

UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA

Faculté des Sciences Appliquées

Département de Génie Electrique



**Thèse présentée en vue de l'obtention du diplôme de
Doctorat en Sciences**

Domaine : Sciences et Technologies

Filière : Génie Electrique

Spécialité : Génie Electrique

Présenté par :

RACHEDI Mohamed Yacine

Thème

**Contribution à l'Amélioration de
Production d'un Collecteur Solaire
dans la Région de Sidi Khouiled
(Ouargla)**

Thèse soutenue publiquement le : 14/11/2022, devant le jury composé de :

Mr. DJAFOUR Ahmed	Professeur	Université de Ouargla	Président
Mr. BECHKI Djamel	Professeur	Université de Ouargla	Rapporteur
Mr. LOUAZEN Med Lakhdar	Maître de conférence A	Université de Ouargla	Examineur
Mr. ATTIA Med El Hadi	Professeur	Université de El-Oued	Examineur
Mr. KHELIFA Abdelkrim	Maître de recherche A	URAER de Ghardaïa	Examineur
Mr. ATIA Abdelmalek	Professeur	Université de El-Oued	Examineur

Année universitaire 2021/2022

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail,

- *À **ALLAH**, le très Haut, le très Grand, le Clément, l'Omniscient, l'Omnipotent, le Tout Puissant et le très Miséricordieux, d'avoir permis à ce travail d'aboutir à son terme.*
- *Au **PROPHETE MOHAMED**, la prière et la paix soient sur lui.*
- *À la mémoire de mon père **El Haj RACHEDI Belkhir**. L'amour qu'il a porté à ses enfants, la dignité, l'éducation et le sens de l'honneur nous servent de modèle. À ce jour, j'espère réaliser l'un de ses rêves. Que Dieu lui accueille dans son Paradis.*
- *À ma très chère mère **DJOUHRI Nafissa**. Toutes ces années d'études depuis la maternelle jusqu'à ce jour ne pouvaient être pour moi un succès sans vos bénédictions. Dieu seul pourra vous récompenser, vous préserver et vous accorder santé, longue vie et bonheur.*
- *À mon épouse **BERDJI Haizia**. Aucune dédicace ne pourrait exprimer mon amour et mon attachement à vous. Depuis que je vous ai connu, vous n'avez cessé de me soutenir et de m'épauler. Vous me vouliez toujours le meilleur. Votre amour ne m'a procuré que confiance et stabilité. Puisse le bon dieu nous procure santé et longue vie.*
- *À mes enfants, **Sedjoud, Mohamed Zine El Abidine, Fatma zohra et Youcef**.*
- *À mes **frères et sœurs**, j'aurai toujours besoin de votre soutien et encouragements, que dieu vous accueille dans son Miséricordes.*
- *À toutes les **membres de ma famille** ainsi que **mes amis (es)**.*
- *Aux **citoyens (nes) de Sidi Kouiled**.*

*Mohammed Yacine **RACHEDI** Ben Belkhir.*

Remerciements

*Le travail présenté dans cette thèse a été réalisé au Laboratoire de Développement des Energies Nouvelles et Renouvelables dans les Zones Arides et Sahariennes LENREZA du département de physique, faculté des mathématiques et sciences de la matière, Université de Ouargla, sous la direction du **Pr. Djamel BECHKI**. Ma plus grande gratitude va à mon encadrant, pour sa disponibilité et la confiance qu'il m'a accordé. J'aimerais aussi le remercier pour l'autonomie qu'il m'a accordé, et ses précieux conseils qui m'ont permis de mener à bien ce travail.*

*Je tiens aussi à remercier messieurs : **Pr. Hamza BOUGUETTAIA**, **Pr. Rami GEORGE**, **Dr. Yacine MARIF** et **Dr. Omar BENTUILA**, pour leurs précieux conseils et aides durant la réalisation de ce projet de thèse.*

Je tiens à exprimer toute ma gratitude aux membres de jury :

***Pr. Ahmed DJAFOUR**, qui m'a fait l'honneur de présider ce jury.*

***Pr. Mohamed El Hadi ATIA**, **Pr. Abdelmalk ATTIA**, **Dr. Abdelkrim KHELIFA** et **Dr. Mohamed Lakhdar LOUAZEN**, qui ont eu la gentillesse d'accepter mon invitation à juger ce travail.*

J'adresse aussi mes sincères reconnaissances aux étudiants que j'avez le plaisir de les encadrés, à tous les enseignants ainsi que les étudiants du département d'électronique et des communications de l'université Kasdi Merbah Ouargla.

Enfin, mes remerciements vont à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'aboutissement de ce travail.

Mohammed Yacine RACHEDI Ben Belkhir.

Résumé

Ce travail de thèse porte sur l'amélioration du rendement énergétique d'un collecteur solaire plan dans la région de Sidi Kouiled (Ouargla, sud-est de l'Algérie), par une approche mixte : théorique et pratique. La partie théorique s'agit d'une approche basée sur le développement d'un nouveau modèle mathématique d'ordre réduit en nombre d'équations et de complexité. Modèle souple, simple et apte à optimiser les angles d'inclinaisons de quatre réflecteurs plats entourant un collecteur solaire plan, dans le cas fixe ainsi que dans le cas mobile en n'importe quel endroit dans le monde.

Le modèle ainsi développé a fait l'objet d'une validation où les résultats de simulation ont été comparés aux résultats expérimentaux. En effet, la validation pratique a été réalisée sur deux stages. Le premier était l'amélioration du rendement énergétique d'un panneau solaire photovoltaïque, par la maximisation de l'irradiation solaire capturée sur sa surface en utilisant le suivi de soleil que soit partiel ou complet. Pour cela, deux traqueurs solaire ont été réalisés : à axe polaire et le bi-axial.

A notre connaissance, aucun travail scientifique publié n'a évalué les performances du collecteur solaire plan entouré par quatre réflecteurs plats dans le cas mobile. Pour cela, un second stage de validation a été réalisé. Il s'agit d'augmenter la production d'un collecteur thermique plan en utilisant les réflecteurs plats et le suivi complet de soleil, où quatre structures ont été réalisés. Les résultats expérimentaux montrent une cohérence avec ceux de la simulation ainsi que ceux obtenus dans d'autres travaux.

Les résultats trouvés peuvent contribuer dans l'amélioration du rendement d'un collecteur solaire plan dans la région de Sidi Khouiled (Ouargla, sud-est de l'Algérie) ainsi que partout dans le monde.

Mots-clés : irradiation solaire, collecteur solaire plan, amélioration du rendement, traqueur solaire, réflecteur plat, Sidi Kouiled.

Abstract

The work of this thesis focuses on improving efficiency of a flat plate solar collector in the region of Sidi Kouiled (Ouargla, south-east of Algeria), through a mixed theoretical and practical approach. The theoretical part is based on the development of a new mathematical model of order reduced in number of equations and complexity. Flexible model, simple and able to optimize the inclinations angle of four flat reflectors surrounding a flat plate solar collector, in both fixed and mobile cases anywhere in the world.

The developed model has been validated by comparing simulation results with the experimental ones. Indeed, the practical validation was carried out on two phases. The first was to improving efficiency of a photovoltaic solar panel, by maximizing captured solar irradiation on its surface, using partial or full sun tracking. For this, two solar trackers have been made: polar axis and bi-axial.

To our knowledge, no published scientific work has evaluated the performance of a flat plate solar collector surrounded by four flat reflectors in the mobile case. For this reason, a second validation stage was carried out. It is a question of increasing the production of a flat thermal collector by using flat reflectors and full sun tracking, where four structures have been made. The experimental results show consistency with those of the simulation as well as those obtained in other works.

The results found can contribute to improving the performance of a flat solar collector in the region of Sidi Khouiled as well as anywhere in the world.

Key-words: solar irradiation, flat plate solar collector, enhancing efficiency, solar tracker, plate reflectors, Sidi Kouiled.

مُلخَص

هذا العمل يتمثل في المساهمة في تحسين كفاءة اللاقط الشمسي المسطح بمنطقة سيدي خويلد (ورقلة، جنوب شرق الجزائر)، باستعمال طريقة مختلطة بين المحاكاة والتطبيق. في شقِّ المحاكاة، قمنا بتطوير نموذج رياضي جديد سهل، مختصر من حيث عدد المعادلات ودرجة الصعوبة وقادر على حساب زوايا الميل المثلى لأربع عواكس مسطحة محيطة بالجوانب الأربعة للاقط شمسي مسطح ثابت أو متتبع للشمس في أي مكان على سطح الكرة الأرضية. خضع النموذج المطور لاختبار مدى فاعليته وذلك بمقارنة نتائج المحاكاة مع النتائج التجريبية والتي كانت على مرحلتين: في الأولى قمنا بدراسة تحسين أداء اللوح الشمسي الكهروضوئي وذلك من خلال زيادة كمية الإشعاع الشمسي الساقط على سطحه، باستعمال طريقة تتبع الشمس سواءً كان التتبع تاماً أو جزئياً. من أجل ذلك، قمنا بصناعة متتبعين أحدهما أحادي المحور (مائل) والآخر ثنائي المحور.

على حد علمنا، لم تتطرق الدراسات العلمية السابقة المنشورة لتحسين كفاءة اللاقط الشمسي المسطح في حالة التتبع التام للشمس باستعمال أربع مرايا عاكسة. وعليه جاءت المرحلة الثانية من اختبار الفعالية وهي مضاعفة الإنتاج الحراري للاقط شمسي حراري ذو صفيحة مسطحة، باستعمال العواكس المسطحة مع التتبع التام للشمس. لهذا الغرض، قمنا بصناعة أربع مجسمات واختبارها ومن ثم مقارنة النتائج والتي كانت على قدر كبير من التوافق مع المحاكاة وكذلك مع نتائج الدراسات السابقة.

النتائج المتحصل عليها يمكنها المساهمة في تحسين أداء اللاقط الشمسي المسطح بمنطقة سيدي خويلد (ورقلة، جنوب شرق الجزائر) وفي جميع أقطار العالم.

الكلمات المفتاحية: الإشعاع الشمسي، لاقط شمسي مسطح، تحسين الكفاءة، عواكس مسطحة، متتبع الشمس، سيدي خويلد.

Table de matières

<i>Table de matières</i>	<i>I</i>
<i>Table des figures</i>	<i>IV</i>
<i>Table des tableaux</i>	<i>IX</i>
<i>Nomenclatures</i>	<i>XI</i>
Introduction Générale & Structure de la Thèse	1
Chapitre I : Synthèse Bibliographique : Amélioration du Rendement d'un Collecteur Solaire Plan.	7
I.1. INTRODUCTION	7
I.2. IRRADIATION SOLAIRE	7
I.3. ENERGIE SOLAIRE	8
<i>I.3.1. Le solaire photovoltaïque</i>	<i>10</i>
I.3.1.1. La cellule photovoltaïque.....	10
I.3.1.2. Modèle équivalent électrique de la cellule photovoltaïque	10
I.3.1.3. Caractéristiques d'un module PV	12
<i>I.3.2. Le solaire thermique</i>	<i>14</i>
I.3.2.1. Principe	14
I.3.2.2. Différents types des capteurs solaires thermique	14
<i>I.3.3. Le solaire hybride photovoltaïque/thermique (PV/T)</i>	<i>18</i>
I.3.3.1. Avantages du système PV/T	18
I.3.3.2. Classification des systèmes PV/T	19
I.4. GENERALITES SUR LES TRAQUEURS SOLAIRES	21
<i>I.4.1. Traqueurs solaires mono-axial ou à un axe</i>	<i>21</i>
<i>I.4.2. Traqueurs solaires bi-axial</i>	<i>21</i>
I.5. CLASSIFICATION DES COLLECTEURS SOLAIRES PLANS EN TERME D'AMELIORATION DE LEURS RENDEMENTS ENERGETIQUES	22
<i>I.5.1. Classification selon le nombre de réflecteurs et leur positionnement</i>	<i>22</i>
I.5.1.1. Dans le cas fixe	23
<i>I.5.1.1.1. Un seul réflecteur</i>	<i>23</i>
a) <i>En bas du collecteur</i>	23
b) <i>En haut du collecteur</i>	25
<i>I.5.1.1.2. Deux réflecteurs</i>	<i>26</i>
a) <i>En haut-bas du collecteur</i>	27
b) <i>A gauche-droite du collecteur</i>	29
<i>I.5.1.1.3. Quatre réflecteurs</i>	<i>31</i>
I.5.1.2. Dans le cas mobile	32
<i>I.5.1.2.1. Un réflecteur</i>	<i>32</i>
<i>I.5.1.2.2. Deux réflecteurs</i>	<i>35</i>
a) <i>En haut-bas du collecteur</i>	35
b) <i>A droite-gauche du collecteur</i>	38
I.6. CONCLUSION	38

Chapitre II : Choix Optimal de Réflecteurs Entourant un Collecteur Solaire	
Plan	41
II.1. INTRODUCTION	41
II.2. DESCRIPTION DU SYSTEME	41
II.3. MODELE OPTIQUE DEVELOPPE	43
<i>II.3.1. Irradiation solaire total capturé par le collecteur plan</i>	<i>43</i>
<i>II.3.2. Angles caractérisant la localisation de soleil dans le ciel</i>	<i>45</i>
<i>II.3.3. Irradiation solaire réfléchi par les quatre réflecteurs</i>	<i>45</i>
II.3.3.1. Angles d'incidence des rayons solaires directes sur les réflecteurs	45
II.3.3.2. Angles d'incidence des rayons solaires réfléchis par les réflecteurs sur le collecteur plan	46
<i>II.3.4. Le nouveau modèle optique développé</i>	<i>46</i>
<i>II.3.5. Irradiation solaire diffus du ciel et réfléchi du sol</i>	<i>47</i>
II.4. CHOIX OPTIMAL DE REFLECTEURS	47
<i>II.4.1. Choix en angles d'inclinaison</i>	<i>48</i>
<i>II.4.2. Choix en emplacement</i>	<i>53</i>
II.5. ANGLES D'OUVERTURE ET D'ACCEPTANTE DU CONCENTRATEUR SOLAIRE EN V	56
II.6. COEFFICIENT DE CONCENTRATION	57
<i>II.6.1. Coefficient de concentration géométrique</i>	<i>57</i>
<i>II.6.2. Coefficient de concentration optique</i>	<i>58</i>
II.7. IRRADIATION SOLAIRE SUR LA SURFACE D'UN COLLECTEUR PLAN	59
II.8. CONCLUSION	62
Chapitre III : Etude Expérimentale de la Production d'un Panneau Solaire PV	65
III.1. INTRODUCTION	65
III.2. MATERIELS ET METHODES UTILISES	65
<i>III.2.1. En utilisant le traqueur solaire à axe polaire</i>	<i>67</i>
III.2.1.1. Irradiation solaire G	68
III.2.1.2. Température de la cellule T_c	69
III.2.1.3. Courant de court-circuit I_{sc}	70
III.2.1.4. Tension de circuit-ouvert V_{oc}	70
III.2.1.5. Puissance électrique idéale ($V_{oc} \times I_{sc}$)	71
III.2.1.6. Taux d'amélioration énergétique.....	73
III.2.1.7. Comparaison avec les résultats obtenus dans d'autre travaux.....	73
<i>III.2.2. En utilisant le traqueur solaire bi-axial</i>	<i>75</i>
III.2.2.1. Irradiation solaire G	75
III.2.2.2. Température de la cellule T_c	77
III.2.2.3. Courant de court-circuit I_{sc}	77
III.2.2.4. Tension de circuit-ouvert V_{oc}	77
III.2.2.5. Puissance électrique idéale ($V_{oc} \times I_{sc}$)	78
III.2.2.6. Taux d'amélioration énergétique.....	80
III.2.2.7. Comparaison avec les résultats obtenus dans d'autres travaux	81
III.3. CONCLUSION	82

Chapitre IV : Amélioration Expérimentale du Rendement d'un Collecteur Thermique Plan.	84
IV.1. INTRODUCTION	84
IV.2. CONDITIONS CLIMATIQUES, MATERIELS ET TECHNIQUES UTILISES	85
<i>IV.2.1. Conditions climatiques de la période des tests</i>	85
<i>IV.2.2. Différentes structures utilisées lors du test</i>	85
<i>IV.2.3. Appareillage utilisées dans les expériences</i>	87
IV.3. RESULTATS OBTENUS ET DISCUSSIONS	87
<i>IV.3.1. Amélioration de la puissance solaire absorbée par le collecteur thermique</i>	88
IV.3.1.1. Dans le cas fixe en utilisant des miroirs.....	88
IV.3.1.2. Sans miroirs en utilisant un traqueur solaire bi-axial	89
IV.3.1.3. Entouré par quatre miroirs et attaché à un traqueur solaire bi-axial	90
<i>IV.3.2. Impact des miroirs et du suivi de soleil sur la production thermique du collecteur</i>	93
<i>IV.3.3. Comparaison avec d'autre travaux de recherche</i>	94
<i>IV.3.4. Pourcentages du bénéfice en énergie solaire absorbée et en énergie thermique produite du collecteur</i>	95
IV.4. CONCLUSION	96
Conclusion Générale & Perspectives de Recherche.	99
Références Bibliographies	103
Annexe A : Panneaux Solaires Utilisés	XVI
Annexe B : Traqueur Solaires Réalisés	XVII
Annexe C : Instruments de Mesure	XIX
Annexe D : Coefficient de Concentration Géométrique	XXII

Table des figures

Figure I.1. Différentes irradiations solaires	8
Figure I.2. Irradiations solaire globale reçue sur un plan (1) perpendiculaire, (2) horizontal et (3) incliné de 32° pour la journée du 16 Mars à Sidi Khouiled.....	9
Figure I.3. Différentes filières de l'énergie solaire.....	9
Figure I.4. Evolution du rendement des différentes technologies PV dans le monde [14]	11
Figure I.5. Modèle à une diode de la cellule PV.....	11
Figure I.6. Caractéristiques I-V et P-V du panneau PV M50(36) utilisé dans la partie pratique du chapitre 3 (voir annexe A).	12
Figure I.7. (a) Effet de la température sur les caractéristiques I-V et P-V (1) @ 25 °C, (2) @ 45 °C et (3) @ 65 °C. (b) Effet de l'éclairement sur les caractéristiques I-V et P-V (1) @ 1000 W/m ² , (2) @ 800 W/m ² et (3) @ 600 W/m ²	13
Figure I.8. Principe de la conversion thermique.	14
Figure I.9. Description du capteur plan.....	15
Figure I.10. Capteur à tube sous vide.....	15
Figure I.11. Systèmes à concentrateurs cylindro-paraboliques.	16
Figure I.12. Systèmes à miroir de Fresnel.	17
Figure I.13. Systèmes à tour.....	17
Figure I.14. Les paraboles unitaires ou disques paraboliques.	18
Figure I.15. Capteurs PV/T à eau et à air.....	20
Figure I.16. Différents types des traqueurs solaires à : (a) axe vertical, (b) axe horizontal, (c) axe polaire et (d) deux axes [17].	22
Figure I.17. Schéma géométrique du système LCPV fixe [18]......	23
Figure I.18. Banc d'essai de l'expérience [26].....	24
Figure I.19. Système PV-réflecteur [32]......	24
Figure I.20. Schéma géométrique du système distillateur-bande vide-miroir [33].	25

Figure I.21. Schéma géométrique du collecteur thermique-miroir en haut [34].	25
Figure I.22. Structure du collecteur thermique-miroir [35].	26
Figure I.23. Organigramme utilisé dans l'optimisation [36].	27
Figure I.24. Schéma détaillé des différents angles et le trajectoire de soleil avec la prise en compte de l'ombrage [37].	27
Figure I.25. Le système panneau PV-deux réflecteurs en haut-bas [40].	28
Figure I.26. Vue globale du système traqueur-panneau PV-deux réflecteurs en haut-bas utilisé dans l'expérience [42].	28
Figure I.27. Schéma détaillé des différents angles du collecteur thermique-deux réflecteurs en haut-bas [45].	29
Figure I.28. Le capteur sans fil alimenté par un panneau PV augmenté par deux réflecteurs [38].	30
Figure I.29. Vue du système collecteur solaire-deux réflecteurs [39].	30
Figure I.30. Vue du système PV/T-deux réflecteurs [46].	31
Figure I.31. Vue du collecteur solaire plan entouré par quatre réflecteurs avec la prise en compte de l'ombrage de ces dernières sur la surface du collecteur [47].	32
Figure I.32. Schéma descriptif du système [48].	33
Figure I.33. Schéma du cellule PV-réflecteurs haut-bas et cellule PV-réflecteurs droite-gauche [49].	33
Figure I.34. Schéma du système complet [50].	34
Figure I.35. Vue générale du système complet [51].	34
Figure I.36. Les trois positions du traqueur uni-axial [52].	35
Figure I.37. Ray tracing du système [53].	36
Figure I.38. Concentrateur PV utilisé avec le traqueur saisonnier [54].	36
Figure I.39. Concentrateur PV utilisé avec le traqueur bi-axial [55].	37
Figure I.40. Banc d'essais utilisé dans l'expérimentation [54].	37
Figure I.41. Vue du système [57].	38
Figure II.1. Schémas du concentrateur solaire en V avec quatre réflecteurs.	42
Figure II.2. Schémas du collecteur solaire avec réflecteur en haut et en bas.	44

Figure II.3. Schémas du collecteur solaire avec réflecteur de gauche et de droite.	44
Figure II.4. Schémas du collecteur solaire avec réflecteur en haut, en bas, de gauche et de droite.....	44
Figure II.5. Organigramme de la technique proposée.....	48
Figure II.6. Variation de l'irradiation solaire reflété par les réflecteurs (a) en haut et de droite et (b) en bas et de gauche en 10 Décembre dans le cas fixé. (1) angle optimal et (2) irradiation solaire optimal réfléchi.	49
Figure II.7. Variation de l'irradiation solaire reflété par chaque réflecteur (en haut, en bas, de droite et de gauche) en 10 Décembre dans le cas mobile. (1) angle optimal et (2) irradiation solaire optimal reflété.	50
Figure II.8. Variation annuelle des angles d'inclinaisons optimaux des quatre réflecteurs: (1) $\alpha_{opt, 1}$ et $\alpha_{opt, 4}$, et (2) $\alpha_{opt, 2}$ et $\alpha_{opt, 3}$ dans le système fixé, (3) $\alpha_{opt, 1}$, $\alpha_{opt, 2}$, $\alpha_{opt, 3}$ et $\alpha_{opt, 4}$ dans le système mobile.	51
Figure II.9. Variation annuelle d'énergie solaire reçu sur la surface du collecteur : (1) sans réflecteur, (2) avec réflecteur en bas ou à gauche et (3) avec réflecteur en haut ou à droite.....	54
Figure II.10. Variation annuelle d'énergie solaire reçu sur la surface du collecteur : (1) sans réflecteur, (2) avec réflecteurs en bas-gauche, (3) avec réflecteurs en haut-bas, haut-gauche et bas-droite et (4) avec réflecteurs en haut-droite.	55
Figure II.11. Pourcentage moyen annuel d'amélioration de l'énergie solaire absorbée par un collecteur plan associé à un seul réflecteur. Erreur ! Signet non défini.	
Figure II.12. Pourcentage moyen annuel d'amélioration de l'énergie solaire absorbée par un collecteur plan associé à deux réflecteurs.	56
Figure II.13. Angle d'acceptante θ_c et angle d'ouverture φ dans le cas de réflecteur : (a) en haut et en bas, (b) de droite et de gauche.	57
Figure II.14. Représentation de l'irradiation solaire annuel sur (a) une surface horizontale, (b) un collecteur solaire orienté vers le sud et incliné d'un angle égal à la latitude de la ville de Sidi Khouiled sans réflecteurs.	60
Figure II.15. Représentation de (a) $G_{refl, 1}$ et $G_{refl, 4}$, et (b) $G_{refl, 2}$ et $G_{refl, 3}$ pour un système fixe, (c) $G_{refl, 1}$, $G_{refl, 2}$, $G_{refl, 3}$ et $G_{refl, 4}$ pour un système mobile.....	61

Figure II.16. Diagramme isométrique de l'irradiation solaire total annuel sur la surface du collecteur entouré par quatre réflecteurs pour le système : (a) statique et (b) mobile.	62
Figure III.1. Plan de situation de la ville de Sidi Khouiled (lieu des expériences).	66
Figure III.2. Vue de la ville de Sidi Kouiled.....	66
Figure III.3. Installation de la journée du 23/05/2022 : (a) panneau solaire PV fixe (témoin), (b) panneau solaire mobile (sur un traqueur à axe polaire).	67
Figure III.4. Variation de la température ambiante T_a et de l'irradiation solaire G dans la journée du 23/05/2022.	68
Figure III.5. Comparaison entre l'irradiation solaire sur la surface d'un panneau solaire fixe G_{fix} et sur un panneau mobile G_{mobile} dans la journée du 23/05/2022.	69
Figure III.6. Comparaison entre la température ambiante T_a et celle de la cellule solaire fixe $T_{c(fix)}$ et mobile $T_{c(mobile)}$ dans la journée du 23/05/2022.	69
Figure III.7. Comparaison entre le courant de court-circuit du panneau fixe $I_{sc(fix)}$ et mobile $I_{sc(mobile)}$ dans la journée du 23/05/2022.....	70
Figure III.8. Variation de la tension en circuit ouvert du panneau solaire fixe $V_{oc(fix)}$ et mobile $V_{oc(mobile)}$ dans la journée du 23/05/2022.	71
Figure III.9. Variation de la puissance idéale du panneau solaire fixe P_{fix} et mobile P_{mobile} dans la journée du 23/05/2022.....	72
Figure III.10. Pourcentage d'amélioration en courant de court-circuit et la chute de tension en circuit-ouvert dans la journée du 23/05/2022.	72
Figure III.11. Pourcentage d'amélioration de l'énergie solaire absorbée pour un panneau solaire sur un suiveur à axe polaire par rapport au panneau fixe dans la journée du 23/05/2022.....	74
Figure III.12. Installation de la journée du 24/09/2020 : (a) panneau solaire PV fixe (témoin), (b) panneau solaire mobile (sur un traqueur bi-axial).....	75
Figure III.13. Variation de la température ambiante T_a et de l'irradiation solaire G dans la journée du 24/09/2020.	76
Figure III.14. Comparaison entre l'irradiation solaire sur la surface d'un panneau solaire fixe G_{fix} et sur un panneau mobile G_{mobile} dans la journée	76
Figure III.15. Variation quotidienne de la température ambiante T_a et celle de la	

cellule solaire fixe $T_{c(\text{fix})}$ et mobile $T_{c(\text{mobile})}$ dans la journée du 24/09/2020.....	77
Figure III.16. Comparaison entre le courant de court-circuit du panneau fixe $I_{sc(\text{fix})}$ et mobile $I_{sc(\text{mobile})}$ dans la journée du 24/09/2020.....	78
Figure III.17. Variation de la tension en circuit ouvert du panneau solaire fixe $V_{oc(\text{fix})}$ et mobile $V_{oc(\text{mobile})}$ dans la journée du 24/09/2020.....	79
Figure III.18. Pourcentage d'amélioration en courant de court-circuit et la chute de tension en circuit-ouvert dans la journée du 24/09/2020.	79
Figure III.19. Variation de la puissance idéale du panneau solaire fixe P_{fix} et mobile P_{mobile} dans la journée du 24/09/2020.....	80
Figure III.20. Pourcentage d'amélioration de l'énergie solaire absorbée pour un panneau solaire sur un suiveur à axe polaire par rapport au panneau fixe dans la journée du 24/09/2020.....	81
Figure IV.1. Différentes structures construites pour les tests expérimentaux. ...	86
Figure IV.2. Equipements de mesure utilisés dans l'expérience ainsi que leurs emplacements dans les différentes structures.	87
Figure IV.3. Variation quotidienne de la température ambiante T_a ainsi que l'irradiation solaire G sur la surface du témoin durant la journée du 27/07/2021.	88
Figure IV.4. Variation quotidienne de l'irradiation solaire G sur la surface du collecteur dans le cas statique (1) sans miroirs et (2) entouré par quatre miroirs durant la journée d'étude.	89
Figure IV.5. Variation de l'irradiation solaire G sur la surface du collecteur sans miroirs dans l'état (1) fixe et (2) mobile durant la journée du 27/07/2021.	90
Figure IV.6. Variation de l'irradiation solaire G sur la surface du collecteur (1) sans miroirs dans l'état mobile et (2) entouré par quatre miroirs dans l'état fixe durant la journée du 27/07/2021.	91
Figure IV.7. Variation de l'irradiation solaire G sur la surface du collecteur thermique (1) sans miroirs et (2) entouré par quatre miroirs dans le cas mobile durant la journée du 27/07/2021.	92
Figure IV.8. Variation de l'irradiation solaire G sur la surface du collecteur thermique entouré par quatre miroirs dans le cas (1) fixe et (2) mobile durant la journée du 27/07/2021.....	Erreur ! Signet non défini.
Figure IV.9. Variation de l'irradiation solaire G sur la surface du collecteur	

thermique (1) sans miroirs dans la cas fixe, (2) sans miroirs dans le cas mobile, (3) entouré par quatre miroirs dans le cas fixe et (4) entouré par quatre miroirs dans le cas mobile durant la journée du 27/07/2021.....	93
Figure IV.10. Variation quotidienne de la température de la face avant de la plaque noire du collecteur thermique dans les quatre structures comparées avec la température ambiante T_a durant la journée du 27/07/2021. $T_{(fix)}$: pour la structure N° 1, $T_{(Vfix)}$: pour la structure N° 2, $T_{(mobile)}$: pour la structure N° 3, $T_{(Vmobile)}$: pour la structure N° 4.	94
Figure A.1. Vue de face des modules PV utilisés (a) Dimel 50 Wp et (b) Eurosolaire 47.1 Wp.....	XVI
Figure B.1. Vue globale du traqueur solaire à axe polaire réalisé.	XVII
Figure B.2. Vue globale du traqueur solaire bi-axial réalisé.	XVIII
Figure C.1. Solarimètre de type DS 120 (a) sonde externe et (b) afficheur numérique.....	XIX
Figure C.2. Inclinomètre Actu Angle utilisé.....	XX
Figure C.3. Mesure de température : (a) afficheur numérique, (b) thermocouple	XX
Figure C.4. Multimètre utilisé.....	XXI
Figure D.1. Surfaces d'entrée de la cavité du concentrateur.....	XXII
Figure D.2. Schéma utilisé pour le calcul de $A_{in,12}$ dans le cas $\alpha_1 > \alpha_2$	XXIII

Table des tableaux

Tableau II.1. Les journées préférées de chaque mois de l'année [58].	43
Tableau II.2. Angles d'inclinaisons optimaux des quatre réflecteurs pour un système fixe dans la ville de Sidi Khouiled.	52
Tableau III.1. Paramètres géométriques de la région des tests.	65
Tableau III.2. Comparaison avec d'autre travaux de recherches.	74
Tableau III.3. Comparaison aux autres résultats obtenus dans des travaux de recherches.	81
Tableau IV.1. Conditions climatiques de la période des expériences [78].	85
Tableau IV.2. Comparaison entre les pourcentages d'améliorations en ensoleillement capturé obtenus dans ce travail et ceux d'autres travaux de recherche.	95
Tableau IV.3. Comparaison entre le concentrateur solaire sous forme V dans le cas mobile (V-Trough Tracker), dans le cas fixe (V-Trough Fix), et le système conventionnel en bénéfice de la valeur expérimentale de l'irradiation solaire journalière reçu et l'énergie thermique produite pour le collecteur thermique plan (27/07/2021).	96
Tableau A.1. Caractéristiques du panneau solaire Dimel (50 Wp)	XVI
Tableau A.2. Caractéristiques du panneau solaire Eurosolaire (47.1 Wp)	XVI

Nomenclatures

Les symboles sont classés par ordre alphabétique.

Symbole	Désignation	Unité
A	superficie du collecteur thermique ainsi que des réflecteurs	m^2
A_{col}	surface du collecteur	m^2
A_{in}	surface d'entrée collecteur-réflecteurs	m^2
$A_{in,12}$	surface d'entrée collecteur-réflecteurs haut-bas	m^2
$A_{in,34}$	surface d'entrée collecteur-réflecteurs droite-gauche	m^2
$B_{rsol(VFix-Fix)}$	valeur moyenne journalière du bénéfice en irradiation solaire reçu par la surface du collecteur solaire sous forme V dans le cas fixe par rapport au système conventionnel	/
$B_{rsol(VTracker-Fix)}$	valeur moyenne journalière du bénéfice en irradiation solaire reçu par la surface du collecteur solaire sous forme V dans le cas mobile par rapport au système conventionnel	/
$B_{rther(VFix-Fix)}$	valeur moyenne journalière du bénéfice en énergie thermique produite par le collecteur solaire sous forme V dans le cas fixe par rapport au système conventionnel	/
$B_{rther(VTracker-Fix)}$	valeur moyenne journalière du bénéfice en énergie thermique produite par le collecteur solaire sous forme V dans le cas mobile par rapport au système conventionnel	/
C	coefficient de concentration	/
C_{geo}	coefficient de concentration géométrique	/
$C_{geo,Fix}$	coefficient de concentration géométrique dans le cas fixe	/
$C_{geo,Mob}$	coefficient de concentration géométrique dans le cas mobile	/
C_{opt}	coefficient de concentration optique	/
D	durée de la journée	h
E_{ther}	énergie thermique journalière produite	Wh/m^2
$E_{ther(Fix)}$	énergie thermique journalière produite pour le système conventionnel	Wh/m^2

$E_{\text{ther(VFix)}}$	énergie thermique journalière produite pour le collecteur thermique sous forme V dans le cas fixe	Wh/m^2
$E_{\text{ther(VTrcker)}}$	énergie thermique journalière produite pour le collecteur thermique sous forme V dans le cas mobile	Wh/m^2
G	irradiation solaire	W/m^2
$G_{\text{dif,h}}$	irradiation solaire diffusé sur un plan horizontal	W/m^2
$G_{\text{dir,col}}$	irradiation solaire directe sur la surface du collecteur	W/m^2
$G_{\text{dir,h}}$	irradiation solaire directe sur un plan horizontal	W/m^2
G_{Fix}	irradiation solaire dans le cas fixe	W/m^2
G_{Mobile}	irradiation solaire dans le cas mobile	W/m^2
$G_{\text{gr,col}}$	irradiation solaire réfléchi par le sol sur la surface du collecteur	W/m^2
$G_{\text{net,col}}$	irradiation solaire directe sur la surface du collecteur sans réflecteurs	W/m^2
$G_{\text{refl,i}}$	irradiation solaire réfléchi par le réflecteur N° i sur la surface du collecteur	W/m^2
$G_{\text{refls,col}}$	irradiation solaire réfléchi par tous les réflecteurs sur la surface du collecteur	W/m^2
$G_{\text{tot,col}}$	irradiation solaire total collecté sur la surface du collecteur	W/m^2
$G_{\text{tot,col(Fix)}}$	irradiation solaire total collecté sur la surface du collecteur conventionnel	W/m^2
$G_{\text{tot,col(VFix)}}$	irradiation solaire total collecté sur la surface du collecteur sous forme V dans le cas fixe	W/m^2
$G_{\text{tot,col(Vtrcker)}}$	irradiation solaire total collecté sur la surface du collecteur sous forme V dans le cas mobile	W/m^2
$G_{\text{tot,h}}$	irradiation solaire total sur un plan horizontal	W/m^2
$G_{\text{sky,col}}$	irradiation solaire diffusé par le ciel sur la surface du collecteur	W/m^2
I	courant de la cellule photovoltaïque	A
I_0	courant de saturation de la diode	A
I_{Ph}	photo-courant	A
I_{sc}	courant de court-circuit	A
k	constant de Boltzmann	$J \cdot K^{-1}$
L	longueur du collecteur thermique	m
L_1	longueur du réflecteur en haut	m

L_2	longueur du réflecteur en bas	m
m	largeur du collecteur thermique	m
m_1	largeur du réflecteur en haut	m
m_2	largeur du réflecteur en bas	m
n	facteur d'idéalité de la diode	/
N_j	ndu jours dans l'année	/
q	charge de l'électron	C
R_S	résistance série	Ω
R_{SH}	résistance shunt	Ω
T	température de la cellule	$^{\circ}C$
T_a	température ambiante	$^{\circ}C$
$T_{c(Fix)}$	température de la cellule dans le cas fixe	$^{\circ}C$
$T_{c(Mobile)}$	température de la cellule dans le cas mobile	$^{\circ}C$
T_{sr}	Temps du lever de soleil	h
T_{ss}	Temps du coucher de soleil	h
$T_{(fix)}$	température de la face en avant de la plaque absorbante pour le système conventionnel	$^{\circ}C$
$T_{(mobile)}$	température de la face en avant de la plaque absorbante pour le système sans réflecteur dans le cas mobile	$^{\circ}C$
$T_{(Vfix)}$	température de la face en avant de la plaque absorbante pour le collecteur thermique sous forme V dans le cas fixe	$^{\circ}C$
$T_{(Vmobile)}$	température de la face en avant de la plaque absorbante pour le collecteur thermique sous forme V dans le cas mobile	$^{\circ}C$
V	tension de la cellule photovoltaïque	V
V_{oc}	tension à circuit-ouvert	V
V_t	tension thermique	$J \cdot C^{-1}$
ΔT	pas de calcul	h

Symboles grecs

α_{ab}	coefficient d'absorption de la plaque absorbante	/
α_i	angle d'inclinaison du réflecteur N° i par rapport au plan du collecteur	$^{\circ}$
$\alpha_{opt,i}$	angle d'inclinaison optimal du réflecteur N° i par rapport au plan du collecteur	$^{\circ}$

α_s	angle d'altitude de soleil	°
β	angle d'inclinaison du collecteur thermique par rapport au plan du collecteur	°
γ	angle d'azimut du collecteur thermique	°
γ_s	angle d'azimut de soleil	°
δ_s	angle de déclinaison de soleil	°
φ	latitude de la région du test	°
$\varphi_{i,j}$	angle d'ouverture de la cavité ($i = 1, 3$ et $j = 2, 4$)	°
θ	angle d'incidence des rayons solaire	°
θ_c	angle d'acceptance	°
ρ	reflectance des réflecteurs	/
ρ_{gr}	reflectance du sol	/
η	rendement énergétique de la cellule photovoltaïque	/
τ_i	angle entre l'irradiation solaire directe et le plan du réflecteur N° i	°
τ_v	coefficient de transmission vitre	/
χ_i	angle entre le plan du collecteur et l'irradiation solaire réfléchi par le réflecteur N° i sur sa surface	°
ω_s	angle horraire du soleil	°

Abréviations

Alt	altitude
CPV	photovoltaïque à concentration
CPVT	photovoltaïque /thermique à concentration
FF	facteur de forme
I-V	caractéristique électrique courant-tension
IEA	Agence international d'énergie
IEC	commission internationale d'électrotechnique
IRENA	agence international des énergies renouvelables
GEM	global energy monitor
LCPV	photovoltaïque à basse concentration
NOCT	conditions normal de test
NREL	laboratoire international des énergies renouvelables
P-V	caractéristique électrique puissance-tension

PV	photovoltaïque
PV/T	photovoltaïque /thermique
STC	conditions standard de test
TZ	Temps de zone

Subscripts

0	saturation
ab	absorbeur
c	cellule
col	collecteur
dif	diffus
dir	direct
fix	fixe
gr	sol
h	surface horizontale
i	numéros du réflecteur (position), 1: haut, 2: bas, 3: gauche, et 4: droite
in	entrée
j	jour
geo	géométrique
max	maximale
mob	mobile
mp	point de puissance maximale
net	sans réflecteurs
oc	circuit ouvert
opt	optimal
opti	optique
Ph	photo
r	ratio
refl	un seul reflecteur
refls	tous les réflecteurs
S	série
sc	court-circuit

SH	shunt
sr	lever de soleil
ss	coucher de soleil
sol	solaire
ther ou t	thermique
tot	total
v	vitre
VFix	concentrateur en forme V dans le cas fixe
VTracker	concentrateur en forme V dans le cas mobile

*Introduction Générale &
Structure de la Thèse*

Introduction Générale & Structure de la Thèse

Contexte

Actuellement la source principale d'énergie au niveau mondial, provient des combustibles fossiles conventionnels (pétrole, gaz naturel et charbon). Cependant, ces derniers relèvent deux inconvénients majeurs : une quantité limitée et lors de leur combustion, ils émettent du gaz à effet de serre. C'est pourquoi il s'est avéré nécessaire de rechercher des alternatives à leur exploitation, étant donné l'augmentation faramineuse sur la demande de l'énergie électrique dues aux évolutions technologiques, l'industrialisation et les exigences de qualité et de confort de vie.

Récemment, l'Agence Internationale des Energies Renouvelables (IRENA) a publié dans son rapport du mois d'Avril 2022, que la capacité mondiale de production d'énergie renouvelable a atteint 3064 GW fin 2021 [1], répartie comme suit :

- ✓ 1230 GW d'énergie hydro-électrique,
- ✓ 849 GW d'énergie solaire,
- ✓ 825 GW d'énergie éolienne,
- ✓ 134 GW de bioénergie,
- ✓ 16 GW d'énergie géothermique,
- ✓ 524 MW d'énergie océanique.

De plus en septembre dernier (2021), en raison du retour à la vie normale après la fin de la pandémie de Corona, puis avec le début de la crise entre la Russie et l'Ukraine (Février 2022), de nombreux pays ont déterminé leur besoin d'utiliser de l'énergie solaire comme une solution alternative pour réduire la facture en carburant et en gaz qui connaît une croissance exponentielle dans cette période [2]. A titre d'exemple :

- ❖ L'Italie a installé 433 MW d'énergie solaire dans le premier trimestre de cette année, dépassant la capacité de 23 GW à la fin mars 2022,
- ❖ L'Autriche a doublé son utilisation de l'énergie solaire à la fin de 2021, augmentant le total des ajouts à 740 MW,

- ❖ L'Allemagne a pu installer environ 2.5 GW dans les quatre premiers mois de cette année, portant la capacité totale d'énergie solaire à 588 GW fin avril 2022,
- ❖ Pour l'Inde, le pourcentage d'installations solaires sur les toits a été multiplié par 34% au premier trimestre 2022, soit environ 456 MW, portant la capacité dans le secteur des bâtiments à 7.6 GW à la fin de mars dernier.

Ceci en ce qui concerne quelques pays européens et asiatiques selon le rapport du premier trimestre de l'Agence Internationale d'Energie [2].

Tandis que pour les pays Arabes, en 2013, la Ligue des États arabes a annoncé une initiative visant à diffuser l'intérêt de l'électricité propre, où elle s'est engagée à inciter les pays adhérents à augmenter la capacité de la région en divers types d'énergie renouvelable de 12 GW en 2013 à 80 GW en 2030 [3]. Ainsi selon le rapport de Global Energy Monitor (GEM) sur les projets éoliens et solaires mondiaux, si ces projets actuellement mis en œuvre dans la région fonctionnent dans les délais, la production totale des nouvelles centrales et celles en exploitation s'élèvera à 91 % de la production totale d'énergie d'ici 2030 [4]. Ce rapport a révélé que le Sultanat d'Oman, le Maroc et l'Algérie sont à l'avant-garde des pays arabes actifs dans les projets d'énergie propre et renouvelable en cours de développement.

Ces trois pays ont annoncé un plan ambitieux visant à produire environ 39.7 GW de projets d'énergie solaire et éolienne, soit quatre fois la capacité qu'ils cherchent à produire à partir du gaz naturel fin 2030. Ces pays visent à rejoindre l'Égypte et les Émirats Arabes Unis en tant que pays leaders dans l'établissement et le soutien de projets d'énergie renouvelable dans le monde arabe [4].

Ce rapport a classé les meilleurs pays arabes émergents en matière de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables d'ici 2030 comme suit :

1. Sultanat d'Oman (15.3 GW),
2. Maroc (14.4 GW),
3. Algérie (10 GW),
4. Koweït (9.6 GW),
5. Iraq (5.8 GW).

Il a confirmé que le Sultanat d'Oman et l'Algérie ont pris des mesures confiantes pour construire de grandes centrales de production d'énergie solaire et éolienne [4].

Pour cela, et selon le plan annoncé par le gouvernement algérien pour l'année 2020, l'Algérie amorce une dynamique d'énergie verte en lançant un programme ambitieux de développement des énergies renouvelables et du rendement énergétique. Il s'appuie sur une stratégie axée sur la mise en valeur des ressources inépuisables comme le solaire et leur utilisation pour diversifier les sources d'énergie et préparer l'Algérie de demain. C'est pourquoi le gouvernement algérien a lancé un programme national de développement des énergies renouvelables d'ici 2030, qui pourra produire 40% de la consommation nationale d'électricité à partir des filières solaire et éolienne (une augmentation de 1 GW d'électricité d'origine renouvelable pour chaque année) [5]. Il inclut la réalisation d'une soixantaine de centrales solaires photovoltaïques et solaires thermiques, de fermes éoliennes et de centrales hybrides.

De plus, l'Algérie encourage les investissements étrangers dans les projets d'énergie solaire et éolienne, en privatisant le marché des énergies renouvelables dans le pays et en permettant aux sociétés énergétiques indépendantes de mettre en œuvre de tels projets, ainsi qu'en excluant ces projets des lois qui découragent les investisseurs étrangers d'investir en Algérie. En outre, la loi sur l'investissement qui précise que la participation au capital étranger des projets est d'environ 49% ou moins. D'autre part, l'Algérie cherche à soutenir l'économie locale en obligeant l'investisseur étranger à acheter les besoins du projet auprès des fabricants locaux, ce que les investisseurs ont appliqué dans les centrales solaires de Batna, Ouargla et Boukrana (Mila), ayant une production totale combinée de 310 MW [5, 6].

L'énergie solaire représente une part importante du marché du renouvelable. Tous les indications économiques témoignent que ce marché connaît un accroissement exponentiel. Plus spécialement, le solaire thermique et photovoltaïque connaît un changement expansif dans l'amélioration des performances et du rapport qualité/prix. Malgré ça, le rendement de conversion hors laboratoire reste toujours faible voire médiocre, notamment dans le photovoltaïque.

Pour cela, plusieurs recherches scientifiques y compris le présent travail, ont été menés dans le cadre de l'augmentation de ces rendements par la maximisation du rayonnement solaire reçu, en utilisant différentes techniques à moindre coûts : par concentration en utilisant des

réflecteurs plats, par le suivi de soleil que ce soit en partie, ou en complet, ou en couplant la concentration et le suivi de soleil ensemble.

Par conséquent, l'objectif principal de ce projet de thèse est de contribuer à l'amélioration du rendement d'un collecteur solaire plan dans la ville de Sidi Khouiled, Ouargla, sud-est de l'Algérie, à travers une étude basée sur deux volets à la fois par la simulation et l'expérimental. Le premier volet a été réalisé au moyen d'un nouveau modèle mathématique développé pour l'optimisation des angles d'inclinaisons des quatre réflecteurs entourant un collecteur solaire plan. Le modèle ainsi développé est universelle ; ce qui veut dire que pour les applications de l'énergie solaire par concentration en utilisant des réflecteurs plats, ce modèle est apte à optimiser les angle d'inclinaisons de ces derniers que ce soit dans les systèmes collecteur-réflecteurs fixe ou mobile. Le deuxième volet a été mis au point à travers une maximisation de la productivité d'un collecteur solaire plan dans le cas d'un panneau solaire photovoltaïque et celui d'un collecteur thermique, en utilisant de solutions économiques tel que les miroirs réflecteurs plats ainsi que la poursuite de soleil à travers deux traqueurs solaires (à axe polaire et bi-axial).

Structure de la thèse

Afin d'aboutir aux objectifs de ce travail, le cœur de ce manuscrit sera décomposé en quatre chapitres réalisées au cours de ce projet de thèse.

- Le premier chapitre consiste à présenter en premier lieu un petit rappel sur l'énergie solaire ainsi que ses trois filières (photovoltaïque, thermique et photovoltaïque/thermique) et ceci avec ou sans concentration, dans le cas fixe ou mobile. Suivie d'une classification basée sur une étude bibliographique, des collecteurs solaires plans en terme de degré de liberté, de nombre et emplacement des réflecteurs, qui sera exposé à la fin de ce chapitre.
- Le second chapitre expose le nouveau modèle mathématique développé ainsi que son application pour l'optimisation des angles d'inclinaisons de quatre réflecteurs entourant un collecteur solaire plan, dans la ville de Sidi Khouiled. La recherche par optimisation du meilleur choix en nombre et en emplacement de réflecteurs autour du collecteur, en terme d'amélioration de l'énergie solaire absorbée par la surface de ce dernier, sera étudiée et discutée dans ce même chapitre.

- La validation expérimentale des résultats de simulation obtenus dans le second chapitre sera l'objectif du troisième, dans lequel des tests expérimentaux seront réalisés pour l'amélioration du rendement énergétique d'un panneau solaire photovoltaïque, en utilisant deux types de traqueurs réalisés dans le cadre de ce projet de thèse (à axe polaire et bi-axial).
- Le quatrième chapitre sera réservé à la deuxième phase de validation expérimentale dans le domaine solaire thermique. Une comparaison, en terme de production d'énergie thermique entre quatre structures différentes (collecteur thermique plan sans miroirs et entouré par quatre miroirs dans le cas fixe et dans le cas mobile) sera réalisée dans ce même chapitre. Le type du traqueur utilisé dans cette partie est bi-axial.

En plus de l'introduction, la conclusion de ce projet de thèse présente un bilan des résultats obtenus, que ce soit par la simulation ou par l'expérimentation ainsi que des perspectives futures.

Quatre annexes clôturant cette thèse :

- L'Annexe A décrira les panneaux solaires utilisés ainsi que leurs caractéristiques électriques,
- L'Annexe B sera consacré à la description des traqueurs solaires réalisés dans ce travail de thèse,
- Les instruments de mesures utilisés dans les expériences seront présentés dans l'Annexe C,
- L'Annexe D sera l'objet d'une démonstration mathématique de l'expression utilisée dans le chapitre 4 pour le calcul du coefficient de concentration géométrique.

Chapitre I

Synthèse Bibliographique :
Amélioration du Rendement d'un
Collecteur Solaire Plan

Chapitre I : Synthèse Bibliographique : Amélioration du Rendement d'un Collecteur Solaire Plan.

I.1. Introduction

Les collecteurs solaires plans, que soient panneaux photovoltaïques, collecteurs thermiques et collecteurs photovoltaïques/thermiques commercialisés ont des rendements plus ou moins faibles. Le recours vers l'utilisation des solutions économiques pour faire augmenter leurs rendements énergétiques par maximisation du rayonnement solaire sur leurs surfaces réceptrices, sera indispensable notamment dans la matinée et la fin du soir. Ces solutions peuvent être par concentration en utilisant de réflecteurs plats, par le suivi de soleil que soit complet ou partiel, ou en couplant entre la concentration et le suivi de soleil.

Pour cela, on va commencer dans ce premier chapitre par un rappel théorique sur le gisement solaire, l'énergie solaire ainsi que ses trois filières (PV, thermique et PV/T). Puis, une description de quelques solutions économiques utilisées dans l'amélioration du rendement énergétique d'un collecteur solaire plan, par amplification de l'irradiation solaire collecté sur sa surface. Enfin, on va classer les collecteurs solaires étudiés dans la littérature suivant plusieurs critères tels que le degré de liberté, nombre de réflecteurs utilisés ainsi que leurs emplacements autour du collecteur.

I.2. Irradiation solaire :

L'irradiation solaire constitue la principale source d'énergie dont nous disposons. Situé à environ 150 millions de kilomètres de la terre, le soleil émet un rayonnement électromagnétique qui peut être assimilé à celui d'un corps noir à une température de 6000 °K. Afin d'évaluer l'énergie solaire reçue au niveau de la surface terrestre, il est nécessaire de connaître les différentes composantes de l'irradiation solaire qui sont [7] :

- ✓ *L'irradiation directe* : c'est l'irradiation reçue directement du soleil par la surface du collecteur.
- ✓ *L'irradiation diffuse* : elle est due à l'absorption et à la diffusion d'une partie de l'irradiation solaire globale par l'atmosphère et à sa réflexion par les nuages et les aérosols.
- ✓ *L'irradiation réfléchie* par le sol ou par des objets se trouvant à sa surface.

- ✓ **L'irradiation globale** : c'est la somme de toutes les irradiations reçues par la surface du collecteur plan.

Ces types d'irradiations sont exposées dans la figure (I.1).

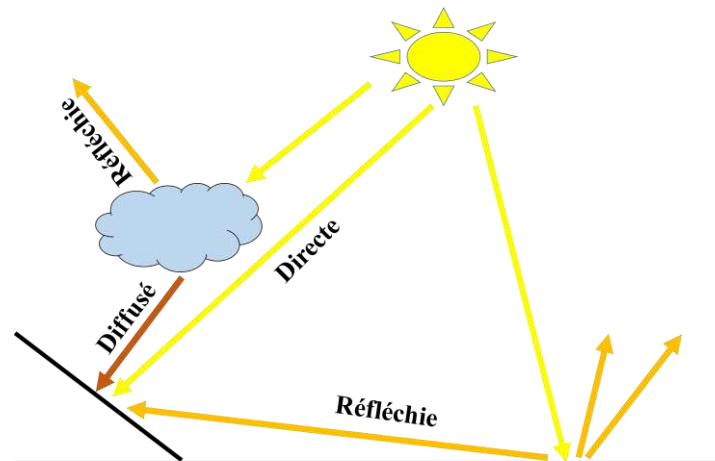


Figure I.1. Différentes irradiations solaires

L'irradiation solaire reçu sur un plan quelconque à un moment donné est appelée éclairement (noté généralement par la lettre G) ; il est exprimé en watts par mètre carré (W/m^2). La valeur de l'intensité du rayonnement reçu sur la surface du collecteur plan varie selon la position de ce dernier [7]. Elle atteint son intensité maximale lorsque le plan du collecteur solaire est perpendiculaire aux rayons du soleil. De façon générale, ces collecteurs sont inclinés à un angle varie d'une région à l'autre ou fixé au cours de l'année. L'effet de cet angle sur l'irradiation solaire reçu sur leurs surfaces au cours de la journée du 16 Mars dans la ville de Sidi Khouiled est illustré dans la figure (I.2) (l'irradiation solaire est estimé en utilisant le model de Capderou [8]).

I.3. Energie solaire

L'énergie solaire peut être transformer en énergie électrique et/ou énergie thermique. En termes d'énergie produite, on peut diviser les filières de cette énergie en (voir la figure (I.3)):

- ✓ Production directe de l'électricité : panneaux solaires photovoltaïques,
- ✓ Production directe de la chaleur : collecteurs solaires thermiques [9].

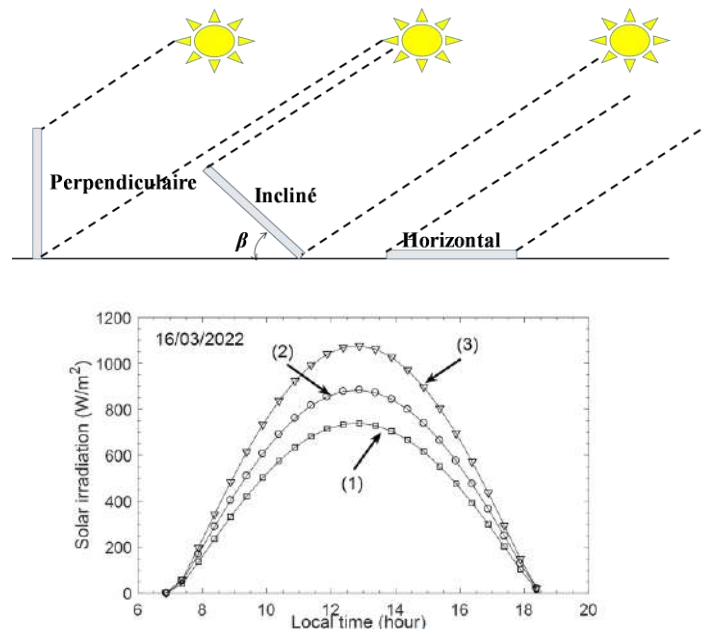


Figure I.2. Irradiations solaire globale reçue sur un plan (1) perpendiculaire, (2) horizontal et (3) incliné de 32° pour la journée du 16 Mars à Sidi Khouiled

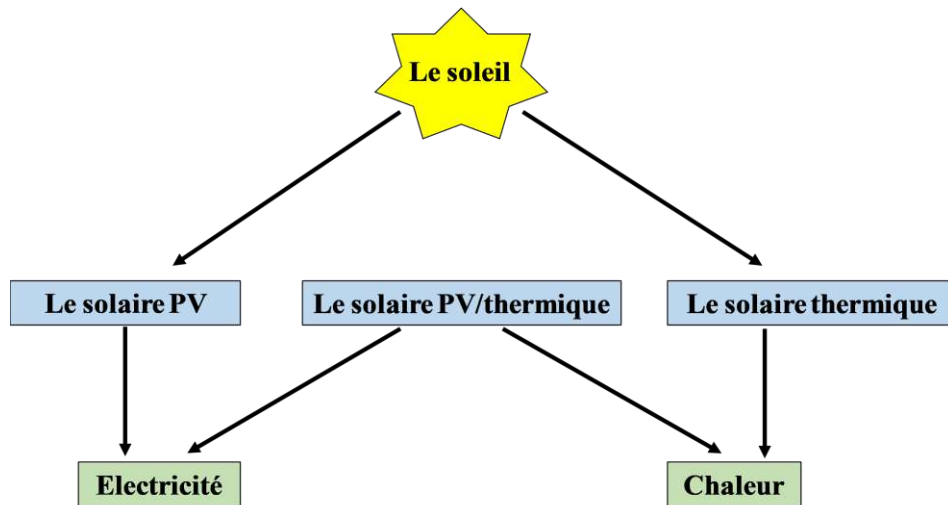


Figure I.3. Différentes filières de l'énergie solaire

I.3.1. Le solaire photovoltaïque

Les terminologies décrites par IEC 61836 (International Electrotechnical Commission) [10], définit les systèmes PV comme systèmes convertissant la partie visible du spectre de l'irradiation solaire, directement en électricité.

I.3.1.1. La cellule photovoltaïque

L'élément principal dans la construction des systèmes PV est la cellule photovoltaïque. Cette dernière génère une force électromotrice lorsqu'elle est exposée aux rayons solaires (IEC 60904-3 [11]), c'est le principe de l'effet photovoltaïque. La tension générée peut varier entre 0.3 V et 0.6 V en fonction du matériau semi-conducteur utilisé ainsi que de sa température et du vieillissement de la cellule.

Il y a plusieurs types de matériaux construisant la pile solaire. Parmi les plus utilisés on trouve le silicium monocristallin de rendement d'environ 14-18%, selon la nature cristalline du matériau utilisé et le procédé de fabrication. Par contre, actuellement le silicium polycristallin est la technologie la plus répandue sur le marché mondial en raison de son bon rendement 13 - 16% pour des coûts de fabrication maîtrisés [12, 13]. L'efficacité d'une cellule en silicium amorphe est environ 7-11%.

Le laboratoire américain NREL (National Renewable Energy Laboratory) présente chaque année un état d'avancement sous forme d'une charte qui décrit lieu à l'évolution du rendement de chaque type, la figure (I.4) représente l'état de l'évolution du rendement électrique des technologies PV dans le monde rapporté par la NREL [14].

I.3.1.2. Modèle équivalent électrique de la cellule photovoltaïque

Une cellule photovoltaïque peut être modélisée par le schéma équivalent plus complet (modèle à une diode) présentés par la figure (I.5) [12].

Le modèle est composé d'un générateur de courant I_{ph} , d'une diode qui modélise la jonction PN, d'une résistance série R_S qui tient compte des pertes ohmiques des matériaux, des métallisations et du contact métal semi-conducteur, et d'une résistance parallèle R_{SH} qui représente le courant de fuite qui se situe entre le dessus et le dessous de la cellule [12].

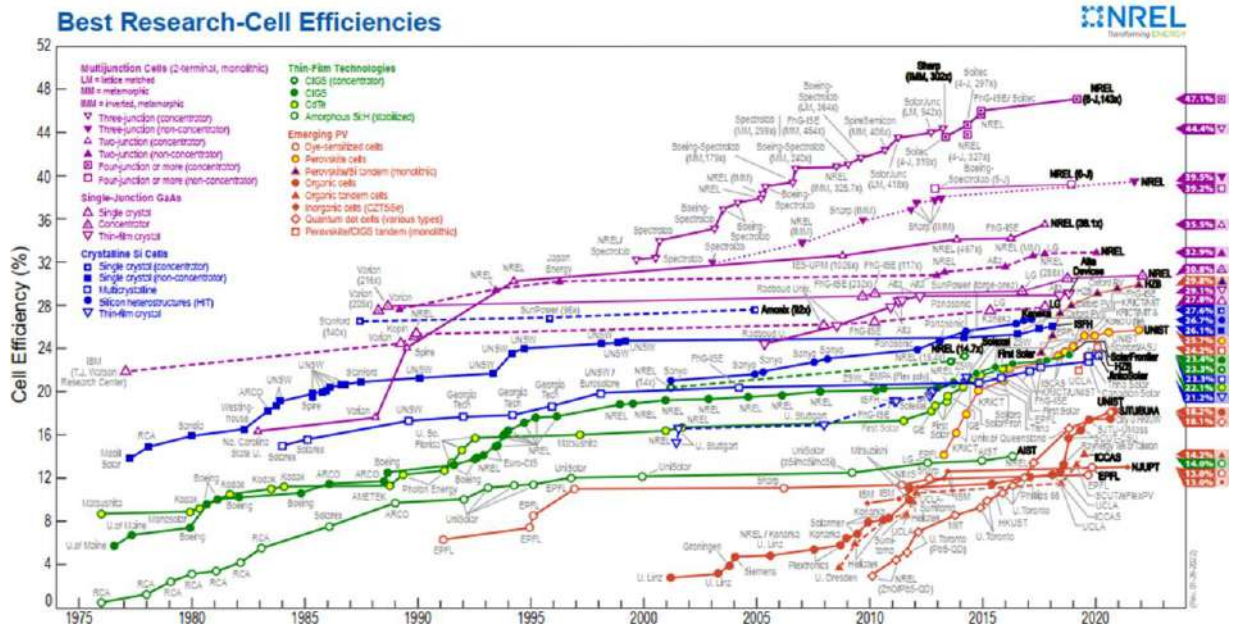


Figure I.4. Evolution du rendement des différentes technologies PV dans le monde [14]

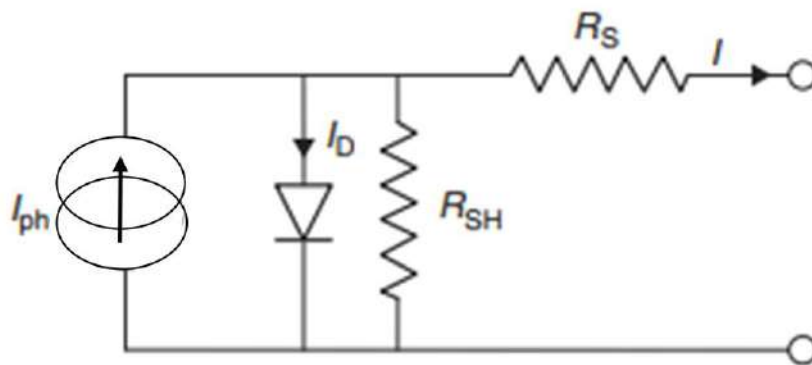


Figure I.5. Modèle à une diode de la cellule PV

L'équation de la caractéristique (Courant-Tension) I-V est donnée par :

$$I = I_{ph} - I_0 \cdot \left[\exp\left(\frac{V+R_S \cdot I}{n \cdot V_t}\right) - 1 \right] - \frac{V+R_S \cdot I}{R_{SH}}, \quad (I.1)$$

avec I_{ph} est le photo-courant (A), I_0 est le courant de saturation de la diode (A), n est le facteur d'idéalité de la diode, R_s est la résistance série (Ω), R_{SH} est la résistance shunt (Ω), V_t est la tension thermique, $V_t = \frac{k \cdot T}{q}$ ($J \cdot C^{-1}$), k est la constante de Boltzmann ($1,38 \cdot 10^{-23}$ ($J \cdot K^{-1}$)), q est la charge de l'électron ($1,302 \cdot 10^{-19}$ (C)) et T est la température de la cellule (K).

I.3.1.3. Caractéristiques d'un module PV

Selon IEC 61277, on appelle module (panneau) PV l'interconnexion de plusieurs cellules PV [15].

Les caractéristiques courant-tension (I-V) et puissance-tension (P-V) d'un module photovoltaïque représentent son comportement par rapport aux charges possibles sous différentes conditions d'ensoleillement et de température. En effet, c'est en fonction de la charge électrique aux bornes du panneau qu'on peut déterminer le point de fonctionnement du système photovoltaïque. La figure (I.6) expose les caractéristiques I-V et P-V d'un module PV pour un éclairement et une température donnés. D'après cette figure, on peut déterminer les points essentiels suivants [9, 12]:

- ✓ Le courant de court-circuit I_{sc} est le courant débité par la module quand la tension à ses bornes est nulle.
- ✓ La tension à circuit ouvert V_{oc} est la tension qui apparaît aux bornes du module quand le courant débité est nul.
- ✓ Le courant I_{mp} et la tension V_{mp} correspondant au point de puissance maximale.

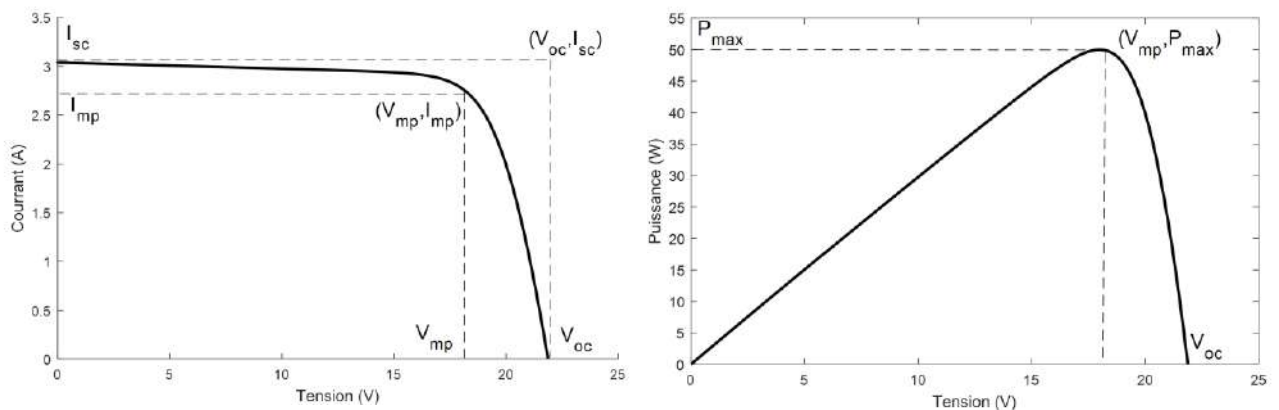


Figure I.6. Caractéristiques I-V et P-V du panneau PV M50(36) utilisé dans la partie pratique du chapitre 3 (voir annexe A)

- ✓ Le rendement énergétique η d'un panneau solaire photovoltaïque est défini par le rapport entre la puissance électrique maximale produite et la puissance solaire absorbée. Il peut s'exprimer par :

$$\eta = \frac{P_{max}}{G \cdot A}, \quad (I.2)$$

où P_{max} est la puissance maximale délivrée par le module PV (W), G est l'éclairement (W/m^2) et A est la surface du panneau solaire PV (m^2).

- ✓ Le facteur de forme FF indique le degré d'idéalité de la caractéristique I-V. C'est le rapport entre la puissance électrique maximale fournie par le module PV et sa puissance idéale produite. Il s'exprime par la relation ci-après :

$$FF = \frac{P_{\max}}{V_{oc} \cdot I_{sc}}, \quad (I.3)$$

Les caractéristiques électriques I-V et P-V varient en fonction de la température et de l'éclairement, comme l'illustre la figure (I.7) (panneau PV M50(36) utilisé dans la partie pratique du chapitre 3 (voir annexe A)).

Certains fabricants des panneaux solaire PV fournissent ces caractéristiques en conditions standard de test (STC) sous un éclairement égal à $1000 \text{ (W/m}^2\text{)}$ et une température de la cellule égale à $25 \text{ (}^\circ\text{C)}$, ou en conditions nominale de test (NOCT), dans ce cas l'éclairement est de $800 \text{ (W/m}^2\text{)}$ et la température de la cellule est de $20 \text{ (}^\circ\text{C)}$ à une vitesse de vent égale à 1 (m/s) [12].

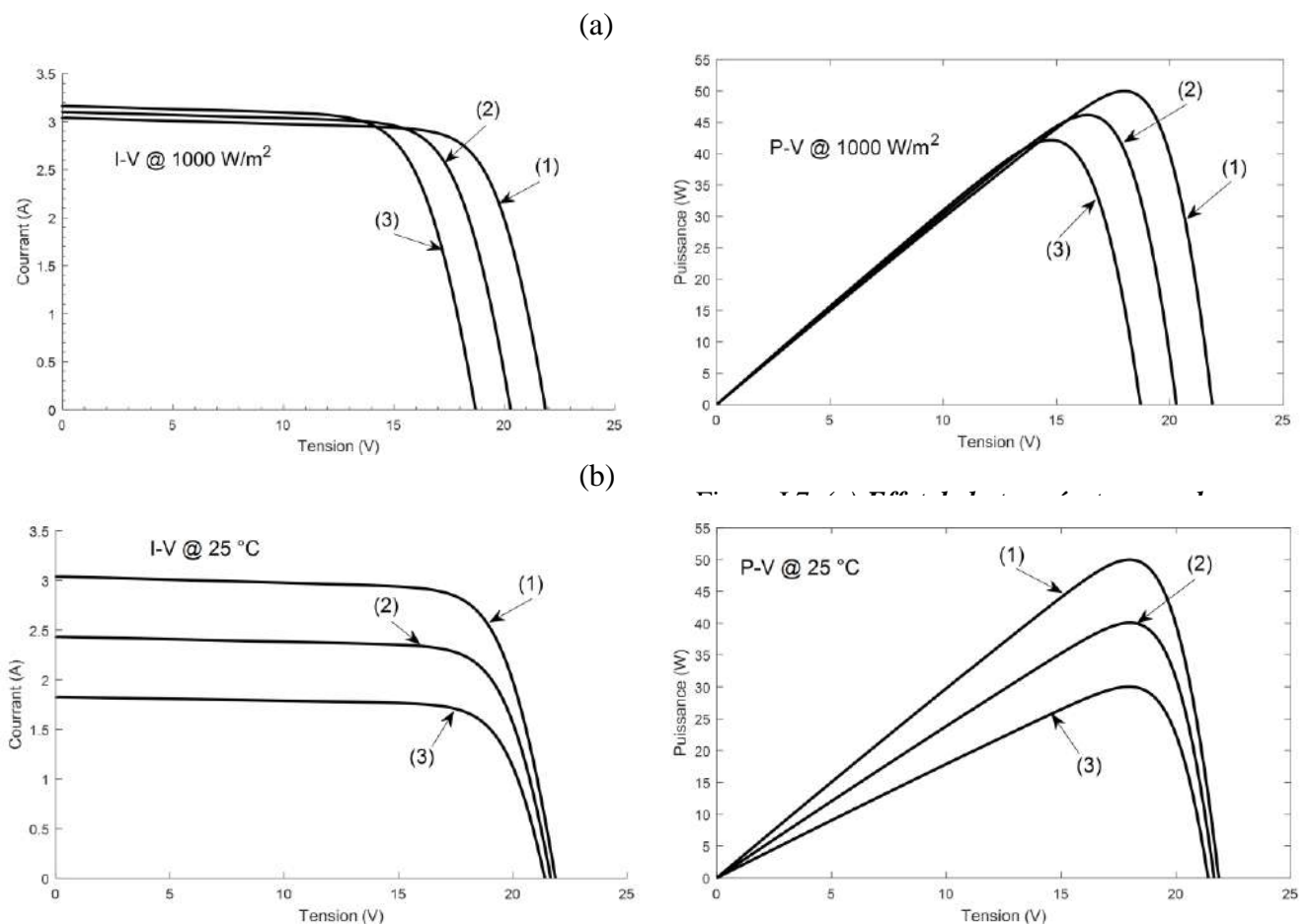


Figure I.7. (a) Effet de la température sur les caractéristiques I-V et P-V (1) @ $25 \text{ }^\circ\text{C}$, (2) @ $45 \text{ }^\circ\text{C}$ et (3) @ $65 \text{ }^\circ\text{C}$. (b) Effet de l'éclairement sur les caractéristiques I-V et P-V (1) @ 1000 W/m^2 , (2) @ 800 W/m^2 et (3) @ 600 W/m^2

I.3.2. Le solaire thermique

I.3.2.1. Principe

Cette technologie convertit l'énergie solaire en chaleur. Les atomes composant le matériau des capteurs solaires sont excités par les photons. En récupérant une partie de leur énergie, les atomes changent d'état énergétique, créant une agitation thermique. Les atomes vont alors libérer le surplus d'énergie sous forme d'énergie thermique, se manifestant sous forme de chaleur (voir la figure (I.8)). Cette dernière peut être utilisée directement ou être stocké [16].

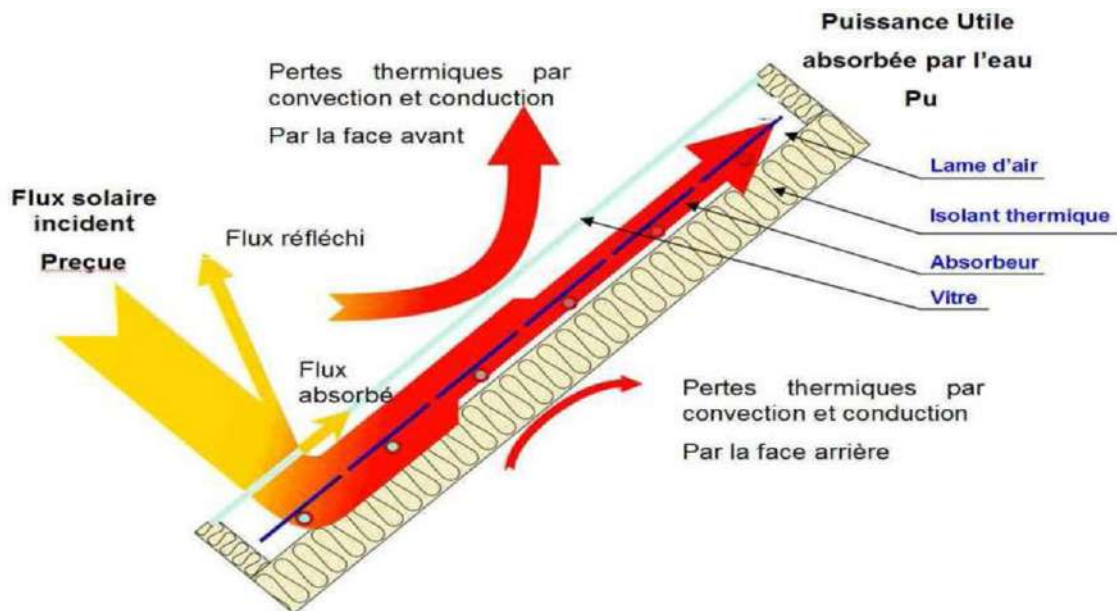


Figure I.8. Principe de la conversion thermique

I.3.2.2. Différents types des capteurs solaires thermique

Ces capteurs ont été développés au fur et à mesure des développements des différents marchés. Par ordre croissant de complexité et de température visée, on peut distinguer plusieurs types de capteurs :

- ✓ Les capteurs simples constitués d'un matériau absorbant qui enferment une circulation d'eau et qui ne font appel ni à l'effet de serre, ni à un isolant. Ils utilisent souvent un polymère souple et noir dans lequel circule de l'eau. Ils sont utilisés pour des applications simples en basse température comme le chauffage des piscines.

- ✓ Les capteurs plans utilisent l'effet de serre et sont constitués successivement d'un vitrage, un espace d'air et un métal de bonne conductivité thermique recouvert d'un absorbeur. Le métal est en contact avec des tuyaux de cuivre dans lesquels circule le fluide caloporteur. Un isolant en face arrière permet de limiter les pertes thermiques (voir la figure (I.9)). Ce type de capteur, le plus fréquent, est utilisé pour les applications courantes comme le chauffage de l'eau sanitaire.



Figure I.9. Description du capteur plan

- ✓ Les capteurs à tubes sous vide sont constitués d'une série de tubes de verre de 5 à 15 cm de diamètre sous vide (voir la figure (I.10)). Le fluide circule au centre du tube dans un tuyau recouvert de matériau absorbant. Le vide permet de fortement limiter les pertes. Ils sont plus performants que les capteurs plans en terme de rendement à faible ensoleillement. Ils absorbent les rayons directs, réfléchis ou diffus et ce à tout moment de la journée quelque soit l'orientation du soleil. Ils permettent la production d'eau chaude sanitaire et de chauffage.
- ✓ Les capteurs à concentration dans lesquels on distingue quatre types classés comme suit :



Figure I.10. Capteur à tube sous vide

- Les systèmes à concentrateurs cylindro-paraboliques et à collecteur linéaire qui sont les plus courants. Ils sont constitués de miroirs courbés en forme de paraboloïde cylindrique et d'un collecteur linéaire placé au foyer de ce système (voir la figure (I.11)). Un fluide caloporteur, le plus souvent une huile haute température circule dans ce collecteur. Un système de suivi avec un seul axe permet de suivre la course du soleil et de s'assurer que le rayonnement parvienne bien dans son intégralité sur le collecteur.



Figure I.11. Systèmes à concentrateurs cylindro-paraboliques

- Les systèmes à miroir de Fresnel et à collecteur linéaire. On utilise ici une série de miroirs légèrement incurvés dans une direction et montés sur des suiveurs avec un algorithme de déplacement spécifique à chaque miroir tel que le rayonnement soit constamment dirigé sur le collecteur (voir la figure (I.12)). Ce système permet une plus grande surface de miroir par rapport au précédent, moins de prise au vent et un collecteur totalement fixe qui ne tourne pas en même temps que les miroirs.
- Les systèmes à tour. Ici on utilise un champ d'heliostats comportant chacun son propre moteur et son propre système de suivi à deux axes et qui tous pointent vers un seul point focal positionné au sommet d'une tour à l'endroit duquel on place un collecteur (voir la figure (I.13)). Le gros avantage de ce système est de minimiser la circulation de fluide et d'obtenir un facteur de concentration potentiellement très élevé. La difficulté est d'obtenir une densité homogène et reproductible sur le collecteur.



Figure I.12. Systèmes à miroir de Fresnel



Figure I.13. Systèmes à tour

- Les paraboles unitaires ou disques paraboliques (Parabolic Dish). Un miroir en forme de paraboloïde de révolution est monté sur un pilier et orienté vers le soleil par un système de suivi à deux axes. Un système compact complet comportant un collecteur couplé à un moteur (convertisseur thermodynamique) de type Stirling et un générateur électrique sont placés au foyer et se déplace en même temps que le parabole (voir la figure (I.14)).



Figure I.14. Les paraboles unitaires ou disques paraboliques

I.3.3. Le solaire hybride photovoltaïque/thermique (PV/T)

D'une manière générale, le taux de conversion des modules PV disponibles sur le marché commercial est très faible. Ils ne peuvent convertir qu'environ 6 à 18 % du rayonnement solaire incident sur leur surface en électricité [16]. Le reste sera transformé en chaleur affectant les performances de la cellule et une partie sera réfléchi vers l'atmosphère. Un système PV/T peut réduire cette chaleur par l'intégration des dispositifs d'extraction. Cela va augmenter simultanément la production d'électricité ainsi que la chaleur utile, augmentant ainsi l'efficacité globale du système PV/T.

I.3.3.1. Avantages du système PV/T

Un système PV/T a les avantages suivants [16]:

- ❖ Double fonction : le système intégré peut générer à la fois de l'électricité et de la chaleur,
- ❖ Flexible et efficace : pour une surface limitée, le système intégré a un rendement supérieur aux deux systèmes fonctionnant indépendamment,
- ❖ Large application : la chaleur générée peut non seulement être utilisée pour le chauffage mais également pour le refroidissement,

- ❖ Economique et pratique : le système PV/T est simple à moderniser ou à intégrer dans différents types de bâtiments avec un remodelage insignifiant. Un système PV/T peut être utilisé comme matériau de toiture et a une période de récupération plus courte.

I.3.3.2. Classification des systèmes PV/T

Selon l'application, la demande thermique requise peut être couverte en choisissant le système PV/T approprié. Il existe différentes formes de système PV/T qui dépendent du type de module PV ainsi que de sa conception, du type de fluide caloporteur (eau/glycol ou air) et de la concentration du rayonnement incident.

Les systèmes PV/T existantes peuvent être classées comme [9, 16] :

- Collecteur PV/T à eau :

Afin d'améliorer les performances énergétiques du système photovoltaïque, de nombreux efforts ont été consacrés à la recherche et au développement de la technologie hybride PV/T. L'une des modifications de conception consiste à augmenter les performances du module PV en faisant circuler de l'eau, utilisé comme liquide de refroidissement, pour extraire de la chaleur (voir la figure (I.15)).

- Collecteur PV/T à air :

À l'heure actuelle, les systèmes de chauffage à air sont principalement conçus pour utiliser directement l'air pour le chauffage des locaux. Cependant, l'opportunité de cette application dépend directement sur la part de marché des systèmes de chauffage à air, qui est faible dans la plupart des pays. Ils peuvent être vitrés ou non tout dépend de la gamme de température employée, comme la figure (I.15) l'illustre. L'application de l'air comme fluide caloporteur par rapport au liquide présente des avantages significatifs ainsi que quelques inconvénients inévitables. L'utilisation de l'air comme moyen de transport de chaleur évite les dommages causés par les fuites, le gel ou l'ébullition du liquide. Les inconvénients sont la faible efficacité de transfert de chaleur et la demande de transfert de volume élevée en raison de la conductivité thermique et de la densité inférieures. Il perd également plus d'énergie thermique en cas de fuite [16].

- PV ventilé avec récupération de chaleur :

En général, pour construire des panneaux photovoltaïques intégrés dans le domaine du bâtiment, afin d'éviter toute surchauffe des modules, l'air ambiant est mis en circulation à l'arrière du panneau PV, communément appelé PV ventilé. Si cette chaleur résiduelle peut être récupérée et utilisée à des fins secondaires, elle fonctionne comme un collecteur PV/T, offrant des avantages supplémentaires :

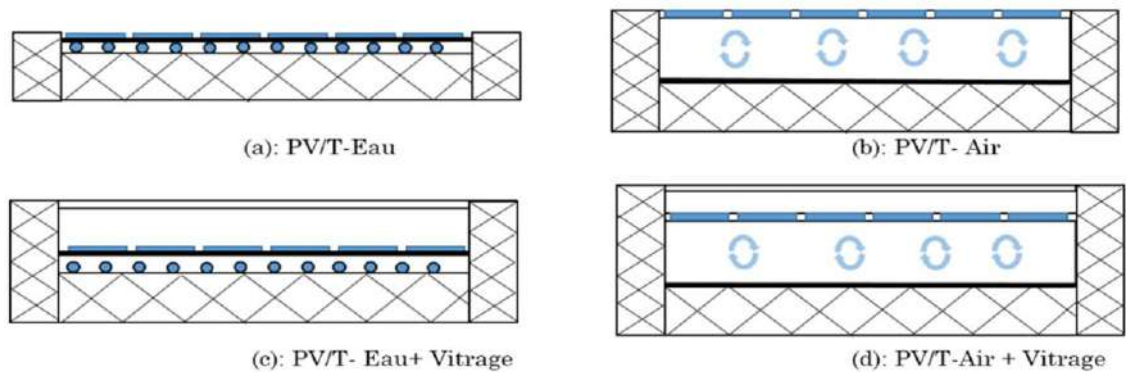


Figure I.15. Capteurs PV/T à eau et à air

* Une façade PV peut limiter les pertes thermiques dans un bâtiment par infiltration. De plus, la façade photovoltaïque présente l'avantage de protéger le bâtiment du rayonnement solaire, réduisant ainsi la charge de refroidissement. Par conséquent, de telles façades sont particulièrement utiles pour moderniser des bureaux existants mal isolés.

* L'intégration du PV dans la façade a des incitations financières supplémentaires pour remplacer les matériaux de revêtement de façade coûteux.

- PV/T à concentration :

La combinaison de dispositifs de concentration de rayonnement solaire avec des modules PV semble maintenant être une méthode fiable pour réduire le coût du système, en remplaçant les cellules coûteuses par un système de concentration de rayonnement solaire moins cher. Le photovoltaïque à concentration présente un rendement plus élevé que le PV conventionnel mais cela ne peut être réalisé que lorsque la température du

module PV est maintenue aussi basse que possible. Les systèmes solaires à concentration utilisent des dispositifs optiques réfléchissants et réfractifs et sont caractérisés par leur rapport de concentration (C). Les systèmes de concentration avec $C > 2.5$ doivent utiliser un système de poursuite du soleil, tandis que pour les systèmes avec $C < 2.5$, des dispositifs de concentration fixes peuvent être utilisés [16].

I.4. Généralités sur les traqueurs solaires

Malgré qu'ils demandent plus d'entretien et consomment plus d'énergie, les traqueurs solaires (suiveur de la trajectoire de soleil) sont très répandus dans des applications demandant plus d'ensoleillement pendant la totalité de la journée, ou dans les endroits ayant manque d'espace ou des terrains plus chères.

Selon le degré de liberté, on peut classer ces traqueurs en deux grandes catégories :

I.4.1. Traqueurs solaires mono-axial ou à un axe

Les systèmes de poursuite solaires à axe unique ou suivi partiel de soleil sont divisés en trois types différents : le traqueur solaire à axe horizontal dans lequel l'axe de rotation dans ce type est horizontal au sol, le traqueur solaire à axe vertical où l'axe de rotation est perpendiculaire au sol, et le traqueur solaire à axe polaire dans lequel l'axe est incliné et en direction Sud-Nord. Dans ce cas, l'angle d'inclinaison est égal à la latitude de la région d'installation. La figure (I.16) regroupe les trois types des traqueurs mono-axial [12, 17].

I.4.2. Traqueurs solaires bi-axial

On décrit dans cette section un seul type de ce traqueur, c'est l'Azimut-élévation traqueur solaire dans lequel l'axe principal est vertical au sol, tandis que l'axe secondaire est normal à l'axe principal, comme la figure (I.16) l'illustre [17].

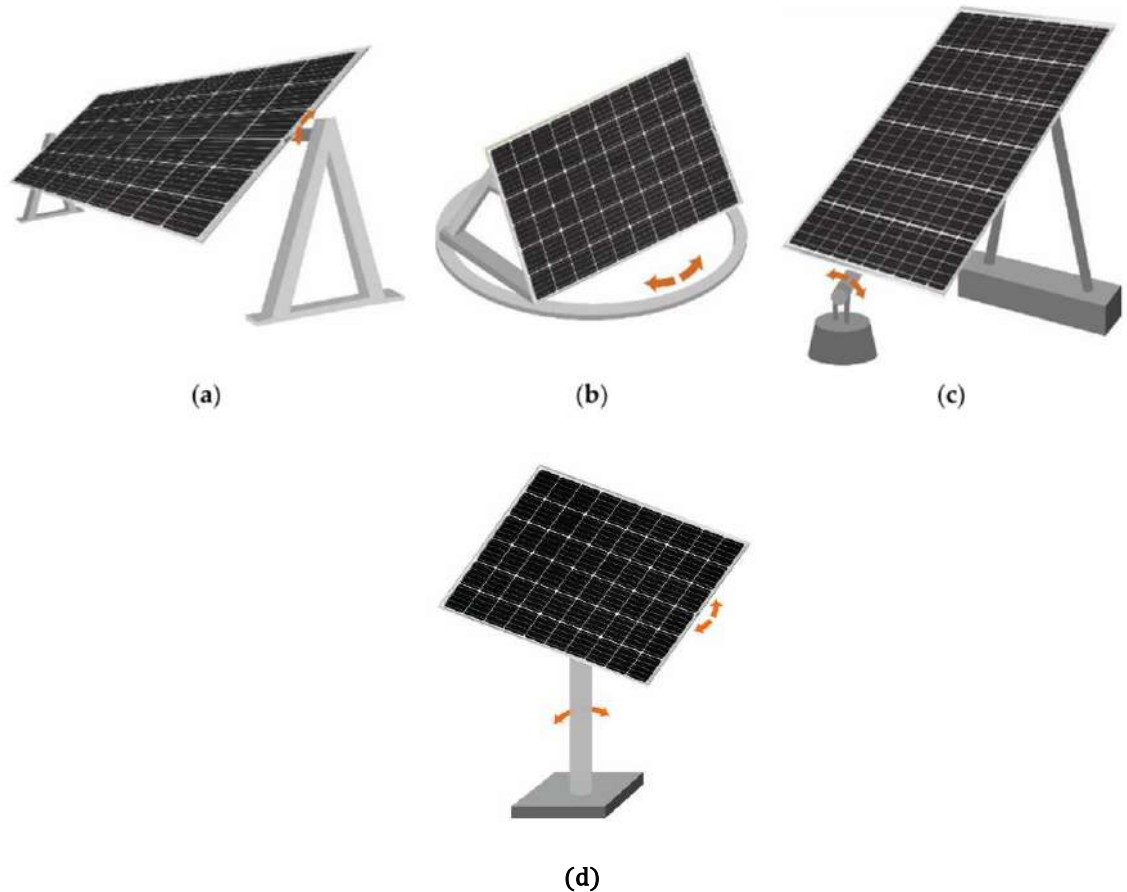


Figure 1.16. Différents types des traqueurs solaires à : (a) axe vertical, (b) axe horizontal, (c) axe polaire et (d) deux axes [17]

I.5. Classification des collecteurs solaires plans en terme d'amélioration de leurs rendements énergétiques

Selon la littérature, les collecteurs solaires plans peuvent être classés selon plusieurs critères. Dans ce qui suit, et en se basant sur une synthèse bibliographique, on va les classés selon : le degré de liberté (fixe ou mobile (traqueur solaire à un axe ou bi-axial)), le nombre de réflecteurs ainsi que leurs positionnements autour du collecteur pour les concentrateurs solaires sous forme V utilisant des réflecteurs plats, et le mixte réflecteurs-degré de liberté.

1.5.1. Classification selon le nombre de réflecteurs et leur positionnement

Parmi les techniques d'amélioration du rendement énergétique des concentrateurs solaires en V, la maximisation du rayonnement solaire sur la surface réceptrice du collecteur en utilisant des réflecteurs plats.

I.5.1.1. Dans le cas fixe

I.5.1.1.1. Un seul réflecteur

Tous les chercheurs dans ce domaine, ont utilisé un seul réflecteur en haut ou en bas du collecteur [18–37].

a) En bas du collecteur

Tina et al. [18], ont investi sur les performances d'un système photovoltaïque à faible concentration (LCPV) avec un miroir en bas du collecteur dans la région de Catania (Italie), comme la figure (I.17) l'illustre :

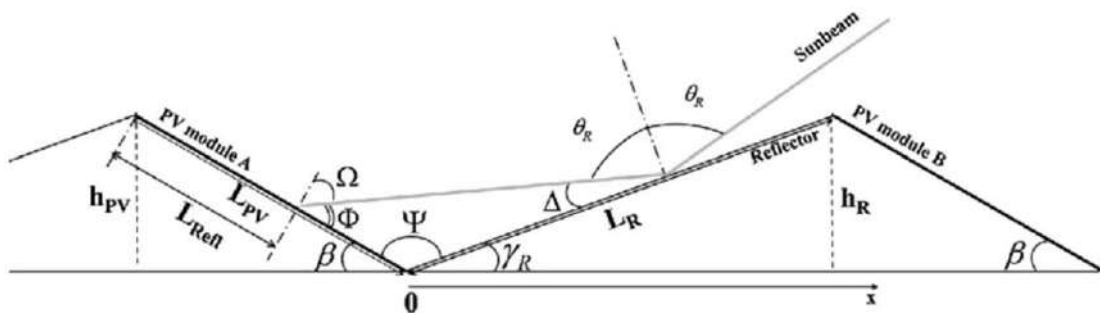


Figure I.17. Schéma géométrique du système LCPV fixe étudié par Tina et al. [18]

Ils ont déduit que pour une inclinaison du réflecteur égal à 10° , l'augmentation mensuelle moyenne en énergie produite varie entre 61% (Décembre) et 13% (Mai) comparée avec le système conventionnel.

En 2020, Malik et al. [26] ont analysés l'amélioration des performances d'un module PV polycristallin en Inde, en utilisant un miroir plat en bas du panneau (voir la figure (I.18)).

Le pourcentage d'amélioration moyenne en puissance électrique produite était de 10-19.89% en Eté et de 10-13.23% en Hiver.

Tabaei et al. [32], ont étudiés par l'expérimentation l'effet de la concentration de l'irradiation solaire sur la surface du collecteur, sur le rendement énergétique d'un panneau PV en utilisant un seul réflecteur en aluminium galvanisé, placé en bas du collecteurs (voir la figure (I.19)).

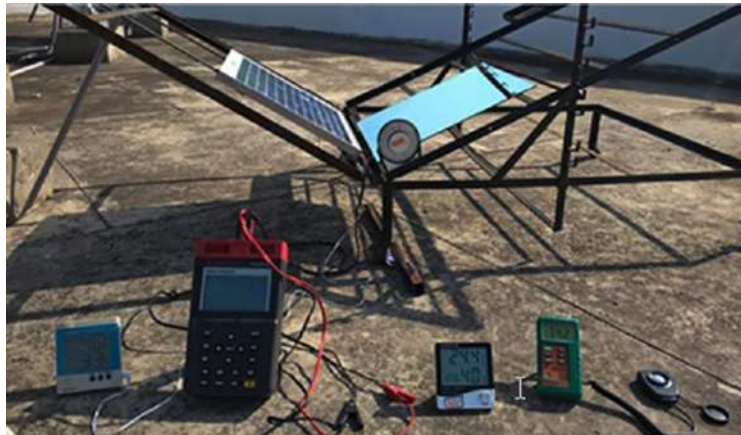


Figure I.18. Banc d'essai de l'expérience [26]

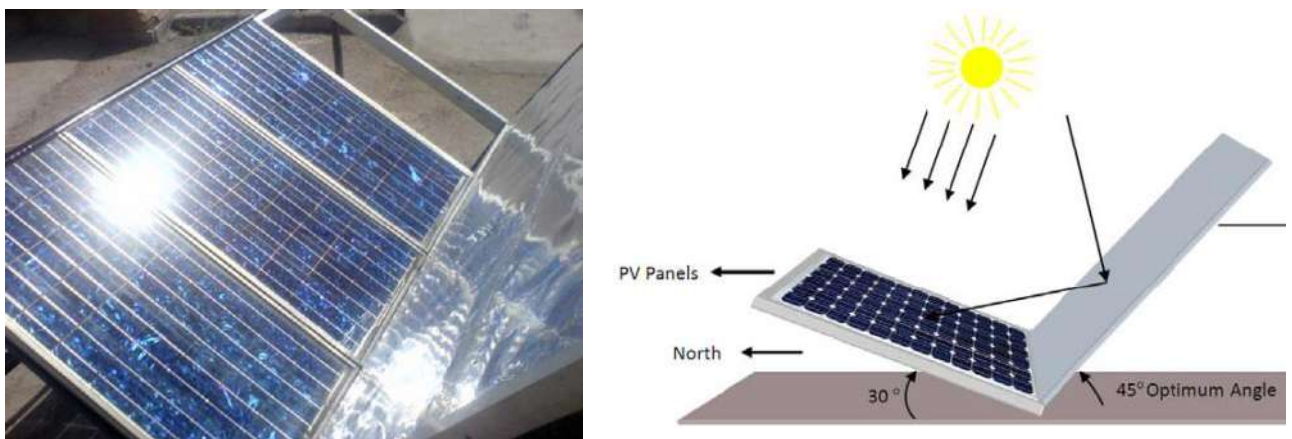


Figure I.19. Système PV-rélecteur étudié par Tabaei et al. [32]

Ils ont obtenu une amélioration de 14% en électricité produite par rapport au panneau sans réflecteur.

Tanaka en 2015 [33] a analysé numériquement le distillateur solaire incliné et augmenté par un miroir plat en bas du distillateur. Il a laissé une distance vide entre le distillateur et le miroir (voir la figure (I.20)).

Il a prédit que la quantité moyenne de la production du distillateur sera améliorée de 28, 19 et 14% pour une bande de 0, 0.5 et 1 m, respectivement.

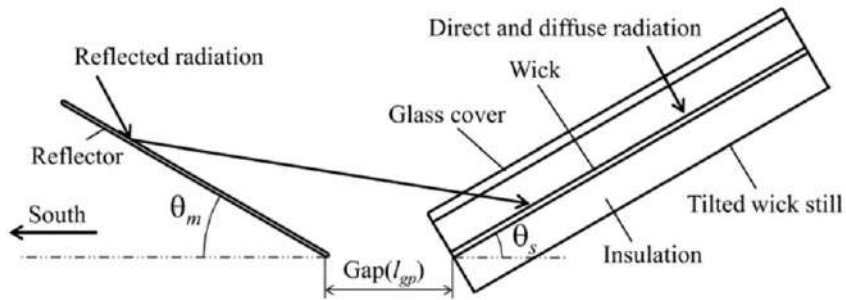


Figure I.20. Schéma géométrique du système distillateur-bande vide-miroir étudié par Tanaka [33]

b) *En haut du collecteur*

En 2011, Tanaka [34] a fait une étude théorique sur l'irradiation solaire journalière absorbée par la surface d'un collecteur solaire thermique augmenté par un réflecteur plat attaché en haut (voir la figure (I.21)).

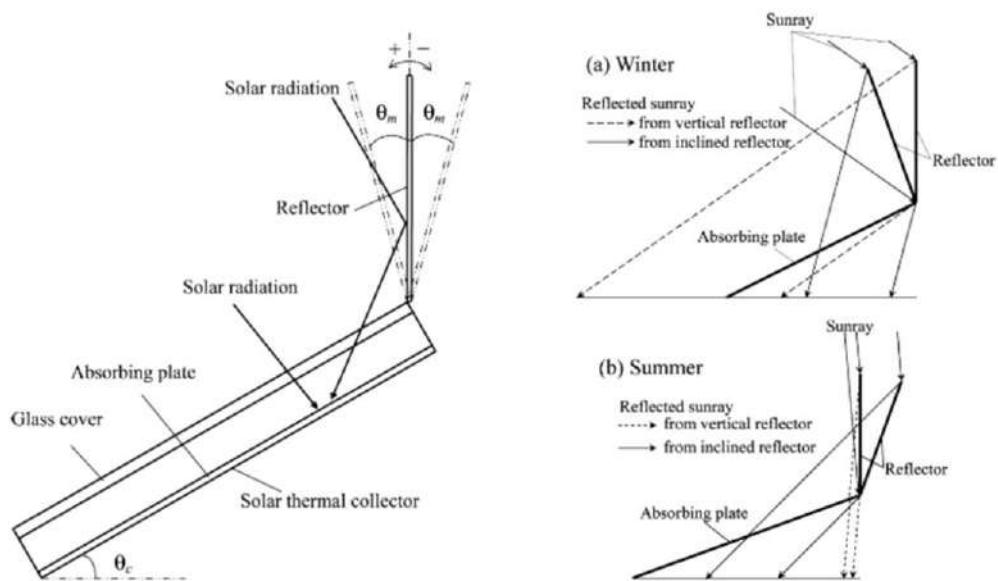


Figure I.21. Schéma géométrique du collecteur thermique-miroir en haut [34]

Il a trouvé que la quantité moyenne quotidienne d'irradiation solaire reçue sur la surface réceptrice du collecteur solaire thermique plan été améliorée de 19, 26 et 33% lorsque le rapport entre la longueur du collecteur et celui du réflecteur égal à 0.5, 1.0 et 2.0, respectivement.

Naik et al. [35] ont analysé l'énergie et l'exéergie d'un PV/T associé à un miroir en haut de sa structure, utilisé pour le chauffage d'eau dans la région du Calicut (Inde) (voir la figure (I.22)).

Ils ont déduit que l'angle d'inclinaison optimal du réflecteur doit être dans la plage de 85-100° en Hiver (à partir du plan horizontal) pour qu'il y aura une amélioration dans la puissance de sortie du système.

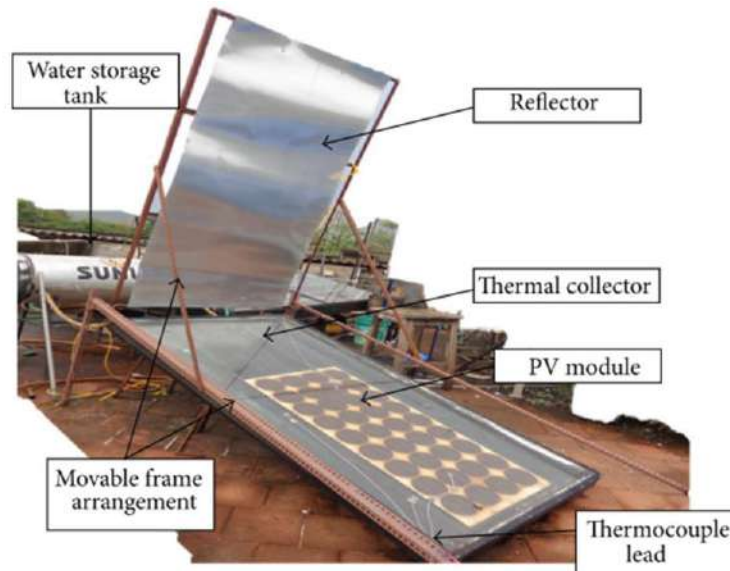


Figure I.22. Structure du collecteur thermique-miroir [35]

En 2000, Hussein et *al.* [36] ont optimisé les paramètres opérationnels et du désigne d'un collecteur solaire plan augmenté par un réflecteur plat incliné, en utilisant un programme développé sous FORTRAN dont l'organigramme est représenté dans la figure (I.23).

Ils ont trouvé que pour un changement d'angle d'inclinaison du réflecteur une fois par jour, une fois par mois, une fois par saison, deux fois et une fois par an, l'augmentation de l'énergie solaire absorbée était de 16.9, 16.3, 14.4, 13.3 et 6.6%, respectivement.

Baccolli et *al.* [37] ont analysé théoriquement les angles d'inclinaisons optimaux d'un collecteur solaire plan ainsi que son réflecteur lui associé, en utilisant un nouveau modèle mathématique (voir figure (I.24)).

1.5.1.1.2. Deux réflecteurs

Dans ce cas, les chercheurs ont étudié les réflecteurs placés en deux positions : en haut-bas et à droite-gauche [38–45].

a) En haut-bas du collecteur

Garg et al. [40], ont analysé l'effet des réflecteurs plats sur les performances d'un collecteur solaire thermique destiné pour le chauffage d'air à Delhi (Inde) (voir la figure (I.25)).

Ils ont déduit que le maximum d'énergie solaire absorbée, dans le mois de Décembre a été obtenu lorsque les réflecteurs en haut et en bas sont inclinés de 110° et 12° , respectivement.

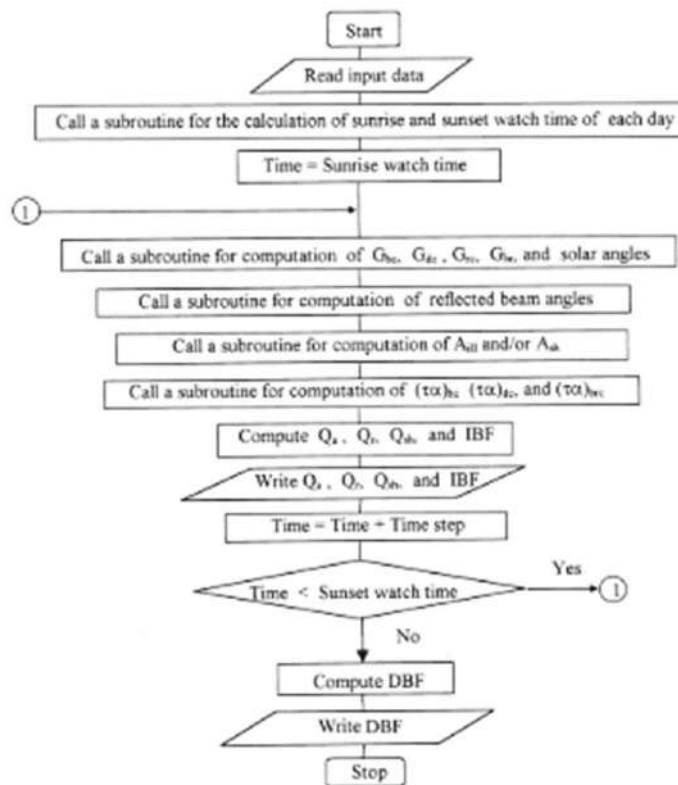


Figure I.23. Organigramme utilisé dans l'optimisation [36]

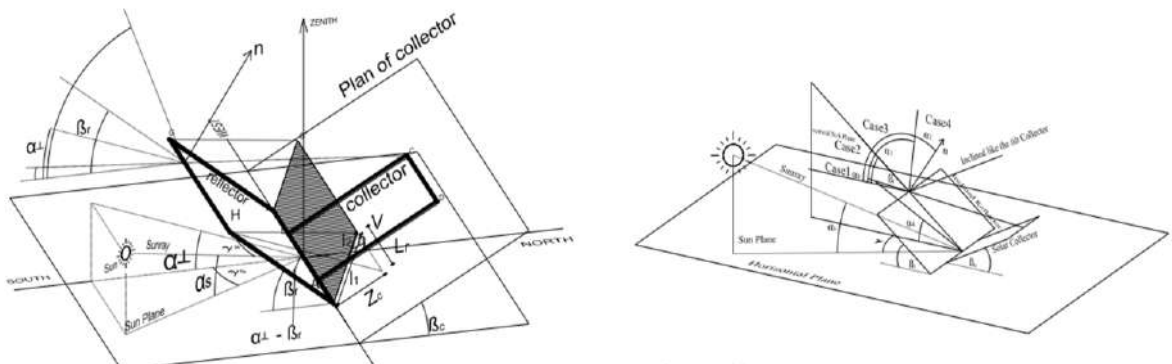


Figure I.24. Schéma détaillé des différents angles et le trajectoire de soleil avec la prise en compte de l'ombrage [37]

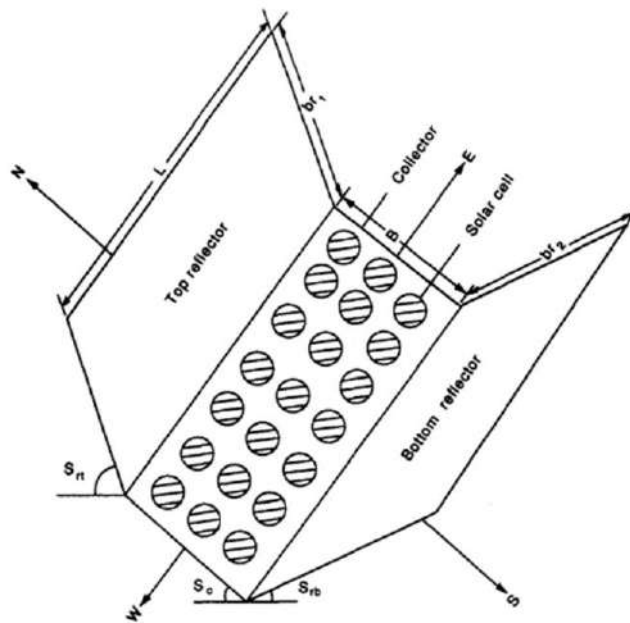


Figure I.25. Le système panneau PV-deux réflecteurs en haut-bas [40]

Bione et al. [42] ont comparé les performances du système de pompage PV dans le cas fixe, mobile et associé à deux réflecteurs en haut-bas du panneau PV à Recife (Brazil) (voir la figure (I.26)).

L'analyse du coût de l'installation a montré que le traqueur solaire a réduit le coût de 19%, tandis que la concentration lui a réduit de 48% en le comparant avec le système fixe sans réflecteur.



Figure I.26. Vue globale du système traqueur-panneau PV-deux réflecteurs en haut-bas [42]

Kostić et al. [45], dans l'année 2012, ont déterminé analytiquement et expérimentalement les angles d'inclinaisons optimaux des deux réflecteurs placés en haut et en bas d'un collecteur solaire thermique en vue d'amélioration de son rendement énergétique dans la région de Nis (Serbie) (voir figure (I.27)).

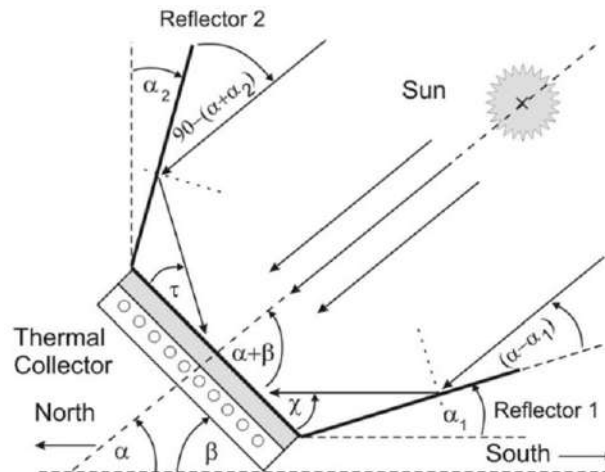


Figure I.27. Schéma détaillé des différents angles du collecteur thermique-deux réflecteurs en haut-bas [45]

Ils ont déduit que les réflecteurs en haut-bas ont un effet positif sur les performances du collecteur thermique plan, et le gain d'amélioration en énergie thermique produite dans ce cas était entre 35 et 44% en Été.

b) A gauche-droite du collecteur

Prijić et al. [38], ont analysé l'effet des réflecteurs plats placés à gauche-droite du panneau solaire PV sur la récupération d'énergie dans un capteur sans fil (voir la figure (I.28)). Les résultats expérimentaux obtenus ont montré que l'utilisation des réflecteurs a réduit le temps de charge de la capacité de 25-30%.

Dans l'année 2017, Bhowmik et al. [39] ont amélioré le rendement d'un collecteur solaire en utilisant deux réflecteurs placés à gauche-droite à Gazipur (Bangladesh) (voir la figure (I.29)).

Ils ont obtenu, à partir de l'expérience que le gain de transfère de chaleur ainsi que le rendement du collecteur solaire plan sont fortement lié à l'irradiation solaire. Leurs résultats ont montré que le rendement énergétique du collecteur était de 51% et de 61% sans et avec réflecteurs, respectivement.

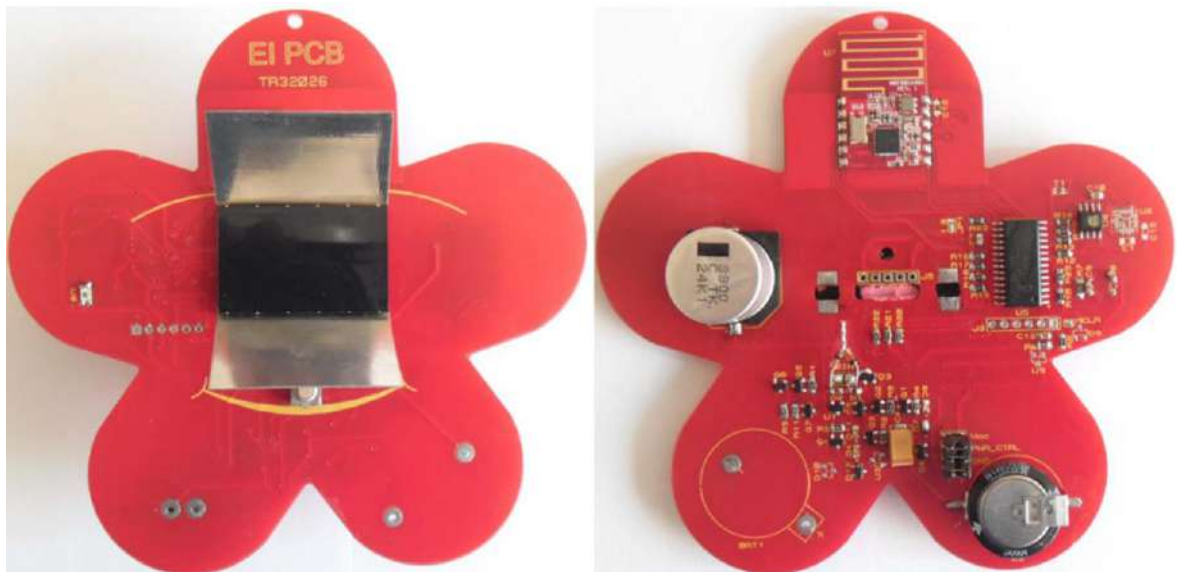


Figure I.28. Le capteur sans fil alimenté par un panneau PV augmenté par deux réflecteurs [38]

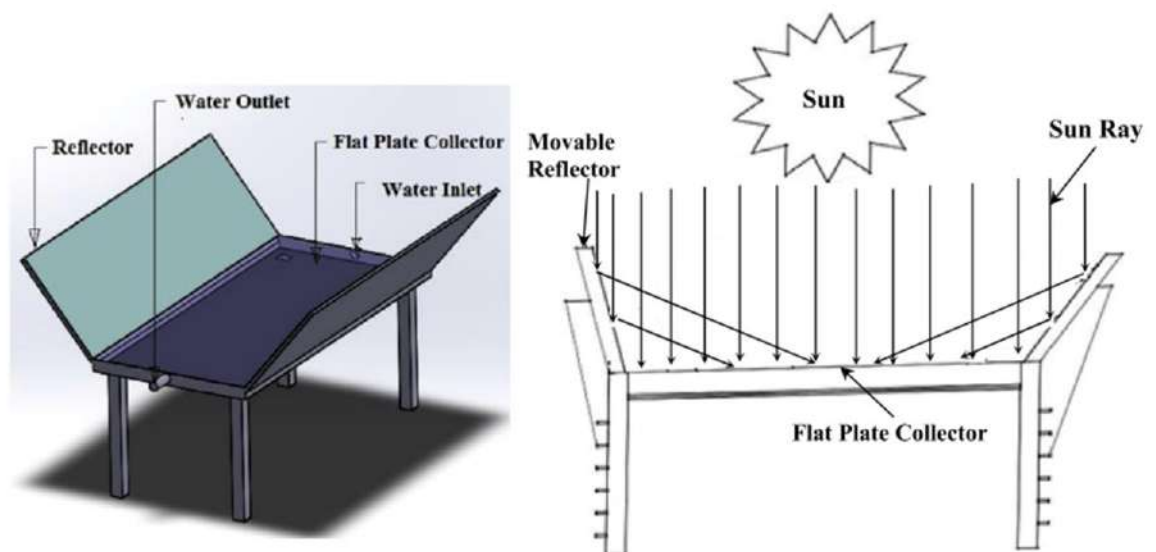


Figure I.29. Vue du système collecteur solaire-deux réflecteurs [39]

Tabet et al. [46] ont optimisé les angles d'inclinaisons des réflecteurs placés à droite et à gauche d'un PV/T dans le but d'augmenter sa production dans la région de Ghardaïa (Algérie) (voir la figure (I.30)).

Ils ont trouvé une amélioration de 23% dans l'irradiation solaire par rapport au système sans réflecteurs.

1.5.1.1.3. Quatre réflecteurs

C'est le cas extrême en terme du nombre de réflecteurs utilisés. Le collecteur solaire plan dans ce cas sera entouré par les quatre réflecteur (chacun dans un côté).

Rakesh et *al.* [47] ont analytiquement étudié l'augmentation du gain du collecteur solaire plan en utilisant plusieurs réflecteurs (quatre) à Delhi (Inde), comme l'illustre la figure (I.31).

Ils ont déduit que, avec la prise en compte de l'ombrage des réflecteurs sur le collecteur, le taux d'amélioration en énergie solaire absorbée était de 44% en Hiver et de 14% en Eté pour les réflecteurs placés en haut-bas, tandis que ce pourcentage était négligeable pour les réflecteurs à droite-gauche. Par contre sans ombrage, les taux d'amélioration de ces derniers étaient dans la plage de 14-36% en Mai et de 44-56% en Décembre.

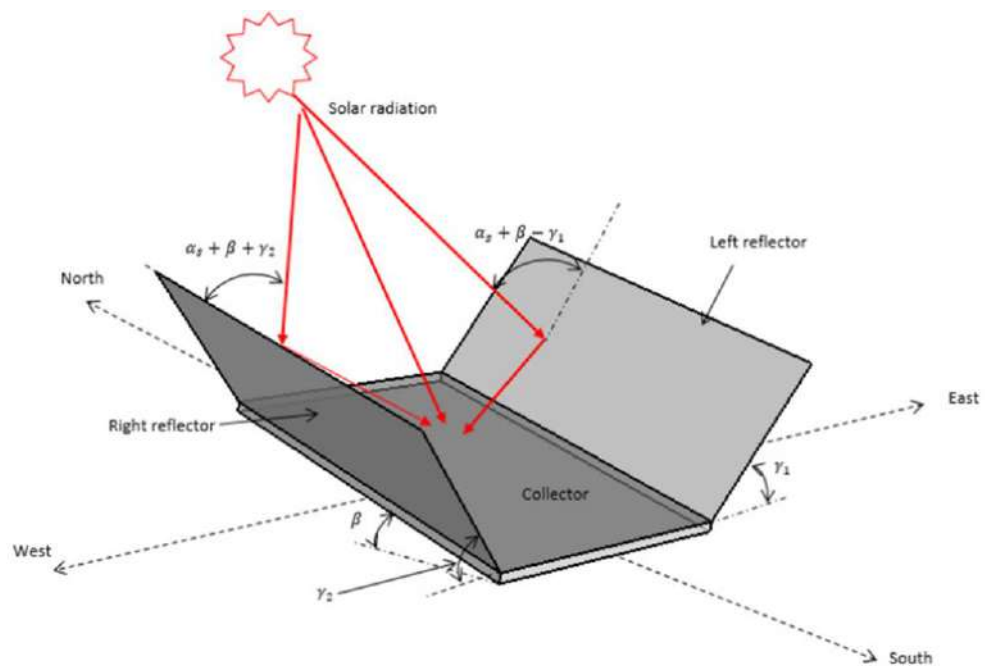


Figure I.30. Vue du système PV/T-deux réflecteurs [46]

Pavlović et al. [48] ont étudié la variation de l'irradiation solaire réfléchi par quatre réflecteurs entourant un collecteur solaire plan au cours de l'année à Nis (Serbie), comme le montre la figure (I.32).

Ils ont trouvé que l'angle d'inclinaison optimal du réflecteur en haut était minimal en Juin et maximal en Décembre, tandis que cet angle était maximal en Juin et minimal en Décembre pour le réflecteur en bas. Par contre, pour les réflecteurs placés à droite et à gauche du collecteur, cet angle était fixé à 66° . De plus, ils ont déduit que l'amélioration de l'irradiation solaire a atteint 80% pour la période Juin-Septembre en comparant avec le collecteur sans réflecteurs.

Kostić et al. [49] ont analysé l'effet de quatre réflecteurs plats (haut, bas, droite et gauche) sur la lumière totale reçue sur la surface d'une petite cellule solaire PV, utilisé pour charger un condensateur dans une alimentation d'un capteur sans fil (voir la figure (I.33)).

I.5.1.2. Dans le cas mobile

I.5.1.2.1. Un réflecteur

Farooqui [50] a étudié un traqueur solaire à un seul axe basé sur la gravité du système pour un cuisson solaire associé à un réflecteur placé en haut, comme la figure (I.34) l'expose.

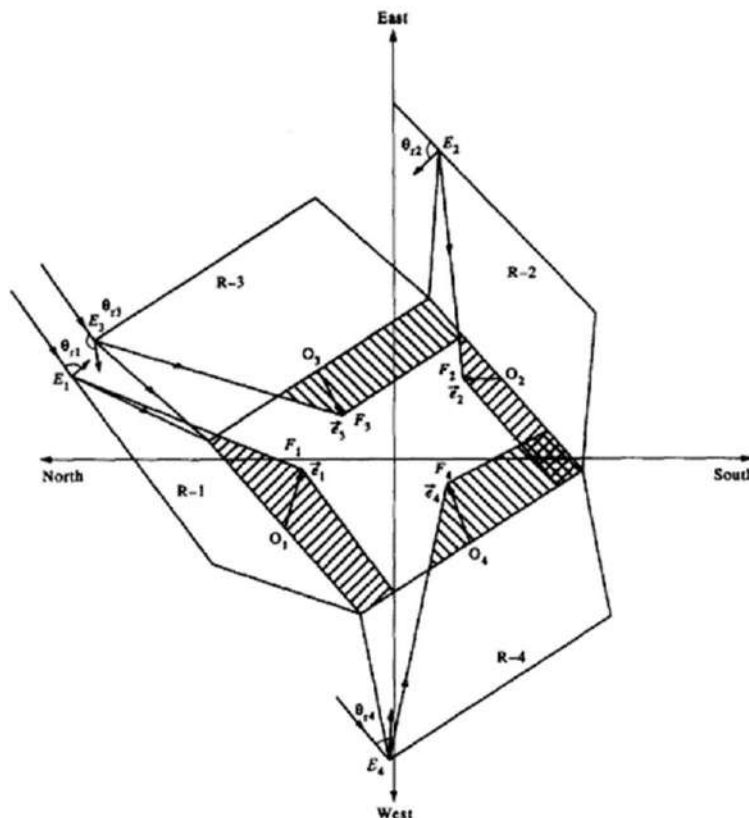


Figure I.31. Vue du collecteur solaire plan entouré par quatre réflecteurs avec la prise en compte de l'ombrage de ces dernières sur la surface du collecteur [47]

Il a trouvé que la quantité moyenne quotidienne d'irradiation solaire reçue sur la surface réceptrice de la cuisson été améliorée de 44 et 12% lorsque le rapport entre la longueur de la cuisson et celui du réflecteur égal à 1 et 2, respectivement.

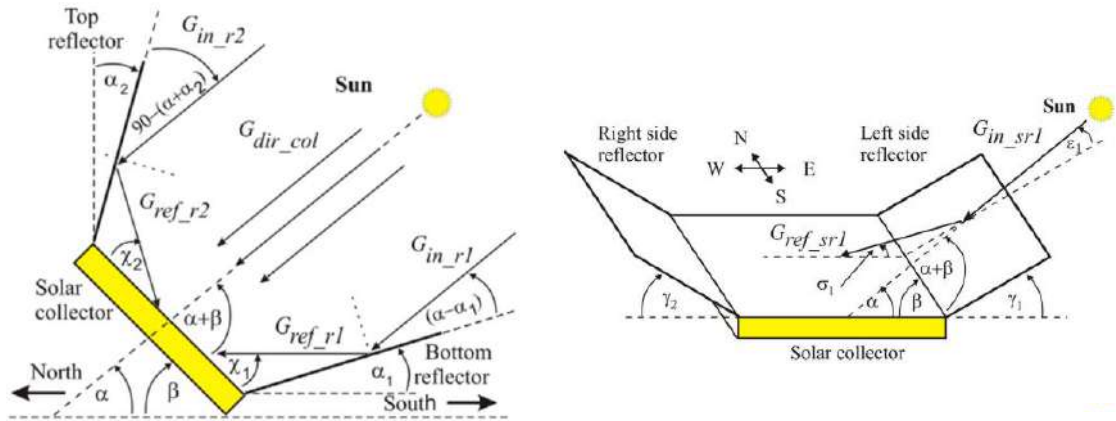


Figure I.32. Schéma descriptif du système [48]

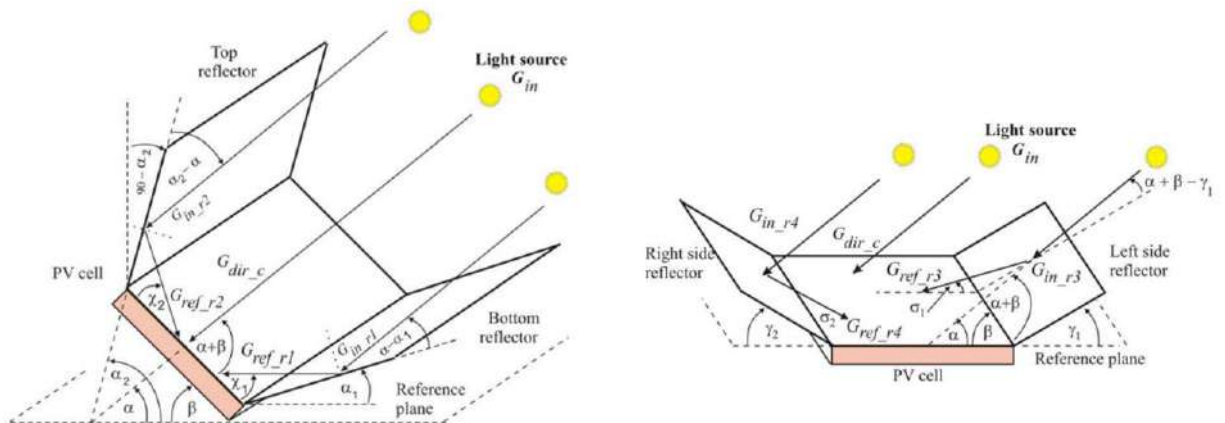


Figure I.33. Schéma du cellule PV-rélecteurs haut-bas et cellule PV-rélecteurs droite-gauche [49]

En 2019, Nteka et al. [51] ont expérimenté le désigne ainsi que les performances d'un système PV à concentration associé à un traqueur solaire à 1.5 axes, dans la région de Cape Town (Afrique du Sud) ,comme l'illustre la figure (I.35).

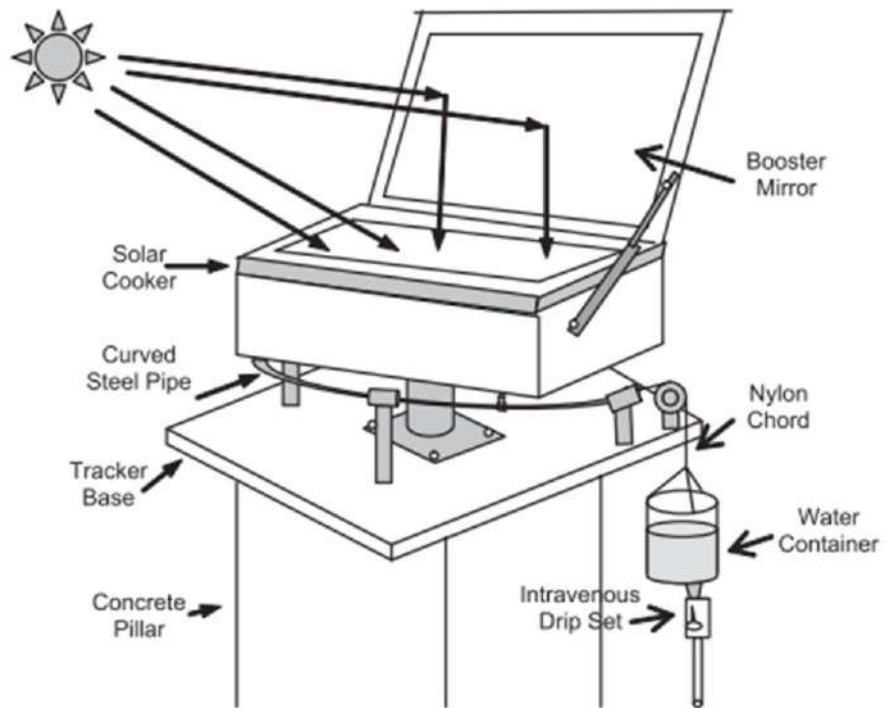


Figure I.34. Schéma du système complet [50]



Figure I.35. Vue générale du système complet [51]

Ils ont utilisé un traqueur solaire à un axe mais, ils ont varié l'angle d'inclinaison du panneau solaire PV chaque saison.

Les résultats obtenus pour la saison du Printemps ont montré une augmentation de 60.2% en énergie électrique produite comparée avec celle du panneau PV fixe sans réflecteur.

1.5.1.2.2. Deux réflecteurs

a) En haut-bas du collecteur

Huang et *al.* [52] ont étudié la faisabilité d'un traqueur à un axe trois positions (le matin, le midi et le soir), pour l'augmentation du rendement d'un LCPV à Taipei (Taiwan), comme le montre la figure (I.36).

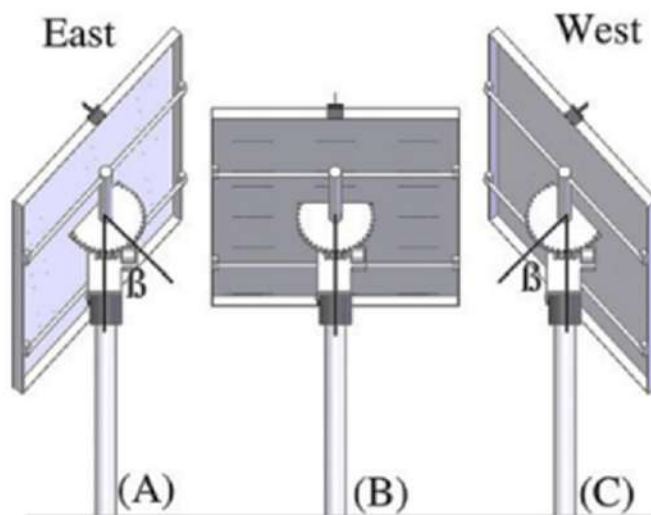


Figure I.36. Les trois positions du traqueur uni-axial [52]

Ils ont déduit que la puissance électrique produite par le panneau PV peut être augmenté, en utilisant deux réflecteurs dans le cas fixe, de 23%. Ce pourcentage deviendra de 56% en combinant la concentration avec le suivi de soleil en comparant avec le système conventionnel.

Baig et *al.* [53] ont analysé, par la modélisation et l'expérimentation, l'effet d'un traqueur saisonnier associé par la concentration sur les performance d'un PV/T en Inde, comme la figure (I.37) l'expose.

Ils ont observé une augmentation moyenne de 35% du système étudié comparé avec le panneau fixe sans concentration. Ce pourcentage a atteint les 63% comme valeur maximale.

Sangani *et al.* [54] ont évalué expérimentalement un LCPV en utilisant différents types de traqueurs solaire : saisonnier, un axe N-E et bi-axial dans la région de Mumbai (Inde), comme la figure (I.38) l'illustre.

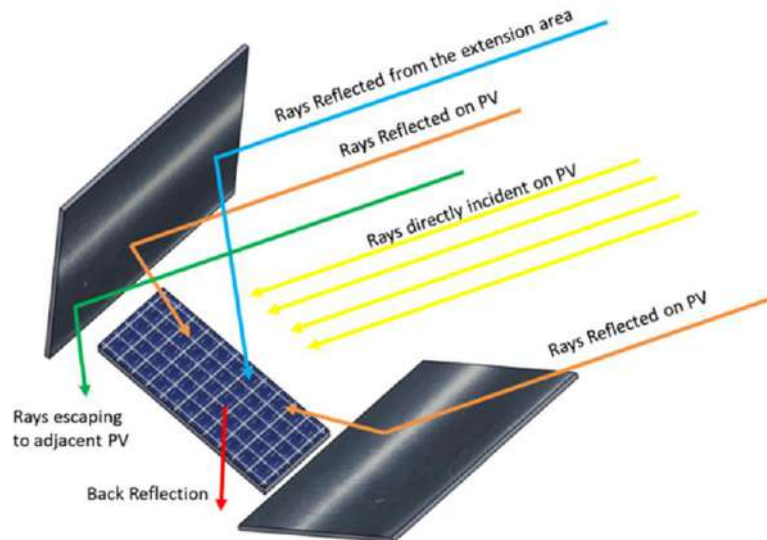


Figure I.37. Ray tracing du système [53]



Figure I.38. Concentrateur PV utilisé avec le traqueur saisonnier [54]

Ils ont trouvé une amélioration de 44% en énergie électrique produite comparée au système fixe sans concentration.

Kasim et al. [55] ont étudié les performances d'un LCPV associé à un traqueur solaire bi-axial dans la région de Bagdad (Iraq), comme la figure (I.39) l'expose.



Figure I.39. Concentrateur PV utilisé avec le traqueur bi-axial [55]

Ils ont estimé une amélioration de 91% dans l'énergie électrique produite en comparant avec le système conventionnel.

Shaltout et al. [56] ont expérimenté un LCPV dans le cas de suivi complet de soleil dans un climat très chaud, dans la région de Helwan (Egypt), comme l'illustre la figure (I.40).

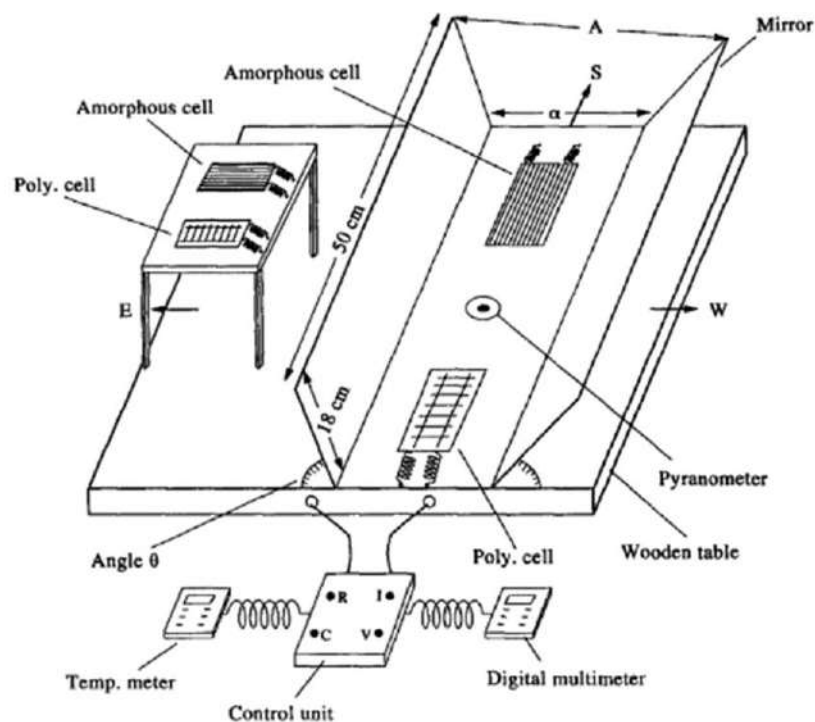


Figure I.40. Banc d'essais utilisé dans l'expérimentation [56]

Ils ont déduit que pour le suivi complet de soleil d'un LCPV, le pourcentage d'amélioration en énergie solaire capturée était de 62% en comparant avec le système conventionnel.

b) A droite-gauche du collecteur

Garcia et al. [57] ont expérimenté l'énergie gagnée en comparant entre 1.5X et 2X concentrateur avec le système conventionnel. Les deux concentrateurs solaires ont été attachés à un traqueur solaire bi-axial dans la région de Arguedas (Spain), comme le montre la figure (I.41).

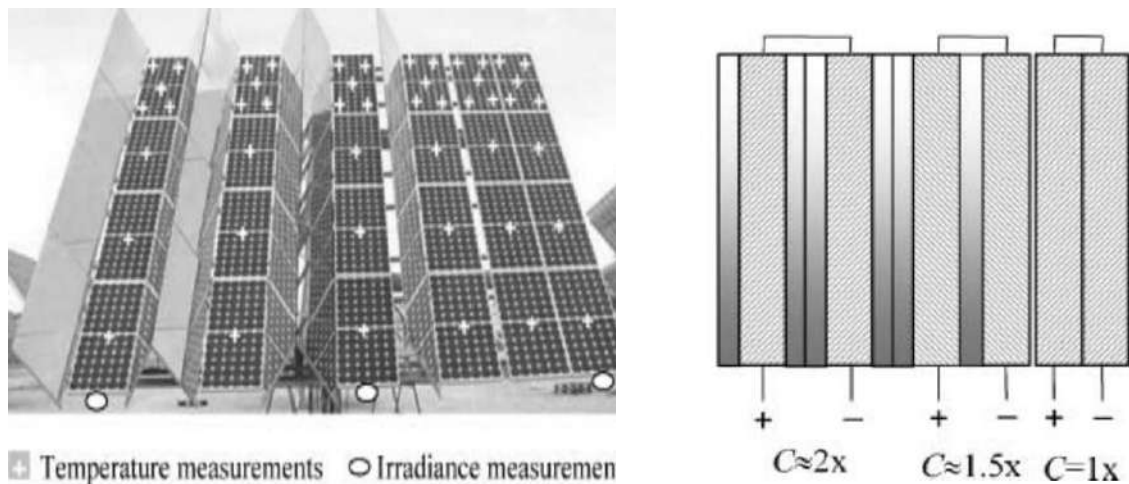


Figure I.41. Vue du système [57]

Ils ont trouvé une moyenne annuelle en gain de production égale à 1.12 et 1.35 pour le 1.5X et 2X concentrateur, respectivement en comparant avec le système fixe sans concentration.

I.6. Conclusion

Dans ce chapitre on a fait une synthèse bibliographique sur les techniques d'amélioration du rendement énergétique d'un collecteur solaire plan. On a commencé dans un premier lieu, par un rappel sur l'énergie solaire tout en décrivant ses trois grandes filières : le photovoltaïque, le thermique et le PV/T. Ensuite, une classification des collecteurs solaires plans à concentration en utilisant des réflecteurs plats, a été présenté en se basant sur la littérature.

On peut conclure à partir de cette synthèse que dans le cas d'un seul réflecteur dans le cas fixe, le meilleur emplacement était en haut. Par contre dans le cas de deux réflecteurs, le meilleur emplacement était en haut-bas.

Dans le prochain chapitre, on va accéder à l'optimisation des angles d'inclinaisons de quatre réflecteurs plats entourant un collecteur solaire plan, tout en développant un nouveau modèle mathématique.

Chapitre II

Choix Optimal de Réflecteurs

Entourant un Collecteur Solaire

Plan

Chapitre II : Choix Optimal de Réflecteurs Entourant un Collecteur Solaire Plan

II.1. Introduction

L'utilisation de réflecteurs pour l'amélioration de la production des collecteurs solaires plans est une solution plus au moins économique. Ces réflecteurs, que soit miroirs, Aluminium galvanisé, ... etc. ayant les mêmes dimensions que le collecteur, doivent être choisis d'une façon optimale en nombre, emplacement et angles d'inclinaison afin d'aboutir au meilleur performance du système collecteur-réflecteurs.

Dans ce cas, il nous faut un modèle mathématique adéquate apte à répondre aux exigences pour construire l'optimum désigné du concentrateur solaire sous forme V. Pour cela, une nouvelle technique sera exposée en détail dans ce chapitre, où on présentera dans un premier lieu le système étudié décomposé d'un collecteur solaire plan entouré par quatre réflecteurs identiques. Ensuite, le nouveau modèle optique proposé sera développé en simplifiant des anciens modèles dans les deux cas statique et mobile. Après avoir un modèle simplifié en nombres d'équation (deux pour le système fixe et une seule pour la cas mobile au lieu de quatre dans l'ancien modèle) et apte à être utilisé partout dans le monde, on procédera à l'utiliser dans la ville de Sidi Khouiled (Ouargla) pour l'optimisation de réflecteurs en nombre, emplacement et angles d'inclinaison en calculant le taux d'amélioration annuel de l'énergie solaire capturée par la surface du collecteur reflétée par les quatre réflecteurs dans le cas fixe et le cas suiveur . En fin, de nouveaux résultats seront présentés et discutés dans ce même chapitre.

II.2. Description du système

Afin d'augmenter l'énergie solaire reçu, un collecteur plan orienté vers le Sud ayant une inclinaison annuelle fixe égale à la latitude de la région du test (Sidi Khouiled, $\beta \cong 32^\circ$), a été entourer par quatre réflecteurs plan (en haut, en bas, à droite et à gauche) pour construire un concentrateur solaire sous forme V, comme indique la figure (II.1).

Le système étudié est construit de quatre réflecteurs identiques ayant une grande réflectance. Ils ont les mêmes dimensions que le collecteur et inclinés à leurs angles optimaux pour qu'ils reflètent le maximum possible de rayons solaires vers la surface du récepteur. Pour

le système collecteur-réflecteurs fixe, plusieurs rayons solaires réfléchis vont être échappés de la surface réceptrice. Par contre, dans le cas mobile, la surface du collecteur capture tous les rayons réfléchis par les quatre réflecteurs au cour de la journée.

Pour cela, dans le cas fixe, les hypothèses simplificatrices suivantes doivent être tenir en compte :

- (1) Le collecteur ne reflète pas de rayons solaires vers les réflecteurs,
- (2) Le multiple réflectance entre réflecteurs ne soit pas considéré,
- (3) L'ombre de réflecteurs sur la surface du collecteur, du collecteur sur les réflecteurs et d'un réflecteur sur les autres ne seront pas prise en compte,
- (4) Les angles d'inclinaison optimaux de réflecteurs sont calculés dans les journées préférées de chaque mois (voir le tableau (II.1)),
- (5) Les réflecteurs reflètent seulement le rayonnement solaire directe sur la surface du récepteur [43, 47].

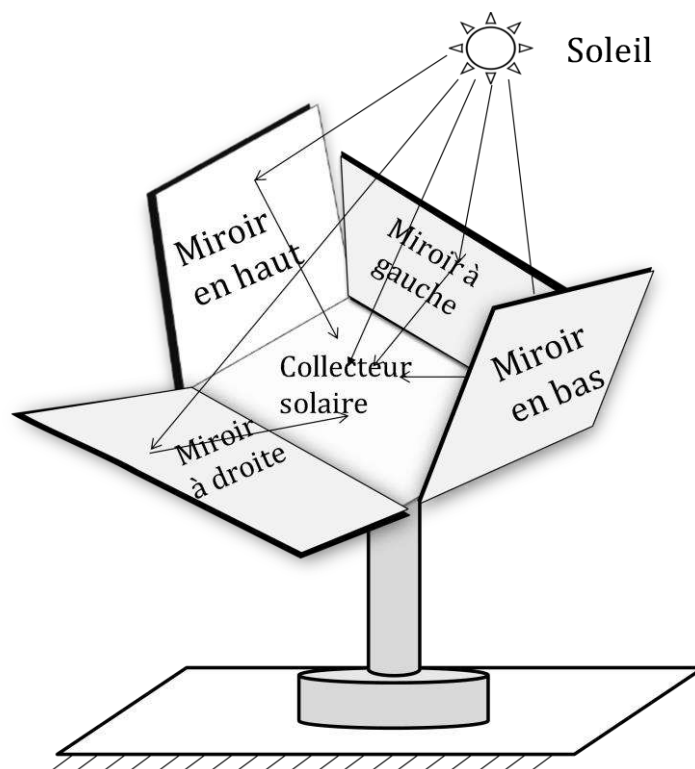


Figure II.1. Schémas du concentrateur solaire en V avec quatre réflecteurs

Puisque le système dans le cas mobile reste toujours face au soleil, les hypothèses (1), (2) et (3) ne seront pas pris en considération. Cependant, les angles d'inclinaisons optimaux dans ce cas seront calculés au midi solaire où la totalité de la surface réceptrice sera couverte par les rayons solaires réfléchis par les quatre réflecteurs et aucun rayon ne lui échappe.

II.3. Modèle optique développé

II.3.1. Irradiation solaire total capturé par le collecteur plan

L'irradiation solaire globale reçu par la surface du collecteur solaire $G_{tot,col}$ est égal à la somme de l'irradiation capturé sans réflecteurs $G_{net,col}$ (de sa part égal à la somme de l'irradiation solaire directe $G_{dir,col}$, l'irradiation diffus $G_{sky,col}$ et l'irradiation solaire réfléchi par le sol $G_{gr,col}$) et la somme de l'irradiation réfléchi par tous les réflecteurs $G_{refls,col}$. Tous les angles d'inclinaison de réflecteurs α_i ($i = 1, 2, 3,$ and 4) sont calculés par rapport au plan du collecteur, dans le sens des aiguilles de la montre pour α_1 et α_4 , et dans le sens inverse pour α_2 et α_3 comme illustré par les figures (II.2), (II.3) et (II.4).

Tableau II.1. Les journées préférées de chaque mois de l'année [58]

	Date					
	17 Jan.	16 Fev.	16 Mars	15 Avril	15 Mai	11 Juin
Numéro de la journée préférée	17	47	75	105	135	162
	Date					
	16 Juil	16 Aou.	15 Sept.	15 Oct.	14 Nov.	10 Déc.
Numéro de la journée préférée	198	228	258	288	318	344

$$G_{tot,col} = G_{net,col} + G_{refls,col}, \quad (II.1)$$

$G_{net,col}$ et $G_{dir,col}$ sont donnés par [59] :

$$G_{net,col} = G_{dir,col} + G_{sky,col} + G_{gr,col}, \quad (II.2)$$

$$G_{dir,col} = G_{dir,h} \cdot \cos\theta, \quad (II.3)$$

respectivement, où $G_{dir,h}$ est l'irradiation solaire directe sur un plan horizontal et θ est l'angle d'incidence représenté d'une manière générale par l'expression suivante [59] :

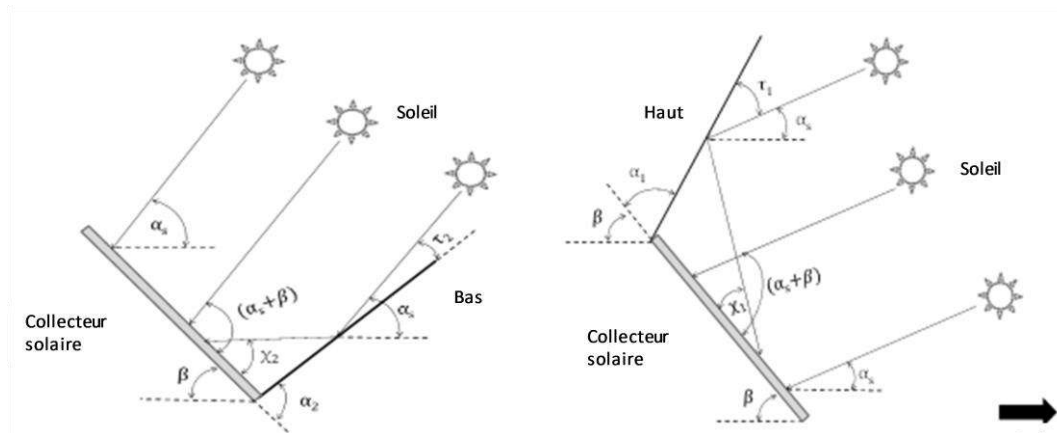


Figure II.2. Schémas du collecteur solaire avec réflecteur en haut et en bas

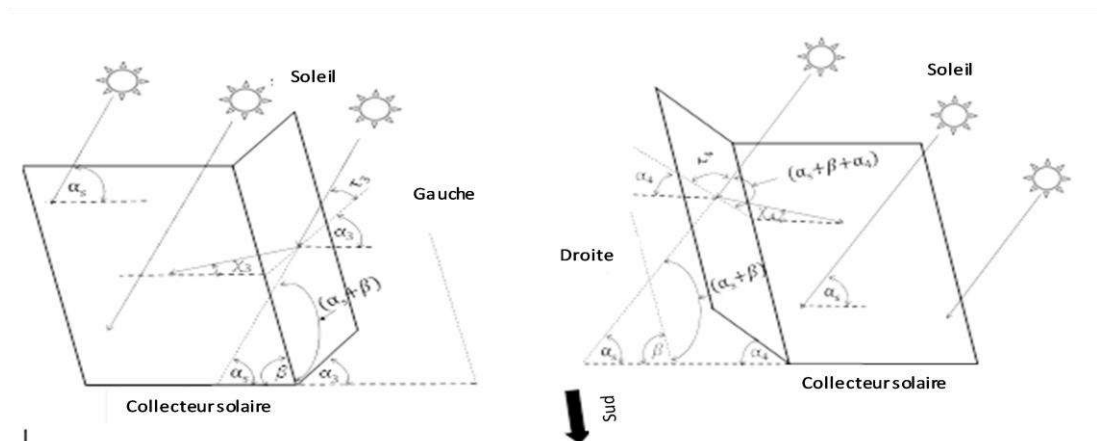


Figure II.3. Schémas du collecteur solaire avec réflecteur de gauche et de droite

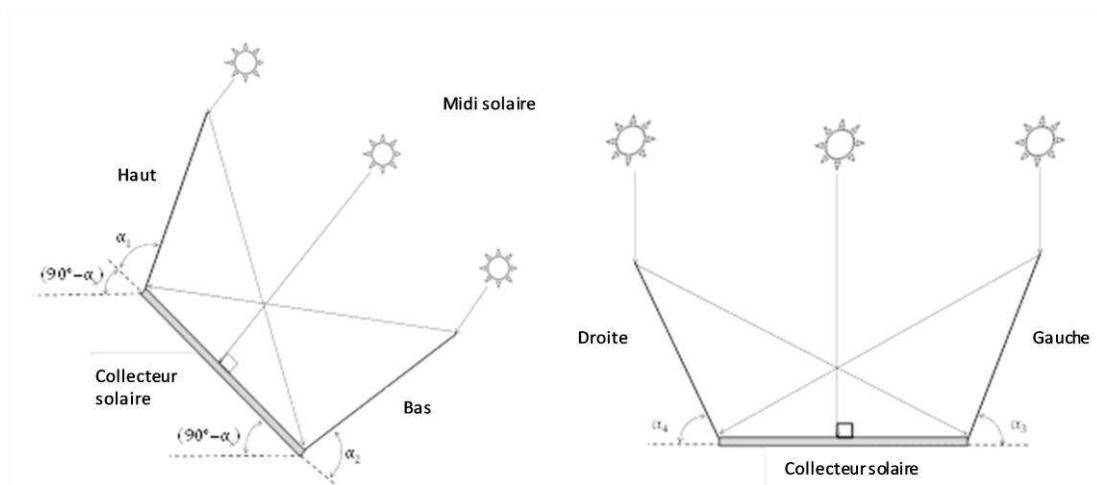


Figure II.4. Schémas du collecteur solaire avec réflecteur en haut, en bas, de gauche et de droite

$$\begin{aligned} \cos\theta = & \cos\beta \cdot \cos\phi \cdot \cos\delta_s \cdot \cos\alpha_s + \sin\beta \cdot \cos\gamma \cdot \sin\phi \cdot \cos\delta_s \cdot \cos\alpha_s \\ & + \sin\beta \cdot \sin\gamma \cdot \cos\delta_s \cdot \sin\alpha_s + \cos\beta \cdot \sin\phi \cdot \sin\delta_s - \sin\beta \cdot \cos\gamma \cdot \cos\phi \cdot \sin\delta_s, \end{aligned} \quad (\text{II.4})$$

où β , ϕ , et γ sont l'angle d'inclinaison, la latitude et l'angle d'azimut du collecteur solaire, respectivement.

II.3.2. Angles caractérisant la localisation de soleil dans le ciel

α_s et δ_s sont l'altitude et la déclinaison de soleil, respectivement, qui sont calculés par les expressions suivantes [59] :

$$\alpha_s = \sin^{-1}[\cos\delta_s \cdot \cos\omega_s \cdot \cos\phi + \sin\delta_s \cdot \sin\phi], \quad (\text{II.5})$$

$$\delta_s = 23.45 \cdot \sin\left(\frac{360 \cdot (N_j - 121)}{365}\right), \quad (\text{II.6})$$

dans lesquelles ω_s est l'angle horaire de soleil et N_j est le numéro du jours de l'année.

L'angle d'azimut de soleil γ_s peut être calculé par [59] :

$$\gamma_s = \sin^{-1}\left[\frac{\cos\delta_s \cdot \sin\omega_s}{\cos\alpha_s}\right], \quad (\text{II.7})$$

II.3.3. Irradiation solaire réfléchi par les quatre réflecteurs

L'irradiation solaire réfléchi par chaque réflecteur embrassant la surface du collecteur $G_{\text{refl},i}$ ($i = 1, 2, 3$, and 4) est obtenu par l'utilisation du modèle mathématique développé par [48, 49] en changeant la référence des angles d'inclinaison de réflecteurs vers le plan du collecteur. $G_{\text{refls,col}}$ est obtenu par:

$$G_{\text{refls,col}} = \sum_{i=1}^4 G_{\text{refl},i}, \quad (\text{II.8})$$

II.3.3.1. Angles d'incidence des rayons solaires directes sur les réflecteurs

Les angles d'incidence de l'irradiation solaire directe sur le réflecteur N° i ($i = 1, 2, 3$, and 4) τ_i peut être exprimé comme suit (voir les figures (II.2) et (II.3)) :

$$\tau_1 = 180^\circ - (\alpha_s + \alpha_1 + \beta),$$

$$\tau_2 = \alpha_s - \alpha_2 + \beta,$$

$$\tau_3 = \alpha_s - \alpha_3 + \beta,$$

$$\tau_4 = 180^\circ - (\alpha_s + \alpha_4 + \beta).$$

II.3.3.2. Angles d'incidence des rayons solaires réfléchis par les réflecteurs sur le collecteur plan

D'autre part, pour les rayons réfléchis par le réflecteur N° i ($i = 1, 2, 3$, and 4) sur la surface du collecteur, cet angle χ_i peut être présenté par (voir les figures (II.2) et (II.3)):

$$\chi_1 = 2 \cdot \alpha_1 + \alpha_s + \beta - 180^\circ,$$

$$\chi_2 = 2 \cdot \alpha_2 - \alpha_s - \beta,$$

$$\chi_3 = 2 \cdot \alpha_3 - \alpha_s - \beta,$$

$$\chi_4 = 2 \cdot \alpha_4 + \alpha_s + \beta - 180^\circ.$$

II.3.4. Le nouveau modèle optique développé

Le nouveau système d'équation est donné par [60] :

$$G_{\text{refl},1} = \rho \cdot G_{\text{dir},h} \cdot \sin(2 \cdot \alpha_1 + \alpha_s + \beta - 180^\circ) \cdot \sin(180^\circ - (\alpha_s + \alpha_1 + \beta)), \quad (\text{II.9})$$

$$G_{\text{refl},2} = \rho \cdot G_{\text{dir},h} \cdot \sin(2 \cdot \alpha_2 - \alpha_s - \beta) \cdot \sin(\alpha_s - \alpha_2 + \beta), \quad (\text{II.10})$$

$$G_{\text{refl},3} = \rho \cdot G_{\text{dir},h} \cdot \sin(2 \cdot \alpha_3 - \alpha_s - \beta) \cdot \sin(\alpha_s - \alpha_3 + \beta), \quad (\text{II.11})$$

$$G_{\text{refl},4} = \rho \cdot G_{\text{dir},h} \cdot \sin(2 \cdot \alpha_4 + \alpha_s + \beta - 180^\circ) \cdot \sin(180^\circ - (\alpha_s + \alpha_1 + \beta)), \quad (\text{II.12})$$

où ρ est la réflectance de réflecteurs.

Il est clair que la résolution des équations II.9 et II.12 sous les mêmes conditions donnera les mêmes résultats. Même chose pour les équations II.10 et II.11. Par conséquent, dans le cas fixe, α_1 et α_2 seront égal au α_4 et α_3 , respectivement et le système d'équation dans ce cas sera réduit en deux équations II.9 et II.10. De même, $G_{\text{refl},4} = G_{\text{refl},1}$ et $G_{\text{refl},3} = G_{\text{refl},2}$.

D'autre part, dans le cas mobile présenté dans la figure (II.4), β sera égal à $(90^\circ - \alpha_s)$ et $\gamma = \gamma_s$, dans ce cas les équations II.9 et II.10 seront reformulés comme suit [60] :

$$G_{\text{refl},1} = \rho \cdot G_{\text{dir},h} \cdot \sin(2 \cdot \alpha_1 - 90^\circ) \cdot \sin(90^\circ - \alpha_1), \quad (\text{II.13})$$

$$G_{\text{refl},2} = \rho \cdot G_{\text{dir},h} \cdot \sin(2 \cdot \alpha_2 - 90^\circ) \cdot \sin(90^\circ - \alpha_2), \quad (\text{II.14})$$

et leurs résultats seront similaires. Par conséquence, tous les angles d'inclinaisons seront égaux (de même pour l'irradiation solaire reflété) et dans ce cas, le système d'équation sera minimisé en seulement un équation (II.13). On peut remarquer que cet équation est indépendante des paramètres géométriques du lieu, d'où les angles d'inclinaison obtenus peuvent être utiliser partout dans le monde [60].

II.3.5. Irradiation solaire diffus du ciel et réfléchi du sol

L'irradiation solaire diffus $G_{\text{sky,col}}$ et l'irradiation réfléchi par le sol $G_{\text{gr,col}}$ sont donnés par [59] :

$$G_{\text{sky,col}} = G_{\text{dif},h} \cdot \frac{(1+\cos\beta)}{2}, \quad (\text{II.15})$$

$$G_{\text{gr,col}} = \rho_{\text{gr}} \cdot G_{\text{tot},h} \cdot \frac{(1-\cos\beta)}{2}, \quad (\text{II.16})$$

où $G_{\text{dif},h}$ et $G_{\text{tot},h}$ sont l'irradiation diffus et global sur un plan horizontal, respectivement, et ρ_{gr} est la réflectance du sol. $G_{\text{dif},h}$, $G_{\text{tot},h}$ et $G_{\text{dir},h}$ seront calculés en utilisant le modèle de Capderou [8]. Ce modèle est développé par M. Capderou en 1988 dans l'Atlas solaire de l'Algérie. Il est basé sur l'estimation de l'irradiation solaire dans les journées ensoleillées [61], ce que lui rend le plus favorable pour notre étude.

II.4. Choix optimal de réflecteurs

Dans ce travail, le choix optimal en emplacement et en angles d'inclinaison de réflecteurs est basé sur le taux d'amélioration de l'irradiation solaire capturé par le calcul du pourcentage moyenne annuel de l'augmentation en puissance solaire absorbée dans le cas d'un seul réflecteur (haut, bas, gauche et droite). Après ça, dans le cas de deux réflecteurs (haut-bas,

gauche-droite, haut-gauche, haut-droite, bas-gauche et bas-droite) en les comparant par le système sans réflecteur.

MATLAB est utilisé pour résoudre les équations précédentes tout en suivant l'organigramme de la figure (II.5). Ce procédé est répété pour toutes les journées préférées de l'année [62].

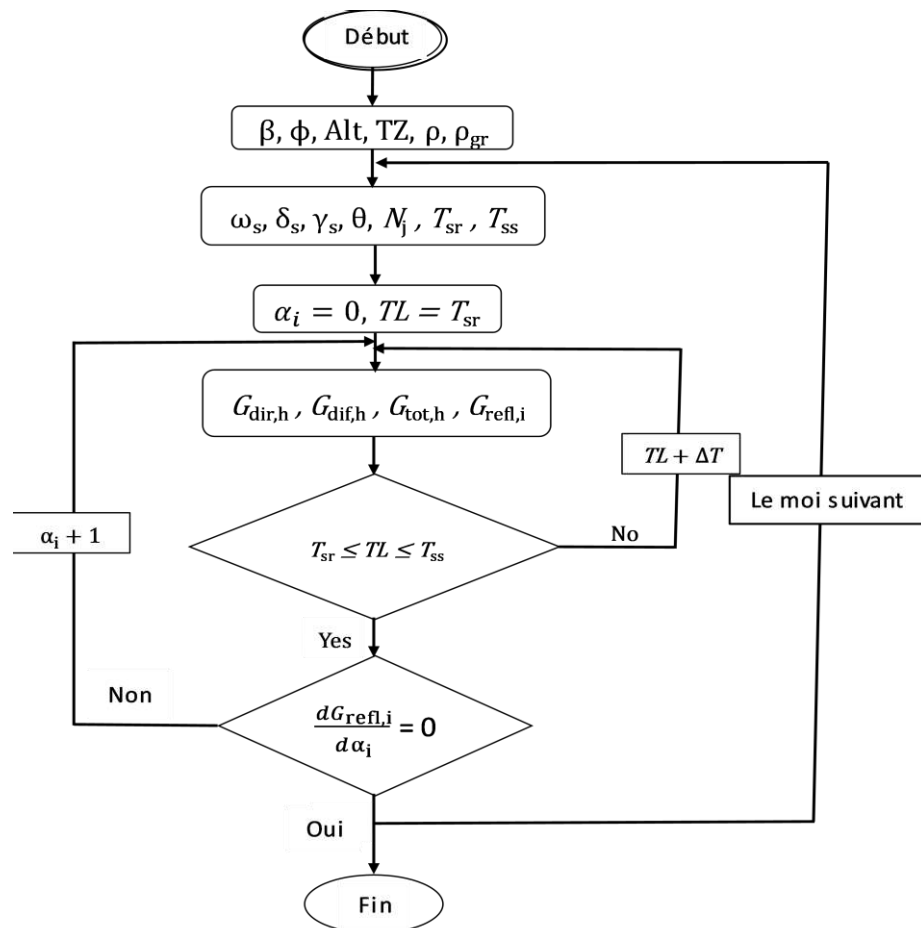


Figure II.5. Organigramme de la technique proposée

où Alt est l'altitude de la région, TZ est le temps de zone. T_{sr} et T_{ss} le temps du lever et du coucher de soleil, respectivement. ΔT est le pas de calcul.

II.4.1. Choix en angles d'inclinaison

Les angles d'inclinaison optimaux de réflecteurs $\alpha_{opt,i}$ ($i = 1, 2, 3$ et 4) correspondent au maximum d'irradiation solaire reflété par chaque réflecteur $G_{refl,i}$ ($i = 1, 2, 3$ et 4) représentés

par les équations II.9 et II.10 dans le cas fixé et par l'équation II.13 dans le cas mobile, pour la journée moyenne de chaque mois (voir le tableau II.1).

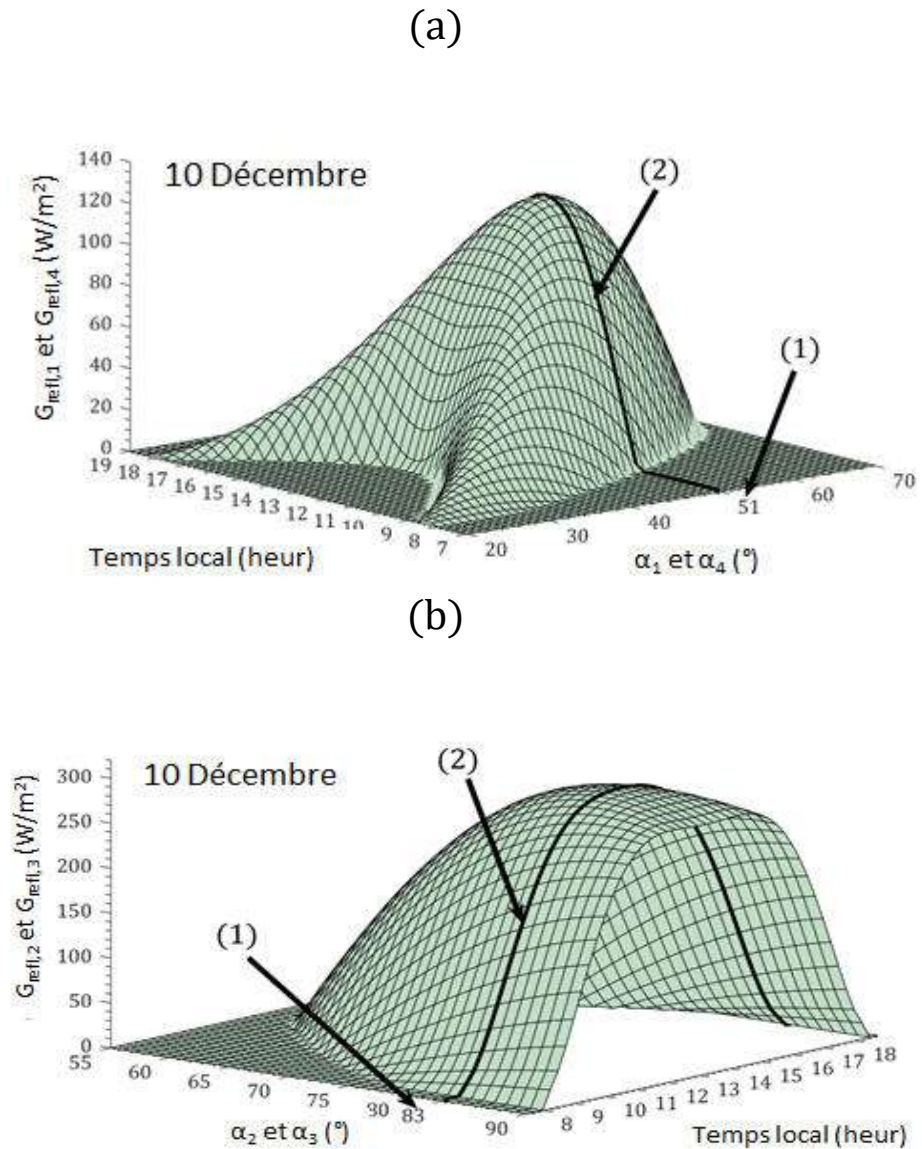


Figure II.6. Variation de l'irradiation solaire réfléti par les réflecteurs (a) en haut et de droite et (b) en bas et de gauche en 10 Décembre dans le cas fixé. (1) angle optimal et (2) irradiation solaire optimal réfléti

Les figures (II.6) et (II.7) présentent la variation de l'irradiation solaire réfléchi par chaque réflecteur sur la surface du collecteur dans la journée moyenne du mois de Décembre (le 10 Décembre), en fonction du temps local et des angles α_i ($i = 1, 2, 3$ et 4).

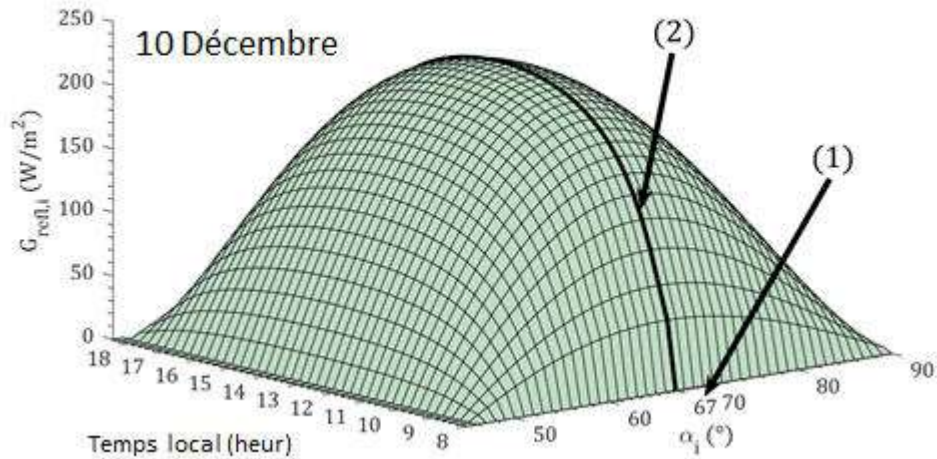


Figure II.7. Variation de l'irradiation solaire réfléchi par chaque réflecteur (en haut, en bas, de droite et de gauche) en 10 Décembre dans le cas mobile. (1) angle optimal et (2) irradiation solaire optimale réfléchi

Pour le réflecteur en haut (de droite) dans les cas fixe (figure (II.6a)), pour qu'on puisse obtenir le maximum d'irradiation solaire réfléchi par ce dernier dans le mois de Décembre, il faut qu'il soit incliné de 51° par rapport au plan du collecteur, ce qui représente son angle d'inclinaison optimal dans ce mois [63, 64].

D'une façon similaire pour le réflecteur en bas (de gauche) dans le cas fixe (figure (II.6b)), l'angle d'inclinaison optimal de ce dernier dans le mois de Décembre est de 83° calculé à partir du plan de récepteur.

Par contre dans le cas mobile (figure (II.7)), pour que les réflecteurs reflètent le maximum possible d'irradiation solaire sur la surface du collecteur dans le mois de Décembre, ils doivent être inclinés de 67° par rapport au plan du collecteur. Cet angle est commun pour les quatre réflecteurs pour ce mois [60].

Faisant les mêmes étapes précédentes pour les autres mois, les résultats obtenus sont exposés dans la figure (II.8) présentant la variation annuelle des angles d'inclinaison optimaux,

en fonction du numéro de la journée dans l'année, et confirmant que dans le cas fixe, ces angles changent de valeurs chaque mois [44, 47, 65], par contre dans le cas mobile, ils ont une valeur fixée égale à 67° partout dans le monde pour toutes les journées de l'année [60].

La figure (II.8) montre, dans le cas statique, que les angles d'inclinaisons optimaux de réflecteurs en haut et de droite sont égaux dans toute l'année. Même chose pour les réflecteurs en bas et de gauche. $\alpha_{opt,1}$ et $\alpha_{opt,4}$ touchent leurs valeurs les plus élevées en Décembre (83°) et les plus bas en Juin (51°).

Par contre, $\alpha_{opt,2}$ et $\alpha_{opt,3}$ atteint leurs maximum en Juin (83°) et minimum en Décembre (51°). La variation des angles d'inclinaisons optimaux de réflecteurs d'un mois à un autre, dans le cas fixe, est due à la variation de l'angle d'altitude du soleil. Au contraire, dans le cas mobile, ils sont fixés en 67° partout dans le monde au cour de l'année puisque le système dans ce cas reste toujours face au soleil [60].

En Été, dans le cas stationnaire, pour capturer plus d'irradiation solaire, le réflecteur en haut (de droite) doit être incliné en arrière [65] prenant des valeurs minimales ($\leq 60^\circ$), comme la figure (II.8) l'indique. Contrairement, le réflecteur en bas (de gauche) doit être incliné en avant prenant des valeurs maximales ($> 70^\circ$) [60].

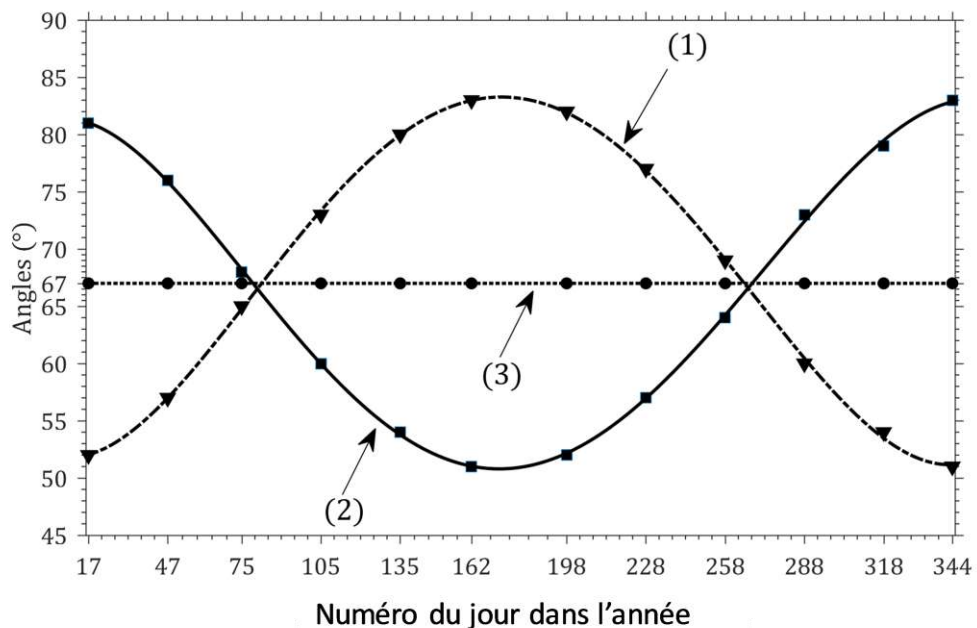


Figure II.8. Variation annuelle des angles d'inclinaisons optimaux des quatre réflecteurs: (1) $\alpha_{opt,1}$ et $\alpha_{opt,4}$, et (2) $\alpha_{opt,2}$ et $\alpha_{opt,3}$ dans le système fixé, (3) $\alpha_{opt,1}$, $\alpha_{opt,2}$, $\alpha_{opt,3}$ et $\alpha_{opt,4}$ dans le système mobile

Chapitre II. Choix Optimal de Réflecteurs Entourant un Collecteur Solaire Plan

Dans ce qui suit, on va présenter les angles optimaux saisonnières et annuels pour le système collecteur-réflecteurs fixe dans la région de Sidi Khouiled (Ouargla).

Tableau II.2. Angles d'inclinaisons optimaux des quatre réflecteurs pour un système fixe dans la ville de Sidi Khouiled

Angles(°)	Périodes	Mois											
		Jan	Fev	Mar	Avr	Mai	Juin	Juil	Aout	Sept	Oct	Nov	Déc
α_1	Mensuelle	52	57	65	73	80	83	82	77	69	60	54	51
	Saisonnière	52	65	65	65	82	82	82	69	69	69	52	52
	Annuelle	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67
α_2	Mensuelle	81	76	68	60	54	51	52	57	64	73	79	83
	Saisonnière	81	68	68	68	52	52	52	67	67	67	81	81
	Annuelle	66.5	66.5	66.5	66.5	66.5	66.5	66.5	66.5	66.5	66.5	66.5	66.5
α_3	Mensuelle	81	76	68	60	54	51	52	57	64	73	79	83
	Saisonnière	81	68	68	68	52	52	52	67	67	67	81	81
	Annuelle	66.5	66.5	66.5	66.5	66.5	66.5	66.5	66.5	66.5	66.5	66.5	66.5
α_4	Mensuelle	52	57	65	73	80	83	82	77	69	60	54	51
	Saisonnière	52	65	65	65	82	82	82	69	69	69	52	52
	Annuelle	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67

Les résultats obtenus, après avoir balayé tous les mois de l'année, sont regroupés dans le tableau (II.2).

Pour un collecteur-réflecteurs fixe, concernant les quatre saisons de l'année (Hiver (Novembre, Décembre et Janvier), Printemps (Février, Mars et Avril), Été (Mai, Juin et Juillet) et Automne (Août, Septembre et Octobre)) on voit une légère variation des angles mensuels dans les mois de la saison d'Été et la saison d'Hiver, contrairement aux mois des autres saisons. Pour les angles saisonniers, une symétrie a été observée entre saisons. L'angle optimal d'Hiver, d'Automne, d'Été et de Printemps pour le réflecteur en haut (de droite) est égal à celui d'Été, de Printemps, d'Hiver et d'Automne pour le réflecteur en bas (de gauche), respectivement. De plus, l'angle d'inclinaison annuel est presque identique pour les quatre réflecteurs (67° pour le réflecteur en haut et celui de droite et 66.5° pour les autres). Cet angle est très proche à celui de la saison d'Automne et celui du Printemps pour tous les réflecteurs.

Dans le cas collecteur-réflecteurs mobile, comme la figure (II.7) le présente, tous les réflecteurs doivent être inclinés de 67° par rapport au plan du collecteur pour qu'ils reflètent le maximum possible d'ensoleillement sur la surface du collecteur [60]. Cet angle est égal à celui annuel dans le cas fixe.

Comparaison avec les angles obtenus dans d'autres travaux

Les travaux de recherche menés dans ce contexte se diffèrent entre eux en nombre de réflecteurs, leurs positionnements ainsi que le plan de référence par rapport auquel les angles d'inclinaison sont calculés. Pour cela, le nombre d'équation dans le modèle mathématique développé doit être modifier ainsi que le plan de référence pour que la comparaison soit possible. Dans cette section, les résultats obtenus sont en bon accord avec les autres études. Tanaka et Nakatake [25] ont prouvé que le réflecteur en haut doit être incliné, par rapport au plan vertical, en avant dans la saison d'Hiver et en arrière dans la saison d'Eté. Kumar et al. [47] ont examiné le même système étudié dans ce travail de thèse, pour améliorer l'irradiation solaire capturé dans le cas fixe. Ils ont pris le plan horizontal comme référence des angles d'inclinaison des quatre réflecteurs. Ils ont déduit que ces angles sont variable d'un mois à l'autre et les angles α_3 et α_4 sont égaux. Kostić et Pavlović [48, 49] ont étudié la même structure du présent travail dans le cas statique. Dans [48], ils ont considéré le plan vertical comme référence pour l'angle α_1 , le plan horizontal pour l'angle α_2 , et le plan du collecteur solaire pour les angles α_3 et α_4 , par contre dans [49], ils ont changé le référence de l'angle α_1 vers le plan horizontal. Ils ont mesuré expérimentalement les angles d'inclinaison de tous les réflecteurs à midi solaire et ont obtenu que les angles α_1 et α_2 sont variables d'un mois à l'autre. Par contre, les angles α_3 et α_4 sont fixés tout au long de l'année à 66° .

II.4.2 Choix en emplacement

Variant les angles d'inclinaison de réflecteurs en les fixant chaque mois dans leurs valeurs optimales calculées dans la section précédente (voir la figure (II.8)), et mesurant pour chaque mois, la quantité de l'irradiation solaire réfléchi par chaque réflecteur sur la surface du collecteur, puis deux par deux. Les résultats obtenus sont exposés dans les figure (II.9), (II.10), (II.11) et (II.12) [62].

La figure (II.9) montre la variation annuelle de l'énergie solaire reçu par le collecteur en fonction de la journée moyenne de chaque mois dans le cas d'un seul réflecteur. Le réflecteur

en haut (de droite) reflète le maximum d'énergie pendant toute l'année. Le contraire direct, pour le réflecteur en bas (de gauche).

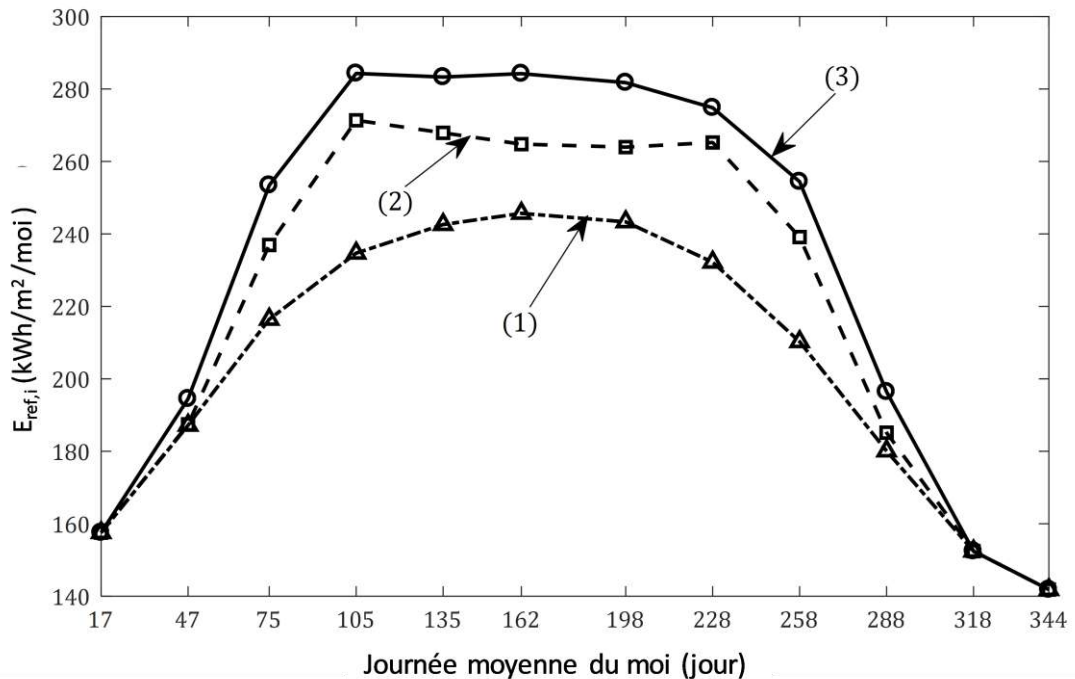


Figure II.9. Variation annuelle d'énergie solaire reçue sur la surface du collecteur : (1) sans réflecteur, (2) avec réflecteur en bas ou à gauche et (3) avec réflecteur en haut ou à droite en haut ou à droite

où $E_{ref,i}$ est l'énergie solaire par unité de surface réfléchi par les réflecteurs pour chaque mois et reçu par le collecteur.

Dans le cas de deux réflecteurs, comme la figure (II.10) le montre, l'énergie solaire sur la surface du collecteur est maximale lorsque les réflecteurs sont placés en haut-droite du collecteur. Au contraire, ceux placés en bas-gauche ont la plus basse énergie réfléchi vers la surface réceptrice du collecteur. Les autres emplacements (haut-bas, haut-gauche et bas-droite), reflètent la même quantité d'énergie solaire.

Il est clair, dans le cas d'un seul réflecteur à partir de la figure (II.11), que le réflecteur placé en haut et celui de droite ont le meilleur pourcentage d'amélioration en énergie solaire absorbée, égal à 17.53%. Tandis que pour les autres emplacements, ils ont le mauvais pourcentage, égal à 10.52%. C'est en Hiver, lorsque les rayons solaires sont très inclinés, ce qui rend plus difficile de les capturer par les réflecteurs en bas et de gauche, ce qui justifie leurs pourcentages médiocres [62].

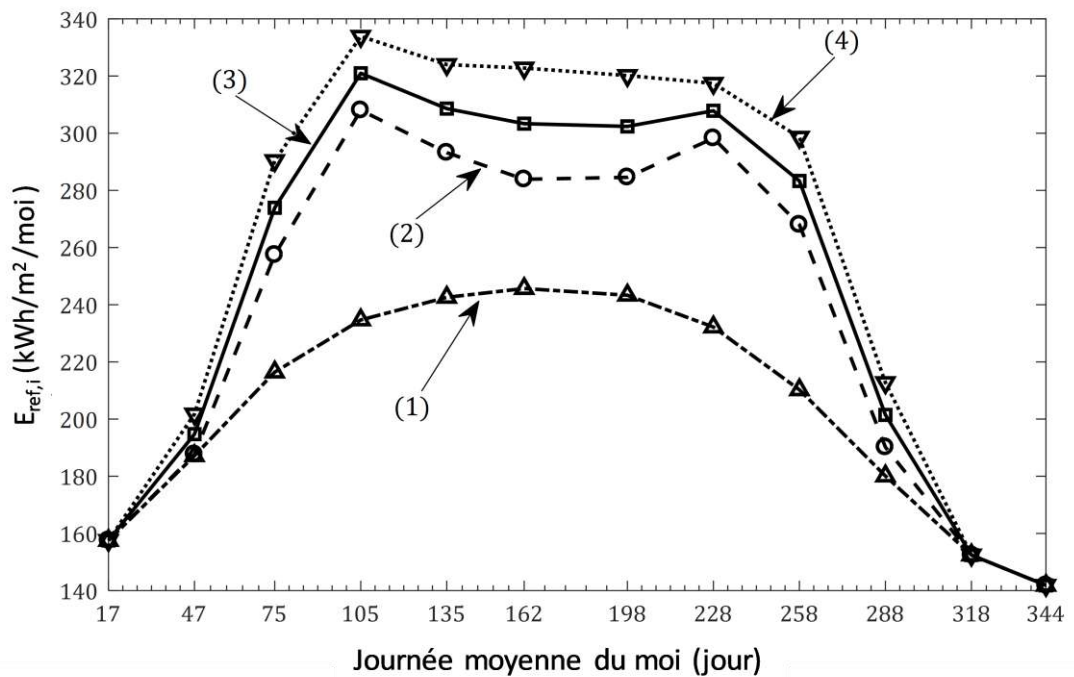


Figure II.10. Variation annuelle d'énergie solaire reçu sur la surface du collecteur : (1) sans réflecteur, (2) avec réflecteurs en bas-gauche, (3) avec réflecteurs en haut-bas, haut-gauche et bas-droite et (4) avec réflecteurs en haut-droite

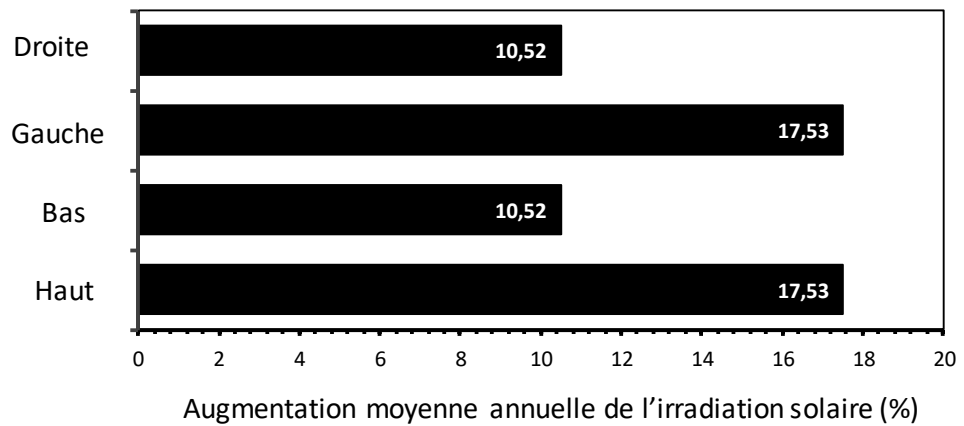


Figure II.11. Pourcentage moyen annuel d'amélioration de l'énergie solaire absorbée par un collecteur plan associé à un seul réflecteur

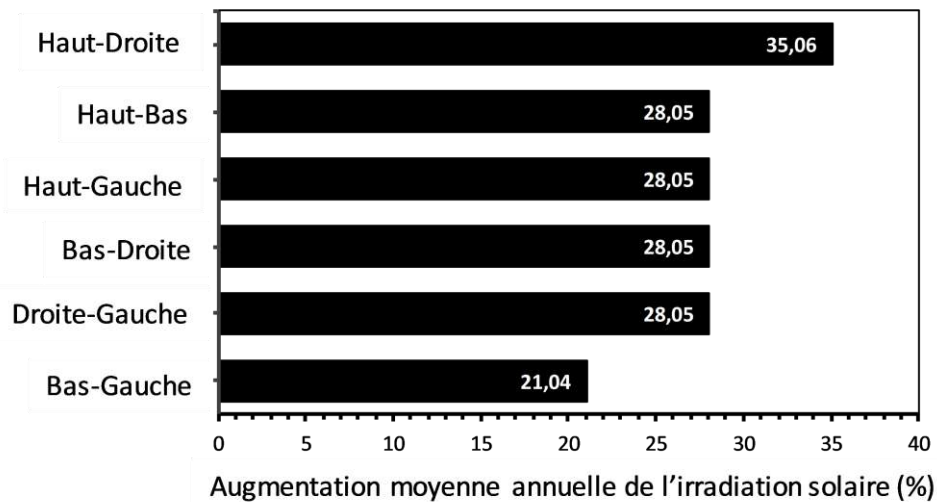


Figure II.12. Pourcentage moyen annuel d'amélioration de l'énergie solaire absorbée par un collecteur plan associé à deux réflecteurs

En combinant les différents emplacements possibles de deux réflecteurs sur le collecteur, afin de calculer leurs pourcentages d'amélioration de l'énergie solaire. Les résultats obtenus sont exposés dans la figure (II.12). Toutes les combinaisons ont le même pourcentage (28.05%) sauf celle de haut-droite qui a le meilleur (35.06%) et le bas-gauche ayant le plus faible (21.04%) [62].

II.5. Angles d'ouverture et d'acceptante du concentrateur solaire en V

Chaque cavité d'un concentrateur en forme V est caractérisé par deux angle principaux : angle d'acceptante θ_c et angle d'ouverture φ , comme il est indiqué sur la figure (II.13).

où $\varphi_{1,2}$ et $\varphi_{3,4}$ sont les angles d'ouverture dans le cas de réflecteur en haut et en bas et le cas de réflecteur de droite et de gauche, respectivement. Ces angles peuvent être exprimés par :

$$\varphi_{1,2} = 180^\circ - (\alpha_1 + \alpha_2), \quad (\text{II.17})$$

$$\varphi_{3,4} = 180^\circ - (\alpha_3 + \alpha_4), \quad (\text{II.18})$$

Puisque dans le cas fixe, α_1 et α_2 sont égal à α_4 et α_3 , respectivement, d'où $\varphi_{1,2} = \varphi_{3,4} = \varphi$ et les équations II.17 et II.18 se transforment en une seule :

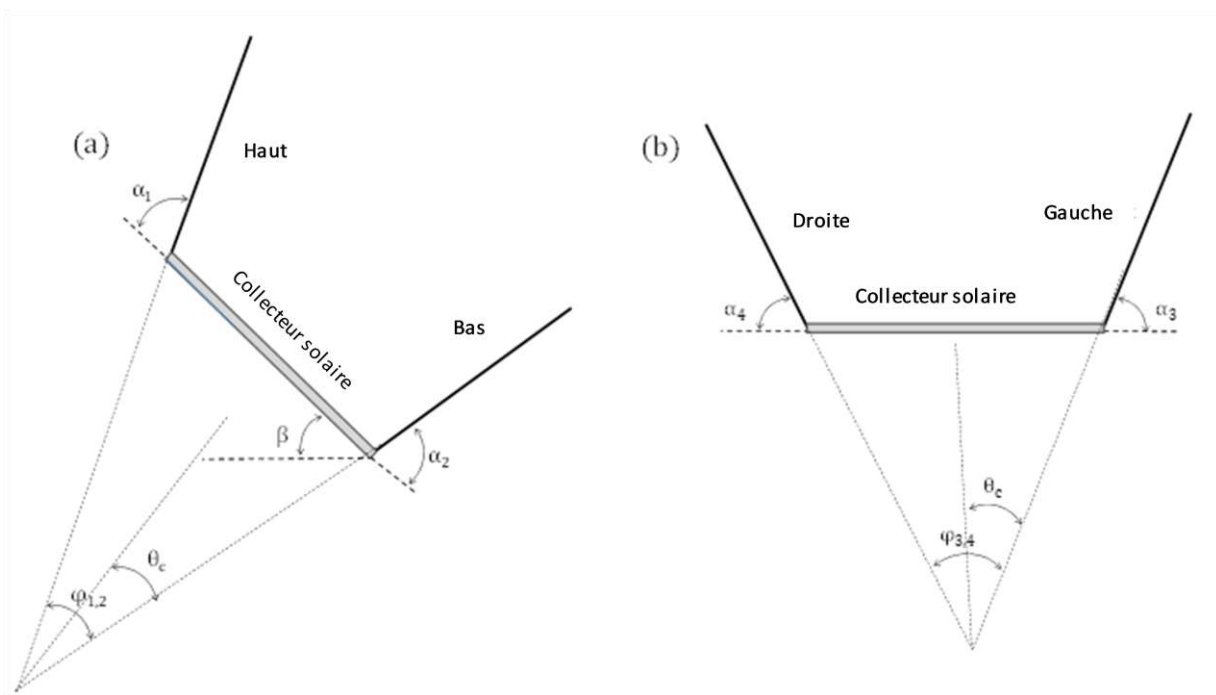


Figure II.13. Angle d'acceptance θ_c et angle d'ouverture φ dans le cas de réflecteur : (a) en haut et en bas, (b) de droite et de gauche

$$\varphi = 180^\circ - (\alpha_1 + \alpha_2), \quad (\text{II.19})$$

et l'angle d'acceptance θ_c peut s'exprimer par :

$$\theta_c = 90^\circ - \frac{(\alpha_1 + \alpha_2)}{2}, \quad (\text{II.20})$$

Pour le cas mobile où $\alpha_1 = \alpha_2 = 67^\circ$, les angles φ et θ_c seront égal à 46° et 23° , respectivement. Ces valeurs sont fixées partout dans le monde au cours de l'année.

II.6. Coefficient de concentration

C'est un facteur très important pour la classification des concentrateurs solaires.

II.6.1. Coefficient de concentration géométrique

Le coefficient de concentration géométrique dans le cas fixe $C_{\text{geo,fix}}$ peut être calculé par (voir Annexe D):

$$C_{\text{geo,fix}} = \frac{1+2 \cdot \cos\alpha_1+2 \cdot \cos\alpha_2}{\cos(\alpha_1-\alpha_2)}, \quad (\text{II.21})$$

Pour le cas mobile, $C_{\text{geo,mob}}$ sera exprimé par :

$$C_{\text{geo,mob}} = 1 + 4 \cdot \cos\alpha, \quad (\text{II.22})$$

Ce coefficient sera fixé partout dans le monde au cours de l'année à 2.56.

Selon [59], le coefficient de concentration géométrique doit vérifier l'inégalité suivante :

$$C_{\text{geo}} > 1 + 2 \cdot \cos\varphi, \quad (\text{II.23})$$

Dans le cas mobile, et comme $\varphi = 46^\circ$, l'équation II.23 est vérifié puisque $1 + 2 \cdot \cos 46^\circ = 2.34 < 2.56 = C_{\text{geo,mob}}$.

De plus, selon [67], l'angle d'acceptance θ_c doit vérifier la condition suivante :

$$\theta_c = \arcsin\left(\frac{1}{C_{\text{geo}}}\right), \quad (\text{II.24})$$

Pour un collecteur-réflecteurs mobile : $\theta_c = \arcsin\left(\frac{1}{2.56}\right) = 22.99^\circ \cong 23^\circ$, c'est la même valeur calculée précédemment.

II.6.2. Coefficient de concentration optique

C'est le rapport entre l'irradiation solaire total sur la surface du collecteur plan associé à quatre réflecteur et celui reçu par le collecteur sans réflecteur, il peut être exprimé par :

$$C_{\text{opti}} = \frac{G_{\text{tot,col}}}{G_{\text{net,col}}}, \quad (\text{II.25})$$

Comme on peut le calculer autrement en utilisant l'équation suivant [67] :

$$C_{\text{opti}} = 1 + 2 \cdot \rho \cdot \cos\varphi, \quad (\text{II.26})$$

avec ρ est la réflectance des réflecteurs.

Dans le système mobile, ce coefficient sera fixé à 2.25 partout dans le monde. On voit bien qu'il est presque égal au coefficient de concentration géométrique dans le cas mobile.

II.7. Irradiation solaire sur la surface d'un collecteur plan

Appelé témoin ou système conventionnel, ce collecteur absorbe $G_{\text{net,col}}$ (Equation II.2) qui est présenté dans le cas horizontal et incliné sur la figure (II.14).

Les variations annuelles de l'irradiation solaire sur une surface horizontale ainsi que sur une surface inclinée de la latitude de la ville de Sidi Khouiled, sont présentés sur la figure (II.14) en fonction du temps local et le numéro du jour de l'année. $G_{\text{dir,h}}$ prend des valeurs maximales en Eté où le soleil sera très élevé, et des valeurs minimales en Hiver où le soleil sera dans un niveau très bas (voir la figure (II.14a)). $G_{\text{net,col}}$ est maximal en Automne et en Printemps, et minimal en Eté et en Hiver, comme la figure (II.14b) l'illustre.

Dans le cas fixe, pour la saison d'Eté et au tôt du matin, le soleil va être au dos des réflecteurs en haut et de gauche, et à la fin du soir, il va être au dos des réflecteurs en bas et de droite. Dans ces moments, l'irradiation solaire réfléchi par ces réflecteurs et absorbé par le collecteur sera négligeable, comme les figures (II.15a) et (II.15b) le montrent. De plus, autour du midi solaire, $G_{\text{refl},2}$ et $G_{\text{refl},3}$ seront très petit, contrairement $G_{\text{refl},1}$ et $G_{\text{refl},4}$ seront au plus haut niveau. D'une façon similaire, en Hiver, au tôt du matin et à la fin du soir, l'irradiation solaire réfléchi par les réflecteurs en haut et de droite sur la surface réceptrice du collecteur sera négligeable lui aussi, comme la figure (II.15b) l'expose. Autour du midi solaire, $G_{\text{refl},1}$ et $G_{\text{refl},4}$ seront très petites, par contre, $G_{\text{refl},2}$ et $G_{\text{refl},3}$ seront plus grandes [60].

L'irradiation solaire réfléchi est le même pour tous les réflecteurs dans le cas mobile, comme la figure (II.15c) le montre, parce qu'ils ont le même angle d'inclinaison ainsi que les mêmes dimensions.

La figure (II.16) expose le diagramme isométrique de l'irradiation solaire total annuel absorbé par la surface réceptrice du collecteur plan entouré par quatre réflecteurs, en fonction du temps local et le numéro du jour de l'année, dans le cas statique (figure (II.16a)) ainsi que dans le cas mobile (figure (II.16b)). Il est clair à partir de la figure (II.16a), que l'intensité du rayonnement solaire total concentré dépasse 1500 W/m^2 dans une période courte (entre 11^{h} du matin et 15^{h} de l'après-midi (temps local)) dans la saison d'Eté pour le cas fixe, comparée à celui dans le cas mobile, où elle est entre 9^{h} du matin et 17^{h} du soir. Par contre, cette période est identique en hiver, pour les deux cas (fixe et mobile) [60].

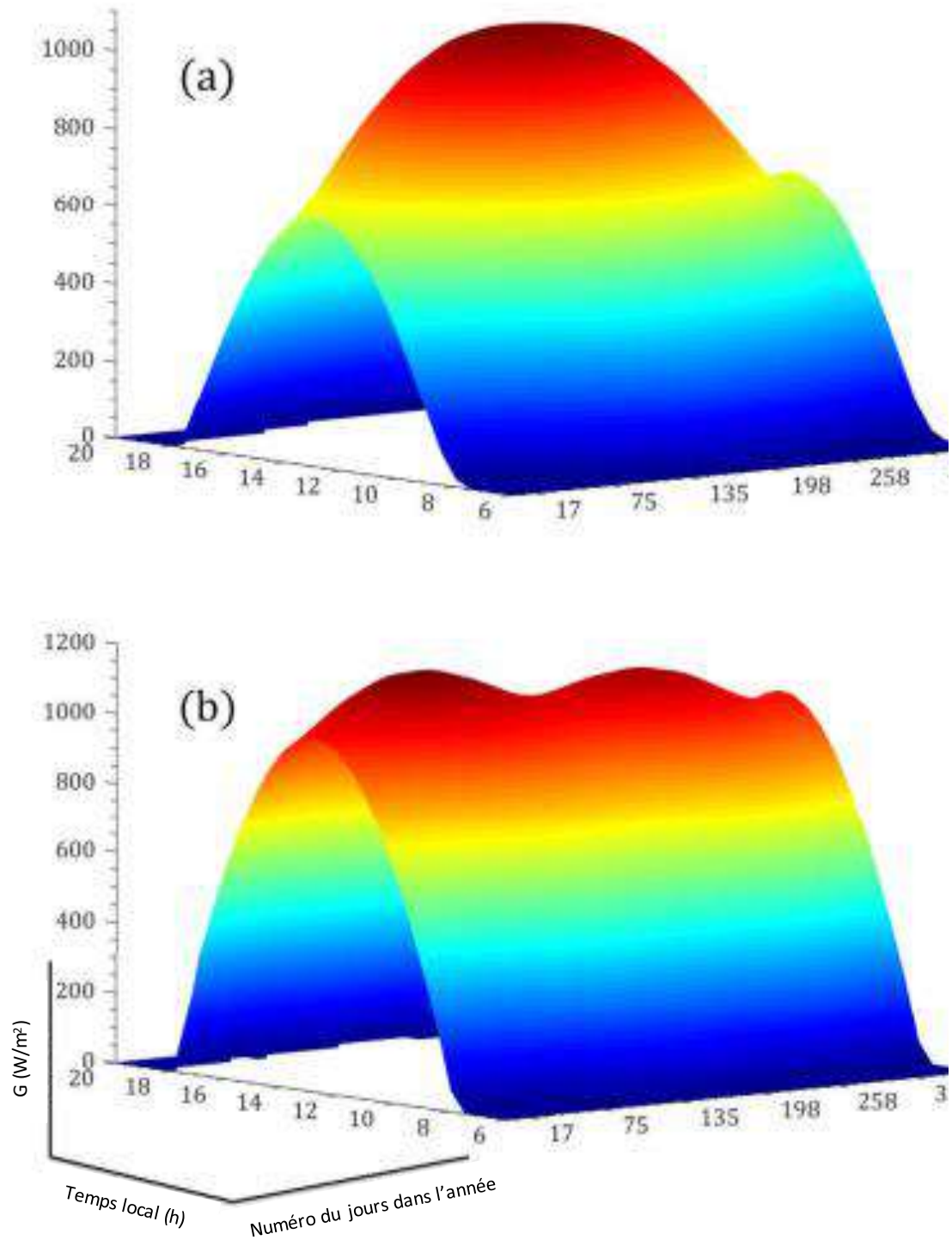


Figure II.14. Représentation de l'irradiation solaire annuel sur (a) une surface horizontale, (b) un collecteur solaire orienté vers le sud et incliné d'un angle égal à la latitude de la ville de Sidi Khouiled sans réflecteurs

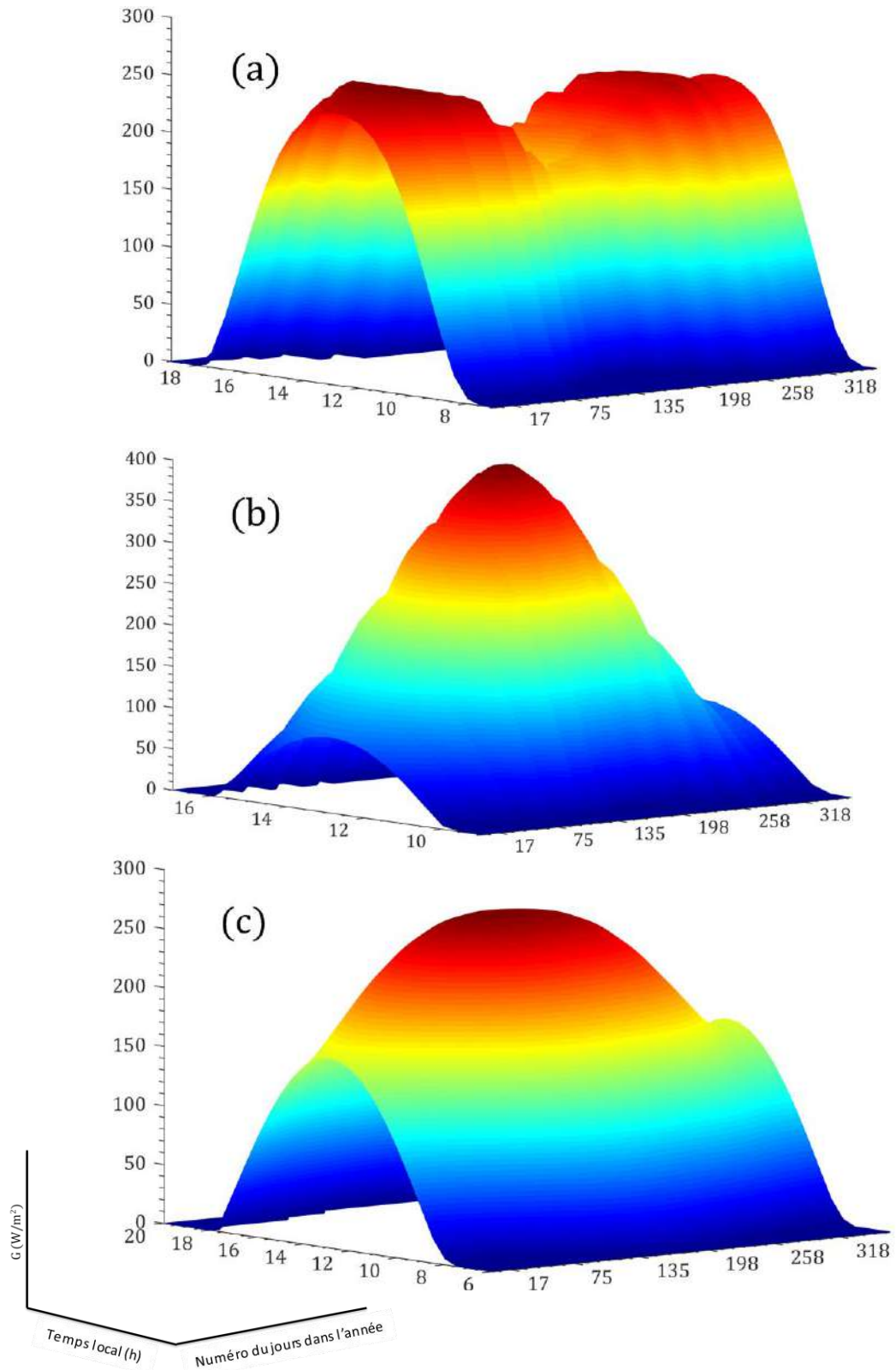


Figure II.15. Représentation de (a) $G_{refl,1}$ et $G_{refl,4}$, et (b) $G_{refl,2}$ et $G_{refl,3}$ pour un système fixe, (c) $G_{refl,1}$, $G_{refl,2}$, $G_{refl,3}$ et $G_{refl,4}$ pour un système mobile

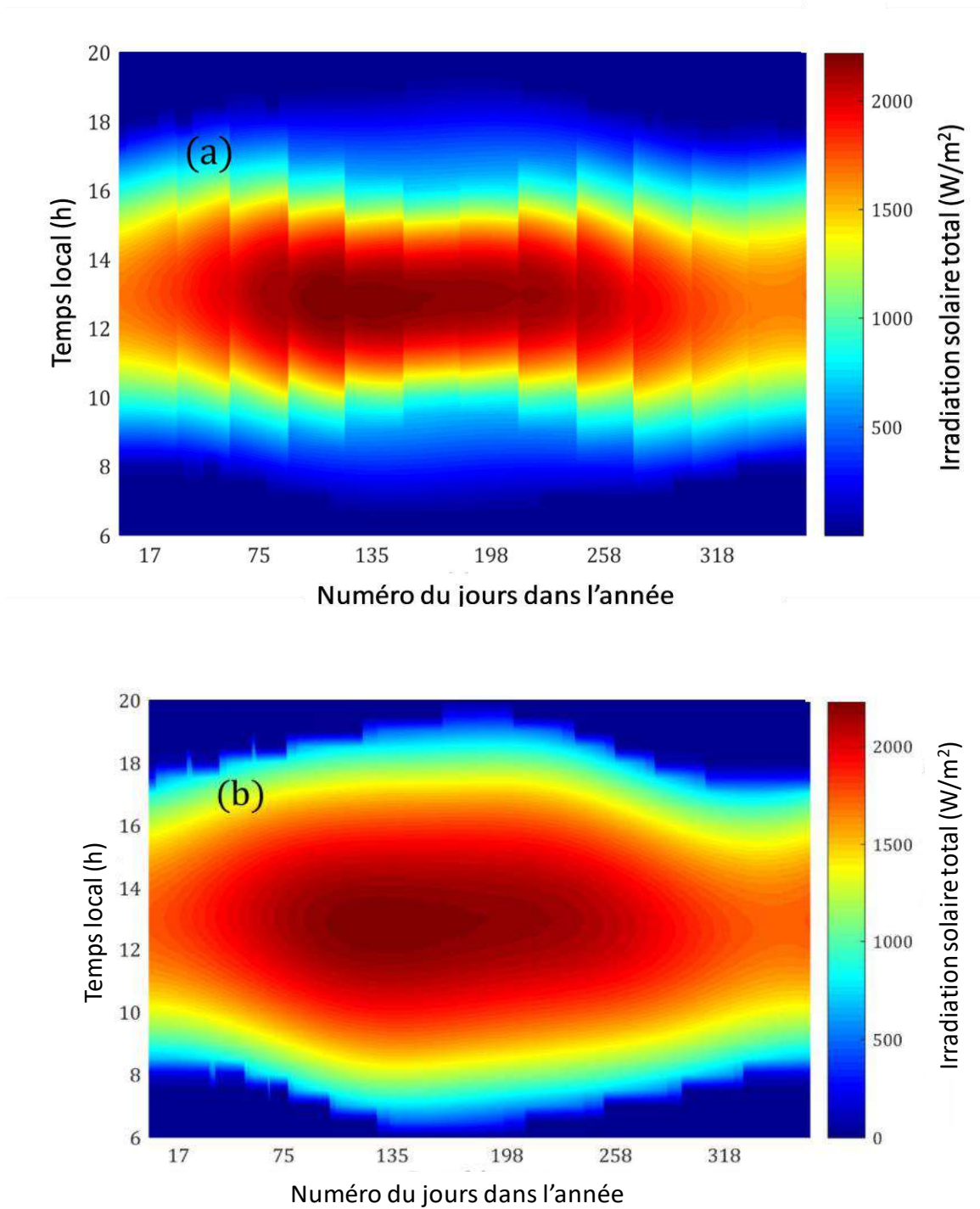


Figure II.16. Diagramme isométrique de l'irradiation solaire total annuel sur la surface du collecteur entouré par quatre réflecteurs pour le système : (a) statique et (b) mobile

II.8. Conclusion

Dans le contexte de la maximisation d'énergie solaire absorbée par un collecteur solaire plan en utilisant de réflecteurs, nous avons présenté dans ce chapitre le système collecteur-

réflecteurs proposé, qui est constitué de quatre réflecteurs identiques entourant un collecteur plan. Puis, on a expliqué les détails ainsi que les étapes qu'on a suivi dans le développement de notre nouveau modèle mathématique proposé. Un modèle simple, adéquate, utilisable partout dans le monde et apte à estimer l'irradiation solaire reçu sur la surface du collecteur augmenté par de réflecteurs dans le cas stationnaire ainsi que dans le cas mobile. Dans un deuxième temps, nous avons utilisé notre modèle dans la ville de Sidi Kouiled (Ouargla), pour optimiser les angles d'inclinaisons de réflecteurs dans le système fixe ainsi que dans le système mobile. Ensuite, on a cherché par l'optimisation, le meilleur choix de réflecteurs en nombre ainsi qu'en emplacement autour du collecteur.

Finalement, ce chapitre a permis de construire un nouveau modèle mathématique pour l'estimation de l'irradiation solaire absorbé par un collecteur plan associé aux réflecteurs, ainsi qu'une base de données des angles d'inclinaisons optimaux des quatre réflecteurs dans la ville de Sidi Kouiled. Ces derniers, vont être utilisés pour la validation dans les chapitres qui se suivent dans la partie pratique (chapitres 3 et 4).

Chapitre III

*Etude Expérimental de
l'Amélioration de la Production
d'un Panneau Solaire PV*

Chapitre III : Etude Expérimentale de l'amélioration de la Production d'un Panneau Solaire PV

III.1. Introduction

Vue le rendement médiocre du panneau solaire photovoltaïque dans les applications industrielles, il est très intéressant de chercher à l'augmenter en utilisant des solutions économiques pour la maximisation de l'énergie solaire absorbée ; cela peut être atteint soit par le suivi de soleil (à axe unique ou bi-axial), soit par la concentration du rayonnement solaire sur la surface réceptrice, ou par le maintien, par refroidissement, de la température du panneau solaire proche des intervalles assurant le bon fonctionnement de ce dernier ... etc.

Dans ce chapitre, on va appliquer la première solution (suivi de soleil) en utilisant deux types de traqueurs solaires, réalisés localement dans le cadre de cette thèse, l'un mono-axial à axe polaire et l'autre bi-axial azimut/élévation (voir annexe B). Les mesures ont été réalisées à Sidi Kouiled (site de l'étude dans la région de Ouargla) dans de différents jours. Les résultats expérimentaux obtenus pour les deux suiveurs seront présentés et discutés dans ce même chapitre. En fin, une comparaison en taux d'amélioration énergétique entre les deux types de traqueur solaire et ceux dans d'autres travaux est réalisée à la fin de chaque partie.

III.2. Matériels et méthodes utilisés

Les expériences ont été réalisées dans la ville de Sidi Kouiled (à 12 km de la capitale de la wilaya de Ouargla), ville rurale et touristique entourée par les dunes (voir les figures (III.1) et (III.2)). Les données géométriques de la région d'étude sont exposées dans le tableau (III.1).

Tableau III.1. Paramètres géométriques de la région des tests

Paramètre	Specification
Altitude (m)	153
Latitude	31.978° N
Longitude	5.415° E

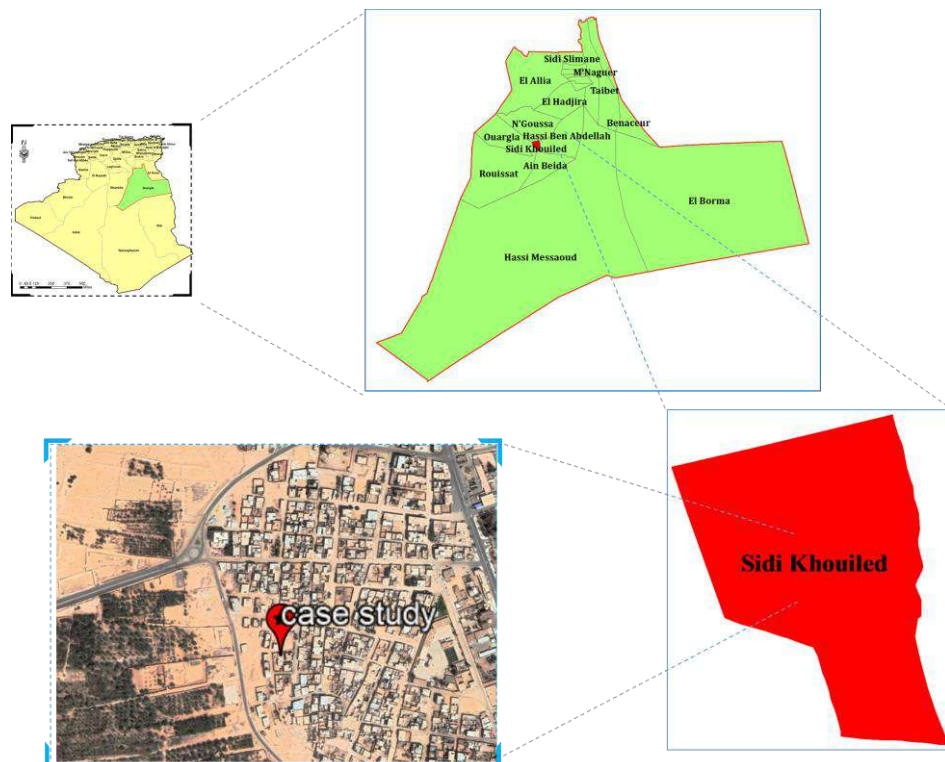


Figure III.1. Plan de situation de la ville de Sidi Khouiled (lieu des expériences)



Figure III.2. Vue de la ville de Sidi Kouiled

Les tests ont été menés sur le toit de la maison de Haj Belkhir Rachedi (mon père) à Hay Elatiq dans la ville de Sidi Khouiled, wilaya de Ouargla, sud-est de l'Algérie, comme les figures (III.1) et (III.2) le montrent.

La température ambiante de la journée du test, la température de la cellule solaire PV, le courant de court-circuit ainsi que la tension de circuit ouvert du panneau solaire, et l'irradiation solaire sur la surface réceptrice du panneau solaire PV pour les différentes structures ont été enregistrés chaque heure du lever au coucher de soleil dans la journée d'étude.

Les caractéristiques électriques des panneaux solaires PV utilisés ainsi que les appareils de mesure utilisés sont présentés dans l'annexe A et l'annexe C, respectivement.

III.2.1. En utilisant le traqueur solaire à axe polaire

La figure (III.3) expose une vue globale de l'installation utilisée, qui est décomposée en deux structures : une fixe dite témoin (panneau solaire PV (voir annexe A) incliné à un angle égal à la latitude de la ville de Sidi Khouiled (Ouargla) (voir le tableau (III.1)) et dirigé vers le sud) et l'autre mobile (panneau solaire PV, identique à celui du témoin, attaché à un traqueur solaire à axe polaire (voir annexe B)).



Figure III.3. Installation de la journée du 23/05/2022 : (a) panneau solaire PV fixe (témoin), (b) panneau solaire mobile (sur un traqueur à axe polaire)

L'expérience a été réalisée dans la journée du 23/05/2022, une journée très ensoleillée à ciel clair dont les données climatiques sont présentées sur la figure (III.4). Cette dernière montre la variation quotidienne de la température ambiante de la journée d'étude et de l'irradiation solaire reçue sur la surface du témoin. La valeur maximale de cette dernière est égale à 996 W/m^2 enregistrée à midi (heure locale) et une température ambiante moyenne égale à $35 \text{ }^\circ\text{C}$, ce qui rend cette journée typique pour faire les mesures.

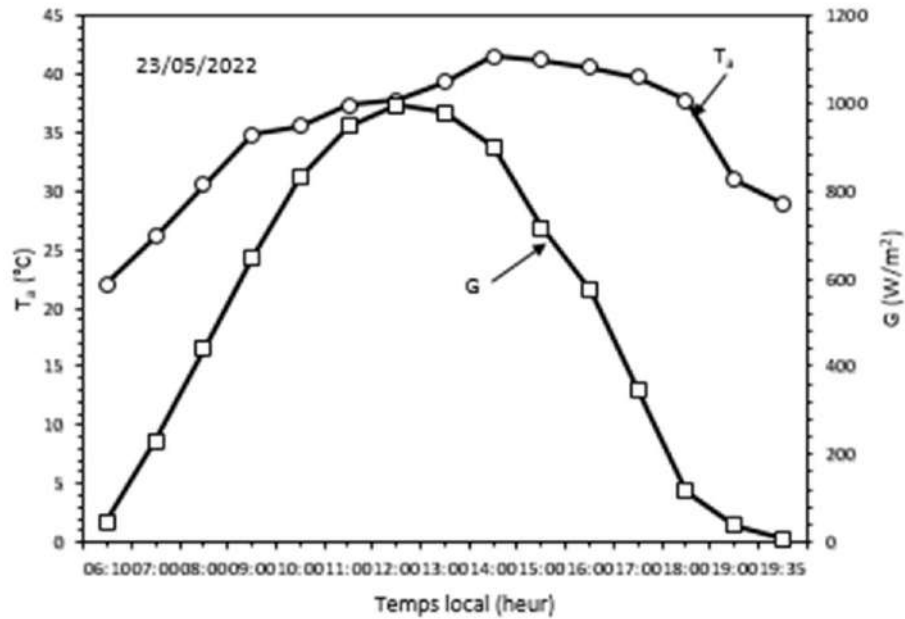


Figure III.4. Variation de la température ambiante T_a et de l'irradiation solaire G dans la journée du 23/05/2022

L'objectif principale dans ce qui suit est de comparer entre les performances (G , T_c , I_{sc} et V_{oc}) du panneau solaire PV associé au suiveur solaire à axe polaire, avec celles du témoin afin de calculer les taux d'améliorations en énergie solaire absorbée et en énergie électrique produite.

III.2.1.1. Irradiation solaire G

La figure (III.5) expose la variation, dans la journée du 23/05/2022, de l'irradiation solaire sur la surface du témoin G_{fix} et sur la surface du panneau solaire du traqueur à axe polaire G_{mobile} en fonction du temps local.

Il est très clair, à partir de la figure (III.5), la supériorité du panneau suiveur sur celui du témoin en terme d'irradiation solaire reçu, puisque le panneau suiveur est toujours face au soleil. Dans la matinée, l'écart entre les deux irradiations est très grand que celui dans l'après-midi. Cet écart est presque nul autours de midi, puisque les deux panneaux dans cette période voient le soleil du même angle.

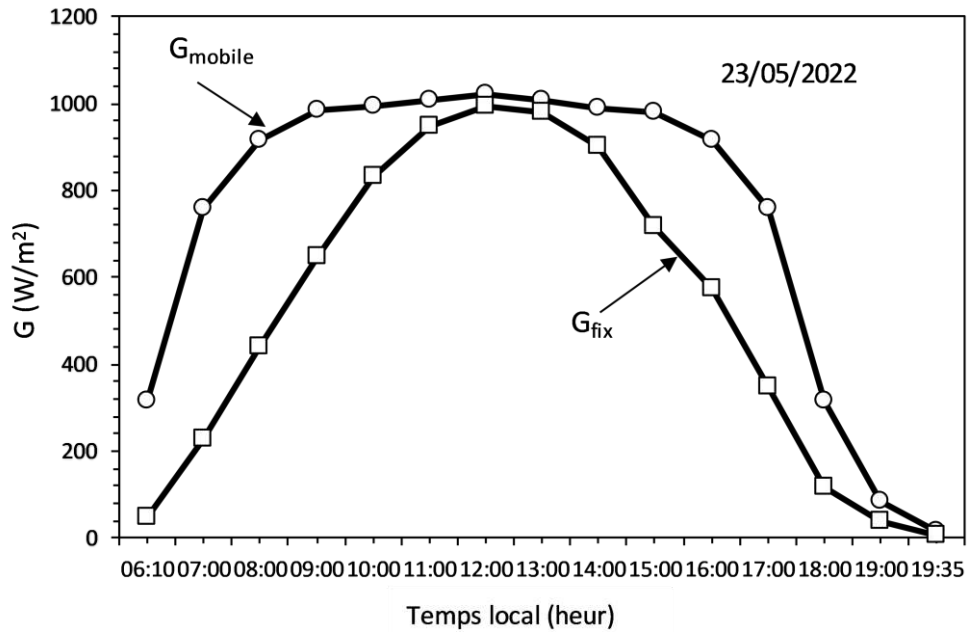


Figure III.5. Comparaison entre l'irradiation solaire sur la surface d'un panneau solaire fixe G_{fix} et sur un panneau mobile G_{mobile} dans la journée du 23/05/2022

III.2.1.2. Température de la cellule T_c

Les variations en fonction du temps local dans la journée du 23/05/2022 de la température ambiante T_a , la température du panneau solaire témoin $T_{c(fix)}$ et celle du panneau suiveur à axe polaire sont présentés sur la figure (III.6).

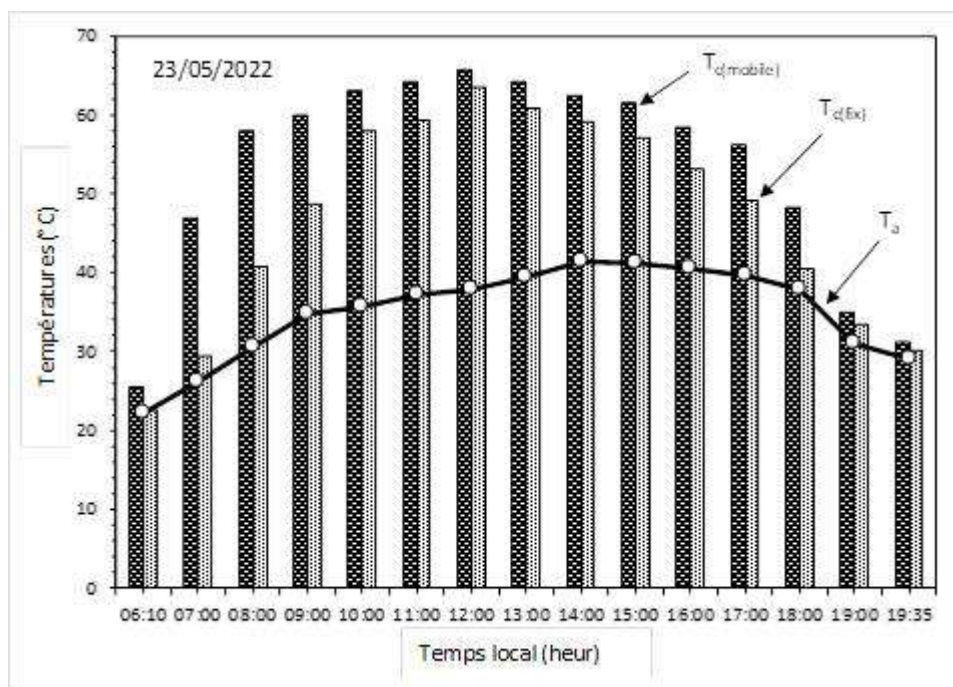


Figure III.6. Comparaison entre la température ambiante T_a et celle de la cellule solaire fixe $T_{c(fix)}$ et mobile $T_{c(mobile)}$ dans la journée du 23/05/2022

Le panneau solaire suiveur se chauffe plus rapide que celui fixe puisqu'il est toujours face au soleil. Cette augmentation a des effets indésirables sur les performances du panneau solaire, surtout sur la tension à vide V_{oc} , ce qui on va voir dans la section III.2.1.4.

III.2.1.3. Courant de court-circuit I_{sc}

La figure (III.7) montre la variation du $I_{sc(\text{fix})}$ et $I_{sc(\text{mobile})}$ en fonction du temps local pour la journée du 23/05/2022.

A partir de la figure (III.7), on remarque que pendant toute la journée d'étude (23/05/2022), le courant $I_{sc(\text{mobile})}$ est plus grand que $I_{sc(\text{fix})}$ ce qui est due à la supériorité du rayonnement solaire G_{mobile} par rapport à G_{fix} (voir la figure (III.6)) dans la totalité des heures de mesure.

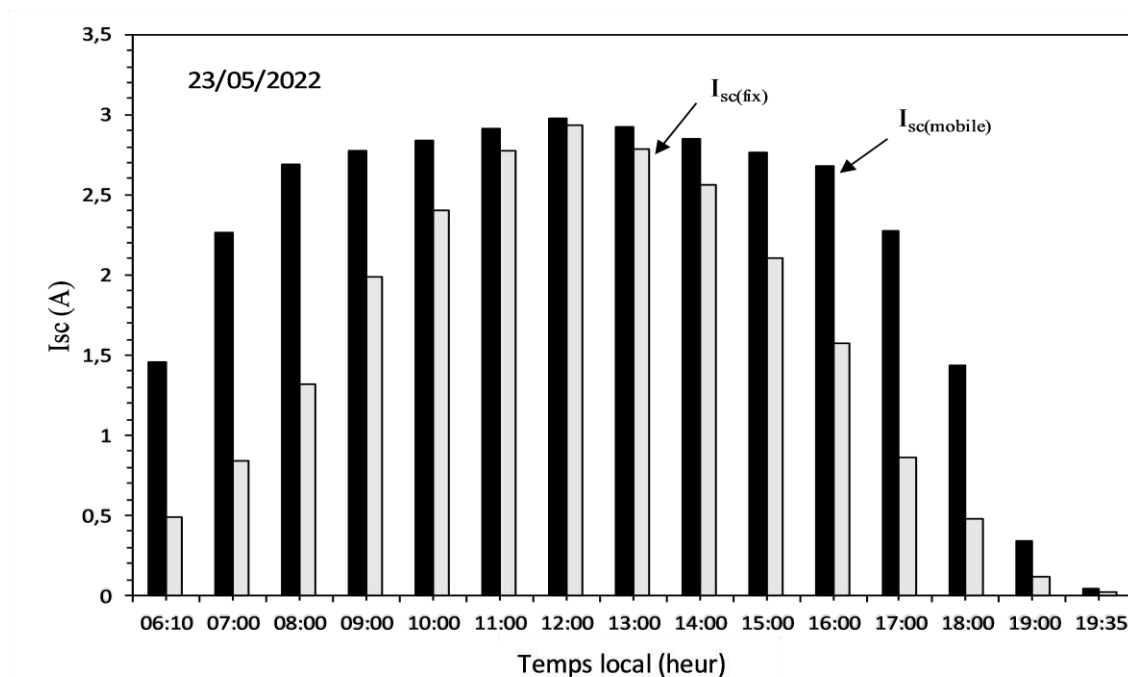


Figure III.7. Comparaison entre le courant de court-circuit du panneau fixe $I_{sc(\text{fix})}$ et mobile $I_{sc(\text{mobile})}$ dans la journée du 23/05/2022

III.2.1.4. Tension de circuit-ouvert V_{oc}

Comme on a parlé précédemment dans la section III.2.1.2, l'augmentation de la température du panneau solaire mobile va produire par la suite une diminution (heureusement petite) de la tension à circuit-ouvert par rapport à celle du témoin (voir la figure (III.8)). C'est l'inconvénient majeur de cette technique.

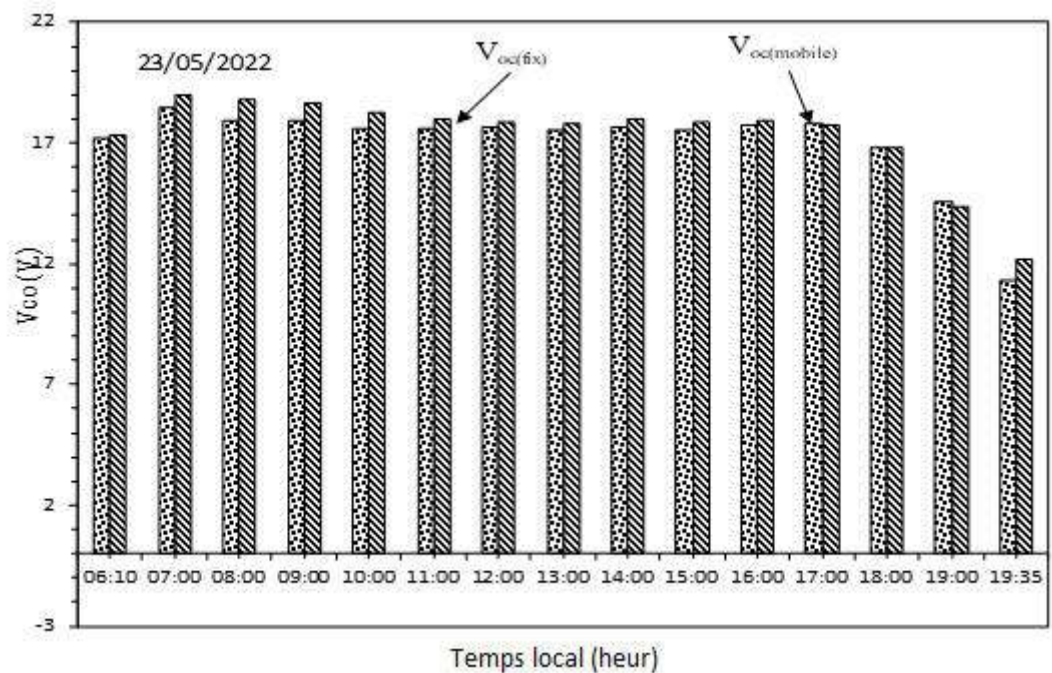


Figure III.8. Variation de la tension en circuit ouvert du panneau solaire fixe $V_{oc(fix)}$ et mobile $V_{oc(mobile)}$ dans la journée du 23/05/2022

La figure (III.8) présente la variation, en fonction du temps local, de la tension du circuit-ouvert du témoin $V_{oc(fix)}$ et celle du panneau mobile $V_{oc(mobile)}$. Un petit écart est remarqué entre les deux tensions avec une supériorité de $V_{oc(fix)}$ par rapport à $V_{oc(mobile)}$.

III.2.1.5. Puissance électrique idéale ($V_{oc} \times I_{sc}$)

La figure (III.9) expose la variation quotidienne de la puissance électrique (idéale qui est égale au produit de la tension V_{oc} et le courant I_{sc}) produite pour les deux système (fixe et mobile), en fonction du temps local dans la journée du 23/05/2022.

La figure (III.9) peut être décomposée en trois partie :

- La première (du lever de soleil jusqu'à 11^h du matin),
- La seconde (entre 11^h du matin et 14^h de l'après-midi),
- La troisième (à partir du 14^h de l'après-midi jusqu'au coucher de soleil).

Dans la première et la troisième partie, P_{mobile} est plus grande que P_{fix} . Par contre, dans la deuxième partie, les deux puissances sont presque égales.

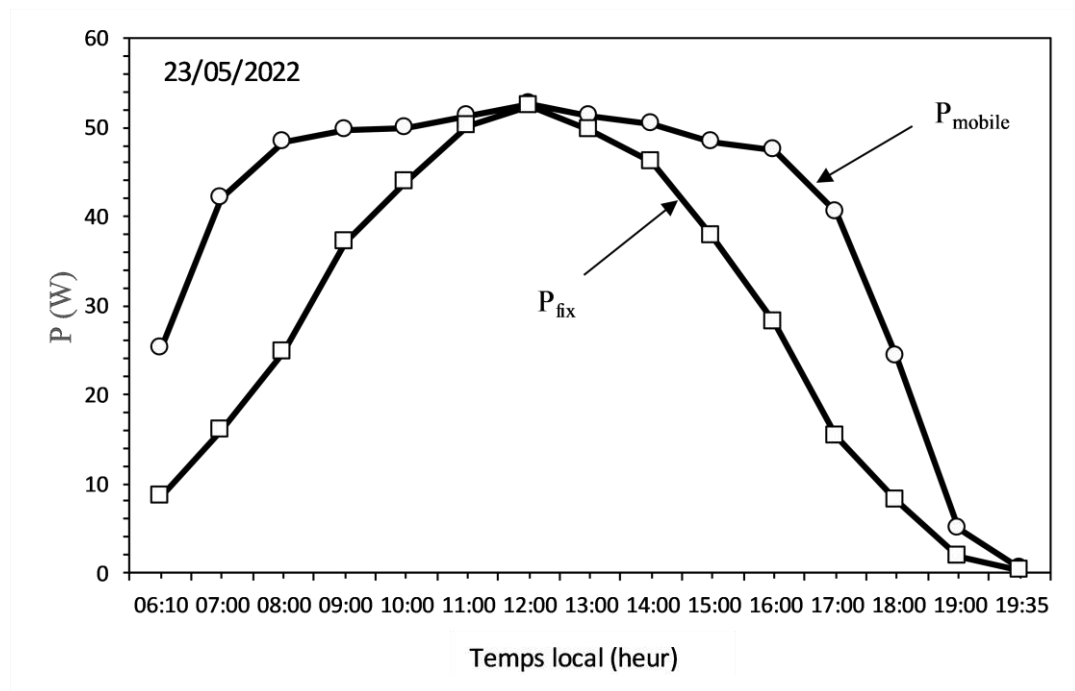


Figure III.9. Variation de la puissance idéale du panneau solaire fixe P_{fix} et mobile P_{mobile} dans la journée du 23/05/2022

A partir des figures (III.5), (III.6), (III.7) et (III.8), on peut conclure que l'augmentation de l'irradiation solaire, par le suivi partiel de soleil, a causé une croissance en courant de court-circuit I_{sc} ainsi qu'en température de la cellule PV T_c . Cette dernière a provoqué une chute de tension du circuit-ouvert, mais cette chute est très petite par rapport au taux d'amélioration du courant de court-circuit, comme l'illustre la figure (III.10).

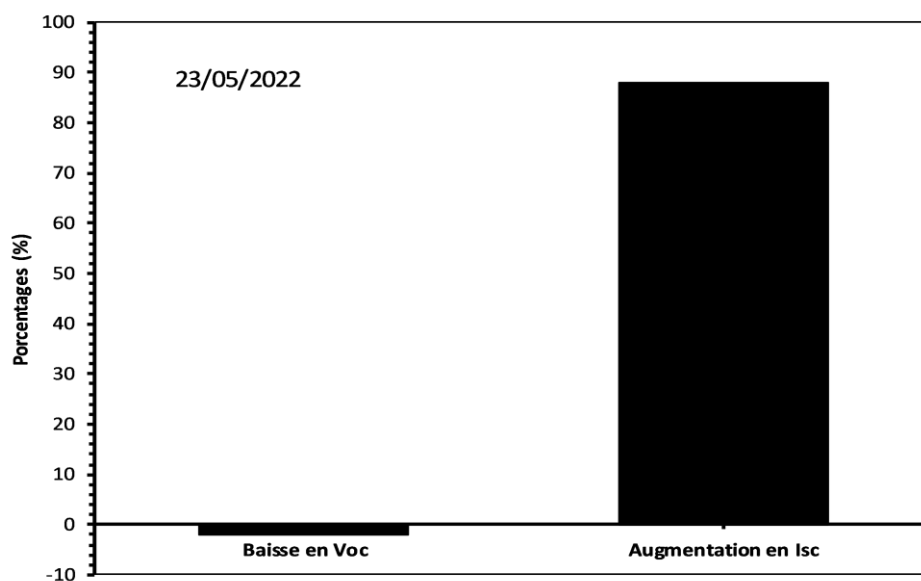


Figure III.10. Pourcentage d'amélioration en courant de court-circuit et la chute de tension en circuit-ouvert dans la journée du 23/05/2022

Cette figure montre que le suivi partiel de soleil a augmenté le courant de court-circuit d'un gain moyenne égal à 88 %, avec une chute de tension en circuit-ouvert de 2 % dans la journée du 23/05/2022. Ces pourcentages confirment qu'il y aura un taux d'amélioration très élevé en puissance électrique produite, ce qu'on va voir dans la section qui se suit.

III.2.1.6. Taux d'amélioration énergétique :

L'efficacité énergétique lors de l'utilisation du traqueur solaire à axe polaire peut être l'image du taux d'amélioration énergétique.

Dans cette section, on va calculer l'énergie solaire journalière (exprimée en Wh/m²) absorbée par le panneau solaire PV fixe et le panneau mobile, ainsi que l'énergie électrique idéale (exprimée en Wh) produite du panneau solaire mobile par rapport au témoin pendant la journée d'étude (23/05/2022).

Avant de tracer les taux d'amélioration en énergie solaire absorbée et en énergie électrique produite, on doit calculer l'énergie électrique assurant le bon fonctionnement du moteur électrique utilisé dans le traqueur. Ce moteur a une puissance maximale de 70 W, il prend 10 secondes pour positionner le panneau face au soleil pour chaque heure de mesure, voire deux minutes et demi pour 15 heures de mesures, dans laquelle il consomme une énergie de 2.92 Wh. Cette dernière est incomparable avec l'énergie électrique produite par le panneau traqueur dans ce jour-là (8.52 kWh).

Les pourcentages d'améliorations en énergie solaire absorbée est présenté sur la figure (III.11) en se référant aux résultats des figures (III.5) et (III.9). Ce pourcentage confirme la supériorité du panneau solaire attaché à un traqueur à axe polaire par rapport au panneau fixe.

III.2.1.7. Comparaison avec les résultats obtenus dans d'autre travaux

Malgré que les résultats expérimentaux obtenus, notamment le pourcentage d'amélioration de l'énergie solaire absorbée, était seulement pour une journée de mesure, cependant, il est très intéressant de le comparer avec les résultats obtenus dans d'autres études scientifiques. Le tableau (III.2) expose cette comparaison, qui montre une similarité entre le pourcentage obtenu dans ce travail et ceux obtenus dans d'autres travaux, notamment ceux ayant une latitude très proche à la nôtre. Cela donne une importance aux résultats obtenus.

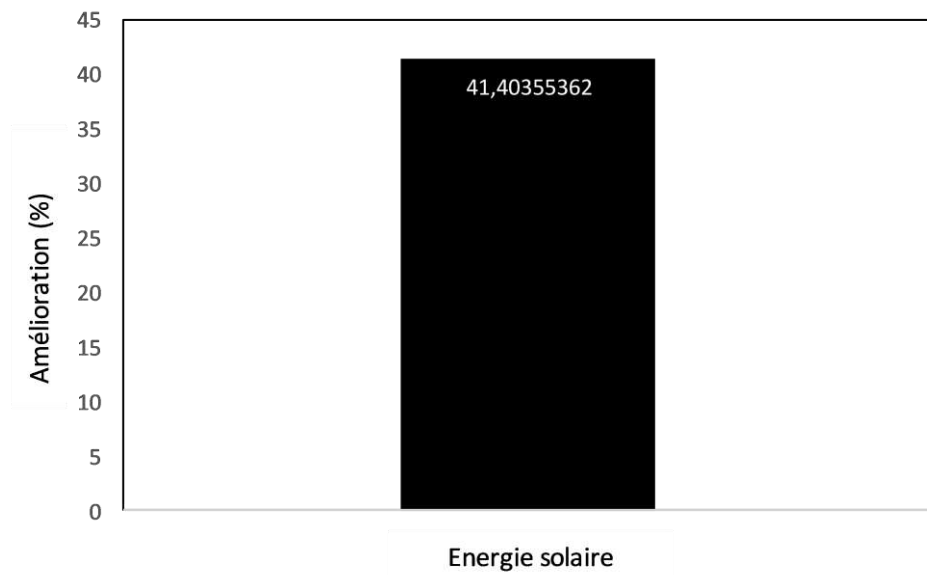


Figure III.11. Pourcentage d'amélioration de l'énergie solaire absorbée pour un panneau solaire sur un suiveur à axe polaire par rapport au panneau fixe dans la journée du 23/05/2022

Tableau III.2. Comparaison avec d'autres travaux de recherches

Références	Local (latitude)	Type du traqueur	Nature du résultat	Comparé au système	Taux d'Amélioration (%)
[68]	28 sites (1°–54°)	À axe horizontal (N-S)	Expérimental	Incliné fixe	34
[69]	6 sites (33°–42°)	À axe polaire	Théorique	A axe horizontal (N-S)	10
[70]	32°	À axe horizontal (E-W)	Expérimental	Incliné fixe	37.53
[70]	32°	À axe horizontal (N-S)	Expérimental	Incliné fixe	15.69
[70]	32°	À axe vertical	Expérimental	Incliné fixe	34.43
[71]	–	À axe horizontal (E-W)	Expérimental	Incliné fixe	30
[72]	32°	À axe vertical	Expérimental	Incliné fixe	31
Ce travail	32°	À axe polaire	Expérimental	Incliné fixe	41.4

III.2.2. En utilisant le traqueur solaire bi-axial

Dans ce qui suit, on va reprendre les mêmes étapes de la section III.2.1, mais pour un traqueur bi-axial (voir annexe B). Deux panneaux solaires PV (voir annexe A) identiques ont été utilisés dans l'expérience du 24/09/2020 dans le même endroit (voir les figures (III.1) et (III,2)). Un fixe (témoin) orienté vers le sud et incliné à un angle égal à la latitude de la ville de Sidi Khouiled (voir le tableau (III.1)), l'autre attaché sur un traqueur solaire bi-axial, comme la figure (III.12) le montre.

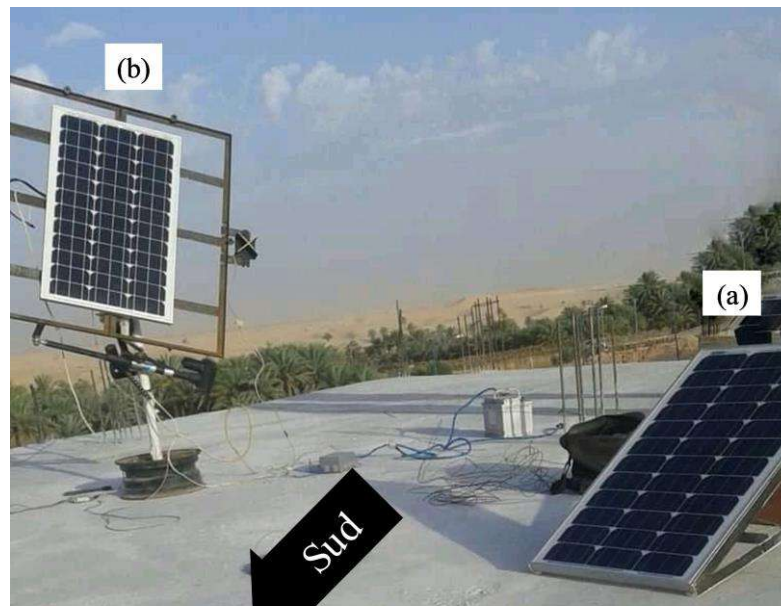


Figure III.12. Installation de la journée du 24/09/2020 : (a) panneau solaire PV fixe (témoin), (b) panneau solaire mobile (sur un traqueur bi-axial)

Les essais ont été menés le jour du 24/09/2020 (journée très ensoleillée à ciel clair) dont les données climatiques sont exposées dans la figure (III.13). Cette dernière montre la variation de l'irradiation solaire reçue sur la surface du témoin ainsi que la variation de la température ambiante de la journée d'étude en fonction du temps local. Cette journée (typique pour nos essais) est caractérisée par une température ambiante moyenne égale à 36 °C et une valeur maximale de l'intensité solaire sur la surface du témoin égale à 1006 W/m² enregistrée à 13^h de l'après-midi (heure locale). Ces conditions climatiques sont presque identiques à celles de la journée du 23/05/2022 (voir la figure (III.4)).

III.2.2.1. Irradiation solaire G

La figure (III.14) présente la variation en fonction du temps local de l'irradiation solaire

sur la surface du témoin G_{fix} et sur la surface du panneau solaire du traqueur bi-axial G_{mobile} dans la journée du 24/09/2020. On peut observer que la différence entre les deux rayonnements est très importante pendant la matinée et le soir. Par contre, cet écart est négligeable entre 11^h du matin et 14^h de l'après-midi, ce qui est due au même positionnement des deux panneaux face au soleil dans cette période.

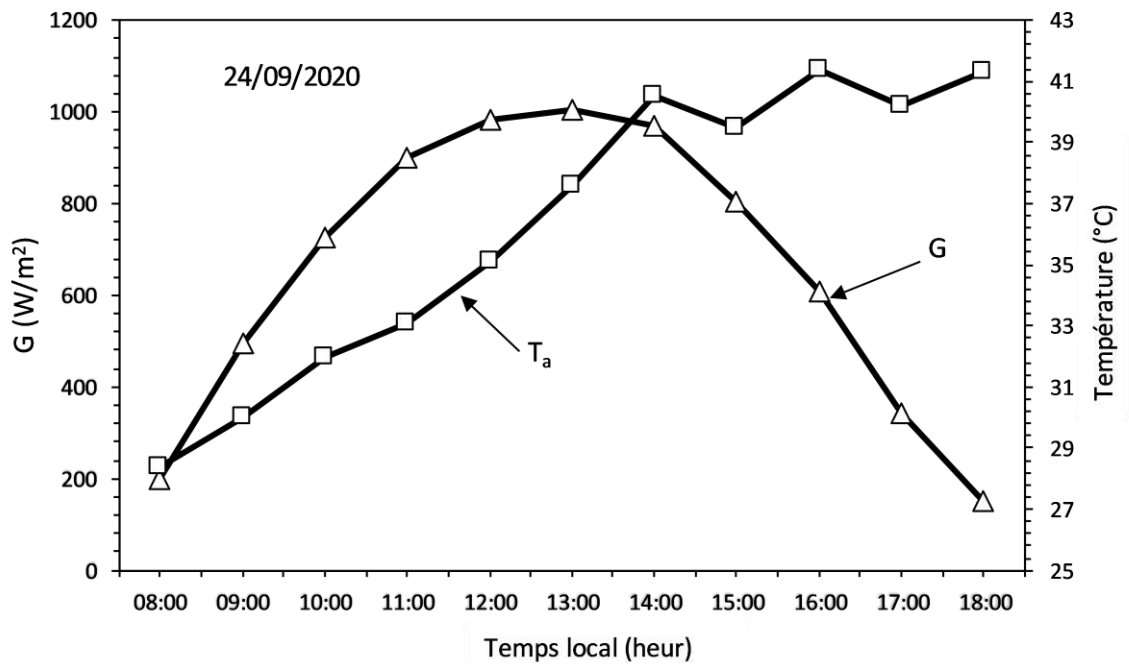


Figure III.13. Variation de la température ambiante T_a et de l'irradiation solaire G dans la journée du 24/09/2020

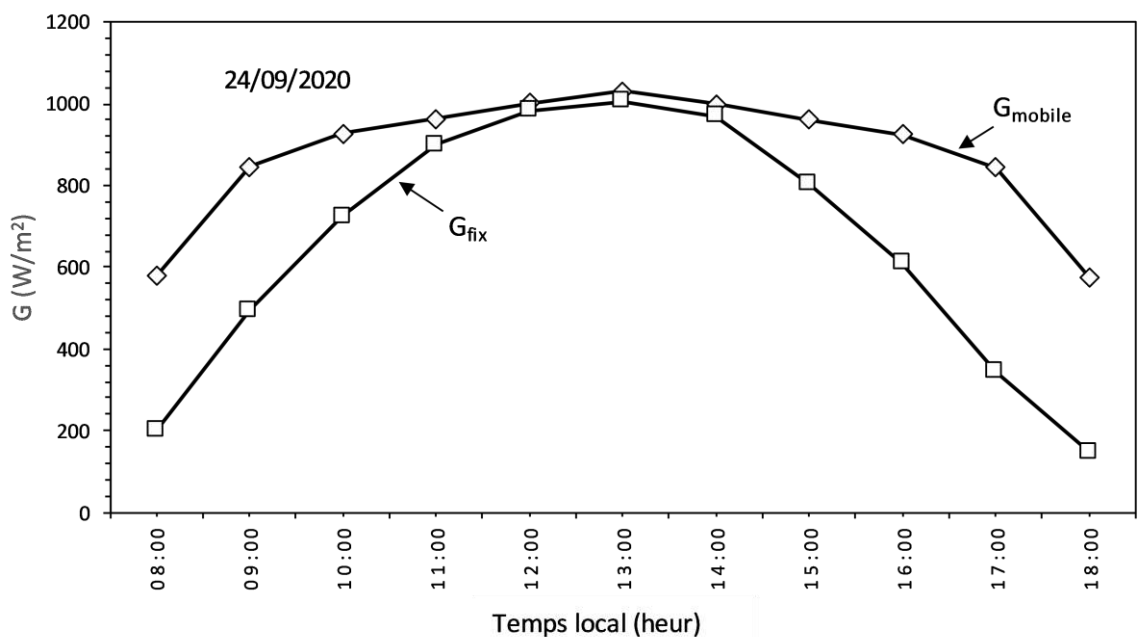


Figure III.14. Comparaison entre l'irradiation solaire sur la surface d'un panneau solaire fixe G_{fix} et sur un panneau mobile G_{mobile} dans la journée du 24/09/2020

III.2.2.2. Température de la cellule T_c

La figure (III.15) présente les variations en fonction du temps local de la température ambiante T_a , la température du panneau solaire témoin $T_{c(\text{fix})}$ et celle du panneau suiveur bi-axial $T_{c(\text{mobile})}$ dans la journée du 24/09/2020.

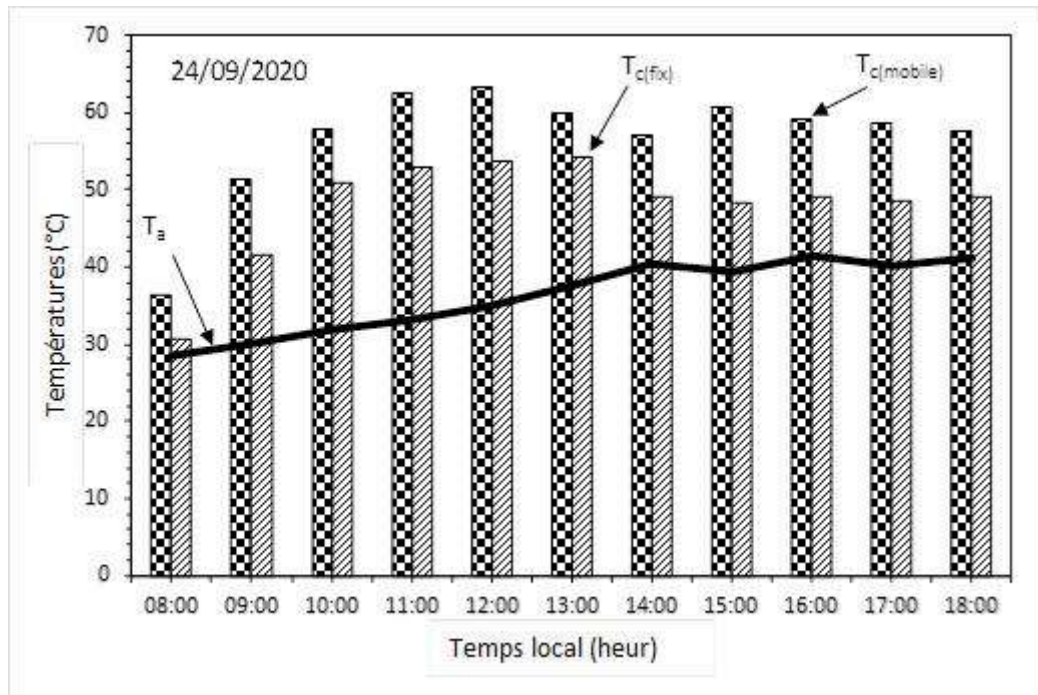


Figure III.15. Variation quotidienne de la température ambiante T_a et celle de la cellule solaire fixe $T_{c(\text{fix})}$ et mobile $T_{c(\text{mobile})}$ dans la journée du 24/09/2020

On remarque que l'écart entre la température $T_{c(\text{mobile})}$ et la température $T_{c(\text{fix})}$ est plus grand que dans l'utilisation du traqueur à axe polaire (voir la figure (III.6)). Cela est due au suivi complet de soleil dans le cas bi-axial, contrairement au traqueur à axe polaire, où le suivi de soleil est partiel.

III.2.2.3. Courant de court-circuit I_{sc}

La figure (III.16) expose la variation du courant $I_{sc(\text{fix})}$ et du courant $I_{sc(\text{mobile})}$ en fonction du temps local pour la journée du 24/09/2020. En remarque qu'au cours de cette journée, le courant $I_{sc(\text{mobile})}$ est plus grand que $I_{sc(\text{fix})}$, ce qui est due à la supériorité du rayonnement solaire G_{mobile} par rapport à G_{fix} (voir la figure (III.14)) dans la totalité des heures de mesure.

III.2.2.4. Tension de circuit-ouvert V_{oc}

De la même façon que dans le traqueur à axe polaire (section III.2.1.4), la figure (III.17) expose la variation quotidienne de la tension $V_{oc(\text{fix})}$ et la tension $V_{oc(\text{mobile})}$ en fonction du temps

local de la journée du 24/09/2020.

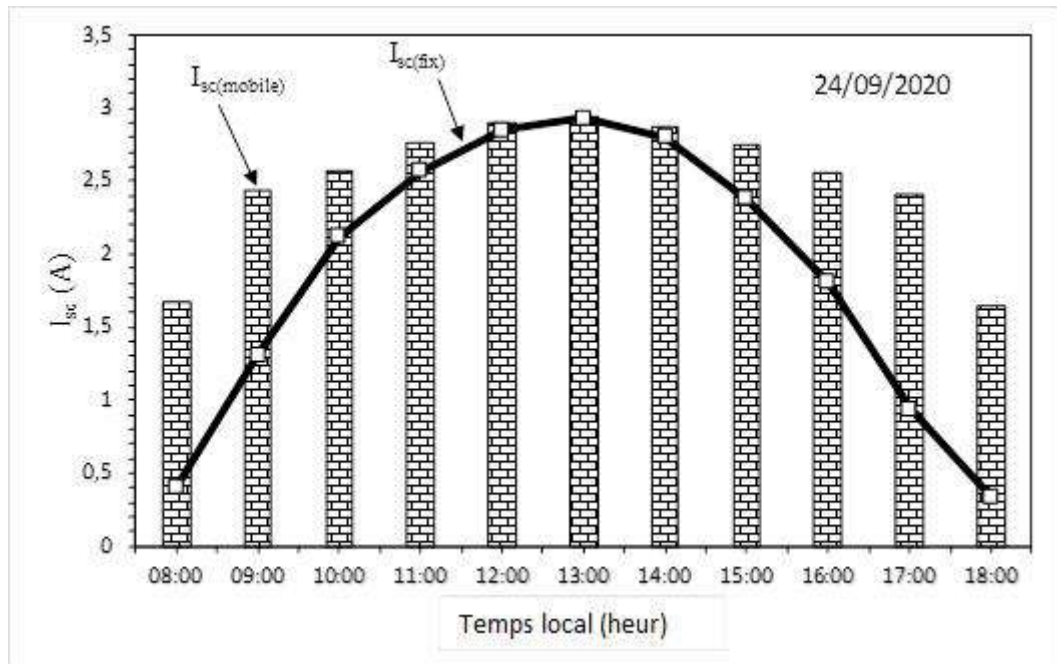


Figure III.16. Comparaison entre le courant de court-circuit du panneau fixe $I_{sc(fix)}$ et mobile $I_{sc(mobile)}$ dans la journée du 24/09/2020

A cause de l'augmentation de la température $T_{c(mobile)}$ par rapport à la température $T_{c(fix)}$ (voir la figure (III.16)), la tension $V_{oc(mobile)}$ prend des valeurs inférieures à celui dans le cas fixe ($V_{oc(fix)}$) dans la totalité de la journée d'étude.

La figure (III.18) expose le pourcentage moyenne d'amélioration en courant de court-circuit I_{sc} ainsi que la chute en tension de circuit-ouvert V_{oc} . Cette figure montre que l'augmentation du courant de court-circuit est égale à un gain moyenne de 79.5 %, avec une chute de tension du circuit-ouvert de 1.9 % dans la journée du 24/09/2020. Ces pourcentages confirment l'efficacité du traqueur solaire bi-axial par rapport au système fixe.

III.2.2.5. Puissance électrique idéale ($V_{oc} \times I_{sc}$)

La figure (III.19) présente l'évolution quotidienne de la puissance électrique idéale produite par le panneau solaire PV dans le cas fixe et dans le cas mobile, en fonction du temps local de la journée du 24/09/2020.

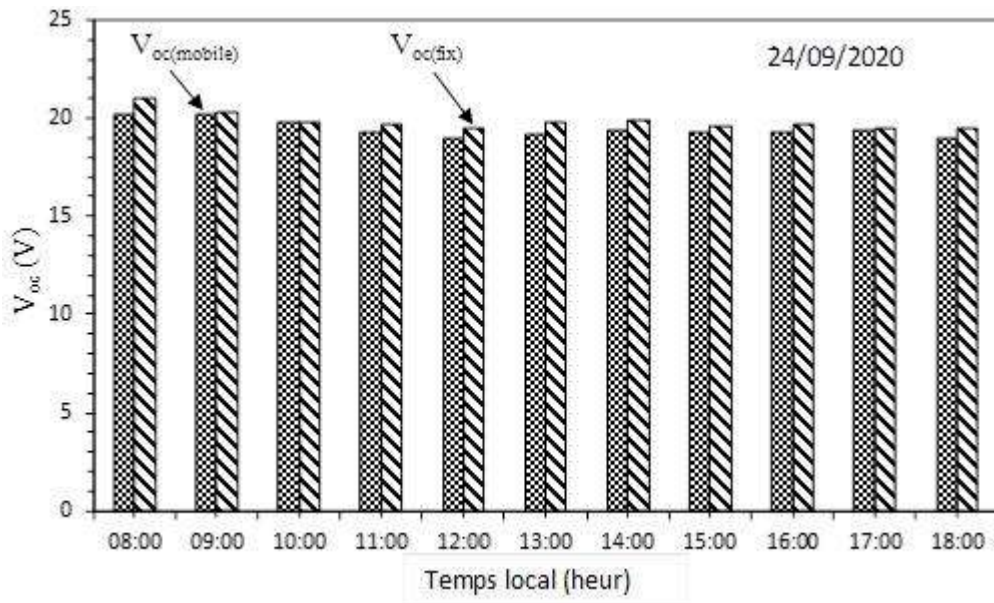


Figure III.17. Variation de la tension en circuit ouvert du panneau solaire fixe $V_{oc(fix)}$ et mobile $V_{oc(mobile)}$ dans la journée du 24/09/2020

Dans la matinée et le soir, la puissance P_{fix} est plus faible que la puissance P_{mobile} puisque dans le cas mobile et dans ces périodes, le panneau solaire PV est toujours face au soleil contrairement au panneau fixe. Une égalité a été enregistrée entre ces deux puissances dans la période entre midi et 14^h de l'après-midi. Ceci est due à l'orientation totale des deux panneau face au soleil dans cette période.

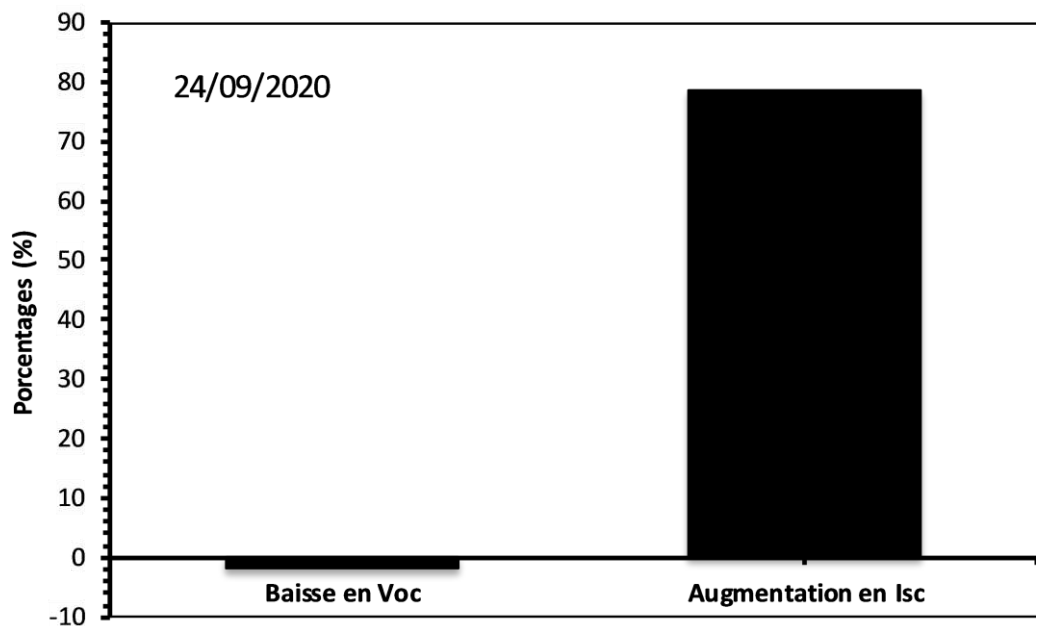


Figure III.18. Pourcentage d'amélioration en courant de court-circuit et la chute de tension en circuit-ouvert dans la journée du 24/09/2020

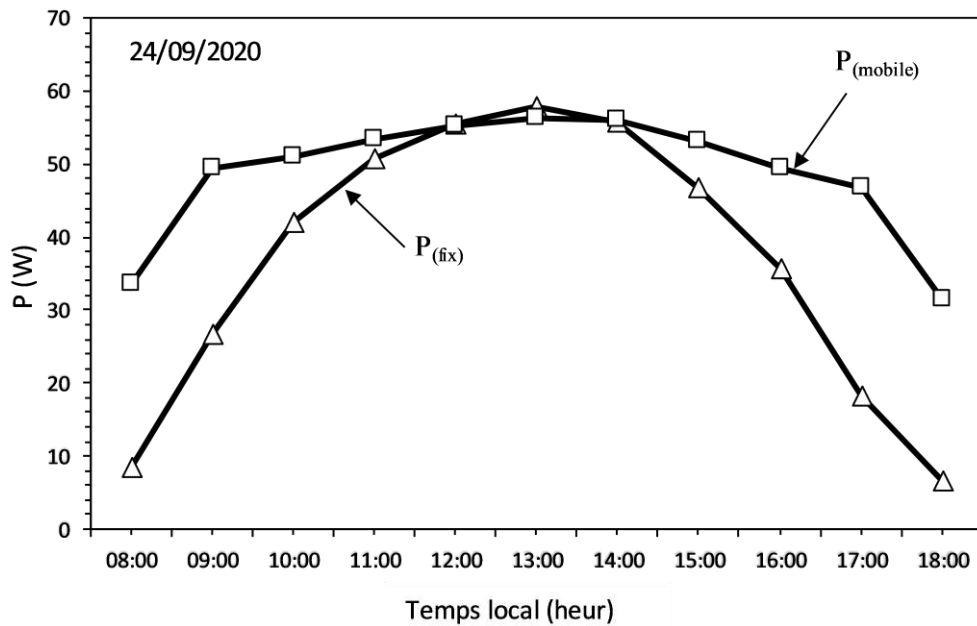


Figure III.19. Variation de la puissance idéale du panneau solaire fixe P_{fix} et mobile P_{mobile} dans la journée du 24/09/2020.

III.2.2.6. Taux d'amélioration énergétique

L'un des paramètres les plus importants confirmant l'efficacité énergétique du traqueur solaire bi-axial, est le taux d'amélioration en énergie solaire absorbée.

Faisons le même calcul que dans la section III.2.1.6, dans le cas d'utilisation d'un traqueur solaire bi-axial pendant la journée du 24/09/2020. Dans ce cas, deux moteurs électriques identiques à celui du traqueur à axe polaire (section III.2.1.6), sont utilisés pour faire orienter le panneau solaire face au soleil. Ce qui va doubler l'énergie électrique assurant le bon fonctionnement de ces moteurs, voire 3.89 Wh, qu'on peut la négliger lors du calcul de l'énergie électrique journalière produite par le panneau solaire PV mobile qui est égale à 5.67 kWh.

Les pourcentages d'améliorations en énergie solaire absorbée est exposé sur la figure (III.20), en se référant aux résultats des figures (III.14) et (III.19).

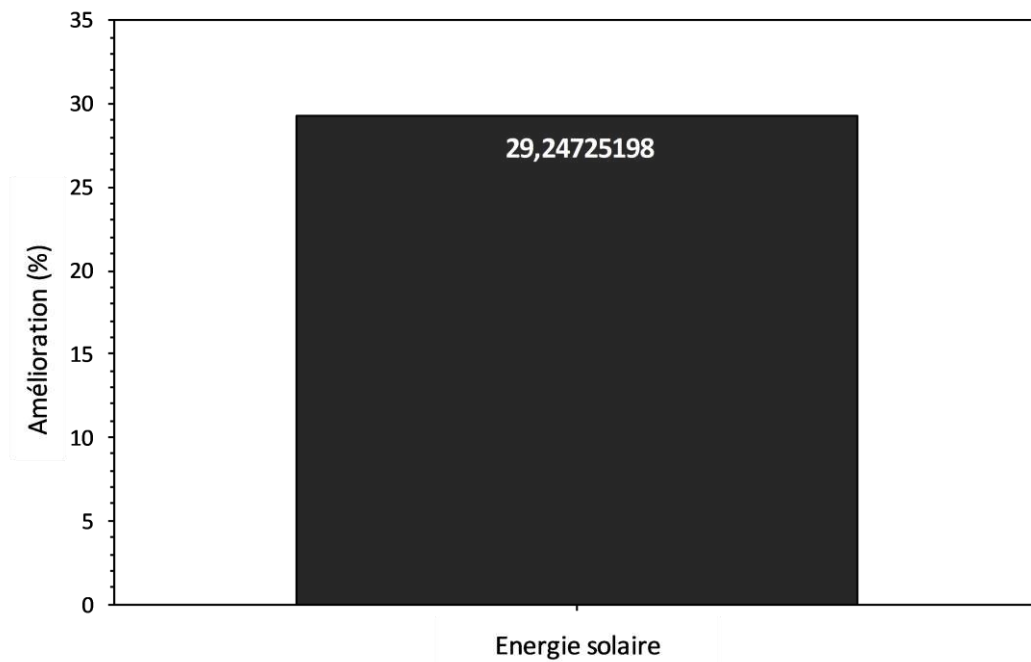


Figure III.20. Pourcentage d'amélioration de l'énergie solaire absorbée pour un panneau solaire sur un suiveur à axe polaire par rapport au panneau fixe dans la journée du 24/09/2020

III.2.2.7. Comparaison avec les résultats obtenus dans d'autres travaux

Comme on a fait dans la section III.2.1.7, le tableau (III.3) illustre la comparaison du taux d'amélioration en puissance solaire absorbée entre le présent travail et d'autres travaux de recherches.

Tableau III.3. Comparaison aux autres résultats obtenus dans des travaux de recherches.

Références	Local (latitude)	Type du traqueur	Nature du résultat	Comparé au système	Taux d'Amélioration (%)
[68]	28 sites (1°–54°)	Bi-axial	Expérimental	Incliné fixe	38
[73]	55.75°	Bi-axial	Expérimental	Horizontal	30–40
[74]	48.58°	Bi-axial	Expérimental	Incliné fixe	30
[75]	23.3°	Bi-axial	Théorique	Horizontal	7
[75]	47.7°	Bi-axial	Théorique	Horizontal	21
[76]	32°	Bi-axial	Expérimental	Incliné fixe	41.34
Ce travail	32°	Bi-axial	Expérimental	Incliné fixe	29.25

III.3. Conclusion

Dans le but d'augmenter la production électrique d'un panneau solaire photovoltaïque dans la région de Sidi Khouiled (Ouargla, sud-est de l'Algérie), on a choisi dans ce travail la technique du suivi de soleil. Pour cela, on a construit en premier lieu deux types de traqueurs solaires : l'un à axe polaire et l'autre bi-axial (voir annexe B). Ensuite, de nombreux tests ont été réalisés sur site (ville de Sidi Khouiled) associant ces deux traqueurs solaires aux panneaux solaires PV. Les résultats obtenus dans les deux configurations ont été présentés et discutés dans ce chapitre en les comparant au système fixe. En fin, les pourcentages d'amélioration en énergie électrique produite par les panneaux mobiles par rapport à ceux fixes, nous encouragent d'utiliser les traqueurs solaires notamment celui à axe polaire dans les applications industrielles malgré qu'il dissipe de l'énergie et demande plus d'entretien et d'intervention humaine.

La technique de maximisation du rayonnement solaire par concentration en utilisant de réflecteurs plans est plus favorable pour les applications thermiques, ce qu'on va le voir dans le chapitre 4.

Chapitre IV

Augmentation Expérimentale du

Rendement d'un Collecteur

Thermique Plan

Chapitre IV : Augmentation Expérimentale du Rendement d'un Collecteur Thermique Plan.

IV.1. Introduction

De nombreuses applications de l'énergie solaire notamment celles thermiques, demandent plus du rayonnement solaire autrement que dans les heures de pointes, que soit par concentration utilisant de réflecteurs, soit par le suivi de soleil ou soit en couplant entre la concentration et le suivi de soleil. Cette dernière, augmente l'irradiation solaire sur la surface du collecteur d'une façon très intense, ce qui ne va pas endommager le fonctionnement du collecteur thermique, et produire plus de chaleur qu'on peut la récupérer afin de l'utiliser par la suite.

Pour cela, et dans le but d'augmenter l'irradiation solaire collectée sur la surface réceptrice du collecteur thermique, on a choisi dans ce chapitre d'appliquer les techniques suivantes :

- ✓ Par concentration utilisant quatre miroirs identiques entourant le collecteur thermique,
- ✓ Par le suivi complet de soleil en utilisant le traqueur solaire bi-axial (voir annexe B),
- ✓ En couplant les deux techniques précédentes.

Plusieurs tests ont été menés dans la région de Sidi Khouiled, commençant par la première technique dans laquelle on va entourer le collecteur thermique plan par quatre miroirs commerciaux identiques ayant les mêmes dimensions que lui. Les angles d'inclinaisons optimaux de ces miroirs ont été optimisés dans le chapitre 2 (voir la figure (II.8)). Ensuite, on passe à la deuxième dans laquelle le collecteur thermique plan va être attaché à un traqueur solaire bi-axial (voir annexe B), afin de comparer son énergie thermique avec un collecteur thermique conventionnel. En fin, le couplage entre les deux techniques où on installe le concentrateur solaire en forme V sur le traqueur solaire bi-axial, cela va concentrer plus de rayons solaires pendant la totalité des heures de la journée d'étude.

Les résultats obtenus pour les trois techniques seront présentés, discutés et comparés dans ce même chapitre.

IV.2. Conditions climatiques, matériels et techniques utilisés

Les tests expérimentaux ont été menés dans le même endroit que dans le chapitre 3 (ville de Sidi Khouiled (voir les figures (III.1) et (III.2))), ayant les données géométriques présentées dans le tableau (III.1) à une journée typique pour l'application thermique (le 27/07/2021, journée très ensoleillée avec un irradiation solaire maximal sur la surface d'un plan incliné à la latitude de la ville de Sidi Kouiled égal à 994 W/m^2 enregistré à 13^h de l'après-midi, et une température ambiante moyenne égale à 36 °C (voir tableau (IV.1))) [60].

IV.2.1. Conditions climatiques de la période des tests

De nombreux tests expérimentaux ont été réalisés dans la période entre 20 et 30 Juillet 2021 à domicile (ville de Sidi Khouiled). Cette période est caractérisée par les conditions climatiques exposées dans le tableau (IV.1) [77].

Tableau IV.1. Conditions climatiques de la période des expériences [77]

Date	Température Minimale (°C)	Température Maximale (°C)	Irradiation global (kwh/m ²)
20/07/2021	28.6	41.8	6.8
21/07/2021	28.9	42.7	7.1
22/07/2021	29.4	42.6	7.1
23/07/2021	29.0	43.0	6.9
24/07/2021	27.9	42.4	7.2
25/07/2021	28.7	43.2	7.3
26/07/2021	25.7	42.6	7.6
27/07/2021	27.5	43.7	6.9
28/07/2021	26.8	41.9	6.7
29/07/2021	24.9	42.6	6.1
30/07/2021	26.4	44.9	6.5

IV.2.2. Différentes structures utilisées lors du test

Comme l'objectif principal de ce chapitre est de voir l'effet de concentration du rayonnement solaire ainsi que le suivi de soleil sur la production thermique d'un collecteur thermique plan, quatre différentes structures dont deux fixes et deux mobiles, ont été réalisées

dans le cadre de cette thèse. Chacune entre elles contient un collecteur thermique plan, conçu d'une plaque plane en Aluminium galvanisé de (25×25) cm² et de 2 mm d'épaisseur. Cette dernière a été peinte en noire mat pour augmenter son coefficient d'absorption à 0.95. Une vitre de protection transparente (ayant les mêmes dimensions que la plaque absorbante et 3 mm d'épaisseur) d'un coefficient de transmission égal à 0.92, est collé directement sur la face avant (noire) de cette plaque.

La figure (IV.1) présente ces quatre structures. La première est considérée comme témoin dite collecteur thermique conventionnel (sans miroirs). La deuxième, quant-à-elle construit le concentrateur solaire thermique en forme V (collecteur thermique entouré par quatre miroirs plans identiques ayant la même surface que lui). Ces miroirs sont inclinés chacune de son angle optimal du mois de Juillet optimisés dans le chapitre 2 (voir la figure (II.8)). On maintient ces deux structures dans un état stationnaire où le collecteur thermique est incliné à la latitude de la ville de Sidi Khouiled (voir le tableau (III.1)) et orienté vers le sud [60].



Figure IV.1. Différentes structures construites pour les tests expérimentaux

La troisième et la quatrième structure sont les mêmes que la première et la deuxième, respectivement, mais dans un état mobile. Elles sont attachées à un traqueur solaire bi-axial (voir annexe B). Les miroirs dans la quatrième structure sont fixés à une inclinaison optimal dans le cas mobile égal à 67° (voir la figure (II.8)) [60]. Les miroirs utilisés sont de type commercial ayant un coefficient de réflectance égal à 0.92.

IV.2.3. Appareillage utilisées dans les expériences

Des thermocouples de type K ont été utilisés dans la mesure de la température ambiante ainsi que la température de la face avant (noire) du collecteur thermique pour les différentes structures. Ils ont été placés aux centres des plaques absorbantes (voir la figure (IV.2)). Pour l'irradiation solaire, un solarimètre digital à sonde externe (photodiode en Silicium) a été utilisé en plaçant sa sonde dans le centre du collecteur thermique pour les quatre structures. Un inclinomètre a été utilisé pour fixer les angles d'inclinaisons des miroirs ainsi que le collecteur thermique plan (voir annexe C) [60].

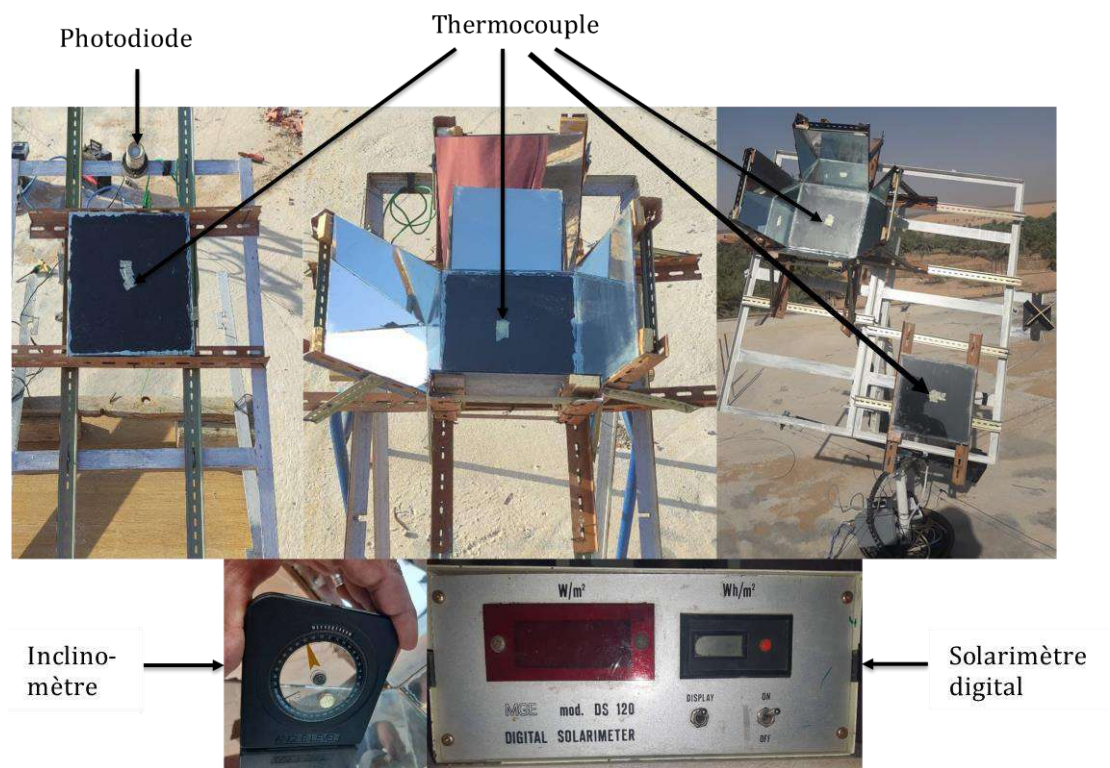


Figure IV.2. Equipements de mesure utilisés dans l'expérience ainsi que leurs emplacements dans les différentes structures

IV.3. Résultats obtenus et discussions

La température ambiante ainsi que l'intensité du rayonnement solaire reçu par la surface du témoin, ont été enregistrés expérimentalement chaque heure à partir de 7^h du matin jusqu'à 19^h du soir pour la journée du 27/07/2021 (très ensoleillée à ciel claire), comme la figure (IV.3) le montre.

Dans ce qui suit, on va comparer les performances du collecteur thermique plan en premier lieu avec et sans miroirs dans l'état statique, ensuite l'effet du suivi de soleil sur ces performances pour un collecteur sans miroirs. Enfin, le couplage entre miroirs et suivi de soleil et leurs effets sur la production thermique du collecteur.

IV.3.1. Amélioration de la puissance solaire absorbée par le collecteur thermique

IV.3.1.1. Dans le cas fixe en utilisant des miroirs

Comparant la structure N° 2 à la structure N° 1 (témoin) (voir la figure (IV.1)). Dans ce cas, seulement l'effet des réflecteurs (miroirs) a été étudié, comme la figure (IV.4) l'expose.

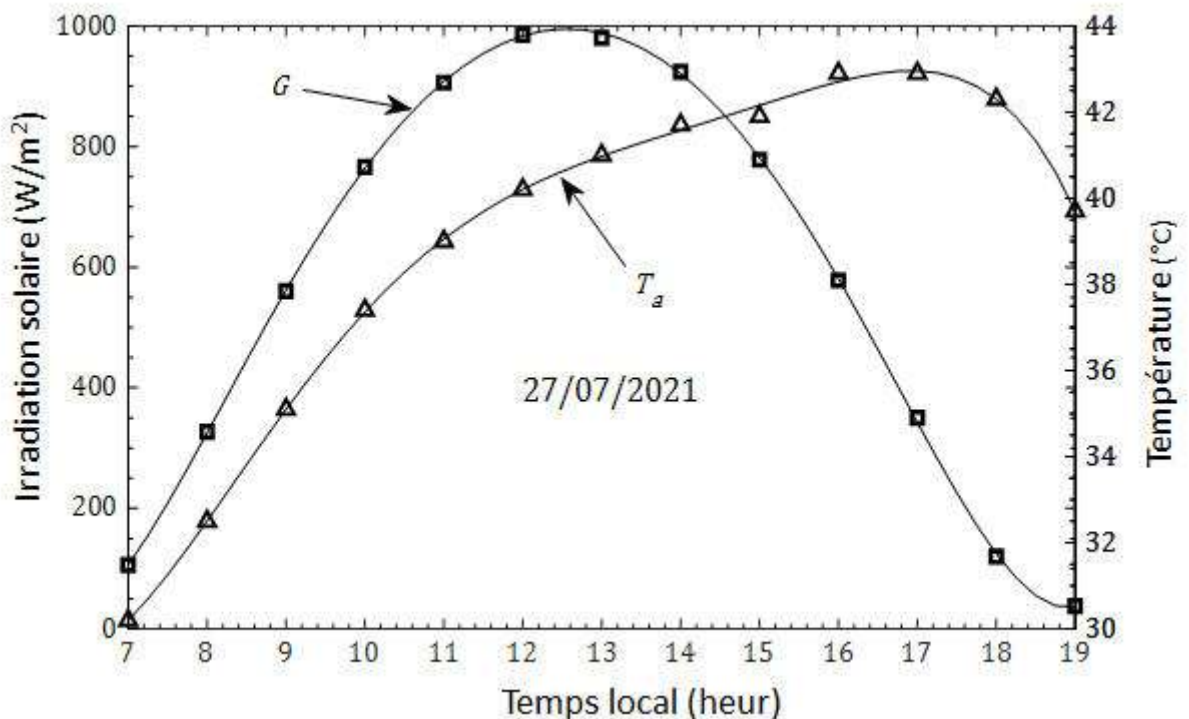


Figure IV.3. Variation quotidienne de la température ambiante T_a ainsi que l'irradiation solaire G sur la surface du témoin durant la journée du 27/07/2021

Quatre miroirs identiques entourant la plaque absorbante du collecteur thermique (chacun dans un côté et incliné à son angle optimal du mois de Juillet (voir la figure (II.8)), afin d'amplifier l'irradiation solaire sur sa surface réceptrice.

Il est très clair à partir de la figure (IV.4), que la présence des miroirs a amélioré l'absorption du rayonnement solaire par la surface du collecteur thermique d'une façon intense, notamment dans la période entre 10^h du matin et 17^h du soir, où son intensité atteint 1800 W/m^2 enregistrée à 13^h de l'après-midi. Dans ce cas, l'irradiation solaire dépasse 1000 W/m^2 pendant

six heures (entre 10^h30 et 16^h30). C'est la période dans laquelle l'utilisation des miroirs est bénéficiale [60].

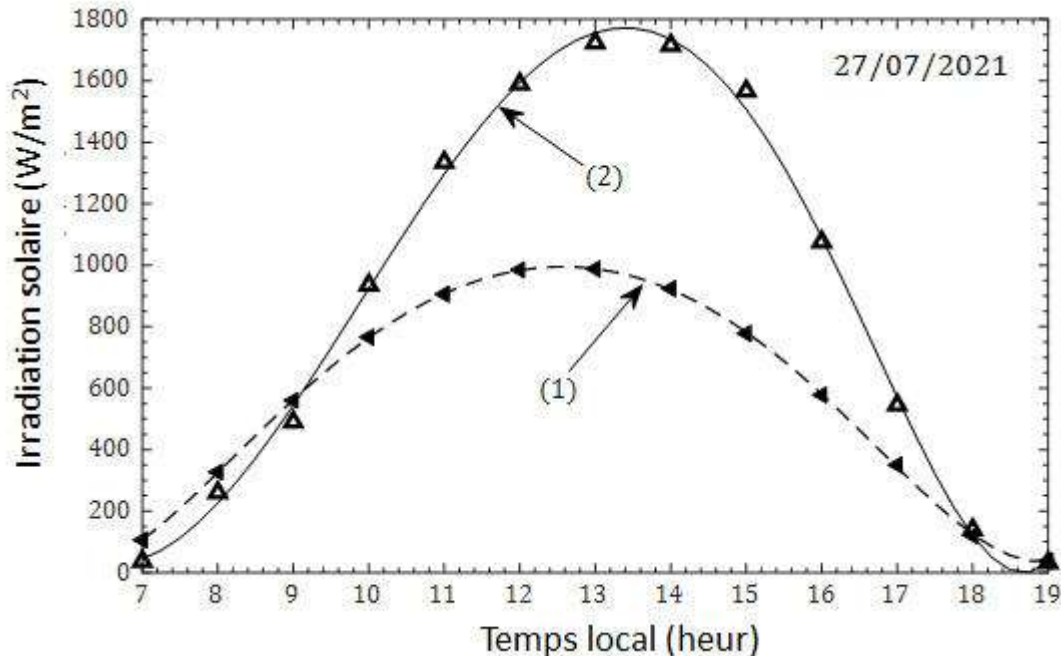


Figure IV.4. Variation quotidienne de l'irradiation solaire G sur la surface du collecteur dans le cas statique (1) sans miroirs et (2) entouré par quatre miroirs durant la journée d'étude

L'inconvénient majeur dans cette technique est l'ombrage inévitable des miroirs sur la surface réceptrice du collecteur, dans la période du lever de soleil jusqu'à 9^h du matin ainsi que la période entre 18^h et le coucher de soleil. Dans ces périodes, le suivi de soleil sera indispensable [60].

IV.3.1.2. Sans miroirs en utilisant un traqueur solaire bi-axial

Appelé aussi le suivi complet de soleil, cette technique a été étudié expérimentalement en attachant le collecteur thermique sans miroir, sur un traqueur solaire bi-axial (voir annexe B). Dans ce cas, on compare entre la structure N° 3 et le témoin (voir la figure (IV.1)) pour voir l'effet du suivi de soleil seul sur la puissance solaire absorbée par la surface du collecteur.

La figure (IV.5) présente l'évolution quotidienne de l'irradiation solaire sur la surface réceptrice du collecteur thermique sans miroirs, dans le cas fixe ainsi que dans le cas mobile. La supériorité du suivi de soleil durant la totalité de la journée d'étude est remarquable. L'écart entre les deux ensoleillements est très grand pendant la matinée et le soir, dans lesquelles le

suivi de soleil est bénéficiaire. Par contre, cet écart est très petit autours du midi, car dans cette période, les deux structures voient le soleil à partir du même angle.

IV.3.1.3. Entouré par quatre miroirs et attaché à un traqueur solaire bi-axial

Plusieurs résultats ont été obtenus pour ce cas. Ces derniers vont être présentés et discutés dans cette partie.

La figure (IV.6) montre la variation du rayonnement solaire reçu par le collecteur thermique entouré par quatre miroirs dans le cas fixe, et le collecteur sans miroirs dans le cas mobile en fonction du temps local de la journée du 27/07/2021.

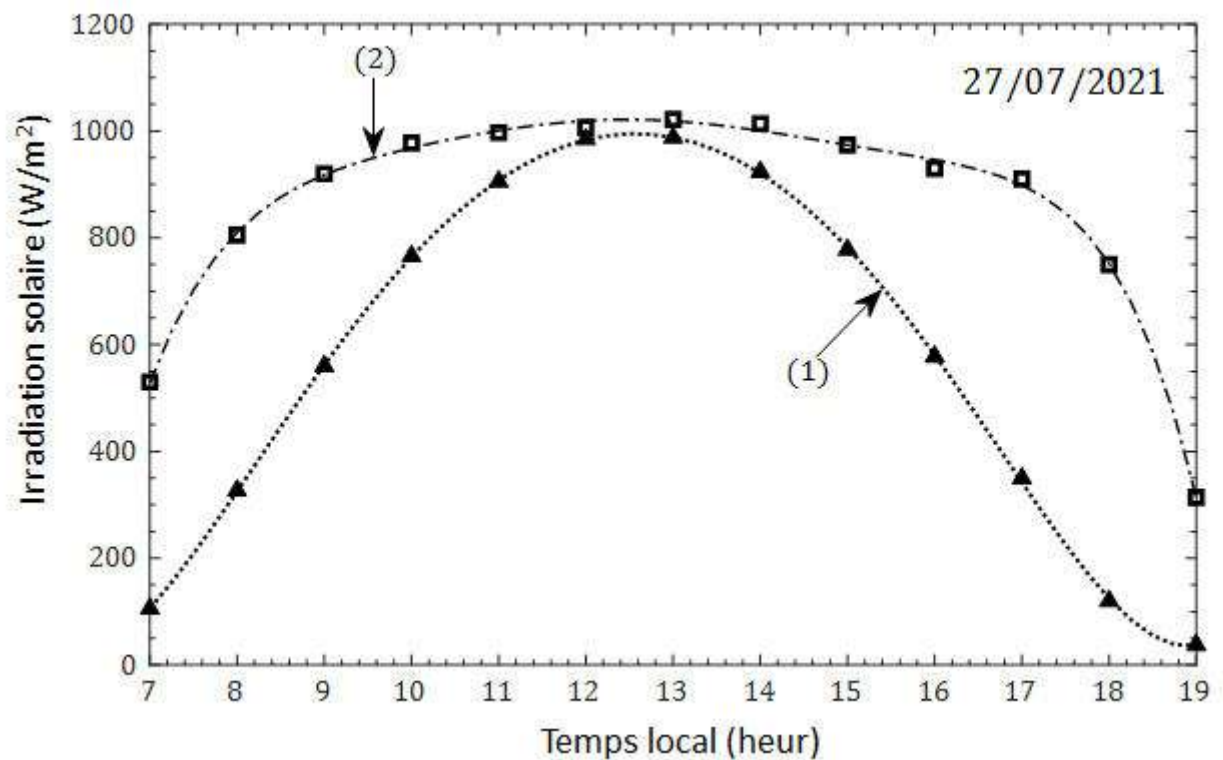


Figure IV.5. Variation de l'irradiation solaire G sur la surface du collecteur sans miroirs dans l'état (1) fixe et (2) mobile durant la journée du 27/07/2021

Le comportement de l'irradiation solaire dans ce cas, peut être décomposer en trois périodes :

- ✓ La 1^{ière} à partir du lever de soleil jusqu'à 10^h du matin,
- ✓ La 2^{ième} entre 10^h du matin et 16^h du soir,
- ✓ La 3^{ième} à partir de 16^h du soir jusqu'au coucher de soleil.

Malgré que le collecteur thermique de la structure N° 3 est face au soleil dans la 2^{ème} période, son irradiation capturé est égale à l'irradiation solaire reçu par la surface du collecteur de la structure N° 2 (voir la figure (IV.1)). Dans ce cas, les miroirs sont bénéficiaux par rapport au suivi de soleil.

L'évolution horaire du rayonnement solaire capturé par le collecteur thermique sans et avec miroirs dans le cas mobile, en fonction du temps local du 27/07/2021, est exposé sur la figure (IV.7).

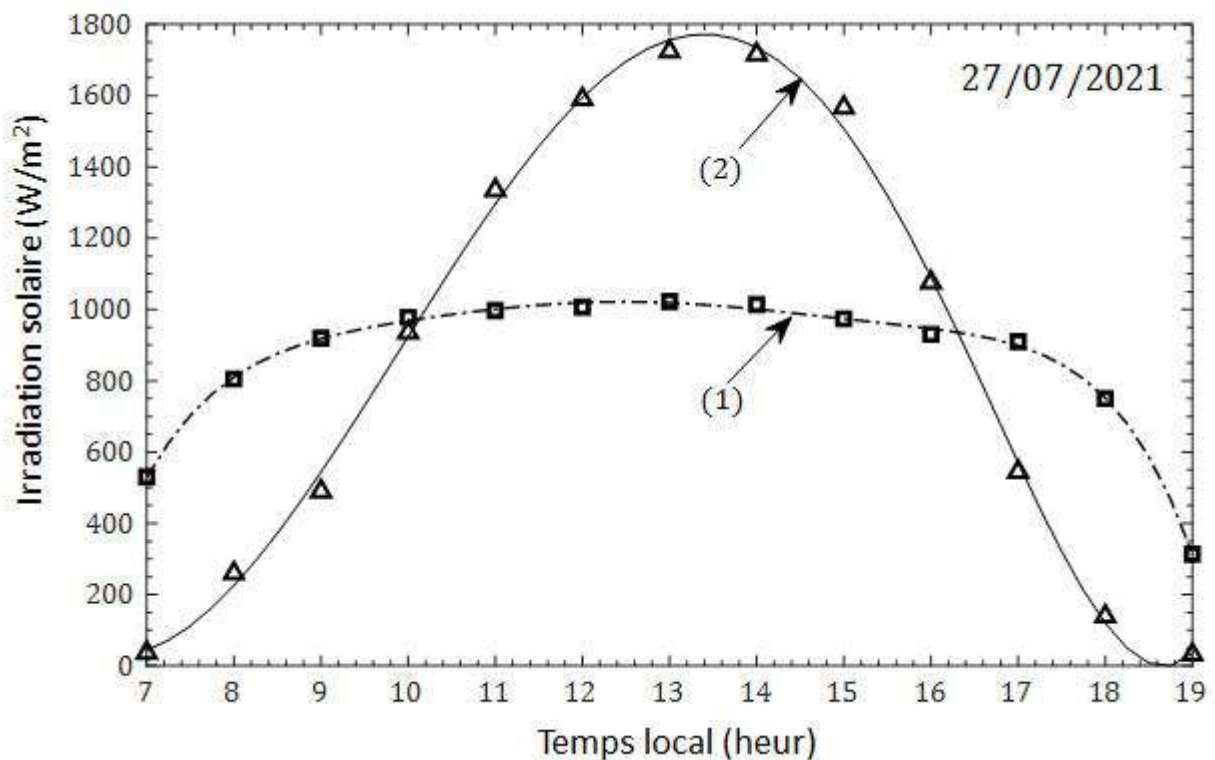


Figure IV.6. Variation de l'irradiation solaire G sur la surface du collecteur (1) sans miroirs dans l'état mobile et (2) entouré par quatre miroirs dans l'état fixe durant la journée du 27/07/2021

Il est bien évident que le concentrateur solaire thermique mobile (la structure N° 4) sera supérieur au collecteur sans miroirs dans le cas mobile (la structure N° 3) au cours de la journée d'étude.

La figure (IV.8) expose les variations de l'irradiation solaire capturé par le collecteur de la structure N° 2 ainsi que par le collecteur de la structure N° 4. Un léger dépassement de l'intensité du rayonnement solaire de la structure N° 2 autour du 13^h a été enregistré. Une supériorité totale dans le reste de la journée est clairement remarquée. Ce qui rend le concentrateur solaire thermique mobile bénéficiaire pendant la totalité de la journée d'étude [60]. La figure (IV.9) regroupe l'irradiation solaire des quatre structures. Elle montre que le

concentrateur solaire thermique à quatre miroirs dans le cas mobile est le plus bénéficiaire dans la totalité de la journée d'étude malgré qu'il dissipe plus d'énergie.

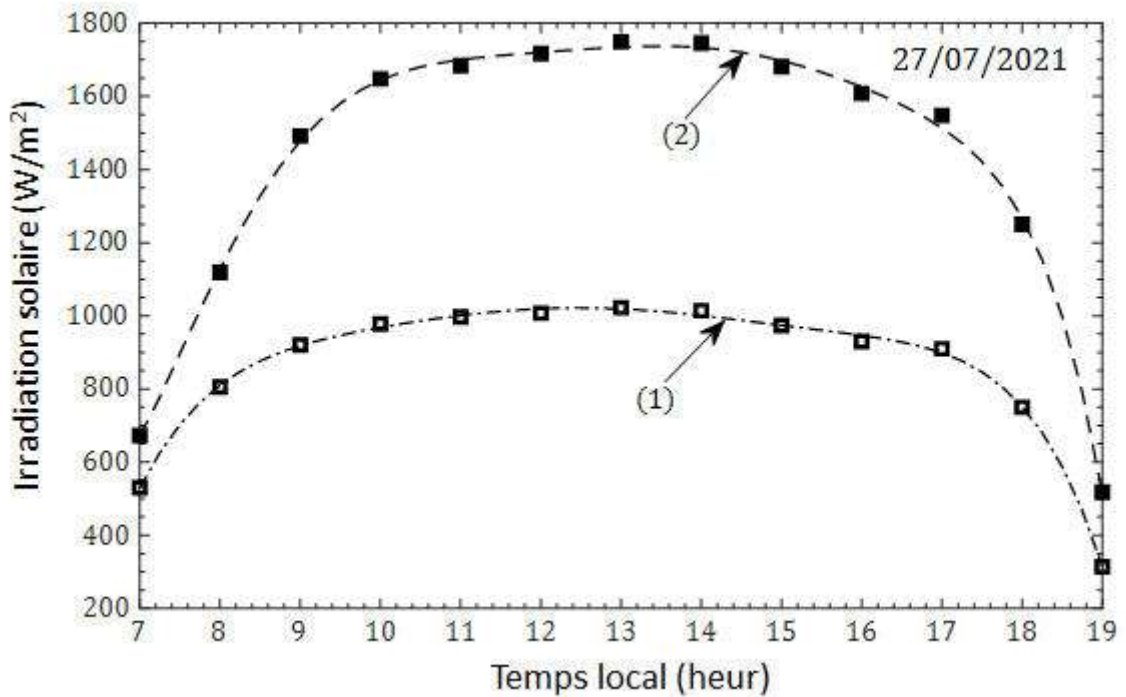


Figure IV.7. Variation de l'irradiation solaire G sur la surface du collecteur thermique (1) sans miroirs et (2) entouré par quatre miroirs dans le cas mobile durant la journée du

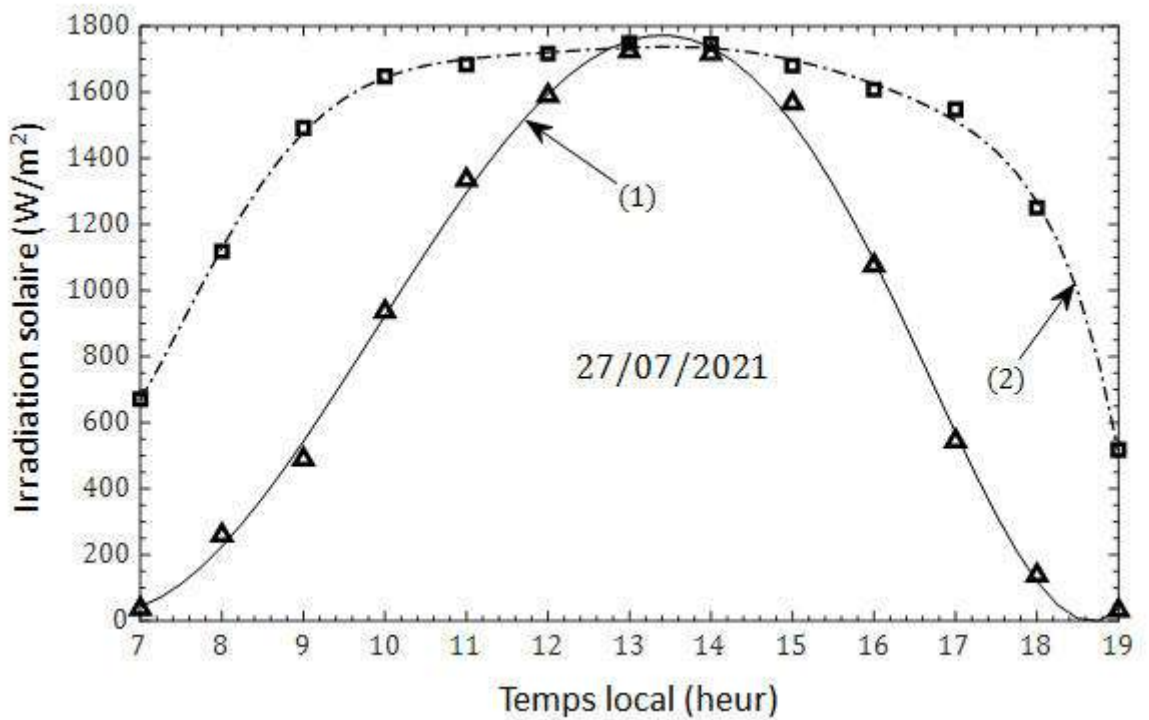


Figure IV.8. Variation de l'irradiation solaire G sur la surface du collecteur thermique entouré par quatre miroirs dans le cas (1) fixe et (2) mobile durant la journée du 27/07/2021

IV.3.2. Impact des miroirs et du suivi de soleil sur la production thermique du collecteur

Dans cette section, on va étudier l'effet des miroirs ainsi que le suivi complet de soleil sur la température du collecteur thermique. Pour cela, quatre thermocouples de type K ont été placés au milieu des plaques absorbantes dans les quatre structures (voir la figure (IV.2)), dans le but de mesurer la température de la face avant (noire) de ces plaques.

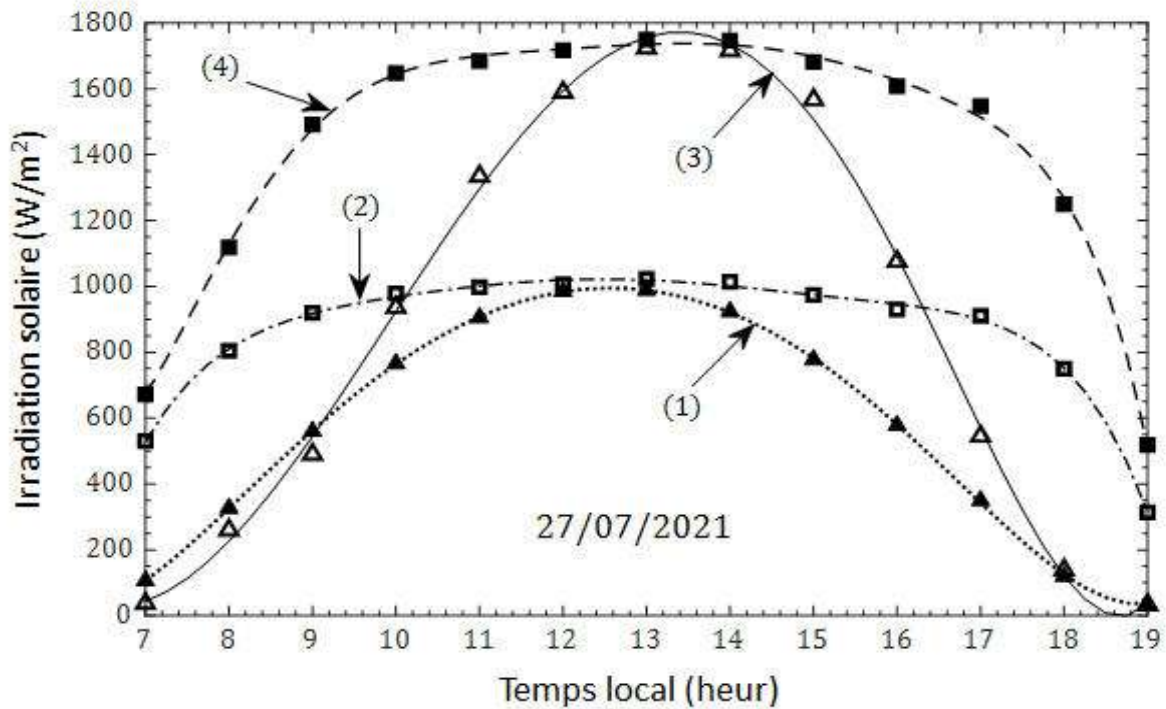


Figure IV.9. Variation de l'irradiation solaire G sur la surface du collecteur thermique (1) sans miroirs dans le cas fixe, (2) sans miroirs dans le cas mobile, (3) entouré par quatre miroirs dans le cas fixe et (4) entouré par quatre miroirs dans le cas mobile durant la journée du 27/07/2021

La figure (IV.10) expose l'évolution quotidienne de la température de la face avant de la plaque noire du collecteur thermique dans les quatre structures, comparées avec la température ambiante en fonction du temps local de la journée du 27/07/2021.

Due à la forte concentration de l'irradiation solaire sur la surface réceptrice du concentrateur solaire thermique dans le cas mobile (voir la figure (IV.9)) pendant toute la journée, la température $T_{(V_{mobile})}$ a été la plus grande dans la totalité de la journée d'étude. Elle touche son maximum à 14^h de l'après-midi (83.7°C) avec un écart de 40°C par rapport à l'ambiante. Par contre, $T_{(V_{fixe})}$ a été plus grande que $T_{(fixe)}$ ainsi que $T_{(mobile)}$ dans la période entre 11^h du matin et 16^h du soir dans laquelle elle atteint sa valeur maximale à 14^h (83.6°C très

proche de celle de la structure N° 4), mais dans le reste du jour, elle a été petit due à l'ombrage des miroirs sur la surface réceptrice du collecteur, ce qui va la refroidir [60]. Tandis que $T_{(mobile)}$ était supérieur à $T_{(fix)}$ pendant toute la journée.

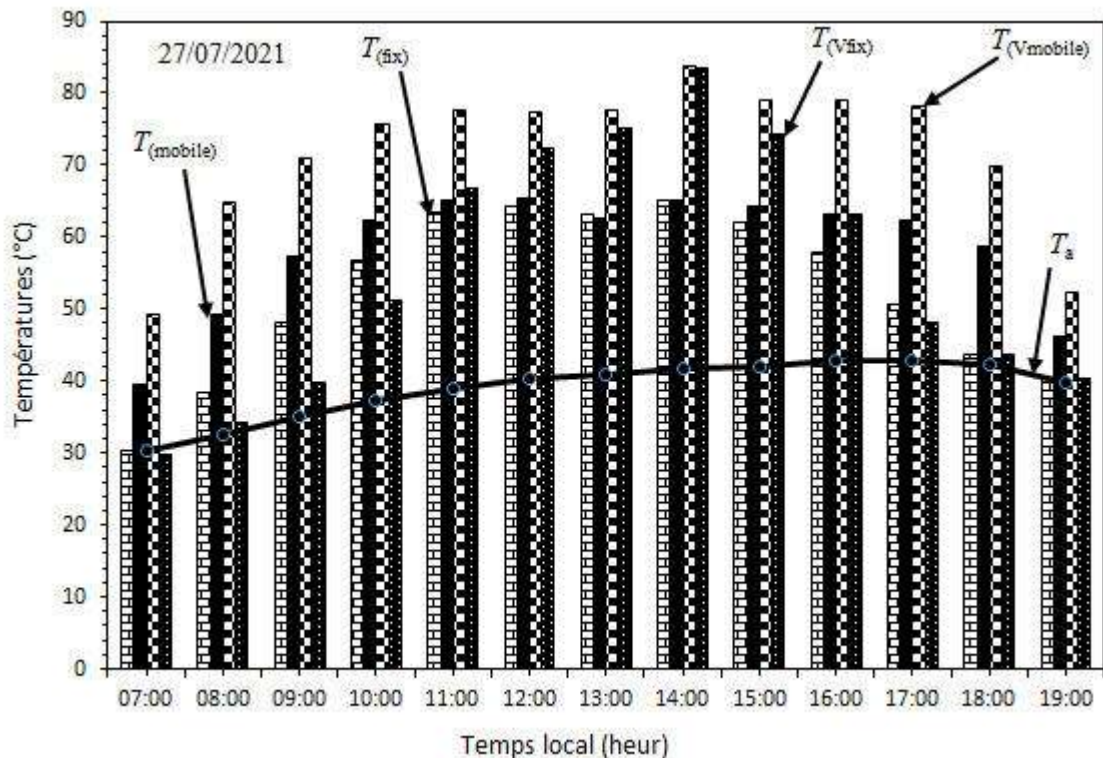


Figure IV.10. Variation quotidienne de la température de la face avant de la plaque noire du collecteur thermique dans les quatre structures comparées avec la température ambiante T_a durant la journée du 27/07/2021. $T_{(fix)}$: pour la structure N° 1, $T_{(vfix)}$: pour la structure N° 2, $T_{(mobile)}$: pour la structure N° 3, $T_{(vmobile)}$: pour la structure N° 4

IV.3.3. Comparaison avec d'autre travaux de recherche

Le pourcentage d'amélioration en quantité d'ensoleillement capturée sera calculé pour toutes les probabilités possibles en nombre et emplacement de réflecteurs sur le collecteur solaire plan, et le comparé avec ceux lui correspond trouvés dans d'autre travaux. Il est très important de noter que les pourcentages obtenus dans cette thèse sont calculés sans prise en compte de l'effet d'ombrage. Si ce dernier est pris en considération, ces pourcentages seront plus faibles, ce qui favorise le suivi de soleil notamment dans le cas de quatre réflecteurs malgré qu'il consomme plus d'énergie. Le tableau (IV.2) expose cette comparaison, qui présente une similarité remarquable entre les résultats obtenus dans ce travail et dans d'outre travaux de recherche.

IV.3.4. Pourcentages du bénéfice en énergie solaire absorbée et en énergie thermique produite du collecteur

Dans l'ordre de comparer entre les différentes structures, le rapport du bénéfice de l'irradiation solaire journalière collecté, ainsi que le rapport du bénéfice de l'énergie thermique journalière sur la face avant du collecteur peuvent être calculer comme suit :

Tableau IV.2. Comparaison entre les pourcentages d'améliorations en ensoleillement capturé obtenus dans ce travail et ceux d'autres travaux de recherche

Références	Angle d'inclinaison du collecteur (°)	Position de réflecteur	Système	Amélioration d'ensoleillement (%)	
				Autres études	Ce travail
[23]	0	Haut	Fixe	>10	17.53
[46]	32.39	Gauche et Droite	Fixe	23	28.05
[48]	45	Dans tous les côtés	Fixe	80 en Eté	75.75
[56]	0	Haut et Bas	Bi-axial	62	69.91
Ce travail	32	Dans tous les côtés	Bi-axial	–	111.28

$$B_{rsol(VTracker-Fix)} = \frac{G_{tot_col(VTracker)}}{G_{tot_col(Fix)}}, \quad (IV.1)$$

$$B_{rsol(VFix-Fix)} = \frac{G_{tot_col(VFix)}}{G_{tot_col(Fix)}}, \quad (IV.2)$$

$$B_{rther(VTracker-Fix)} = \frac{E_{ther(VTracker)}}{E_{ther(Fix)}}, \quad (IV.3)$$

$$B_{rther(VFix-Fix)} = \frac{E_{ther(VFix)}}{E_{ther(Fix)}}, \quad (IV.4)$$

où $G_{tot_col(VTracker)}$, $G_{tot_col(VFix)}$, et $G_{tot_col(Fix)}$ sont l'irradiation solaire total sur la surface réceptrice du concentrateur solaire thermique dans le cas mobile, dans le cas fixe et le témoin, respectivement. E_{ther} est l'énergie thermique journalière, qui peut être calculer en utilisant l'équation suivante :

$$E_{ther} = Q_{ther} \cdot D, \quad (IV.5)$$

où D est la durée de la journée, et Q_{ther} est la quantité de chaleur transmise par le vitre, cette dernière peut être défini par :

$$Q_{\text{ther}} = G_{\text{tot_col}} \cdot (\alpha_{\text{ab}} + \tau_{\text{v}}) \cdot A, \quad (\text{IV.6})$$

où α_{ab} , τ_{v} , et A sont le coefficient d'absorption de la plaque noire absorbante, le coefficient de transmission du vitre et la périphérie du collecteur thermique, respectivement.

Tableau IV.3. Comparaison entre le concentrateur solaire sous forme V dans le cas mobile (V-Trough Tracker), dans le cas fixe (V-Trough Fix), et le système conventionnel en bénéfice de la valeur expérimentale de l'irradiation solaire journalière reçu et l'énergie thermique produite pour le collecteur thermique plan (27/07/2021)

Valeur moyenne journalière du ratio de bénéfice en irradiation solaire reçu			Valeur moyenne journalière du ratio de bénéfice en énergie thermique produite		
V-Trough Tracker Vs. Fix	V-Trough Fix Vs. Fix		V-Trough Tracker Vs. Fix	V-Trough Fix Vs. Fix	
4.25	1.33		2.48	1.52	

Les valeurs moyennes journalières du bénéfice en irradiation solaire reçu ainsi qu'en énergie thermique mesurés expérimentalement, pour les différentes structures sont données par le tableau (IV.3).

On peut noter que les valeurs moyenne journalière, dans le cas mobile, du bénéfice en irradiation solaire reçu et l'énergie thermique produite, étaient supérieur à ceux dans le cas fixe.

De plus, les valeurs moyenne journalière du bénéfice en énergie thermique produite, dans le cas statique ainsi que dans le cas mobile, étaient inférieur à ceux en irradiation solaire. Cela est due à la réflexion de quelque rayons solaires par le vitre [60].

IV.4. Conclusion

Dans le cadre de la recherche de solutions économiques pour l'amélioration de la production thermique d'un collecteur thermique plan, par la maximisation du rayonnement solaire sur sa surface réceptrice, on a choisi dans ce chapitre d'étudier l'impact des miroirs commerciaux ainsi que le suivi complet de soleil sur la production du collecteur thermique.

Dans ce contexte, quatre structures ont été construite (un collecteur thermique plan sans miroirs dans le cas statique et mobile, ainsi qu'un collecteur thermique plan entouré par quatre miroirs dans le cas fixe et mobile). Les tests ont été menés dans la ville de Sidi Kouiled (wilaya de Ouargla, sud-est de l'Algérie) dans une journée typique (très ensoleillée à ciel claire).

Tout d'abord, on a commencé par l'étude expérimental de l'effet des quatre miroirs seul sur l'irradiation solaire collecté sur la surface du collecteur. Ensuite, l'effet seul du suivi complet de soleil sur l'irradiation solaire capturé, puis le couplage entre concentration par des miroirs ainsi que le suivi de soleil et son effet sur le rayonnement solaire reçu par la surface du collecteur

Dans un deuxième lieu, on a examiné l'effet de concentration par miroirs ainsi que l'effet du suivi de soleil sur l'énergie thermique produite par le collecteur plan.

Les résultats expérimentaux obtenus confirment la supériorité du concentrateur solaire thermique dans le cas mobile sur les autres structures, malgré qu'il dissipe plus d'énergie électrique et demande de l'intervention humain.

*Conclusion Générale &
Perspectives de Recherche*

Conclusion Générale & Perspectives de Recherche.

Parmi les applications de l'énergie solaire, il y en a ceux qui demandent une augmentation du rayonnement solaire sur la surface réceptrice du collecteur solaire plan, dans la totalité des heures de la journée en utilisant des solutions économiques, que ce soit par des réflecteurs ou par le suivi de soleil que ce soit en complet ou en partiel, et dans d'autre cas par le couplage entre les deux solutions précédentes afin de collecter plus d'irradiation solaire sur la surface du collecteur.

Dans ce contexte, ce projet de thèse a contribué dans un premier lieu, à l'optimisation des réflecteurs entourant un collecteur plan, dans le but de la maximisation de son énergie solaire absorbée, par le développement d'un nouveau modèle mathématique simple, adéquat et utilisable partout dans le monde qui est capable d'estimer l'irradiation solaire reçue par la surface du collecteur augmenté par quatre réflecteurs dans le cas stationnaire ainsi que dans le cas mobile. Le meilleur choix de ces réflecteurs en nombre ainsi qu'en emplacement autour du collecteur plan, était compris dans cette contribution.

En mesure de contribuer à la maximisation du rendement énergétique d'un collecteur solaire plan, ce projet a été décomposé en deux parties, une partie de simulation dans laquelle, dans un premier lieu le modèle développé a été présenté en détail. Ensuite, nous avons appliqué ce modèle dans la ville de Sidi Kouiled (Ouargla), pour optimiser les angles d'inclinaisons des réflecteurs dans le système fixe ainsi que dans le système mobile, et leurs emplacements autour du collecteur. Et une partie expérimentale, dans laquelle la contribution de ce projet de thèse était principalement dans l'étude par expérience de la maximisation de la production énergétique d'un collecteur plan augmenté par quatre miroirs, dans le cas stationnaire ainsi que dans le cas mobile. Dans ce contexte, deux traqueurs solaires ont été réalisés, un à axe polaire et l'autre bi-axial.

La partie expérimentale quant-à-elle était une validation du modèle mathématique développé ainsi que les angles d'inclinaisons des réflecteurs, optimisés dans la partie de simulation. Deux applications expérimentales ont été réalisées dans le cadre de ce projet de thèse, la première était dans le domaine du photovoltaïque dont l'objectif principal était de maximiser l'énergie électrique produite par un panneau solaire PV, en utilisant les deux types de traqueurs solaires cités précédemment. La deuxième était dans le domaine thermique, où la

production thermique d'un collecteur thermique plan a été augmentée par le biais de quatre miroirs dans le cas statique ainsi que dans le cas mobile.

De nouveaux résultats ont été obtenus dans le cadre de cette thèse qui ont validés la contribution de ce projet, que ce soit dans la partie de simulation ou dans la partie expérimentale. Ces résultats peuvent être récapitulés comme suit :

- Le modèle mathématique développé peut être utilisé facilement dans n'importe quel endroit dans le monde.
- Les angles d'inclinaisons optimaux des réflecteurs dans le système fixe, varient d'un mois à un autre.
- Les réflecteurs placés en haut et à droite du collecteur plan, dans le cas fixe ont les mêmes angles d'inclinaisons optimaux au cours de l'année, ainsi ils reflètent la même quantité d'irradiation solaire sur la surface réceptrice du collecteur.
- La même chose pour les réflecteurs placés en bas et à gauche du collecteur.
- Dans le cas de suivi complet du soleil, les quatre réflecteurs étaient fixés à un angle optimal annuel égal à 67° partout dans le monde. Dans ce cas, ils reflètent la même quantité de rayonnement solaire sur la surface du collecteur.
- Les angles d'acceptante θ_c et d'ouverture de la cavité du concentrateur solaire en forme V, φ étaient égal à 46° et 23° , respectivement. Ces valeurs sont fixées partout dans le monde au cours de l'année.
- Le coefficient de concentration géométrique dans le cas fixe $C_{geo,fix}$ était variable d'un mois à un autre, par contre dans le cas mobile, il était fixé à 2.56,
- Dans la partie de simulation, les pourcentages d'amélioration de l'énergie solaire capturée par la surface réceptrice du collecteur plan, étaient de 64% et de 111.28% pour le système collecteur-quatre réflecteurs dans le cas fixe et dans le cas mobile, respectivement.
- Le meilleur choix en emplacement, dans le cas d'utilisation d'un seul réflecteur, était en haut ou à droite du collecteur solaire plan.
- Tandis que, dans le cas de deux réflecteurs, le meilleur choix était dans l'emplacement haut-droit.
- Pour la partie pratique, lors de l'utilisation du traqueur solaire à axe polaire pour augmenter la puissance d'un panneau solaire PV sans réflecteurs, le taux

d'amélioration obtenu pour la journée du 23/05/2022, était de 41.4 % en énergie solaire absorbée.

- Tandis que pour le traqueur solaire bi-axial, ce taux pour la journée du 24/09/2020 était de 29.25 %.
- Toujours dans la partie pratique, mais dans ce cas pour l'augmentation de la production thermique d'un collecteur thermique plan, celle du collecteur entouré par quatre miroirs dans le cas mobile était supérieur aux autres configurations en terme d'efficacité énergétique, malgré qu'il dissipe plus d'énergie.
- Dans ce cas, les bénéfices en énergie solaire capturée et en énergie thermique produite étaient plus grands que ceux dans le cas fixe.
- De plus, le concentrateur solaire thermique sous forme V dans le cas stationnaire, était bénéfique entre 10^h du matin et 16^h du soir (dans la journée du 27/07/2021) en le comparant avec le collecteur solaire sans miroirs dans le cas mobile. Ce dernier était bénéfique dans le reste du jour.

Ce projet de recherche est considéré comme exploratoire quant au sujet traité et au positionnement adopté. Aussi selon nous, cette recherche ouvre la voie à de nouveaux travaux sur le sujet :

- i. La phase de validation du modèle développé doit comprendre une analyse économique et une étude de faisabilité technique. Un complément nécessaire à la finalisation de ce modèle concernant donc son évaluation économique.
- ii. La durée des tests était suffisante dans la partie de simulation, mais dans la pratique était très courte (une journée pour quelques expériences). Elle doit être prolongée afin de généraliser les pourcentages obtenus.
- iii. Pour confirmer l'utilité du modèle développé, il doit être implémenté dans de différents endroits dans le monde.
- iv. Comme il peut même être utilisé dans d'autres applications tel que la cuisson solaire, la distillation solaire, le séchage, ... etc.

En fin, on convie les chercheurs qui travaillent dans les applications de l'énergie solaire par concentration en utilisant des réflecteurs plats, à utiliser notre modèle pour l'optimisation d'inclinaisons des réflecteurs dans le cas fixe, par contre dans le cas mobile l'angle est de 67° fixé partout dans le monde. Mais cette solution dans le photovoltaïque nécessite un

refroidissement du panneau solaire pour compenser les pertes due à l'échauffement du panneau PV.

Références Bibliographies

- [1] “International Renewable Energy Agency.” <http://www.irena.org/> (accessed May 05, 2022).
- [2] “International Energy Agency.” <https://www.iea.org/> (accessed May 05, 2022).
- [3] “League of Arab states.” <http://www.arab.org/> (accessed May 06, 2022).
- [4] “Global Energy Monitor.” <https://www.globalenergymonitor.org/> (accessed May 08, 2022).
- [5] “Services Du Premier Ministre.” <https://www.premier-ministre.gov.dz/> (accessed May 09, 2022).
- [6] “Sonelgaz.” <https://www.sonelgaz.dz/> (accessed May 15, 2022).
- [7] M. Iqbal, *An Introduction to solar Radiation*. Toronto Canada: Academic Press, 1983.
- [8] M. Capderou, *Atlas solaire de l’Algérie*. Alger, Algérie: Office des publications universitaires, 1988.
- [9] G. N. Tiwari, A. Tiwari, and Shyam, *Handbook of Solar Energy: Theory, Analysis and Applications*. USA: Springer, 2016.
- [10] IEC 61836 En, “Solar photovoltaic energy systems – Terms, definitions and symbols,” 2016.
- [11] IEC 60904-3 En, “Photovoltaic devices – Part 3: Measurement principles for terrestrial photovoltaic (PV) solar devices with reference spectral irradiance data,” 2019.
- [12] S. A. Kalogirou, *Solar Energy Engineering: Processes and Systems*, Second Edi. UK: Academic Press, 2014.
- [13] S. Gorjan and A. Shkla, *Photovoltaic Solar Energy Conversion: Technologies, Applications and Environmental Impacts*. Academic Press, 2020.
- [14] “NREL, Best Research-Cell Efficiency Chart.” <https://www.nrel.gov/pv/cell-efficiency.html> (accessed May 10, 2022).
- [15] IEC 61277, “Terrestrial photovoltaic (PV) power generating systems-General and guide,” 1995.
- [16] N. Enteria and A. Akberzadah, *Solar Energy Sciences and Engineering Applications*. London, UK: CRC Press Taylor & Francis Group, 2013.

- [17] S. Seme, B. Štumberger, and M. Hadžiselimovi, “Solar Photovoltaic Tracking Systems for Electricity Generation : A Review,” *Energies*, vol. 13, pp. 1–24, 2020.
- [18] G. M. Tina and C. Ventura, “Energy assessment of enhanced fixed low concentration photovoltaic systems,” *Sol. Energy*, vol. 119, pp. 68–82, Sep. 2015.
- [19] J. W. Bollentin and R. D. Wilk, “Modeling the solar irradiation on flat plate collectors augmented with planar reflectors,” *Sol. Energy*, vol. 55, no. 5, p. 343, 1995.
- [20] A. A. Arata and R. W. Geddes, “Combined Collector-Reflector Systems,” *Energy*, vol. 11, no. 6, pp. 621–630, 1986.
- [21] M. D. J. Pucar and A. R. Despic, “The enhancement of energy gain of solar collectors and photovoltaic panels by the reflection of solar beams,” *Energy*, vol. 27, pp. 205–223, 2002.
- [22] G. E. Ahmad and H. M. S. Hussein, “Comparative study of PV modules with and without a tilted plane reflector,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 42, pp. 1327–1333, 2001.
- [23] A. V. Narasimha Rao, R. V. Chalam, S. Subramanyam, and T. L. Sitharama Rao, “Energy contribution by booster mirrors,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 34, no. 4, pp. 309–326, 1993.
- [24] Y. Tripanagnostopoulos, M. Souliotis, and T. H. Nousia, “Solar collectors with colored absorbers,” *Sol. Energy*, vol. 68, no. 4, pp. 343–356, 2000.
- [25] H. Tanaka and Y. Nakatake, “Numerical analysis of the vertical multiple-effect diffusion solar still coupled with a flat plate reflector: optimum reflector angle and optimum orientation of the still at various seasons and locations,” *Desalination*, vol. 207, no. 1–3, pp. 167–178, Mar. 2007.
- [26] P. Malik and S. S. Chandel, “Performance enhancement of multi-crystalline silicon photovoltaic modules using mirror reflectors under Western Himalayan climatic conditions,” *Renew. Energy*, vol. 154, pp. 966–975, Jul. 2020.
- [27] B. Perers and B. Karlsson, “External reflectors for large solar collector arrays, simulation model and experimental results,” *Sol. Energy*, vol. 51, no. 5, pp. 327–337, 1993.
- [28] M. Perers, B. Karlsson, B. Bergkvist, “Intensity distribution in the collector plane from structured booster reflectors with rolling grooves and corrugations,” *Sol. Energy*, vol. 53, no. 2, pp. 215–226, 1994.
- [29] M. Rönnelid and B. Karlsson, “The use of corrugated booster reflectors for solar

- collector fields,” *Sol. Energy*, vol. 65, no. 6, pp. 343–351, 1999.
- [30] R. Baccoli, A. Frattolillo, C. Mastino, S. Curreli, and E. Ghiani, “A comprehensive optimization model for flat solar collector coupled with a flat booster bottom reflector based on an exact finite length simulation model,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 164, pp. 482–507, May 2018.
- [31] H. Tanaka and Y. Nakatake, “Outdoor experiments of a vertical diffusion solar still coupled with a flat plate reflector,” *Desalination*, vol. 214, no. 1–3, pp. 70–82, Aug. 2007.
- [32] H. Tabaei and M. Ameri, “Improving the effectiveness of a photovoltaic water pumping system by using booster reflector and cooling array surface by a film of water,” *Iran. J. Sci. Technol. - Trans. Mech. Eng.*, vol. 39, no. M1, pp. 51–60, 2015.
- [33] H. Tanaka, “Tilted Wick Solar Still with Flat Plate Bottom Reflector: Numerical Analysis for a Case with a Gap Between Them,” *J. Fundam. Renew. Energy Appl.*, vol. 05, no. 04, 2015.
- [34] H. Tanaka, “Solar thermal collector augmented by flat plate booster reflector: Optimum inclination of collector and reflector,” *Appl. Energy*, vol. 88, no. 4, pp. 1395–1404, 2011.
- [35] P. S. Naik and A. Palatel, “Energy and Exergy Analysis of a Plane Reflector Integrated Photovoltaic-Thermal Water Heating System,” *ISRN Renew. Energy*, vol. 2014, pp. 1–9, Apr. 2014.
- [36] H. M. S. Hussein, G. E. Ahmad, and M. A. Mohamad, “Optimization of operational and design parameters of plane reflector-tilted flat plate solar collector systems,” *Energy*, vol. 25, no. 6, pp. 529–542, 2000.
- [37] R. Baccoli *et al.*, “A mathematical model of a solar collector augmented by a flat plate above reflector: Optimum inclination of collector and reflector,” in *Energy Procedia*, vol. 81, pp. 205–214, Dec. 2015.
- [38] A. Prijić, L. Vračar, Z. Pavlović, L. Kostić, and Z. Prijić, “The Effect of Flat Panel Reflectors on Photovoltaic Energy Harvesting in Wireless Sensor Nodes Under Low Illumination Levels,” *IEEE Sens. J.*, vol. 15, no. 12, pp. 7105–7111, Dec. 2015.
- [39] H. Bhowmik and R. Amin, “Efficiency improvement of flat plate solar collector using reflector,” *Energy Reports*, vol. 3, pp. 119–123, Nov. 2017.
- [40] H. P. Garg, R. K. Agarwal, and A. Kumar Bhargava, “The effect of plane booster

- reflectors on the performance of a solar air heater with solar cells suitable for a solar dryer,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 32, no. 6, pp. 543–554, 1991.
- [41] L. T. Kostić, T. M. Pavlović, and Z. T. Pavlović, “Influence of reflectance from flat aluminum concentrators on energy efficiency of PV/Thermal collector,” *Appl. Energy*, vol. 87, no. 2, pp. 410–416, 2010.
- [42] J. Bione, O. C. Vilela, and N. Fraidenraich, “Comparison of the performance of PV water pumping systems driven by fixed, tracking and V-trough generators,” *Sol. Energy*, vol. 76, no. 6, pp. 703–711, Jun. 2004.
- [43] H. M. Bahaidarah, B. Tanweer, P. Gandhidasan, and S. Rehman, “A combined optical, thermal and electrical performance study of a V-trough PV system-experimental and analytical investigations,” *Energies*, vol. 8, no. 4, pp. 2803–2827, 2015.
- [44] H. P. Garg and D. S. Hrishikesan, “Enhancement of solar energy on flat-plate collector by plane booster mirrors,” *Sol. Energy*, vol. 40, no. 4, pp. 295–307, Jan. 1988.
- [45] L. T. Kostić and Z. T. Pavlović, “Optimal position of flat plate reflectors of solar thermal collector,” *Energy Build.*, vol. 45, pp. 161–168, Feb. 2012.
- [46] I. Tabet, K. Touafek, A. Khelifa, M. T. Baissi, and N. Bellel, “Optimization Tilts Angle of Flat Plate Reflectors Placed in Left-Right Side of Hybrid Photovoltaic Thermal Collector ,” *2016 Int. Renew. Sustain. Energy Conf. (IRSEC)*., 2016.
- [47] R. Kumar, S. C. Kaushik, and H. P. Garg, “Analytical Study of Collecteur Solar-Gain Enhancement by Multiple Recflectors,” *Energy*, vol. 20, no. 6, pp. 511–522, 1995.
- [48] Z. T. Pavlović and L. T. Kostić, “Variation of reflected radiation from all reflectors of a flat plate solar collector during a year,” *Energy*, vol. 80, pp. 75–84, Feb. 2015.
- [49] L. Kostić, Z. Pavlović, and S. Krsić, “The effect of four flat plate reflectors on light energy-harvesting system characteristics,” *Facta Univ. - Ser. Physics, Chem. Technol.*, vol. 13, no. 3, pp. 171–180, 2015.
- [50] S. Z. Farooqui, “A gravity based tracking system for box type solar cookers,” *Sol. Energy*, vol. 92, pp. 62–68, Jun. 2013.
- [51] N. E. Nteka and K. E. Kanyarusoke, “Design and Performance of a 1.5 axis Sun tracking Concentrated Photovoltaic System,” in *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, vol. 354, no. 1, Oct. 2019.
- [52] B. J. Huang and F. S. Sun, “Feasibility study of one axis three positions tracking solar

- PV with low concentration ratio reflector,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 48, no. 4, pp. 1273–1280, Apr. 2007.
- [53] H. Baig, R. Jani, B. K. Markam, S. Maiti, and T. K. Mallick, “Modelling and experimental analysis of a seasonally tracked V-trough PV/T system in India,” *Sol. Energy*, vol. 170, pp. 618–632, Aug. 2018.
- [54] C. S. Sangani and C. S. Solanki, “Experimental evaluation of V-trough (2 suns) PV concentrator system using commercial PV modules,” *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, 2007.
- [55] N. K. Kasim, A. F. Atwan, F. M. Oleiwi, and J. Sh, “Study the performance of V-Trough PV solar system with two axis tracking,” *2019 The 7th International Conference on Applied Science and Technology (ICAST 2019) AIP Conf. Proc.* 2144, 030008, pp. 1–8, 2019.
- [56] M. A. M. Shaltout, A. Ghetas, and M. Sabry, “V-through concentrator on a photovoltaic full tracking system in a hot desert climate,” *Renew. Energy*, vol. 6, no. 6, pp. 527–532, 1995.
- [57] M. García, L. Marroyo, E. Lorenzo, and M. Pérez, “Experimental energy yield in $1.5 \times$ and $2 \times$ PV concentrators with conventional modules,” *Prog. Photovoltaics Res. Appl.*, vol. 16, no. 3, pp. 261–270, May 2008.
- [58] S. A. Klein, “Calculation of monthly average insolation on tilted surfaces,” *Sol. Energy*, vol. 19, no. 4, pp. 325–329, 1977.
- [59] J. A. Duffie, W. A. Beckman, and N. Blair, *Solar Engineering of Thermal Processes , Photovoltaics and Wind*, Fifth. New Jersey: Wiley, 2020.
- [60] M. Y. Rachedi, D. Bechki, Y. Marif, S. Boughali, and H. Bouguettaia, “A novel model for optimizing tilts of four reflectors on a flat plate thermal collector: Case study in Ouargla region,” *Case Stud. Therm. Eng.*, vol. 32, Apr. 2022.
- [61] Y. Marif, Y. Chiba, M. M. Belhadj, M. Zerrouki, and M. Benhammou, “A clear sky irradiation assessment using a modified Algerian solar atlas model in Adrar city,” *Energy Reports*, vol. 4, pp. 84–90, Nov. 2018.
- [62] M. Y. Rachedi, D. Bechki, Y. Marif, S. Boughali, and H. Bouguettaia, “Optimal Choice in Number and Position of Reflectors on a V-Trough Solar Concentrator,” *2022 2nd IEEE Int. Conf. Adv. Electr. Eng.*, Oct. 2022.

- [63] M. Y. Rachedi, D. Bechki, Y. Marif, and H. Bouguettaia, "Solar Flat Plate Collector Enhanced by Two Reflectors : Optimum Tilts of Reflectors," *2022 1st Int. Conf. Mod. Electr. Eng. Technol.*, Feb. 2022.
- [64] M. Y. Rachedi, D. Bechki, Y. Marif, and H. Bouguettaia, "Solar Flat Plate Collector Enhanced by Reflectors: Optimum Tilts of Reflectors," *Electr. Eng. Electromechanics*, no. 5, pp. 67-70, 2022.
- [65] H. Tanaka, "Monthly optimum inclination of glass cover and external reflector of a basin type solar still with internal and external reflector," *Sol. Energy*, vol. 84, no. 11, pp. 1959–1966, Nov. 2010.
- [66] H. Tanaka and Y. Nakatake, "Effect of inclination of external flat plate reflector of basin type still in winter," *Sol. Energy*, vol. 81, no. 8, pp. 1035–1042, Aug. 2007.
- [67] N. Fraidenraich and G. J. Almeida, "Optical Properties of V-Trough Concentrators," *Sol. Energy*, vol. 47, no. 3, pp. 147–155, 1991.
- [68] S. Nann, "Potentials for tracking photovoltaic systems and V-troughs in moderate climates," *Sol. Energy*, vol. 45, no. 6, pp. 385–393, 1990.
- [69] W. C. Dickinson, "Annual available radiation for fixed and tracking collectors," *Sol. Energy*, vol. 21, no. 3, pp. 249–251, 1978.
- [70] S. Abdallah, "The effect of using sun tracking systems on the voltage-current characteristics and power generation of flat plate photovoltaics," *Energy Convers. Manag.*, vol. 45, no. 11–12, pp. 1671–1679, 2004.
- [71] V. Poulek and M. Libra, "Very simple solar tracker for space and terrestrial applications," *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 60, no. 2, pp. 99–103, 2000.
- [72] S. Abdallah and O. O. Badran, "Sun tracking system for productivity enhancement of solar still," *Desalination*, vol. 220, no. 1–3, pp. 669–676, 2008.
- [73] P. Y. Vorobiev, J. González-Hernández, and Y. V. Vorobiev, "Optimization of the solar energy collection in tracking and non-tracking photovoltaic solar system," *2004 1st Int. Conf. Electr. Electron. Eng. ICEEE*, vol. 2, no. Cie, pp. 310–314, 2004.
- [74] N. H. Helwa, A. B. G. Bahgat, A. M. R. El Shafee, and E. T. El Shenawy, "Maximum collectable solar energy by different solar tracking systems," *Energy Sources*, vol. 22, no. 1, pp. 23–34, 2000.
- [75] A. E. S. A. Nafeh, "Evaluation of the optimum tilt of a PV array using maximum global

- insolation technique,” *Int. J. Numer. Model. Electron. Networks, Devices Fields*, vol. 17, no. 4, pp. 385–395, 2004.
- [76] S. Abdallah and S. Nijmeh, “Two axes sun tracking system with PLC control,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 45, no. 11–12, pp. 1931–1939, 2004.
- [77] Office National de Météorologie. Data Climatique de la Région de Ouargla.

Annexes

Annexe A : Panneaux Solaires Utilisés

Deux modules PV de type monocristallin ont été utilisés dans les essais menés dans ce travail de thèse. Ces caractéristiques sont exposées dans les tableaux (A.1) et (A.2). Les deux panneaux ont 36 cellules divisés sur 3 colonnes (12 cellules chacun) pour le module de Dimel, et sur 4 colonnes (9 cellules chacun) pour le module d'Eurosolaire, comme la figure (A.1) l'illustre.

Tableau A.1. Caractéristiques du panneau solaire Dimel (50 Wp)

Paramètre	Specification
Type	50M(36)
P_{\max}	50 W
V_{mp}	17.98 V
I_{mp}	2.78 A
V_{oc}	21.87 V
I_{sc}	3.04 A

Tableau A.2. Caractéristiques du panneau solaire Eurosolaire (47.1 Wp)

Paramètre	Specification
Type	M510
P_{\max}	47.1 W
V_{mp}	16.6 V
I_{mp}	2.84 A
V_{oc}	21.1 V
I_{sc}	3.09 A



Figure A.1. Vue de face des modules PV utilisés (a) Dimel 50 Wp et (b) Eurosolaire 47.1 Wp

Annexe B : Traqueur Solaires Réalisés

Traqueur solaire à axe polaire

L'un des traqueurs solaires réalisés au cours de cette thèse est le suiveur mono-axial (à axe polaire). Le panneau solaire PV sera positionné face au soleil à l'aide d'un moteur électrique d'une puissance maximale égale à 70 W. Son axe de rotation est incliné à l'angle de la latitude de la ville de Sidi Khouiled (32°) et orienté vers le sud. La différence entre les tensions générées par les deux capteurs de lumière excite le microcontrôleur de l'Arduino Uno. Ce dernier pilote le moteur électrique suivant le signe de cette différence (positif marche à droite, négatif marche à gauche). La partie mécanique du système est adaptée pour le mode de poursuite solaire fonctionnant à axe polaire dirigé suivant un angle variable de 10° à 170° . La figure (B.1) présente une vue globale du traqueur mono-axial réalisé.

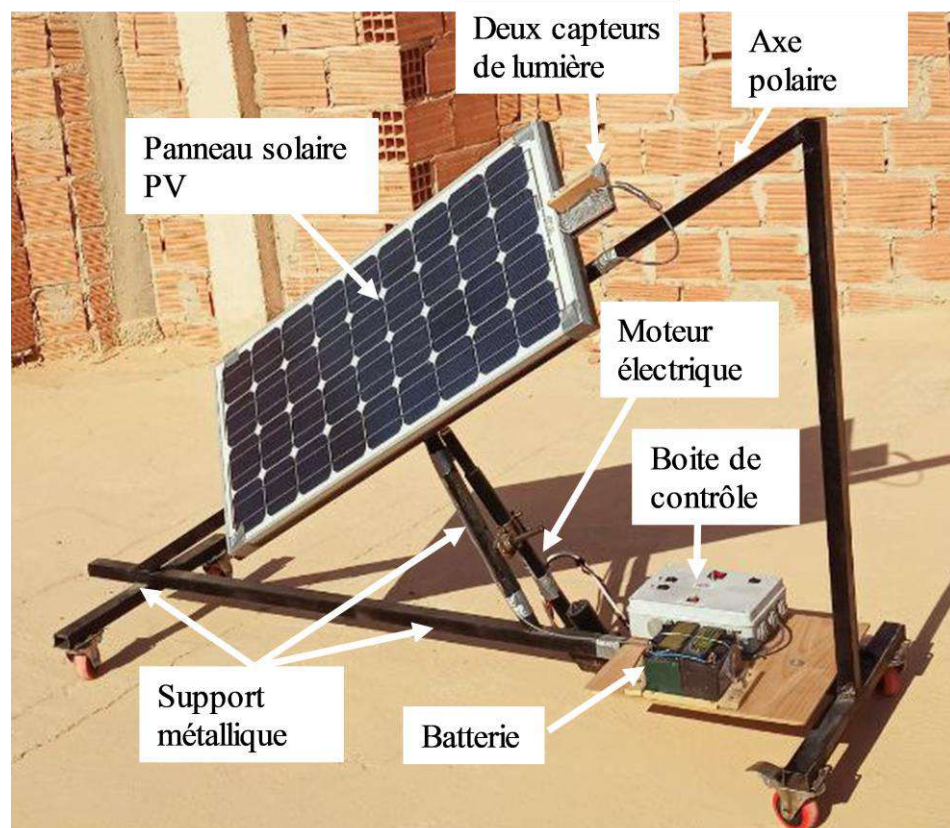


Figure B.1. Vue globale du traqueur solaire à axe polaire réalisé

Traqueur solaire bi-axial

Le deuxième suiveur réalisé lors des travaux menés dans cette thèse est le traqueur solaire bi-axial (voir la figure (B.2)). Dans ce cas, deux vérins électriques vont orienter le panneau solaire PV face au soleil. Ces deux moteurs sont commandés par le microcontrôleur d'un Arduino Uno. Le rôle principal de ce dernier est de convertir les signaux analogiques provenant des quatre capteurs de lumière en signaux numériques, les compare puis envoie la commande du sens de rotation aux moteurs. La partie mécanique du système est adaptée pour le mode de poursuite solaire fonctionnant à deux axes dirigés suivant un angle variable de : 0 à 90° pour l'angle d'élévation et 0° à 180° pour l'angle d'azimut.

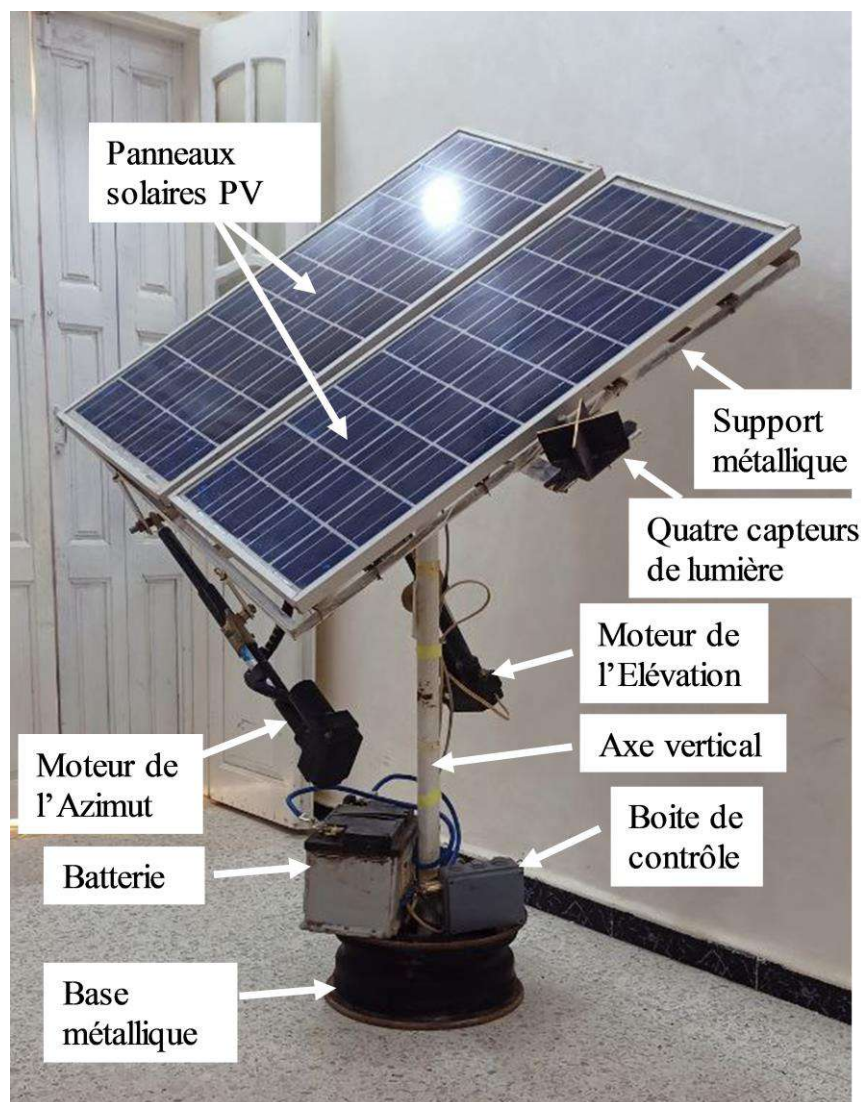


Figure B.2. Vue globale du traqueur solaire bi-axial réalisé

Annexe C : Instruments de Mesure

Dans les essais menés dans le cadres de cette thèse, on a utilisé plusieurs instruments de mesure pour enregistrer les paramètres électriques, thermiques, angles d'inclinaison ainsi que l'intensité du rayonnement solaire global pour les différentes structures.

Mesure du rayonnement solaire global

Pour l'irradiation solaire, un solarimètre digital de type DS 120 à sonde externe (photodiode en Silicon) a été utilisé en plaçant sa sonde dans le centre du collecteur pour chaque structure, comme la figure (C.1) le montre :

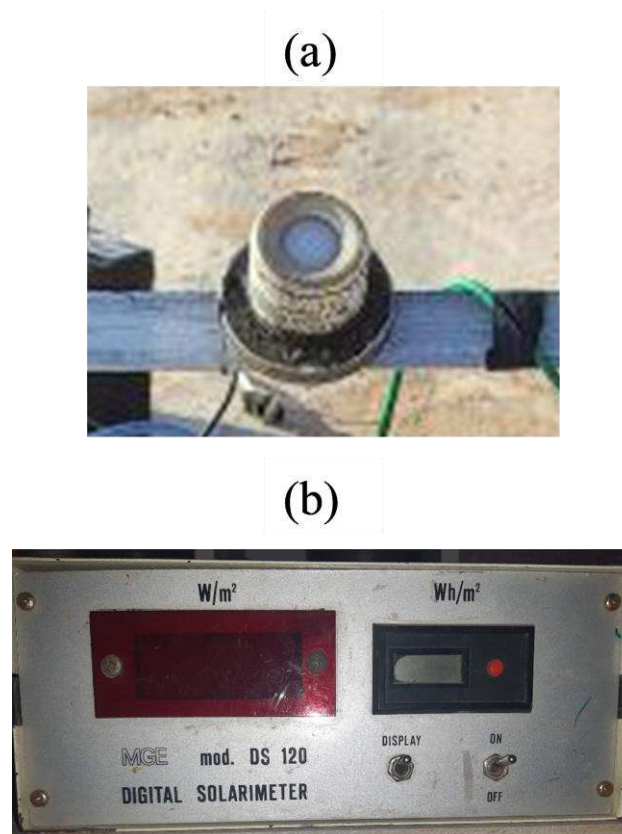


Figure C.1. Solarimètre de type DS 120 (a) sonde externe et (b) afficheur numérique

Mesure de l'angle d'inclinaison

Afin de fixer les angles d'inclinaison des réflecteurs ainsi que du collecteur solaire plan, un inclinomètre de type Actu Angle a été utilisé, comme la figure (C.2) l'expose.



Figure C.2. Inclinomètre Actu Angle utilisé

Mesure des températures

Des thermocouples de type K ont été utilisés dans la mesure de la température ambiante ainsi que la température de la face avant (noire) du collecteur thermique et arrière du panneau solaire PV pour les différentes structures, comme la figure (C.3) l'illustre.

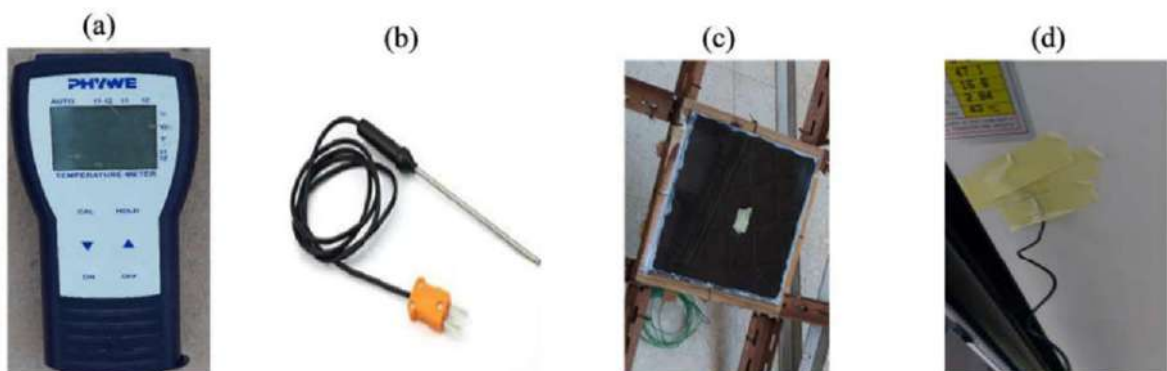


Figure C.3. Mesure de température : (a) afficheur numérique, (b) thermocouple de type k, ainsi que l'emplacement du thermocouple (c) au centre de la face avant du collecteur thermique et (d) au centre de la face d'arrière du panneau solaire PV

Mesure de courant et de tension

Un multimètre de type Pros kit MT-1706 a été utilisé dans les mesures de courant de court-circuit ainsi que la tension de circuit ouvert du panneau solaire PV (voir la figure (C.4)).



Figure C.4. Multimètre utilisé

Annexe D : Coefficient de Concentration

Géométrie

Le coefficient de concentration géométrique d'un concentrateur solaire est le rapport entre sa surface d'entrée A_{in} et la surface du collecteur plan A_{col} , il peut exprimer comme suit :

$$C_{geo} = \frac{A_{in}}{A_{col}}, \quad (D.1)$$

A partir de la figure (II.1), la surface A_{in} a la forme d'un plus (+), comme la figure (D.1) le montre. Elle est constituée de deux surfaces rectangulaires $A_{in,12}$ (collecteur-réflecteurs haut-bas) et $A_{in,34}$ (collecteur-réflecteurs droite-gauche).

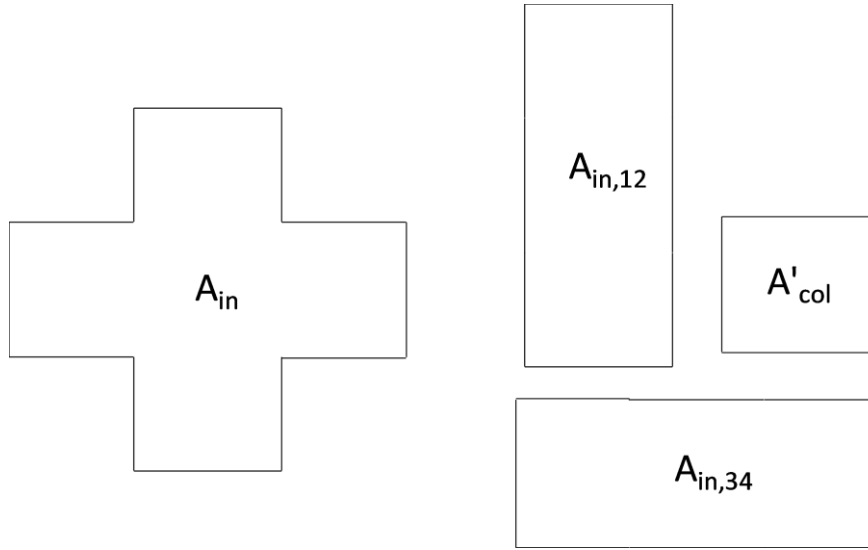


Figure D.1. Surfaces d'entrée de la cavité du concentrateur

$$A_{in} = A_{in,12} + A_{in,34} - A'_{col}, \quad (D.2)$$

On se basant sur la figure (D.2), qui est pour $\alpha_1 > \alpha_2$ (dans le cas contraire, on doit remplacer le terme $(\alpha_1 - \alpha_2)$ par $(\alpha_2 - \alpha_1)$ dans toutes les équations), la surface A'_{col} peut s'exprimer comme suit :

$$A'_{col} = \frac{A_{col}}{\cos(\alpha_1 - \alpha_2)}, \quad (D.3)$$

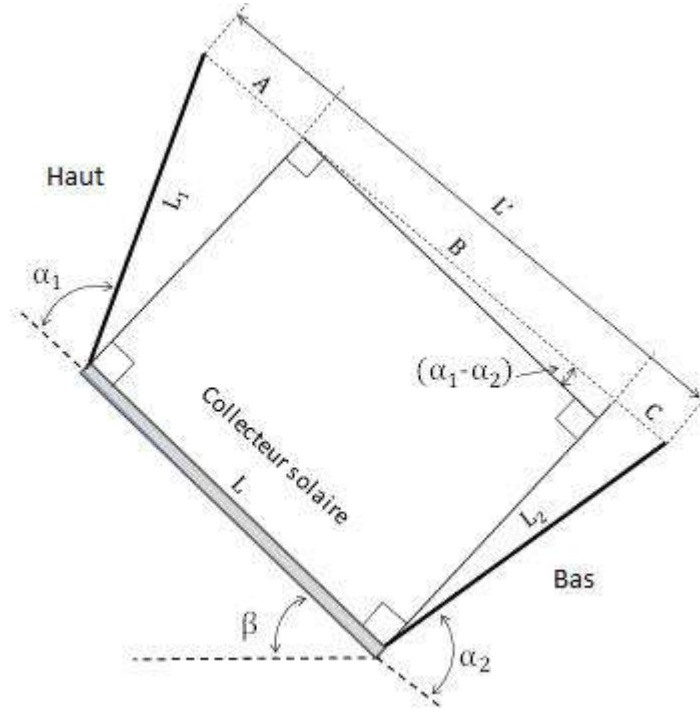


Figure D.2. Schéma utilisé pour le calcul de $A_{in,12}$ dans le cas $\alpha_1 > \alpha_2$

$L' = A + B + C$, avec : $A = \frac{L_1 \cdot \cos \alpha_1}{\cos(\alpha_1 - \alpha_2)}$, $B = \frac{L}{\cos(\alpha_1 - \alpha_2)}$ et $C = \frac{L_2 \cdot \cos \alpha_2}{\cos(\alpha_1 - \alpha_2)}$. Comme $L_1 = L_2 = L$, L' sera : $L' = \frac{L \cdot (1 + \cos \alpha_1 + \cos \alpha_2)}{\cos(\alpha_1 - \alpha_2)}$ et la surface $A_{in,12}$ aura comme expression :

$$A_{in,12} = \frac{L \cdot m \cdot (1 + \cos \alpha_1 + \cos \alpha_2)}{\cos(\alpha_1 - \alpha_2)}, \quad (D.4)$$

De la même façon et puisque $m_1 = m_2 = m$, la surface $A_{in,34}$ peut-être exprimer comme suit :

$$A_{in,34} = \frac{L \cdot m \cdot (1 + \cos \alpha_3 + \cos \alpha_4)}{\cos(\alpha_3 - \alpha_4)}, \quad (D.5)$$

Comme $\alpha_1 = \alpha_4$ et $\alpha_2 = \alpha_3$ pour le système fixe (voir Chapitre II), l'équation D.2 sera :

$$A_{in} = L \cdot m \cdot \frac{(1 + 2 \cos \alpha_1 + 2 \cos \alpha_2)}{\cos(\alpha_1 - \alpha_2)}, \quad (D.6)$$

et le coefficient de concentration géométrique dans le cas fixe aura l'expression finale suivante :

$$C_{\text{geo}} = \frac{(1+2\cos\alpha_1+2\cos\alpha_2)}{\cos(\alpha_1-\alpha_2)}, \quad (\text{D.7})$$

Résumé

Ce travail de thèse porte sur l'amélioration du rendement énergétique d'un collecteur solaire plan dans la région de Sidi Kouiled (Ouargla, sud-est de l'Algérie), par une approche mixte : théorique et pratique. La partie théorique s'agit d'une approche basée sur le développement d'un nouveau modèle mathématique d'ordre réduit en nombre d'équations et de complexité. Modèle souple, simple et apte à optimiser les angles d'inclinaisons de quatre réflecteurs plats entourant un collecteur solaire plan, dans le cas fixe ainsi que dans le cas mobile en n'importe quel endroit dans le monde.

Le modèle ainsi développé a fait l'objet d'une validation où les résultats de simulation ont été comparés aux résultats expérimentaux. En effet, la validation pratique a été réalisée sur deux stages. Le premier était l'amélioration du rendement énergétique d'un panneau solaire photovoltaïque, par la maximisation de l'irradiation solaire capturée sur sa surface en utilisant le suivi de soleil que soit partiel ou complet. Pour cela, deux traqueurs solaire ont été réalisés : à axe polaire et le bi-axiales.

A notre connaissance, aucun travail scientifique publié n'a évalué les performances du collecteur solaire plan entouré par quatre réflecteurs plats dans le cas mobile. Pour cela, un second stage de validation a été réalisé. Il s'agit d'augmenter la production d'un collecteur thermique plan en utilisant les réflecteurs plats et le suivi complet de soleil, où quatre structures ont été réalisés. Les résultats expérimentaux montrent une cohérence avec ceux de la simulation ainsi que ceux obtenus dans d'autres travaux.

Les résultats trouvés peuvent contribuer dans l'amélioration du rendement d'un collecteur solaire plan dans la région de Sidi Kouiled (Ouargla, sud-est de l'Algérie) ainsi que partout dans le monde.

Mots-clés : irradiation solaire, collecteur solaire plan, amélioration du rendement, traqueur solaire, réflecteur plat, Sidi Kouiled.

Abstract

The work of this thesis focuses on improving efficiency of a flat plate solar collector in the region of Sidi Kouiled (Ouargla, south-east of Algeria), through a mixed theoretical and practical approach. The theoretical part is based on the development of a new mathematical model of order reduced in number of equations and complexity. Flexible model, simple and able to optimize the inclinations angle of four flat reflectors surrounding a flat plate solar collector, in both fixed and mobile cases anywhere in the world.

The developed model has been validated by comparing simulation results with the experimental ones. Indeed, the practical validation was carried out on two phases. The first was to improving efficiency of a photovoltaic solar panel, by maximizing captured solar irradiation on its surface, using partial or full sun tracking. For this, two solar trackers have been made: polar axis and bi-axial.

To our knowledge, no published scientific work has evaluated the performance of a flat plate solar collector surrounded by four flat reflectors in the mobile case. For this reason, a second validation stage was carried out. It is a question of increasing the production of a flat thermal collector by using flat reflectors and full sun tracking, where four structures have been made. The experimental results show consistency with those of the simulation as well as those obtained in other works.

The results found can contribute to improving the performance of a flat solar collector in the region of Sidi Kouiled as well as anywhere in the world.

Key-words: solar irradiation, flat plate solar collector, enhancing efficiency, solar tracker, plate reflectors, Sidi Kouiled.

ملخص

هذا العمل يتمثل في المساهمة في تحسين كفاءة اللاقط الشمسي المسطح بمنطقة سيدي خويلد (ورقلة، جنوب شرق الجزائر)، باستعمال طريقة مختلطة بين المحاكاة والتطبيق. في شقّ المحاكاة، قمنا بتطوير نموذج رياضي جديد سهل، مختصر من حيث عدد المعادلات ودرجة الصعوبة وقادر على حساب زوايا الميل المثلى لأربع عواكس مسطحة محيطية بالجوانب الأربعة للاقط شمسي مسطح ثابت أو متتبع للشمس في أي مكان على سطح الكرة الأرضية. خضع النموذج المطور لاختبار مدى فاعليته وذلك بمقارنة نتائج المحاكاة مع النتائج التجريبية والتي كانت على مرحلتين: في الأولى قمنا بدراسة تحسين أداء اللوح الشمسي الكهروضوئي وذلك من خلال زيادة كمية الإشعاع الشمسي الساقط على سطحه، باستعمال طريقة تتبّع الشمس سواء كان التتبع تاماً أو جزئياً. من أجل ذلك، قمنا بصناعة متتبعين أحادي المحور (مائل) والآخر ثنائي المحور.

على حد علمنا، لم تتطرق الدراسات العلمية السابقة المنشورة لتحسين كفاءة اللاقط الشمسي المسطح في حالة التتبع التام للشمس باستعمال أربع مرايا عاكسة. وعليه جاءت المرحلة الثانية من اختبار الفعالية وهي مضاعفة الإنتاج الحراري للاقط شمسي حراري ذو صفيحة مسطحة، باستعمال العواكس المسطحة مع التتبع التام للشمس. لهذا الغرض، قمنا بصناعة أربع مجسمات واختبارها ومن ثم مقارنة النتائج والتي كانت على قدر كبير من التوافق مع المحاكاة وكذلك مع نتائج الدراسات السابقة.

لنتائج المتحصل عليها يمكنها المساهمة في تحسين أداء اللاقط الشمسي المسطح بمنطقة سيدي خويلد (ورقلة، جنوب شرق الجزائر) وفي جميع أقطار العالم.

الكلمات المفتاحية : الإشعاع الشمسي، لاقط شمسي مسطح، تحسين الكفاءة، عواكس مسطحة، متتبع الشمس، سيدي خويلد.