REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

Ministère De L'enseignement Supérieur Et De La Recherche Scientifique

Pole Universitaire DR. YAHIA FARES De MEDEA



Faculté des Sciences et de la Technologie

Département de Génie Electrique

Filière énergie solaire et éolienne

Mémoire de fin d'étude pour l'obtention du diplôme de Master (LMD) en Génie électro-technique

Option : Energies Solaire Et Eolienne

Thème

Mesure et modèles d'estimation de l'irradiation solaire global du site de Médéa

Encadré par:

Ø Mr FERRAI Ahmed

Présenté par:

Ø RAHMANI Ahmed Ibrahim

Ø SAFA CHAOUCH Abdelfettah

2015/2016

Pdf créé avec la version d'essai pdfFactory www.pdffactory.com

Remerciements :

« Je remercie en premier Allah pour tout.

Je remercie en second mes parents, qui ont sacrifiés leur vie pour mon bien.

En fin, mes sincères reconnaissances et gratitudes à tous mes enseignants,

le promoteur de ce mémoire :

Mr :Ferrai Hamid

Je remercie également le président et les membres de jury d'avoir accepté d'examiner notre travail. »

Pdf créé avec la version d'essai pdfFactory www.pdffactory.com

Introduction générale..... 1

Chapitre I : Gisement solaire

I.1. Introduction ..……..……..……..…..3
I.2. Les énergies renouvelables ……..……..……3
I.2.1. Énergie solaire ……..……..…..3
I.2.1.1. L'énergie solaire thermique..……..…3
I.2.1.2. L'énergie solaire photovoltaïque..…….…….3
I.2.1.3. L'énergie solaire passive …….…….…4
I.2.2. Gisement solaire ……..……..…….4
I.2.2.1. Définition du solaire ……..4
I.2.2.2. Caractéristique principales du soleil ……..……..……..4
I.2.3. Le rayonnement ……...…….4
I.2.3.1. Les types du rayonnement ……..……5
I.2.4. La constante solaire ……..6
I.2.5. Mouvement de la terre ……..6
I.2.5.1. Mouvement de rotation ……..6
I.2.5.2. Mouvement de translation ……..……..…7
I.2.6. Distance Terre-Soleil ……...…….7
I.2.7. Les coordonné ……...…….8
I.2.7.1. Position de point locale par rapport la terre (les coordonnées géographiques) …...….8
I.2.7.2. Position de soleil par rapport la terre (les coordonnées équatoriales) …..…….9
I.2.7.2. Position de soleil par rapport le point locale (les coordonnées horizontales) …….……10
I.2.8. les temps ……..……11
I.2.8.1. Le temps Universel (TU) …….11
I.2.8.2. le temps Solaire Moyen (TSM) ……...……11
I.2.8.3. Le temps Solaire Vrai (TSV) ……...……12
I.2.8.4.Équationdu temps ……...……..12
I.2.9. Masse d'air ……..12
I.2.10.Durée d'insolation …….13
I.2.11. Le gisement solaire en Algérie ……..……13
I.3. Conclusion ……...……..15

Pdf créé avec la version d'essai pdfFactory www.pdffactory.com

Chapitre II: modèles d'estimation de l'irradiation solaire

II .1. Introduction 18

II.2. Méthodologie suivie pour le dimensionnement 18

II.2. 1. Calcul de l'irradiation solaire incidente sur les capteurs 18

II.2.1.1. Calcul de l'irradiation horaire globale reçue sur un plan horizontal 20

II.2.1.2. Calcul des irradiations horaires diffuse et directe horizontales 21

II.2.1.3. Modèles d'estimation de la moyenne mensuelle du rayonnement diffus horizontal . 22

II.2.1.3.1. modèle Hay- Davies 22

II.2.1.3.2. modèle Reindel 23

II.2.1.3.3. modèle Lui et Jordan 23

II.2.1.3.4. modèle HDKR 23

II.2.1.3.4. modèle de Satel-light 24

II.2.1.4. Inclinaison et orientation optimales des capteurs photovoltaïques 24

II.3.Appareils de mesure 25

II.3.1. Mesure de la fraction d'insolation 25

II.3.1. Mesure du rayonnement solaire global 25

II.3.3. Mesure du rayonnement direct 26

II.4. Conclusion 27

Chapitre III: L'application des logiciels (PVsyst,PVgis,Retscreen,HOMER)

et comparé ses résultats

II .1. Introduction 29

III.2.Situation de la région de Médéa……29

III.3 .Présentation des logiciels ……29

III.3.1. PVSyst …….....30

III.3.2. PVGis ……..……..31

III.3. 3. Retscreen ……32

III.3.4. Homer ……..….33

III.4.Résultats et discussion ……33

III.4.1.1.Les résultats de l'irradiation solaire globale sur le plan horizontal ……...……35

Pdf créé avec la version d'essai pdfFactory www.pdffactory.com

III.4.1.2. les résultats de l'irradiation solaire globale sur le plan incliné (β=30°)……...36
III.4.1.3. les résultats de l'irradiation solaire globale sur le plan incliné (β=60°)…….....37
III.4.1.4.Choix de l'inclinaison optimale pour les panneaux ……...38
III.4.2. les résultats de l'irradiation solaire globale estimée par logiciel PVgis ……..…39
III.4.2.1.les résultats de l'irradiation solaire globale sur le plan horizontal ……39
III.4.2.2.les résultats de l'irradiation solaire globale sur le plan incliné (β=30°) ……...40
III.4.2.2 les résultats de l'irradiation solaire globale sur le plan incliné (β=60°) ……...……41
III.4.2.3.Choix de l'inclinaison optimale pour les panneaux ……...……42
III.4.3. les résultats de l'irradiation solaire globale estimée par logiciel HOMER…….……..43
III.4.3.1.les résultats de l'irradiation solaire globale sur le plan horizontal……..43
III.4.3.2.les résultats de l'irradiation solaire globale sur le plan incliné (β=30°) ……...44
III.4.3.3.les résultats de l'irradiation solaire globale sur le plan incliné (β=60°) ……...……46
III.4.4. les résultats de l'irradiation solaire globale estimée par logiciel RETSCREEN ..…...47
III.5. Etude comparative ……..48
III.5.1.Etude comparative entre de les résultats (PVSYST, PVGIS, HOMER et RETSCREEN)…….…….....48
III.5.2.Etude comparative des valeurs théoriques (PVsyst et Homer) avec les résultats expérimentaux ……52
III.6. Conclusion…….……57

Conclusion générale ……..……58

Pdf créé avec la version d'essai pdfFactory www.pdffactory.com

Dédicace

Au nom d'Allah le Miséricordieux le très miséricordieux.

Je dédier ce modeste travail :

- A mes très chers parents : à ma chère mère Cherifa, pour sa bravoure et son amour sans cesse renouvelé, que ce présent soit le témoignage de ma reconnaissance et qu'il fasse l'objet de ma fierté, puisse Allah te permettre de jouir du produit de ton effort, A mon cher père ABDERAHMAN je ne trouverai jamais les mots justes pour tes remercier ;Que Allah les préserve.

-A mon frère Zakaria et Mohamed

-A ma Sœur Amina

-A mon promoteur Mr.FERRAI

- A mon binôme Abdelfettah

- A tous mes intimes et pour tous les moments vécus à leur cotés.

Ettous qui connaissent RAHMANI Ahmed Ibrahim.

Pdf créé avec la version d'essai pdfFactory www.pdffactory.com

Dédicace

Au nom d'Allah le Miséricordieux le très miséricordieux.

Je dédier ce modeste travail :

- A mes très chers parents : à ma chère mère Nadjia , pour sa bravoure et son amour sans cesse renouvelé, que ce présent soit le témoignage de ma reconnaissance et qu'il fasse l'objet de ma fierté, puisse Allah te permettre de jouir du produit de ton effort, A mon cher père Ahmed

je ne trouverai jamais les mots justes pour tes remercier ;Que Allah les préserve.

-A mon frère Hamza

-A mes sœurs Soumia et Amina

-A mon promoteur Mr.FERRAI

- A mon binôme Ibrahim

- A tous mes intimes et pour tous les moments vécus à leur cotés.

Et tous qui connaissent Safa chaouch Abdelfettah.

Pdf créé avec la version d'essai pdfFactory www.pdffactory.com

Introduction générale

L'énergie est la base de toute activité humaine. De nos jours, une grande partie de la demande mondiale en énergie est assurée à partir de ressources fossiles. Cependant, les réserves de combustibles fossiles sont limitées. Certains pays développés se sont orientés vers l'énergie nucléaire, alors que cette dernière n'est pas à la portée de tous les états et surtout des pays en voie de développement et présente des risques d'accidents graves.

En effet, la croissance de la demande énergétique mondiale, l'épuisement inévitable des ressources fossiles, à plus ou moins long terme, et la détérioration de l'environnement causée par ces types d'énergies, a incité au développement de nouvelles sources d'énergies, renouvelables, assurant ainsi une durabilité et une protection de l'environnement qui est devenue un point très important.

L'utilisation de l'énergie solaire photovoltaïque semble être une nécessité pour l'avenir. En effet, le rayonnement solaire constitue la ressource énergétique la plus abondante sur terre. La quantité d'énergie libérée par le soleil (captée par la planète terre) pendant une heure pourrait suffire à couvrir les besoins énergétiques mondiaux pendant une année [1].

Afin de mieux exploiter cette énergie et d'optimiser sa collecte par les capteurs photovoltaïques, il est nécessaire de connaître la distribution de l'irradiation solaire sur le lieu de l'implantation prévu pour l'installation photovoltaïque, sous différentes orientations et inclinaisons .

Cependant, l'irradiation solaire est l'un des paramètres météorologiques les plus difficiles à estimer du fait qu'elle est fonction de plusieurs paramètres géographiques et astronomiques et est tributaire des conditions météorologiques et atmosphériques.

Ça n'a pas empêché quand même que plusieurs modèles d'estimation sur différentes Échelles temporaires (heure, jour, et mois) à partir des données météorologiques les plus aisément disponibles soient développées.

L'objectif de notre travail est d'utiliser un outil de modélisation mathématique pour prédire l'irradiation solaire. A cet effet, nous nous sommes intéressés à l'application logiciels pour trouver le modèle le plus performant permettant de prédire l'irradiation solaire globale moyenne mensuelle quotidienne reçue sur un plan horizontal pour la région de Médéa, et des données astronomiques calculées à partir de relations mathématiques déjà existantes.

Pdf créé avec la version d'essai pdfFactory www.pdffactory.com

Une fois le meilleur modèle est choisit, il sera capable de prédire l'irradiation solaire globale mensuelle horizontale pour la région de Médéa pour n'importe quel mois de n'importe quelle année en un temps vraiment très réduit, il suffit seulement de disposer des données correspondantes, utilisées comme variables d'entrées pour le modèle.

En effet, pour fournir l'énergie continuellement durant toute l'année, un système photovoltaïque doit être donc correctement dimensionné. Ce qui exige une étude précise du besoin électrique, une évaluation et une optimisation de l'irradiation solaire reçue sur le plan des capteurs photovoltaïques.

Le travail est présenté en trois chapitres;

Dans le premier chapitre, on donne des rappels sur gisement solaire, on étudie 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, l'irradiation globale

Dans le deuxiem chapitre, on décrit les modèles d'estimation de l'irradiation solaire globale et on Prendre en compte dans ce chapitre quatre modèles (liu et jordan , hay et davies , HDKR , modèle de pvgis).

Le troisième chapitre sera consacré l'étude au les différences entre les quatre résultats des logiciels PVsyst,PVgis,Retscreen et HOMER et entre trois résultats de
Logiciel PVsyst, Homer et résultats de laboratoire de université Yahia Fares (expérimentalement).

Pdf créé avec la version d'essai pdfFactory www.pdffactory.com

I.1. Introduction

L'énergie solaire est la plus dominante de toutes les énergies renouvelables, elle est l'une des plus facilement exploitables. Comme la plus part des énergies douces, elle donne à l'usager la possibilité de subvenir sans intermédiaire à une partir 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, l'irradiation globale.

I.2. Les énergies renouvelables

On appelle énergie renouvelable un ensemble de sources d'énergies qui sont inépuisables à l'échelle humaine, largement disponibles, essentiellement gratuites et sont compatibles avec un certain respect environnemental. Elles sont d'origine majoritairement solaire.

Les types d'énergie renouvelable (solaire, éolien, biomasse, géothermie) [2].

I.2.1. Énergie solaire

Le soleil est une source quasiment inépuisable d'énergie qui envoie à la surface de la terre un rayonnement qui représente chaque année environ 8400 fois la Consommation énergétique de l'humanité. Cela correspond à une puissance instantanée reçue de 1 kilowatt crête par mètre carré (kW/m2) répartie sur tout le spectre, de l'ultraviolet à l'infrarouge. Les déserts de notre planète reçoivent en 6 heures plus d'énergie du soleil que n'en consomme l'humanité en une année.

L'énergie solaire est produite et utilisée selon plusieurs procédés:

I.2.1.1 L'énergie solaire thermique

Qui consiste tout simplement à produire de la chaleur grâce à des panneaux sombres. On peut aussi produire avec de la vapeur à partir de la chaleur du soleil puis convertir la vapeur en électricité.

I.2.1.2 L'énergie solaire photovoltaïque

Qui consiste à produire directement de l'électricité à partir de la lumière à l'aide des panneaux solaires. Cette forme d'énergie est déjà exploitée dans de nombreux pays, surtout

Pdf créé avec la version d'essai pdfFactory www.pdffactory.com

dans les pays ou les régions ne disposant pas de ressources énergétiques conventionnelles tels que les hydrocarbures ou le charbon.

I.2.1.3 L'énergie solaire passive

Est une autre forme d'utilisation de l'énergie solaire qui consiste à utiliser directement la lumière pour le chauffage [3].

I.2.2. Gisement solaire

1.2.2.1. Définition du soleil

Le soleil est une étoile de forme pseudo sphérique dont le diamètre atteint 1391000 km.il est situé à une distance moyenne de 149598000 km de la terre. Composé de matière gazeuse, essentiellement de l'hydrogène et de l'hélium, il est le siège de réactions de fusion nucléaire permanentes et sa température de cœur atteint 10^7 °k [4].

I.2.2.2 Caractéristiques principales du soleil

Les caractéristiques principales du soleil sont regroupées dans le tableau ci-dessous :

Tableau I.1 : Les caractéristiques principales du soleil [5]

Diamètre (Km)	**14×10^5**
Masse (Kg)	**2×10^{30}**
Surface (Km^2)	**6.09×10^{12}**
Volume (Km^3)	**1.41×10^{18}**
Masse volumique moyenne (Kg/m^3)	**1408**
Vitesse (Km/s)	**217**
Distance du centre de la voie lactée (Km)	**2.5×10^{47}**

I.2.3. Le rayonnement

Le rayonnement électromagnétique est composé de «grains» de lumière appelés photons. L'énergie de chaque photon est directement liée à la longueur d'onde λ.

Le spectre du rayonnement extraterrestre correspond environ à l'émission d'un corps noir porté à 5800° K. Une courbe standard, compilée selon les données recueillies par les satellites, est désignée sous le nom deAM0. Sa distribution en énergie est répartie en :

Pdf créé avec la version d'essai pdfFactory www.pdffactory.com

Ultraviolet UV : 0.20 <λ< 0.38 μm 6.4% ;

Visible : 0.38 <λ< 0.78 μm 48.0% :

Infrarouge IR : 0.78 <λ< 10 μm [8].

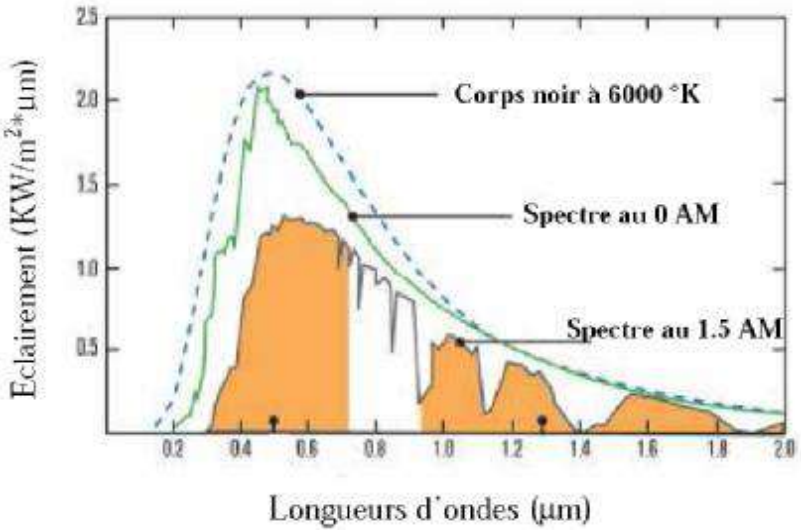


Figure I.1 : Spectre solaire hors atmosphère [6].

1.2.3.1. Les types du rayonnement

Ø Le rayonnement direct

Le rayonnement direct est la lumière parvenant directement du soleil par ciel clair [7].

Ø Le rayonnement diffus

C'est dû à l'absorption et à la diffusion d'une partie du rayonnement solaire global par l'atmosphère et à sa réflexion par les nuages et les aérosols.

Ø Le rayonnement réfléchi ou l'albédo du sol

C'est le rayonnement qui est réfléchi par le sol ou par des objets se trouvant à sa surface. Cet albédo peut être important lorsque le sol est particulièrement réfléchissant (eau, neige, etc.…).

Ø Le rayonnement global

Le rayonnement global est subdivisé en rayonnements directs, diffus et reflète par le sol) [8].

Pdf créé avec la version d'essai pdfFactory www.pdffactory.com

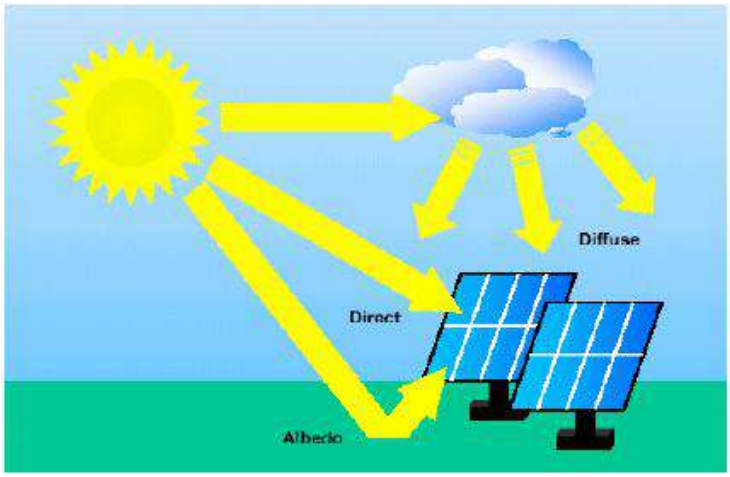


Figure I.2: Types de rayonnement solaire reçus au sol [8].

I.2.3. La constante solaire

La constante solaire est définie comme étant l'énergie totale envoyée par le soleil à la limite de l'atmosphère terrestre sur une surface de $1m^2$ placée perpendiculairement à la direction du rayonnement. Elle est indépendante des conditions météorologiques, mais dépend de la distance terre-soleil .La distance terre-soleil variant au cours de l'année, la valeur moyenne de la constante Solaire (I_0) est de l'ordre 1353 w/m^2. Cette donnée est généralement corrigée par la relation Suivante :

$$I_C = I_0 \times (1 + 0{,}033 \times cos\frac{360}{365} \times d) \approx I_0 \times (1 + 0{,}034 \times cos[(m-1) + n] \quad (I.1)$$

Ou encore en fonction de la déclinaison:

$$I_C(\delta) = I_0 \times \left\{1 - \frac{sin(\delta)}{11{,}7}\right\} \quad (I.2)$$

Où:

d : la déclinaison (°) ;

n : numéro du jour dans le mois ;

m : numéro du mois dans l'année [9].

I.2.4. Mouvement de la terre

Dans l'univers tout est en mouvement. On peut décomposer le mouvement de la terre en deux mouvements:

Pdf créé avec la version d'essai pdfFactory www.pdffactory.com

1.2.4.1. Mouvement de rotation

La terre tourne autour de l'axe des pôles (Pôle Nord, Pôle Sud) dans le sens trigonométriques. L'alternance des jours et des nuits est une manifestation immédiate de ce mouvement. On définit le jour solaire comme la durée moyenne entre deux passages consécutifs du soleil au méridien d'un lieu, ce jour est divisée en 24 intervalles égaux appelés heures. La rotation de la terre s'effectue avec une période de [10]:

$$Tr = 23h\ 56mn\ 04s \approx 24h \quad (1.3)$$

La vitesse linéaire de rotation à l'équateur est ;

$$Vr \approx 0{,}465 km/s,$$

Elle est variable en fonction de latitude φ telle que :

$$Vr(\varphi) = Vr(Cos(\varphi)) \quad (1.4)$$

1.2.4.2. Mouvement de translation

La terre est en rotation sur elle-même puis elle tourne autour du soleil en une période Tt = 365jours 5h 48mn 40s ≈ 365,25 jours. Elle décrit une orbite elliptique dont le soleil occupe l'un des foyers. Cette orbite est située dans un plan appelé plan de l'écliptique où le soleil est presque au centre. Elle est légèrement aplatie, elle correspond à un cercle de rayon moyen de 150 millions de Kilomètres [10].

I.2.5. Distance Terre-Soleil

La variation de la distance terre-soleil en fonction de la date est donnée par la formule suivante:

$$d(N) = 1 - 0.017 \cos[(360/365).(N-2)] \quad (1.5)$$

Avec:

N : le numéro du jour de l'année compté à partir du 1er janvier, il varie de

1 à 365 ou 366 selon l'année :

Année civile : N = (1, 365) jours

Année bissextile : N = (1, 366) jours

dTS(min) = 0,983 UA vers le 2 janvier.

Pdf créé avec la version d'essai pdfFactory www.pdffactory.com

dTS(max) = 1,017 UA vers le 5 juillet.

Avec :

1UA ≈150 million km.

La variation de la distance terre-soleil est illustrée par la figure (I-3) [12].

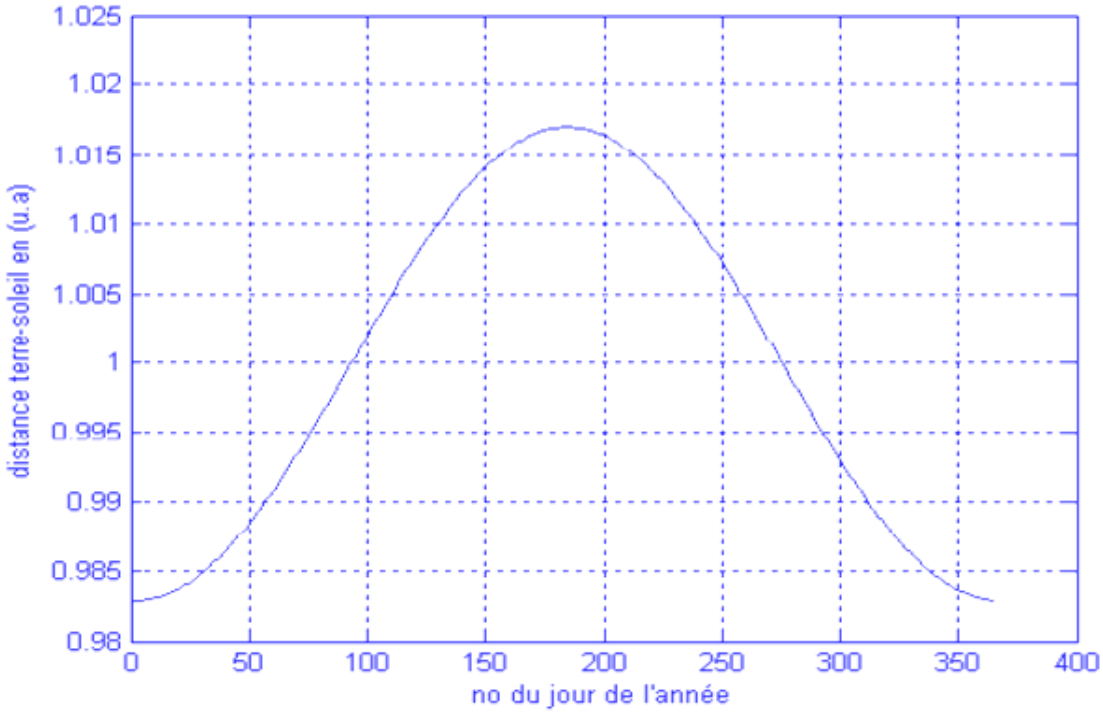


Figure I.3: La variation de la distance terre-soleil [10].

I.2.6. Les coordonné

1.2.6.1. Position de point locale par rapport la terre :(les coordonnées géographique)

a) La latitude *φ*

Donne la localisation d'un point par rapport à l'équateur, elle **φ** Varie de 0° à l'équateur à 90° N (ou S) aux pôles. Elle représente la distance Angulaire du site S par rapport au plan de l'équateur varie de -90° à +90°.

Telque :

$\begin{cases} \varphi > 0 \text{ vers le Nord} \\ \varphi < 0 \text{ vers le Sud} \end{cases}$

Pdf créé avec la version d'essai pdfFactory www.pdffactory.com

b) La longitude Ψ

Permet de localiser un point à l'Est ou à l'Ouest d'une Ligne Nord- Sud de référence appelée le méridien Greenwich Ψ varie de -180° à +180°.

Tel que [7]:

- Ψ> 0 à l'est du méridien de Greenwich
- Ψ< 0 à l'ouest du méridien de Greenwich

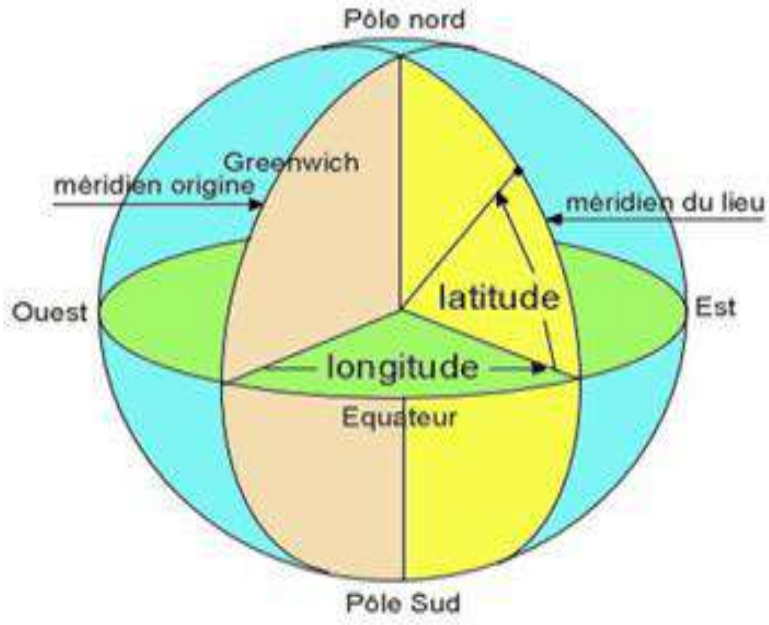


Figure I.4: Repérage d'un site sur la surface terrestre [10].

1.2.6.2. Position de soleil par rapport la terre (les coordonnées équatoriales)

a) Déclinaison

C'est l'angle entre la direction soleil-terre et le plan de l'équateur terrestre. Elle est nulle aux équinoxes et maximale aux solstices, elle varie de -23,27° au solstice d'hiver à +23,27° au solstice d'été [4].

Est donnée par l'équation (de Cooper) :

$$\delta=23{,}45.\sin\left(2.\pi\frac{284+n}{365}\right)\ [\text{rad}] \qquad (1.6)$$

Où :

$$\delta=23{,}45.\sin\left(\frac{360}{365}.(284+n)\right)\ [\text{deg}] \qquad (1.7)$$

Pdf créé avec la version d'essai pdfFactory www.pdffactory.com

Où

n : est le jour de l'année (c.-à-d. n =1 pour le 1erjanvier, n = 32 pour le 1er février, etc.) [11].

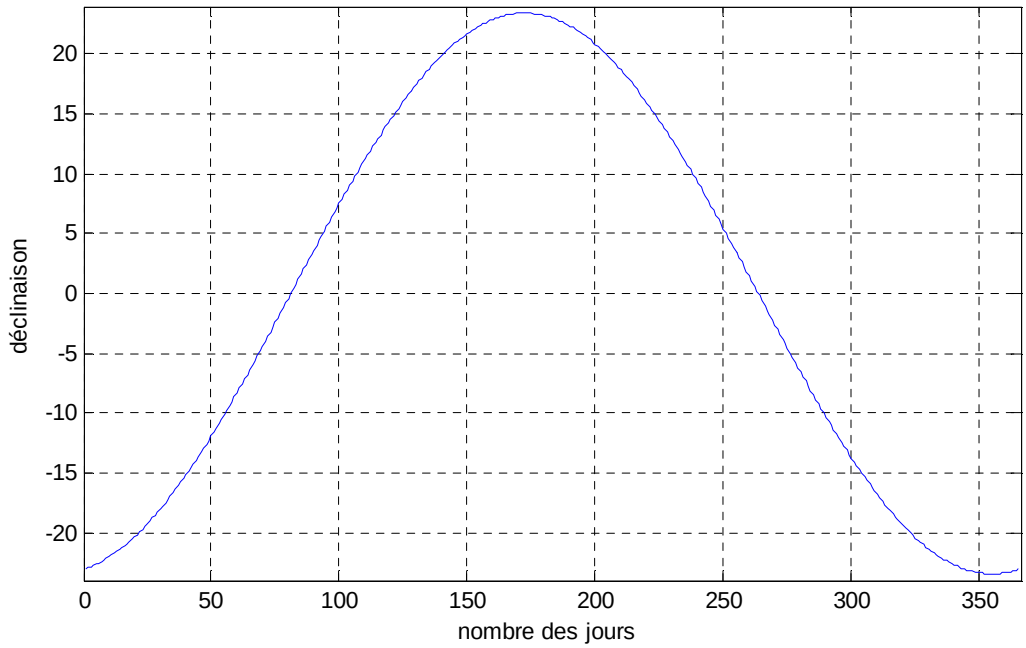


Figure I.5: La déclinaison sous Matlab 2013®.

b) Angle horaire (ω)

C'est l'angle compris entre le méridien passant par le sud et la projection du soleil sur le plan équatorial, il mesure la course du soleil dans le ciel [5].

Il est compté Positivement dans le sens rétrograde de 0° à 360° [7].

Il est donné par la relation suivante :

$$\omega = 15\ (TSV - 12) \qquad (1.8)$$

1.2.6.3. Position de soleil par rapport le point locale :(les coordonnées horizontales)

a) Azimut

L'azimut (a) est l'angle entre la direction sud et la projection sur le plan horizontal local de la droite reliant la terre au soleil [11] .

$$\text{Sin}\ (a) = (\cos(\delta).\sin(\omega))/\cos(h) \qquad (1.9)$$

Pdf créé avec la version d'essai pdfFactory www.pdffactory.com

Remarque : L'azimut est compté positivement vers l'ouest et négativement vers l'est [5].

b) Hauteur (de soleil) / angulaire (h)

C'est l'angle que fait la direction du soleil avec le plan horizontal du lieu « tangente au sol», est donnée par l'équation :

$$sin(h) = sin(\delta)sin(\varphi) + cos(\delta)cos(\varphi)cos(\omega) \quad \text{(I.10)}$$

Où :

φ : La latitude du lieu.

δ : La déclinaison du soleil.

ω: L'angle horaire [12].

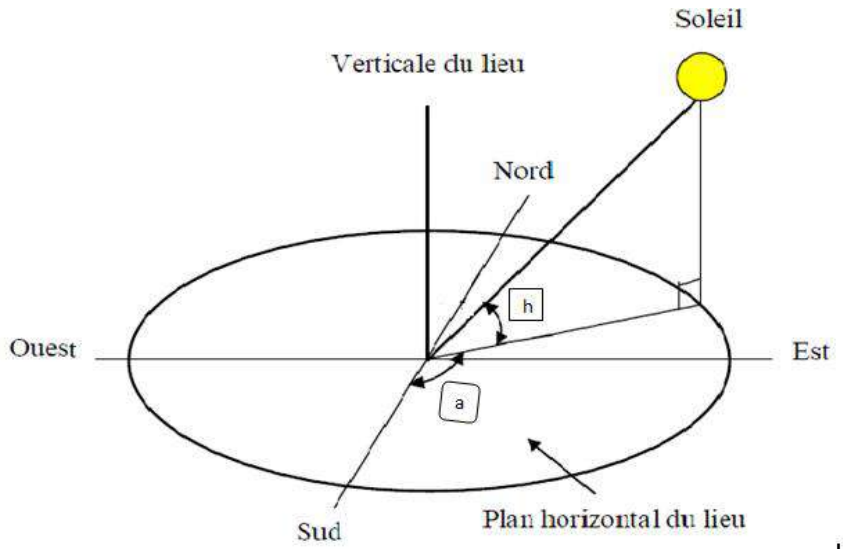


Figure I.6: Coordonnées solaires selon le repère horizontal [13].

I.2.7. Les temps

La terre subite deux types de déplacement : la rotation de la terre autour de l'axe des pôles et sa révolution autour du soleil. Le mouvement de la terre sur elle-même définit la notion de journée solaire. Une rotation complète s'effectue en 24 heures. Elle amène ainsi la définition du temps, puisque chaque heure correspond à un écart angulaire de 15°. La rotation de la terre autour du soleil définit les saisons et amène à distinguer le temps solaire vrai [13].

Pdf créé avec la version d'essai pdfFactory www.pdffactory.com

1.2.7.1. Le Temps Universel (TU)

C'est le temps solaire moyen du méridien de Greenwich GMT (Greenwich Mean Time) qui est le méridien central du fuseau horaire. Pour en déduire le temps légal ou local (TL), il convient d'ajouter au temps universel le décalage du fuseau horaire [13].

$$TL = TU + Décalage \quad (I.11)$$

1.2.7.2. Le temps solaire moyen (TSM)

Il se déduit de l'équation suivante [15]:

$$TSM = TU + \frac{\psi}{15} \quad (I.12)$$

Avec TSM en heure.

ψ : La longitude.

1.2.7.3. Le temps solaire vrai (TSV)

C'est le temps défini par les coordonnées angulaires vraies du soleil [13].

$$TSV = TSM + E(t) \quad (I.13)$$

Où E(t) est l'équation du temps.

1.2.7.4. Équation du temps

Le temps E(t) varie de -14,5 minutes (du 10 au 15 Février) à +16,5 minutes (du 25 au 30 octobre). Une bonne approximation du temps E(t) est donnée par l'équation suivante :

$$E(t) = 9{,}9 sin[2(0{,}986 \times j + 100)] - 7{,}7\, sin(0{,}986 \times (j - 2)) \quad (I.14)$$

Où :

E(t) est exprimé en minutes et j est le numéro du jour dans l'année à partir du 1er janvier.

J : numéro du jour de l'année [13].

I.2.8. Masse d'air

On appelle masse d'air AM, la perte de l'énergie solaire par l'absorption atmosphérique. Elle est donnée en fonction de l'angle entre le soleil et le zénith.

$$AM = \frac{1}{sin(\theta)} \quad (I.15)$$

Pdf créé avec la version d'essai pdfFactory www.pdffactory.com

Où :

θ : représente l'angle entre la position du soleil et le zénith exprimée en (Deg).

Le spectre solaire AM0 correspond à une masse d'air nulle pour un rayonnement arrivant au dessus de la couche atmosphérique à incidence normale, AM1 pour un soleil vertical à la terre (le soleil est au zénith), et AM1.5 pour un rayonnement solaire correspondant à une inclinaison du soleil de 45° par rapport au zénith.

Le nombre "1.5" indique que le parcours de la lumière dans l'atmosphère est 1.5 fois supérieur au parcours le plus court du soleil, c'est-à-dire lorsqu'il est au zénith [5]**.**

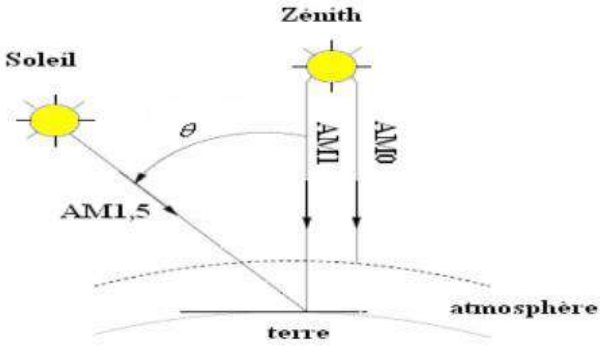


Figure I.7: Masse d'air [8].

I.2.9. Durée d'insolation

La durée d'insolation correspond au nombre d'heures dans la journée, entre le lever et le coucher du soleil [6].

I.2.10. Le gisement solaire en Algérie

Le gisement solaire est un ensemble de données décrivant l'évolution du rayonnement solaire disponible au cours d'une période donnée. Il est utilisé pour simuler le fonctionnement d'un système énergétique solaire et faire un dimensionnement le plus exact possible compte tenu de la demande à satisfaire [5].

De par sa situation géographique, l'Algérie dispose d'un gisement solaire énorme comme le montre la figure (I.8) :

Pdf créé avec la version d'essai pdfFactory www.pdffactory.com

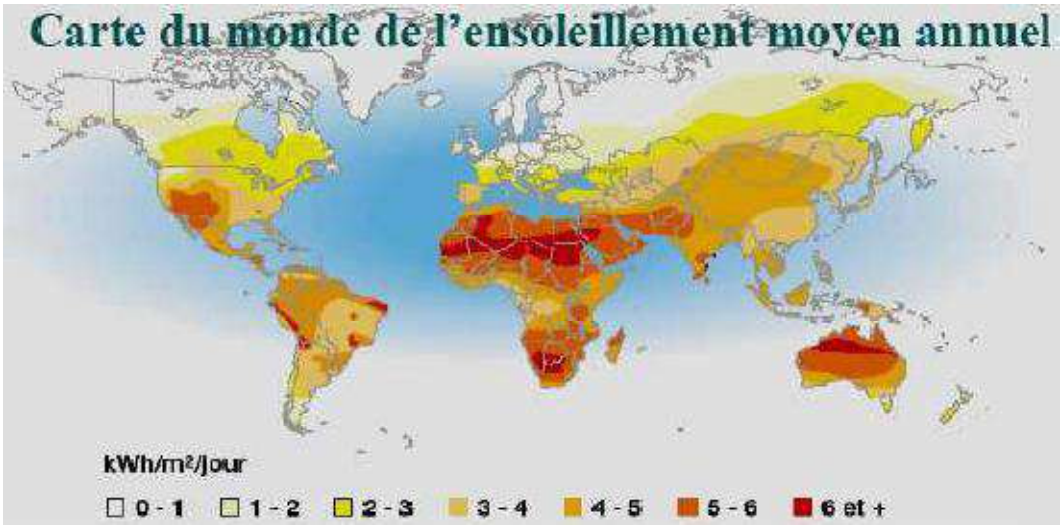


Figure I.8 : Carte du monde de l'ensoleillent moyen annuel.

Suite à une évaluation par satellites, l'Agence Spatiale Allemande (ASA) a conclu, que l'Algérie représente le potentiel solaire le plus important de tout le bassin méditerranéen, soit 169.000 TWh/an pour le solaire thermique, 13,9 TWh/an pour le solaire photovoltaïque. Le potentiel solaire algérien est l'équivalent de 10 grands gisements de gaz naturel qui auraient été découverts à Hassi R'Mel. La répartition du potentiel solaire par région climatique au niveau du territoire algérien est représentée dans le tableau I.2 selon l'ensoleillement reçu annuellement.

Tableau I.2: Ensoleillement reçu en Algérie par régions climatiques.

Régions	**Régions côtières**	**Hauts plateaux**	**Sahara**
Superficie (%)	4	10	86
Durée Moyenne .D'ensoleillement (H/An)	2650	3000	3500
Énergie Moyenne Reçue (Kwh/m^2/An)	1700	1900	26500

La durée d'insolation dans le Sahara algérien est de l'ordre de 3500h/an est la plus importante au monde, elle est toujours supérieure à 8h/j et peut arriver jusqu'à 12h/j pendant l'été à l'exception de l'extrême sud où elle baisse jusqu'à 6h/j en période estivale.

La région d'Adrar est particulièrement ensoleillée et présente le plus grand potentiel de toute l'Algérie (figure I.9).

Pdf créé avec la version d'essai pdfFactory www.pdffactory.com

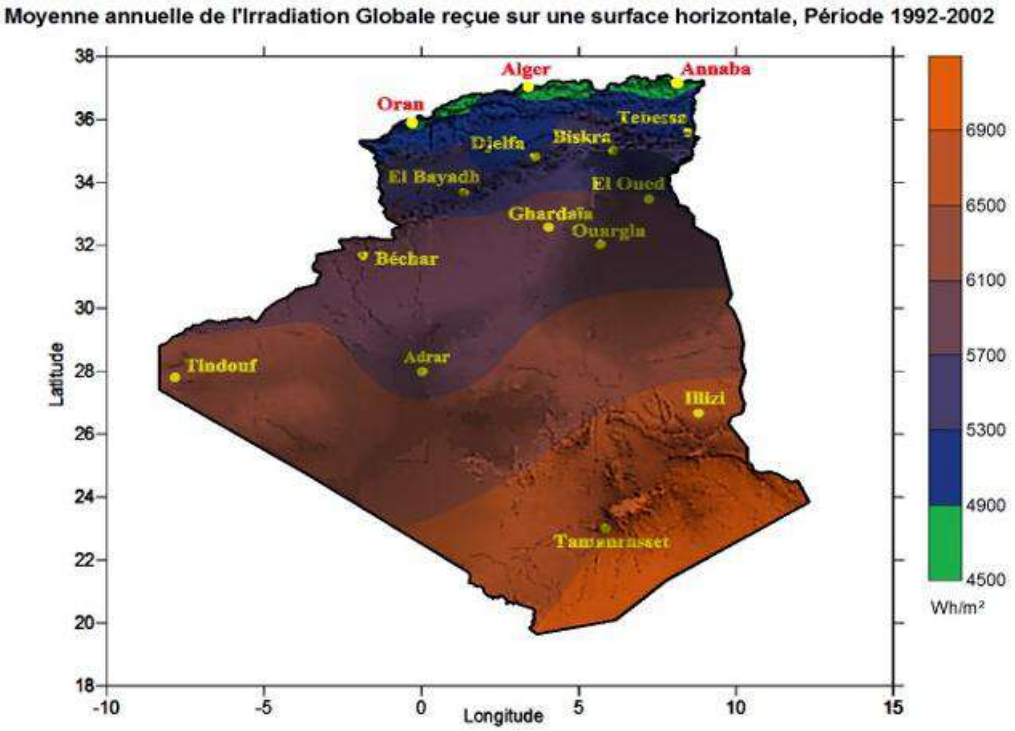


Figure I.9 : Moyenne annuelle de l'irradiation solaire globale reçue sur un plan incliné à la latitude du lieu.

Pdf créé avec la version d'essai pdfFactory www.pdffactory.com

I.3 Conclusion

Les données météorologiques concernant le rayonnement solaire ne sont généralement pas suffisantes pour pouvoir quantifier tous les phénomènes qui se produisent lorsqu'un panneau photovoltaïque reçoit de la lumière. Une bonne connaissance du gisement solaire s'avère nécessaire.

Dans ce chapitre, nous avons présenté les différents types de rayonnements (direct, diffus, albédo et global). Ensuite, nous avons présenté des notions importantes sur le gisement solaire comme les coordonnées terrestres et horaires, les temps de base et le mouvement de translation et de rotation.

Pdf créé avec la version d'essai pdfFactory www.pdffactory.com

II.1. Introduction :

Le dimensionnement des systèmes solaires exige une analyse précise du besoin électrique et des différents facteurs pouvant influencer leurs rendements, données météorologiques, et environnements d'installation.

La connaissance du rayonnement solaire et ces composantes sur des surfaces inclinées et orientées est nécessaire, voir indispensable pour tout dimensionnement d'installations solaires. Or généralement, dans les stations météorologiques le rayonnement solaire global est mesuré sur des surfaces horizontales.

Bien qu'il soit difficile de connaître la valeur de l'irradiation solaire pour un site précis, sous une orientation et une inclinaison bien déterminées, il existe quelques modèles approximatifs pour la calculer dans le cas où au moins le rayonnement global horizontal est mesuré ou estimé.

II.2. Méthodologie suivie pour le dimensionnement :

Pour dimensionner les systèmes photovoltaïques, deux paramètres ont beaucoup d'importance : l'irradiation solaire globale incidente sur une surface collectrice et la détermination précise de la consommation.

II.2.1. Calcul de l'irradiation solaire incidente sur les capteurs :

L'évaluation de l'énergie incidente sur un plan quelconque est effectuée par des modèles qui font intervenir les composantes directe, diffuse et réfléchie, du rayonnement solaire. Il est donc nécessaire de disposer d'une évaluation de chacune de ces fractions du rayonnement global.

Ce problème n'est pas nouveau et a été traité par plusieurs auteurs et ont donné plusieurs modèles qui sont basés sur la sommation du diffus, du directe, et d'albédo reçus sur plan incliné suivant la formule:

$$H(\beta)=H_D(\beta)+H_d(\beta)+H_R(\beta) \qquad \text{(II.1)}$$

Pdf créé avec la version d'essai pdfFactory www.pdffactory.com

Avec : H(β), $H_D(\beta)$, $H_d(\beta)$ et $H_R(\beta)$ les irradiations globale, diffuse, directe et albédo respectivement reçues sur un plan d'inclinaison β.

Il faut donc trouver des modèles, pour le calcul des irradiations diffuse, directe et d'albédo reçues sous une inclinaison et une orientation, qui permettent une optimisation de la captation par les cellules photovoltaïques.

Plusieurs modèles ont été testés dans [14] et [15] pour l'estimation de l'irradiation solaire et il a été démontré que tous ces modèles convenaient bien au calcul de l'irradiation solaire globale reçue sur un plan incliné pour l'Algérie.

Vu sa simplicité, le modèle de Liu et Jordan [16], est utilisé dans ce chapitre pour le calcul de l'irradiation solaire globale inclinée.

L'irradiation solaire dans le plan du champ photovoltaïque,I_T est obtenue en utilisant le model de Liu et Jordan suivant:

$$I_T = I_D r_b + I_d \left(\frac{1+cos\beta}{2}\right) + I\rho\left(\frac{1-cos\beta}{2}\right) \quad \text{(II.2)}$$

Avec :

I_T : Irradiation horaire totale reçue sur le plan des capteurs.

I_D : Irradiation horaire directe reçues sur un plan horizontal

I : Irradiation horaire globale reçue sur un plan horizontal.

I_d : Irradiation horaire diffuse reçue sur un plan horizontal.

ρ : Albédo du sol.

L'albédo a été fixé à 0,2 si la température moyenne mensuelle est supérieure à 0 °C, et une valeur de 0,7 si elle est inférieure à -5 °C [17].

r_b : est le rapport des irradiations directes horaires reçues sur le plan des capteurs aux irradiations directes horaires reçues sur le plan horizontal.

$$r_b = \frac{cos\Theta}{cos\Theta_z} \quad \text{(II.3)}$$

θ est l'angle d'incidence du rayonnement direct reçu sur le plan incliné et $\theta_s$est l'angle zénithal du soleil.

Pdf créé avec la version d'essai pdfFactory www.pdffactory.com

$$cos\Theta=\cos(\varphi-\beta)\cos(\delta)\cos(\omega)+\sin(\delta)\sin(\varphi-\beta) \quad \text{(II.4)}$$

L'irradiation globale quotidienne reçue sur le plan incliné est alors obtenu par la sommation des valeurs horaires.

Le seul problème qui se pose est que ce modèle utilise les valeurs horaires des irradiations solaires globale, diffuse et directe pour l'estimation de l'irradiation globale horaire, alors que nous ne disposons que des irradiations moyennes mensuelles journalières.

On a utilisé l'algorithme décrit dans [18] comme suit:

- Calcul des irradiations horaires globale et diffuse reçues sur une surface horizontale pour le « jour moyen mensuel».

- Calcul des valeurs horaires de l'irradiation globale reçue sur une surface inclinée pour cette journée.

- et enfin, sommation des valeurs horaires calculées sur la surface inclinée pour obtenir l'irradiation moyenne quotidienne incidente sur les capteurs.

II.2.1.1. Calcul de l'irradiation horaire globale reçue sur un plan horizontal :

Avant de passer au calcul de l'irradiation horaire globale horizontale, il faut définir la notion de jour moyen mensuel.

Le jour moyen mensuel est le jour où la déclinaison est proche de la déclinaison moyenne du mois considéré. A ce jour moyen, l'irradiation globale quotidienne est égale à la moyenne mensuelle quotidienne.

Le jour moyen recommandé par [18] pour chaque mois et le numéro du jour correspondant de l'année sont donnés dans le tableau suivant:

Pdf créé avec la version d'essai pdfFactory www.pdffactory.com

Tableau (II.1) : Jour moyen mensuel et numéro du jour de l'année correspondant.

Mois	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Date	17	16	16	15	15	11	17	16	15	15	14	10
Numéro du jour	17	47	75	105	135	162	198	228	258	288	318	344

Pour chaque heure de la « journée moyenne », l'irradiation globale quotidienne moyenne (G_h) est répartie en valeurs horaires (I) grâce à la formule de Collares-Pereira et Rabl [18]:

$$I=r_t G_h \quad \text{(II.5)}$$

Le rapport de la valeur horaire sur le total quotidien de l'irradiation global r_t est exprimé par:

$$r_t=\frac{\pi}{24}(a+b\cos\omega)\left[\frac{\cos\omega-\cos\omega_0}{\sin\omega_0-\omega_0\cos\omega_0}\right] \quad \text{(II.6)}$$

$$a=0{,}409+0{,}5016\sin\left(\omega_0-\frac{\pi}{3}\right) \quad \text{(II.7)}$$

$$b=0{,}660-0{,}4767\sin\left(\omega_0-\frac{\pi}{3}\right) \quad \text{(II.8)}$$

ω_0: Est l'angle horaire du soleil à son coucher exprimé en radians et ω est l'angle horaire du soleil pour le milieu de l'heure pour laquelle le calcul est fait, exprimé aussi en radians .

II.2.1.2. Calcul des irradiations horaires diffuses et directe horizontales :

Pour calculer le diffus horaire, il faut d'abord calculer la moyenne mensuelle de l'irradiation diffuse à partir de la moyenne mensuelle de l'irradiation globale en utilisant des modèles trouvés dans la littérature.

Ensuite, l'irradiation diffuse (D_h) est répartie en valeurs horaires (I_d) avec la formule de Liu et Jordan suivante [18]:

$$I_d= r_d D_h \quad \text{(II.9)}$$

Le rapport de la valeur horaire sur le total quotidien de l'irradiation diffuse r_d se calcul par :

Pdf créé avec la version d'essai pdfFactory www.pdffactory.com

$$r_d=\frac{\pi}{24}\left[\frac{cos\omega-\cos\omega_0}{\sin\omega_0-\omega_0\cos\omega_0}\right] \quad (II.10)$$

Une fois les rayonnements horaires global et diffus reçus sur un plan horizontal sont calculés, on pourra calculer le rayonnement direct horaire horizontal par simple soustraction:

$$I_D=I-I_d \quad (II.11)$$

II.2.1.3 Modèles d'estimation de la moyenne mensuelle du rayonnement diffus horizontal :

Puisque seul le rayonnement global mensuel horizontal est estimé par les modèles, nous avons cherché dans la littérature à trouver des modèles pour estimer la fraction ou la composante du global qui est le diffus mensuel horizontal, et on a pu trouver plusieurs modèles.

II.2.1.3.1 Modèle Hay–Davies :

Dans le modèle Hay-Davies, rayonnement diffus du ciel est composé d'une composante isotrope et circumsolaire (Hay et Davies, 1980) et de l'horizon éclaircissant est pas pris en compte. L'indice d'anisotropie A défini dans Éq. (II.12) représente le facteur de transmission à travers l'atmosphère pour un rayonnement de faisceau.

$$A=\frac{I_{bn}}{I_{on}} \quad (II.12)$$

L'indice d'anisotropie est utilisé pour quantifier une partie du rayonnement diffus traité comme circum solaire avec le reste partie du rayonnement diffus supposé isotrope.

Le circum solaire le composant est supposé être de la position du soleil. L'irradiance totale est ensuite calculée dans l'équation.

$$I_T=(I_{h,b}+I_{h,d}A)R_b+I_{h,d}(1-A)\left(\frac{1+cos\beta}{2}\right)+I_h\rho\left(\frac{1-cos\beta}{2}\right) \quad (II.13)$$

La réflexion du sol est traitée comme dans le isotrope modèle.

Pdf créé avec la version d'essai pdfFactory www.pdffactory.com

II.2.1.3.2 Modèle Reindl :

En plus diffus isotrope et rayonnement circumsolaire, le modèle Reindl représente également horizon éclaircissant (Reindl et al., 1990a, b) et utilise la même définition de l'indice d'anisotropie A comme décrit dans l'équation. (II.12). Le total éclairement sur une surface inclinée peut être calculée à l'aide Eq.(II.14).

$$I_T = (I_{h,b}+I_{h,d}\mathrm{A})R_b+I_{h,d}(1\text{-A})\left(\frac{1+cos\beta}{2}\right) \times \left[1 + \sqrt{\frac{I_{h,b}}{I_h}} sin^3\left(\frac{\beta}{2}\right)\right]+I_h\rho\left(\frac{1-cos\beta}{2}\right) \qquad \text{(II.14)}$$

Réflexion sur le terrain est à nouveau traitée comme isotrope modèle. En raison du terme supplémentaire dans l'équation. (II.14) représentant horizon éclaircissant, le modèle de Reindl fournit légèrement plus diffuse irradiations que modèle l'Hay-Davies .

II.2.1.3.3 Modèle de Liu et Jordan :

Liu et Jordan [19] ont établi une corrélation entre la moyenne mensuelle de la fraction diffuse K_D (rapport entre l'irradiation solaire diffuse et l'irradiation solaire extraterrestre) et la moyenne mensuelle de l'indice de clarté K_T :

$$K_D = 1{,}39 - 4{,}027K_T + 5{,}531(K_T)^2 - 3{,}108(K_T)^3 \qquad \text{(II. 15)}$$

Pour $0.3 < K_T \leq 0.7$

II.2.1.3.4 Modèle de HDKR :

Si le faisceau, réfléchi et tous les termes de rayonnement diffus tels que isotrope, circum solaire et horizon éclaircissant sont ajoutés l'équation du rayonnement solaire, une nouvelle corrélation se développe appelée modèle HDKR [20, 21]. Il est fondamentalement la combinaison de Hay et modèles Davies, Klucher et Reindl. L'irradiation de l'énergie solaire

Sur la surface inclinée est ensuite déterminée comme suite :

$$\bar{H}_T = (\bar{H}_b + \bar{H}_d\mathrm{A})\,\bar{R}_b + \bar{H}_{\rho_g}\left(\frac{1-\cos\beta}{2}\right) + \bar{H}_d\left\{(1-A)\left(\frac{1+\cos\beta}{2}\right)\left[1 + sin^3\left(\frac{\beta}{2}\right)\right]\right\} \qquad \text{(II.16)}$$

Pdf créé avec la version d'essai pdfFactory www.pdffactory.com

II.2.1.3.4 Modèle de Satel-light :

Le modèle de PVGIS est similaire à celui du modèle de Satel-light.

II.2.1.4. Inclinaison et orientation optimales des capteurs photovoltaïques :

L'énergie fournie par les capteurs photovoltaïques est directement proportionnelle à l'ensoleillement. Afin d'optimiser au mieux l'installation solaire il faut donc tenir compte de ce facteur, qui dépend à son tour du lieu de l'installation, d'orientation et d'inclinaison de ces capteurs.

Idéalement, Ils doivent être orientés en plein Sud dans l'hémisphère Nord et en plein Nord dans l'hémisphère Sud, à l'écart des zones ombragées, et incliné d'un angle qui permet l'optimisation de l'énergie récupérée.

Un plan incliné est caractérisé par son inclinaison β (par rapport à l'horizontale), et son orientation ou azimut χ par rapport au sud.

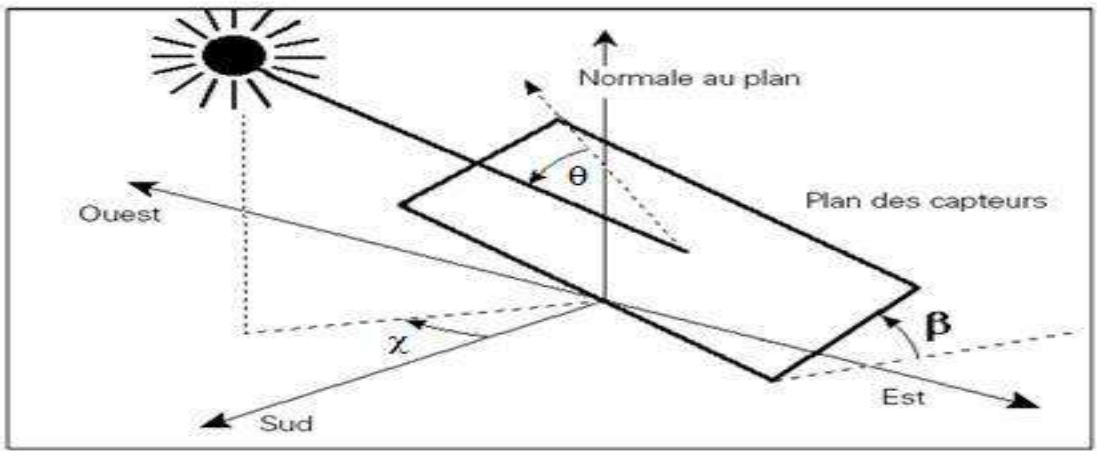


Figure (II.1) : Définition des angles pour un plan incliné: inclinaison β, azimut χ et l'angle d'incidence θ [23]

Plus les rayons sont proches de la perpendiculaire au plan des panneaux (cos θ 1), plus la quantité d'énergie disponible est importante.

- En moyenne, sur l'année, l'inclinaison optimale pour maximiser l'énergie annuelle produite est égale à la latitude du lieu.

Pdf créé avec la version d'essai pdfFactory www.pdffactory.com

- Une inclinaison plus forte que la latitude peut augmenter l'énergie récupérée en hiver, au détriment de celle récupérée en été, la trajectoire du soleil est basse dans le ciel.

L'inverse est réalisé pour une inclinaison plus faible que la latitude. Ces considérations sont prises en compte lors du dimensionnement d'un système photovoltaïque. Pour ce qui est de notre application, qui consomme une énergie constante tout au long de l'année, on utilisera une inclinaison qui optimisera l'énergie récupérée en hiver, la période dont l'ensoleillement est plus faible.

Le tableau suivant donne les valeurs de l'inclinaison idéale des capteurs photovoltaïque pour une utilisation annuelle constante en fonction de la latitude.

Tableau (II.2) : Relation entre la latitude et l'inclinaison des panneaux pour une utilisation annuelle [24].

Latitude φ (°)	**Inclinaison *β* (°)**
φ < 10°	10°
10° < φ < 30°	φ
30° < φ < 40°	φ + 10°
φ > 40°	φ + 15°

II.3.Appareils de mesure :

II.3.1.Mesure de la fraction d'insolation :

La durée d'insolation est mesurée à l'aide d'un héliographe figure(III-3-(1-2)), C'est un appareil simple constitué d'une sphère de verre focalisant les rayons du soleil sur une bande de papier graduée en heures. Ce papier spécial est brûlé lorsque le soleil brille et lorsque l'éclairement du rayonnement direct est supérieur à 120 w/m2 [25].

II.3.2.Mesure du rayonnement solaire global :

On mesure la puissance du rayonnement solaire globale sur une surface Horizontale grâce à un pyranomètre figure (II-4). Un pyranomètre comprend une double coupelle de verre une thermophile (série de thermocouples) et un système d'enregistrement de la force

Pdf créé avec la version d'essai pdfFactory www.pdffactory.com

électromotrice produite par cette thermophile sous l'action d'un rayonnement. Quand l'instrument est exposé à la radiation solaire, une différence de température est créée entre les secteurs noirs et les secteurs blancs.

Cette différence de température est détectée par la thermophile qui convertie l'énergie thermique en énergie électrique . Ce courant peut être mesuré et amplifié et le signal de millivolt est converti par un facteur de calibrage en un flux en watt par mètre carré. Les coupelles de verre filtrent la bande de longueurs d'onde à mesurer (En général de 0,3 à 3mm) et limitent la condensation de vapeur d'eau.

Pour mesurer uniquement le rayonnement diffus, on ajoute un pare-soleil (bande métallique circulaire) qui protège le pyranomètre du rayonnement solaire direct.

Le pyranomètre, appelé " solarimètre " dans le passé, fait partie de l'instrumentation classique des parcs météorologiques ; il est placé sur une surface horizontale [26].

II.3.3.Mesure du rayonnement direct :

Les irradiations solaires directes peuvent être mesurées par un Pyrheliometre figure (II-5). Contrairement au pyranometre un disque noir détecteur est placé à la base du tube dont l'axe est aligné avec la direction des rayons solaire, ainsi l'irradiation diffusée est bloquée par la surface du détecteur. Le Pyrheliometre est continuellement pointé directement au soleil tout au long du jour. Cette grandeur est nulle lorsque le soleil est occulté par les nuages [24].

L'irradiation diffusée peut être déterminée par la soustraction de l'irradiation directe de l'irradiation globale.

Pdf créé avec la version d'essai pdfFactory www.pdffactory.com



Figure(II.2): Héliographe de Campbell-Stokes [27].



figure (II.3): Héliographe à fibres optique [27].



Figure(II.4) : Pyranomètre [27].



Figure (II.5) : Pyrhéliomètre [27].

III-11- Conclusion :

Le rayonnement solaire qui arrive au sol se compose du rayonnement direct provenant directement du soleil et du rayonnement diffus, la somme du direct et du diffus donne le rayonnement global. Ces composantes peuvent être mesurés directement par

Pdf créé avec la version d'essai pdfFactory www.pdffactory.com

différents instruments de mesure ou bien elles peuvent être estimées par des modèles analytiques qui sont établis après plusieurs mesures expérimentales.

Parmi ces modèles on a présenté le modèle de Hay et Davies, le modèle Reindl ,le modèle Satel-light et le modèle de Liu Jordan et celui de HDKR. Ces modèles donnent de bons résultats pour l'Algérie.

Pour ce faire, nous avions eu besoins de calculer la valeur de l'irradiation solaire globale incidente sur le plan des capteurs, qui elle-même a nécessité le calcul de l'irradiation diffuse reçue sur le plan horizontal par différent modèles trouvés dans la littérature.

Pdf créé avec la version d'essai pdfFactory www.pdffactory.com

Pdf créé avec la version d'essai pdfFactory www.pdffactory.com

III.1.Introduction :

Le troisième chapitre est consacré à l'application des différentes formules vues dans Le chapitre précédent pour la région de Médéa et cela en utilisant ces logiciels (PVsyst ,PVgis,Homer et Retscreen) pour faire une étude comparative pour eux.

III.2.Situation de la région de Médéa :

La région de Médéa se situe à le centre de l'Algérie, elle a une superficie de 8866 Km^2. Elle a les spécifications suivantes :

Tableau III.1 : les spécifications de la région de Médéa

Latitude	36,26 N
Longitude	2,75 E
Altitude	981 m

III.3 .Présentation des logiciels :

Le développement des technologies de production d'énergie photovoltaïque et les différentes lois favorisant les énergies renouvelables font qu'aujourd'hui les installations solaires sont accessibles pour un plus grand nombre, entreprises ou particuliers. Il en découle un accroissement du nombre d'installateurs photovoltaïques, qui ont besoin de fournir à leurs clients des chiffres de prévision de production énergétique. A juste titre, les particuliers veulent eux aussi savoir ce que pourrait leur apporter une éventuelle installation, ou vérifier la validité des performances annoncées par les installateurs. La production d'énergie par conversion photovoltaïque dépend de très nombreux paramètres (ensoleillement, températures…) qui présentent des fluctuations importantes. Il est donc très difficile de faire une évaluation précise. Il existe sur le marché de nombreux logiciels qui permettent d'estimer cette production. Nous allons ici comparer ces logiciels, et essayer de déterminer lequel est le plus adapté pour trois usages donnés : utilisation en entreprise, chez un particulier ou dans un but pédagogique, car le développement du photovoltaïque implique bien sûr un développement de l'enseignement dans ce domaine.

Pdf créé avec la version d'essai pdfFactory www.pdffactory.com

III.3.1 PVSyst :

PVSyst [28] est un logiciel de dimensionnement de panneaux solaires permettant d'obtenir diverse informations telles que la production d'énergie, l'irradiation et le coût de l'installation, la surface nécessaire, ou la production annuelle d'énergie. Un mode avancé permet d'obtenir beaucoup plus d'informations pour une étude très complète.

Le logiciel comprend principalement deux modes de fonctionnement. Le premier et une application de pré dimensionnement assez simple à prendre en main et accessible au néophyte. Le deuxième permet une étude beaucoup plus approfondie et prend en compte beaucoup plus de paramètre. De plus il se base sur du matériel concret pour ses calculs, contrairement au premier mode qui effectue ses calculs pour un cas très général.

Pour chacun des deux modes, le principe est le même : on donne la localisation géographique de l'installation, puis on entre les données concernant l'installation. Vien ensuite une partie résultats où l'on choisi les données qui nous intéresse.

Ce logiciel est donc accessible au confirmés comme au néophyte. Dans cette documentation ne seront pas traitées les parties « installation de pompage » et les aspects financiers.

Ce logiciel est fonctionné par le modèle de Hay et Davies

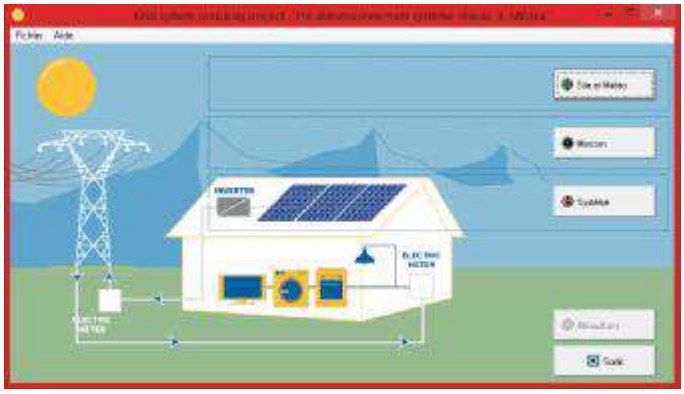


Figure III.1 : logiciel de PVSyst

Pdf créé avec la version d'essai pdfFactory www.pdffactory.com

III.3.2. PVGis :

GIS [29] (pour Photovoltaïque Géographique Information System) est un logiciel en ligne disponible sur le site internet de la Commission Européenne. Il s'agit en fait d'une carte interactive couplée à un système de calcul.

Outre ces cartes interactives, le site propose des cartes de nombreuses données climatiques pour l'Europe, l'Afrique. Le logiciel n'est pour le moment disponible qu'en Anglais ou Italien

Le logiciel est divisé en trois onglets pour l'Europe et quatre pour l'Afrique. Le premier permet d'obtenir des informations de production en énergie. Le second donne des informations d'irradiation mensuelle et le troisième des d'irradiation sur une journée.

Il faut tout d'abord localiser l'installation sur la carte puis renseigner un certain nombre d'informations techniques (technologie des panneaux, puissance crête, pourcentage de pertes, orientation, inclinaison...). On obtient alors

Plusieurs types de résultats : irradiation horizontale, vertical, irradiation sous un angle choisi, irradiation à l'angle optimale de fonctionnement, le facteur de trouble de Link (Utile pour Archelios), le rapport irradiation globale sur irradiation diffuse, mais aussi des données de températures. Ces données de température ne sont disponibles que pour l'Europe. Pour l'onglet d'irradiation moyenne sur une journée, les résultats sont données par quarts d'heure sur une journée solaire (du couché au levé du soleil).

PV Gis est un logiciel très facile à prendre en main grâce à son système de carte interactive qui évite d'entrer soit même les données météos et les masques. Malheureusement, il n'est pas possible d'insérer les masques proches.



Figure III.2 : le logiciel de PVGIS

Pdf créé avec la version d'essai pdfFactory www.pdffactory.com

III.3. 3. Retscreen :

Retscreen International [30] est un centre d'aide à la décision sur les énergies propres financé par Ressource Naturel Canada (www.rncan.gc.ca). Ce centre à développé avec l'aide d'experts divers modules utilisables sur Excel. Nous nous contenterons de présenter la partie production d'électricité photovoltaïque.

Les données climatiques utilisées par Retscreen sont fournis par des bases de données issues des satellites de la NASA et des stations au sol. On à donc ici des données météos mondiales, modifiables si nécessaire.

La partie photovoltaïque permet d'étudier cinq types d'installations : connecté au réseau, connecté au réseau avec charge, réseau isolé, réseau isolé avec charge et enfin hors réseau. On réaliser une étude rapide (feuille modèle énergétique à remplir) ou plus complète (on rajoute les feuilles analyse des coûts, analyse des émissions, analyse financière et analyse des risques). La base de données 'modules PV' est complète mais il faut noter l'absence de données pour les onduleurs. Une autre limitation est la prise en compte des pertes avec un pourcentage que doit choisir l'utilisateur.

Ce logiciel est fonctionné par le modèle de Lui et Jordan.



Figure III.3 : le logiciel de RETSCreen

III.3.4. Homer :

Le logiciel de modélisation énergétique HOMER [31] (Hybrid Optimisation Model for Electric Renewables) est un outil puissant pour la conception et l'analyse des systèmes de production d'électricité hybrides, composés de groupes électrogènes, de systèmes de

Pdf créé avec la version d'essai pdfFactory www.pdffactory.com

cogénération, d'éoliennes, de systèmes photovoltaïques, de systèmes hydrauliques, de batteries, de piles à combustible, de la biomasse et bien d'autres.

Que l'installation soit reliée au réseau électrique ou non, HOMER permet de déterminer Comment les sources d'énergies intermittentes comme l'éolien et le solaire peuvent être intégré de manière optimale au sein des systèmes hybrides.

HOMER a été initialement développé dès 1993 par le National Renewable Energy Laboratory pour les programmes d'électrification rurale. Depuis 2009, il est disponible sous la licence HOMER Energy.[HOMERGettingStartedGuide_French_HOMER]

Ce logiciel est fonctionné par le modèle de HDKR



Figure III.4 : le logiciel de HOMER

III.4.Résultats et discussion :

Pour calculer l'énergie mensuelle moyenne sur un plan horizontal et incliné on utilise les logiciels suivants :

- PVSYST
- PVGIS
- RETSCREEN
- HOMER

III.4.1.les résultats de l'irradiation solaire globale estimée par logiciel PVSyst :

Premièrement on va commencer par les résultats de logiciel de PVSyst sur trois angles d'inclinaison β différentes :

Pdf créé avec la version d'essai pdfFactory www.pdffactory.com

1er cas sur plan horizontal l'angle d'inclinaison ($\beta = 0°$) et (azimut 0°)

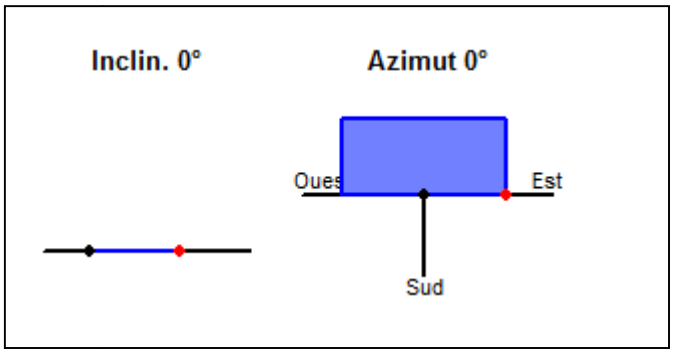


Figure III.5 : La position de panneau (β = 0°)

2^{eme} cas l'ange d'inclinaison ($\beta = 30°$) et (azimut 0°)

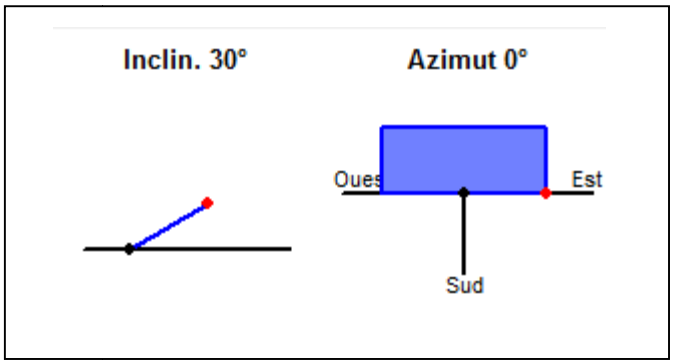


Figure III.6 : La position de panneau ($\beta = 30°$)

3^{eme} Cas l'ange d'inclinaison ($\beta = 60°$) et (azimut 0°)

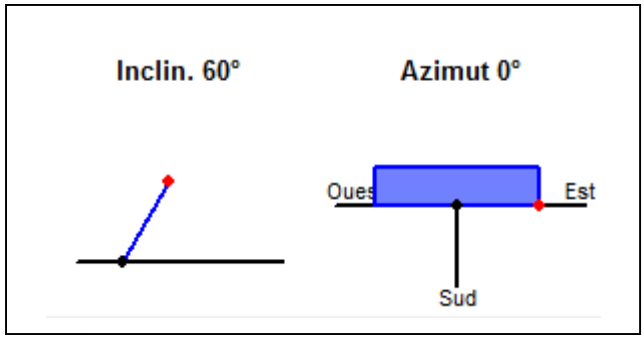


Figure III.7 : La position de panneau ($\beta = 60°$)

Pdf créé avec la version d'essai pdfFactory www.pdffactory.com

III.4.1.1.les résultats de l'irradiation solaire globale sur le plan horizontal :

Les valeurs moyennes mensuelles de l'irradiation globale incidente sur un plan horizontal à latitude de la région de Médéa sont présentées dans le tableau suivant :

Tableau III.2 : les valeurs moyennes mensuelles de l'irradiation globale (β=0°)

	Irradiation horizontal kwh/m².jr	**Irradiation (β = 0°) kwh/m².jr**
Jan	2.21	2.21
Fév	3.11	3.11
Mars	4.16	4.16
Avr	5.36	5.36
Mai	6.34	6.34
Juin	7.10	7.10
Jui	7.23	7.23
Aout	6.34	6.34
Sep	4.97	4.97
Oct	3.60	3.60
Nov	2.46	2.46
Dec	2.06	2.06
Année	4.59	4.59

La figure suivante va représente les irradiations moyennes mensuelles globale pour un plan horizontal :

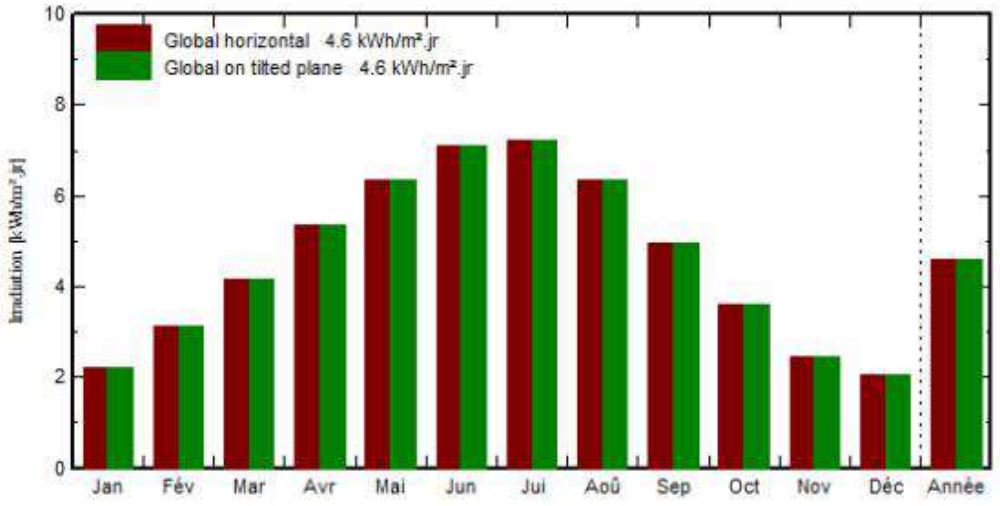


Figure III.8 : les irradiations moyennes mensuelles globale pour un plan horizontal

Pdf créé avec la version d'essai pdfFactory www.pdffactory.com

III.4.1.2. les résultats de l'irradiation solaire globale sur le plan incliné (β =30°) :

On fait varier l'angle d'inclinaison β pour le jour type du mois jusqu'à l'obtention de l'énergie maximale. Ainsi on obtient l'angle d'inclinaison optimale mensuelle

les valeurs moyennes mensuelles de l'irradiation globale incidente sur un plan incliné de l'angle d'inclinaison (β = 30°) sont représente dans le tableau suivant :

Tableau III.3 : les valeurs moyennes mensuelles de l'irradiation globale (β=30°)

	Irradiation horizontal kwh/m².jr	Irradiation (β = 30°) kwh/m².jr
Jan	2.21	3.51
Fév	3.11	4.39
Mars	4.16	5.10
Avr	5.36	5.81
Mai	6.34	6.16
Juin	7.10	6.57
Jui	7.23	6.81
Aout	6.34	6.51
Sep	4.97	5.86
Oct	3.60	4.82
Nov	2.46	3.78
Dec	2.06	3.36
Année	4.59	5.36

La figure suivante représente l'évolution de l'irradiation solaire globale reçue sur le plan des capteurs incliné d'un angle de 30° par rapport à l'horizontal:

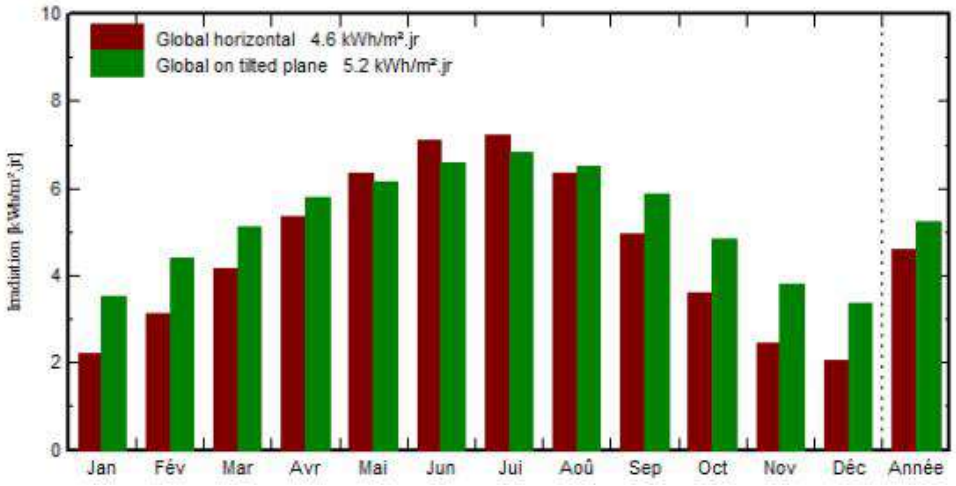


Figure III.9 : les irradiations moyennes mensuelles globale pour un plan incliné (β=30°)

Pdf créé avec la version d'essai pdfFactory www.pdffactory.com

III.4.1.3. les résultats de l'irradiation solaire globale sur le plan incliné (β =60°) :

Le tableau suivant représente les valeurs moyennes mensuelles de l'irradiation globale incidente sur un plan incliné de l'angle d'inclinaison (β = 60°) :

Tableau III.4 : les valeurs moyennes mensuelles de l'irradiation globale (β=60°)

	Irradiation horizontal kwh/m².jr	Irradiation (β = 60°) kwh/m².jr
Jan	2.21	4.01
Fév	3.11	4.68
Mars	4.16	4.93
Avr	5.36	4.98
Mai	6.34	4.76
Juin	7.10	4.46
Jui	7.23	5.04
Aout	6.34	5.30
Sep	4.97	5.42
Oct	3.60	4.96
Nov	2.46	4.25
Dec	2.06	3.91
Année	4.59	4.75

Ainsi, La figure suivante représente l'évolution de l'irradiation solaire globale reçue sur le plan des capteurs incliné d'un angle de 60° par rapport à l'horizontal

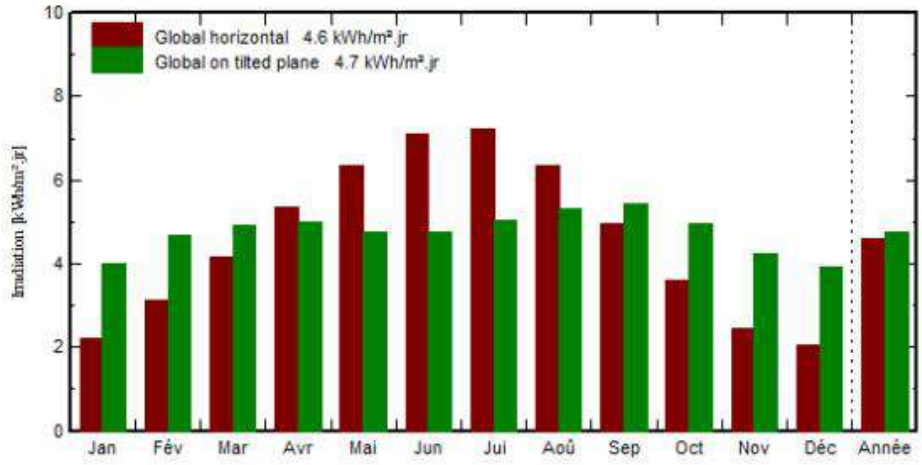


Figure III.10 : les irradiations moyennes mensuelles globale pour un plan incliné (β=60°)

Pdf créé avec la version d'essai pdfFactory www.pdffactory.com

III.4.1.4.Choix de l'inclinaison optimale pour les panneaux :

Pour choisir l'inclinaison idéale pour nos les positions données, on a tracé pour différentes inclinaisons précédent les courbes représentatives de l'irradiation solaire globale incidente sur les capteurs.

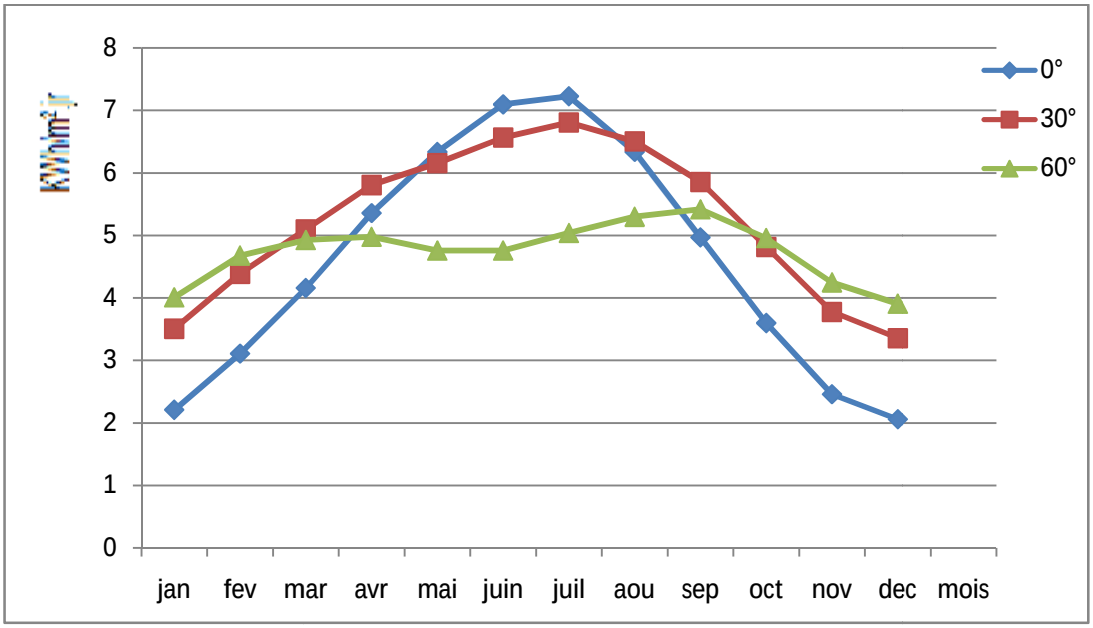


Figure III.11 : L'irradiation solaire globale mensuelle reçue sur des plans de différentes inclinaisons

En analysons cette figure, on peut conclure que l'inclinaison de 30° est l'inclinaison optimale pour les autres, c'est à cette inclinaison qu'on obtient les valeurs les plus élevées de l'irradiation pour la saison d'hiver .L'inclinaison 60° nous donne aussi les mêmes valeurs en hiver mais en été on obtient des valeurs moins élevées par rapport à celles obtenues avec l'inclinaison 30°.L'inclinaison 30° est donc préférable à l'inclinaison 60°. Et l'inclinaison 0° nous donne les valeurs les plus élevées de l'irradiation pour la saison d'été par rapport les deux autres inclinaisons mais en hiver on obtient des valeurs plus faibles.

Alors l'inclinaison 30° est idéal par apport les autres.

Généralement, l'angle d'inclinaison 60°, il n'est pas considéré comme l'inclinaison idéal car il y a beaucoup d'autres angles, alors pour trouver l'angle d'inclinaison idéal doit mesurer tous les autres résultats d'autres angles.

Pdf créé avec la version d'essai pdfFactory www.pdffactory.com

III.4.2. les résultats de l'irradiation solaire globale estimée par logiciel PVgis :

En utilisant maintenant le logiciel PVGIS et on applique les mêmes donnée précédent sur le logiciel PVSyst

III.4.2.1.les résultats de l'irradiation solaire globale sur le plan horizontal :

Les résultats de plan horizontal sont représentées dans le tableau suivant :

Tableau III.5 : les valeurs moyennes mensuelles de l'irradiation solaire globale pour un plan horizontal

Mois	H_h	H(0)
Jan	2.46	2.46
Fev	3.14	3.14
Mar	4.64	4.64
Avr	5.49	5.49
Mai	6.62	6.62
Juin	7.89	7.89
Jui	7.87	7.87
Aout	7.13	7.13
Sep	5.37	5.37
Oct	4.23	4.23
Nov	2.72	2.72
Dec	2.18	2.18
Année	4.99	4.99

Avec :

H_h : Irradiation sur un plan horizontal (KWh/m² .jour)

H(0): Irradiation sur un plan incliné: 0deg. (KWh/m².jour)

La figure (III.12) représente les énergies moyennes mensuelles globale pour un plan horizontal :

Pdf créé avec la version d'essai pdfFactory www.pdffactory.com

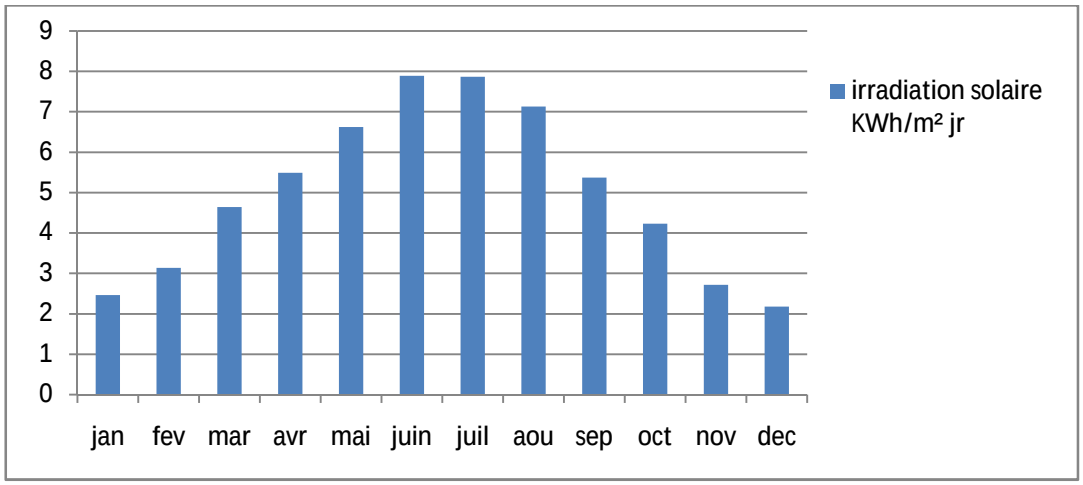


Figure III.12 : l'irradiation moyenne mensuelle globale pour un plan horizontal

III.4.2.2.les résultats de l'irradiation solaire globale sur le plan incliné (β=30°) :

Tableau III.6 : les valeurs moyennes mensuelles de l'irradiation solaire globale pour un plan incliné (β=30°)

Mois	H_h	H(30)
Jan	2.46	3.82
Fev	3.14	4.31
Mar	4.64	5.55
Avr	5.49	5.83
Mai	6.62	6.38
Juin	7.89	7.23
Jui	7.87	7.38
Aout	7.13	7.31
Sep	5.37	6.22
Oct	4.23	5.65
Nov	2.72	4.05
Dec	2.18	3.50
Année	4.99	5.61

Pour la figure qui représente les irradiations moyennes mensuelles globale pour un plan incliné (β=30°)

Pdf créé avec la version d'essai pdfFactory www.pdffactory.com

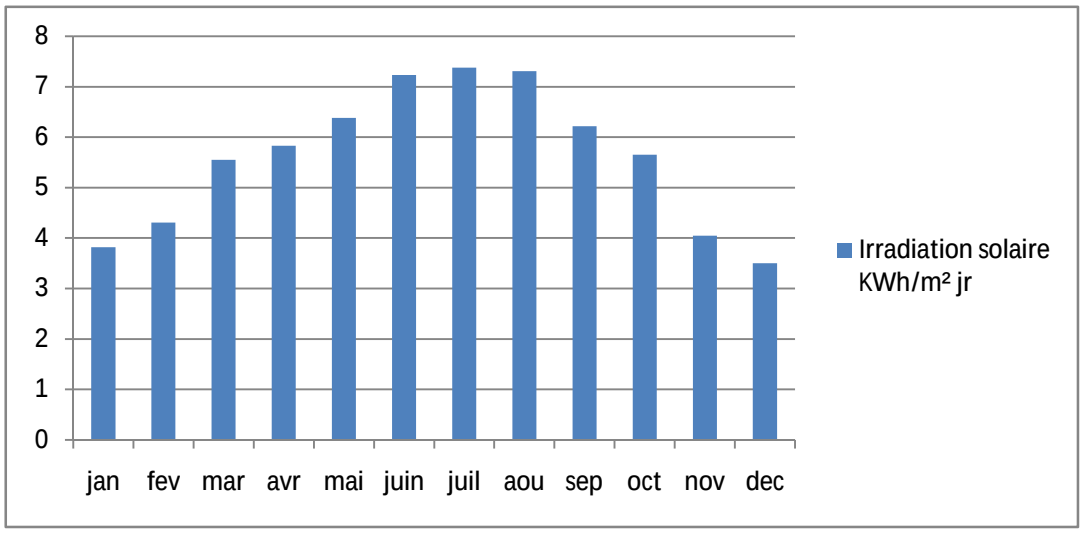


Figure III.13 : l'irradiation moyennes mensuelles globale pour un plan incliné **(β =30°)**

III.4.2.2 les résultats de l'irradiation solaire globale sur le plan incliné (β =60°) :

Tableau III.7 : les valeurs moyennes mensuelles de l'irradiation solaire globale pour un plan incliné (β =60°)

Mois	H_h	H(60)
Jan	2.46	4.34
Fev	3.14	4.55
Mar	4.64	5.30
Avr	5.49	4.95
Mai	6.62	4.88
Juin	7.89	5.11
Jui	7.87	5.36
Aout	7.13	5.89
Sep	5.37	5.72
Oct	4.23	5.82
Nov	2.72	4.49
Dec	2.18	4.04
Année	4.99	5.04

La figure (III.14) : représente les énergies moyennes mensuelles globales pour un plan incliné

Pdf créé avec la version d'essai pdfFactory www.pdffactory.com

(β =60°) :

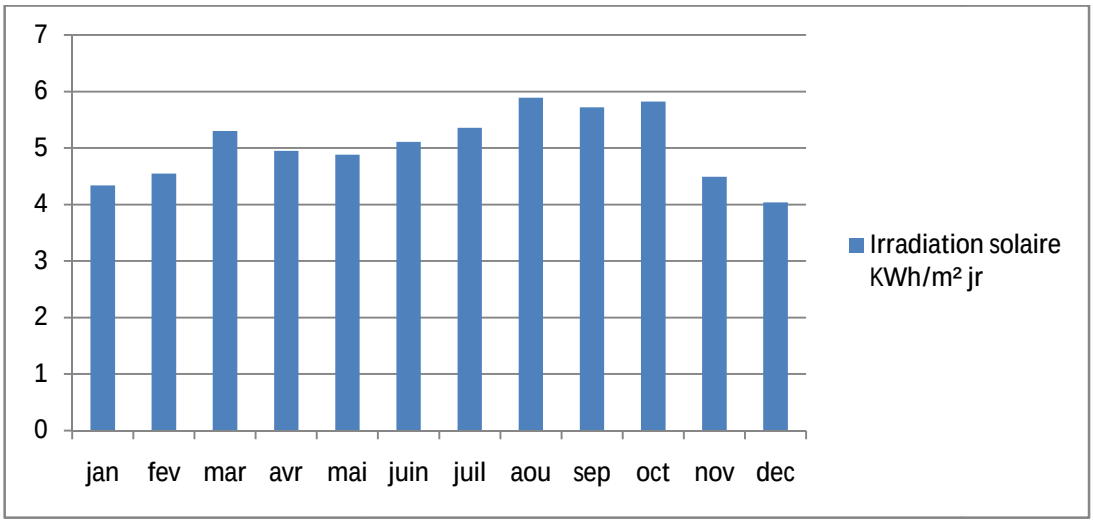
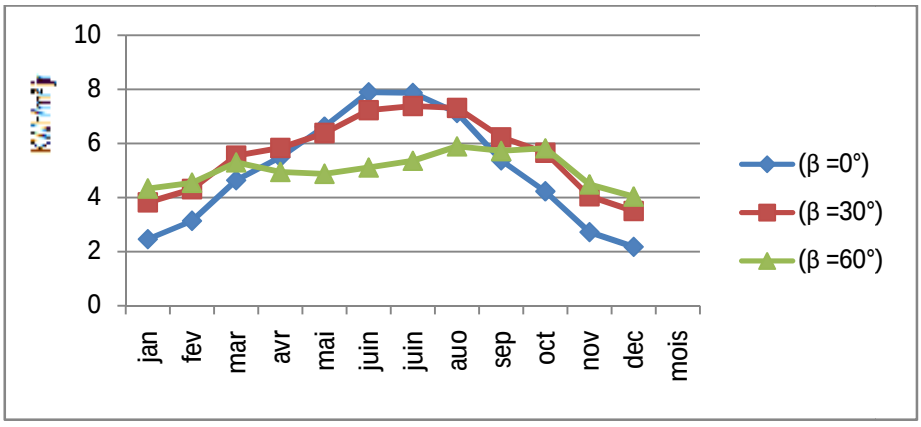


Figure III.14 : l'irradiation moyennes mensuelles globale pour un plan incliné **(β =60°)**

III.4.2.3.Choix de l'inclinaison optimale pour les panneaux :

On a tracé la variation de l'énergie moyenne mensuelle pour les trois cas d'inclinaison :

- Plan horizontal (β =0°)
- Plan d'inclinaison (β =30°)
- Plan d'inclinaison (β =60°)



Figure(III.15) : L'irradiation solaire globale mensuelle reçue sur des plans de différentes inclinaisons

Pdf créé avec la version d'essai pdfFactory www.pdffactory.com

On remarque selon la figure (III.15) que pour la période d'hivers l'inclinaison (β =60) du plan est proche de l'inclinaison (β =30°) alors que pour la période d'été le plan horizontal donne le maximum d'énergie mais pour au cours de l'année on trouver l'inclinaison (β =30°) est préférable par rapport les autres.

III.4.3. les résultats de l'irradiation solaire globale estimée par logiciel HOMER :

III.4.3.1.les résultats de l'irradiation solaire globale sur le plan horizontal :

Les résultats de l'irradiation globale moyenne journalière mensuelle sur un plan horizontal sont représentées dans le tableau suivant

Tableau III.8 : les valeurs moyennes mensuelles de l'irradiation solaire globale pour un plan horizontal

Mois	Irradiation journalière mensuelle KWh/m².jr
Jan	2.394
Fev	3.217
Mar	4.300
Avr	5.278
Mai	6.193
Juin	7.024
Jui	6.945
Aout	6.553
Sep	5.243
Oct	3.701
Nov	2.573
Dec	2.174
Année	4.630

Pdf créé avec la version d'essai pdfFactory www.pdffactory.com

La figure suivante va représente l'irradiation moyennes mensuelles globale pour un plan horizontal :

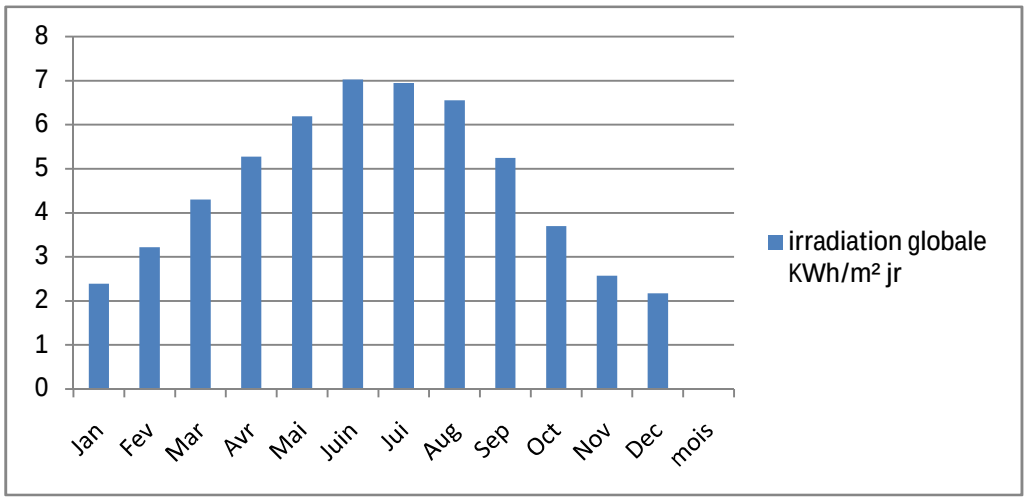


Figure III.16 : l'irradiation moyenne mensuelle globale pour un plan horizontal

III.4.3.2.les résultats de l'irradiation solaire globale sur le plan incliné (β =30°) :

our trouver le résultat de l'irradiation solaire globale moyenne mensuelle avec cette l'inclinaison il faut calculer l'irradiation journalière de chaque mois par ce que le logiciel HOMER ne donne pas le moyenne mensuelle directement.

Par exemple prendre les résultats du mois de mai :

Tableau III.9 : les valeurs moyennes journalières de l'irradiation solaire globale

Jour	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**
irradiation horaire (KWh/m²)	4.032	7.128	7.68	6.408	8.520	8.088	3.072	2.928
Jour	9	10	11	12	13	14	15	16
irradiation horaire (KWh/m²)	6.168	6.192	5.136	7.296	1.968	7.128	7.560	7.632
Jour	17	18	19	20	21	22	23	24
irradiation horaire (KWh/m²)	1.368	3.096	6.888	7.920	6.720	5.208	6.528	8.520
Jour	25	26	27	28	29	30	31	
irradiation horaire (KWh/m²)	6.888	5.280	8.808	5.520	6.672	8.736	5.640	

Alors la moyenne journalier mensuelle de l'irradiation solaire =

$$\frac{la\ somme\ d'irradiation\ \ journaliere}{31} = 5.891 KWh/m^2.jr$$

En utilisant le logiciel C++ pour calculer les opérations mathématique.

Pdf créé avec la version d'essai pdfFactory www.pdffactory.com

Tableau III.10 : les valeurs moyennes mensuelles de l'irradiation solaire globale pour un plan incliné (β =30°)

Mois	Irradiation journalière mensuelle KWh/m².jr
Jan	3.787
Fev	4.374
Mar	5.162
Avr	5.484
Mai	5.891
Juin	6.378
Jui	6.454
Aout	6.577
Sep	5.993
Oct	4.743
Nov	3.794
Dec	3.480
Année	5.176

La figure suivante représente l'irradiation solaire globale moyenne journalière mensuelle :

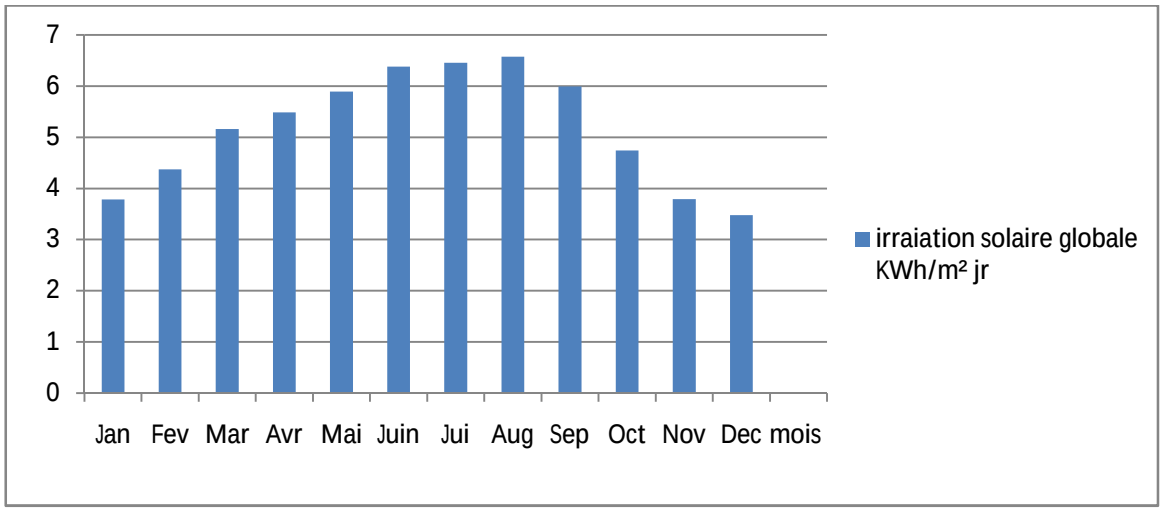


Figure III.17 : l'irradiation moyenne mensuelle globale pour un plan incliné (β =30°)

Pdf créé avec la version d'essai pdfFactory www.pdffactory.com

III.4.3.3.les résultats de l'irradiation solaire globale sur le plan incliné (β=60°) :

Nous suivons dans cette étape la même méthode précédente pour calculer les valeurs moyenne journalière mensuelle de l'irradiation solaire globale.

Tableau III.11 : les valeurs moyennes mensuelles de l'irradiation solaire globale pour un plan incliné (β=60°)

Mois	Irradiation journalière mensuelle KWh/m².jr
Jan	4.295
Fev	4.629
Mar	4.975
Avr	4.699
Mai	4.593
Juin	4.690
Jui	4.853
Aout	5.330
Sep	5.505
Oct	4.838
Nov	4.180
Dec	4.01
Année	4.716

La figure suivante va représente l'irradiation moyennes mensuelles globale pour un plan incliné (β=60°)

Pdf créé avec la version d'essai pdfFactory www.pdffactory.com

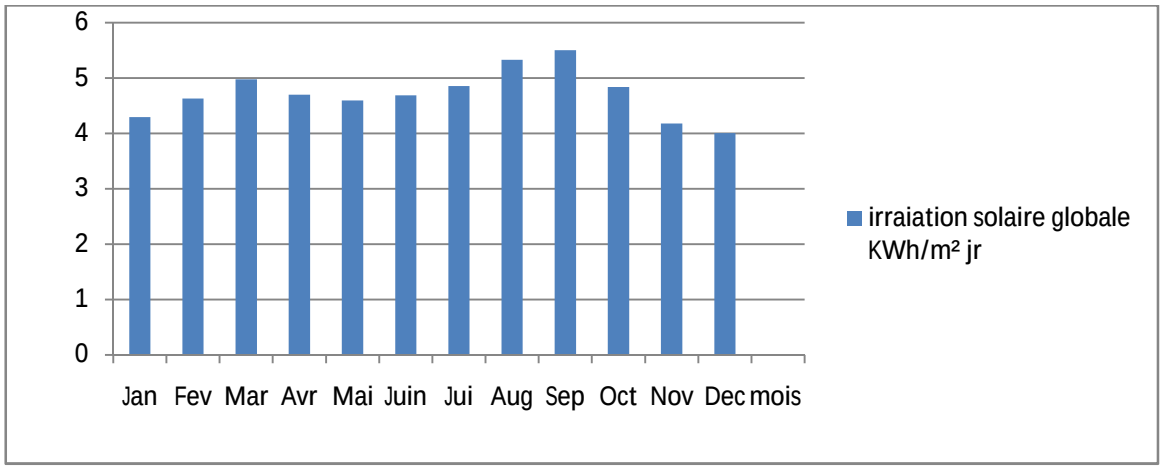


Figure III.18 : l'irradiation moyenne mensuelle globale pour un plan incliné (β =60°)

III.4.4. les résultats de l'irradiation solaire globale estimée par logiciel RETSCREEN :

Les résultats de l'irradiation globale moyenne journalière mensuelle sur un plan horizontal et plan d'inclinaison 30° et 60° sont représentées dans le tableau suivant :

Tableau III.12 : les valeurs moyennes mensuelles de l'irradiation solaire sur les trois plan

Mois	Irradiation journalière mensuelle sur plan horizontal KWh/m².jr	Irradiation journalière mensuelle sur plan (β =30°)	Irradiation journalière mensuelle sur plan (β =60°)
Jan	2.57	3.93	4.45
Fev	3.47	4.64	4.88
Mar	4.68	5.59	5.34
Avr	5.80	6.14	5.26
Mai	6.51	6.27	4.77
Juin	7.26	6.6	4.48
Jui	7.26	6.77	4.75
Aout	6.51	6.69	5.27
Sep	5.34	6.19	5.69
Oct	3.82	5.25	5.42
Nov	2.69	3.95	4.39
Dec	2.23	3.55	4.09
Année	4.85	5.47	4.90

Pdf créé avec la version d'essai pdfFactory www.pdffactory.com

La figure suivante va représente l'irradiation moyennes mensuelles globale pour un plan horizontal et deux plan incliné (β =30°) et (β =60°) **:**

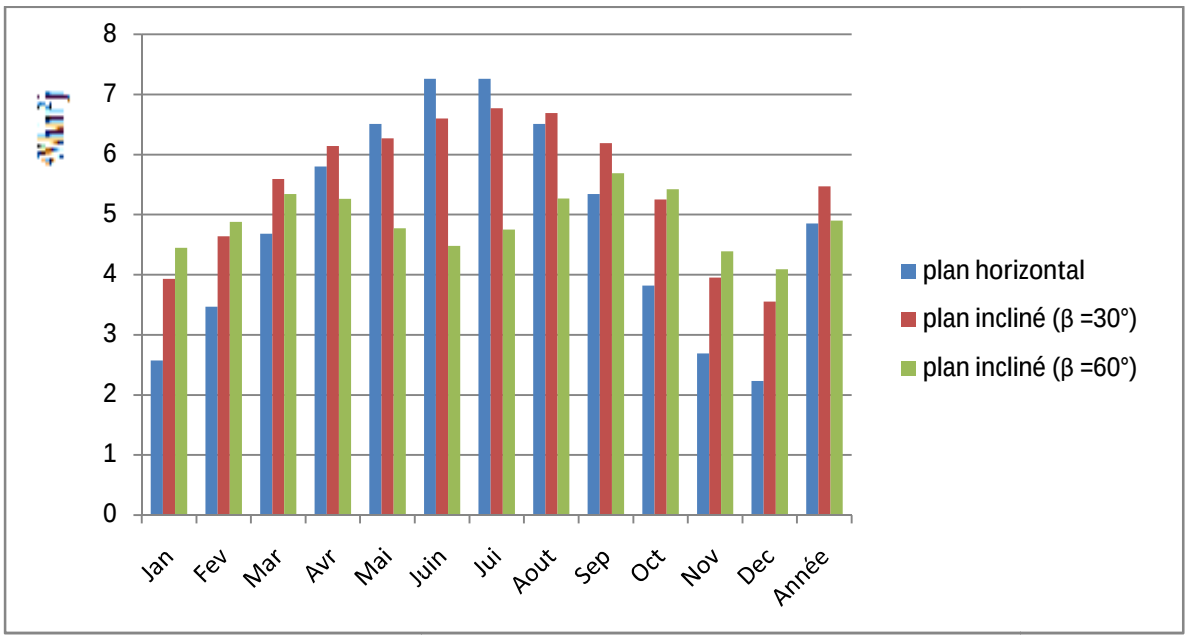


Figure III.19 : l'irradiation moyennes mensuelles globale pour un plan horizontal et deux plan incliné (β =30°) et (β =60°)

III.5. Etude comparative :

III.5.1.Etude comparative entre de les résultats (PVSYST, PVGIS, HOMER et RETSCREEN) :

Afin de tester les performances des modèles cités ci-dessus pour l'estimation du rayonnement globale mensuel reçu sur un plan horizontal et deux autres l'inclinaison , et appliquer chacun de ces modèles pour son estimation, puis faire une comparaison pour enfin déterminer le modèle qui donne les meilleurs résultats.

En appliquant les modèles cités ci-dessus à l'irradiation globale moyennée sur cette période (donnée fournie par les résultats précédents), on obtient la valeur de l'irradiation globale moyenne mensuelle sur cette période, puis en la comparant à celle donnée par notre étude comparative on détermine le modèle le plus performant. Une fois le meilleur modèle est choisit, on l'applique à l'irradiation globale estimée par les logiciels (PVsyst, PVgis, HOMER et Retsceen).

La figure suivante montre l'irradiation solaire globale mensuelle reçue sur plan horizontal calculée par les modèles cités auparavant.

Pdf créé avec la version d'essai pdfFactory www.pdffactory.com

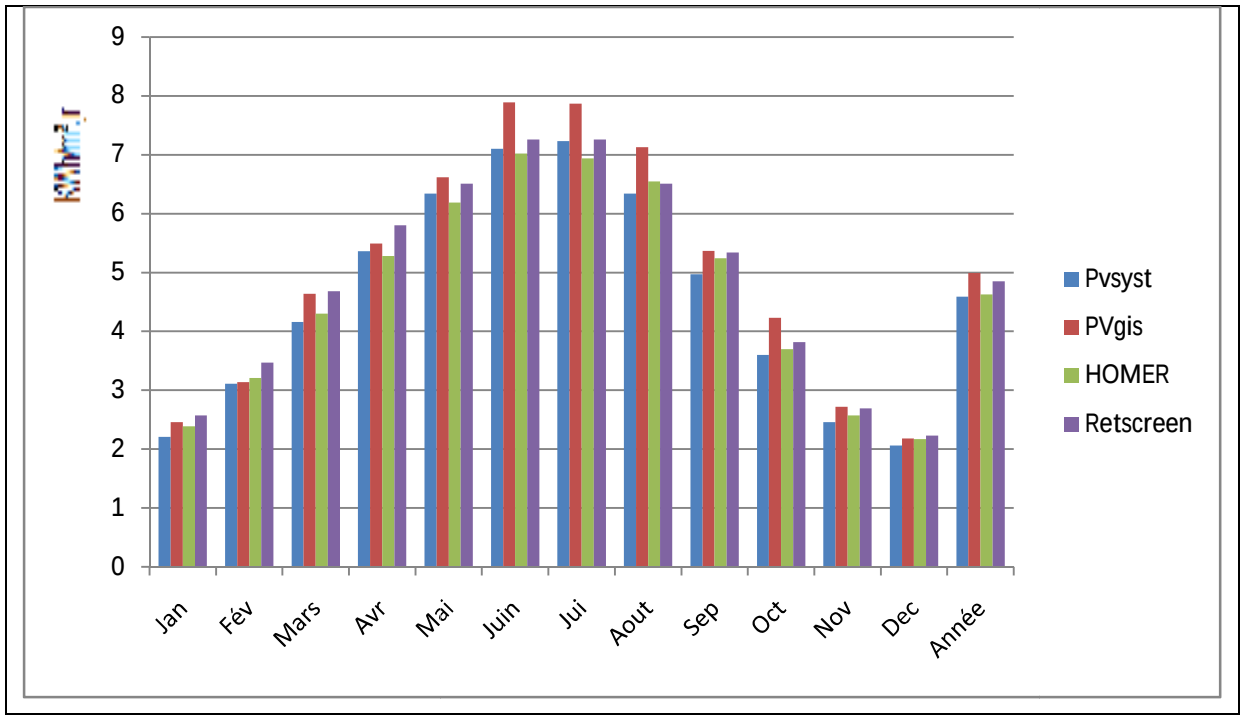


Figure III.20 : Comparaison entre les résultats de calcul de l'irradiation solaire globale moyenne mensuelle reçue sur plan horizontal

Pour plus de clarté dans les résultats, nous avons calculé les coefficients de corrélation et de détermination entre les valeurs estimée et donnée par les logiciels Nous avons rapporté ces résultats sur le tableau suivant

Pdf créé avec la version d'essai pdfFactory www.pdffactory.com

Tableau III.13 : Comparaisons des différents résultats d'estimation de l'irradiation globale

Mois	PVsyst	PVgis	HOMER	Retscreen	Pvsyst avec PVgis %	PVsyst Avec HOMER%	PVsyst Avec Retscreen%
Jan	2.21	2.46	2.39	2.57	11.31	8.14	16.29
Fev	3.11	3.14	3.21	3.47	0.96	3.22	11.58
Mar	4.16	4.64	4.30	4.68	11.54	3.37	12.50
Avr	6.36	5.49	5.27	5.80	2.43	-1.59	8.21
Mai	6.34	6.62	6.19	6.51	2.42	-2.37	2.68
Juin	7.10	7.89	7.02	7.26	11.13	-1.13	2.25
Jui	7.23	7.87	6.94	7.26	8.85	-4.01	0.41
Aout	6.34	7.13	6.55	6.51	12.46	3.31	2.68
Sep	4.97	5.37	5.24	5.34	8.05	5.43	7.44
Oct	3.60	4.23	3.70	3.82	17.50	2.78	6.11
Nov	2.46	2.72	2.57	2.69	10.57	4.47	9.35
Dec	2.06	2.18	2.17	2.23	5.83	5.34	8.25
Année	4.59	4.99	4.63	4.85	8.71	0.87	5.66

Pour le plan incliné (β =30°) :

La figure suivante montre l'irradiation solaire globale mensuelle reçue sur plan (β =30°) :

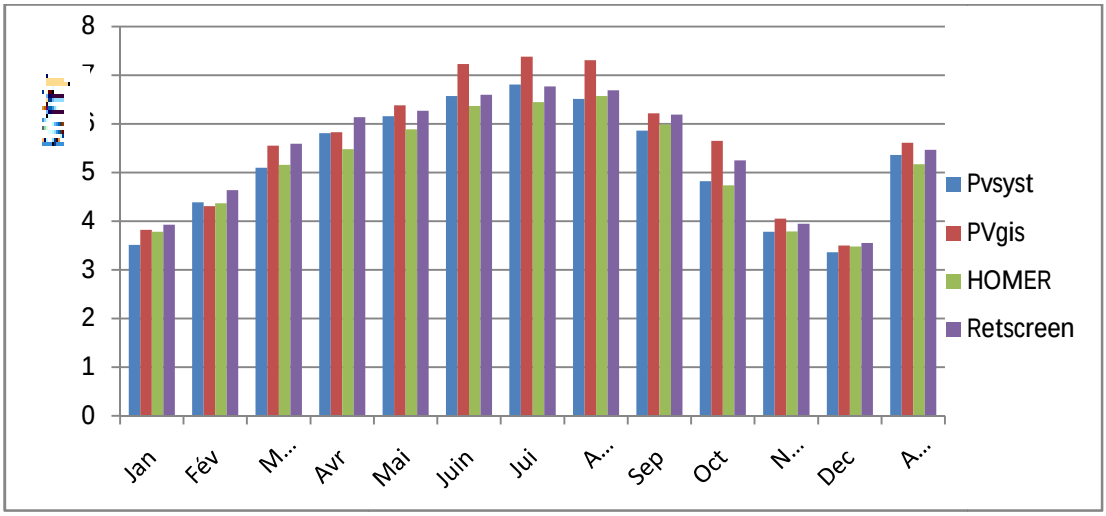


Figure III.21 : Comparaison entre les résultats de calcul de l'irradiation solaire globale moyenne mensuelle reçue sur plan incliné (β =30°)

Les comparaisons des différents résultats d'estimation de l'irradiation globale sur un plan d'inclinaison 30° sont représentées dans le tableau suivant :

Pdf créé avec la version d'essai pdfFactory www.pdffactory.com

Tableau III.14 : Comparaisons des différents résultats d'estimation de l'irradiation globale

Mois	PVsyst	PVgis	HOMER	Retscreen	Pvsyst Avec PVgis %	PVsyst Avec HOMER%	PVsyst Avec Retscreen%
Jan	3.51	3.82	3.78	3.93	8.83	7.69	11.97
Fev	4.39	4.31	4.37	4.64	-1.82	-0.46	5.69
Mar	5.10	5.55	5.16	5.59	8.82	1.18	9.61
Avr	5.81	5.83	5.48	6.14	0.34	-5.68	5.68
Mai	6.16	6.38	5.89	6.27	3.57	-4.38	1.79
Juin	6.57	7.23	6.37	6.6	10.05	-3.04	0.46
Jui	6.81	7.38	6.45	6.77	8.37	-5.29	-0.59
Aout	6.51	7.31	6.57	6.69	12.29	0.92	2.76
Sep	5.86	6.22	5.99	6.19	6.14	2.22	5.63
Oct	4.82	5.65	4.74	5.25	17.22	-1.66	8.92
Nov	3.78	4.05	3.79	3.95	7.14	0.26	4.50
Dec	3.36	3.50	3.48	3.55	4.17	3.57	5.65
Année	5.36	5.61	5.17	5.47	4.66	-3.54	2.05

Pour le plan incliné (β =60°) :

La figure suivante montre l'irradiation solaire globale mensuelle reçue sur plan (β =30°) :

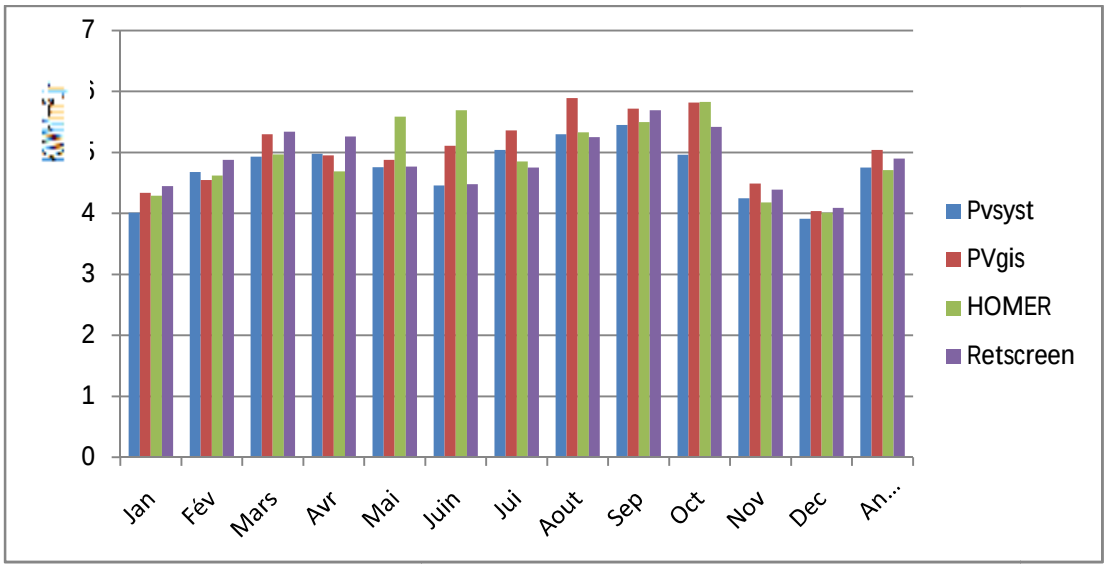


Figure III.22 : Comparaison entre les résultats de calcul de l'irradiation solaire globale moyenne mensuelle reçue sur plan incliné (β =60°)

Les comparaisons des différents résultats d'estimation de l'irradiation globale sur un plan d'inclinaison 60° sont représentées dans le tableau suivant :

Pdf créé avec la version d'essai pdfFactory www.pdffactory.com

Tableau III.15 : Comparaisons des différents résultats d'estimation de l'irradiation globale

Mois	PVsyst	PVgis	HOMER	Retscreen	Pvsyst Avec PVgis %	PVsyst Avec HOMER%	PVsyst Avec Retscreen%
Jan	4.01	4.34	4.29	4.45	8.23	6.98	10.97
Fev	4.68	4.55	4.62	4.88	-2.78	-1.28	4.27
Mar	4.93	5.30	4.97	5.34	7.51	0.81	8.32
Avr	4.98	4.95	4.69	5.26	-0.60	-5.82	5.62
Mai	4.76	4.88	5.59	4.77	2.52	17.44	0.21
Juin	4.46	5.11	5.69	4.48	14.57	27.58	0.45
Jui	5.04	5.36	4.85	4.75	6.35	-3.77	-5.75
Aout	5.30	5.89	5.33	5.25	11.13	0.57	-0.94
Sep	5.45	5.72	5.50	5.69	4.95	0.92	4.40
Oct	4.96	5.82	5.83	5.42	17.34	17.54	9.27
Nov	4.25	4.49	4.18	4.39	5.65	-1.65	3.29
Dec	3.91	4.04	4.01	4.09	3.32	2.56	4.60
Année	4.75	5.04	4.71	4.90	6.11	-0.84	3.16

D'après ces résultats, on peut dire que le logiciel PVgis présente les meilleurs résultats en termes de coefficients de corrélation et de détermination. Les autres logiciels soit surestiment (Retscreen, PVsyst) ou sous estiment cette logiciel (Homer).

On peut conclure, que le logiciel PVgis donne les meilleures performances, il estime l'irradiation solaire globale dans notre étude, et c'est dans l'intervalle d'exactitude acceptable.

III.5.2.Etude comparative des valeurs théoriques (PVsyst et Homer) avec les résultats expérimentaux :

Dans ce paragraphe on présente les valeurs de l'irradiation solaire globale horaire expérimentales et estimées par PVsyst et Homer pour différentes inclinaisons et pour les journées (13et 15/05/2016).

Une comparaison est faite entre les valeurs de l'irradiation solaire globale horaire estimées par PVsyst et HOMER et expérimentales pour les mêmes journées.

Pdf créé avec la version d'essai pdfFactory www.pdffactory.com

Tableau III.16 : Les résultats expérimentaux

Jour	Heure	L'inclinaison	Irradiation solaire globale KWh/m²
13/05/2016	05 :00	60°	0
	06 :00		0.006
	07 :00		0.053
	08 :00		0.121
	09 :00	30°	0.301
	10 :00		0.433
	11 :00		0.511
	12 :00		0.523
	13 :00		0.746
	14 :00		0.340
	15 :00		0.296
	16 :00	60°	0.438
	17 :00		0.271
	18 :00		0.139
	19 :00		0.089
	20 :00		0
15/05/2016	05 :00	60°	0
	06 :00		0.007
	07 :00		0.101
	08 :00		0.319
	09 :00	30°	0.683
	10 :00		0.933
	11 :00		1.001
	12 :00		1.091
	13 :00		1.079
	14 :00		1.124
	15 :00		0.972
	16 :00	60°	0.756
	17 :00		0.456
	18 :00		0.119
	19 :00		0.036
	20 :00		0

Pdf créé avec la version d'essai pdfFactory www.pdffactory.com

Les résultats théoriques sont représente dans le tableau suivant :

Tableau III.17 : Les résultats théoriquement

Jour	Heure	L'inclinaison	Irradiation solaire globale (PVsyst) KWh/m²	Irradiation solaire globale (HOMER) KWh/m²
13/05/2016	05 :00	60°	0	0
	06 :00		0.030	0
	07 :00		0.094	0.023
	08 :00		0.325	0.123
	09 :00	30°	0.445	0.372
	10 :00		0.583	0.636
	11 :00		0.692	0.561
	12 :00		0.657	0.485
	13 :00		0.745	0.657
	14 :00		0.414	0.465
	15 :00		0.368	0.240
	16 :00	60°	0.284	0.166
	17 :00		0.158	0.092
	18 :00		0.064	0.176
	19 :00		0.015	0.065
	20 :00		0	0.015
15/05/2016	05 :00	60°	0	0
	06 :00		0.028	0
	07 :00		0.081	0.036
	08 :00		0.290	0.098
	09 :00	30°	0.665	0.317
	10 :00		0.842	0.608
	11 :00		0.963	0.704
	12 :00		1.027	1.036
	13 :00		1.009	1.040
	14 :00		0.915	1.092
	15 :00		0.764	0.829
	16 :00	60°	0.399	0.608
	17 :00		0.183	0.397
	18 :00		0.035	0.188
	19 :00		0.018	0.042
	20 :00		0	0.010

Pdf créé avec la version d'essai pdfFactory www.pdffactory.com

En comparant les résultats expérimentaux avec les résultats théoriques pour la période (13 et 15 mai 2016) dans ces figures que représente la comparaison des moyennes horaire de l'irradiation solaire globale :

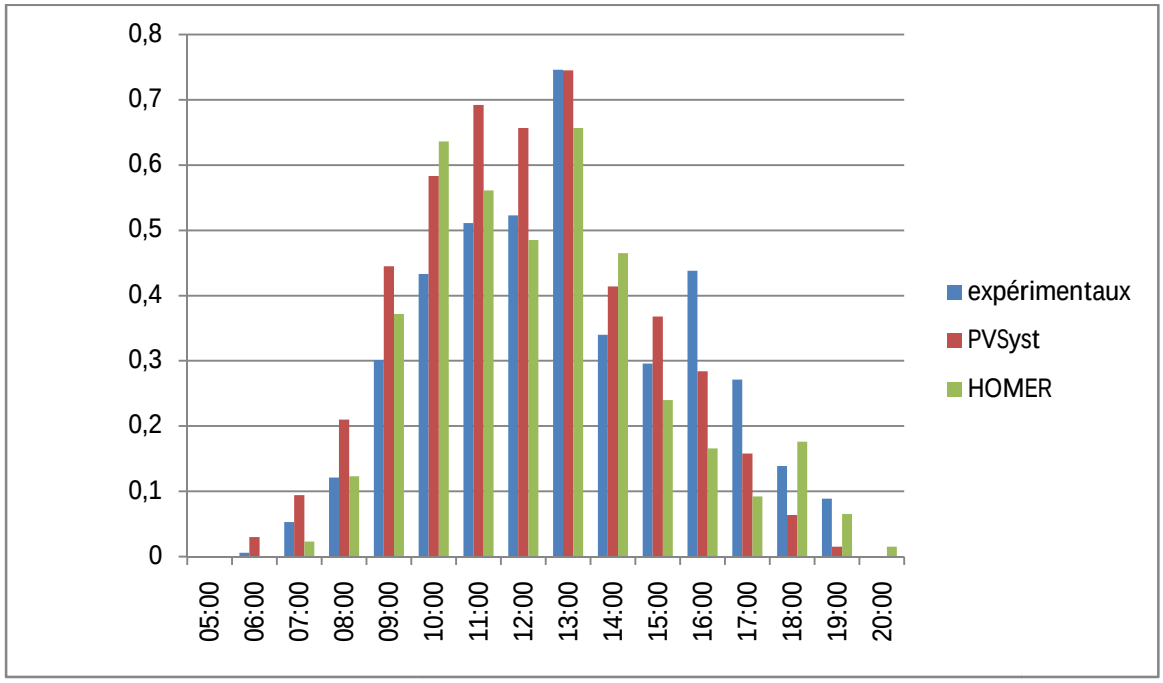


Figure III.23 : La comparaison de l'irradiation solaire globale (1er jour)

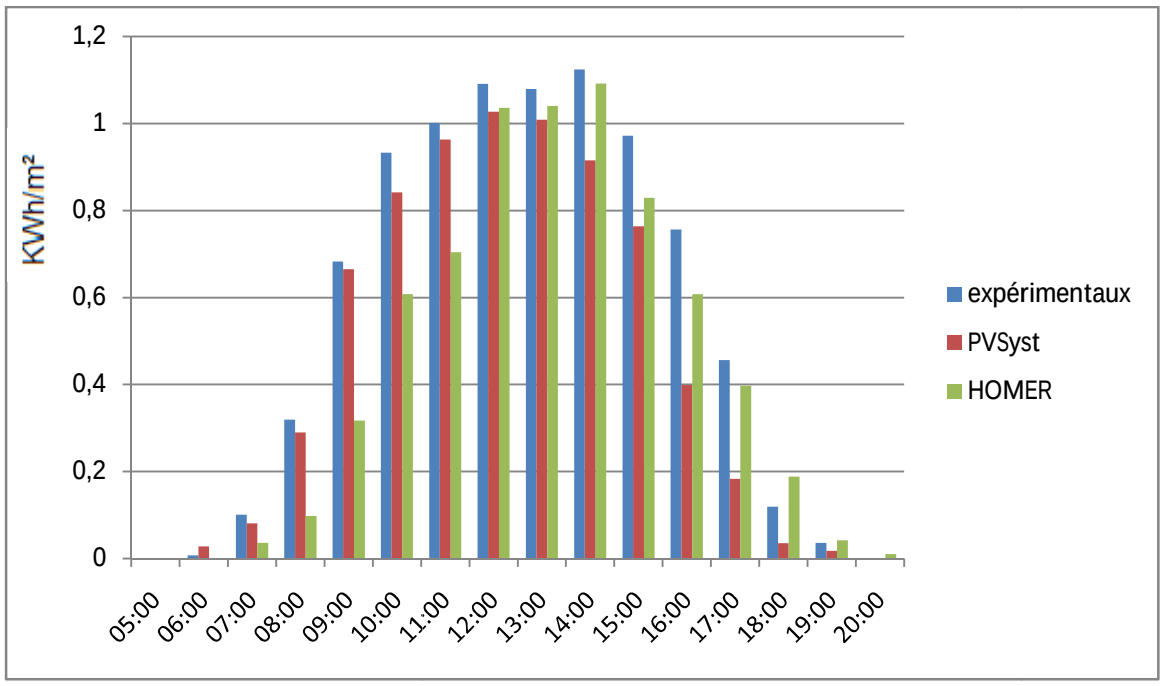


Figure III.24 : La comparaison de l'irradiation solaire global (2^{eme} jour)

Pdf créé avec la version d'essai pdfFactory www.pdffactory.com

On a calculé le pourcentage de variation d'irradiation solaire globale de résultats expérimentaux par rapport au résultats (PVsyst et HOMER) . On a comparé les résultats obtenus pour les trois types de résultats, on remarque que les gains sont presque les mêmes, tableau (III.18) :

Tableau III.18 : le pourcentage de variation d'irradiation solaire globale

Jour	Les résultats expérimentaux (KWh/m²)	PVsyst (KWh/m²)	HOMER (KWh/m²)	Gain de l'irradiation solaire (expérimentale) en pourcentage par rapport (PVsyst) [%]	Gain de l'irradiation solaire (expérimentale) en pourcentage par rapport (HOMER) [%]
$1^{er} jour$	4.267	4.874	4.076	14.22	-4.47
$2^{eme} jour$	8.677	7.219	7.008	-16.80	-19.25
$\sum 1^{er}$ jr et 2^{eme} jr	12.944	12.093	11.084	-6.57	-14.36

On remarque que le pourcentage de la différence entre les mesures expérimentaux et les valeurs théoriques est très faible.

Comme conclusion, nous pouvons compter sur ces logiciels pour l'estimation de l'irradiation solaire globale du site de Médéa surtout le logiciel PVsyst qui donne des résultats plus proches de ceux des mesures expérimentaux.

Pdf créé avec la version d'essai pdfFactory www.pdffactory.com

III.6. Conclusion :

L'application des logiciels d'estimation du rayonnement solaire pour la région de Médéa donne de bons résultats en comparaison avec les valeurs expérimentales .L'utilisation des formules simplifiées permet l'estimation rapide de la puissance incidente et de l'énergie journalière et mensuelle .

La détermination de l'angle d'inclinaison optimal est très importante pour pouvoir obtenir le maximum d'énergie. On constate d'après le calcul de l'énergie solaire globale qu'on peut utiliser un angle optimal mensuel ou bien plus facilement un angle saisonnier et cela en changeant l'inclinaison des plans receveurs du rayonnement solaire quatre fois par an.

Une autre méthode qui permet d'obtenir le maximum d'énergie c'est la méthode du système de poursuite du soleil qui est très efficace surtout dans des conditions idéales dépendant du climat.

Pdf créé avec la version d'essai pdfFactory www.pdffactory.com

Nomenclature

λ : Longueur d'onde (m).

G : Irradiation solaire reçue sur un plan horizontal (Wh. m^{-2}.$jour^{-1}$).

φ : Latitude(°).

L : Longitude (°).

δ : Déclinaison (°).

ω: Angle horaire (°).

χ : Azimut du soleil (°).

θ_z : Angle zénithal (°).

G_h : Irradiation globale quotidienne reçue sur un plan horizontal (Wh. m^{-2}.$jour^{-1}$).

D_h :Irradiation diffuse quotidienne reçue sur plan horizontal (Wh. m^{-2}.$jour^{-1}$).

r_t: Rapport de la valeur horaire sur le total quotidien de l'irradiation globale.

r_b : Rapport des irradiations directes horaires reçues sur le plan des capteurs aux irradiations directes horaires reçues sur le plan horizontal.

H_h : Irradiation sur un plan horizontal (KWh/m² .jour)

H(0): Irradiation sur un plan incliné: 0deg. (KWh/m².jour)

Pdf créé avec la version d'essai pdfFactory www.pdffactory.com

[1] B. Flèche, D. Delagnes, «Production d'énergie électrique: énergie solaire photovoltaïque», STI ELT, juin 07.

[2] Ziad MERDAOUI ; CARACTERISATION RADIOMETRIQUE DES SITES DE BOUZAREAH ET DE GHARDAÏA ; MEMOIRE ; UNIVERSITE DE SAAD DAHLEB DE BLIDA ; 2007.

[3] Soltane BELAKEHAL ; Conception & Commande des Machinesà Aimants Permanents Dédiées auxEnergies Renouvelables; THESE;UNIVERSITE DE CONSTANTINE ;2010.

[4] Anne LABOURET, Michel VILLOZ ; ENERGIE SOLAIRE PHOTOVOLTAIQUE ; LIVE ; Dunod ,Paris 4éédition ; 2009.

[5] 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 ; Mémoire ; Université Kasdi Merbah Ouargla ; 2012.

[6] Belhadj Mohammed ; Modélisation D'un Système De Captage Photovoltaïque Autonome ;Mémoire ; Centre Universitaire De Bechar ; 2008.

[7] HADJ BELKACEMI Mohammed ; Modélisation et Etude Expérimentation d'un Capteur Solaire non Vitré et Perforé; Mémoire ; Université Abou Bekr Belkaid de Tlemcen ; 2011.

[8] SLAMA Fateh ; Modélisation d'un système multi générateurs photovoltaïques interconnectés au réseau électrique ; Mémoire; UNIVERSITE FERHAT ABBAS – SETIF ; 2011.

[9] BOUKERZAZA NASSIMA ; ETUDE DE L'EFFET DES PERTES THERMIQUES SUR LES CARACTERISTIQUES DE FONCTIONNEMENT D'UN DISTILLATEUR SOLAIRE ; MEMOIRE ; UNIVERSITE MENTOURI DE CONSTANTINE.

[10] BENBOUZA Naima ; Etude du rayonnement solaire dans la région de Batna ; Mémoire ; UNIVERSITE DE BATNA; 2008.

[11] NIA Mohamed ; Etude comparative des méthodes d'estimation du rayonnement solaire ; MEMOIRE ; UNIVERSITE FERHAT ABBAS – SETIF ; 2010.

Pdf créé avec la version d'essai pdfFactory www.pdffactory.com

[12] MEDJHED ADEL ; Extraction des paramètres des cellules solaires en utilisant le modèle à deux exponentielles ; MEMOIRE ; UNIVERSITE FERHAT ABBAS-SETIF ; 2011.

[13] MEZIANI Fariza; Détermination du gisement solaire par traitement d'images MSG ; mémoire; UNIVERSITE MOULOUD MAMMERI TIZI OUZOU.

[14] A. Mefti, M.Y. Bouroubi, A. Adane, « Generation of hourly solar radiation for inclined surfaces using monthly mean sunshine duration in Algeria », Energy Conversion and Management 44, 3125–3141, 2003.

[15] S. Benkaciali, K. Gairaa, « Modèles d'estimations du rayonnement global incident sur un plan incliné », International Renewable Energy Congress**,** Sousse Tunisie, 5-7 Novembre 2009.

[16] B.Y.H. Liu, R.C, Jordan, « Daily insolation on surfaces titled toward equator », ASHRAEJ 3, 53-59, 1961.

[17] Site de la NASA: **http://eosweb.larc.nasa.gov/sse/**

[18] J.A. Duffie, W.A. Beckman, « Solar Engineering of Thermal Processes», 2nd edition**,** John Wiley & Sons, 1991.

[19] B.Y.H. Liu and R.C. Jordan, « The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation», Solar Energy 4, 1–19, 1960.

[20] J.Duffie and W.A Beckman,2006 Solar Engineering of Thermal Processes ,3rd Ed .John Wiley and Sons, Inc.USA

[21] T.M. Kulcher, (Evaluation of models to predict insolation on tilted surfaces).Solar Energy,1979,23(2):pp 11-114

[22] A.H. Arab, B.A. driss, R.Amimour and E.Lorenzo, « Photovoltaic systems for Algeria», Solar Energy 54, 99-104, 1995.

[23] R. Rezoug, A. Zaatri, « Optimisation du rendement d'un système photovoltaïque par poursuite du soleil », Revue des Energies Renouvelables 12, 299 – 306, 2009.

[24] S. Brigand, « Les principes de l'énergie solaire photovoltaïque », complément technique, Techniques de construction, Mars-Avril 2008.

[25] Michel Capderou , Atlas solaire de l'Algérie, tome 1,2 ;O.P.U. 1986.

[26] Mr Bouna Ould Zeidane, Contribution to the study of the Grid Connected Photovoltaique System, Mémoire de magister. 2006.

Pdf créé avec la version d'essai pdfFactory www.pdffactory.com

[27] Sommaire*Introduction*Historique*La photométrie www.chez.com/rpauchet/lapageTIPE/TIPEkevin/TIPEsolaire/tipe.htm

[28] http://www.pvsyst.com/6.4.3/index.php

[29] http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/

[30] www.retscreen.net

[31] http://www.homerpro.com

Pdf créé avec la version d'essai pdfFactory www.pdffactory.com

ملخص :

قد دفع بنا القيام بهذا العمل بسبب عدم وجود قياس للإشعاع الشمسي العالمي في بعض المناطق، خاصة في منطقة المدية، وكذلك أهم البيانات لدراسة وتصميم النظم الكهربائية الضوئية لها.

في الواقع، تم وضع عدة نماذج لتقدير متوسط الإشعاع الشمسي العالمي الشهري سواء كانت على مستوى أفقي أو المائل من أجل اختيار النموذج الأكثر كفاءة لتقدير ذلك نستعمل مختلف المعالم الأرصاد الجوية والفلكية قياسها التي تم بواسطة برنامج أو بنماذج الرياضية لمنطقة المدية استخدمت (36.26 درجة شمالا، 2.75 شرقا) ثم نقارنها بنتائج التجريبية لمخبر الأبحاث لجامعة يحي فارس بالمدية بشكل مستمر لمدة يومين من الطاقة الشمسية الكهروضوئية، . وهي لا تتطلب دراسة متأنية لاحتياجات الكهربائية ومن خلالها يتم التقييم والتحسين من الإشعاع الشمسي تلقى من حيث لواقط الضوئية.

جودة النتائج مقنعة جدا، حيث تؤدي إلى آفاق واعدة أكثر.

Résumé :

Ce travail a été incité par le manque de mesure de l'irradiation solaire globale dans quelques emplacements, notamment dans la région de Médéa , la donnée la plus importante pour l'étude et le dimensionnement des systèmes solaires photovoltaïques.

En effet, plusieurs modèles d'estimation de l'irradiation solaire globale moyenne mensuelle reçue sur un plan horizontal et un plan incliné ont été développés en vue de choisir le modèle le plus performant pour son estimation. De ce fait, différents paramètres météorologiques et astronomique mesurés par les logiciels ou estimés par des modèles mathématiques pour la région de Médéa (36.26°N, 2.75°E) ont été utilisés.

Ensuite, un dimensionnement de l'installation photovoltaïque alimentant le laboratoire de recherche de l'Université Yahia Fares de Médéa continuellement durant deux jours par l'énergie solaire photovoltaïque, a été réalisé. Ça a exigé une étude précise du besoin électrique, une évaluation et une optimisation de l'irradiation solaire reçue sur le plan des capteurs photovoltaïques.

La qualité des résultats obtenus est très convaincante, et mène à des perspectives plus prometteuses.

Pdf créé avec la version d'essai pdfFactory www.pdffactory.com

Abstract:

This work was prompted by the lack of measurement of global solar irradiation in some locations, especially in the Medea region, the most important data for the study and design of photovoltaic systems.

Indeed, several estimation models of the monthly average global solar radiation received on a horizontal plane and an inclined plane have been developed to choose the most efficient model for its estimation. Therefore, various meteorological and astronomical parameters measured by the software or estimated by mathematical models for the Medea region (36.26 ° N, 2.75 ° E) were used.

Then dimensioning of the photovoltaic system powering the research laboratory of Yahia Fares University of Medea continuously for two days by solar PV, was realized. It required a careful study of the electrical needs, evaluation and optimization of solar radiation received in terms of photovoltaic collectors.

The quality of results is very compelling, and leads to more promising prospects.

Mots clés : Gisement solaire, Irradiation solaire, Modèles d’estimation, les logiciels ,

Pdf créé avec la version d'essai pdfFactory www.pdffactory.com

Liste des tableaux

Tableau I.1 : Les caractéristiques principales du soleil ……4
Tableau I.2 : Ensoleillement reçu en Algérie par régions climatiques……....14
Tableau II.1: Jour moyen mensuel et numéro du jour de l'année correspondant……21
Tableau II.2 : Relation entre la latitude et l'inclinaison des panneaux pour une utilisation annuelle ……...……..……...26
Tableau III.1 : les spécifications de la région de Médéa ……..…..29
Tableau III.2 : les valeurs moyennes mensuelles de l'irradiation globale (β=0°)……..35
Tableau III.3 : les valeurs moyennes mensuelles de l'irradiation globale (β=30°)……....36
Tableau III.4 : les valeurs moyennes mensuelles de l'irradiation globale (β=60°)……37
Tableau III.5 : les valeurs moyennes mensuelles de l'irradiation solaire globale pour un plan horizontal……..39
Tableau III.6 : les valeurs moyennes mensuelles de l'irradiation solaire globale pour un plan incliné (β =30°)……...….40
Tableau III.7 : les valeurs moyennes mensuelles de l'irradiation solaire globale pour un plan incliné (β =60°) 41
Tableau III.8 : les valeurs moyennes mensuelles de l'irradiation solaire globale pour un plan horizontal…….43
Tableau III.9 : les valeurs moyennes journalières de l'irradiation solaire globale …….....44
Tableau III.10 : les valeurs moyennes mensuelles de l'irradiation solaire globale pour un plan incliné (β =30°) ……...45
Tableau III.11 : les valeurs moyennes mensuelles de l'irradiation solaire globale pour un plan incliné (β =60°) …….....46
Tableau III.12 : les valeurs moyennes mensuelles de l'irradiation solaire sur les trois plan ……...……47
Tableau III.13 : Comparaisons des différents résultats d'estimation de l'irradiation globale ……...….49
Tableau III.14 : Comparaisons des différents résultats d'estimation de l'irradiation Globale……..50
Tableau III.15 : Comparaisons des différents résultats d'estimation de l'irradiation Globale…….....51
Tableau III.16 : Les résultats expérimentaux ……52
Tableau III.17 : Les résultats théoriquement ……53
Tableau III.18 : le pourcentage de variation d'irradiation solaire globale……..55

Pdf créé avec la version d'essai pdfFactory www.pdffactory.com

Liste des figures :

Figure I.1 : Spectre solaire hors atmosphère…….....5
Figure I.2 : Type de rayonnement solaire reçus au sol……..……...6
Figure I.3 : La variation de la distance terre-solaire…….....8
Figure I.4 : Repérage d'un site sur la surface terrestre ……...…….……...9
Figure I.5 : La déclinaison sous Matlab 2013 ……...……...……..10
Figure I.6 : Coordonnées solaire selon le repère horizontal ……..…….....11
Figure I.7 : Masse d'air ……..…….....13
Figure I.8 : Carte du monde de l'ensoleillent moyen annuel ……..…….....14
Figure I.9 : Moyenne annuelle de l'irradiation solaire globale reçue sur le plan incliné à la latitude du lieur ……...……...……..15
Figure II.1 : Définition des angles pour un plan incliné: inclinaison β, azimut χ et l'angle d'incidence θ……25
Figure II.2 : Héliographe de Campbell-Stokes …….……28
Figure II.3 : Héliographe à fibres optique…….……28
Figure II.4 : Pyranomètre…….……...28
Figure II.5 : Pyrhéliomètre ……..…...28
Figure III.1 : logiciel de PVSyst…….……30
Figure III.2 : le logiciel de PVGIS…….…….32
Figure III.3 : le logiciel de RETSCreen ……33
Figure III.4 : le logiciel de HOMER …….…….33
Figure III.5 : La position de panneau (β = 0°) ……34
Figure III.6 : La position de panneau (β = 30°) …….34
Figure III.7 : La position de panneau (β = 60°) …….……35
Figure III.8 : les irradiations moyennes mensuelles globale pour un plan horizontal…...…36
Figure III.9: les irradiations moyennes mensuelles globale pour un plan incliné(β=30°)….37
Figure III.10:les irradiations moyennes mensuelles globale pour un plan incliné(β=60°)…38
Figure III.11 : L'irradiation solaire globale mensuelle reçue sur des plans de différentes inclinaisons ……...……40
Figure III.12 : l'irradiation moyenne mensuelle globale pour un plan horizontal ……..…41
Figure III.13 : l'irradiation moyennes mensuelles globale pour un plan incliné **(β =30°)**.....41
Figure III.14 : l'irradiation moyennes mensuelles globale pour un plan incliné **(β =60°)**..... 42
Figure III.15 : L'irradiation solaire globale mensuelle reçue sur des plans de différentes inclinaisons ……..…….....42

Pdf créé avec la version d'essai pdfFactory www.pdffactory.com

Figure III.16 : l'irradiation moyenne mensuelle globale pour un plan horizontal ……..…44

Figure III.17 : l'irradiation moyenne mensuelle globale pour un plan incliné (β =30°)…..…45

Figure III.18 : l'irradiation moyenne mensuelle globale pour un plan incliné (β =60°)…....46

Figure III.19 : l'irradiation moyennes mensuelles globale pour un plan horizontal et deux plan incliné (β =30°) et (β =60°)……...47

Figure III.20 : Comparaison entre les résultats de calcul de l'irradiation solaire globale moyenne mensuelle reçue sur plan horizontal ……....48

Figure III.21 : Comparaison entre les résultats de calcul de l'irradiation solaire globale moyenne mensuelle reçue sur plan incliné (β =30°)…….49

Figure III.22 : Comparaison entre les résultats de calcul de l'irradiation solaire globale moyenne mensuelle reçue sur plan incliné (β =60°)……..……...50

Figure III.23 : La comparaison de l'irradiation solaire globale (1^{er} jour)…….…..54

Figure III.24 : La comparaison de l'irradiation solaire global (2^{eme} jour)……54

Pdf créé avec la version d'essai pdfFactory www.pdffactory.com

Conclusion générale

Médéa dispose naturellement d'un potentiel solaire non important. Le nombre d'heures d'ensoleillement dépasse 2500 h/an. Ce constat qualitatif favorise l'exploitation et l'épanouissement de cette ressource énergétique.

Cependant, l'utilisation de cette énergie exige la connaissance du potentiel de l'irradiation solaire sur des plans horizontaux et inclinés. Malheureusement, la station météorologique de Médéa ne dispose pas d'instrument de mesure de ce paramètre météorologique fondamental dans notre application.

En fait, l'objectif de cette étude est de développer un modèle d'estimation de l'irradiation solaire globale qui pourra être utilisé pour prédire la moyenne mensuelle journalière de l'irradiation solaire globale reçue sur un plan horizontal et incliné. Les données prédites peuvent être utilisées pour le dimensionnement d'une installation photovoltaïque qui servira à l'alimentation du laboratoire de recherche.

Plusieurs modèles utilisant différents paramètres ont été étudié en vu de choisir le plus performant, et ce en comparant l'irradiation solaire globale prédite par chacun des modèles développés avec l'irradiation solaire mesurée. L'évaluation de la performance de ces modèles a été basée sur plusieurs indicateurs statistiques.

Les résultats obtenus indiquent que les logiciels utilisant comme variables d'entrée : mois, insolation, durée du jour, le changement de l'inclinaison, sont les plus performant parmi tous les logiciels étudiés. Pourra être utilisé pour l'estimation de l'irradiation solaire moyenne mensuelle journalière reçue sur une surface horizontale et incliné dans la région de Médéa.

L'étude de l'aspect énergétique du rayonnement solaire est caractérisé par la modélisation du flux solaire incident basé sur les modèles de Liu-Jordan e Hay Davies,HDKR et de Satel-Light. A travers ces modèles en utilisant les logiciel Retscreen et PVsyst,HOMER, PVgis on a pu estimer l'énergie solaire rayonnante pour une journée précise de l'année et pour des conditions (angle d'inclinaison de panneau).

Une partie de ce travail a été consacrée pour l'application des logiciels du rayonnement solaire pour la région de Médéa (36.26°N, 2.75°E). L'évolution du rayonnement global sur un plan horizontal et incliné a été représentée pour des journées types de l'année, on a essayé d'identifier l'angle d'inclinaison optimale mensuelle et saisonnière qui permet d'obtenir le maximum d'énergie pour cette région.

Pdf créé avec la version d'essai pdfFactory www.pdffactory.com

Il est à noter que l'angle d'inclinaison joue un rôle très important pour l'obtention de résultats de haute précision.

Les résultats de cette étude et d'autres études similaires confirment la capacité des logiciels solaires (PVsyst et HOMER) à prédire la valeur de l'irradiation solaire avec précision.

On a constaté d'après l'application faite pour le site de Médéa que cette région dispose d'un gisement solaire important. La durée d'insolation dépasse 2000 heures annuellement. L'énergie acquise quotidiennement sur une surface horizontale de 1m2 peut dépasser 7 kWh/m2 dans la période d'été et annuellement elle est de l'ordre de 1780 kWh/m2 pour un plan horizontal et peut dépasser 2000kWh/m2 pour l'inclinaison optimale mensuelle ou saisonnière.

Ces résultats montre que la région de Médéa dispose d'un climat très favorable à l'utilisation de l'énergie solaire et cela peut encourager l'exploitation de cette énergie surtout dans les régions isolées de la ville qui ne sont pas atteints par le réseau électrique ou celle où la charge est très grande ce qui provoque les coupures d'électricité.

Pdf créé avec la version d'essai pdfFactory www.pdffactory.com