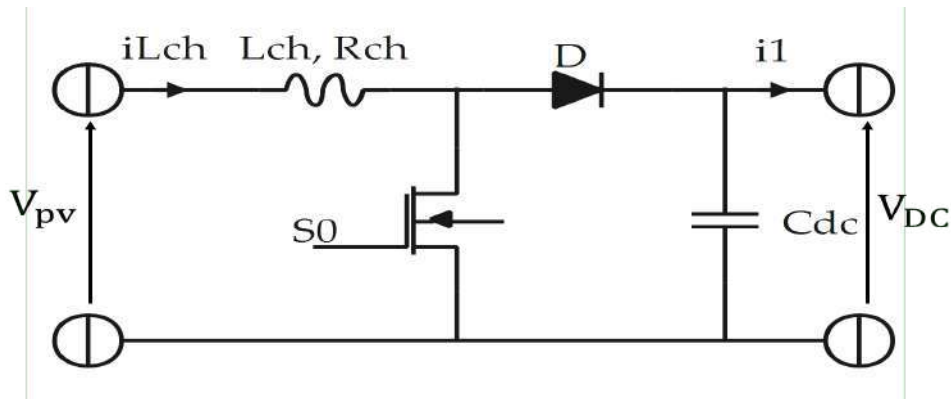


Figure 3.5: Circuit convertisseur élévateur.

Le comportement du convertisseur élévateur décrit dans les deux modes est donné par le système :

$$\frac{di_{Lch}}{dt} = -(1 - \alpha) \frac{V_{dc}}{L_{ch}} + \frac{V_{ch}}{L_{ch}} - \frac{R_{ch}}{L_{ch}} i_{Lch} \quad (3.4)$$

$$i_1 = (1 - \alpha) i_{Lch} \quad (3.5)$$

Où α est le signal de commande de S0.

$$\alpha = \begin{cases} 0 & \text{Ouvert} \\ 1 & \text{Ferm} \end{cases} \quad (3.6)$$

$i_{L_{ch}}$ est le courant de l'inductance L_{ch} et il le courant de sortie du convertisseur de suralimentation. La valeur de l'inductance minimale de lissage L_{ch} pour le convertisseur élévateur, en fonction de l'ondulation maximale du courant, est donnée par l'équation 3.7 :

$$L_{ch} = \frac{V_{DC}}{4f_c \Delta i_{L_{chmax}}} \quad (3.7)$$

La valeur du condensateur de filtrage minimal C_{dc} pour ce convertisseur, qui dépend de l'ondulation maximale de la tension V_{dc} , est donnée par 3.8

$$C_{dc} = \frac{i_{L_{ch}}}{4f_c \Delta V_{dcmax}} \quad (3.8)$$

Pour effectuer une adaptation, le convertisseur élévateur est utilisé. La relation entre les tensions d'entrée et de sortie du convertisseur DC-DC est précisée [71].

$$V_{DC} = \frac{V_{pv}}{1 - \alpha} \quad (3.9)$$

La tension du bus continu doit être supérieure à l'amplitude crête de la tension de ligne fournie au moteur afin de gérer le courant de sortie du l'onduleur.

$$V_{DC} = \pi \times \sqrt{V_L} = 538V \quad (3.10)$$

La tension du bus continu doit être supérieure à 230 V ; par conséquent, une tension V_{DC} de 560 V peut faire fonctionner l'onduleur dans les meilleures conditions.

3.3.2 Onduleur

Le choix de l'onduleur à deux niveaux découle de sa popularité en tant que l'une des topologies de convertisseur les plus couramment utilisées dans les machines électriques à courant alternatif (AC). Les principes opérationnels de l'onduleur et sa structure peuvent être facilement étendus à d'autres topologies de convertisseurs. La figure 3.6 illustre le schéma du circuit de puissance des convertisseurs triphasés à deux niveaux, chargés de convertir le courant continu (DC) en courant alternatif (AC) pour alimenter le moteur asynchrone (MAS).

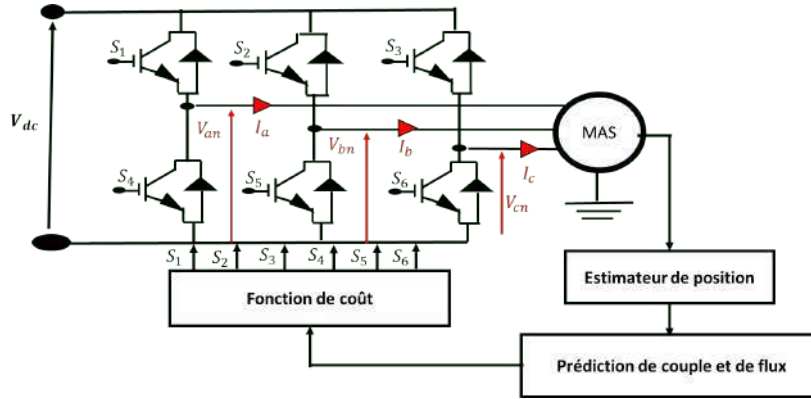


Figure 3.6: Onduleur alimente le moteur asynchrone .

La MAS est alimenté par un onduleur triphasé, dont l'objectif est de fournir en sortie une tension et une fréquence variables grâce à un contrôleur d'interrupteurs électroniques IGBT.

Les IGBT peuvent s'ouvrir et se fermer très rapidement par paires pour contrôler le flux d'électricité. Nous ouvrons ou fermons les IGBT par paires pour contrôler le chemin que prend l'électricité et produire du courant alternatif à partir d'une source de courant continu. Les conditions de commutation des interrupteurs de puissance S_a , notés $x = 1, \dots, 6$, correspondant aux états de commutation S_a , S_b et S_c peuvent être exprimées comme suit :

$$S_a = \begin{cases} 1, & \text{si } S_1 \text{ est fermé et } S_4 \text{ est ouvert} \\ 0, & \text{si } S_1 \text{ est ouvert et } S_4 \text{ est fermé} \end{cases} \quad (3.11)$$

$$S_b = \begin{cases} 1 & \text{si } S_2 \text{ est fermé et } S_5 \text{ est ouvert} \\ 0 & \text{si } S_2 \text{ est ouvert et } S_5 \text{ est fermé} \end{cases} \quad (3.12)$$

$$S_c = \begin{cases} 1 & \text{si } S_3 \text{ est fermé et } S_6 \text{ est ouvert} \\ 0 & \text{si } S_3 \text{ est ouvert et } S_6 \text{ est fermé} \end{cases} \quad (3.13)$$

La forme vectorielle de S peut être exprimée mathématiquement selon l'expression fournie dans la référence [80].

$$S = \frac{2}{3}(S_a + a S_b + a^2 S_c) \quad (3.14)$$

Ces signaux de commutation définissent la valeur des tensions de sortie :

$$\begin{aligned} V_{an} &= S_a \cdot V_{DC} \\ V_{bn} &= S_b \cdot V_{DC} \\ V_{cn} &= S_c \cdot V_{DC} \end{aligned} \quad (3.15)$$

où, V_{DC} la tension du bus continu . En considérant le vecteur unitaire $a = e^{j2\pi/3} = -1/2 + j\sqrt{3}/2$, qui représente le décalage de phase de 120 entre les phases, le vecteur de tension de sortie peut être défini comme [81].

$$V = \frac{2}{3}(V_{an} + a V_{bn} + a^2 V_{cn}) \quad (3.16)$$

où, V_{an}, V_{bn} et V_{cn} sont les tensions entre les phases et le neutre (n) de l'onduleur.

L'état de commutation suivant de l'onduleur à deux niveaux ;il n'y a que huit combinaisons possibles.

À partir de ces combinaisons, nous déterminons huit vecteurs de tension, six vecteurs actifs notés de v_1 à v_6 , et deux vecteurs nuls v_0 et v_7 ,comme présenté dans le Tableau 3.2. Les vecteurs de tension abc au plan $\alpha \beta$ se fait en utilisant la transformation inverse de Concordia. Les vecteurs de tension peuvent être représentés dans un plan bidimensionnel

v_n	$v=v_\alpha + jv_\beta$	$S=[S_a S_b S_c]$
v_0	0	0 0 0
v_1	$2/3 V_{DC}$	1 0 0
v_2	$1/3 V_{DC} + j\sqrt{3}/3V_{DC}$	1 1 0
v_3	$-1/3 V_{DC} + j\sqrt{3}/3V_{DC}$	0 1 0
v_4	$-2/3 V_{DC}$	0 1 1
v_5	$-1/3 V_{DC} - j\sqrt{3}/3V_{DC}$	0 0 1
v_6	$1/3 V_{DC} - j\sqrt{3}/3V_{DC}$	1 0 1
v_7	0	1 1 1

Tableau 3.2: Synthèse des états de commutation et du vecteur des tensions.

$\alpha \beta$, comme illustré dans la figure 3.7 .Ces vecteurs tout en indiquant la combinaison de commandes associée à chaque vecteur.

Le modèle de l'onduleur à deux niveaux est exprimé par [46, 82] :

$$\begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} = \frac{V_{DC}}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} S_a \\ S_b \\ S_c \end{bmatrix} \quad (3.17)$$

En prenant en compte des méthodes de modulation telles que la modulation de largeur

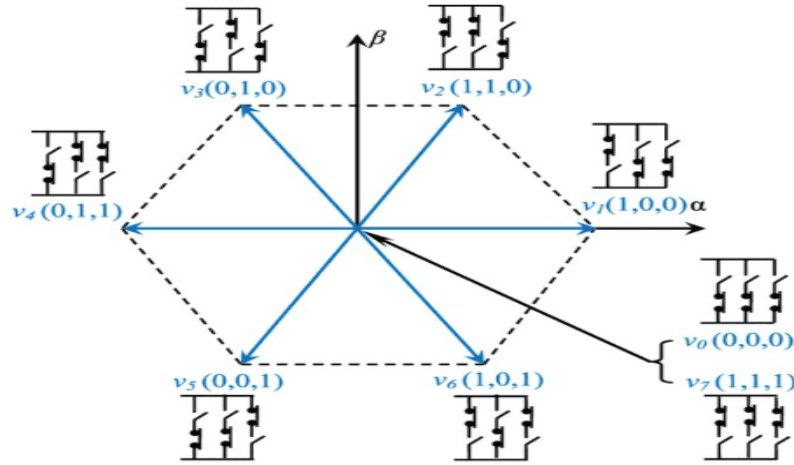


Figure 3.7: Vecteurs d'espace de tension de l'onduleur à deux niveaux [82].

d'impulsion (MLI), on peut approximer l'onduleur comme un système continu. Toutefois, dans cette étude, l'onduleur sera considéré comme un système discret non linéaire, avec seulement sept états uniques envisageables en tant que sorties.

3.3.3 Modélisation et dynamique d'un moteur asynchrone

Le modèle du moteur asynchrone peut être obtenu à l'aide d'équations électriques, magnétiques ou mécaniques. Pour une machine équilibrée couplée en étoile, les équations sont exprimées dans le système de coordonnées stationnaires sous la forme suivante : les courants (i_s), les tensions (v_s) et les liaisons de flux du cadre statorique du moteur à asynchrone sont exprimés comme suit [37, 83–85] :

$$v_s = R_{st}i_s + p\varphi_s \quad (3.18)$$

$$V_s = \begin{bmatrix} v_{s\alpha} & v_{s\beta} \end{bmatrix}; \quad i_s = \begin{bmatrix} i_{s\alpha} & i_{s\beta} \end{bmatrix}; \quad \varphi_s = \begin{bmatrix} \varphi_{s\alpha} & \varphi_{s\beta} \end{bmatrix} \quad (3.19)$$

Les équations électromagnétiques du couple peuvent être exprimées comme suit :

$$Te = 1.2 n.p(i_{s\alpha}\varphi_{s\beta} - i_{s\beta}\varphi_{s\alpha}) \quad (3.20)$$

Les équations mécaniques dynamiques de la MAS peuvent s'exprimer comme suit :

$$Te = T_l + Jp_r + D_r \quad (3.21)$$

La vitesse angulaire du rotor est liée à la position angulaire du rotor par la relation suivante :

$$r = p\theta_r \quad (3.22)$$

En considérant un flux statorique constant, l'équation du couple électromagnétique (T_e) peut être écrite comme suit :

$$T_e = \frac{P}{2} \frac{M}{L_r L_s - M^2} |\varphi_s| |\varphi_r| \sin(\delta t) \quad (3.23)$$

Où δ représente la vitesse angulaire de la liaison de flux statorique par rapport à la liaison de flux rotorique ; R_r est la résistance du rotor et R_{st} est la résistance du stator ; r est la vitesse du rotor, P est le nombre de paires de pôles.

Le modèle dynamique de la MAS peut être interprété à travers plusieurs équations différentielles :

$$\frac{di_{\beta s}}{dt} = - \left(\frac{R_{st}}{L_s \delta} + \frac{R_r L_m^2}{L_s L_r^2} \right) i_{\beta s} + \frac{R_r L_m}{L_s L_r^2} \varphi_{\beta r} - \frac{L_m}{L_s L_r \delta} \omega_r \varphi_{\alpha r} + \frac{1}{L_s \delta} v_{\beta s} \quad (3.24)$$

$$\frac{di_{\alpha s}}{dt} = - \left(\frac{R_{st}}{L_s \delta} + \frac{R_r L_m^2}{L_s L_r^2} \right) i_{\alpha s} + \frac{R_r L_m}{L_s L_r^2} \varphi_{\alpha r} - \frac{L_m}{L_s L_r \delta} \omega_r \varphi_{\beta r} + \frac{1}{L_s \delta} v_{\alpha s} \quad (3.25)$$

$$\frac{d\varphi_{\beta r}}{dt} = + \frac{R_r L_m}{L_r} i_{\beta r} - \frac{R_r}{L_r} \varphi_{\beta r} + r \varphi_{\alpha r} \quad (3.26)$$

$$\frac{d\varphi_{\alpha r}}{dt} = + \frac{R_r L_m}{L_r} i_{\alpha r} - \frac{R_r}{L_r} \varphi_{\alpha r} + r \varphi_{\beta r} \quad (3.27)$$

$$\frac{d\varphi_r}{dt} = \frac{1}{J} (T_e - T_i) - \frac{f_b}{J_r} \quad (3.28)$$

3.3.4 Stratégie des contrôleurs pour le système proposé

Une solution efficace et abordable de pompage solaire utilisant un moteur à induction est proposé dans cette section. Le système suggéré ne dispose ni de stockage ni d'un convertisseur DC-DC, qui sont fréquemment utilisés pour augmenter la puissance de sortie des panneaux solaires. En guise d'alternative, le système est géré à l'aide d'un contrôleur de commande de couple prédictif novateur afin de maximiser à la fois la puissance de sortie des panneaux solaires et la puissance du la MAS .

La conception du système proposé est présentée au début de l'article. Ensuite, un modèle de chaque composant du système est fourni.

Tableau 3.3: Paramètres d'un moteur asynchrone.

Paramètres	Symboles	Valeur	Unité
Puissance nominale	P	4000	W
Vitesse nominale	Ω	2883	tr/min
Couple de charge	Te	13.24	N.m
Tension d'alimentation	U	400	V
Nombre de paires de pôles	p	1	-
Résistance du stator	R_{st}	1.405	Ω
Résistance du rotor	R_r	1.395	Ω
Inductance du stator	L_s	0.178039	H
Inductance du rotor	L_r	0.178039	H
Mutuel	M	0.1722	H
Moment d'inertie	J	0.0131	Kg.m
Frottement visqueux	f_r	0	N.m.s/rad

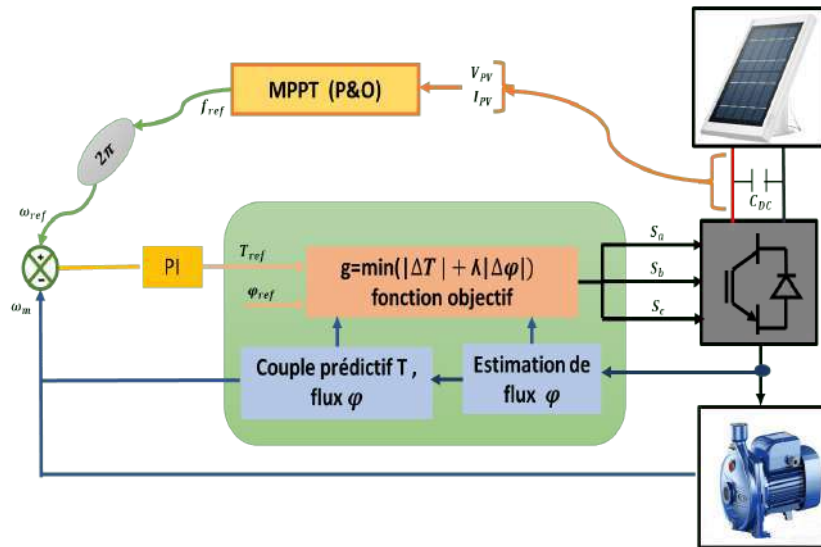


Figure 3.8: Schéma global du système de pompage d'eau proposé.

3.3.5 Conception des contrôleurs de MPPT

Le suivi du point de puissance maximale (MPPT), ou plus précisément la technique de suivi du point de puissance maximale, est un circuit de contrôle capable de balayer les caractéristiques non linéaires de tension-courant ou de tension-puissance du module solaire ou de la chaîne de modules solaires. Il utilise des capteurs de température, d'irradiance, de courant et de tension en entrée et fournit en sortie la tension de référence, le courant de référence, le rapport cyclique optimal ou leurs variations, en fonction de l'objectif de l'utilisateur.

Plusieurs techniques sont adaptées et mises en œuvre dans les systèmes de pompage solaire, parmi lesquelles celle adaptée dans le présent travail est la méthode Perturbé and

Observe (P&O), qui est détaillée comme suit : Étant donné que la technique P&O présente plusieurs inconvénients, tels que des fluctuations élevées à l'état stationnaire et qu'elle ne peut jamais atteindre le point de puissance maximale (MPP) [19, 43] . La variable de contrôle dans cette stratégie est la fréquence (f_{ref}).

La fréquence (f_{ref}) est perturbée jusqu'à ce que le point de fonctionnement du champ solaire PV atteigne le MPP avec une taille et un taux de perturbation fixes déterminés par la pente de la puissance. La vitesse est liée à la fréquence f_{ref} par l'équation :

$$w_{ref} = 2\pi f_{ref} \quad (3.29)$$

La Figure 3.9 illustre l'algorithme de suivi du point de puissance maximale qui a été proposé. Cet algorithme utilise la technique de perturbation et d'observation. Nous mesurons d'abord la tension et le courant du champ solaire PV. Ensuite, la puissance de sortie du champ solaire PV peut être déterminée. Comparer les valeurs de puissance et de tension du champ solaire PV aux instants k et $k-1$, où m est l'instant courant et $k-1$ est l'instant précédent, nécessite un intervalle d'échantillonnage ($1e-5$ s). Enfin, l'algorithme MPPT représenté dans la figure 3.9 peut être utilisé pour déterminer la fréquence de référence proportionnelle à la vitesse du système, à laquelle la puissance de sortie du champ solaire PV est maximale (voir équation 3.29).

La puissance et la tension du panneau solaire au moment m sont comparées à leurs valeurs antérieures au moment $k-1$; l'intervalle entre ces deux moments est équivalent à un temps d'échantillonnage ($1e-5$ s).

Enfin, l'algorithme MPPT présenté dans les Figures 3.1 et 3.2 peut être utilisé pour déterminer la fréquence de référence proportionnelle à la vitesse du système à laquelle la puissance de sortie du champ solaire PV est maximale.

3.3.6 Exigences générales pour le contrôle de l'onduleur

Le Contrôle Prédictif de Couple (PTC) repose essentiellement sur la sélection d'un vecteur de tension pour le stator en examinant les valeurs du couple et du flux ainsi que leurs références [80, 86]. Ensuite, un vecteur de recherche est utilisée pour générer les signaux de commande des interrupteurs de l'interface électronique de puissance adaptée et pour contrôler la MAS [87].

Cette méthode a démontré son efficacité et sa facilité d'exploration et de mise en œuvre par rapport à la stratégie de commande en flux orienté (FOC) [88]. En effet, la liaison de

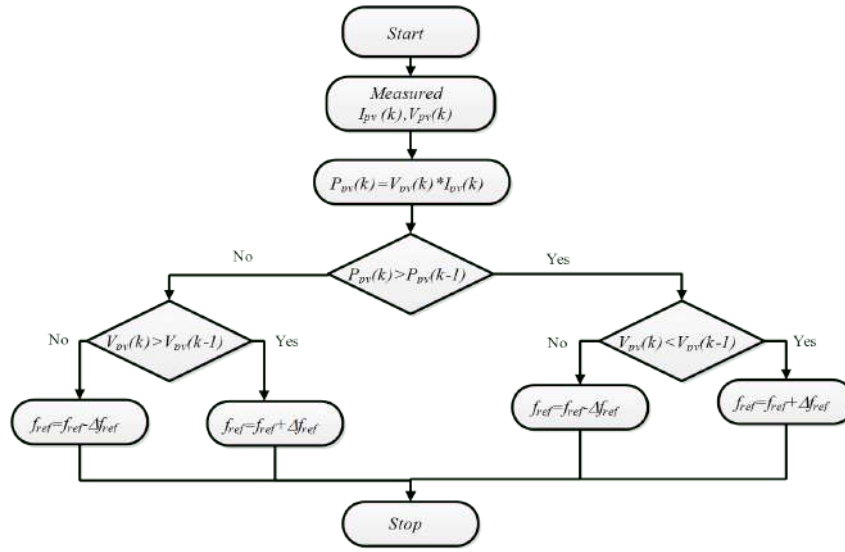


Figure 3.9: Algorithme de (MPPT) basé sur la méthode (P&O) proposée.

flux peut être exprimée dans les équations suivantes :

$$\hat{\varphi}_{\alpha s} = \int (V_{\alpha s} - R_{st} i_{\alpha s}) dt + \varphi_{\alpha s}(0) \quad (3.30)$$

$$\hat{\varphi}_{\beta s} = \int (V_{\beta s} - R_{st} i_{\beta s}) dt + \varphi_{\beta s}(0) \quad (3.31)$$

Où $\varphi_{\alpha s}(0)$ et $\varphi_{\beta s}(0)$ sont les paramètres de condition initiale de flux statorique qui sont généralement fixés à zéro. La valeur du flux statorique peut être calculée comme suit :

$$|\hat{\varphi}_s| = \sqrt{\hat{\varphi}_{\alpha s}^2 - \hat{\varphi}_{\beta s}^2} \quad (3.32)$$

En utilisant le courant et le flux statoriques, le couple électromagnétique est exprimé comme suit :

$$T_e = \frac{3}{2} p (i_{\alpha s} \varphi_{\beta s} - i_{\beta s} \varphi_{\alpha s}) \quad (3.33)$$

3.3.7 Contrôle prédictif de couple (PTC)

Il existe plusieurs stratégies de contrôle couramment utilisées dans les systèmes de commande de moteurs. Certaines des principales stratégies de contrôle sont le FOC (Contrôle Orienté Champ), le DTC (Contrôle Direct de Couple) et le PTC (Contrôle Prédictif de Couple). Les stratégies de contrôle sont des techniques de commande employées dans les systèmes de commande de moteurs électriques. Chaque stratégie présente des avantages et des inconvénients spécifiques.

Le Tableau 3.4 décrit les avantages et les inconvénients de chaque stratégie de contrôle.

Il est important de noter que les avantages et les inconvénients peuvent varier en fonction de l'application spécifique et des exigences du système. Le choix de la stratégie de contrôle dépendra des objectifs de performance souhaités, des contraintes matérielles et des préférences du concepteur du système. Dans cette application particulière, nous avons opté pour le contrôle PTC en raison de sa compatibilité avec l'application et de son coût relativement bas.

La chute de tension sur le stator est négligée lorsque la période est courte. De plus, une modification rapide de l'angle de couple peut être réalisée en utilisant le vecteur spatial de la tension du flux statorique. Ensuite, pour piloter le moteur à induction, des contrôleurs par hystérésis sont mis en œuvre. Le principe du contrôleur repose sur la détection des courants et des tensions statoriques, ainsi que leur conversion en valeurs équivalentes, comme illustré dans la figure 3.10 .

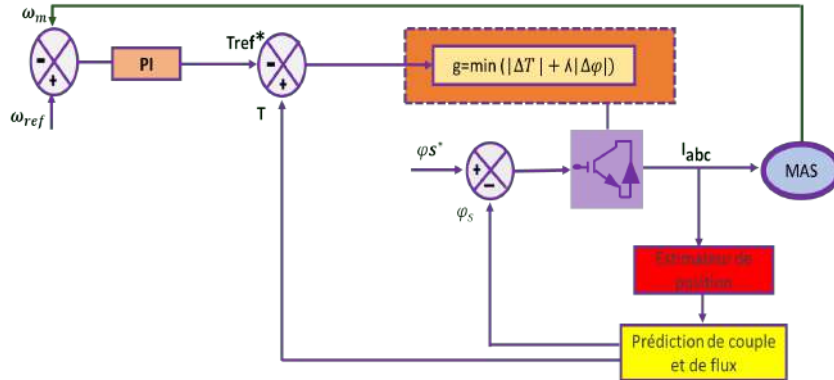


Figure 3.10: Schéma de contrôle PTC proposé.

Le Contrôle Prédicatif de Couple (PTC) est une technique de contrôle basée sur la prédiction du courant, du couple et du flux statorique à partir du modèle de la machine [90]. L'objectif du PTC proposé est de minimiser une fonction objectif qui s'appuie sur l'erreur de flux et de couple pour trouver un état de commutation optimal. Pour simplifier l'idée, le contrôle PTC proposé se décompose en douze étapes, telles qu'illustrées dans le diagramme de flux de la Figure 3.11. Le processus débute par la mesure de différents paramètres $x(k)$ tels que le courant, la tension et la vitesse à l'instant courant. Ensuite, dans l'étape d'estimation, nous cherchons à réduire l'incertitude de la variable probable $x(k+1)$ par rapport aux valeurs de référence $x^*(k)$. Ces calculs sont effectués en utilisant une fonction de coût. Ensuite, le processus de prédiction utilise les valeurs estimées de manière discrète pour optimiser ses performances. Enfin, la loi de commande de la commande adaptative est appliquée pour identifier la meilleure solution et contrôler le système en conséquence. La méthode permet également d'estimer le flux rotorique et statorique de la

Tableau 3.4: Différences principales entre notre proposition (PTC) et les autres méthodes, à savoir FOC et DTC [82, 88, 89]

	FOC	DTC	PTC
Avantages	<ul style="list-style-type: none"> — Accuracy de contrôle excellente de la vitesse et du couple du moteur — Bonne réponse dynamique grâce à une boucle de rétroaction en cascade — Faible bruit et vibrations — Contrôle indépendant du flux magnétique et du couple 	<ul style="list-style-type: none"> — Temps de réponse rapide et performances dynamiques élevées — Contrôle direct du couple sans boucle de rétroaction externe — Pas besoin de capteur de position du rotor — Bonne robustesse aux variations des paramètres du moteur 	<ul style="list-style-type: none"> — Temps de réponse rapide et performances dynamiques élevées — Bonne précision de contrôle du couple — Contrôle direct du couple sans boucle de rétroaction externe — Réduction significative des harmoniques et des variations de couple
Inconvénients	<ul style="list-style-type: none"> — Complexité de mise en œuvre et d'ajustement — Exige des capteurs supplémentaires pour mesurer le flux magnétique et la position du rotor — Exige une unité de calcul puissante pour des calculs complexes en temps réel 	<ul style="list-style-type: none"> — Plus de bruit acoustique et de vibrations par rapport au FOC — Présence de variations de couple à basse vitesse — Comportement instable à basse vitesse et charges légères 	<ul style="list-style-type: none"> — Complexité de mise en œuvre et d'ajustement — Exige des algorithmes de calcul avancés pour la prédiction du couple — Sensible aux variations des paramètres du moteur

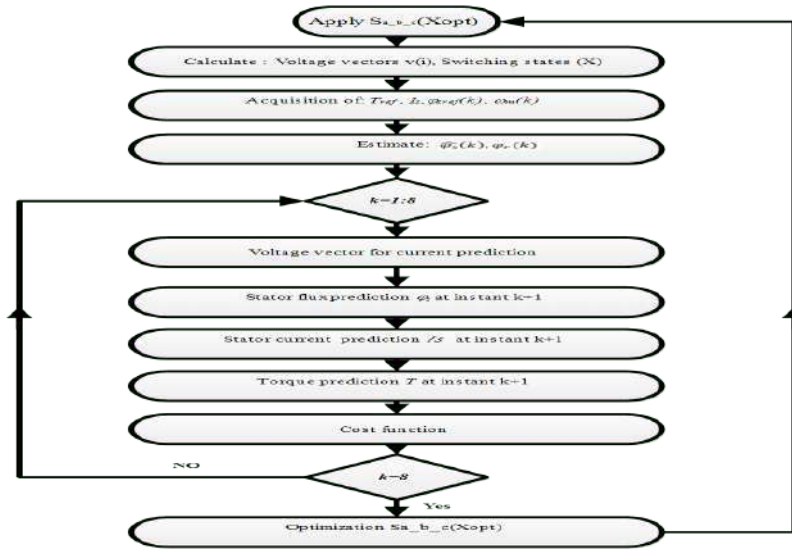


Figure 3.11: Diagramme de flux du Contrôle Prédicatif de Couple (PTC) dans un moteur asynchrone.

manière suivante :

$$\hat{\phi}_s(k) = \hat{\phi}_s(k-1) + T_s \hat{v}_s(k) - R_{st} T_s \hat{i}_s(k) \quad (3.34)$$

$$\hat{\phi}_r(k) = \frac{L_r}{L_m} \hat{\phi}_s(k) + \hat{i}_s(k) \left(L_m - \frac{L_s \cdot L_r}{L_m} \right) \quad (3.35)$$

Où ϕ_s est la valeur évaluée de φ et T_s est le temps d'échantillonnage. Le flux statorique prédit peut être exprimé à l'aide de l'équation suivante :

$$\hat{\phi}_s^p(k+1) = \hat{\phi}_s(k) + T_s \hat{v}_s(k) - R_{st} T_s \hat{i}_s(k) \quad (3.36)$$

Le courant du stator est un paramètre important à estimer et peut être exprimé de la manière suivante :

$$\hat{i}_s^p(k+1) = \left(1 + \frac{T_s}{\tau_\sigma} \right) \hat{i}_s(k) + \frac{T_s}{T_s + \tau_\sigma} \left(\frac{1}{R_\sigma} \left(\frac{K_r}{\tau_\sigma} - K_r j \right) \hat{\phi}_r + \hat{v}_s(k) \right) \quad (3.37)$$

Pour prédire le couple électromagnétique du stator pour chaque vecteur de tension de l'onduleur adapté, cela peut être exprimé à l'aide des équations suivantes :

$$T^p(k+1) = \frac{3}{2} p I_m \left(\hat{\phi}_s^p(k+1) \cdot \hat{i}_s(k+1) \right) \quad (3.38)$$

Sept états sont possibles pour le vecteur de tension du VSI. La meilleure valeur de vecteur est déterminée par la fonction de coût du PTC, qui est exprimée comme suit :

$$g = |T^* - T^p(k+1)| + \lambda_\varphi |\varphi_s^* - \hat{\phi}_s^p(k+1)| \quad (3.39)$$

Où λ_φ représente le facteur de pondération des critères de classement de contrôle.

3.4 Simulation et discussions

Pour étudier le comportement du système de pompage face aux variations du rayonnement solaire et de la température extérieure, nous allons effectuer un mode d'essai de remorquage. Dans le premier scénario (t [0,4 s]), nous maintenons la température constante à T= 25 et nous appliquons une légère diminution de l'ensoleillement (passant de 1000 W/m^2 à 300 W/m^2), comme le montre la Figure 3.12.

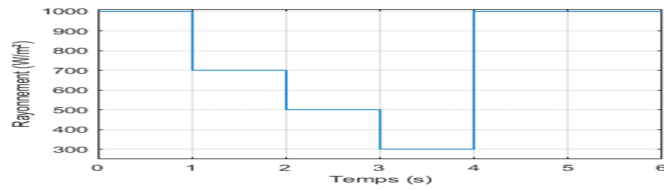
Dans cette situation, les performances du système sont légèrement affectées en raison de la puissance de sortie PV. Dans le deuxième scénario (t [4,6 s]), nous maintenons le rayonnement solaire à E = 1000 W/m^2 , mais nous faisons varier la température de l'environnement de 25 à 20 et 30 . Le Tableau 4 décrit les dimensions et les paramètres du système proposé.

Tableau 3.5: Dimensions des paramètres du système proposé.

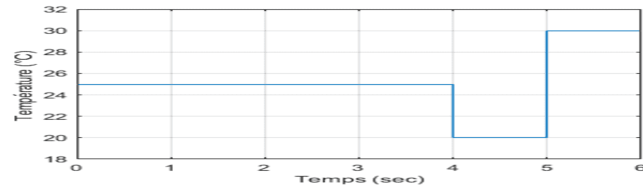
Paramètre	Relation	Valeur
Couple nominal T_n	$\frac{P_m}{m}$	13,24 N.m
Courant nominal I_n	$\frac{m P_m}{\sqrt{3} \cdot V_L \cdot 0.8}$	7,21 A
Condensateur du bus continu	$\frac{i_{Lch}}{4 \cdot f_c \cdot \Delta V_{dcmax}}$	448,67 F
Constante de proportionnalité pour la pompe submersible K_r	$\frac{T_m}{m^2}$	0,000147
Inductance L (méthode classique)	$D \cdot \frac{V_{pv}}{f_{sw} \cdot \Delta I_{mpp}}$	8,7 mH
Nombre de modules N_{br} (méthode à un seul étage)	$\frac{P_{max(pv)}}{P_{pv}}$	18
Nombre de panneaux en série (méthode classique)	$\frac{V_{dcmax}}{V_{mpp}}$	9
Nombre de panneaux en parallèle N_p (méthode classique)	$\frac{P_{mpp}}{N_{br} \cdot V_{mpp} \cdot I_{mpp}}$	2
Tension du bus continu	$\frac{3 \cdot V_L \cdot \sqrt{2}}{\pi}$	560 V

Les valeurs de puissance, de courant et de tension en sortie du côté DC de l'installation sont extraites et représentées dans la Figure 3.13. On peut observer que les valeurs de tension, de courant et de puissance PV augmentent en l'espace d'une fraction de seconde pour atteindre leur point de puissance maximale (MPP) et se stabiliser. Lorsque le profil d'irradiance est modifié, les valeurs de courant et de puissance varient en conséquence.

Ce comportement persiste également en régime permanent. En revanche, la valeur de tension reste presque constante. Cette constance est due à la nature des cellules photovoltaïques, où le courant de sortie est directement lié à l'irradiation solaire. Il convient également de noter que la différence entre les valeurs de tension et de courant (voir figures 3.13a et 3.13b) résulte des structures différentes des panneaux photovoltaïques adoptées



(a) Rayonnement

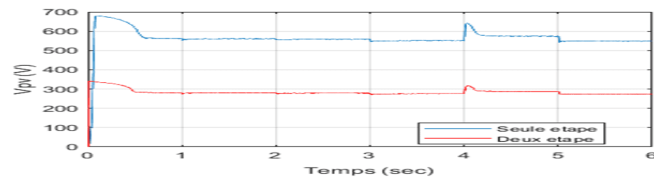


(b) Température

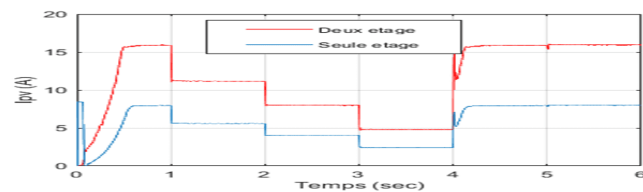
Figure 3.12: Profils environnementaux

dans les configurations à un étage et classiques, bien que la puissance de sortie soit la même.

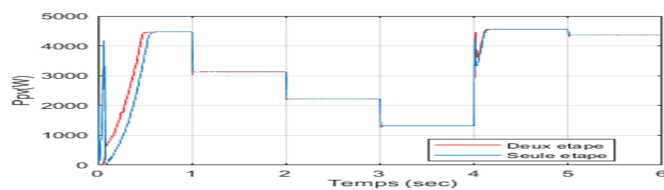
En comparant les résultats en régime permanent, on peut noter que la méthode proposée permet d'obtenir une réponse plus satisfaisante en termes de valeurs de puissance et de fluctuations, comme le montre la Figure 3.13c. La méthode proposée affiche un temps de réponse d'environ 0,4 s, tandis que la technique classique présente des perturbations élevées et nécessite environ 0,35 s pour atteindre la valeur finale.



(a) Tension V_{pv}



(b) Courant I_{pv}



(c) Puissance P_{pv}

Figure 3.13: Sorties du système photovoltaïque

Selon la courbe du moteur à asynchrone présentée dans la Figure 3.14 et en se basant sur le zoom pour différents niveaux d'irradiance, les valeurs sont affectées par les changements d'irradiance, mais elles conservent une forme sinusoïdale. L'analyse de la valeur THD (Taux de Distorion Harmonique) donne une valeur inférieure à 1 %, ce qui est conforme aux normes internationales. En examinant les résultats du couple obtenus

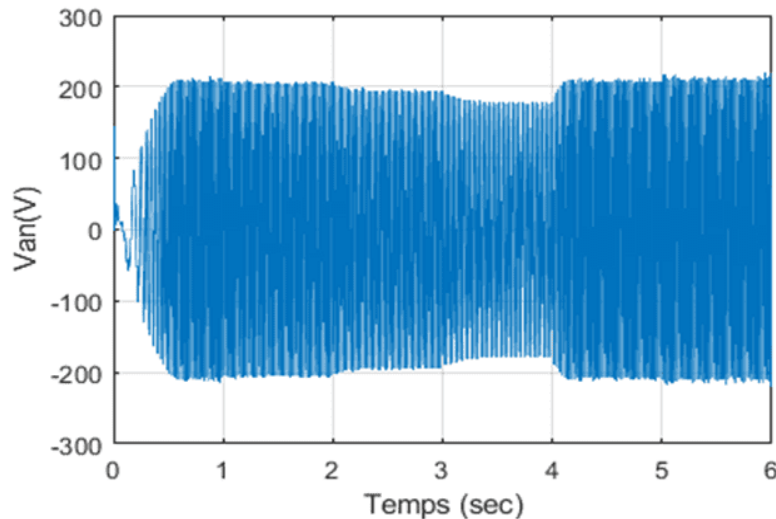


Figure 3.14: Tension Van alimentée au MAS pour la méthode à seule étage.

à l'aide des deux méthodes (Figure 3.15), on peut remarquer qu'une forte perturbation apparaît dans l'intervalle $[0, 0,5 \text{ s}]$ pour les deux méthodes, puis elles convergent vers 10 N/m . Ensuite, lorsque l'irradiance passe à 500 kW/m , la technique proposée converge instantanément vers une valeur d'environ 8 N/m , tandis que la méthode classique met environ $0,2 \text{ s}$ pour répondre et converger vers la même valeur. Cependant, l'impact du

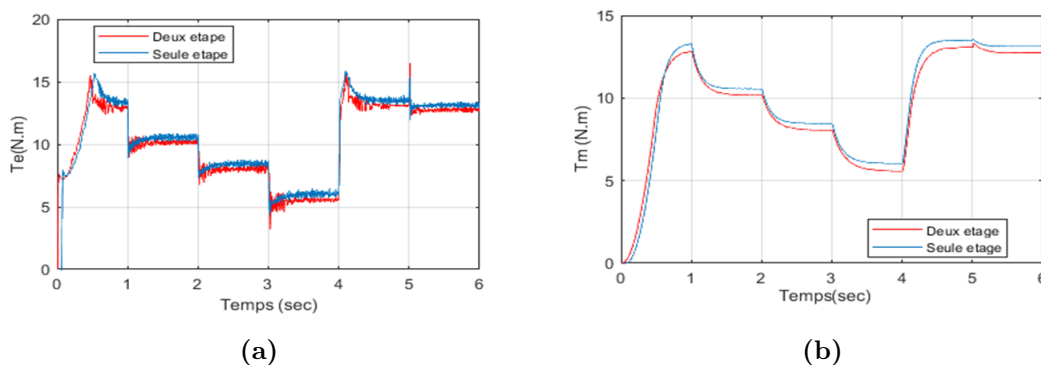


Figure 3.15: (a) Couple électromagnétique, (b) Couple de charge.

changement de température $[4, 6 \text{ s}]$ est minime sur les deux méthodes, et les valeurs de couple restent constantes avec une légère variation due au changement soudain vers en-

viron 5 secondes. Les résultats du couple de charge (T_m) montrent de meilleurs résultats pour la méthode à un seul étage en termes de valeur et de stabilité de la réponse en régime transitoire.

De plus, la vitesse et la puissance mécanique du moteur asynchrone (MAS) sont représentées respectivement sur la Figure 3.16a et la Figure 3.16b. Ces résultats prouvent que l'utilisation de Ω_{ref} en tant que sortie du MPPT et d'entrée du PTC permet un contrôle optimal de la messagerie instantanée. En effet, cette méthode trouve un chemin optimal qui génère le maximum de puissance et le délivre à la machine. Cela est réalisable lorsque le signal de commande est basé sur la définition de la vitesse de référence. La simulation

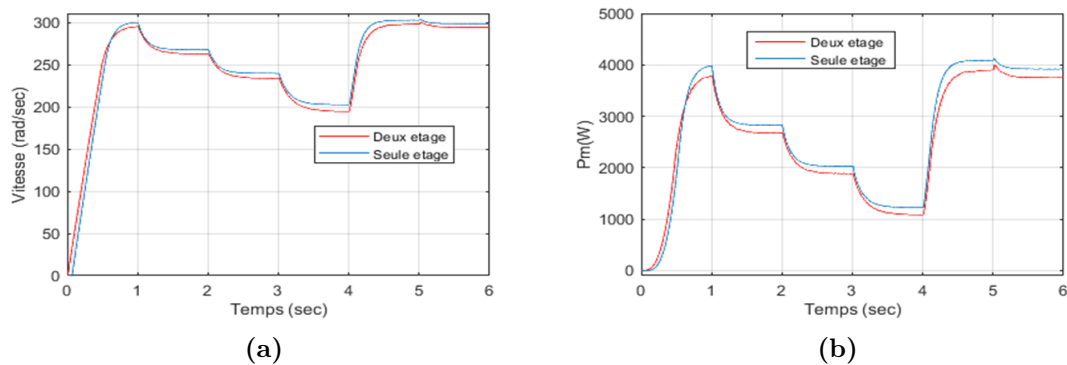


Figure 3.16: (a) Vitesse de rotation, (b) Puissance mécanique.

a été réalisée pour reproduire un profil réel, notamment le rayonnement solaire et les variations de température observées lors d'une journée nuageuse en été : le 10 août 2022.

Les données correspondantes sont représentées dans la figure 3.17. Les résultats de

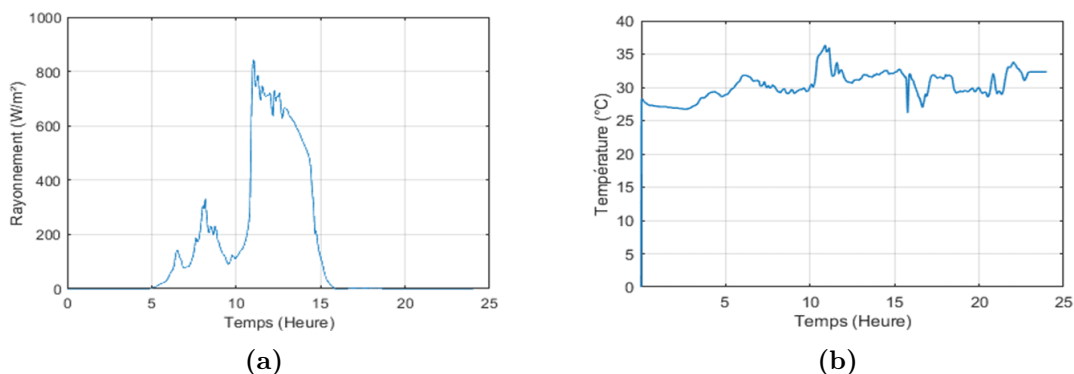


Figure 3.17: Profils environnementaux réels : (a) Irradiation, (b) Température.

l'application de ces conditions réelles sont présentés sur la Figure 3.18. Le système démontre sa robustesse en termes de puissance générée et de vitesse du moteur asynchrone. La puissance mécanique suit de manière cohérente la puissance PV, comme illustré sur la

Figure 3.18a. D'un autre côté, le signal de commande généré par le PTC minimise l'erreur entre la vitesse du moteur et la vitesse de référence, comme le montre la Figure 3.18b. Les résultats de l'application de ces conditions réelles sont présentés sur la Figure 3.18. Le

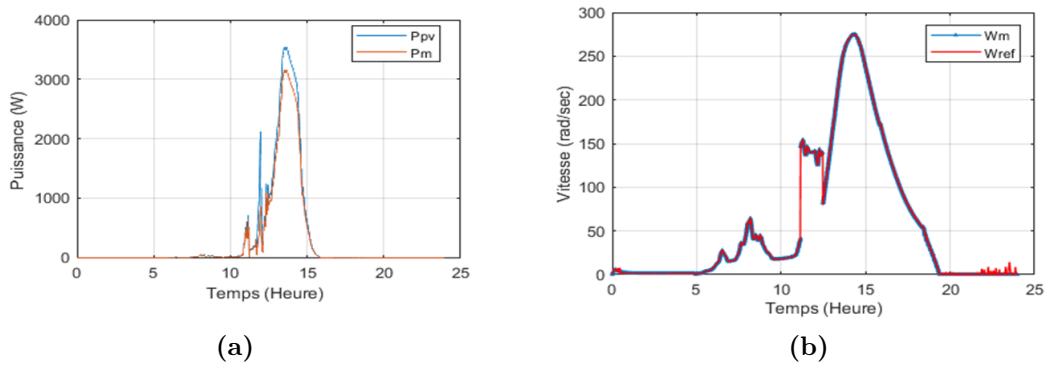


Figure 3.18: (a) Puissance , (b) Vitesse de moteur .

système démontre sa robustesse en termes de puissance générée et de vitesse du moteur asynchrone. La puissance mécanique suit de manière cohérente la puissance PV, comme illustré sur la Figure 3.18a. D'un autre côté, le signal de commande généré par le PTC minimise l'erreur entre la vitesse du moteur et la vitesse de référence, comme le montre la Figure 3.18b.

3.5 Étude comparative

Le modèle présenté dans la Figure 3.8 est implémenté et simulé sur la plateforme MATLAB/Simulink à l'aide du schéma de contrôle proposé. Le système est simulé pour différents niveaux d'irradiance, où le courant, la tension, la puissance PV, la puissance mécanique, le couple et la vitesse obtenus sont proportionnels.

La méthode classique offre des performances dynamiques tout à fait appropriées par rapport à la méthode simple. La première peut rapidement converger vers le régime permanent, mais la configuration proposée réussit à éliminer avec succès l'inconvénient des oscillations plus élevées. En se basant sur les Figures 3.18a et 3.18b, la méthode à un seul étage montre une augmentation de la vitesse du moteur tout en consommant la même quantité d'énergie, ce qui est un avantage dans un système de pompage d'eau. En effet, dans des systèmes comme celui proposé dans cette chapitre, où le stockage électrique est remplacé par le stockage hydraulique, les réservoirs de ce dernier doivent être remplis rapidement pour une meilleure productivité.

Il ressort du Tableau 3.6 que la diminution de l'irradiance entraîne une réduction des paramètres susmentionnés, mais une perte de puissance plus importante est observée

dans la configuration à deux étages. Notez que les équations 3.40 ci-dessus expliquent

Tableau 3.6: Changements survenant dans différents paramètres sous les variations d'irradiation

Irradiation	Un étage						Deux étages					
	Ppv	Pm	Pe	Tc	Speed	$\eta(\%)$	Ppv	Pm	Pe	Tc	Speed	$\eta(\%)$
1000 W/m^2	4470	4001	4349	13.43	302.1	89.50	4470	3898	4237	13.03	297.6	87.20
700 W/m^2	3133	2828	3074	10.68	269.3	90.26	3133	2724	2961	10.28	264.2	86.94
500 W/m^2	2229	2027	2203	8.587	241.5	90.93	2229	1980	2152	8.156	235.4	88.82
300 W/m^2	1320	1223	1315	6.192	205.1	92.65	1320	1202	1306	4.789	196	91.06

mathématiquement comment l'efficacité a été obtenue. Les deux équations considèrent la puissance fournie par le PV comme référence. Par exemple, l'efficacité du convertisseur est calculée comme le rapport entre la puissance électrique fournie au moteur (MAS) et celle générée par le PV. De plus, les pertes d'énergie sont exprimées sous forme de différences d'énergie entre le convertisseur et le moteur.

$$\begin{aligned}
 Pa(\text{Pertes}) &= Ppv - Pe; \\
 Pb(\text{Pertes}) &= Pm - Pe
 \end{aligned}
 \tag{3.40}$$

Le Tableau 3.7 résume les principales spécifications des différents systèmes.

Nous avons évalué et comparé ces schémas en termes de connaissances techniques et d'autres algorithmes. La comparaison technique porte sur les performances des stratégies de contrôle appliquées pour entraîner le moteur électrique, en particulier dans le contexte d'un système de pompage d'eau. Du point de vue économique, nous avons obtenu une efficacité similaire pour le système de pompage d'eau à des coûts réduits.

De plus, les figures 3.18b suivantes montrent les pertes d'énergie et l'efficacité du convertisseur, ainsi que les résultats. Il ressort clairement de la Figure 18 que notre système en une seule étape réduit les pertes d'énergie dans l'ensemble du système. Cette réduction des pertes découle du fait qu'un seul convertisseur entraîne moins de pertes dans ces systèmes. Néanmoins, le contrôle d'une configuration telle que celle-ci est plus complexe, ce qui représente un compromis nécessitant un examen attentif de la part des ingénieurs système.

D'autre part, la figure 3.20 compare l'efficacité du convertisseur pour différents niveaux d'irradiation. Là encore, la structure de contrôle proposée a réussi à offrir une meilleure efficacité. Comme indiqué précédemment, ce résultat est considéré comme une contrepartie logique au résultat de perte d'énergie. Par conséquent, la même explication s'applique ici.

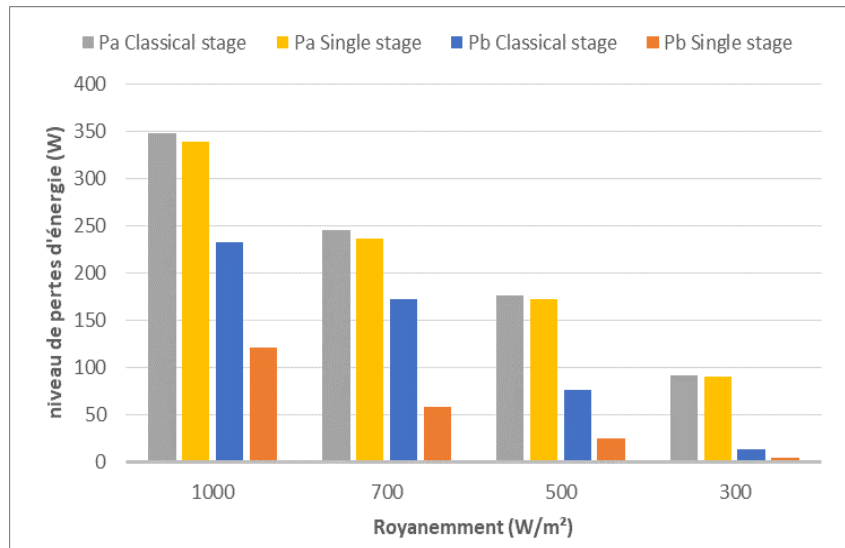


Figure 3.19: Niveaux de pertes d'énergie électrique Pa, énergie mécanique Pb.

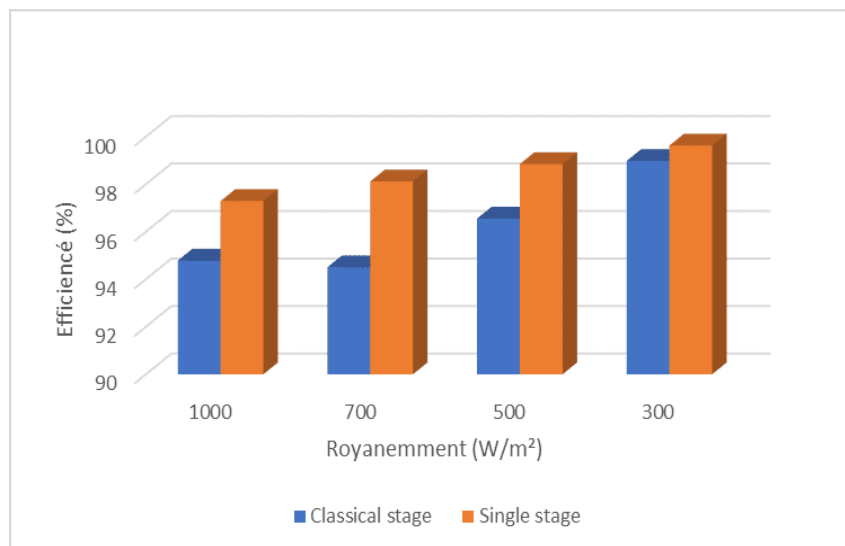


Figure 3.20: Efficacité des convertisseurs.

3.6 Conclusion

Ce chapitre présentait un système de pompage d'eau alimenté par l'énergie solaire photovoltaïque à un seul étage, adapté à une installation dans des zones reculées. La méthode proposée repose sur une collaboration entre les blocs MPPT et PTC, ce qui réduit la complexité du système en éliminant les composants de conversion et de stockage d'énergie supplémentaires.

Le bloc MPPT basé sur la méthode Perturbé et Observe (P&O) est chargé de générer la vitesse de référence du moteur en fonction des variations de la puissance solaire captée. Cette vitesse de référence est ensuite utilisée par le bloc PTC (Contrôle Prédicatif de

Couple) pour optimiser la puissance délivrée au moteur à induction en fonction de la vitesse réelle du moteur. Bien que la nouvelle stratégie de commande n'ait pas permis d'améliorer le temps de réponse par rapport à l'architecture classique à deux étages, les résultats de la simulation ont montré que le contrôle hybride a réussi à fournir la puissance requise à la machine à induction tout en réduisant les fluctuations de couple et en améliorant l'efficacité du système.

Cependant, deux sujets nécessitent davantage d'exploration. Premièrement, il serait bénéfique de valider expérimentalement cette proposition pour mieux comprendre comment le contrôle PTC peut fonctionner dans une configuration à un seul étage. Deuxièmement, étant donné que les systèmes de pompage d'eau solaire peuvent être sujets à des pannes, il serait intéressant d'étudier un système de contrôle tolérant aux pannes (FTC).

Ces sujets supplémentaires sont en dehors de la portée de ce chapitre et pourraient être envisagés comme des perspectives futures pour cette recherche.

Tableau 3.7: Comparaison des Étages classiques et des méthodes proposées

Schéma	Seule Étape dans Fig.3 [91]	Fig.3.1	Méthode proposée Fig.3.2
Convertisseur DC-DC	Non	Oui	Non
Capteurs tableau PV	1-Courant 2-Tension	1-Courant 2-Tension	1-Courant 2-Tension
Capacité du bus DC	Basse	Élevée	Basse
Contrôle	Moyen	Complexe	Simple
Temps de réponse	Moyen	Élevé	Moyen
Pertes de commutation dans V_{DC}	Moyennes	Basses	Basses
Implémentation	Moyenne	Moyenne	Élevée
Coût	Faible	Moyen	Faible
Efficacité	Moyenne	Basse	Élevée

Chapitre 4

Conception et Analyse Techno-Économique d'un Système de Pompage Photovoltaïque

4.1 Introduction

Le pompage solaire, utilisant des pompes alimentées par l'énergie solaire thermique, offre une alternative économique et écologique par rapport aux pompes traditionnelles à moteur à combustion interne. Ses faibles coûts d'exploitation et d'entretien, ainsi que son impact environnemental réduit, en font une solution idéale, notamment dans les zones non connectées au réseau électrique ou en cas d'interruption prolongée d'autres sources d'électricité. Les systèmes de pompage solaire sont particulièrement bénéfiques pour résoudre les problèmes de pénurie d'eau de surface dans les zones désertiques.

L'étude approfondie des paramètres d'une installation de pompage solaire souligne l'importance de recourir à des logiciels spécialisés tels que PVsyst pour dimensionner et simuler efficacement ces installations [53,54]. Cette approche garantit une conception précise et une performance optimale, adaptées aux conditions spécifiques de l'emplacement. Dans le cadre de notre étude, nous avons choisi PVsyst pour dimensionner et simuler une installation de pompage solaire destinée à une ferme située à El Oued.

4.2 Traits géographiques de l'étude de cas

La sélection du site de Terifaoui dans la province d'El Oued revêt une importance stratégique considérable, étant donné que la culture prévue pour l'irrigation est le tomate . Ce site a émergé comme l'un des principaux centres de production de les legumes en Algérie en raison de ses caractéristiques géographiques privilégiées et de son climat propice à cette culture.

Le site spécifiquement choisi pour notre projet est une ferme isolée située au cœur du désert, plus précisément dans la wilaya d'El Oued, à la municipalité de Turaifaoui-Lizerg. Ses coordonnées géographiques détaillées sont une latitude de 33,32 Nord, une longitude de 7,29 Est, et une altitude de 78 m au-dessus du niveau de la mer. Ces caractéristiques topographiques créent un environnement propice à la croissance saine des cultures, en particulier des tomates et des pommes de terre.

Cette sélection méticuleuse du site est le résultat d'une évaluation minutieuse des conditions environnementales, des caractéristiques du sol et du climat spécifiques à cette région. L'emplacement de Terifaoui offre ainsi un terrain propice à la prospérité de la culture de tomate, contribuant de manière significative à l'économie agricole de la région et à la sécurité alimentaire nationale.

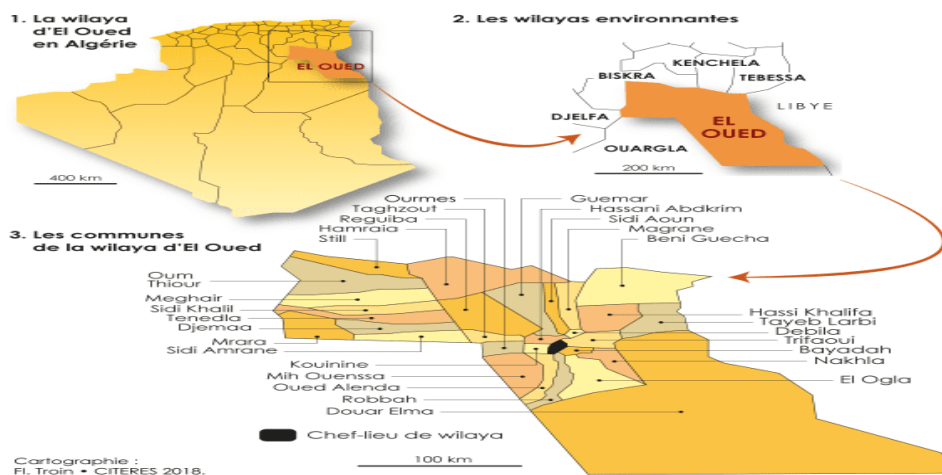


Figure 4.1: Situation El Oued sous google Maps

4.3 Discription du projet d'étude

Cette ferme, s'étendant sur une vaste étendue de la vallée, couvre des milliers de kilomètres de terres fertiles, créant un environnement idéal pour l'agriculture. Cependant, la moitié de cette étendue, soit 50 %, n'est pas connectée au réseau électrique, constituant ainsi un défi majeur pour répondre à ses besoins énergétiques.

Dans le cadre de notre recherche, nous avons choisi une ferme dans la municipalité de Turaifaoui, Willaya d'El Oued, pour mettre en œuvre un projet de pompage solaire. Nous avons l'intention de mettre en œuvre les techniques de pompage solaire photovoltaïque, explorées dans le chapitre précédent, sur un site réel. Notre choix s'est porté sur la région de Lizerg El Ouel comme zone d'étude. Cette localité se distingue par la qualité de ses légumes, qui constituent l'activité agricole dominante, ainsi que par l'abondance de l'énergie solaire et la présence d'une importante réserve d'eau stockée naturellement sous forme de nappes souterraines. Dans le cadre de cette étude, nous avons opté pour un système de pompage destiné à l'irrigation d'un hectare de tomate dans la région de Lizerg.

Cette zone a été sélectionnée en raison de plusieurs facteurs, notamment la grande distance entre la ferme et le point électrique le plus proche, dépassant les 3 kilomètres, et l'utilisation d'un générateur à essence nécessitant des déplacements réguliers pour apporter le carburant, ce qui peut entraîner sa perte parfois. Nous avons décidé d'allouer une partie de la ferme à l'utilisation dans le projet agricole, composée d'un puits alimentant une superficie d'un hectare de serres plastiques dédiées à la culture de tomates. La ferme est irriguée à l'aide d'un système d'irrigation goutte à goutte.

L'alimentation électrique de la pompe pour extraire l'eau, est assurée par l'énergie photovoltaïque. Cette installation se compose de deux travées, chacune mesurant 54 mètres, et d'un tube secondaire de 6 mètres. Elle a la capacité de couvrir l'irrigation d'une superficie d'1 hectare. Les principaux éléments des systèmes d'irrigation reposent sur des pompes, conformément à notre étude.

- La source d'eau est un puits d'une profondeur entre 50 à 80 m.
- L'ensemble de la charge est composé d'une pompe d'une puissance d'environ 4 kilowatts

Schéma 4.2 illustratif de la ferme, de l'emplacement du projet, et de ses composants pour l'application du projet de pompage solaire.

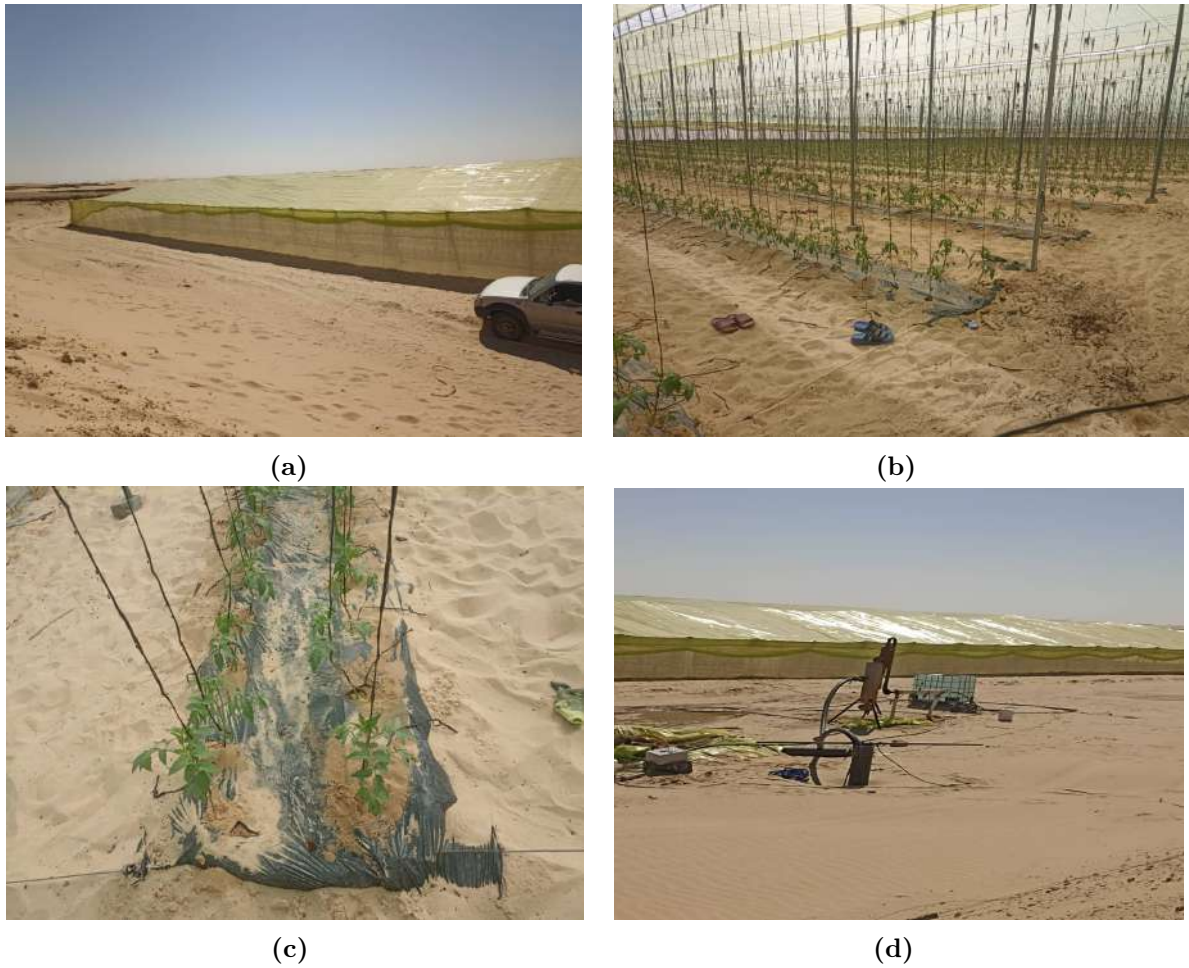


Figure 4.2: Emplacement du projet : (a) Serre plastique exterieur , (b) serre plastique interieur , (c) irrigation goutte à goutte, (d) Pompe d'instalation.

4.4 Moyennes climatiques annuelles pour la région d'El Oued

El Oued, affiche un climat désertique chaud tout au long de l'année.

Tableau 4.1: Température moyenne maximale et minimale ,Énergie solaire à El Oued tout au long de l'année.

Mois	T_{moy} (C)	T_{moy} Minimale (C)	Radiation solaire Kw/m^2
Janvier	17	5	3.5
Février	20	7	4.5
Mars	24	10	5.8
Avril	28	13	6.9
Mai	33	17	7.5
Juin	38	21	7.8
Juillet	42	25	7.8
Août	42	25	7.1
Septembre	37	21	5.9
Octobre	31	16	4.6
Novembre	23	10	3.6
Décembre	18	6	3.2

À l'aide de Météonorme 8, nous pouvons extraire les données météorologiques moyennes annuelles pour notre site. Cela peut inclure des informations telles que la température moyenne, l'irradiation solaire, la vitesse du vent, etc.

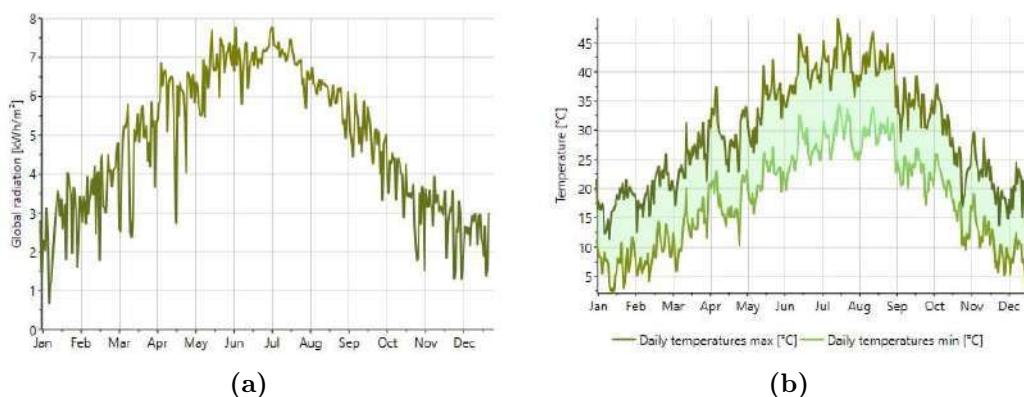


Figure 4.3: Variation de la température et du rayonnement solaire mensuelle sur notre site .

la Figure 4.3 représente la température et le radiation mensuelle de la ferme de la région lizerg obtenue par logiciel météonorme 8.

4.5 Description du logiciel PVsyst

Il existe une diversité d'outils dédiés au dimensionnement, à l'analyse et à l'optimisation des systèmes photovoltaïques autonomes. Dans cette étude, nous avons opté pour

PVSYST 7.4 afin de mener nos simulations. Ce logiciel [92], spécifiquement conçu pour les systèmes photovoltaïques, est utilisé sur une plateforme PC (voir la Figure 4.4).

PVsys est un logiciel professionnel spécialisé dans la modélisation et la simulation de systèmes photovoltaïques. Principalement utilisé par les experts de l'énergie solaire, les ingénieurs et les concepteurs de systèmes photovoltaïques, il permet d'évaluer la performance, de concevoir et de prédire le rendement des installations solaires.

Les caractéristiques clés de PVsys incluent la simulation de performance, la conception solaire, l'analyse économique, l'intégration de bases de données météorologiques, l'étude de l'ombre, l'évaluation du vieillissement des modules solaires et la génération de rapports professionnels.

Bien que PVsys ne soit pas spécifiquement dédié aux pompes à eau solaires, il peut être utilisé pour concevoir des systèmes photovoltaïques adaptés à l'alimentation de ces pompes. Il offre des fonctionnalités complètes pour optimiser la conception et l'évaluation des systèmes photovoltaïques. PVsys est un logiciel payant, mais il offre une suite complète d'outils essentiels pour les professionnels de l'énergie solaire.

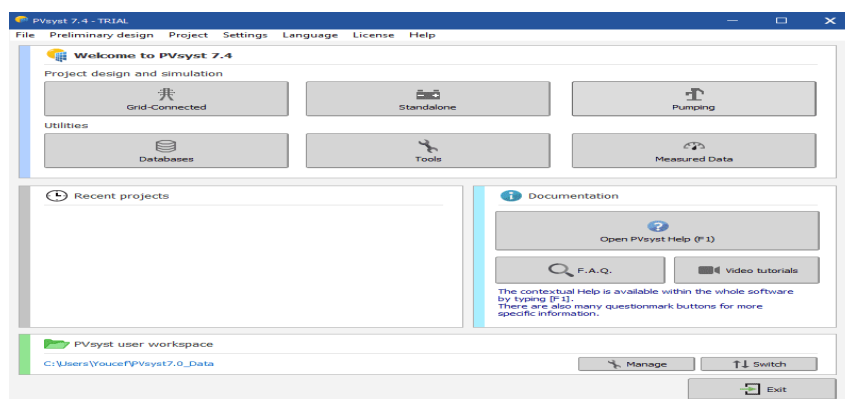


Figure 4.4: Interface de logiciel PVsys

Le processus de simulation d'un système à l'aide de PVsys implique une séquence de plusieurs étapes, chacune s'enchaînant de manière cohérente. Il convient de souligner que le déploiement de cette simulation est un processus méthodique et séquentiel, exigeant une exécution étape par étape pour garantir une analyse complète et précise du système photovoltaïque.

4.6 Dimensionnement de cas d'étude

Cette approche de dimensionnement garantit que l'installation est robuste et capable de faire face aux situations les plus exigeantes, ce qui est crucial pour assurer sa durabilité

et sa fiabilité à long terme. Elle s'inscrit dans une approche d'ingénierie visant à minimiser les risques et à garantir la satisfaction des besoins, même en cas de conditions défavorables.

Tout d'abord, on ajoute les base donnée de notre site apartir de Meteonorme sur le logiciel PVsyst pour utiliser le PVsyt.

4.6.1 Orientation de champs PV

L'efficacité de la production d'énergie solaire dépend étroitement de l'orientation optimale des panneaux photovoltaïques. Généralement, cette orientation est minutieusement planifiée pour garantir une exposition maximale au soleil tout au long de la journée, en prenant en compte la localisation géographique du site. Dans les régions septentrionales, les panneaux sont orientés vers le sud, tandis que dans les régions méridionales, une orientation vers le nord est préférée. Des facteurs tels que l'ombrage, la topographie locale et les besoins énergétiques spécifiques influent également sur cette orientation.

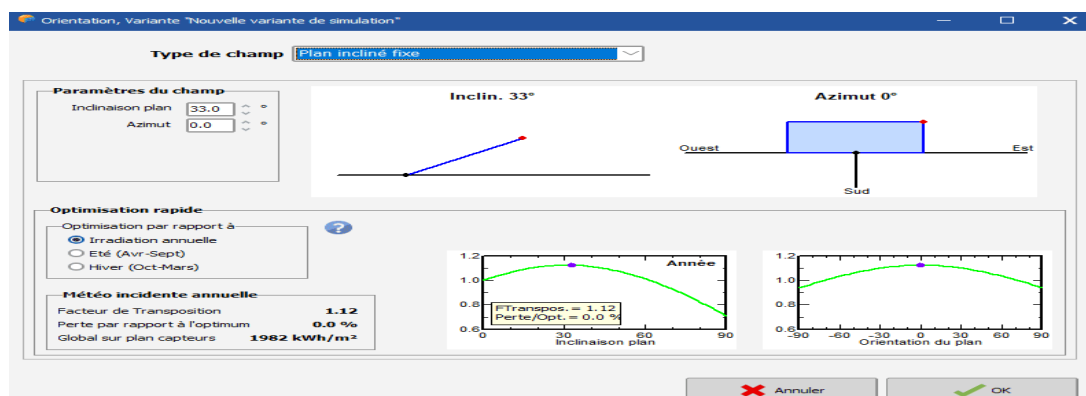


Figure 4.5: Orientation de champs PV

L'inclinaison des panneaux est souvent ajustée en fonction de la latitude du site pour maximiser la capture du rayonnement solaire tout au long de l'année. Ces paramètres d'orientation revêtent une importance cruciale dans la conception et l'installation des systèmes solaires pour assurer une performance optimale.

Dans le cadre de l'exploitation de l'énergie solaire sur notre site d'El Oued, une inclinaison de 33 a été sélectionnée pour les modules photovoltaïques (voir la Figure 4.5). Cette décision vise à améliorer le rendement énergétique, en tenant compte des caractéristiques spécifiques du site, et à favoriser une utilisation efficace de l'énergie solaire disponible.

Évaluation des besoins en eau Dans la région d'El Oued, il est essentiel de bien comprendre et d'estimer correctement les besoins en eau pour la culture de la tomate. Les besoins en eau varient en fonction de facteurs tels que la variété de tomates, les conditions climatiques, les pratiques agricoles et l'irrigation. Il est recommandé d'adapter l'irrigation

en fonction des besoins de la culture tout en utilisant des méthodes efficaces pour minimiser le gaspillage d'eau. L'irrigation par goutte à goutte est essentielle pour éviter le gaspillage et optimiser l'utilisation des ressources hydriques. Le suivi des données météorologiques et des conditions du sol permet d'ajuster les pratiques d'irrigation au fil du temps, garantissant une production agricole durable dans la région d'El Oued.

Le besoin d'irrigation, noté BI, est défini comme le volume d'eau devant être apporté par irrigation. Pour calculer la quantité réelle d'eau à apporter à la culture, il est nécessaire de prendre en compte les efficacités de transport, de distribution et d'application de l'eau [93, 94].

$$BI_{brut} = \frac{BI}{eff} \quad (4.1)$$

$$BI = ETR \quad (4.2)$$

Afin de calculer les besoins d'irrigation, il est préalablement essentiel de connaître les besoins en eau réels des cultures (ETR) [37] :

$$ETR = ET_0 \times k_C \quad (IV.3) \quad (4.3)$$

Où : BI_{brut} : Besoin brut (mm). BI : Besoin net (mm). eff : Efficacité d'irrigation (%), dépendant du système d'irrigation utilisé. Dans le cas de l'irrigation localisée ou de la micro-irrigation, eff=80 % 90 % a été retenu. ETR : Evapotranspiration réelle (mm/jour). ETP : Evapotranspiration potentielle (mm/jour) [95].

kC : Coefficient cultural, où kC pour un tomate adulte varie en réalité entre 1.211.38. Pour notre cas, nous avons choisi le kC proposé par la FAO, variant entre 0.899. Pour le mois de juin, avec une efficacité de 90%, le volume d'eau sera égal :

$$BI_{brut} = \frac{ETP \times kC_{eff}}{eff} = \frac{6.66 \times 1}{0.9} = 7.4 \text{ mm}$$

Avec :

$$1 \text{ mm} = 10 \text{ m}^3/\text{hectare}$$

Le volume sera alors égal à :

$$V = 7.4 \times 10 = 74 \text{ m}^3/\text{j}/\text{hectare}$$

Ces fonctionnalités sont synthétisées dans le tableau suivant :

L'évaluation de la capacité du réservoir dans un système d'irrigation requiert une approche méticuleuse pour garantir une alimentation en eau adéquate. Tout d'abord, il est essentiel de calculer les besoins en eau journaliers, en prenant en considération des

Tableau 4.2: Besoin journaliers moyens l'eau pour l'agricole de tomate à El oued

Mois	Volume d'eau (m ³ /j)
Jan.	41
Fév.	39
Mars	40
Avr.	52
Mai	69
Juin	72
Juil.	74
Août	62
Sept.	53
Oct.	40
Nov.	39
Déc.	43

variables telles que le type de culture, les conditions météorologiques et la méthode d'irrigation. Ce calcul fournit la base nécessaire pour déterminer la quantité totale d'eau requise quotidiennement par l'ensemble du système. Ensuite, il est crucial de définir l'autonomie souhaitée du système, c'est-à-dire la période pendant laquelle le réservoir doit pouvoir fonctionner sans être rechargé. Cette autonomie dépend de la fréquence prévue de rechargement du réservoir. Afin de prévenir les pénuries d'eau, il est impératif que la capacité du réservoir soit adéquate pour couvrir les périodes de faible disponibilité d'eau, telles que les saisons sèches ou en cas de défaillance du système de pompage. Enfin, en tenant compte des variations saisonnières des besoins en eau, la capacité du réservoir peut être dimensionnée pour répondre efficacement aux demandes pendant les périodes les plus critiques, garantissant ainsi une gestion optimale des ressources hydriques.

Dans cet étude, la décision a été prise d'utiliser un réservoir d'une capacité de 1000 m³ pour l'irrigation à des fins de production biotechnologique végétale, spécifiquement dédiées à la culture de tomates. Cette injection d'eau est programmée pour être effectuée une fois par semaine.

4.6.2 Puissance hydraulique de pompage

La puissance hydraulique nécessaire dépend du débit de conception du système (Q en m³/s) et de la hauteur hydraulique (H en m). Cette puissance peut être exprimée par la formule suivante :

$$P_h = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H \quad (4.4)$$

où ρ représente la densité de l'eau (kg/m³) et g est l'accélération due à la gravité (m/s²). Le débit de conception (Q) et la hauteur hydraulique (H) sont exprimés comme

suit :

$$Q = \frac{1}{n_s} \sum_{i=1}^5 W_{Ni} \quad (4.5)$$

Ici, W_{Ni} représente les besoins quotidiens en eau d'une seule 1 hectare de ferme tomate (m^3/j), et n_s est le nombre moyen d'heures ensoleillées par jour dans la région d'étude. La hauteur hydraulique se compose de trois termes principaux [33] :

$$H = H_s + H_{dd} + H_f \quad (4.6)$$

où H_s est la hauteur statique représentant la différence entre le niveau de l'eau et le niveau de décharge. H_{dd} est le niveau de rabattement de l'eau, tandis que H_f représente les pertes par frottement dans le circuit hydraulique. Dans cette communication, la somme de la hauteur statique et du niveau de rabattement d'eau est considérée comme 39 m. Les pertes par frottement se produisent dans le tuyau en raison de la viscosité du fluide (ΔH_1) ou des composants d'ajustement (ΔH_2) tels que les coudes, les jonctions et les vannes.

$$H_f = \Delta H_1 + \Delta H_2 \quad (4.7)$$

Les pertes par frottement (H_f) sont définies comme la somme de ΔH_1 et ΔH_2 , où

$$\Delta H_1 = \frac{2\lambda}{D} U^2 \quad \text{et} \quad \Delta H_2 = \frac{k}{2g} U^2$$

avec U représentant la vitesse du fluide, D le diamètre du tuyau, λ le coefficient de perte de charge, et k le coefficient de perte de charge mineur dû aux composants tels que les coudes, les jonctions, et les vannes.

Dans ces équations, L et D représentent respectivement la longueur totale et le diamètre du tuyau (m). U est la vitesse de l'eau (m/s), et k est un coefficient lié au type de composant utilisé (ici, deux coudes sont utilisés). Enfin, le coefficient de friction du pipeline, λ , est calculé en fonction de la valeur du nombre de Reynolds comme suit [96, 97] : Pour $Re \leq 2000$,

$$\lambda = \frac{64}{Re}$$

Pour $2000 < Re \leq 10^5$,

$$\lambda = 0.25 + 0.3164 Re^{-0.25}$$

Et pour $Re \geq 10^5$,

$$\lambda = \frac{2}{\log(1 + 2.51/Re^{0.5})}$$

Dans la dernière équation, Rr représente la rugosité relative du tuyau, équivalente à la

rugosité absolue divisée par le diamètre du tuyau. Pour un tuyau en polyéthylène (utilisé dans cette étude), la rugosité absolue est de 3×10^{-6} m [98]. Il est important de souligner que la résolution de cette équation nécessite une itération numérique.

4.6.3 Choix de Model de la Pompe

Le point de fonctionnement de la pompe peut être déterminé graphiquement en suivant plusieurs étapes. Tout d'abord, la courbe caractéristique du circuit hydraulique est tracée en calculant la hauteur hydraulique théorique pour divers débits volumétriques. Ensuite, la courbe caractéristique de la pompe est tracée, généralement fournie par le fabricant de la pompe sous la forme de l'équation (4.8). Enfin, le point d'intersection, qui correspond à la condition de fonctionnement examinée, est identifié.

$$f(Q, H, U_p, I_p) = 0 \quad (4.8)$$

Ici, U_p représente la tension appliquée à la pompe et I_p le courant qui lui est appliqué.

En se basant sur les informations du catalogue de Lawara, la pompe immergée de type 16GS40 semble répondre à nos besoins, affichant un débit horaire de 22 m³/h et une hauteur manométrique totale de 75 m et une puissance nominale de 3709 W.. Les spécifications techniques de la motopompe ainsi que du contrôleur sont détaillées dans la Figure 4.6 ci-dessous :

Conditions de fonctionnement :			
	H Min.	H Nom.	H Max
Pression en fonctionnement	28.0	50.0	75.0 mCE
Débit corresp.	22.21	16.21	7.81 m ³ /h
Puissance	3.53	3.90	3.71 kW
Efficacité	48.0%	56.6%	43.0%

Figure 4.6: Fichier technique de la pompe

Les figures 4.7 et 4.8 suivantes définissent les caractéristiques de la pompe ;

4.6.4 Dimensionnement des panneaux Photovoltaïque (PV)

Les modules PV génèrent une puissance continue (DC) pour alimenter un moteur AC et entraîner la pompe. La capacité nominale électrique (CR) requise peut être exprimée

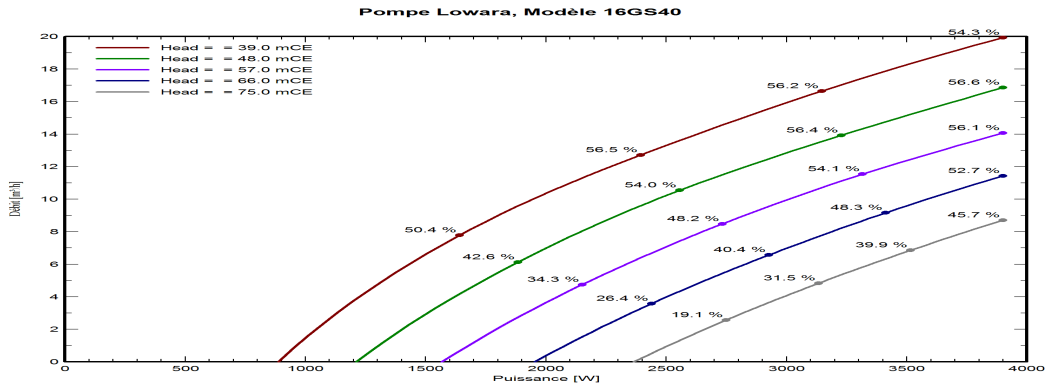


Figure 4.7: Débit en fonction de Puissance

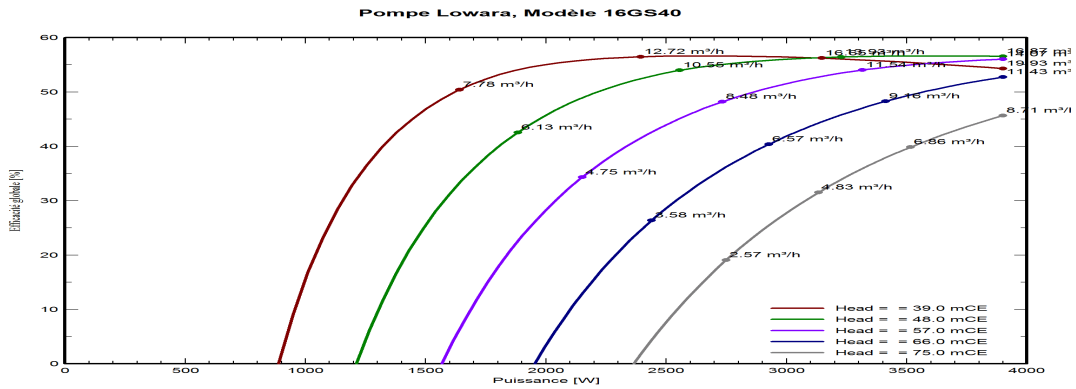


Figure 4.8: Efficacité globale en fonction de puissance .

comme suit :

$$CR = \frac{\eta_p \cdot \eta_m \cdot \eta_{sys} \cdot P_h}{h_p} \quad (4.9)$$

où η_p est l'efficacité de la pompe, η_m est l'efficacité du moteur, η_{sys} est l'efficacité du système de pompage, P_h est la puissance hydraulique, et h_p est la période quotidienne d'irrigation.

La puissance PV en conditions standard (STC) devrait être légèrement supérieure à la puissance nominale de la pompe. Il est à noter que lorsque le régulateur DC-AC MPPT est utilisé, la capacité solaire PV pourrait être réduite par rapport à la configuration de couplage directe.

Diverses technologies sont disponibles pour les modules photovoltaïques (PV). Le dimensionnement de ces modules repose sur plusieurs critères, tels que les exigences électriques de l'installation et le choix d'une technologie visant à minimiser le recours aux batteries tout en évitant toute insuffisance énergétique. Comme illustré dans la Figure 4.9, le module sélectionné pour cette étude est le Jinkosolar, dont les spécifications techniques sont détaillées dans l'Annexe B.

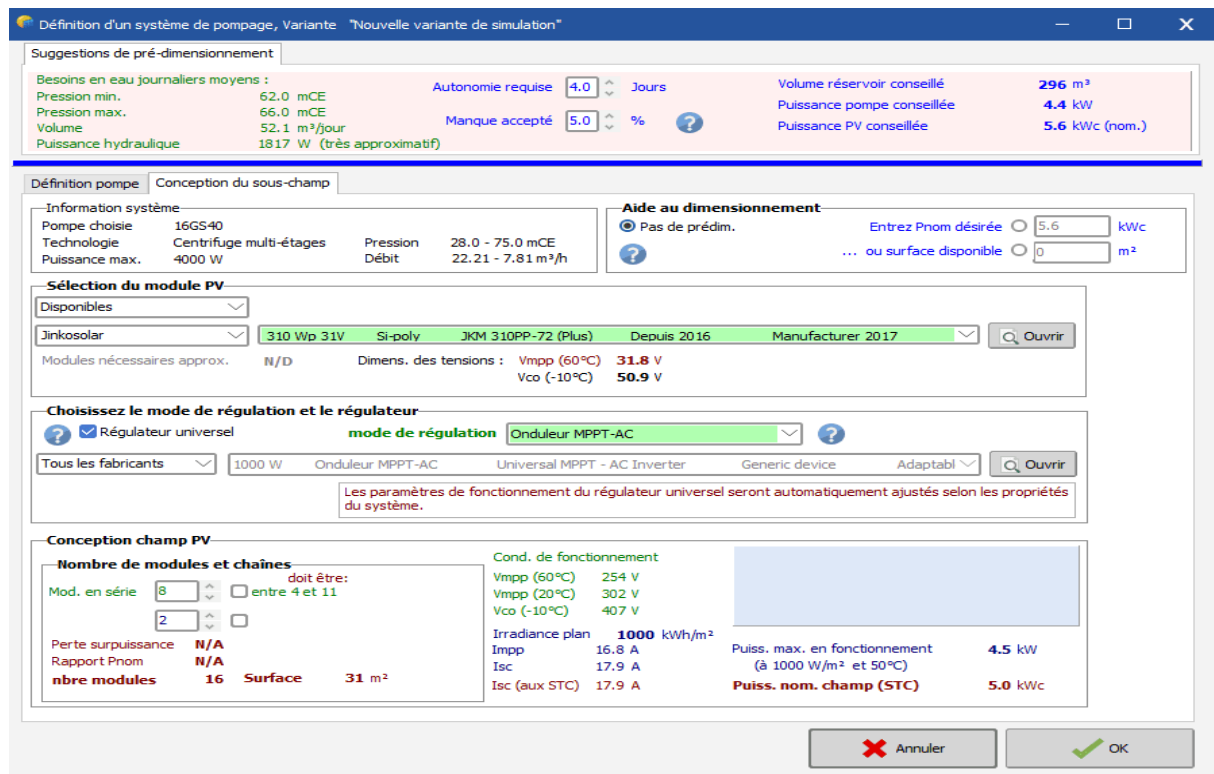


Figure 4.9: Choix de champs PV

Cette sélection est le résultat d'une évaluation minutieuse en fonction des exigences spécifiques du projet afin d'optimiser l'efficacité énergétique et de répondre aux besoins électriques anticipés.

4.6.5 Choix de l'onduleur

Le MPPT est largement utilisé dans la technologie photovoltaïque en tant que régulateur prédominant. La Figure 4.10 expose les caractéristiques électriques spécifiques de ce régulateur. Cette illustration suggère que le dispositif de contrôle adopté est un modèle générique, mais qu'il a été spécifiquement adapté au système photovoltaïque auquel il appartient. L'optimisation implique qu'il a été conçu pour interagir de manière efficiente avec les composants et les configurations associés.

La configuration du système intègre un onduleur MPPT-AC (Maximum Power Point Tracking - Conversion du courant continu en courant alternatif), jouant un rôle essentiel dans l'optimisation de la production d'énergie des panneaux solaires. La référence à un onduleur AC indique également que le système convertit vraisemblablement l'énergie générée en courant continu par les panneaux solaires en courant alternatif, adapté à une utilisation sur le Motor électrique AC ou à l'intérieur des locaux.

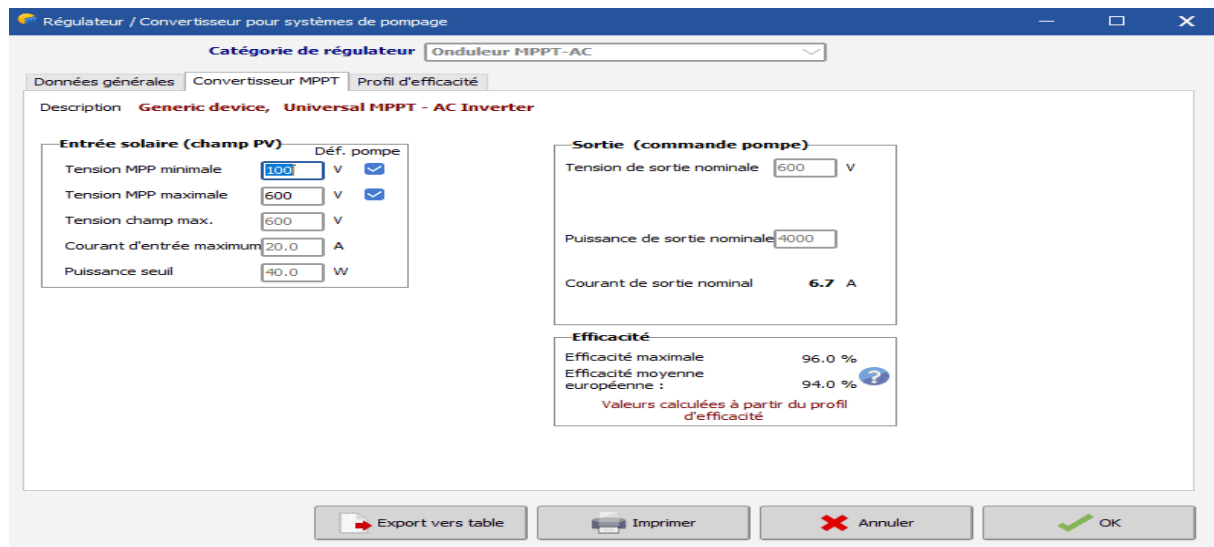


Figure 4.10: Caractéristiques de l'onduleur MPPT

4.6.6 Stockage d'eau

Le volume de stockage dépend fortement de la demande totale en eau quotidienne et de l'autonomie nécessaire (Au en jours), en supposant l'absence de production. Par conséquent, il peut être exprimé comme :

$$V_s = \sum_i W_i \cdot Au \quad (4.10)$$

où W_i représente la demande d'eau quotidienne pour chaque composant du système.

La technique de pompage sélectionnée pour notre étude est celle dite "au fil du soleil". Le réservoir hydraulique est utilisé pour le stockage de l'eau, et le choix de sa capacité est crucial pour répondre aux besoins en eau pendant les périodes d'autonomie. Nous avons dimensionné le réservoir pour une autonomie de quatre jours, avec une hauteur de 3.1 mètres. Ainsi, le réservoir obtenu présente une capacité utile de 100 m^3 . cette quantité disgtine pour l'irrigation .

4.6.7 Ombrages lointains

La Figure 4.11 présente la trajectoire du soleil à chaque heure du jour au cours des différents mois de l'année, détaillant les coordonnées de l'azimut (angle par rapport au sud, mesuré négativement vers l'est) et la hauteur du soleil (angle entre le soleil et le plan horizontal du lieu). Le terme "ombrages lointains" se réfère à des objets situés à une certaine distance de l'endroit en question qui projettent de l'ombre, tels que des structures, des arbres ou des collines.

Dans le contexte des installations photovoltaïques, la présence d'ombrages lointains peut impacter le rendement des panneaux solaires en réduisant la quantité de lumière solaire directe qu'ils reçoivent. Ainsi, il est crucial de considérer ces ombrages lors de la conception et du positionnement des panneaux solaires afin de minimiser leur impact sur la production d'énergie. Des outils de modélisation avancés peuvent être employés pour évaluer l'impact potentiel des ombrages lointains et optimiser l'orientation et la disposition des panneaux solaires en conséquence.

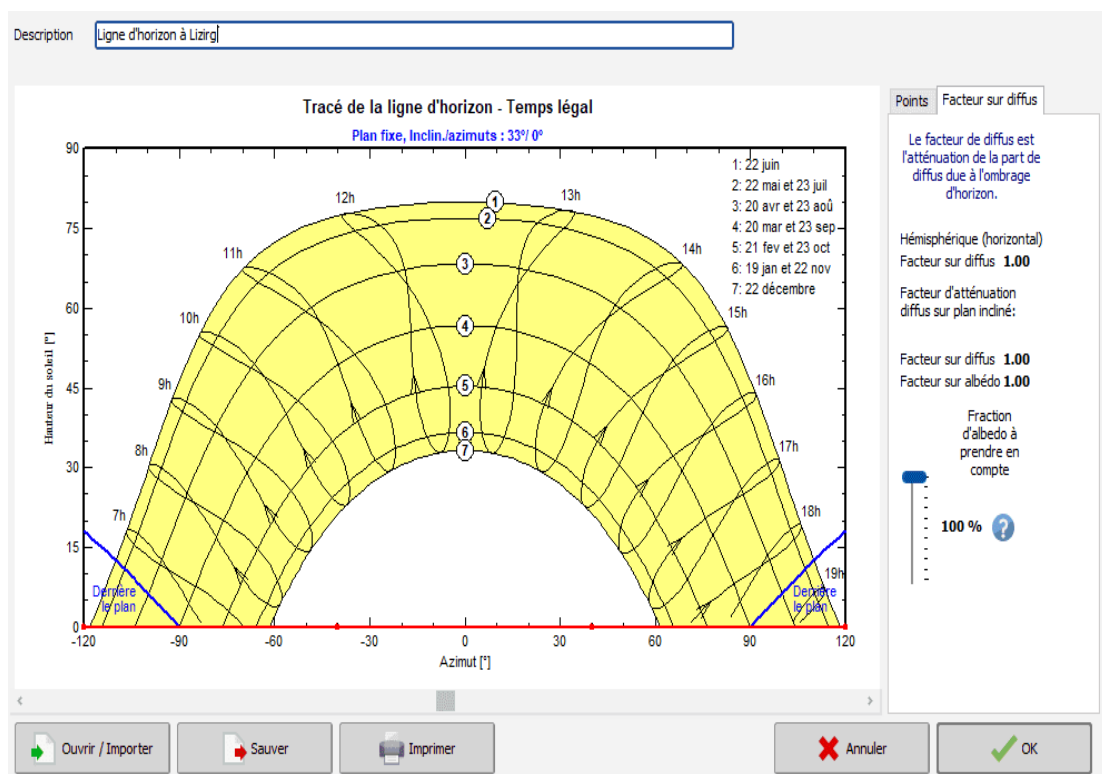


Figure 4.11: Diagramme de la trajectoire du soleil

Dans cette simulation, aucun ombrage spécifique n'est pris en compte.

4.7 Rapport de simulation

Après avoir achevé la configuration de toutes les étapes de la simulation, un rapport exhaustif est automatiquement généré, présentant tous les résultats sous forme de tableaux et de figures. La Figure 4.12 ci-dessous fournit les informations suivantes :

- Champ PV : Composé de huit modules en série formant une deux chaîne, soit 16 au total, avec une surface totale de 35 m^2 et une puissance de 5kWc à 50°C (dans les conditions de fonctionnement).

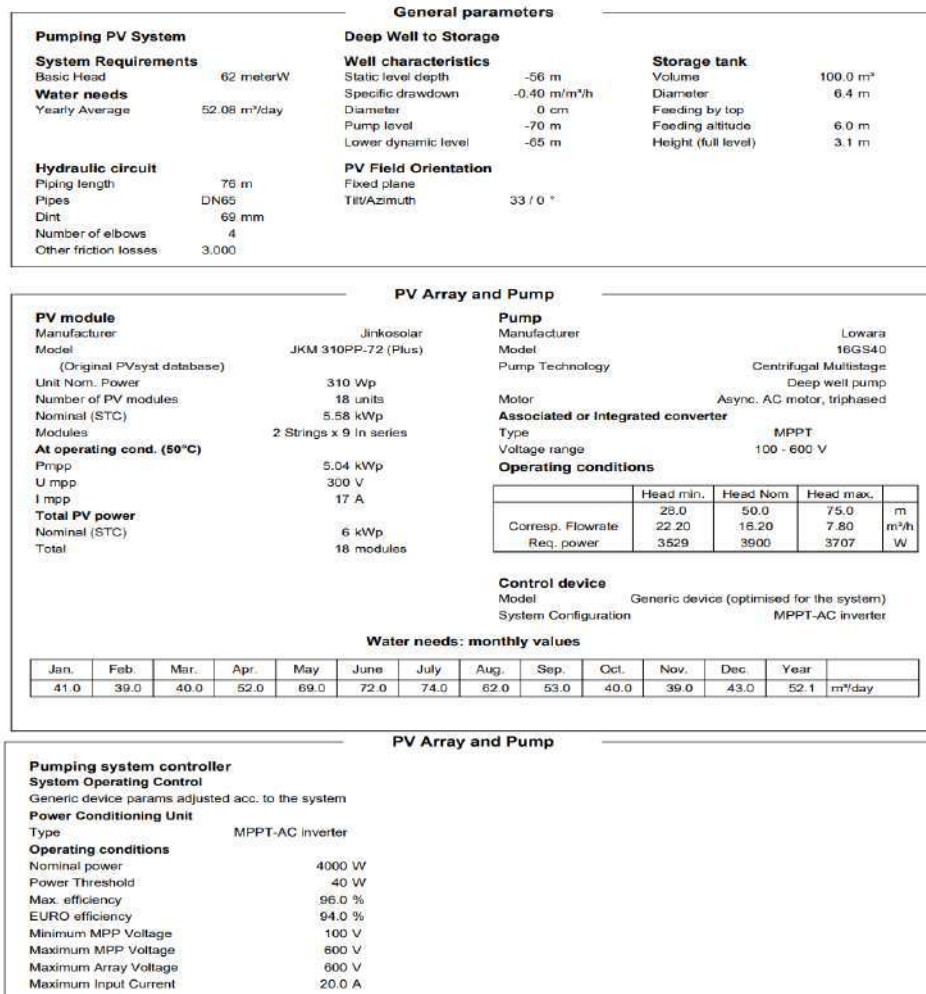


Figure 4.12: Analyse des Paramètres de la Simulation

- Facteur de pertes : Une liste détaillée des diverses pertes du système, qui sera examinée plus en détail dans la figure suivante. Chaque paramètre revêt une signification et une importance spécifiques dans le cadre de notre étude.
- Besoins d'eau : La consommation quotidienne moyenne des la pompes de la demeure s'élève à $52.08 \text{ m}^3/\text{jour}$.

— Régulateur : Un régulateur MPPT doté d'une efficacité maximale de 96%.

En se basant sur les données du tableau de la Figure 4.13, il est clair que la production d'énergie par le panneau photovoltaïque est directement liée à l'énergie incidente, assurant ainsi la satisfaction des besoins énergétiques de la demeure tout au long de l'année.

Les résultats indiquent que l'énergie à pompe est évaluée à 6094kWh/kW/an. Cette production excède le besoin énergétique total de la demeure, fixé à 49kWh/an.

Dans la Figure 4.13 Les prévisions normalisées du système (post-stockage : Yf) incluent les pertes équivalentes dans le champ photovoltaïque (Lc), le système de stockage (Ls) et l'énergie inutilisée (Lu). Les pertes dans le processus de collecte de l'énergie solaire s'élèvent à 0,93 kWh/J, tandis que les pertes du système sont d'environ 1.05 kWh/J. En fin de compte, l'énergie produite à la sortie de la pompe atteint 3,37 kWh/J.

Pendant la saison estivale, la consommation d'énergie est généralement réduite, tandis qu'en hiver, elle tend à augmenter. De janvier à février et de novembre à décembre, les pertes de collecte solaire et les pertes du système ont été minimales, mais ont connu une augmentation au cours des autres mois de l'année. Ces variations sont clairement présentées dans la figure ci-jointe.

Notamment, pendant l'été, les pertes liées à la qualité des modules sont plus fréquentes. Cette observation est compréhensible compte tenu des températures plus élevées pendant cette période de l'année.

L'indice de rendement (Performance ratio PR), comme illustré dans la figure 4.13, représente le rendement global du système. Il est calculé en divisant le rendement réel par le rendement nominal du système.

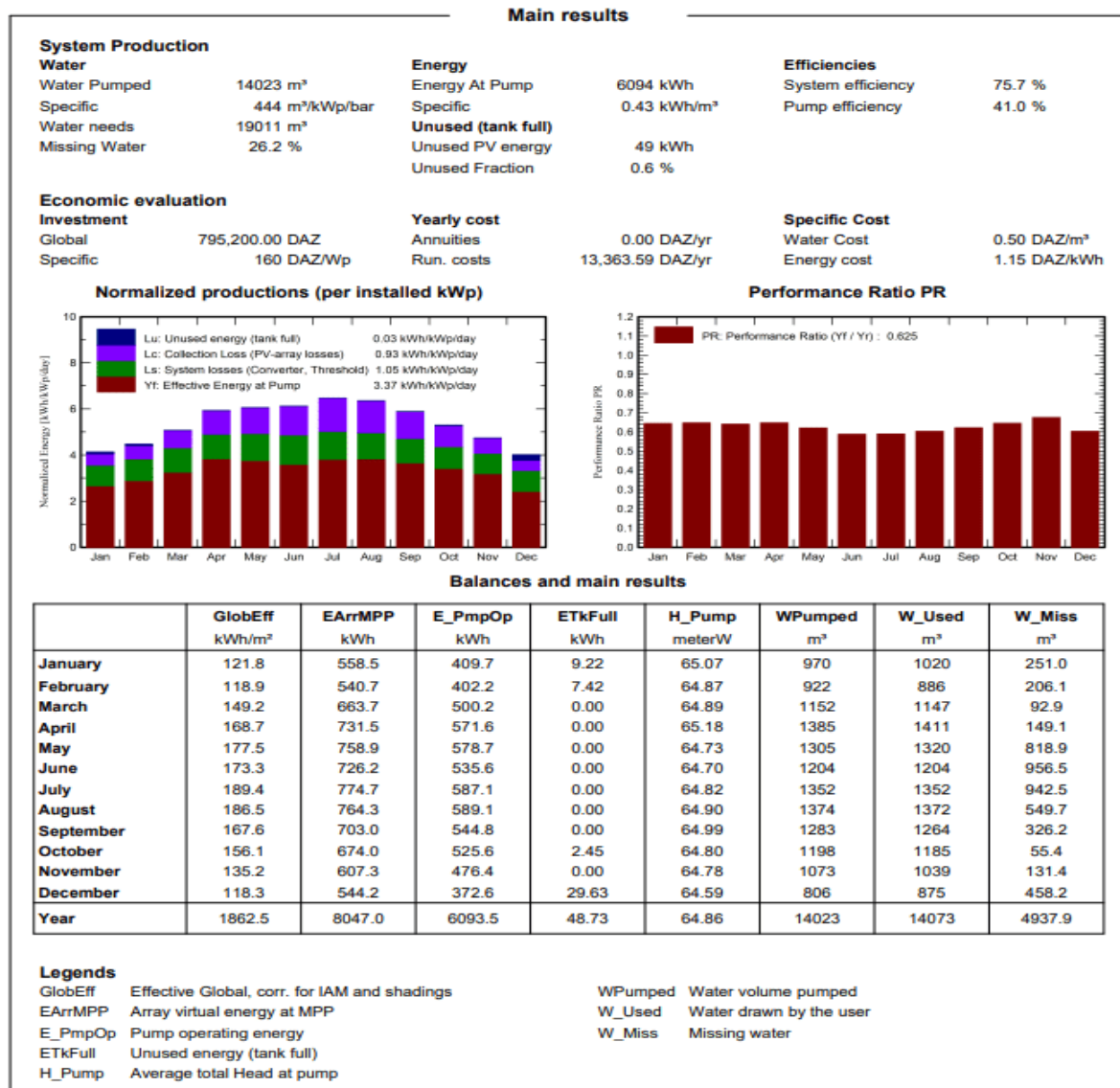


Figure 4.13: Synthèse des Conclusions Principales

4.8 Diagramme des pertes

Le lancement de la simulation offre un accès aux résultats détaillés de la conception de notre système photovoltaïque d'une puissance de 1764 Wc à une température de 50 °C. La figure 4.14 présente de manière synthétique les diverses pertes d'énergie observées dans le système photovoltaïque. Ces pertes significatives s'expliquent par l'exposition du système à divers facteurs de dégradation, traduits en facteurs de pertes, comme indiqué dans la figure 4.14 :

1. Pertes au niveau des champs photovoltaïques :

- Température

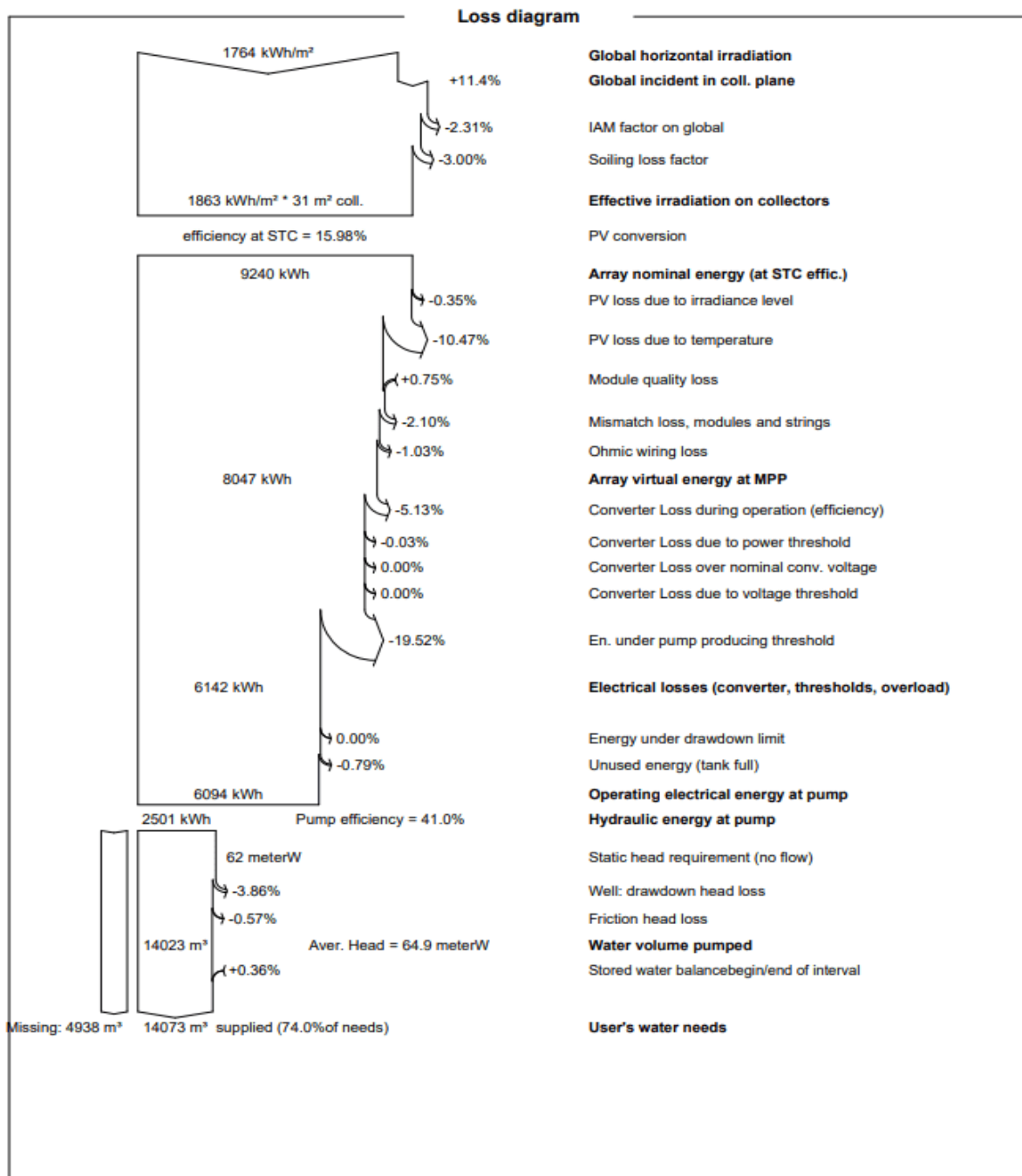


Figure 4.14: Graphique des pertes sur toute l'année

- Qualité des modules
 - Résistance, et autres
2. Pertes globales au niveau de l'onduleur.
 3. Pertes liées au système de stockage.
 4. Pertes liées à l'utilisation, notamment la pompe avec le système de sto-

ckage (réservoir).

L'analyse du diagramme des pertes sur l'ensemble de l'année révèle que l'irradiation globale incidente n'est pas pleinement exploitable en raison des divers facteurs et pertes sur différentes parties du système. En conséquence, la quantité totale d'énergie obtenue s'élève à 6094 kWh. Ces résultats soulignent l'importance de prendre en compte et de minimiser ces pertes pour optimiser l'efficacité globale du système photovoltaïque.

4.9 Évaluation des performances

Selon la configuration, l'analyse énergétique et économique du système PVWP conçu devrait être effectuée en se basant sur les données de simulation.

L'analyse économique a pour objectif d'évaluer de manière approfondie le coût total associé à la mise en place du système de pompage photovoltaïque fonctionnant au gré de l'énergie solaire. Cette estimation économique est minutieusement configurée au sein de PVsyst. Elle intègre les coûts individuels de chaque composant utilisé dans le système étudié. En conséquence, un processus de calcul automatisé est déclenché, générant un affichage détaillé présenté dans la figure 4.15. Cette représentation visuelle offre une vision complète des coûts engagés pour chaque composant, fournissant ainsi une base solide pour l'évaluation économique globale du projet. Il est essentiel de souligner que cette approche s'inscrit dans une démarche authentique d'analyse financière spécifique à ce projet,



PVsyst V7.2.8
VC0. Simulation date:
10/01/24 22:28
with v7.2.8

Project: Youssef_rehouma
Variant: Nouvelle variante de simulation

Cost of the system			
Installation costs			
Item	Quantity units	Cost DAZ	Total DAZ
PV modules			
JKM 310PP-72 (Plus)	16	18,000.00	288,000.00
Supports for modules	16	5,000.00	80,000.00
Pumps			98,300.00
Controllers			93,500.00
Tank			22,500.00
Hydraulic circuit	250	180.00	45,000.00
Other components			
Accessories, fasteners	15	600.00	9,000.00
Wiring	150	240.00	36,000.00
Combiner box	2	2,050.00	4,100.00
Studies and analysis			
Engineering	2	50,000.00	100,000.00
Installation			
Global installation cost per module	16	200.00	3,200.00
Global installation cost per inverter	1	600.00	600.00
Transport	1	15,000.00	15,000.00
Total			795,200.00
Depreciable asset			568,800.00
Operating costs			
Item			Total DAZ/year
Maintenance			
Cleaning			2,000.00
Total (OPEX)			2,000.00
Including inflation (5.00%)			3,818.17
System summary - Water and Energy cost			
Total installation cost		795,200.00 DAZ	
Operating costs (incl. inflation 5.00%/year)		3,818.17 DAZ/year	
Energy used for pumping		6094 kWh/year	
Excess energy (tank full)		48.7 kWh/year	
Water Pumped		14023 m ³	
Cost of pumped water		15.4 DAZ/m ³	

Figure 4.15: Evaluation économique

La Figure 4.15 présente une évaluation exhaustive des coûts associés aux composants de l'installation, s'élevant à environ 795,200.00 DAZ, sans inclure les coûts de main-d'œuvre pour le maintenance tout ans.

4.10 Conclusion

Ce chapitre a exploré deux approches, à savoir l'analyse et la méthode graphique, pour la conception de systèmes de pompage photovoltaïques. Ces approches visent à élaborer un système répondant aux exigences d'irrigation dans la zone liquéfiée. Le processus repose principalement sur l'évaluation des besoins en eau, le calcul de la puissance hydraulique nécessaire, l'identification de l'énergie solaire disponible, et enfin, la sélection des composants appropriés.

En résumé, ce chapitre offre une synthèse des résultats de l'étude, intègre les observations issues de l'expérimentation, et présente des conclusions découlant de l'analyse techno-économique. Ces informations pourraient également servir de fondement pour des recommandations futures et des propositions d'améliorations en vue d'une exploitation plus efficace et durable du système

Conclusion Générale

L'étude, le développement et l'expérimentation d'un système autonome photovoltaïque pour les applications agricoles représentent une étape importante vers une agriculture plus durable, efficace et résiliente. À travers cette démarche, nous avons pu explorer les possibilités offertes par les technologies solaires pour répondre aux besoins énergétiques spécifiques du secteur agricole. Cette étude a permis d'identifier les défis énergétiques auxquels sont confrontées les exploitations agricoles et de démontrer le potentiel des systèmes photovoltaïques autonomes pour les relever.

En concevant, développant et testant un tel système, nous avons fourni des données concrètes sur sa performance, son efficacité et sa faisabilité dans des conditions réelles. Bien que cette étude ait permis de démontrer les avantages des systèmes photovoltaïques autonomes pour l'agriculture, il reste encore des défis à relever. L'optimisation des coûts, l'amélioration de l'efficacité des systèmes et l'adaptation aux besoins spécifiques des différentes cultures et régions agricoles sont autant de domaines qui nécessitent une attention continue.

De plus, la sensibilisation, la formation et le soutien financier sont essentiels pour promouvoir l'adoption généralisée de ces technologies par les agriculteurs. Les politiques gouvernementales et les incitations fiscales peuvent également jouer un rôle crucial dans l'accélération de la transition vers une agriculture plus durable et éco-responsable.

L'avenir de la technologie de pompage solaire semble prometteur, avec des efforts de recherche et de développement en cours visant à surmonter les limites existantes. L'intégration de solutions de stockage d'énergie telles que les batteries, ainsi que l'hybridation avec d'autres sources d'énergie renouvelables comme l'énergie éolienne et la biomasse, pourrait améliorer la fiabilité et l'autonomie des systèmes de pompage solaire.

De plus, des approches décentralisées et communautaires de mise en œuvre du pompage solaire pourraient favoriser l'autonomisation locale et le développement socio-économique dans les zones rurales. La collaboration entre les gouvernements, les instituts de recherche et les parties prenantes du secteur privé est cruciale pour promouvoir l'innovation, le partage des connaissances et l'évolutivité dans le domaine du pompage solaire.

En continuant à investir dans la recherche, l'innovation et la collaboration entre les différents acteurs du secteur, nous pouvons contribuer à construire un monde où l'agriculture et l'énergie solaire travaillent en harmonie pour assurer la sécurité alimentaire et environnementale pour les générations futures.

Publication

Publications scientifiques au cours de la réalisation de thèse :

Publications Internationales

- **Youssef Rehouma** , Mohamed Assaad Hamida, Mohamed Naoui , Sbita Lassaad , Taibi Djamel , Amara Yasmine :“Single-Stage standalone Photovoltaic Water Pumping System using Predictive Torque Control (PTC) of Induction Machine”, Electric Power Components and Systems,2023.

Publications nationales

- **Youssef. Rehouma**, Boubakeur Rouabah, Mohamed Abd El basset Mahboub , Mohamed Naoui, Zahra Djamaa, ”CPU-Based Data Acquisition in Assessing the Impact of Inclination on Solar Panels”, International Journal of Energetica, Université d’El Oued,vol :2 ,2023.
- **Youssef Rehouma**, Mohamed Abd El basset Mahboub, Aicha Degla, Djafer Ghorma, Ahmed Abd Alouareth Nadjemi “Real time Data Acquisition of Solar Panel”, International Journal of Energetica, Université d’El Oued,vol :1,2022.
- Mohammed Bilal Danoune, Ahmed Djafour, **Youssef Rehouma**, Aicha Degla, Zied Dress ,”Effective Modeling of Photovoltaic Modules Using Sailfish Optimizer”, International Journal of Energetica,Université d’El Oued ,vol :1,2022.

Communications Internationales

- **Youssef REHOUMA**, Zohier TIR, Abdelmalek GACEM, Farhat REHOUMA Mohamed Assaad Hamida AND Abdelmoumen GOUGUI.” Comparison Study between Improved JAYA and Particle swarm Optimization PSO Algorithms for Parameter Extraction of Photovoltaic Module based on Experimental Test”. IC-AIRES2020. December 22-24, 2020 in ESC-Koléa-Tipasa ; Algeria.
- **Youssef REHOUMA**, Mohamed Assad HAMIDA , Zohier TIR ,MED BILLEL DANOUNE, FARHAT REHOUMA ,Toufik AMIEUR.” Modeling and simulation of the performance a photovoltaic module optimized by MPPT control algorithms “. IC-SEAM’21 April 21-22, 2021, Ouargla, ALGERIA.
- **Youssef REHOUMA** ,Zohier TIR , Mohamed Assad HAMIDA, ABDELMoumen

- GOUGUI , Ferhat REHOUMA.” Feasibility analysis of an off-grid in hybrid energy system for a farm facility”. IC-SEAM’21 April 21-22, 2021, Ouargla, ALGERIA.
- Mohammed Bilal DANONE , Ahmed DJAFOUR, Abdelmoumen GOUGUI, **Youssef REHOUMA**.” Optimal Photovoltaic Cells parameter determination using Sailfish Optimizer technique “. ICSEAM’21 April 21-22, 2021, Ouargla, ALGERIA.
 - Abdelmoumen GOUGUI ,Ahmed DJAFOUR, Mohammed Bilal DANONE, KHALFAOUI Narimene and , **Youssef REHOUMA** .”Techno-economic Analysis and Feasibility Study of a Hybrid Photovoltaic/Fuel Cell Power System”. ICSRESA. 4-5 Dec. 2019. Tebessa, Algeria.
 - **REHOUMA Youssef**, Mohamed Assad HAMIDA , Zohier TIR,Noui Mohamed ,Mohamed Abdel basset Mahboub,Yasmine AMARA,”Effet inclination for PV system and data acquisition used CPU in experimental validation” ,ICOMRE’22,12-13 Dec.2022,El OUED,ALgeria.
 - **REHOUMA Youssef**,Aicha Degla ,Abdelmoumen Gougui,HAMIDA Mohamed Assad ,Danoune Billel , “ Parameter Extraction of Photovoltaic Models using hybrid Ant Lion optimizer –Coukoo Search ALOCS”, IC-AIRES2022. November 20-22, 2022 in Temenrast ; Algeria.

Communications nationales

- DANOUNE Mohammed Bilal, DJAFOUR Ahmed and **REHOUMA Youssef**,” Artificial Intelligence Techniques for Accurate Modeling of Solar Arrays”, : the national virtual conference algerian conference on mechanics and solar energy. Ouargla-algeria 17-18 june 2023 .
- **REHOUMA Youssef**, Danoune Mohammed bilal and Djafour Ahmed, “ Improved JAYA for Accurate Modeling of Solar Cells”, the national virtual conference algerian conference on mechanics and solar energy. Ouargla-algeria 17-18 june 2023.

Bibliographie

- [1] M. L. Katche, A. B. Makokha, S. O. Zachary, and M. S. Adaramola, “A comprehensive review of maximum power point tracking (mppt) techniques used in solar pv systems,” *Energies*, vol. 16, no. 5, 2023.
- [2] M. Aliyu, G. Hassan, S. A. Said, M. U. Siddiqui, A. T. Alawami, and I. M. Elamin, “A review of solar-powered water pumping systems,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 87, pp. 61–76, 2018.
- [3] V. Shinde and S. Wandre, “Solar photovoltaic water pumping system for irrigation : A review,” *African journal of agricultural research*, vol. 10, no. 22, pp. 2267–2273, 2015.
- [4] C. Gopal, M. Mohanraj, P. Chandramohan, and P. Chandrasekar, “Renewable energy source water pumping systems—a literature review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 25, pp. 351–370, 2013.
- [5] L. Gevorgov, J. L. Domínguez-García, and L. T. Romero, “Review on solar photovoltaic-powered pumping systems,” *Energies*, vol. 16, no. 1, p. 94, 2022.
- [6] M. L. Louazene, “Contribution à l’optimisation des systèmes photovoltaïques utilisés pour l’irrigation dans les zones sahariennes—application zone de ouargla,” Ph.D. dissertation, Université de Batna 2, 2015.
- [7] H. Ammar, M. Bouziane, and Y. Bakelli, “L’influence de la variation de débit sur les performances d’une pompe solaire,” *Revue des Energies Renouvelables SIENR*, vol. 12, pp. 23–28, 2012.
- [8] R. Zegait, M. Ben Tria, M. AZLAOUI, and K. KAREF, “Etude technico-économique d’un système de pompage solaire dans le sahara _algerien (application sur quelque puits pastoraux).”
- [9] A. Djafour and M. Aida, “Etude d’un système de pompage photovoltaïque pour l’irrigation d’une palmeraie à ouargla,” *Annals of Science and Technology*, vol. 1, no. 3, pp. 7–7, 2009.

- [10] M. Mounir, “Etude et optimisation d’un système de pompage photovoltaïque,” Ph.D. dissertation, Université Mouloud Mammeri, 2017.
- [11] “Transition énergétique en algérie : Leçons, état des lieux et perspectives pour un développement accéléré des énergies renouvelables : édition 2020, commissariat aux énergies renouvelables et à l’efficacité énergétique, premier ministre, alger.”
- [12] A. I. Osman, L. Chen, M. Yang, G. Msigwa, M. Farghali, S. Fawzy, D. W. Rooney, and P.-S. Yap, “Cost, environmental impact, and resilience of renewable energy under a changing climate : a review,” *Environmental Chemistry Letters*, vol. 21, no. 2, pp. 741–764, 2023.
- [13] M. Bouznit, M. d. P. Pablo-Romero, and A. Sánchez-Braza, “Measures to promote renewable energy for electricity generation in algeria,” *Sustainability*, vol. 12, no. 4, p. 1468, 2020.
- [14] “<https://www.energy.gov.dz/?rubrique=energies-nouvelles-renouvelables-et-maitrise-de-lrenergie>.”
- [15] S. Makhloufi, S. Khennas, S. Bouchaib, and A. H. Arab, “Multi-objective cuckoo search algorithm for optimized pathways for 75% renewable electricity mix by 2050 in algeria,” *Renewable Energy*, vol. 185, pp. 1410–1424, 2022.
- [16] L. Wald, “Basics in solar radiation at earth surface,” 2018.
- [17] B. Perers, “The solar resource in cold climates,” in *Photovoltaics in cold climates*. Routledge, 2019, pp. 20–29.
- [18] M. Iqbal, *An introduction to solar radiation*. Elsevier, 2012.
- [19] M. B. DANOUNE, “Étude d’un système d’énergies renouvelables à base d’hydrogène vert,” Ph.D. dissertation, Université Kasdi Merbah Ouargla.
- [20] D. BENATIALLAH, A. BENATIALLAH *et al.*, “Détermination du gisement solaire par imagerie satellitaire avec intégration dans un système d’information géographique pour le sud d’algérie,” Ph.D. dissertation, Université Ahmed Draïa-Adrar, 2019.
- [21] “Transition énergétique en algérie cerefe-edition 2020.”
- [22] A. Bouraiou, A. Necaïbia, N. Boutasseta, S. Mekhilef, R. Dabou, A. Ziane, N. Sahouane, I. Attoui, M. Mostefaoui, and O. Touaba, “Status of renewable energy potential and utilization in algeria,” *Journal of Cleaner Production*, vol. 246, p. 119011, 2020.
- [23] P. Valickova and N. Elms, “The costs of providing access to electricity in selected countries in sub-saharan africa and policy implications,” *Energy Policy*, vol. 148, p. 111935, 2021.

- [24] O. W. in Data team, “Ensure access to water and sanitation for all,” *Our World in Data*, 2023, <https://ourworldindata.org/sdgs/clean-water-sanitation>.
- [25] “<https://s3.amazonaws.com/oxfam-us/www/static/media/files/oxfam-rael-energyssa-pt1-fr.pdf>.”
- [26] H. Ritchie, M. Roser, and P. Rosado, “Energy,” *Our World in Data*, 2022, <https://ourworldindata.org/energy>.
- [27] A. Shahsavari and M. Akbari, “Potential of solar energy in developing countries for reducing energy-related emissions,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 90, pp. 275–291, 2018.
- [28] M. Naima, “Optimisation d’une installation de pompage hybride en vue de l’irrigation.” Ph.D. dissertation, 2021.
- [29] M. Farghali, A. I. Osman, Z. Chen, A. Abdelhaleem, I. Ihara, I. M. Mohamed, P.-S. Yap, and D. W. Rooney, “Social, environmental, and economic consequences of integrating renewable energies in the electricity sector : a review,” *Environmental Chemistry Letters*, vol. 21, no. 3, pp. 1381–1418, 2023.
- [30] “<https://madr.gov.dz/wp-content/uploads/2022/04/serie-b-2017-.pdf>.”
- [31] A. Allouhi, M. Buker, H. El-Houari, A. Boharb, M. B. Amine, T. Kousksou, and A. Jamil, “Pv water pumping systems for domestic uses in remote areas : Sizing process, simulation and economic evaluation,” *Renewable Energy*, vol. 132, pp. 798–812, 2019.
- [32] S. Verma, S. Mishra, S. Chowdhury, A. Gaur, S. Mohapatra, A. Soni, and P. Verma, “Solar pv powered water pumping system—a review,” *Materials Today : Proceedings*, vol. 46, pp. 5601–5606, 2021.
- [33] T. Poompavai and M. Kowsalya, “Control and energy management strategies applied for solar photovoltaic and wind energy fed water pumping system : A review,” *Renewable and sustainable energy reviews*, vol. 107, pp. 108–122, 2019.
- [34] K. Rahrah, D. Rekioua, T. Rekioua, and S. Bacha, “Photovoltaic pumping system in bejaia climate with battery storage,” *International journal of hydrogen energy*, vol. 40, no. 39, pp. 13 665–13 675, 2015.
- [35] S. Shukla, B. Singh, P. Shaw, A. Al-Durra, T. H. El-Fouly, and E. F. El-Saadany, “A new analytical mppt-based induction motor drive for solar pv water pumping system with battery backup,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 69, no. 6, pp. 5768–5781, 2021.

- [36] S. Sayeed, R. E. Foster, and M. Rahman, "Sustainable solar water pumping for irrigation in bangladesh," in *Proceedings 49th National Solar Conference : Solar*, vol. 20, no. 20, 2020, p. 12.
- [37] M. Errouha, A. Derouich, S. Motahhir, O. Zamzoum, N. El Ouanjli, and A. El Ghzizal, "Optimization and control of water pumping pv systems using fuzzy logic controller," *Energy Reports*, vol. 5, pp. 853–865, 2019.
- [38] S. Singh and B. Singh, "Solar pv water pumping system with dc-link voltage regulation," *International Journal of Power Electronics*, vol. 7, no. 1-2, pp. 72–85, 2015.
- [39] "https://www150.statcan.gc.ca/n1/fr/pub/16-508-x/16-508-x2016001-fra.pdf?st=etfduwa9."
- [40] N. H. Baharudin, T. Mansur, F. A. Hamid, R. Ali, and M. I. Misrun, "Topologies of dc-dc converter in solar pv applications," *Indonesian Journal of Electrical Engineering and Computer Science*, vol. 8, no. 2, pp. 368–374, 2017.
- [41] S. Petibon, "Nouvelles architectures distribuées de gestion et conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques," Ph.D. dissertation, Université Paul Sabatier-Toulouse III, 2009.
- [42] G. Bravo and B. Marelli, "Ressources communes. systèmes d'irrigation du nord de l'italie," *Journal of Alpine Research/ Revue de géographie alpine*, no. 96-3, pp. 5–14, 2008.
- [43] S. Motahhir, A. El Hammoumi, and A. El Ghzizal, "Photovoltaic system with quantitative comparative between an improved mppt and existing inc and p&o methods under fast varying of solar irradiation," *Energy Reports*, vol. 4, pp. 341–350, 2018.
- [44] A. Chikh and A. Chandra, "Optimization and control of a photovoltaic powered water pumping system," in *2009 IEEE Electrical Power & Energy Conference (EPEC)*. IEEE, 2009, pp. 1–6.
- [45] M. A. Vitorino, M. B. de Rossiter Corrêa, C. B. Jacobina, and A. M. N. Lima, "An effective induction motor control for photovoltaic pumping," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 58, no. 4, pp. 1162–1170, 2010.
- [46] M. Errouha, A. Derouich, N. El Ouanjli, and S. Motahhir, "High-performance standalone photovoltaic water pumping system using induction motor," *International Journal of Photoenergy*, vol. 2020, pp. 1–13, 2020.
- [47] M. Benghanem, K. Daffallah, and A. Almohammed, "Estimation of daily flow rate of photovoltaic water pumping systems using solar radiation data," *Results in Physics*, vol. 8, pp. 949–954, 2018.

- [48] A. Nikzad, M. Chahartaghi, and M. H. Ahmadi, "Technical, economic, and environmental modeling of solar water pump for irrigation of rice in mazandaran province in iran : A case study," *Journal of Cleaner Production*, vol. 239, p. 118007, 2019.
- [49] R. Foster and A. Cota, "Solar water pumping advances and comparative economics," *Energy Procedia*, vol. 57, pp. 1431–1436, 2014.
- [50] J. V. M. Caracas, G. de Carvalho Farias, L. F. M. Teixeira, and L. A. de Souza Ribeiro, "Implementation of a high-efficiency, high-lifetime, and low-cost converter for an autonomous photovoltaic water pumping system," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 50, no. 1, pp. 631–641, 2013.
- [51] R. J. Chilundo, D. Neves, and U. S. Mahanjane, "Photovoltaic water pumping systems for horticultural crops irrigation : Advancements and opportunities towards a green energy strategy for mozambique," *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 33, pp. 61–68, 2019.
- [52] A. K. Pandey, V. Tyagi, A. Jeyraj, L. Selvaraj, N. Rahim, and S. Tyagi, "Recent advances in solar photovoltaic systems for emerging trends and advanced applications," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 53, pp. 859–884, 2016.
- [53] I. Yahyaoui, A. Atieh, F. Tadeo, and G. M. Tina, "Energetic and economic sensitivity analysis for photovoltaic water pumping systems," *Solar Energy*, vol. 144, pp. 376–391, 2017.
- [54] I. Yahyaoui, A. Atieh, A. Serna, and F. Tadeo, "Sensitivity analysis for photovoltaic water pumping systems : Energetic and economic studies," *Energy Conversion and Management*, vol. 135, pp. 402–415, 2017.
- [55] M. B. DANOUNE, A. DJAFOUR, A. GOUGUI, N. KHELFAOUI, and H. BOU-TELLI, "Characterization of photovoltaic panel using single diode and double diode models a comparative study with experimental validation," in *The 5th International Seminar on New and Renewable Energies, Ghardaïa–Algeria*, vol. 24, 2018, p. 25.
- [56] V. J. Chin, Z. Salam, and K. Ishaque, "Cell modelling and model parameters estimation techniques for photovoltaic simulator application : A review," *Applied Energy*, vol. 154, pp. 500–519, 2015.
- [57] Y. Song, D. Wu, W. Deng, X.-Z. Gao, T. Li, B. Zhang, and Y. Li, "Mppcede : Multi-population parallel co-evolutionary differential evolution for parameter optimization," *Energy Conversion and Management*, vol. 228, p. 113661, 2021.
- [58] X. Chen and K. Yu, "Hybridizing cuckoo search algorithm with biogeography-based optimization for estimating photovoltaic model parameters," *Solar Energy*, vol. 180, pp. 192–206, 2019.

- [59] W. Shockley *et al.*, “Electrons and holes in semiconductors,” 1950.
- [60] W. De Soto, S. A. Klein, and W. A. Beckman, “Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance,” *Solar energy*, vol. 80, no. 1, pp. 78–88, 2006.
- [61] M. G. Villalva, J. R. Gazoli, and E. Ruppert Filho, “Comprehensive approach to modeling and simulation of photovoltaic arrays,” *IEEE Transactions on power electronics*, vol. 24, no. 5, pp. 1198–1208, 2009.
- [62] A. M. Humada, M. Hojabri, S. Mekhilef, and H. M. Hamada, “Solar cell parameters extraction based on single and double-diode models : A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 56, pp. 494–509, 2016.
- [63] F. Toledo and J. M. Blanes, “Analytical and quasi-explicit four arbitrary point method for extraction of solar cell single-diode model parameters,” *Renewable Energy*, vol. 92, pp. 346–356, 2016.
- [64] S. Pindado and J. Cubas, “Simple mathematical approach to solar cell/panel behavior based on datasheet information,” *Renewable energy*, vol. 103, pp. 729–738, 2017.
- [65] J. Cubas, S. Pindado, and M. Victoria, “On the analytical approach for modeling photovoltaic systems behavior,” *Journal of power sources*, vol. 247, pp. 467–474, 2014.
- [66] Y. Rehouma, Z. Tir, A. Gacem, F. Rehouma, and A. Gougui, “Comparison study between improved jaya and particle swarm optimization pso algorithms for parameter extraction of photovoltaic module based on experimental test,” in *Artificial Intelligence and Renewables Towards an Energy Transition 4*. Springer, 2021, pp. 210–221.
- [67] A. Dali, A. Bouharchouche, and S. Diaf, “Parameter identification of photovoltaic cell/module using genetic algorithm (ga) and particle swarm optimization (pso),” in *2015 3rd International Conference on Control, Engineering & Information Technology (CEIT)*. IEEE, 2015, pp. 1–6.
- [68] R. V. Rao, D. P. Rai, and J. Balic, “Surface grinding process optimization using jaya algorithm,” in *Computational Intelligence in Data Mining—Volume 2 : Proceedings of the International Conference on CIDM, 5-6 December 2015*. Springer, 2016, pp. 487–495.
- [69] K. Yu, J. Liang, B. Qu, X. Chen, and H. Wang, “Parameters identification of photovoltaic models using an improved jaya optimization algorithm,” *Energy Conversion and Management*, vol. 150, pp. 742–753, 2017.

- [70] Y. Rehouma, A. Degla, D. Ghorma, A. A. A. Nadjemi *et al.*, “Real time data acquisition of solar panel,” 2022.
- [71] S. Motahhir, A. Chalh, A. El Ghzizal, and A. Derouich, “Development of a low-cost pv system using an improved inc algorithm and a pv panel proteus model,” *Journal of Cleaner production*, vol. 204, pp. 355–365, 2018.
- [72] V. Jatelly, B. Azzopardi, J. Joshi, A. Sharma, S. Arora *et al.*, “Experimental analysis of hill-climbing mppt algorithms under low irradiance levels,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 150, p. 111467, 2021.
- [73] M. Hanan, X. Ai, M. Y. Javed, M. M. Gulzar, and S. Ahmad, “A two-stage algorithm to harvest maximum power from photovoltaic system,” in *2018 2nd IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2)*. IEEE, 2018, pp. 1–6.
- [74] M. Y. Javed, A. F. Murtaza, Q. Ling, S. Qamar, and M. M. Gulzar, “A novel mppt design using generalized pattern search for partial shading,” *Energy and Buildings*, vol. 133, pp. 59–69, 2016.
- [75] G. Singh Chawda, O. Prakash Mahela, N. Gupta, M. Khosravy, and T. Senjyu, “Incremental conductance based particle swarm optimization algorithm for global maximum power tracking of solar-pv under nonuniform operating conditions,” *Applied Sciences*, vol. 10, no. 13, p. 4575, 2020.
- [76] R. Alik and A. Jusoh, “An enhanced p&o checking algorithm mppt for high tracking efficiency of partially shaded pv module,” *Solar Energy*, vol. 163, pp. 570–580, 2018.
- [77] N. M. S. L. T. D. Rehouma Youssef, Mohamed Assaad Hamida and A. Yasmine, “Single-stage standalone photovoltaic water pumping system using predictive torque control (ptc) of induction machine,” *Electric Power Components and Systems*, pp. 1–17, 2023.
- [78] A. Hirsch, Y. Parag, and J. Guerrero, “Microgrids : A review of technologies, key drivers, and outstanding issues,” *Renewable and sustainable Energy reviews*, vol. 90, pp. 402–411, 2018.
- [79] S. Motahhir, A. El Ghzizal, S. Sebti, A. Derouich *et al.*, “Modeling of photovoltaic system with modified incremental conductance algorithm for fast changes of irradiance,” *International Journal of Photoenergy*, vol. 2018, 2018.
- [80] J. Rodriguez and P. Cortes, *Predictive control of power converters and electrical drives*. John Wiley & Sons, 2012.
- [81] J. Rodriguez, M. P. Kazmierkowski, J. R. Espinoza, P. Zanchetta, H. Abu-Rub, H. A. Young, and C. A. Rojas, “State of the art of finite control set model predictive control

- in power electronics,” *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 9, no. 2, pp. 1003–1016, 2012.
- [82] N. El Ouanjli, S. Mahfoud, A. S. Al-Sumaiti, S. El Daoudi, A. Derouich, M. El Mahfoud, and M. A. Mossa, “Improved twelve sectors dtc strategy of induction motor drive using backstepping speed controller and p-mras stator resistance identification-design and validation,” *Alexandria Engineering Journal*, vol. 80, pp. 358–371, 2023.
- [83] M. Hannan, J. A. Ali, A. Mohamed, and A. Hussain, “Optimization techniques to enhance the performance of induction motor drives : A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 81, pp. 1611–1626, 2018.
- [84] A. Yadav, J. Patra, N. Pal, and H. Gupta, “Performance analysis of vsi based standalone pv generation system connected to induction motor,” in *2018 4th International Conference on Recent Advances in Information Technology (RAIT)*. IEEE, 2018, pp. 1–6.
- [85] R. Rai, S. Shukla, and B. Singh, “Sensorless field oriented ismcc for solar pv based induction motor drive for water pumping,” in *2019 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2019 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC/I&CPS Europe)*. IEEE, 2019, pp. 1–6.
- [86] M. F. Elmorshedy, W. Xu, F. F. El-Sousy, M. R. Islam, and A. A. Ahmed, “Recent achievements in model predictive control techniques for industrial motor : A comprehensive state-of-the-art,” *IEEE Access*, vol. 9, pp. 58 170–58 191, 2021.
- [87] S. Vazquez, J. I. Leon, L. G. Franquelo, J. Rodriguez, H. A. Young, A. Marquez, and P. Zanchetta, “Model predictive control : A review of its applications in power electronics,” *IEEE industrial electronics magazine*, vol. 8, no. 1, pp. 16–31, 2014.
- [88] F. Wang, Z. Zhang, X. Mei, J. Rodriguez, and R. Kennel, “Advanced control strategies of electrical drives : Field oriented control, direct torque control and model predictive control,” *Energies*, 2017.
- [89] K. M. Ravi Eswar, K. Venkata Praveen Kumar, and T. Vinay Kumar, “Enhanced predictive torque control with auto-tuning feature for induction motor drive,” *Electric Power Components and Systems*, vol. 46, no. 7, pp. 825–836, 2018.
- [90] V. P. K. Kunisetti and T. Vinay Kumar, “Enhanced weighting factor eliminated predictive torque control of an open end winding induction motor drive,” *Electric Power Components and Systems*, vol. 50, no. 6-7, pp. 318–330, 2022.
- [91] R. Kumar and B. Singh, “Single stage solar pv fed brushless dc motor driven water pump,” *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, vol. 5, no. 3, pp. 1377–1385, 2017.

- [92] "https://www.pvsyst.com/help/general_desc.html."
- [93] L. Rieul, *Irrigation : guide pratique*. Editions Quae, 2003.
- [94] D. Crevoisier, "Modélisation analytique des transferts bi-et tridirectionnels eau-solutés-application à l'irrigation à la raie et à la micro-irrigation," Ph.D. dissertation, ENGREF (AgroParisTech), 2005.
- [95] "<https://www.tomatofifou.com/besoin-eau-tomate/>."
- [96] X. Huai, S. Koyama, and T. Zhao, "An experimental study of flow and heat transfer of supercritical carbon dioxide in multi-port mini channels under cooling conditions," *Chemical engineering science*, vol. 60, no. 12, pp. 3337–3345, 2005.
- [97] X. Fang, Y. Xu, and Z. Zhou, "New correlations of single-phase friction factor for turbulent pipe flow and evaluation of existing single-phase friction factor correlations," *Nuclear Engineering and Design*, vol. 241, no. 3, pp. 897–902, 2011.
- [98] "<https://www.engineeringtoolbox.com/>."

.1 Algorithme PSO

Particle Swarm Optimization (PSO) est un algorithme d'optimisation métaheuristique inspiré du comportement social des oiseaux en vol ou des poissons en banc. Dans PSO, une population de solutions potentielles, appelées particules, se déplace à travers l'espace de recherche. Chaque particule ajuste sa position en fonction de son expérience propre et de celle de ses voisins. La position et la vitesse de chaque particule sont mises à jour de manière itérative en fonction de sa meilleure position connue et de la meilleure position globale connue trouvée par n'importe quelle particule dans l'essaim. PSO vise à trouver la solution optimale en améliorant de manière itérative les positions des particules dans l'espace de recherche. Il est couramment utilisé pour résoudre des problèmes d'optimisation dans divers domaines, notamment l'ingénierie, l'économie et l'informatique.

Algorithm 1: Particle swarm optimization PSO

```

1: Initialize optimization
2:  $N_p$  the number of population sizes set by the user
3: MAXiter the number of maximum iterations set by the user
4:  $r_{1,2}$  the random numbers between [0 1]
5:  $C_{1,2}$  cognitive and social acceleration constant set by the user
6: Initialize random all particles positions  $X_{jk}(t)$  and velocities  $V_{jk}(t)$ 
7: Perform optimization
8:   While  $t \leq \text{MAXiter}$ 
9:     Calculate  $F(X_{jk})$  ( Evaluate objective function )
10:    if  $F(X_{jk}) < F(X_{pbest,jk})$ 
11:       $X_{pbest,jk} = X_{jk}(t)$  (Update particle best)
12:    end if
13:     $F(X_{gbest,ik}) = \min(F(X_{pbest,ik}))$  (Update global best)
14:    Update particle velocity  $V_{jk}(t)$  and position  $X_{jk}(t)$ 
15:     $t = t + 1$ 
16:  end While
17: end perform optimization

```

Figure .16: Pseudo-code de PSO

Au cours du processus de recherche, la vitesse de recherche est mise à jour V_{jk}^{t+1} pour déterminer la position suivante X_{jk}^{t+1} . La position actuelle X_{jk}^t et la vitesse de chaque particule V_{jk}^t peuvent être modifiées par les équations suivantes :

$$V_{jk}^{t+1} = w \cdot V_{jk}^t + C_1 \cdot r_1 \cdot (X_{pbest,jk} - X_{jk}^t) + C_2 \cdot r_2 \cdot (X_{gbest,k} - X_{jk}^t) \quad (11)$$

$$X_{jk}^{t+1} = X_{jk}^t + V_{jk}^{t+1} \quad (12)$$

.2 Systeme photovotaique autonome



Figure .17: Test experimentale

.3 Simulation deux configuration

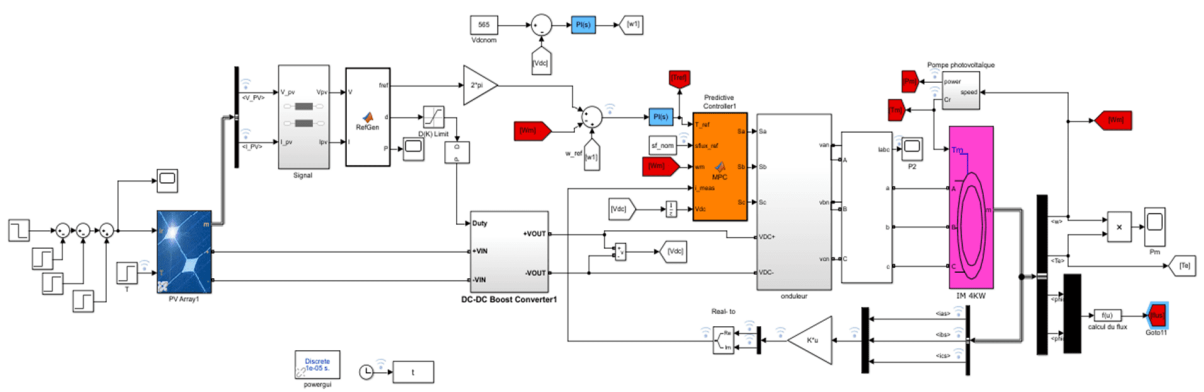


Figure .18: Simulink de pompage solaire à deux étage

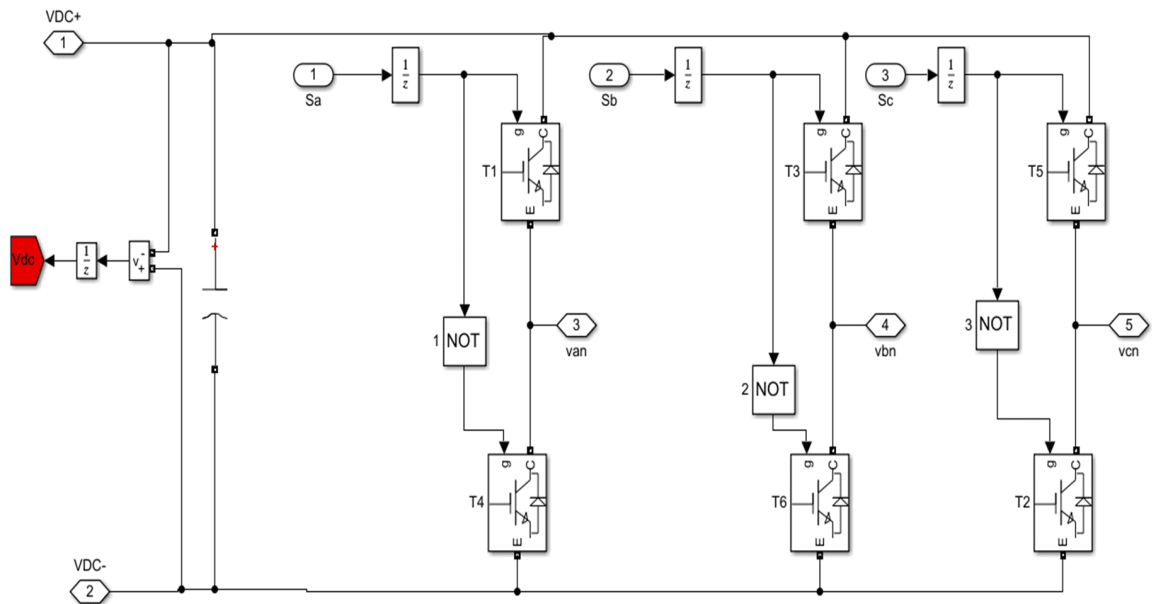


Figure .19: Simulation d'onduleur

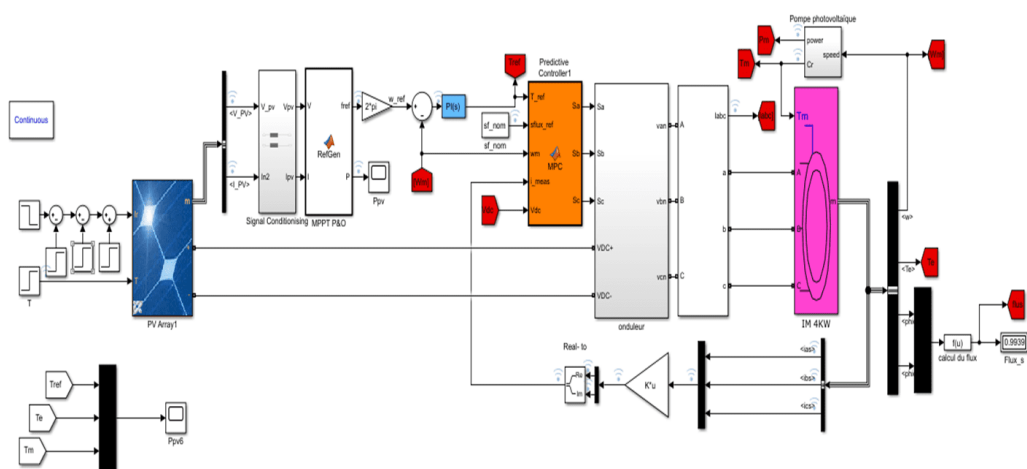
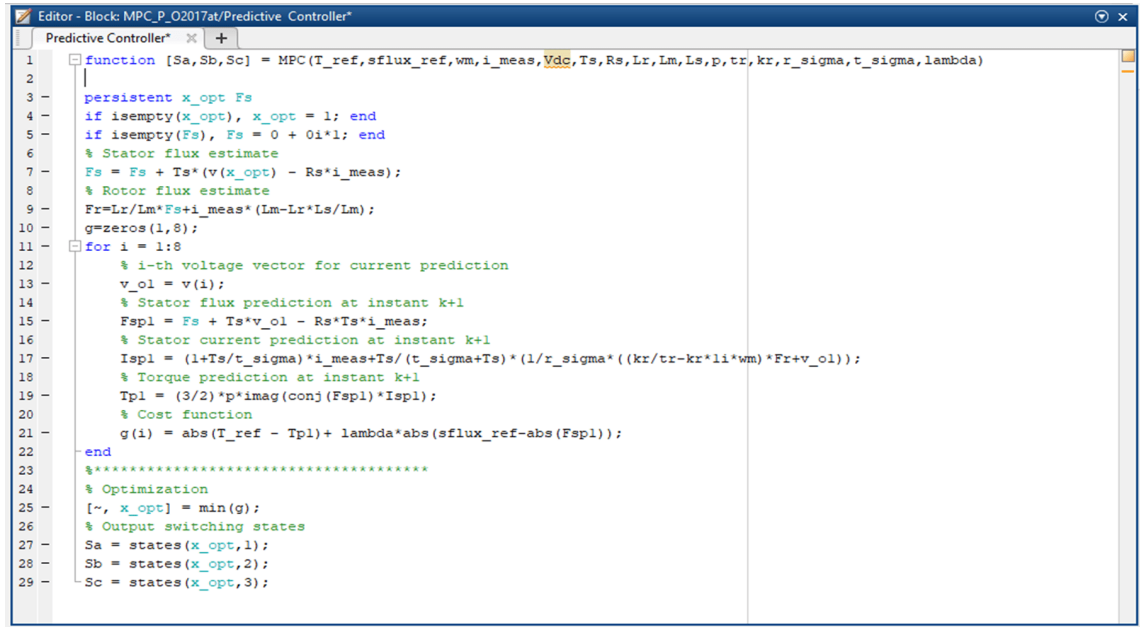


Figure .20: Simulink de pompage solaire à seule étage

.4 Algorithme PTC



```

Editor - Block: MPC_P_O2017at/Predictive Controller*
Predictive Controller* x +
1 function [Sa,Sb,Sc] = MPC(T_ref,sflux_ref,wm,i_meas,VdC,Ts,Rs,Lr,Lm,ls,p,tr,kr,r_sigma,t_sigma,lambda)
2
3 persistent x_opt Fs
4 if isempty(x_opt), x_opt = 1; end
5 if isempty(Fs), Fs = 0 + 0i*1; end
6 % Stator flux estimate
7 Fs = Fs + Ts*(v(x_opt) - Rs*i_meas);
8 % Rotor flux estimate
9 Fr=Lr/Lm*Fs+i_meas*(Lm-Lr*ls/Lm);
10 g=zeros(1,8);
11 for i = 1:8
12     % i-th voltage vector for current prediction
13     v_ol = v(i);
14     % Stator flux prediction at instant k+1
15     Fspl = Fs + Ts*v_ol - Rs*Ts*i_meas;
16     % Stator current prediction at instant k+1
17     Ispl = (1+Ts/t_sigma)*i_meas+Ts/(t_sigma+Ts)*(1/r_sigma*((kr/tr-kr*li*wm)*Fr+v_ol));
18     % Torque prediction at instant k+1
19     Tpl = (3/2)*p*imag(conj(Fspl)*Ispl);
20     % Cost function
21     g(i) = abs(T_ref - Tpl) + lambda*abs(sflux_ref-abs(Fspl));
22 end
23 %*****
24 % Optimization
25 [~, x_opt] = min(g);
26 % Output switching states
27 Sa = states(x_opt,1);
28 Sb = states(x_opt,2);
29 Sc = states(x_opt,3);

```

Figure .21: Simulink de la commande PTC

.5 Fiche technique du panneau

The screenshot shows a software window titled "Définition d'un module PV" with several tabs: "Données de base", "Dimensions et Technologie", "Paramètres modèle", "Données additionnelles", "Commercial", and "Graphiques". The "Données de base" tab is active, displaying the following information:

Description: Jinkosolar, JKM 335PP-72

Module		Cellules	
Longueur	1956 mm	En série	72
Largeur	992 mm	En parallèle	1
Épaisseur	40.0 mm	Surface cellule	243.4 cm ²
Poids	26.50 kg	Nbre cellules total	72
Surf. module	1.940 m ²	Surface cellules	1.752 m ²

Tension champ max.
Tension maximale absolue du champ en toutes conditions (soit V_{co} aux températures les plus basses).
Tension maximum IEC: 1000 V
Tension maximum UL (US): 1000 V

Diode by-pass de protection
Nbre de sous-modules: 3 /module (soit de diodes by-pass fonctionnelles)
Partition sous-modules:
 En longueur Double demi-cellules
 En largeur Cellules tuilées
 Autre

Module tuile
 CPV : module à concentration

Montage en tuiles : surface apparente
 Longueur apparente: 0 mm
 Largeur apparente: 0 mm
 Surf. apparente: 0.000 m²

Technologie et spécificités du module
 Cadre: aluminium
 Structure: Glass/SiO₂
 Connexions: EVA and High polymer material

Buttons at the bottom: Voir optimisation, Export vers table, Imprimer, Annuler, OK.

Figure .22: Fiche technique panneau solaire

.6 Logiciel CROPWAT

Le logiciel CROPWAT, élaboré par la FAO en 1992, est une application dédiée à la gestion de l'irrigation, basée sur la formule modifiée de Penman-Monteith. Sa principale fonction est de calculer les besoins en eau des cultures ainsi que les quantités nécessaires à l'irrigation. En plus de cela, il permet de créer un calendrier d'irrigation adapté à diverses pratiques culturales et d'évaluer les conséquences du manque d'eau sur les cultures, tout en analysant l'efficacité de différentes méthodes d'irrigation.

.7 METEONORM

Le logiciel Meteonorm 8 est couramment utilisé comme outil de simulation et de modélisation des données météorologiques. Il propose des données météorologiques représentatives ainsi que des statistiques pour des emplacements spécifiques à travers le monde. Principalement appliqué dans le domaine de l'énergie solaire, Meteonorm permet d'esti-

mer la disponibilité du rayonnement solaire dans une zone géographique donnée. Cette information joue un rôle crucial dans la conception, l'optimisation et l'évaluation des systèmes photovoltaïques et thermiques solaires. Meteonorm 8 intègre divers paramètres météorologiques tels que l'irradiation solaire, la température, la vitesse du vent, etc., ce qui en fait un outil polyvalent pour différentes applications liées à l'énergie renouvelable.

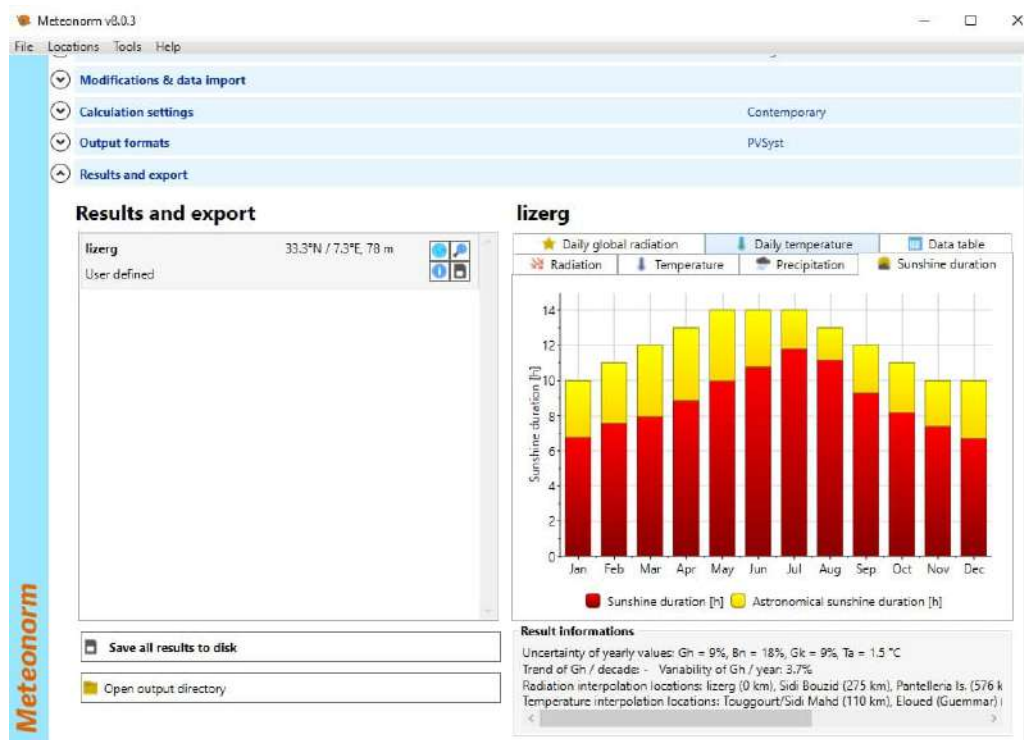


Figure .23: Interface de logiciel Meteonorm 8