

UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA

Faculté des Sciences Appliquées

Département de Génie Électrique



Mémoire

MASTER ACADEMIQUE

Domaine : Sciences et technologies

Filière : Électrotechnique

Spécialité : Électrotechnique Industrielle

Présenté par :

Ben dekken Mohamed Farouk
Errahmane

Rehimat Khalil

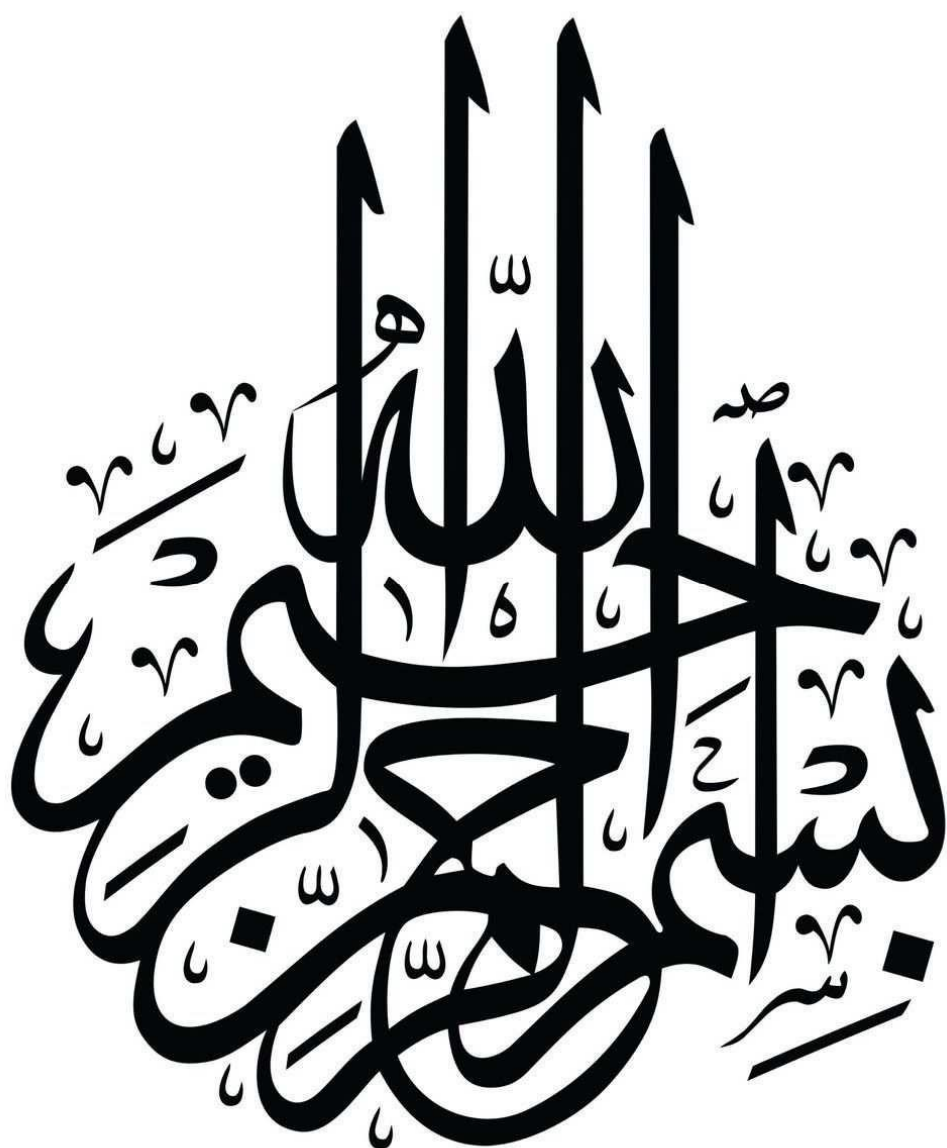
Thème :

**Etude de l'influence de l'angle d'inclinaison des panneaux
solaires sur l'énergie solaire interceptée**

Soutenu publiquement Le : 28/ 05 / 2025

Devant le jury composé de :

Dr Bouali Khadidja	Professeur	Président	UKM Ouargla
Dr Benbouza Naima	MCA	Encadreur /rapporteur	UKM Ouargla
Dr Belkebir Amel	MCB	Co-encadreur	UKM Ouargla
Dr Benmir Abdelkader	MCA	Examineur	UKM Ouargla



Remerciements

Tout d'abord, louanges et remerciements à Dieu Tout-Puissant, qui nous a donné l'opportunité de réaliser ce travail, et nous a accordé la volonté, la patience et la santé tout au long de nos années d'études, rendant ainsi ce travail possible.

Nous souhaitons exprimer notre sincère gratitude envers nos superviseurs, Mme **Naima BENBOUZA** et Mme **BELKEBIR Amel**, qui ont consacré tous leurs efforts pour nous offrir leur précieuse assistance et nous consacrer beaucoup de leur temps. Leur enthousiasme à partager leurs connaissances ainsi que leur chaleureux contact avec nous ont eu un impact significatif sur notre travail..

Nous remercions également l'Université de Ouargla, en particulier le département de génie électrique, ainsi que tous les enseignants et administrateurs qui nous ont guidés tout au long de ces années d'études.

Enfin, nous exprimons notre profonde gratitude et notre respect envers les membres du jury pour avoir accepté d'évaluer ce modeste travail. Nous vous remercions et témoignons notre reconnaissance profonde et notre respect sincère.

Dédicaces

C'est avec joie que je dédie ce modeste travail :

À mes êtres les plus chers dans ma vie, ma mère. À celui qui m'a façonné en homme, mon père.

À mes chers frères et sœurs.

À tous mes amis du deuxième semestre de génie électrique 2025

Et à toute personne qui occupe une place spéciale dans mon cœur.

À toute ma famille et à toute personne portant les noms **Ben dekken** et **Rehimat** , j'offre ce travail à tous ceux qui ont contribué à mon succès.

Résumé

Dans le cadre de la transition énergétique mondiale et face aux défis du changement climatique, l'énergie solaire photovoltaïque représente une solution durable et prometteuse. Cependant, la performance des panneaux solaires dépend fortement de leur angle d'inclinaison, un paramètre influencé par la latitude, la saison, l'heure de la journée et les conditions météorologiques. Ce mémoire vise à optimiser cet angle à l'aide de l'intelligence artificielle (IA), afin de maximiser le rendement énergétique. La première partie de ce travail est consacrée à l'étude du rayonnement solaire et aux modèles mathématiques permettant de déterminer l'inclinaison optimale. La seconde partie se concentre sur l'application de techniques d'optimisation et de simulation, notamment à travers l'utilisation de l'IA. Une étude de cas portant sur la région de Ghardaïa a permis de tester différentes stratégies d'optimisation (annuelle, saisonnière, mensuelle), et les résultats ont montré que l'ajustement mensuel de l'angle d'inclinaison offre le meilleur compromis entre efficacité énergétique et complexité de mise en œuvre.

Abstract

In the context of the global energy transition and the fight against climate change, photovoltaic solar energy stands out as a sustainable and promising solution. However, the efficiency of solar panels largely depends on their tilt angle, which is influenced by latitude, season, time of day, and weather conditions. This thesis aims to optimize this angle using artificial intelligence (AI) in order to maximize energy output. The first part of this study focuses on solar radiation and the scientific models used to determine the optimal tilt angle. The second part explores optimization and simulation techniques, with particular attention to the integration of AI. A case study conducted in the Ghardaïa region tested several optimization strategies (annual, seasonal, and monthly), and results showed that monthly tilt adjustment provides the best balance between energy efficiency and implementation complexity.

المخلص

في ظل التحول العالمي نحو الطاقات المتجددة ومواجهة التغيرات المناخية، تبرز الطاقة الشمسية الكهروضوئية كحل واعد ومستدام. غير أن أداء الألواح الشمسية يتأثر بشكل كبير بزاوية ميلها، وهي زاوية تعتمد على خط العرض، الفصل، توقيت اليوم، والظروف الجوية. تهدف هذه المذكرة إلى تحسين زاوية الميل باستخدام تقنيات الذكاء الاصطناعي، من أجل تعظيم إنتاج الفصل الأول دراسة الإشعاع الشمسي والنماذج العلمية المستخدمة لحساب الزاوية المثلى. أما الفصل الثاني فيركز على تقنيات المحاكاة والتحسين، مع اهتمام خاص بتطبيق الذكاء الاصطناعي. وقد تم إجراء دراسة حالة في منطقة غرداية لاختبار عدة استراتيجيات (سنوية، موسمية، وشهرية)، وتبين أن التعديل الشهري لزاوية الميل يُعدّ الأفضل من حيث التوازن بين الأداء الطاقوي وسهولة التنفيذ.

SOMMAIRE

Table des Matières

Table des matières.....	01
Nomenclature.....	02
Table des figures.....	03
Liste des tableaux.....	03
Introduction générale.....	04
Chapeter 1	
I.1. Introduction.....	7
I.2. Rayonnement solaire	7
I.3. Paramètres influençant le rayonnement solaire à la surface de la terre Coordonnées	8
I.3.1. La latitude de lieu.....	8
I.3.2. La longitude de lieu.....	8
I.3.3. L'angle de déclinaison	8
I.3.4. L'angle horaire	9
I.3.5. Hauteur du soleil	9
I.3.6. Azimut du soleil.....	10
I.3.7. Orientation d'un plan	10
I.3.8. Angle d'incidence sur un plan.....	11
I.3.9. Angle d'inclinaison du panneau photovoltaïque	11
I.4. Inclinaison optimale	11
I.4. Mesure du rayonnement solaire	12
I.4.1. Instruments de mesure.....	12
I.4.2. Méthodes complémentaires	13
I.5. Modèles mathématiques pour l'estimation du rayonnement solaire	13
I.5. Modèles mathématiques pour l'estimation du rayonnement solaire.....	14
I.5.2. Modèles basés sur la couverture nuageuse ou la température	14
I.5.3. Modèles physiques ou quasi-physiques.....	14
I.6. Conclusion	19
Chapetre2	
II.1. Introduction	20
II.2 Simulation de l'éclairement solaire.....	20
II.3. Le choix de l'inclinaison optimale.....	23
II.4. Influence de l'angle d'inclinaison sur l'énergie solaire reçu par le panneau solaire.....	26
II.4.1. Rendement d'une Surface.....	26
II.5. Optimisation de l'angle d'inclinaison	27

II.5.1. Optimisation mensuelle	27
II.5.2. Optimisation saisonnière	28
II.5.3. Optimisation annuelle.....	29
II.6.comparaison des trois cas d'optimisation.....	30
II.7. Conclusion.....	32

Nomenclature

TSV	Temps solaire vrai, temps légal corrigé par un décalage dû à l'écart entre la longitude du lieu et la longitude référence (h)
D	L'angle de déclinaison (°)
H	L'angle horaire égale à 0° à midi, 90° à 18 heures et -90° à 6 heures en heure solaire vrai
DE	Le décalage horaire par rapport au méridien de Greenwich, égale 1 h pour l'Algérie, (h)
TL	Temps légal, celui donné par une montre (h)
Et	Correction de l'équation du temps
β_{opt}	L'inclinaison optimale (°)
T_L^*	Le facteur de trouble atmosphérique de Linke par ciel clair
T_0	Le facteur de turbidité due à l'absorption gazeuse par la vapeur d'eau
T_1	Le facteur de trouble correspondant à l'absorption par les gaz de l'atmosphère (O_2 , CO_2 , et O_3) et à la diffusion moléculaire de Rayleigh.
T_2	Le facteur de trouble dû à la diffusion par les aérosols couplés à une légère absorption.
I_{hor}	Éclairement solaire sur un plan horizontal (W/m^2)
D_{hor}	L'éclairement diffus observé sur une surface horizontale (W/m^2)
I_{inc}	L'éclairement direct sur un plan incliné (W/m^2)
δ_d	Rayonnement circumsolaire (W/m^2)
δ_i	La composante isotrope, correspond à un ciel de luminance uniforme (W/m^2)
δ_h	La composante du cercle de l'horizon (W/m^2)
d_{ciel}	L'éclairement diffus incident en provenance du ciel (W/m^2)
B	L'inclinaison du plan d'incidence (°)
d_{sol}	L'éclairement diffus du sol (W/m^2)
$d_{rétr}$	L'éclairement diffus rétrodiffusé (W/m^2)
D_{inc}	L'éclairement solaire diffus incident sur un plan incliné (W/m^2)

Liste des figures

Figure I .1. : Rayonnement solaire reçu sur la terre [7].	8
Figure I .2. : Schéma descriptif du repère horizontal [9]	10
FigureI.3 : Pyranomètre	12
Figure I.4 : Pyrhéliomètre	13
Figure II. 1 : La carte topographique d'Algérie [7]	21
Figure II.2 Variation de l'éclairement solaire reçu par un plan incliné fixe et par un plan normal (hiver).	22
Figure II.3 Variation de l'éclairement solaire reçu par un plan incliné fixe et par un plan normal (Eté) ...	23
Figure II.4 Evolution de la déclinaison solaire au cours de l'année.	24
Figure II.5 Variation de l'angle d'inclinaison optimale pour les jours types des différents mois de l'année.	26
Figure II. 6 : Evolution au cours de l'année des rendements des surfaces orientées vers le sud selon des angles d'inclinaisons AOS, AOM et AOA.	31

Liste des tableaux

Tableau II. 1 : Inclinaisons optimales des journées type	24
Tableau II. 2 : Irradiations solaires calculées (en kWh/m2) incidentes sur un capteur d'inclinaison optimale mensuelle orienté au sud	27
Tableau II. . 3 : Irradiations solaires calculées (en kWh/m2) incidentes sur un capteur d'inclinaison optimale saisonnier, orienté au sud.	28
Tableau II.4. : Irradiations solaires calculées (par kWh/m2) incidentes sur un capteur d'inclinaison optimale annuelle, orienté au sud	29
Tableau II.5 Energie solaire totale mensuelle et annuelle	32

Introduction Générale

Face à la demande croissante en énergies renouvelables et à la nécessité de réduire les émissions de gaz à effet de serre, l'énergie solaire s'impose comme l'une des solutions les plus prometteuses pour répondre aux défis énergétiques actuels [1]. Parmi les systèmes exploitant cette ressource, les panneaux photovoltaïques jouent un rôle central en permettant la conversion directe du rayonnement solaire en électricité [2]

Cependant, la performance de ces systèmes dépend fortement de plusieurs paramètres, au premier rang desquels figure l'angle d'inclinaison du panneau. En effet, l'efficacité d'un panneau solaire est directement liée à sa capacité à capter un maximum de rayonnement solaire, ce qui est optimal lorsque l'orientation du panneau est perpendiculaire aux rayons du soleil. Cette orientation optimale varie au cours de l'année selon la position apparente du soleil dans le ciel, elle-même influencée par des facteurs astronomiques et géographiques [3]

Dans ce contexte, le chapitre I de ce travail a été consacré à l'étude théorique du rayonnement solaire. Nous y avons présenté les différents types de rayonnement (direct, diffus, global), les paramètres astronomiques essentiels (déclinaison, angle horaire, azimut solaire, etc.) ainsi que les modèles mathématiques permettant de simuler l'irradiation solaire sur une surface donnée. Le modèle de Michel Capderou [4] a notamment été utilisé comme référence pour les simulations ultérieures, en raison de sa précision et de son adéquation avec les besoins de cette étude.

Le chapitre II, quant à lui, s'est focalisé sur l'optimisation de l'angle d'inclinaison d'un panneau solaire, avec une application concrète à la région de Ghardaïa, en Algérie. Trois stratégies d'optimisation ont été explorées : mensuelle, saisonnière et annuelle. À travers des simulations sous l'environnement MATLAB, nous avons évalué l'impact de chacune de ces approches sur l'irradiation captée et le rendement énergétique du système. Des travaux similaires ont montré l'intérêt de l'ajustement périodique de l'inclinaison pour des régions à fort ensoleillement (Belhamel & Benghanem, 2005 ; Kacira et al., 2004).[5] [6]

cette étude constitue une contribution utile pour le dimensionnement et la gestion optimale des installations photovoltaïques dans des régions à fort ensoleillement, et met en évidence les gains énergétiques potentiels associés à une bonne stratégie d'orientation

Une conclusion générale clôture ce travail dans laquelle les résultats obtenus sont indiqués

Chapitre 1

Rayonnement solaire

I.1. Introduction

Le rayonnement solaire constitue la principale source d'énergie de la Terre et joue un rôle essentiel dans de nombreux phénomènes naturels ainsi que dans la production d'énergie renouvelable. Comprendre les caractéristiques du rayonnement solaire et les facteurs qui influencent sa distribution à la surface terrestre est donc fondamental pour de nombreux domaines, tels que la météorologie, l'agriculture et le développement des énergies solaires.

Ce chapitre vise à explorer ces éléments afin de mieux comprendre la dynamique du rayonnement solaire et son importance dans la modélisation et l'exploitation des ressources solaires.

I.2. Rayonnement solaire

Le rayonnement est le transfert d'énergie par le biais d'ondes électromagnétiques. Le rayonnement se produit directement de la source vers l'extérieur dans toutes les directions. Ces rayonnements ne nécessitent pas de milieu pour voyager à travers l'espace interplanétaire jusqu'à la Terre depuis le Soleil, et ils ont l'avantage de se propager dans le vide. La longueur d'onde et la fréquence des ondes électromagnétiques sont des paramètres importants qui déterminent leur énergie, leur champ de vision et leur pénétration [7]. L'irradiation solaire représente la quantité d'énergie reçue par unité de surface du sol. Ses unités communes sont J/m^2 , J/cm^2 , Wh/m^2 ou kWh/m^2 . Cela dépend de nombreux facteurs, notamment la nébulosité, la durée du jour, l'heure de la journée considérée, l'orientation et l'inclinaison de la surface, la latitude du site, les niveaux de pollution et de la hauteur angulaire du soleil au-dessus de l'horizon. La combinaison de tous ces paramètres produit des variations spatiales et temporelles du rayonnement solaire]. La figure I.1 donne un aperçu général sur le comportement du rayonnement solaire.

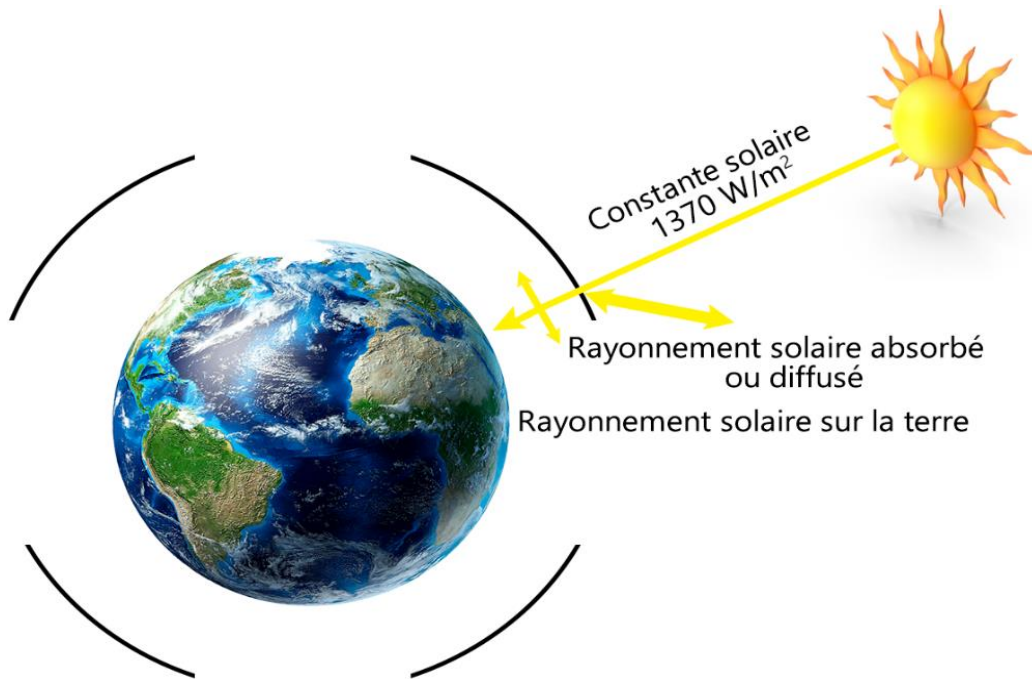


Figure I .1. : Rayonnement solaire reçu sur la terre [7].

I.3. Paramètres influençant le rayonnement solaire à la surface de la terre Coordonnées

I.3.1. La latitude de lieu

La latitude φ est par définition l'angle formé par le plan équatorial et la direction reliant le lieu considéré. Elle est quantifiée par degrés, de 0° à 90° de part et d'autre de l'équateur, ce qui donne la latitude Nord et la latitude Sud. L'équateur est la ligne de la latitude 0° [8].

I.3.2. La longitude de lieu

La longitude, dont le symbole est λ , est une autre coordonnée angulaire définissant la position d'un point à la surface de la terre. Elle représente l'angle formé par le plan méridien du lieu et le plan méridien origine. Ce dernier passe par l'observatoire de Greenwich et a pour longitude 0° [8].

I.3.3. L'angle de déclinaison

Cet angle varie selon les saisons en raison de l'inclinaison de la terre sur son axe de rotation et de la rotation de la terre autour du soleil. Si la terre n'était pas inclinée sur son axe de rotation, la

déclinaison serait toujours de 0° . Sa valeur varie entre $-23^\circ 7'$ (au solstice d'hiver) et $+23^\circ 7'$ (au solstice d'été) et s'annule aux équinoxes de printemps et d'automne [8].

$$d = \arcsin \left[0.389 \sin \left[\frac{360}{365} (N - 82) + 2 \sin \left(\frac{360}{365} (N - 2) \right) \right] \right] \quad (I.1)$$

N : le numéro du jour de l'année à partir du premier janvier

1.3.4. L'angle horaire

L'angle horaire est un paramètre qui décrit la différence entre le temps solaire local et le midi solaire. Bien qu'il soit calculé directement à partir des mesures du temps, il est exprimé en unités angulaires (degrés). L'angle horaire mesure le temps après-midi solaire à raison d'un degré toutes les quatre minutes, soit quinze degrés par heure. Le temps d'après-midi solaire est exprimé par un angle horaire positif, et le temps avant midi solaire par un angle horaire négatif. Par conséquent, deux heures avant midi solaire, l'angle horaire est de -30 degrés, et deux heures après midi solaire, il est de $+30$ degrés.

$$H = 15 (TSV - 12) \quad (I.2)$$

$$TSV = TL - DE + \left(\frac{Et + 4\lambda}{60} \right) \quad (I.3)$$

$$Et = 9.87 \sin \left(\frac{720}{365} (N - 82) \right) - 7.53 \cos \left(\frac{360}{365} (N - 82) \right) - 1.5 \sin \left(\frac{360}{365} (N - 82) \right) \quad (I.4)$$

TSV : est par définition le temps solaire vrai, égal au temps légal corrigé par un décalage dû à l'écart entre la longitude du lieu et la longitude référence.

La valeur de l'angle horaire H égale à 0° à midi, 90° à 18 heures et -90° à 6 heures en heure solaire vrai.

DE : représente le décalage horaire par rapport au méridien de Greenwich (égale 1 pour l'Algérie).

TL : le temps légal, celui donné par une montre.

Et : correction de l'équation du temps.

1.3.5. Hauteur du soleil

Comme il est indiqué dans la figure I.3, c'est l'angle formé par la direction du soleil et sa projection sur le plan horizontal. L'élévation du soleil au lever ou au coucher du soleil est toujours de 0° . L'élévation du soleil à midi sur l'équateur à l'équinoxe est de 90° .

$$\sin(h) = \cos(d) \cos(\varphi) \cos(H) + \sin(\varphi) \sin(d) \quad (I.5)$$

I.3.6. Azimut du soleil

L'angle d'azimut solaire (a) est l'angle entre la projection des rayons du soleil et une ligne plein sud ou plein nord [9].

$$\sin(a) = \frac{\cos(d) \sin(H)}{\cos(h)} \quad (I.6)$$

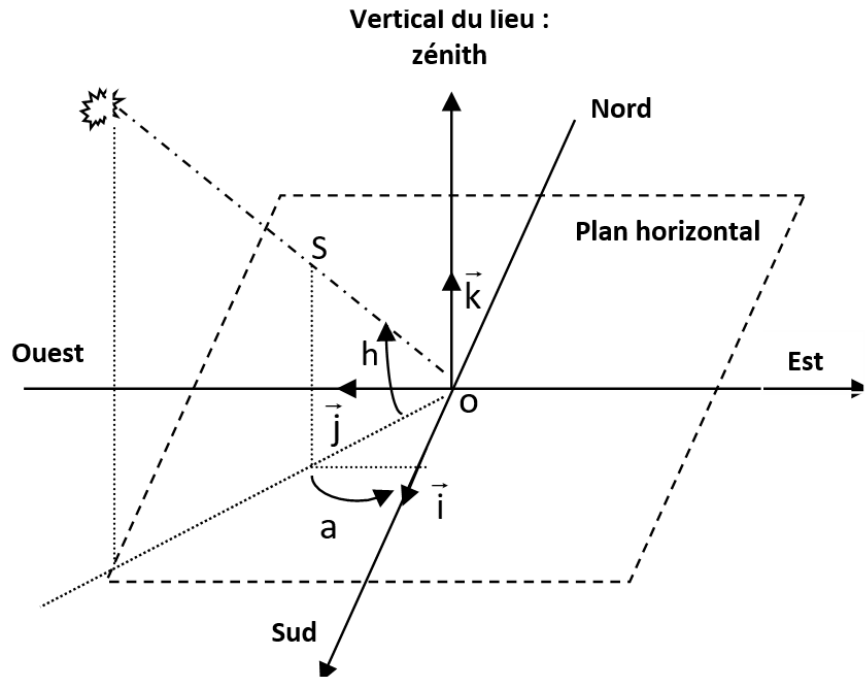


Figure I.2. : Schéma descriptif du repère horizontal [9]

I.3.7. Orientation d'un plan

L'inclinaison du plan est définie comme l'angle entre le plan et l'horizontale. Les orientations les plus courantes sont le sud et l'est-ouest. Le soleil étant à son maximum au sud, il est logique de positionner les capteurs dans cette direction.

Idéalement, un photovoltaïque devrait être positionné perpendiculairement au rayonnement solaire pour obtenir un meilleur rendement, mais le soleil n'est pas fixe sur l'horizon, il se déplace visuellement tout au long de la journée. Dans la pratique, le capteur doit idéalement être dirigé plein sud pour les sites situés dans l'hémisphère nord et plein nord pour les sites situés dans l'hémisphère sud.

1.3.8. Angle d'incidence sur un plan

En physique, l'angle d'incidence peut être représenté comme l'angle formé entre un rayon se propageant sur une surface et la ligne normale au point d'apparition sur la même surface.

Plus précisément, l'angle d'incidence, en optique géométrique, est l'angle entre un rayon incident sur une surface et la ligne perpendiculaire (à un angle de 90 degrés) à la surface au point d'incidence, appelée la normale. Il est donné par l'équation suivante [9] :

$$i = \arccos(\sin(\alpha - a) \cos(\gamma) \cos(h) - \sin(\gamma) \sin(h)) \quad (I.7)$$

1.3.9. Angle d'inclinaison du panneau photovoltaïque

La position des capteurs solaires par rapport au soleil influe directement sur leur production énergétique. Il est très important de bien les placer pour les utiliser de manière judicieuse. L'inclinaison indique l'angle que fait le panneau avec le plan horizontal, elle se compte donc en degrés

1.4. Inclinaison optimale

Afin de bénéficier de l'énergie solaire, qui est l'une des sources d'énergie renouvelable les plus importantes, avec la plus grande efficacité, différents paramètres doivent être optimisés. Une étude a mis l'accent sur l'optimisation de l'angle du panneau en utilisant les valeurs du rayonnement solaire incident sur le plan horizontal selon l'orientation sud [9].

Cependant, cette partie vise à fournir une énergie maximale d'origine solaire en déterminant les angles optimaux sur une base mensuelle, saisonnière et annuelle. Dans ce contexte, l'équation de l'angle d'inclinaison optimale est donnée par l'expression donnée ci-dessous [9] :

$$\beta_{opt} = \varphi - d \quad (I.8)$$

En plus de l'équation 2.1, une autre approche peut être proposée pour calculer la déclinaison du soleil.

I.4. Mesure du rayonnement solaire

La mesure du rayonnement solaire consiste à quantifier l'énergie solaire reçue sur une surface donnée, généralement exprimée en watts par mètre carré (W/m^2). Il existe plusieurs types de rayonnement solaire et plusieurs instruments pour les mesurer.

1. **Rayonnement global** : total du rayonnement solaire reçu par une surface horizontale (direct + diffus).
2. **Rayonnement direct** : rayonnement solaire reçu directement du soleil sans diffusion.
3. **Rayonnement diffus** : rayonnement solaire reçu après avoir été diffusé par l'atmosphère.
4. **Rayonnement réfléchi** : part du rayonnement qui est réfléchi par le sol ou les surfaces environnantes.

I.4.1. Instruments de mesure

1. Pyranomètre

- Mesure le **rayonnement global**.
- Utilisé pour des surfaces horizontales ou inclinées.
- Principe basé sur une thermopile (différence de température entre surface noire et surface protégée).



Figure I.3 : Pyranomètre

2. Pyréliomètre

- Mesure le **rayonnement direct** du soleil.

- Nécessite un suivi solaire pour rester aligné avec le soleil.



Figure I.4 : Pyrhéliomètre

La radiation diffusée peut être déterminée par la soustraction de la radiation directe de la radiation globale.

Les unités utilisées pour la mesure du rayonnement solaire sont :

- **W/m²** : puissance instantanée reçue.
- **kWh/m²/jour** : énergie reçue en moyenne par jour.
- **MJ/m²** : mégajoules par mètre carré, souvent utilisé pour l'agriculture.

1.4.2.Méthodes complémentaires

- **Satellites météorologiques** : fournissent des estimations du rayonnement à large échelle.
- **Stations météorologiques terrestres** : mesures locales précises.
- **Modèles mathématiques** : estiment le rayonnement en fonction de la position du soleil, des nuages, de l'altitude, etc.

1.5. Modèles mathématiques pour l'estimation du rayonnement solaire

Il existe plusieurs **modèles mathématiques** utilisés pour estimer le **rayonnement solaire** en fonction de paramètres climatiques, géographiques et temporels. Ces modèles peuvent être empiriques, semi-empiriques ou physiques, et sont souvent utilisés lorsque les mesures directes ne sont pas disponibles.

1.5. Modèles mathématiques pour l'estimation du rayonnement solaire

Ces modèles utilisent des variables comme l'**ensoleillement**, la **nébulosité**, ou la **température** pour estimer le rayonnement global.

Modèle d'Angström-Prescott

Le plus connu et utilisé :

$$(H/H_0) = a + b \cdot (S/S_0) \quad (I.9)$$

- H : rayonnement global journalier sur une surface horizontale (MJ/m² ou kWh/m²)
- H₀ : rayonnement extraterrestre quotidien sur une surface horizontale
- S : durée d'insolation effective
- S₀ : durée d'insolation maximale (astronomique)
- a, b : coefficients empiriques (dépendent du site)

Ce modèle est utile pour les stations qui enregistrent l'**ensoleillement journalier**.

1.5.2. Modèles basés sur la couverture nuageuse ou la température

Modèle de Hargreaves-Samani

Utilise la température pour estimer le rayonnement :

$$H = H_0 \cdot k_R \cdot \sqrt{T_{max} - T_{min}} \quad (I.10)$$

- T_{max}, T_{min} : températures journalières maximales et minimales
- k_R : coefficient empirique (~0.16 à 0.19 selon la localisation)
- Utilisé en agriculture et climatologie.

1.5.3. Modèles physiques ou quasi-physiques

Un **modèle physique ou quasi-physique** est un modèle basé sur les **lois fondamentales de la physique**, comme la transmission du rayonnement à travers l'atmosphère, et non uniquement sur des corrélations statistiques ou des observations empiriques.

➤ **Modèle de Liu et Jordan**

Ce modèle décompose le rayonnement global en composantes directe et diffuse, utilisé pour l'orientation inclinée des panneaux solaires.

$$g = s + d \quad (I.11)$$

$$s = g_{ne} \cdot \sin(h) \cdot \tau_b \quad (I.12)$$

$$d = g_{ne} \cdot \sin(h) \cdot \tau_d \quad (I.13)$$

τ_b et τ_d sont les transmissions pour le direct et le diffus .

$$\tau_b = a_0 + a_1 \cdot \exp(-k/\sin(h)) \quad (I.14)$$

$$\tau_d = 0.2710 - 0.2939 \cdot \tau_b \quad (I.15)$$

avec :

$$a_0 = 0.4237 - 0.00820 \cdot (6 - z)^2$$

$$a_1 = 0.05055 + 0.00595 \cdot (6.5 - z)^2$$

$$k = 0.2711 + 0.01858 \cdot (2.5 - z)^2$$

z : altitude du lieu en km

Ces formules sont établies pour une atmosphère moyenne de visibilité 23 km et pour des altitudes inférieures à 2.5 km

➤ **Modèle de Capderou**

Il s'est basé sur le calcul du facteur de trouble atmosphérique. Ce facteur de perturbation atmosphérique prend en compte et comprend le fond atmosphérique, la réfraction, la turbulence et la diffusion des aérosols.

Le facteur de trouble atmosphérique de Linke par ciel clair peut être déterminé en utilisant l'équation suivante [10] :

$$T_L^* = T_0 + T_1 + T_2 \quad (I.16)$$

T_0 est le facteur de turbidité due à l'absorption gazeuse par la vapeur d'eau, qui est donné par l'expression :

$$T_0 = 2.4 - 0.9 \sin(\varphi) + 0.1 (2 + \sin(\varphi)) \sin\left(\frac{360}{365}(j - 121)\right) - 0.2 z - \left(1.22 + 0.14 \sin\left(\frac{360}{365}(j - 121)\right)\right) (1 - \sin(h)) \quad (I.17)$$

z représente l'altitude de lieu.

T_1 est le facteur de trouble correspondant à l'absorption par les gaz de l'atmosphère (O_2 , CO_2 , et O_3) et à la diffusion moléculaire de Rayleigh.

$$T_1 = 0.89^z \quad (I.18)$$

T_2 est le facteur de trouble dû à la diffusion par les aérosols couplés à une légère absorption. Il en fonction, à la fois de la nature et de la quantité des aérosols. L'expression de ce facteur dépend du coefficient de trouble d'Angstrom β .

$$T_2 = \left(0.9 - 0.4 \sin\left(\frac{360}{365}(j - 121)\right)\right) 0.63^z \quad (I.19)$$

L'éclairement solaire direct sur un plan horizontal est calculé par l'équation ci-dessous [9] :

$$I_{hor} = I_0 \sin(h) C_{t-s} e^{-T_L^* \left(0.9 + \frac{9.4}{0.89^z} \sin(h)\right)^{-1}} \quad (I.20)$$

I_0 est la constante solaire, sa valeur retenue est de 1367 W/m^2 . Mais vu que la distance terre-soleil est variable, la nouvelle ou la constante solaire corrigée retenue est définie par le produit multiplicatif $I_0 C_{t-s}$ avec :

$$C_{t-s} = 1 + 0.034 \cos\left(\frac{360}{365}(j - 2)\right) \quad (I.21)$$

L'éclairement diffus observé sur une surface horizontale dépend de la valeur du facteur de turbidité de Linke et de l'angle d'élévation du soleil.

$$D_{hor} = I_0 C_{t-s} e^{-1 + 1.06 \log(\sin(h))} + 1.1 - \sqrt{1.21 + b^2} \quad (I.22)$$

$$b = \log(T_L^* - T_0) - 2.8 + 1.02 (1 - \sin(h))^2 \quad (I.23)$$

L'éclairement solaire globale est par définition la somme de ses deux composants, le direct et le diffus :

$$G_{\text{hor}} = I_{\text{hor}} + D_{\text{hor}} \quad (\text{I.24})$$

Eclairement solaire sur un plan d'inclinaison et d'orientation quelconque

L'éclairement direct

Cet éclairement est la projection de la composante normale sur un plan incliné [9].

$$I_{\text{inc}} = I_{\text{nor}} \cos(i) = I_0 \cos(i) C_{t-s} e^{-T_L^* \left(0.9 + \frac{9.4}{0.89^z} \sin(h)\right)^{-1}} \quad (\text{I.25})$$

I_{nor} représente l'éclairement solaire direct à incidence normale.

L'éclairement solaire diffus

Il s'agit du rayonnement solaire qui atteint le sol et qui a été dispersé par un composant atmosphérique tel que les molécules d'air, la poussière ou les nuages. Il est composé de trois parties :

La composante circumsolaire

L'ampleur du rayonnement circumsolaire et sa distribution autour du disque solaire dépendent fortement des composantes atmosphériques, qui varient d'un endroit à l'autre et dans le temps [10]. Par conséquent, la détermination du rayonnement circumsolaire est très importante pour modéliser les systèmes solaires et éviter les erreurs dans l'estimation de leur production d'énergie. Elle peut être considérée qu'elle provient directement du soleil ou de son voisinage selon un cône de demi-angle d'un sommet compris entre 3° et 15° [9].

$$\delta_d = I_0 C_{t-s} e^{-2.48 + \sin(h) + a - \sqrt{aa^2 + 4bb^2}} \quad (\text{I.26})$$

$$aa = 3.1 - 0.4 bb \quad (\text{I.27})$$

$$bb = \log(T_L^* - T_0) - 2.28 - 0.5 \log(\sin(h)) \quad (\text{I.28})$$

La composante isotrope

Elle correspond à un ciel de luminance uniforme, son expression est définie par l'équation suivante [9] :

$$\delta_i = D_{\text{hor}} - \delta_d \sin(h) \quad (\text{I.29})$$

La composante du cercle de l'horizon

Cette composante provient d'une bande d'horizon d'une hauteur de 6°. Elle est associée à une accumulation d'aérosols dans les basses couches atmosphériques [9].

$$\delta_h = I_0 C_{t-s} \frac{-0.02 \text{ aaa}}{\text{aaa}^2 + \text{aaa} \text{ bbb} + 1.8} e^{\sin(h)} \quad (\text{I.30})$$

$$\text{aaa} = \log(T_L^* - T_0) - 3.1 - \log(\sin(h)) \quad (\text{I.31})$$

$$\text{bbb} = e^{0.2 + 1.75 \log(\sin(h))} \quad (\text{I.32})$$

En effet, l'éclairement diffus incident en provenance du ciel est donné par la formule suivante [9] :

$$d_{\text{ciel}} = \delta_d \cos(i) + \delta_i \frac{1 + \sin(90 - \beta)}{2} + \delta_h \cos(90 - \beta) \quad (\text{I.33})$$

β définit l'inclinaison du plan d'incidence

L'éclairement diffus du sol est en fonction de son albédo qui révèle la réflexion du flux solaire incident [9] :

$$d_{\text{sol}} = \rho G_{\text{hor}} \frac{1 - \sin(90 - \beta)}{2} \quad (\text{I.34})$$

ρ représente l'albédo du sol

L'éclairement diffus rétrodiffusé est celui qui est rediffusé à nouveau par le ciel vers le sol. Selon Capéou, il s'exprime selon la forme suivante [9] :

$$d_{\text{rétr}} = 0.9 (\rho - 0.2) G_{\text{hor}} e^{-\frac{4}{\sqrt{T_L^* - T_0}}} \quad (\text{I.35})$$

L'éclairement solaire diffus incident sur un plan incliné est donné par l'équation suivante [9] :

$$D_{\text{inc}} = d_{\text{ciel}} + d_{\text{sol}} + d_{\text{rétr}} \frac{1 + \sin(90 - \beta)}{2} \quad (\text{I.36})$$

D'où l'éclairement solaire global incliné à un instant donné est le suivant [9] :

$$G_{\text{inc}} = I_{\text{inc}} + D_{\text{inc}} \quad (\text{I.37})$$

L'orientation idéale d'un photovoltaïque obéit donc à une règle très simple à retenir. Les systèmes solaires devront être orientés vers le sud dans l'hémisphère nord et vers le nord dans l'hémisphère sud.

1.6. Conclusion

Le rayonnement solaire représente une composante fondamentale du système énergétique terrestre. Sa compréhension passe par l'analyse de ses origines, des paramètres géographiques et atmosphériques qui l'influencent, ainsi que par les techniques de mesure et les modèles mathématiques utilisés pour son estimation. Ces connaissances sont essentielles pour optimiser l'exploitation de l'énergie solaire et pour anticiper les variations climatiques liées à ce rayonnement.

Chapitre 2

Influence de l'Angle d'Inclinaison sur l'énergie solaire reçue par le panneau Solaire

II.1. Introduction

Pour maximiser la quantité d'énergie captée par un panneau solaire, plusieurs facteurs doivent être pris en compte, dont l'angle d'inclinaison du panneau, qui influence directement la quantité de rayonnement solaire reçue.

Dans ce chapitre nous allons étudier l'optimisation de l'angle d'inclinaison d'un panneau solaire à travers trois stratégies d'optimisation : mensuelle, saisonnière et annuelle

Cette étude permet de mieux comprendre comment l'ajustement de l'angle d'un panneau solaire peut améliorer son rendement énergétique, et constitue une base précieuse pour concevoir des systèmes photovoltaïques plus performants et mieux adaptés aux variations climatiques et saisonnières.

II.2 Simulation de l'éclairement solaire

Application pour la région de Ghardaïa

Selon la figure 2.1, la région de Ghardaïa est une région située dans le nord du Sahara septentrional, caractérisé par un climat chaud et sec en été et froid en hiver. L'altitude de Ghardaïa est de 503m au-dessus du niveau de la mer, sa Latitude : $32^{\circ}29'27''$ Nord, et sa Longitude : $3^{\circ}40'24''$ Est.

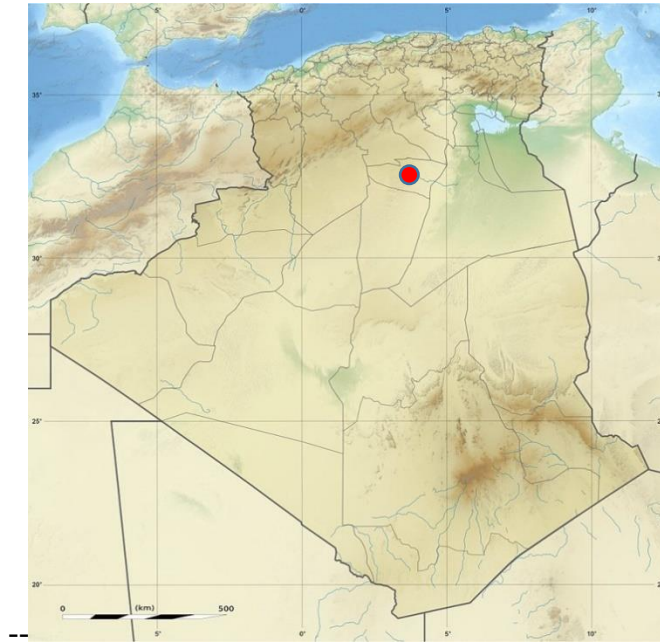


Figure . 1 : La carte topographique d'Algérie [7]

Sous l'environnement Matlab nous avons établi un programme de simulation du rayonnement solaire dans la région de Ghardaïa par l'application du modele de Michel Capderou présenté dans le chapitre I.

Nous avons dessiné le rayonnement solaire pour deux jours de l'année (Hiver et Eté) pour un plan incliné et pour un plan normal aux rayons solaires, ce qui est représenté par les deux figures II.1 et 2.

Les figures II.1 et II.2 montrent la comparaison entre l'éclairement solaire reçu par un **plan incliné fixe** et par un **plan normal aux rayons solaires** pour deux journées types de l'année : une en hiver et une en été.

On remarque que le **plan normal aux rayons solaires** capte **significativement plus de rayonnement** tout au long de la journée par rapport au plan incliné fixe. Cette différence est particulièrement marquée en hiver, où le soleil est bas sur l'horizon, et où un plan fixe ne peut pas être toujours bien orienté par rapport à l'incidence des rayons.

En été, bien que le soleil soit plus haut et que le rayonnement soit globalement plus intense, l'écart entre les deux plans reste important, mais moins marqué qu'en hiver. Cela démontre l'avantage clair d'un système de suivi solaire (suiveur) pour maximiser l'irradiation reçue, bien qu'il soit plus coûteux à mettre en place.

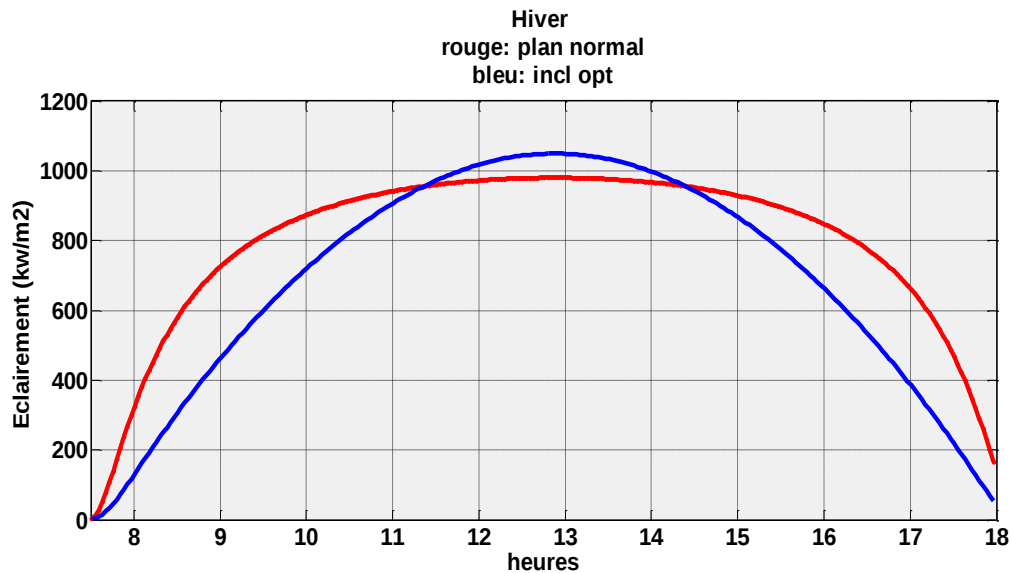


Figure II.2 *Variation de l'éclairement solaire reçu par un plan incliné fixe et par un plan normal (hiver)*

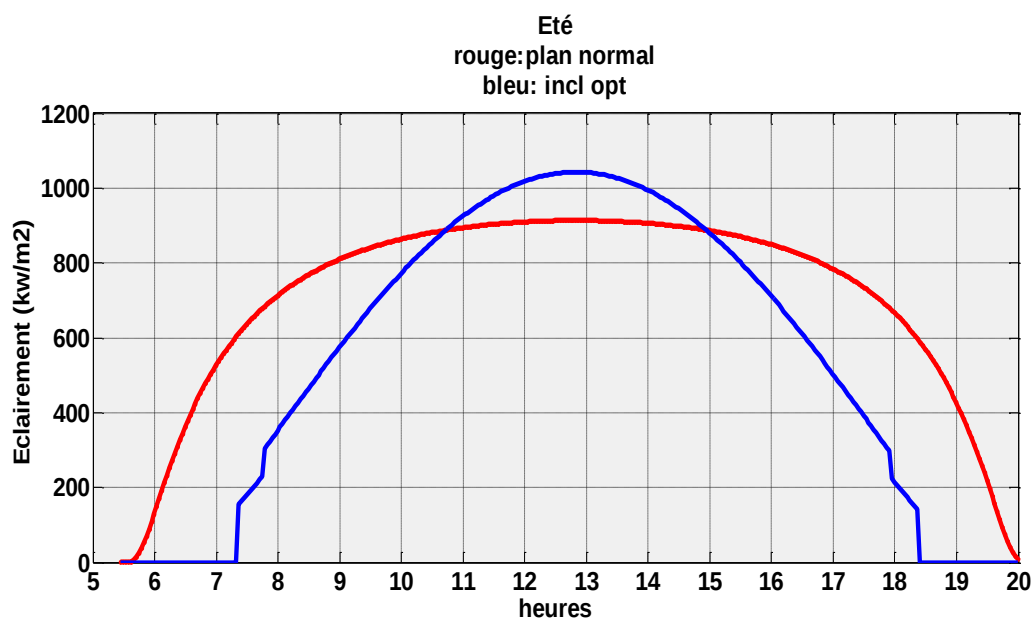


Figure II.3 Variation de l'éclairement solaire reçu par un plan incliné fixe et par un plan normal (Eté)

II.3. Le choix de l'inclinaison optimale

Il est possible de rectifier l'angle grâce d'un "tracker" appelé également "suiveur solaire". Mais pour un particulier, c'est un investissement jugé non rentable de par son coût d'achat et les coûts de maintenance associés.

La pente des capteurs solaires est donc un critère fondamental afin de maximiser l'énergie solaire produite. En effet, le rendement est optimal si les rayons du soleil frappent perpendiculairement les capteurs. Il est donc nécessaire de trouver la pente optimale afin de trouver la trajectoire perpendiculaire des rayons du soleil. La trajectoire des rayons du soleil est variable en fonction des saisons. En été, le soleil est haut, en hiver, il est plus bas.

Une règle approximative pour un angle d'inclinaison optimal β est :

$$\beta = \varphi - \delta \quad (\text{II.1})$$

Où φ est la latitude du lieu.

- δ est la déclinaison solaire. Elle peut être calculée par la formule :

$$\delta = 23.44^\circ \cdot \sin \left(\left(\frac{360}{365} \right) \cdot (n - 81) \right) \quad (\text{II.2})$$

Où n est le jour de l'année.

La déclinaison solaire (δ) représente l'angle entre les rayons du Soleil et le plan de l'équateur terrestre. La figure II.4 montre une **courbe régulière et symétrique** indiquant l'évolution naturelle du Soleil dans le ciel au fil des saisons.

- **En été** (vers le jour 172, soit le 21 juin), la déclinaison atteint son **maximum positif** ($+23,44^\circ$), ce qui correspond à un ensoleillement très vertical dans l'hémisphère nord.
- **En hiver** (vers le jour 355, soit le 21 décembre), elle atteint son **minimum négatif** ($-23,44^\circ$), signe que le Soleil reste bas dans le ciel, surtout dans les régions situées à moyenne latitude comme Ghardaïa.

- Cette variation est essentielle pour **calculer l'inclinaison optimale des panneaux**, car elle influence directement l'angle d'incidence des rayons solaires.

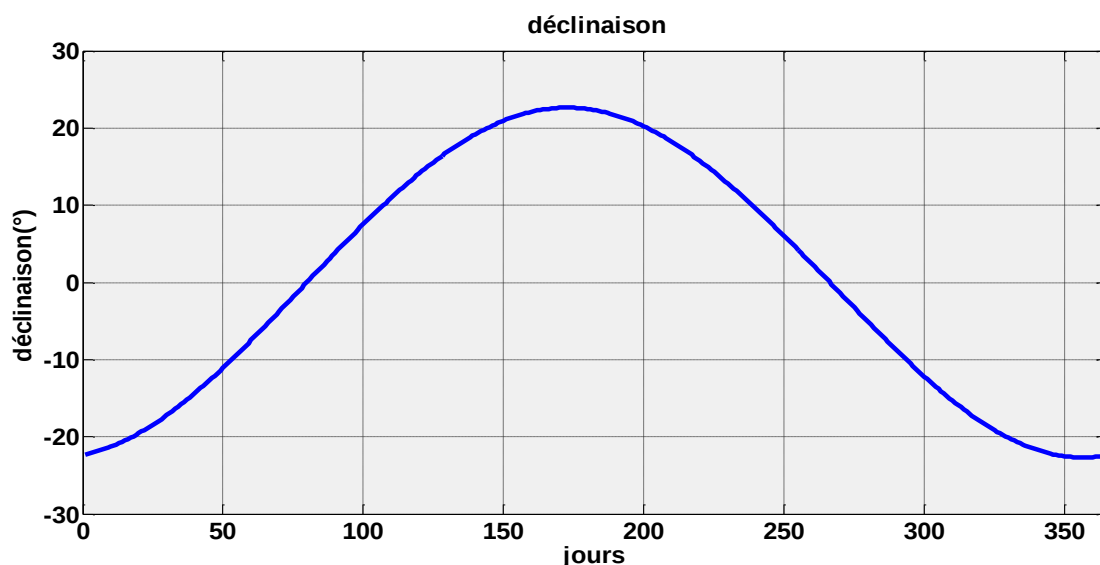


Figure II.4 Evolution de la déclinaison solaire au cours de l'année.

Le tableau II.1 représente les valeurs des angles optimaux pour les jours type de chaque mois de l'année. Selon les valeurs obtenues, l'inclinaison optimale est plus proche de la verticale en hiver, tandis qu'en été, elle est plus proche de l'horizontale.

1Tableau II. 1 : Inclinaisons optimales des journées type

Jour	Inclinaison optimale
07 Janvier	53.62°
09 Février	46.28°
18 Mars	33.04°
15 Avril	22.67°
25 Mai	11.79°
29 Juin	9.48°
09 Juillet	10.29°
25 Aout	21.4°
16 Septembre	29.21°

30 Octobre	45.11°
26 Novembre	52.09°
28 Décembre	54.50°

La figure II.4 illustre comment l'**inclinaison optimale des panneaux solaires** doit évoluer chaque mois pour capter au mieux le rayonnement solaire.

- L'angle d'inclinaison optimal est **plus élevé en hiver** (jusqu'à 54,5° en décembre) et **plus faible en été** (environ 9,5° en juin).
- Cela s'explique par la position apparente du Soleil : en hiver, il est bas sur l'horizon, il faut donc incliner fortement le panneau pour que les rayons frappent perpendiculairement. En été, le Soleil est plus haut, un angle faible est plus efficace.
- L'évolution de l'angle est **progressive et symétrique** autour des équinoxes (mars et septembre), ce qui correspond à une distribution saisonnière classique du rayonnement solaire.

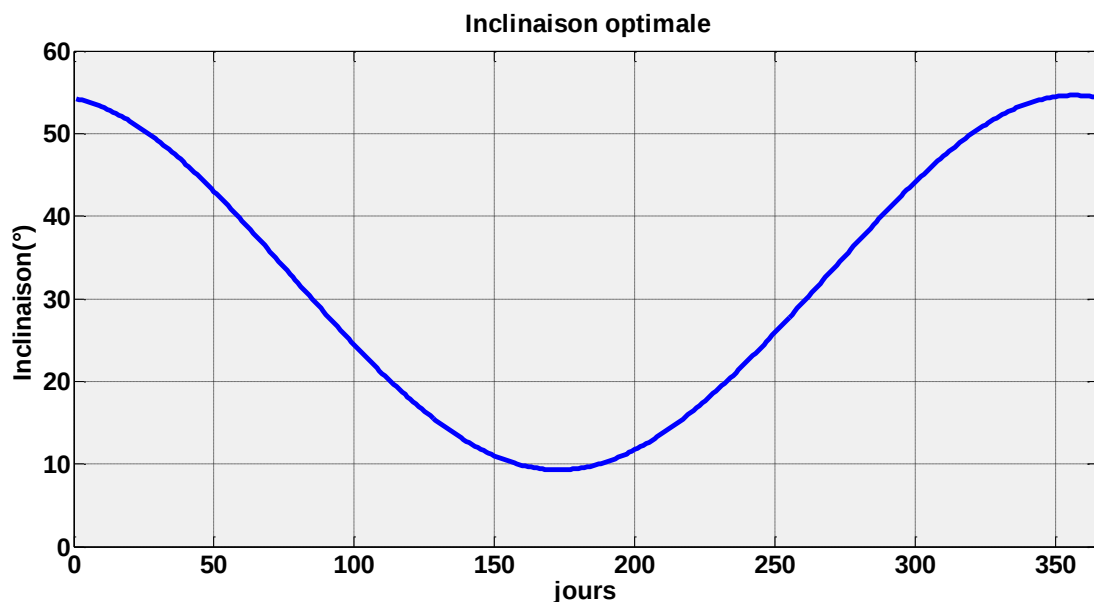


Figure II.5 Variation de l'angle d'inclinaison optimale pour les jours types des différents mois de l'année.

II.4. Influence de l'angle d'inclinaison sur l'énergie solaire reçu par le panneau solaire

II.4.1. Rendement d'une Surface

Afin d'évaluer les performances d'un plan incliné, on compare celui-ci à un plan de même surface mais perpendiculaire au rayonnement incident. Ainsi, la fraction des quantités d'énergies interceptées à un instant t_0 par ces deux plans durant un intervalle de temps τ s'évalue par l'expression suivante :

$$\eta = \frac{\int_{t_0 - \frac{\tau}{2}}^{t_0 + \frac{\tau}{2}} G \, dt}{\int_{t_0 - \frac{\tau}{2}}^{t_0 + \frac{\tau}{2}} G_{\max} \, dt} \quad (\text{II.3})$$

$$\eta_j = \frac{E_j}{E_j^{\max}} \quad (\text{II.4})$$

Où :

$$E_j = \int_{t_{ij}}^{t_{cj}} G(i_j) \, dt \quad (\text{II.5})$$

$$E_j^{\max} = \int_{t_{ij}}^{t_{cj}} G_{\max} \, dt \quad (\text{II.6})$$

t_{lj} et t_{cj} définissent respectivement les heures du lever et du coucher du soleil de la journée j .

II.5. Optimisation de l'angle d'inclinaison

A cet effet, trois cas sont envisagés :

- **Optimisation Mensuelle** : Fixer un même angle d'inclinaison pour tous les jours de chaque mois.
- **Optimisation Saisonnière** : Fixer un même angle d'inclinaison pour tous les jours pour chaque saison.
- **Optimisation Annuelle** : Fixer un même angle d'inclinaison pour tous les jours de l'année.

II.5.1. Optimisation mensuelle

Dans le cas de l'optimisation mensuelle, nous avons fixé l'angle d'inclinaison à une valeur pour chaque mois et nous avons calculer l'irradiation solaire pour un plan incliné à l'optimale et pour un plan normal au rayons solaires et cela pour le jour type du mois considéré. Nous avons déterminé le rendement du panneau incliné à l'optimal par rapport au plan normal.

Le tableau II.2 illustre les résultats obtenus.

On remarque que le rendement est important pour les mois d'hivers il atteint 92% pour le mois de Décembre et diminue en Été pour atteindre la valeur de 58% pour les mois de Juin et Juillet

Tableau II. 2 : Irradiations solaires calculées (en kWh/m²) incidentes sur un capteur d'inclinaison optimale mensuelle orienté au sud

Mois	Jour type	Inclinaison optimale mensuelle	Irradiations solaires (kWh/m ²) Inclinaison optimale	Irradiations solaires (kWh/m ²) Plan normal	Rendement(%)
Janvier	07	53.62°	7.9026	8.73656	90%
Février	09	46.28°	7.8803	9.66634	81%
Mars	05	33.97°	7.6842	10.4193	73%

Avril	05	22.25°	7.1893	11.138	64%
Mai	10	15.02°	6.8252	11.4931	60%
Juin	09	9.48°	6.5753	11.2994	58%
Juillet	09	10.29°	6.5253	11.1826	58%
Août	25	21.4°	6.6795	10.4005	64%
Septembre	16	29.21°	6.8235	9.9627	68%
Octobre	30	45.11°	7.2988	8.9537	81%
Novembre	26	52.09°	7.5802	8.4828	89%
Décembre	28	54.50°	7.9412	8.5601	92%

II.5.2. Optimisation saisonnière

Dans le cas de l'optimisation saisonnière nous avons fixé l'angle d'inclinaison du panneau solaire à une valeur optimale moyenne de chaque trois de l'année définissant ainsi les quatre saisons de l'année. Nous avons calculé les différentes irradiances solaires pour chaque mois pour un plan incliné à l'optimal et un plan normal aux rayons solaires. Les résultats sont illustrés dans le tableau II.3.

On remarque que le rendement du plan incliné à l'angle optimal saisonnier a un peu diminué par rapport au cas de l'angle optimal mensuel. (90% en hivers et 57% en Été).

II. . 3 : Irradiations solaires calculées (en kWh/m²) incidentes sur un capteur d'inclinaison optimale saisonnier, orienté au sud

Mois	Inclinaison optimale mensuelle	Irradiations solaires (kWh/m ²) Inclinaison optimale	Irradiations solaires (kWh/m ²) Plan normal	Rendement(%)
Novembre	51.93°	7.41514	8.81906	84%
Décembre		7.55945	8.32311	90%
Janvier		7.84929	8.6745	90%

Février	33.59°	7.57442	9.54205	79%
Mars		7.50955	10.3527	72%
Avril		7.11810	11.1218	64%
Mai	11.64°	6.88850	11.4482	60%
Juin		6.58596	11.4940	57%
Juillet		6.48970	11.2449	57%
Août	29.33°	6.28885	10.7757	58%
Septembre		6.66911	10.1859	65%
Octobre		6.90309	9.53356	72%

II.5.3. Optimisation annuelle

Dans le cas de l'optimisation annuelle nous avons fixé l'angle d'inclinaison du panneau solaire à une valeur optimale moyenne annuelle. Nous avons calculé les différentes irradiances solaires pour chaque mois pour un plan incliné à l'optimal et un plan normal aux rayons solaires. Les résultats sont illustrés dans le tableau II.4.

On remarque que la valeur de l'angle d'inclinaison optimale annuelle obtenu (31.56°) est presque égale à la latitude du lieu (32°29).

Concernant le rendement du plan incliné à l'angle optimal annuel a diminué par rapport au cas de l'angle optimal saisonnier et mensuel. (81% en hivers et 52% en Été).

Tableau II.4. : Irradiations solaires calculées (par kWh/m²) incidentes sur un capteur d'inclinaison optimale annuelle, orienté au sud

Mois	Inclinaison optimale annuelle	Irradiations solaires calculées (kWh/m ²)	Irradiations solaires (kWh/m ²) Plan normal	Rendement(%)
Janvier		7.1028	8.6943	81%

Février		7.4884	9.5588	78%
Mars		7.4761	10.4120	71%
Avril		7.1483	11.1387	64%
Mai	31.56	6.5389	11.4482	57%
Juin		5.9961	11.4943	52%
Juillet		5.9028	11.2449	52%
Août		6.2151	10.7757	57%
Septembre		6.6417	10.1852	65%
Octobre		7.0515	9.5397	73%
Novembre		7.0389	8.9120	78%
Décembre		6.8632	8.4172	81%

II.6.comparaison des trois cas d'optimisation

La figure II.6 montre l'évolution mensuelle du **rendement** énergétique d'un panneau solaire orienté vers le sud, pour les trois cas d'optimisation de l'angle d'inclinaison :

- **AOM** : Angle Optimal Mensuel
- **AOS** : Angle Optimal Saisonnier
- **AOA** : Angle Optimal Annuel

Chaque courbe représente la proportion d'énergie interceptée par un panneau incliné de façon optimale selon la méthode par rapport à un panneau parfaitement perpendiculaire aux rayons solaires (plan normal).

1. Performance de l'optimisation mensuelle (AOM)

- **C'est la courbe la plus haute** durant la majorité de l'année.
- Elle montre un **rendement élevé (jusqu'à 92%)** notamment en hiver (décembre, janvier) et en automne.
- Cela signifie qu'un ajustement mensuel permet une meilleure adaptation à la position réelle du soleil chaque mois → **meilleure efficacité énergétique**.
- C'est la stratégie la plus performante, mais aussi la plus contraignante (ajustements fréquents).

2. Performance de l'optimisation saisonnière (AOS)

- La courbe AOS suit de près celle d'AOM mais avec **une légère baisse**, surtout au printemps et en été.
- Le rendement reste bon (jusqu'à **90% en hiver**, mais **environ 57% en été**).
- Elle offre un **compromis intéressant** : moins d'ajustements (4 par an), avec des performances presque similaires.

3. Performance de l'optimisation annuelle (AOA)

- C'est la **courbe la plus basse**, avec un rendement qui tombe à **52% en été** et remonte à **81% en hiver**.
- Cette stratégie est **la plus simple**, car elle ne nécessite aucun ajustement au cours de l'année.
- Toutefois, elle sacrifie **jusqu'à 20–25% d'énergie potentielle**, notamment en été où le soleil est très haut.

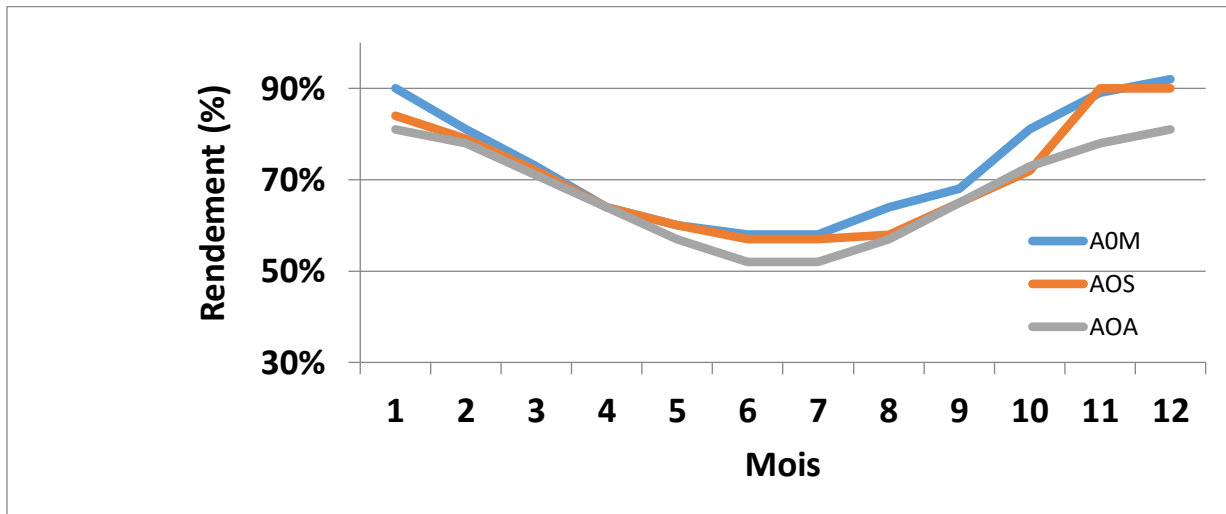


Figure II. 6 : Evolution au cours de l'année des rendements des surfaces orientées vers le sud selon des angles d'inclinaisons AOS, AOM et AOA.

Le tableau II.6 présente l'énergie solaire totale reçue chaque mois (en kWh/m²) pour les trois stratégies d'optimisation de l'inclinaison des panneaux solaires : optimisation mensuelle (AOM), saisonnière (AOS) et annuelle (AOA), en comparaison avec un panneau idéal toujours perpendiculaire aux rayons solaires (plan normal). Il en ressort que l'optimisation mensuelle (AOM) permet de capter la plus grande quantité d'énergie parmi les trois méthodes, avec une énergie solaire annuelle cumulée de **2642,26 kWh/m²**, soit **71 %** de l'énergie reçue par le plan normal. L'optimisation saisonnière (AOS), bien qu'un peu moins performante, permet de

recupérer **69 %**, avec une énergie annuelle de **2579,87 kWh/m²**. L'optimisation annuelle (AOA), avec une inclinaison constante tout au long de l'année, offre une performance plus limitée, avec seulement **66 %** de l'énergie reçue par le plan normal (soit **2476,09 kWh/m²**).

Tableau II.5 Energie solaire totale mensuelle et annuelle

ENERGIE SOLAIRE MENSUELLE	AOM	AOS	A0A	plan normal
1	244.9806	243.32799	220.1868	269.5233
2	220.6484	212.08376	209.6752	267.6464
3	238.2102	232.79605	231.7591	322.772
4	215.679	213.543	214.449	334.161
5	211.5812	213.5435	202.7059	354.8942
6	197.259	197.5788	179.883	344.829
7	202.2843	201.1807	182.9868	348.5919
8	207.0645	194.95435	192.6681	334.0467
9	204.705	200.0733	199.251	305.556
10	226.2628	213.99579	218.5965	295.7307
11	227.406	222.4542	211.167	267.36
12	246.1772	234.34295	212.7592	260.9332
ENERGIESOLAIRE ANNUELLE(Kwh/m2)	2642.2582	2579.87439	2476.0876	3706.0444
Gain en energie(%)	71	69	66	

II.7. Conclusion

L'optimisation de l'angle d'inclinaison des panneaux solaires constitue un levier essentiel pour améliorer leur performance énergétique. Grâce à la simulation de l'éclairement solaire et à l'analyse de différentes stratégies d'inclinaison – mensuelle, saisonnière et annuelle – il est possible d'adapter l'orientation des panneaux en fonction des variations solaires tout au long de l'année.

Les résultats obtenus montrent que le choix judicieux de l'angle d'inclinaison permet de maximiser la quantité d'énergie solaire reçue, et donc d'augmenter le rendement global du système photovoltaïque. La comparaison graphique des différentes méthodes d'optimisation a montré que l'optimisation mensuelle est la plus efficace.

Conclusion Générale

L'étude menée à travers ce travail a permis de mettre en évidence l'importance Cruciale de l'optimisation de l'angle d'inclinaison dans la performance des systèmes Photovoltaïques. En combinant une analyse théorique du rayonnement solaire (chapitre I) avec une étude pratique basée sur des simulations pour la région de Ghardaïa (chapitre II), nous avons pu démontrer que l'orientation des panneaux solaires a un impact significatif sur l'énergie qu'ils peuvent capter tout au long de l'année.

Les modèles présentés, en particulier celui de Michel Capderou, ont offert un cadre rigoureux pour simuler l'irradiation solaire en fonction des paramètres astronomiques et géographiques. L'application de ces modèles à différentes stratégies d'optimisation (mensuelle, saisonnière et annuelle) a montré que l'ajustement régulier de l'angle d'inclinaison permet d'améliorer considérablement le rendement énergétique d'un système solaire fixe.

Parmi les stratégies comparées, l'optimisation mensuelle s'est révélée la plus performante, offrant un meilleur compromis entre complexité de mise en œuvre et gain en énergie. Toutefois, les solutions saisonnières et annuelles peuvent également constituer des choix pertinents dans des contextes où les moyens techniques ou financiers limitent les ajustements fréquents.

En somme, cette étude met en lumière l'intérêt d'une approche réfléchie et adaptée pour le dimensionnement et l'installation de panneaux photovoltaïques, en particulier dans des régions à fort ensoleillement comme Ghardaïa. Elle constitue également une base solide pour des travaux futurs, notamment l'intégration de systèmes de suivi solaire automatisé (trackers) ou encore l'optimisation multi-critères intégrant des aspects économiques et environnementaux.

Bibliographie

- [1]:IEA – International Energy Agency. (2022). *Trends in Photovoltaic Applications*. Donne un aperçu global de l'évolution de la demande en énergie solaire et les perspectives d'avenir.
- [2]:Duffie, J. A., & Beckman, W. A. (2013). *Solar Engineering of Thermal Processes* (4th ed.). Wiley. Ouvrage fondamental sur les principes de base du rayonnement solaire et des systèmes photovoltaïques.
- [3]:Lorenzo, E. (1994). *Solar Electricity: Engineering of Photovoltaic Systems*. Earthscan. Aborde notamment les paramètres d'optimisation des systèmes PV.
- [4]:Capderou, M. (2008). *Solar Energy and Earth Radiation: Modeling and Monitoring*. Springer. Utilisé comme référence pour le modèle de calcul de l'irradiation solaire.
- [5]:Belhamel, M., & Benghanem, M. (2005). "Optimization of tilt angle for solar panel: A case study for Madinah, Saudi Arabia." *Energy for Sustainable Development*, 9(1), 47–50. Exemple d'étude régionale sur l'optimisation de l'angle d'inclinaison.
- [6]:Kacira, M., Simsek, M., Babur, Y., & Demirkol, S. (2004). "Determining optimum tilt angles and orientations of photovoltaic panels in Sanliurfa, Turkey." *Renewable Energy*, 29(8), 1265–1275.
- [7]: Mr. Boukhelifa Hamza , " Dimensionnement technique d'une installation photovoltaïque De 300Kw", Mémoire de Master en Génie électrique, Université M'Hamed Bougara, Boumardes.2017.
- [8]: "Planning and Installing photovoltaic Systems: A guide for installers, architects and engineers" , Second edition, Earthscam . 2008.
- [9] : Ramadani Faryal,Hourri Nisreen, « L'effet de la température sur les panneaux solaires photovoltaïques », un mémorandum pour l'obtention d'un certificat. Master en physique de l'énergie et énergies renouvelables. Université de Kasdi-Merbah Ouargla2021.
- [10] : L'influence des facteurs climatiques sur le choix du type de panneaux photovoltaïques utilisés et de la capacité de stockage Utilisateur, Journal of Science and Technology, Volume (14), Numéro (2)2009.