REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

ECOLE SUPERIEURE EN SCIENCES APPLIQUEES

--T L E M C E N--

المدرسة العليا في العلوم التطبيقية
École Supérieure en Sciences Appliquées

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

المدرسة العليا في العلوم التطبيقية

Mémoire de fin d'étude

Pour l'obtention du diplôme d'Ingénieur

Filière : Électrotechnique

Spécialité : Énergie et environnement

Présenté par : ZAHAF Imad Eddine

BABA Meriem

Thème

Étude et dimensionnement d'une installation photovoltaïque à base de cellules à pérovskite pour l'alimentation énergétique d'une ferme agricole dans la région de Tlemcen

Soutenu publiquement, le 29 septembre 2026, devant le jury composé de :

M. Mohammed MEBROUKI	M.C.A	ESSA Tlemcen	Président de jury
Mme. Inchirah SARI ALI	M.C.A	Univ. Tlemcen	Encadrante
Mme. Amina GHOMRI	Professeur	ESSAT Tlemcen	Co-encadrante
M. Farid OUDJAMA	M.C.B	ESSA Tlemcen	Examinateur 1
Mme. Djamila KHERBOUCHE	M.C.A	ESSA Tlemcen	Examinateur 2

Année universitaire : 2025/2026

Remerciement

Avant tout, nous remercions Allah le Tout-Puissant de nous avoir accordé la santé, la force, la patience et la persévérance nécessaires pour mener à bien ce travail.

Nous tenons à exprimer notre profonde gratitude à notre encadrante, Mme Inchirah SARI ALI, pour son accompagnement constant, sa disponibilité, ses précieux conseil, ainsi que pour la confiance qu'elle nous a accordée tout au long de la réalisation de ce mémoire.

Nous adressons également nos sincères remerciements à notre co-encadrante, Mme Amina GHOMRI, pour ses orientations pertinentes et les nombreuses remarques constructives qui ont contribué à l'amélioration de ce travail.

Nous exprimons notre reconnaissance à Monsieur Mohammed MEBROUKI, Président du jury, pour l'honneur qu'il nous fait en acceptant de présider et d'évaluer ce mémoire.

Nos vifs remerciements s'adressent également à Monsieur Farid OUDJAMAA et à Madame Djamila KHERBOUCHE pour avoir accepté d'examiner ce travail et de faire partie du jury. Leurs remarques, leurs observations et leur expertise constituent pour nous une contribution précieuse.

Nous remercions particulièrement Monsieur Mohammed MESSIRDI pour son précieux accompagnement tout au long de la réalisation de ce mémoire. Ses conseils avisés, sa disponibilité constante et sa rigueur scientifique ont été déterminants dans l'aboutissement de ce travail. Nous le remercions particulièrement pour sa patience, pour le temps consacré à la relecture de nos travaux, ainsi que pour ses remarques constructives qui nous ont permis d'améliorer considérablement la qualité de notre recherche.

Nos remerciements s'étendent à l'ensemble des enseignants surtout monsieur CHEMIDI Abdelkarim, du personnel administratif et technique de l'École Supérieure en Sciences Appliquées de Tlemcen, qui ont contribué à notre formation académique et à notre développement personnel tout au long de notre cursus universitaire.

Enfin, nous adressons notre gratitude à nos familles, à nos amis, à nos collègues ainsi qu'à toutes les personnes qui nous ont soutenus, encouragés et aidés de près ou de loin dans l'aboutissement de ce travail.

À toutes et à tous, nous exprimons notre sincère reconnaissance et notre profond respect.

Dédicace 1

Je dédie ce modeste travail à mes très chers parents, qui ont toujours été ma plus grande source de force, de motivation et d'inspiration. Merci pour votre amour inconditionnel, votre soutien indéfectible, vos sacrifices et tous les efforts que vous avez consentis pour me permettre d'atteindre ce stade de mon parcours. Vous avez toujours cru en moi, même dans les moments les plus difficiles, et aucun mot ne saurait exprimer pleinement ma gratitude et mon profond respect. Que ce travail soit le témoignage de ma reconnaissance et une modeste récompense pour tout ce que vous avez fait pour moi.

À moi-même, pour les efforts fournis, les sacrifices consentis, les défis relevés et la persévérance dont j'ai fait preuve tout au long de ce parcours afin d'atteindre cet objectif.

À mes chers frères, Habibou et Nadir, ainsi qu'à mes chères sœurs, Khadidja et Ritadj, pour leur soutien, leurs encouragements et leur présence à mes côtés.

À Houari, Sifou et Hichem, ainsi qu'à tous mes cousins, amis et collègues de la faculté, pour leur aide, leur amitié et les précieux moments partagés durant ces années d'études.

À toute ma famille, avec une pensée particulière pour ma chère tante et mes grands-pères. Qu'Allah leur accorde Sa miséricorde et les accueille dans Son vaste paradis. Leur souvenir demeure une source de motivation et de force.

Enfin, je dédie ce travail à toutes les personnes qui ont contribué, de près ou de loin, à ma réussite et qui m'ont soutenu et encouragé tout au long de mon parcours.

À tous, j'exprime ma sincère gratitude et mon profond respect.

Imad

Dédicace 2

Je dédie ce modeste travail, avant tout, à moi-même, pour tous les efforts fournis, pour la patience, le courage et la persévérance dont j'ai fait preuve durant tout ce parcours. Malgré les difficultés, les sacrifices, les moments de fatigue et de doute, j'ai continué à avancer jusqu'à atteindre cette étape importante de ma vie. Aujourd'hui, je suis fière de moi, fière d'avoir tenu bon et d'être arrivée jusqu'ici.

Je dédie ensuite ce travail à ma chère mère, la personne qui a tant souffert, prié et sacrifié pour moi. À celle qui m'a toujours soutenue, encouragée et accompagnée dans chaque étape de ma vie. Maman, si je suis arrivée là où je suis aujourd'hui, c'est grâce à ton amour, ta patience et tes sacrifices. Que Dieu te protège et te garde pour moi.

À mon cher père, que Dieu lui accorde Sa miséricorde et l'accueille dans Son vaste paradis. Cela fait seulement quatre mois que tu nous as quittés, mais ton absence est immense. J'aurais tellement aimé que tu sois présent aujourd'hui, que tu me voies réussir et que tu partages avec moi ce moment de joie. Cette réussite est aussi pour toi, papa. Que Dieu t'accorde Sa paix éternelle.

À mes chères sœurs Nabila et Jamila, qui ont toujours été présentes à mes côtés. Merci pour votre soutien, votre amour, vos encouragements et votre présence dans les moments difficiles comme dans les moments heureux. Vous avez été pour moi une source de force et de réconfort.

À mes chères amies, que je considère comme des sœurs : Ahlem, Souhila, Loubna, Rabiaa et Ikram. Merci pour votre amitié sincère, votre soutien, vos mots réconfortants et votre présence précieuse tout au long de ce parcours. Vous avez rendu les moments difficiles plus légers et les beaux moments encore plus précieux.

Enfin, je dédie ce travail à tous mes collègues, ainsi qu'à toutes les personnes qui m'aiment, qui m'ont soutenue de près ou de loin, et qui ont cru en moi. À chacun de vous, je vous adresse toute ma gratitude et ma reconnaissance.

Meriem

Résumé

Ce mémoire de fin d'études porte sur l'étude, la conception et le dimensionnement d'un système photovoltaïque totalement autonome, destiné à l'alimentation énergétique d'une ferme agricole située dans la région de Sabra (Tlemcen)., cette étude explore l'intégration de la technologie photovoltaïque tandem (pérovskite/silicium), une solution de rupture offrant un rendement de conversion supérieur à celui des technologies conventionnelles au silicium.

Le travail s'articule autour d'une analyse rigoureuse du gisement solaire local et de l'évaluation précise des besoins énergétiques de la ferme, incluant le pompage hydraulique, l'éclairage agricole haut performance. Nous avons dimensionné une installation optimisée capable de garantir une autonomie complète du système, même durant les périodes de faible irradiation. Avec une étude comparative technico-économique du système photovoltaïque installé.

Le système a été modélisé et simulé sous l'environnement MATLAB/Simulink pour valider la stabilité de la chaîne de conversion de l'énergie entre le générateur photovoltaïque, le parc de stockage LiFePO4 et les charges agricoles. Les résultats obtenus démontrent non seulement la faisabilité technique de l'installation, mais également sa supériorité en termes de compacité et de rentabilité par rapport aux systèmes classiques. Enfin, ce travail ouvre plusieurs perspectives d'extension. Le système pourrait être étendu aux exploitations voisines présentant des besoins énergétiques similaires, dans une logique de micro-réseau autonome mutualisé réduisant les coûts par exploitation. Il serait également pertinent d'anticiper l'évolution future des besoins de la ferme (nouvelles charges, serres, transformation agroalimentaire) en prévoyant un dimensionnement modulaire évolutif.

Mots-clés : Photovoltaïque autonome, Technologie tandem pérovskite/silicium, Agriculture, Dimensionnement, MATLAB/Simulink, Tlemcen, Énergie renouvelable.

Abstract

This graduation project focuses on the study, design, and sizing of a fully autonomous photovoltaic system intended to supply electrical energy to an agricultural farm located in the Sabra region (Tlemcen). This study explores the integration of tandem photovoltaic technology (perovskite/silicon), a breakthrough solution offering higher conversion efficiency than conventional silicon-based technologies.

The work is structured around a rigorous analysis of the local solar resource and a precise assessment of the farm's energy needs, including water pumping and high-performance

agricultural lighting. We sized an optimized installation capable of ensuring complete system autonomy, even during periods of low irradiation, supported by a technical and economic comparative study of the installed photovoltaic system.

The system was modeled and simulated using the MATLAB/Simulink environment to validate the stability of the energy conversion chain between the photovoltaic generator, the LiFePO4 storage bank, and the agricultural loads. The results demonstrate not only the technical feasibility of the installation but also its superiority in terms of compactness and cost-effectiveness compared to conventional systems. Finally, this work opens several perspectives for extension. The system could be extended to neighboring farms with similar energy needs, following a mutualized autonomous micro-grid approach that would reduce costs per farm. It would also be relevant to anticipate the farm's future energy needs (new loads, greenhouses, agri-food processing) by planning for a scalable, modular sizing.

Keywords: Autonomous photovoltaic, Tandem perovskite/silicon technology, Agriculture, Sizing, MATLAB/Simulink, Tlemcen, Renewable energy.

ملخص

يهدف مشروع التخرج هذا إلى دراسة وتصميم وتحديد أبعاد نظام طاقة شمسية ضوئية مستقل تماماً، مخصص لتزويد مزرعة يتناول هذا المشروع التخرج دراسة وتصميم وتحجيم نظام كهروضوئي مستقل بالكامل، مخصص لتزويد مزرعة زراعية تقع في منطقة صبرة (تلمسان) بالطاقة الكهربائية. تستكشف هذه الدراسة دمج تقنية الخلايا الكهروضوئية الترادفية (بيروفسكايت/سيليكون)، وهي حل مبتكر يوفر كفاءة تحويل أعلى مقارنة بالتقنيات التقليدية القائمة على السيليكون.

يرتكز العمل على تحليل دقيق للمورد الشمسي المحلي وتقييم دقيق لاحتياجات المزرعة من الطاقة، بما في ذلك ضخ المياه والإنارة الزراعية عالية الأداء. قمنا بتحجيم منشأة محسّنة قادرة على ضمان استقلالية تامة للنظام، حتى خلال فترات ضعف الإشعاع الشمسي، مع دراسة تقنية واقتصادية مقارنة للنظام الكهروضوئي المُركّب.

تم نمذجة ومحاكاة النظام باستخدام بيئة MATLAB/Simulink للتحقق من استقرار سلسلة تحويل الطاقة بين المولد الكهروضوئي، وحقل تخزين البطاريات من نوع LiFePO4، والأحمال الزراعية. أظهرت النتائج المحصل عليها ليس فقط الجدوى التقنية للمنشأة، بل أيضًا تفوقها من حيث الحجم المدمج والمردودية الاقتصادية مقارنة بالأنظمة التقليدية. وأخيرًا، يفتح هذا العمل عدة آفاق للتوسع، حيث يمكن توسيع النظام ليشمل المزارع المجاورة ذات الاحتياجات الطاقوية المماثلة، وفق منطق شبكة كهربائية دقيقة مستقلة ومشتركة تُقلّل التكاليف لكل مزرعة. كما من المفيد استباق تطور الاحتياجات المستقبلية للمزرعة (أحمال جديدة، بيوت بلاستيكية، تحويل المنتجات الزراعية) من خلال التخطيط لتحجيم متطور وقابل للتوسع.

الكلمات المفتاحية: نظام كهروضوئي مستقل، تقنية الخلايا الترادفية بيروفسكايت/سيليكون، الزراعة، التحجيم، MATLAB/Simulink، تلمسان، الطاقة المتجددة.

Sommaire

Liste des figures i
Liste des tableaux iv
Liste des symboles v
Liste des acronymes vi
Inroduction générale 2

Chapitre I : Généralités sur l'énergie solaire et les technologies photovoltaïques.

I. Introduction 9
I.1. Contexte énergétique et enjeux du secteur agricole en Algérie 9
I.1.1. Situation énergétique globale en Algérie 9
I.1.2. Transition vers les énergies renouvelables 13
I.1.3. Défis structurels du secteur agricole algérien 15
I.1.3.1. Défi de la sécurité alimentaire 15
I.1.3.2. Défi économique 15
I.1.3.3. Défi environnemental et climatique 15
I.1.4. Le système PV et agriculture en Algérie 15
I.2. Ressources solaires en Algérie 16
I.2.1. Zones climatiques de l'Algérie 16
I.2.2. Le potentiel solaire de l'Algérie 17
I.3. Principe de fonctionnement de système photovoltaïque 18
I.3.1. Historique de l'effet photovoltaïque 18
I.3.2. L'effet photovoltaïque : du photon vers électron 19
I.3.3. Modélisation électrique d'une cellule photovoltaïque 20
I.3.4. Caractéristiques électriques d'une cellule photovoltaïque 22
I.3.4.1. Caractéristique courant-tension (I-V) 22
I.3.4.2. Caractéristique Puissance-tension (P-V) 23
I.3.4.3. Influence de la charge et validation du modèle 23
I.3.5. Constitution d'un générateur photovoltaïque (GPV) 24
I.4. Technologies photovoltaïques existantes 24
I.4.1. Le silicium 24

I.4.1.1. Silicium monocristallin (c-Si) 25
I.4.1.2. Silicium polycristallin (p-Si) 26
I.4.1.3. Silicium amorphe et autres couches minces 27
I.4.2. Différence entre le silicium cristallin et amorphe 28
I.5. Applications des systèmes photovoltaïques en agriculture : 28
I.6. Cellules photovoltaïques à pérovskite 28
I.6.1. Historique 28
I.6.2. Structure de pérovskite et principe de fonctionnement 29
I.6.2.1. Structure cristalline de pérovskite 30
I.6.2.2. Principe de fonctionnement de cellule pérovskite 30
I.6.3. Rendement des cellules pérovskite 31
I.6.4. Comparaison entre le pérovskite et le slilicium 31
I.6.5. Cellules tandem pérovskite et le silicium 32
I.6.6. Les principaux avantages et inconvénients des cellules photovoltaïques à base de pérovskite : 32
I.6.6.1. Avantages 32
I.6.6.2. Inconvénients 33
1.7. Conclusion 34
Chapitre II : Analyse du site et évaluation des besoins énergétiques de la ferme agricole.
II. Introduction 36
II.1. Condition climatique de la région de Tlemcen 36
II.1.1. Analyse de l'irradiation solaire 36
II.1.2. Impact de l'irradiation sur le fonctionnement des cellules photovoltaïques 37
II.1.3. Profil de température ambiante 38
II.1.4. Impact de la température sur le fonctionnement des cellules photovoltaïques 38
II.1.5. Analyse de l'impact de la poussière 39
II.1.5.1. Nature et caractéristique des particules de poussière : 39
II.1.5.2. Influence de la poussière sur le système photovoltaïque 40
II.2. Présentation général de la ferme agricole : 42
II.2.1. Contexte géographique de la commune de Sabra 42

II.2.2. Localisation et délimitation de la ferme agricole étudiée 42
II.2.3. Conditions climatiques de la ferme 43
II.2.3.1. Irradiation globale mensuelle de la ferme 43
II.2.3.2. Irradiation globale Journalier de la ferme 45
II.2.3.3. Température globale mensuelle de la ferme 47
II.3. Analyse des besoins énergétiques 49
II.3.1. Pompage d'eau 49
II.3.1.1. Pompage solaire de l'eau en contexte agri-voltaïque 49
II.3.1.2. Estimation des besoins en eau des cultures 49
II.3.2. Eclairage 50
II.3.2.1. L'importance de l'éclairage LED dans l'agriculture : 50
II.3.2.2. Avantages des LED dans les fermes agricoles 51
II.4. Profil de charge journalier et annuel : 51
II.4.1. Analyse de la saisonnalité 52
II.4.2. Stratégie de gestion horaire 52
II.5 Choix de l'architecture (Système autonome) 52
II.5.1. Définition d'un système autonome 52
II.5.2. Les composants d'un système photovoltaïque autonome 52
II.5.2.1. Modules photovoltaïques PV 52
II.5.2.2. Onduleur 52
II.5.2.3. Batterie 52
II.5.2.4. Régulateur 53
II.5.3. Pourquoi le système autonome ? 53
II.6. Conclusion 53

Chapitre III : Dimensionnement de l'installation photovoltaïque à tandem (pérovskite/silicium).

III. Introduction 55
III.1. Choix des modules photovoltaïque à pérovskite (tandem) 55
III.1.1. Principe des modules tandem pérovskite–silicium 55
III.1.2. Technologies et architectures des modules tandem pérovskite–silicium 56

III.1.3. Caractéristiques électriques des modules photovoltaïques tandem 59
III.1.4. Caractéristiques physiques et structurelles des modules photovoltaïques tandem .. 60
III.2. Dimensionnement d'installation photovoltaïque par la méthode théorique 61
III.2.1. Choix de l'onduleur 61
III.2.2. Choix du démarreur progressif pour la pompe 62
III.2.3. Choix de régulateur de charge 63
III.2.4. Dimensionnement des batteries 64
III.2.4.1. Choix de la batterie (Lithium- Fer-Phosphate) 64
III.2.4.2. Calcul de nombre de batteries 66
III.2.5. Dimensionnement du champ photovoltaïque avec panneaux tandem pérovskite / silicium 67
III.2.5.1. Nombre total de panneaux 68
III.2.5.2. Nombre de panneaux en série 69
III.2.5.3. Nombre de strings en parallèle 69
III.2.6. Dimensionnement du champ photovoltaïque avec panneaux silicium 69
III.2.7. Choix des câbles 71
III.2.7.1. Câbles DC (panneaux → régulateur) 71
III.2.7.2. Câbles DC (régulateur → batteries) 73
III.2.7.3. Câbles AC (onduleur → tableau électrique) 73
III.3. Etude économique d'installation 74
II.3.1. Cas 1 : durée de vie du tandem limitée à environ 8 ans 75
II.3.2. Cas 2 : durée de vie du tandem comparable à celle du silicium 75
III.4. Conclusion 76
Chapitre IV: Simulation du champ photovoltaïque et interprétations des résultats.
IV. Introduction 78
IV.1. Présentation de MATLAB/Simulink 78
IV.2. Présentation du modèle de simulation 79
IV.2.1. Modèle global du système 79
IV.2.2. Champ photovoltaïque 79
IV.2.3. Commande MPPT et convertisseur DC-DC 80

IV.2.4. Champ de batteries 81
IV.2.5. Onduleur triphasé 82
IV.2.6. Charges agricoles 83
IV.3. Simulation du fonctionnement du système photovoltaïque 85
IV.3.1. Fonctionnement pendant les premières heures : alimentation de la pompe du puits 85
IV.3.2. chargement des batteries 90
IV.3.2.1. l'état de chargement de batteries 92
IV.3.2.2. Fonctionnement pendant la nuit 93
IV.3.2.3.Décharge de la batterie 93
IV.3.2.4.Alimentation de la charge LED 93
IV.3.3. interprétation des résultats 95
IV.4. Conclusion 96
Conclusion générale 98
Références bibliographique 101

Liste des figures

Figure I.1 : Structure de la production d'énergie primaire 10
Figure I.2 : Structure de la production d'énergie 11
Figure I.3 : Structure de la production d'électricité 12
Figure I.4 : Structure de la consommation d'énergie 12
Figure I.5 : phases de réalisation du programme Algérien des énergies renouvelables par filière 13
Figure I.6 : Estimation de la production des énergies renouvelables 14
Figure I.7 : matrice SWOT de l'utilisation du solaire PV au secteur agricole 16
Figure I.8 : Les zones climatiques de l'Algérie 17
Figure I.9 : Énergie solaire par rapport aux autres sources d'énergie 18
Figure I.10 : Constitution d'une cellule photovoltaïque. 20
Figure I.11 : Représentation équivalente d'une cellule photovoltaïque sous forme de circuit .21
Figure I.12 : Caractéristique I-V. 22
Figure I.13 : Caractéristique P-V. 23
Figure I.14 : Influence de la charge sur la puissance en fonction de l'éclairement. 24
Figure I.15 : Illustration d'un GPV simple intégrant des diodes de dérivation et une diode de protection contre les retours 24
Figure I.16 : La production de modules photovoltaïques à partir du silicium 25
Figure I.17 : Cellule PV à base de silicium monocristallin. 26
Figure I.18 : cellule PV à base de silicium polycristallin. 26
Figure I.19 : Un panneau PV à couche mince 27
Figure I.20 : Amélioration progressive de l'efficacité des systèmes photovoltaïques à base de pérovskite 29
Figure I.21 : Structure cubique pérovskite avec ABX3 30
Figure I.22 : Différents couches d'une cellule pérovskite. 30
Figure I.23 : module à base de tandem Silicium/pérovskite. 32
Figure II.1 : Le changement mensuel du flux d'irradiation solaire directe et diffuse à Tlemcen 36
Figure II.2 : Influence de l'éclairement sur le courant et la tension 37
Figure II.3 : Influence de l'éclairement sur la puissance 37
Figure II.4 : Température moyenne mensuelle à Tlemcen 38
Figure II.5 : Influence de température sur le courant et la tension 38

Figure II.6 :Influence de température sur la puissance 39
Figure II.7 : les types de poussière 40
Figure II.8 : La diminution de l'énergie solaire captée par des panneaux solaires en relation avec la densité g/m² 40
Figure II.9 : Diminution de la performance en tension selon le type de poussière. 41
Figure II.10 : La commune de sabra dans la wilaya de Tlemcen 42
Figure II.11 : Représentation satellitaire des contours de la parcelle retenue. 43
Figure II.12 : Irradiation mensuelle de la ferme de l'année 2023 43
Figure II.13 : Irradiation journalier de la ferme 45
Figure II.14 : Température mensuelle de la ferme. 47
Figure II.15 : Technologie LED applicable dans les exploitations agricoles. 50
Figure III.1 : Schéma de principe et photo d'un module tandem pérovskite /silicium. 56
Figure III.2 : Mécanismes de fonctionnement et limite d'efficacité pour les TSC. 58
Figure III.3 : Goodrive100-PV Series Solar Pump Inverter 62
Figure III.4 : Démarreur progressive PSR25-600-70 11KW. 63
Figure III.5 : Régulateur de charge MNHAWKE'S BAY90-PW. 64
Figure III.6 : Batterie AQ-LITH D48-50. 65
Figure III.7 : courbe P-V pour 100 W/m² 68
Figure III.8 : Courbe I-V et P-V de panneau silicium. 70
Figure IV.1 : Schéma global du modèle de simulation sous MATLAB/Simulink. 79
Figure IV.2 : Sous-système du champ photovoltaïque 79
Figure IV.3 : Sous-système des commandes MPPT et des convertisseurs DC-DC Boost et Buck. 81
Figure IV.4 : Sous-système de stockage par batteries. 82
Figure IV.5 : Sous-système de l'onduleur triphasé DC-AC 83
Figure IV.6 : Sous-système de pompe du puits. 84
Figure IV.7 : Tension du champ photovoltaïque durant l'alimentation de la pompe du puits. 85
Figure IV.8 : Tension après régulation par la commande MPPT et le convertisseur Boost. ... 86
Figure IV.9 : Signaux de commande des gâchettes de l'onduleur triphasé (G1 à G6) obtenus par modulation MLI sinusoïdale. 86
Figure IV.10 : Tension de sortie d'onduleur d'une phase. 87
Figure IV.11 : Courant par phase de sortie d'onduleur. 88
Figure IV.12 : Évolution de la vitesse de rotation du moteur de la pompe du puits. 89
Figure IV.13 : Tension du banc de batteries pendant la phase de charge. 91

Figure IV.14 : Courant absorbé par le banc de batteries. 91
Figure IV.15 : Évolution du SOC de la batterie pendant la phase de charge. 92
Figure IV.16 : Évolution du SOC de la batterie pendant la phase de décharge. 93
Figure IV.17 : Tension continue aux bornes de la batterie et de la charge d'éclairage DC. 94
Figure IV.18 : Courant absorbé par la charge DC. 94
Figure IV.19 : Puissance active absorbé par la charge DC. 95

Liste des tableaux

Tableau I.1 : Les différentes phases du programme par filière technologique. 14
Tableau I.2 : Le potentiel solaire de l'Algérie. 18
Tableau I.3 : Différence entre les types de cellule silicium. 28
Tableau I.4 : Les applications de système PV dans le secteur agricole. 28
Tableau I.5 : Comparaison générale entre le Silicium et le Pérovskite. 32
Irradiation (kWh/m^2) 44
Tableau II.1 : Différentes valeurs mensuelles d'irradiation globale de la ferme. 44
Tableau II.2 : Différentes valeurs journaliers d'irradiation globale de la ferme. 46
Température (ºC) 48
Tableau II.3 : Valeurs mensuelles de température pour la ferme. 48
Tableau II.4 : Cahier de charge de la ferme de chiali. 51
Tableau III.1 : paramètres électriques de panneau tandem pérovskite /silicium 59
Tableau III.2 : Fiche technique du l'onduleur Goodrive100-PV Series Solar Pump Inverter. . 62
Tableau III.3 : Caractéristiques du régulateur de charge TYQMYSM 120A MPPT Solar Charge Controller. 64
Tableau III.4 : Caractéristiques de batterie AQ-LITH D48-50. 65
Tableau III.5 : Fiche technique d'un panneau tandem pérovskite et silicium. 68
Tableau III.6 : Fiche technique de panneau solaire LONGi LR7-72HTH-605M. 70
Tableau III.7 : Différents valeurs des sections de cables. 72
Tableau III.8 : Sections des câbles pour chaque marge de courants. 73
Tableau III.9 : Prix des équipements de l'installation électrique de la ferme. 74
Tableau IV.1 : Caractéristiques de bloc PVarray. 80
Tableau IV.2 : Les puissances des charges de la ferme. 83

Liste des symboles

- **g** : Accélération gravitationnelle
- **H** : Hauteur manométrique totale
- **Icc** : Courant de court-circuit
- **Iopt** : Courant optimal
- **Iph** : Source de courant (ou photo-courant)
- **J** : Densité de courant
- **Pmax** : Puissance maximale délivrée
- **Q** : Débit demandé
- **Rs** : Résistance en série
- **Rsh** : Résistance parallèle (ou shunt)
- **Voc** : Tension de circuit ouvert (ou à vide)
- **Vopt** : Tension optimale
- **ηm** : Rendement du moteur
- **ηp** : Rendement de la pompe
- **ρ** : Masse volumique de l'eau

Liste des acronymes

- **c-Si** : Silicium monocristallin (ou cristallin)
- **CdS** : Sulfure de cadmium
- **CdTe** : Tellurure de cadmium
- **CIS** : Diséléniure cuivre-indium
- **GaAs** : Arséniure de gallium
- **GPV** : Générateur photovoltaïque
- **HMT** : Hauteur Manométrique Totale
- **IoT** : Gestion Intelligente (Internet of Things)
- **MHP** : Pérovskites halogénées métalliques
- **MPPT** : Maximum Power Point Tracking (Suivi du point de puissance maximale)
- **p-Si** : Silicium polycristallin
- **PCE** : Rendements de conversion de puissance
- **PPFD** : Intensité lumineuse
- **PSC** : Cellules solaires à pérovskite
- **PV** : Photovoltaïque
- **SOC** : State Of Charge (État de charge des batteries)
- **TSC** : Cellules solaires à transition de phase (Tandem Solar Cells)

Introduction générale

L'énergie constitue aujourd'hui un élément essentiel au développement économique, industriel et social d'un pays. L'évolution démographique, l'urbanisation, le développement des activités industrielles et l'amélioration des conditions de vie entraînent une augmentation continue des besoins énergétiques. Cette situation représente un enjeu particulièrement important pour les pays dont la production d'électricité repose encore largement sur les ressources fossiles. En plus de leur caractère limité, l'utilisation intensive de ces ressources contribue aux émissions de gaz à effet de serre et à la dégradation de l'environnement. Dans ce contexte, la transition vers des sources d'énergie plus propres, durables et renouvelables constitue l'une des principales solutions permettant de répondre aux besoins énergétiques futurs tout en réduisant l'impact environnemental de la production d'électricité.

L'Algérie dispose d'un potentiel important en matière d'énergies renouvelables, notamment grâce à sa situation géographique et à l'abondance de l'ensoleillement disponible sur une grande partie de son territoire. Le rayonnement solaire représente ainsi une ressource énergétique particulièrement intéressante pour répondre à une partie des besoins électriques du pays. Consciente de cette potentialité, l'Algérie s'est engagée dans une stratégie de transition énergétique visant à développer progressivement les sources d'énergie renouvelables et à réduire la dépendance vis-à-vis des énergies conventionnelles. Dans ce cadre, un ambitieux programme de développement des énergies renouvelables a été mis en place, avec un objectif de plusieurs milliers de mégawatts à l'horizon 2030, dont une part importante destinée à la production photovoltaïque. Le développement de cette technologie représente donc une opportunité importante pour valoriser le potentiel solaire national et contribuer à la diversification du mix énergétique.

Parmi les différentes technologies renouvelables disponibles, l'énergie solaire photovoltaïque occupe une place particulièrement importante. Elle permet de convertir directement le rayonnement solaire en énergie électrique grâce à l'effet photovoltaïque. Son fonctionnement ne nécessite ni combustible ni processus mécanique complexe, ce qui permet de réduire les coûts d'exploitation et les émissions associées à la production d'électricité. De plus, les installations photovoltaïques peuvent être utilisées aussi bien dans les grandes centrales raccordées au réseau que dans des systèmes autonomes destinés à alimenter des sites isolés ou éloignés des infrastructures électriques. Cette flexibilité constitue un avantage considérable pour les régions rurales, où l'extension du réseau électrique peut être techniquement difficile ou économiquement coûteuse.

Le secteur agricole représente justement l'un des domaines dans lesquels l'utilisation de l'énergie photovoltaïque peut apporter une solution particulièrement intéressante. Les exploitations agricoles ont besoin d'une alimentation électrique fiable pour assurer différentes activités indispensables à leur fonctionnement. Parmi celles-ci, le pompage de l'eau occupe une place majeure, notamment dans les régions où l'irrigation est nécessaire pour assurer la production agricole. L'énergie électrique est également utilisée pour l'éclairage, la ventilation, la conservation des produits, le fonctionnement de différents équipements ainsi que pour d'autres besoins liés à l'exploitation. Lorsque la ferme est située dans une zone éloignée du réseau électrique, l'alimentation de ces équipements peut devenir une contrainte importante, aussi bien sur le plan technique que sur le plan économique.

Dans les régions semi-arides, cette problématique devient encore plus importante en raison des conditions climatiques et des besoins élevés en eau pour l'irrigation. La région de Tlemcen possède plusieurs zones agricoles où l'exploitation des ressources en eau nécessite l'utilisation de systèmes de pompage. Dans ce contexte, l'utilisation d'un système photovoltaïque autonome peut constituer une solution adaptée, permettant de produire localement l'énergie nécessaire au fonctionnement des équipements de la ferme. Une telle installation permet non seulement de réduire la dépendance au réseau électrique, mais également de valoriser une ressource naturelle disponible localement : le rayonnement solaire.

Cependant, la conception d'une installation photovoltaïque autonome destinée à une exploitation agricole nécessite une étude approfondie. Le dimensionnement doit tenir compte à la fois des caractéristiques du site, du potentiel solaire disponible, des besoins énergétiques des équipements, des caractéristiques des modules photovoltaïques, des convertisseurs électroniques de puissance et du système de stockage. Le choix de chaque élément doit être réalisé de manière cohérente afin d'assurer un fonctionnement fiable de l'installation tout en limitant les pertes énergétiques et les coûts d'investissement. Le système doit également être capable de fonctionner malgré les variations de l'irradiance solaire au cours de la journée et au cours des différentes saisons de l'année.

Les modules photovoltaïques conventionnels à base de silicium cristallin sont actuellement les plus largement utilisés dans les installations photovoltaïques. Ils bénéficient d'une technologie relativement mature, d'une bonne fiabilité et d'une large disponibilité sur le marché. Toutefois, leur rendement reste limité par les propriétés physiques du matériau et par la partie du spectre solaire qu'ils peuvent exploiter efficacement. Par ailleurs, les performances des modules photovoltaïques sont influencées par les conditions environnementales. L'augmentation de la

température des cellules entraîne notamment une diminution de la tension et, par conséquent, une réduction de la puissance électrique produite. Dans les régions caractérisées par des températures élevées, ce phénomène peut donc affecter les performances globales de l'installation. La poussière et les salissures présentes à la surface des panneaux peuvent également réduire la quantité de rayonnement solaire effectivement reçue par les cellules.

Face à ces limitations, les recherches dans le domaine photovoltaïque se sont orientées vers le développement de nouvelles générations de cellules capables d'atteindre des rendements plus élevés. Parmi les technologies émergentes, les cellules photovoltaïques en tandem pérovskite/silicium constituent une voie particulièrement prometteuse. Le principe de cette technologie consiste à associer deux matériaux photovoltaïques présentant des propriétés d'absorption différentes. La cellule en pérovskite permet notamment d'exploiter efficacement une partie du spectre solaire qui n'est pas convertie de manière optimale par une cellule en silicium seule, tandis que la cellule en silicium assure la conversion d'une autre partie du spectre. Cette association permet ainsi d'améliorer l'utilisation du rayonnement solaire incident.

L'intérêt des cellules tandem pérovskite/silicium ne se limite donc pas uniquement à l'augmentation du rendement. À puissance installée équivalente, une amélioration du rendement permet également de réduire la surface nécessaire pour produire une puissance donnée. Cet aspect peut être particulièrement intéressant pour les installations agricoles, où l'espace disponible peut être consacré prioritairement aux activités de production. La technologie tandem représente ainsi une solution intéressante pour développer des systèmes photovoltaïques plus performants et plus compacts. Toutefois, étant donné le caractère relativement récent de cette technologie et sa disponibilité commerciale encore limitée par rapport aux modules classiques en silicium, son intégration dans une installation réelle nécessite une étude spécifique permettant d'évaluer ses performances et sa pertinence technico-économique.

Dans ce contexte, notre travail porte sur l'étude et la conception d'un système photovoltaïque autonome destiné à alimenter une ferme agricole située à Sabra, dans la région de Tlemcen. L'objectif est de proposer une installation basée sur des panneaux photovoltaïques tandem pérovskite/silicium permettant de répondre aux besoins énergétiques de la ferme, tout en exploitant au mieux le potentiel solaire disponible sur le site. Une attention particulière est accordée au fonctionnement du système de pompage, qui représente l'une des principales

charges électriques de l'exploitation, ainsi qu'au système d'éclairage alimenté à partir du stockage par batteries.

La conception du système commence par l'étude des caractéristiques du site et l'évaluation de son potentiel solaire. Les données d'irradiation et de température sont analysées afin d'identifier les conditions auxquelles l'installation photovoltaïque sera soumise au cours de l'année. Cette étape est essentielle pour déterminer la puissance photovoltaïque nécessaire et garantir une production suffisante dans les différentes conditions de fonctionnement. En parallèle, les besoins énergétiques de la ferme sont déterminés à partir des caractéristiques des équipements utilisés, notamment la puissance du système de pompage et les besoins liés à l'éclairage.

Le dimensionnement du champ photovoltaïque constitue ensuite une étape fondamentale de notre étude. Il doit permettre de produire une puissance suffisante pour assurer directement l'alimentation du système de pompage pendant les périodes de disponibilité du rayonnement solaire, tout en permettant de charger le système de stockage destiné à répondre aux besoins électriques lorsque la production photovoltaïque n'est pas disponible. Le choix du nombre de modules, de leur association en série et en parallèle ainsi que des différents paramètres électriques est réalisé en fonction des caractéristiques du module tandem considéré et des besoins du système.

L'intégration des modules photovoltaïques avec les charges nécessite également l'utilisation de plusieurs dispositifs d'électronique de puissance. Les convertisseurs DC-DC jouent un rôle important dans l'adaptation des niveaux de tension et dans l'exploitation optimale de la puissance produite par le champ photovoltaïque. Une commande MPPT est également intégrée afin de permettre au générateur photovoltaïque de fonctionner au voisinage de son point de puissance maximale malgré les variations de l'irradiance et des conditions de fonctionnement. L'énergie électrique est ensuite adaptée aux besoins des charges à travers un onduleur triphasé permettant d'alimenter le moteur du système de pompage.

Le système de stockage constitue également un élément important de l'installation autonome. Son rôle est principalement d'assurer la disponibilité de l'énergie électrique lorsque la production photovoltaïque est insuffisante ou inexistante. Dans notre application, les batteries sont principalement destinées à assurer l'alimentation du système d'éclairage pendant la période nocturne. Leur dimensionnement doit donc prendre en considération la consommation quotidienne, la tension du système, la capacité disponible, la profondeur de décharge admissible ainsi que les pertes liées aux différents éléments de conversion et de stockage.

Afin de vérifier le comportement de l'installation avant sa réalisation, une modélisation et une simulation sont réalisées sous l'environnement MATLAB/Simulink. Cette étape permet de représenter les différents composants du système et d'observer leur comportement dans différentes conditions d'irradiance. Elle permet notamment d'étudier le fonctionnement du générateur photovoltaïque, du convertisseur Boost, de la commande MPPT, du convertisseur Buck, du système de batteries, de l'onduleur triphasé et du moteur asynchrone associé au système de pompage. Les résultats obtenus permettent ainsi d'évaluer la capacité du système à fournir les niveaux de tension et de courant nécessaires au fonctionnement des différentes charges.

Une étude économique est également réalisée afin de comparer la solution proposée à une installation photovoltaïque conventionnelle utilisant des modules en silicium. Cette comparaison permet d'évaluer l'intérêt de la technologie tandem non seulement du point de vue énergétique, mais également du point de vue économique. Les coûts liés aux modules photovoltaïques, aux équipements électriques et aux différents composants de l'installation sont pris en considération afin d'obtenir une vision globale de la solution étudiée. Cette approche permet de déterminer dans quelle mesure l'amélioration du rendement des modules tandem peut compenser leur coût plus élevé par rapport aux modules photovoltaïques classiques.

Ainsi, à travers cette étude, nous cherchons à montrer l'intérêt d'une installation photovoltaïque autonome à base de cellules tandem pérovskite/silicium pour l'alimentation énergétique d'une exploitation agricole. Le travail vise également à mettre en évidence l'importance d'un dimensionnement adapté, de l'intégration des systèmes d'électronique de puissance et de l'utilisation d'une commande appropriée pour assurer une exploitation efficace de l'énergie solaire disponible. La simulation permettra enfin de vérifier les performances et la stabilité du système dans différentes conditions de fonctionnement et de confirmer la cohérence des choix effectués lors du dimensionnement.

Pour mener à bien cette étude, le présent manuscrit est organisé en quatre chapitres complémentaires :

- **Le premier chapitre** présente l'état de l'art des technologies photovoltaïques. Nous y abordons le principe de conversion photovoltaïque, les principales technologies de cellules et de modules existantes, ainsi que leurs caractéristiques et leurs performances. Une attention particulière est accordée à la technologie pérovskite et aux cellules tandem

pérovskite/silicium, en présentant leur principe de fonctionnement, leurs avantages et leurs principales caractéristiques.

- **Le deuxième chapitre** est consacré à l'étude du site d'implantation et à l'évaluation des besoins énergétiques de la ferme agricole. Nous présentons les caractéristiques du site de Sabra, les données relatives à l'irradiation solaire et à la température, ainsi que les différents besoins électriques de l'exploitation. Cette analyse permet de déterminer les conditions de fonctionnement du système et les besoins énergétiques auxquels l'installation photovoltaïque devra répondre.
- **Le troisième chapitre** porte sur le dimensionnement de l'installation photovoltaïque autonome. Nous déterminons les caractéristiques et le nombre de modules photovoltaïques nécessaires, ainsi que le dimensionnement des batteries, des convertisseurs, de l'onduleur et des câbles électriques. Une étude technico-économique est également réalisée afin de comparer la solution à base de modules tandem pérovskite/silicium avec une solution conventionnelle à base de silicium.
- **Enfin, le quatrième chapitre** est consacré à la modélisation et à la simulation de l'installation sous MATLAB/Simulink. Nous présentons la modélisation des différents composants du système, notamment le générateur photovoltaïque, les convertisseurs DC-DC, la commande MPPT, le système de stockage, l'onduleur triphasé et le moteur asynchrone. Les résultats de simulation sont ensuite analysés afin d'évaluer le comportement, les performances et la stabilité globale de l'installation dans différentes conditions d'irradiance.

À travers cette démarche, nous cherchons à proposer une solution photovoltaïque autonome adaptée aux besoins d'une exploitation agricole, tout en évaluant l'intérêt de l'intégration d'une technologie photovoltaïque de nouvelle génération dans un contexte réel.

Chapitre I

Généralités sur l'énergie solaire et les technologies photovoltaïques

I. Introduction

L'énergie solaire photovoltaïque constitue aujourd'hui l'une des solutions les plus prometteuses pour répondre aux défis énergétiques mondiaux, en particulier dans les pays à fort ensoleillement comme l'Algérie. Dans un contexte marqué par l'épuisement progressif des ressources fossiles et l'urgence climatique, la transition vers les énergies renouvelables est devenue une nécessité incontournable.

Ce premier chapitre a pour objectif de poser les bases nécessaires à la compréhension de notre étude. Nous commencerons par analyser le contexte énergétique algérien et les enjeux spécifiques au secteur agricole, afin de justifier la pertinence de notre projet. Nous présenterons ensuite les ressources solaires disponibles en Algérie et plus particulièrement dans la région de Tlemcen, notre zone d'étude.

Nous aborderons également le principe de fonctionnement des systèmes photovoltaïques, depuis l'effet physique jusqu'à la constitution d'un générateur complet. Un état de l'art des technologies existantes (silicium cristallin, amorphe, couches minces) sera dressé, avant de nous intéresser plus particulièrement aux cellules à pérovskite, une technologie émergente aux performances prometteuses. Enfin, nous explorerons les applications du photovoltaïque en agriculture, domaine central de notre travail.

Ce tour d'horizon permettra de situer notre étude dans son contexte scientifique et technique, et de préparer le terrain pour les chapitres suivants consacrés à l'analyse du site et au dimensionnement de l'installation.

I.1. Contexte énergétique et enjeux du secteur agricole en Algérie

I.1.1. Situation énergétique globale en Algérie

En Algérie, le domaine de l'énergie englobe la production nationale et l'importation d'énergies primaires, leur conversion potentielle en énergies secondaires, leur acheminement et leur utilisation finale, sans oublier les interactions énergétiques avec d'autres pays. Selon le rapport sur l'énergie nationale de 2013 du Ministère de l'Énergie, la production domestique atteignait 154,6 Mtep, avec des importations s'élevant à 5,9 Mtep, ce qui représente une baisse de 3,8 % comparée à l'année 2012 . La **tonne équivalent pétrole (tep)** est une unité de mesure énergétique utilisée pour comparer différentes formes d'énergie sur une même base. Une **Mtep** correspond ainsi à **un million de tonnes équivalent pétrole** et permet d'exprimer de grandes quantités d'énergie produites, consommées ou échangées à l'échelle nationale.

Cette production a permis de satisfaire une consommation domestique de 52,7 Mtep et d'exporter approximativement 101,8 Mtep [1].

Cela témoigne du rôle stratégique du secteur énergétique dans le soutien de l'économie nationale et dans le renforcement des exportations.

D'après la figure (I.1), le gaz naturel constitue 51,8 % de la production d'énergie primaire, tandis que le pétrole brut en représente 36,7 %. En ce qui concerne l'énergie dérivée, ce sont les produits pétroliers qui prédominent [1].

La structure de la production de la matière primaire en Algérie met en évidence une forte dominance du gaz naturel, suivi du pétrole. Le condensat de gaz naturel occupe une part plus réduite de 6,5 %, tandis que le gaz de pétrole liquéfié contribue à hauteur de 4,9 %. Cette répartition souligne la prédominance des ressources gazières dans le mix énergétique national.

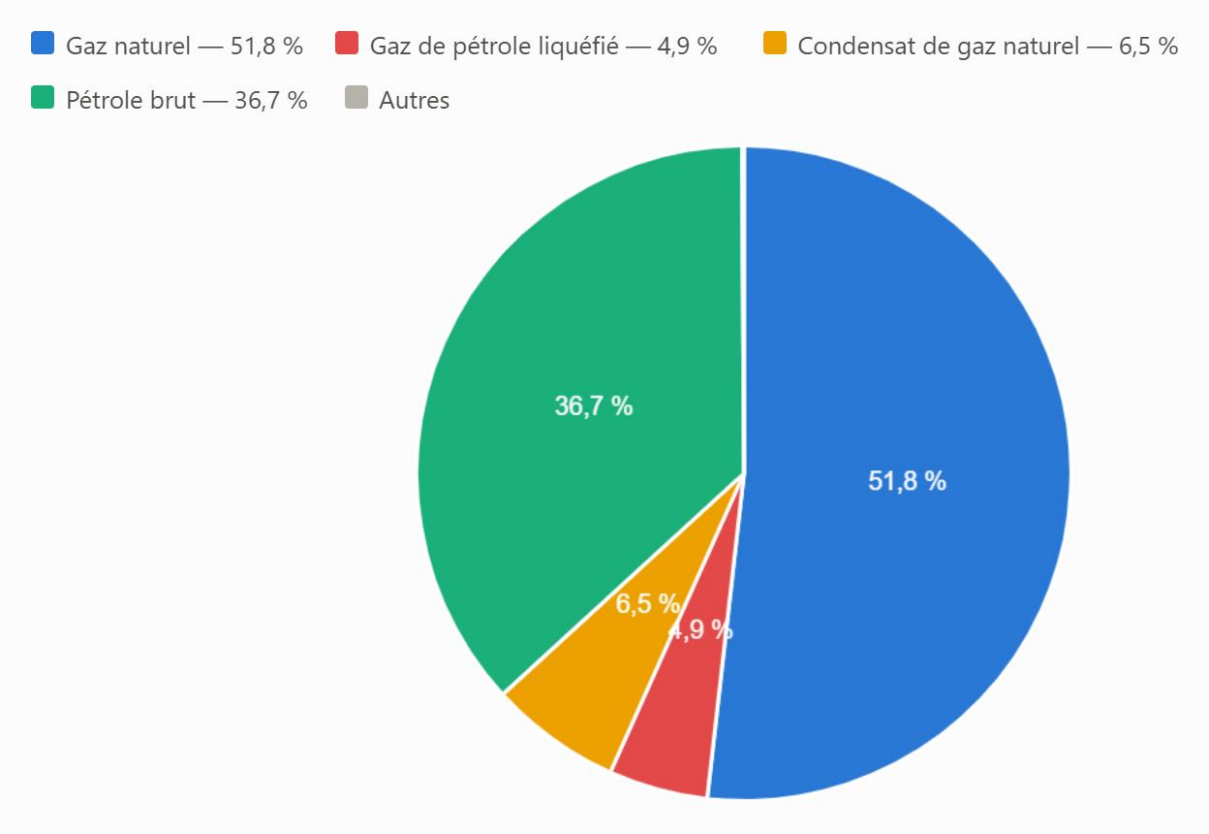

Figure I.1 : Structure de la production d'énergie primaire [1].

Dans la figure (I.2), la structure de la production d'énergie dérivée en Algérie montre clairement que l'électricité occupe la position la plus importante, représentant 44,4 % de la production totale. Cette part dominante souligne le rôle central de l'électricité dans le mix énergétique du pays et reflète l'importance accordée à cette source pour répondre aux besoins de consommation intérieure et industrielle. Elle constitue ainsi la principale source d'énergie dérivée, dépassant de loin les autres formes de production.

Les produits pétroliers viennent ensuite avec une contribution de 27,2 %, ce qui indique qu'ils représentent une part significative du total, bien qu'inférieure à celle de l'électricité. Le gaz naturel liquéfié, avec 26,6 % de la production, occupe également une place importante et complète les sources principales de l'énergie dérivée en Algérie. Ensemble, ces trois composantes – l'électricité, les produits pétroliers et le gaz naturel liquéfié – couvrent la grande majorité de la production, illustrant une concentration forte sur les sources énergétiques traditionnelles. Le reste de la production, représenté par le gaz de pétrole industriel (GPI), constitue une part marginale et n'apporte qu'une contribution limitée à l'ensemble du mix énergétique. Même si cette fraction est faible, elle complète le profil de production et montre qu'aucune source n'est totalement négligée. Cette répartition souligne la dépendance aux sources traditionnelles et la prépondérance de l'électricité dans le mix énergétique national, reflétant les priorités du pays en matière de production pour soutenir la consommation.

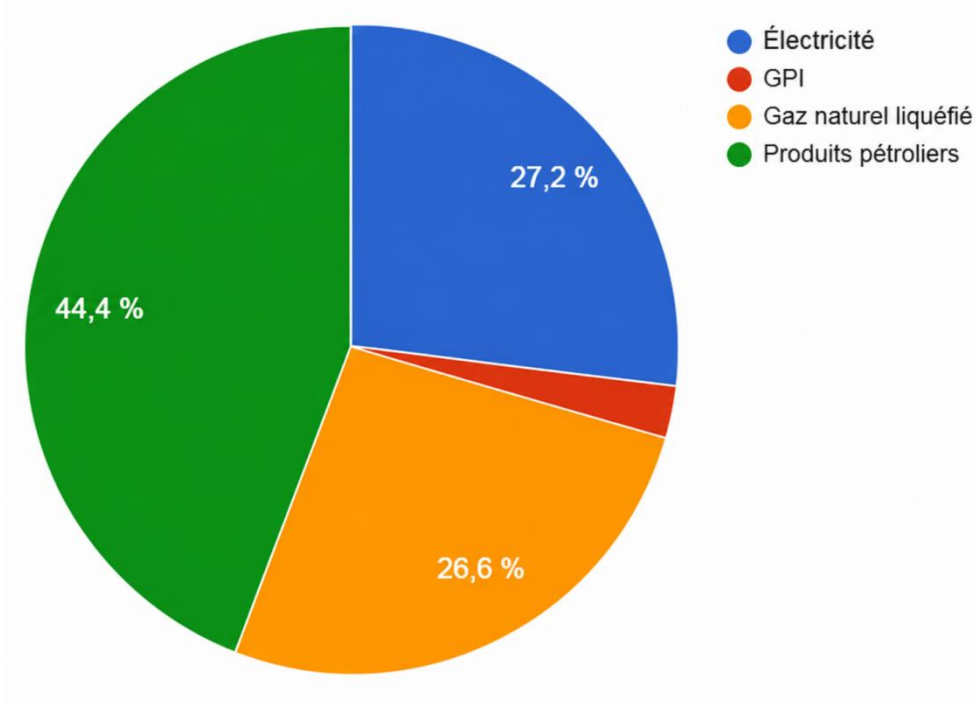

Figure I.2 : Structure de la production d'énergie [1].

La figure (I.3) montre que les centrales à cycle combiné dominent la production électrique avec 50,8 %, suivies par les turbines à gaz (24,7 %) et la TV (turbine de vapeur) (15,9 %), tandis que les autoproduceurs, systèmes hybrides et l'hydraulique/solaire jouent un rôle marginal. Cette répartition souligne la forte dépendance du pays aux centrales à cycle combiné et aux turbines à gaz [1].

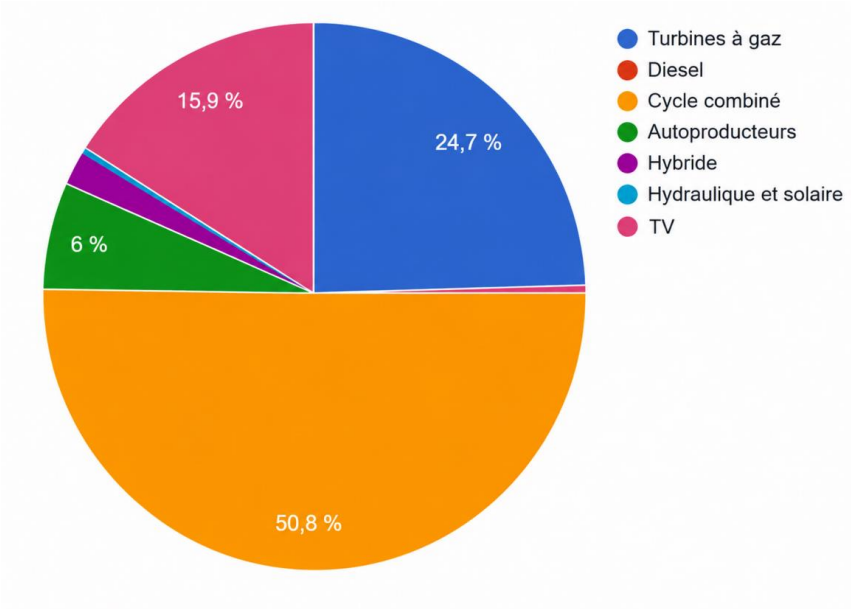

Figure I.3 : Structure de la production d'électricité [1].

La figure (I.4) montre que la majeure partie de l'énergie produite est destinée à la consommation finale, représentant 72 % du total, tandis que l'industrie consomme 14 %. Les pertes énergétiques s'élèvent à 8 %, et 6 % correspondent à l'énergie non directement utilisée. Cette répartition souligne que l'essentiel de l'énergie est effectivement exploité par les consommateurs, avec une part moindre perdue ou utilisée par l'industrie.

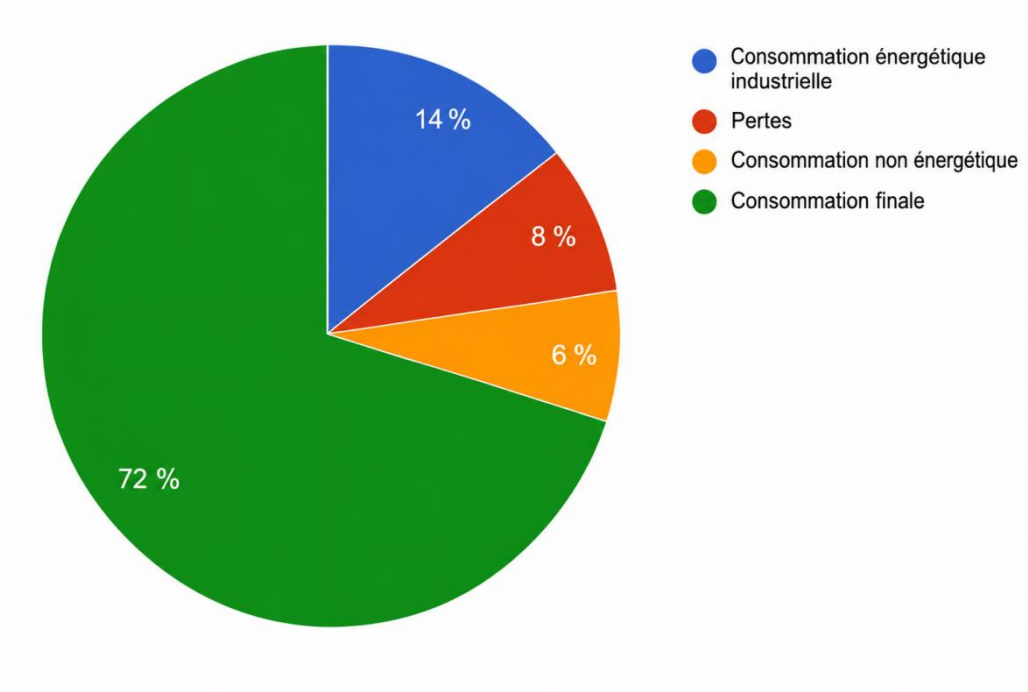

Figure I.4 : Structure de la consommation d'énergie [1].

I.1.2. Transition vers les énergies renouvelables

Depuis 2011, l'Algérie a mis en place un plan ambitieux pour promouvoir les énergies vertes et l'efficacité énergétique, actualisé en 2015, où le solaire est considéré comme le principal moteur de cette transition. Le changement énergétique en Algérie est structuré autour d'un programme national dirigé par le ministère de l'Énergie, ouvert aux acteurs publics et privés. L'énergie solaire en constitue l'élément central, soutenue par un potentiel d'ensoleillement exceptionnel estimé à 169 TWh/m²/an, avec des niveaux pouvant atteindre 2650 TWh dans le Sahara. La mise en œuvre repose sur un objectif chiffré de 22000 MW de capacités renouvelables entre 2015 et 2030, avec une prévision de 4 500 MW dès 2020. Le déploiement est réparti selon les régions : au Sud par l'hybridation des centrales thermiques et l'électrification des sites isolés, dans les Hauts Plateaux par l'exploitation du solaire et de l'éolien grâce à la disponibilité foncière, et sur le Littoral par des installations sur toits, terrasses et espaces urbains inexploités. Ce programme ne se limite pas à la production d'électricité, mais inclut également des applications dans les secteurs résidentiel, agricole (pompage), hydraulique, industriel, l'éclairage public et les services [1], [2].

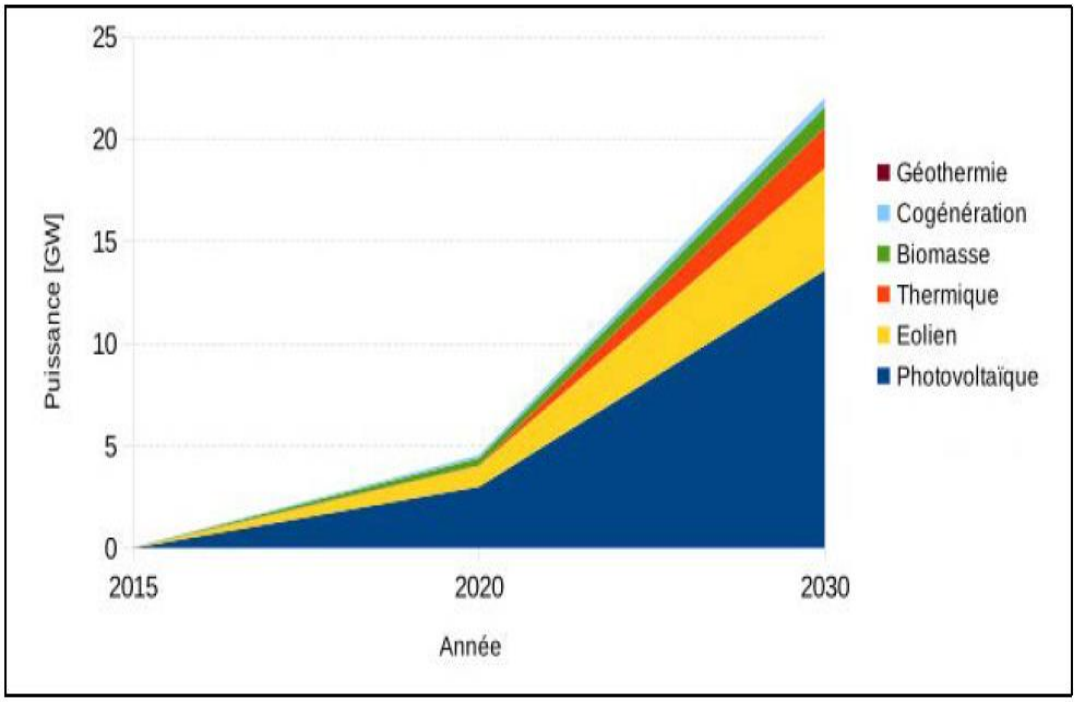

Figure I.5 : phases de réalisation du programme Algérien des énergies renouvelables par filière [2].

Afin de mieux comprendre l'évolution de la stratégie nationale en matière de transition énergétique, il convient de distinguer deux phases principales correspondant aux différentes étapes de mise en œuvre du nouveau programme de développement des énergies renouvelables.

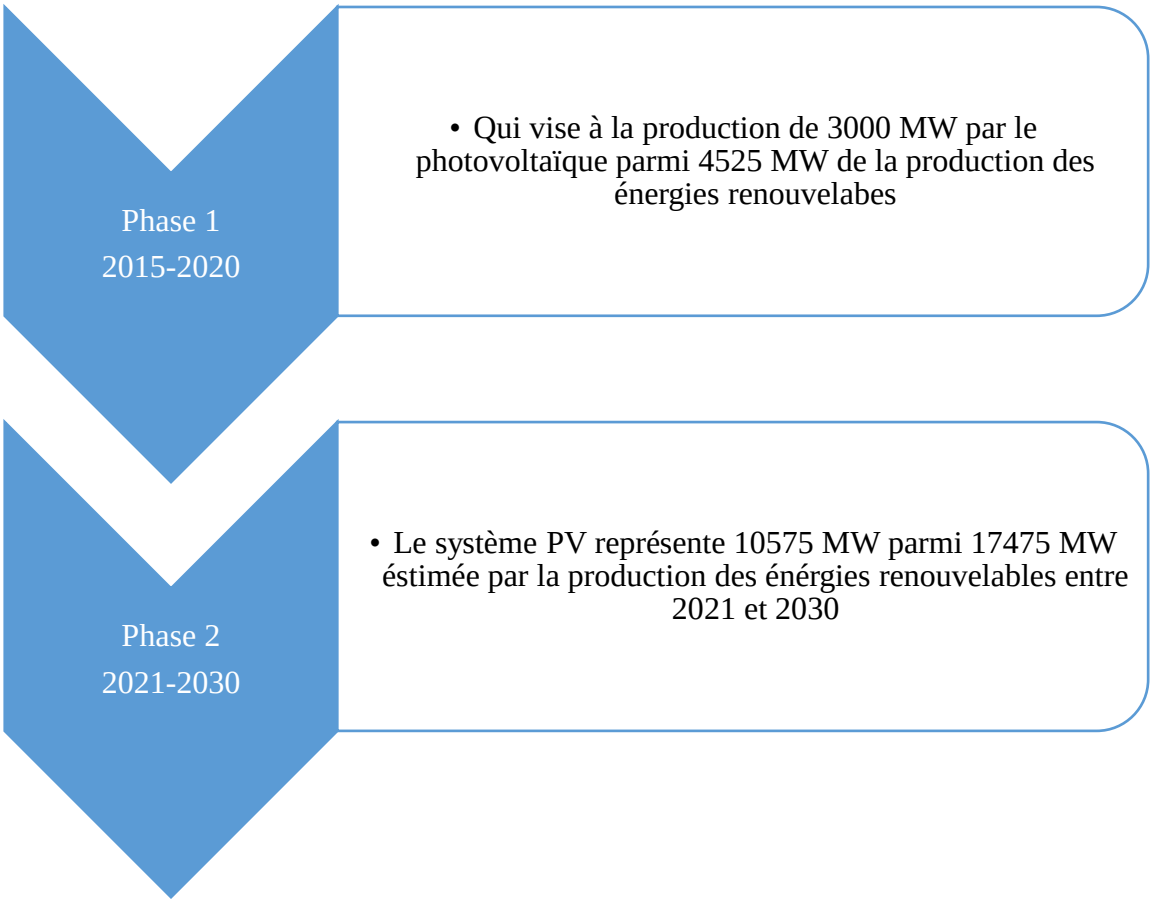

Figure I.6 : Estimation de la production des énergies renouvelables [2].

Les puissances associées à chaque source d'énergie renouvelable sont présentées dans le tableau ci-dessous.

Energies	**1ère phase 2015-2020 [MW]**	**2ème phase 2021-2030 [MW]**	**TOTAL [MW]**
Photovoltaïque	3000	10575	13575
Eolien	1010	4000	5010
CSP	-	2000	2000
Cogénération	150	250	400
Biomasse	360	640	1000
Géothermie	05	10	15
Total	4525	17475	22000

Tableau I.1 : Les différentes phases du programme par filière technologique [2].

I.1.3. Défis structurels du secteur agricole algérien

I.1.3.1. Défi de la sécurité alimentaire

L'Algérie dépend fortement des importations pour couvrir ses besoins alimentaires, une vulnérabilité accentuée par la fluctuation des recettes pétrolières et des prix sur les marchés internationaux. Les changements climatiques perturbent l'offre mondiale, tandis que les tensions géopolitiques (ex. conflit Russie-Ukraine) menacent l'approvisionnement en céréales et produits laitiers. Par ailleurs, la démographie galopante (50 millions d'habitants en 2030, 70 millions en 2050) va accroître la demande. L'enjeu est donc de trouver un équilibre durable entre production locale et recours aux importations [3].

I.1.3.2. Défi économique

Dans un contexte de baisse des ressources financières de l'État, il s'agit de développer les capacités de production agricole et agroalimentaire afin d'approvisionner le marché national à des prix accessibles, tout en renforçant les capacités financières du pays pour assurer l'importation des intrants et des équipements nécessaires aux filières agroalimentaires [3].

I.1.3.3. Défi environnemental et climatique

La préservation des ressources naturelles, telles que l'eau, les sols et les énergies fossiles, est essentielle pour maintenir la productivité agricole face aux défis posés par le changement climatique. Le recours accru aux énergies renouvelables constitue une solution stratégique, car il permet non seulement de garantir la durabilité et la résilience du secteur agricole, mais aussi de réduire significativement les émissions de gaz à effet de serre et d'atténuer les risques liés aux phénomènes climatiques extrêmes [3].

I.1.4. Le système PV et agriculture en Algérie

L'énergie solaire, qui constitue la principale source d'énergie renouvelable en termes de capacité installée, fait l'objet d'une analyse approfondie à travers une **matrice SWOT (Strengths, Weaknesses, Opportunities and Threats), ou FFOM en français (Forces, Faiblesses, Opportunités et Menaces)** [3]. Cet outil d'analyse stratégique permet d'identifier les principaux facteurs internes et externes susceptibles d'influencer le développement et la performance d'une technologie ou d'un secteur donné. Cette évaluation est déclinée selon ses deux principales filières, à savoir le solaire photovoltaïque et le solaire thermique, avec une attention particulière portée au photovoltaïque en raison de son développement rapide. En effet, le système photovoltaïque (PV) assure aujourd'hui une part importante de la production d'électricité d'origine renouvelable, notamment grâce à sa facilité d'installation, sa modularité et son adaptation à différentes échelles d'utilisation, telles que :



Figure I.7 : matrice SWOT de l'utilisation du solaire PV au secteur agricole [3].

I.2. Ressources solaires en Algérie

I.2.1. Zones climatiques de l'Algérie

L'Algérie, en raison de son étendue géographique considérable, présente une grande diversité climatique s'étendant du nord au sud. De nombreuses études ont été menées afin d'identifier et de classifier les différentes zones climatiques du territoire national.

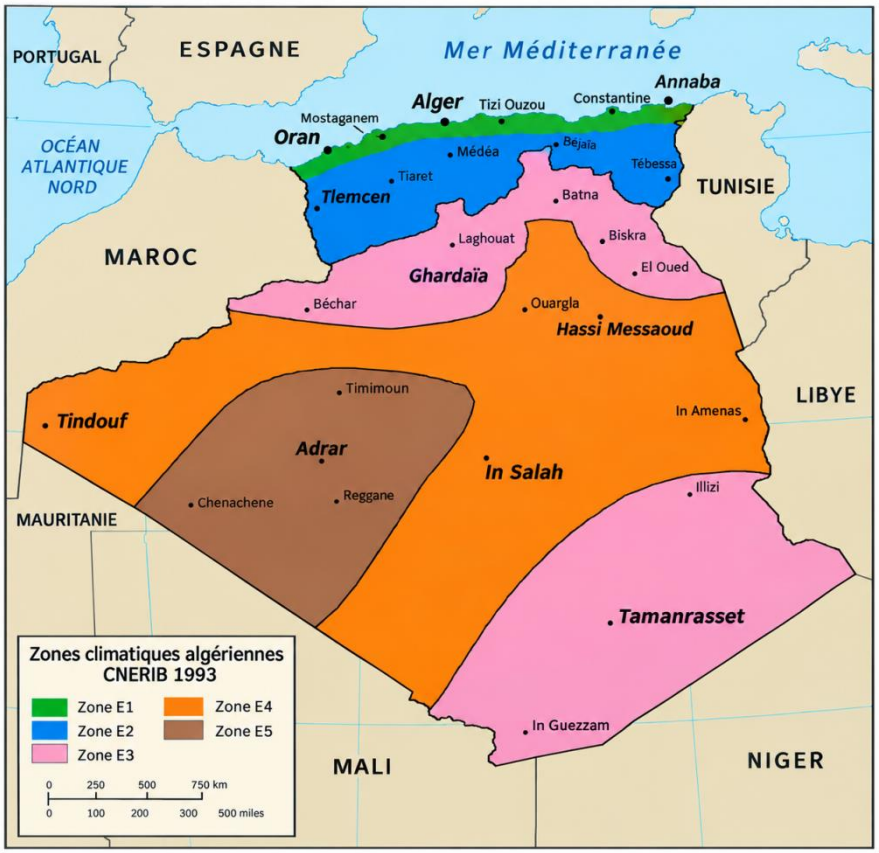

Figure I.8 : Les zones climatiques de l'Algérie [4].

La figure (I.8) met en évidence une subdivision du territoire algérien en cinq zones climatiques distinctes : E1 (région côtière), E2 (montagnes et hauts plateaux), E3 (pré-Sahara), E4 (Sahara) et E5 (Sahara profond) [4].Toutefois, dans le cadre de cette étude, l'analyse se concentre principalement sur trois grandes régions représentatives : le Sahara, les hauts plateaux et les régions côtières.

I.2.2. Le potentiel solaire de l'Algérie

Le potentiel solaire désigne la quantité totale d'énergie solaire, exprimée en kWh, reçue par une surface donnée (en m²) sur une période déterminée, généralement à l'échelle annuelle, dans une région spécifique. Il dépend de plusieurs facteurs, notamment l'ensoleillement, la position géographique et les conditions climatiques locales. Cette ressource représente une source d'énergie considérable, car la quantité d'énergie solaire reçue par la Terre en une seule année pourrait, en théorie, couvrir l'ensemble des besoins énergétiques mondiaux sur cette même période [1].

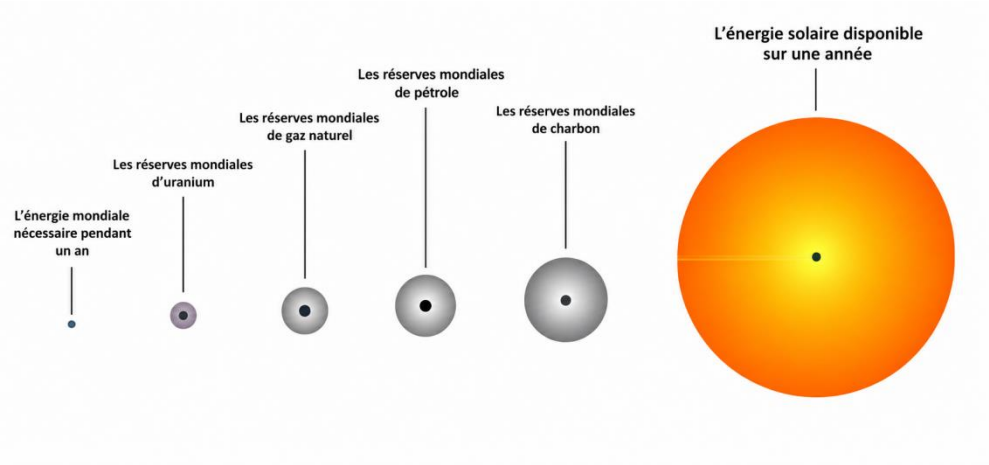

Figure I.9 : Énergie solaire par rapport aux autres sources d'énergie [1].

Avec une moyenne annuelle d'environ 3000 heures d'ensoleillement, l'Algérie dispose d'un gisement solaire exceptionnel, considéré comme le plus important du bassin méditerranéen, avec un potentiel évalué à 169 440 TWh par an. La répartition de l'irradiation solaire présente toutefois des variations régionales : les zones côtières reçoivent en moyenne 1700 kWh/m²/an, les hauts plateaux environ 1900 kWh/m²/an, tandis que le Sahara enregistre des valeurs avoisinant 2650 kWh/m²/an. Plusieurs analyses soulignent que l'exploitation du seul potentiel solaire saharien pourrait théoriquement répondre aux besoins énergétiques mondiaux, à condition de mobiliser des investissements conséquents et de mettre en place les infrastructures adaptées [1].

Région	Régions côtières	Hauts plateaux	Sahara
Surface (%)	4	10	86
Durée moyenne d'ensoleillement (heures/an)	2650	3000	3500
Énergie moyenne reçue (kWh/m²/an)	1700	1900	2650

Tableau I.2 : Le potentiel solaire de l'Algérie [1].

I.3. Principe de fonctionnement de système photovoltaïque

I.3.1. Historique de l'effet photovoltaïque

Edmond Becquerel a démontré l'effet photoélectrique en 1839. Au cours de son expérience, il installa des électrodes enduites de composés d'argent ou de cuivre dans une solution conductrice connectée à un galvanomètre.

Un faible courant électrique a été détecté sous la lumière. Il remarqua par la suite que l'intensité du courant fluctuait en fonction de la longueur d'onde de la lumière, ce qui a préparé le terrain pour l'examen de l'effet photoélectrique et des semi-conducteurs. Actuellement, une expérience comparable peut être effectuée à l'aide d'une pièce de cuivre oxydée immergée dans une solution saline, où un courant minuscule se manifeste sous une lumière. Bien que ces cellules basiques soient nettement moins performantes que les cellules contemporaines, elles démontrent indéniablement le principe de l'effet photovoltaïque [5].

I.3.2. L'effet photovoltaïque : du photon vers électron

L'effet photovoltaïque correspond au phénomène physique qui permet de convertir directement l'énergie lumineuse du rayonnement solaire en énergie électrique. Il se produit au sein d'une cellule photovoltaïque, généralement constituée d'un matériau semi-conducteur, tel que le silicium. Le fonctionnement de la cellule repose principalement sur les propriétés électriques du semi-conducteur et sur la présence d'une jonction PN, obtenue en mettant en contact deux régions du matériau présentant des caractéristiques électriques différentes.

Lorsqu'un rayonnement lumineux atteint la surface de la cellule photovoltaïque, les photons qui le composent peuvent être absorbés par le matériau semi-conducteur. Lorsque l'énergie d'un photon est suffisante, celui-ci transfère son énergie à un électron du matériau et lui permet de passer d'un état lié à un état permettant sa conduction. Cette interaction entraîne ainsi la création d'une paire électron-trou : l'électron libéré devient un porteur de charge négative mobile, tandis que le trou laissé dans le matériau se comporte comme un porteur de charge positive.

La jonction PN joue ensuite un rôle essentiel dans la séparation de ces charges électriques. Au voisinage de la jonction, la différence de concentration des porteurs de charge entre les régions de type P et de type N provoque la formation d'une zone de déplétion, également appelée zone de charge d'espace. Cette zone est associée à un champ électrique interne qui permet de séparer les électrons et les trous générés par l'absorption de la lumière. Les électrons sont ainsi dirigés préférentiellement vers la région de type N, tandis que les trous sont dirigés vers la région de type P. Cette séparation limite leur recombinaison et permet l'apparition d'une différence de potentiel entre les deux contacts de la cellule.

Lorsque les deux contacts de la cellule sont reliés à un circuit électrique extérieur, les électrons peuvent circuler à travers ce circuit afin de rejoindre la région où ils sont nécessaires. Ce déplacement ordonné des charges constitue un courant électrique continu. Ainsi, l'énergie lumineuse reçue par la cellule est directement transformée en énergie électrique. La tension

produite dépend notamment des caractéristiques du matériau, de la température et des conditions d'éclairement, tandis que le courant généré dépend principalement de l'intensité du rayonnement reçu et de la surface active de la cellule.

Le fonctionnement d'une cellule photovoltaïque dépend donc de plusieurs phénomènes complémentaires : l'absorption des photons, la génération des porteurs de charge, leur séparation au niveau de la jonction et leur collecte par les contacts électriques. Une partie des charges générées peut toutefois se recombiner avant d'être collectée, ce qui entraîne des pertes et limite le rendement de conversion de la cellule.

Il existe aujourd'hui plusieurs technologies photovoltaïques, qui se différencient notamment par les matériaux utilisés, la structure des cellules et les méthodes de fabrication. Le silicium cristallin reste largement utilisé en raison de sa maturité technologique, de sa disponibilité et de ses performances. Dans une cellule classique, une région de type N relativement mince est généralement placée au-dessus d'une région de type P plus épaisse et absorbante. La lumière traverse la couche supérieure et atteint la zone active du matériau, où les photons sont absorbés et génèrent des paires électron-trou. La jonction formée entre les deux régions crée alors le champ électrique nécessaire à la séparation des porteurs de charge [6].

Les progrès réalisés dans le domaine photovoltaïque ont également conduit au développement de nouvelles structures permettant d'améliorer l'utilisation du rayonnement solaire. Parmi elles, les cellules photovoltaïques en tandem associent deux matériaux semi-conducteurs ayant des propriétés d'absorption différentes. Cette architecture permet d'exploiter une portion plus importante du spectre solaire et d'augmenter ainsi le potentiel de conversion de l'énergie lumineuse en énergie électrique.

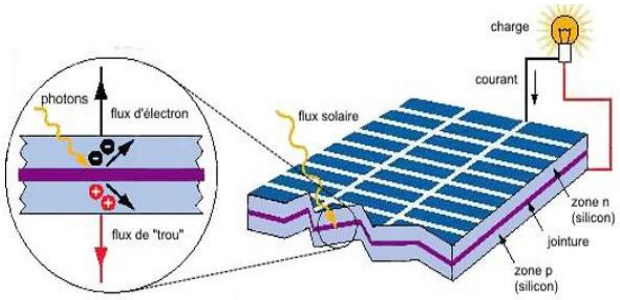

Figure I.10 : Constitution d'une cellule photovoltaïque.

I.3.3. Modélisation électrique d'une cellule photovoltaïque

On peut décrire une cellule photovoltaïque en termes de circuit équivalent, constitué d'une source de courant Iph, d'une diode et de deux résistances : Une résistance en série Rs et une résistance parallèle Rsh [7].

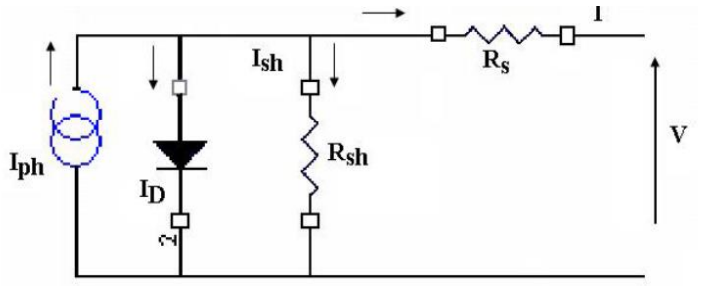

Figure I.11 : Représentation équivalente d'une cellule photovoltaïque sous forme de circuit [7].

La résistance en série fait référence aux pertes associées au matériau de la cellule, à la jonction ainsi qu'aux connexions métalliques situées sur les côtés avant et arrière.

Le shunt ou la résistance en parallèle illustre les courants de fuite, par exemple le long des bords de la cellule, et il est possible de l'atténuer si des impuretés métalliques s'infiltrent profondément dans la jonction. Ce modèle électrique peut être utilisé tant pour une seule cellule que pour un module ou un panneau constitué de multiples cellules [7]. L'équation qui exprime le courant fournit par un module photovoltaïque formé de Ns cellules en série, en fonction de la tension appliquée à ses bornes :

$$I = I_{ph} - I_0 \left[\exp\left(\frac{V+IR_s}{V_T}\right)\right] - \frac{V+IR_s}{R_{sh}} \quad \text{(I.1)}$$

Et la tension thermique :

$$: V_T = \frac{N_s.n.k.T}{q} \quad \text{(I.2)}$$

Nous avons aussi la température de la cellule :

$$T - T_a = (\left(\frac{T_{fn}-20}{800}\right).\psi \quad \text{(I.3)}$$

Avec ψ est le coefficient d'élévation de la température du module photovoltaïque en fonction de l'irradiance. On peut aisément identifier les caractéristiques d'une cellule ou d'un panneau photovoltaïque. On utilise deux paramètres faciles à mesurer pour cela : le courant de court-circuit et la tension à circuit ouvert. Ces informations facilitent le calcul du courant produit par la cellule et l'illustration de sa courbe de courant-tension. Le courant de court-circuit représente le courant maximal lorsque la tension à travers la cellule ou le module est nulle [7]. Sa formulation approximative serait :

$$I_{cc} = \frac{I_{ph}}{1+R_s/R_{sh}} \quad \text{(I.4)}$$

.Le photo-courant varie proportionnellement à l'irradiation solaire ou au flux lumineux. Dans des conditions idéales, il est égal au courant de court-circuit et peut s'exprimer simplement ainsi :

$$I_{cc} = I_{cc0} \cdot (\frac{\psi}{1000}) \quad (I.5)$$

Nous avons la tension de circuit ouvert :

$$V_{oc} = V_T \cdot ln(\frac{I_{ph}}{I_0+1}) \quad (I.6)$$

Donc elle va être :

$$I = I_{cc} \cdot [\alpha - \beta(\exp(y(V - V_{oc} + R_s.I)] - \frac{V+IR_s}{R_{sh}} \quad (I.7)$$

Avec :

$$A = \frac{\psi}{1000} \quad (I.8)$$

Et :

$$\beta = 1 + (R_s/R_{sh}) \quad (I.9)$$

Aussi :

$$y = 1/V_T \quad (I.10)$$

Maintenant on peut améliorer l'équation si on prend en considération la température :

$$I = I_{cc} \cdot [\alpha - \beta(\exp(y(V - V_{oc} + R_s.I)] + \lambda(T - T_{ref}) - \frac{V+IR_s}{R_{sh}} \quad (I.11)$$

I.3.4. Caractéristiques électriques d'une cellule photovoltaïque

I.3.4.1. Caractéristique courant-tension (I-V)

La courbe I–V montre que le courant de court-circuit augmente avec l'intensité de l'illumination. En revanche, la tension en circuit ouvert ne présente que de faibles variations. Cela indique que le courant généré par le panneau photovoltaïque dépend principalement de l'irradiation solaire incidente [8].

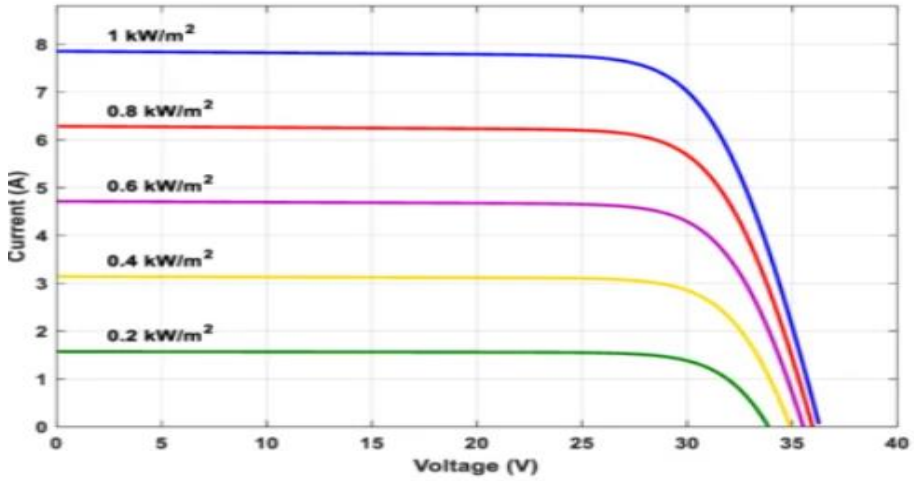

Figure I.12 : Caractéristique I-V.

I.3.4.2. Caractéristique Puissance-tension (P-V)

La courbe P-V met en évidence l'existence d'un point de puissance maximale (MPPT), correspondant aux conditions optimales de fonctionnement du système photovoltaïque. Ce point est défini par une tension optimale Vopt et un courant optimal Iopt, pour lesquels la puissance délivrée atteint sa valeur maximale Pmax.

Cette dernière dépend fortement de l'intensité de l'irradiation solaire, ce qui signifie que toute variation de l'ensoleillement entraîne un déplacement du point de fonctionnement optimal [8].

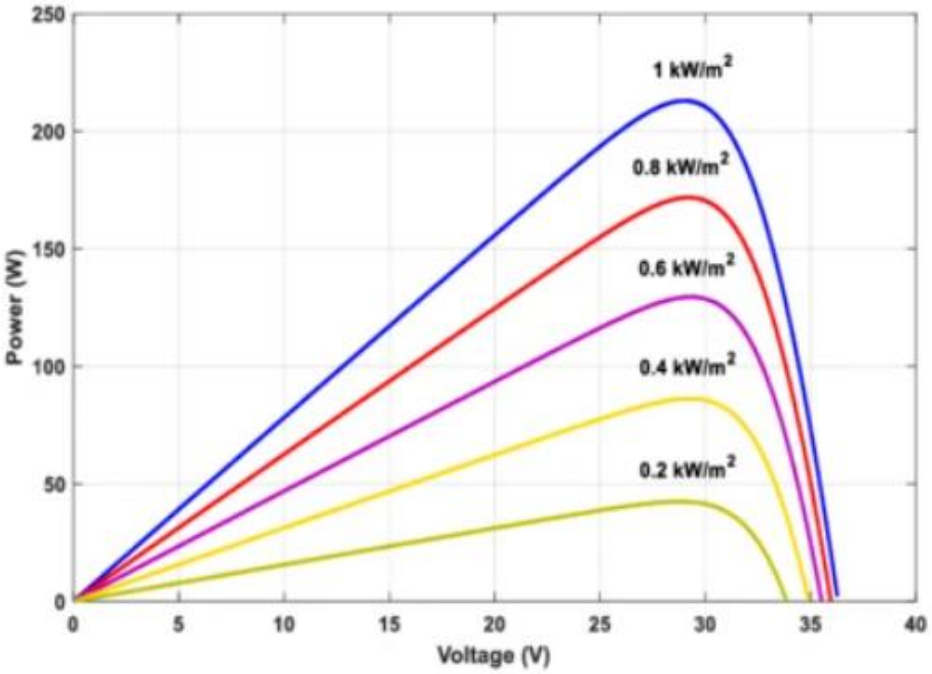

Figure I.13 : Caractéristique P-V.

I.3.4.3. Influence de la charge et validation du modèle

La puissance délivrée par le module dépend fortement de la résistance de charge connectée. Elle atteint sa valeur maximale lorsque cette résistance est égale à la résistance optimale Ropt, qui varie en fonction de l'éclairement reçu. Les résultats de simulation montrent un bon accord avec les données fournies par le constructeur, ce qui confirme la validité du modèle utilisé. Ainsi, le module photovoltaïque peut être représenté comme une association de plusieurs cellules élémentaires, en prenant en compte les paramètres électriques adéquats pour une modélisation précise [8].

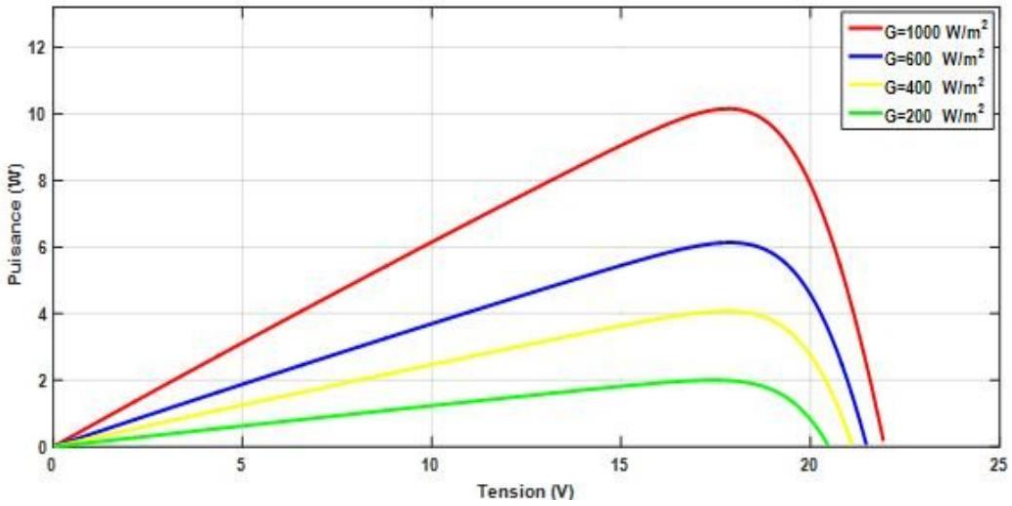

Figure I.14 : Influence de la charge sur la puissance en fonction de l'éclairement.

I.3.5. Constitution d'un générateur photovoltaïque (GPV)

On construit un générateur photovoltaïque (GPV) en reliant plusieurs cellules photovoltaïques soit en série, soit en parallèle. Quand les cellules sont disposées en série, leurs tensions se combinent, ce qui fait augmenter la tension globale du générateur. Simultanément, c'est la tendance générale qui s'accentue. Généralement, un module photovoltaïque basique est formé de cellules disposées en série et comprend fréquemment des diodes de contournement ainsi qu'une diode de protection contre l'inversion, ce qui garantit la sauvegarde du module tout en permettant une certaine souplesse dans son usage [9].

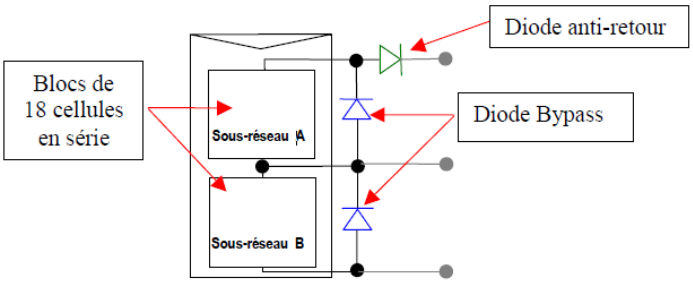

Figure I.15 : Illustration d'un GPV simple intégrant des diodes de dérivation et une diode de protection contre les retours [9].

I.4. Technologies photovoltaïques existantes

I.4.1. Le silicium

Le silicium est le semi-conducteur le plus utilisé dans les cellules photovoltaïques. Sa fabrication passe par plusieurs étapes, notamment la formation de lingots puis leur découpe en plaques. Bien qu'abondant dans la croûte terrestre, il n'existe pas à l'état pur et nécessite donc un processus d'extraction et de raffinage avant utilisation [10].

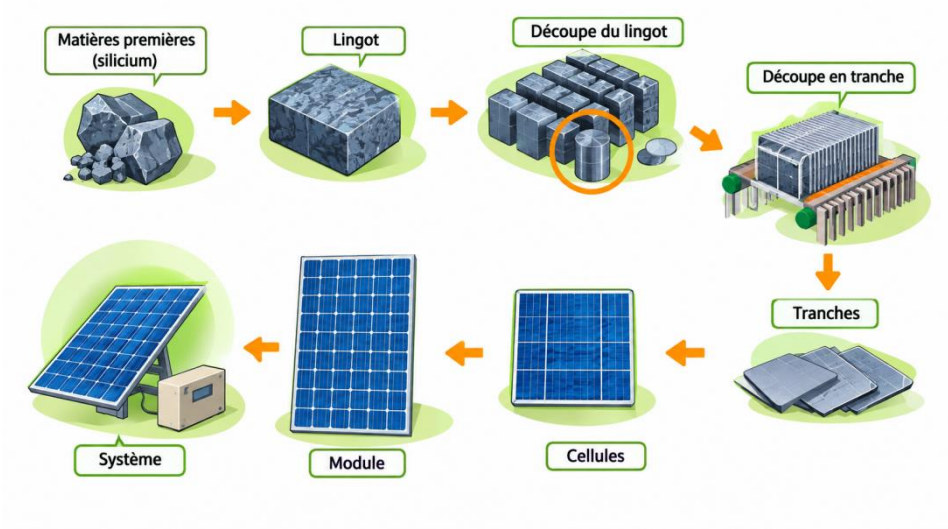

Figure I.16 : La production de modules photovoltaïques à partir du silicium [10].

Nous avons les étapes de la production de module PV à partir de silicium comme la suite :

- **Matière première (Silicium)**

On part du silicium brut, extrait puis purifié.

- **Lingot**

Le silicium purifié est fondu et moulé pour former un lingot (bloc solide).

- **Découpe du lingot**

Le lingot est découpé en blocs puis en tranches fines.

- **Tranches (plaquettes / wafers)**

Ces tranches très minces servent de support pour fabriquer les cellules.

- **Cellules photovoltaïques**

Les tranches sont traitées pour devenir des cellules capables de produire de l'électricité.

- **Module**

Plusieurs cellules sont assemblées et encapsulées pour former un module (panneau).

- **Système**

Les modules sont ensuite installés et connectés pour constituer un système photovoltaïque complet.

Il existe plusieurs types de silicium utilisés dans les modules photovoltaïques, tels que :

I.4.1.1. Silicium monocristallin (c-Si)

Les modules photovoltaïques à base de silicium monocristallin ont été utilisés dans de nombreuses applications, notamment dans les systèmes de pompage. Selon les spécifications des fabricants, le rendement sous conditions standards atteint environ 14 %. Néanmoins, en

conditions réelles d'exploitation, ce rendement est généralement plus faible et avoisine 10 %. Cet écart est principalement attribué aux contraintes environnementales et aux variations climatiques qui influencent le comportement et l'efficacité des modules [11].



Figure I.17 : Cellule PV à base de silicium monocristallin.

I.4.1.2. Silicium polycristallin (p-Si)

Les panneaux solaires polycristallins sont fabriqués à partir de silicium. Le silicium polycristallin, contrairement au silicium monocristallin qui se base sur un seul cristal parfaitement structuré, est produit par la fusion de plusieurs fragments de silicium. Le matériau en fusion est par la suite déversé dans des moules et laissé à se refroidir graduellement. Même si le refroidissement est maîtrisé, la solidification engendre la création de plusieurs cristaux de diverses tailles et orientations. Cette structure interne appelée multicristalline entraîne la formation de joints de grains. Ces irrégularités dans la structure cristalline ont un impact sur le transport des charges électriques. Effectivement, les électrons ont plus d'obstacles à surmonter lors de leur mouvement, ce qui diminue un peu les performances électriques comparées aux cellules monocristallines. Bien que la technologie polycristalline ait un rendement habituellement inférieur, elle possède des atouts significatifs, comme un processus de fabrication moins compliqué et un coût de production plus abordable, ce qui justifie sa vaste utilisation dans les applications photovoltaïques [12].

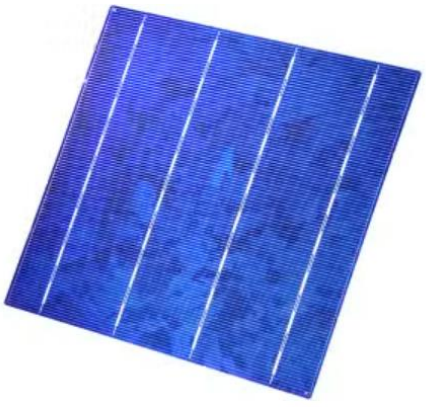

Figure I.18 : cellule PV à base de silicium polycristallin.

I.4.1.3. Silicium amorphe et autres couches minces

Les panneaux photovoltaïques amorphes utilisent du silicium amorphe pour convertir la lumière solaire en électricité. Contrairement au silicium cristallin, leur structure atomique est désordonnée. Cette technologie appartient à la famille des cellules à film mince, où une très fine couche semi-conductrice est déposée sur un substrat, généralement du verre, par des procédés comme la vaporisation ou la pulvérisation. Ces panneaux se distinguent par leur faible épaisseur (environ 1 à 2 µm contre 200 à 250 µm pour le cristallin), ce qui les rend plus légers, parfois flexibles et souvent moins coûteux à produire. Ils présentent une apparence homogène, généralement sombre, et sont largement utilisés dans les applications architecturales et l'intégration au bâtiment. Un panneau amorphe est typiquement constitué d'une plaque de verre recouverte d'une couche active conductrice, avec des contacts métalliques. Les panneaux solaires à film mince utilisent divers matériaux aux propriétés distinctes. Le silicium amorphe, avec ses atomes désordonnés, est moins efficace que le silicium cristallin mais facile à produire. Le tellurure de cadmium (CdTe) est rentable mais peu performant thermodynamiquement et limité par la toxicité du cadmium, Le sulfure de cadmium (CdS) se fabrique à basse température à faible coût, mais présente un rendement limité et des risques toxiques. L'arséniure de gallium (GaAs) offre une très haute efficacité grâce à sa bande interdite directe, mais son usage reste limité aux domaines scientifiques et militaires. Le diséléniure cuivre-indium (CIS) permet d'ajuster l'opacité, tandis que le CIGS apparaît comme une technologie prometteuse, offrant un bon rendement et une stabilité à long terme [13].



Figure I.19 : Un panneau PV à couche mince [13].

I.4.2. Différence entre le silicium cristallin et amorphe

Caractéristique	Monocristallin	Polycristallin	Amorphe
Efficacité	15 – 20 %	13 – 16 %	~6 %
Surface pour 1 kW	~6 m²	~8 m²	11 – 13 m²
Performance selon température	Plus efficace à basse température et faible ensoleillement	Meilleur rendement à haute température	Rendement faible mais résiste bien à la chaleur et lumière diffuse
Coût	Élevé	Moyen	Faible
Couleur / structure	Noire, structure ordonnée	Bleue, structure désordonnée	Structure amorphe, très flexible d'usage
Avantages	Haute efficacité, peu d'espace nécessaire	Bon compromis coût / performance	Flexible, bon fonctionnement en lumière diffuse, moins cher

Tableau I.3 : Différence entre les types de cellule silicium [13].

I.5. Applications des systèmes photovoltaïques en agriculture :

Le système photovoltaïque trouve plusieurs applications dans le secteur agricole, dont les principales sont présentées dans le tableau ci-dessous :

Types d'EnR	Utilisations
Energie solaire photovoltaïque	**production de l'électricité :** - Eclairage au niveau des bâtiments d'élevage. - Alimentation des pivots d'irrigation des terres agricoles. - Pompage d'eau.

Tableau I.4 : Les applications de système PV dans le secteur agricole.

I.6. Cellules photovoltaïques à pérovskite

I.6.1. Historique

Les matériaux photovoltaïques prometteurs que sont les pérovskiites halogénées métalliques (MHPs) présentent un potentiel important. Le terme pérovskiite tire son origine du minéral titanat de calcium ($CaTiO_3$), qui a été identifié en 1839 dans l'Oural, en Russie, par le

minéralogiste Lev Perovski. L'expression générale de leur formule est ABX_3, où A et B représentent respectivement des cations de valence un et deux, tandis que X symbolise un anion. Ces substances possèdent des caractéristiques optoélectroniques remarquables : une absorption lumineuse intense, une large diffusion des porteurs (>1 mm), une recombinaison non radiative réduite et une grande tolérance aux imperfections. On les emplois dans les cellules solaires, les LED, les lasers, les capteurs et diverses applications biomédicales [14].

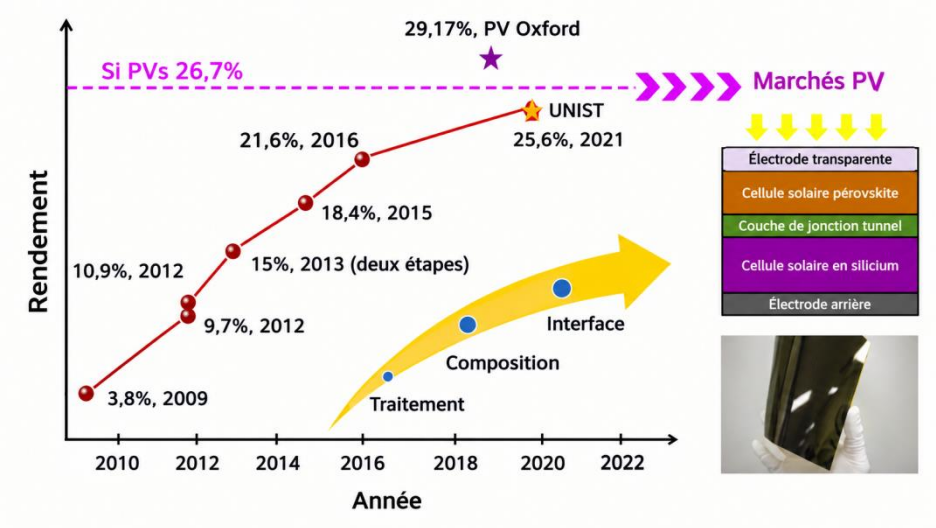

Figure I.20 : Amélioration progressive de l'efficacité des systèmes photovoltaïques à base de pérovskite [14].

Les premières cellules solaires à base de pérovskite ont été développées en 2009, avec un rendement initial de 3,8 % en conditions de laboratoire**.** En 2012, la problématique liée à l'instabilité des électrolytes liquides a été surmontée grâce au développement de structures entièrement solides, permettant d'atteindre un rendement de 10 % en laboratoire. Depuis, les performances des cellules pérovskites ont connu une progression remarquable. Les cellules à jonction unique ont ainsi atteint un rendement de **25,6 %**, tandis que les cellules tandem pérovskite/silicium ont atteint **29,52 %**. Par ailleurs, les cellules tout-pérovskite ont également progressé jusqu'à **26,4 %**. Ces valeurs correspondent à des rendements obtenus à l'échelle de laboratoire et ne représentent pas nécessairement les performances des modules photovoltaïques commerciaux. Sur le plan théorique, le rendement maximal d'une cellule à jonction unique est d'environ **33 %**, tandis que celui des architectures tandem peut dépasser **40 %**. Grâce à leur potentiel de haut rendement, leur flexibilité dans le choix des matériaux et leur potentiel de réduction des coûts de fabrication, les cellules à base de pérovskite sont considérées comme une technologie photovoltaïque émergente particulièrement prometteuse [14].

I.6.2. Structure de pérovskite et principe de fonctionnement

I.6.2.1. Structure cristalline de pérovskite

Les pérovskites halogénées métalliques ont une structure cristalline de type ABX_3, où A est un cation comme MA^+, FA^+ ou Cs^+, B est un cation métallique Pb^{2+} ou Sn^{2+}, et X est un anion halogénure (Cl^-, Br^-, I^-) ou pseudo-halide. La structure cristalline peut être évaluée à l'aide du facteur de tolérance de Goldschmidt t tel que : $t = (R_A + R_X)/(R_B + R_X)$ et du facteur octaédrique μ avec $\mu = (R_B/R_X)$, et les pérovskites stables pour les cellules solaires se situent généralement dans les plages t = 0,81–1,1 et μ = 0,44–0,9 [14].

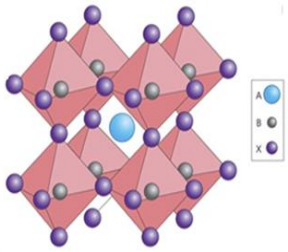

Figure I.21 : Structure cubique pérovskite avec ABX3 [14].

I.6.2.2. Principe de fonctionnement de cellule pérovskite

Les cellules solaires à pérovskite fonctionnent selon le principe général du photovoltaïque, c'est-à-dire la conversion de l'énergie lumineuse en énergie électrique. Leur particularité réside dans le matériau utilisé, la pérovskite, et leur capacité à capter efficacement la lumière tout en assurant un transfert optimal des charges électriques. Elles possèdent une architecture stratifiée comprenant plusieurs couches fonctionnelles : la couche active de pérovskite, qui absorbe le rayonnement lumineux et génère les porteurs de charge (électrons et trous), les couches de transport sélectives, qui séparent et dirigent les charges vers les contacts, et enfin les électrodes, qui collectent le courant électrique produit par la cellule [15].

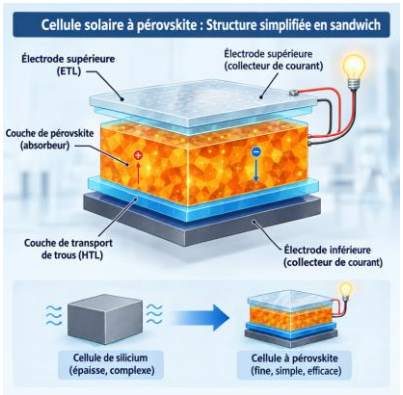

Figure I.22 : Différents couches d'une cellule pérovskite.

I.6.3. Rendement des cellules pérovskite

Actuellement, les cellules photovoltaïques en pérovskite ont atteint des niveaux d'efficacité supérieurs à 25 %, ce qui les rend comparables aux cellules en silicium de haute qualité. Principalement due à leur coefficient d'absorption élevé, cette performance permet de saisir efficacement une vaste gamme du spectre lumineux. Par ailleurs, la minceur de la couche active et les caractéristiques structurelles du matériau favorisent une conversion optimale de l'énergie solaire. En définitive, ces technologies laissent entrevoir une méthode de production plus rentable que celle des dispositifs photovoltaïques conventionnels [15].

I.6.4. Comparaison entre le pérovskite et le slilicium

Les cellules photovoltaïques à base de pérovskite et celles en silicium présentent des caractéristiques distinctes. Le silicium cristallin, largement utilisé dans l'industrie photovoltaïque, offre une grande stabilité, une durée de vie dépassant 20 à 25 ans et un rendement commercial typiquement compris entre 18 % et 22 %. Il possède une bande interdite relativement faible, tandis que les matériaux pérovskites présentent généralement une bande interdite plus large et ajustable en fonction de leur composition. Cette différence de bande interdite permet notamment à la pérovskite d'absorber une partie du spectre solaire différente de celle exploitée par le silicium, ce qui constitue un avantage important pour les cellules photovoltaïques tandem. En revanche, les cellules à pérovskite se distinguent par un coût de fabrication potentiellement plus faible, une légèreté accrue et des rendements en laboratoire dépassant 25 %, avec une progression rapide ces dernières années. Toutefois, leur principal défi reste la stabilité à long terme et la sensibilité à l'humidité, à la chaleur et aux rayonnements UV, ce qui limite encore leur déploiement à grande échelle. Le tableau suivant présente les principales différences entre les cellules photovoltaïques à base de pérovskite et celles en silicium :

Critère	Cellule Pérovskite	Cellule Silicium
Technologie	Nouvelle génération, structure cristalline ABX_3	Mature, monocristallin ou polycristallin
Rendement en laboratoire	>25 % (jusqu'à 30 % en tandem)	22–26 %
Coût de fabrication	Faible (procédés à basse température)	Élevé (haute température, wafers)
Flexibilité	Oui	Non

Stabilité	Faible à moyenne	Excellente
Durée de vie	2 à 5 ans actuellement	25 à 30 ans
Matériaux	Halogénures de plomb ou d'étain	Silicium pur
Bande d'interdie	Large	faible

Tableau I.5 : Comparaison générale entre le Silicium et le Pérovskite [15].

I.6.5. Cellules tandem pérovskite et le silicium

Dans les cellules photovoltaïques hybrides tandem, une couche de pérovskite est déposée au-dessus d'une cellule en silicium. La pérovskite absorbe principalement les courtes longueurs d'onde du spectre solaire, notamment la lumière visible, tandis que le silicium capte les longueurs d'onde plus longues, correspondant principalement au rayonnement infrarouge. Cette complémentarité permet d'améliorer l'exploitation du spectre solaire et d'atteindre des rendements de conversion supérieurs à 30 %, constituant ainsi une avancée importante dans le domaine de l'énergie photovoltaïque [15].

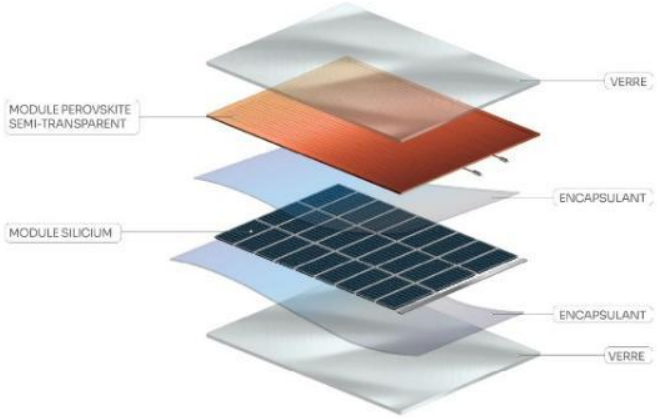

Figure I.23 : module à base de tandem Silicium/pérovskite.

I.6.6. Les principaux avantages et inconvénients des cellules photovoltaïques à base de pérovskite :

I.6.6.1. Avantages

- **Rendement élevé**

Les cellules à pérovskite ont atteint des rendements supérieurs à 25 % en laboratoire, avec une progression très rapide ces dernières années [15].

- **Coût de fabrication potentiellement faible**

Elles peuvent être fabriquées par des procédés à basse température et par dépôt en solution, ce qui réduit la consommation énergétique par rapport au silicium cristallin [15].

- **Légèreté et flexibilité**

Les couches actives sont très fines, ce qui permet la fabrication de modules légers et éventuellement flexibles [15].

- **Excellente absorption optique**

Les pérovskites possèdent un fort coefficient d'absorption, permettant de capter efficacement la lumière avec une faible épaisseur de matériau [15].

- **Compatibilité avec les structures tandem**

Elles peuvent être combinées avec le silicium pour former des cellules tandem à haut rendement, dépassant les limites théoriques des cellules simples jonctions [15].

I.6.6.2. Inconvénients

- **Faible stabilité à long terme**

Les cellules à pérovskite présentent une durée de vie encore limitée, car elles se dégradent plus rapidement que les cellules en silicium sous l'effet de facteurs externes tels que l'humidité, la chaleur, l'oxygène et le rayonnement ultraviolet, ce qui affecte leurs performances au fil du temps.

- **Sensibilité aux conditions environnementales**

Ces cellules sont particulièrement sensibles aux variations de température et à l'exposition prolongée au rayonnement solaire, ce qui peut entraîner des modifications de leur structure interne et une diminution progressive de leur rendement.

- **Présence de plomb**

La majorité des pérovskites à haut rendement contiennent du plomb, un élément toxique qui soulève des préoccupations environnementales et sanitaires, notamment en cas de dégradation des modules ou de mauvaise gestion en fin de vie.

- **Problèmes d'encapsulation**

Pour améliorer leur stabilité et prolonger leur durée de vie, une encapsulation efficace est indispensable, mais cela peut augmenter la complexité de fabrication ainsi que les coûts globaux du système.

- **Industrialisation encore limitée**

Malgré des rendements élevés obtenus en laboratoire, souvent supérieurs à 25 %, la production à grande échelle reste encore en développement, contrairement à la technologie du silicium qui bénéficie d'une maturité industrielle et d'une fiabilité largement éprouvée.

1.7. Conclusion

Ce chapitre a permis d'établir le cadre général de cette étude en mettant en évidence le fort potentiel solaire de l'Algérie ainsi que sa dépendance aux énergies fossiles, ce qui rend nécessaire le développement des énergies renouvelables, en particulier dans le secteur agricole. Nous avons présenté les principes de fonctionnement des systèmes photovoltaïques ainsi qu'un aperçu des principales technologies disponibles, en accordant une attention particulière aux cellules à pérovskite, reconnues pour leurs rendements prometteurs malgré certaines limitations liées à leur stabilité. L'ensemble de ces éléments constitue une base théorique essentielle pour aborder, dans le chapitre suivant, l'analyse du site et l'évaluation énergétique de la ferme agricole.

Chapitre II

Analyse du site et évaluation des besoins énergétiques de la ferme agricole

II. Introduction

Le succès de l'implantation d'un système de production d'énergie renouvelable repose sur une compréhension fine de l'interaction entre la ressource disponible et la demande énergétique. Ce deuxième chapitre est consacré à l'analyse environnementale et technique de la ferme agricole située à Sabra (Tlemcen). Dans un premier temps, nous étudierons les caractéristiques climatiques du site, en mettant l'accent sur le gisement solaire et les contraintes locales telles que les dépôts de poussière et les variations thermiques, qui influencent directement les performances des cellules photovoltaïques, notamment celles à base de pérovskite. Ensuite, nous procéderons à une évaluation quantitative et qualitative des besoins énergétiques liés au pompage hydraulique, et à l'éclairage. Enfin, nous présenterons l'architecture du système autonome retenu pour répondre à ces charges de manière durable et efficace.

II.1. Condition climatique de la région de Tlemcen

II.1.1. Analyse de l'irradiation solaire

La région de Tlemcen bénéficie d'un ensoleillement important caractérisé par un potentiel solaire élevé. La puissance solaire maximale atteint environ 1 kW/m². L'énergie journalière maximale, sous ciel clair en période estivale, dépasse 6 kWh/m². Le niveau annuel d'irradiation solaire est significatif, traduisant des conditions favorables à l'exploitation de l'énergie solaire. La variation mensuelle du flux d'irradiation solaire met en évidence les contributions du rayonnement direct et diffus au cours de l'année [16].

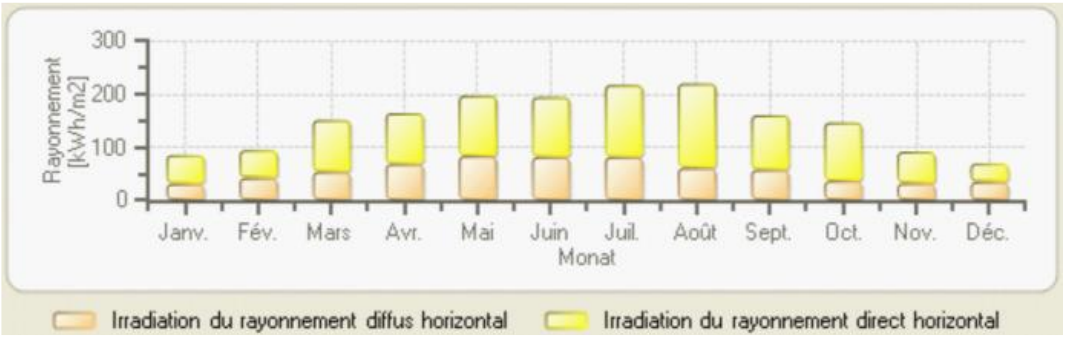

Figure II.1 : Le changement mensuel du flux d'irradiation solaire directe et diffuse à Tlemcen [16].

L'évolution mensuelle de l'irradiation globale à Tlemcen met en évidence la répartition entre le rayonnement direct et le rayonnement diffus. On observe une structure saisonnière marquée, avec une progression de l'apport énergétique dès le printemps jusqu'à un maximum en juillet et août, dépassant 200 kWh/m² par mois. Cette période de forte insolation est dominée par le

rayonnement direct. En revanche, en hiver, l'irradiation globale diminue sous 100 kWh/m² et la part du rayonnement diffus devient proportionnellement plus importante en raison d'une nébulosité accrue, bien que le gisement reste exploitable pour les besoins de base de l'exploitation.

II.1.2. Impact de l'irradiation sur le fonctionnement des cellules photovoltaïques

Pour une température fixée à 25°, on note une petite baisse de la tension en circuit ouvert lorsque l'intensité lumineuse décroît. Par ailleurs, le courant est proportionnel directement à l'irradiation à ces niveaux de luminosité [17].

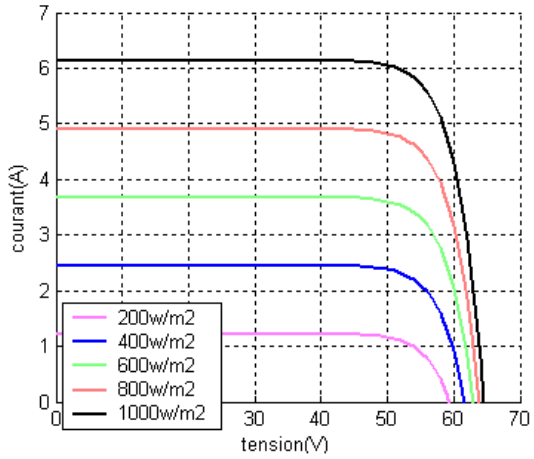

Figure II.2 : Influence de l'éclairement sur le courant et la tension [17].

Donc on peut conclure que la puissance aussi varie de la même façon :

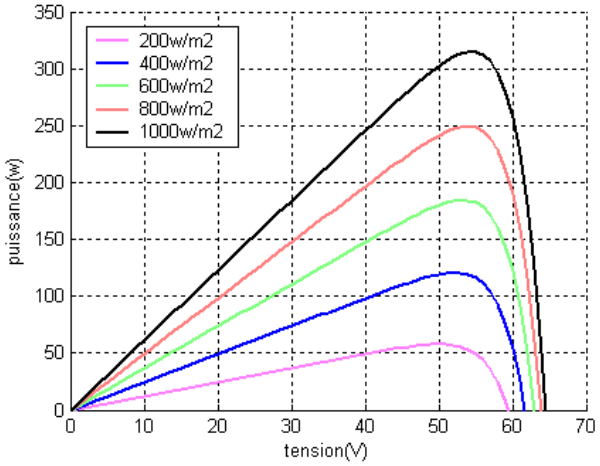

Figure II.3 : Influence de l'éclairement sur la puissance [17].

Ces données montrent que Tlemcen bénéficie d'un ensoleillement important, surtout en été, ce qui est favorable pour les installations photovoltaïques. Le rayonnement direct dominant

confirme la capacité de produire efficacement de l'électricité solaire. Ainsi, la région peut être considérée comme adaptée au développement de projets PV.

II.1.3. Profil de température ambiante

Le climat méditerranéen est caractéristique de la région de Tlemcen. Durant l'été, juillet et août sont les mois les plus chauds, avec des températures qui varient de 25°C en mai à une moyenne de 28 à 30°C durant juillet et août. Durant l'hiver, il est courant que la zone soit recouverte de neige, avec des températures oscillant entre 0 et 15°C [16].

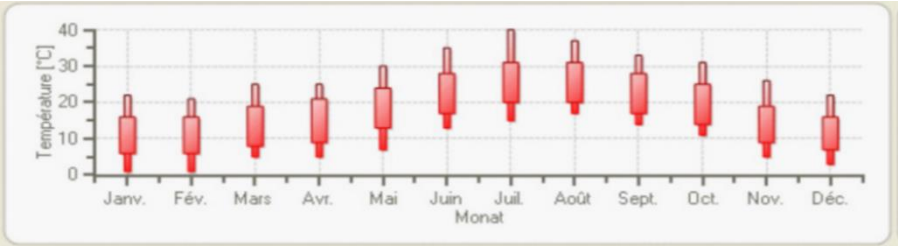

Figure II.4 : Température moyenne mensuelle à Tlemcen [16].

II.1.4. Impact de la température sur le fonctionnement des cellules photovoltaïques

Le comportement des cellules photovoltaïques est grandement influencé par la température. Dans des conditions d'éclairage constantes de 1000 W/m² et pour des températures variant de 0 °C à 75 °C, le courant s'accroît avec la température alors que la tension en circuit ouvert se réduit, entraînant une diminution de la puissance maximale disponible [17].

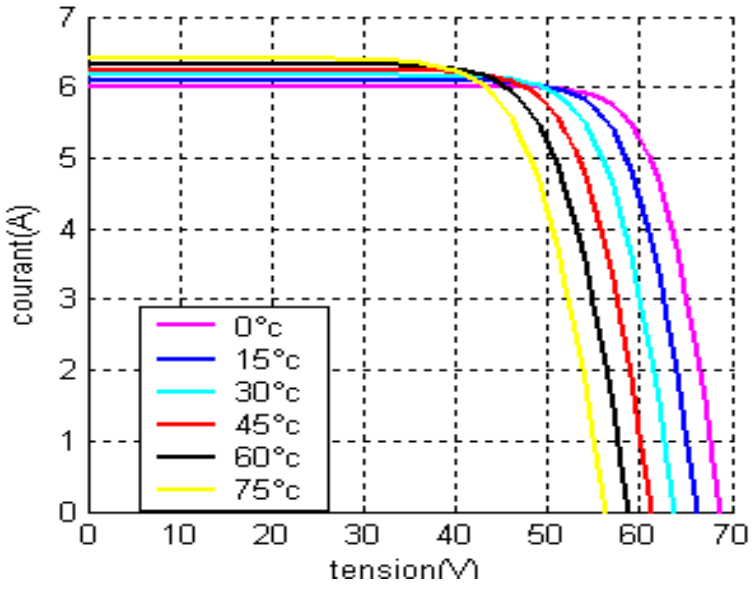

Figure II.5 : Influence de température sur le courant et la tension [17].

D’autre part :

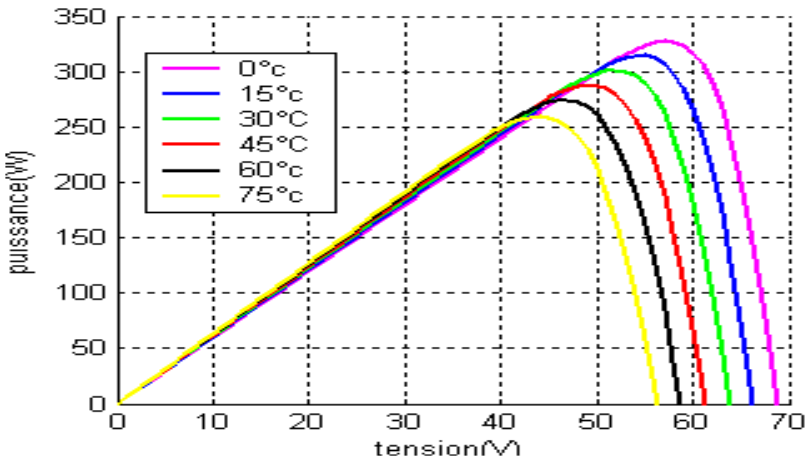

Figure II.6 :Influence de température sur la puissance [17].

Le rendement des panneaux photovoltaïques est légèrement affecté par les températures de Tlemcen. Durant l'été, les panneaux solaires peuvent voir leur efficacité légèrement diminuée par la chaleur, alors qu'en hiver, leur performance pourrait être même optimisée, à condition que la neige ne s'accumule pas sur eux. De ce fait, les conditions climatiques de la région demeurent propices à l'utilisation de l'énergie solaire tout au long de l'année.

II.1.5. Analyse de l’impact de la poussière

II.1.5.1. Nature et caractéristique des particules de poussière :

L'efficacité des panneaux solaires, estimée entre 15 % et 25 %, se voit réduite par les pertes associées aux onduleurs, au câblage et à la saleté, incluant les débris et la poussière. Cette définition se réfère à des particules solides dont le diamètre est inférieur à 500 µm, susceptibles de posséder des caractéristiques chimiques, biologiques ou électrostatiques. Le dépôt sur les modules est influencé par divers éléments, tels que la dimension des grains, les propriétés physiques des surfaces, comme le genre de verre ou les procédés de surface, en plus de la vitesse du vent. De nombreuses recherches ont été menées sur ce phénomène, examinant les processus de transport et d'accumulation des poussières, ainsi que leur influence sur l'efficacité des systèmes photovoltaïques [18]. On peut distinguer plusieurs types de poussière tel que :

· Sol rouge (Red soil).

· Cendre (Ash).

· Sable (Sand).

· Carbonate de calcium (Calcium carbonate).

· Gel de silice (Silica gel).



Figure II.7 : les types de poussière [18].

II.1.5.2. Influence de la poussière sur le système photovoltaïque

La présence de poussière sur les modules photovoltaïques réduit considérablement leur rendement, affectant à la fois leur performance électrique et leur capacité, alors que ces panneaux sont initialement conçus pour fonctionner correctement pendant plus de vingt ans. La poussière exerce plusieurs impacts sur les panneaux, tels que la diminution de l'intensité solaire reçue et la dégradation progressive des performances, ce qui rend l'étude de cette dégradation essentielle pour améliorer l'optimisation et la planification des systèmes photovoltaïques [18].

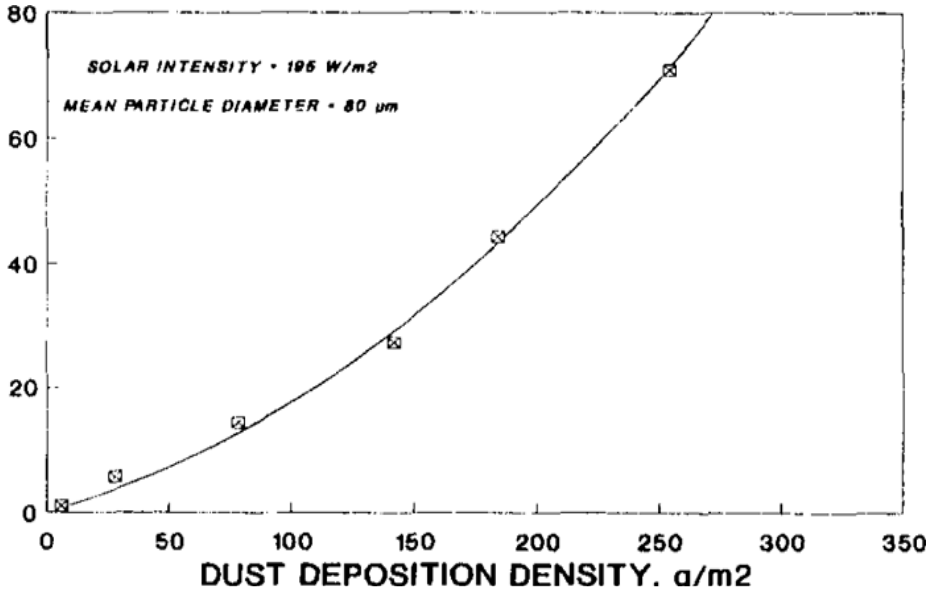

Figure II.8 : La diminution de l'énergie solaire captée par des panneaux solaires en relation avec la densité g/m² [18].

Le type de poussière présent sur les modules photovoltaïques influence directement leur rendement. Les expériences ont montré que chaque type de particule entraîne une variation spécifique de la tension, ce qui souligne l'importance de considérer la nature du polluant pour évaluer et optimiser la performance des panneaux [18].

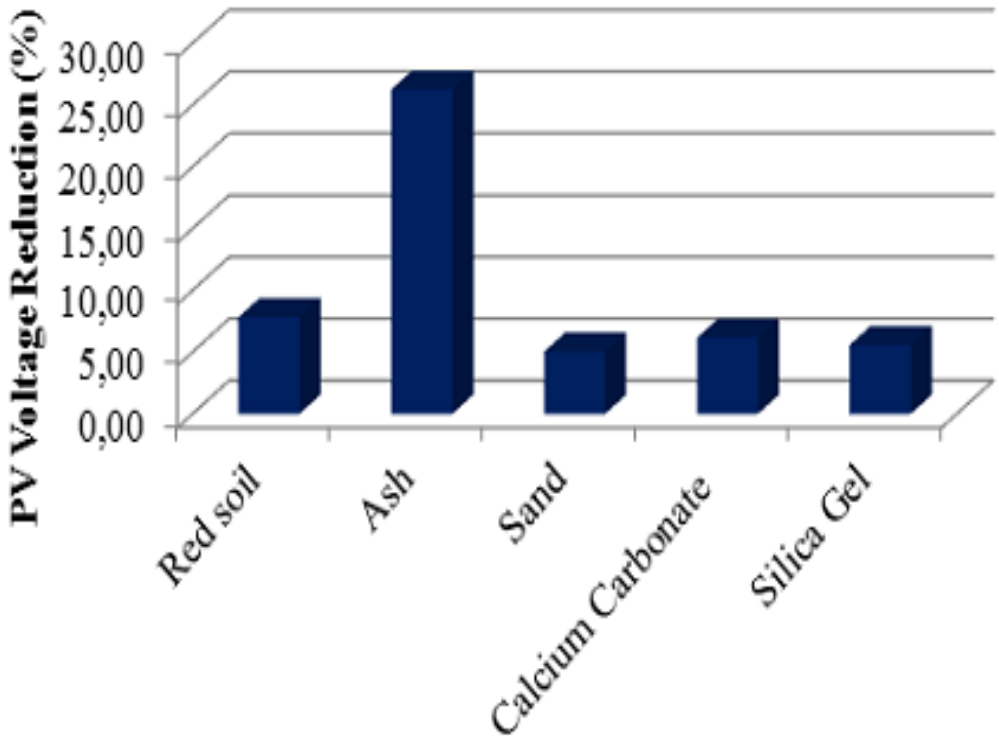

Figure II.9 : Diminution de la performance en tension selon le type de poussière [18].

L'étude de l'effet des dépôts solides sur le rendement électrique révèle un lien significatif entre la qualité de la poussière et la diminution de la tension des panneaux solaires. Les cendres peuvent être très nuisibles, ayant le potentiel de diminuer la tension d'environ 30%, tandis que d'autres formes de particules, telles que le sol rouge ou le sable, provoquent des pertes plus modérées mais notables, oscillant entre 5% et 9%. Cette constatation met en relief l'importance de considérer les pertes causées par l'encrassement lors du calcul de la taille des panneaux.

À Tlemcen, la performance et le rendement des modules photovoltaïques sont directement affectés par l'accumulation de poussière. Des particules solides comme la terre rouge, le sable ou les cendres provoquent une baisse de tension et ont un impact considérable sur l'efficacité des panneaux. Ceci met en évidence la nécessité d'intégrer les pertes liées à l'encrassement lors du calcul de la taille pour garantir une performance optimale sur le long terme.

II.2. Présentation général de la ferme agricole :

II.2.1. Contexte géographique de la commune de Sabra

La commune de Sabra se trouve au cœur de la wilaya de Tlemcen, en Algérie, au sein de la région oranaise. La ville principale se trouve à approximativement 20 kilomètres à l'ouest de Tlemcen. Elle couvre une zone de 160 km², fait partie de la daïra de Sabra sur le plan administratif et englobe diverses localités telles que Sabra, Oued Zitoun, Chréa, Barbata et Tileft. Les limites de la commune sont tracées par les municipalités avoisinantes de Hammam Boughrara, Ouled Riyah, Beni Mester, Bouhlou et Aïn Ghoraba. Elle est située à peu près à 34° 49′ 39″ de latitude nord et 1° 31′ 42″ de longitude ouest [19].



Figure II.10 : La commune de sabra dans la wilaya de Tlemcen [19].

II.2.2. Localisation et délimitation de la ferme agricole étudiée

Pour cette étude, nous avons choisi la ferme de Chiali, composée de plusieurs terrains appartenant à différents propriétaires. Une parcelle de 219 111 m², facilement accessible depuis la route, a été retenue pour son potentiel d'exploitation. Il s'agit de la parcelle appartenant au propriétaire que nous avons contacté dans le cadre de cette étude. Sa localisation est particulièrement adaptée à l'installation d'un système photovoltaïque, répondant aux besoins énergétiques de la ferme agricole

Elle se situe à 34.87886° de latitude (34° 52′ 44″ N) et -1.5276° de longitude (1° 31′ 39″ O) [20].



Figure II.11 : Représentation satellitaire des contours de la parcelle retenue.

II.2.3. Conditions climatiques de la ferme

II.2.3.1. Irradiation globale mensuelle de la ferme

D'après Photovoltaïc Geographical Information System (PVGIS), nous avons étudié l'irradiation mensuelle de la ferme. Cette analyse a permis d'évaluer la disponibilité solaire tout au long de l'année, afin de déterminer le potentiel énergétique pour l'installation d'un système photovoltaïque adapté aux besoins de la ferme [21].

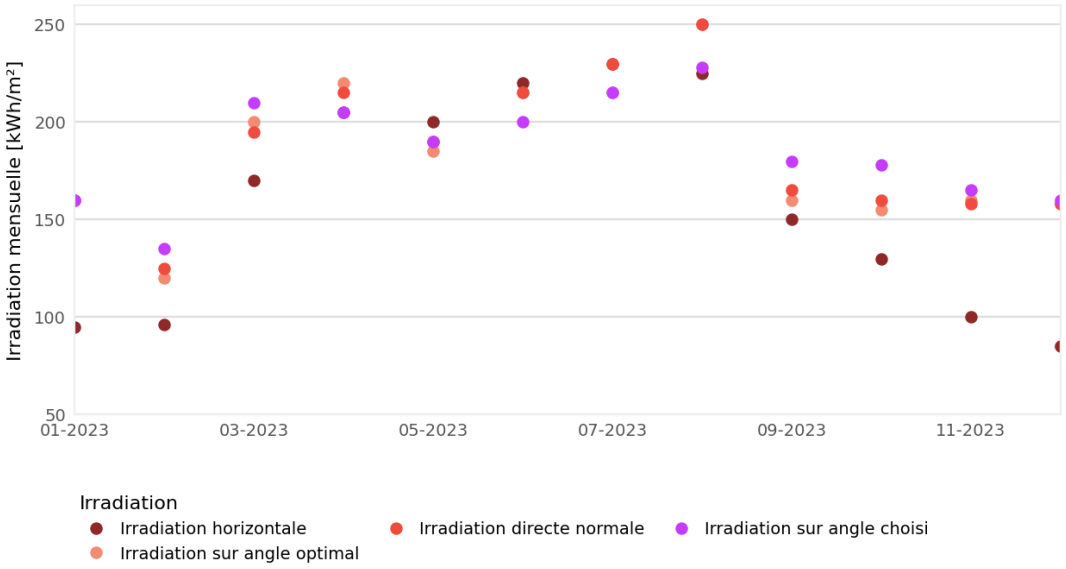

Figure II.12 : Irradiation mensuelle de la ferme de l'année 2023 [21].

On peut observer différentes formes d'irradiation, telles que l'irradiation horizontale, l'irradiation sur angle optimal, l'irradiation directe normale, ainsi que l'irradiation sur un angle choisi. Pour notre étude, nous avons opté pour un angle de 35° afin d'optimiser la captation solaire et obtenir des résultats représentatifs et fiables.

Le tableau suivant présente les valeurs de l'irradiation pour l'angle d'inclinaison optimal, permettant d'analyser avec précision le potentiel solaire de la ferme mois par mois.

Mois	**Irradiation (kWh/m^2)**
Janvier	163.5
Février	139.94
Mars	210.75
Avril	220.27
Mai	196
Juin	204.29
Juillet	219.97
Août	234.75
Septembre	186
Octobre	182.3
Novembre	170.04
Décembre	161.45

Tableau II.1 : Différentes valeurs mensuelles d'irradiation globale de la ferme.

L'étude des valeurs d'irradiation solaire à l'angle optimal met en évidence une fluctuation saisonnière caractéristique du rayonnement solaire. Les niveaux les plus élevés sont observés durant les mois d'été, notamment en août (234,75 kWh/m²) et juillet (219,97 kWh/m²), ce qui témoigne d'un ensoleillement fort et constant. En revanche, les mois d'hiver tels que janvier (163,5 kWh/m²) et décembre (161,45 kWh/m²) affichent les plus basses valeurs en raison de journées plus brèves et d'un ensoleillement moindre. Les périodes de printemps et d'automne présentent des valeurs intermédiaires, ce qui permet une production solaire assez constante tout au long de l'année.

II.2.3.2. Irradiation globale Journalier de la ferme

L'analyse de l'exposition quotidienne à la radiation montre un profil similaire tout au long de l'année, avec une même forme de courbe mais des valeurs qui varient selon la saison. Le mois d'août présente les niveaux d'irradiation les plus élevés.

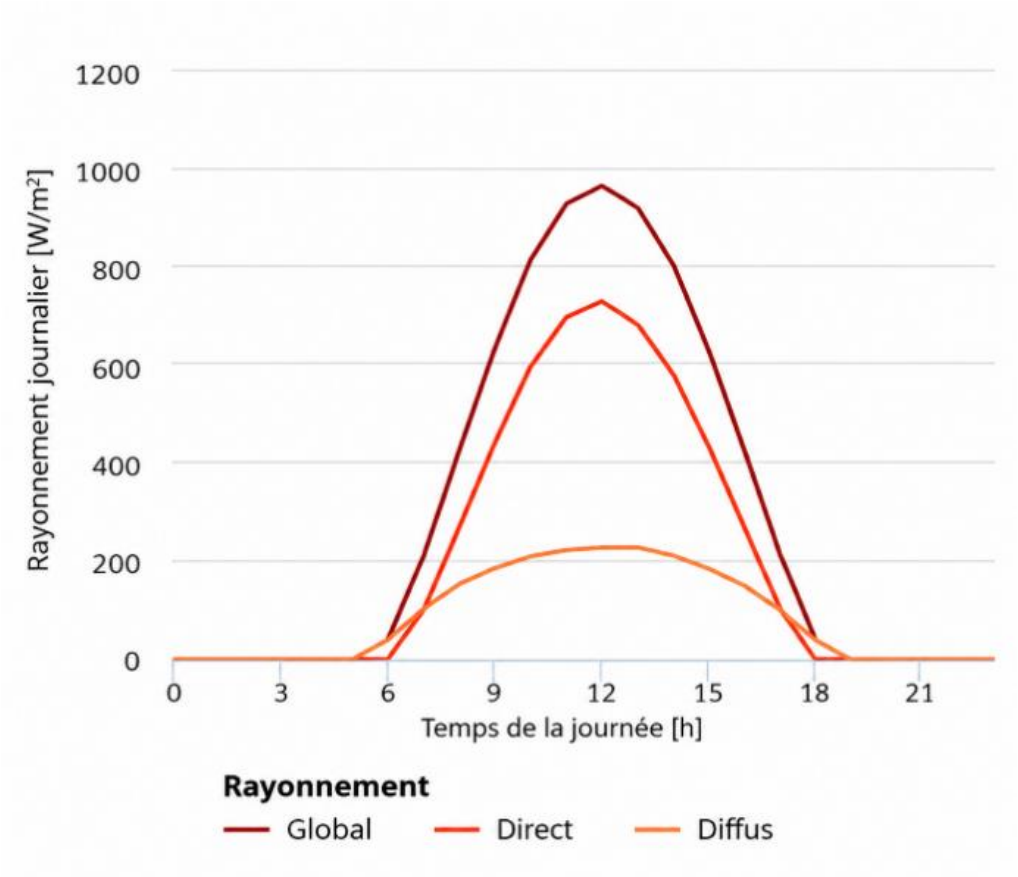

Figure II.13 : Irradiation journalier de la ferme [21].

Le tableau suivant présente les valeurs précises de l'irradiation journalière sur l'angle optimal, permettant d'analyser avec exactitude le potentiel solaire de la ferme au cours de la journée de 17 février 2026 .

Heure	Irradiation (W/m^2)
00:45	0
01:45	0
02:45	0
03:45	0
04:45	0
05:45	0
06:45	40
07:45	206
08:45	425
09:45	637
10:45	814
11:45	928
12:45	962
13:45	916
14:45	798
15:45	625
16:45	422
17:45	210
18:45	40
19:45	0
20:45	0
21:45	0
22:45	0
23 :45	0

Tableau II.2 : Différentes valeurs journaliers d'irradiation globale de la ferme [21].

Les valeurs d'irradiation journalière mettent en évidence une variation typique du rayonnement solaire au cours de la journée. L'irradiation est nulle durant la nuit, puis augmente progressivement après le lever du soleil. Elle atteint son niveau maximal aux alentours de midi, avant de décroître graduellement durant l'après-midi jusqu'à s'annuler au coucher du soleil. Cette évolution reflète la dynamique naturelle de l'ensoleillement journalier.

Ces résultats indiquent que la ferme bénéficie d'un potentiel solaire significatif, surtout en été, et confirment l'intérêt de l'installation d'un système photovoltaïque orienté selon l'angle optimal choisi.

II.2.3.3. Température globale mensuelle de la ferme

Pour le même site, nous avons analysé les données de température mensuelles afin de compléter l'étude du potentiel énergétique de la ferme. Ces valeurs permettent d'évaluer l'impact des conditions thermiques sur le rendement des panneaux photovoltaïques et sur le fonctionnement global du système.

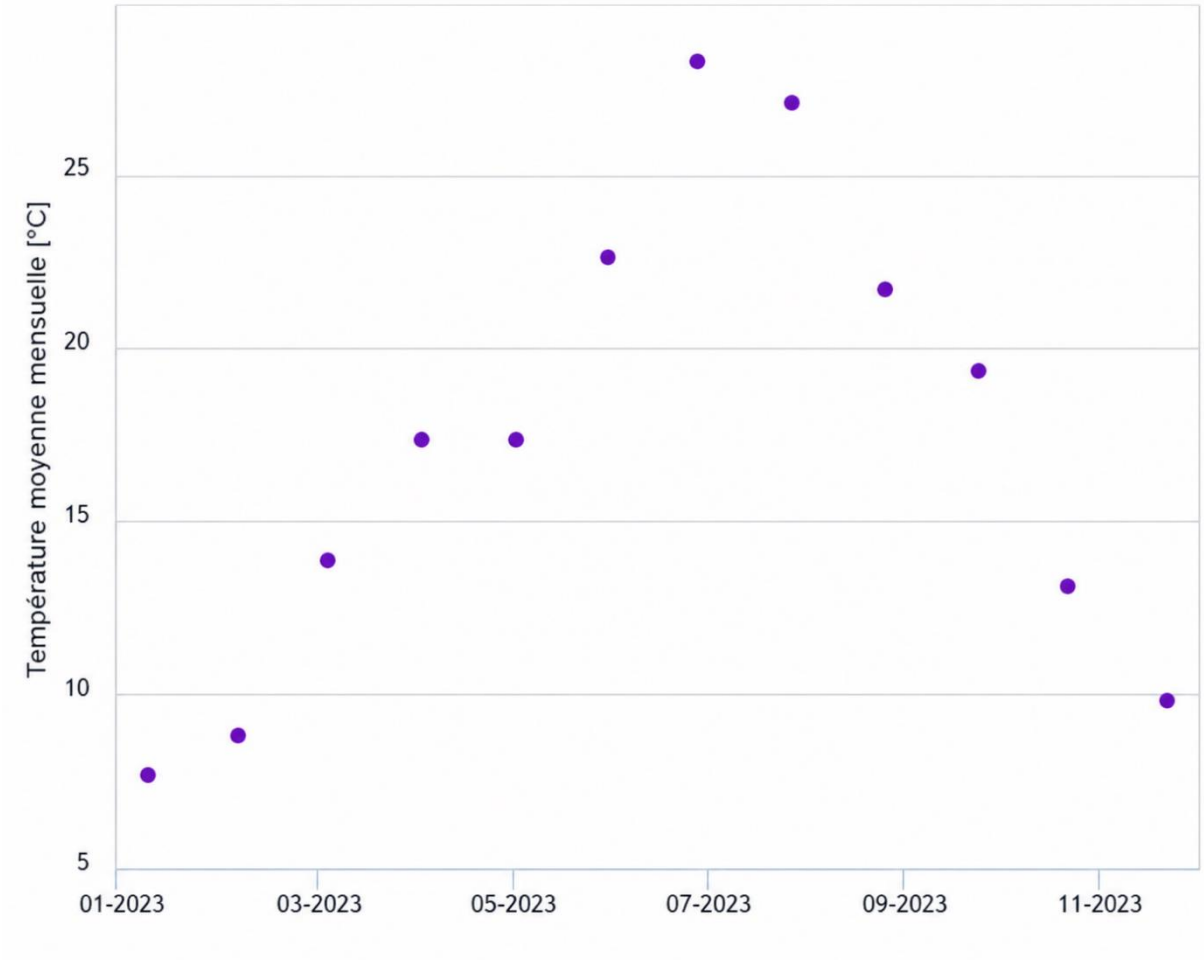

Figure II.14 : Température mensuelle de la ferme.

Les valeurs mensuelles présentées dans le tableau ci-après permettent d'analyser l'évolution du rayonnement solaire au cours de l'année 2026 .

Mois	Température (ºC)
Janvier	7.7
Février	8.8
Mars	13.8
Avril	17.4
Mai	17.4
Juin	22.7
Juillet	28.4
Août	27.2
Septembre	21.6
Octobre	19.2
Novembre	13.3
Décembre	9.8

Tableau II.3 : Valeurs mensuelles de température pour la ferme.

L'examen des températures sur une base mensuelle indique une fluctuation saisonnière standard liée au climat propre à la zone. Les mois d'été, en particulier juillet (28,4 °C) et août (27,2 °C), connaissent les températures les plus hautes, signalant des conditions de chaleur susceptibles d'affecter la performance des panneaux photovoltaïques. Par contre, les mois d'hiver tels que janvier (7,7 °C) et décembre (9,8 °C), affichent les températures les plus basses, ce qui est le reflet de journées plus fraîches. Les températures modérées typiques du printemps et de l'automne contribuent à un fonctionnement stable des équipements.

Ces informations attestent que l'exploitation solaire à la ferme est favorable, grâce à des températures modérées qui ne dépassent généralement pas les limites critiques pour les panneaux photovoltaïques.

II.3. Analyse des besoins énergétiques

La ferme a plusieurs exigences énergétiques essentielles pour le fonctionnement optimal des activités agricoles. Ces besoins se rapportent notamment à l'approvisionnement des systèmes requis pour le fonctionnement de l'exploitation. Cette étude mentionne ci-dessous les divers besoins énergétiques pris en compte.

II.3.1. Pompage d'eau

II.3.1.1. Pompage solaire de l'eau en contexte agri-voltaïque

Les pompes à eau solaires sont essentielles dans les systèmes agri-voltaïques. Leur adaptabilité permet de les dimensionner selon les besoins spécifiques des différentes cultures et la taille du système, améliorant ainsi l'efficacité de la gestion de l'eau [22]. Un aperçu du pompage solaire dans un système agri-voltaïque inclut :

• **Besoins en eau :** Les besoins en eau représentent la quantité d'eau nécessaire pour assurer les différentes activités agricoles, notamment l'irrigation des cultures et l'abreuvement des animaux. Leur estimation permet de déterminer le volume d'eau à pomper quotidiennement et de dimensionner correctement le système de pompage.

• **Panneaux PV:** Le choix et le dimensionnement des panneaux doivent équilibrer la production d'énergie solaire et l'apport lumineux nécessaire aux cultures [22].

• **Contrôleur de charge** : Un contrôleur bien dimensionné assure la gestion efficace de l'énergie vers les batteries, prévient la surcharge et prolonge leur durée de vie, améliorant l'efficacité globale du système [22].

• **Onduleur** : Un dimensionnement correct de l'onduleur garantit une conversion DC/AC stable et fiable, tout en assurant une marge de puissance suffisante pour absorber les appels de courant au démarrage de pompe sans risque de surcharge.

• **Moteur et pompe :** Leur dimensionnement doit répondre aux besoins en eau et en pression, avec un équipement efficace et adapté à l'environnement, garantissant une performance fiable à long terme [22].

• **Structure de montage :** Elle assure la fixation et l'orientation optimale des panneaux pour maximiser l'exposition solaire et la production d'énergie [22].

II.3.1.2. Estimation des besoins en eau des cultures

Données du système :

- Profondeur du puits : 100 m
- Débit demandé :

$Q=25\ m^3/h$

- Rendement de la pompe :

$\eta p=0.7$

- Rendement du moteur :

$\eta_m=0.95$

- Masse volumique de l'eau :

$\rho=1000\ kg/m^3$

- Accélération gravitationnelle :

$g=9.81\ m/s^2$

Hauteur manométrique totale :

Nous ajoutons 5 % de pertes de charge dues au frottement :

H=100+5%=105 m

Puissance électrique de la pompe :

La puissance électrique est donnée par :

$$Pelec = \frac{\rho \times g \times Q \times H}{\eta p \times \eta m} \quad \text{(II.1)}$$

Pelec = 10.7 KW.

II.3.2. Eclairage

L'éclairage constitue un facteur important dans les besoins énergétiques. Pour optimiser l'utilisation de l'énergie, nous avons choisi les lampes LED comme dispositif d'éclairage.



Figure II.15 : Technologie LED applicable dans les exploitations agricoles.

II.3.2.1. L'importance de l'éclairage LED dans l'agriculture :

Actuellement, les LED sont la technologie d'éclairage favorite en agriculture intérieure, grâce à leur performance énergétique, leur production de chaleur minimale, leur spectre lumineux modifiable et leur durabilité prolongée [23].

II.3.2.2. Avantages des LED dans les fermes agricoles

les LED offrent de nombreux avantages pour l'horticulture : sur le plan biologique, elles permettent une culture continue tout au long de l'année, améliorent la qualité des plantes et augmentent le rendement des récoltes ; sur le plan électrique, elles présentent une longue durée de vie, une consommation réduite et une baisse des coûts d'exploitation et de maintenance Enfin, sur le plan environnemental et économique, elles permettent la récolte à la demande, un retour sur investissement favorable, un gain de place et la préservation des ressources.

Les lampes LED offrent un fort potentiel pour améliorer l'efficacité énergétique et réduire les déchets. Elles ont transformé l'éclairage et les pratiques horticoles, permettant un contrôle précis du spectre lumineux pour chaque culture. Cette personnalisation favorise la photosynthèse, stimule la croissance des plantes et contribue à une utilisation plus efficace des ressources [24].

II.4. Profil de charge journalier et annuel :

D'après la relation (II.1), nous obtenons une puissance de 10,7 kW pour la pompe du puits. Par ailleurs, l'éclairage nocturne de la ferme est assuré par des LED dont la puissance totale est de 1 563 W. Nous pouvons résumer notre profil de charge à travers le cahier des charges suivant :

Caractéristique	Hangar	Étable	Serre	Puits
Type de charge	Éclairage	Éclairage	Éclairage	Pompage
Type d'équipement	Tube LED DC T8	High Bay LED DC	High Bay LED DC	Pompe immergée
Quantité	14	6	4	1
Référence proposée	Tube LED T8 48 V DC	High Bay LED DC 48 V	High Bay LED DC 48 V	—
Tension d'alimentation	48 V DC	48 V DC	48 V DC	AC triphasé
Flux lumineux unitaire	3 200–3 600 lm	9 000–11 000 lm	14 000–16 000 lm	—
Puissance unitaire	24 W	100 W	150 W	10,7 kW
Puissance totale	336 W	600 W	600 W	10,7 kW
Efficacité lumineuse	≈ 135 lm/W	≈ 100 lm/W	≈ 100 lm/W	—
Température de couleur	4 000 K	6 500 K	4 000 K	—
Usage	Éclairage nocturne	Éclairage nocturne	Éclairage nocturne	remplissage du bassin

Tableau II.4 : Cahier de charge de la ferme de chiali.

II.4.1. Analyse de la saisonnalité

L'analyse des données climatiques du site met en évidence une corrélation positive entre le potentiel énergétique et les besoins agricoles. La ressource solaire atteint des niveaux maximaux durant la période estivale, avec une irradiation de 219,97 kWh/m² en juillet et un pic de 234,75 kWh/m² en août. Cette période correspond au maximum de la demande énergétique de la ferme. Les températures mensuelles maximales enregistrées, atteignant 28,4 °C en juillet et 27,2 °C en août, provoquent une évapotranspiration accrue des cultures, entraînant une augmentation significative des besoins énergétiques.

Le dimensionnement du générateur photovoltaïque sera pour l'irradiation de 100W/m2 (pire de cas).

II.4.2. Stratégie de gestion horaire

Le pompage est assuré pendant 8 heures, jusqu'à 12 h, afin de remplir le bassin. L'irrigation est ensuite réalisée directement par gravité à partir du bassin. Durant le reste de la journée, après 12 h, l'énergie photovoltaïque disponible est utilisée pour recharger les batteries, qui serviront durant la nuit à alimenter l'éclairage des différentes zones de la ferme agricole.

II.5 Choix de l'architecture (Système autonome)

II.5.1. Définition d'un système autonome

Un système indépendant PV est un système exploitable pour répondre aux besoins énergétiques sans dépendre d'autres sources d'énergie, telles que le réseau électrique.

II.5.2. Les composants d'un système photovoltaïque autonome

Un système photovoltaïque autonome comprend les modules photovoltaïques PV, l'onduleur, la batterie et le régulateur [25].

II.5.2.1. Modules photovoltaïques PV

La puissance maximale, les dimensions et la technologie employée sont des critères distinctifs des panneaux photovoltaïques. Nous allons examiner les modules photovoltaïques à base de tandem (pérovskite/silicium) [25].

II.5.2.2. Onduleur

L'onduleur convertit le courant continu en courant alternatif. Il doit respecter les normes NF EN 62109-1 et NF EN 62109-2 et intégrer la fonction MPPT pour optimiser la production d'électricité [25].

II.5.2.3. Batterie

La batterie doit être conforme à la norme NF EN 62619 et assurer une autonomie d'environ une demi-journée à une journée [25]. Pour alimenter les LED dans la nuit

II.5.2.4. Régulateur

Le régulateur est un convertisseur DC/DC. Il doit respecter les normes NF EN 62509 et NF EN 62109-1 et adapter le courant et la tension fournis par le champ PV aux caractéristiques de la batterie [25].

II.5.3. Pourquoi le système autonome ?

Le choix d'un système photovoltaïque autonome se justifie par le mode de fonctionnement des différentes charges de la ferme. En effet, le pompage est directement alimenté par le champ photovoltaïque pendant la journée, lorsque le rayonnement solaire est disponible, ce qui permet d'utiliser l'énergie produite instantanément sans recourir aux batteries. L'eau pompée est stockée dans le bassin afin d'assurer ensuite l'irrigation par gravité. Les batteries sont ainsi réservées uniquement à l'alimentation de l'éclairage LED durant la nuit, pour une durée de 10 heures. Cette configuration permet de réduire la capacité de stockage nécessaire et de mieux exploiter l'énergie solaire disponible. De plus, le système autonome présente plusieurs avantages pour une exploitation agricole, notamment l'indépendance vis-à-vis du réseau électrique, aussi l'utilisation d'une source d'énergie renouvelable et la possibilité d'alimenter des installations situées dans des zones éloignées du réseau électrique.

II.6. Conclusion

En conclusion, l'étude détaillée de la ferme de Sabra confirme le potentiel exceptionnel du gisement solaire de la région de Tlemcen, avec une irradiation maximale coïncidant avec les périodes de forte demande agricole. L'analyse des besoins a permis d'identifier les charges critiques et de proposer des solutions technologiques économes, comme l'éclairage LED. Nous avons également souligné l'importance des facteurs environnementaux qui devront être compensés lors de la phase de calcul. L'ensemble de ces données de consommation et de production constitue désormais la base technique indispensable pour passer à l'étape suivante. Ces paramètres seront utilisés dans le chapitre suivant pour procéder au dimensionnement rigoureux du générateur photovoltaïque tandem (pérovskite silicium), du parc de batteries et des convertisseurs de puissance.

Chapitre III

Dimensionnement de l'installation photovoltaïque à tandem (pérovskite/silicium)

III. Introduction

Après avoir exposé l'état de l'art des technologies photovoltaïques et le potentiel des matériaux pérovskites dans les chapitres précédents, ce troisième chapitre s'attache à la phase de conception technique et de validation numérique de l'installation. L'objectif principal est de définir une méthodologie rigoureuse pour le dimensionnement optimal d'un système de production d'énergie solaire destiné à couvrir les besoins spécifiques d'une exploitation agricole.

La conception d'une installation basée sur des cellules **Tandem (Pérovskite/Silicium)** impose une approche d'ingénierie précise, car il s'agit d'intégrer une technologie à haut rendement dans un environnement de consommation dynamique. Cette démarche repose sur une analyse quantitative des besoins énergétiques de la ferme, suivie d'une sélection rigoureuse des composants de la chaîne de conversion (générateur, batteries, régulateurs et onduleurs) afin de garantir une fiabilité maximale de l'approvisionnement électrique et aussi une étude économique générale de l'installation.

Parallèlement au dimensionnement physique, ce chapitre développe une dimension analytique à travers la modélisation mathématique du système. Cette étape est cruciale pour traduire le comportement physique des cellules tandem en modèles numériques exploitables. L'ensemble de ces travaux permettra de valider la faisabilité technique de l'installation et de démontrer l'apport de la technologie pérovskite dans l'amélioration des performances énergétiques globales du site agricole.

III.1. Choix des modules photovoltaïque à pérovskite (tandem)

III.1.1. Principe des modules tandem pérovskite–silicium

Les modules photovoltaïques tandem pérovskite–silicium reposent sur une architecture multi-jonction visant à améliorer l'efficacité de conversion de l'énergie solaire. Contrairement aux cellules photovoltaïques conventionnelles à simple jonction, qui sont limitées dans leur capacité à exploiter l'ensemble du spectre solaire, les cellules tandem utilisent deux matériaux semi-conducteurs ayant des bandes interdites différentes afin d'optimiser l'absorption des photons [26].

Dans cette configuration, la couche supérieure est constituée d'un matériau pérovskite, caractérisé par une bande interdite relativement élevée, généralement comprise entre 1,6 et 1,8 eV. Cette couche est principalement responsable de l'absorption des photons de haute énergie dans la région visible du spectre solaire. La couche inférieure, composée de silicium cristallin

possède une bande interdite d'environ 1,1 eV, ce qui lui permet d'absorber les photons de plus faible énergie transmis par la couche supérieure.

Ce principe permet de réduire les pertes énergétiques associées à la thermalisation des photons, qui constitue l'une des principales limitations des cellules à simple jonction. En effet, dans une cellule classique, l'excès d'énergie des photons est dissipé sous forme de chaleur, alors que dans une cellule tandem, cette énergie est mieux exploitée grâce à la présence de plusieurs couches absorbantes [27].

Par ailleurs, le fonctionnement efficace des cellules tandem dépend fortement de la qualité du transport des porteurs de charge. L'intégration de couches de transport sélectives pour les électrons et les trous permet d'améliorer l'extraction des charges et de limiter les recombinaisons non radiatives. L'utilisation de monocouches auto-assemblées comme contacts sélectifs permet d'améliorer significativement les performances et la stabilité des cellules tandem.

Enfin, les cellules tandem pérovskite–silicium peuvent être réalisées selon différentes architectures, notamment les configurations à deux terminaux (2T) et à quatre terminaux (4T), qui influencent le mode de connexion électrique et les performances globales du dispositif [28].

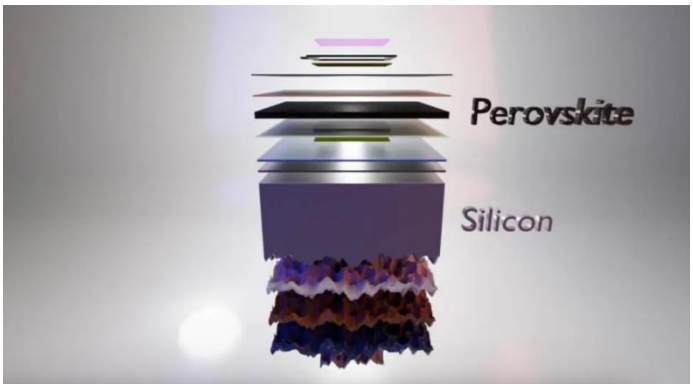

Figure III.1 : Schéma de principe et photo d'un module tandem pérovskite /silicium.

III.1.2. Technologies et architectures des modules tandem pérovskite–silicium

Comme illustré dans la figure III.2 une méthode prometteuse pour dépasser la limite d'efficacité radiative des cellules solaires à simple jonction consiste à coupler plusieurs matériaux absorbants actifs afin de développer des cellules solaires à transition de phase (TSC), capables d'exploiter pleinement le spectre solaire et de réduire les pertes par thermalisation des photons de haute énergie . Dans les TSC multijonctions, les couches absorbantes photoactives, présentant différentes bandes interdites, captent différentes longueurs d'onde du spectre solaire. Prenons l'exemple d'une configuration à deux cellules : la région de haute énergie du spectre

est absorbée par la cellule avant, tandis que les photons de basse énergie transmis sont absorbés par la cellule arrière [29].

Selon les différents modes de connexion, on distingue deux types de TSC à deux cellules : les configurations à quatre bornes empilées mécaniquement (4T) et les configurations à deux bornes monolithiques (2T), comme illustré sur la figure 1d . Dans les TSC 4T, les deux sous-cellules constituent deux cellules solaires complètes et indépendantes, empilées optomécaniquement. Les dispositifs tandem 4T n'étant pas nécessairement connectés en série, ils ne sont pas limités par l'adaptation du courant, ce qui les rend moins sensibles à l'adaptation précise de la combinaison de bandes interdites. La densité de puissance des TSC 4T (P_{4T}) est donnée par :

$$P_{4T}=P_1+P_2=V_1J_1+V_2\,J_2, \qquad \text{(III.1)}$$

où V et J représentent respectivement la tension et la densité de courant des sous-cellules. Les indices 1 et 2 désignent les sous-cellules avant et arrière. Contrairement aux TSC 4T, les deux sous-cellules des TSC 2T sont connectées optiquement et électriquement, les sous-cellules avant et arrière partageant l'électrode centrale. Conformément au principe de continuité du courant dans les cellules solaires 2T, la densité de courant traversant les sous-cellules avant et arrière (J1 et J2) doit être identique, c'est-à-dire « correspondance de courant ». La densité de puissance d'une cellule solaire 2T est :

$$P_{2T}=V_1+V_2J. \qquad \text{(III.2)}$$

L'exigence de « correspondance de courant » dans les cellules solaires 2T pose de nombreux défis pour la réalisation de cellules solaires 2T à haut rendement, notamment l'adaptation de la bande interdite des deux sous-cellules, l'obtention de lignes de courant intercellulaires (ICL) électriques à haut rendement, la gestion des photons, etc [29].

Les cellules solaires à pérovskite sont particulièrement adaptées comme cellule frontale en tandem avec des cellules en silicium en raison de leur mobilité élevée des porteurs de charge, de leur grande longueur de diffusion et de leur bande interdite ajustable . Les cellules solaires à pérovskite 4T/c-Si sont plus faciles à fabriquer, mais leurs électrodes sont très exigeantes. Trois des quatre électrodes doivent être transparentes. L'électrode de surface exposée à la lumière doit présenter une transmittance élevée sur un large spectre, tandis que les deux électrodes centrales doivent présenter une transmittance élevée dans l'infrarouge. Du fait de ces exigences élevées, les cellules solaires à pérovskite 4T souffrent de réflexions et d'absorptions parasites supplémentaires, ce qui se traduit par des rendements relativement faibles. Comparées aux cellules solaires à pérovskite 4T, les cellules solaires à pérovskite 2T/c-Si, qui font l'objet

de cette étude, ne nécessitent qu'une seule électrode transparente à large spectre et présentent un potentiel d'efficacité supérieur [29].

Dans une cellule solaire pérovskite/c-Si 2T, la pérovskite à large bande interdite absorbe la partie bleue du spectre , tandis que le silicium à 1,12 eV absorbe la partie rouge. Le spectre solaire est ainsi mieux exploité et les pertes par thermalisation des photons de haute énergie sont considérablement réduites. De ce fait, les cellules solaires pérovskite/c-Si 2T peuvent dépasser la limite d'efficacité des cellules silicium à jonction unique et des cellules solaires à pérovskite (PSC). La Figure 1e représente les rendements de conversion de puissance (PCE) théoriques en fonction de la bande interdite des sous-cellules avant et arrière dans la configuration monolithique 2T. La ligne pointillée noire de la Figure 1e indique que la combinaison de silicium cristallin (c-Si) à ~1,12 eV avec des pérovskites de 1,65–1,70 eV pourrait potentiellement atteindre une efficacité d'environ 46 %. Ce résultat suggère que la cellule avant en pérovskite, avec une bande interdite adaptée, est cruciale pour la réalisation de cellules solaires pérovskite/c-Si à haut rendement [29].

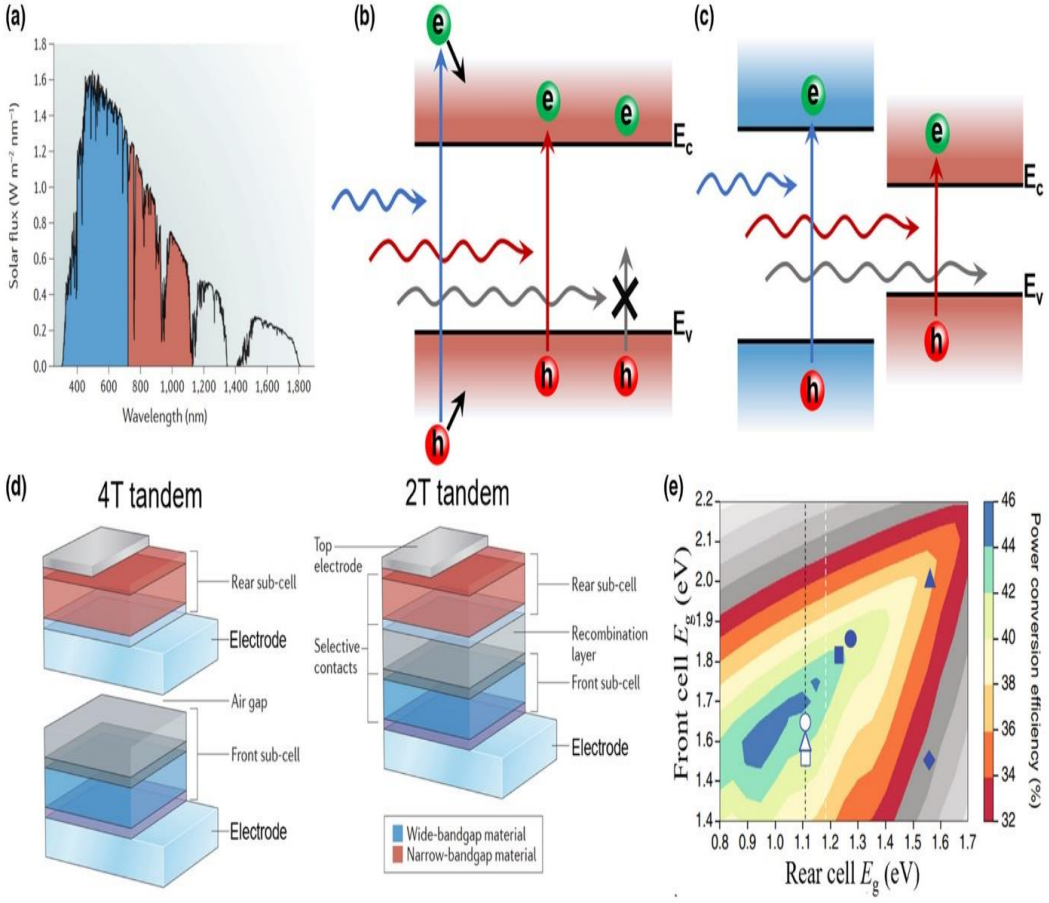

Figure III.2 : Mécanismes de fonctionnement et limite d'efficacité pour les TSC.

III.1.3. Caractéristiques électriques des modules photovoltaïques tandem

Les paramètres électriques du panneau photovoltaïque tandem Pérovskite/Silicium ont été obtenus à partir d'une modélisation et d'une simulation réalisées sous le logiciel Simulink. Cette simulation a permis d'extraire les principales caractéristiques électriques du module photovoltaïque dans les conditions standards de test (STC), correspondant à une irradiation de 1000 W/m² et une température de 25∘C. Les paramètres obtenus, tels que la puissance maximale Pmax, la tension au point de puissance maximale Vmpp, le courant au point de puissance maximale Impp, la tension en circuit ouvert Voc, le courant de court-circuit Isc ainsi que le rendement du panneau η, sont présentés dans le tableau suivant :

Paramètre	Valeur estimée
Pmax (Wc)	605
Vmpp (V)	57,3
Impp (A)	10.6
Voc (V)	64.1
Isc (A)	10,8
η (%)	28.8
Dimensions (mm)	1987×1057

Tableau III.1 : paramètres électriques de panneau tandem pérovskite /silicium.

Les caractéristiques obtenues par simulation montrent que le module tandem proposé présente une puissance de 605 Wc et un rendement estimé de 28,8 %, ce qui traduit l'intérêt de l'association pérovskite/silicium. À titre de comparaison, les modules tandem commerciaux d'Oxford PV affichent actuellement un rendement de l'ordre de 25 %. Ainsi, le modèle étudié présente un rendement théorique supérieur, tout en conservant une puissance élevée par unité de surface. Cette différence peut s'expliquer par le fait que les valeurs de notre module sont issues d'une modélisation sous MATLAB/Simulink, tandis que les modules Oxford PV correspondent à des produits industriels soumis aux contraintes de fabrication et de commercialisation.

III.1.4. Caractéristiques physiques et structurelles des modules photovoltaïques tandem

Les caractéristiques physiques et structurelles du module tandem reflètent une conception avancée adaptée aux applications photovoltaïques à grande échelle. Selon les données fournies par Oxford PV et à partir d'une simulation de panneau sous Matlab simulink , ce module est composé de **72 cellules tandem pérovskite–silicium** , avec des dimensions de cellule , permettant une intégration optimisée et une réduction des pertes internes [30].

Le module présente des dimensions globales de **1987 mm × 1057 mm,** pour un poids d'environ **29,9 kg,** ce qui le place dans la catégorie des panneaux photovoltaïques de grande taille destinés aux installations à haute puissance [30].

D'un point de vue structurel, le module adopte une architecture robuste comprenant une double couche de verre, avec un verre avant de **2,1 mm traité anti-reflet (AR coated)** et un verre arrière de **2,1 mm,** assurant à la fois une bonne transmission de la lumière et une protection mécanique renforcée. Le cadre est fabriqué en **aluminium anodisé**, garantissant la résistance aux conditions environnementales et la durabilité du module [30].

Le module est également équipé d'une **boîte de jonction IP68,** assurant une étanchéité complète contre l'eau et la poussière, ainsi que de connecteurs de type **MC4 Evo 2**, avec des câbles de longueur **1 mètre**, facilitant l'installation et la connexion au système photovoltaïque [30].

Sur le plan thermique, le module est conçu pour fonctionner dans une plage de température comprise entre **-40°C et +85°C**, ce qui garantit sa compatibilité avec des conditions climatiques variées, notamment dans les environnements agricoles [30].

Ainsi, les caractéristiques physiques et structurelles du module montrent une conception industrielle avancée combinant robustesse mécanique, protection environnementale et compatibilité avec les standards des installations photovoltaïques modernes.

III.2. Dimensionnement d'installation photovoltaïque par la méthode théorique

III.2.1. Choix de l'onduleur

Le modèle **GD100-011G-4-PV (11 kW)** a été retenu, correspondant exactement à la puissance nominale du moteur de la pompe (courant de sortie nominal de 25 A).

En effet, un onduleur surdimensionné voit ses boucles de régulation (courant, protection, compensation de couple au démarrage) calibrées par rapport à son propre courant nominal, ce qui réduit la précision de contrôle pour une charge relativement faible par rapport à sa capacité. Un choix précis (11 kW) garantit ainsi un fonctionnement optimal, un meilleur rendement et un investissement cohérent.

Les principales caractéristiques techniques de l'onduleur sélectionné sont présentées dans le Tableau suivant :

Paramètre	**Valeur**
Puissance de sortie nominale	11 kW
Courant d'entrée nominal	32 A
Courant de sortie nominal	25 A
Courant d'entrée DC max	39.2 A
Tension d'entrée AC	380 V (-15%) – 440 V (+10%), 3PH
Tension DC max.	800 V
Tension de démarrage	300 V

Tension de fonctionnement min.	250 V
Plage de tension DC d'entrée recommandée	300–750 V
Tension MPP recommandée	550 V

Tableau III.2 : Fiche technique du l'onduleur Goodrive100-PV Series Solar Pump Inverter.



Figure III.3 : Goodrive100-PV Series Solar Pump Inverter

III.2.2. Choix du démarreur progressif pour la pompe

un dispositif complémentaire appelé démarreur progressif (soft starter), constitué de paires de thyristors montés sur chaque phase et pilotés par une carte de commande réglant progressivement leur angle d'amorçage, peut être ajouté en amont du moteur : il augmente graduellement la tension appliquée (de 0 à 100 %) sur quelques secondes, réduisant ainsi le pic de courant et le choc mécanique au démarrage, pour un coût nettement inférieur à celui d'un variateur de vitesse complet, puisqu'il n'agit que lors des phases de démarrage et d'arrêt.



Figure III.4 : Démarreur progressive PSR25-600-70 11KW.

III.2.3. Choix de régulateur de charge

Nous considérons maintenant le régulateur de charge, un dispositif permettant d'adapter la tension à la valeur souhaitée. Étant donné que notre batterie nécessite une tension de 48 V pour une charge correcte, nous avons besoin d'un régulateur de charge capable de fournir cette tension en sortie.

Le régulateur TYQMYSM 120A MPPT Solar Charge Controller a été retenu comme choix, car il présente les caractéristiques suivantes :

Critère	**Valeur**
Référence	TYQMYSM 120A MPPT Solar Charge Controller
Tension PV max	480 V

Courant maximal	120 A
Tension batterie	24V – 192V

Tableau III.3 : Caractéristiques du régulateur de charge TYQMYSM 120A MPPT Solar Charge Controller [31].



Figure III.5 : Régulateur de charge MNHAWKE'S BAY90-PW.

III.2.4. Dimensionnement des batteries

III.2.4.1. Choix de la batterie (Lithium- Fer-Phosphate)

La batterie AQ-LITH D48-50 se distingue par ses performances élevées et sa grande fiabilité dans les applications de stockage d'énergie. Grâce à la technologie Lithium Fer Phosphate (LiFePO4), elle offre une durée de vie supérieure à 2000 cycles à 100 % de profondeur de décharge, ce qui garantit une exploitation durable avec une faible dégradation au cours du temps. Cette batterie présente également un poids réduit, estimé entre 40 % et 50 % de celui d'une batterie au plomb équivalente, ce qui facilite son transport et son installation. Elle admet une charge rapide et peut rester longtemps en état de décharge sans subir de détérioration significative. De plus, sa capacité reste pratiquement indépendante du courant de décharge, assurant ainsi des performances stables dans différentes conditions de fonctionnement. Contrairement aux batteries au plomb classiques, elle peut être déchargée jusqu'à 100 % de sa capacité utilisable tout en conservant une bonne durée de vie. En pratique, elle peut remplacer

une batterie au plomb ayant une capacité supérieure de 25 à 50 % selon l'application considérée. Enfin, cette batterie ne nécessite aucun entretien et présente un niveau de sécurité élevé notamment grâce à la stabilité chimique de la technologie Lithium Fer Phosphate, réduisant considérablement les risques d'explosion ou d'incendie

Paramètre	**AQ-LITH D48-50**
Tension nominale	48 V
Capacité	50 Ah
Profondeur de décharge	100%
Cycle de vie	+2000

Tableau III.4 : Caractéristiques de batterie AQ-LITH D48-50.



Figure III.6 : Batterie AQ-LITH D48-50.

III.2.4.2. Calcul de nombre de batteries

On peut désormais déterminer le nombre de batteries nécessaire pour assurer l'alimentation de la charge d'éclairage. En effet, la consommation énergétique de cette charge doit être strictement égale à l'énergie stockée et fournie par le banc de batteries, afin de garantir un fonctionnement autonome et continu du système. Ainsi, le dimensionnement du nombre de batteries repose sur l'équilibre énergétique entre l'énergie demandée par la charge et l'énergie disponible dans les batteries, en tenant compte des conditions de fonctionnement et des pertes éventuelles du système.

Nous avons :

L'énergie stockée dans une batterie est donnée par :

$$E_{batterie} = V_{batterie} \times C_{batterie} \quad \text{(III.3)}$$

$$E_{batterie} = 48\ V \times 50\ Ah = 2400\ Wh$$

Donc on peut conclure le nombre de batteries tel que nous avons $\boldsymbol{\eta}$ est la profondeur de décharge avec : = 0.8, donc :

$$N_{batterie} = \frac{E_{jT}}{E_{batterie \times \eta}} \quad \text{(III.4)}$$

La batterie doit être disposer d'une capacité suffisante pour assurer l'alimentation des LED pendant une durée de fonctionnement de 10 heures par nuit, correspondant aux besoins d'éclairage de la ferme [25].

$N = \frac{1563 \times 10}{2400 \times 0.8} = 8{,}38 \approx 9\ batteries$

On prend 9 batteries pour une marge de sécurité

Ainsi, 9 batteries sont théoriquement nécessaires pour satisfaire les besoins énergétiques du système. Toutefois, afin d'assurer une marge de sécurité et d'améliorer la fiabilité du stockage énergétique, le nombre retenu est fixé à huit batteries.

- **Montage parallèle**

Afin d'augmenter la capacité de stockage tout en conservant une tension nominale de 48 V, les huit batteries AQ-LITH D48-50 sont montées en parallèle. Ce type de montage permet de conserver la même tension nominale d'une batterie, tout en additionnant les capacités de chaque batterie.

Chaque batterie possède une tension nominale de 48 V et une capacité de 50 Ah.

V_{banc}=48V.

C_{banc}=9×50=450Ah.

L'énergie nominale stockée par le banc est donc :

$$E_{banc} = V_{banc} \times C_{banc} \quad \text{(III.5)}$$

E_{banc}=48×450 = 21600Wh.

En considérant une profondeur de décharge de 80 %, l'énergie effectivement utilisable est :

Eutilisable=21.6×0.8 = 17.28 kWh.

Ainsi, le banc de stockage est constitué de **neuf batteries montées en parallèle**, fournissant une tension de 48 V et une capacité totale de 450 Ah. Cette configuration permet d'augmenter la capacité énergétique disponible tout en maintenant la tension requise par le système.

Donc :

$I = \frac{P}{Vsys} = \frac{1600}{48}$ = 33.33A.

Cette valeur reste inférieure à la limite admissible de l'onduleur et demeure compatible avec les conditions de fonctionnement du système photovoltaïque.

III.2.5. Dimensionnement du champ photovoltaïque avec panneaux tandem pérovskite / silicium

Le modèle de panneau photovoltaïque tandem Pérovskite/Silicium n'existe pas encore commercialement sur le marché. Pour cette raison, nous avons réalisé une simulation sous le logiciel MATLAB Simulink afin de concevoir un panneau solaire tandem basé sur les caractéristiques électriques et physiques des cellules Pérovskite/Silicium. Cette simulation nous a permis d'analyser et d'extraire les paramètres nécessaires du panneau photovoltaïque, indispensables pour les calculs et pour la réalisation de la simulation du champ photovoltaïque. Ainsi, nous avons obtenu un modèle de panneau possédant les caractéristiques suivantes selon les conditions standards STC (Standard Test Conditions).

Paramètre	Valeur estimée
Pmax (Wc)	605
Vmpp (V)	57,3
Impp (A)	10.6
Voc (V)	64.1

Isc (A)	10,8
η (%)	28.8
Surface de panneau (mm^2)	1987×1057

Tableau III.5 : Fiche technique d'un panneau tandem pérovskite et silicium.

Notre panneau photovoltaïque présente une puissance maximale (Pmax) dans les conditions hivernales les plus défavorables, en considérant une irradiation solaire réduite à 100 W/m². Dans ces conditions, la puissance délivrée par un seul panneau est estimée à 59 W.

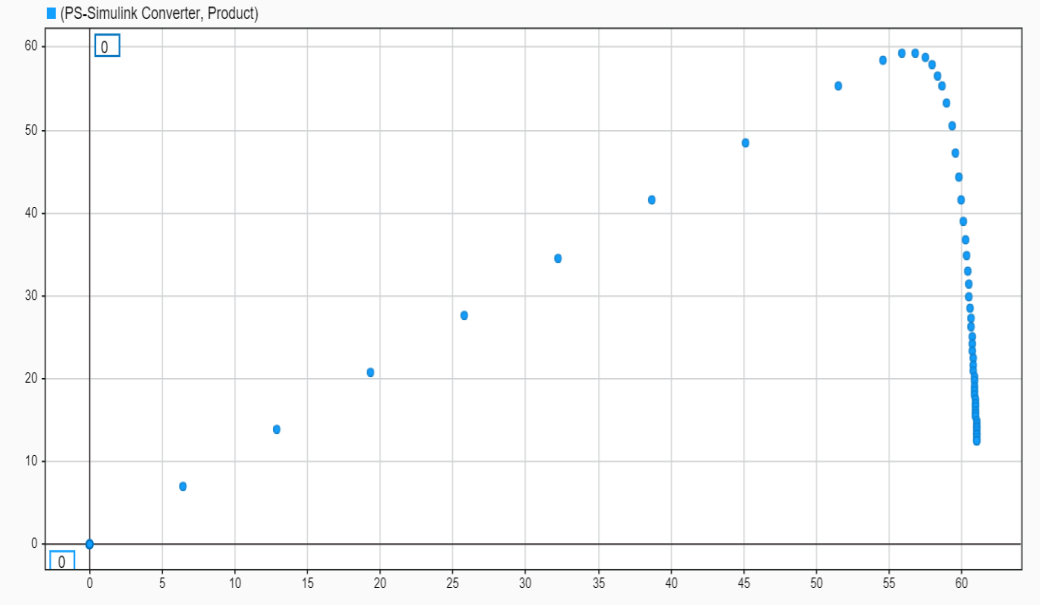

Figure III.7 : courbe P-V pour 100 W/m².

III.2.5.1. Nombre total de panneaux

La puissance crête requise du système photovoltaïque est estimée à : P_{crete}=10,7 kW.

Une légère augmentation de cette puissance a été considérée afin de compenser les pertes du système ainsi que les variations des conditions climatiques.

La puissance moyenne délivrée par un panneau photovoltaïque est : Pu=58 W.

Cette valeur a été retenue car les simulations du module photovoltaïque et du champ PV montrent une puissance variante entre 57 W et 59 W dans les conditions étudiées.

Le nombre total de panneaux nécessaires est donné par :

$$Nt = \frac{P_{crete}}{Pu} \quad \text{(III.9)}$$

$Nt = \frac{10700}{58} \approx 192$ panneaux

Ainsi, le système nécessite environ **192 panneaux photovoltaïques**.

III.2.5.2. Nombre de panneaux en série

Afin d'obtenir une tension de fonctionnement compatible avec l'onduleur, une tension proche de : Vfonc=340 V a été choisi. La tension d'un panneau est : 56.8V, donc :

$$Nps = \frac{Vfonc}{Vpanneau} \quad \text{(III.10)}$$

$Nps = \frac{340}{56.8} \approx 6$

Par conséquent, chaque string est constitué de **6 panneaux montés en série.**

III.2.5.3. Nombre de strings en parallèle

Le nombre de branches parallèles (strings) est calculé par

$$Npt = \frac{Np}{Nps} \quad \text{(III.11)}$$

$Npt = \frac{192}{6} \approx 32$

Ainsi, le champ photovoltaïque est constitué de **32 strings montés en parallèle**.

III.2.6. Dimensionnement du champ photovoltaïque avec panneaux silicium

Afin d'effectuer une étude comparative avec le panneau tandem pérovskite/silicium, le dimensionnement a également été réalisé en utilisant un panneau photovoltaïque au silicium de même puissance maximale, égale à 605 Wc. Un rendement de 22 %.

Paramètre	**Valeur**
Modèle	LONGi LR7-72HTH-605M
Technologie	Monocristallin HPBC
P max	605 Wc
Rendement	22.4 %
Voc	52.27 V

Isc	14.74 A
Vmpp	44.03 V
Impp	13.75 A
Nombre de cellules	144 demi-cellules
Coefficient température Voc	−0.23 %/°C
Coefficient température Pmax	−0.28 %/°C
Dimensions	2382 × 1134 × 30 mm

Tableau III.6 : Fiche technique de panneau solaire LONGi LR7-72HTH-605M.

Aprés une simulation de ce panneau, la puissance maximale au point d'irradiation 100 W /m² est 50 W et on prend 48 W dans le cas des pertes.

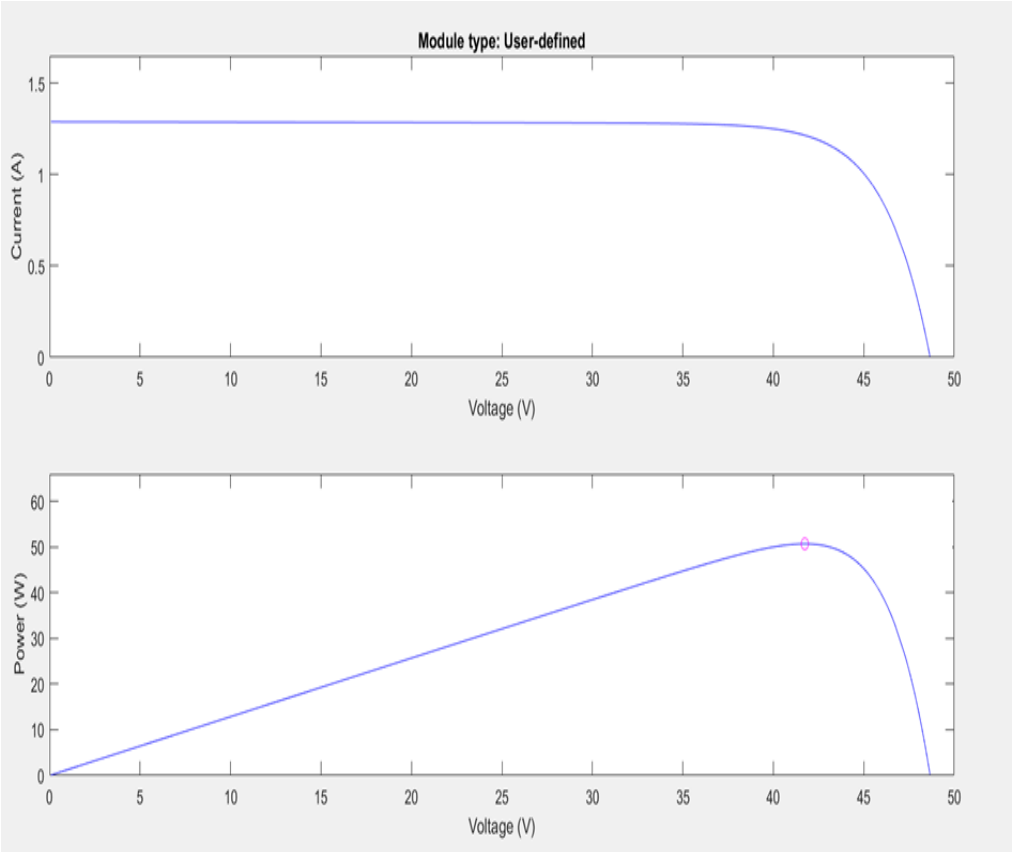

Figure III.8 : Courbe I-V et P-V de panneau silicium.

La puissance crête nécessaire du système photovoltaïque est estimée à :

$P_{crête}$ = 10,7 kW

Nous avons légèrement augmenté la puissance afin de garantir une marge de sécurité pour les pertes du système et les variations des conditions climatiques.

La puissance moyenne fournie par un panneau photovoltaïque est : Pu=48 W

Le nombre total de panneaux nécessaires est calculé par :

$$Nt = \frac{p_{crete}}{Pu} \quad \text{(III.13)}$$

$Nt = \frac{10700}{48} \approx 223$ panneaux

Le système photovoltaïque nécessite environ **223 panneaux**.

III.2.7. Choix des câbles

Le dimensionnement des câbles est effectué selon le principe de limitation de la chute de tension recommandé par le guide UTE C15-712 ainsi qu'aux caractéristiques techniques des câbles photovoltaïques PV1-F. Le courant de calcul est majoré par un coefficient de sécurité de 1,25, puis la section obtenue est comparée aux sections normalisées et au courant admissible du câble.

III.2.7.1. Câbles DC (panneaux → régulateur)

On a :

Le courant maximal du champ photovoltaïque calculé au 1000W/m²est l'irradiance plus fort :

$$I_{max} = N_p \times I_{mpp} \quad ()$$

Donc

I_{max} = 32×10,8 =345,6 A

Selon le guide UTE C15-712, le courant de dimensionnement est majoré par un coefficient de sécurité de 1.25.

I design=1.25×345.6 = 432A

La longueur du câble entre le champ photovoltaïque et le régulateur de charge est de 5 m. La tension au point de puissance maximale d'un module est de 57,3 V. Pour le dimensionnement, une chute de tension maximale de 3 % est retenue.

La chute de tension admissible est alors :

ΔV_{max} = 57,3 × 0.03 = 1,719 V

Pour un câble en cuivre, la section minimale est déterminée à partir de la relation :

$$S = 2\rho \times \frac{L \times I}{\Delta U} \quad \text{(III.17)}$$

Avec :

- ρ = 0,0175 Ω·mm²/m : résistivité du cuivre ;
- L = 5 m : longueur du câble ;
- I = 339,2 A : courant total du champ photovoltaïque ;
- ΔU = 1,719 V : chute de tension admissible.

$$S = 2 \times 0.0175 \times \frac{5 \times 432}{1{,}719} = 44 \text{ mm}^2$$

La section théorique minimale obtenue est donc d'environ 44 mm². La sélection finale doit cependant tenir compte non seulement de la chute de tension, mais également de l'intensité admissible du conducteur, des conditions d'installation et de la limitation des pertes électriques.

Les principales sections normalisées supérieures à la section calculée sont comparées dans le tableau suivant :

Section du câble	Chute de tension	Chute de tension (%)
50 mm²	1,512 V	2,64 %
70 mm²	1,080 V	1,88 %
95 mm²	0,796 V	1,39 %
120 mm²	0,630 V	1,10 %
150 mm²	0,504 V	0,88 %

Tableau III.7 : Différents valeurs des sections de cables.

La conformité définitive de la section de **120 mm²** doit être vérifiée à partir de l'intensité admissible du câble selon son matériau, son isolation, son mode de pose, la température ambiante et les éventuels facteurs de correction applicables. Toutefois, le gain obtenu par rapport à la section de 120 mm² reste relativement limité au regard de l'augmentation de la section et du coût du conducteur. Le choix de 120 mm² constitue ainsi un compromis entre la capacité de transport du courant, la limitation des pertes électriques et le coût du câblage.

III.2.7.2. Câbles DC (régulateur → batteries)

On sait que Imax de régulateur est 120 A avec une tension de 48V, supposons que la longueur du câble est 5m, c'est une valeur pratique, non basée sur la largeur des panneaux.

Donc :

$\Delta U = 0{,}02 \times 48 = 0{,}96\ V$

Alors la section minimale est :

$$S = 2 \times 0.023 \times \frac{5 \times 120}{0.96} = 28.75\ mm^2$$

III.2.7.3. Câbles AC (onduleur → tableau électrique)

Le courant de sortie est donc calculé par :

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \times U \times \cos\varphi} \qquad \text{(III.18)}$$

$I = \frac{11000}{\sqrt{3} \times 400 \times 0.8} = 19{,}85\ A$

Nous avons le tableau suivant tel que :

Section du câble cuivre	**Courant admissible approximatif**
4 mm²	28 – 37 A
6 mm²	36 – 47 A
10 mm²	50 – 65 A
25 mm²	100 – 125 A
35 mm²	125 – 150 A

Tableau III.8 : Sections des câbles pour chaque marge de courants [32].

Un câble en cuivre de 4 mm² est retenu pour la liaison entre l'onduleur et le tableau électrique, sous réserve de la vérification de son intensité admissible selon le mode de pose.

III.3. Etude économique d'installation

Afin d'évaluer l'intérêt économique de la technologie tandem pérovskite/silicium par rapport au silicium classique, une étude comparative est réalisée en considérant le même besoin énergétique.

Equipement	Prix unitaire (DA)	Nombre	Prix totale (DA)
Régulateur	65000	1	65000
Batterie	77000	8	616000
Onduleur	80000	1	80000
Démarreur progressive	26000	1	26000
Câbles	72500	/	72500
Installation	300000	/	300000

Tableau III.9 : Prix des équipements de l'installation électrique de la ferme.

Le module silicium retenu possède une puissance de 605 Wc et son prix est supposé égal à 30 000 DA par panneau. Pour satisfaire le besoin énergétique de l'installation, le dimensionnement conduit à 223 panneaux en silicium tel que le panneau silicium donne une puissance de 47W pour le pire de cas, contre 35 panneaux tandem grâce au rendement plus élevé de cette dernière technologie.

Le prix réel du panneau tandem n'étant pas encore disponible sur le marché dans le cadre de cette étude, plusieurs hypothèses de prix sont considérées. L'analyse est divisée en deux cas selon la durée de vie supposée du panneau tandem.

II.3.1. Cas 1 : durée de vie du tandem limitée à environ 8 ans

Dans ce premier cas, on considère que la durée de vie du panneau tandem est d'environ 8 ans, tandis que le panneau silicium possède une durée de vie plus longue. L'étude est alors réalisée sur la base de trois situations.

- Si le panneau tandem est plus cher que le silicium, par exemple 40 000 DA contre 30000DA, le coût initial du champ tandem est plus élevé malgré le nombre réduit de panneaux. Le tandem est donc défavorable économiquement.
- Si le prix du tandem est légèrement supérieur ou proche de celui du silicium, par exemple 34 000 DA, le coût initial peut être comparable à celui du silicium. Cependant, la durée de vie limitée du tandem constitue un inconvénient important. Le renouvellement du champ tous les environ huit ans entraîne des dépenses supplémentaires, ce qui rend finalement le silicium plus intéressant économiquement sur une longue période.
- Même si le panneau tandem devient moins cher que le silicium, son remplacement périodique reste nécessaire en raison de sa durée de vie limitée. Ainsi, malgré un investissement initial plus faible, le coût cumulé des renouvellements peut devenir supérieur à celui du système en silicium.

Dans ce premier scénario, le silicium classique reste donc le choix économiquement le plus intéressant, principalement en raison de la durée de vie plus importante prise en compte pour celui-ci.

II.3.2. Cas 2 : durée de vie du tandem comparable à celle du silicium

Dans le deuxième cas, on considère que les progrès technologiques permettent au panneau tandem d'atteindre une durée de vie comparable à celle du silicium classique. Cette hypothèse permet d'évaluer l'intérêt économique du tandem sans pénalisation liée au renouvellement fréquent des panneaux.

- Si le tandem est plus cher que le silicium, par exemple 36 000 DA contre 30 000 DA, son coût d'investissement reste supérieur. Dans ce cas, le silicium demeure économiquement plus avantageux, malgré le meilleur rendement du tandem.
- Si le tandem est légèrement plus cher que le silicium, par exemple 34 000 DA, la différence de coût peut être compensée par le nombre inférieur de panneaux nécessaires (192 panneaux tandem contre 223 panneaux silicium). Dans cette situation, le coût total du champ tandem peut devenir inférieur à celui du champ silicium. Le tandem constitue

alors le choix le plus intéressant, puisqu'il combine un coût global avantageux, un rendement supérieur et une durée de vie comparable.

- Si le tandem est moins cher que le silicium, il devient naturellement plus avantageux économiquement, puisqu'il nécessite moins de panneaux, présente un rendement supérieur et possède une durée de vie comparable.

III.4. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons réalisé le dimensionnement d'une installation photovoltaïque autonome destinée à une exploitation agricole. Cette étude nous a permis de déterminer les différents équipements nécessaires au fonctionnement du système, notamment les panneaux photovoltaïques, les batteries, le régulateur de charge, l'onduleur ainsi que les câbles électriques.

Le dimensionnement du champ photovoltaïque a été effectué dans des conditions défavorables d'irradiation afin de garantir la continuité de fonctionnement du système. Une comparaison entre les panneaux tandem pérovskite/silicium et les panneaux silicium conventionnels a montré que la technologie tandem permet de réduire le nombre de panneaux nécessaires grâce à son rendement plus élevé, ce qui contribue également à diminuer la surface occupée et le coût global de l'installation.

Le dimensionnement des câbles électriques a également été réalisé conformément aux recommandations des guides photovoltaïques afin d'assurer la sécurité et la fiabilité de l'installation.

Ainsi, les résultats obtenus montrent que les panneaux tandem pérovskite/silicium représentent une solution prometteuse pour les installations photovoltaïques autonomes grâce à leurs performances énergétiques élevées et leur capacité à améliorer l'efficacité globale du système.

Chapitre IV

Simulation du champ photovoltaïque et interprétations des résultats

IV. Introduction

Après avoir réalisé le dimensionnement de l'installation photovoltaïque dans le chapitre précédent, ce chapitre est consacré à la simulation et à la validation du système proposé. Cette étape permet de vérifier le comportement global de l'installation sous MATLAB/Simulink et de s'assurer que les composants choisis peuvent répondre aux besoins énergétiques de l'exploitation agricole.

La simulation prend en compte les principaux éléments du système, à savoir le champ photovoltaïque, la commande MPPT, le convertisseur DC-DC, le système de stockage par batteries, l'onduleur ainsi que les différentes charges alimentées. L'objectif est d'analyser les grandeurs électriques importantes, telles que la tension, le courant, la puissance et l'état de charge des batteries.

Ce chapitre permet donc de confirmer la cohérence du dimensionnement effectué précédemment et de vérifier la capacité du système photovoltaïque à assurer une alimentation stable et autonome des charges agricoles.

IV.1. Présentation de MATLAB/Simulink

MATLAB/Simulink est un environnement de calcul, de modélisation et de simulation très utilisé dans l'étude des systèmes électriques, électroniques et énergétiques. Il permet de représenter un système complexe sous forme de schémas blocs, ce qui facilite l'analyse de son comportement dynamique sans passer directement par une réalisation expérimentale.

Dans le domaine photovoltaïque, Simulink offre la possibilité de modéliser les différents éléments d'une installation solaire, tels que le champ photovoltaïque, les convertisseurs statiques, les batteries, les onduleurs et les charges électriques. Il permet également de suivre l'évolution des grandeurs électriques importantes, notamment la tension, le courant, la puissance et l'état de charge des batteries.

Dans ce travail, MATLAB/Simulink est utilisé comme outil de validation du système photovoltaïque dimensionné précédemment. La simulation permet de vérifier le fonctionnement global de l'installation, d'analyser les échanges d'énergie entre les différents blocs et de confirmer la capacité du système à alimenter les charges agricoles de manière stable et autonome.

IV.2. Présentation du modèle de simulation

IV.2.1. Modèle global du système

Le modèle de simulation réalisé représente la chaîne énergétique complète du système photovoltaïque étudié. Il comprend le champ photovoltaïque, l'étage de conversion DC-DC buck, la commande MPPT, le système de stockage par batteries, et aussi d'autre étage qui contient d'un convertisseur Boost, l'onduleur DC-AC ainsi que les charges de l'exploitation agricole. Chaque bloc du modèle joue un rôle précis dans la production, l'adaptation, le stockage et l'utilisation de l'énergie électrique.

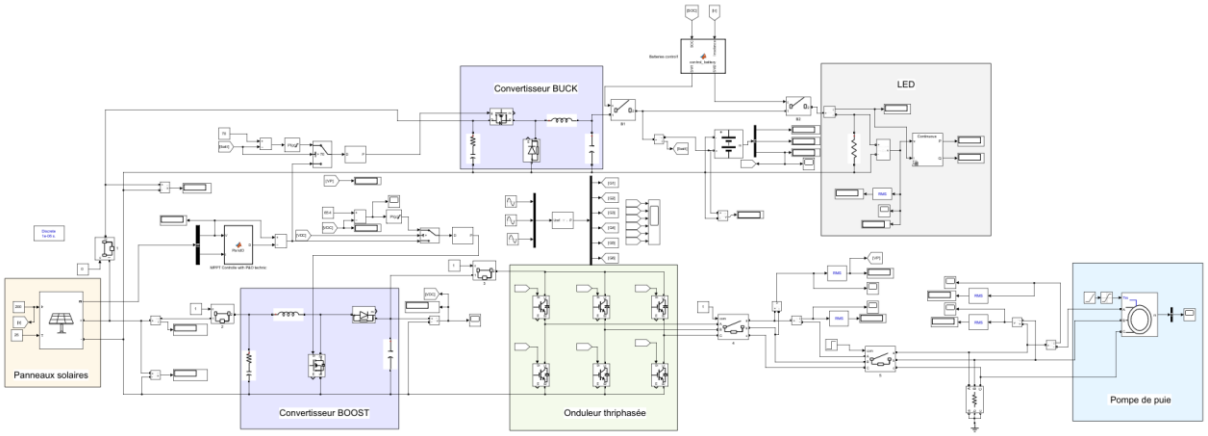

Figure IV.1 : Schéma global du modèle de simulation sous MATLAB/Simulink.

La figure IV.1 présente le modèle global réalisé sous MATLAB/Simulink. Afin de faciliter la lecture du schéma, le système a été organisé en plusieurs sous-systèmes représentant les principales parties de l'installation.

IV.2.2. Champ photovoltaïque

Le champ photovoltaïque représente la source principale d'énergie du système. Il est constitué des panneaux photovoltaïques dimensionnés dans le chapitre précédent. On va utiliser un bloc « PV Array », tel que ce bloc permet de convertir l'énergie solaire en énergie électrique continue.

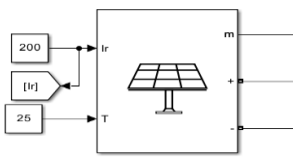

Figure IV.2 : Sous-système du champ photovoltaïque.

Paramètre	Valeur
Type de panneau	Tandem pérovskite/silicium
Puissance d'un panneau	605 Wc
Nombre de panneaux	192
Nombre de panneaux en série	6
Nombre de strings en parallèle	32
Irradiance considérée	200 W/m²
Température	25 °C

Tableau IV.1 : Caractéristiques de bloc PVarray.

Ces paramètres permettent de représenter le champ photovoltaïque utilisé dans la simulation et de vérifier sa capacité à fournir l'énergie nécessaire au système.

IV.2.3. Commande MPPT et convertisseur DC-DC

Afin d'assurer cette adaptation, deux commandes MPPT associées à deux convertisseurs DC-DC ont été utilisées dans le modèle de simulation. Le premier ensemble MPPT + Boost est destiné à l'alimentation de la pompe du puits. Le convertisseur Boost permet d'élever la tension fournie par le champ photovoltaïque jusqu'au niveau nécessaire à l'alimentation de l'onduleur. Dans notre simulation, la tension de sortie du Boost est réglée autour de **654 V** à l'aide du rapport cyclique (D). Pour un convertisseur Boost idéal, la relation entre les tensions d'entrée et de sortie est :

$$V_{out} = \frac{V_{in}}{1-D} \quad \text{(IV.1)}$$

Ainsi, la valeur de (D) est ajustée par la commande MPPT afin d'obtenir la tension souhaitée. Un bloc **Switch** est utilisé dans la simulation pour sélectionner le fonctionnement du convertisseur et vérifier l'obtention de la tension de sortie de **654 V**.

L'adaptation d'impédance réalisée par le Boost est décrite par :

$$R_{in} = R_{ch}(1-D)^2 \quad \text{(IV.2)}$$

où R_{in} est la résistance vue par le générateur photovoltaïque et R_{ch} la résistance équivalente de la charge. L'algorithme MPPT P&O agit sur (D) afin de modifier cette impédance et de maintenir le générateur photovoltaïque autour de son point de puissance maximale.

Le deuxième ensemble est utilisé pour le chargement du banc de batteries de **48 V**. Dans ce cas, le convertisseur **Buck** abaisse la tension provenant du champ photovoltaïque et adapte le courant de charge aux besoins des batteries. Pour un Buck idéal :

$$R_{in} = \frac{R_{ch}}{D^2} \quad \text{(IV.3)}$$

Le rapport cyclique est donc ajusté par la commande MPPT afin d'adapter le fonctionnement du champ photovoltaïque au banc de batteries. Dans la simulation, un bloc **Switch** permet de sélectionner le fonctionnement de la phase de charge et de vérifier le courant d'entrée du banc de batteries, réglé autour de **70 A**.

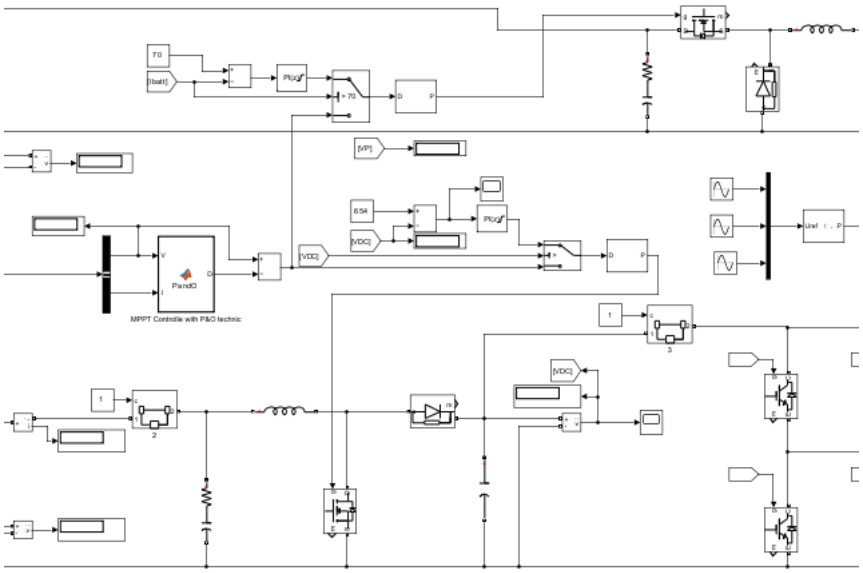

Figure IV.3 : Sous-système des commandes MPPT et des convertisseurs DC-DC Boost et Buck.

L'utilisation de deux convertisseurs Buck-Boost commandés par MPPT permet une meilleure gestion de l'énergie photovoltaïque. Chaque partie du système reçoit une tension adaptée à son fonctionnement, ce qui améliore la stabilité de l'alimentation et l'exploitation de la puissance solaire disponible.

IV.2.4. Champ de batteries

Le système de stockage par batteries permet d'emmagasiner l'énergie produite par le champ photovoltaïque pendant la journée. Cette énergie est ensuite utilisée pendant la nuit afin d'alimenter le système d'éclairage. Le suivi du SOC permet d'analyser l'état de charge des batteries durant les phases de charge et de décharge.

Dans la simulation, le banc de batteries est représenté par un bloc équivalent à **9 batteries montées en parallèle**. Le courant de charge est réglé autour de **70 A**, ce qui correspond à un

courant d'environ **7,77 A** par batterie. Cette valeur permet de maintenir un courant de charge modéré pour chaque batterie et de rester dans une plage de fonctionnement acceptable pour les batteries considérées.

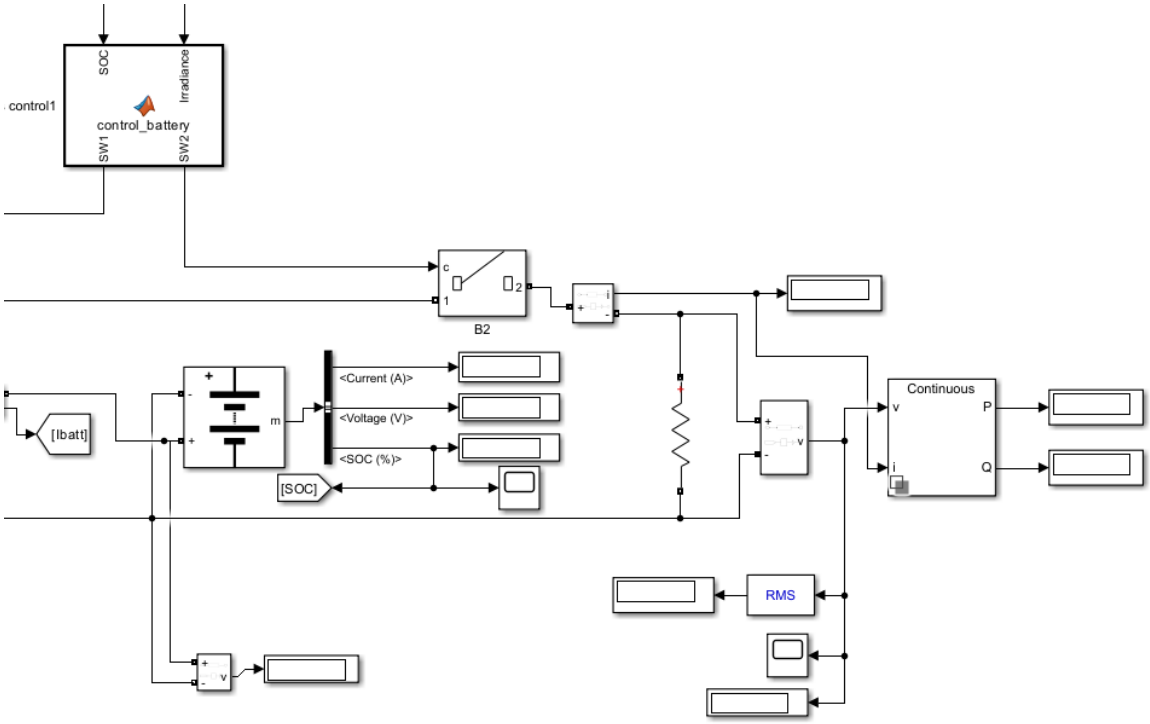

Figure IV.4 : Sous-système de stockage par batteries.

IV.2.5. Onduleur triphasé

L'onduleur utilisé est un onduleur de tension triphasé à deux niveaux, constitué de trois bras identiques, chacun composé de deux interrupteurs commandés de type IGBT montés en série (un IGBT haut et un IGBT bas), soit un total de six interrupteurs commandés par les signaux de gâchette **G1 à G6**. Chaque bras génère l'une des trois phases de sortie (A, B, C), les deux IGBT d'un même bras fonctionnant de manière complémentaire afin d'éviter tout court-circuit du bus continu.

La commande des gâchettes des IGBT peut être réalisée selon plusieurs stratégies de modulation, parmi lesquelles la commande pleine onde (square wave), qui génère des créneaux rectangulaires simples mais riches en harmoniques, ou encore la modulation de largeur d'impulsion sinusoïdale .Dans le cadre de ce travail, la méthode retenue est la commande par PWM, qui consiste à comparer trois signaux de référence sinusoïdaux (déphasés de 120° les uns par rapport aux autres) à un signal triangulaire porteur haute fréquence, générant ainsi les impulsions de commande des gâchettes.

Le fonctionnement de l'onduleur triphasé impose par ailleurs une contrainte sur la tension du bus continu (DC) à son entrée. En effet, pour obtenir une tension alternative efficace de **400 V entre phases** en sortie, la tension continue d'entrée doit être fixée à **654 V**, conformément à la relation caractéristique de la modulation sinusoïdale :

$$\text{Ueff} = 0{,}612 \times \text{Udc} \qquad \text{(IV.2)}$$

Afin de garantir cette valeur de 654 V de manière stable et constante en entrée de l'onduleur, quelle que soit la variation de la tension délivrée par le champ photovoltaïque en amont, la gâchette du convertisseur Boost est pilotée via une commande de commutation dédiée, assurant ainsi la régulation du bus DC à cette valeur de référence fixe avant son injection dans l'étage onduleur.

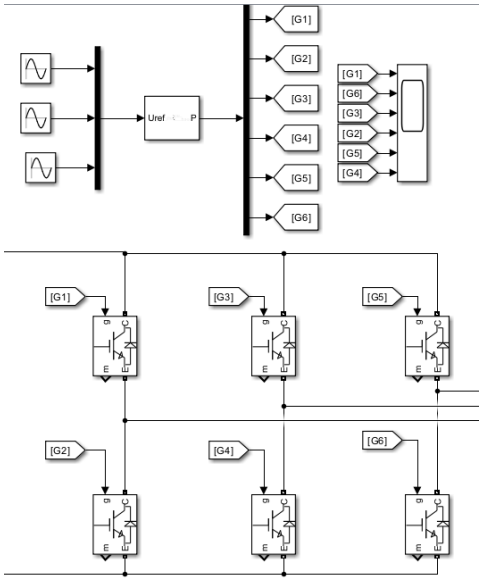

Figure IV.5 : Sous-système de l'onduleur triphasé DC-AC

IV.2.6. Charges agricoles

Les charges agricoles représentent les besoins énergétiques de l'exploitation. Elles sont divisées selon le scénario de fonctionnement : la pompe du puits fonctionne durant les premières heures d'ensoleillement, tandis que l'éclairage est alimenté pendant la nuit par les batteries.

Charge	Puissance
Pompe du puits	10,7 kW
Éclairage LED	1563 W

Tableau IV.2 : Les puissances des charges de la ferme.

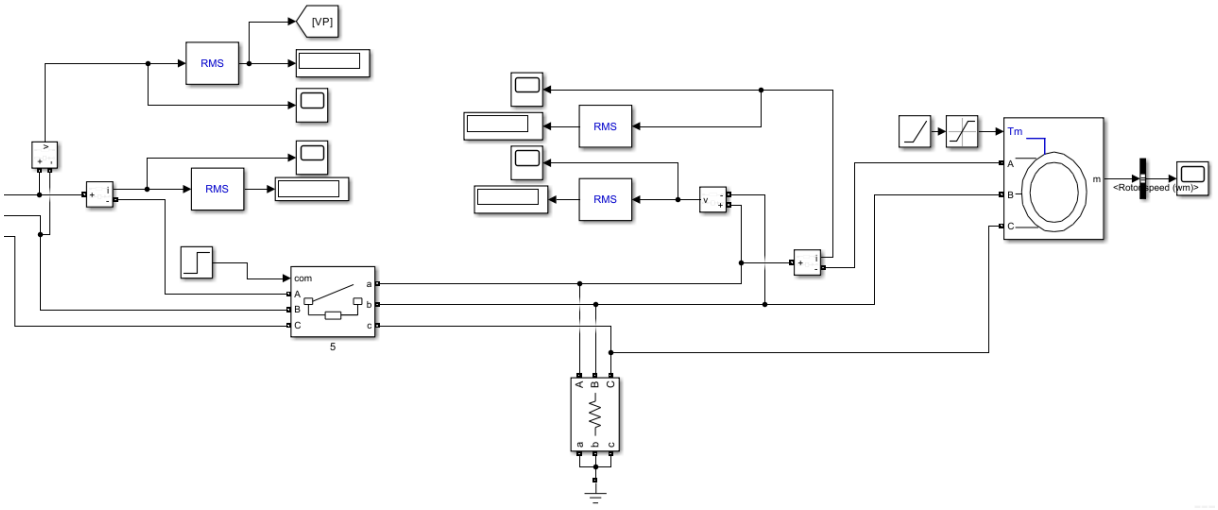

Figure IV.6 : Sous-système de pompe du puits.

Cette organisation du modèle permet de reproduire le fonctionnement réel prévu dans le dimensionnement. Le système n'alimente pas toutes les charges simultanément, mais fonctionne selon deux phases : pompage du puits, chargement des batteries.

Puis alimentation nocturne de l'éclairage. Cette approche permet de vérifier la cohérence du dimensionnement et d'analyser séparément le comportement de chaque partie du système.

Dans le modèle de simulation, la charge alimentée par l'onduleur triphasé est le moteur de la pompe. Afin d'assurer la stabilité numérique de la simulation et d'éviter les erreurs liées à l'absence de chemin de retour pour le courant (notamment lors des régimes transitoires ou des commutations rapides des IGBT), une résistance triphasée de forte valeur est connectée en parallèle avec le moteur. Cette résistance shunt n'a pas de rôle fonctionnel dans le fonctionnement réel du système : elle sert uniquement de charge de décharge, en offrant un chemin alternatif de faible courant, ce qui permet de garantir la convergence et la stabilité du solveur de simulation.

Par ailleurs, il est important de préciser la nature du signal réellement appliqué au moteur. Un onduleur à découpage (IGBT ou MOSFET) génère à sa sortie une tension de forme carrée (ou en créneaux), et non une sinusoïde pure. Ce signal peut néanmoins être décomposé, par analyse de Fourier, en une composante fondamentale sinusoïdale à la fréquence de modulation, à laquelle s'ajoutent des harmoniques de rangs supérieurs. Or, le moteur, de par la nature inductive de ses enroulements statoriques et rotoriques, se comporte comme un filtre passe-bas naturel : les inductances s'opposent aux variations rapides de courant et atténuent fortement les

composantes harmoniques de haute fréquence, tandis qu'elles laissent passer la composante fondamentale. Il en résulte que, bien que la tension appliquée aux bornes du moteur soit de forme carrée, le courant qui le traverse devient quasi sinusoïdal, ce qui permet la création d'un flux magnétique et d'un couple équivalents à ceux obtenus sous une alimentation purement sinusoïdale.

IV.3. Simulation du fonctionnement du système photovoltaïque

La simulation du système photovoltaïque est réalisée selon le scénario défini dans le dimensionnement. Le fonctionnement journalier est divisé en deux phases principales : alimentation de la pompe du puits, chargement des batteries, puis alimentation de l'éclairage pendant la nuit. Cette organisation permet de vérifier le comportement de chaque partie du système sans faire fonctionner toutes les charges en même temps.

IV.3.1. Fonctionnement pendant les premières heures : alimentation de la pompe du puits

Durant les premières heures d'ensoleillement, l'énergie produite par le champ photovoltaïque est utilisée pour alimenter la pompe du puits. Cette pompe assure le transfert de l'eau depuis le puits vers le bassin de stockage.

Dans le modèle Simulink, cette partie est réalisée à l'aide d'une commande MPPT associée à un convertisseur DC-DC Boost. La commande MPPT permet d'extraire la puissance maximale disponible au niveau du champ photovoltaïque. Le convertisseur Boost permet ensuite d'adapter la tension afin d'obtenir une alimentation stable pour la pompe après l'étape d'ondulation de tension.

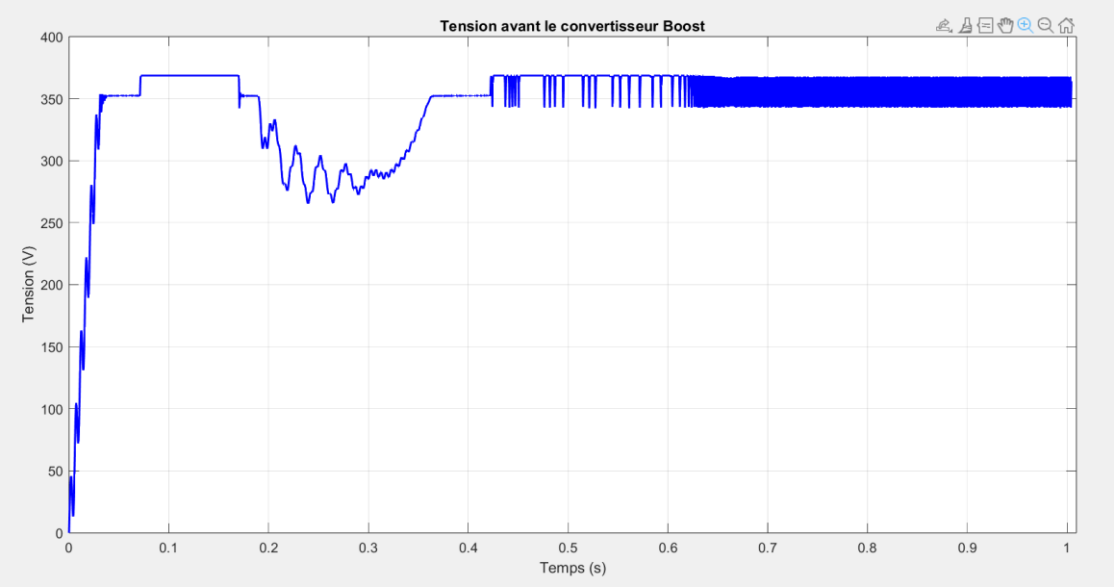

Figure IV.7 : Tension du champ photovoltaïque durant l'alimentation de la pompe du puits.

La figure (IV.7) montre l'évolution de la tension des panneaux solaires avant le convertisseur Boost, divisée en trois phases : de 0 à 0,17 s, la tension se stabilise à environ 360 V sous l'effet du système de commutation qui maintient 654 V à la sortie du Boost ; à 0,17 s, la fermeture de l'interrupteur de la pompe provoque un fort appel de courant entraînant une chute transitoire de la tension jusqu'à environ 265 V ; enfin, une fois le régime nominal atteint, la tension retourne à 360 V pour alimenter la pompe, les faibles oscillations résiduelles étant gérées par le régulateur PI.

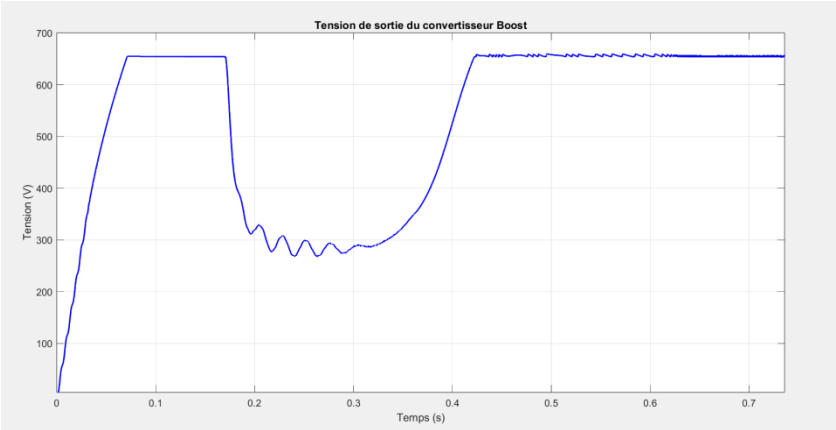

Figure IV.8 : Tension après régulation par la commande MPPT et le convertisseur Boost.

La figure IV.8 présente la tension de sortie du convertisseur Boost après l'étage de régulation. Celle-ci atteint sa valeur de consigne de 654 V après une phase transitoire initiale de 0 à 0,07 s et se maintient stable jusqu'à t = 0,17 s. À cet instant, correspondant au démarrage du moteur de la pompe, l'appel de courant provoque une chute temporaire de la tension, avant que le système n'assure un retour progressif à la stabilité et ne maintienne efficacement la consigne fixée en régime établi.

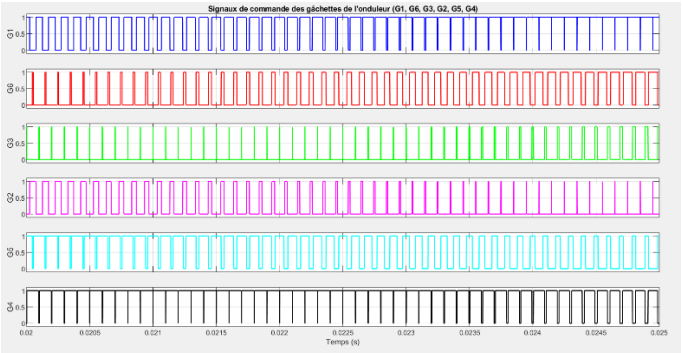

Figure IV.9 : Signaux de commande des gâchettes de l'onduleur triphasé (G1 à G6) obtenus par modulation MLI sinusoïdale.

Les signaux **G1 à G6 commutent régulièrement entre les niveaux 0 et 1**. Pour chaque bras, les deux interrupteurs fonctionnent de manière complémentaire : **G1 avec G2**, **G3 avec G4** et **G5 avec G6**. Ainsi, lorsque l'interrupteur supérieur d'un bras est commandé, l'interrupteur inférieur correspondant est bloqué, puis la situation s'inverse selon l'évolution de la référence. On remarque également que les impulsions ne gardent pas toutes la même largeur : leur **rapport cyclique varie avec la valeur instantanée de la référence sinusoïdale**, ce qui est caractéristique de la commande PWM. Par conséquent, les interrupteurs ne conduisent pas pendant 120° de manière fixe ; ils effectuent au contraire des commutations rapides déterminées par la porteuse PWM. Cette succession de commandes permet à chaque bras de commuter entre les deux niveaux de la source continue et de créer, à la sortie de l'onduleur, des tensions alternatives de forme PWM. Comme les trois références sont décalées de 120°, les trois tensions fondamentales obtenues sont également **déphasées de 120°**, ce qui permet d'alimenter correctement le moteur triphasé.

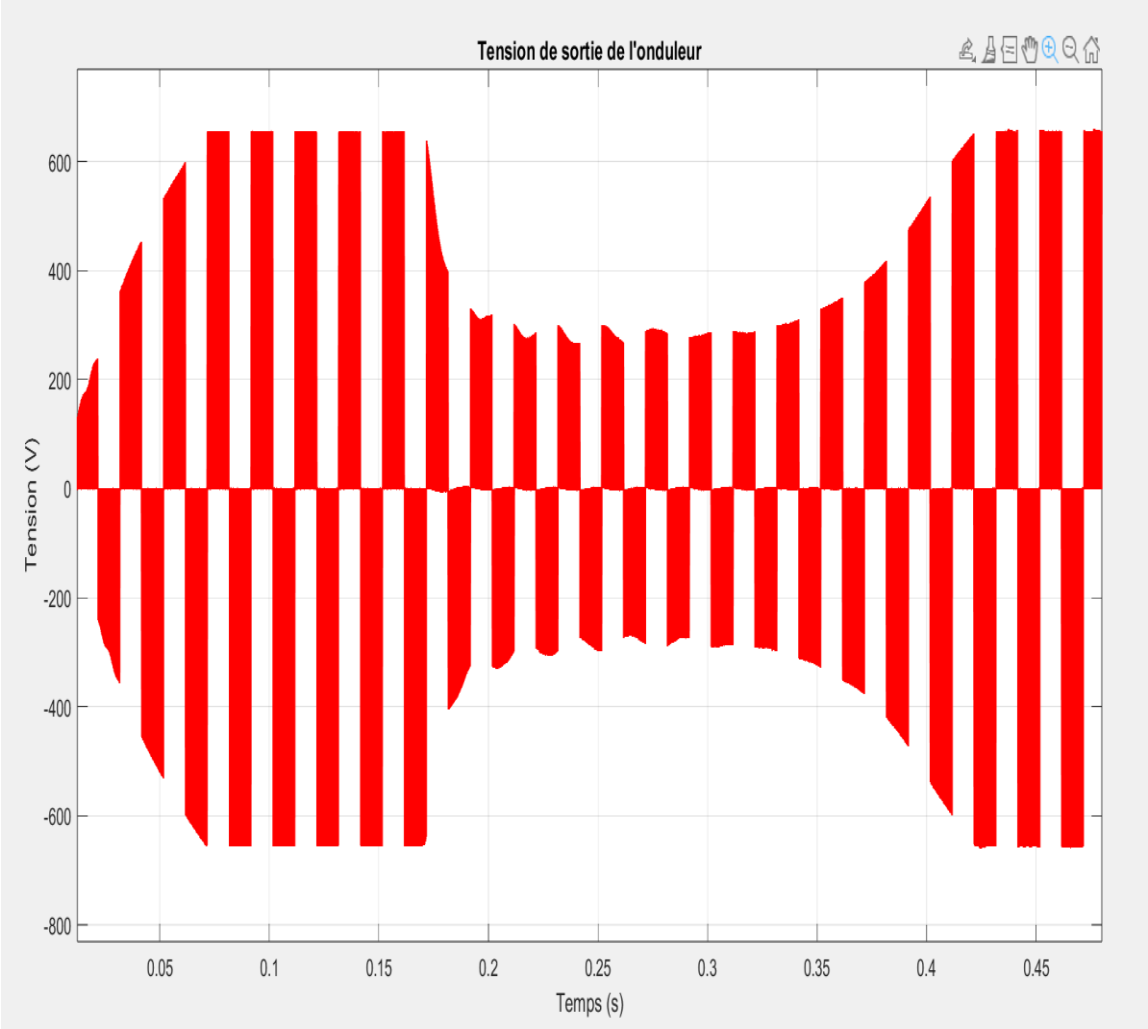

Figure IV.10 : Tension de sortie d'onduleur d'une phase.

La courbe de la figure (IV.10) représente l'évolution temporelle de la tension de sortie de l'onduleur triphasé. Le signal présente une forme de créneaux à haute fréquence (liée à la fréquence de découpage de la porteuse), dont l'enveloppe traduit l'évolution de l'amplitude de la composante fondamentale alternative en sortie.

Durant la phase initiale (0 à environ 0,07 s), l'amplitude croît rapidement jusqu'à atteindre une valeur crête d'environ **±654 V**, correspondant à la tension du bus continu régulée par le convertisseur Boost,

Entre 0,15 s et 0,4 s environ, on observe une baisse temporaire de l'amplitude (jusqu'à environ ±300 V), accompagnée d'oscillations, traduisant un régime transitoire lié à un changement des conditions de fonctionnement du système (démarrage ou sollicitation de la charge). L'amplitude remonte ensuite progressivement pour retrouver sa valeur nominale.

À partir de t ≈ 0,45 s et jusqu'à la fin de la simulation, la tension de sortie se stabilise durablement à son amplitude maximale (±654 V), avec des créneaux réguliers et une enveloppe constante, traduisant l'établissement d'un régime permanent stable de l'onduleur alimenté par un bus DC bien régulé.

le moteur est alimenté par la composante fondamentale de la tension, dont la valeur efficace est d'environ **400 V**, correspondant à sa tension nominale.

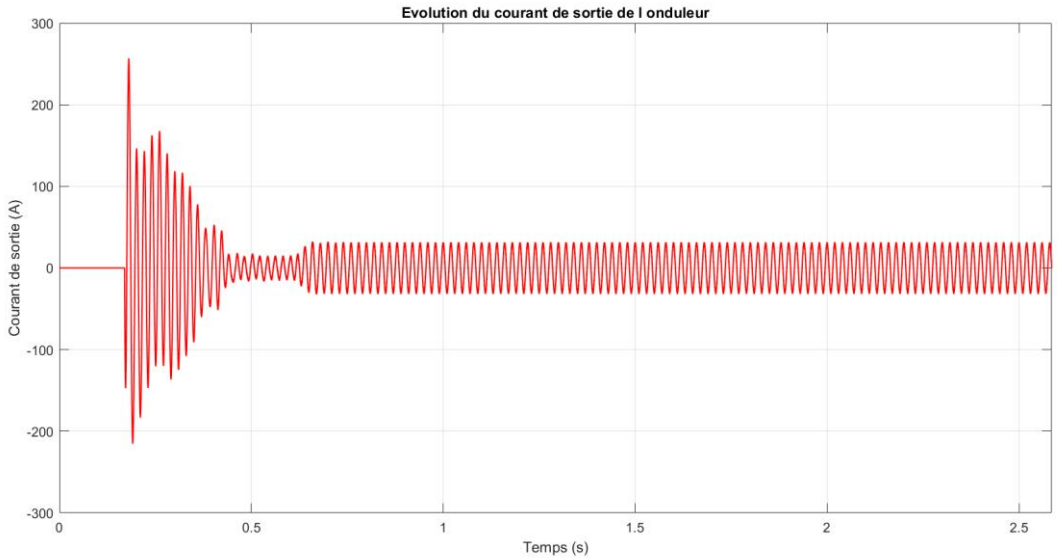

Figure IV.11 : Courant par phase de sortie d'onduleur.

La courbe présente l'évolution temporelle du courant de sortie de l'onduleur triphasé alimentant le moteur de la pompe. Le courant reste nul jusqu'à t ≈ 0,17 s.

À t ≈ 0,17 s, le démarrage du moteur provoque un pic transitoire important, le courant atteignant une amplitude crête d'environ **255 A**, valeur caractéristique du fort appel de courant au

démarrage des moteurs asynchrones (courant de démarrage pouvant atteindre plusieurs fois le courant nominal). Ce pic est suivi d'un régime oscillatoire fortement amorti entre t ≈ 0,17 s et t ≈ 0,6 s, durant lequel l'amplitude du courant décroît progressivement, traduisant la phase d'accélération du moteur vers sa vitesse nominale.

À partir de t ≈ 0,6 s, le courant se stabilise d'environ **20 A**, correspondant au courant nominal absorbé par le moteur en régime de fonctionnement permanent. Cette valeur reste stable jusqu'à la fin de la simulation, confirmant l'établissement d'un régime établi stable et cohérent avec le fonctionnement continu de la pompe alimentée.

Cette réponse illustre le comportement dynamique typique d'un moteur asynchrone lors de son démarrage direct, avec un fort appel de courant transitoire suivi d'une stabilisation vers le régime nominal, validant ainsi le bon fonctionnement de la chaîne de conversion DC-AC face à une charge dynamique réelle.

Afin d'analyser le comportement dynamique du moteur de la pompe du puits lors de son démarrage, nous présentons ci-dessous l'évolution de sa vitesse de rotation. Cette grandeur permet d'évaluer la phase d'accélération du moteur ainsi que l'établissement du régime permanent après la mise en fonctionnement de la charge.

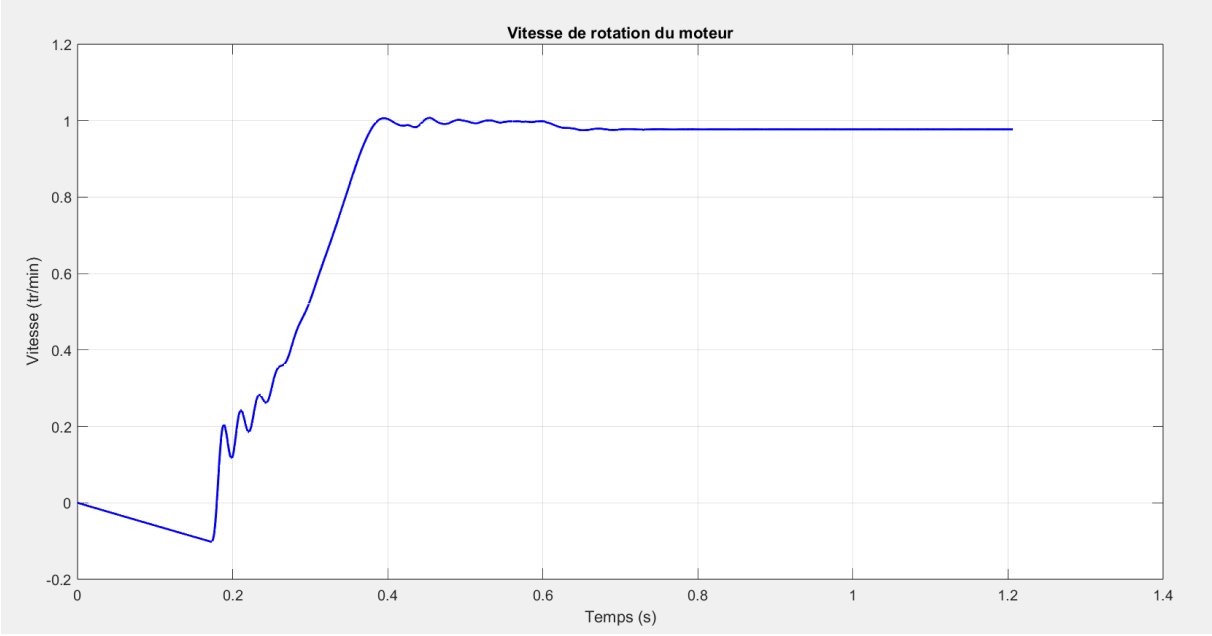

Figure IV.12 : Évolution de la vitesse de rotation du moteur de la pompe du puits.

La figure présente l'évolution de la vitesse de rotation du moteur en fonction du temps, exprimée en unité relative (pu). Au début de la simulation, la vitesse présente une légère évolution négative avant le démarrage effectif du moteur, et c'est normal tel que le couple résistant ici est nulle, et on sait que la dérivé de la vitesse de rotation en fonction de temps égale

à le couple résistant moins le couple magnétique. À partir d'environ **t=0,17 s**, une augmentation rapide de la vitesse est observée, traduisant le début de la phase d'accélération du moteur.
La vitesse augmente ensuite progressivement jusqu'à atteindre une valeur proche de **1 pu** vers **t=0,4 s**, correspondant approximativement à la vitesse nominale du moteur. Durant cette phase d'accélération, de faibles oscillations sont observées. Celles-ci correspondent au régime transitoire du moteur et sont liées aux échanges électromécaniques intervenant pendant son démarrage.
Après **t≈0,4 s**, la vitesse se stabilise autour de sa valeur nominale de **1 pu**, avec des oscillations de faible amplitude. Avec le temps, le couple résistant augmente progressivement jusqu'à atteindre **1 pu.** On remarque également que la vitesse de rotation atteint environ **1 pu.** correspondant à une vitesse proche de **1500 tr/min**, à partir de **0,6 s**.
Le courant absorbé par la pompe du puits présente une forme sinusoïdale régulière, ce qui confirme le fonctionnement en régime alternatif. La valeur du courant varie périodiquement autour de zéro, avec une amplitude stable pendant la période observée. Cela montre que la pompe reçoit une alimentation correcte et que l'étage de conversion assure un fonctionnement stable de la charge.

- La puissance active absorbé par la pompe du puits :

$$\boldsymbol{P = \sqrt{3} \times Veff \times Ieff \times \cos \varphi} \qquad \text{(IV.1)}$$

D'après les résultats de simulation on a : **Veff = 387.6 V** et **Ieff = 19.51 A**

Et on prend $\boldsymbol{\cos \varphi = 0.82}$

P = 10.73 KW

Cette valeur est cohérente avec la puissance dimensionnée pour la pompe du puits, qui est d'environ 10,7 kW.

IV.3.2. chargement des batteries

Afin de vérifier le comportement du système de stockage, les grandeurs liées aux batteries ont été relevées durant la deuxième phase de fonctionnement. L'analyse porte principalement sur la tension du banc de batteries et sur l'évolution de son état de charge SOC, afin de confirmer que l'énergie disponible est correctement stockée avant la phase nocturne.

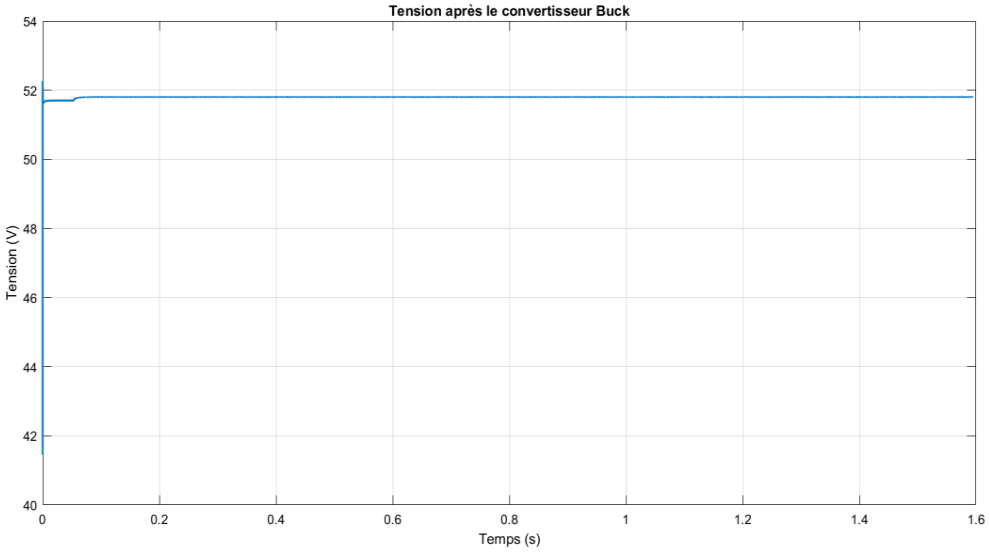

Figure IV.13 : Tension du banc de batteries pendant la phase de charge.

La tension des batteries reste presque constante autour de 48 V. Cela montre que le convertisseur Buck assure une tension de charge stable et adaptée au banc de batteries. Ces résultats confirment le bon déroulement de la phase de chargement des batteries pendant le fonctionnement.

La courbe de la figure (III.31) montre que le courant à la sortie du convertisseur Buck est maintenu autour de **70 A** lorsque la puissance photovoltaïque disponible est suffisante. Cette régulation assure un courant de charge relativement stable malgré les variations de l'irradiance, ce qui confirme le bon fonctionnement de la commande du convertisseur**.**

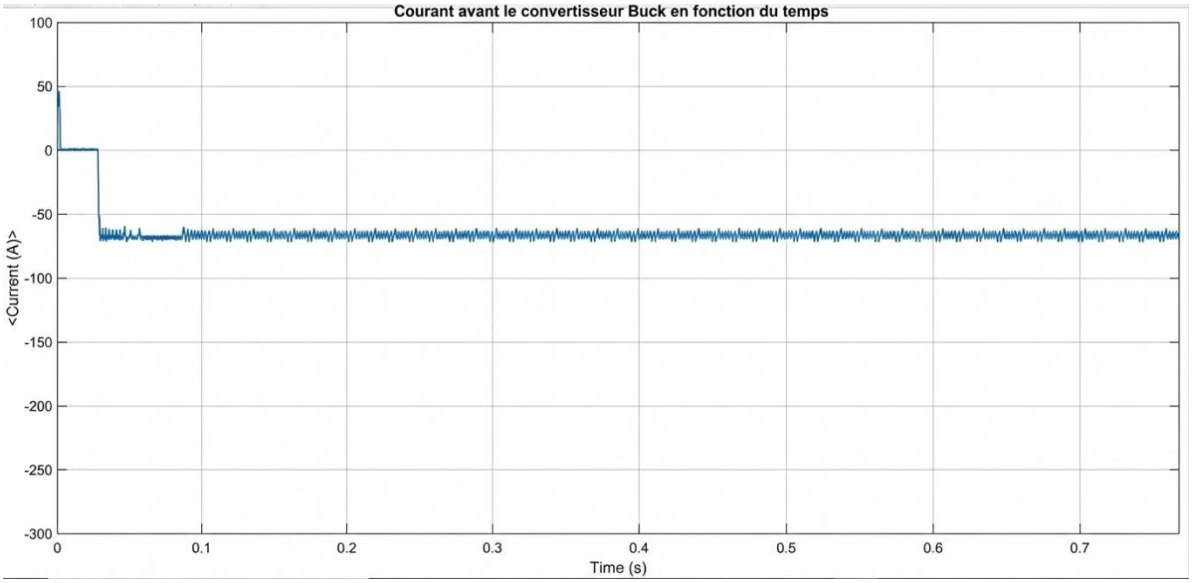

Figure IV.14 : Courant absorbé par le banc de batteries.

IV.3.2.1. l'état de chargement de batteries

Lorsque la puissance produite par le champ photovoltaïque est suffisante, la batterie entre en phase de charge. Cette phase est caractérisée par une augmentation progressive de l'état de charge **SOC**. Le rôle de la batterie est donc de stocker l'énergie produite pendant les heures d'ensoleillement afin de la rendre disponible lorsque la production solaire diminue.

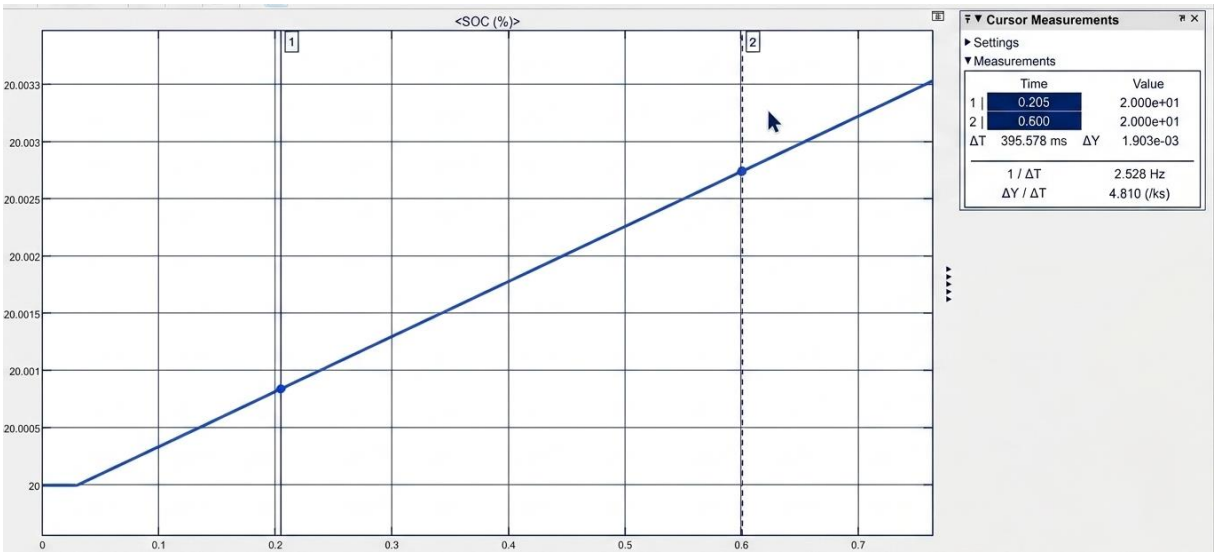

Figure IV.15 : Évolution du SOC de la batterie pendant la phase de charge.

L'évolution du SOC montre que les batteries sont en phase de charge. Le SOC augmente progressivement à partir de sa valeur initiale, ce qui indique que l'énergie produite par le champ photovoltaïque est transférée vers les batteries. L'augmentation reste faible pendant la durée de simulation, car la capacité des batteries est élevée et le temps simulé est court.

Cela confirme néanmoins le fonctionnement correct de la phase de charge du système photovoltaïque autonome.

Afin de déterminer le temps nécessaire au chargement de la batterie, l'évolution du **SOC** montre une variation pratiquement linéaire pendant la phase de charge jusqu'à atteindre **100 %**. Cette évolution permet d'établir la relation suivante :

$$SOC(\%) = 4.81 \times 10^{-3} t \qquad \text{(III.4)}$$

D'après cette relation, pour une augmentation du SOC de 20 % à 100 %, le temps de charge obtenu est de 4,62 h, soit environ 4 h 37 min. Ce résultat permet ainsi d'estimer la durée nécessaire pour atteindre la pleine charge de la batterie dans les conditions de simulation.

IV.3.2.2. Fonctionnement pendant la nuit

Pendant la nuit, l'irradiance solaire devient nulle ou très faible, ce qui signifie que le champ photovoltaïque ne produit plus d'énergie. Dans cette phase, la batterie devient la source principale du système. L'énergie stockée pendant la journée est fournie au bus continu via la charge DC.

IV.3.2.3.Décharge de la batterie

La batterie fournit l'énergie stockée vers le bus continu. Cette phase est caractérisée par une diminution progressive de l'état de charge **SOC**, ce qui indique que la batterie est en train de se décharger pour alimenter le système.

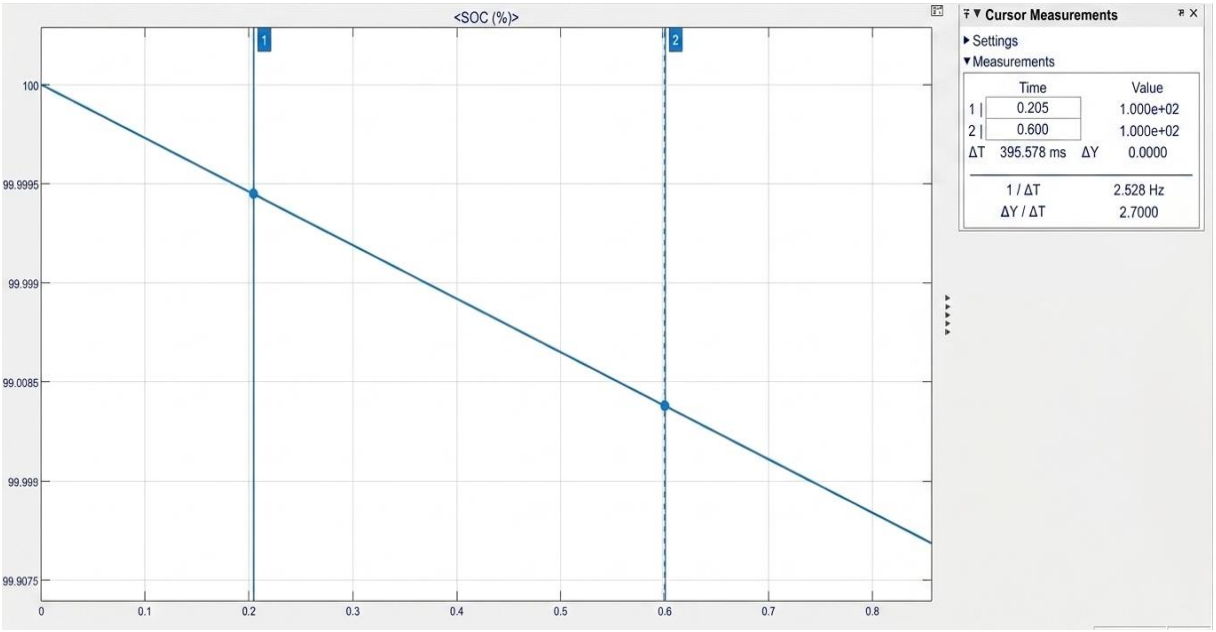

Figure IV.16 : Évolution du SOC de la batterie pendant la phase de décharge.

D'après l'équation suivant, l'évolution du SOC permet également de déterminer le temps nécessaire à la décharge de la batterie.

$$SOC(\%) = 2.7 \times 10^{-3} t \qquad \text{(III.5)}$$

Ainsi, pour une diminution du SOC de 100 % à 20 %, le temps de décharge est obtenu directement à partir de cette relation avec une valeur de 8,23h qui est estimé à 8h et 14 min.

IV.3.2.4.Alimentation de la charge LED

L'énergie fournie par la batterie est sous forme continue DC. La charge d'éclairage étant également alimentée en DC, l'énergie stockée dans la batterie est directement utilisée pour

assurer son alimentation, sans nécessiter de conversion vers une autre forme de tension.

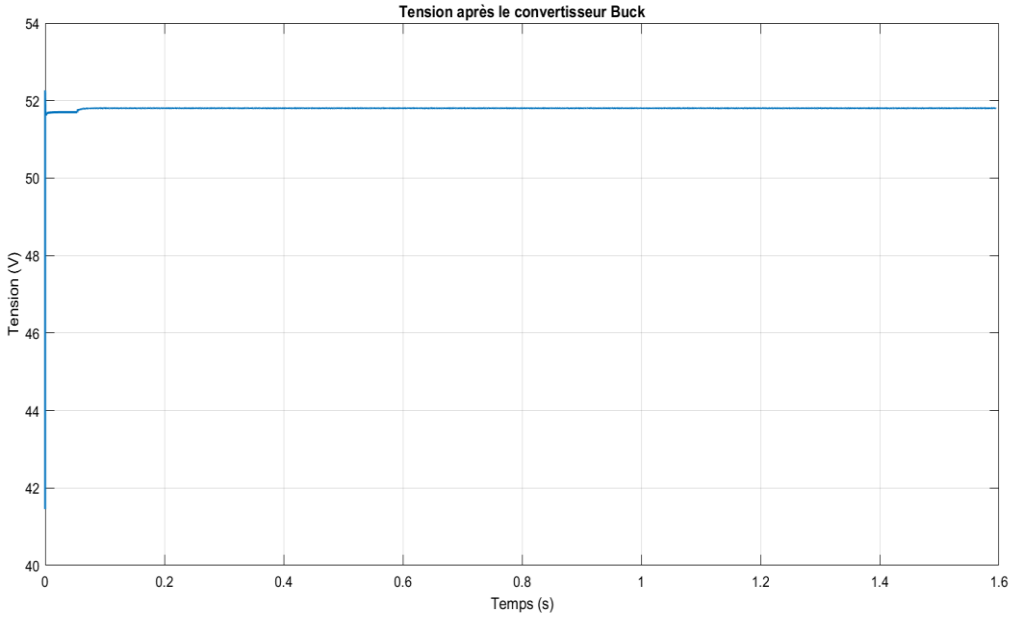

Figure IV.17 : Tension continue aux bornes de la batterie et de la charge d'éclairage DC.

La courbe représente la tension continue disponible aux bornes de la batterie et de la charge DC. On remarque que cette tension reste pratiquement stable autour de 52 V, ce qui indique que la batterie fournit une alimentation régulière et stable à la charge d'éclairage.

Le courant absorbé par la charge d'éclairage correspond au courant fourni par les batteries durant la période d'alimentation. D'après les résultats de simulation, ce courant atteint une valeur d'environ **38,89 A** pour l'ensemble de la charge.

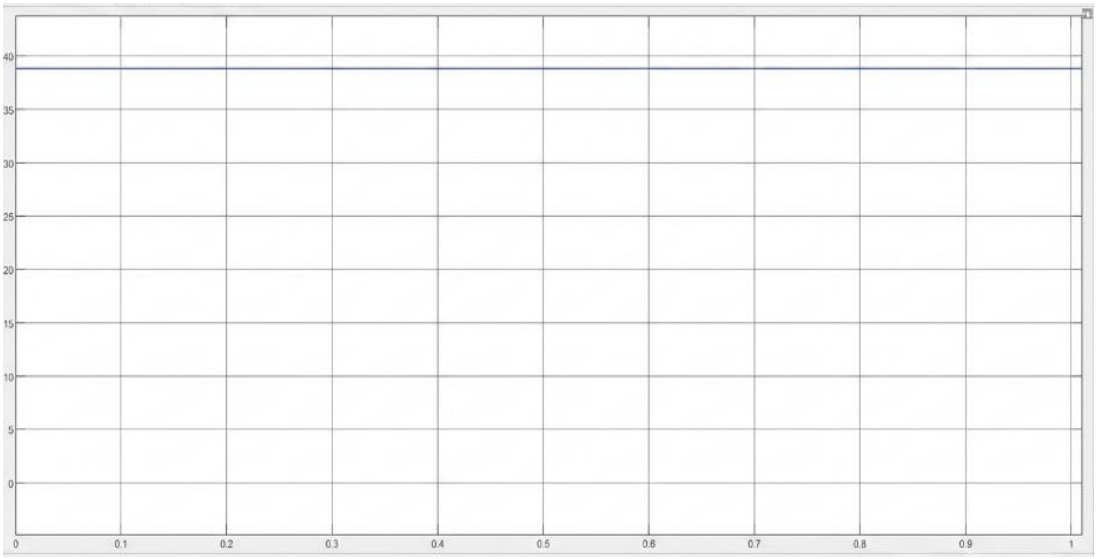

Figure IV.18 : Courant absorbé par la charge DC.

La puissance absorbée par la charge est déterminée à partir de la tension et du courant mesurés, avec un courant d'environ 38,89 A et une tension d'environ 56 V, la puissance obtenue en simulation est de l'ordre de 2177 W. Bien sur notre charge est une charge résistive donc nous avons uniquement la puissance active. Cette valeur est supérieure à la puissance nominale de la charge réelle, fixée à 1563 W. Cet écart s'explique principalement par le fait que la charge est modélisée par une résistance idéale dans la simulation, avec une tension effectivement appliquée supérieure à sa tension nominale de 48 V. La puissance simulée dépend donc directement du point de fonctionnement électrique imposé à la charge et ne correspond pas exactement à sa consommation nominale réelle.

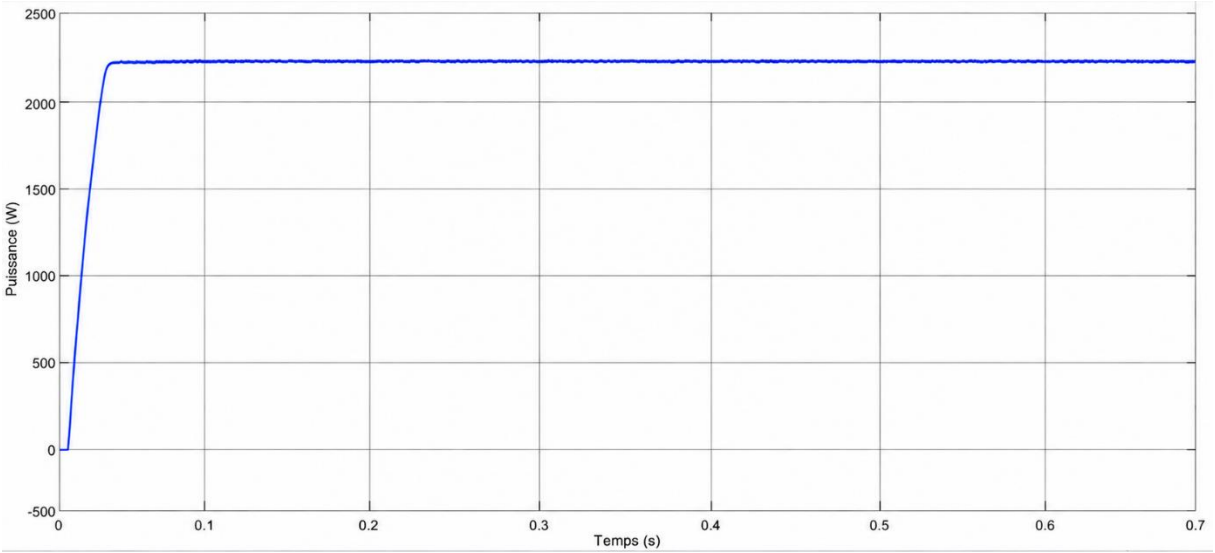

Figure IV.19 : Puissance active absorbé par la charge DC.

IV.3.3. interprétation des résultats

L'analyse des différentes courbes de simulation permet de valider le comportement dynamique et la stabilité du système photovoltaïque modélisé.

- **Concernant le pompage diurne :** Le convertisseur Boost et la commande MPPT parviennent à réguler et maintenir la tension du bus continu à la valeur requise de 654 V, même après la chute transitoire causée par le fort appel de courant (environ 255 A) lors du démarrage du moteur de la pompe. L'onduleur triphasé, commandé par modulation MLI sinusoïdale, délivre une tension alternative appropriée (environ 400 V efficaces) permettant au moteur de dépasser son régime transitoire et de se stabiliser à sa vitesse nominale (proche de 1500 tr/min). La puissance active absorbée en simulation est de 10,73 kW, ce qui est parfaitement cohérent avec la puissance dimensionnée de 10,7 kW.

- **Concernant le stockage d'énergie :** Le convertisseur Buck assure une tension stable (autour de 48-52 V) et un courant de charge régulé autour de 70 A vers le banc de batteries. L'évolution linéaire de l'état de charge (SOC) valide la capacité du système à recharger les batteries (de 20 % à 100 %) en un temps estimé à 4 heures et 37 minutes.
- **Concernant l'alimentation nocturne :** La batterie prend le relais pour fournir une tension continue stable à la charge d'éclairage LED. Le temps de décharge (de 100 % à 20 %) est estimé à 8 heures et 14 minutes. La puissance absorbée simulée (2177 W) est supérieure à la puissance nominale (1563 W), ce qui s'explique par la modélisation de la charge par une résistance idéale soumise à une tension légèrement supérieure à sa tension nominale de 48 V.

IV.4. Conclusion

Ce chapitre a été consacré à la simulation et à la validation globale de l'installation photovoltaïque à l'aide de l'environnement MATLAB/Simulink. La modélisation a intégré l'ensemble de la chaîne d'énergie : le champ photovoltaïque tandem, les convertisseurs statiques (Buck, Boost et onduleur), les commandes MPPT, le système de batteries ainsi que les charges agricoles (pompe et éclairage).

L'analyse des grandeurs électriques (tensions, courants, puissances et SOC) selon les différents scénarios journaliers a permis de confirmer la cohérence du dimensionnement effectué dans le chapitre précédent. Le système démontre sa capacité à gérer efficacement les flux d'énergie : il extrait la puissance maximale disponible, maintient des tensions de bus régulées face aux régimes transitoires, assure le stockage adéquat de l'énergie et garantit une alimentation stable et autonome des équipements de l'exploitation agricole de jour comme de nuit

Conclusion générale

Ce travail de fin d'études a porté sur l'étude, la conception et le dimensionnement d'une installation photovoltaïque totalement autonome, destinée à l'alimentation énergétique de la ferme agricole de Chiali, située dans la commune de Sabra dans la région de Tlemcen. L'objectif principal de cette recherche était d'explorer et de valider l'intégration de la technologie émergente des cellules photovoltaïques tandem pérovskite/silicium. Cette technologie de rupture permet de surpasser les limites des panneaux traditionnels au silicium en absorbant une plus large gamme du spectre lumineux, offrant ainsi un rendement de conversion supérieur dépassant les 25 % en laboratoire.

L'analyse rigoureuse du site a confirmé que la région de Tlemcen bénéficie d'un gisement solaire exceptionnel, avec une irradiation maximale durant la période estivale coïncidant parfaitement avec la hausse des besoins agricoles. L'évaluation précise de ces besoins énergétiques s'est articulée autour de deux axes majeurs : le pompage de l'eau et l'éclairage. Le système a été dimensionné pour alimenter une pompe immergée de 10,7 kW, dont le fonctionnement exige une surveillance rigoureuse du courant statorique et de la vitesse du rotor pour garantir un remplissage optimal du bassin en journée. Parallèlement, le choix d'un éclairage LED fonctionnant en courant continu (48 V) pour le hangar, l'étable et les serres a permis d'optimiser drastiquement la consommation électrique nocturne.

La modélisation et la simulation du système global sous l'environnement MATLAB/Simulink, s'appuyant sur les solveurs Simscape pour la définition précise des sous-systèmes électriques, ont permis de valider la stabilité de la chaîne de conversion d'énergie. L'implémentation de l'algorithme *Perturb & Observe* pour la commande MPPT, fiabilisée par une structuration rigoureuse de la fonction MATLAB évitant toute erreur d'initialisation des variables persistantes, a assuré une extraction de puissance maximale continue.Les résultats ont démontré la viabilité du cycle autonome : le pompage direct en journée couplé à la recharge du parc de batteries LiFePO4, permettant la restitution de l'énergie la nuit pour l'éclairage.

Cette étude démontre que l'association de la technologie photovoltaïque tandem, d'un stockage performant par batteries et d'un éclairage LED constitue une solution techniquement supérieure et économiquement rentable pour les exploitations agricoles. À l'issue de ce travail, plusieurs perspectives peuvent être envisagées pour valoriser et faire évoluer cette installation :

- Étendre ce système aux exploitations agricoles voisines présentant des besoins énergétiques similaires.

- Évoluer vers une architecture de micro-réseau autonome mutualisé afin de réduire les coûts d'investissement et d'exploitation par ferme.
- Anticiper l'évolution future des besoins de la ferme agricole, telle que l'intégration de nouvelles charges, la construction de serres supplémentaires ou le développement d'activités de transformation agroalimentaire.
- Prévoir un dimensionnement modulaire et évolutif permettant d'ajouter de nouveaux équipements électriques sans nécessiter le redimensionnement complet du champ photovoltaïque.
- Poursuivre la recherche sur la modélisation à fine échelle de la cellule tandem (notamment pour des surfaces actives spécifiques de 2,8 cm^2) afin d'accompagner l'amélioration continue de la durée de vie et de la stabilité des pérovskites face aux contraintes environnementales.

Ainsi, l'installation étudiée ne répond pas seulement aux besoins immédiats de la ferme de Chiali, mais constitue une véritable réserve énergétique et technologique pour soutenir son développement futur.

Références Bibliographie

[1] Z. Bouzid. Overview of solar potential, state of the art and future of photovoltaic installations in Algeria. 2015.

[2] M. A. Hanane and M. S. Abdelaziz. L'investissement dans les énergies renouvelables en Algérie ; un pas vers la transition énergétique (cas de l'énergie solaire). 12, 2018.

[3] D. Sarah. Comment les énergies renouvelables contribuent-elles dans le développement du secteur agricole en Algérie ?

[4] K. Smaili, N. K. Merzouk, and M. Merzouk. Atlas climatiques de l'irradiation solaire journalière en Algérie. 2018.

[5] G. Millez. Chimie et effet photovoltaïque d'Edmond Becquerel à nos jours.

[6] Connaissance des énergies. Solaire photovoltaïque : fonctionnement, panneau et centrale. Consulté le 10 avril 2026. https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/solaire-photovoltaique

[7] A. Ould Mohamed Yahya, A. K. Ould Mahmoud, and I. Youm. Etude et modélisation d'un générateur photovoltaïque. *Journal of Renewable Energies*, 11(3), septembre 2008. doi: 10.54966/jreen.v11i3.97.

[8] T. Mrabti, M. El Ouariachi, B. Tidhaf, K. Kassmi, E. Chadli, and K. Kassmi. Modélisation des propriétés électriques et caractérisation des panneaux photovoltaïques. *Journal of Renewable Energies*, 12(1), octobre 2023. doi: 10.54966/jreen.v12i1.124.

[9] A. Cid Pastor. Conception et réalisation de modules photovoltaïques électroniques. Thèse, INSA de Toulouse, 2006. Consulté le 14 février 2026. https://theses.hal.science/tel-00128644

[10] B. Merieme. Les fours de cristallisation du silicium photovoltaïque.

[11] S. Harrouni and E. A. Maafi. Etude du rendement du silicium monocristallin en milieu désertique.

[12] Info Energies. Différence entre le silicium monocristallin et le polycristallin. Consulté le 14 février 2026. https://www.infoenergiesrenouvelables.fr/difference-entre-les-panneaux-solaires-photovoltaiques-en-silicium-monocristallin-et-polycristallin/

[13] E. Team. Panneau solaire amorphe : caractéristiques et avantages. BibLus. Consulté le 14 février 2026. https://biblus.accasoftware.com/fr/panneau-solaire-amorphe-caracteristiques-et-avantages/

[14] P. Zhang, M. Li, and W.-C. Chen. A perspective on perovskite solar cells: emergence, progress, and commercialization. *Frontiers in Chemistry*, 10:802890, avril 2022. doi: 10.3389/fchem.2022.802890.

[15] ECOinfos. Cellules pérovskite : est-ce l'avenir du solaire ? Consulté le 14 février 2026. https://www.les-energies-renouvelables.eu/conseils/photovoltaique/comment-fonctionne-le-panneau-solaire-photovoltaique/fonctionnement-cellule-photovoltaique/cellules-perovskite-la-revolution-du-panneau-solaire-photovoltaique/

[16] B. Guendouz, C. Seladji, and B. Mohcene. Prédiction de la surface de collecteur thermique d'une installation de climatisation solaire d'un bâtiment à Tlemcen. 2015.

[17] A. Zerdoudi and R. Chenni. Etude de l'influence des différents paramètres sur un module photovoltaïque.

[18] M. Mesrouk and A. H. Arab. Effet de la poussière sur le rendement des modules photovoltaïques. 2014.

[19] Wikipédia. Sabra (Tlemcen). 16 juillet 2025. Consulté le 15 février 2026. https://fr.wikipedia.org/w/index.php?title=Sabra_(Tlemcen)&oldid=227327593

[20] Mapcarta. Ferme Chiali. Consulté le 17 février 2026. https://mapcarta.com/W1225914040

[21] European Commission, Joint Research Centre. Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS). Consulté le 17 février 2026. https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/fr/

[22] R. Maity, K. Sudhakar, and A. A. Razak. Agri-solar water pumping design, energy, and environmental analysis: a comprehensive study in tropical humid climate. *Heliyon*, 10(21):e39604, novembre 2024. doi: 10.1016/j.heliyon.2024.e39604.

[23] L. F. Lozano-Castellanos, L. M. Navas-Gracia, I. C. Lozano-Castellanos, and A. Correa-Guimaraes. Technologies applied to artificial lighting in indoor agriculture: a review. *Sustainability*, 17(7):3196, avril 2025. doi: 10.3390/su17073196.

[24] J. Matuszak. Le rôle de l'éclairage LED dans l'agriculture moderne. KnowHow, Distrelec. Consulté le 17 février 2026. https://knowhow.distrelec.com/fr/energie-et-alimentation-electrique/le-role-de-leclairage-led-dans-lagriculture-moderne/

[25] Promotelec. Quels sont les éléments qui constituent une installation photovoltaïque ? Consulté le 18 février 2026. https://www.promotelec.com/faq/professionnels/quels-sont-les-elements-qui-constituent-une-installation-photovoltaique-2/

[26] M. A. Green et al. Solar cell efficiency tables (version 63). *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 32(1):3–13, janvier 2024. doi: 10.1002/pip.3750.

[27] National Renewable Energy Laboratory. Best research-cell efficiencies. 2024. Consulté le 22 avril 2026. https://www.nrel.gov/docs/libraries/pv/cell-pv-eff.pdf

[28] S. Philipps and W. Warmuth. Photovoltaics report. Fraunhofer ISE, PSE Projects GmbH.

[29] Y. Wang, Y. Wang, F. Gao, and D. Yang. Efficient monolithic perovskite/silicon tandem photovoltaics. *ENERGY & Environmental Materials*, 7(3):e12639, mai 2024. doi: 10.1002/eem2.12639.

[30] Oxford PV. Technology and supply chain selection for new US fabs from 2025 onwards. 2024.

[31] Amazon. TYQMYSM 120A MPPT solar charge controller 480V PV input, 24V-192V auto voltage & Li/lead-acid battery compatible, 99 % efficiency, WiFi/RS485, LCD display. Consulté le 6 juin 2026. https://www.amazon.com/Controller-24V-192V-Lead-Acid-Compatible-Efficiency/dp/B0F7SRY1RG

[32] TopCable. TopSolar PV H1Z2Z2-K / PV1-F solar cable technical data. 2024.