

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur Et de La Recherche Scientifique



Université de Ghardaïa

N° d'ordre :

N° de série :

Faculté des Sciences et Technologies
Département des Sciences et Technologie

Mémoire présenté en vue de l'obtention du diplôme de

MASTER

Domaine : *Sciences et Technologies*

Filière : *Energies Renouvelables*

Spécialité : *Energies Renouvelables en électrotechnique*

Par : BAHAZ Abdelwahab et ZERARA Kouaider

Thème

Détermination des inclinaisons optimales des capteurs solaires pour la ville de Ghardaïa et Tamanrasset

Soutenu publiquement le : 21/06/2018

Devant le jury :

AKRMI Faouzi	MAA	Univ. Ghardaïa	Président
BEN YELLOUL Kamal	MRA	URAER. Ghardaïa	Examineur
YETTOU Fatiha	MRA	URAER. Ghardaïa	Examineur
FERKOUS Khaled	MAA	Univ. Ghardaïa	Encadreur

Année universitaire 2017/2018

Remerciements

*Nous tenons à remercier en premier lieu **ALLAH**, le tout puissant.*

Nous tenons à exprimer ma grande gratitude envers mon encadreur Mr . Ferkous Khaled qui m'a apporté son aide et ses valeureux conseils pour l'accomplissement et le suivi de ce travail.

*nous remercions également les
membres de jury pour avoir examiné ce travail
et nous présentons mes sincères remerciements à tous qui
nous ont aidé à la réalisation de ce travail.*

Résumé

Un module photovoltaïque doit être incliné de façon perpendiculaire aux rayons du soleil. Ceci est généralement impossible à obtenir car la position du soleil varie en fonction de l'heure de la journée et aussi en fonction des saisons. La méthode de l'angle d'inclinaison des modules photovoltaïques, s'avère la méthode idéale pour optimiser la production du générateur photovoltaïque.

Dans l'objectif de ce mémoire nous avons dans une *première étape* étudié l'influence des paramètres géographiques et météorologiques sur le rayonnement solaire. En *deuxième étape* nous avons utilisé quatre méthodes d'optimisation (journalier, mensuelle, saisonnier, annuelle) pour optimiser l'angle d'inclinaison afin de capter un maximum du rayonnement solaire. *Enfin* nous avons réalisé le programme de calcul sous l'environnement MATLAB et obtenu des résultats de simulation qui présentent l'intérêt énergétique (le gain) de la correction d'angle d'inclinaison dans un système énergétique photovoltaïque.

MOTS CLES : Energie Solaire, Panneau Solaire, Angle d'inclinaison, Optimisation.

ملخص

للحصول على مردود جيد للطاقة باستعمال اللاقط الشمسي يكفي أن تكون أشعة الشمس الواردة عمودية على سطح اللاقط عند كل لحظة و هذا شيء صعب لعدة عوامل منها تغير موقع الشمس عند كل ساعة من النهار و عند كل فصل من فصول السنة

من خلال هذه المذكرة قمنا بتوضيح تأثير كل من العوامل الجغرافية و المناخية على شدة الإشعاع الشمسي، و قصد الحصول على مردود جيد للطاقة قمنا باقتراح أربعة نماذج رياضية لزاوية الميلان المثلى للاقط (يومية، شهرية، فصلية، سنوية) ، و في الأخير تم إجراء محاكاة باستعمال برنامج ماتلاب تحصلنا من خلاله على نتائج توضح الريح الممكن الحصول عليه عند استعمال لاقط بنولية مثلى بدل و اللاقط الأفقي

الكلمات المفتاحية : طاقة شمسية ؛ لاقط شمسي ؛ زاوية الميل ؛ مثلى .

Table des matières

Table des matières

Remerciements	ii
Résumé	ii
Table des matières	iii
Liste des figures	vii
Liste des tableaux	x
Liste des abréviations	xi
Introduction générale	1
Chapitre I : Généralité sur le gisement solaire	2
I.1 Introduction	2
I.2 Les énergies renouvelables	2
I.2.1 L'énergie solaire	2
I.2.2 L'énergie éolienne	3
I.2.3 La biomasse	4
I.2.4 L'énergie hydraulique	4
I.2.5 L'énergie géothermique :	5
I.3 Energie Renouvelable en Algérie et au sud Algérien :	6
I.4 Gisement solaire :	6
I.4.1 Le soleil :	6
I.4.2 Origine de l'énergie solaire	7
I.5 Mouvement apparent du soleil :	7
I.6 Repérage du Soleil	9

I.6.1	Coordonnées Géographiques :.....	9
I.6.2	Les Temps Solaires.....	10
I.6.3	Coordonnées équatoriales.....	11
I.6.4	Coordonnées horizontales :.....	13
I.7	Orientation d'un plan :.....	14
I.8	Angle d'incidence des rayons solaires :.....	15
I.9	Propagation des ondes électromagnétiques :.....	15
I.10	Le couple Terre-soleil :.....	16
I.10.1	Correction de la distance Terre soleil :.....	16
I.10.2	La constante solaire :.....	16
I.10.3	Correction de la constante solaire :.....	17
I.11	Rayonnement solaire :.....	17
I.11.1	Rayonnement direct :.....	18
I.11.2	Rayonnement diffus :.....	18
I.11.3	Le rayonnement réfléchi :.....	18
I.11.4	Irradiation horaire sur un plan horizontal :.....	18
I.11.5	Irradiation journalière sur un plan horizontal :.....	18
I.12	Appareilles de mesure :.....	19
I.13	Conclusion.....	20
Chapitre II :	Modèles mathématique pour obtenu l'angle d'inclinaison optimale	21
II.1	Introduction.....	21
II.2	Spécification de la région d'étude.....	22
II.2.1	Le site de Ghardaïa	22
➤	La durée d'ensoleillement dans la zone Ghardaïa :	22
II.2.2	Le site de Tamanrasset.....	23
➤	La durée d'ensoleillement dans la zone Tamanrasset :.....	23

II.3	Modèle d'ensoleillement « Capderou »	24
II.3.1	Calcul du rayonnement direct.....	25
II.3.2	L'éclairement diffus incident sur un plan horizontal.....	25
II.3.3	L'éclairement global reçu sur un plan horizontal.....	25
II.3.4	.Eclairement global reçu sur un plan incliné par ciel clair	25
II.4	Modèles Mathématiques exprimant l'angle d'inclinaison optimal.....	27
II.4.1	Modèles exprimant l'Angle optimal annuelle	27
II.4.2	Modèles exprimant l'Angle optimal saisonnier	28
II.4.3	Modèles exprimant l'Angle optimal mensuelle.....	29
II.5	Conclusion	32
Chapitre III : Résultats et Discussion.....		33
III.1	Introduction	33
III.2	Angle d'inclinaison optimal pour la région de Ghardaïa :	33
III.2.1	Angle d'inclinaison optimal Journalière :.....	34
III.2.2	Angle d'inclinaison optimal mensuelle :	35
III.2.3	Angle d'inclinaison optimal Saisonnier :.....	37
III.2.4	Angle Optimale Annuelle :	39
III.3	Angle optimal et l'irradiation de la région Tamanrasset :.....	42
III.3.1	Angle d'inclinaison optimal Journalière :.....	42
III.3.2	Angle d'inclinaison optimal mensuelle :	43
III.3.3	Angle d'inclinaison optimal Saisonnier :.....	45
III.3.4	Angle Optimale Annuelle :	47
III.4	Conclusion.....	50
Conclusion générale		51
Bibliographies.....		52
Annexe I : Angle d'incidence et Angle d'inclinaison		55

Annexe II : Calculer La Durée De Jour	55
Annexe III : Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables	60

Liste des figures

Figure I-1: Exemple sur les capteurs plant d'énergie solaire .	3
Figure I-2 : Chaîne énergétique éolienne	3
Figure I-3 : Principe produisant l'énergie de la biomasse	4
Figure I-4: schéma de barrage hydraulique	5
Figure I-5: schéma Principe de production l'énergie géothermique.	5
Figure I-6: Situation Terre – soleil	8
Figure I-7 : Orbite de la Terre autour du soleil.	8
Figure I-8: Coordonnées Géographiques	10
Figure I-9: Repère équatorial	12
Figure I-10: Repère horizontal	13
Figure I-11: Densité spectrale de l'éclairement énergétique du rayonnement solaire direct	15
Figure I-12: les composants du rayonnement solaire	17
Figure I-13: Pyranomètre ombré	19
Figure I-14: Le pyrhéliomètre	19
Figure II-1: Vue satellitaire du site de Ghardaïa	22
Figure II-2: Vue satellitaire du site de Tamanrasset.	24
Figure III-1: Angle d'inclinaison optimal Journalière en fonction du numéro du de pour la ville de Ghardaïa	34
Figure III-2: Irradiation journalier pour un panneau incliné optimal et un panneau horizontal de la ville de Ghardaïa.	34
Figure III-3 : Angle d'inclinaison optimal mensuelle en fonction du numéro du jour de la ville de Ghardaïa	35
Figure III-4: Irradiation avec un angle d'inclinaison optimal mensuelle de la ville de Ghardaïa.	36

Figure III-5 : Angle d'inclinaison optimal saisonnier de la ville de Ghardaïa.....	37
La Figure III-6 Irradiation avec Angle d'inclinaison optimal saisonnier de la ville de Ghardaïa	38
Figure III-7 : Angle d'inclinaison optimal annuelle de la ville de Ghardaïa	39
FigureIII-8:Irradiation journalière avec un plan horizontal, incliné optimal (journalière, mensuelle, saisonnière et annuelle)de la ville de Ghardaïa.....	40
Figure III-9 : Irradiation Globale sur la surface horizontale, inclinée et poursuit dans les jours 21 /3, 21/6 dans la ville de Ghardaïa en utilisant un modèle Capderou.....	40
Figure III-10 : Irradiation Globale sur la surface horizontale, inclinée et poursuit dans les jours 21 /9, 21/12 dans la ville de Ghardaïa en utilisant un modèle Capderou.....	41
Figure III-11: Angle d'inclinaison optimal Journalière en fonction du numéro du jour de la ville de Tamanrasset.....	42
Figure III-12: Irradiation journalier pour un panneau incliné optimal et un panneau horizontal de la ville de Tamanrasset	42
Figure III-13: Angle d'inclinaison optimal mensuelle en fonction du numéro du jour de la ville de Tamanrasset.....	43
Figure III-14: Irradiation avec un angle d'inclinaison optimal mensuelle de la ville de Tamanrasset.....	44
Figure III-15: Angle d'inclinaison optimal saisonnier pour de la ville de Tamanrasset.....	45
Figure III-16 : Irradiation avec Angle d'inclinaison optimal saisonnier de la ville de Tamanrasset.....	46
Figure III-17: Irradiation journalière avec un plan horizontal, incliné optimal (journalière, mensuelle, saisonnière et annuelle) de la ville de Tamanrasset.....	47
Figure III-18 : Irradiation Globale sur la surface horizontale, inclinée et poursuit dans les jours 21/3, 21/6 dans la ville de Tamanrasset en utilisant un modèle Capderou..	48
Figure III-19 : Irradiation Globale sur la surface horizontale, inclinée et poursuit dans les jours 21 /9, 21/12 dans la ville de Tamanrasset en utilisant un modèle Capderou..	49
Figure 1: Angle d'inclinée sur un module photovoltaïque.....	55
Figure 2: Angle d'incidence sur un module photovoltaïque.....	55

Figure 3: Déplacement de la terre sur une trajectoire idéale circulaire autour du soleil.....56

Figure 4 : Durée du jour en fonction du numéro du jour.....59

Liste des tableaux

tableau II-1 : La définition des coefficients P00 ... P05 et des variables indépendantes x,y pour [39].....	31
tableau III-1 : montre une comparaison des résultats obtenu avec les résultats de la NASA	35
tableau III-2 : La différence de l'irradiation entre le plan horizontal et le plan est inclinée à l'angle optimale un mois.....	36
tableau III-3 : Angle d'inclinaison optimale saisonnière pour la ville de Ghardaia.....	37
tableau III-4 : montre une comparaison entre l'irradiation obtenu pour un panneau horizontal et un panneau avec une inclinaison optimale saisonnière.	38
tableau III-5 : l'irradiation journalier pour un plan inclinée à l'angle optimal annuel.....	39
tableau III-6 : montre une comparaison des résultats obtenu avec les résultats de la NASA.	43
tableau III-7 : différence de l'irradiation entre le plan horizontal et le plan est inclinée à l'angle optimalen un mois.....	44
tableau III-8 : Angle d'inclinaison optimale saisonnière pour la ville de Tamanresset	45
tableau III-9 : montre une comparaison entre l'irradiation obtenu pour un panneau horizontal et un panneau avec une inclinaison optimale saisonnière.	46
tableau III-10 : l'irradiation journalier pour un plan inclinée à l'angle optimal annuel	47

Liste des abréviations

β :	Inclinaison de la surface réceptrice (°)
i :	Angle d'incidence (°)
λ :	longueur d'onde
δ :	Déclinaison (°)
a_z :	Angle azimute (°)
ρ :	Valeur albédo du sol du rayonnement réfléchi
ω :	Angle horaire (°)
ω_s :	Angle horaire de coucher du soleil(°)
φ :	Latitude (°)
h :	Hauteur du soleil (°)
γ :	Hauteur du plan (°)
m :	Masse d'air optique
n_j :	Nombre de jour
E_0 :	Correction de distance
Γ :	Angle du jour exprimé en Radians (°)
F :	Fonctions de modulation
I_0 :	Constante solaire (W/m ²)
T_L	Le facteur de trouble de linke
G_0 :	Irradiation journalier sur un plan horizontal (KWh/m ²)
G_h :	Irradiation globale sur un plan horizontal (KWh/m ²)
I_b :	Irradiation direct sur un plan horizontal (KWh/m ²)
I_b :	Irradiation direct sur un plan incliné (KWh/m ²)
I_b :	Irradiation direct normal hors atmosphère (KWh/m ²)
G :	Rayonnement Global sur un plan incliné (W/m ²)
I_d :	Irradiation diffusée sur un plan incliné (KWh/m ²)
I_d :	Irradiation diffusée sur un plan horizontal (KWh/m ²)
ε :	Indice de clarté
L :	Longitude (°)
R_b :	Le facteur d'inclinaison journalière
r_b :	Le facteur d'inclinaison horaire
Z :	Altitude (KM)
TSV :	Temps solaire vrai (heures)
TSM :	Temps solaire Moyenne (heures)
ET :	Equation du temps (min)
TU :	Temps universel (heures)
TL :	Temps légal (heures)

Introduction générale

Dans la plupart des régions isolées et éloignées comme le Sahara algérien, le groupe électrogène diesel est la source principale d'énergie électrique. Pour ces régions, le prix d'extension du réseau électrique est exorbitant et le prix du carburant augmente progressivement avec l'isolement. Au cours de cette dernière décennie, le recours aux énergies renouvelables a contribué d'une manière efficace à résoudre les problèmes dus à l'approvisionnement en énergie, non seulement au regard de critères écologiques, mais aussi en raison de leur structure décentralisée. Une des caractéristiques qui limite l'utilisation des énergies renouvelables est liée à la variabilité de leurs ressources. Les fluctuations de la charge selon les périodes journalières ou annuelles ne sont pas forcément proportionnelles avec les ressources. Pour les régions isolées, la solution à adopter est certainement le couplage entre plusieurs sources de nature différentes ; on obtient alors un système hybride (multi sources). Au cours des dix dernières années, le marché du photovoltaïque a connu une croissance très remarquable grâce aux différents facteurs stimulants dont le plus important est la réduction des coûts de production et les politiques de soutien. Ces facteurs stimulants rendent le retour sur l'investissement d'une installation photovoltaïque de plus en plus intéressant. Or, pour produire un maximum d'électricité, un module photovoltaïque doit être incliné de façon perpendiculaire aux rayons du soleil. Ceci est généralement impossible à obtenir car la position du soleil varie en fonction de l'heure de la journée et aussi en fonction des saisons. Dans notre mémoire on s'intéresse au système énergétique solaire. L'orientation optimale des modules photovoltaïques s'avère la méthode idéale pour optimiser la production du générateur solaire.

Chapitre I : Généralité sur le gisement solaire

I.1 Introduction

L'énergie solaire est la plus dominante de toutes les énergies renouvelables, elle est facilement exploitée. Comme la plus part des énergies douces, elle donne à l'utilisateur la possibilité de subvenir sans intermédiaire à une partie de ses besoins.

La connaissance de la position du soleil dans le ciel à tout instant et en tout lieu est nécessaire pour l'étude de l'énergie interceptée. Les heures du lever et du coucher ainsi que la trajectoire du soleil dans le ciel au cours d'une journée permettent d'évaluer certaines grandeurs telles que la durée maximale d'insolation [1].

Dans cette partie nous allons citer quelques sources d'énergies renouvelables et définir certaines grandeurs solaires à savoir :

- Les grandeurs astronomiques.
- Les grandeurs géographiques.
- Le rayonnement solaire hors atmosphère.
- Le rayonnement direct, diffus et global

I.2 Les énergies renouvelables

I.2.1 L'énergie solaire

Ce terme désigne l'énergie fournie par les rayons du soleil. Le soleil est la source d'énergie la plus puissante et cette énergie est gratuite, il n'y a qu'à l'exploiter ! Les technologies sont réparties entre actives et passives.

Les technologies actives transforment l'énergie solaire en une forme électrique ou thermique que nous pouvons utiliser directement. C'est le cas des cellules photovoltaïques qui transforment la lumière du soleil directement en énergie électrique, des collecteurs solaires qui permettent de chauffer l'eau des maisons, du chauffage et du refroidissement solaire, des concentrateurs solaires qui utilisent des miroirs pour concentrer les rayons du soleil et générer une chaleur intense, transformant l'eau en vapeur et produisant de l'électricité grâce à certaines machines, et même des fours solaires. Les technologies passives consistent à bien

orienter les bâtiments par rapport au soleil ou à utiliser des matériaux spéciaux et des modèles architecturaux (**Figure I-1**) qui permettent d'exploiter l'énergie solaire [2].



Figure I-1: Exemple sur les modules plant d'énergie solaire [3].

I.2.2 L'énergie éolienne

La force éolienne est connue et exploitée depuis des milliers d'années au travers des moulins à vent et de la navigation, par exemple. Aujourd'hui, nous pouvons exploiter cette énergie à l'aide d'hélices spéciales qui emmagasinent le vent et de machines qui le transforment en énergie électrique (**Figure I-2**). Les éoliennes sont installées sur terre et en mer dans des endroits où le vent atteint une vitesse élevée et constante [2].

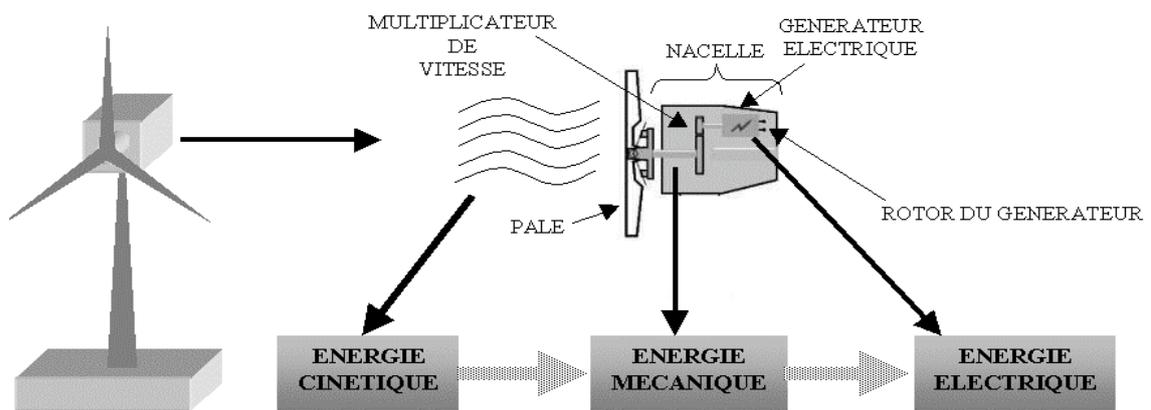


Figure I-2 : Chaîne énergétique éolienne [4]

I.2.3 La biomasse

L'utilisation de la biomasse remonte au temps où l'homme découvrait le feu et se servait encore du bois pour se chauffer et cuire ses aliments ! Il s'agit de l'énergie contenue dans les plantes et les matières organiques. La biomasse des plantes provient du soleil, quand la plante, grâce à la photosynthèse, absorbe l'énergie solaire. Ensuite, les animaux absorbent à leur tour ces plantes !

La biomasse provient de divers secteurs et matières comme le bois, les récoltes, les résidus agricoles et forestiers, les déchets alimentaires et les matières organiques issues des déchets municipaux et industriels (**Figure I-3**). Il existe toute une variété de technologies pour convertir l'énergie de la biomasse en une forme réutilisable. Ces technologies changent l'énergie en formes utilisables directement (chaleur ou électricité) ou en d'autres formes telles que le biocarburant ou le biogaz [5].

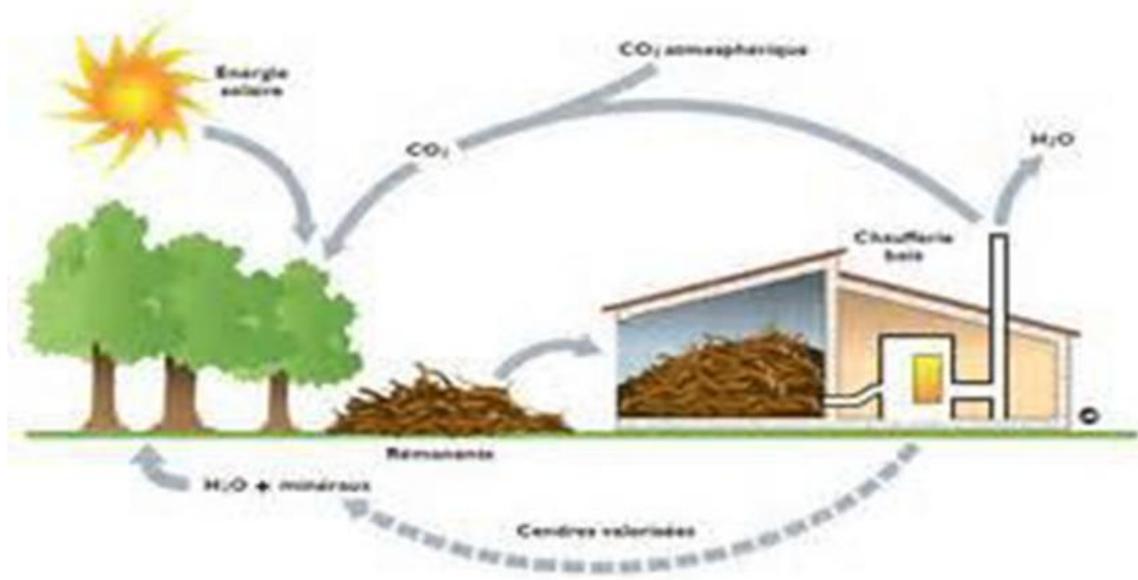


Figure I-3 : Principe produisant l'énergie de la biomasse [5]

I.2.4 L'énergie hydraulique

L'eau est également une source renouvelable puisqu'elle se régénère grâce au cycle d'évaporation et des précipitations. Sa force est connue et exploitée depuis des milliers d'années au travers des barrages, des moulins à eau et des systèmes d'irrigation. Plusieurs

technologies permettent d'exploiter l'énergie produite par la chute ou le mouvement de l'eau (**Figure I-4**)

Les roues à aubes peuvent la transformer directement en énergie mécanique (moulin à eau) tandis que les turbines et les générateurs électriques la transforment en électricité [2].

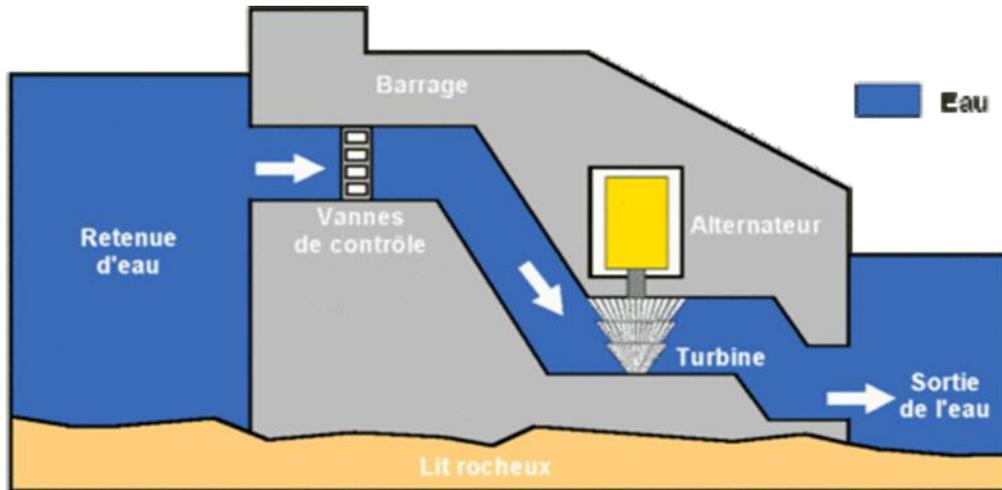


Figure I-4: schéma de barrage hydraulique [6]

I.2.5 L'énergie géothermique :

L'énergie géothermique désigne l'énergie créée et emmagasinée dans la terre sous forme thermique. Elle est parfois libérée à la surface par des volcans ou des geysers, mais elle peut aussi être accessible à tout moment, comme dans les sources d'eau chaude (**Figure I-5**). La géothermie peut servir à produire de l'électricité ou à chauffer et refroidir. L'énergie est extraite de réservoirs souterrains enfouis très profondément et accessibles grâce au forage, ou de réservoirs plus proches de la surface [7]

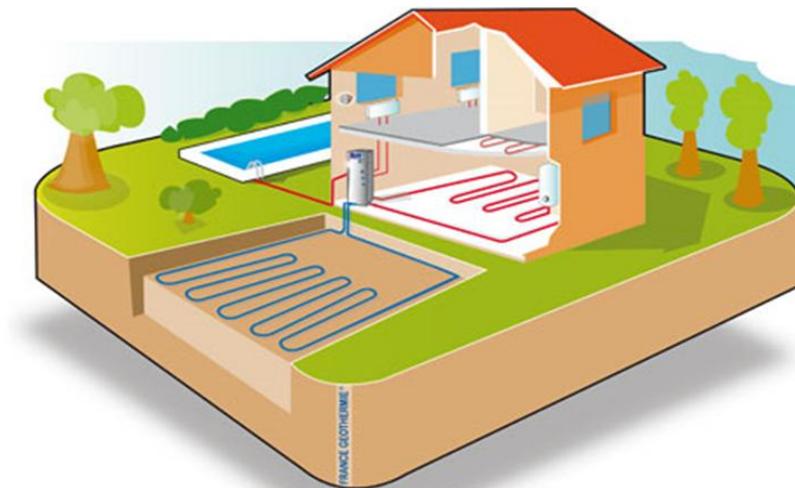


Figure I-5: schéma Principe de production l'énergie géothermique. [7]

I.3 Energie renouvelable en Algérie et au Sud algérien :

La nouvelle mouture du programme national de développement des énergies renouvelables revoit à la hausse les capacités de production à partir de sources renouvelables en les portant à 22.000 MW au lieu de 12.000 MW comme arrêtés dans le précédent programme. Les filières solaires photovoltaïques et éoliennes sont particulièrement privilégiées.

Pour les besoins du marché national, sur la période 2015-2030, il sera réalisé 22.000 MW au lieu des 12.000 arrêtés dans le programme de 2011. Ce projet d'envergure permettra de produire, d'ici à 2030, près du tiers des besoins du pays en électricité à partir de sources renouvelables, dont plus de 4500 MW seront réalisés d'ici 2020.

Les capacités en énergies renouvelables seront installées selon les spécificités des régions concernées, à savoir :

- *les régions du Sud*, compte tenu de la disponibilité des espaces et de l'important potentiel solaire et éolien qui privilégie ces régions. Ce qui se traduira par l'hybridation des centrales existantes fonctionnant au diesel, contribuant ainsi à la réduction de la consommation des combustibles fossiles. Il est également prévu l'électrification des sites épars qui ne peuvent être alimentés par le réseau conventionnel.
- *Les régions des Hauts Plateaux* qui possèdent un potentiel d'ensoleillement et de vent, avec la possibilité d'acquisition des terrains.
- *Les régions du littoral* et ce selon la disponibilité des assiettes de terrain avec l'exploitation de tous les espaces possibles tels que les toitures et terrasses des bâtiments et autres espaces non utilisés [8].

I.4 Gisement solaire :

I.4.1 Le soleil :

Le soleil est une étoile située à environ 150 millions de kilomètres de la Terre. Vu de notre planète, il se présente sous la forme d'un disque assez homogène, son rayon est 109 fois celui de la Terre (soit 696 000 km) et sa masse 333 000 fois celle de notre planète (soit $2 \cdot 10^{30}$ kg). Le soleil est composé de 80% d'hydrogène, de 19% d'hélium, le 1% restant étant un mélange de plus de 100 éléments lourds (Fer, Néon, Azote, Silicium, ...) [9].

I.4.2 Origine de l'énergie solaire

Le soleil tire son énergie des réactions thermonucléaires se produisant en permanence dans son noyau, dont la température atteint 15 millions de degrés. Toute la matière se trouve à l'état gazeux ou sous forme de plasma. La couche externe du soleil, la photosphère, celle qui est visible de la terre, a une température considérablement plus faible qui décroît vers l'extérieur, jusqu'à environ 5800°K. Les réactions thermonucléaires qui se produisent dans le noyau du soleil transforment chaque seconde, 564 millions de tonnes d'hydrogène en 560 millions de tonnes d'hélium.

La perte de masse du soleil par unité de temps vaut $4.28 \times 10^9 \text{ kg}$ et l'énergie émise par seconde par le soleil est donc d'environ $3.85 \times 10^{20} \text{ MW}$. Sur le plan énergétique un réacteur de centrale nucléaire produit typiquement 1000MW. Le Soleil fournit donc une puissance équivalente à celle de 4.1017 réacteurs nucléaires. Le système terre atmosphère réfléchit environ 30% de l'énergie solaire interceptée et absorbe les 70 % restants qui sont presque intégralement transformés en chaleur [10]

I.5 Mouvement apparent du soleil :

La planète Terre tourne autour de l'axe des pôles (axe du monde ou axe de rotation) en 24 heures. Ce phénomène génère ainsi une alternance de jour (l'hémisphère du site considéré est alors éclairé) et de nuit (l'hémisphère est à l'ombre). La trajectoire de la Terre autour du soleil constitue une ellipse de très faible excentricité (c'est-à-dire proche d'un cercle), réalisée en environ 365 jours. (**Figure I-6**) ; elle est à l'origine du phénomène de saison que nous connaissons. La distance Terre-soleil varie entre 147.10^6 km (le 3 janvier) et 153.10^6 km (le 3 juillet) ; sa valeur moyenne vaut $150 \cdot 10^6 \text{ Km}$.

Notons que la distance moyenne entre la Terre et le soleil définit l'unité astronomique

[UA] : $1 \text{ UA} = 149\,597\,890 \pm 500 \text{ km}$. Les distances minimale et maximale entre les deux astres valent donc respectivement 0,983 et 1,017 UA.

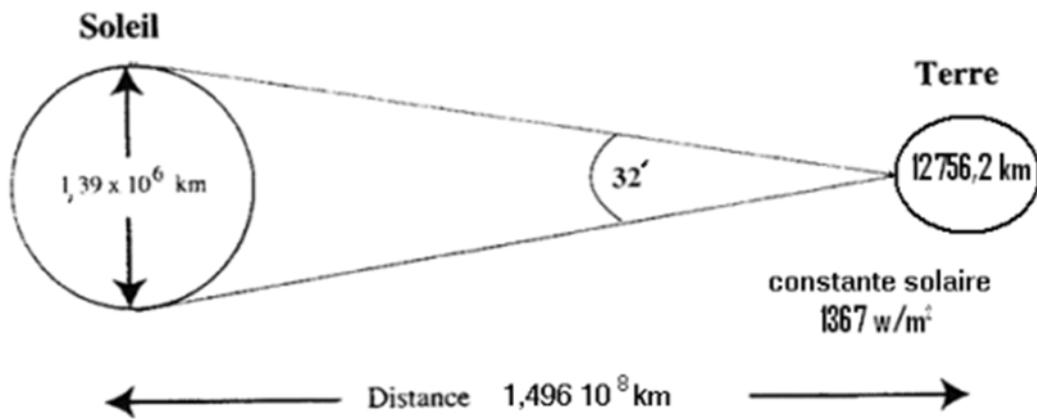


Figure I-6: Situation Terre – soleil [11]

Aussi, la vitesse de la Terre sur son orbite autour du Soleil n'est pas un mouvement uniforme. (**Figure I-7**) Elle est plus grande en hiver qu'en été. Il en résulte que la durée du printemps et de l'été est plus longue que la durée de l'automne et l'hiver. Cette variation des longueurs des saisons est une conséquence immédiate de la seconde loi de Kepler (loi des aires) La vitesse orbitale n'est pas constante, et par conséquent, lorsque la Terre est au plus près du Soleil (à son périhélie) sa vitesse est maximale et lorsqu'elle est au plus loin du Soleil (à son aphélie) sa vitesse est minimale [9].

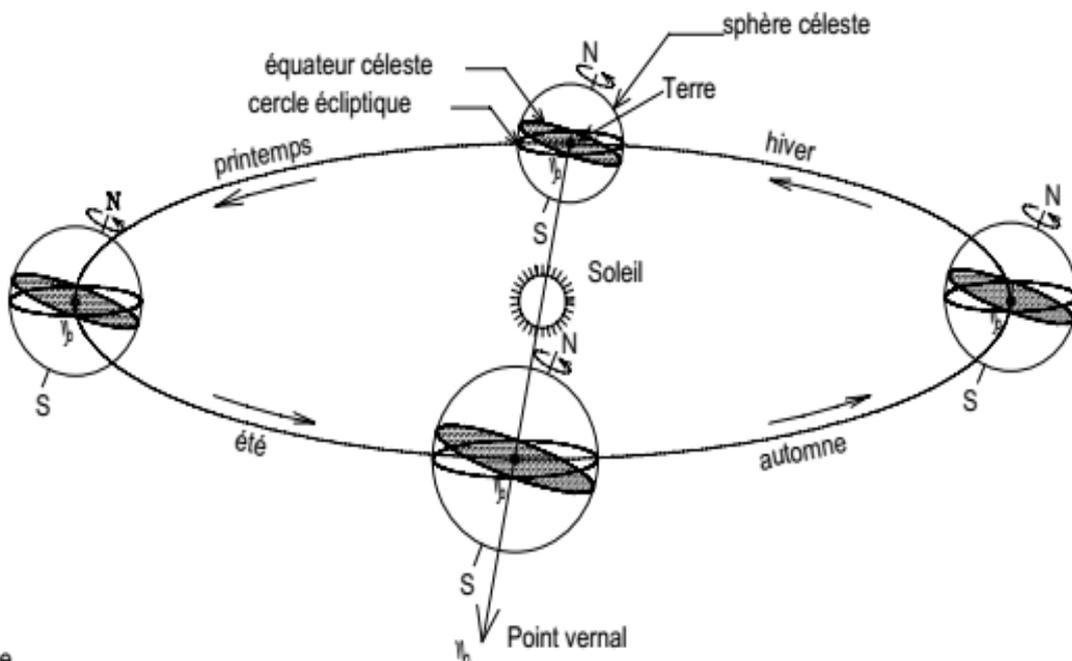


Figure I-7 : Orbite de la Terre autour du soleil [12]

I.6 Repérage du Soleil

I.6.1 Coordonnées Géographiques :

La Terre est séparée par l'équateur en deux demi sphères, l'hémisphère Nord pour celle située du côté du pôle Nord, et l'hémisphère Sud pour celle qui est située du côté du pôle Sud.

D'autre part, elle est partagée d'Ouest en Est, par le méridien d'origine qui passe par Greenwich (près de Londres en Angleterre).[9]

• La latitude :

La latitude d'un lieu est une valeur angulaire, expression du positionnement nord-sud de l'équateur, d'un point sur la Terre (**Figure I-8**). Théoriquement, elle a pour valeur, 0° à l'équateur jusqu'à 90° aux pôles, elle est comptée positivement de (0 à $+90^\circ$) vers le Nord et négativement de (0 à -90°) vers le Sud. Généralement Cette grandeur est notée φ ,

• La longitude :

La longitude d'un lieu est une valeur angulaire, expression du positionnement Est-Ouest d'un point sur Terre par rapport au méridien d'origine (**Figure I-8**). C'est donc une mesure angulaire sur 360° par rapport à un méridien de référence, avec une étendue de $+180^\circ$ à -180° ou 180° Est à -180° Ouest. Généralement, cette grandeur est notée L

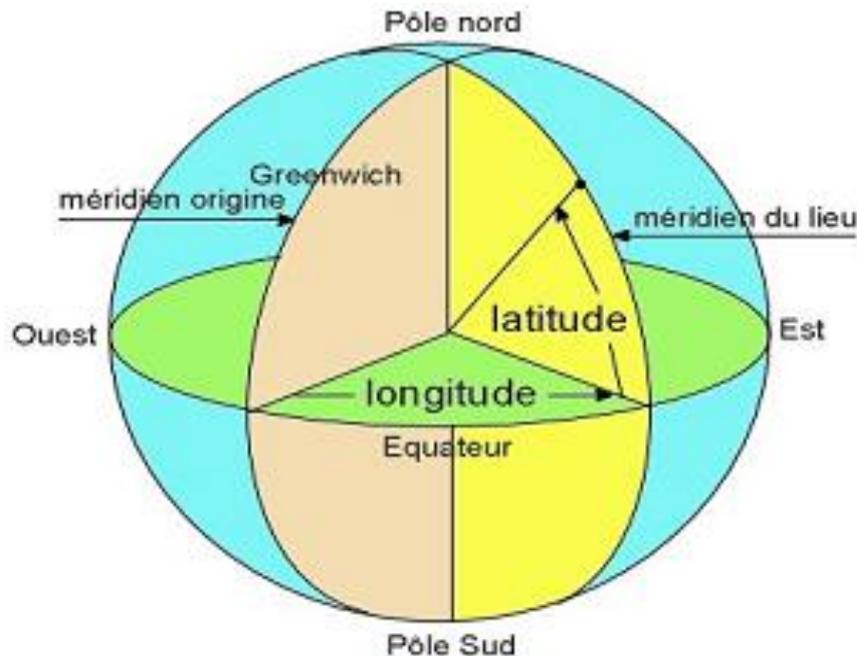


Figure I-8: Coordonnées Géographiques [12]

- **L'altitude :**

L'altitude exprime un écart entre un point donné et un niveau moyen, le plus souvent le niveau de la mer (ou niveau 0). Les sommets sont associés à une altitude, calculée par divers moyens indirects (géodésie, triangulation).

I.6.2 Les Temps Solaires

Pour les applications de l'énergie solaire, il faut faire intervenir le temps solaire vrai, qui est calculé en tenant compte de l'écart entre le temps solaire moyen et le temps local [9]

- **Le temps solaire moyen**

La rotation de la terre autour d'elle-même introduit la notion du temps solaire moyen ou TSM. On le définit comme étant le temps qui sépare en moyenne deux passages successifs par le méridien du lieu, une rotation complète de la terre autour d'elle-même prend 24 heures.

- **Le temps universel**

Le temps universel TU es défini par l'heure du passage du soleil à la méridienne origine. Le méridien retenu comme origine et celui de Greenwich et le TSM correspond au temps universel (c'est le TSM à la longitude 0o). La différence entre le temps solaire moyen et le temps universel est appelée correction de longitude, le temps universel est lié au temps solaire moyen (local) par la relation :

$$TSM = TU \pm L/15 \quad (\text{I.1})$$

L : longitude du lieu, (+) pour longitude Est, (-) pour longitude Ouest.

- **Le temps légal :**

Le temps légal (ou local) est le temps officiel de l'Etat, il diffère par rapport au temps mondial de Greenwich par un décalage exprimé en heures.

$$TL = TU + \Delta H \quad (\text{I.2})$$

H : étant le décalage horaire entre le méridien de Greenwich et l'Etat considéré, ($\Delta H=1$ heure pour l'Algérie).

- **L'équation du temps :**

C'est une équation qui tient compte de la variation de la vitesse de rotation de la Terre, elle est donnée par :

$$ET = 9.87 \sin(2\beta_0) - 7.53 \cos(\beta_0) - 1.5 \sin(\beta_0) \quad (\text{I.3})$$

L'angle β_0 est défini en fonction du numéro du jour de l'année :

$$\beta_0 = \frac{360}{365} (nj - 81) \quad (\text{I.4})$$

- **Le temps solaire vrai :**

C'est le temps mis par le soleil entre deux passages consécutifs au méridien d'un lieu (direction Nord-Sud). Le temps solaire vrai et le temps solaire moyen diffèrent. Cette différence est appelée équation du temps, elle varie en fonction du jour :

$$TSV = TSM + ET \quad (\text{I.5})$$

- **Transition du temps légal vers le temps solaire vrai :**

En général, pour convertir le temps standard local 'TL' au temps solaire vrai TSV, on utilise l'expression suivante :

$$TSV = TL - \Delta H + \left(\frac{L}{15}\right) \quad (\text{I.6})$$

ΔH : est le décalage horaire par rapport au méridien de Greenwich.

TL : est le temps légal ou temps local standard, donné par une montre.

L : Longitude du lieu.

Le terme relatif à l'équation du temps est généralement négligeable.

I.6.3 Coordonnées équatoriales

Le mouvement du soleil est repéré par rapport au plan équatorial de la Terre à l'aide de deux angles ; la déclinaison δ et l'angle horaire ω . [3].

- **Déclinaison du soleil :**

La déclinaison solaire est l'angle que fait la direction du soleil avec sa projection sur le plan équatorial. Elle varie entre $+23^\circ 27'$ au solstice d'été (le 21 Juin) et $-23^\circ 27'$ au solstice d'hiver (le 21 Décembre). Plusieurs chercheurs ont proposé des formules permettant de calculer la déclinaison, l'expression suivante permet de le faire avec précision

Γ : qui est exprimée en radians, s'appelle l'angle du jour et est donné par :

$$\Gamma = 2\pi (nj - 1)/365 \quad (\text{I.7})$$

En exprimant tous les angles en degrés, on trouve l'équation de Cooper qui est donnée par :

$$\delta = 23,45 \sin [360 / 365 (nj + 284)] \quad (\text{I.8})$$

On a aussi l'équation proposé par P. Brichambaut :

$$\delta = \sin^{-1} \left[0.4 \left(\sin \frac{360}{365} (nj - 82) \right) \right] \quad (\text{I.9})$$

nj : est le numéro de jour de l'année, variant de 1 à 365. (Pour le 1er Janvier, $nj = 1$ et pour le 31 Décembre, $nj = 365$).

• Angle horaire du soleil :

A chaque moment, il est plus pratique de calculer le temps en degrés qu'en heures. L'unité est l'angle horaire (24 h représente 360° horaires). L'angle horaire est l'angle compris entre la méridienne origine passant par le sud et la projection de la direction du soleil sur le plan équatorial (**Figure I-9**), il mesure la course du soleil dans le ciel.

$$\omega = 15 (12 - TSV) \quad (\text{I.10})$$

L'angle horaire se mesure à partir du midi solaire, il est positif s'il est avant midi et négatifs s'il est après midi (ω vaut 0° à midi, -90° à 18 heures et 90° à 6 heures, en temps solaire vrai, chaque heure le décale de 15° , positifs le matin et négatifs l'après-midi). [9]

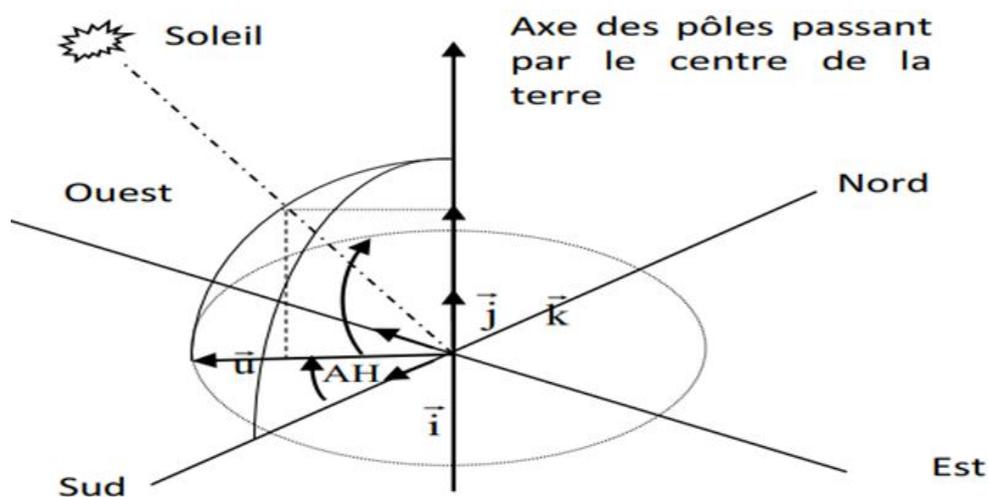


Figure I-9: Repère équatorial [13]

I.6.4 Coordonnées horizontales :

Le repère horizontal est formé par le plan de l'horizon astronomique et la verticale du lieu, Dans ce repère, les coordonnées sont la hauteur du soleil, 'h' et l'azimut 'a_z'.

• Hauteur du soleil :

La hauteur du soleil est l'angle formé par la direction du soleil et sa projection sur le plan horizontal. (Figure I-10) Il est particulièrement égal à 0° au lever et au coucher astronomiques du soleil, sa valeur est maximale à midi, en temps solaire vrai. [9]. L'expression de la hauteur du soleil est donnée par :

$$\sin(h) = \cos(\delta) \cos(\varphi) \cos(\omega) + \sin(\delta) \sin(\varphi) \quad (\text{I.11})$$

Φ : La latitude du lieu,

Δ : La déclinaison du soleil

ω : L'angle horaire

• Azimut du soleil :

L'azimut du soleil est l'angle compris entre la projection de la direction du soleil sur le plan horizontal et la direction sud. (Figure I-10).

$$\sin a_z = \frac{\cos \delta \sin \omega}{\cos h} \quad (\text{I.12})$$

Il est nul à midi TSV et maximal au lever et au coucher du soleil [15].

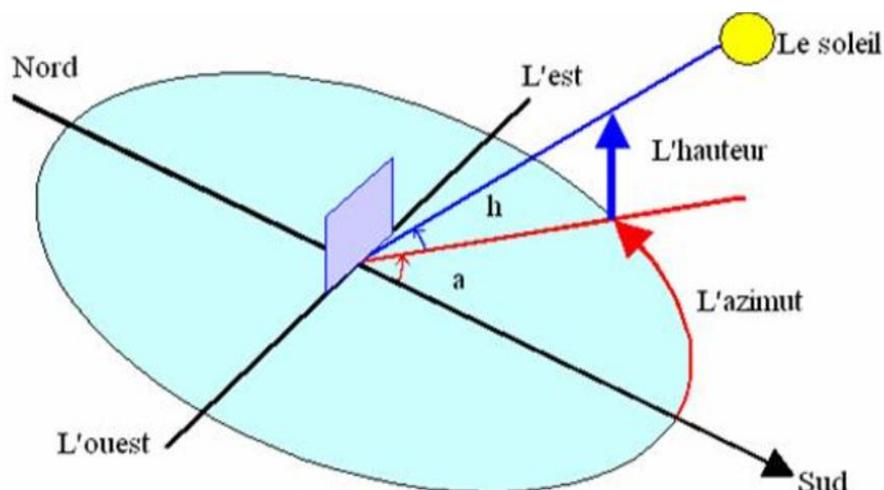


Figure I-10: Repère horizontal [14]

• Durée astronomique du jour :

On peut définir la durée astronomique du jour (ou la durée d'ensoleillement) comme étant la période de temps séparant les événements où le soleil est à l'horizon, c'est-à-dire que sa hauteur est nulle.

Au lever et au coucher du soleil : $h = 0$

$$w_s = \cos^{-1}[-\tan(\varphi) \cdot \tan(\delta)] \quad (\text{I.13})$$

Pour un plan incliné d'un angle β , l'angle horaire est :

$$w_s = \cos^{-1}[-\tan(\varphi - \beta) \cdot \tan(\delta)] \quad (\text{I.14})$$

La durée astronomique du jour est calculée en fonction de la latitude du site et de la déclinaison apparente laquelle dépend de la période de l'année considérée :

$$Dj = \frac{2}{15} \cos^{-1}[-\tan \varphi \tan \delta] \quad (\text{I.15})$$

La durée astronomique du jour est maximale le 21 juin (le jour le plus long de l'année) et minimale le 21 décembre (le jour le plus court de l'année) [9].

I.7 Orientation d'un plan :

Un plan quelconque est défini par deux angles (α, γ)

α : azimut du plan, c'est l'angle que fait la projection de la normale sur le plan horizontal et la direction du sud.

γ : hauteur du plan, c'est l'angle que fait la normale du plan et sa projection sur le plan horizontal.[9].

Sa valeur peut être calculée par l'équation :

$$\gamma = 90^\circ - \beta \quad (\text{I.16})$$

β : Inclinaison du plan, c'est l'angle entre le plan et sa projection sur le plan horizontal

Pour un plan horizontal $\beta = 0$ et $\gamma = 90^\circ$

I.8 Angle d'incidence des rayons solaires :

L'angle d'incidence du faisceau solaire avec un plan d'inclinaison et d'orientation quelconque (β, γ) est l'angle formé par le vecteur directionnel du faisceau solaire et la normale sortante au plan.[9]

Pour un plan orienté plein sud :

$$\cos(i) = \cos(\delta) \cos(\omega) \cos(\varphi - \beta) + \sin(\delta) \sin(\varphi - \beta) \quad (\text{I.17})$$

Pour un plan orienté plein nord :

$$\cos(i) = \cos(\delta) \cos(\omega) \cos(\varphi - \beta) + \sin(\delta) \sin(\varphi + \beta) \quad (\text{I.18})$$

Pour un plan horizontal : $\beta = 0$; $\cos(i) = \sin(h)$

I.9 Propagation des ondes électromagnétiques :

Le rayonnement solaire se propage à la vitesse de la lumière ; il lui faut donc, en moyenne, 499 secondes, soit 8 minutes et 19 secondes, pour atteindre notre atmosphère.

La théorie de Max Planck³ prévoit que tout rayonnement de fréquence f peut être considéré comme un flux de photons dont l'énergie élémentaire est directement proportionnelle à cette fréquence ($E = h \cdot \nu$). Notre œil perçoit une partie seulement du rayonnement solaire, celle située dans le domaine dit visible, dont les longueurs d'onde sont comprises entre 0,40 et 0,70 μm . (Figure I-11)

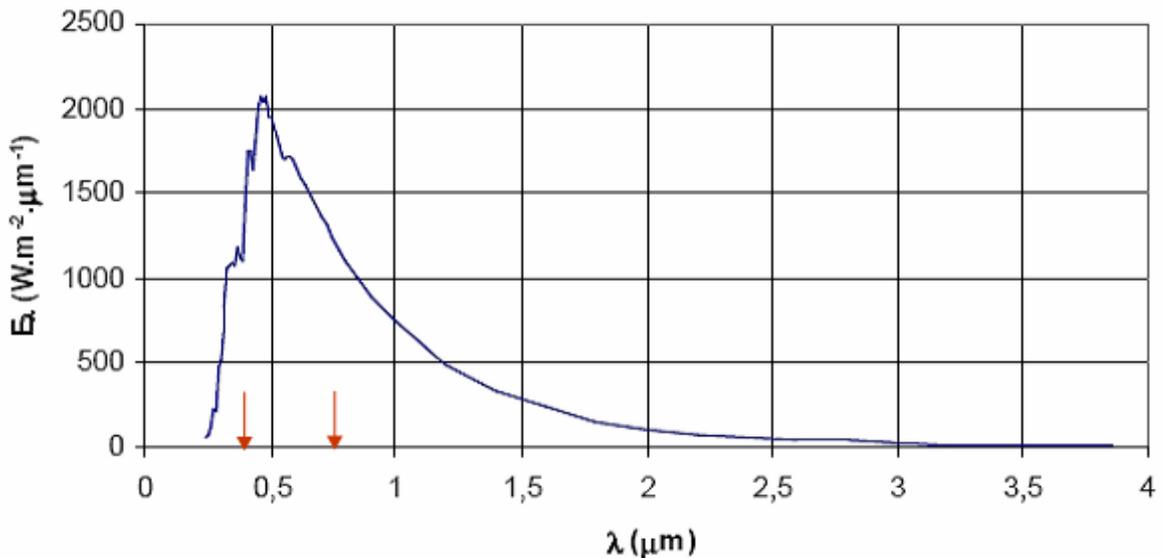


Figure I-11: Densité spectrale de l'éclairement énergétique du rayonnement solaire direct [16].

I.10 Le couple Terre-soleil :

I.10.1 Correction de la distance Terre soleil :

Les variations annuelles de la distance Terre-soleil sont dues au fait que la trajectoire autour du soleil est une ellipse. Elles se traduisent par des variations du rayonnement hors atmosphère (l'éclairement solaire direct extra-terrestre).

Le coefficient de correction dû à cette variation de la distance a été déterminé à partir de la position de la Terre sur son orbite en fonction du jour de l'année et est donné par la relation [9] :

$$E_0 = \left(\frac{r_0}{r}\right)^2 = 1.0001 + 0.034221 \cos \Gamma + 0.0128 \sin \Gamma + 0.000719 \cos^2 \Gamma + 0.000077 \sin^2 \Gamma \quad (\text{I.19})$$

Avec :

r_0 : La distance moyenne entre la Terre et le soleil (150 millions Km).

r : La distance actuelle entre la Terre et le soleil.

Γ : l'angle du jour exprime en Radians est donne par l'équation $\Gamma = \frac{(2\pi(nj))}{365}$

Ou encore :

$$E_0 = \left(\frac{r_0}{r}\right)^2 = 1 + 0.033 \cos \left[\frac{(2\pi(nj))}{365}\right] \quad (\text{I.20})$$

I.10.2 La constante solaire :

La constante solaire est l'intensité d'énergie solaire qui tombe sur une surface perpendiculaire aux rayons solaires, cette surface se trouvant à la limite de l'atmosphère et a une distance moyenne de 150.10^6 km (distance moyenne Terre – soleil). Elle est indépendante des conditions météorologiques. Par contre elle dépend de la distance Terre-soleil

En moyenne, la Terre reçoit donc 1367 W.m^{-2} en haute atmosphère et à la verticale, face au soleil. De façon plus simple, la constante solaire est une puissance qui nous parvient du soleil en absence de l'atmosphère, par unité de surface et sur un plan normal.

I.10.3 Correction de la constante solaire :

La correction de la constante solaire est donnée par :

$$I_{sc}(nj) = I_0 \cdot E_0 \quad (\text{I.21})$$

Avec

I_{sc} : est la constante solaire corrigée.

I_0 : est la constante solaire moyenne qui est égale à $1367 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$

I.11 Rayonnement solaire :

L'énergie reçue au niveau du sol est plus faible que 1367 w/m^2 (la constante solaire) car l'atmosphère absorbe une partie du rayonnement solaire (environ 15%) et la réémet dans toutes les directions sous forme de rayonnement diffus. L'atmosphère réfléchit une autre partie du rayonnement solaire vers l'espace (environ 6%) (**Figure I-12**). Le rayonnement global au niveau du sol se définit donc comme la somme du rayonnement direct et du rayonnement diffus. [9]

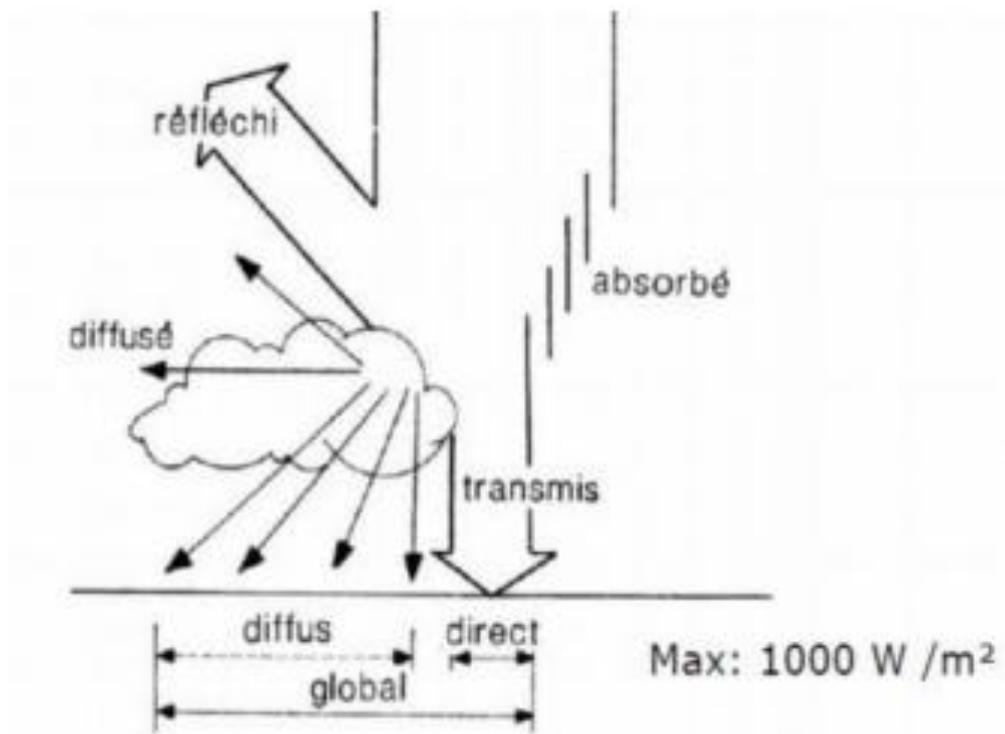


Figure I-12: les composants du rayonnement solaire [17]

I.11.1 Rayonnement direct :

Le rayonnement direct qui a fait un trajet dans l'atmosphère sans déviation géométrique, et correspond donc à la portion du rayonnement incident dans la direction d'éclairement du Soleil

I.11.2 Rayonnement diffus :

Le rayonnement diffus est le rayonnement émis par des obstacles (nuages, sol, bâtiments) et provient de toutes les directions. La part du rayonnement diffus n'est pas négligeable et peut atteindre 50% du rayonnement global (selon la situation géographique du lieu). Le rayonnement global sur la terre et sa part de rayonnement diffus varie au cours de l'année

I.11.3 Le rayonnement réfléchi :

Le rayonnement réfléchi dû à l'albédo qui résulte de la réflexion du rayonnement par les surfaces proches. L'albédo d'un milieu considéré est le rapport entre le flux de rayonnement réfléchi et le flux de rayonnement incident. Ce coefficient est d'autant plus élevé que la surface est claire (étendue d'eau, neige,...)

I.11.4 Irradiation horaire sur un plan horizontal :

L'irradiation globale horaire sur une surface horizontale, G_0 , est obtenue à l'aide de la formule suivante :

$$G_0(h, nj) = \int_{t_l}^{t_c} I_{sc}(nj) \cdot \sin(h(TSV)) dt \quad (\text{I.22})$$

On obtient

$$G_0(h, nj) = \frac{I_{sc}(nj)}{15} [\sin(\varphi) \sin(\delta) (w_2 - w_1) + \cos(\varphi) \cos(\delta) (\sin(w_2) \sin(w_1))] \quad (\text{I.23})$$

w_1 et w_2 désignent les angles horaires des deux temps t_c et t_l .

I_{sc} : Constant solaire corrigé

δ et φ : sont calculée par les expressions précédents

I.11.5 Irradiation journalière sur un plan horizontal :

- L'irradiation globale journalière sur une surface horizontale $G_0(nj)$ s'obtient en intégrant la relation précédente du lever au coucher du soleil :

$$G_0(h, nj) = \int_{t_l}^{t_c} I_{sc}(nj) \cdot \sin(h(TSV)) dt \quad (\text{I.24})$$

t_c et t_l correspondent aux heures de lever et coucher du soleil. L'intégration donne alors le rayonnement extraterrestre sur une surface horizontale pour une journée précise n_j de l'année

$$G_0(h, n_j) = \frac{24}{\pi} I_{sc}(n_j) [w_s \sin(\varphi) \sin(\delta) + \cos(\varphi) \cos(\delta) \sin(w_s)] \quad (\text{I.25})$$

w_s : Désigne l'angle horaire au coucher du soleil sur plan horizontal

Notons que G_0 est une densité d'énergie exprimée en Wh/m^2

• **Pour un plan incliné d'un angle β , l'irradiation globale journalière est :**

$$G_0(h, n_j) = \frac{24}{\pi} I_{sc}(n_j) [w_s \sin(\varphi - \beta) \sin(\delta) + \cos(\varphi - \beta) \cos(\delta) \sin(w_s)] \quad (\text{I.26})$$

I.12 Appareilles de mesure :

L'irradiation solaire globale est mesurée à l'aide d'un capteur actinométrique particulier, le pyranomètre. Ce dernier contient une thermopile qui délivre une tension proportionnelle à l'irradiation. La partie supérieure de la pile s'échauffe lorsqu'elle est exposée au rayonnement solaire, tandis que la partie inférieure est protégée du rayonnement et sert de référence. [5]

D'autres capteurs actinométrique, plus rares, permettent aussi la mesure spécifique du rayonnement direct ou diffus [18] :

- ❖ Le pyranomètre ombré (**Figure I-13**) est équipé d'un anneau métallique qui masque le soleil, supprimant la composante directe du rayonnement incident.
- ❖ Le pyréliomètre (**Figure I-14**) est équipé d'un système de suivi du soleil, ainsi il ne mesure que le rayonnement direct.



Figure I-13: Pyranomètre ombré [19]



Figure I-14: Pyréliomètre [20]

I.13 Conclusion

Ce chapitre nous a permis d'introduire les notions de base nécessaires pour l'étude du gisement Solaire. Nous y avons abordé les différents paramètres astronomiques et géographiques ainsi que les caractéristiques du rayonnement solaire à la limite de l'atmosphère.

Le rayonnement incident est intercepté par l'atmosphère qui modifie sa distribution, tant sur le plan spectral (et donc coloré) que sur le plan directionnel. Il en résulte une combinaison de sources lumineuses dont les quantités et qualités varient au cours du temps, en tout point du globe terrestre, en fonction de la position géométrique du soleil, de la composition de l'atmosphère et de la présence ou non des couvertures nuageuses.

Chapitre II : Modèles mathématique pour obtenu l'angle d'inclinaison optimale

II.1 Introduction

Le dimensionnement et la gestion optimale des systèmes énergétiques passent impérativement par la connaissance des conditions météorologiques auxquelles des études poussées sont effectuées dans plusieurs régions du monde pour évaluer et modéliser le potentiel solaire. La première étape consiste en la détermination des différents paramètres astronomiques, et plus précisément la position exacte du soleil quel que soit le moment de l'année. Avant toute chose, il est nécessaire de définir les deux concepts indispensables afin de situer un lieu dans le monde : la latitude et la longitude.[20]

Dans ce chapitre nous avons procédé au choix d'un modèle polynômiale reliant au quantité du jour de l'année.et de latitude du site pour déterminées les inclinaisons optimales que peuvent prendre les capteurs photovoltaïques, pour une bonne captation de l'énergie solaire. Une fois déterminées les inclinaisons ont utilise un modèle d'ensoleillement « Capderou » pour la prédiction de la densité du flux solaire global de la ville de Ghardaïa et Tamanrasset (Algérie)

II.2 Spécification de la région d'étude

II.2.1 Le site de Ghardaïa

Le site de Ghardaïa est situé au centre de l'Algérie et distant de 600 km d'Alger à 32.38° de latitude Nord ; $3,81^\circ$ de longitude Est. ; À l'altitude de 450 mètres. Présentant un climat désertique (Figure II-1), ce site est limité du côté nord par la Wilaya de Laghouat (200km) ; à l'est par la Wilaya de Ouargla (200 km) ; au sud-ouest par la Wilaya d'Adrar (800 km); à l'ouest par la Wilaya d'El-Bayadh (350 km).



Figure II-1: Vue satellitaire du site de Ghardaïa

➤ La durée d'ensoleillement dans la zone Ghardaïa :

La durée d'insolation sur la quasi totalité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement et peut atteindre les 3900 heures (Hauts plateaux et Sahara). L'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de 1 m² est de l'ordre de 5 kWh sur la majeure partie du territoire national, soit près de 1700 kWh/m²/an au Nord et 2263 kWh/m²/an au Sud [21]. Les distances existantes entre les localités, dispersion de la population dans le sable rendre le raccordement au réseau électrique classique très coûteux.

La durée moyenne annuelle de l'insolation de Ghardaïa est de 282.6 heures/mois, avec un minimum de 234.5 heures/mois en décembre et un maximum de 337.3 heures/mois en juillet.[22]

II.2.2 Le site de Tamanrasset

La ville de Tamanrasset, se situe dans le massif de l'haggar , dans le sud du Sahara algérien à 2000 Km d'Alger à 22.78° de latitude Nord ; 5.52° de longitude Est. À l'altitude de 1400 mètres. Présentant un climat désertique (Figure II.2). ce site est limité du côté nord par les wilayas de Ghardaïa et de Ouargla ; à l'est par la wilaya d'Illizi ; à l'ouest par la wilaya d'Adrar ; au sud, par le Mali et le Niger.

➤ La durée d'ensoleillement dans la zone Tamanrasset :

La durée d'ensoleillement dans la zone Tamanrasset : Avant d'entamer tout calcul, il est évident de procéder à des simplifications compte tenu de la complexité du système et cela comme suit : Supposons que l'orbite est un cercle, le soleil réduit à un point et que l'axe de rotation de la terre est vertical, ce qui mène à situer l'équateur dans un plan horizontal. Si nous souhaitons savoir comment varie la durée du jour durant l'année, cette durée semble être assez constante aux alentours des équinoxes. Il est vrai que le calendrier du facteur nous donne les heures de lever et de coucher du soleil. Mais à l'aide des formules, des graphes plus explicites peuvent être tracé:



Figure II-2: Vue satellitaire du site de Tamanrasset

II.3 Modèle d'ensoleillement « Capderou »

Le modèle de Capderou utilise le trouble atmosphérique pour estimer les composantes directe et diffuse de l'éclairement reçu sur un plan incliné. L'absorption et la diffusion provoquées par les constituants de l'atmosphère sont représentées par des facteurs de troubles. A partir de ces facteurs, on peut formuler les éclaircements direct et diffus par ciel clair. [23]

Le facteur de trouble atmosphérique de linke TL représente le nombre d'atmosphères idéales qui, si elles étaient superposées, entraîneraient la même atténuation que l'atmosphère réelle. L'avantage du facteur de linke est d'exprimer les divers paramètres, tels que la vapeur d'eau atmosphérique et les aérosols en un seul indice facile à utiliser [24].

Capderou pour son modèle estime le facteur de trouble de linke en fonction des propriétés climatiques locales du site ainsi que de la hauteur du soleil. Il est représenté par la somme des trois facteurs de trouble auxiliaires

$$TL = T_1 + T_2 + T_3 \quad (\text{II.1})$$

- T1 : est le trouble dû à l'absorption gazeuse tant par les constituants fixes de l'atmosphère que par l'ozone et surtout par la vapeur d'eau. Pour le calcul de ce facteur, Capderou à proposer l'expression suivante :

$$T_1 = 2.4 - 0.9 \sin(\varphi) + 0.1(2 + \sin(\varphi))A_h - 0.2 \times Z - (1.22 - 0.14A_h)(1 - \sin(h)) \quad (\text{II.2})$$

$A_h = \sin\left(\frac{360}{365}(Nj - 121)\right)$ représente la variation saisonnière (degré)

- T2 : est le trouble correspondant à l'absorption par les gaz de l'atmosphère (O2, CO2, O3) et à la diffusion moléculaire de Rayleigh donné par

$$T_2 = 0.89^Z \quad (\text{II.3})$$

Z : est l'altitude du lieu (0.503 km pour le site de Ghardaïa)

- T3 : est le trouble relatif à la diffusion par les aérosols couplés à une légère absorption, il dépend à la fois de la nature et de la quantité des aérosols contenue dans l'atmosphère. Il est obtenu par la relation suivante :

$$T_3 = (0.9 + 0.4A_h)(0.63)^Z \quad (\text{II.4})$$

II.3.1 Calcul du rayonnement direct

Pour un plan de réception (α, γ) , la puissance du rayonnement direct incident est exprimé par [24] :

$$I_h = I_0 \sin(h) E_0 \exp \left[-T_L \left(0.9 + \frac{9.4}{0.89Z} \sin(h) \right)^{-1} \right] \quad (\text{II.5})$$

E_0 : La correction de la distance terre – soleil

I_0 : la constante solaire moyenne 1367 W/m^2

Z : Altitude du lieu (km)

h : La hauteur du soleil

T_L : Facteur de trouble atmosphérique de Linke par ciel clair

II.3.2 L'éclairement diffus incident sur un plan horizontal.

$$D_h = I_{sc} * \exp \left[-1 + 1.06 * \log(\sin(h)) + a_1 - \sqrt{a_1^2 + b_1^2} \right] \quad (\text{II.6})$$

$$a_1 = 1.1$$

$$b_1 = \log(TL - T_1) - 2.80 + 1.02 \times [1 - \sin(h)]^2$$

II.3.3 L'éclairement global reçu sur un plan horizontal est donné par

$$G_h = I_h + D_h \quad (\text{II.7})$$

II.3.4 .Eclairement global reçu sur un plan incliné par ciel clair

Capderou propose un modèle pour estimer les différentes composantes du rayonnement solaire incident sur un plan orienté d'un angle β par rapport à l'horizontale, dont l'éclairement dû au rayonnement global qui étant la somme des deux composantes directe et diffuse du rayonnement.

• **L'éclairement direct est la projection de la composante normale sur un plan incliné.**

$$I_i = I_n \cos(i) = I_0 C_{ts} \exp \left[-T_L \left(0.9 + \frac{9.4}{0.89Z} \sin(h) \right)^{-1} \right] \cos(i) \quad (\text{II.8})$$

I_n : L'éclairement direct normal.

i : l'angle d'incidence.

- **L'éclairement diffus est la projection de la composante normale sur un plan incliné**

$$D_i = d_{ciel} + d_{sol} + d_{\text{rétrodifusé}} \quad (\text{II.9})$$

- **L'éclairement diffus du ciel est composé de trois parties:**

$$d_{ciel} = \delta_{dir} * \cos(i) + \delta_{iso} * \frac{1+\sin \gamma}{2} + \delta_{hor} \cos(\gamma) \quad (\text{II.10})$$

δ_{dir} : La composante directe ou circumsolaire

$$\delta_{dir} = I_{sc} * \exp \left\{ -2.48 + \sin(h) + a_2 - \sqrt{a_2^2 + 4b_2^2} \right\} \quad (\text{II.11})$$

$$a_2 = 3.1 - 0.4b_2$$

$$b_2 = \log(T_L - T_1) - 2.28 - 0.5 \log(\sin(h))$$

δ_{iso} : la composante isotrope pour un ciel de luminance uniforme

$$\delta_{iso} = D_h - \delta_{dir} \sin(h) \quad (\text{II.12})$$

δ_{hor} : la composante du cercle de l'horizon

$$\delta_{hor} = I_0 * \frac{-0.02a_3}{a_3^2 + a_3b_3 + 1.8} \exp(\sin(h)) \quad (\text{II.13})$$

$$a_3 = \log(T_L - T_1) - 3.1 - \log(\sin(h))$$

$$b_3 = \exp\{0.2 - 1.75 \log(\sin(h))\}$$

- **L'éclairement diffus du sol :**

Il est caractérisé par l'albédo du sol qui indique la réflexion de la lumière incidente, il est donné par :

$$d_{sol} = \delta_a \times \frac{1-\sin(h)}{2} \quad (\text{II.14})$$

$$\delta_a = \rho(I_h + D_h) \quad (\text{II.15})$$

ρ : est l'albédo du sol

- **L'éclairement diffus rétrodiffusé est celui diffuse:**

$$d_{\text{rétrodifusé}} = \delta_R \frac{1+\sin(\gamma)}{2} \quad (\text{II.16})$$

$$\delta_R = 0.9(\varphi - 0.2)(I_h + D_h) \exp\left(\frac{-4}{\sqrt{T-T_1}}\right) \quad (\text{II.17})$$

II.4 Modèles Mathématiques exprimant l'angle d'inclinaison optimal

Pour exprimer la valeur de l'angle optimal pour un système, plusieurs propositions de la littérature. Quelques-unes de ces propositions sont présentées ci-après. [25]

II.4.1 Modèles exprimant l'Angle optimal annuelle

- **Modèle de Duffel & Beckmann**

Duffel& Beckmann proposent une inclinaison égale à la latitude ϕ du lieu.

- **Modèle de Heywood**

. Heywood a proposé une autre relation similaire : $\beta_{opt} = \varphi + 10$. [26]

- **Modèle de Gladius**

Gladius a utilisé les données relatives à quatre sites en Alabama (USA), avec lesquelles il a comparé la quantité d'énergie captée par un capteur plan sous diverses inclinaisons et a établi la relation suivante :

$$\beta_{opt} = \tan^{-1} \left[\frac{\sum_{i=1}^{12} (G_{hi} \tan(\varphi + \delta_i))}{\sum_{i=1}^{12} G_{hi}} \right] \quad (\text{II.18})$$

Avec : φ , δ_i et G_{hi} sont respectivement la latitude du lieu, la déclinaison du soleil pour la journée représentative du mois i et la moyenne mensuelle par jour de l'irradiation globale mesurée sur un plan horizontal [27]

- **Modèle de Kern et al.**

Dans leur modèle, Kern et al. Ont utilisé les données relatives de cinq sites du territoire sud-africain et ont développé une relation exprimant l'angle d'inclinaison optimal en fonction de la latitude du lieu, de la déclinaison du soleil et de la moyenne mensuelle journalière de l'irradiation solaire directe sur un plan horizontal. Cette expression est donnée comme suit[27]

$$\beta_{opt} = \tan^{-1} \left[\frac{\sum_{i=1}^{12} (B_{hi} \tan(\varphi + \delta_i))}{\sum_{i=1}^{12} B_{hi}} \right] \quad (\text{II.19})$$

B_{hi} : étant la moyenne mensuelle journalière de l'irradiation directe sur un plan horizontal.

II.4.2 Modèles exprimant l'Angle optimal saisonnier:

Plusieurs études ont été effectuées dans le sens de déterminer l'inclinaison optimale saisonnière, hivernale là où la déclinaison du soleil est négative, et estivale qui correspond à des valeurs positives de cette déclinaison. Ce qui correspond respectivement aux deux périodes de l'année où la hauteur du soleil est basse ou élevée

La valeur pratique de cet angle est spécifiée comme étant une fonction linéaire de la latitude du lieu qui tient compte de la situation géographique du site considéré et de la valeur moyenne de la déclinaison caractérisant la saison considérée. Ainsi, [28]

- **Modèle de Chinnery et al.**

Chinnery et al a rajouté que pour les sites situés dans l'hémisphère Sud

$$\beta_{opt} = \varphi + 10$$

- **Modèle de Yellot**

Yellot a proposé deux inclinaisons différentes et correspondantes aux deux saisons

$$\beta_{opt} = (\varphi + /- 10) .$$

- **Modèle de Singer**

.quant à lui, proposa un angle optimal saisonnier $\beta_{opt} = (\varphi + /- 15)$

- **Modèle de El Kassaby**

El Kassaby a développé un modèle analytique permettant la détermination de l'angle d'inclinaison optimale en fonction de la latitude du lieu et pour n'importe période de l'année. En effet, il propose alors l'expression suivante :

$$\beta_{opt} = \frac{1}{N_2 - N_1 + 1} \sum_{i=N_1}^{N_2} \beta_{opt}(i) \quad (\text{II.20})$$

($N_1, 2 N$ et β_{opt}) Sont respectivement le premier et le dernier jour sur la période considérée et l'angle optimum journalier qui est donné par la relation suivante [28] :

$$\beta_{opt} = \varphi - a \tan \left[\frac{\omega_s}{\sin(\omega_s)} \tan(\delta) \right] \quad (\text{II.21})$$

ω_s est l'angle horaire du lever du soleil.

II.4.3 Modèles exprimant l'Angle optimal mensuelle:

El Kassaby [27] a développé un autre modèle analytique qui permet de déterminer l'angle d'inclinaison optimale en fonction de la latitude du lieu et pour n'importe quel jour de l'année. Moyennant la méthode des moindres carrées, il a développé des corrélations permettant de calculer l'angle optimal pour chacun des mois de l'année. Ces relations sont données comme suit : Pour la période du mois de janvier au mois de mars, [29]

$$\beta_{opt} = 60.00012 + 1.49986 Nm + 3.49996 Nm^2 + (\varphi - 30)(0.7901 + 0.01749 Nm + 0.0165 Nm^2) \quad (\text{II.22})$$

- Pour la période du mois d'avril au mois de juin,

$$\beta_{opt} = 216.0786 - 72.032219 Nm + 6.0031 Nm^2 + (\varphi - 40)(1.07515 + 0.11244 Nm - 0.03749 Nm^2) \quad (\text{II.23})$$

- Pour la période du mois de juillet au mois de septembre

$$\beta_{opt} = 29.11831 - 20.5298 Nm - 2.50186 Nm^2 + (\varphi - 50)(-11.17256 + 2.70569 Nm - 0.015035 Nm^2) \quad (\text{II.24})$$

- Pour la période s'étalant entre le mois d'octobre au mois de décembre, l'expression de l'angle optimal est donnée par :

$$\beta_{opt} = -441.2385 + 84.54332 Nm - 3.50196 Nm^2 + (\varphi - 40)(4.2137 - 0.54834 Nm + 0.0223 Nm^2) \quad (\text{II.25})$$

Dans ces relations, Nm représente le numéro du mois.

• **Modèles de Chiou et al.**

Chiou et al. Ont développé deux expressions pour déterminer l'angle optimal d'un capteur plan solaire orienté plein sud. Ce travail est spécifié pour l'utilisation du capteur en période de chauffage. Dans cette relation, Chiou et al. Expriment l'angle d'inclinaison optimum en fonction de la latitude du lieu, du numéro du jour dans l'année, de l'irradiation directe sur un plan horizontal, de l'heure du lever du soleil, de l'irradiation globale sur plan horizontal et de l'albédo du sol. Les deux relations sont les suivantes [30]:

$$\beta_{opt} = \tan^{-1} \left(M \left[\frac{\cos(\delta) \sin(\omega_s) \sin(\varphi) - \left(\frac{\pi}{180}\right) \omega_s \cos(\varphi) \sin(\delta)}{\cos(\varphi) \cos(\delta) \sin(\omega_s) + \left(\frac{\pi}{180}\right) \omega_s \cos(\varphi) \sin(\delta)} \right] \right) \quad (\text{II.26})$$

$$\beta_{opt} = \tan^{-1} \left[\frac{M \cdot \tan^2(\varphi) \tan(\omega_s) + \frac{\pi}{180} \omega_s}{\tan \varphi \left(\tan(\omega_s) - \frac{\pi}{180} \omega_s \right)} \right]$$

Avec

φ , ω_s sont respectivement la latitude du lieu et l'angle horaire du lever du soleil calculé par la relation suivante :

$$\omega_s = \cos^{-1}[-\tan(\varphi) \cdot \tan(\delta)]$$

δ : est la déclinaison du soleil

• **Modèles polynomial.**

Ce modèle est développé par une formule polynôme offert définie des coefficients P_{00} P_{05} et des variables indépendantes x , y (x est le numéro du jour ; y est latitude du lieu) . [31]

$$\beta_{opt} = P_{00} + P_{10}x + P_{01}y + P_{20}x^2 + P_{xy}xy + P_{02}y^2 + P_{30}x^3 + P_{21}x^2y + P_{12}xy^2 + P_{03}y^3 + P_{40}x^4 + P_{31}x^3y + P_{x^2y^2}x^2y^2 + P_{13}xy^3 + P_{04}x^2 + P_{30}x^5 + P_{41}x^4y + P_{x^3y^2}x^3y^2 + P_{23}x^2y^3 + p_{14}xy^4 + p_{05}y^5 \quad (\text{II.27})$$

Table II-1 : La définition des coefficients P00 ... P05 et des variables indépendantes x,y pour [31]

	P₀₀	P₁₀	P₀₁	P₂₀	P₁₁	P₀₂	P₃₀	P₂₁	P₁₂
Journalière	24.58	0.6836	1.238	-2.04×10^{-2}	-1.3×10^{-3}	-1.252×10^{-2}	1.241×10^{-4}	-9.717×10^{-6}	1.733×10^{-4}
Mensuelle	29	0.155	1.011	-1.162×10^{-2}	3.4×10^{-3}	-4.87×10^{-3}	6.54×10^{-5}	-1.3×10^{-5}	3.8×10^{-5}
Saisonnier	33.89	0.1616	1.035	-1.148×10^{-2}	3.059×10^{-3}	-5.567×10^{-3}	6.406×10^{-5}	-1.281×10^{-5}	4.633×10^{-5}
Annuelle	1.5	0	1.35	0	0	1.069×10^{-2}	0	0	0
	P₀₃	P₄₀	P₃₁	P₂₂	P₁₃	P₀₄	P₅₀	P₄₁	
Journalière	8.573×10^{-5}	-2.688×10^{-7}	-2.558×10^{-8}	-6.578×10^{-7}	0	-5.034×10^{-7}	1.879×10^{-10}	1.691×10^{-11}	
Mensuelle	0	-9.326×10^{-8}	1.15×10^{-8}	-1.11×10^{-7}	0	0	0	0	
Saisonnier	0	-9.326×10^{-8}	1.162×10^{-8}	-1.252×10^{-7}	0	0	0	0	
Annuelle	0	0	0	0	0	0	0	0	
	P₃₂	P₂₃	P₁₄	P₀₅	x	y			
journalière	0	-2.756×10^{-9}	-8.043×10^{-8}	2.759×10^{-9}	nj	Φ			
Mensuelle	0	0	0	0	Nj	Φ			
Saisonnier	0	0	0	0	Nj	Φ			
Annuelle	0	0	0	0	—	Φ			

II.5 Conclusion

L'étude du l'angle d'inclinaison s'avère nécessaire pour le choix du meilleur inclinaison en vue d'une installation d'un système de captation solaire. Le développement des applications de l'énergie solaire dans le domaine photovoltaïque, thermodynamique nécessite des données de longue durée sur l'angle d'inclinaison, et beaucoup de modèles d'estimation sur un plan incliné. Le rayonnement reçu par un capteur solaire dépend également du niveau d'ensoleillement du site considéré et de son orientation par rapport au soleil. Nous pouvons trouver l'inclinaison mensuelle tous les mois, mais par facilité, on peut également choisir une inclinaison pour chaque saison ou inclinaison annuelle pour toute l'année. L'orientation optimale de l'angle d'inclinaison des capteurs solaires, s'avère la méthode idéale pour optimiser le générateur PV.

Notre étude est basée sur le modèle polynomial [31] pour deux sites (Ghardaïa, Tamanrasset), on a utilisé un code matlab pour définir l'angle d'inclinaison optimal dans les quatre cas :

- journalière
- mensuelle
- saisonnière
- annuelle

Chapitre III : Résultats et Discussion

III.1 Introduction

Il est important de connaître le meilleur angle d'inclinaison des panneaux solaires afin d'utiliser au mieux l'énergie provenant du soleil. Pour des questions d'efficacité et de meilleurs rendements, lorsque cela est possible, on règle l'inclinaison des panneaux en fonction du soleil.

Ce chapitre, a pour objectif de déterminer la meilleure inclinaison des capteurs solaires au niveau de la région de Ghardaïa, et Tamanrasset et ce théoriquement (utilisation de modèle [31] abordés au deuxième chapitre).

III.2 Angle d'inclinaison optimal pour la région de Ghardaïa :

Les résultats obtenus du programme traité par MATLAB afin de dégager les polynômes ajustés aux angles optimaux quotidiens, mensuels, saisonniers et annuels. La forme générale du polynôme qui a prescrit l'angle d'inclinaison optimale est exprimée en cinquième ordre trois dimensions (II.27)

Les résultats obtenus ont été tracés et portés sur les tableaux pour être comparés avec d'autres mesures et données recommandées par la NASA [32]

III.2.1 Angle d'inclinaison optimal Journalière :

La figure III-1 montre les angles quotidiens optimaux de Ghardaïa (φ) pour une année civile complète,

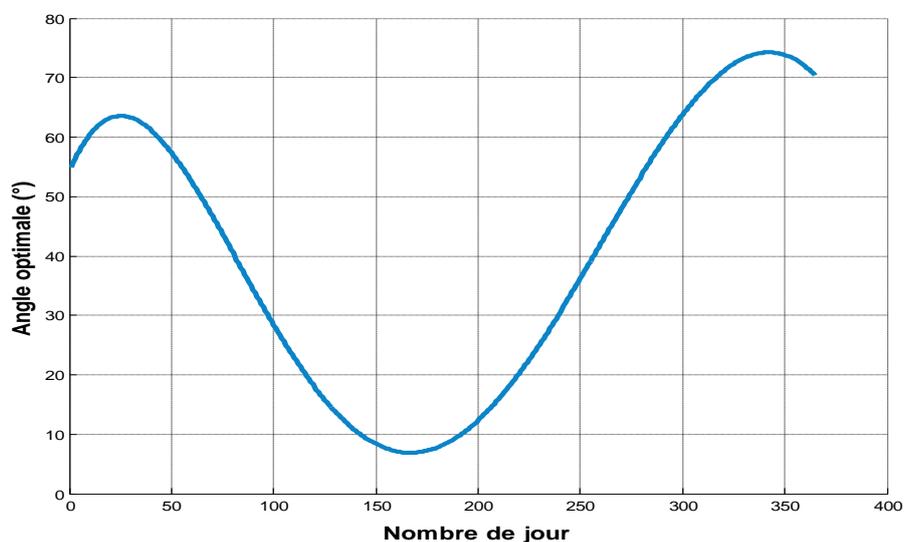


Figure III-1: Angle d'inclinaison optimal journalière en fonction du numéro du jour de la ville de Ghardaïa

La figure III.2 Indiquant que pour un panneau avec inclinaison optimale journalière et un placé horizontale il y a une plus grande perte d'énergie reçu, sauf dans les périodes de mai à Juil., le rapport est compris entre 0% et 5%.

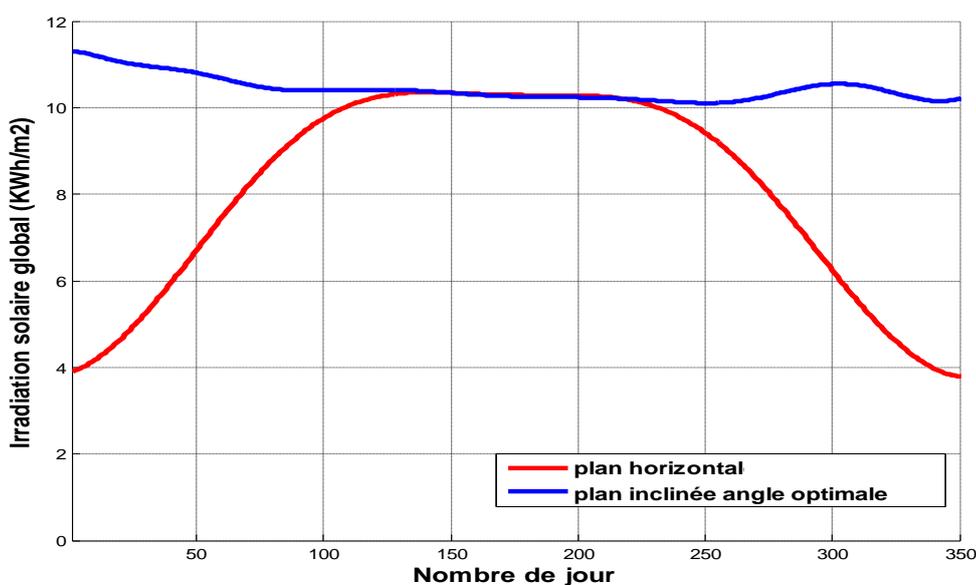


Figure III-2: Irradiation journalier pour un panneau incliné optimal et un panneau horizontal de la ville de Ghardaïa

III.2.2 Angle d'inclinaison optimal mensuelle :

Tableau III-I : montre une comparaison des résultats obtenu avec les résultats de la NASA

mois	Jan	Fev	Mar	Avr	Mai	Jun	Juil	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	
n_j	16	45	74	105	135	166	196	227	258	288	319	350	
β_{opt} (°)	55	48	34	19	04	00	01	12	28	42	52	57	NASA
	58	51	36	18	5	00	00	11	27	45	58	58	

Les résultats obtenus sont tracés dans la figure III-3

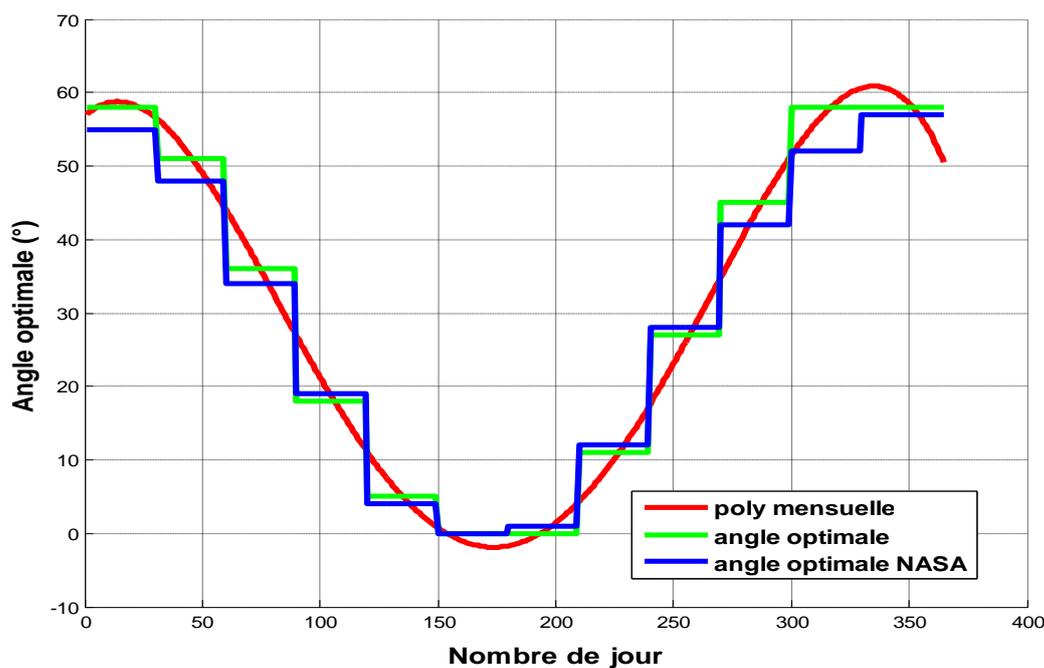


Figure III-3 : Angle d'inclinaison optimal mensuelle en fonction du numéro du la de ville de Ghardaïa

Les résultats obtenus montrent que l'angle optimal journalier atteint :

- Une valeur max aux trois mois premier (1/2/3) et dernier de l'année (9/10/11).
- Une valeur minimum aux mois (06/ 07/08).

La variation journalière d'irradiation pour un panneau horizontal et un panneau d'inclinaison optimale mensuelle figuré dans la figure ci-dessous :

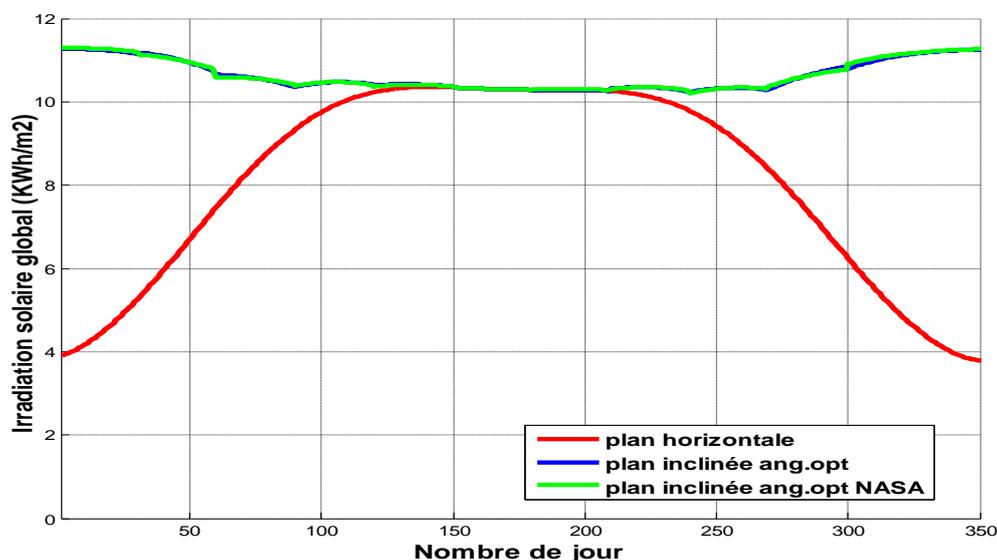


Figure III-4: Irradiation avec un angle d'inclinaison optimal mensuelle pour la ville de Ghardaïa.

Le Tableau III-2 montre une comparaison entre l'irradiation obtenu pour un panneau horizontal et un panneau avec une inclinaison optimale mensuelle

Tableau III-2 : La différence de l'irradiation entre le plan horizontal et le plan est inclinée à l'angle optimale un mois

	$\beta_{opt} (^{\circ})$	Irradiation KWh/m ² $\beta = 0$	Irradiation KWh/m ² $\beta = \beta_{opt}$	les pertes KWh/m ²	%
Janvier	58	4.43	11.25	6,82	61%
Février	51	6.33	11	4,67	42%
Mars	36	8.5	10.57	2,07	20%
Avril	18	9.91	10.47	0,56	5%
Mai	5	10.35	10.42	0,07	1%
Juin	0	10.31	10.25	0,06	0%
Juillet	0	10.29	10.29	0	0%
Aout	11	10	10.34	0,34	3%
Septembre	27	9.05	10.34	1,29	12%
Octobre	45	7.13	10.7	3,57	33%
Novembre	58	4.94	11.1	6,16	55%
Décembre	58	3.78	11.25	7,47	66%
Totale		95.02	127.98	32.96	26%

III.2.3 Angle d'inclinaison optimal Saisonnier :

Le Tableau III-3 montre une comparaison des résultats obtenu avec les résultats de la NASA,

Tableau III-3 : Angle d'inclinaison optimale saisonnière pour la ville de Ghardaïa

Saison I	Saison II	Saison III	Saison IV	Réf
58°	35°	1°	27°	
55°	34°	1°	27°	NASA

Les résultats obtenus tracé dans la figure III-5

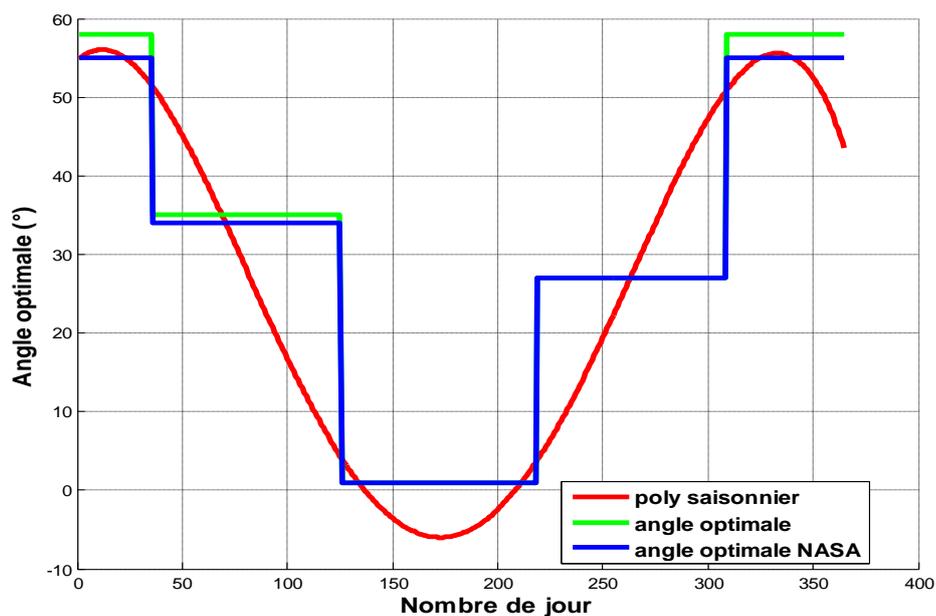


Figure III-5 : Angle d'inclinaison optimal saisonnier de la ville de Ghardaïa.

A travers les résultats obtenus, nous notons :

- Pendant l'été, l'angle saisonnier optimal est zéro.
- En hiver, l'angle saisonnier optimal est maximum.
- Au printemps et à l'automne, l'angle saisonnier optimal est égal à latitude de Ghardaïa.

La Figure III-6 montre l'Irradiation de la saison par angle d'inclinaison ,Le tableau III-4 montre la perte entre la surface inclinée et la surface horizontale, pendant la saison 3, le rapport est nul ,Pour le reste des saisons, la proportion de pertes d'Irradiation est plus grande pour la surface horizontale

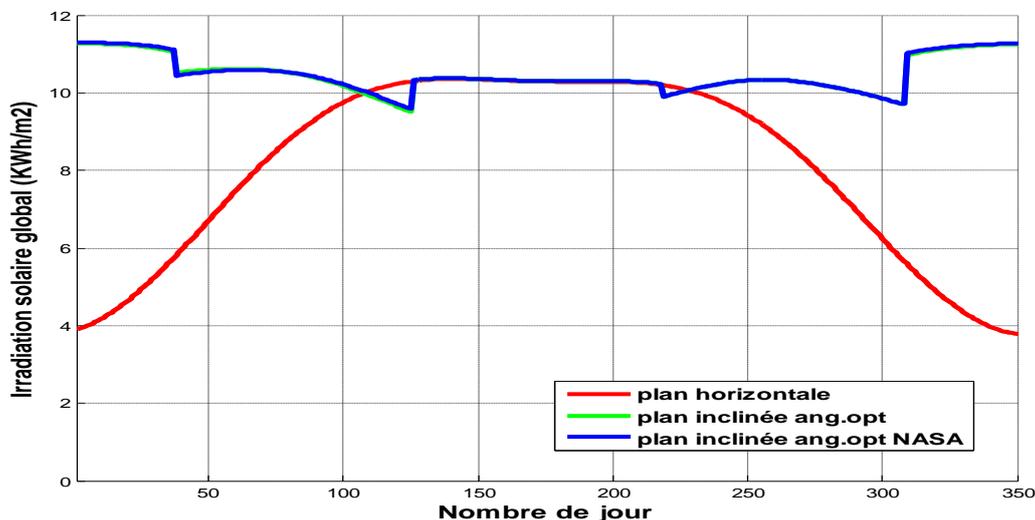


Figure III-6: Irradiation avec Angle d'inclinaison optimal saisonnier de la ville de Ghardaïa

Ils ont classé les saisons à quatre saisons en 12 mois.. Chaque saison est composée de 91 jours, donc d'hiver (du 6 novembre au 4 février), de printemps (du 5 février au 5 mai), d'été (du 6 mai au 5 août) et d'automne (du 6 août au 5 novembre).

Tableau III-4 : montre une comparaison entre l'irradiation obtenu pour un panneau horizontal et un panneau avec une inclinaison optimale saisonnière.

	Irradiation (plan horizontale) KWh/m ²	Irradiation (angle optimale) KWh/m ²	Les pertes KWh/m ²	%
Saison 1	4,38	11,2	6,81	61%
Saison 2	8,24	10,68	2,43	23%
Saison 3	10,31	10,32	0,00	0%
Saison 4	8,72	10,46	1,73	17%
Totale	31,67	42,66	10,98	26%

III.2.4 Angle Optimale Annuelle :

L'angle d'inclinaison optimal annuel a été calculé et les résultats illustrés graphiquement dans la figure III-7. Les résultats ont montré que la valeur optimale étaient presque La valeur était similaire et concordait avec l'angle optimale présenté par la NASA. De plus, les résultats calculés étaient assez conformés à la règle générale selon laquelle l'angle d'inclinaison optimal annuel était environ la latitude de l'endroit

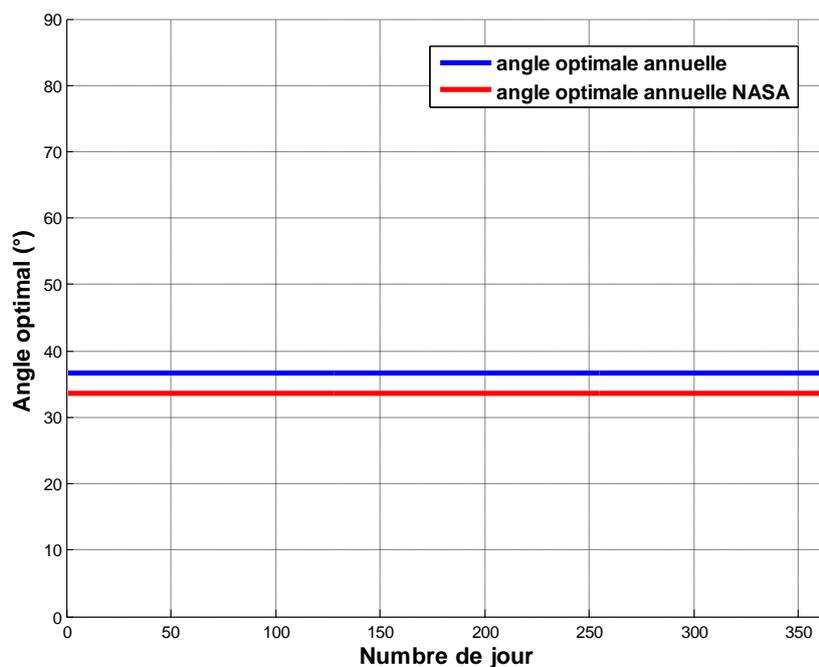


Figure III-7 : Angle d'inclinaison optimal annuel de la ville de Ghardaïa

Le Tableau III-5 présente l'intérêt et le gain d'utilisé d'un panneau avec un angle d'inclinaison optimal annuel par rapport à un panneau horizontal qui présente un gain de 20 %

Tableau III-5 : l'irradiation journalier pour un plan inclinée à l'angle optimal annuel

	Irradiation (plan horizontale) KWh/m ²	Irradiation (angle optimale) KWh/m ²	Les pertes KWh/m ²	%
Annuelle	7.94	9.95	2.01	20%

La figures III-8 montre la différence entre l'utilisation de l'angle optimale quotidienne ou mensuelle, saisonnière ou annuelle et à travers ça, nous concluons que grâce à l'utilisation de l'angle quotidien optimal peut obtenir un meilleur rendement.

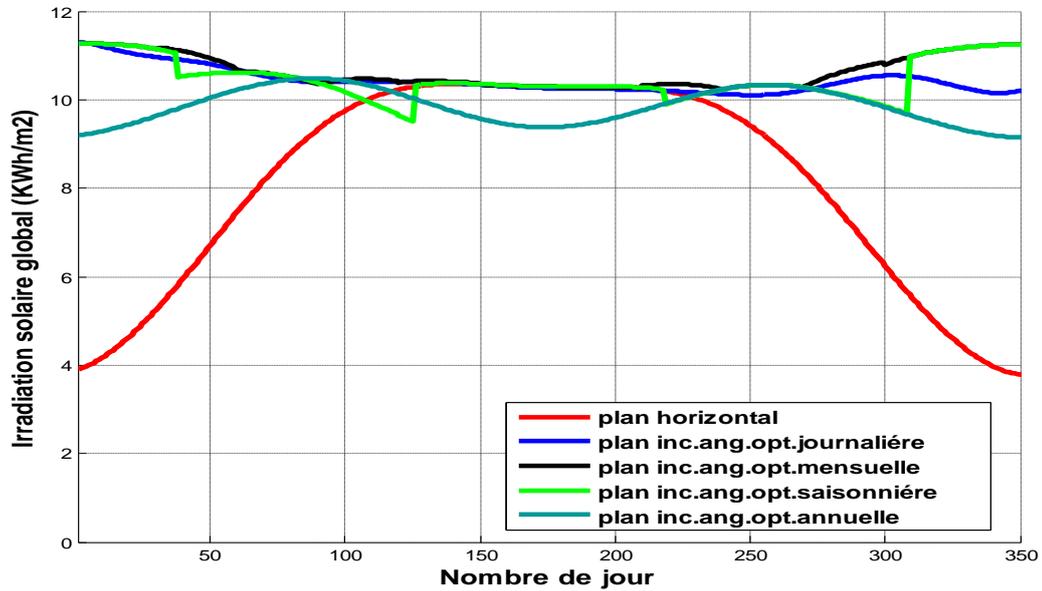


Figure III-8: Irradiation journalière avec un plan horizontal, incliné optimal (journalière, mensuelle, saisonnière et annuelle) de la ville de Ghardaïa

En utilisant le modèle de Capderou pour l'estimation du rayonnement solaire, avec les quatre cas d'inclinaison optimales possible (journalière, mensuelle, saisonnière, annuelle)

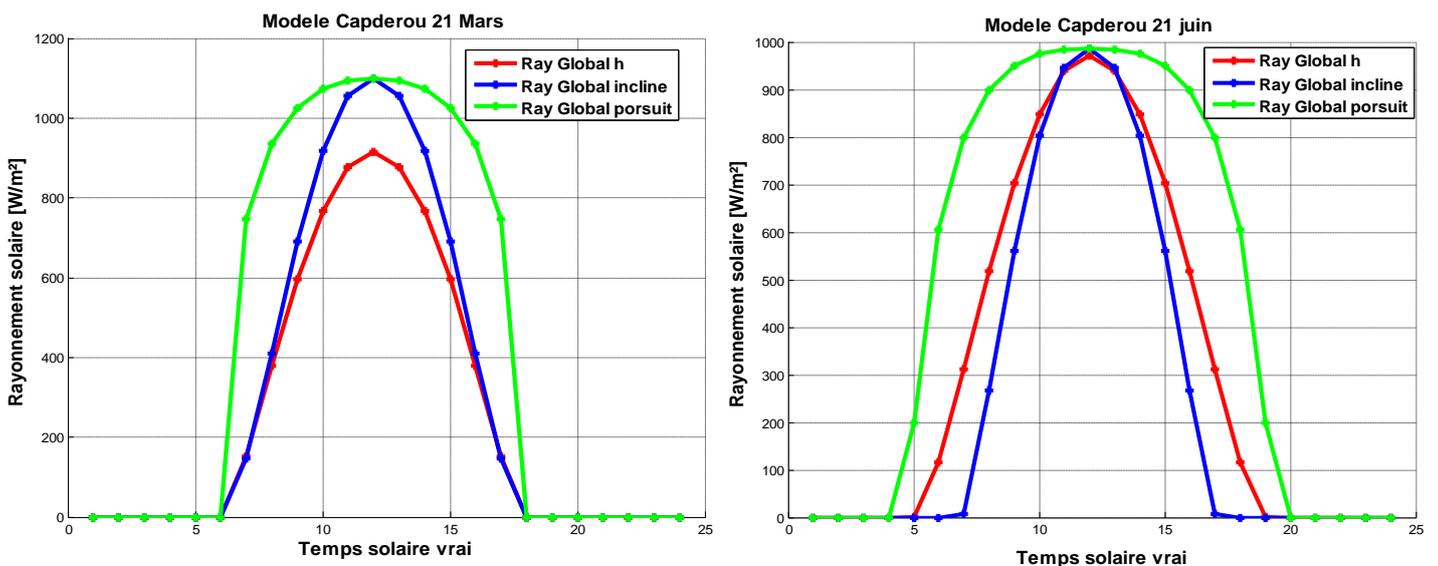


Figure III-9 : Irradiation Globale sur la surface horizontale, inclinée et poursuit dans les jours 21 /3, 21/6 dans la ville de Ghardaïa en utilisant un modèle Capderou

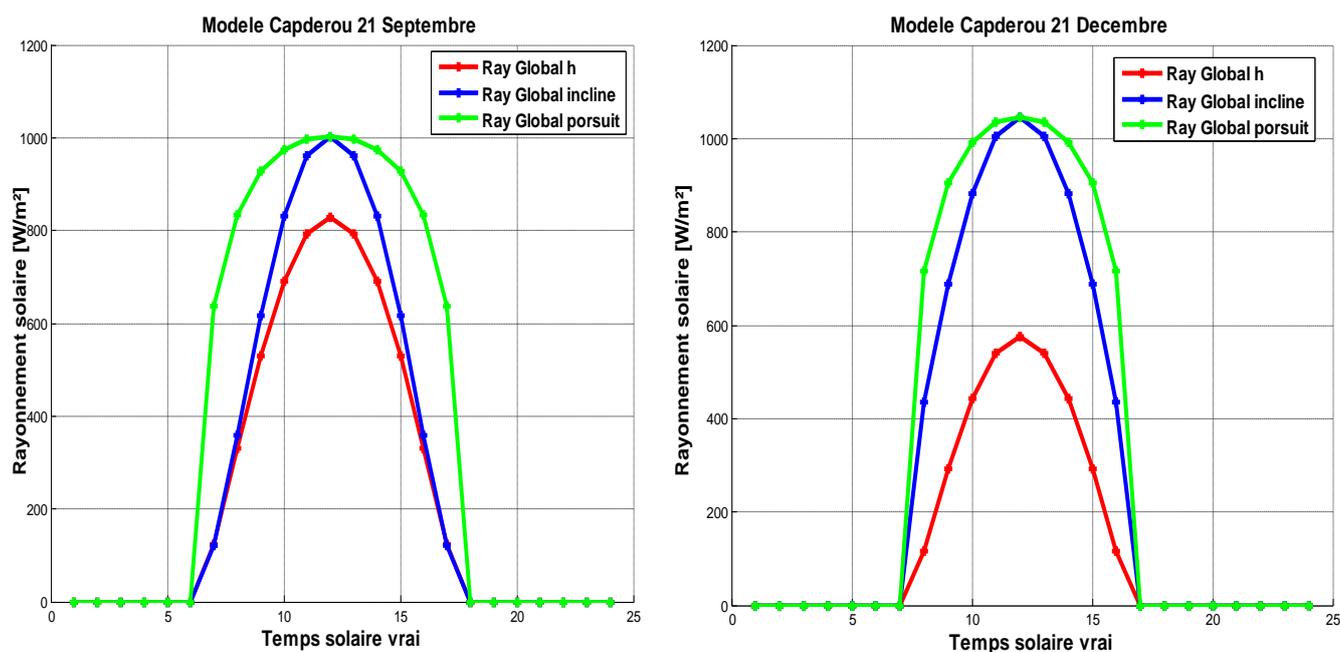


Figure III-10 : Irradiation Globale sur la surface horizontale, inclinée et poursuit dans les jours 21 /9, 21/12 dans la ville de Ghardaïa en utilisant un modèle Capderou.

Les résultats obtenus pour Ghardaïa peuvent être résumés ci-dessous :

- L'angle d'inclinaison optimal varie sous forme d'un courbe exponentielle et a une valeur plus élevée (60°) au cours des trois premiers mois et des trois derniers mois de l'année, une valeur nulle au mois de juin, juillet et août
- Le rendement de l'énergie reçu du augmente 20 % lorsqu'on utilise un panneau à un angle optimal annuel par rapport au panneau horizontal

III.3 Angle optimal et l'irradiation de la région Tamanrasset :

III.3.1 Angle d'inclinaison optimal Journalière :

La figure III-11 montre les angles quotidiens optimaux de Tamanrasset (ϕ) pour une année civile complète,

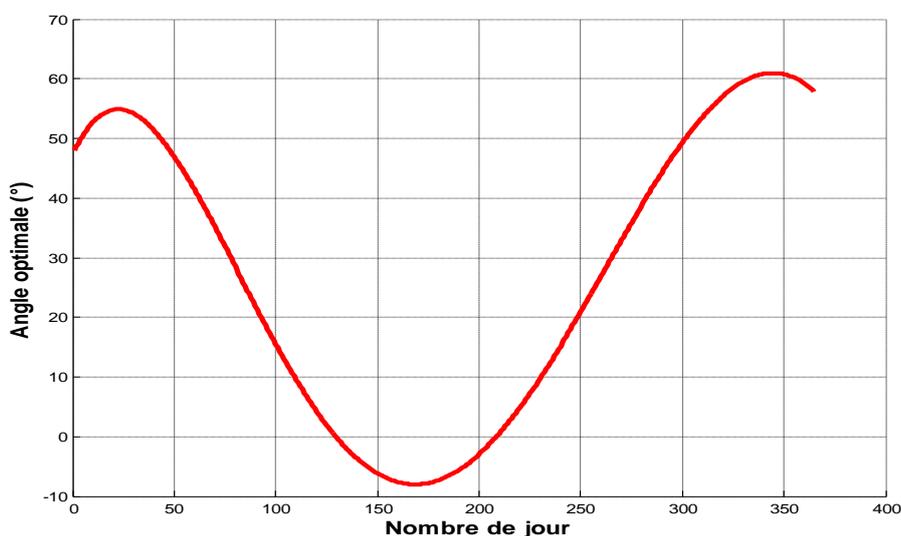


Figure III-11: Angle d'inclinaison optimal Journalière en fonction du numéro du jour de la ville de Tamanrasset

La figure III-12 Indiquant que pour un panneau avec inclinaison optimale journalière et un panneau horizontale il y a une plus grande perte d'énergie reçue, sauf dans les périodes de mai à Juillet., le rapport est compris entre 0% et 5%.

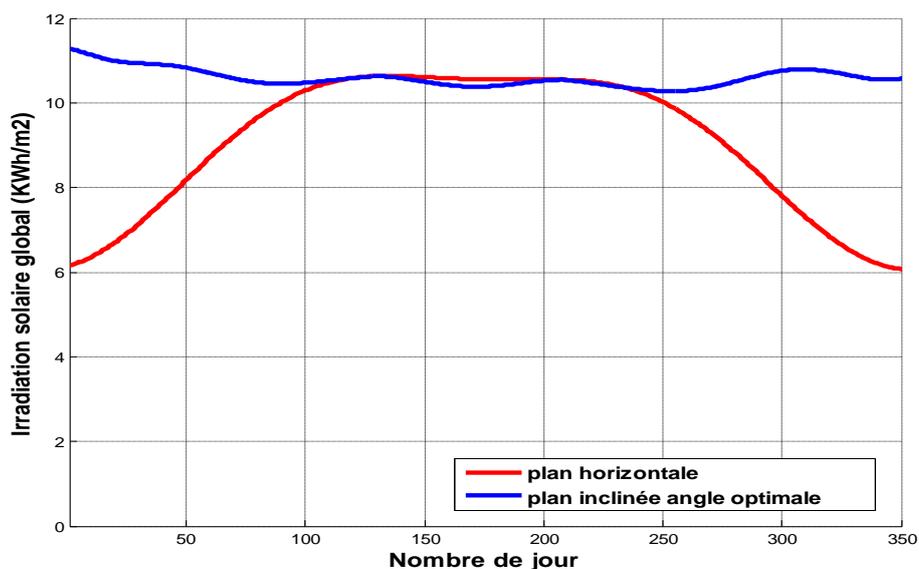


Figure III-12: Irradiation journalière d'un panneau incliné optimal et un panneau horizontal de la ville de Tamanrasset

III.3.2 Angle d'inclinaison optimal mensuel :

Tableau III-6 : montre une comparaison des résultats obtenus avec les résultats de la NASA

Mois	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	
n_j	16	45	74	105	135	166	196	227	258	288	319	350	
β_{opt} (°)	56	47	31	14	1	-6	-3	7	24	41	54	52	[39]
	47	40	24	10	0	-10	0	4	19	35	46	49	NASA

La résultats obtenus sont tracés dans la figure III-13

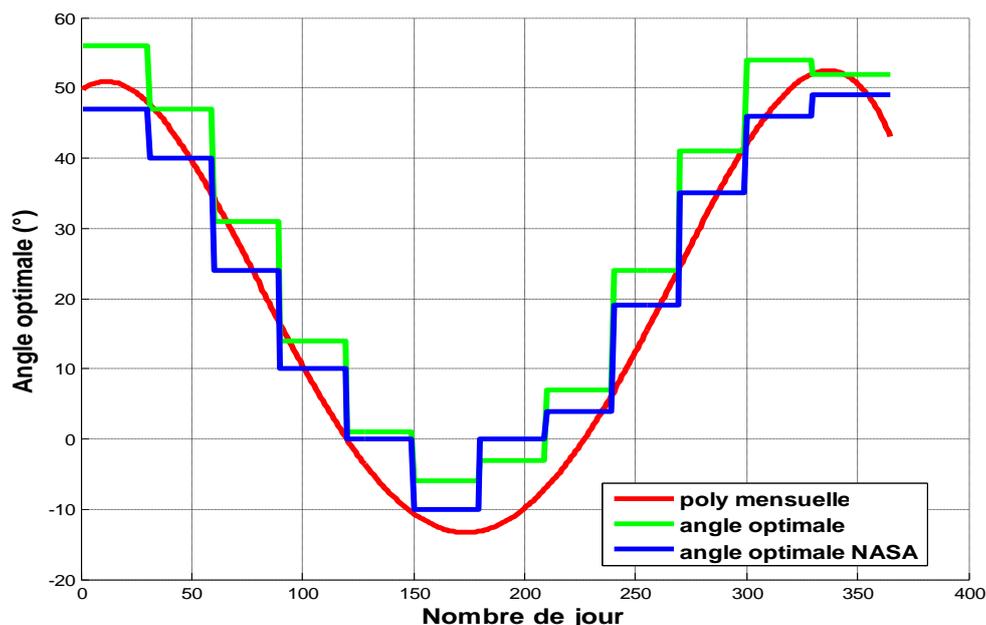


Figure III-13: Angle d'inclinaison optimal mensuelle en fonction du numéro du jour de la ville de Tamanrasset

Les résultats obtenus montrent que l'angle optimal journalier atteint :

- Une valeur max aux trois mois premiers (1/2/3) et les derniers de l'année (9/10/11).
- Une valeur minimum aux mois (06/ 07/08).

La variation journalière d'irradiation pour un panneau horizontal et un panneau d'inclinaison optimal mensuelle figuré dans la figure ci-dessous ;

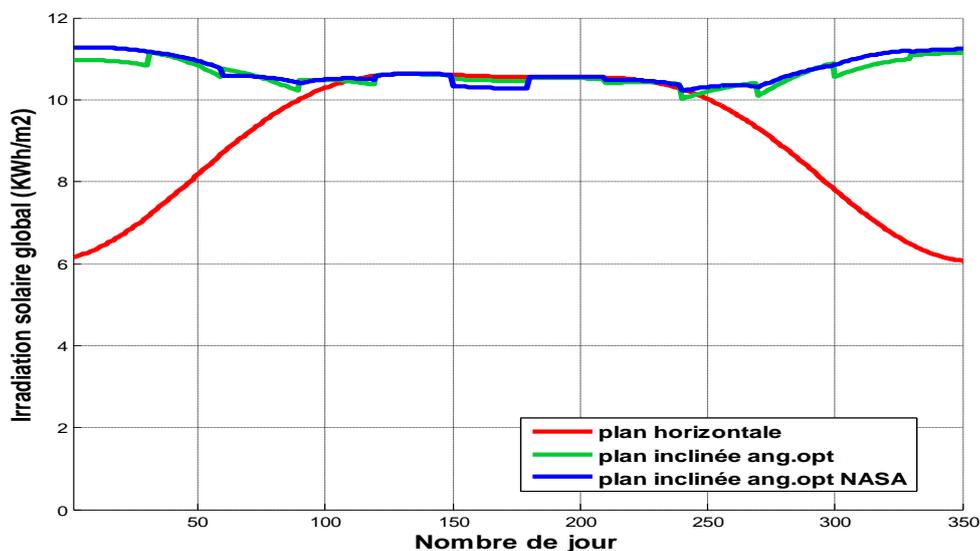


Figure III-14: Irradiation avec un angle d'inclinaison optimal mensuel de la ville de Tamanrasset

Le Tableau III-7 montre une comparaison entre l'irradiation obtenu pour un panneau horizontal et un panneau avec une inclinaison optimale mensuelle

Tableau III-7 : différence de l'irradiation entre le plan horizontal et le plan inclinée à l'angle optimale des mois

	Angle optimale β_{opt}	Irradiation (plan horizontal) KWh/m ²	Irradiation (angle optimale) KWh/m ²	les pertes KWh/m ²	%
Janvier	56	6.548	11.04	4.492	41%
Février	47	7.905	10.87	2.965	27%
Mars	31	9.44	10.52	1.08	10%
Avril	14	10.39	10.5	0.11	1%
Mai	1	10.64	10.61	-0.03	0%
Juin	0	10.57	10.39	-0.18	0%
Juillet	0	10.55	10.5	-0.05	0%
Aout	7	10.45	10.41	-0.04	0%
Septembre	24	9.769	10.28	0.511	5%
Octobre	41	8.432	10.62	2.188	21%
Novembre	54	6.884	10.75	3.866	36%
Décembre	52	6.072	10.75	4.678	44%
Totale		107.65	127.24	19.59	15%

III.3.3 Angle d'inclinaison optimal Saisonnier :

Le Tableau III-8 montre une comparaison des résultats obtenus avec les résultats de la NASA,

Tableau III-8 : Angle d'inclinaison optimale saisonnière de la ville de Tamanrasset

Season I	Season II	Season III	Season IV	Réf
54°	31°	0	24°	[39]
47°	25°	0	19°	NASA

Les résultats obtenus sont tracés dans la figure III-15

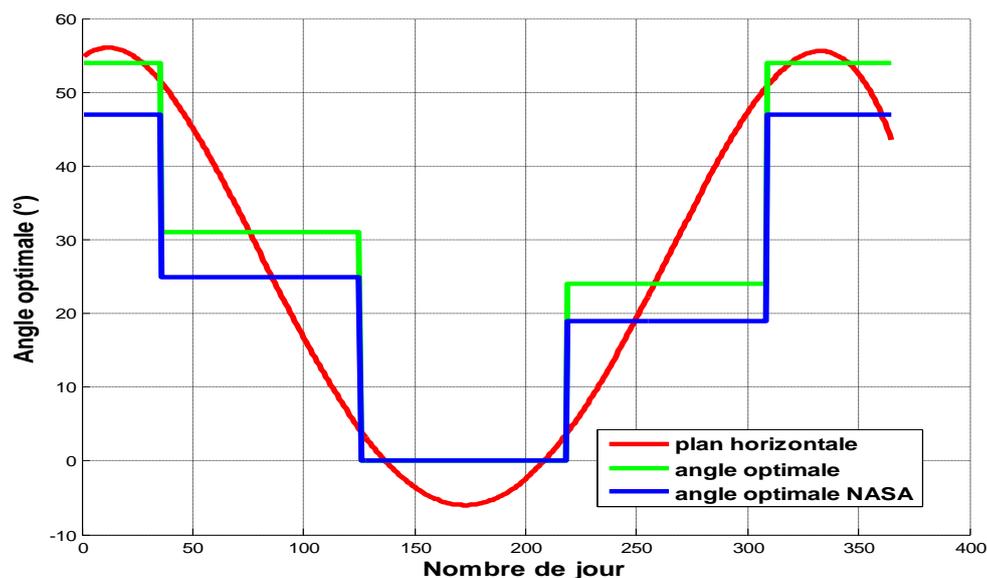


Figure III-15: Angle d'inclinaison optimal saisonnier de la ville de Tamanrasset

A travers les résultats obtenus, nous notons :

- Pendant l'été, l'angle saisonnier optimal est zéro.
- En hiver, l'angle saisonnier optimal est maximum.
- Au printemps et à l'automne, l'angle saisonnier optimal est égal à latitude de Tamanrasset.

La figure III-16 montre l'Irradiation de la saison par angle d'inclinaison ,Le tableau 5 montre la perte entre la surface inclinée et la surface horizontale, pendant la saison 3, le rapport est nul ,Pour le reste des saisons, la proportion de pertes d'Irradiation est plus grande pour la surface horizontale

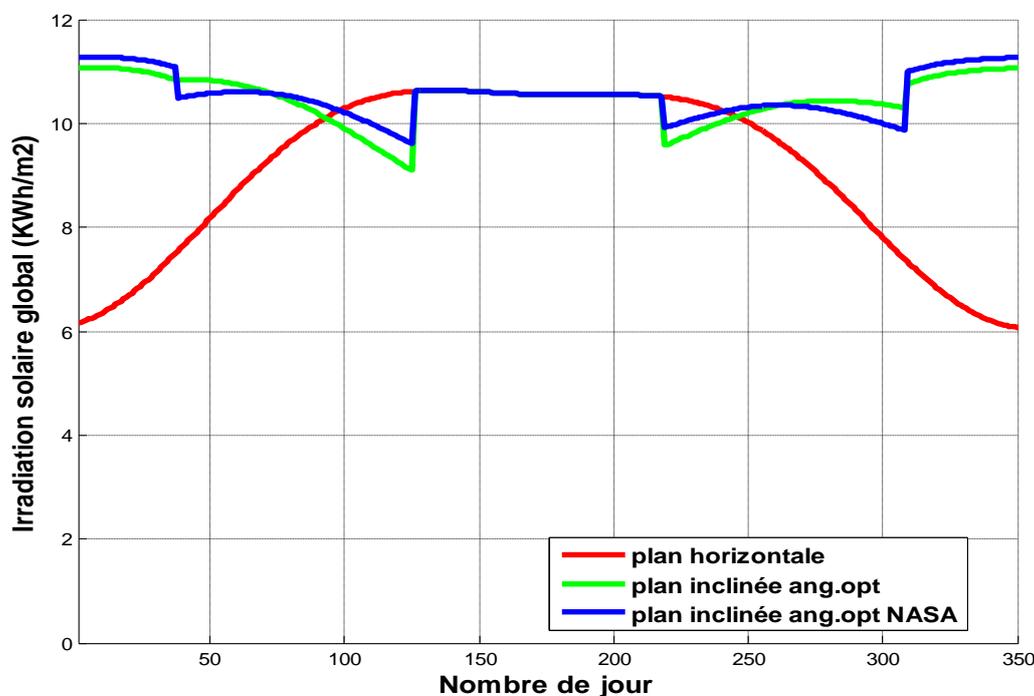


Figure III-16 : Irradiation avec Angle d'inclinaison optimal saisonnier de la ville de Tamanrasset

Ils ont classé les saisons à quatre saisons en 12 mois.. Chaque saison est composée de 91 jours, donc d'hiver (du 6 novembre au 4 février), de printemps (du 5 février au 5 mai), d'été (du 6 mai au 5 août) et d'automne (du 6 août au 5 novembre).

Tableau III-9 : montre une comparaison entre l'irradiation obtenu pour un panneau horizontal et un panneau avec une inclinaison optimale saisonnière.

	Irradiation (plan horizontale) KWh/m ²	Irradiation (angle optimale) KWh/m ²	Les pertes KWh/m ²	%
Season 1	6,5	10,84	4,34	40%
Season 2	9,245	10,63	1,38	13%
Season 3	10,5	10,5	0	0%
Season 4	9,55	10,43	0,88	8%
Totale	35,88	42,41	6,53	15%

III.3.4 Angle Optimal Annuel :

L'angle d'inclinaison optimal annuel a été calculé d'après les deux références (22° pour NASA et 26° pour [39]). Les résultats ont montré que la valeur optimale étaient presque La valeur était similaire et concordait avec l'angle optimale présenté par la NASA. De plus, les résultats calculés étaient assez conformés à la règle générale selon laquelle l'angle d'inclinaison optimal annuel était environ la latitude de l'endroit

Le Tableau III-10 présente l'intérêt et le gain d'utilisé d'un panneau avec un angle d'inclinaison optimal annuel par rapport à un panneau horizontal qui présente un gain de 10 %

Tableau III-10 : l'irradiation journalier pour un plan inclinée à l'angle optimal annuel

	Irradiation (plan horizontale) KWh/m ²	Irradiation (angle optimale) KWh/m ²	Les pertes KWh/m ²	Pourcentage
Annuelle	8.99	9.99	1	10%

La figures III-17 montre la différence entre l'utilisation de l'angle optimale quotidienne ou mensuelle, saisonnière ou annuelle et.

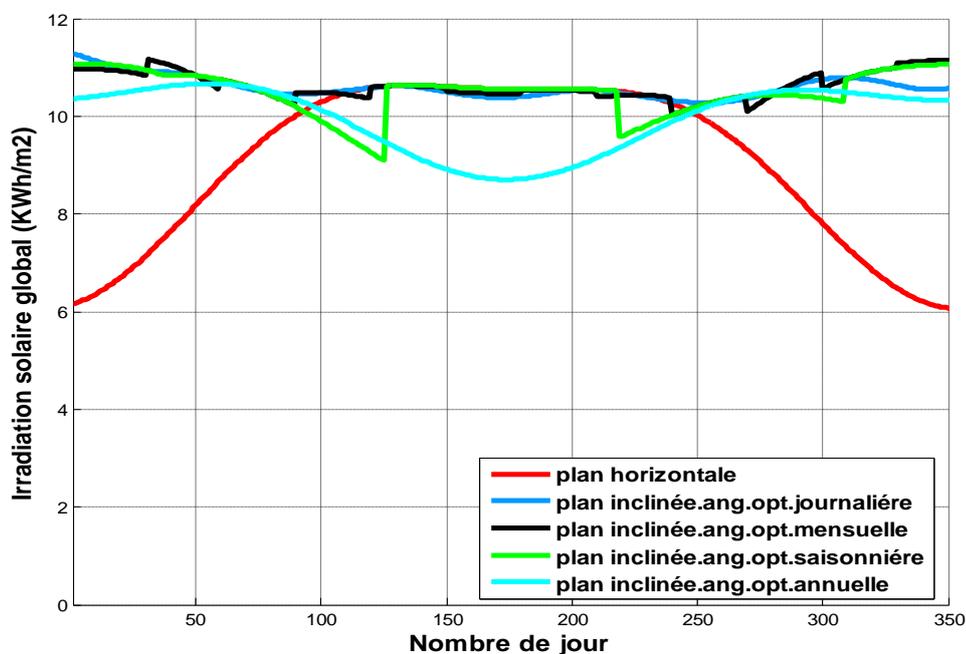


Figure III-17: Irradiation journalière avec un plan horizontal, incliné optimal (journalière, mensuelle, saisonnière et annuelle) de la ville de Tamanrasset

à travers les résultats précédentes, nous concluons que grâce à l'utilisation de l'angle quotidien optimal peut obtenir un meilleur rendement

En utilisant le modèle de Capderou pour l'estimation du rayonnement solaire, avec les quatre cas d'inclinaison optimales possible (journalière, mensuelle, saisonnière, annuelle) plus un plan horizontal, on a étudié quatre jours différents de l'année, 21 mars, 21 juin, 21 septembre, 21 décembre les résultats obtenu figurée ci-dessous

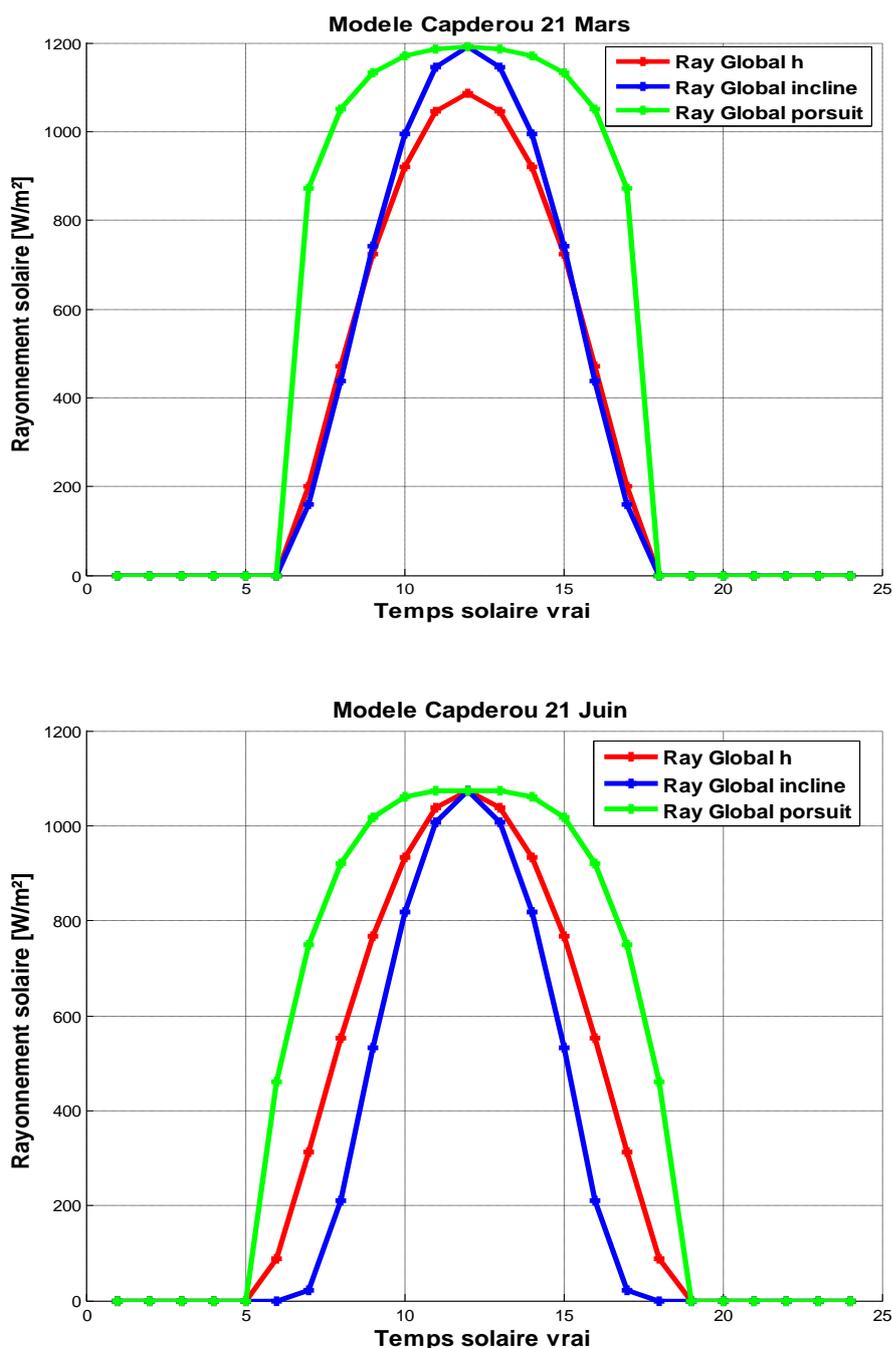


Figure III-18 : Irradiation Globale sur la surface horizontale, inclinée et poursuit dans les jours 21/3, 21/6 dans la ville de Tamanrasset en utilisant un modèle Capderou..

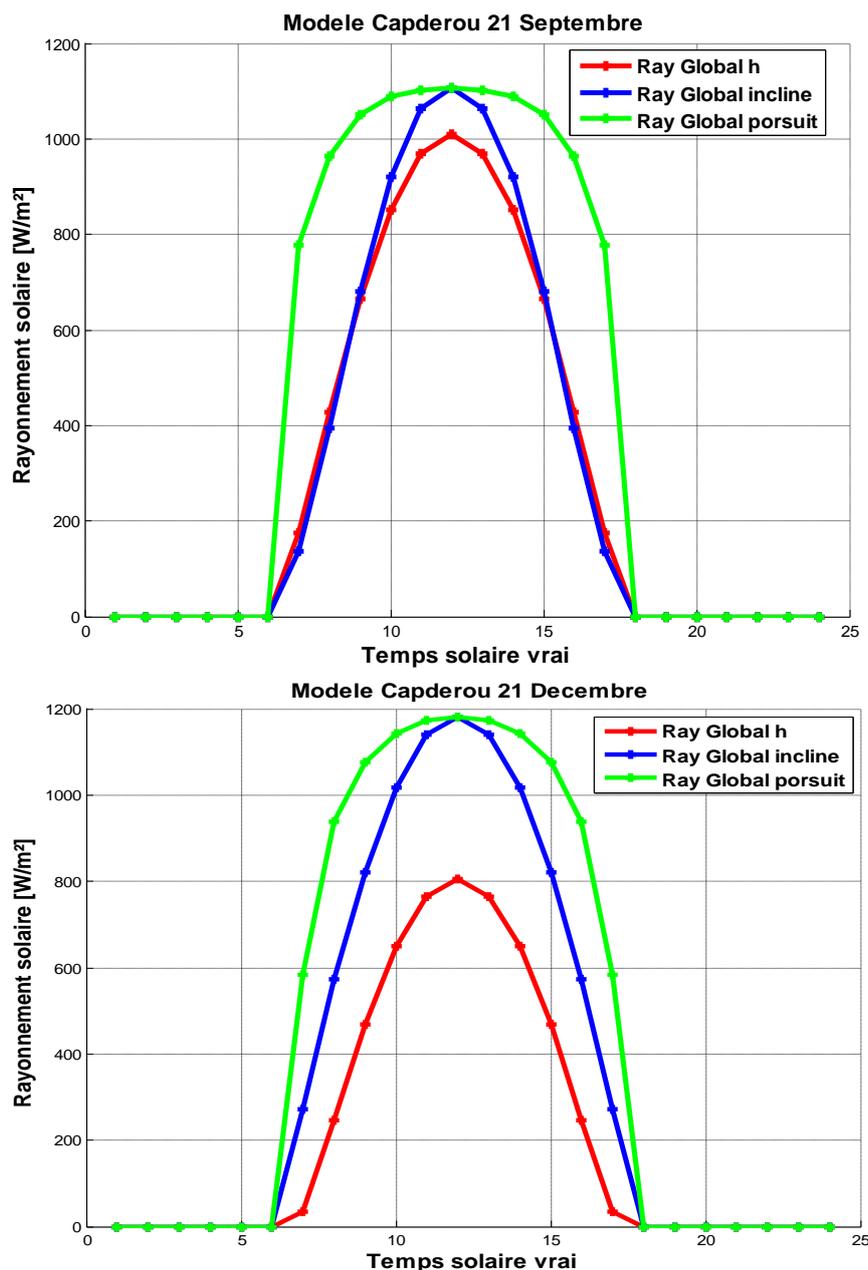


Figure III-19 : Irradiation Globale sur la surface horizontale, inclinée et porsuit dans les jours 21 /9, 21/12 dans la ville de Tamanrasset en utilisant un modèle Capderou..

Les résultats obtenus pour Tamanrasset peuvent être résumés ci-dessous :

- L'angle d'inclinaison optimal varie sous forme d'une courbe exponentielle et a une valeur plus élevée (40°) au cours des trois premiers mois et des trois derniers mois de l'année, une valeur nulle au mois de juin, juillet et août
- Le rendement de l'énergie reçu augmente 10 % lorsqu'on utilise un panneau à un angle optimal annuel par rapport au panneau horizontal

III.4 Conclusion

L'application des formules de l'angle optimale pour la région de Ghardaïa donne de bons résultats en comparaison avec les valeurs expérimentales. L'utilisation des formules simplifiées permet l'estimation rapide de l'angle optimal et de l'énergie journalière et mensuelle. La détermination de l'angle d'inclinaison optimal est importante pour pouvoir obtenir le maximum d'énergie. Nous pouvons trouver l'inclinaison mensuelle tous les mois, mais par facilité, on peut également choisir une inclinaison pour chaque saison ou inclinaison annuelle pour toute l'année. L'orientation optimale des capteurs solaires, s'avère la méthode idéale pour optimiser le générateur PV.

Conclusion générale

L'objectif de ce modeste travail est de déterminer l'angle optimal d'inclinaison des capteurs solaires à Ghardaïa et Tamanrasset deux wilayas dans le sud Algérienne. Cette étude a été abordée à travers deux parties ; une théorique et l'autre simulation.

Les paramètres permettant de capter le maximum d'énergie solaire durant la journée sont l'inclinaison et l'orientation des capteurs. Effectivement, les capteurs solaires sont orientés vers le sud s'ils se trouvent dans l'hémisphère nord, ils sont par contre dirigés vers le nord s'ils sont placés dans des zones de l'hémisphère sud. Les capteurs placés à Ghardaïa et Tamanrasset et donc, doivent s'orienter vers le sud.

La quantité d'énergie solaire reçue dépend de la pente de la surface réceptrice. Il existe plusieurs modèles qui permettent de déterminer l'inclinaison optimale (journalière, mensuelle, saisonnière et annuelle. Au cours de cette étude. Nous avons discuté d'un modèle polynomiale a permis de retenir les points suivants :

- Il faut bien incliner le capteur solaire d'un angle supérieur à 30° ($\beta > 30^\circ$) pour Ghardaïa et à 20° ($\beta > 20^\circ$) pour la wilaya de Tamanrasset aux mois de janvier, février, mars, octobre, novembre et décembre et le placer en position presque horizontal aux mois de mai, juin et juillet afin de collecter le maximum d'irradiations solaires.
- Les angles d'inclinaison optimaux des saisons d'hiver et d'automne sont presque les mêmes qu'aux angles d'inclinaison optimaux des saisons d'été et du printemps et ce de modèle étudié. Il est préférable de changer l'inclinaison des capteurs chaque mois ou chaque saison au lieu de la fixer, pour gagner plus d'énergie.

Après l'application de ce modèle des polynômes pour connaître l'angle d'inclinaison optimal quotidien, mensuel, saisonnier et annuel pour (Ghardaïa et Tamanrasset). Selon la comparaison entre les résultats obtenus avec des données officielles de la NASA a publié, il peut recommander d'utiliser ce modèle en particulier dans les wilayas de Ghardaïa et Tamanrasset.

Bibliographies

[1] BENKHELIFA Abdelaziz. Modélisation et expérimentation d'un capteur solaire plan à eau Influence de l'intensité de l'éclairement solaire et de l'inclinaison du capteur solaire sur le rendement du capteur, U Kasdi Merbah Ouargla, Ouargla, 2012.

[2] Z. Zhang, P. Wang, « Highly stable copper oxide composite as an effective photocathode for water splitting via a facile electrochemical synthesis strategy », J. Mater. Chem. 22, pp2456– 2464, 2012.

[3] Sekhri Toufik, Mémoire de fin d'étude, «Etude comparatif entre deux concentrateur solaire» Université de Ouargla, 2012.

[4] <https://www.pinterest.fr/pin/180495897546360130/>.

[5] Sait, Naima, Djemaa Amrane, et Kahina Aoudia. (Elaboration et caractérisation de films d'oxyde de cuivre électro déposés pour des applications photovoltaïques). Diss. Université Abderrahmane Mira, 2017.

[6] <http://www.energienouvelable.org/pac-geothermique.html>.

[7] B.SORENSEN, « Renewable Energy », 1st edition, Academic Press, London (1979).

[8] Conception& réalisation ELIT. Spa Société du groupe SONELGAZ
<http://www.sonelgaz.dz/?page=article&idb=3>.

[9] M. née Mesri Mokhtaria, A.Cheknane, M. Rougab Ilyes. Introduction au gisement solaire algérien Théorie et applications. p 2-29

[10] P. Bessemoulin, J. Oliviéri. Le rayonnement solaire et sa composante ultraviolette. La météorologie 8e série n° 31 septembre (2000), 42-59

[11] www.u.picardie.fr/beauchamp/mbg6/radiatif.htm.

[12] <http://www.ecolebizu.org/G/mouvement-terre-soleil.jpg>.

[13] Jannot Y, Thermique solaire, Transfer de thermique, p 111, 2007

[14] chiba younes, mémoire de magister, «étude de l'utilisation d'un bassin d'eau comme capteur solaire» université mentouri Constantine 2005

[15] Karina Pacco Ramírez, La énergie Solar photovoltaïque y sus aplicaciones, page 6, 2010

- [16] W. Palz, Solar (Electricity, UNESCO, Butterworths, 1978).
- [17] Soufi Adel, Mémoire de fin d'étude « Modélisation et Control System photovoltaïque par l'espace d'ETA », Université de Ouargla, 2012
- [18] Kalyanpur, A., M.-E. Mercadier, & P. Blanc, 2013. Gisement solaire en France : caractérisation de la ressource énergétique, profil de répartition et volatilité. Environnement & Technique, numéro 331, décembre 2013 pages5
- [19] EPLAB « the Eppley Laboratory » catalogue 1983
- [20] M. Hamdani, S.M.A. Bekkouche, T. Benouaz et M.K. Cherier. Choix d'un Modèle Numérique Adéquat pour l'Estimation des Eclaircissements Incidents à Ghardaïa. page 1
- [21] Site Internet du Ministère Algérien des Energies et des Mines, www.mem-algeria.org.
- [22] HAMDAN, Ahmed Amine, and Sohaib GAHAL. Pompage de l'eau solaire en zones rurales agropastorales de l'Algérie: Etude de cas. Diss.
- [23] M.R. Rezoug et A. Zaatri. Calcul de la durée optimale d'activité d'un module photovoltaïque en fonction de l'endroit.20 Février 2011.page 164
- [24] Mr HAMDANI Maamar ; Etude et Effet de l'Orientation de deux Pièces d'un Habitat en Pierre Situé à Ghardaïa Magister Spécialité " Énergies Renouvelables "
- [25] F. YETTOU, A. MALEK, M. HADDADI et al. Etude comparative de deux modèles de calcul du rayonnement solaire par ciel clair en Algérie. Revue des Energies Renouvelables, 2009, vol. 12, no 2, p. 331-346.
- [26] M. Koussa A. Malek et M. Haddadi, «Apport énergétique de la poursuite solaire sur deux axes par rapport aux systèmes fixes, application aux capteurs plans,» Revue des Energies Renouvelables Vol 10 N°4, Alger, 2007
- [27] BENCHERIF Mohammed. 'Modélisation de système énergétique photovoltaïques et éoliens intégration dans un système hybride basse tension''. Mémoire de Doctorat en physique, Université Abou-bacrBelkaid Tlemcen.
- [28] Ihddadene Nabila. Détermination de l'angle optimal d'inclinaison de capteur solaire à M'Sila. Université de M'sila. 2016. page 31
- [29] SOTEHI Oualid. 'Etude et analyse de l'influence de l'Ecart de température (absorbeur –vitre) sur l'efficacité d'un capteur solaire''. Mémoire de Magister en génie climatique, Université Mentouri Constantine. 2007.

[30] A. Djafour ; ‘Etude d’un système de production d’hydrogène solaire’ ; Thèse de Doctorat, Université d’Ouargla 2013

[31] Yasin, AlsadiSamer, Nassar Yasser Fathi, and Amer Khaled Ali. "General polynomial for optimizing the tilt angle of flat solar energy harvesters based on ASHRAE clear sky model in mid and high latitudes." *Energy and Power* 6.2 (2016): 30.

[32] <https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/grid.cgi?email=skip@larc.nasa.gov>

[33] M. Adouane, M. Haddadi, N. Benamrane, K. Touafek, A. Khelifa et I. Tabet. Evaluation de l’influence de l’inclinaison des modules photovoltaïques sur la production d’énergie d’un système hybride. SIENR’14 Ghardaïa (2014) .page 87-89

[34] R. D’Hollander, ‘L’Astrolabe -Histoire, Théorie et Pratique’, Institut Océanographique Ed, 1999.

[35] D. Goldberg, ‘WhatEvery Computer Scientist Should Know About Floating-Point Arithmetic’, *ACM Computing Surveys*, Vol. 23, N°1, pp. 5 - 48, 1991.

[36] P. Brizemur, ‘Stellarium Jour Sidéral, Equation Temps’, IUFM, Paris 21 Février 2006

[37] A. Vial, ‘Quelques Idées Reçues sur la Position du Soleil’, *Bulletin de l’Union des Physiciens*, N° 897, pp. 959 – 980, 2007.

[38] l’Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables (URAER),de de Ghardaïa _(CDER) Bouzaréah-Alger.

Annexe I : Angle d'incidence et Angle d'inclinaison :

- **L'angle d'incidence :**

correspond au plan formé entre le panneau photovoltaïque et les rayons lumineux, (Figure 1). Cet angle a une grande importance. L'angle d'incidence optimal correspond à un angle de 90° . Chaque fois que cet angle diminue ou augmente, la surface en m^2 du panneau solaire exposé aux rayons lumineux diminue et donc en partant de la puissance du panneau solaire, le rendement diminue aussi. [33]

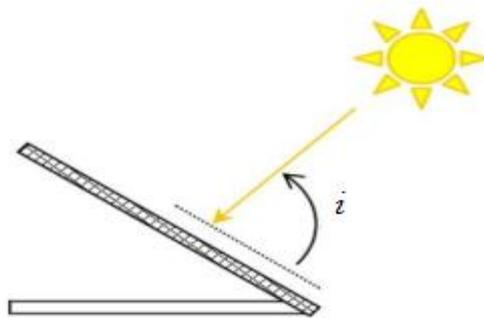


Figure1: Angle d'incidence sur un module photovoltaïque [33]

L'angle d'incidence joue un rôle majeur pour les rendements du panneau. Il est défini selon l'équation suivante :

$$R = 100 \times \sin(\beta) \quad (\text{II.1})$$

Avec, R, le rendement en (%) et i , l'angle d'incidence en ($^\circ$).

- **Angle d'inclinaison**

L'angle d'inclinaison correspond à l'angle formé par le plan du module solaire par rapport à l'horizontale.

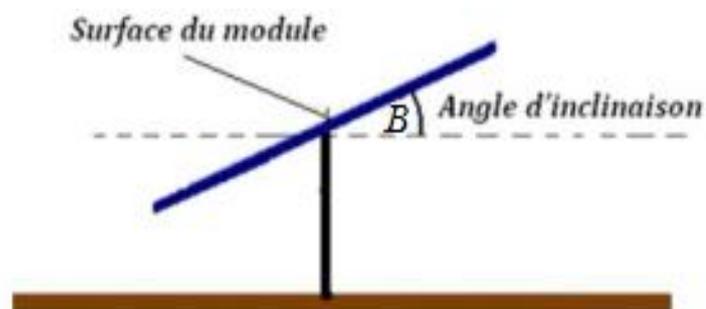


Figure 2: Angle d'inclinée sur un module photovoltaïque

Annexe II: Calculer La Durée De Jour

Par conséquent, sachant que la terre effectue une rotation autour du soleil en 365.2564 jours (durée de l'année sidérale), le temps $t\theta$ nécessaire pour tourner de l'angle θ vérifie $t\theta / 24 = 1 / 365.2564$, soit $t\theta = 3 \text{ min } 56 \text{ s}$; donc la terre effectue une rotation de 360° en 23 h 56 min 4 s, c'est ce qu'on appelle le jour stellaire. Pour calculer l'instant du lever ou du coucher d'un astre

dont on suppose connu les coordonnées équatoriales approchées φ et ω au moment du phénomène considéré, on calcule d'abord l'angle horaire ω au moment du lever ou du coucher par la formule. [34,35]

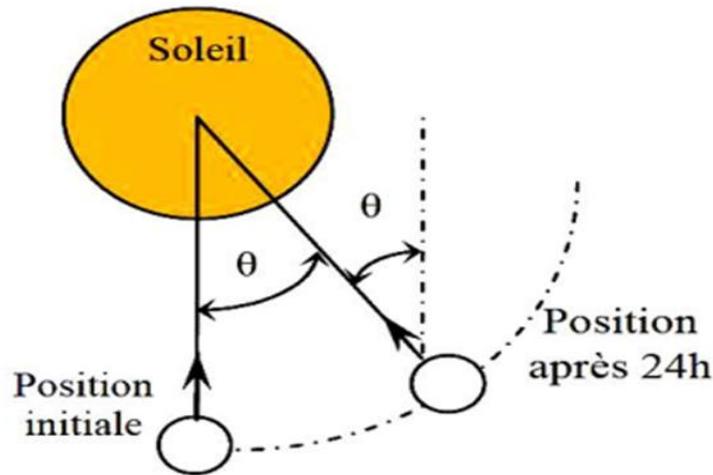


Figure 3: Déplacement de la terre sur une trajectoire idéale circulaire autour du soleil [34]

Le temps sidéral approché du lever et celui du coucher sont alors :

$$T = \varphi - \omega \quad (1)$$

$$T = \varphi + \omega \quad (2)$$

Nous avons obtenu les équations reliant la hauteur h et l'azimut A du soleil dans le plan horizontal pour la latitude φ à la déclinaison δ_s et à l'angle horaire H du soleil.

$$\left\{ \begin{array}{l} \cos h \times \cos A = \sin \varphi \times \cos \delta_s \times \cos \omega - \cos \varphi \times \sin \delta_s \\ \cos h \times \sin A = \cos \delta_s \times \sin \omega \\ \sin h = \cos \varphi \times \cos \delta_s \times \cos \omega + \sin \varphi \times \sin \delta_s \end{array} \right\} \quad (3)$$

On rappelle qu'à midi vrai, $\omega = 0$ et que ω varie de 15° par heure (il est négatif le matin et positif le soir). Partant de l'équation (3), on peut déduire les angles horaires du coucher et du lever du soleil en posant $\omega = 0$, ce qui conduit à :

$$\cos \omega = -\tan \varphi \times \tan \delta_s \quad (4)$$

Et comme la fonction cosinus étant paire, les angles horaires du lever et du coucher du soleil sont parfaitement symétriques par rapport au midi vrai défini par $\omega = 0$.

$$\omega_{lever} = -\arccos(-\tan \varphi \times \tan \delta_s) \quad (5)$$

$$\omega_{coucher} = -\arccos(-\tan \varphi \times \tan \delta_s) \quad (6)$$

Mais à cause de l'équation du temps, les heures réelles du lever et du coucher du soleil doivent être décalées d'une quantité Δt , telle que définie par l'équation (8) :

$$\omega_{lever}^* = 12 - \arccos(-\tan \varphi \times \tan \delta_s) \times \frac{12}{\pi} + \frac{\Delta t}{60} \quad (7)$$

$$\omega_{coucher}^* = 12 + \arccos(-\tan \varphi \times \tan \delta_s) \times \frac{12}{\pi} + \frac{\Delta t}{60} \quad (8)$$

La durée du jour correspond au temps écoulé entre le lever et le coucher du soleil, Elle se calcule selon l'expression suivante:

$$D_{jour} = \omega_{coucher}^* - \omega_{lever}^* \quad (9)$$

$$D_{jour} = 2 \times \arccos(-\tan \varphi \times \tan \delta_s) \frac{12}{\pi} \quad (10)$$

Elle est indépendante de ΔT , cela exige une correction des hypothèses précédemment supposées. La fonction arc cosinus est décroissante sur l'intervalle $[-1, 1]$, donc pour une latitude positive, la durée du jour sera maximale, lorsque la déclinaison sera maximale, et elle est minimale lorsque la déclinaison est minimale, ce qui correspond aux solstices d'été et d'hiver. Nous avons vu précédemment que du fait de l'ellipticité de la trajectoire de la terre et de l'inclinaison de son axe de rotation par rapport au plan de l'écliptique, deux corrections devaient être introduites pour calculer la position du soleil par rapport au cas idéal d'un mouvement circulaire dans le plan de l'équateur.

La somme de ces deux corrections, appelée équation du temps, donne l'écart ΔT (minute) entre le temps moyen et le temps vrai. L'équation du temps s'annule quatre fois par an, aux environs du 16 avril, 13 juin, 2 septembre et 25 décembre. Elle atteint son minimum (-16 minutes 25 secondes) le 3 novembre et son maximum (14 minutes 14 secondes) le 11 février (calculs pour l'année 2009). [36]

$$\Delta T = (C + R) \times \quad (11)$$

Du fait que, la trajectoire de la terre est une ellipse, par conséquent, sa position n'est plus une fonction linéaire de la date julienne, elle se déplace plus rapidement lorsqu'elle est près du Soleil que lorsqu'elle est éloignée (seconde loi de Kepler, ou loi des aires).

Pour tenir compte de l'ellipticité de la trajectoire, on doit corriger M d'une quantité C appelée équation du centre, de manière à obtenir l'anomalie vraie :

$$C = \eta \sin(M) + 0.02 \times \sin(2M) + \Delta \sin(3M) \quad (12)$$

Avec : $\eta = 1.9148^\circ$ et $\Delta = 0.0003^\circ$

On appelle anomalie moyenne (notée M), l'angle parcouru sur ce cercle par la terre par rapport à une position de référence. On calcule donc d'abord l'anomalie moyenne M en fonction du jour julien J (l'utilisation des jours juliens permet une numérotation continue des jours, indépendamment de la durée des années):

$$M = M_0 + M_1 (J - J_{2000}) \quad (13)$$

Avec : $J_{2000} = 2451545$, $M_0 = 357,5291^\circ$ et $M_1 = 0.9856^\circ/\text{jour}$ pour la terre.

La valeur de M_0 correspond à la position de la terre le 1er janvier 2000 à 12 h (UTC) par rapport à la position de référence (le périhélie). On peut en déduire que la terre est au plus près du soleil vers le 3 janvier, et seuls les habitants de l'hémisphère sud sont en droit de penser qu'il fait plus chaud quand le soleil est plus proche. La conversion d'une date du calendrier classique (calendrier grégorien) en jour julien est obligatoire pour le calcul.

La détermination de l'équation du temps dépend du calcul des deux facteurs de correction qui sont respectivement C et R . On a calculé C , il nous reste à déterminer R qui est

le facteur de correction pour la déclinaison de l'axe de rotation de la terre qu'on a supposé auparavant vertical [37].

$$R = -2.468^\circ \times \sin(2\gamma_s) + 0.053^\circ \times \sin(4\gamma_s) - \wp \times \sin(6\gamma_s) \quad (14)$$

Avec : $\wp = 0.0014^\circ$ et $\gamma_s = 280,47^\circ + M1 (J - J2000) + C\gamma_s$ est la longitude éclipique.

La résultante de cette partie de calcul précise la plage réelle du temps d'ensoleillement quotidien durant un an pour une zone géographique repérée par son azimut, comme l'illustre (Fig. 4)

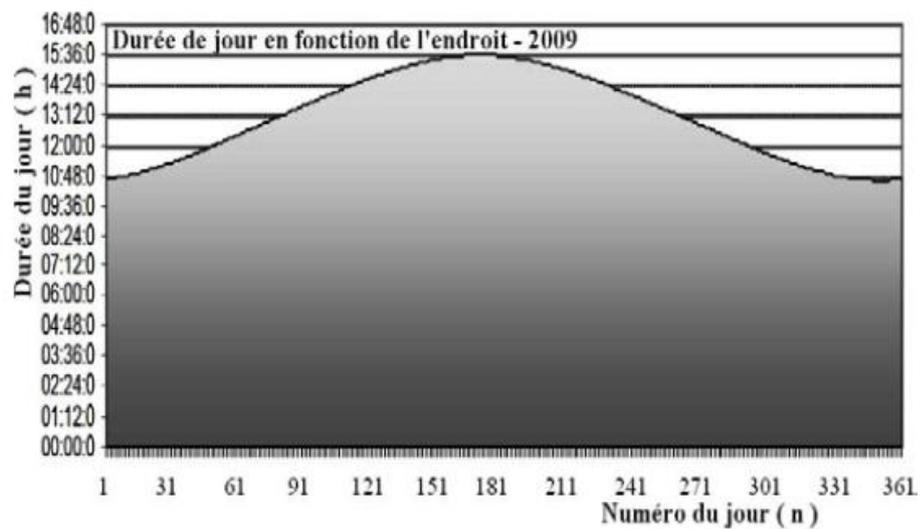


Figure 4 : Durée du jour en fonction du numéro du jour, (année 2009)

Annexe III: Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables

L'Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables URAER

Inaugurée en 1999, l'Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables (URAER), rattachée au centre de développement des énergies renouvelables (CDER) de Bouzaréah-Alger, est située dans la belle ville de Ghardaïa (600 km de la capitale). Les moyens considérables mis dans la formation et la recherche dans le domaine des énergies renouvelables, comme le développement de l'équipement des laboratoires spécialisés ont permis à l'Algérie d'être un associé digne de confiance et expérimenté dans le domaine des énergies renouvelables.

Les activités de recherche scientifique et de développement technologique menées à l'URAER s'inscrivent dans le cadre du programme national de recherche en énergies renouvelables, considéré par les pouvoirs publics comme prioritaire et mobilisateur.

La vocation essentielle de l'Unité est la recherche scientifique appliquée et le développement technologique. Elle est chargée d'entreprendre des activités de recherche et d'expérimentation pour la promotion et le développement des énergies renouvelables dans les milieux arides et semi arides.

L'ambition de l'unité est de devenir une plate-forme internationale d'expérimentation et un nœud de communication de toutes les réalisations régionales dans le domaine des énergies renouvelables.

Le potentiel humain existant au sein de l'unité peut apporter sa contribution à l'effort national de recherche et formation. Ceci d'une part en collaborant avec les universités et les autres centres de recherches, et d'autre part par la possibilité d'offrir au sein de l'unité une formation de qualité dans le domaine des énergies renouvelables, allant du niveau de maîtrise jusqu'au niveau de post- graduation spécialisé.

Les programmes de recherche et de développement qui sont entrepris ont pour objectifs, d'une part, de consolider les activités sur le solaire déjà entreprises et de développer d'autres activités sur la biomasse et l'éolien, tout aussi importantes dans la région de Ghardaïa. Il s'agira aussi, de valoriser les résultats des travaux de recherche arrivés à maturité et de contribuer, à travers la complémentarité, au renforcement des programmes déjà pris en charge par les autres structures de l'EPST CDER. [38]