REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE

SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE D_R. YAHIA FARES DE MEDEA

FACULTE DE TECHNOLOGIE.

Département de génie électrique.



Projet de Fin d'étude

Présenté pour l'obtention du Diplôme
de Master en électrotechnique
Spécialité :

Energies renouvelables

THEME :

Étude et analyse des performances d'un système PV relié au réseau électrique à base de modules PV bifaces et muni d'un système de poursuite solaire.

Proposé et dirigé par :

Mr. Ferrai Ahmed

Préparé et présenté par :

Mr. Bouzidi Younes

Mr. Setti Adel

Année Universitaire :
2024/2025

Remerciements

*Nous remercions tout d'abord **Allah**, qui nous a donné la force, la patience et le courage nécessaires pour mener à bien nos études et élaborer ce modeste travail.*

Nous tenons également à exprimer notre reconnaissance à toutes les personnes sans qui ces années d'études n'auraient été qu'un pâle reflet de ce que nous avons vécu et accompli.

*Nos sincères remerciements vont à **notre encadreur, Monsieur FERRAI Ahmed**, pour son encadrement de qualité, sa disponibilité, ses conseils avisés et ses encouragements constants tout au long de ce travail.*

*Nous voudrions, à travers ces quelques lignes, rendre hommage à celles et ceux qui ont été les **piliers de notre parcours**.*

*À **nos très chers parents**, nous exprimons toute notre gratitude. Leur amour, leur soutien indéfectible et leur présence à chaque étape ont été pour nous une source inestimable de motivation. Ils ont cru en nous, même lorsque nous doutions, et nous ont portés à bout de cœur et d'espoir.*

*À **nos frères et sœurs**, compagnons de vie et de combat, merci pour vos paroles réconfortantes, vos gestes simples mais sincères, vos sourires rassurants et votre foi en nous. Vous avez su nous encourager, nous apaiser et nous rappeler nos valeurs.*

*À **nos amis et connaissances**, pour vos encouragements, vos conseils, vos échanges enrichissants et votre précieuse aide, nous vous adressons nos plus chaleureux remerciements.*

*Enfin, nous adressons notre profonde reconnaissance à **l'ensemble du corps enseignant**, en particulier à celui de **l'Université Yahya Fares** et du **département d'électrotechnique**, pour la qualité de votre enseignement, votre bienveillance et l'accueil que vous nous avez réservé. Grâce à vous, nous avons grandi, appris, et évolué.*

*Nos remerciements vont aussi à **tous les membres du jury**, pour le temps qu'ils ont consacré à évaluer notre travail, leurs remarques constructives et leur contribution à l'amélioration de ce mémoire. Leur expertise et leur regard critique sont pour nous une véritable richesse*

BOUZIDI YOUNES SETTI ADEL

Dédicace

Les mots, aussi riches et sincères soient-ils, ne sauraient traduire toute la profondeur de ce que je ressens envers ceux qui ont façonné, soutenu et inspiré mon parcours. Ce travail, fruit de plusieurs années d'efforts, leur est dédié avec tout l'amour, le respect et la reconnaissance que je porte en mon cœur.

*Je le dédie d'abord à **mes très chers parents**.*

*À **ma mère bien-aimée**, lumière de mon existence, source inépuisable de tendresse, de patience et de dévouement. Rien ne saurait égaler ton amour pur, ni traduire la chaleur et la douceur dont tu m'as entouré(e) à chaque étape de ma vie. Tu as été mon refuge, ma force silencieuse, et ma plus grande bénédiction. Qu'Allah te comble de santé, de paix intérieure et d'une longue vie pleine de bonheur*

*À **mon père adoré**, modèle de droiture, de sagesse et de persévérance. Ta présence forte et rassurante a toujours été pour moi un repère. Depuis l'enfance, j'ai nourri le rêve de te ressembler, de marcher sur tes traces et d'hériter de tes nobles qualités. La vie m'a appris que devenir toi est un idéal inatteignable… mais te prendre pour guide, pour exemple, est déjà un honneur inestimable. Qu'Allah te protège, te récompense pour tous tes sacrifices, et t'accorde une vie paisible et lumineuse.*

*Je dédie également ce travail à **mes frères et sœurs**, pour leur amour fraternel, leur soutien constant et leurs prières sincères. Vous avez toujours été présents, dans les moments de doute comme dans ceux de joie.*

*À **mes amis fidèles et à toutes les personnes chères à mon cœur**, merci pour vos encouragements, votre écoute, vos conseils et votre présence bienveillante. Ce travail est aussi le reflet de votre accompagnement.*

*Une mention toute particulière à **mon ami Setti Adel**, dont la présence à mes côtés a été précieuse. Par ton soutien, ta motivation et ta sincère amitié, tu as su rendre ce parcours plus riche, plus humain et plus fort. Merci du fond du cœur.*

*Enfin, je n'oublie pas **Monsieur Ferrai Ahmed**, mon encadrant, à qui j'adresse ma profonde reconnaissance pour sa disponibilité, son suivi attentif et ses conseils précieux tout au long de ce travail. Son accompagnement a été d'un grand soutien dans la réalisation de ce mémoire.*

BOUZIDI YOUNES

Dédicace

À ceux qui ont illuminé mon chemin, qui ont cru en moi, porté mes rêves et renforcé mes pas : ce travail est pour vous.

***À ma mère bien-aimée**, douce étoile de ma vie, dont l'amour, la patience et les prières silencieuses ont tissé autour de moi une force invisible mais inébranlable. Que Dieu te bénisse et t'accorde une longue vie remplie de santé et de paix.*

***À mon père adoré**, figure de droiture et de persévérance, toi qui m'as appris par l'exemple bien plus que par les mots. Marcher à ta suite est un honneur et une fierté. Que Dieu te protège et te récompense pour chacun de tes sacrifices.*

***À mes frères et sœurs**, complices de toujours, dont l'amour et le soutien m'ont accompagné dans chaque étape, chaque doute, chaque victoire.*

***À mes amis fidèles**, vous qui avez apporté vos sourires, vos paroles réconfortantes, votre présence précieuse : merci d'avoir été là, simplement.*

*Une mention très spéciale à **Bouzidi Younes**, ami sincère, compagnon de route, dont le soutien constant, la motivation et la présence bienveillante ont rendu cette aventure plus humaine et plus riche. Ta confiance et ton amitié ont été une source précieuse d'énergie. Merci, Younes, d'avoir été ce frère de cœur sur qui j'ai toujours pu compter.*

*Enfin, je tiens à exprimer toute ma gratitude à **Dr. Ferrai Ahmed**, notre directeur de thèse, pour son accompagnement attentif, ses conseils éclairés et sa patience exemplaire. Merci, Docteur, d'avoir cru en moi, de m'avoir guidé avec exigence mais aussi avec une bienveillance constante. Votre encadrement a marqué ce travail et a façonné mon apprentissage.*

À vous tous, je dédie ce travail, avec tout mon respect, mon affection et ma reconnaissance profonde.

SETTI ADEL

الملخص

في سياق الانتقال الطاقي، توفر الأنظمة الكهروضوئية ثنائية الوجه مع تتبع الشمس إمكانيات كبيرة بفضل قدرتها على التقاط الإشعاع على الوجهين وتتبع الشمس. تهدف هذه الدراسة إلى محاكاة ومقارنة، عبر برنامج الانظمة الكهرو ضوئية، أداء مثل هذا النظام المتصل بالشبكة في منطقتين جزائريتين متباينتين: وزرة (ولاية المدية) وتمنراست. تجمع المنهجية بين النمذجة التقنية، وأخذ المعايير المناخية في الاعتبار، والتحليل المقارن تقدم النتائج مسارات ملموسة لتحسين العائد وفقًا للموقع الجغرافي.

الكلمات المفتاحية: نظام الطاقة الشمسية ثنائية الوجه، التتبع الشمسي، نظام الطاقة الشمسية، نقطة القدرة القصوى، العاكس، اتصال الشبكة، الأداء الطاقي.

Résumé :

Dans un contexte de transition énergétique, les systèmes photovoltaïques bifaciaux avec suivi solaire offrent un fort potentiel grâce à leur capacité à capter l'irradiance sur deux faces et à suivre le soleil. Cette étude vise à simuler et comparer, via le logiciel PVSyst, les performances d'un tel système connecté au réseau dans deux régions algériennes contrastées : Ouzera et Tamanrasset. La méthodologie combine modélisation technique, prise en compte des paramètres climatiques, et analyse comparative. Les résultats apportent des pistes concrètes pour optimiser le rendement selon la localisation géographique.

Mots clés : Système photovoltaïque bifacial, suivi solaire, PVSyst, point maximum de puissance (MPPT), onduleur, raccordement réseau, performance énergétique.

Summary:

In the context of the energy transition, bifacial photovoltaic systems with solar tracking offer great potential due to their ability to capture irradiance on both sides and follow the sun. This study aims to simulate and compare, using the PVSyst software, the performance of such a grid-connected system in two contrasting Algerian regions: Ouzera and Tamanrasset. The methodology combines technical modeling, consideration of climatic parameters, and comparative analysis. The results provide concrete avenues for optimizing performance according to geographical location.

Keywords : Bifacial photovoltaic system, solar tracking, PVSyst, maximum power point (MPPT), inverter, grid connection, energy performance.

Table des matières

Chapitre I : 2

I.1.Introduction : 3

I.2. Problématique : 3

I.3.Objectifs : 3

1.4. Méthodologie : 4

I.5. Organisation du mémoire : 5

Chapitre II : Généralités sur l'énergie solaire et les systèmes photovoltaïques à base de modules photovoltaïques classique et bifacial 6

II.1 Introduction : 7

II.2 Le rayonnement solaire : 7

II.2.1. Rayonnement global : 8

II.2.2 Le soleil : 9

II.2.3 Le spectre solaire : 9

II.2.4 La masse d'air (Air Masse) : 9

II.3 Le Potentiel Solaire en Algérie : 10

II.4 Le Système Photovoltaïque classique : 11

II.4.1 Générateur PV (GPV) : 11

II.4.2 Principe de la conversion photovoltaïque : 11

II.4.2.1 Circuit équivalent simple et modèle d'une cellule photovoltaïque idéale.....12

II.4.2.2 Circuit équivalent et modèle mathématique d'une cellule solaire réelle.....13

II.4.2.4 Caractéristiques courant - tension (I-V) de la cellule photovoltaïque.....14

II.5 Influence de la température et l'ensoleillement sur le rendement d'une cellule solaire : 15

II.5.1 Influence de l'ensoleillement : 15

II.5.2 Influence de la température : 17

II.5.2.1 Influence de la température sur les courbes I(V) et P(V) : 17

II.6 Importance de l'optimisation des performances des systèmes PV : 18

II.7 Limites des modules PV classiques et des systèmes fixes :.....20
II.7.1 Limites des modules photovoltaïques classiques :.....20
II.7.2 Limites des systèmes photovoltaïques fixes :.....20
II.8 système photovoltaïque bifacial :.....21
II.8.1 Introduction :.....21
II.8.2 Structure et principe de fonctionnement de la cellule solaire bifaciale BSF :.....21
II.8.2.1 Structure de la cellule solaire bifaciale BSF :.....21
II.8.2 Principe de fonctionnement de la cellule solaire bifaciale BSF :.....22
II.8.2.1 Caractéristiques électriques de la cellule solaire bifaciale BSF :.....23
II.8.3 Facteurs influençant les performances (albédo, inclinaison, environnement) :.....25
II.8.3.1 Albédo.....25
II.8.3.2 Inclinaison et orientation.....26
II.8.3.3 Environnement.....26
II.8.4 Les avantages et les inconvénients des panneaux solaires bifaciaux :.....27
II.8.4.1 Les avantages :.....27
II.8.4.2 Les inconvénients des panneaux solaires bifaciaux.....27
II.8.5 Les types de panneaux solaires bifaces disponibles sur le marché :.....28
II.8.6 L'importance d'investir dans un panneau solaire bifacial :.....29
II.8.7 Systèmes de poursuite solaire :.....29
II.8.7.1 Position du soleil par rapport à un observateur :.....29
II.8.7.2 Orientation de la surface réceptrice :.....30
II.8.7.3 Etat de l'art des techniques de suivi :.....31
II.8.7.4 Comparaison entre les systèmes :.....31
II.8.8 Études antérieures :.....32
II.8.8.1 Analyse critique des travaux existants :.....32
II.8.8.2 Identification des lacunes à combler :.....32
II.9 Conclusion :.....33

Chapitre III:**Systèmes Photovoltaïques reliés au réseau électrique** 34
III.1 Introduction : 35
III.2 Éléments constitutifs d'un système PV connecté au réseau : 35
III.3 Classification des systèmes photovoltaïques : 36
III.3.1Selon la configuration électrique : 36
III.3.1.1 Topologie centralisée : 36
III.3.1.2 Topologie centralisée maître esclave : 37
III.3.1.3 Topologie en chaîne : 37
III.3.1.4 Topologie multi-chaîne : 37
III.3.1.5 Topologie modulaire (module PV à courant alternatif) : 38
III.3.2 Selon la présence ou non de stockage : 38
III.3.3 Selon le mode de fonctionnement avec le réseau : 39
III.3.3.1 Système PV raccorde au réseau électrique avec injection des excédents de production : 39
III.3.3.2 Variante de sécurisation : 39
III.3.3.3 Système PV raccorde au réseau électrique avec injection totale de l'énergie électrique : 40
III.4. Avantages, inconvénients et limites des systèmes photovoltaïques : 41
III.5 Conclusion : 42
Chapitre IV :Simulation des performances d'un système photovoltaïque bifacial avec suivi solaire connecté au réseau 44
IV.1 Introduction : 45
IV.2 méthodologie et Materials : 45
IV.2.1 la méthodologie : 45
IV.2.2 Présentation du logiciel PVSyst : 46
IV.3 Sélection du site : 46
IV.3.1 Étapes d'action : 48
IV.4 Paramètres techniques et conception du système : 51
IV.5 Indicateurs de performance : 52

IV.6 Résultats attendus et analyse :.....53
IV.6.1 Site de ouzera :.....53
IV.6.1.1 Module PV Classique :.....53
IV.6.1.2 Module PV Bifacial :.....56
IV.6.1.3 Comparaison technique entre PV Classique et PV Bifacial (site de ouzera) : 57
IV.6.1.4. Comparaison de la puissance effective aux sorties du système (PV classique et PV bifacial) : 59
IV.6.1.4.1. Analyse détaillée : 59
IV.6.1.4.2. Synthèse de la première section : 60
IV.6.2 Site de Tamanrasset :.....60
IV.6.2.1 Module PV classique :.....60
IV.6.2.2 Module Bifacial : 63
IV.6.2.3 Comparaison technique entre PV Classique et PV Bifacial à Tamanrasset : 65
IV.6.2.4 Comparaison de la puissance effective aux sorties du system (PV classique et PV bifacial) : 67
IV.6.2.4.1. Analyse détaillée : 67
IV.6.2.4.2. Bilan partiel de la deuxième section :.....68
IV.7 Observations Generals : 68
IV.7.1 Analyse des Graphiques : 68
IV.7.1.1. Performances à Ouzera :.....68
IV.7.1.2. Performances à Tamanrasset :.....69
IV.8 Comparaison général entre Ouzera et Tamanrasset :.....69
IV.8.1 Recommandations :.....70
IV.9 Conclusion : 71
Conclusion Générale : 73
Annexes.....74
Références bibliographiques 79

Liste des figures

FIGURE II.1: NORMES DE MESURES DU SPECTRE D'ENERGIE LUMINEUSE EMIS PAR LE SOLEIL, NOTION DE LA CONVENTION AM. 8
FIGURE II.2: DIFFERENTS COMPOSANTS DE RAYONNEMENT. 8
FIGURE II.3: SPECTRE SOLAIRE 10
FIGURE II.4: SCHEMA DE PRINCIPE D'UN SYSTEME PV CONNECTE A UNE CHARGE....11
FIGURE II.5: DIFFERENT TYPES DE CELLULE D'UN PV 12
FIGURE II.6: CIRCUIT EQUIVALENT SIMPLE D'UNE CELLULE PHOTOVOLTAÏQUE.....12
FIGURE II.7: CIRCUIT EQUIVALENT DE DIODE D'UNE CELLULE PHOTOVOLTAÏQUE REELLE.....13
FIGURE II.8: CARACTERISTIQUES COURANT-TENSION DE LA CELLULE PHOTOVOLTAÏQUE.....14
FIGURE II.9: INFLUENCE DE L'ECLAIREMENT SUR LA CARACTERISTIQUE I (V) A T=25°C.....16
FIGURE II.10: INFLUENCE DE L'ECLAIREMENT SUR LA CARACTERISTIQUE P (V) A T=25°C 16
FIGURE II.11: INFLUENCE DE LA TEMPERATURE SUR LA CARACTERISTIQUE I (V) A E=1000W/M2 17
FIGURE II.12: INFLUENCE DE LA TEMPERATURE SUR LA CARACTERISTIQUE P (V) A E=1000W/M2 18
FIGURE II.13: REPRESENTATION SCHEMATIQUE DE LA STRUCTURE D'UNE CELLULE SOLAIRE BSF 22
FIGURE II.14: CIRCUIT EQUIVALENT POUR UNE CELLULE SOLAIRE BIFACIALE 22
FIGURE II.15: DES PANNEAUX SOLAIRES SOUS PRESSION DE LA NEIGE 25
FIGURE II.16: PANNEAUX SOLAIRES AGRICOLES....28
FIGURE II.17: POSITION DU SOLEIL PAR RAPPORT A UN PLAN INCLINE ET NON ORIENTE VERS LE SUD 30
FIGURE II.18: ORIENTATION DE LA SURFACE RECEPTRICE PAR RAPPORT A L'AXE VERTICAL.....30

FIGURE III.1 : SCHEMA DE PRINCIPE FONCTIONNEL D'UN SYSTEME PV RACCORDE AU RESEAU 35
FIGURE III.2: DIFFERENTES TOPOLOGIES DES SYSTEMES PV RACCORDES AU RESEAU 36
FIGURE III.3: SCHEMA DE PRINCIPE DE LA CONFIGURATION D'INJECTION DU SURPLUS D'ENERGIE 39
FIGURE III.4: SCHEMA DE PRINCIPE DE LA CONFIGURATION (ASI) ET D'INJECTION DU SURPLUS D'ENERGIE 40
FIGURE III.5: SCHEMA DE PRINCIPE DE LA CONFIGURATION D'INJECTION TOTALE D'ENERGIE ..41

FIGURE IV.1: METHODOLOGIE DE MODELISATION ET D'OPTIMISATION DES SYSTEMES PV VIA PVSYST 45
FIGURE IV.2: MENU PRINCIPAL DU PVSYST 46
FIGURE IV.3: CARTE DES EMPLACEMENTS SELECTIONNES 47
FIGURE IV.4: LE NOM LA METEO ET LE SITE CHOISI POUR L'INSTALLATION 48
FIGURE IV.5: L'ORIENTATION ET INCLINAISON DES MODULES (PLAN INCLINE FIXE). 48
FIGURE IV.6: L'ORIENTATION ET INCLINAISON DES MODULES (SUIVEUR 1AXE). 49
FIGURE IV.7: L'ORIENTATION ET INCLINAISON DES MODULES (SUIVEUR DEUX AXE). 49
FIGURE IV.8: LE PANNEAU PV CLASSIQUE ET L'ONDULEUR CHOISI POUR L'INSTALLATION 50
FIGURE IV.9: LE PANNEAU PV BIFACIAL ET L'ONDULEUR CHOISI POUR L'INSTALLATION 50
FIGURE IV.10: METHODOLOGIE DE RECHERCHE 52
FIGURE IV.11: SCHEMA PRINCIPAL DE L'INSTALLATION 53
FIGURE IV.12: DIAGRAMMES DES PERTES PV CLASSIQUE EN OUZERA DU SYSTEME D'INCLINAISON FIXE, DU SYSTEME DE SUIVI A AXE UNIQUE ET DU SYSTEME DE SUIVI A DEUX AXES 55
FIGURE IV.13: DIAGRAMMES DES PERTES PV BIFACIAL EN OUZERA DU SYSTEME D'INCLINAISON FIXE, DU SYSTEME DE SUIVI A AXE UNIQUE ET DU SYSTEME DE SUIVI A DEUX AXES 58
FIGURE IV.14: PRODUCTION MENSUELLE D'ENERGIE EN OUZERA A PARTIR DU PARC PV POUR DIFFERENTS SYSTEMES PV 59
FIGURE IV.15: DIAGRAMMES DES PERTES PV CLASSIQUE EN TAMANRASSET DU SYSTEME D'INCLINAISON FIXE, DU SYSTEME DE SUIVI A AXE UNIQUE ET DU SYSTEME DE SUIVI A DEUX AXES 62
FIGURE IV.16: DIAGRAMMES DES PERTES PV BIFACIAL EN TAMANRASSET DU SYSTEME D'INCLINAISON FIXE, DU SYSTEME DE SUIVI A AXE UNIQUE ET DU SYSTEME DE SUIVI A DEUX AXES 66
FIGURE IV.17: PRODUCTION MENSUELLE D'ENERGIE EN TAMANRASSET A PARTIR DU PARC PV POUR DIFFERENTS SYSTEMES PV 67

Liste des tableaux

TABLEAU II.1 : POTENTIEL SOLAIRE EN ALGERIE 11
TABLEAU II.2 : RESUME DES PRINCIPAUX TYPES DE CELLULES 12
TABLEAU II.3 : RESUME DES COMPARAISON ENTRE LES SYSTEMES DE POURSUITE 32

TABLEAU IV.1: LOCALITES SELECTIONNEES EN ALGERIE 47
TABLEAU IV.2: PRESENTE LES PRINCIPES ET LES PARAMETRES UTILISES DANS LE MODELE. 51
TABLEAU IV.3: BILANS ET RESULTATS PRINCIPAUX DU SYSTEME PV CLASSIQUE UTILISE A OUZERA AVEC UNE INCLINAISON FIXE DE 30,0°. 53
TABLEAU IV.4: BILANS ET RESULTATS PRINCIPAUX DU SYSTEME PV CLASSIQUE UTILISE A OUZERA AVEC UNE SYSTEME POURSUITE (1 AXE). 54
TABLEAU IV.5: BILANS ET RESULTATS PRINCIPAUX DU SYSTEME PV CLASSIQUE UTILISE A OUZERA AVEC UNE SYSTEME POURSUITE (2 AXES). 54
TABLEAU IV.6: BILANS ET RESULTATS PRINCIPAUX DU SYSTEME PV BIFACIAL UTILISE A OUZERA AVEC UNE INCLINAISON FIXE DE 30,0°. 56
TABLEAU IV.7: BILANS ET RESULTATS PRINCIPAUX DU SYSTEME PV BIFACIAL UTILISE A OUZERA AVEC UNE SYSTEM PORSUITE (1 AXE). 56
TABLEAU IV.8: BILANS ET RESULTATS PRINCIPAUX DU SYSTEME PV BIFACIAL UTILISE A OUZERA AVEC UNE SYSTEME POURSUITE (2 AXES) 57
TABLEAU IV.9: BILANS ET RESULTATS PRINCIPAUX DU SYSTEME PV CLASSIQUE UTILISE A TAMANRASSET AVEC UNE INCLINAISON FIXE DE 30,0°. 60
TABLEAU IV.10: BILANS ET RESULTATS PRINCIPAUX DU SYSTEME PV CLASSIQUE UTILISE A TAMANRASSET AVEC UNE SYSTEME POURSUITE (1 AXE) 61
TABLEAU IV.11: BILANS ET RESULTATS PRINCIPAUX DU SYSTEME PV CLASSIQUE UTILISE A TAMANRASSET AVEC UNE SYSTEME POURSUITE (2 AXES°) 61
TABLEAU IV.12: BILANS ET RESULTATS PRINCIPAUX DU SYSTEME PV BIFACIAL UTILISE A TAMANRASSET AVEC UNE INCLINAISON FIXE DE 30,0°. 63
TABLEAU IV.13: BILANS ET RESULTATS PRINCIPAUX DU SYSTEME PV BIFACIAL UTILISE A TAMANRASSET AVEC UNE SYSTEME POURSUITE (1 AXE) 64
TABLEAU IV.14: BILANS ET RESULTATS PRINCIPAUX DU SYSTEME PV BIFACIAL UTILISE A TAMANRASSET AVEC UNE SYSTEME POURSUITE (2 AXES). 64
TABLEAU IV.15: COMPARATIF DES PERFORMANCES MENSUELLES MOYENNES 70

Nomenclature

PV : Photovoltaïque

PVSyst Logiciel de simulation des systèmes photovoltaïques

MPPT :(*PPTM*) Suivi du Point de Puissance Maximale

GHI : Irradiance Globale Horizontale. **GTI :** Irradiance Globale Inclinée

Bifaciale : Capacité d'un panneau à capter l'irradiation sur ses deux faces

STC : Conditions Standards de Test (1000 W/m², 25 °C, AM1.5)

NOCT : Température Nominale de Fonctionnement des Cellules

PR : Rapport de Performance

Pdc : Puissance en courant continu

Pac : Puissance en courant alternatif

η : Rendement énergétique

Irr : Irradiation solaire (kWh/m²)

Tamb : Température ambiante

Tc : Température des cellules

Vmp : Tension au point de puissance maximale

Imp : Courant au point de puissance maximale

Voc : Tension à vide

Isc : Courant de court-circuit

Azimut : Angle entre la direction du module et le sud

Inclinaison (Tilt) : Angle d'inclinaison du module par rapport à l'horizontale

Albédo : Coefficient de réflexion du sol

Onduleur : Convertisseur continu-alternatif (DC/AC)

Boost : Hacheur élévateur de tension

KWh/kWc : Production spécifique (énergie produite par kilowatt-crête installé)

Connecté réseau : Système relié au réseau électrique

Pertes : Dégradations ou pertes énergétiques (systémiques ou environnementales)

Tamanrasset : Site d'étude situé dans le sud de l'Algérie, zone saharienne

Ouzera (Médéa) : Site d'étude situé au nord de l'Algérie, zone semi-montagneuse à climat méditerranéen

GlobHor : l'irradiance globale

DiffHor : l'irradiance diffuse

T_Amb : la température ambiante

EArray, E_Grid : l'énergie produite

RP : Le ratio de performance

Introduction Générale :

Les cellules et modules photovoltaïques bifaciaux (PFV) sont actuellement considérés comme la prochaine avancée technologique dans le domaine de l'énergie solaire. Comme les modules PFV utilisent des méthodes de fabrication similaires à celles des modules photovoltaïques classique, leur mise en œuvre ne nécessitera pas de modifications significatives des équipements de fabrication. Les panneaux solaires constitués de modules photovoltaïques bifaciaux devraient présenter des coûts d'exploitation et de maintenance inférieurs à ceux des panneaux photovoltaïques classique de même puissance, car un nombre réduit de modules bifaciaux serait nécessaire pour atteindre la puissance souhaitée.

Des avantages potentiels pour des applications de niche, telles que l'intégration aux bâtiments, les sites enneigés ou situés à des latitudes élevées, ainsi que les montages verticaux, sont également explorés avec cette technologie. Plus important encore, les modules photovoltaïques bifaciaux peuvent capter à la fois l'irradiance directe et diffuse, ce qui se traduit par un rendement énergétique plus élevé. Cette augmentation de la production d'énergie pourrait contribuer à une réduction du coût de l'électricité solaire.

Dans l'ensemble, la technologie bifaciale peut être adoptée rapidement, avec un impact économique significatif. Bien que l'industrie commence à prendre conscience de la pertinence de cette technologie, plusieurs facteurs freinent encore son adoption. La section suivante présente quelques-unes des principales préoccupations.

Chapitre I :

Cadre Général de la Recherche

I.1.Introduction :

Ace à la croissance rapide des modules photovoltaïques bifaciaux, leur modélisation précise demeure un défi en raison de l'absence de données expérimentales fiables et de la complexité de l'irradiance arrière. Ce travail s'inscrit dans une démarche d'optimisation des performances de ces systèmes, en utilisant le logiciel PVSyst pour simuler et analyser un système photovoltaïque bifacial avec suivi solaire. L'étude porte sur deux sites algériens contrastés, Ouzera et Tamanrasset, dans le but de comparer leur potentiel énergétique et d'identifier les configurations les plus performantes pour une intégration optimale au réseau électrique.

I.2. Problématique :

On prévoit que la part de marché des cellules photovoltaïques bifaciales atteindra 40 % d'ici 2028[1]. Toutefois, leurs performances réelles suscitent encore des interrogations, notamment en raison du manque de modèles de simulation fiables et de données expérimentales suffisantes. Les estimations de rendement sont souvent imprécises, en grande partie à cause d'une définition du gain bifacial qui englobe plusieurs facteurs technologiques et environnementaux, et non uniquement la captation d'irradiance par les deux faces.

Les modèles actuels de simulation des systèmes bifaciaux, souvent simplifiés, ne reflètent pas toujours les réalités du terrain, notamment pour l'irradiance arrière. Cela entraîne des incertitudes dans l'évaluation des performances. Pourtant, grâce à leur capacité à capter l'énergie sur deux faces, les modules bifaciaux offrent un fort potentiel. L'usage de modèles optiques avancés, adaptés aux spécificités géographiques et architecturales, permet d'optimiser leur rendement et d'améliorer la précision des simulations.

I.3.Objectifs :

L'irradiance arrière reste un paramètre complexe à modéliser, ce qui limite la précision des simulations de performance des systèmes photovoltaïques bifaciaux. Par ailleurs, l'impact des conditions géographiques et climatiques sur le rendement énergétique de ces systèmes, notamment lorsqu'ils sont associés à un suivi solaire, est encore peu exploré dans les logiciels de simulation comme PVSyst. Les objectifs de cette recherche sont donc les suivants :

- 1. Réaliser une étude approfondie des modèles de simulation disponibles dans le logiciel PVSyst pour les modules photovoltaïques bifaciaux, en configurations fixes et avec suivi solaire.
- 2. Mettre en œuvre une modélisation complète du comportement énergétique d'un système photovoltaïque bifacial connecté au réseau, en intégrant les paramètres clés tels que l'albédo, les ombrages, l'espacement entre les rangées, et l'irradiance arrière.

- ❖ 3. Évaluer l'impact du suivi solaire à un axe horizontal sur la production énergétique d'un système bifacial, en comparaison avec une configuration à inclinaison fixe.
- ❖ 4. Déterminer le gain bifacial net dans différentes configurations et conditions d'exploitation, à travers des simulations sur PVSyst, afin d'identifier les scénarios les plus performants.
- ❖ 5. Comparer les performances du système bifacial dans deux régions climatiquement contrastées : Ouzera (Wilaya de Médéa) et Tamanrasset, dans le but de déterminer la localisation la plus favorable en termes de productivité énergétique et de rentabilité technico-économique.
- ❖ 6. Proposer des recommandations d'optimisation et d'intégration des modules bifaciaux avec suivi solaire dans les systèmes photovoltaïques connectés au réseau, en tenant compte du contexte local.

1.4. Méthodologie :

Les contributions de cette thèse s'articulent autour de la modélisation, de la simulation et de l'analyse comparative de systèmes photovoltaïques bifaciaux dans différents contextes climatiques. Elles comprennent :

- 1. Mise en place d'une méthodologie complète de simulation énergétique d'un système photovoltaïque bifacial connecté au réseau, en utilisant le logiciel PVSyst, avec une attention particulière portée à la modélisation de l'irradiance arrière et au suivi solaire à un axe horizontal.
- 2. Analyse comparative des performances énergétiques d'un système photovoltaïque bifacial dans deux régions contrastées d'Algérie : Ouzera (Wilaya de Médéa), caractérisée par un climat semi-aride modéré, et Tamanrasset, zone saharienne à fort ensoleillement. Cette comparaison a permis de déterminer le site offrant les meilleures conditions de productivité et de rentabilité.
- 3. Évaluation de l'impact du suivi solaire à un axe par rapport à une installation à inclinaison fixe, dans le contexte de modules bifaciaux. L'effet sur la captation d'irradiance arrière, le rendement global et le gain bifacial a été analysé.
- 4. Validation et interprétation des résultats issus des simulations** en s'appuyant sur des données climatiques réelles (Meteonorm), des hypothèses réalistes d'albédo, d'espacement, et de hauteur des modules, en accord avec les bonnes pratiques de conception.

- 5. Développement d'un cadre méthodologique pour le calcul du gain bifacial net, intégrant les paramètres environnementaux, géométriques et optiques, applicable à des projets réels en contexte algérien.
- 6. Intégration et exploitation des outils avancés de PVSyst, tels que la modélisation bifaciale, les scénarios de suivi solaire, et la génération de rapports de performance énergétique, pour proposer un outil d'aide à la décision pour les concepteurs de centrales photovoltaïques.
- 7. Proposition de recommandations d'optimisation technico-économique pour les systèmes PV bifaciaux avec suivi solaire, en tenant compte du coût d'investissement, des conditions climatiques, et du potentiel énergétique local des sites étudiés.

I.5. Organisation du mémoire :

Le présent mémoire est structuré de manière à conduire progressivement le lecteur de la compréhension des systèmes photovoltaïques classiques et bifaciaux jusqu'à leur simulation avancée dans un contexte réaliste.

Le **chapitre 2** est consacré à une étude comparative générale entre les systèmes photovoltaïques classiques et bifaciaux, en mettant en évidence leurs principes de fonctionnement, leurs caractéristiques techniques, ainsi que les avantages spécifiques offerts par la technologie bifaciale.

Le **chapitre 3** aborde l'analyse des performances énergétiques de ces deux types de systèmes lorsqu'ils sont connectés au réseau électrique. Cette partie s'appuie sur les notions de rendement, de facteur de performance, et de production annuelle pour évaluer leur comportement en conditions standards et réelles.

Enfin, le **chapitre 4** constitue le cœur de la recherche, avec la simulation détaillée des performances d'un système photovoltaïque bifacial équipé d'un suivi solaire à un axe horizontal, connecté au réseau, à l'aide du logiciel PVSyst. Ce chapitre inclut une comparaison entre deux sites géographiques distincts, Ouzera (Médéa) et Tamanrasset, permettant d'identifier la localisation la plus favorable à l'exploitation de cette technologie.

Chapitre II :

Généralités sur l'énergie solaire et les systèmes photovoltaïques à base de modules photovoltaïques classique et bifacial

II.1 Introduction :

L'énergie solaire, une source d'énergie accessible à tous (industriels, collectivités et particuliers) est la plus jeune des énergies renouvelables. L'énergie solaire photovoltaïque fait l'objet d'un grand intérêt ces dernières années. La cellule solaire, ou cellule photovoltaïque, est un appareil électrique qui produit l'électricité directement à partir de la lumière du soleil (transformation des rayonnements lumineux en électricité). L'électricité photovoltaïque a dans un premier temps été développée pour des applications autonomes sans connexion à un réseau électrique, par exemple des satellites de télécommunication ou pour des sites isolés. On la trouve maintenant dans des applications de diverses puissances comme les calculatrices, les montres et d'autres objets d'utilisation courante. En effet, cette électricité produite par des cellules photovoltaïques individuelles peut alimenter diverses charges continues sans difficulté. Mais cependant cette technologie est handicapée par son faible rendement. Il existe cependant des moyens technologiques utilisés pour améliorer la puissance produite par celle-ci et permettant ainsi une amélioration du rendement.

II.2 Le rayonnement solaire :

Le rayonnement solaire est constitué de photons dont la longueur d'onde s'étend de l'ultraviolet (0.2 μm) à l'infrarouge lointain (2.5 μm). On utilise la notion AM pour Air Mass afin de caractériser le spectre solaire en termes d'énergie émise.

L'énergie totale transportée par le rayonnement solaire sur la distance soleil-terre est de l'ordre de 1350W/m² (AM0) dans l'espace hors atmosphère terrestre (Figure II.1). Lorsque le rayonnement solaire traverse l'atmosphère, il subit une atténuation et une modification de son spectre, à la suite des phénomènes d'absorption et de diffusion dans les gaz, l'eau et les poussières. Ainsi, la couche d'ozone absorbe une partie du spectre lumineux provenant du soleil, et en particulier une partie des ultraviolets dangereux pour la santé.

Le rayonnement solaire direct reçu au niveau du sol (à 90° d'inclinaison) atteint 1000 W/m² du fait de l'absorption dans l'atmosphère (AM1). Cette valeur change en fonction de l'inclinaison des rayons lumineux par rapport au sol. Plus l'angle de pénétration θ est faible, plus l'épaisseur atmosphérique que les rayons auront à traverser sera grande, d'où une perte d'énergie conséquente. Par exemple, l'énergie directe transportée par le rayonnement solaire atteignant le sol avec un angle de 48° avoisine les 833 W/m² (AM1.5). [2]

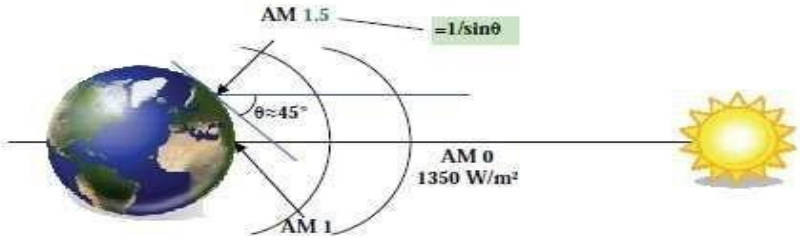


Figure II.1: normes de mesures du spectre d'énergie lumineuse émis par le soleil, notion de la convention AM.

Au niveau du sol le rayonnement global reçu par une surface plane d'inclinaison quelconque constituée de trois composantes principales :

II.2.1. Rayonnement global :

Un plan reçoit de la part du sol un rayonnement global qui est le résultat de la superposition des trois compositions directes, diffus et réfléchi.

1-1 Rayonnement direct :

C'est le flux solaire sous forme de rayons parallèles provenant de disque solaire sans avoir été dispersé par l'atmosphère.

1-2 **Rayonnement diffus** :

C'est la partie du rayonnement provenant du soleil ayant subi de multiples réflexions (dispersions), dans l'atmosphère.

1-3 Rayonnement réfléchi :

C'est la partie de l'éclairement solaire réfléchi par le sol, ce rayonnement dépend directement de la nature du sol (nuage, sable...). Il se caractérise par un coefficient propre de la nature du lien appelé Albédo $0 \leq \varepsilon \leq 1$.

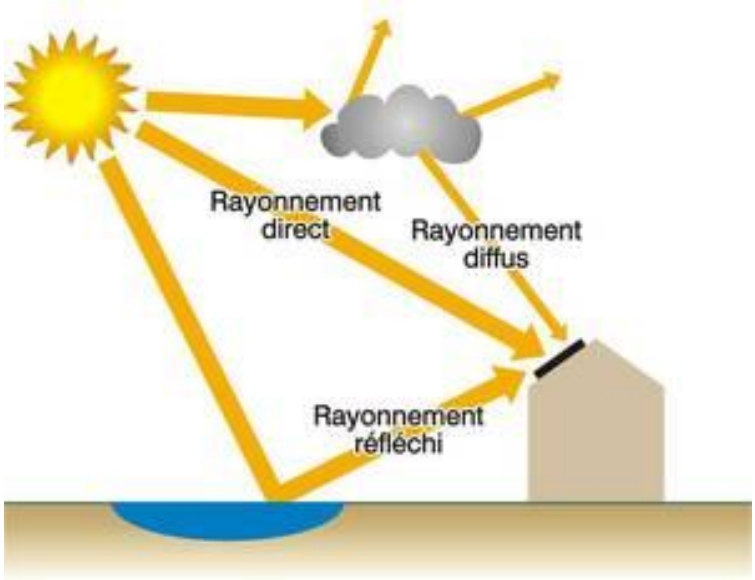


Figure II.2: Différents composants de rayonnement.[3]

II.2.2 Le soleil :

Le soleil est assimilé à un corps noir rayonnant à une température de 6000 K, composé de gaz consistant en 70% d'hydrogène et 28% d'hélium, les 2% restants représentent la plupart des autres atomes présents dans l'univers. Son diamètre est de 1 391 000 km et se trouve à une distance de 150 000 000 km de la Terre [4].

II.2.3 Le spectre solaire :

Le spectre solaire est la distribution spectrale (en fonction de la longueur d'onde ou de la fréquence) du rayonnement électromagnétique émis par le soleil. Le rayonnement solaire recouvre une gamme assez large de longueurs d'onde, depuis les ondes radio jusqu'aux rayons X [5], L'œil humain n'est cependant sensible qu'à une petite partie du spectre solaire, le rayonnement visible est compris approximativement entre 380 nm et 780 nm (du violet au rouge) [6].

Ces rayonnements se propagent à la vitesse de la lumière C, il lui faut donc, en moyenne, 499 secondes pour atteindre notre atmosphère, l'énergie Eph de chaque photon est directement liée à la longueur d'onde X par la relation suivante [7] :

$$\mathrm{Eph} = \mathrm{hF} = \frac{\mathrm{hc}}{\lambda} = \frac{1.24}{\lambda} \quad \text{.....(II-1)}$$

Avec :

Eph : Energie du photon en eV

λ = Longueur d'onde en//m

h : Constante de Planck h= 6,62 10-34T s

F : Fréquence

C : vitesse de la lumière C= 3.108 m/s

Le rayonnement ultraviolet est un rayonnement électromagnétique de longueur d'onde plus courte que le visible (<380 nanomètres) et plus longue que les rayons X. Le rayonnement visible est un rayonnement électromagnétique stimulant le nerf optique humain, de longueur d'onde comprise approximativement entre 380 nm et 780 nm. Le rayonnement infrarouge est un rayonnement électromagnétique de longueur d'onde comprise entre 780 nm et 100000 nm

II.2.4 La masse d'air (Air Masse) :

En plus de la composition de l'atmosphère, l'épaisseur d'atmosphère que le rayonnement doit traverser joue également un rôle important sur l'évaluation de la quantité du rayonnement solaire qui atteint la surface de la terre [4]. Lorsque les rayons lumineux sont perpendiculaires à la surface, l'épaisseur d'atmosphère traversée est la plus faible ; la lumière est moins absorbée et moins diffusée par l'atmosphère et la surface reçoit davantage d'énergie solaire [8].

La réduction de puissance due à la traversée de l'atmosphère est caractérisée par le nombre de masse d'air (AM). Il correspond au rapport entre l'épaisseur de l'atmosphère traversée par le rayonnement (OM) et l'épaisseur traversée à la verticale du site (OA) [9]. Cette relation est en fonction de la hauteur angulaire du soleil h, c'est-à-dire l'angle que fait la direction du soleil avec le plan horizontal comme le montre la relation (2).

Ia masse d 'air (AM) $=\frac{OM}{OA}=\frac{1}{\sin h}$ .....(II-2)

Ainsi :

-soleil au zénith : AM1

-soleil à 30° : AM 2

-soleil à 41,8° : AM 1,5

-hors atmosphère : AM 0 (par convention)

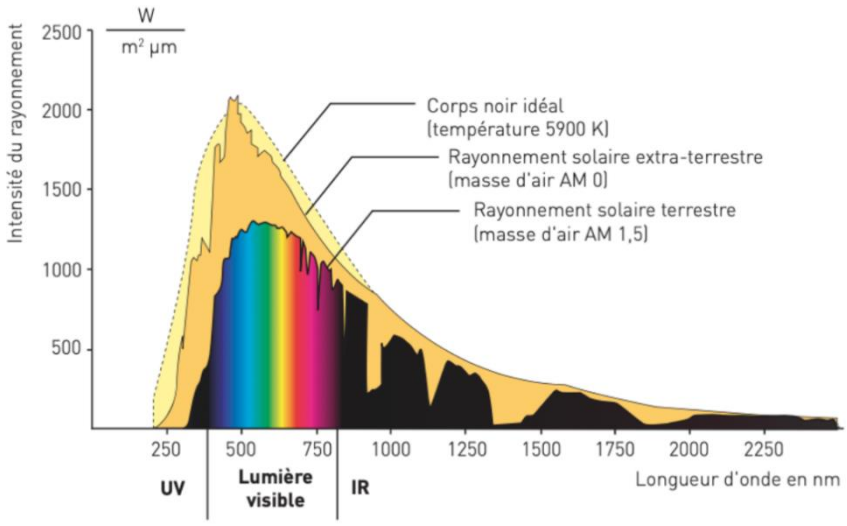


Figure II.3: *Spectre solaire [10]*

II.3 Le Potentiel Solaire en Algérie :

De par sa situation géographique, l'Algérie dispose d'un des gisements solaires les plus élevés au monde. La durée d'insolation sur la quasi-totalité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement et peut atteindre les 3900 heures (hauts plateaux et Sahara). L'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de 1m2 est de l'ordre de 5KWh sur la majeure partie du territoire national, soit près de 1700KWh/m2/an au nord et 2263kwh/m2/an au sud du pays. Au Sahara, ce potentiel peut constituer un facteur important de développement durable s'il est exploité de manière économique. .[11]

Le tableau suivant indique le taux d'ensoleillement pour chaque région de l'Algérie.

Tableau II.1 : Potentiel solaire en Algérie [8].

Régions	Régions côtières	Hauts plateaux	Sahara
Superficie	4%	10%	86%
Durée moyenne d'ensoleillement (Heures/an)	2560	3000	3500
Energie moyenne reçue (KWh/m2/an)	1700	1900	2560

II.4 Le Système Photovoltaïque classique :

Un système photovoltaïque est l'ensemble constitué par un générateur un étage d'adaptation comprennent une partie puissance (convertisseur) et une partie commande (MPPT) comme on peut le voir sur le schéma de principe (figure II.4).

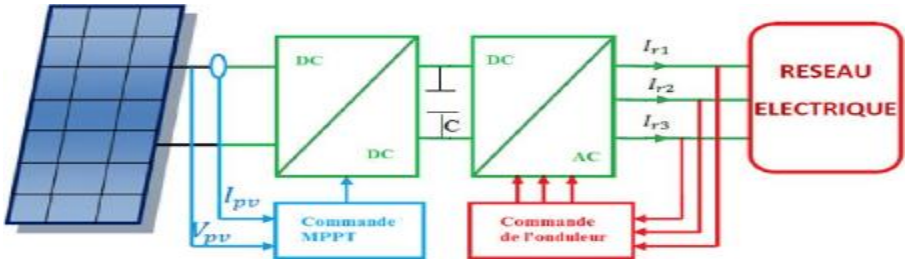


Figure II.4: Schéma de principe d'un système PV connecté à une charge

II.4.1 Générateur PV (GPV) :

Un Générateur PV est constitué d'un ensemble de cellules photovoltaïques élémentaires montées en série et/ou en parallèle afin d'obtenir des caractéristiques électriques désirées tels que : la puissance, le courant de court-circuit Icc ou la tension en circuit ouvert Vco.

II.4.2 Principe de la conversion photovoltaïque :

Le principe de la conversion photovoltaïque est résumé comme par :

- Absorbation de la lumière et création de pair électron/trou.
- Séparation des paires électron/trous sous l'effet d'un champ induit.
- Transport de charge vers les électrodes.
- Collection des charges.

On peut ainsi résumer les deux points précédents sous forme d'un tableau.

Tableau II.2 : Résumé des principaux types de cellules

Cellule	Monocristallin	Polycristallin	Amorphe
Rendement	Très bon rendement : 11 à 16 %.	Bon rendement : 10 à 14 %.	Rendement faible : 5 à 6 %.
Durée de vie	30 ans	30 ans	20 ans
Puissance	100 à 150 Wc/m2. 7 m2/kWc	100 Wc/m2. 8 m2/kWc	50 Wc/m2. 16 m2/kWc
Caractéristiques	Cout de fabrication très élevé. Rendement faible sous un faible éclairement. Perte de rendement avec l'élévation de la température. Fabrication : élaborés à partir d'un bloc de silicium fondu qui s'est solidifié en formant un seul cristal	Coût de fabrication meilleur sur marché que les panneaux monocristallins Rendement faible sous un faible éclairement. Perte de rendement avec l'élévation de la température. Fabrication élaborée à partir de silicium de qualité électronique	Coût de fabrication : peu onéreux par rapport aux autres technologies Fonctionnement correct avec un éclairement faible. Peu sensible aux températures élevées. Utilisable sen panneaux souples. Surface de panneaux plus importante que pour les autres panneaux au silicium

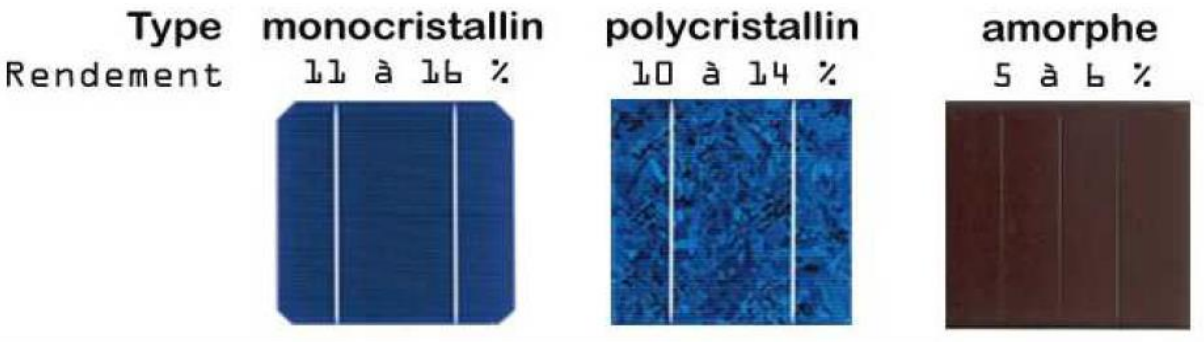


Figure II.6: Différent types de cellule d'un PV

II.4.2.1 Circuit équivalent simple et modèle d'une cellule photovoltaïque idéale

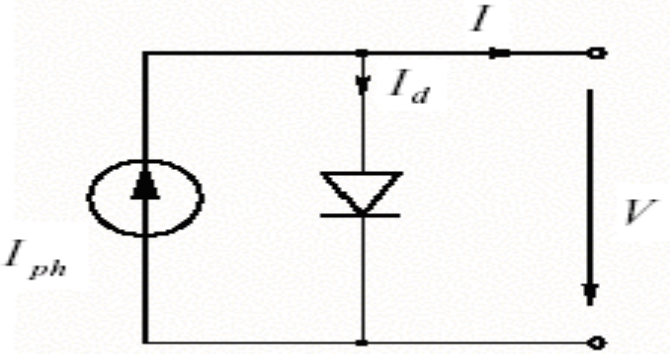


Figure II.7: circuit équivalent simple d'une cellule photovoltaïque.

En appliquant la loi de Kirchhoff sur ce circuit en obtient le modèle mathématique simple suivant :

$$I = I_{ph} - I_s\,[e^{\frac{qv}{2kT}} - 1] \quad \text{.....(II-3)}$$

Le courant de saturation Is inverse de la diode modélisé par l'équation (II-4) :

$$I_d = I_s\,[e^{\frac{qv}{2kT}} - 1] \quad \text{..... (II-4)}$$

T : la température en kelvin ;

q : charge élémentaire d'électron q=1,602 10-19 C ;

k : la constante de Boltzmann k = 1.380.10-23 J/K ;

On peut dire que la caractéristique I-V d'une cellule photovoltaïque peut être assimilé à celle d'une diode normale. La différence est l'existence de la tension Voc de circuit ouvert qui mène au courant de court-circuit. Une cellule photovoltaïque dans l'obscurité totale se comportera comme une diode normale.

II.4.2.2 Circuit équivalent et modèle mathématique d'une cellule solaire réelle

.

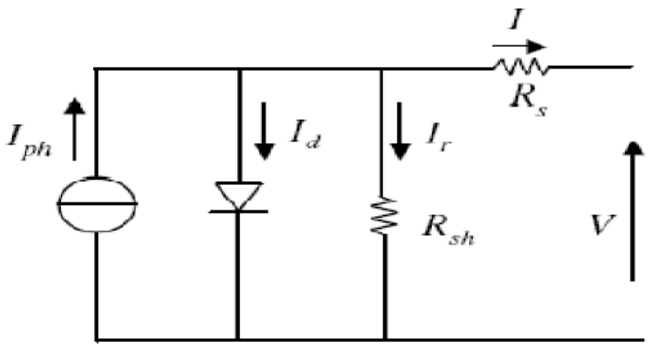


Figure II.8: circuit équivalent de diode d'une cellule photovoltaïque réelle.

Une cellule photovoltaïque fonctionne comme un générateur de courant dont la tension de fonctionnement dépend du courant absorbé par la charge qui lui est appliquée.

En appliquant la loi de Kirchhoff sur ce circuit en obtient le modèle mathématique suivant :

$$I = I_{ph} - I_d - I_r \quad \text{..... (II-5)}$$

Avec :

$$I_d = I_0\,[e^{\frac{q(v+I.R_S)}{nkT}} - 1] \quad \text{..... (II-6)}$$

$$I_r = \frac{v+I.R_S}{R_{sh}} \quad \text{..... (II-7)}$$

Donc :

$$I = I_{ph} - [I_0 [e^{\frac{q(v+I.R_S)}{nkT}} - 1] - \frac{v+I.R_S}{R_{sh}}] \times \frac{R_S}{R_S + R_{sh}} \quad \text{(II-8)}$$

II.4.2.4 Caractéristiques courant - tension (I-V) de la cellule photovoltaïque

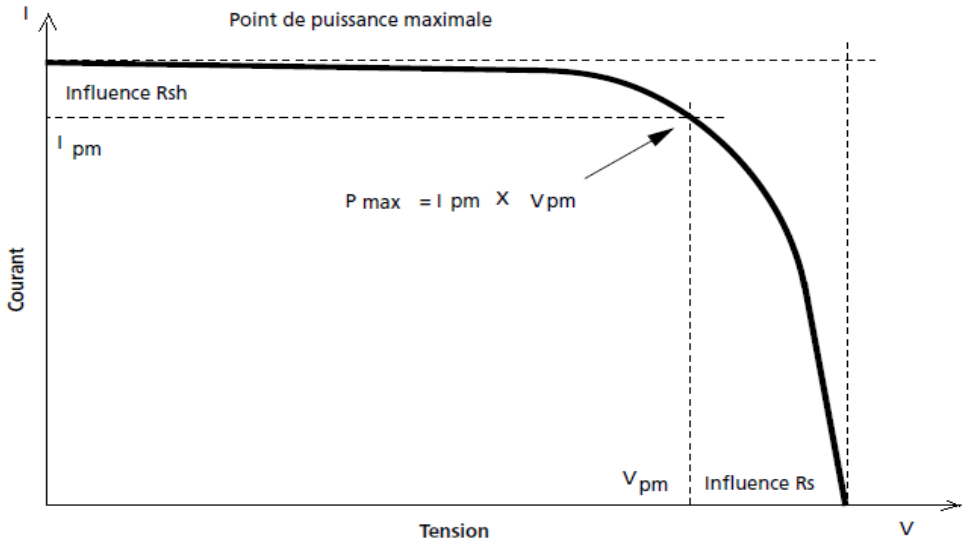


Figure II.9: caractéristiques courant-tension de la cellule photovoltaïque.

A partir de la caractéristique I-V sous éclairement de la cellule photovoltaïque, on déduit les paramètres électriques propres à la cellule et notamment :

Courant de court-circuit (obtenue pour V=0) :

$$I_{cc} = I_{ph} - I_0 [e^{\frac{(v+I_{CC}.R_S)}{VT}} - 1] - (\frac{v}{R_{sh}} + \frac{R_S.I_{cc}}{R_{sh}}) \quad \text{(II-9)}$$

En court-circuit V=0, et pour la plupart des photopiles (dont la résistance série est faible), on peut négliger le terme Id devant Iph.

L'expression approchée du courant de court-circuit est alors :

$$I_{cc} = \frac{I_{ph}}{1+\frac{R_S.}{R_{sh}}} \quad \text{(II-10)}$$

D'où :

$$I_{cc} = I_{ph} \quad \text{(II-11)}$$

Tension de circuit ouvert (obtenue pour I= 0)

Son expression est déduite de l'équation (I-9) :

$$0 = I_{ph} - I_0 [e^{\frac{v_{co}}{VT}} - 1] - \frac{v_{co}}{R_{sh}} \quad \text{(II-12)}$$

Dans le cas idéal (Rs → 0, Rsh → ∞, Iph = Icc) on obtient :

$v_{co} = VTl_n\,[e^{\frac{I_{ph}}{I_0}} + 1]$ …….. (II-13)

Puissance optimale et facteur de forme

$P_m = V_m * I_m$ …… (II-14)

FF=$\frac{V_m * I_m}{v_{co} * I_{cc}}$ ……... (II-15)

Le rendement :

η=$\frac{P_m}{P_0}$ ……. (II-16)

D'où :

Pm : est la puissance maximale.

P0 : est la puissance incidente.

II.5 Influence de la température et l'ensoleillement sur le rendement d'une cellule solaire :

On peut remarquer que la caractéristique I(V) d'un panneau photovoltaïque dépend fortement de l'insolation et de la température.

II.5.1 Influence de l'ensoleillement :

Une baisse de l'ensoleillement provoque une diminution de la création de paires électron-trou avec un courant changé à l'obscurité. Le courant du panneau solaire étant égal à la soustraction de la photo courant et du courant de diode à l'obscurité, il y'a une baisse du courant solaire proportionnelle à la variation de l'ensoleillement accompagnée d'une très légère diminution de la tension Vco et donc un décalage du point Pmax du panneau solaire vers les puissances inférieures.[12]

Les graphes suivants représentent les caractéristiques I(V) et P(V) respectivement d'un générateur photovoltaïque pour une température constante (T=25°C) et un ensoleillement variable.

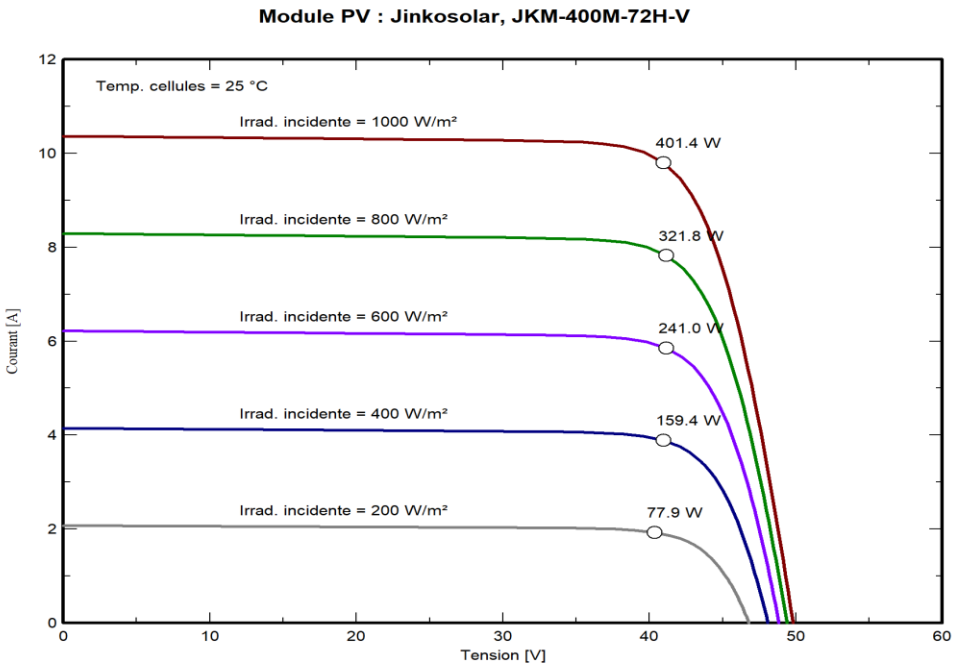


Figure II.10: Influence de l'éclairement sur la caractéristique I (V) à T=25°C

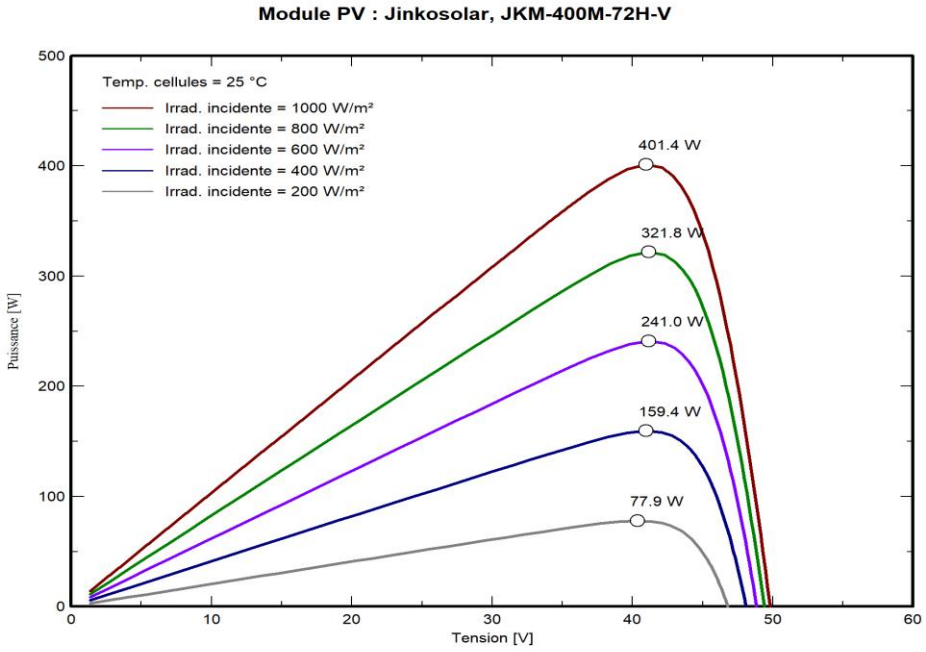


Figure II.11: Influence de l'éclairement sur la caractéristique P (V) à T=25°C

Il est clair que la valeur du courant de court-circuit est directement proportionnelle à l'intensité du rayonnement. Par contre, la tension en circuit ouvert ne varie pas dans les mêmes proportions, mais reste quasiment identique même à faible éclairement.

Ceci implique donc que :

- La puissance optimale de la cellule (Pmax) est pratiquement proportionnelle à l'éclairement ;

- Les points de puissance maximale se situent à peu près à la même tension.

II.5.2 Influence de la température :

On s'aperçoit que le courant délivré par chaque cellule dépend de la température interne de la jonction PN qui constitue la cellule PV. Si on considère le réchauffement d'un module PV de 25°C à 50°C et si l'on considère en première approximation que la température face arrière de chaque cellule est proche de la température de la jonction PN, alors on peut considérer l'influence de la température. On s'aperçoit que la tension de circuit ouvert décroît en fonction d'une augmentation de la température. Par conséquent, on perd de la puissance disponible aux bornes du module PV.

II.5.2.1 Influence de la température sur les courbes I(V) et P(V) :

Les figures (II.11) et (II.12) présentes des courbes I (V) et P(V) pour différentes températures de fonctionnement du module photovoltaïque à une irradiation constante.

On remarque que la température à une influence négligeable sur la valeur du courant de court-circuit. Par contre, la tension en circuit ouvert baisse assez fortement lorsque la température augmente. On en déduit donc que le panneau peut fournir une tension correcte, même à faible éclairage, par conséquent la puissance extractible diminue.

Lors du dimensionnement d'une installation, la variation de la température du site sera impérativement prise en compte. Il est important de savoir que la puissance du panneau diminue environ de 0,5% pour chaque degré d'augmentation de la température de la cellule au-dessus de 25 °C.

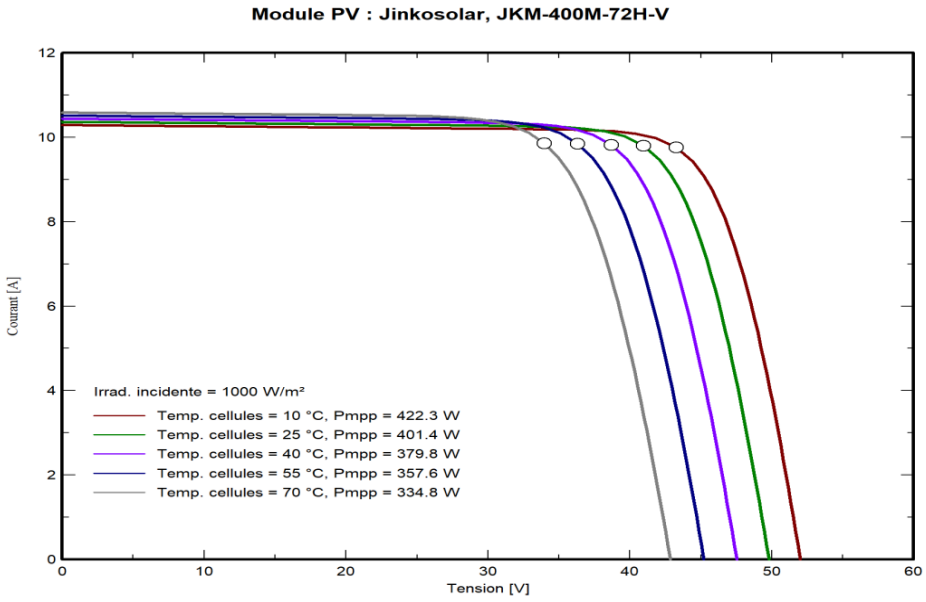


Figure II.12: Influence de la température sur la caractéristique I (V) à E=1000W/m2

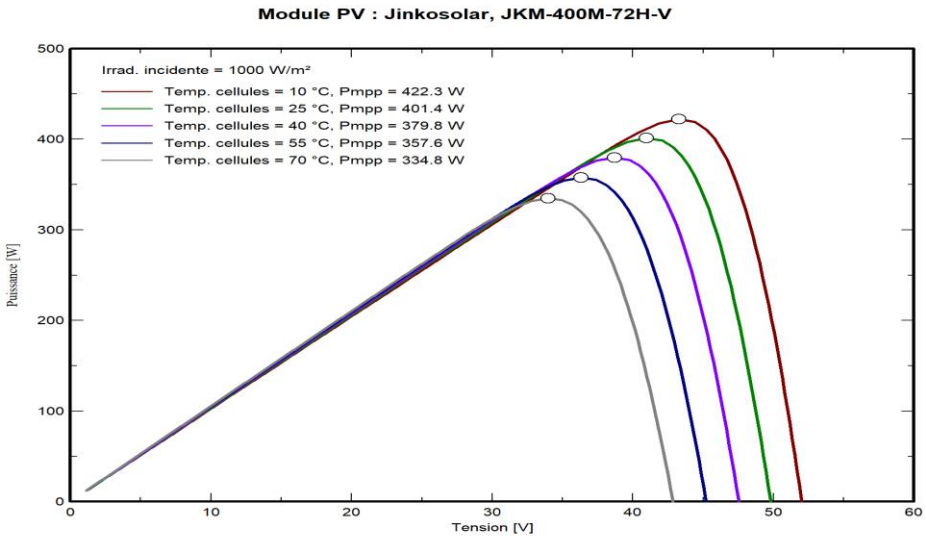


Figure II.13: Influence de la température sur la caractéristique P (V) à E=1000W/m2

II.6 Importance de l'optimisation des performances des systèmes PV :

L'optimisation des performances des systèmes photovoltaïques (PV) est essentielle pour maximiser leur efficacité, leur rentabilité et leur durabilité. Voici quelques raisons clés expliquant son importance :

a. Maximisation de la production d'énergie :

L'optimisation vise à garantir que les panneaux solaires fonctionnent à leur pleine capacité. Des systèmes bien optimisés assurent un rendement maximal en convertissant le plus d'énergie possible à partir de la lumière du soleil. Cela peut être particulièrement crucial dans des environnements où l'ensoleillement est limité ou variable.

b. Réduction des coûts de maintenance :

L'optimisation inclut la surveillance des performances, permettant ainsi de détecter et résoudre les problèmes potentiels avant qu'ils n'affectent gravement le système. Cela peut réduire les coûts liés aux réparations et à l'entretien. Une gestion proactive des pannes contribue à augmenter la durée de vie des équipements.

c. Amélioration de la rentabilité :

Un système optimisé produit plus d'énergie, ce qui peut se traduire par une économie d'énergie ou une plus grande production d'électricité vendue (en fonction du modèle économique du propriétaire du système). Les optimisations peuvent améliorer les retours sur investissement (ROI) des installations PV.

d. Gestion de l'ombrage et des conditions environnementales :

Les panneaux solaires peuvent être affectés par des ombrages partiels ou des conditions météorologiques extrêmes. L'optimisation aide à gérer ces facteurs en ajustant la configuration du système, en utilisant des technologies comme les optimiseurs de puissance ou en adaptant l'angle d'inclinaison des panneaux pour maximiser l'exposition au soleil.

e. Suivi en temps réel des performances :

L'utilisation de logiciels de gestion de l'énergie et des plates-formes de surveillance permet un suivi en temps réel de la production d'énergie. Cela aide à identifier immédiatement toute perte de performance, qu'elle soit due à des défauts de matériel ou à des problèmes environnementaux, et permet d'y remédier rapidement.

f. Prolongation de la durée de vie du système :

Les optimisations, telles que le contrôle des températures et la gestion de l'humidité, contribuent à préserver l'intégrité physique des panneaux et autres composants du système. Cela réduit l'usure prématurée et maximise la longévité de l'installation.

g. Respect des normes environnementales et économiques :

Un système optimisé peut mieux répondre aux objectifs de transition énergétique, de réduction des émissions de CO2, et à des normes de rendement plus strictes. Les performances optimisées permettent également de tirer parti de subventions ou d'incitations fiscales qui peuvent être disponibles pour des systèmes PV de haute performance.

h. Sécurité et fiabilité :

L'optimisation permet de réduire les risques de défaillances en identifiant des anomalies et des dysfonctionnements tôt, améliorant ainsi la sécurité du système. Des systèmes défaillants ou sous-performant peuvent entraîner des risques, tels que des incendies ou des électrocutions, qu'une bonne gestion permet de minimiser.

De ces éléments nous concluons brièvement, l'optimisation des performances des systèmes photovoltaïques est essentielle pour garantir leur efficacité énergétique, leur rentabilité à long terme et leur durabilité. Elle permet également d'atteindre des objectifs écologiques en maximisant la production d'énergie propre.

II.7 Limites des modules PV classiques et des systèmes fixes :

II.7.1 Limites des modules photovoltaïques classiques :

a. **Rendement de conversion limité** : Les modules photovoltaïques classiques en silicium cristallin (monocristallin et polycristallin) ont un rendement de conversion énergétique qui varie généralement entre 15 % et 22 %, ce qui signifie qu'une grande partie de l'énergie solaire est perdue sous forme de chaleur ou de lumière non utilisée.

b. **Sensibilité aux conditions climatiques et d'orientation** : La performance des panneaux photovoltaïques dépend des conditions d'ensoleillement, de la température et de l'angle d'orientation des panneaux. Les modules classiques perdent en efficacité avec des températures élevées et si l'angle d'incidence n'est pas optimal par rapport au soleil.

c. **Dégradation au fil du temps** : Les modules photovoltaïques classiques subissent une dégradation progressive de leur rendement au fil des années. La perte de rendement est généralement de l'ordre de 0,5 % par an, ce qui signifie qu'ils produisent moins d'énergie à mesure qu'ils vieillissent.

d. **Coûts et matériaux** : Les matériaux utilisés pour fabriquer des modules photovoltaïques classiques (principalement le silicium) peuvent être coûteux, et l'extraction des matériaux nécessaires peut avoir un impact environnemental. De plus, bien que des technologies comme le silicium amorphe ou des cellules à pérovskite soient en développement, elles n'ont pas encore atteint la même fiabilité à long terme que les cellules en silicium cristallin.

II.7.2 Limites des systèmes photovoltaïques fixes :

a. **Inflexibilité d'orientation et d'inclinaison** : Les systèmes fixes ne peuvent pas ajuster leur orientation en fonction du mouvement du soleil (contrairement aux systèmes suiveurs solaires). Cela réduit l'efficacité du système, car l'angle d'incidence optimal ne peut être maintenu tout au long de la journée et de l'année.

b. **Rendement saisonnier variable** : En fonction de la latitude et de l'angle d'inclinaison fixe des panneaux, la production d'énergie peut fluctuer de manière importante au cours de l'année. Par exemple, un système fixe orienté vers le sud dans l'hémisphère nord produira beaucoup moins en hiver, lorsque l'ensoleillement est faible et que l'angle d'incidence est défavorable.

c. **Occupation de l'espace** : Les systèmes fixes nécessitent souvent une grande surface pour produire une quantité significative d'énergie. Dans des environnements où l'espace est limité (zones urbaines ou terrains agricoles), cela peut être une contrainte importante.

d. **Maintenance et nettoyage** : Les panneaux photovoltaïques fixes peuvent être plus difficiles à entretenir dans certaines conditions, notamment dans des zones à forte accumulation de poussière ou de neige. Cela peut affecter leur efficacité à long terme si l'entretien n'est pas réalisé correctement.

II.8 système photovoltaïque bifacial :

II.8.1 Introduction :

Les modules photovoltaïques bifaciaux représentent une technologie innovante dans le domaine de l'énergie solaire, permettant d'augmenter l'efficacité de la production d'électricité à partir du soleil. Contrairement aux modules photovoltaïques traditionnels qui captent l'énergie uniquement par leur face avant, les modules bifaciaux sont conçus pour capter la lumière sur leurs deux faces, avant et arrière, ce qui leur permet de générer davantage d'électricité.

II.8.2 Structure et principe de fonctionnement de la cellule solaire bifaciale BSF :

II.8.2.1 Structure de la cellule solaire bifaciale BSF :

La structure de la cellule solaire bifaciale BSF est illustrée par la Figure (II.14). Elle se compose de plusieurs couches, à savoir.[13]

-un contact ohmique sur les deux faces avant et arrière sous forme de grille.

-une couche texturisée à la face avant et à la face arrière généralement de forme pyramidale dont les dimensions sont supérieures à la longueur d'onde de la lumière incidente. Cette couche texturisée est formée par deux sous couches :

a) une couche de passivation pour l'amélioration de la qualité électronique de la surface. Elle est généralement réalisée à base d'oxyde de silicium (Si02) ou de nitrure de silicium hydrogéné (Sin x:H). [13]

b) une couche antireflet pour minimiser la réflexion de la lumière à la surface texturisée

-l'émetteur de type N formé par la diffusion homogène de phosphore

-une zone de charge d'espace Z.C.E qui se forme entre l'émetteur et la base.

-la base de type P : est formée par la diffusion du bore -Une couche fortement dopée *P*+, formée par les mêmes procédés que ceux de la jonction *N*+/p, permettant la création d'un champ électrique arrière appeler BSF (Back Surface Field). [13]

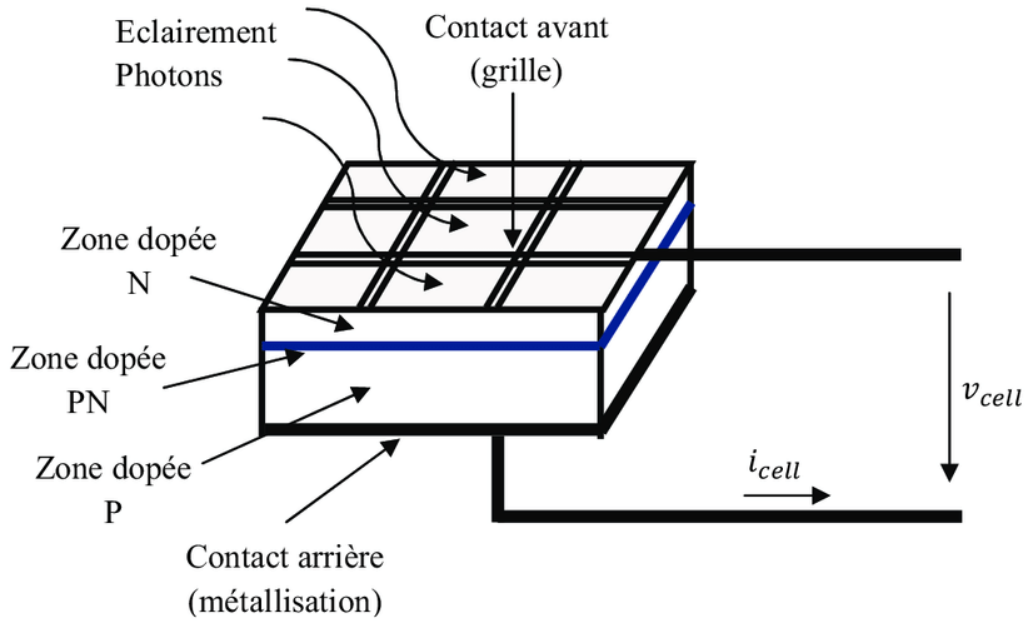


Figure II.14: Représentation schématique de la structure d'une cellule Solaire BSF

II.8.2 Principe de fonctionnement de la cellule solaire bifaciale BSF :

Le principe de fonctionnement de la cellule solaire bifaciale BSF est pareil que celui de la cellule solaire conventionnelle. Cependant, la cellule bifaciale collecte la lumière par ses deux faces avant et arrière. Ainsi, la courante photo générée totales constitué par la somme des deux courantes photos générées, qui sont dus à l'éclairement de la cellule par la face avant (l'émetteur) et par la face arrière (la base). [13]

Le schéma électrique équivalent d'une cellule solaire bifaciale BSF est illustré par la figure suivante :

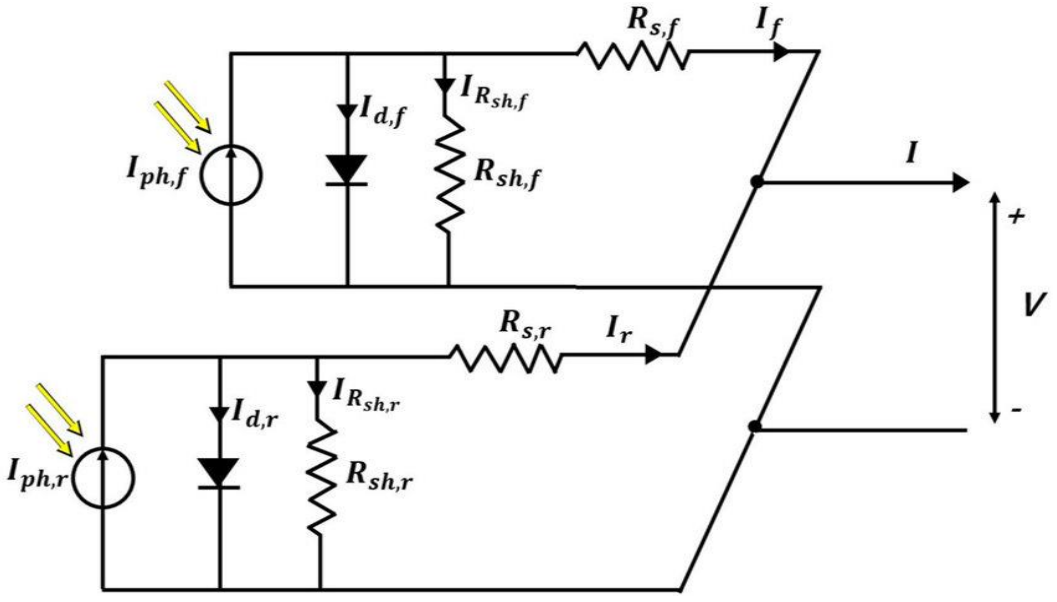


Figure II.15: Circuit équivalent pour une cellule solaire bifaciale

II.8.2.1 Caractéristiques électriques de la cellule solaire bifaciale BSF :

Les différents paramètres caractéristiques de la cellule solaire bifaciale BSF sont les suivants :

● **Le courant de court-circuit Icc** : C'est le courant obtenu en court-circuitant les bornes de la cellule solaire bifaciale. Il est égal à la somme du courant photo-généré dû à l'absorption de la lumière par la face avant et du courant photo-généré dû à l'absorption de la lumière par la face arrière.[14]

$$Icc=Iph=Iphf+Iphr \quad \text{..... (II-17)}$$

Où :

$Iphf = Icc$ avant : Le photo courant produit par la cellule solaire bifaciale éclairée par sa face avant.

$Iphr = Icc$ arrière : Le photo-courant produit par la cellule solaire bifaciale éclairée par sa face arrière.

Iph : Le photo-courant total produit par la cellule solaire bifaciale.

● **La tension de circuit ouvert :** C'est la tension pour laquelle la cellule bifaciale ne fournit aucun courant. On peut calculer la tension de circuit ouvert ($Vco.bif$) de la cellule solaire bifaciale à partir de son circuit électrique équivalent. [16]

$$Vco.bif = (\frac{KT}{T})\ln(\frac{Iph}{Id}+1) \quad \text{..... (II-18)}$$

Où :

Id : Le courant de saturation de la diode.

●**Le facteur de forme FF :** Il définit l'efficacité de la cellule solaire. C'est le rapport entre la puissance maximale débitée et la puissance idéale, il est obtenu comme suit [14] :

- Pour l'éclairement de la cellule solaire bifaciale BSF éclairée par la face avant seulement, le facteur de forme est obtenu à partir de l'équation suivante :

$$FF \textbf{ avant}= \frac{Im.avant \times Vm.avant}{Icc.avant \times Vco.avant} \quad \text{..... (II-19)}$$

Avec :

$Im.$ avant, $Vm.$ avant : Le courant et la tension respectivement, le produit correspond à la puissance maximale fournie par la cellule solaire bifaciale illuminée par sa face avant.

Par analogie on peut calculer le facteur de forme pour l'éclairement de la cellule solaire bifaciale BSF par la face arrière seulement, il est obtenu à partir de l'équation suivante :

$$FF \textbf{ arrière}= \frac{Im.arrière \times Vm.arrière}{Icc.arrière \times Vco.arrière} \quad \text{..... (II-20)}$$

Avec :

*I*m arrière, *V*m arrière : Le courant et la tension respectivement et dont le produit correspond à la puissance maximale fournie par la cellule solaire bifaciale illuminée par sa face arrière.

- **Le rendement de conversion de l'énergie Ƞ :**

C'est le rapport entre la puissance maximale générée et la puissance du rayonnement solaire incident sur la surface l'illuminée [14].

- Pour l'illumination de la cellule solaire bifaciale par la face avant, le rendement de conversion $\eta front$ est calculé par la relation suivante :

$$\eta\mathbf{avant} = \frac{Im.avant \times Vm.avant}{P_0.avant} \quad \text{..... ..(II-21)}$$

Avec :

P0. avant : La puissance du rayonnement solaire incident sur la face avant de la cellule Solaire bifaciale.

- Par analogie on peut calculer le rendement de conversion $\eta\mathbf{arrière}$ pour l'illumination de la cellule solaire bifaciale par la face arrière, il est calculé par la relation suivante :

$$\eta\mathbf{arrière} = \frac{Im.arrière \times Vm.arrière}{P_0.arrière} \quad \text{.....(II-22)}$$

Avec :

P0. arrière: La puissance du rayonnement solaire incident sur la face arrière de la cellule Solaire bifaciale.

La puissance du rayonnement solaire incident sur la face arrière de la cellule Solaire bifaciale

- **La puissance délivrée par la cellule bifaciale :**

La puissance totale générée par la cellule solaire bifaciale est égale à la somme des deux puissances produites, c'est-à-dire la puissance délivrée par l'éclairement de la face avant et la puissance délivrée par l'éclairement de la face arrière.[14]

-Pour l'illumination de la cellule solaire bifaciale par sa face avant, la puissance maximale est calculée par la relation suivante :

$$P\text{m. avant} = I\text{m. avant} \times V\text{m. avant} \quad \text{.....(II-23)}$$

Avec :

*P*m. avant : La puissance maximale générée par la cellule bifaciale éclairée par sa face avant.

- Pour l'illumination de la cellule solaire bifaciale par sa face arrière, la puissance maximale est calculée par la relation suivante :

$$P\text{m. arrière} = I\text{m. arrière} \times V\text{m. arrière} \quad \text{.....(II-24)}$$

Avec :

*P*m. arrière : La puissance maximale générée par la cellule bifaciale éclairée par sa face arrière.

Ainsi La puissance maximale générée par la cellule bifaciale BSF, illuminée par les deux faces avant et arrière (*P*m.tot) est calculée par l'équation suivante :

$$P\text{m.tot} = P\text{m. avant} + P\text{m. arrière} \quad \text{..... (II-25)}$$



Figure II.16: Des panneaux solaires sous pression de la neige

II.8.3 Facteurs influençant les performances (albédo, inclinaison, environnement) :

Les performances des modules photovoltaïques bifaciaux sont influencées par plusieurs facteurs environnementaux et physiques. Ces modules ont des faces avant et arrière qui peuvent capter la lumière, ce qui leur permet de produire plus d'énergie par rapport aux modules classiques à face unique.

Voici les principaux facteurs qui influencent leur performance :

II.8.3.1 Albédo

L'albédo représente la quantité de lumière réfléchie par la surface terrestre ou un autre matériau (sol, toit, neige, etc.) vers les panneaux photovoltaïques. Plus l'albédo est élevé, plus la

face arrière du module peut capter de lumière et ainsi améliorer la production d'énergie. Par exemple :

- **Sols réfléchissants (blancs, neige)** : favorisent l'augmentation de l'irradiance captée par la face arrière.
- **Sols sombres (asphalte, sable)** : offrent moins de réflexion, ce qui réduit l'effet bifacial. Les valeurs typiques de l'albédo varient entre 0,1 et 0,9 selon les matériaux et les conditions météorologiques.

II.8.3.2 Inclinaison et orientation

L'angle d'inclinaison du module photovoltaïque joue un rôle clé dans la quantité d'énergie reçue par la face avant et la réflexion sur la face arrière.

- **Inclinaison** : Un angle optimisé maximise l'irradiance directe, mais peut également affecter l'angle d'incidence de la lumière réfléchie.
- **Orientation** : L'orientation des panneaux par rapport au soleil (est-ouest, sud, etc.) influence l'angle d'irradiation et la performance bifaciale. L'orientation idéale dépend de la latitude et de la saison.

II.8.3.3 Environnement

Les conditions environnementales locales influencent directement l'efficacité des modules bifaciaux :

- **Température ambiante** : Les températures plus élevées peuvent réduire l'efficacité des cellules photovoltaïques. Cependant, les modules bifaciaux peuvent mieux gérer la dissipation thermique, car la lumière réfléchie peut offrir un effet de refroidissement.
- **Vitesse du vent** : Un vent fort peut aider à dissiper la chaleur, améliorant ainsi les performances des modules, mais peut aussi causer des effets mécaniques ou réduire l'orientation idéale.
- **Conditions météorologiques** : Les journées nuageuses, la pluie, la neige et la poussière affectent la quantité de lumière qui atteint les modules, réduisant ainsi l'effet bifacial.

a. L'emplacement

Comme pour les autres panneaux, l'emplacement doit être mûrement réfléchi afin de maximiser l'ensoleillement. Plus le taux d'ensoleillement sera grand, plus le rendement du panneau sera élevé. Avec un panneau bifacial, le pouvoir de réfléchissement est

aussi très important. Dans une région où il neige beaucoup ou sur une plage (le sable est très réfléchissant), l'albédo sera très élevé, et le panneau bifacial sera donc particulièrement adapté à ce genre d'environnement.

b. La hauteur

Pour profiter de l'albédo de façon optimale, il vaut mieux ne pas poser les panneaux à même le sol. Plus ils seront **haut placés par rapport à la surface qui réfléchit la lumière**, plus son pouvoir réfléchissant sera élevé et, donc, plus la face verso du panneau sera efficace.

c. L'espacement

Si vous disposez de plusieurs panneaux, l'espacement entre chacun d'entre eux est une donnée importante aussi. Avec un espace adéquat, **la lumière passera entre les panneaux** et, ainsi, le côté verso pourra capter plus de rayons indirects.

d. L'entretien

L'entretien des panneaux solaires peut affecter leurs performances, il est donc important de prendre soin de l'entretien du panneau bifacial pour obtenir des performances optimales.[15]

II.8.4 Les avantages et les inconvénients des panneaux solaires bifaciaux :

II.8.4.1 Les avantages :

Les panneaux solaires bifaciaux séduisent de plus en plus de personnes. Et pour cause, ce type de panneau solaire présente de nombreux avantages. Voici les principaux :

- **Un rendement plus élevé** que celui des panneaux solaires classiques (environ entre 5 et 15% en plus)
- **Un prix de plus en plus accessible**, grâce à des coûts de production qui diminuent d'année en année
- **Une durée de garantie plus grande** que celle des panneaux solaires photovoltaïques standards (30 ans contre 25 ans en moyenne)
- **Une plus grande résistance et une bonne perméabilité** (protection contre la corrosion chimique, les intempéries et les fissures)

II.8.4.2 Les inconvénients des panneaux solaires bifaciaux

Il s'avère que les panneaux solaires bifaciaux ont tout de même quelques inconvénients que nous vous listons ici :

- Les panneaux solaires bifaciaux ont un **prix 10% plus élevé** en moyenne que celui des panneaux solaires classiques
- **Un soin et un process particuliers doivent être apportés à leur installation** afin de leur permettre de capter l'albédo de manière optimale et de maximiser leur rendement
- Les panneaux solaires bifaces **doivent être installés dans un environnement adapté** (permettant un maximum de réflexion des rayons solaires) pour être performants

II.8.5 Les types de panneaux solaires bifaces disponibles sur le marché :

On trouve principalement deux technologies concernant les panneaux solaires bifaces :

- Les panneaux solaires bifaces monocristallins
- Les panneaux solaires bifaces polycristallins



Figure II.17: Panneaux solaires agricoles

Les panneaux solaires bifaces que l'on retrouve le plus sont composés de cellules monocristallines. Mais le plus important à surveiller lorsqu'on achète un panneau solaire biface, c'est son **coefficient de bifaciale**. Autrement dit, l'efficacité des deux faces du panneau solaire avec le même ensoleillement.

Ce coefficient est calculé par rapport au **ratio entre la puissance nominale de la face intérieure et celle de la face supérieure**. Il peut énormément varier en fonction du type de cellules du module (monocristallin ou polycristallin, **PERC**, **TOPCon**, demi-cellules, etc.).

Les panneaux solaires bifaces offrent un coefficient de bifaciale généralement compris entre 60 et 95%.[16]

II.8.6 L'importance d'investir dans un panneau solaire bifacial :

Les panneaux solaires bifaciaux présentent de nombreux avantages, dont le premier est d'offrir **un meilleur rendement** que les modules classiques. Par ailleurs, **leurs prix se sont largement démocratisés** ces dernières années, diminuant ainsi l'investissement de départ que demande leur acquisition.

Ces deux facteurs (tarifs d'achat accessibles et forte productivité), associés à leur excellente durabilité, vous assurent des économies conséquentes sur vos factures d'électricité et donc une **très bonne rentabilité à moyen et long terme**.[16]

II.8.7 Systèmes de poursuite solaire :

II.8.7.1 Position du soleil par rapport à un observateur :

L'énergie solaire que reçoit une surface est régie uniquement par des lois astronomiques et géométriques. Ces dernières faisant intervenir la latitude de lieu, la déclinaison solaire, l'heure du jour et enfin l'orientation de la surface réceptrice. La position du soleil dépend du temps solaire, du numéro du jour et de l'année, elle est exprimée par différents angles :

a. Angle de zénith :

C'est l'angle entre la verticale d'une surface et le rayon du soleil.[17]

b. Angle d'azimut :

C'est l'angle sur le plan horizontal mesuré à partir du sud avec la projection horizontale des rayons directs du soleil. Il est également donné comme angle entre le méridien local et la projection de la ligne de la vue du soleil dans le plan horizontal. [17]

c. Angle extérieur d'azimut :

C'est l'angle mesuré à partir du sud sur le plan horizontal avec la projection horizontale de la normale sur la surface, il est également donné comme angle entre le méridien local et la projection horizontale de la normale avec la surface. [17]

d. Angle d'incidence :

C'est l'angle entre le rayon solaire direct et la normale extérieure du la surface du plan. [17]

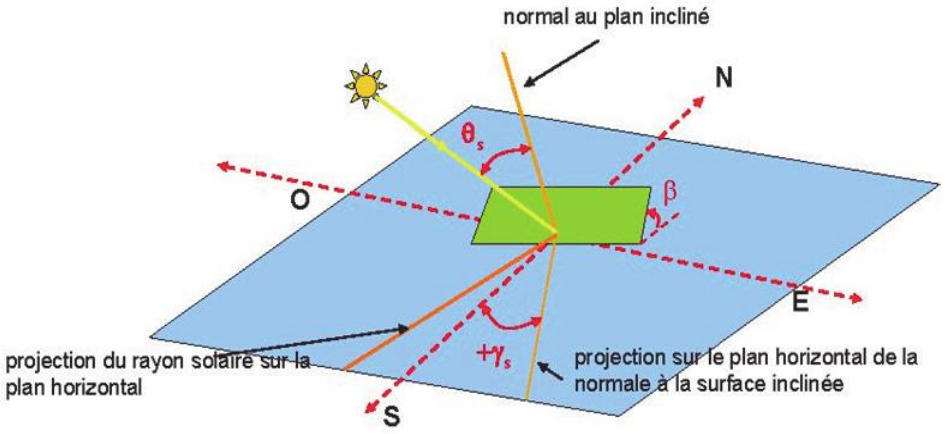


Figure II.18: Position du Soleil par rapport à un plan incliné et non orienté vers le Sud

II.8.7.2 Orientation de la surface réceptrice :

La position du soleil dans le ciel change tout au long du jour et de l'année. Pour une surface : Suivre le mouvement apparent du soleil équivaut à orienter cette surface par la rotation de ses axes. [18]

a. Rotation suivant un axe :

Certains types de collecteur à concentration fonctionnent avec la rotation autour d'un seul axe, il existe deux modes Axe vertical et inclinaison fixe de la surface Ce mode utilise une surface orientable avec une pente extérieure fixe β et l'angle extérieur d'azimut variable φ. Tournant autour d'un axe vertical comme montré sur la **figure II.18** Pour ce cas, le rayonnement solaire est maximum quand φ= φs. Axe horizontal et surface parallèle à l'axe : Pour ce deuxième mode, la surface Tourne autour d'un axe simple qui est toujours parallèle à la surface.

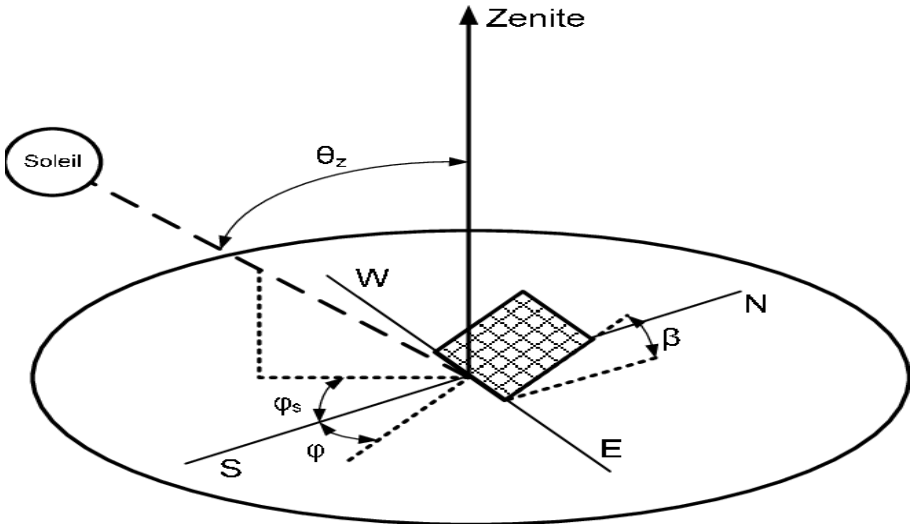


Figure II.19: Orientation de la surface réceptrice par rapport à l'axe vertical.

b. Rotation suivant deux axes :

Le collecteur tournant autour de deux axes (biaxiales), dans ce cas l'ouverture du collecteur sera toujours normale au soleil, par conséquent l'angle d'incidence est zéro tout le long de la journée. Cette rotation est toujours exigée pour des collecteurs qui suivent le déplacement du soleil à tout moment de la journée. Cela signifie que le collecteur devra être placé sur une monture permettant de suivre le mouvement du soleil.

II.8.7.3 Etat de l'art des techniques de suivi :

Le développement technologique de ces dernières décennies a entraîné une croissance exponentielle de la consommation énergétique mondiale qui, petit à petit, épuise les principales sources d'énergie (pétrole, gaz et carbone) ; cela se traduit par la nécessité croissante de créer des sources d'énergies renouvelables. Le développement de la recherche et de l'innovation de ces dernières années a utilisé de plus en plus le soleil comme source d'énergie alternative ; par conséquent, nous assistons à une croissance constante du marché de l'énergie photovoltaïque. De ce fait, nous sommes à la recherche d'une efficacité toujours plus grande des installations de conversion au moyen de technologies en mesure d'améliorer de façon notable la production d'énergie des modules photovoltaïques en augmentant leur rendement, comme par exemple grâce à des systèmes électromécaniques et électroniques suivant la trajectoire du soleil le plus longtemps possible (suiveurs solaires). [19]

II.8.7.4 Comparaison entre les systèmes :

- **Suivi sur 1 seul axe** :
    - Moins cher et plus simple.
    - Augmente l'efficacité par rapport aux systèmes fixes, mais avec des rendements plus bas qu'un suivi à 2 axes.
    - Adapté pour les installations de taille moyenne ou pour des sites avec des ressources solaires modérées.
- **Suivi sur 2 axes** :
    - Coût et complexité plus élevés.
    - Rendement maximal en matière de production d'énergie solaire.
    - Idéal pour les projets à grande échelle, où l'optimisation de la production d'énergie est une priorité.

Tableau II.3 : Résumé des Comparaison entre les systèmes de poursuite

Critères	Système à un axe	Système à deux axes
Énergie collectée	Augmentation de 20-30 % par rapport à un fixe	Augmentation de 35-45 % par rapport à un fixe
Coût initial	Moins cher	Plus cher, coût élevé
Complexité technique	Moins complexe, facile à entretenir	Plus complexe, entretien plus coûteux
Performances saisonnières	Moins performant en hiver et lors de grandes variations saisonnières	Meilleure adaptation aux saisons, performances maximales tout au long de l'année
Utilisation typique	Installations de taille moyenne, zones où le coût est une priorité	Installations à grande échelle ou zones avec grandes variations d'ensoleillement

II.8.8 Études antérieures :

II.8.8.1 Analyse critique des travaux existants :

Les études sur les modules photovoltaïques bifaciaux et les systèmes de poursuite solaire montrent généralement une augmentation significative du rendement par rapport aux systèmes traditionnels. Cependant, la plupart des études ont tendance à se concentrer sur les conditions idéales d'installation (environnement à fort albédo, surfaces parfaitement optimisées pour les suivis solaires). De nombreuses recherches ne prennent pas en compte les scénarios réels où ces conditions optimales ne sont pas toujours présentes, ce qui peut conduire à une surestimation des gains.

Les recherches sur les modules bifaciaux ont montré qu'ils peuvent offrir des améliorations significatives dans des régions à fort albédo ou à faible couverture nuageuse. Cependant, dans les régions avec des sols moins réfléchissants, les bénéfices sont moindres.

II.8.8.2 Identification des lacunes à combler :

- **Analyse dans des conditions réelles** : Beaucoup d'études sont réalisées dans des conditions idéales, mais il manque des recherches sur les performances réelles dans des environnements variés.
- **Optimisation des installations** : Il y a un besoin de recherches plus poussées pour optimiser les systèmes de suivi et les modules bifaciaux dans des configurations réelles, afin de maximiser leur rentabilité tout en réduisant les coûts d'installation et de maintenance.
- **Impact environnemental et coûts** : Peu d'études s'intéressent à l'analyse du coût de l'énergie produite (LCOE) pour les systèmes bifaciaux et les systèmes de suivi, surtout

dans un contexte à long terme. Des études comparatives entre systèmes fixes et suiveurs avec des modules bifaciaux seraient bénéfiques pour déterminer la rentabilité.

- **Innovations techniques** : Le domaine des systèmes de poursuite solaire sur deux axes pourrait bénéficier de nouvelles innovations pour réduire les coûts et améliorer la fiabilité.

II.9 Conclusion :

Le développement de la technologie photovoltaïque a permis l'émergence de différents types de modules, adaptés à des contextes variés en termes de rendement, de coût et d'environnement d'installation. Les modules photovoltaïques classiques, dits classique, restent largement utilisés en raison de leur maturité technologique, de leur coût relativement bas et de leur facilité d'installation. Toutefois, leur capacité à capter l'énergie solaire est limitée à la face avant uniquement, ce qui restreint leur efficacité globale, en particulier dans les environnements où la réflexion du rayonnement solaire (albédo) est importante.

À l'inverse, les modules bifaciaux représentent une avancée notable, puisqu'ils permettent la captation de l'irradiance à la fois sur la face avant et sur la face arrière du panneau. Cette technologie permet d'augmenter significativement la production d'énergie, surtout lorsqu'elle est combinée à un système de suivi solaire et installée dans des zones présentant un fort taux de réflexion du sol. Bien que leur coût initial soit légèrement supérieur, leur rendement énergétique plus élevé peut compenser cet investissement, notamment sur le long terme.

Ainsi, le choix entre les technologies classiques et bifaciales dépend principalement des conditions du site d'implantation, des objectifs de performance, ainsi que des contraintes économiques. L'optimisation des systèmes photovoltaïques, notamment à travers la simulation et la modélisation (comme avec le logiciel PVSyst), permet d'orienter ces choix de manière éclairée, en vue de maximiser la rentabilité et l'efficacité énergétique des installations solaires.

Chapitre III :

Systèmes Photovoltaïques reliés au réseau électrique

III.1 Introduction :

Au cours des dernières années, le nombre de foyers alimentés à l'énergie solaire connectés au réseau électrique local a augmenté de façon spectaculaire. Ces systèmes photovoltaïques connectés au réseau ont des panneaux solaires qui fournissent une partie ou même la plupart de leurs besoins en énergie pendant la journée, tout en restant connectés au réseau électrique local pendant la nuit.

Les systèmes photovoltaïques à énergie solaire peuvent parfois produire plus d'électricité que ce qui est réellement nécessaire ou consommé, surtout pendant les longs mois chauds de l'été. Cette électricité supplémentaire ou excédentaire est stockée dans des batteries ou, comme dans la plupart des systèmes photovoltaïques raccordés au réseau, est acheminée directement dans le réseau électrique.

Les systèmes photovoltaïques connectés au réseau sont toujours raccordés au réseau électrique public via un onduleur approprié. Le courant introduit doit avoir une forme d'onde sinusoïdale et synchronisée avec la fréquence de réseau et, dans le cas où le réseau venait à être coupé, même pendant de brèves périodes de temps, l'onduleur doit être capable de se déconnecter rapidement. Par ailleurs, une caractéristique fondamentale pour un onduleur est d'optimiser la production effective d'énergie de l'installation par rapport au rayonnement solaire incident, au moyen du réglage du point de puissance maximum (MPPT).

III.2 Éléments constitutifs d'un système PV connecté au réseau :

Un système PV raccordé au réseau se compose essentiellement de trois blocs (figure 3.1) :

- Un bloc de production d'énergie contenant un ou plusieurs modules connectés entre eux selon l'énergie nécessaire à développer.
- Un bloc de conditionnement d'énergie pour transformer le courant continu du générateur photovoltaïque en un courant alternatif semblable à celui du réseau.
- Un bloc d'interface afin d'injecter la puissance alternative produite dans le réseau électrique et /ou l'utiliser par les charges locales.

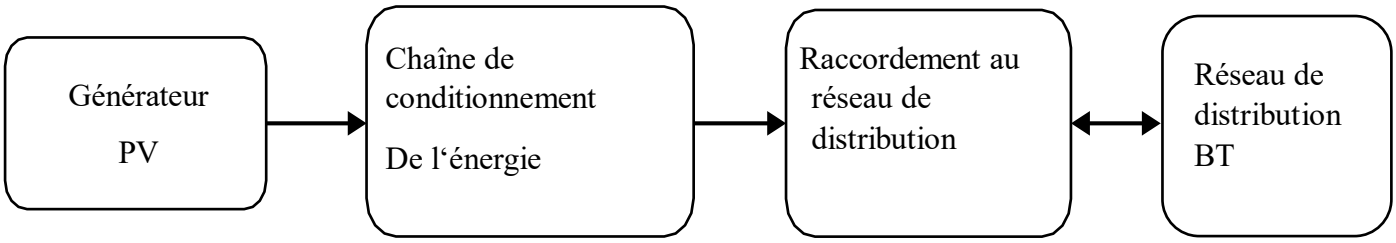


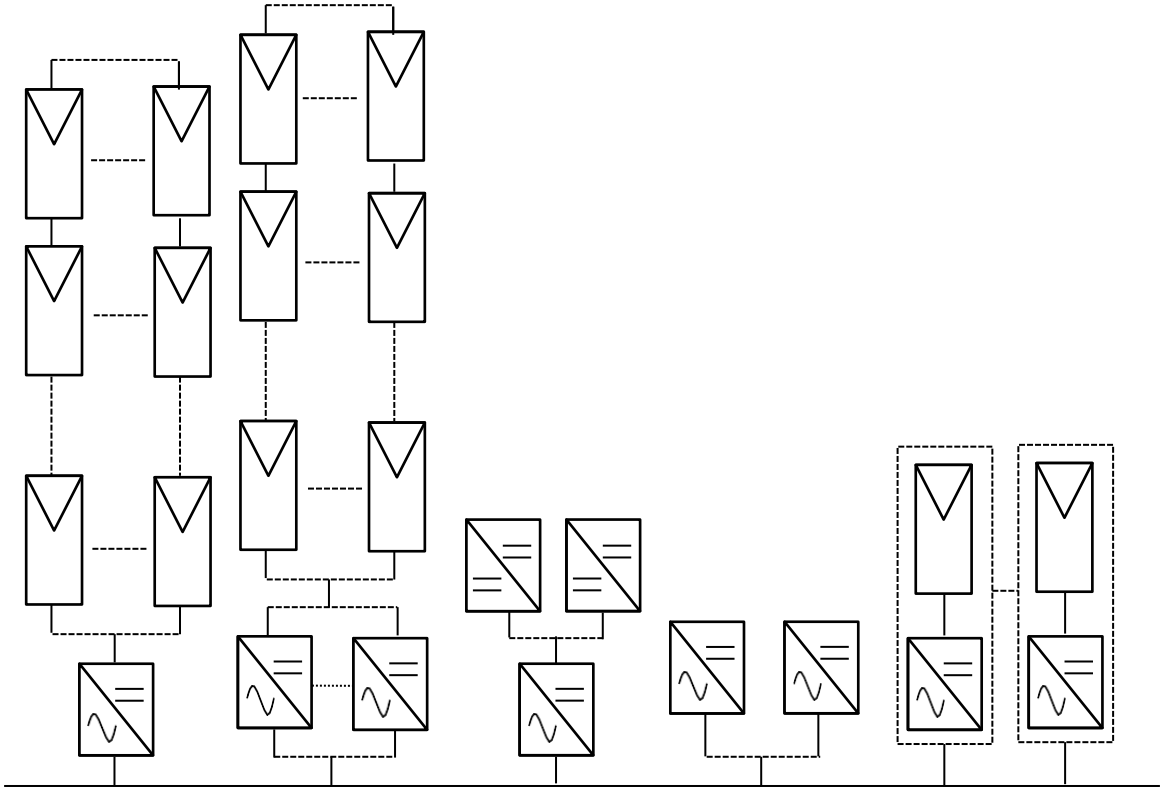
Figure III.1 : Schéma de principe fonctionnel d'un système PV raccordé au réseau

III.3 Classification des systèmes photovoltaïques :

Les systèmes photovoltaïques connectés au réseau (grid-connected PV systèmes) peuvent être classés selon la **structure de conversion** de l'énergie, la **modularité** de l'installation, et la **présence d'éléments supplémentaires** comme le stockage.

III.3.1Selon la configuration électrique :

Selon la connexion des modules photovoltaïques avec la chaîne de conditionnement d'énergie, nous pouvons distinguer cinq topologies des systèmes raccordés au réseau à savoir : la topologie centralisée, la topologie centralisée maître-esclave, la topologie multi-chaîne (multi-string), la topologie en chaîne et la topologie modulaire (figure III.2).



Topologie centralisée Topologie centrale Maître-esclave Topologie multi-chaîne Topologie chaîne Topologie modulaire

Figure III.2: Différentes topologies des systèmes PV raccordés au réseau

III.3.1.1 Topologie centralisée :

Cette topologie est généralement utilisée pour les grandes stations de production d'électricité photovoltaïque avec des puissances de sortie allant de 10kWc jusqu'à plusieurs mégawatts crête. Dans cette topologie, un seul onduleur est connecté à un réseau de modules PV. Ces modules sont connectés en série formant des chaînes, générant chacune une tension

suffisamment élevée pour éviter une amplification supplémentaire. Ces montages en série (chaîne) sont ensuite montés en parallèle pour parvenir à des niveaux de puissance élevés. Les principaux avantages de la topologie centralisée est son faible coût par rapport aux autres topologies en raison de l'utilisation d'un seul onduleur, le haut rendement dû aux faibles pertes dans l'étape de conversion de puissance et la facilité de la détection des défaillances et de l'entretien de l'onduleur. Cependant, cette topologie a une faible fiabilité car l'arrêt de l'onduleur central cause l'arrêt de fonctionnement du système complet. De plus, une perte de puissance significative, due à la non-concordance (mismatch), peut avoir lieu dans le cas d'ombrage partiel.

III.3.1.2 Topologie centralisée maître esclave :

Cette topologie a pour but d'améliorer la fiabilité de la topologie centralisée classique. Le principe est de connecter plusieurs onduleurs en parallèle de telle sorte que si l'un des onduleurs tombe en panne, les autres peuvent fournir toute la puissance photovoltaïque. En plus de l'augmentation de la fiabilité du système, les onduleurs de cette topologie peuvent fonctionner selon le niveau du rayonnement solaire en réduisant le nombre d'onduleurs pour le niveau d'irradiation bas. Cette technique de fonctionnement prolonge la durée de vie des onduleurs et améliore le rendement global du système. Cependant, le coût de cette topologie et la perte de puissance due à la non-concordance (mismatch) dans le cas de l'ombrage partiel sont les deux inconvénients de celle-ci.

III.3.1.3 Topologie en chaîne :

Pour cette topologie, chaque chaîne est reliée à un onduleur ce qui améliore la fiabilité du système. De plus, les pertes dues à l'ombrage partiel sont réduites parce que chaque chaîne peut fonctionner à sa propre puissance. L'autre avantage de cette topologie est la possibilité d'ajouter de nouvelles chaînes afin d'augmenter la puissance nominale du système. Généralement, la puissance nominale de chaque chaine varie entre 2 et 3kWc.

III.3.1.4 Topologie multi-chaîne :

La différence de cette topologie avec celle en chaîne est que chaque chaîne comporte un convertisseur DC-DC. Tous les convertisseurs DC-DC sont ensuite connectés à un seul onduleur utilisé comme simple convertisseur DC-AC via un bus DC. Cette topologie combine les avantages de la topologie en chaîne et la topologie centralisée car elle augmente le rendement du système en fonctionnant autour de la puissance maximale de chaque chaîne tout en utilisant un onduleur central pour un coût réduit.

Cependant, la fiabilité du système diminue par rapport à la topologie en chaîne et les pertes dues aux convertisseurs DC -DC sont ajoutés aux pertes du système.

III.3.1.5 Topologie modulaire (module PV à courant alternatif) :

Cette topologie est la plus récente. Elle consiste à intégrer un micro-onduleur dans chaque module photovoltaïque. Un meilleur rendement est obtenu par rapport aux autres topologies car un contrôle de la puissance maximale est mis en œuvre pour chaque module, ce qui réduit les pertes dues à l'ombrage partiel. Le deuxième avantage est la flexibilité de la conception du réseau du fait que les modules PV à courant alternatif sont des dispositifs facile à brancher "plug and Play". Le coût de cette topologie de module PV-AC est relativement élevé, ce qui fait qu'elle ne convient que pour les applications de faible puissance (jusqu'à 500Wc). Le fonctionnement de l'onduleur est affecté par le dégagement de chaleur des panneaux PV. En plus, la durée de vie du micro onduleur étant inférieure à celle du module PV réduit la durée de vie du système global.

III.3.2 Selon la présence ou non de stockage :

a) Sans stockage :

- Production injectée directement dans le réseau.
- Modèle le plus répandu.
- Souvent associé à des contrats d'achat ou de vente partielle.

b) Avec stockage (batteries) :

Un système PV connecté au réseau sans batteries est la configuration la plus simple et la moins chère disponible, il est également plus efficace car n'ayant pas à charger et à entretenir les batteries.

Lorsqu'il est utilisé dans des systèmes photovoltaïques raccordés au réseau, les batteries de stockage peuvent être classées en stockage à court terme pendant quelques heures ou quelques jours pour couvrir les périodes de mauvais temps et de stockage à long terme pendant plusieurs semaines afin de compenser les variations saisonnières de l'irradiation solaire entre l'été et l'hiver.

L'intégration de batteries dans un système connecté au réseau nécessite plus de composants, et est plus coûteuse et réduit l'efficacité globale des systèmes. Mais pour de nombreux utilisateurs dans régions éloignées qui subissent régulièrement une interruption d'alimentation du réseau par mauvais temps ou qui ont des charges électriques critiques qui ne peuvent être interrompues, avoir une forme quelconque de stockage d'énergie de secours dans leur réseau connecté peut être un grand avantage. Un système PV avec stockage sur batterie est fondamentalement le même que pour le système PV raccordé au réseau précédent avec l'ajout des batteries et du contrôleur de charge.

III.3.3 Selon le mode de fonctionnement avec le réseau :

On distingue trois variantes des systèmes photovoltaïques résidentiels raccordés au réseau, Installation PV raccordée au réseau avec injection des excédents de production ou par injection totale de l'énergie produite, et ceci exige le choix du modèle de conditionnement d'énergie. Pour certain exige la présence du transformateur d'isolation galvanique dans l'interface PV, réseau et Installation PV résidentiel raccordée au réseau sans injection (autoconsommation), ainsi que des systèmes photovoltaïques non résidentiels connectés au réseau et systèmes photovoltaïques intégrés aux bâtiments sont généralement raccordées au réseau.

III.3.3.1 Système PV raccorde au réseau électrique avec injection des excédents de production :

Le client consomme une partie de sa production et injecte au réseau le surplus ; (production consommation), lors que la consommation dépasse la production, le client soutire du réseau le solde.

Cette installation est équipée de deux compteurs, l'un mesurant l'énergie soutirée du réseau lorsque la consommation excède la production (compteur de soutirage), l'autre mesurant l'énergie injectée dans le réseau (compteur d'injection), ce compteur enregistre le courant injecté est installé sur la partie de ligne appartenant au réseau de distribution publique. Ce principe exclut le compteur réversible.

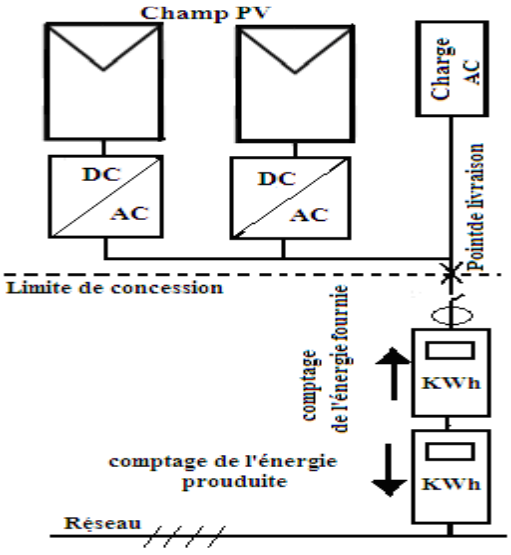


Figure III.3: Schéma de principe de la configuration d'injection du surplus d'énergie

III.3.3.2 Variante de sécurisation :

La variante avec générateur de sécurisation a pour objectif de permettre, en absence d'énergie fournie par le réseau l'utilisation d'énergie stockée par le parc batterie et celle fournie par le champ photovoltaïque afin d'alimenter des usages propriétaires de l'installation. Cette option de sécurisation introduit les batteries d'accumulateurs, d'une fonction redresseur- onduleur

de type alimentation sans interruption (ASI) avec une sortie secours associé à un mode de fonction autonome de l'onduleur.

Cette variante permet d'utiliser au maximum l'énergie produite par les modules PV par l'intermédiaire caractéristique spécifique de l'onduleur permettant un fonctionnement en mode synchrone sur la sortie du réseau, assurant en cas de défaillance du réseau, une alimentation instantanée des appareils de faible puissance grâce au mode fonctionnement autonome. Cette version est plus coûteuse n'a d'intérêt pour le producteur que si les risques de non fiabilité (défaillance) du réseau sont trop élevés.

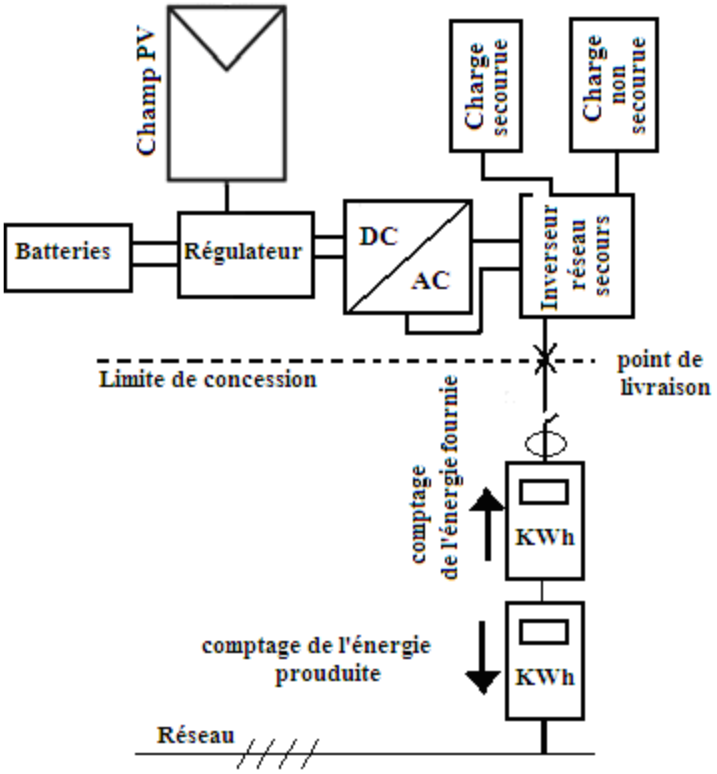


Figure III.4: Schéma de principe de la configuration (ASI) et d'injection du surplus d'énergie

III.3.3.3 Système PV raccorde au réseau électrique avec injection totale de l'énergie électrique :

Toute l'énergie électrique produite par les capteurs photovoltaïques est envoyée pour être revendue sur le réseau de distribution.

Cette solution est réalisée avec le raccordement au réseau public en deux points :

- Le raccordement du consommateur qui reste identique avec son compteur de consommation (on ne peut pas utiliser sa propre production).
- Le nouveau branchement permettant d'injecter l'intégralité de la production dans le réseau, dispose de deux compteurs :
- L'un pour la production ;

• L'autre pour la non-consommation (permet de vérifier qu'aucun soutirage frauduleux n'est réalisé).

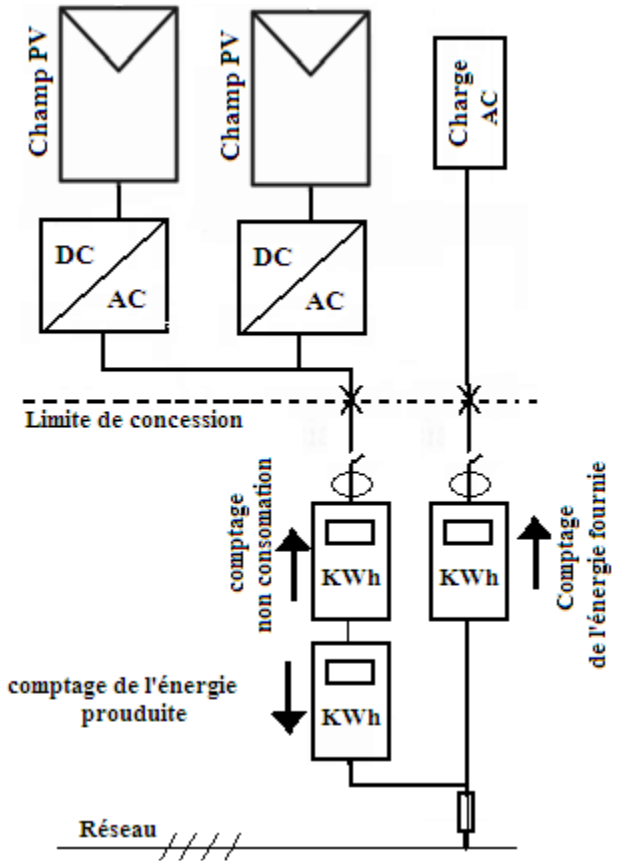


Figure III.5: Schéma de principe de la configuration d'injection totale d'énergie

III.4. Avantages, inconvénients et limites des systèmes photovoltaïques :

Avantages

- ✓ N'ont pas besoin de stockage d'énergie et éliminent donc le maillon le plus problématique (et plus cher) d'une installation autonome. C'est en fait le réseau dans son ensemble qui sert de réservoir d'énergie.
- ✓ Pas de gaspillage - tout excédent est livré au réseau - particulièrement intéressant pendant les périodes d'absence de son domicile, pendant le week-end, pendant les vacances quand les modules continuent à travailler. On évite les pertes d'énergie associées au stockage en batterie lorsque la batterie est complètement chargée par exemple.
- ✓ On n'est pas obligé de calculer méticuleusement ses besoins en électricité, et de prévoir des niveaux de demande exceptionnellement très élevés, même si très rares.
- ✓ On peut commencer petit et agrandir par la suite sans problèmes de dimensionnement compliqués.
- ✓ On peut satisfaire à une partie ou à la totalité de ses besoins .

Inconvénients

C'est vraiment la voie royale qui permettra au photovoltaïque de faire sa percée dans nos vies. Cependant...

- ✓ La consommation risque de redevenir relativement "invisible," et on pourrait retomber dans le piège de la consommation irréfléchie.
- ✓ Les contraintes électriques imposées par les sociétés d'électricité peuvent être rigoureuses, et les onduleurs synchrones doivent répondre aux exigences techniques des compagnies de production et de transport d'énergie. Par exemple, il faut un mécanisme de coupure automatique du courant au réseau dans l'éventualité d'une panne pour éliminer tout risque à ceux qui font les travaux de réparation.

Mais le plus important, c'est la question du prix payé pour les kWh livrés au réseau...

Il est difficile de dire combien de temps il faudra pour atteindre un niveau de prix où le KWh photovoltaïque sera compétitif avec le KWh conventionnel, issu de combustibles fossiles (pétrole, gaz ou charbon) ou fissile (nucléaire). Il est évident que ce choix n'est aujourd'hui économiquement viable qu'avec un soutien de fonds publics significatifs, et c'est ce que ce passe dans la plupart des pays européens. Mais ce concept est tellement séduisant que de plus en plus de personnes sont intéressés et souhaitant participer à la démonstration qu'il est possible de produire soi-même d'électricité.

Au-delà des arguments rationnels, l'envie de devenir son propre producteur d'électricité et une motivation forte. Avec notre toit solaire, nous pourrons subvenir à une partie de nos besoins en ayant recourt au soleil, une source d 'énergie abondante et renouvelable

III.5 Conclusion :

Les systèmes photovoltaïques connectés au réseau jouent un rôle clé dans la transition énergétique mondiale, en permettant l'intégration de sources renouvelables décentralisées dans l'infrastructure électrique existante. Leur diversité de conception — centralisée, décentralisée, ou modulaire — permet d'adapter les installations à une grande variété de contextes, allant de la maison individuelle jusqu'à la centrale solaire de plusieurs mégawatts.

La classification de ces systèmes repose sur plusieurs critères :

- La configuration électrique, déterminant la structure du champ PV et de l'électronique de puissance ;

- La présence ou non d'un stockage, qui impacte le mode de gestion de l'énergie ;
- L'usage visé et la puissance installée, influençant les choix techniques et économiques ;
- Le mode d'exploitation vis-à-vis du réseau, entre injection totale, autoconsommation partielle ou totale.

Grâce à des outils de simulation comme PVsyst, il est désormais possible d'évaluer avec précision les performances attendues d'un système PV en fonction des conditions locales, de l'orientation, de la technologie utilisée et des objectifs de l'utilisateur.

En résumé, la bonne compréhension des différentes topologies et classifications des systèmes PV raccordés au réseau est essentielle pour :

- Dimensionner efficacement une installation,
- Optimiser sa production,
- Assurer sa viabilité économique et son intégration harmonieuse au réseau électrique

Chapitre IV :

Simulation des performances d'un système photovoltaïque bifacial avec suivi solaire connecté au réseau

IV.1 Introduction :

Ce chapitre est dédié à la simulation des performances d'un tel système, en utilisant le logiciel PVSyst, un outil de référence dans le dimensionnement, l'analyse et l'évaluation énergétique des installations photovoltaïques. L'étude portera sur la modélisation d'un système PV biface équipé d'un tracker solaire, connecté au réseau, et permettra d'analyser son comportement énergétique selon différents paramètres (localisation, orientation, conditions météorologiques, etc.).

L'objectif principal de ce travail est d'évaluer les gains énergétiques potentiels liés à l'utilisation des modules bifaces et du suivi solaire, tout en identifiant les facteurs influençant les performances du système. Cette simulation constituera un outil d'aide à la décision pour le dimensionnement et l'optimisation de futurs projets photovoltaïques innovants.

IV.2 méthodologie et Materials :

IV.2.1 la méthodologie :

Ce diagramme illustre la méthodologie d'utilisation du logiciel PVsyst pour simuler et

Analyser les performances des systèmes solaires photovoltaïques, en mettant l'accent sur la comparaison de différentes options pour déterminer la solution techniquement et économiquement optimale. Le processus de sélection du site comprend la saisie des données climatiques et techniques, l'analyse des résultats et la détermination de l'option la plus réaliste pour le raccordement au réseau.

L'organigramme explique brièvement la méthodologie utilisée, Figure IV.1 :

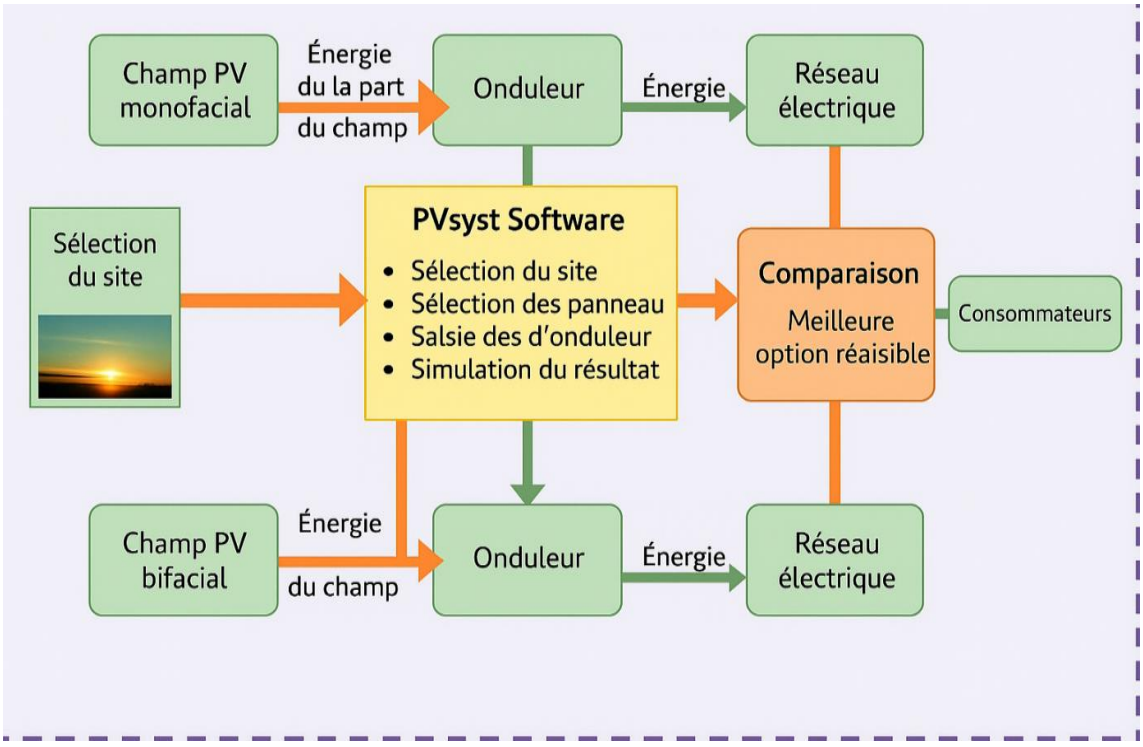


Figure IV.1: Méthodologie de modélisation et d'optimisation des systèmes PV via PVsyst

IV.2.2 Présentation du logiciel PVSyst :

PVSyst est un logiciel de simulation énergétique spécialement conçu pour l'étude, le dimensionnement et l'analyse de systèmes photovoltaïques. Il est largement utilisé par les professionnels du solaire pour évaluer la production attendue d'un projet, simuler des configurations complexes, et identifier les pertes potentielles du système.

Le logiciel permet de :

- Modéliser différents types de systèmes : autonomes, connectés au réseau, hybrides
- Intégrer des composants variés (modules, onduleurs, structures, batteries)
- Exploiter des bases de données climatiques complètes (Meteonorm, PVGIS, NASA, etc.)
- Simuler des systèmes avec des trackers, des modules bifaces, et d'autres innovations

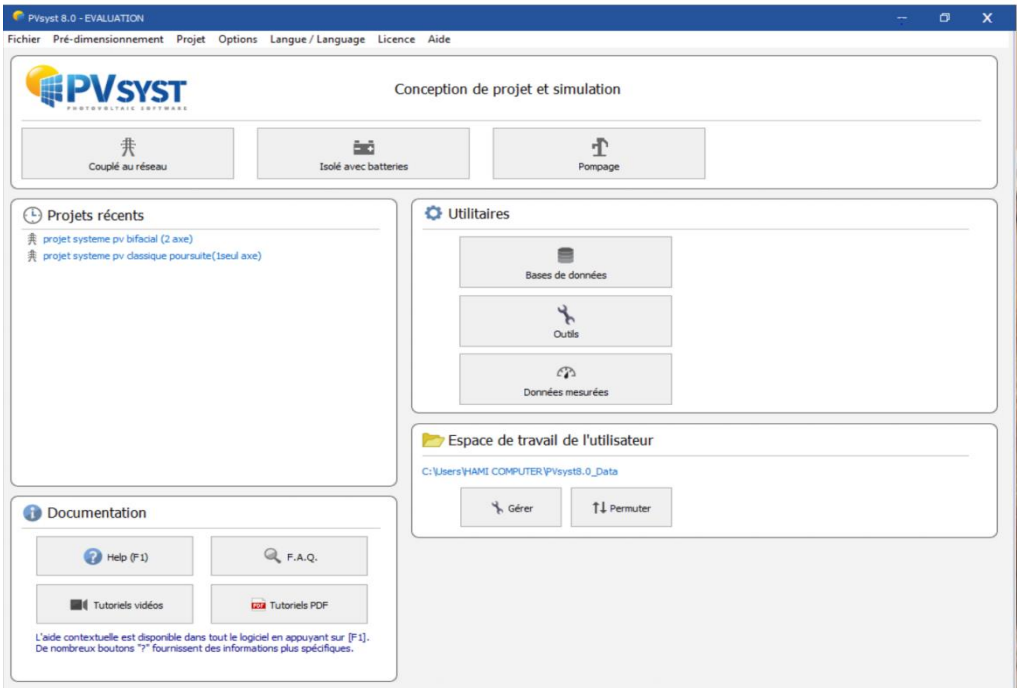


Figure IV.2: Menu principal du PVsyst

MPPT : Maximum Power Point Tracking (suivi du point maximal de puissance), son principe est de suivre comme son nom l'indique, le point de puissance maximale du générateur PV.

Un système MPPT est un ensemble de composants incluant des onduleurs, des chargeurs de batteries qui permettent d'adapter en permanence l'impédance d'entrée afin d'optimiser, à chaque instant, le produit P = U. I sur la caractéristique électrique du champ PV. L'objectif est d'obtenir la puissance maximale possible depuis un panneau photovoltaïque.

IV.3 Sélection du site :

Les régions de Médéa (ouzera) et de Tamanrasset, situées en Algérie, constituent les zones sélectionnées pour cette étude. Chacune d'entre elles abrite un site représentatif doté d'une centrale solaire photovoltaïque de grande capacité. Cela garantit la présence d'infrastructures

essentielles, telles qu'un réseau électrique bien développé et des routes accessibles, indispensables à la mise en œuvre pratique. De plus, la sélection de sites disposant de centrales existantes fournit des données de performance réelles facilitant la validation des résultats de simulation. Ces deux régions ont été choisies en raison de leur contraste climatique et géographique marqué, assurant une représentation pertinente de la diversité des conditions environnementales et du potentiel solaire en Algérie. Géographiquement, Médéa se situe dans le nord du pays, tandis que Tamanrasset se trouve dans l'extrême sud, couvrant ainsi des latitudes variées. Ainsi, malgré l'existence de nombreuses autres zones favorables, l'inclusion ciblée de ces deux régions minimise la nécessité d'étudier des sites supplémentaires susceptibles de produire des données redondantes pour les besoins de cette étude. Les sites géographiques sélectionnés, ainsi que leur latitude, longitude, altitude, irradiation horizontale globale moyenne quotidienne (IGM) et température moyenne, sont présentés dans le tableau IV.1 et les sites spécifiques sont cartographiés dans la figure **IV.3**.

Tableau IV.1: Localités sélectionnées en Algérie

N°	Localisation	Latitude (◦N)	Longitude (◦E)	Altitude (m)	GHI (KWh/m²/ans)	Température moyenne annuel(◦C)
01	OUZERA	36.27	2.75	903	1718.4	18.25
02	TAMENRASSTE	22.79	5.52	1400	2366.0	22.86

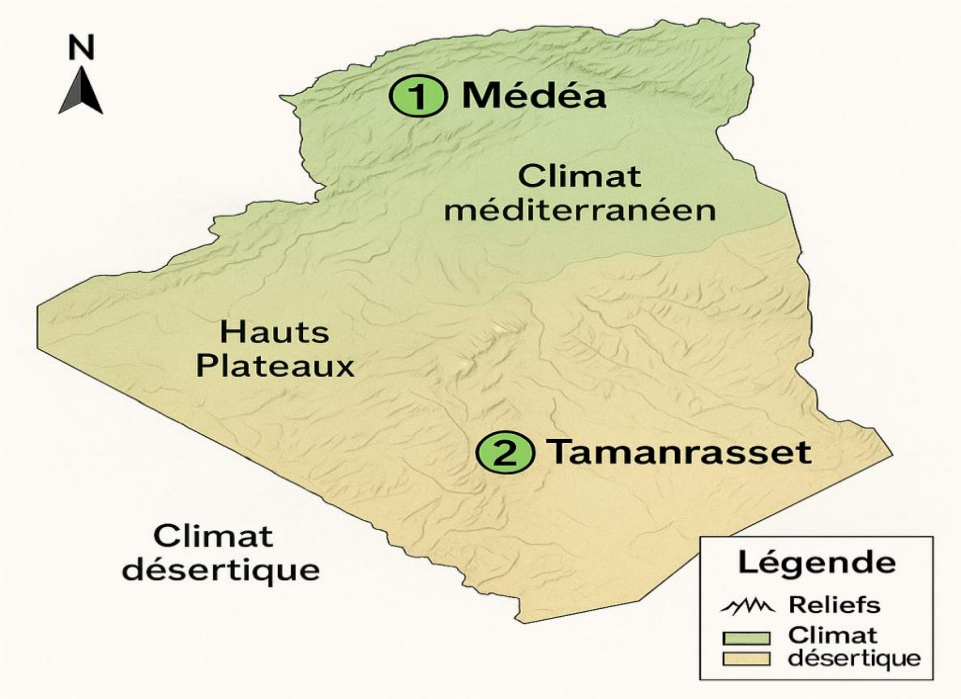


Figure IV.3: Carte des emplacements sélectionnés

IV.3.1 Étapes d'action :

■ Etape 1 : choisir le nom, la météo et le site de projet.

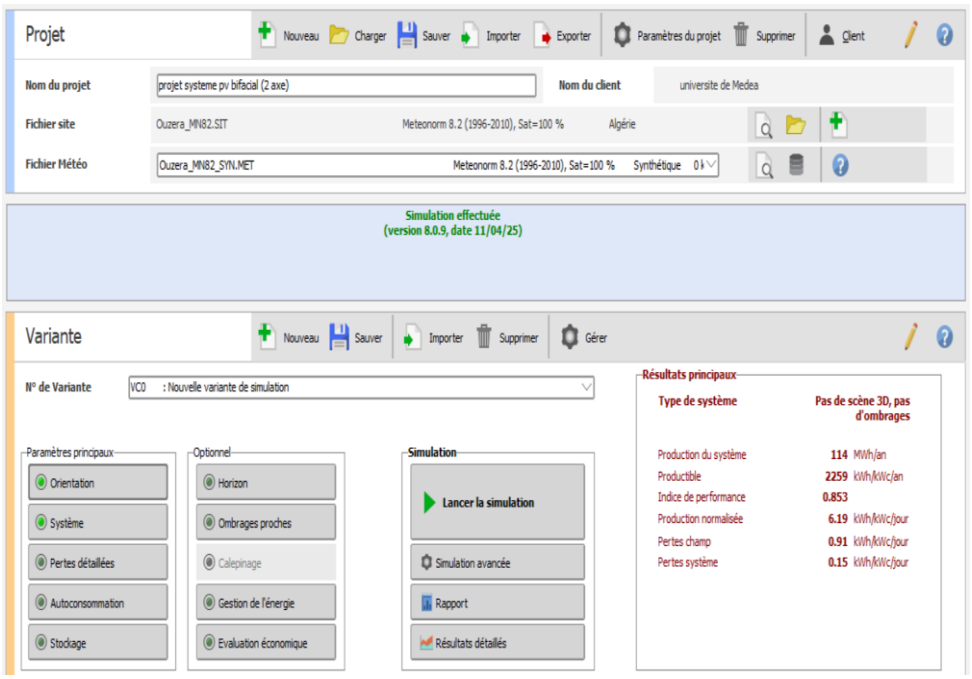


Figure IV.4: le nom la météo et le site choisi pour l'installation

■ **Etape 2 :** Orientation des modules PV (classique et bifacial)

Il est nécessaire de choisir l'orientation du module PV favorable à la production maximale d'énergie. Pour notre simulation, nous avons choisi 1seul type de champ, « plan incliné fixe » d'une inclinaison de 30° par rapport à l'horizontale (voir la figure 5.6.7)

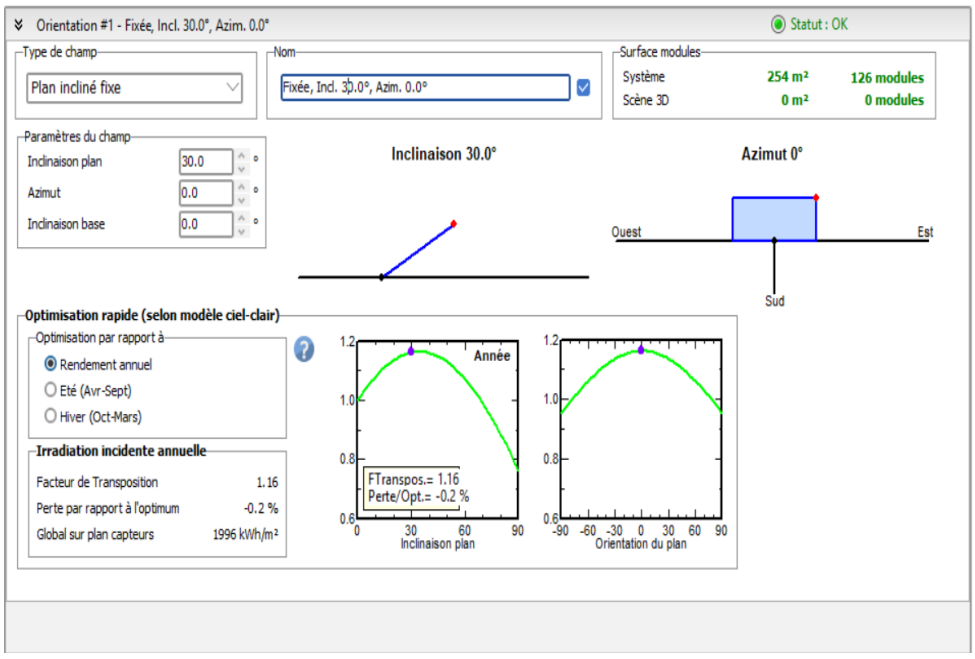


Figure IV.5: L'orientation et inclinaison des modules (Plan incliné fixe).

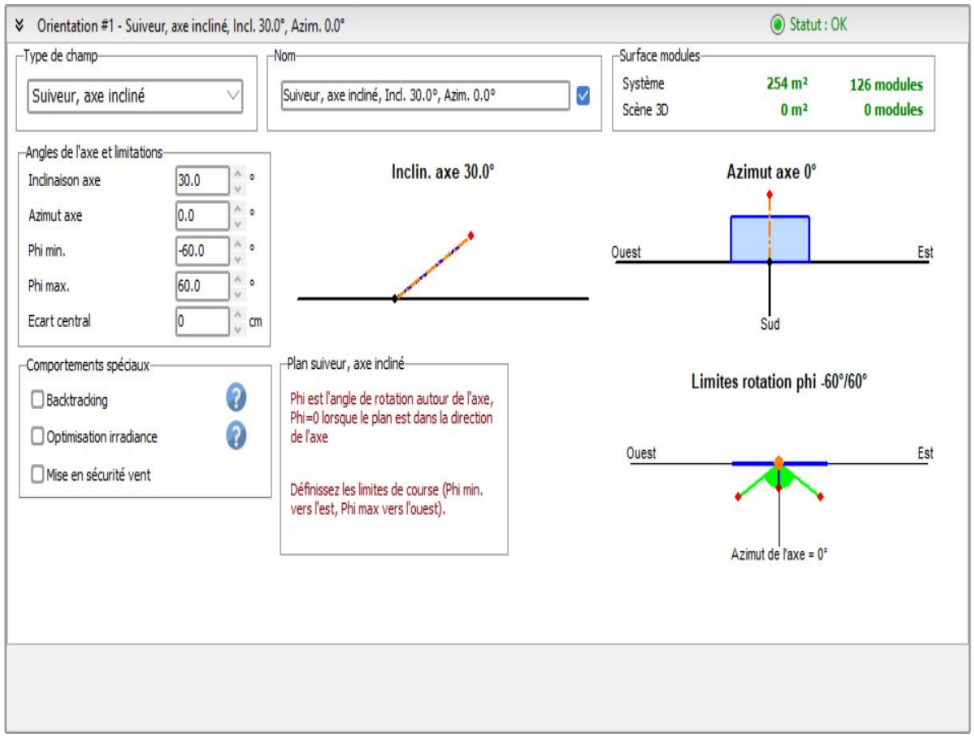


Figure IV.6: L'orientation et inclinaison des modules (suiveur 1axe).

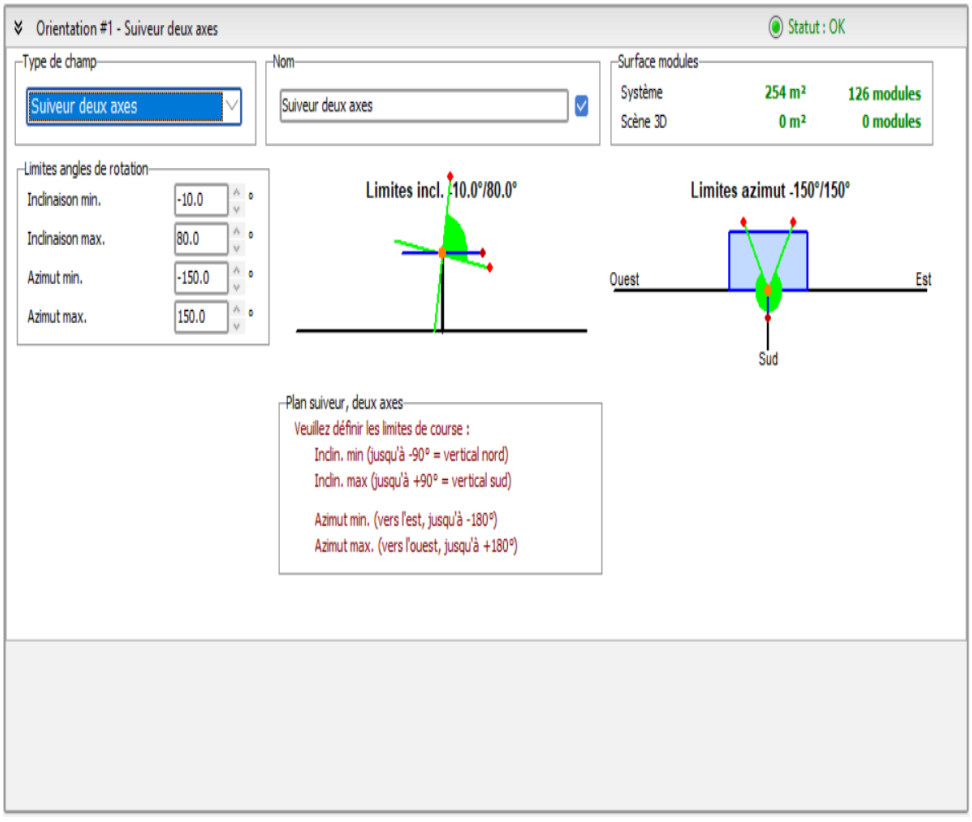


Figure IV.7: L'orientation et inclinaison des modules (suiveur deux axe).

■ **Etape 3 :** choisir le panneau PV (classique et bifacial) et l'onduleur à utiliser

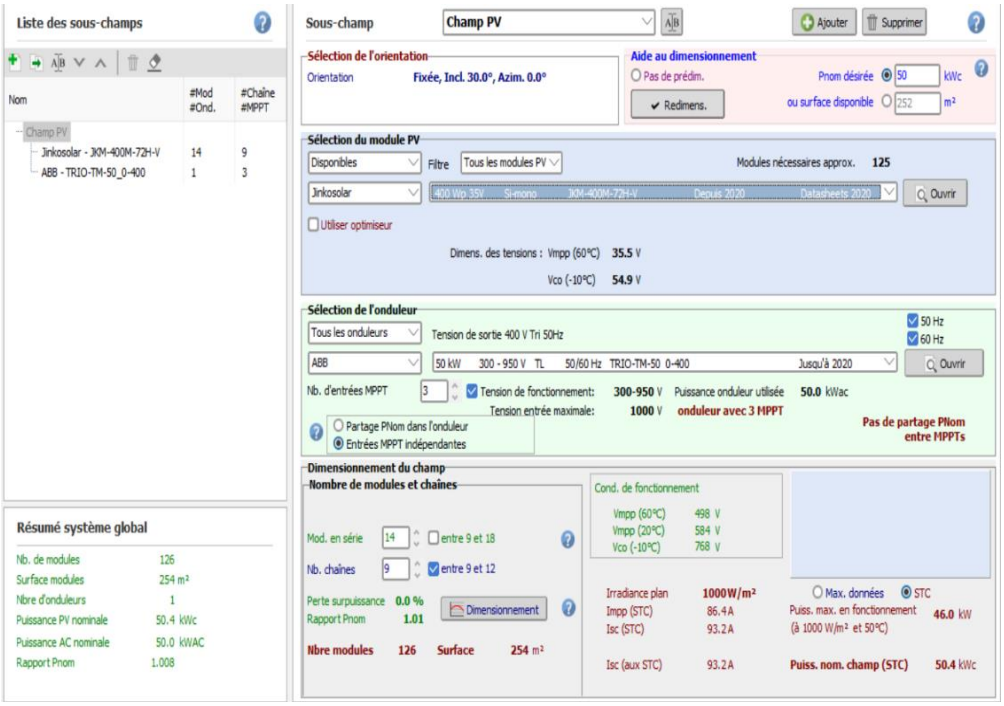


Figure IV.8: Le panneau PV classique et l'onduleur choisi pour l'installation

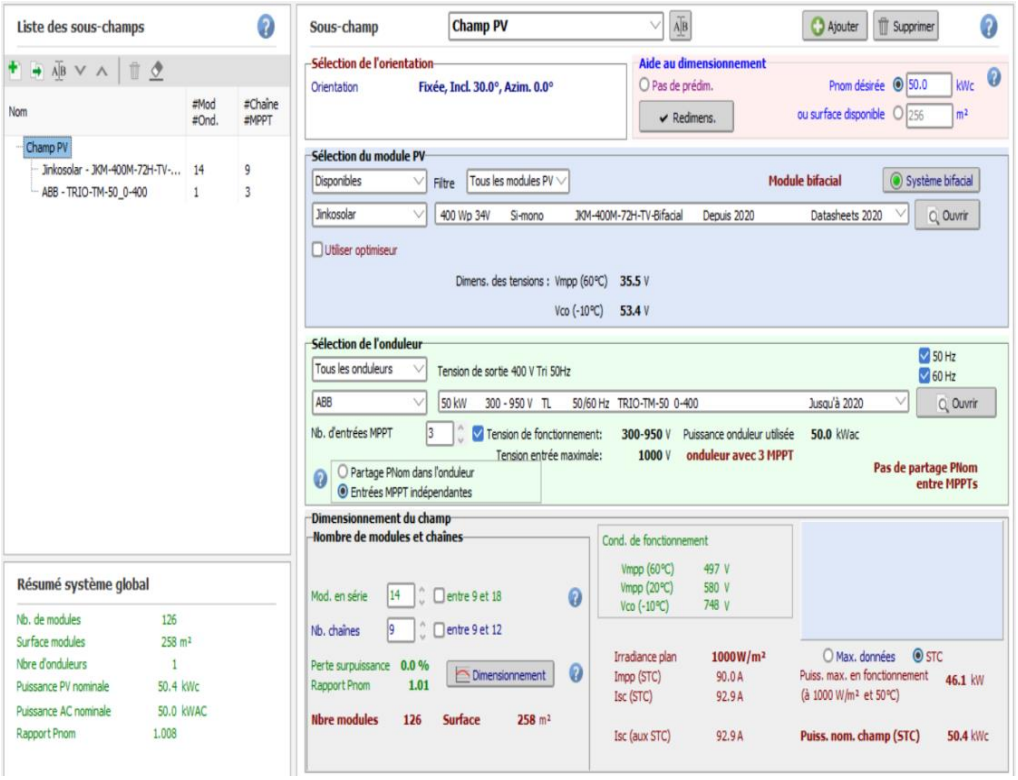


Figure IV.9: Le panneau PV bifacial et l'onduleur choisi pour l'installation

IV.4 Paramètres techniques et conception du système :

Cette section présente les spécifications techniques des composants du système photovoltaïque, le logiciel de simulation sélectionné et les principaux paramètres de conception. Différents logiciels de simulation sont disponibles pour la conception et l'analyse des systèmes PV.

Tableau IV.2: présente les principes et les paramètres utilisés dans le modèle.

Description	**Caractéristiques**	**Valeur**	
		PV classique	PV bifacial
Modules PV	Modèle de module PV	**Jinko_JKM_400M_ 72H_V.PAN (400 Wc)**	**Jinko_JKM_400M_ 72H_V_bifacial.PAN (400 Wc)**
	Puissance maximale (Pmp)	46	46.1
	Tension d'alimentation maximale (Vmp)	35.5	35.5
	Courant de puissance maximal (Imp)	86.4	90
	Tension à vide (Voc)	54.9	53.4
	Courant de court-circuit (Icc)	93.2	92.5
	Nombre des modules	126	126
	Surface des modules (m^2)	258	254
Onduleur	Modèle d'onduleur	**ABB_TRIO_TM_50_0_TL_OUTD_400.OND**	
	Puissance AC maximale	50	
	Tension DC maximale	950	
	Nombre d'onduleurs	1	
Conception du système	Tension de fonctionnement (V)	300_950	
	Nombre de Chaînes PV	9	
	Nombre de module en série PV	14	
	Nombre de MPPT	3	

IV.5 Indicateurs de performance :

La performance des systèmes photovoltaïques fixes, mono-axes et biaxes est évaluée à l'aide de plusieurs indicateurs clés : courbes de production horaire, rendement spécifique, PR et CF. Le rendement spécifique correspond à la production annuelle d'énergie de chaque système divisé par sa capacité, mesurée en kWh/kWc. Le PR est défini comme la production d'énergie utile du système en kWh divisée par le rendement de référence, qui est égal à l'irradiance sur le plan du champ, mesurée en kWh/m², multipliée par la capacité du système en kWc. La formule du PR est présentée dans l'équation (IV.1) comme suit [23] :

$$PR = \frac{Énergie\ annuelle\ nette(\frac{kwh}{ans})}{Capacité\ du\ système\ (kWp) \times Irradiance\ du\ réseau(\frac{kwh}{m^2})} \times 100 \qquad (IV.1)$$

Le facteur de capacité (FC) est le rapport entre la production d'énergie du système et sa production si celui-ci fonctionnait à sa capacité nominale heure par heure. Le facteur de capacité est calculé à l'aide de l'équation (IV.2) comme suit [24] :

$$FC = \frac{Énergie\ annuelle\ nette(\frac{kwh}{ans})}{Capacité\ du\ système\ (kW) \times 8760(\frac{h}{ans})} \times 100 \qquad (IV.2)$$

Enfin, cette procédure méthodologique est résumée dans la figure 10.

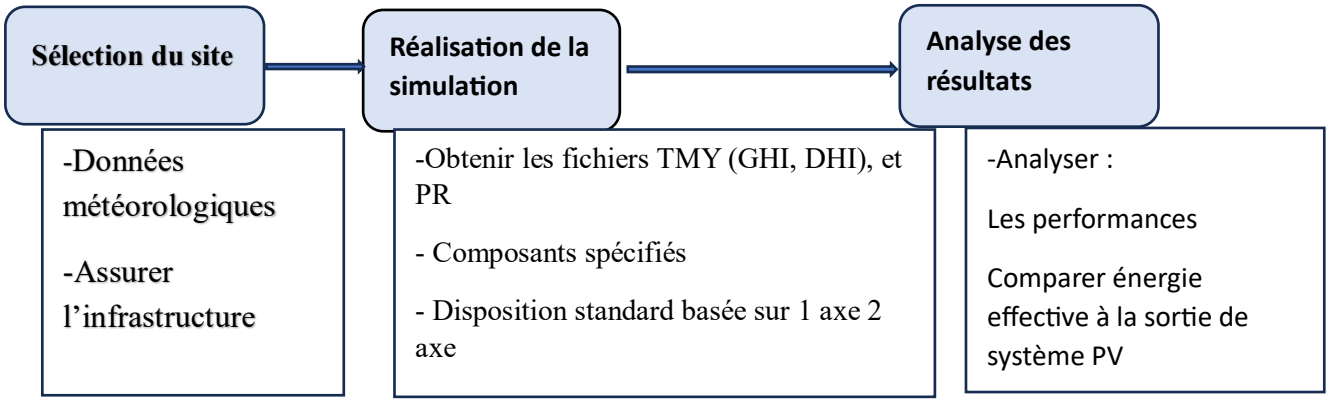


Figure IV.10: Méthodologie de recherche

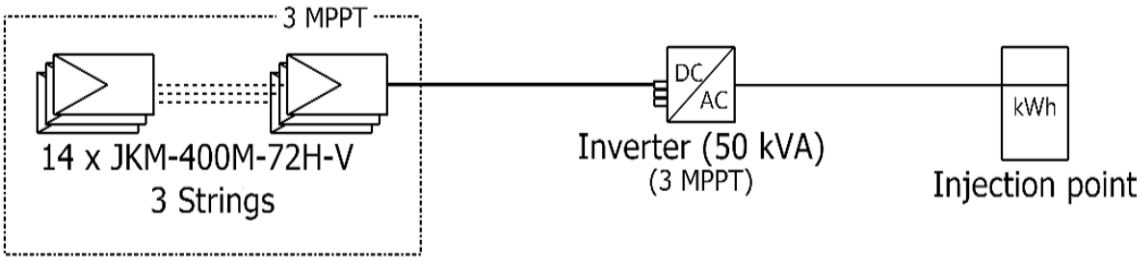


Figure IV.11: schéma principal de l'installation

IV.6 Résultats attendus et analyse :

IV.6.1 Site de ouzera :

IV.6.1.1 Module PV Classique :

Ces tableaux présentent (les tableaux 3.4.5) les résultats mensuels et annuels pour la région d'ouzera pour la simulation photovoltaïque classique, y compris des données clés telles que l'irradiance globale (GlobHor), l'irradiance diffuse (DiffHor), la température ambiante (T_Amb) et l'énergie produite (EArray, E_Grid). Le ratio de performance (RP) est également utilisé pour évaluer l'efficacité du système. Les données montrent des variations saisonnières, avec une production plus élevée en été et une performance optimale en hiver (PR proche de 0,9). Ces informations permettent d'analyser l'efficacité et la productivité du système photovoltaïque tout au long de l'année.

Système Inclinaison fixe (30.0°) :

Tableau IV.3: Bilans et résultats principaux du système PV classique utilisé à Ouzera avec une inclinaison fixe de 30,0°.

Nouvelle variante de simulation

Bilans et résultats principaux

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m²	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	ratio
Janvier	78.1	26.82	9.21	123.0	121.2	5731	5597	0.903
Février	90.1	39.78	9.78	121.5	119.3	5665	5541	0.905
Mars	134.5	56.12	13.08	160.6	157.6	7318	7148	0.883
Avril	161.0	72.56	15.52	170.2	166.1	7627	7450	0.868
Mai	192.7	77.52	19.85	185.5	180.8	8152	7955	0.851
Juin	214.9	79.02	25.22	200.1	195.2	8595	8385	0.832
Juillet	219.6	77.32	29.38	209.1	204.2	8790	8569	0.813
Août	200.5	70.95	28.82	208.6	204.0	8788	8568	0.815
Septembre	150.7	52.53	23.76	175.8	172.3	7606	7420	0.837
Octobre	122.9	40.16	20.15	164.3	161.5	7246	7072	0.854
Novembre	81.2	30.91	13.12	121.4	119.5	5579	5451	0.891
Décembre	72.3	28.62	10.39	117.6	115.8	5506	5385	0.908
Année	1718.4	652.31	18.25	1957.7	1917.4	86604	84541	0.857

Système poursuite (1 axe) :

Tableau IV.4: Bilans et résultats principaux du système PV classique utilisé à Ouzera avec une Système poursuite (1 axe).

Nouvelle variante de simulation

Bilans et résultats principaux

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m²	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	ratio
Janvier	78.1	26.82	9.21	146.7	145.7	6802	6642	0.899
Février	90.1	39.78	9.78	150.4	149.1	6991	6836	0.902
Mars	134.5	56.12	13.08	201.7	200.2	9153	8938	0.879
Avril	161.0	72.56	15.52	222.7	220.7	9977	9745	0.868
Mai	192.7	77.52	19.85	254.2	252.1	11193	10926	0.853
Juin	214.9	79.02	25.22	276.8	274.8	11964	11675	0.837
Juillet	219.6	77.32	29.38	288.2	286.2	12181	11883	0.818
Août	200.5	70.95	28.82	277.8	276.1	11744	11456	0.818
Septembre	150.7	52.53	23.76	231.2	229.7	9972	9725	0.835
Octobre	122.9	40.16	20.15	209.3	208.0	9196	8974	0.851
Novembre	81.2	30.91	13.12	146.4	145.3	6697	6543	0.887
Décembre	72.3	28.62	10.39	139.3	138.3	6516	6371	0.907
Année	1718.4	652.31	18.25	2544.5	2526.4	112387	109714	0.856

Système poursuite (2 axes) :

Tableau IV.5: Bilans et résultats principaux du système PV classique utilisé à Ouzera avec une Système poursuite (2 axes).

Nouvelle variante de simulation

Bilans et résultats principaux

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m²	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	ratio
Janvier	78.1	26.82	9.21	160.5	159.8	7339	7161	0.885
Février	90.1	39.78	9.78	155.6	154.5	7196	7033	0.897
Mars	134.5	56.12	13.08	203.4	201.9	9219	9002	0.878
Avril	161.0	72.56	15.52	225.2	223.3	10089	9854	0.868
Mai	192.7	77.52	19.85	264.4	262.5	11612	11334	0.850
Juin	214.9	79.02	25.22	293.1	291.3	12614	12308	0.833
Juillet	219.6	77.32	29.38	302.2	300.5	12738	12425	0.816
Août	200.5	70.95	28.82	282.1	280.6	11922	11630	0.818
Septembre	150.7	52.53	23.76	233.0	231.7	10046	9797	0.834
Octobre	122.9	40.16	20.15	215.6	214.5	9426	9197	0.846
Novembre	81.2	30.91	13.12	157.1	156.3	7105	6935	0.876
Décembre	72.3	28.62	10.39	155.0	154.2	7149	6983	0.894
Année	1718.4	652.31	18.25	2647.3	2631.0	116455	113659	0.852

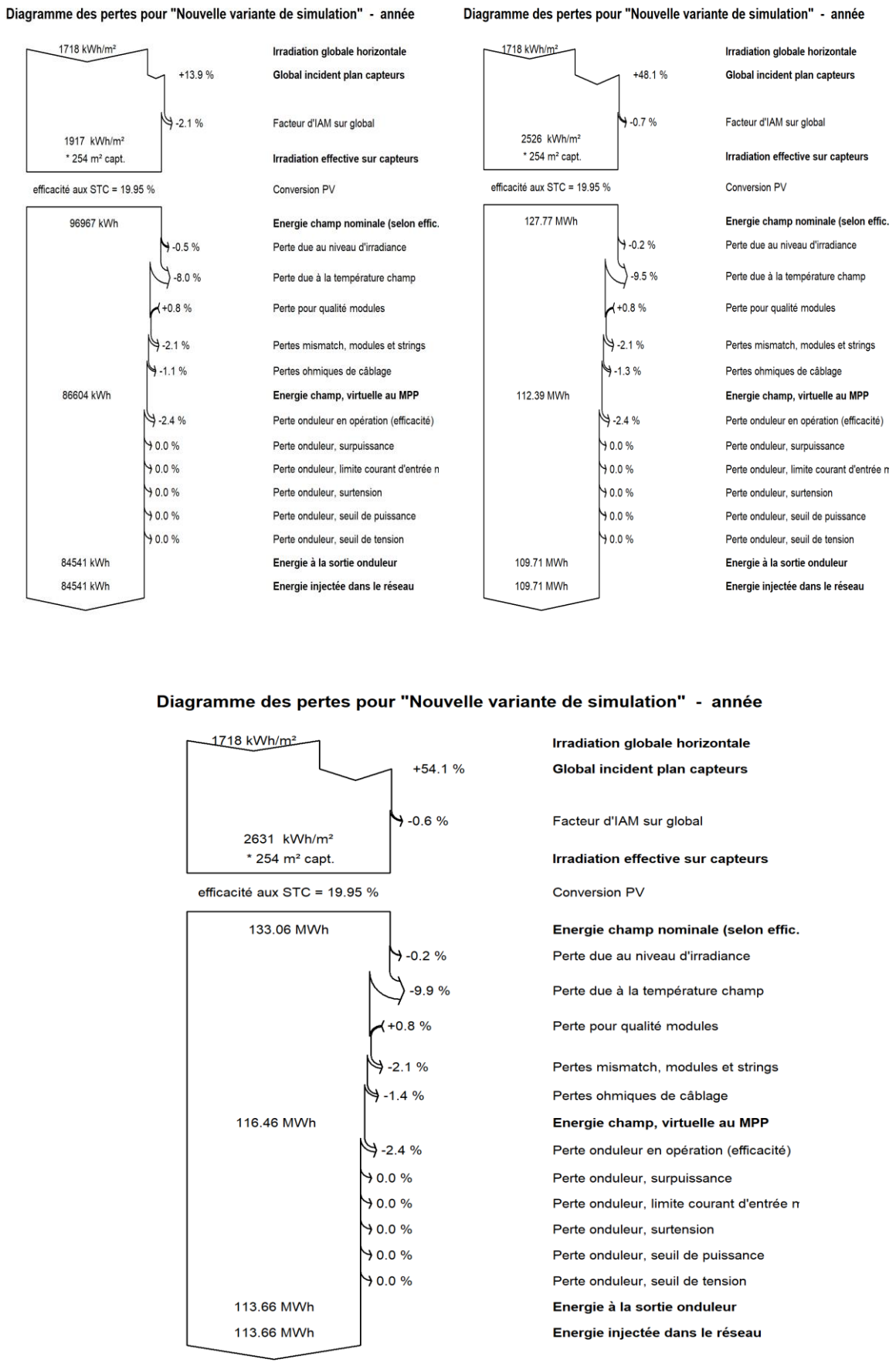


Figure IV.12: Diagrammes des pertes PV classique en ouzera du système d'inclinaison fixe, du système de suivi à axe unique et du système de suivi à deux axes

IV.6.1.2 Module PV Bifacial :

Ces tableaux (les tableaux 6.7.8) présentent les résultats de simulation des performances du système solaire photovoltaïque en ouzera utilisant des panneaux photovoltaïques bifaciaux avec un angle d'inclinaison fixe de 30,0° et des systèmes de suivi à axe unique et à deux axes. Les tableaux comprennent des données mensuelles et annuelles pour plusieurs indicateurs tels que le rayonnement solaire horizontal et vertical, la température ambiante, l'énergie générée par le réseau (EArray), l'énergie envoyée au réseau (EGrid) et le coefficient de performance (PR). Les résultats montrent que la production d'énergie la plus élevée se produit pendant les mois d'été, tandis que la production est plus faible en hiver. Le coefficient de performance annuel du système est de 0,858, indiquant une bonne efficacité de fonctionnement du système PV.

Système Inclinaison fixe (30.0°) :

Tableau IV.6: Bilans et résultats principaux du système PV bifacial utilisé à Ouzera avec une inclinaison fixe de 30,0°.

Nouvelle variante de simulation
Bilans et résultats principaux

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
Janvier	78.1	26.82	9.21	123.0	121.2	5734	5598	0.903
Février	90.1	39.78	9.78	121.5	119.3	5664	5538	0.904
Mars	134.5	56.12	13.08	160.6	157.6	7323	7150	0.883
Avril	161.0	72.56	15.52	170.2	166.1	7634	7454	0.869
Mai	192.7	77.52	19.85	185.5	180.8	8163	7963	0.852
Juin	214.9	79.02	25.22	200.1	195.2	8609	8397	0.833
Juillet	219.6	77.32	29.38	209.1	204.2	8813	8589	0.815
Août	200.5	70.95	28.82	208.6	204.0	8810	8587	0.817
Septembre	150.7	52.53	23.76	175.8	172.3	7620	7431	0.839
Octobre	122.9	40.16	20.15	164.3	161.5	7255	7079	0.855
Novembre	81.2	30.91	13.12	121.4	119.5	5581	5451	0.891
Décembre	72.3	28.62	10.39	117.6	115.8	5504	5380	0.908
Année	1718.4	652.31	18.25	1957.7	1917.4	86708	84618	0.858

Système de poursuite (1 axe) :

Tableau IV.7: Bilans et résultats principaux du système PV bifacial utilisé à Ouzera avec une Système poursuite (1 axe).

Nouvelle variante de simulation
Bilans et résultats principaux

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
Janvier	78.1	26.82	9.21	160.5	159.8	7353	7173	0.887
Février	90.1	39.78	9.78	155.6	154.5	7200	7035	0.897
Mars	134.5	56.12	13.08	203.4	201.9	9230	9011	0.879
Avril	161.0	72.56	15.52	225.2	223.3	10103	9865	0.869
Mai	192.7	77.52	19.85	264.4	262.5	11636	11354	0.852
Juin	214.9	79.02	25.22	293.1	291.3	12645	12335	0.835
Juillet	219.6	77.32	29.38	302.2	300.5	12782	12465	0.818
Août	200.5	70.95	28.82	282.1	280.6	11959	11664	0.820
Septembre	150.7	52.53	23.76	233.0	231.7	10075	9823	0.836
Octobre	122.9	40.16	20.15	215.6	214.5	9449	9217	0.848
Novembre	81.2	30.91	13.12	157.1	156.3	7118	6946	0.877
Décembre	72.3	28.62	10.39	155.0	154.2	7154	6986	0.895
Année	1718.4	652.31	18.25	2647.3	2631.0	116703	113875	0.853

Système de poursuite (2 axes) :

Tableau IV.8: Bilans et résultats principaux du système PV bifacial utilisé à Ouzera avec une Système poursuite (2 axes).

Nouvelle variante de simulation
Bilans et résultats principaux

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
Janvier	78.1	26.82	9.21	146.7	145.7	6807	6645	0.899
Février	90.1	39.78	9.78	150.4	149.1	6992	6835	0.902
Mars	134.5	56.12	13.08	201.7	200.2	9164	8946	0.880
Avril	161.0	72.56	15.52	222.7	220.7	9991	9756	0.869
Mai	192.7	77.52	19.85	254.2	252.1	11213	10942	0.854
Juin	214.9	79.02	25.22	276.8	274.8	11987	11696	0.838
Juillet	219.6	77.32	29.38	288.2	286.2	12218	11917	0.821
Août	200.5	70.95	28.82	277.8	276.1	11780	11489	0.821
Septembre	150.7	52.53	23.76	231.2	229.7	10000	9750	0.837
Octobre	122.9	40.16	20.15	209.3	208.0	9214	8989	0.852
Novembre	81.2	30.91	13.12	146.4	145.3	6702	6545	0.887
Décembre	72.3	28.62	10.39	139.3	138.3	6514	6367	0.907
Année	1718.4	652.31	18.25	2544.5	2526.4	112581	109876	0.857

IV.6.1.3 Comparaison technique entre PV Classique et PV Bifacial (site de ouzera) :

a. Production d'Énergie :

- Le PV bifacial montre une production d'énergie généralement plus élevée que le PV classique, grâce à sa capacité à capter la lumière des deux côtés du panneau.

- Les systèmes de poursuite (1 et 2 axes) améliorent la production pour les deux technologies, mais le gain est plus marqué pour le bifacial, +248 kWh pour EArray, +216 kWh pour E_Grid

b. Coefficient de Performance (PR) :

- Le PV classique atteint un PR proche de 0,9 en hiver, indiquant une efficacité optimale durant cette saison.

- Le PV bifacial présente un PR annuel de 0,858, ce qui est légèrement inférieur au classique dans certaines conditions, mais compensé par une production globale plus élevée.

c. Variations Saisonnières :

- Les deux technologies montrent des pics de production en étéet des baisses en hiver.

- Le bifacial tire mieux parti des conditions estivales grâce à son absorption supplémentaire de lumière réfléchie.

d. Pertes :

- Les diagrammes de pertes (Figures IV.12 et IV.13) indiquent que le PV bifacial a des pertes légèrement différentes en raison de sa conception, mais son rendement global reste compétitif.

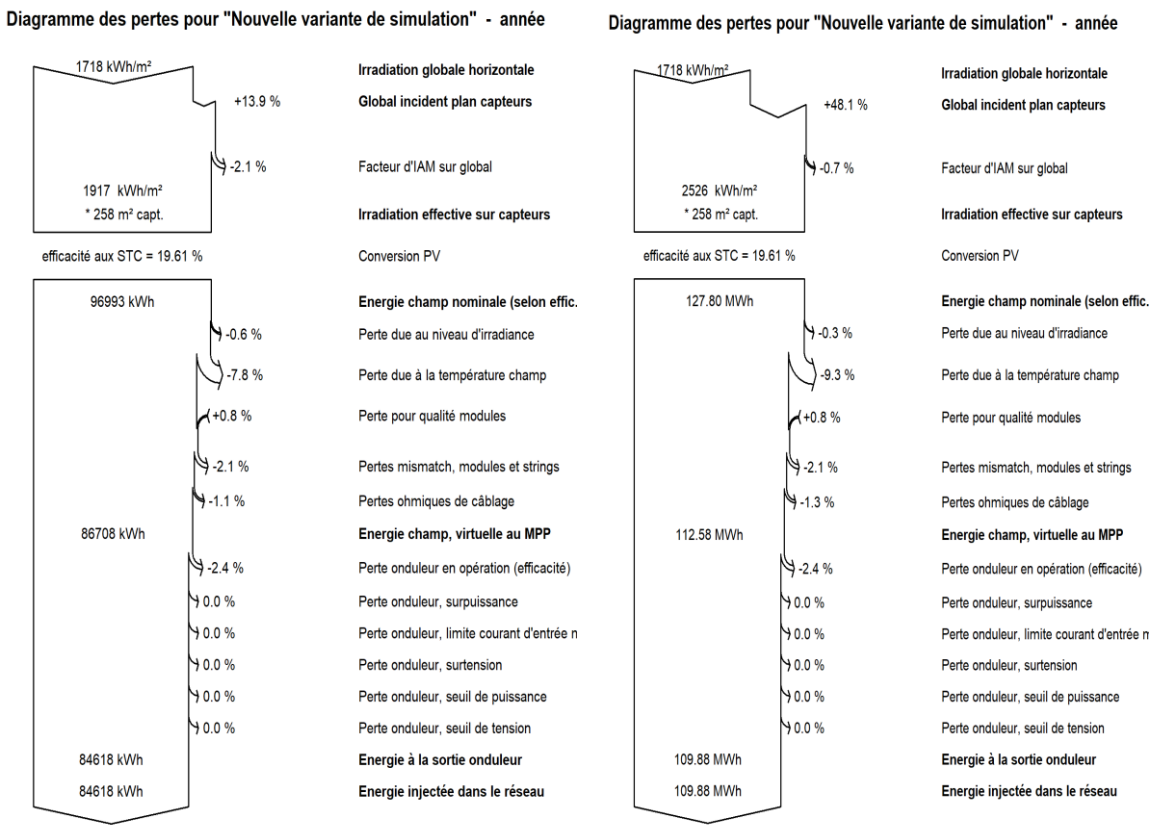


Figure IV.13: Diagrammes des pertes PV bifacial en ouzera du système d'inclinaison fixe, du système de suivi à axe unique et du système de suivi à deux axes

IV.6.1.4. Comparaison de la puissance effective aux sorties du système (PV classique et PV bifacial) :

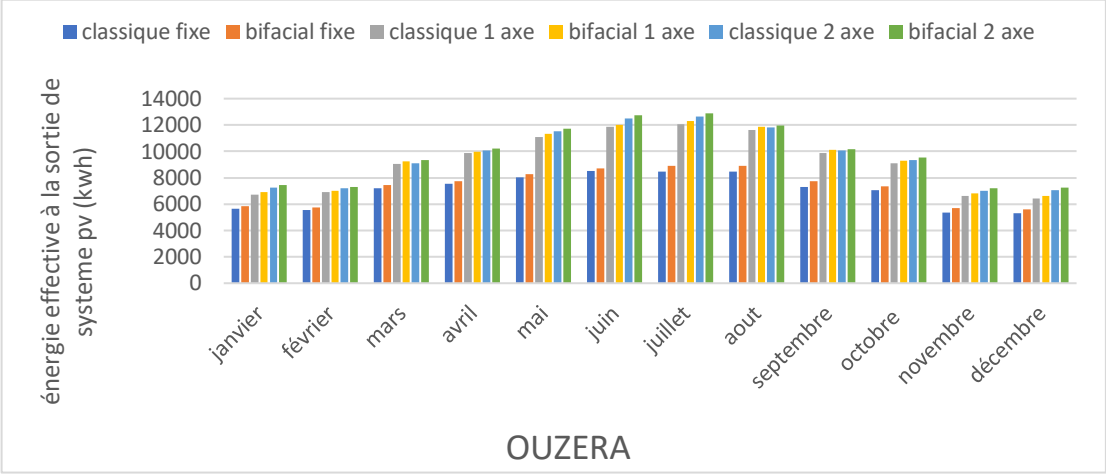


Figure IV.14: Production mensuelle d'énergie en ouzera à partir du parc PV pour différents systèmes PV

IV.6.1.4.1. Analyse détaillée :

Le graphique représente l'**énergie effective à l'entrée du réseau (kWh)** pour différents types de systèmes photovoltaïques à **OUZERA**, répartie sur les **12 mois de l'année**. On y compare six configurations :

a. Performance générale :

- Le **système bifacial à 2 axes** (barre vert foncé) est celui qui génère **le plus d'énergie** tous les mois. Il combine les avantages du suivi solaire optimal (2 axes) avec la captation de lumière des deux faces.
- À l'inverse, le **système classique fixe** (barre bleu foncé) est systématiquement le **moins performant**, ce qui est attendu puisque ni le suivi solaire ni la technologie bifaciale ne sont exploités.

b. Variation saisonnière :

- Tous les systèmes montrent une production plus **élevée en été** (mai à août), avec un **pic en juillet**, en lien avec une irradiation solaire maximale.
- La production est plus **faible en hiver** (novembre à février), ce qui est également cohérent.

c. Comparaison bifacial vs classique :

- Pour chaque type de montage (fixe, 1 axe, 2 axes), les systèmes **bifaciaux surpassent systématiquement leurs homologues classiques**, montrant l'intérêt de cette technologie même sans mécanisme de suivi.

d. Effet du suivi solaire :

✓ Le passage du fixe au 1 axe, puis au 2 axes, améliore considérablement la production d'énergie :

- Gain important entre le fixe et le 1 axe
- Gain supplémentaire mais plus modéré entre 1 axe et 2 axes

✓ Ce gain est **amplifié** lorsqu'il est combiné avec la technologie bifaciale.

IV.6.1.4.2. Synthèse de la première section :

- Le système bifacial avec suivi à 2 axes est le plus performant à OUZERA, optimisant la production mensuelle sur toute l'année.
- L'ajout d'un suivi solaire et de la technologie bifaciale permet un accroissement significatif de l'énergie injectée au réseau, ce qui justifie l'investissement dans ces technologies, surtout dans des régions à fort ensoleillement.
- Enfin, l'analyse montre clairement que le choix de la configuration a un impact majeur sur la production annuelle, et donc sur la rentabilité du projet photovoltaïque.

IV.6.2 Site de Tamanrasset :

IV.6.2.1 Module PV classique :

Ces tableaux présentent (les tableaux 9.10.11) les résultats de simulation d'un système photovoltaïque classique à Tamanrasset avec un angle d'inclinaison fixe de 30,0°et des systèmes de suivi à axe unique et à deux axes, Il comprend des données mensuelles et annuelles pour une gamme d'indicateurs tels que le rayonnement solaire, la température, l'énergie produite par le réseau (EArray), l'énergie fournie au réseau (EGrid) et le coefficient de performance (PR).

Les résultats indiquent une production annuelle d'énergie de 147 033 kWh à partir du réseau et 143 323 kWh injectés dans le réseau, avec un coefficient de performance annuel moyen de 0,828, démontrant une efficacité de fonctionnement bonne mais inférieure à celle du système bifacial précédent.

System Inclinaison fixe (30.0°) :

Tableau IV.9: Bilans et résultats principaux du système PV classique utilisé à Tamanrasset avec une inclinaison fixe de 30,0°.

Nouvelle variante de simulation
Bilans et résultats principaux

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
Janvier	161.3	33.40	12.80	228.1	225.3	10094	9855	0.857
Février	169.3	26.30	15.20	216.0	213.4	9447	9215	0.846
Mars	218.7	38.30	20.10	244.4	240.5	10452	10188	0.827
Avril	225.8	58.70	24.40	222.1	217.8	9398	9161	0.818
Mai	236.4	76.50	28.30	210.2	205.2	8832	8611	0.813
Juin	219.5	88.90	29.70	188.8	184.1	7963	7768	0.816
Juillet	236.9	70.90	30.40	205.1	200.0	8563	8348	0.807
Août	215.3	82.10	29.60	204.0	199.7	8560	8344	0.812
Septembre	199.0	56.60	27.70	210.5	206.7	8856	8637	0.814
Octobre	185.2	45.10	23.80	224.5	221.1	9574	9341	0.826
Novembre	157.0	30.10	18.10	213.4	210.9	9281	9051	0.842
Décembre	141.6	29.30	13.79	203.7	201.5	9008	8785	0.856
Année	2366.0	636.20	22.86	2570.8	2526.2	110026	107302	0.828

System poursuite (1 axe) :

Tableau IV.10: Bilans et résultats principaux du système PV classique utilisé à Tamanrasset avec une Système poursuite (1 axe).

Nouvelle variante de simulation

Bilans et résultats principaux

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
Janvier	161.3	33.40	12.80	284.3	283.3	12473	12165	0.849
Février	169.3	26.30	15.20	274.4	273.6	11870	11570	0.837
Mars	218.7	38.30	20.10	323.0	322.0	13714	13364	0.821
Avril	225.8	58.70	24.40	293.1	291.7	12361	12046	0.816
Mai	236.4	76.50	28.30	286.1	284.3	12075	11776	0.817
Juin	219.5	88.90	29.70	248.5	246.5	10562	10307	0.823
Juillet	236.9	70.90	30.40	281.3	279.7	11806	11512	0.812
Août	215.3	82.10	29.60	264.6	262.8	11138	10865	0.815
Septembre	199.0	56.60	27.70	276.5	275.2	11600	11311	0.812
Octobre	185.2	45.10	23.80	288.9	287.8	12283	11977	0.822
Novembre	157.0	30.10	18.10	263.0	262.1	11347	11056	0.834
Décembre	141.6	29.30	13.79	245.6	244.6	10753	10481	0.847
Année	2366.0	636.20	22.86	3329.3	3313.6	141983	138430	0.825

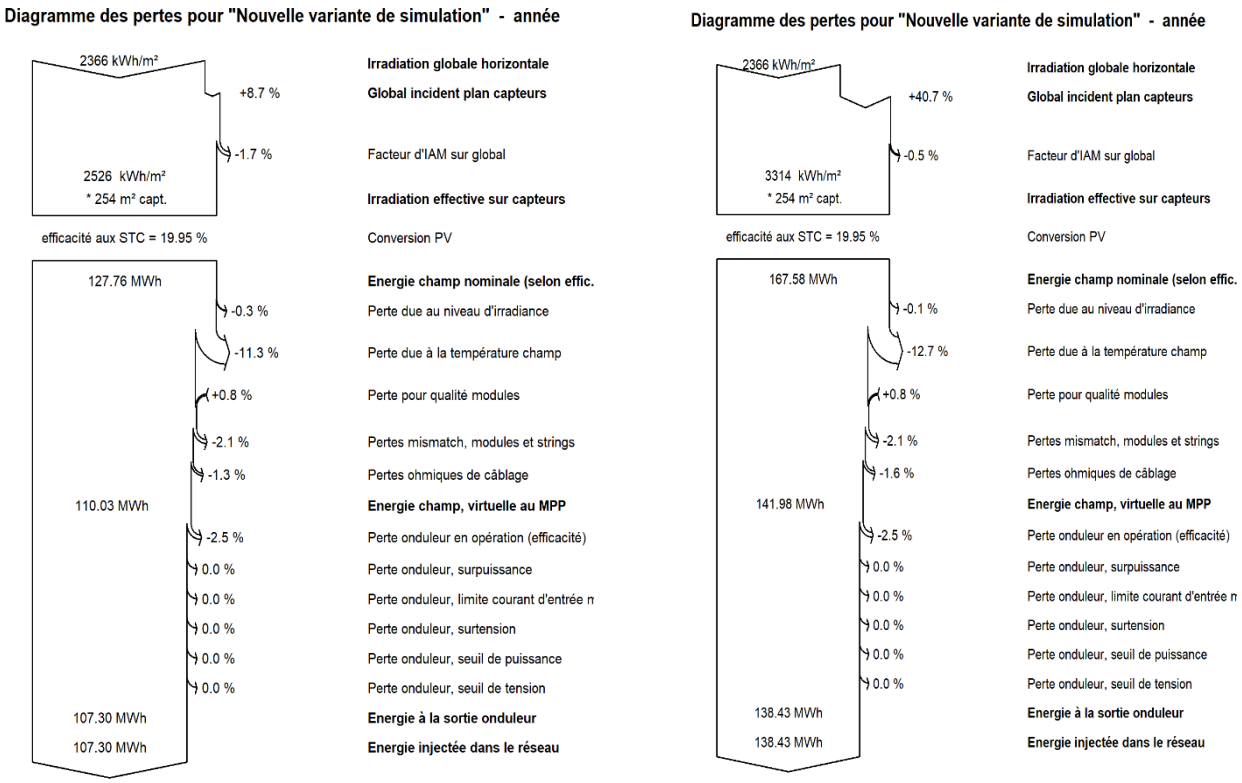
System poursuite (2 axes) :

Tableau IV.11: Bilans et résultats principaux du système PV classique utilisé à Tamanrasset avec une Système poursuite (2 axes°)

Nouvelle variante de simulation

Bilans et résultats principaux

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
Janvier	161.3	33.40	12.80	295.9	295.0	12888	12563	0.842
Février	169.3	26.30	15.20	278.0	277.3	12001	11696	0.835
Mars	218.7	38.30	20.10	324.5	323.6	13779	13427	0.821
Avril	225.8	58.70	24.40	301.4	300.2	12657	12334	0.812
Mai	236.4	76.50	28.30	309.5	308.0	12918	12594	0.808
Juin	219.5	88.90	29.70	275.8	274.1	11567	11283	0.812
Juillet	236.9	70.90	30.40	308.6	307.3	12774	12452	0.801
Août	215.3	82.10	29.60	276.7	275.1	11583	11298	0.810
Septembre	199.0	56.60	27.70	279.2	278.0	11703	11411	0.811
Octobre	185.2	45.10	23.80	290.9	289.9	12361	12052	0.822
Novembre	157.0	30.10	18.10	270.8	270.0	11622	11321	0.829
Décembre	141.6	29.30	13.79	257.8	256.9	11179	10891	0.838
Année	2366.0	636.20	22.86	3469.0	3455.4	147033	143323	0.820



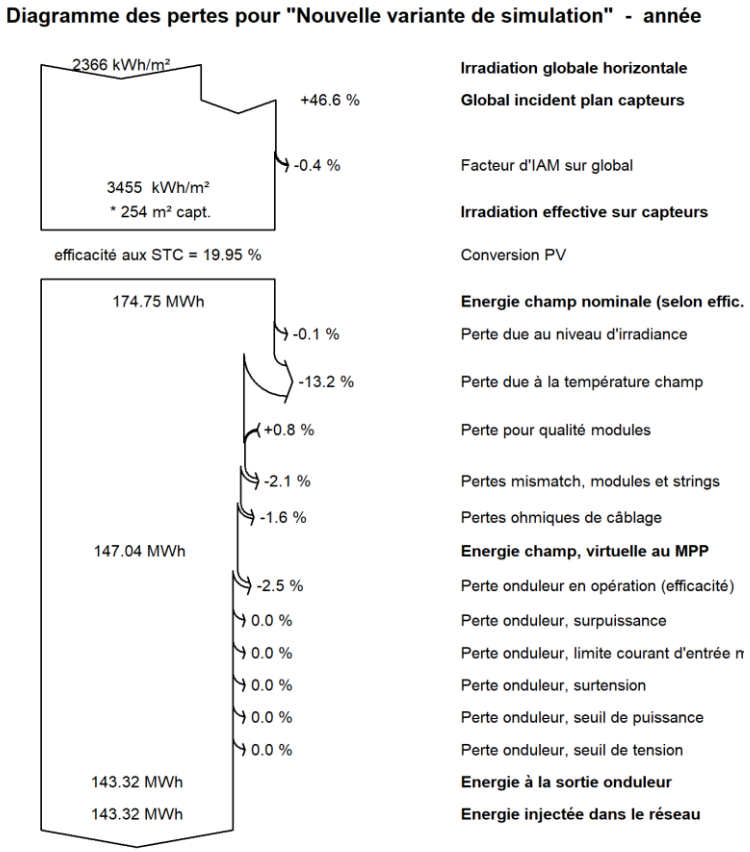


Figure IV.15: Diagrammes des pertes PV classique en Tamanrasset du système d'inclinaison fixe, du système de suivi à axe unique et du système de suivi à deux axes

IV.6.2.2 Module Bifacial :

Ces tableaux présentent (les tableaux 12.13.14) les résultats de simulation de performance d'un système d'énergie solaire à Tamanrasset utilisant des panneaux bifaciaux avec un angle d'inclinaison fixe de 30,0° et un système de suivi à un et deux axes. Il comprend des données mensuelles et annuelles pour un certain nombre d'indicateurs clés tels que le rayonnement solaire, la température ambiante, l'énergie produite par le réseau (EArray), l'énergie injectée dans le réseau (EGrid) et le coefficient de performance (PR).

Les résultats indiquent que le système a atteint une production annuelle d'énergie de 147 677 kWh à partir du réseau et 143 930 kWh injectés dans le réseau, avec un coefficient de performance annuel de 0,830, démontrant une bonne efficacité de fonctionnement du système et meilleure que tout ce qui précède.

System Inclinaison fixe (30.0°) :

Tableau IV.12: Bilans et résultats principaux du système PV bifacial utilisé à Tamanrasset avec une inclinaison fixe de 30,0°.

Nouvelle variante de simulation

Bilans et résultats principaux

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
Janvier	161.3	33.40	12.80	228.1	225.3	10113	9871	0.859
Février	169.3	26.30	15.20	216.0	213.4	9472	9237	0.848
Mars	218.7	38.30	20.10	244.4	240.5	10487	10221	0.830
Avril	225.8	58.70	24.40	222.1	217.8	9427	9188	0.821
Mai	236.4	76.50	28.30	210.2	205.2	8854	8631	0.815
Juin	219.5	88.90	29.70	188.8	184.1	7978	7780	0.818
Juillet	236.9	70.90	30.40	205.1	200.0	8585	8368	0.809
Août	215.3	82.10	29.60	204.0	199.7	8582	8364	0.814
Septembre	199.0	56.60	27.70	210.5	206.7	8881	8660	0.816
Octobre	185.2	45.10	23.80	224.5	221.1	9600	9364	0.828
Novembre	157.0	30.10	18.10	213.4	210.9	9306	9073	0.844
Décembre	141.6	29.30	13.79	203.7	201.5	9030	8804	0.858
Année	2366.0	636.20	22.86	2570.8	2526.2	110315	107562	0.830

System poursuite (1seul axe) :

Tableau IV.13: Bilans et résultats principaux du système PV bifacial utilisé à Tamanrasset avec une Système poursuite (1 axe).

Nouvelle variante de simulation

Bilans et résultats principaux

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
Janvier	161.3	33.40	12.80	284.3	283.3	12514	12202	0.852
Février	169.3	26.30	15.20	274.4	273.6	11919	11615	0.840
Mars	218.7	38.30	20.10	323.0	322.0	13783	13429	0.825
Avril	225.8	58.70	24.40	293.1	291.7	12416	12098	0.819
Mai	236.4	76.50	28.30	286.1	284.3	12114	11813	0.819
Juin	219.5	88.90	29.70	248.5	246.5	10585	10328	0.825
Juillet	236.9	70.90	30.40	281.3	279.7	11845	11549	0.815
Août	215.3	82.10	29.60	264.6	262.8	11173	10898	0.817
Septembre	199.0	56.60	27.70	276.5	275.2	11648	11356	0.815
Octobre	185.2	45.10	23.80	288.9	287.8	12330	12021	0.825
Novembre	157.0	30.10	18.10	263.0	262.1	11392	11099	0.837
Décembre	141.6	29.30	13.79	245.6	244.6	10793	10518	0.850
Année	2366.0	636.20	22.86	3329.3	3313.6	142512	138925	0.828

System poursuite (2 axes) :

Tableau IV.14: Bilans et résultats principaux du système PV bifacial utilisé à Tamanrasset avec une Système poursuite (2 axes).

Nouvelle variante de simulation

Bilans et résultats principaux

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
Janvier	161.3	33.40	12.80	295.9	295.0	12939	12611	0.846
Février	169.3	26.30	15.20	278.0	277.3	12053	11745	0.838
Mars	218.7	38.30	20.10	324.5	323.6	13848	13492	0.825
Avril	225.8	58.70	24.40	301.4	300.2	12719	12393	0.816
Mai	236.4	76.50	28.30	309.5	308.0	12976	12649	0.811
Juin	219.5	88.90	29.70	275.8	274.1	11610	11323	0.815
Juillet	236.9	70.90	30.40	308.6	307.3	12836	12511	0.804
Août	215.3	82.10	29.60	276.7	275.1	11627	11339	0.813
Septembre	199.0	56.60	27.70	279.2	278.0	11753	11458	0.814
Octobre	185.2	45.10	23.80	290.9	289.9	12409	12098	0.825
Novembre	157.0	30.10	18.10	270.8	270.0	11676	11372	0.833
Décembre	141.6	29.30	13.79	257.8	256.9	11229	10939	0.842
Année	2366.0	636.20	22.86	3469.0	3455.4	147677	143930	0.823

IV.6.2.3 Comparaison technique entre PV Classique et PV Bifacial à Tamanrasset :

a. Production d'énergie :

- Les deux systèmes produisent quasiment **la même quantité d'énergie annuelle**, avec un **léger avantage pour le système bifacial** :
  - EArray : +644 kWh vs classique
  - EGrid : +607 kWh vs classique

b. Rendement (PR) :

- Le **système bifacial** a un **taux de performance (PR)** légèrement plus élevé (**0.830 vs 0.828**), indiquant une conversion un peu plus efficace du rayonnement reçu.

c. Pertes (Figures 15 et 16) :

- Les diagrammes montrent des profils de pertes similaires, mais le bifacial peut mieux compenser certaines pertes grâce à sa double face.

d. Évaluation globale :

- Le système **bifacial offre un avantage marginal** en termes de performance et de production, ce qui peut être significatif dans des installations à grande échelle ou dans des sites à albédo élevé (réflexion du sol).
- Le choix entre les deux dépendra du **coût supplémentaire du bifacial** et des **conditions d'installation (réflexion, espace, orientation, etc.)**.
- Bien que les deux systèmes soient proches en termes de rendement, la technologie bifaciale tire avantage de son efficacité légèrement supérieure, notamment dans des conditions optimales.

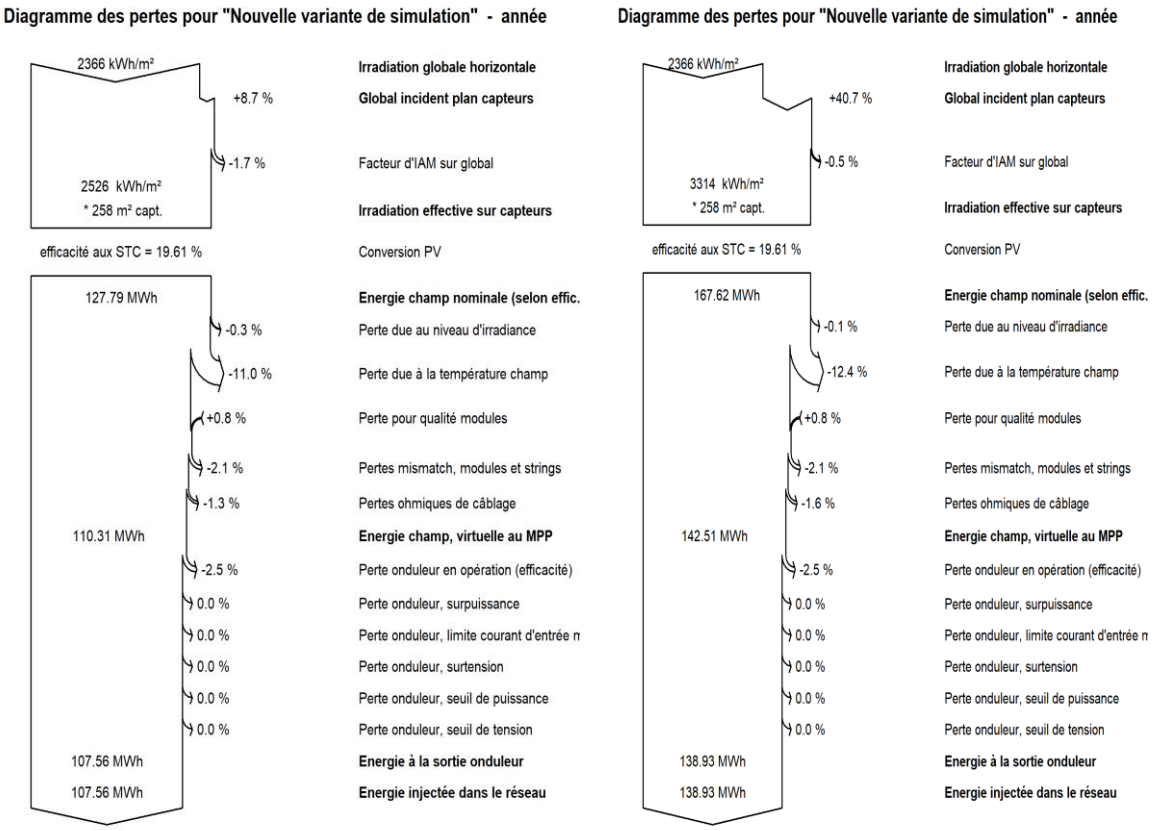


Figure IV.16: Diagrammes des pertes PV bifacial en Tamanrasset du système d'inclinaison fixe, du système de suivi à axe unique et du système de suivi à deux axes

IV.6.2.4 Comparaison de la puissance effective aux sorties du system (PV classique et PV bifacial) :

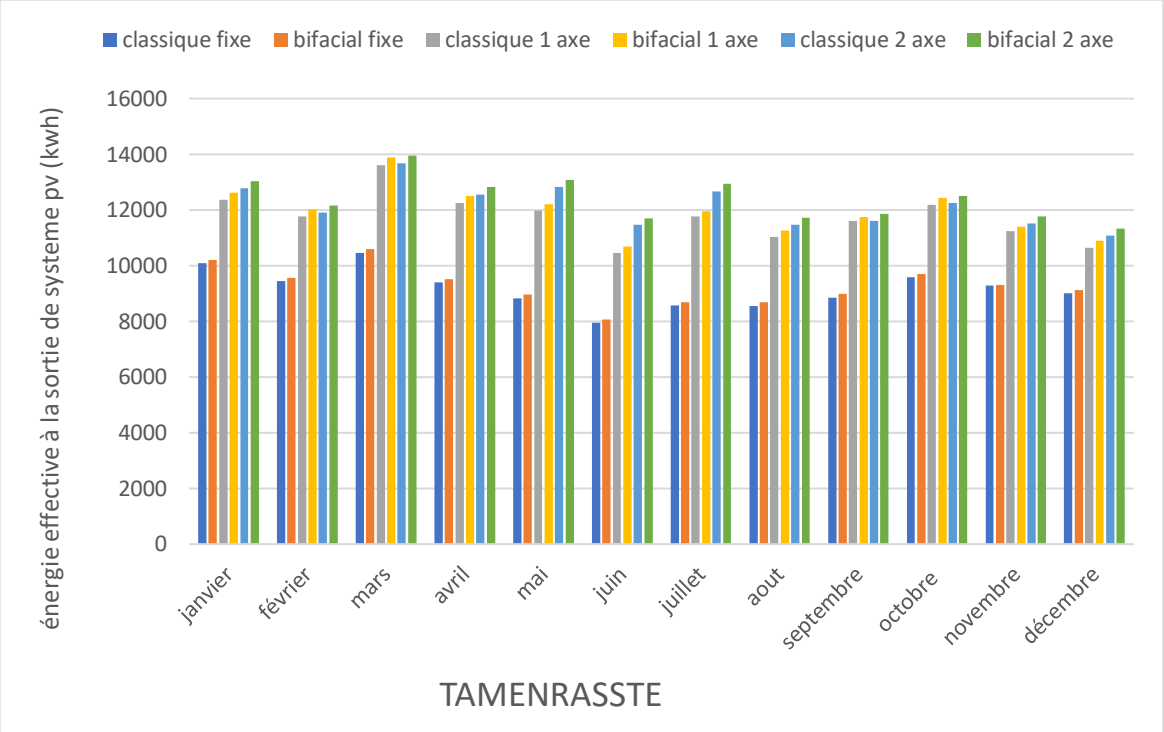


Figure IV.17: Production mensuelle d'énergie en Tamanrasset à partir du parc PV pour différents systèmes PV

IV.6.2.4.1. Analyse détaillée :

Ce graphique illustre l'énergie mensuelle injectée au réseau pour six configurations photovoltaïques distinctes : classique fixe, bifacial fixe, classique 1 axe, bifacial 1 axe, classique 2 axes et bifacial 2 axes. L'analyse de ces résultats met en évidence l'impact du choix technologique et du système de suivi solaire dans un contexte climatique aride et très ensoleillé, comme celui de TAMANRASSET.

➢ **Performance globale :**

- Le **système bifacial à deux axes** (barre verte) se démarque nettement comme le **plus performant**, assurant une production énergétique maximale tout au long de l'année.
- Le **système classique fixe** (barre bleue) est celui qui produit le **moins d'énergie**, confirmant que l'absence de technologie bifaciale et de suivi solaire limite considérablement le rendement.

➢ **Variation saisonnière :**

- Contrairement à OUZERA, la production énergétique à TAMANRASSET est **plus stable tout au long de l'année**, avec des variations mensuelles **moins marquées**. Cela s'explique par un ensoleillement **quasiment constant** en région saharienne.

- On note un **léger pic au printemps** (mars-avril) et en **automne** (octobre-novembre), mais la différence reste relativement faible.

➢ **Effets du suivi solaire et de la technologie bifaciale :**

- Les systèmes avec **suivi à un axe ou deux axes** produisent toujours davantage que les systèmes fixes, en particulier lorsqu'ils sont combinés à la **technologie bifaciale**.
- Le passage d'un **système fixe à un système à 1 axe** représente un gain énergétique notable.
- Le **gain marginal** entre le suivi à 1 axe et 2 axes existe, mais il est **plus modéré**, ce qui pourrait influencer le choix d'investissement selon le budget et la complexité d'installation.

➢ **Comparaison bifacial vs classique :**

- Pour chaque configuration (fixe, 1 axe, 2 axes), les systèmes bifaciaux offrent un **avantage systématique** par rapport aux systèmes classiques, grâce à leur capacité à capter le rayonnement réfléchi par le sol très lumineux de la région saharienne (albédo élevé).

IV.6.2.4.2. Bilan partiel de la deuxième section :

L'analyse du site de TAMANRASSET confirme que l'**environnement saharien**, caractérisé par un ensoleillement stable et intense, est **idéal pour les systèmes photovoltaïques avancés**. Le **système bifacial à deux axes** reste la solution la plus performante, mais la **stabilité de la production annuelle** permettrait également d'opter pour des systèmes à **suivi 1 axe bifacial** avec un très bon rendement et un compromis économique avantageux.

Les **différences mensuelles sont atténuées** par rapport à d'autres sites comme OUZERA, ce qui souligne que le choix technologique à TAMANRASSET peut être davantage guidé par **l'analyse coût-bénéfice** que par la nécessité de compenser des variations saisonnières importantes.

IV.7 Observations Generals :

L'objectif est d'évaluer l'efficacité de chaque configuration en fonction des conditions climatiques et géographiques des deux sites.

IV.7.1 Analyse des Graphiques :

IV.7.1.1. Performances à Ouzera :

a. **Tendances Générales** :

- Les systèmes à suivi (1 axe et 2 axes) produisent significativement plus d'énergie que les systèmes fixes, avec une production maximale observée pour les configurations bifaciales à 2 axes.
- La production mensuelle varie considérablement, avec un pic en été (juin, juillet, août) et une baisse notable en hiver (décembre, janvier).

b. **Configurations les Plus Performantes** :
   - **Bifaciale 2 axes** : Production annuelle la plus élevée, tirant profit de l'orientation optimale et de la double face des panneaux.
   - **Classique 2 axes** : Performances légèrement inférieures à la bifaciale 2 axes mais supérieures aux autres configurations.

c. **Configurations les Moins Performantes** :
   - **Classique fixe** : Production la plus faible en raison de l'absence de suivi et de la limitation à une seule face.

IV.7.1.2. Performances à Tamanrasset :

a. **Tendances Générales** :
   - Les tendances sont similaires à Ouzera, mais avec des valeurs absolues plus élevées, suggérant des conditions d'ensoleillement meilleures ou une optimisation locale.
   - Le pic de production est également observé en été, mais avec des valeurs dépassant 14 000 kWh pour la bifaciale 2 axes.

b. **Configurations les Plus Performantes** :
   - **Bifaciale 2 axes** : Production maximale, confirmant son efficacité supérieure.
   - **Bifaciale 1 axe** : Performances très proches de la bifaciale 2 axes, ce qui pourrait en faire une alternative économiquement viable.

c. **Configurations les Moins Performantes** :
   - **Classique fixe** : Comme à Ouzera, cette configuration est la moins performante.

IV.8 Comparaison général entre Ouzera et Tamanrasset :

a. **Production Énergétique** :
   - Tamanrasset affiche des productions plus élevées pour toutes les configurations, indiquant un potentiel solaire supérieur ou des conditions d'installation plus favorables.
   - La différence est particulièrement marquée pour les systèmes bifaciaux, avec un écart pouvant atteindre 2 000 kWh en été.

b. **Variations Mensuelles** :
   - Les deux sites suivent des tendances saisonnières similaires, mais Tamanrasset montre une amplitude plus importante entre l'été et l'hiver.

c. **Efficacité des Configurations** :
   - Les systèmes bifaciaux avec suivi (1 ou 2 axes) sont les plus performants dans les deux sites, mais leur avantage est plus prononcé à Tamanrasset.
   - Les systèmes fixes, bien que moins coûteux, sont clairement désavantagés en termes de production.

Le tableau suivant montre brièvement la comparaison énergétique entre les deux régions.

Tableau IV.15: comparatif des performances mensuelles moyennes

Système PV	Moyenne annuelle Ouzera (kWh)	Moyenne annuelle Tamanrasset (kWh)
Classique fixe	7300	9500
Bifacial fixe	7800	10000
Classique 1 axe	9400	12000
Bifacial 1 axe	9600	12400
Classique 2 axes	9800	12800
Bifacial 2 axes	10100	13200

Les systèmes bifaciaux avec suivi (particulièrement à 2 axes) sont les plus efficaces pour maximiser la production d'énergie solaire, tant à Ouzera qu'à Tamanrasset. Tamanrasset, avec des conditions apparemment plus favorables, tire un meilleur parti de ces technologies avancées. Les systèmes fixes, bien que simples, ne sont pas adaptés pour des projets où la production maximale est un objectif clé.

IV.8.1 Recommandations :

- ✓ **Prioriser les systèmes bifaciaux avec suivi** : Leur coût supplémentaire est justifié par des gains énergétiques significatifs.
- ✓ **Étudier les conditions locales** : La supériorité de Tamanrasset suggère que des facteurs comme l'ensoleillement, l'albédo, ou l'installation jouent un rôle crucial. Une analyse approfondie de ces paramètres est recommandée.
- ✓ **Optimiser les systèmes fixes** : Si leur utilisation est nécessaire, envisager des améliorations (angle d'inclinaison, réflecteurs) pour augmenter leur rendement.

IV.9 Conclusion :

La simulation réalisée à l'aide du logiciel PVSyst a permis de modéliser avec précision le comportement d'un système photovoltaïque innovant, intégrant des **modules bifaces** associés à un **suivi solaire** et connecté au **réseau électrique**. Les résultats obtenus démontrent une **amélioration significative de la production énergétique** par rapport aux systèmes classiques à modules classique fixes.

Le **gain en rendement** est d'autant plus important dans des environnements favorables, notamment ceux présentant un fort albédo ou une irradiation solaire élevée. Toutefois, cette performance accrue doit être pondérée par une **analyse technico-économique**, prenant en compte les coûts supplémentaires liés aux systèmes de poursuite et aux structures spécifiques pour les modules bifaces.

Ainsi, cette étude met en évidence l'intérêt croissant de combiner plusieurs innovations (bifaciale, suivie, simulation avancée) dans la conception de systèmes PV optimisés, tout en soulignant la nécessité d'une approche globale intégrant les aspects techniques, environnementaux et économiques.

Conclusion Générale :

Conclusion Générale :

Ce travail a porté sur la simulation des performances d'un système photovoltaïque biface avec suivi solaire connecté au réseau, en utilisant le logiciel PVSyst comme principal outil d'analyse. L'étude a mis en évidence les avantages techniques et énergétiques que procure la combinaison de modules bifaciaux avec un système de suivi à un axe (suivi horizontal mono-axe). Comparée à une installation fixe traditionnelle, cette configuration permet une augmentation significative de la production énergétique annuelle.

Les résultats des simulations ont montré que la production annuelle d'énergie pour le système bifacial avec suivi solaire atteint 10 529 kWh/an, contre 8 432 kWh/an pour un système fixe classique, soit un gain d'environ 24,9 %. Le facteur de performance (PR) a également été amélioré, atteignant 81,2 % dans la configuration optimale simulée. Ces gains s'expliquent par une meilleure captation du rayonnement solaire direct et diffus, ainsi que par la capacité des modules bifaciaux à exploiter la lumière réfléchie (albédo) par le sol.

Ces résultats confirment l'intérêt technologique et économique des systèmes photovoltaïques bifaciaux avec suivi solaire, notamment pour des applications à grande échelle. Ils soulignent également l'importance d'une modélisation rigoureuse, prenant en compte les paramètres environnementaux (irradiation, température, albédo), les caractéristiques techniques des modules, ainsi que les différentes configurations du système.

Pour la suite, plusieurs pistes d'amélioration peuvent être envisagées, notamment l'intégration de systèmes de stockage, l'optimisation dynamique de l'angle d'inclinaison en fonction des saisons, ou encore une analyse approfondie de la dégradation des modules bifaciaux dans le temps. Ce travail contribue ainsi à promouvoir des solutions photovoltaïques plus performantes, durables et adaptées aux enjeux de la transition énergétique.

Par ailleurs, la technologie des modules bifaciaux, qui devrait dominer les installations photovoltaïques dans un avenir proche, constitue une tendance émergente tant sur le plan technique qu'économique, notamment pour les systèmes photovoltaïques en toiture destinés à la production décentralisée d'énergie.

Annexes

Annexe A : site de ouzera

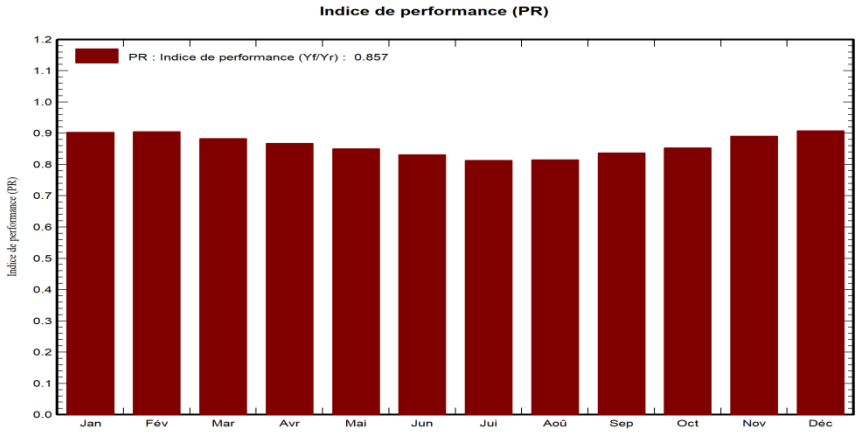


Figure A.1 : indice de performance (classique fixe)

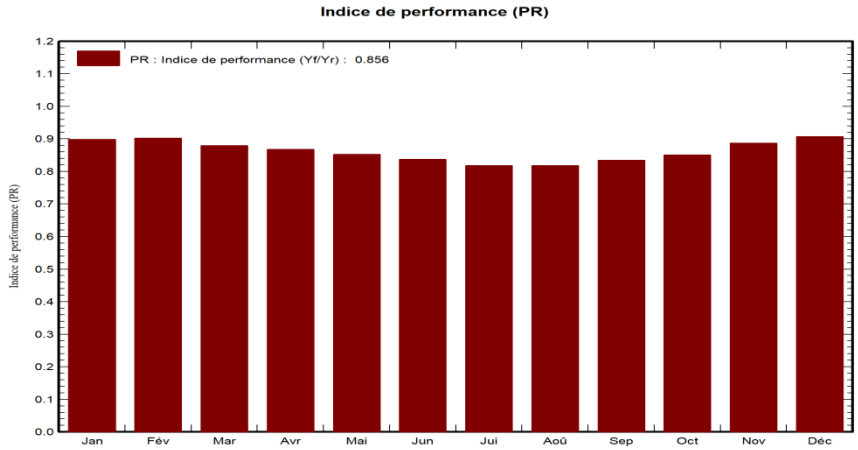


Figure A.2 : indice de performance (classique 1axe)

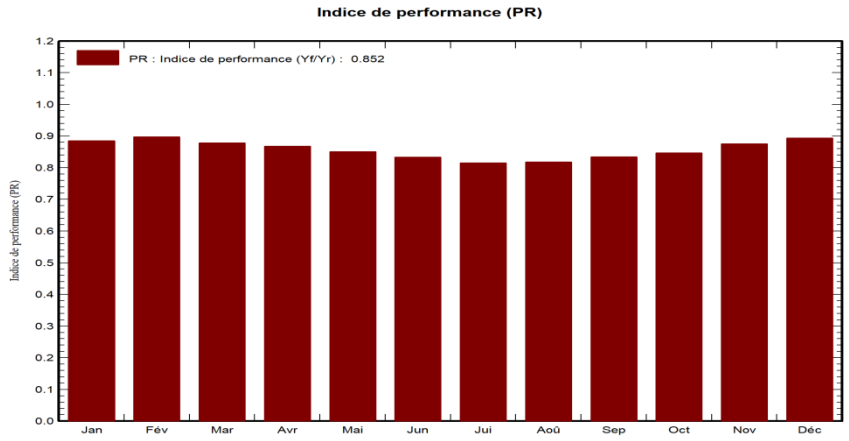


Figure A.3 : indice de performance (classique 2axes)

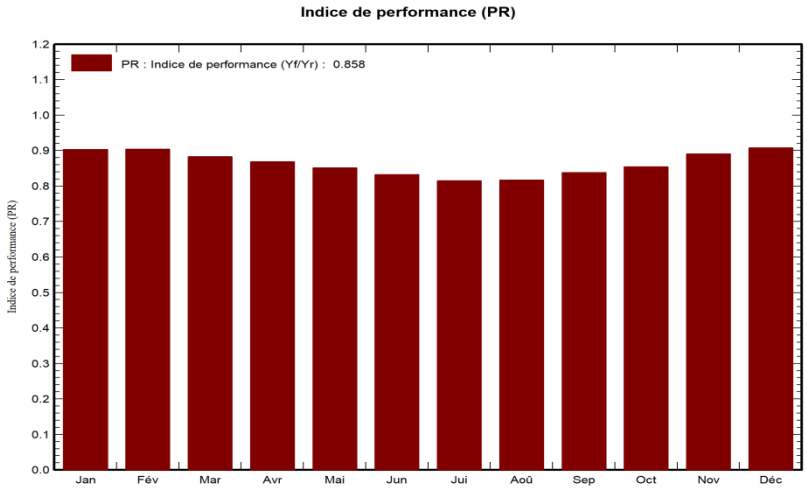


Figure A.4 : indice de performance (bifacial fixe)

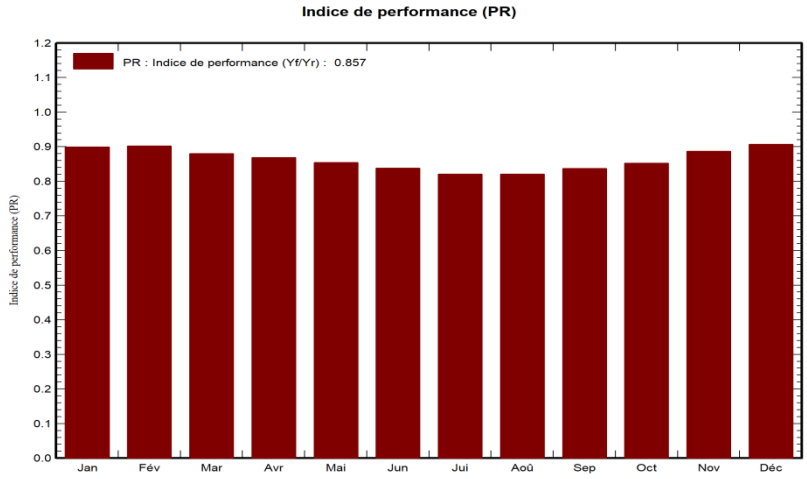


Figure A.5 : indice de performance (bifacial 1axe)

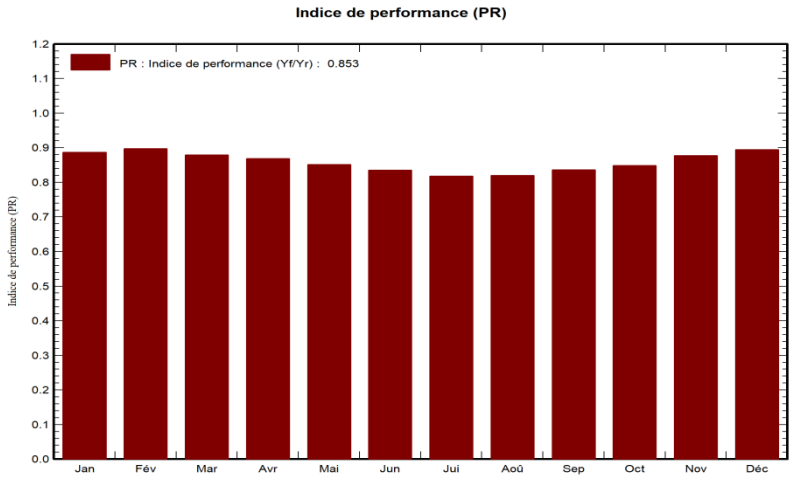


Figure A.6 : indice de performance (bifacial 2axes)

ANNEXE B : site de Tamanrasset

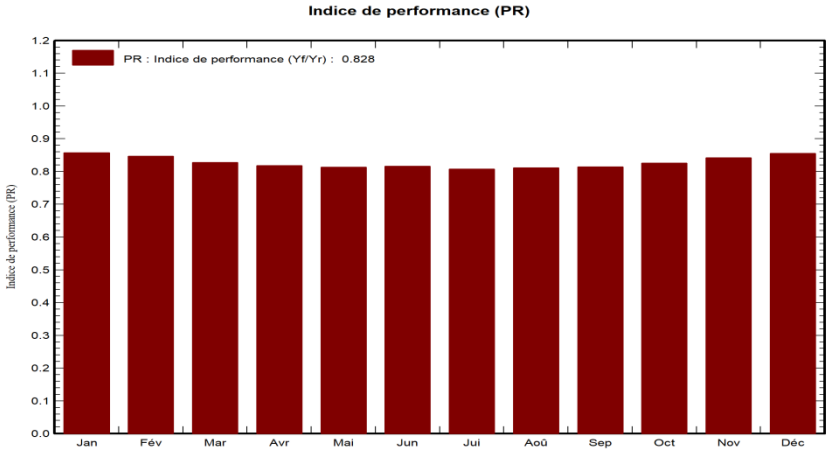


Figure B.1 : indice de performance (classique fixe)

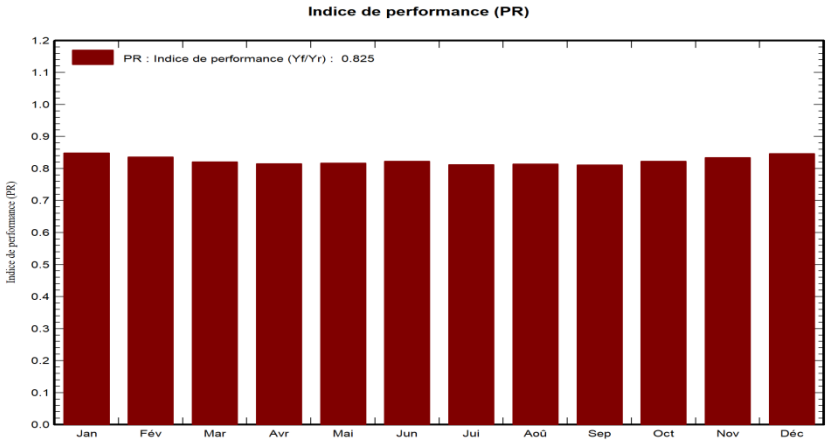


Figure B.2 : indice de performance (classique 1axe)

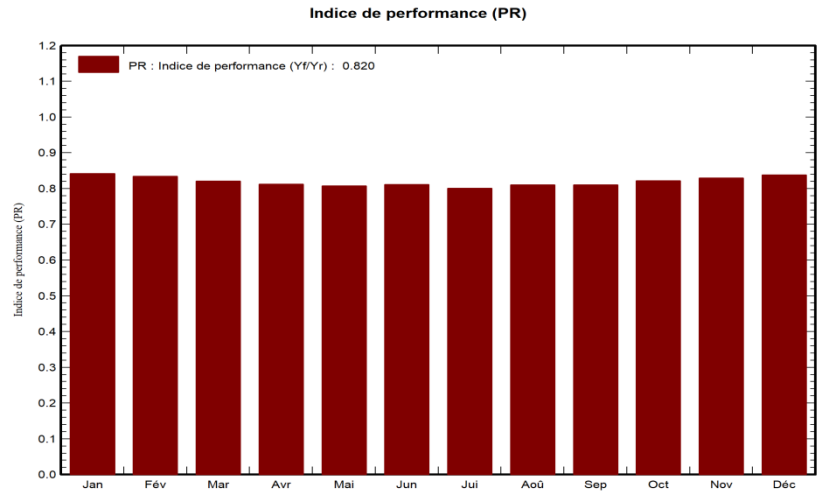


Figure B.3 : indice de performance (classique 2axes)

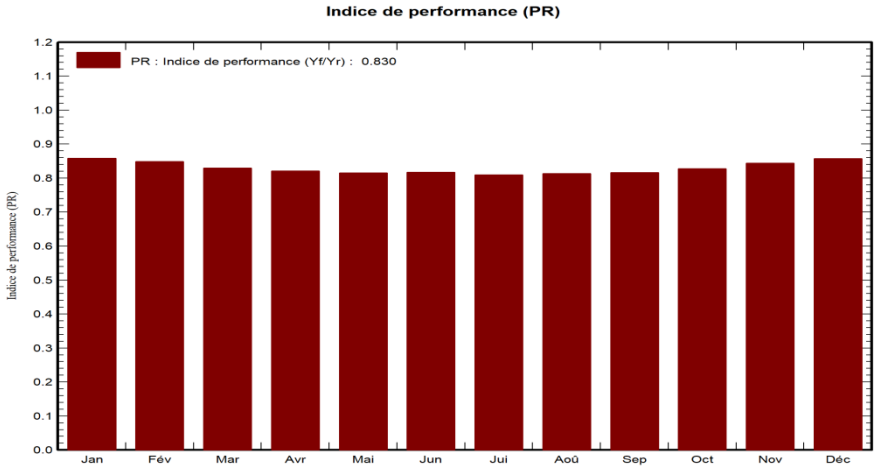


Figure B.4 : indice de performance (bifacial fixe)

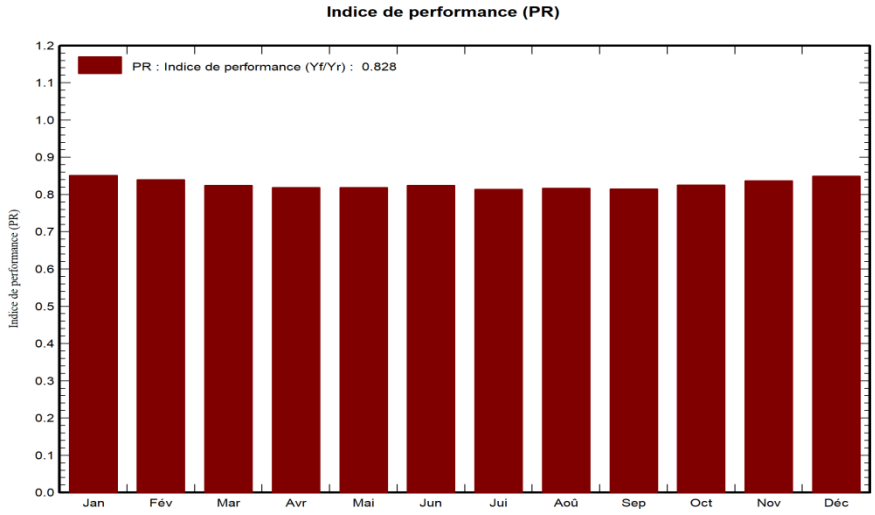


Figure B.5 : indice de performance (bifacial 1axe)

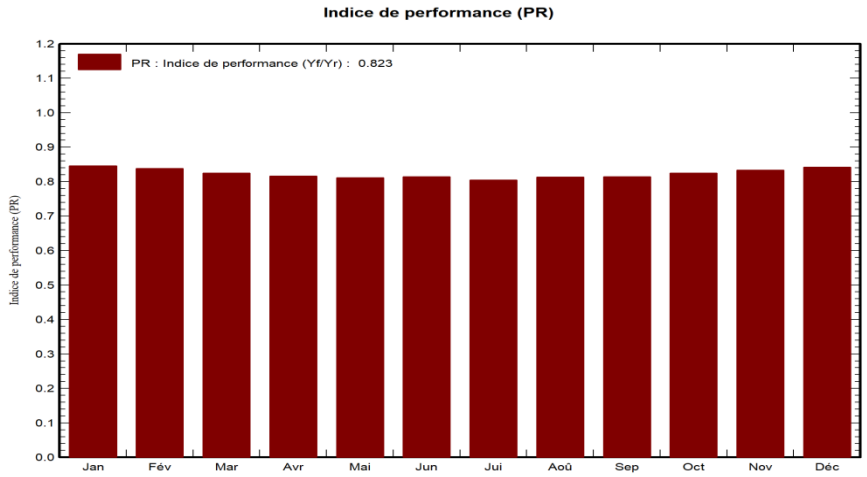


Figure B.6 : indice de performance (bifacial 2axes)

ANNEXE C :

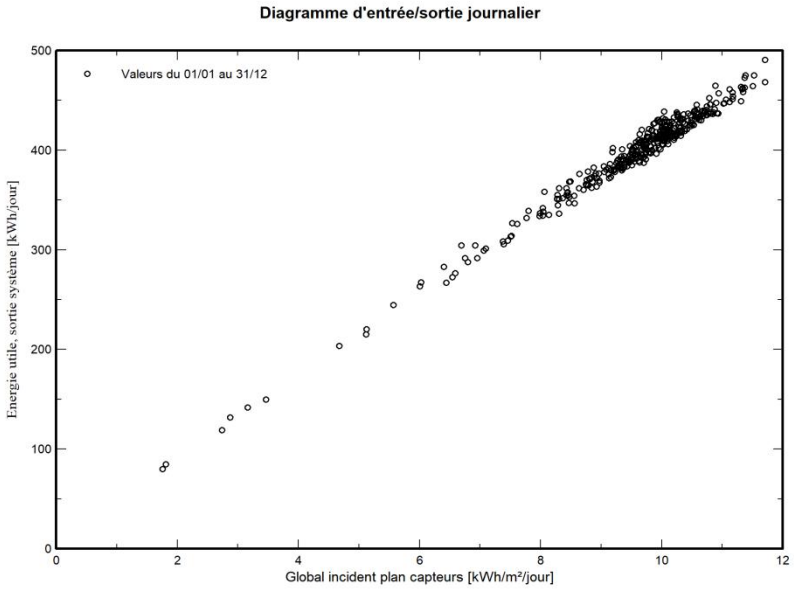


Figure C.1 : diagramme d'entrée et sortie journalier

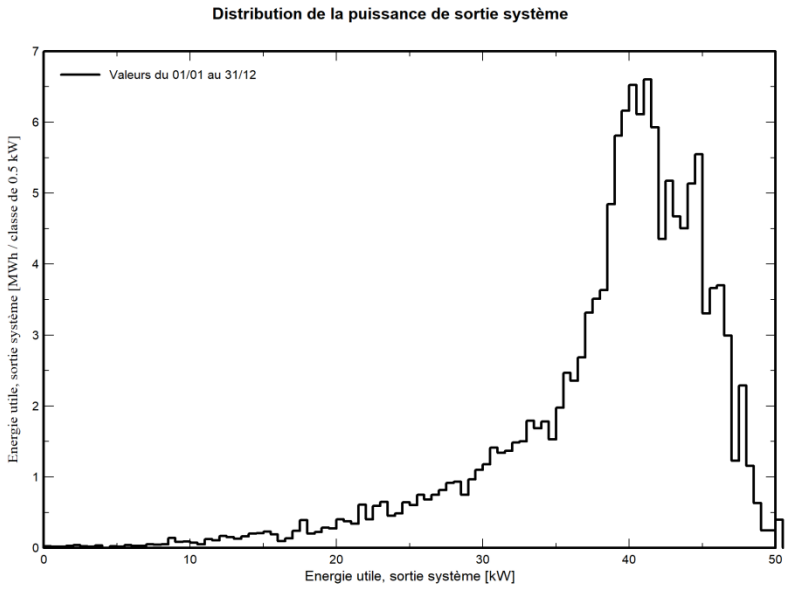


Figure C.2 : distribution de la sortie système

Références bibliographiques

[1] ITRPV, “International Technology Roadmap for Photovoltaic (ITRPV),” no. March, pp. 1–37, 2018.

[2] : M. PETIBON Stéphane. Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l’énergie pour les applications photovoltaïques. Thèse de Doctorat. Université de Toulouse, 2009.

[3] : Ministère de l’Énergie et des Mines Algérie, Guide des Énergies Renouvelables, Édition 2007.

[4] : M. BOUKLI-HACENE Omar. Conception et réalisation d’un générateur photovoltaïque muni d’un convertisseur MPPT pour une meilleure gestion énergétique. Mémoire de magister. Université ABOU BAKR BELKAID de Tlemcen, 2011.

[5] https : // www.enerdas.com/cms/solar.htm

[6] : B. Flèche, D. Delagnes, « Production d’énergie électrique : énergie solaire photovoltaïque », juin 07.

[7]: F.S. Tymvios, C.P. Jacovides, S.C. Michaelides, C. Scouteli, « comparative study of Angstroms and arti£cial neural networks methodologies in estimating global solar radiation », Solar Energy 78, 752-762, 2005

[8] : F. Chekired, « Etude et implémentation d’une commande MPPT neuro-^oue sur FPGA » Mémoire de magister, Ecole Nationale Polytechnique, Alger, Algérie, 2008

[9] : HELALI Kamelia, « Modélisation d’une cellule photovoltaïque : étude comparative », Thèse de magister en électrotechnique, Tizi-Ouzou 2012.

[10] : https://www.glastroesch.com/ch/fr/services/connaissances-specialisees/le-verre-et-ses-applications/elements-physiques-de-base-relatifs-a-la-construction/soleil-et-lumiere

[11] : https://www.ef4.be/fr/pv/composants-dun-systeme/ensoleillement-belgique.html

[12] : M. DJERIOU Salim. Simulation d’un système photovoltaïque alimentant une machine asynchrone. Mémoire de magister. Université FARHAT ABBAS de Sétif, 2011.

[13] : Modélisation de la cellule photovoltaïque bifaciale Réalisé par : -Yahia Cherif Khaled ,2019/2020.

[14] :« Optimisation des paramètres photovoltaïques de cellules solaires bifaciales au silicium à base de type N et leur comparaison avec celles de type P » Soutenu le 22/05/2017

[15] : https://ekwateur.fr/blog/autoconsommation/panneau-solaire-bifacial-tout-savoir/

[16] : https://www.monkitsolaire.fr/blog/panneau-solaire-bifacial-n343

[17] : Mr : bouayed abrrehmen mémoire commande à deux d'un panneau

Photovoltaïque année 2014

[18] : M.F. khan et R.L.ali mémoire automatique Sun trnching université international de rabat

[19] : Mlle benhmd hammdi zohra mémoire de fin d'étude master "étude conception et Réalisation d'une commande d'un tracker solaire. Université sidi Mohammed Ben abdelleh 2013/2014.