

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Université Ahmed Draia Adrar

Faculté .Sciences de la Matière, Mathématiques et Informatique

Département . Sciences de la matière



THESE DE DOCTORAT EN SCIENCE

Spécialité Physique

Réalisé par .

Hadj Fateh Ahmed

Intitulé

**Analyse Et Modelisation D'une Central Photovoltaïque Connectee
Au Reseau –Cas De Central Zaouiet Kounta (Centrale Zak.PV)**

Soutenue publiquement le. 27/06/2024, devant le jury composé de .

Président.	Mr. Arbaoui Iliace	MCA	Université d'Adrar
Directeur de thèse	Mr. Harrouz Abdelkader	Professeur	Université d'Adrar
Examinatrice.	Mme. Aicha Degla	MRA	CDER, Alger
Examineur.	Mr. Mediani Ahmed	MRA	U.R.ER.M.S, Adrar

Remerciement

Mes travaux de recherche ont été menés au sein du Laboratoire de Développement Durable et d'Informatique (LDDI), affilié au centre de recherche de l'Université Africaine Ahmed Draia Adrar. Je tiens à exprimer ma profonde gratitude à toutes les personnes qui ont contribué à leur réalisation.

Je suis particulièrement reconnaissant à mon directeur de recherche, Monsieur Harrouz Abdelkader, Professeur à l'Université Africaine Ahmed Draia Adrar. Sa disponibilité, ses conseils avisés et son expertise ont été d'un soutien inestimable tout au long de mon parcours. Je remercie également Monsieur Belatrâche Djamel, docteur à l'université Kasdi Merbah Ouergala, pour sa précieuse direction et son apport scientifique.

Je remercie Monsieur (Arbaoui Iliase), MCA à l'Université de ... (Université d'Adrar), d'avoir accepté de présider le jury de soutenance de ma thèse.. Je remercie également Mme. (Aicha Degla), Maître de Recherche A à Centre de Développement des Energies Renouvelables, Alger, et Monsieur ... (Mediani Ahmed), Maître de Recherche A à U.R.ER.M.S, Adrar, d'avoir accepté de faire partie du jury et d'avoir apporté leurs regards éclairés à mes travaux.

Je suis reconnaissant envers l'ensemble des employés et techniciens de Shariket Kahraba wa Taket Moutadjadida (SKTM) à Zaouiet Kounta pour leur accueil chaleureux, leur collaboration et leurs conseils scientifiques. Je remercie tout particulièrement l'ingénieur Salmi Abderahmane pour son soutien précieux.

Je tiens à remercier toutes les personnes qui, de près ou de loin, ont contribué à la réussite de mes travaux de recherche. Leur soutien, leurs encouragements et leurs précieux conseils ont été essentiels à mon avancement.

Dédicace

Je dédie humblement cette thèse à mon cher père, que Dieu ait son âme, ainsi qu'à ma chère mère, qui a été mon roc tout au long de mon parcours académique et qui m'a soutenu dans les épreuves de la vie.

Je souhaite également exprimer ma gratitude envers ma femme et mes enfants, Rayan et Anes Abdallah, pour leur soutien indéfectible.

Mes remerciements s'adressent à tous ceux qui ont contribué, de près ou de loin, à la réalisation de cette thèse, ainsi qu'à mes frères, sœurs, toute ma famille et tous mes amis.

Résumé

L'objectif de ce travail est d'étudier et d'évaluer une centrale solaire photovoltaïque raccordée au réseau dans la région de Zaouiet Kounta dans le Sahara algérien, en vue d'améliorer sa production instantanée et de maintenir ses performances à long terme. Les données extraites de la surveillance de la centrale solaire ont été analysées pour extraire des indicateurs de performance et étudier l'impact des facteurs climatiques tels que la température, le rayonnement solaire, la vitesse du vent et l'angle d'inclinaison. Les normes d'analyse des performances établies par l'Agence internationale de l'énergie (AIE) et la Commission électrotechnique internationale (CEI 61724) ont été appliquées. Ces normes incluent l'estimation d'indicateurs de performance tels que le PR pour évaluer le taux de dégradation annuel de l'installation, l'efficacité finale du système solaire (Y_f) et les taux de pertes dans le système. Des indicateurs économiques et financiers ont également été appliqués, tels que la période de récupération du flux de trésorerie net, la valeur actuelle nette (VAN), le taux de rendement interne (TRI), le retour sur investissement (RI) et le retour simple (RS). Ces indicateurs permettent de déterminer la viabilité financière de la centrale solaire et d'estimer sa capacité à réduire les émissions de dioxyde de carbone, contribuant ainsi à atténuer les effets du changement climatique sur la planète. La centrale a été simulée à l'aide des logiciels PVsyst et RETScreen, ce qui permettra de mieux comprendre les conditions de fonctionnement des centrales solaires et de chercher à les améliorer. Cette recherche est prometteuse pour les applications des centrales solaires dans ce type d'environnement climatique.

Mots-clés . Changements Climatiques , Centrale Photovoltaïque, Energies Renouvelables , L'émission De Gaz, Zaouiet Kounta , Réseau Electrique.

Abstract

The objective of this work is to study and evaluate a grid-connected photovoltaic solar power plant in the Zaouiet Kounta region of the Algerian Sahara, with the aim of improving its instantaneous production and maintaining its long-term performance. Data extracted from the monitoring of the solar power plant were analyzed to extract performance indicators and study the impact of climatic factors such as temperature, solar radiation, wind speed, and tilt angle. The performance analysis standards established by the International Energy Agency (IEA) and the International Electrotechnical Commission (IEC 61724) were applied. These standards include the estimation of performance indicators such as PR to assess the annual degradation rate of the installation, the final efficiency of the solar system (Y_f), and the system loss rates. Economic and financial indicators were also applied, such as the net cash flow payback period, net present value (NPV), internal rate of return (IRR), return on investment (RI), and simple return (RS). These indicators help determine the financial viability of the solar power plant and estimate its ability to reduce carbon dioxide emissions, thus contributing to mitigating the effects of climate change on the planet. The plant was simulated using PVsyst and RETScreen software, which will help to better understand the operating conditions of solar power plants and to seek to improve them. This research is promising for applications of solar power plants in this type of climatic environment.

Keywords. Climate Change, Photovoltaic Plant, Renewable Energy, Gas Emissions, Zaouiet Kounta , Power Grid.

الملخص

الهدف من هذا العمل هو دراسة وتقييم محطة الطاقة الشمسية المتصلة بالشبكة في منطقة زاوية كنتة في صحراء الجزائر، بهدف تحسين الإنتاجية الفورية والحفاظ على الأداء على المدى الطويل. تم تحليل البيانات المستخرجة من مراقبة المحطة الشمسية لاستخلاص مؤشرات الأداء ودراسة تأثير العوامل المناخية مثل درجة الحرارة، الإشعاع الشمسي، وسرعة الرياح، بالإضافة إلى دراسة تأثير زاوية الميل. تم تطبيق معايير تحليل الأداء التي وضعتها وكالة الطاقة الدولية (IEA) واللجنة الكهروتقنية الدولية (IEC 61724). تضمنت هذه المعايير تقدير مؤشرات الأداء مثل PR لتقييم معدل التدهور السنوي للمنشأة، الكفاءة النهائية للنظام الشمسي (Yf)، ومعدلات الخسائر في النظام. تم أيضاً تطبيق المؤشرات الاقتصادية والمالية مثل سنة التدفق النقدي الصافي، والقيمة الحالية الصافية (VAN)، ومعدل العائد الداخلي (TRI)، وعائد الاستثمار (RI)، والعائد البسيط (RS). هذه المؤشرات تساعد في تحديد الجدوى المالية للمحطة الشمسية وتقدير قدرتها على تقليل انبعاثات ثاني أكسيد الكربون، مما يساهم في التخفيف من آثار التغيرات المناخية على كوكب الأرض. تم محاكاة المنشأة باستخدام برنامجي PVsyst و RETScreen، مما سيساعد في فهم ظروف تشغيل المحطات الشمسية والسعي لتحسينها، ويعد هذا البحث استباقياً لتطبيقات المحطات الشمسية في هذا النوع من البيئات المناخية.

الكلمات المفتاحية: التغيرات المناخية، محطة طاقة شمسية كهروضوئية، طاقة متجددة، انبعاث الغازات، زاوية كنتة، شبكة كهربائية

Sommaire

Introduction générale	1
------------------------------	----------

Chapitre I . Généralité sur l'énergie photovoltaïque

I .1. Introduction .	4
I.2. L'énergie provenant du <i>soleil</i>	4
I.2.1. Le soleil	4
I.2.2. Concepts concernant la nature du rayonnement solaire .	5
I.2.3. Les différents types de rayonnement solaire qui sont différents .	8
I.2.3.1.Le rayonnement direct .	8
I.2.3.2.Le rayonnement diffus .	10
I.2.3.3. Le rayonnement provoqué par Réflexion ou albédo	10
I.2.3.4. Le Rayonnement Global .	11
I.2.4. Durée d'insolation .	12
I.3. Mesure de la radiation solaire .	12
I.3.1. Le Pyrhéliomètre .	13

I.3.2. Pyranomètre ombré .	13
I.3.3. Le Pyranomètre .	14
I.4. Mesure de la vitesse et de la direction du vent .	15
I.4.1. L'anémomètre .	15
I.4.2. Girouette.	16
I.5.1. Capteur de température .	17
I.6. Le potentiel solaire en Algérie.	17
I.6.1. L'énergie Renouvelables en Algérie .	19
I.6.1.1. Projet de 343 MWc dans le domaine des centrales photovoltaïques	19
I.6.1.2. Projet de 2000 MWc dans le domaine des centrales photovoltaïques	21
I.6. 2. L'énergie Renouvelables dans la région d'Adrar	23
I.7. Description de L'énergie Photovoltaïque .	24
I.7.1. Historique de l'énergie Solaire Photovoltaïque .	24
I.7.2. Principe d'une cellule photovoltaïque (l'effet photovoltaïque) .	25
I.7.3.Types des Cellule Photovoltaïque .	27

I.7.3.1. Le silicium monocristallin .	28
I.7.3.2. Le silicium polycristallin .	28
I.7.3.3. La cellule au silicium amorphe .	29
I.7.3.4. La cellule photovoltaïque tandem ..	29
I.7.3.5. La cellule photovoltaïque CIGS .	30
I.7.3.6. Les cellules solaires à base de couches minces de tellure de cadmium	31
I.7.3.7. La cellule photovoltaïque multi,jonction .	32
I.7.3.8. La cellule CZTS .	32
I.7.3.9. Les cellules solaires organiques .	32
I.7.4. Association des cellules .	33
I.7.4.1. Association des cellules en série .	33
I.7.4.2. Association en parallèle .	34
I.7.4.3. Association mixte des cellules.	35
I.7.5. Panneau photovoltaïque .	35
I.8. Conclusion	36

Chapitre II . Présentation de la centrale photovoltaïque de Zaouiet Kounta

II.1. Introduction	37
II.2. Présentation de la société « SKTM » .	37
II .3. Description générale de la centrale photovoltaïque de Zaouit Kounta .	37
II.4. Constitution de la centrale .	38
II.4.1. Types de Panneaux Photovoltaïques .	39
II.4. 2. Les câbles des raccordements.	41
II.4.3. Les boites de raccordement .	42
II.4.4. Boîte de jonction de groupe PV	43
II.4.5. L'Onduleur .	43
II.4.6. Les Transformateurs .	45
II.5. Principe de fonctionnement de la production photovoltaïque injecté au réseau .	47
II.6. Conclusion .	48

Chapitre III .

Etude de performance des centrales PV

III .1. Introduction.	49
III.1. Méthodologies .	49
III.2. Les paramètres de performance .	50
III.2.1.Les rendements énergétiques .	50
III.2.1.a. Rendement de référence .	51
III.2.1.b. Rendement du champ photovoltaïque .	51
III.2.1.c. Rendement final du système photovoltaïque .	51
III.2.2. Rapport de performance .	51
III.2.3. Le taux des pertes du champ photovoltaïque	52
III.2.3. a. Les pertes du système par conversion .	52
III.2.3. b. Les pertes diverses .	52
III.2.2. Efficacité du champ photovoltaïque (η_{PV})	52
III.2.5. Efficacité du système photovoltaïque (η_{SYS})	53
III.2.6. Efficacité de l'onduleur photovoltaïque (η_{inv})	53
III.2.7. Facteur de charge .	53

III.3. Analyse statistique .	53
III.3.1. Erreur relative ou pourcentage d'erreur	54
III.3.2. Erreur moyenne du carré de la racine	54
III.3.3. Erreur moyenne biaisée.	54
III.4. INDICATEURS DE VIABILITE FINANCIERE .	55
III.4. 1. Année de flux monétaire nul .	55
III.4. 2. Valeur actualisée nette	56
III.4. 3. Le rendement interne (TRI)	56
III.4. 4. le retour sur investissement (RI)	57
III.4. 4. Retour simple .	58
III.5. Réduction des émissions	58
III.6. Conclusion.	59

Chapitre IV . PVsyst et RETScreen Software Presentation

IV.1. 1 Introduction.	60
IV.2. Modélisation d'un système PV injecté au réseau	60

IV.2.1 Modélisation d'une cellule photovoltaïque	60
IV.2.1.1 Détermination des paramètres électriques	61
IV.2.1.1.1 Calcul de courant photovoltaïque I_{ph}	62
IV.2.1.1.2 le courant circulant dans la diode ID	62
IV.2.1.1.3 Courant de saturation. I_s	63
IV.2.1.1.4 Courant de shunt I_{sh}	63
IV.2.2 Association des générateurs photovoltaïques	63
IV.2.3 Propriétés électriques des cellules solaires et des modules photovoltaïques	64
IV.2.3.1 La puissance crête, P_c	64
IV.2.3.2 La caractéristique $I=f(V)$	64
IV.2.3.3 Tension à vide, V_{co}	64
IV.2.3.4 Courant de court-circuit I_{cc}	65
IV.2.3.5 Point de fonctionnement optimum MPPT ($P_m(V_m, I_m)$)	65
IV.2.3.6 Rendement	65
IV.2.3.7 Facteur de forme	66

IV.2.4 Influence des conditions environnementales sur la cellule PV	66
IV.2.4.1 Influence de l'éclairément	67
IV.2.4.2 Influence de la température	67
IV.2.5 Simulation et résultats de l'installation sous différentes conditions météorologiques métrologique	68
IV.2.5.1 Influence de l'éclairément	69
IV.2.5.2 Influence de la température	71
IV.3 Simulation avec le logiciel RETScreen	74
IV.3.1. Introduction du programme RETScreen.	74
IV.3.2. Domaines d'application du programme RETScreen..	74
IV.3.3. Méthode générale d'utilisation RETScreen .	75
IV.3.3.1. Détermination de la localisation .	76
IV.3.3.2. Configuration de l'installation .	76
IV.3.3.3. Paramètres énergétiques .	76
IV.3.3.4. Évaluation des coûts	78
IV.3.3.5. Analyse des émissions .	79

IV.3.3.6. Sommaire finances .	80
IV.4. Simulation avec le logiciel PVsyst 6.81	81
IV.4 .1. Description du logiciel PVsyst 6.81.	81
IV.4.2. Les Étapes de la Simulation d'un Système Photovoltaïque Connecté au Réseau Sous PVsyst	82
IV.4.2.1. Définition du Projet .	82
IV.4.2.2. L'orientation .	84
IV.4.2.3. Dimensionnement du champ PV .	84
IV.4.2.4. Etude Economique .	86
IV.4.2.5. Résultats de la simulation et discussions .	86
IV.4.2.6. Comprendre le rapport .	86
IV.5. Conclusion.	87

Chapitre V. Analyse des résultats et de la discussion

V.1. Introduction .	88
V.2. Résultats techniques .	88
V.2.1. Analyse de la température et des rayonnements solaires sur le site .	88

V.2.2. Analyse mensuelle de l'énergie photovoltaïque (EArray) et de l'énergie injectée dans le réseau (Egrid)	89
V.2.3. Analyse mensuelle des rendements (Yr, Ya, Yf) et du rapport de performance (PR) .	92
V.2.4. Analyse mensuelle du facteur de capacité moyen quotidien (CF) et du rapport de performance (PR) .	94
V.2.5. Analyse mensuelle de la perte d'énergie sur la période de surveillance (2016.2021)	95
V.2.6. Analyse mensuelle de l'efficacité quotidienne moyenne du champ et du système photovoltaïque entre 2016 et 2021 .	96
V.2.7. Paramètres mensuels de la station photovoltaïque .	97
V.2.8. Effet de la température sur le rapport de performance des installations photovoltaïques	98
V.2.9. Évaluation de la dégradation basée sur les PR .	99
V.2.10. La relation entre l'irradiation horizontale totale et l'énergie électrique injectée dans le réseau	100
V.2.11. relation entre l'énergie électrique injectée dans le réseau et le plan mondial d'incident d'irradiation des capteurs	101
V.2.12. L'orientation et l'angle d'inclinaison du système de photovoltaïque .	101

V.2.13. Comparer les résultats de la simulation avec les données enregistrées .	102
V.2.14. diagramme de perte .	105
V.2.15.Étudier l'influence du changement climatique sur l'efficacité et la production de l'énergie photovoltaïque .	106
V.2.15.1.Ensoleillement global (GlobHor) .	106
V.2.15.2.Température ambiante (T_Amb) .	109
V.2.15.3.Vitesse du vent (WindVel) .	95
V.2.15.4. diagramme de perte .	111
V.2.15.5.Interprétation .	115
V.3. Résultats économique .	116
V.3.1.Récapitulation de l'investissement .	116
V.3.2.Viabilité financière .	116
V.3.3.Flux monétaires .	117
V.3.4.Flux monétaires annuels .	117
V.3.5.Flux monétaires cumulatifs	118
V.4. Résultats écologique .	119

V.5.Comparaison des performances réelles de la centrale avec celles d'autres centrales photovoltaïques installées dans le monde	122
V.6. Conclusion.	123
Conclusion générale .	124
Références Bibliographiques	126

Liste des figures

Figure I.1. les diverses normes de mesure du spectre d'énergie lumineuse émise par l'astre solaire, en se référant à la convention de l'"Air Mass" (AM).	5
Figure I.2. Représentation des spectres solaires AM0 et AM1.5 et des différentes molécules provoquant les principales atténuations	7
Figure I. 3.Le rayonnement direct sur une surface inclinée	8
Figure I. 4. Éléments constitutifs du rayonnement solaire	11
Figure I.5 . .l'héliographe	12
Figure I.6 . Pyrhéliomètre MS-57 classe A - capteur d'irradiance solaire directe (DNI)	13
Figure I.7 . Pyranomètre CMP3 avec anneau d'ombre pour détecter le rayonnement global diffus	14

Figure I.8 . Pyranomètre	14
Figure I.9 . Pyranomètre type (Kipp Zonen)	15
Figure I.10 .L'anémomètre	16
Figure I.11 . Girouette (Capteur de direction)	16
Figure I.12 . Capteur de température	17
Figure I.13.a . Carte de l'irradiation solaire annuelle en Algérie sur surface horizontale (Gh) pour l'année 2023.	18
Figure I.13.b. Carte de l'irradiation solaire annuelle directe à incidence normale (DIN) en Algérie pour l'année 2023.	18
Figure 1.14 . Carte des sites de production photovoltaïque en Algérie pour un projet de 343 MWc	20
Figure I.15 . Principe de Fonctionnement	26
Figure I.16. Schémas montrant les niveaux d'énergie près de la jonction	27
Figure I. 17. La croissance des performances des cellules de diverses technologies entre 1975 et 2024.	27
Figure I.18. le silicium monocristallin et Le silicium polycristallin	28
Figure I.19. La cellule au silicium amorphe	29

Figure I.20. La cellule photovoltaïque tandem	30
Figure I.21.. La cellule CIGS.	30
Figure I.22 . Les cellules solaires à base de couches minces de tellurure de cadmium.	31
Figure I.23 . .La cellule photovoltaïque multi.jonction	31
Figure I.24 . La cellule CZTS	32
Figure I.25 . Les cellules solaires organiques (OSCs)	33
Figure I.26 . Association des cellules en série	34
Figure I.27 . Association des cellules en parallèle	34
Figure I.28 . Association mixte des cellules	35
Figure I.29 . Panneau photovoltaïque	35
Figure I.30. Boite de dérivation	36
Figure II.1. Zaouit kounta par google earth	38
Figure II.2. String des panneaux	41
Figure II.3. Les câbles des raccordements	42
Figure II.4. Boite de raccordement	43

Figure II.5. Boîte de jonction de groupe PV	43
Figure II.6. Onduleur SANGROW	45
Figure II.7. Le transformateur	47
Figure II.8 . Fonctionnement d'un Système Photovoltaïque Raccordé au Réseau	48
Figure III.1 . Chaîne de conversion de l'énergie	50
Figure IV.1. Modélisation du circuit électrique équivalent d'une cellule PV	61
Figure IV.2. Graphique illustrant les propriétés courant-tension (I-V) et puissance-tension (P-V) d'une cellule photovoltaïque.	66
Figure IV.3. Caractéristique courant-tension et puissance-tension d'un module photovoltaïque en fonction de l'irradiance.	67
Figure IV.4. Caractéristique courant-tension et puissance-tension d'un module photovoltaïque en fonction de la température.	68
Figure IV.5. simulation d'un système photovoltaïque injectée au réseau électrique	69
Figure IV.6. Influence d'irradiance sur le courant produite par le système photovoltaïque.	70
Figure IV.7. Influence de irradiance sur la puissance produite par le système photovoltaïque.	71

Figure IV.8. Influence de température sur le courant produite par le système photovoltaïque.	72
Figure IV.9. Influence de température sur la puissance produite par le système photovoltaïque.	74
Figure IV.10. Interface RETScreen	75
Figure IV.11. Afficher la carte du site de la centrale solaire dans le programme RETScreen.	76
Figure IV.12 . Les informations détaillées sur chaque composant du projet, y compris les champs photovoltaïques et les onduleurs.	77
Figure IV.13 . illustration injection d'énergie électrique dans le réseau du projet.	78
Figure IV.14 . Détails pour l'entrée des coûts d'investissement et d'exploitation dans RETScreen	79
Figure IV.15. Analyse des réductions des émissions dans le logiciel RETScreen	79
Figure IV.16 . les informations concernant l'aspect financier du projet	80
Figure IV.17 . Données climatiques de la NASA intégrées dans RETScreen	81
Figure IV.18. Interface de logiciel PVSYST	82

Figure IV.19. Paramètres de site géographique et Coordonnées géographiques	83
Figure IV.20. Caractéristiques climatiques du site de zaouiet kounta	83
Figure IV.21. Orientation et inclinaison du système PV	84
Figure IV.22. Dimensionnement du champ PV	85
Figure IV.23. Schéma simplifié du système PV connecté au réseau.	85
Figure IV.24 . Boite de dialogue Résultats.	86
Figure. V .1 . Données météorologiques mensuelles moyennes de la température ambiante et de l'irradiation solaire quotidienne de 2016 à 2021	89
Figure. 2.V . Électricité photovoltaïque (EArray) mensuelle de 2016 à 2021	90
Figure. 3.V . Energie mensuelle injectée dans le réseau de 2016 à 2021	91
Figure. 4.V . Énergie totale générée en courant continu (DC) et en courant alternatif (AC) annuellement de 2016 à 2021	92
Figure. 5.a.V . Rendement de référence mensuel moyen, rendement de l'installation, rendement final et rapport de performance sur la période 2016.2018	93
Figure. 5.b .V . Rendement de référence mensuel moyen, rendement de l'installation, rendement final et rapport de performance sur la période 2019.2021	93
Figure. 6. V . Variation mensuelle du facteur de capacité moyen quotidien (CF) et du rapport de performance (PR)	94

Figure. 7. V .Pertes d'énergie sur la période surveillée(2016.2021)	95
Figure. 8. V . Efficacité quotidienne moyenne du système et du champ photovoltaïque sur la période 2016.2021	96
Figure. 9. V . Impact de la température du module sur le rapport de performance au cours de la période 2019	98
Figure.10. V .Modèle de régression linéaire pour le rapport de performance sur les 6 ans	99
Figure. 11. V .Daily Energie injectée dans le réseau vs Irradiation globale horizontale values from 01/01/2019 to 31/12/2019	100
Figure. 12. V . Daily Energie injectée dans le réseau vs irradiation Global incident plan capteurs ,values from 01/01/2019 to 31/12/2019.	101
Figure. 13.V .L'orientation originale et l'angle d'inclinaison	102
Figure. 14. V . la quantité d'énergie électrique injectée dans le réseau en comparaison avec l'angle de rotation et l'orientation	102
Figure. 15. V . Comparaison mensuelle entre Egrid mesuré et simulé	103
Figure. 16. V . Le diagramme des pertes estimées utilisant le logiciel PVSyst	105
Figure. 17. V .Moyennes mensuelles de l'irradiation solaire quotidienne et de l'énergie mensuellement injectée dans le réseau à El Bayadh, Tamanrasset, Béchar et Touggourt.	107

Figure. 18. V . Moyennes mensuelles de l'irradiation solaire quotidienne et du Rapport de Performance (%) mensuel à El Bayadh, Tamanrasset, Béchar et Touggourt.	108
Figure. 19. V .Moyennes mensuelles de la température ambiante et de Rapport De Performance(%) mensuellement à El Bayadh, Tamanrasset, Béchar et Touggourt.	109
Figure.20.V .Moyennes mensuelles de la vitesse du vent et du Rapport de Performance (%) mensuel à El Bayadh, Tamanrasset, Béchar et Touggourt.	110
Figure.21.V .Diagramme des pertes estimées à El Bayadh à l'aide du logiciel PVSyst	112
Figure.22.V .Diagramme des pertes estimées à Touggourt à l'aid e du logiciel PVSyst	113
Figure.23.V .Diagramme des pertes estimées à Tamanrasset à l'aid e du logiciel PVSyst	114
Figure.24.V .Diagramme des pertes estimées à Béchar à l'aid e du logiciel PVSyst	115
Figure 25. V. Flux monétaires annuel	117
Figure 26. V. Flux monétaires cumulatifs	118
Figure.27. IV . L'équivalent de la réduction annuelle nette d'émissions de GES de cas proposé en barils brut de pétrole	120
Figure.28. V. Comparaison des émissions de GES entre le cas de référence et le cas proposé	121

Liste des tableaux

Tableau. 1.1.Répartition par wilaya des centrales photovoltaïques du projet de 343	19
---	-----------

MWc en Algérie

Tableau I.2. Détails des projets d'installation de panneaux solaires par CWE-HXCC-YRED.	21
Taebteau 1.3 . Projets de grandes centrales solaires en Algérie confiés à des entreprises chinoises.	22
Tableau 1.4 . Projets de construction de centrales solaires remportés par des entreprises algériennes	22
Tableau II 1 .Présentation numérique de la centrale	39
Tableau II .2.Caractéristiques techniques du module photovoltaïque YL245P-29b	40
Tableau II.3.Les caractéristiques techniques des onduleurs	44
Tableau II.4. caractéristique du transformateur	46
Tableau V .1 . Mesures mensuelles et paramètres de la station PV	97
Tableau V.2.Comparaison mensuelle entre Egrid mesuré et simulé	104
Tableau V.3. Mesure le MAE et le RMSE entre les valeurs réelles et les valeurs prédites par un modèle.(RETScreen, PVsyst)	104
Tableau. V.4 . récapitulatif de l'investissement.	116
Tableau . V.5 . la viabilité financière du projet.	116

Tableau V.5. Comparaison des performances de la centrale avec celles d'autres centrales photovoltaïques à travers le monde. 122

Liste de notations symboliques

Aa PV module area (m²)

AM masse d'air

EAC énergie AC (kWh)

EDC énergie DC (kWh)

Eg écart de bande d'énergie (eV)

FC Facteur de charge (%)

GES Gaz à Effet de Serre.

G₀ irradiation aux conditions de références (1000 W/m²)

G_b composante directe de l'irradiation totale sur la surface horizontale (W/m²)

G_d composante diffuse de l'irradiation totale sur la surface horizontale (W/m²)

I courant (A)

I_L photo.courant (A)

I_0 courant de saturation inverse (A)

IPOA irradiation sur le plan incliné (W/m^2)

ISC courant de court.circuit (A)

k constante de Boltzmann ($1.381 \cdot 10^{-23} J/K$)

LCOE "Levelized Cost Of Electricity" Coût d'électricité nivelé

LC pertes diverses (h/j)

LS pertes du système par conversion (h/j)

MAM modificateur de masse d'air

NASA National Aeronautics and Space Administration

NOCT température nominale de fonctionnement de la cellule (K)

NRMSE... coefficient de variation (%)

N_s nombre de cellules en séries

P puissance (kW)

P_0 puissance nominale (kW_c)

PR performance ratio ou rapport de performance (%)

PV photovoltaïque

Rb rapport du rayonnement direct sur la surface inclinée à celui sur une surface horizontale

RD taux de dégradation (%/an)

RMSE..... écart.type des estimateurs

Rs résistance série (Ω)

Rsh résistance shunt (Ω)

S irradiation totale absorbée (W/m^2)

STC **Conditions de test standardisées**

Tamb température ambiante ($^{\circ}\text{C}$)

Tmod température de module mesurée ($^{\circ}\text{C}$)

TRI Taux de rendement interne.

TVA Taux de valeur ajouté

VAN Valeur actualisée nette.

V tension (V)

V_{mp} tension au point de puissance maximale (V)

V_{OC} tension à circuit ouvert (V)

Y_a rendement du champ PV (h/d)

Y_f rendement final (h/j)

Y_r rendement de référence (h/j)

W_s vitesse du vent (m/s)

β inclinaison des rangées de modules PV ($^\circ$)

η_{PV} rendement des modules PV (%)

η_{SYS} rendement du système PV (%)

η_{inv} rendement de l'onduleur (%)

μ_{Isc} coefficient de température du courant de court.circuit (A/K)

θ angle d'incidence

ρ réflectance du sol (Albedo du sol.)

Introduction générale

Introduction générale .

L'énergie joue un rôle essentiel dans nos sociétés modernes, étant donné qu'elle est essentielle pour assurer le bon fonctionnement de l'économie, de l'agriculture et des infrastructures de transport[1].

On peut observer différentes formes d'énergie, notamment la chaleur, l'électricité, l'énergie chimique, les rayonnements et les ondes électromagnétiques. Depuis la fin du XXe siècle, les problématiques environnementales telles que le réchauffement climatique, les changements climatiques et la diminution de la couche d'ozone ont pris de l'ampleur, générant des inquiétudes à l'échelle mondiale parmi tous les pays, qu'ils soient développés ou en développement. [2]

Entre 1974 et 2018, la demande mondiale d'électricité a augmenté de manière significative, étant multipliée par 4,35, en raison de la croissance démographique et du développement industriel. En 2022, la production globale d'électricité a atteint 28 510 TWh pour répondre à une demande croissante, dont environ 35 % provient des sources d'énergie fossile[3].

Ce taux est significativement supérieur à celui des autres formes d'énergie telles que les énergies renouvelables. L'abus des combustibles fossiles dans les nations industrialisées constitue la principale origine de ces problèmes environnementaux majeurs, engendrant par ailleurs une hausse des coûts des ressources. [4]

Pour répondre à ces défis, les pays se dirigent vers des solutions de remplacement pour les sources d'énergie traditionnelles, telles que l'énergie éolienne, hydraulique, la biomasse et surtout l'énergie solaire, considérée comme la principale forme d'énergie renouvelable à notre disposition sur Terre [5].

Cette transition a pour objectif d'assurer la disponibilité de l'énergie tout en préservant de manière équilibrée l'environnement.

En Algérie, une importance particulière est accordée aux énergies renouvelables, en particulier à l'énergie solaire, dans le contexte de la transition énergétique[6].

Le but est de favoriser les investissements dans des secteurs autres que celui des hydrocarbures, tout en encourageant un développement durable et en renforçant la cohésion sociale et économique[7].

Le pays bénéficie d'un potentiel important en énergie solaire, évalué à environ 2,6 millions de térawattheures par an[8].

Afin d'atteindre cet objectif, un programme ambitieux a été initié, ayant pour but d'implanter 22 000 MW d'énergies renouvelables d'ici 2030, en mettant l'accent sur le photovoltaïque (13 575 MW) et l'éolien (5 010 MW). L'objectif de ce programme est également de diminuer les émissions de CO₂ de 193 millions de tonnes[9].

L'objectif principal de cette étude est d'analyser la performance de la centrale solaire de Zaouiet Kounta ainsi que les variables qui impactent sa production, dans le but d'assurer son bon fonctionnement. Cette analyse sera exhaustive, prenant en compte divers aspects tels que techniques, économiques et environnementaux. La centrale, dont la capacité est de 6 MW, a été soumise à une modélisation et une simulation en utilisant les logiciels Matlab, RETScreen et PVSyst. Le travail est structuré en cinq chapitres.. [10]

Le premier chapitre présente les bases de l'énergie solaire, en insistant sur son potentiel en Algérie, particulièrement à Adrar. Il décrit en détail le photovoltaïque et comment il transforme la lumière solaire en électricité via des cellules solaires. Ensuite, il retrace l'historique de cette technologie, mettant en avant ses avancées majeures. Le chapitre examine le fonctionnement et les types de cellules photovoltaïques, comme le silicium monocristallin et polycristallin. Ensuite, il explique comment assembler les cellules pour former des modules et leur impact sur les performances des systèmes photovoltaïques. [11].

Le deuxième chapitre se concentre sur les éléments constitutifs d'un système photovoltaïque. Il décrit en détail les différents composants essentiels, tels que les panneaux solaires, les onduleurs, les structures de montage, et Système PV Racordée au Réseau . Le chapitre examine le fonctionnement de chaque composant, leur interaction au sein du système global .

Le chapitre trois étudie les critères et indicateurs pour analyser la faisabilité du projet. D'un point de vue technique, il montre les pertes globales, le taux de performance (PR) et le facteur de capacité (CF) [12]. La fiabilité du projet est évaluée avec MBE, ER et RMSE[13].

En finance, on utilise des indicateurs comme le VAN, le TRI et le RI pour évaluer la viabilité économique. Enfin, le MAV estime l'impact environnemental en calculant la réduction des émissions de carbone[14].

Le chapitre quatre traite de la modélisation d'une section de la centrale solaire à l'aide de MATLAB. Il propose une analyse approfondie des techniques de simulation utilisées et explore en détail l'application des logiciels PVsyst et RETScreen

Cette partie traite des étapes relatives à la configuration des paramètres de simulation, à la modélisation des composants du système et à l'analyse des résultats obtenus. Le chapitre démontre la manière dont ces instruments sont utilisés pour évaluer l'efficacité et la rentabilité du projet, en prenant en considération les données propres au site.

Le chapitre cinq expose les conclusions découlant des analyses techniques, économiques et environnementales réalisées tout au long de l'étude. Cette section se divise en trois parties distinctes :

- ❖ Analyse technique : Évaluation des performances du système en matière de rendement énergétique et d'efficacité.
- ❖ Analyse économique : Cette analyse consiste à examiner les dimensions financières du projet, notamment les coûts, les avantages et la rentabilité.
- ❖ Évaluation Environnementale : Analyse des répercussions écologiques et de la contribution à la diminution des émissions de CO₂.

Le chapitre se termine par une synthèse des études menées, mettant en lumière les résultats principaux et les suggestions pour l'avenir. Cette synthèse propose une vue d'ensemble des découvertes et des implications des résultats pour les futurs projets photovoltaïques.

Chapitre I Généralités de l'énergie photovoltaïque

1.1 Introduction

Les panneaux solaires photovoltaïques (PV) sont des dispositifs novateurs qui transforment l'énergie solaire en électricité. Ces panneaux se composent de cellules photovoltaïques, lesquelles ont un rôle essentiel dans la transformation de la lumière solaire en une source d'énergie utilisable. Les cellules fonctionnent grâce à l'effet photoélectrique, qui se produit lorsque les atomes d'un matériau libèrent des électrons lorsqu'ils absorbent des photons lumineux. [8]

Les systèmes photovoltaïques peuvent être connectés au réseau électrique ou isolés. Les systèmes isolés, aussi appelés autonomes, sont souvent utilisés dans des lieux éloignés ou isolés, où l'accès à un réseau électrique traditionnel est difficile voire impossible, comme les cabanes de montagne ou les bateaux, Ils incluent souvent des panneaux solaires, un régulateur, une batterie et un convertisseur[1]. Les systèmes connectés au réseau électrique, quant à eux, Ils sont employés afin de générer de l'électricité qui sera ensuite intégrée au réseau électrique public et sont généralement constitués de panneaux solaires, d'un onduleur et d'un dispositif de mesure et de contrôle. [9]

1.2. L'énergie provenant du soleil

L'énergie est un concept difficile à comprendre. L'électricité est produite par la conversion directe de la lumière solaire. Les cellules photovoltaïques transforment la lumière en électricité., ce qui signifie qu'elle est stockée dans la matière et ne se manifeste que lorsqu'elle est transformée.

1.2.1 Le soleil

Notre astre principal, le Soleil, se présente comme une gigantesque sphère de gaz composée essentiellement de 70% d'hydrogène et de 28% d'hélium. Les 2% restants regroupent une variété d'autres éléments chimiques, avec plus de soixante composants identifiés dans la structure solaire. [8]

Situé à environ 150 millions de kilomètres de la Terre, les rayons solaires parcourent cette distance en environ 8 minutes avant d'arriver jusqu'à nous. [12]

La puissance rayonnante globale du Soleil est estimée à environ 3.846×10^{26} watts, ce qui équivaut à environ 3.846×10^{17} gigawatts. En revanche, l'énergie solaire reçue par la Terre est nettement moindre, s'élevant à environ 1.74×10^{17} watts, soit 1.74×10^8 gigawatts. [12]

Le soleil, source d'énergie inépuisable, est le moteur essentiel de la vie sur Terre. Elle nous arrive à travers l'espace sous forme de rayonnement électromagnétique qui nous éclaire, nous réchauffe et favorise la croissance des plantes. [12]

1.2.2. Concepts concernant la nature du rayonnement solaire

Au cœur du Soleil, une sphère gazeuse colossale, des réactions de fusion nucléaire transforment les noyaux d'hydrogène en noyaux d'hélium, libérant une quantité prodigieuse d'énergie. [8]

Les températures centrales atteignent environ 20 millions de degrés Kelvin, conditions extrêmes nécessaires au maintien de cette fournaise thermonucléaire. L'énergie issue de la fusion de l'hydrogène en hélium se propage sous forme de rayonnement électromagnétique couvrant un large spectre, des rayons gamma aux ondes radio, incluant la lumière visible. [8]

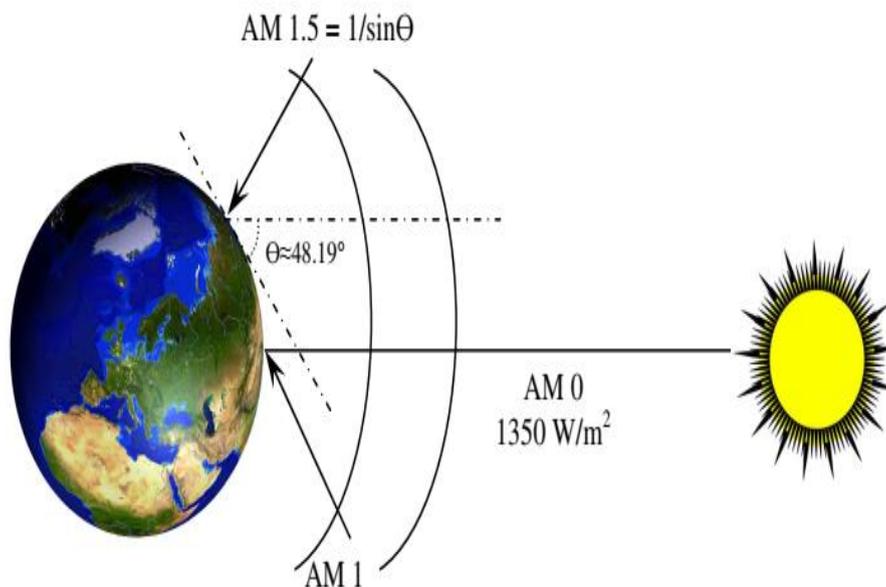


Figure I.1. les diverses normes de mesure du spectre d'énergie lumineuse émise par l'astre solaire, en se référant à la convention de l'"Air Mass" (AM). [14].

L'énergie photonique (E_{ph}) représente l'énergie véhiculée par les photons du rayonnement solaire. La fréquence (f) ou la longueur d'onde (λ) du photon sont liées par la loi de Planck-Einstein à cette énergie photonique.

$$E_{ph} = h * f = h \frac{c}{\lambda} \quad (I.1)$$

Où.

L'énergie du photon en joules (J) est appelée E_{ph} .

La constante de Planck, une constante fondamentale de la physique, est représentée par h en joules par seconde. La fréquence du photon en Hertz (Hz) est définie par f .

La lumière se déplace à une vitesse constante dans le vide, notée c .

Le photon a une longueur d'onde de λ en mètres (m).

L'énergie d'un photon varie en fonction de sa fréquence et de manière inversement proportionnelle à sa longueur d'onde. Cette énergie des photons solaires est essentielle aux processus qui éclairent et chauffent la Terre.

La température de la surface du soleil (environ 5800 K) détermine la distribution des radiations lumineuses qu'il émet. Les longueurs d'onde de la lumière solaire interagissent différemment avec les matériaux photovoltaïques, Il est important de comprendre comment l'énergie solaire est répartie en différentes couleurs. Cela est montré par le spectre solaire, comme le montre la figure I.2. [15]. [16].

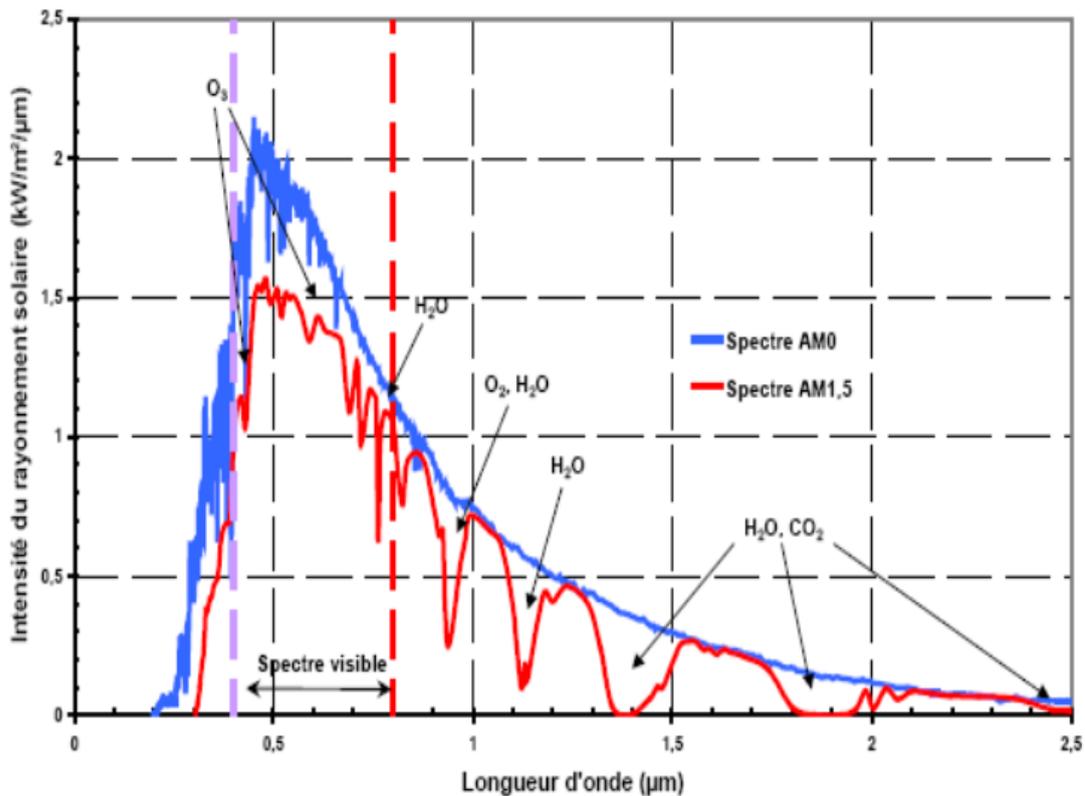


Figure I.2 .Représentation des spectres solaires AM0 et AM1.5 et des différentes molécules provoquant les principales atténuations [15]

Au sommet de l'atmosphère terrestre, le flux d'énergie solaire incident est d'environ 1,36 kW/m², normalisé par la notion de "masse d'air" (AM) pour tenir compte de l'angle d'incidence des rayons solaires par rapport au zénith. Cette masse d'air est calculée par $AM = 1/\cos(\theta)$, avec θ l'angle zénithal du soleil.

Alors que AM1 fait référence à l'irradiance lorsque le soleil est directement au-dessus, au zénith, AM0 fait référence à l'irradiance solaire en dehors de l'atmosphère.

Le standard le plus couramment employé pour mesurer l'irradiance solaire est le spectre AM1.5, avec un angle d'incidence de 48,19° par rapport au zénith (Figure I.3). Le niveau d'irradiation correspondant à AM1.5 est d'environ 1 kW/m².

Les rayons solaires sont considérablement diminués par les molécules atmosphériques telles que l'eau (H₂O), l'hydrogène (H₂), le dioxyde de carbone (CO₂) et l'ozone (O₃). L'énergie solaire atteignant la Terre est impactée par son atténuation. [15]

I.2.3. Les différents types de rayonnement solaire qui sont déférents

le rayonnement solaire peut être catégorisé en plusieurs types principaux :

I.2.3.1. Le rayonnement direct

Sans diffusion par l'atmosphère, Le rayonnement solaire nous atteint directement, sans détour. C'est lui qui nous permet de voir le soleil « directement dans nos yeux » en pleine journée.

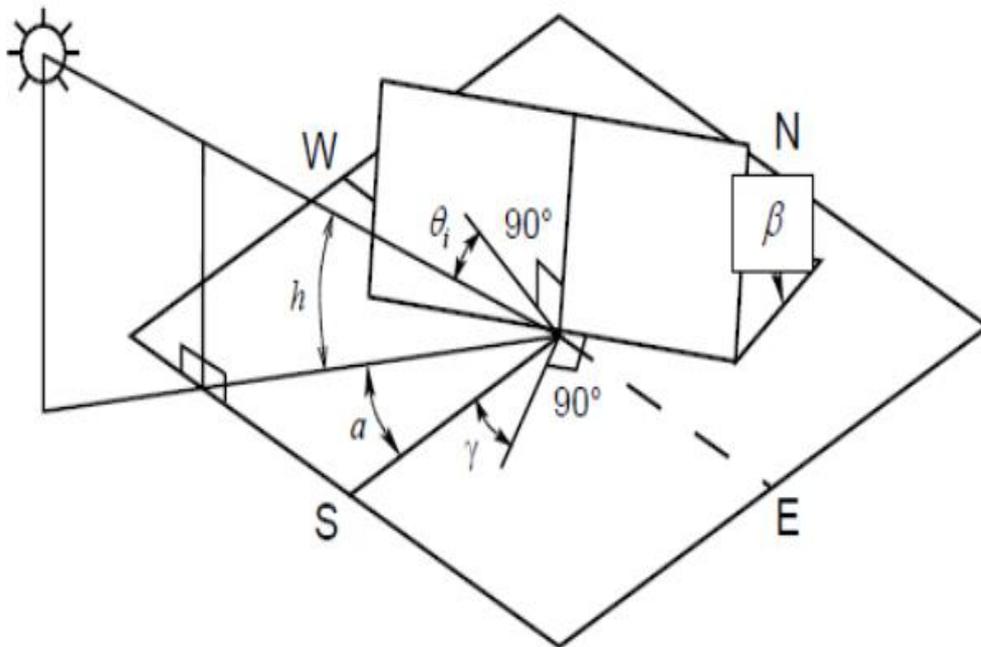


Figure I. 3. Le rayonnement direct sur une surface inclinée

Un plan incliné est défini par son inclinaison par rapport à l'horizontale et son orientation par rapport au sud. L'angle d'incidence (θ_i) est l'angle entre les rayons du soleil et la surface du plan incliné. On parle généralement d'incidence normale lorsque ($\theta_i = 0$). La fonction de l'angle d'incidence est la suivante. la position du soleil [la hauteur (h) et l'azimut (α)], l'inclinaison (β) du plan récepteur et son azimut (γ). [17]

$$\cos(\theta_i) = \cos(90 - h)\cos(\beta) + \sin(\beta)\sin(90 - h)\cos(\alpha - \gamma) \tag{I.2}$$

Le rayonnement direct est utilisé pour éclairer un plan d'inclinaison et d'orientation.

$$I_b(\beta) = I_b R_b \tag{I.3}$$

$$R_b = \max \left[0, \frac{\cos(\theta_i)}{\sin(h)} \right] \quad (\text{I.4})$$

$$I_B(\beta) = I_{bn} \cos(\theta_i) \quad (\text{I.5})$$

Le rayonnement (I_{bn}) correspond à un plan normal et l'angle d'incidence (θ_i) correspond à l'angle entre la normale à la surface et le rayon du soleil.

Et avec.

θ_i . Angle d'incidence (degrés) - Il s'agit de l'angle entre les rayons solaires entrants et la normale à la surface réceptrice.

β . Angle d'inclinaison de la surface réceptrice (degrés) - Cet angle est celui entre la surface réceptrice et le plan horizontal.

γ . Angle azimutal du plan récepteur (degrés) - C'est l'angle de déviation de la surface réceptrice par rapport à la direction sud dans le plan horizontal.

h . Hauteur solaire (degrés) - Cet angle mesure la hauteur du soleil dans le ciel au-dessus de l'horizon.

α . Azimut solaire (degrés) - Cet angle indique la direction du soleil par rapport au sud, mesurée dans le plan horizontal.

$I_b(\beta)$. Rayonnement direct sur un plan incliné (W/m^2) - Cette valeur représente la quantité de rayonnement solaire direct tombant sur une surface inclinée à un angle β .

I_b . Rayonnement direct sur un plan horizontal (W/m^2) - Il mesure la quantité de rayonnement solaire direct reçue sur une surface plate et horizontale.

R_b . Rapport du rayonnement direct sur un plan incliné par rapport à celui sur un plan horizontal - Ce rapport compare le rayonnement solaire direct reçu sur une surface inclinée à celui sur une surface horizontale.

I_{bn} . Rayonnement direct sur un plan normal (W/m^2) - Il s'agit du rayonnement solaire direct reçu sur une surface perpendiculaire (normale) à la direction des rayons solaires.

I.2.3.2. Le rayonnement diffus .

Le rayonnement diffus est la lumière produite par la dispersion des rayons solaires par les molécules de l'atmosphère terrestre. Ce processus redistribue la direction initialement droite des rayons du soleil en plusieurs directions aléatoires. Cette lumière diffuse omniprésente est responsable de la luminosité ambiante du "jour", offrant un éclairage naturel même par temps couvert. [17]

I.2.3.3. Le rayonnement provoqué par Réflexion ou albédo.

Le rayonnement réfléchi varie selon l'endroit et son environnement. Il se produit lorsque la lumière du soleil est renvoyée par le sol, surtout si la surface est très réfléchissante comme la neige ou l'eau. Il a la capacité de nous offrir des rayons de soleil en montagne ou en mer sans que nous les percevions. Le sol est exposé au rayonnement direct et diffus.

Dans un modèle simplifié de réflexion isotropique, qui diffuse uniformément la lumière dans toutes les directions, contrairement à la réflexion spéculaire qui la renvoie dans une direction spécifique en fonction de l'angle d'incidence, ce phénomène est utile pour décrire la diffusion de la lumière depuis une surface rugueuse, notamment en énergie solaire et en analyse climatique. Il est souvent supposé que ($\rho_b = \rho_d = \rho$) sont égaux, mais dans la réalité, ils peuvent différer en fonction des caractéristiques de la surface. [17]

$$I_r(\beta) = \frac{1}{2} I \rho (1 - \cos(\beta)) \quad (\text{I.6})$$

Avec .

$I_r(\beta)$. Réflexion du rayonnement sur plan incliné (W/m²) - Cette valeur représente la quantité de rayonnement solaire réfléchi qui atteint une surface inclinée.

I_p . Coefficient d'Albédo du Sol pour le Rayonnement Réfléchi - Il indique la part du rayonnement réfléchi par le sol.

ρ_b . Coefficient d'Albédo pour le Rayonnement Direct du Sol - Cette valeur représente la part du rayonnement direct réfléchi par le sol.

ρ_d . Coefficient d'Albédo pour le Rayonnement Diffus du Sol - Il exprime la proportion du rayonnement diffus réfléchi par le sol.

β . Angle d'Inclinaison de la Surface Réceptrice (degrés) - C'est l'angle entre la surface réceptrice et le plan horizontal.

I . Rayonnement Solaire Reçu par la Terre (W/m^2) - Mesure de l'ensemble du rayonnement solaire parvenant sur la Terre. [17]

I.2.3.4. Le Rayonnement Global .

Le rayonnement global sur un plan incliné se calcule comme la somme du rayonnement diffus, du rayonnement direct et du rayonnement réfléchi par le sol (albédo), illustré par la [figure I.4.](#) La formule pour le calcul est .

$$I_G(\beta) = I_b(\beta) + I_d(\beta) + I_r(\beta) \quad (I.7)$$

Avec.

- $I_G(\beta)$. Rayonnement global d'une surface inclinée (W/m^2)

$I_b(\beta)$. Rayonnement direct sur une surface inclinée (W/m^2)

- $I_d(\beta)$. Rayonnement diffus sur une surface inclinée (W/m^2)

- $I_r(\beta)$. Réflexion réfléchie sur une surface inclinée (W/m^2)

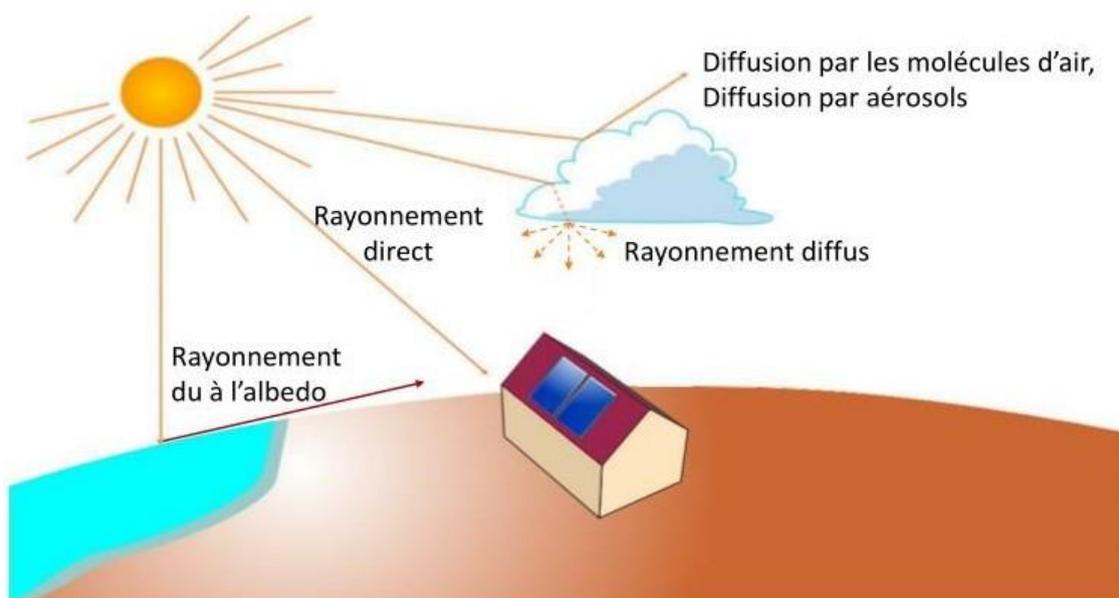


Figure I. 4. Éléments constitutifs du rayonnement solaire. [18]

I.2.4. Durée d'insolation .

L'héliographe de Campbell-Stokes permet de mesurer la durée d'ensoleillement en utilisant une sphère de cristal pour concentrer les rayons du soleil sur un papier, le brûlant à l'endroit où le soleil est visible. Comme illustré dans la [Figure I. 5](#). Il n'y a donc d'enregistrement que des moments où le soleil est visible, la durée d'insolation réelle étant dépendante de la visibilité du soleil depuis le point d'observation. Calculer le mouvement relatif du soleil et de la Terre permet d'estimer la durée théorique du jour sans héliographe, qui correspond à la durée sans nuages. La durée théorique de cette période est déterminée en se basant sur la latitude et la déclinaison apparente du lieu , tous deux liés à la saison. Par exemple, à mesure que la latitude augmente, la durée du jour varie davantage entre les saisons. La longueur du jour est également influencée par la déclinaison du soleil, la variation de la durée du jour tout au long de l'année atteint son apogée au solstice d'été et son point le plus bas au solstice d'hiver.. [19] [20]

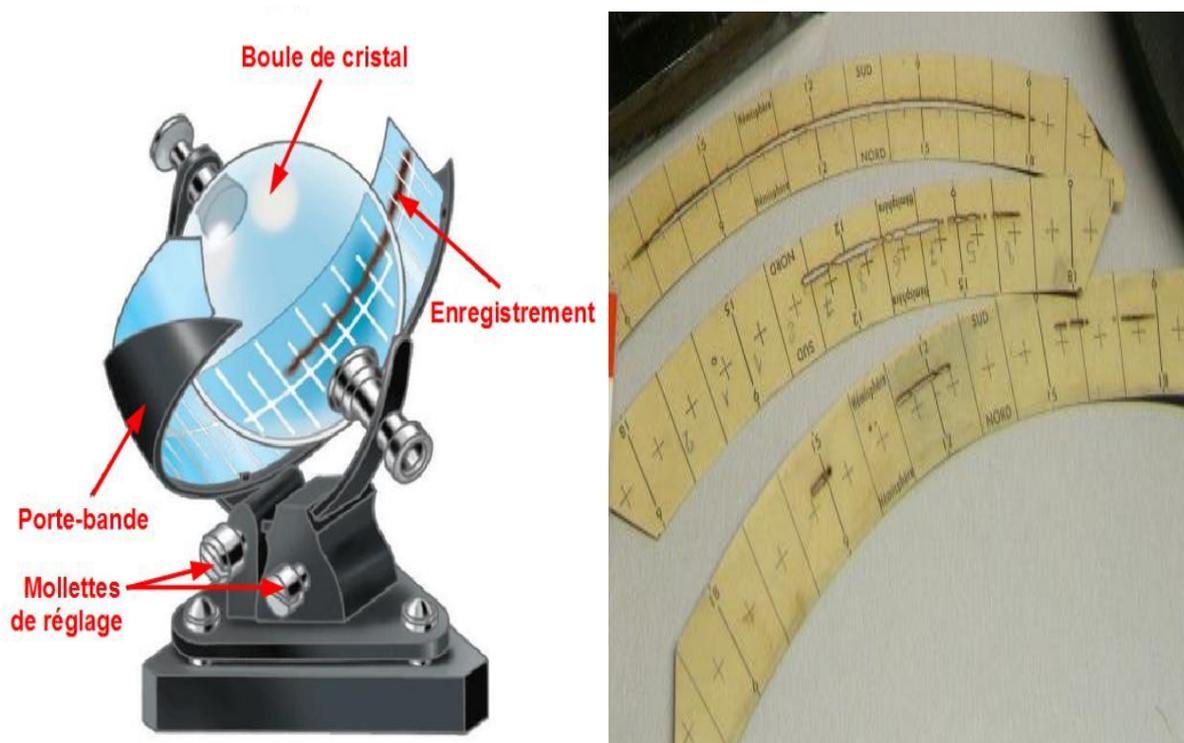


Figure I.5.1'héliographe

I.3. Mesure de la radiation solaire

On utilise des appareils spécialisés pour évaluer le rayonnement solaire .

1.3.1. Le Pyrhéliomètre

Comme le montre la [figure I.6](#), cet appareil est destiné à mesurer l'éclairement direct du soleil. Il se compose généralement d'une thermopile peinte en noir, placée à l'intérieur d'un tube d'une longueur de 30 cm et d'une ouverture de 5 cm.

Ce tube est fixé sur une monture équatoriale, un dispositif de suivi du soleil, ce mécanisme permet au tube de toujours rester dirigé vers le soleil. En conséquence, le pyrhéliomètre ne capte que le rayonnement direct du soleil, excluant ainsi le rayonnement provenant de l'atmosphère ou de la terre. [\[21\]](#)

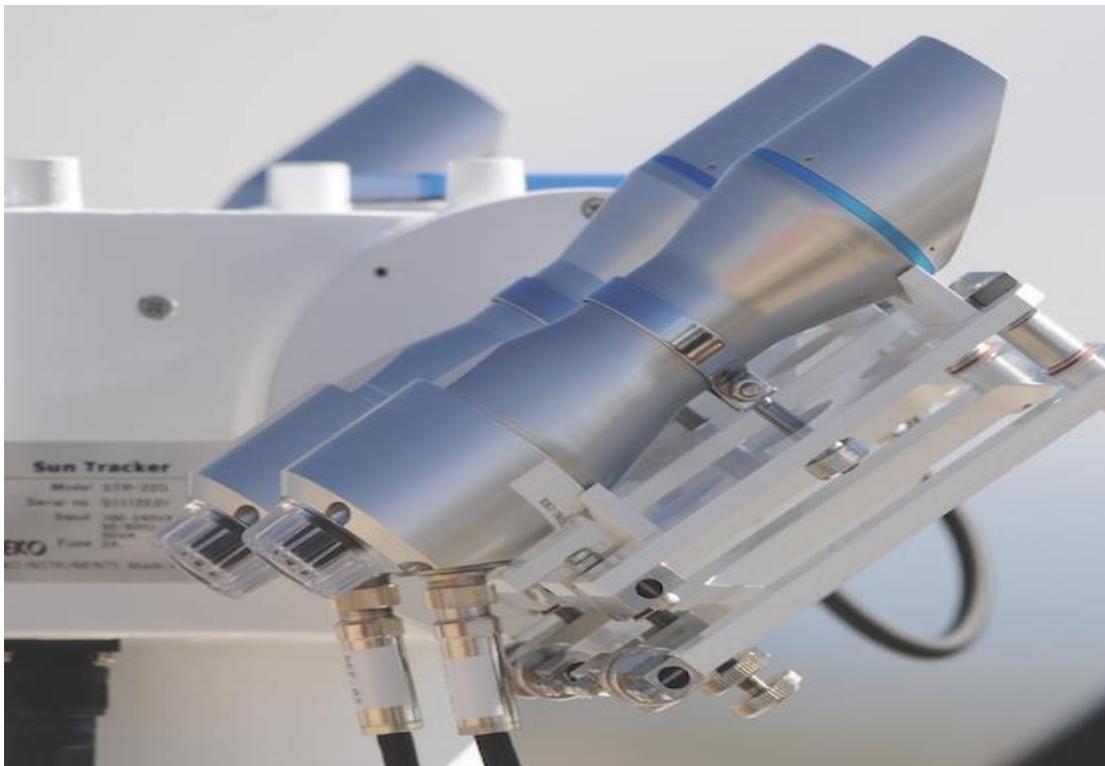


Figure I.6 . Pyrhéliomètre MS-57 classe A - capteur d'irradiance solaire directe (DNI) [\[22\]](#)

1.3.2. pyranomètre .

Comme le montre la [figure I.7](#), un pyranomètre équipé d'une bande pare-soleil est utilisé pour mesurer spécifiquement l'éclairement dû au rayonnement diffus. La visière protège la partie délicate du pyranomètre de l'éclat direct du soleil dans cette disposition. Ainsi, la seule mesure que l'appareil peut effectuer est celle du rayonnement diffus, c'est la lumière du soleil qui a été éparpillée dans l'air et qui n'est pas venue directement du soleil. [\[23\]](#).



Figure I.7 . Pyranomètre CMP3 avec anneau d'ombre pour détecter le rayonnement global diffus[24]

I.3.3. Le Pyranomètre .

Comme le montre la [figure I.8](#), un pyranomètre est un outil destiné à évaluer l'éclairement global. Ce système enregistre la quantité totale de rayonnement solaire direct et diffus reçu sur une surface plane. [25].

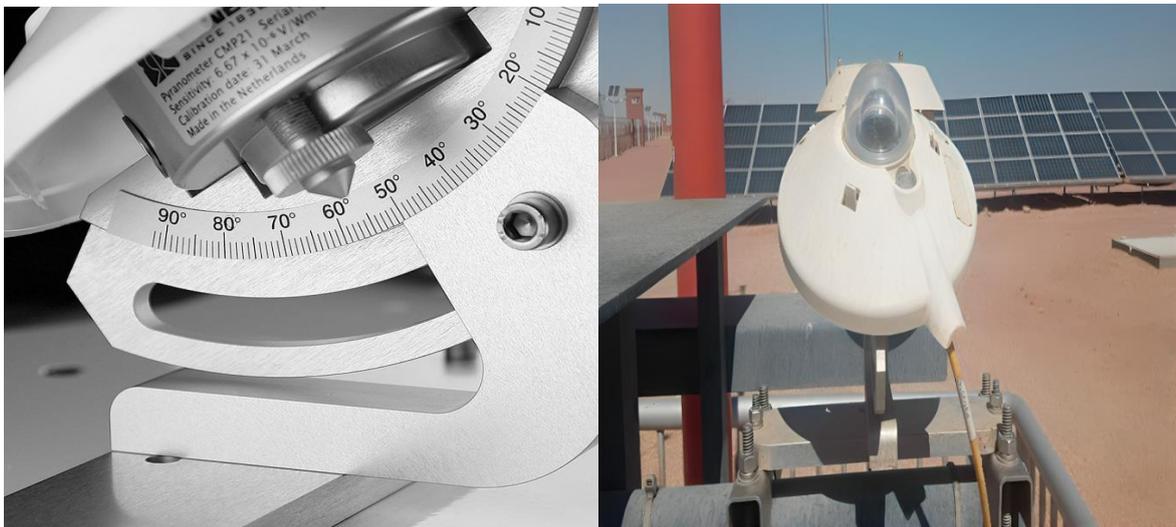


Figure I.8 . Pyranomètre[25]

Les pyranomètres Kipp Zonen sont parmi les instruments les plus courants pour mesurer l'éclairement solaire global. [26]

Comme indiqué dans la [figure I.9](#), il est possible de fixer ces appareils sur une base collée parallèlement au capteur, ce qui permet au pyranomètre de partager la même inclinaison que le capteur. Ce positionnement garantit que l'orientation du capteur et les mesures de l'éclairement solaire global sont cohérentes.



[Figure I.9](#) . Pyranomètre type (Kipp Zonen) [27]

I.4.Mesure de la vitesse et de la direction du vent .

I.4.1. L'anémomètre .

Un anémomètre mesure la vitesse du vent. Il est constitué de rangées en forme de demi-sphères, avec une orientation uniforme et qui tournent librement autour d'un point central. Cet appareil permet de mesurer les vitesses du vent en kilomètres par heure (km/h) ou en mètres par seconde (m/s). Pour une variété d'applications météorologiques et environnementales, cet outil permet une évaluation de la vitesse du vent précise et fiable. [28].



Figure I.10 .L'anémomètre[29]

I.4.2.Girouette.

Un dispositif, souvent en métal, appelé girouette, est installé sur un toit. Elle est composée d'un élément rotatoire fixé sur un axe vertical. La girouette a pour principale fonction d'indiquer la direction du vent. Ce simple mais efficace outil est utilisé pour déterminer la direction du vent, un paramètre important en météorologie et dans d'autres domaines connexes. [30] [31].



Figure I.11 . Girouette (Capteur de direction) [32]

I.5.1. Capteur de température .

Le capteur de température est utilisé généralement dans des environnements abrités pour mesurer la température de l'air .



Figure I.12 . Capteur de température

I.6. Le potentiel solaire en Algérie.

En raison de sa position géographique favorable, l'Algérie possède l'un des plus élevés taux d'ensoleillement au monde. En moyenne, L'insolation par a atteint plus de 2000 heures sur l'ensemble du pays , et peut même atteindre des niveaux exceptionnels de 3900 heures dans certaines zones, telles que les hauts plateaux et le Sahara. Cela varie en moyenne de 5,1 kilowattheures par jour sur une surface horizontale d'un mètre carré dans le nord du pays à 6,6 kilowattheures par jour dans le Grand Sud (comme illustré dans la [figure I.13.a](#)).[33]

La moyenne du rayonnement solaire en Algérie s'élève à environ 2100 à 2200 kWh/m²/an, avec la ville d'Illizi enregistrant une valeur d'environ 2259 kWh/m²/an, comme illustré sur la carte. En raison de l'abondance d'irradiation solaire dans la région, l'Algérie bénéficie d'une position avantageuse pour tirer parti de l'énergie solaire afin de satisfaire ses besoins en énergie. [34]

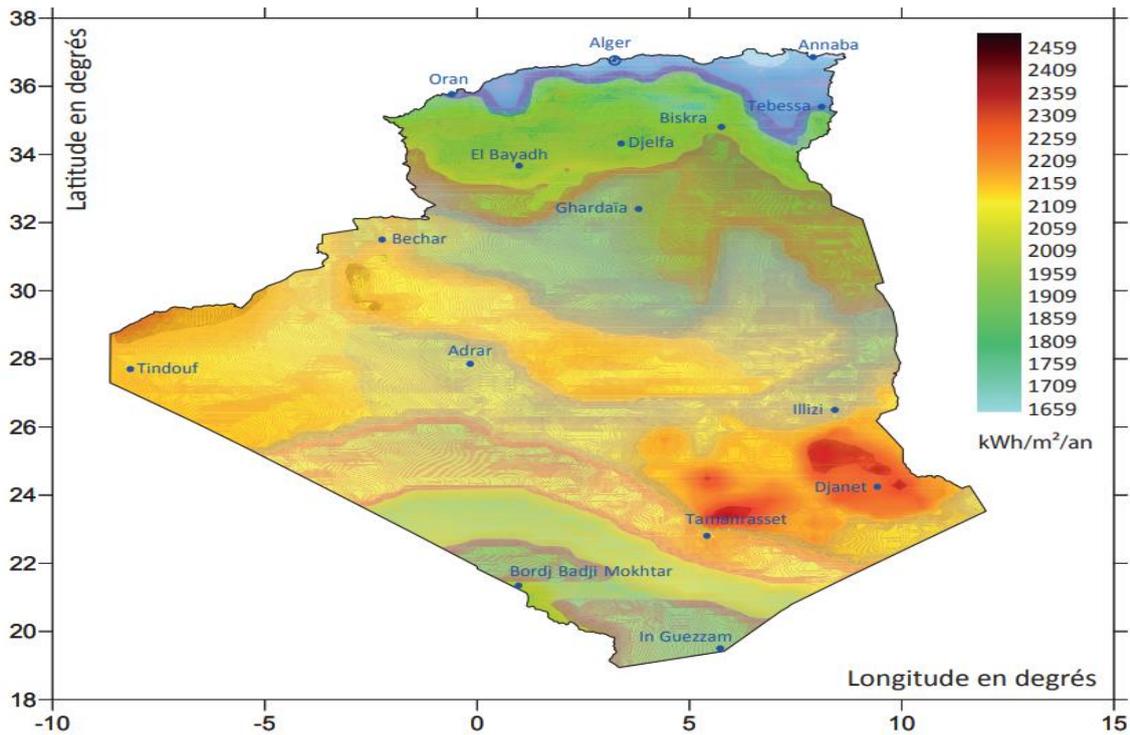


Figure I.13.a . Carte de l'irradiation solaire annuelle en Algérie sur surface horizontale (Gh) pour l'année 2023. [34]

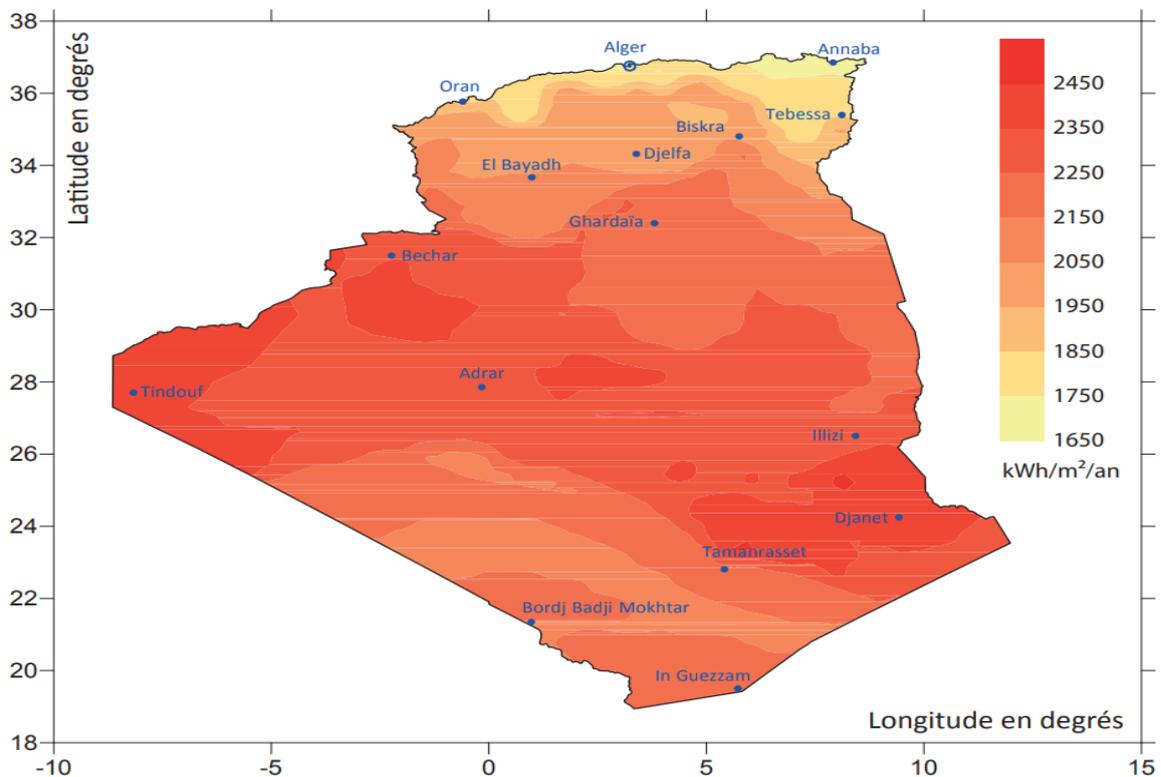


Figure I.13.b. Carte de l'irradiation solaire annuelle directe à incidence normale (DIN) en Algérie pour l'année 2023. [34]

I. 6.1.L'énergie Renouvelables en Algérie .

En 2011, l'Algérie a lancé un plan national pour développer les énergies renouvelables, qui a été amélioré en 2015. Le but de cette initiative est d'atteindre une puissance totale de 22 000 mégawatts (MW) d'ici 2030, en mettant l'accent sur la production locale d'énergie renouvelable. Ce plan ambitieux comprend une variété de technologies, mais l'énergie photovoltaïque et éolienne représentent la majorité de la capacité prévue, avec 13 575 MW pour le photovoltaïque et 5 010 MW pour l'éolien, respectivement. Le but de cette action est de diminuer la dépendance du pays envers les combustibles fossiles et de favoriser une transition vers des sources d'énergie plus écologiques et durables. [33] [35]

L'Algérie se concentre sur le développement rapide de l'énergie solaire dans sa stratégie énergétique , en 2020, On va construire des centrales solaires qui produiront environ 800 MWc au total, puis on ajoutera des projets de 200 MWc chaque année jusqu'en 2030. [36].

I.6.1.1. Projet de 343 MWc dans le domaine des centrales photovoltaïques

Depuis 2014, la société SKTM a construit 23 centrales photovoltaïques en Algérie. En fonction de leur localisation géographique, ces centrales sont classées en trois groupes. L'utilisation de l'énergie renouvelable dans le pays a deux buts . d'une part, répondre à la demande croissante en énergie à l'échelle locale, et d'autre part, réduire les émissions de gaz à effet de serre et aider à lutter contre le changement climatique. Le développement de l'énergie solaire peut également être bénéfique pour la création d'emplois locaux et la croissance économique de l'Algérie. (comme illustré dans la [figure 1.13](#) et le tableau 1.1) [36].

Tableau. 1.1. Répartition par wilaya des centrales photovoltaïques du projet de 343 MWc en Algérie. [33].

Wilaya	Localité	Capacité Installée (MW)	Mise en Service
ILLIZI	Djanet	03	19/02/2015
ADRAR	Adrar	20	28/10/2015
ADRAR	Kabertene	03	13/10/2015
TAMANRASSET	Tamanrasset	13	03/11/2015
TINDOUF	Tindouf	09	14/12/2015
ADRAR	Zaouiet.Kounta	06	11/01/2016
ADRAR	Reggane	05	28/01/2016

ADRAR	Timimoun	09	07/02/2016
TAMANRASSET	In-Salah	05	11/02/2016
ADRAR	Aoulef	05	07/03/2016
LAGHOUAT	El Khnag (I)	20	08/04/2016
LAGHOUAT	El-Khnag (II)	40	26/04/2017
DJELFA	Ain-El-Ibel (I)	20	08/04/2016
DJELFA	Ain-El-Ibel (II)	33	06/04/2017
SOUK AHRAS	Oued El Keberit	15	24/04/2016
NAAMA	Sedrate Leghzal	20	03/05/2016
SAIDA	Ain-Skhouna	30	05/05/2016
SIDI-BEL-ABBES	Telagh	12	29/09/2016
EL BAYADH	Biodh Sidi Chikh	23	26/10/2016
M'SILA	Ain-El-Melh	20	26/01/2017
OUARGLA	El-Hdjira	30	16/02/2017
BATNA	Oued El-Ma	02	16/01/2018

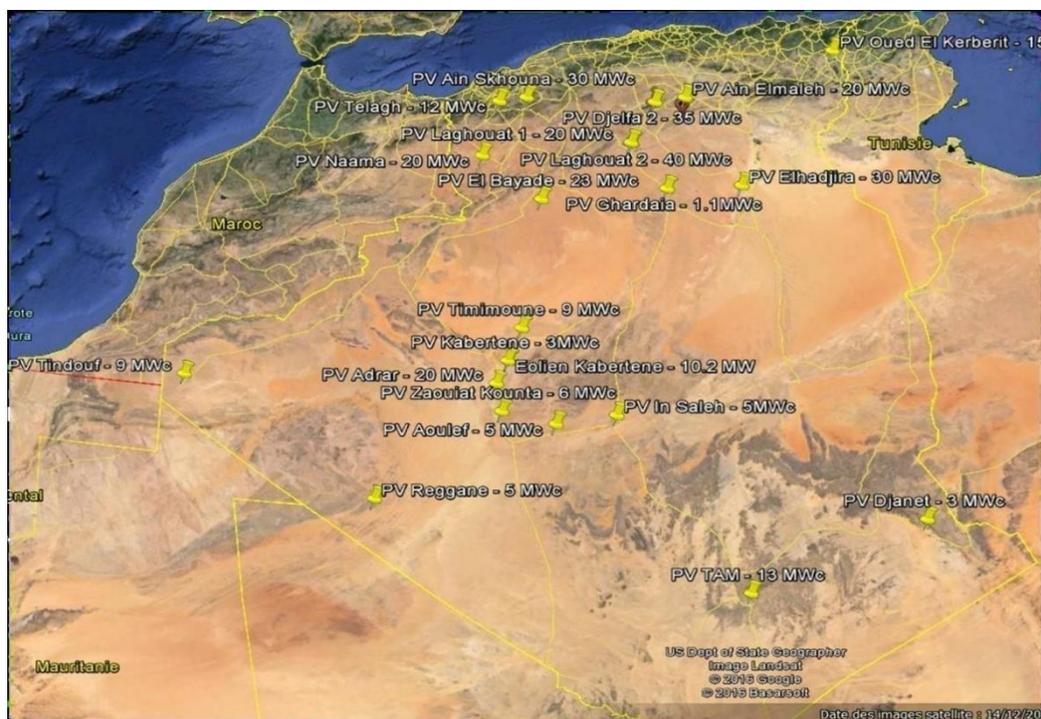


Figure 1.14 . Carte des sites de production photovoltaïque en Algérie pour un projet de 343 MWc. [37]

I.6.1.2. Projet de 2000 MWc dans le domaine des centrales photovoltaïques

Sonelgaz Energies renouvelables (Sonelgaz-EnR) a récemment choisi les entreprises pour son projet de 2000 MW en énergie solaire photovoltaïque. Ce projet comprend la construction de quinze centrales solaires dans 12 régions d'Algérie. Chaque centrale aura une puissance entre 80 et 220 MW. Les travaux incluent l'étude, la conception, la construction, l'approvisionnement, le transport, l'installation, la formation, les tests et la mise en service, ainsi que la connexion au réseau électrique national. [38]

Le projet coûtera plus de 171 milliards de dinars (environ 1,2 milliard de dollars) et prendra entre 7 et 16 mois pour être réalisé. Il commencera en janvier 2024 et devrait générer environ 10 000 emplois. [39]

Seul un des 15 lots attribués a été annulé pour construire une centrale à Ksar Chellala, dans la wilaya de Tiaret, d'une capacité de 80 MW. [39] [40]

Des entreprises de Chine ont gagné la majorité des contrats pour construire neuf des quatorze centrales prévues, pour un total de plus de 119 milliards de dinars, ce qui équivaut à 70% du projet. Un groupe chinois, CWE-HXCC-YRED, va construire cinq centrales qui auront des capacités entre 80 MW et 220 MW. [41]

Tableau I.2. Détails des projets d'installation de panneaux solaires par CWE-HXCC-YRED.

Site des centrales	Puissance (MW)	Cout (Md DA)	Délai de réalisation
Batmet (wilaya de M'sila)	220	17,96	16 mois
Gueltet Sidi Saad (wilaya de Laghouat)	200	16,23	16 mois
Douar El Maa (wilaya d'El Oued)	200	16,44	16 mois
Wilaya d'Ouled Djellal	80	7,31	14 mois
Abadla (wilaya de Béchar)	80	7,18	10 mois
TOTAL	780	65,12	

D'autres entreprises chinoises ont également été choisies pour construire temporairement 4 grandes centrales solaires.

Tableau 1.3 . Projets de grandes centrales solaires en Algérie confiés à des entreprises chinoises. [41]

Entreprises	Site des centrales		Puissance (MW)	Cout (Md DA)	Délai de réalisation
Shanxi Installation Group Co. ltd	Ouled Fadel(wilaya de Batna)		80	7,8	8 mois
CSCEC	Tendla (wilaya d'El M'ghaier)		200	15,76	14 mois
Groupement PowerChina NTL-SinoHydro	Laghrous(wilaya de Biskra)		200	18,13	16 mois
Power China Zhongnan Engineering Corporation Limited	Khanguet Sidi Nadji (wilaya de Biskra)		150	12,8	14 mois

Des entreprises en Algérie ont aussi remporté des contrats, en collaboration avec des sociétés étrangères, pour construire d'autres centrales solaires, avec une capacité totale de 510 MW.

Tableau 1.4 . Projets de construction de centrales solaires remportés par des entreprises algériennes [42]

Entreprises	Site des centrales	Puissance (MW)	Cout (Md DA)	Délai de réalisation
Groupement Cosider Canalisation-Fimer SPA	Kenadsa(wilaya de Béchar)	120	11,85	12 mois

Groupement Cosider Canalisation-Fimer SPA	Touggourt	150	14,47	14 mois
Groupement Ozgun Insaat- Zergoun	Guerrara (wilaya de Ghardaïa)	80	9,62	7 mois
Eurl Hamdi	El Euche(wilaya de Bordj Bou Arréridj)	80	8,03	10 mois
Eurl Hamdi	Taleb Larbi (wilaya d'El Oued)	80	8,04	10 mois
TOTAL		510	52,01	

1.6. 2.L'énergie Renouvelables dans la région d'Adrar .

Au sud-ouest de l'Algérie., la région d'Adrar présente un grand potentiel pour les énergies renouvelables. Elle bénéficie d'une grande quantité de ressources solaires et éoliennes, qui peuvent être exploitées pour générer de l'électricité propre et durable. [37].

La région d'Adrar possède de nombreux endroits propices à la production d'énergie solaire, tels qu'Adrar , Kabeten , Zauiet Kounta, Régan et Aoulef, comme le montre la [figure I.14](#) et le [tableau I.1](#).

Ces régions sont idéales pour l'installation de centrales solaires photovoltaïques car elles jouissent d'un ensoleillement important et constant tout au long de l'année. De plus, la région possède un potentiel éolien considérable, en particulier dans la région de Kabertan, caractérisée par des vents forts et réguliers, ce qui en fait un emplacement idéal pour l'implantation d'éoliennes. La région d'Adrar pourrait jouer un rôle majeur dans le domaine de l'énergie propre et durable à l'échelle mondiale en utilisant ces sources d'énergie renouvelable. La mise en place de projets de production d'électricité à partir de ces sources réduirait la dépendance énergétique du pays et aurait un effet positif sur Combattre le changement climatique. [37]

L'État a déjà pris des mesures dans ce sens, en installant une centrale éolienne de 10 mégawatts dans la région de Kabartene et Une immense ferme solaire produisant 20 mégawatts. dans la partie ouest d'Adrar. En outre, cinq autres installations solaires d'une capacité de 5 à 6 MW ont

été mises en place dans diverses municipalités de l'État.

De plus, deux lignes électriques pour le complexe de SKTM et une nouvelle centrale de 160 MW, démontrant ainsi l'engagement de l'État envers le développement des énergies renouvelables dans la région. [33]

I.7 .Description de L'énergie Photovoltaïque .

I.7.1. Historique de l'énergie Solaire Photovoltaïque .

Bien que l'énergie solaire photovoltaïque (PV) soit une technologie relativement récente, Son évolution a connu une croissance rapide ces dernières décennies. . Un bref aperçu de l'histoire de l'énergie solaire photovoltaïque peut être trouvé ici . [43]

En 1839, Antoine Becquerel a découvert l'effet photovoltaïque, qui signifie que certains matériaux peuvent produire de l'électricité lorsqu'ils sont exposés à la lumière. [44]

En 1876, le physicien américain William Grylls Adams et le chimiste britannique Richard Evans Day ont publié une étude approfondie sur l'impact photovoltaïque du sélénium. [45]

1954 . Bell Labs invente la première cellule solaire en silicium.. Le taux de conversion de cette cellule est d'environ 6 %.

En 1960, la NASA an équipé ses satellites de panneaux solaires photovoltaïques pour générer de l'électricité.

Les années 1970 . Malgré la baisse des coûts de production des cellules solaires photovoltaïques, leur taux de conversion reste faible, à environ dix pour cent.

Les années 1980 ont vu le début des subventions pour l'énergie solaire dans le but d'encourager son utilisation.

Les années 1990 ont vu une augmentation rapide de la production de cellules solaires photovoltaïques et un taux de conversion de 20%.

En 2000, la production de cellules solaires PV continue de croître et les coûts de production continuent de baisser grâce à l'automatisation et à l'optimisation des processus de production.

Dans de nombreux endroits, les coûts de production des cellules solaires PV sont devenus concurrentiels par rapport aux sources d'énergie traditionnelles. Les niveaux de production d'énergie solaire photovoltaïque ont atteint des niveaux historiques.

Depuis 2020, l'énergie solaire photovoltaïque est devenue l'une des sources d'énergie les plus populaires au monde, et les coûts de production sont continuellement en baisse.

En somme, l'histoire de l'énergie solaire photovoltaïque montre une évolution rapide et continue de la technologie, avec des progrès significatifs dans les taux de conversion et les coûts de production au fil des décennies. [46] [47]

I.7.2. Principe d'une cellule photovoltaïque (l'effet photovoltaïque) .

L'effet photovoltaïque, qui est la conversion directe de la lumière en électricité, est la base du principe d'une cellule photovoltaïque. Les matériaux semi-conducteurs comme le silicium absorbent la lumière du soleil. La libération d'électrons de la couche externe de ces matériaux est provoquée par cette absorption d'énergie, ce qui provoque un déséquilibre des charges électriques qui produit un courant électrique. La figure I.15 illustre le concept fondamental de la manière dont un système solaire photovoltaïque fonctionne. [48]

Plus précisément, deux couches de matériaux semi-conducteurs composent une cellule photovoltaïque . une couche dopée de type N (négatif) et une couche dopée de type P (positif). Lorsque la lumière du soleil pénètre dans la cellule, les électrons de la couche N l'absorbent, ce qui entraîne la libération d'électrons. Ces électrons sont attirés vers la couche P, où un courant électrique est produit. [48]

Cela peut alimenter un appareil électrique ou être stocké dans une batterie pour une utilisation ultérieure. Un panneau solaire photovoltaïque est composé de plusieurs cellules photovoltaïques assemblées, aptes à produire de l'électricité. [49]

Plusieurs facteurs, y compris la qualité des matériaux semi-conducteurs, la quantité de lumière solaire disponible et la température de la cellule, Définissent l'efficacité d'une cellule solaire . Les chercheurs continuent d'améliorer l'efficacité des cellules solaire pour augmenter la production d'énergie solaire. [50]

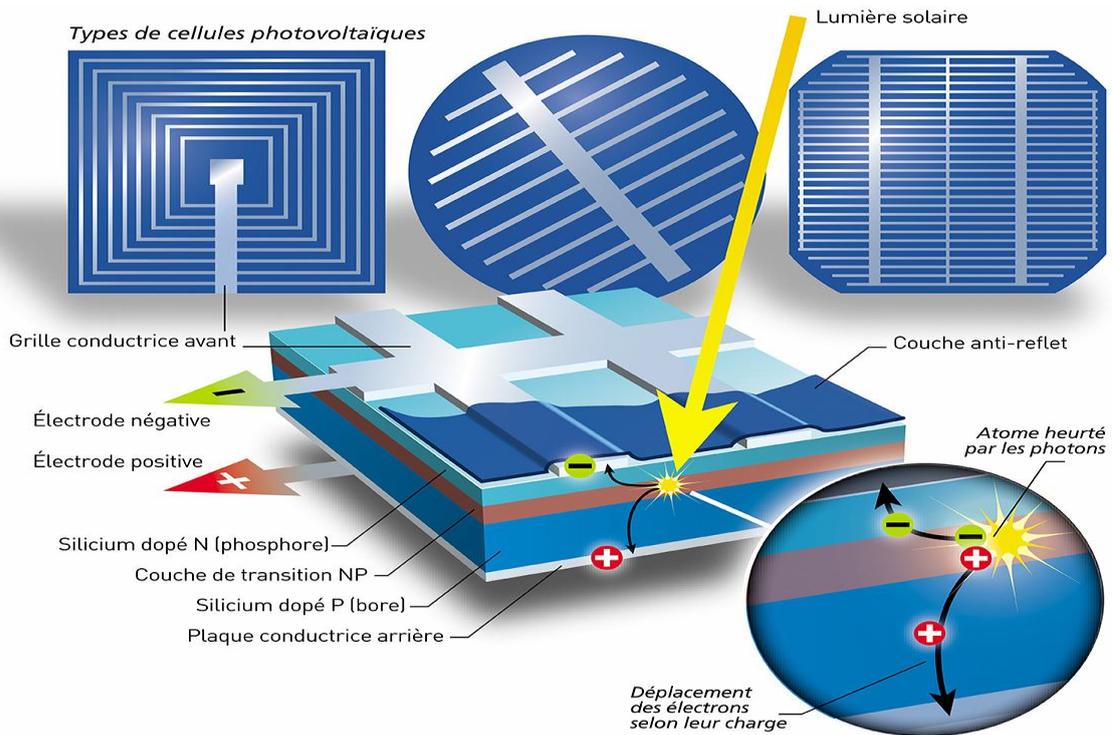


Figure I.15 . Principe de Fonctionnement [51].

Le fonctionnement du photovoltaïque repose sur le fait que les photons incidents (lumière) Ils communiquent leur vitalité aux électrons du matériau semi-conducteur .

Il est nécessaire que l'énergie des photons ($h\nu$) soit supérieure ou égale à l'énergie de gap (E_g) du semi-conducteur pour qu'un électron puisse passer de la bande de valence à la bande de conduction, formant ainsi une paire électron-trou. [49]

Il est très probable que les paires électron-trou formées près de la jonction p-n la traversent, les électrons se déplaçant vers la région n et les trous vers la région p, ce qui permet un flux de porteurs majoritaires. [49]

Lorsque l'énergie des photons dépasse E_g , le réseau cristallin dissipe cette surcharge sous forme de chaleur, ce qui stabilise l'électron dans la bande de conduction. En dessous de E_g , les photons ne sont pas absorbés et n'interviennent pas dans la conversion photovoltaïque. Les bandes d'énergie près de la jonction p-n sont représentées dans la [figure I.16](#) , ce qui permet les transitions électroniques nécessaires grâce à l'absorption de photons d'énergie adéquate.

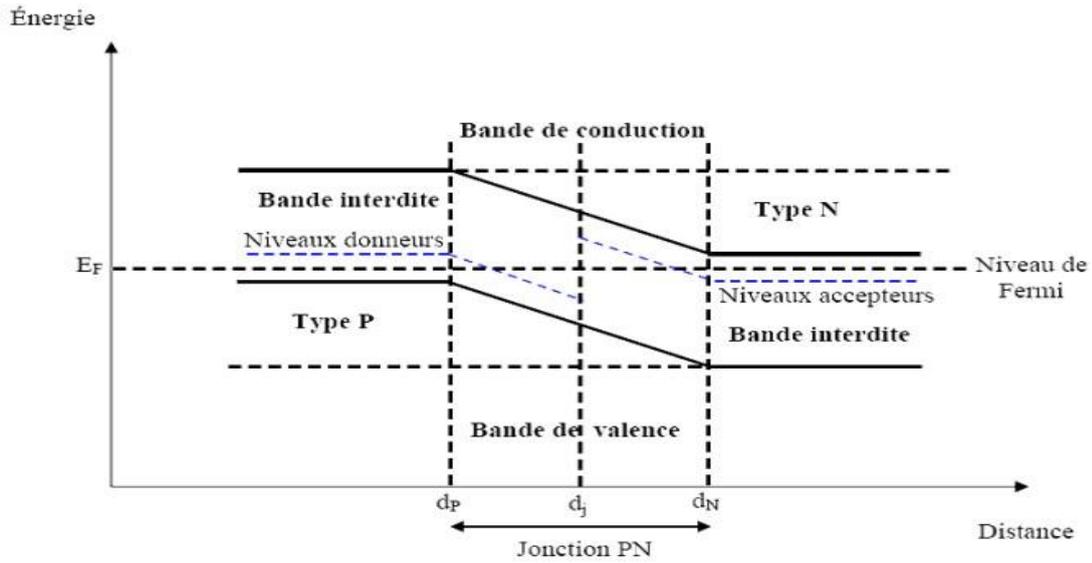


Figure I.16. Schémas montrant les niveaux d'énergie près de la jonction.

I.7.3.Types des Cellule Photovoltaïque .

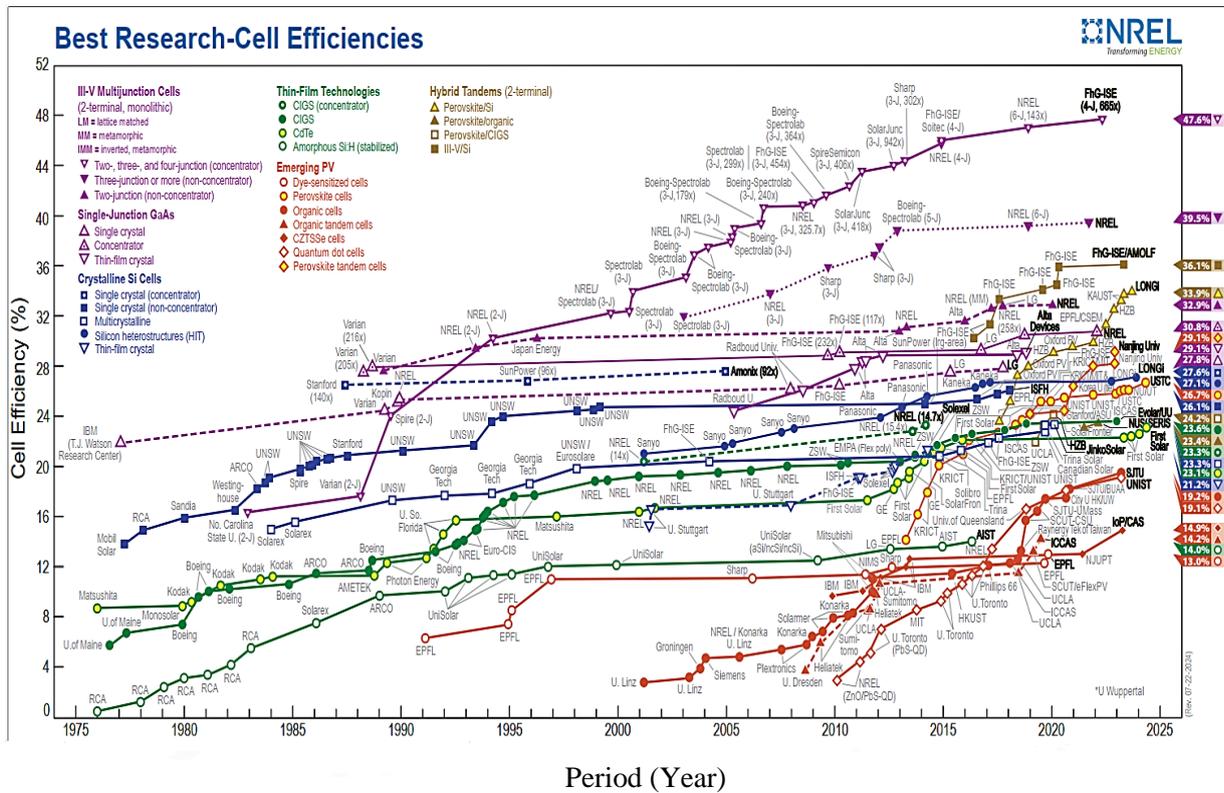


Figure I. 17. La croissance des performances des cellules de diverses technologies entre 1975 et 2024. [52]

En même temps que les capacités installées augmentent et les coûts diminuent, La recherche pour améliorer les cellules solaires et augmenter leur efficacité progresse constamment. [52]. Les graphiques présentés dans la [figure I.17](#) illustrent comment les rendements des cellules de différentes technologies ont évolué au fil du temps. Selon le classement des rendements, Il existe différents types de cellules photovoltaïques . les multi-jonctions, les simple-jonction, les cellules en silicium cristallin, les cellules en couches minces et les cellules émergentes, avec des rendements variés sur le marché.

I.7.3.1. Le silicium monocristallin .

En raison de son efficacité élevée et de sa stabilité à long terme, le silicium monocristallin est une technologie de cellules solaires couramment utilisée. Cette technologie utilise des cellules de silicium pur, qui sont généralement coupées en fines tranches à partir d'un bloc de silicium monocristallin purifié. Ensuite, les cellules sont assemblées en modules pour générer de l'électricité solaire. [53]

Les panneaux monocristallins sont plus efficaces, mais les panneaux polycristallins peuvent être plus économiques selon les coûts et l'espace disponibles.

I.7.3.2. Le silicium polycristallin .

Le silicium polycristallin est une autre technologie couramment utilisée pour les cellules solaires, mais il est moins efficace que le silicium monocristallin. Cette technologie crée des cellules solaires à l'aide de silicium fondu versé dans des moules. La production de cellules polycristallines est moins coûteuse que celle des cellules monocristallines, mais elles ont également une durée de vie plus courte. [50]

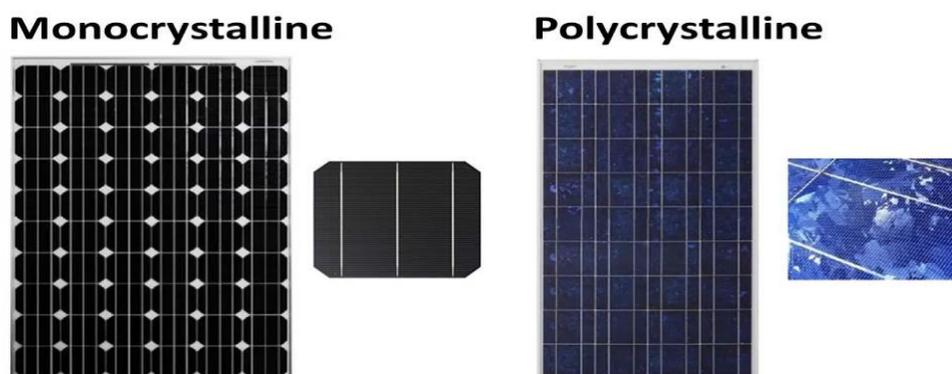


Figure I.18. le silicium monocristallin et Le silicium polycristallin[50]

I.7.3.3. La cellule au silicium amorphe .

Une technologie de cellule solaire appelée cellule au silicium amorphe utilise du silicium non cristallin pour produire de l'électricité solaire.

Bien qu'elle soit moins efficace que les cellules en silicium cristallin, cette technologie est également moins chère à produire.

Les applications portables telles que les calculatrices et les montres utilisent fréquemment des cellules solaires au silicium amorphe. [55]



Figure I.19. La cellule au silicium amorphe [55]

I.7.3.4. La cellule photovoltaïque tandem .

La cellule photovoltaïque tandem . Une technologie de cellules solaires qui utilise deux ou plusieurs couches de matériaux différents pour absorber plus efficacement la lumière solaire est connue sous le nom de cellule photovoltaïque tandem. Bien qu'elle puisse atteindre des efficacités de conversion d'énergie solaire élevées, la production de cette technologie est également plus coûteuse que les cellules solaires traditionnelles. [56]

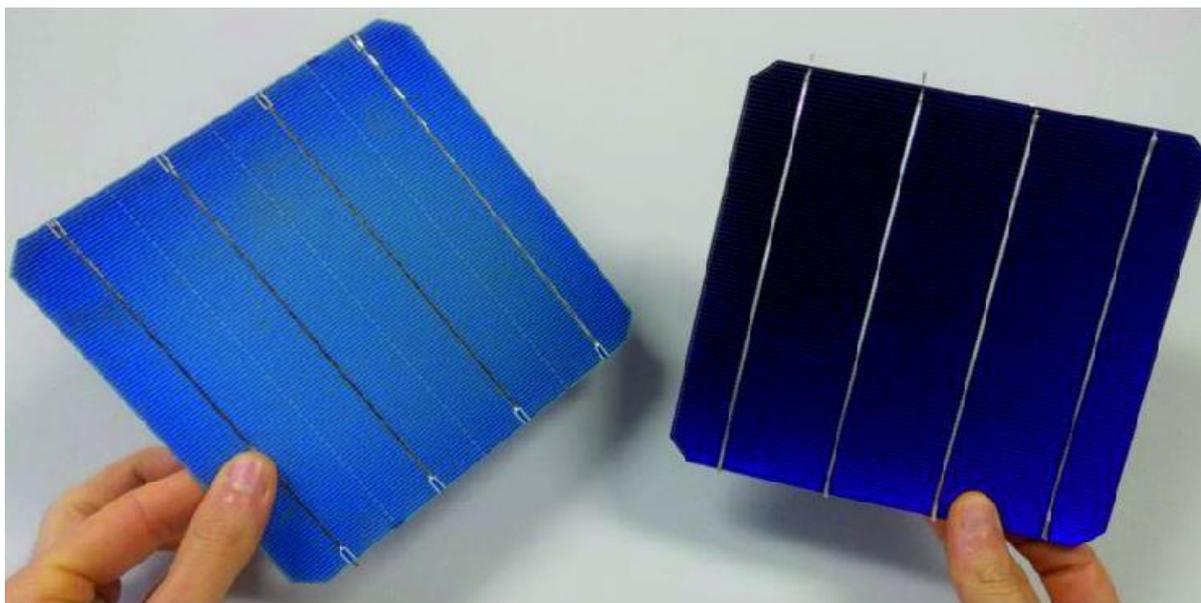


Figure I.20. La cellule photovoltaïque tandem [56]

I.7.3.5. La cellule photovoltaïque CIGS .

La cellule photovoltaïque CIGS produit de l'électricité solaire en utilisant des couches minces de cuivre, d'indium, de gallium et de sélénium. Grâce à cette technologie, les cellules en silicium cristallin sont plus performantes et moins chères . Les cellules CIGS sont fréquemment utilisées dans des applications commerciales et résidentielles. [57].

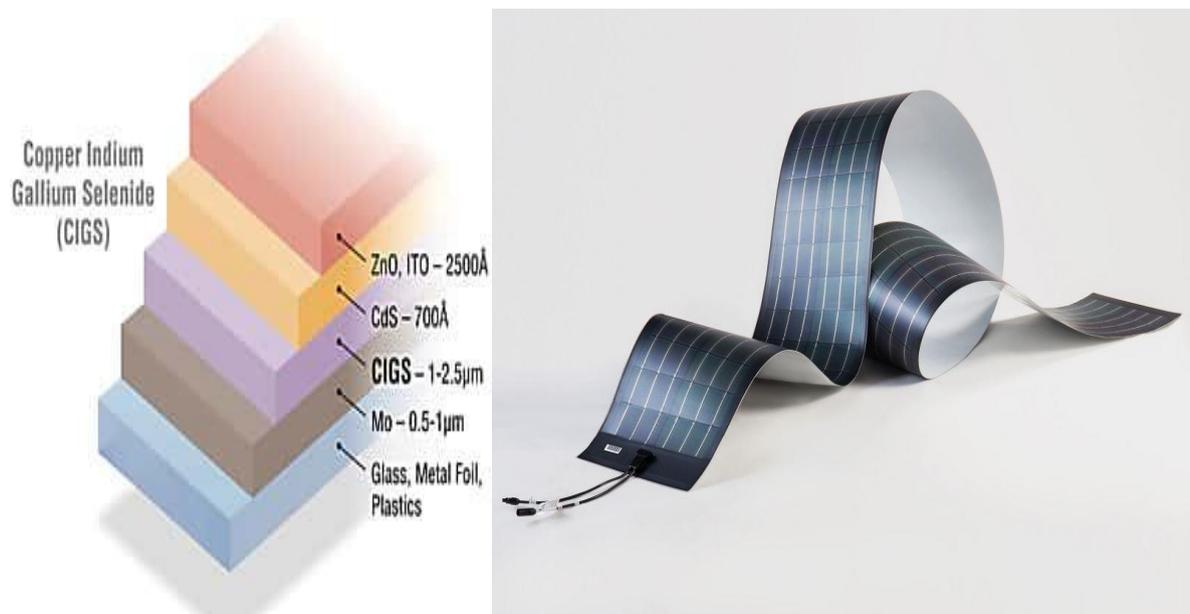


Figure I.21. La cellule CIGS. [57]

I.7.3.6. Les cellules solaires à base de couches minces de tellure de cadmium..

Une autre technologie de cellules solaires, la cellule en couche mince de tellure de cadmium, utilise des couches minces de tellure et de cadmium pour absorber la lumière solaire. Bien qu'elle soit moins fréquente que les cellules au tellure de cadmium, cette technologie peut être plus efficace dans certaines conditions où l'éclairage est faible. [58].



Figure I.22 . Les cellules solaires à base de couches minces de tellure de cadmium. [58].

I.7.3.7. La cellule photovoltaïque multi-jonction .

La cellule photovoltaïque multi-jonction utilise plusieurs couches de matériaux semi-conducteurs pour convertir l'énergie solaire en électricité. Chaque couche est conçue pour absorber une partie distincte du spectre solaire, ce qui permet un rendement élevé. Les applications spatiales et militaires, où une efficacité élevée est essentielle, utilisent fréquemment des cellules multi-jonctions. [59]. [60].



Figure I.23 . La cellule photovoltaïque multi-jonction [61]

I.7.3.8. La cellule CZTS .

La cellule CZTS (Cuivre, Zinc, Étain, Soufre) est une cellule solaire qui absorbe la lumière et produit de l'électricité à l'aide de matériaux abondants et peu coûteux. Cette technologie est considérée comme une alternative viable aux cellules solaires à base de silicium et a un potentiel de production de masse à faible coût. [62]. [63].

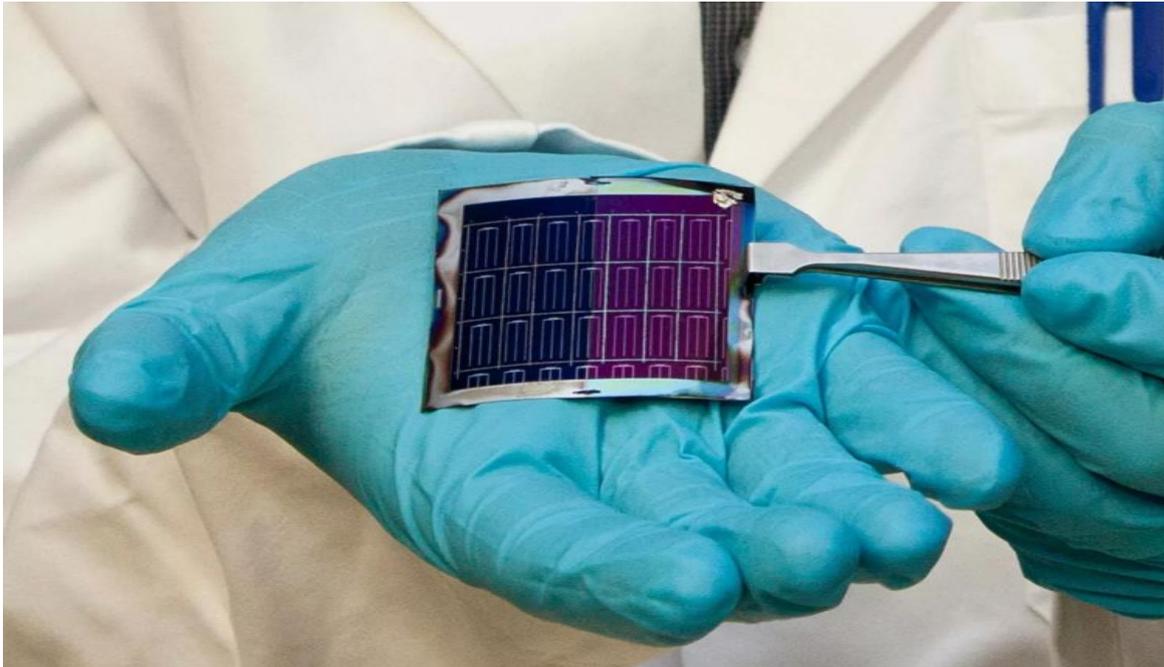


Figure I.24 . La cellule CZTS [64]

I.7.3.9. Les cellules solaires organiques .

Les cellules (OSCs) transforment la lumière en électricité grâce à des composés organiques. Les OSC peuvent être utilisées pour des applications telles que des dispositifs portables ou des panneaux solaires flexibles, car elles sont fabriquées à partir de matériaux peu coûteux et légers, ce qui les distingue des cellules solaires conventionnelles à base de silicium. Cependant, ils sont actuellement moins efficaces que les cellules solaires à base de silicium, ce qui les limite à l'utilisation dans les applications qui nécessitent un rendement élevé. [65]. [66].

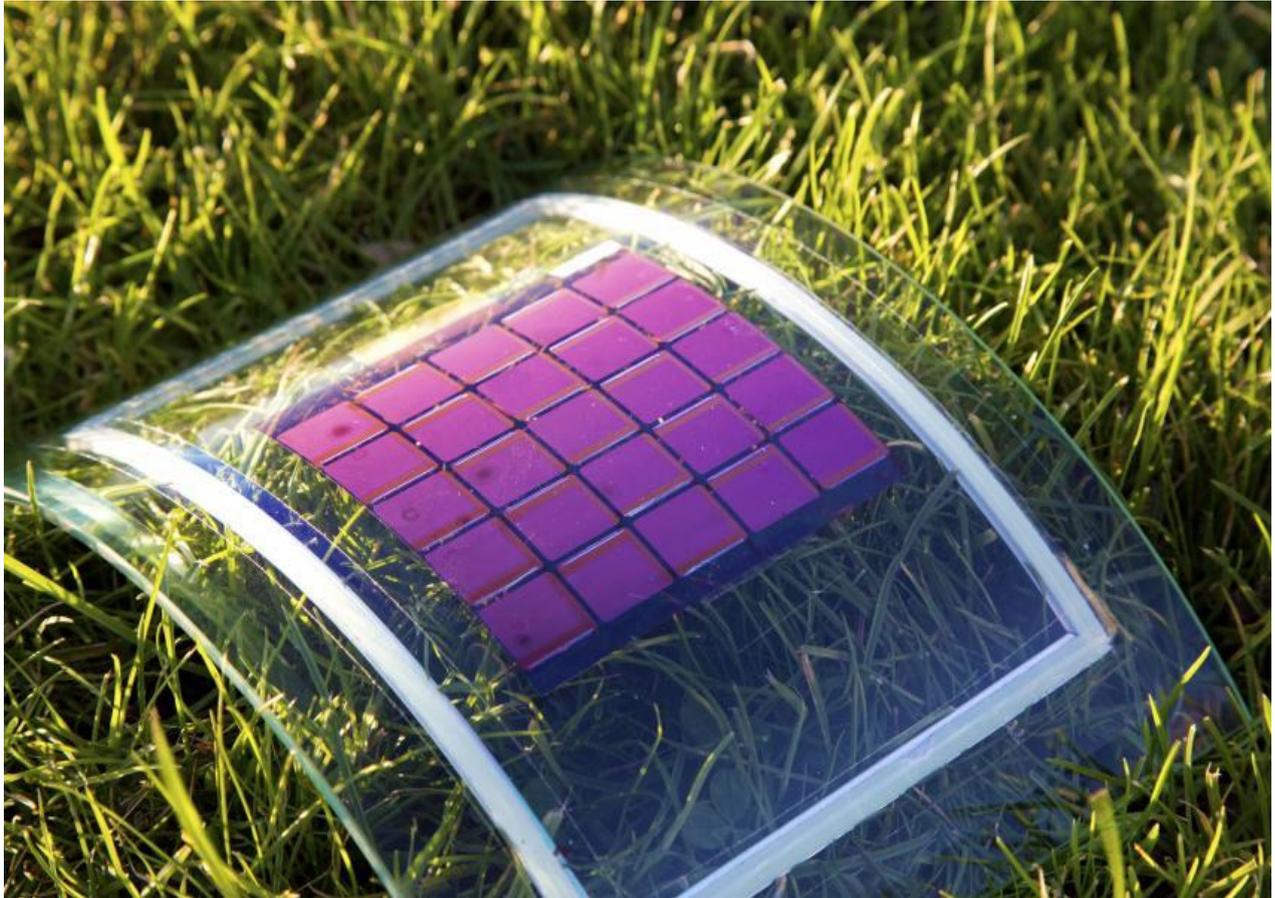


Figure 1.25 . Les cellules solaires organiques (OSCs) [67]

I.7.4.Association des cellules .

Il est fréquemment nécessaire de combiner les cellules photovoltaïques en série, en parallèle ou dans une configuration mixte afin d'augmenter la tension électrique nécessaire à l'alimentation des équipements électriques. La surface d'un panneau solaire, c'est-à-dire le nombre de cellules photovoltaïques qu'il contient, détermine sa puissance. [68].

I.7.4.1.Association des cellules en série .

L'association de cellules en série signifie que les cellules sont reliées les unes aux autres de manière à ce que les tensions de chaque cellule individuelle soient ajoutées à la tension totale de la branche. En utilisant cette configuration, il est possible d'obtenir une tension plus élevée tout en maintenant l'intensité du courant électrique constante. [68].

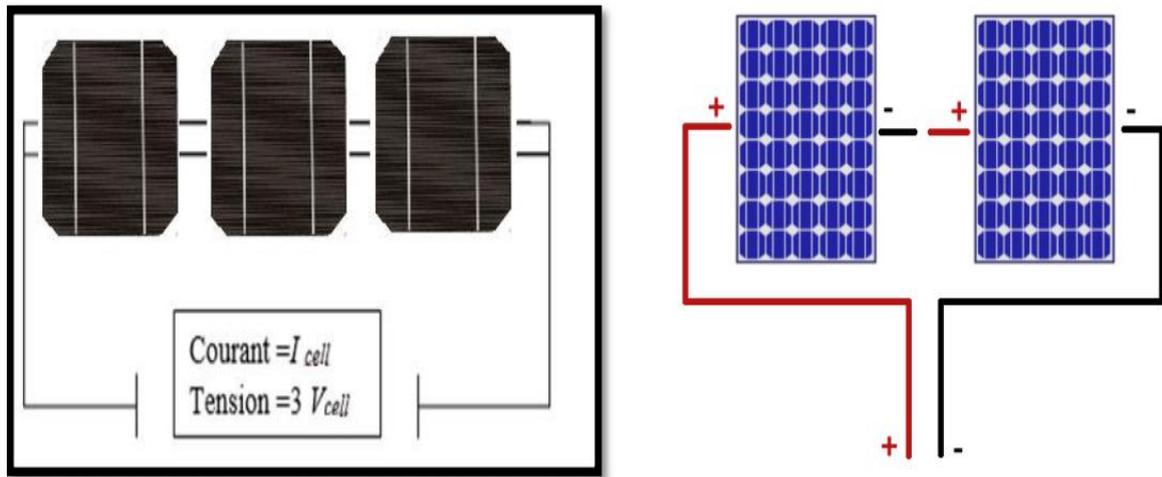


Figure I.26 . Association des cellules en série. [69]

I.7.4.2. Association en parallèle .

Une association en parallèle signifie que des cellules identiques sont connectées côte à côte. La tension de la branche reste égale à la tension de chaque cellule individuelle dans cette configuration, mais l'intensité du courant électrique augmente proportionnellement au nombre de cellules dans la branche. Il est possible d'obtenir une intensité plus élevée tout en maintenant une tension constante avec cette méthode. [68].

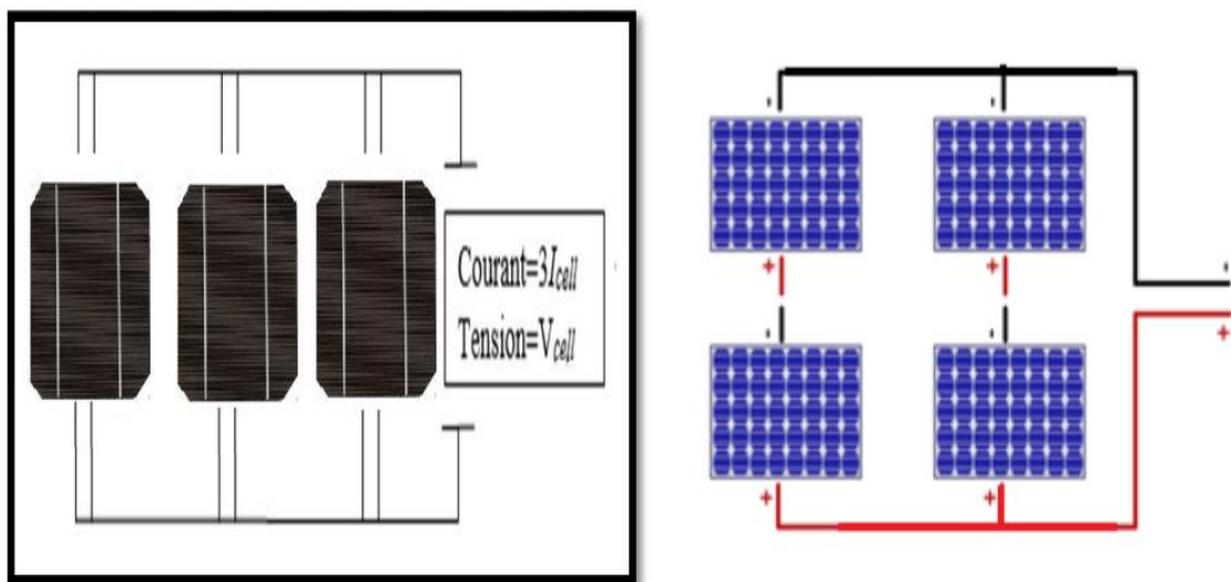


Figure I.27 . Association des cellules en parallèle [69]

I.7.4.3..Association mixte des cellules.

L'association mixte des cellules photovoltaïques consiste à combiner des cellules identiques à l'aide d'associations en série et en parallèle. Dans cette configuration, la tension et l'intensité globales augmentent proportionnellement à mesure que le nombre de branches augmente. Cela permet une plus grande flexibilité dans la conception des panneaux solaires pour répondre aux besoins de tension et d'intensité spécifiques. [68].

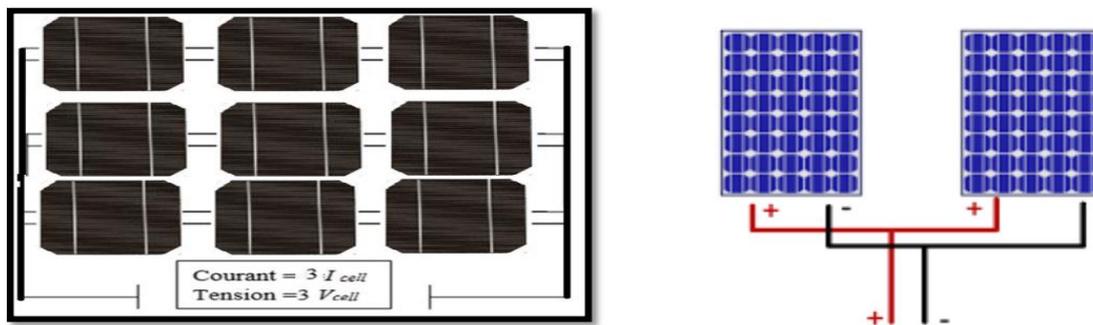


Figure I.28 . Association mixte des cellules . [69]

I.7.5.Panneau photovoltaïque .

Pour générer la puissance nécessaire, le panneau solaire ou champ solaire est constitué de modules photovoltaïques qui sont reliés les uns aux autres en série et/ou en parallèle. Les modules sont fixés sur une armature métallique qui peut supporter le champ solaire à un angle spécifique.



Figure I.29 . Panneau photovoltaïque .

Chaque panneau solaire peut être connecté à plusieurs modules en utilisant une boîte de dérivation fixée sur une structure de montage afin d'obtenir la meilleure puissance possible.



Figure I.30. Boîte de dérivation

I.8. Conclusion .

Dans le premier chapitre, nous avons parlé de la source d'énergie solaire appelée source photovoltaïque. Nous avons expliqué le potentiel solaire et énergétique de l'Algérie, ainsi que les projets photovoltaïques déjà réalisés ou en cours d'étude. Nous avons aussi expliqué comment les cellules photovoltaïques permettent de transformer l'énergie solaire en énergie électrique.

Ensuite, nous avons parlé rapidement des cellules solaires les plus utilisées et des différentes façons de les connecter. La description des composants d'une installation solaire reliée au réseau électrique sera expliquée en détail dans le deuxième chapitre.

Chapitre II

Présentation de la centrale photovoltaïque de Zaouiet

Kounta

II.1.Introduction

En Algérie, les installations solaires situées à des hauteurs élevées produisent environ 5 milliards de gigawattheures par an. [70]. [71].

Cette production est possible grâce à une période d'isolation solaire de 3900 heures dans le Sahara et sur les hauts plateaux. Dans le cadre du Programme de construction de stations photovoltaïques, Une centrale solaire de 6 MW a été construite à Zaouiet Kounta pour diversifier les sources d'énergie renouvelable en Algérie . Le projet est dirigé par l'entreprise EPC (Ingénierie, Appropriation et Construction), une filiale de SKTM qui est également associée au Groupe Sonelgaz. Il prévoit de construire des installations produisant au total 343 MW. [33].

II.2.Présentation de la société « SKTM »

La société connue sous le nom de « SKTM » (Sharikat Kahrab wa Takat Moutadjadida) a été fondée en 2013 et possède son siège social à Ghardaïa. [72].

Le but principal est de convertir l'énergie et la circulation en diverses formes d'énergie renouvelable, telles que l'énergie éolienne, solaire et gazière. Ensuite, SKTM a lancé un projet EPC (Ingénierie, Approvisionnement et Construction) pour la construction de 343 MWc (mégawatts-crête) de stations photovoltaïques. En ce qui touche à la fourniture d'énergie, dix installations solaires d'une puissance totale de 265 mégawatts ont été installées, situées dans les régions est, ouest et centre. En outre, dix stations de 78 MW ont été construites dans le sud.

II .3. Description générale de la centrale photovoltaïque de Zaouit Kounta

Sur une superficie de 12 hectares, la centrale solaire de Zaouit Kounta possède une capacité de production de 6MWc. Le coût de construction était estimé à 1,3 milliard de dinars algériens et 12 millions de dollars américains à l'époque. La construction de cette usine est entreprise par Shariket Khahraba wa Taket Moutadjadida (SKTM) et fait partie du programme national des énergies renouvelables en Algérie.

Elle est mise en marche le 12 janvier 2016 à 13h20 et transmet directement l'énergie produite dans le réseau électrique national de 30 kilovolts (30KV). La centrale est située aux environs du centre de la commune de Zaouiet Kounta, à environ 2 km au nord , à proximité de l'injecteur 220/30 KV (GRTE).

Les terrains à l'est et à l'ouest sont entourés de terrains vides, tandis que le sud est entouré de jardins. La centrale se trouve également à 2 km à l'ouest de la ville de Zaouiet Kounta et à 2 km à l'ouest de la route nationale N° 6. Il est situé à $27^{\circ}14'21''$ N et $0^{\circ}10'30.60''$ O, avec une hauteur de 251 mètres et une distance de 1,27 kilomètre. Le fonctionnement général de cette centrale est illustré de manière schématique dans la Figure (II.1.), une avancée majeure dans le domaine des énergies renouvelables en Algérie. [73].



Figure II.1. Zaouit kounta par google erth. [74].

II.4. Constitution de la centrale

Il y a 6 sous-champs dans la centrale qui ont chacun une puissance de 1 mégawatt (MW), ce qui entraîne une puissance totale de 6 MW. Chaque sub champ est équipé de modules photovoltaïques en polycristalline, d'une structure fixe, d'un onduleur et d'un transformateur de puissance. Ces sous-champs sont reliés pour former une boucle qui se connecte au poste d'évacuation situé à l'étage 30 kV de l'injecteur 220/30 kV Zaouiet Kounta.

La répartition de la puissance installée totale de 6 MW est la suivante :

- ❖ Chaque champ est constitué de six sous-champs reliés les uns aux autres en parallèle.
- ❖ Chaque sous-champ est constitué de 93 matrices reliées les unes aux autres en parallèle.

- ❖ Chaque matrice est constituée de deux piles parallèlement connectées.
- ❖ Chaque pile contient vingt-deux panneaux solaires connectés en série.
- ❖ Il convient de noter que le nombre total de panneaux solaires installés sur le site s'élève à 24 552, multiplié par 44 par 93 par 6.

Tableau II 1 .Présentation numérique de la centrale

Puissance Totale Centrale	6000 kWc
Puissance d'un sous champ	1000 kWc
Nombre de sous-champ	6
Nombre Totale des modules de la centrale	24552(panneaux)
Nombre des modules d'un Sous champs	4092(panneaux)
Surfaces Totales des Modules	6674 m ²

La répartition des panneaux sous champs et leur orientation vers le sud sont illustrées sur le plan ci-dessous.

II.4.1 .Types de Panneaux Photovoltaïques

Les panneaux photovoltaïques polycristallin utilisés dans la centrale sont produits par YINGLI SOLAR, une entreprise chinoise. Ils ont les caractéristiques suivantes pour les conditions de test standard (STC) :

Les cellules polycristallines proviennent d'un bloc de silicium avec une structure cristalline formée de multiples cristaux.. Un avantage important de ce type de cellules est que leur coût de fabrication est généralement moins élevé que celui des cellules monocristallines. Cependant, l'un des inconvénients des cellules polycristallines est qu'elles peuvent être légèrement moins efficaces que les cellules monocristallines dans certaines conditions.

Tableau II .2. Caractéristiques techniques du module photovoltaïque YL245P-29b [75].

Paramètres	Caractéristiques
Manufacturer	Yingli Green Energy (YGE)
Type de cellule	Polycristallin
Modèle PV	YL245P-29b
Puissance maximale	245 W
Tension à puissance maximale, V_{mpp}	30 V
Courant à puissance maximale, I_{mpp}	8,18 A
Tension en circuit ouvert, V_{oc}	37,5 V
Courant de court-circuit, I_{sc}	8,83 A
Nombre de cellules	60 cellules polycristallines ont une taille de 156.7 mm x 156.7 mm.
Dimensions du module	1640 mm x 990 mm x 35 mm
Rendement du module	15,1 %
Tension maximale du système (V)	1000 V
Coefficient de température de P_p	-0,42 % / °C

Coefficient de température de I_{sc}	0,05 % / °C
Coefficient de température de V_{oc}	-0,32 % / °C



Figure II.2.String des panneaux

4092 panneaux solaires sont installés dans chaque sous-champ, générant une puissance totale de 1002540 watts-crête (Wc) . 24252 panneaux solaires constituent la puissance crête totale de la centrale de 6015240 Wc, soit 6.015 MW.

II.4. 2.Les câbles des raccordements

Les câbles électriques utilisés pour relier les panneaux solaires en série ou en parallèle forment des "cordes" ou des groupes de panneaux. Pour que le système photovoltaïque fonctionne correctement, ces câbles sont nécessaires car ils transportent l'électricité produite par les panneaux vers l'onduleur, qui la transforme en courant alternatif utilisable. [76].

Les câbles de raccordement peuvent être utilisés pour créer une variété de configurations pour les panneaux solaires, en les reliant de manière à obtenir la tension et le courant appropriés pour le système. Cela dépend de la conception du système solaire et des exigences particulières de l'installation.



Figure II.3. Les câbles des raccordements

II.4.3. Les boîtes de raccordement

Les boîtes de raccordement, placées dans les sous-champs de la centrale, ont pour rôle de fusionner le courant électrique des câbles CC des panneaux solaires et de le relier aux onduleurs. Ces boîtes doivent être conformes aux spécifications requises :

Niveau IP65 : Protection totale contre l'eau, la poussière, la corrosion, les UV et le sel.

Capacité de connexion multiple : Permet de relier plusieurs circuits de panneaux solaires en série tout en contrôlant la tension du circuit ouvert. [76]

Équipées de parafoudres, garantissant la mise à la terre positive et négative, ainsi que la protection entre les pôles. Afin de garantir un fonctionnement sûr et efficace du système photovoltaïque, elles doivent être équipées d'un système de surveillance capable de surveiller le courant et la tension, ainsi que la température.

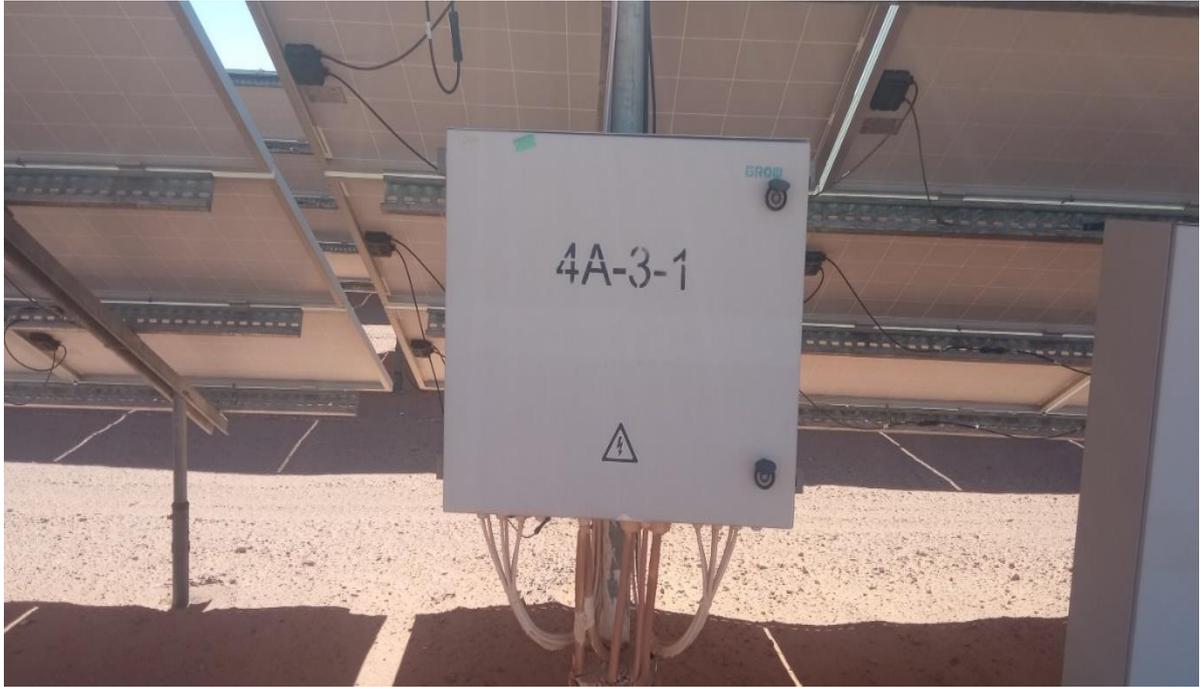


Figure II.4.Boite de raccordement

II.4.4.Boîte de jonction de groupe PV

Enveloppe dans laquelle toutes les chaînes photovoltaïques d'un groupe photovoltaïque sont reliées électriquement et où les dispositifs de protection éventuels peuvent être placés. [76]

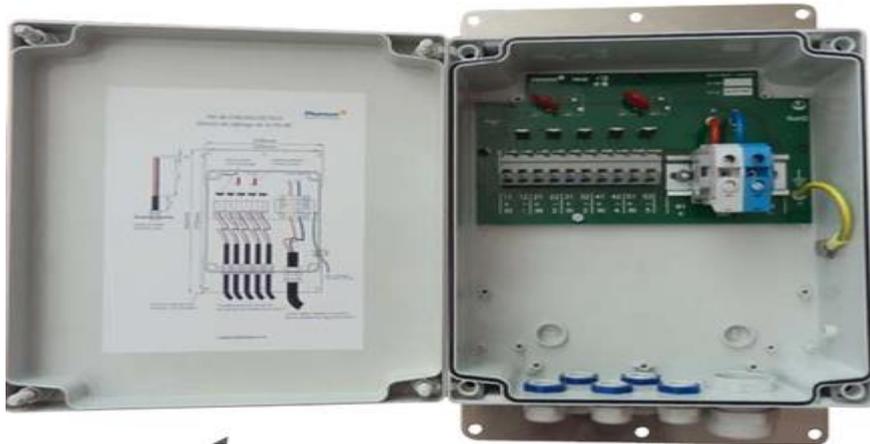


Figure II.5.Boîte de jonction de groupe PV

II.4. 5.L'Onduleur

Les onduleurs utilisés dans la centrale photovoltaïque de Zaouit Kounta ont les caractéristiques suivantes :

Il y a 12 onduleurs au total, avec deux onduleurs par sous-champ. SUNGROW, fabriqué en Chine. Chaque onduleur a deux entrées et deux sorties.

Fonction : Les onduleurs convertissent le courant continu des panneaux solaires en courant alternatif pour l'injecter dans le réseau électrique. Ces onduleurs sont cruciaux pour la conversion de l'énergie solaire en électricité et garantissent le bon fonctionnement de la centrale photovoltaïque.

Tableau II.3. Les caractéristiques techniques des onduleurs [77]

Général	
Marque	Sungrow
Modèle	SG500MX
Protection et Écologie	
Classification de protection	I
Signal d'alarme (IP)	IP21
Type de surtension	II (entrée DC), III (sortie AC)
Conditions d'utilisation	de -30 °C à +55 °C.
Entrée DC	
Type d'alimentation	DC
Maximale tension (V)	1000 V
Courant d'interruption de courant (ISC)	1344 A
Tension minimale VMPP (V)	500 V
Maximale tension VMPP (V)	850 V
Courant maximal d'entrée (A)	1120 A
Sortie AC	
Type de sortie	AC
Puissance nominale de sortie	500 kW
Tension nominale de sortie	3315 V
Fréquence nominale de sortie	50 Hz.
Maximum voltage de sortie (A)	1008 A
Facteur de puissance	[-0.9, -1] [0.9, 1]



Figure II.6 .Onduleur SANGROW

II.4. 6.Les Transformateurs

Trois transformateurs élévateurs robustes, avec un rapport de transformation de $2 \times 315\text{V}/30\text{kV}$, sont essentiels pour augmenter la tension. Chacun possède trois enroulements, deux côté basse tension et un côté haute tension, facilitant la transition vers des niveaux de tension plus élevés. Un transformateur auxiliaire abaisseur nommé TSA, avec une capacité de transformation de $30\text{kV}/400\text{V}$, répond aux besoins spécifiques des sous-champs pour un approvisionnement en énergie adapté et efficace.

Les transformateurs utilisés dans la centrale photovoltaïque de Zaouit Kounta ont les caractéristiques suivantes :

Trois transformateurs élévateurs sont présents :

Le nombre total est de trois, avec un pour chaque sous-champ.

Conversion de tension : $2 \times 315\text{V}/30\text{kV}$.

Les enroulements comprennent trois enroulements : deux enroulements du côté basse tension (BT) et un enroulement du côté haute tension (HT).

Abaisseur du transformateur des services auxiliaires (TSA) $30\text{kV}/400$.

Utilisation : Ce transformateur est conçu pour répondre aux besoins des services auxiliaires dans les sous-champs. Les transformateurs sont essentiels à la gestion de la tension électrique à différents niveaux, ce qui permet à la centrale photovoltaïque de fonctionner correctement et de distribuer efficacement l'électricité produite.

Tableau II.4. caractéristique du transformateur [78].

Marque	SUNTEN
Type	ZBW10A-1250/30/0.315-0.315
Capacité nominale	1250 KVA
Code produit	Z140237-02155
Tension nominale	30/0.315
Fréquence nominale	50 Hz
Classe de l'enveloppe	10 K
Poids total	8300 Kg
Original	Foshan. Chine
Isolement	Huile
Enroulements	Cuivre
Dimensions d'aspect	4700×2438×2896 mm

Il est important de noter que si le courant du réseau est interrompu dans le cas d'une injection classique dans le réseau, l'onduleur cesse également de produire. Des solutions à cette situation seront discutées plus tard. [80].

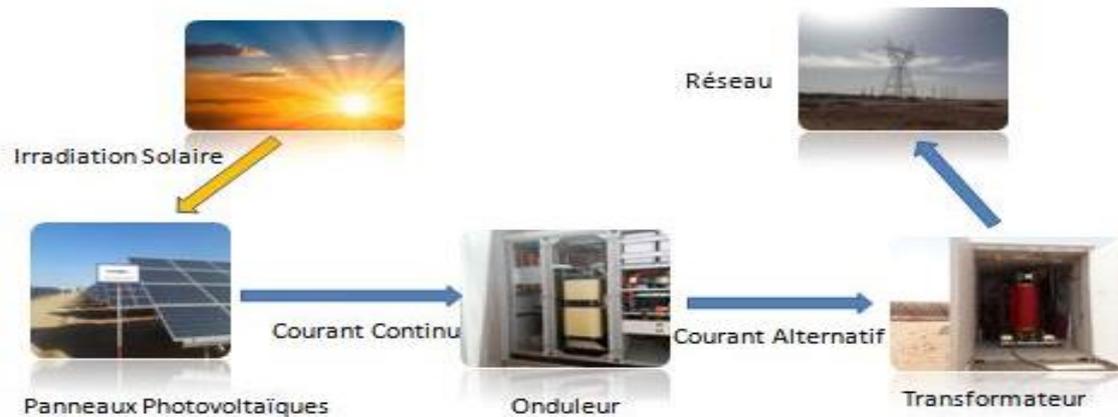


Figure II.8 .Fonctionnement d'un Système Photovoltaïque Raccordé au Réseau

II.6.Conclusion

Ce chapitre parle des parties de la centrale solaire de Zaouiet Kounta, qui peut produire jusqu'à 6 MW. Elle se trouve dans une région qui reçoit beaucoup de soleil.

Il est très important de bien choisir les panneaux solaires car ils influent beaucoup sur l'efficacité énergétique de tout le système. Les différentes technologies des panneaux solaires peuvent avoir un impact sur la performance de l'installation.

En tant que connecteurs physiques essentiels, les câbles de raccordement garantissent une transmission efficace de l'électricité produite.

Les boîtes de raccordement parallèles garantissent une distribution homogène des flux électriques et facilitent la gestion et l'optimisation des flux électriques.

Les onduleurs et les transformateurs convertissent l'énergie produite en une forme compatible avec le réseau, assurant une intégration harmonieuse. La salle de commande est le centre opérationnel qui permet la surveillance continue, le contrôle à distance et la gestion proactive des incidents.

Chapitre III : Etude de performance des centrales PV

III .1.Introduction

L'évaluation des performances d'un système photovoltaïque (PV) est essentielle pour prévoir sa production d'énergie et surveiller les dégradations qu'il pourrait subir au fil du temps. L'Agence internationale de l'énergie (IEA) a établi plusieurs critères de performance en se basant sur la norme standardisée IEC 61724 de la Commission Électrotechnique Internationale (CEI) afin d'analyser en détail les performances d'un système solaire photovoltaïque. [81]

. L'évaluation de l'efficacité globale d'un système photovoltaïque repose principalement sur les rendements énergétiques (rendement de référence, rendement du champ photovoltaïque et rendement final), les pertes globales (de la conversion DC à AC), le rapport de performance (PR) et le facteur de capacité (CF).

En revanche, des mesures telles que la perte auditive (MBE), la perte relative (ER) et la perte de quadrant (RMSE) sont utilisées pour évaluer la fiabilité et l'exactitude du projet. Ces mesures offrent une évaluation de la précision du logiciel utilisé en quantifiant les différences entre les résultats du modèle et les données réelles.

Pour évaluer la faisabilité financière et l'économie du projet, des indicateurs tels que l'année de flux monétaire nul (NFMN), la valeur nette actuelle (VAN), le taux de rendement interne (TRI), le retour sur l'investissement (RI) et le retour simple (RS) sont utilisés. Ils offrent une compréhension approfondie des performances financières à différentes étapes du projet.

Pour savoir combien de carbone est économisé chaque année par un projet de centrale solaire photovoltaïque, il est important de mesurer son impact sur l'environnement. Le MAV indique la quantité de carbone réduite annuellement.

III.1.Méthodologies

L'énergie est transformée dans un système photovoltaïque connecté au réseau, comme le montre la [figure III.1](#). Par conséquent, Il faut collecter des données environnementales comme l'ensoleillement, la température, et la direction du vent, ainsi que surveiller la tension, le courant, et la puissance de l'onduleur.

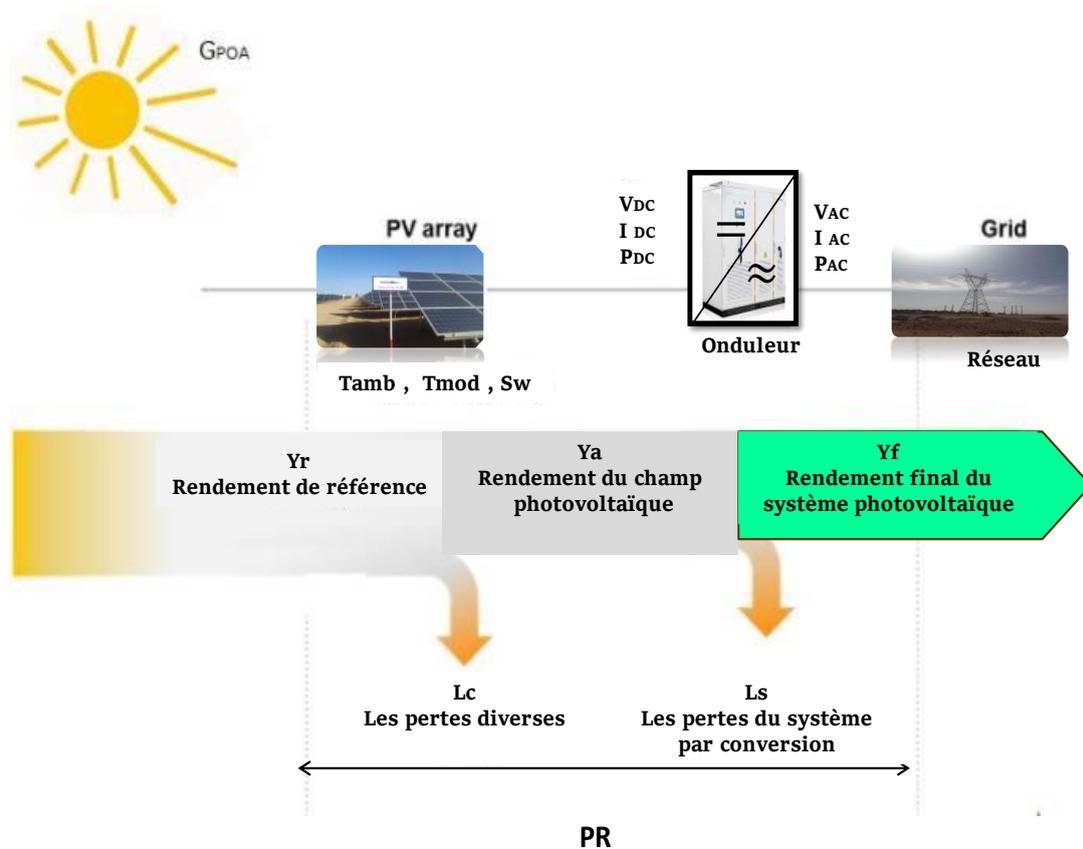


Figure III.1 Chaîne de conversion de l'énergie

III.2. Les paramètres de performance

Les critères clés pour évaluer la performance d'un système photovoltaïque (PV) sont les rendements énergétiques, les pertes globales de conversion et le rapport de performance (PR), ainsi que l'efficacité, le facteur de capacité (CF) pour l'évaluation et la maintenance des systèmes PV.

III.2.1. Les rendements énergétiques

Le rendement énergétique d'un système photovoltaïque (PV) mesure son efficacité à transformer l'énergie solaire en électricité. Le rendement de référence (Y_r) représente son efficacité maximale en laboratoire. Le rendement du champ photovoltaïque (Y_a) tient compte des pertes réelles causées par des facteurs comme l'ombre et la saleté. Le rendement final (Y_f) est le rendement global qui inclut toutes les pertes, y compris celles liées au câblage et à l'inversion, et qui affecte ainsi la performance réelle du système PV.

III.2.1.a. Rendement de référence (Y_r)

Le lien entre la quantité totale de rayonnement solaire H_t (kWh/m²) reçue par les panneaux solaires PV et la quantité de rayonnement de référence G_0 (1kW/m²) est désigné sous le terme de rendement de référence . Comme indiqué dans l'équation (III.1), Y_r définit la ressource solaire pour le système photovoltaïque en quantifiant la durée pendant laquelle l'irradiation atteint le niveau de référence. [82]

$$Y_r = \frac{H_t}{G_0} \quad (\text{III.1})$$

III.2.1.b. Rendement du champ photovoltaïque (Y_a)

Le rendement du champ photovoltaïque est défini comme le rapport entre l'énergie totale produite par les panneaux solaires pendant une période donnée et la puissance nominale des panneaux, comme exprimé dans l'équation (III.2) : [83]

$$Y_a = \frac{E_{DC}}{P_0} \quad (\text{III.2})$$

III.2.1.c. Rendement final du système photovoltaïque (Y_f)

Le rendement final correspond à EAC (kWh), qui correspond à l'énergie totale générée par le système photovoltaïque, en comparaison avec la puissance nominale installée P_0 (kWc). Le nombre d'heures pendant lesquelles le champ photovoltaïque devrait être en fonctionnement à sa puissance nominale est indiqué par cette somme.. comme indiqué par l'équation (III.3) : [84]

$$Y_f = \frac{E_{AC}}{P_0} \quad (\text{III.3})$$

III.2.2. Rapport de performance (PR)

Le rapport de performance PR indique l'impact global des pertes sur la production énergétique des rangées d'un système PV, montrant à quel point le système s'approche des performances optimales en conditions d'exploitation.. Le rapport entre la performance finale et la performance de référence, qui est une valeur adimensionnelle., est ce qui définit le PR. comme indiqué dans la formule (III.4) : [85]

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} \quad (\text{III.4})$$

III.2.3. Le taux des pertes du champ photovoltaïque

Le taux de pertes d'un champ photovoltaïque correspond à l'énergie perdue lors de la transformation de la lumière du soleil en électricité. Ces pertes comprennent la diminution partielle de l'énergie solaire reçue, les pertes de chaleur pendant la conversion, les pertes lors du transport de l'électricité, et les pertes causées par l'ombre ou la saleté sur les panneaux. Réduire ces pertes est essentiel pour améliorer l'efficacité globale du système solaire et augmenter sa production d'électricité.

III.2.3. a. Les pertes du système par conversion (LS)

Comme indiqué dans l'équation (III.5), La conversion des onduleurs (courant continu ou courant alternatif) entraîne des pertes du système LS, qui sont mesurées par la différence entre le rendement du champ photovoltaïque (Y_a) et le rendement final (Y_f). [86]

$$L_S = Y_a - Y_f \quad (III.5)$$

III.2.3. b. Les pertes diverses (LC)

On exploite l'écart entre les rendements de référence et du champ photovoltaïque pour évaluer diverses pertes, telles que celles liées aux températures des panneaux, aux câblages, à l'ombrage, aux pertes spectrales, à la saleté, aux erreurs de suivi du point de puissance maximale et aux conversions (DC-AC). Comme indiqué dans l'équation (III.6) [87]

$$L_C = Y_r - Y_a \quad (III.6)$$

Les rendements distincts du champ photovoltaïque, du système et de l'onduleur peuvent être utilisés pour évaluer le rendement de l'installation.

III.2.2. Efficacité du champ photovoltaïque (η_{PV})

Le rendement du champ solaire photovoltaïque correspond à la proportion de l'énergie totale produite par les rangées photovoltaïques (EDC) par rapport à la quantité d'irradiation à travers les panneaux et la surface totale du champ solaire photovoltaïque, comme indiqué dans l'équation (III.7). [88]

$$\eta_{PV} = \frac{E_{DC}}{H_t \times A_a} \times 100\% \quad (III.7)$$

III.2.5. Efficacité du système photovoltaïque (η_{SYS})

Le rendement d'un système photovoltaïque correspond à l'énergie totale produite divisée par la quantité de lumière reçue par les panneaux solaires et la taille totale du champ solaire.. comme indiqué par l'équation (III.8).[88]

$$\eta_{sys} = \frac{E_{AC}}{H_t \times A_a} \times 100\% \quad (III. 8)$$

III.2.6. Efficacité de l'onduleur photovoltaïque (η_{inv})

Le rapport entre l'énergie totale générée par le système photovoltaïque et l'énergie totale générée par les rangées photovoltaïques est connu sous le nom d'efficacité de l'onduleur (η_{inv}). comme indiqué par l'équation (III.9).[89]

$$\eta_{inv} = \frac{E_{AC}}{E_{DC}} \times 100\% \quad (III. 9)$$

III.2.2.7.Facteur de charge (FC)

Le facteur de charge (FC) joue un rôle essentiel dans l'évaluation des performances d'une centrale photovoltaïque. Ce ratio correspond à la différence entre la production réelle annuelle d'énergie et la production théorique maximale si la centrale fonctionnait en permanence à plein gaz. Ce critère, calculé en utilisant l'équation (III.10), permet d'évaluer l'efficacité de la centrale dans des conditions empiriques [88]

$$FC = \frac{E_{AC}}{P_0 \times 24 \times 365} = \frac{Y_f}{8760} = \frac{Y_r \times PR}{8760} \quad (III. 10)$$

III.3. Analyse statistique :

L'erreur moyenne de déviation (MBE), l'erreur relative (ER) et l'erreur moyenne de déviation quadratique (RMSE) sont utilisés pour analyser la simulation de la production d'énergie. [89]. La performance à long terme de la simulation est évaluée à l'aide de MBE, avec une valeur absolue inférieure indiquant une plus grande précision. Les valeurs positives de l'ERMS témoignent d'une estimation excessive, tandis que les valeurs négatives témoignent d'une estimation faible. En utilisant l'ERMS, il est possible de comparer à long terme l'écart entre les valeurs mesurées et prédites dans la réalité. Cela offre la possibilité d'évaluer les résultats du modèle proposé.

III.3.1..Erreur relative ou pourcentage d'erreur (ER).

C'est une mesure simple qui compare la différence entre les valeurs expérimentales et théoriques en pourcentage de l'une ou l'autre. [90] La formule est souvent la suivante.

$$ER = \frac{|V_{mi} - V_{si}|}{V_{mi}} * 100\% \quad (III. 11)$$

où :

V_{mi} : La mesure d'énergie réelle de la station solaire.

V_{si} : Valeurs énergétiques simulées.

III.3.2. Erreur moyenne du carré de la racine (RMSE).

L'erreur moyenne du carré de la racine peut être calculée en utilisant l'équation suivante. Sa valeur est toujours positive, c'est-à-dire zéro, ce qui signifie une précision de prédiction parfaite. [89]

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (V_{mi} - V_{si})^2} \quad (III.12)$$

III.3.3. Erreur moyenne biaisée (MBE) :

L'erreur moyenne biaisée (MBE) est une métrique statistique employée afin d'évaluer la précision d'un modèle prédictif en comparant les valeurs prévues aux valeurs observées. Celle-ci est particulièrement bénéfique dans des secteurs tels que la météorologie, l'énergie solaire et d'autres domaines où les prévisions numériques sont fréquemment utilisées. Le calcul de l'erreur moyenne biaisée (MBE) se fait selon la formule suivante.[90] [91]

$$MBE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^n (V_{mi} - V_{si})^2 \quad (III.13)$$

où :

V_{mi} représente les valeurs mesurées.

V_{si} correspond aux valeurs calculées par le modèle.

N représente le nombre total de mesures.

Une MBE positive signifie que le modèle a tendance à surestimer les valeurs observées

Une MBE négative signifie que le modèle a tendance à prédire des valeurs plus basses que celles réellement observées.

Un MBE proche de zéro signifie que le modèle n'a pas de gros biais, mais cela ne garantit pas que les prédictions sont exactes.

III.4. INDICATEURS DE VIABILITE FINANCIERE.

Cette partie expose divers indicateurs financiers automatiquement calculés par le logiciel RETScreen dans le résumé financier. [92] Les données de l'utilisateur permettent d'évaluer le projet grâce aux indicateurs financiers du modèle, simplifiant ainsi l'analyse pour les planificateurs et les décideurs.

III.4. 1. Année de flux monétaire nul (NFMN)

La première année à flux de trésorerie nul NFMN est marquée par un flux de trésorerie total positif. On le détermine en résolvant l'équation de NFMN ci-dessous. [93]

$$0 = \sum_{n=0}^{N_{FMN}} \tilde{F}_n \quad \text{(III.14)}$$

où :

\tilde{F}_n : le flux de fonds après impôt pour l'année n.

III.4. 2. Valeur actualisée nette (VAN)

La VAN d'un projet représente la somme des flux de trésorerie futurs actualisés au taux d'actualisation en vigueur. Elle est calculée en actualisant tous les flux monétaires comme indiqué dans l'équation ci-dessous. [94]. [95]

$$VAN = \sum_{n=0}^N \frac{\tilde{F}_n}{(1+r)^n} \quad \text{(III.15)}$$

où :

r : représente le taux d'actualité.

Une VAN positive témoigne de l'importance du projet en termes de valeur.

C'est avantageux car :

- ❖ La capitale est totalement reprise en main.
- ❖ Durant la durée du projet, le capital a été versé à un taux d'actualisation.

III.4. 3. Le rendement interne (TRI)

Le taux de rendement interne TRI est déterminé en calculant le taux d'actualisation qui ramène la valeur nette actualisée du projet (VAN) à zéro. Le calcul est effectué en résolvant l'équation du TRI.[96]

$$0 = \sum_{n=0}^N \frac{F_n}{(1+TRI)^n} \quad (\text{III.16})$$

où :

N : La durée du projet est exprimée en années.

F_n : Le flux financier annuel n

NB : F₀ correspond à la valeur globale du projet, après avoir déduit l'argent investi et les subventions, ce qui représente un flux monétaire annuel nul..

Pour calculer le TRI avant impôts, on utilise les flux de trésorerie avant impôts, tandis que le TRI après impôts est calculé à partir des flux de trésorerie après impôts. Il est essentiel de comprendre que le TRI peut varier dans certaines situations, comme lorsque le projet affiche un rendement positif à l'année d'entrée.

La décision concernant le TIR est la suivante :

- ❖ Si le TIR est équivalent au taux d'actualisation, c'est-à-dire que la rentabilité moyenne du projet est au moins équivalente aux ressources qui le financent, alors le projet est adopté.
- ❖ Faites le choix de celui qui a le TIR le plus élevé.

III.4. 4. le retour sur investissement (RI)

Il existe différentes manières de calculer le retour sur investissement (ROI), que ce soit en se basant sur la Valeur Actuelle Nette (VAN) ou en comparant tout simplement le profit net à l'investissement de départ. Voici un aperçu des deux méthodes.[96]

❖ Méthode du Gain Net

Cette méthode se concentre sur le rapport entre le bénéfice net généré par l'investissement et son coût initial. Elle est directe et facile à comprendre. Le RI est calculé en utilisant l'équation suivante.

$$RI = \frac{\text{Gain net de l'investissement}}{\text{coût de l'investissement}} \times 100\% \quad (\text{III.17})$$

❖ Méthode de la Valeur Actuelle Nette (VAN)

La VAN est une mesure plus complexe qui prend en compte tous les flux de trésorerie futurs générés par l'investissement, actualisés au taux d'actualisation approprié. Elle offre une perspective sur la rentabilité à long terme en prenant en considération la valeur temporelle de l'argent. Le RI est calculé en utilisant l'équation suivante. [97]

$$RI = \frac{VAN}{\text{coût de l'investissement}} \times 100\% \quad (\text{III.18})$$

III.4. 4.Retour simple

Un rendement simple détermine le temps requis pour que les flux de trésorerie (à l'exception du paiement de la dette) soient équivalents à l'investissement total (dette et capitaux propres investis).[98]

$$RS = \frac{C - ES}{(R_{\text{éner}} + R_{\text{capa}} + R_{EP} + R_{GES}) - (C_{E\&E} + C_{\text{comb}})} \quad (\text{III.19})$$

où :

C : les fonds propres alloués.

ES : les incitatifs et les aides financières.

Ccomb : Le coût annuel du combustible ou de l'électricité est appelé

CE&E : Coût annuel d'exploitation et d'entretien

RGES : le bénéfice du prêt pour diminuer les émissions de gaz à effet de serre.

REP : le bénéfice du prêt accordé pour l'énergie propre.

Réner : Le coût annuel de l'énergie. Il est évident que plus le délai de récupération du capital investi est rapide, plus le projet est performant.

III.5.Réduction des émissions

L'énergie solaire photovoltaïque est une bonne solution pour diminuer les gaz polluants et lutter contre le changement climatique. Contrairement aux centrales électriques classiques qui utilisent des combustibles fossiles et émettent du CO₂, les centrales solaires ne produisent pas de gaz à effet de serre. Pour mesurer l'impact positif d'une centrale solaire, on peut évaluer la quantité de CO₂ évitée grâce à sa production d'électricité. Pour calculer la diminution des émissions de carbone, on applique la formule suivante.[99] [100]

$$MAV(t) = E_c(MWh) \times F_c(t_{CO_2}/MWh) \quad (III.20)$$

où :

E représente la quantité d'énergie produite par la centrale solaire photovoltaïque, mesurée en mégawattheures (MWh).

F représente le facteur d'atténuation du carbone, qui est de 0,596 tonne de CO₂ par mégawattheure en Algérie. [101]

MAV représente la quantité de carbone réduite chaque année, mesurée en tonnes (t).

Cependant, il faut savoir que cette formule ne prend pas en compte les émissions de CO₂ liées à la fabrication, au transport, à l'installation et au démantèlement des panneaux solaires. La fabrication des panneaux solaires peut produire du carbone.

Ces émissions indirectes, bien qu'habituellement moins importantes que celles des centrales classiques sur toute leur durée de vie, doivent être prises en compte pour évaluer pleinement l'impact sur l'environnement.

III.6. Conclusion.

Dans ce chapitre, nous avons présenté les paramètres de performance dans le but d'évaluer la performance de la centrale photovoltaïque, ainsi que les indicateurs financiers afin d'évaluer la centrale photovoltaïque du point de vue financier et économique . Nous avons également ajouté des indicateurs statistiques pour évaluer la crédibilité des programmes PVsyst et RETScreen en comparant leurs résultats aux données réalistes. La fiabilité de l'analyse est renforcée par cette approche méthodique, qui garantit une évaluation rigoureuse de la viabilité du projet solaire et la précision des prévisions générées par ces logiciels.

Chapitre V Modélisation et simulation du système photovoltaïque

IV.1 Introduction

L'objectif de la modélisation est de représenter mathématiquement certains comportements dans le but de les optimiser tout en respectant des contraintes spécifiques. L'importance de la modélisation dans la gestion des systèmes électriques réside dans sa capacité à établir un lien direct entre l'énergie produite et la demande réelle. Autrement dit, la modélisation nous permet de saisir comment répondre de manière optimale à la demande d'énergie en utilisant l'offre disponible.

Ce chapitre présente les résultats de la modélisation d'un champ solaire partiel de 500 kW, en prenant en compte l'influence de la température et du rayonnement solaire. Les simulations ont été réalisées à l'aide du logiciel MATLAB 2024. Ces résultats devraient apporter des informations utiles sur l'impact de la température et du rayonnement solaire sur la production d'énergie.

Les études théoriques et empiriques sont des instruments très utiles pour évaluer les capacités d'adaptation d'un système électrique tout au long de l'année. Avec ces méthodes, il est possible d'analyser et de saisir le fonctionnement du système. Pour atteindre ces objectifs, nous avons employé des technologies telles que le logiciel RETScreen et le logiciel PVsyst 6.81. [102] Dans le processus de collecte et d'analyse des bases de données nécessaires à notre étude, ces outils ont été utilisés. PVsyst 6.81 a permis l'évaluation technique et économique des projets liés aux énergies renouvelables, tandis que RETScreen a permis l'évaluation écologique et économique des projets liés aux énergies renouvelables. Cette approche intégrée de modélisation, combinée à des données théoriques et empiriques, vise à fournir une compréhension approfondie des systèmes électriques, permettant ainsi une optimisation adaptative en fonction des exigences saisonnières.

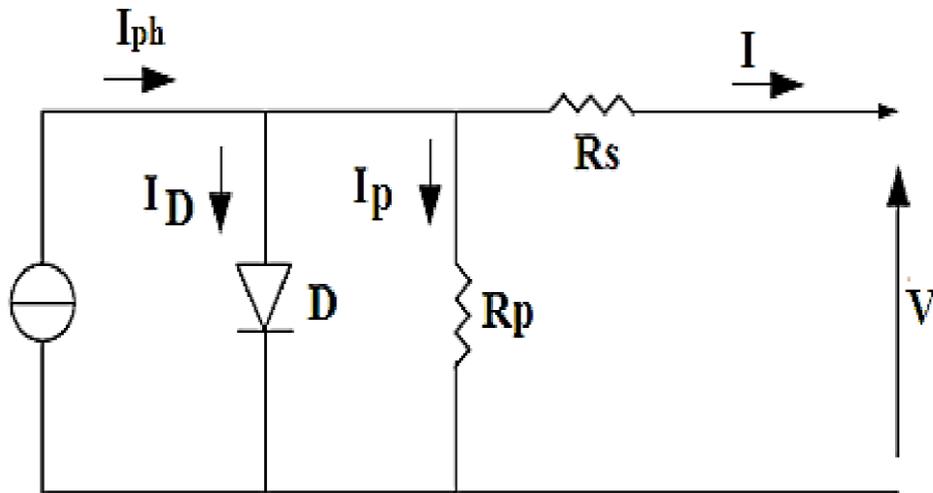
IV.2. Modélisation d'un système PV injecté au réseau

IV.2.1 Modélisation d'une cellule photovoltaïque

La cellule photovoltaïque peut être comparée à une source de courant connectée en parallèle avec une diode. On ajoute une résistance R_s en série et une résistance R_p en parallèle pour tenir compte de différents facteurs. Ainsi, on peut la représenter par un circuit électrique équivalent comprenant la source de courant, la diode, et les résistances R_s et R_p . La résistance R_s indique les pertes de courant à l'intérieur de la cellule, tandis que la résistance R_p représente les fuites

de courant à travers la cellule.

Cette modélisation aide à étudier comment la cellule solaire fonctionne en analysant ses performances et ses caractéristiques électriques, comme on peut le voir sur la [figure .IV.1. \[103\]](#)



[Figure IV.1.](#) Modélisation du circuit électrique équivalent d'une cellule PV

IV.2.1.1 Détermination des paramètres électriques

Ce circuit peut servir pour une seule cellule, un module avec plusieurs cellules, ou un champ avec plusieurs modules. Pour décrire une cellule, on utilise des équations qui décrivent ses grandeurs électriques. L'équation caractéristique permet de calculer le courant qui passe à travers la diode. En utilisant cette équation, on peut trouver comment le courant et la tension sont liés dans la cellule solaire. Cette façon de représenter est très importante pour bien comprendre et améliorer les performances des systèmes solaires. Elle permet de prédire comment l'électricité va se comporter dans différentes situations. [\[104\]](#) [\[105\]](#)

$$I = I_{ph} - I_D - I_{sh} \quad (\text{IV. 1})$$

Où :

I : courant généré par la cellule PV.

I_{ph} : photo courant circulant par la cellule.

I_D : le courant circulant dans la diode.

Ish :le courant circulant dans la résistance Rsh

IV.2.1.1.1 Calcule de courant photovoltaïque I_{ph}

Le courant photovoltaïque (I_{ph}) est directement proportionnel au flux incident (taux de génération-recombinaison) et aux longueurs de diffusion des porteurs. Sa variation est linéaire en fonction du rayonnement solaire et est également soumise à l'influence de la température, comme le décrit l'équation ci-dessous. Plus l'intensité lumineuse est élevée, plus le courant produit est important. De même, une augmentation de la température impacte la génération de porteurs de charge, ce qui se traduit par une modification du courant photovoltaïque (I_{ph}). Cette corrélation permet de prédire les performances de la cellule solaire dans diverses conditions d'ensoleillement et de température, des éléments cruciaux pour optimiser son efficacité. [106]

$$I_{ph} = I_{cc} + K_i (T_{op} - T_{ref}) \frac{G}{G_0} \quad (IV. 2)$$

T_K et T_{ref} représentent la température réelle et absolue en kelvins (K), tandis que G est l'irradiation sur la surface de la cellule, avec une valeur de 1000 W/m².

IV.2.1.1.2 le courant circulant dans la diode I_D

Le courant qui traverse une diode, noté I_D , est calculé avec l'équation de Shockley. Cette équation permet de lier le courant et la tension dans une diode en prenant en compte la température et les propriétés matérielles de la diode. Elle est importante pour prédire le comportement des diodes dans les circuits électroniques. En comprenant cette relation, on peut améliorer les performances des diodes dans différentes situations.

$$I_D = I_s \left(e^{\frac{q(V+R_s I)}{K T_c A}} - 1 \right) \quad (IV. 3)$$

$q = 1.6 \times 10^{-19}$ C charge électron ;

$K = 1.38 \times 10^{-23}$ J/K constant Boltzmann ;

T_c est la température de travail de la cellule ;

A est un facteur de qualité de la diode, normalement compris entre 1 et 2 ;

IV.2.1.1.3 Courant de saturation. I_s [107]

$$I_s = I_{sc} \left(\frac{T_{op}}{T_{ref}} \right)^3 e^{\frac{q \cdot E_g}{A \cdot K} \left(\frac{1}{T_{ref}} - \frac{1}{T_{op}} \right)} \quad (IV.4)$$

Avec

E_g : énergie de seuil.

IV.2.1.1.4 Courant de shunt I_{sh}

I_{sh} : Courant traversant la résistance R_p . Lorsque R_p est très grande, ce courant devient très faible et indépendant de la tension. Il est exprimé par . . [107]

$$I_{sh} = \frac{V}{R_{sh}} = \frac{V_d + R_s \cdot I}{R_{sh}} \quad (IV.5)$$

Avec

V_d : tension aux bornes de la diode.

Si on remplace les valeurs de I_{ph} , I_d et I_{sh} dans l'équation 3.4, on obtiendra cette nouvelle forme pour l'équation .

$$I = [I_{cc} + K_i(T_{op} - T_{ref})] \frac{G}{G_0} - I_s \left(e^{\frac{q(V_d + R_s \cdot I)}{K \cdot T_c \cdot A}} - 1 \right) - \frac{V_d + R_s \cdot I}{R_{sh}} \quad (IV.6)$$

IV.2.2 Association des générateurs photovoltaïques

Pour alimenter une charge ou le réseau électrique, une seule cellule photovoltaïque ne suffit pas en termes de puissance. Il est donc essentiel de les connecter ensemble pour augmenter la puissance globale. En les reliant en série, la tension de sortie du panneau solaire est augmentée, tandis qu'une connexion en parallèle augmente le courant fourni à la charge. Pour ce faire, il faut introduire deux nouveaux paramètres, N_p et N_s , qui représentent respectivement le nombre de cellules connectées en parallèle et en série. Cela modifie l'expression de I_{ph} . [108]

$$I = N_p \cdot I_{ph} - N_p \cdot I_s \left(\text{EXP} \left(\frac{q \cdot \left(\frac{V_d}{N_s} - \frac{R_s \cdot I}{N_p} \right)}{A \cdot K \cdot T_c} \right) - 1 \right) - \left(\frac{N_p \cdot V_d + N_s \cdot R_s \cdot I}{N_s R_{sh}} \right) \quad (IV.7)$$

Il est important de respecter certaines conditions pour que la courbe de puissance d'un assemblage série-parallèle ressemble à celle d'un générateur photovoltaïque simple.

- ❖ Vérifier que les cellules connectées les unes après les autres ont le même courant en cas de court-circuit.
- ❖ Connectez ensemble uniquement les cellules qui ont la même tension à vide (V_{co}) en parallèle.

IV.2.3 Propriétés électriques des cellules solaires et des modules photovoltaïques

Généralement, Les modules sont de petits parallélépipèdes rectangles rigides., qui possède les propriétés suivantes. [17].

IV.2.3.1 La puissance crête, P_c

La puissance critique, ou P_c , est la plus grande quantité d'énergie électrique que le module peut fournir dans les conditions spécifiées. les conditions typiques (25°C , 1000 W/m^2). [109]

$$P_c = V_m \times I_m \quad (\text{IV. 8})$$

IV.2.3.2 La caractéristique $I=f(V)$

Une courbe représente le courant I qui est débité par le module en fonction de la propriété $I=f(V)$. De l'équation IV précédente. [110]

$$I = I_{ph} - I_s \left(e^{\frac{q(V_d + R_s I)}{K.T_c.A}} - 1 \right) - \frac{V_d + R_s I}{R_{sh}} \quad (\text{IV. 6})$$

IV.2.3.3 Tension à vide, V_{co}

La tension V_{co} correspond à la tension maximale d'une photopile ou d'un générateur photovoltaïque, ce qui signifie que le courant débité par le générateur photovoltaïque est nul. [111]

$$0 = I_{ph} - I_s \left(e^{\frac{q.V_d}{K.T_c.A}} - 1 \right) - \frac{V_d}{R_{sh}} \quad (\text{IV. 7})$$

Dans le cas idéal, sa valeur est un peu moins élevée que :

$$V_{co} = V_{th} \cdot \ln \left[\frac{I_{ph}}{I_c} + 1 \right] \quad (IV.7)$$

IV.2.3.4 Courant de court-circuit I_{cc}

Un module en court-circuit produit du courant pour un éclairage "plein soleil".

Le courant de court-circuit est le courant pour lequel la tension aux bornes de la cellule ou du générateur photovoltaïque est nulle. Dans le cas idéal (résistance série R_s nulle et résistance shunt R_{sh} infinie), ce courant est équivalent au courant photo-généré I_{ph} . Cependant, dans des conditions réelles, en annulant la tension V dans l'équation de la diode, nous obtenons . [112]

$$I = I_{ph} - I_s \left(e^{\frac{q \cdot R_s \cdot I_{cc}}{K \cdot T_c \cdot A}} - 1 \right) - \frac{R_s \cdot I_{cc}}{R_{sh}} \quad (IV.8)$$

Pour la plupart des cellules photovoltaïques, dont la résistance série est faible, on peut négliger le terme devant I_{ph} . L'expression approximative du courant de court-circuit devient alors .

$$I_{cc} = \frac{I_{ph}}{1 + \frac{R_s}{R_{sh}}} \quad (IV.9)$$

En termes quantitatifs, il correspond à la valeur la plus élevée du courant produit par la cellule (pratiquement $I_{cc} = I_{ph}$).

IV.2.3.5 Point de fonctionnement optimum MPPT ($P_m(V_m, I_m)$)

C'est le moment où la puissance crête est maximale en plein soleil.

$$P_m = V_m I_m \quad (IV.10)$$

IV.2.3.6 Rendement

Le lien entre la puissance électrique maximale pouvant être récupérée et la puissance du rayonnement incident sur la surface de la cellule est désigné par le terme "puissance électrique maximale".

$$\eta = \frac{P_m}{P_{inc}} \quad (IV.11)$$

IV.2.3.7 Facteur de forme

La relation entre la puissance maximale d'une cellule et sa puissance optimale P_m se définit ainsi. [17]

$$FF = \frac{P_m}{I_{cc}V_{co}} \quad (IV.12)$$

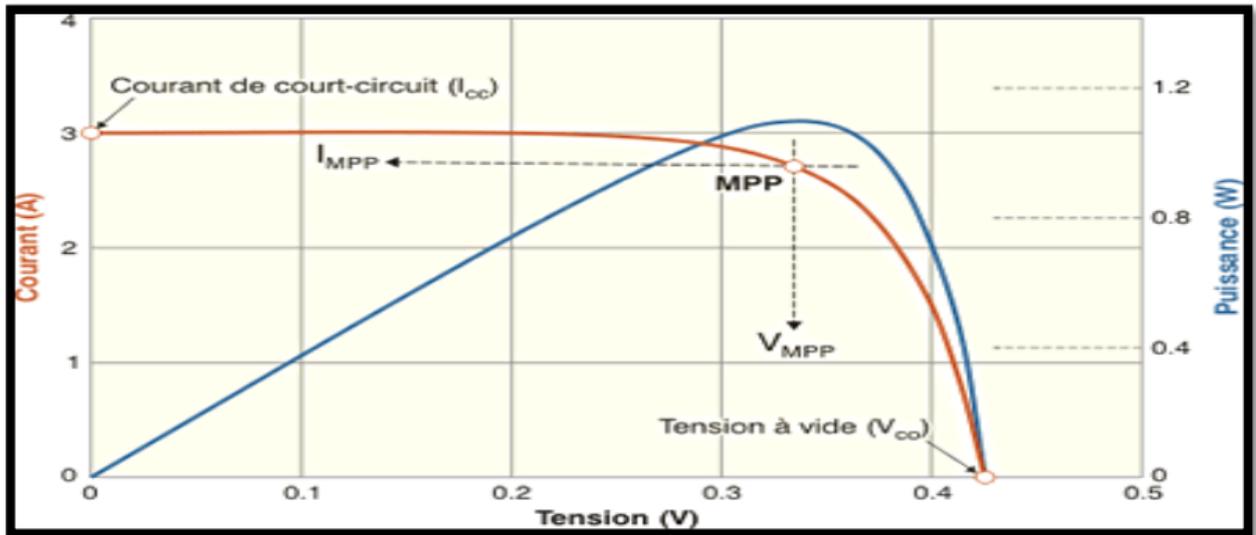


Figure IV.2. Graphique illustrant les propriétés courant-tension (I-V) et puissance-tension (P-V) d'une cellule photovoltaïque.

Le point de puissance maximale (MPP) est souvent atteint peu de temps après le lever du soleil, mais pas immédiatement. Vers midi, quand le soleil est le plus haut dans le ciel, les panneaux solaires atteignent généralement leur MPP grâce à une forte luminosité et des conditions thermiques optimales. En fin d'après-midi, la production d'énergie diminue, mais le MPP peut parfois être atteint à nouveau en fonction de l'angle des panneaux et de la position du soleil. En été, les moments autour du midi solaire sont les meilleurs pour atteindre le MPP, tandis qu'en hiver, il peut être atteint plus tard le matin ou plus tôt l'après-midi en raison de la position plus basse du soleil. [110] [111]

IV.2.4 Influence des conditions environnementales sur la cellule PV

Dans cette partie, nous examinons comment les conditions environnementales influent sur le fonctionnement des cellules solaires utilisées dans la centrale photovoltaïque de type YINGLI SOLAR YL245P-29b.

Nous étudierons comment l'éclairement et la température affectent le fonctionnement et l'efficacité des cellules solaires.

IV.2.4.1 Influence de l'éclairement

L'accroissement de l'intensité lumineuse à une température de 25°C provoque une augmentation notable de I_{sc} et P_{max} , alors que V_{oc} enregistre une hausse plus modérée. Cette corrélation est démontrée dans la Figure IV.3, mettant en lumière l'effet disproportionné de l'intensité lumineuse sur le courant et la puissance par rapport à la tension.

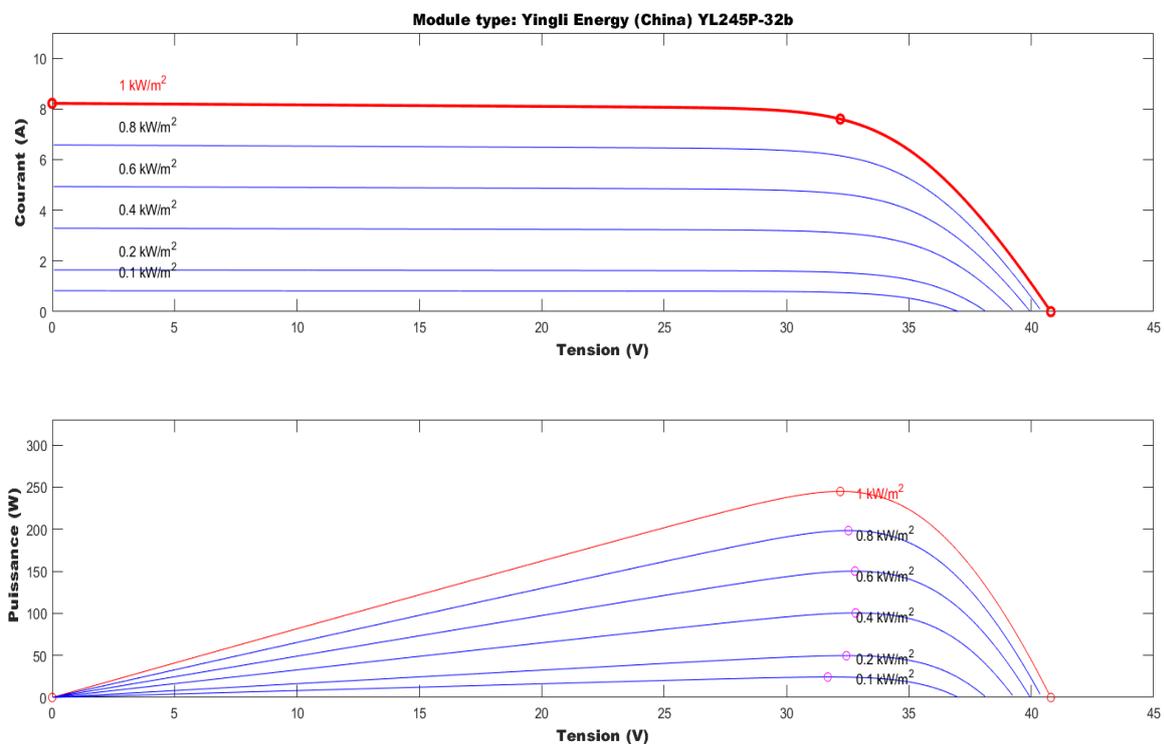


Figure IV.3. Caractéristique courant-tension et puissance-tension d'un module photovoltaïque en fonction de l'irradiance.

IV.2.4.2 Influence de la température

La température de la cellule (T_c) est toujours supérieure à celle de l'air ambiant (T_a). Cette distinction est illustrée par la relation empirique suivante . [17].

$$T_c = T_a + \frac{E_m}{800} (T_{uc} - 20) \quad (IV.13)$$

Où : T_c est la température de la cellule photovoltaïque (en °C).

T_a est la température ambiante (en °C).

E_m est l'irradiance solaire (en W/m²).

T_{UC} est la température de fonctionnement de la cellule sous conditions de test standard (généralement mesurée à une irradiance de 800 W/m² et une température ambiante de 20°C).

La figure .IV.4. illustre que la tension d'une cellule photovoltaïque varie considérablement en fonction des fluctuations de la température. En général, une augmentation de la température entraîne une diminution des performances de la cellule. Cependant, Il convient de souligner que l'intensité du courant de court-circuit augmente légèrement avec l'élévation de la température.

[113]

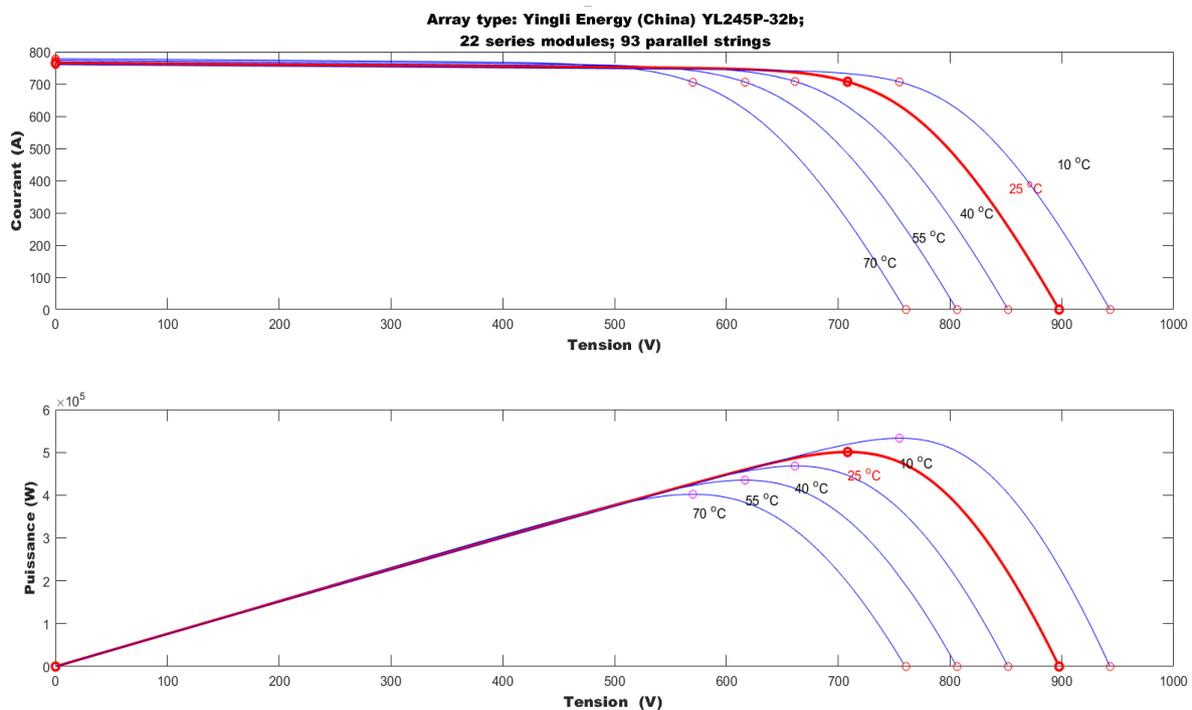


Figure IV.4. Caractéristique courant-tension et puissance-tension d'un module photovoltaïque en fonction de la température.

IV.2.5 Simulation et résultats de l'installation sous différentes conditions météorologiques météorologique

Nous avons effectué la modélisation et la simulation d'un champ partiel d'une centrale photovoltaïque d'une capacité de 500 kW, dans le but d'évaluer l'efficacité des composants du système tels que les panneaux solaires et les onduleurs, ainsi que d'autres composants.

Cette modélisation et simulation permettent de prévoir les performances dans différentes conditions et d'apporter les ajustements nécessaires avant la mise en oeuvre réelle. [114]

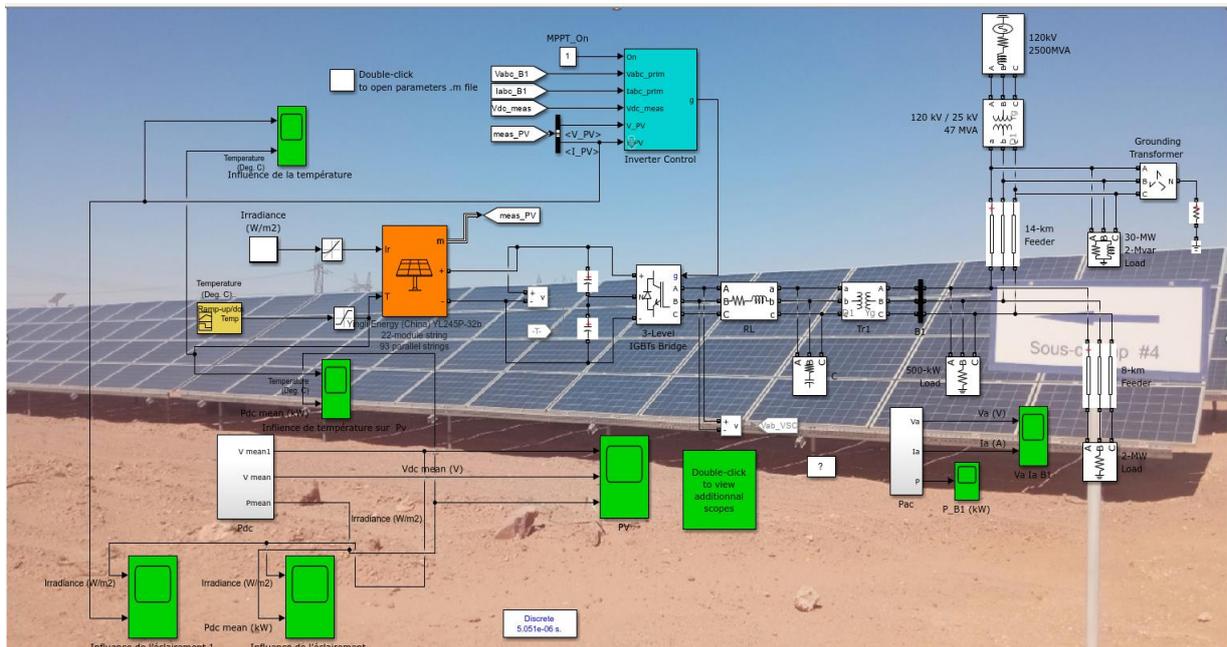


Figure IV.5. simulation d'un système photovoltaïque injectée au réseau électrique

Les figures suivantes montrent les résultats obtenus sous différentes conditions météorologiques.

IV.2.5.1 Influence de l'éclairement

Les figure .IV.6. illustre l'influence de l'éclairement sur le courant d'un système photovoltaïque (panneau de 245 W) contrôlé par un contrôleur MPPT, dans des conditions de température constante (35°C) et d'éclairement variable (200 W/m^2 et 1000 W/m^2). Les graphiques montrent le rayonnement (W/m^2) en fonction du temps et le courant produit par le système photovoltaïque (A) en fonction du temps. En analysant ces courbes, on peut observer les étapes suivantes :

- ❖ Première phase (de 0 à 0,5 secondes) :

Avec un éclairement constant de 1000 W/m^2 , on observe un courant initial élevé (environ 750 A), suivi d'une diminution et d'une stabilisation autour de 500 A.

- ❖ Deuxième phase (de 0,5 à 1 seconde) :

Lors d'une chute rapide de l'éclairement à 200 W/m^2 , on observe une diminution proportionnelle du courant à environ 150 A.

❖ Troisième phase (de 1 à 1,5 secondes) :

Lors d'une augmentation rapide de l'éclairement retournant à 1000 W/m^2 , on observe une augmentation correspondante du courant à environ 750 A .

En analysant les figure .IV.6, il apparaît clairement que l'éclairement a un impact direct et immédiat sur la production de courant dans un système photovoltaïque.

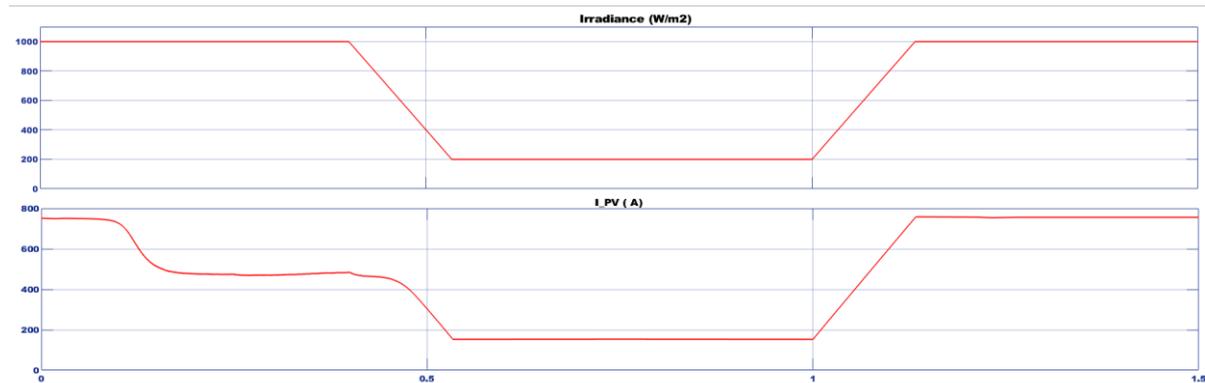


Figure IV.6. Influence d'irradiance sur le courant produite par le système photovoltaïque.

Les figure .IV.7. illustrent l'effet du rayonnement sur la puissance produite par le système photovoltaïque (panneau de 245 W). Dans les mêmes conditions de rayonnement et de température mentionnées précédemment, les graphiques montrent le rayonnement (W/m^2) en fonction du temps et la puissance moyenne produite (kW) en fonction du temps. En analysant ces graphiques, on peut observer les phases suivantes :

❖ Première phase (0 - 0.5 seconde) :

Avec un rayonnement stable d'environ 1000 W/m^2 , on remarque que la puissance commence à environ 400 kW , monte rapidement à un pic d'environ 500 kW , puis diminue et se stabilise autour de 380 kW .

❖ Deuxième phase (0.5 - 1.0 seconde) :

Le rayonnement diminue brusquement de 1000 W/m^2 à 200 W/m^2 . La puissance diminue proportionnellement au rayonnement puis se stabilise à 60 kW .

❖ Troisième phase (1.0 - 1.5 seconde) :

Le rayonnement augmente rapidement de 200 W/m^2 à 1000 W/m^2 . On remarque alors que la puissance remonte en réponse à l'augmentation du rayonnement, atteignant environ 300 kW .

La puissance réagit rapidement aux changements de rayonnement, indiquant une relation claire et directe entre le rayonnement et la puissance produite.

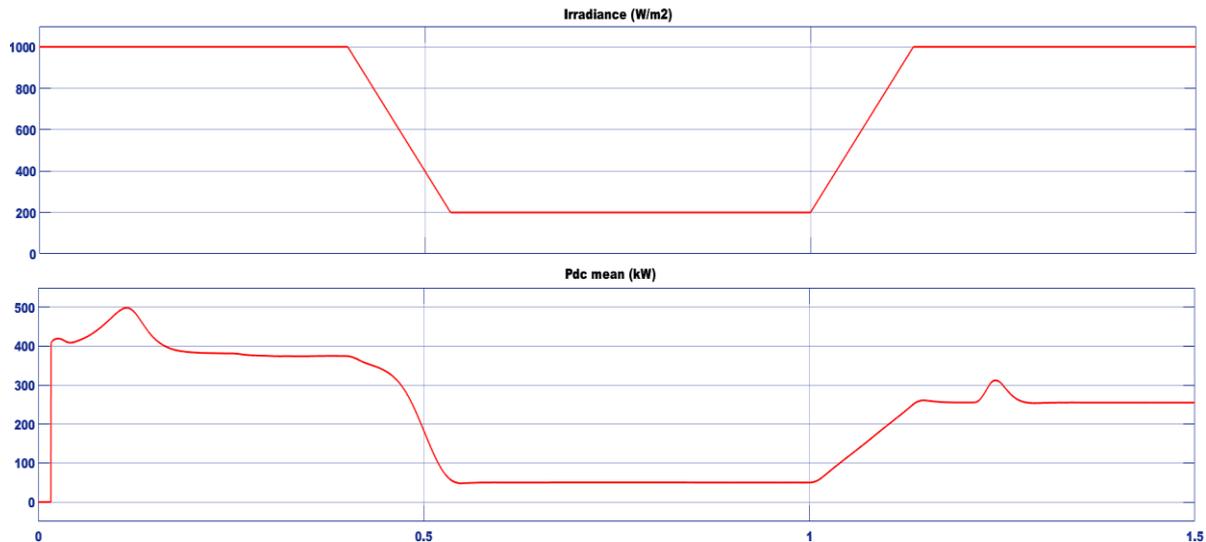


Figure IV.7. Influence de l'irradiance sur la puissance produite par le système photovoltaïque.

IV.2.5.2 Influence de la température

La figure IV.8. montre l'effet de la température sur le courant produit par le système photovoltaïque dans des conditions d'irradiation constantes et de température variable, où la température (en degrés Celsius °C) est présentée en fonction du temps et le courant produit (en kilowatts) est présenté en fonction du temps. En analysant ces graphiques, les phases suivantes peuvent être observées :

❖ Première phase (0 - 0,5 seconde)

La température commence à environ 25°C et reste constante tandis que le courant commence à environ 750 A , puis diminue rapidement à environ 500 A avant de se stabiliser.

❖ Deuxième phase (0,5 - 1,0 seconde)

La température augmente progressivement de 25°C à environ 55°C tandis que le courant diminue fortement de 500 A à environ 170 A .

❖ Troisième phase (1,0 - 1,5 seconde)

La température diminue progressivement de 55°C à environ 25°C, le courant augmente rapidement de 170 A à environ 750 A et se stabilise à ce niveau.

L'augmentation de la température entraîne une diminution du courant produit, ce qui démontre l'impact significatif de la température sur les performances du système photovoltaïque.

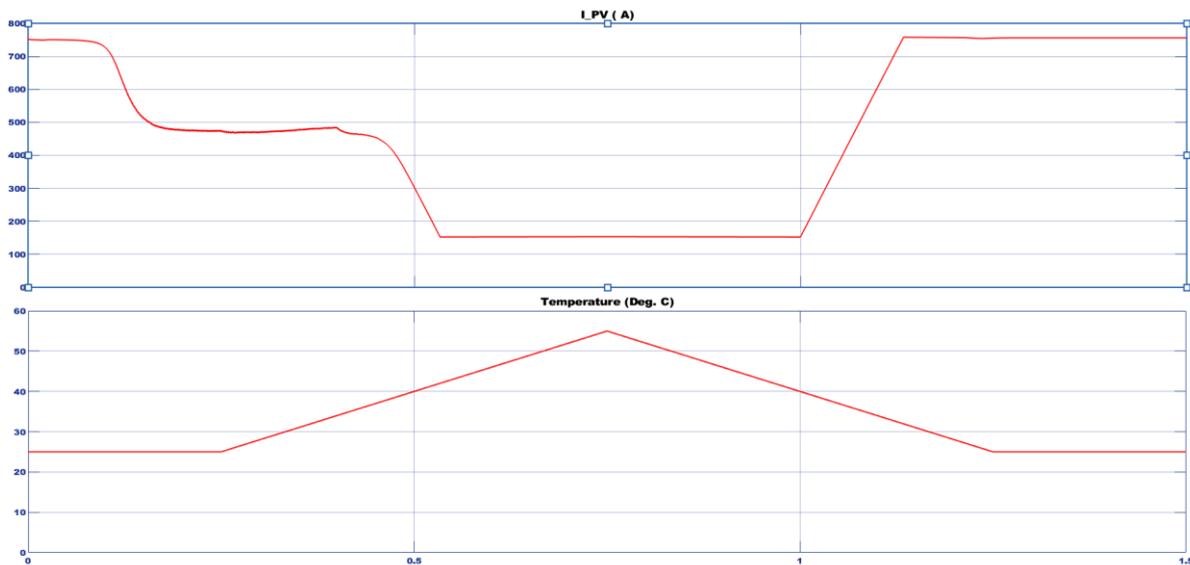


Figure IV.8. Influence de température sur le courant produite par le système photovoltaïque.

La figure .IV.9 montre l'effet de la température sur la puissance produite par le système photovoltaïque dans des conditions de rayonnement constant et de température variable, où la température (en degrés Celsius) est affichée en fonction du temps et la puissance moyenne produite (en kilowatts) en fonction du temps. En analysant ces graphiques, on peut observer les phases suivantes :

❖ Première phase (0 à 0.3)

La température commence à environ 25 degrés Celsius et reste presque stable. On remarque que la puissance commence à environ 400 kilowatts puis monte à sa valeur maximale de 500 kilowatts. Cela indique un effet positif fort de l'augmentation de la température sur l'efficacité des panneaux solaires.

❖ Deuxième phase (0.3 à 0.5)

La température commence à augmenter progressivement de 25 à environ 40 degrés Celsius, tandis que la puissance diminue brusquement de 500 kilowatts à environ 50 kilowatts. Cela indique un effet négatif fort de l'augmentation de la température sur l'efficacité des panneaux solaires.

❖ Troisième phase (0.5 à 0.8)

La température continue d'augmenter de 40 à un pic d'environ 55 degrés Celsius, tandis que la puissance reste basse et stable à environ 50 kilowatts. Pendant la période des températures les plus élevées, l'énergie produite reste à son niveau le plus bas, confirmant la relation inverse entre la température et la production.

❖ Quatrième phase (0.8 à 1.2)

La température commence à baisser progressivement de 55 à environ 35 degrés Celsius, et on remarque alors que la puissance recommence à augmenter progressivement de 50 kilowatts à environ 300 kilowatts, ce qui confirme l'amélioration des performances des panneaux solaires avec la baisse de la température.

❖ Cinquième phase (1.2 à 1.5)

La température se stabilise à environ 25 degrés Celsius, et on remarque alors que la puissance se stabilise à environ 300 kilowatts.

Cette analyse par phases illustre la relation inverse forte entre la température et la production d'énergie dans le système photovoltaïque. Il apparaît que les performances optimales sont atteintes à des températures plus basses, et que l'augmentation de la température entraîne une diminution significative de l'efficacité de la production d'énergie.

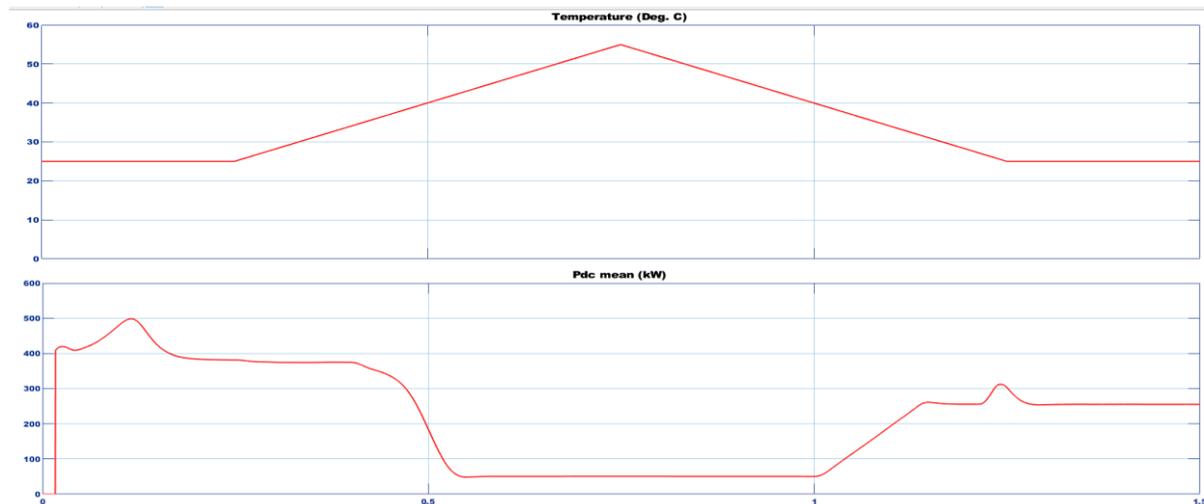


Figure IV.9. Influence de température sur la puissance produite par le système photovoltaïque.

IV.3 Simulation avec le logiciel RETScreen

Dans cette partie, nous simulerons la centrale photovoltaïque de zaouiet kounta avec RETScreen. Analyser la faisabilité économique et financière de la centrale en utilisant des outils de modélisation pour évaluer les performances et les coûts. Cette approche évaluera la viabilité et optimisera les aspects financiers du projet.

IV.3.1. Introduction du programme RETScreen.

RETScreen est un logiciel intégré pour la gestion des énergies propres, Souvent utilisé pour évaluer la faisabilité de projets liés à l'efficacité énergétique, aux énergies renouvelables et à la cogénération, cet outil propose un modèle mathématique sophistiqué pour estimer la production et les économies d'énergie, les coûts, voire même les réductions d'émissions. RETScreen 9, qui est utilisé dans cette étude, est disponible gratuitement dans différentes langues. Grâce à cet outil puissant, il est possible de mener des analyses détaillées pour divers projets, ce qui permet d'avoir une compréhension approfondie des performances énergétiques et des conséquences environnementales.. [115]

IV.3.2. Domaines d'application du programme RETScreen..

Le programme RETScreen est utilisé dans divers domaines, y compris les projets d'énergie solaire, d'énergie éolienne, d'hydroélectricité, de géothermie profonde, de centrales solaires thermiques, d'air comprimé et de systèmes de courant marin, ce qui facilite la résolution des problèmes techniques et l'analyse des données énergétiques. [115]

IV.3.3. Méthode générale d'utilisation RETScreen .

Comme indiqué dans la photo ci-dessous (voir [figure.IV.10](#)), la facilité d'utilisation du programme RETScreen caractérise son utilisation générale. Trois composants principaux composent cette interface . [115]

- ❖ En première partie, il est possible de comparer les informations concernant le lieu et l'installation.
- ❖ La deuxième partie se concentre sur l'évaluation de la faisabilité, qui comprend des aspects tels que l'énergie, les coûts, les émissions, les finances et les risques associés.
- ❖ Enfin, la troisième section traite de l'évaluation des performances, Il englobe la collecte de données, leur analyse et la production de rapports pertinents.



Figure IV.10. Interface RETScreen

Les étapes suivantes sont l'utilisation du logiciel dans notre étude de recherche .

IV.3.3.1. Détermination de la localisation .

D'abord, sélectionnez le bouton "Localisation" dans la barre d'outils. Le site doit ensuite être recherché par l'utilisateur. En déplaçant une icône, il est également possible de sélectionner manuellement l'emplacement précis. Il est possible d'obtenir les informations climatiques spécifiques au lieu choisi grâce à cette méthode, comme indiqué dans la [figure IV.11](#).



Figure IV.11. Afficher la carte du site de la centrale solaire dans le programme RETScreen.

IV.3.3.2. Configuration de l'installation .

Afin de mettre en place un nouveau projet dans RETScreen, rendez-vous dans la barre d'outils à l'onglet "Installation". Sélectionnez le nom de votre projet, donnez une description, choisissez le type de projet et la personne responsable. Par la suite, vous devez fournir la localisation, la consommation énergétique moyenne et le pourcentage d'efficacité ou de production d'énergie à atteindre.

IV.3.3.3. Paramètres énergétiques .

dans la barre d'outils, cliquez sur l'onglet "Énergie" pour la troisième étape. Dans cette partie, les propriétés essentielles des combustibles et de l'électricité sont définies, ainsi que le système à implanter. Des paramètres spécifiques sont configurés pour les installations photovoltaïques, comme indiqué dans la [figure IV.12](#).

Photovoltaïque		
Type		poly-Si
Capacité électrique	MW	6.0152
Fabricant		Yingli Solar
Modèle		poly-Si - YL245P-29b
Nombre d'unités		24,552
Rendement	%	15.1%
Température nominale des cellules en opération	°C	45
Coefficient de température	% / °C	0.4%
Surface du capteur solaire	m ²	39,836
Facteur d'ajustement de cellule solaire biface	%	
Pertes diverses	%	18.4%
Onduleur		
Rendement	%	99%
Capacité	kW	500
Pertes diverses	%	1.2%
Sommaire		
Facteur d'utilisation	%	20%
Coûts d'investissement	DZD	1,300,000,000
Coûts d'exploitation et entretien (économies)	DZD	198,502,920
Prix de l'électricité exportée		Prix de l'électricité exportée - annuel
	DZD/kWh	23.39
Électricité exportée au réseau	MWh	10,557
Revenu d'exportation d'électricité	DZD	246,932,244

Figure IV.12 . Les informations détaillées sur chaque composant du projet, y compris les champs photovoltaïques et les onduleurs.

Ces informations sont utilisées par le programme RETScreen pour calculer la production annuelle d'énergie ou les économies d'énergie. comme indiqué dans la figure IV.13.

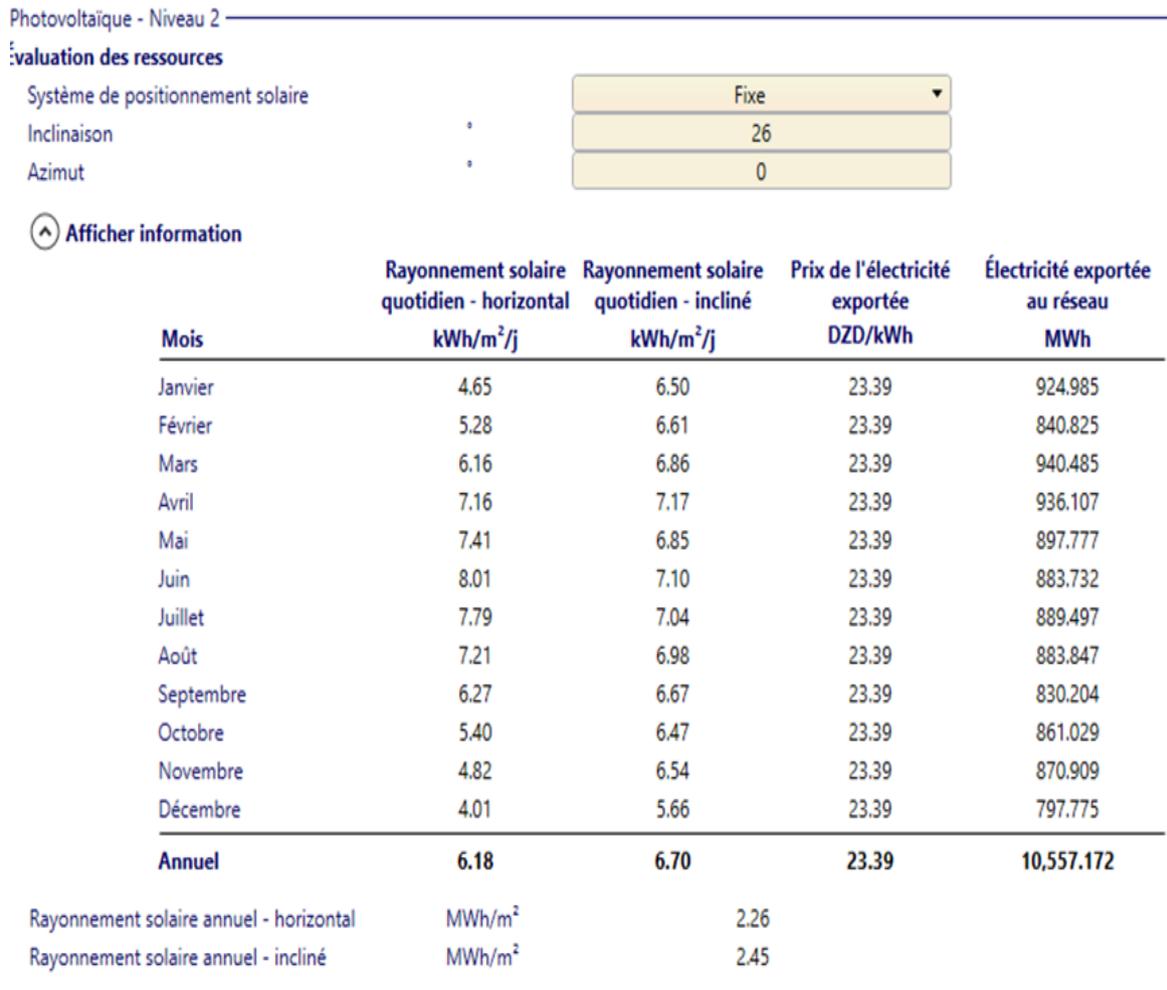


Figure IV.13 . illustration injection d'énergie électrique dans le réseau du projet.

IV.3.3.4.Évaluation des coûts .

En naviguant vers l'onglet "Coût" dans la barre d'outils, il est possible de renseigner les diverses dépenses associées à votre projet . les investissements initiaux, les frais annuels et les coûts habituels du système. En outre, il est possible de tenir compte d'éventuels prêts ou aides financières. La fiabilité de ces estimations sera conditionnée par le type d'analyse sélectionné, soit une étude de préfaisabilité ou de faisabilité. Les calculs réalisés à cette étape sont simples et directs, ne demandant que des opérations simples d'addition et de tri. comme indiqué dans la figure IV.14.

RETScreen - Analyse des coûts Abonné : Visionnement

Coûts d'investissement (crédits)	Unité	Quantité	Coût unitaire	Montant
Coût d'investissement				DZD 1,300,000,000
Afficher données				
Système de production d'électricité				
Photovoltaïque		DZD 1,300,000,000		Actualiser le coût
<input type="checkbox"/> Défini par l'utilisateur	coût		DZD	-
Total des coûts d'investissement				DZD 1,300,000,000
Frais annuels (crédits)	Unité	Quantité	Coût unitaire	Montant
Coûts d'exploitation et entretien (économies)	projet		DZD	198,502,920
Afficher données				
<input type="checkbox"/> Défini par l'utilisateur	coût		DZD	-
Total des frais annuels				DZD 198,502,920
Économies annuelles	Unité	Quantité	Coût unitaire	Montant
<input type="checkbox"/> Défini par l'utilisateur	coût		DZD	-
Total des économies annuelles				DZD -

Figure IV.14 . Détails pour l'entrée des coûts d'investissement et d'exploitation dans RETScreen

IV.3.3.5. Analyse des émissions .

Lors de la cinquième étape, il faut choisir le bouton "Émission" dans la barre d'outils. Selon la figure IV.15, le logiciel évalue l'impact environnemental du projet en se basant sur les données collectées précédemment et en comparant le cas de référence avec le cas proposé, en particulier dans l'onglet "Émission".

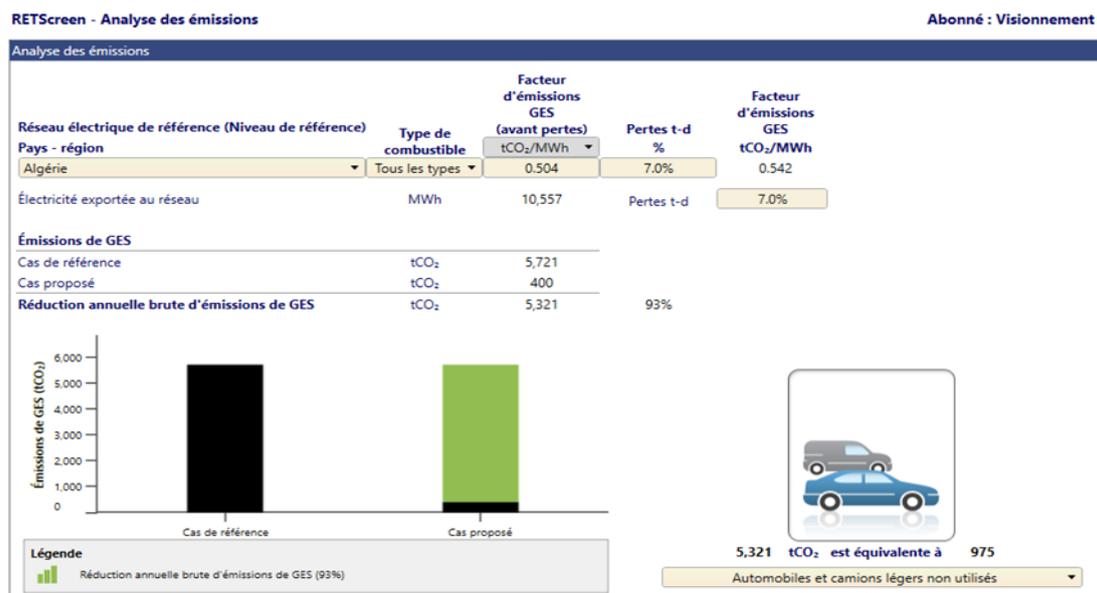


Figure IV.15. Analyse des réductions des émissions dans le logiciel RETScreen

IV.3.3.6. Sommaire finances .

En sélectionnant l'onglet « finances » dans la barre d'outils. Un tableau de bord sur mesure permet à l'utilisateur de gérer ses finances écologiques . les dépenses évitées, les prêts, les subventions, les taux d'inflation et d'actualisation, ainsi que ses émissions et sa dette., RETScreen cherche des indicateurs financiers afin d'évaluer la rentabilité du projet. Comme le montre la [figure IV.16](#).

Paramètres financiers		Coûts Économies Revenus		Flux monétaires annuels		
Général		Coûts d'investissement		An	Av. impôt	Cumulatif
Taux d'indexation des combustibles	5%	Coût d'investissement	100% DZD 1,300,000,000	#	DZD	DZD
Taux d'inflation	3.5%	Total des coûts d'investissement	100% DZD 1,300,000,000	0	-390,000,000	-390,000,000
Taux d'actualisation	70%	Flux monétaires annuels - An 1		1	-52,486,552	-442,486,552
Taux de réinvestissement	7%	Frais annuels et paiements de la dette		2	-46,713,377	-489,199,929
Durée de vie du projet	25 an	Coûts d'exploitation et entretien (économies)	DZD 198,502,920	3	-40,543,682	-529,743,611
Financement		Paiements de la dette - 15 ans	DZD 106,314,886	4	-33,953,866	-563,697,478
Encouragements et subventions	DZD 0	Total des frais annuels	DZD 304,817,806	5	-26,919,015	-590,616,493
Ratio d'endettement	70%	Économies et revenus annuels		6	-19,412,834	-610,029,327
Dette du projet	DZD 910,000,000	Revenu d'exportation d'électricité	DZD 246,932,244	7	-11,407,570	-621,436,896
Capitaux propres investis	DZD 390,000,000	Revenu pour réduction de GES	DZD 0	8	-2,873,936	-624,310,833
Taux d'intérêt sur la dette	8%	Autre revenu (coût)	DZD 0	9	6,218,968	-618,091,865
Durée de l'emprunt	15 an	Revenu pour production d'ÉP	DZD 0	10	15,903,747	-602,188,118
Paiements de la dette	DZD/an 106,314,886	Total des économies et des revenus annuels	DZD 246,932,244	11	26,214,798	-575,973,320
Analyse d'impôt sur le revenu		Flux monétaire annuel net - An 1	DZD -57,885,562	12	37,188,406	-538,784,914
<input type="checkbox"/>		Viabilité financière		13	48,862,844	-489,922,071
Revenus annuels		TRI avant impôt - capitaux propres	% 8.8%	14	61,278,478	-428,643,593
Revenu d'exportation d'électricité		TRI avant impôt - capitaux propres	% 9.4%	15	74,477,880	-354,165,713
Électricité exportée au réseau	MWh 10,557	TRI avant impôt - actifs	% 3.5%	16	194,820,829	-159,344,884
Prix de l'électricité exportée	DZD/kWh 23.39	TRIM avant impôt - actifs	% 4.7%	17	209,724,889	50,380,005
Revenu d'exportation d'électricité	DZD 246,932,244	Retour simple	an 26.8	18	225,554,859	275,934,864
Taux d'indexation sur l'exportation d'électricité	5%	Retour sur les capitaux propres	an 16.8	19	242,363,357	518,298,221
Revenu pour réduction de GES		Valeur Actualisée Nette (VAN)	DZD -451,884,030	20	260,205,857	778,504,078
Réduction brute de GES	tCO ₂ /an 5,321	Économies annuelles sur la durée de vie	DZD/an -316,319,369	21	279,140,833	1,057,644,912
Réduction brute de GES - 25 ans	tCO ₂ 133,020	Ratio avantages-coûts	-0.16	22	299,229,923	1,356,874,834
Revenu pour réduction de GES	DZD 0	Recouvrement de la dette	0.51	23	320,538,088	1,677,412,922
Autre revenu (coût)		Coût de réduction de GES	DZD/tCO ₂ 159,194	24	343,133,795	2,020,546,717
<input type="checkbox"/>		Prix de revient de l'énergie	DZD/kWh 56.41	25	367,089,195	2,387,635,912
Revenu pour production d'Énergie Propre (ÉP)		<input type="checkbox"/>				
<input type="checkbox"/>						

Figure IV.16 . les informations concernant l'aspect financier du projet

De plus, pour rendre l'analyse plus facile, le logiciel intègre des données provenant des satellites du monde entier de la NASA. comme illustré par la [figure IV.17](#). Les renseignements météorologiques et solaires de la NASA sont très utiles pour évaluer le potentiel énergétique d'un projet. Dans le jeu de données "NASA Surface Meteorology and Solar Energy Data Set", on peut trouver des informations sur l'ensoleillement, les températures mondiales et la vitesse du vent, ce qui permet d'améliorer la précision de l'évaluation du potentiel énergétique renouvelable. Les utilisateurs de RETScreen peuvent accéder gratuitement à ces informations grâce à la collaboration entre la NASA et le CTEC-Varennnes, ce qui représente une avancée importante dans l'évaluation des ressources énergétiques de la région.

RETScreen - Données	Période	Début	Fin	Durée Jours	Température de l'air - moyenne °C	Rayonnement solaire quotidien - horizontal kWh/m ² /j	Vitesse du vent m/s	Humidité relative %	Pression atmosphérique kPa	Température de
1	2016-01-01	2016-01-31	31	15.4	4.22	3.8	28.9%	99.3	3.5	
2	2016-02-01	2016-02-29	29	17.0	5.29	4.2	25.8%	98.9	4.1	
3	2016-03-01	2016-03-31	31	19.1	6.55	4.4	19.9%	98.5	6.4	
4	2016-04-01	2016-04-30	30	27.9	6.97	4.0	17.0%	98.0	12	
5	2016-05-01	2016-05-31	31	30.8	6.61	4.6	19.9%	98.2	16	
6	2016-06-01	2016-06-30	30	35.5	7.84	4.8	11.1%	98.0	24	
7	2016-07-01	2016-07-31	31	38.1	7.77	5.4	11.6%	98.0	26	
8	2016-08-01	2016-08-31	31	37.0	7.27	4.9	14.0%	98.1	25	
9	2016-09-01	2016-09-30	30	34.8	6.09	4.1	16.2%	98.3	22	
10	2016-10-01	2016-10-31	31	28.3	5.16	3.8	24.4%	98.4	14	
11	2016-11-01	2016-11-30	30	19.8	4.35	3.9	32.0%	98.7	7	
12	2016-12-01	2016-12-31	31	15.0	3.84	5.1	44.5%	99.1	5	
13	2017-01-01	2017-01-31	31	11.0	4.47	3.8	34.6%	99.1	2	
14	2017-02-01	2017-02-28	28	18.2	5.96	4.3	24.0%	98.8	4	
15	2017-03-01	2017-03-31	31	21.5	6.13	4.3	25.8%	98.6	9	
16	2017-04-01	2017-04-30	30	26.7	6.82	4.5	18.9%	98.3	11	
17	2017-05-01	2017-05-31	31	33.5	7.04	4.3	16.5%	98.0	22	
18	2017-06-01	2017-06-30	30	35.7	7.62	4.7	17.0%	98.0	24	
19	2017-07-01	2017-07-31	31	37.9	7.45	5.4	11.5%	98.0	26	
20	2017-08-01	2017-08-31	31	37.6	7.18	4.7	12.6%	98.0	27	
21	2017-09-01	2017-09-30	30	34.5	6.29	4.6	16.7%	98.2	23	
22	2017-10-01	2017-10-31	31	26.0	5.34	5.5	26.2%	98.7	15	
23	2017-11-01	2017-11-30	30	19.2	4.68	4.0	26.0%	98.8	8	
24	2017-12-01	2017-12-31	31	13.0	3.98	5.1	44.5%	99.2	2	
25	2018-01-01	2018-01-31	31	14.3	4.19	4.6	35.2%	99.0	3	
26	2018-02-01	2018-02-28	28	15.7	5.07	4.3	34.2%	98.4	2	
27	2018-03-01	2018-03-31	31	21.6	6.32	4.3	22.1%	98.3	7	
28	2018-04-01	2018-04-30	30	25.9	6.87	4.5	20.0%	98.1	12	
29	2018-05-01	2018-05-31	31	30.1	7.46	4.5	14.6%	97.9	16	
30	2018-06-01	2018-06-30	30	35.0	7.51	4.2	12.2%	98.0	23	

Figure IV.17 . Données climatiques de la NASA intégrées dans RETScreen

IV.4 Simulation avec le logiciel PVsyst 6.81

Cette section est dédiée à la présentation de la simulation réalisée à l'aide du logiciel PVsyst 6.81 pour le projet de centrale photovoltaïque de Kenta. Le but de cette étude est d'analyser les caractéristiques techniques de la centrale en exploitant les fonctionnalités de PVsyst afin d'évaluer ses performances et ses spécifications techniques. Cette analyse vise à évaluer l'efficacité du projet photovoltaïque et à identifier les améliorations potentielles.

IV.4. 1.Description du logiciel PVsyst 6.81

Le logiciel PSYST a été créé au départ par le Groupe de physique appliquée de l'Université de Genève et est spécialisé dans la simulation de systèmes photovoltaïques. [116]. [117]

Il est principalement destiné aux architectes, aux ingénieurs et aux chercheurs, tout en pouvant servir d'outil didactique. Une assistance contextuelle complète, qui fournit une explication approfondie des procédures et des modèles employés. Les caractéristiques clés de PVSYST sont l'importation de données météorologiques de diverses sources et l'ajout de données personnelles. [118]

Le logiciel soutient complètement la création de projets photovoltaïques. Il est également utile pour la simulation, l'analyse économique et la visualisation des résultats. PVSYST peut répondre aux exigences des spécialistes de l'énergie solaire.

Ses antécédents académiques lui confèrent une approche scientifique rigoureuse. Cela permet aux ingénieurs et aux architectes de concevoir et d'évaluer efficacement des systèmes photovoltaïques. Lorsque vous lancez le programme PVSYST, vous verrez l'interface appropriée. Comme indiqué dans la [figure IV.18](#).



Figure IV.18. Interface de logiciel PVSYST

IV.4.2 .Les Étapes de la Simulation d'un Système Photovoltaïque Connecté au Réseau Sous PVsyst .

La simulation d'un système photovoltaïque connecté au réseau implique plusieurs étapes, débutant par la saisie des données climatiques et géographiques, et se concluant par la production des rapports finaux.

IV.4.2.1. Définition du Projet .

Le projet précis est la première étape du processus de simulation dans PVsyst. La détermination de l'emplacement géographique du projet fait partie du processus. comme indiqué par la figure [IV.19](#) et l'intégration du fichier météorologique mensuel correspondant. Il existe également une option pour saisir manuellement les données météorologiques. Cette phase inaugurale a pour but de déterminer les paramètres essentiels du projet et de créer une base de données météorologiques complète.

En définissant rigoureusement le projet, les utilisateurs peuvent s'assurer que la simulation sera conforme aux conditions du site et aux exigences du système envisagé. La [figure IV.20](#) montre les moyennes mensuelles des températures et des irradiations globales et diffuses.

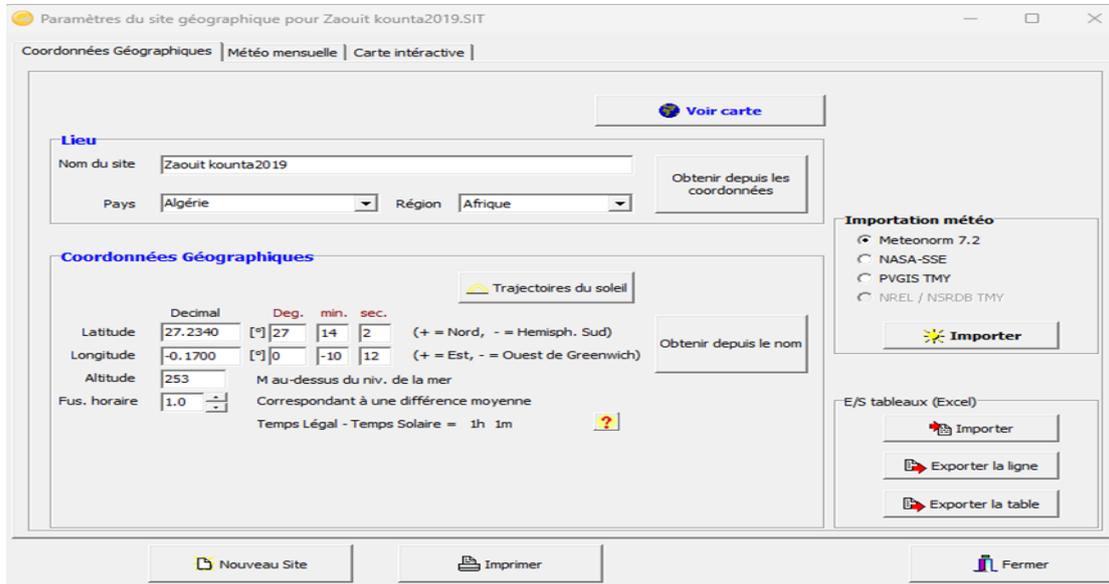


Figure IV.19. Paramètres de site géographique et Coordonnées géographiques

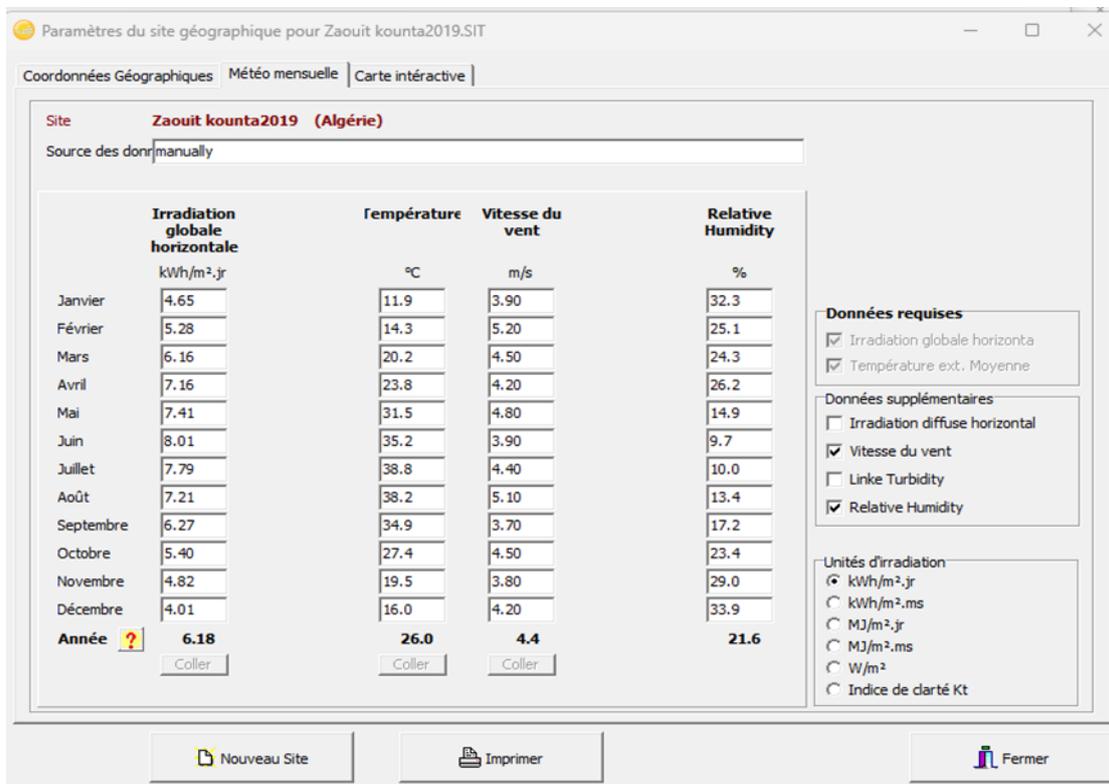


Figure IV.20. Caractéristiques climatiques du site de zaouiet kounta

IV.4.2.2. L'orientation .

Pour maximiser les gains d'énergie, l'angle d'inclinaison des panneaux solaires à la centrale photovoltaïque de Zaouiet Kounta a été délibérément fixé à 26 degrés.

Pour ce qui est de 26 degrés, c'est la valeur présente dans la centrale photovoltaïque, et non celle proposée par le logiciel. comme illustré par la [figure IV.21](#).

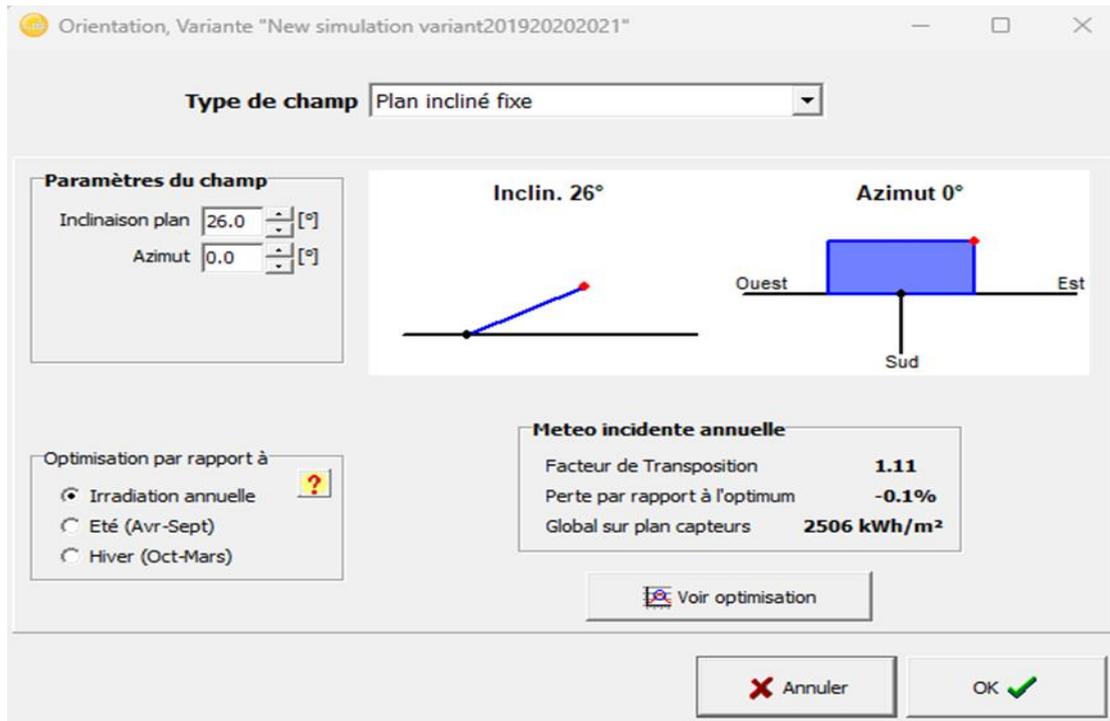


Figure IV.21. Orientation et inclinaison du système PV

IV.4.2.3. Dimensionnement du champ PV .

Au cours de cette étape, nous saisissons des informations telles que le fabricant, la capacité, le type et le nombre de panneaux en série et en parallèle dans le programme PVSyst. De plus, nous incluons des informations sur les onduleurs telles que le fabricant, le type et la capacité. comme illustré par la [figure IV.22](#).

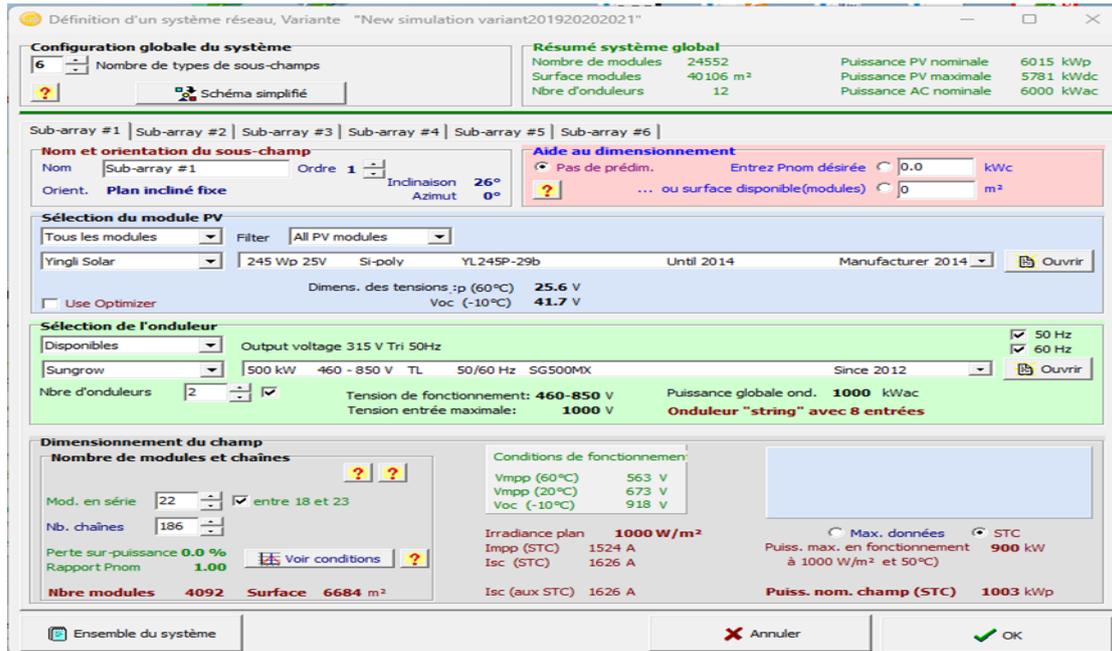


Figure IV.22. Dimensionnement du champ PV

Un schéma d'installation est proposé par le logiciel une fois que toutes les composantes du système PV sont définies, comme illustré dans la figure IV.23.

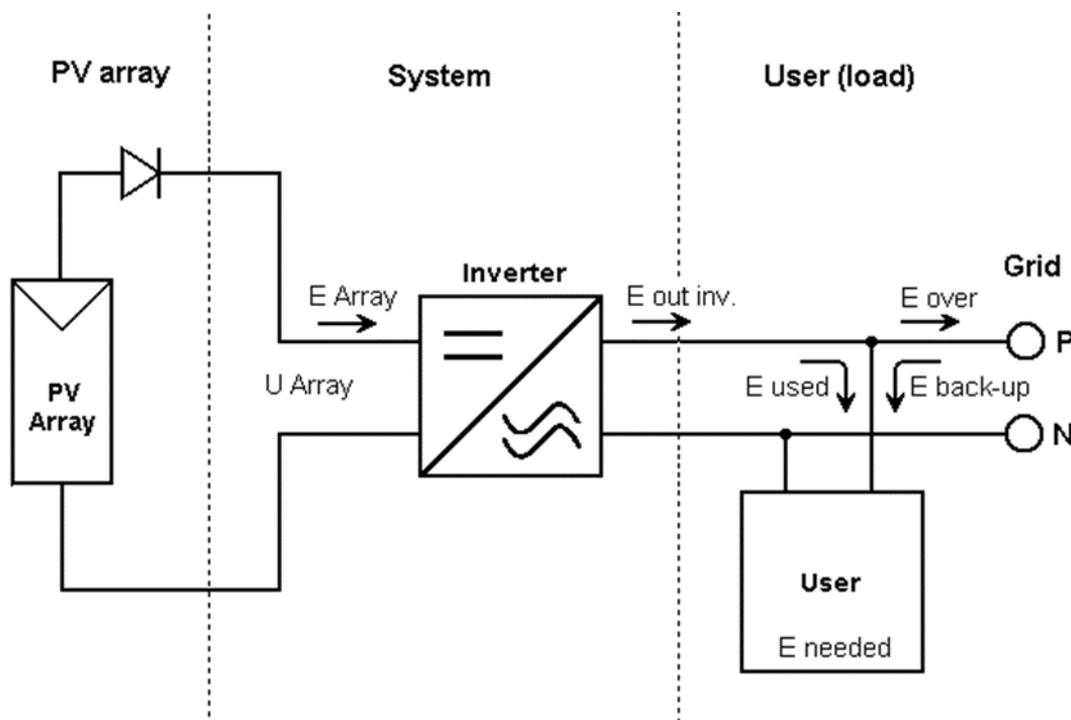


Figure IV.23. Schéma simplifié du système PV connecté au réseau.

IV.4.2.4. Etude Economique .

Lors de l'analyse économique, le coût global de l'installation photovoltaïque connectée au réseau doit être estimé. Dans cette perspective, PVsyst introduit les coûts de chaque composant utilisé dans le système étudié pour effectuer une évaluation économique.

IV.4.2.5. Résultats de la simulation et discussions .

Après avoir cliqué sur "Simulation", cliquez sur "Résultats". La simulation est lancée plus facilement et les résultats sont générés sous forme de graphes, d'histogrammes et de tableaux, Tel que le montre la [figure IV.24](#), il est primordial de simplifier l'examen et le traitement de ces informations , nous fournirons des aperçus des résultats de la simulation.

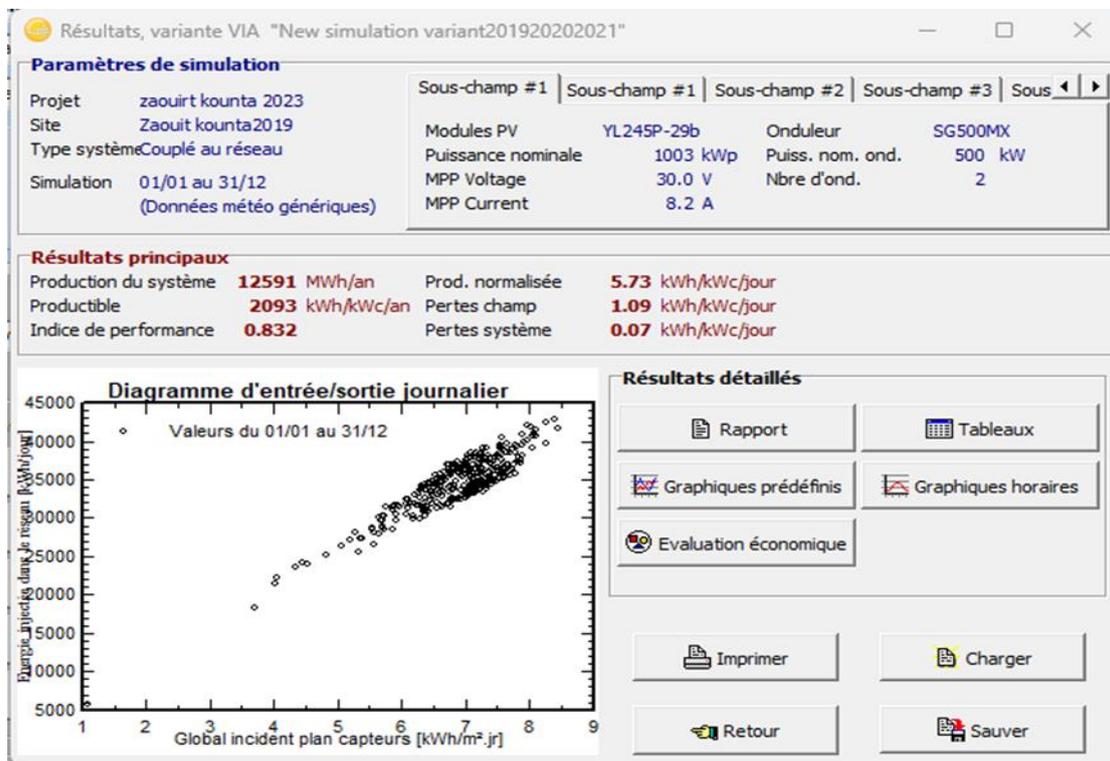


Figure IV.24 . Boite de dialogue Résultats.

IV.4.2.6. Comprendre le rapport .

Après avoir suivi ces étapes, un rapport détaillé peut être créé qui fournit des informations sur plusieurs éléments, tels que :

- ❖ Le résultat de l'indice de performance décrit la qualité intrinsèque du système.

- ❖ Les données sur la production normalisée du système sont disponibles ici.
- ❖ Un diagramme d'entrée/sortie journalier représente l'énergie injectée dans le réseau pour chaque jour simulé en fonction de l'irradiation incidente globale.
- ❖ Distribution de la puissance de sortie du système : un graphique représentant la répartition de la puissance de sortie du système.
- ❖ Ce diagramme montre les pertes énergétiques à différents niveaux du système et fournit une évaluation détaillée des pertes à chaque étape du processus.

IV.5.Conclusion .

Dans ce chapitre, nous avons effectué divers calculs pour concevoir le champ photovoltaïque. Nous avons utilisé des méthodes analytiques et le logiciel SIMULINK MATLAB. Nous avons simulé une partie du champ photovoltaïque, identifié ses caractéristiques et évalué ses performances pour analyser comment il se comporte une fois connecté au réseau. L'étude des résultats montre que la quantité de lumière et la chaleur influent beaucoup sur la puissance produite par un panneau solaire.

Dans ce chapitre, nous avons utilisé les fonctionnalités des logiciels RETScreen et PVSyst pour modéliser la centrale photovoltaïque de Zaouiet Kounta. Le programme RETScreen offre une plateforme puissante pour évaluer les rendements énergétiques et financiers du projet. Les étapes impliquées dans la simulation d'un système photovoltaïque connecté au réseau à l'aide de RETScreen ont été décrites en détail, incluant la collecte minutieuse des données et la configuration du système. PVSyst a également été présenté comme un outil crucial, avec des étapes de simulation axées sur la modélisation précise du système. En combinant ces logiciels, il a été possible d'obtenir une compréhension globale de la capacité

Chapitre V:Analyse des résultats

V.1. Introduction .

Les résultats de la simulation d'une installation photovoltaïque connectée au réseau, réalisée à l'aide des logiciels PVsyst6.81 et RETScreen, sont présentés dans ce chapitre. L'étude technique a été effectuée avec le programme PVsyst 6.81, tandis que l'analyse économique et environnementale a été effectuée avec le programme RETScreen. L'objectif de cette analyse est d'analyser le processus de production d'une centrale photovoltaïque et tous les éléments qui impactent ses performances, depuis son lancement. Grâce à cette compréhension approfondie, on peut envisager des améliorations et prévoir d'éventuelles dégradations, assurant ainsi une production d'énergie optimale et durable . Tout d'abord, nous avons suivi le cycle de production sur une période de six ans (2016-2021). Ensuite, nous avons dédié l'étude à l'année 2019, car les données expérimentales étaient disponibles pour cette période.

V.2. Résultats techniques .

V.2.1. Analyse de la température et des rayonnements solaires sur le site .

Nous avons étudié les données mensuelles de rayonnement solaire global et de température ambiante enregistrées pendant les heures d'ensoleillement au cours des 6 années d'exploitation de la centrale, de janvier 2016 à décembre 2021, pour comprendre le contexte de l'installation solaire photovoltaïque . La Figure 1.V illustre ces données, où la température ambiante et le rayonnement solaire alternent, avec des valeurs maximales en été et minimales en saison fraîche. Il y a eu des températures enregistrées allant de 12,9 °C en janvier 2020 à 39,1 °C en juillet 2021. De la même manière, la consommation de rayonnement solaire varie de 119 kWh/m²/jour en décembre 2016 à 244 kWh/m²/jour en juillet 2021. Le site présente une température ambiante moyenne de 27 °C et une irradiation reçue de 183,83 kWh/m²/jour. Ces informations sont précieuses pour comprendre les conditions environnementales auxquelles l'installation photovoltaïque est confrontée, ce qui a un impact sur sa production d'énergie.

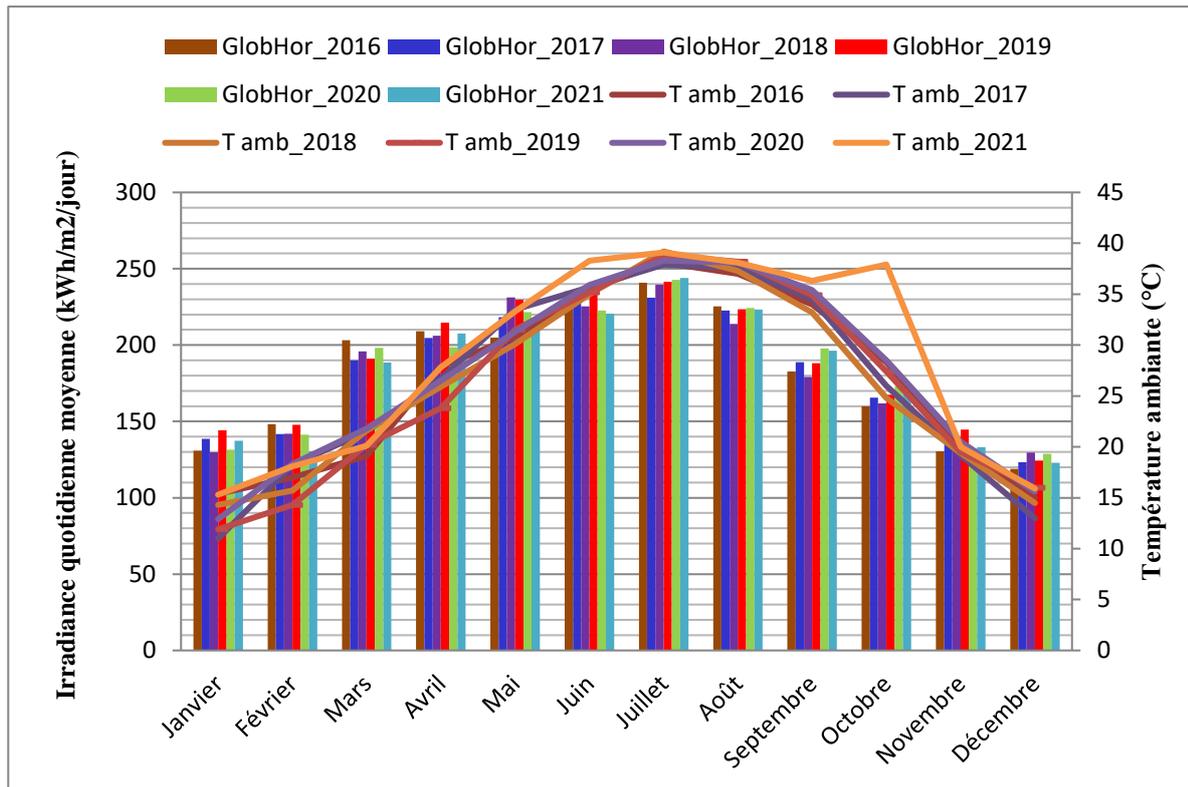


Figure. V .1 .Données météorologiques mensuelles moyennes de la température ambiante et de l'irradiation solaire quotidienne de 2016 à 2021

V.2.2. Analyse mensuelle de l'énergie photovoltaïque (EArray) et de l'énergie injectée dans le réseau (Egrid) .

La production d'énergie mensuelle d'un système photovoltaïque (PV) pour les années 2015 à 2021 est illustrée à la figure 2.V. L'électricité produite varie notamment, avec une valeur moyenne de 849644kWh en février 2021 et une valeur maximale de 1 164 636 kWh en mars 2016. Il convient de noter que les panneaux photovoltaïques présentent une tendance saisonnière, produisant plus d'énergie pendant les mois d'hiver et moins d'énergie pendant les mois d'été.

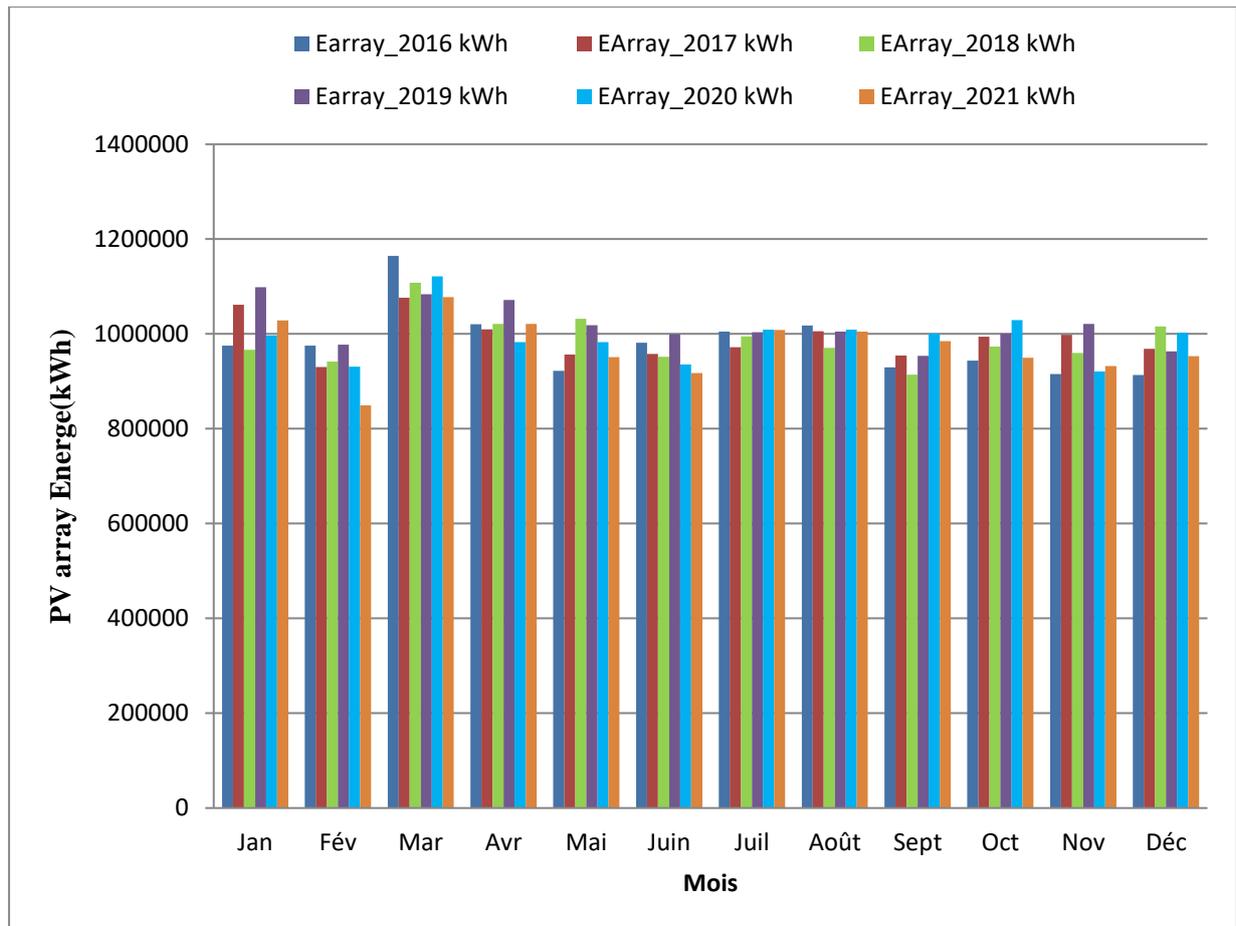


Figure. 2.V .Électricité photovoltaïque(EArray)mensuelle de 2016 à 2021

La figure 3.V. illustre la variation mensuelle de l'électricité alimentant le réseau entre 2016 et 2021. La quantité d'électricité produite présente des fluctuations notables, avec une moyenne de 920 297 kilowattheures en février 2020 et un pic à 1 150 989 kilowattheures en mars 2016. Une observation importante est la tendance saisonnière des panneaux photovoltaïques, générant davantage d'énergie pendant les mois d'hiver et moins pendant l'été. La production totale d'électricité de janvier 2016 à décembre 2021 s'élève à 70 465 331 kilowattheures, avec une moyenne annuelle de 11 744 221,83 kilowatt heures. Ainsi, ces données soulignent la constance de cette tendance saisonnière dans la production d'énergie solaire.

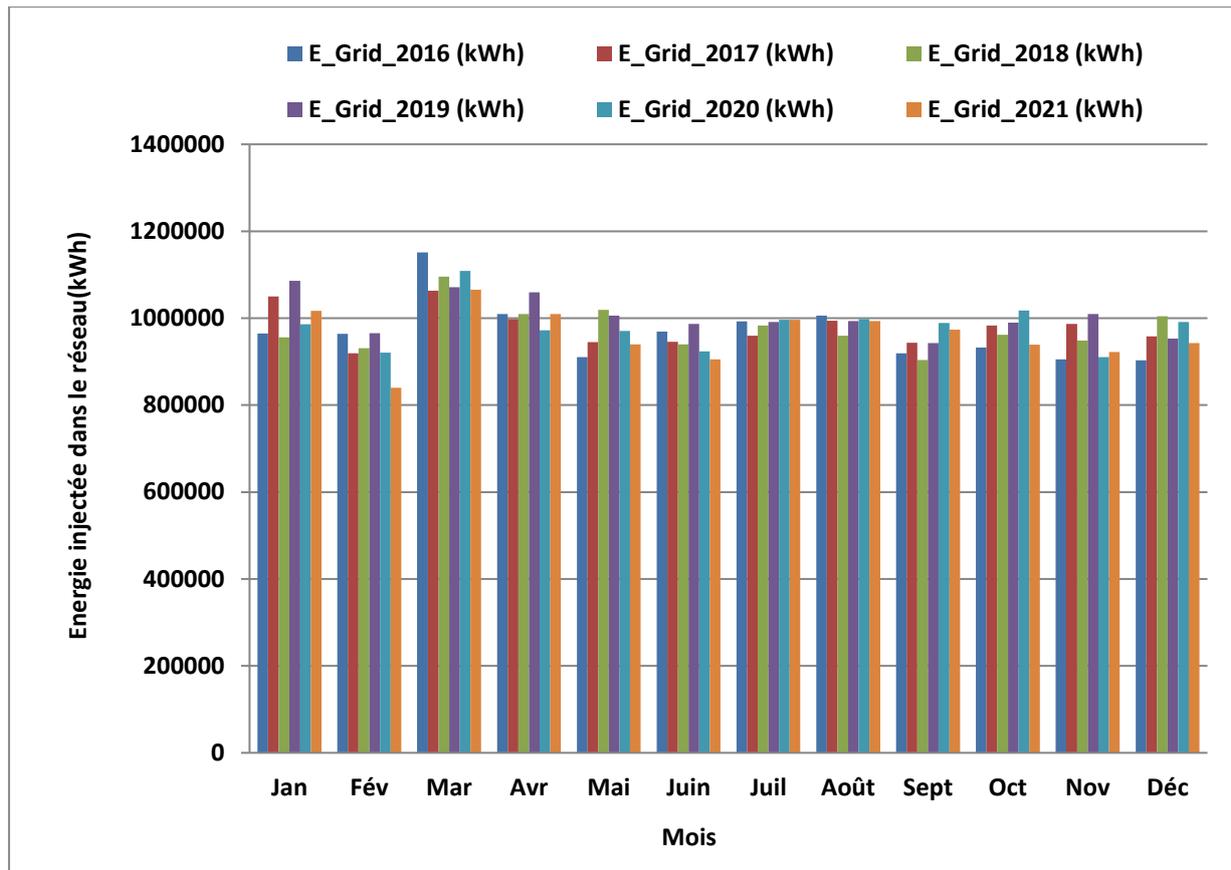


Figure. 3.V .Energie mensuelle injectée dans le réseau de 2016 à 2021

Production d'énergie solaire en courant continu et alternatif à la centrale solaire. est illustrée dans la figure 4.V. pendant une période de six ans, de janvier 2016 à décembre 2021. Il est important de noter que la production de courant continu et de courant continu a connu ses bas niveaux en 2016 (11 628 745 kWh pour le courant continu et 11 764 313 kWh pour le courant continu), suivis d'une augmentation graduelle jusqu'à atteindre des sommets en 2019 (12 054 386 kWh pour le courant continu et 12 196 820 kWh pour le courant continu). Ensuite, il y a une baisse des deux types d'énergie, atteignant leur plus bas niveau en 2021 (11 543 002 kWh pour le DC et 11 679 017 kWh pour l'AC).

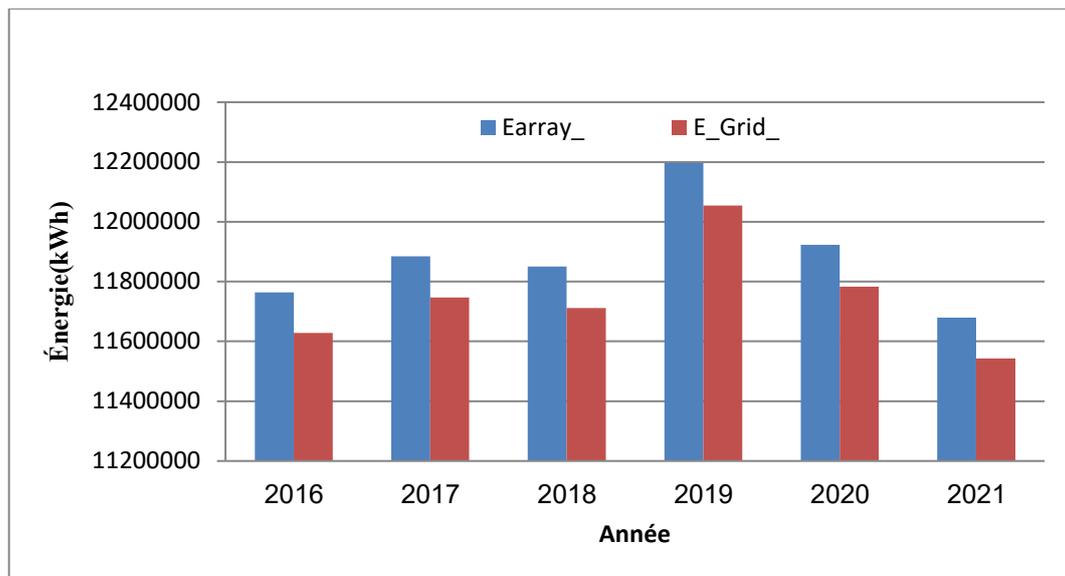


Figure. 4.V .Énergie totale générée en courant continu (DC) et en courant alternatif (AC) annuellement de 2016 à 2021

V.2.3. Analyse mensuelle des rendements (Y_r , Y_a , Y_f) et du rapport de performance (PR)

La figure 5. V. (a) et (b) représente les valeurs moyennes mensuelles du rendement de référence (Y_r), du rendement du champ photovoltaïque (Y_a), du rendement final du système photovoltaïque (Y_f) et du rapport de performance (PR) sont calculées conformément aux équations (1), (2), (3) et (4). En raison des températures élevées de juillet, le rapport de performance a connu une baisse significative. Le rendement mensuel moyen maximal du champ photovoltaïque (Y_a), le rendement de référence (Y_r) et le rendement final du système photovoltaïque (Y_f) ont été de 6,25 heures par jour, de 7,56 heures par jour et de 6,17 heures par jour en mars 2016, tandis que le rendement mensuel moyen le plus bas a été de 4,9 heures par jour, de 5,66 heures par jour et de 4,84 heures par jour en décembre 2016. Selon la Figure. 5, le rapport de performance moyen annuel de la centrale était de 79,78 %, avec des valeurs mensuelles allant de 86,5% à 74,3% de janvier 2016 à décembre 2021.

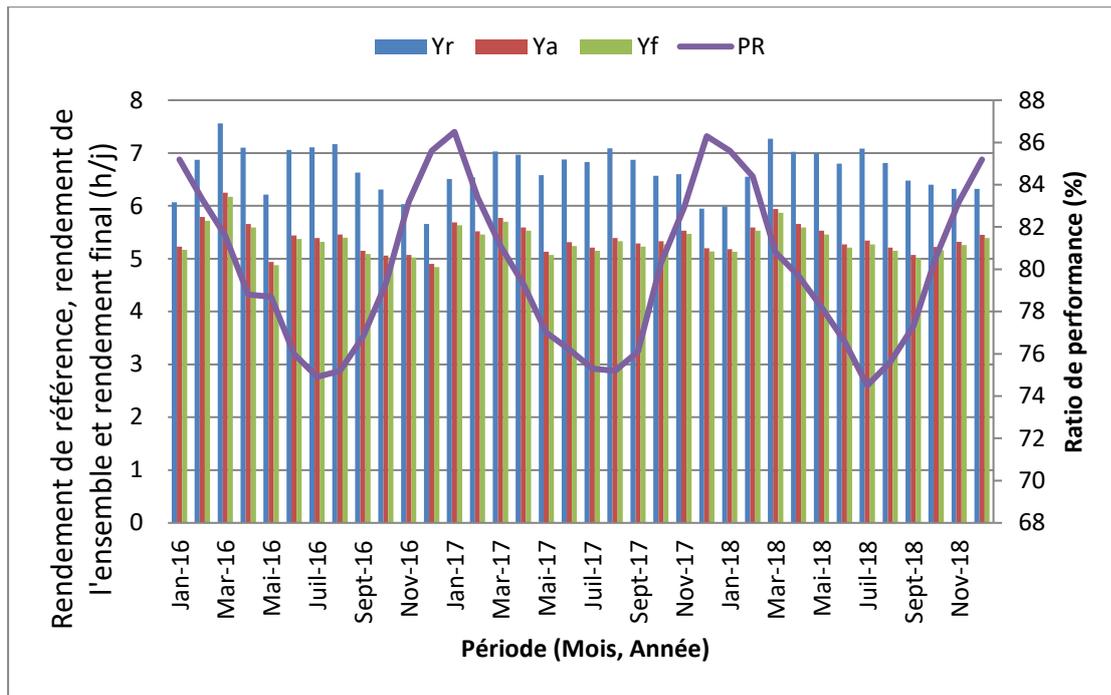


Figure. 5.a.V .Rendement de référence mensuel moyen, rendement de l'installation, rendement final et rapport de performance sur la période 2016-2018.

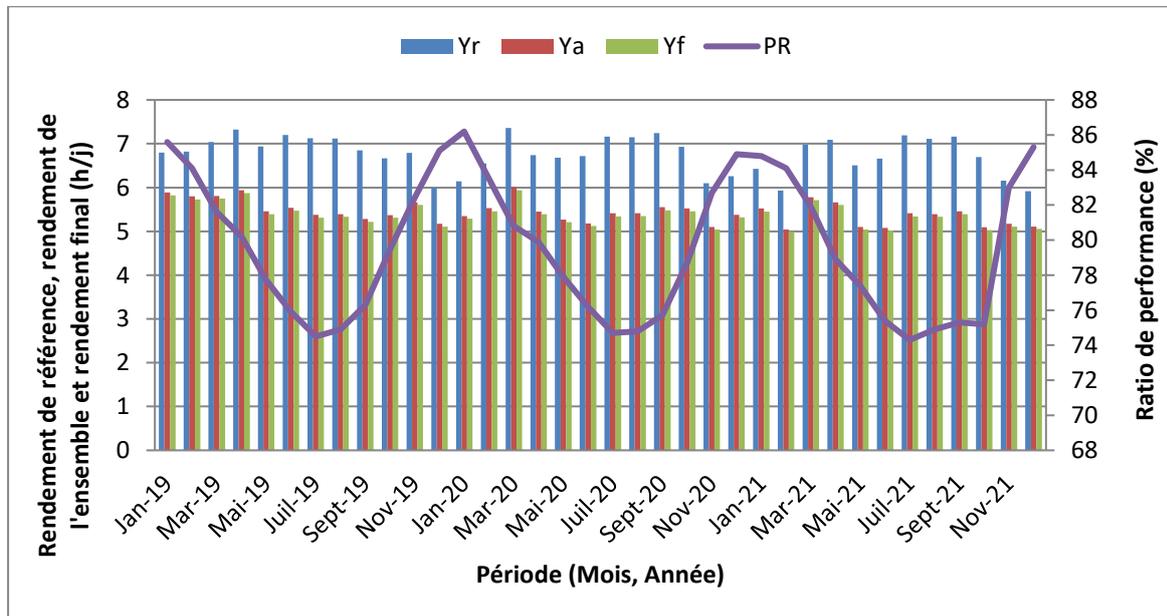


Figure. 5.b.V .Rendement de référence mensuel moyen, rendement de l'installation, rendement final et rapport de performance sur la période 2019-2021.

V.2.4. Analyse mensuelle du facteur de capacité moyen quotidien (CF) et du rapport de performance (PR) .

La variation mensuelle du facteur de capacité et du rapport moyen quotidien de performance est illustrée à la figure.6.V. Le facteur d'utilisation de la capacité (CF) est calculé sur la base des heures de fonctionnement annuelles (365 jours * 24 heures), mais cette méthode n'est pas appropriée car la centrale photovoltaïque (PV) fonctionne uniquement de jour. Par conséquent, les valeurs du rapport de performance (PR) sont affichées simultanément au CF, ce qui permet d'évaluer la performance effective de la centrale PV dans des conditions climatiques réelles. Le facteur de capacité va de 20,16 % en décembre à 25,70 % en mars, tandis que le rapport de performance va de 74,05 % en juillet à 86,5% en janvier. Les mois d'hiver (décembre, janvier et février) ont un facteur de capacité plus élevé que les mois d'été. Comme le montre la figure 6 .V. les variations saisonnières dans le rapport de performance sont plus marquées que les variations du facteur de capacité.

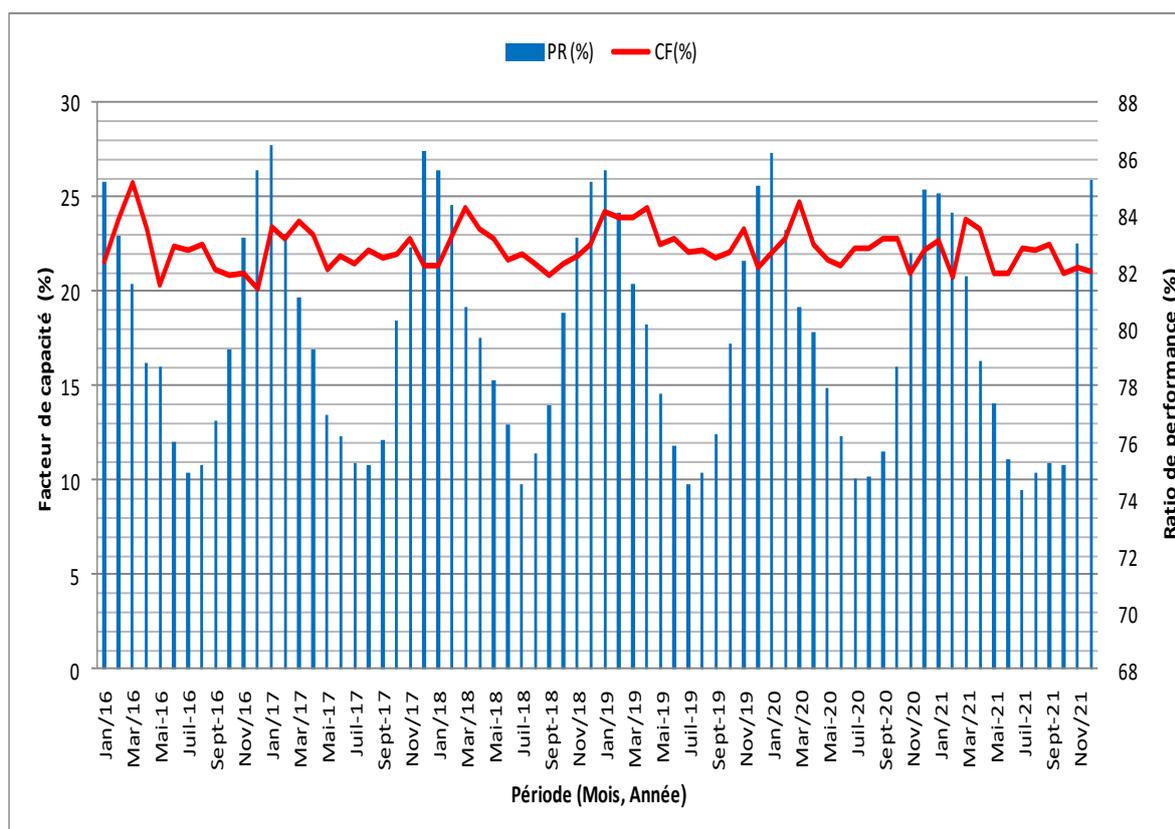


Figure. 6.V .Variation mensuelle du facteur de capacité moyen quotidien (CF) et du rapport de performance (PR)

V.2.5. Analyse mensuelle de la perte d'énergie sur la période de surveillance (2016-2021).

Les pertes moyennes mensuelles de l'installation et de l'équipement de janvier 2016 à décembre 2021 sont illustrées dans la figure 7.V. En raison de l'augmentation de l'ensoleillement direct pendant l'été, ces pertes jouent un rôle important dans la réduction de l'efficacité du système photovoltaïque. La figure 7.V. montre les pertes systémiques et de capture enregistrées de la centrale de 6 MW sur une période de 6 ans en utilisant des données de surveillance en temps réel. Les pertes de capture varient considérablement en fonction des saisons. Les valeurs les plus élevées (1,78 et 1,74 heures par jour) ont été observées pendant la période estivale (juillet 2019 et juillet 2021), tandis que les pertes étaient légèrement plus faibles pendant la période hivernale (décembre 2016 et décembre 2017) (0,758 et 0,758 heures par jour). Les pertes LS du système, en revanche, sont restées relativement constantes, avec une moyenne de 0,063 heures par jour. La perte LS la plus faible a eu lieu en décembre 2016 (0,054 heures par jour), tandis que la perte la plus importante a eu lieu en février 2016 (0,068 heures par jour).

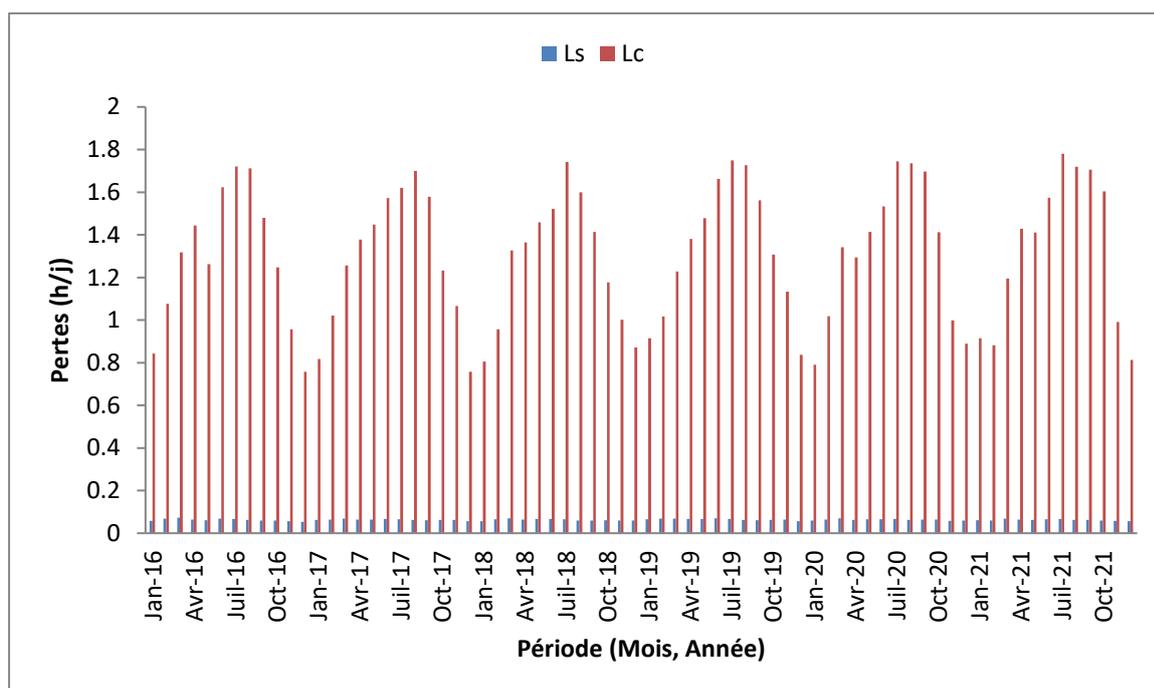


Figure. 7. V .Pertes d'énergie sur la période surveillée(2016-2021).

V.2.6. Analyse mensuelle de l'efficacité quotidienne moyenne du champ et du système photovoltaïque entre 2016 et 2021 .

L'efficacité moyenne mensuelle de conversion des panneaux photovoltaïques (η_{PV}) de la centrale examinée est illustrée dans la [figure 8.V](#). L'intensité de l'irradiation, la température ambiante et des modules, la qualité des matériaux des modules, la dégradation, les pertes de désaccord, les pertes ohmiques et d'autres facteurs ont un impact sur cette efficacité. L'efficacité moyenne des panneaux PV était de 13,11 % en janvier 2017, contre 11,28 % en juillet 2021. La figure présente également l'efficacité totale moyenne mensuelle du système (η_{Sys}) de la centrale. Les valeurs d'efficacité des panneaux (η_{PV}) et du système (η_{Sys}) sont les plus élevées en janvier, pendant l'hiver, et les plus faibles en juillet en raison des températures plus élevées. La plus haute efficacité de conversion mensuelle du système PV était de 12,97 % en janvier 2017 et la plus basse de 11,14 % en juillet 2021. Des fluctuations de l'efficacité sont observées pendant les saisons. Les valeurs de η_{PV} et de η_{Sys} ont varié de 11,98 % à 12,14 % et de 11,85 % à 12 % au cours de cette période, avec une moyenne annuelle de 12,1 % pour η_{PV} et de 11,96 % pour η_{Sys} . Les valeurs de η_{PV} et η_{Sys} ont diminué de 2018 à 2021 de manière linéaire.

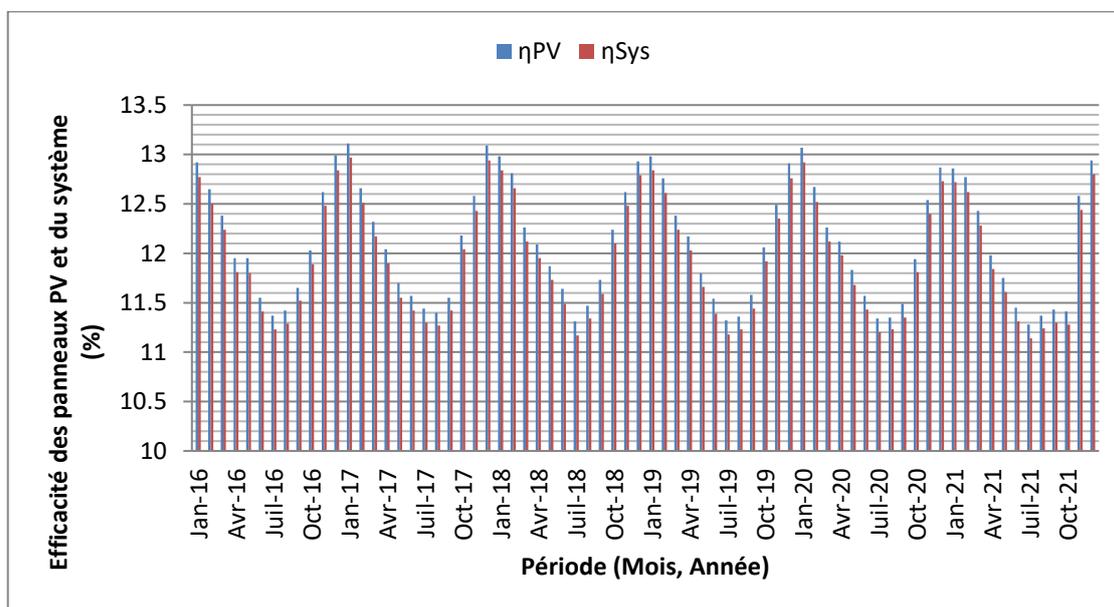


Figure. 8. V .Efficacité quotidienne moyenne du système et du champ photovoltaïque sur la période 2016-2021.

V.2.7. Paramètres mensuels de la station photovoltaïque .

En raison des performances élevées du taux de rendement et de la quantité importante d'énergie injectée, nous avons choisi l'année 2019. Les résultats expérimentaux de 2019 sont également disponibles.

On a calculé les paramètres mensuels de performance de la station solaire en utilisant les données collectées de janvier 2019 à décembre 2019 et les équations (III.1) à (III.12).

Tableau.V .1 .Mesures mensuelles et paramètres de la station PV

	Yr	Ya	Yf	Ls	Lc	η_{PV}	η_{Sys}	PR	CF	E_Grid
	h/d	h/d	h/d	h/d	h/d	%	%	%	%	kWh
Jan	6.80	5.89	5.82	0.066	0.914	12.98	12.84	85.6	24.250	1086116
Fév	6.82	5.80	5.73	0.069	1.017	12.76	12.61	84.1	23.875	965587
Mars	7.04	5.81	5.75	0.068	1.228	12.38	12.24	81.6	23.950	1071295
Avr	7.32	5.94	5.87	0.067	1.380	12.17	12.03	80.2	24.450	1059782
Mai	6.94	5.46	5.39	0.067	1.478	11.8	11.66	77.7	22.458	1005826
Juin	7.20	5.54	5.47	0.070	1.662	11.54	11.39	75.9	22.791	986676
Juil	7.13	5.38	5.31	0.067	1.749	11.32	11.18	74.5	22.125	990895
Août	7.12	5.39	5.33	0.062	1.727	11.36	11.23	74.9	22.208	993564
Sept	6.85	5.28	5.22	0.061	1.562	11.58	11.44	76.3	21.750	942608
Oct	6.67	5.37	5.31	0.062	1.307	12.06	11.92	79.5	22.125	989501
Nov	6.79	5.66	5.60	0.064	1.134	12.49	12.35	82.4	23.333	1009877
Déc	6.00	5.17	5.11	0.057	0.837	12.91	12.76	85.1	21.291	952659
Année	6.89	5.56	5.49	0.065	1.335	12.98	12.84	79.7	24.250	12054386

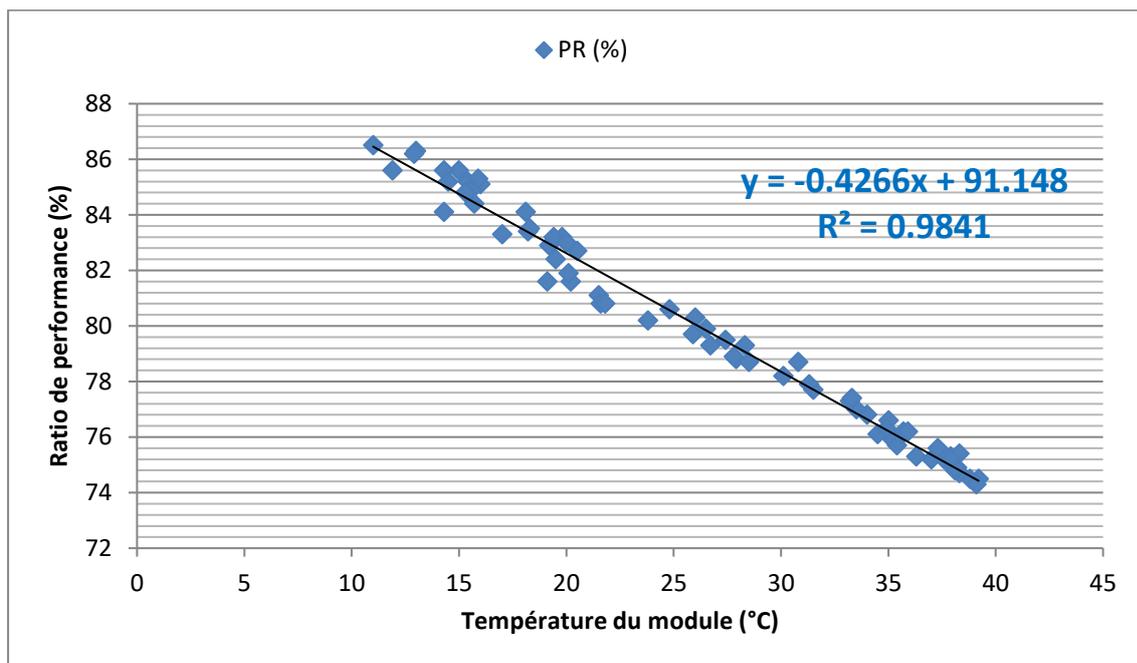
Le tableau (V.1) résume les mesures d'énergie et les paramètres de performance calculés. En été, l'ensoleillement et le rendement théorique des panneaux solaires sont supérieurs à la moyenne annuelle, malgré un potentiel solaire estival élevé, le système solaire est peu performant en production énergétique, rendement et taux d'utilisation. En revanche, l'hiver moins ensoleillé voit ces performances dépasser les attentes.. Ces changements sont en relation avec l'efficacité du système et la température des modules. En raison des performances élevées du taux de rendement et de la quantité importante d'énergie injectée, nous avons choisi l'année 2019. Les résultats expérimentaux de 2019 sont également disponibles.

V.2.8. Effet de la température sur le rapport de performance des installations photovoltaïques

L'optimisation des performances des centrales photovoltaïques (PV) repose principalement sur l'impact de la température sur leur efficacité. En 2019, comme le montre la [figure 9. V](#), une corrélation linéaire est observée entre la température des modules PV et le ratio de performance. La température du module, qui varie de 11,9 °C en janvier à 38,8 °C en juillet, est représentée par x dans la formule de cette corrélation, qui est .

$$y = -0.4266 * x + 91.148 \quad (\text{V-1})$$

Cette relation montre que le ratio de performance est inversement proportionnel à la température moyenne des modules pendant la journée, avec un coefficient de corrélation de 0,9841.



[Figure. 9. V](#) .Impact de la température du module sur le rapport de performance au cours de la période 2019.

V.2.9.Évaluation de la dégradation basée sur les PR .

En utilisant un modèle de régression linéaire sur la série de temps PR mensuelle au cours de la période de surveillance, le taux annuel de dégradation des PR (PRDR) de l'usine photovoltaïque a été estimé en utilisant l'équation $Y = aX + b$, où a et b sont la pente et l'interception de la

ligne. L'équation $PRDR = (a/b) \times 12 \times 100[\%]$ est utilisée dans cette étude pour déterminer le PRDR annuel d'une installation photovoltaïque. [119] [120]

Le PRDR a été déterminé par calcul à 0,25% par an. La figure 10. V. montre la moyenne mensuelle de PR sur 72 mois. La PR a été constamment maintenue à une moyenne de 79,78% au cours des 6 années d'exploitation, passant de 86,5% en janvier 2017 à 73,3% en juillet 2021. Le ratio de performance diminue pendant la période de surveillance, comme l'indique la pente négative.

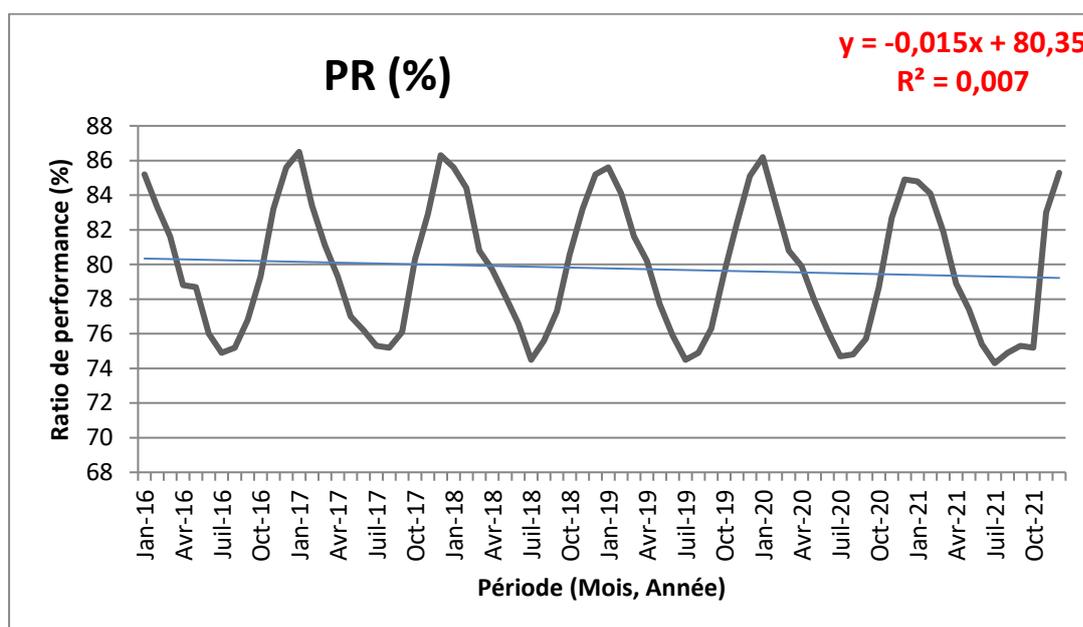


Figure.10.V .Modèle de régression linéaire pour le rapport de performance sur les 6 ans

V.2.10 .La relation entre l'irradiation horizontale totale et l'énergie électrique injectée dans le réseau .

La relation entre l'irradiation globale horizontale et l'énergie électrique injectée dans le réseau est illustrée dans la figure 11. V.

Il existe une corrélation notable entre irradiation globale horizontale et l'énergie électrique injectée dans le réseau, comme le montre la figure 11. V. L'équation de cette corrélation est :

$$y = -187.516 * x^2 + 1995 * x \quad (V-2)$$

Où x est l' irradiation globale horizontale. $R^2=0.9516$, un coefficient de corrélation remarquable.

Le réseau peut fournir une énergie maximale de 5311.96MWh par jour.

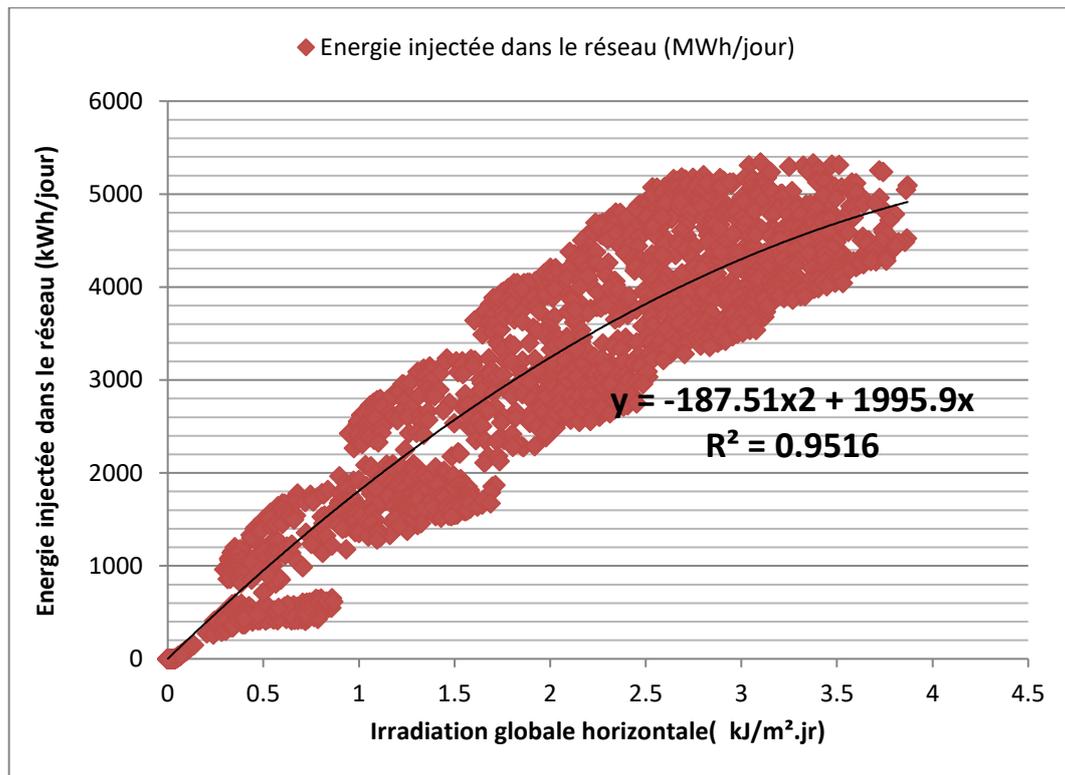


Figure. 11. V .DailyEnergie injectée dans le réseaux Irradiation globale horizontale values from 01/01/2019 to 31/12/2019

V.2.11. relation entre l'énergie électrique injectée dans le réseau et le plan mondial d'incident d'irradiation des capteurs .

La figure 12. V. illustre la relation entre le "Plan mondial d'incident d'irradiation des capteurs" et l'énergie électrique injectée dans le réseau. Comme indiqué dans la figure 12. V, il est important de noter qu'il existe une corrélation significative entre le "Plan mondial d'incident d'irradiation des capteurs" et l'énergie électrique injectée dans le réseau. La corrélation est représentée par l'équation :

$$y = 6231.2 * x^{0.8641}(V-3)$$

Où x est le "Plan mondial d'incident d'irradiation des capteurs". Le coefficient de détermination (R2) de 0,8795 montre une corrélation significative. Il convient de noter que le réseau peut fournir 5311.96 mégawattheures d'énergie par jour.

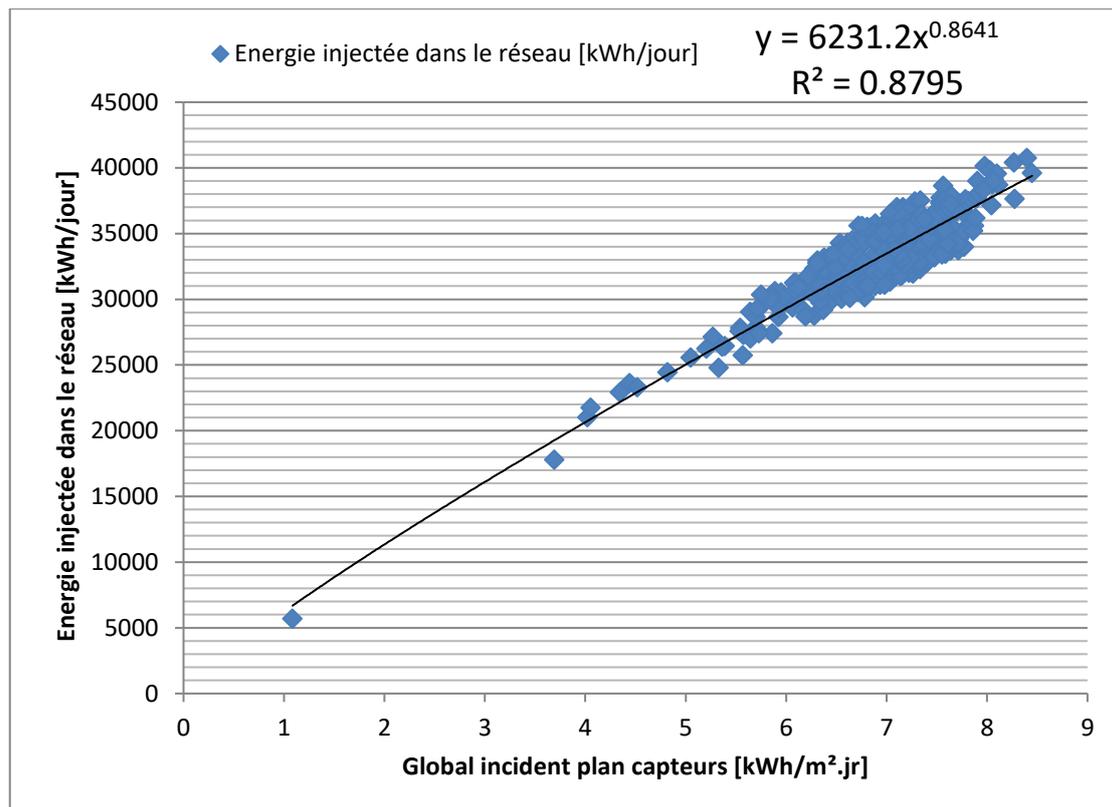


Figure. 12.V .Daily Energie injectée dans le réseau vs irradiation Global incident plan capteurs,values from 01/01/2019 to 31/12/2019

V.2.12.L'orientation et l'angle d'inclinaison du système de photovoltaïque .

Selon l'analyse énergétique, il est possible de tirer des conclusions que l'orientation (azimut) et l'angle d'inclinaison du panneau solaire sont deux des éléments qui contribuent à une performance énergétique moins efficace. Le logiciel PVsyst6.81 a été utilisé pour simuler le système installé afin de déterminer la meilleure orientation et angle d'inclinaison pour optimiser les performances énergétiques. Comme indiqué dans la Figure 13. V, l'orientation de référence était de 0 et l'angle d'inclinaison était de 26 degrés. La simulation a été effectuée en modifiant l'orientation de -90 à 90 degrés et l'angle d'inclinaison de 0 à 50 pour chaque orientation.

Selon la figure 14. V, lorsque l'angle d'inclinaison a été augmenté pour toutes les orientations, la production d'énergie du système PV a diminué. Le meilleur angle d'inclinaison, qui correspondait à la latitude de la zone étudiée, était de 30 degrés. L'orientation et l'angle d'inclinaison idéaux peuvent augmenter la production annuelle d'énergie jusqu'à 4,8 %.

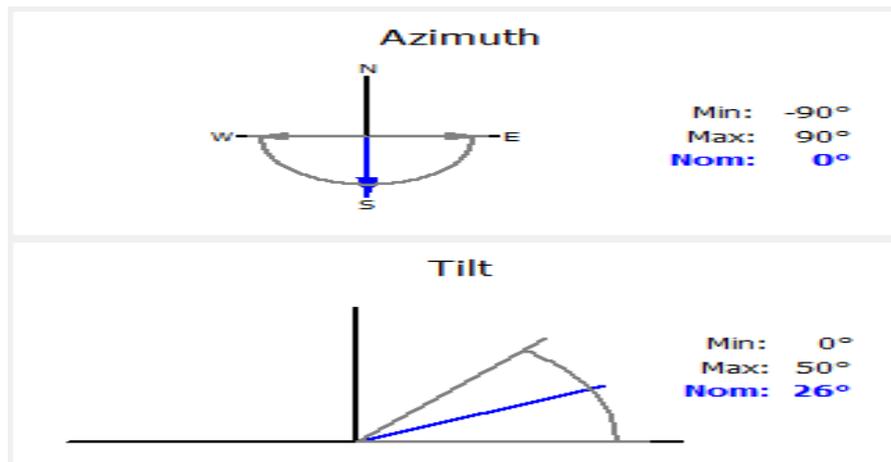


Figure. 13.V .L'orientation originale et l'angle d'inclinaison

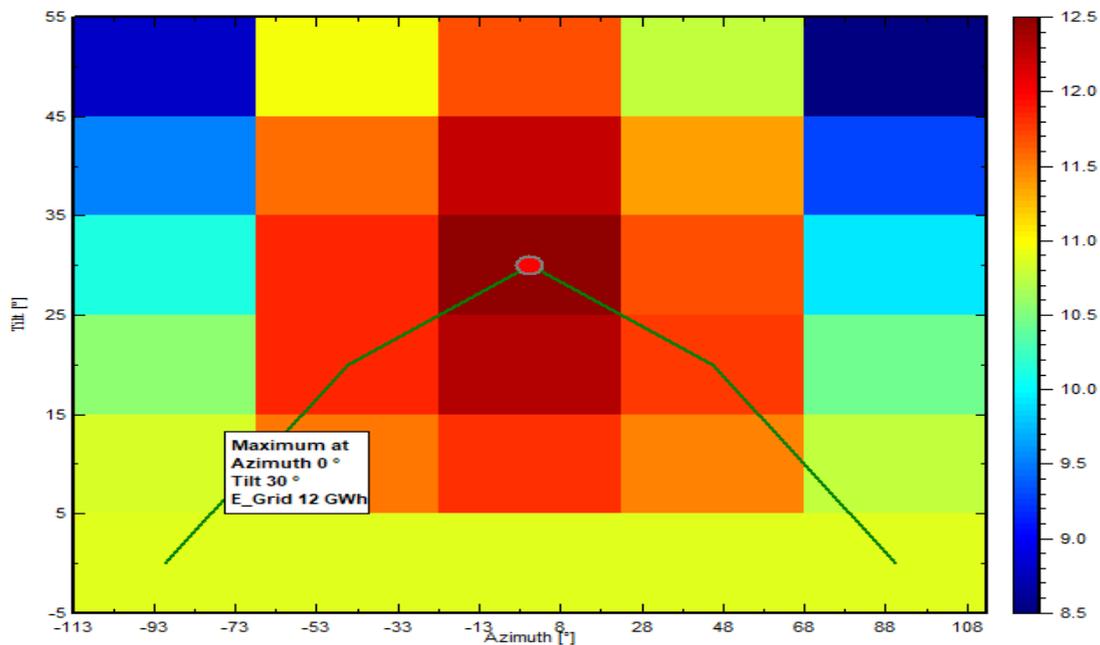


Figure. 14. V .la quantité d'énergie électrique injectée dans le réseau en comparaison avec l'angle de rotation et l'orientation.

V.2.13.Comparer les résultats de la simulation avec les données enregistrées .

En comparant les valeurs enregistrées et les valeurs simulées des paramètres, la fiabilité des logiciels PVsys6.81 et RETScreen dans la simulation des systèmes photovoltaïques a été évaluée. Les valeurs mesurées et les résultats de la synthèse mensuelle produite par PVsys6.81 sont en étroite concordance, avec des écarts minimes. Cependant, il est important de noter que les résultats mesurés et les résultats de simulation obtenus avec RETScreen diffèrent considérablement, comme illustré dans la [Figure 15. V](#).

Les valeurs enregistrées et les valeurs simulées par PVsyst 6.81 pour la production d'électricité sur l'ensemble de l'année 2019 sont comparées à la Figure 15. V. En août 2019, l'erreur la plus élevée était de 7,96 %, tandis que l'erreur la plus faible était de seulement 0,154 % en juin 2019. Une erreur annuelle globalement faible pour PVsyst 6.81 est indiquée dans le tableau V.2.

Cependant, la comparaison entre les valeurs enregistrées et les valeurs simulées par RETScreen pour la production d'électricité en 2019 est illustrée par la même figure. L'erreur la plus élevée an atteint 15,579 % en février 2019, tandis que l'erreur la plus faible an atteint 3,294 % en juillet 2019. L'erreur annuelle de RETScreen est de 9,5 %, comme le montre le tableau 1. Pour cette raison, nous préférons le logiciel PVsyst pour l'étude de la technologie photovoltaïque. Lorsque le système fonctionne correctement, les résultats de simulation obtenus par PVsyst sont acceptables, même en tenant compte de facteurs tels que les défaillances de composants et les variations importantes du temps, qui peuvent réduire la performance réelle du système.

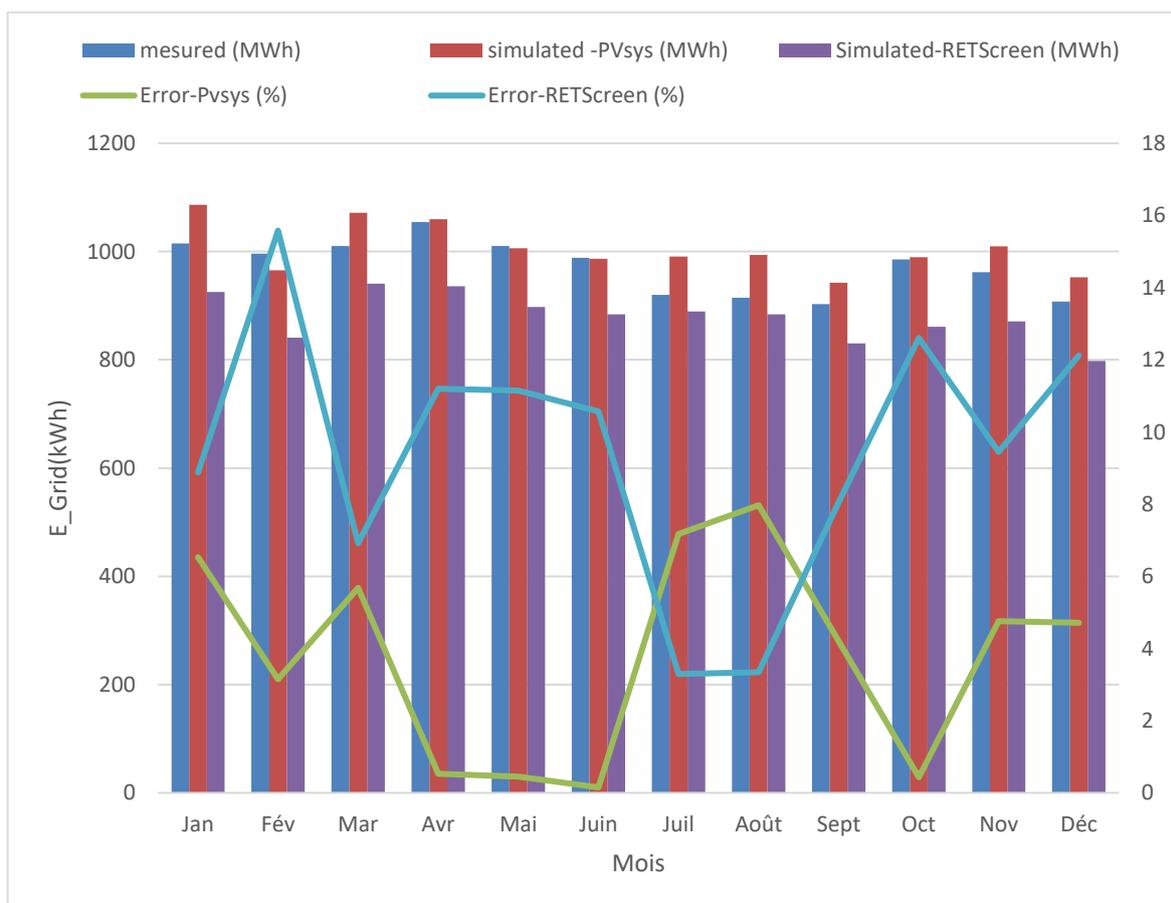


Figure. 15. V .Comparaison mensuelle entre Egrid mesuré et simulé

Tableau V.2. Comparaison mensuelle entre Egrid mesuré et simulé

E-grid	measured	simulated - PVsys	Error-Pvsys	Simulated- RETScreen	Error- RETScreen
	(MWh)	(MWh)	(%)	(MWh)	(%)
Jan	1015.2	1086.116	6.53	924.998021	8.885143716
Fév	996	965.587	3.15	840.832899	15.5790262
Mar	1010.4	1071.295	5.68	940.490754	6.91896734
Avr	1054.2	1059.782	0.53	936.110793	11.20178401
Mai	1010.4	1005.826	0.45	897.779739	11.14610659
Juin	988.2	986.676	0.15	883.735165	10.57122394
Juil	919.8	990.895	7.17	889.500767	3.294111002
Août	914.4	993.564	7.97	883.85064	3.340918635
Sept	903	942.608	4.2	830.208485	8.061075858
Oct	985.2	989.501	0.43	861.035839	12.60293961
Nov	961.8	1009.877	4.76	870.919848	9.448965689
Déc	907.8	952.659	4.71	797.787	12.11863847
Year	11666.4	12054.386	3.22	10557.2499	9.507218165

Le programme PVsyst était plus fiable et plus précis car les valeurs du RMSE et du MAE étaient faibles par rapport à RETScreen.comme illustré dans le tableau ci-après.

Tableau V.3. Mesure le MAE et le RMSE entre les valeurs réelles et les valeurs prédites par un modèle.(RETScreen,PVsyst).

RETScreen		PVsyst	
(RMSE)	(MAE)	(RMSE)	(MAE)
98.98254363	92.42917083	47.38942518	38.41733333

V.2.14.. diagramme de perte .

Les prévisions de pertes du logiciel PVSyst pour l'année entière 2019 sont présentées à la Figure 16.V. Il est clair que les pertes les plus importantes sont liées à la température, qui a diminué de 14,6 %. Les pertes de l'onduleur pendant le fonctionnement, qui ont eu un impact sur l'efficacité, ont été de 1,2 %, tandis que les pertes de la puissance électrique liées au niveau d'irradiance ont été de 0,1 %.

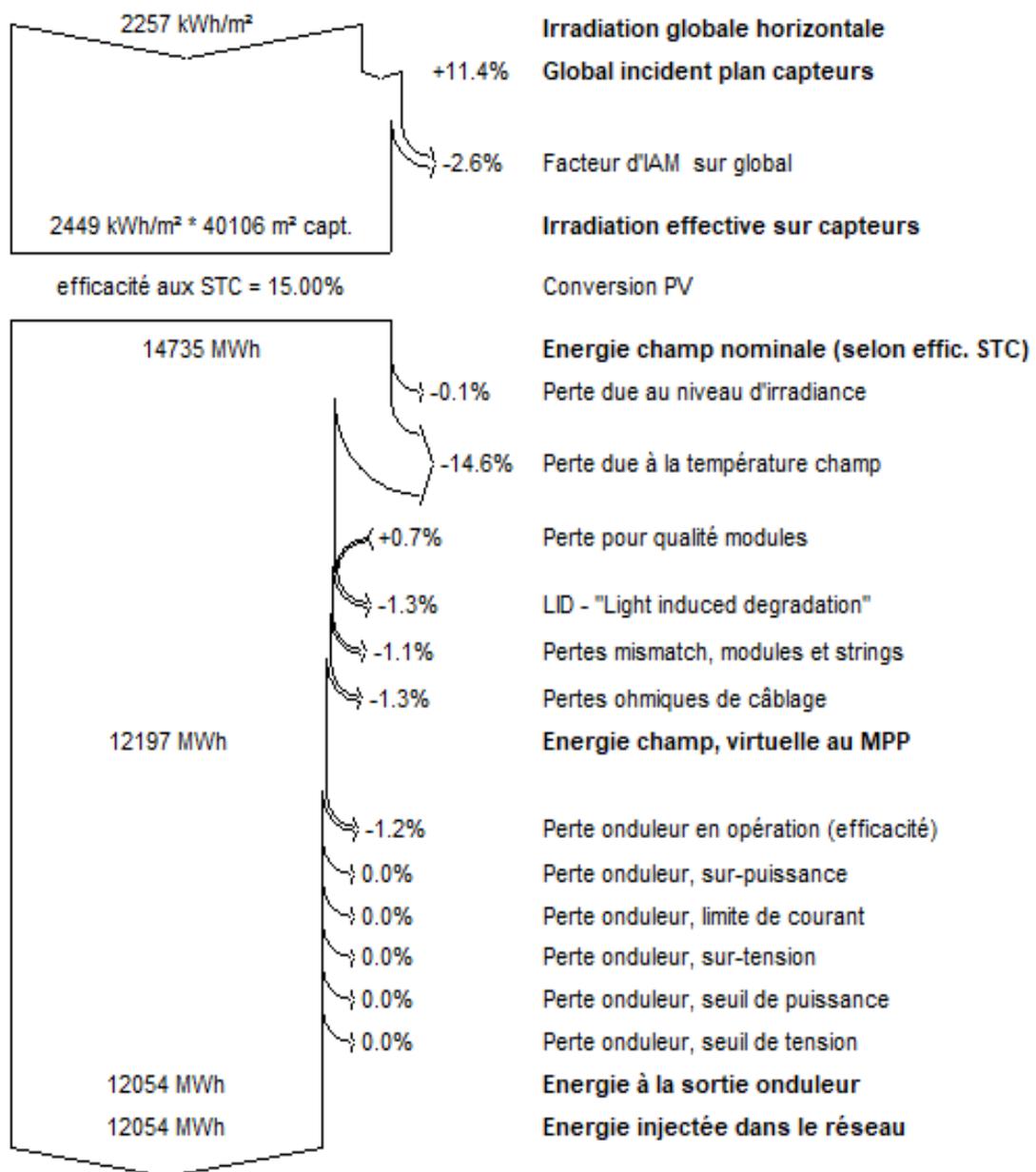


Figure. 16. V .Le diagramme des pertes estimées utilisant le logiciel PVSyst.

L'exposition au soleil, la température ambiante, les pertes ohmiques de câblage et les inadéquations de fabrication affectent la plupart des pertes de production d'énergie au niveau de l'ensemble photovoltaïque.

Les pertes totales de l'ensemble PV sont de 18,4 %, entraînant une baisse de la production d'énergie de 2538 MWh à 12197 MWh.

Enfin, les pertes totales des onduleurs s'élèvent à 1,2 %, ce qui signifie que la quantité nette d'électricité injectée dans le réseau est de 12054 kWh.

V.2.15. Étudier l'influence du changement climatique sur l'efficacité et la production de l'énergie photovoltaïque .

L'impact du changement climatique sur l'efficacité et la production de l'énergie photovoltaïque est un sujet d'une importance croissante dans le contexte actuel.

Dans cette section, nous présenterons les résultats de simulations réalisées à l'aide du logiciel PVsyst pour une station photovoltaïque hypothétique d'une capacité de 6 MW dans différentes régions climatiques, notamment El Bayadh, Tamanrasset, Béchar et Touggourt .

L'objectif principal des simulations est d'étudier l'effet de facteurs climatiques sur la production et l'efficacité de l'énergie photovoltaïque. Je souhaite un rapport détaillé, une analyse et une interprétation de ces résultats.

D'après les résultats des simulations, les principaux facteurs climatiques ayant un impact sur la production et l'efficacité du système photovoltaïque sont l'ensoleillement global (GlobHor), la température ambiante (T_Amb) et la vitesse du vent (WindVel). Voici une analyse détaillée de leurs effets .

V.2.15.1. Ensoleillement global (GlobHor) .

Les moyennes mensuelles de l'irradiation solaire quotidienne et de l'énergie solaire injectée mensuellement dans le réseau électrique à El Bayadh, Tamanrasset, Béchar et Touggourt sont présentées dans [la figure 17 .V](#) .

La production énergétique (E_Grid) est principalement influencée par l'irradiation solaire dans les systèmes photovoltaïques. De manière générale, à mesure que l'ensoleillement augmente, la production d'énergie augmente également.

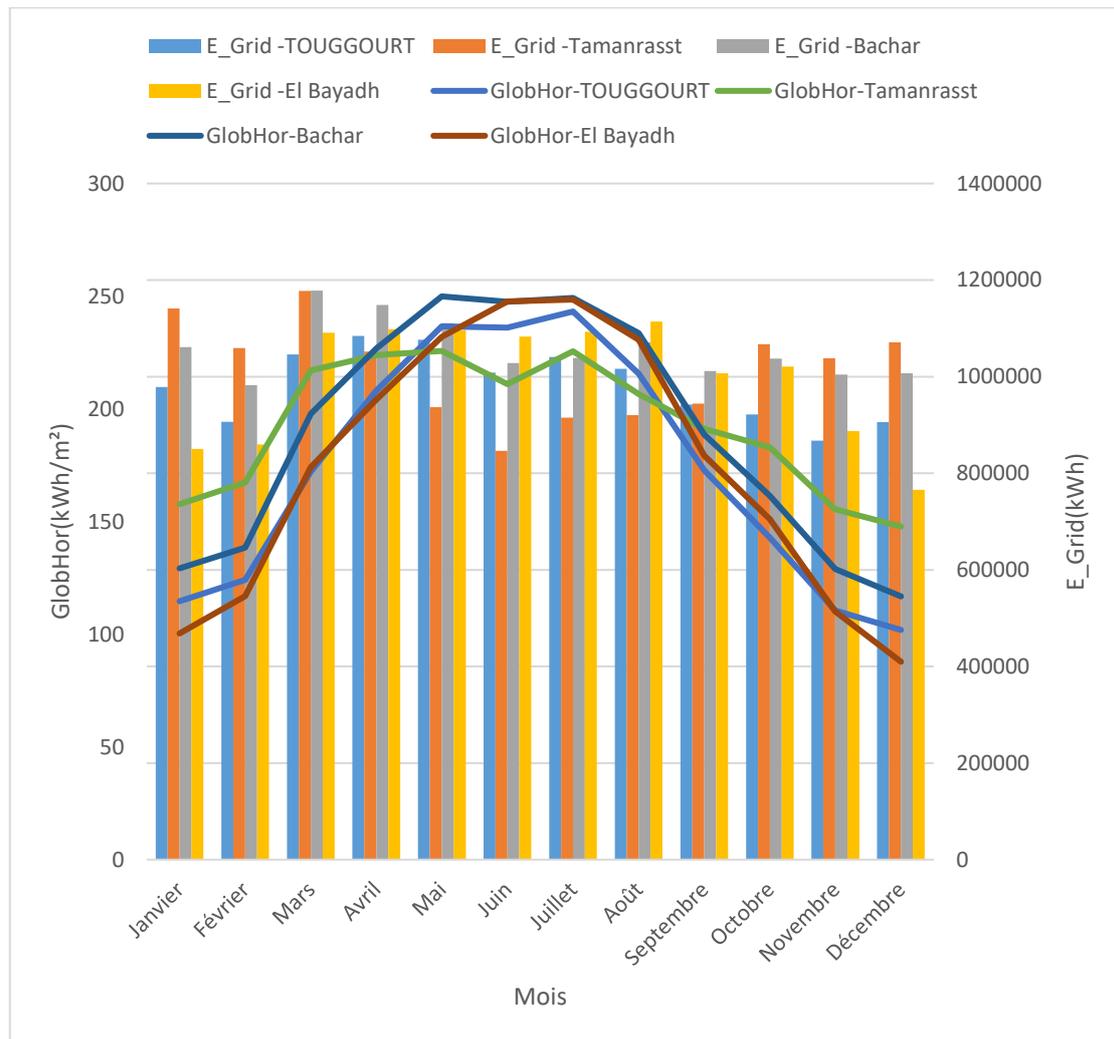


Figure. 17. V .Moyennes mensuelles de l'irradiation solaire quotidienne et de l'énergie mensuellement injectée dans le réseau à El Bayadh, Tamanrasset, Béchar et Touggourt.

Les ensoleillements annuels les plus élevés se trouvent à Béchar (2268,4 kWh/m²) et à Tamanrasset (2312,1 kWh/m²), ce qui leur permet de produire respectivement 12 680 MWh et 12 170 MWh.

Les variations saisonnières de l'ensoleillement influencent naturellement la production mensuelle, avec des pics en été.

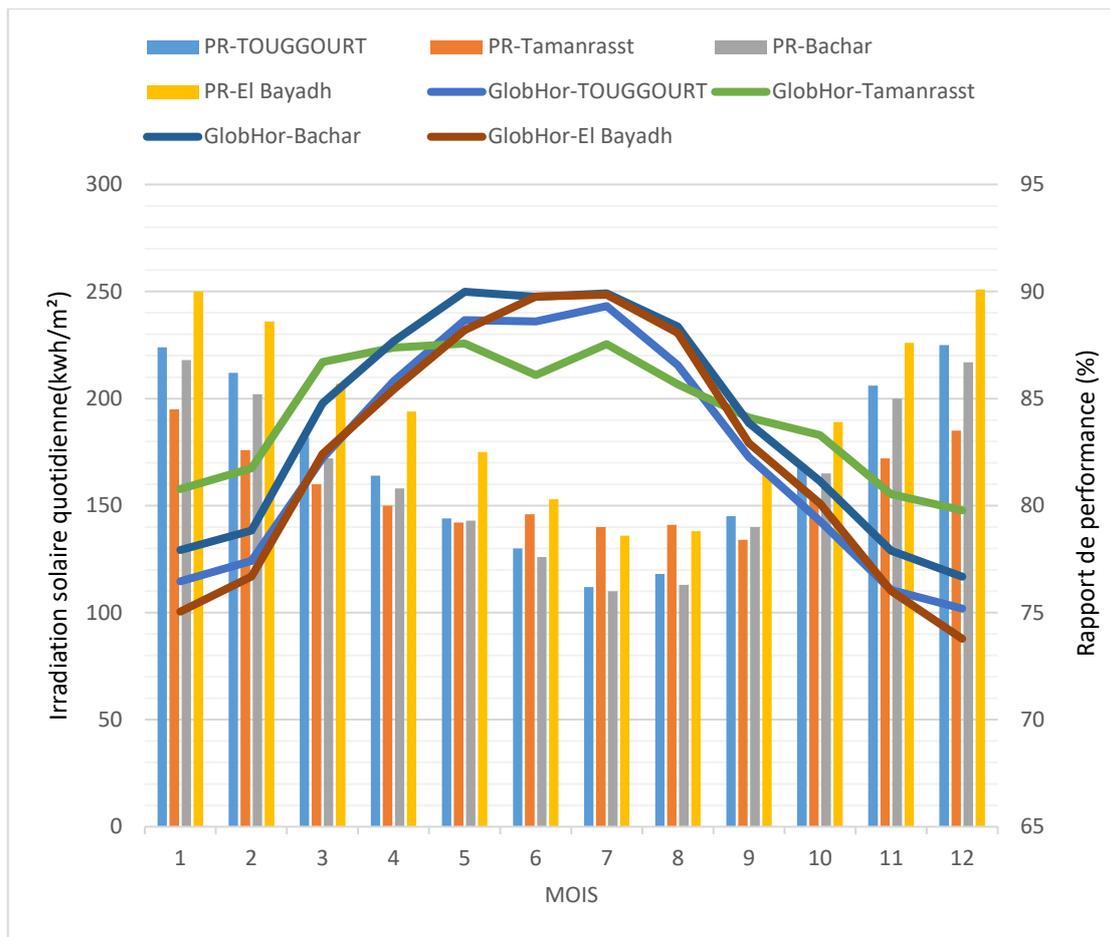


Figure 18. V. Moyennes mensuelles de l'irradiation solaire quotidienne et du Rapport de Performance (%) mensuel à El Bayadh, Tamanrasset, Béchar et Touggourt.

Les moyennes mensuelles de l'irradiation solaire quotidienne et le Rapport de Performance (%) mensuel sont présentés dans la Figure 18. V.

Malgré le fait que El Bayadh ait un ensoleillement global relativement faible de 2082,5 kWh/m², son ratio de performance (PR) annuel est remarquable avec un niveau de 0,838. Cela met en évidence une utilisation extrêmement performante de l'énergie solaire dans cette zone.

D'un autre côté, bien que Béchar ait un ensoleillement global plus élevé, mesuré à 2268,4 kWh/m², son PR relativement bas de 0,812 témoigne de difficultés pour convertir cette énergie solaire abondante en électricité. Il est possible que des conditions météorologiques défavorables, comme des températures moyennes élevées de 21,83°C et des vents forts de 4,1 m/s, soient à l'origine.

Le rayonnement global annuel de Tamanrasset est le plus élevé avec 2312,1 kWh/m², mais son PR est légèrement inférieur à celui d'El Bayadh, à 0,809. Cela peut être dû à des températures moyennes élevées de 22,75°C, malgré cet ensoleillement exceptionnel. Malgré un ensoleillement global moins élevé à Touggourt, estimé à 2078,4 kWh/m², son PR est proche de celui d'El Bayadh, à 0,816, ce qui suggère une bonne optimisation des installations solaires ou des conditions météorologiques relativement favorables. L'importance de variables comme la température, les vents et l'efficacité des installations est mise en évidence par ces observations dans la performance des systèmes solaires. Même si l'ensoleillement global est essentiel, ces éléments supplémentaires peuvent avoir une influence significative sur le rendement dans chaque région.

V.2.15.2. Température ambiante (T_Amb) .

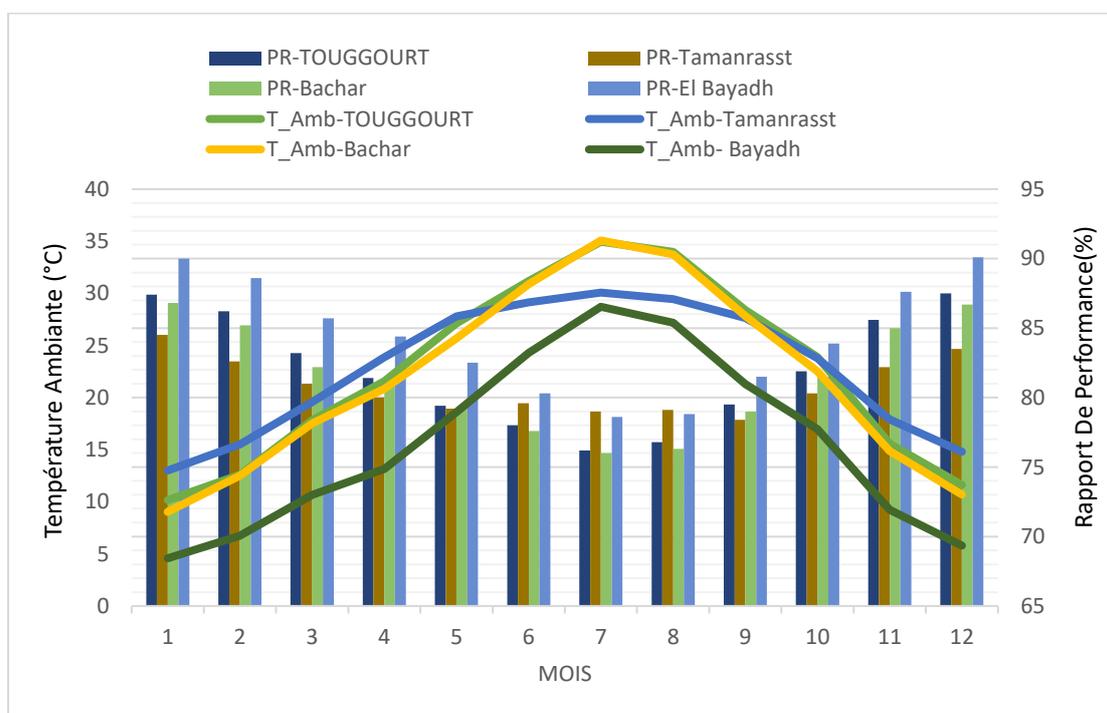


Figure. 19. V .Moyennes mensuelles de la température ambiante et de Rapport De Performance(%) mensuellement à El Bayadh, Tamanrasset, Béchar et Touggourt.

Dans la figure .19.V, on peut observer les moyennes mensuelles de la température ambiante ainsi que le Rapport de Performance (%) mensuel à El Bayadh, Tamanrasset, Béchar et Touggourt.

Une hausse des températures dégrade le rendement des modules PV, ce qui se traduit par un rapport de performance (PR) plus faible.

On observe une forte baisse du PR durant les mois les plus chauds, particulièrement à Tamanrasset (PR minimum de 0,760 en juillet avec $T_{\text{Amb}} = 35,1^{\circ}\text{C}$).

A l'inverse, les PR sont meilleurs en hiver (maxima de 0,901 à El Bayadh en décembre avec $T_{\text{Amb}} = 5,8^{\circ}\text{C}$).

Les écarts de températures expliquent en grande partie les différences de PR mensuels et annuels entre les sites.

V.2.15.3.Vitesse du vent (WindVel) .

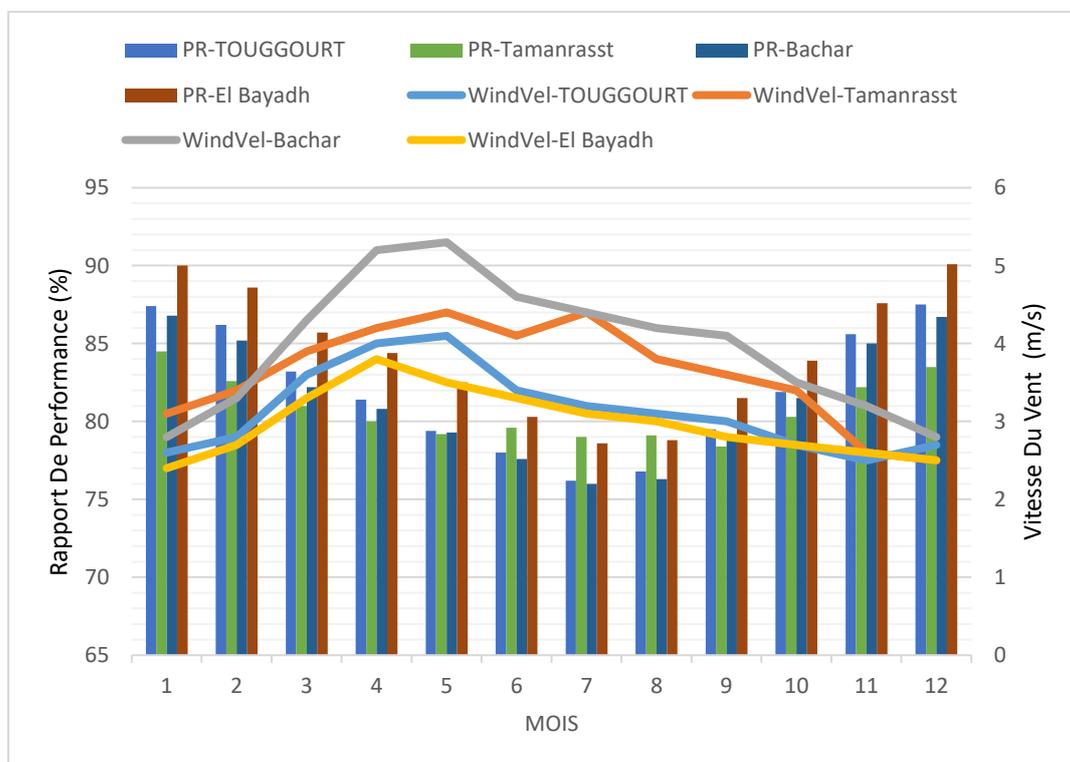


Figure.20.V .Moyennes mensuelles de la vitesse du vent et du Rapport de Performance (%) mensuel à El Bayadh, Tamanrasset, Béchar et Touggourt.

Selon la figure 20. V, on peut observer les moyennes mensuelles de la vitesse du vent ainsi que le Rapport de Performance (%) mensuel à El Bayadh, Tamanrasset, Béchar et Touggourt.

Une vitesse de vent élevée permet un meilleur refroidissement des modules PV et compense partiellement l'effet néfaste des hautes températures sur le PR.

A Béchar, malgré des températures estivales très élevées, les vents soutenus (4,0 m/s en moyenne annuelle) contribuent à maintenir un PR acceptable.

A Touggourt en revanche, les vents plus faibles (3,1 m/s) accentuent l'impact négatif des températures élevées sur le PR en été.

En conclusion, pour maximiser la production PV tout en préservant un bon rendement, il est préférable de choisir un site offrant un très bon ensoleillement, avec des températures pas trop extrêmes et des vents suffisamment soutenus pour refroidir les panneaux. Béchar semble le meilleur compromis selon ces critères.

Analyse des quatre courbes . En examinant les quatre courbes, plusieurs observations peuvent être faites .

V.2.15.4. diagramme de perte .

Les diagrammes correspondant aux [Figure. 21.V](#), [Figure. 22.V](#), [Figure. 23.V](#) et [Figure. 24.V](#) présenter une illustration des pertes estimées pour les systèmes photovoltaïques installés dans quatre régions d'Algérie : El Bayadh, Tamanrasset, Béchar et Touggourt .

Pertes d'énergie dues à la température :

Dans la région d'El-Beydh : 10,01 % (le plus bas)

À Bachar : 12,6 %

À Touggourt : 12,9 %

À Tamanrasset : 13,1 % (le plus élevé)

Pertes d'énergie dues au porteur ohmique :

Dans la région d'El-Beydh : 1,25 %

Dans les autres régions : 1,3 % (presque identique)

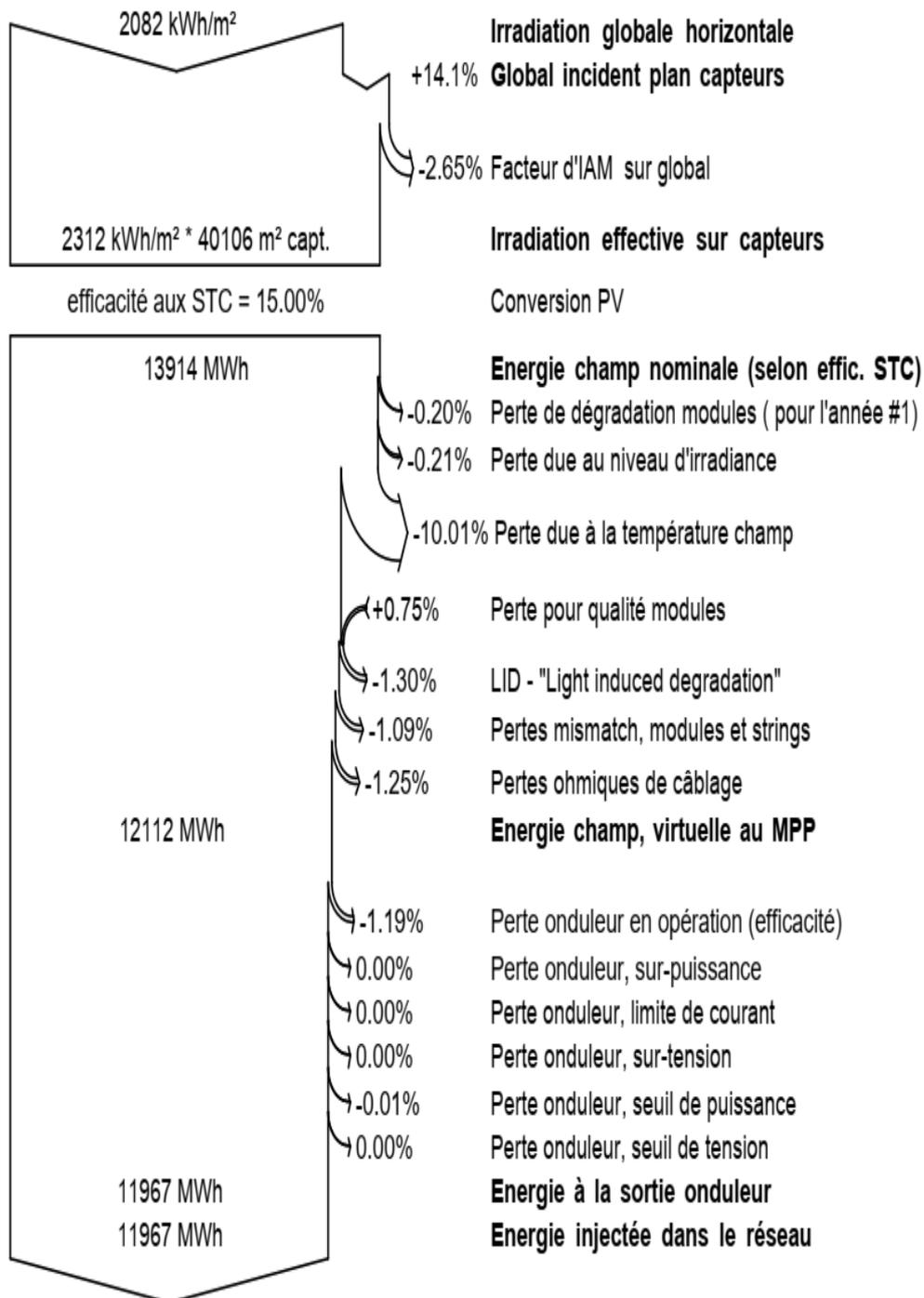


Figure.21.V .Diagramme des pertes estimées à El Bayadh à l'aide du logiciel PVSyst

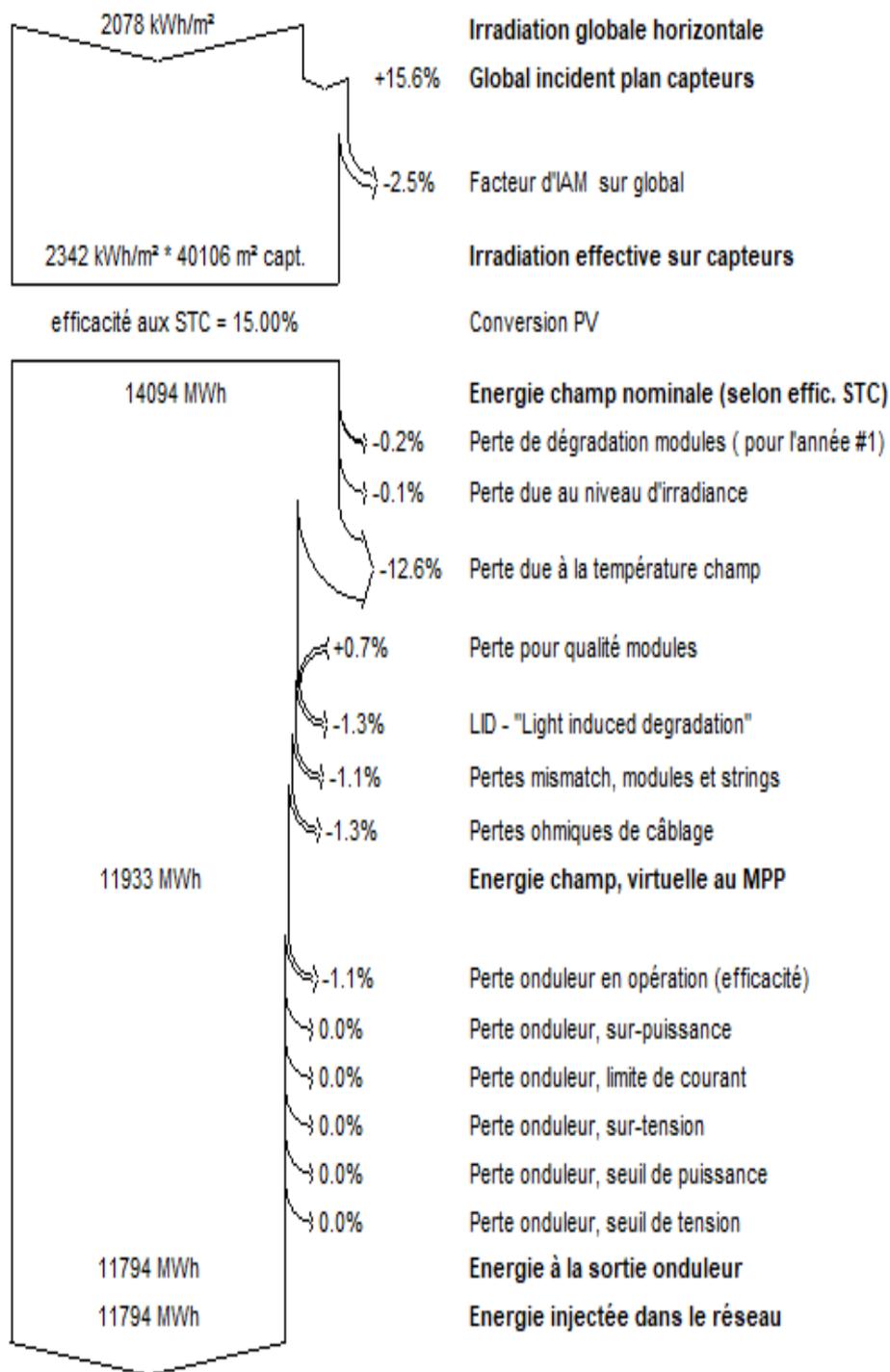


Figure.22.V .Diagramme des pertes estimées à Touggourt à l'aide du logiciel PVSyst

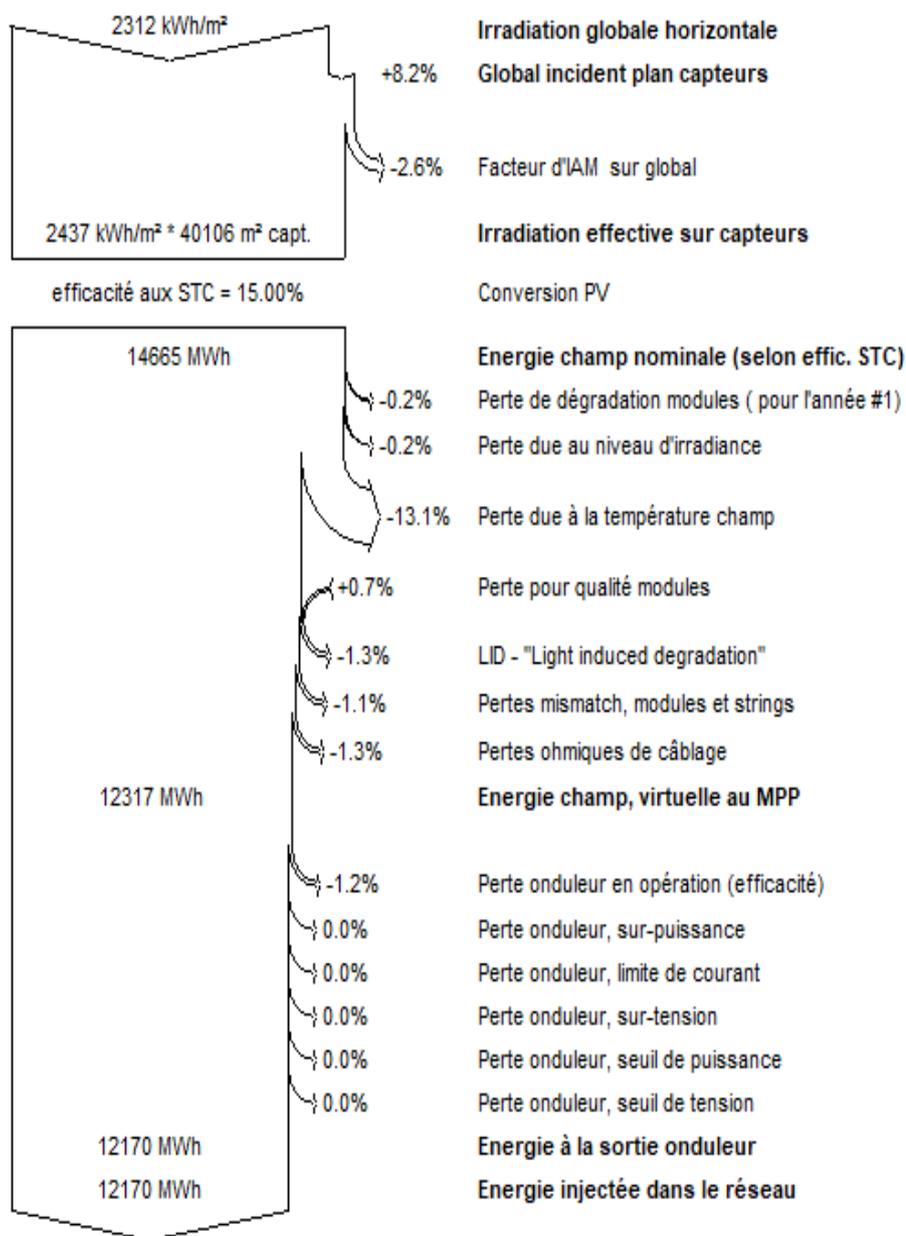


Figure.23.V .Diagramme des pertes estimées à Tamanrasset à l'aid e du logiciel PVSyst

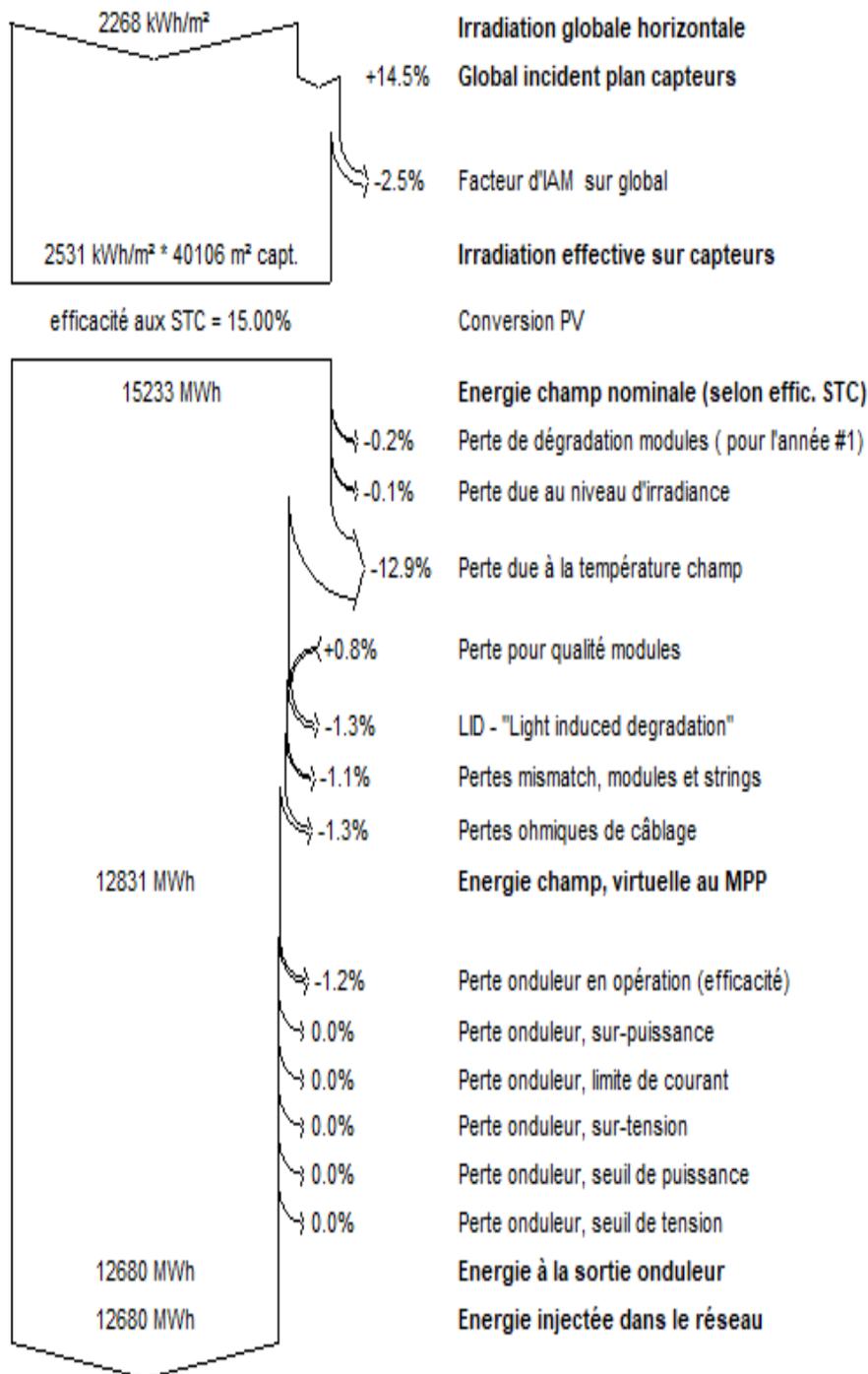


Figure.24.V .Diagramme des pertes estimées à Béchar à l'aid e du logiciel PVSyst

V.2.15.5.Interprétation .

La région d'El-Beydh se démarque par les pertes d'énergie les plus faibles, à la fois en termes de température et de porteur ohmique.

Tamanrasset enregistre les pertes d'énergie les plus élevées en raison de la température. Les pertes d'énergie dues au porteur ohmique sont presque identiques dans toutes les régions, sauf à El-Beydh où elles sont légèrement inférieures. Cette analyse souligne l'importance de la région d'El-Beydh en matière d'efficacité énergétique.

Les différences de performance entre les régions peuvent être attribuées à divers facteurs tels que le climat .

V.3. Résultats économique .

V.3.1.Récapitulation de l'investissement .

Un résumé des coûts associés à la mise en œuvre du projet est présenté dans le tableau ci-dessous..

Tableau.V.4.récapitulatif de l'investissement.

DESIGNATION	PRIX (en \$)	Prix (en DZD)
Total	12000000	1300000000

V.3.2.Viabilité financière .

L'électricité est distribuée aux consommateurs après avoir été exportée au réseau. La rentabilité financière du projet peut être déduite si le prix de vente du kilowattheure est fixé à 23.39 DZD après une analyse effectuée avec le logiciel RETScreen, comme illustré dans le tableau ci-après.

Tableau .V.5 .la viabilité financière du projet

Viabilité financière	
TRI avant impôt - actifs	3.5%
Retour simple	26.8ans
Retour sur les capitaux propres	16.8 ans

V.3.3.Flux monétaires .

Cette section calcule les flux de trésorerie en suivant chaque année les dépenses (sorties de trésorerie) et les revenus (entrées de trésorerie) de la centrale.

Il est possible de simuler un scénario financier pour le projet en présentant les flux de trésorerie avant impôts dans cette section à l'aide du logiciel de modélisation RETScreen.

Les hypothèses suivantes sont adoptées par le modèle financier :

- ❖ L'année de l'investissement initial est considérée comme l'année Zero.
- ❖ les coûts et les recettes sont estimés pour l'année Zero, avec l'application du taux d'inflation de l'année Un.
- ❖ Le calcul des flux de trésorerie est effectué à la clôture annuelle.

V.3.4.Flux monétaires annuels .

Les flux de trésorerie nets avant impôt représentent, pour chaque année, les montants dépensés ou perçus, avant toute imposition, durant la durée de vie de la centrale. Ceci est illustré dans l'image suivante.

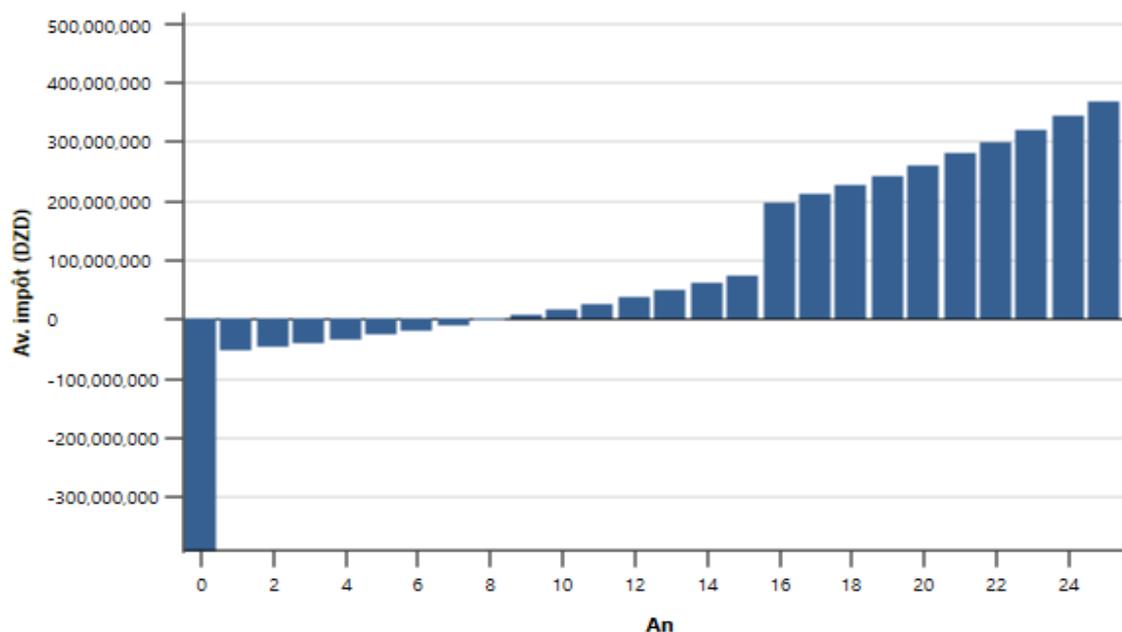


Figure 25. V.Flux monétaires annuel

Selon la Figure .25. V, il est évident que le flux de trésorerie de l'année 0, qui correspond à l'ouverture de l'exploitation de la centrale, correspond aux dépenses initiales d'investissement. Dès la première année, ce flux montre l'écart entre les dépenses et les revenus, qui sont représentés dans le graphique comme des bénéfices de l'investissement. Pendant les 16,8 premières années, ces revenus ont augmenté légèrement en raison principalement du remboursement des dettes. À partir de la huitième année, les revenus augmentent considérablement.

V.3.5.Flux monétaires cumulatifs .

Chaque année, les flux monétaires cumulatifs indiquent le montant total des flux de trésorerie nets avant impôt accumulés depuis l'année de la mise en service de la centrale, jusqu'à la fin de sa durée de vie estimée à 25 ans.

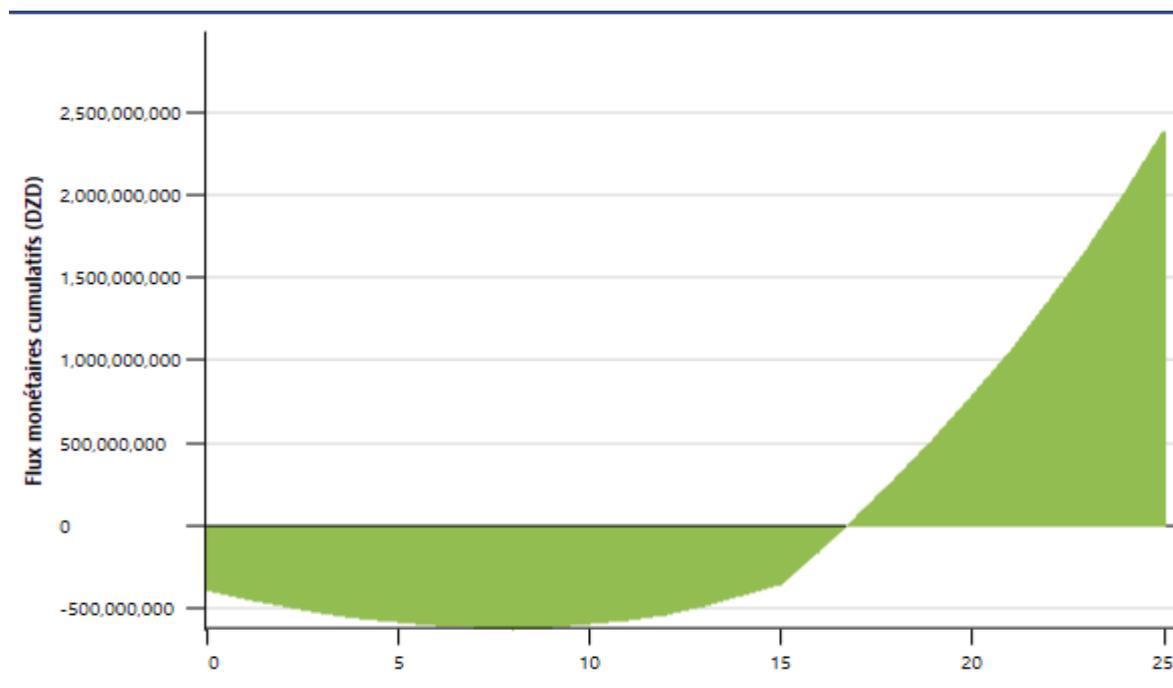


Figure 26. V.Flux monétaires cumulatifs.

Ce graphe indique que le projet dure 25 ans. Entre 0 et 8 ans, le flux monétaire cumulatif est négatif, ce qui indique que le projet retrouve son argent de démarrage pendant les 8 premières années de son existence. Le graphe passe de 0 à plus de 2387635912 DZD entre 8 et 25 ans, ce qui indique que le projet est rentable à long terme et peut générer plus de 2387635912 DZD en 25 ans.

Une VAN positive indique que le projet crée de la valeur. Il est lucratif car :

- ❖ Les fonds ont été complètement récupérés.
- ❖ Les capitaux ont été rémunérés au taux d'actualisation tout au long du projet.

V.4. Résultats écologique .

Le solaire photovoltaïque est une énergie propre sans pollution ni dommages à l'environnement, faisant partie des sources d'énergie verte les plus saines pour la planète.

Cette forme d'énergie joue un rôle clé dans la réduction du changement climatique en raison de ses faibles émissions de dioxyde de carbone, surtout quand on la compare à d'autres sources d'énergie traditionnelles.

Elle se distingue par son impact réduit sur l'émission de gaz à effet de serre, ce qui en fait une alternative plus écologique.

L'empreinte carbone de cette technologie est principalement limitée à la phase de fabrication de ses composants, notamment les modules photovoltaïques. En somme, Elle représente une avancée significative dans le passage à des méthodes de production d'électricité plus respectueuses de l'environnement et durables.

Le climat n'est pas affecté par l'énergie photovoltaïque et les cellules photovoltaïques ne génèrent ni bruit ni odeur. Elles sont également exemptes de gaz à effet de serre et ne génèrent aucun déchet radioactif.

De cette manière, elles contribuent à combattre le changement climatique, les précipitations acides et les nuages. Avec l'énergie solaire photovoltaïque, Son utilisation permet de prévenir un émission annuelle de 5321 tonnes de CO₂, soit une économie de 12374 barils de pétrole brut., comme le montre la [Figure 19.V](#) .La technologie photovoltaïque a de nombreux avantages pour l'environnement.

Les cellules photovoltaïques ne produisent ni bruit ni odeur et elles n'ont aucun effet sur le climat. En outre, elles ne dégagent pas de gaz à effet de serre et ne génèrent aucuns déchets radioactifs. En conséquence, elles contribuent à réduire le changement climatique, à réduire les précipitations acides et à réduire le brouillard polluant.

En effet, comme indiqué dans la [Figure . 27.V](#), l'utilisation de l'énergie solaire permet d'éviter l'émission de 5321 tonnes de dioxyde de carbone (CO₂) par an, ce qui équivaut à prévenir la consommation de 12374 barils de pétrole brut.



tCO₂ est équivalente à 12,374 5,320.8

Barils de pétrole brut non consommés

[Figure.27.V](#).Quantité annuelle nette de gaz à effet de serre émise par cas proposé en barils de pétrole brut.

Le principal avantage de l'énergie photovoltaïque est qu'elle ne nécessite pas de carburant, ce qui réduit les coûts et les problèmes liés à l'approvisionnement et au transport du carburant. Pour évaluer les émissions de gaz à effet de serre (GES), une comparaison a été menée annuellement entre un scénario de référence qui utilise tous les types de carburants pour produire de l'électricité et le projet proposé de centrale photovoltaïque.

Les résultats de cette comparaison sont présentés dans la [figure.28.V](#).et soulignent les avantages de l'énergie solaire photovoltaïque pour l'environnement.

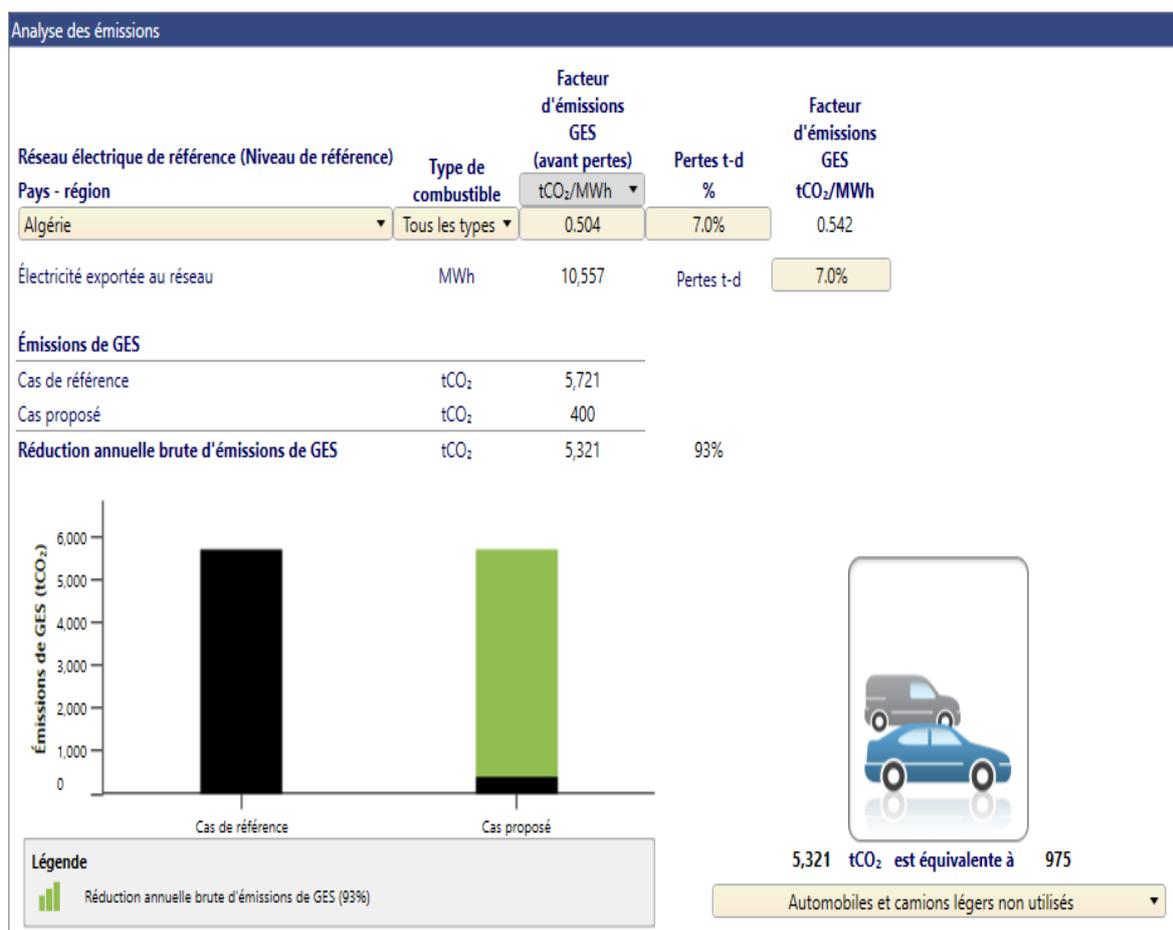


Figure.28. V.Comparaison des émissions de GES entre le cas de référence et le cas proposé

Le pourcentage de la réduction annuelle brute des émissions de gaz à effet de serre par rapport aux émissions de gaz à effet de serre du cas de référence est de 93 %.

V.5.Comparaison des performances réelles de la centrale avec celles d'autres centrales photovoltaïques installées dans le monde

Pour confirmer les résultats de cette étude, nous avons comparé les performances de la centrale solaire de Zaouiet Kounta avec celles d'autres centrales en utilisant des critères comme la classification climatique, la technologie des panneaux solaires, le rendement final, le facteur de capacité et le taux de performance. Les résultats montrent que la centrale de Zaouiet Kounta se comporte bien par rapport aux autres. Toutes les études ont été menées sur une année. Les panneaux solaires polycristallins sont les plus utilisés dans les grandes installations solaires. Dans cette étude, le rendement moyen annuel final est de 4,49 heures par jour. C'est un meilleur résultat que la plupart des autres systèmes solaires, à l'exception de ceux du Brésil et d'El

Bayadh, Algérie, qui ont un ensoleillement moyen de 5,6 heures par jour et 4,95 heures par jour respectivement. [122] [132]

La centrale de Zaouiet Kounta a un taux de performance de 79,7%, ce qui est considéré comme bon par rapport à d'autres centrales. [121]. [126]. [128].

Par exemple, ce taux est plus élevé que celui des centrales de Nouakchott en Mauritanie (entre 63,59% et 73,56%) et de KNUST au Ghana (67,9%). [123]. [131].

Cependant, les centrales en Afrique du Sud (84 %), au Brésil (82,9 %) et à El Bayadh, Algérie (82 %) affichent des taux de performance encore plus élevés. [129] [122] [132]

Le taux moyen de production d'électricité de la centrale solaire de Zaouiet Kounta est de 24,25%, ce qui est le plus élevé parmi les centrales solaires étudiées. Cela est indiqué dans le tableau III.5 qui compare les différentes grandes installations solaires.

Tableau V.5. Comparaison des performances de la centrale avec celles d'autres centrales photovoltaïques à travers le monde.

Localisation/Année	Classification climatique	Technologie/Capacité	PR (%)	Yf (h/j)	CF (%)
Brésil/2013–2014	Tropical (Aw)	Mono-Si/2,2 kWc	82,9	5,6	12,6
Nouakchott, Mauritanie/2015	Désertique (BWh)	Amo-Si/15 MWc	63,59– 73,56	2,95– 4,94	–
Sakunala, Kurnool, Andhra Pradesh, Inde	Tropical (Aw)	Poly-Si/50 MWc	78	–	–
El Bayadh, Algérie/2017—2020	Désertique (BWh)	Poly-Si/23,92 MWc	82	4,95	–
Oman	Désertique (BWh)	Poly-Si/20,4 kWc	67	3,78	15
KNUST, Ghana	Tropical (Aw)	Mono-Si/ 20 kWc	67,9	-	11,47
Grèce	Tempéré méditerranéen (Csa)	Poly-Si/171,36 kWc	67,4	3,66	15,3
Afrique du Sud	Tempéré océanique (Cfb)	Poly-Si/3,2 kWc	84	4,9	20,4
Zaouiet Kounta Présente étude	Désertique (BWh)	Poly-Si/6 MWc	79,7	5,49	24,25

V.6. Conclusion.

Le fonctionnement d'une centrale solaire connectée au réseau , spécifiquement située dans un environnement désertique, a été analysé dans ce chapitre. La recherche a examiné les performances de la centrale de 6 MW à Zaouiet Kounta et a conclu que le projet est très rentable à long terme.

L'usine a produit 12,054 GWh en 2019, évitant ainsi l'émission de 5321 tonnes de CO₂ par an, soit 12374 barils de pétrole brut non consommé. Pendant 25 ans, cette réussite a généré des bénéfices supérieurs à 2 387 635 912 DZD. Il est également remarquable que la huitième année conduit à un retour sur investissement.

Ces résultats mettent clairement en évidence la viabilité économique du projet, En soulignant son importance cruciale pour réduire l'empreinte carbone et préserver les réserves d'or noir.. L'efficacité de cette centrale photovoltaïque dans un environnement désertique est confirmée par ses avantages financiers à long terme et sa durabilité environnementale. Les résultats incitent à continuer les investissements dans les énergies renouvelables, montrant ainsi leur potentiel avantageux dans la transition vers une énergie plus respectueuse de l'environnement.

Conclusion générale

Conclusion générale .

Cette étude s'inscrit dans le contexte des initiatives visant à concrétiser et à appliquer le programme national de développement des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique (EnR) en Algérie, avec pour objectif la production de 22 000 MW d'ici 2030.

L'objectif de notre recherche était d'évaluer les performances d'une centrale solaire photovoltaïque localisée à Zaouia Kantena, dans la wilaya d'Adrar. Le premier chapitre traite du potentiel solaire en Algérie. Nous avons conclu que le gouvernement algérien accorde une priorité au développement des énergies renouvelables, en particulier l'énergie solaire, en raison du potentiel solaire du pays. L'irradiation solaire, avec une moyenne annuelle de 2 284 Wh/m²/an dans la wilaya d'Adrar, représente l'un des principaux critères de sélection du site pour l'installation d'une centrale solaire, et joue un rôle crucial dans la production d'énergie photovoltaïque. Ensuite, nous avons examiné certains concepts techniques des systèmes photovoltaïques à grande échelle ainsi que leurs diverses configurations de raccordement.

Au cours du deuxième chapitre, une analyse détaillée des éléments constitutifs de la centrale solaire a été entreprise afin d'en appréhender le fonctionnement. La sélection des panneaux solaires revêt une importance capitale, étant donné son impact significatif sur l'efficacité énergétique globale du système.

Au cours du chapitre trois, des critères de performance ont été exposés afin d'évaluer la centrale photovoltaïque en conformité avec les normes internationales de l'IEC 61724 du Comité Électrotechnique International. De plus, des paramètres financiers ont été pris en considération pour l'évaluation économique de la centrale photovoltaïque, assurant ainsi une analyse précise de la viabilité du projet solaire.

Dans le quatrième chapitre, nous avons réalisé des simulations pour étudier le champ photovoltaïque en utilisant des méthodes analytiques et le logiciel SIMULINK MATLAB. Nous avons simulé une partie du champ, analysé ses caractéristiques et évalué sa performance lorsqu'il est connecté au réseau électrique. Nous avons également utilisé les logiciels RETScreen et PVsyst pour modéliser la centrale solaire à Zaouiet Kounta Kantena. RETScreen est utile pour évaluer les performances énergétiques et financières du projet. Nos résultats ont montré que la quantité de lumière et de chaleur ont un impact important sur la production d'énergie des panneaux solaires.

Le cinquième chapitre a analysé pendant six ans les performances de la centrale photovoltaïque de Zaouia Kantena en utilisant les logiciels PVsyst et RETScreen, selon les normes IEC 61724. PVsyst est recommandé pour évaluer la performance d'un champ photovoltaïque en détail, tandis que RETScreen est plus adapté pour une estimation rapide des retours financiers et pour analyser les aspects économiques et environnementaux des projets d'énergies renouvelables.

Nous avons comparé les résultats de notre étude sur la performance de la centrale photovoltaïque de Zaouiet Kounta avec d'autres centrales dans le monde, et nous avons remarqué que cette centrale est parmi les meilleures en termes de performance.

Il est important d'investir davantage dans l'énergie solaire en raison des possibilités solaires dont dispose l'Algérie. Cela aidera à développer le marché de l'électricité et à renforcer l'économie en Algérie.

Il faudra envisager les perspectives et les améliorations à venir.

Une étude approfondie est nécessaire pour examiner les problèmes techniques de la centrale solaire, comme la baisse de rendement des panneaux à cause de la saleté, l'ombre portée sur les panneaux et les effets néfastes de la chaleur trop élevée.

Étude des soucis techniques des éléments importants comme les câbles et les transformateurs, qui impactent la performance générale, et recherche de solutions appropriées.

Grâce au soleil qui brille beaucoup à Zaouiet Kounta, les panneaux solaires pourraient être équipés de technologies spéciales pour les faire bouger et suivre le soleil. Cela aiderait à produire plus d'énergie.

Références Bibliographiques

Références Bibliographiques

- [1] Wood, N., & Roelich, K. (2019). Tensions, capabilities, and justice in climate change mitigation of fossil fuels. *Energy Research & Social Science*, 52, 114-122.
- [2] Garrett, C. W. (1992). "On Global Climate Change, Carbon Dioxide, and Fossil Fuel Combustion." *Progress in Energy and Combustion Science*, vol. 18, no. 5, 1992, pp. 369-407.
- [3] Mohamed, T. (2018). "Analytical Assessment of Correlation Between Performance and Meteorological Parameters of a Grid-Connected PV System." *Energy*, 2018.
- [4] Wood, N., & Roelich, K. (2019). "Tensions, Capabilities, and Justice in Climate Change Mitigation of Fossil Fuels." *Energy Research & Social Science*, vol. 52, 2019, pp. 114-122.
- [5] Kabir, E., Kumar, P., Kumar, S., Adelodun, A. A., & Kim, K. H. (2018). Énergie solaire : Potentiel et perspectives futures. *Revue des énergies renouvelables et durables*, 82, 894-900.
- [6] Stambouli, A. B., Khiat, Z., Flazi, S., & Kitamura, Y. (2012). Une revue du développement des énergies renouvelables en Algérie : Perspective actuelle, scénario énergétique et questions de durabilité. *Revue des énergies renouvelables et durables*, 16(7), 4445-4460.
- [7] Bouznit, M., Pablo-Romero, M. D. P., & Sánchez-Braza, A. (2020). Mesures pour promouvoir les énergies renouvelables pour la production d'électricité en Algérie. *Durabilité*, 12(4), 1468.
- [8] Ross, R. T., & Hester, R. E. (2017). *Handbook of Solar Energy: Theory, Analysis and Applications*. Elsevier.
- [9] Ministère de l'Énergie et des Mines. (2020). Programme National des Énergies Renouvelables et de l'Efficacité Énergétique. République Algérienne Démocratique et Populaire.
- [10] Ashofteh, H., & Behzadi Forough, A. (2022). "Renewable Energy's Potential Scrutiny by PVSYST and RETSCREEN Software: Case Study, Khoy City, Iran." *Renewable Energy Research and Applications*, vol. 3, no. 2, 2022, pp. 207-216.

Références Bibliographiques

- [11] Bouzidi, B., Haddadi, M., & Belmokhtar, O. (2009). Évaluation d'un système de pompage photovoltaïque dans les régions du Sahara algérien. *Revue des énergies renouvelables et durables*, 13(4), 879-886.
- [12] Duffie, J.A. and Beckman, W.A. (2013) *Solar Engineering of Thermal Process*. 4th Edition, John Wiley & Sons, Inc., Hoboken. <https://doi.org/10.1002/9781118671603>
- [13] T. Desrus, "Développement de cellules photovoltaïques à hétérojonctions silicium et contacts en face arrière", thèse de doctorat, Institut National des Sciences Appliquées.
- [14] S. Petibon, "Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques", thèse de doctorat, université Paul Sabatier – Toulouse III, 2009
- [15] S. Quoizola, "épitaxie en phase vapeur de silicium Sur silicium mesoporeux pour report sur substrats économiques et application photovoltaïque bas coût", thèse de doctorat, l'institut national des sciences appliquées de Lyon, 2007
- [16] B. Equer, "Energie solaire photovoltaïque", Volume 1, Ellipses Editions, ISBN: 2-7298-9345-8, Paris, 1993
- [17] Benabdelkrim, Bouchra, et Ali Benatallah. *Étude et simulation de l'effet de paramètre climatique sur les modules solaires en couche mince en région saharienne*. Thèse de doctorat, Université Ahmed Draia-Adrar, 2021.
- [18] Gueymard, C.A., 2003. Direct solar transmittance and irradiance predictions with broadband models Part I: detailed theoretical performance assessment *Solar Energy*, 74(5), pp. 353-579.
- [19] MATAR, Elie, Charbel GHAITH, and J. AOUN. "Gisement Solaire: Irradiation solaire globale et durée d'insolation." (2004).
- [20] Mefti, A., and M. Y. Bouroubi. "Estimation et cartographie de la composante globale du rayonnement solaire." *Revue des Energies Renouvelables* (1999): 219-224.
- [21] Reda, I., Sengupta, M. and Dooraghi, M., 2021. Measurement of the direct normal irradiance at the National Renewable Energy Laboratory. *Solar Energy*, 218, pp.1-17.
- [22] <https://www.alliance-technologies.net/produit/pyrheliometre-ms-57/>
- [23] Liu, B.Y.H. and Jordan, R.C., 1960. The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation. *Solar energy*, 4(3), pp.1-19.
- [24] https://www.ecotech.de/en/product/pyranometer_cmp3

Références Bibliographiques

- [25] Myers, D.R., 2013. Solar radiation modeling and measurements for renewable energy applications: data and model quality. *Energy*, 30(5), pp.1517-1531.
- [26] Faiman, D., 2008. Assessing the outdoor operating temperature of photovoltaic modules. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 16(4), pp.307-315.
- [27] <https://www.fiedler.company/en/products/meteorological-stations-and-measuring-sensors/global-radiation-sensors/cmp11-pyranometer>
- [28] Kristensen, L., 1998. Cup anemometry—progress in the past decade. In *Wind Energy and Atmospheric Physics* (pp. 118-127). Springer, Berlin, Heidelberg.
- [29] Sharvari C. "Introduction to the Anemometer." *Medium*, 28 août 2021, <https://medium.com/@sharvaricmi/introduction-to-the-anemometer-43c52489ac91>.
- [30] Courtney, M., Wagner, R. and Lindelöw, P., 2008. Testing and comparison of lidars for profile and turbulence measurement in wind energy. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 1(1), p.012020.
- [31] Ji, J., and H. He. "Measurement Accuracy of Light Intensity-Modulated Photosynthetic Photon Flux Density Sensors." *Frontiers in Plant Science*, vol. 5, 2014, p. 253. Frontiers Media SA, <https://www.frontiersin.org/articles/10.3389/fpls.2014.00253/full>.
- [32] <https://education.nationalgeographic.org/resource/anemometer/>
- [33] Ministre, P. (2020). *Transition Énergétique en Algérie Edition 2020*.
- [34] Centre de Développement des Énergies Renouvelables. *Atlas GEE: Gisement solaire, Énergie produite pour des centrales de 1 MWc, Environnement. CDER, 2023*, <https://www.cder.dz/spip.php?article5715>.
- [35] Enerdata. "Global Energy Statistical Yearbook 2021." *Share of renewables in electricity production (2021)*. <https://energydata.info/dataset/key-world-energy-statistics-enerdata>
- [36] A. Bouraiou et al., «Status of renewable energy potential and utilization in Algeria», *Journal of Cleaner Production*, 246, 119011, 2020.
- [37] <https://www.energy.gov.dz/?rubrique=energies-nouvelles-renouvelables-et-maitrise-de-lenergie04/12/2023/>
- [38] <https://www.aps.dz/economie/158792-sonelgaz-approbation-de-77-offres-techniques-pour-la-realisation-du-projet-de-2000-mw-d-energie-solaire>
- [39] <https://www.algerie-eco.com/2023/11/03/projet-2000-mw-attribution-provisoire-des-marches/>
- [40] <https://www.jne-asso.org/2023/11/28/transition-energetique-en-algerie-2024-annee-des-energies-renouvelables/>

Références Bibliographiques

- [41] <https://portail.cder.dz/2023/05/04/projet-de-2000-mw-10-000-emplois-directs-seront-crees/>
- [42] <https://www.energymagazinedz.com/2023/11/07/projet-2000-mw-attribution-provisoire-des-marches-les-entreprises-chinoises-en-force/>
- [43] M. Dris, Contribution à la Modélisation d'un Système de Production d'Energie Electrique Hybride «Eolien – Photovoltaïque», Thèse de Doctorat, Réseaux Electriques, Université Mohamed khider Biskra, 2019
- [44] Becquerel, A. E. (1839). "Mémoire sur les effets électriques produits sous l'influence des rayons solaires". Comptes rendus de l'Académie des sciences.
- [45] Fritts, C. E. (1883). "On a New Form of Selenium Photocell". American Journal of Science.
- [46] Green, M. A. (2003). "Photovoltaic Principles". Physics Today.
- [47] Martin, C. J., & Goswami, D. Y. (2005). Solar energy pocket reference. Solar Energy International.
- [48] Green, M. A. et al. (2018). Solar cell efficiency tables (version 52). Progress in Photovoltaics: Research and Applications, 26(1), 3-12.
- [49] Shockley, W., & Queisser, H. J. (1961). Detailed balance limit of efficiency of p-n junction solar cells. Journal of applied physics, 32(3), 510-519.
- [50] Luque, A., & Hegedus, S. (2011). Handbook of photovoltaic science and engineering. John Wiley & Sons.
- [51] <https://www.totalenergies.fr/particuliers/nos-services/autoconsommation-solaire/fonctionnement-panneaux-photovoltaiques/differents-types-de-cellules-photovoltaiques>
- [52] NREL, http://www.nrel.gov/ncpv/images/efficiency_chart.jpg
- [53] Green, M. A. (2009). Third generation photovoltaics: ultra-high conversion efficiency at low cost. Progress in Photovoltaics: Research and Applications, 17(4), 219-226.
- [54] <https://www.prostarsolar.net/article/differences-monocrystalline-vs-polycrystalline-solar-panels.html>
- [55] Green, M. A. (2004). The path to 25% silicon solar cell efficiency: history of silicon cell evolution. Progress in Photovoltaics: Research and Applications, 12(3), 167-175.
- [56] Shockley, W., & Queisser, H. J. (1961). Detailed balance limit of efficiency of p-n junction solar cells. Journal of Applied Physics, 32(3), 510-519.
- [57] Jackson, P. et al. (2011). New world record efficiency for Cu(In,Ga)Se₂ thin-film solar cells beyond 20%. Progress in Photovoltaics: Research and Applications, 19(7), 894-897.

Références Bibliographiques

- [58] Green, M. A., & Emery, K. A. (1991). Optical properties of intrinsic silicon at 300 K. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 1(1), 47-51.
- [59] Algora, C., Rey-Stolle, I., & Martí, A. (2018). Multi-junction solar cells. *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*, 429-461.
- [60] Geisz, J. F. et al. (2018). Solar cell efficiency tables (version 53). *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 26(1), 3-12.
- [61] <https://www.theengineer.co.uk/content/news/new-approach-stacks-up-for-multi-junction-solar-cells/>
- [62] Hsu, W. C. et al. (2021). Recent advances in Cu₂ZnSnS₄-based thin-film solar cells. *Journal of Materials Chemistry A*, 9(5), 2305-2326.
- [63] Jeon, H. M. et al. (2020). Current Status and Prospects of Cu₂ZnSnS₄-Based Solar Cells. *Energies*, 13(22), 5852.
- [64] https://www.ecosources.org/33-cellule-solaire-czts-cuivre-zinc-etain-soufre#google_vignette
- [65] Li, G., Zhu, R., & Yang, Y. (2012). Polymer solar cells. *Nature Photonics*, 6(3), 153-161.
- [66] Zuo, L., Guo, X., & Facchetti, A. (2020). Organic solar cells: recent progress, challenges, and perspectives. *ACS Energy Letters*, 5(8), 2466-2479.
- [67] <https://www.pv-magazine.com/2018/02/06/researchers-develop-approach-to-identify-best-organic-solar-cell-mixtures/>
- [68] Djafour, Ahmed. Etude d'un système de production d'hydrogène solaire. Diss. Thèse de Doctorat, Université d'Ouargla, 2013
- [69] <https://mypower.engie.fr/conseils/panneaux-solaires/panneau-solaire-photovoltaique/schema-panneau-photovoltaique.html>
- [70] CHERIFI Sara, HADDAD Mohamed. L'énergie solaire : un moteur du développement durable en Algérie. *Les Cahiers du Cread*, vol. 35 - n° 03 – 2019.
- [71] Rapport sur la Transition Energétique en Algérie- CEREFÉ- Edition 2020 (Commissariat aux Energies Renouvelables et à l'Efficacité Energétique , Alger) www.cerefe.gov.dz
- [72] Rapport sur la centrale PV-ZKP-2017. Shariket kahraba wa taket moutadjadida. Sktm.
- [73] <https://radioalgerie.dz/news/fr/article/20200518/193726.html>
- [74] Centrale électrique solaire Zaouiet Kounta par google Map, 2021.
- [75] Mohammadi, Saleh, Bauke de Vries, and Wim Schaefer. "Modeling the allocation and economic evaluation of PV panels and wind turbines in urban areas." *Procedia Environmental Sciences* 22 (2014): 333-351.

Références Bibliographiques

- [76] ADEME. *Protection des Personnes et des Biens: PV Raccordé BT et HTA*. SER, 23 Jan. 2012, www.photovoltaique.info/media/filer_public/0d/27/0d271f1d-be88-44f1-a907-11b822c13fca/protection_des_personnes_et_des_biens_pv_raccorde_bt_et_hta_ser_ade_me_20120123.pdf.
- [77] Sungrow. *Sungrow SG500MX/SG630MX Inverter Specifications*. ReEnergyHub, 2024, www.reenergyhub.com/files/hersteller/Sungrow/pdf/Sungrow_SG500MX_SG630MX_en.pdf.
- [78] SUNTEN Electric Equipment Co., Ltd. *Dry Type Transformer*. EC21, www.suntencn.en.ec21.com/Dry_type_Transformer--615347.html. Consulté le 24 août 2024.
- [79] Bouhali, Omar. *Contribution des convertisseurs multiniveaux au raccordement de la production d'origine éolienne sur un réseau électrique*. Diss. Ecole Centrale de Lille, 2007.
- [80] Ahmidi, Amir. *Participation de parcs de production éolienne au réglage de la tension et de la puissance réactive dans les réseaux électriques*. Diss. Ecole Centrale de Lille, 2010.
- [81] IEC 61724 Standards, «Photovoltaic system performance monitoring-guidelines for measurement, data exchange analysis.».
- [82] IEA PVPS Task, "Analytical Monitoring of Grid-connected Photovoltaic Systems, Good Practices for Monitoring and Performance Analysis," 2014.
- [83] H. Wang et al., «Seasonal performance comparison of three grid connected photovoltaic systems based on different technologies operating under the same conditions,» *Solar Energy*, 798–807, 2017
- [84] D. Bhaveshkumar et al., "Analytical assessment of 5.05 kWp grid tied photovoltaic plant performance on the system level in a composite climate of western India," *Energy*, 47-51, 2016.
- [85] Lima, Lutero Carmo de; Ferreira, Leonardo de Araújo; Morais, Francisco Hedler Barreto de Lima; «Performance analysis of a grid connected photovoltaic system in northeastern Brazil,» *Energy for Sustainable Development*, 37, 79–85, 2017.
- [86] A. Allouhi et al., "Energetic, economic and environmental (3E) analyses and LCOE estimation of three technologies of PV grid-connected systems under different climates," *Solar Energy*, 178, 25–36, 2019
- [87] M. Vasisht, J.Srinivasan et R. Sheela., "Performance of solar photovoltaic installations: Effect of seasonal variations," *Solar Energy*, 131, 39–46, 2016

Références Bibliographiques

- [88] Stone, R.J., 1993. Improved statistical procedure for the evaluation of solar radiation estimation models. *Solar Energy* 51, 289–291.
- [89] Yettou, F. et al. (2009). Etude comparative de deux modèles de calcul du rayonnement solaire par ciel clair en Algérie. *Journal of Renewable Energies*, 12(2), 331-346.
- [90] Tarhan, S., Sari, A., 2005. Model selection for global and diffuse radiation over the Central Black Sea (CBS) region of Turkey. *Energy Conversion and Management* 46, 605–613.
- [91] Lantri, Fodhil, Nour El Islam Bachari, and Ahmed Hafid Belbachir. "Estimation et cartographie des différentes composantes de rayonnement solaire au sol à partir des données météorologiques." *Journal of Renewable Energies* 20.1 (2017): 111-130.
- [92] Oliveira, A.P., Escobedo, J.F., Machado, A.J., Soares, J., 2002. Correlation models of diffuse solar radiation applied to the city of São Paulo, Brazil. *Applied Energy* 71, 59–73
- [93] Loïc BAILLY, « Cellules photovoltaïques organiques souples à grande surface. Thèse de doctorat », Université Bordeaux I .2010. 25p
- [94] RETScreen International Clean Energy Decision Support Centre. RETScreen Software Online User Manual. Natural Resources Canada, 2006.
- [95] Antonio, Adriano da Silva. "Viabilidade econômica da geração de energia elétrica a partir do biogás de produção de suínos de Minas Gerais." (2016).
- [96] Asamoah, Samuel Sarpong, et al. "Techno-economic Assessment of a Central Grid-connected Wind Farm in Ghana using RETScreen® Expert." *Heliyon*, 2023.
- [97] Guihur, Izold, and Josée St-Pierre. "Problèmes spécifiques de l'évaluation de projets d'innovation dans les petites entreprises." *6° Congrès international francophone sur la PME*. 2002.
- [98] Al-Assad, R., & Ayadi, O. "Techno-economic Assessment of Grid-connected Photovoltaic Systems in Jordan." 2017 8th International Renewable Energy Congress, IREC 2017. Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc, 2017.
- [99] Khadidja, Belabiod, and Brahimi Benharrat Hayet. "The relationship between Energy consumption and the CO₂ emission and Economic growth in Germany by using the vector auto regression during (1979-2017)." *Strategy & Development Review* 10.5 (2020).
- [100] Change, IPCC Climate. "Mitigation of climate change." Contribution of working group III to the fifth assessment report of the intergovernmental panel on climate change 1454 (2014): 147.

Références Bibliographiques

- [101] Programme des Nations Unies pour le développement (PNUD). *Premier Rapport Biennal Actualisé de l'Algérie (BUR1) Révisé*. 22 oct. 2023, www.undp.org/sites/g/files/zskgke326/files/2024-01/BUR1%20Alg%C3%A9rie%20r%C3%A9vis%C3%A9%20VF%2022102023.pdf.
- [102] Karczewski, M. et al. (2017). Economic analysis of small wind turbines. *Journal of Machine Engineering*, 17(3), 112-123.
- [103] Villalva, Marcelo Gradella, J.R.G., et Ernesto Ruppert Filho. "Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays." *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 24, no. 5, mai 2009, pp. 1198-1208.
- [104] Huan-Liang Tsai, C.-S.T., and Yi-Jie Su, Member IANG, Development of generalized photovoltaic model using MATLAB/SIMULINK Proceedings of the World Congress on Engineering and Computer Science, San Francisco, USA, octobre 2008.
- [105] Sharaf, I.H.A.a.A.M., A Photovoltaic Array Simulation Model for Matlab-Simulink GUI Environment University of New Brunswick, Canada.
- [106] Tamrakar- Vivek - Gupta - Sawle - Yashwant. "SINGLE-DIODE PV CELL MODELING AND STUDY OF CHARACTERISTICS OF SINGLE AND TWO-DIODE EQUIVALENT CIRCUIT". In : (2015).
- [107] Manning, J.A.G.a.C.D., Development of a photovoltaic array model for use in power-electronics simulation studies. *IEE Proceedings-Electric Power Applications*, 1999.146: p. 193-199.
- [108] Patel, M.R., *Wind and Solar Power Systems*. Ph.D, édition CRC PRESS.
- [109] National Renewable Energy Laboratory. *Photovoltaic Performance Modeling: A Guide*. U.S. Department of Energy, 2020.
- [110] International Energy Agency. *Trends in Photovoltaic Applications 2020*. IEA, 2020.
- [111] Smith, John. "Performance Evaluation of Photovoltaic Systems: A Review." *Journal of Solar Energy Engineering*, vol. 143, no. 4, 2021, pp. 040901-1 à 040901-15.
- [112] Brown, Emily, and Michael Green. "Impact of Weather Conditions on Solar Panel Efficiency." *Renewable Energy*, vol. 145, 2020, pp. 1023-1034.
- [113] Saïd, N. « Influence de la température sur les paramètres électriques, caractéristique des photopiles au silicium polycristallin : modélisation et analyse par thermographie infrarouge ». Thèse de Doctorat, Aix-Marseille 3, 1986.
- [114] Brossard, Clément, and Clément Joulain. « Systèmes-Autonomes-Photovoltaïques - Couplage-DC-ou-AC-System-Off-Grid ». 10 juillet 2014.
- [115] Mermoud, A., & Wittme, B. (2017). *PVSyst Tutorial*. May-2017.

Références Bibliographiques

- [116] Chowdhury, N. et al., 2020b. Feasibility and cost analysis of photovoltaic-biomass hybrid energy system in off-grid areas of Bangladesh. *Sustainability* 12, 1568.
- [117] Shrivastava, A. et al. (2023). Solar energy capacity assessment and performance evaluation of a standalone PV system using PVSYSY. *Materials Today: Proceedings*, 80, 3385-3392.
- [118] Tamoor, M. et al. (2023). Solar Energy Capacity Assessment and Performance Evaluation of Designed Grid-Connected Photovoltaic Systems. *Engineering Proceedings*, 37(1), 39.
- [119] Kumar, R. et al., Design and simulation of standalone solar PV system using PVsyst software. *Materials Today: Proceedings*, 5322-5328, 2021 .
- [120] Goulon, Jean-Pierre, et al. "Évaluation expérimentale de la dégradation des performances d'une centrale solaire PV fonctionnant dans un climat désertique maritime." *ResearchGate*, 2018, www.researchgate.net/publication/324976528_EVALUATION_EXPERIMENTALE_DE_LA_DEGRADATION_DES_PERFORMANCES_D'UNE_CENTRALE_SOLAIRE_PV_FONCTIONNANT_DANS_UN_CLIMAT_DESERTIQUE_MARITIME
- [121] Boddapati, V., Nandikatti, A.S.R., and Daniel, S.A. "Techno-economic Performance Assessment and the Effect of Power Evacuation Curtailment of a 50 MWp Grid-Interactive Solar Power Park." *Energy Sustainability & Development*, vol. 62, 2021, pp. 16–28. <https://doi.org/10.1016/j.esd.2021.03.005>.
- [122] de Lima, L.C., de Araújo Ferreira, L., and de Lima Morais, F.H.B. "Performance Analysis of a Grid Connected Photovoltaic System in Northeastern Brazil." *Energy Sustainability & Development*, vol. 37, 2017, pp. 79–85. <https://doi.org/10.1016/j.esd.2017.01.004>.
- [123] Elhadj Sidi, C.E.B., Ndiaye, M.L., El Bah, M., Mbodji, A., Ndiaye, A., and Ndiaye, P.A. "Performance Analysis of the First Large-Scale (15 MWp) Grid-Connected Photovoltaic Plant in Mauritania." *Energy Conversion and Management*, vol. 119, 2016, pp. 411–421. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2016.04.070>.
- [124] Al-Badi, A. "Performance Assessment of 20.4 kW Eco-House Grid-Connected PV Plant in Oman." *International Journal of Sustainable Engineering*, vol. 31, 2019, pp.1–2.
- [125] Kymakis, E., Kalykakis, S., and Papazoglou, T.M. "Performance Analysis of a Grid Connected Photovoltaic Park on the Island of Crete." *Energy Conversion and Management*, vol. 50, 2009, pp. 433–438.

Références Bibliographiques

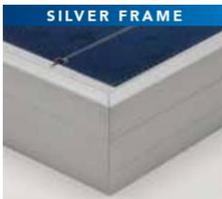
- [126] Okello, D., Van Dyk, E., and Vorster, F. "Analysis of Measured and Simulated Performance Data of a 3.2 kWp Grid-Connected PV System in Port Elizabeth, South Africa." *Energy Conversion and Management*, vol. 100, 2015, pp. 10–15.
- [127] Quansah, D.A., Adaramola, M.S., Appiah, G.K., and Edwin, I.A. "Performance Analysis of Different Grid-Connected Solar Photovoltaic (PV) System Technologies with Combined Capacity of 20 kW Located in Humid Tropical Climate." *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 42, 2017, pp. 4626–4635.
<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2016.10.119>.
- [128] Dahmoun, M.E.H., Bekkouche, B., Sudhakar, K., Guezgouz, M., Chenaf, A., and Chaouch, A. "Performance Evaluation and Analysis of Grid-Tied Large Scale PV Plant in Algeria." *Energy Sustainability & Development*, vol. 61, 2021, pp. 181–195.
<https://doi.org/10.1016/j.esd.2021.02.004>.

ANNEXE

Annexe I-a : Caractéristique du Panneau Photovoltaïque

YGE245 SERIES

YL245P-29b **NEW!**
YL240P-29b
YL235P-29b
YL230P-29b



COMPANY

Yingli Green Energy (NYSE:YGE) is one of the world's largest fully vertically integrated PV manufacturers. With over 3.6 GW of modules installed globally, we are a leading solar energy company built upon proven product reliability and sustainable performance. Founded in 1998, Yingli Green Energy serves customers through our U.S. subsidiary, Yingli Americas, co-headquartered in New York and San Francisco. We are the first renewable energy company to sponsor the U.S. National Soccer teams and the FIFA World Cup™.

PERFORMANCE

- Industry leading in-house manufacturing of polysilicon, ingots, wafers, cells and modules ensures tight control of our material and production quality.
- High performance, multicrystalline solar cells deliver a module series efficiency of up to 15.0%, reducing installation costs and maximizing the kWh output per unit area.
- Tight positive power tolerance of -0W to +5W ensures modules are delivered at or above rated power, improving system performance through the reduction of module mismatch loss.

QUALITY & RELIABILITY

- Robust, corrosion resistant aluminum frame independently tested to withstand wind and snow loads of up to 50 psf and 113 psf, respectively, ensuring mechanical stability.
- Manufacturing facility certified to ISO9001 Quality Management System standards.
- Module packaging optimized to protect product during transportation and minimize on-site waste.

WARRANTIES

- Leading limited power warranty* ensures 91.2% of rated power for 10 years, and 80.7% of rated power for 25 years.
- 10-year limited product warranty.

*In compliance with our warranty terms and conditions.

QUALIFICATIONS & CERTIFICATES

UL 1703 and ULC 1703, UL Fire Safety Class C, CEC, FSEC, ISO 9001:2008, ISO 14001:2004, BS OHSAS 18001:2007, SA8000



Annexe I-b : Caractéristique du Panneau Photovoltaïque

YGE245 SERIES

ELECTRICAL PERFORMANCE

Electrical parameters at Standard Test Conditions (STC)						
Module name			YGE 245	YGE 240	YGE 235	YGE 230
Module type			YL245P-29b	YL240P-29b	YL235P-29b	YL230P-29b
Power output	P_{max}	W	245	240	235	230
Power output tolerances	ΔP_{max}	W	-0/+5			
Module efficiency	η_m	%	15.0	14.7	14.4	14.1
Voltage at P_{max}	V_{mpp}	V	30.2	29.5	29.5	29.5
Current at P_{max}	I_{mpp}	A	8.11	8.14	7.97	7.80
Open-circuit voltage	V_{oc}	V	37.8	37.5	37.0	37.0
Short-circuit current	I_{sc}	A	8.63	8.65	8.54	8.40

STC: 1000W/m² irradiance, 25°C module temperature, AM 1.5g spectrum according to EN 60904-3
Relative efficiency reduction of 5.0% at 200W/m² according to EN 60904-1

Electrical parameters at Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)						
Power output	P_{max}	W	177.9	170.7	167.0	163.4
Voltage at P_{max}	V_{mpp}	V	27.2	26.6	26.6	26.6
Current at P_{max}	I_{mpp}	A	6.54	6.42	6.29	6.15
Open-circuit voltage	V_{oc}	V	34.5	33.8	33.8	33.3
Short-circuit current	I_{sc}	A	6.99	6.92	6.81	6.71

NOCT: open-circuit operating cell temperature at 800W/m² irradiance, 20°C ambient temperature, 1 m/s wind speed

THERMAL CHARACTERISTICS

Nominal operating cell temperature	NOCT	°C	46 +/- 2
Temperature coefficient of P_{max}	γ	%/°C	-0.45
Temperature coefficient of V_{oc}	β_{voc}	%/°C	-0.33
Temperature coefficient of I_{sc}	α_{sc}	%/°C	0.06
Temperature coefficient of V_{mpp}	β_{vmpp}	%/°C	-0.45

OPERATING CONDITIONS

Max. system voltage	600Vdc
Max. series fuse rating	15A
Limiting reverse current	15A
Operating temperature range	-40 to 194°F (-40 to 90°C)
Max. static load, front (e.g., snow and wind)	113 psf (5400 Pa)
Max. static load, back (e.g., wind)	50 psf (2400 Pa)
Hailstone impact	1 in (25 mm) at 51 mph (23 m/s)

CONSTRUCTION MATERIALS

Front cover (material/type/thickness)	Low-iron glass / tempered / 3.2 mm
Cell (quantity/material/type/dimensions/area)	60 / polysilicon / multicrystalline / 156 mm x 156 mm / 243.3 cm ²
Encapsulant (material)	Ethylene vinyl acetate (EVA)
Frame (material/color)	Aluminum alloy / anodized silver or black
Junction box (protection degree)	IP65
Cable (type/length/gauge/outside diameter)	PV Wire / 43.31 in (1100 mm) / 12 AWG / 0.244 in (6.2 mm)
Plug connector (manufacturer/type/protection degree)	Amphenol / H4 / IP68

The specifications in this datasheet are not guaranteed and are subject to change without prior notice. This datasheet complies with EN 50380:2003 requirements.

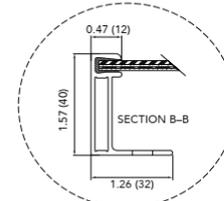
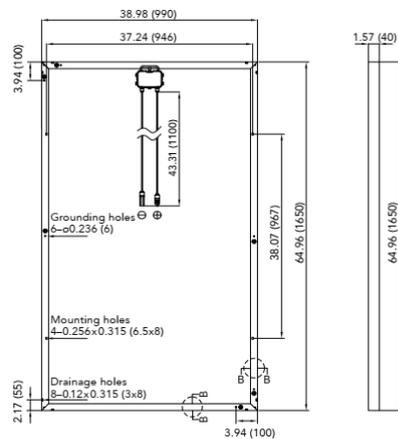
GENERAL CHARACTERISTICS

Dimensions (L/W/H)	64.96 in (1650 mm) / 38.98 in (990 mm) / 1.57 in (40 mm)
Weight	42.1 lbs (19.1 kg)

PACKAGING SPECIFICATIONS

Number of modules per pallet	26
Number of pallets per 53' container	36
Packaging box dimensions (L/W/H)	67 in (1700 mm) / 45 in (1150 mm) / 47 in (1190 mm)
Box weight	1177 lbs (534 kg)

Units: inch (mm)



Warning: Read the Installation and User Manual in its entirety before handling, installing, and operating Yingli modules.



Annexe II : Caractéristique de l'onduleur

SUNGROW

Central Inverter

SG 500MX



Grid-friendly

- LVRT
- Overload capacity enhanced 10%, max. output power up to 550kW
- Active power continuously adjustable (0~100%)
- Reactive power control with power factor adjustment from 0.9 overexcited to 0.9 underexcited
- Intelligent control, meet all requirements of the grid



Efficient

- Max. efficiency at 98.7%
- Efficient MPPT control design, more power yields
- Redundant power solution of dual power improving system reliability
- Efficient PWM algorithm, low consumption on power device
- Temperature controlled air-cooling, energy saving



Adaptable

- -30°C ~ +55°C continuously operating at rated power
- Continuously and stably working in high altitude environment
- Auxiliary heater (opt.)



Qualified

- TÜV, CGC certified, compliance with BDEW

Input (DC)

Max. PV input power	560kW
Max. PV input voltage	1000V
Start voltage	500V
Min. operation voltage	460V
Max. PV input current	1220A
MPP voltage range	460~850V
No. of DC inputs	8/16

Protection

Input side disconnection device	DC load switch
Output side disconnection device	AC load switch
DC overvoltage protection	Yes
AC overvoltage protection	Yes
Grid monitoring	Yes
Ground fault monitoring	Yes
Over temperature protection	Yes
Insulation monitoring	Yes

Output (AC)

Nominal AC output power	500kW
Max. AC output apparent power	550kVA
Max. AC output current	1008A
THD	<3% (nominal power)
Nominal AC voltage	315V
AC voltage range	252~362V
Nominal grid frequency	50/60Hz
Grid frequency range	47~52/57~62Hz
Power factor	>0.99@default value at nominal power, adj. 0.9 leading ~ 0.9 lagging

Isolated transformer	No
DC current injection	<0.5% In

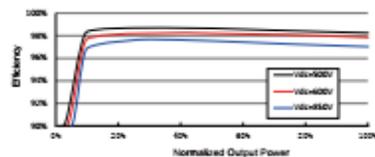
General Data

Dimensions (W*H*D)	1606*2034*860mm
Weight	1250kg
Operating ambient temperature range	-30~+55°C
Night power consumption	<20W
External auxiliary supply voltage	380V, 3A
Cooling method	Temperature controlled air-cooling
Ingress protection rating	IP21
Allowable relative humidity range	0~95%, no condensing
Max. operating altitude	6000m (> 3000m derating)
Fresh air consumption	4500 m³/h
Display	Colored touch screen
Communication	RS485/Modbus, Ethernet (opt.)

Efficiency

Max. efficiency	98.70%
European efficiency	98.50%

Efficiency Curve



Circuit Diagram

