

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



*Université de Ghardaïa*

N° d'ordre :  
N° de série :

Faculté des Sciences et Technologies  
Département d'automatique et électromécanique

**Mémoire présenté en vue de l'obtention du diplôme de**

**MASTER**

**Domaine :** *Sciences et Technologies*

**Filière :** *Energies Renouvelables*

**Spécialité :** *Energies Renouvelables en Electrotechnique*

**Par : ABDENNEBI Hamida et OULAD NAOUI Hanane**

**Thème**

**Conception et développement d'un programme  
de dimensionnement des systèmes  
photovoltaïques avec stockage d'énergie**

**Soutenu publiquement le 30/06/2019**

**Devant le jury :**

<b>BAHRI Ahmed</b>	M.A.A	Univ Ghardaïa	<b>Président</b>
<b>BAKAR Belgacem</b>	M.A.A	Univ Ghardaïa	<b>Examineur</b>
<b>YETTOU Fatiha</b>	M.R.A	URAER. Ghardaïa	<b>Encadreur</b>
<b>KHELIFI Reski</b>	M.R.A	URAER. Ghardaïa	<b>Co-encadreur</b>

**Année universitaire 2018/2019**

# REMERCIEMENTS

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

Au nom de dieu le clément le miséricordieux

Tout d'abord, on remercie le Dieu, notre créateur de nous avoir donné les forces, la volonté et le courage afin d'accomplir ce modeste travail.

"De nos jours, toutes les études pour la réalisation de travaux se concrétisent grâce à une parfaite collaboration, un travail coopératif assure une bonne circulation de l'information et aussi un suivi sérieux et permanent de l'étude en question"

"En premier lieu, nous remercierons Dr YETTOU Fatiha, Maitre de Recherche (A) à l'Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables, Ghardaïa, En tant que encadreur de notre mémoire, elle nous a guidé dans notre travail et nous a aidé à trouver des solutions pour avancer"

"On tiens à remercier Dr KHELIFI Reski, Maitre de Recherche (A) à l'Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables, Ghardaïa, en tant que co-encadreur pour l'aide qu'il a fourni et les connaissances qu'il a su nous transmettre. Nous le remercierons également pour sa disponibilité et la qualité de ces conseils"

"Nous voudrions adresser toute nos gratitude à Dr GAMA Amor, Maitre de Recherche (A) à l'Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables, Ghardaïa, pour sa patience, sa disponibilité et surtout son aide et ses judicieux conseils, qui ont contribué à alimenter notre réflexion"

"Nous remercierons également le Directeur de l'Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables (URAER, Ghardaïa), Dr DJAFER Djelloul ; qui nous a permet de réaliser ce travail au sein de l'URAER ainsi que pour son bon accueil"

"Nous tenons à saisir cette occasion pour adresser nos profonds remerciements aux responsables de l'Université de Ghardaïa pour les efforts déployés pour nous aider"

"Nos respectueux remerciements à l'ensemble des membres du jury pour l'intérêt porté à notre travail"

"Un grand merci à nos mères et nos pères, pour leur amour, leurs conseils ainsi que leur soutien inconditionnel, à la fois moral et économique, qui nous ont permis de réaliser les études que nous voulons et par conséquent ce mémoire"

"Nous voudrions exprimer nos reconnaissance envers nos amis et collègues qui nous ont apporté leur soutien moral et intellectuel tout au long de nos démarche. Un grand merci à tous"

# Dédicaces

*Je dédie ce modeste travail*

*Particulièrement à ceux qui m'ont Apprise le sens de la  
vie ; m'ont Encouragé, m'ont Soutenu durant mes  
études;*

*Mon très cher père*

*Ma chère mère*

*A mes frères.*

*A mes sœurs*

*A toute la famille OULLAD NAOUÏ et BENOUDIN*

*A mon binôme Hamida*

*A mes chère amies : Nabila ,Kaima, Fatima, Wahiba*

*Je tiens à remercier tous (tes)*

*Mes amis(es) qui m'ont aidé de loin*

*Ou De Près dans la réalisation de ce travail.*

HANANE

# DEDICACE

*Avant tous, je remercie dieu le tout puissant de m'avoir donné le courage et la patience pour réaliser ce travail malgré toutes les difficultés rencontrées.*

*Je dédie ce modeste travail :*

*A mes très chers parents, que dieu les garde et les protège pour leurs soutiens moral et financier, pour leurs encouragements et les sacrifices qu'ils ont endurés.*

*A mes frères*

*A mes sœurs*

*A mes grandes familles*

*ABDENNEBI et BOUREGAA*

*A mon binôme*

*Hanane*

*AUX mes CAMARADES*

*ET mes amis*

*Nabila et Kaima*

*WAHIBA*

*A tous ce que j'aime et qui m'aiment*

*A tous mes collègues d'études surtout ceux*

*ENERGIE RENOUVLABLE*

*ET MAINTENANCE*

*A tous mes enseignants depuis le primaire jusqu'à*

*maintenant surtout nos enseignants*

*du département ENERGIER*

*RENOUVLABLE*

*A vous.....*

*HAMIDA*

## RESUME

Ces dernières années, beaucoup de pays se tournent vers une bonne exploitation des énergies renouvelables. L'énergie solaire est l'énergie la plus prometteuse, largement disponibles en Algérie.

Ce travail consiste à étudier le dimensionnement des systèmes photovoltaïques en élaborant un programme basé sur une modélisation de l'éclairement solaire de l'Algérie. L'utilisation de modèles d'estimation de rayonnement solaire reste pratiquement l'un des seuls moyens pour pallier à la rareté des stations radiométriques sur le territoire national. Le programme sera réalisé et programmer à l'aide du langage Matlab et le dimensionnement est effectué en utilisant une méthode approprié. D'autres paramètres relatifs au site seront nécessaires au programme tel que la latitude, la longitude et l'altitude du site considéré, la consommation des charges journalière sera également considérée comme entrée au programme. Le test de ce logiciel est indispensable et le relever des résultats est nécessaire pour la validation du travail sur plusieurs villes de l'Algérie et pour plusieurs configurations du système.

**Mots clés:** énergies renouvelables, énergie solaire, éclairement solaire, module photovoltaïques, système photovoltaïques avec stockage, dimensionnement.

## LISTE DES FIGURES

Figure I.1	Structure du soleil.	03
Figure I.2	Analyse spectrale du rayonnement solaire.	04
Figure I.3	Organigramme simplifié permettant le traçage du diagramme Solaire pour une latitude donnée	07
Figure I.4	Les coordonnées terrestres. Variation de la déclinaison solaire en fonction du jour.	08
Figure I.5		09
Figure I.6	Variation de la hauteur du soleil en fonction du jour.	09
Figure I.7	Variation de l'azimut solaire en fonction du temps.	10
Figure I.8	Variation de la hauteur du soleil en fonction de l'azimut solaire.	10
Figure I.9	Variation de l'équation du temps en fonction du jour.	11
Figure I.10	Variation de masse d'air en fonction de hauteur soleil.	13
Figure I.11	Variation d'épaisseur optique en fonction de masse d'air.	14
Figure I.12	Variation de l'éclairement solaire extraterrestre en fonction du jour.	16
Figure I.13	Les composants du rayonnement solaire. Variation de l'éclairement solaire (global, direct, diffus) en fonction du temps pour un plan horizontal.	17
Figure I.14	Variation de l'éclairement solaire (global, direct, diffus) en fonction du temps pour un plan incliné.	18
Figure I.15	Variations des valeurs du rayonnement solaire en fonction de temps au solstice d'été (21 Juin): (a) site de Tamanrasset; (b) site de Ghardaïa.	21
Figure I.11-16	Comparaison des résultats obtenus par le modèle avec les données expérimentales pour le rayonnement global et direct horizontal pour un jour clair d'été.	21
Figure I.17	Comparaison des résultats obtenus par le modèle avec les données expérimentales pour le rayonnement global et direct horizontal pour un jour clair d'hiver.	22
Figure I.18		22
Figure II.1	Système solaire photovoltaïque.	25
Figure II.2	Collision entre un photon et un atome.	27
Figure II.3	Structure d'une cellule photovoltaïque au silicium. Photos d'une cellule : (A) monocristalline, (B) poly cristallin, (C) amorphe.	28
Figure II.4		29
Figure II.5	Raccordement des cellules en série	31
Figure II.6	Raccordement des cellules en parallèle	31
Figure II.7	Courbe I(V) d'un panneau à divers ensoleillements à T=25°C Courbes P(V) d'un panneau à divers ensoleillements à T=25°C.	32
Figure II.8		33

Figure II.9	Courbes I(V) d'un générateur PV pour différentes températures à $G=1000\text{W/m}^2$	34
	Courbes P(V) d'un générateur PV pour différentes températures à $G=1000\text{W/m}^2$	
Figure II.10	Module photovoltaïque.	34
Figure II.11		35
Figure II.12	Schéma de principe d'un régulateur de charge série	36
Figure II.13	Schéma de principe d'un régulateur de charge à découpage	37
Figure II.14	Schéma de principe d'un régulateur de charge parallèle	37
Figure II.15	Schéma électrique d'un hacheur boost.	39
Figure II.16	Convertisseur buck.	39
Figure II.17	Schéma électrique d'un hacheur buck- boost.	40
Figure II.18	Schéma synoptique d'un système photovoltaïque avec MPPT.	41
Figure II.19	Schéma synoptique d'un système PV autonome avec batterie.	43
Figure II.20	Schéma synoptique d'un système hybride	44
Figure II.21	Schéma de système connecté au réseau	44
Figure II.22	Système photovoltaïque directement relié au réseau.	45
Figure II.23	Systèmes photovoltaïques relié au réseau avec batterie.	45
Figure III.1	Logiciel Organigramme général du guide MATLAB.	57
Figure III.2	Organigramme général du logiciel de calcul de l'éclairement solaire.	59
Figure III.3	Organigramme de la partie dimensionnement (méthode généralisé) du logiciel réalisé	61
Figure III.4	Représentation de la feuille guide Matlab.	62
Figure III.5	Représentation de la Feuille données de rayonnement	63
Figure III.6	Représentation de la feuille dimensionnement PV.	64

## LISTE DES TABLEAUX

Tableau I.1	Comparatif des différentes technologies.	29
Tableau III.1	Rapport de variation de la charge	65
Tableau III.2	Rapport de variation de l'inclinaison des modules	67
Tableau III.3	Rapport de variation de la puissance crête d'un module	69
Tableau III.4	Rapport de variation du nombre de jour d'autonomie	70
Tableau III.5	Rapport de validation de la méthode choisie	71

## NOMENCLATURE

<b>Symbole</b>	<b>Description</b>	<b>Unité</b>
$\lambda$	Longitude du lieu	Degrés
$\varphi_0$	Latitude du lieu	Degrés
TSV	Temps solaire vrai	Heure
TSM	Temps solaire moyen	Heure
T	Temps local	Heure
ET	Equation de temps	Heure
$N'$	Angle journalier	Degrés
N	Numéro du jour	[-]
TU	Temps universel	Heure
DE	Décalage horaire	Heure
L	Point de latitude	Degrés
TL	Temps légal	Heure
$\omega_l$	Angle horaire du lever du soleil	Degrés
$\omega_c$	Angle horaire du coucher du soleil	Degrés
$(TSV)_l$	L'heure solaire au lever du Soleil= $h_l$	Heure
$(TSV)_c$	l'heure solaire au coucher du Soleil= $h_c$	Heure
$\delta$	Déclinaison solaire	Degrés
$d_j$	Durée du jour	Heure
$\omega$	Angle horaire	Degrés
ID	Rayonnement diffus	W/m <sup>2</sup>
IB	Rayonnement direct	W/m <sup>2</sup>
IG	Rayonnement global	W/m <sup>2</sup>
$\gamma_s$	Hauteur du soleil	Degrés
$\chi_s$	Azimut du soleil	Degrés
$\theta_z$	Angle zénithal	Degrés
B	Inclinaison du plan	Degrés
A	L'orientation du plan	Degrés
$m_A$	Masse d'air	[-]
Alt	Altitude du lieu	Km
$\delta_R$	Epaisseur totale optique de Rayleigh	[-]
$T_L$	Facteur de trouble total de Linke	[-]
$T_0$	Trouble du à l'absorption par la vapeur d'eau	[-]

$T_1$	Trouble du à la diffusion moléculaire	[-]
$T_2$	Trouble relatif à la diffusion par les aérosols	[-]
$A_{he}$	Alternance hiver été	[-]
$G_0$	Eclairement solaire extraterrestre	W/m <sup>2</sup>
$E$	Correction de distance terre soleil	[-]
$I_0$	Constante solaire	W/m <sup>2</sup>
$IB_h$	Eclairement direct incident sur un plan horizontal par Capderou	W/m <sup>2</sup>
$T'_L$	Facteur de trouble diffusif	[-]
$\alpha_z$	l'Azimut de la normal du plan	W/m <sup>2</sup>
$IG_h$	Eclairement global incident sur un plan horizontal par Capderou	W/m <sup>2</sup>
$IN$	Eclairement direct normal incident sur un plan horizontal	W/m <sup>2</sup>
$\delta^h$	Composante du cercle de l'horizon donnée par Capderou	[-]
$\delta^a$	Composante due à l'albédo donnée par Capderou	[-]
$P$	Albédo du sol	[-]
$\delta^d$	Composante directe donnée par Capderou	[-]
$\delta^i$	Composante isotrope du ciel donnée par Capderou	[-]
$\delta^r$	Composante due à la rétrodiffusion donnée par Capderou	[-]
$ID_i^a$	Composante du diffus isotrope du sol donnée par Capderou	W/m <sup>2</sup>
$ID_i^i$	Composante du diffus isotrope du ciel donnée par Capderou	W/m <sup>2</sup>
$ID_h$	Eclairement diffus incident sur un plan horizontal	W/m <sup>2</sup>
$ID_i^d$	Composante diffus directionnel donnée par Capderou	W/m <sup>2</sup>
$ID_i^h$	Composante du diffus du cercle de l'horizon donnée par Capderou	W/m <sup>2</sup>
$ID_i^{ciel}$	Composante du diffus du ciel donnée par Capderou	W/m <sup>2</sup>
$ID_i$	Eclairement diffus incident sur un plan quelconque par Capderou	W/m <sup>2</sup>
$IG_i$	Eclairement global incident sur un plan quelconque par Capderou	W/m <sup>2</sup>
$IB$	Eclairement direct incident sur un plan quelconque par Capderou	W/m <sup>2</sup>
$\Gamma$	Hauteur de la normal du plan	Degrés
$R_o$	Rendement de l'onduleur en	%
$R_r$ :	Rendement du régulateur	%
$N_s$	Nombre de module en série ;	
$U$	Tension d'installation	V
$U_n$	Tension nominale d'un module	V
$N_p$	Nombre de module en parallèle.	
$N_p$	Nombre de module en parallèle.	
$P_c$	La puissance crête délivré par le générateur.	wc

$S_t$	Surface totale occupé par le champ sur le sol ou le toi	$m^2$
$C$	La capacité de stockage	wh
$N_j$	Autonomie	jours
$P_f$	Profondeur de décharge en	%
$R_b$	Rendement de la batterie	%
$C_u$	Capacité utile	Ah
$N_{bs}$	Le nombre d'élément batterie en série	
$U_b$	Tension de l'élément batterie	V
$N_{bp}$	Nombre de branche d'éléments en parallèle ;	
$C_e$	Capacité d'un élément batterie	Ah
$N_b$	Nombre totale d'élément batterie.	

## TABLE DES MATIERES

<b>RESUME</b>	<b>iv</b>
<b>LISTE DES FIGURES</b>	<b>ix</b>
<b>LISTE DES TABLEAUX</b>	<b>xi</b>
<b>NOMENCLATURE</b>	<b>xii</b>
<b>INTRODUCTION GENERALE</b>	<b>01</b>
<b>CHAPITRE I : ENERGIE ET ECLAIREMENT SOLAIRE</b>	
<b>I.1. Introduction</b>	<b>03</b>
<b>I.2. Le soleil</b>	<b>03</b>
I.2.1. Atténuation du rayonnement solaire	04
<b>I.3. L'énergie solaire et ces applications</b>	<b>04</b>
I.3.1. Utilisation de l'énergie solaire	05
I.3.2. Passif et active	05
I.3.3. L'énergie solaire thermique	06
<b>I.4. Eclairage solaire</b>	<b>06</b>
I.4.1. Diagramme solaire	06
I.4.2. Coordonnées géographiques	07
I.4.2.1. La latitude du lieu ( $\varphi$ )	07
I.4.2.2. La longitude (L)	07
I.4.2.3. L'altitude du lieu	08
I.4.3. Paramètres de position	08
I.4.3.1. Déclinaison ( $\delta$ )	08
I.4.3.2. Hauteur du Soleil	09
I.4.3.3. Azimut (A)	10
I.4.4. Coordonnées horaires	10
I.4.4.1. Angle horaire ( $\omega$ )	10
I.4.4.2. Equation du temps	11
I.4.5. Paramètres de l'atmosphère	12
I.4.5.1. Masse atmosphérique (masse d'air)	12
I.4.5.2. Epaisseur optique de l'atmosphère (Epaisseur de Rayleigh)	13
I.4.5.3. Influence de l'atmosphère sur l'éclairage solaire (Facteur de trouble)	14
I.4.6. L'éclairage solaire hors atmosphère	15
I.4.6.1. Constante solaire	15
I.4.6.2. Correction de la constante solaire	15
I.4.7. L'éclairage incident sur un plan horizontal	16
I.4.7.1. L'éclairage direct	16
I.4.7.2. L'éclairage diffus	16
I.4.7.3. L'albédo du sol	17
I.4.7.4. L'éclairage global	17
I.4.8. L'éclairage incident sur un plan incliné	18

I.4.8.1.	L'angle d'incidence sur un plan quelconque	18
I.4.8.2.	Eclairement global	18
I.4.8.3.	Eclairement direct	18
I.4.8.4.	Eclairement diffus	19
<b>I.5.</b>	<b>Validation des résultats obtenus après modélisation</b>	<b>21</b>
I.5.1.	Comparaison entre valeurs du rayonnement solaire pour deux régions de l'Algérie	21
I.5.2.	Validation et discussion des résultats	22
<b>I.6.</b>	<b>Conclusion</b>	<b>23</b>

## CHAPITRE II : LESYSTEME PHOTOVOLTAÏQUE

<b>II.1.</b>	<b>Introduction</b>	<b>24</b>
<b>II.2.</b>	<b>Energie solaire photovoltaïque</b>	<b>24</b>
<b>II.3.</b>	<b>Historique</b>	<b>25</b>
<b>II.4.</b>	<b>L'effet photovoltaïque</b>	<b>26</b>
<b>II.5.</b>	<b>La cellule photovoltaïque</b>	<b>27</b>
II.5.1.	Principe de fonctionnement de la jonction P-N	27
II.5.2.	Les différentes technologies des cellules solaires	28
II.5.2.1.	Silicium monocristallin	28
II.5.2.2.	Silicium poly cristallin	28
II.5.2.3.	Silicium amorphe (A-Si)	28
II.5.2.4.	Comparatif des différentes technologies	29
II.5.3.	Regroupement des cellules	30
II.5.5.1.	Regroupement en série	30
II.5.5.2.	Regroupement en parallèle	31
II.5.5.3.	Regroupement (série et parallèle)	32
II.5.4.	Les courbes I(V) et P(V) et influence des paramètres climatiques	32
<b>II.6.</b>	<b>Le module photovoltaïque</b>	<b>35</b>
<b>II.7.</b>	<b>Le régulateur</b>	<b>35</b>
II.7.1.	Régulation de la charge	36
II.7.1.1.	Régulations de charge série	36
II.7.1.2.	Régulateur de charge de coupure	36
II.7.1.3.	Régulateur de charge à découpage	36
II.7.1.4.	Régulateur de charge série à coupure partielle	37
II.7.1.5.	Régulateur de charge parallèle	37
II.7.2.	Régulation de décharge	38
<b>II.8.</b>	<b>Les convertisseurs</b>	<b>38</b>
II.8.1.	Définition	38
II.8.2.	Convertisseur DC/AC (Onduleur)	38
II.8.3.	Les convertisseurs DC-DC (Hacheur)	38
II.8.3.1.	Le convertisseur Boost	39
II.8.3.2.	Le convertisseur Buck	39
II.8.3.3.	Le convertisseur Buck-Boost	40
II.8.4.	Commande de maximisation de puissance	40

<b>II.9.</b>	<b>Les batteries de stockage</b>	<b>41</b>
II.9.1.	Définition des batteries solaires	41
II.9.2.	Caractéristiques des batteries solaires	42
II.9.3.	Types de batterie solaires	42
<b>II.10.</b>	<b>Les différents types de système photovoltaïques</b>	<b>42</b>
II.10.1.	Les systèmes autonomes	42
II.10.1.1	Systèmes avec accumulateurs	43
II.10.1.2	Système sans accumulateurs	43
II.10.2.	Les systèmes hybrides	43
II.10.3.	Les systèmes connectés au réseau	44
II.10.3.1.	Systèmes photovoltaïques directement relié au réseau	45
II.10.3.2.	Systèmes photovoltaïques relié au réseau avec batterie	45
<b>II.11.</b>	<b>Avantages et inconvénients de l'énergie photovoltaïque</b>	<b>46</b>
II.11.1.	Les avantages	46
II.10.2.	Les inconvénients	46
<b>II.12.</b>	<b>Conclusion</b>	<b>47</b>

### **CHAPITRE 3 : PROGRAMME DE DIMENSIONNEMENT DES SYSTEMES PHOTOVOLTAÏQUES, RESULTATS ET DISCUSSION**

<b>III.1.</b>	<b>Introduction</b>	<b>48</b>
<b>III.2.</b>	<b>Dimensionnement des installations photovoltaïques</b>	<b>48</b>
III.2.1.	Les principales règles de dimensionnement	49
III.2.2	Les étapes de dimensionnement d'un système photovoltaïque	49
III.2.3.	Dimensionnement du champ PV	49
III.2.3.1.	Evaluation de l'énergie journalière fournie par un module	49
III.2.3.2.	Estimation du nombre total de module constituant le générateur	50
III.2.3.3.	Estimation du nombre de module en série	50
III.2.3.4.	Estimation du nombre de branche en parallèle	51
III.2.3.5.	Calcul de la puissance du générateur	51
III.2.3.6.	Calcul de La surface totale du générateur	51
III.2.3.7.	Détermination de la capacité de stockage	51
III.2.3.8.	Détermination de la capacité utile de stockage	52
III.2.3.9.	Détermination du nombre d'élément batterie en série	52
III.2.3.10.	Détermination du nombre de branche d'élément en parallèle	52
III.2.3.11.	Détermination du nombre totale d'élément batterie	52
III.2.4.	Exemple de dimensionnement	52
III.2.4.1.	Dimensionnement du champ photovoltaïque PV	52
III.2.4.2.	Dimensionnement de la batterie de stockage	54
<b>III.3.</b>	<b>Organigramme général</b>	<b>55</b>
III.3.1.	Organigramme général du logiciel de calcul de l'éclairement solaire	56
III.3.2.	Organigramme de la partie dimensionnement du logiciel réalisé	58
<b>III.4.</b>	<b>Présentation du logiciel</b>	<b>59</b>
III.4.1.	Fenêtre initiale	59

---

III.4.2.	Feuille données rayonnement	60
III.4.3.	Feuille méthode de dimensionnement	61
III.4.4.	Etapes à suivre pour effectuer le dimensionnement PV	62
<b>III.5.</b>	<b>Tests et résultats du logiciel</b>	<b>63</b>
III.5.1.	Tests effectués	63
III.5.1.1.	Variation de la charge	63
III.5.1.2.	Variation de l'inclinaison des modules	63
III.5.1.3.	Variation de la puissance crête d'un module	63
III.5.1.4.	Variation du nombre de jour d'autonomie	64
III.5.2.	Validation de la méthode choisie	64
III.5.3.	Rapport établis	65
III.5.3.1.	Rapport de variation de la charge	65
III.5.3.2.	Rapport de variation de l'inclinaison des modules	67
III.5.3.3.	Rapport de variation de la puissance crête d'un module	69
III.5.3.4.	Rapport de variation du nombre de jour d'autonomie	70
III.5.3.5.	Rapport de validation de la méthode choisie	71
<b>III.6.</b>	<b>Conclusion</b>	<b>72</b>
	<b>CONCLUSION GENERALE</b>	<b>73</b>
	<b>BIBLIOGRAPHIE</b>	<b>xv</b>

# **INTRODUCTION GENERALE**

## INTRODUCTION GENERALE

La production d'énergie est un défi de grande importance pour les années à venir, en effet l'énergie est un facteur essentiel au développement économique, dans tous les pays du monde. Son importance relative s'accroît avec les progrès techniques, l'industrialisation et le besoin de confort moderne. L'augmentation de sa production est synonyme d'amélioration de la qualité de vie et de création de richesse [1].

De nos jours, une grande partie de la production mondiale d'énergie est assurée à partir des énergies fossiles, la consommation de ces sources donne lieu à des émissions de gaz à effet de serre et donc une augmentation de la pollution. Le danger supplémentaire est qu'une consommation excessive du stock de ressources naturelles réduit les réserves de ce type d'énergie de façon dangereuse pour les générations futures, et aussi face aux multiples crises économiques et pétrolières la science s'est intéressée aux ressources dites renouvelables qui constituent un secteur stratégique et occupent une place privilégiée dans les domaines de recherche et développement [2].

L'énergie photovoltaïque est une possibilité de développement efficace et durable. C'est pour cela que les recherches scientifiques se développent dans le sens de généraliser, améliorer et optimiser l'exploitation des systèmes solaires. L'optimisation des systèmes solaires est basée sur des critères de dimensionnement et de maximisation de la puissance générée pour avoir un bon rendement [3].

Ce travail consiste à étudier le dimensionnement des systèmes photovoltaïques en élaborant un programme basé sur une modélisation de l'éclairement solaire de l'Algérie. Le programme sera réalisé et programmé à l'aide de Matlab et le dimensionnement est effectué en utilisant une méthode appropriée. Le test de ce logiciel est indispensable et le relevé des résultats est nécessaire pour la validation du travail sur plusieurs villes de l'Algérie.

Le mémoire rédigé, relatif à ce travail, est architecturé en trois chapitres :

Dans le premier chapitre, nous allons définir quelques notions de base sur l'énergie solaire ainsi que le gisement solaire en Algérie.

## INTRODUCTION GENERALE

---

Dans le deuxième chapitre, il sera présenté et défini tout le procédé de conversion d'énergie solaire en une énergie électrique ainsi que les éléments constituant la centrale électrique d'origine photovoltaïque à savoir les différents éléments constituant le générateur PV (batterie, régulateur, onduleur...).

Le troisième chapitre sera consacré aux méthodes de dimensionnement des systèmes photovoltaïques ainsi que notre programme de dimensionnement réalisé utilisant Matlab. Ensuite, nous représentons les résultats obtenus du programme pour différentes configurations et plusieurs tests.

Enfin, une conclusion générale contenant les interprétations est envisagée.

## **CHAPITRE I**

# **Energie et éclairement solaire**

## **I.1.Introduction**

L'exploitation de l'énergie solaire au moyen de capteurs relève de deux technologies bien distinctes : l'une produit des calories, c'est l'énergie solaire thermique, et l'autre produit de l'électricité et c'est l'énergie photovoltaïque. Abondante, inépuisable et non polluante, ce sont ces caractéristiques qui ont suscité l'intérêt à ce type d'énergie, malgré le coût d'exploitation lourd au départ (coûts de l'installation que ça soit photovoltaïque, thermique ou hybride), qui fait qu'elle n'est pas totalement gratuite. Et comme pour toutes les applications de l'énergie solaire, une bonne connaissance du gisement solaire est nécessaire à l'étude des systèmes thermique ou photovoltaïques, une description détaillée du rayonnement solaire, sa mesure directe et sa modélisation ainsi que les paramètres géométriques nécessaires pour la modélisation, feront également l'objectif de ce premier chapitre.

## **I.2.Le soleil**

Le soleil a toujours constitué un symbole très puissant pour les hommes. Situé à près de 150 millions de kilomètres de la Terre, son diamètre est plus de cent fois celui de la planète bleue. Albert Einstein décrivait la réaction qui se produit à l'intérieur du Soleil ainsi : « À chaque seconde, 620 millions de tonnes d'hydrogène 1 fusionnent pour former de l'hélium 4 avec une perte de masse de 4,3 millions de tonnes qui est transformée en énergie ». La Terre ne reçoit qu'une infime partie des rayons projetés par le Soleil, mais cela demeure suffisant pour couvrir 10 000 fois les besoins en énergie de toute l'humanité (AEE, s.d .a). En fait, le rayonnement solaire est à la base de pratiquement toutes les formes d'énergie renouvelables disponibles sur la planète [3]. La structure du soleil est représentée sur la figure I.1 suivante :

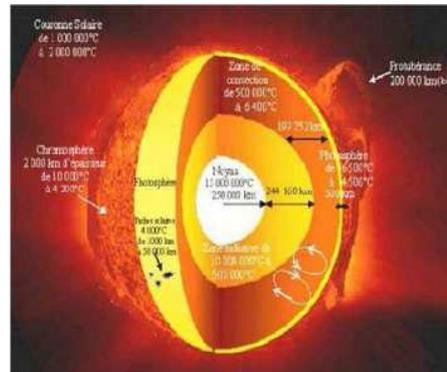


Figure I.1:Structure du soleil.

## I.2.1. Atténuation du rayonnement solaire

L'énergie solaire est atténuée par différents composants atmosphériques (Fig. I.2) comme les molécules d'air, les aérosols, les gaz, les gouttelettes d'eau nuageuses ou les cristaux de glace en suspension dans l'atmosphère. Les molécules d'air diffusent le rayonnement (diffusion de Rayleigh), et absorbent une partie de ce rayonnement, alors que les particules d'aérosols diffusent principalement le rayonnement solaire à travers l'atmosphère. Les propriétés de diffusion et d'absorption dépendent des compositions chimiques de l'atmosphère, des propriétés physiques des particules solides en suspension dans l'atmosphère et de la quantité de vapeur d'eau contenue dans l'atmosphère. La vapeur d'eau, l'ozone, le dioxyde de carbone et l'oxygène sont les importants gaz absorbants du rayonnement solaire. L'absorption de l'ozone se produit dans les domaines du visible et de l'ultraviolet du spectre solaire, alors que la grande partie de la bande d'absorption de la vapeur d'eau et du dioxyde de carbone se produit dans les domaines spectraux du proche infrarouge et rouge. Par ailleurs, l'oxygène se caractérise par de petites bandes d'absorption dans le spectre visible [4].

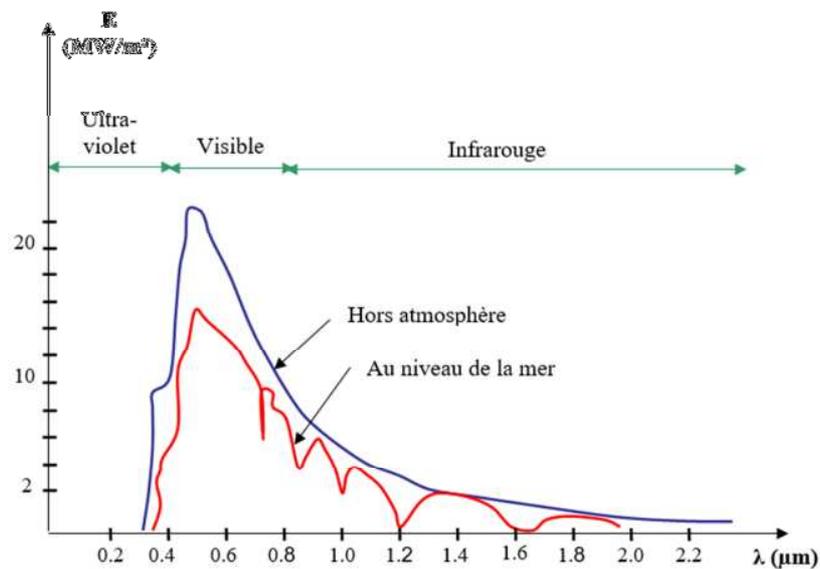


Figure I.2: Analyse spectrale du rayonnement solaire.

### I.3.L'énergie solaire et ces applications

L'énergie solaire est l'énergie que dispense le soleil dans son rayonnement, direct ou diffus. Sur Terre Grâce à divers procédés elle peut être transformée en une autre forme d'énergie utile pour l'activité humaine, notamment en chaleur, en électricité ou en biomasse. Par extension, L'expression « énergie solaire » est souvent employée pour désigner l'électricité ou l'énergie thermique obtenue à partir de cette dernière [5].

#### I.3.1.Utilisation de l'énergie solaire

Ce qui nous intéresse c'est l'utilisation directe de l'énergie solaire. Cette dernière est transmise à la Terre à travers l'espace sous forme de particules d'énergie, les photons du rayonnement.

L'énergie solaire est actuellement exploitée selon deux techniques : la conversion du rayonnement solaire en chaleur par des capteurs thermiques (conversion héliothermique), et sa transformation en électricité grâce à des panneaux photovoltaïques (conversion électrique) [6].

Ces transformations ont permis le développement de 3 filières d'exploitation :

- ❖ Pour la chaleur : solaire thermique

- ❖ Pour l'électricité : solaire thermodynamique
- ❖ Pour l'électricité : solaire photovoltaïque

## **I.3.2.Passif et active**

### ➤ **Passif**

Elle remplace avantageusement les énergies conventionnelles utilisées pour chauffer ou refroidir les bâtiments. L'énergie solaire passive, capable de fonctionner seule sans apport d'énergie extérieure, elle utilise l'architecture des bâtiments, l'orientation des murs, toits et fenêtres pour capter les rayons du soleil [7].

### ➤ **Actif**

On utilise les systèmes solaires actifs principalement pour le chauffage de l'air et de l'eau. Il existe d'autres applications telles que la climatisation, le séchage de produit, la détoxification d'eau contaminée et la production d'énergie électrique d'origine thermique. Les systèmes solaires actifs ont plusieurs applications. Essentiellement, on distingue deux grandes catégories. Le système de chauffage solaire de l'eau, et le système de chauffage solaire de l'air [7].

## **I.3.3.L'énergie solaire thermique**

Il est aussi possible d'utiliser des capteurs solaires thermique afin de collecter la chaleur du Soleil. Ces capteurs sont généralement constitués d'un absorbeur de couleur foncée qui transfère la chaleur à un fluide, généralement de l'air ou de l'eau (ou un mélange d'antigel et d'eau lorsqu'une protection contre le gel est nécessaire). L'eau possède une capacité thermique massique quatre fois plus grande que celle de l'air, elle permet donc de stocker davantage d'énergie. À volume égal, l'eau peut emmagasiner environ 3 500 fois plus d'énergie que l'air à cause de la faible densité de ce dernier. La chaleur récoltée est généralement utilisée pour le chauffage des locaux ou pour chauffer l'eau sanitaire.il est généralement plus simple d'utiliser des capteurs à air pour le chauffage des locaux et des capteurs à eau pour le chauffage d'eau sanitaire, mais il est possible d'échapper à cette règle avec des échangeurs de chaleur air/eau. Des capteurs thermiques à eau couplés à des planchers radiants constituent également une source de chauffage efficace. L'efficacité des capteurs thermiques dépasse nettement celle du photovoltaïque et peut atteindre 75 %. L'énergie solaire thermique est aussi significativement

moins dispendieuse que le photovoltaïque. Pour des capteurs à air, les coûts sont d'environ 1 à 2 \$/W installé, tandis que les systèmes à eau coûtent environ 3 à 4 \$/W [8].

## I.4.Éclairement solaire

L'éclairage solaire est la matière première de l'énergie solaire. C'est une propagation d'une onde de longueur qui varie entre 0.2et 4.10-6m .sans la nécessité d'un support physique pour se déplacer, il arrive au sol après la perte d'une grande partie de son intensité, à cause d'une partie de l'ultraviolet, qui s'absorbent [9].

### I.4.1.Diagramme solaire

Le diagramme solaire est bien représenté sur la figure I.3suivante :

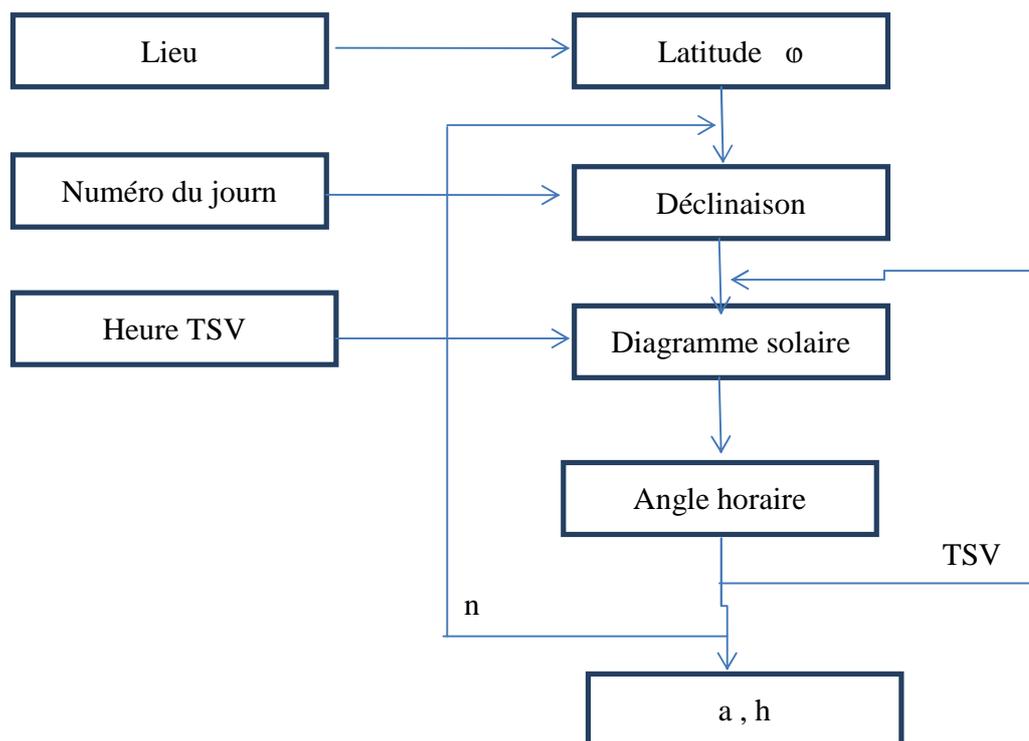


Figure I.3: Organigramme simplifié permettant le tracé du diagramme Solaire pour une latitude donnée [2].

## I.4.2. Coordonnées géographiques

### I.4.2.1. La latitude du lieu ( $\varphi$ )

La latitude  $\varphi$  permet de repérer la distance angulaire d'un point quelconque à l'équateur. Elle varie de  $0^\circ$  (équateur) à  $+90^\circ$  pour l'hémisphère Nord et de  $0^\circ$  (équateur) à  $-90^\circ$  pour l'hémisphère Sud [5]. Figure (I.4)

### I.4.2.2. La longitude (L)

L'origine des longitudes est Greenwich en Angleterre :  $0^\circ$ , les lieux situés à l'Est sont comptés positivement avec le signe plus (+) et ceux situés à l'Ouest sont comptés négativement avec le signe moins (-). L'arc de cercle qui joint le pôle Nord Greenwich et le pôle sud est la méridienne origine. Il existe 23 méridiens séparés chacun de  $15^\circ$  ( $24 \times 15 = 360^\circ$ ) [5]. Figure (I.4)

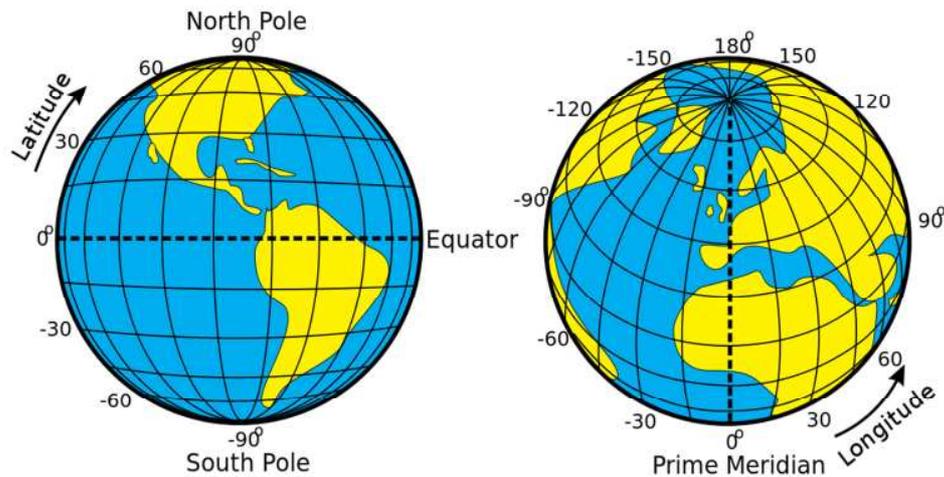


Figure I.4: Les coordonnées terrestres.

### I.4.2.3. L'altitude du lieu

L'altitude est la distance verticale exprimé en mètre, séparant le point considéré du relief terrestre du niveau de la mer, pris comme surface de référence [10].

## I.4.3. Paramètres de position

### I.4.3.1. Déclinaison ( $\delta$ )

La déclinaison solaire est l'angle que fait la direction du soleil avec sa projection sur le Plan équatorial. Elle varie entre  $+23^{\circ}27'$  au solstice d'été (le 21 Juin) et  $-23^{\circ}27'$  au solstice d'hiver (le 21 Décembre) [11]. Dans l'Atlas Solaire de l'Algérie, Capderou a utilisé l'équation ci-après pour le calcul de la déclinaison.

$$\sin(\delta) = 0.398 \cdot \sin \left\{ \frac{360}{365} \cdot (N - 82) + 2 \cdot \sin \left[ \frac{360}{365} \cdot (N - 2) \right] \right\} \quad (I.1)$$

N est le jour Julian variant de 1 du 1 Janvier à 365 (366) du 31 Décembre. La variation de la déclinaison en fonction du jour de l'année est décrite sur la figure I.5

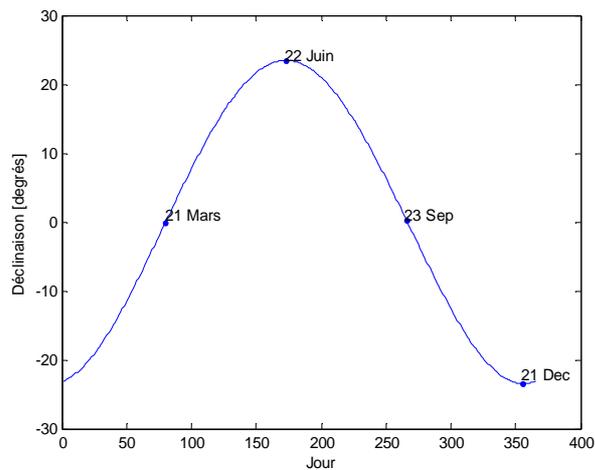


Figure I.5: Variation de la déclinaison solaire en fonction du jour.

### I.4.3.2. Hauteur du Soleil

C'est l'angle compris entre la direction du soleil et le plan horizontal.  $\gamma$  varie de  $0^{\circ}$  à  $90^{\circ}$  vers le zénith et de  $0^{\circ}$  vers  $-90^{\circ}$  vers le nadir. L'angle de la hauteur solaire est donné par [12]:

$$\sin(\gamma_s) = \cos(\varphi) \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(\omega) + \sin(\varphi) \cdot \sin(\delta) \quad (I.2)$$

La figure I.6 représente la variation de la hauteur  $\gamma_s$  à midi sur le site de Ghardaïa durant une année.

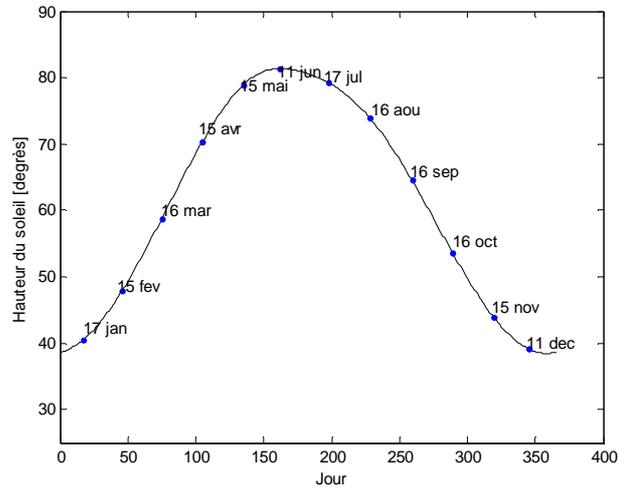


Figure I.6: Variation de la hauteur du soleil en fonction du jour.

### I.4.3.3. Azimut (A)

C'est l'angle que fait la direction de la projection du soleil sur le plan horizontal avec la direction sud, cet angle étant orienté positivement vers l'ouest [13]. 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 :

$$\cos(\chi) = \frac{\cos(\delta) \cdot \cos(\omega) \cdot \sin(\varphi) - \sin(\delta) \cdot \cos(\varphi)}{\cos(\gamma_s)} \quad (\text{I.3})$$

La variation de l'azimut du soleil en fonction du temps pour les mois d'Avril, Juillet et Décembre sur le site de Ghardaïa est représentée sur la figure I.7. Sur la figure I.8 on représente la variation de la hauteur du soleil en fonction de l'azimut solaire :

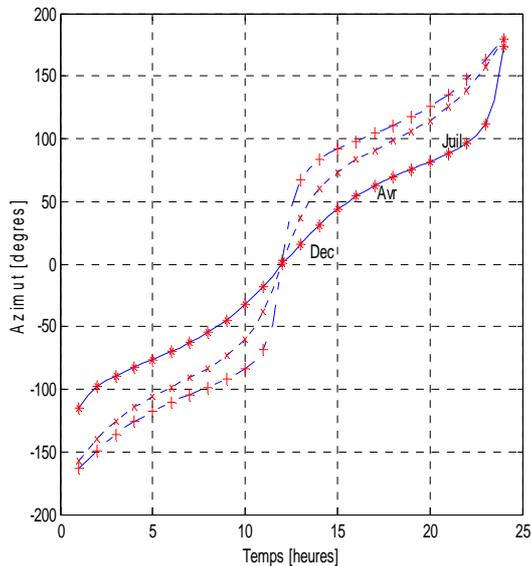


Figure I.7: Variation de l'azimut solaire en fonction du temps.

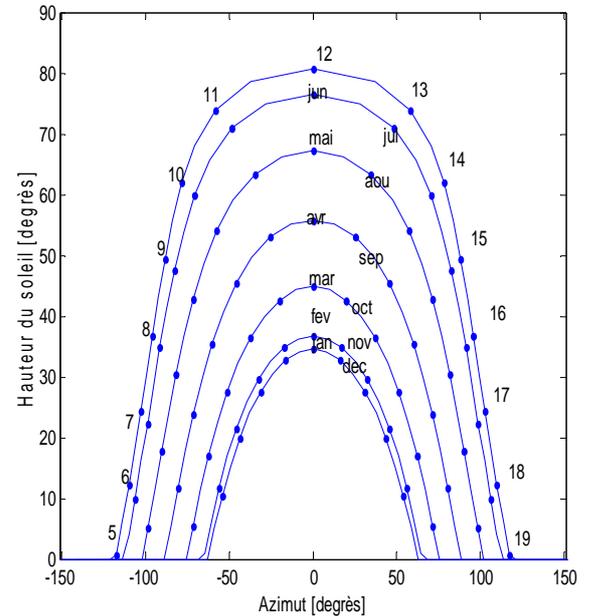


Figure I.8: Variation de la hauteur du soleil Fonction de l'azimut solaire.

## I.4.4.Coordonnées horaires

### I.4.4.1. Angle horaire ( $\omega$ )

' $\omega$ ' est l'angle formé par le plan méridien passant par le centre du soleil et le plan vertical du lieu (méridien) il définit le vrai temps solaire [14]. Pour calculer l'angle horaire, Capderou; dans l'Atlas Solaire de l'Algérie, a utilisé la formule suivante :

$$\omega = 15 \cdot (\text{TSV} - 12) \quad (\text{I.4})$$

- ❖ Si  $\omega < 0$ , la matinée.
- ❖ Si  $\omega > 0$ , l'après-midi.

Ou TSV est le temps Solaire Vrai, et  $\omega$  est nulle à midi solaire, car la période de la terre dans sa rotation sur elle-même est égale à 24h . Elle est négative le matin, positive dans l'après-midi et augmente de 15° par heure [14].

## I.4.4.2. Equation du temps

La différence entre le temps solaire moyen et le temps solaire apparent est appelée L'équation du temps. Sur Terre, elle varie entre 17 minutes en moins et 14 minutes en plus.

L'équation du temps peut être approchée par la formule suivante [15] :

$$ET = 9.87 \sin 2N' - 7.53 \cos N' - 1.5 \sin N' \quad (I.5)$$

Avec :

$$N' = \frac{360}{365} \cdot (N - 81) \quad (I.6)$$

$N'$  : en degré ;

$N$  : le quantième jour de l'année ;

$ET$  : en minutes.

L'équation du temps peut atteindre 17 minutes (fin Octobre, début Novembre), la variation de l'équation du temps en fonction du jour de l'année est donnée sur la figure I.9 :

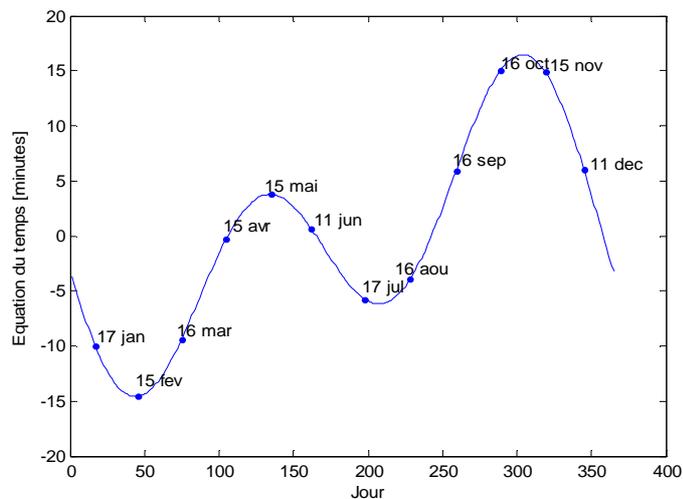


Figure I.9: Variation de l'équation du temps en fonction du jour.

### ➤ Temps solaire moyen

La rotation de la terre autour de l'axe des pôles introduit la notion de temps solaire moyen *TSM*. La journée solaire moyenne est le temps qui sépare, en moyenne, deux passages successifs du soleil au méridien d'un lieu, la journée solaire moyenne a une durée de: 1 jour = 24h 00m 00s [16].

## ➤ Temps universel (TU)

Le temps universel TU es défini par l'heure du passage du soleil à méridien origine. Le méridien retenu comme origine et celui de Greenwich et le TSM correspond au temps universel (c'est le TSM à la longitude 0°). La différence entre le temps solaire moyen et le temps universel est appelée correction de longitude, le temps universel est lié au temps solaire moyen (local) [17] par la relation :

$$TSM = TU \pm L/15 \quad (I.7)$$

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

## ➤ Temps légal

Le temps légal (ou local) est le temps officiel de l'Etat, il diffère par rapport au temps Mondial de Greenwich par un décalage exprimé en heures. Donnée par la relation suivant :

$$TL = TU \pm \Delta H \quad (I.8)$$

$\Delta H$  étant le décalage horaire entre le méridien de Greenwich et l'Etat considéré, ( $\Delta H=1$  heure pour l'Algérie) [12].

## I.4.5.Paramètres de l'atmosphère

### I.4.5.1.Masse atmosphérique (masse d'air)

On appelle masse d'air  $m_A$  la masse d'atmosphère traversée par l'éclairement direct pour atteindre le sol (par ciel clair), par rapport à une traversée verticale au niveau de la mer. Plus le soleil est bas sur l'horizon, plus il va traverser une épaisseur importante d'atmosphère et plus il va subir des transformations. La masse atmosphérique relative est donnée par la relation, très simple [18]:

$$m_A = \frac{1}{\text{Sin}(\gamma_s)} \quad (I.9)$$

Dans l'Atlas Solaire de l'Algérie, Capderou a utilisé la formule suivante :

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

La variation de la masse d'air en fonction de l'angle soleil est donnée sur la figure I.10 suivante :

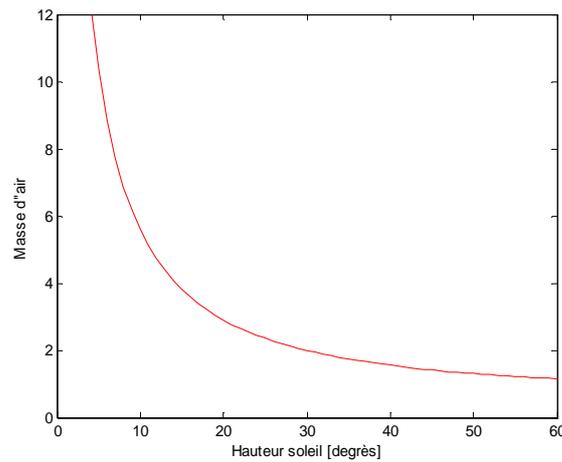


Figure I.10: Variation de masse d'air en fonction de hauteur soleil.

### I.4.5.2. Epaisseur optique de l'atmosphère (Epaisseur de Rayleigh)

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 utilisa les données spectrales publiées par Feussner et Dubois en 1930 et proposa la formule (1.12) 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[18].

$$(\delta_R)^{-1} = 9.4 + (0.9 \cdot m_A) \quad (I.11)$$

Dans cette formule utilisé depuis fort longtemps, l'absorption par les gaz atmosphériques permanents tels que:  $CO_2$ ,  $O_2$ ,  $NO_2$  et le  $CO$  n'est prise en compte. Capderou dans l'Atlas Solaire de l'Algérie, 'A.S.A', utilisa la formule pyrhéliométrique de Kasten pour calculer l'éclairément direct incident sur un plan par ciel clair. En 1986, Louche ajouta l'absorption par les constituants permanents de l'atmosphère et proposa un polynôme de 4<sup>ième</sup> ordre pour la masse d'air.

$$(\delta_R)^{-1} = 6.5567 + (1.7513 \cdot m_A) - (0.1202 \cdot m_A^2) + (0.0065 \cdot m_A^3) - (0.00013 \cdot m_A^4) \quad (I.12)$$

Louche démontra que la formule (1.13) conduit à des valeurs grandes par rapport à ceux données par la formule d'origine de Kasten et plus particulièrement pour les petites valeurs de la masse d'air. Récemment en 1996, Kasten a ajusté la formule de Louche et proposa une nouvelle expression pour  $\delta_R$ .

$$(\delta_R)^{-1} = 6.6296 + (1.7513 \cdot m_A) - (0.1202 \cdot m_A^2) + (0.0065 \cdot m_A^3) - (0.00013 \cdot m_A^4) \quad (I.13)$$

La variation de l'épaisseur optique en fonction de la masse d'air est donnée sur la figure I.11 suivante :

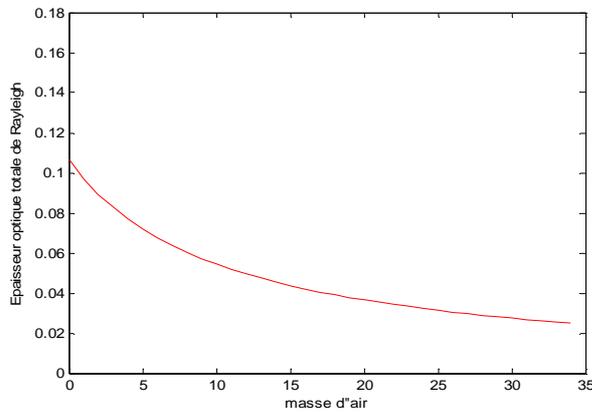


Figure I.11: Variation d'épaisseur optique en fonction de masse d'air.

### I.4.5.3. Influence de l'atmosphère sur le rayonnement solaire (Facteur de trouble)

La méthodologie adoptée par la plus part des modèles calculant l'éclairement solaire est basée sur l'utilisation du trouble atmosphérique pour la détermination des composantes directe et diffuse de l'irradiation solaire d'un site, ceci nécessite un modèle mathématique du trouble atmosphérique indépendant de l'éclairement. En 1987 Capderou; dans l'Atlas Solaire (A.S.A.), proposa un modèle pour calculer le facteur de Linke en Algérie par ciel clair. Le coefficient de trouble atmosphérique total a été décomposé en trois facteurs de trouble auxiliaires : le trouble du à l'absorption par la vapeur d'eau  $T_0$ , le trouble du à la diffusion moléculaire de Rayleigh  $T_1$  et le trouble relatif à la diffusion par les aérosols  $T_2$  avec [18]:

$$T_0 = (2.4 - 0.9 \cdot \sin\phi) + 0.1 \cdot (2 + \sin\phi) - (0.2 \cdot z) - (1.22 + 0.14 \cdot A_{he}) \cdot (1 - \sin\gamma_s) \quad (\text{I.14})$$

$$T_1 = (0.89)^z \quad (\text{I.15})$$

$$T_2 = [0.9 + (0.4 \cdot A_{he})] \cdot (0.63)^z \quad (\text{I.16})$$

$z$  est l'altitude en km et  $A_{he}$  est l'alternance hiver été donnée par :

$$A_{he} = \sin \left[ \frac{360}{365} \cdot (N - 121) \right] \quad (\text{I.17})$$

## I.4.6. L'éclairement solaire hors atmosphère

Le rayonnement solaire extraterrestre (hors atmosphère) est le rayonnement solaire qui frappe la surface de la couche atmosphérique [16].

### I.4.6.1. Constante solaire

L'énergie totale que le soleil envoie à la limite de l'atmosphère terrestre sur une surface de  $1\text{m}^2$  placée perpendiculairement au rayonnement est appelée « constante solaire ». Elle est indépendante des conditions météorologiques, mais dépend de la distance Terre-Soleil, cette distance variant quelque peu au cours de l'année, compte tenu de la légère excentricité de l'orbite terrestre. La valeur moyenne de la constante solaire est :  $I_0 = 1367 \text{ W/m}^2$  [5].

### I.4.6.2. Correction de la constante solaire

La correction de la constante solaire est donnée par :

$$G_0 = I_0 \cdot \varepsilon \quad (\text{I.18})$$

$\varepsilon$  : est la correction de distance terre soleil, elle est donnée par :

$$\varepsilon = 1 + 0.034 \cdot \cos \left[ \frac{360}{365} \cdot (N - 2) \right] \quad (\text{I.19})$$

La variation de Rayonnement extraterrestre en fonction du jour de l'année est donnée sur la figure I.2 :

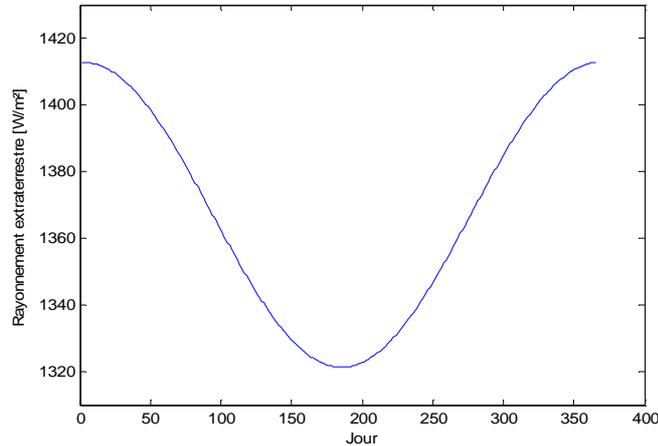


Figure I.12: Variation de l'éclairage solaire extraterrestre en fonction du jour.

## I.4.7. L'éclairage incident sur un plan horizontal

### I.4.7.1. L'éclairage direct

L'éclairage direct est reçu directement du soleil, sans diffusion par l'atmosphère. Ses rayons sont parallèles entre eux, il forme donc des ombres et peut être concentré par des miroirs. Il peut être mesuré par un pyrhéliomètre [9]. On utilise la formule de Capderou :

$$IB^h(\gamma_s, T_L) = G_O \cdot \sin(\gamma_s) \cdot \exp\left(\frac{-T_L}{0.9 + \frac{9.4}{(0.89)^z} \cdot \sin(\gamma_s)}\right) \quad (I.20)$$

### I.4.7.2. L'éclairage diffus

L'éclairage diffus est constitué par la lumière diffusée par l'atmosphère (air, nébulosité, aérosols). la diffusion est le phénomène qui répartit un faisceau parallèle en une multitude de faisceaux partant dans toutes les directions. Dans le ciel, ce sont à la fois les molécules d'air, les gouttelettes d'eau (nuages) et les poussières qui produisent Cette (éclatement) des rayons du soleil. Cela dépend donc avant tout des conditions météorologiques [9].

$$ID^h(\gamma_s, T_L) = G_O \cdot \exp\left\{-1 + 1.06 \cdot \log[\sin(\gamma_s)] + a - \sqrt{b^2 + a^2}\right\} \quad (I.21)$$

Avec :  $a = 1.1$  (I.22)

$$b = \log(T_L^i) - 2.80 + 1.02 \cdot [1 - \sin(\gamma_s)]^2$$
 (I.23)

### I.4.7.3. L'albédo

L'albédo est le rapport de l'énergie solaire réfléchié par une surface sur l'énergie solaire incidente. Cet albédo peut être important lorsque le sol est particulièrement réfléchissant (eau, neige) [2].

$$Alb = \frac{\text{énergie refléchié}}{\text{énergie reçue}}$$

Ainsi pour un corps noir parfait, l'albédo est nul.

### I.4.7.4. L'éclairage global

Le rayonnement global (Fig I.13) est la somme des rayonnements diffus et direct [19]:

$$IG^h(\gamma_s, T_L) = IB^h(\gamma_s, T_L) + ID^h(\gamma_s, T_L)$$
 (I.24)

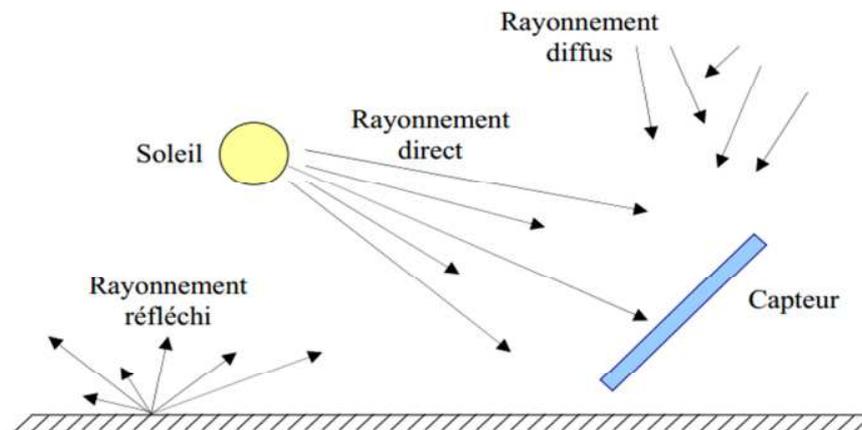


Figure I.13: Les composants des rayonnements solaire.

La figure I.14 suivante représente la variation de rayonnement (global,diffus,direct) en fonction de temps :

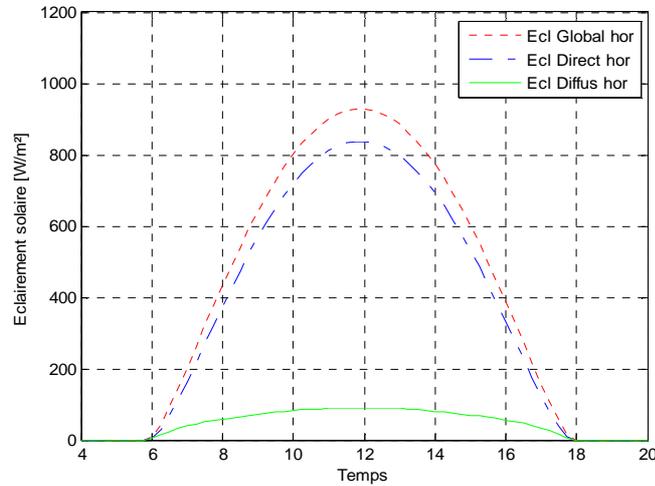


Figure I.14: Variation de l'éclairage solaire (global, direct, diffus) en fonction du temps pour un plan horizontal.

## I.4.8. L'éclairage incident sur un plan incliné

### I.4.8.1. L'angle d'incidence sur un plan quelconque

L'angle d'incidence, c'est l'angle entre la direction du soleil et la normale au plan. Cet angle détermine l'importance du rayonnement direct intercepté par la paroi [15]. L'angle d'incidence sur un plan quelconque est donné par Capderou par les formules suivantes :

$$\cos(\delta^i) = a' \cdot \sin(\omega) + b' \cdot \cos(\omega) + c' \quad (\text{I.25})$$

Avec :  $a' = \cos(\delta) \cdot [\sin(\alpha_z) \cdot \cos(\gamma)] \quad (\text{I.26})$

$$b' = \cos(\delta) \cdot [\cos(\alpha_z) \cdot \cos(\gamma) \cdot \sin(\varphi) + \sin(\gamma) \cdot \cos(\varphi)] \quad (\text{I.27})$$

$$c' = \sin(\delta) \cdot [-\cos(\alpha_z) \cdot \cos(\gamma) \cdot \cos(\varphi) + \sin(\gamma) \cdot \sin(\varphi)] \quad (\text{I.28})$$

Où :  $\beta = 90 - \gamma \quad (\text{I.29})$

### I.4.8.2. Eclairage global

L'éclairage global incident sur un plan  $(\alpha_z, \gamma)$  est la somme des deux composantes.

### I.4.8.3.Éclairage direct

Capderou utilise l'angle d'incidence donnée par l'équation I.25 pour calculer l'éclairage direct à l'aide de l'équation suivante [18] :

$$IB^i(\gamma_s, T_L) = IN(\gamma_s, T_L) \cdot \cos(\delta') \quad (I.30)$$

### I.4.8.4.Éclairage diffus

L'éclairage diffus est lui-même décomposé en deux parties : l'éclairage diffus provenant du ciel et l'éclairage diffus provenant du sol :

#### ➤ Composante diffuse du sol

La composante du diffus isotrope du sol est donnée par l'équation ci-après en fonction de  $\delta_a$  qui est la composante due à l'albédo :

$$ID_a^i(\gamma_s, T_L) = \delta_a \cdot \frac{1 - \sin(\chi)}{2} \quad (I.31)$$

Avec :

$$\delta_a = \rho_g \cdot IB^h(\gamma_s, T_L) \quad (I.32)$$

#### ➤ Composante diffuse du ciel

Pour un plan  $(\alpha_z, \chi)$ , l'éclairage diffus incident en provenance du ciel est décomposé en trois parties : le diffus isotrope du ciel, le diffus directionnel et le diffus du cercle de l'horizon [18].

Le diffus isotrope du ciel est donné par la formule suivante :

$$ID_i^i(\gamma_s, T_L) = (\delta_i + \delta_i') \cdot \frac{1 + \sin(\chi)}{2} \quad (I.33)$$

Avec :

$$\delta_i = ID^h(\gamma_s, T_L) - \delta_d \cdot \sin(\gamma_s) \quad (I.34)$$

$\delta_i$  est la composante isotrope, elle correspond à un ciel de luminance uniforme.

Puisque le diffus du sol est rétrodiffusé, c'est-à-dire qu'une partie est diffusée à nouveau par le ciel vers le sol, Capderou a ajouté une composante  $\delta_i'$  :

Avec :

$$\delta_i = 0.9 \cdot (\rho_g - 0.2) \cdot IB^h(\gamma_s, T_L) \cdot \exp\left(-\frac{4}{\sqrt{T_L}}\right) \quad (I.35)$$

Le diffus directionnel est donné en fonction de  $\delta_d$  par la formule suivante :

$$ID_d^i(\gamma_s, T_L) = \delta_d \cdot \text{Cos}(\delta') \quad (I.36)$$

$\delta_d$  est la composante directe ou circumpolaire, elle provient du voisinage du soleil, dans un cône de demi angle. La formule donnant la composante du diffus directionnel est représentée par l'équation suivante :

$$\delta_d = G_O \cdot \exp\left[-2.48 - \text{Sin}(\gamma_s) + a_1 - \sqrt{4 \cdot b_1^2 + a_1^2}\right] \quad (I.37)$$

Avec :  $b_1 = \log(T_L') - 2.28 - 0.5 \cdot \log[\text{Sin}(\gamma_s)]$  (I.38)

$a_1 = 3.1 - 0.4 \cdot b_1$  (I.39)

Le diffus du cercle de l'horizon est donné par la formule suivante :

$$ID_h^i(\gamma_s, T_L) = \delta_h \cdot \text{Cos}(\chi) \quad (I.40)$$

$\delta_h$ : composante du cercle de l'horizon, elle provient du cercle de l'horizon d'une hauteur de  $6^\circ$ , elle semble associée à une accumulation d'aérosols dans les basses couches atmosphériques. La formule donnant la composante  $\delta_h$  est représentée par l'équation suivante [18] :

$$\delta_h = G_O \cdot \frac{-0.02 \cdot a_2}{a_2^2 + a_2 \cdot b_2 + 1.8} \cdot \exp[\text{Sin}(\gamma_s)] \quad (I.41)$$

Avec :  $b_2 = \exp\{0.2 + 1.75 \cdot \log[\text{Sin}(\gamma_s)]\}$  (I.42)

$a_2 = \log(T_L') - 3.1 - \log[\text{Sin}(\gamma_s)]$  (I.43)

Donc le diffus du ciel est exprimé d'une manière générale par l'équation suivante :

$$ID_{\text{ciel}}^i(\gamma_s, T_L) = (\delta_i + \delta_i') \cdot \frac{1 + \text{Sin}(\chi)}{2} + \delta_d \cdot \text{Cos}(\delta') + \delta_h \cdot \text{Cos}(\chi) \quad (I.44)$$

Finalement, l'éclairage diffus total s'écrit sous la forme de quatre composantes :

$$ID^i(\gamma_s, T_L) = ID_i^i(\gamma_s, T_L) + ID_d^i(\gamma_s, T_L) + ID_h^i(\gamma_s, T_L) + ID_a^i(\gamma_s, T_L) \quad (I.45)$$

La figure I.15 suivante représente la variation de l'éclairage (global, diffus, direct):

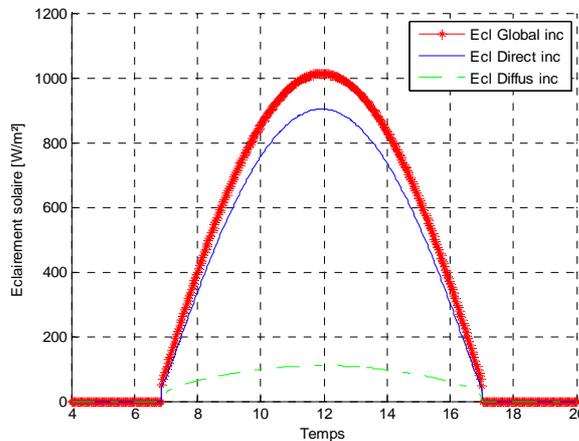


Figure I.15: Variation de l'éclairage solaire (global, direct, diffus) en fonction du temps pour un plan incliné.

## I.5. Validation des résultats obtenus après modélisation

### I.5.1. Comparaison entre valeurs du rayonnement solaire pour deux régions de l'Algérie

La figure I.16 représente un exemple de variation du rayonnement solaire en fonction de temps au solstice d'été pour les deux sites Ghardaïa et Tamanrasset. On peut remarquer que le rayonnement global est supérieur au rayonnement direct normal pour les deux sites. On remarque également que le rayonnement direct est supérieur au site de Tamanrasset par rapport au site de Ghardaïa, ceci est justifié par le fait que le site de Tamanrasset possède un ciel clair (moins de troubles) par rapport aux autres sites de l'Algérie.

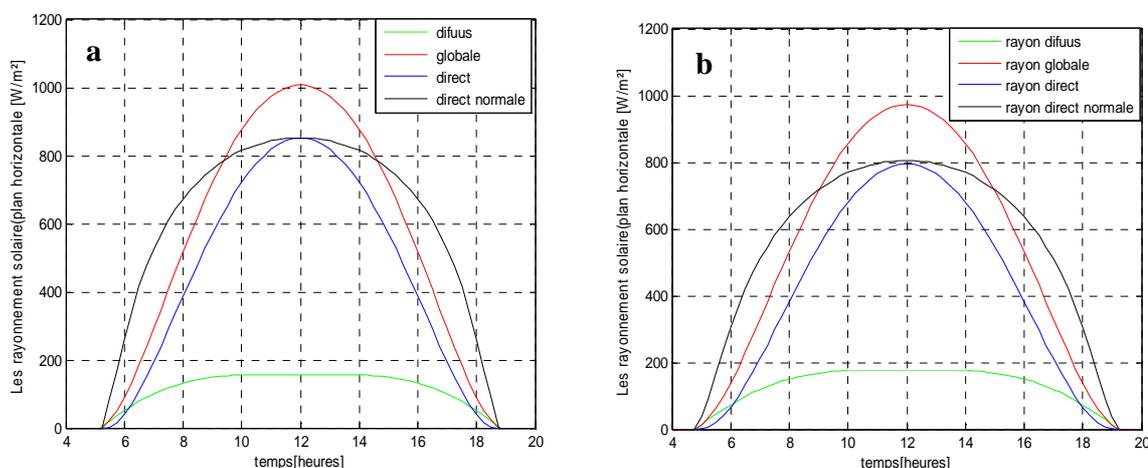


Figure I.11-16: Variations des valeurs du rayonnement solaire en fonction de temps au solstice d'été (21 Juin): (a) site de Tamanrasset; (b) site de Ghardaïa [URAER. Ghardaïa].

## I.5.2. Validation et discussion des résultats

Pour obtenir une validation du rayonnement solaire, nous allons confronter quelques valeurs du rayonnement solaire délivrées par la programmation du modèle Capderou et les valeurs mesurées sur le site de Ghardaïa. Deux dates sont retenues pour être présentées, une période hivernale du 11 Décembre pour le jour le plus court de l'année et une autre estivale correspondante au 30 Juin pour le jour le plus long de l'année. On présentera sur les figures suivantes (Fig I.17 - I.18), des graphes comparatifs relatifs aux résultats du rayonnement solaire, pour une journée hivernale et estivale :

- Jour d'été avec  $(\alpha, \beta) = (0, 0)$  : Global horizontal ( $IG_h$ ) et Direct horizontal ( $IB_h$ )

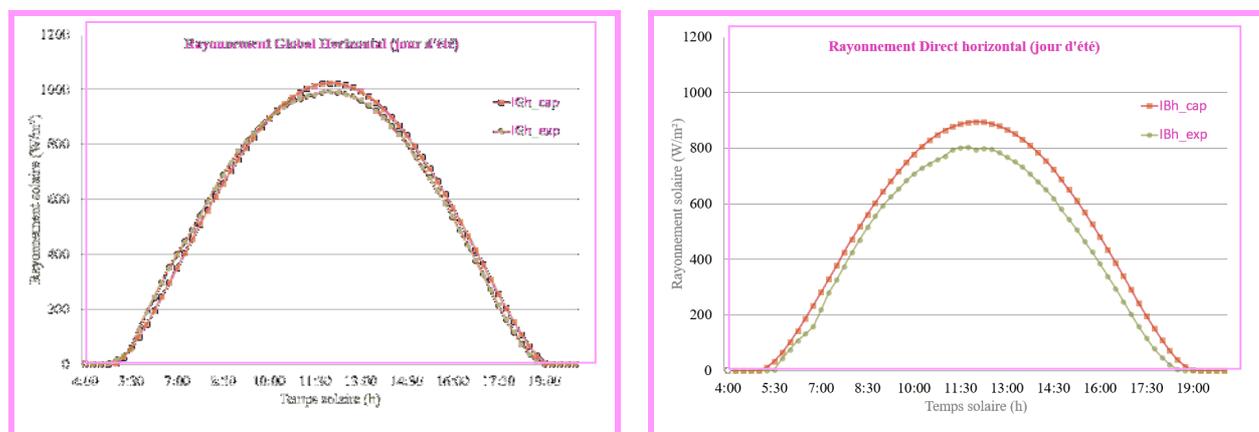


Figure I.17: Comparaison des résultats obtenus par le modèle avec les données expérimentales pour le rayonnement global et direct horizontal pour un jour clair d'été [URAER. Ghardaïa].

- Jour d'hiver avec  $(\alpha, \beta) = (0, 0)$  : Global horizontal ( $IG_h$ ) et Direct horizontal ( $IB_h$ )

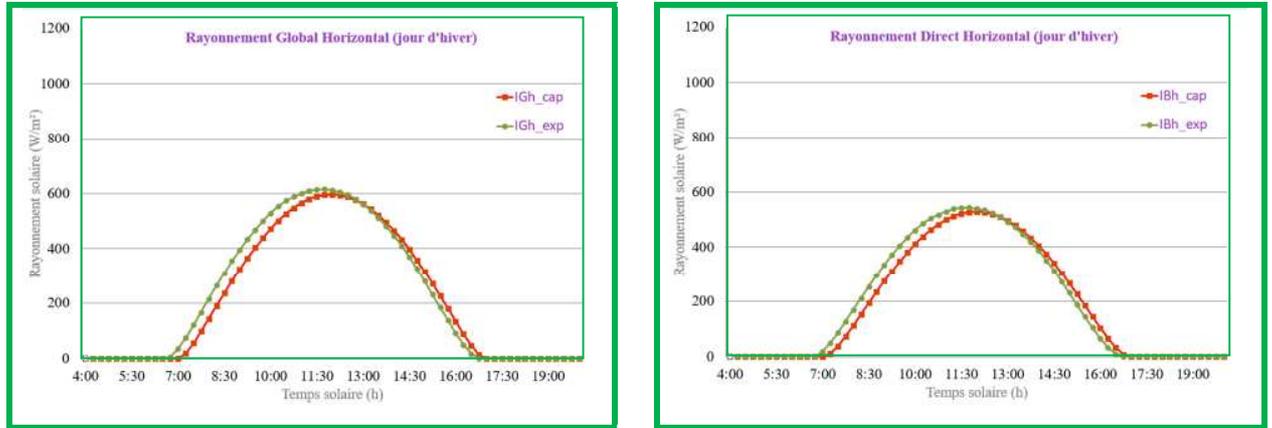


Figure I.18: Comparaison des résultats obtenus par le modèle avec les données expérimentales pour le rayonnement global et direct horizontal pour un jour clair d'hiver [URAER. Ghardaïa].

Pour une période estivale (Fig I.17), on remarquera que le modèle Capderou sur-estime la composante directe horizontale et le rayonnement global avec une petite erreur. Par ailleurs, en période hivernale (Figures I.18), le modèle Capderou présente un bon rapprochement de valeurs mesurées. Le traitement des graphes des figures (I.17 - I.18) montre que d'une manière générale, on peut dire que le modèle de Capderou donne une bonne estimation du rayonnement solaire pour la période hivernale par rapport à la période estivale pour le site de Ghardaïa.

## I.6.Conclusion

Pour l'estimation du rayonnement solaire il est nécessaire de bien préciser les paramètres géométriques du lieu qui sont la latitude, la longitude et l'altitude et aussi des paramètres du capteur qui sont l'inclinaison et l'orientation. Le rayonnement dépend aussi des mouvements de la terre qui sont : la rotation et la translation et le mouvement apparent du soleil dans le ciel qui est caractérisé par sa hauteur et sa déclinaison. La variation de ces Paramètres influent sur le rayonnement incident sur terre [15]. Dans ce chapitre une modélisation du rayonnement solaire par le modèle Capderou est présentée, les transmittances nécessaires pour le calcul des composantes du rayonnement solaire par ciel clair, incident sur un plan horizontal et incliné sont programmées avec Matlab et leur variation est illustrée sous formes graphiques. Le modèle Capderou utilise des équations propres pour déterminer les paramètres géométriques

## CHAPITRE I : Energie et éclairement solaire

---

(déclinaison solaire, angle horaire, hauteur du soleil, azimut et angle d'incidence) et les paramètres atmosphériques (masse, épaisseur optique de l'atmosphère et facteur de trouble) nécessaires pour le calcul du rayonnement solaire, ces équations ont été également programmées et représentées graphiquement. Une confrontation des valeurs de l'éclairement solaires mesurées et des valeurs estimées par le modèle est élaborée dans un but de validations du programme.

## **CHAPITRE II**

# **Le système photovoltaïque**

### II.1. Introduction

L'électrification par énergies renouvelables est une solution attractive en site isolé, à accès difficile ou éloigné du réseau électrique. Ces énergies dites renouvelables sont celles qui proviennent directement ou indirectement du Soleil, elles sont abondantes et inépuisables contrairement aux énergies fossiles. L'électrification par voie photovoltaïque nécessite un raccordement de dispositifs capables de convertir l'énergie solaire en énergie électrique exploitable à des fins d'alimentation. Dans ce qui suit, une étude sur le procédé de conversion solaire en électricité sera présenté, depuis la source primaire qui est le rayonnement solaire jusqu'à l'architecture de la centrale de production d'énergie électrique.

### II.2. Energie solaire photovoltaïque

L'énergie solaire photovoltaïque fait l'objet d'un grand intérêt ces dernières années. Elle est basée sur l'effet photoélectrique. Celui-ci permet de créer un courant électrique continu à partir d'un rayonnement électromagnétique (Fig. II.1). Cette ressource a donc l'avantage d'être inépuisable et utilisable en tout point d'un territoire.

Les modules photovoltaïques composés des cellules photovoltaïques à base de silicium ont la capacité de transformer les photons en électrons. La conversion photovoltaïque se produit dans des matériaux semi-conducteurs. L'énergie sous forme de courant continu est ainsi directement utilisable.

Dans un isolant électrique : les électrons de la matière sont liés aux atomes et ne peuvent pas se déplacer. Dans un conducteur électrique (un fil de cuivre par exemple) les électrons sont totalement libres de circuler et permettent le passage d'un courant. Dans un semi-conducteur : la situation est intermédiaire, les électrons contenus dans la matière ne peuvent circuler que si on leur apporte une énergie pour les libérer de leurs atomes. Quand la lumière pénètre dans un semi-conducteur, ces photons apportent une énergie permettant aux électrons de se déplacer, il y a donc courant électrique sous l'exposition à la lumière [21].

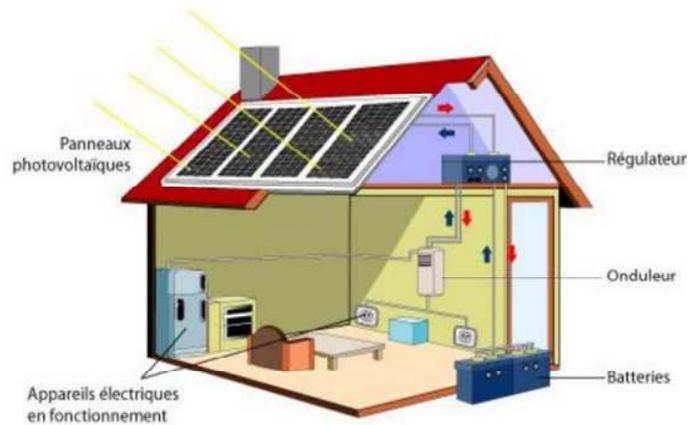


Figure II.1: Système solaire photovoltaïque.

### II.3. Historique

L'effet photovoltaïque permet de transformer l'énergie solaire en électricité. Le mot "photovoltaïque" vient du mot grec "photos" (lumière) et de "volta" nom du physicien italien qui découvrit la pile électrique.

- 1839: C'est le savant français Alexandre-Edmond Becquerel (1820-1891) le premier qui mit en évidence les effets électriques que produisent les rayons solaires dans une pile constituée par des électrodes de platine et de cuivre oxydé plongeant dans une solution électrolytique acide. Il le décrivit dans un "Mémoire" sur les effets chimiques et électriques produits sous l'influence de la lumière solaires.

- 1873: L'ingénieur américain Willoughby Smith découvre les propriétés photosensibles du sélénium.

- 1877: W.G. Adams et R.E. Day expliquent l'effet photovoltaïque du silicium.

- 1883: Charles Fritts construit la première cellule en silicium et en or. Elle atteint un rendement d'environ 1%.

- 1905: Albert Einstein publie sur un point de vue heuristique concernant la production et la transformation de la lumière. Cet article lui vaudra le prix Nobel de physique en 1922.

## CHAPITRE II : Le système photovoltaïque

---

•1911: Wilhelm Ostwald, prix Nobel de chimie en 1909, «en reconnaissance de ses travaux sur la catalyse et pour ses recherches touchant les principes fondamentaux gouvernant l'équilibre chimique et les vitesses de réaction ».

•1918: Le scientifique polonais Jan Czochralski développe un procédé pour créer du silicium monocristallin.

•1939: L'ingénieur américain Russel Ohl (1898-1987) découvre la jonction P-N.

•1954: Les chercheurs américains Gerald Pearson, Darryl Chapin et Calvin Fuller mettent au point une cellule photovoltaïque en silicium pour les laboratoires Bell.

• 1955 : Des chercheurs américains (Chapin, Fuller, Pearson et Prince) travaillant pour les laboratoires Bell Telephone (devenus aujourd'hui Alcatel-Lucent Bell Labs) développent une cellule photovoltaïque à haut rendement de 6 %.

•1958: Première utilisation spatiale de photopiles solaires dans le satellite américain Vanguard. 1958: Le satellite Sputnik III s'est équipé de cellules photovoltaïques.

1971: Elliot Berman crée la société Solarpower pour développer des applications terrestres pour les modules photovoltaïques

•1973: La première maison alimentée par des cellules photovoltaïques est construite à l'Université de Delaware.

•1983: la première voiture alimentée par énergie photovoltaïque parcourt une distance de 4000 km en Australie.

Le spatial devient le banc d'essai de la technologie photovoltaïque. Les coûts de fabrication élevés des cellules et leurs rendements médiocres ne leur permettent pas encore une exploitation à grande échelle. Il faudra attendre les années 70 pour que les gouvernements et les industriels investissent dans la technologie photovoltaïque. Aujourd'hui, l'énergie photovoltaïque est à la disposition des entreprises et des particuliers et les panneaux photovoltaïques ont des rendements plus élevés [22].

### **II.4. L'effet photovoltaïque**

L'effet photovoltaïque est un phénomène physique propre à certains matériaux appelés semi-conducteurs qui produisent de l'électricité lorsqu'ils sont exposés à la lumière comme

schématisé sur la figure II.2. L'effet photovoltaïque constitue la conversion directe de l'énergie du rayonnement solaire en énergie électrique au moyen de cellules généralement à base de silicium. Pour obtenir une puissance suffisante, les cellules sont reliées entre elles et constituent le module solaire [23].

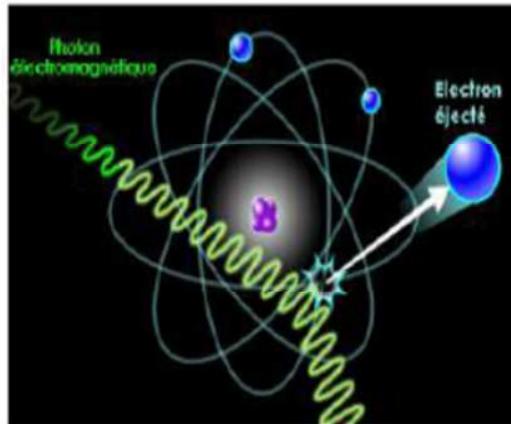


Figure II.2:Collision entre un photon et un atome.

### II.5. La cellule photovoltaïque

#### II.5.1. Principe de fonctionnement de la jonction P-N

Une cellule photovoltaïque est un dispositif qui permet de transformer l'énergie solaire en énergie électrique. Une cellule PV est réalisée à partir de deux couches de silicium, une dopée P (dopée au bore) et l'autre dopée N (dopée au phosphore) créant ainsi une jonction PN avec une barrière de potentiel. Lorsque les photons sont absorbés par le semi-conducteur, ils transmettent leur énergie aux atomes de la jonction PN de telle sorte que les électrons de ces atomes se libèrent et créent des électrons (charges N) et des trous (charges P). Ceci crée alors une différence de potentiel entre les deux couches. Cette différence de potentiel est mesurable entre les connexions des bornes positives et négatives de la cellule. A travers une charge continue, on peut en plus récolter des porteurs. La tension maximale de la cellule est d'environ 0.6 V pour un courant nul. Cette tension est nommée tension de circuit ouvert (VOC). Le courant maximal se produit lorsque les bornes de la cellule sont court-circuitées, il est appelé courant de court-circuit (ICC). La structure d'une cellule photovoltaïque est représentée sur la figure (II.3) suivante [24]:

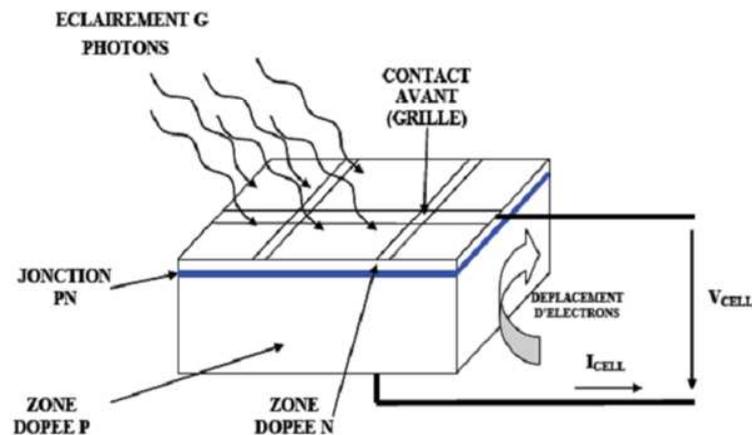


Figure II.3: Structure d'une cellule photovoltaïque au silicium.

### II.5.2. Les différentes technologies des cellules solaires

#### II.5.2.1. Silicium monocristallin

Le silicium cristallin est actuellement l'option la plus populaire pour les cellules commerciales bien que beaucoup d'autres matériaux soient disponibles. Le terme « cristallin » implique que tous les atomes dans le matériau PV actif font partie d'une structure cristalline simple où il n'y a aucune perturbation dans les arrangements ordonnés des atomes (Fig. II.4) [25].

#### II.5.2.2. Silicium poly cristallin

Il est composé de petits grains de silicium cristallin (Fig II.4). Les cellules à base de silicium poly cristallin sont moins efficaces que les cellules à base de silicium monocristallin. Les joints de grains dans le silicium poly cristallin gênent l'écoulement des électrons et réduisent le rendement de puissance de la cellule. L'efficacité de conversion PV pour une cellule à base de silicium poly cristallin modèle commerciale s'étend entre 10 et 14 % [25].

#### II.5.2.3. Silicium amorphe (A-Si)

Le silicium est déposé en couche mince sur une plaque de verre ou un autre support souple. L'organisation irrégulière de ses atomes lui confère en partie une mauvaise semi-conduction. Les

## CHAPITRE II : Le système photovoltaïque

cellules amorphes sont utilisées partout où une solution économique est recherchée ou lorsque très peu d'électricité est nécessaire, par exemple pour l'alimentation des montres, des calculatrices, ou des luminaires de secours. Elles se caractérisent par un fort coefficient d'absorption, ce qui autorise de très faibles épaisseurs, de l'ordre du micron. Par contre, son rendement de conversion est faible (de 7 à 10%) et les cellules ont tendance à se dégrader plus rapidement sous la lumière (Fig. II.4) [25].



Figure II.4:Photos d'une cellule : (A) monocristalline, (B) poly cristallin,(C) amorphe.

### II.5.4. Comparatif des différentes technologies

Le tableau II.1 suivant présente les avantages et les inconvénients pour les technologies les plus utilisées d'une cellule photovoltaïque : [26].

Tableau II.1: Comparatif des différentes technologies [26].

Technologies	Monocristallin	Poly cristallin	Amorphe
Cellule et module			
	<p>- <u>Très bon rendement</u> : 14 à 20 %.</p> <p>- <u>Durée de vie</u> : importante (30 ans)</p> <p>- <u>Coût de fabrication</u> : élevé.</p>	<p>- <u>Bon rendement</u> : 11 à 15 %.</p> <p>- <u>Durée de vie</u> : importante (30 ans)</p> <p>- <u>Coût de fabrication</u> : meilleur marché que les</p>	<p>- <u>Rendement faible</u> : 5 à 9 %.</p> <p>- <u>Durée de vie</u> : assez importante (20 ans)</p> <p>- <u>Coût de fabrication</u> :</p>

## CHAPITRE II : Le système photovoltaïque

Caractéristiques	<p>- <u>Puissance</u> : 100 à 150 Wc/m<sup>2</sup>. 7 m<sup>2</sup>/kWc.</p> <p>- <u>Rendement faible sous un faible éclairement.</u></p> <p>- perte de rendement avec l'élévation de la température.</p> <p>- <u>Fabrication</u> : élaborés à partir d'un bloc de silicium fondu qui s'est solidifié en formant un seul cristal</p> <p>- <u>Couleur bleue uniforme</u></p>	<p>panneaux monocristallins</p> <p>- <u>Puissance</u> : 100 Wc/m<sup>2</sup>. 8 m<sup>2</sup>/kWc.</p> <p>- <u>Rendement faible sous un faible éclairement.</u></p> <p>- perte de rendement avec l'élévation de la température.</p> <p>- <u>Fabrication</u> : élaborés à partir de silicium de qualité électronique qui en se refroidissant forme plusieurs cristaux.</p> <p>- <u>Ces cellules sont bleues ,mais non uniforme : on distingue des motifs créés par les différents cristaux</u></p>	<p>peu onéreux par rapport aux autres technologies</p> <p>- <u>Puissance</u> : 50 Wc/m<sup>2</sup>. 16 m<sup>2</sup>/kWc.</p> <p>- <u>Fonctionnement</u> correct avec un éclairement faible.</p> <p>- Peu sensible aux températures élevées.</p> <p>- <u>Utilisables en panneaux souples.</u></p> <p>- <u>Surface de panneaux plus importante que pour les autres panneaux au silicium.</u></p>
Part de marché	43 %	47 %	10 %

### II.5.3. Regroupement des cellules

#### II.5.3.1. Regroupement en série

Une association de (Ns) cellule en série figure (II.5) 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 (II.1) résume les caractéristique électriques d'une association série de (Ns) cellules [27].

$$\begin{aligned}
 V_{coNS} &= N_s \times V_{co} \\
 I_{CC} &= I_C
 \end{aligned}
 \tag{II.1}$$

$V_{coNS}$ : La somme des tensions en circuit ouvert de  $N_s$  cellules en série.

$I_{CCNS}$ : Courant de court-circuit de  $N_s$  cellules en série.

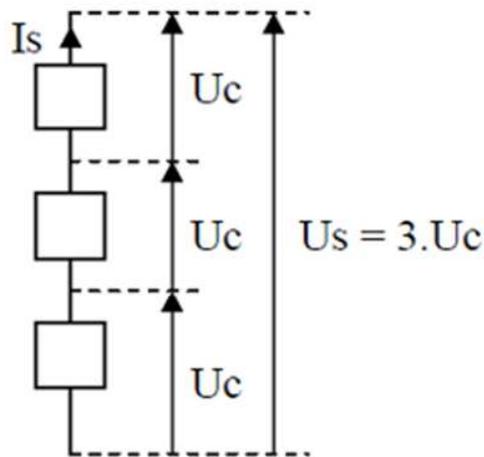


Figure II.5: raccordement des cellules en série [28].

### II.5.3.2. Regroupement en parallèle

Une association parallèle de ( $N_p$ ) cellule est possible et permet d'accroître le courant de sortie du générateur ainsi créé figure (II.6). 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 (Eq II.2) [29].

$$\begin{aligned} I_{ccNP} &= N_p \times I_{SC} \\ V_{CO} &= V_{coNP} \end{aligned} \quad (II.2)$$

Avec :

$I_{ccNP}$ : La somme des courants de court circuit de ( $N_p$ ) cellule en parallèle.

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

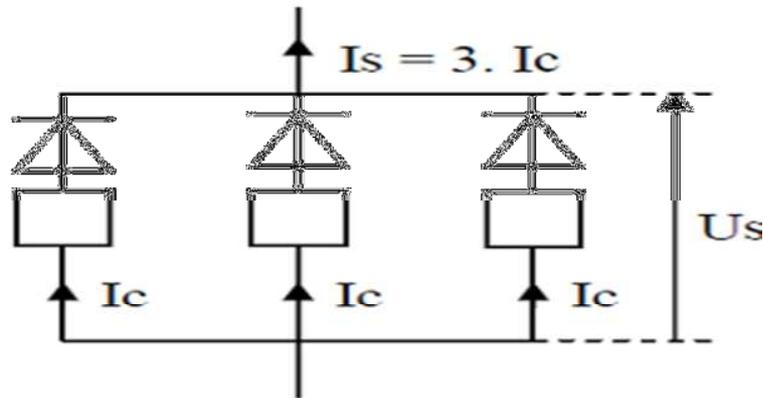


Figure II.6: raccordement des cellules en parallèle [28].

### II.5.3.3. Regroupement (série et parallèle)

On utilise généralement ce type d'association pour en tirer une tension importante puisque l'association en série des photopiles délivre une tension égale à la somme des tensions individuelles et un courant égal à celui d'une seule cellule. La caractéristique d'un groupement de deux modules solaires est représentée ci-dessous, ce qui peut être généralisé sur une gamme de  $N_s$  modules solaires en série. Ce genre de groupement augmente le courant. Afin d'obtenir des puissances de quelques kW, sous une tension convenable, il est nécessaire d'associer les modules en panneaux et de monter les panneaux en rangées de panneaux série et parallèle pour former ce que l'on appelle un générateur photovoltaïque [30].

### II.5.4. Les courbes I(V) et P(V) et influence des paramètres climatiques

#### ➤ Influence de l'ensoleillement

Une baisse de l'ensoleillement provoque une diminution de la création de paires électron-trou avec un courant changé à l'obscurité. Le courant du panneau solaire étant égal à la soustraction de la photo courant et du courant de diode à l'obscurité, il y'a une baisse du courant solaire  $I_{cc}$  proportionnelle à la variation de l'ensoleillement accompagnée d'une très légère diminution de la tension  $V_{co}$  et donc un décalage du point P max du panneau solaire vers les puissances inférieures.

## CHAPITRE II : Le système photovoltaïque

Les graphes suivants représentent les caractéristiques P(V) et I(V) respectivement d'un générateur photovoltaïque pour une température constante ( $T=25^{\circ}\text{C}$ ) et un ensoleillement variable figure (II.7) et figure (II. 8) [31].

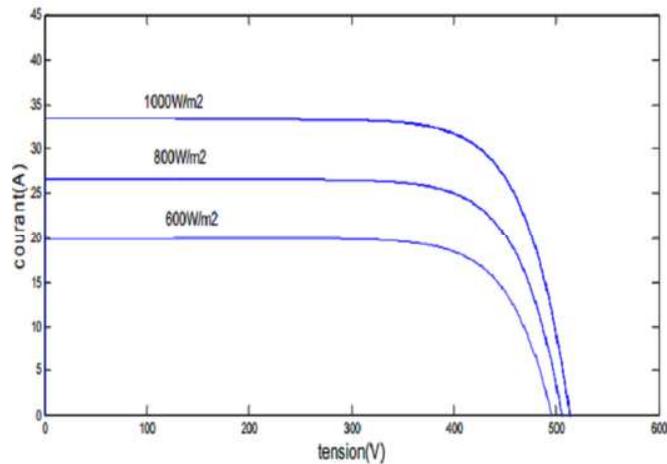


Figure II.7: Courbe I(V) d'un panneau à divers ensoleillements à  $T=25^{\circ}\text{C}$

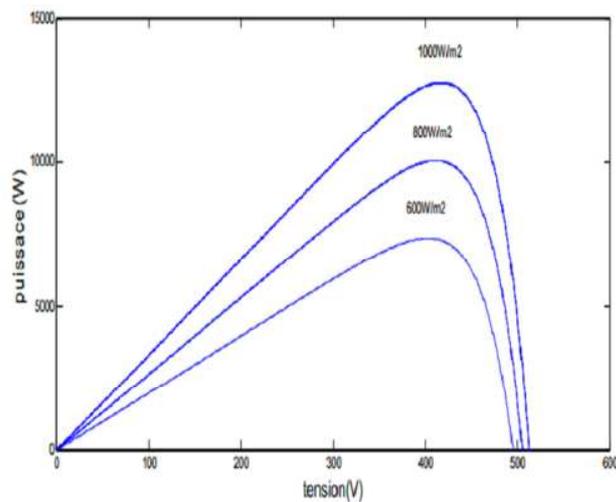


Figure II.8: Courbes P(V) d'un panneau à divers ensoleillements à  $T=25^{\circ}\text{C}$ .

Il est clair que la valeur du courant de court-circuit est directement proportionnelle à l'intensité du rayonnement. Par contre, la tension en circuit ouvert ne varie pas dans les mêmes proportions, mais reste quasiment identique même à faible éclaircissement.

Ceci implique donc que :

## CHAPITRE II : Le système photovoltaïque

- La puissance optimale de la cellule ( $P_{\max}$ ) est pratiquement proportionnelle à l'éclairement.
- Les points de puissance maximale se situent à peu près à la même tension [31].

### ➤ Influence de la température sur les courbes I(V) et P(V)

La figure (II.9) et (II.10) présentent respectivement des courbes I(V) et P(V) pour différentes températures de fonctionnement du module photovoltaïque à une irradiation constante. Nous remarquons que la température a une influence négligeable sur la valeur du courant de court-circuit. Par contre, la tension en circuit ouvert baisse assez fortement lorsque la température augmente. On en déduit donc que le panneau peut fournir une tension correcte, même à faible éclairage, par conséquent la puissance extractible diminue.

Lors du dimensionnement d'une installation, la variation de la température du site sera impérativement prise en compte. Il est important de savoir que la puissance du panneau diminue environ de 0,5% par chaque degré d'augmentation de la température de la cellule au-dessus de 25 °C. Enfin, il est important de noter que, lorsque l'éclairement est plus faible que 100 W/m<sup>2</sup> la tension du panneau varie à son tour. Elle baisse avec l'éclairement (variation logarithmique).

Seules les photopiles au silicium amorphe permettent un fonctionnement dans ces conditions, grâce à une tension encore assez élevée. C'est pour cette raison que le silicium amorphe peut être utilisé sous éclairage artificiel, contrairement au silicium cristallin. Ceci va beaucoup contribuer dans notre choix de cellules [32].

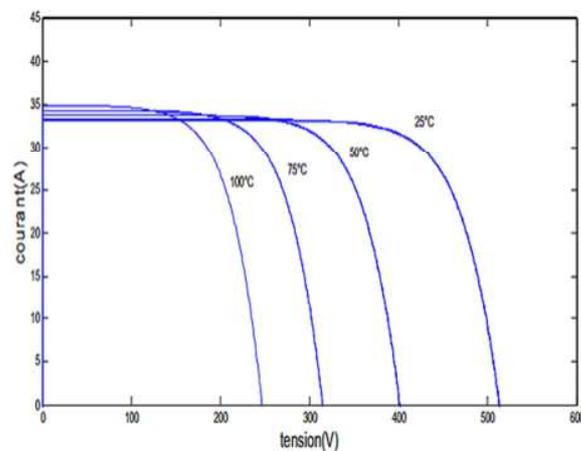


Figure II.9: Courbes I(V) d'un générateur PV pour différentes températures à  $G=1000\text{W/m}^2$

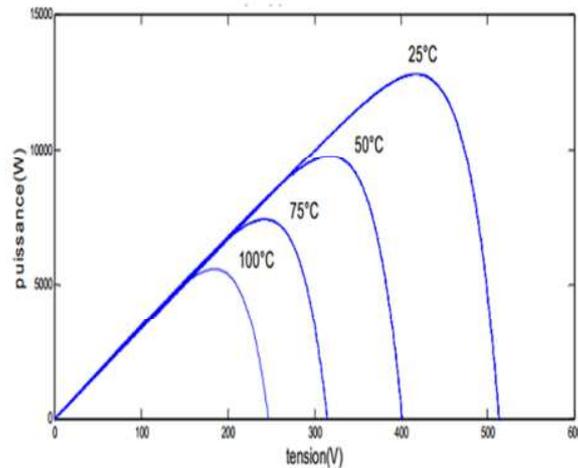


Figure II.10: Courbes P(V) d'un générateur PV pour différentes températures à  $G=1000\text{W/m}^2$

### II.6. Le module photovoltaïque

Un générateur photovoltaïque ou module est constitué d'un ensemble de cellules photovoltaïques élémentaires montées en série ou en parallèle afin d'obtenir des performances électriques désirées, tels que la puissance, le courant de court-circuit ( $I_{cc}$ ) et la tension en circuit ouvert ( $V_{oc}$ ) figure (II.11) [29].



Figure II.11: Module photovoltaïque.

### II.7. Le régulateur

Les systèmes de régulation de charge sont des éléments d'un système photovoltaïque qui ont pour but de contrôler la charge et la décharge d'une batterie afin d'en maximiser la durée de vie. Son rôle principal est de réduire le courant lorsque la batterie est presque entièrement

chargée. Lorsqu'une batterie se rapproche d'un état de charge complète, de petites bulles commencent à se former sur les électrodes positives. A partir de ce moment, il vaut mieux réduire le courant de charge non seulement pour éviter des dégâts mais aussi afin de mieux atteindre l'état de charge complète. Un courant trop élevé peut provoquer une déformation des électrodes à l'intérieur, ce qui pourrait créer un court-circuit.

Le régulateur de charge assure deux fonctions principales :

- la protection des batteries contre les surcharges et les décharges profondes.
- L'optimisation du transfert d'énergie du champ PV à l'utilisation [32].

La tension aux bornes de la batterie est l'indication sur la quelle s'appliquera le régulateur pour assurer sa fonction. Le régulateur mesure en permanence cette tension et la compare à deux seuils de tension pré-régler : seuil haut et seuil bas. Il existe plusieurs types de régulateurs :

### II.7.1. Régulation de la charge

La régulation de la charge effectue par une réduction de courant lorsque la batterie est chargée, on évite la charge lorsque la tension par élément dépasse la tension de surcharge. Il existe plusieurs types de montage de régulation de charge pour les batteries au plomb [32].

#### II.7.1.1. Régulations de charge série

Le principe consiste à intercaler entre le panneau PV et la batterie un dispositif qui module le courant. Le dispositif fonctionne de la manière suivante : Tant que la tension  $U_{bat}$  aux bornes de la batterie est inférieure à la tension de la diode Zener  $U_Z$ , le courant délivrer par le panneau charge la batterie à travers un transistor se bloque, et le courant ne passe qu'à travers la résistance figure (II.12).

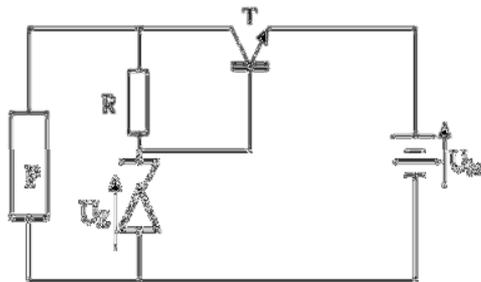


Figure II.12:Schéma de principe d'un régulateur de charge série [32].

### II.7.1.2.Régulateur de charge de coupure

Ce régulateur comporte un relais qui connecte et déconnecte le générateur PV à deux seuils différents et qui sont commandés par une unité de contrôle. Ils mesurent en permanence la tension aux bornes de la batterie [32].

### II.7.1.3.Régulateur de charge à découpage

Ce type de régulateur utilise un convertisseur continu - continu qui délivre à la batterie sa tension de floatting chaque fois que la tension de la batterie atteint le seuil haut figure (II.13) [32].

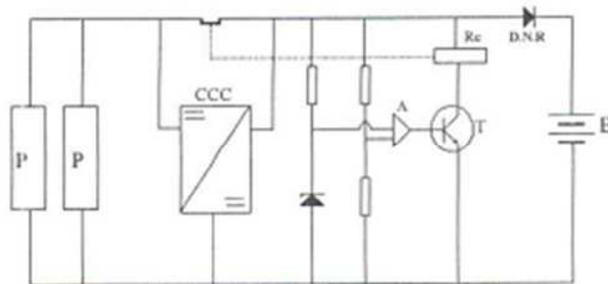


Figure II.13:Schéma de principe d'un régulateur de charge à découpage [32].

### II.7.1.4.Régulateur de charge série à coupure partielle

Ce type de régulateur permet de fractionner le panneau PV en deux parties. Chacune délivrer une même tension selon le principe suivant : une partie du panneau charge la batterie à travers un régulateur de charge série à coupure tant que l'autre partie est branchée directement pour la charge de la batterie en permanence.

### II.7.1.5.Régulateur de charge parallèle

Ce type de régulateur est utilisé en dérivation sur le panneau solaire. Il permet de dissiper l'énergie excédentaire sous forme calorifique grâce à des composants de puissances selon le principe suivant :

Lorsque la tension de la batterie est faible, le transistor T est bloqué, le courant et la tension aux bornes de la résistance est faible alors tout le courant délivré par le générateur charge la batterie. Si la tension aux bornes de la diode Zener atteint la valeur de référence, le courant I

augmente brusquement, le transistor T devient passant et il délivre une partie du courant de charge figure (II.14).

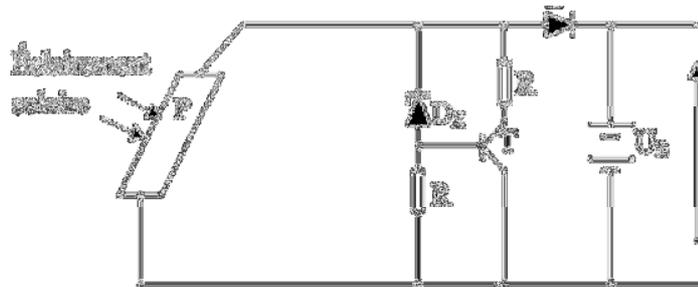


Figure II.14:Schéma de principe d'un régulateur de charge parallèle [32].

### II.7.2.Régulation de décharge

La régulation de décharge s'effectue par un comparateur qui compare la tension de la batterie à un seuil de tension pré-réglé bas et transmet l'information à un circuit de commande. Ce dernier arrête de décharge lorsque la tension par élément dépasse la tension de seuil [32].

## II.8. Les convertisseurs

### II.8.1. Définition

Les convertisseurs sont des appareils servant à transformer la tension continue fournie par les panneaux ou les batteries pour l'adapter à des récepteurs fonctionnant soit à une tension continue différente, à une tension alternative [33].

### II.8.2.Convertisseur DC/AC (Onduleur)

La fonction principale de l'onduleur est de transformer le courant continu, produit par le générateur solaire, en courant alternatif monophasé ou triphasé. Un onduleur est habituellement conçu pour fonctionner sur une plage assez réduite. Il est très efficace pour des caractéristiques d'entrées et de sortie fixe. Son coût assez élevé et la nature variable de l'ensoleillement et du couple résistant des pompes en générale ont longtemps exclu l'emploi des moteurs à courant alternatif pour le pompage solaire [22].

### II.8.2. Les convertisseurs DC-DC (Hacheur)

Les hacheurs sont des convertisseurs du type continu-continu permettant de contrôler la puissance électrique dans des circuits fonctionnant en courant continu avec une très grande souplesse et un rendement élevé. Le hacheur se compose de condensateurs, d'inductance et de commutateurs. Dans le cas idéal, tous ces dispositifs ne consomment aucune puissance active, c'est la raison pour laquelle on a de bons rendements dans les hacheurs [34]. Les convertisseurs DC-DC (ou hacheurs) sont utilisés dans les systèmes d'énergie solaire pour adapter la source continue à amplitude variable (panneau PV) à la charge qui demande en général une tension DC constante. Les trois configurations de base sont :

- Convertisseur survolteur (ou Boost)
- Convertisseur dévolteur (ou Buck)
- Convertisseur dévolteur- survolteur (Buck-Boost)

#### II.8.3.1. Le convertisseur Boost

C'est un convertisseur direct DC-DC. La source d'entrée est de type courant continu (inductance en série avec une source de tension) et la charge de sortie est de type tension continue (condensateur en parallèle avec la charge résistive). L'interrupteur K peut être remplacé par un transistor puisque le courant est toujours positif et que les commutations doivent être commandées (au blocage et à l'amorçage) [35]. Le convertisseur BOOST est connu par le nom d'élevateur de tension peut être représenté par le circuit de la figure (II.15).

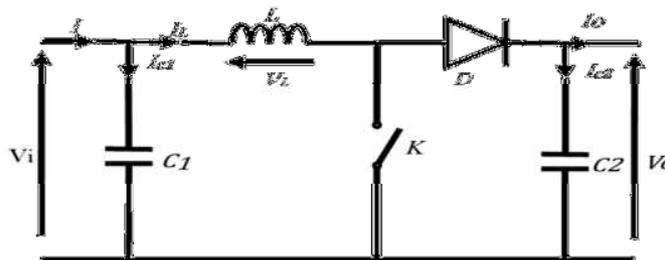


Figure II.15: Schéma électrique d'un hacheur boost.

### II.8.3.2. Le convertisseur Buck

Un convertisseur Buck, ou hacheur série figure (II.16), est un appareil qui convertit une tension continue en une autre tension continue de plus faible valeur. Hacheur de type BUCK, buck chopper.

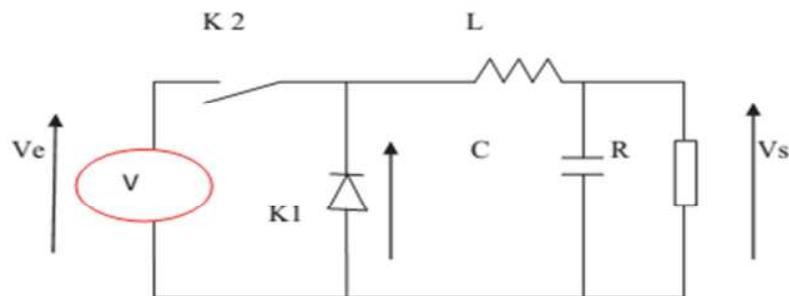


Figure II.16: Convertisseur buck.

Le hacheur série, est un convertisseur direct DC-DC, La source d'entrée est de type tension continue et la charge de sortie continue de type source de courant. L'interrupteur K1 peut être remplacé par un transistor puisque le courant est toujours positif et que les commutations doivent être commandées (au blocage et à l'amorçage)[30].

### II.8.3.3. Le convertisseur Buck-Boost

Le convertisseur dévolteur-survolteur combine les propriétés des deux convertisseurs précédents, il est utilisé comme un transformateur idéal de n'importe quelle tension d'entrée pour n'importe quelle tension de sortie désirée ; son schéma de base est illustré par la figure (II.17) [34].

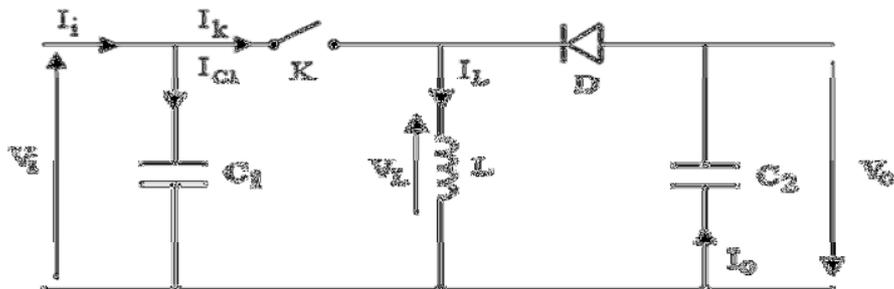


Figure II.17: Schéma électrique d'un hacheur buck-boost.

### II.8.4. Commande de maximisation de puissance

Système photovoltaïque figure (II.18), est doté d'un étage d'adaptation DC-DC entre le module photovoltaïque (MPV) et la charge. Cette structure correspond à un système autonome. Il permet le plus souvent d'alimenter une batterie servant de stock d'énergie ou une charge qui ne supporte pas les fluctuations de tension. Cet étage d'adaptation dispose d'une commande MPPT, qui lui permet de rechercher le point de puissance maximal (PPM) que peut fournir un ou plusieurs modules photovoltaïques. L'algorithme de recherche MPPT peut être plus ou moins complexe en fonction du type d'implémentation choisi et des performances recherchées.

La commande MPPT est une partie essentielle dans les systèmes photovoltaïques. Elle consiste en l'ajustement du convertisseur afin de récupérer le maximum d'énergie produite par le photo-générateur, c'est à dire minimiser les pertes d'énergie. Le modèle de la caractéristique courant-tension est non linéaire, avec des contraintes de température et d'ensoleillement qui varient d'une manière aléatoire ce qui nous confronte à un problème d'optimisation non linéaire [22].

Plusieurs techniques développées dans la littérature durant la dernière décennie, ont permis de faire fonctionner le MPV en régime optimal. Plusieurs méthodes peuvent être utilisées, on cite:

- La méthode d'ajustement de courbe.
- La méthode de circuit ouvert de générateur.
- La méthode de court-circuit.
- La méthode perturbation & observation (P&O).
- La méthode par incrémentation de conductance (IC).
- Les méthodes avancées (logique floue, réseaux de neurones).
- La méthode <<look-up table>>[22].

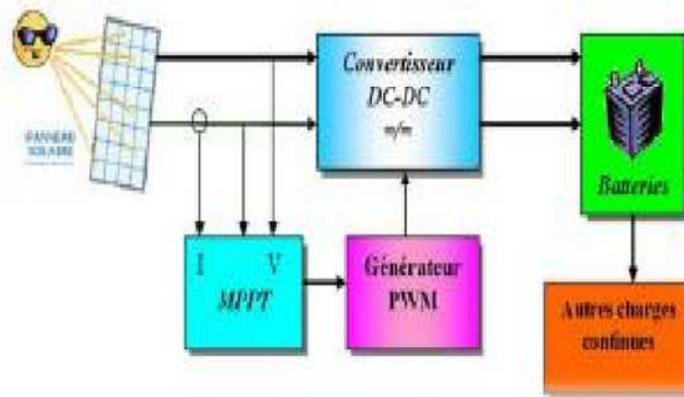


Figure II.18:Schéma synoptique d'un système photovoltaïque avec MPPT.

### II.9. Les batteries de stockage

Dans une installation PV, le stockage correspond à la conservation de l'énergie produite par le générateur PV, en attente pour une utilisation ultérieure. La gestion de l'énergie solaire nécessite d'envisager des stockages suivant les conditions météorologiques et qui vont répondre à deux fonctions principales.

- ✓ Fournir à l'installation de l'électricité lorsque le générateur PV n'en produit pas (la nuit ou par mauvais temps par exemple).
- ✓ Fournir à l'installation des puissances plus importantes que celles fournies par le générateur PV [36].

#### II.9.1. Définition des batteries solaires

Les batteries solaires stockent l'énergie produite par les panneaux photovoltaïques afin d'assurer l'alimentation électrique en toutes circonstances (jour ou nuit, ciel dégagé ou couvert). Une batterie utilisée avec des panneaux solaires ou une éolienne est une batterie à décharge lente (appelée aussi batterie solaire). Ces batteries sont spécifiquement conçues pour les applications solaires ou éoliennes.

Elles n'ont pas les mêmes caractéristiques qu'une batterie de voiture par exemple, elles se déchargent plus progressivement et supportent mieux les décharges fréquentes peu profondes. Vous pouvez brancher une batterie solaire directement sur un panneau solaire, mais vous risquez d'endommager la batterie si son niveau de charge dépasse les 90%. C'est pour

cela qu'il est vivement recommandé d'installer un régulateur solaire entre le panneau solaire photovoltaïque et les batteries solaires [37].

### **II.9.2. Caractéristiques des batteries solaires**

Généralement les batteries sont caractérisées par :

- ✓ La technologie utilisée Acide ou AGM ou Gel ou lythrum.
- ✓ La tension de service 6V, 12V ou 24V.
- ✓ La capacité on Ampère heure 50 Ah, 100Ah,200Ah.
- ✓ La vitesse de décharge C10 ou C20.
- ✓ La durée de vie ou le nombre de cycle (charge et décharge) [37].

### **II.9.3. Types de batterie solaires**

On distingue généralement trois types de batteries solaires :

- a-Batterie à plomb ou liquide.
- b- Batterie à Gel ou AGM.
- c- Batterie au lithium ion [37].

## **II.10. Les différents types de système photovoltaïques**

Les trois genres de systèmes PV que l'on rencontre généralement sont les systèmes autonomes, hybrides et connectés à un réseau.

### **II.10.1. Les systèmes autonomes**

Ce sont les systèmes les plus utilisées dans les cites isolés. Ils sont indépendants de réseau et dépendent uniquement de l'énergie solaire pour reprendre à la demande d'électricité. Les systèmes PV autonomes sont installés là où ils constituent la source d'énergie électrique la plus économique. On peut classer ces systèmes en deux catégories :

### II.10.1.1. Systèmes avec accumulateurs

L'excédent de l'énergie produite est stocké dans des batteries. Le schéma synoptique de la figure (II.19), décrit ce système.

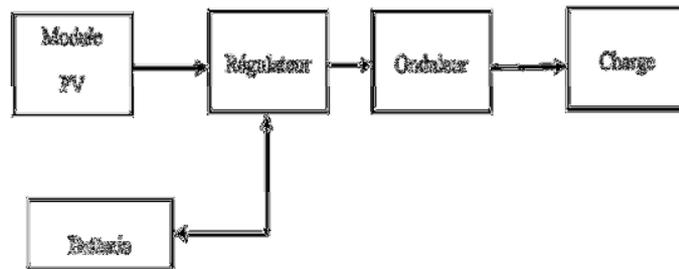


Figure II.19: Schéma synoptique d'un système PV autonome avec batterie.

### II.10.1.2. Système sans accumulateurs

Dans ces systèmes sans batterie, il y a possibilité d'avoir recours à une forme de stockage qui ne soit pas de nature électrochimique. Par exemples [28].

- ✓ Pompage : stockage par réservoir d'eau,
- ✓ Réfrigération : stockage de froid (stockage de glace ou eutectique),
- ✓ Électrolyse de l'eau : stockage d'hydrogène.

### II.10.2. Les systèmes hybrides

Les systèmes d'énergie hybride figure (II.20), associent au moins deux sources d'énergie renouvelable aussi une ou plusieurs sources d'énergie classiques. Les sources d'énergie renouvelable, comme le photovoltaïque et l'éolienne ne délivrent pas une puissance constante, mais vu leurs complémentarités, leur association permet d'obtenir une production électrique continue. Les systèmes d'énergie hybrides sont généralement autonomes par rapport aux grands réseaux interconnectés et sont souvent utilisés dans les régions isolées. Les différentes sources dans un système hybride peuvent être connectées en deux configurations, architecture à bus continu et architecture à bus alternatif.

## CHAPITRE II : Le système photovoltaïque

Dans la première configuration, la puissance fournie par chaque source est centralisée sur un bus continu. Ainsi, les systèmes de conversion d'énergie à courant alternatif (CA) fournissent d'abord leur puissance à un redresseur pour être convertie ensuite en courant continu (CC).

Les générateurs sont connectés en série avec l'onduleur pour alimenter les charges alternatives. L'onduleur doit alimenter les charges alternatives à partir du bus continu et doit suivre la consigne fixée pour l'amplitude et la fréquence.

La fonction spécifique du système de supervision est la commande de mise en marche et arrêt des générateurs et du système de stockage. L'avantage de cette topologie est la simplicité de commande. Dans la seconde configuration tous les composants du système hybride sont reliés à la charge alternative [21].

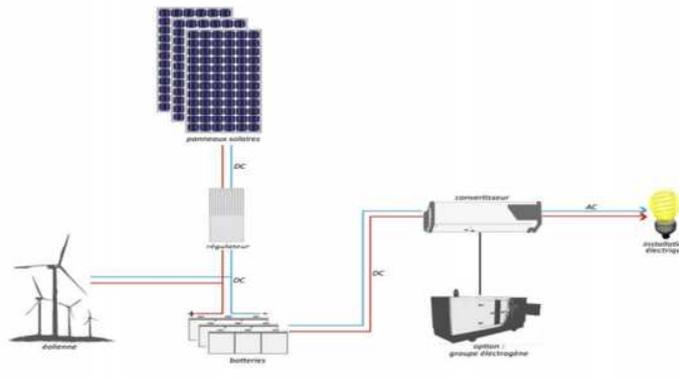


Figure II.20:Schéma synoptique d'un système hybride.

### II.10.3. Les systèmes connectés au réseau

Ces systèmes photovoltaïques convertissent l'électricité en courant alternatif (CA) et transfèrent leur surplus d'électricité au réseau auprès duquel ils s'approvisionnent pendant la nuit ou lorsque le rayonnement solaire est insuffisant voir figure (II.21).

## CHAPITRE II : Le système photovoltaïque

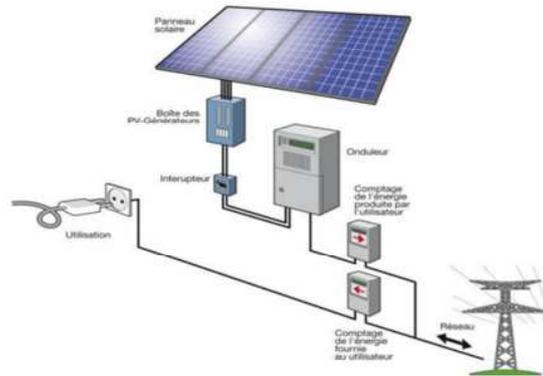


Figure II.21:Schéma de système connecté au réseau [28].

Dans ces systèmes on compte :

### II.10.3.1.Systèmes photovoltaïques directement relié au réseau

Le système ne peut fournir ou prélever de l'énergie qu'au réseau. La batterie n'est plus présente. Le schéma du système photovoltaïque directement relié au réseau est donné par la figure (II.22).

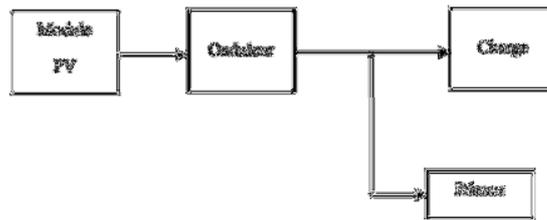


Figure II.22: Système photovoltaïque directement relié au réseau.

L'absence des batteries est un point positif, car celle-ci augmente le coût de système photovoltaïque. En plus elle doit être entretenue et changée après quelque année.

### II.10.3.2.Systèmes photovoltaïques relié au réseau avec batterie

Le système peut fournir de l'énergie au réseau et prélever l'énergie d'appoint nécessaire au réseau. Le schéma de système photovoltaïque relié au réseau avec batterie est illustré sur la figure (II. 23).

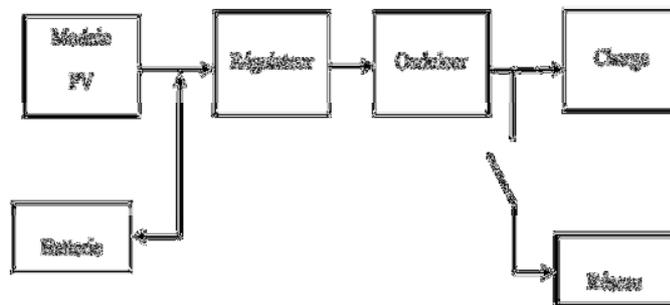


Figure II.23: Systèmes photovoltaïques relié au réseau avec batterie.

L'énergie est fournie par le module photovoltaïque à la charge, l'excédent est stocké dans les batteries, dans le cas de décharge ou de surcharge de la batterie, on utilisera le réseau pour prélever ou délivrer l'énergie.

### II.11. Avantages et inconvénients de l'énergie photovoltaïque

#### II.11.1. Les avantages

L'énergie photovoltaïque offre de multiples avantages :

- La production de cette électricité renouvelable est propre. Elle n'est pas toxique.
- Les systèmes photovoltaïques sont extrêmement fiables.
- L'énergie photovoltaïque est particulièrement attractive pour les sites urbains, vu la petite taille des installations et leur fonctionnement silencieux.
- La lumière du soleil étant disponible partout, l'énergie photovoltaïque est exploitable aussi bien en montagne dans un village isolé que dans le centre d'une grande ville.
- L'électricité photovoltaïque est produite au plus près de son lieu de consommation, de manière décentralisée directement chez l'utilisateur.
- Les matériaux employés (verre, aluminium) résistent aux pires conditions climatiques.
- La durée de vie des panneaux photovoltaïques est très longue. Certains producteurs garantissent les panneaux solaires pour une durée de 25 ans [38].

#### II.11.2. Les inconvénients

- Le coût très élevé des investissements.

## CHAPITRE II : Le système photovoltaïque

---

- Faible rendement de conversion.
- Dans le cas d'une installation photovoltaïques autonome, il faut inclure des batteries dont le coût reste très élevé.

Malgré ces inconvénients, le marché photovoltaïque ne cesse pas de trouver des applications et de s'agrandir. En plus la technologie photovoltaïque est dans un processus de maturation dans lequel les inconvénients pourraient se multiplier, notamment du côté des coûts de fabrication [38].

### **II.12. Conclusion**

Dans ce deuxième chapitre, il a été constaté qu'une installation photovoltaïque est un système qui assure la conversion du rayonnement solaire en énergie électrique par l'effet photovoltaïque, à des fins d'alimentation des charges électriques. Et que le système photovoltaïque se compose d'un champ de modules et d'un ensemble de composants qui adapte l'électricité produite par les modules aux spécifications des récepteurs. Cet ensemble, appelé aussi "Balance of System" ou BOS, comprend tous les équipements entre le champ de modules et la charge finale, à savoir la structure rigide (fixe ou mobile) pour poser les modules, le câblage, la batterie en cas de stockage et son régulateur de charge, et l'onduleur lorsque les appareils fonctionnent en courant alternatif. Le système photovoltaïque est alors l'ensemble du générateur photovoltaïque et des équipements de consommation.

### III.1. Introduction

Une fois arrivé à ce stade on a pu faire une étude complète des systèmes solaires photovoltaïques, passons par la définition de tous les éléments constitutifs d'un système, l'étude d'un dimensionnement optimal de l'installation.

Ce dernier chapitre a pour but l'élaboration d'un programme par logiciel matlab ; permettant la gestion de toutes les étapes précédentes.

Ensuite des mesures seront prises pour connaître le fonctionnement de la centrale photovoltaïque utilisant ce programme. Eventuellement, une programmation du fonctionnement de cette installation sera nécessaire pour donner les résultats de fonctionnement de la méthode de dimensionnement adoptée [20].

### III.2. Dimensionnement des installations photovoltaïques

Le dimensionnement d'un générateur photovoltaïque a pour objectif la détermination de la puissance crête du champ de modules solaires et la capacité de la batterie associée à partir des données d'ensoleillement du site d'une part et des besoins électriques de l'utilisateur d'autre part. Cette détermination des différents éléments doit permettre de garantir une fourniture d'énergie électrique tout au long de l'année ou éventuellement sur une période déterminée.

Les données radio métriques pour une région déterminée sont généralement disponibles, mois par mois, et correspondent à l'irradiation quotidienne moyenne sur un plan horizontal. Les données sont généralement exprimées en kWh et les valeurs de l'ensoleillement/ m<sup>2</sup> sont données à la latitude du lieu considéré, et dépendent aussi de ses conditions climatiques.

Pour déterminer l'énergie quotidienne (journalière) moyenne incidente sur le plan des modules, on effectue un calcul assez complexe à partir des données d'ensoleillement sur le plan horizontal et de l'inclinaison donnée aux modules. L'inclinaison optimale est fixée par le dimensionnement qui prend directement en compte la capacité correspondante des batteries de stockage. Toutefois, l'inclinaison choisie est en général proche de la latitude ( $i \geq \phi$ ) [20]

### III.2.1. Les principales règles de dimensionnement

- N'utiliser le générateur photovoltaïque que pour des applications spécifiques de production d'électricité telles que : l'éclairage, les télétransmissions, le pompage...
- Rejeter les applications thermiques de l'électricité (chauffage et cuisson) ;
- Choisir des récepteurs à haut rendement ;
- Choisir les chaînes de puissances les plus courtes (éviter si possible les onduleurs).

### III.2.2. Les étapes de dimensionnement d'un système photovoltaïque

Dimensionner une installation solaire photovoltaïque consiste à déterminer les caractéristiques de l'installation, cela passe par :

- Une identification précise des besoins en électricité de l'utilisateur ;
  - Une connaissance des ressources solaires locales (énergie solaire disponible du site par unité de surface) ;
  - Un calcul du nombre et de la taille de modules photovoltaïques fonction des ressources solaires et répondant aux besoins de l'utilisateur ;
  - Une recherche des caractéristiques des autres composants de l'installation solaire (capacité des batteries, section des câbles, puissance de l'onduleur,...) ;
  - Une consultation des fournisseurs pour une estimation de l'investissement à considérer.
- Un bon choix de matériel, associé à un dimensionnement approprié garantissent le bon fonctionnement de l'installation, sa durée de vie et la rentabilité de l'investissement [20].

### III.2.3. Dimensionnement du champ PV

Le système a été dimensionné pour satisfaire aux besoins journaliers de consommation, Et l'évaluation de leurs consommations énergétiques par la méthode suivante :

#### III.2.3.1. Evaluation de l'énergie journalière fournie par un module

Sous les conditions standard de température et de l'éclairement ( $T=25^{\circ}\text{C}$  et  $G_{cs}=1000$ ) ; l'énergie délivrée par un module est exprimée sous la forme suivante :

$$E_p = P_{cm} * \left( \frac{E_{min}}{Gcs} \right) * k \text{ (Wh)} \quad (III.1)$$

$E_p$  : Energie journalière fournie par le module ;

$P_{cm}$  : Puissance du module exprimée (en W) ;

$E_{min}$  : Irradiation moyenne journalière annuelle minimale (en Wh/m<sup>2</sup>) ;

$K$  : Facteur de correction global, contenant les divers rendements ainsi qu'un coefficient de sécurité ; il est exprimé en (%) ;

$Gcs$  : Coefficient constant ; il est égal à 1000.

#### III.2.3.2. Estimation du nombre total de module constituant le générateur

$$N = \frac{C_j}{R_o * R_r} * \frac{1}{E_p} \text{ (modules)} \quad (III.2)$$

$N$  : Nombre total de module à installer ;

$R_o$  : Rendement de l'onduleur en (%) ;

$R_r$  : Rendement du régulateur en (%) ;

$C_j$  : Energie journalière consommée par la charge en ( Wh ).

#### III.2.3.3. Estimation du nombre de module en série

$$N_s = \frac{U}{U_n} \text{ (modules)} \quad (III.3)$$

$N_s$  : Nombre de module en série ;

$U$  : Tension d'installation en V ;

$U_n$  : Tension nominale d'un module en V .

#### III.2.3.4. Estimation du nombre de branche en parallèle

$$N_p = \frac{N}{N_s} \text{ (branches)} \quad (III.4)$$

$N_p$  : Nombre de module en parallèle.

**III.2.3.5. Calcul de la puissance du générateur**

$$P_C = N_S * N_P * P_{cm} (W_c) \quad (III.5)$$

$P_c$  : La puissance crête délivré par le générateur.

**III.2.3.6. Calcul de La surface totale du générateur**

$$S_t = N_S * N_P * S_m (m^2) \quad (III.6)$$

$S_t$  : Surface totale occupé par le champ sur le sol ou le toi ;

$S_m$  : C'est la surface d'un module en  $m^2$  ;

**III.2.3.7. Détermination de la capacité de stockage**

$$C = \frac{C_j * N_j}{P_f * R_b} (Wh) \quad (III.7)$$

$C$  : La capacité de stockage en Wh ;

$N_j$  : Autonomie en jours ;

$P_f$  : Profondeur de décharge en % ;

$R_b$  : Rendement de la batterie en % ;

**III.2.3.8. Détermination de la capacité utile de stockage**

$$C_u = \frac{C}{U} (Ah) \quad (III.8)$$

$C_u$  : Capacité utile en Ah .

**III.2.3.9. Détermination du nombre d'élément batterie en série**

$$N_{bs} = \frac{U}{U_b} (\text{éléments}) \quad (III.9)$$

$N_{bs}$  : Le nombre d'élément batterie en série ;

$U_b$  : Tension de l'élément batterie donnée par le constructeur en V .

### III.2.3.10. Détermination du nombre de branche d'élément en parallèle

$$N_{bp} = \frac{C_u}{C_e} \text{ (branches)} \quad (\text{III.10})$$

$N_{bp}$  : Nombre de branche d'éléments en parallèle ;

$C_e$  : Capacité d'un élément batterie donnée par le constructeur exprimée en Ah .

### III.2.3.11. Détermination du nombre totale d'élément batterie

$$N_b = N_{bp} * N_{bs} \text{ (éléments)} \quad (\text{III.11})$$

$N_b$  : Nombre totale d'élément batterie.

### III.2.4. Exemple de dimensionnement

Considérons une station d'éclairage travaillant sous 96V et consommant 11 KWh/j, Cette station est implémentée à la région d'Alger (latitude 36.43°) où l'éclairement journalier minimale est donné mois par mois pour différentes inclinaisons (20°, 30°, 40°, LAT). Pour cet exemple on donne :

$$P_{cm} = 43 \text{ kW} ; \quad k = 0.5, \quad R_o = 93\%, \quad R_r = 93\%, \quad U = 96 \text{ v}, \quad U_n = 12 \text{ v}$$

$$S_m = 0.4 \text{ m}^2, \quad N_j = 5 \text{ jours}, \quad R_b = 97\%, \quad P_f = 50\%, \quad U_b = 2 \text{ v}$$

Site : ALGER, Latitude : 36.45°, Longitude : 5.05°, Altitude : 9m, Albédo : 0.2

#### III.2.4.1. Dimensionnement du champ photovoltaïque PV

✓ Energie journalière fournie par un module :

$$E_p = P_{cm} * \left( \frac{E_{min}}{G_{cs}} \right) * k \text{ (Wh)}$$

$$E_p = 43 * \left( \frac{5890}{1000} \right) * 0.50 = 126.635 \text{ (Wh)} \quad (\text{III.12})$$

### CHAPITRE III: Programme de dimensionnement des systèmes photovoltaïques, résultats et discussion

- ✓ Le nombre total de module constituant le générateur :

$$N = \frac{C_j}{R_0 * R_r} * \frac{1}{E_p} \text{ (Modules)}$$

$$N = \frac{11000}{0.93 \times 0.93} \times \frac{1}{126.64} = 100.43 \approx 101 \text{ (Modules)} \quad \text{(III.13)}$$

- ✓ Le nombre de modules en série

$$N_s = \frac{U}{U_n} \text{ (modules)}$$

$$N_s = \frac{96}{12} = 8 \text{ (modules)} \quad \text{(III.14)}$$

- ✓ Le nombre de branche en parallèle

$$N_p = \frac{N}{N_s} \text{ (branches)}$$

$$N_p = \frac{101}{8} = 12.60 \approx 13 \text{ branches} \quad \text{(III.15)}$$

- ✓ La puissance du générateur

$$P_C = N_s * N_p * P_{cm} \text{ (W}_c\text{)}$$

$$P_C = 8 \times 13 \times 43 = 4472 \text{ (W}_c\text{)} \quad \text{(III.16)}$$

- ✓ La surface totale du générateur

$$S_t = N_s * N_p * S_m \text{ (m}^2\text{)}$$

$$S_t = 8 \times 13 \times 0.4 = 41.6 \text{ (m}^2\text{)} \quad \text{(III.17)}$$

### III.2.4.2. Dimensionnement de la batterie de stockage

- ✓ Détermination de la capacité de stockage

$$C = \frac{C_j * N_j}{P_f * R_b} \text{ (Wh)}$$

$$C = \frac{11000 \times 5}{0.5 * 0.97} = 113402.06 \text{ (Wh)} \quad \text{(III.18)}$$

- ✓ Détermination de la capacité utile de stockage

$$C_u = \frac{C}{U} \text{ (Ah)}$$

$$C_u = \frac{113402.06}{96} = 1181.27 \text{ (Ah)} \quad \text{(III.19)}$$

$$1181.27 = Ah \Rightarrow Cu = 1215 \text{ Ah}$$

- ✓ Détermination du nombre d'élément batterie en série

$$N_{bs} = \frac{U}{U_b} \text{ (éléments)}$$

$$N_{bs} = \frac{96}{2} = 48 \text{ (éléments)} \quad \text{(III.20)}$$

- ✓ Détermination du nombre de branche d'élément en parallèle

$$N_{bp} = \frac{C_u}{C_e} \quad (\text{branches})$$

$$N_{bp} = \frac{1181.27}{2000} = 0.59 \approx 1 \quad (\text{branches}) \quad (\text{III.21})$$

- ✓ Détermination du nombre totale d'élément batterie

$$N_b = N_{bp} * N_{bs} (\text{éléments})$$

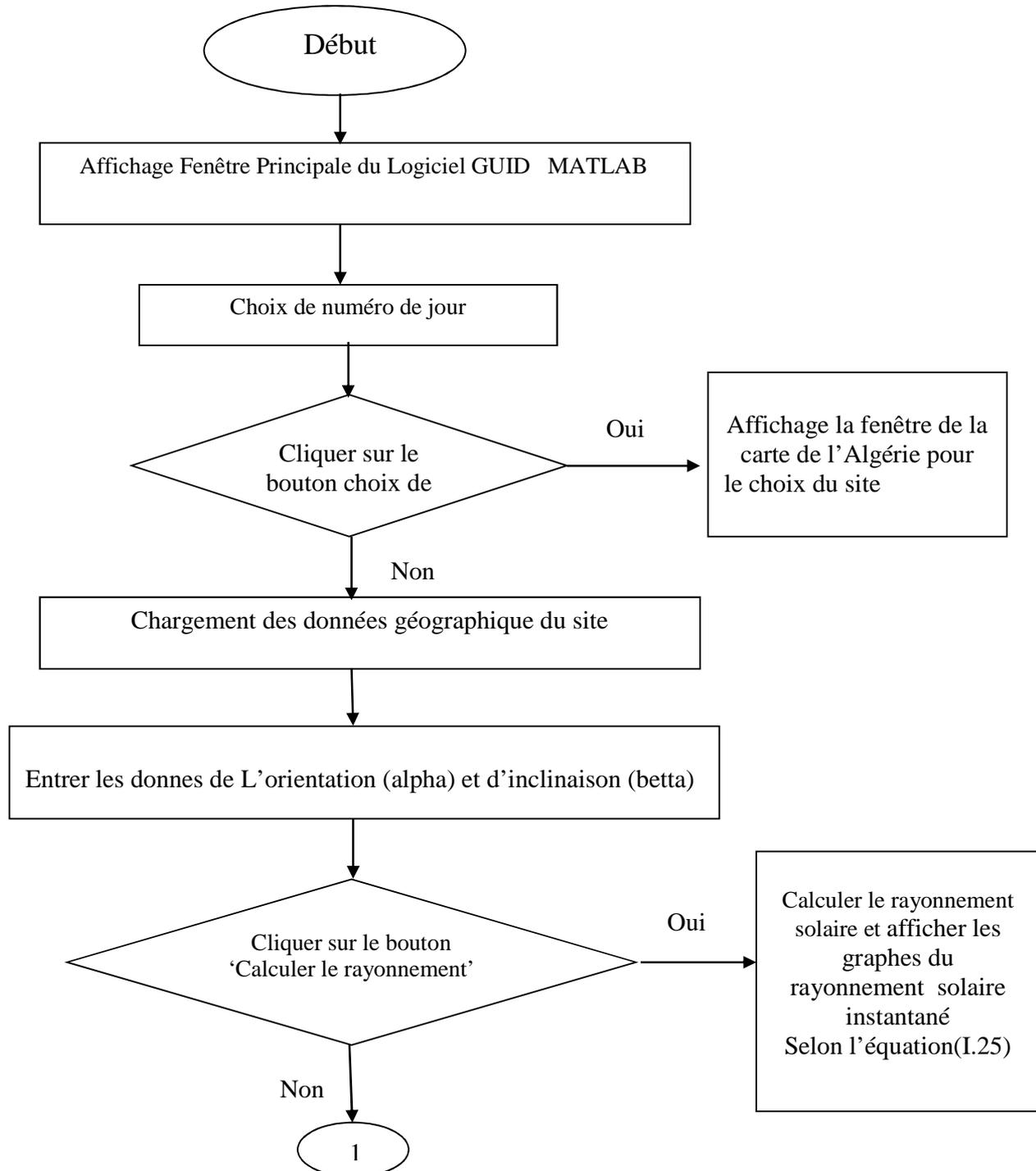
$$N_b = 48 \times 1 = 48 (\text{éléments}) \quad (\text{III.22})$$

### III.3. Organigramme général

La (Figure III.1) représente la structure de l'organigramme détaillé de la partie rayonnement.

La (Figure III.2) représente la structure de l'organigramme détaillé de la partie dimensionnement (Méthode généralisée).

III.3.1. Organigramme général du logiciel de calcul de l'éclairement solaire



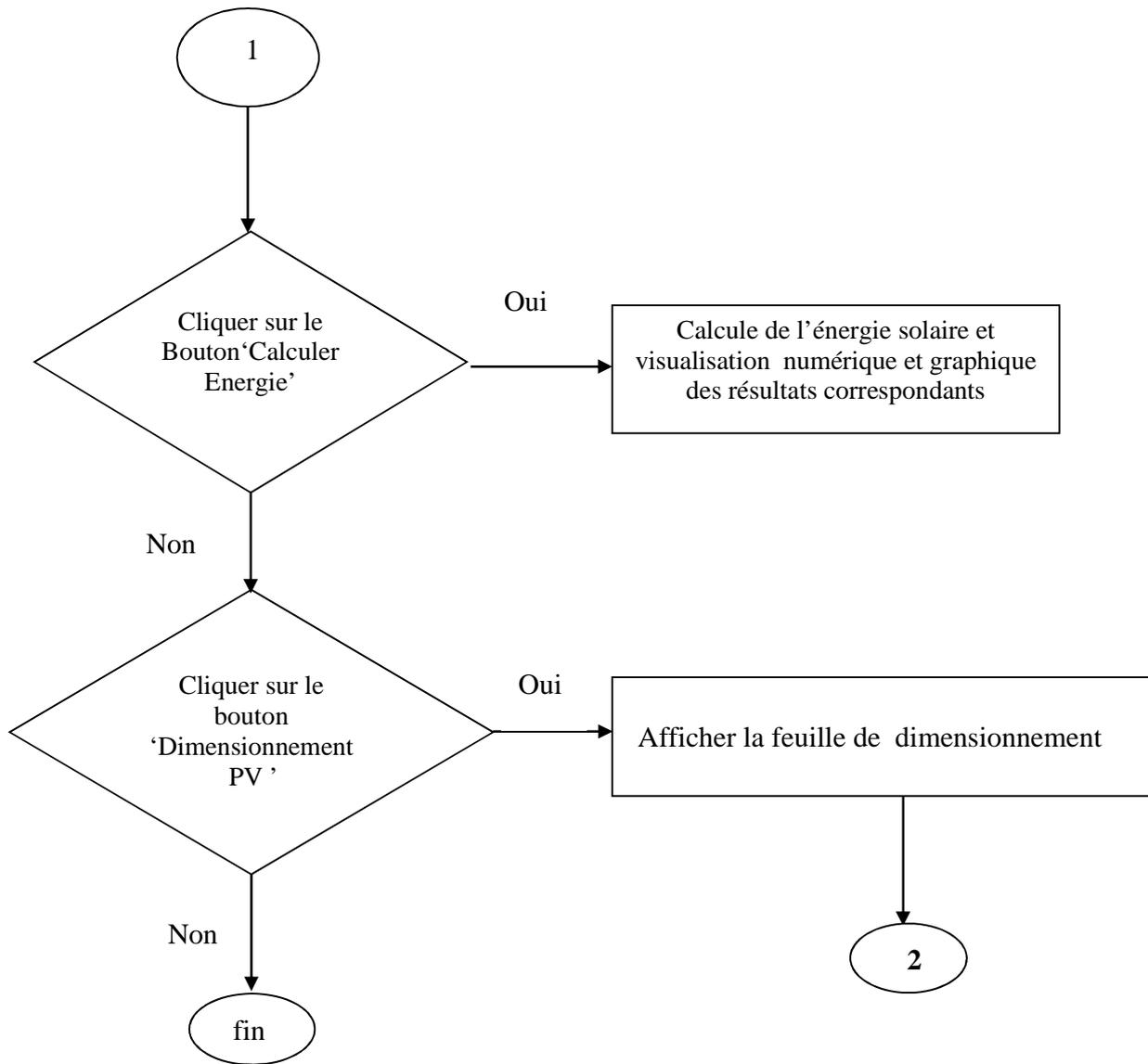
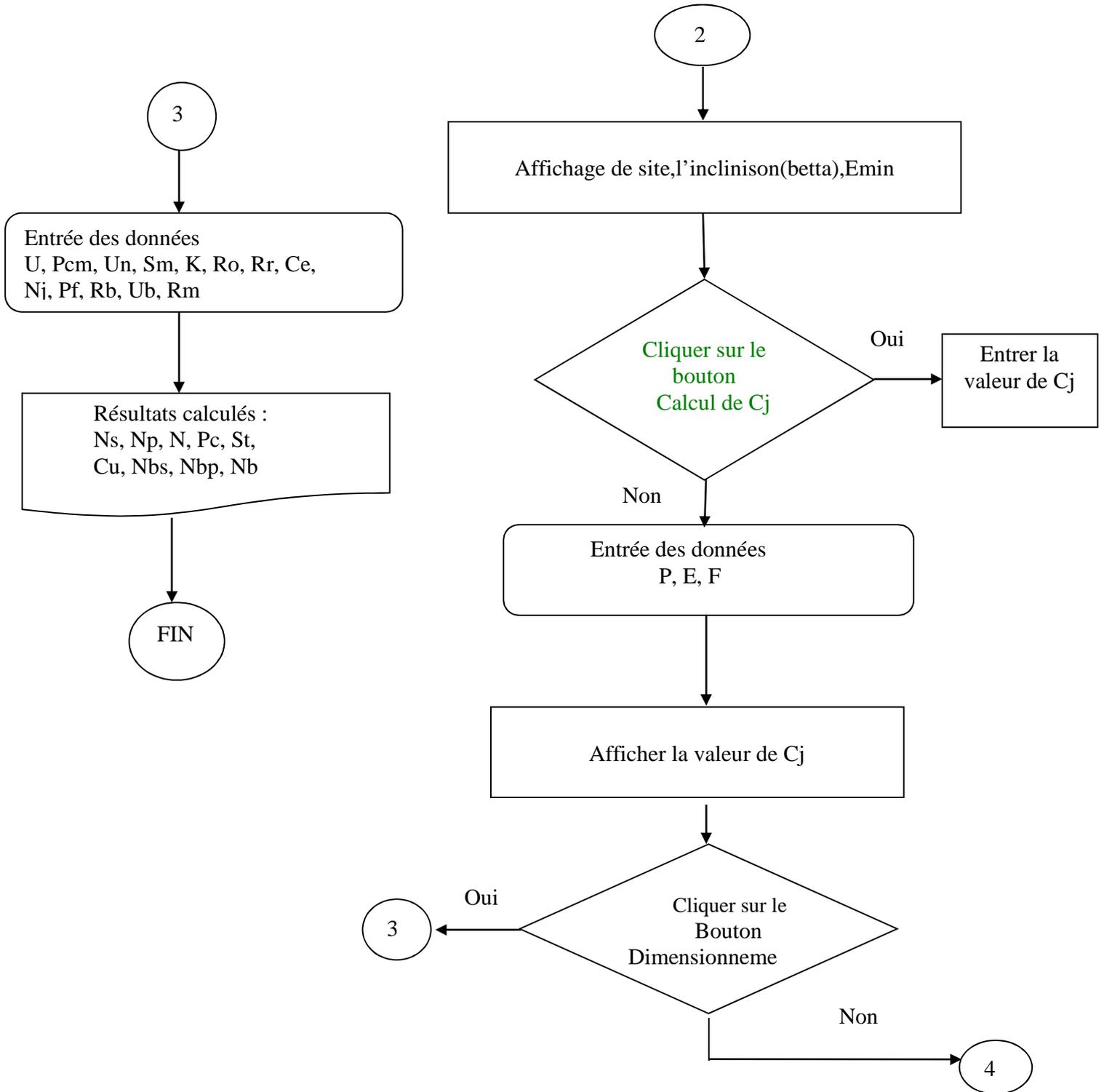


Figure III.1: Organigramme général du logiciel de calcul de l'éclairage solaire.

III.3.2. Organigramme de la partie dimensionnement du logiciel réalisé



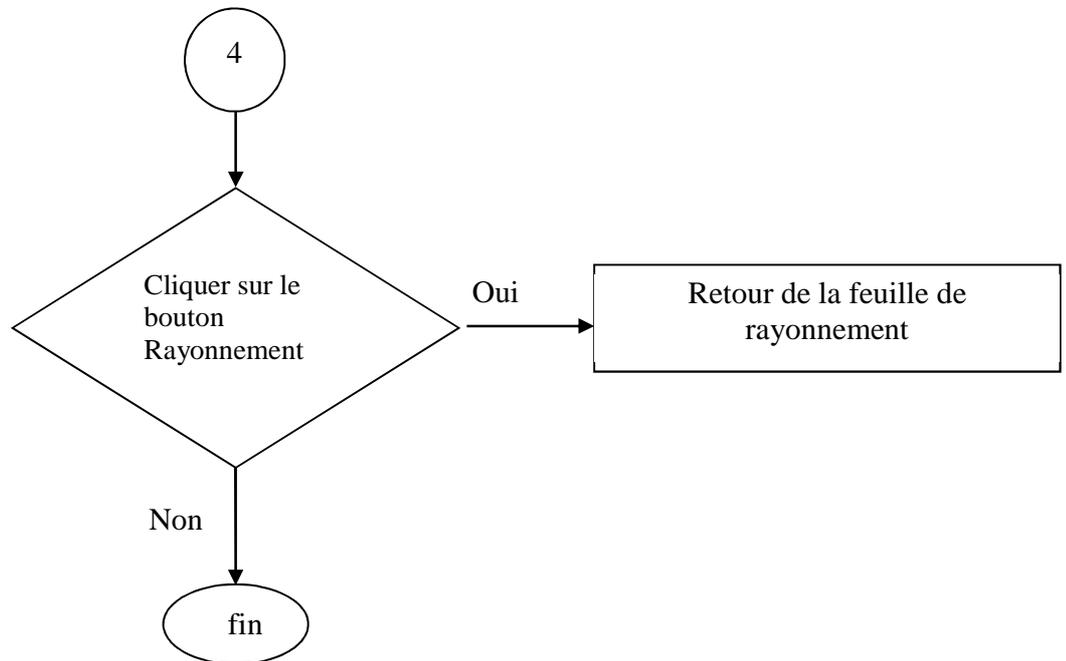


Figure III.2 : Organigramme de la partie dimensionnement (méthode généralisé) du logiciel 'GUID MATLAB'.

### III.4. Présentation du logiciel

#### III.4.1. Fenêtre initiale

Après l'ouverture de guide Matlab (Fig III.4) on peut commencer le dimensionnement

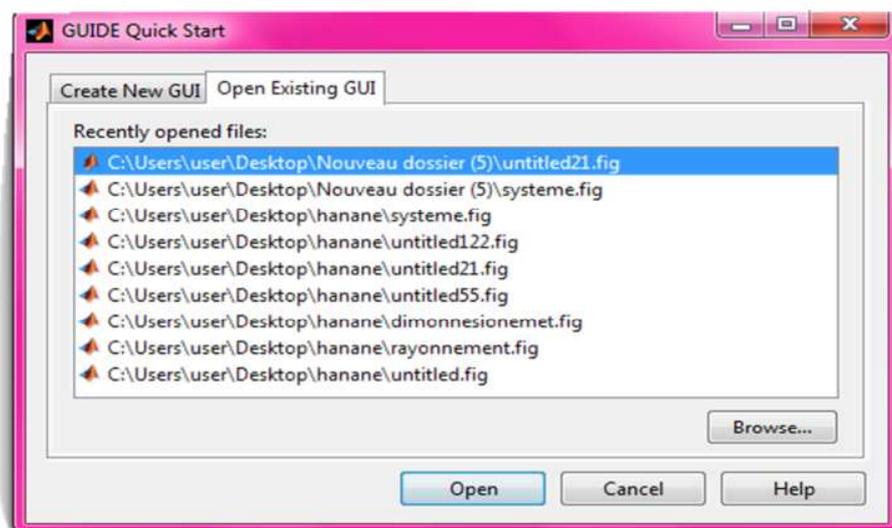


Figure III.3 : Représentation de la feuille guide Matlab.

### III.4.2. Feuille données rayonnement

Cette boîte (Fig III.4) contient des boutons simple et utiles, on peut les utilisés pour accéder aux données de rayonnement et l'énergie, l'ajout d'un nouveau site est permis, ainsi qu'une modification des données.

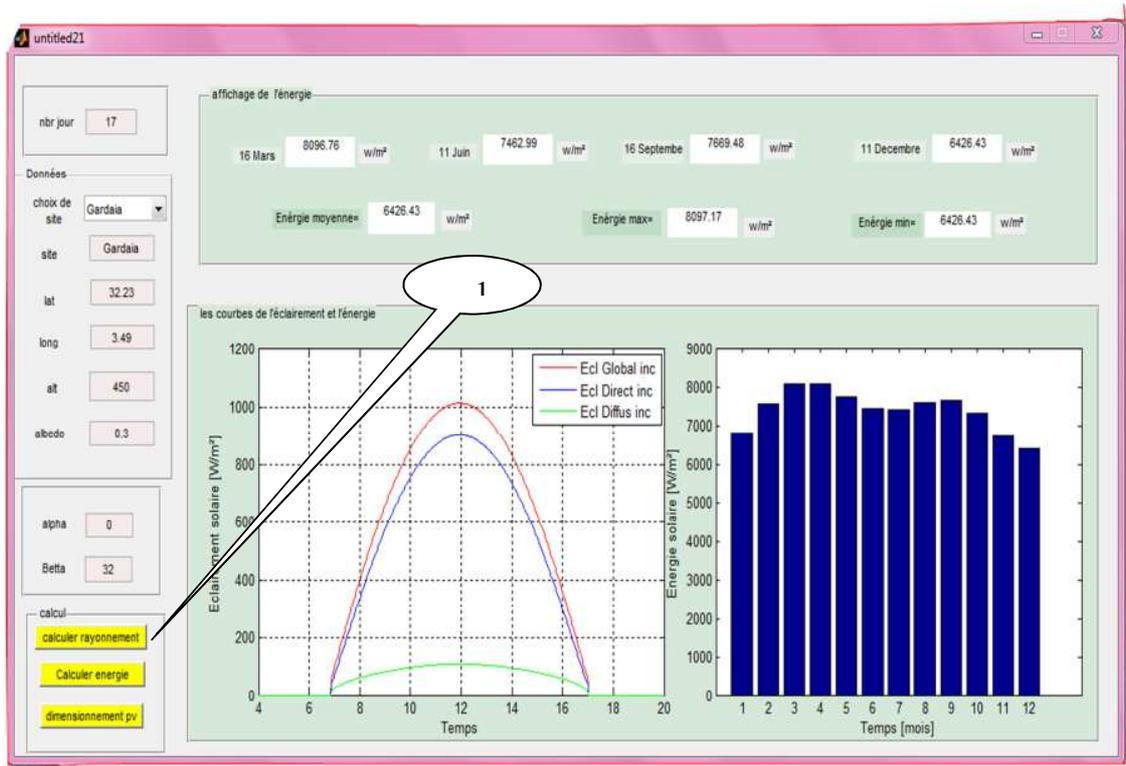


Figure III.4: Représentation de la Feuille données de rayonnement

➤ **Bouton de la feuille données rayonnement**

❖ **Bouton 1 :** **Calculer le rayonnement** Permet de calculer le rayonnement et afficher la courbe en fonction de temps.

**Bouton 2 :** **Calculer énergie** Permet de calculer l'énergie et afficher la courbe en

fonction de mois.

- ❖ **Bouton 3 :**  Permet de se déplacer à la deuxième feuille de dimensionnement de système PV.

 Visualisation numérique des valeurs de l'énergie max, min, moyen calculées par le programme.

### III.4.3. Feuille méthode de dimensionnement

Cette feuille (Fig III.6) affiche la méthode de dimensionnement, qui est une méthode généralisée ; elle peut être utilisée pour effectuer des calculs de dimensionnement pour des installations photovoltaïques réelles, elle donne le nombre de modules à installer et la capacité batterie nécessaire au stockage pour une autonomie de jours déterminée, et cela pour un angle optimal de dimensionnement.

Pour afficher cette feuille cliquez sur le bouton de "**la feuille donnée rayonnement**" De la feuille 'Dimensionnement PV'.

## CHAPITRE III: Programme de dimensionnement des systèmes photovoltaïques, résultats et discussion

The screenshot shows a software window titled "systeme" with a pink title bar. On the left is a small image of solar panels. The main area is divided into sections:

- rayonnement**: A box containing a dropdown for "site" (Gardaia), a dropdown for "inclinaison (Beta)" (32), and a display for "Energie min=" (6426.43 wh/m²).
- Calcul**: A row of input fields for "Puissance kw", "Equipements", and "fonctionnant j", followed by a display for "Cj" and "wh/j", and a yellow "calculer cj" button.
- Données**: A grid of input fields for various parameters: U= (96 V), Pcm= (100), Wc, Un= (12 V), Nj= (1), Ce= (2000 Ah), Ub= (2 V), Rb= (97 %), Sm= (0.4 m²), Rr= (93 %), Ro= (93 %), Pf= (50 %), K= (0.5 %). A yellow "dimensionnement" button is at the bottom right.
- Résultats**: Two rows of output fields. The first row is for "Générateur" with fields for Ns=, Np, N, Pc, Wc, and St (m²). The second row is for "Bateries" with fields for Cu, Ah, Npb, Nbs, and Nb.

Figure III.5: Représentation de la feuille dimensionnement PV.

### III.4.4. Etapes à suivre pour effectuer le dimensionnement PV

- Faire entrer dans les zone de saisie les valeurs de puissance, équipements, fonctionnements pour faire le calcul de l'énergie demandée par la charge  $C_j$ , le résultat du calcul est obtenu en cliquant sur le bouton **Calculer  $C_j$**
- Pour calculer les paramètres de dimensionnement pour une inclinaison; saisissez les entrées  $U, P_{cm}, U_n, S_m, K, R_o, R_r, C_e, N_j, P_f, R_b, U_b, R_m$  puis cliquez sur le bouton **Dimensionneme**
- Le programme calcule les résultats qui sont les valeurs des paramètres :  $P_c, N_m, U, C_u, N_s, N_p, N, P_c, S_t, C_u, N_b_s, N_b_p, N_b$

### **III.5. Tests et résultats du logiciel**

#### **III.5.1. Tests effectués**

##### **III.5.1.1. Variation de la charge**

Pour cette méthode nous avons choisi le site d'Alger, on a réalisé le dimensionnement pour deux charges différentes (1000 et 1250 Wh/j).

Pour la première valeur de la charge (1000 Wh/j) on a trouvé qu'il faut installer 4 modules de 100W chaque un, avec une capacité de stockage de 107.38 Ah, par contre avec une charge de (1250 Wh/j) il faut 5 modules de même type avec une capacité de stockage de 134,23Ah.

On remarque que plus la demande énergétique augmente, les besoins augmentent (le nombre de modules) et si le nombre de jours d'autonomie augmente de plus ; la capacité de stockage augmentera aussi.

(Voir les rapports détaillés de cet exemple donné par le logiciel à la page 67 et 68).

##### **III.5.1.2. Variation de l'inclinaison des modules**

Nous avons choisi le site de Ghardaïa, et nous avons réalisé le dimensionnement pour deux plans différents (horizontaux et incliné) avec une charge de 1000 Wh/j.

Pour le plan horizontal on a trouvé qu'il faut installer 7 modules de 100 W chaque un, avec une capacité de stockage de 107.38 Ah, pour le plan incliné (inclinaison=latitude) on a trouvé qu'il faut installer seulement 4 modules de 100 W chaque un, avec une capacité de stockage de 107.38 Ah.

On remarque que l'utilisation d'un module incliné diminuera les besoins (le nombre de modules) par rapport un plan horizontal.

(Voir les rapports détaillés de cet exemple donné par le logiciel à la page 70 et 71).

##### **III.5.1.3. Variation de la puissance crête d'un module**

Nous avons choisi le même site de Ghardaïa, Nous avons réalisé le dimensionnement pour deux du module (Puissance de module) différentes (50, 100 Wc) avec une charge 1000 Wh/j et inclinaison=latitude.

Pour une Puissance de module 50 Wc on a trouvé qu'il faut installer 7 modules, avec une capacité de stockage de 107.38 Ah, pour une Puissance de module 100 Wc on a trouvé qu'il faut installer 4 modules, avec une capacité de stockage de 107.38 Ah.

On a remarqué que si la puissance de module augmente, les besoins diminuent (le nombre de modules)

(Voir les rapports détaillés de cet exemple donné par le logiciel à la page 71 et 72).

### **III.5.1.4. Variation du nombre de jour d'autonomie**

Nous avons choisi le même site de Ghardaïa, Nous avons réalisé le dimensionnement pour nombre de jour d'autonomie différentes (2, 4, 8 jours) avec une charge 1000 Wh/j et inclinaison=latitude.

Pour 2 jours d'autonomie on a trouvé qu'il faut installer 4 modules de 100 W chaque un, avec une capacité de stockage de 42.95Ah, pour une puissance de module 100 Wc, pour 4 jours d'autonomie on a trouvé qu'il faut installer 4 modules de 100 Wc chaque un, avec une capacité de stockage de 85.91Ah, pour une Puissance de module 100Wc, pour 8 jours d'autonomie on a trouvé qu'il faut installer 4 modules de 100Wc chaque un, avec une capacité de stockage de 171.82Ah.

On a remarqué que si le nombre de jours d'autonomie augmente, la capacité de stockage augmentera aussi.

### **III.5.2. Validation de la méthode choisie**

Pour la validation de cette méthode, Nous avons comparé les données d'une station réelle située à Adrar avec les résultats donnés par notre logiciel et cela pour une charge de 25000 Wh/j et 4 jours d'autonomie. Les résultats trouvés sont presque les mêmes, pour un dimensionnement optimisé (inclinaison égale à latitude) : 130 modules pour la station réelle et 137 pour le site choisi ; une capacité de 2000 Ah par rapport à 1718 Ah pour site de Adrar.

Donc on constate que les données calculées par le logiciel sont approximativement égales aux données réelles de la station photovoltaïque d'Adrar avec une petite marge d'erreur dû essentiellement aux valeurs de rayonnement prises à partir d'une base de données ; qui sont des valeurs simulées légèrement différentes de vraies valeurs.

(Voir les rapports détaillés de cet exemple à la page 74).

## CHAPITRE III: Programme de dimensionnement des systèmes photovoltaïques, résultats et discussion

### III.5.3.1. Rapport de variation de la charge

#### A) Charge 1000 Wh/j

**Le site Choisit :Site :** Alger

**Latitude :** 36.43

**Longitude :** 3.15

**Altitude :** 25m

**Albédo :** 0.24

**Données :**

Tableau III.1: Rapport de variation de la charge

Puissance crête du module (Pcm)	100 W
Coefficient correctif (k)	50%
Rendement de l'onduleur (R0)	93 %
Rendement du régulateur (Rr)	93 %
Tension de l'installation (U)	96 V
Tension nominale d'un module (Ur)	12 V
Surface module (Sm)	0,4m <sup>2</sup>
Autonomie (J)	5 Jours
Profondeur de décharge (P)	50 %
Rendement des batteries (Rb)	97 %
Tension d'un élément batterie (Ub)	2 V
Capacité élément batterie (Ce)	2000 Ah
<b>Calcul :</b>	<b>Données Logiciel</b>
Calcul du générateur	
Nombre de modules (N)	4
N de modules en série (Ns)	8
N de branche parallèle (Np)	1
Puissance générateur (Pc) W	800
Surface générateur (Si) m <sup>2</sup>	3.2
Calcul de la batterie	
Capacité stockage (C) Wh	10308.48
Capacité utile (Cu) Ah	107.38
Nombre élément série (Nbs)	48
Nombre branche parallèle (Nbp)	1
Nombre total d'éléments (Nb)	48

**Conclusion :** Pour le site d'Alger avec une charge de 1000 Wh/j, on a choisi 4 module avec une inclinaison= latitude, et capacité de stockage 107Ah.

## CHAPITRE III: Programme de dimensionnement des systèmes photovoltaïques, résultats et discussion

### Charge 1250Wh/j

Le site Choisit :

Site : Alger

**Latitude** : 36.43

**Longitude** : 3.15

**Altitude** : 25m

**Albédo** : 0.24

### Données

Puissance crête du module (Pcm)	100 W
Coefficient correctif (k)	50%
Rendement de l'onduleur (R0)	93 %
Rendement du régulateur (Rr)	93 %
Tension de l'installation (U)	96 V
Tension nominale d'un module (Ur)	12 V
Surface module (Sm)	0,4m <sup>2</sup>
Autonomie (J)	5 Jours
Profondeur de décharge (P)	50 %
Rendement des batteries (Rb)	97 %
Tension d'un élément batterie (Ub)	2 V
Capacité élément batterie (Ce)	2000 Ah

### Calcul

		Données Logiciel
Calcul du générateur		
Nombre de modules (N)		5
N de modules en série (Ns)		8
N de branche parallèle (Np)		1
Puissance générateur (Pc) W		800
Surface générateur (Si) m <sup>2</sup>		3.2
Calcul de la batterie		
Capacité stockage (C) Wh		12886.08
Capacité utile (Cu) Ah		134.23
Nombre élément série (Nbs)		48
Nombre branche parallèle (Nbp)		1
Nombre total d'éléments (Nb)		48

**Conclusion** : Pour le site d'Alger avec une charge de 1250 Wh/j, on a choisi 5 module avec une inclinaison= latitude, et capacité de stockage 134Ah.

## CHAPITRE III: Programme de dimensionnement des systèmes photovoltaïques, résultats et discussion

### III.5.3.2. Rapport de variation de l'inclinaison des modules

#### A) l'inclinaison=0 (horizontal)

**Le site Choisit :Site :** Ghardaïa

**Latitude :** 32.23

**Longitude :** 3.49

**Altitude :** 450m

**Albédo :** 0.3

#### Données

Tableau III.2: Rapport de variation de l'inclinaison des modules

Puissance crête du module (Pcm)	100 W
Coefficient correctif (k)	50%
Rendement de l'onduleur (R0)	93 %
Rendement du régulateur (Rr)	93 %
Tension de l'installation (U)	96 V
Tension nominale d'un module (Ur)	12 V
Surface module (Sm)	0,4m <sup>2</sup>
Autonomie (J)	5 Jours
Profondeur de décharge (P)	50 %
Rendement des batteries (Rb)	97 %
Tension d'un élément batterie (Ub)	2 V
Capacité élément batterie (Ce)	2000 Ah

#### Calcul

	Données Logiciel
Calcul du générateur	
Nombre de modules (N)	7
N de modules en série (Ns)	8
N de branche parallèle (Np)	1
Puissance générateur (Pc) W	800
Surface générateur (Si) m <sup>2</sup>	3.2
Calcul de la batterie	
Capacité stockage (C) Wh	10308.48
Capacité utile (Cu) Ah	107.38
Nombre élément série (Nbs)	48
Nombre branche parallèle (Nbp)	1
Nombre total d'éléments (Nb)	48

**Conclusion :** Pour le site de Ghardaïa avec une charge de 1000 Wh/j, on a choisi 7 module avec une inclinaison= 0 (horizontal), et capacité de stockage 107Ah

## CHAPITRE III: Programme de dimensionnement des systèmes photovoltaïques, résultats et discussion

### B) Inclinaison=latitude

Le site Choisit : Site : Ghardaïa

**Latitude** : 32.23

**Longitude** : 3.49

**Altitude** : 450m

**Albédo** : 0.3

### Données

Puissance crête du module (Pcm)	100 W
Coefficient correctif (k)	50%
Rendement de l'onduleur (R0)	93 %
Rendement du régulateur (Rr)	93 %
Tension de l'installation (U)	96 V
Tension nominale d'un module (Ur)	12 V
Surface module (Sm)	0,4m <sup>2</sup>
Autonomie (J)	5 Jours
Profondeur de décharge (P)	50 %
Rendement des batteries (Rb)	97 %
Tension d'un élément batterie (Ub)	2 V
Capacité élément batterie (Ce)	2000 Ah

### Calcul

		Données Logiciel
Calcul du générateur		
Nombre de modules (N)		4
N de modules en série (Ns)		8
N de branche parallèle (Np)		1
Puissance générateur (Pc) W		800
Surface générateur (Si) m <sup>2</sup>		3.2
Calcul de la batterie		
Capacité stockage (C) Wh		10308.48
Capacité utile (Cu) Ah		107.38
Nombre élément série (Nbs)		48
Nombre branche parallèle (Nbp)		1
Nombre total d'éléments (Nb)		48

**Conclusion** : Pour le site de Ghardaïa avec une charge de 1000 Wh/j, on a choisi 4 module avec une inclinaison= latitude, et capacité de stockage 107Ah.

## CHAPITRE III: Programme de dimensionnement des systèmes photovoltaïques, résultats et discussion

### III.5.3.3. Rapport de variation de la puissance crête d'un module

**Le site Choisit :Site :** Ghardaïa

**Latitude :** 32.23

**Longitude :** 3.49

**Altitude :** 450m

**Albédo :** 0.3

#### Données

Tableau III.3: Rapport de variation de la puissance crête d'un module

Puissance crête du module (Pcm)	50 W
Coefficient correctif (k)	50%
Rendement de l'onduleur (R0)	93 %
Rendement du régulateur (Rr)	93 %
Tension de l'installation (U)	96 V
Tension nominale d'un module (Ur)	12 V
Surface module (Sm)	0,4m <sup>2</sup>
Autonomie (J)	5 Jours
Profondeur de décharge (P)	50 %
Rendement des batteries (Rb)	97 %
Tension d'un élément batterie (Ub)	2 V
Capacité élément batterie (Ce)	2000 Ah

#### Calcul

	Données Logiciel
Calcul du générateur	
Nombre de modules (N)	8
N de modules en série (Ns)	8
N de branche parallèle (Np)	1
Puissance générateur (Pc) W	400
Surface générateur (Si) m <sup>2</sup>	3.2
Calcul de la batterie	
Capacité stockage (C) Wh	10308.48
Capacité utile (Cu) Ah	107.38
Nombre élément série (Nbs)	48
Nombre branche parallèle (Nbp)	1
Nombre total d'éléments (Nb)	48

## CHAPITRE III: Programme de dimensionnement des systèmes photovoltaïques, résultats et discussion

**Conclusion :** Pour le site de Ghardaïa avec une charge de 1000 Wh/j, puissance de module 50Wc, on a choisi 8 module avec une inclinaison=latitude, et capacité de stockage 107Ah.

### III.5.3.4. Rapport de variation du nombre de jour d'autonomie

**Le site Choisit :Site :** Ghardaïa

**Latitude :** 32.23

**Longitude :** 3.49

**Altitude :** 450m

**Albédo :** 0.3

#### Données

Tableau III.4: Rapport de variation du nombre de jour d'autonomie

Puissance crête du module (Pcm)	100 W
Coefficient correctif (k)	50%
Rendement de l'onduleur (R0)	93 %
Rendement du régulateur (Rr)	93 %
Tension de l'installation (U)	96 V
Tension nominale d'un module (Ur)	12 V
Surface module (Sm)	0,4m <sup>2</sup>
Autonomie (J)	2, 4,8 Jours
Profondeur de décharge (P)	50 %
Rendement des batteries (Rb)	97 %
Tension d'un élément batterie (Ub)	2 V
Capacité élément batterie (Ce)	2000 Ah

Calcul

Calcul du générateur	2jours	4jours	8jours
Nombre de modules (N)	4	4	4
N de modules en série (Ns)	8	8	8
N de branche parallèle (Np)	1	1	1
Puissance générateur (Pc) W	800	800	800
Surface générateur (Si) m <sup>2</sup>	3.2	3.2	3.2
Calcul de la batterie			
Capacité stockage (C) Wh	4123.2	8247.36	16494.7
Capacité utile (Cu) Ah	42.95	85.91	171.82
Nombre élément série (Nbs)	48	48	
Nombre branche parallèle (Nbp)	1	1	
Nombre élément (Nb)	48	48	

## CHAPITRE III: Programme de dimensionnement des systèmes photovoltaïques, résultats et discussion

**Conclusion :** Pour le site de Ghardaïa avec une charge de 1000 Wh/j, nombre de jour d'autonomie (2.4.8jours), on a choisi 8 module avec une inclinaison=latitude et capacité de stockage déférentes.

### III.5.3.5. Rapport de validation de la méthode choisie

**Le site Choisit :Site :** ADRAR

**Latitude :** 27.53°

**Longitude :** 0.17°

**Altitude :** 264 m

**Albédo :** 0.35

### Données

Tableau III.5: Rapport de validation de la méthode choisie

Puissance crête du module (Pcm)	50W
Coefficient correctif (k)	65%
Rendement de l'onduleur (R0)	93 %
Rendement du régulateur (Rr)	93 %
Tension de l'installation (U)	120V
Tension nominale d'un module (Ur)	12 V
Surface module (Sm)	0,48m <sup>2</sup>
Autonomie (J)	4Jours
Profondeur de décharge (P)	50 %
Rendement des batteries (Rb)	97 %
Tension d'un élément batterie (Ub)	2 V
Capacité élément batterie (Ce)	2000 Ah

### Calcul

	Données Logiciel	Données réelles
Nombre de modules (N)	137	130
N de modules en série (Ns)	10	10
N de branche parallèle (Np)	14	13
Puissance générateur (Pc) W	7000	6500
Surface générateur (Si) m <sup>2</sup>	67.2	-
Calcul de la batterie		

## CHAPITRE III: Programme de dimensionnement des systèmes photovoltaïques, résultats et discussion

---

Capacité stockage (C) Wh	206185.2	-
Capacité utile (Cu) Ah	1718.21	-
Nombre élément série (Nbs)	60	-
Nombre branche parallèle (Nbp)	1	-
Nombre élément (Nb)	60	-

### III.6. Conclusion

Enfin, nous pouvons dire que ce chapitre a été le fruit de notre travail, il a pris la majeure partie de notre projet et il englobe toutes les parties de ce projet. Une méthode de dimensionnement a été présentée pour effectuer un dimensionnement optimal de l'installation. Au niveau des résultats, une visualisation numérique et graphique des données existe dans les différentes parties du logiciel. Des exemples de calculs sont également illustrés et des rapports de résultats sont donnés par le logiciel.

### CONCLUSION GENERALE

L'énergie photovoltaïque devient progressivement une source d'énergie à part entière, de plus en plus sollicitée pour produire de l'énergie électrique.

Dans le cadre de ce travail on a fait l'étude, la conception et la réalisation d'un programme de dimensionnement des systèmes photovoltaïques basé sur une modélisation de l'éclairement solaire de l'Algérie suivant le modèle Capderou. Le programme est réalisé et programmé à l'aide du langage Matlab et le dimensionnement est effectué en utilisant une méthode appropriée. Le test de ce logiciel est indispensable et le relevé des résultats est nécessaire pour la validation du travail sur plusieurs villes de l'Algérie.

Après une étude bibliographique sur le sujet, et l'analyse de la documentation, existante, On a procédé à la programmation la méthode de dimensionnement, qui est réalisée pour les petites et les grandes installations ainsi que les installations photovoltaïques réelles. Nous avons également amélioré notre travail par la proposition de quelques modifications, qui permettent de donner plus de choix à l'utilisateur.

En ce qui concerne la validation de notre logiciel on a utilisé les données réelles d'une station photovoltaïque située à ADRAR, les résultats sont presque les mêmes pour le dimensionnement (Avec une petite erreur dû au rayonnement).

Donc les résultats obtenus sont satisfaisants et ne constituent qu'une partie d'un vaste domaine. On propose que ce travail soit complété notamment par :

- Un programme pour la facilité de dimensionnement des installations photovoltaïques
- Une validation des résultats avec d'autres stations réelles ou avec d'autres logiciels ;
- Faire une étude économique de l'installation ;

## BIBLIOGRAPHIE

- [1] Boukhelifa Hamza ; « Dimensionnement technique d'une installation photovoltaïque De 300kw ». mémoire de master, UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES, 2017.
- [2] Y. Baklli « Etude et dimensionnement d'un convertisseur statique pour la connexion d'un générateur PV » mémoire Magister, Université de Boumerdes 2005.
- [3] Pompage photovoltaïque : : guide à l'intention des ingénieurs et techniciens , Institut de L'énergie et de l'environnement de la francophonie , Université d'OTTAWA.
- [4] David Funk ; « L'énergie solaire : circonstances et conditions d'exploitation au Québec ». Sherbrooke, Québec, Canada, janvier 2010.
- [5] BAROUD Hinde et DJEKAOUA Habiba ; « Estimation de l'ensoleillement par deux modèles semi-empiriques dans la région de Ghardaïa ». mémoire de master, Université de Ghardaïa, 2018.
- [6] BOULKAMH MOURAD ; « contribution à l'étude, la simulation et l'analyse des pompes à chaleur assistées par l'énergie solaire » .mémoire de magister en génie climatique, Université Mentouri Constantine, 2008.
- [7] Kalla Fayçal ; « Conversion thermodynamique de l'énergie solaire: Etude et modélisation d'un capteur solaire ». mémoire de magister, Université de Batna, 2014.
- [8] HADJ BELKACEMI Mohammed ; « Modélisation et Etude Expérimentation d'un Capteur Solaire non Vitré et Perforé ». mémoire de magister Energétique et Matériaux, Université Abou Bekr Belkaid de Tlemcen, 2011.
- [9] Diane Bastien, B.Sc. Physique ; « Mémoire sur le potentiel des énergies solaires au Québec », 2011.
- [10] Touil NacerEddine Ghenbazi Slimane ; « Modélisation et Simulation d'un Système Photovoltaïque ». mémoire de master académique, Université Echahid Hama Lakhder d'El-Oued, 2015.
- [11] BENBOUZA CHAOUKI ; « Production et performance des capteurs hybrides (PV/T) à eau intégrés dans le bâtiment-cas de l'Algérie ». mémoire Magistère En Génie Climatique, Université Constantine1, 2014.
- [12] BERCHIDE Abdeslam ; « Etude et expérimentation d'un chauffe-eau solaire de type capteur-stockeur ». mémoire de master, Université Abou Bekr Belkaid de Tlemcen, 2011.
- [13] Mm Samira MOUHOUS-CHAOUCHI « Etude statique du rayonnement solaire sur un plan incliné ». mémoire de Magister en Energies Renouvelables, Université Abou Bekr Belkaid, 2012.
- [14] MEKKI Dahbia ALIANE Khaled ; « Etude d'un système solaire avec réservoir bivalent pour le chauffage d'habitat ». mémoire de master, Université Abou Bekr Belkaid– Tlemcen, 2012.

## BIBLIOGRAPHIE

- [15]BOUCETTA Lakhdar ; « Estimation du rayonnement solaire à l'aide du modèle de l'Atlas Solaire de l'Algérie ».mémoire de master académique,UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA,2017 .
- 16] Hadja GUEDAOURIA ; « Dimensionnement d'un système photovoltaïque pour alimenter le Laboratoire LPDS au sien de l'université de Béchar ».mémoire de master, Université Tahri Mohammed Bechar, 2017.
- [17] Benbouza Naima ; « Etude du rayonnement solaire dans la région de Batna ». Mémoire de Magister en Electrotechnique, Université de Batna, 2008.
- [18]Docteur Merad née MesriMokhtaria\*&Professeur Cheknane Ali\*«Introduction au gisement Solaire algérien Th éorie et applications».
- [19]BOUKERZAZA NASSIMA ; «Etude de l'effet des pertes thermiques sur les caractéristiques de fonctionnement d'un distillateur solaire ».mémoire de magister,UniversitéMentouri de Constantine.
- [20]MmeYETTOU Fatiha ; « Optimisation d'un système solaire de production d'eau chaude. Mémoire de Magister » Ecole Nationale polytechnique, Alger 2009.
- [21] Mr Bouziane Housseyn Mr ChalabiMedRéda ;« Amélioration de rendement des capteurs solaires plans a eau par qualité des matériaux ».mémoire de master en génie mécanique, Université Abou BekrBelkaid - Tlemcen, 2014.
- [22] Mlle ZERROUKI Zolikha&Mlle BEREKSI REGUIG RYM, «Dimensionnement d'un système photovoltaïque autonome», Mémoire de Master, Université de UNIVERSITÉABOU-BEKR BELKAID – TLEMCCEN 2017.
- [23] BOUDEHOUCHE MOHAMED DJALLAL et OUENNOUGHI MOKHTAR «GESTION D'UN SYSTÈME PHOTOVOLTAÏQUE AVEC STOCKAGE», Mémoire de Master, UNIVERSITÉ ABDERAHMANE MIRA DE BEJAÏA 2016
- [24]BENSACI Wafa « Modélisation et simulation d'un système photovoltaïque adapté par une commande MPPT » Thème de Master, Université KasdiMerbah–Ouargla 2012.
- [25] M. Angel Cid Pastor « Conception et réalisation de modules photovoltaïques électroniques ». Thèse doctorat2006 Laboratoire d'Analyse et d'Architectures des Systèmes (LAASCNRS).
- [26] LOUZAZNA Brahim&MADI Salim, «Etude et caractérisation d'un panneau photovoltaïque type Condor», Mémoire de Master Université A.MIRA de Bejaïa 2015.
- [27] CHABANA ABDELKRIM «Control d'un Système photovoltaïque connecte au réseau». Mémoire de Master, Université Mohamed KHIDER de Biskra 2014.

## BIBLIOGRAPHIE

---

- [28] HAMDY ABDERRAZEK, «Conception et dimensionnement d'un système Photovoltaïque pour habitation et pompage» Mémoire de Master, Université Mohamed KHIDER de Biskra 2018.
- [29] S. PETIBON « Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques », université de Toulouse, 2009.
- [30] L. ABBASSEN « Etude de la connexion au réseau électrique d'une centrale photovoltaïque » Mémoire de magister, université mouloud Mammeri TIZI OUZZO, 2011.
- [31] OTHMANE BENSEDDIK & Fathi DJALOU. «Etude et optimisation du fonctionnement d'un système photovoltaïque ». "Mémoire de Master, Université KASDI MERBAH- OUARGLA 2012.
- [32] BOUCHAKER Amir ABDERAOUF & BENBRINIS MOUAD, « Structure et Commande d'une installation photovoltaïque en site isolé». Mémoire de Master, UNIVERSITE BADJI MOKHTAR-ANNABA 2018.
- [33] Belhadj Mohammed «Modélisation D'un Système De Captage Photovoltaïque Autonome». Mémoire de Master, Centre Universitaire De Bechar 2008.
- [34] MISSOUM MOHAMMED. «Contribution de l'énergie photovoltaïque dans la performance énergétique de l'habitat à haute qualité énergétique en Algérie». Mémoire de Magister, UNIVERSITE HASSIBA BENBOUALI DE CHLEF 2011.
- [35] KORICHI TAKI EDDINE. «Modélisation et commande d'un système photovoltaïque connecté au réseau électrique». Mémoire de Master, UNIVERSITE MOHAMED BOUDIAF - M'SILA 2016.
- [36] ZERGUINE BILAL, «MODELISATION D'UN SYSTEME DE PRODUCTION ELECTRIQUE PAR LA CELLULE PHOTOVOLTAIQUE», Mémoire de Magister, UNIVERSITE BADJI MOKHTAR ANNABA Université 2010.
- [37] ALLAOUA Ferhat & ALBANE AMIROUCHE, «Etude et implémentation d'une stratégie de Contrôle d'un système hybride (Photovoltaïque Diesel) ». Mémoire de Master, Université Abderrahmane Mira Bejaia 2012.
- [38] ZENAKHI Asma. «Etude par simulation du fonctionnement d'un système photovoltaïque menu d'une commande MPPT». "Mémoire de Master, UNIVERSITE ABOU-BAKR BELKAÏD – TLEMCEN 2016.

## ملخص

في السنوات الأخيرة، تحول العديد من البلدان إلى استغلال جيد للطاقات المتجددة. الطاقة الشمسية هي الطاقة الواعدة ، المتاحة على نطاق واسع في الجزائر.

يتكون هذا العمل من دراسة أبعاد الأنظمة الكهروضوئية من خلال تطوير برنامج يعتمد على نمذجة الإشعاع الشمسي في الجزائر. يظل استخدام نماذج تقدير الإشعاع الشمسي من الناحية العملية أحد الوسائل الوحيدة للتغلب على ندرة المحطات الإشعاعية في الإقليم الوطني. سيتم إدراك البرنامج وبرمجته باستخدام لغة ماتلاب ويتم تغيير الحجم باستخدام الطريقة المناسبة. ستكون هناك حاجة إلى معلمات أخرى متعلقة بالموقع للبرنامج مثل خطوط الطول والعرض والارتفاع للموقع الذي تم النظر فيه ، كما سيتم اعتبار استهلاك الأحمال اليومية دخولاً للبرنامج. يعد اختبار هذا البرنامج ضرورياً وتقرير النتائج ضروري للتحقق من صحة العمل في العديد من مدن الجزائر ولعدة تكوينات للنظام.

**الكلمات المفتاحية:** الطاقات المتجددة ، الطاقة الشمسية ، الإشعاع الشمسي ، الوحدة الضوئية ، نظام الطاقة الضوئية مع

التخزين ، التحجيم

## ABSTRACT

In recent years, many countries are turning to a good exploitation of renewable energies. Solar energy is the most promising energy, widely available in Algeria.

This work consists in studying the dimensioning of photovoltaic systems by developing a program based on a modeling of solar irradiance of Algeria. The use of solar radiation estimation models remains practically one of the only means to overcome the scarcity of radiometric stations in the national territory. The program will be realized and programmed using the Matlab language and the sizing is done using an appropriate method. Other parameters related to the site will be required for the program such as the latitude, longitude and altitude of the site considered, the consumption of daily loads will also be considered as entering the program. The test of this software is essential and the report of the results is necessary for the validation of the work on several cities of Algeria and for several configurations of the system.

**Keywords:** renewable energies, solar energy, solar irradiance, photovoltaic module, photovoltaic system with storage, sizing.