

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Ecole Nationale Polytechnique
Département Électrotechnique



المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات
Ecole Nationale Polytechnique



Mémoire de projet de fin d'études pour l'obtention du diplôme d'ingénieur d'État en
Électrotechnique

Étude technico-économique de projets d'énergies propres : Cas des centrales photovoltaïques en Algérie

Présenté par

Bouharchouche Azeddine
Belazougui Anis

Présenté et soutenu publiquement le 26/06/2023

Composition du jury :

Président
Promoteur
Co-Promoteur
Examineur
Invité

M. Belkacemi Rabie
M. Kaabeche Abdelhamid
M. Ibtouen Rachid
M. Nezli Lazhari
M. Bakelli Yahia

Dr., Maitre de Conférences. E.N.P
Directeur de recherche CDER
Professeur E.N.P
Professeur E.N.P
Dr., Maitre de Recherche A, CDER

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Ecole Nationale Polytechnique
Département Électrotechnique



المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات
Ecole Nationale Polytechnique



Mémoire de projet de fin d'études pour l'obtention du diplôme d'ingénieur d'État en
Électrotechnique

Étude technico-économique de projets d'énergies propres : Cas des centrales photovoltaïques en Algérie

Présenté par

Bouharchouche Azeddine
Belazougui Anis

Présenté et soutenu publiquement le 26/06/2023

Composition du jury :

Président
Promoteur
Co-Promoteur
Examineur
Invité

M. Belkacemi Rabie
M. Kaabeche Abdelhamid
M. Ibtouen Rachid
M. Nezli Lazhari
M. Bakelli Yahia

Dr., Maitre de Conférences. E.N.P
Directeur de recherche CDER
Professeur E.N.P
Professeur E.N.P
Dr., Maitre de Recherche A, CDER

AVANT PROPOS

REMERCIEMENTS

Nous remercions Dieu, le tout puissant de nous avoir donné le courage, la volonté, la patience et la santé durant toutes ces années d'études.

*Tout d'abord, nous tenons à remercier tout particulièrement et très chaleureusement nos promoteurs, **Pr A. KAABECHE**, et **Pr R. IBTIOUEN** avec qui nous avons eu tant de plaisir à travailler et qui nous ont fait profiter de leur expérience dans les domaines de génie électrique et des énergies renouvelables. Nous tenons également à remercier **Dr Y. BAKELLI** pour tous les conseils et encouragements qu'il nous a prodigués pendant toute la durée de ce travail.*

*Nous adressons nos vifs remerciements au **Dr R. BELCACEMI**, Maître de conférence à l'Ecole National Polytechnique, pour nous avoir fait l'honneur de présider le jury de ce mémoire.*

*Nous voudrions exprimer nos remerciements à **Monsieur L. NEZLI**, Professeur à l'Ecole National Polytechnique, qui nous a fait l'honneur d'être examinateur de ce travail.*

Ce travail a été réalisé en partie au sein de l'équipe systèmes hybrides, division énergie éolienne, Centre de Développement des Energies Renouvelables CDER. Nous tenons à remercier l'ensemble du personnel pour leur vigilance dans le bon déroulement de nos travaux et leur amabilité.

Cette page ne saurait être complète sans remercier nos collègues Polytechniciens et tous ceux qui ont contribué de près ou de loin, à la concrétisation de ce travail. Tout spécialement, nos parents, nos familles et nos amis pour leur encouragement et soutien indéfectible.

ملخص

الطاقة الشمسية الفوتوفولتائية (PV) تستقطب اهتمامًا متزايدًا كحلًا لتلبية الطلب العالمي المتزايد على الطاقة وفي الوقت نفسه الحد من انبعاثات غازات الاحتباس الحراري. تسعى الجزائر، بفضل إمكاناتها الشمسية الهائلة، إلى استغلال هذه المصدر الطاقة من خلال إنشاء محطات ذات الحجم الكبير لتوليد الطاقة الشمسية الفوتوفولتائية. يركز هذا البحث على دراسة شاملة للجوانب الفنية والاقتصادية لهذه المحطات، مع دراسة أنواع المحطات، ودراسات الجدوى، وتحديد إشعاع الشمس، وتقييم الأداء. بالإضافة إلى ذلك، يجري تطوير برمجية دعم القرار لتسهيل تقييمات الجدوى وتحسين أداء محطات الطاقة الشمسية الفوتوفولتائية، مع مراعاة المعلمات الخاصة بالمشاريع وتعظيم الاستفادة من الطاقة الشمسية وتحسين تكاليف الاستثمار. يساهم هذا البحث بذلك في تعزيز استخدام الطاقة الشمسية الفوتوفولتائية كحلًا مستدامًا لتلبية احتياجات الطاقة في الجزائر والعالم مع المحافظة على البيئة.

الكلمات المفتاحية: الطاقة الشمسية، محطات الطاقة الشمسية، الإشعاع الشمسي، الجدوى التقنية، الجدوى الاقتصادية، أداء محطات الطاقة الشمسية، PV_{sys}، تقدير الطاقة الشمسية المتاحة، تطبيق لدراسة الجدوى.

Abstract

Photovoltaic solar energy (PV) is increasingly attracting attention as a solution to meet the growing global demand for energy while reducing greenhouse gas emissions. Algeria, with its immense solar potential, aims to harness this energy source by implementing large-scale PV power plants. This research focuses on a comprehensive study of the technical and economic feasibility of these plants, examining various aspects such as types of plants, feasibility studies, solar irradiation determination, and performance evaluation. Additionally, a decision support software is being developed to facilitate feasibility assessments and optimize the performance of PV power plants, taking into account project-specific parameters and maximizing solar potential while optimizing investment costs. This research thus contributes to promoting PV solar energy as a sustainable solution to meet the energy needs of Algeria and the world while preserving the environment.

Keywords: Photovoltaic, PV Power Plants, Solar irradiation, Technical feasibility, Economic feasibility, Performance of PV power plants, PV_{sys}, PV potential estimation, Feasibility study software.

Résumé

L'énergie solaire photovoltaïque (PV) suscite un intérêt croissant en tant que solution pour répondre à la demande mondiale croissante en énergie tout en réduisant les émissions de gaz à effet de serre. L'Algérie, avec son immense potentiel solaire, souhaite exploiter cette source d'énergie en mettant en place des centrales photovoltaïques à grande échelle. Ce travail de recherche se concentre sur l'étude approfondie de la faisabilité technique et économique de ces centrales, en examinant différents aspects tels que les types de centrales, les études de faisabilité, la détermination de l'irradiation solaire, et l'évaluation des performances. De plus, un logiciel d'aide à la décision est développé pour faciliter les évaluations de faisabilité et optimiser les performances des centrales photovoltaïques, en prenant en compte les paramètres spécifiques des projets et en maximisant le potentiel solaire tout en optimisant les coûts d'investissement. Cette recherche contribue ainsi à la promotion de l'énergie solaire PV en tant que solution durable pour répondre aux besoins énergétiques de l'Algérie et du monde tout en préservant l'environnement.

Mots clés : Photovoltaïque, Centrales PV, Irradiation solaire, Faisabilité technique, Faisabilité économique, Performance des centrales PV, PV_{sys}, estimation du potentiel PV, Logiciel d'étude de Faisabilité.

Table des matières

Table des matières

Liste des figures

Liste des tableaux

Nomenclature

Introduction générale 22

Chapitre I : Etat de l'art

| | |
|---|----|
| 1. Introduction | 25 |
| 2. L'énergie Solaire | 26 |
| 2.1 Solaire thermique | 26 |
| 2.2 Solaire photovoltaïque | 26 |
| 3. Rayonnement solaires | 27 |
| 3.1 Le rayonnement direct | 27 |
| 3.2 Le rayonnement diffus | 27 |
| 3.3 L'albédo | 27 |
| 4. Gisement solaire en Algérie | 28 |
| 5. Principe de fonctionnement d'un générateur PV | 29 |
| 5.1 La cellule photovoltaïque | 29 |
| 5.2 Technologies de cellules photovoltaïques | 29 |
| 5.3 Comparaison entre les différentes technologies de cellules PV | 30 |
| 5.4 Caractéristiques de la cellule PV | 31 |
| 5.5 Le module photovoltaïque | 32 |
| 5.6. Installation photovoltaïque | 33 |
| 6. Onduleur Solaire | 34 |
| 6.1. Puissance nominale de l'onduleur | 34 |
| 6.2 Suiveur du Point de Puissance Maximale (MPPT) | 35 |
| 6.3 Topologies d'onduleurs | 35 |
| 7. Centrale solaire photovoltaïque | 37 |
| 7.1 Centrales solaires photovoltaïques connectées au réseau | 37 |
| 7.2 Centrale solaire photovoltaïque autonome | 37 |
| 7.3 Centrale solaire photovoltaïque directement couplée | 39 |
| 7.4 Centrale solaire photovoltaïque connectée hybride | 39 |

Table des matières

| | |
|--|----|
| 7.5 Centrale photovoltaïque de stockage d'énergie de réseau..... | 40 |
| 7.6 Classification des centrales photovoltaïques en termes de leurs tailles..... | 42 |
| 8. Etude de faisabilité | 42 |
| 8.1 Introduction..... | 42 |
| 8.2 Études de faisabilité préliminaires | 43 |
| 8.3 Etude de faisabilité technique | 43 |
| 8.4 Faisabilité environnementale | 45 |
| 8.5 Faisabilité sociale..... | 46 |
| 8.6 Faisabilité économique | 46 |
| 8.7 Faisabilité temporelle..... | 49 |
| 9. Etudes de raccordement au réseau..... | 49 |
| 9.1 Introduction..... | 49 |
| 9.2 Etude de raccordement des centrales PV au réseau..... | 49 |
| 10. Perspective des centrales photovoltaïques | 54 |
| 11. Conclusion..... | 56 |

Chapitre II : Analyse et Evaluation des Modèles d'estimation de l'irradiation solaire

| | |
|--|----|
| 1. Introduction | 58 |
| 2. Aperçu des concepts de ressource en rayonnement solaire..... | 59 |
| 2.1 Importance de l'étude du rayonnement solaire..... | 59 |
| 2.2 Terminologie radiométrique solaire | 59 |
| 2.3 Irradiance extraterrestre | 60 |
| 2.4 Géométrie solaire..... | 60 |
| 2.5 Rayonnement solaire et atmosphère terrestre | 62 |
| 2.6 Ressources Solaires | 62 |
| 2.7 Irradiation solaire sur les panneaux PV | 65 |
| 2.9 Angle d'inclinaison et orientation | 69 |
| 3. Étude comparative de modèles d'estimation de l'irradiation solaire sur une surface inclinée | 70 |
| 3.1 Introduction..... | 70 |
| 3.2 Les Modèles..... | 71 |

Table des matières

| | |
|--|----|
| 3.3 Distances d'ombre et espacement des rangées de panneaux solaires | 74 |
| 3.4 Validation des modèles d'estimation de l'irradiation solaire | 77 |
| 4. Conclusion..... | 85 |

Chapitre III : Développement d'un Algorithme d'Étude de faisabilité technico-économique des centrales photovoltaïques

| | |
|---|-----|
| 1. Introduction | 87 |
| 2. Analyse Technique | 88 |
| 2.1 Puissance de Sortie de chaque Module PV | 88 |
| 2.2 Nombre de modules PV | 90 |
| 2.3 Nombre optimale d'onduleurs | 92 |
| 2.4 Nombre optimale finale des modules PV | 92 |
| 2.5 Surface maximale occupée par les modules PV | 92 |
| 2.6 Capacité installée finale | 92 |
| 2.7 Puissance de sortie de chaque groupe de modules PV | 93 |
| 2.8 Puissance de sortie totale de chaque onduleur..... | 93 |
| 2.9 Superficie occupée par la centrale PV | 94 |
| 2.10 Facteur de disponibilité..... | 94 |
| 2.11 L'énergie totale injectée dans le réseau électrique..... | 95 |
| 3. Analyse Economique..... | 95 |
| 3.1 Coût en capital total de la centrale PV..... | 95 |
| 3.2 Cout de maintenance de la centrale PV pendant son cycle de vie opérationnelle | 96 |
| 3.3 Coût de remplacement | 96 |
| 3.4 Coût actualisé de l'énergie (Levelized Cost of Energy - LCOE)..... | 97 |
| 3.5 Les revenus bruts | 97 |
| 4. Analyse des performances de la centrale PV | 98 |
| 4.1 Taux de couverture au sol..... | 98 |
| 4.2 Taux de performance | 98 |
| 4.3 Facteur de capacité | 99 |
| 4.4 Rendement spécifique..... | 99 |
| 5. Résultats et analyses | 100 |
| 5.1 Résultats obtenu par MATLAB | 100 |

Table des matières

| | |
|--------------------|-----|
| 6. Conclusion..... | 114 |
|--------------------|-----|

Chapitre IV : Validation et Mise en Valeur des Résultats – Réalisation d'un Logiciel d'Aide à la Décision

| | |
|--|-----|
| 1. Introduction | 116 |
| 2. Introduction au logiciel de simulation PVsyst | 116 |
| 2.1 Etapes de simulation avec PVsyst | 117 |
| 2.2 Résultats de simulation | 120 |
| 3. Logiciel d'aide à la décision pour le design des centrales PV | 126 |
| 4. Conclusion..... | 133 |

| | |
|----------------------------------|-----|
| <i>Conclusion générale</i> | 135 |
|----------------------------------|-----|

| | |
|--|-----|
| <i>Références Bibliographiques</i> | 138 |
|--|-----|

**LISTE DES FIGURES ET DES
TABLEAUX**

LISTE DES FIGURES

CHAPITRE I

| | |
|--|----|
| Figure I.1: Composantes du rayonnement solaire : extraterrestre, global = direct + diffus + albédo | 27 |
| Figure I.2 : Gisement solaire de l'Algérie : (a) Energie solaire globale (ou GHI : Global Horizontal Irradiance) journalier sur une surface d'un m ² ; (b) Rayonnement solaire direct (ou DNI : Direct Normal Irradiance) reçu par jour sur une surface d'un mètre carré | 28 |
| Figure I.3 : Principe de fonctionnement de la cellule PV | 29 |
| Figure I.4 : Schéma équivalent d'une cellule PV | 31 |
| Figure I.5 : Influence des résistances shunt et série sur la caractéristique courant-tension d'une cellule photovoltaïque | 31 |
| Figure I.6 : Cellules identiques en série | 32 |
| Figure I.7 : Cellules identiques en parallèles | 32 |
| Figure I.8 : (a) Architecture classique d'un panneau solaire avec diodes de protection ; (b) Défaillance d'une des cellules du module PV et activation de la diode by-pass. | 33 |
| Figure I.9 : Synoptique simplifié d'une installation photovoltaïque | 33 |
| Figure I.10: Différentes topologies d'onduleurs..... | 37 |
| Figure I.11: Schéma de principe d'une centrale photovoltaïque connectée au réseau | 38 |
| Figure I.12: Schéma de principe d'une centrale photovoltaïque autonome | 38 |
| Figure I.13 : Schéma de principe d'une centrale photovoltaïque directement couplée | 39 |
| Figure I.14 : Schéma de principe d'une centrale photovoltaïque connectée hybride | 39 |
| Figure I.15 : Schéma de principe d'une centrale photovoltaïque de stockage d'énergie de réseau | 40 |
| Figure I.16 : Différents types de centrales PV en fonction de leur emplacement d'installation | 41 |
| Figure I.17 : Classification des centrales PV en fonction de leurs emplacements de montage | 41 |
| Figure I.18 : Classification des centrales PV en fonction de leurs tailles | 42 |
| Figure I.19 : Sujets d'étude de faisabilité. | 43 |
| Figure I.20 : Représentation sous forme de diagramme de bloc du rapport d'étude de raccordement au réseau | 50 |

CHAPITRE II

| | |
|---|----|
| Figure II.1 : Référence du spectre extraterrestre (ASTM E-490-06) et distribution du corps noir à 5800 K utilisant la loi de Planck. | 60 |
| Figure II.2 : Plan de l'écliptique : l'orbite terrestre et les saisons. | 61 |
| Figure II.3 : Diffusion des photons de faisceau direct par l'atmosphère : Variations de la masse d'air (AM) par rapport à l'angle zénithal. | 62 |
| Figure II.4 : Composantes du rayonnement solaire résultant des interactions avec l'atmosphère. | 63 |
| Figure II.5 : Représentation géométrique de DHI et DNI. | 63 |
| Figure II.6 : Suiveur solaire automatique. | 64 |
| Figure II.7 : L'irradiation H_G arrivant à un angle d'incidence par rapport à un plan horizontal est composée de l'irradiation directe, de l'irradiation diffuse et de l'irradiation réfléchie. | 65 |
| Figure II.8 : Illustration des angles solaires : (a) angle d'altitude, α_S ; (b) angle d'azimut, γ_S | 66 |
| Figure II.9 : Modèle d'Erbs pour l'irradiation diffuse. | 69 |
| Figure II.10 : Les différents composants de l'irradiation diffuse | 70 |
| Figure II.11 : Diagrammes de trajectoire solaire pour Alger. | 75 |
| Figure II.12 : Système PV fixe monté au sol et son ombrage. | 75 |
| Figure II.13 : Système PV fixe. | 76 |
| Figure II.14 : Le RMSE des différents modèles d'estimation d'irradiation solaire, implémentés à Touggourt. | 80 |
| Figure II.15 : Le R^2 des différents modèles d'estimation d'irradiation solaire, implémentés à Touggourt. | 81 |
| Figure II.16 : Model Liu-Jordan , Irradiation globale inclinée, (a) Moyenne mensuelle, (b) Moyenne journalière. RMSE = 5.543% , R2 = 97.674% , (Touggourt). | 82 |
| Figure II.17 : Model Hay Davis , Irradiation globale inclinée, (a) Moyenne mensuelle, (b) Moyenne journalière. RMSE = 5.614% , R2 = 97.615% , (Touggourt). | 82 |
| Figure II.18 : Model Temps-Coulson , Irradiation globale inclinée, (a) Moyenne mensuelle, (b) Moyenne journalière. RMSE = 5.780% , R2 = 97.660% , (Touggourt). | 83 |
| Figure II.19 : Model Klucher , Irradiation globale inclinée, (a) Moyenne mensuelle, (b) Moyenne journalière. RMSE = 5.552% , R2 = 97.780% , (Touggourt). | 83 |
| Figure II.20 : Model D.Reindl , Irradiation globale inclinée, (a) Moyenne mensuelle, (b) Moyenne journalière. RMSE = 5.616% , R2 = 97.619% , (Touggourt). | 84 |
| Figure II.21 : Model Perez et al. Irradiation globale inclinée, (a) Moyenne mensuelle, (b) Moyenne journalière. RMSE = 5.107% , R2 = 98.129% , (Touggourt). | 84 |

CHAPITRE III

| | |
|---|-----|
| Figure III.1 : L'effet de l'intensité d'irradiation et de la température sur la courbe I-V. (a) Les caractéristiques I-V à différentes températures, et (b) Les caractéristiques I-V à différentes intensités d'irradiation et à une température constante. | 89 |
| Figure III.2 : Schéma bloc de la centrale PV | 90 |
| Figure III.3 : Température de chaque module PV [°C], (a) Configuration 1, (b) Configuration 2. | 105 |
| Figure III.4 : Puissance d'entrée de chaque onduleur [W], (a) Configuration 1, (b) Configuration 2. | 106 |
| Figure III.5 : Puissance de sortie de chaque onduleur [W], (a) Configuration 1, (b) Configuration 2. | 106 |
| Figure III.6 : Puissance injectée dans le réseau électrique [MW], (a) Configuration 1, (b) Configuration 2. | 107 |
| Figure III.7 : Irradiation inclinée totale du site de Tolga, Biskra (moyenne mensuelle).. | 108 |
| Figure III.8 : Energie électrique mensuelle injectée dans le réseau vs Energie PV au mpp mensuelle (sans pertes) [MWh], (a) Configuration 1, (b) Configuration 2. | 108 |
| Figure III.9 : Diagramme circulaire des coûts pour les deux configurations | 111 |
| Figure III.10 : Taux de performance [%], (a) Configuration 1, (b) Configuration 2. | 113 |

CHAPITRE IV

| | |
|---|-----|
| Figure IV.1 : Capture d'écran de l'interface utilisateur dans PVsyst. | 116 |
| Figure IV.2 : Capture d'écran, donnés météorologiques PVsyst. | 117 |
| Figure IV.3 : Capture d'écran, donnés météorologiques PVsyst. | 118 |
| Figure IV.4 : Capture d'écran, paramètres techniques du système PV PVsyst. | 118 |
| Figure IV.5 : Capture d'écran, niveaux de tension onduleur PV PVsyst. | 119 |
| Figure IV.6 : Capture d'écran, pertes détaillées de la centrale PV PVsyst. | 119 |
| Figure IV.7 : Fiche de résultats donner par PVsyst. , pour configuration (1). | 120 |
| Figure IV.8 : Fiche de résultats donner par PVsyst. , pour configuration (2). | 121 |
| Figure IV.9 : Interface principale du logiciel. | 126 |
| Figure IV.10 : Introduction des données météorologiques dans le logiciel. | 127 |
| Figure IV.11 : Fenetre pour parcourir les fichiers des données météorologiques. | 127 |
| Figure IV.12 : Introduction des données techniques des modules PV. | 128 |

| | |
|--|-----|
| Figure IV.13 : Introduction des données techniques des onduleurs et du transformateur élévateur. | 129 |
| Figure IV.14 : Introduction des données relatives aux pertes de la centrale PV. | 129 |
| Figure IV.15 : Introduction des données économiques de la centrale PV. | 130 |
| Figure IV.16 : Résultats de l'analyse Technique..... | 130 |
| Figure IV.17 : Résultats de l'analyse Economique. | 131 |
| Figure IV.18 : Résultats des performances de la centrale PV..... | 131 |
| Figure IV. 19 : Outil de test et de validation des modèles d'estimation de l'irradiation solaire globale sur le plan incliné. | 132 |
| Figure IV.20 : Résultats de test et de validation des modèles d'estimation de l'irradiation solaire globale sur le plan incliné. | 132 |

LISTE DES TABLEAUX

CHAPITRE I

| | |
|---|----|
| Tableau I.1 : Comparaison du rendement entre les différentes technologies de cellules PV | 30 |
|---|----|

CHAPITRE II

| | |
|--|----|
| Tableau II.1 : Terminologie radiométrique | 59 |
| Tableau II.2 : Valeurs indicatives pour le facteur de réflexion ρ (albédo)..... | 66 |
| Tableau II.3 : Les éléments de la forme géométrique présentée dans la Figure II.8 | 67 |
| Tableau II.4 : Coefficients du modèle Perez pour décrire différentes conditions de ciel... 74 | |
| Tableau II.5 : Les 15 sites du projet de 2000 MWp solaire PV en Algérie. | 77 |
| Tableau II.6 : Résultats de l'implémentation des différents modèles d'estimation de l'irradiation solaire sur le plan incliné, pour les 15 sites du projet de 2000 MWp solaire PV en Algérie. | 79 |

CHAPITRE III

| | |
|--|-----|
| Tableau III.1 : conditions de test standard. | 88 |
| Tableau III.2 : Composantes de chaque configuration..... | 100 |
| Tableau III.3 : Caractéristiques techniques des modules PV. | 101 |
| Tableau III.4 : Caractéristiques techniques des onduleurs solaires..... | 101 |
| Tableau III.5 : les Pertes de la centrale PV | 102 |
| Tableau III.6 : Résultats des caractéristiques principales de la Centrale. | 103 |
| Tableau III.7 : Bilan d'énergie annuel pour un module PV. | 104 |
| Tableau III.8 : Bilan d'énergie annuel de l'onduleur. | 104 |
| Tableau III.9 : Paramètres de l'analyse économique. | 109 |
| Tableau III.10 : Résultats principaux de l'analyse économique. | 110 |
| Tableau III.11 : Résultats principaux de l'analyse des performances de la centrale PV . | 112 |

CHAPITRE IV

| | |
|--|-----|
| Tableau IV.1 : Résultats pour configuration (1), avec PVsyst et avec l'algorithme proposé | 121 |
| Tableau IV.2 : Résultats pour configuration (2), avec PVsyst et avec l'algorithme proposé | 122 |
| Tableau IV.3 : Résultats principaux de l'analyse économique pour configuration (1). Avec PVsyst et avec l'algorithme proposé..... | 123 |
| Tableau IV.4 : Résultats principaux de l'analyse économique pour configuration (1). Avec PVsyst et avec l'algorithme proposé..... | 124 |
| Tableau IV.5 : Résultats des paramètres de performances les deux configurations, avec PVsyst et avec l'algorithme proposé..... | 125 |

Nomenclature

NOMENCLATURE

| | |
|------------------|--|
| <i>PV</i> | <i>Photovoltaïque</i> |
| <i>LCOE</i> | <i>Le coût actualisé de l'énergie (Levelized Cost Of Energy)</i> |
| <i>VAN</i> | <i>La valeur actualisée nette</i> |
| <i>CAPEX</i> | <i>Dépenses d'investissements</i> |
| <i>OPEX</i> | <i>Dépenses d'opérations et de maintenances</i> |
| <i>CM</i> | <i>Coût des modules</i> |
| <i>CBOS</i> | <i>Coût de la balance du système</i> |
| <i>Cop</i> | <i>Coût des opérations incluant les opérations administratives</i> |
| <i>Cmain</i> | <i>Coût de maintenance et de remplacement</i> |
| <i>PCC</i> | <i>Le point de couplage commun</i> |
| <i>LS – PVPP</i> | <i>Centrale photovoltaïque a grande échelle</i> |
| <i>THD</i> | <i>Le taux de distorsion harmonique</i> |
| δ | <i>L'angle de déclinaison solaire</i> |
| ω | <i>L'angle horaire</i> |
| θ_z | <i>L'angle de zénith solaire</i> |
| <i>AM</i> | <i>La masse d'air</i> |
| <i>GHI</i> | <i>L'irradiation globale horizontale</i> |
| <i>DNI</i> | <i>L'irradiation directe normale</i> |
| <i>DHI</i> | <i>L'irradiation diffuse horizontale</i> |
| <i>GTI</i> | <i>L'irradiation inclinée globale</i> |
| R_D | <i>Le facteur d'irradiation diffuse</i> |

NOMENCLATURE

| | |
|----------------------|---|
| R_R | <i>La partie effective de l'irradiation réfléchie</i> |
| α_1 | <i>L'élévation de l'horizon dans la direction l'azimut</i> |
| α_2 | <i>l'élévation de la façade par rapport au plan du panneau solaire</i> |
| β | <i>L'angle d'inclinaison de la surface par rapport au plan horizontal</i> |
| ρ | <i>Le facteur de réflexion du sol devant le panneau solaire.</i> |
| $I_{d,tilt} [W/m^2]$ | <i>L'irradiance diffuse inclinée totale</i> |
| $I_d [W/m^2]$ | <i>L'irradiance diffuse sur le plan horizontal</i> |
| $I_b [W/m^2]$ | <i>L'irradiance de faisceau directe sur une surface horizontale</i> |
| $I_E [W/m^2]$ | <i>L'irradiance extraterrestre</i> |
| $D [m]$ | <i>La distance d'ombrage</i> |
| MBE | <i>L'erreur de biais moyen</i> |
| $RMSE$ | <i>La racine d'erreur quadratique moyenne</i> |
| T_{amb} | <i>La température ambiante</i> |
| T_{mod} | <i>La température du module</i> |
| $P_{mstc} [W]$ | <i>La puissance nominale du module PV</i> |
| STC | <i>Les conditions de test standard</i> |
| $P_{pv} [W]$ | <i>La puissance de sortie réelle de chaque module</i> |
| N_s | <i>Nombre de modules PV connectés en série</i> |
| N_p | <i>Nombre de modules PV connectés en parallèle</i> |
| $N_{i,max}$ | <i>Nombre optimale d'onduleurs</i> |
| $length[m]$ | <i>La longueur du module PV</i> |
| $width[m]$ | <i>La largeur du module PV</i> |

NOMENCLATURE

| | |
|----------------------------|--|
| S_{array_max} [m^2] | <i>La surface maximale occupée par les modules PV</i> |
| $Land$ [km^2] | <i>La superficie occupée par la centrale PV</i> |
| P_{Plant} [MW] | <i>La puissance totale que la centrale PV</i> |
| η_{tr} [%] | <i>Le rendement du transformateur d'interconnexion</i> |
| η_{AC} [%] | <i>Les pertes Joule dans les câbles en courant alternatif</i> |
| η_{DC} [%] | <i>Les pertes Joule dans les câbles en courant continu</i> |
| EAF [%] | <i>Le facteur de disponibilité d'énergie</i> |
| E_{Plant_tot} [MWh] | <i>L'énergie totale injectée dans le réseau électrique par la centrale PV pendant sa durée de vie opérationnelle</i> |
| GR | <i>Les revenus bruts</i> |
| GCR [%] | <i>Le taux de couverture au sol</i> |
| PR [%] | <i>Le taux de performance</i> |
| CF [%] | <i>Le facteur de capacité</i> |
| Y_{sp} [kWh/kWp] | <i>Le rendement spécifique</i> |

Introduction générale

Introduction générale

L'énergie solaire photovoltaïque (PV) est devenue une solution de plus en plus attrayante pour répondre aux besoins énergétiques mondiaux croissants tout en réduisant les émissions de gaz à effet de serre. Les centrales photovoltaïques à grande échelle offrent un potentiel considérable pour fournir une énergie propre et renouvelable, en exploitant les ressources solaires abondantes disponibles. L'Algérie est l'un des pays qui possèdent un immense potentiel en matière d'énergie solaire et souhaite l'exploiter en mettant en place des projets de centrales photovoltaïques à grande échelle connectées au réseau électrique. Actuellement, un important projet comprenant 15 centres PV d'une capacité totale de 2000 MWp est officiellement lancé en Algérie. Dans cette perspective, étant donné l'importance économique et sociale de ce projet, ce travail de recherche vise à fournir des outils d'aide à la prise de décision en se concentrant sur une étude approfondie de la faisabilité technique et économique des centrales PV à grande échelle en Algérie.

Dans le cadre de cette étude, nous avons structuré notre travail en plusieurs chapitres afin d'examiner en détail différents aspects des centrales photovoltaïques à grande échelle. Le premier chapitre constitue un état de l'art détaillé des centrales photovoltaïques à grande échelle, mettant en évidence leur rôle stratégique dans le contexte énergétique mondial actuel. Nous examinons différents types de centrales PV, ainsi que les études de faisabilité nécessaires pour garantir leur réussite. En outre, nous soulignons l'importance pour les propriétaires et les constructeurs de ces centrales de posséder une connaissance approfondie des réglementations locales et des aspects techniques liés au site, afin d'éviter les problèmes majeurs et les dommages financiers lors de la construction et de l'exploitation.

Le deuxième chapitre se concentre spécifiquement sur la problématique de la détermination de l'irradiation solaire globale sur une surface inclinée, qui est un facteur essentiel pour évaluer la performance des centrales PV. Nous présentons les modèles les plus couramment utilisés dans la littérature et validons leur efficacité en utilisant des indicateurs statistiques. Les résultats de cette étude comparative permettent de sélectionner le modèle le plus performant pour estimer l'irradiation solaire sur les sites du projet considérés.

Dans le troisième chapitre, nous proposons une méthode d'évaluation de la faisabilité technique et économique des centrales PV à grande échelle. Cette méthode prend en compte les aspects techniques, tels que l'énergie produite, les rendements et la compatibilité entre les équipements choisis, ainsi que les considérations économiques, telles que les coûts d'investissement et les revenus générés. Nous testons et validons cette méthode par simulation pour différentes configurations de centrales PV, afin de garantir sa pertinence et son efficacité.

Enfin, dans le quatrième chapitre, nous commençons par valider notre algorithme de calcul en utilisant le logiciel PVsyst, largement reconnu comme l'un des outils les plus répandus dans le domaine des études de faisabilité des systèmes PV. Cette validation nous permet de vérifier l'efficacité et la précision de notre algorithme dans l'estimation des performances des centrales photovoltaïques. Ensuite, nous utilisons notre algorithme pour développer un logiciel d'aide à la décision dédié aux études de faisabilité technique et économique des centrales photovoltaïques. Ce logiciel offre aux utilisateurs une interface conviviale, leur permettant de saisir les paramètres spécifiques de leur centrale PV et d'obtenir rapidement des évaluations fiables et détaillées de la faisabilité technique et économique de leurs projets PV. De plus, ce logiciel est équipé d'un outil spécialisé permettant d'effectuer des études de modélisation et d'estimation de l'irradiation solaire sur des plans inclinés, afin d'évaluer plus précisément le potentiel solaire du site du projet PV. Cela permet aux utilisateurs de maximiser le potentiel solaire et d'optimiser les coûts d'investissement, tout en garantissant des performances durables et rentables pour leurs centrales photovoltaïques.

Chapitre I

Etat de l'art

1. Introduction

Face au contexte environnemental, économique et politique actuel, l'intégration des énergies renouvelables dans la production d'énergie est devenue cruciale. Les gouvernements et la communauté scientifique travaillent pour optimiser l'utilisation de ces énergies propres, et l'on constate qu'il y a une véritable reconnaissance de l'énergie photovoltaïque en tant qu'une solution pour réduire la pollution et particulièrement pour stabiliser les niveaux de dioxyde de carbone rejetés dans l'atmosphère. En effet, la technologie photovoltaïque permet de transformer le rayonnement solaire en électricité grâce à des panneaux solaires. Cette conversion photovoltaïque du rayonnement solaire s'effectue sans bruit et sans émission de gaz, elle est donc par nature totalement propre. De plus, l'absence de mise en mouvement de pièces mécaniques confère un niveau de fiabilité inégalable. Aujourd'hui, la technologie photovoltaïque est accessible aux industriels, aux commerciaux et aux particuliers, et les systèmes photovoltaïques connectés au réseau et intégrés dans les habitats apportent une contribution significative pour un meilleur environnement [1-6].

- Selon les données de l'Agence Internationale de l'Energie (IEA), La capacité installée de l'énergie solaire photovoltaïque devrait atteindre 1500 GW d'ici 2024, soit un doublement de la capacité installée actuelle [40].
- Les principaux pays producteurs d'énergie solaire photovoltaïque sont les États-Unis, la Chine, le Japon, l'Allemagne et l'Inde.

En Algérie, la production d'énergie électrique est principalement basée sur les hydrocarbures, notamment le gaz naturel. Cependant, le pays a récemment entrepris des efforts pour augmenter sa production d'énergie renouvelable, en particulier l'énergie solaire photovoltaïque. Voici quelques chiffres généraux sur la production d'énergie renouvelable en Algérie [7] :

- Selon le Commissariat aux énergies renouvelables et à l'efficacité énergétique (CEREFÉ), la capacité installée d'énergie solaire photovoltaïque en Algérie a atteint 545 MW en 2020.
- Le gouvernement algérien a lancé un programme de développement de l'énergie renouvelable en 2010, qui vise à augmenter la part des énergies renouvelables dans la production d'électricité à 42% d'ici 2030.
- L'Algérie a lancé un plan pour développer plus de 15 GW de capacité solaire photovoltaïque d'ici 2035.

L'importance de la production d'énergie électrique à partir de sources renouvelables en Algérie est liée à la nécessité de réduire la dépendance aux hydrocarbures, de protéger l'environnement et d'ouvrir d'autres perspectives de développement économique. Les énergies renouvelables, notamment, l'énergie solaire photovoltaïque, peuvent constituer une alternative économique et écologique aux combustibles fossiles du fait qu'elles sont inépuisables, non polluantes et très adaptées à la production décentralisée. Pour faciliter le déploiement massif et rapide de grandes centrales photovoltaïques, des études de faisabilité technico-économique sur leur rentabilité et leur bancabilité sont donc indispensables.

2. L'énergie Solaire

La source d'énergie solaire est le soleil. L'énergie solaire peut être classifiée en chaleur générée par les ondes électromagnétiques et en lumière produite par des photons. L'énergie solaire est la principale source de la plupart des autres formes d'énergie disponibles sur Terre. L'énergie solaire est directement ou indirectement convertie en d'autres formes d'énergie, par exemple l'énergie électrique produite à travers les technologies photovoltaïques (PV). La caractéristique la plus importante de l'énergie solaire est qu'elle est propre et ne nuit pas à l'environnement. A long terme, les centrales électriques PV feront une contribution significative à l'approvisionnement en énergie primaire dans tous les secteurs, notamment domestique, commercial, industriel et de transport. En outre, des facteurs tels que le soutien gouvernemental, le prix des combustibles fossiles, le coût des émissions de gaz à effet de serre CO₂ et les coûts des équipements des centrales PV affectent la croissance de la capacité d'installation des centrales PV [2].

2.1 Solaire thermique

Héritées des solutions des centrales thermiques à combustibles, les centrales solaires thermodynamiques permettent d'exploiter directement la chaleur rayonnée par le soleil pour chauffer de l'eau en vapeur via un fluide caloporteur. Un stockage intermédiaire de chaleur permet de lisser la production [3]. Pour la production à grande échelle, on trouve principalement deux grandes familles de systèmes solaires thermodynamiques. La première utilise des capteurs paraboliques, cylindro-paraboliques, également appelés « auges », au fond desquels se trouve un tube parcouru par un fluide caloporteur. Leur axe de rotation orienté Nord-Sud permet le suivi du soleil d'Est en Ouest [4]. La seconde famille exploite une tour contenant une chaudière vers laquelle est concentré le rayonnement capté par un champ d'héliostats. Le rendement de cette technologie s'est malheureusement révélé plus faible quand le rayonnement solaire est insuffisant, mais ces centrales peuvent être avantageusement couplées avec un autre mode de chauffage, par exemple au gaz. Le coût de production du kWh peut ainsi devenir compétitif et de très nombreux projets sont en préparation dans le monde [4].

2.2 Solaire photovoltaïque

La génération directe d'électricité à partir d'un rayonnement lumineux associée aux énormes ressources énergétiques solaires constitue, à long terme, l'un des principes les plus prometteurs de production d'énergie électrique. La conversion PV est statique, elle offre un total silence de fonctionnement et permet d'envisager une très grande fiabilité. Enfin, elle se prête extrêmement bien à une forte décentralisation en exploitant directement les surfaces de toitures des bâtiments. Nous allons revenir plus en détails pour cette technologie dans les prochains paragraphes qui suivent [5].

3. Rayonnement solaires

En traversant l'atmosphère, le rayonnement solaire est absorbé et diffusé au sol, on distingue plusieurs composantes :

3.1 Le rayonnement direct qui est reçu du solaire, directement sans diffusion par l'atmosphère. Ces rayons sont parallèles entre eux. Ils forment donc des ombres et peuvent être concentrés par les miroirs.

3.2 Le rayonnement diffus qui est constitué de la lumière diffusée par l'atmosphère, ce rayonnement est isotrope c'est-à-dire qu'on reçoit un rayonnement identique de toutes les directions de la voûte céleste.

3.3 L'albédo est la partie réfléchiée par le sol dépendant de l'environnement du site.

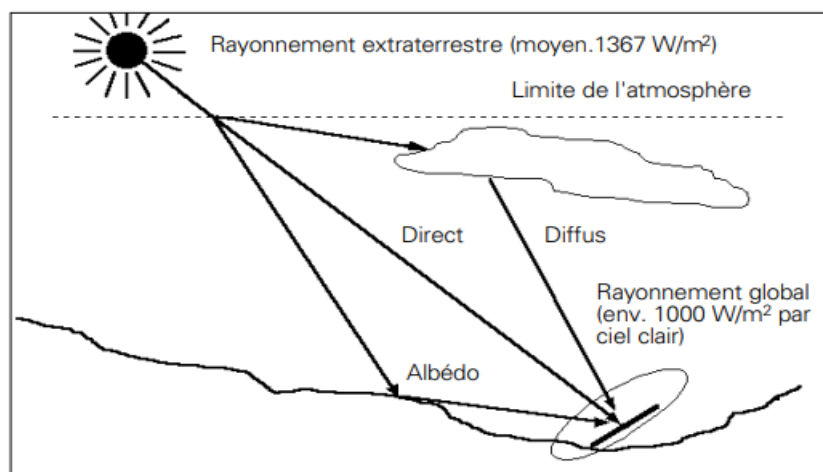


Figure I.1 : Composantes du rayonnement solaire : extraterrestre, global = direct + diffus + albédo [6].

Le rayonnement solaire est l'énergie électromagnétique émise par le Soleil. Il est composé de différentes longueurs d'ondes :

- Ultraviolet (UV) : longueur d'onde courte, compris entre 100 et 400 nanomètres.
- Lumière visible : longueur d'onde moyenne, compris entre 400 et 700 nanomètres. C'est ce que l'on peut voir à l'œil nu.
- Infrarouge (IR) : longueur d'onde longue, compris entre 700 et 1000 micromètres.
- Rayonnement micro-ondes : longueur d'onde encore plus longue, compris entre 1 millimètre et 1 mètre.
- Rayonnement radio : longueur d'onde encore plus longue, supérieure à 1 mètre.

Il est important de noter que seuls les rayonnements ultraviolet, visible et infrarouge contiennent de l'énergie utilisable pour la production d'électricité à travers les panneaux solaires PV.

4. Gisement solaire en Algérie

L'Algérie, compte tenu de sa position géographique, dispose de l'un des gisements solaire les plus élevés au monde. La durée d'insolation sur la quasi-totalité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement et peut même atteindre 3900 heures notamment dans les hauts plateaux et le Sahara. Ainsi, sur l'ensemble du territoire national, l'énergie solaire globale reçue par jour sur une surface horizontale d'un mètre carré varie entre 5.1 kWh au Nord et 6,6 kWh dans le Grand Sud (**Figure I.2-a**) [7].

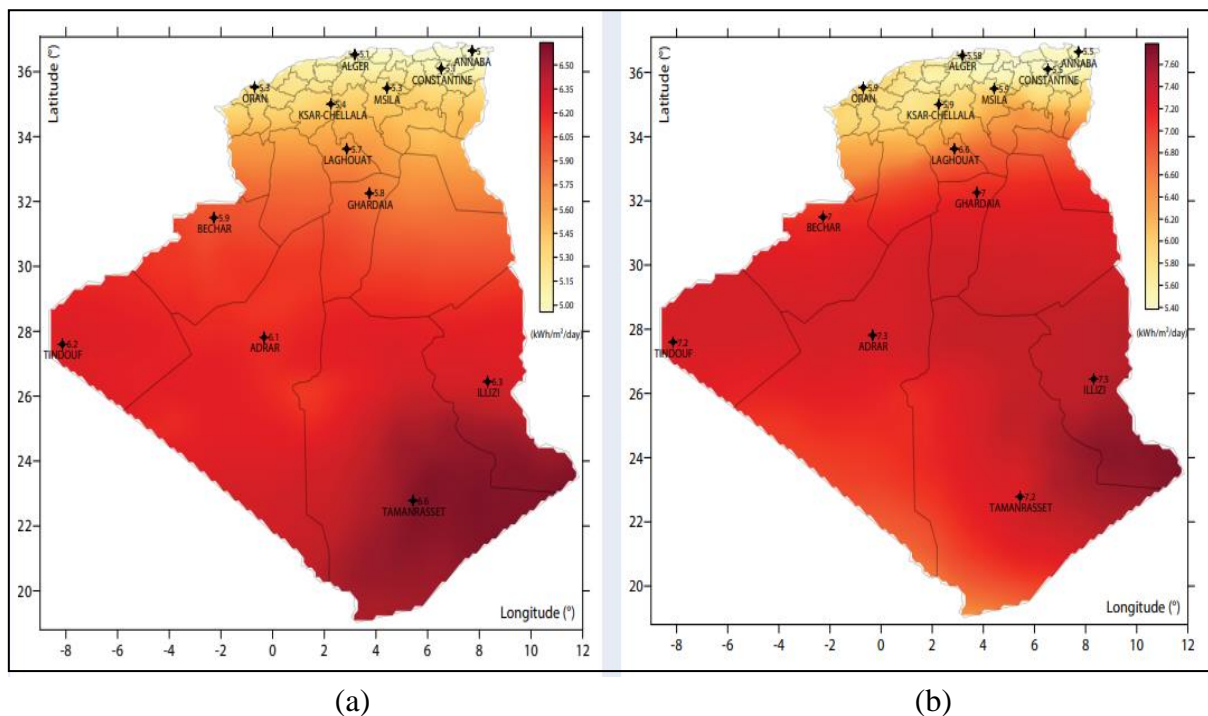


Figure I.2 : Gisement solaire de l'Algérie : **(a)** Energie solaire globale (ou GHI : Global Horizontal Irradiance) journalier sur une surface d'un m² ; **(b)** Rayonnement solaire direct (ou DNI : Direct Normal Irradiance) reçu par jour sur une surface d'un mètre carré.

Quant à l'irradiation solaire incidente provenant du disque solaire et atteignant directement la surface terrestre, sans avoir été dispersée par l'atmosphère, qui reste une donnée de base pour le solaire thermique à concentration (CSP), elle peut atteindre 5.5 kWh (Algier) jusqu'à 7.5 kWh (Illizi) par jour et par mètre carré (**Figure I.2b**) [7].

5. Principe de fonctionnement d'un générateur PV

5.1 La cellule photovoltaïque

La cellule solaire ou PV (**Figure I.3**), est fabriquée à l'aide de matériaux semi-conducteurs comme les transistors ou les puces dans un ordinateur. On peut la représenter comme une diode plate qui est sensible à la lumière. Quand un photon de lumière, d'énergie suffisante, heurte un atome sur la partie négative de cette diode, il excite un électron et l'arrache de sa structure moléculaire, créant ainsi un électron libre sur cette partie. Une cellule PV est fabriquée de manière à ce que cet électron libre ne puisse se recombiner facilement avec un atome à charge positive, avant qu'il n'ait accompli un travail utile en passant dans un circuit extérieur. Comme une pile chimique (c'est-à-dire une batterie), la cellule PV produira de l'électricité à courant continu (I_{cc}), mais son énergie produite sera fonction principalement de la lumière reçue par la cellule [5].

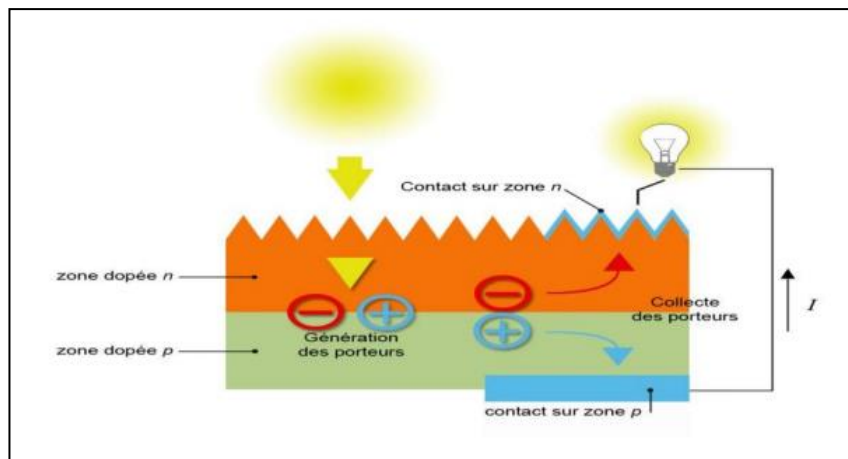


Figure I.3 : Principe de fonctionnement de la cellule PV.

5.2 Technologies de cellules photovoltaïques

Il existe plusieurs types des panneaux PV selon le type de matériaux utilisé dans les constructions [8], on peut citer :

- Silicium monocristallin,
- Silicium poly cristallin,
- Silicium amorphe,
- Arséniure de gallium,
- Tellurure de cadmium,
- Silicium en ruban.

5.3 Comparaison entre les différentes technologies de cellules PV

Tableau I.1 : Comparaison du rendement entre les différentes technologies de cellules PV [8].

| Technologie | Efficacité (%) | Coût (\$/W) | Avantages | Inconvénients |
|---------------------------------------|----------------|-------------|---|---|
| Silicium cristallin | 15-22 | 0,20-0,30 | Technologie établie, haute efficacité, longue durée de vie | Les coûts des matériaux et de la fabrication peuvent être élevés, fragilité et lourdeur |
| Couches minces | 10-13 | 0,20-0,30 | Coûts des matériaux moins élevés, flexibilité et légèreté | Efficacité inférieure, durée de vie plus courte, toxicité potentielle des matériaux |
| Tellure de cadmium (CdTe) | 16-21 | 0,20-0,25 | Haute efficacité, faible coût de fabrication | Disponibilité limitée des matières premières, toxicité potentielle du cadmium |
| Cuivre Indium Gallium Sélénium (CIGS) | 15-22 | 0,30-0,40 | Haute efficacité, flexibilité, finesse et légèreté | Disponibilité limitée des matières premières, défis de fabrication |
| PV organique (OPV) | 6-10 | 0,50-1,00 | Faible coût, légèreté, flexibilité | Faible efficacité, courte durée de vie, dégradation sous la lumière UV |
| Pérovskite | 20-25 | 0,20-0,30 | Haute efficacité, faible coût des matériaux, facile à fabriquer | Durée de vie courte, dégradation sous l'humidité et la lumière UV |

Le **Tableau I.1** compare différentes technologies de cellules photovoltaïques en termes d'efficacité, de coût et de leurs avantages et inconvénients respectifs. Il offre ainsi un aperçu clair des avantages et des utilisations spécifiques de chaque type de cellule, permettant de prendre des décisions éclairées lors du choix d'une technologie appropriée pour un projet solaire donné.

5.4 Caractéristiques de la cellule PV

Le Schéma équivalent simplifié d'une cellule PV est illustré dans la **Figure I.4**.

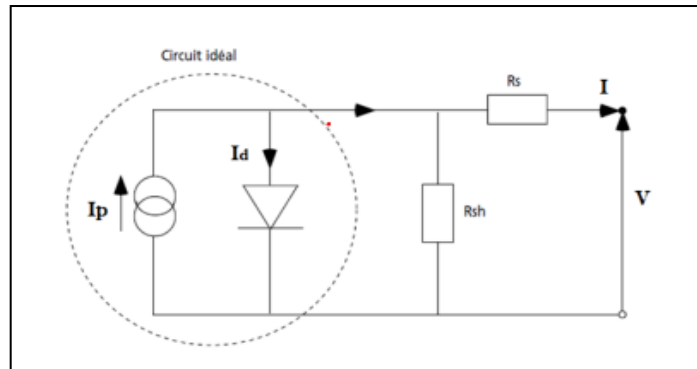


Figure I.4 : Schéma équivalent d'une cellule PV [5].

Une cellule PV comporte en réalité une résistance série (R_s) et une résistance en dérivation ou shunt (R_{sh}). Ces résistances auront une certaine influence sur la caractéristique I-V de la cellule (voir **Figure I.5**) [5] [9] :

- La résistance série est la résistance interne de la cellule ; elle dépend principalement de la résistance du semi-conducteur utilisé, de la résistance de contact des grilles collectrices et de la résistivité de ces grilles ;
- La résistance shunt est due à un courant de fuite au niveau de la jonction ; elle dépend de la façon dont celle-ci a été réalisée.

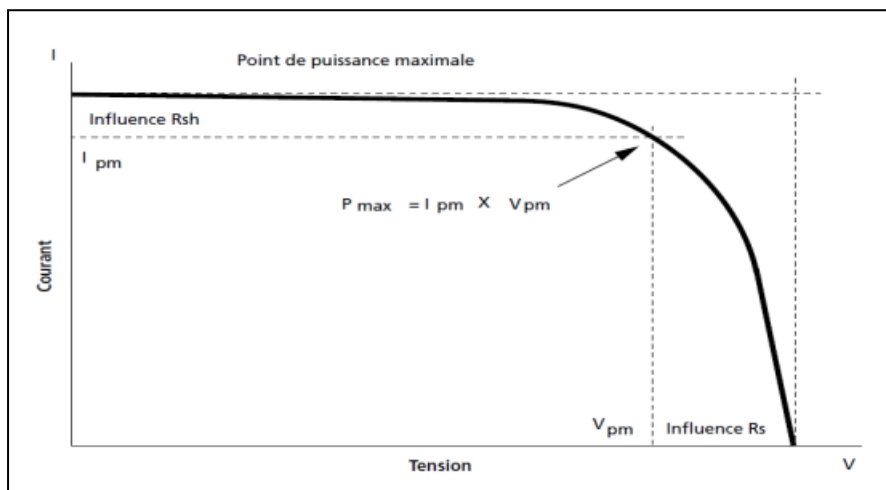


Figure I.5 : Influence des résistances shunt et série sur la caractéristique courant-tension d'une cellule PV [5].

5.5 Le module photovoltaïque

Afin d'augmenter la tension d'utilisation, les cellules PV sont connectées en série. La tension nominale du module est habituellement adaptée à la charge de 12, 18, ou 36 volts, et les modules auront donc généralement 36 cellules. De plus, la fragilité des cellules au bris et à la corrosion exige une protection envers leur environnement et celles-ci sont généralement encapsulées sous verre ou sous composé plastique. Le tout est appelé un module PV. Les modules peuvent également être connectés en série et en parallèle afin d'augmenter la tension et l'intensité d'utilisation [5].

5.5.1 Association en série

En additionnant des cellules ou des modules identiques en série, le courant de la branche reste le même mais la tension augmente proportionnellement au nombre de cellules en série (voir **Figure I.6**).

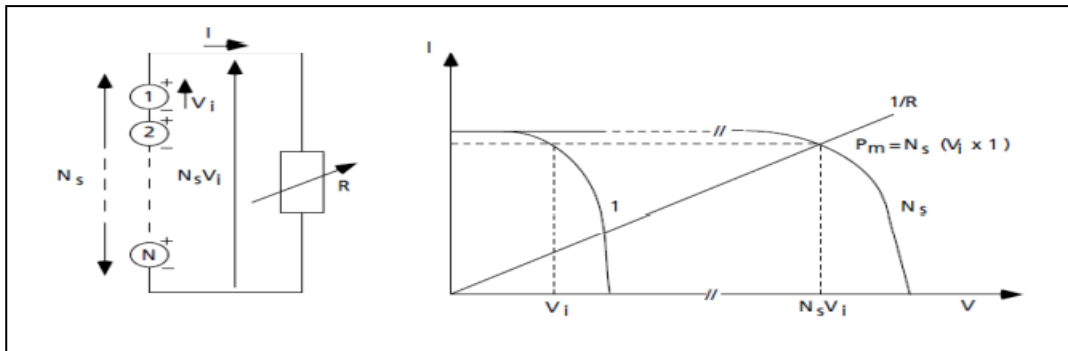


Figure I.6 : Cellules identiques en série [5].

5.5.2 Association en parallèle

En additionnant des modules identiques en parallèle, la tension de la branche est égale à la tension de chaque module et l'intensité augmente proportionnellement au nombre de modules en parallèle dans la branche (voir **Figure I.7**).

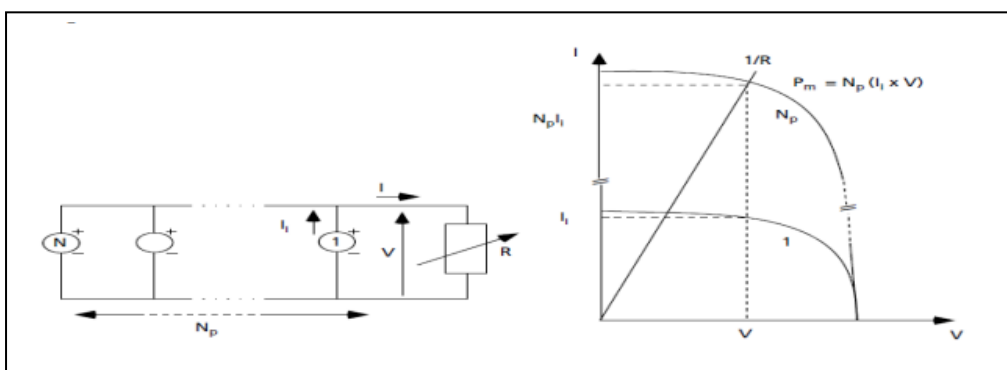


Figure I.7 : Cellules identiques en parallèles [5].

5.5.3 Association série-parallèle (panneau photovoltaïque)

Le générateur PV est constitué d'un réseau série-parallèle de nombreux modules PV, regroupés en panneaux PV constitués de modules identiques uniformément exposés et protégés par les diodes by-pass (voir **Figure I.8**) [10].

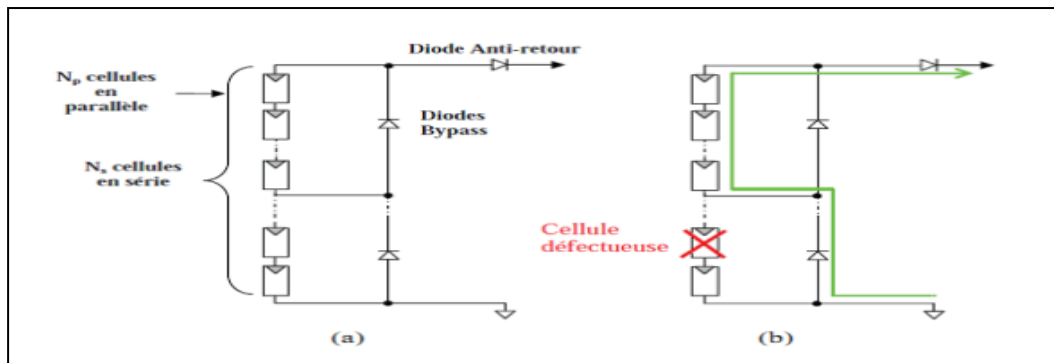


Figure I.8 : (a) Architecture classique d'un panneau solaire avec diodes de protection ; (b) Défaillance d'une des cellules du module PV et activation de la diode by-pass.

5.6. Installation photovoltaïque

Une installation PV, ou centrale solaire PV, produit de l'électricité grâce au rayonnement solaire (**Figure I.9**).

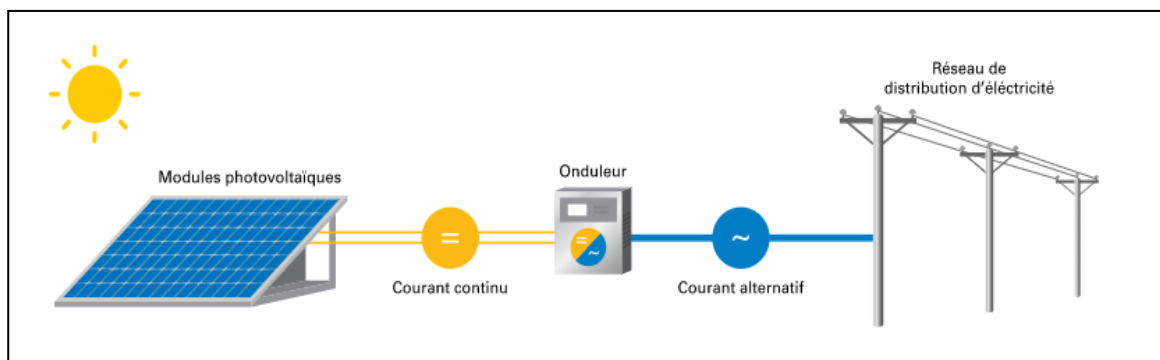


Figure I.9 : Synoptique simplifié d'une installation PV [11].

Dans une installation PV, les modules ou panneaux PV soumis au rayonnement solaire produisent du courant continu qui est transformé par un ou plusieurs onduleurs, en courant alternatif.

6. Onduleur Solaire

L'onduleur représente un composant très important pour les systèmes PV connectés au réseau. Il a trois tâches principales [12] :

- **Conversion de puissance** : convertit la puissance continue (dc) générée en puissance alternative (ac) avant d'être injectée dans le réseau principal ou dans le système AC de l'utilisateur. L'efficacité de conversion de l'onduleur est la caractéristique la plus importante. Une haute efficacité est souhaitable pour s'assurer que la plupart de la puissance générée par la centrale PV est utilisée et n'est pas perdue. L'efficacité de l'onduleur indique la proportion de courant continu (dc) en entrée qui est converti en courant alternatif (ac) délivré au réseau. Les onduleurs utilisés aujourd'hui ont généralement une haute efficacité et peuvent fonctionner à une efficacité allant jusqu'à 98 %.
- **Optimisation de puissance** : pour assurer un fonctionnement à puissance maximale. La courbe IV du module PV change avec la température et l'irradiance, et peut varier beaucoup et rapidement au cours d'une journée. L'onduleur doit trouver et suivre en permanence le point de puissance maximale de la centrale PV pour assurer un fonctionnement optimal. Cela permet de garantir que le générateur PV produit une puissance de sortie maximale. Il est essentiel que chaque onduleur ait cette fonction, appelée Suiveur du Point de Puissance Maximale (MPPT).
- **Qualité de puissance** : la puissance injectée dans le réseau doit répondre aux exigences de qualité de puissance spécifiées dans plusieurs normes. Cela inclut l'amplitude de tension correcte et la fréquence de la puissance alternative transformée, ainsi que d'autres aspects de la qualité de puissance.

L'onduleur doit surveiller le rendement de la centrale PV ainsi que le réseau, et signaler les problèmes et les déconnexions du réseau en cas de problèmes pour assurer la sécurité de la centrale PV et du réseau principal. Pour assurer une conversion d'énergie maximale, il est essentiel que l'onduleur identifie précisément les paramètres de changement, tels que le courant du réseau et la tension PV.

En raison du grand nombre d'onduleurs différents disponibles, certaines caractéristiques de conception doivent être considérées lors de la sélection de l'onduleur approprié pour un système PV. Cela inclut des choses comme la puissance nominale, la topologie du circuit, les topologies de câblage de module, etc.

6.1. Puissance nominale de l'onduleur

La première étape pour sélectionner l'onduleur est de choisir la bonne puissance nominale. La taille de l'onduleur peut varier de 5 kW pour les systèmes de toit résidentiels à 800 kW jusqu'à 2MW pour les centrales PV. La taille de l'onduleur dépend de la puissance de crête, qui est la puissance maximale que l'onduleur peut fournir, et de la puissance de fonctionnement typique, qui est la puissance que l'onduleur doit normalement fournir [12] [13].

6.2 Suiveur du Point de Puissance Maximale (MPPT)

La courbe IV des modules PV varie constamment en raison des changements d'irradiance solaire, de température et de conditions d'ombrage. Pour maximiser le potentiel du système PV, il est préférable de le faire fonctionner à son point optimal. Cela est réalisé en utilisant un Suiveur du Point de Puissance Maximale (MPPT) qui est intégré au système.

Les optimiseurs de puissance, tels que les convertisseurs DC/DC, sont utilisés pour maximiser le fonctionnement des chaînes de modules PV en utilisant le MPPT. Les modules sont souvent connectés en séries pour obtenir des tensions plus élevées, mais, si un module dans une chaîne est partiellement ombragé, la sortie de courant de ce module peut être considérablement réduite, ce qui entraîne une réduction du courant de sortie de l'ensemble de la chaîne. Ce changement entraîne une modification du point de fonctionnement par le système MPPT, déplaçant le reste des modules loin de leur meilleure performance [14] [15].

L'inclusion d'optimiseurs de puissance permet de compenser les pertes causées par des déséquilibres électriques, tels que les différences de courant entre les modules ou les ombrages partiels. Ces déséquilibres peuvent s'aggraver au fil du temps et réduire l'efficacité énergétique des groupes PV. Pour garantir le fonctionnement au point de puissance maximale, des convertisseurs buck-boost peuvent être utilisés pour ajuster la tension [14]. Différents algorithmes, tels que l'approche perturbation-observation et la méthode de la conductance incrémentale, sont utilisés pour trouver ce point de puissance maximale. Des détails supplémentaires sur ces méthodes peuvent être trouvés dans la littérature spécialisée, et ne sont présentés dans cette thèse.

6.3 Topologies d'onduleurs

Dans la conception de centrales électriques PV, l'arrangement en série et en parallèle de modules PV vers des onduleurs, diverses configurations pour la connexion des onduleurs et leurs tailles sont spécifiées. Pour chaque configuration, la puissance des onduleurs peut varier de quelques centaines de watts à plusieurs kilowatts et jusqu'à des mégawatts. La **Figure I.10** montre les différentes topologies courantes d'onduleurs qui sont décrites dans les sections suivantes [16].

6.3.1 Onduleur centralisé

Pour les onduleurs centralisés (**Figure I.10a**), les chaînes PV, générant une tension suffisamment élevée pour qu'il n'y ait pas besoin d'amplification, sont connectées en parallèle dans une boîte de connexion de générateur, puis connectées à un onduleur qui alimente l'énergie générée sur le réseau [17]. Les inconvénients et les limites liés aux onduleurs centralisés sont les câbles DC à haute tension entre les modules et l'onduleur, les pertes de déséquilibre entre les modules en raison de l'ombrage et les pertes de puissance dues au MPPT centralisé. Les avantages du système sont la nécessité d'un seul onduleur.

La plupart des onduleurs centralisés utilisés sont à commutation de ligne avec une commutation PWM à des fréquences élevées supérieures à 16 Hz [18]. Les grands harmoniques de courant et la faible qualité de l'énergie en raison des onduleurs à commutation de ligne sont des raisons pour lesquelles de nouvelles topologies d'onduleurs plus performantes sont nécessaires [19].

6.3.2 Onduleur string

Une version réduite de l'onduleur centralisé est l'onduleur string (**Figure I.10b**) où chaque chaîne de modules PV est munie d'un onduleur. L'utilisation d'onduleurs de chaîne permet d'ajuster de manière indépendante la tension et le courant de sortie de chaque chaîne de modules PV en séries, ce qui permet d'optimiser la production d'énergie de chaque chaîne. Ils sont souvent utilisés dans les petites et moyennes installations solaires PV. Il est possible d'avoir des MPPT (Maximum Power Point Tracking) séparés pour chaque chaîne de modules, cela permet de surveiller les performances de chaque chaîne individuellement, ce qui facilite la détection et la résolution de tout problème ou défaut éventuel. Il convient de noter que la topologie de l'onduleur de chaîne est supérieure à celle de l'onduleur centralisé en termes de fiabilité, de réduction des pertes de segment CC et de pertes de déséquilibre [20]. Cependant le nombre élevé d'onduleurs génèrera un surcoût par rapport à la topologie précédente.

6.3.4 Onduleur Multi-String

Les onduleurs multi-string (**Figure I.10c**) combinent l'avantage d'un rendement énergétique élevé des onduleurs string et le faible coût et la simplicité des onduleurs centralisés. Dans cette topologie, chaque chaîne de modules PV a son propre convertisseur DC/DC avec MPPT, et les sorties de plusieurs convertisseurs DC/DC sont connectées à un onduleur DC/AC. Cette configuration est souhaitable pour les systèmes PV de petite taille en raison de ses caractéristiques techniques, elle permet une optimisation individuelle de la production d'énergie de chaque chaîne, Cependant, les principaux inconvénients sont l'augmentation des coûts initiaux d'approvisionnement et d'installation ainsi que les coûts de maintenance pour les centrales PV à grande échelle (LS-PVPP) en raison de la nécessité de plusieurs convertisseurs DC/DC [20].

6.3.5 Onduleur de module

Les onduleurs de module (**Figure I.10d**) sont directement connectés à l'arrière de chaque module PV et génèrent de l'énergie électrique alternative. Les avantages de ce concept sont qu'il élimine les pertes de déséquilibre entre les modules. Chaque module a son propre MPPT et peut être surveillé individuellement. Cette configuration est attrayante pour les centrales solaires PV de petite taille en termes de caractéristiques techniques. Cependant, leurs principaux inconvénients sont l'augmentation des coûts initiaux d'approvisionnement et d'installation ainsi que les coûts de maintenance pour les LS-PVPP [20].

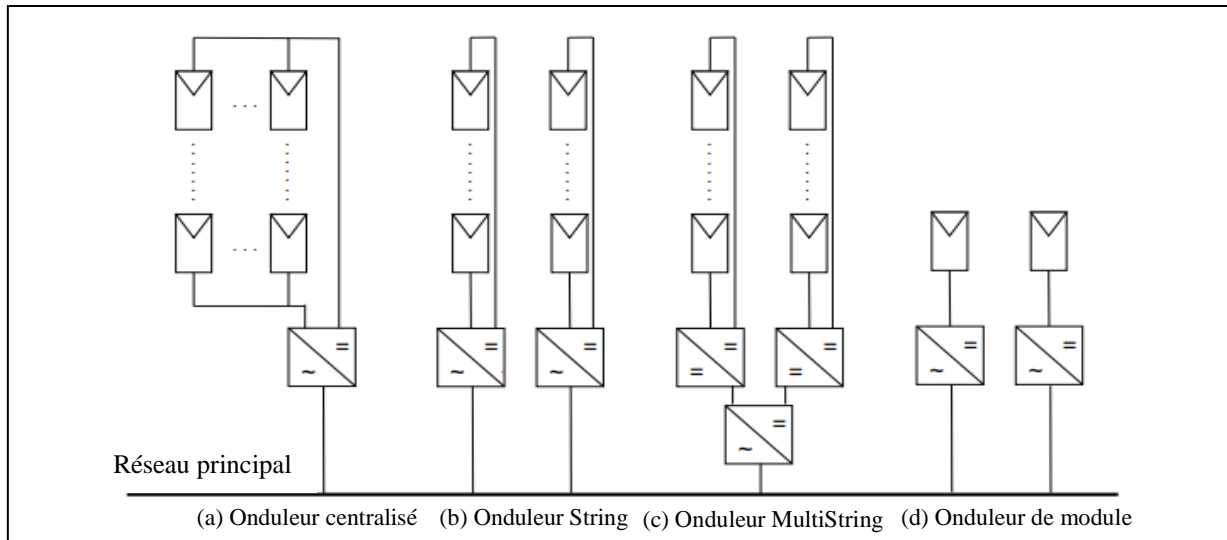


Figure I.10 : Différentes topologies d'onduleurs.

7. Centrale solaire photovoltaïque

Une centrale solaire PV est un système de production d'énergie électrique qui utilise des panneaux solaires pour convertir l'énergie solaire en énergie électrique. Ces panneaux solaires sont composés de cellules PV qui transforment la lumière du soleil en électricité. Cette électricité est ensuite envoyée vers un onduleur qui la convertit en courant alternatif, compatible avec les réseaux électriques.

Il existe deux catégories de centrales solaires PV : les centrales classiques et les centrales concentrées. Contrairement aux centrales classiques, les centrales concentrées utilisent des lentilles courbées ou des miroirs pour concentrer la lumière du soleil sur des cellules PV haute efficacité. Une centrale concentrée possède un suiveur solaire et un système de refroidissement, dans certains cas, pour augmenter encore davantage l'efficacité de la centrale. En fonction de l'application, les centrales solaires PV sont divisées en cinq catégories comme brièvement expliqué ci-dessous.

7.1 Centrales solaires photovoltaïques connectées au réseau

Les centrales solaires PV sont généralement connectées au réseau électrique local. Le diagramme schématique d'une centrale solaire PV connectée au réseau est montré dans la **Figure I.11**. Pour une centrale solaire PV connectée au réseau, l'électricité produite est soit consommée immédiatement par les charges locales, soit vendue aux compagnies d'approvisionnement en électricité. Les charges locales peuvent inclure des consommateurs commerciaux et/ou industriels. Pour une centrale solaire PV connectée au réseau, le réseau agit comme un système de stockage d'énergie et, par conséquent, il n'est pas nécessaire d'avoir un système de stockage de batteries. Le soir, lorsque la centrale solaire PV est incapable de

produire de l'énergie, l'électricité requise peut être achetée à nouveau à partir du réseau électrique [13].

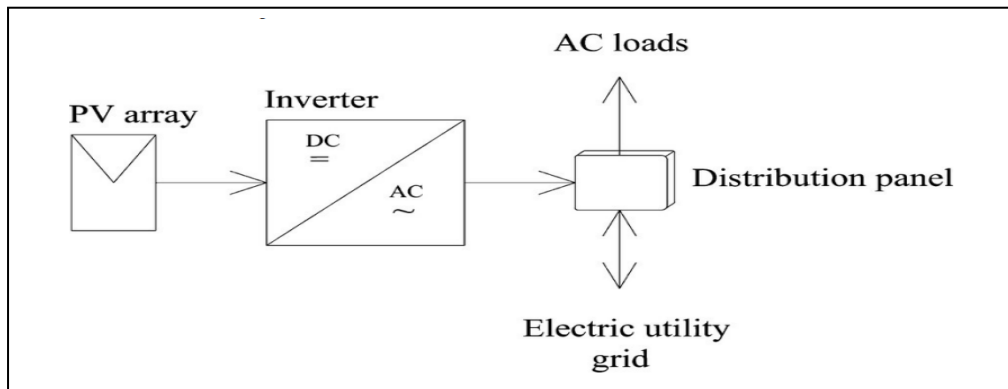


Figure I.11 : Schéma de principe d'une centrale PV connectée au réseau [13].

7.2 Centrale solaire photovoltaïque autonome

Les centrales solaires PV autonomes sont utilisées dans les zones éloignées qui n'ont pas accès au réseau électrique. Une centrale solaire PV autonome fonctionne indépendamment du réseau, avec une partie de l'énergie produite stockée dans des systèmes de stockage d'énergie tels que des batteries. Un schéma de principe d'une centrale solaire PV autonome est montré dans la **Figure I.12**. Une centrale solaire PV autonome comprend des modules PV, un onduleur, des batteries et un contrôleur de charge. L'onduleur convertit le courant continu généré par les modules PV en courant alternatif pour les applications AC. La centrale solaire peut alimenter à la fois les charges en courant continu et en courant alternatif [21].

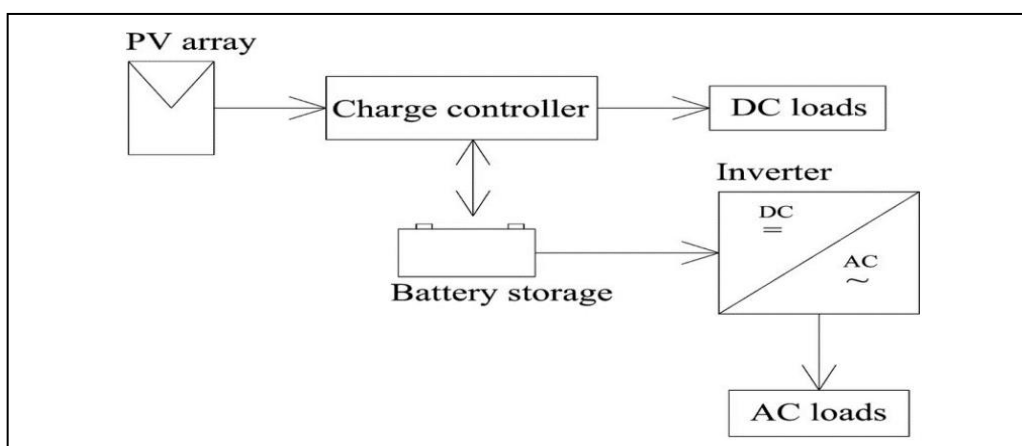


Figure I.12 : Schéma de principe d'une centrale PV autonome [21].

7.3 Centrale solaire photovoltaïque directement couplée

Dans une centrale solaire PV directement couplée, l'ensemble de panneaux solaires est connecté directement à la charge. Le diagramme schématique d'une centrale solaire PV directement couplée est montré dans la **Figure I.13**. La charge ne peut fonctionner que lorsqu'il y a un rayonnement solaire et, par conséquent, cette centrale a des applications limitées. Une application de ce type de centrale est le pompage d'eau, où la charge fonctionne tant que le soleil est présent, et au lieu de stocker l'énergie électrique, l'eau est généralement stockée [22].

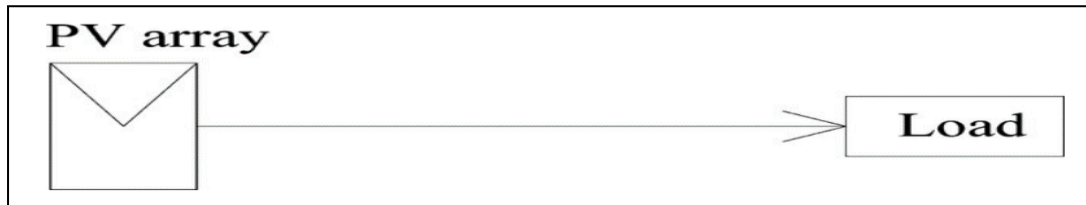


Figure I.13 : Schéma de principe d'une centrale PV directement couplée [22].

7.4 Centrale solaire photovoltaïque connectée hybride

Dans la centrale solaire PV hybride, plus d'un type de générateur est utilisé. Dans ce type de centrale électrique, l'un des générateurs est une centrale solaire PV. Les autres générateurs peuvent être une éolienne, un générateur à moteur diesel ou le réseau électrique. Le moteur diesel peut également être une source d'électricité renouvelable lorsque le moteur est alimenté avec des biocarburants. Le schéma de la centrale solaire PV connectée en hybride est montré dans la **Figure I.14**. La centrale peut fournir de l'électricité pour les charges DC et AC [22].

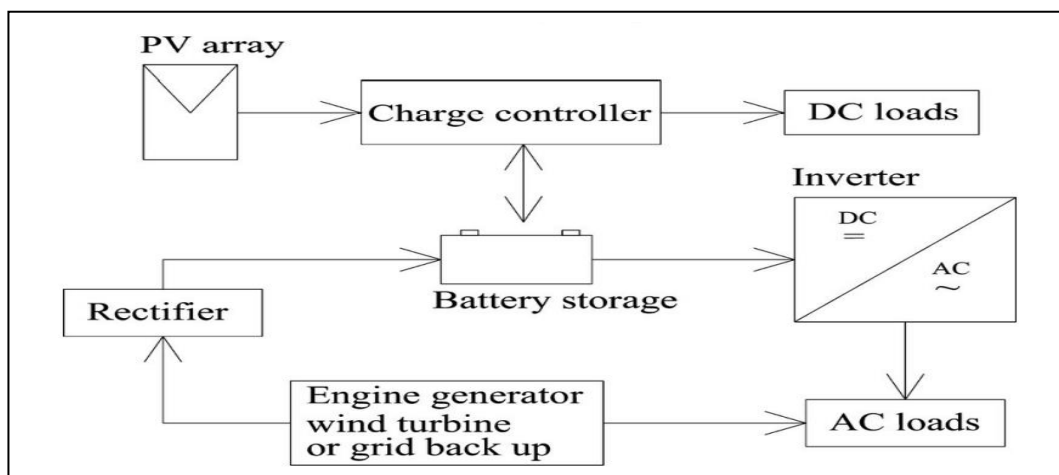


Figure I.14 : Schéma de principe d'une centrale PV connectée hybride [22].

7.5 Centrale photovoltaïque de stockage d'énergie de réseau

La **Figure I.15**, montre le schéma de principe d'une centrale PV de stockage d'énergie de réseau. Le stockage d'énergie de réseau peut être considéré comme un modèle spécial de centrale connectée hybride. Ce type de centrale est utilisé pour les pays où la tarification garantie pour l'électricité varie selon les conditions de charge de pointe, faible et moyenne. Pendant les périodes où la tarification garantie pour l'électricité est plus faible, l'énergie produite par la centrale est stockée dans des batteries. Lorsque le taux de tarification est plus élevé en période de charge de pointe, l'énergie stockée est injectée dans le réseau pour augmenter les revenus annuels de la centrale.

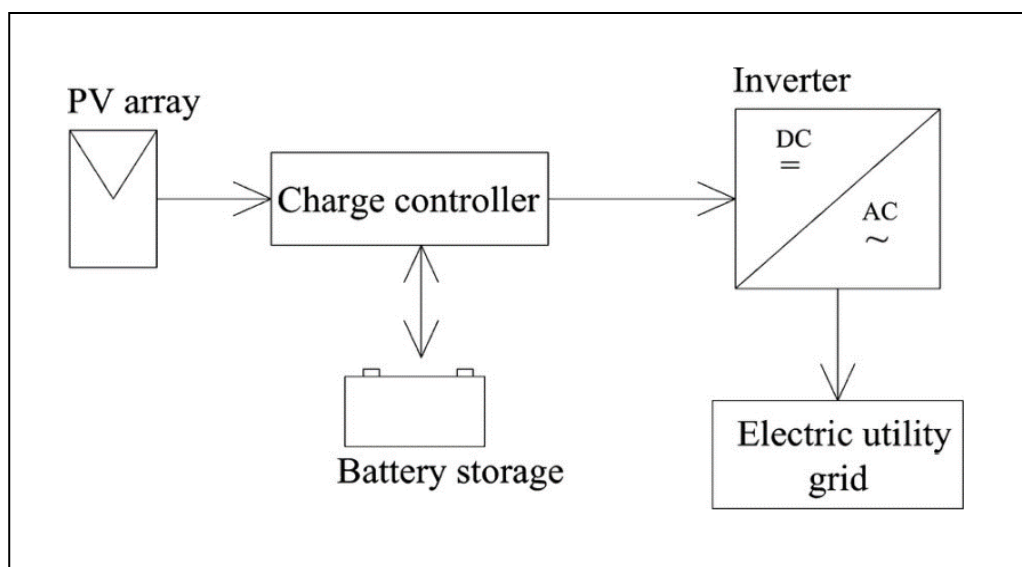


Figure I.15 : Schéma de principe d'une centrale PV de stockage d'énergie de réseau [22].

Les centrales PV peuvent être installées presque partout. En fonction de l'emplacement d'installation, les centrales PV sont divisées en trois catégories principales : **Résidentiel, industriel et commercial**, et à **grande échelle**. La **Figure I.16**, montre les types de centrales PV en fonction de leur emplacement d'installation. Un système PV résidentiel fournit de l'énergie à une maison et/ou au réseau. Une centrale PV commerciale et industrielle fournit de l'énergie à une organisation commerciale ou à une usine industrielle. Une centrale PV à grande échelle fournit de l'énergie au réseau. Les propriétaires peuvent bénéficier de l'installation d'un système PV dans leur propriété presque partout.

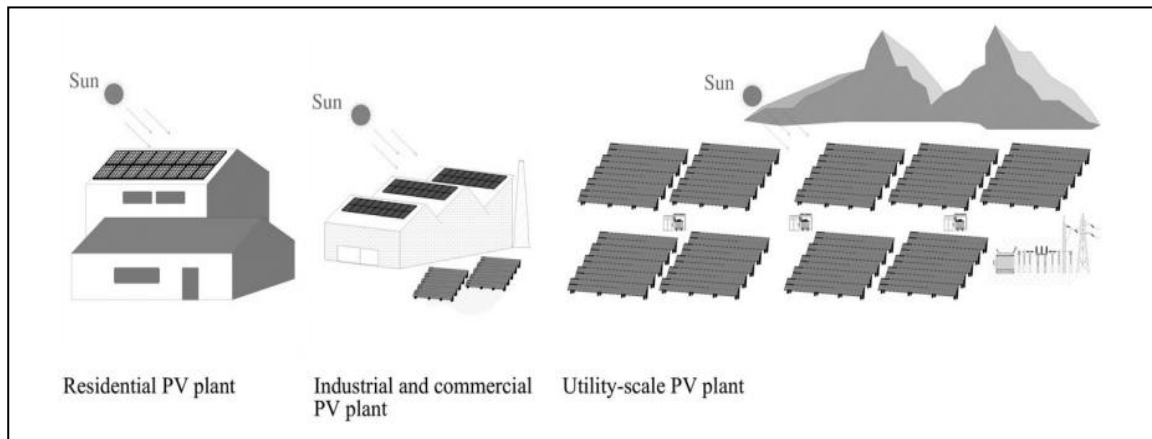


Figure I.16 : Différents types de centrales PV en fonction de leur emplacement d'installation [23].

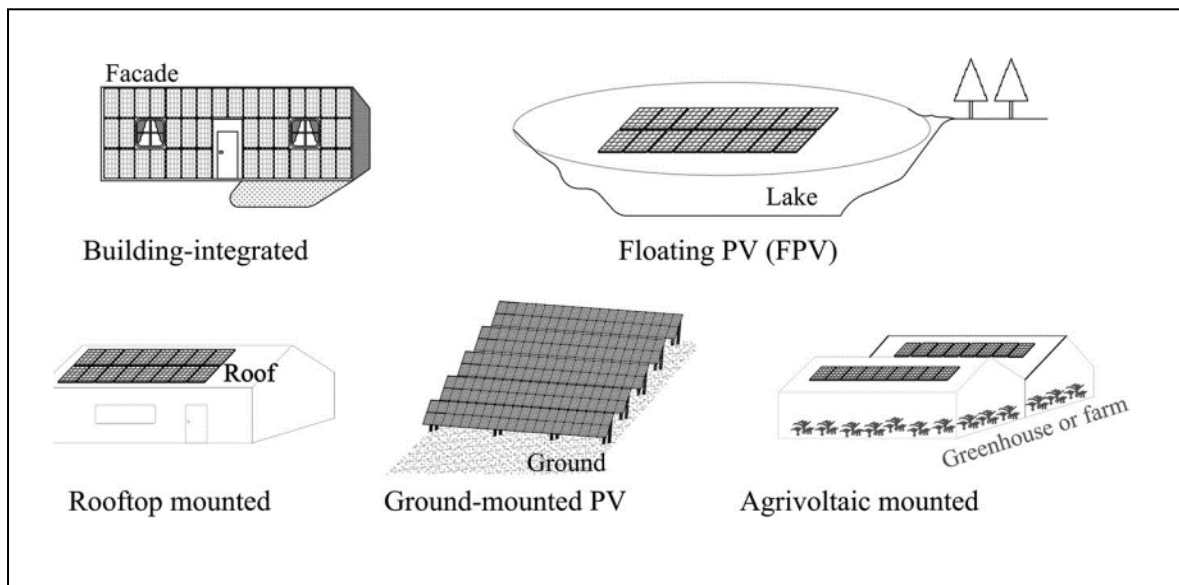


Figure I.17 : Classification des centrales PV en fonction de leurs emplacements de montage [24].

La **Figure I.17** montre les cinq catégories de centrales PV commerciales, industrielles et de grande échelle, à savoir : **les centrales installées au sol, les centrales flottantes, les centrales intégrées aux bâtiments, les centrales installées sur les toits et les centrales agrivoltaïques ou agrophotovoltaïques**. Une centrale installée au sol est installée sur une terre, tandis qu'une centrale flottante est installée sur un lac d'eau. Dans une centrale intégrée aux bâtiments, les panneaux solaires sont placés dans la façade d'un bâtiment. Une centrale agrivoltaïque ou agrophotovoltaïque est installée dans une serre ou une ferme agricole, et une centrale installée sur le toit est installée sur le toit d'une maison, d'un bâtiment ou d'une usine [24].

7.6 Classification des centrales photovoltaïques en termes de leurs tailles

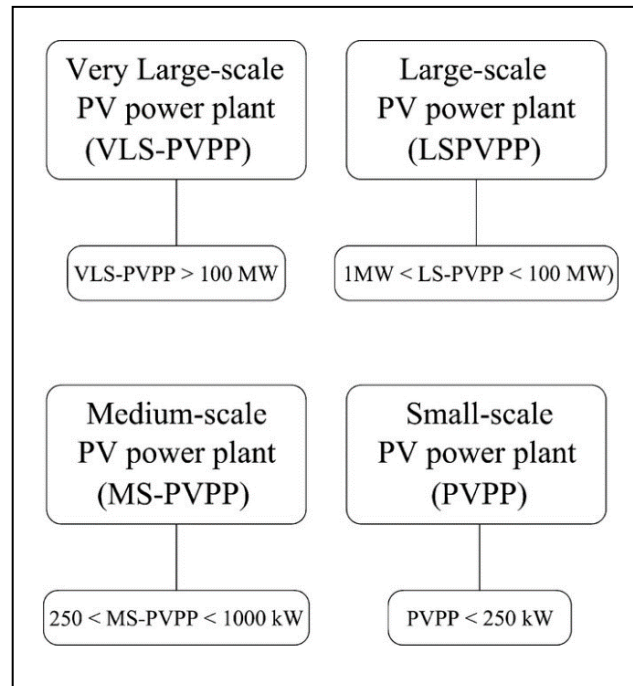


Figure I.18 : Classification des centrales PV en fonction de leurs tailles. [25].

La **Figure I.18**, montre que les centrales PV peuvent être classées en quatre groupes selon leur puissance de sortie : de petite échelle, de taille moyenne, de grande échelle et très grande échelle [25]. Les centrales PV de grande échelle sont connues sous le nom de fermes solaires et les centrales PV très grandes sont communément appelées parcs solaires. En plus d'une sous-station de distribution, les centrales PV de grande échelle et très grande échelle ont généralement une ou plusieurs sous-stations de transmission ou de sous-transmission.

8. Etude de faisabilité

8.1 Introduction

Des études de faisabilité sont effectuées avant la réalisation d'une centrale PV. Dans ces études, l'installation PV est évaluée d'un point de vue technique, juridique et économique afin d'analyser les problèmes tels que l'espace requis, l'ombrage des panneaux et l'accès au réseau électrique. Dans ce qui suit, d'abord, les points clés et les définitions générales des études de faisabilité des centrales PV sont présentés. Ensuite, les critères et les exigences du rapport d'études de faisabilité sont présentés [6] [10] [11] [26].

8.2 Études de faisabilité préliminaires

Les études de faisabilité pour les centrales PV à grande échelle comprennent deux étapes : les études de faisabilité préliminaires et les études de faisabilité. Dans les études préliminaires, la faisabilité de la construction d'une centrale PV est évaluée d'un point de vue technique, économique et juridique. Dans ces études, le meilleur site pour la construction de la centrale est sélectionné en fonction de divers critères [11]. De plus, l'obtention des permis est examinée et les coûts de construction de la centrale PV sont estimés. Une fois le plan initial de la centrale PV est justifié, les études de faisabilité technique et économique sont réalisées plus en détail par des spécialistes et consultants expérimentés. Un rapport d'études de faisabilité est alors établi conformément à la norme internationale. Le rapport fournit des données relatives au site de la centrale, y compris le rayonnement solaire et des informations météorologiques. Diverses études de faisabilité à mener pour une centrale PV à grande échelle sont présentées à la **Figure I.19**. Dans les sections suivantes, ces études sont décrites.

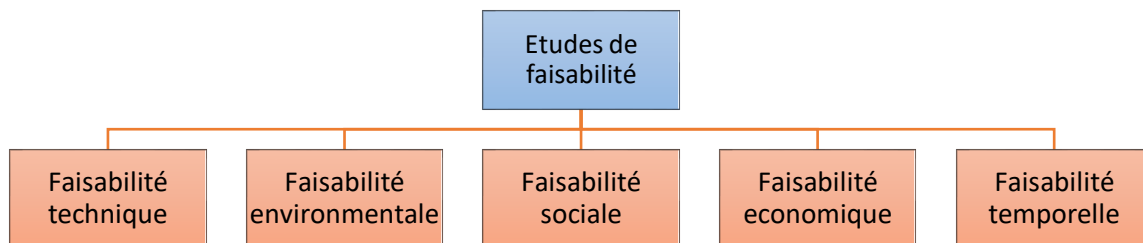


Figure I.19 : Sujets d'étude de faisabilité.

8.3 Etude de faisabilité technique

L'étude de faisabilité technique concerne le développement physique d'une centrale PV. Dans l'étude de faisabilité technique, les critères liés à la sélection du site de la centrale PV sont évalués.

8.3.1 Sélection du site

Choisir un site approprié pour une LS-PVPP est extrêmement important en raison de son impact direct sur la production d'énergie de la centrale, les revenus, l'environnement et la société. Les sections suivantes présentent les critères de sélection de site les plus importants :

8.3.1.1 Potentiel solaire

L'un des critères de sélection du site est la quantité de l'irradiation solaire journalière et annuelle. Afin de construire une centrale PV dont les revenus de production correspondent au capital de la centrale, il est nécessaire d'estimer la quantité de l'irradiation solaire journalière et annuelle sur le site sélectionné. Les informations nécessaires pour estimer la quantité de l'irradiation solaire sont disponibles dans les atlas mondiaux disponibles sur les sites internet des organisations nationales et internationales.

8.3.1.2 Superficie et géométrie du terrain

La superficie nécessaire pour chaque kilowattheure d'une centrale PV dépend de plusieurs facteurs, notamment l'efficacité des modules solaires, la quantité de rayonnement solaire, l'emplacement géographique et la forme géométrique du terrain, les distances d'ombrage et la structure des panneaux qui peut être fixe ou mobile. Le site devrait disposer d'un espace suffisant pour minimiser la distance d'ombrage qui réduit la production PV.

8.3.1.3 Conditions climatiques

Il est très important d'étudier les conditions climatiques de la région où le site d'étude est sélectionné. Les conditions climatiques affectent la production annuelle d'une centrale PV et le matériel de la centrale. Cela, à son tour, affecte les coûts de conception et de construction d'une centrale PV. Pour un site d'étude, des données météorologiques à long terme sont collectées pour évaluer les conditions climatiques [6] [11]. S'il n'y a pas de station météorologique à proximité du site, les données nécessaires sont extraites à l'aide d'un logiciel météorologique par satellite.

Les données météorologiques les plus importantes nécessaires pour évaluer un site de centrale PV sont la vitesse et la direction du vent, la température ambiante, les précipitations, l'humidité et la dispersion des nuages tout au long de l'année. Pour calculer les efforts mécaniques du vent et de la neige sur la structure supportant les panneaux solaires, ces informations doivent être collectées pour le site. Dans les zones où la quantité de précipitations et la densité des nuages sont élevées, le choix de panneaux solaires avec une technologie appropriée a un impact important sur la quantité d'énergie produite par la centrale PV.

8.3.2 Production annuelle d'électricité

Le paramètre le plus important après la sélection du site est la production d'électricité annuelle estimée d'une centrale PV. La quantité d'électricité produite par une centrale est utilisée pour calculer son chiffre d'affaires annuel et ses études financières. L'estimation précise de la production d'électricité annuelle d'une centrale PV est réalisée par des logiciels et des simulations spécifiques.

8.3.3 Spécifications techniques de l'équipement

Les spécifications techniques d'un équipement de centrale PV doivent être compatibles avec les conditions géographiques et atmosphériques du site de la centrale, telles que l'altitude, l'humidité, la température et d'autres paramètres climatiques. Dans les études de faisabilité, les spécifications techniques des équipements mécaniques et électriques sont passées en revue pour s'assurer qu'une centrale PV ne subit pas de pannes et de conséquences importantes pendant sa période d'exploitation.

8.3.4 Processus d'exécution et de construction

Pour le site sélectionné et avant la conception de la centrale, une feuille de route pour les processus d'exécution et de construction doit être spécifiée. La feuille de route comprend les étapes d'exécution et de construction, ainsi que la manière utilisée pour la construction de la centrale et l'installation des équipements [6]. L'élaboration d'une feuille de route garantit qu'aucun risque ou événement majeur lors de la construction de la centrale PV ne se produit.

8.3.5 Plan du site

Le plan du site d'une centrale PV montre la disposition des panneaux solaires et autres équipements, en tenant compte des distances d'ombrage. Le plan du site spécifie l'espace utilisable du terrain, la géométrie du site, la pente du terrain, la proximité, les passages d'accès, les conditions climatiques, la topographie du site, les voies navigables de surface, les dimensions du bâtiment, les distances d'ombrage proches et lointaines, les clôtures, les interrupteurs et les transformateurs, les conduits de câble.

8.4 Faisabilité environnementale

Les centrales PV nécessitent de grandes surfaces de terrain. Les zones semi-désertiques, désertiques et industrielles conviennent aux centrales PV. Les espaces verts et les zones de biodiversité animale ne doivent pas être sélectionnés pour la construction de centrales PV. Dans les études de faisabilité environnementale, sont pris en compte :

- Les enjeux environnementaux et leurs méthodes de contrôle.
- Moyens de compenser les dommages à l'environnement après la mise en œuvre de la centrale.
- Méthodes de surveillance et de contrôle continus des impacts environnementaux de la construction et de l'exploitation de la centrale.
- Ampleur des changements dans les écosystèmes végétaux et animaux et migration.
- Taux de réduction de la pollution atmosphérique.
- Méthodes de recyclage ou d'élimination des déchets des centrales PV.

8.5 Faisabilité sociale

Les études de faisabilité sociale sont examinées sous deux aspects qui sont expliqués ci-dessous.

- **Ressources humaines :** La disponibilité des ressources humaines nécessaires à la construction et à l'exploitation d'une centrale PV doit être étudiée. En outre, la possibilité de subvenir aux besoins vitaux des employés et des travailleurs devrait être envisagée. Les besoins vitaux comprennent le logement, la nourriture, le transport et l'accès aux soins de santé, aux divertissements, aux activités sociales, aux télécommunications et à Internet.
- **Justification sociale :** La justification sociale de la construction d'une centrale PV pour répondre aux besoins de la société voisine doit être étudiée. Si une centrale PV ne répond pas aux besoins de sa société, elle n'est pas socialement justifiée. Les études de justification sociale incluent l'emploi direct et indirect, la croissance économique, les impacts sur la qualité de vie et la santé, la population et l'immigration.

8.6 Faisabilité économique

Dans les études de faisabilité économique, le modèle financier d'une centrale PV est nécessaire pour prévoir les coûts d'investissement et d'exploitation, ainsi que ses revenus. En évaluant les indicateurs financiers et économiques, le taux de retour sur investissement peut être optimisé [26-30].

L'étude de faisabilité économique fait partie des premières formalités d'un projet.

- Cette étude permet d'avoir une idée globale du contexte technique et économique du projet.
- Elle permet d'estimer la rentabilité d'un système grâce à des calculs d'estimation tels que le **LCOE** (Levelized Cost of Energy) et la **VAN** (Valeur Actualisée Nette).
- Grâce à ces deux derniers calculs, on peut estimer la rentabilité du système et décider si on veut investir sur le projet selon le résultat obtenu.

Valeur Actualisée Nette (VAN) : La valeur actualisée nette (**VAN**) est le critère de mesure de rentabilité d'un investissement, si la **VAN** est positive, cela veut dire que la valeur actualisée de recettes prévues est supérieur au montant de l'ensemble des capitaux investis.

Ce qui veut dire que la **VAN** est un élément déterminant avant la prise de décision sur un projet elle s'exprime par :

$$VAN = \sum_{t=1}^N \frac{\text{cash flow}_t}{(1+\text{taux})^t} - I$$

Le cash-flow ce sont les flux de la trésorerie net générés par le projet. Il prend en compte les recettes nettes prévues durant l'exploitation. Cette formule est plus adaptée aux flux de trésorerie constants

Bien que la *VAN* soit un élément décisif pour la prise de décision sur un projet quelconque, elle reste quand même estimative du fait de la difficulté à prévoir notamment les recettes nettes d'exploitation ainsi que le taux d'actualisation.

LCOE (Levelized Cost Of Energy)

C'est le coût actualisé de l'énergie. Le *LCOE* fait partie de l'un des critères clé pour l'évaluation d'un projet, il nous permet d'évaluer le coût complet de la production d'un système sur sa durée de vie.

- Mathématiquement, le *LCOE* est un ratio des coûts actualisés c'est-à-dire l'évaluation du *LCOE* se fait à différents moments de temps avec un taux d'actualisation qui varie dans le temps.
- Le *LCOE* est la somme du *CAPEX* et de l'*OPEX* actualisés divisé par la quantité d'énergie produite actualisée.

❖ Le *LCOE* s'exprime en €/kWh est donné par :

- Sans actualisation du *CAPEX* :

$$LCOE = \frac{CAPEX + \sum_{t=1}^n \frac{OPEX}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{Energie (annuelle)}{(1+r)^t}}$$

- Avec actualisation du *CAPEX* (recommandé) :

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{It + Mt + Ft}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{Et}{(1+r)^t}}$$

It : dépenses d'investissements (**CAPEX**)

Mt : dépenses d'opérations et de maintenances (**OPEX**)

Ft : dépense de combustibles

Et : production annuelle d'énergie

r : taux d'actualisation

n : durée de vie du système

❖ Calcul du **LCOE** :

- Nécessité une connaissance de la technologie (PV, Éolien, etc.)
- Le **CAPEX** et l'**OPEX** sont donnés par :
 - $CAPEX = CM + CBOS + CL$ où
 - **CM** (coût des modules),
 - **CBOS** (coût de la balance du système, ce sont les coûts de tous les composants qui constituent le système PV à l'exception des panneaux entre autres les onduleurs, les câbles, structure du support mécanique, les dispositifs de protection (fusible) etc.) et **CL** (coût de la main d'œuvre).
 - $OPEX = Cop + Cmain$ où :
 - **Cop** (coût des opérations incluant les opérations administratives).
 - **Cmain** (coût de maintenance incluant remplacement, nettoyage, gestion, inspection et surveillance du système).

Le **LCOE** permet de décider vers quelle source d'énergie. Donc c'est le prix minimum auquel l'énergie doit être vendue pour atteindre le seuil de rentabilité pendant la durée de vie du système.

8.7 Faisabilité temporelle

La planification et le contrôle sont l'un des aspects les plus importants de la gestion de la construction d'une centrale PV. Dans les études de faisabilité, le temps d'achèvement de la centrale PV est estimé. Les études de faisabilité du calendrier comprennent les éléments suivants :

- Calendrier des phases de la centrale PV.
- Structure de répartition du travail (WBS) et activités.
- Temps de chaque activité.
- Diagramme de Gantt des activités.
- Ressources de financement.
- Planification et durée de la construction de la centrale, coût et ressources de direction.
- Chemin critique de la centrale PV et relation temps-coût.

9. Etudes de raccordement au réseau

9.1 Introduction

Le raccordement des sources de production distribuée telles que les centrales PV au réseau électrique a des conséquences sur son fonctionnement, sa stabilité et sa sécurité. Les effets négatifs incluent l'injection de courants harmoniques dans le réseau électrique, l'augmentation de la tension au point de raccordement, l'augmentation des courants de défaut et l'instabilité de la tension et de la fréquence. Par conséquent, avant de raccorder une centrale PV au réseau, il est nécessaire d'étudier et d'évaluer les problèmes techniques et les normes de raccordement au réseau [36]. En cas de non-conformité aux normes, des équipements d'appoint doivent être utilisés pour réduire les impacts négatifs de la centrale PV. Les études techniques de raccordement au réseau d'une centrale PV sont effectuées à l'aide d'un logiciel de simulation avancé basé sur les codes et normes nationaux de réseau. Les études techniques comprennent l'analyse de l'écoulement des charges, des courts-circuits, de la qualité de l'énergie et de la stabilité. Dans le logiciel de simulation, la faisabilité électrique de la connexion de la centrale PV au réseau est évaluée.

9.2 Etude de raccordement des centrales PV au réseau

Les principaux sujets des études de raccordement des centrales PV au réseau sont représentés dans la **Figure I.20**. En outre, les coûts et le temps de raccordement au réseau, ainsi que les capacités de ligne et de réseau de transmission et les contraintes juridiques et techniques correspondantes doivent être évalués.

9.2.1 Etudes d'écoulement de charge

Les études d'écoulement de charge sont effectuées pour les cas de présence et d'absence de centrale PV dans différentes conditions de charge. Les objectifs des études d'écoulement de charge sont d'évaluer les profils de tension des différentes buses, les pertes de réseau électrique et les charges sur les transformateurs et les lignes. Dans les études d'écoulement de charge, les considérations suivantes doivent être prises en compte :

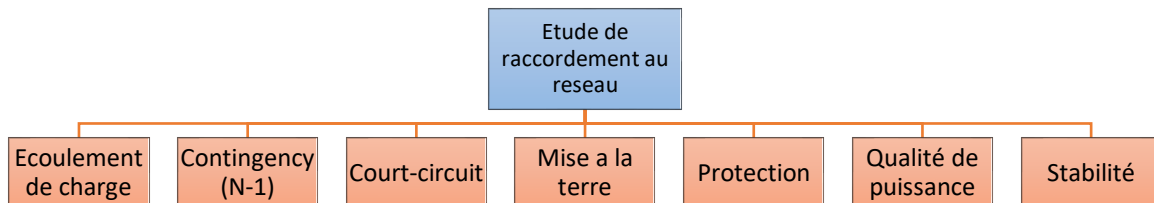


Figure I.20 : Représentation sous forme de diagramme de bloc du rapport d'étude de raccordement au réseau.

Dans le modèle de réseau électrique, l'arrangement du réseau, les quantités de charges et les paramètres électriques de l'équipement avant et après la connexion de la centrale PV doivent être inclus.

Des études de l'écoulement de charge doivent être effectuées à la charge de pointe et à la charge minimale. Si la quantité de pertes à faible charge augmente lorsque la centrale PV est connectée au réseau, la condition de charge moyenne doit également être étudiée. En se basant sur les résultats des pertes de charge moyenne, l'effet de la centrale PV sur les pertes du réseau est évalué.

Les valeurs de charge de pointe et de charge minimale doivent être liées aux moments de la journée où la centrale PV produit de l'électricité. Dans les cas où la centrale PV dispose d'un système de stockage d'énergie, les valeurs de charge de pointe et de charge minimale doivent être liées à une durée de 24 heures. Dans ce cas, les charges de pointe et minimales ne coïncident pas nécessairement avec le maximum et le minimum de la production d'électricité de la centrale PV [31].

Pour obtenir un résultat plus précis pour les études de l'écoulement de charge, l'effet de la centrale PV peut être évalué sur une longue période. À cet effet, la croissance de la charge régionale et les coefficients de réduction de la production d'électricité de la centrale PV à venir sont considérés dans les études de l'écoulement de charge.

Des études détaillées de l'écoulement de charge en présence de la centrale PV doivent être effectuées en se basant sur la courbe de production et la courbe de charge du réseau pour une période spécifiée, de préférence une année. Avec une étude de l'écoulement de charge détaillée, les impacts complets de la centrale PV sur les paramètres du réseau peuvent être bien déterminés.

9.2.2 Etude de l'imprévu (N-1)

Le but des études de l'imprévu est de déterminer les conditions du réseau électrique lorsqu'un des équipements principaux du réseau est enlevé. Souvent, le scénario le plus grave est lorsqu'un équipement clé est déconnecté pendant les heures de pointe. Dans les études d'urgence, les résultats des études de l'écoulement de charge devraient être pris en compte pour quelques scénarios d'urgence [36]. Lorsque la centrale PV est connectée à la barre moyenne tension (MT) d'une sous-station de distribution, les scénarios des conditions N-1 sont :

- Perte d'un transformateur de sous-station ;
- Perte d'un générateur de sous-station ;
- Déconnection des lignes entre la centrale PV et une sous-station ;
- Perte d'un transformateur de transmission en amont.

Les indicateurs les plus importants qui sont examinés dans les études d'urgence sont l'état de l'amplitude de tension dans les différents nœuds du réseau et la quantité de charge des équipements. Les plages acceptables pour la tension et la charge des équipements en cas d'urgence sont plus larges que leurs quantités en conditions normales. Par exemple, les instructions d'exploitation du réseau peuvent accepter une plage de tension allant jusqu'à $\pm 10\%$ par unité pour les urgences, tandis que cette plage est de $\pm 5\%$ pour les conditions de charge normale.

9.2.3 Études des courts-circuits triphasées et monophasées

L'objectif des études des courts-circuits est d'analyser l'effet thermique des courants de défaut sur les composants du réseau électrique, la coordination des équipements de protection et des relais, et la détermination de la puissance de découpage requise pour les commutateurs électriques. Pour les études de courts-circuits, les cas suivants doivent être étudiés :

- Les différents scénarios de fonctionnement.
- Présence et absence de la centrale PV.
- Survenue de différents types de défauts.
- Défauts à différents emplacements en aval et en amont de la centrale PV.
- Défauts à l'intérieur de la centrale PV et dans ses conducteurs adjacents.

Les zones adjacentes au point de couplage commun (PCC) sont une priorité pour les études de courts-circuits, car la connexion d'une centrale PV au réseau a le plus grand impact sur le PCC et ses zones adjacentes. Pour cette raison, les études de courts-circuits au PCC et dans ses zones adjacentes sont essentielles. En outre, les impacts de la connexion d'une centrale PV au réseau sur la puissance de découpage requise des commutateurs au PCC et dans les zones adjacentes doivent être examinés. Les études de courts-circuits doivent être effectuées pour les onduleurs existants dans la zone PCC afin de déterminer l'effet de la connexion de la centrale PV au réseau. Ces onduleurs peuvent être utilisés pour contrôler les courants de défaut. Les onduleurs ont généralement la capacité de participer au courant de défaut afin de maintenir leur tension terminale. Les onduleurs peuvent injecter jusqu'à cinq fois leur courant nominal pendant une courte période de dizaines de millisecondes [32].

9.2.4 Études sur le système de mise à la terre

Avoir un système de mise à la terre sûr et standard est essentiel pour les centrales PV. Le système de mise à la terre est l'un des composants les plus importants pour le bon fonctionnement des systèmes de protection des centrales PV et la sécurité du personnel. Le système de mise à la terre est conçu pour protéger les personnes et l'équipement contre les surtensions générées dans le corps de l'équipement pour éviter le contact et les tensions non désirées. Le système de mise à la terre doit être conçu de telle manière que :

- Pour créer un chemin approprié pour la circulation du courant à travers le sol dans les conditions normales et lors d'un défaut, afin d'éviter le passage de courants importants à travers l'équipement.
- Ne soit pas exposé à une tension dangereuse en cas de connexion au sol d'un équipement ou d'une personne.
- Ne produise pas de tension excessive dans la zone en raison du passage du gradient de courant de surface.
- Fournisse une faible résistance totale afin que la vitesse d'augmentation de la tension de la terre ou de la montée de potentiel de la terre (GPR : Ground Potential Rise) en raison du passage de courant soit faible.

Dans les études de connexion au réseau de centrales PV, le courant de défaut maximal à la terre pour une phase et la part de courant passant à travers le réseau de mise à la terre sont calculés. À l'aide d'un logiciel d'analyse du système de mise à la terre et de la norme IEEE-80-2000, un réseau de mise à la terre doit être conçu qui respecte les limites autorisées pour les tensions de contact et de pas et les GPR et la résistance de la terre [33].

9.2.5 Études de protection du réseau

Un court-circuit dans une centrale PV peut avoir de nombreux effets négatifs. Cela inclut des courants élevés et des dégâts aux équipements de la centrale PV et du réseau électrique. Les équipements qui peuvent être endommagés incluent les onduleurs solaires, les transformateurs, les câbles, les lignes de transmission et les commutateurs. De plus, en raison des court-circuits, la tension des nœuds du réseau électrique baisse rapidement et affecte négativement la qualité de l'énergie fournie aux consommateurs, et la stabilité des générateurs. Par conséquent, le système de protection de la centrale PV doit être conçu de manière appropriée pour fournir une protection élevée contre les courts-circuits. Le système de protection est conçu en se basant sur la méthode d'isolation d'une zone limitée autour de l'emplacement de la panne le plus rapidement possible.

Pour les LS-PVPP, des considérations spéciales pour la protection de la centrale doivent être prises en compte. Dans une LS-PVPP, contrairement aux réseaux alimentés radialement conventionnels, l'énergie est fournie aux consommateurs de tous les côtés. Par conséquent, la taille, la durée et la direction des courants de défaut sont différentes de celles des réseaux conventionnels. Ainsi, le courant de défaut peut sortir de la plage de l'équipement de protection du réseau et entraîner un dysfonctionnement de l'équipement de protection [34].

En outre, la LS-PVPP peut réduire le courant du réseau, ce qui peut entraîner un délai dans le fonctionnement ou une défaillance de l'équipement de protection du réseau. En outre, en fonction du type de connexion du transformateur de la centrale PV, les onduleurs peuvent modifier le courant de composante homopolaire pour un défaut monophasé à la terre et affecter les caractéristiques de performance des relais de protection [34].

La contrôlabilité de la capacité de production de la LS-PVPP pendant la journée est très importante pour la protection du réseau. Selon les normes internationales [35], en raison du manque d'inertie des centrales PV, leur capacité de production doit être maîtrisée en cas d'urgence du réseau. La puissance de sortie d'un système PV dépend des conditions météorologiques, où le temps nuageux entraîne une diminution rapide de sa production. Ceci est important dans la LS-PVPP ; car, avec une forte diminution de la puissance de sortie, la fréquence du réseau dépasse sa limite autorisée. Pour une certaine quantité de réduction de rayonnement solaire, il y a suffisamment de temps pour que le système de régulation des générateurs synchrones compense la perte de production de la centrale PV. Sinon, les relais de réduction de charge sous-fréquence doivent couper une partie de la charge du réseau pour augmenter la fréquence [36].

9.2.6 Etude de la qualité d'énergie

La LS-PVPP peut augmenter la tension au point de connexion au réseau, surtout à midi par temps ensoleillé en été. De plus, le changement de la puissance de sortie de la centrale PV en raison des variations climatiques, peut entraîner des fluctuations de tension [37]. De plus, les onduleurs dans une centrale peuvent considérablement augmenter la quantité d'harmoniques injectées dans le réseau électrique. L'étude des harmoniques produits par les onduleurs est plus importante que d'autres paramètres de qualité d'énergie. Dans la plupart des onduleurs commerciaux, le THD de courant est inférieur à 3%. Cependant, en fonction des harmoniques de du réseau, l'injection d'harmoniques avec un THD de courant de 3% peut entraîner une augmentation des harmoniques au-delà de la plage standard [38]. Les onduleurs solaires peuvent fournir de la puissance réactive la nuit. L'état de la tension du réseau pendant la nuit doit être étudié pour évaluer la capacité de la centrale PV à contrôler la puissance réactive. Les normes associées doivent être prises en compte pour le contrôle de la puissance réactive par la centrale PV. Si la puissance réactive de la centrale n'est pas suffisante, des équipements de compensation de puissance réactive, comme une banque capacitive, doivent être utilisés. Dans ce cas, la possibilité de résonance de la banque capacitive avec les impédances du réseau doit être examinée. Si une résonance se produit dans les harmoniques caractéristiques, il est nécessaire de considérer une banque capacitive comme un filtre pour enlever les harmoniques.

9.2.7 Etudes de stabilité

La connexion d'une LS-PVPP au réseau électrique peut provoquer une instabilité, en fonction de la capacité de l'installation PV, de son emplacement d'installation, de l'emplacement et du type de défaut, et du temps de fonctionnement des relais de protection.

Dans les systèmes électriques, les études de stabilité sont étudiées dans trois domaines de la stabilité de l'angle du rotor, y compris la stabilité de petits signaux et la stabilité transitoire, la stabilité de fréquence et la stabilité de tension. Les LS-PVPP ont la capacité importante de contrôler la puissance réelle pour la stabilité de fréquence et la puissance réactive pour la stabilité de tension [39].

En termes de stabilité angulaire du rotor, le raccordement d'une centrale PV au réseau a un effet positif. Cependant, dans le cas de la stabilité de petits signaux, l'effet d'amortissement de la centrale PV dépend du point de fonctionnement du système et peut être positif ou négatif. La puissance réelle d'une LS-PVPP peut améliorer la stabilité de fréquence d'un réseau électrique. Les exigences relatives au contrôle de la puissance réelle de la centrale PV pour la stabilité de la fréquence sont fournies dans les normes internationales [36].

Selon les normes internationales, il est nécessaire de mener des études de stabilité de fréquence pour diverses conditions de fonctionnement, y compris un changement soudain de la puissance de sortie de la centrale PV, par ex. pendant le temps nuageux.

En termes de stabilité de la tension, les centrales PV devraient contribuer en injectant de la puissance réactive pour maintenir la stabilité de la tension, par ex. lors d'événements de court-circuit. Les exigences relatives au contrôle de la puissance réactive par la centrale PV sont fournies dans les normes internationales [36].

Les impacts des LS-PVPP sur les performances du système de protection du réseau doivent être étudiés. En raison de la nature variable des centrales PV, des variations de puissance dans les lignes de transmission peuvent se produire lorsque la centrale est connectée au réseau. Ces fluctuations doivent être étudiées lors de l'examen des performances des relais différentiels et directionnels des lignes de transmission. D'autre part, les fluctuations de puissance de forte amplitude qui se produisent pendant le temps nuageux affectent la stabilité des autres systèmes électriques voisins [38]. Par conséquent, les impacts de la centrale PV sur la stabilité du réseau et l'adéquation du système de protection doivent être soigneusement étudiés.

10. Perspective des centrales photovoltaïques

Pour prédire la croissance des centrales PV à grande échelle, les avantages et les inconvénients des centrales PV doivent être identifiés. Une vision plus réaliste de l'avenir des centrales PV peut être imaginée en considérant les crises fondamentales de la consommation mondiale d'énergie et les principales politiques pour sa résolution.

- ✚ Les avantages les plus importants des centrales PV connectées au réseau sont :
 - Disponibilité mondiale.
 - Longue durée de vie de 20 à 30 ans.
 - Faible dépréciation en raison de l'absence de machines mécaniques et thermiques.
 - Capacité à générer de la consommation sur site et à économiser sur les coûts de transport et de distribution d'énergie.
 - Temps d'installation réduit (moins de deux ans).
 - Coûts d'entretien faibles et facilité d'utilisation.
 - Absence de coûts de production, y compris les coûts de combustible, de marketing et de salaires.
 - Utilisable dans les zones reculées.
 - Génération d'énergie propre sans pollution.
 - Utilisation minimale d'eau.
 - Offrir des possibilités d'emploi.
 - Indépendance vis-à-vis des combustibles fossiles.

- ✚ Les inconvénients les plus importants des centrales PV connectées au réseau sont :
 - Occupant un grand terrain.
 - Pas de production d'énergie la nuit sans système de stockage d'énergie.
 - Coût d'investissement élevé en plus des barrières à l'investissement.
 - Puissance de sortie réduite à des températures élevées et à la fin de la période de fonctionnement.
 - Nécessitant un terrain constructible et ayant accès au réseau électrique.
 - Différentes politiques d'achat d'électricité dans différents pays.
 - Prendre le temps d'obtenir les permis de construire.

- ✚ Certaines des crises de la demande énergétique mondiale et de l'environnement sont les suivantes :
 - Augmentation annuelle de la demande énergétique.
 - Ressources fossiles limitées.
 - Augmentation de la pollution de l'environnement par les combustibles fossiles.
 - Augmentation des émissions de CO₂ dans l'atmosphère, provoquant le réchauffement climatique.

11. Conclusion

Compte tenu du contexte énergétique mondial qui traverse plusieurs crises, et sachant que l'Algérie est dotée d'un potentiel solaire parmi les plus importants au monde, les centrales PV de grande puissance peuvent jouer un rôle stratégique dans la sécurité énergétique et le développement économique sur le moyen et le long terme.

D'autre part, notre étude a montré que pour réaliser ces centrales PV, le propriétaire ou le constructeur doit avoir une connaissance approfondie des questions techniques et des réglementations locales liées au site, avant d'obtenir les permis légaux de construction. Ces connaissances sont obtenues grâce à des études de faisabilité dans cinq domaines, notamment technique, économique, social, environnemental et temporel. La faisabilité d'une centrale PV est évaluée afin d'éviter des problèmes majeurs et des dommages financiers lors de la construction et de l'exploitation de ces centrales PV.

Pour assurer un fonctionnement meilleur et plus sûr du réseau électrique, la connexion d'une centrale PV de grande puissance doit être évaluée conformément aux directives et aux normes afin d'éviter les différents dommages qui peuvent se produire au niveau du réseau et au niveau de la centrale PV. La non-réalisation de ces études peut entraîner des problèmes importants tels qu'une augmentation importante des pertes dans réseau, une augmentation du courant de court-circuit dans le PCC (point de raccordement commun) et dans d'autres nœuds de charges, une augmentation significative des harmoniques au-dessus de la limite admissible. Par conséquent, une étude de faisabilité va permettre d'éviter l'apparition de tels problèmes, qui peuvent provoquer d'énormes pertes financières, et va faciliter l'intégration des centrales PV de grande puissance, ce qui permet d'avoir un fonctionnement optimal du réseau électrique.

Chapitre II

Analyse et Evaluation des Modèles d'Estimation de l'Irradiation Solaire

1. Introduction

Ce chapitre se concentre sur la détermination précise de l'irradiation globale sur le plan incliné dans le cadre d'un projet de grande envergure de systèmes PV en Algérie. L'irradiation globale est un paramètre clé pour évaluer la performance et le rendement des installations solaires. Afin de fournir des estimations fiables de cette irradiation, différents modèles ont été développés et utilisés dans la littérature scientifique.

Dans ce chapitre, nous examinons de manière détaillée les modèles les plus couramment utilisés pour estimer l'irradiation globale sur le plan incliné. Nous nous concentrons spécifiquement sur leur application aux **15** sites concernés par le projet de **2000 MWp** en Algérie. L'objectif principal est de sélectionner le modèle le plus approprié qui permettra d'obtenir des estimations précises de l'irradiation globale dans ces conditions spécifiques.

De plus, une étude de validation est menée pour comparer les résultats obtenus à partir des algorithmes de calcul des modèles avec les données réelles mesurées. Des indicateurs statistiques sont utilisés pour évaluer la performance de chaque modèle et déterminer leur précision par rapport aux mesures.

L'importance de cette étude réside dans le fait qu'elle contribue à l'optimisation de la performance des systèmes PV du projet en fournissant des estimations précises de l'irradiation globale sur le plan incliné. Des résultats fiables permettront une meilleure évaluation de la faisabilité et de la rentabilité du projet, ainsi qu'une meilleure planification et gestion des installations solaires.

En résumé, ce chapitre se concentre sur l'évaluation des modèles d'estimation de l'irradiation globale sur le plan incliné pour un projet de grande envergure en Algérie. Grâce à une étude de validation rigoureuse, nous cherchons à identifier le modèle le plus précis et fiable afin de garantir des prévisions précises de l'irradiation globale, contribuant ainsi à la réussite et à l'efficacité du projet PV.

2. Aperçu des concepts de ressource en rayonnement solaire

2.1 Importance de l'étude du rayonnement solaire

La quantité de rayonnement solaire sur la surface des modules PV affecte considérablement la puissance électrique produite. La lumière du soleil est le facteur météorologique le plus important pour déterminer l'efficacité d'une centrale PV. Pour concevoir des systèmes d'énergie solaire comprenant des centrales PV, des données sur le rayonnement solaire sont nécessaires. De plus, divers composants du rayonnement solaire et la manière dont ils sont extraits doivent être spécifiés [41].

2.2 Terminologie radiométrique solaire

Avant de discuter plus en détail de la radiation solaire, il est important de comprendre les termes radiométriques de base.

Le **Tableau II.1** résume les définitions des quantités comprenant la radiation, le flux de radiation, l'intensité de radiation, l'émissivité radiante, la radiance, l'irradiance, l'irradiance spectrale et l'irradiation [42].

Tableau II.1 : Terminologie radiométrique solaire [42].

| Quantité | Définition | Unité |
|------------------------|--|---|
| Radiation | Énergie transportée par des ondes électromagnétiques ou des particules subatomiques. | J (Joule) |
| Flux de radiation | Énergie rayonnante par unité de temps (puissance rayonnante). | W (Watts) |
| Intensité de radiation | Puissance de la radiation par unité d'angle solide dans une direction donnée. | W/sr (Watts par stéradian) |
| Émissivité radiante | Puissance de la radiation émise par unité de surface et de temps à une température donnée. | W/m² (Watts par mètre carré) |
| Radiance | Puissance de la radiation émise par unité d'angle solide dans une direction donnée par unité de surface émettrice. | W/(sr·m²) (Watts par stéradian par mètre carré) |
| Irradiance | Puissance de la radiation incidente par unité de surface. | W/m² (Watts par mètre carré) |
| Irradiance spectrale | Irradiance par unité de longueur d'onde. | W/(m²·nm) (Watts par mètre carré par nanomètre) |
| Irradiation | Énergie totale reçue par unité de surface pendant une période de temps donnée. | J/m² (Joule par mètre carré) |

2.3 Irradiance extraterrestre

Chaque objet émet un rayonnement à des températures supérieures à zéro absolu Kelvin. Le soleil se comporte comme un corps noir à une température de surface de 5800 K. Il émet un rayonnement de spectre extraterrestre (ETS) avec des longueurs d'onde étendues, comme le montre l'ETS dans la **Figure II.1**. La puissance radiante totale du soleil, appelée Constante Solaire (CS), est approximativement constante et égale à l'intégrale de l'ETS sur toutes les longueurs d'onde. Les interactions dans le soleil se produisent environ tous les 11 ans. Pour tenir compte de la variabilité de la CS, la puissance radiante totale à un moment donné est définie et appelée Irradiance Solaire Totale (TSI) [42].

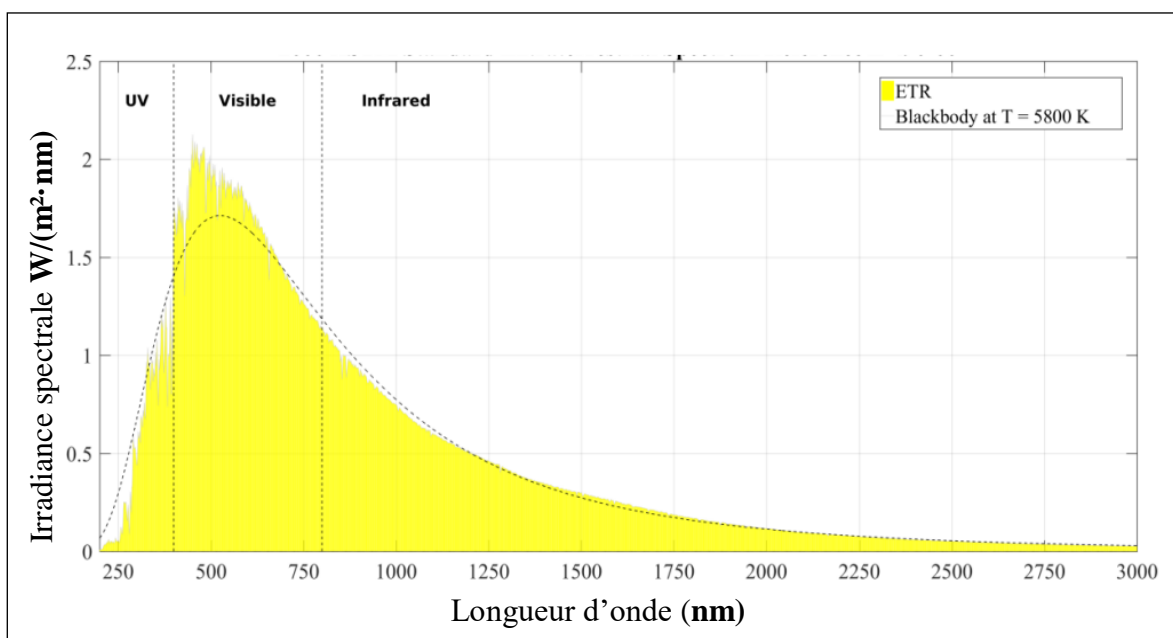


Figure II.1 : Référence du spectre extraterrestre (ASTM E-490-06) et distribution du corps noir à 5800 K utilisant la loi de Planck.

2.4 Géométrie solaire

La distance entre deux objets affecte la quantité de rayonnement échangée entre eux. L'orbite de la Terre est la plus proche de la Terre en janvier et la plus éloignée en juillet. Ce changement annuel conduit à une variation de $\pm 3,4$ % de la quantité de rayonnement solaire reçue par la Terre.

2.4.1 Plan de l'écliptique Déclinaison δ

L'axe de rotation de la Terre est incliné par rapport au plan de son orbite (Plan de l'écliptique) d'un angle de $23,5^\circ$, cela signifie que pendant une partie de l'année, l'hémisphère nord de la Terre est incliné vers le Soleil, tandis que pendant une autre partie de l'année, l'hémisphère sud est incliné vers le Soleil. Ce changement d'inclinaison de l'axe de la Terre est en effet responsable des saisons. Pendant l'été dans l'hémisphère nord, la Terre est inclinée vers le Soleil, ce qui signifie que les rayons solaires frappent plus directement cette partie de la Terre. Cela entraîne des journées plus longues et des températures plus chaudes. Pendant l'hiver dans

l'hémisphère nord, la Terre est inclinée loin du Soleil, ce qui signifie que les rayons solaires sont plus obliques et ont moins d'énergie. Cela entraîne des journées plus courtes et des températures plus froides.

La déclinaison δ évolue donc tout au long de l'année, atteignant son maximum de $+23^{\circ}27'$ au solstice d'été, son minimum de $-23^{\circ}27'$ au solstice d'hiver, et 0° aux équinoxes (voir **Figure II.2**). En prenant en compte une approximation de la trajectoire circulaire du soleil, il est possible d'estimer la déclinaison solaire pour chaque jour de l'année en utilisant l'équation $\sin(\delta) \cong 0,4 \times \sin(t)$, où t représente la coordonnée angulaire de la Terre en prenant l'équinoxe de printemps comme point de référence.

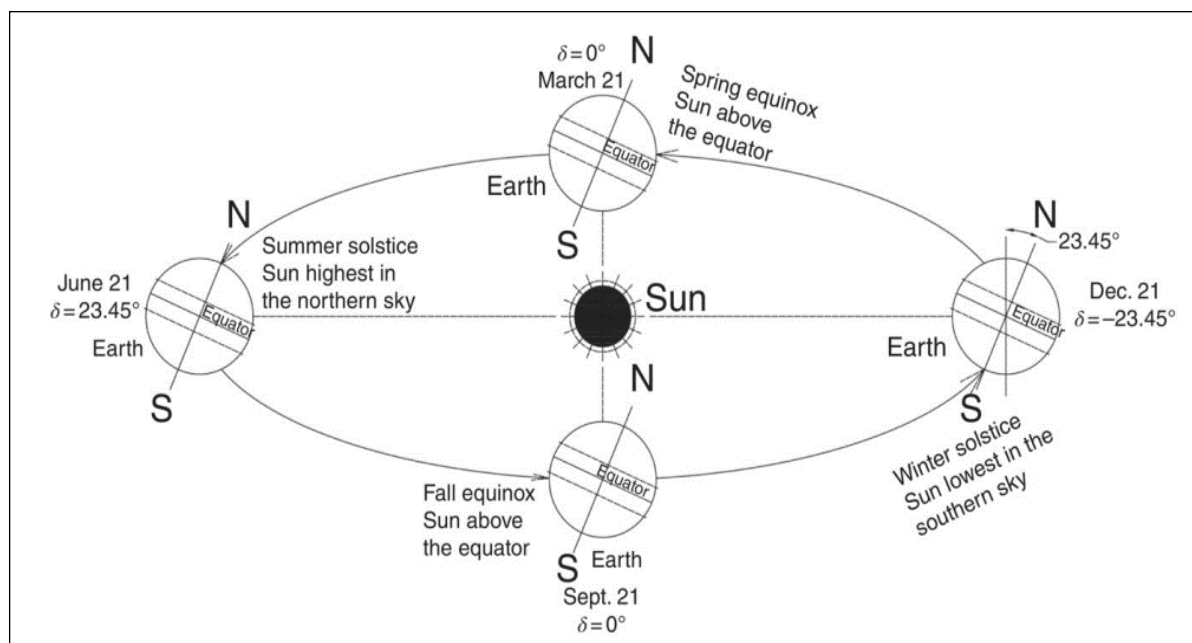


Figure II.2 : Plan de l'écliptique : l'orbite terrestre et les saisons.

2.4.2 Trajectoire du soleil

La position du soleil caractérisée par la **latitude** (positive pour l'hémisphère Nord) et la **longitude** (mesurée par rapport au méridien de Greenwich, avec des valeurs positives vers l'est) pour un point donné sur la surface terrestre est un élément crucial pour toute application solaire. Pour un observateur terrestre, en considérant la déclinaison comme constante sur une journée, le soleil décrit un cercle autour de l'axe de rotation de la terre (**Figure II.2**). Ce cercle est parallèle au plan de l'équateur, et sa hauteur apparente sur ce plan est donnée par la déclinaison δ .

2.4.3 Angle horaire

L'angle horaire (ω) est l'angle, projeté sur le plan de l'équateur, entre le soleil et le méridien du lieu de l'observateur, exprimé en degrés. Il est utilisé pour déterminer la position du soleil dans le ciel à un moment donné, en relation avec le midi vrai, qui est l'instant où le soleil passe par le méridien du lieu de l'observateur. L'angle horaire est calculé en utilisant une formule qui prend en compte le temps écoulé depuis le midi vrai, avec une variation de 15 degrés par heure (360 degrés / 24 heures).

2.5 Rayonnement solaire et atmosphère terrestre

L'atmosphère terrestre est un filtre variable pour l'ETR (taux de rayonnement énergétique). Le **Figure II.3** montre l'absorption du rayonnement solaire par l'ozone, l'oxygène, la vapeur d'eau et le dioxyde de carbone. La longueur d'atmosphère que les photons du soleil parcourent pour atteindre la surface terrestre est appelée masse d'air (AM). L'AM dépend de la position de la terre par rapport à celle du soleil dans le ciel. L'AM est obtenu à partir de l'équation (II.1), où l'angle de zénith solaire θ_z est l'angle du soleil par rapport à sa position maximale. Lorsque le soleil est au zénith, la masse d'air (1) est appelée AM1. Lorsque θ_z est égal à 60° (**Figure II.3**), la masse d'air est appelée AM2. La trajectoire atmosphérique est deux fois plus longue que celle d'AM1 [42].

$$AM = 1/\cos \theta_z \quad (II.1)$$

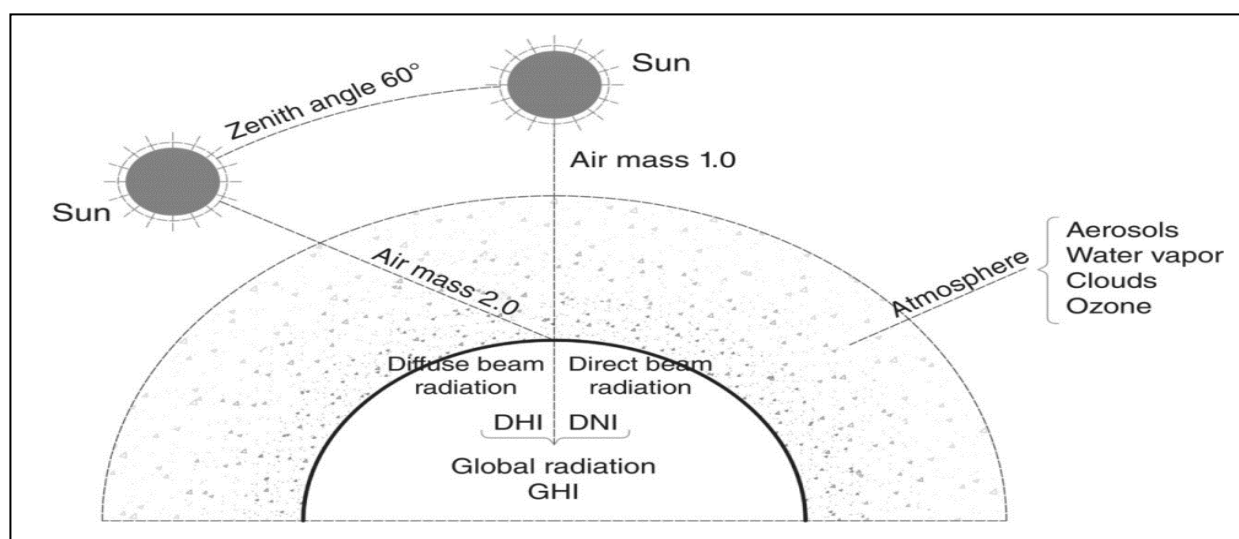


Figure II.3 : Diffusion des photons de faisceau direct par l'atmosphère : Variations de la masse d'air (AM) par rapport à l'angle zénithal.

2.6 Ressources Solaires

L'étude des ressources solaires fournit des informations précieuses sur la quantité de rayonnement reçue sur un site de centrale PV tout au long de l'année. Plus la quantité de rayonnement annuel est élevée sur le site, plus l'efficacité énergétique par kilowatt-heure de la centrale PV est élevée et plus les revenus de la centrale sont importants. Pour prédire les performances d'une centrale PV, il est nécessaire de disposer de données historiques sur les sources solaires. Étant donné que les radiations quotidiennes et annuelles sont des paramètres variables, il est préférable d'utiliser des données de radiation à long terme (par exemple, 5 à 10 ans) pour assurer une conception optimale de la centrale. Cependant, il existe des centrales PV qui ont été conçues sur la base de données de radiation à court terme (un à deux ans).

La lumière du soleil peut être transmise, absorbée ou diffusée lorsqu'elle traverse l'atmosphère, comme le montre la **Figure II.4**. Le rayonnement solaire à la surface de la Terre se compose de deux composantes : l'irradiance directe normale et l'irradiance diffuse horizontale.

La source solaire pour un site de centrale PV est généralement définie par des paramètres tels que l'irradiation globale horizontale (GHI), l'irradiation directe normale (DNI) et l'irradiation diffuse horizontale (DHI). La somme géométrique de DNI et de DHI, exprimée dans l'équation (II.2), est appelée GHI (voir **Figure II.5**) [44].

$$\text{GHI} = \text{DHI} + \text{DNI} \cos \theta_z \quad (\text{II.2})$$

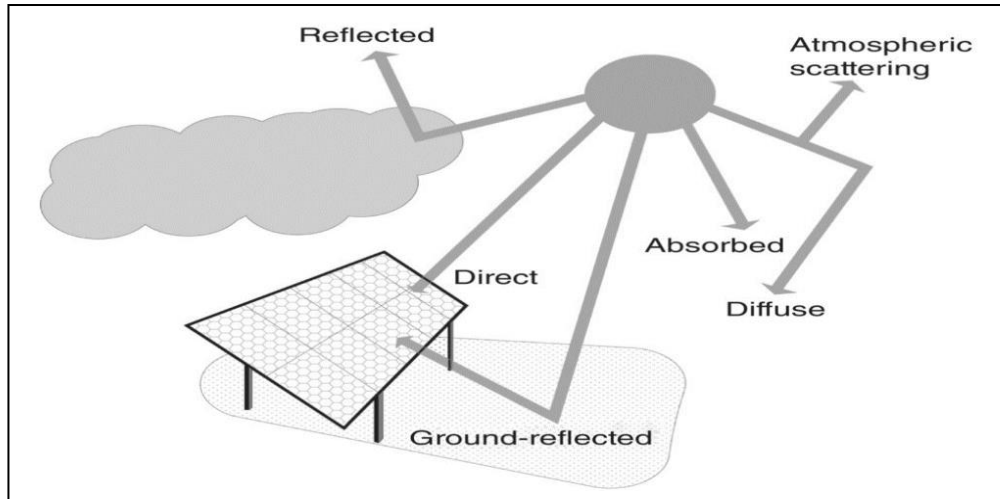


Figure II.4 : Composantes du rayonnement solaire résultant des interactions avec l'atmosphère.

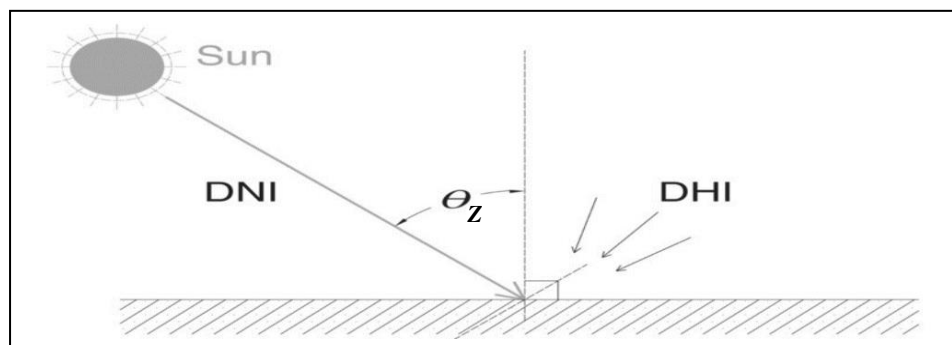


Figure II.5 : Représentation géométrique de DHI et DNI.

- **DNI** est défini comme la radiation par unité de surface. Elle est utilisée pour les installations de PV concentré, de centrale solaire à concentration et les installations de PV fixes.
- **DHI** est défini comme la radiation émise par l'atmosphère sur une surface horizontale unitaire. Elle est utilisée pour les installations de PV fixes et pour les calculs de redondance de GHI.
- **GHI** est défini comme la radiation totale par unité de surface horizontale. Elle est utilisée non seulement pour les installations de PV fixes, mais également pour mesurer, corrélérer et prédire les évaluations basées sur des comparaisons avec la base de données solaire.
- Irradiation inclinée globale (**GHI**) est la radiation totale reçue par une surface inclinée.

2.6.1 Mesure de rayonnement

Une station de mesure de rayonnement comprend l'équipement suivant, présenté dans la **Figure II.6**.

- Un pyréliomètre pour l'enregistrement de la **DNI**.
- Un pyranomètre pour l'enregistrement de la **GHI**.
- Un pyranomètre ombragé pour l'enregistrement de la **DHI**.
- Un suiveur/capteur solaire.
- Des moteurs pas à pas.
- Des boules d'ombrage.
- Un enregistreur de données.
- Un thermomètre.
- Un microprocesseur interne avec une application intégrée.

Le suiveur solaire se déplace horizontalement (azimut) et verticalement (zénith) pour suivre l'arc solaire. Les moteurs pas à pas contrôlés par microprocesseur sont équipés d'engrenages pour fournir le couple et la précision souhaités. Une application interne mesure / calcule des informations précises sur la latitude, la longitude, l'altitude, la date et l'heure du site. Après les calculs internes et l'ajustement de la position avec les boules d'ombrage et le pyréliomètre, les informations sont enregistrées dans l'enregistreur de données. Les informations sont enregistrées chaque heure, chaque jour, chaque mois et chaque année.

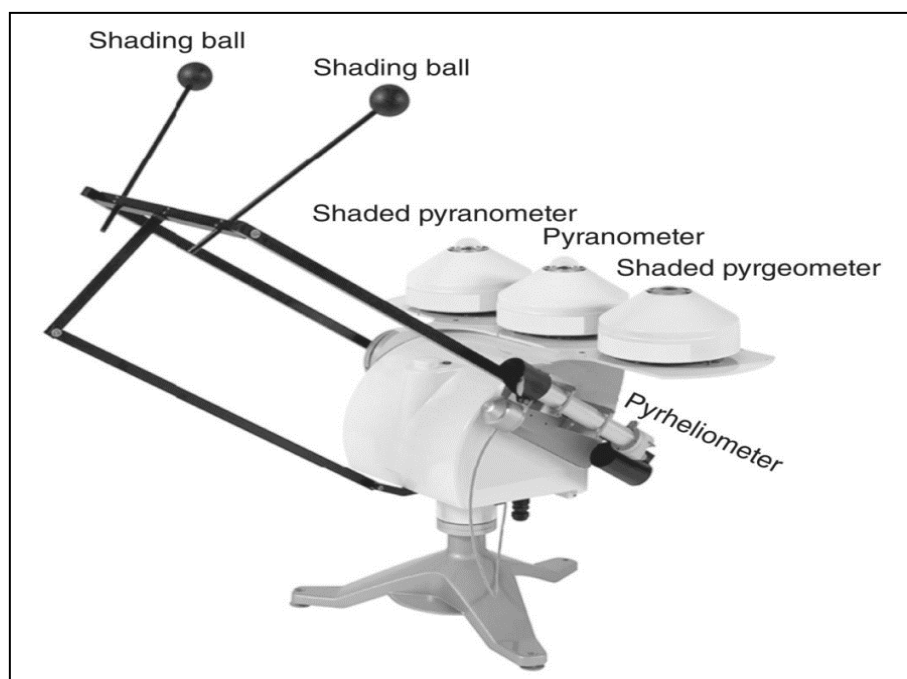


Figure II.6 : Suiveur solaire automatique.

2.7 Irradiation solaire sur les panneaux PV

Pour un module PV incliné, la quantité totale de radiation reçue est exprimée par le composant H_G . L'angle de pente optimal varie principalement avec la latitude et peut également dépendre des conditions climatiques locales et des paramètres de disposition de l'installation. Un logiciel de simulation peut être utilisé pour calculer l'irradiance sur un panneau incliné. Une partie de ce calcul prendra en compte la radiation réfléchie du sol vers le panneau.

L'énergie totale rayonnée sur la surface d'un panneau est égale à la somme de l'énergie reçue de l'irradiation directe, de l'irradiation diffuse et de l'irradiation réfléchie depuis le sol et est exprimée par (II.3) comme suit, **Figure II.7** [43].

$$H_G = H_{GB} + H_{GD} + H_{GR} = K_B R_B (H - H_D) + R_D H_D + R_R \rho H \quad (\text{II.3})$$

Où H est l'irradiation globale sur le plan horizontal, H_D est l'irradiation diffuse sur le plan horizontal, K_B est le facteur de correction d'ombrage (pour non ombré : $K_B = 1$), R_B est le facteur d'irradiation de faisceau direct.

R_D est le facteur d'irradiation diffuse qui est obtenu à partir de $R_D = \frac{1}{2} \cos \alpha_2 + \frac{1}{2} \cos(\alpha_1 + \beta)$

R_R est la partie effective de l'irradiation réfléchie et est calculée à partir de $R_R = \frac{1}{2} - \frac{1}{2} \cos(\beta)$

Où α_1 est l'élévation de l'horizon dans la direction l'azimut γ du panneau solaire, α_2 est l'élévation du bord de la façade/toit par rapport au plan du panneau solaire, β est l'angle d'inclinaison de la surface par rapport au plan horizontal, et ρ est le facteur de réflexion du sol devant le panneau solaire.

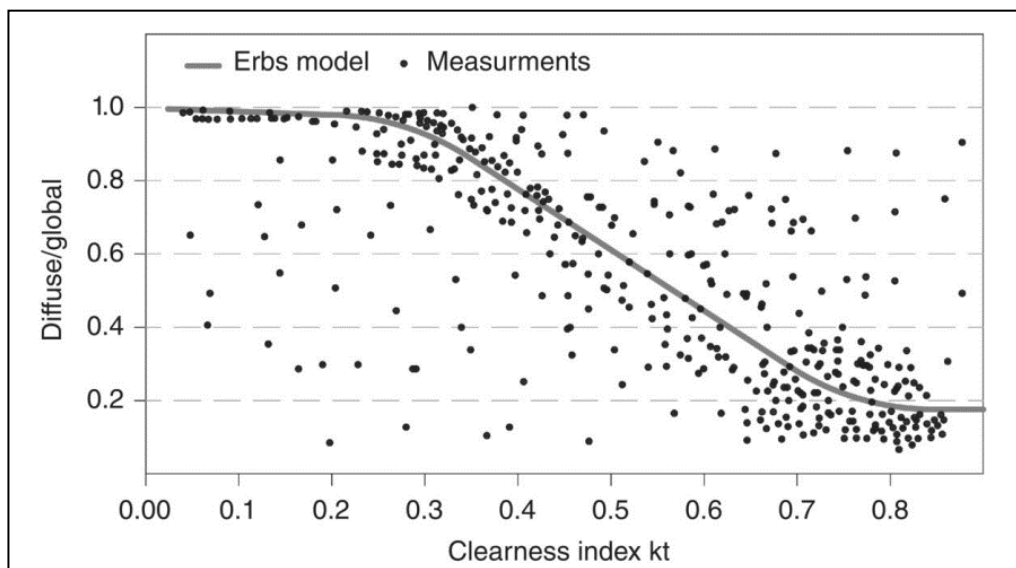


Figure II.7 : L'irradiation H_G arrivant à un angle d'incidence par rapport à un plan horizontal est composée de l'irradiation directe, de l'irradiation diffuse et de l'irradiation réfléchie.

Tableau II.2 : Valeurs indicatives pour le facteur de réflexion ρ (albédo) [43].

| Type de surface | Facteur de réflexion ρ (albédo) |
|--------------------------|---|
| Asphalte | 0,1–0,15 |
| Forêt verdoyante | 0,1–0,2 |
| Sol mouillé | 0,1–0,2 |
| Sol sec | 0,15–0,3 |
| Sol recouvert d'herbe | 0,2–0,3 |
| Béton | 0,2–0,35 |
| Sable de désert | 0,3–0,4 |
| Vieille neige | 0,5–0,75 (en fonction de son degré de saleté) |
| Neige fraîchement tombée | 0,75–0,9 |

Le coefficient de réflexion ρ , qui est déterminé par le type de surface, varie de zéro à un. Ce coefficient est souvent déterminé en fonction de la sécheresse ou de l'humidité du sol. Des valeurs approximatives pour le coefficient de réflexion ρ sont présentées dans le **Tableau II.2**.

Le facteur d'irradiation de rayonnement direct R_B est une fonction de la latitude ϕ , de l'angle d'inclinaison β du panneau solaire et de l'azimut γ du panneau solaire.

2.8 Angle Solaire (Azimut et Altitude)

La position du soleil dans le ciel par rapport à un endroit à la surface de la Terre est déterminée par deux angles, comme indiqué dans la **Figure II.8**. Ces angles sont appelés angle d'altitude et angle d'azimut γ . Le **Tableau II.3** présente les éléments d'une forme géométrique représentée dans la **Figure II.8**. Il fournit également les autres paramètres nécessaires au calcul des angles solaires.

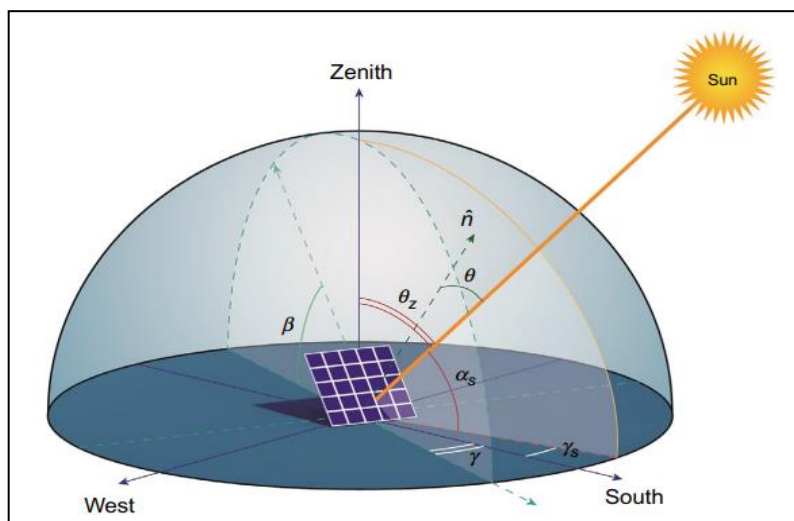


Figure II.8 : Illustration des angles solaires : (a) angle d'altitude, α_s ; (b) angle d'azimut, γ_s [46].

Tableau II.3 : Les éléments de la forme géométrique présentée dans la **Figure II.8**.

| Paramètre | Description | Plage |
|------------|--|---|
| ϕ | Latitude, l'emplacement angulaire au nord ou au sud de l'équateur, le nord est positif. | $-90^\circ \leq \phi \leq 90^\circ$ |
| δ | Déclinaison, la position angulaire du soleil au midi solaire (c'est-à-dire lorsque le soleil est sur le méridien local) par rapport au plan de l'équateur, le nord est positif | $-23.45^\circ \leq \delta \leq 23.45^\circ$ |
| β | Pente, L'angle entre le plan de la cellule solaire et l'horizontale | $0^\circ \leq \beta \leq 180^\circ$ |
| γ | L'azimut du panneau solaire : Dans l'hémisphère nord, l'angle (dans le sens horaire) entre le sud et la projection normale (verticale) de la cellule solaire et l'horizontale. Dans l'hémisphère sud, l'angle (dans le sens antihoraire) entre le nord et la projection normale de la cellule solaire et l'horizontale. | $-180^\circ \leq \gamma \leq 180^\circ$ Dans les deux cas, $\gamma < 0$ pour les déviations vers l'est, $\gamma > 0$ pour les déviations vers l'ouest. |
| ω | Angle horaire, L'angle horaire, le déplacement angulaire du soleil à l'est ou à l'ouest du méridien local dû à la rotation de la Terre sur son axe à $15^\circ/h$. | matin négatif, après-midi positif |
| θ | Angle d'incidence, l'angle entre le rayonnement solaire direct sur une surface et la normale à cette surface. | $0^\circ \leq \theta \leq 180^\circ$ |
| θ_z | Angle de zénith, l'angle entre la verticale et la ligne du soleil, c'est-à-dire l'angle d'incidence du rayonnement solaire direct sur une surface horizontale. | $0^\circ \leq \theta_z \leq 90^\circ$ |
| α_s | Angle d'altitude solaire, l'angle entre l'horizontale et la ligne du soleil, qui est le complément de l'angle de zénith. | $0^\circ \leq \alpha_s \leq 90^\circ$ |
| γ_s | Angle d'azimut solaire, Pour $\phi > \delta$: l'angle entre le sud et la projection de la direction du soleil sur un plan horizontal. Pour $\phi < \delta$: l'angle entre le nord et la projection de la direction du soleil sur un plan horizontal. | Dans les deux cas, $\gamma_s < 0$ pour les déviations à l'est, $\gamma_s > 0$ pour les déviations à l'ouest. |

Les angles d'élévation et d'azimut sont calculés à l'aide des équations (II.4) à (II.6), [47-49].

$$\cos\theta = \cos\theta_z \cdot \cos\beta + \sin\theta_z \cdot \sin\beta \cdot \cos(\gamma_S - \gamma) \quad (\text{II.4})$$

L'angle de déclinaison δ est calculé comme suit. Il s'agit de la position angulaire du soleil à midi par rapport au plan de l'équateur [48].

$$\delta = 23.45 \sin \left[\frac{2\pi(284 + n)}{365} \right] \quad (\text{II.5})$$

Avec l'angle de déclinaison δ , la latitude ϕ et l'angle horaire ω , Angle d'altitude solaire α_S peut être trouvé à partir de l'équation suivante :

$$\sin \alpha_S = \sin \phi \cdot \sin \delta + \cos \phi \cdot \cos \delta \cdot \cos \omega \quad (\text{II.6})$$

Et

$$\sin \gamma_S = \cos \delta \cdot \frac{\sin \omega}{\cos \alpha_S} \quad (\text{II.7})$$

Comme la Terre effectue une rotation complète de 360° toutes les 24 heures, l'angle horaire peut être obtenu comme suit :

$$\omega = \frac{15^\circ}{\text{heure}} \cdot \left(\text{Solar Time} - 12 \right) \quad (\text{II.8})$$

Le temps solaire est différent du temps local, également appelé temps civil ou heure légale (clock time) (CT).

$$ST - CT = 4(L_{loc} - L_{ST}) + TE \quad (\text{II.9})$$

Où L_{ST} est le méridien standard pour le fuseau horaire local, L_{loc} est la longitude de l'emplacement et TE est l'équation de temps. L_{loc} et L_{ST} sont exprimés en degrés, et ST et CT sont exprimés en minutes [48]. TE , est calculée comme suit :

$$TE = 9.87 \sin \left[\frac{4\pi(n - 81)}{365} \right] + 7.67 \sin \left[\frac{2\pi(n - 1)}{365} \right] \quad (\text{II.10})$$

Où n est le numéro du jour.

2.9 Angle d'inclinaison et orientation

L'orientation et l'angle d'inclinaison des modules PV sont parmi les paramètres les plus importants qui influencent l'efficacité d'une centrale PV. Dans les systèmes PV à angle fixe, ces paramètres doivent être conçus de manière optimale afin de maximiser la quantité de rayonnement solaire reçue [50].

Pour déterminer l'angle d'installation optimal du module PV, il est nécessaire de déterminer la relation entre l'angle d'inclinaison du module et la quantité de rayonnement solaire reçue. Bien que le rayonnement direct sur une surface inclinée (**DNI**) puisse être converti en angle d'inclinaison à l'aide de relations géométriques, la conversion du rayonnement diffus (**DHI**) en angle d'inclinaison est un processus plus complexe. Un exemple qui montre les variations de l'irradiation diffuse en fonction de l'indice de clarté du ciel en termes de données mesurées est présenté dans la **Figure II.9** [51].

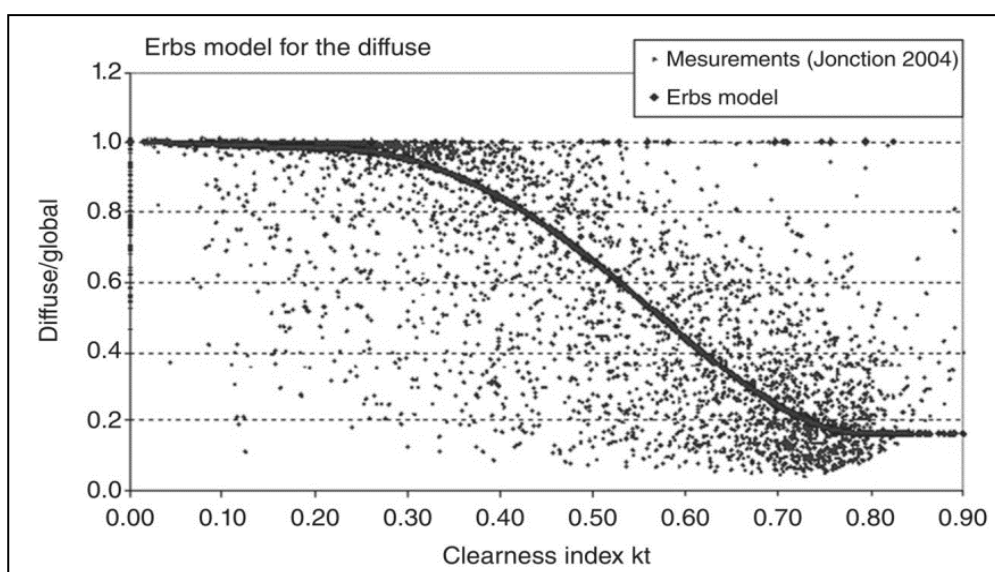


Figure II.9 : Modèle d'Erbs pour l'irradiation diffuse.

En règle générale, l'angle d'un panneau solaire est généralement égal à la latitude du site, et les modules sont orientés le long de l'équateur. Cependant, en raison de l'effet des conditions climatiques locales sur l'angle et la direction des modules, cette règle ne conduit pas nécessairement à une conception optimale [52]. Une revue des méthodes de calcul optimal de l'angle de pente est présentée dans [53]. Des modèles de transposition peuvent être utilisés pour simuler la quantité de rayonnement sur les panneaux solaires pour différents angles d'azimut et de pente en utilisant les données mesurées de **GHI** et de **DHI**.

3. Étude comparative de modèles d'estimation de l'irradiation solaire sur une surface inclinée

3.1 Introduction

Les systèmes PV nécessitent des données climatiques et d'irradiation précises afin d'estimer avec précision leur rendement énergétique. Cependant, en raison de la complexité de la mesure de l'irradiance sur une surface inclinée, la plupart des données d'irradiance disponibles ne concernent que le plan horizontal [54]. L'estimation précise de l'irradiance totale incidente sur la surface des modules PV est l'une des étapes les plus importantes de l'analyse de performance des systèmes PV. Des données d'irradiance inexactes peuvent entraîner une augmentation significative des incertitudes impliquées dans le processus d'estimation de l'énergie générée par un système PV [55].

Afin d'estimer l'irradiance sur une surface inclinée à partir des données d'irradiance sur le plan horizontal, de nombreux modèles de transposition sont disponibles dans la littérature, pouvant être classés en modèles isotropes et anisotropes.

Le modèle isotrope considère que l'intensité de l'irradiance diffuse du ciel est uniforme autour de la voûte céleste, Cela signifie que la répartition de cette irradiance est la même dans toutes les directions et à tous les emplacements du ciel, En revanche, le modèle anisotrope suppose l'anisotropie de l'irradiance diffuse du ciel dans des zones spécifiques telles que **la région circumsolaire**, qui est la portion du ciel autour du disque solaire, et **l'éclaircissement de l'horizon** (voir **Figure II.10**). Pour les autres zones de la voûte céleste, une composante isotrope est considérée.

Cette étude vise à évaluer les performances de différents modèles empiriques (un modèle isotrope et de cinq modèles anisotropes), qui sont largement appliqués pour estimer l'irradiation solaire sur une surface inclinée, et leur impact sur l'irradiance globale sur un plan incliné, ainsi que l'impact de chacun d'eux sur l'estimation de la génération d'énergie mensuelle d'un système PV.

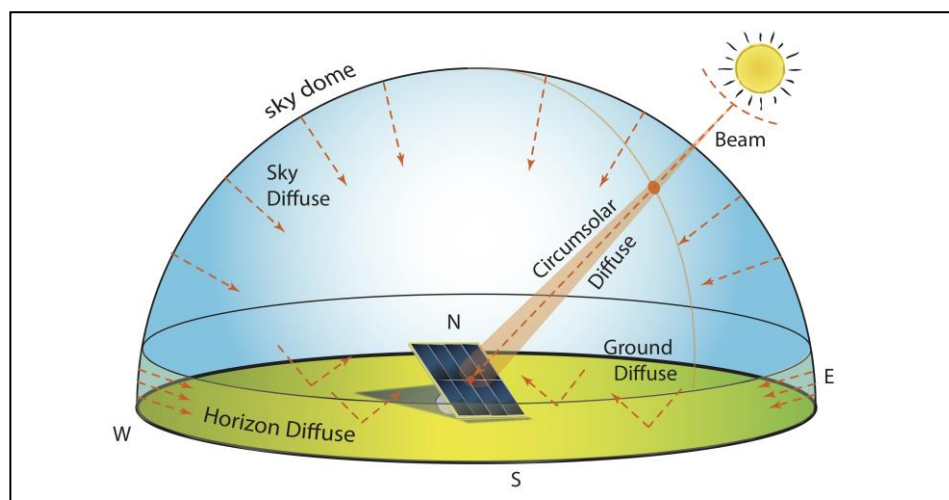


Figure II.10 : Les différents composants de l'irradiation diffuse.

3.2 Les Modèles

3.2.1 Liu & Jordan

Le modèle isotrope du ciel diffus proposé par Liu et Jordan [56] est l'un des modèles les plus simples pour estimer l'irradiance diffuse du ciel. Ce modèle considère que l'irradiance diffuse se propage de manière uniforme, avec la même intensité dans toutes les directions à partir de la voûte céleste. Par conséquent, la composante est une fraction de l'irradiance diffuse sur une surface horizontale (**DHI**) et sa relation avec l'angle d'inclinaison β . Dans ce modèle, le facteur circumsolaire, et le facteur d'éclaircissement de l'horizon, ne sont pas pris en compte [56]. L'irradiance diffuse inclinée totale, $I_{d,tilt}$, est donnée par :

$$I_{d,tilt} = I_d \left(\frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right) \quad (\text{II.11})$$

Où I_d est l'irradiance diffuse sur le plan horizontal (**DHI**).

Pour trouver l'irradiance inclinée totale I_T , l'irradiance de faisceau I_b et la réflectance du sol ρ_g doivent être ajoutées :

$$I_T = I_b R_b + I_{d,tilt} + I \cdot \rho_g \cdot \left(\frac{1 - \cos(\beta)}{2} \right) \quad (\text{II.12})$$

Avec, I_b représente l'irradiance de faisceau directe sur une surface horizontale, R_b est le rapport entre le rayonnement de faisceau sur la surface inclinée par rapport à celui de la surface horizontale à un moment donné, avec,

$$R_b = \frac{\cos(\theta)}{\cos(\theta_z)} \quad (\text{II.13})$$

$I_{d,tilt}$ est l'irradiance diffuse horizontale inclinée, I est l'irradiance globale horizontale, et ρ_g est la réflectance du sol [50].

3.2.2 Hay-Davis

Dans ce modèle, Hay et Davies [59] ont considéré deux composantes de l'irradiance diffuse, à savoir la composante isotropique et la composante circumsolaire. Pour chacune de ces composantes, un facteur d'anisotropie A_i est appliqué. Ce facteur relie l'irradiance de faisceau directe normale sur l'horizontale (I_b) à l'irradiance extraterrestre (I_E) selon l'équation (II.14) :

$$A_i = \frac{I_b}{I_E} \quad (\text{II.14})$$

Dans cette étude, I_E est considérée constante, avec, $I_E = 1367 \text{ W/m}^2$.

L'irradiance diffuse inclinée totale, $I_{d,tilt}$, est donnée par :

$$I_{d,tilt} = I_d * \left[A_i R_b + (1 - A_i) \left(\frac{1 + \cos\beta}{2} \right) \right] \quad (\text{II.15})$$

3.2.3 Klucher et Temps-Coulson

Klucher [57] a développé un modèle qui prend en compte deux facteurs proposés par Temps et Coulson [58]. Le premier facteur estime l'éclaircissement de l'horizon et le deuxième facteur estime la composante circumsolaire. Ils sont représentés par les équations (II.16) et (II.17) respectivement, où θ_Z est l'angle zénithal. Dans des études ultérieures, Klucher a montré que le modèle Temps et Coulson permet une excellente prédiction pour les conditions de ciel clair, mais surestime les résultats pour les ciels couverts, et ces composantes sont ensuite ajustées par le facteur F indiqué dans l'équation (II.18).

$$1 + \sin^3\left(\frac{\beta}{2}\right) \quad (\text{II.16})$$

$$1 + \cos^2(\theta) \sin^3(\theta_Z) \quad (\text{II.17})$$

$$F = 1 - \left(\frac{I_d}{I}\right)^2 \quad (\text{II.18})$$

L'irradiance diffuse inclinée totale, $I_{d,tilt}$, formulée par Temps et Coulson est donnée par :

$$I_{d,tilt} = I_d \left(\frac{1 + \cos(\beta)}{2}\right) \left(1 + \sin^3\left(\frac{\beta}{2}\right)\right) (1 + \cos^2(\theta) \sin^3(\theta_Z)) \quad (\text{II.19})$$

L'irradiance diffuse inclinée totale, $I_{d,tilt}$, développée par Klucher est donnée par :

$$I_{d,tilt} = I_d \left(\frac{1 + \cos(\beta)}{2}\right) \left(1 + F \sin^3\left(\frac{\beta}{2}\right)\right) (1 + F \cos^2(\theta) \sin^3(\theta_Z)) \quad (\text{II.20})$$

En cas de ciel couvert, F devient zéro, réduisant le modèle de Klucher au modèle de Liu et Jordan. En revanche, lorsque le ciel est clair, F se rapproche de 1, réduisant le modèle de Klucher au modèle de Temp et Coulson [58].

3.2.4 D. Reindl

Le modèle proposé par Reindl [60] est basé sur le modèle de Hay et Davies [59]. Il utilise le même coefficient d'anisotropie, mais en plus, Reindl a inclus l'effet de l'éclairage du ciel à l'horizon dans le modèle, comme indiqué dans l'équation (II.21).

$$I_{d,tilt} = I_d * [A_i R_b + (1 - A_i) \left(\frac{1 + \cos\beta}{2}\right) \left(1 + \sqrt{\frac{I_b \cos(\theta_Z)}{I_d}}\right) \sin^3\left(\frac{\beta}{2}\right)] \quad (\text{II.21})$$

3.2.5 Perez et al.

Le modèle de Perez et al [45] [50], est l'un des modèles de transposition les plus précis et couramment utilisés. Il est basé sur une analyse statistique détaillée des composantes diffuses du ciel. Le modèle divise l'irradiance diffuse en trois composantes : le fond isotrope, La zone circumsolaire et la zone d'horizon. Dans ce modèle, l'irradiance diffuse inclinée totale, $I_{d,tilt}$, est donnée par :

$$I_{d,tilt} = I_d * \left[\left(\frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right) (1 - F_1) + F_1 \frac{\cos\theta}{\cos\theta_z} + F_2 \cdot \sin\beta \right] \quad (\text{II.22})$$

Où, β l'angle d'inclinaison, θ est l'angle d'incidence et θ_z l'angle de zénith ; F_1 et F_2 sont des fonctions complexes ajustées empiriquement pour décrire la luminosité circumsolaire et horizontale [50].

De plus :

- $\left(\frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right) (1 - F_1)$: Le fond isotrope.
- $F_1 \frac{\cos\theta}{\cos\theta_z}$: La zone circumsolaire.
- $F_2 \cdot \sin\beta$: La zone d'horizon.

F_1 et F_2 dépendent des conditions d'irradiance du ciel et sont décrits en utilisant l'angle de zénith du soleil θ_z , l'indice de clarté du ciel ε et l'indice de luminosité Δ [50].

L'indice de clarté du ciel ε est défini comme :

$$\varepsilon = \frac{\frac{(I_d + I_b)}{I_d} + 1.041 \cdot \theta_z^3}{1 + 1.041 \cdot \theta_z^3} \quad (\text{II.23})$$

L'indice de luminosité du ciel Δ est défini comme : $\Delta = m \cdot \frac{I_d}{I_E}$ (II.24)

Où m est la masse d'air et I_E est l'irradiance extraterrestre. L'indice de clarté du ciel ε est divisé en huit compartiments. Dans chaque compartiment, les coefficients de luminosité F_1 et F_2 sont des fonctions linéaires de θ_z et ε comme :

$$F_1 = f_{11}(\varepsilon) + \Delta f_{12}(\varepsilon) + \theta_z f_{13}(\varepsilon) \quad (\text{II.25})$$

$$F_2 = f_{21}(\varepsilon) + \Delta f_{22}(\varepsilon) + \theta_z f_{23}(\varepsilon) \quad (\text{II.26})$$

Où les coefficients f_{ij} sont déterminés à l'aide de l'algorithme des moindres carrés pour s'ajuster aux données expérimentales. Un ensemble recommandé de ces coefficients (utilisant des données expérimentales provenant de différents endroits et conditions climatiques [45] [50]) est donné dans le **Tableau II.4**.

Tableau II.4 : Coefficients du modèle Perez pour décrire différentes conditions de ciel [45] [50].

| ϵ | f_{11} | f_{12} | f_{13} | f_{21} | f_{22} | f_{23} |
|------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| [1, 1065) | -0.0083 | 0.5877 | -0.0621 | -0.0596 | 0.0721 | -0.0220 |
| [1.065, 1.23) | 0.1299 | 0.6826 | -0.1514 | -0.0189 | 0.066 | -0.0289 |
| [1.23, 1.5) | 0.3297 | 0.4869 | -0.2211 | 0.0554 | -0.064 | -0.0261 |
| [1.5, 1.95) | 0.5682 | 0.1875 | -0.2951 | 0.1089 | -0.1519 | -0.0140 |
| [1.95, 2.8) | 0.8730 | -0.3920 | -0.3616 | 0.2256 | -0.4620 | 0.0012 |
| [2.8, 4.5) | 1.1326 | -1.2367 | -0.4118 | 0.2878 | -0.823 | 0.0559 |
| [4.5, 6.2) | 1.0602 | -1.5999 | -0.3589 | 0.2642 | -1.1272 | 0.1311 |
| [6.2, ∞) | 0.6777 | -0.3273 | -0.2504 | 0.1561 | -1.3765 | 0.2506 |

Pour trouver l'irradiance inclinée totale I_T , l'irradiance de faisceau I_b et la réflectance du sol ρ_g doivent être ajoutées

$$I_T = I_b R_b + I_{d,tilt} + I \cdot \rho_g \cdot \left(\frac{1 - \cos(\beta)}{2} \right) \quad (\text{II.27})$$

3.3 Distances d'ombre et espacement des rangées de panneaux solaires

Le coût du terrain pour une centrale PV est un élément important du coût total. Par conséquent, pour réduire le coût total, la superficie du terrain de la centrale doit être minimisée. Cela peut être réalisé en réduisant les distances entre les rangées de modules PV. Cependant, les courtes distances entre les rangées de panneaux peuvent entraîner l'ombrage des rangées avant sur celles à l'arrière, ce qui réduit la production d'énergie et l'efficacité. Par conséquent, la distance entre les rangées de panneaux peut être réduite tant qu'il n'y a pas d'ombrage [49]. Les centrales solaires PV à grande échelle (LS-PVPPs) sont généralement divisées en deux catégories suivantes :

- Centrales solaires fixes sur terrains plats ou inclinés
- Systèmes de suivi à axe unique (axe de suivi horizontal Est-Ouest)

3.3.1 Trajectoire solaire

Les diagrammes de trajectoire solaire tracent l'angle d'élévation, et l'angle d'azimut du soleil au cours d'une journée, tels qu'ils sont vus depuis un emplacement donné. En plus de décrire la trajectoire du soleil en termes d'élévation et d'azimut, les diagrammes de trajectoire solaire indiquent des moments particuliers de la journée [61]. Un diagramme de trajectoire solaire pour n'importe quel emplacement spécifié sur Terre à n'importe quel moment de l'année peut être obtenu en entrant les informations pertinentes auprès du laboratoire de surveillance de la radiation solaire de l'Université de l'Oregon [61].

3.3.2 Calculs d'ombres pour les systèmes PV fixes

Le système PV à angle fixe est installé sur un terrain plat, comme le montre la **Figure II.12**. Tout d'abord, on suppose que les modules PV sont orientés vers le sud. Pour déterminer la distance entre les panneaux, selon la **Figure II.13** et en utilisant les équations (II.28) à (II.30), le modèle de calcul est extrait en prenant en compte les conditions aux limites [49].

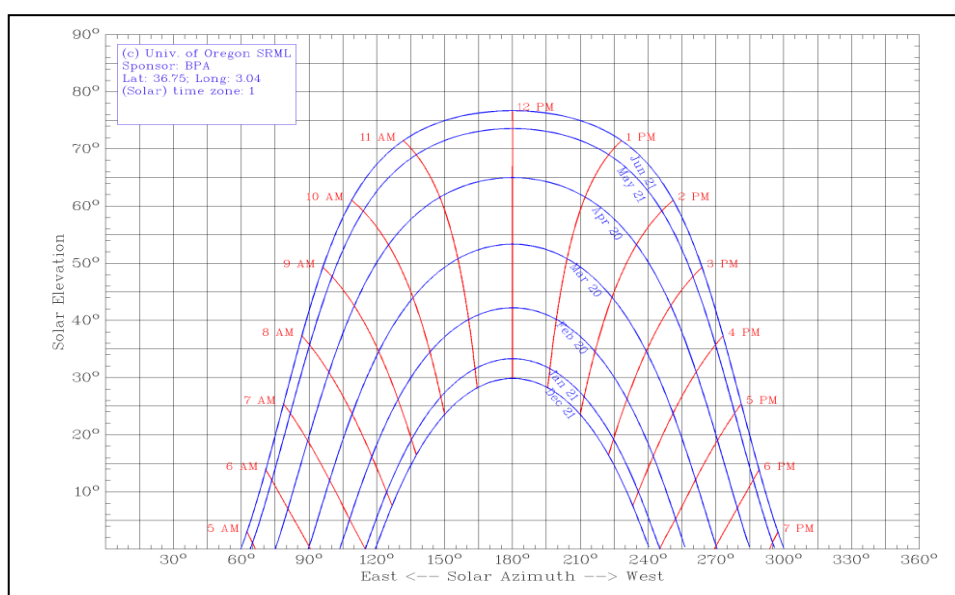


Figure II.11 : Diagrammes de trajectoire solaire pour Alger.

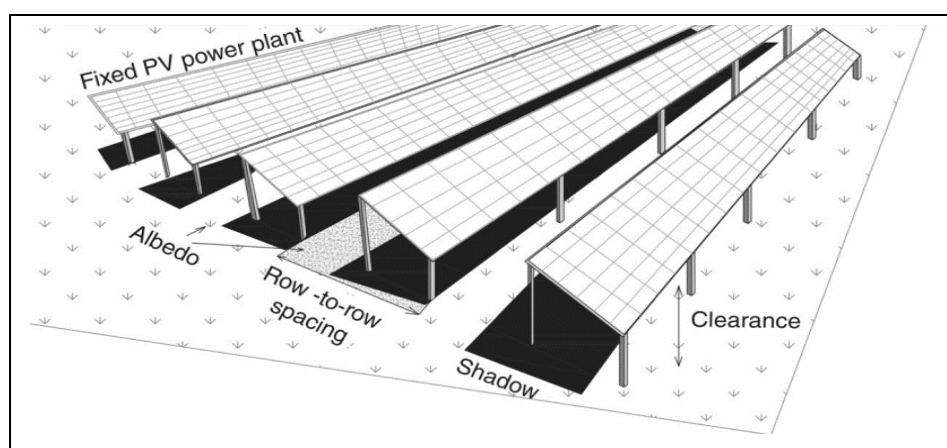


Figure II.12 : Système PV fixe monté au sol et son ombrage.

La Figure II.11 montre la courbe du chemin solaire pour la ville d'Alger à l'Algérie. Selon ce chiffre, le 21 décembre et le 21 juin, la hauteur du soleil est respectivement à sa position la plus basse et la plus haute par rapport à la terre. Le 21 décembre, la hauteur du soleil par rapport à la terre dans la région spécifiée est la plus basse, ce qui indique que la longueur de l'ombre est plus longue que celles des autres jours de l'année. Par conséquent, les calculs d'ombrage seront effectués pour le scénario le plus défavorable, soit le 21 décembre, pour le lieu géographique à l'étude.

La Figure II.12 montre une centrale PV fixe au sol et l'ombre causée par les panneaux solaires.

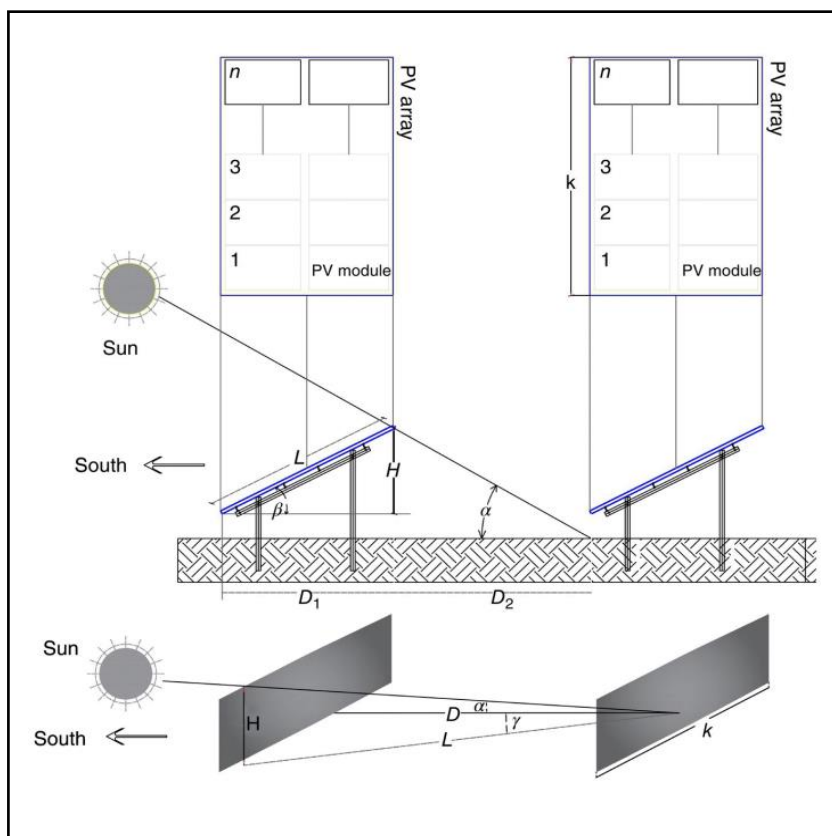


Figure II.13 : Système PV fixe.

$$D1 = L \cdot \cos(\beta) \quad H = L \cdot \sin(\beta) \quad (\text{II.28})$$

$$D2 = \cos(\gamma) \cdot L' \quad L' = \frac{H}{\tan(\alpha)} \quad (\text{II.29})$$

$$D = D1 + D2 = L \cdot \cos(\beta) + L \cdot \sin(\beta) \frac{\cos(\gamma)}{\tan(\alpha)} \quad (\text{II.30})$$

Où γ est l'azimut solaire, α est l'altitude solaire, D est la distance d'ombrage, H est la hauteur, L est la longueur du panneau PV, L' est la longueur projetée des rayons solaires et β est l'angle d'inclinaison.

3.4 Validation des modèles d'estimation de l'irradiation solaire

3.4.1 Méthodologie de comparaison

3.4.1.1 Données météorologiques

Dans cette section, l'irradiation incline totale estimée par les différents modèles d'estimations, est comparée avec l'irradiation incline totale donnée par **PVGIS**. Ce dernier, est un outil en ligne largement utilisé pour l'estimation de l'irradiation solaire et la performance des systèmes PV. Il est développé par le Centre Commun de Recherche (**CCR**) de l'**Union européenne**. **PVGIS** fournit des données météorologiques basées sur des modèles et des algorithmes prenant en compte divers paramètres tels que la localisation géographique, l'orientation des modules solaires, l'inclinaison, les conditions climatiques moyennes, etc.

Tableau II.5 : Les 15 sites du projet de **2000 MWp** solaire PV en Algérie.

| Site | Capacité unitaire par centrale [MW] | Situation topographies |
|-----------------------------|-------------------------------------|------------------------|
| Béchar (Abadla) | 80 | Sahara |
| Béchar (Kenadsa) | 120 | Sahara |
| M'Sila (Batmete) | 220 | Atlas téllien |
| B.B.Argeridj (Ras El Oued) | 80 | Hauts plateaux |
| Batna (Merouana) | 80 | Hauts plateaux |
| Laghouat (Aflou) | 200 | Sahara |
| Ghardaia (Guerrara) | 80 | Sahara |
| Tiaret (Frenda) | 80 | Hauts plateaux |
| El Oued (Nakhla) | 200 | Sahara |
| El Oued (Taleb Larbi) | 80 | Sahara |
| Touggourt | 130 | Sahara |
| M'Ghaier | 220 | Sahara |
| Biskra (Leghrous) | 200 | Sahara |
| Biskra (Tolga) | 80 | Sahara |
| Biskra (KhenguetSidi Nadji) | 150 | Sahara |

L'Algérie a lancé un projet pour la réalisation de **15** centrales solaires PV, réparties sur **11** wilayas du Sud et des Hauts-Plateaux, d'une puissance unitaire variante entre **80** et **220 MWp** pour une puissance totale de de **2000 MWp**, comme le montre le **Tableau II.5**.

Afin d'appliquer les différents modèles tels que, Liu et Jordan, Hay-Davis, Temps-Coulson, Klucher, D.Reindl et Perez et al, il est nécessaire de disposer des valeurs d'irradiance globale, diffuse et directe sur le plan horizontal (I_{bh} , I_{dh} et I_{gh}), et pour l'analyse statistique, nous avons besoin également de l'irradiance globale sur le plan incliné (I_{gt}). Ces valeurs ont également été obtenues à partir de l'application web **PVGIS** pour les quinze sites concernés par le projet de **2000 MWp** (voir **Tableau II.5**). Les algorithmes proposés pour valider les différents modèles vont ensuite utiliser ces valeurs en tant que données d'entrée, ainsi que d'autres paramètres météorologiques, pour estimer les valeurs de l'irradiance directe, diffuse et globale sur le plan incliné. Finalement, les résultats obtenus vont être comparés avec les données mesurés.

3.4.1.2 Approche statistique pour la comparaison des modèles implémentés

La capacité relative des différents modèles à prédire l'irradiation solaire sur des surfaces inclinées a été testée. Les performances des modèles implémentés ont été déterminées en utilisant des méthodes statistiques. Il existe de nombreuses études dans la littérature qui traitent de l'évaluation et de la comparaison des modèles d'estimation de l'irradiation solaire journalière. Les méthodes statistiques les plus populaires sont le **MBE** (erreur de biais moyen) et le **RMSE** (la racine d'erreur quadratique moyenne). Dans cette étude, pour évaluer l'exactitude des données estimées, à partir des modèles décrits ci-dessus, l'estimateur statistique **RMSE** a été utilisé, ce dernier représente la variation des valeurs estimées et mesurées. D'autre part, le coefficient de corrélation R^2 est employé, pour tester la relation linéaire entre les valeurs prédites et mesurées. Il faut savoir que, le **RMSE** est toujours une valeur positive, et peut être considérablement élevée si l'échantillon comprend quelques grandes variations par rapport à la valeur mesurée. Ce test statistique peut être effectué en utilisant l'équation **(II.31)** [62]. Pour une plus grande précision de modélisation, l'estimateur **RMSE** doit être plus proche de zéro, et le coefficient de corrélation R^2 doit se rapprocher de **1**.

$$RMSE = \left[\frac{\sum_{i=1}^n (c_i - m_i)^2}{n} \right]^{0.5} \quad (II.31)$$

$$R^2 = \left(\frac{\sum_{i=1}^n (c_i - c_a)(m_i - m_a)}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (c_i - c_a)^2 \sum_{i=1}^n (m_i - m_a)^2}} \right)^2 \quad (II.32)$$

Avec, c_i représente la *ième* valeur calculée, c_a la moyenne des valeurs calculées, m_i la *ième* valeur mesurée, m_a la moyenne des valeurs mesurées et n le nombre de point d'observation.

Tableau II.6 : Résultats de l'implémentation des différents modèles d'estimation de l'irradiation solaire sur le plan incliné, pour les 15 sites du projet de **2000 MW_p** solaire PV en Algérie.

| | Liu & Jordan | | Hay-Davis | | Temps-Coulson | | Klucher | | D. Reindl | | Perez et al. | |
|----------------------------|--------------|--------------------|-----------|--------------------|---------------|--------------------|----------|--------------------|-----------|--------------------|--------------|--------------------|
| | RMSE (%) | R ² (%) | RMSE (%) | R ² (%) | RMSE (%) | R ² (%) | RMSE (%) | R ² (%) | RMSE (%) | R ² (%) | RMSE (%) | R ² (%) |
| Abadla Bechar | 6.524 | 97.132 | 6.567 | 97.096 | 6.697 | 97.101 | 6.564 | 97.183 | 6.569 | 97.097 | 6.136 | 97.554 |
| Kenadsa Bechar | 6.695 | 96.939 | 6.726 | 96.903 | 6.852 | 96.902 | 6.714 | 96.993 | 6.728 | 96.903 | 6.314 | 97.365 |
| Batemet M'Sila | 5.676 | 97.413 | 5.713 | 97.366 | 5.957 | 97.302 | 5.652 | 97.505 | 5.712 | 97.37 | 5.364 | 97.779 |
| Ras.El.Oued B.B.Arreridj | 6.136 | 97.008 | 6.197 | 96.946 | 6.365 | 96.952 | 6.118 | 97.121 | 6.199 | 96.95 | 5.687 | 97.543 |
| Merouana Batna | 5.684 | 97.384 | 5.748 | 97.327 | 5.947 | 97.338 | 5.679 | 97.499 | 5.750 | 97.332 | 5.099 | 97.997 |
| Aflou Laghiuat | 6.142 | 96.998 | 6.165 | 96.962 | 6.403 | 96.858 | 6.136 | 97.061 | 6.166 | 96.964 | 5.834 | 97.385 |
| Guerrara Ghardaïa | 6.464 | 97.063 | 6.521 | 97.009 | 6.617 | 97.055 | 6.476 | 97.142 | 6.523 | 97.011 | 5.998 | 97.585 |
| Frenda Tiaret | 6.370 | 96.710 | 6.412 | 96.668 | 6.634 | 96.612 | 6.379 | 96.799 | 6.413 | 96.672 | 5.882 | 97.306 |
| Nekhla El-Oued | 5.887 | 97.439 | 5.941 | 97.389 | 6.074 | 97.439 | 5.894 | 97.538 | 5.944 | 97.392 | 5.542 | 97.838 |
| T. Larbi El-Oued | 6.214 | 97.132 | 6.273 | 97.071 | 6.399 | 97.117 | 6.211 | 97.231 | 6.275 | 97.075 | 5.678 | 97.716 |
| Touggourt | 5.543 | 97.674 | 5.614 | 97.615 | 5.780 | 97.660 | 5.552 | 97.780 | 5.616 | 97.619 | 5.107 | 98.129 |
| M'Ghaier | 5.799 | 97.402 | 5.863 | 97.339 | 6.025 | 97.391 | 5.789 | 97.521 | 5.864 | 97.344 | 5.378 | 97.879 |
| El Ghrous Biskra | 6.295 | 97.018 | 6.358 | 96.957 | 6.494 | 97.000 | 6.287 | 97.129 | 6.360 | 96.961 | 5.922 | 97.480 |
| Tolga Biskra | 6.000 | 97.311 | 6.017 | 97.267 | 6.169 | 97.265 | 5.967 | 97.394 | 6.017 | 97.269 | 5.773 | 97.598 |
| Khenguet Sidi Nadji Biskra | 6.813 | 96.498 | 6.857 | 96.445 | 6.985 | 96.476 | 6.791 | 96.612 | 6.858 | 96.450 | 6.334 | 97.103 |

3.4.2 Résultats de simulation

Le **Tableau II.6** englobe tous les résultats de l'implémentation des six modèles détaillés précédemment, pour l'estimation de l'irradiation solaire sur le plan incliné, qui est une étape importante pour la détermination de l'énergie PV qui sera produite et également pour l'étude de faisabilité et le dimensionnement des 15 centrales PV du projet **2GWp** solaire PV en Algérie.

Les premières observations, montre que pour chaque site ces modèles d'estimations ont des performances différentes, mais en générale le **RMSE** ($\text{RMSE} [\%] = (\text{RMSE}/I_{STC}) \cdot 100$) varie entre **5** et **6** %, et le **R²** ($\text{R}^2 [\%] = \text{R}^2 \cdot 100$) entre **96** et **98** %, ce qui reste dans les marges acceptables. Cependant, pour plus de précision et d'affinité dans la prédiction du potentiel solaire PV, un choix judicieux doit être considéré, surtout pour les centrales PV de grandes échelles, où les petites erreurs peuvent couler très chers en terme de performances de budget.

Si on prend le **RMSE** comme critère primaire d'évaluation statistique, on constat, que le model **Temp-Coulson** est le plus défavorable dans tous les sites, bien que, son facteur de corrélation **R²**, peut être supérieur à d'autres modèles dans certains sites, mais l'importance de ce critère vient après le **RMSE**, pour examiner la linéarité entre les valeurs mesurées et les valeurs estimées.

Les résultats obtenues, montrent clairement que le model de **Perez et al** est le model d'estimation le plus performant pour les **15** sites du projet. Son **RMSE** est le plus faible par rapport aux cinq autres modèles, ainsi que, son facteur de corrélation **R²** est le plus élevé dans tous les tests. Par ailleurs, le model de **Perez et al** donne les meilleurs performances dans le site de **Tougourt** ($\text{RMSE} = 5.107\%$ et $\text{R}^2 = 98.129\%$).

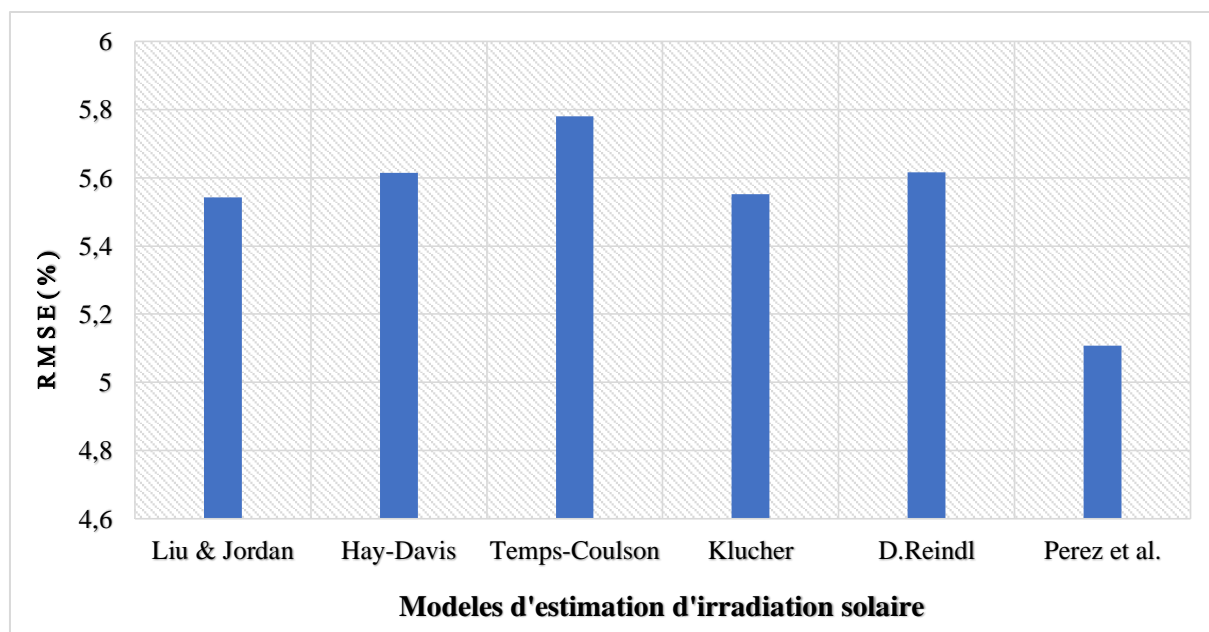


Figure II.14 : Le **RMSE** des différents modèles d'estimation d'irradiation solaire, implémentés à **Tougourt**.

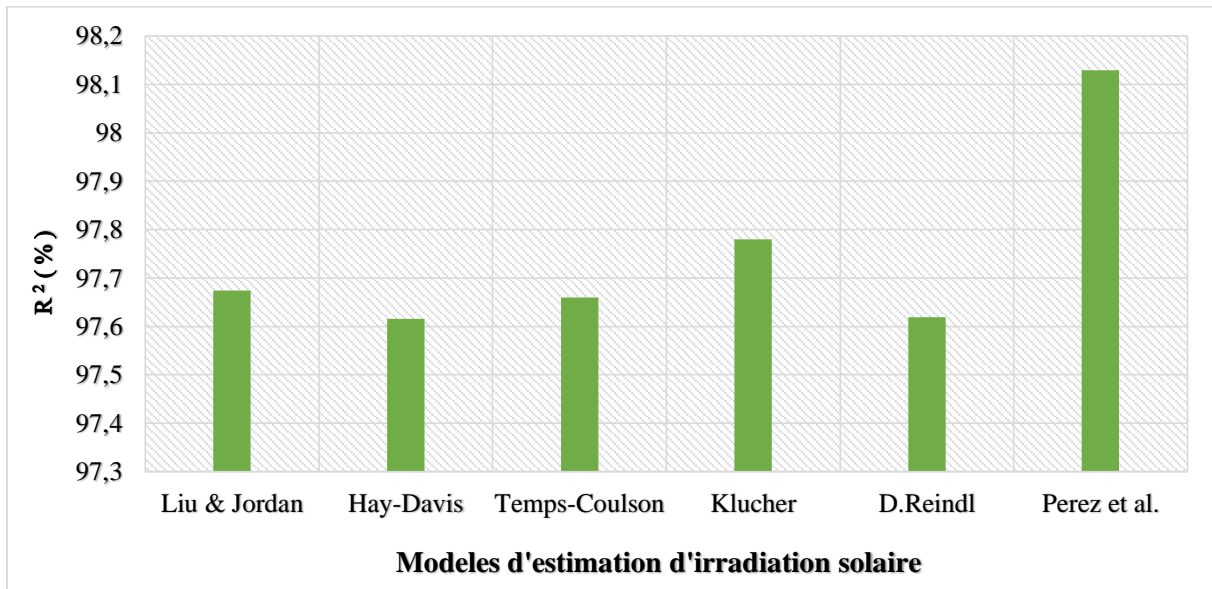


Figure II.15 : Le R^2 des différents modèles d'estimation d'irradiation solaire, implémentés à **Touggourt**.

Nous avons choisi le site de **Touggourt** pour présenter les résultats obtenus avec plus de détails et d'éclaircissement. La **Figure II.14**, illustre la variation de **RMSE** avec les différents modèles d'estimation appliqués. Il est évident que le modèle de **Perez et al** donne le **RMSE** le plus faible, loin derrière tous les autres modèles, et que le modèle de **Temps-Coulson** donne toujours le résultat le moins performant. De plus, et comme il est montré dans la **Figure II.15**, où le coefficient de corrélation pour les différents modèles est représenté, et pour ce paramètre également le modèle de **Perez et al** donne les meilleures performances avec un $R^2 = 98.129\%$, et dans le même temps le modèle de **Hay-Davis** affiche le résultat le plus moins efficace en termes de corrélation entre l'irradiation estimée et l'irradiation mesurée.

Pour chaque modèle implémenté pour le site de Touggourt, nous avons confronté les résultats l'estimation de l'irradiation globale sur le plan incliné, avec ceux issus de la mesure. En outre, pour analyser la corrélation, nous avons tracé les courbes de régression pour les données estimées et les données mesurées.

Par ailleurs, pour une visibilité plus claire, nous avons également calculé et affiché les moyennes journalières et mensuelles à partir des résultats horaires, comme le montrent les **Figures II.16 - II.21**. De même, comme nous l'avons déjà constaté, le modèle de **Perez et al** illustre les meilleures performances (voir **Figure II.21**).

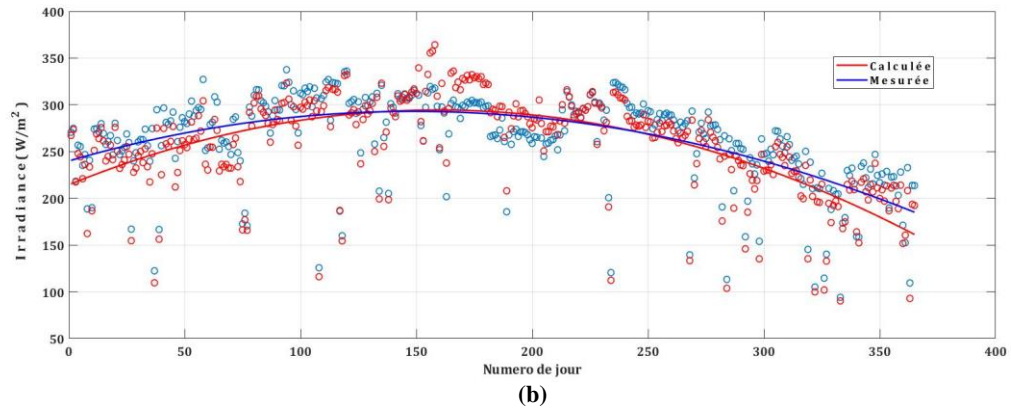
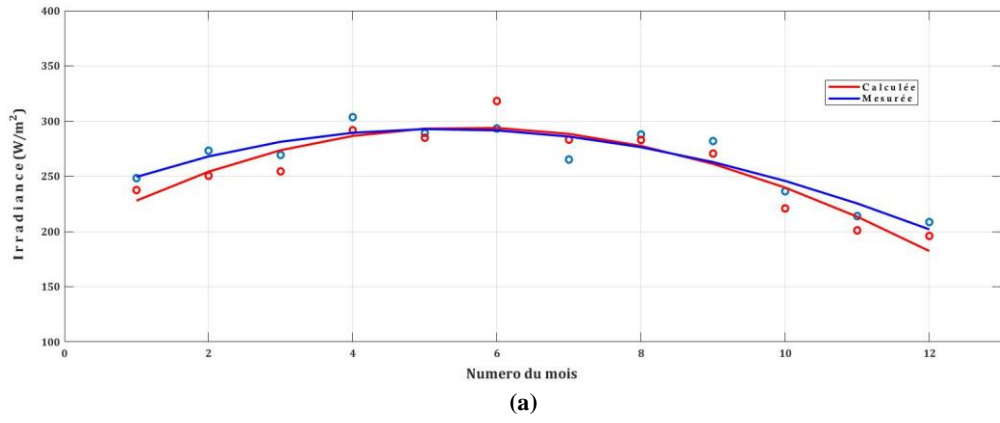


Figure II.16 : Model Liu-Jordan, Irradiation globale inclinée, (a) Moyenne mensuelle, (b) Moyenne journalière. RMSE = 5.543%, R² = 97.674%, (Touggourt).

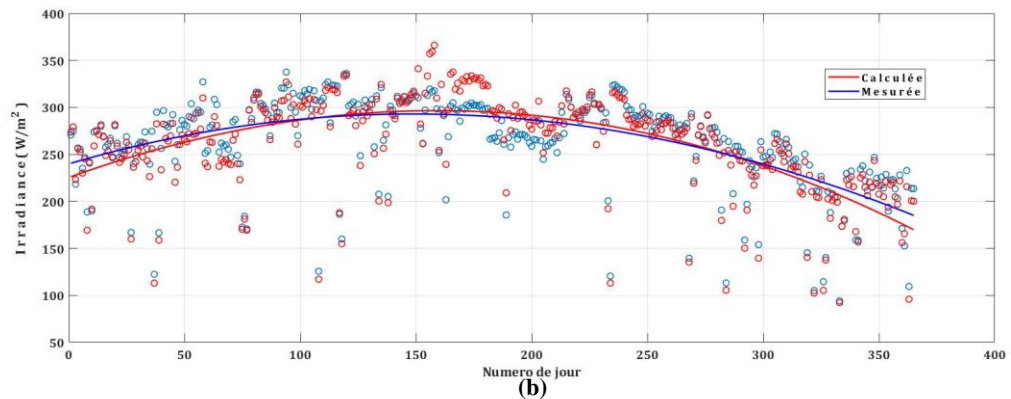
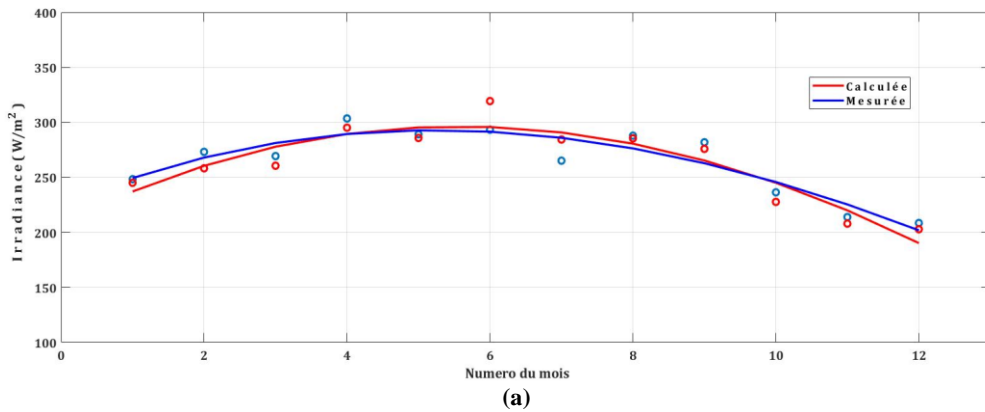
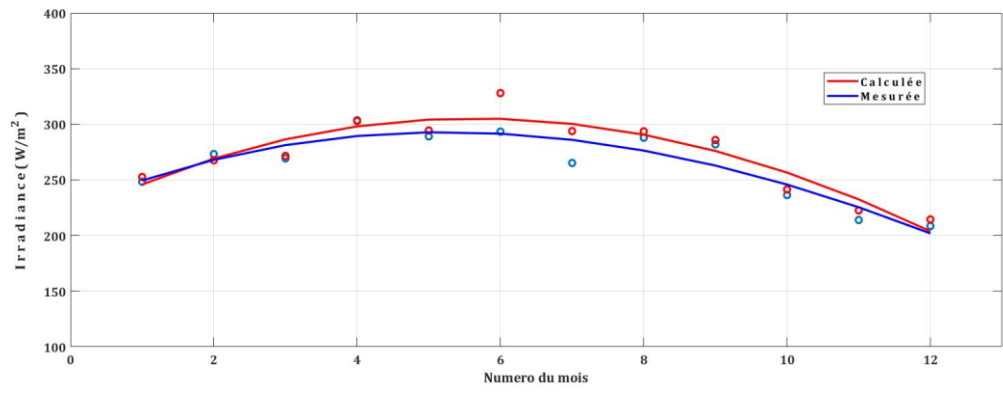
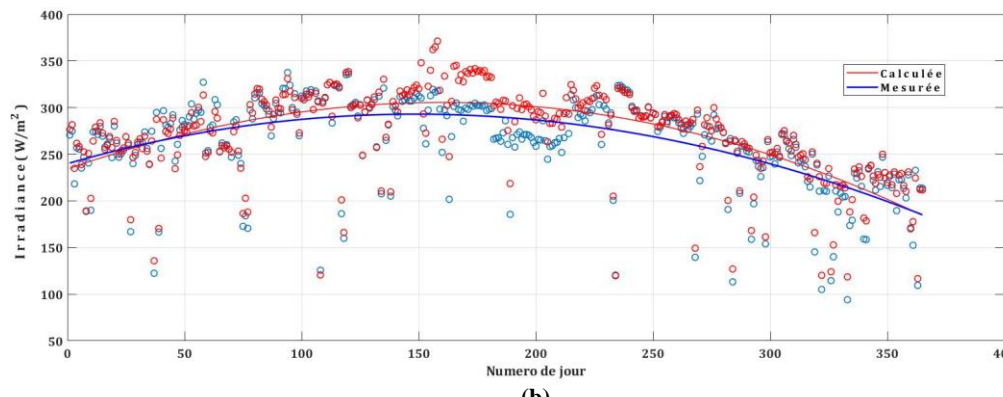


Figure II.17 : Model Hay Davis, Irradiation globale inclinée, (a) Moyenne mensuelle, (b) Moyenne journalière. RMSE = 5.614%, R² = 97.615%, (Touggourt).

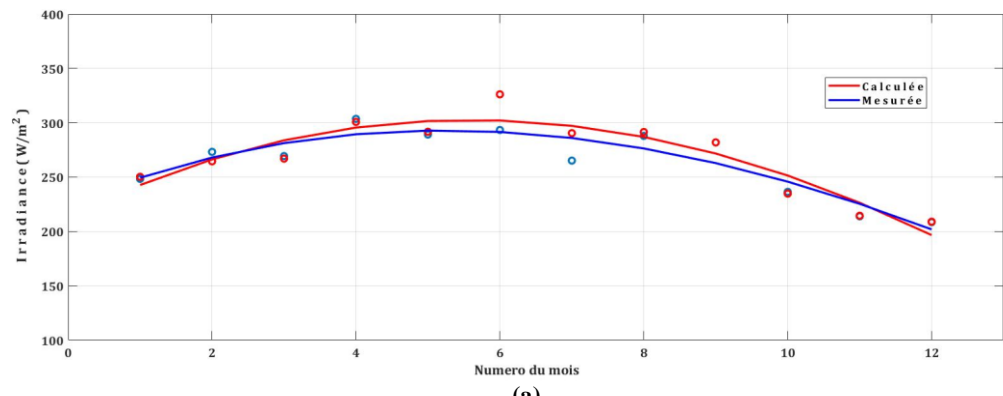


(a)

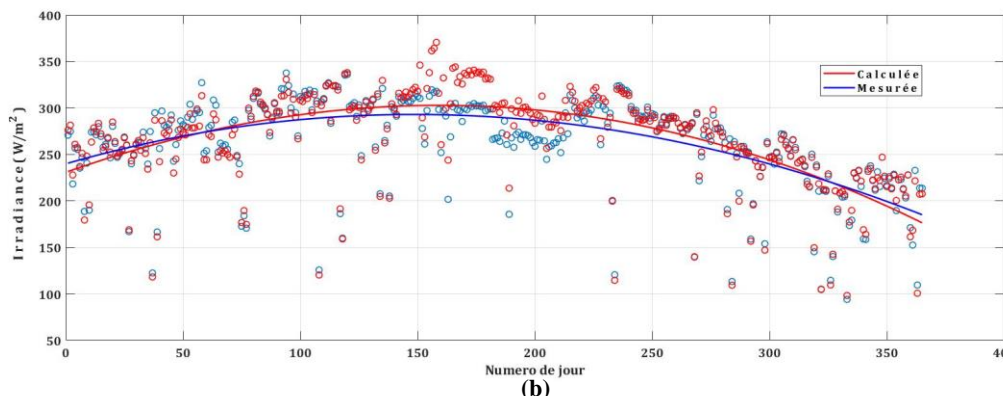


(b)

Figure II.18 : Model Temps-Coulson, Irradiation globale inclinée, (a) Moyenne mensuelle, (b) Moyenne journalière. RMSE = 5.780%, R² = 97.660%, (Touggourt).

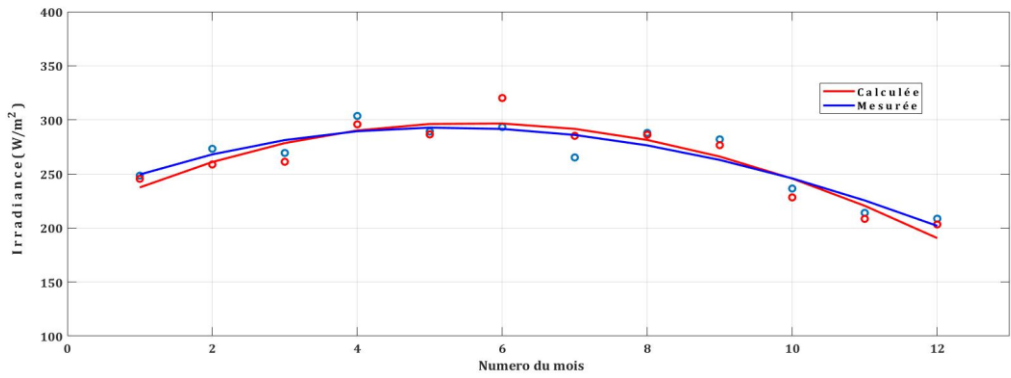


(a)

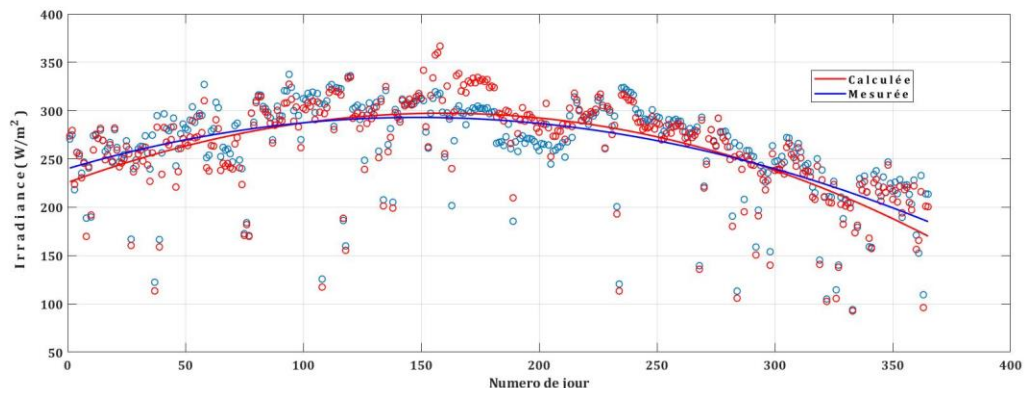


(b)

Figure II.19 : Model Klucher, Irradiation globale inclinée, (a) Moyenne mensuelle, (b) Moyenne journalière. RMSE = 5.552%, R² = 97.780%, (Touggourt).

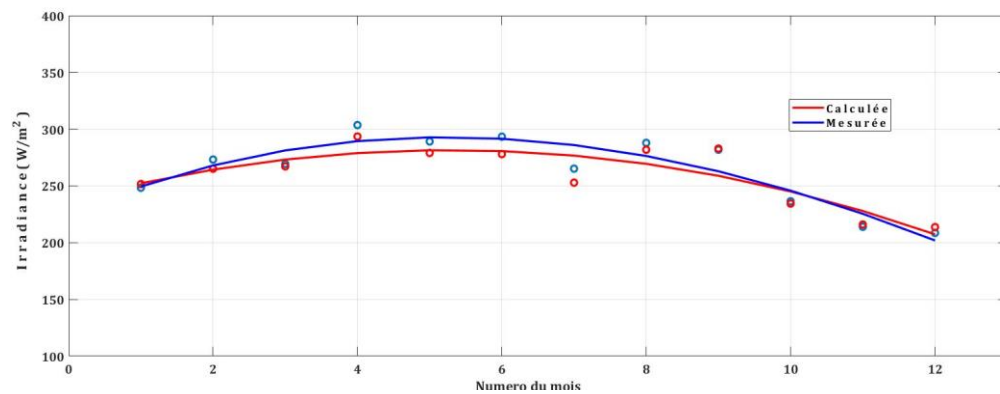


(a)

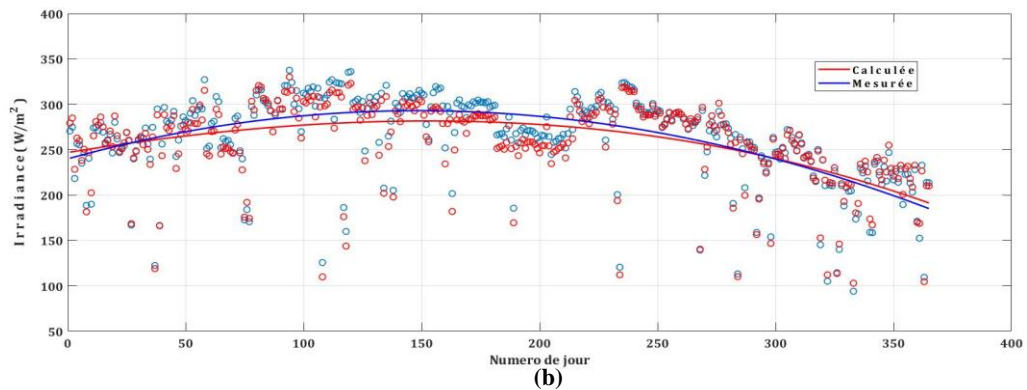


(b)

Figure II.20 : Model D.Reindl, Irradiation globale inclinée, (a) Moyenne mensuelle, (b) Moyenne journalière. RMSE = 5.616%, R² = 97.619%, (Touggourt).



(a)



(b)

Figure II.21 : Model Perez et al. Irradiation globale inclinée, (a) Moyenne mensuelle, (b) Moyenne journalière. RMSE = 5.107%, R² = 98.129%, (Touggourt).

4. Conclusion

Dans ce chapitre la problématique de la détermination de l'irradiation globale sur le plan incliné a été traitée et développé en détails. Les modèles les plus utilisés dans la littérature ont été présenté, et leurs algorithmes implémentés dans les 15 sites concerné par le projet de 2000MWp solaire PV en Algérie.

Dans le but de choisir le modèle le plus approprié pour l'estimation de l'irradiation globale sur le plan incliné, une étude de validation a été effectuée en utilisant des indicateurs statistiques pour comparer les résultats issus des algorithmes de calculs et ceux issus de la mesure.

Cette étude a démontré que le modèle de **Perez et al** est plus performant par rapport aux autres modèles, et cela pour les 15 sites du projet considérés.

Chapitre III

Développement d'un Algorithme d'Étude de Faisabilité Technico- Économique des Centrales Photovoltaïques

1. Introduction

Ce chapitre se focalise sur l'évaluation de la faisabilité technique et économique des centrales PV à grande échelle. L'objectif principal est de proposer une méthodologie approfondie permettant de déterminer la viabilité et l'efficacité des projets de centrales PV, en prenant en compte à la fois les aspects techniques et économiques.

Nous entamons ce chapitre en détaillant le développement de la première partie de notre algorithme d'évaluation, qui vise à évaluer techniquement la configuration choisie pour la centrale PV. Cette démarche englobe l'identification et l'optimisation des paramètres techniques essentiels, nécessaires pour assurer un fonctionnement optimal de la centrale. Nous analysons en profondeur les différentes composantes et les considérations techniques requises pour concevoir une configuration adaptée aux besoins du projet.

Par la suite, nous présentons une méthodologie détaillée pour évaluer la viabilité économique du projet. Cela englobe le calcul précis des coûts liés à la mise en œuvre et à l'exploitation de la centrale, ainsi que l'estimation des revenus générés par la vente de l'électricité solaire produite. Nous prenons également en compte divers paramètres d'évaluation des performances de la centrale PV, afin de faciliter une prise de décision éclairée quant au choix des technologies à adopter.

Ainsi, l'objectif de ce chapitre est de proposer une méthodologie solide pour évaluer la faisabilité technique et économique des centrales PV à grande échelle. Cette approche détaillée et méthodique permettra d'optimiser la planification et la mise en œuvre de futurs projets de centrales PV, en assurant une performance optimale et une rentabilité accrue.

2. Analyse Technique

2.1 Puissance de Sortie de chaque Module PV

2.1.1 Dépendance de la température et de l'irradiance

Lors des tests des modules PV, on utilise des conditions de test standard (STC) (Tableau III.1). Cependant, les cellules solaires fonctionnent rarement dans ces conditions de test standard. La courbe I-V d'une cellule solaire dépend directement de l'irradiance et de la température, et au cours d'une journée, l'irradiance peut varier plus rapidement que la température. Si l'irradiance est réduite de moitié, la puissance de sortie de la cellule solaire diminue également de moitié.

Tableau III.1 : conditions de test standard.

| | |
|-----------------------|----------------------|
| Irradiance | 1000W/m ² |
| Masse d'air | AM1.5 |
| Temperature de module | 25°C |

Étant donné que toute l'énergie incidente sur le module PV n'est pas convertie en électricité, les modules PV se réchauffent lorsqu'elles sont exposées à l'irradiance. La température d'un module PV est estimée par la formule (III.1), où G est l'irradiance incidente [W/m²], T_{Mod} et T_{Amb} [°C] sont la température du module et la température ambiante, respectivement. La température nominale de fonctionnement d'un module PV (NOCT) est la température du module attendue à 20°C avec une irradiance de 800 W/m² et une vitesse du vent de 1 m/s. Il s'agit d'un paramètre fourni par le fabricant du module PV. La puissance de sortie d'un module dépend de la température selon l'équation (III.2), où T_c est le coefficient de température [%W/°C] qui définit la réduction de la puissance maximale du module pour chaque degré au-dessus de 25°C. Lorsque la température du module augmente, la puissance de sortie du module diminue. Les pertes de puissance dues aux températures élevées peuvent être un problème important dans les climats chauds. C'est pourquoi l'efficacité d'un système PV est généralement meilleure dans les climats froids et les pays nordiques.

$$T_{Mod} = T_{Amb} + \frac{G}{800} \cdot (NOCT - 20) \quad (III.1)$$

$$P_m = P_{M,STC} \cdot \frac{G}{1000} \cdot [1 - T_c \cdot (T_{Mod} - 25)] \quad (III.2)$$

Où P_m [W] est la puissance de sortie de chaque module PV au point de puissance maximale (MPP), et $P_{M,STC}$ [W] est la puissance nominale du module PV dans les conditions de test standard (STC).

La Figure III.1 montre l'effet de l'intensité d'irradiation et de la température sur la courbe I-V. Cette figure montre également que :

a. Lorsque la température de surface d'un module PV augmente, la tension et la puissance de sortie du module diminuent.

b. En réduisant le niveau d'irradiation d'un module PV, le courant et la puissance de sortie du module sont réduits.

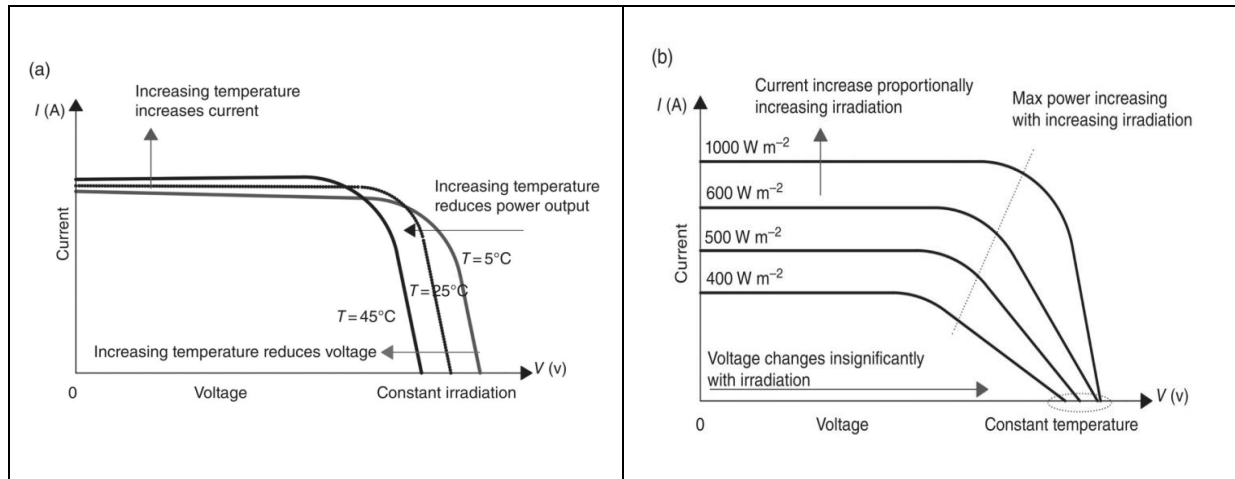


Figure III.1 : L'effet de l'intensité d'irradiation et de la température sur la courbe I-V [63].

(a) Les caractéristiques I-V à différentes températures, et (b) Les caractéristiques I-V à différentes intensités d'irradiation et à une température constante.

2.1.2 Effet de l'ombrage et de saleté sur la production des modules PV

L'effet de l'ombrage et de la saleté sur la puissance de sortie du module PV est significatif. Lorsque des parties d'une cellule ou d'un module sont ombragées, la quantité de lumière reçue est réduite, ce qui diminue la production d'énergie. De plus, l'accumulation de saleté sur les cellules ou le module peut réduire la quantité de lumière qui atteint la surface de la cellule, ce qui diminue également la production d'énergie. Dans les deux cas, cela peut entraîner un déséquilibre de courant entre les cellules, ce qui peut réduire davantage la production d'énergie.

Après avoir obtenu la puissance du point de puissance maximale (MPP) de chaque module, il est possible de calculer une estimation plus précise de la puissance de sortie réelle de chaque module PV en prenant en compte les pertes d'exploitation. La formule utilisée pour décrire la puissance de sortie réelle de chaque module PV est la suivante :

$$P_{PV} = P_m \cdot \left(1 - \frac{f_d}{100}\right) \cdot \left(1 - \frac{S_p}{100}\right) \quad (\text{III.3})$$

Cette formule prend en compte deux facteurs de perte de puissance pour chaque module PV : le facteur f_d [%] pour l'effet de la saleté, et le facteur S_p [%] pour l'effet d'ombrage. Pour cette étude, f_d est fixé à 5% [64] et S_p à 5% [65]. Cependant, il est important de noter que ces pertes d'ombrage sont basées sur une hypothèse et qu'une estimation plus précise devrait être réalisée en utilisant un modèle 3D de la centrale PV ou en effectuant des mesures sur le terrain.

Après avoir calculé la puissance de sortie réelle de chaque module (P_{PV}) en prenant en compte ces facteurs de perte, il est possible d'évaluer les pertes de puissance de la centrale PV telles que :

$$P_{PV\text{losses}} = P_m - P_{PV} \quad (\text{III.4})$$

2.2 Nombre de modules PV

Un schéma bloc de la centrale PV considérée dans cette étude est illustré dans la **Figure III.2**. Les modules PV sont répartis dans plusieurs onduleurs, et l'énergie produite est injectée dans le réseau électrique au point de couplage commun (PCC) à travers un transformateur et un câble d'interconnexion (i/c), respectivement.

Le nombre total de modules PV ($N_{I,o}$) qui doivent être installés dans la centrale PV est calculé en fonction de la puissance nominale de la centrale $P_{plant,nom}$ [MW_p] spécifiée par le concepteur de la centrale PV, comme suit :

$$N_{I,o} = \frac{P_{plant,nom}}{P_{M,STC}} \cdot 10^6 \quad (III.5)$$

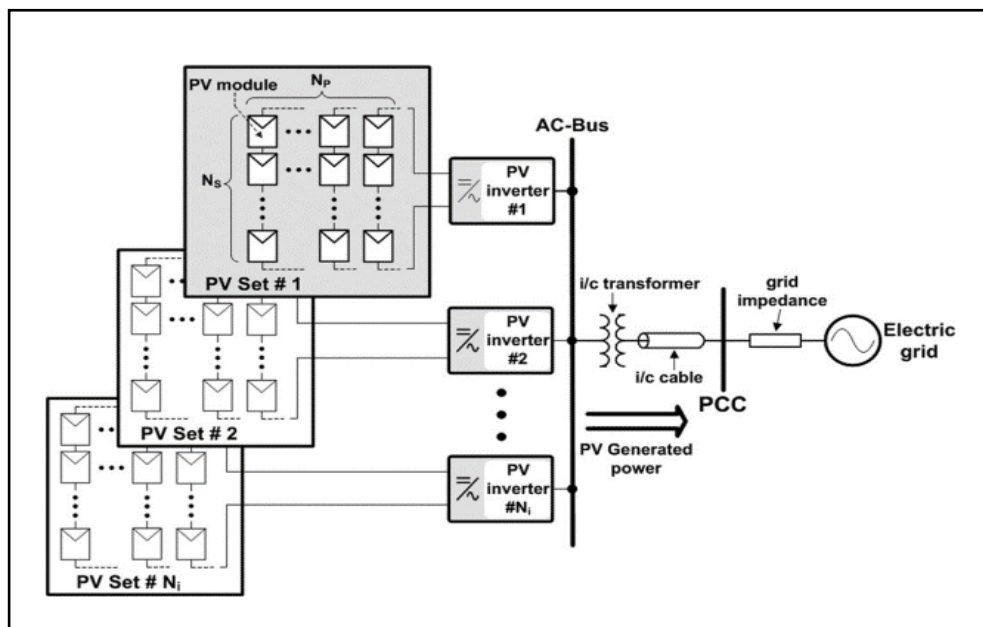


Figure III.2 : Schéma bloc de la centrale PV [64].

Il faut noter que, le calcul du nombre de modules PV est une estimation basée sur la capacité de conception de la centrale PV, le nombre final de modules PV dans le système sera recalculé par la suite.

2.2.1 Nombre de modules en série et en parallèle

Comme le montre la **Figure III.2**, les modules PV de la centrale PV sont répartis en groupes de modules PV, et chaque groupe est connecté à un onduleur. Chaque groupe de modules PV se compose de N_p chaînes de modules PV ($N_p \geq 1$), tandis que chaque chaîne est composée de N_s modules PV connectés en série ($N_s \geq 1$).

Le calcul du nombre de modules PV en série dans une chaîne et en parallèle dépend des spécifications de l'onduleur sélectionné.

Parmi les caractéristiques de l'onduleur, on trouve la plage de tensions de point de puissance maximale [$V_{mpp,min} - V_{mpp,max}$], et la tension maximale en courant continu ($V_{in,max}$). La tension générée par les modules en série doit se situer dans ces limites car l'onduleur suit le point de puissance maximale. Par conséquent, pour calculer le nombre de panneaux en série (N_s), il faut d'abord calculer les tensions suivantes :

$$V_{max}(T_{min}) = V_{mp} \cdot N_s \cdot (1 + \alpha(T_{min} - 25)) \quad (III.6)$$

$$V_{max}(T_{max}) = V_{mp} \cdot N_s \cdot (1 + \alpha(T_{max} - 25)) \quad (III.7)$$

$$V_{OC}(T_{min}) = V_{OC} \cdot N_s \cdot (1 + \alpha(T_{min} - 25)) \quad (III.8)$$

Où :

T_{min}, T_{max} [°C] sont les températures minimale et maximale des Modules PV.

V_{mp} [V] : La tension optimale de fonctionnement dans des conditions standards STC.

V_{OC} [V] : La tension de circuit ouvert du module PV.

α [%/°C] : Coefficient de température de la tension en circuit ouvert (V_{OC}) des modules PV.

Afin de déterminer le nombre des modules PV en série N_s , il faut s'assurer que les trois tensions calculées pour chaque valeur de N_s vérifient les trois conditions suivantes :

$$V_{OC}(T_{min}) \leq V_{in,max} \quad , \quad V_{max}(T_{min}) \leq V_{mpp,max} \quad \text{et} \quad V_{max}(T_{max}) \geq V_{mpp,min}$$

Pour calculer le nombre maximum de modules en parallèle ($N_{p,max}$), il faut également tenir compte de la température, du courant de court-circuit des modules PV (I_{sc} [A]) et du courant continu maximal admis par l'onduleur ($I_{dc_max_inv}(T_{max})$ [A]) :

$$I_{dc_max_inv}(T_{max}) = I_{sc} \cdot N_{p,max1} \cdot (1 + \beta(T_{max} - 25)) \quad (III.9)$$

Une autre condition doit être prise en compte dans le calculs de $N_{p,max}$ est la puissance maximale continue générée par les modules PV admissible par l'onduleur (P_{PVmax_inv} [W]) :

$$N_{p,max2} = \frac{P_{PVmax_inv}}{N_s \cdot P_{M,STC}} \quad (III.10)$$

Donc la valeur maximale finale $N_{p,max}$ des chaînes de modules PV en parallèles sera :

$$N_{p,max} = \min\{ \text{floor}(N_{p,max1}), \text{floor}(N_{p,max2}) \} \quad (III.11)$$

Où la fonction *floor* est utilisée pour arrondir le nombre des chaînes de modules PV en parallèles $N_{p,max}$ à l'entier inférieur le plus proche.

2.3 Nombre optimale d'onduleurs

Après le calcul du nombre total de modules PV dans la centrale PV, du nombre de modules en série et en parallèle, il est possible d'obtenir le nombre d'onduleurs nécessaires dans le système. La formule utilisée pour ce calcul est la suivante :

$$N_{i,max} = \text{ceil}\left(\frac{N_{I,o}}{N_s \cdot N_{p,max}}\right) \quad (\text{III.12})$$

Où la fonction *ceil* est utilisée pour arrondir le résultat à l'entier supérieur le plus proche.

2.4 Nombre optimale finale des modules PV

Étant donné que le nombre final d'onduleurs requis est un nombre arrondi, le nombre total de modules PV précédemment calculé doit être recalculé :

$$N_{PV,max} = N_s \cdot N_{p,max} \cdot N_{i,max} \quad (\text{III.13})$$

2.5 Surface maximale occupée par les modules PV

Le calcul de la surface de chaque module PV :

$$S_{PV} = \text{length} \cdot \text{width} \quad (\text{III.14})$$

Où *length* [m] et *width* [m] représentent respectivement la longueur et la largeur des modules PV.

Donc la surface maximale occupée par les modules PV ($S_{array,max}$ [m²]) est obtenue par :

$$S_{array,max} = N_{PV,max} \cdot S_{PV} \quad (\text{III.15})$$

2.6 Capacité installée finale

Les changements apportés au nombre de modules PV en fonction des conditions de conception initiales entraîneront également une modification de la capacité totale installée dans la centrale PV, tels que calculée à l'aide de la formule :

$$P_{Plant,nom,max} = N_{PV,max} \cdot P_{M,STC} \cdot 10^{-6} \quad (\text{III.16})$$

$P_{Plant,nom,max}$ est exprimée en Mégawatts [MW]

2.7 Puissance de sortie de chaque groupe de modules PV [P_{in} (entrée) pour l'onduleur]

Le nombre de groupes de modules PV dans la centrale PV est égal au nombre d'onduleurs requis ($N_{i,max}$).

Le calcul de la puissance de sortie de chaque groupe de modules PV pour un jour donné d ($1 \leq d \leq 365$) et une heure donnée t ($1 \leq t \leq 24$) est déterminé par plusieurs facteurs, notamment la puissance de sortie réelle de chaque module PV, le rendement du point de puissance maximale (MPP) de l'onduleur, la chute de tension du câble DC et les pertes de mismatch. La puissance électrique délivrée par un groupe de modules PV peut être calculée à l'aide de l'équation suivante :

$$P_{in_inv} = N_s \cdot N_{p,max} \cdot \frac{\eta_{mppt}}{100} \cdot \left(1 - \frac{\eta_{dc}}{100}\right) \cdot \left(1 - \frac{\eta_{mismatch}}{100}\right) \cdot P_{PV} \quad (III.17)$$

Où η_{mppt} [%] représente le rendement du point de puissance maximale (MPP) de l'onduleur, fixé à 99% selon Valentini et al. [66]. η_{dc} [%] représente la chute de tension du câble DC, estimée à 1,5% conformément aux recommandations d'IFC [67].

Les pertes de mismatch, notées $\eta_{mismatch}$ [%], peuvent résulter de légères variations dans la fabrication des modules PV interconnectés, ou encore de conditions différentes rencontrées par ces modules au sein du même groupe. Pour cette étude, ces pertes de mismatch sont fixées à 2% [65].

2.8 Puissance de sortie totale de chaque onduleur

L'énergie finale produite par chaque onduleur varie en fonction des spécifications de l'onduleur.

La puissance de sortie totale de chaque onduleur P_{o_inv} [MW] pour le jour d ($1 \leq d \leq 365$) et l'heure t ($1 \leq t \leq 24$) est calculée selon l'algorithme suivant :

Si ($P_{in_inv} \leq P_{PVmax_inv}$) et ($P_{in_inv} > P_{sc_inv}$)

$$\text{Alors } P_{o_inv} = \left(\frac{\eta_{inv}}{100}\right) \cdot P_{in_inv}$$

Sinon Si ($P_{in_inv} > P_{PVmax_inv}$)

$$\text{Alors } P_{o_inv} = \left(\frac{\eta_{inv}}{100}\right) \cdot P_{PVmax_inv}$$

$$\text{Sinon } P_{o_inv} = 0$$

Avec, P_{sc_inv} [W] correspond à la consommation d'énergie propre de l'onduleur (équivalente à la puissance continue minimale requise pour son fonctionnement), fournie par le fabricant de l'onduleur, P_{n_inv} [W] est la puissance nominale de l'onduleur et η_{inv} [%] désigne le rendement de conversion d'énergie de l'onduleur.

2.9 Superficie occupée par la centrale PV

Pour effectuer des calculs ultérieurs, il est important de connaître la superficie occupée par la centrale PV *land* [km²].

$$Land = \max(P_{o_inv}) \cdot N_{i,max} \cdot land_realation \cdot 10^{-6} \quad (III.18)$$

Avec, *land_realation* = **0,036 km²/MW**, permet d'estimer les dimensions totales du terrain occupé par la central PV selon la référence [68].

2.10 Puissance injectée par la centrale PV dans le réseau électrique

La puissance totale que la centrale PV est capable d'injecter dans le réseau électrique, *P_{Plant}* [MW], pour le jour *d* ($1 \leq d \leq 365$) et l'heure *t* ($1 \leq t \leq 24$) est donnée par :

$$P_{Plant} = \frac{\eta_{tr}}{100} \cdot \left(1 - \frac{\eta_{AC}}{100}\right) \cdot P_{o_inv} \cdot N_{i,max} \cdot 10^{-6} \quad (III.19)$$

Où η_{tr} [%] est le rendement du transformateur d'interconnexion et est d'environ **98%** selon [64].

η_{AC} [%] sont les pertes Joule dans les câbles en courant alternatif (AC) entre l'onduleur et le transformateur d'interconnexion, ainsi que entre le transformateur d'interconnexion et le point de connexion au réseau (PCC), et sont fixées à **0.5%** conformément aux recommandations de [65].

Il est important de noter que, dans le cadre de l'évaluation de la puissance de sortie de la centrale PV pour chaque intervalle de temps, on suppose que la condition $P_{Plant} \leq P_{grid,max}$ est vérifiée.

Où *P_{grid,max}* [MW] est la puissance maximale pouvant être injectée dans le réseau.

Cette condition est importante pour garantir la stabilité et la sécurité du réseau électrique, en évitant notamment les surcharges et les déséquilibres de tension.

2.10 Facteur de disponibilité

Le facteur de disponibilité d'énergie *EAF* [%] représente le rapport entre la durée réelle du fonctionnement de la centrale par rapport à la durée du fonctionnement théorique, issue de la modélisation. L'indisponibilité peut être causée par plusieurs facteurs, tels que, les conditions météorologiques défavorables, les événements de maintenance planifiés et non planifiés des composants de la centrale PV, tels que les modules PV, les onduleurs, etc. En d'autres termes, la disponibilité d'une centrale PV est liée à la fiabilité de ses composants, de son système de surveillance et de sa maintenance, ainsi qu'à la capacité de l'exploitant à résoudre rapidement les problèmes techniques. Une disponibilité de **95 %** peut être qualifiée de très bonne sur le plan qualitatif et des attentes de disponibilité supérieures à **95 %** ne sont probablement pas réalistes [69].

2.11 L'énergie totale injectée dans le réseau électrique

L'énergie totale injectée dans le réseau électrique par la centrale PV pendant sa durée de vie opérationnelle, $E_{Plant,tot}$ [MWh], est donnée par :

$$E_{Plant,tot} = \frac{EAF}{100} \cdot \sum_{y=1}^n \sum_{d=1}^{365} \sum_{t=1}^{24} P_{Plant} \cdot \Delta t \quad (III.20)$$

Où $\Delta t=1h$ est l'intervalle de temps de simulation (pas de temps).

3. Analyse Economique

3.1 Coût en capital total de la centrale PV

Le coût en capital total d'une centrale PV inclut l'ensemble des investissements initiaux nécessaires à la construction de la centrale, tels que le coût des équipements, des travaux de génie civils, de génie électrique, des travaux de terrassement et d'autres coûts liés à la construction. Le calcul précis du coût en capital est crucial pour évaluer la viabilité économique d'un projet énergétique [64]. La formule de calcul du coût en capital dans cette étude inclut le coût des modules PV, le coût des onduleurs, le coût des transformateurs élévateurs, les coûts de l'installation électrique BOS (câblage électrique, compteur, protections, boîtes de jonction, armoires, appareillage de commutation, combineurs, fusibles, disjoncteurs et autres composants non électriques), les coûts des travaux de génie civil et le coût du terrain.

| | |
|------------------------------------|---|
| Le coût des modules PV | $C_{module} = C_{PV} \cdot N_{PV,max} \cdot \frac{P_{M,STC}}{1000}$ |
| Le coût des onduleurs | $C_{inverter} = C_{inv} \cdot N_{i,max} \cdot \frac{P_{n_{inv}}}{1000}$ |
| Le coût de transformateur | $C_{transfo} = C_{tr} \cdot P_{Plant,nom_{max}} \cdot 1000$ |
| Le coût du terrain | $C_{land} = C_l \cdot land \cdot n$ |
| Le coût des travaux de génie civil | $C_{civil} = C_{dci} \cdot P_{Plant,nom_{max}} \cdot 1000$ |
| Les coûts BOS | $C_{BOS} = BOS \cdot P_{Plant,nom_{max}} \cdot 1000$ |

Avec :

- C_{PV} [€/kWp] représente le coût des modules PV, P_{n_inv} [W] correspond à la puissance nominale des onduleurs, et C_{inv} [€/kWp] correspond au coût des onduleurs.
- C_{tr} [€/kWp] est le coût de transformateur élévateur.
- C_{dci} [€/kWp] représente le coût de construction et d'installation des différents composants de la centrale PV.
- BOS [€/kWp] représente le coût des équipements de gestion de l'énergie.
- C_l [€/km²-an] correspond au coût d'installation de la centrale PV
- $land$ [km²] représente la surface minimale requise pour l'installation de la centrale PV.
- n [années] correspond à la durée de vie opérationnelle de la centrale PV.

Le coût total en capital de la centrale PV est la somme de tous les coûts :

$$C_{C_PVplant} = C_{module} + C_{inverter} + C_{transfo} + C_{land} + C_{civil} + C_{BOS} \quad (III.21)$$

3.2 Cout de maintenance de la centrale PV pendant son cycle de vie opérationnelle

Le coût de maintenance est un élément crucial à prendre en compte dans l'analyse économique de tout projet énergétique, car il a un impact direct sur la rentabilité et la viabilité du projet à long terme.

La durée de vie opérationnelle de la centrale PV correspond à la période durant laquelle la centrale sera en mesure de produire de l'électricité de manière efficace et fiable.

La valeur actuelle du coût total de maintenance C_m (€) pendant la durée de vie opérationnelle de la centrale PV est calculée en utilisant l'équation suivante :

$$C_m = M_{Plant} \cdot P_{Plant,nom,max} \cdot 1000 \cdot n \quad (III.22)$$

Avec, M_{Plant} [€/kW/an] est le coût de maintenance de la centrale PV.

3.3 Coût de remplacement

Pendant les n années d'exploitation prévues pour la centrale PV, certains des composants installés atteindront leur fin de vie et devront être remplacés. Les décisions concernant le remplacement des composants seront prises en fonction de leurs spécifications techniques, afin de garantir un fonctionnement optimal de la centrale PV.

Le coût de remplacement C_{rep} (€) correspond au coût total de remplacement des équipements de la centrale PV, cependant, l'élément qui est généralement pris en compte est l'onduleur, car il a une durée de vie moyenne d'environ la moitié de la durée de vie opérationnelle de la centrale.

Donc, le coût de remplacement sera : $C_{rep} = C_{inverter}$ (III.22)

Les autres composants tels que les modules PV, les câbles et le transformateur ont une durée de vie plus longue et ne nécessitent généralement pas de remplacement pendant la durée de vie opérationnelle de la centrale.

Donc le cout de remplacement sera :

3.4 Coût actualisé de l'énergie (Levelized Cost of Energy - LCOE)

Le *LCOE* est un indicateur qui permet d'estimer le coût moyen actualisé de l'électricité produite par une centrale PV sur l'ensemble de sa durée de vie opérationnelle [70]. Il prend en compte tous les coûts associés à la construction, l'installation, l'exploitation, la maintenance et le remplacement des équipements de la centrale, ainsi que le coût du capital investi. Le *LCOE* est exprimé en euros par kilowattheure [€/kWh]. Un *LCOE* plus bas indique que le coût de production de l'électricité de la centrale PV est moins élevé, ce qui la rend plus compétitive par rapport aux autres technologies de production d'électricité. En d'autres termes, plus le *LCOE* est bas, plus la centrale PV est considérée comme économiquement viable par rapport aux autres technologies de production d'électricité.

$$LCOE = \frac{C_{C_PVplant} + C_m + C_{rep}}{E_{plant,tot} \cdot n \cdot 1000} \quad (III.23)$$

3.5 Les revenus bruts

Les "revenus bruts" d'une centrale PV représentent la somme totale des gains générés par une centrale PV pendant sa durée de vie opérationnelle. Cette mesure est obtenue en multipliant la production annuelle d'énergie électrique de la centrale PV par le prix de vente moyen de l'électricité sur le marché de l'électricité local. Le montant des gains bruts peut être influencé par des facteurs tels que la réglementation et les politiques de soutien à l'énergie solaire PV, les évolutions du marché de l'électricité, ainsi que les coûts de production et de maintenance de la centrale PV. Ainsi, la mesure des revenus bruts est un indicateur clé pour évaluer la viabilité économique d'un projet de centrale PV et pour comparer les performances financières de différentes centrales PV.

$$GR = C_e \cdot E_{plant,tot} \cdot 1000 \cdot n \quad (III.24)$$

Où C_e [€/kWh] est le prix de vente moyen de l'électricité sur l'ensemble de la durée de vie opérationnelle de la centrale PV.

4. Analyse des performances de la centrale PV

L'évaluation de la performance d'une centrale PV est une étape cruciale dans la conception et l'exploitation de la centrale. Les paramètres tels que le taux de couverture au sol, le taux de performance, le facteur de capacité et le rendement spécifique sont des indicateurs clés de la qualité et de l'efficacité de la centrale PV. En utilisant ces paramètres, il est possible de prendre des décisions finales quant à la technologie utilisée, d'optimiser la production d'électricité de la centrale, et de comparer la performance de la centrale avec d'autres types de sources de production d'énergie [69]. Dans la section suivante, nous allons décrire ces paramètres en détail et expliquer comment ils peuvent être utilisés pour évaluer la performance de la centrale PV.

4.1 Taux de couverture au sol

Le taux de couverture au sol GCR [%] mesure la surface terrestre occupée par les modules PV par rapport à la surface totale de la centrale PV.

$$GCR = \frac{S_{array_max}}{Land \cdot 10^6} \cdot 100 \quad (III.25)$$

4.2 Taux de performance

Le taux de performance PR [%] est un indicateur de qualité d'une centrale PV qui est indépendant de l'emplacement géographique et est souvent décrit comme un facteur de qualité. Il mesure l'efficacité globale de la centrale PV en comparant la production d'électricité réelle de la centrale avec la production théorique attendue [71].

Le PR permet de comparer la production d'énergie d'une centrale PV avec celle d'autres centrales PV, ou de surveiller l'état de la centrale PV sur une période prolongée.

$$PR = \frac{E_{Plant,tot}}{P_{Plant,nom_max} \cdot \left(\frac{\sum_{i=1}^{8760} G(i)}{G_{STC}} \right)} \cdot 100 \quad (III.26)$$

Avec, $G(i)$ représente l'irradiance incidente [W/m^2] chaque une heure pendant une année.

$G_{STC} = 1000 W/m^2$, est L'irradiance incidente dans les conditions de test standard (STC).

4.3 Facteur de capacité

Le facteur de capacité CF [%] mesure la capacité de la centrale PV à produire de l'électricité sur une période de temps donnée [72].

Pour une période d'une année, le CF est calculé selon la formule suivante :

$$CF = \frac{E_{Plant,tot}}{P_{Plant,nom_max} \cdot 8760} \cdot 100 \quad (III.27)$$

4.4 Rendement spécifique

Le rendement spécifique Y_{sp} [kWh/kWp] d'une centrale PV est le rapport entre l'énergie électrique totale produite par la centrale sur une période spécifique et la puissance nominale de la centrale [69]. Il permet de mesurer la performance énergétique de la centrale PV en prenant en compte les pertes énergétiques liées à l'orientation des modules PV, à l'inclinaison de la surface d'installation, à la température ambiante, aux ombrages, aux pertes de câblage et aux pertes de conversion.

Plus le rendement spécifique est élevé, plus la centrale PV est efficace dans la conversion de l'énergie solaire en électricité. Le Y_{sp} est calculé selon la formule suivante :

$$Y_{sp} = \frac{E_{Plant,tot}}{P_{Plant,nom_max}} \quad (III.28)$$

5. Résultats et analyses

Cette section présente les résultats issus du modèle de calcul programmé dans **MATLAB** pour l'évaluation technique, économique et les performances de la centrale PV, qui va être conçue à **Tolga Biskra** en **Algérie**, avec une capacité de **80MW**. Pour cela, deux configurations ont été utilisées, chacune contenant une technologie de module PV et une technologie d'onduleur solaire différentes. Les résultats obtenus sont présentés en détail, en mettant en évidence les avantages et les inconvénients de chaque configuration.

Dans une deuxième partie, la validation du modèle théorique de calcul a été réalisée en comparant les résultats obtenus avec ceux obtenus à l'aide du logiciel de simulation **PVsyst 7.3.4**, qui est largement utilisé dans la conception des systèmes PV. Cette comparaison a permis d'évaluer la précision du modèle de calcul et de confirmer la pertinence des résultats obtenus.

5.1 Résultats obtenu par MATLAB

Dans le but d'évaluer les performances techniques et économiques de la centrale PV d'une capacité de **80MW**, qui va être conçue à **Tolga, Biskra** en **Algérie**, deux configurations ont été étudiées en utilisant le modèle de calcul. La première configuration est composée de modules PV **Si-poly UP-M315P** fabriqués par **Upsolar**, avec une puissance nominale de **315Wp**, associés à un onduleur **GSL 2000C** de **2MWp** fabriqué par **KStar**. La seconde configuration comprenait des modules PV **Si-mono TSM-325DD14A(II)** fabriqués par **Trina Solar**, avec une puissance nominale de **320Wp**, associés à un onduleur **SG 3000HV** de **3MWp** fabriqué par **Sungrow**. Dans cette section, nous présentons les résultats obtenus par le modèle de calcul programmé dans **MATLAB** pour chaque configuration, ainsi que les analyses techniques et économiques qui en découlent.

Tableau III.2 : Composantes de chaque configuration.

| | Configuration (1) | Configuration (2) |
|-----------|---------------------------------|---|
| Module PV | Si-poly Upsolar UP-M315P | Si-mono Trina Solar TSM-325DD14A(II) |
| Onduleur | KStar GSL 2000C | Sungrow SG 3000HV |

Tableau III.3 : Caractéristiques techniques des modules PV.

| | Si-poly Upsolar UP-M315P | Si-mono Trina Solar TSM- 325DD14A(II) |
|---|-----------------------------|---|
| Tension de puissance maximale V_{mp} [V] | 36.5 | 37.60 |
| Tension de circuit ouvert V_{oc} [V] | 46.2 | 46 |
| Courant de court-circuit I_{sc} [A] | 8.9 | 9.170 |
| Température maximale du module T_{max} [°C] | 65 | 65 |
| Température minimale du module T_{min} [°C] | -10 | -10 |
| Coefficient de Température de tension α [%/°C] | -0.003 | -0.0031 |
| Coefficient de Température de courant β [%/°C] | 0.0005 | 0.000502 |
| Coefficient de Température de puissance γ [%/°C] | -0.0043 | -0.0039 |
| Température NOCT [°C] | 45 | 45 |
| Puissance nominale du module $P_{M,STC}$ [W] | 315 | 320 |
| Longueur du module length [m] | 1.959 | 1.956 |
| Largueur du module width [m] | 0.992 | 0.992 |

Tableau III.4 : Caractéristiques techniques des onduleurs solaires.

| | KStar GSL 2000C | Sungrow SG 3000HV |
|--|--------------------|----------------------|
| Courant DC d'entée maximale $I_{dc_max_inv}$ [A] | 3870 | 5424 |
| Puissance maximale DC d'entrée admissible par l'onduleur P_{PVmax_inv} [kW] | 2100 | 3100 |
| Puissance nominale de l'onduleur P_{n_inv} [W] | 2000 | 3000 |
| Rendement de l'onduleur au MPP η_{mppt} [%] | 98 | 98 |
| Rendement de l'onduleur η_{inv} [%] | 98.6 | 98.7 |
| Consommation interne de l'onduleur P_{sc_inv} [W] | 1500 | 2000 |
| Tension maximum au MPP V_{mppmax} [V] | 840 | 1300 |
| Tension minimum au MPP V_{mppmin} [V] | 470 | 900 |
| Tension maximale DC d'entrée admissible par l'onduleur V_{inmax} [V] | 1000 | 1500 |

Tableau III.5 : les Pertes de la centrale PV.

| | |
|---|------------|
| Facteur de déclassement des modules PV f_d [%] | 5 |
| Perte d'ombrage S_p [%] | 5 |
| Perte de mismatch des modules PV η_{mismatch} [%] | 3 |
| Pertes Joule dans les câbles DC η_{dc} [%] | 1.5 |
| Pertes Joule dans les câbles AC η_{AC} [%] | 1 |

Dans notre méthodologie de calcul, on commence par l'introduction des différents paramètres techniques de la centrale PV, à savoir, ceux des modules PV utilisés (voir **Tableau III.3**), ceux des onduleurs choisis (voir **Tableau III.4**), ainsi que les différentes pertes dans la centrale (**Tableau III.5**). Ensuite, l'algorithme proposé commence l'analyse technique du système, selon les technologies adoptées. Et cela en calculant les paramètres optimaux de la centrale, avec l'estimation de la production d'énergie annuelle, et les rendements énergétiques de différentes composantes de la centrale PV.

5.1.1 Résultats de simulation pour les deux configurations

Le **Tableau III.6** présente les principaux résultats obtenus pour les deux configurations étudiées. Dans un premier lieu, on remarque que le nombre optimal des modules PV en série N_s est plus important dans la deuxième configuration ($N_s=28$), par rapport à la première configuration ($N_s=19$). Sachant que les modules des deux configurations ont des caractéristiques très proches, cela peut être justifié par la dimension plus grande de l'onduleur choisi pour la deuxième configuration ($P_{n_inv}=3\text{MW}$). Il faut savoir que le nombre des modules PV en série influe directement sur le niveau de tension à l'entrée de l'onduleur, et que généralement, un onduleur avec une puissance nominale plus grande, supporte une tension d'entrée plus importante, et donc un nombre de modules en série plus important.

Concernant le nombre optimale des modules PV en parallèles $N_{p,max}$, le résultat optimal pour les deux configurations est relativement proche ($N_{p,max}=387$, pour la configuration (1), et $N_{p,max}=374$, pour la configuration (2)). Même si, l'onduleur dans la deuxième configuration a une dimension plus importante, le critère qui a joué le rôle déterminant dans le calcul de $N_{p,max}$, est le rapport entre la puissance PV maximale admissible par l'onduleur et la puissance de tous les modules en série de la chaîne PV, cela veut dire que, le nombre N_s est aussi essentiel dans le calcul de $N_{p,max}$.

La première configuration a un nombre optimale des onduleurs $N_{i,max}$ supérieur à celui de la deuxième configuration, et ce résultat était prévisible, car la puissance nominale de la technologie de l'onduleur choisie pour la première configuration et moins importante que celle choisie dans la deuxième configuration, donc la centrale PV a besoin d'un nombre d'onduleur plus important pour délivrer sa totale énergie électrique. En revanche, le nombre totale des modules PV est presque similaire pour les deux configurations ($N_{PV,max} = 257355$, pour la configuration (1), et $N_{PV,max} = 251328$, pour la configuration (2)). Ceci est dû au fait que les deux technologies des modules PV choisies pour les deux configurations sont relativement similaires en terme de puissance nominales.

Tableau III.6 : Résultats des caractéristiques principales de la centrale.

| | Configuration (1) | Configuration (2) |
|--|--------------------|--------------------|
| Nombre optimale des modules PV en séries N_s | 19 | 28 |
| Nombre optimale des modules PV en parallèles $N_{p,max}$ | 387 | 374 |
| Nombre optimale des onduleurs $N_{i,max}$ | 35 | 24 |
| Nombre optimale des PV modules PV $N_{PV,max}$ | 257355 | 251328 |
| Surface occupée par les modules PV $S_{array,max}$ [m ²] | 500125.1774 | 487664.7875 |
| Capacité installée finale $P_{Plant,nom,max}$ [MW] | 81.0668 | 81.6816 |
| Surface du terrain occupée par la centrale PV $Land$ [km ²] | 2.609 | 2.6436 |
| La production d'énergie annuelle $E_{Plant,tot}$ [MWh/an] | 153053.8775 | 150518.9578 |

Nous observons que la capacité installée finale $P_{Plant,nom,max}$, de la centrale PV peut être sujet à une légère modification par rapport à la puissance primaire prédéfinie assavoir **80MW**, cette ajustement est nécessaire pour remplir les conditions de la mise en marche du système et ses limites physiques.

Dans notre cas la centrale PV est modérément surdimensionnée pour les deux configurations, plus d'éclaircissement est fournie dans ce qui suit.

Les résultats de simulation montrent qu'une centrale PV de **80MW**, occupe une superficie de terrain d'environ **2.6 km²**.

L'énergie annuelle totale produite par la centrale PV étudiée dans la première configuration, est supérieur de **2534.9MWh/an**, par rapport à celle de la deuxième configuration, ce qui représente un avantage qui doit être pris en considération dans la suite des analyses.

Tableau III.7 : Bilan d'énergie annuelle pour un module PV.

| | Configuration (1) | Configuration (2) |
|--|-------------------|-------------------|
| Energie de sortie annuelle du module PV au MPP [kWh/an] | 814.32 | 832.59 |
| Energie de sortie réelle annuelle du module PV [kWh/an] | 734.92 | 751.41 |
| Pertes d'énergie annuelle du module PV [kWh/an] | 79.396 | 81.178 |

Le **Tableau III.7**, montre une similitude entre les deux configurations, en ce qui concerne les pertes de l'énergie annuelle pour chaque module PV en [kWh/an] [**79.396** pour la configuration (1) et **81.178** pour la configuration (2)], qui sont définies par la différence entre l'énergie de sortie annuelle du module PV au point de puissance maximale (MPP), et l'énergie de sortie réelle annuelle de ce dernier. Et cela peut être expliqué par le fait que bien qu'on a choisie deux technologie différentes pour les panneaux PV, mais les puissances nominales [**315 Wp** pour la configuration (1), et **320 Wp** pour la configuration (2)], et les autres paramètres techniques de ces deux modules PV restent proches.

Tableau III.8 : Bilan d'énergie annuelle pour un onduleur.

| | Configuration (1) | Configuration (2) |
|---|-------------------|-------------------|
| Energie d'entrée annuelle de l'onduleur [MWh/an] | 5059.9 | 7367.9 |
| Energie de sortie réelle annuelle de l'onduleur [MWh/an] | 4846.5 | 7103.6 |
| Pertes d'énergie annuelle de l'onduleur [MWh/an] | 213.4 | 264.3 |
| Taux de conversion DC-AC | 1.1581 | 1.1345 |
| Les pertes d'énergie annuelles de l'onduleur dues au surdimensionnement [MWh/an] | 169.1643 | 200.451 |

Le Taux de conversion DC-AC illustré dans le **Tableau III.8**, égale à **1.1581** pour la configuration (1) et à **1.1345** pour la configuration (2), représente un critère important dans le dimensionnement de la centrale PV, car il représente le rapport de la puissance nominale du générateur PV sur la puissance nominale de l'ensemble des onduleurs. Cette valeur varie généralement entre **0,85** et **1,26** en fonction des conditions du système. Étant donné que la puissance nominale du module est définie pour les conditions de test standard (STC) (irradiation de 1000 W/m^2 et température du module de 25°C), cette puissance nominale ne peut jamais être atteinte sur site dans la réalité, ou très rarement. Par conséquent, il est raisonnable de considérer un onduleur de taille inférieure pour le cas étudié. Cependant, cela peut engendrer des pertes de surdimensionnement du générateur PV par rapport à l'onduleur, ce qui nécessite une analyse détaillée.

Dans cette étude, les pertes annuelles de chaque onduleur dues au surdimensionnement sont de **169.1643 MWh/an**, pour la configuration (1), et **200.451 MWh/an**, pour la configuration (2), ce qui demeure dans les normes acceptables.

Nous avons également présenté dans le **Tableau III.8** les pertes d'énergie annuelle de l'onduleur en [MWh/an], qui reflète la différence entre l'énergie d'entrée annuelle produite par les chaînes PV, et l'énergie fournie en sortie par l'onduleur. Pour la configuration (1), ces pertes s'élèvent à **213.4 MWh/an**, tandis que pour la configuration (2), ces pertes sont de **264.3 MWh/an**, et cela est dû au fait que la configuration (2) utilise un onduleur de dimension plus importante ($P_{n_inv} = 3\text{MW}$), que la configuration (1) ($P_{n_inv} = 2\text{MW}$). Notant que, dans la littérature, les pertes d'énergie annuelles pour un onduleur solaire de 2 MW peuvent varier entre 175,2 MWh/an et 350,4 MWh/an (en supposant des pertes de puissance de 1% et 2% respectivement).

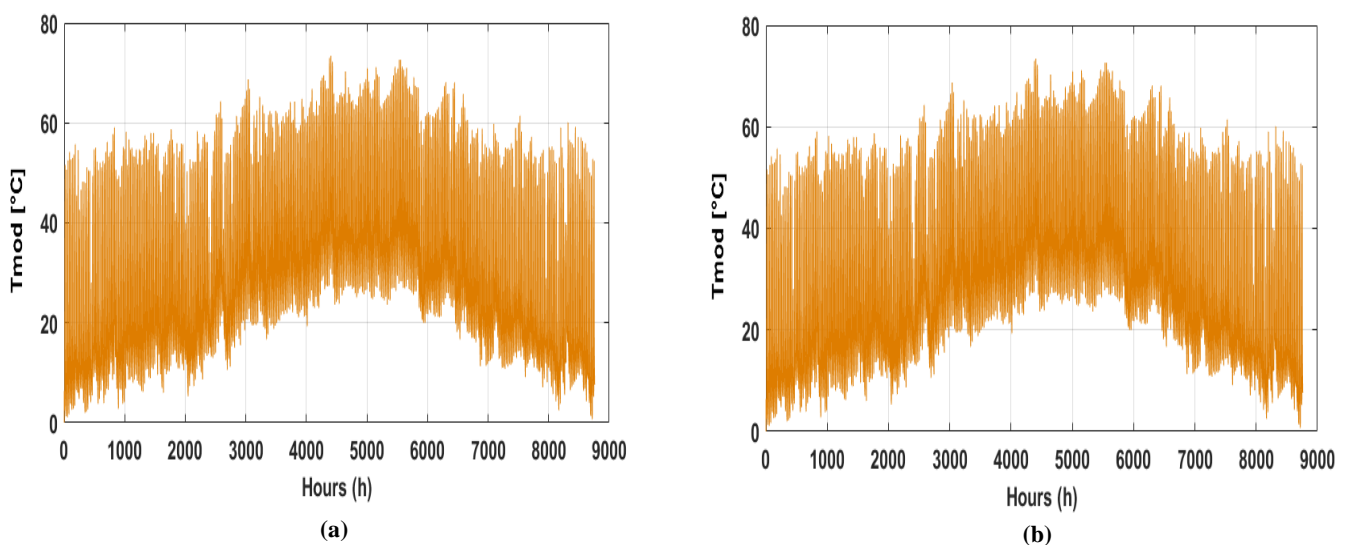


Figure III.3 : Température de chaque module PV [°C], (a) Configuration 1, (b) Configuration 2.

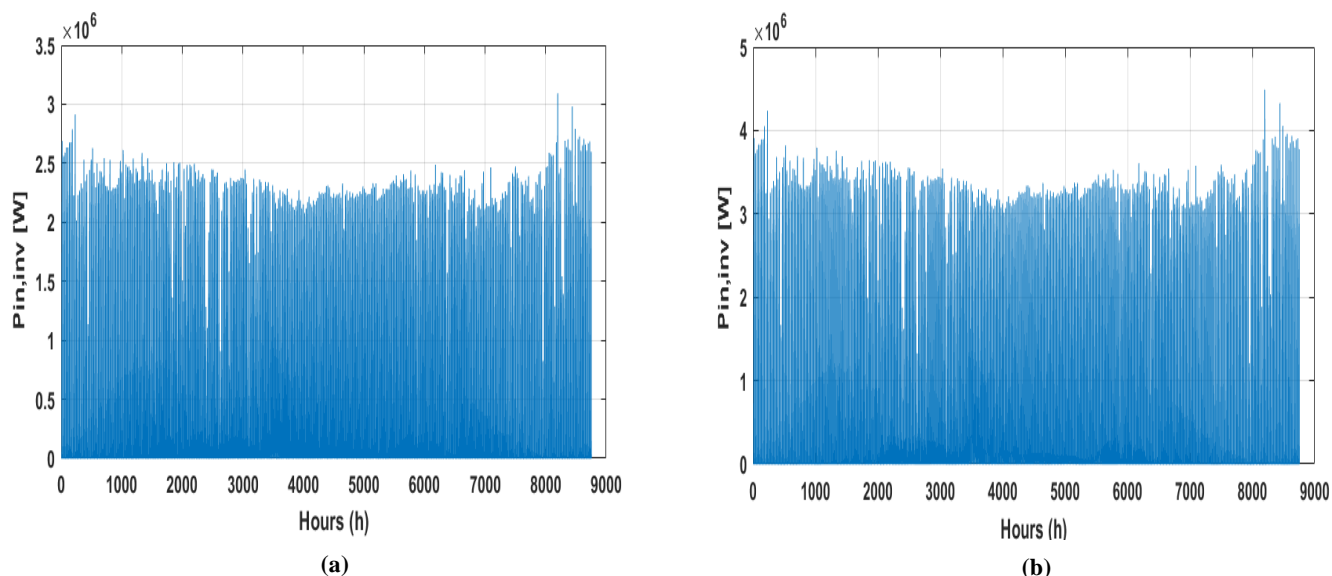


Figure III.4 : Puissance d'entrée de chaque onduleur [W], (a) Configuration 1, (b) Configuration 2.

La **Figure III.3** montre le résultat de la distribution horaire de la température des modules PV pendant une année d'analyse, pour les deux configurations. Cette température joue un rôle primordial dans le rendement de modules PV, et donc dans la production de la centrale PV.

Au même temps, pour un seul onduleur, la puissance PV à l'entrée de ce dernier est présentée dans la **Figure III.4** pendant une année. En remarque que l'onduleur de la deuxième configuration qui a une capacité plus importante, reçoit une puissance PV plus significative que celui de la première configuration.

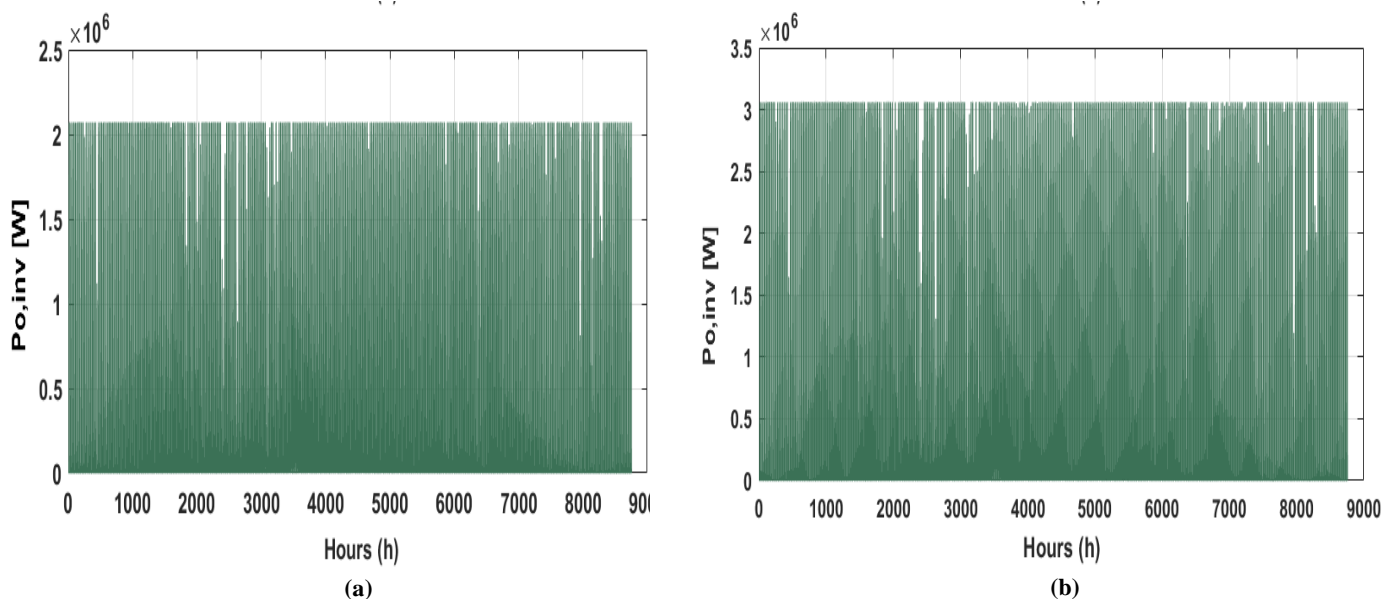


Figure III.5 : Puissance de sortie de chaque onduleur [W], (a) Configuration 1, (b) Configuration 2.

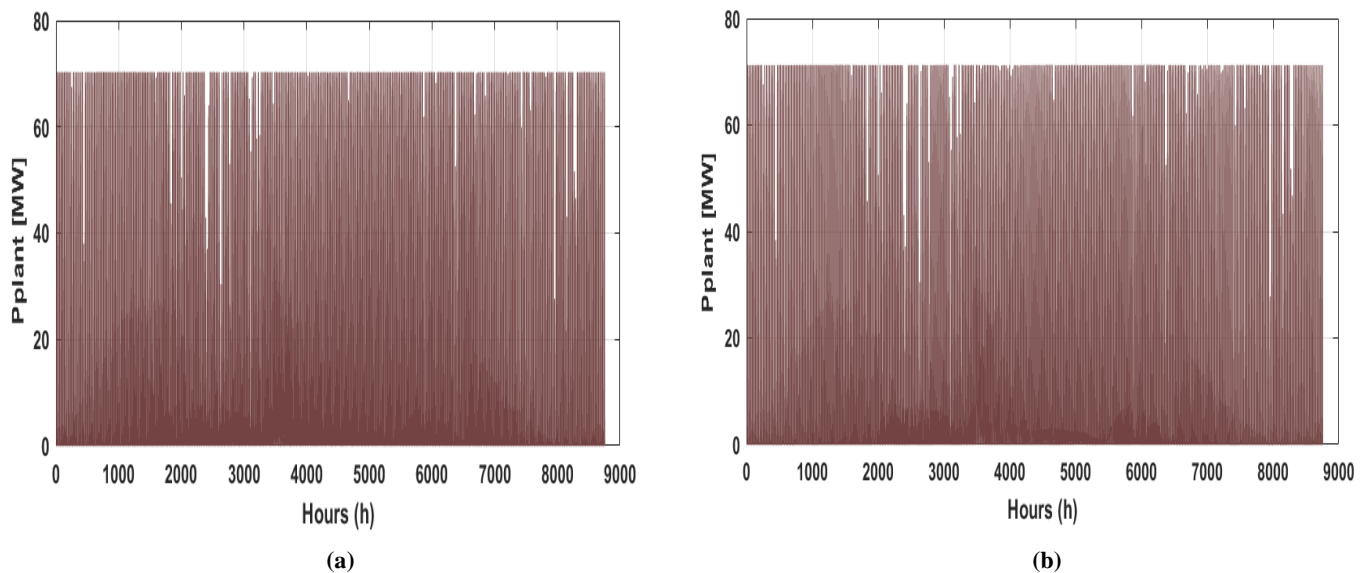


Figure III.6 : Puissance injectée dans le réseau électrique [MW], (a) Configuration 1, (b) Configuration 2.

Pour mettre en évidence l'effet de l'onduleur sur le conditionnement de l'énergie PV, la **Figure III.5** présente la puissance de sortie de l'onduleur. On peut clairement observer la limitation de la puissance en sortie lorsque la puissance PV en entrée dépasse la limite admissible. Ce dépassement peut également être dû au taux de conversion DC-AC des onduleurs, qui est choisi lors de la conception de la centrale PV et engendre des pertes de surdimensionnement. Ces pertes sont prises en considération dans l'étude technico-économique.

Comme illustré dans la **Figure III.6**, les deux configurations présentent des puissances électriques totales très similaires au point d'injection du réseau tout au long de l'année. Il est bien clair que la puissance injectée dans le réseau ne dépasse jamais les **80 MW** du générateur PV, qui est initialement défini dans des conditions standards (STC) (irradiation de 1000 W/m^2 et température du module de 25°C) sans tenir compte des différentes pertes dans la chaîne de conversion, et de conditionnement de l'énergie.

Pour apporter plus de clarté, nous avons effectué une analyse à moyenne mensuelle. La **Figure III.7** présente l'irradiation inclinée totale correspondante du site de Tolga à Biskra. Par la suite, la **Figure III.8** illustre la comparaison entre l'énergie électrique mensuelle fournie au réseau et l'énergie mensuelle produite par le générateur PV au point de puissance maximale (MPP) pour les deux configurations. La différence entre les deux représente l'ensemble des pertes engendrées par plusieurs facteurs dans la centrale PV.

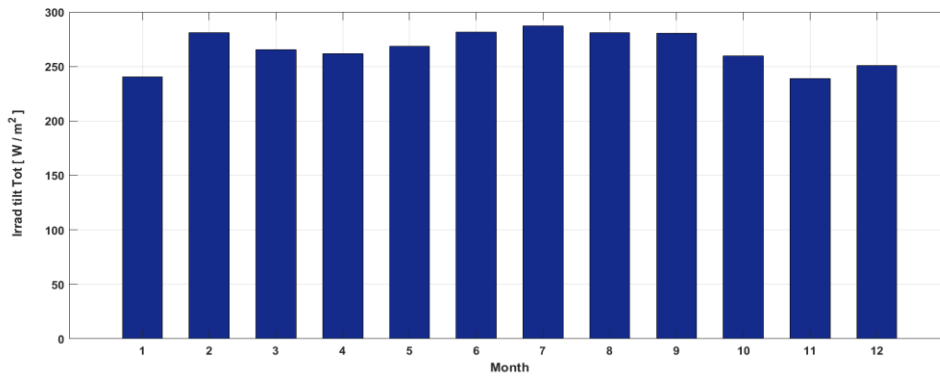
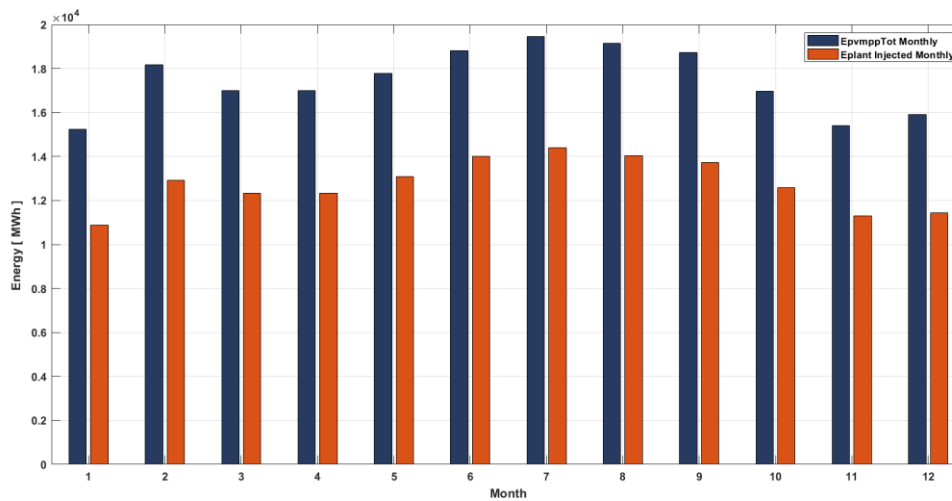
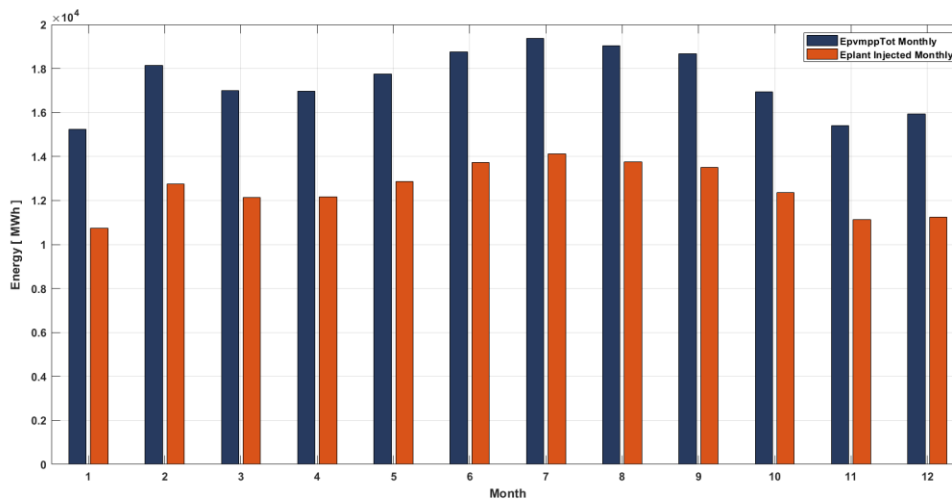


Figure III.7 : Irradiation inclinée totale du site de Tolga, Biskra (moyenne mensuelle).



(a)



(b)

Figure III.8 : Energie électrique mensuelle injectée dans le réseau vs Energie PV au mpp mensuelle (sans pertes) [MWh], (a) Configuration 1, (b) Configuration 2.

5.1.2 Résultats de l'analyse économique

Dans cette section, nous analysons les différents coûts nécessaires pour la réalisation de la centrale PV à grande échelle, y compris les coûts liés à la construction, à la mise en service et à la maintenance tout au long de sa durée de vie opérationnelle. En plus, le coût actualisé de l'énergie - *LCOE* (Levelized Cost of Energy), ainsi que, les revenus générés par la vente de l'électricité, sont déterminés afin d'évaluer la viabilité économique du projet.

Pour mener cette étude, nous commençons par introduire les paramètres économiques (voir **Tableau III.9**), qui sont des facteurs de coût en euros par rapport à la puissance crête des équipements de la centrale PV. Cependant, il existe également des études qui utilisent les prix unitaires de ces équipements s'ils sont disponibles.

Tableau III.9 : Paramètres de l'analyse économique.

| | |
|---|---------------|
| Facteur du coût des modules [€/kWp] | 576 |
| Facteur du coût des onduleurs [€/kWp] | 65 |
| Facteur cout du transformateur élévateur [€/kWp] | 20 |
| Facteur du coût de terrain [€/km ² /an] | 130000 |
| Facteur du cout de développement construction et installation (travaux génie civil) [€/kWp] | 165 |
| Facteur du coût des équipements de gestion de l'énergie (C_{BOS}) [€/kWp] | 74 |
| Durée de vie opérationnelle de la centrale PV n [années] | 25 |
| Facteur du coût de maintenance de la centrale PV [€/kW/an] | 19 |
| Prix de vente d'électricité [€/kWh] | 0.08 |

Le **Tableau III.10** récapitule les principaux résultats obtenus, après l'étude économique du projet de la centrale PV, de 80MW prévus à Tolga, Biskra en Algérie. Et cela pour les deux configurations choisies.

Tableau III.10 : Résultats principaux de l'analyse économique.

| | Configuration (1) | Configuration (2) |
|---|---------------------------|---------------------------|
| Coût de tous les modules PV [millions €] | 46. 694 491 2 | 47. 048 601 6 |
| Coût de tous les onduleurs [millions €] | 4. 550 000 | 4. 680 000 |
| Coût du transformateur élévateur [millions €] | 1. 621 336 5 | 1.633 632 |
| Coût de terrain [millions €] | 8. 479 107 | 8. 591 637 6 |
| Coût de développement construction et installation et de génie civil [millions €] | 13. 376 026 125 | 13. 477 464 |
| Coût des équipements de gestion de l'énergie (CBOS) [millions €] | 5. 998 945 05 | 6. 044 438 4 |
| Coût en capital total de la centrale PV [millions €] | 80. 719 905 875 | 81. 475 773 6 |
| Coût total de remplacement des équipements de la centrale PV [millions €] | 4. 550 000 | 4. 680 000 |
| Coût de maintenance de la centrale PV pendant sa durée de vie opérationnelle [millions €] | 38. 506 741 875 | 38. 798 760 |
| Les revenus bruts de la centrale PV pendant sa durée de vie opérationnelle <i>GR</i> [millions €] | 306. 107 755 085 2 | 301. 037 915 619 5 |
| Coût actualisé de l'énergie (Levelized Cost of Energy - <i>LCOE</i>) [c€/kWh] | 3.2349 | 3.3206 |

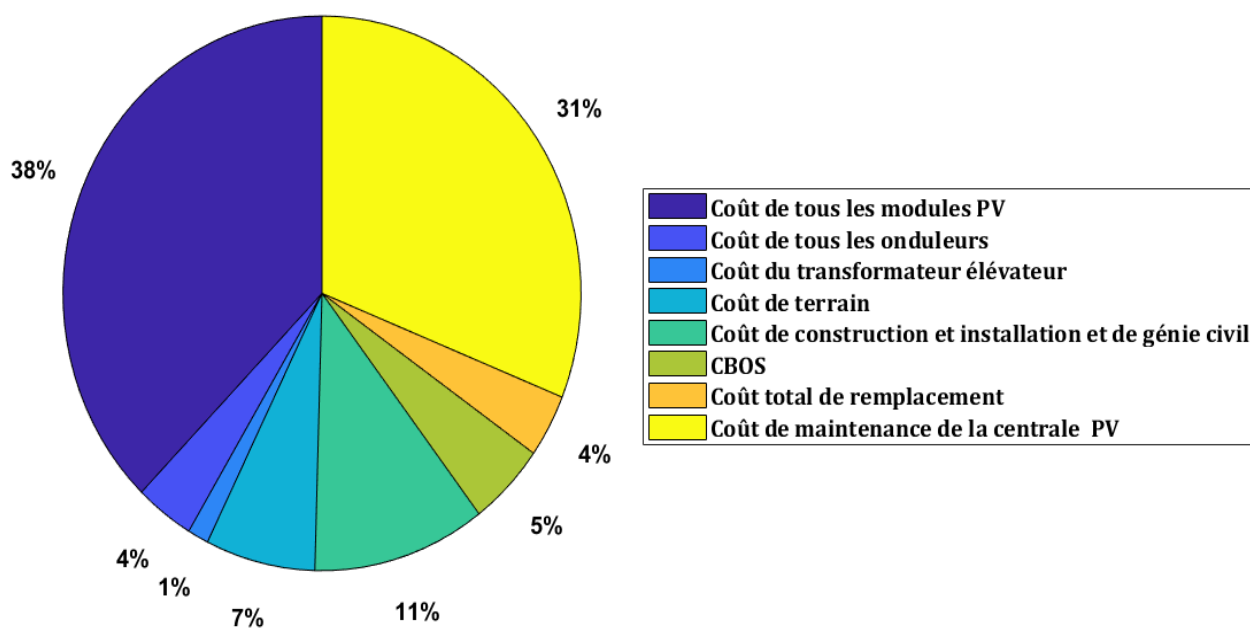


Figure III.9 : Diagramme circulaire des coûts pour les deux configurations.

D'après le **Tableau III.10**, on peut remarquer que le coût des modules PV représente la plus grande part du coût en capital. Ce constat est plus visible dans la **Figure III.9**, où le diagramme circulaire des différents coûts est présenté en pourcentages [%]. Étant donné que ces pourcentages sont arrondis au nombre entier le plus proche et que les différents coûts pour les deux configurations sont relativement proches, on obtient le même diagramme circulaire des coûts pour les deux configurations étudiées.

Le coût des onduleurs pour les deux configurations est très similaire, malgré la différence de technologies utilisées et du nombre d'onduleurs déployés. Cela revient au fait que dans notre méthodologie de calcul, nous avons considéré des facteurs de coût qui dépendent essentiellement des puissances crêtes des équipements.

Pour les deux configurations, le coût en capital total de la centrale PV, se situe dans les normes acceptables pour une centrale de 80MW, soit **80. 71 millions €** pour la configuration (1), et **81. 47 millions €**, pour la configuration (2), ce cout englobe la somme des investissements primaires nécessaires à la construction de la centrale, qui eux même sont similaire pour les deux configurations étudiées.

L'analyse des revenus bruts **GR** de la centrale PV pendant sa durée de vie opérationnelle, révèle des résultats économiquement très satisfaisants pour une central PV de cette taille soit **306.1 millions €**, pour la configuration (1), et **301 millions €**, pour la configuration (2). Ces revenus relativement élevées peuvent être expliqués par le choix d'un prix de vente d'électricité légèrement plus élevée ($C_e = 0.08 \text{ €/kWh}$) par rapport à la moyenne mondiale, qui se situe actuellement entre **0.02** et **0.08 €/kWh** selon l'Agence Internationale de l'Énergie (IEA). De plus l'effet de l'inflation sur les prix n'a pas été pris en compte dans notre étude.

On constate également que les coûts actualisés de l'énergie (**LCOE**), sont très proches pour les deux configurations (**3.2349 c€/kWh**, pour la configuration (1), et **3.3206 c€/kWh**, pour la configuration (2)), Cela s'explique par le fait qu'elles partagent pratiquement les mêmes coûts globaux, et également les même énergies totales produites. En revanche, la première configuration présente un petit avantage avec un **LCOE** légèrement plus bas. Mais cela ne représente pas un facteur décisif, donc, d'autres aspects d'analyse doivent être pris en considération, pour la prise de la décision finale, cela va être présenté dans les sections suivantes. Il faut noter, que selon Kost et al. (2013) [73], en 2013, pour les systèmes PV à grande échelle, les valeurs typiques du coût actualisé de l'électricité (**LCOE**) étaient de **8 à 14 c€/kWh**, soit presque trois fois plus élevées par rapport à notre résultat. Cela peut être partiellement expliqué par la réduction des coûts des composants PV qui se sont produite au cours de ces dernières années.

5.1.3 Evaluation des performances de la centrale PV

L'étape finale consiste à analyser les performances de la centrale PV, en calculant les facteurs d'évaluations, qui vont aider à la prise des décisions finales par rapport aux technologies à adoptés pour ce projet de centrale PV de **80MW** à **Tolga, Biskra**.

Tableau III.11 : Résultats principaux de l'analyse des performances de la centrale PV.

| | Configuration (1) | Configuration (2) |
|---|-------------------|-------------------|
| Taux de couverture au sol GCR [%] | 19.1696 | 18.4471 |
| Taux de performance PR [%] | 80.87 | 78.932 |
| Facteur de capacité CF [%] | 21.5525 | 21.036 |
| Rendement spécifique Ysp [kWh/kWp] | 1887.9964 | 1842.7523 |

Les principaux résultats de l'analyse des performances de la centrale PV, pour les deux configurations étudiées sont présentés dans le **Tableau III.11**. Dans un premier lieu, on calcule le taux de couverture au sol **GCR**, et on constate que ce dernier est légèrement plus élevé dans la configuration (1), (**19.16 %**, pour la configuration (1), et **18.44 %**, pour la configuration (2)). Cela signifie que dans la première configuration, la surface occupé par les modules PV par rapport à celle occupé par toute la centrale PV, est modérément plus élevée.

En termes de taux de performance **PR**, le résultat obtenu dans la première configuration est supérieur à ce obtenu dans la deuxième configuration (**80.87 %**, pour la configuration (1), et **78.93%**, pour la configuration (2)). Comme le taux de performance **PR** est considéré comme le paramètre le plus crucial dans l'évaluation des performances de la centrale PV, la première configuration présente un avantage plus clair par rapport à la deuxième configuration. Cependant cela ne signifie pas que les performances de la deuxième configuration sont défavorables, car un **PR = 78.93%** reset un taux de performance très positif. Pour plus d'éclaircissement, la **Figure III.10** présente une analyse mensuelle pendant une année de l'évolution de taux de performance pour les deux configurations étudiées.

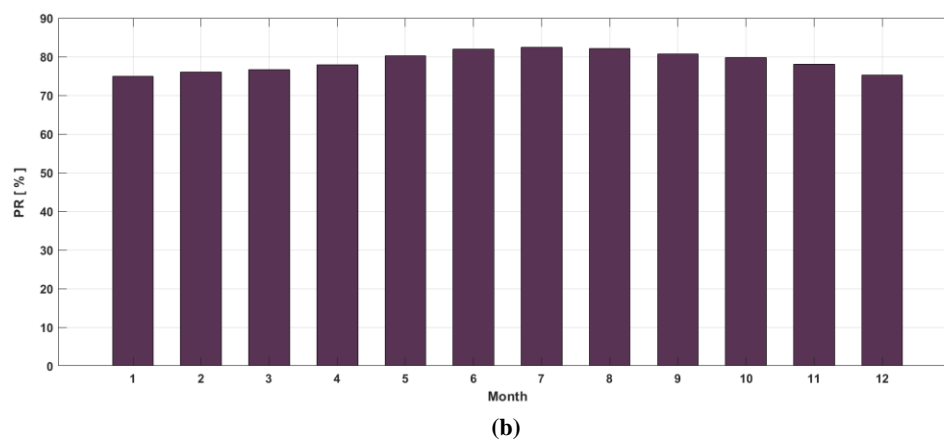
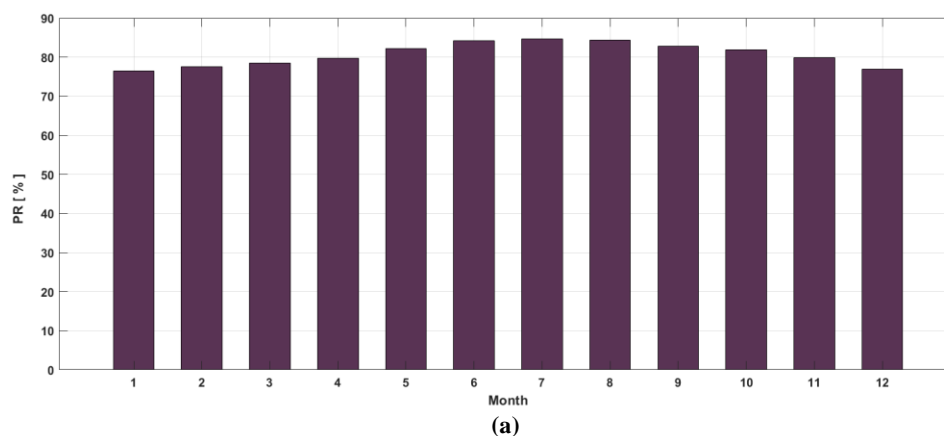


Figure III.10 : Taux de performance [%], (a) Configuration 1, (b) Configuration 2.

D'autre part, nous avons évalué le facteur de capacité CF de la centrale PV, et dans ce cas, la première configuration a également un avantage vis-à-vis la deuxième configuration (**21.5 %**, pour la configuration (1), et **21 %**, pour la configuration (2)). Néanmoins, un facteur de capacité de **21 %** pour la deuxième configuration demeure très apprécié, car la moyenne mondiale est d'environ **14 %**, et pour les régions bien ensoleillées tourne autour de **20%** [74].

Finalement, le rendement spécifique Y_{sp} , est calculé, et dans ce cas, la première configuration ne présente pas un avantage considérable en termes d'efficacité de conversion d'énergie solaire en électricité par rapport à la deuxième configuration (**1887.99 kWh/kWp**, pour la configuration (1), et **1842.75 kWh/kWp**, pour la configuration (2)).

6. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons élaboré une méthode d'évaluation de la faisabilité technique et économique des centrales PV à grande échelle.

Nous avons commencé par développé en détails la première partie de l'algorithme qui permet d'évaluer techniquement la configuration choisie pour la centrale PV, et déterminer les paramètres techniques pour un fonctionnement optimale de cette dernière.

Par la suite, la méthodologie d'évaluation de la viabilité économique du projet a été présentée, en calculant les différents coûts nécessaires pour la mise en œuvre de la centrale, et de son exploitation, ainsi que les revenus générés par la vente de l'électricité solaire produite.

Les paramètres d'évaluation des performances de la centrale PV sont introduits pour la prise de décision finale quant au choix des technologies à adoptés.

Une simulation a été réalisée pour tester l'algorithme technico-économique développé, pour cela deux configurations ont été choisies, avec deux technologies différentes pour modules PV, et deux tonologies différentes pour les onduleurs.

Les résultats obtenus, démontrent la viabilité technique et économique des deux configurations choisies, pour le projet de la centrale PV de **80MW** prévue à **Tolga, Biskra, Algérie**. La majorité des paramètres techniques et économiques résultant de notre algorithme de calcule, ont été relativement similaire pour les deux configurations, néanmoins, l'analyse des performances donne un léger avantage à la première configuration, en terme de taux de performance PR et de facteur de capacité CF .

Chapitre IV

Validation et Mise en Valeur des Résultats – Réalisation d'un Logiciel d'Aide à la Décision

1. Introduction

Dans ce chapitre, nous allons valider l'algorithme technico-économique développé précédemment, et cela en confrontant les résultats obtenues par notre méthodologie de calcul, aux résultats qui seront obtenues à partir du logiciel de dimensionnement **PVsys** [15]. Ce dernier est considéré comme l'un des logiciels les plus utilisés dans l'étude de faisabilité et de dimensionnement des systèmes PV.

Après avoir approuvé la pertinence des résultats obtenus par notre algorithme de calcul, nous avons réalisé un logiciel interactif d'aide à la décision dans les projets de centrales PV de grandes puissances. Dans ce qui suit, les différentes parties de ce logiciel de calcul, ainsi que leur mode d'emploi, seront présentés en détail.

2. Introduction au logiciel de simulation PVsys

Pour l'analyse et l'étude de faisabilité des systèmes PV, il existe plusieurs logiciels spécialisés. Voici quelques exemples : SAM (The System Advisor Model), PVsys, PV*SOL, Polysun, Helioscope et PVGIS.

Dans ce travail nous avons choisi le logiciel **PVsys** version **7.3.4** [15]. Il s'agit, actuellement, de l'un des outils de simulation les plus utilisés dans l'industrie PV. Ce logiciel offre une interface facile à utiliser (voir **Figure IV.1**), qui permet de configurer les paramètres spécifiques du système PV, tels que la localisation géographique, l'inclinaison des modules PV, l'orientation, les caractéristiques des modules et des onduleurs, ainsi que d'autres paramètres techniques et économiques de conception.

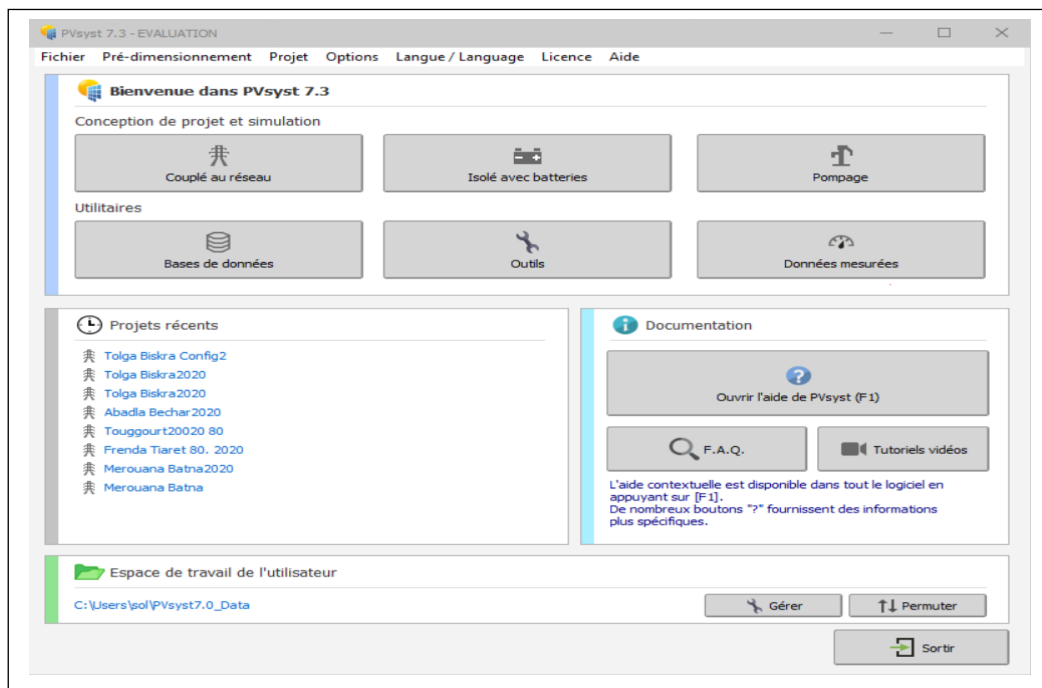


Figure IV.1 : Capture d'écran de l'interface utilisateur dans PVsys.

2.1 Etapes de simulation avec PVsyst

2.1.1 Introduction des données météorologiques

Le but de cette étape est d'introduire la localisation du site, ainsi que, ses données météorologiques. PVsyst offre plusieurs sources différentes de données météorologiques, et il offre également plusieurs choix des méthodes de modélisation de l'irradiation solaire (voir **Figure IV.2**). Dans notre cas, nous avons choisi le site de Tolga, Biskra à l'Algérie, et PVGIS, comme source de données météorologiques.

The screenshot shows the 'Fichier Météo' window in PVsyst. At the top, the file name is 'Tolga Biskra_PVGIS_SARAH2_2020.MET' and the source is 'PVGIS-SARAH2'. The site name is 'Tolga Biskra' and the country is 'Algérie'. The coordinates are Latitude 34.4173° N and Longitude 5.1738° E, with an altitude of 211 m and a time zone of 1.0. The data characteristics section shows a start date of 01/01/20 00h00 and an end date of 31/12/20 23h00. The data display and verification section shows selected variables: Global horiz., Diffus horiz., and Vitesse du vent. The units are set to W/m².

Figure IV.2 : Capture d'écran, données météorologiques PVsyst.

2.1.2 Inclinaison et orientation des modules PV

Dans notre simulation, nous avons choisi un angle d'inclinaison fixe, qui égale à la latitude du site de la centrale PV, ce qui donne un $\beta = 34.4^\circ$. Par ailleurs, les modules PV sont orientés exactement vers le sud, ce qui veut dire un angle d'azimut qui vaut zéro ($\gamma = 0^\circ$), (voir **Figure IV.3**). Il faut noter, que PVsyst donne d'autres possibilités d'introduire un plan d'orientation fixe mais qui change avec les saisons, ou variable selon un seul axe, ou deux axes pour le suivie du potentiel optimale du soleil.

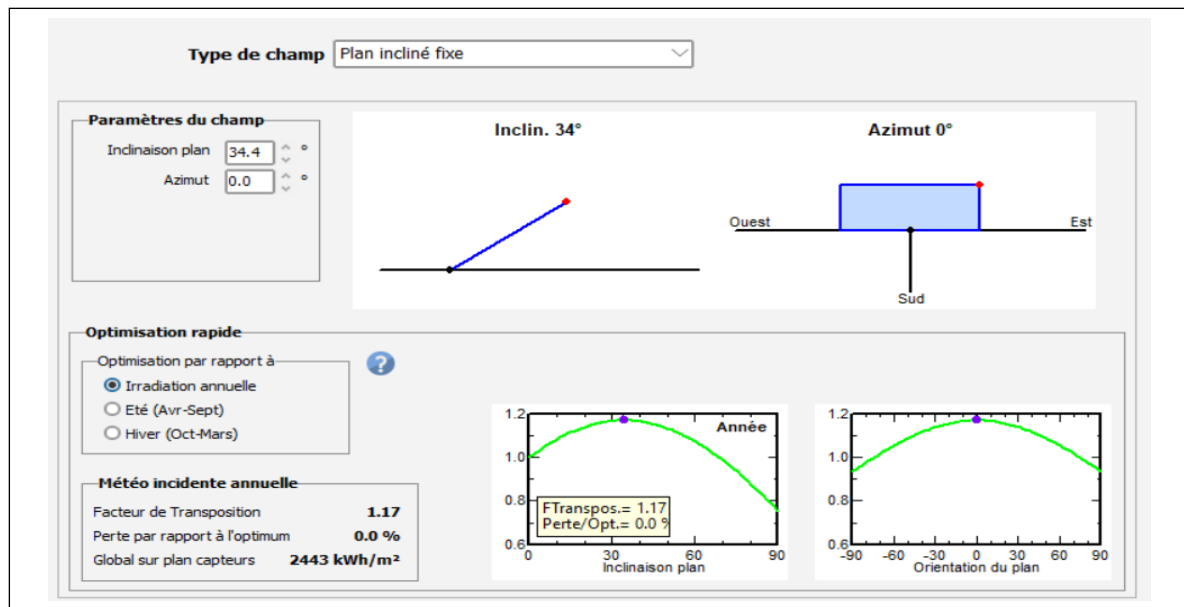


Figure IV.3 : Capture d’écran, inclinaison et orientation des modules PV PVsyst.

2.1.3 Introduction des paramètres techniques du système PV

Cette étape consiste à choisir la technologie des modules PV, et celle de l’onduleur, à partir d’une base de données préexistante dans le logiciel PVsyst (Figure IV.4). Le logiciel prend en considération la puissance nominale de la centrale PV, et vérifie si la configuration choisie est faisable techniquement. Des ajustements sur le nombre des modules PV et le nombre des onduleurs peuvent être ajusté tout en respectant les plages de tension admissible pour l’onduleur (voir Figure IV.5). Un résultat préliminaire sera affiché dans cette même interface.

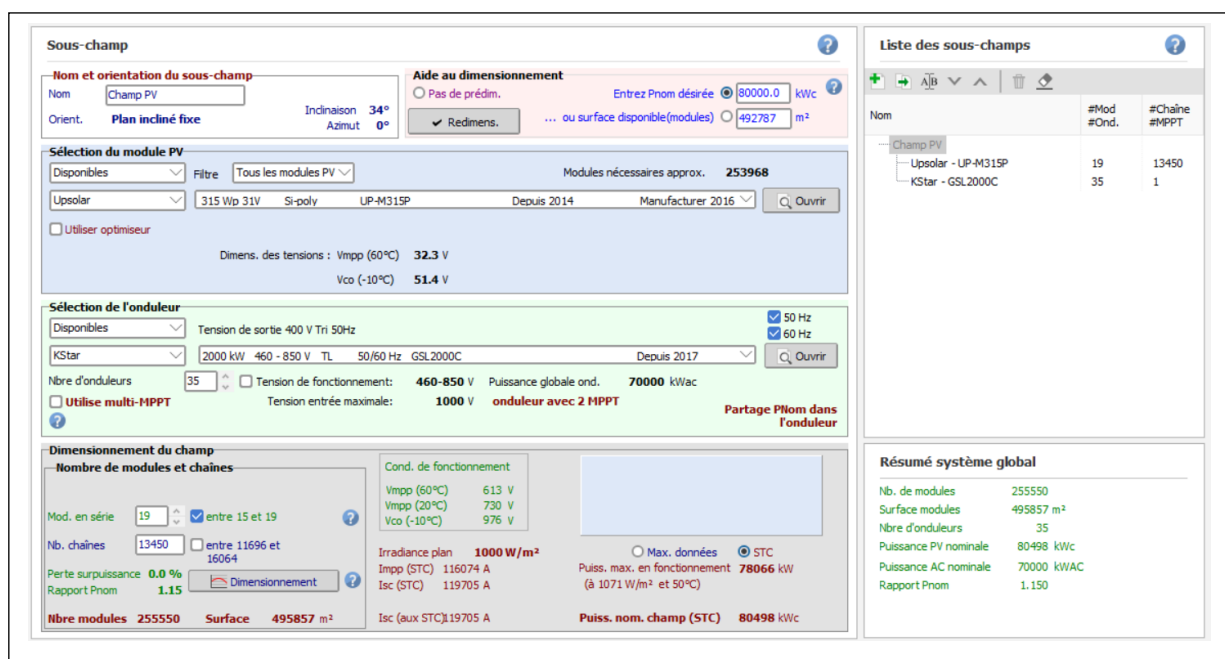


Figure IV.4 : Capture d’écran, paramètres techniques du système PV PVsyst.

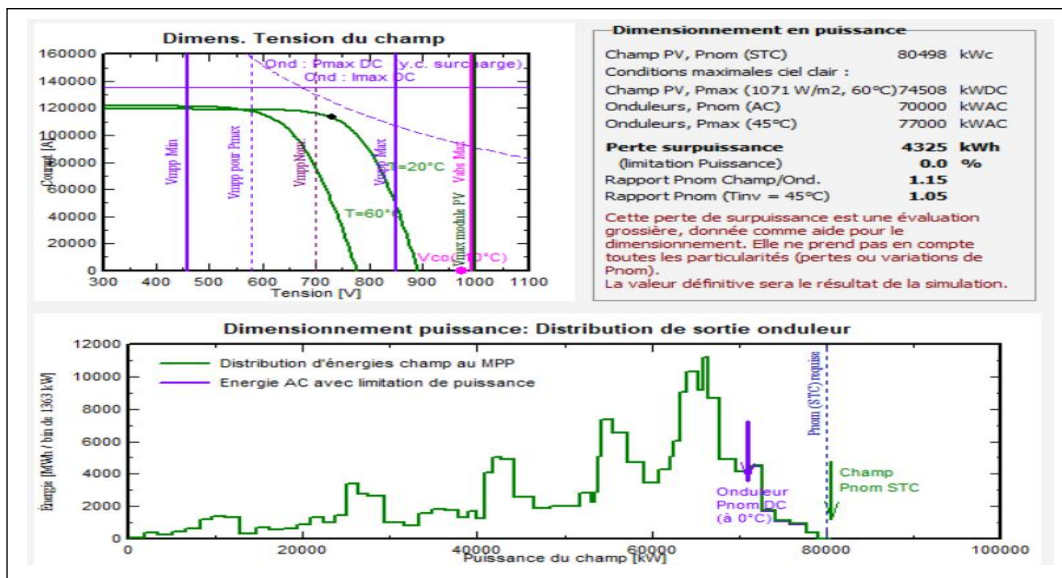


Figure IV.5 : Capture d'écran, niveaux de tension d'onduleur PV syst.

2.1.4 Pertes détaillées de la centrale PV

L'analyse des pertes passe par l'allocation des pourcentages adéquats à différentes pertes détaillées dans une interface dédiée comme le montre la Figure IV.6, ces derniers sont constitués de, pertes thermiques, de pertes ohmiques, de pertes par vieillissement, de pertes de mismatch, de pertes d'efficacité des modules, de pertes d'encrassement, et des pertes par l'indisponibilité de la centrale PV.

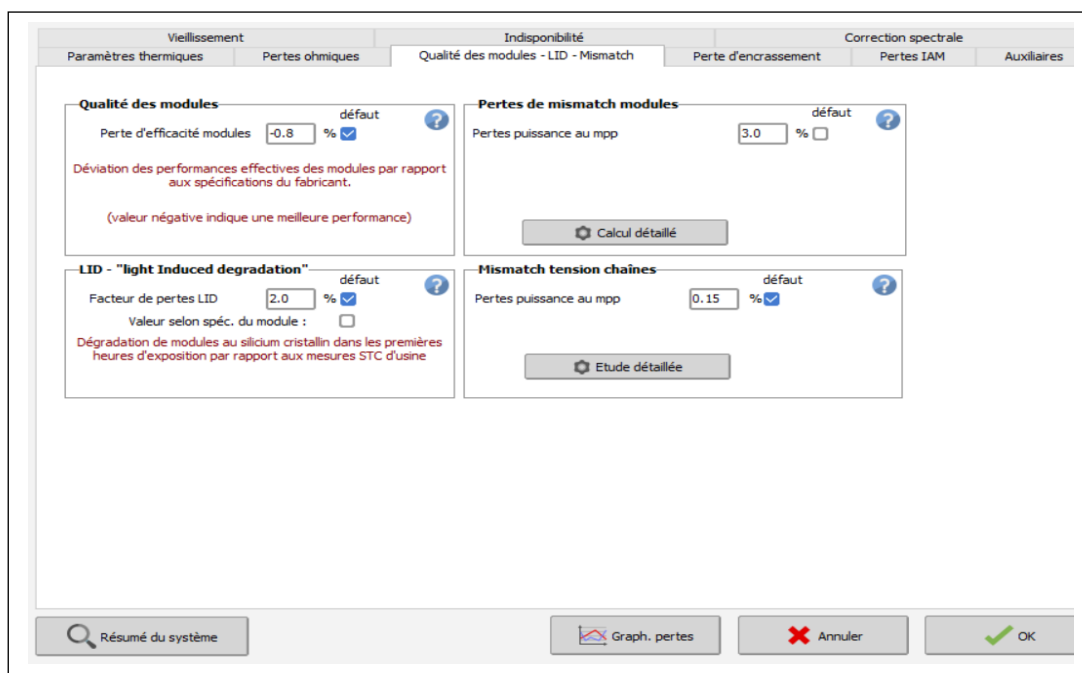


Figure IV.6 : Capture d'écran, pertes détaillées de la centrale PV PV syst.

2.2 Résultats de simulation

Après avoir terminé l'implémentation dans **PVsyst** de tous les paramètres spécifiques pour notre projet de centrale PV de **80MW**, au site de Tolga, Biskra, et avec deux configurations différentes définie dans le **Tableau IV.1** du chapitre 3, on lance la simulation.

La **Figure IV.7** représente la fiche des résultats délivrée par PVsyst pour la première configuration. Par la suite, Nous avons confronté les résultats de l'analyse technique élaborée par l'algorithme proposé dans l'étude précédente, à ceux obtenus par PVsyst (voir **Tableau IV.1**). Une première observation montre une concordance entre les deux résultats. Néanmoins, on remarque quelques différences dans le nombre optimal des PV modules PV $N_{PV,max}$, où PVsyst donne un nombre légèrement inférieur à notre algorithme de calcul. Cela revient principalement au choix d'un Taux de conversion DC-AC dans PVsyst un peu plus faible que dans notre algorithme. Ce paramètre qui détermine les pertes de surdimensionnement, va influencer également la capacité installée finale $P_{Plant,nom,max}$ ainsi que la production d'énergie annuelle $E_{Plant,tot.}$. Cependant les résultats de l'analyse technique demeurent globalement très similaires, ce qui approuve la pertinence de l'algorithme de calcul proposé.

Pour plus de justification, nous avons soumis la configuration (2) à la méthodologie de validation, la **Figure IV.8** illustre la fiche des résultats technique issues du logiciel PVsyst. De plus, le **Tableau IV.2** récapitule les résultats obtenus par PVsyst et par notre algorithme de calcul. Les mêmes remarques données précédemment pour ce qui concerne la configuration (1), s'appliquent à la configuration (2). Cela démontre l'efficacité de l'algorithme proposé sur le plant analyse technique.

| Caractéristiques du champ de capteurs | | | |
|---------------------------------------|-----------------------------|------------------------------------|------------|
| Module PV | | Onduleur | |
| Fabricant | Generic | Fabricant | Generic |
| Modèle | UP-M315P | Modèle | GSL2000C |
| (Base de données PVsyst originale) | | (Base de données PVsyst originale) | |
| Puissance unitaire | 315 Wc | Puissance unitaire | 2000 kWac |
| Nombre de modules PV | 255550 unités | Nombre d'onduleurs | 35 unités |
| Nominale (STC) | 80.50 MWc | Puissance totale | 70000 kWac |
| Modules | 13450 Chaînes x 19 En série | Tension de fonctionnement | 460-850 V |
| Aux cond. de fonct. (50°C) | | Puissance max. (=>45°C) | 2200 kWac |
| Pmpp | 73.04 MWc | Rapport Pnom (DC:AC) | 1.15 |
| U mpp | 642 V | Partage PNom dans l'onduleur | |
| I mpp | 113761 A | | |
| Puissance PV totale | | Puissance totale onduleur | |
| Nominale (STC) | 80498 kWc | Puissance totale | 70000 kWac |
| Total | 255550 modules | Puissance max. | 77000 kWac |
| Surface modules | 495857 m ² | Nombre d'onduleurs | 35 unités |
| Surface cellule | 447773 m ² | Rapport Pnom | 1.15 |

Figure IV.7 : Fiche de résultats donner par PVsyst. , pour configuration (1).

Tableau IV.1 : Résultats pour configuration (1), avec PVsyst et avec l'algorithme proposé.

| | Configuration (1) PVsyst | Configuration (1) Par l'algorithme proposé |
|---|-----------------------------|--|
| Nombre optimale des modules PV en séries N_s | 19 | 19 |
| Nombre optimale des modules PV en parallèles $N_{p,max}$ | 384 | 387 |
| Nombre optimale des onduleurs $N_{i,max}$ | 35 | 35 |
| Nombre optimale des PV modules PV $N_{PV,max}$ | 255550 | 257355 |
| Surface occupée par les modules PV $S_{array,max}$ [m2] | 495857 | 500125.1774 |
| Capacité installée finale $P_{Plant,nom,max}$ [MW] | 80.498 | 81.0668 |
| Taux de conversion DC-AC | 1.15 | 1.1581 |
| La production d'énergie annuelle $E_{Plant,tot}$ [MWh/an] | 154218.546 | 153053.8775 |

| Caractéristiques du champ de capteurs | | | |
|---------------------------------------|----------------------------|------------------------------------|------------|
| Module PV | | Onduleur | |
| Fabricant | Generic | Fabricant | Generic |
| Modèle | TSM-325DD14A(II) | Modèle | SG3000HV |
| (Base de données PVsyst originale) | | (Base de données PVsyst originale) | |
| Puissance unitaire | 325 Wc | Puissance unitaire | 3000 kWac |
| Nombre de modules PV | 250880 unités | Nombre d'onduleurs | 24 unités |
| Nominale (STC) | 81.54 MWc | Puissance totale | 72000 kWac |
| Modules | 8960 Chaînes x 28 En série | Tension de fonctionnement | 900-1300 V |
| Aux cond. de fonct. (50°C) | | Rapport Pnom (DC:AC) | 1.13 |
| Pmpp | 73.62 MWc | Partage PNom dans l'onduleur | |
| U mpp | 942 V | | |
| I mpp | 78156 A | | |
| Puissance PV totale | | Puissance totale onduleur | |
| Nominale (STC) | 81536 kWc | Puissance totale | 72000 kWac |
| Total | 250880 modules | Nombre d'onduleurs | 24 unités |
| Surface modules | 486796 m ² | Rapport Pnom | 1.13 |
| Surface cellule | 437495 m ² | | |

Figure IV.8 : Fiche de résultats donner par PVsyst. , pour configuration (2).

Tableau IV.2 : Résultats pour configuration (2), avec PVsyst et avec l'algorithme proposé.

| | Configuration (2) PVsyst | Configuration (2) Par l'algorithme proposé |
|--|-----------------------------|--|
| Nombre optimale des modules PV en séries N_s | 28 | 28 |
| Nombre optimale des modules PV en parallèles $N_{p,max}$ | 373 | 374 |
| Nombre optimale des onduleurs $N_{i,max}$ | 24 | 24 |
| Nombre optimale des PV modules PV $N_{PV,max}$ | 250880 | 251328 |
| Surface occupée par les modules PV $S_{array,max}$ [m ²] | 486796 | 487664.7875 |
| Capacité installée finale $P_{Plant,nom,max}$ [MW] | 81.536 | 81.6816 |
| Taux de conversion DC-AC | 1.132 | 1.1345 |
| La production d'énergie annuelle $E_{Plant,tot}$ [MWh/an] | 153515.520 | 150518.9578 |

Dans le volet analyse économique, les résultats obtenue par PVsyst sont très cohérentes avec les résultats obtenus par notre algorithme de calcul et cela pour les deux configurations étudiées, comme le montrent le **Tableau IV.3** et **Tableau IV.4**. Les légères différences observées, par exemple, dans le coût en capital total de la centrale PV et dans les revenus bruts de la centrale PV pendant sa durée de vie opérationnelle **GR**, revient principalement aux différences dans quelques paramètres de dimensionnement technique expliqué précédemment, qui ont ensuite un impact sur l'analyse économique. En revanche, ces résultats restent très positifs, et on peut affirmer que sur le plant analyse économique notre algorithme de calcul une fiabilité très acceptable.

Tableau IV.3 : Résultats principaux de l'analyse économique pour configuration (1).
Avec PVsyst et avec l'algorithme proposé.

| | Configuration (1) PVsyst | Configuration (1) Par l'algorithme proposé |
|--|-----------------------------|--|
| Coût de tous les modules PV [millions €] | 46. 366 992 0 | 46. 694 491 2 |
| Coût de tous les onduleurs [millions €] | 4. 550 000 | 4. 550 000 |
| Coût du transformateur élévateur [millions €] | 1. 609 960 0 | 1. 621 336 5 |
| Coût de terrain [millions €] | 8. 479 107 | 8. 479 107 |
| Coût de développement construction et installation et de génie civil [millions €] | 13. 282 170 000 | 13. 376 026 125 |
| Coût des équipements de gestion de l'énergie (CBOS) [millions €] | 5. 956 852 00 | 5. 998 945 05 |
| Coût en capital total de la centrale PV [millions €] | 80. 245 081 000 | 80. 719 905 875 |
| Coût total de remplacement des équipements de la centrale PV [millions €] | 4. 550 000 | 4. 550 000 |
| Coût de maintenance de la centrale PV pendant sa durée de vie opérationnelle [millions €] | 38. 236 550 000 | 38. 506 741 875 |
| Les revenus bruts de la centrale PV pendant sa durée de vie opérationnelle GR [millions €] | 308. 437 092 0 | 306. 107 755 085 2 |
| Coût actualisé de l'énergie (Levelized Cost of Energy - LCOE) [c€/kWh] | 3.1911 | 3.2349 |

Tableau IV.4 : Résultats principaux de l'analyse économique pour configuration (2).
Avec PVsyst et avec l'algorithme proposé.

| | Configuration (2) PVsyst | Configuration (2) Par l'algorithme proposé |
|--|-----------------------------|--|
| Coût de tous les modules PV [millions €] | 46. 242 201 6 | 47. 048 601 6 |
| Coût de tous les onduleurs [millions €] | 4. 680 000 | 4. 680 000 |
| Coût du transformateur élévateur [millions €] | 1. 630 720 | 1. 633 632 |
| Coût de terrain [millions €] | 8. 591 637 6 | 8. 591 637 6 |
| Coût de développement construction et installation et de génie civil [millions €] | 13. 453 440 | 13. 477 464 |
| Coût des équipements de gestion de l'énergie (CBOS) [millions €] | 6. 033 664 0 | 6. 044 438 4 |
| Coût en capital total de la centrale PV [millions €] | 80. 631 663 2 | 81. 475 773 6 |
| Coût total de remplacement des équipements de la centrale PV [millions €] | 4. 680 000 | 4. 680 000 |
| Coût de maintenance de la centrale PV pendant sa durée de vie opérationnelle [millions €] | 38. 729 600 | 38. 798 760 |
| Les revenus bruts de la centrale PV pendant sa durée de vie opérationnelle GR [millions €] | 307. 031 040 0 | 301. 037 915 619 5 |
| Coût actualisé de l'énergie (Levelized Cost of Energy - LCOE) [c€/kWh] | 3.232 | 3.3206 |

Les paramètres de performance donnés par PVsyst (voir **Tableau IV.5**) mettent en évidence clairement l'avantage de la configuration (1) par rapport à la configuration (2) en termes de taux de performance ($PR = 78,54\%$ pour la configuration (1) et $PR = 77,18\%$ pour la configuration (2)), de facteur de capacité ($CF = 21,81\%$ pour la configuration (1) et $CF = 21,44\%$ pour la configuration (2)), ainsi que de rendement spécifique ($Y_{sp} = 1916 \text{ kWh/kWp}$ pour la configuration (1) et $Y_{sp} = 1883 \text{ kWh/kWp}$ pour la configuration (2)). Ces résultats sont en accord avec ceux obtenus à l'aide de notre algorithme de calcul, qui avait déjà prévu une meilleure performance de la configuration (1) par rapport à la configuration (2).

Tableau IV.5 : Résultats des paramètres de performances les deux configurations, avec PVsyst et avec l'algorithme proposé.

| | Configuration (1) PVsyst | Configuration (1) Par l'algorithme proposé | Configuration (2) PVsyst | Configuration (2) Par l'algorithme proposé |
|---|--------------------------------|---|--------------------------------|--|
| Taux de couverture au sol GCR [%] | 19.01 | 19.1696 | 18.41 | 18.4471 |
| Taux de performance PR [%] | 78.54 | 80.87 | 77.18 | 78.932 |
| Facteur de capacité CF [%] | 21.81 | 21.5525 | 21.44 | 21.036 |
| Rendement spécifique Y_{sp} [kWh/kWp] | 1916 | 1887.9964 | 1883 | 1842.7523 |

3. Logiciel d'aide à la décision pour le design des centrales PV

En se basant sur l'algorithme d'étude de faisabilité technico-économique, des centrales PV à grandes échelles, et également sur les modèles d'estimation de l'irradiation solaire globale sur le plan incliné précédemment implémentés, nous avons réalisé un logiciel d'aide à la décision dédiée aux études techniques et économiques, des centrales PV. Le but principale de ce dernier est d'assister les concepteurs de centrales PV, en leurs permettant de choisir des configurations optimales, et on leurs donnant la possibilité d'analyser techniquement les différents choix de technologies possibles, tout en déterminant les différents coûts et rendements. Et finalement, une analyse de performance est aussi disponible pour comparer les solutions possibles et de prendre la solution finale.

Ce logiciel dispose de plus d'un outil pour l'étude et le test des différents modèles d'estimation de l'irradiation solaire globale sur le plan incliné dans un site donné, et d'utiliser les indicateurs statistiques pour déterminer l'efficacité et les performance des différents modèles. Ce logiciel a été développé en utilisant **GUI-MATLAB**, nous allons dans ce qui suit, présenter ses différentes parties.

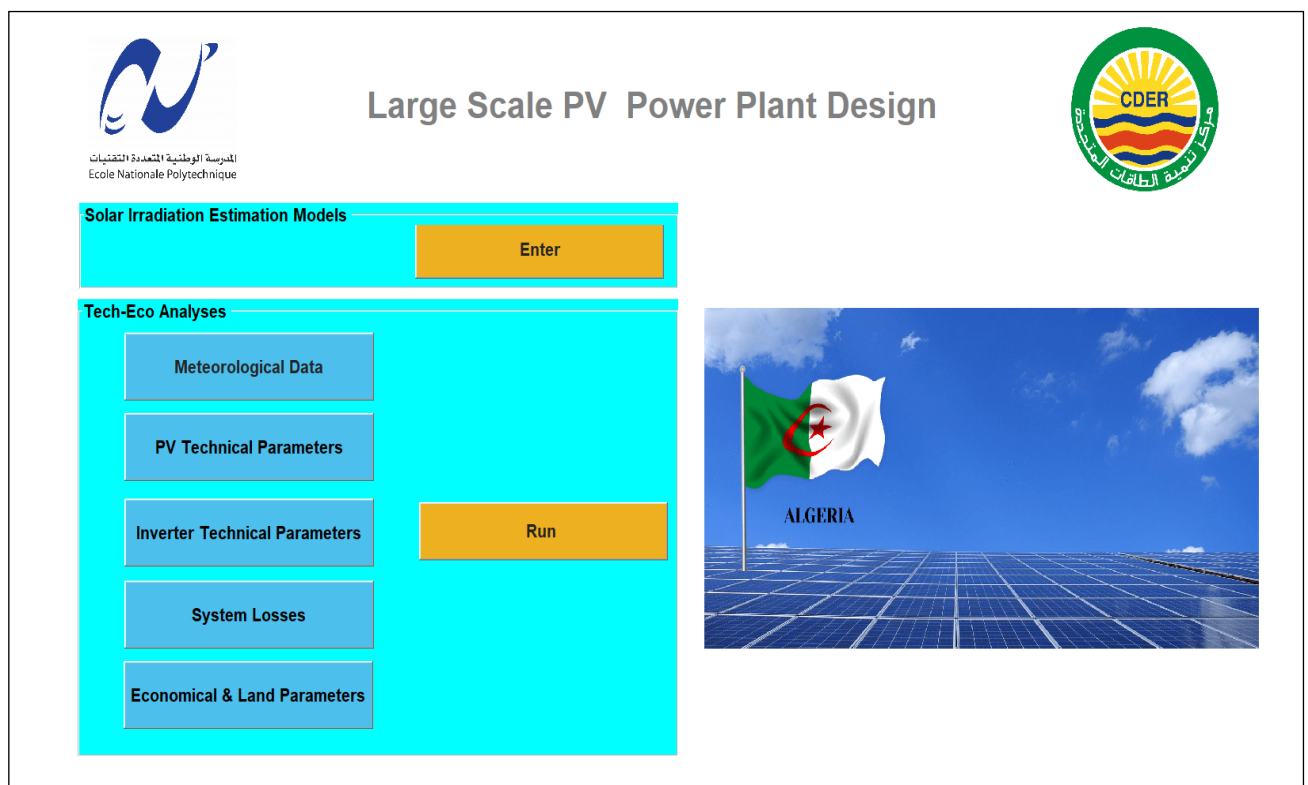


Figure IV.9 : Interface principale du logiciel.

La **Figure IV.9** présente l'interface principale du logiciel, cette dernière comporte un volet '**Solar Irradiation Estimation Models**' pour l'implémentation des modèles d'estimation de l'irradiation solaire, et un autre volet '**Tech-Eco Analyses**' dédié à l'analyse technique et économique des centrales PV, avec des sous-volets suivants : '**Meteorological Data**' '**PV Technical Parameters**' '**Inverter Technical Parameters**' '**System Losses**' '**Economical & Land Parameters**', qui servent à introduire les paramètres et les données nécessaires au fonctionnement de l'algorithme de calcul précédemment développé.

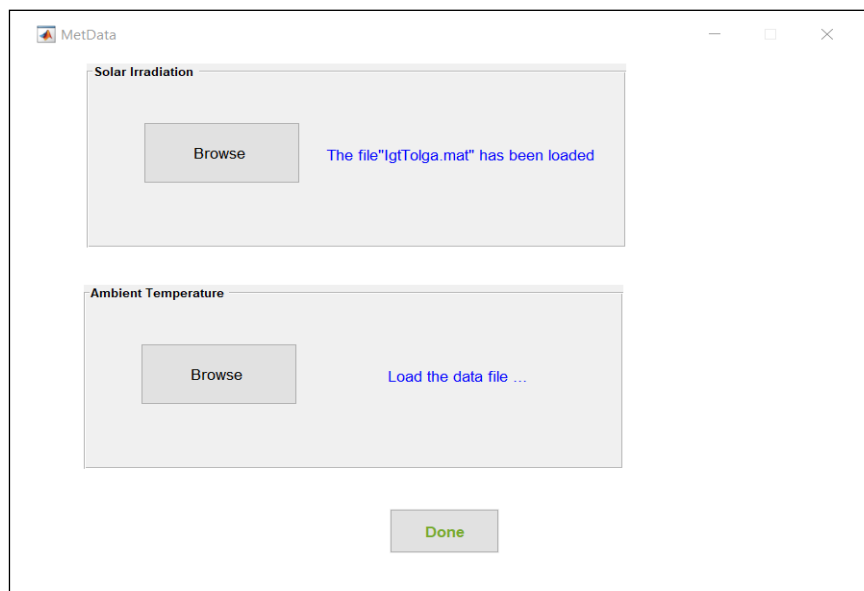


Figure IV.10 : Introduction des données météorologiques dans le logiciel.

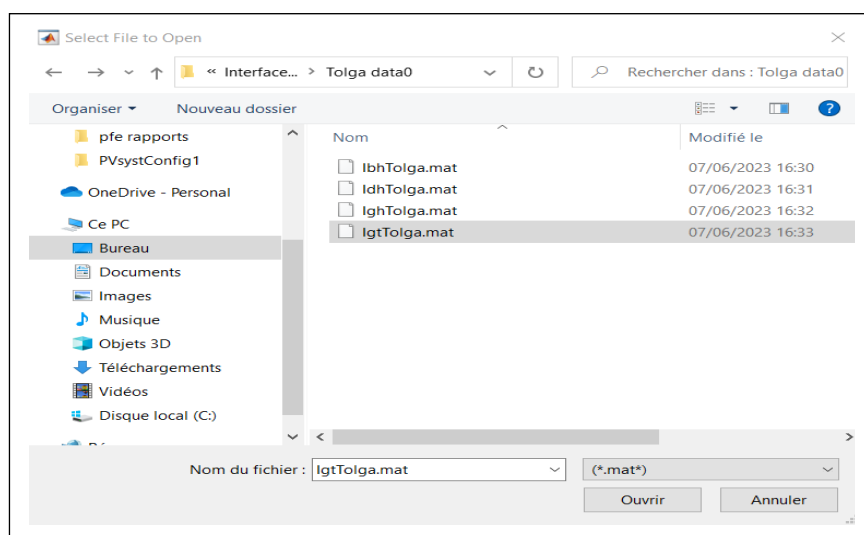
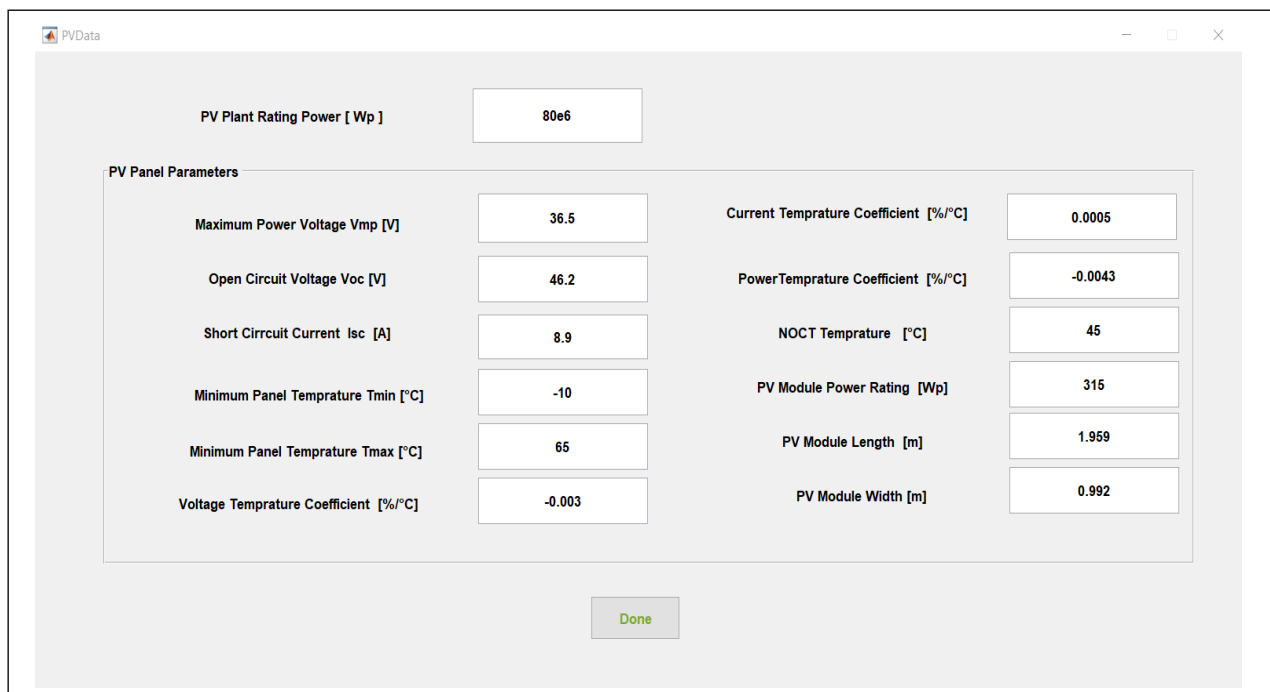


Figure IV.11 : Fenêtre pour parcourir les fichiers des données météorologiques.

La première étape de l'étude technico-économique consiste à cliquer sur le bouton '**Meteorological Data**', une nouvelle fenêtre va apparaître comme le montre la **Figure IV.10**. Ensuite, dans cette même fenêtre, il faut cliquer sur le bouton '**Browse**', qui va permettre de parcourir les fichiers de l'ordinateur (voir **Figure IV.11**), pour déterminer là où les données météorologiques sont localisées. Cela va permettre au logiciel de charger les fichiers contenant les données de l'irradiation globale sur le plan incliné, et la température ambiante. Un message indiquant que les fichiers sont chargés va apparaître comme suit : **The file 'fichier.mat' has been loaded.**

L'étape suivante permet d'introduire les paramètres techniques de la technologie choisie pour les modules PV, en cliquant sur le sous-volet '**PV Technical Parameters**'. Cela va ouvrir une fenêtre qui contient une liste de paramètres avec leurs cases respectives à remplir à partir de la fiche technique du module PV. De plus, cette fenêtre contient également une case pour définir la puissance nominale de la centrale PV a étudiée, comme est montré sur la **Figure IV.12**.



| Parameter | Value |
|--|---------|
| PV Plant Rating Power [Wp] | 80e6 |
| Maximum Power Voltage Vmp [V] | 36.5 |
| Open Circuit Voltage Voc [V] | 46.2 |
| Short Circuit Current Isc [A] | 8.9 |
| Minimum Panel Temperature Tmin [°C] | -10 |
| Minimum Panel Temperature Tmax [°C] | 65 |
| Voltage Temperature Coefficient [%/°C] | -0.003 |
| Current Temperature Coefficient [%/°C] | 0.0005 |
| Power Temperature Coefficient [%/°C] | -0.0043 |
| NOCT Temperature [°C] | 45 |
| PV Module Power Rating [Wp] | 315 |
| PV Module Length [m] | 1.959 |
| PV Module Width [m] | 0.992 |

Figure IV.12 : Introduction des données techniques des modules PV.

La **Figure IV.13** illustre la fenêtre qui permet d'introduire les paramètres de l'onduleur choisi pour la centrale PV. Cette fenêtre va apparaître après avoir cliqué sur le bouton '**Inverter Technical Parameters**' dans l'interface principale du logiciel. Il faut noter que cette fenêtre contient aussi une case pour introduire l'efficacité du transformateur élévateur électrique, qui vient après l'onduleur dans la chaîne de conversion.

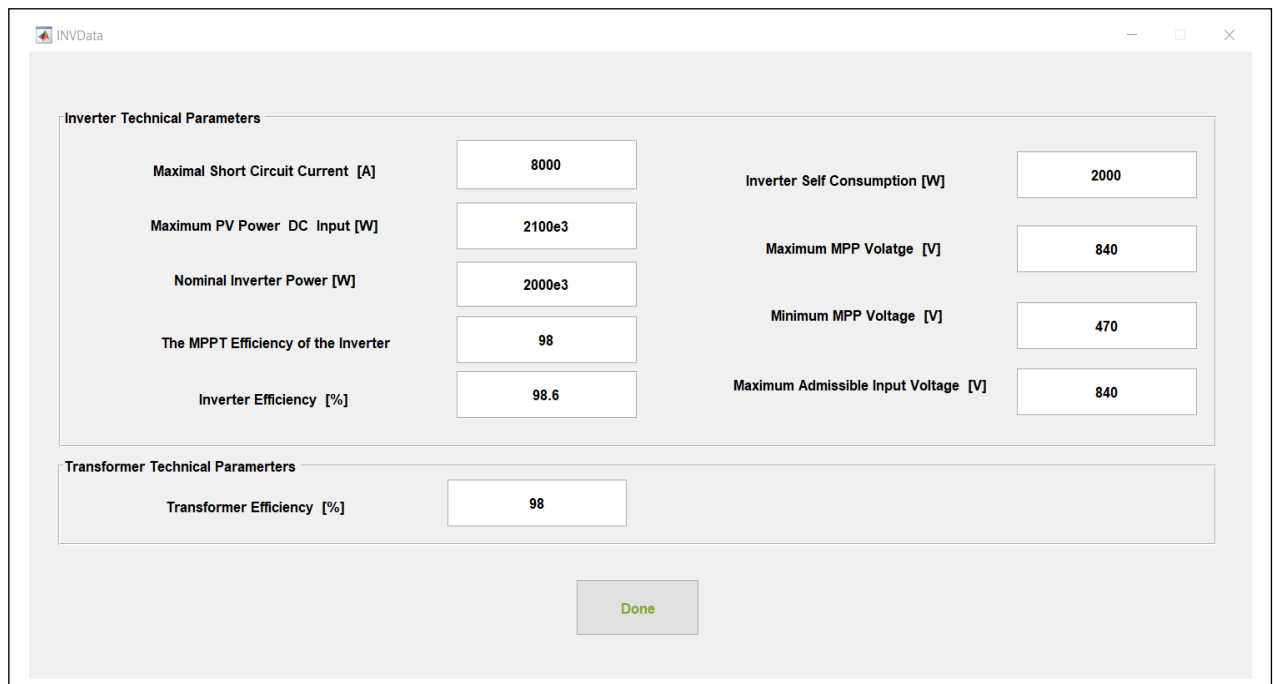


Figure IV.13 : Introduction des données techniques des onduleurs et du transformateur élévateur.

Il est également nécessaire d’introduire les différents facteurs de pertes dans la centrale PV, et cela en cliquant sur le sous-volet ‘**System Losses**’ qui va permettre à une fenêtre de s’afficher, et à l’utilisateur de saisir les valeurs de ces facteurs dans la liste disponible (voir **Figure IV.14**).

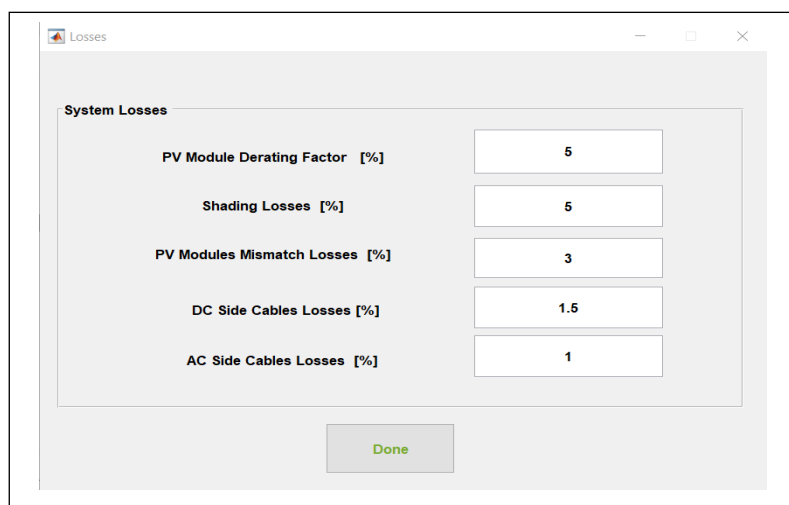


Figure IV.14 : Introduction des données relatives aux pertes de la centrale PV.

En cliquant sur le sou-volet ‘**Economical & Land Parameters**’, le logiciel donne la main au concepteur de la centrale PV d’introduire les divers paramètres économiques (**Figure IV.15**), qui vont permettre par la suite de lancer l’analyse économique, et de déterminer les différents coûts, ainsi que les revenus générés.

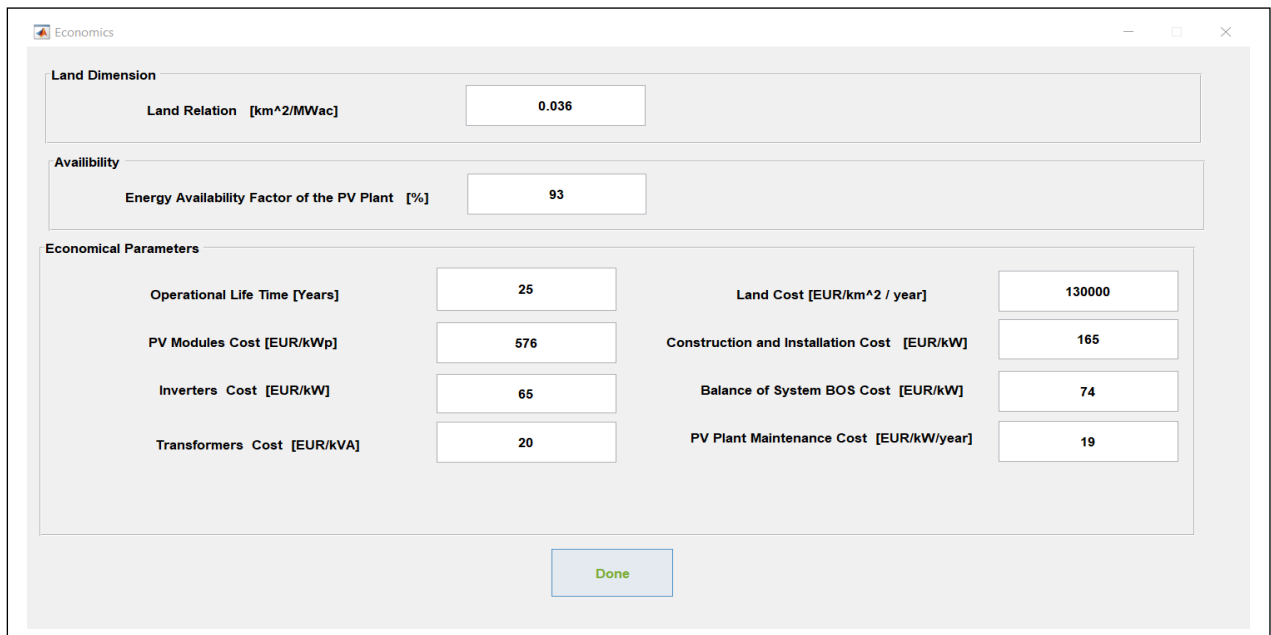


Figure IV.15 : Introduction des données économiques de la centrale PV.

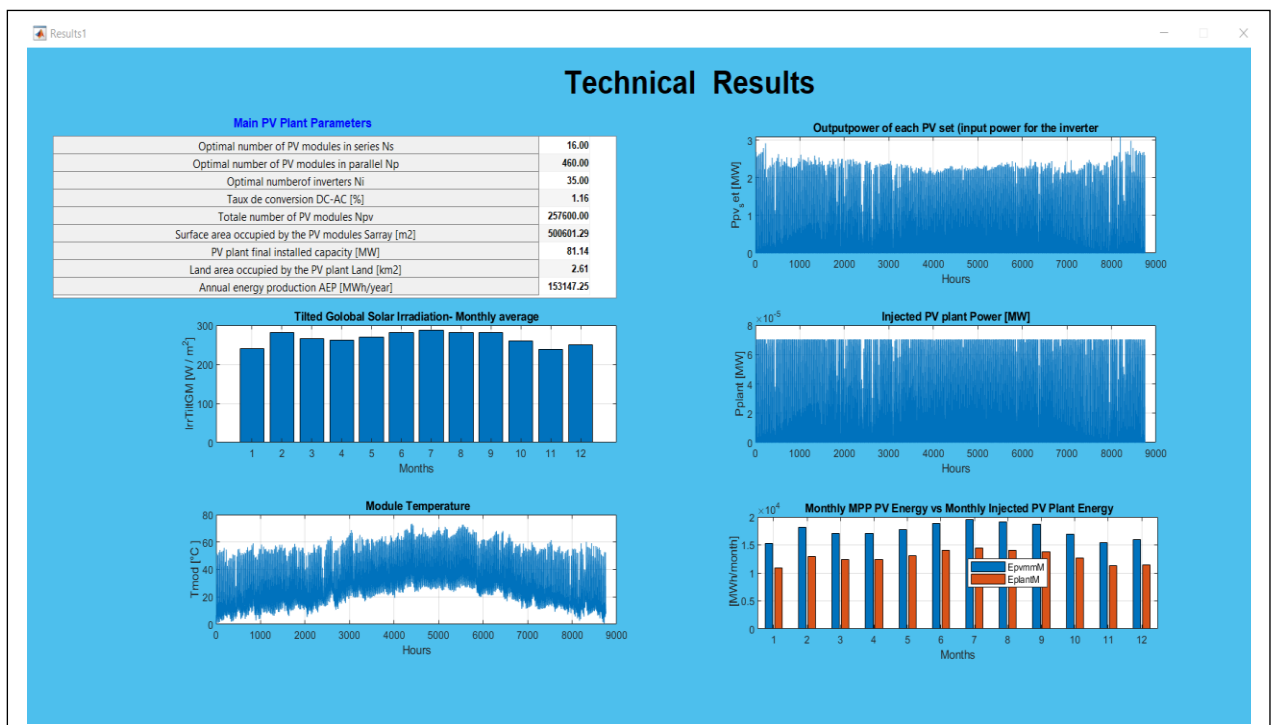


Figure IV.16 : Résultats de l'analyse Technique.

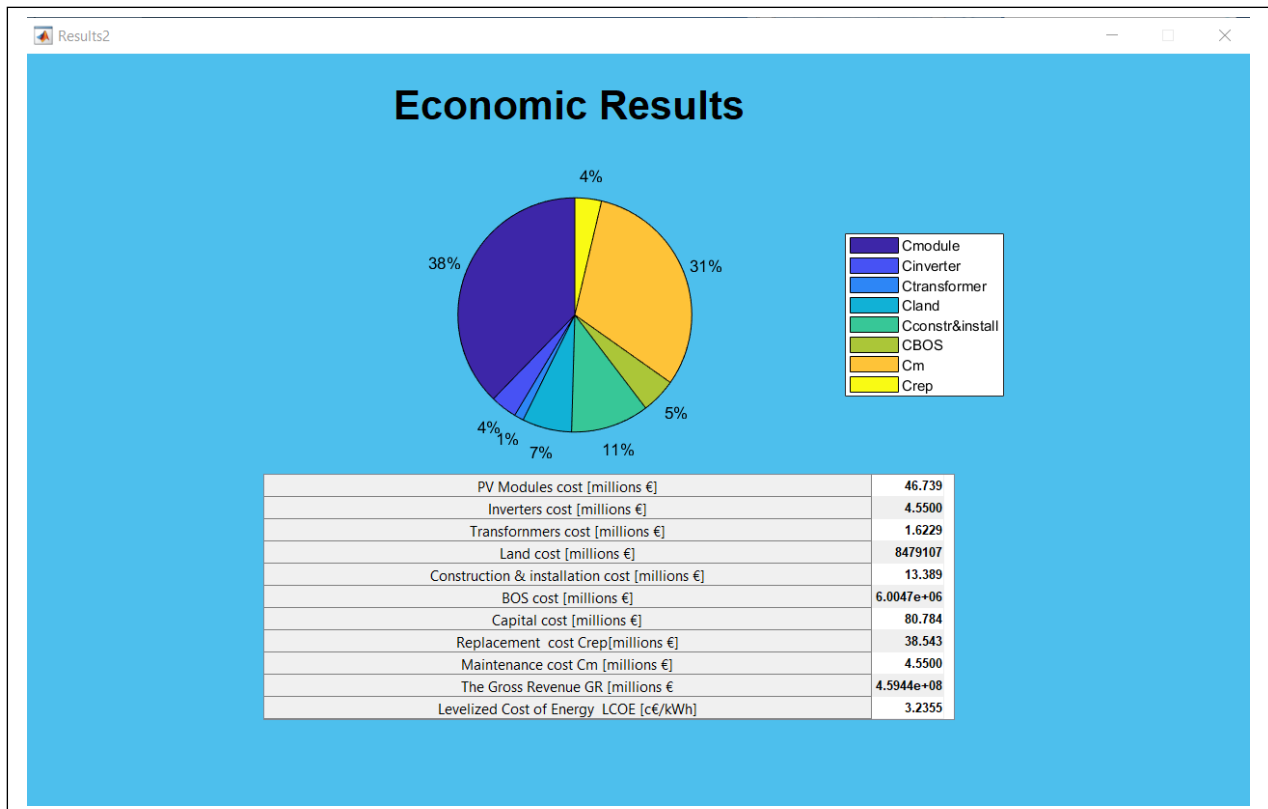


Figure IV.17 : Résultats de l'analyse Economique.

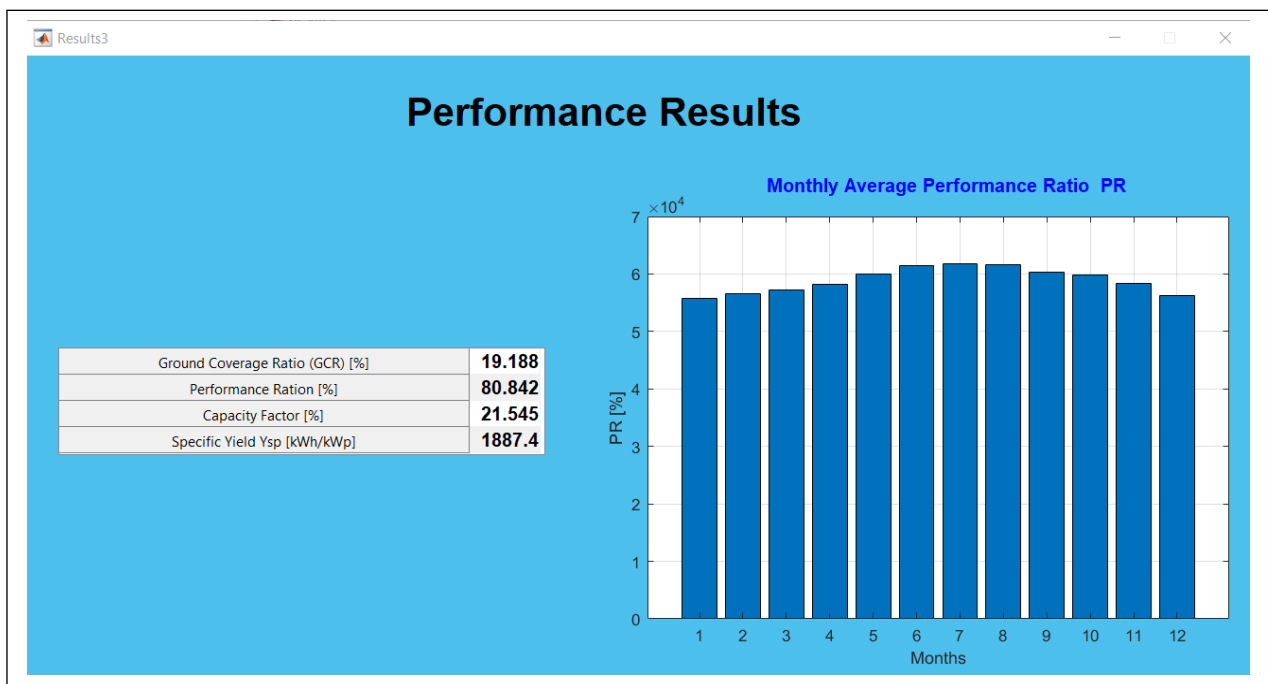


Figure IV.18 : Résultats des performances de la centrale PV.

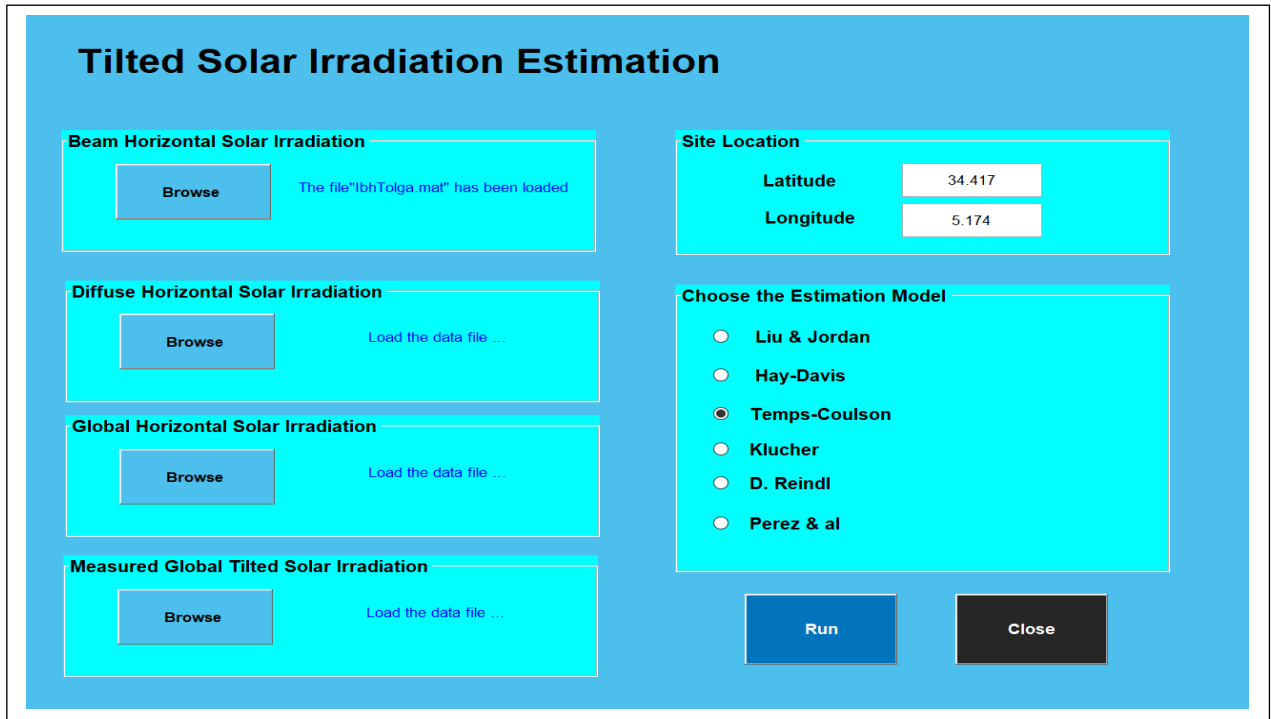


Figure IV. 19 : Outil de test et de validation des modèles d’estimation de l’irradiation solaire globale sur le plan incliné.

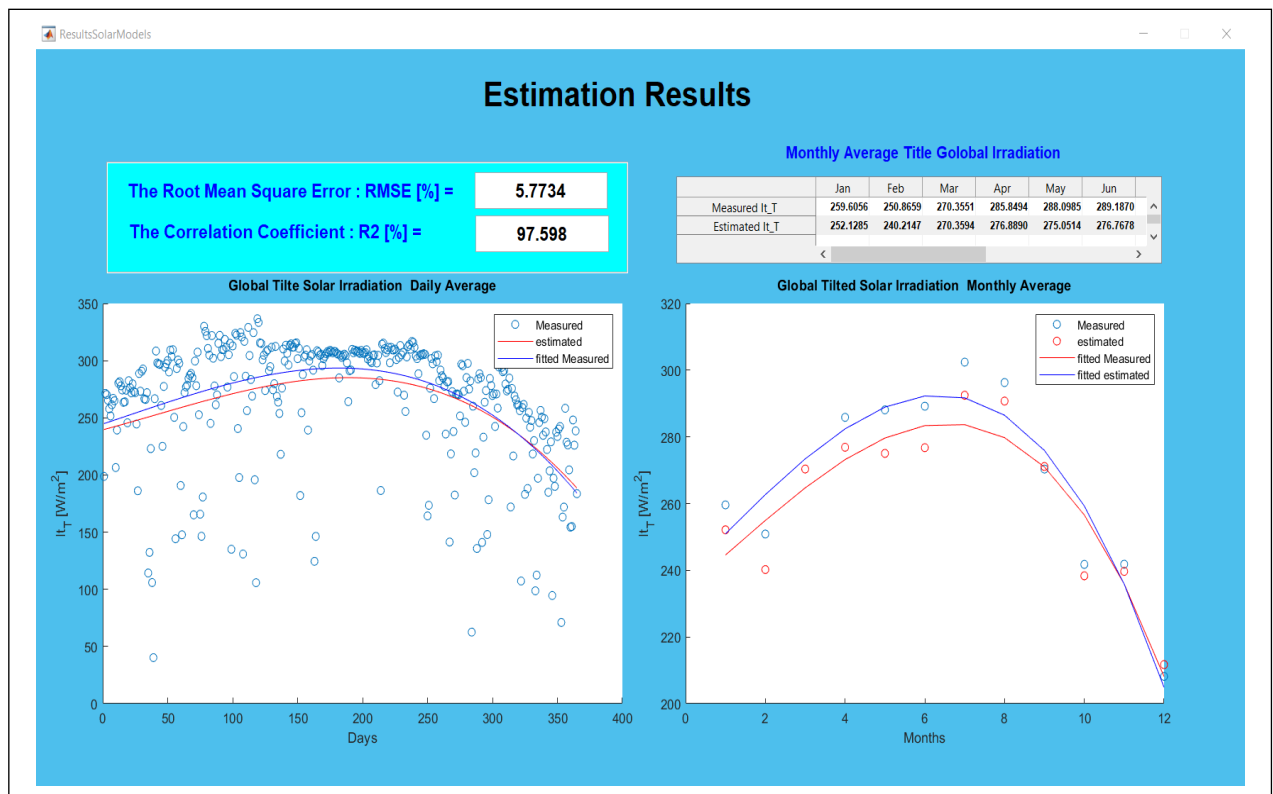


Figure IV.20 : Résultats de test et de validation des modèles d’estimation de l’irradiation solaire globale sur le plan incliné.

Après avoir introduit tous les paramètres nécessaires, l'utilisateur click ensuite sur le bouton '**Run**'. Cela déclenche l'algorithme de calcul, et les résultats correspondants s'affichent dans trois fenêtres distinctes, à savoir, '**Technical Results**' (voir **Figure IV.16**), pour les résultats techniques, '**Economic Results**' (voir **Figure IV.17**), pour les résultats économiques, et enfin, les indicateurs de performance sont affichés dont la fenêtre '**Performance Results**' (voir **Figure IV.18**).

Ce logiciel comporte un outil qui permet de tester et de valider les différents modèles d'estimation de l'irradiation solaire globale sur le plan incliné. Pour lancer cet outil, il faut aller dans le volet '**Solar Irradiation Estimation Models**' dans l'interface principale, et cliquer sur le bouton '**Enter**', une fenêtre va s'ouvrir comme le montre la **Figure IV.19**. Par la suite, des boutons '**Browse**' sont disposés dans quatre sous-volets pour introduire les différents types des données de l'irradiation solaire nécessaires à l'étude du site en question. Ce dernier est localisé par la saisie de la latitude et la longitude dans leurs cases respectives.

En dernier lieu, le logiciel donne la possibilité de choisir entre six modèles d'estimation de l'irradiation, et en cliquant sur le bouton '**Run**', notre code réalise les calculs et affiche dans une nouvelle fenêtre les résultats à savoir : la distribution journalières et mensuelles des irradiances, les courbes de régressions, ainsi que, les indicateurs statistiques **RMSE** et **R²** (voir **Figure IV.20**).

4. Conclusion

Après avoir développé l'algorithme d'étude technique et économique dans le chapitre précédent, nous avons utilisé le logiciel **PVsys 7.3.4** comme un outil de comparaison et de validation dans le présent chapitre. Les résultats obtenus sont très satisfaisants, et démontrent les bonnes performances de notre algorithme de calcul.

Dans la phase suivante, nous avons exploité les résultats de notre travail dans cette thèse, pour réaliser un logiciel d'étude de faisabilité technico-économique des centrales PV, ainsi que, la modélisation et l'estimation de l'irradiation solaire globale sur le plan incliné, dans le but d'assister les concepteurs de centrales PV dans leur prise de décision.

Conclusion Générale

Conclusion générale

Motivé par le lancement d'un ambitieux projet en Algérie, comprenant la construction de 15 centrales photovoltaïques d'une capacité globale de 2000 MWp, ainsi que par les vastes perspectives de développement des énergies renouvelables, ce travail examine différents aspects liés à la mise en place de ces centrales à grande échelle. Plus précisément, notre étude se concentre sur l'évaluation de leur faisabilité technique et économique, afin de déterminer les conditions nécessaires à leur mise en œuvre réussie.

Le premier chapitre a dressé un état de l'art des centrales PV à grande échelle, mettant en évidence leur importance stratégique dans le contexte énergétique mondial actuel, notamment en ce qui concerne la sécurité énergétique et le développement économique à long terme. De plus, il a souligné l'importance des études de faisabilité dans différents domaines, tels que technique, économique, social, et environnemental, afin de prévenir d'éventuels incidents et d'optimiser le fonctionnement de ces centrales photovoltaïques.

Le deuxième chapitre s'est concentré sur la problématique de la détermination de l'irradiation globale sur une surface inclinée, en présentant les modèles les plus utilisés dans la littérature et en les validant par des indicateurs statistiques. Les résultats ont montré que le modèle de Perez et al s'est révélé être le plus performant pour les 15 sites considérés dans le projet de 2000MWp. Cette étude approfondie de l'irradiation solaire est cruciale pour une évaluation précise de la production d'énergie des centrales PV.

Dans le troisième chapitre, nous avons élaboré une méthode exhaustive permettant d'évaluer la faisabilité technique et économique des centrales photovoltaïques à grande échelle. Cette méthode a été soumise à des simulations pour différentes configurations de centrales PV, ce qui a confirmé son adéquation et son efficacité. Nous avons également présenté et utilisé divers indicateurs de performance pour évaluer les performances des installations PV et pour comparer les différentes configurations possibles lors de la mise en œuvre des centrales PV.

Ensuite, nous avons abordé le chapitre quatre en procédant à la validation de l'algorithme de calcul développé. Pour cela, nous avons utilisé le logiciel PVsyst 7.3.4 comme outil de comparaison. Ce logiciel est largement utilisé dans le domaine du dimensionnement et des études de faisabilité des systèmes PV. La confrontation des résultats obtenus à partir de ce logiciel avec nos propres résultats a révélé une grande similarité, et ce, pour deux configurations différentes de centrales PV. Cette corroboration atteste de l'efficacité et de la validité de l'algorithme d'étude de faisabilité technique et économique que nous avons mis en place.

Après la phase de validation, nous avons entrepris de valoriser les résultats obtenus en développant un logiciel d'aide à la décision dédié aux études de faisabilité technico-économique des centrales PV à grande échelle, ainsi qu'à la modélisation et à l'estimation de l'irradiation solaire sur les plans inclinés afin de mieux déterminer le potentiel solaire. Ce logiciel offre aux concepteurs une méthodologie complète et efficace pour évaluer la faisabilité de leur projet, en prenant en compte d'importants paramètres techniques et économiques. En fournissant des

résultats fiables et des informations pertinentes, ce logiciel contribuera à la promotion et à l'essor de l'énergie solaire à grande échelle, en facilitant la planification et la mise en œuvre de projets PV rentables et durables.

Enfin, en ce qui concerne les améliorations de ce travail et nos perspectives pour l'avenir, nous souhaitons proposer les orientations de recherche suivantes :

- 1- Amélioration de la méthodologie de modélisation en intégrant de nouveaux paramètres pertinents pour la conception et l'exploitation des centrales PV. Cela comprend l'examen de nouvelles méthodes de gestion de l'énergie, ainsi que l'exploration de technologies émergentes utilisées dans les centrales PV.
- 2- Analyse de l'impact sur le réseau électrique. L'intégration réussie des centrales photovoltaïques à grande échelle dans le réseau électrique représente un défi majeur qui nécessite des études approfondies.
- 3- Intégration de nouvelles sources d'énergie renouvelable telles que l'énergie éolienne, l'énergie hydraulique ou la biomasse.
- 4- La prédiction à court terme de la production d'énergie d'origine renouvelable par l'apprentissage automatique (Machine Learning), ce qui donne la possibilité de participer aux services du système, tels que, la régulation de la tension et de la fréquence.
- 5- Analyse de la durabilité environnementale et sociale. Il est également important de prendre en compte les impacts environnementaux et sociaux des centrales photovoltaïques à grande échelle.
- 6- Réalisation d'une évaluation économique approfondie, comprenant des études détaillées sur les aspects économiques à long terme tels que l'évolution de la rentabilité, les politiques de soutien et les mécanismes de financement.

En explorant ces axes de recherche futurs, il serait possible d'améliorer encore notre compréhension des centrales photovoltaïques à grande échelle et de contribuer à un déploiement plus efficace et durable des énergies renouvelables.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] Photovoltaic report. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, ISE Freiburg, 27 August 2018.
- [2] Twidell, J. and Weir, T. (2015). Renewable Energy Resources. Routledge.
- [3] V. Quaschnig, "Understanding Renewable Energy Systems", Livre Edition Earthscan, Grande Bretagne, 2005.
- [4] T. Scimone, "Energy Storage in Electric Power Generation Plant from Renewable Sources", Université Degli Studi di Catania, Italie, 2010.
- [5] S. Astie, "Conversion photovoltaïque : du rayonnement solaire à la cellule ", Techniques de l'Ingénieur, D 3 936.
- [6] Manuel PACER N° 724.243 "Centrales photovoltaïques Guide pour le dimensionnement et la réalisation de projets A l'usage des bureaux d'ingénieurs" ISBN 3-905232-26-X
- [7] Prof. N. YASSAA, CEREFÉ (2020) : "Transition Energétique en Algérie : Leçons, Etat des Lieux et Perspectives pour un Développement Accéléré des Energies Renouvelables", (Edition 2020).
- [8] International Energy Agency. "2022 Photovoltaics Report." May 2022. <https://www.iea.org/reports/photovoltaic-power-systems-programme-annual-report-2022>.
- [9] M. Amin, "Efficiency and Power Density Improvement of Grid-Connected Hybrid Renewable Energy Systems utilizing High Frequency-Based Power Converter", Doctorat, Université Internationale de Florida, 2012.
- [10] W. Omran, "Performance Analysis of Grid-Connected Photovoltaic Systems", Thèse de Doctorat, Université de Waterloo, Ontario, Canada, 2010.
- [11] -ADEME - Guide de recommandations à destination des porteurs de projet photovoltaïque. - Angers : ADEME Éditions, ISBN 979-10-297-1324-8 (2019).

- [12] SMA Solar Technology AG, “PV Inverters - Basic Facts for Planning PV Systems.” www.sma.de/en/partners/knowledgebase/pv-inverters-basic-facts-for-planning-pv-systems.html.
- [13] Northern Arizona Wind and Sun, “Inverter basics and selecting the right model.” www.solar-electric.com/inverter-basics-selection.html.
- [14] G. M. Masters, Renewable and efficient electric power systems. John Wiley & Sons, 2nd ed., 2013.
- [15] PV Syst, “PV Syst help [Online].” <http://files.pvsyst.com/help/>.
- [16] Cabrera Tobar, A.K. (2018). Large scale photovoltaic power plants: configuration, integration and control. Universitat Politècnica de Catalunya (BarcelonaTech).
- [17] K. Mertens, Photovoltaics: Fundamentals, Technology and Practice. Wiley, 2014.
- [18] M. Calais, J. Myrzik, T. Spooner, and V. G. Agelidis, “Inverters for single-phase grid connected photovoltaic systems-an overview,” PESC Record - IEEE Annual Power Electronics Specialists Conference, vol. 4, pp. 1995–2000, 2002.
- [19] S. B. Kjaer, J. K. Pedersen, and F. Blaabjerg, “A review of single-phase grid-connected inverters for photovoltaic modules,” IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 41, September/October 2005.
- [20] Kolantla, D., Mikkili, S., Pendem, S.R., and Desai, A. (2020). Critical review on various inverter topologies for PV system architectures. IET Renewable Power Generation: 1–5.
- [21] Vázquez, N. and Vázquez, J. (2018). Photovoltaic system conversion. In: Power Electronics Handbook (ed. M.H. Rashid), 767–781. Butterworth- Heinemann.
- [22] Kalogirou, S.A. (2013). Solar Energy Engineering: Processes and Systems. Academic Press.
- [23] Goodrich, A., James, T., and Woodhouse, M. (2012). Residential, commercial, and utility-scale photovoltaic (PV) system prices in the United States: current drivers and cost-reduction opportunities (No. NREL/TP-6A20-53347). National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO.

- [24] Jung, D., Salmon, A., and Gese, P. (2021). Agrivoltaics for farmers with shadow and electricity demand: results of a pre-feasibility study under net billing in Central Chile. *AIP Conference Proceedings* (Vol. 2361, No. 1, p. 030001). AIP Publishing LLC.
- [25] Rakhshani, E., Rouzbehi, K., Sánchez, A. et al. (2019). Integration of large scale PV-based generation into power systems: a survey. *Energies* 12 (8): 1425.
- [26] Menéndez, J. and Loredó, J. (2019). Economic feasibility of developing large scale solar photovoltaic power plants in Spain. In: *E3S Web of Conferences*, vol. 122, 02004. EDP Sciences.
- [27] Hsieh, S.C. (2014). Economic evaluation of the hybrid enhancing scheme with DSTATCOM and active power curtailment for PV penetration in Taipower distribution systems. *IEEE Transactions on Industry Applications* 51 (3): 1953–1961.
- [28] Haramaini, Q., Setiawan, A., Damar, A. et al. (2019). Economic analysis of PV distributed generation investment based on optimum capacity for power losses reducing. *Energy Procedia* 156: 122–127.
- [29] Mahmoudi, A. and Mahdavi, M. (2011). Application of an international standard pattern for financial and economical evaluation of the tourism services projects (case study Rijab-Dalahou City-Kermanshah Province). *Indian Journal of Science and Technology* 4 (6): 708–715.
- [30] Tsorakidis, N., Papadoulos, S., Zerres, M., and Zerres, C. (2011). *Break-even Analysis*. Bookboon.
- [31] Anderson, K., Coddington, M., Burman, K. et al. (2009). *Interconnecting PV on New York City's Secondary Network Distribution System*. Golden, CO: National Renewable Energy
- [32] 2 Jamali, S. and Borhani-Bahabadi, H. (2019). Protection method for radial distribution systems with DG using local voltage measurements. *IEEE Transactions on Power Delivery* 34 (2): 651–660.
- [33] Zhao, H., Griffiths, H., Haddad, A., and Ainsley, A. (2005). Safety-limit curves for earthing system designs: appraisal of standard recommendations. *IEE Proceedings-Generation, Transmission, and Distribution* 152 (6): 871–879.
- [34] C. Tobar and A. Karina (2018). Large scale photovoltaic power plants: configuration, integration and control.

- [35] IEEE Std 1547.3-2007 (2007). IEEE Guide for Monitoring, Information Exchange, and Control of Distributed Resources Interconnected with Electric Power Systems, 1–160. IEEE Std 1547.3-2007.
- [36] Liu, X., Zhang, T., Gao, B., and Han, Y. (2016). Review of the influence of large-scale grid-connected photovoltaic power plants on power grid. *International Journal of Grid and Distributed Computing* 9 (4): 303–312.
- [37] Rakhshani, E., Rouzbehi, K., Sánchez, A.J. et al. (2019). Integration of large scale PV-based generation into power systems: a survey. *Energies* 12 (8): 1425.
- [38] Eltawil, M.A. and Zhao, Z. (2010). Grid-connected photovoltaic power systems: technical and potential problems—a review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 14 (1): 112–129.
- [39] Muda, H. and Jena, P. Sequence currents based adaptive protection approach for DNs with distributed energy resources. *IET Generation, Transmission & Distribution* 11 (1): 154–165. <http://digital-library.theiet.org/content/journals/10.1049/iet-gtd.2016.0727>.
- [40] World Energy Outlook 2020.
- [41] Reddy, K.S. and Ranjan, M. (2003). Solar resource estimation using artificial neural networks and comparison with other correlation models. *Energy Conversion and Management* 44 (15): 2519–2530.
- [42] Sengupta, M., Habte, A., Gueymard, C., Wilbert, S., Renné, D. and Stoffel, T. (2017). Best Practices Handbook for the Collection and Use of Solar Resource Data for Solar Energy Applications: Technical Report NREL/TP.
- [43] Häberlin, H. (2012). *Photovoltaics: System Design and Practice*. Wiley.
- [44] Kumar, D.S., Yagli, G.M., Kashyap, M., and Srinivasan, D. (2020). Solar irradiance resource and forecasting: a comprehensive review. *IET Renewable Power Generation* 14 (10): 1641–1656.
- [45] R. Perez, P. Ineichen, R. Seals, J. Michalsky, and R. Stewart, “Modeling daylight availability and irradiance components from direct and global irradiance,” *Solar Energy*, vol. 44, no. 5, pp. 271–289, 1990.
- [46] Bhandari, K. (2019). The impact of tilt angle on photovoltaic panel output. *International Journal of Applied Nanotechnology* 5 (2): 39–45.
- [47] Duffie, J.A. and Beckman, W.A. (2013). *Solar Engineering of Thermal Processes*. Wiley.

- [48] Rosa-Clot, M. and Tina, G.M. (2017). *Submerged and Floating Photovoltaic Systems: Modelling, Design and Case Studies*. Academic Press.
- [49] IEC TR 63149 (2018). *Land usage of photovoltaic (PV) farms – mathematical models and calculation examples*.
- [50] Khoo, Y.S., Nobre, A., Malhotra, R. et al. (2013). Optimal orientation and tilt angle for maximizing in-plane solar irradiation for PV applications in Singapore. *IEEE Journal of Photovoltaics* 4 (2): 647–653.
- [51] Erbs, D.G., Klein, S.A., and Duffie, J.A. (1982). Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation. *Solar Energy* 28 (4): 293–302.
- [52] Mermoud, A. and Wittmer, B. (2014). *PVSYST User's Manual*. Switzerland, January.
- [53] Yu, C., Khoo, Y.S., Chai, J. et al. (2019). Optimal orientation and tilt angle for maximizing in-plane solar irradiation for PV applications in Japan. *Sustainability* 11 (7): 2016.
- [54] Mubarak, M. Hofmann, S. Riechelmann, and G. Seckmeyer, “Comparison of modelled and measured tilted solar irradiance for photovoltaic applications,” *Energies*, vol. 10, no. 11, 2017.
- [55] D. Denes and S. Kindl, “Solar Energy Growth in Brazil : Essential Dimensions for the Technological Transition,” vol. 8, no. 4, pp. 293– 302, 2018.
- [56] R. Liu, B.; Jordan, “Daily insolation on surfaces tilted towards equator,” *ASHRAE*, vol. 10, 1961.
- [57] T. M. KLUCHER, “Evaluation of models to predict insolation on tilted surfaces,” *Solar Energy*, vol. 23, pp. 111–114, 1979.
- [58] R. C. Temps and K. L. Coulson, “Solar Radiation Incident Upon Slopes of Different Orientations,” *Solar Energy*, vol. 19, no. 1, pp. 179–184, 1977.
- [59] J. E. Hay and J. A. Davies, “Calculation of the solar radiation incident on an inclined surface,” *Proceedings First Canadian Solar Radiation Data Workshop*, 1980.
- [60] D. Reindl, W. Beckman, and J. Due, “Diuse fraction correlations,” *Solar Energy*, vol. 45, no. 1, pp. 1–7, 1990.

- [61] University of Oregon (2008). Solar Radiation Monitoring Laboratory. <http://solardat.uoregon.edu/SunChartProgram.html>
- [62] M. Iqbal, An Introduction to Solar Radiation. Toronto, Canada: Academic Press, 1983.
- [63] Amiry, H., Benhmida, M., Bendaoud, R. et al. (2018). Design and implementation of a photovoltaic IV curve tracer: solar modules characterization under real operating conditions. *Energy Conversion and Management* 169: 206–216.
- [64] T. Kerekes, E. Koutroulis, D. Séra, R. Teodorescu and M. Katsanevakis, “An Optimization Method for Designing Large PV Plants,” *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 3, no. 2, pp. 814-822, 2013.
- [65] NREL, “PVWatts Calculator,” [Online]. Sur: <https://pvwatts.nrel.gov/pvwatts.php>.
- [66] M. Valentini, A. Raducu, D. Sera and R. Teodorescu, “PV inverter test setup for european efficiency, static and dynamic MPPT efficiency evaluation,” in *Optimization of electrical and electronic equipment*, Aalborg, 2008.
- [67] IFC. International Finance Corporation, “Utility-Scale Solar Photovoltaic Power Plants,” Washington, D.C., 2015.
- [68] S. Ong, C. Campbell, P. Denholm, R. Margolis and G. Health, “Land-Use requirements for solar power plants in the United States,” 2013.
- [69] Andy Walker, Jal Desai, "Understanding Solar Photovoltaic System Performance"- An Assessment of 75 Federal Photovoltaic Systems -, Report, National Renewable Energy Laboratory (NREL), Dec 2021.
- [70] M. Campbell, J. Blunden, E. Smeloff, and P. Aschenbrenner, “Minimizing utility-scale PV power plant LCOE through the use of high capacity factor configurations,” in *Proc. 34th IEEE Photovoltaic Spec. Conf.*, 2009, pp. 421–426.
- [71] Timothy Dierauf, Aaron Growitz, Sarah Kurtz, J. L. Becerra Cruz, E. Riley, C. Hansen "Weather-Corrected Performance Ratio", Report, National Renewable Energy Laboratory (NREL), April 2013.

- [72] S. H. Madaeni, R. Sioshansi, and P. Denholm. (2012). Comparison of Capacity Value Methods for Photovoltaics in the Western United States. NREL/ TP-6A20-54704. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory.
- [73] C. Kost et al. "Levelized Cost of Electricity: PV and CPV in comparison to other technologies", Fraunhofer ISE, 2013.
- [74] "Photovoltaic System Performance" by Joshua S. Stein and Govindasamy Tamizhmani, in Handbook of Photovoltaic Science and Engineering, edited by Antonio Luque and Steven Hegedus, pp. 743-802, John Wiley & Sons, Ltd, 2011.