

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE  
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique  
**Université Mohamed Boudiaf - M'sila**



FACULTÉ DES SCIENCES  
DEPARTEMENT DE PHYSIQUE

Numéro de série :.....

Numéro d'inscription :

## Thèse

Présentée pour l'obtention du diplôme de

## DOCTORAT 3<sup>ème</sup> cycle :

Filière : Physique

Option: Physique Appliquée

THEME

## Contribution a la modélisation du rayonnement solaire comme un paramètre climatologique pour des applications photovoltaïques en Algérie

**Présenté Par :**

**BELLABACI Anouar**

**Soutenu le : 07/04/ 2021**

**Devant le jury composé de:**

Nom & Prénom	Grade	Etablissement	Qualité
Baaziz Hakim	Professeur	Univ. M'sila	Président
SALMI Mohamed	MCA	Univ. M'sila	Encadreur
Al-Douri Yarub	Professeur	Univ. Malaya, Malaysia	Co-Encadreur
TALOUB Djedid	MCA	Univ. M'sila	Examineur
BENSALEM Salah-Eddine	MRA	CDER, Alger	Examineur

Année Universitaire :2020/2021



REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE  
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique  
**Université Mohamed Boudiaf - M'sila**



FACULTÉ DES SCIENCES  
DEPARTEMENT DE PHYSIQUE

Numéro de série :.....

Numéro d'inscription :

## Thèse

Présentée pour l'obtention du diplôme de

## DOCTORAT 3<sup>ème</sup> cycle :

Filière : Physique

Option: Physique Appliquée

THEME

## Contribution a la modélisation du rayonnement solaire comme un paramètre climatologique pour des applications photovoltaïques en Algérie

**Présenté Par :**

**BELLABACI Anouar**

**Soutenue le : 07/04/ 2021**

**Devant le jury composé de:**

Nom & Prénom	Grade	Etablissement	Qualité
Baaziz Hakim	Professeur	Uni. de M'sila	Président
SALMI Mohamed	MCA	Uni. de M'sila	Encadreur
Al-Douri Yarub	Professeur	Univ. Malaya, Malaysia	Co-Encadreur
TALOUB Djedid	MCA	Univ. M'sila	Examineur
BENSALEM Salah-Eddine	MRA	CDER, Alger	Examineur

Année Universitaire :2020/2021

# **DEDICACES**

***Je dédie ce modeste travail***

***A mes très chers parents.***

***A mes frères et soeurs.***

***A tous mes amis.***

***A tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à***

***la réalisation de ce travail.***

# **REMERCIEMENTS**

Je voudrais d'abord remercier chaleureusement mon directeur de thèse Dr. SALMI Mohamed maître de conférences A à l'Université de M'sila, que de m'avoir proposé un sujet aussi passionnant qu'intéressant. Je le remercie pour d'avoir accepté de diriger ce travail de thèse, pour sa rigueur scientifique, sa disponibilité, ses encouragements, en me faisant partager son expérience et ses connaissances, et aussi pour m'avoir supporté durant mon travail.

J'exprime ma gratitude à Monsieur Al-Douri Yarub, Professeur à l'Université de Malaya, Kuala Lumpur. Malaysia, Directeur du centre de Nanotechnology and Catalysis Research, le codirecteur de ce travail pour ses précieux conseils.

Je tiens tout à remercier l'ensemble des membres du jury : D'abord, je remercie vivement le Dr. Baaziz Hakim professeur à l'Université de M'sila, d'avoir accepté de présider le jury de cette thèse. J'adresse également toute ma reconnaissance à Dr. TALOUB Djedid, maître de conférences A à l'Université de M'sila et Dr. BENSALIM Salah-Eddine, Maître de Recherche A, Centre de Développement des Energies Renouvelables(CDER), qui m'ont fait l'honneur d'examiner le manuscrit et de participer au jury de la thèse.

Ce modeste travail a été effectué au sein du laboratoire de physique et chimie des matériaux (LPCM) à l'Université de M'sila, Mes remerciements s'adressent à le Professeur CHARIFI Zoulikha, directrice du laboratoire et le docteur BOURSAS Abdelhakim chef d'équipe des systèmes photovoltaïques et paramètres climatologiques influents, qui m'a accueilli au sein de leurs laboratoire.

Mes remerciements s'adressent à la Direction générale de la recherche scientifique et du développement technologique (DGRSDT) du ministère de l'Enseignement supérieur et de la recherche scientifique en Algérie, qui a parrainé ces travaux.

Je ne pourrais terminer ces remerciements sans oublier ma très chères mes parents, mes frères et mes sœurs et toute ma famille.

A tous les autres que je n'ai pas pu les citer, mais qui m'ont encouragé tout au long de ce travail.

# Table des matières

<b>Remerciements</b>	I
<b>Liste des figures</b>	I
<b>Liste des tableaux</b>	II
<b>Table des Symboles et Abréviations</b>	III
<b>Introduction générale</b>	1
Bibliographie	4
<b>Chapitre I: Fondamentaux de l'énergie solaire</b>	5
I.1-Introduction	6
I.2-Énergie solaire	6
I.2.1- Le soleil	6
I.2.2 -Caractéristiques principales du soleil	7
I.2.3-Origine de l'énergie solaire	7
I.2.4-Structure du soleil	8
I.2.5-Constante solaire ( $I_0$ )	9
I.2.6-Influence de l'atmosphère terrestre sur le rayonnement solaire	10
I.2.6.1-Masse atmosphérique	10
I.2.6.2-Structure de l'atmosphère	12
I.2.6.3-Absorption de rayonnement solaire	13
I.2.6.4-Phénomène de diffusion du rayonnement solaire	13
I.2.6.5- Distribution du rayonnement solaire par l'atmosphère	14
I.3-Rayonnement solaire	15
I.3.1-Définition	17
I.3.2-Composantes du rayonnement solaire	17
I.3.2.1-Rayonnement direct	17
I.3.2.2-Rayonnemen diffus	17
I.3.2.3-Rayonnement global	18
I.3.3-Données du rayonnement solaire	18
I.3.3.1-Métronome	18
I.3.4-Repérage d'un site à la surface de la terre (coordonnées géographiques)	19
I.3.5-Durée d'insolation	20
I.3.6-Gisement solaire dans le monde	20
I.3.6.1-Gisement solaire en Algérie	21
I.3.7-Type de l'énergie solaire	22
I.3.7.1-Energie Solaire thermique	22
I.3.7.2-Energie solaire photovoltaïque	23
I.4-Conclusion	23
Bibliographie	24
<b>Chapitre II: Modélisation du rayonnement solaire</b>	26
II.1-Introduction	27
II.2-Modèle de PERRIN DE BRICHAMBEAUT (cas du plan horizontal)	27
II.3-Modèle de LIU et JORDAN (Plan inclin)	27
II.4-Méthodes atmosphériques	28
II.5-Méthodes qui utilisent les photos satellitaires	29
II.6-Modèles semi-empiriques	29
II.6.1-Modèle de Lacis et Hansen	29
II.6.2-Modèle de Bird et Hulstrom	31
II.6.2.1-Calcul du rayonnement direct	31
II.6.2.2- Calcul du rayonnement diffus	32

II.6.2.3- Calcul du rayonnement global	33
II.6.3-Modèle de Atwater et Ball	33
II.7-Modélisation mathématique	33
II.7.1-Modélisation des paramètres géométriques et atmosphériques	33
II.7.1.1-Angle horaire	33
II.7.1.2 -Déclinaison solaire	34
II.7.1.3-Hauteur du soleil	34
II.7.1.4-Azimut du soleil	34
II.7.1.5-Masse atmosphérique	34
II.7.1.6-Epaisseur optique de l'atmosphère	35
II.7.1.7-Facteur de trouble de linke	35
II.7.2-Modélisation du rayonnement solaire incident sur un plan horizontal par ciel clair	36
II.7.2.1-Rayonnement hors atmosphère	36
II.7.2.2-Rayonnement solaire incident sur un plan horizontal (Modèle r.sun)	36
II.7.2.3-Rayonnement incident sur un plan horizontal (Modèle Capderou)	37
II.8-Méthodes expérimentales	37
II.8.1- Relations linéaires	38
II.8.2-Modèle d'Angström-Prescott	38
II.9-Etude statistiques	39
II.9.1-Sites étudiés	39
II.9.2-Données de métronome	39
II.9.3- Ecarts relatifs moyens algébriques	40
II.9.4- Results	41
II.10-Conclusion	43
Bibliographie	45
<b>Chapitre III : Systèmes photovoltaïques</b>	47
III.1- Introduction	48
III.2-Définition	48
III.3-La conversion photovoltaïque	48
III.3.1-Effet photovoltaïque	48
III.3.2-Principe de la conversion	48
III.4-Module photovoltaïque	49
III.4.1-Regroupement en série	50
III.4.2-Regroupement en parallèle	51
III.4.3-Regroupement (série et parallèle)	51
III.5-Cellules photovoltaïques	52
III.5.1-Définition	52
III.5.2-Technologie des cellules solaires	53
III.5.3-Principe de fonctionnement d'une cellule solaire	53
III.5.4-Différents types des cellules solaires	53
III.5.4.1-Cellules solaires de type semi-conducteur en silicium	53
III.5.4.1.1- Cellule solaire monocristalline	54
III.5.4.1.2-Cellule solaire polycristalline	54
III.5.4.1.3-Cellule solaire amorphe	54
III.5.4.2-Autres types de cellules solaires	54
III.5.4.3-Cellules solaires à couche mince	55
III.5.5-Courbes caractéristiques des cellules solaires	55
III.6-Système photovoltaïque	56
III.6.1-Différents Types de Systèmes Photovoltaïques	56
III.6.1.1-Système raccordé au réseau	56
III.6.1.2-Système hybride	57
III.6.1.3-Système autonome	57

III.6.1.3.1-Composants d'un système photovoltaïque autonome	58
III.6.1.3.1.1- Modules photovoltaïques	58
III.6.1.3.1.2-Batteries	58
III.6.1.3.1.2.1-Caractéristiques principales d'une batterie	58
III.6.1.3.1.2.2- Types de batteries	60
III.6.1.3.1.2.2.1-Batteries au plomb	60
III.6.1.3.1.2.2.2-Batteries alcalines (Ni/Cd et Ni/MH)	60
III.6.1.3.1.2.2.3-Batteries au lithium	60
III.6.1.3.1.2.2.4-Batteries « gel »	60
III.6.1.3.1.3-Régulateurs	60
III.6.1.3.1.4-Onduleur	61
III.6.1.3.1.4.1-Différentes types d'onduleurs	61
III.6.1.3.1.5-Charges (utilisateurs)	61
III.6.1.3.1.6-Accessoires	61
III.6.2-Applications PV	61
III.6.3-Avantages et inconvénients des systèmes photovoltaïques	62
III.6.3.1-Avantages	62
III.6.3.2-Inconvénients	62
III.7-Conclusion	62
Bibliographie	63
<b>Chapitre IV: Applications: Cas de la région de M'sila en Algérie</b>	64
IV.1-Introduction	65
IV.2-Application1 : Etude d'un projet photovoltaïque par le logiciel PVsyst	65
IV.2.1-Constitutions du système PV	65
IV.2.2- Présentation du logiciel PVsyst6	65
IV.2.3-Résultats et discussion	67
IV.2.3.1-Estimation des besoins énergétiques des logements type F3	68
IV.2.3.2-Dimensionnement du système PV	69
IV.2.3.3-Production et consommation d'énergie	71
IV.2.3.3.1-Énergie produite	71
IV.2.3.3.2- Bilan énergétique	72
IV.2.3.4-Diagramme des pertes sur toute l'année	73
IV.2.3.5-Indice de performance et fraction solaire totale	74
IV.3-Application 2: Réalisation d'un prototype d'un arbre photovoltaïque	75
IV.3.1- Région de M'sila	75
IV.3.2- Climat	76
IV.3.3-Orientation du champ PV	76
IV.3.4-Angle d'inclinaison	76
IV.3.5-Détermination du gisement solaire	77
IV.3.6-Réalisation de l'arbre solaire	78
IV.3.6.1-Cellules photovoltaïques	78
IV.3.6.2- Barres de fer	79
IV.3.6.3- Branchement les cellules	79
IV.3.6.4- Câblage électrique	79
IV.3.6.5-Régulateur	79
IV.3.6.6- Batterie	79
IV.3.7-Résultat	79
IV.3.7.1-Inclinaison	79
IV.3.7.2-Branchement des cellules photovoltaïques	80
IV.3.7.3-Puissance électrique	81
IV.3.7.4-Paramètres influant sur le rendement de l'arbre	83
IV.4- Conclusion	83

Bibliographie	84
<b>Conclusion générale</b>	<b>85</b>
<b>Résumé</b>	

# Liste des figures

<b>Chapitre I</b>		Page
<b>Figure I.1</b> : Coupe schématique du Soleil		7
<b>Figure I.2</b> : Coupe schématique du Soleil		8
<b>Figure I.3</b> : Répartition spectrale du rayonnement solaire hors atmosphère		10
<b>Figure I.4</b> : Influence de la courbure du globe terrestre sur le trajet parcouru par le rayonnement solaire		10
<b>Figure I.5</b> : Influence de l'atmosphère sur le rayonnement solaire		12
<b>Figure I.6</b> : Spectre d'absorption du rayonnement atmosphère.		13
<b>Figure I.7</b> : Distribution du rayonnement solaire par l'atmosphère		14
<b>Figure I.8</b> : Normes de mesures du spectre d'énergie lumineuse émis par le soleil		15
<b>Figure I.9</b> : Répartition spectrale du rayonnement solaire		16
<b>Figure I.10</b> : l'instrument pyrhéliomètre		17
<b>Figure I.11</b> : l'instrument qui mesure le rayonnement diffus		17
<b>Figure I.12</b> : Un Pyranomètre, modèle SR11		17
<b>Figure I.13</b> :Coordonnées terrestres		19
<b>Figure I.14</b> : Ensoleillement moyen annuel dans le monde		20
<b>Figure I.15</b> : Moyenne annuelle de l'irradiation solaire en Algérie		21
<b>Figure I.16</b> : Type d'énergie solaire		22
<b>Chapitre II</b>		
<b>Figure II.1</b> : Distribution de la durée d'ensoleillement effective sur les sites		40
<b>Figure II.2</b> : Erreurs relatives entre les valeurs mesurées et calculées par le modèle d'Angström.		42
<b>Figure II.3</b> : Estimation de l'irradiation solaire mondiale		42
<b>Chapitre III</b>		
<b>Figure III.1</b> : Présentation schématique d'une cellule solaire		48
<b>Figure III.2</b> : Module photovoltaïque		48
<b>Figure III.3</b> : Boite de jonction		49
<b>Figure III.4</b> : Caractéristique courant tension de Ns cellule en série		50
<b>Figure III.5</b> : Caractéristique courant tension de (NP) cellule en parallèle		50
<b>Figure III.6</b> : Connexion en série parallèle d'un champ photovoltaïque		51
<b>Figure III.7</b> : Coupe transversale de la cellule solaire		52
<b>Figure III.8</b> : Types de cellules solaires photovoltaïques.		53
<b>Figure III.9</b> : Effet de l'irradiance sur la caractéristique électrique		55
<b>Figure III.10</b> : Effet de la température sur la caractéristique électrique		55
<b>Figure III.11</b> : Structure d'un système PV raccordé au réseau.		56

<b>Figure III.12:</b> Configuration du système hybride à bus continu.	57
<b>Figure III.13:</b> Schéma de principe d'installation de système autonome.	57
<b>Figure III.14:</b> Onduleur de 1000W	61
<b>Chapitre IV</b>	
<b>FigureIV.1:</b> Système avec stockage d'énergie	65
<b>Figure IV.2:</b> montre la distribution de l'interface du logiciel PVsyst6 pour l'énumération d'une installation PV dans la région de M'sila	66
<b>Figure IV.3:</b> Position géographique de la région de M'sila sur la carte	67
<b>Figure IV.4:</b> Schéma simplifié du système PV autonome avec batterie.	68
<b>Figure IV.5:</b> Besoins énergétiques quotidiens d'un logement de type F3	69
<b>Figure IV.6:</b> Dimensionnement du générateur photovoltaïque.	70
<b>Figure IV.7:</b> Dimensionnement des batteries	70
<b>Figure IV.8:</b> Productions énergétiques.	71
<b>Figure IV.9:</b> Énergie quotidienne à la sortie du système	72
<b>Figure IV.10:</b> Les pertes globales du système.	73
<b>Figure IV .11:</b> Rapport de performance PR et fraction solaire SF.	74
<b>Figure IV.12:</b> Orientation du champ PV	75
<b>Figure IV.13:</b> Angle d'inclinaison des modules photovoltaïques	76
<b>Figure IV.14:</b> Carte géographique de la région de M'sila	76
<b>Figure IV.15:</b> Cellules photovoltaïques	78
<b>Figure IV.16:</b> Arbre solaire	78
<b>Figure IV.17:</b> Régulateur choisie	79
<b>Figure IV.18:</b> Batterie adaptée	79
<b>Figure IV.19:</b> Mesure électrique de l'arbre et des panneaux fixés.	81
<b>Figure IV.20:</b> Courant en fonction de la tension	81
<b>Figure IV.21 :</b> Variation de la puissance production avec le temps	82

## Liste des tableaux

<b>Chapitre I</b>		Page
<b>Tableau I.1</b> : Caractéristiques principales du soleil		7
<b>Tableau I.2</b> : Valeurs du flux solaire à la limite de l'atmosphère terrestre.		9
<b>Tableau I.3</b> : La masse atmosphérique en fonction de l' hauteur du soleil.		11
<b>Tableau I.4</b> : Distribution des stations de mesure de Métronome		18
<b>Tableau I.5</b> : Gisement solaire en Algérie		21
<b>Chapitre II</b>		
<b>Tableau II.1</b> : Coordonnées des sites choisies pour l'étude.		39
<b>Tableau II.2</b> : Moyenne mensuelle des valeurs mesurées du rayonnement solaire global.		40
<b>Tableau II.3</b> : Modèles développés et valeurs de MBE, MAE et RMSE		41
<b>Chapitre IV</b>		
<b>Tableau IV.1</b> : Consommation quotidienne des ménages.		69
<b>Tableau IV.2</b> : Bilans et principaux résultats.		72
<b>Tableau IV.3</b> : Irradiation moyenne mensuelle de M'sila		77
<b>Tableau IV.4</b> : l'intensité en fonction de l'inclinaison		80
<b>Tableau IV.5</b> : résultat de l'intensité et la tension		80

## Table des Symboles et Abréviations

<b>Symbole</b>	<b>Explication</b>	<b>Unité</b>
<b>E</b>	énergie	kW
<b>m</b>	masse	Kg
<b>D</b>	Diamètre	m
<b>P</b>	Puissance	W
<b>T</b>	Température	°K,ou °C
<b>v</b>	Vitesse	m. s <sup>-1</sup>
<b>I<sub>0</sub></b>	Constante solaire	W/m <sup>2</sup>
<b>λ</b>	longueur d'onde	μm
<b>h</b>	la constante de Planck	j.s
<b>c</b>	la vitesse de la lumière	m .s <sup>-1</sup>
<b>U<sub>w</sub></b>	l'épaisseur d'eau condensable à la verticale du lieu	cm
<b>P</b>	la pression atmosphérique	mbar
<b>P<sub>0</sub></b>	la pression atmosphérique au niveau de la mer	mbar
<b>D</b>	Le rayonnement diffus	MJ.m <sup>-2</sup> .j <sup>-1</sup>
<b>G</b>	Rayonnement global	MJ.m <sup>-2</sup> .j <sup>-1</sup>
<b>MAE</b>	Mean Absolute Error	%
<b>MBE</b>	Mean Bias Error	%
<b>RMSE</b>	Root Mean Square Error	%
<b>PR</b>	L'indice de performance	%
<b>SF</b>	la fraction solaire	%
<b>I<sub>cc</sub>N<sub>s</sub></b>	Courant de court-circuit de N <sub>s</sub> cellules en série	A
<b>V<sub>cons</sub></b>	La somme des tensions en circuit ouvert de N <sub>s</sub> cellules en série	V
<b>I<sub>cc</sub>N<sub>p</sub></b>	la somme des courants de court circuit de (N <sub>p</sub> ) cellule en parallèle	A
<b>V<sub>co</sub></b>	tension du circuit ouvert de (N <sub>p</sub> ) cellules en parallèle	V

## Table des Symboles et Abréviations

symbole	Explication
<b>IR</b>	Rayonnement infrarouge
<b>UV</b>	Rayonnement ultraviolet
<b>m<sub>h</sub></b>	Masse atmosphérique
<b>φ<sub>t</sub></b>	Flux énergétique transporté par le rayonnement solaire après un parcours atmosphérique
<b>φ<sub>i</sub></b>	Flux énergétique transporté par le rayonnement solaire hors atmosphère
<b>α<sub>λ</sub></b>	Coefficient d'extinction atmosphérique du rayonnement solaire pour la longueur d'onde λ
<b>O<sub>3</sub></b>	Ozone
<b>O<sub>2</sub></b>	Oxygène
<b>CO<sub>2</sub></b>	Gaz carbonique
<b>β<sub>A</sub></b>	Coefficient de brouillard ou facteur Angström
<b>ASA</b>	Agence Spatiale Allemande
<b>PV</b>	Photovoltaïque
<b>AM</b>	Masse d'air
<b>I<sub>h</sub></b>	Rayonnement direct reçu par une surface horizontale
<b>D<sub>h</sub></b>	Rayonnement diffus provenant du ciel, reçu par une surface horizontale
<b>G<sub>h</sub></b>	Rayonnement global reçu par une surface horizontale
<b>β</b>	Angle d'inclinaison du plan par rapport à l'horizontal
<b>ρ</b>	Albédo du sol
<b>T<sub>L</sub></b>	Facteur de trouble de Link
<b>θ<sub>z</sub></b>	L'angle zénithal
<b>U<sub>0</sub></b>	L'épaisseur de la couche d'ozone corrigée par le trajet optique du rayonnement solaire
<b>m<sub>r</sub></b>	Masse d'air optique relative
<b>α<sub>ω</sub></b>	Coefficient d'absorption du rayonnement direct par la vapeur d'eau
<b>ωα</b>	Correspondant à l'absorption du rayonnement solaire direct par la couche d'ozone
<b>ωτ</b>	Coefficient d'absorption par la couche d'ozone
<b>k<sub>a</sub> λ/λ</b>	Coefficients d'atténuation déterminés
<b>ωω</b>	Coefficient de réflexion unitaire relatif à la diffusion par les aérosols
<b>F<sub>c</sub></b>	Coefficient de dispersion de l'atmosphère
<b>δ<sub>R</sub></b>	Épaisseur optique de l'atmosphère
<b>IN</b>	Facteur de trouble de linke
<b>γ<sub>s</sub></b>	Hauteur du soleil
<b>χ</b>	L'azimut du soleil
<b>δ</b>	Déclinaison solaire
<b>ω</b>	L'angle horaire
<b>φ</b>	Latitude
<b>m<sub>A</sub></b>	Masse d'atmosphère
<b>S</b>	Durée de l'ensoleillement effective
<b>S<sub>0</sub></b>	Durée maximale d'ensoleillement ou durée du jour
<b>V<sub>cons</sub></b>	La somme des tensions en circuit ouvert de N <sub>s</sub> cellules en série
<b>Tep</b>	Tonne d'équivalent pétrole

# Introduction générale

### Introduction

Depuis la maîtrise du feu par les Hominidés il y a 300 000 ans, l'énergie et sa maîtrise ont toujours été un facteur-clé du développement des sociétés [1]. La croissance spectaculaire de la population mondiale durant le siècle dernier, le développement industriel et l'accélération de l'urbanisation ont rendu très grande et en permanente augmentation la demande d'énergie. Notre planète comptera près de 8 milliards d'habitants en 2030, augmentation largement liée à la poussée démographique des pays émergents. On parle d'un triplement de la demande énergétique entre 1970 et 2030 [2]. Les gisements des ressources énergétiques traditionnels d'origines principalement fossiles ne peuvent être exploités que pour quelques décennies, ce qui laisse présager, d'une façon imminente, une situation de pénurie énergétique au niveau mondial de nos jours, car la dépendance des énergies fossiles est d'autant plus significative. En plus, ces énergies non renouvelables ont malheureusement un impact très violent sur notre environnement. En effet, elles se sont révélées très polluantes, donc dangereuses pour l'écosystème. Nous remarquons les conséquences de cette pollution atmosphérique tous les jours à travers le réchauffement climatique, les hivers beaucoup plus froids et les étés beaucoup plus chauds, la fonte de la banquise est plus grave encore. La recherche d'une source d'énergie de remplacement est d'autant plus importants car ces éléments fossiles sont amenés à disparaître et ne peuvent se renouveler avant des millions d'années [3].

Parmi les divers types des énergies renouvelables, l'énergie solaire est la plus prometteuse et la plus puissante pour beaucoup de raisons. Entre autres, elle est propre, inépuisable et suffisamment disponible pour des applications rentables. En effet, la puissance du rayonnement solaire au niveau du sol est d'environ  $950 \text{ Wm}^2$ . La quantité totale d'énergie solaire reçue au niveau du sol pendant une semaine dépasse l'énergie produite par les réserves mondiales de pétrole, de charbon, de gaz et d'uranium. Mais dans la plupart des cas, une conversion de l'énergie du rayonnement solaire en électricité est nécessaire. L'électricité photovoltaïque est obtenue par la transformation directe de la lumière du soleil en électricité, au moyen de cellules photovoltaïques. Depuis les années dernières, la production d'électricité photovoltaïque connaît une croissance importante, elle dépasse les 700 MW.

L'idée d'utiliser l'énergie solaire en Algérie n'est pas nouvelle. Son existence remonte au moins à 1870, lorsque le célèbre physicien Auguste Mouchot a proposé la création de nombreux "machines thermiques" pour les applications industrielles et agricoles. Un siècle plus tard, son travail a été poursuivi par un autre célèbre ingénieur, Maurice Touchais, qui a installé en 1951 le premier concentrateur solaire du monde sur le site de Bouzaréah-Alger.

L'Algérie avec plus de deux millions de km<sup>2</sup> de superficie, reçoit l'équivalent de 300 milliards de Tep par an en énergie solaire. En terme d'insolation, l'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de 1m<sup>2</sup> est de l'ordre de 5 KWh sur la quasi-totalité du territoire national, la durée d'insolation quant à elle dépasse les 2000 heures annuellement et peut atteindre les 3900 heures sur les hauts plateaux et le Sahara, ce qui représente une moyenne élevée comparée aux pays du monde [4-7]. Pour exploiter efficacement cette énergie, une connaissance de la distribution de la quantité du rayonnement solaire reçue sur les différentes régions du territoire algérien est indispensable.

Pour répondre à cette problématique de distribution du rayonnement solaire, nous avons proposé dans cette thèse une modélisation de cette distribution du rayonnement solaire du territoire national dans le but de l'exploitation des systèmes photovoltaïques.

Ce travail est organisé comme suit:

Dans le premier chapitre, on a fait un résumé sur l'origine du rayonnement solaire et les phénomènes physiques qui y sont liés.

Le deuxième chapitre est consacré à l'étude des méthodes de modélisation du rayonnement solaire.

Quant au troisième chapitre, nous présenterons les notions fondamentales concernant le principe de l'effet photovoltaïque, les différents types des cellules solaires et leurs caractéristiques principales et les différents constituants de systèmes photovoltaïques.

Le dernier chapitre est composé de deux parties :

Dans la première partie, nous exposerons un dimensionnement des systèmes photovoltaïques, qui servira à alimenter un logement de type F3 hors réseau. Pour ce but, nous avons utilisé un logiciel de simulation " PVsyst6 "

La deuxième partie, comporte la réalisation d'un arbre solaire ainsi son étude expérimentale.

### Bibliographie

- [1] K. Duruisseau, « Transition énergétique et géographie : le photovoltaïque au sol dans le sud de la France », Thèse de doctorat, novembre (2016).
- [2] M. Rabiaa, « Contribution à l'étude des onduleurs dans les systèmes photovoltaïques : Applications pour les charges commerciales », Thèse de doctorat, université Batna, 14 Mars (2015).
- [3] A. Bidart et L. Dubois, « Les énergies fossiles et renouvelables », Dossier pédagogique réalisé par la Fondation Polaire Internationale, Mai (2003).
- [4] A. Kamel, H.A. Amar, C. Aissa, C. Farida, K. Karim, Contribution for solar mapping in Algeria. In Progress in Sustainable Energy Technologies: Generating Renewable Energy, pp. 439-447 (2014).
- [5] M. Ghodbane, B. Boussad, Estimating solar radiation according to semi empirical approach of Perrin de brichambaut: Application on several areas with different climate in Algeria. International Journal of Energetica, 1(1): 20-29 (2016).
- [6] M.R. Yaiche, A. Bouhanik, S.M.A. Bekkouche, T. Benouaz, A new modelling approach intended to develop maps of annual solar irradiation and comparative study using satellite data of Algeria. Journal of Renewable and Sustainable Energy, 8(043702): 1-18 (2016)
- [7] M. Salmi, « Contribution à la Quantification de l'Irradiation Solaire Globale En Algérie et Applications aux Générateurs Photovoltaïques », Thèse de doctorat en Sciences, Université Ferhat Abbas de Sétif (2012).

# **Chapitre I**

## **Fondamentaux de l'énergie solaire**

## I.1-Introduction

Dans ce chapitre, nous allons décrire des notions essentielles sur l'origine de l'énergie solaire, les composantes du rayonnement solaire et les phénomènes physiques qui y sont liés à savoir la structure de l'atmosphère, absorption et diffusion du rayonnement solaire. Nous allons nous intéresser à la prestation de gisement solaire dans le monde et en Algérie.

## I.2-Énergie solaire

### I.2.1- Le soleil

Le soleil est la seule étoile du système solaire est la plus proche de la terre, sa lumière met environ huit minutes et 20 secondes à nous atteindre.

Elle est une source quasiment inépuisable d'énergie qui envoie à la surface de la terre un rayonnement qui représente chaque année environ 15000 fois la consommation énergétique de l'humanité. Cela correspond à une puissance instantanée reçue de 1 kilowatt crête par mètre carré ( $\text{kWc/m}^2$ ) 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 ne consomme l'humanité en une année [1]. L'astre soleil est de constitution gazeuse, de forme sphérique de  $14 \times 10^5$  km de diamètre, sa masse est de l'ordre de  $2 \times 10^{30}$  kg Figure(I.1). Il est constitué principalement de 80% d'hydrogène, de 19% d'hélium, le 1% restant est un mélange de plus de 100 éléments.

Il est situé à une distance de la terre égale à environ 150 millions de Km. Sa luminosité totale, c'est-à-dire la puissance qu'il émet sous forme de photons, est à peu près égale à  $4 \times 10^{26}$  W. Seule une partie est interceptée par la terre, elle est de l'ordre de  $1,7 \times 10^{17}$  W. Elle nous parvient essentiellement sous forme d'ondes électromagnétiques : 30% de cette puissance est réfléchi vers l'espace, 47% est absorbée et 23% est utilisée comme source d'énergie pour le cycle d'évaporation -précipitation de l'atmosphère [2].

Sur le plan humain cette étoile a une importance primordiale puisque sans elle la vie n'existerait pas sur terre. C'est une sphère gazeuse composée presque totalement d'hydrogène, ses caractéristiques physiques principales sont données dans le tableau (I.1) [3]. L'énergie du soleil provient des réactions thermonucléaires qui s'y produisent. Elles transforment à chaque seconde  $564 \times 10^6$  tonnes d'hélium, la différence de 4 millions de tonnes est dissipée sous forme d'énergie ( $E = mc^2$ ), ce qui représente une énergie totale de  $36 \times 10^{22}$  kW.

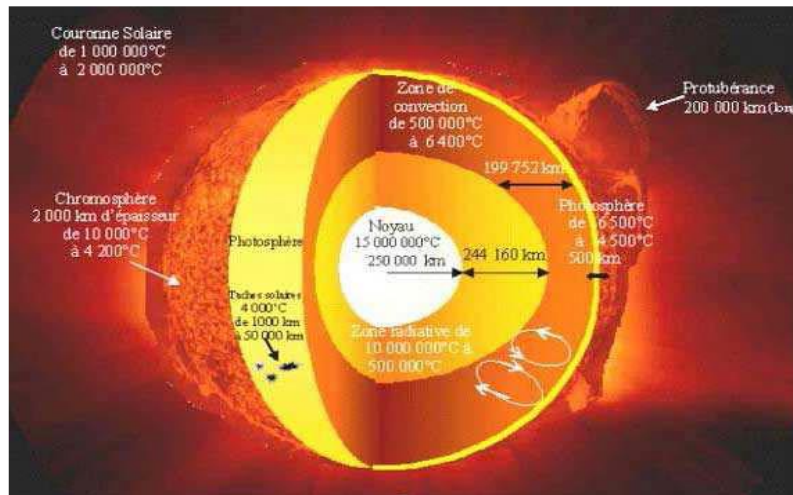


Figure I.1 : Coupe schématique du soleil [4].

**I.2.2-Caractéristiques principales du soleil**

Les caractéristiques principales du soleil sont regroupées dans le tableau (I.1) [4].

**Tableau I.1 : Caractéristiques principales du soleil**

Caractéristique	Valeur
Masse	$1,989 \times 10^{30}$ Kg
Diamètre	$1,392 \times 10^9$ m
Masse volumique moyenne	$1410$ Kg/m <sup>3</sup>
Puissance rayonnée	$3,83 \times 10^{26}$ W
Température superficielle	$5770$ °K
Vitesse de déplacement	$216$ km s <sup>-1</sup>

**I.2.3-Origine de l'énergie solaire**

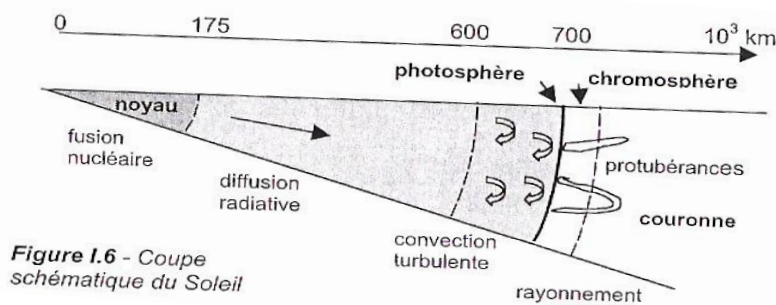
Le soleil tire son énergie des réactions thermonucléaires se produisant en permanence dans son noyau, dont la température atteint 15 millions de degrés. Compte tenu des températures et des pressions énormes qui y règnent, toute la matière se trouve à l'état gazeux ou sous forme de plasma. La couche externe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



L'hydrogène qui représente 71 % de la masse dans la photosphère n'est plus présent qu'à 34 % dans la partie centrale du soleil, du fait de cette transformation permanente engagée il y a 4,5 milliards d'années. Et les 4 millions de tonnes manquantes volatilisées désintégrées dans de gigantesques explosions nucléaires, Le processus mis en jeu est bien compris depuis la célèbre relation d'Albert Einstein ( $E = mc^2$ ) qui montre que toute disparition de masse ( $m$ ) entraîne une production d'énergie égale au produit de cette masse par le carré de la vitesse de la lumière. La perte de masse du soleil par unité de temps vaut  $4,28 \times 10^9$  kg /s; et l'énergie émise par seconde par le soleil est donc d'environ  $3,85 \times 10^{20}$  MW. Sur le plan énergétique un réacteur de centrale nucléaire produit typiquement 1000 MW. Le soleil fournit donc une puissance équivalente à celle de  $4 \times 10^{17}$  réacteurs nucléaires, un chiffre véritablement astronomique. Cependant, seule une petite partie de cette puissance est reçue par la terre du fait du faible angle solide sous lequel est vue notre planète à partir du soleil, environ deux milliards de fois moins, ce qui donne un chiffre qui reste fort respectable (environ  $1,9 \times 10^{11}$  MW). Le système terre atmosphère réfléchit environ 30 % de l'énergie solaire interceptée et absorbe les 70 % restants qui sont presque intégralement transformés en chaleur [5 -7].

**I.2.4-Structure du soleil**

Le Soleil, peut être découpé en plusieurs couches concentriques, sa structure est schématisée dans la figure (I.2). On distingue quatre zones particulières ; le noyau, la photosphère, la chromosphère et la couronne [8].



**Figure I.2 :** Dimension de différentes couches du soleil en km [4].

Les réactions nucléaires de fusion se produisent dans le noyau du soleil, en libérant ainsi une énergie très considérable. Les réactions sont assurées grâce aux caractéristiques importantes du noyau : sa densité très élevée ( $\cong 10$  kg/m<sup>3</sup>), sa température énorme de 15 millions de degré Celsius ainsi que sa pression de  $2 \times 10^{11}$  bars. La densité diminuée avec l'éloignement de 175 km par rapport au centre, cette distance est le quart de rayon du soleil.

L'énergie produite se propage par diffusion radiative puis par convection turbulente jusqu'à la photosphère d'où elle s'échappe sous forme de rayonnement électromagnétique vers l'espace.

### I.2.5-Constante solaire ( $I_0$ )

La valeur moyenne du flux solaire reçu par un plan perpendiculaire d'un mètre carré de surface et placé à la limite supérieure de l'atmosphère terrestre est appelée constante solaire, notée  $I_0$ . Cette valeur déterminée à partir des mesures réalisées à l'aide de ballon, de fusées ou des satellites. La valeur moyenne annuelle est  $I_0=1353 \text{ W/m}^2$  [9], confirmée par les travaux de Thekaekara ; Duncan et al [10,11] qui ont proposés la valeur de  $1367 \text{ W/m}^2$ . Cette valeur est en fonction de la distance Terre - Soleil, qui varie sensiblement au cours de l'année.

Le tableau (I.2) indique les valeurs de la constante solaire pour le 1<sup>er</sup> de chaque mois, et l'écart relatif du flux solaire par rapport à cette constante solaire.

**Tableau I.2 :** Valeurs du flux solaire à la limite de l'atmosphère terrestre

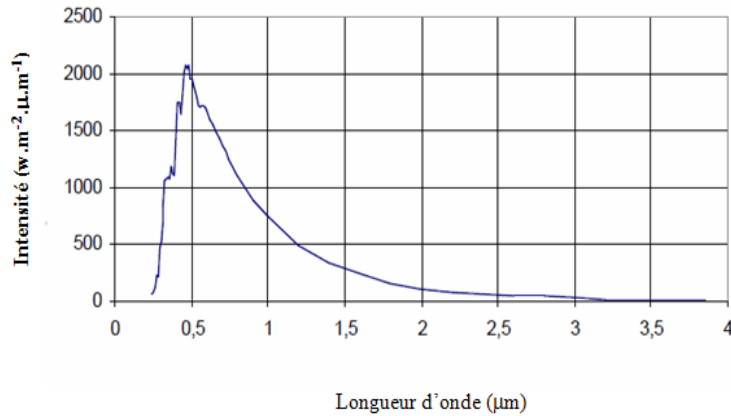
Date du 1er	Flux solaire ( $\text{W/ m}^2$ )	Ecart relatif (%)
Janvier	1399	+3,40
Février	1394	+3,03
Mars	1379	+1,92
Avril	1354	+0,07
Mai	1333	-1,48
Juin	1312	-3,03
Juillet	1308	-3,33
Août	1312	-3,03
Septembre	1329	-1,77
Octobre	1350	-0,22
Novembre	1373	+1,48
Décembre	1392	+2,88

En première approximation, on peut calculer la valeur de l'énergie  $E$  en fonction du numéro du jour de l'année [12-14] par :

$$E = E_0 [1 + 0,033 \times \cos (0,984 \times j)] \quad (\text{I, 2})$$

On trouvera sur la figure (I.3) la répartition spectrale du rayonnement solaire à la limite de l'atmosphère,

On notera que 98 % du rayonnement solaire est émis dans les longueurs d'onde entre 0 et  $4 \mu\text{m}$ , en première approximation, le rayonnement solaire peut être assimilé au rayonnement d'un corps noir à une température de  $5777 \text{ }^\circ\text{K}$ .



**Figure I.3 :** Répartition spectrale du rayonnement solaire hors atmosphère [4].

La terre est située à 150 millions km du soleil, celui-ci émit en permanence une puissance de  $10^{26}$  W sous forme de rayonnement et la terre reçoit 178 millions de watt sur sa face éclairée, Le rayonnement solaire est un rayonnement électromagnétique composé essentiellement par [15,16] :

- La lumière visible de longueur d'onde comprise entre 0,38 μm et 0,78 μm,
- Rayonnement infrarouge (IR) de longueur d'onde supérieure à 0,78 μm,
- Rayonnement ultraviolet (UV) de longueur d'onde inférieure à 0,38 μm.

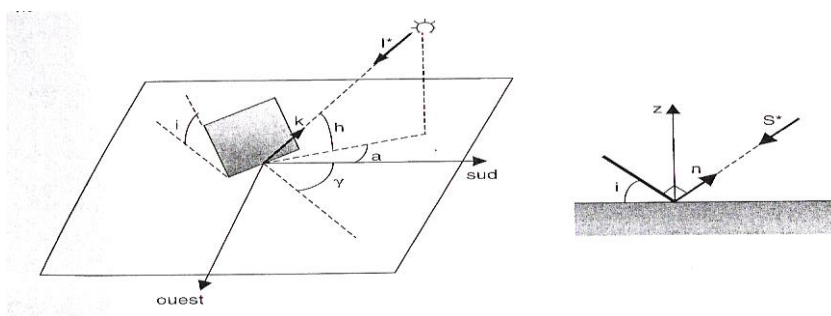
**I.2.6-Influence de l'atmosphère terrestre sur le rayonnement solaire**

**I.2.6.1-La masse atmosphérique**

Pour tenir compte du trajet parcouru par les photons, on utilise la notion de masse atmosphérique, encore appelée masse de la distance optique atmosphérique ; elle est définie à partir de l'unité d'épaisseur atmosphérique prise verticalement au niveau de la mer, elle est égale au rapport, noté  $m_h$  :

$$m_h = \frac{1}{\sin h} \tag{I.3}$$

En considérant la figure (I.4) ci-dessous, où l'atmosphère est une couche d'épaisseur constante et au sol supposé horizontal [15], on a :



**Figure I.4 :** Influence de la courbure du globe terrestre sur le trajet parcouru par le rayonnement solaire [4]

Pour le soleil au zénith ( $h=90^\circ$ ),  $m_h=1$ (AM1=Air Mass One en anglais) et pour le soleil vu sous un angle  $h=30^\circ$ ,  $m_h = 2$  (AM2), Le cas  $m_h = 0$  correspond à l'étude du rayonnement solaire à la limite de l'atmosphère terrestre (référence AM<sub>0</sub>), Le tableau (I.3) donne les valeurs de la masse atmosphérique calculée et celle mesurée [17] en fonction de l'hauteur du soleil.

L'effet de pénétration du rayonnement solaire dans l'atmosphère terrestre est en fonction de la hauteur du soleil, L'extinction atmosphérique tient essentiellement en compte des phénomènes de diffusion du rayonnement par toutes les particules en suspension de l'absorption par les molécules O<sub>2</sub>, O<sub>3</sub>, H<sub>2</sub>O et CO<sub>2</sub>.

Ces deux phénomènes étant fonction de la longueur d'onde du rayonnement, La loi de transmission de celui-ci est décrite par la relation [18].

$$\phi_t = \phi_i[\exp(-\alpha_\lambda m_h)] \quad (I, 4)$$

Où

$\phi_t$  : le flux énergétique transporté par le rayonnement solaire après un parcours atmosphérique,

$m_h$ : masse atmosphérique,

$\phi_i$  : le flux énergétique transporté par le rayonnement solaire hors atmosphère,

$\alpha_\lambda$  : le coefficient d'extinction atmosphérique du rayonnement solaire pour la longueur d'onde  $\lambda$ .

**Tableau I.3** : La masse atmosphérique en fonction de l' hauteur du soleil

h (°)	m <sub>h</sub> _ calculée	m <sub>h</sub> _ mesurée
90	1,000	1,000
70	1,060	1,064
60	1,160	1,154
50	1,310	1,304
40	1,560	1,304
30	2,00	1,995
20	2,924	2,906
15	3,864	3,821
12	4,810	4,716
10	5,759	5,616
6	9,570	8,900
5	11,474	10,461

### I.2.6.2-Structure de l'atmosphère

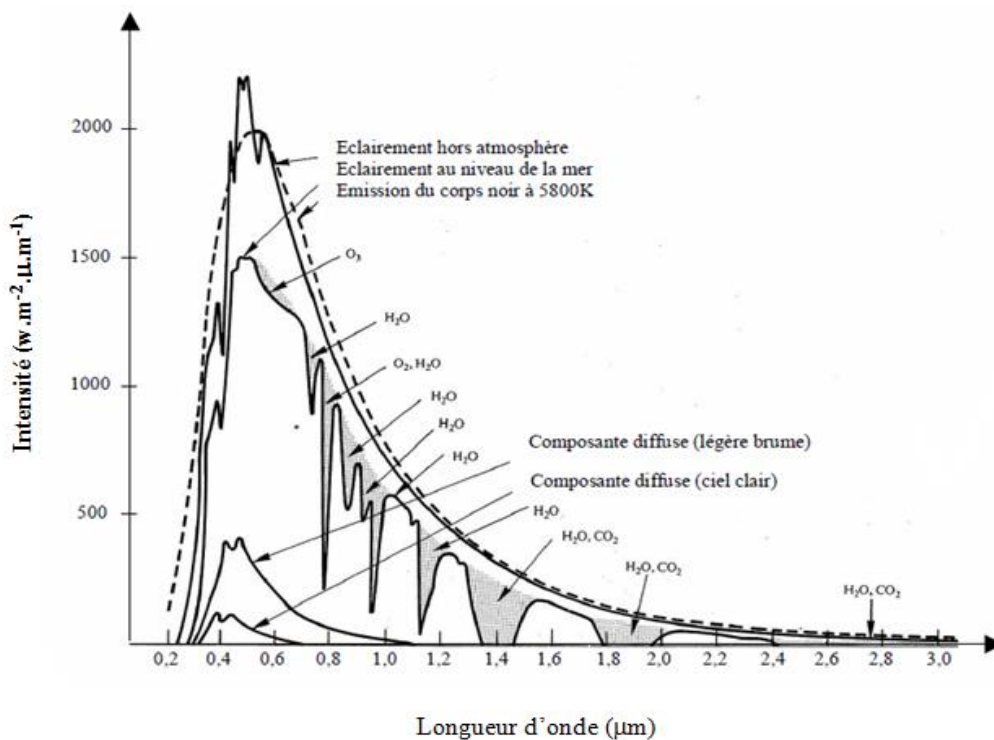
L'atmosphère est constituée de trois grandes couches de caractéristiques différentes, qui sont :

- La troposphère, comprise entre le sol et 16 km d'altitude ; dans cet intervalle la température et la pression décroît. La masse de la troposphère représente les  $\frac{3}{4}$  de la masse totale de l'atmosphère qui est de  $5 \times 10^{15}$  Tonne, l'air de la troposphère renferme de la vapeur d'eau, du gaz carbonique, des poussières et des cristaux de sel, c'est le siège des nuages, des pluies et des orages.

-La stratosphère est la zone qui varie entre 16 et 65 km d'altitude, a sa limite supérieure, la stratopause, la pression n'est plus que de 1 mb.

La stratosphère comprend des couches à différentes températures dont l'une, particulièrement riche en ozone, présente une température voisine de  $0^{\circ}\text{C}$ , ce réchauffement est vraisemblablement dû à l'absorption partielle du rayonnement UV émis par le Soleil.

- La mésosphère, comprise entre 55 et 80 km d'altitude, la pression n'est plus que de  $10^{-2}$  mb à sa limite supérieure, appelée mésopause. La figure (I.5) montre l'influence de l'atmosphère sur le rayonnement solaire reçu au niveau de la mer, par ciel clair et pur, la hauteur du soleil étant  $30^{\circ}$  [15,19].



**Figure I.5 :** Influence de l'atmosphère sur le rayonnement solaire [4]

### I.2.6.3-Absorption du rayonnement solaire

L'absorption du rayonnement solaire est sélective et dépend principalement de quatre éléments qui sont :

- 1 - Ozone (O<sub>3</sub>) : Il absorbe des bandes fortes entre 0,2 et 0,3 μm, des bandes faibles de 0,45 à 0,7 μm et deux bandes IR à 10 et 14 μm, il forme aussi un écran qui arrête les UV,
- 2- Oxygène (O<sub>2</sub>) : Il absorbe des bandes étroites du spectre visible (vers 0,69 et 0,76μm),
- 3- Gaz carbonique (CO<sub>2</sub>) : Il absorbe des une partie de l'infrarouge lointain (λ > 2μm),
- 4- Vapeur d'eau qui entraîne des bandes d'absorption multiples surtout dans l'IR, on ne la rencontre pratiquement qu'au niveau du sol (z < 5 km) [10].

La figure (I.6) représente le spectre de la principale absorption sélective par les gaz atmosphériques.

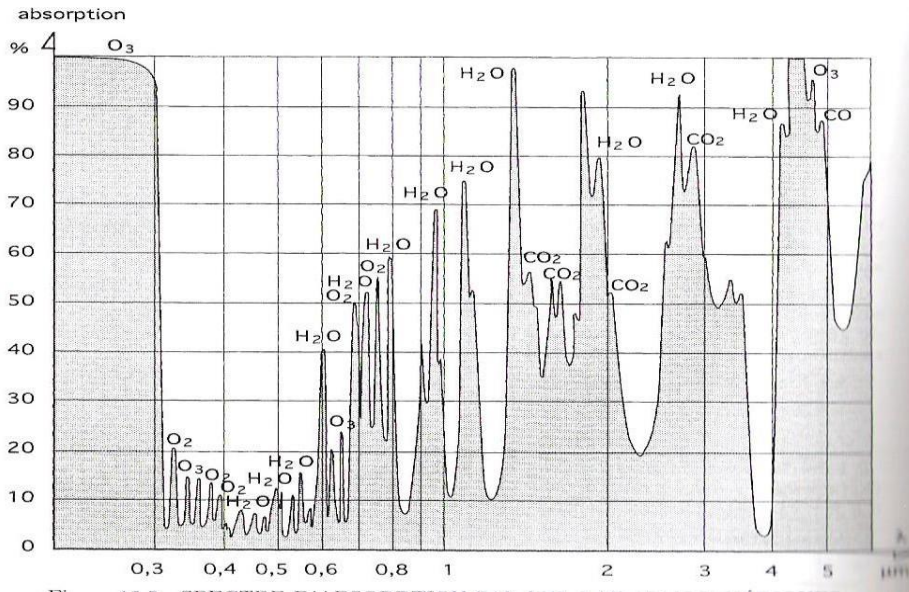


Figure I.6 : Spectre d'absorption du rayonnement atmosphère [4]

**I.2.6.4-Phénomène de diffusion du rayonnement solaire**

On distingue dans l'atmosphère deux types de diffusion : la diffusion de Rayleigh par les particules de diamètre inférieur à la longueur d'onde incidente [18] et la diffusion de Mie [20] par les corpuscules de grand diamètre (aérosols), Un rayon diffusé peut lui même subir une diffusion et ainsi de suite selon la densité et le volume de la matière traversée; c'est la diffusion multiple dont il faut aussi tenir compte, les directions d'une diffusion moléculaire vers l'avant et vers l'arrière sont privilégiées par rapport à la direction latérale. Par contre, dans le cas d'une diffusion de grosses particules, la plupart des photons seront diffusées vers l'avant dans un angle de 10 degrés autour de la direction incidente [20].

L'absorption de Rayleigh explique pourquoi le ciel est bleu dans la journée et rouge - orange le matin et le soir lorsque le soleil est bas sur l'horizon. En effet, considérons le soleil à midi; le trajet des rayons lumineux est relativement court, compte tenu de la loi de Rayleigh, le rayonnement de courte longueur d'onde est plus diffusé par les molécules de l'atmosphère que le rayonnement de grande longueur d'onde; il s'en suit que la lumière bleue (λ=0,47 μm) est plus diffusée que la lumière rouge (λ = 0,67 μm) et le ciel nous paraît bleu, A l'aurore ou au crépuscule, la même loi

s'applique; mais comme le trajet de la lumière est beaucoup plus long, les longueurs d'onde bleues sont diffusées mais aussi absorbées et il ne reste, fortement atténuées, que les grandes longueurs d'onde, La rétine de l'observateur qui fixe le soleil enregistre alors un disque rouge.

Enfin, on caractérise l'ensemble des phénomènes d'absorption et de diffusion par un facteur appelé facteur de trouble total [15,21].

Le facteur de trouble de Linke  $T_l$  conduit à une évaluation de l'extinction atmosphérique par des molécules gazeuses et les aérosols ; une valeur moyenne est donnée par [15,21]:

$$T_l = 2,5 + 16\beta_A + 0,5 \ln \omega \quad (I,5)$$

Le coefficient  $\beta_A$  est appelé coefficient de trouble ou coefficient d'Angström, Ce coefficient caractérise, la clarté du ciel et on a ainsi :

$\beta_A = 0,02$  pour un ciel bleu foncé.

### I.2.6.5- Distribution du rayonnement solaire par l'atmosphère

Les radiations solaires arrivant au sommet de l'atmosphère sous forme d'ondes électromagnétiques se répartissent premièrement en deux parties : L'une (E) est directement réfléchi vers l'espace avant de s'enfoncer dans l'atmosphère, L'autre partie (R), en pénétrant dans l'atmosphère subit des réflexions et des diffractions pour être à son tour, soit renvoyée vers l'espace (Ra) soit dirigée vers la terre (D).

Dans l'atmosphère la vapeur d'eau et de multiples gaz absorbent de façon très irrégulière certaines radiations caractérisées par leurs longueurs d'ondes, les radiations (RA) absorbées par les composantes de l'atmosphère sont ensuite émises (voir la figure (I.7)). Une fois ces radiations arrivées au sol, une fraction est réfléchi directement vers le ciel, l'autre est gagnée par la terre, pour être à son tour émise par le sol sous forme de chaleur latente et chaleur sensible [18].

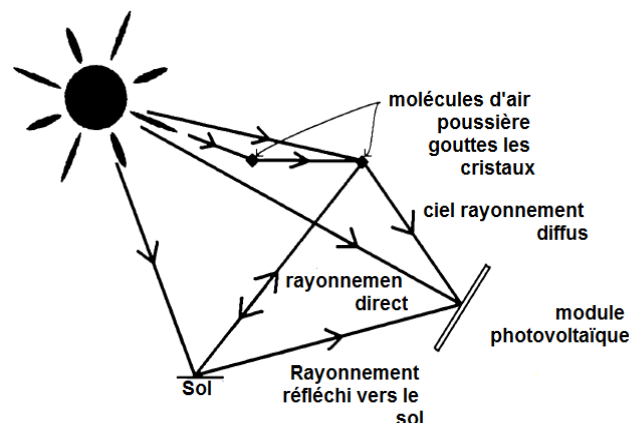


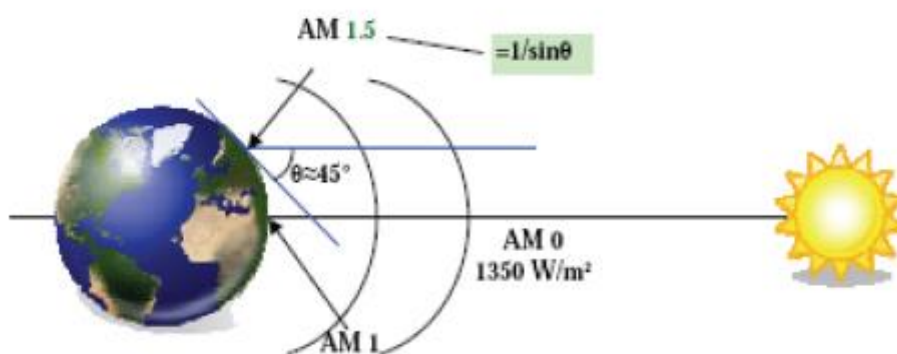
Figure I.7 : Distribution du rayonnement solaire par l'atmosphère [18]

### I.3-Rayonnement solaire

#### I.3.1- Définition

Le rayonnement solaire est constitué de photons dont la longueur d'onde s'étend de l'ultraviolet ( $0,2 \mu\text{m}$ ) à l'infrarouge lointain ( $2,5 \mu\text{m}$ ), On utilise la notion AM pour Air Mass afin de caractériser le spectre solaire en termes d'énergie émise. L'énergie totale transportée par le rayonnement solaire sur une distance soleil-terre est de l'ordre de  $1350\text{W}/\text{m}^2$  (AM0) dans l'espace hors atmosphère terrestre comme montré dans la fig.(I.8) lorsque le rayonnement solaire traverse l'atmosphère, il subit une atténuation et une modification de son spectre, à la suite de phénomènes d'absorption et de diffusion dans les gaz, l'eau et les poussières. Ainsi, la couche d'ozone absorbe une partie du spectre lumineux provenant du soleil, et en particulier une partie des ultraviolets dangereux pour la santé, le rayonnement solaire direct reçu au niveau du sol (à  $90^\circ$  d'inclinaison) atteint  $1000 \text{W}/\text{m}^2$  du fait de l'absorption dans l'atmosphère (AM1). Cette valeur change en fonction de l'inclinaison des rayons lumineux par rapport au sol. Plus l'angle de pénétration  $\theta$  est faible, plus l'épaisseur atmosphérique que les rayons auront à traverser sera grande, d'où une perte d'énergie conséquente. Par exemple, l'énergie directe transportée par le rayonnement solaire atteignant le sol avec un angle de  $48^\circ$  avoisine les  $833 \text{W}/\text{m}^2$  (AM1,5). Pour connaître le rayonnement global reçu au sol, il faut ajouter à ce dernier le rayonnement diffus, le rayonnement diffus concerne tout le rayonnement dont la trajectoire entre le soleil et le point d'observation n'est pas géométriquement rectiligne et qui est dispersé ou réfléchi par l'atmosphère ou bien le sol.

En considérant ceci, on obtient une référence du spectre global notée AM 1,5 avec une puissance de  $1000\text{W}/\text{m}^2$ , la figure (I.9) correspondant à nos latitudes [22].



**Figure I.8:** Normes de mesures du spectre d'énergie lumineuse émis par le soleil [22].

Le scientifique français, Edmond Becquerel, fut le premier à découvrir en 1839 l'effet photoélectrique, il a trouvé que certains matériaux pouvaient produire une petite quantité de courant sous l'effet de la lumière. Par la suite, Albert Einstein a découvert, en travaillant sur l'effet photoélectrique, que la lumière n'avait pas qu'un caractère ondulatoire, mais que son énergie était portée par des particules, les photons, l'énergie d'un photon est donnée par la relation :

$$E = h\nu = \frac{hc}{\lambda} \quad (\text{I.6})$$

Où  $h$  est la constante de Planck,  $c$  la vitesse de la lumière et  $\lambda$  sa longueur d'onde. Ainsi, plus la longueur d'onde est courte, plus l'énergie du photon est grande, cette découverte valut à Albert Einstein le prix Nobel en 1905 [22,23]. La figure ci-dessous montre la répartition spectrale du rayonnement solaire.

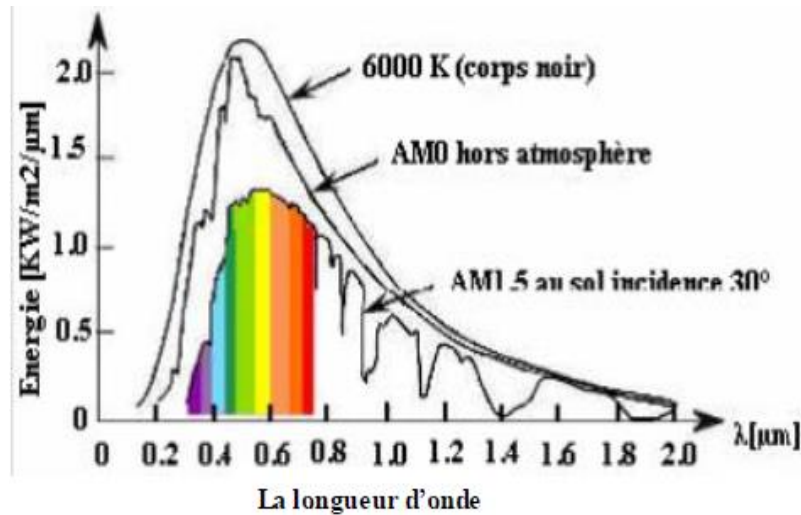


Figure I.9 : Répartition spectrale du rayonnement solaire [22]

### I.3.2- Composantes du rayonnement solaire

Le sol terrestre est éclairé ou irradié par le rayonnement solaire après sa traversée de l'atmosphère.

Ces deux termes peuvent être indifféremment utilisés :

-L'éclairement, qui est une densité de puissance, s'exprime en  $\text{W m}^{-2}$ ,

-L'irradiation, qui représente l'énergie correspondante à l'éclairement pendant une durée déterminée, s'exprime en  $\text{Wh m}^{-2}$ .

Au sol, on distingue trois composantes :

#### I.3.2.1- Rayonnement direct

On appelle rayonnement solaire direct celui qui arrive au sol sans avoir subi de diffusion, il se diffère de façon notable du rayonnement atteignant la limite supérieure de l'atmosphère, en particulier du fait de l'absorption par les constituants gazeux de l'atmosphère. Sa mesure s'effectue à l'aide d'un pyréliomètre (figure (I.10)), appareil dont la surface sensible est toujours disposée perpendiculairement aux rayons solaires. [24,25].



**Figure I.10:** Pyréliomètre [24].

### I.3.2.2-Rayonnement diffus

Le rayonnement diffus est le rayonnement en provenance de la voûte céleste, à l'exception du disque solaire, c'est-à-dire la part du rayonnement solaire diffusé par les particules solides ou liquides en suspension dans l'atmosphère. Sa mesure est effectuée avec un pyranomètre muni d'une bande pare-soleil (anneau métallique cachant le disque solaire) figure (I.11) [24].



**Figure I.11:**Pyranomètre muni d'une bande pare-soleil [24]

### I.3.2.3-Rayonnement global

Le rayonnement est diffusé par les molécules de l'air et les particules en suspension dans l'atmosphère, c'est donc le rayonnement total mais excepté sa composante directe, il est défini aussi comme le rayonnement reçu sur une surface horizontale provenant du soleil et de la totalité de la voûte céleste, on le mesure avec un pyranomètre Figure (I.12) [26-28].



**Figure I.12:** Pyranomètre (modèle SR11) [24].

### I.3.3-Données du rayonnement solaire

La manière la plus simple et la plus traditionnelle d'obtenir des données du rayonnement solaire est à travers des stations de mesure au niveau du sol. La qualité, la disponibilité spatiale, l'agrégation temporelle et les types de grandeurs physiques des mesures sont très hétérogènes. Cette situation est due au coût d'investissement et de maintenance, la quantité de stations de mesure au niveau du sol est incertaine, la densité de stations de mesure est encore insuffisante. Pour réduire l'incertitude sur la quantité de stations et, en même temps, centraliser l'information des mesures, les centres du rayonnement ont été créés au niveau national, régional et mondial. Ces centres sont entretenus par l'Organisation Météorologique Mondiale (WMO, World Meteorological Organization) à travers des centres locaux dans chaque pays. La WMO dispose d'environ 11 000 stations de mesures au monde<sup>10</sup>.

#### I.3.3.1-Meteonorm

Meteonorm [29] est un logiciel qui permet d'extraire des données du rayonnement solaire à partir d'un modèle d'interpolation basé sur la pondération inverse à la distance proposé par Donald Shepard [30] et modifié selon Zelenka et al, [31] et Wald & Lefèvre[32]. Les autres paramètres (température, vent, humidité et pluie) sont interpolés en utilisant des modèles similaires [33], si l'emplacement cible n'est pas dans un rayon de 50 km d'une station météorologique, le logiciel interpole entre les stations les plus proches du point d'intérêt, ce logiciel contient une base de données de valeurs moyennées mensuellement générée à partir de plusieurs bases de données des stations de mesure de différentes parties du monde [34].

Le Tableau (I.4) montre la distribution des 8308 stations de mesure de données météorologiques moyennes.

**Tableau I.4 : Distribution** des stations de mesure de Métronome

Paramètres disponibles	Rayonnement global et température	Température et paramètres additionnels	Seulement température ou rayonnement	Total
Europe	385	1413	58	1859
États-unis	281	2466	39	2786
Amérique du Sud/central	95	594	66	755
Asie (avec la Russie)	265	1246	39	1550
Australie/Pacifique	68	679	21	768
Afrique	123	434	36	593
Monde	1217	6832	259	8308

À partir de ces données de moyennes mensuelles (valeurs mesurées ou interpolées), métronome peut calculer des valeurs horaires ou par minute pour tous les paramètres en utilisant un algorithme stochastique. Le résultat de cet algorithme est une année météorologique standard qui est utilisée pour la conception des systèmes thermiques du bâtiment, les paramètres disponibles dans cette année standard sont :

- le rayonnement solaire global, diffus et direct sur une surface horizontale ou inclinée,
- le rayonnement ondes-longues,
- la luminance,
- le rayonnement spectral UV-A (400-315 nm) et UV-B (315-280 nm),
- les précipitations,
- l'humidité (températures psychrométriques, humidité relative de l'air, rapport de mélange) [29,30].

### I.3.4-Repérage d'un site à la surface de la terre (coordonnées géographiques)

Pour repérer un site donné à la surface terrestre, on définit les grandeurs suivantes :

- La latitude  $\theta$  : C'est l'angle  $\theta$  que fait la verticale du lieu avec le plan équatorial, Si  $\theta > 0$ , le site se trouve dans l'hémisphère nord, sinon le site est dans l'hémisphère sud,
- La longitude  $\varphi$  : C'est l'angle  $\varphi$  formé par le méridien de Greenwich et le méridien du lieu considéré, La longitude est comprise entre  $-180$  (vers l'ouest) et  $+180$  (vers l'est), Comme la terre met 24 heures pour faire un tour sur elle même ( $360^\circ$ ), chaque heure représente  $15^\circ$  d'écart de longitude et donc, chaque degré de longitude représente 4 minutes,
- L'altitude : C'est la distance verticale exprimé en mètres, séparant le point considéré du relief terrestre du niveau de la mer, pris comme surface de référence [35].

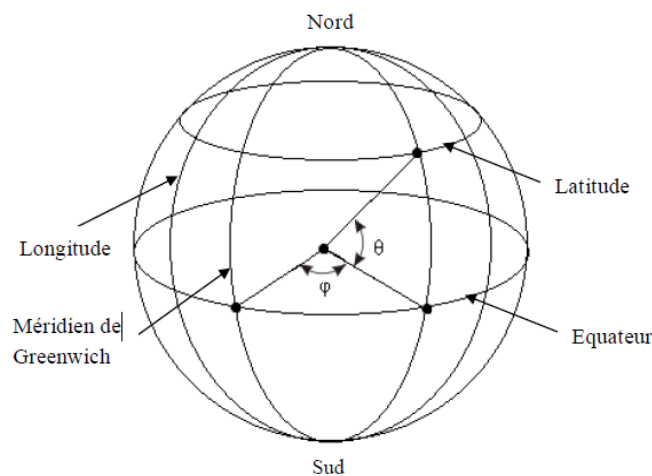


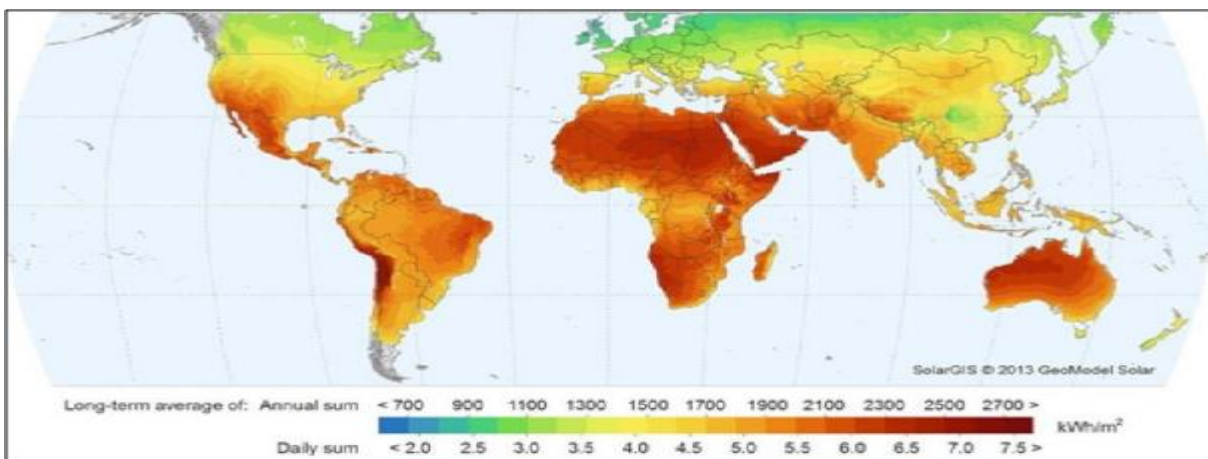
Figure I.13 : Coordonnées terrestres [35]

### I.3.5 -Durée d'insolation

La durée d'insolation correspond au nombre d'heures dans la journée, entre le lever et le coucher du soleil, où celui-ci est bien visible, le relevé est fait au moyen de l'héliographe de Campbell-Stokes dans lequel une sphère de cristal concentre les rayons du soleil sur un papier qu'il brûle en se déplaçant. Ainsi, seuls les moments où le soleil est bien visible sont enregistrés on parle alors de durée d'insolation réelle ou effective et dépend du fait que le soleil levé soit visible du point d'observation ou caché par les nuages. Au défaut de l'héliographe, il est possible à partir du calcul du mouvement astronomique relatif du soleil et de la terre d'évaluer la durée théorique du jour ; c'est-à-dire, celle qu'il y aurait si les nuages ne cachaient pas le soleil.

### I.3.6-Gisement solaire dans le monde

La situation géographique de notre planète nous montre un gisement solaire très élevé ce qui nous pousse à faire penser à l'énergie solaire comme source d'énergie renouvelable et facile à l'exploiter pour produire de l'électricité [36]. La figure (I.14) représente l'ensoleillement dans le monde.



**Figure I.14 :** Ensoleillement moyen annuel dans le monde [36]

#### I.3.6.1-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 [37].

Il est utilisé dans des domaines aussi variés que l'agriculture, la météorologie, les applications énergétiques et la sécurité publique [38].

De par sa situation géographique, l'Algérie dispose d'un des gisements solaire les plus élevés au monde comme le montre la figure (I.15).

La durée d'insolation sur la quasi-totalité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement et peut atteindre les 3900 heures (hauts plateaux et Sahara). L'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de 1 m<sup>2</sup> est de l'ordre de 5 KWh sur la majeure partie

du territoire national, soit près de 1700 KWh/m<sup>2</sup>/an au Nord et 2263 kwh/m<sup>2</sup>/an au Sud du pays, ce gisement solaire dépasse les 5 milliards de GWh [39].

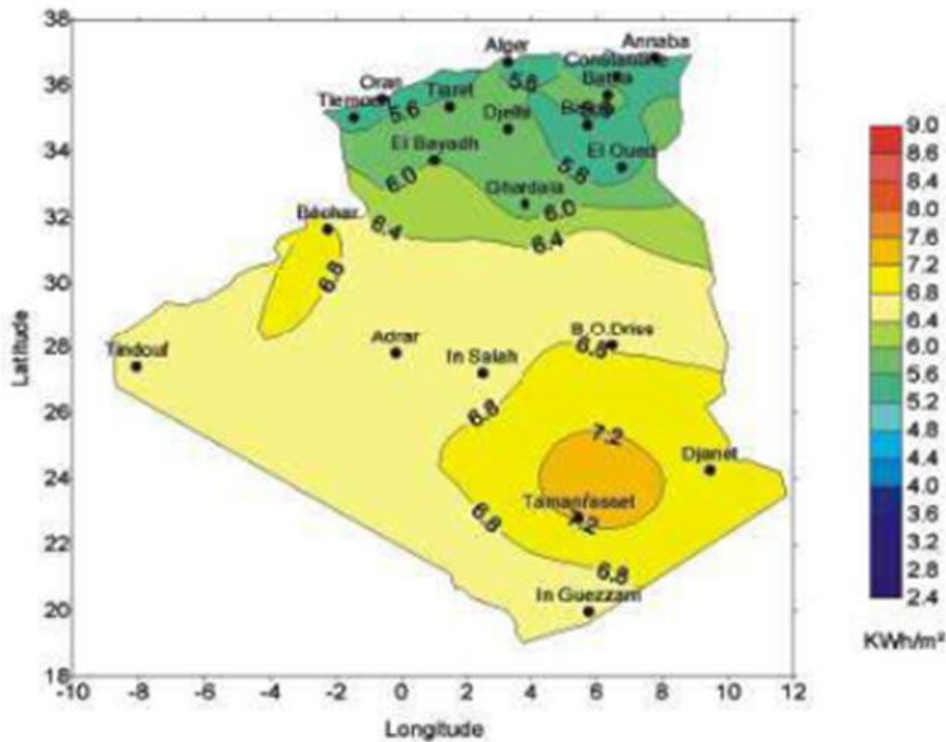


Figure I.15: Moyenne annuelle de l'irradiation solaire en Algérie [39]

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 Rmel. La répartition du potentiel solaire par région climatique au niveau du territoire Algérien est représentée dans le tableau (I,5) selon l'ensoleillement reçu annuellement [40].

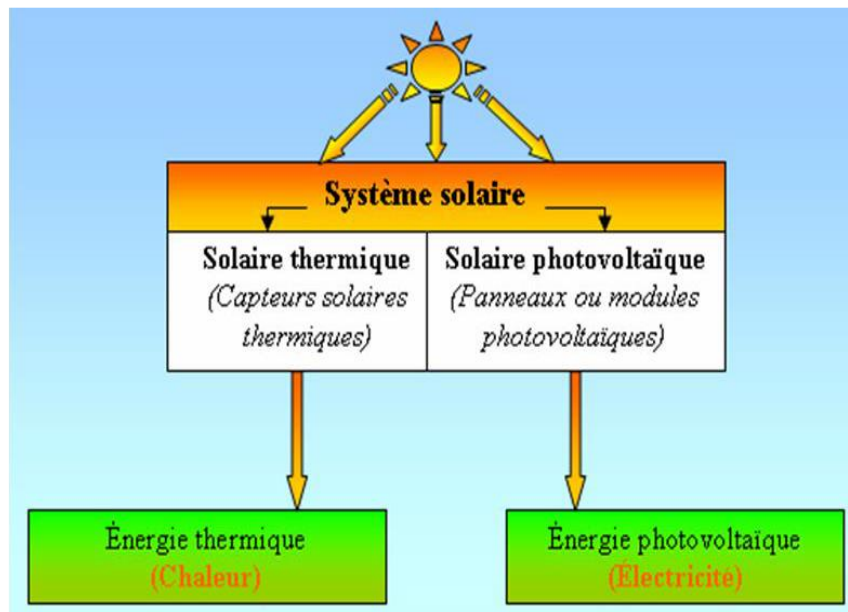
Tableau I.5: Gisement solaire en Algérie

Régions	Région côtière	Hauts Plateaux	Sahara
Superficie (%)	4	10	86
Durée moyenne d'ensoleillement (heures/an)	2650	3000	3500
Energie moyenne reçue (KWh/m <sup>2</sup> /an)	1700	1900	2650

I.3.7-Type de l'énergie solaire

Il existe deux types d'énergie solaire :

- Photovoltaïque,
- Thermique.



**Figure I.16:** Type d'énergie solaire [40]

### I.3.7.1-Energie Solaire thermique

Est une des sources d'énergie renouvelable la plus facile à mettre en œuvre et à utiliser, elle permet de se chauffer et de produire de l'eau chaude, des capteurs métalliques absorbent la lumière du soleil, transférée ensuite au fluide caloporteur.

#### -Le thermique à basse température

La chaleur émise par le Soleil peut être utilisée directement, il s'agit d'un dispositif fonctionnant à basse température (moins de 100°C) pour répondre aux besoins de l'habitat, du secteur sanitaire et de l'industrie, représente actuellement la part la plus importante dans le monde.

#### - Le thermique à concentration

La chaleur collectée à partir du rayonnement solaire peut également être utilisée pour produire de l'électricité. On a alors recours à de vastes centrales au sol, appelées centrales thermodynamiques. Elles sont dotées de dispositifs de miroirs qui concentrent les rayons solaires et les convertissent en chaleur à des températures relativement plus supérieures de la procédure précédente entre (200 à 400°C), cette chaleur est transformée en énergie mécanique puis en électricité, selon un processus identique à celui des centrales nucléaires [40].

### I.3.7.2-Energie solaire photovoltaïque

L'énergie solaire photovoltaïque (PV) est l'une des plus dans le monde entier, et pour maintenir ce rythme, de nouvelles évolutions se multiplient en ce qui concerne l'utilisation des matériaux, l'énergie consommée pour fabriquer ces matériaux, la conception des appareils, la production technologique, ainsi que de nouveaux concepts pour améliorer l'efficacité des cellules. On constate que les définitions présentées par les auteurs sur l'énergie solaire photovoltaïque à des termes

communs, à savoir : «électricité rayonnement solaire», «génération directe», définition : électricité obtenue directement de la conversion du solaire énergie [40].

#### **I.4-Conclusion**

L'objectif de ce chapitre est de montrer l'origine de l'énergie solaire, nous avons rappelé en premier lieu quelques notions sur le rayonnement solaire et les phénomènes physiques qui y sont liés à savoir la structure de l'atmosphère, absorption et diffusion du rayonnement solaire.

Nous avons aussi présenté la base de données de meteonorm et la répartition de gisement solaire dans le monde et en Algérie.

## Bibliographie

- [1] D. Benatiallah "Détermination du gisement solaire par imagerie satellitaire avec intégration dans un système d'information géographique pour le sud d'Algérie" Thèse de doctorat, Université d'Adrar (2019).
- [2] J.M Chassériau, Conversion thermique du rayonnement solaire ; Dunod, (1984).
- [3] R. Bernard ; G. Menguy ; M. Schwartz, Le rayonnement solaire conversion thermique et applications ; Technique et documentation Lavoisier, 2<sup>ème</sup> édition ( 1980).
- [4] M. Salmi « Contribution à la quantification de l'irradiation solaire globale en Algérie et applications aux générateurs photovoltaïques ».Thèse de doctorat, Université de de Sétif, (2012).
- [5] P. Bessemoulin, J. Oliiviéri. Le rayonnement solaire et sa composante ultraviolette. La météorologie 8e série n° 31 septembre 42-59 (2000).
- [6] Z.Sen. Solar Energy Fundamentals and Modeling Techniques, Springer (2008).
- [7] B.Cuamba, M.L.Chenene, G.Mahumane, D.Z.Quissico, J.Lovseth, P.O'Keefe. A solar energy resources assessment in Mozambique. Journal of Energy in Southern Africa vol 17 n° 4 November 76-85(2006).
- [8] A. Lester, D. R. Myers, Solar Energy 80, 322 (2006).
- [9] K. Skeiker, Energy Conversion & Management 47, 331 (2006).
- [10] C. H. M. P. Duncan, Solar Energy 5, 385 (1982).
- [11] O. M. Hakan, C. Ertekin, H. S. Mehmet, Energy Conversion & Management 47, 3149 (2006).
- [12] J. Leonaldo, R. M. Nicacio, M. A. L. Moura, Renewable Energy 30, 1203 (2005).
- [13] <http://www.thermique55.com/principal/thermiquesolaire.pdf>(consulté mois du Juillet 2009).
- [14] P. H. Communay, Héliothermique Le gisement solaire Méthodes et calculs. Groupe de Recherche et d'Édition France (2002).
- [15] [http://www.lamap.fr/bdd\\_image/380\\_dossier\\_energie\\_solaire.pdf](http://www.lamap.fr/bdd_image/380_dossier_energie_solaire.pdf) (consulté mois du Mars 2010).
- [16] R. Bernard, G. Menguy, M. Schwartz, Le rayonnement solaire conversion thermique et applications. Technique & documentation, 2nd édition, Paris (1980).
- [17] V. Etienne, Physique de l'atmosphère ; Phénomènes d'absorption et de diffusion dans l'atmosphère. Gautier Villard, Tome 3, Paris (1966).
- [18] C. Bowden, Photovoltaics: Devices, Systems and Applications. Sydney (Aus). Univ. of New South Wales (1998).
- [19] M. Iqbal, An Introduction to Solar Radiation. Academic Press, Canada (1983).
- [20] J. Bernard, Energie solaire ; Calcul et Optimisation. Ellipses Edition Marketing S. A. Paris (2004).
- [21] M. Petibon Stéphane « nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques » Thèse de Doctorat, Université de Toulouse, 2009.
- [22] M. S. Ait-cheikh « Etude, Investigation et conception d'algorithmes de commande appliqués aux systèmes photovoltaïques » Thèse de Doctorat, Ecole Nationale Polytechnique, 2007.
- [23] ISO-9060 Standard & Pyranometer Measurement Accuracy. Consulté en Avril 2014 [http://ases.conferenceservices.net/resources/252/2859/pres/SOLAR2012\\_0829\\_presentation](http://ases.conferenceservices.net/resources/252/2859/pres/SOLAR2012_0829_presentation)

- [24] B. Nadiem, « Étude et Modélisation du Flux Solaire globale sur surface inclinée dans la région de Touat » Thèse de Doctorat, Université de SIDI BEL ABBES (2012).
- [25] K. Bouchouicha. and B.Oulimar,: La chaine de mesure radiométrique à l'Unité de Recherche en Energie Renouvelable en Milieu Saharien d'Adrar, International Conference on Energy and Sustainable Developmenticesd'13, Adrar - Algeria 19-20 February (2013).
- [26] P. Bessemoulin and J.Olivieri, "Le rayonnement solaire et sa composante ultraviolette", La Météorologie 8e série - n° 31 – septembre (2000).
- [27] F. Codron, (2012) "Transfert radiatif bilan énergétique", Note du cours, Université Pierre et Marie Curie-Paris 6, France (2012).
- [28] J. Remund, S.Müller, S.Kunz, B.Huguenin-Landl, C.Schmid, et C.Schilter (2012). «meteonorm:Global Meteorological Database Version7».METEOTEST, Fabrikstrasse 14, CH-3012, Bern, Switzerland.
- [29] D. Shepard,« A two-dimensional interpolation function for irregularly-spaced data ». Proceedings of the 23<sup>rd</sup> ACM national conference, ACM Press, New York, New York, USA517-524(1968).
- [30] A. Zelenka, G. Czeplak, G.D'Agostino, V.Weine, J.Mawwell, E.Perez, R.Noia, M. Ratto, C, et Festa.R, Techniques for supplementing solar radiation network data, Volume 1-3. IEA Report No.IEA-SHCP-9D-1 (1992).
- [31] L. Wald, et M.Lefèvre, Interpolation schemes - Profile Method (a process-based distance for interpolation schemes). SoDa Deliverable D5-1-1. Internal document (2001).
- [32] Remund.J, Müller.S, Kunz.S, Huguenin-Landl.B, Schmid.C, et Schilter.C. meteonorm, Handbook part II : Theory. 82(2013).
- [33] WMO. « Measurement of Radiation ». WMO Guide, WMO-No. 8, Geneva, Switzerland, 1-41(2008).
- [34] J. Bernard, Energie solaire : calculs et optimisation. Ed Ellipses (2004).
- [35] N. Benalouache" L'énergie solaire pour la production d'électricité au Maghreb : transition énergétique et jeux d'échelles" Thèse de docteur, Université de Sfax (2017).
- [36] M. Capderou, « Atlas Solaire de l'Algérie, O.P.U, Alger » (1985).
- [37] A. Mefti, M.Bouroubi et A.Khellaf, « Analyse Critique du Modèle de l'Atlas de l'Algérie » Revue des Energies Renouvelables, 2(2), 69 – 85 (1999).
- [38] Portail Ministère de l'Energie, [www.energy.gov.dz](http://www.energy.gov.dz) , Consulté en Février (2018).
- [39] A. Mefti, M.Bouroubi et H.Mimouni, « Evaluation du potentiel énergétique solaire » Bulletin des Energies Renouvelables, N° 2, pp.12, Décembre (2002).
- [40] P. Gonçalves, S.Vasconcelos, "Photovoltaic solar energy: Conceptual framework" Renewable and Sustainable Energy Reviews 74. 590–601(2017).

## **Chapitre II**

### **Modélisation du rayonnement solaire**

**II.1-Introduction**

Dans ce chapitre, nous allons faire une étude détaillée sur les différentes méthodes d'estimation des composantes du rayonnement solaire reçue sur une surface quelconque au sol et sur un plan horizontal.

**II.2-Modèle de PERRIN DE BRICHAMBEAUT (cas du plan horizontal)**

Le rayonnement global sur un plan horizontal est la somme du rayonnement direct et diffus, donné par [1]:

$$G_h = I_h \times \sin h + D_h \quad (\text{II},1)$$

Où

$I_h$  : le rayonnement direct reçu par une surface horizontale,

$D_h$ : le rayonnement diffus provenant du ciel, reçu par une surface horizontale,

$G_h$  : le rayonnement global reçu par une surface horizontale,

La première composante du rayonnement 'direct' est donnée par l'expression suivante :

$$I_h = A \times \exp(-B \times \sin(h + C)) \quad (\text{II},2)$$

Avec A, B et C sont des constantes empiriques qui dépendent de la nature du ciel, dont les valeurs sont:

A = 1210    B = 6    C = 1 pour un ciel très clair (CTC)

A = 1230    B = 3,8    C = 1,6 pour des conditions normales de ciel clair (CNCC)

A = 1260    B = 2,3    C = 3 pour un ciel clair pollué, (CCP)

La deuxième composante du rayonnement 'diffus' est donnée par :

$$D_h = E \times (\sin h)^{0,4} \quad (\text{II},3)$$

La valeur de la constante empirique E est :

E = (3/4) × 125                    pour un ciel très clair (CTC)

E = 125                                pour des conditions normales de ciel clair (CNCC)

E = (4/3) × 125                    pour un ciel clair pollué (CCP).

La formule globale de PERRIN DE BRICHAMBAUT est obtenue directement sous la forme :

$$G_h = A \times \sin(h) \times D \quad (\text{II},4)$$

avec :

A = 1150            D = 1,15            pour un ciel très clair (CTC),

A = 1080            D = 1,22            pour des conditions normales de ciel clair (CNCC),

A = 990             D = 1,25            pour un ciel clair pollué (CCP).

### II.3-Modèle de LIU et JORDAN (Plan incliné)

Si l'éclairement direct et diffus est connu sur un plan horizontal, on peut calculer l'éclairement solaire sur des plans inclinés. Dans ce cas le rayonnement global arrivant sur une surface inclinée, est composé de trois composantes [2]: composante du direct, diffus isotrope et diffus provenant du ciel et qui sont donnés par les équations (II.5) et (II.8). Le rayonnement global sur un plan incliné donnée par l'équation suivante :

$$G_i = R_d(\beta) + D_c(\beta) + D_s(\beta) \quad (\text{II},5)$$

La composante du rayonnement direct est donnée par la relation suivante :

$$R_d(\beta) = I_h \cdot R_b \quad (\text{II},6)$$

Avec  $R_b$  : est le facteur d'inclinaison donné par la relation suivante :

$$R_b = \frac{\cos(L - \beta) \cdot \cos \delta \cdot \cos \omega + \sin(L - \beta) \cdot \sin \delta}{\cos L \cdot \cos \delta \cdot \cos \omega + \sin L \cdot \sin \delta} \quad (\text{II},7)$$

La composante du rayonnement diffus sur un plan incliné est donnée par:

$$D_c(\beta) = D_h \cdot \left( \frac{1 + \cos \beta}{2} \right) \quad (\text{II},8)$$

La dernière composante du rayonnement diffus par le sol est donnée par l'équation suivante :

$$D_s(\beta) = G_h \cdot \left( \frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \cdot \rho \quad (\text{II},9)$$

Où :  $\beta$  : Angle d'inclinaison du plan par rapport à l'horizontal,

$\rho$  : Albédo du sol.

### II.4-Méthodes atmosphériques

Ce sont un ensemble de relations théoriques utilisées pour le calcul du rayonnement solaire total ainsi que ses composantes en tenant compte des différents constituants de l'atmosphère. Ces méthodes appelés les modèles atmosphériques, on peut les résumer comme suit :

-Modèle 1 : Qui considère que l'atmosphère est reparti en un nombre de couches horizontales, il calcule les deux composantes directe et diffusée dans chaque couche [3].

-Modèle 2 : c'est un ensemble de programmes pour déterminer les composantes du rayonnement solaire des différentes couches de l'atmosphère pour le cas où les nuages n'existent pas, ces programmes se basent sur des lois physiques (diffusions Rayleigh et de Mie) [4].

-Modèle 3 : c'est un modèle simple qui utilise les transmittances spectrales dues à la diffusion de Rayleigh [5].

- Modèle 4 : modèle analytique qui se base, dans le calcul du rayonnement, sur les deux composantes directes et diffusée, et qui utilise comme point de départ la relation :

$$G = I \times \sin(h) + D \quad (\text{II},10)$$

Modèle synthétique : Ce modèle donne les composantes du rayonnement pour un beau temps en fonction d'un seul paramètre, par exemple, le facteur de trouble de Link ( $T_L$ ) [6], et parmi les modèles considérés par OMM (Organisation Mondiale de la Météorologie), nous trouvons les relations suivantes :

- Eclairage global sur plan horizontal [7]:

$$G = (1300 - 57 \times T_L) \times (\sin(h)) (36 + T_L) / 33 \quad (\text{II},11)$$

- Eclairage direct - normal [103],

$$I = (1390 - 31 \times T_L) \times \exp[-T_L / (12,6 \times \sin(h+2))] \quad (\text{II},12)$$

- Eclairage diffus sur plan horizontal [7],

$$D = 380 \times \exp(-4/T_L) (\sin(h)) (T_L + 5,7) / 30 \quad (\text{II},13)$$

A une heure donnée et pour le lieu considéré, on calcule l'hauteur angulaire solaire, exprimée en degrés, et en choisissant  $T_L$ .

### II.5-Méthodes qui utilisent les photos satellitaires

Ce sont des approximations récentes qui utilisent les images acquises par des satellites, parmi les premiers qui ont utilisés ces méthodes d'exploitation satellitaire on trouve Ellis et al [8] qui ont travaillé avec des images de satellites à défilement. Puis, avec la mise en service du satellite géostationnaire GOES au-dessus de l'Amérique du Nord, les véritables initiateurs de cette méthodologie sont Tarpley [9] et Gautier et al [10].

Le premier a estimé à l'aide de méthodes statistiques, les irradiances horaires et journalières par le traitement de 7 à 10 images quotidiennes du canal visible du satellite GOES de la région des Grands Lacs des Etats-Unis, est basée sur les phénomènes d'absorption, de diffusion Rayleigh et de diffusion par l'eau. Par contre le second et son équipe ont développé, toujours avec les mêmes types d'images, un modèle physique " universel " d'estimation des irradiances globales horaires et journalières basé sur les échanges radiatifs. Les paramètres utilisés sont principalement les points de rosée, les coefficients de diffusions de Rayleigh, l'absorbance des sommets de nuages. Ainsi, avec l'avènement d'autres satellites météorologiques tels que METEOSAT, GMS ou NOAA, plusieurs travaux d'équipes diverses ont utilisé des données de ces satellites [11-15].

### II.6-Modèles semi-empiriques

#### II.6.1-Modèle de Lacis et Hansen

La formule générale proposée par Lacis et Hansen pour le calcul du rayonnement solaire global sur un plan horizontal est donnée par l'équation(II.14):

$$G = I_{SC} \times \cos\theta_z \times \left[ \frac{(0.647 - \rho_s' - \alpha_0)}{(1 - 0.0685\rho)} + 0.353 - \alpha_w \right] \quad (\text{II},14)$$

$I_{sc}$  est la constante solaire extraterrestre calculée par:

$$I_{sc}(n_j) = I_0 \times \left[ 1 + 0.033 \times \cos \left( \frac{360}{365} \cdot (n_j - 3) \right) \right] \quad (\text{II},15)$$

avec  $I_0$  la constante solaire moyenne égale à  $1367 \text{ Wm}^{-2}$  et  $n_j$ , le numéro de jour dans l'année ( $n_j = 1$  pour le 1<sup>er</sup> Janvier et  $n_j = 365$  pour le 31 Décembre).

$\theta_z$  est l'angle zénithal,  $\theta_z = 90^\circ - h$ , où  $h$  est l'angle de la hauteur du soleil.

Le coefficient  $\alpha_0$  correspondant à l'absorption du rayonnement solaire direct par la couche d'ozone, est calculé par la relation (II.16):

$$\alpha_0 = \frac{0.2118U_0}{10.042U_0 + 3.23 \cdot 10^{-4}U_0^2} + \frac{1.082U_0}{(1 + 138.6U_0)^{0.805}} + \frac{0.0658U_0}{1 + (103.6U_0)^3} \quad (\text{II},16)$$

Où,  $U_0$ : l'épaisseur de la couche d'ozone corrigée par le trajet optique du rayonnement solaire à travers cette couche et définie par :

$$U_0 = l \times m_r \quad (\text{II},17)$$

Où :

$m_r$  : est la masse d'air optique relative donnée l'équation: (II.19)

$$m_r = \left[ \cos \theta_z + 0.155 (93.885 - \theta_z)^{-1.253} \right]^{-1} \quad (\text{II},18)$$

et,  $l$  représente la quantité d'ozone à la verticale du lieu (épaisseur de la couche d'ozone réduite (en cm) [16,17].

$$l = \frac{\left\{ 235 + \left[ 150 + 40 \sin(0.9856(n_j - 30)) + 20 \sin(3L) \right] \left[ \sin^2(1.28\phi) \right] \right\}}{1000} \quad (\text{II},19)$$

$L$  et  $\phi$  sont respectivement la longitude et la latitude du lieu.

$\alpha_w$ , représente le coefficient d'absorption du rayonnement direct par la vapeur d'eau, est donné par l'équation :

$$\alpha_w = \frac{2.9X_w}{(1 + 141.5X_w)^{0.685} + 5.925X_w} \quad (\text{II},20)$$

$X_w$  est l'épaisseur d'eau condensable corrigée par trajet optique du rayonnement à travers cette couche, donnée par:

$$X_w = m_a \times U_w \quad (\text{II},21)$$

$U_w$  est l'épaisseur d'eau condensable à la verticale du lieu, elle est donnée par l'équation [16,18].

$$U_w = \frac{0.493}{T} H R \times \exp \left( 26.23 - \frac{5416}{T} \right) \quad (\text{II},22)$$

avec,  $m_a$  la masse d'air corrigée exprimée par :

$$m_a = m_r \left( \frac{p}{10.3} \right)^{0.75} \times \left( \frac{273}{T} \right)^{0.5} \quad (\text{II,23})$$

P est la pression atmosphérique (mbar), Elle peut être calculée à partir de [18]:

$$p = p_0 \cdot \exp^{(-0.0001184 \times z)} \quad (\text{II,24})$$

P<sub>0</sub> est la pression atmosphérique au niveau de la mer (P<sub>0</sub> = 1013 mb);

Z est l'altitude du site (m), par rapport au niveau de la mer; T, la température ambiante (K) et HR l'humidité relative (%),

## II.6.2-Modèle de Bird et Hulstrom

### II.6.2.1-Calcul du rayonnement direct

L'éclairement dû au rayonnement direct sur un plan horizontal est donné par la relation :

$$I = 0.9751 \times I_{sc} \times \tau_r \times \tau_g \times \tau_o \times \tau_\omega \times \tau_a \times \cos(\theta_z) \quad (\text{II,25})$$

Où, le coefficient d'absorption par la couche d'ozone  $\tau_o$  est donné par:

$$\tau_o = 1 - 0.1611 \times U_o \times (1.0 + 139.48 \times U_o)^{-0.3035}$$

$$0.002715 \times U_o \times (1 + 0.044 \times U_o + 0.0003 \times U_o^2)^{-1} \quad (\text{II,26})$$

et  $U_o$ , est l'épaisseur de la couche d'ozone corrigée par le trajet optique du rayonnement solaire à travers cette couche et définie dans les deux modèles précédents par l'équation (II.18).

Le coefficient de transmission après absorption du rayonnement solaire par la vapeur d'eau est donné par:

$$\tau_\omega = 1 - 2.4959 \times U_w \times \left[ (1 + 79.03 \times U_w)^{0.6825} + 6.385 \times U_w \right]^{-1} \quad (\text{II,27})$$

$U_w$  est l'épaisseur d'eau condensable à la verticale du lieu donnée par l'équation (II.22).

Le coefficient de transmission après absorption par les gaz permanents (CO<sub>2</sub> et O<sub>2</sub>) s'exprime en fonction de la masse d'air corrigée à l'aide de l'équation :

$$\tau_g = \exp(-0.0127 \times m_a^{0.26}) \quad (\text{II,28})$$

Où,  $m_a$  est la masse d'air corrigée exprimée par l'équation (II.24).

Le coefficient de transmission après la diffusion moléculaire s'exprime aussi en fonction de la masse d'air par:

$$\tau_r = \exp \left[ -0.0903 \times m_a^{0.84} (1.0 + m_a - m_a^{1.01}) \right] \quad (\text{II,29})$$

et le coefficient de transmission après la diffusion par les aérosols peut se calculer par :

$$\tau_a = \exp \left[ -k_a^{0.873} \times m_a^{0.9108} \times (1.0 + k_a - k_a^{0.7088}) \right] \quad (\text{II,30})$$

Où

$$k_{\alpha} = 0.2758 \times k_{\alpha\lambda/\lambda=0.38\mu m} + 0.35 \times k_{\alpha\lambda/\lambda=0.5\mu m} \quad (\text{II,31})$$

$k_{\alpha\lambda/\lambda=0.38\mu m}$  et  $k_{\alpha\lambda/\lambda=0.5\mu m}$  sont deux coefficients d'atténuation déterminés à partir des mesures expérimentales déduites par l'équation :

$$k_{\alpha}(\lambda) = \beta \times \lambda^{-\alpha} \quad (\text{II,32})$$

où,  $\alpha$  est le coefficient de distribution granulométrique et  $\beta$  le coefficient de trouble atmosphérique établi par Angstrom et déterminés ces valeurs nous ont permis de calculer

$k_{\alpha\lambda/\lambda=0.38\mu m}$  et  $k_{\alpha\lambda/\lambda=0.5\mu m}$ ,

### II.6.2.2- Calcul du rayonnement diffus

Dans ce modèle aussi, le rayonnement diffus sur un plan horizontal est la somme des trois composantes diffuses dues aux divers types de diffusion du rayonnement solaire par la pellicule atmosphérique.

$$D = D_r + D_a + D_m \quad (\text{II,33})$$

Le rayonnement diffus issu de la diffusion de Rayleigh est donné par :

$$D_r = 0.79 \times I_{sc} \times \cos(\theta_z) \times \tau_0 \times \tau_g \times \tau_{\omega} \times \tau_{aa} \times 0.5 \times \frac{(1 - \tau_r)}{(1 - m_a + m_a^{1.02})} \quad (\text{II,34})$$

Où,  $\tau_{aa}$  est donnée par l'expression suivante :

$$\tau_{aa} = 1 - (1 - \omega_0) \times (1 - m_a + m_a^{1.06}) \times (1 - \tau_a) \quad (\text{II,35})$$

Et,  $\omega_0$ , est le coefficient de réflexion unitaire relatif à la diffusion par les aérosols, dans ce modèle. Bird et Hulstrom recommandèrent  $\omega_0 = 0,90$ .

Le rayonnement diffus après la diffusion par les aérosols est donnée par :

$$D_a = 0.79 \times I_{sc} \times \cos(\theta_z) \times \tau_0 \times \tau_g \times \tau_{\omega} \times \tau_{aa} \times F_c \times \frac{(1 - \tau_{as})}{(1 - m_a + m_a^{1.02})} \quad (\text{II,36})$$

Où,  $F_c$ , est le coefficient de dispersion de l'atmosphère,  $F_c = 0,84$  est la valeur recommandée par ce modèle [19].

$\tau_{as}$  est donné par la relation suivante :

$$\tau_{as} = \tau_{\alpha} / \tau_{\alpha\alpha} \quad (\text{II,37})$$

Le diffus dû au phénomène de multi réflexion terre atmosphère est donné par :

$$D_m = \frac{(1 + D_a + D_r) \times \rho \times \rho_a'}{(1 - \rho_g \times \rho_a')} \quad (\text{II,38})$$

Avec,  $\rho_a$  l'albédo terrestre, et  $\rho'_a$  est l'albédo du ciel clair donné par :

$$\rho'_a = 0.00685 + (1 - F_C) \times (1 - \tau_{as}) \quad (\text{II.39})$$

### II.6.2.3- Calcul du rayonnement global

Le rayonnement global sur un plan horizontal est la somme des deux composantes solaires directe et diffuse soit :

$$G = I + D \quad (\text{II.40})$$

### II.6.3- Modèle de Atwater et Ball

La formule générale proposée par Atwater et Ball pour le calcul du rayonnement solaire global est donnée par l'équation mathématique [20].

$$T_M = I_{SC} \times \cos(\theta_z) \times \left[ \frac{(T_M - a_\omega) \times \tau_a}{(1 - 0.0685 \times \rho)} \right] \quad (\text{II.41})$$

Où,  $T_M$  est donné par la relation suivante :

$$T_M = 1.021 - 0.0824 \times \left[ m_0 \left( 949 \times 10^{-10} \times P + 0.051 \right) \right]^{0.5} \quad (\text{II.42})$$

et,  $m_0$  est la masse d'air d'ozone donnée par

$$m_0 = \frac{35}{(1224 \cos^2(\theta_z) + 1)^{0.5}} \quad (\text{II.43})$$

Le coefficient d'absorption du rayonnement direct par la vapeur d'eau est donné par l'équation :

$$a_\omega = 0.077 \times (U_w + m_0)^{0.3} \quad (\text{II.44})$$

$U_w$  est l'épaisseur d'eau condensable à la verticale du lieu donnée par l'équation (II.23).

Le coefficient de transmission après la diffusion par les aérosols est fourni par l'expression suivante [21]:

$$\tau_a = \exp(-k_a \times m_a) \quad (\text{II.45})$$

$k_a$  est déterminé par l'équation (II.32).

## II.7-Modélisation mathématique

### II.7.1-Modélisation des paramètres géométriques et atmosphériques

#### II.7.1.1-Angle horaire

L'angle horaire  $\omega$  étant l'angle formé par le plan méridien passant par le centre du soleil et le plan vertical du lieu (méridien) définit le temps solaire vrai TSV [22], est donné par l'équation suivante :

$$\omega = 0,261799 (t - 12) \quad (\text{II.46})$$

Pour calculer l'angle horaire, Capderou; dans l'Atlas Solaire de l'Algérie [23], a utilisé la formule suivante:

$$\omega = 15 \times (\text{TSV} - 12) \quad (\text{II},47)$$

### II.7.1.2 -Déclinaison solaire

La déclinaison du soleil  $\delta$  est l'angle que fait, la direction du soleil avec le plan équatorial de la terre [22]. La déclinaison varie de  $-23^{\circ}27'$  au solstice d'hiver à  $+23^{\circ}27'$  au solstice d'été et elle est nulle aux équinoxes [22], la déclinaison solaire est bien représentée par la formule suivante :

$$\sin(\delta) = 0,3978 \times \sin[ Np - 1,4 + 0,0355 \times \sin(Np - 0,0489) ] \quad (\text{II},48)$$

$$\text{avec } Np = 2 \pi \times N / 365,25 \quad (\text{II},49)$$

Dans l'Atlas Solaire de l'Algérie, Capderou a utilisé l'expression (II.50) pour le calcul de la déclinaison, et qui donnerait le même résultat que l'expression précédente:

$$\sin(\delta) = 0.398 \times \sin \left\{ \frac{360}{365} \times (N - 82) + 2 \times \sin \left[ \frac{360}{365} \times (N - 2) \right] \right\} \quad (\text{II},50)$$

### II.7.1.3-Hauteur du soleil

La hauteur du soleil  $\gamma_s$  est l'angle que fait, le plan horizontal avec la direction du soleil, la valeur  $\gamma_s = 0$  correspond au lever et au coucher du soleil, la hauteur du soleil varie entre  $+90^{\circ}$  (zénith) et  $-90^{\circ}$  (nadir). La hauteur du soleil est bien représentée par une formule bien connue, qui avait été également adoptée par Capderou :

$$\sin(\gamma_s) = \cos(\varphi) \times \cos(\delta) \times \cos(\omega) + \sin(\varphi) \times \sin(\delta) \quad (\text{II},51)$$

### II.7.1.4-Azimut du soleil

L'azimut du soleil  $\chi$  est l'angle que fait, sur le plan horizontal, la projection de la direction du soleil avec la direction du sud, L'azimut est compris entre  $-180 \leq \chi \leq 180^{\circ}$  [22].

L'azimut du soleil est représenté en fonction de la déclinaison solaire  $\delta$ , latitude du lieu  $\varphi$  et de l'angle horaire  $\omega$  de la manière suivante :

$$\cos(\chi) = \frac{\sin(\varphi) \times \cos(\delta) \times \cos(\omega) - \cos(\varphi) \times \sin(\delta)}{\left\{ [\cos(\delta) \times \sin(\omega)]^2 + [\sin(\varphi) \times \cos(\delta) \times \cos(\omega) - \cos(\varphi) \times \sin(\delta)]^2 \right\}^{0.5}} \quad (\text{II},52)$$

Dans l'Atlas Solaire de l'Algérie, Capderou a utilisé la formule (II,53) pour calculer l'azimut du soleil:

$$\cos(\chi) = \frac{\cos(\delta) \times \cos(\omega) \times \sin(\varphi) - \cos(\varphi) \times \sin(\delta)}{\cos(\gamma_s)} \quad (\text{II},53)$$

### II.7.1.5-Masse atmosphérique

On appelle masse d'air  $m_A$  la masse d'atmosphère traversée par le rayonnement direct pour atteindre le sol (par ciel clair), par rapport à une traversée verticale au niveau de la mer [23]. Plus le soleil est bas sur l'horizon, plus il va traverser une épaisseur importante d'atmosphère et plus

il va subir des transformations, dans l'Atlas Solaire de l'Algérie, Capderou a utilisé la formule suivante :

$$m_A = \frac{1}{\sin(\gamma_s) + 9.40 \times 10^{-4} \times [\sin(\gamma_s) + 0.0678]^{-1.253}} \quad (\text{II.54})$$

En 1989, Kasten et al [23] donnent une expression pour  $m_A$  qui est devenue largement utilisée l'équation (II.55).

Le modèle (r,sun) utilise cette formule avec une légère correction de la hauteur du soleil,

$$m_A = \frac{P / P_0}{\sin(\gamma_s^{cor}) + 0.50572 \times (\gamma_s^{cor} + 6.07995)^{-1.6364}} \quad (\text{II.55})$$

Avec  $P/P_0 = \exp(-z / 8434,5)$  (II.56)

### II.7.1.6-Epaisseur optique de l'atmosphère

En 1922, Linke définit l'épaisseur optique de Rayleigh  $\delta_R$  comme étant l'épaisseur optique totale d'une atmosphère sans nuages, vapeur d'eau et aérosols.

Kasten, en 1980 [23] a utilisé les données spectrales publiées par Feussner et al., en 1930 et il a proposé l'expression (II,58) pour  $\delta_R$ , connue sous le nom de formule pyrhéliométrique de Kasten, où la diffusion moléculaire et l'absorption de la couche d'ozone stratosphérique sont prises en compte,

$$(\delta_R)^{-1} = 9.4 + (0.9 \times m_A) \quad (\text{II.57})$$

Dans cette formule utilisée depuis fort longtemps, l'absorption par les gaz atmosphériques permanents tels que : CO<sub>2</sub>, O<sub>2</sub>, NO<sub>2</sub> et le CO n'est pas prise en compte. Capderou, dans l'Atlas Solaire de l'Algérie, 'A,S,A', utilisa la formule pyrhéliométrique de Kasten, En 1986, Louche [23] a ajouté l'absorption par les constituants permanents de l'atmosphère et proposa un polynôme de 4ième ordre pour la masse d'air, Récemment en 1996, Kasten a ajusté la formule de Louche et il a proposé une nouvelle expression pour  $\delta_R$ .

Le modèle (r,sun) a exploité la formule ajustée de Kasten pour une masse d'air inférieure à 20 et calcule  $\delta_R$  avec l'expression ci-dessous, pour une masse d'air supérieur à 20, Pour  $m_A \leq 20$  :

$$(\delta_R)^{-1} = 6.6296 + (1.7513 \times m_A) - (0.1202 \times m_A^2) + (0.0065 \times m_A^3) - (0.00013 \times m_A^4) \quad (\text{II.58})$$

Pour  $m_A > 20$

$$(\delta_R)^{-1} = 1.04 + (0.718 \times m_A) \quad (\text{II.59})$$

### II.7.1.7-Facteur de trouble de linke

Le facteur de trouble atmosphérique de linke  $T_L$  représente le nombre d'atmosphères idéales qui, si elles étaient superposées, entraîneraient la même atténuation que l'atmosphère réelle [23],

L'avantage du facteur de linke est d'exprimer les divers paramètres, tels que la vapeur d'eau atmosphérique et les aérosols en un seul indice facile à utiliser.

Le rayonnement direct normal est exprimé en fonction du facteur  $T_L$ , selon la formule suivante :

$$I_N = I_0 \times \varepsilon \times \exp(-T_L \times m_A \times \delta_R) \quad (\text{II.60})$$

La détermination du rayonnement solaire en fonction du facteur de Linke nécessite un modèle mathématique indépendant du rayonnement, La plupart des modèles existants nécessitent la connaissance d'un grand nombre de données relatives au site.

## II.7.2-Modélisation du rayonnement solaire incident sur un plan horizontal par ciel clair

### II.7.2.1-Rayonnement hors atmosphère

Le rayonnement solaire extraterrestre ; fonction de la constante solaire  $I_0$  et de la correction de distance entre la terre et le soleil  $\varepsilon$ , est donné par l'équation suivante :

$$G_0 = I_0 \times \varepsilon \quad (\text{II.61})$$

### II.7.2.2-Rayonnement solaire incident sur un plan horizontal (Modèle r,sun)

Pour le modèle(r,sun) [23], le rayonnement global incident sur un plan horizontal  $IG^h(\gamma_s, T_L)$  par ciel clair; calculé en  $W/m^2$ , est divisé en deux parties: le rayonnement direct  $IB^h(\gamma_s, T_L)$  et le rayonnement diffus  $ID^h(\gamma_s, T_L)$ , chacun étant calculé séparément.

Le rayonnement direct est le flux solaire incident directement sur le plan considéré sous un angle représentant la hauteur solaire. Tel que modélisé par Hofierka et al, (2002) [23], le rayonnement direct incident sur un plan horizontal  $IB^h(\gamma_s, T_L)$  par ciel clair, est donné par :

$$= G_0 \times \sin(\gamma_s) \times \exp(-0,8662 \times T_L \times m_h \times \delta_R) \quad (\text{II.62}) \quad IB^h(\gamma_s, T_L)$$

Le rayonnement diffus est le flux solaire reçu par un plan considéré qui traverse les nuages, provenant de la voûte céleste dans toutes les directions, Pour l'expression du rayonnement diffus, nous allons prendre la formule publiée par Hofierka et al, avec une légère correction du facteur  $T_L$ , cette correction ayant été adoptée en 2004 par le nouveau Atlas Solaire de l'Europe (ESRA) et également prise en considération dans la version 2007 de Métronome V6 [23].

Posons  $T_{Lc} = (p / p_0) \times T_L$ , l'expression du rayonnement diffus est donnée par :

$$ID^h(\gamma_s, T_L) = G_0 \times T_{rd}(T_L) \times F_d(\gamma_s, T_L) \quad (\text{II.63})$$

$T_{rd}(T_L)$  est la fonction de la transmittance diffuse, elle est fonction uniquement du facteur  $T_L$  corrigé, et varie entre 0 et 0,3 (a,s,l). L'expression de  $T_{rd}(T_L)$  est réécrite de la manière suivante:

$$T_{rd}(T_L) = -1.5843 \times 10^{-2} + (3.0543 \times 10^{-2} \times T_{Lc}) + (3.797 \times 10^{-4} \times T_{Lc}^2) \quad (\text{II.64})$$

$F_d(\gamma_s, T_L)$  est la fonction diffuse angulaire, fonction de la hauteur du soleil  $\gamma_s$  et du facteur de trouble  $T_L$  corrigé,  $F_d(\gamma_s, T_L)$  est donnée par l'expression (II,65) :

$$F_d(\gamma_s, T_L) = A_0 + A_1 \times \sin(\gamma_s) + A_2 \times [\sin(\gamma_s)]^2 \quad (\text{II.65})$$

$A_i$  sont des coefficients dépendants uniquement du facteur de trouble  $T_L$  corrigé,

### II.7.2.3-Rayonnement incident sur un plan horizontal (Modèle Capderou) [23]

Dans l'Atlas Solaire de l'Algérie (A,S,A), Capderou; selon la préface de C, Perrin de Brichambaut, donna un modèle mathématique pour calculer le rayonnement direct et diffus incident sur un plan horizontal. Il reste le modèle le plus utilisé en Algérie, selon ce modèle, le rayonnement global modélisé par Capderou est la somme du rayonnement direct et diffus :

Pour le rayonnement direct, Capderou utilise la formule (II. 65) pour la masse d'air  $m_A$  et la formule (II.59) pour l'épaisseur totale de l'atmosphère  $\delta_R$  et donna l'équation (II.67) qui permet de calculer le rayonnement direct incident sur un plan horizontal  $IB^h(\gamma_s, T_L)$ , en fonction de la hauteur du soleil  $\gamma_s$  et du facteur de trouble total de Linke  $T_L$  :

$$IB^h(\gamma_s, T_L) = G_0 \times \sin(\gamma_s) \times \exp \left\{ \frac{-T_L}{0.9 + \frac{9.4}{(0.89)^2} + \sin(\gamma_s)} \right\} \quad (\text{II.66})$$

Pour calculer le rayonnement diffus, Capderou utilisa le facteur de trouble diffusif  $T_L'$  et donna, en 1987, l'expression (II.68) fonction de la hauteur du soleil  $\gamma_s$  :

$$ID^h(\gamma_s, T_L) = G_0 \times \exp \left\{ -1 + 1.06 \times \log(\sin(\gamma_s)) + a - \sqrt{b^2 + a^2} \right\} \quad (\text{II.67})$$

avec:

$$a = 1,1 \quad (\text{II.68})$$

$$b = \log(T_L) - 2,80 + 1,02 \times [1 - \sin(\gamma_s)]^2 \quad (\text{II.69})$$

## II.8-Méthodes expérimentales

On compte surtout sur les méthodes expérimentales pour l'estimation du rayonnement horaire, dans ce cadre nous trouvons les travaux de Liu et Jordan [24] qui sont considérés comme référence pour de nombreux chercheurs, ces travaux utilisent une relation expérimentale entre les rapports horaires  $K_d$  et  $K_c$  :

$$K_c = \frac{G}{G_0} \text{ et } K_d = \frac{D}{G} \quad (\text{II.70})$$

$G_0$  : Irradiation horaire globale hors atmosphère sur un plan horizontal,

$G$  : Irradiation horaire globale mesurée sur un plan horizontal,

$D$  : Irradiation horaire diffuse sur un plan horizontal.

La méthode s'applique à des valeurs horaires moyennes mensuelles et son intérêt est d'estimer la distribution des radiations au cours d'une journée moyenne mensuelle, c'est le cas des travaux de Supit et al [25] et Suehrcke [26].

### II.8.1- Relations linéaires

Les relations linéaires entre le rayonnement solaire quotidien ou mensuel et l'insolation sont les modèles les plus simples et les meilleurs pour estimer le rayonnement solaire à un niveau horizontal aux endroits où des stations de mesure sont disponibles, ils peuvent être appliqués dans des endroits avec le même climat et les valeurs mesurées ne sont pas disponibles.

Les constantes de ces relations mathématiques sont des coefficients basés sur le climat de la région étudiée, et sont bien représentées par le modèle d'Angström, qui a été présenté dans la relation (II.71). Généralement c'est la relation d'Angstrom qui est préférée car la valeur de ( $G_0$ ) est liée seulement au numéro du jour et la latitude,

**II.8.2-Modèle d'Angström-Prescott** [27-30]: est le premier modèle utilisée, est donné par la relation :

$$\frac{G}{G_0} = a + b\left(\frac{S}{S_0}\right) \quad (\text{II.71})$$

$G$  : est le rayonnement global moyen mensuel mesuré sur un plan horizontal ( $\text{MJ.m}^{-2}.\text{j}^{-1}$ ),

$G_0$ :est le rayonnement global moyen mensuel hors atmosphère sur un plan horizontal ( $\text{MJ.m}^{-2}.\text{J}^{-1}$ ), Il est calculé par l'équation [31]:

$$G_0 = \frac{24}{\pi} I_0 \left(1 + 0.033 \cos \frac{360n}{365}\right) (\cos \lambda \cos \delta \sin \omega + \frac{2\pi}{360} \omega \sin \lambda \sin \delta) \quad (\text{II.72})$$

Où  $I_0$  est la constante solaire, est égale à  $1367 \text{ Wm}^{-2}$ ,  $\lambda$  est la latitude du lieu,  $\omega$ : l'angle horaire,  $\delta$  est la déclinaison, elle est donnée par [32]:

$$\delta = 23.45 \left[ \sin \frac{360(284 + n)}{365} \right] \quad (\text{II.73})$$

$$\omega = \cos^{-1}(-\tan \lambda \tan \delta) \quad (\text{II.74})$$

$n$  : est le numéro du jour de l'année à partir du premier janvier,

$S$  : la durée de l'ensoleillement effective,

$S_0$  : la durée maximale d'ensoleillement ou durée du jour, son expression est [33-35]:

$$s_0 = \frac{2}{15} \omega \quad (\text{II.75})$$

Pour déterminer les constantes  $a$  et  $b$  dans l'équation (II.77), nous avons calculé le taux ( $G/G_0$ ) et ( $S/S_0$ ) pour chaque jours et chaque mois pour les différents sites,

## II.9-Etude statistiques

Dans ce travail, nous nous intéressons à des relations statistiques reliant le rayonnement et l'insolation, elles ont été utilisées pour la mise au point des modèles de l'estimation du rayonnement solaire en Algérie, Nous présentons les modèles essentiels utilisés.

### II.9.1-Sites étudiés

Pour cette étude nous avons choisi sept sites: Alger, Ain Bessem, Constantine, Oran, Djelfa, Mascara, et Tamanrasset et cela vu la disponibilité des données mesurées du rayonnement globale. Les valeurs mesurées du rayonnement solaire ont été fournies par la source des données de météonome en plus qu'elles couvrent une surface considérable du territoire algérien, en rappelant que : Alger représentant le nord, Constantine représentant l'Est, Oran et Mascara sont des sites de l'ouest algérien, Djelfa et Ain Bessem représente sud d'Alger et enfin Tamanrasset représente le sud, le tableau (II,1) représente les coordonnées géographiques de ces sites.

**Tableau II.1:** Coordonnées des sites choisies pour l'étude

Station	Latitude (deg)(N)	Altitude (m)	Longitude (deg)
Oran	35,38	99	0,37W
Djelfa	34,68	1126	3,25E
Ain Bessem	36,31	629	3,67E
Tamanrasset	22,47	1378	5,31E
Alger	36,43	450	2,83E
Constantine	36,17	687	6,37E
Mascara	35,26	518	0,06E

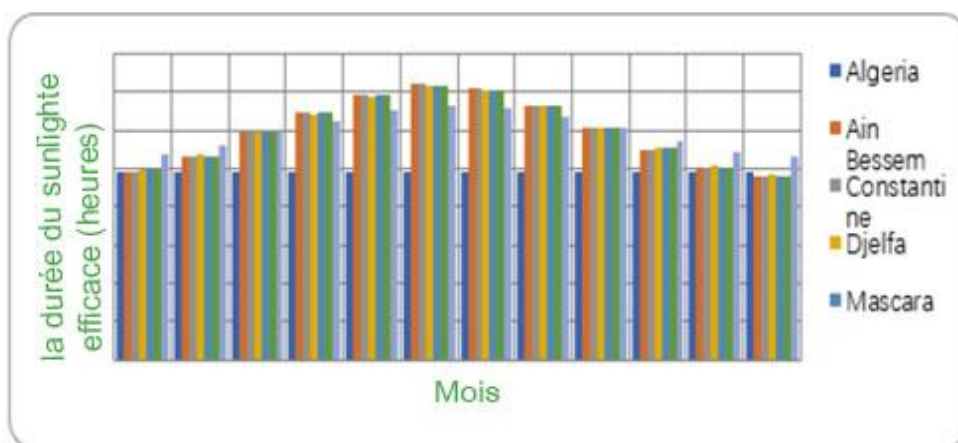
### II.9.2-Données de Métronome

Métronome est une référence météorologique complète comprenant un catalogue de données météorologiques et des méthodes de calcul pour les applications solaires et la conception du système à n'importe quel endroit désiré dans le monde, il est basé sur plus de 23 années d'expérience dans le développement de bases des données météorologiques pour les applications de l'énergie. Le tableau (II.2) représente l'irradiation solaire globale des sites choisis.

**Tableau II.2:** Moyenne mensuelle des valeurs mesurées du rayonnement solaire global

Mois	Alger	Ain Bessem	Constantine	Djelfa	Mascara	Oran	Tamanrasset
Rayonnement solaire mesuré, $G_m(M.J.m^{-2})$							
Janvier	9,95	11,15	11,75	13,01	12,60	12,55	20,98
Février	11,92	13,95	14,65	16,22	15,19	15,36	24,74
Mars	16,67	19,6	20,05	22,55	21,09	20,76	29,01
Avril	20,12	23,19	24,40	26,75	24,88	24,72	31,10
Mai	25,46	27,24	29,12	30,14	28,88	28,76	31,80
Juin	32,55	32,65	32,62	33,33	32,89	32,76	30,61
Juillet	34,38	33,42	33,92	33,04	33,79	33,59	31,60
Août	29,55	29,7	29,52	30,19	30,38	30,23	29,98
Septembre	21,62	22,6	23,45	23,63	23,48	23,16	26,94
Octobre	16,45	17,52	17,67	19,34	18,68	18,65	24,54
Novembre	11,33	12,68	12,87	14,63	13,88	13,76	21,93
Décembre	8,57	9,83	10,42	11,28	10,88	10,76	19,80

La figure (II.1) représente la distribution de la durée d'ensoleillement effective moyenne mensuelle pour une période de six années des sept sites choisis, elle est de plus de 8 heures par jour pendant les mois d'hiver et de plus de 12 heures par jour pendant les mois de juin à juillet, Les sites sont donc très favorables à l'utilisation de l'énergie solaire,



**Figure II.1:** Distribution de la durée d'ensoleillement effective sur les sites

### II.9.3- Ecart relatifs moyens algébriques

Pour évaluer les résultats obtenus par les différents modèles nous avons calculé les écarts relatifs moyens algébriques suivants :

- MAE (Mean Absolute Error) : mesure l'ampleur moyenne des erreurs dans une série de prévisions, sans tenir compte de leur direction, il mesure de précision pour les variables continues, son expression est donnée par [36]:

$$MAE = \sum_1^N |G_{i,m} - G_{i,c}| / N \quad (II.76)$$

- MBE (Mean Bias Error) : fournit des informations sur la performance à long terme des expressions, offrant des informations concernant plus ou sous-estimation des données estimatives, elle donnée par [37-38] :

$$MBE = \sum_1^N (G_{i,m} - G_{i,c}) / N \quad (II.77)$$

- RMSE (Root Mean Square Error) : fournit des informations sur la performance à court terme, en comparant l'écart entre les valeurs estimées et mesurées. Plus la valeur est très petite, plus le modèle est plus performant, il donné par la relation [37-38] :

$$RMSE = \left[ \sum_1^N \left( (G_{i,m} - G_{i,c}) \right)^2 / N \right]^{\frac{1}{2}} \quad (II.78)$$

où : m est le nombre de mesures considérées.

#### II.9.4-Résultats

Cette étude a été rapportée afin d'estimer l'irradiation solaire globale mensuelle sur le territoire algérien à l'aide du modèle Angström, pour sept sites en Algérie, à savoir : Alger, Ain Bessem, Constantine, Oran, Djelfa, Mascara et Tamanrasset.

En utilisant les différentes équations, l'irradiation solaire mensuelle moyenne mondiale a été calculée et les différents coefficients a et b déterminés. Le tableau (II.3) résume les expressions obtenues pour les différents modèles ainsi que les indicateurs statistiques de précision MAE, MBE et RMSE.

**Tableau II.3:** Modèles développés et valeurs de MBE, MAE et RMSE

Site	Equation	MBE (%)	MAE (%)	RMSE (%)
Alger	$G/G_0 = 0,061+0,947(S/S_0)$	-0,622	7,260	9,130
Ain Bessem	$G/G_0 = 0,447+0,427(S/S_0)$	-0,189	4,456	5,322
Constantine	$G/G_0 = 0,448+0,381(S/S_0)$	-0,075	3,694	4,429
Djelfa	$G/G_0 = 0,725+0,046(S/S_0)$	-0,147	3,511	4,203
Mascara	$G/G_0 = 0,396+0,525(S/S_0)$	-0,111	3,571	4,066
Oran	$G/G_0 = 0,47+0,392(S/S_0)$	-0,062	3,905	4,429
Tamanrasset	$G/G_0 = 0,573+0,316(S/S_0)$	0,130	2,188	2,623

La figure (II.2) montre les erreurs relatives entre les valeurs mesurées et celles calculées par les différents modèles. On peut observer que différentes méthodes fournissent de bonnes estimations de l'irradiation globale, l'erreur maximale était de 9,137% obtenue à Alger par RMSE, mais les meilleurs résultats sont obtenus par le modèle avec un MAE de 1,312% pour Oran, alors que la grande valeur du MAE était de 5,041% pour Constantine. Les résultats calculés du RMSE montrent que le meilleur modèle est le modèle linéaire.

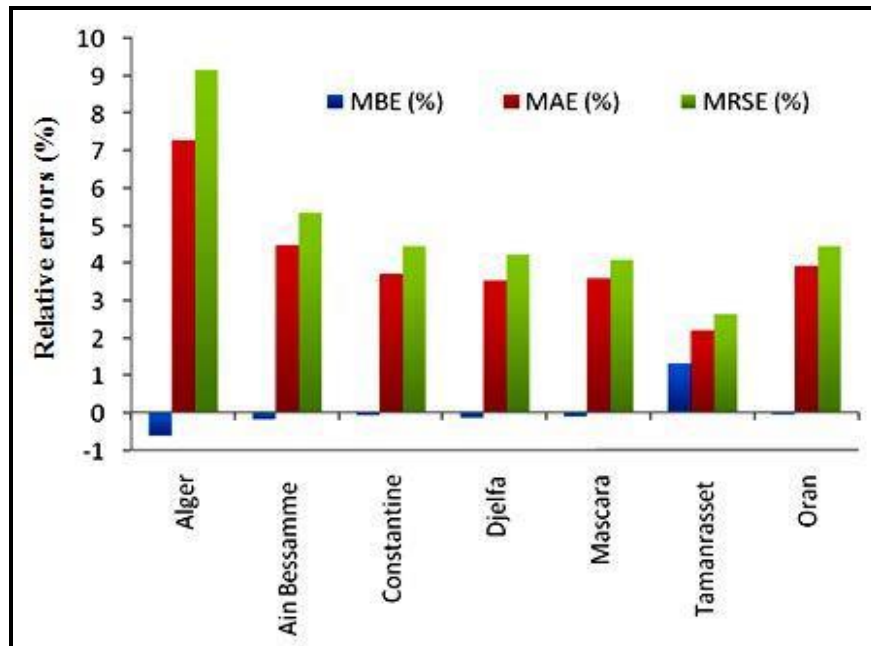


Figure II.2 : Erreurs relatives entre les valeurs mesurées et calculées

La figure (II.3) montre la variation estimée de l'irradiation solaire mensuelle sur six ans, la valeur maximale de l'irradiation solaire mondiale estimée par le modèle Angström est obtenue au cours des mois de juin et juillet pour les différents sites :

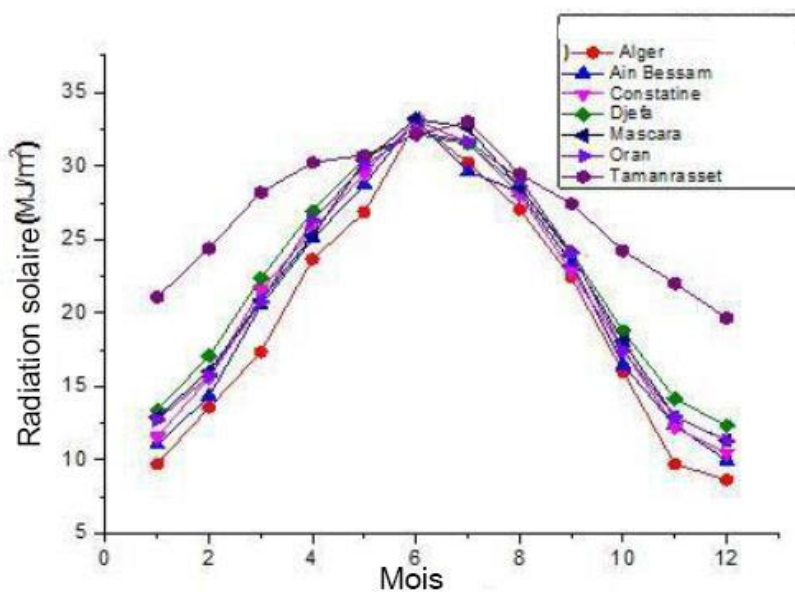


Figure II.3: Estimation de l'irradiation solaire mensuelle

Les différentes méthodes, à savoir MAE, MBE et RMSE, ont fourni de bonnes estimations de l'irradiation globale,

- L'erreur maximale était d'environ 9,137% obtenue à Alger par RMSE,
- Les meilleurs résultats ont été obtenus par le modèle avec un MAE de 1,312% pour Oran, tandis que la grande valeur du MAE était de 5,041% pour Constantine,
- Les résultats calculés du RMSE ont montré que le meilleur modèle est le modèle linéaire,
- La valeur maximale de l'irradiation solaire globale estimée par le modèle Angström est obtenue au cours des mois de juin et juillet pour les différents sites étudiés, soit 32,18 ; 32,33 ; 33,02 ; 33,13 et 33,21 MJ.m<sup>-2</sup>, respectivement pour Djelfa, Oran, Tamanrasset, Constantine et Mascara,
- Une concordance remarquable entre l'irradiation solaire globale obtenue à partir de G-Meteo 7,1 et les valeurs mesurées par le modèle Angström à partir d'estimations calculées, notamment sur le site de Tamanrasset où la pente est de l'ordre de 1.
- Les estimations obtenues peuvent être généralisées sur l'ensemble du territoire algérien pour permettre aux chercheurs d'obtenir facilement l'irradiation solaire, des efforts d'optimisation doivent être faits pour réduire l'erreur moyenne.

## II.10-Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté les différentes méthodes d'estimation du rayonnement solaire à savoir : les méthodes atmosphériques, méthodes qui utilisent les photos satellitaires, méthodes des paramètres géométriques et méthodes expérimentales. Nous exposons des modèles principales d'estimation du rayonnement solaire, telle que le modèle de Perrin de Brichambeaut, modèles semi-empiriques dans le cas du plan horizontal et modèle de Liu et Jordan dans un plan incliné. Une modélisation du rayonnement solaire reçu sur un plan horizontale de quelques sites, où on a utilisé l'équation linéaire d'Angström.

**Bibliographie**

- [1] M.Capdériaux, Atlas solaire en Algérie (tome 1, 2 et 3), O.P.U Alger (1988).
- [2] M.R. Yaïche" Conception et validation d'un programme sous Excel pour l'estimation du rayonnement solaire incident en Algérie Cas d'un ciel totalement clair" Revue des Energies Renouvelables Vol. 11 N°3 423 – 436 (2008).
- [3] N. Braslau, J. V. Dave, J. Appl. Meteor 12, 601 (1973).
- [4] G.Ferran, Modélisation physique d'images de télédétection optique. Thèse de doctorat, Centre d'Études Spatiales de la Biosphère, Toulouse (2001).
- [5] R. E. Bird, Solar Energy 32, 461 (1984).
- [6] F. Linke, Handbuch der geophysik, Borntrager Ed, Berlin 8, 239 (1929).
- [7] Y. N'goran, Contribution à la modélisation du gisement solaire. Thèse de doctorat, Université de Cocody Abidjan (2005).
- [8] A. Ricaud, Photopiles solaires ; De la physique de la conversion photovoltaïque aux filières, matériaux et procédés. Presses polytechniques et universitaires romandes. Lausanne (1997).
- [9] J. D. Tarpley, J. Appl. Meteor 18, 1172(1997).
- [10] C. Gautier, G. Diak, S. Masse, A Simple Physical Model to Estimate Incident Solar Radiation at the Surface from GOES Satellite Data. Journal of Applied Meteorology 19, 1005(1980).
- [11] A. Mokhnache, Détermination des faibles atténuations du rayonnement solaire au sol A partir de l'imagerie satellitaire. Thèse de doctorat, Univ. Mentouri, Constantine (2002).
- [12] J. E.Hay, Satellite based estimates of solar irradiance at the earth's surface. Modelling approaches. Renewable Energy 3, 381-393 (1987).
- [13] J. Amado, Cartographie de l'albedo et du gisement solaire à partir des données du satellite METEOSAT. Thèse de doctorat. Université Paul Sabatier, Toulouse (1982).
- [14] F. Huard, Annales de l'Association Internationale de Climatologie, 2, 27(2005).
- [15] M. Noia, C. F. Ratto and R. Festa, Solar Energy 51, 457(1993).
- [16] M. Koussa, A.Malek et M.Haddadi, 'Validation de Quelques Modèles de Reconstitution des Eclaircissements dus au Rayonnement Solaire Direct, Diffus et Global par Ciel Clair', Revue des Energies Renouvelables Vol. 9 N°4 pp. 307 – 332 (2006).
- [17] T.K. Van Heuklon, 'Estimating Atmospheric Ozone for Solar Radiation Models', Solar Energy, Vol. 22, N°1, pp. 63 – 68 (1979).
- [18] M. Iqbal, 'An Introduction to Solar Radiation', Academic Press, Department of Mechanical Engineering, University of, British Columbia Canada (1983).
- [19] D. Saheb-Koussa, M. Koussa et M. Belhamel, 'Reconstitution du Rayonnement Solaire par Ciel Clair', Revue des Energies Renouvelables Vol. 9 N°2 pp 91 – 97 ( 2006).
- [20] M.A. Atwater, J.T. Ball «A numerical solar radiation Model based on standard meteorological observations», Solar Energy, 21, 163–70 (1978).
- [21] M. Mesri-Merad "Estimation du rayonnement solaire au sol par des modèles semi-empiriques" Revue des Energies Renouvelables Vol. 15 N°3 451 – 463(2012).
- [22] S. Benkaciali " Modélisation de l'irradiation solaire globale incidente sur un plan incliné" Revue des Energies Renouvelables Vol. 17 N°2 245 – 252(2014).
- [23] F. Yettou " Etude comparative de deux modèles de calcul du rayonnement solaire par ciel clair en Algérie" Revue des Energies Renouvelables Vol. 12 N°2 331 – 346(2009).

- [24] B. Liu, C. Jordan, *Solar Energy* 4, 19 (1960).
- [25] I. Supit, R. R. A. Van , *Solar Energy* 63, 147 (1998).
- [26] H. Suehrcke, *Solar Energy* 68, 671 (2000).
- [27] A. Angström, *Quart J. Roy Met. Soc* 50, 121 (1924).
- [28] M. M. Rolim, N. Fraidenraich, C. Tiba, *Solar Energy* 83, 126 (2009).
- [29] C. Alexandru, *Fascicle of Management and Technological Engineering* 7, 17 (2008).
- [30] J. A. Prescott, *Trans R Soc Sci Austr* 64, 114 (1940).
- [31] D. B. Ampratwum, A. S. S. Dorvlo, *Applied Energy* 63, 161 (1999).
- [32] R. M. Darly, *Energy* 30, 1517 (2005).
- [33] M. Yorukoglu, A. A. Celik, *Energy Conversion & Management* 47, 2441 (2006).
- [34] J. Souzaa, R.Mendonc, N. Ciob, M. A. L. Moura, *Renewable Energy* 30, 1203 (2005).
- [35] J.A.Duffie, W.A.Beckman. *Solar engineering of thermal processes*. New York:Wiley (1991).
- [36] C. Tiba, R. de Aguiar, N. Fraidenraich, *Renewable Energy* 30. 957 (2005).
- [37] C. P. Jacovides, H. Kontoyiannis, *Agricultural Water Management* 27, 365 (2005).
- [38] A. Jankovic, B.Lalic, *Analysis of statistical methods for estimating solar radiation*. *Geographica Pannonica* (2014).

# **Chapitre III**

## **Les Systèmes Photovoltaïques**

### III.1- Introduction

Dans ce chapitre, nous allons présenter les notions fondamentales concernant le principe de l'effet photovoltaïque, les différents types des cellules solaires et leurs caractéristiques principales et les méthodes de fabrication des cellules solaires et les différents constituants de base d'une cellule photovoltaïque conventionnelle.

Nous présentons une étude détaillée sur les systèmes photovoltaïques et nous décrirons ensuite les composants d'un système photovoltaïque.

### III.2-Définition

Le photovoltaïque est la conversion directe de la lumière en électricité, il utilise des matériaux qui absorbent les photons des lumières et libèrent des charges d'électrons, il peut être utilisé pour fabrication de générateurs électriques, l'élément de base de ces générateurs est appelé une cellule photovoltaïque.

### III.3-La conversion photovoltaïque

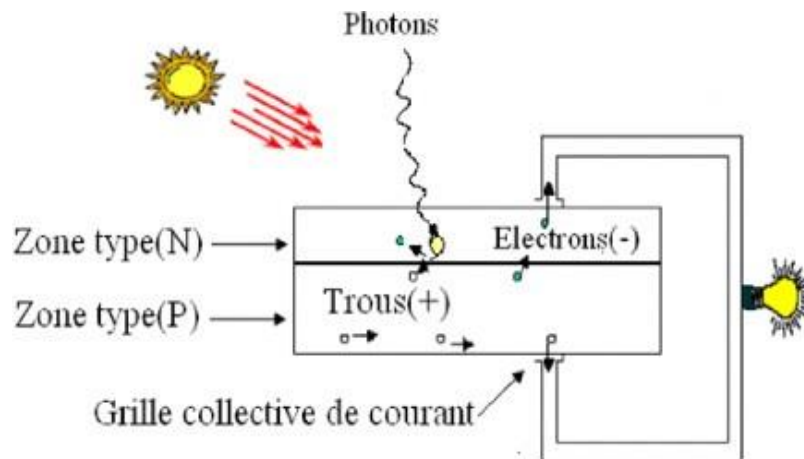
#### III.3.1-Effet photovoltaïque

L'électricité peut être produite à partir de «l'effet photovoltaïque», une définition correcte de l'effet photovoltaïque est la conversion directe du rayonnement lumineux électromagnétique en énergie, l'appareil utilisé pour la conversion de la lumière du soleil en énergie électrique utilisable est connu sous le nom de cellule solaire, la lumière du soleil est une source d'entrée. Les cellules solaires sont également connues sous le nom de cellules photovoltaïques, il transforme la lumière du soleil en électricité, quand la lumière du soleil tombe sur la cellule photovoltaïque puis les électrons se déplacent librement dans un matériau semi-conducteur. Si les fils sont connecté aux points positifs et négatifs d'une cellule photovoltaïque, l'électron a commencé à circuler c'est de l'électricité et peut être utilisé pour alimenter une charge électrique [1].

#### III.3.2-Principe de la conversion

L'effet photovoltaïque utilisé dans les cellules solaires permet de convertir directement l'énergie lumineuse des rayons solaires en électricité par le biais de la production et du transport dans un matériau semi-conducteur de charges électriques positives et négatives sous l'effet de la lumière. Ce matériau comporte deux parties, l'une présentant un excès d'électrons et l'autre un déficit en électrons, dites respectivement dopée de type N et dopée de type P, lorsque la première est mise en contact avec la seconde, les électrons en excès dans le matériau N diffusent dans le matériau P [2]. La zone initialement dopée N devient chargée positivement, et la zone initialement dopée P chargée négativement, il se crée donc entre elles un champ électrique qui tend à repousser les électrons dans la zone n et les trous vers la zone p, une jonction (dite p-n) a été formée.

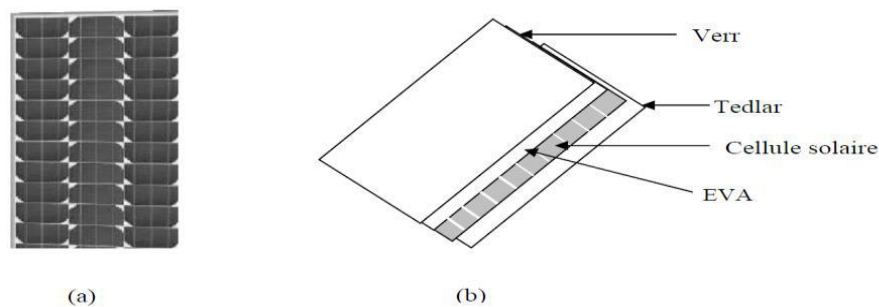
En ajoutant des contacts métalliques sur les zones n et p, une diode est obtenue, lorsque la jonction est éclairée, les photons d'énergie égale ou supérieure à la largeur de la bande interdite communiquent leur énergie aux atomes, chacun fait passer un électron de la bande de valence dans la bande de conduction et laisse aussi un trou capable de se mouvoir, engendrant ainsi un pair électron - trou, Si une charge est placée aux bornes de la cellule, les électrons de la zone N rejoignent les trous de la zone P via la connexion extérieure, donnant naissance à une différence de potentiel.



**Figure III.1 :** Présentation schématique d'une cellule solaire [2].

### III.4-Module photovoltaïque

Pour produire plus de puissance, les cellules solaires sont assemblées pour former un module figure (III.2-a), les connexions en série de plusieurs cellules augmentent la tension pour un même courant, tandis que la mise en parallèle accroît le courant en conservant la tension, ces cellules sont protégées de l'humidité par encapsulation dans un polymère EVA (éthylène - vynilacétate) figure (III.2-b) et protégé sur la surface avant d'un verre, trempé à haute transmission et de bonne résistance mécanique, et sur la surface arrière d'une ou de polyéthylène [3].



**Figure III.2 :** Module photovoltaïque [3]

Les modules sont généralement entourés d'un cadre rigide en aluminium anodisé comprenant des trous de fixation, à l'arrière de chaque module se trouve une boîte de jonction contenant deux

diodes antiparallèles figure (III.3), ces diodes antiparallèles permettent d'éviter qu'un module au soleil ne se décharge dans un module à l'ombre [3].



**Figure III.3:** Boîte de jonction [3]

Les boîtes de jonction assurent les fonctions suivantes :

- Protection des cellules contre les agents atmosphériques,
- Protection mécanique et support,
- Connexion électrique entre cellules avec l'extérieur.

#### III.4.1-Regroupement en série

Une association de ( $N_s$ ) cellule en série figure (III.4) permet d'augmenter la tension du générateur photovoltaïque, les cellules sont alors traversées par le même courant et la caractéristique résultant du groupement série est obtenues par addition des tensions élémentaires de chaque cellule, l'équation résume les caractéristique électriques d'une association série de ( $N_s$ ) cellules [4].

$$V_{\text{cons}} = N_s \times V_{\text{co}} \quad (\text{III.1})$$

$$I_{\text{cc}} N_s = I_{\text{c0}} \quad (\text{III.2})$$

$V_{\text{cons}}$  : La somme des tensions en circuit ouvert de  $N_s$  cellules en série,

$I_{\text{cc}} N_s$  : Courant de court-circuit de  $N_s$  cellules en série.

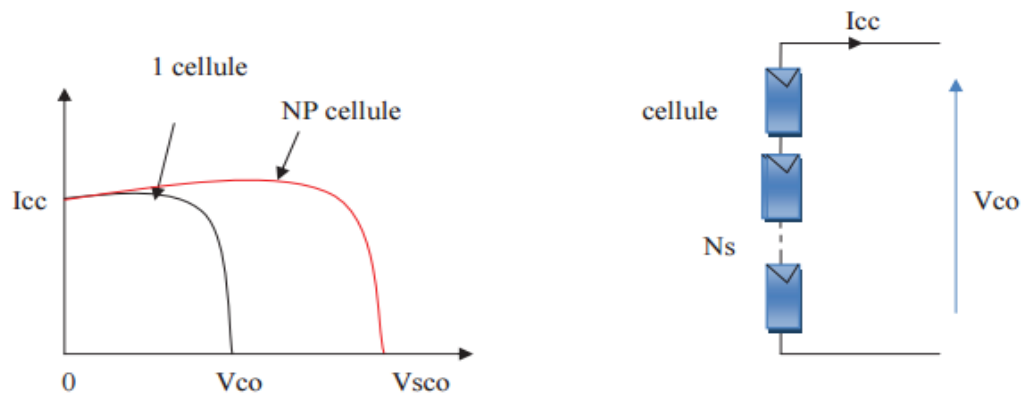


Figure III.4 : Caractéristique courant tension de  $N_s$  cellule en série [4]

### III.4.2-Regroupement en parallèle

Une association parallèle de (NP) cellule figure (III,5) est possible et permet d'accroître le courant de sortie du générateur ainsi créé, dans un groupement de cellules identiques connectées en parallèle, les cellules sont soumises à la même tension et la caractéristique résultante du groupement est obtenue par addition des courants avec [4].

$$I_{ccNp} = N_p \times I_{sc} \tag{III.3}$$

$$V_{co} = V_{coNp} \tag{III.4}$$

$I_{ccNp}$  : la somme des courants de court circuit de (NP) cellule en parallèle,

$V_{co}$  : tension du circuit ouvert de ( $N_p$ ) cellules en parallèle.

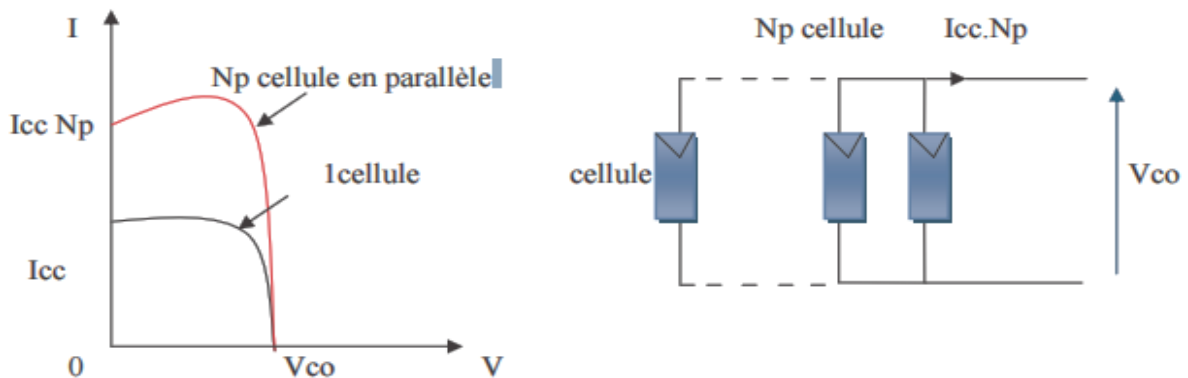
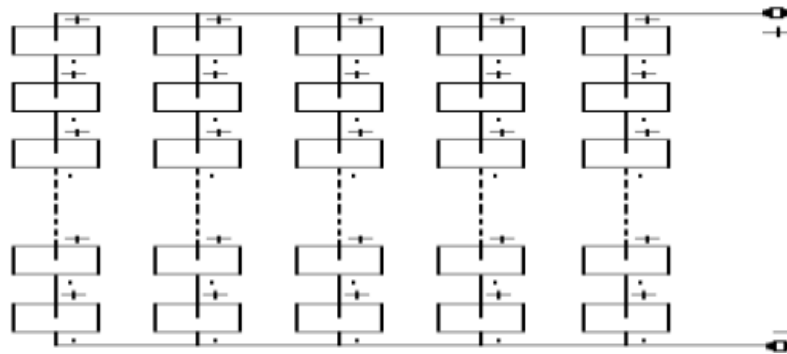


Figure III.5 : Caractéristique courant tension de ( $N_p$ ) cellule en parallèle [4]

### III.4.3-Regroupement (série et parallèle)

Lorsque le champ photovoltaïque comporte plusieurs branches, connectées en parallèle, chaque branche étant formée de la mise en série de plusieurs cellules figure (III.6) la conclusion ci-dessus reste applicable : seules les mauvaises branches sont sous-utilisées, il suffit d'une "mauvaise" cellule dans une branche pour que les caractéristiques de toute la branche soient fortement détériorées. En pratique, les branches "saines" « maintiendront la tension de

l'ensemble à un niveau tel que la branche qui comporte une "mauvaise" cellule n'arrivera pas à débiter de courant, ce qui la rendra inopérationnelle [3].



**Figure III.6 :** Connexion en série parallèle d'un champ photovoltaïque [3]

### III.5-Cellules photovoltaïques

#### III.5.1-Définition

Une cellule photovoltaïque ou une cellule solaire est un appareil électronique qui convertit le rayonnement solaire en énergie électrique. La cellule solaire a deux processus principaux: la génération de porteur de charge légère (trous et électrons) dans la couche d'absorption et de séparation et rassemblez ce support de charge dans leurs contacts métalliques, le principe de fonctionnement est basé sur l'effet photoélectrique, pratiquement pour convertir l'énergie photovoltaïque du rayonnement solaire, les matériaux semi-conducteurs sont utilisés sous la forme d'une jonction p-n, la structure des cellules solaires peuvent être bien comprises à partir de la figure ci-dessous[5]. Les étapes de base du fonctionnement d'une cellule solaire sont :

- Génération de supports photogénèses,
- Génération de courant via la collecte de porteurs photogénèses,
- Génération d'une tension élevée aux bornes de la cellule solaire,
- Dissipation de puissance à la charge.

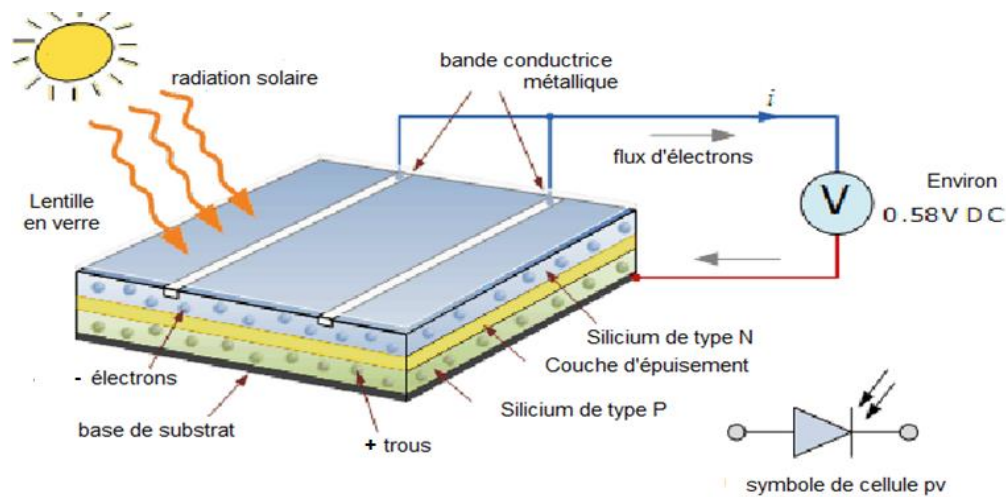


Figure III.7 : Coupe transversale de la cellule solaire [5]

### III.5.2-Technologie des cellules solaires

Le Silicium est l'un des matériaux le plus courant sur terre, c'est le sable, mais un haut degré de pureté est requis pour en faire une cellule photovoltaïque et le procédé est coûteux, selon les technologies employées, on retrouve le Silicium monocristallin avec un rendement de 16 à 18%, le Silicium polycristallin de rendement de 13 à 15%, le silicium amorphe présente une efficacité entre 5 et 10%, D'autres matériaux tels que l'Arséniure de Galium et le Tellure de Cadmium qui sont en court de test dans les laboratoires est présentent un rendement de (38%) [5].

### III.5.3-Principe de fonctionnement d'une cellule solaire

Le principe de fonctionnement des cellules photovoltaïques est basé sur l'effet photovoltaïque, qui est la formation d'une différence de potentiel due à l'électromagnétique à la jonction de deux matériaux. Cet effet est étroitement lié à l'effet photoélectrique, où l'émission des électrons d'un matériau est due à l'absorption de la lumière avec une fréquence supérieure à une fréquence seuil dépendante du matériau et a été expliqué par le scientifique Albert Einstein en 1905 en supposant que la lumière comprend des quanta d'énergie bien définis, appelés photons, l'énergie d'un tel photon est :

$$E = h\nu \quad (\text{III.5})$$

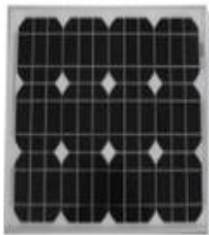
Où  $\nu = c/\lambda$  et  $c$  est la vitesse de la lumière dans le vide ( $c = 3 \times 10^8 \text{m/s}$ ),  $h$  est la constante de Planck ( $h = 6,626 \times 10^{-34} \text{Js}$ ) et  $\nu$  est la fréquence de la lumière. Pour l'explication de cet effet, Einstein a reçu le prix Nobel de physique en 1921, l'effet photovoltaïque peut être divisé en trois processus de base [6].

### III.5.4-Différents types des cellules solaires

Les cellules solaires sont divisées en deux grands groupes, ils sont de type semi-conducteur en silicium et type sans silicium, les détails sont les suivants :

#### III.5.4.1-Cellules solaires de type semi-conducteur en silicium

Il existe trois types principaux de cellules photovoltaïques à semi-conducteurs en silicium, qui sont utilisées pour créer des panneaux.



Mono cristallin



Poly cristallin



Couche mince

**Figure III.8 :** Types de cellules solaires photovoltaïques [5]

##### III.5.4.1.1- Cellule solaire monocristalline

Ce type de cellules solaires appartient aux technologies de cellules solaires de première génération, la largeur de la plaquette utilisée dans ces types de cellules solaires est jusqu'à 200 $\mu$ m, la tranche de cellule est coupée à partir d'une barre de silicium pur, ce qui permet de convertir plus efficacement l'énergie du rayonnement solaire en énergie électrique, le silicium utilisé dans le monocristallin est le silicium monocristallin, la cellule complète est alignée dans la même direction, donc lorsque la lumière tombe sur les cellules à la direction précise, ils sont très efficaces, Par temps ensoleillé, les cellules photovoltaïques fonctionnent mieux avec la lumière du soleil tombe directement sur une direction précise, ils absorbent la majeure partie de l'énergie solaire rayonnement, de sorte qu'ils ont une couleur uniforme plus noire. Coût de production de ces types des cellules solaires sont plus que dans la comparaison d'une cellule polycristalline. Dans une comparaison de polycristalline, monocristalline est le type le plus efficace de cellules solaires photovoltaïques [5].

##### III.5.4.1.2-Cellule solaire polycristalline

Ce type de cellules solaires appartient également aux technologies de cellules solaires de première génération, elles sont constituées de plusieurs cellules de silicium reliées entre elles au lieu d'utiliser un monocristal de silicium. En général, le coût de production d'une cellule solaire polycristalline n'est pas beaucoup plus élevé que monocristallin. Par conséquent, ils sont également plus abordables, en comparaison avec une cellule solaire monocristalline, l'efficacité

de conversion de puissance d'une cellule solaire polycristalline est moins. Leur conception globale de fabrication peut souvent compenser la perte d'efficacité [5].

#### III.5.4.1.3-Cellule solaire amorphe

Les cellules solaires en silicium amorphe (*a - Si*) appartiennent à une cellule solaire à couche mince, Dans ce type de cellules solaires, une ou plusieurs couches de matériaux photovoltaïques sont déposées sur un substrat. Comparativement avec les autres technologies, ils ont un faible coût de fabrication. Pour faire une couche mince de cellules solaires photovoltaïques, les fabricants pulvérisent une couche de silicium sur un substrat, elles sont produites en plaçant une ou plusieurs couches minces de composite photovoltaïque sur un substrat ; ils sont également plus flexibles que les autres types, Il peut être placé sur différentes surfaces, c'est-à-dire courbes et droites.

#### III.5.4.2-Autres types de cellules solaires

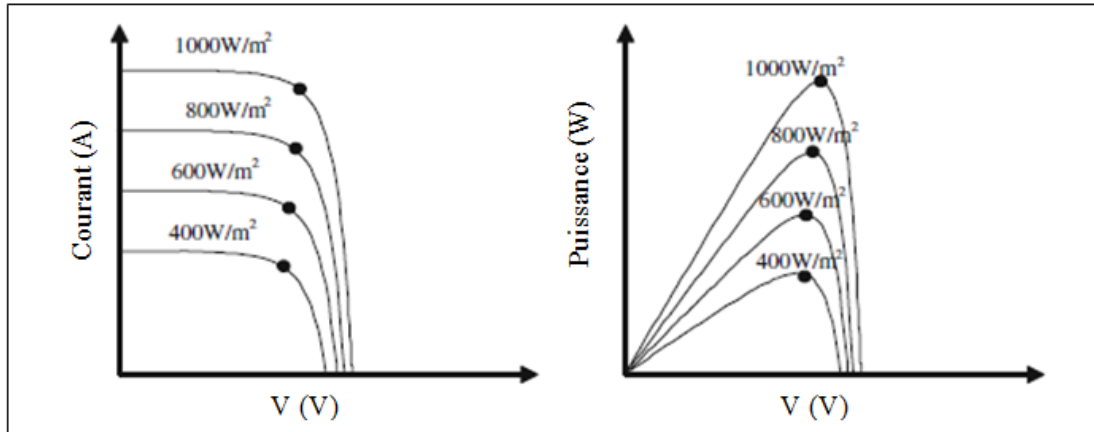
Ci-dessus, les cellules solaires à base de silicium sont les cellules solaires les plus couramment utilisées, Il y a certains autres types tels que les cellules solaires à base de (*CIGS*) et de tellure de cadmium (*CdTe*), la kesterite et les cellules solaires pérovskite, également utilisées en raison de leurs bonnes capacités de conversion, matériaux riches en terre et efficacité de conversion de puissance améliorée, ces types des cellules solaires photovoltaïques sont étudiés en détail dans la section suivante.

#### III.5.4.3-Cellules solaires à couche mince

Les cellules solaires photovoltaïques à couche mince appartiennent à la cellule solaire de deuxième et troisième génération. Ces types de cellules solaires sont fabriqués en déposant une ou plusieurs couches de matériaux photovoltaïques sur un substrat métallique, plastique ou verre, Les cellules solaires photovoltaïques sont utilisées dans diverses technologies, telles que le cuivre indium gallium cellule solaire sélénure (*CIGS*), tellure de cadmium (*CdTe*), kesterite et pérovskite les technologies, l'épaisseur du film de ces types de cellules solaires varie de quelques nm à des dizaines de  $\mu\text{m}$  pour cette raison, ces types de cellules solaires sont flexibles et de poids inférieur, la technologie est moins chère que les autres technologies car les appareils ont relativement moins Matériel [7,8].

#### III.5.5-Courbes caractéristiques des cellules solaires

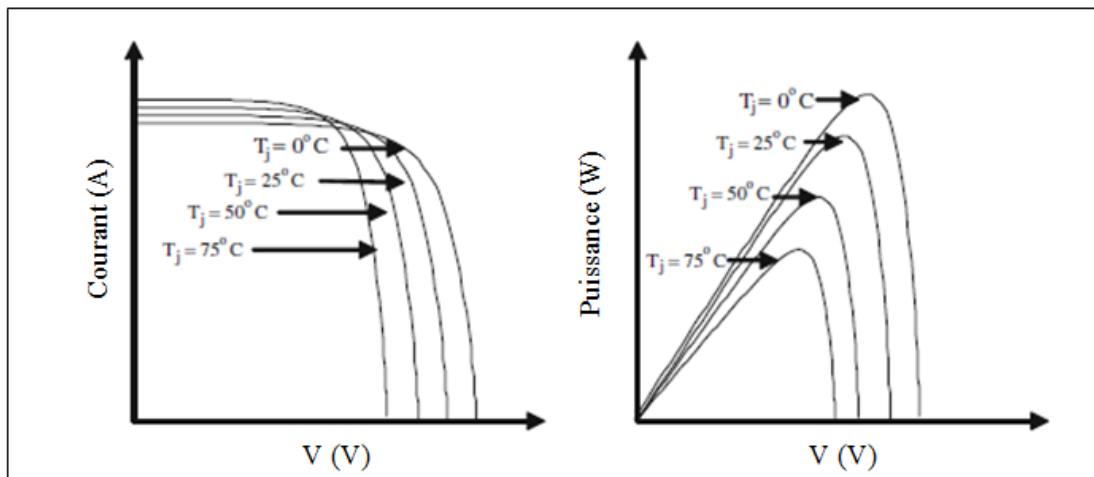
La caractéristique électrique de la cellule PV est généralement représentée par le courant en fonction de la tension ( $I_{pv}-V_{pv}$ ) et de la puissance en fonction de la tension ( $P_{pv}-I_{pv}$ ) pour différents conditions [9].



**Figure III.9:** Effet de l'irradiance sur la caractéristique électrique [9]

La figure (III.9) montre les caractéristiques courant-tension  $I_{pv}$ - $V_{pv}$  et puissance-tension  $P_{pv}$ - $V_{pv}$  de la cellule PV pour différents niveaux de rayonnement. Nous notons que l'actuel  $I_{sc}$  augmente quasi linéairement avec l'irradiance et que la tension  $V_{oc}$  augmente légèrement. Ensuite, la puissance électrique maximale PMPP augmente plus rapidement que l'irradiance, c'est-à-dire le rendement est meilleur pour un rayonnement élevé.

Les conditions de référence sont généralement choisies avec une irradiance de  $1000\text{W/m}^2$ . En pratique, l'irradiance sur PV sans concentration lumineuse est plus faible, et donc l'efficacité est inférieure à sa valeur nominale [10].



**Figure III.10:** Effet de la température sur la caractéristique électrique [10]

Lorsque la température interne  $T_j$  augmente, le courant de court-circuit  $I_{sc}$  augmente légèrement en raison d'une meilleure absorption de la lumière (en raison de la diminution de l'énergie de gap avec la température) mais la tension en circuit ouvert diminue fortement avec la température. La puissance électrique maximale diminue également fortement avec la température figure (III, 10).

Les conditions standards sont généralement choisies pour une valeur de température interne  $T_j$  égal à 25 C, la température interne est souvent plus élevée et donc l'efficacité inférieure,

### III.6-Système photovoltaïque

Un système PV convertit la lumière du soleil en électricité, un système PV contient différents composants, y compris les cellules, les connexions électriques, le montage mécanique et une façon de convertir la sortie électrique. L'électricité produite peut être conservée dans un système autonome, stocké dans des batteries ou peut alimenter un plus grand réseau électrique.

#### III.6.1-Différents types de systèmes photovoltaïques

Nous distinguons trois types de Systèmes Photovoltaïques :

- Système raccordé au réseau,
- Système hybride,
- Système autonome.

##### III.6.1.1-Système raccordé au réseau

Une installation PV peut être connectée en parallèle avec le réseau d'électricité (voir figure III, 11), les panneaux solaires sont connectés en série pour former des « strings », eux même reliés à un onduleur. le rôle de l'onduleur est de transformer le courant continu sortant des panneaux en courant alternatif, chaque onduleur est choisi en fonction de la puissance des panneaux et peut accueillir un ou plusieurs strings [11], si la consommation locale est supérieure à la production de l'installation PV, l'appoint est fourni par le réseau. Dans le cas contraire, l'énergie est fournie au réseau public et sert à alimenter les consommateurs.



**Figure III.11:** Structure d'un système PV raccordé au réseau [11]

##### III.6.1.2-Système hybride

Les systèmes hybrides reçoivent une partie de leur énergie d'une ou plusieurs sources supplémentaires et sont indépendants des réseaux de distribution d'électricité. Concrètement, un générateur photovoltaïque est connecté à une éolienne ou à un générateur de combustible, ou les deux en même temps à un bassin de stockage d'énergie, un tel système est un bon choix pour les applications nécessitant une alimentation continue d'une puissance assez élevée. La figure (III.12) montre un système hybride [12].

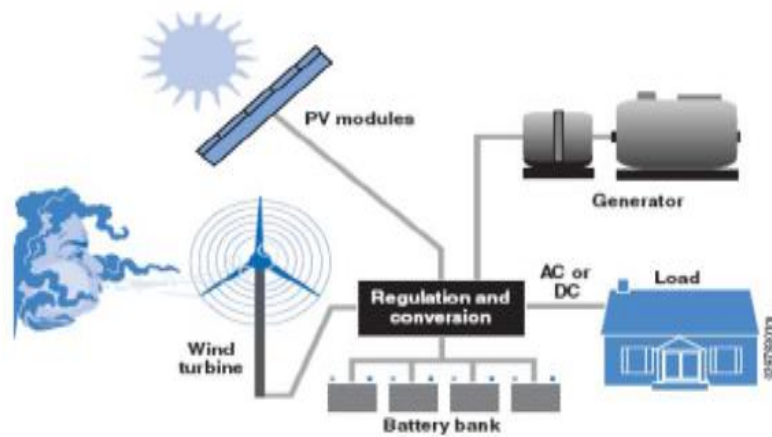


Figure III.12 : Configuration du système hybride à bus continu [12]

### III.6.1.3-Système autonome

Les systèmes autonomes dépendent uniquement de l'énergie solaire pour répondre à la demande d'électricité, Ils servent habituellement à alimenter les maisons, les chalets ou les camps dans les régions éloignées ainsi qu'à des applications comme la surveillance à distance et le pompage de l'eau.

Dans la majorité des cas, un système autonome exigera des batteries d'accumulateurs pour stocker l'énergie, de tels systèmes sont particulièrement utiles et rentables dans les applications estivales, lorsque. La figure (III.13) montre un système autonome [13].

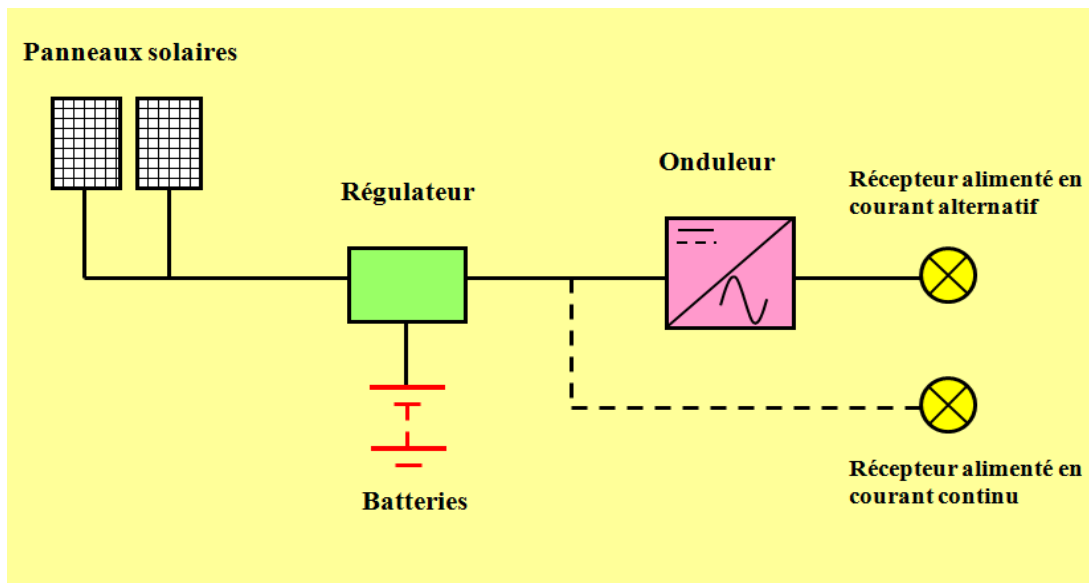


Figure III.13 : Schéma de principe d'installation de système autonome [13]

#### III.4.1.3.1-Composants d'un système photovoltaïque autonome

Notre étude est basé sur le système autonome donc on va le détailler beaucoup plus en présentant leur composants :

### III.6.1.3.1.1- Modules photovoltaïques

Les modules sont un assemblage de photopile (ou cellule) montée en série, afin d'obtenir la tension désirée (12V, 24V...), la cellule photovoltaïque est l'élément de base dans la conversion du rayonnement, plusieurs cellules sont associées dans un module qui est la plus petite surface de capacité transformable, montrable et démontrable sur un site, les modules sont regroupés en panneaux, qui sont à leur tour associés pour obtenir des champs photovoltaïques selon les besoins.

### III.6.1.3.1.2-Batteries

Les systèmes photovoltaïques exigent habituellement des batteries qui peuvent être chargées pendant le jour et déchargées durant la nuit, ces batteries doivent fonctionner ainsi pendant des années sans marquer plus qu'une détérioration minimale de leurs rendements, tout en satisfaisant la demande, les jours où il n'y a que peu ou pas de soleil. Dans un système photovoltaïque, la batterie remplit trois fonctions importantes [14].

#### III.6.1.3.1.2.1-Les caractéristiques principales d'une batterie

##### - Capacité en Ampère heure

Les Ampères heure d'une batterie sont simplement le nombre d'Ampères qu'elle fournit multiplié par le nombre d'heures pendant les quelles circule ce courant.

Exemple : une batterie de 200 Ah peut fournir 200 A pendant une heure.

Il existe des facteurs qui peuvent faire varier la capacité d'une batterie tels que :

##### -Rapports de chargement et déchargement

Si la batterie est chargée ou est déchargée à un rythme différent que celui spécifié, la capacité disponible peut augmenter ou diminuer. Généralement, si la batterie est déchargée à un rythme plus lent, sa capacité augmentera légèrement. Si le rythme est plus rapide, la capacité sera réduite.

##### -Température

Un autre facteur qui influence la capacité est la température de la batterie et celle de son atmosphère. Le comportement d'une batterie est spécifié à une température de 27 degrés, des températures plus faibles réduisent leur capacité significativement, des températures plus hautes produisent une légère augmentation de leur capacité, mais ceci peut augmenter la perte d'eau et diminuer la durée de vie de la batterie.

**-La durée de vie**

Un accumulateur peut être chargé puis déchargé complètement un certain nombre de fois avant que ces caractéristiques ne se détériorent. Par ailleurs, quelque soit le mode d'utilisation de l'accumulateur, il y'a une durée de vie totale exprimée en année (ou en nombre de cycles).

**-Profondeur de décharge**

La profondeur de décharge est le pourcentage de la capacité totale de la batterie qui est utilisé pendant un cycle de charge/décharge, les batteries de "cycle peu profond" sont conçues pour des décharges de 10 à 25% de leur capacité totale dans chaque cycle. La majorité des batteries de "cycle profond" fabriquées pour les applications photovoltaïques sont conçues pour des décharges jusqu'à 80% de leur capacité, sans les endommager, les fabricants de batteries de Nickel-Cadmium assurent qu'elles peuvent totalement être déchargées sans aucun dommage, plus la décharge est grande plus la durée de vie de la batterie est réduite.

**-Tension d'utilisation**

C'est la tension à laquelle l'énergie stockée est restituée normalement à la charge.

**- Le rendement**

C'est le rapport entre l'énergie électrique restituée par l'accumulateur et l'énergie fournie à l'accumulateur.

**-Le taux d'autodécharge**

L'autodécharge est la perte de capacité en laissant l'accumulateur au repos (sans charge) pendant un temps donné.

**III.6.1.3.2.2-Types d'accumulateurs**

Il existe plusieurs types de stockages dans le système PV, les puissances rencontrées dans ce domaine sont inférieures au MW, le seul stockage d'énergie électrique possible est le stockage électrochimique.

**III.4.1.3.2.2.1-Les batteries au plomb**

Les batteries au plomb sont largement utilisées dans les applications photovoltaïques et ont l'avantage d'être recyclables à plus de 90%. Cependant, ces batteries sont sujettes à une mauvaise utilisation et ont souvent une durée de vie beaucoup plus courte que le générateur. En fait, les batteries plomb-acide dans leur technologie actuelle n'acceptent pas très bien la décharge profonde, La profondeur de décharge est en fait responsable de la dégradation de ces batteries, ce qui entraîne une diminution significative de leur durée de vie lorsqu'elles sont utilisées dans des conditions extrêmes.

#### III.4.1.3.2.2.2-Batteries alcalines (Ni/Cd et Ni/MH)

Ils sont beaucoup plus robustes mais aussi plus coûteuses, elles sont mieux adaptées aux basses températures. Par contre, leur recyclage est compliqué à cause du cadmium qui est un métal lourd et polluant [15].

#### III.4.1.3.2.2.3-Batteries au lithium

Ils présentent « techniquement » les meilleures performances, l'autodécharge des accumulateurs Li-ion est en effet faible alors que leur énergie massique stockée est relativement bien supérieure [16].

#### III.4.1.3.2.2.4-Batteries « gel »

L'électrolyte est figé par l'addition de gel de silice, dans certaines batteries, de l'acide phosphorique est additionné afin d'améliorer la durée de vie en cyclage profond,

#### III.4.1.3.1.3-Régulateurs

Dans tout système photovoltaïque autonome, on intercale un système dit de régulation, qui sert à contrôler l'intensité de courant qui passe par les accumulateurs, les protégeant ainsi contre les surcharges et les décharges profondes, afin de maximiser sa durée de vie.

Le régulateur permet aussi d'effectuer un transfert optimal d'énergie du champ photovoltaïque à l'utilisation[14].

Il existe plusieurs modèles de régulateurs de différentes puissances :

- Régulateur Shunt,
- Régulateur Série,
- Régulateur PWM,
- Régulateur MPPT,

#### III.4.1.3.1.4-Onduleur

Un onduleur est un dispositif permettant de transformer en alternatif une énergie électrique de type continue, Ils sont utilisés en électrotechnique pour : Soit fournir des tensions ou courants alternatifs de fréquence et amplitudes variables [14].

#### III.4.1.3.1.4.1-Différentes types d'onduleurs

- Onduleurs légers (de basse puissance), ils fournissent en sortie une puissance de 100 à 10000W,
- Onduleurs de résistance moyenne, ils fournissent une puissance allant de 500 à 20000W,
- Onduleurs robustes (de grande puissance), Ils fournissent une puissance électrique allant de 10000 à 60000W.



**Figure III.14** : Onduleur de 1000W [14]

#### **III.4.1.3.1.5-Charges (utilisateurs)**

Il existe deux types d'appareils alimentés par le système, celles qui fonctionnent en courant continu comme des équipements de télécommunications, le pompage d'eau, et celles en courant alternatif dans les cas d'usage domestique, ce cas nécessite un onduleur. L'utilisation de l'énergie photovoltaïque doit être pensée en termes d'économie de l'énergie, il est donc plus avantageux de chercher des consommateurs fonctionnant en courant continu plutôt que d'ajouter un onduleur et un consommateur.

#### **III.4.1.3.1.6-Accessoires**

Tels que les câbles qui assurent le raccordement des composants.

#### **III.4.2-Applications PV**

Le photovoltaïque est largement utilisé dans de nombreuses applications d'éclairage et le PV est une source idéale pour les besoins d'éclairage que nous mentionnons :

- les jetées et le camping / la lanterne
- lampe de poche
- éclairage des maisons et produits d'énergie solaire à usage domestique
- publicité solaire / panneau d'affichage
- des éclairages solaires de pelouse
- parking
- des éclairages solaires de pelouse
- rue solaire, panneaux d'information sur les autoroutes et éclairage de cabine pour les trains
- les marinas (surtout pendant la saison estivale chargée).

#### **III.4.3-Avantages et inconvénients des systèmes photovoltaïques**

##### **III.4.3.1-Avantages**

- Maintenance réduite (pas de pièces en mouvement ; durée de vie des modules = 20 ans),
- Conversion directe de l'énergie solaire gratuite et inépuisable en électricité,
- Rentabilité assurée pour les applications de faible puissance (moins de 3-5 kWh/jour),

- Possibilité d'adaptation de la taille de l'installation aux besoins existants, avec possibilité d'extension à la demande, au fur et à mesure que le besoin énergétique augmente,
- Le risque de choc électrique est réduit en 12 ou 24 Vcc et le risque d'incendie est moindre qu'avec les groupes électrogènes alimentés au kérosène ou au fuel [17].

**III.4.3.2-Inconvénients**

- La production d'énergie qui dépend de la lumière du soleil est en constante évolution,
- Le coût d'investissement élevé des panneaux photovoltaïques.
- Lorsque le stockage de l'énergie électrique par des batteries est nécessaire, le cout du système photovoltaïque augmente,
- Le faible rendement de conversion de module [17].

**III.5-Conclusion**

Dans ce chapitre, nous avons rappelé quelques notions des systèmes photovoltaïques, nous avons expliquons brièvement les différentes types des cellules solaires, leur fonctionnement et leurs caractéristiques principales et les différents constituants de base d'une cellule photovoltaïque conventionnelle.

**Bibliographie**

- [1] P.J. Sturman, Photovoltaic and Photo-refractive Effects in Noncentrosymmetric Materials, CRC Press Taylor & Francis Group (1992).
- [2] Y. Azzoug, Commande de la charge d'une batterie dans une installation photovoltaïque, vol. 2790. ProQuest (2008).
- [3] J. Mokhtaria "Etude, Simulation et réalisation d'un onduleur pour système photovoltaïque", Thèse de doctorat. Université djillali liabes de sidi-bel-abbe (2019).
- [4] T. Mambrini, « Caractérisation de panneaux solaires photovoltaïques en conditions réelles d'implantation et en fonction des différentes technologies », Thèse de doctorat Université Paris sud (2014).
- [5] Y. Hameed Khattak "Modeling of High Power Conversion Efficiency Thin Film Solar Cells", thesis Doctor, Universitat Politècnica de València February (2019).
- [6] M.Z. Klaus Jager, Olindo Isabella, Arno H. M. Smets, Rene A. C. M. M. van Swaaij, Solar Energy Fundamentals, Technology and Systems (2014).
- [7] J.-K.K. and D.-H.K. Kee-Jeong Yang, Dae-Ho Son, Shi-Joon Sung, Jun-Hyoung Sim, Young-Ill Kim, Si-Nae Park, Dong-Hwan Jeon, JungSik Kim, Dae-Kue Hwang, Chan-Wook Jeon, Dahyun Nam, Hyeonsik Cheong, A band-gap-graded CZTSSe solar cell with 12.3% efficiency, J. Mater. Chem. A. 4 10151– 10158 (2016).
- [8] L.X.J. and F.Y.L. Fang Qin Zeng, Yan Qing Lai, Zi Li Han, Boon K. Ng, Zhi An Zhang, Hong Liang Zhang, Fabrication of earth-abundant  $\text{Cu}_2\text{ZnSn}(\text{S},\text{Se})_4$  light absorbers by a sol-gel and selenization route for thin film solar cells, RCS Adv. 6 6562–6570 (2016).
- [9] D. Rekioua, E. Matagne. Optimization of Photovoltaic Power Systems. Green Energy and Technology (2012)
- [10] S. Lalouni, Rekioua D, Rekioua T, Matagne E (2009) Fuzzy logic control of standalone photovoltaic system with battery storage. J Power Sources 193(2):899
- [11] S. Vigghetti, « Systèmes photovoltaïques raccordés au réseau: Choix et dimensionnement des étages de conversion », thèse de doctorat, université de Grenoble (2010).
- [12] J.A. Peterson, Seth Dunn, « Hydrogen Futures: Toward a Sustainable Energy System » World watch Paper 157, August 2001).
- [13] D. Amina Mekhelfi, « Evolution des exportations gazières de l'Algérie et son impact au sein de l'Opec (1970 à 2012) », Université Kasdi Merbah – Ouargla (2013).
- [14] M. Belarbi, « Contribution à l'étude d'un générateur solaire pour site autonome », Thèse de doctorat Université d'Oran Mohamed Boudiaf (2015).
- [15] Comparison of Different Battery Technologies (2006) General electronics battery co., ltd. pp 1–4. [www.tradekorea.com/product/file/download.mvc;...TK](http://www.tradekorea.com/product/file/download.mvc;...TK)
- [16] R. Saisset Study contribution systemic including electrochemical energy devices. PHD thesis INP Toulouse specialty electrical engineering. April (2004)
- [17] M.Z.F.Z. Zerhoun. "Optimisation d'un système à énergie verte avec validation pratique". Revue des énergies renouvelables, vol. 11, N°1, p. 41–49 (2008).

## **Chapitre IV**

### **Applications : Cas de la région de M'sila**

## IV.1-Introduction

Ce chapitre se compose de deux parties :

Dans la première partie, nous présentons un dimensionnement des systèmes photovoltaïques, qui servira à alimenter un logement de type F3 hors réseau. Pour faire cette étude, nous avons utilisé un logiciel de simulation " PVsyst6".

Dans la deuxième partie, nous allons faire une étude sur la réalisation d'un arbre solaire et son étude expérimentale.

## IV.2-Application1: Etude d'un projet photovoltaïque par le logiciel PVsyst6

### IV.2.1-Constitutions du système PV

Les différents éléments qui composent le système photoélectrique sont représentés. Ainsi, le système photoélectrique contient quatre composants principaux constituant un système générateur photovoltaïque : le panneau PV, la batterie (stockage), le régulateur de tension et le convertisseur (onduleur). La figure (IV.1) présente le système avec stockage d'énergie [1].

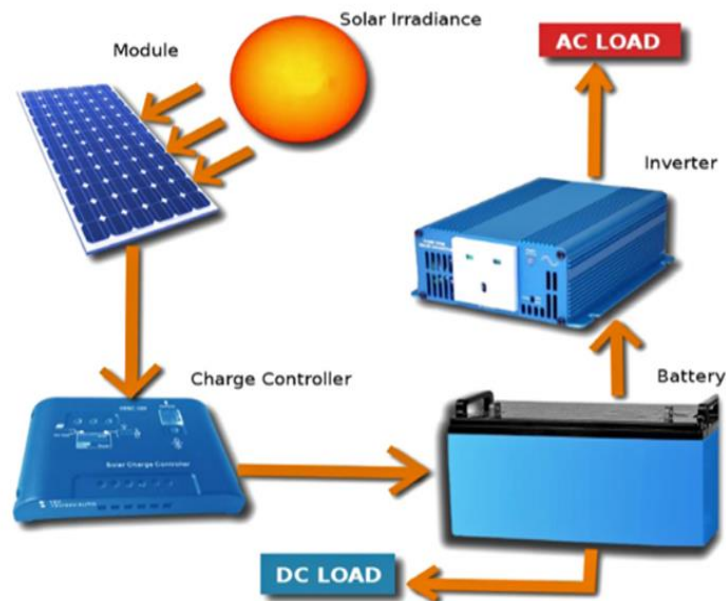


Figure IV.1: Système avec stockage d'énergie[1]

### IV.2.2-Présentation du logiciel PVsyst6

Le PVsyst6 est un outil complet pour étudier le concept de systèmes photovoltaïques (connectés au réseau, autonomes, pompage d'eau, etc...), développé par Mermoud et Lejeune [2].

Ce logiciel peut importer des données météorologiques d'une douzaine de sources différentes ainsi que des données personnelles [3] comme illustré sur la figure(IV.2). Le PVsyst6 permet d'obtenir plusieurs informations telles que la production d'énergie, l'irradiation et le coût d'installation, la surface nécessaire et la production annuelle d'énergie, il est permet d' estimation rapide de la production pour une première étude des installations, conception du projet, étude

détaillée, dimensionnement et simulation temporelle, aboutit à un rapport complet imprimable, données météorologiques (importation de sources diverses, génération synthétique, base de données des composants (module PV, onduleur, batteries, pompes, etc.), outils didactiques, (géométrie solaire, optimisation de l'orientation, comportement électrique des champs PV avec ombrage).

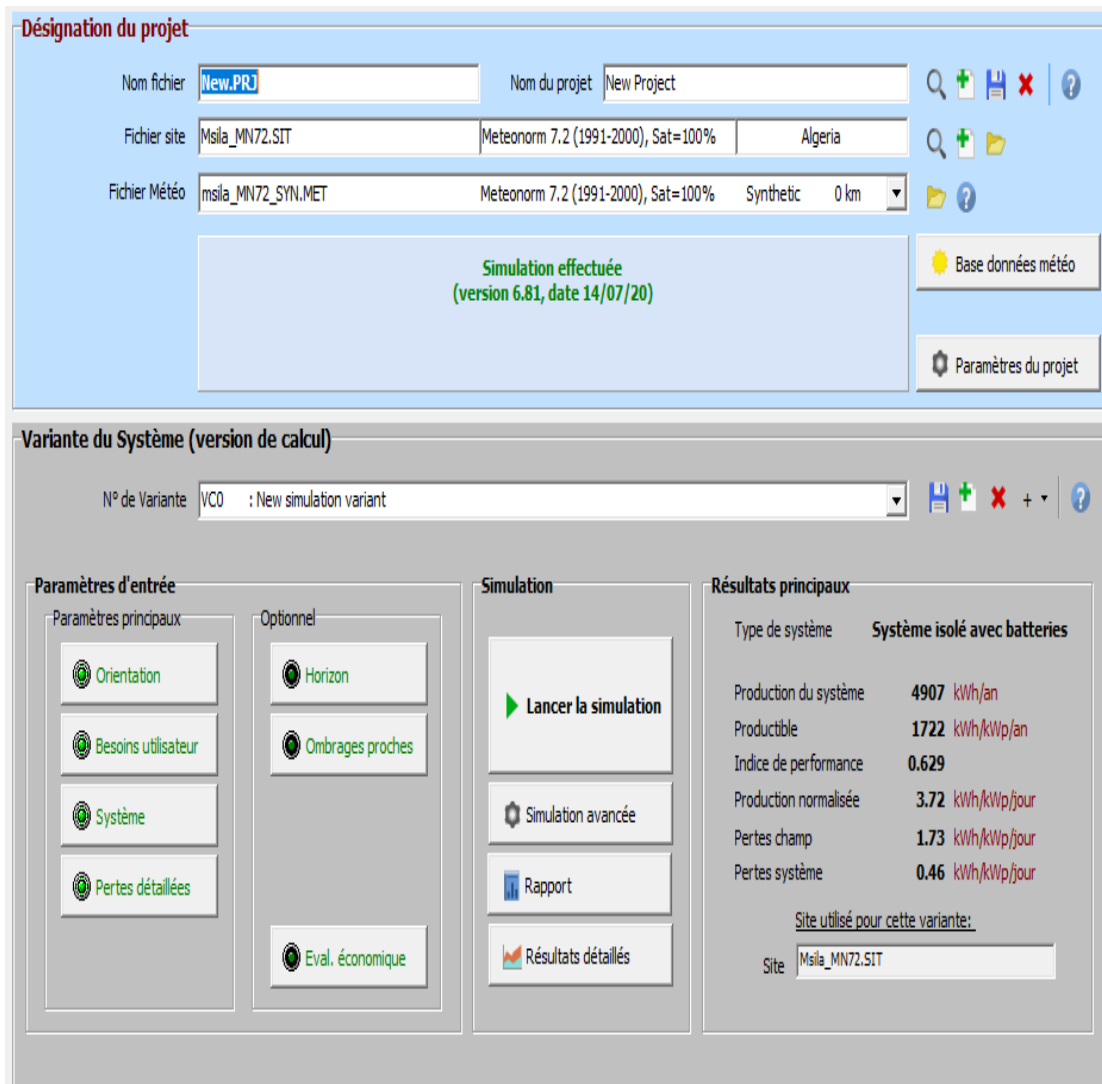


Figure IV.2 : Interface du logiciel PVsyst6 pour l'énumération d'une installation PV dans la région de M'sila

**a- Coordonnées géographiques**

La région de M'sila est située en Algérie, comme le montre la figure (IV.3), elle est située à 35,71 ° de latitude nord et 4,54 ° de longitude est, à 447 mètres au-dessus du niveau de la mer. L'emplacement du site spécifié présente un fort potentiel de rayonnement solaire [4]. En outre, le potentiel de la température ambiante et des ressources éoliennes est également le principal facteur dans la génération d'un système PV fiable.



**Figure IV.3:** Position géographique de la région de M'sila sur la carte [4]

### b- Rayonnement solaire

Le rayonnement solaire est constitué d'ondes électromagnétiques émises par le soleil, il comprend des longueurs d'onde allant de l'ultraviolet à l'infrarouge, lorsque le rayonnement solaire traverse l'atmosphère, il se décompose en rayonnement direct et diffus, le rayonnement diffus provient du ciel, des nuages et des objets environnants, le rayonnement global reçu sur terre est donc la somme des composantes directes et diffuses. La majorité de l'énergie émise par le soleil se situe dans les longueurs d'onde du spectre visible, de  $0,39 \mu\text{m}$  à  $0,76 \mu\text{m}$ . L'énergie du rayonnement global reçu à tout moment par unité de surface est appelée irradiation globale et correspond à l'unité Wattheure par mètre carré ( $\text{Wh.m}^{-2}$ ).

### IV.2.3-Résultats et discussion

La combinaison de tous les composants illustrée à la figure (IV, 4) est représentée pour satisfaire la configuration du système. À partir de la simulation du logiciel PV<sub>System</sub>, la batterie totale requise est de 8 unités afin de satisfaire les besoins énergétiques, la batterie proposée est une batterie plomb-acide d'une capacité de batterie de 167 AH. Ensuite, la tension nominale pour chaque cellule est de 12 V, elle a une efficacité de 97%. De plus, la batterie qui a 24 V de tension système attendue capable de supporter la charge électrique pendant 5 jours.



Tableau IV.1: Consommation quotidienne des ménages.

	Nombre	Puissance	Utilisation	énergie
Lamps(LED or fluo)	6	10 W	5 h / jour	300 Wh / jour
TV/PC/Mobile	2	100 W	6 h / jour	1200 Wh / jour
Appareils électroménagers	1	500 W	4 h / jour	2000 Wh / jour
Fridge/Deep-freeze	1	165 W	24 h / jour	3960 Wh / jour
Lave-linges	1	1000 W	2 h / jour	2000 Wh / jour
Autres utilizations	1	38 W	1 h / jour	38 Wh / jour
Autres utilizations	1	1000 W	3 h / jour	3000 Wh / jour
Stand par les consommateurs	1	6 W	24 h / jour	144 Wh / jour
Totale				12642 Wh / jour

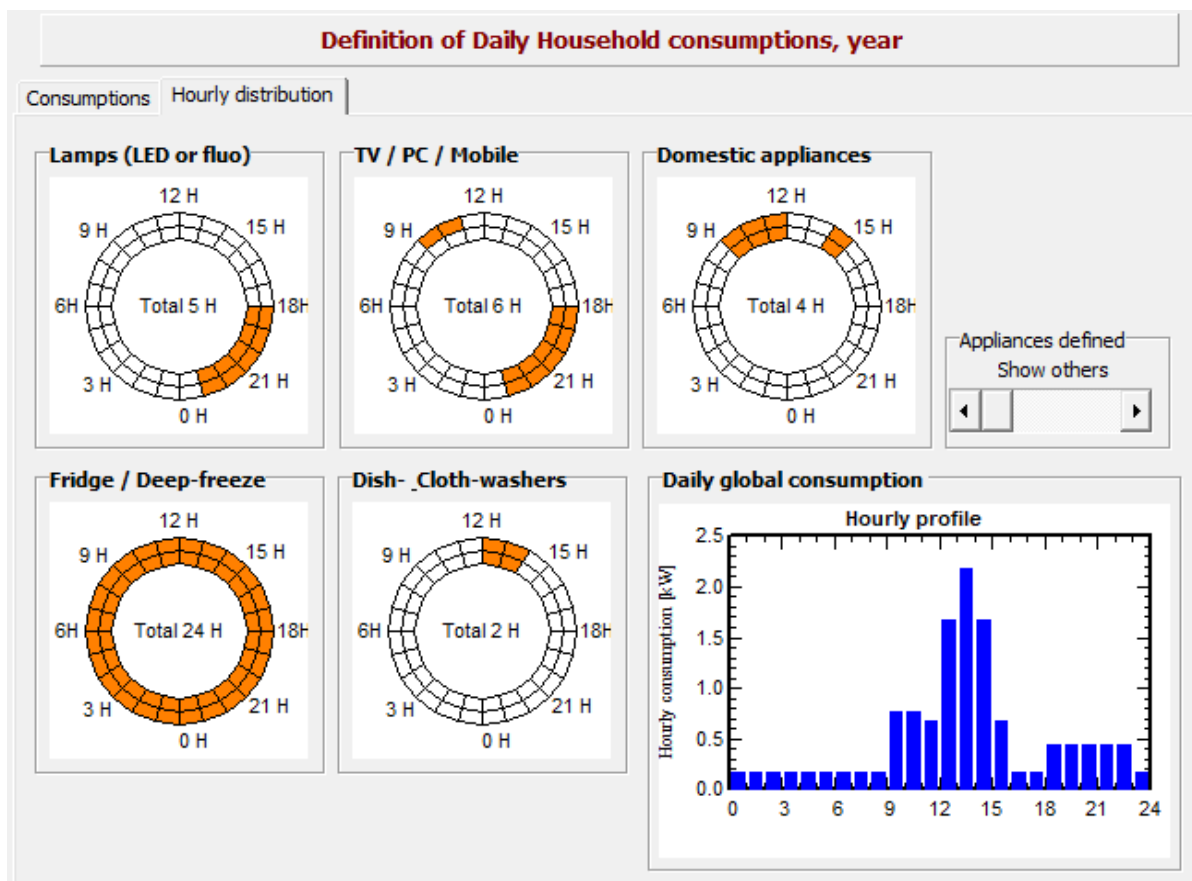


Figure IV.5: Besoins énergétiques quotidiens d'un logement de type F3

IV, 2, 3,2-Dimensionnement du système PV

Nous devons estimer le nombre de panneaux photovoltaïques nécessaires, dimensionner les batteries de stockage et le régulateur, où les résultats obtenus sont mentionnés sur les figures (IV.6) et (IV.7).

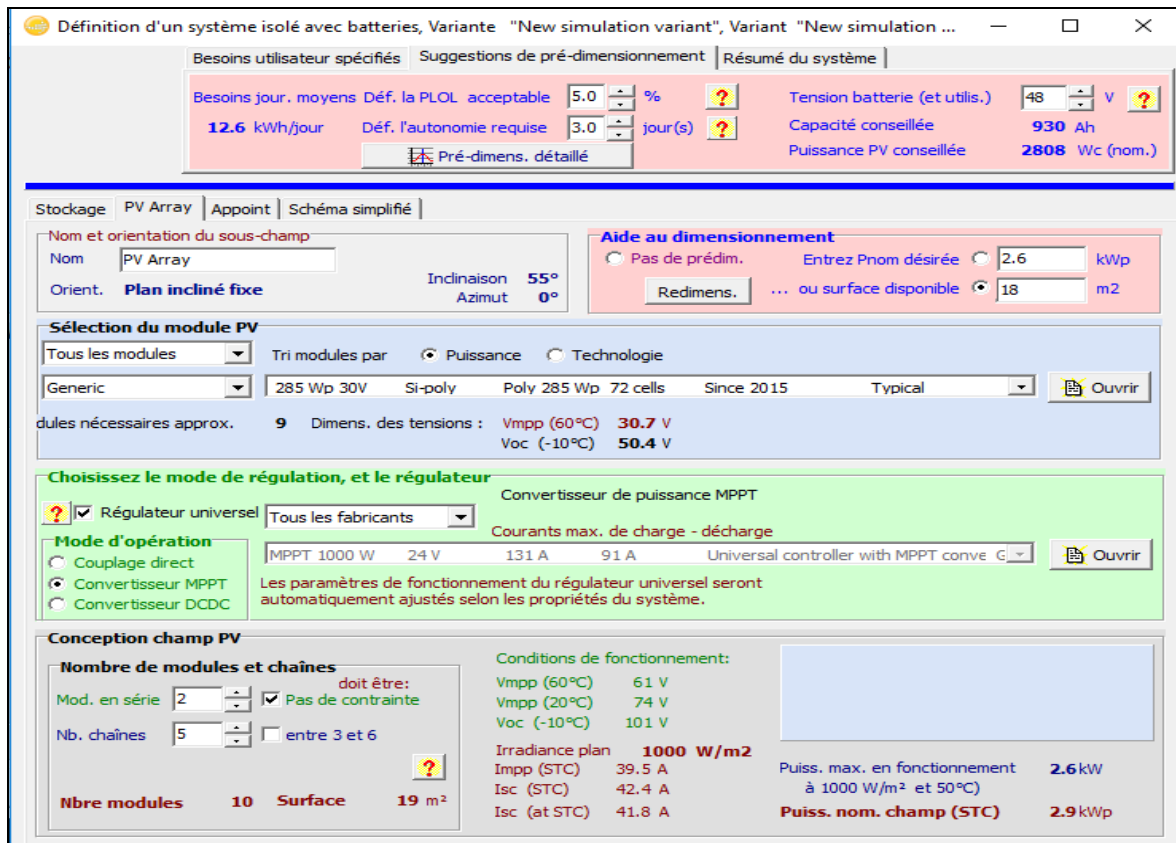


Figure IV.6: Dimensionnement du générateur photovoltaïque

Comme indiqué sur la figure (IV.7), le champ PV est constitué de 10 modules PV (technologie polycristalline) répartis sur une superficie de 19m<sup>2</sup>, comme suit :

- 2 modules en série.
- 5 modules en parallèle.

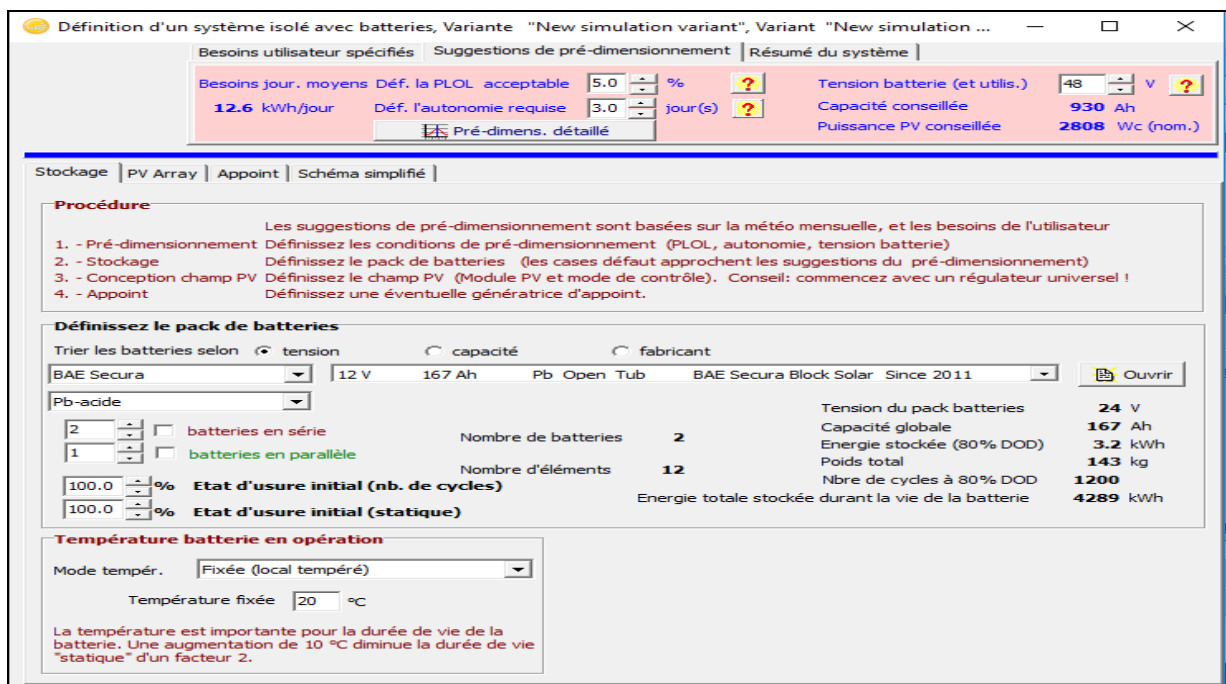


Figure IV.7: Dimensionnement des batteries

### IV.2.3.3-Production et consommation d'énergie

#### IV.2.3.3.1-Énergie produite

Les productions naturelles telles que les pertes d'assemblage, les pertes du système et la production d'énergie utile pour chaque installation KW<sub>c</sub>/jour ont été évaluées à partir d'une étude de simulation, voir Figure (IV.8), ces produits précédemment mesurés ont été identifiés que les normes CEI [5] sont des paramètres standard pour évaluer les performances d'un système photoélectrique. Le total inutilisé ou mieux utilisé, soit 0,74 kWh / kw / jour, Lc pertes collectables ou matrice de perte de la matrice PV, soit 0,99 kWh / kw / jour, Ls est la perte du système, soit 0,46 kWh / kw / jour et Yf Il a produit une puissance utile, soit 3,72 kWh / kw / jour.

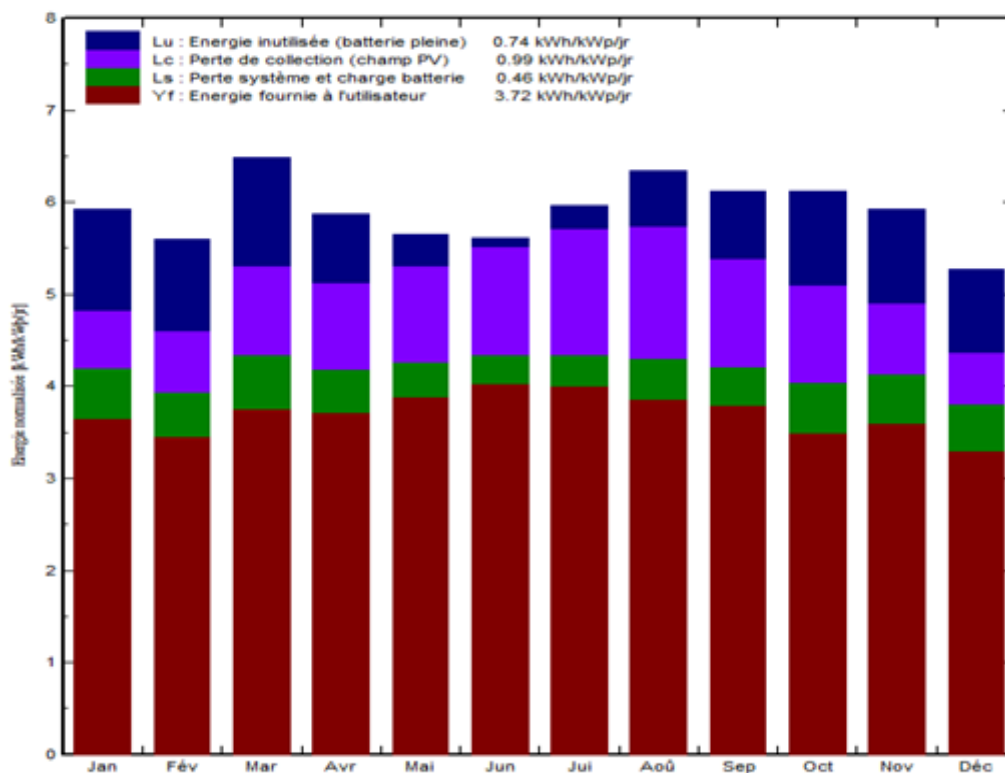


Figure IV.8: Productions énergétiques

#### IV.2.3.3.2- Bilan énergétique

Les principales mesures et résultats présentés dans le tableau (IV.2) incluent des variables telles que le rayonnement global au niveau horizontal, le rayonnement global effectif et les changements d'énergie. Pour le site d'étude, le rayonnement global annuel au niveau horizontal est de 1962,5 kWh/m<sup>2</sup>. Le rayonnement global effectif est de 2092,9 kWh/m<sup>2</sup>, il existe également une énergie solaire disponible sur un an à 4906,7 kWh et les besoins en énergie de l'utilisateur sont estimés à 4614,5 kWh.

Tableau IV.2: Bilans et principaux résultats

	<b>Glob Hor Kwh/m<sup>2</sup></b>	<b>Glob Eff Kwh/m<sup>2</sup></b>	<b>E-Avail kwh</b>	<b>E-Unused kwh</b>	<b>E- user kwh</b>	<b>E-Load kwh</b>
<b>Janvier</b>	97,1	181,0	448,4	96,3	322,7	391,9
<b>Février</b>	104,6	153,7	378,6	97,7	275,4	354,0
<b>Mars</b>	165,1	196,3	468,7	103,9	332,3	391,9
<b>Avril</b>	185,3	196,6	403,8	63,2	318,0	379,3
<b>Mai</b>	223,2	167,2	389,5	30,9	343,6	391,9
<b>Juin</b>	233,6	159,9	360,8	7,7	344,2	379,3
<b>Juillet</b>	247,9	176,4	386,5	21,9	354,4	391,9
<b>Août</b>	220,7	189,3	414,4	53,1	340,6	391,9
<b>Septembre</b>	166,5	178,0	405,3	62,3	324,9	379,3
<b>Octobre</b>	135,9	185,6	429,5	89,7	309,3	391,9
<b>Novembre</b>	99,7	175,1	422,0	86,5	307,7	379,3
<b>Décembre</b>	82,8	160,9	399,1	79,5	291,7	391,9
<b>Année</b>	1962,5	2092,9	4906,7	774,6	3864,9	4614,5

La figure (IV.9) montre l'énergie journalière produite par l'installation, l'énergie électrique maximale produite était de juin à août.

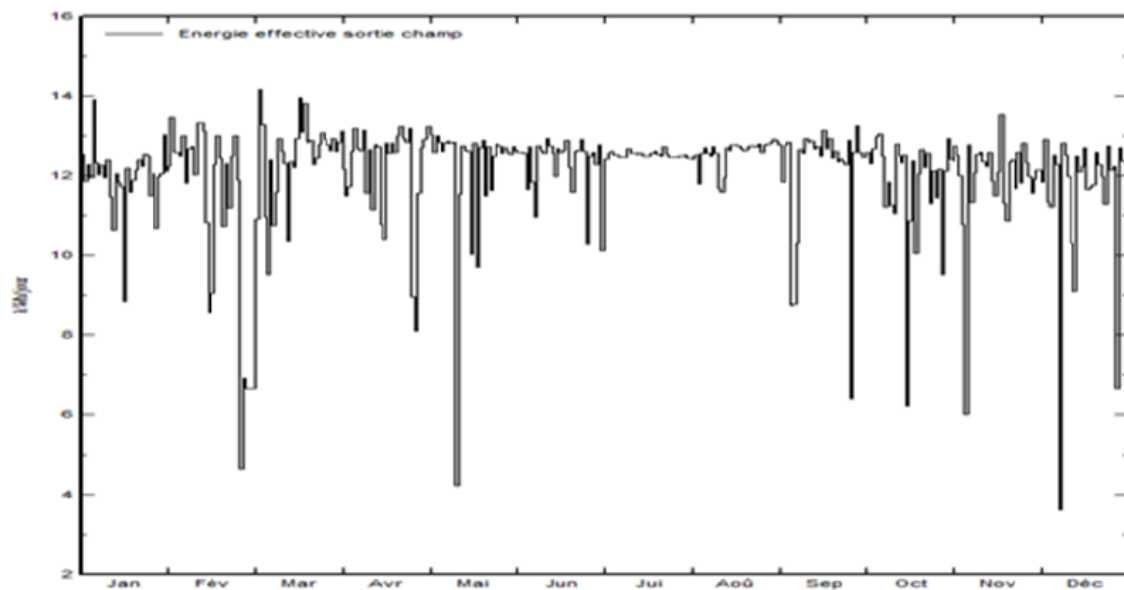


Figure IV.9: Énergie quotidienne à la sortie du système

IV.2.3.4-Diagramme des pertes sur toute l'année

Le graphique de perte de stock est obtenu à partir d'études simulées, qui aident à analyser les différentes pertes auxquelles sont confrontées lors de l'installation d'une installation photovoltaïque ou les restrictions à prendre en compte, Le graphique de la perte de flèche sur la figure (IV.10) qui représente les différentes pertes dans le système, Le rayonnement global au niveau horizontal est de 1963 kWh / m<sup>2</sup>, mais non, le rayonnement effectif sur le capteur est de 2093 kWh / m<sup>2</sup>. Cela conduit à une perte de puissance de 0,26% en raison du niveau de rayonnement.

L'efficacité du générateur photovoltaïque en STC est de 14,78%, la puissance par défaut de la matrice annuelle en MPP est de 4348 kWh. Les différentes pertes qui se produisent à ce stade sont de 12,1% de pertes dues à la température, de 1,1% de pertes dues à une discordance de matrice de modules et 2,28% sont des pertes d'écriture ohmiques.

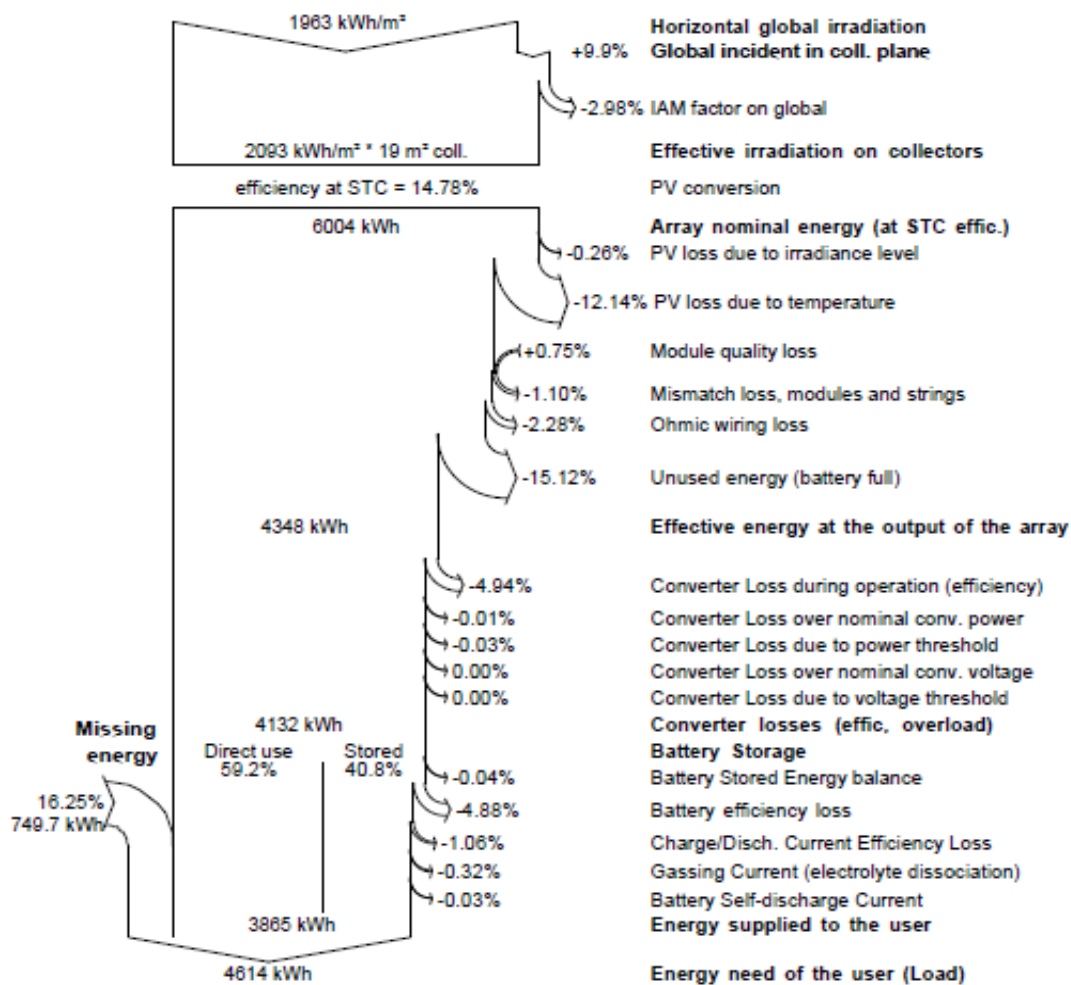


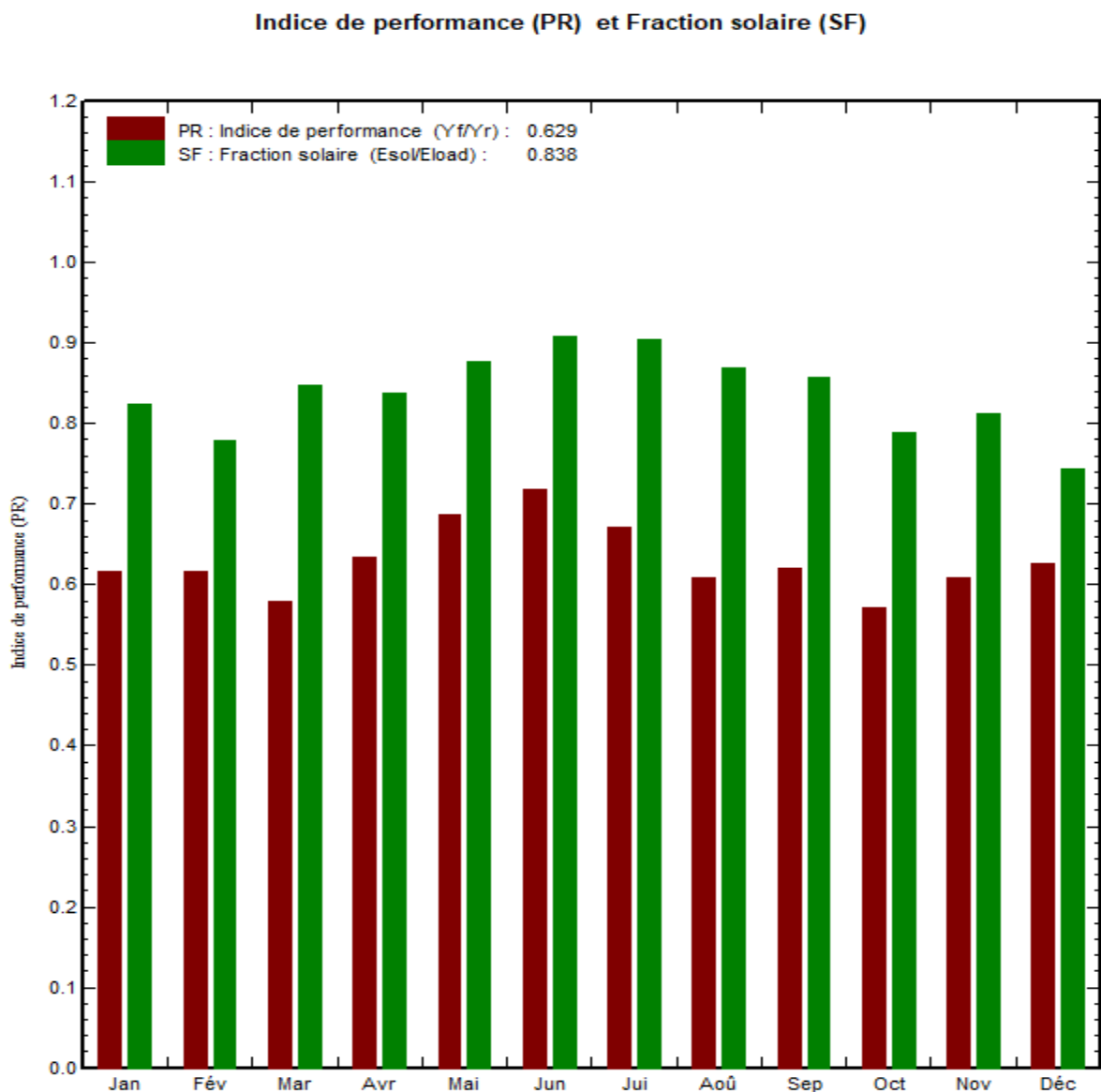
Figure IV.10: Pertes globales du système

**IV.2.3.5-Indice de performance et fraction solaire totale**

Pour évaluer des résultats obtenus pour notre système, nous avons déterminé les indices suivants :

L'indice de performance (PR) est défini par le rapport de production du système par énergie incidente de référence, donc cet indice est un chiffre qui exprime la qualité générale du système ou le rendement en fonction de la puissance installée, il peut en contenir 33% dans les meilleures installations et dans les pays tempérés [6]. En outre, la fraction solaire totale (SF) est un paramètre important pour l'évaluation d'un système PV, Il est donné comme  $SF = E_{utile} / E_{nesoin}$ , Les résultats sont présentés à la figure(IV.11).

Dans notre cas PR = 62,9% et SF = 83,8%, il est donc généralement accepté et indique que notre système est spécifique.



**Figure IV.11: Rapport de performance PR et fraction solaire SF**

### IV.3-Application 2: Réalisation d'un prototype d'un arbre photovoltaïque

#### IV.3.1- Région de M'sila

M'sila, dans ses limites actuelles, occupe une position privilégiée dans la partie centrale de l'Algérie du nord dans son ensemble, elle fait partie de la région des Hauts Plateaux du centre et s'étend sur une superficie de 18,175 km<sup>2</sup>, Sa position géographique fait que sa vocation principale demeure l'agro-pastoralisme tributaire d'une pluviométrie malheureusement faible et irrégulière ne dépassant pas les 250mm par an, Elle est limitée :

- Au Nord Est : les wilayas de Bordj Bou-Arredj et Sétif,
- Au Nord Ouest : les wilayas de Médea et Bouira,
- A l'est : la wilaya de Batna,
- A l'ouest : la wilaya de Djelfa,
- Au Sud Est : la wilaya de Biskra.

Ses coordonnées géographiques sont : - Altitude : 477 m, Latitude : 35°7 Nord et Longitude : 4°54194 Est.

#### IV.3.2- Climat

Le climat de la wilaya est de type continental soumis en partie aux influences sahariennes, L'été y est sec et très chaud, alors que l'hiver y est très froid, Sur le plan pluviométrique, la zone la plus arrosée est située au nord, elle reçoit plus de 480 mm par an (Djebel Ech-Chouk, Chott de Ouenougha), quant au reste du territoire, la zone la plus sèche est située à l'extrême sud de la Wilaya et reçoit moins de 200 mm/an. Les précipitations moyennes annuelles de la wilaya en 2010 sont de 153 mm par ans, les températures moyennes mensuelles de l'année sont de 20 C°, enregistrées au mois plus chaud (Août) sont de 32 C° et le mois plus froid (Janvier) sont de 11 C°, les températures min et max, enregistrées (-0,2) C° en mois de janvier et (45,7) C° en mois de juillet.

#### IV.3.3-Orientation du champ PV

En Algérie, et plus généralement dans tout l'hémisphère nord, on privilège toujours une orientation du champ PV vers le sud 0 (plein sud) comme représenté sur la figure (IV.12).

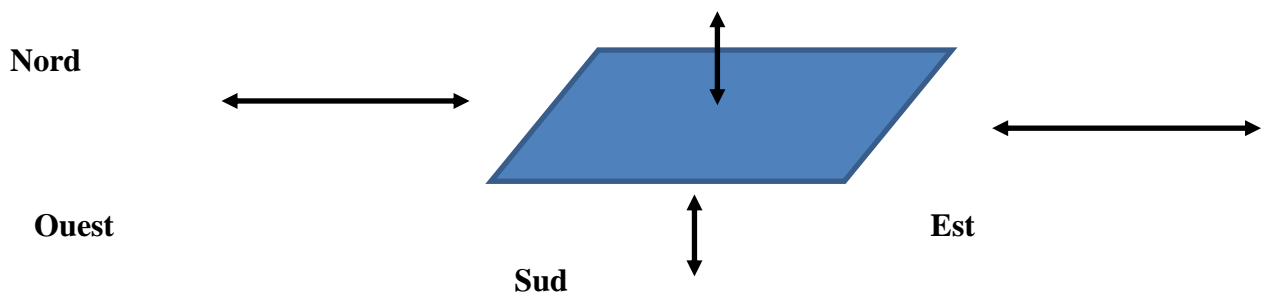
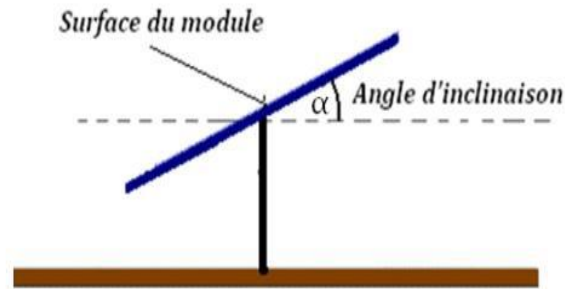


Figure IV.12: Orientation du champ PV

### IV.3.4-L'angle d'inclinaison

L'angle d'inclinaison correspond à l'angle formé par le plan du module solaire par rapport à l'horizontale voir la figure (IV.13).



**Figure IV.13:** Angle d'inclinaison des modules photovoltaïques

### IV.3.5-Détermination du gisement solaire

On peut déterminer le gisement solaire du lieu choisi par :

- 1- Données réelles mesurées par des stations météorologiques,
- 2- Calculer par un modèle mathématique,
- 3- Les données fournies par : NASA, PVGIS, RETScreen ou Meteonorm.

L'irradiation moyenne mensuelle de la commune à M'sila donnée par le PVGIS (PhotoVoltaic GISement). La carte géographique de la région de M'sila indiquée sur la figure(IV.14) et les valeurs du rayonnement solaire est indiquée sur le tableau (IV.3).



**Figure IV.14:** Carte géographique de la région de M'sila

Nous obtenons les résultats suivants :

- L'angle d'inclinaison optimale est : 33 deg As,
- Irradiation annuelle perdue à cause de l'ombre,
- $H_{opt}$  : Irradiation sur plan avec l'inclinaison optimale,
- $L_{opt}$  : Inclinaison optimale (deg).

Tableau IV.3: Irradiation moyenne mensuelle de M'Sila

Mois	H <sub>opt</sub>	L <sub>opt</sub>
Jan	4790	61
Fév	5440	53
Mar	6510	39
Avr	6590	25
Mai	6780	11
Juin	7040	3
Jui	7250	6
Aug	7250	18
Sep	6400	34
Oct	6100	48
Nov	5010	58
Dec	4430	63
Annae	6140	33

#### IV-3-6-Réalisation de l'arbre solaire

Nous avons réalisé notre arbre solaire en utilisant les composants suivants :

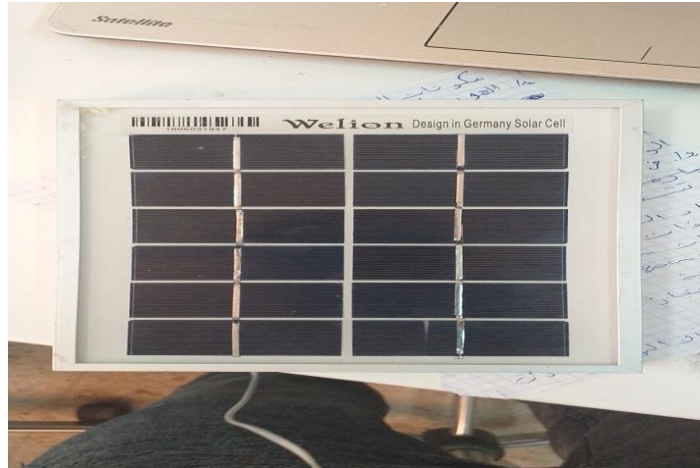
##### IV.3.6.1-Cellules photovoltaïques

Pour la conception l'arbre solaire, nous avons besoin de 25 cellules solaires

(voir image IV.15) qui sont caractérisés par :

- P<sub>max</sub> : 3,0W
- V<sub>oc</sub> : 7,2V
- I<sub>cc</sub> : 0,56 A
- V<sub>mp</sub> : 6 V
- I<sub>mp</sub> : 5 A

Le maximum voltage du system est 100 V.



**Figure IV.15:** Cellules photovoltaïque

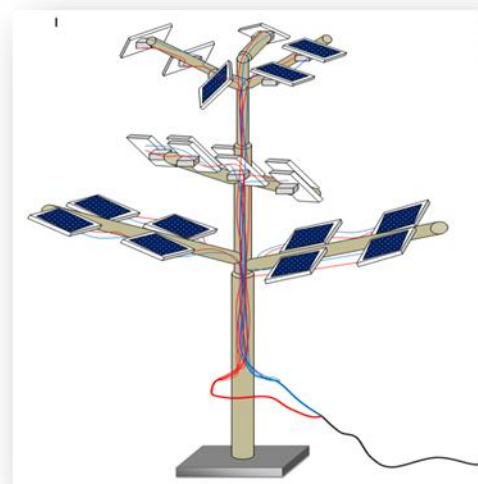
#### IV.3.6.2- Barres de fer

Nous avons besoin de 7 barres de fer pour fixer les cellules solaire où les supports des feuilles sont symétriques et ses dimensions sont :

- Deux branches avec 1,10m
- Deux branches avec 0,9m
- Trois branches avec 0,8m
- La distance entre les branches est 0,6m

#### IV.3.6.3- Branchement les cellules

Dans cette étape nous avons fixé les cellules solaires sur le support en prend compte l'orientation optimal tout en évitant l'ombre.



**Figure IV.16:** Arbre solaire

#### IV.3.6.4- Câblage électrique

Nous avons besoin des files électriques de 30m pour connectées les cellules photovoltaïque (15 mètres en couleur rouge et en couleur noir).

#### IV.3.6.5-Régulateur

Pour calculer la puissance des panneaux solaires, nous avons besoin un de régulateur qui caractérise par :

**La tension** 12 : V-24V et **Le courant** : 30A



Figure IV.17: Régulateur choisie

#### IV.3.6.6- Batterie

Le stockage de la charge pour assurer l'alimentation des équipements électriques ; la batterie qui adaptée le besoin énergétique est la batterie de type Gel (12V-150Ah).

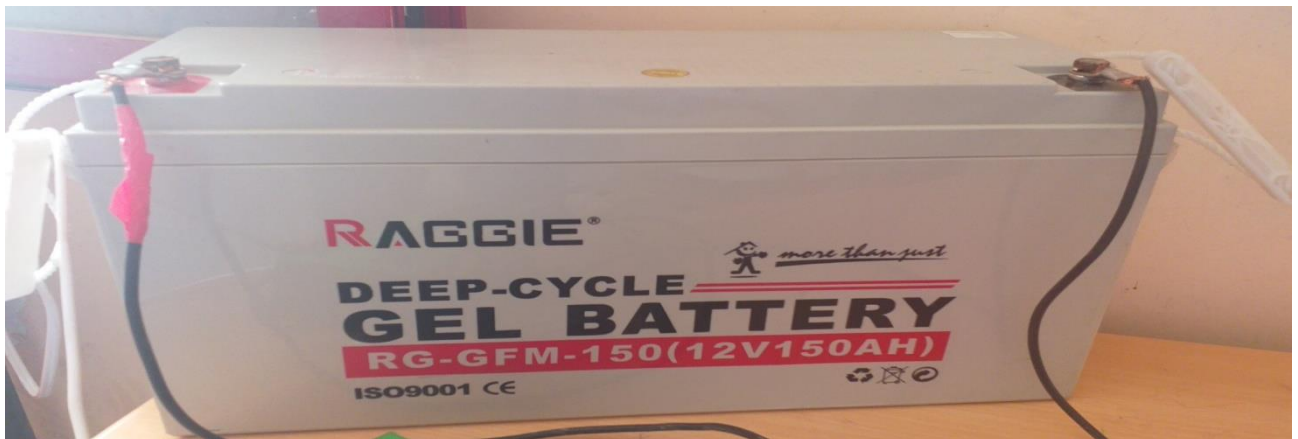


Figure IV.18: Batterie adaptée

### IV.3.7-Résultat

#### IV.3.7.1-L'inclinaison

D'après nos expériences réalisées, on a pu constater que de l'intensité électrique fournit par les cellules variés par rapport à l'inclinaison des cellules. Celle-ci est maximale quand la cellule est perpendiculaire aux rayons lumineux. Nous avons optimisé l'inclinaison des rayons du soleil par rapport à la Terre pour orienter au mieux les cellules de notre arbre.

L'étude expérimentale de notre arbre se déroule dans la période de moi de mai et de juin par les mesures de l'intensité et la tension. Nous avons donc cherché pratiquement la meilleure

inclinaison avec une cellule reliée à un Ampèremètre. Les résultats de cette étape sont montrés dans tableau (IV.4).

**Tableau IV.4 :** l'intensité en fonction de l'inclinaison

Inclinaison par rapport à l'horizontale	Intensité
0°	1,64
5°	1,39
10°	2,24
15°	2,89
20°	3,23
25°	3,26
30°	3,45
35°	3,78
40°	2,84

Donc nous avons fixé les panneaux de l'arbre solaire à 33° d'inclinaison.

#### IV .3.7.2-Branchement des cellules photovoltaïques

Le dimensionnement qui a fait montre la meilleure configuration de branchement est trois cellules photovoltaïques en série et pour dix cellules branches en parallèle et le résultat obtenu est montré sur le tableau (IV.5).

**Tableau IV.5 :** Résultat de l'intensité et la tension

	U (v)	I (mA)
Toutes les cellules sont Éclairées	20,1	3,5
1 cellule est à l'ombre	20,1	2,9

### IV.3.7.3-Puissance électrique

Pour comparer la puissance électrique fournie par notre arbre, nous avons également construit un panneau fixe incliné à  $33^\circ$ , Figure (IV.19), avec le même nombre de cellules et le même branchement électrique que notre arbre.



Figure IV.19 : Mesure électrique de l'arbre et des panneaux fixés

Nous avons mesuré la puissance électrique à différents moments d'une journée type ensoleillée (18 juin 2018). Le panneau fixe était orienté au Sud alors que la face avant de l'arbre était au sud. La figure (IV.20) montre la variation du courant en fonction de la tension pour les panneaux fixés et l'arbre solaire respectivement.

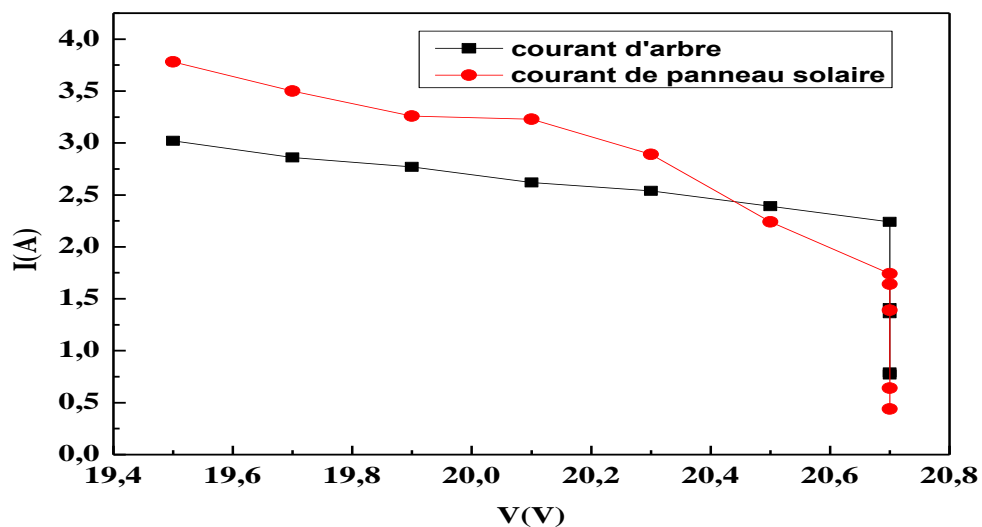
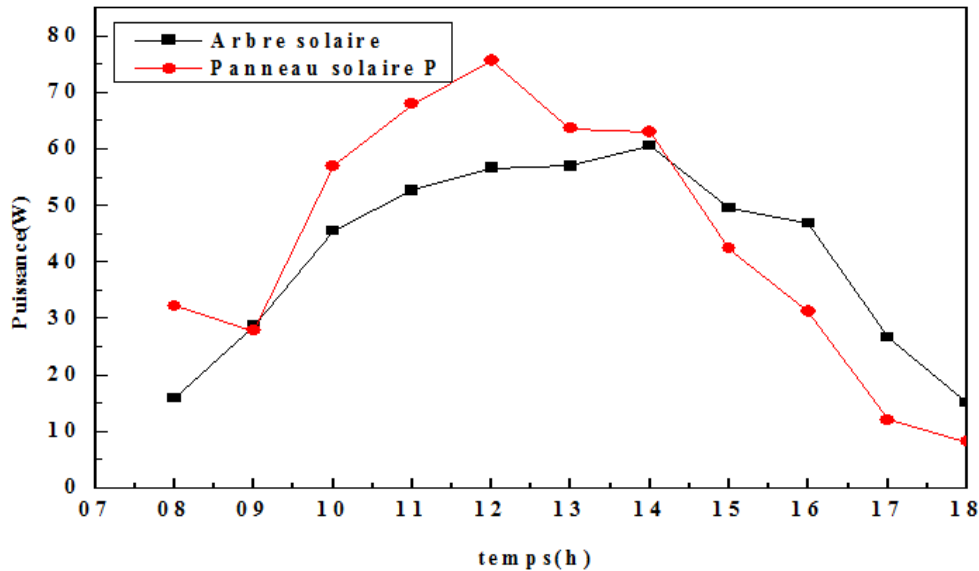


Figure IV.20: Courant en fonction de la tension

La figure ci dessus montre que les résultats concernant la caractéristique I(V) est très proche de celles de la théoriques.

Sur la figure (IV.21) nous présentons la puissance électrique fournie par les panneaux fixes et de l'arbre solaire en fonction du temps.



**Figure IV.21** : Variation de la puissance produite en fonction du temps

L'analyse des courbes montre :

-On a mentionné que la puissance maximale a été dans la période 12h00 jusqu'à 13h00 pour les deux systèmes.

-La production de panneaux fixes est meilleure que celle de arbre solaire dans la période 08:00h à 14:00h tel que :

- La productivité journalière des panneaux fixes solaire est d'environ 386,978 Wh/jour, alors que pour l'arbre solaire, elle ne dépasse pas 316,361 Wh/jour.

-La production de l'arbre solaire est meilleure que celle des panneaux fixes pour la période de 14h00 à 18h00 tel que la puissance fournie par l'arbre est 113,046W en paille, la puissance des panneaux fixes est de 93,684W.

Cela est dû à l'effet de la température négative où l'efficacité du panneau solaire installé est meilleure que celle de l'arbre solaire le matin. Tandis que le soir l'efficacité de l'arbre solaire était meilleur que celle du panneau solaire, ce la est dû à la température de la région et à la présence d'espaces interstellaires entre les cellules de l'arbre solaire [7,8].

#### IV.3.7.4-Paramètres influant sur le rendement de l'arbre

Pour optimiser le rendement des cellules de l'arbre on aurait pu prendre en compte l'énergie globale du flux lumineux c'est à dire l'énergie diffuse et l'énergie directe.

Les cellules chauffent trop elles produisent moins d'énergie, Pour améliorer leurs rendements on cherche des condition favorables qui permettra le bon fonctionnement de système PV[9,10].

#### **IV.4- Conclusion**

Nous avons présenté un dimensionnement des systèmes photovoltaïques par le logiciel de simulation " PVsyst6", Nous avons fait une estimation des besoins énergétiques de logement type F3, Nous réalisons un prototype d'arbre solaire artificiel en utilisant de la matière disponible dans le marché local : 25 cellules solaires, support métallique, files électriques, régulateur et batterie.

L'étude expérimentale a montré que la puissance maximale était fournie par l'arbre solaire d'une valeur de 316,361 W.

**Bibliographie**

- [1] A. Ghafoor, Design and economics analysis of an off-grid PV system for household electrification, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Volume 42, February, 496-502 (2015).
- [2] V. Salas, E. Olias, A. Barrado and A. Lazaro, "Review of the Maximum Power Point Tracking Algorithms for Stand-Alone Photovoltaic Systems," *Journal of Solar Energy Materials & Solar Cells*, Vol. 90, No. 11, pp. 1555-1578 (2006).
- [3] Y.M.Irwan, A.R.Amelia, M.Irwanto, Fareq.M, W.Z.Leow, N.Gomesh, I.Safwati "Stand-Alone Photovoltaic (SAPV) System Assessment using PVSYST Software" *Energy Procedia* 79596 –603( 2015 ).
- [4] <https://www.pvsyst.com/fr/fonctionnalite>.
- [5] IEC. Photovoltaic System Performance Monitoring-Guidelines for Measurement Data Exchange and Analysis. IEC Standard 61724. Geneva Switzerland (1998).
- [6] M. Chikh, A. Mahrane and F. Bouachri, PVSST 1.0 sizing and simulation tool for PV Systems. *Energy Procedia*, 6, 75-85(2011).
- [7] S. Dey, M. K. Lakshmanan, and B. Pesala, "Optimal solar tree design for increased flexibility in seasonal energy extraction," *Renewable Energy*, vol. 125, pp. 1038–1048, (2018).
- [8] C. Berthod, R. Strandberg, G. H. Yordanov, H. G. Beyer, and J. O. Odden, "On the variability of the temperature coefficients of mc-Si solar cells with irradiance," *Energy Procedia*, vol. 92, pp. 2–9 (2016).
- [9] M. Zamen, A. Baghban, S. M. Pourkiaei, and M. H. Ahmadi, "Optimization methods using artificial intelligence algorithms to estimate thermal efficiency of PV/T system," *Energy Science & Engineering*, vol. 7, no. 3, pp. 821–834 (2019).
- [10] R. A. Ferdous, M. A. Mohammed, S. Rahman, S. Salehin, and M. A. Mannan, "Energy Efficient Hybrid Dual Axis Solar Tracking System," *Journal of Renewable Energy*, vol.2014,Article ID 629717, 12 (2014).

## **Conclusion générale**

### Conclusion

L'énergie solaire est l'une des sources les plus importantes parmi divers types d'énergies renouvelables.

L'Algérie est la terre du soleil par excellence, comparée aux autres pays du monde. Le nombre d'heures d'ensoleillement en Algérie est d'environ 3300 heures / an. Le climat est très propice à l'exploitation de l'énergie solaire dans différentes régions, mais la distribution du rayonnement solaire n'est pas bien connue. Hélas, pour beaucoup de pays en voie de développement, les mesures de l'irradiation solaire ne sont pas facilement disponibles. Il est donc, important d'élaborer des modèles d'estimation de l'irradiation solaire sur la base des données astronomiques et météorologiques offertes.

En ce sens, nous avons modélisé le rayonnement solaire de certains sites algériens (Alger, Ain Al Bassam, Constantine, Djelfa, Mascara, Oran, Tamanrasset). , Suivi d'une étude simulée par logiciel " PVsyst6", et c'est pour des besoins en énergie d'un logement de type F3. Suivi de la réalisation d'un modèle d'arbre solaire artificiel avec des matières premières disponibles sur le marché local.

Les résultats trouvés dans notre étude sont peuvent être résumés dans les points suivants :

- Nous avons réalisé un modèle pour estimer la quantité du rayonnement solaire global reçu sur un plan horizontale en Algérie, à partir de l'étude du rayonnement en fonction de l'ensoleillement où on a utilisé l'équation linéaire d'Angström.
- Une concordance remarquable entre les valeurs calculées et les valeurs mesurées, en particulier à Tamanrasset, a été trouvé où nous avons constaté que la pente est de rang 1.
- Nous avons présenté un dimensionnement des systèmes photovoltaïques. Dans ce sens nous avons fait une étude estimative de l'énergie fournie par un système photovoltaïque, en utilisant le logiciel PVsyst a été faite de M'sila pour répondre aux besoins énergétiques de logements de type F3.
- Le dimensionnement a montré que couvrir les besoins de notre maison, on aura besoins de 10 panneaux PV de 285 W, 12 batteries de 12V/167Ah.

## Conclusion générale

---

- Les performances des systèmes photovoltaïques sont fortement affectées par les paramètres climatologiques (rayonnement solaire et température) et par le type de cellule solaire.

Cette étude, comme toute autre, comporte toutefois certaines limitations qui pourraient faire l'objet d'amélioration lors de travaux futurs.

Comme perspectives, on peut citer les objectifs suivants :

- La généralisation des estimations obtenues sur l'ensemble du territoire algérien pour permettre aux chercheurs d'obtenir le rayonnement solaire.
- Des travaux futurs peuvent être effectués à partir de nos estimations pour étudier l'effet des paramètres de température et de climat sur le modèle Angstrom.
- La réalisation d'une étude future d'un grand arbre solaire installé au sein de l'universitaire de M'sila.