

**REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE**

**Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou
Faculté du Génie de la Construction
Département de Génie Mécanique**



MEMOIRE DE FIN D'ETUDES

**EN VUE DE L'OBTENTION DU DIPLOME DE
MASTER PROFESSIONNEL EN GENIE MECANIQUE
OPTION ENERGETIQUE SPECIALITE ENERGIES RENOUVELABLES**

THEME

**ETUDE D'UNE INSTALLATION EN ENERGIE PHOTOVOLTAIQUE
INTEGREE AU BATIMENT : CAS D'UN LABORATOIRE AU CDER**

Proposé et dirigé par :

Mr : S. ould amrouche

Mr : A. Ait aider

Etudié par :

Mr Belaiche Hacene

Mr: Nanouche Yacine

Promotion 2013/2014

Remerciement

Nous tenons tout d'abord à remercier le Dieu de tout puissant et miséricordieux, qui nous a donné la force et la patience d'accomplir ce travail.

*En second lieu, nous tenons à exprimer notre profonde gratitude à Monsieur **S. Ould Amrouche**. Maitre de recherche au Centre de développement des Energie Renouvelable. Pour nous avoir accueillie et pour avoir accepté d'être le Directeur de ce mémoire nous le remercions pour avoir su nous guider dans notre travail et Pour les moyens qui ont été mis à notre disposition. Enfin, nous le remercions pour ses conseils avisés et la disponibilité constante dont il a toujours fait preuve.*

*Nous exprimons notre profonde gratitude à Monsieur **Ait Aider Aomar** professeur à l'université **Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou**, pour son aide précieuse et pour avoir accepté la tâche de codiriger notre travail. Nous remercions tous les membres du jury pour l'intérêt qu'ils ont porté à notre travail.*

*Un grand merci au Monsieur **N.Yassaa**, directeur du CDER de Bouzareah et le docteur **A.Hadj Arab** pour leur soutien. Sans oublier Monsieur **Med. Redha yaiche**, Ingénieur d'application au CDER pour sa formidable énergie, son enthousiasme (Particulièrement communicatif) et ces bonnes explications qui nous ont éclairés, nous le remercions pour sa patience et pour sa gentillesse.*

Enfin, nous remercions tous ceux qui ont contribué, de près ou de loin à l'élaboration de ce mémoire.

Dédicace

Je dédie ce modeste travail à :

Mon très chère père et ma très chère mère qui sont sans cesse à mes côtés ;

Mes très chers frères et mes très chères sœurs qui m'ont toujours soutenue ;

A la mémoire de mes grands-parents paternelle et mon chère ami zino que dieu

les accueille dans son vaste paradis ;

Toute ma famille ;

Tout mes ami(e)s

YACINE

DEDICACES

Je dédie cet humble travail réalisé grâce à Dieu à :

- ***Mes chères parents : Said et Hdjila, qui ont toujours cru en moi et n'ont jamais cessé de me soutenir.***
- ***Mes chers frères : Aziz, Sofiane, Djamel et ses enfants Bilal et Imane, Ali et ses enfants Badr Eddine et Hanane.***
- ***Mes chères sœurs : Djamila, Farida et son marie.***
- ***La mémoire de mes grands-parents maternelle et paternelle que dieu les accueille dans son vaste paradis.***
- ***Tous mes amis : L. Adel, H. Hakim, L.A .Toufik, F Djaafar, S. Mohmed, A. Sofiane, C. Sofiane, M. Sofiane, D. Saïd, R. Brahim, Lyes, N. Yacine, M. Abdou et tous ceux qui me connais.***

BELAICHE Hacene

Table de matière

Introduction générale.....	1
----------------------------	---

Chapitre I : Les notions de base de gisement solaire

I.1. Introduction.....	2
I.2. Aperçu de la ressource	2
I.3. Aspects géométriques	2
I.3.1. Mouvement de la terre	2
a. Mouvement de rotation	3
b. Mouvement de translation	3
I.3.2. Mouvement apparent du Soleil	4
I.3.3. Notion de position.....	4
I.3.3.1.Coordonnées terrestres.....	4
I.3.3.2. Coordonnées équatoriales	6
I.3.3.3. Coordonnées horizontales.....	7
I.3.4. Notion de temps	7
I.3.4.1. Le temps solaire vrai(TSV).....	7
I.3.4.2 . Temps solaire moyen(TSM)	8
I.3.4.3. La correction de temps (ET)	8
I.3.4.4. Temps universiel(TU).....	8
I.3.4.5. Temps civil (TC).....	8
I.3.4.6. Temps du fuseau horaire(TFH).....	8
I.3.4.7. Temps légal (TL).....	8
I.3.4.8. Durée du jour	9
I.4.Aspects énergétiques.....	9
I.4.1. L'atmosphère terrestre	9
I.4.2. Caractéristiques du rayonnement solaire	9
I.4.2.1 Insolation.....	9
I.4.2.2. Composition.....	10
I.4.3.Types du rayonnement solaire	11
I.4.4 Modèles numériques choisis	11
a.Modèle de Perrin de Brichambaut.....	11

b.Modèle de Liu & Jordan.....	13
I.5.Mesure du rayonnement solaire	14
I.6.Conclusion	15

Chapitre II : Principe de fonctionnement d'un panneau PV

II.1. Introduction	16
II.2. la cellule photovoltaïque.....	16
II.3. Procédé de fabrication d'une cellule solaire	17
II.3.1. Extraction du silicium à partir de la silice	18
II.3.2.Purification du silicium	19
II.3.3.Cristallisation du silicium.....	19
II.4.Conversion photovoltaïque.....	19
II.4.1. Semi-conducteur	19
II.4.2. le dopage de semi-conducteur	20
a. Dopage de type N :	20
b. Dopage de type P :.....	20
II.4.3.la Jonction PN :.....	21
II.5. Effet photovoltaïque :	21
II.6. Principe de fonctionnement	22
II.7. Les type des cellules photovoltaïques	23
II.7.1.cellule en silicium monocristallin.....	23
II.7.2. Cellule en poly-cristallin.....	23
II.7.3. Cellule amorphe.....	24
II.8. Modules photovoltaïques.....	24
II .9. Générateur photovoltaïque (GPV).....	25
II.9.1. La constitution d'un module photovoltaïque	25
II.9.2. association des cellules	26
a. Mise en série	26
b. Mise en parallèle.....	27
II.10. Caractéristique électrique	28
II.10.1. Zones de fonctionnement du module photovoltaïque.....	29
II.10.2.Caractéristique courant-tension d'une cellule photovoltaïque	30
a. Le courant de court-circuit I_{cc}	31

b. La tension en circuit ouvert U_{co}	31
II.10.3 Facteur de forme (FF).....	32
II.10.4. Rendement des modules photovoltaïques.....	32
II.10.5. Influence de la température et de l'éclairement.....	33
II.11. Diodes de protection.....	34
a. Diodes en séries.....	34
b. Diodes en parallèles	34
II.12. Conclusion	35

Chapitre III : Les différents systèmes d'intégration et d'installation PV

III.1. Introduction	36
III.2. Produits PV architecturaux.....	36
III.3. Intégration des panneaux photovoltaïques au bâtiment	37
III.3.1. Les toitures plates.....	37
III.3.2 Les toitures inclinées	38
III.3.3. L'intégration en façade.....	39
III.3.3.1. La pose en Brise Soleil	40
III.4. orientation des modules et son influence sur la production	40
III.5. l'influence de l'ombrage sur les modules photovoltaïques	41
III.6. Les type des systèmes photovoltaïques	43
III.6.1. Systèmes photovoltaïques autonomes	43
III.6.2. Systèmes photovoltaïques hybrides autonome.....	44
III.6.3. Systèmes photovoltaïques raccordee au reseau	44
III.7. Les composantes d'une installation autonome.....	45
III.7.1 Le champ photovoltaïque	45
III.7.2. Système de régulation (régulateur de charge)	47
a. Les déférentes protections de régulateur	47
b. Technologies des régulateurs.....	48
c . Critères de choix	48
III.7.3. Système de stockage.....	49
a. Types d'accumulateurs	49
b. Association de batteries.....	51

III.7.4. Système de conversion	51
a. Caractéristiques techniques	52
b. Technologie des onduleurs	53
III.7.5 Système de Câblage.....	55
a. Câblage électrique	55
b. Câblage de liaison	55
III.8. Avantages et inconvénients d'une installation PV	56
III.8.1. Avantages	56
III.8.2. Inconvénients	56
III.9 conclusion.....	56

Chapitre IV : Dimensionnement d'un système PV

IV.1. Introduction	57
IV.2. Présentation du site	58
VI.2.1 les caractéristiques des murs	59
IV.3. Les besoins en énergie électrique.....	61
IV.4. Estimation de l'énergie solaire récupérable à partir des données fournis par le centre météorologique au CDER	62
IV.4.1. Irradiations moyennes mensuelles reçues sur une surface horizontale.....	62
IV.4.2. Inclinaison et orientation optimales des capteurs photovoltaïques	63
a. Orientation des modules photovoltaïque.....	63
b. Inclinaison des modules photovoltaïque	63
IV.5. Dimensionnement du panneau photovoltaïque	65
IV.5.1. La puissance crête du module	65
IV.5.2. Estimer la puissance crête du champ photovoltaïque	65
IV.5.3. Choisir la tension de fonctionnement du champ photovoltaïque	66
IV.5.4. Déterminer le nombre de modules photovoltaïques	67
IV.6. Dimensionnement des batteries	68
IV.7. Dimensionnement du régulateur	69
IV.8. Dimensionnement du L'onduleur	70
IV.9. Dimensionnement des câbles de raccordement	70
IV.10. Estimation de l'énergie produite par le champ photovoltaïque installé.....	72
IV.10.1. Estimation de l'énergie produite par l'installation photovoltaïque installée	74

IV.11. Le coût d'une installation PV autonome	75
❖ Le coût d'une installation PV autonome avec raccordement au réseau	77
IV.11.1. Calcul de prix kilowattheure solaire	77
IV.12. Conclusion	79
Conclusion générale	80

La liste des figures

Figure (I.1) : Schématisation des mouvements de la Terre autour du Soleil.....	3
Figure (I.2) : Trajectoires apparentes du Soleil pour chacune de ces journées en un lieu de l'hémisphère nord.....	4
Figure (I.3): les Courbes d'enseillement typique par mois pour différentes latitudes.	5
Figure (I.4): Coordonnées terrestres.	5
Figure (I-5) : Les coordonnées équatoriales.	6
Figure (I-6) : Les coordonnées horizontales.	7
Figure (1.7) : Répartition spectrale du rayonnement solaire au niveau du sol Terrestre.....	10
Figure (I.8) : Différents composants du rayonnement.....	11
Figure (I.9) : Différents appareils de mesure du rayonnement solaire.	15
Figure (II.1) : structure basique d'une cellule solaire.....	17
Figure(II.2) : Différentes roches de silice.....	17
Figure(II.3) : Extraction du silicium à partir de la silice.	18
Figure (II.4) : Lingots de silicium.	19
Figure (II.5) : le semi-conducteur (silicium).	19
Figure (II.6) : dopage de semi conducteur de type n.	20
Figure (II.7) : dopage de semi conducteur de type p.	20
Figure (II.8) : La jonction p-n.....	21
Figure (II.9) : l'effet photovoltaïque.....	22
Figure(II.10) : le principe de fonctionnement d'une cellule PV.....	23
Figure (II.11) : Cellule photovoltaïque monocristalline.	23
Figure (II.12) : Cellule photovoltaïque poly-cristallin.	24
Figure (II.13) : Cellule photovoltaïque amorphe.....	24
Figure (II.14) : Ruban métallique d'une cellule.	25
Figure (II.15) : Encapsulation des cellules.	25
Figure (II.16) : Caractéristique résultantes d'un groupement de N_s cellules en série.	27
Figure (II.17) : Caractéristique résultant d'un groupement de N_p cellules en parallèle. ...	27
Figure (II.18) : le passage d'une cellule à un champ photovoltaïque.....	28
Figure(II.19) : Caractéristique I-V d'une cellule photovoltaïque.....	28
Figure(II.20) : Circuit équivalent complet d'une cellule PV.....	29
Figure(II.21) : les différentes zones de la caractéristique I (V).....	29

Figure (II.22) : Courbe courant-tension d'une cellule photovoltaïque.	30
Figure (II.23) : Caractéristique courant-tension d'une cellule photovoltaïque.....	31
Figure(II.24) : caractéristique puissance tension d'une cellule photovoltaïque	31
Figure(II.25) : Evolution de la température $I(V)$ (a) et $P(V)$ (b) en fonction de l'irradiation	33
Figure(II.26) : Evolution de la caractéristique $I(V)$ (a) et $P(V)$ (b) pour différentes Température.....	33
Figure (II.27) : Schéma synoptique d'un générature PV contient des diodes.	34
Figure (III.1) : les différentes systèmes d'intégration des panneaux PV au Bâtiment.	37
Figure(III.2.a) : Représentation schématique d'une installation des panneaux.....	38
Figure (III.2.b): Système constitué de modules au silicium amorphe collés sur.....	38
Figure (III.3.a): Exemple de modules PV en surimposition de toiture en ardoise	39
Figure(III.3.b) : Exemple de modules PV intégrés dans une toiture en ardoise.....	39
Figure(III.4) : Exemple d'intégration en façade.	40
Figure (III.5.a): Exemple de brise soliel	40
Figure (III.5.b): Exemple de verrière.	40
Figure (III.6.a): Tracker présent sur un parking à Ninove.	40
Figure (III.6.b) : Différentes orientation et inclinaison, et qualité de.....	41
Figure (III.7) : Différentes causes d'ombrage sur une station photovoltaïque	43
Figure (III.8) : installation photovoltaïque autonome.	43
Figure (III.9) : Installation photovoltaïque hybride autonome.	44
Figure (III.10) :Installation photovoltaïque raccordée au réseau.....	44
Figure (III.11) : schéma simplifier d'une installation autonome.....	45
Figure (III.12.a) : Cellule, module, champ photovoltaïque.	45
Figure (III.12.b) : constitution d'un module PV.....	46
Figure (III.12.c) : Boite de jonction.....	46
Figure (III.13) : Construction d'une batterie monobloc.	50
Figure (III.14): Association de deux batteries en série / en parallèle.	51
Figure (III.15) : Rôle de l'onduleur.	51
Figure (III.16) : Onduleur à onde carrée.....	54
Figure (III.17): onduleur à onde sinusoïdale modifiée.	54
Figure (III.18) : Onduleur à onde sinusoïdale.	55
Figure (IV.1) : Schéma d'une installation photovoltaïque.	57

Figure (IV.2) : Organigramme simplifié du dimensionnement d'un système photovoltaïque autonome.	58
Figure (IV.3) : Caractéristiques des deux murs.	59
Figure (IV.4) : Mesure relative en temps réels à CDER	60
Figure (IV. 5) : Histogramme des irradiances moyennes mensuelles reçues sur une surface horizontale pendant 10 ans (2003/2013).	62
Figure (IV.6) : Histogramme des irradiances globales moyennes mensuelles reçues sur une surface inclinée 36.8° et orientée 10° pendant la période 2003-2013.	64
Figure (IV.7) : Histogramme des irradiances globales moyennes mensuelles reçues sur une surface inclinée 36.8° et orientée 55° pendant la période 2003-2013.	64
Figure (IV.8) : l'énergie produit par le champ photovoltaïque	74
Figure (IV.9) : Comparaison entre l'énergie consommée par le laboratoire et l'énergie électrique produite par le champ photovoltaïque total.	75
Figure (IV.10) : Schéma de l'installation photovoltaïque autonome.	76
Figure (IV.11) : Schéma de l'installation photovoltaïque raccordée au réseau.....	78

La liste des tableaux

Tableau(I.1) : les différentes valeurs d'albédo.....	14
Tableau(III.1) : Évolution de rendement de l'onduleur	53
Tableau (IV.1) : les différents appareils disponibles dans le laboratoire.	60
Tableau (IV.2) : Estimation des consommations d'appareils disponibles au laboratoire	61
Tableau (IV.3) : Les irradiances moyennes mensuelles reçues sur une surface horizontale et pendant 2003/2013	62
Tableau (IV.4) : Les irradiances globales moyennes mensuelles reçues sur une surface inclinée 36.8° avec orientée (10°S et 55°S) pendant la période 2003-2013.	63
Tableau (IV.5) : Valeur du Ratio de Performance PR d'une installation photovoltaïque autonome en fonction de la ventilation des modules.	66
Tableau (IV.6): Tension recommandée pour les systèmes photovoltaïques en fonction de leur puissance.	66
Tableau (IV.7) : caractéristique des câbles et les pertes ohmiques du câblage.....	71
Tableau (IV.8) : les valeurs de la température ambiante et de l'indice de clarté mensuelle.	73
Tableau (IV.9) : Estimation de l'énergie produite par le champ photovoltaïque.....	73
Tableau (IV.10) : l'énergie produite par l'installation photovoltaïque installé.....	74
Tableau (IV.11) : Le cout d'installation du système photovoltaïque.....	75
Tableau (IV.12) : Le cout d'installation photovoltaïque raccordé au réseau.....	77
Tableau (IV.13) : Résultats de dimensionnement de l'installation photovoltaïque raccordée au réseau.....	79

Symboles et abréviation

<i>Symboles</i>	<i>Designation</i>	<i>Unites</i>
E	Flux de rayonnement solaire	W.m ⁻²
E ₀	Constante solaire	W.m ⁻²
P _t	Période de rotation de la terre sur elle-même	Jour
φ	Latitude	Degré
L	longitude	Degré
β	Inclinaison	Degré
δ	Déclinaison	Degré
ω	Angle horaire	Degré
H	Hauteur de soleil	Degré
a	Azimut de soleil	Degré
TSV	Temps solaire vrai	h
TSM	Temps solaire moyen	h
ET	Correction de temps	h
D _j	Durée de jour	h
J	Numéro de jour de l'année	
TU	Temps universel	h
TC	Temps civil	h
TFS	Temps de fuseau horaire	h
TL	Temps légale	h
Δ	Décalage administrative	h
SS	Durée d'ensoleillement	h
SS ₀	Insolation potentiel	h
σ	Fraction d'ensoleillement	
T _L [*]	Facteur de trouble atmosphérique de link	
T ₀	Trouble dû a l'absorption gazeuse	
T ₁	Trouble correspondant a l'absorption par les gaz de l'atmosphère	
T ₂	Trouble relatif	
S	Irradiation direct sur un plan horizontal	W. m ⁻²
D	Irradiation diffuse sur un plan horizontal	W. m ⁻²
G	Irradiation global sur un plan horizontal	W. m ⁻²

S_i	Irradiation direct sur plan inclinée	$W. m^{-2}$
D_i	Irradiation diffuse sur plan inclinée	$W. m^{-2}$
D_{re}	Irradiation réfléchie sur plan inclinée	$W. m^{-2}$
G_i	Irradiation global sur plan inclinée	$W. m^{-2}$
R_b	Le facteur d'inclinaison	
ρ	Coefficient de la réflexion du sol	
I_{mod}	Le courant aux bornes du module PV	A
U_{mod}	La tension aux bornes du module PV	V
I	Le courant aux bornes de la cellule PV	A
U	la tension aux bornes de la cellule PV	V
P_{pv}	La puissance disponible en sortie du GPV	W
U_{co}	La tension du circuit ouvert	V
I_{cc}	Le courant de court-circuit	A
I_{MPP}	Courant de puissance maximal	A
U_{MPP}	Tension de puissance maximale	V
FF	Facteur de forme	
η_m	Rendement des modules photovoltaïque	
P_{cu}	Puissance crête unitaire d'un module photovoltaïque	W
S_m	Surface du module photovoltaïque	m^2
E_{nom}	Eclairement nominal standard	$W.m^{-2}$
E_c	Energie électrique journalière consommée	Wh/j
P	Puissance consomme par les appareils	W
t	La durée de fonctionnement	h
γ	Orientation des capteurs	Dégré
E_{nom}	la puissance radiative dans la condition standard de test	W/m^2
PR	De performance de l'installation photovoltaïque	
N	L'autonomie	jour
C_{bat}	Capacité de la batterie	Ah
PDD	La décharge maximale admissible	
ΔU	la chute de tension	
l	La longueur du câble	m
s	La section du câble	m^2
E_p	Energie produite par le champ	Wh
η_{ch}	Le rendement de champ	

P_d	Pertes diverses dû à la saleté ou à la neige	
P_c	Pertes de conditionnement de l'énergie	
S	Surface du champ photovoltaïque installé	m^2
η_r	Rendement du module à la température de référence T_r	
B_p	Coefficient de température pour le rendement du module	$\%/^{\circ}C$
T_c	Température des cellules	$^{\circ}C$
T_a	Température ambiante	$^{\circ}C$
NOCT	Température nominale des cellules (donnée par le constructeur)	$^{\circ}C$
K_T	Indice de clarté	
C_1	Le coût de la consommation annuelle	DA
P_A	Consommation annuelle	Wh
C_u	Prix d'un 1KWh l'électricité de la Sonelgaz	DA
V_1	Le taux de revenu d'investissement	ans
TTC_1	Le coût de l'installation PV non injectée au réseau	DA
C_2	Le coût de la consommation annuel de l'installation PV raccordée au réseau	DA
P_{sys}	la production de système photovoltaïque annuel	Wh
V_2	Le taux de revenu d'investissement injecté au réseau	ans
TTC_2	Prix totale de l'installation raccordée au réseau	DA
C	Le prix de 1kwh solaire.	DA

Abréviation

PV : Photovoltaïque

Si : Silicium

GPV : Générateur Photovoltaïque

PPM : Point de Puissance Maximum

FF : Facteur de Forme

BIPV : Building Integrated PV

MPPT : Maximum Power Point Tracker

CC : Courant Continu

CA : Courant Alternatif

AN : Application Numérique

*Introduction
générale*

Introduction générale

Des spécialistes de l'énergie nous annoncent pour les années à venir le risque d'une crise énergétique lorsque les capacités de production de pétrole et de gaz déclinantes deviendront insuffisantes pour faire face à la demande.

D'autre part, le réchauffement climatique causé par l'émission des gaz à effet de serre et les effets polluants associés (principalement causés par la combustion des énergies fossiles), en plus de la croissance de la consommation d'énergie sous toutes ses formes, conduit beaucoup de pays à s'intéresser aux énergies renouvelables, et parmi celles-ci celle qui fera l'objet de ce travail : ***l'énergie solaire photovoltaïque***.

C'est une énergie électrique produite au moyen de panneaux solaires, dispositifs qui permettent de récupérer une partie de l'énergie du rayonnement solaire pour la convertir en énergie électrique. L'électricité ainsi produite peut être consommée sur place ou alimenter un réseau de distribution. Une installation solaire photovoltaïque peut être implantée sur tous les types de bâtiment : maison individuelle, bâtiment d'habitation,...etc.

L'énergie solaire photovoltaïque a longtemps été limitée aux applications rurales pour l'alimentation de sites isolés en électricité ou en eau potable comme cela a été le cas en Algérie. Mais depuis quelques années, le solaire photovoltaïque a fait son entrée dans les agglomérations, notamment dans les pays développées, avec les techniques de l'intégration aux constructions et la technologie des systèmes photovoltaïques connectés au réseau. Cela a eu pour effet, l'augmentation sensible de la demande en modules photovoltaïque.

L'objectif de ce travail est de faire l'étude et le dimensionnement d'une installation photovoltaïque autonome intégrée au bâtiment. Comme application, nous considérons le cas d'un laboratoire au centre des énergies renouvelable (CDER).

Pour décrire cela, ce mémoire est présenté en cinq chapitres :

- ❖ Le premier chapitre aborde quelques notions théoriques sur le gisement solaire (rayonnement solaire).
- ❖ Dans le deuxième chapitre, nous décrirons le fonctionnement d'une cellule PV et ses différents types, puis nous aborderons l'association des cellules pour constituer un module PV.
- ❖ Dans le troisième chapitre, nous aborderons l'étude des différents systèmes d'intégrations des panneaux PV aux bâtiments puis nous déterminerons les composants d'une installation PV autonome et leurs rôles.
- ❖ Le quatrième chapitre; est consacré au dimensionnement d'une installation photovoltaïque.

Nous terminerons par une conclusion générale et quelques perspectives à ce travail.

*Chapitre I : les notions de
base de gisement solaire*



I.1. Introduction

Pour l'exploitation des systèmes de conversion de l'énergie solaire, la connaissance détaillée aussi bien quantitative que qualitative du gisement solaire disponible est d'une importance capitale.

Les données de rayonnement solaire sont utilisées dans la conception, le développement, la réalisation, ainsi que dans l'évaluation des performances des systèmes d'énergie solaire et des applications solaires. Or, le rayonnement solaire étant mesuré sur un nombre limité de sites en Algérie, les données relatives à cette énergie ne sont pas toujours disponibles.

I.2. Aperçu de la ressource

Le soleil est une sphère gazeuse composée presque totalement d'hydrogène. Son diamètre est de 1 391 000 km (100 fois celui de la Terre), sa masse est de l'ordre de 2.10^{27} tonnes.

Toute l'énergie du Soleil provient de réactions thermonucléaires qui s'y produisent. Elles transforment à chaque seconde 564.10^6 tonnes d'hydrogène en 560.10^6 tonnes d'Hélium, la différence de 4 millions de tonnes est dissipée sous forme d'énergie ($E = mc^2$), ce qui représente une énergie totale de 36.10^{22} KW. La Terre étant à une distance de 150.10^6 km du Soleil, elle reçoit une énergie de $1,8.10^{17}$ W.

La valeur du flux de rayonnement solaire E reçu par une surface perpendiculaire aux rayons solaires placée à la limite supérieure de l'atmosphère terrestre (soit à environ 80 km d'altitude) varie au cours de l'année avec la distance Terre/Soleil. Sa valeur moyenne E_0 est appelée la constante solaire. Elle vaut $E_0 = 1353 \text{ W.m}^{-2}$. [1]

En première approximation, on peut calculer la valeur de E en fonction du numéro du jour de l'année (j) par :

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

I.3. Aspects géométriques

On va s'intéresser ici aux aspects géométriques du rayonnement solaire intercepté par la Terre dans le but ultérieur de calculer le flux reçu par un plan incliné placé à la surface de la Terre et orienté dans une direction fixée. La connaissance de ce flux est la base du dimensionnement de tout système solaire. [1]

I.3.1. Mouvement de la terre

La trajectoire de la terre autour du soleil s'appelle « l'écliptique ». La distance terre soleil ne varie que $\pm 1.7\%$ par rapport à sa valeur moyenne qui est de $1.49675.10^8$ km. Cette distance est minimale au début de janvier et maximale au début de juillet. On peut décomposer le mouvement de chacun d'eux en mouvement de rotation et mouvement de translation. [1]

a. Mouvement de rotation

La terre tourne autour de son axe de rotation (Pôle Nord, Pôle Sud) dans le sens trigonométrique. L'alternance des jours et des nuits est une manifestation immédiate de ce mouvement. On définit le jour solaire comme la durée moyenne entre deux passages consécutifs au méridien d'un lieu, ce jour est divisé en 24 intervalles égaux appelés heures. La rotation de la terre s'effectue avec une période de 23 h 56 mn 04s $\approx$ 24 h et une vitesse linéaire de rotation de 0,465Km/s. Les saisons n'existeraient pas si la terre se tenait droite, sur son orbite.

Mais le fait que son axe de rotation est penché d'un angle de $23^{\circ}27'=23.45^{\circ}$ avec un mouvement de révolution, le pôle Nord et le pôle Sud vont pouvoir successivement se dorer à la lumière. [2]

b. Mouvement de translation

Dans l'univers tout est en mouvement. La terre est en rotation sur elle-même puis elle tourne au tour du soleil en $Pt = 365\text{jours } 5\text{h } 48\text{mn } 40\text{s} \approx 365.25$ jours. Elle décrit une orbite elliptique dont le soleil occupe l'un des foyers. Cette orbite est située dans un plan appelé plan de l'écliptique où le soleil est presque au centre. Elle est légèrement aplatie, elle correspond à un cercle de rayon moyen de $1.49675 \cdot 10^8$ km. [3]

Cette distance est minimale au début janvier et maximale au début de juillet **figure(I.1)**:

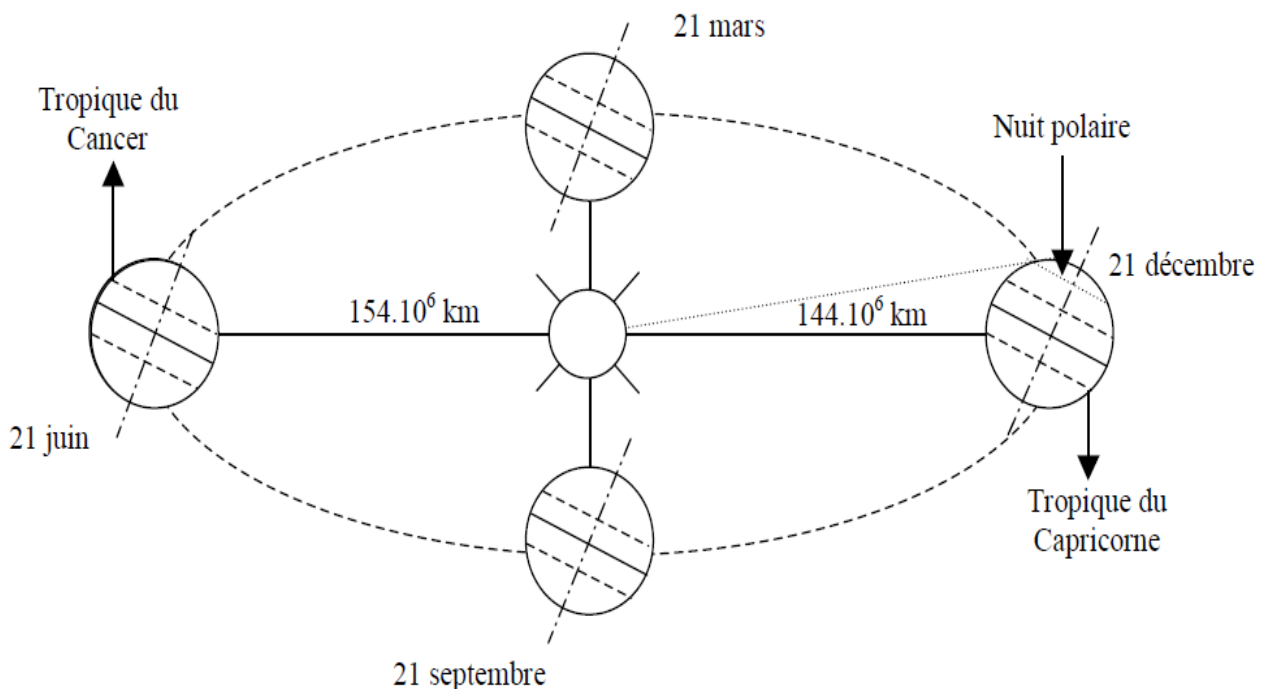


Figure (I.1) : Schématisation des mouvements de la Terre autour du Soleil.

I.3.2. Mouvement apparent du Soleil

Le mouvement apparent du Soleil vu par un observateur fixe en un point de latitude φ au nord de l'équateur est représenté sur la figure (I.2). Au midi solaire, l'angle que fait la direction du soleil avec la verticale du lieu est égal à $(\varphi - \delta)$.

La durée du jour est de 12 h aux équinoxes, elle est inférieure à 12 h entre le 21 septembre et le 21 mars, supérieure à 12 h entre le 21 mars et le 21 septembre. [1]

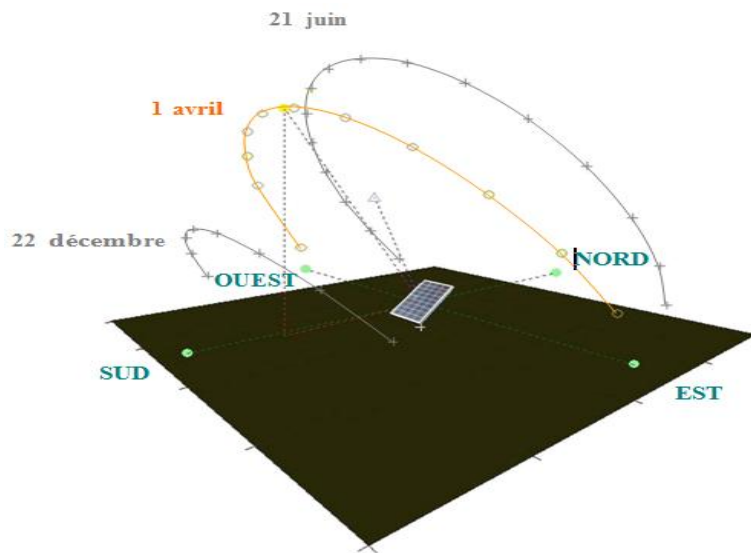


Figure (I.2) : Trajectoires apparentes du Soleil pour chacune de ces journées en un lieu de l'hémisphère nord.

I.3.3. Notion de position

La position d'un point donnée peut être repérer soit par, coordonnées terrestres, coordonnées équatoriales, coordonnées horizontales.

I.3.3.1. Coordonnées terrestres

Tout point de la sphère terrestre peut être repéré par deux coordonnées, appelées coordonnées terrestres, à savoir sa latitude φ (positive dans l'hémisphère nord, négative dans l'hémisphère sud) et sa longitude L (positive à l'ouest, négative à l'est). [4]

a. La latitude φ

La latitude d'un lieu à la surface de la terre est l'angle entre l'équateur et le rayon de la terre passant par le lieu considéré. La latitude φ est comptée de 0° à $+90^\circ$ positivement dans l'hémisphère nord et négativement dans l'hémisphère sud.

La latitude a aussi un effet important : les journées estivales s'allongent à mesure qu'on s'éloigne de l'équateur, et le soleil est plus bas au midi solaire. Les journées d'hiver sont plus courtes, et le soleil encore plus bas qu'à l'équateur.

Autrement dit, l'intensité maximale (à midi) et la quantité totale de rayonnement solaire (G) sur un plan horizontal diminuent à mesure qu'augmente la latitude. [5,6]

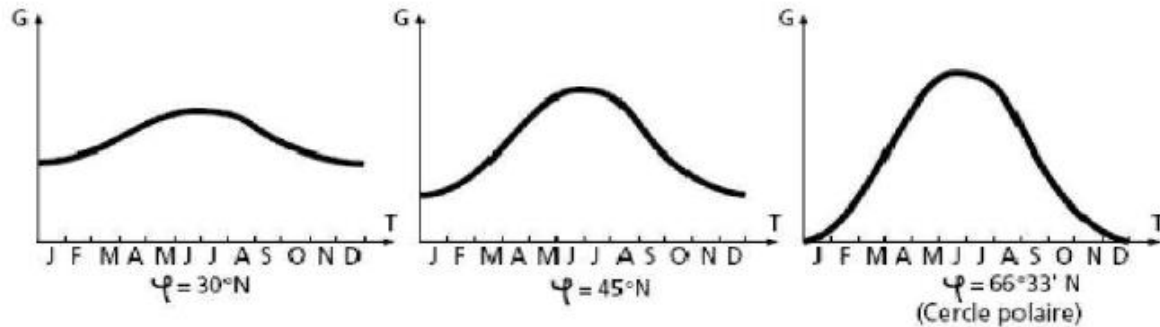


Figure (I.3): les Courbes d'ensoleillement typique par mois pour différentes latitudes.

b. La longitude L

La longitude d'un lieu correspond à l'angle formé par deux plans méridiens (Passant par l'axe des pôles), l'un étant pris comme origine (méridien de Greenwich 0°) et l'autre déterminé par le lieu envisagé.

On affecte du signe (+) les méridiens situés à l'est de ce méridien, et du signe (-) les méridiens situés à l'ouest. La longitude d'un lieu peut aussi être comprise entre -180° et $+180^\circ$, à tout écart de 1° de longitude correspond à un écart de 4 minutes de temps. [7]

c. Inclinaison β

C'est l'angle que forme le plan de capteur (panneau solaire) et l'horizontal du lieu.

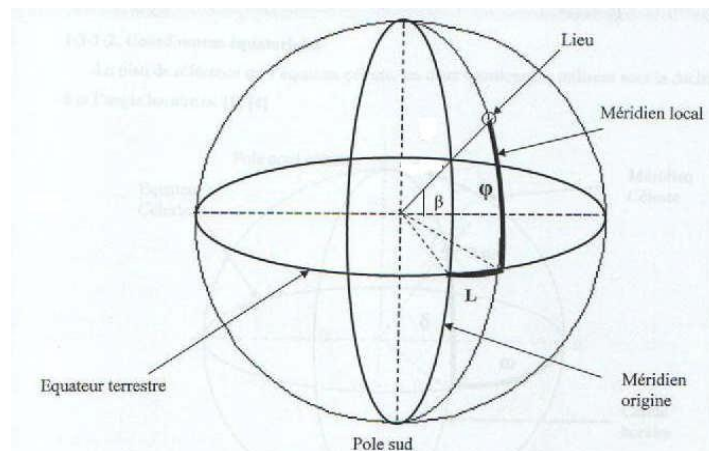


Figure (I.4): Coordonnées terrestres.

I.3.3.2. Coordonnées équatoriales

Le mouvement du soleil est repéré par rapport au plan équatorial de la terre à l'aide de deux angles (δ , ω).

a. La déclinaison δ

C'est l'angle que forme la direction du soleil et le plan équatorial. La déclinaison varie de façon sinusoïdale au cours de l'année : elle vaut 0 aux équinoxes et atteint ses deux valeurs extrêmes au solstice d'hiver ($-23^{\circ},27'$) et au solstice d'été ($+23^{\circ},27'$). [8]

Elle est donnée par la relation suivante :

$$\delta = 23,45 \cdot \sin [0,980 \cdot (n - 81)^{\circ}] \quad [\text{I.2}]$$

Où : n est le Numéro du jour de l'année à partir du 1^{er} janvier.

b. L'angle horaire ω

L'angle horaire mesure le mouvement du soleil par rapport à midi qui est l'instant où le soleil passe au plan méridien du lieu zénith. Cet angle est formé entre la projection du soleil sur le plan équatorial à un moment donné et la projection du Soleil sur ce même plan au midi vrai. [8]

Sa valeur est nulle à midi solaire, négative le matin et positive en après midi et elle augmente de 15° par heure (un tour de 360° en 24 heures), Il est exprimé par :

$$\omega = 15 \cdot (\text{TSV} - 12) \quad [\text{I.3}]$$

Avec : ω : en degré. TSV : temps solaire vrai.

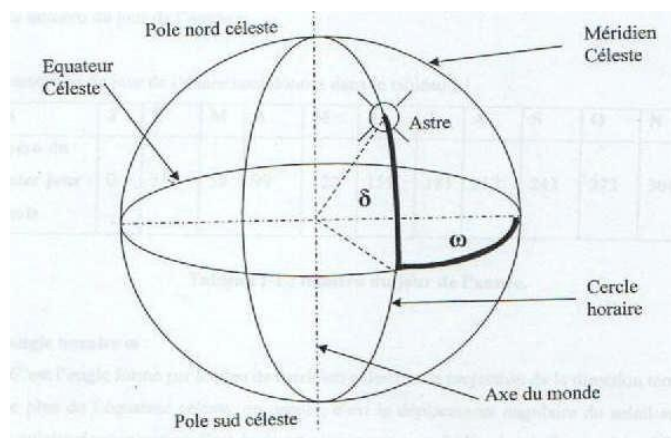


Figure (I-5) : Les coordonnées équatoriales.

I.3.3.3. Coordonnées horizontales

Dans ce système de coordonnées le soleil est repéré par sa hauteur h , son azimut a et l'horizon astronomique comme plan de référence.

a. La hauteur du soleil h

C'est l'angle que fait la direction du soleil avec sa projection sur le plan horizontal. La hauteur du soleil varie à chaque instant de la journée et de l'année selon la relation suivante :

$$\sin h = \sin \varphi \times \sin \delta + \cos \varphi \times \cos \delta \times \cos \omega \quad [\text{I.4}]$$

b. L'azimut du soleil a

C'est l'angle que fait la projection de la direction du soleil avec la direction du Sud. [8]
Les azimuts se comptent de 0° à 360° de l'ouest vers l'est. Ils sont donnés par la formule suivante :

$$\sin a = \frac{\cos \delta \times \sin \omega}{\cos h} \quad [\text{I.5}]$$

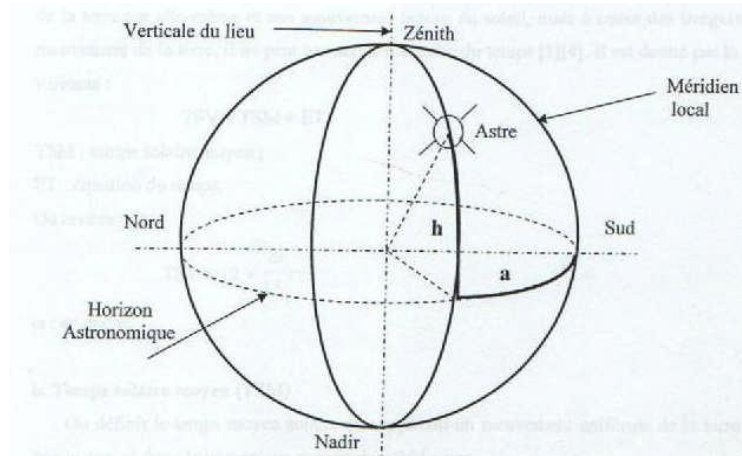


Figure (I-6) : Les coordonnées horizontales.

I.3.4. Notion de temps

I.3.4.1. Le temps solaire vrai (TSV)

C'est le temps donné par les cadrans solaires. Il traduit à la fois le mouvement de rotation de la terre sur elle-même et son mouvement autour du soleil :

$$\text{TSV} = 12 + \frac{W}{15} \quad [\text{I.6}]$$

Avec :

TSV : en heure.

W : en degré.



I.3.4.2 .Temps solaire moyen(TSM)

On définit le temps solaire moyen en supposant un mouvement uniforme de la terre autour de son axe, et donc le jour solaire moyen dure 24 heures.

$$\text{TSM} = \text{TSV} - \text{ET} \quad [\text{I.7}]$$

I.3.4.3.La correction de temps (ET)

Elle permet le passage du temps solaire vrai au temps solaire moyen ; elle est donnée par la relation suivante :

$$\begin{aligned} \text{ET} = - [& 0.0002 - 0.4797 \cos(\omega'j) + 3.2265 \cos(2\omega'j) + 0.0903 \cos(3\omega'j) \\ & + 7.3509 \sin(\omega'j) + 9.3912 \sin(2\omega'j) + 0.3361 \sin(3\omega'j)] \end{aligned} \quad [\text{I.8}]$$

Où : j : Numéro du jour de l'année. $\omega' = 0,984$. ET en mn.

I.3.4.4. Temps universel (TU)

C'est le temps solaire moyen du méridien de Greenwich.

I.3.4.5.Temps civil (TC)

C'est le temps solaire moyen compté à partir de minuit.

I.3.4.6.Temps du fuseau horaire(TFH)

La terre est divisée en 24 fuseaux numérotés de 0 à 23 vers l'est, Le fuseau 0 est celui qui contient le méridien de référence de Greenwich.

Le TFH est donné par la relation suivante :

$$\text{TFH} = \text{TSM} + \text{C} \quad [\text{I.9}]$$

Avec :

C : correction de longitude qui vaut : $4 * (\text{L}_{\text{ref}} - \text{L})$.

L_{ref} : longitude de référence.

1.3.4.7. Temps légal (TL)

C'est le temps lu sur les montres dans le fuseau horaire .Il est donné par la relation suivante :

$$\text{TL} = \text{TFH} + \Delta \quad [\text{I.10}]$$

Δ : décalage administratif: +1h en hiver et +2h en été pour l'Europe
(Pour l'Algérie c'est +1h durant toute l'année).

Finalement le temps solaire vrai égal :

$$\text{TSV} = \text{TL} - \Delta - \text{C} + \text{ET} \quad [\text{I.11}]$$



I.3.4.8. Durée du jour

Pour déterminer la durée du jour, il faut connaître le lever et le coucher du soleil, se sont les instants où les rayons solaires sont confondus avec l'horizon c'est-à-dire $\sin(h) = 0$.

Donc la résolution donne :

$$D_j = \frac{\omega_c - \omega_l}{15} = 2 \frac{\omega_l}{15} \quad [\text{I.12}]$$

ω_l, ω_c désignent respectivement le lever et le coucher du soleil.

$$\text{Avec: } \omega_l = -\omega_c = -\arccos[-(\tan \delta \times \tan \phi)] \quad [\text{I.13}]$$

I.4. Aspects énergétiques

I.4.1. L'atmosphère terrestre

L'atmosphère est constituée de plusieurs couches de caractéristiques différentes, ce sont :

- La troposphère, entre le sol et 15 km d'altitude.
- La stratosphère, entre 15 et 80 km d'altitude.
- L'ionosphère, entre 80 et 200 km d'altitude.

Les caractéristiques absorbantes de l'atmosphère sont déterminées par la présence de :

- ✓ CO₂ (0,03%)
- ✓ Vapeur d'eau : en quantité variable caractérisé par l'épaisseur d'eau condensable qui est l'épaisseur d'eau que l'on obtiendrait en condensant toute la vapeur d'eau contenue dans l'atmosphère.
- ✓ Ozone O₃ : située entre 10 et 30 km d'altitude.
- ✓ Aérosols : grains de sable, poussières, fumées... [1]

I.4.2. Caractéristiques du rayonnement solaire

I.4.2.1 Insolation

a. insolation potentielle (théorique) SS0

L'insolation potentielle est définie comme étant la valeur de l'insolation de la journée considérée en absence de l'atmosphère, elle ne dépend que de la position géographique du lieu considéré, sa formule est comme suit :

$$SS0(n) = \frac{2}{15} \arccos(-\tan \phi \times \tan \delta) \quad [\text{I.14}]$$

b. Durée d'insolation (SS)

La durée d'insolation est définie comme étant un paramètre temporel caractérisant le rayonnement solaire. Pour une journée donnée, elle représente la somme des intervalles de temps pour lesquels l'intensité du rayonnement solaire dépasse un seuil de 100 W/m^2 .

c. La fraction d'insolation σ

C'est un paramètre qui dépend des conditions climatiques de nébulosité du ciel. La nébulosité est le rapport entre la surface du ciel couverte par les nuages et la surface totale du ciel au dessus du territoire correspondant. [9]

On relie à la fraction d'insolation qui est une grandeur mesurable par la connaissance des durées d'insolation enregistrées par les héliographes qui sont déduits par le rapport suivant :

$$\sigma = \frac{SS}{SS_0} = \frac{\text{duree d'insolation}}{\text{duree d'insolation maximal}} \quad [\text{I.15}]$$

I.4.2.2. Composition

Le rayonnement solaire se compose de radiations électromagnétiques émises par le soleil, dont le spectre s'étend des plus petites longueurs d'ondes (rayons gamma) vers les grandes ondes radioélectriques. Les parties de ce spectre qui jouent un rôle dans l'interaction du rayonnement solaire avec l'environnement terrestre sont essentiellement les bandes infrarouge, visible et ultraviolette, ainsi que la gamme radioélectrique et celles des microondes. Lorsque ce rayonnement traverse l'atmosphère pour atteindre la surface terrestre, il est fortement atténué en raison des phénomènes d'absorption et de diffusion par les différents constituants de celle-ci.

On trouvera sur la figure (1.7) la répartition spectrale du rayonnement solaire au niveau du sol terrestre avec indication des gaz partiellement opaques qui filtrent ce rayonnement selon la longueur d'onde. [8]

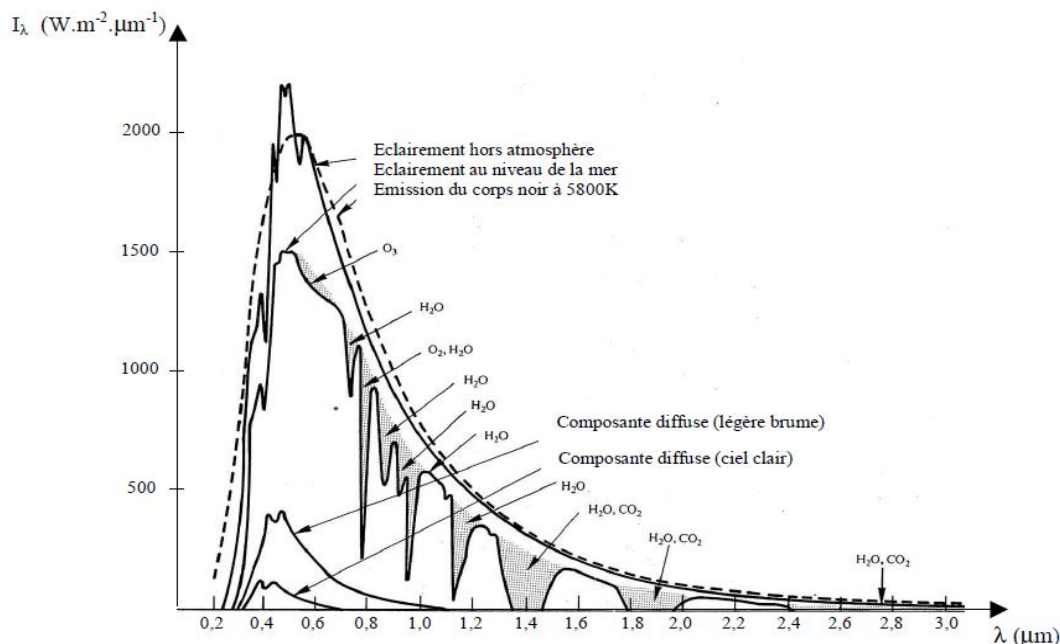


Figure (1.7) : Répartition spectrale du rayonnement solaire au niveau du sol Terrestre.

I.4.3. Types du rayonnement solaire

Comme nous l'avons évoqué précédemment, l'atmosphère ne transmet pas au sol la totalité du rayonnement solaire qu'elle reçoit. De ce fait le rayonnement solaire peut se décomposer en plusieurs catégories définies comme suites :

- **Le rayonnement direct** : est celui qui traverse l'atmosphère sans subir de modifications.
- **Le rayonnement diffus** : est la part du rayonnement solaire diffusé par les particules solides ou liquides en suspension dans l'atmosphère. Il n'a pas de direction privilégiée.
- **Le rayonnement réfléchi** : C'est la fraction du rayonnement incident diffusée ou réfléchi par le sol et les nuages. Ce terme étant généralement réservé au sol, c'est une valeur moyenne de leur réflectance pour le rayonnement considérée et pour tous les angles d'incidences possible. Par définition ; le corps noir possède un albédo nul.
- **Le rayonnement global** : est la somme du rayonnement direct, diffus et réfléchi. [1]

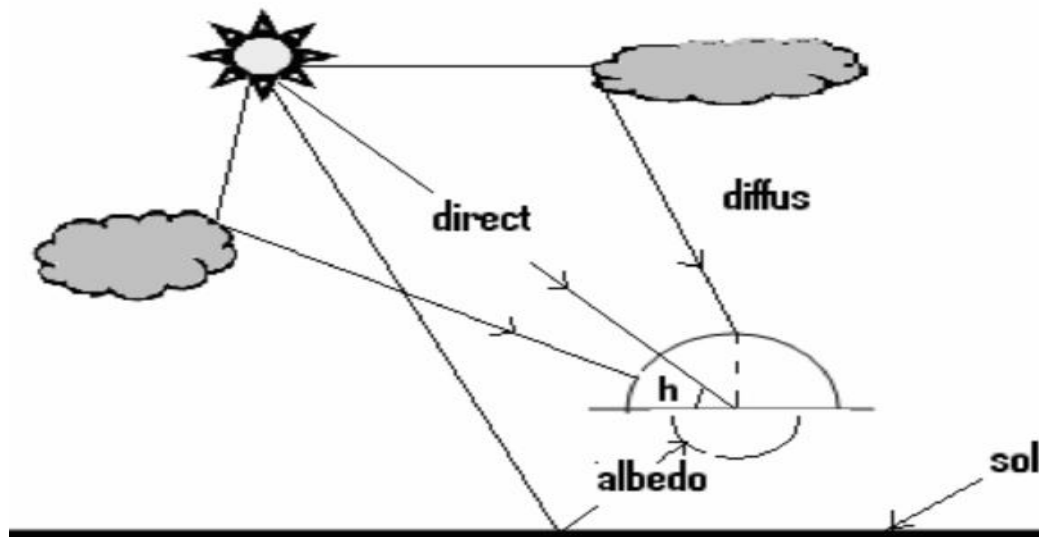


Figure (I.8) : Différents composants du rayonnement.

I.4.4 Modèles numériques choisis

Pour calculer les différents types de rayonnement solaire (direct, diffus, réfléchi et global) sur un plan horizontal et incliné on a choisi deux modèles numériques suivant :

a. Modèle de Perrin de Brichambaut

Ce modèle a pour estimer les éclaircissements diffuse, direct et global sur un plan horizontal, le problème affecté à ce modèle, est de révéler le facteur de trouble atmosphérique pour le calcul des composantes directe et diffusé de l'irradiation reçue sur un plan.

L'absorption et la diffusion causées par les constituants de l'atmosphère peuvent être exprimées par des facteurs de trouble. A partir de ces facteurs, on peut exprimer les irradiances directes et diffusées par ciel clair. [10]

Dans ce modèle, le facteur de trouble atmosphérique de linke T_L^* par ciel clair est donné par la relation suivante :

$$T_L^* = T_0 + T_1 + T_2 \quad [I.17]$$

T_0 est le trouble dû à l'absorption gazeuse tant par les constituants fixes de l'atmosphère que par l'ozone et surtout par la vapeur d'eau. Une modélisation de ce facteur en fonction des seuls paramètres géo – astronomiques a permis de proposer l'expression suivante :

$$T_0 = 2.4 - 0.9 \sin(\varphi) + 0.1 (2 + \sin(\varphi)) \times A_{he} - 0.2Z - (1.22 + 0.14A_{he}) (1 - \sin(h)) \quad [I.18]$$

Où :

$$A_{he} = \sin \left[\frac{360}{365} \times (j - 121) \right] \quad [I.19]$$

z : Altitude du lieu. j : Numéro du jour dans l'année.

φ : Latitude du lieu. h : Hauteur du soleil.

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

$$T_1 = 0.89^Z \quad [I.20]$$

T_2 est le trouble relatif à la diffusion par les aérosols couplés à une légère absorption (dépendent à la fois de la nature et de la quantité des aérosols). T_2 est donnée par:

$$T_2 = (0.9 + 0.4 A_{he}) \times (0.63)^Z \quad [I.21]$$

➤ Irradiation globale reçue sur un plan horizontal

L'irradiation directe par ciel clair obtenue sur un plan horizontal est donnée par :

$$S = E_n \cos(\beta) = E_0 C_{t-s} \exp [-T_L^* (0.9 + \frac{9.4}{T_1} \sin(h))^{-1}] \cos(\beta) \quad [I.22]$$

E_0 représente la constante solaire qui est par définition le flux énergétique reçu par une surface unité. Dans notre cas, la valeur qui a été retenue est 1367 W/m².

C_{t-s} : la correction terre-soleil.

$\beta = 0$: dans le cas d'un plan horizontal.



L'irradiation diffuse sur un plan horizontal est donnée par l'expression suivante :

$$D = E_0 \times \exp(-1 + 1.06 \times \log(\sin(h))) + a - \sqrt{a^2 + b^2} \quad [I.23]$$

Où :

$$a = 1.1$$

$$b = \log(T_1^* - T_0) - 2.8 + 1.02 \times (1 - \sin(h))^2 \quad [I.24]$$

L'irradiation globale reçue sur un plan horizontal est donnée par :

$$G = D + S \quad [I.25]$$

b. Modèle de Liu & Jordan :

Ce modèle a pour estimer des éclairagements direct et diffus à incidence normale et global incliné à différentes orientations. [10]

La relation de Liu & Jordan généralisée est donnée sous la forme suivante:

$$G_i = S_i + d_i + d_{re} \quad [I.26]$$

Où :

- S_i l'irradiation direct sur un plan incliné, est exprimée par la relation suivante :

$$S_i = S_h \times R_b \quad [I.27]$$

S_h : l'irradiation direct sur un plan horizontal.

Le facteur d'inclinaison R_b du rayonnement direct est :

$$R_b = \left(\frac{\cos(h-\beta) \times \cos(\delta) \times \cos(\omega) + \sin(h-\beta) \times \sin(\delta)}{\cos(h) \times \cos(\delta) \times \cos(\omega) + \sin(h) \times \sin(\delta)} \right) \quad [I.28]$$

δ : La déclinaison du soleil. ω : L'angle horaire.

h : La hauteur de soleil. β : L'inclinaison de plan.

- d_i l'irradiation diffuse sur un plan incliné, est exprimée comme suit :

$$d_i = d_h \times \left(\frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right) \quad [I.29]$$

d_h : l'irradiation diffuse sur un plan horizontal.

- d_{re} l'irradiation réfléchie sur un plan inclinée, est représentée comme suit :

$$d_{re} = \rho \times (S_h + d_h) \times \left(\frac{1 - \cos(\beta)}{2} \right) \quad [I.30]$$

Donc la relation généralisée de Liu & Jordan [I.26] devient :

$$G_i = S_h \times R_b + d_h \left(\frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right) + \rho \times (S_h + d_h) \left(\frac{1 - \cos(\beta)}{2} \right)$$

Où : ρ est l'albédo (coefficient de la réflexion du sol)

Type de surface	Valeur du coefficient d'albédo
Herbe	Entre 0.15 et 0.26
Neige	Entre 0.55 et 0.82
Asphalte	Entre 0.09 et 0.18
Béton	Entre 0.25 et 0.35
Tuiles rouges	≈ 0.33
Aluminium	≈ 0.85
Acier galvanisé	≈ 0.35

Tableau(I.1) : les différentes valeurs d'albédo.

I.5.Mesure du rayonnement solaire

Les figures suivantes présentent les appareils de mesure pour les différents types de rayonnement :



Héliographe

Mesure la durée d'insolation SS



Pyranomètre

*Mesure l'irradiation
directe et réfléchi*

**Pyrhéliomètre***Mesure l'irradiation directe***Pyranomètre***Mesure l'irradiation diffuse*

Figure (I.9) : Différents appareils de mesure du rayonnement solaire.

I-6 Conclusion

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

Dans ce chapitre, nous avons présenté des notions importantes sur le gisement solaire comme le mouvement de la terre autour de soleil, les coordonnées terrestres et horaires ainsi que les temps de base. Ensuite, nous avons présenté les différents types de rayonnements (direct, diffus, réfléchi et global) et les expressions mathématiques de chaque rayonnement selon la variation d'inclinaison et d'orientation. A la fin nous avons présenté les différents appareils de mesure directe du rayonnement avec ses différentes composantes.

*Chapitre II : Principe de
fonctionnement d'un panneau
photovoltaïque*



II.1. Introduction

L'effet photovoltaïque a été découvert par le physicien français A. Becquerel en 1839. Le mot « photovoltaïque » vient du mot « photo » (du grec « phos » qui signifie « lumière ») et du mot « Volt » (patronyme du physicien Alessandro Volta qui a contribué de manière très importante à la recherche en électricité).

Le développement des cellules solaires a suivi les progrès de l'industrie des semi-conducteurs, en particulier ceux de l'industrie du silicium qui constitue le principal matériau à partir duquel sont fabriquées les cellules. Les premières cellules ont été conçues pour permettre une alimentation électrique fonctionnant plusieurs années sur les satellites. De grandes sociétés de l'électronique se sont au début intéressées à cette technologie pour alimenter des sites isolés (mesures, télécommunications, balises...) avant que les successifs chocs pétroliers relancent leur intérêt dans les années soixante-dix. A partir de cette période, des sociétés spécialisées dans ce domaine se sont créées, tout d'abord aux USA, ensuite au Japon et en Europe.

La technologie des cellules au silicium est maintenant bien maîtrisée et les nouveaux développements se concentrent sur l'amélioration du rendement et l'abaissement des coûts de fabrication. En parallèle avec ces produits existants, de nouvelles cellules, utilisant des phénomènes proches de la photosynthèse, pourraient apparaître sur le marché dans la prochaine décennie si les développements prometteurs obtenus en laboratoire se concrétisent par des produits industriels.

Dans ce chapitre, on présente l'effet photovoltaïque, les technologies actuelles, les caractéristiques électriques des générateurs solaires.

II.2. la cellule photovoltaïque

La cellule PV ou encore photopile est le plus petit élément d'une installation photovoltaïque. Elle est composée de matériaux semi-conducteurs et transforme directement l'énergie lumineuse en énergie électrons.

Les cellules photovoltaïques sont constituées :

- D'une fine couche semi-conductrice (matériau possédant une bande interdite, qui joue le rôle de barrière d'énergie que les électrons ne peuvent franchir sans une excitation extérieure, et dont il est possible de faire varier les propriétés électriques) tel que le silicium, qui est un matériau présentant une conductivité relativement bonne.
- D'une couche antireflet permettant une pénétration maximale des rayons solaires.
- D'une grille conductrice sur le dessus ou cathode et d'un métal conducteur sur le dessous ou anode.
- Les plus récentes possèdent même une nouvelle combinaison de multicouches réfléchissants justes en dessous de semi-conducteur, permettant à la lumière de rebondir plus longtemps dans celui-ci pour améliorer le rendement.

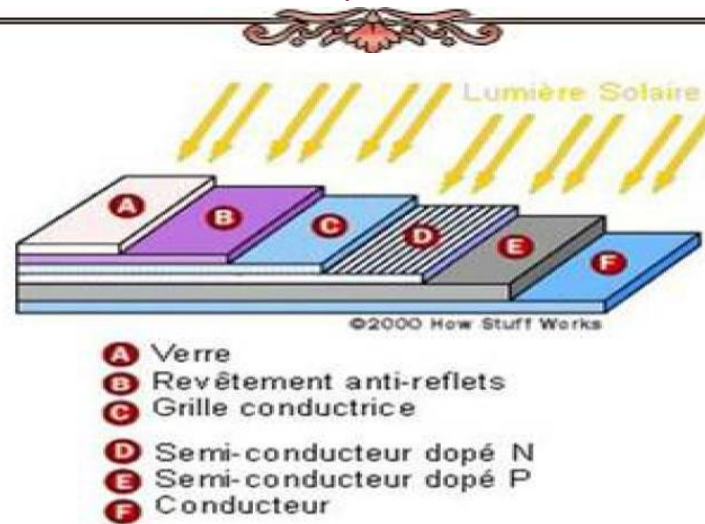


Figure (II.1) : structure basique d'une cellule solaire.

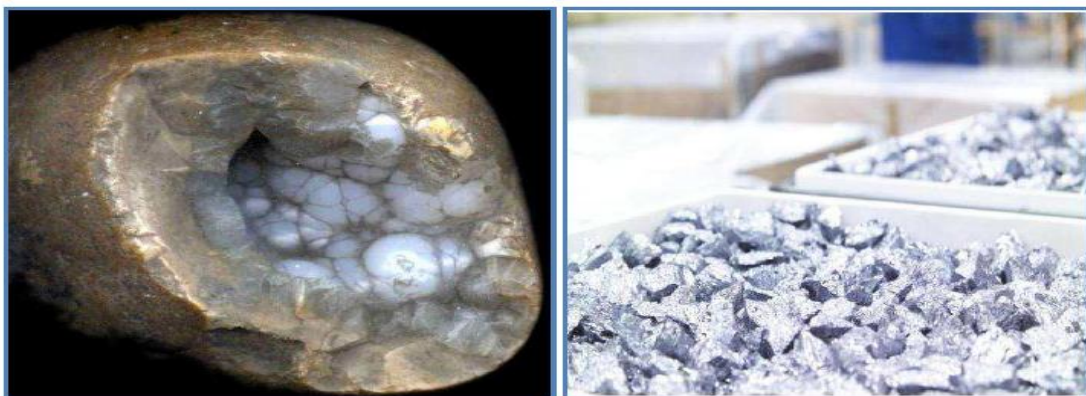
Une cellule photovoltaïque est basée sur le phénomène physique appelé effet photovoltaïque qui consiste à établir une force électromotrice lorsque la surface de cette cellule est exposée à la lumière. La tension générée peut varier entre 0.3V et 0.7 V en fonction du matériau utilisé et de sa disposition ainsi que de la température et du vieillissement de la cellule. [11]

II.3. Procédé de fabrication d'une cellule solaire

Le constituant essentiel d'une cellule photovoltaïque responsable de l'effet photovoltaïque est un semi-conducteur. Le semi-conducteur le plus utilisée aujourd'hui est le silicium. Nous évoquerons donc uniquement le silicium dans ce travail, mais d'autres semi-conducteurs existent telle que le sélénium, le tellure de cadmium... etc.

La silice est l'origine du silicium, c'est un composé chimique nommée aussi dioxyde de silicium, de formule chimique SiO_2 . La silice est l'élément le plus répandu dans la croûte terrestre après l'oxygène. Elle représente 25 % de la masse de la croûte terrestre, et se présente sous la forme d'un minéral dur. Dans la nature, on la trouve en grande quantité dans :

- Les roches sédimentaires détritiques (sables, grès),
- Les roches métamorphiques,
- Les roches magmatiques. [8]

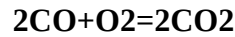
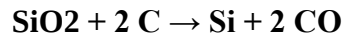


Figure(II.2) : Différentes roches de silice.

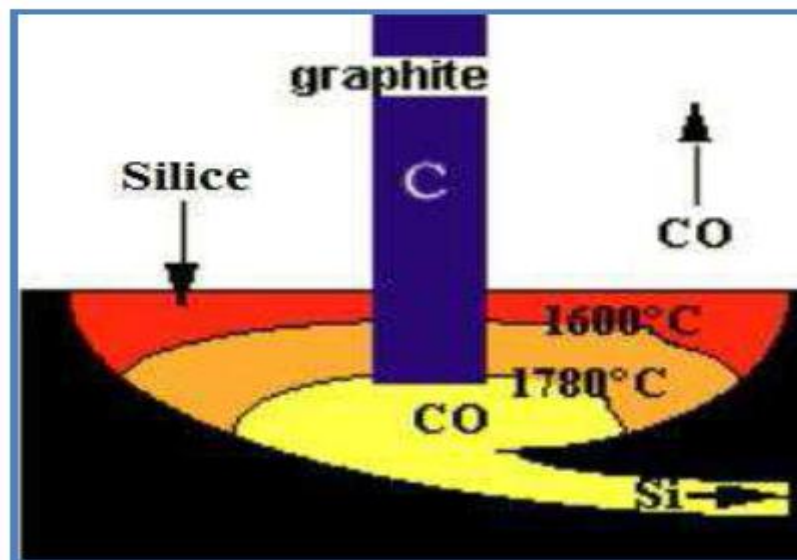


II.3.1. Extraction du silicium à partir de la silice

Le silicium est un élément chimique de symbole (Si). Il n'existe pas à l'état pur dans la nature. Il est donc extrait de la silice (SiO₂) grâce à la réaction chimique simplifiée suivante :



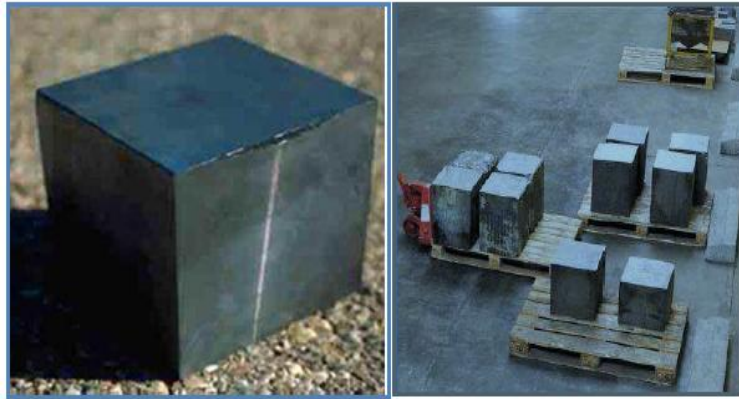
Cette transformation, appelée Réduction carbochimique, consiste à porter à des températures très élevées qui peut atteindre 3000°C un mélange de quartz et d'espèces carbonées qui vont se combiner avec l'oxygène du quartz pour donner du monoxyde puis du dioxyde de carbone. Après cette opération, le silicium dit métallurgique est obtenu sous forme liquide. Sa pureté est de 98 %. L'énergie nécessaire à la réaction est apportée sous forme d'arc électrique par des électrodes en graphite qui se réalise à l'intérieur d'un four métallurgique dit four à arc. Il faut le purifier encore de plusieurs ordres de grandeur afin d'obtenir un matériau adéquat pour les applications photovoltaïques. [8]



Figure(II.3) : Extraction du silicium à partir de la silice.

II.3.2.Purification du silicium

Il s'agit, en partant du silicium métallurgique, de faire une purification chimique. De nombreux procédés ont été développés par les différents producteurs mondiaux de silicium. Au final, le procédé de purification aboutit à l'obtention de lingots de silicium purifiés à 99.99 %. [8]



Figure(II.4) : Lingots de silicium.

II.3.3.Cristallisation du silicium

Une fois l'étape de purification terminée, vient l'étape de cristallisation du silicium liquide. Le produit issu de cette étape est un lingot de silicium à l'état solide.

Il existe deux grandes méthodes de cristallisation :

- La première permet d'obtenir du silicium poly-cristallin (composé de plusieurs cristaux).
- La deuxième permet d'obtenir du silicium monocristallin (composé d'un seul cristal). [8]

II.4.Conversion photovoltaïque

II.4.1. Semi-conducteur

Les matériaux semi-conducteurs sont des corps dont la résistivité est intermédiaire entre celle des conducteurs et celle des isolants. Les quatre électrons de valence du silicium permettent de former quatre liaisons covalentes avec un atome voisin. Dans ce cas, tous les électrons sont utilisés et aucun n'est disponible pour créer un courant électrique. [12]

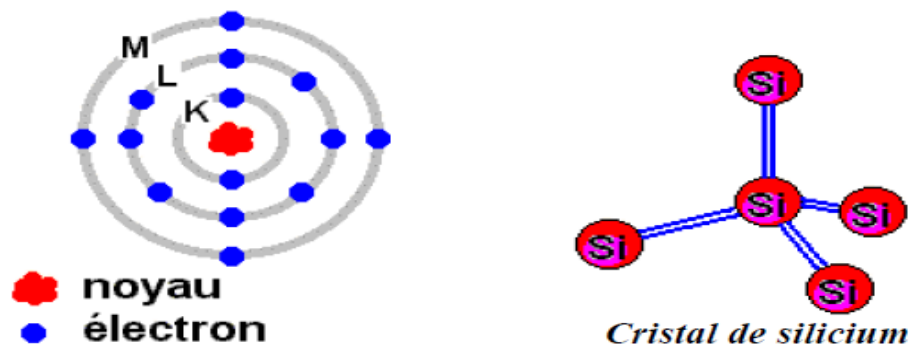


Figure (II.5) : le semi-conducteur (silicium).

II.4.2. le dopage de semi-conducteur

Pour augmenter la conductivité des semi-conducteurs on y introduit des impuretés. Ce procédé est appelé dopage.

➤ Dopage de type N

On remplace un atome de silicium par un atome pentavalent (phosphore **p**). Quatre d'entre eux assurent les liaisons avec les atomes voisins de silicium et le cinquième resté disponible va être excité vers la bande de conduction très facilement par l'agitation thermique. D'où le nombre d'électron libre qui va fortement augmenter : dans ce cas le nombre de trou est très inférieur au nombre d'électron libre. On obtient ainsi un cristal dopé N (négatif). [12]

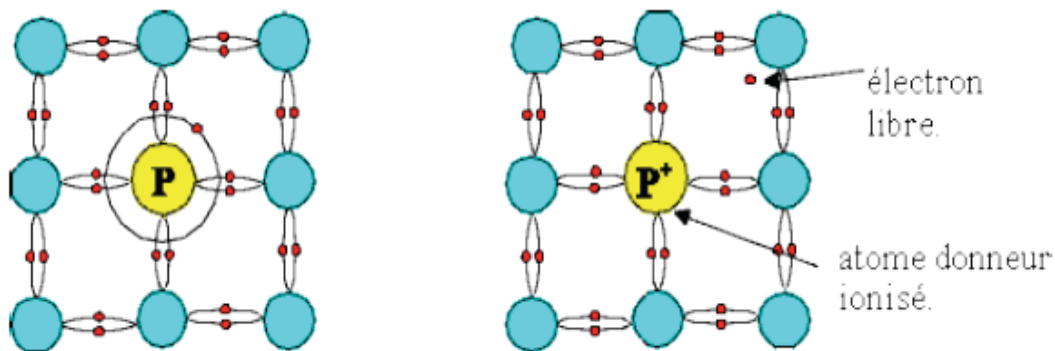


Figure (II.6) : dopage de semi conducteur de type n. [12]

➤ Dopage de type P

De la même façon on introduit des atomes trivalents, ses trois électrons vont assurer les liaisons covalentes avec trois atomes voisins mais laisser un trou au quatrième. Ce trou se déplace de proche en proche dans le cristal pour créer un courant.

Ici le nombre de trous est très supérieur au nombre d'électrons libres du cristal intrinsèque, on obtient donc un cristal dopé P (positif), les impuretés utilisées sont souvent du Bore B. [12]

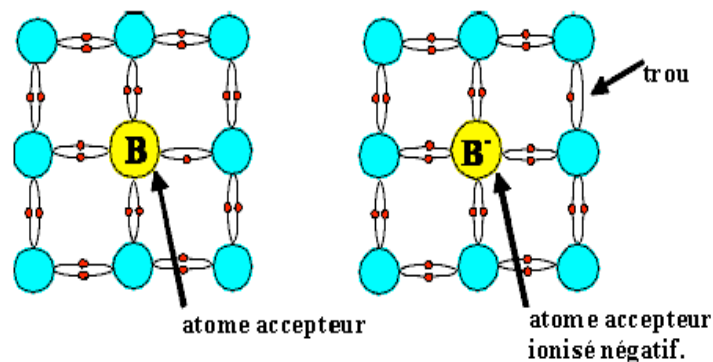
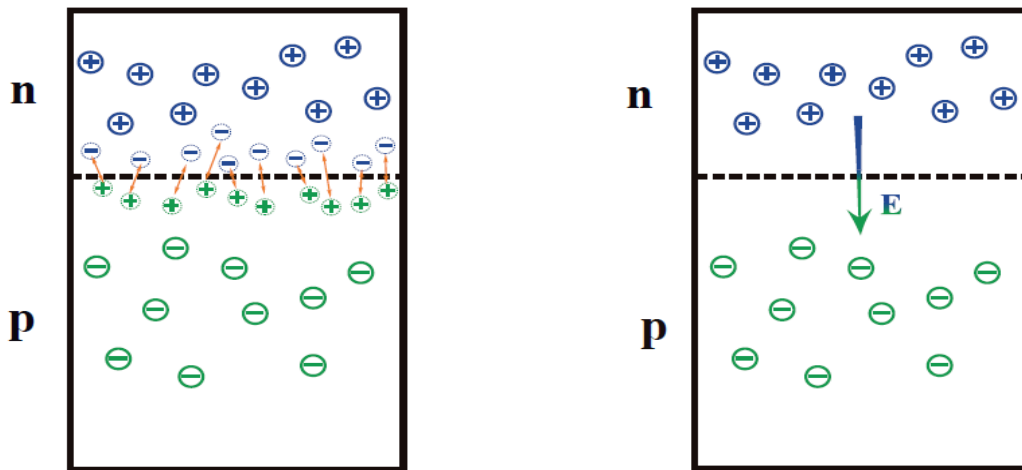


Figure (II.7) : dopage de semi conducteur de type p. [12]

II.4.3.1a Jonction PN

Une jonction PN est l'accolement d'une région dopée P et d'une région dopée N. Lors de cet assemblage les porteurs de charges libres s'attirent et se recombinaient dans la zone de jonction où les porteurs libres disparaissent : c'est la zone de transition. Il ne reste donc plus que les ions dans cette zone qui vont créer un champ électrique interne au niveau de la jonction et qui empêche les charges libres restantes dans chaque zone de traverser la jonction pour se recombinaient. [12]



a) - Migration des charges mobiles vers le plan de jonction.

b) - Champ électrique E résultant, dû aux charges fixes.

Figure (II.8) : La jonction p-n. [12]

II.5. Effet photovoltaïque

La conversion de l'énergie solaire en énergie électrique repose sur l'effet photovoltaïque, c'est-à-dire sur la capacité des photons à créer des porteurs de charges (électrons et trous) dans un matériau. Lorsqu'un semi-conducteur est illuminé avec un rayonnement de longueur d'onde appropriée (l'énergie des photons doit être au moins égale à celle du gap énergétique du matériau), l'énergie des photons absorbée permet des transitions électroniques depuis la bande de valence vers la bande de conduction du semi-conducteur, générant ainsi des paires électrons-trous, qui peuvent contribuer au transport du courant (photoconductivité) par le matériau lorsqu'on le polarise.

Si on illumine maintenant une jonction PN représenté sur la figure (II.9), les paires électrons-trous qui sont créés dans la zone de charge d'espace de la jonction sont immédiatement séparées par le champ électrique qui règne dans cette région, et entraînées dans les zones neutres de chaque côté de la jonction. Si le dispositif est isolé, il apparaît une différence de potentiel aux bornes de la jonction (photo tension), s'il est connecté à une charge électrique extérieure, on observe le passage d'un courant alors qu'on n'applique aucune tension au dispositif. C'est le principe de base d'une cellule photovoltaïque. [2]

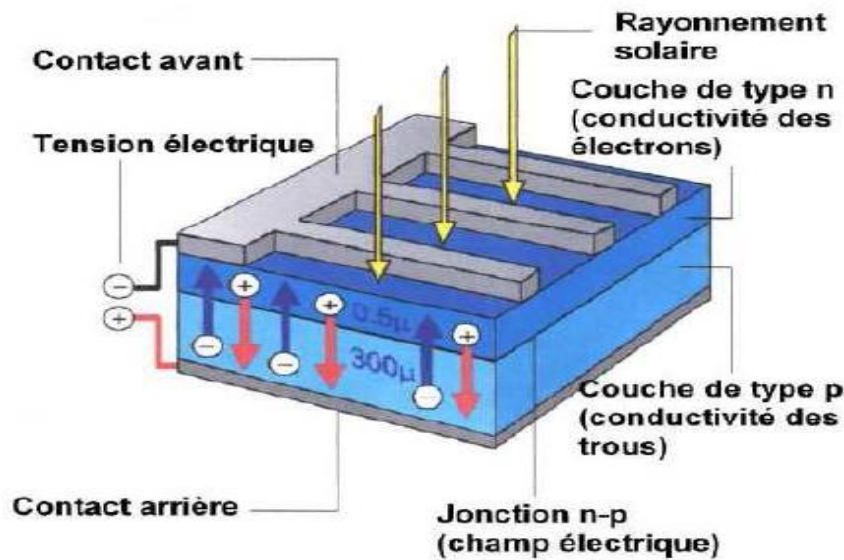


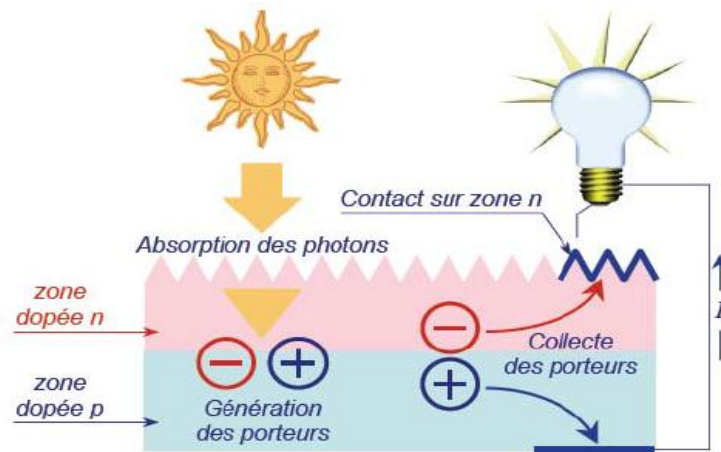
Figure (II.9) : l'effet photovoltaïque.

II.6. Principe de fonctionnement

Pour créer un courant électrique dans un semi-conducteur, il faut lui fournir une énergie qui permet d'extraire des électrons de la bande de valence pour les transférer dans la bande de conduction, soit une énergie supérieure au gap de la bande interdite. La lumière dont les photons transportent une énergie $E = h\nu$ permet d'atteindre cet effet : c'est l'effet photovoltaïque.

La lumière pénétrant dans un semi-conducteur permet donc, si son énergie est supérieure au gap de faire passer le semi-conducteur de l'état isolant à l'état conducteur, ce phénomène augmentant lorsque la température du semi-conducteur s'élève. Lorsqu'un électron est extrait de la bande de valence pour passer dans la bande de conduction, il laisse derrière lui une vacance ou un trou à sa place, alors un autre électron proche de la bande de valence peut combler ce trou et laisser derrière lui à son tour un trou, on aura ainsi établi un courant de trous. Les deux types de courant ne seront pas différenciés, on parlera simplement de courant, qu'il s'agisse d'électrons ou de trous.

De même on dit que l'absorption de l'énergie des photons par le semi-conducteur crée des paires de porteurs électron-trou. L'effet photoélectrique modifie simplement la conductivité électrique de certains semi-conducteurs, ceci est utilisé pour fabriquer des résistances dépendant de la lumière (LDR), composants largement utilisés dans les appareils photographiques et partout où la lumière doit être mesurée. Pour transformer le semi-conducteur photosensible de composant passif en composant actif, il faut pouvoir générer un courant de porteurs, donc apporter une force qui obligera les électrons et les trous à s'écouler dans deux directions opposées. Cette force sera réalisée par un champ électrique interne provenant du dopage du semi-conducteur. [13]



Figure(II.10) : le principe de fonctionnement d'une cellule PV. [13]

II.7. Les types des cellules photovoltaïques

Les différentes techniques utilisées de nos jours, ont permis de mettre au point divers types de cellules au silicium : monocristallin, poly-cristallin, amorphe.

Il existe aussi d'autres types de cellules qui utilisent d'autres types de matériaux :

II.7.1.cellule en silicium monocristallin

Lors du refroidissement, le silicium fondu se solidifie en ne formant qu'un seul cristal de grandes dimensions. On découpe ensuite le cristal en fines tranches qui donneront les cellules. Ces cellules sont en général d'un bleu uniforme. Les cellules monocristallines sont les plus commercialisées offrant un bon rendement électrique compris entre 10% et 17%, mais font appel à une méthode de production plus complexe et donc coûteuse.

En effet, l'obtention d'un cristal pur nécessite une grande quantité d'énergie. [14]



Figure (I.11) : Cellule photovoltaïque monocristalline.

II.7.2. Cellule en poly-cristallin

Pendant le refroidissement du silicium dans une lingotière, il se forme plusieurs cristaux. La cellule photovoltaïque est d'aspect bleuté, mais pas uniforme, on distingue des motifs créés par les différents cristaux. Les cellules poly-cristallines ont un rendement électrique compris entre 11% et 15%.

Leur procédé de fabrication consomme moins d'énergie. Elles ont ainsi un coût de production plus faible mais un rendement légèrement inférieur à celui des cellules monocristallines. [14]

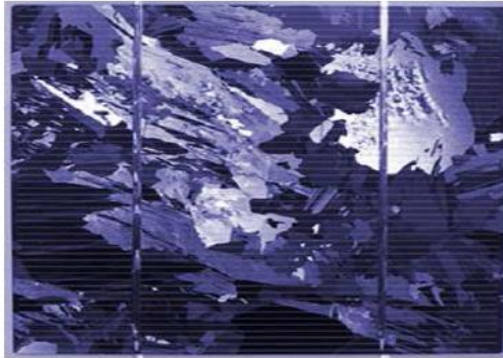


Figure (I.12) : Cellule photovoltaïque poly-cristallin.

II.7.3. Cellule amorphe

Le silicium lors de sa transformation, produit un gaz, qui est projeté sur une feuille de verre. La cellule est marron. C'est la cellule des calculatrices et des montres dites « solaires », leurs coût de fabrication est le plus intéressant, mais elles ont un rendement compris entre 5 et 7%.

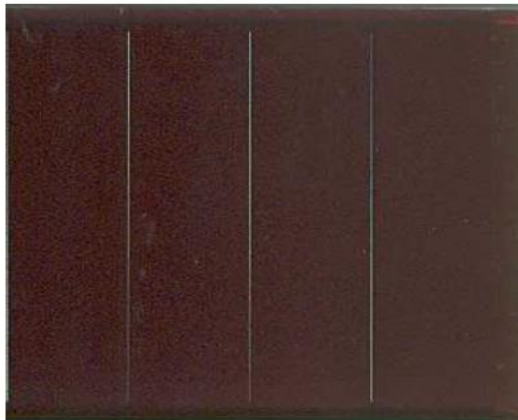


Figure (I.13) : Cellule photovoltaïque amorphe.

II.8. Modules photovoltaïques

Pour former un module photovoltaïque, plusieurs cellules sont connectées en série ou en parallèle pour satisfaire une puissance désirée. En outre, le générateur photovoltaïque est obtenu par l'interconnexion de modules en série et/ou en parallèle pour obtenir une puissance encore plus grande. [15,16]

Le courant et la tension aux bornes d'un module photovoltaïque sont exprimés par la relation suivante :

$$I_{\text{Mod}} = N_p \times I \quad \text{[II.1]}$$

$$U_{\text{Mod}} = N_s \times U \quad \text{[II.2]}$$

Où :

I , U : Sont le courant et la tension aux bornes de la cellule PV respectivement.

I_{Mod} , V_{Mod} : Sont le courant et la tension aux bornes du module PV respectivement.

N_s , N_p : Sont le nombre de cellules connectées en série et en parallèle respectivement.

De la même façon on obtient le courant fourni par le générateur photovoltaïque et la tension aux bornes de ce dernier en multipliant le courant du module par le nombre de modules connectés en série et la tension par le nombre de branches parallèles. [14]

II .9. Générateur photovoltaïque (GPV)

II.9.1. La constitution d'un module photovoltaïque

- ✚ Câblage des cellules photovoltaïques : les cellules sont connectées entre elle par un fins ruban métallique (cuivre étamé) du contact en face (-) au contact en face arrière (+)

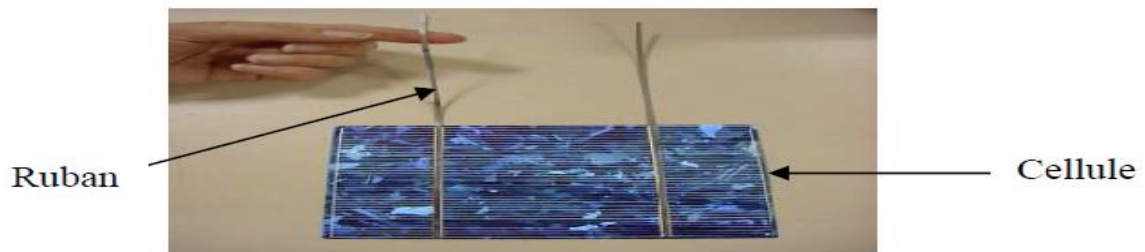


Figure (II.14) : Ruban métallique d'une cellule.

- ✚ Les cellules sont encapsulées sous vide entre 2 films thermoplastiques transparents (EVA : Ethylène Acétate Vinyle) ;
- ✚ Le plus souvent présence d'un cadre en aluminium avec joint périphérique pour permettre la dilatation ;
- ✚ Un verre trempé en face avant protège les cellules sur le plan mécanique tout en laissant passer la lumière ;
- ✚ La face arrière est constituée d'un verre ou d'une feuille TEDLAR ;

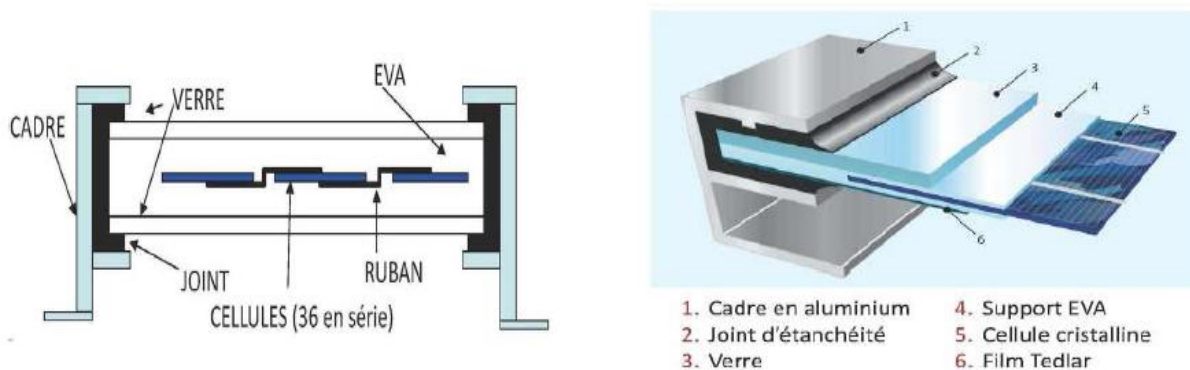


Figure (II.15) : Encapsulation des cellules.



- ✚ Connexion, la boîte de connexion étanche regroupe les bornes de raccordement, les diodes by-pass.
- ✚ Les deux câbles unipolaires sont raccordés.

En associant les cellules PV en série (somme des tensions de chaque cellule) ou en parallèle (somme des intensités de chaque cellule), on peut constituer un générateur PV selon les besoins des applications visées. Les deux types de regroupement sont en effet possibles et souvent utilisés afin d'obtenir en sortie des valeurs de tension et intensité souhaitées. Ainsi, pour N_s cellules en série, constituant des branches elles-mêmes N_p en parallèle, la puissance disponible en sortie du générateur PV est donnée par :

$$P_{pv} = N_s \times U_{pv} \times N_p \times I_{pv} \quad [\text{II.3}]$$

Avec :

P_{pv} : la puissance disponible en sortie du GPV.

U_{pv} : la tension à la sortie du GPV.

I_{pv} : le courant de sortie de GPV.

II.9.2. association des cellules

a) Mise en série

Une association de N_s cellules en série permet d'augmenter la tension du générateur photovoltaïque (GPV). Les cellules sont alors traversées par le même courant et la caractéristique résultant du groupement série est obtenue par addition des tensions élémentaire de chaque cellule, figure(II.16). L'équation (II.4) résume les caractéristiques électriques d'une association en série N_s cellules.

$$U_{co (Ns)} = N_s \times U_{co} \quad [\text{II.4}]$$

Avec :

U_{co} : la tension du circuit ouvert.

N_s : Nombre des cellules en série.

Ce système d'association est généralement le plus communément utilisé pour les modules photovoltaïques du commerce. Comme la surface des cellules devient de plus en plus important, le courant produit par une cellule augmente régulièrement au fur et à mesure de l'évolution technologique alors que sa tension reste toujours très faible. L'association série permet ainsi d'augmenter la tension de l'ensemble et donc d'accroître la puissance de l'ensemble. Les panneaux commerciaux constitués de cellules de première génération sont habituellement réalisés en associant 36 cellules en série (exemple $U_{co 36} = 0.6 \times 36 = 21.6 \text{ V}$) afin d'obtenir une tension optimale du panneau V_{op} proche de celle d'une tension de batterie de 12v. [17]

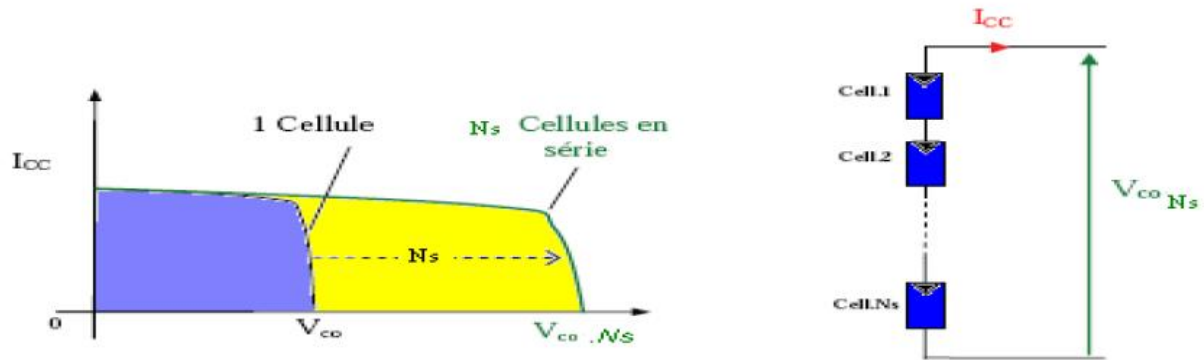


Figure (II.16) : Caractéristique résultantes d'un groupement de N_s cellules en série.

b) Mise en parallèle

D'autre part une association parallèle de N_p cellules est possible et permet d'accroître le courant de sortie du générateur ainsi créé. Dans un groupement de cellules identiques connectées en parallèle. Les cellules sont soumises à la même tension et la caractéristique résultant du groupement est obtenue par addition des courants, (figure II.17) L'équation (II.5) résume à son tour les caractéristiques électriques d'une association parallèle de N_p cellules.

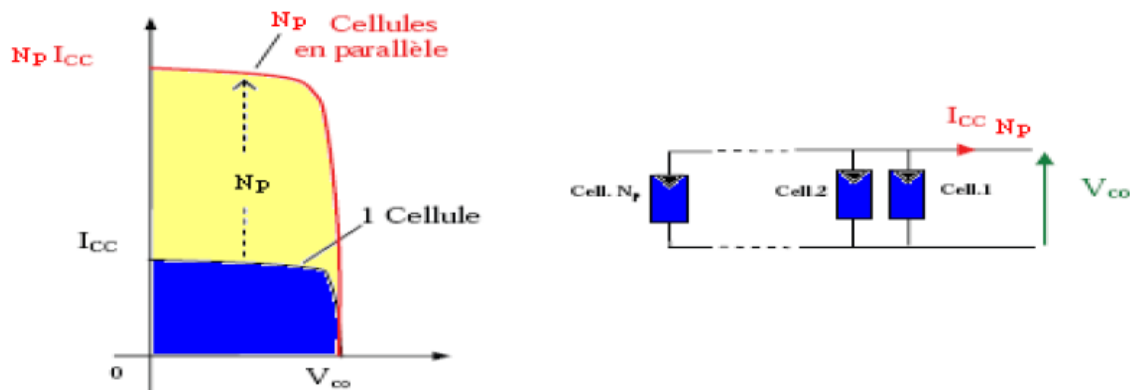


Figure (II.17) : Caractéristique résultant d'un groupement de N_p cellules en parallèle.

$$I_{cc (N_p)} = N_p \times I_{cc}$$

[II.5]

Avec :

I_{cc} : le courant de court-circuit

N_p : Nombres des cellules en parallèle

Si l'on désire avoir un générateur PV ayant un courant de sortie plus intense, on peut soit faire appel à des cellules PV de caractéristiques similaires pour qu'un générateur PV ainsi constitué puisse fonctionner de façon optimale, il faut que les (N_s , N_p) cellules se comportent toutes de façon identique. Elles doivent pour cela être issues de la même technologie, du même lot de fabrication et qu'elles soient soumises aux mêmes conditions de fonctionnement (éclairage, température, vieillissement et inclinaison). La puissance du générateur PV sera optimale si chaque cellule fonctionne à sa puissance maximale notée P_{max} . Cette puissance est le maximum d'une caractéristique $P(V)$ du générateur, et correspond au produit d'une tension optimale notée U_{max} et d'un courant optimal noté I_{max} .

Pour réduire les dysfonctionnements, les fabricants ont choisi de ne pas commercialiser des cellules PV seules. Ainsi, les générateurs photovoltaïques se trouvent souvent sous forme de modules pré-câblés, constitués de plusieurs cellules, aussi appelé par abus de langage panneaux PV. Chaque référence de module a ses propres caractéristiques électriques garanties $\pm 10\%$ selon le lot de fabrication. [18]

Le passage d'un module à un panneau se fait par l'ajout de diodes de protection, une en qu'en série pour éviter les courants inverses et une en parallèle, dite diode by-pass, qui n'intervient qu'en cas de déséquilibre d'un ensemble de cellules pour limiter la tension inverse aux bornes de cet ensemble et minimiser la perte de production associée.

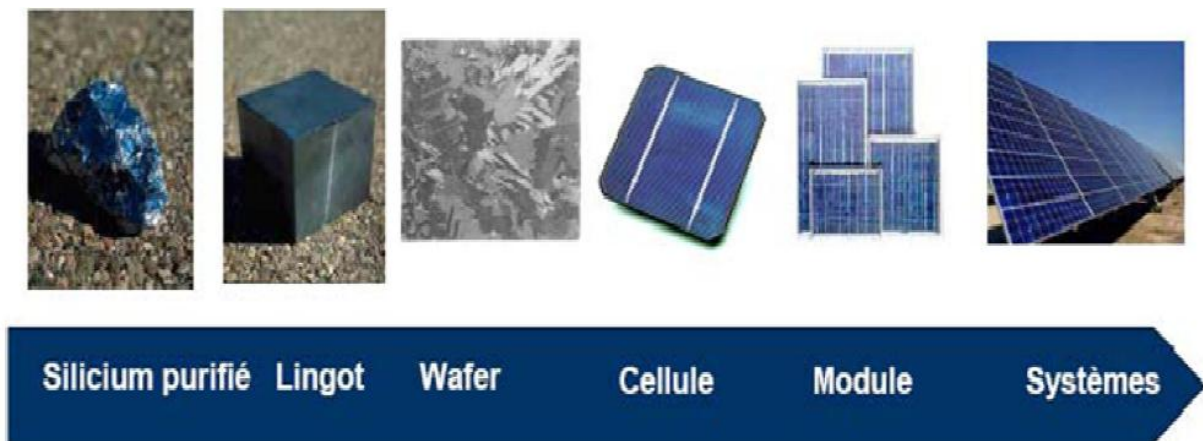
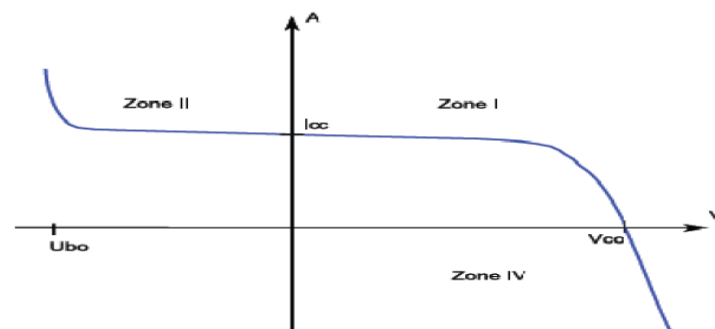


Figure (II.18) : le passage d'une cellule à un champ photovoltaïque.

II.10. Caractéristique électrique

La cellule photovoltaïque possède une caractéristique $I(V)$ non linéaire figure (II.19). La caractéristique d'une cellule photovoltaïque balaie 3 quadrants sur les 4 existants. [19]

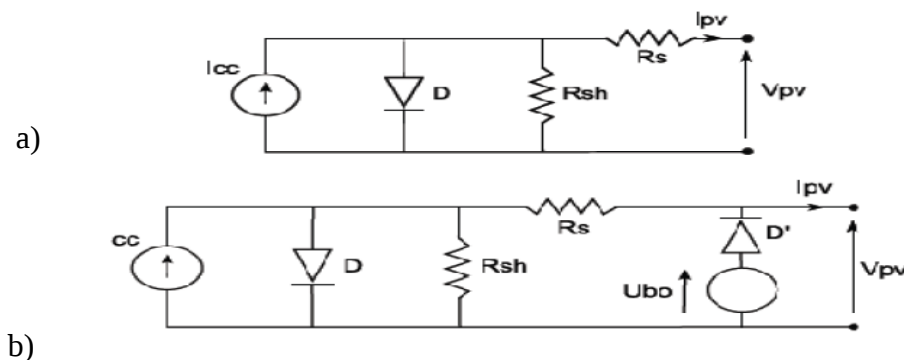
Une cellule PV est un récepteur dans le quadrant 2 et dans le quadrant 4. Le fonctionnement dans ces deux quadrants est à proscrire car un risque de destruction par phénomène d'échauffement local (hot spot) est possible. Le fonctionnement dans le quadrant 1 est le fonctionnement normal. En effet dans ce cas la cellule est un générateur, elle produit donc de l'énergie. L'objectif est donc de faire travailler la cellule dans ce quadrant.



Figure(II.19) : Caractéristique $I-V$ d'une cellule photovoltaïque.

La tension en circuit ouvert (U_{co}) d'une cellule PV est comprise entre 0.3V et 0.7V selon le matériau utilisé, la température et son état de vieillissement. Son court-circuit (I_{cc}) varie principalement selon le niveau d'éclairement et selon les technologies et les tailles de cellules (entre 5 et 8A pour le silicium cristallin). Une cellule PV peut être modélisée par les schémas présentés sur la **figure(II.20)**.

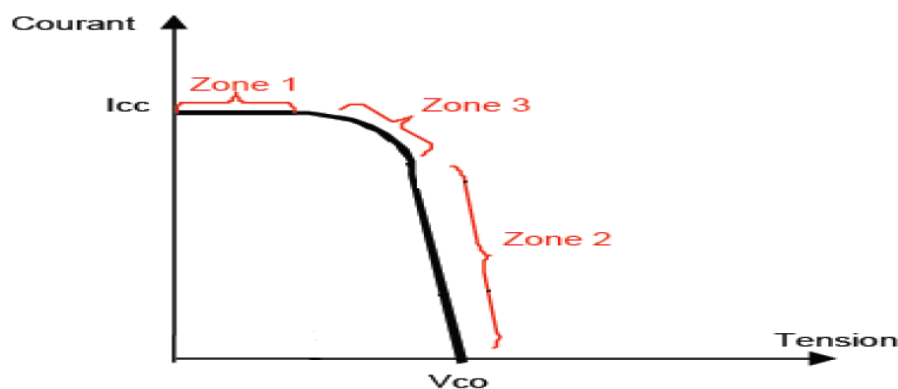
- La figure (a) modélise la cellule PV dans les 1^{er} et 4^{ème} quadrants.
- La figure (b) Pour simuler la caractéristique de la cellule dans le 2^{ème} quadrant une quatrième branche est rajoutée en parallèle. Cette branche est constituée d'un générateur de tension U_{bo} (U_{bo} tension d'avalanche) et d'une diode mise en série. Elle simule le fonctionnement de la cellule PV lorsqu'elle est polarisée en inverse. [20]



Figure(II.20) : Circuit équivalent complet d'une cellule PV.

II.10.1. Zones de fonctionnement du module photovoltaïque

Les caractéristiques électriques d'un panneau photovoltaïque varient en fonction de la température, de l'éclairement et de façon générale des conditions de fonctionnement lorsqu'il est connecté à une charge donnée. Nous rappelons brièvement dans ce paragraphe le comportement du générateur soumis à diverses contraintes. Ces notions sont en effet nécessaires pour comprendre le comportement d'un générateur PV et ensuite effectuer des optimisations de fonctionnement.



Figure(II.21) : les différentes zones de la caractéristique $I(V)$.

La caractéristique d'un générateur PV constitué de plusieurs cellules a une allure générale assimilable à celle d'une cellule élémentaire, sous réserve qu'il n'y ait pas déséquilibre entre les caractéristiques de chaque cellule (irradiation et température uniformes). Nous pouvons décomposer la caractéristique $I(V)$ d'un générateur PV en trois zones :

- Une zone assimilable à un générateur de courant I_{cc} proportionnel à l'irradiation, l'admittance interne pouvant être modélisée par $1/R_{sh}$ (zone 1).
- Une zone assimilable à un générateur de tension U_{co} d'impédance interne équivalente à la résistance série R_s (zone 2).
- Une zone où l'impédance interne du générateur varie très fortement de R_s et R_{sh} (zone 3).

C'est dans la zone 3 qu'est situé le point de fonctionnement pour lequel la puissance fournie par le générateur est maximale. Ce point est appelé point de puissance optimale, caractérisé par couple (I_{max}, U_{max}) , et seule une charge dont la caractéristique passe par ce point, permet d'extraire la puissance maximale disponible dans les conditions considérées.[18]

II.10.2.Caractéristique courant-tension d'une cellule photovoltaïque

La puissance électrique délivrée par une cellule photovoltaïque est le produit de la tension par le courant qu'elle génère. Ces deux grandeurs, courant et tension, dépendent à la fois des propriétés électriques de la cellule mais aussi de la charge électrique à ses bornes. Les propriétés électriques de la cellule sont synthétisées dans un graphe qu'on appelle caractéristique courant-tension. Tout dipôle électrique est entièrement défini par sa caractéristique courant-tension, qui lui est propre. Une cellule photovoltaïque, en tant que dipôle électrique, dispose de sa propre caractéristique courant-tension, ainsi qu'illustré ci-dessous :

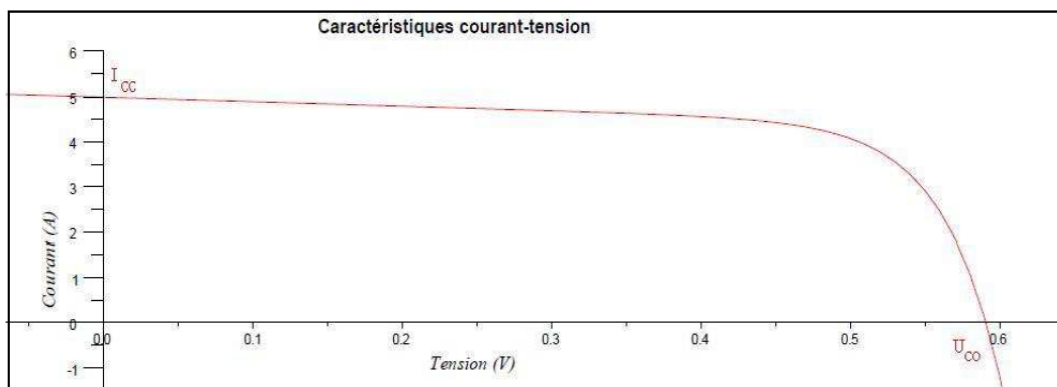


Figure (II.22) : Courbe courant-tension d'une cellule photovoltaïque.

Cette caractéristique courant-tension est une relation entre la tension et le courant délivrés par la cellule photovoltaïque. [8]

Deux données importantes sont à relever :

a. Le courant de court-circuit I_{cc}

Il s'agit du courant qui traverse la cellule photovoltaïque lorsque celle-ci est court-circuit, c'est-à-dire lorsque le pôle (+) est relié au pôle (-) (la tension à ses bornes est alors nulle). Dans ce cas, la puissance fournie par la cellule $P = U \times I$ est nulle.

b. La tension en circuit ouvert U_{co}

Il s'agit de la tension aux bornes de la cellule lorsque celle-ci est en circuit ouvert, c'est-à-dire lorsque le pôle (+) et le pôle (-) sont isolés électriquement de tout autre circuit électrique (le courant la traversant est alors nul). Dans ce cas, la puissance fournie par la cellule $P = U \times I$ est nulle. La puissance fournie par la cellule est tout simplement le produit du courant et de la tension. A partir de la caractéristique courant-tension, il est intéressant de dessiner le graphe de la puissance ($P = U \times I$) en fonction de la tension U , qu'on appelle aussi caractéristique puissance-tension (courbe verte). La caractéristique courante tension d'une cellule photovoltaïque met en évidence un point de puissance maximum **PMPP** (**MPP** signifie en anglais **Maximal Power Point**, soit **Point de Puissance Maximum**). Ce point de puissance maximum est le produit d'un courant et d'une tension donnés.

On appelle respectivement I_{MPP} et U_{MPP} le courant et la tension correspondant au point de puissance maximum, c'est-à-dire :

$$I_{MPP} \times U_{MPP} = P_{MPP}$$

[II.6]

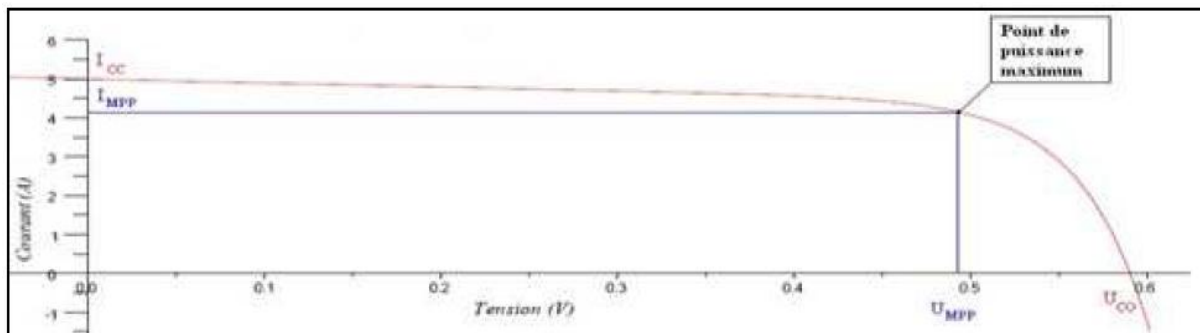
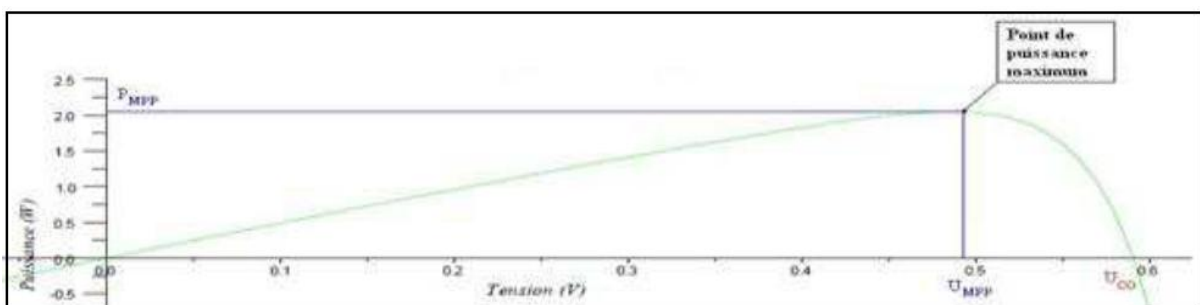


Figure (II.23) : Caractéristique courant-tension d'une cellule photovoltaïque.



Figure(II.24) : caractéristique puissance tension d'une cellule photovoltaïque.



Pour caractériser une cellule photovoltaïque on aura besoin de quatre paramètres majeurs sont :

- Le courant de court-circuit noté **I_{cc}**
- La tension à vide notée **U_{co}**
- Le courant de puissance maximale noté **IMPP**
- La tension de puissance maximale notée **UMPP**

La valeur des quatre paramètres ci-dessus dépend d'un certain nombre de paramètres dont :

- Le niveau d'éclairement de la cellule.
- La température de la cellule. [8]
-

II.10.3 Facteur de forme (FF)

Un paramètre important est souvent utilisé à partir de la caractéristique I(V) pour qualité d'une cellule ou d'un générateur PV, c'est le facteur de remplissage ou fill factor (FF). Ce coefficient représente le rapport entre la puissance maximale que peut délivrer la cellule notée $P_{\max}$ et la puissance formée par le rectangle $I_{cc} \times U_{oc}$. Plus la valeur de ce facteur sera grande, plus la puissance exploitable le sera également. Les meilleures cellules auront donc fait l'objet de compromis technologiques pour atteindre le plus possible les caractéristiques idéales. [17]

Il définit par la relation suivante :

$$FF = \frac{P_{\max}}{U_{co} \times I_{cc}} \quad [II.7]$$

Avec :

$$P_{\max} = I_{\max} \times U_{\max}$$

II.10.4. Rendement des modules photovoltaïques

Le rendement indiqué sur les fiches techniques des modules est le rendement dans les Conditions Standard de Test (niveau d'éclairement $P_i=1000W/m^2$, Température de cellule $25^\circ C$)

$$\text{Il vaut : } \eta_m = \frac{PCU}{E_{nom} \times S_m} \quad [II.9]$$

Avec :

PCU : puissance crête unitaire d'un module photovoltaïque en [Watt].

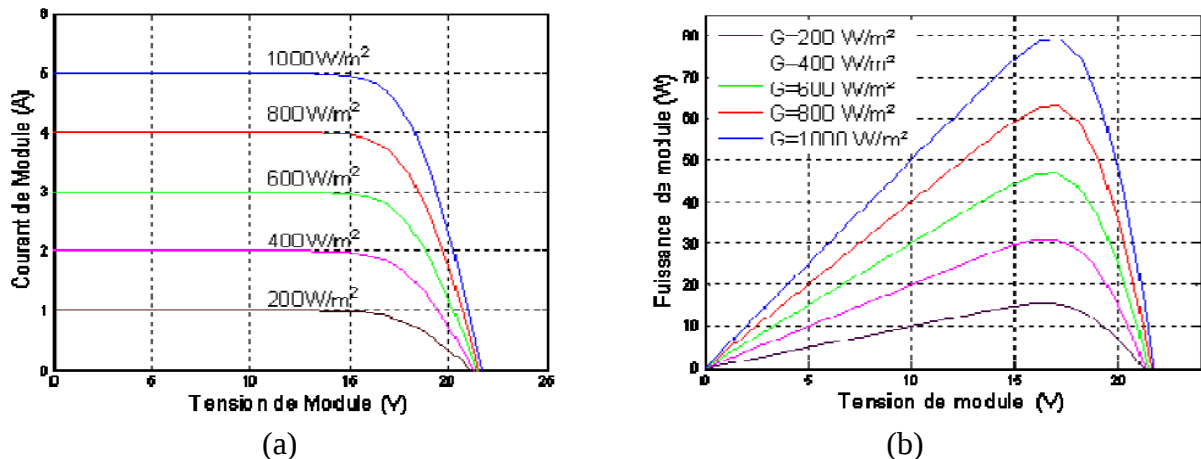
S_m : surface du module photovoltaïque en $[m^2]$.

E_{nom} : éclairement nominal standard égal à $1000W/m^2$.

II.10.5. Influence de la température et de l'éclairement

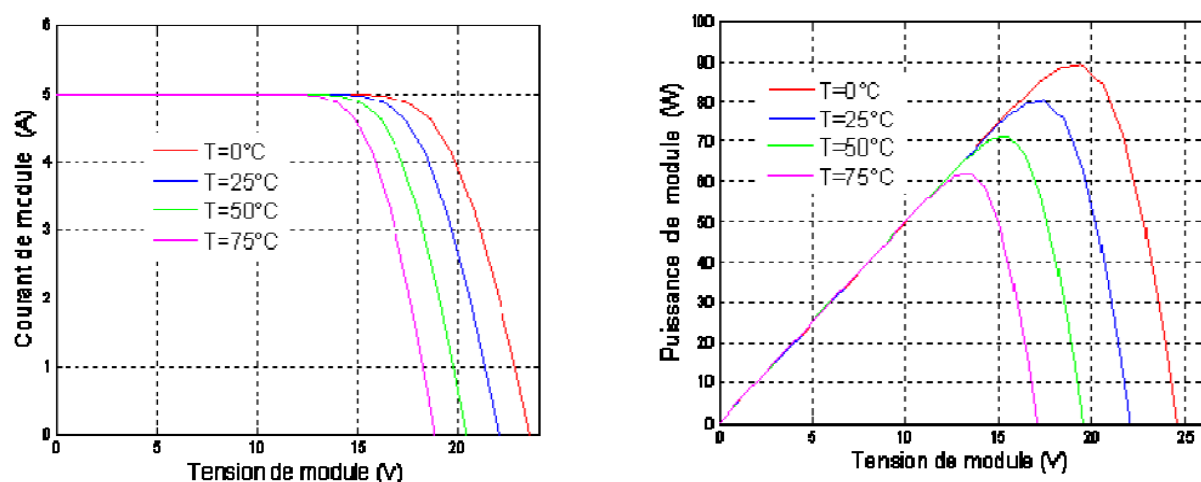
La caractéristique d'une cellule PV (ou d'un générateur PV) est directement dépendante de l'éclairement et de la température. Les variations du courant et de la puissance en fonction de la tension pour différents niveaux d'éclairements à température maintenue constante 25 °C, **Figure(II.25)**, montrent clairement l'existence de maxima sur les courbes de puissance correspondant aux Points de Puissance Maximale P_{max} .

Lorsque l'irradiation varie pour une température donnée, le courant de court-circuit I_{cc} varie proportionnellement à l'irradiation. Dans un même temps, la tension de circuit ouvert U_{co} (à vide) varie très peu.



Figure(II.25) : Evolution de la température I (V) (a) et P(V) (b) en fonction de l'irradiation.

La température est un paramètre très important dans le comportement des cellules solaires. La température a également une influence sur la caractéristique d'un générateur PV. La **figure(26)** présente la variation des caractéristiques d'une cellule PV en fonction de température à un éclairement donné. L'éclairement est ici fixé à 1000 $W.m^{-2}$.



Figure(II.26) : Evolution de la caractéristique I(V) (a) et P(V) (b) pour différentes Température.

Par contre, si la température croît à irradiation constante, la tension à vide U_{co} décroît avec la température. Plus la température est élevée plus U_{co} est faible et le courant de court-circuit I_{cc} augmente avec la température. Cette hausse est nettement moins importante que la baisse de tension. L'influence de la température sur I_{cc} peut être négligée dans la majorité des cas. La température et éclairage sont donc les deux principaux paramètres qui vont modifier la caractéristique d'un générateur PV. Ces deux paramètres devront donc être étudiés avec soin lors de la mise en place d'une installation PV. [2]

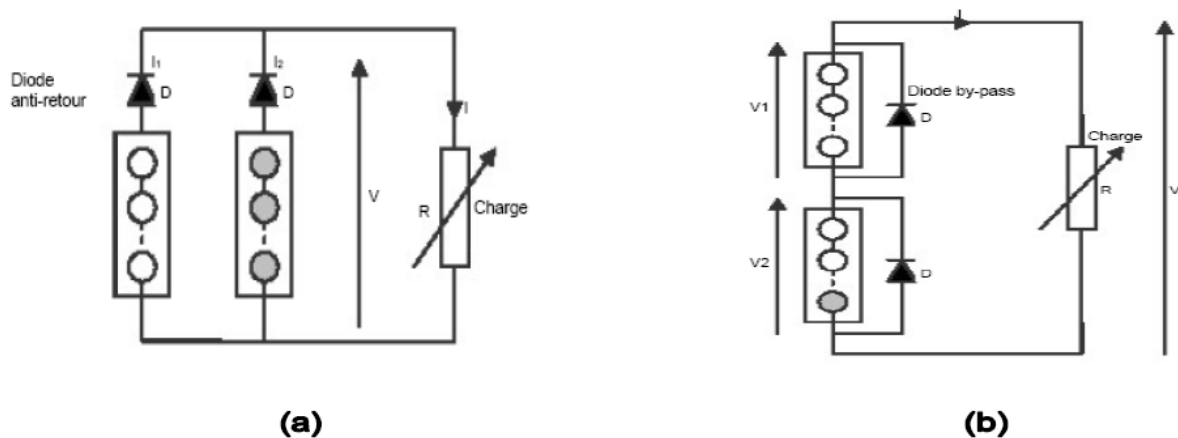
II.11. Diodes de protection

➤ Diodes en séries

Elles sont conçues pour empêcher la batterie de se décharger la nuit dans les cellules PV ou pour empêcher une série de modules contenant un module défaillant ou masqué de devenir récepteur du courant fourni par les autres modules en série, qui ont alors une tension plus élevée. On appelle une diode anti-retour, la diode qui est située en série avec les modules Figure II.27 (a).

➤ diodes en parallèles

Au sein d'une série, un module qui ne peut plus produire d'énergie (masqué, défaillant), doit être protégé pour ne pas devenir récepteur et s'endommager irrémédiablement, des diodes sont donc placées en parallèle sur chacun des modules du générateur. Elles permettent de dévier le courant produit par les autres modules de la série et sont placées en parallèle avec les modules figure II.27 (b). [21]



Figure(II.27) : Schéma synoptique d'un générateur PV contient des diodes :
(a) en série, (b) en parallèle.



II.12. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons ensuite présenté le fonctionnement d'une cellule en expliquant brièvement le phénomène photovoltaïque (l'effet photovoltaïque). Nous avons vu que la cellule PV présente une caractéristique $I(V)$ non linéaire, présente un point de puissance maximal (PPM) caractérisé par un courant ($I_{\max}$) et une tension ($U_{\max}$) et qu'elle peut être modélisée par un circuit électrique simple. Nous avons présenté l'influence des différents paramètres extérieurs sur cette caractéristique.

Le courant de court-circuit évolue principalement avec l'éclairement et la tension à vide avec la température. L'interconnexion de cellules PV en série ou en parallèle pose plusieurs problèmes de déséquilibre qui sont très pénalisants si les cellules n'ont pas le même point de fonctionnement. Nous avons présenté les différents types des cellules en silicium, le silicium garde une grande longueur d'avance sur les autres semi-conducteurs. Pour garantir une durée de vie importante d'une installation photovoltaïque destinée à produire de l'énergie électrique sur des années, des protections électriques doivent être ajoutées aux modules.

*Chapitre III : les différents
Systèmes d'intégration et
d'installation de photovoltaïque*



III.1. INTRODUCTION

Le système photovoltaïque est l'interface entre l'utilisateur et la ressource. Il met en forme l'énergie captée par les modules photovoltaïques selon les types d'applications. Dans ce chapitre nous décrivons la conception d'un système photovoltaïque autonome, et le principe de fonctionnement de chaque élément d'installation et leurs rôles.

Un système photovoltaïque comporte un ensemble d'organes distincts ou de sous systèmes en relation entre eux, représentent un processus énergétique complexe. L'élément de base est le système de captation puis l'ensemble de conditionnement de l'énergie électrique produite aux spécifications des récepteurs. Cet ensemble groupe tous les équipements entre le système de conversion d'énergie solaire (champ PV) et la charge finale.

Les systèmes photovoltaïques ne contiennent aucune pièce mobile. Ils sont fiables, requièrent peu d'entretien, silencieux, ne produisent aucune émission de polluants et ce sont des systèmes modulaires. [22]

III.2. Produits PV architecturaux

Les produits photovoltaïques architecturaux s'intègrent désormais parfaitement aux édifices publics et aux résidences. Les systèmes PV intégrés au bâti (**Building Integrated PV** ou **BIPV**) représentent une innovation majeure en matière d'architecture et de conception de bâtiments. Même si la technologie photovoltaïque est de plus en plus répandue dans le monde, elle est de moins en moins visible. Mis au point durant les années 90, plus de 50 produits photovoltaïques commerciaux et systèmes spéciaux de fixation sur les bâtiments sont maintenant commercialisés et remplacent des matériaux de construction standard. De nouveaux produits de construction permettent en effet d'intégrer des systèmes photovoltaïques sur les toits en pente, les toits plats, les façades et sur les structures destinées à fournir de l'ombre. On peut intégrer les modules photovoltaïques aux vitres et au revêtement des fenêtres. Les produits photovoltaïques intégrés aux bâtiments sont en général plus coûteux que la plupart des matériaux de construction traditionnels, mais leur coût diminue graduellement, les rendant de plus en plus abordables [23].

L'intégration de composantes **BIPV** à un bâtiment offre des avantages autres qu'économiques. L'esthétisme du bâtiment peut être amélioré par l'intégration de modules photovoltaïques à l'enveloppe du bâtiment plutôt que sur des supports sur le toit ou au sol. Plusieurs fabricants de verre proposent des produits qui se distinguent par leurs motifs, leurs couleurs ou leurs formes et qui permettent aux architectes de donner à un bâtiment l'apparence recherchée [23,24].

Certains produits peuvent remplacer les tuiles ou le bardage. Ces produits, qui offrent un choix de surface et de couleur, possèdent de plus des qualités intrinsèques d'isolation thermique et acoustique [24,25].

L'Allemagne, la Hollande, les États-Unis et le Japon sont les chefs de file mondiaux des applications photovoltaïques intégrées au bâtiment. Ces systèmes sont souvent branchés à un réseau de distribution d'électricité local. L'Australie est très active quant à la mise au point de cette technologie. [24.26]

III.3. Intégration des panneaux photovoltaïques au bâtiment

Sur des bâtiments nouveaux, ou à l'occasion de restauration de façades et de toitures, il est possible de remplacer les éléments qui servent d'enveloppe au bâtiment par des éléments photovoltaïques. On obtient une meilleure intégration visuelle et l'on économise le coût des plaques de revêtement. [27]

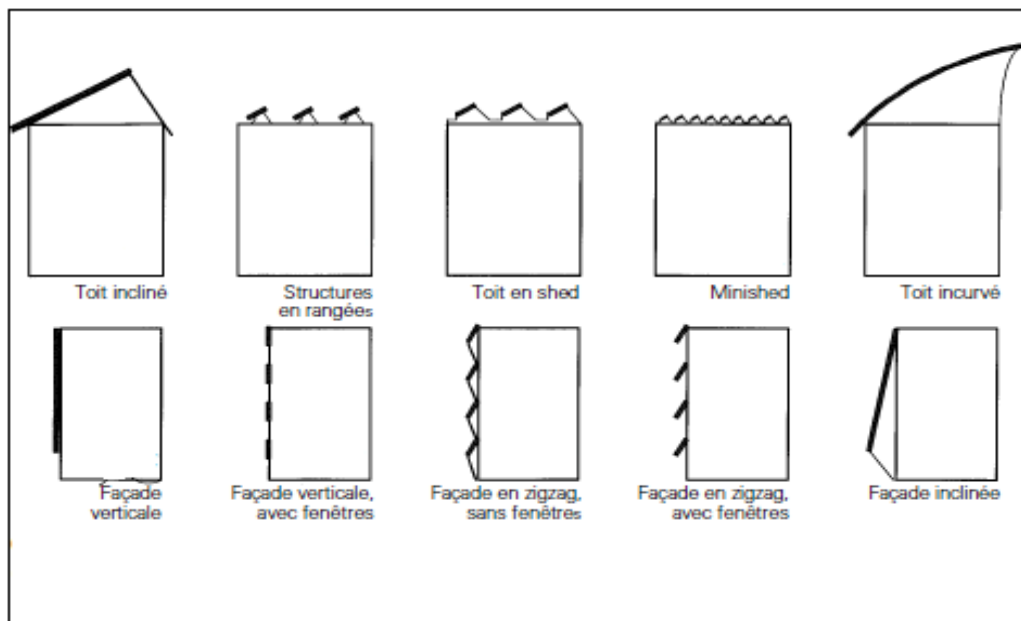


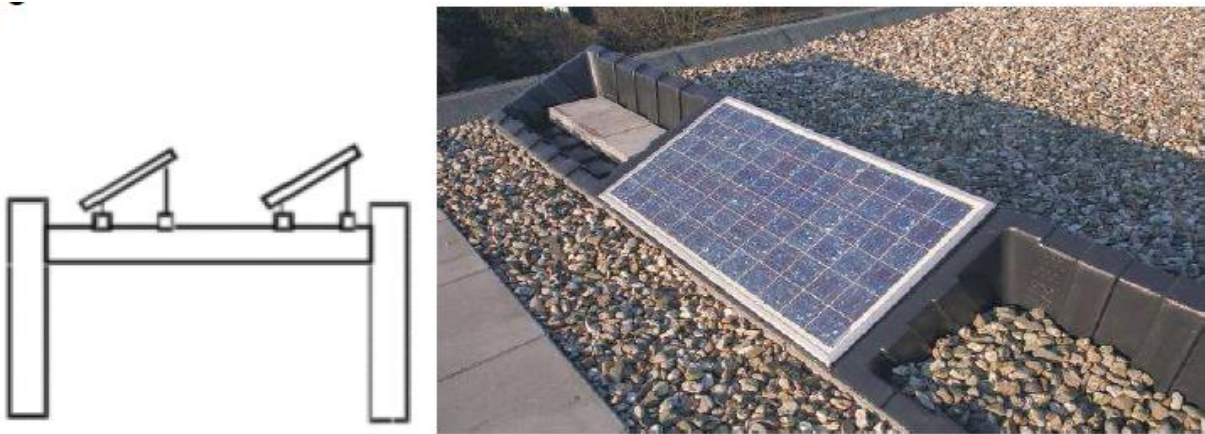
Figure (III.1) : les différents systèmes d'intégration des panneaux PV au Bâtiment.

III.3.1. Les toitures plates

Accueillent fréquemment des systèmes installés en « sheds » (rangées de panneaux avec une inclinaison entre 10 et 30°). La fixation à la toiture de ces sheds peut être différente en fonction du type de système envisagé ou du poids que la toiture peut supporter. Des systèmes arrimés à la structure du bâtiment, ainsi que des systèmes de montage lestés peuvent être envisagés. [28]

Ces toitures sont des emplacements privilégiés pour capter l'énergie solaire, cependant la plupart de ces toits sont pourvus d'une étanchéité multicouche très délicate. Pendant la pose et en service, le générateur photovoltaïque ne doit pas être la cause d'accidents, et il n'est pas question de percer cette surface pour fixer les structures. Avec ce type de toiture il est nécessaire de poser des structures dont la stabilité est assurée par leur propre poids. Ces structures sont en général fixes mais adaptées à l'angle de captage optimum.

Toute la structure peut être en béton, ou seulement le socle qui assure la stabilité par son poids et sur lequel vient se fixer une structure secondaire légère. Cette structure secondaire est composée de profilés rigides qui permettent d'adapter l'angle de captage au moment du montage. La plupart des constructeurs utilisent des profilés en aluminium, mais quelques installations ont été montées avec des matériaux moins gourmands en énergie pour des raisons évidentes.



Figure(III.2.a) : Exemple d'une installation Photovoltaïque sur une toiture plate.



Figure (III.2.b): Exemple de système constitué de modules au silicium amorphe collés sur la membrane d'étanchéité de la toiture.

III.3.2 Les toitures inclinées

Une pente de toit bien orientée face au sud est également un emplacement privilégié. Dans le cas d'immeubles existants, le générateur photovoltaïque sera posé parallèlement à la surface de tuiles au moyen d'une structure légère, laquelle sera ancrée directement sur la charpente du toit au moyen de pièces de liaison spéciales qui prennent la place d'une tuile (ce type de fixation existe pratiquement pour tous les modèles de tuiles). Ces pièces peuvent être posées à intervalles relativement proches, ce qui fait que les forces transmises sont modérées.[27]

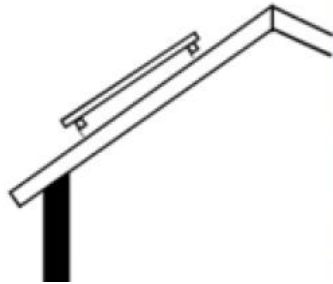
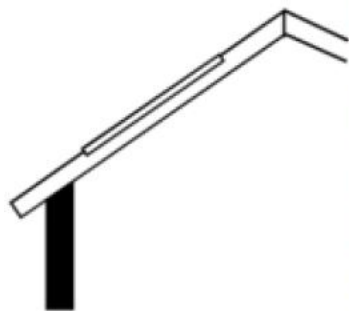


Figure (III.3.a): Exemple de modules PV en surimposition de toiture en ardoise.



Figure(III.3.b) : Exemple de modules PV intégrés dans une toiture en ardoise.

III.3.3. L'intégration en façade

Les façades photovoltaïques utilisent les mêmes systèmes de fixation que les façades plaquées conventionnelles. Le plus souvent des rails verticaux sont fixés au gros œuvre, à une certaine distance pour tenir compte de l'isolation thermique et de la ventilation. Les brides de fixation doivent permettre un alignement très précis des rails et les déplacements longitudinaux dus à la dilatation.

Les éléments de fixation des plaques photovoltaïques sur les rails doivent également assurer un bon alignement et un léger jeu vertical. En outre, le montage, le câblage et le remplacement éventuel d'un seul module doivent être possibles. Un système de montage employé habituellement pour la fixation de plaques de céramique en revêtement de façade a déjà été utilisé dans plusieurs façades photovoltaïques avec de bons résultats. [27]



Figure(III.4) : Exemple d'intégration en façade.

➤ La pose en Brise Soleil

Par sa disposition en façade ou en toiture, l'élément photovoltaïque peut également jouer un rôle dans le contrôle de l'éclairage et du climat intérieur du bâtiment: les éléments peuvent être translucides et participer à l'éclairage des locaux disposés en brise-soleil ils peuvent être mobiles et contrôler la pénétration des rayons solaires. [27]



Figure(III.5.a) : Exemple de brise soleil.



Figure (III.5.b): Exemple de verrière.

III.4. orientation des modules et son influence sur la production

L'orientation et l'inclinaison des modules PV déterminent en grand partie la quantité de rayonnement reçue par la surface. Elles influent sur la quantité d'énergie produite au final et il est très important de les prendre en compte. Si les modules ne sont pas montés sur un tracker (suiveur) solaire (**fig. III.6.a**), qui suit la position du soleil, afin d'obtenir un rayonnement élevé, ils doivent alors faire face au sud (dans l'hémisphère nord) et au nord (dans l'hémisphère sud).



Figure (III.6.a): Tracker présent sur un parking à Ninove.

L'angle d'inclinaison optimal des modules dépend beaucoup de leur emplacement. En règle général, l'inclinaison des angles doit être égale à latitude, moins 10^0 . Cependant, Les systèmes sur toit intègrent des modules positionnés parallèlement au toit et utilisent la pente de ce dernier comme angle d'inclinaison. La correction de l'angle d'inclinaison n'offrirait aucun avantage, car les coûts supplémentaires générés ne composeront certainement pas d'accroissement d'énergie.

La **figure (III.6.b)** montre les différentes orientations et angles d'inclinaison, ainsi que le pourcentage de rayonnement absorbé par rapport à un panneau positionné selon un angle d'inclinaison et une orientation optimum.

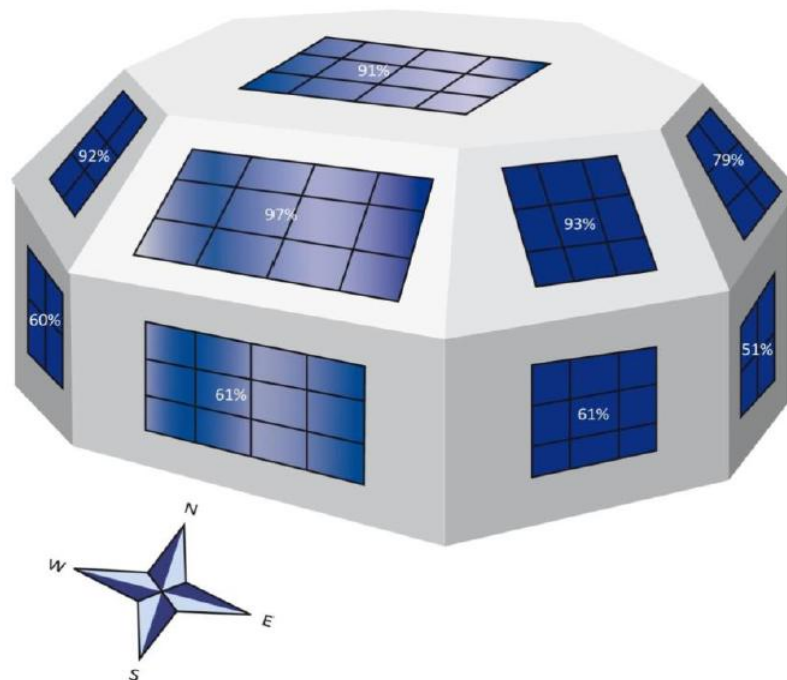


Figure (III.6.b) : Différentes orientation et inclinaison, et qualité de rayonnement solaire reçue sur chaque surface.

III.5. l'influence de l'ombrage sur les modules photovoltaïques

Bien que l'intérêt soit croissant dans la recherche pour améliorer les performances de systèmes photovoltaïques (PV), il y a peu de travaux effectués jusqu'à présent sur la détection des pannes de systèmes photovoltaïques. L'ombrage est parmi les causes des pannes en niveau des modules PV. En effet, l'ombrage de la surface de la cellule par des infrastructures ou à cause du relief naturel (un fil électrique, cheminées, des arbres ou à d'autres parties de construction) [29].

Le module Peut devenir polarisé en inverse, fonctionnant comme charges au lieu de générateur. Cela produit la réduction de la puissance de sortie et des points chauds (hot spot). Ce hot spot provoque l'apparition d'un circuit ouvert et risque de détruire ce module. [30]



a) arbre



b) feuille d'arbre



c) cheminée



d) Neige



e) maison voisinage



f) poussière



g) mauvaise installation



h) déjection d'oiseau

Figure (III.7) : Différentes causes d'ombrage sur une station photovoltaïque dans le site.

III.6. Les type des systèmes photovoltaïques

III.6.1. Systèmes photovoltaïques autonomes

Les systèmes autonomes dépendent uniquement de l'énergie solaire pour répondre à la demande d'électricité. L'énergie produite par les modules photovoltaïques au cours de la journée peut être utilisée immédiatement ou emmagasinée dans les accumulateurs, servant la nuit ou pendant des périodes à ciel couvert où dans le cas insuffisance d'énergie solaire, ciel partiellement couvert, permettant la couverture des besoins énergétiques de la charge. Dans ces systèmes, la puissance électrique du champ de modules et la capacité des accumulateurs sont soigneusement déterminés afin d'obtenir un rendement optimal. Certaines applications des systèmes autonomes, tel le pompage de l'eau, peuvent être adapté sans accumulateurs. L'eau est pompée lorsque le soleil brille et est emmagasinée directement dans un réservoir au-dessus du point d'utilisation, ce qui rend l'eau accessible par simple effet de gravité. [22]

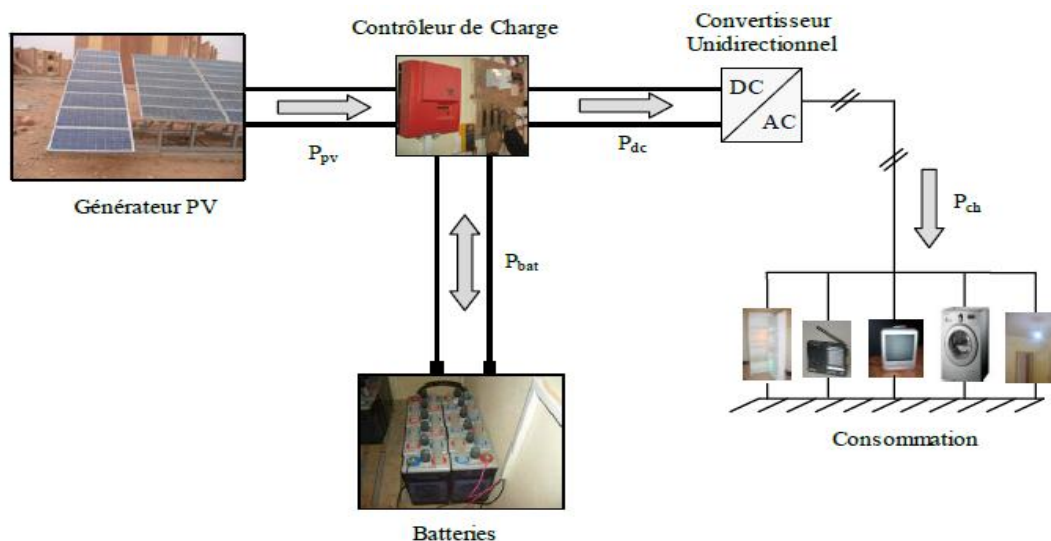


Figure (III.8) : installation photovoltaïque autonome. [22]

III.6.2. Systèmes photovoltaïques hybrides autonomes

Les systèmes hybrides, qui sont également indépendants des réseaux de distribution d'électricité, sont composés d'un générateur photovoltaïque combiné à une éolienne ou à un groupe électrogène à combustible, ou aux deux à la fois. Un tel système s'avère un bon choix pour les applications qui nécessitent une alimentation continue d'une puissance assez élevée, lorsqu'il n'y a pas assez de lumière solaire à certains moments de l'année, ou si on désire diminuer votre investissement dans les champs de modules photovoltaïques et les batteries d'accumulateurs. [22]

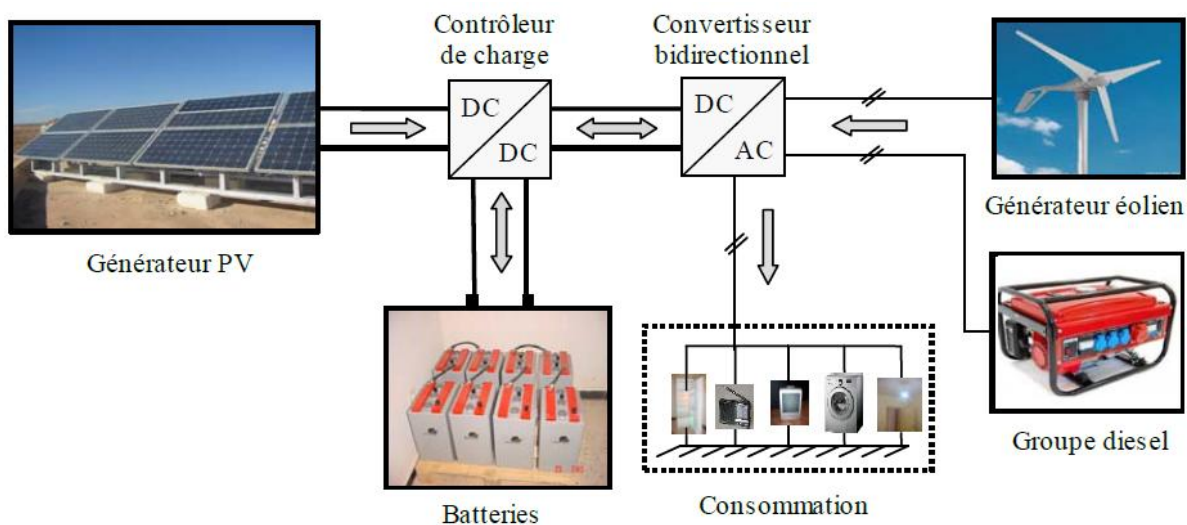


Figure (III.9) : Installation photovoltaïque hybride autonome. [22]

III.6.3. Systèmes photovoltaïques raccordés aux réseaux

La figure (III.10) représente un système PV connecté au réseau électrique, dont le rôle principal est de contribuer à la production d'électricité d'origine renouvelable sur le réseau. D'un point de vue de la physique, l'énergie produite par les générateurs PV est directement réinjectée sur le réseau électrique. La consommation des charges locales de l'habitat est assurée par le réseau électrique lui-même. Le réseau est utilisé en appoint de la production PV.

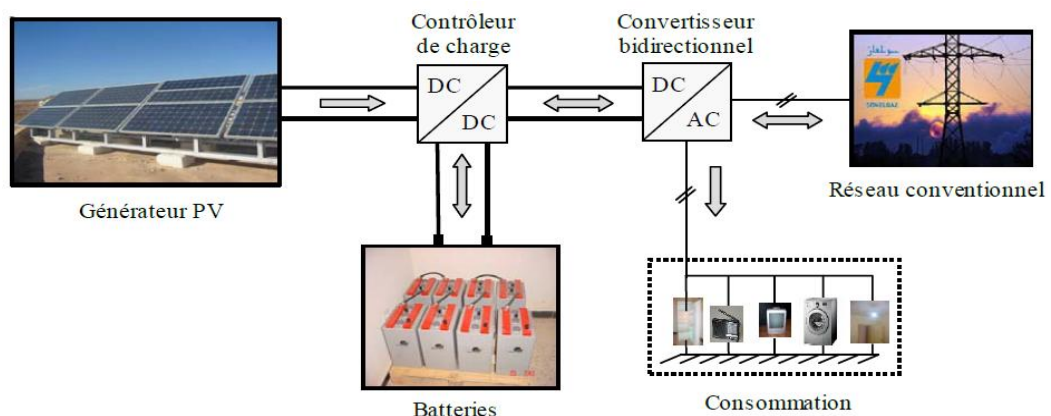


Figure (III.10) : installation photovoltaïque raccordée au réseau. [22]

III.7. Les composantes d'une installation autonome

En générale, installation PV constitue d'un champ PV, un régulateur, des batteries, l'onduleur et les consommateurs (lampe, ordinateur.....)

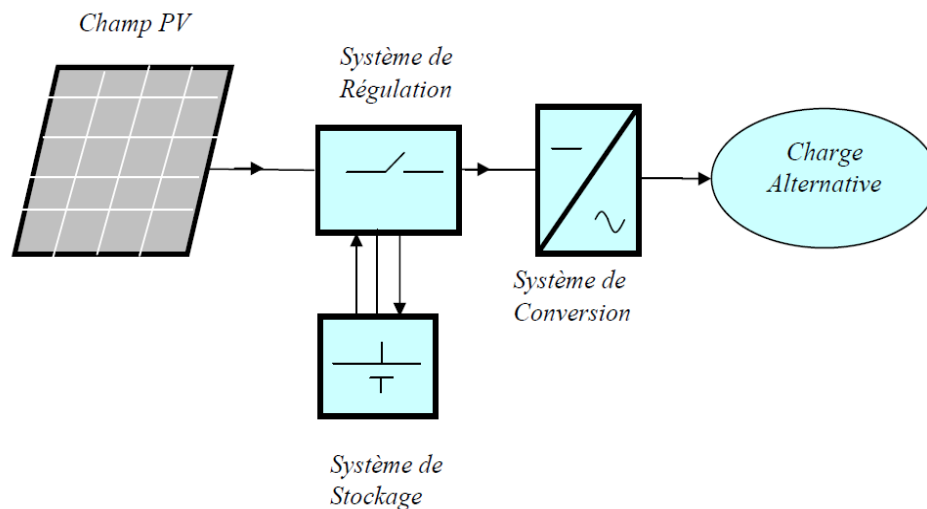


Figure (III.11) : schéma simplifié d'une installation autonome.

III.7.1 Le champ photovoltaïque :

Pour produire plus de puissance, les cellules solaires sont assemblées pour former un module puis plusieurs modules pour former un champ (**fig .III.12.a**). Les connections en série de plusieurs cellules augmentent la tension pour un même courant, tandis que la mise en parallèle accroît le courant en conservant la tension. Ces cellules sont protégées de l'humidité par encapsulation dans un polymère EVA (éthylène-vinyle- acétate) (**fig .III.12.b**) et protégé sur la surface avant d'un verre, trempé à haute transmission et de bonne résistance mécanique, et sur la surface arrière d'une ou de polyéthylène. [31]

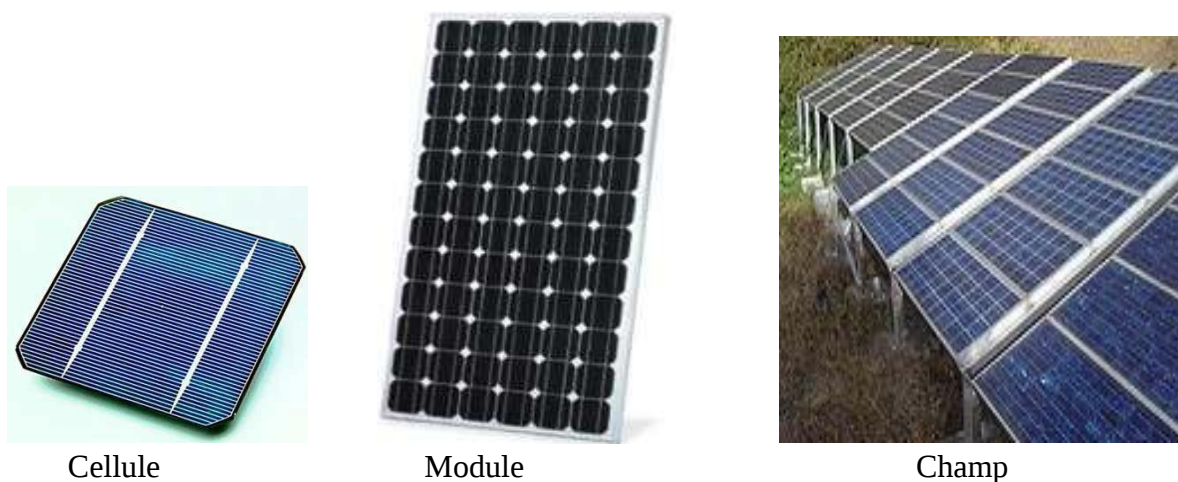


Figure (III.12.a) : Cellule, module et champ photovoltaïque. [31]

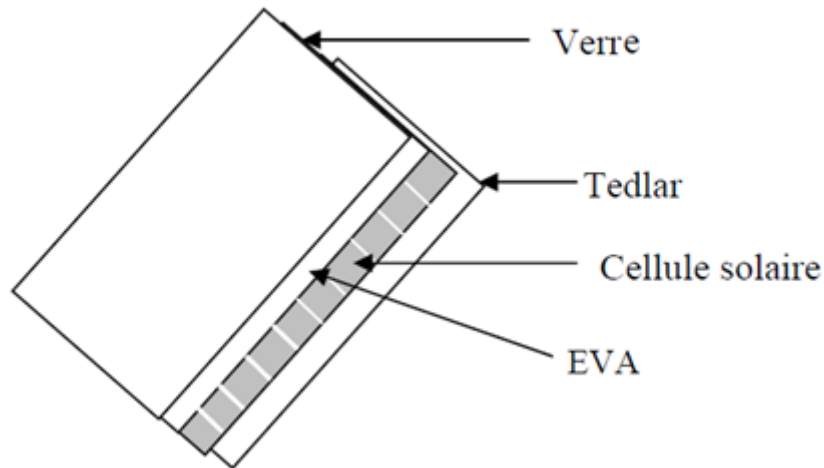


Figure (III.12.b) : constitution d'un module PV. [31]

Les modules sont généralement entourés d'un cadre rigide en aluminium anodisé comprenant des trous de fixation.

A l'arrière de chaque module se trouve une boîte de jonction contenant 2 diodes antiparallèles **figure (III.12.c)**. Ces diodes antiparallèles permettent d'éviter qu'un module au soleil ne se décharge dans un module à l'ombre. [32]

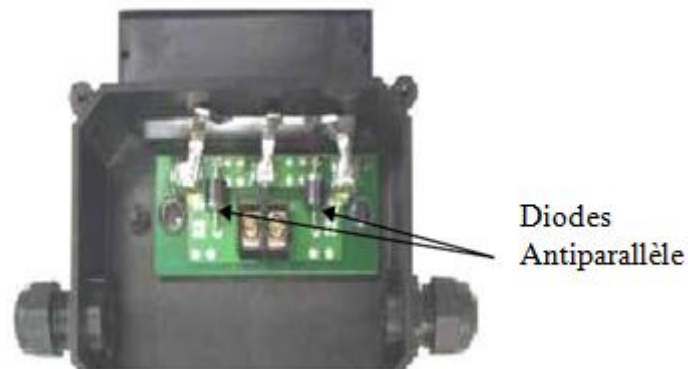


Figure (III.12.c) : Boîte de jonction. [32]

Les modules en silicium mono cristallin (c-Si, 64% de marché), poly cristallin ou multi cristallin (xc-Si, 28% du marché) ou silicium amorphe (a-Si, 13% du marché), délivrent des tensions normalisées (12, 24,48) et des puissances entre 10 et 400 Wc (watt- crête : puissance obtenue pour l'ensoleillement maximal). [31]

La plupart des modules commercialisés sont composés de 36 cellules en silicium cristallin, le courant de sortie, et la puissance seront proportionnels à la surface du module. Ils ont une efficacité de conversion (énergie électrique produite/énergie solaire incidente) de l'ordre de 10 à 20%. [33]



III.7.2. Système de régulation (régulateur de charge)

Place entre les modules photovoltaïques et les batteries, le régulateur de charge permet de contrôler la charge pour éviter tout endommagement du stockage d'énergie (gérer la charge et la décharge de la batterie). Il permet de stabiliser la tension des modules photovoltaïques et de maintenir la charge des batteries de manière appropriée. [34]

a) Les différentes protections de régulateur

➤ La protection contre les surcharges

L'une des principales fonctions du régulateur est d'empêcher la surcharge qui se produisant en fin de charge de la batterie. Lors de la charge à courant constant, la tension de la batterie augmente linéairement jusqu'à atteindre pratiquement le niveau de fin de charge au-delà duquel elle augmente rapidement. Cette soudaine élévation de tension correspond à la transformation quasi complète de la manière active et au début de la gazéification de l'électrolyte (décomposition de l'eau de l'électrolyte en hydrogène et en oxygène occasionnée par une électrolyse). Si cette gazéification se poursuit, la batterie sera en surcharge, favorisant l'accélération de la corrosion du plomb, la perte d'électrolyte et la dégradation des plaques de plomb, réduisant ainsi la durée de vie de la batterie.

Le régulateur intervient juste avant la surcharge de la batterie, c'est-à-dire au début de la gazéification, en réduisant l'apport énergétique. Le courant est limité par des court-circuitages brefs et rapides du générateur solaire. Pour une batterie de 12V, ce niveau d'intervention varie de 13.8V pour une batterie fermée sans entretien à 14.4V pour une batterie ouverte. En fait, la réduction de puissance ne se fait pas brutalement mais progressivement sur une petite plage de tension. [34]

➤ Protection contre les décharges profondes

L'autre fonction principale du régulateur est d'empêcher la décharge complète de la batterie, fortement nuisible à sa durée de vie si elle se répète régulièrement.

Durant la décharge, c'est-à-dire la transformation de PbO_2 et du Pb , des matériaux actifs en $PbSO_4$ accompagnée par l'absorption d'acide de l'électrolyte, la tension de la batterie diminue régulièrement de façon linéaire puis chute rapidement en fin de décharge : vers 60% de la décharge, les matériaux actifs deviennent de moins en moins accessibles (porosité réduite), empêche l'électrolyte d'atteindre en profondeur la masse active. Si la décharge se poursuit plus longtemps, le sulfate formé sur les plaques tend à se transformer en de gros cristaux permanents bloquant le passage du courant. Ce phénomène de sulfatation tend, dans un premier temps à réduire la capacité de la batterie et dans un second temps à raccourcir sa durée de vie.

Le régulateur doit donc couper l'alimentation des appareils connectés sur la batterie lorsque la tension de celle-ci est descendue en dessous du seuil critique. Les récepteurs sont reconnectés automatiquement lorsque la batterie a été rechargée par les générateurs solaires et que le seuil de commutation de charge est atteint. Cette reconnexion des récepteurs peut se faire également manuellement.



Il est vivement recommandé de réenclencher la connexion des récepteurs dès que la batterie a retrouvée sa charge complète; dans ce cas, la reconnexion est suivie d'une coupure et ainsi de suite, obligeant la batterie à travailler à un niveau de faible charge, ce qui favorise la sulfatation. [34]

➤ Autre fonction de protection

Le régulateur présente d'autre fonction de protection électrique :

- Protection contre les inversions de polarité des modules et des batteries.
- Protection contre courant inverse pendant la nuit à l'aide de diodes appropriées.

b) Technologies des régulateurs

Il existe trois grandes familles de régulateurs de charge utilisant chacune une méthode différente de contrôle de charge :

- **Le type shunt** : le courant de charge des batteries est dévié vers une résistance et un courant-circuit est effectué au niveau des panneaux solaire photovoltaïque ; il convient aux applications de faible puissance.
- **Le type « série »** : le courant de charge des batteries est occasionnellement coupé par l'ouverture d'un circuit entre les panneaux solaire photovoltaïque et les batteries ; il convient aux applications de moyenne puissance.

Ces deux méthodes ont en commun qu'elles utilisent le niveau de tension des batteries pour déterminer le moment où réduire ou stopper complètement la charge des batteries.

- **Le type MPPT (Maximum Power Point Tracker)** : régulateur MPPT permet d'optimiser en permanence les paramètres électriques de fonctionnement entre 3 système suivant : les modules photovoltaïques, les batteries et les récepteurs (moteur, pompe, éclairage, réfrigérateur, etc.)

Il y parvient en mesurant en permanence la tension et le courant du panneau pour tirer de l'énergie au point de puissance maximale. Sa fonction de balayage lui permet de parcourir la tension du panneau solaire toutes les deux heures en vue de trouver le point de sortie puissance maximale : ainsi peut-il adapter la tension délivrée par le panneau à celle que les batteries solaires peuvent absorber. Ce type de régulateur est plutôt réserve aux systèmes de grande puissance en raison de son coût élevé. [34]

c) Critères de choix

Le choix de la technologie du régulateur shunt, série ou MPPT. Est d'abord guidé par la puissance du système photovoltaïque et par le type de la batterie à charger.

Les deux principaux paramètres à prendre en compte lors du choix d'un régulateur sont :

- ❖ La tension entre les panneaux et les batteries : le régulateur doit pouvoir supporter cette tension (12, 24 ou 48 v). les régulateurs acceptent des plages de tension plus ou moins larges. D'une manière générale, elle correspond au double de sa tension nominale, soit la valeur de la tension ouverte du panneau.
- ❖ Le courant maximal du régulateur : l'intensité du régulateur doit être supérieure à l'intensité de court-circuit ou des panneaux solaire auxquels il est relié.



- ❖ Cette donnée prend en compte les conditions d'ensoleillement exceptionnel (albédo élevé, effet de concentration, etc.).

Il est recommandé de prendre en plus une marge de sécurité de 10 à 20%, obtenue en multipliant par 1.5 la somme de tous les courants de court-circuit fournis par les panneaux solaires. [34]

III.7.3. Système de stockage :

Le stockage d'énergie dans les installations PV autonomes a pour objectif de fournir à tout moment de l'énergie, quelles que soient les séquences d'ensoleillement. [34]

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 s'envisager des stockages suivant les conditions météorologiques et qui vont répondre à deux fonction 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. [35]

a. Types d'accumulateurs

Il existe plusieurs types de stockage dans le système PV, les puissances rencontrées sont inférieures au MW, le seul stockage d'énergie électrique possible est le stockage électrochimique. Les deux principaux types d'accumulateurs utilisés actuellement dans le système photovoltaïque sont. [36]

➤ Les Accumulateurs au plomb acide :

Il s'agit de la technologie la plus utilisée dans les systèmes solaire autonomes. Elle offre actuellement la meilleure réponse en termes de prix et la durée de vie. De plus, elle présente les caractéristiques les plus recherchées d'une batterie solaire, à savoir : un rendement élevé, une durée de vie longue avec un grand nombre de cycles et une autodécharge faible. [34]

Par contre, les batteries nickel-cadmium sont plus chères, elles sont utilisées dans les applications où la fiabilité est vitale. [37]

❖ Composition d'une batterie solaire plomb- Acide:

Ces batteries sont composées de plusieurs plaques de plomb dans une solution d'acide sulfurique. La plaque consiste en une grille d'alliage de Plomb avec une pâte d'oxyde de plomb marquée sur la grille. La solution acide sulfurique et l'eau est appelée électrolyte.

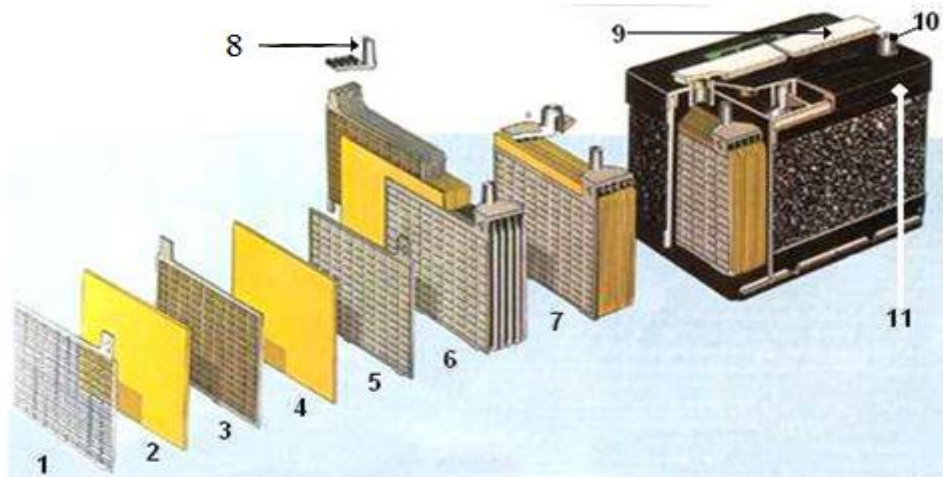


Figure (III.13) : Construction d'une batterie monobloc. [34]

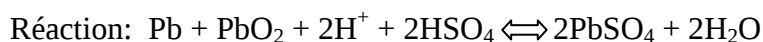
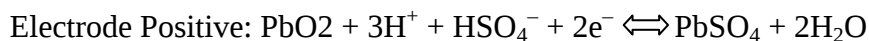
- | | |
|-----------------------|------------------------|
| 1 : Grille. | 7 : Élément complet |
| 2 : Séparateur. | 8 : Pont |
| 3 : Plaque positive. | 9 : Rampe de bouchons. |
| 4 : Plaque négative. | 10 : Borne. |
| 5 : Barrette. | 11 : Bac. |
| 6 : Faisceau négatif. | |

Le matériel de la grille est un alliage de plomb parce que le plomb pur est un matériel physiquement faible, et pourrait se casser pendant le transport et le service de la batterie. [38]

❖ Principe de fonctionnement :

Une réaction chimique intervient lorsque la batterie alimente une charge connectée à ces deux électrodes. Pendant la décharge, il y a une oxydation à la plaque négative qui se traduit par une perte d'électrons et réduction à la plaque positive ou gain d'électrons.

L'électrolyte en présence dans la batterie facilite le déplacement des charges électrochimiques sous forme d'ions. Le processus inverse se produit quand la batterie se recharge on voit apparaître immédiatement une force électromotrice entre les deux électrodes. Les équations des réactions suivantes décrivent la réaction principale:



➤ Les Accumulateurs au Nickel- cadmium

Les batteries de nickel- Cadmium ont une structure physique semblable à celles du plomb- Acide. Au lieu du Plomb, elles utilisent de l'hydroxyde de Nickel pour les plaques positives et de l'oxyde de Cadmium pour les plaques négatives. L'électrolyte est de l'hydroxyde de Potassium.

La tension de ce type d'accumulateur varie entre 1,15 et 1,17 Volts, par élément suivant l'état de charge. Le rendement énergétique est de l'ordre de 70%. En dépit d'un prix encore prohibitif. Ce type d'accumulateur présente beaucoup d'avantages :

- Très bonne résistance mécanique.
- Possibilité de supporter des décharges profondes.
- Pas d'émanations toxique à partir de l'électrolyte.
- Ne craint pas de gel. [38]

b. Association de batteries

On associe des batteries en série pour obtenir des tensions multiples de (12 V ,24 V et 48V) et en parallèle pour augmenter la capacité.

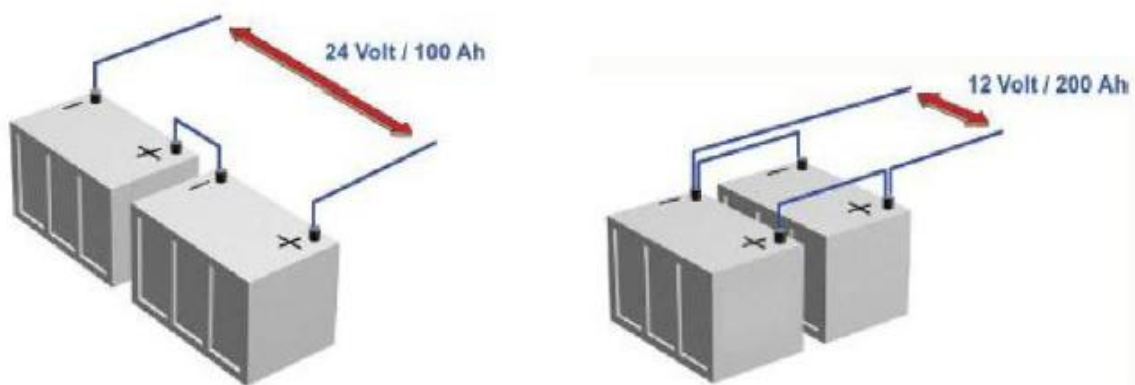


Figure (III.14): Association de deux batteries en série / en parallèle. [34]

III.7.4. Système de conversion

Un convertisseur d'énergie est un équipement que l'on dispose généralement soit entre le champ PV et la charge (sans stockage avec charge en continu, il portera le nom de convertisseur continu continu), soit entre la batterie et la charge (il sera alors appelé onduleur ou convertisseur continu alternatif). [21]

Un onduleur (ou convertisseur) est un dispositif permettant de transformer la tension continue issue des modules photovoltaïques ou des batteries en tension alternatif qui est réinjectée soit dans le réseau, soit dans un site isolé afin de couvrir ses besoins. En quelque sorte, il permet de rendre utilisable l'électricité produite par les modules ou par les batteries en respectant les caractéristiques techniques des appareils ou de réseau.

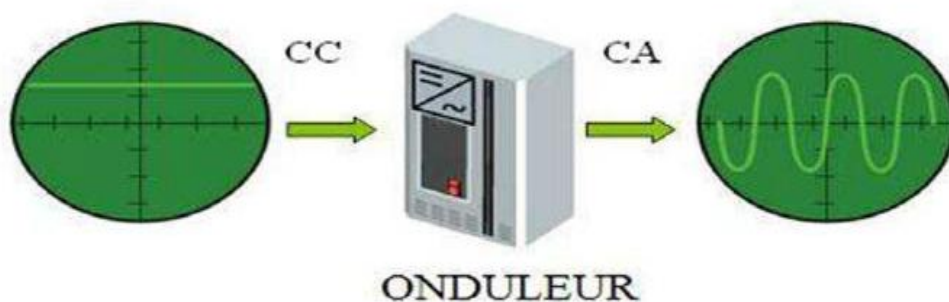


Figure (III.15) : Rôle de l'onduleur. [34]



La tension de sortie est réglée pour rester stable, avec des écarts inférieurs à 5% quelles que soient la tension d'entrée et la charge électrique. Il se présente sous la forme d'un petit boîtier métallique muni parfois d'un ventilateur. Il doit être placé sur un support vertical et dans un espace interne ventilé, le plus proche possible du générateur PV afin de réduire les pertes d'électricité en ligne.

a) Caractéristiques techniques

Les principales caractéristiques des onduleurs sont les suivantes:

➤ Puissance nominale

C'est la puissance que peut délivrer l'onduleur en fonctionnement permanent. En théorie, elle correspond à la somme des puissances de toutes les charges électriques susceptibles d'être utilisées en même temps. Or, en réalité, il est rare que tous les appareils fonctionnent simultanément : la puissance nominale de l'onduleur est calculée en fonction de la valeur moyenne du profil de consommation (en courant alternatif), majorée de 20% afin de pouvoir fonctionner sur une longue durée pour une surcharge faible. [34]

➤ Puissance de pointe ou surcharge

Le démarrage de certains appareils, par exemple les réfrigérateurs ou les moteurs de pompe, demande une puissance nettement supérieure à la puissance nominale de l'onduleur pendant un temps assez bref, soit 3 à 10 fois leur puissance nominale, les onduleurs doivent donc pouvoir résister à de telles surcharges.

➤ Consommation à vide ou en attente (stand-by)

Il arrive que l'onduleur fonctionne à vide (en générale la nuit) et donc consomme de l'énergie inutilement. Par exemple, un onduleur de 500W/12V consomme à vide jusqu'à 115 Wh/j. pour remédier à cette perte d'énergie, de plus en plus d'onduleurs sont équipés d'un système de détection de seuil de puissance pour arrêt et reconnexion automatique ou détection de charge : il est à l'arrêt quand la consommation de l'onduleur reste sous le seuil « stand-by » et se reconnecte dès que le seuil est dépassé.

➤ Tension d'entrée et de sortie

La tension d'entrée correspond à la tension CC (courant continu) délivrée par le générateur PV ou par le système de stockage. La tension de sortie correspond à la tension d'alimentation CA (courant alternatif) des appareils ou à celle du réseau de distribution. Elle est réglée pour être stable avec des écarts inférieurs à 5% quelles que soient la tension d'entrée et la charge électrique.

➤ rendement

C'est le critère principal dans le choix d'un onduleur. Le rendement caractérise l'efficacité de l'onduleur à charge maximale (rendement maximal) et à charge partielle (rendement européen). (Annexe 1)



Année	Rendement (%)	
	À 100 % charge	À 10 % charge
1995	95	85
2000	96	90
2005	97	92
2010	> 98	>95

Tableau (III.1) : Évolution de rendement de l'onduleur. [34]

Cependant, le rendement maximal est peu significatif pour la conception d'un système PV puisque l'onduleur fonctionne le plus souvent à charge partielle et rarement à charge maximale.

➤ **Durée de vie**

La durée de vie des onduleurs garantie par les fabricants est en moyenne de 5ans. Elle peut s'étendre jusqu'à 10 ans, suivant les constructeurs, qui proposent des composants de meilleure qualité, surdimensionnés ou plus résistants aux hausses de température. Lors de la conception d'une installation, il est indispensable de prendre en compte l'ensemble de ces paramètres afin de choisir la technologie d'onduleur la mieux adaptée. [34]

b) technologie des onduleurs

Selon leur application, on distingue deux types d'onduleurs :

- Les onduleurs pour installations raccordées au réseau ;
- Les onduleurs pour installations isolées.

➤ **Les onduleurs pour installations raccordées au réseau**

Les onduleurs pour installation connectées au réseau ont une puissance nominale d'environ 100W à plusieurs centaines de KW, fonctionnement en générale en 230V monophasé ; au-delà, ils doivent être triphasés (basse ou moyenne tension).

Ces onduleurs doivent produire un courant alternatif identique à celui du réseau de distribution. Ils doivent émettre un signal sinusoïdal de sortie de haute qualité avec un taux très faible, à savoir de 1 à 2 % de distorsion harmonique en tension : l'onde sinusoïdale produite doit avoir une forme sinusoïdale pure (sans déformation), semblable à celle imposée par le réseau public de distribution, permettant ainsi le bon fonctionnement des appareils électroniques sensibles tels que les ordinateurs, le matériel audiovisuel, etc. [34]

➤ Onduleurs pour installation isolées (autonomes)

Les onduleurs utilisés en site isolé adaptent leur technologie selon la nature des appareils qu'ils doivent faire fonctionner. Généralement équipés d'un transformateur, les appareils électriques sont plus ou moins sensibles à la qualité de l'onde sinusoïdale produite par les onduleurs. Le fonctionnement de certains appareils tels que les radios, les chaînes Hifi, exige une onde de bonne qualité, contrairement à d'autres comme les ordinateurs ou les appareils chauffant.

Les onduleurs sont classés selon la forme de l'onde qu'ils produisent.

❖ Onduleur à onde carrée

C'est la technologie la plus simple et la plus ancienne pour convertir du courant continu en courant alternatif. Cet onduleur présente des risques de génération d'harmoniques impaires pouvant provoquer de graves dysfonctionnements sur des appareils non adaptés à ce type de signal. L'autre inconvénient est l'impossibilité de régler la tension de sortie : elle varie avec la charge et la tension d'entrée. Actuellement, ce type d'onduleur est peu utilisé en raison de la médiocre qualité de l'onde. Son choix n'est justifié que si les appareils supportent parfaitement cette onde carrée (**fig. III.16**).

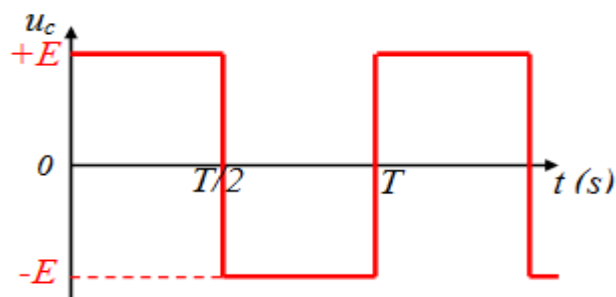


Figure (III.16) : Onduleur à onde carrée. [34]

❖ Onduleur à onde sinusoïdale modifiée

La technologie utilisée est plus évoluée que la précédente: elle présente des rendements plus performants en présence de faibles distorsions harmoniques. Proche de l'onde sinusoïdale, la forme de son signal est très satisfaisante pour la plupart des appareils : HiFi, télévision, ordinateur, etc. Cet onduleur a le meilleur rapport qualité/prix (**fig. III.17**)

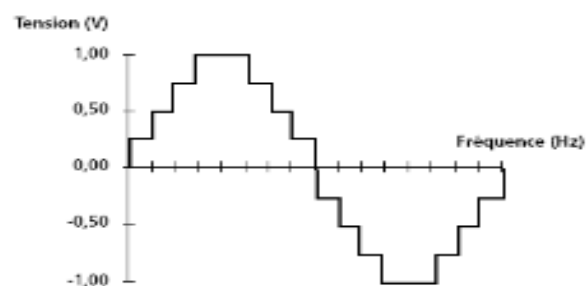


Figure (III.17): onduleur à onde sinusoïdale modifiée. [34]

❖ Onduleur à onde sinusoïdale

La technologie utilisée par ces onduleurs est la plus aboutie. Elle propose une performance comparable à celle des onduleurs spécifiques de raccordement au réseau. Les onduleurs à onde sinusoïdale se différencient de ces derniers par la présence d'un circuit plus simple à mettre en place et par l'absence de protection et de synchronisation au réseau (**fig. III.18**). [34]

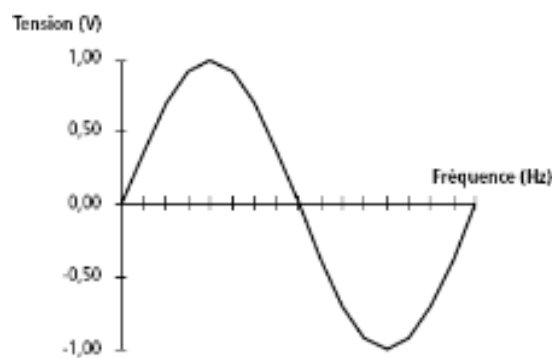


Figure (III.18) : Onduleur à onde sinusoïdale. [34]

Remarque :

Dans le cas d'une alimentation électrique de récepteurs fonctionnant en courant continu (12 V), il arrive que la tension du courant continu fourni par les modules ou les batteries soit différente de celle des récepteurs (24 ou 48 V). Pour réajuster la tension, un convertisseur CC/CC est utilisé : son rôle est de transformer le courant continu avec une certaine tension en un autre courant continu ayant une tension différente. Il existe deux types de convertisseurs : « vers le bas » pour réduire la tension, et « vers le haut » pour l'augmenter. [34]

III.7.5 Système de Câblage

a. Câblage électrique :

Ils seront à l'extérieur, exposés au vent, au gel, au soleil et autres agressions. Il est strictement nécessaire d'utiliser des câbles adaptés à des sections (diamètre) suffisantes. [38] Nous allons d'abord effectuer un branchement par un câble électrique qui sera un câble de qualité par exemple, il devra subir les agressions du vent, de la pluie, du soleil, du gel, croissance marines et autres. La section sera d'au moins 1.5 mm², 2.5mm² dès que la longueur excède 15m ou que la puissance du module soit supérieure à 100W. [32]

b. Câblage de liaison :

Il se trouve entre les modules et le régulateur, il doit être d'une section d'au moins 2,5mm² ou plus si la longueur excède 15cm. Pour une intensité inférieure à 4A, sa section sera calculée de façon à ne pas avoir plus de 6% de chute de tension.



III.8. Avantages et inconvénients d'une installation PV

III.8.1. Avantages

- ✓ D'abord une haute fiabilité. L'installation ne comporte pas de pièces mobiles qui la rendent particulièrement appropriée aux régions isolées. C'est la raison de son utilisation sur les engins spatiaux.
- ✓ Ensuite le caractère modulaire des panneaux photovoltaïques permet un montage simple et adaptable à des besoins énergétiques divers. Les systèmes peuvent être dimensionnés pour des applications de puissances allant du milliwatts au Mégawatts.
- ✓ Le coût de fonctionnement est très faible vu les entretiens réduits et il ne nécessite ni combustible, ni son transport, ni personnel hautement spécialisé.
- ✓ La technologie photovoltaïque présente des qualités sur le plan écologique car le produit fini est non polluant, silencieux et n'entraîne aucune perturbation du milieu, si ce n'est par l'occupation de l'espace pour les installations de grandes dimensions.

III.8.2. Inconvénients

- ✓ La fabrication du module photovoltaïque relève de la haute technologie et requiert des investissements d'un coût élevé.
- ✓ Le rendement réel de conversion d'un module est faible, de l'ordre de 10-15 % avec une limite théorique pour une cellule de 28%. Les générateurs photovoltaïques ne sont pas compétitifs par rapport aux générateurs diesel que pour des faibles demandes d'énergie en régions isolées.
- ✓ Tributaire des conditions météorologiques.
- ✓ Lorsque le stockage de l'énergie électrique sous forme chimique (batterie) est nécessaire, le coût du générateur est accru.
- ✓ Le stockage de l'énergie électrique pose encore de nombreux problèmes.

Le faible rendement des panneaux photovoltaïques s'explique par le fonctionnement même des cellules. Pour arriver à déplacer un électron, il faut que l'énergie du rayonnement soit au moins égale à 1 eV. Tous les rayons incidents ayant une énergie plus faible ne seront donc pas transformés en électricité. De même, les rayons lumineux dont l'énergie est supérieure à 1 eV perdront cette énergie, le reste sera dissipé sous forme de chaleur. [39]

III.9 conclusion

Dans la première partie de ce chapitre nous avons présenté les différents types de l'intégration de photovoltaïques aux bâtiments. Ensuite nous avons abordé les types d'installation photovoltaïque (autonome, hybride-autonome et raccordée au réseau).

Dans la deuxième partie nous avons présenté les composantes d'un système photovoltaïque autonome. Aussi que les principes de fonctionnement de chaque élément, ce qui permet d'introduire au dimensionnement de ce système, ce qu'on va présenter dans le chapitre IV.

*Chapitre IV : Dimensionnement
d'un système Photovoltaïque
autonome*

IV.1. Introduction

Notre étude consiste à bien dimensionner une installation photovoltaïque autonome intégrée au bâtiment sise à BOUZAREAH wilaya d'Alger, pour alimenter un laboratoire en électricité.

La conception et le dimensionnement d'un champ photovoltaïque précis est en réalité un processus relativement complexe car il y a de nombreux paramètres à prendre en considération, une certaine dose d'impondérable (la météorologie), et surtout de multiples interactions entre les choix. Par exemple, les consommations du régulateur de charge, de l'onduleur, de la batterie, doivent être ajoutées à celle des récepteurs pour définir la consommation totale du système. Or, le choix de ces paramètres dépend de la taille du champ photovoltaïque, lui-même déterminé par la consommation.

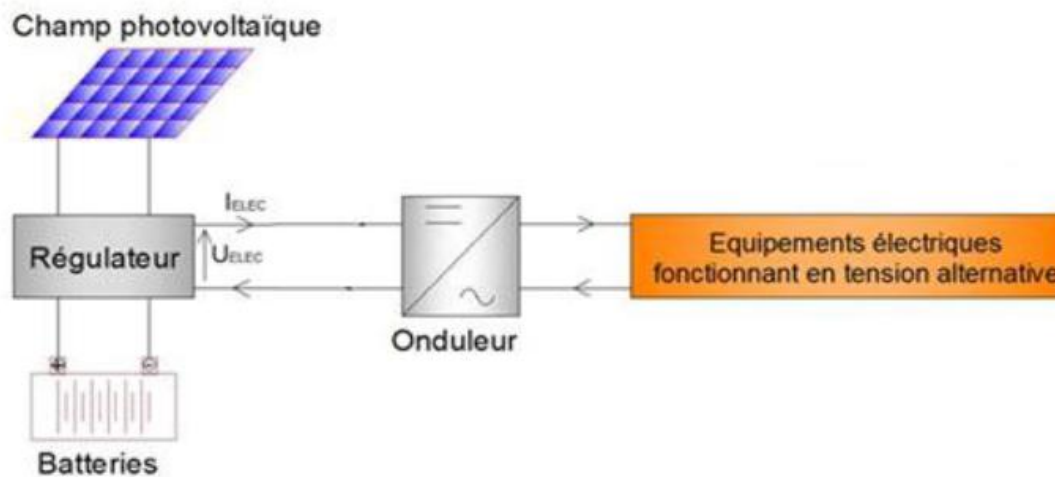


Figure (IV.1) : Schéma d'une installation photovoltaïque.

Les étapes suivantes résument les démarches à suivre pour concevoir un système photovoltaïque autonome (**figure IV.2**) : [5]

- ✓ Représentation de site : cas pratique étude d'une installation photovoltaïque intégrée au laboratoire du CDER (Bouzareah, Alger)
- ✓ Détermination des besoins de l'utilisateur : puissance des appareils, durée d'utilisation et énergie consommée ;
- ✓ Estimation de l'énergie solaire récupérable à partir des données fournies par le centre météorologique Bouzareah;
- ✓ Dimensionnements des modules photovoltaïques : puissance crête totale, tension de fonctionnement, nombre de modules ;
- ✓ Calcul de la capacité de la batterie ;
- ✓ Choix d'un régulateur et de l'onduleur ;
- ✓ Détermination des accessoires de câblage, des sections de câbles ;
- ✓ Estimation de l'énergie produite par le champ PV ;
- ✓ Coût du système.

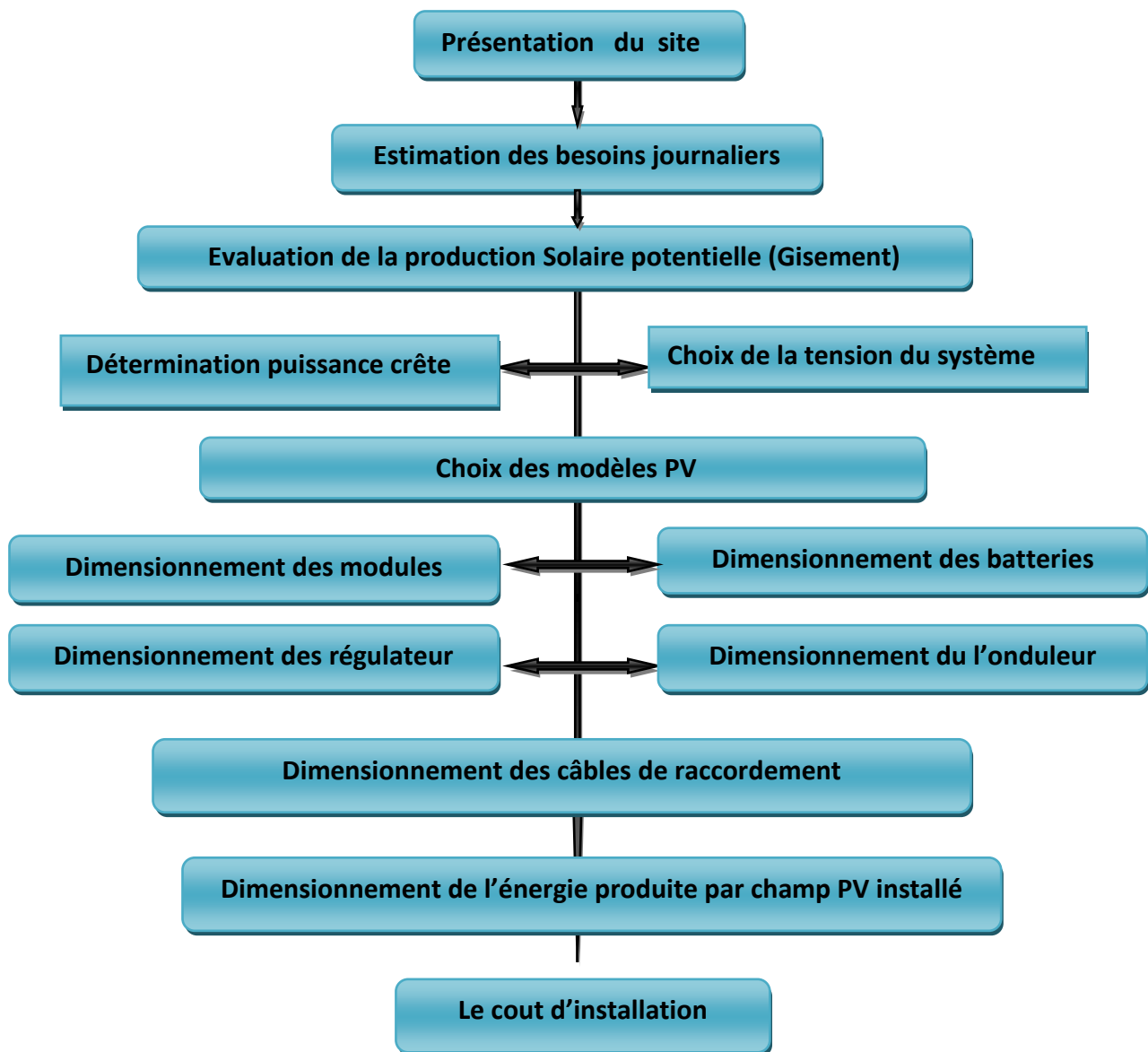


Figure (IV.2) : Organigramme simplifié du dimensionnement d'un système photovoltaïque autonome.

IV.2.Présentation du site

Le projet photovoltaïque est situé à la commune de Bouzareah, au centre de développement des énergies renouvelables (CDER) dans la wilaya d'Alger. Il s'inscrit dans un secteur géographique particulièrement propice à la réalisation d'une installation photovoltaïque.

Le directeur de centre de développement des énergies renouvelables désire s'investir dans une démarche de développement durable. Il dispose d'un bâtiment où il y a un laboratoire de recherche, et à l'extérieure de ce dernier il y a deux murs pour l'implantation des panneaux solaires photovoltaïques. Alors il faut étudier les deux murs pour choisi le meilleur à l'installation.

VI.2.1 les caractéristiques des murs

✚ Premier mur

- Orientation : 10° Sud
- Longueur : 9 m
- Hauteur : 2.5 m
- Surface : 22.5 m^2
- Largeur : 0.2 m

✚ Deuxième mur

- Orientation : 55° Sud
- Longueur : 7 m
- Hauteur : 2.5 m
- Surface : 17.5 m^2
- Largeur : 0.2 m

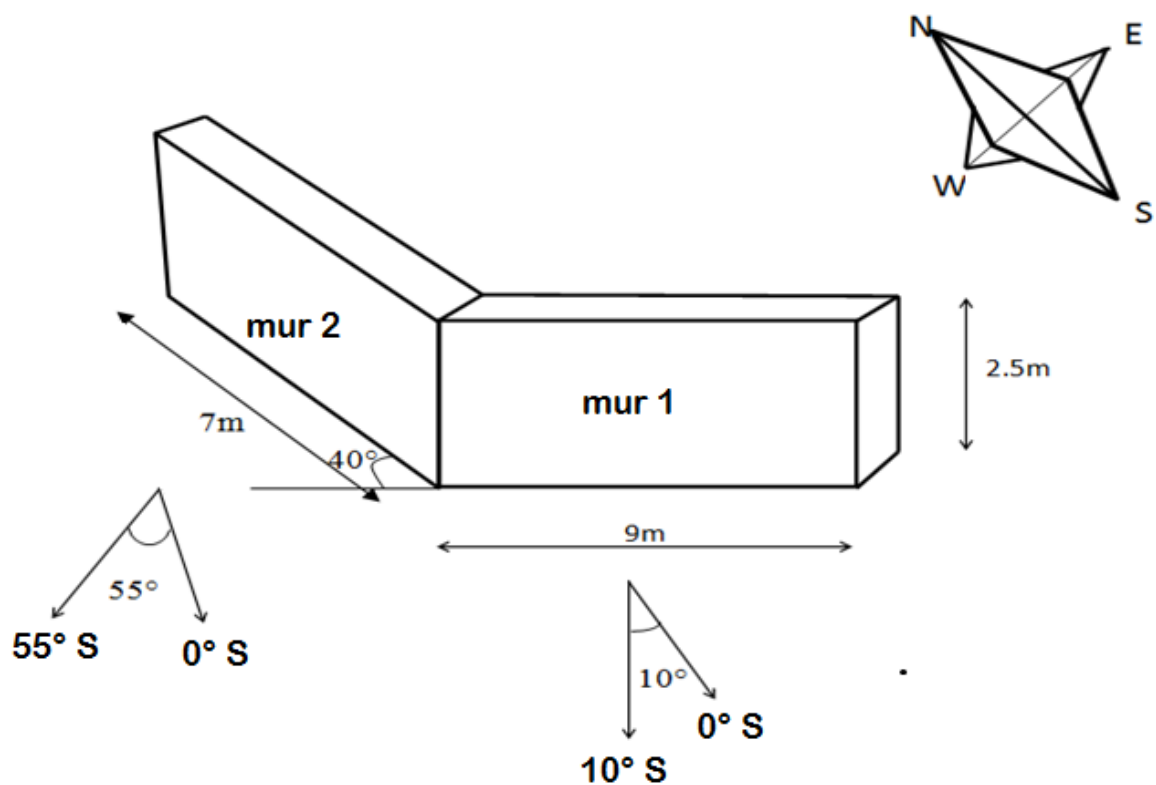


Figure (IV.3) : Caractéristiques des deux murs.

- ✚ Quelques mesures relevées en temps réels au niveau de la Station de Mesure Radiométrique et Météorologique de Bouzareah CDER sont présentées par la figure ci-dessous.

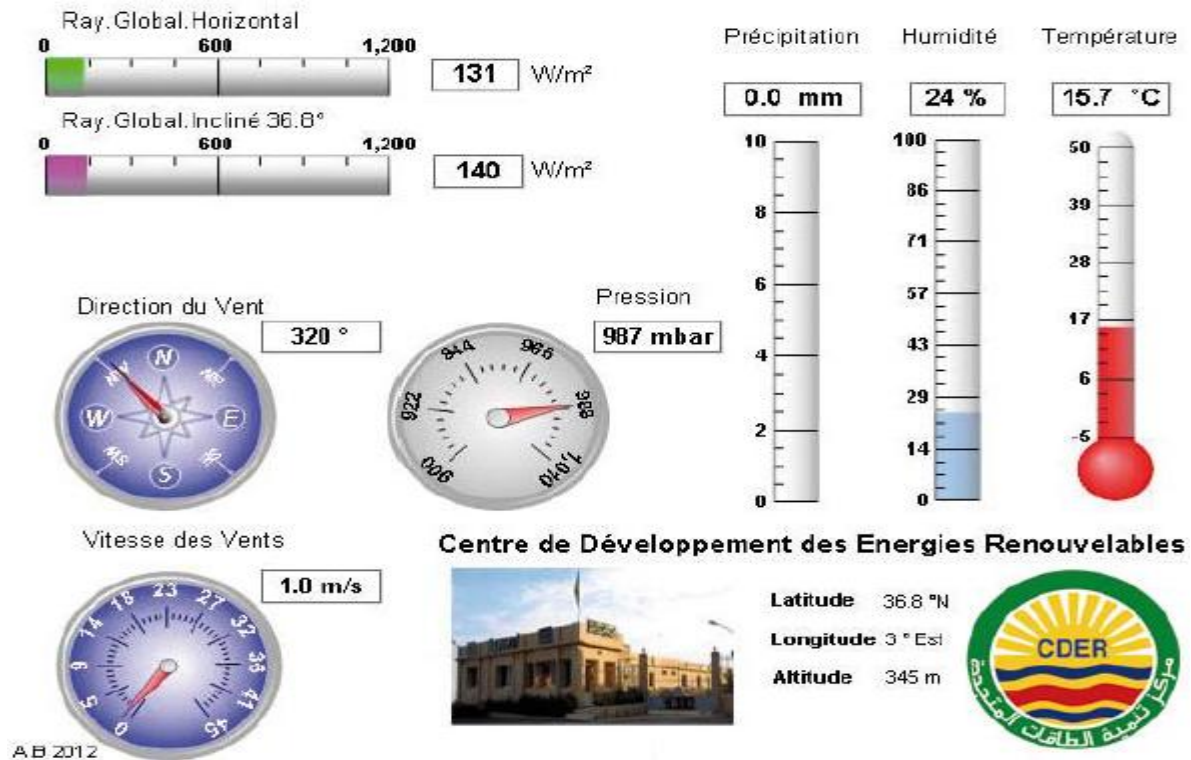


Figure (IV.4) : Mesure relative en temps réels à CDER.

- ✚ Le tableau suivant représente les différents types d'appareils disponibles dans le laboratoire.

Les éléments	Nombre	Le modèle
Unités centrales	5	unité Centrale HP tour sep2008
Écrans	5	écran à tube associé Yundai 15p
Imprimante	5	HP Lasernet III D
Onduleur	5	HP R3000XR
Lampe	8	Lampe-économique

Tableau (IV.1) : les différents appareils disponibles dans le laboratoire.



IV.3. Les besoins en énergie électrique

Il s'agit d'estimer la consommation d'équipements supposés connus. L'objectif est d'obtenir la consommation totale moyenne par jour.

L'énergie totale moyenne nécessaire chaque jour E (Wh/j) est la somme des consommations énergétiques des divers équipements constituant le système à étudier (dans notre cas c'est le laboratoire), à savoir l'ordinateur, l'imprimante, les lampes...etc. Elle est donnée par la loi suivante :

$$E = \sum E_i \quad [\text{IV.1}]$$

Le temps moyen d'utilisation est plus délicat à cerner ; il faut le rapporter à :

- La saison,
- Le nombre d'occupants,
- Le mode d'utilisation

Pour les équipements qui ne sont pas utilisés quotidiennement et pour tous les équipements à forte consommation, il faut partir de la durée du cycle de fonctionnement de la tâche. Ainsi, la consommation de chaque équipement peut être calculée comme suit [40] :

$$E_i (\text{Wh/j}) = P_i (\text{W}) \times t_i (\text{h}) \quad [\text{IV.2}]$$

Les résultats obtenus sont indiqués sur le tableau suivant :

Appareils	nombre	La puissance consommée en (W)		Durée de fonctionnement en (heures)		Energie Consommée En (KWh/jours)
		En marche	En veille	En marche	En veille	
Unité Centrale	5	96.8	2.5	3	1	1,4645
Ecrans	5	93.8	2.5	3	1	1,433
Imprimante	5	700	8	0.5	3.5	1,89
onduleur	5	120	20	3	1	1,9
lampe	8	15	—	4	—	0,48
Totale	—	—	—	—	—	7,1675

Tableau (IV.2) : Estimation des consommations d'appareils disponibles au laboratoire. [5]



IV.4. Estimation de l'énergie solaire récupérable à partir des données fournis par le centre météorologique au CDER

Pour calculer l'estimation de production annuelle d'une installation, nous utilisons un logiciel de simulation dans lequel est recensée station météorologique de centre de développement des énergies renouvelables. [34]

Le logiciel est développé en centre CDER et il a une interface simple et conviviale, basée sur des fenêtres, des icônes et des menus. Le programme de base, qui fait la gestion de cette interface, comporte une description de toutes les applications graphiques disponibles. Ces applications se trouvent réparties dans plusieurs répertoires suivant leurs types d'utilisation. (Annexe 2)

IV.4.1. Irradiations moyennes mensuelles reçues sur une surface horizontale

Les résultats obtenus sont présentés sur le **tableau (IV.3)**, avec la **figure (IV.5)** des irradiations moyennes reçues sur la surface horizontale et inclinées pendant la période 2003/2013.

Mois	Jan	Fév	Mar	Avr	Mai	Jui	juil	Aoû	Sep	Oct	Nov	Déc
G_m mensuelle	2296	2724	3924	5478	5578	7476	6320	6092	4817	3491	2151	2068

Tableau (IV.3) : Les irradiations moyennes mensuelles reçues sur une surface horizontale pendant 2003/2013.

Où : G_m : irradiation moyenne mensuelle reçue sur une surface horizontale (Wh. m⁻². j⁻¹).

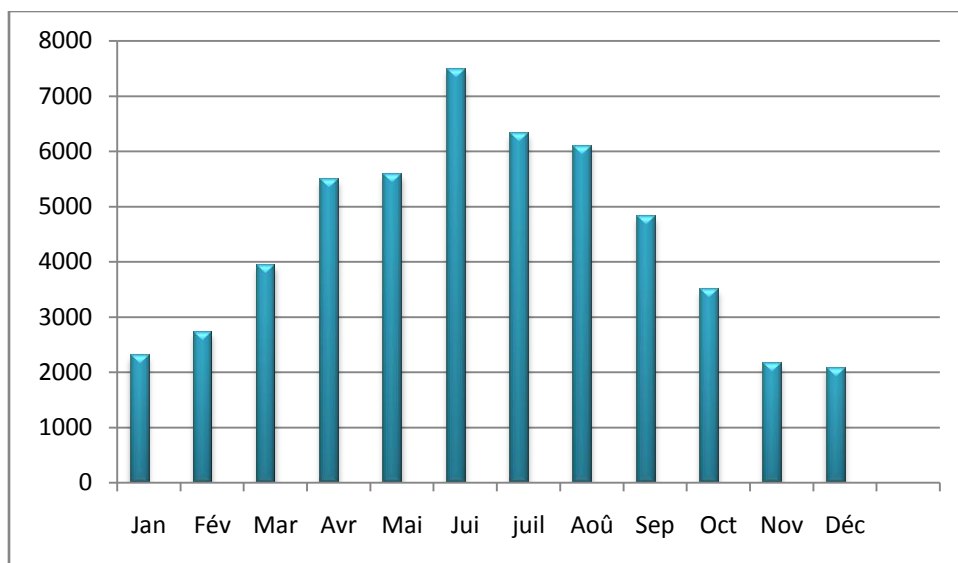


Figure (IV. 5) : Histogramme des irradiations moyennes mensuelles reçues sur une surface horizontale pendant 10 ans (2003/2013).



IV.4.2. Inclinaison et orientation optimales des capteurs photovoltaïques

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

a) Orientation des modules photovoltaïque

Idéalement, ils doivent être orientés en plain Sud dans l'hémisphère Nord (le cas d'Algérie) et en plein Nord dans l'hémisphère Sud, et incliné d'un angle qui permet l'optimisation de l'énergie récupérée.

Dans cas l'orientation des capteurs suit orientation des murs :

Mur (1) : $\gamma_1 = 10^\circ$ S et Mur (2) : $\gamma_2 = 55^\circ$ S.

b) Inclinaison des modules photovoltaïque

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

- ✚ En moyenne, sur l'année, l'inclinaison optimale pour maximiser l'énergie annuelle produite est égale à la latitude du lieu ;
- ✚ Une inclinaison plus forte que la latitude peut augmenter l'énergie récupérée en hiver, au détriment de celle récupérée en été, la trajectoire du soleil est basse dans le ciel ;

Ces considérations sont prises en compte lors du dimensionnement d'un système photovoltaïque. Pour ce qui est de notre application, qui consomme une énergie constante tout au long de l'année, on utilise une inclinaison latitude de lieu ($\varphi = 36.8^\circ$) pour optimiser l'énergie récupérée en hiver, la période dont l'ensoleillement est plus faible.

L'irradiation solaire reçue par le champ photovoltaïque (Inclinaison : 36.8° ; Orientation : 10° et 55° ; Localisation : Alger) est indiquée ci-après pendant 10 ans [2003-2013] :

	Jan	Fév	Mar	Avr	Mai	Jui	juil	Aoû	Sep	Oct	Nov	Déc
$G^*(36.8^\circ, 10^\circ)$ (Wh-m ⁻²)	3530	3930	4701	4863	6189	7077	6076	5546	5430	4958	3517	3018
$G^*(36.8^\circ, 55^\circ)$ (Wh-m ⁻²)	2493	3390	4760	5879	6234	7621	5960	5676	5420	4309	2679	2401

Tableau (IV.4) : Les irradiances globales moyennes mensuelles reçues sur une surface inclinée 36.8° avec orientation (10° S et 55° S) pendant la période 2003-2013.

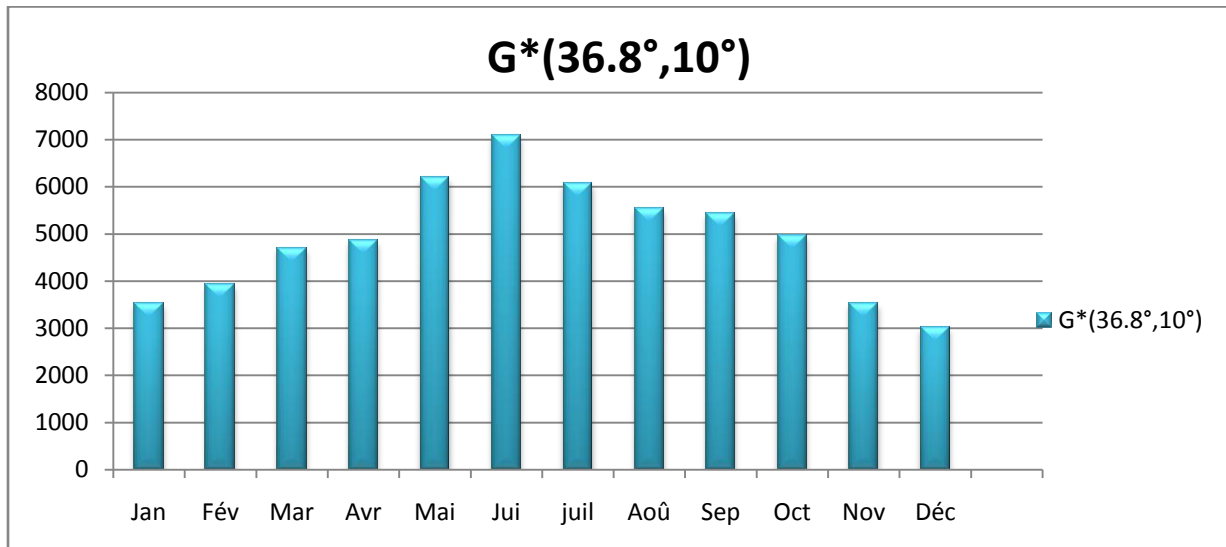


Figure (IV.6) : Histogramme des irradiations globales moyennes mensuelles reçues sur une surface inclinée 36.8° et orientée 10° pendant la période 2003-2013 en Wh/m².

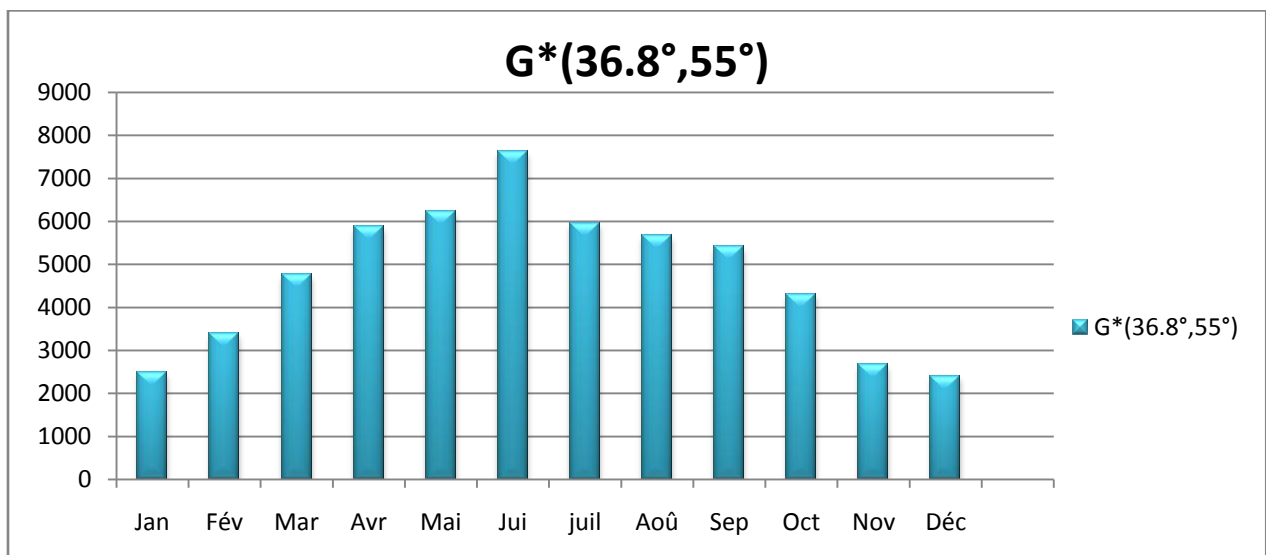


Figure (IV.7) : Histogramme des irradiations globales moyennes mensuelles reçues sur une surface inclinée 36.8° et orientée 55° pendant la période 2003-2013 en Wh/m².

Ce qui nous intéresse est l'irradiation totale journalière reçue par le champ photovoltaïque en kWh/ (m². Jour) indiqués dans le **Tableau (IV.4)**. Il convient ensuite d'identifier le mois correspondant à l'irradiation minimale. Ici, il s'agit du mois de décembre avec une irradiation journalière de 3.018 kWh/m².jour pour le premier mur et de 2.479 kWh/m².jour pour le deuxième mur. Ainsi, dans le cadre du calcul de la puissance crête :

$G_{\min} = 3.018 \text{ kWh/m}^2\text{.jour}$: pour le premier mur.

$G_{\min} = 2.479 \text{ kWh/m}^2\text{.jour}$: pour le deuxième mur.



IV.5. Dimensionnement du panneau photovoltaïque

Cette étape consiste à calculer la quantité de modules photovoltaïques que l'on devra posséder pour couvrir ces besoins en électricité. Il faut pour cela :

IV.5.1. La puissance crête du module

La puissance crête est une donnée normative appliquée aux cellules photovoltaïques. Elle correspond à la puissance qui peut être délivrée dans les conditions standards d'ensoleillement (1 k W/m^2), et de température 25°C . En pratique, la puissance d'un capteur installé dans un site n'atteint jamais la puissance crête à cause de la variation d'ensoleillement, de l'orientation et de sa température.

IV.5.2. Estimer la puissance crête du champ photovoltaïque

La puissance crête du champ photovoltaïque à installer dépend de l'irradiation du lieu. On la calcule de façon à satisfaire les besoins pendant le mois le plus défavorable en appliquant la formule suivante : [41]

$$P_{ch} = \frac{Ec \times Enom}{Gmin \times PR} \quad [IV. 3]$$

Avec :

- P_{ch} est la puissance crête du champ photovoltaïque ;
- Ec est l'énergie électrique journalière consommée, exprimée en kWh/jour ;
- $Enom$ est la puissance radiative dans la condition standard de test (conditions STC), exprimée en kW/m². avec $Enom = 1\text{ kW/m}^2$;
- $Gmin$ est l'irradiation moyenne mensuelle reçue par le capteur PV correspondant au mois le plus défavorable ($\text{Wh.m}^{-2}.\text{jour}^{-1}$) ;
- PR est le ratio de performance de l'installation photovoltaïque ; [42]

Ratio de performance, appelé aussi rendement du système, constitue un bon indicateur de la performance de l'installation photovoltaïque. Il permet de repérer les défaillances du système sans prendre en compte la puissance-crête du système, la localisation géographique, l'orientation et l'inclinaison des modules. Il dépend du type de mise en œuvre des modules et de la qualité du dimensionnement des composants du système, en particulier :

- ❖ Le dimensionnement et le rendement des composants (onduleur, régulateur, accumulateurs, ...etc) et leurs adaptation aux caractéristiques du générateur photovoltaïque ;
- ❖ La présence de masque (proche et lointain) ;
- ❖ Les pertes électriques ;
- ❖ La température du fonctionnement des modules ;
- ❖ La quantité d'appairage des modules selon leurs caractéristiques réelles ;
- ❖ La typologie de câblage des modules ;
- ❖ Le type d'intégration des modules dans le bâtiment, etc. [34]



Ainsi, nous pouvons dresser un tableau général récapitulatif de la valeur du ratio de performance, en fonction de la ventilation des modules :

	Modules très peu ventilés	Modules peu ventilés	Modules ventilés	Modules bien ventilés
Ratio de performance PR	0.55	0.60	0.65	0.70

Tableau (IV.5) : Valeur du Ratio de Performance PR d'une installation photovoltaïque autonome en fonction de la ventilation des modules. [42]

Dans notre cas PR=0.60 ; les modules sont un peu ventilés.

AN:

$$P_{ch1} = \frac{7.1675 \times 1}{3.018 \times 0.60} = 3.958 \text{ KW}_C \quad (\text{mur 1})$$

$$P_{ch2} = \frac{7.1675 \times 1}{2.479 \times 0.60} = 4.819 \text{ KW}_C \quad (\text{mur 2})$$

Il faudra donc installer une puissance photovoltaïque d'au moins 3.958 *kW_c* pour le premier mur et au moins 4.819 *kW_c* pour le deuxième mur.

IV.5.3. Choisir la tension de fonctionnement du champ photovoltaïque

On choisit la tension de fonctionnement selon la puissance crête du champ photovoltaïque. [41]

Le **tableau (IV.6)** donne la tension adaptée la plupart du temps pour les différentes puissances du champ photovoltaïque.

Puissance du champ photovoltaïque	0-500 W _c	500 W _c – 2 KW _c	2 kW _c – 10 KW _c	> 10kW _c
Tension recommandée	12 VDC	24 VDC	48 VDC	> 48 VDC

Tableau (IV.6): Tension recommandée pour les systèmes photovoltaïques en fonction de leur puissance. [5]

Alor la tension recommandée du champ photovoltaïque pour les deux murs est 48 VDC.



IV.5.4. Détermination du nombre de modules photovoltaïques

Le module choisi pour notre étude est un module de type Condor **CEM100M-36** d'une puissance optimale de 100 Wc. Ils sont disponibles au niveau de centre de recherche des énergies renouvelables (CDER). Il présente les caractéristiques suivantes :

$$I_{opt} = 5.41 \text{ A} ; I_{cc} = 5.84 \text{ A} ; U_{opt} = 18.5 \text{ V} ; U_{co} = 22.3 \text{ V. (Voir annexe 3)}$$

✚ Le nombre total de modules à installer :

Nous rappelons que le module à une puissance de 100 Wc soit :

$$\text{Nombre des modules} = \frac{P_{ch}}{\text{Puissance crête unitaire du module}} \quad [\text{IV.5}]$$

Il faut arrondir le nombre de modules à la valeur entière supérieure, et parfois au nombre pair supérieur quand il faut les câbler deux à deux. Pour notre cas d'étude, le nombre de modules est calculé comme suit:

$$\text{Nombre de modules (mur 1)} : N_{m1} = \frac{3958}{100} = 39.58$$

$$N_{m1} \cong 40 \text{ modules}$$

$$\text{Nombre de modules (mur 2)} : N_{m2} = \frac{4819}{100} = 48.19$$

$$N_{m2} \cong 50 \text{ modules}$$

✚ Le nombre de modules connectés en série sera égal à :

$$N_s = \frac{U}{U_{opt}} \quad [\text{IV.6}]$$

N_s : nombre de modules connectés en série. **U** : la tension de système.

U_{opt} : la tension optimale d'un module.

$$AN : N_s = \frac{48}{18.5} = 2.58 \quad N_s \cong 3 \text{ modules en série.}$$

Le nombre de modules connectés en parallèle en sera égal à :

$$N_{p1} = \frac{N_{m1}}{N_s} = \frac{40}{3} = 13.33 \quad [\text{IV.7}]$$

$$N_{p1} \cong 14 \text{ modules en parallèle.}$$

$$N_{p2} = \frac{N_{m2}}{N_s} = \frac{50}{3} = 16.66$$

$$N_{p2} \cong 17 \text{ modules en parallèle.}$$

Donc pour avoir une tension de 48 V, il faudra :

- ✓ 3 modules en série et 14 modules dans chaque branche pour le premier mur.
- ✓ 3 modules en série et 17 modules dans chaque branche pour le deuxième mur.



Discussion

Nous choisissons le premier mur, car le nombre de modules à installer dans ce dernier est inférieur par rapport au nombre de modules installé dans le deuxième mur. C'est-à-dire du point de vue économique, le premier mur est avantageux que le deuxième mur.

IV.6. Dimensionnement des batteries

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).

Il est recommandé de bien vérifier le cycle (nombre de cycles complets de charge - décharge). Il indique la durée de vie de la batterie solaire. Les batteries solaires de qualité ont une durée de vie de plus de 500 cycles, soit de 7 à 15 ans. [5]

Pour réaliser le dimensionnement des batteries, on procède de façon suivante :

- On calcule l'énergie consommée E_c par les différents récepteurs ;
- On détermine le nombre de jours d'autonomie nécessaire X_i ;
- On détermine la profondeur de décharge (PDD) acceptable pour le type de batterie ;
- Le choix de la tension de la batterie utilisée est selon la puissance crête ;

On calcule la capacité de stockage de la batterie en appliquant la formule : [42]

$$C_{bat} = \frac{E_c \times N}{PDD \times V_{Bat}} \quad [IV.8]$$

C_{bat} : La capacité de la batterie en ampère-heure (Ah).

E_c : L'énergie consommée par jour (Wh/j).

PDD : La décharge maximale admissible (0,7 pour les batteries au plomb).

N : l'autonomie.

L'autonomie d'une installation est le nombre de jours pendant lesquels les batteries initialement chargées peuvent assurer les besoins en électricité sans que les modules ne fonctionnent. Autrement dit, les batteries emmagasinent de l'énergie lorsque les modules sont éclairés, lorsque les panneaux ne produisent plus de l'énergie (nuit, panne, mauvais temps ...), les batteries peuvent continuer de restituer cette électricité pendant quelques jours.

Dans notre cas :

L'autonomie est estimée au minimum (3) trois jours et temps utilisation (4) quatre heures par jours. Donc $N = 12h = 0.5$ jours ;

$$C_{bat} = \frac{7.1675 \times 1000 \times 0.5}{0.7 \times 48} = 106.66 \text{ Ah}$$

La quantité d'électricité dans une batterie (la capacité) s'exprime en Ampère-heure (Ah). Il est nécessaire de convertir les Wh en Ah, sachant que $1Ah = 1 \text{ Wh} / \text{la tension du système (12V, 24V ou 48 V)}$. Ainsi, la capacité nominale C_{Bat} de la batterie doit être au moins de 106.66Ah, donc la batterie choisie pour notre étude est les batteries de type Télécommunication de 12V ayant une capacité de 110Ah (Voir annexe 4).

✚ Calcul nombre de batteries

$$N_{bs} = \frac{U}{U_b} \quad [IV.9]$$

U: la tension de système. **U_b** : la tension unitaire d'une batterie.

AN:

$$N_{bs} = \frac{48}{12} = 4 \text{ batteries}$$

✚ Nombre de branches

$$N_{bb} = \frac{C_{bat}}{C_e} \quad [IV.10]$$

C_{bat} : la capacité de la batterie nécessaire. **C_e** : capacité de la batterie utilisée.

$$\text{AN : } N_{bb} = \frac{106.66}{110} = 0.97 \cong 1 \text{ branche}$$

Le parc batterie sera constitué de quatre accumulateurs de 12 V /110 Ah chacun, le système fonctionnant sous 48 V les accumulateurs seront couplés en série pour toute l'année.

IV.7. Dimensionnement du régulateur

Le régulateur sera dimensionné d'après les paramètres suivants : tension, courant d'entrée et courant de sortie :

- ❖ Tension nominale : Elle doit être celle du champ photovoltaïque dans notre cas c'est 48V.
- ❖ Courant d'entrée : C'est le courant de charge maximale que les modules sont susceptibles de débiter. Il doit être supporté sans problème par le régulateur. Pour estimer ce courant. Le plus sûr est de prendre 1.5 fois le courant maximal.

$$I_e = 1.5 \times N_p \times I_{cc} \quad [IV.11]$$

N_p : nombre de modules connectés en parallèle. **I_{cc}** : le courant optimal d'un module.

$$\text{AN: } I_e = 1.5 \times 14 \times 5.84 = 122.64A$$

- ❖ Courant de sortie (I_s) : L'intensité du courant de sortie du régulateur doit être supérieure à la valeur maximale que peuvent tirer les récepteurs simultanément.

Pour notre type de régulateur **Solaire STECA Power Tarom 4140**, le courant de charge nominal doit être pris égal au courant de fonctionnement des modules sous 48 V, soit : (Voir annexe 5)

$$I_{opt} = 5.41 \text{ A} \text{ et } I_{cc} = 5.84 \text{ A.}$$

- Courant du régulateur :

$$IR = I_{opt} \times N_p$$

[IV.12]

AN : $IR = 5.41A \times 14 \text{ branches} = 75.74 A$ Pour les 42 modules 100 W_C.

- Le courant maximal admissible en entré :

$$IR_{max} = 5.84 \times 14 \text{ branches} = 81.76A.$$

Description rapide sur le régulateur :

- Régulateur Steca Power Tarom 4140.
- Régulateur solaire 140 Ampères / 48V.

IV.8. Dimensionnement de L'onduleur

Lorsque l'application contient des appareils fonctionnant en alternatif (CA), il faut convertir l'électricité continue que produisent les capteurs photovoltaïques en électricité alternative utilisable par ces appareils.

Le choix d'onduleur repose sur trois critères :

- la compatibilité en puissance ;
- la compatibilité en tension ;
- la compatibilité en courant.

Faire coïncider la puissance du champ photovoltaïque avec celle de l'onduleur est la première chose qui il faut effectuer, donc à une tension de 48V et $T=40C^\circ$, la puissance du convertisseur est de $5000W > 4200W$ puissance du récepteur. (Annexe 6)

Tension de sortie du l'onduleur en Algérie nous utilisons 220 V AC, 50 HZ

La tension maximale du générateur ne doit jamais atteindre la tension maximale autorisée sur l'onduleur (les surtensions détruiraient inévitablement l'onduleur). [34]

IV.9. Dimensionnement des câbles de raccordement

La plus part des installations photovoltaïques fonctionne sous une faible tension (12 à 48 V) et courant relativement élevé. Or, les pertes en lignes sont proportionnelles au carré de l'intensité (RI^2 ou R est la résistance du câble considéré)

Qu'il s'agisse du câble permettant de raccorder le panneau au régulateur, ou de celui permettant de raccorder le régulateur aux batteries et les batteries à l'onduleur, il faut en calculer la section de façon à limiter les pertes en lignes. Celles-ci doivent être faibles par rapport à la puissance réellement transmise par la ligne, si possible inférieures à 04 ou 05 % de cette puissance. [40]



Données complémentaires :

- Chute de tension maximale entre panneaux → régulateurs ; régulateur → onduleur ; et batterie → onduleur = $\Delta U = 4\%$
- Puissance nominale de l'onduleur $P_{\text{NOM}} = 5000 \text{ W}$
- La résistivité de cuivre $\rho = 1,8 \cdot 10^{-8} \Omega \cdot \text{m}$.

Telle que ΔU_{max} la chute de tension maximale, elle s'écrit en fonction du courant I_{max} :

$$\Delta U_{\text{max}} = R \times I_{\text{max}} \quad [\text{IV.13}]$$

La résistance R est fonction des paramètres constitutifs du câble selon la formule :

$$R = \frac{\Delta U_{\text{max}}}{I_{\text{max}}} = \rho \frac{l}{s} \quad [\text{IV.14}]$$

Où :

l : La longueur du câble. s : La section du câble.

La relation [IV.14] permet de tirer la section du câble S :

$$S = \frac{I_{\text{max}}}{\Delta U_{\text{max}}} \rho l$$

Section du câble	mm ²	1.5	2.5	4	6	10	15	25
résistance	MΩ/m	13.3	8.0	5.0	3.3	2	1.3	0.8
Chute de tension par mètre de câble double								
Courant 1A	mV/m	26.6	16	10	6.6	4	2.6	1.6
Courant 3A	mV/m	79.8	48	30	19.8	12	7.8	4.8
Courant 5A	mV/m	133.4	80	50	33.4	20	13.3	8
Courant 10A	mV/m	266	160	100	66	40	26	16
Longueur de câble correspondant à 5 % de pertes à 12V nominal								
Courant 1A	M	22.5	37.5	60	90	150	225	375
Courant 3A	M	7.5	12.5	20	30	50	75	125
Courant 5A	M	4.5	7.5	12	18	30	45	75
Courant 10A	M	2.3	3.8	6	9	15	23	38

Tableau (IV.7) : caractéristique des câbles et les pertes ohmiques du câblage. [42]

Soit dans notre cas $S=09.25 \text{ mm}^2$. Il est donc nécessaire d'utiliser du câble de section au moins égale à 10 mm^2 .

La section du câble devient vite très importante et donc son prix aussi. Il est par conséquent, nécessaire de faire un compromis entre un coût raisonnable du câble, et les pertes en ligne (afin de ne pas sur-dimensionner les panneaux).



IV.10. Estimation de l'énergie produite par le champ photovoltaïque installé

L'énergie réellement produite par un générateur photovoltaïque est calculée en connaissant l'irradiation globale incidente sur les capteurs, et la température des cellules photovoltaïque, suivant cette formule [43] :

$$E_p = S \times \eta_{ch} \times G \times (1-P_d) (1-P_c) \quad [IV.15]$$

S: Surface du champ photovoltaïque installé (m²).

G : Irradiation globale reçue sur le plan des capteurs (Wh.m⁻².jour⁻¹).

P_d : Pertes diverses du champ photovoltaïque de à la saleté ou à la neige.

P_c: Pertes de conditionnement de l'énergie.

η_{ch}: Rendement moyen du champ qui est en fonction du rendement nominal mesuré à la température de référence (Tr = 25°C).

Le rendement moyen du champ est donné par :

$$\eta_{ch} = \eta_r (1-B_p) (T_c - T_r) \quad [IV.16]$$

Où :

η_r : Rendement du module à la température de référence Tr.

B_p : Coefficient de température pour le rendement du module (%/°C), dépendent du type de module photovoltaïque utilisé.

T_c : Température des cellules photovoltaïques (°C), elle se calcule par cette formule. [06]

$$T_c = (219 + 832 K_T) \left(\frac{NOCT - 20}{800} \right) + T_a \quad [IV.17]$$

K_T : Indice de clarté mensuel.

NOCT : Température nominale des cellules en opération, donnée par le constructeur (°C).

T_a : température ambiante moyenne du moins (°C).

Les données selon le type de module choisi:

- P_d = 5 %
- P_c = 12 %
- η_r = 15 %
- B_p = 0.95 %/°C
- Tr = 25°C
- NOCT = 45 ± 2 °C



	Jan	Fév	Mar	Avr	Mai	Jui	Juil	Août	Sep	Oct	Nov	Déc
Ta	12.4	13.9	17.5	19.9	24.5	28.8	31.1	30.6	26.3	22.7	16.4	13
Kt	0.82	0.73	0.68	0.62	0.60	0.49	0.61	0.64	0.69	0.72	0.78	0.83

Tableau (IV.8) : les valeurs de la température ambiante et de l'indice de clarté mensuelle.

Les résultats des calculs de l'énergie produite par le champ photovoltaïque installé (E_p), le Rendement moyen du champ qui est fonction du rendement nominal mesuré à la température de référence (η_{ch}) et la température des cellules photovoltaïques (T_c) ont été calculés par le programme MATLAB. (Voir annexe 7)

Les résultats sont présentés dans le tableau suivant :

	Jan	Fév	Mar	Avr	Mai	Jui	Juil	Août	Sep	Oct	Nov	Déc
T_c	40.56	39.72	42.02	42.86	46.94	48.38	53.80	54.08	51.08	48.26	43.52	41.42
η_{ch}	11.67	11.04	12.77	13.40	16.46	17.54	21.60	21.81	19.56	17.44	13.89	12.32
E_p	09.70	10.22	14.13	15.34	23.98	29.22	30.90	28.48	25.01	20.37	11.50	08.75

Tableau (IV.9) : Estimation de l'énergie produite par le champ photovoltaïque.

La figure ci-dessous représente l'énergie produite par le champ PV installé :

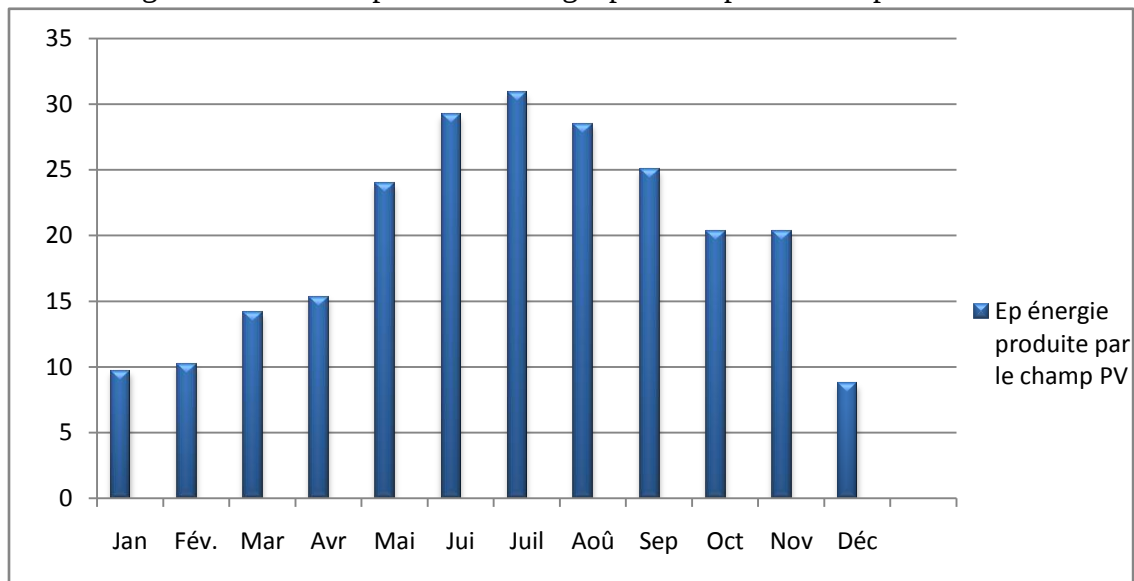


Figure (IV.8) : l'énergie produite par le champ PV en KWh/J.

IV.10.1. Estimation de l'énergie produite par l'installation photovoltaïque installée

L'énergie produite par installation photovoltaïque est donnée par :

$$E_{sys} = E_p \times \eta_m \quad [IV.18]$$

E_{sys} : l'énergie produite par installation PV installée (KWh/jours);

E_p : l'énergie produite par le champ PV installée (KWh/jours);

η_m : rendement des éléments de l'installation PV intérieur (régulateurs, onduleur, câble....ect), il varie entre 0.75 et 0.95. Dans notre cas $\eta_m = 0.85$. [34]

	Jan	Fév	Mar	Avr	Mai	Jui	Juil	Aoû	Sep	Oct	Nov	Déc
E_{sys} (KWh/j)	8.24	8.69	12.01	13.04	20.38	24.84	26.27	24.21	21.26	17.31	9.78	7.44

Tableau (IV.10) : l'énergie produite par l'installation PV installée.

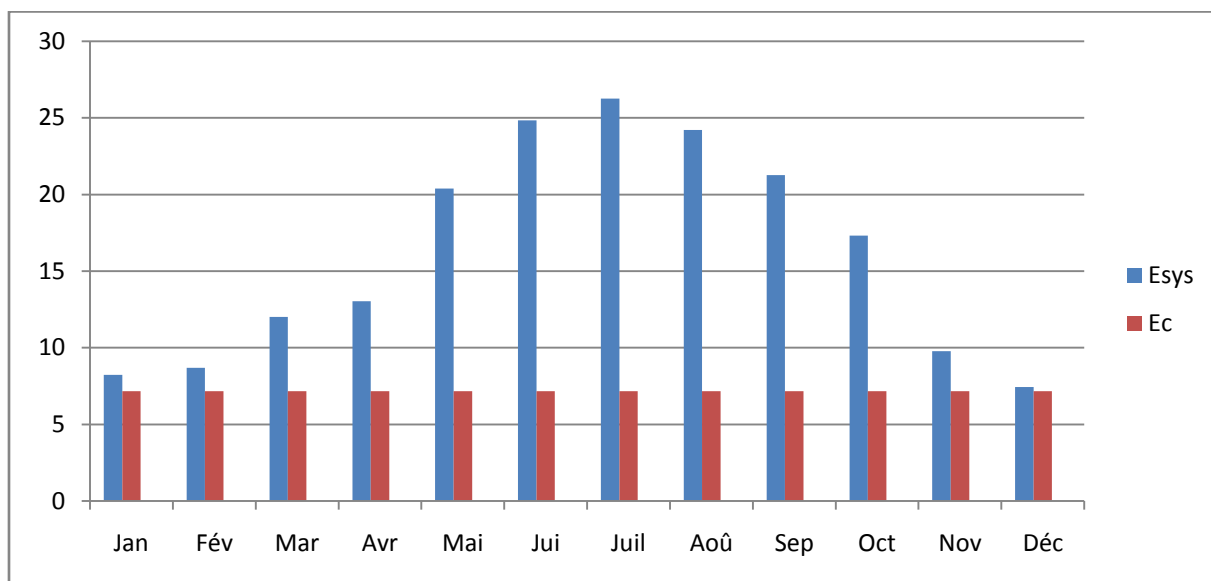


Figure (IV.9) : Comparaison entre l'énergie consommée par le laboratoire (Ec) et l'énergie produite par l'installation PV (Esys).

IV.11. Le coût d'une installation PV autonome

Le tableau (IV.10) est le devis estimatif des principaux composants de l'installation photovoltaïque qu'on a dimensionnée.

Désignation	Nombre	Prix unitaire DA	Sous total DA
Panneaux photovoltaïques	42	9 500.00	399 000.00
Accumulateur	4	11 000.00	44 000.00
Régulateur	1	20 000.00	20 000.00
Onduleur	1	16 300.00	16 300.00
Câblages (m)	20	300.00	4 500.00
Prix total (Hors Taxes)			483 800.00
Prix TTC (TVA 17%)			82 246.00
Prix total TTC (TVA 17%)			566 046.00

Tableau (IV.11) : Le coût d'installation du système photovoltaïque.

L'estimation du coût de la consommation annuelle minimale est donnée par :

$$C_1 = P_A \times C_u \quad [\text{IV.19}]$$

P_A : Consommation annuelle. C_u : prix d'un 1KWh d'électricité de la Sonelgaz.

$$\text{AN : } C_1 = 2\,616.1 \times 4.179 = 10\,932.85 \text{ DA}$$

Le taux de revenu d'investissement est le nombre d'années nécessaire pour rembourser nos investissements et au delà de cette période, le gain d'énergie électrique sera gratuite, il est estimé à cette valeur :

$$V = \frac{\text{TTC}}{C_1} \quad [\text{IV.20}]$$

TTC : le cout total de l'installation. **C_1** : le cout de la consommation annuelle.

$$\text{AN : } V = \frac{566\,046,00}{10\,932.85} = 51.77 \approx 52 \text{ ans}$$

Donc après 52 ans au maximum on remboursera tous l'investissement photovoltaïque.

La figure suivante représente notre installation photovoltaïque autonome avec ces composantes :

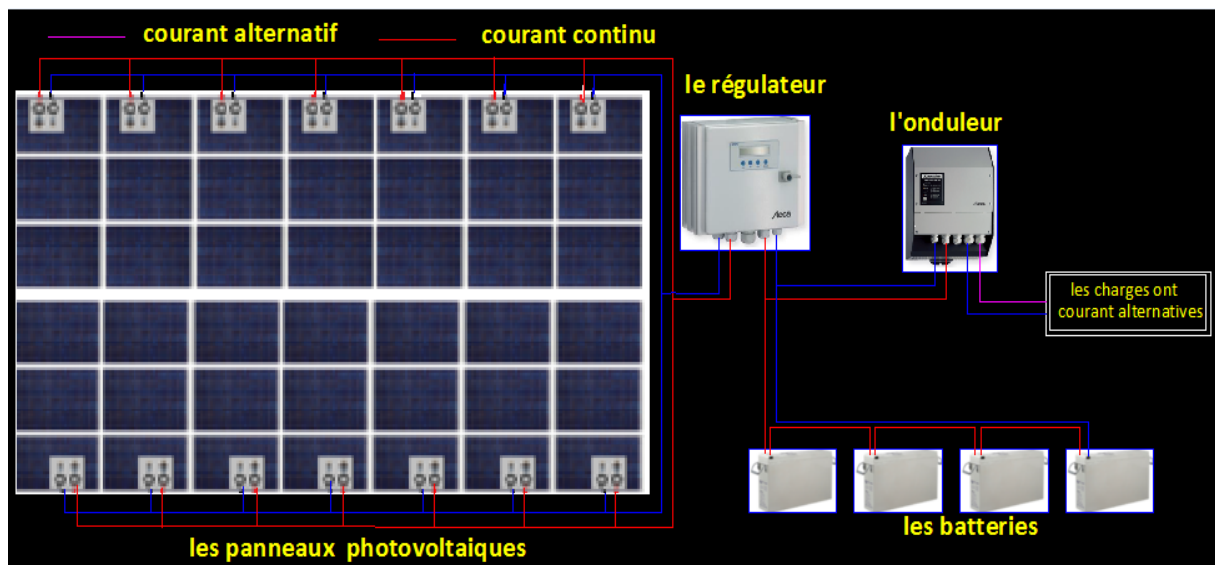


Figure (IV.10) : Schéma de l'installation photovoltaïque autonome.

**Discussion :**

Le but de notre installation est d'assurer la continuité de production de l'énergie électrique pour le laboratoire, quelque soit le moment et les conditions climatique. Mais en consultant la durée de remboursement ($V = 52$ ans), et le diagramme de comparaison entre l'énergie consommée par le laboratoire et l'énergie électrique produite par le champ photovoltaïque totale. On constate que environ 55% de l'énergie produite par l'installation photovoltaïque n'est pas utilisable. Tant qu'il existe un réseau dans notre site, alors on peut raccorder notre champ photovoltaïque au réseau.

Pour raccorder notre installation au réseau il faut :

- Compteur : calcule la quantité d'énergie électrique injectée au réseau.
- Coffret électrique AC : alimenté et coupé l'injection de courant électrique dans le réseau.
- Réseau de Sonelgaz.

❖ **Le coût d'une installation PV autonome avec raccordement au réseau**

Désignation	Nombre	Prix unitaire DA	Sous total DA
Compteur	1	4 200.00	4 200.00
Coffret électrique AC	1	1 300.00	1 300.00
Prix total (Hors Taxes) de l'installation autonome			483 800.00
Prix total (Hors Taxes) de l'installation raccordé au réseau			489 300.00
Prix TTC (TVA 17%) de l'installation raccordé au réseau			83 181.00
Prix total de l'installation raccordé au réseau			572 481.00

Tableau(IV.12) : Le coût d'une installation photovoltaïque raccordée au réseau.

L'estimation du coût de la consommation annuel minimale (C_2) est donnée par :

$$C_2 = E_t \times C_u \quad \text{tel que : } E_t = \sum_{i=1}^{12} E_{sys}(i) * N_j(i)$$

E_t : l'énergie produite par ans ; N_j : nombre de jours du mois.

$$E_t = 5\,902.58 \text{ KWh/ans}$$

$$C_2 = E_t \times C_u = 5\,902.58 \times 4.179 = 24\,666.88 \text{ DA}$$

Le taux de revenu d'investissement est le nombre d'années nécessaire pour rembourser nos investissements et au delà de cette période, le gain d'énergie électrique sera gratuite, il est estimé à cette valeur :

$$V_2 = \frac{C_{t2}}{C_2}$$

Tel que : C_{t2} = prix totale de l'installation raccordée au réseau

$$V_2 = \frac{572\,481.00}{24\,666.88} = 23.20 \approx 24 \text{ ans}$$

Donc après 24 ans au maximum on remboursera tous l'investissement photovoltaïque.

IV.11.1. Calcul de prix kilowattheure solaire

On à estime que la durée de vie de notre installation est 20 ans

Donc en calcule L'énergie produite sur une période de 20 ans est :

$$Et_{20} = Et \times 20 = 5\,902.58 \times 20 = 118\,051.60 \text{ KWh} / 20\text{ans}$$

Le prix de 1kwh solaire est :

$$C = \frac{C_{t2}}{Et_{20}} = \frac{572\,481.00}{118\,051.60} = 4.849 \text{ DA}$$

La figure ci-dessous représente le Schéma de l'installation photovoltaïque raccordée au réseau :

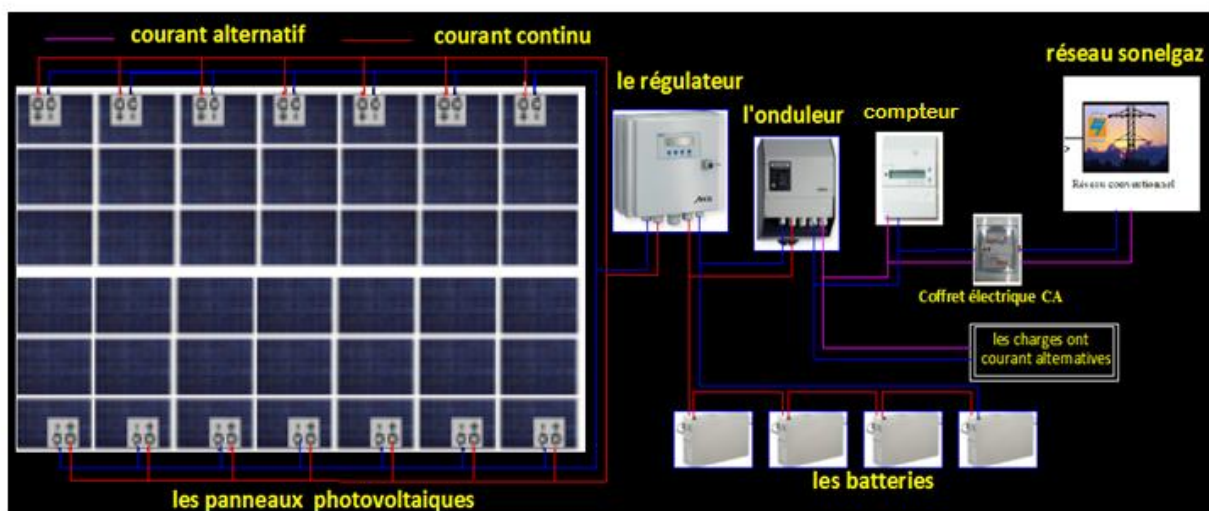


Figure (IV.11) : Schéma de l'installation photovoltaïque raccordée au réseau.

Les résultats du dimensionnement du système photovoltaïque sont cités dans le tableau ci dessous qui résume tous les équipements dont on a besoin ainsi que leurs puissances.



Elément du système photovoltaïque			La valeur
Panneaux	Puissance crête P_c (W _c)		100
	Tension de l'installation (V)		48
	Inclinaison β (°)		36.8
	Orientation γ (°)		10
	Nombre de modules	Totale	42
		En série	3
		En parallèle	14
Batteries	Capacité des batteries (Ah)		106.66
	Nombre total		4
	Éléments en série		4
	Éléments en parallèle		1
régulateur	Courant d'entrée (A)		122.64
onduleur	Puissance max		5000
compteur	Nombre de compteur		1
Coffret électrique CA	Nombre de Coffrets électriques CA		1

Tableau (IV.13) : Résultats de dimensionnement de l'installation photovoltaïque raccordée au réseau.

IV.12. Conclusion

Les installations photovoltaïques par leur caractère d'autonomie doivent être dimensionnées pour qu'elles fournissent de l'énergie dans les conditions les plus défavorables, afin d'aboutir à une meilleure optimisation des installations photovoltaïques qui demeure l'objectif principal de tout installateur de systèmes photovoltaïques.

On a dimensionné une installation photovoltaïque, puis on a estimé le taux de retour d'investissement, et pour conclure cette étude économique, une estimation du coût du kilowattheure solaire a été effectuée afin de la comparer à celle de l'énergie traditionnelle, d'où on remarque que le KWh solaire est cher, estimé à 4.849 DA devant de tarif l'électricité de la Sonelgaz qui est de 4.179 DA.



Conclusion générale



Conclusion générale

Un système photovoltaïque (PV) autonome est un système générateur d'électricité destiné à effectuer une tâche bien déterminée. Autrement dit, il sert à couvrir les besoins énergétiques des sites isolés dans notre cas ceux d'un laboratoire au CDER. Ce système se compose de plusieurs éléments principalement les modules PV qui représentent le champ de captage des rayons solaires, les batteries où nous stockons de l'énergie produite par les modules, le régulateur qui protège la batterie contre la surcharge et qui règle ainsi la valeur de la tension nominale, l'onduleur qui assure la conversion du courant continu en courant alternatif dont les utilisateurs ont besoin, et le câblage qui relie les différents composants du système entre eux.

Afin de réussir une installation photovoltaïque autonome, nous avons mené une étude détaillée concernant la méthode de dimensionnement du système PV pour un laboratoire en tenant compte de sa consommation estimée à partir des appareils électriques disponibles au laboratoire. Il apparaît que l'énergie produite dépend directement des fluctuations permanentes des conditions météorologiques de notre site d'utilisation et de la charge imposée par l'utilisateur ainsi que du nombre de jours d'autonomie. Notre système autonome, est formé des modules individuels d'une puissance nominale de 100 Wc chacun est destiné à l'alimentation de nos appareils électriques qui consomment quotidiennement une énergie électrique constante pendant toute l'année. Pour un besoin énergétique de 7.1675 KWh/jours, nous avons opté pour l'utilisation de 42 modules combinés entre eux. La puissance crête totale de notre système est estimée en tenant compte des pertes. Quant il fait sombre, ou pendant l'insuffisance du rayonnement solaire, l'alimentation électrique des appareils se réalise exclusivement depuis le champ de stockage. Nous avons déterminé une tension nominale de fonctionnement du système : 48 V avec une capacité de stockage moyenne qui égale à 106.66Ah. Par conséquent, nous avons choisi 04 batteries dont les caractéristiques sont trop performantes. Afin de garantir la protection et le fonctionnement du parc de stockage, nous optons pour l'utilisation d'un régulateur dans notre installation à utiliser 01 régulateurs dans notre installation.

La présence de l'onduleur dans notre application a pour but de convertir le courant continu produit par les panneaux photovoltaïques en courant alternatif, qui sera distribué via nos appareils électriques. Pour optimiser son fonctionnement sur le site de Bouzareah, notre installation doit répondre aux critères suivants :

- ✚ Généralement, nous devons choisir des équipements confectionnés avec des matériaux développés et disponibles sur le marché, permettant d'augmenter le rendement et de baisser le coût.
- ✚ Incliner le champ photovoltaïque de 36.8°N qui représente l'angle optimal permettant de capter une énergie quasi-constante le long de l'année, vérifiant un fonctionnement pratiquement stable, assurant ainsi un bon rendement et une augmentation de la durée de vie du stockage.

Nous avons passé à présenter les points essentiels de la maintenance de notre installation. Cette dernière doit être la plus réduite possible et la plus élémentaire possible.

La procédure de la maintenance est la suivante:

- Un nettoyage des faces des modules photovoltaïques avec une vérification des supports et des connexions.
- Contrôle de l'aspect concernant les batteries fermées : pas de trace de l'électrolyte en surface ce qui indiquerait une forte surcharge avec perte d'acide.
- Vérification de l'état de charge pour le régulateur : les indicateurs doivent être cohérents avec l'état de la batterie.

Finalement nous avons conclu que les systèmes PV autonomes peuvent jouer un rôle très important en apportant une solution réellement économique pour couvrir les besoins de base en électricité, puisque près d'un tiers de la population mondiale vit sans accès à l'électricité principalement dans les pays en voie de développement. En fait la majorité de cette population ne sera jamais reliée à un réseau national pour des questions de rentabilité liées à l'éloignement, à la faible densité de population, à la pauvreté ou au manque de besoin.

Parallèlement, les contraintes environnementales conduisent à relancer les recherches et les investissements dans les systèmes photovoltaïques. Comme perspective, Nous souhaitons continuer nos études dans les systèmes utilisant aussi bien le soleil que d'autres sources propres d'énergie telles que l'éolien, le thermique,... et examiner les différentes tailles énergétiques des systèmes tels que le pompage solaire, la signalisation routière, la ferme, ...etc.



Annexe



Annexe 1

Le rendement européen de l'onduleur photovoltaïque

Le rendement européen a donc été introduit pour pouvoir calculer un rendement global de l'onduleur, sur toute sa plage (puissance de sortie) de fonctionnement. La méthode de calcul du rendement européen considère que :

- L'onduleur fonctionne à 5 % de sa puissance nominale, pendant 3 % du temps.
- L'onduleur fonctionne à 10 % de sa puissance nominale, pendant 6 % du temps.
- L'onduleur fonctionne à 20 % de sa puissance nominale, pendant 13 % du temps.
- L'onduleur fonctionne à 30 % de sa puissance nominale, pendant 10 % du temps.
- L'onduleur fonctionne à 50 % de sa puissance nominale, pendant 48 % du temps.
- L'onduleur fonctionne à 100 % de sa puissance nominale, pendant 20 % du temps.

On calcule alors le rendement européen de l'onduleur, noté η_{euro} , par la formule suivante :

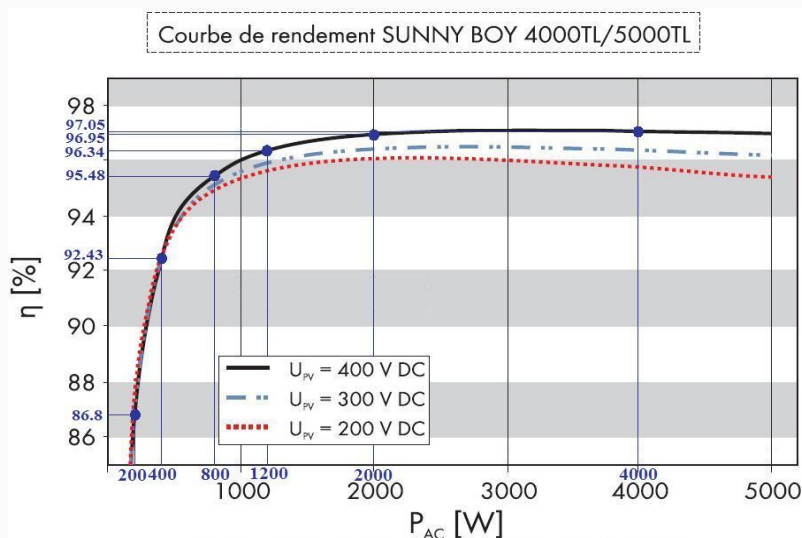
$$\eta_{\text{euro}} = 0.03 \times \eta_{5\%} + 0.06 \times \eta_{10\%} + 0.13 \times \eta_{20\%} + 0.10 \times \eta_{30\%} + 0.48 \times \eta_{50\%} + 0.20 \times \eta_{100\%}$$

Les valeurs de $\eta_{5\%}$, $\eta_{10\%}$, $\eta_{20\%}$, $\eta_{30\%}$, $\eta_{50\%}$ et $\eta_{100\%}$ se calculent directement sur la courbe de rendement de l'onduleur.

Exemple de calcul de rendement européen

Dans cet exemple, nous allons calculer le rendement européen de l'onduleur Sonny Boy 4000TL de la marque SMA.

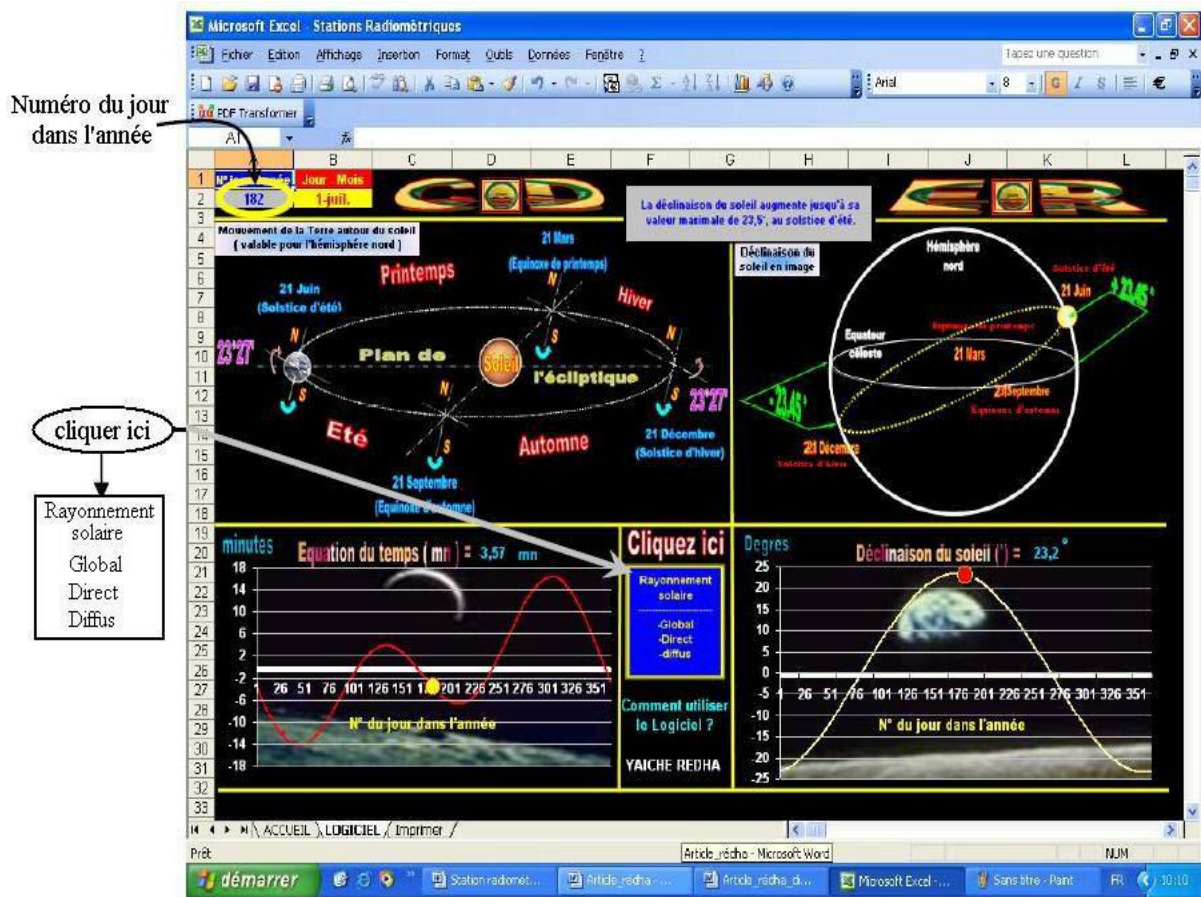
La fiche technique nous donne la courbe de rendement :



Sur la courbe de rendement de l'onduleur Sonny Boy 4000TL ci-dessus, on trouve graphiquement

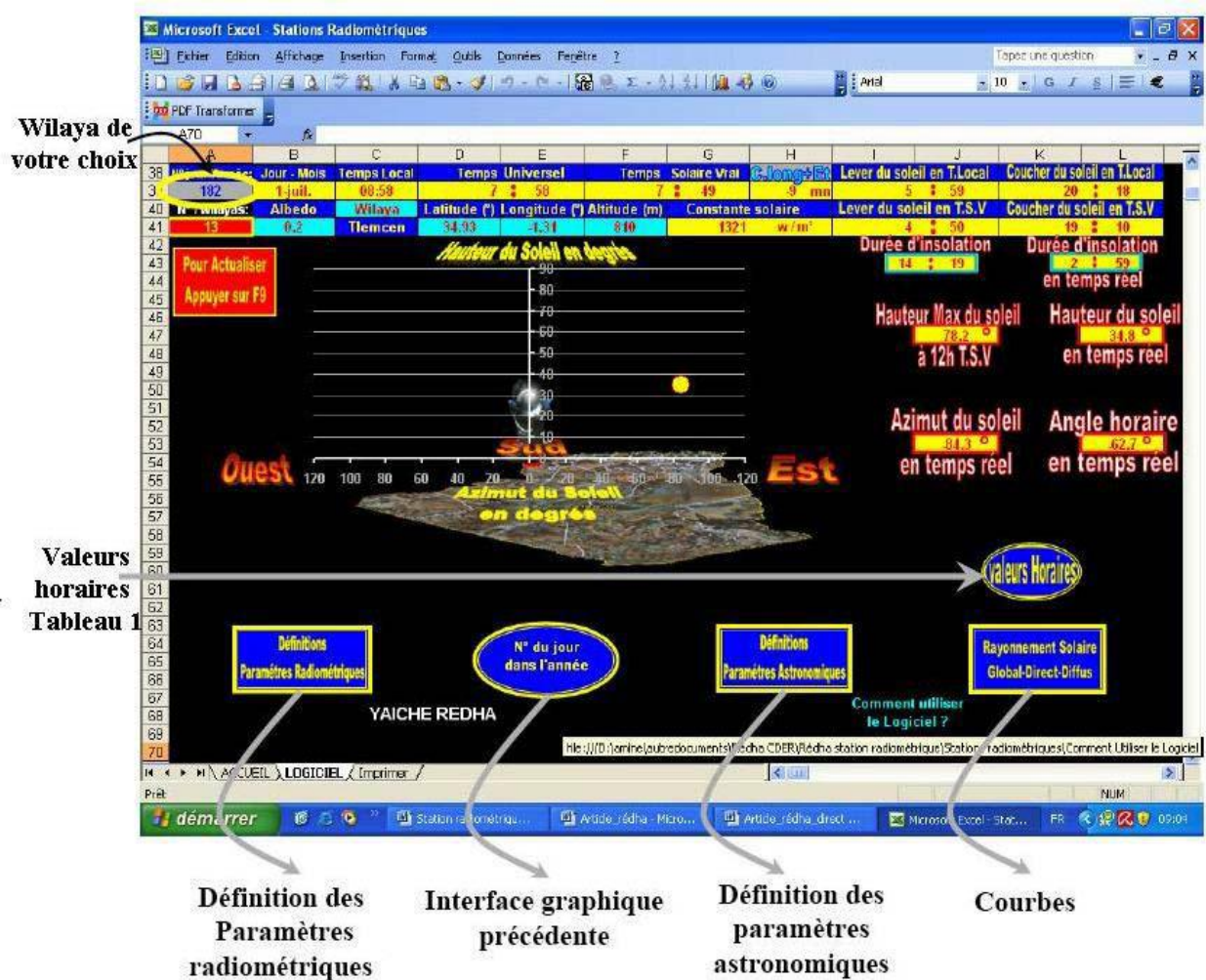
Annexe 2

1.



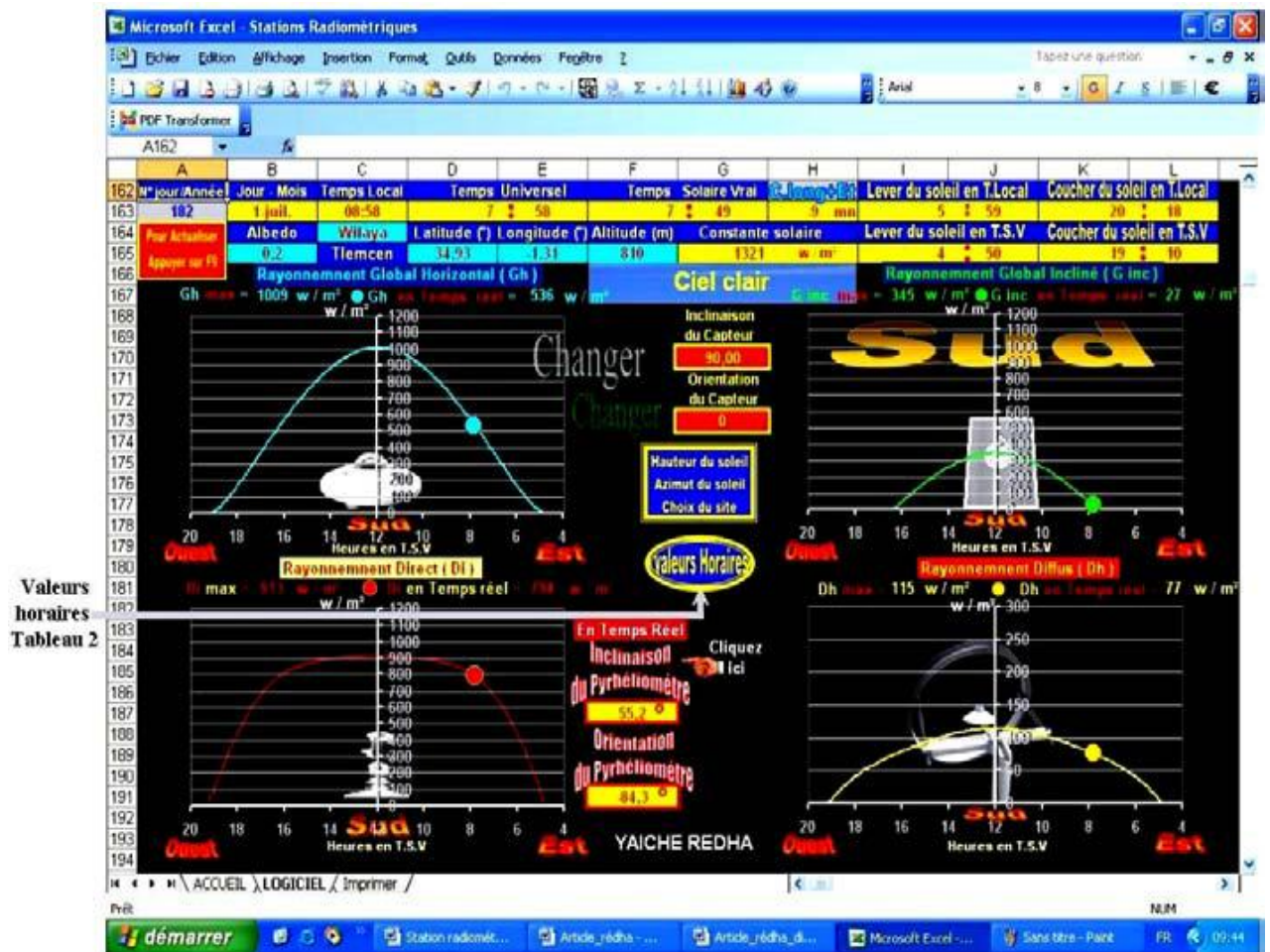
Interface graphique donnant: la position de la Terre par rapport au Soleil, la déclinaison du soleil, le numéro du jour et du mois, l'équation du temps appropriée

2.



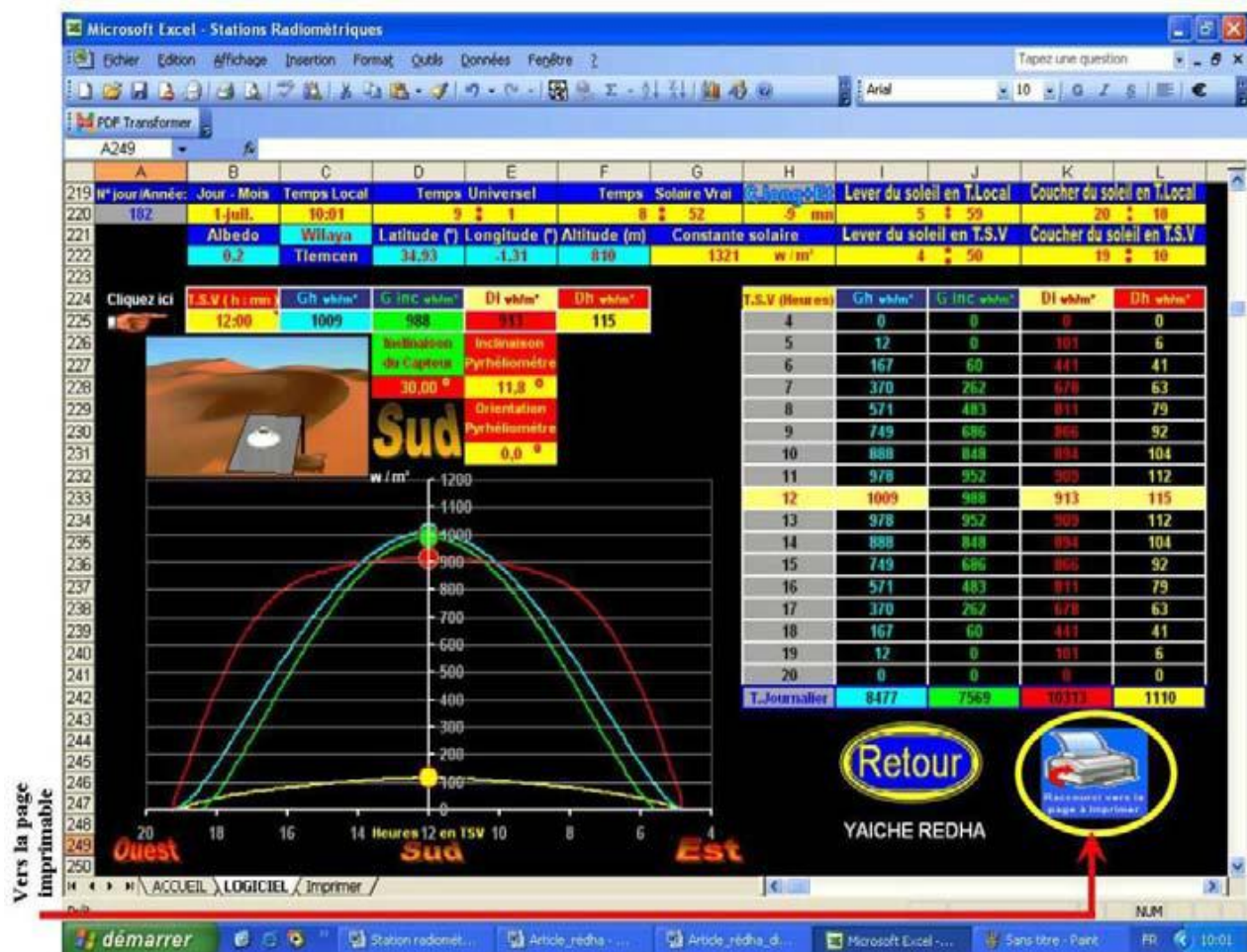
Interface permettant de choisir la fenêtre ou le lien associé qui donne soit les définitions des paramètres astronomiques et radiométriques, soit les résultats et les courbes, avec oublier la possibilité de revenir à l'interface précédente

3.



Interface graphique des éclairagements, global horizontal, global incliné, diffus horizontal et direct à incidence normale.

4.



Interface donnant les courbes et les valeurs horaires des éclairements: global horizontal, global incliné, diffus horizontal et direct à incidence normale.

Annexe 3



1. Caractéristique de module



2. Le panneau CONDOR CEM100M-36

Annexe 4



1. Batterie Télécommunication de 12 v et 110h.

Batterie Télécommunications de 12 V AGM	110Ah	165Ah	200Ah
Capacité 1 / 3 / 5 / 10 / 20 heures (% valeur nominale)	60 / 75 / 82 / 91 / 100 (@ 70°F/25°C, fin de décharge 10,5 V)		
Capacité 10 / 20 / 30 / 40 min (% valeur nominale)	33 / 44 / 53 / 57 (@ 70°F/25°C, fin de décharge 9,6 V)		
Capacité nominale (77 °F/25 °C, 10,5 V)	110Ah	165Ah	200Ah
Démarrage à froid A @ 0 °F/-18 °C	1000	1500	1800
Courant de démarrage à froid DIN (A) @ 0 °F/-18 °C	600	900	1000
Courant de circuit court (A)	3500	5000	6000
Autonomie (minutes)	200	320	400
Durée de conservation @ 70 °F/20 °C	1 an		
Tension d'absorption (V) @ 70 °F/20 °C	14,4 – 14,7		
Tension constante (V) @ 70 °F/20 °C	13,6 – 13,8		
Tension de stockage (V) @ 70 °F/20 °C	13,2		
Durée de conservation constante @ 70 °F/20 °C	12 ans		
Nombre de cycles @ 100 % décharge	250		
Nombre de cycles @ 50 % décharge	500		
Nombre de cycles @ 30 % décharge	1000		
Dimensions (HxLxP en mm)	508 x 110 x 238	561 x 105 x 316	546 x 125 x 323
Dimensions (HxLxP en mm)	20,0 x 4,4 x 9,4	22,1 x 4,2 x 12,4	21,5 x 4,9 x 12,7
Poids (kg/lbs)	33 / 72	51 / 111	60 / 132

2. Fiche technique de batterie

Annexe 5



1. régulateur Solaire STECA Power Tarom

Régulateur de charge solaire Power Tarom	2070	2140	40055	4110	4140
tension de système	12 V / (24 V)		48 V		
courant de court-circuit maximal à l'entrée du panneau solaire	70 A	140 A	55 A	110 A	140 A
courant de sortie maximal du consommateur	70 A	70 A	55 A	55 A	70 A
consommation propre maximale			14 mA		
tension finale de charge (floating)	13,7 V (27,4 V)		54,8 V		
tension de charge rapide	14,4 V 28,8 V)		57,6 V		
charge d'égalisation	14,7 V (29,4 V) programmable		58,8 V		
point de référence de réenclenchement (SOC / LVR)	> 50 % SOC / 12,6 V (25,2 V) / 50,4 V				
déconnection basse tension (SOC / LVD)	< 30 % SOC / 11,1 V (22,2 V) / 44,4 V				
température ambiante tolérée	-10 °C...+60 °C				
raccord (à fils fins / à un fil)	50 mm² / 70 mm²				
classe de protection du boîtier	IP 65				
poids	10 kg				
dimensions L x l x h 330 x (l) x 157	330 mm	360 mm	330 mm	360 mm	360 mm

2. Caractéristique technique de régulateur.

Annexe 6



1. L'onduleur Steca Xtender XTH de 48 v et 5000 w

	XTH 2000-12	XTH 5000-48	XTH 6000-48	XTH 8000-48
Caractérisation des performances de fonctionnement				
Tension de système	12 V	48 V	48 V	48 V
Puissance continue	2 500 VA	4 500 VA	5 000 VA	7 000 VA
Puissance 30 min.	3 000 VA	5 000 VA	6 000 VA	8 000 VA
Puissance 5 sec.	7,5 kVA	12 kVA	15 kVA	21 kVA
Efficacité max.	93 %	94 %	96 %	96 %
Consommation standby / ON	1,4 W / 14 W	1,8 W / 18 W	2,2 W / 22 W	2,4 W / 30 W
Correction du facteur de puissance (PFC)	selon la norme EN 61000-3-2			
Niveau de bruit	< 40 dB / < 45 dB (sans / avec ventilation)			
Côté entrée				
Tension d'entrée	< 265 V AC (réglable : 150 V AC ... 265 V AC)			
Courant de charge réglable	0 A ... 160 A	0 A ... 140 A	0 A ... 100 A	0 A ... 120 A
Courant max. du système de transfert	50 A			
Fréquence d'entrée	45 Hz ... 65 Hz			
Côté batterie				
Tension de l'accumulateur	9,5 V ... 17 V	19 V ... 34 V	38 V ... 68 V	38 V ... 68 V
Côté sortie AC				
Tension du réseau	230 V AC +/-2 % / 190 V AC ... 245 V AC (pure courbe sinusoïdale)			
Fréquence du réseau	50 Hz, réglable : 45 Hz ... 65 Hz +/-0,05 % (piloté par quartz)			
Distorsion harmonique	< 2 %			
Reconnaissance de consommateur (standby)	2 W ... 25 W			
Conditions de fonctionnement				
Température ambiante	-20 °C ... +55 °C			
Installation et construction				
Puissance Smart-Boost 30 min.	3 000 VA	5 000 VA	6 000 VA	8 000 VA
Réglage du courant d'entrée	1 A ... 50 A			
Contact multifonction réglable	2 contacts indépendants 16 A / 250 V AC (dispositif de contact à permutation libres de potentiel)			
Degré de protection	IP 20			
Dimensions (X x Y x Z)	300 x 497 x 250 mm			
Poids	34 kg	40 kg	42 kg	46 kg
Ventilation	ventilateur à partir de 55 °C			
Possibilité de montage en parallèle	3 x 1 phase et triphasé			

Données techniques à 25 °C / 77 °F

2. fiche technique de l'onduleur



Annexe 7

Les résultats de programme MATLAB :

```
>> Tc
```

```
Tc =
```

```
40.5637  
39.7238  
42.0238  
42.8637  
46.9438  
48.3838  
53.8038  
54.0838  
51.0837  
48.2638  
43.5238  
41.4237
```

```
>> Rch
```

```
Rch =
```

```
11.6728  
11.0428  
12.7678  
13.3978  
16.4578  
17.5378  
21.6028  
21.8128  
19.5628  
17.4478  
13.8928  
12.3178
```

```
>> Ep
```

```
Ep =
```

```
9.7015  
10.2179  
14.1318  
15.3401  
23.9819  
29.2224  
30.9043  
28.4828  
25.0105  
20.3675  
11.5041  
8.7527
```


*Références
bibliographiques*

Référence Bibliothèque

- [1] Yves JANNOT « ***thermique solaire*** », édition mars 2011.
- [2] Helali Kamelia « ***Modélisation d'une cellule photovoltaïque : Etude comparative*** », Mémoire de magister en électrotechnique (Machines Electriques), UMMTO 2012.
- [3] Amina Benhammou « ***Optimisation d'un nouveau système de séchage solaire modulaire pour plantes aromatiques et médicinales*** », Thèse de doctorat. Université Abou Bekr Belkaid Tlemcen 2010.
- [4] Jacques Bernard « ***énergie solaire calculs et optimisation*** » ellipes, paru le 20/08/2004
- [5] Anne Labouret et Michel Villos « ***Energie solaire photovoltaïque*** ». 4^{em} édition Dunod, Paris, 2009.
- [6] Rorni Abdelhalim « ***Etude et régulation d'un circuit d'extraction de la Puissance maximale d'un panneau solaire*** », Mémoire de magister en Électrotechnique, Université Mentouri de Constantine, 2009.
- [7] Zouache Foudil « ***étude de la concentration solaire sur les performances des Systèmes photovoltaïque*** », Mémoire de magister en électronique. Université Mentouri de Constantine, 2009.
- [8] Chirifi Oussama, Madache Hamza « ***Etude technico-économique d'une installation photovoltaïque pour une carrière*** », Mémoire de mastère II (énergie photovoltaïque), UMMTO 2013.
- [9] Benakli Said Ouali, Addad Massinissa « ***Simulation d'une installation solaire pour la production d'eau chaude sanitaire et chauffage pour une maison individuelle*** », Mémoire de mastère II (énergie photovoltaïque), UMMTO 2013.
- [10] M.R. Yaïche et S.M.A Bekkouche « ***Conception et Validation d'un Programme sous Excel pour l'Estimation du Rayonnement Solaire Incident en Algérie. Cas d'un Ciel Totalement Clair*** », Revue des Energies Renouvelables, Vol. 11, N°3. 2008
- [11] Angel Cid Pastor « ***Conception et réalisation de modules photovoltaïques électroniques*** », thèse de docteur. Institut National Des Sciences Appliquées de Toulouse, 2006.
- [12] C. Lerouge « ***Recherche & Industrie Photovoltaïque (PV) Etats-Unis*** » Sciences physique États-Unis, 2006.

[13] Charly Cornu « *Centrales photovoltaïques (Guide pour le dimensionnement et la réalisation de projets A l'usage des bureaux d'ingénieurs)* », 1996.

[14] M. Kenane, S. Sadoudi « *Modélisation de modules photovoltaïques en milieu réel d'implantation* », Mémoire de Master II (énergie renouvelable), UMMTO 2013.

[15] www.Portal.ffe.utm.my/fkelibray/fils/ngsheanhuei/2012/30 NGSHEANHUEI2012.pdf

[16] [www.energie-enviennement.upmc.fr/userfiles/file/cours/travaux_pratiques/master](http://www.energie-enviennement.upmc.fr/userfiles/file/cours/travaux_pratiques/master_EESolaire.pdf) EESolaire.pdf.

[17] Petibon Stephane « *Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques* ». Thèse de doctorat, Université de Toulouse, 2009.

[18] Alonso Corinne « *Contribution à l'optimisation, la gestion et le traitement de l'énergie* ». Mémoire d'habilitation à diriger les recherches, Université Paul Sabatier Toulouse III, 2003.

[19] Dang Minh Trung « *Elaboration de cellules solaires photovoltaïques a base de polymères conjugués, études des systèmes reticulables* ». Thèse de doctorat, Université Bordeaux 1, 2009.

[20] Vighetti Stephane « *Systèmes photovoltaïques raccordés au réseau : choix et dimensionnement des étages de conversion* ». Thèse de doctorat, Université Grenoble, Institut polytechnique, 2010.

[21] Belhadj Mohammed, « *Modélisation d'un Système de Captage Photovoltaïque Autonome* », Mémoire de Magister Centre Universitaire de Bechar, Institut des Sciences Exactes, 2008.

[22] Bencherif Mohammed « *Modélisation de systèmes énergétiques photovoltaïques et éoliens intégration dans un système hybride basse tension* ». Thèse de doctorat. Université d'Abou-bekr Belkaid Tlemcen, 2012.

[23] M.ashari, C. V. Nayar « *an optimum dispatch strategy using set points for a photovoltaic PV- dieselbattery hybrid power system* » Renewable energy Vol 66, N.1, Elsevier science 1999

[24] Y. Azoumah n, D. Yamegueu, P. Ginies, Y. Coulibaly, P. Girard, « *Sustainable electricity generation for rural and peri-urban populations of sub-Saharan Africa: The "flexy-energy" concept* » Energy Policy, Vol 39 (2011)

[25] B. Wickert, C.V. Nayar and W.B. Lawrance « *Photovoltaic-Diesel Hybrid Energy Systems for Off-Grid Rural Electrification* », International Journal of Renewable Energy Engineering, Vol. 1, N°1, 1999.

- [26] Muselli, M., Notton, G., Louche, «***Design of hybrid-photovoltaic power generator, with optimization of energy management***». Solar Energy 65 (3), 1999.
- [27] J-M. Cottier, A. Mermoud, M. villos, J. Graf « ***Centrales photovoltaïques – Guide pour le dimensionnement et la réalisation de projets*** ». A l'usage des bureaux d'ingénieurs, juin 1996.
- [28] « ***Grands Systèmes Solaires Photovoltaïques – Guide Administratif et Technique Pour L'installation*** », MARS 2013.
- [29] R.P.Mukund, « ***wind and Solar power Systems*** », Ph.D, Université merchant marine, 1999.
- [30] G. Notton, I. Caluianu, I. Colda et S. Caluianu, « ***Influence d'un ombrage partiel sur la production électrique d'un module photovoltaïque en silicium monocristallin*** », Revue des Energies Renouvelables Vol. 13, 2010.
- [31] T. Fogelman « ***Système photovoltaïque pour les pays en dévêtement, manuel d'installation et d'utilisation*** », Agence Française pour la Maîtrise de l'énergie, (AFME)
- [32] : C. Bernard, J.Chauvin, D. Lebrun, J.F Muraz, P. Stassi « ***Station solaire autonome pour l'alimentation des antennes de l'expérience de radio détection à l'Observatoire Pierre Auger*** ».2006
- [33] A. Guen « ***contribution à l'étude des systèmes de télécommunications mobiles Alimentés par énergie solaire*** », thèse de magister, Université de Tlemcen, février 1992.
- [34] Sylvain Brigand « ***Installations Solaires Photovoltaïque (dimensionnement de l'installation et mise en œuvre maintenance)*** », février 2011
- [35] : N. Achaibou,A Malek , N Bacha « ***Modèle de vieillissement des batteries plomb acide dans l'installation PV*** », N. spécial (CHEMSS), 2000.
- [36]: A. Zerga, F. Benyarou et B. Benyousef « ***Optimisation du rendement d'une cellule solaire NP au silicium monocristallin*** »Rev .Energ. Ren : physique Energétique 1998.
- [37]: D.Thévenard, and M.Ross « ***validation and Verification of Component Models and System Models for the PV*** », CETC-internal report 2003-035, Canada, 2003
- [38]: Dirk Uwe Sauer «***Electrochemical Storage for Photovoltaics***», Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE, Freiburg, Germany, 2004
- [39]: D.Turcotte, M.Ross and F.Sheriff « ***Photovoltaic hybrid System Sizing and Simulation Tools***» PV Horizon, Canada, 2001.

[40] Fogelman & Regis Montloin « *Installation Photovoltaïque dans l'habitat isolé* », Livre édité par EDISUD, 1983.

[41] A Labouret, M Villos « *Energie solaire photovoltaïque* ». 3^{em} édition Dunod, paru le 2007

[42] document de formation d'installation photovoltaïque. Algerienne des energies nouvelles et renouvelable ALENER. Chlef 2013.

[43] D. Thevenard, G. Martel « *the retsseen model for assessing potential PV projects* ». PV Horizon: Workshop on photovoltaic hybrid systems, Montreal, 10 septembre 2001.