

**REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA
RECHERCHE SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE MOULoud MAMMERI DE TIZI-OUZOU**



**FACULTE DU GENIE DE LA CONSTRUCTION
DEPARTEMENT DE GENIE MECANIQUE**

**Mémoire de master II professionnel en génie mécanique
Option : énergies renouvelables**

Présenté par :

**CHERIFI OUSSAMA
MADACHE HAMZA**

Thème :

**Etude technico-économique d'une installation
photovoltaïque pour une carrière**

Soutenu publiquement le 01 / 10 / 2013 devant le jury composé de :

**Mr Zazi
Mr Djebouri
Mr Zouaoui**

**Président
Examineur
Examineur**

Remerciements

Nous tenons à remercier :

*Tout d'abord le bon Dieu de nous avoir donné
Le courage et la patience pour mener à bien ce
Travail pendant toute cette longue année.*

*Nous tenons à remercier vivement notre
Promoteur Mr Hiti Aider Omar pour
Avoir accepté ce sujet, pour la qualité de son
Encadrement et son suivi durant toute la durée
De réalisation de ce travail.*

*Enfin, nous remercions toutes les
Personnes ayant contribué de près ou de loin
Au bon accomplissement de notre travail.*



Dédicaces

Je Dédie Ce modeste Travail A

Ma chère femme Hanan & Mon très cher petit fils Wassim

Vous êtes pour moi une source de vie car sans votre amour, votre tendresse et vos

Sacrifices, je ne pourrais arriver jusqu'au bout. Je vous aime très fort

Vous êtes la meilleure chose que le bon Dieu m'a offri

*A mon Père Abdelham et ma Mère Houria que je respecte beaucoup Que
dieu vous garde à fin que votre regard puisse suivre ma destinée.*

A Mes chers frères : Younes et le gâté Yasser

A Mes chères sœurs ; Sara, Selma, Soumaya, Sylia et Wissam

Mon amour à votre égard est une grandeur non quantifiable.

A toutes la famille : Bourane et Amroni d'Azefoun

A tout les gâtés de la famille : Imad, Moad, Moumouh et Amir

A Tous Mes Amis

A mon cher Ami et binôme Hamza

*& Ceux qui cherchent leur nom ici, cette marque d'affection me va droit au cœur :
(beaucoup de noms me sont venus a l'esprit en rédigeant ces lignes et la peur d'en
oublier un, me poussent a cette écriture implicite).*

Oussama



Notations et symboles		
Symboles	Désignation	Unités
E	Flux de rayonnement solaire	W.m^{-2}
E_0	Constante solaire	W.m^{-2}
Pr	Période de rotation de la terre	h
Vr	Vitesse linéaire de la rotation de la terre	Km.s^{-1}
φ	Latitude	Degré
L	Longitude	Degré
i	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	min
TU	Temps universel	h
TC	Temps civil	h
TFH	Temps de fuseau horaire	h
dj	Durée de jour solaire	h
SS	Durée effective d'ensoleillement	h
SS_0	Durée maximal d'ensoleillement	h
σ	Taux d'ensoleillement	
h	Constante de Planck	J.s
C	Vitesse de la lumière dans le vide	m.s^{-1}
ν	Fréquence	Hz
λ	Longueur d'onde	m
S	Irradiation solaire direct	$\text{W.m}^{-2}.\text{durée}^{-1}$
D	Irradiation solaire diffus	$\text{W.m}^{-2}.\text{durée}^{-1}$
G	Irradiation solaire global	$\text{W.m}^{-2}.\text{durée}^{-1}$
S^*	Eclairement solaire direct	W.m^{-2}
D^*	Eclairement solaire diffus	W.m^{-2}
G^*	Eclairement solaire global	W.m^{-2}
I	Irradiation solaire	$\text{W.m}^{-2}.\text{durée}^{-1}$
I^*	Eclairement solaire	W.m^{-2}
G_0	Irradiation journalière sur un plan horizontal	$\text{W.m}^{-2}.\text{durée}^{-1}$
K_T	Indice de clarté	
μ	Albédo	
I_{cc}	Courant de court-circuit	A
U_{co}	Tension en circuit ouvert	V
I_{MPP}	Courant de puissance maximal	A

U_{MPP}	Tension de puissance maximale	V
η_m	Rendement des modules photovoltaïque	
P_{cu}	Puissance crête unitaire d'un module photovoltaïque	W
S_m	Surface de module photovoltaïque	m^2
E_{nom}	Eclairement nominal standard	$W.m^{-2}$
CC	Courant continu	A
CA	Courant alternatif	A
P_{AC}	Puissance en sortie de l'onduleur	W
P_{DC}	Puissance en entrée de l'onduleur	W
E_C	Energie quotidienne consommée	Wh
P_i	Puissance électrique de chaque appareil	W
t_i	La durée moyenne de l'utilisation de chaque de chaque appareil	h
P_c	Puissance crête de générateur photovoltaïque	Wc
N_m	Nombre de modules nécessaire a installé	
E_p	Energie produite par un module pendant une journée	$Wh.j^{-1}$
G_{min}	Irradiation moyenne journalière minimale	$Wh.m^{-2}$
K_c	Facteur de correction global	
η_o	Rendement de l'onduleur	
η_g	Rendement de générateur	
x	Distance a respecté entre deux rangées	m
ℓ	Largeur d'un module photovoltaïque	m
hm	Hauteur minimal du soleil	Degré
N_{max}	Nombre maximal de modules en série	
N^*_{min}	Nombre minimal de modules en série pour chaque tracker	
N^*_{max}	Nombre maximal de modules en série pour chaque tracker	
$U_{MPPTmin}$	Valeur minimal de la tension pour laquelle le tracker (MPPT) fonctionne	V
$U_{MPPTmax}$	Valeur maximal de la tension pour laquelle le tracker (MPPT) fonctionne	V
$N_{max,p}$	Nombre maximal de chaine photovoltaïque en parallèle	
I_{max}	Courant maximal admissible par l'onduleur	A
$N_{m'}$	Nombre de modules photovoltaïque par onduleur	
C_N	Capacité nominal de la batterie	Ah
N	Autonomie de charge	J
U	tension de la batterie	V

T	Décharge profonde autorisée	
η_b	Rendement de la batterie	
α_0	Coefficient de Correction appliqué a C_N	
I_z	Courant admissible	A
N_c	Nombre de chaines photovoltaïque en parallèles	
ε	Chute de tension dans le câble	
Va	Tension a l'entrée du câble	V
Vb	Tension a la sortie du câble	V
ρ	Résistivité du matériau conducteur	$\Omega\text{mm}^2.\text{m}^{-1}$
l	Longueur de câble	m
P_{DC}	Puissance continue	W
U_{DC}	Tension continue	V
I_{DC}	Intensité du courant continue	A
P_{AC}	Puissance alternative	W

Liste des figures :

Fig I.1 . Schématisation des mouvements de la Terre autour du Soleil.....	04
Fig I.2. Trajectoires apparentes du Soleil pour chacune de ces journées en un lieu de l'hémisphère nord.....	04
Fig I.3. Courbes d'ensoleillement typique par mois pour différentes latitude.....	04
Fig I.4 . Coordonnées terrestres.....	06
Fig I.5 . Coordonnées horizontales.....	07
Fig I.6 . Répartition spectrale du rayonnement solaire au niveau du sol terrestre.....	11
Fig I.7. Longueurs d'ondes absorbables par le silicium.....	14
Fig I.8 . Différents composants de rayonnement.....	18
Fig I.9 .Variation de la masse d'air.....	19
Fig I.10.Différents appareil de mesure du rayonnement solaire.....	21
Fig.II.1.Différentes roches de silice.....	22
Fig II.2. Extraction du silicium à partir de la silice... ..	23
Fig II.3. Lingots de silicium.....	23
Fig II.4.Silicium polycristallin.....	24
Fig II.5.procédures de fabrication des lingots monocristallin.....	25
Fig II.6.sciage des lingots de silicium.....	26
Fig II.6.Dopage type n.....	28
Fig II.6.Dopage type p.....	28
Fig II.8 jonction PN.....	28
Fig.II.09.Connexion entre cellules dans un module.....	29
Fig II.10.Constituants d'un module photovoltaïque.....	30
Fig II.11.Différentes étapes de fabrication d'un module photovoltaïque.....	30
Fig II.12.Courbe courant-tension d'une cellule photovoltaïque.....	31
Fig II.13.Caractéristique courant-tension d'une cellule photovoltaïque.....	32

Fig II.14.Caractéristique puissance-tension d'une cellule photovoltaïque.....	32
Fig II.15.Caractéristique courant-tension d'une cellule sous différentes valeurs d'éclairement.....	33
Fig II.16.Caractéristiques courant-tension d'une cellule sous différentes valeurs de température.....	35
Fig II.17.rôle de l'onduleur.....	36
Fig.II.18 différents dispositifs d'un onduleur photovoltaïque.....	38
Fig.II.19.Température de fonctionnement d'un onduleur.....	40
Fig II.20. Vue intérieure d'un onduleur.....	40
Fig II.21.Emplacement des diodes By pass dans un module photovoltaïque....	42
Fig II.22.Module en fonctionnement normal.....	43
Fig II.23.Module ombragé sans diode By pass (phénomène du Hot-spot).....	43
Fig II.24.Module ombragé avec diode By pass.....	44
Fig II .25 Fonctionnement normal de deux modules connectés en parallèle.....	46
Fig II.26.Module connecte en parallèle ombragé (phénomène du courant retour)	46
Fig II.27.Modules connectés en parallèle équipés de diodes.....	47
Fig II.28. Modules connectés en parallèle équipés de fusibles.....	47
Fig II.29.Onduleur photovoltaïque avec 1seul tracker MPPT.....	48
Fig II.30.Onduleur photovoltaïque avec deux tracker MPPT.....	49
Fig II.31.Modules photovoltaïques équipés des tracker pour chacun.....	50
Fig II.32. Interrupteur symbolisé.....	51
Fig II.33.Sectionneur symbolisé.....	52
Fig II.34. Interrupteur-sectionneur symbolisé.....	52
Fig II.35.Interrupteur-sectionneur à fusible.....	52
Fig II.36.Disjoncteur différentiel symbolisé.....	54
Fig III.1.Caractéristique courant-tension du champ photovoltaïque.....	60
Fig III.2.Caractéristique tension-puissance du champ photovoltaïque.....	60
Fig.III.3.Caractéristique courant-tension du champ photovoltaïque.....	61

Fig.III.4.Caractéristique puissance-tension du champ photovoltaïque.....	61
Fig.IV.1.Disposition des champs Photovoltaïques et d'onduleurs.....	73
Fig IV.2.Schéma du raccordement des 125 premiers onduleurs.....	76
Fig IV.3.Schéma du raccordement du 126 ^{eme} onduleur.....	77
Fig IV.4.Schéma du raccordement de la partie alternative.....	78

Tableaux

Tableau I.1. Valeurs énergétiques des photons issus du spectre solaire.....	12
Tableau I.2 .Rayonnement solaire sur un plan horizontal : notations utilisées...	13
Tableau I.3.les différentes valeurs d'albédo.....	18
Tableau.III.1. Valeurs de l'inclinaison en fonction de la latitude.....	58
Tableau.III .2.Fiche caractéristique d'un onduleur.....	64
Tableau. III 3.coefficient de correction appliqué en fonction de la température.....	67
Tableau. III 4.Facteur de correction du courant admissible.....	68
Tableau. IV.1.Bilan de consommation journalière de la carrière.....	71
Tableau. IV.2.Caractéristiques du panneau utilisé.....	72
Tableau. IV.3.Caractéristiques du l'onduleur utilisé.....	74
Tableau .IV.4.Sections des câbles utilisées.....	75
Tableau. IV.5.Coût global de l'installation photovoltaïque.....	79

Sommaire

Introduction générale :

Chapitre I : Le gisement solaire

I.1.Introduction	03
I.2. Aperçu de la ressource	03
I.3. Aspects géométriques	04
I.3.1.Mouvement de la terre	04
a. Mouvement de rotation	04
b. Mouvement de translation.....	04
I.3.2. Mouvement apparent du Soleil.....	05
I.3.3.Notion de position.....	06
I.3.3.1.Coordonnées terrestres	06
a. La latitude ϕ	06
b. La longitude L	06
c .Inclinaison [i]	07
I.3.3.2.Coordonnées équatoriales.....	07
a .La déclinaison δ	07
b.L'angle horaire ω	07
I.3.3.3.Coordonnées horizontales.....	08
a .La hauteur du soleil H	08
b .L'azimut du soleil a.....	08
I.3.4.Notion de temps	09
I.3.4.1. Le temps solaire vrai(TSV)	09
I.3.4.2 .Temps solaire moyen(TSM)	09
I.3.4.2 .Temps solaire moyen(TSM)	09
I.3.4.4. Temps universel (TU)	09
I.3.4.4. Temps universel (TU)	09

I.3.4.6. Temps du fuseau horaire (TFH)	09
1.3.4.7. Temps légal (TL)	10
1.3.4.7. Temps légal (TL)	10
I.3.4.9. Durée et taux d'ensoleillement	10
a. Durée d'ensoleillement	10
b. Taux d'ensoleillement	11
I.4. Aspects énergétiques	11
I.4.1. L'atmosphère terrestre	11
I.4.2. Caractéristiques du rayonnement solaire	11
I.4.2.1. Composition	11
I.4.2 Dualité de la lumière	12
I.4.3. Types du rayonnement solaire	14
I.4.3.1. Rayonnement direct	15
a. Eclairement S^*	15
b. Irradiation directe journalière S	17
I.4.3.2. Rayonnement diffus	18
a. Eclairement D^*	18
b. Irradiation diffuse	18
I.4.3.3. Rayonnement solaire sur un plan quelconque	19
a. Eclairement direct $S^*(i, \gamma)$	19
b. Eclairement diffus $D^*(i, \gamma)$	19
c. Eclairement réfléchi $R^*(i, \gamma)$	19
I.5. La masse d'air	20
I.6. Mesure du rayonnement solaire	21
I-7 Conclusion	22
Chapitre II : Principe de fonctionnement d'une installation photovoltaïque	
II.1. Introduction	23
II.2. Le module photovoltaïque	23
II.2.1. Procédé de fabrication d'une cellule solaire	23

II.2.1.1. Extraction du silicium à partir de la silice	24
II.2.1.2.Purification du silicium	25
II.2.1.3.Cristallisation du silicium	26
a.Le silicium polycristallin.....	26
b. Le silicium monocristallin.....	26
II.2.1.4.Obtention des wafers photovoltaïques	27
II.2.1.5.Dopage du silicium	28
a. Dopage de type N.....	29
b. Dopage de type P	29
c. Effet photovoltaïque	30
II.2.1.6.Assemblage des cellules photovoltaïque en modules	31
II.2.2.Caractéristiques d'une cellule photovoltaïque	32
II.2.2.1.Caractéristique courant-tension d'une cellule photovoltaïque	33
a. Le courant de court-circuit I_{cc}	33
b. La tension en circuit ouvert U_{co}	34
II.2.2.2.Effet du niveau d'éclairement sur la cellule	35
II.2.2.3.Effet de la température sur la cellule photovoltaïque	38
II.2.3. Rendement des modules photovoltaïques	38
II.2.4.La durée de vie	38
II.3.L'onduleur photovoltaïque	39
II.3.1.Rôle de l'onduleur photovoltaïque	39
II.3.1.1.Conversion continue → alternatif	39
II.3.1.2.Recherche du point de puissance maximum	39
II.3.1.3.Protection de découplage de l'onduleur	40
II.3.1.4.Le contrôle permanent d'isolement	41
II.3.2.Rendement de l'onduleur photovoltaïque	41
II.3.3.Effet de la température sur l'onduleur photovoltaïque	42
II.3.4.La durée de vie	43
II.4.Les ombrages	43

II.4.1. Phénomène du hot-spot (point chaud)	44
II.4.2. Les diodes by pass	44
a. Module en fonctionnement normal	45
b. Cellule ombragée sans diode by pass	46
c. Cellule ombragée avec diode by pass	46
II.4.3. Phénomène du courant-retour	48
a. Module en fonctionnement normal	48
b. Modules ombragés	49
II.4.4. Solutions anti-ombrage	51
II.4.4.1. Onduleurs multi-tracker	51
a. Fonctionnement normal	51
b. cas où une partie du champ photovoltaïque est ombragée	52
II.4.4.2. Un tracker par module	53
II.5. Coupure et sectionnement	53
II.5.1. Les différents dispositifs d'une installation photovoltaïque : de coupure et de sectionnement utilisés	54
a. Interrupteur	54
b. Sectionneur	54
c. Interrupteur-sectionneur	55
d. Interrupteur-sectionneur à fusible	55
II.5.2. Emplacement des dispositifs de coupure et de sectionnement	55
a. Le disjoncteur	56
b. Le dispositif différentiel	57
II.6. Conclusion	57

Chapitre III: Performance de système photovoltaïque

III.1. Introduction	58
III.2. dimensionnement d'une installation photovoltaïque	58
III.2.1. évaluation des besoins de l'utilisateur	58

III.2.2.Chiffrage du gisement solaire disponible au site d'implantation	59
III.2.3. Dimensionnement du générateur photovoltaïque.....	59
III.2.3.1.La puissance crête	59
III.2.3.2. Estimation production électrique d'un module	59
III.2.3.3.Détermination du nombre de module à installer	60
III.2.3.4.positionnement des modules photovoltaïques	60
a. Inclinaison et orientation optimale	60
b. Pose des modules	61
III.2.4.Dimensionnement du l'onduleur	61
III.2.4.1.Compatibilité en puissance	62
III.2.4.2.Compatibilité en tension	63
III.2.4.2.1. Tension maximale admissible.....	63
III.2.4.2.2.Plage de tension MPPT	64
III.2.4.3.Compatibilité en courant.....	66
III.2.5.Dimensionnement des accumulateurs de stockages	68
a. Le choix de la tension de la batterie	68
b. Calcul de la capacité de la batterie	69
III.6.dimensionnement des câbles	69
III.6.1.Calcul de la section des câbles CC	69
III.6.1.1.Courant admissible I_z	70
III.6.1.2.Chute de tension	71
III.6.1.3 .Formule de la section	71
III.7.Conclusion	72

Chapitre IV: conception du projet

IV.1.Introduction	74
IV.2. Evaluation des besoins quotidiens de la carrière	74
IV.3.Chiffrage du gisement solaire disponible	74
IV.4.Dimensionnement du générateur	75

IV.4.1.caractéristiques du panneau solaire utilisé	75
IV.4.2.Estimation de l'énergie produite par module	75
IV.4.3.Détermination de nombre de module à installer	75
IV.4.4.Positionnement des modules	75
IV.5.Dimensionnement des onduleurs	76
IV.5.1.Caractéristiques des onduleurs utilisés	76
IV.5.2.Plan du raccordement	77
IV.5.2.1.Calcul du nombre minimum de module en série	77
IV.5.2.2.Calcul du nombre maximum de module en série	77
IV.5.2.3.Calcul du nombre maximum de chaines en parallèle	78
IV.5.2.4.Calcul du nombre d'onduleurs nécessaire pour l'installation	78
IV.6.Dimensionnement des câbles	78
I IV.7.Etude économique du projet	82
IV.7.1.Estimation du coût global de l'installation	82
IV.7.2.Etude de la rentabilité du projet	82
a. Les sommes économisées pendant 20ans	82
b. Le cout global de l'installation	83
IV.7.3.La durée d'amortissement de l'installation	83
a. Le prix de la facture de Sonelgaz	83
b. Le cout global de l'installation	83
IV.7.4.Le prix du kilowattheure solaire produit.....	83
IV.8.Conclusion	84

Conclusion 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, dans le cadre des accords de Kyoto de 1997, les Etats se doivent de développer des énergies propres, renouvelables et respectueuses de l'environnement et parmi ces énergies : 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 ; c'est une énergie renouvelable, non toxique et silencieuse. 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, bâtiment tertiaire, etc.

Ce thème nous a été proposé par un gérant d'une carrière d'agrégats dans la région de Tiaret. C'est une carrière qui paye plus de 600000 DA par mois comme facture d'électricité ; ce qu'il oblige ce gérant à se déplacer chaque mois vers l'agence de Sonelgaz distante de 90km pour régler sa facture. L'idée d'équiper la carrière d'une installation photovoltaïque est alors née. On payera uniquement les frais d'installation au départ et on sera dispensé de payer la facture d'électricité pendant toute la durée de vie de cette installation. Cette durée est estimée à 20ans.

Ce travail consiste à bien dimensionner une installation photovoltaïque afin de répondre aux besoins en énergie électrique de cette carrière. Il est architecturé en quatre chapitres, dont le premier traitera quelques lois et définitions fondamentales sur le gisement solaire. Le deuxième chapitre traitera les différents composants d'une installation photovoltaïque avec leurs rôles et

principes de fonctionnement. Le troisième chapitre est consacré aux différentes étapes de dimensionnement d'une installation photovoltaïque. Le dernier chapitre traitera le problème technique et économique de cette installation. Enfin on terminera notre travail par une conclusion générale.

I.1.Introduction :

Comme pour toutes les applications de l'énergie solaire, une bonne connaissance du gisement solaire est nécessaire à l'étude des systèmes photovoltaïques. Par gisement solaire, on entend ici les différentes caractéristiques du rayonnement solaire, susceptibles d'influencer les performances d'un système en un lieu donné.

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 $1,8.10^{17}$ Watt.

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 **E₀** est appelée la **constante solaire**, elle vaut **E₀ = 1353 W.m⁻²**. En première approximation, on peut calculer la valeur de **E** en fonction du numéro du jour de l'année j par :

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

I.3. Aspects géométriques :

Nous allons nous 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.

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 $1.49675 \cdot 10^8 \text{ km}$. 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.

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 **23h 56mn 04s $\approx 24\text{h}$** 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.

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 = 365jours 5h 48mn 40s ≈ 365.25** jours. Elle décrit une orbite elliptique dont le soleil occupe l'un des foyers. Cette orbite est située dans un plan appelé plan de l'écliptique où le soleil est presque au centre. Elle est légèrement aplatie, elle correspond à un cercle de rayon

moyen de $1.49675 \cdot 10^8 \text{ km}$. Cette distance est minimale au début janvier et maximale au début de juillet, figure (I.1)

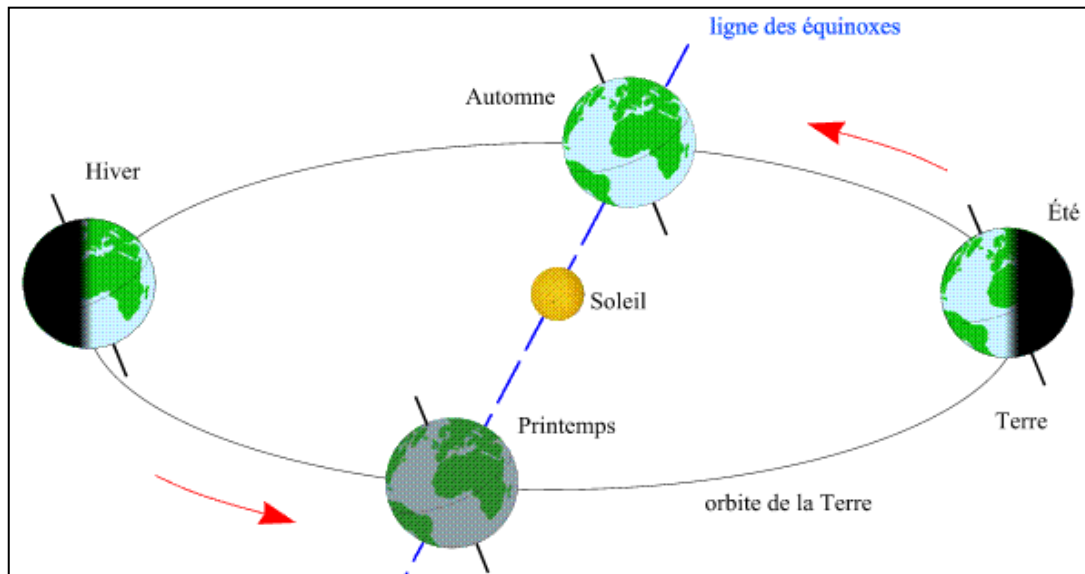


Figure I.1 : Schématisation des mouvements de la Terre autour du Soleil

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. 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 12h aux équinoxes, elle est inférieure à 12h entre le 21 septembre et le 21 mars, supérieure à 12h entre le 21 mars et le 21 septembre.

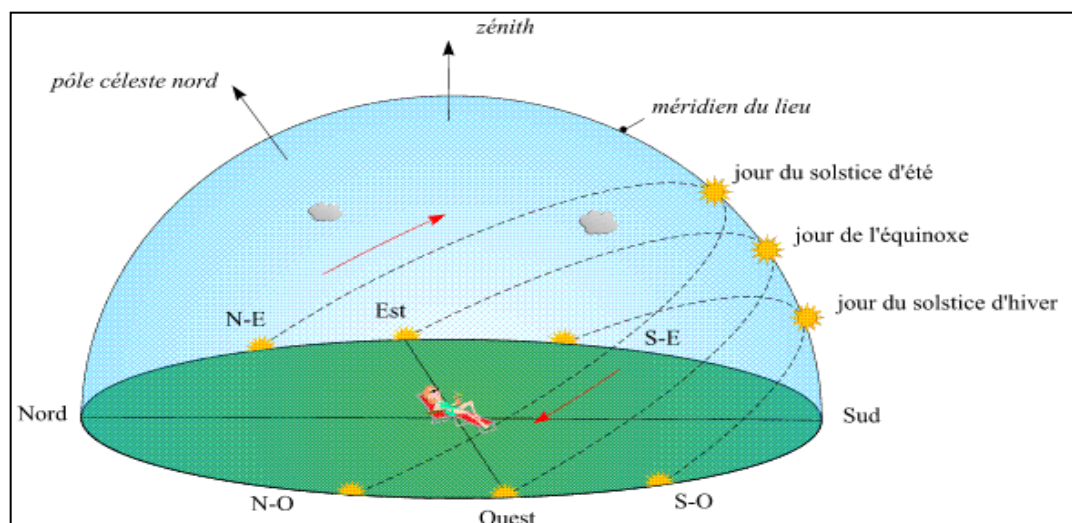


Figure I.2 Trajectoires apparentes du Soleil pour chacune de ces journées en un lieu de l'hémisphère nord.

I.3.3. Notion de position :

La position d'un point donnée peut être repérée 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).

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, Figure I.3

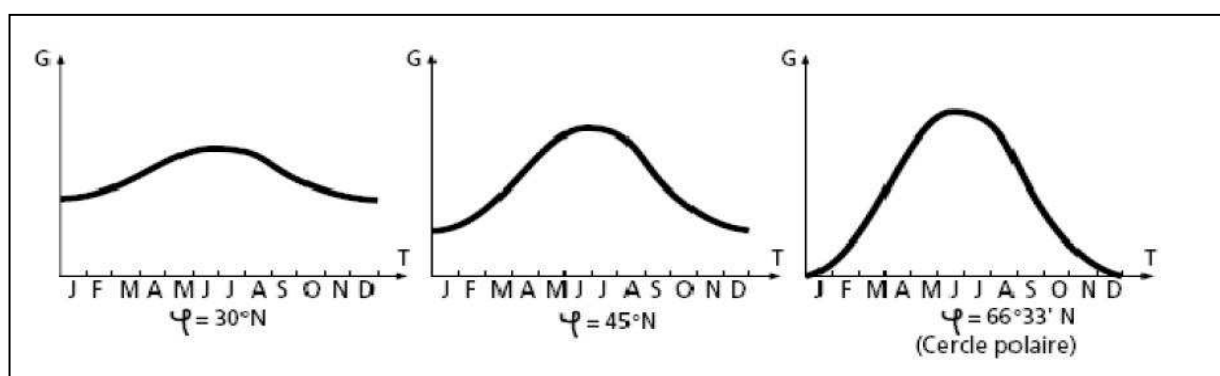


Figure I.3: Courbes d'ensolaillement typique par mois pour différentes latitudes.

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°, à tout écart de 1° de longitude correspond à un écart de 4 minutes de temps.

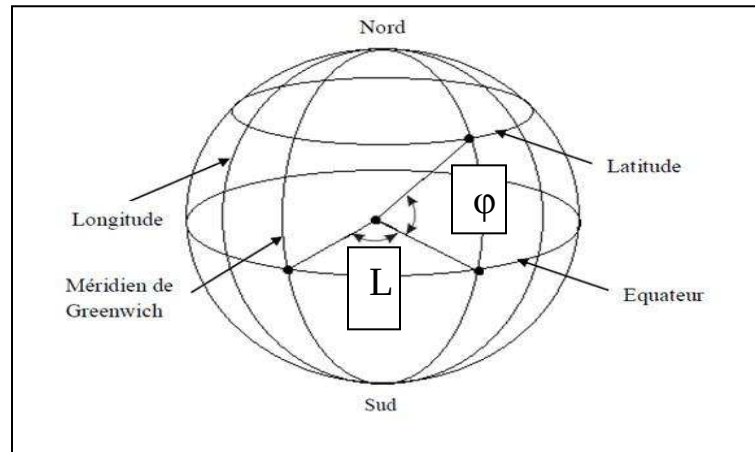


Figure I.4 : Coordonnées terrestres

c .Inclinaison [i]

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

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 ($+23^{\circ}, 27'$). Elle est donnée par la relation suivante :

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

n : 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. 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 24heures). Il est exprimé par :

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

Avec :

ω : en degré

TSV : temps solaire vrai

I.3.3.3. Coordonnées horizontales :

Dans ce système de coordonnées le soleil est repéré par sa hauteur h , son azimut α et l'horizon astronomiques 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 :

$$\sin H = \sin \varphi . \sin \delta + \cos \varphi . \cos \delta . \cos \omega \quad [I.4]$$

b .L'azimut du soleil a :

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

$$\sin a = \frac{\cos \delta \sin \omega}{\cos H} \quad [1.5]$$

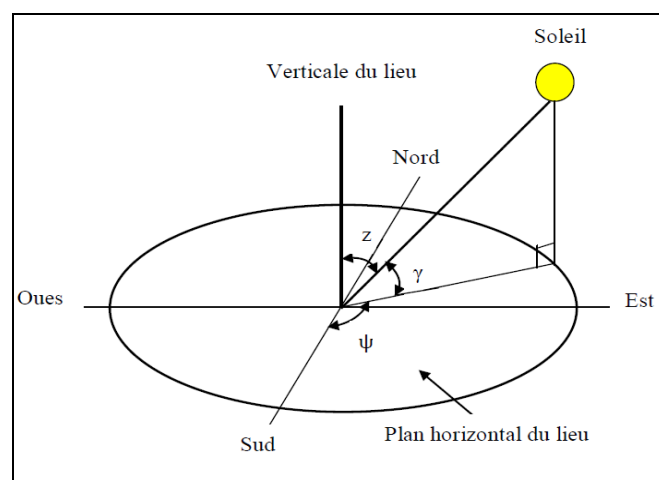


Figure I.5 : Coordonnées horizontales

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 :

$$TSV = 12 + \frac{\omega}{15} \quad [1.6]$$

Avec :

TSV : en heure

ω : 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.

$$TSM = TSV - ET \quad [1.7]$$

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 :

$$ET = [0,0002 - 0,4797 \cos \omega'j + 3,2265 \cos 2\omega'j + 0,0903 \cos 3\omega'j + 7,3509 \sin \omega'j + 9,3912 \sin 2\omega'j + 0,3361 \sin 3\omega'j] \quad [1.8]$$

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 :

$$TFH = TU + n \quad [1.9]$$

n : décalage en heure par rapport au méridien de Greenwich.

$$TFH = TSM + C \quad [I.10]$$

Avec

C : correction de longitude qui vaut : $4 \cdot (L_{ref} - L)$ avec 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 :

$$TL = TFH + \Delta \quad [I.11]$$

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

Finalement le temps solaire vrai égal :

$$TSV = TL - \Delta - C + ET \quad [I.12]$$

1.3.4.8. 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 $\sin(h) = 0$, dont la résolution donne :

$$\omega_l = -\omega_c = -\arccos[-(\tan \delta \cdot \tan \phi)] \quad [I.13]$$

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

D'où la durée du jour vaut :

$$dj = \frac{\omega_c - \omega_l}{15} = \frac{2\omega_l}{15} \quad [I.14]$$

1.3.4.9. Durée et taux d'ensoleillement :

a. Durée d'ensoleillement :

Selon les conditions atmosphériques, le ciel peut être plus ou moins couvert de nuages au cours d'une journée. Ceux-ci occultent le Soleil, totalement ou partiellement, empêchant ainsi le rayonnement d'atteindre directement le sol. On dit que la nébulosité est plus ou moins importante selon qu'il y a beaucoup ou peu de nuages.

On appelle *durée effective d'ensoleillement* ou **insolation** SS le temps pendant lequel, au cours d'une journée, le rayonnement solaire direct a atteint le sol du lieu considéré.

b. Taux d'ensoleillement :

Par ciel clair sans nuages, le sol reçoit le rayonnement solaire direct pendant toute la durée du jour, ou plus précisément pendant la durée maximale d'ensoleillement SS_0 . On appelle taux d'ensoleillement ou taux d'insolation le rapport entre la durée effective et la durée maximale d'ensoleillement. :

$$\sigma = \frac{SS}{SS_0} \quad [I.15]$$

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 200km 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...

I.4.2. Caractéristiques du rayonnement solaire :

I.4.2.1.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 (1.6) 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.

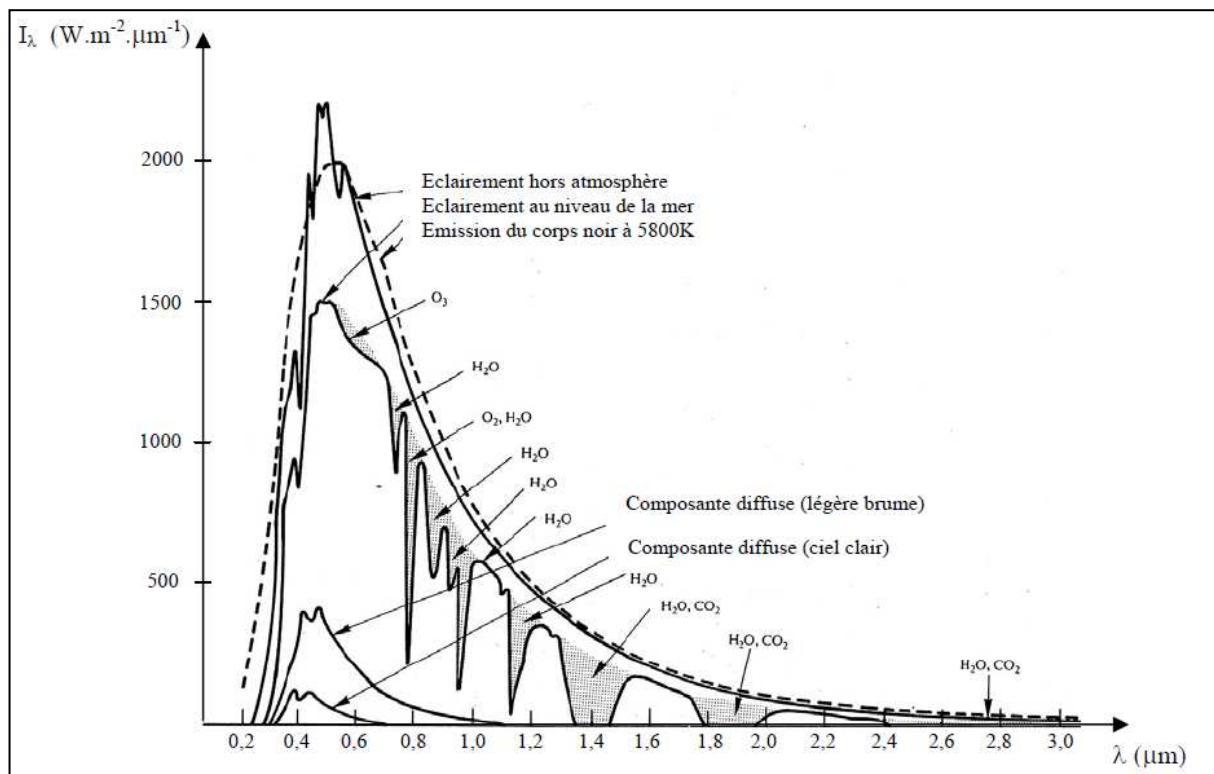


Figure I.6 : Répartition spectrale du rayonnement solaire au niveau du sol terrestre.

I.4.2.2. Dualité de la lumière :

La lumière peut être considérée sous forme d'ondes électromagnétiques de longueur d'onde λ ou sous forme de photons, corpuscules possédant une énergie E liée à λ par la relation suivante :

$$E = h\nu = \frac{hc}{\lambda} \quad [\text{I.16}]$$

Avec :

h: Constante de Planck [j.s]

c: Vitesse de la lumière dans le vide [m.s⁻¹]

ν : fréquence [s⁻¹].

λ: Longueur d'onde [m]

La notion de dualité onde/corpuscule est importante pour comprendre les phénomènes d'interaction entre un rayonnement et un matériau.

Les longueurs d'ondes du rayonnement solaire terrestre sont comprises entre 0,2μm (ultra-violet) et 4μm (infrarouge) avec un maximum d'énergie pour 0,5μm. 97,5% de l'énergie solaire est comprise entre 0,2μm et 2,5μm. De 0,4μm à 0,78μm, le spectre correspond au domaine du visible. Les capteurs d'énergie solaire doivent donc être compatibles avec ces longueurs d'ondes pour pouvoir piéger les photons et les restituer sous forme de chaleur ou d'électrons.

Le tableau I-1 donne les valeurs énergétiques caractéristiques des photons pour diverses longueurs d'ondes, ainsi que les zones correspondantes au spectre lumineux ;

λ [μm]	E[ev]	Zone
0,2	6,2	Ultra-violet
0,4	3,1	Visible bleu
0,5	2,48	Visible jaune-vert
0,78	1,59	Visible rouge
1	1,24	Infrarouge
2	0,62	Infrarouge
4	0,31	Infrarouge

Tableau I-1 Valeurs énergétiques des photons issus du spectre solaire.

Pour que le rayonnement solaire produise un courant électrique dans un matériau donné, il faut qu'un électron lié à son atome (bande de valence) soit

arraché pour participer à la conduction du courant, donc il faut lui fournir une énergie minimale (seuil d'énergie) afin qu'il puisse atteindre les niveaux énergétiques supérieurs (la bande de conduction) : c'est l'énergie du gap optique ou largeur de bande interdite **E_g**, exprimée en eV. Cette valeur seuil est propre à chaque matériau en raison de la structure électronique différente de chaque type d'atomes. Elle est de **1,1 eV** pour le silicium cristallin et de **1,7 eV** pour le silicium amorphe. Dans le cas du silicium, l'énergie minimale nécessaire correspond à l'énergie des photons ayant une longueur d'onde inférieure à **1,1 μm** .

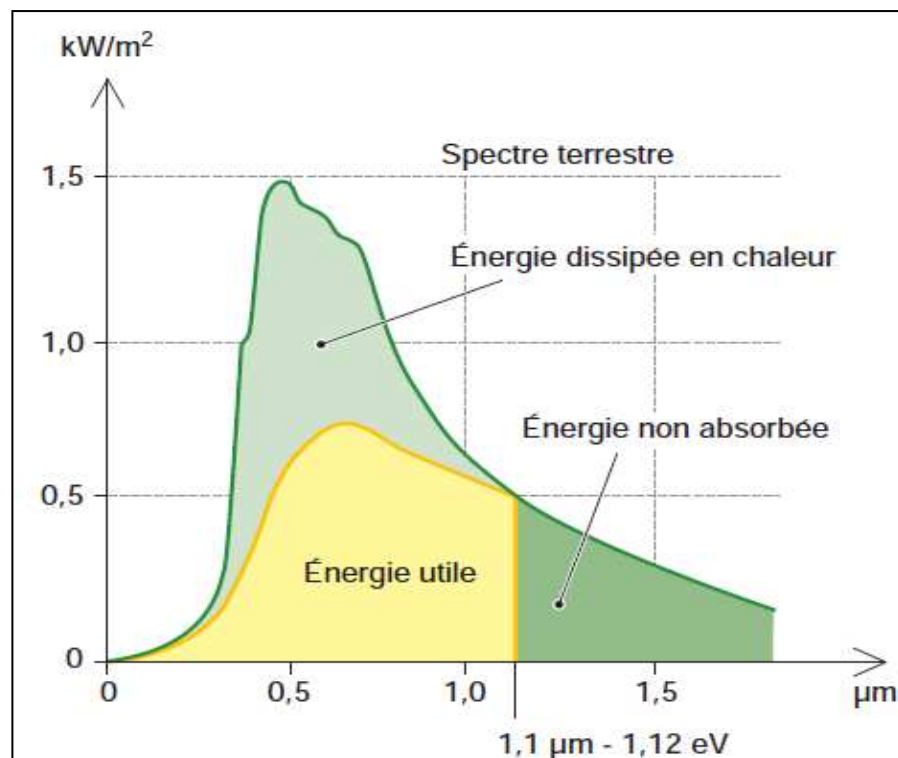


Fig.I.7. Longueurs d'ondes absorbables par le silicium

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 global** : est la somme du rayonnement direct et diffus.

Les notations utilisées pour les composantes du rayonnement solaire sur une surface horizontale sont données dans le tableau suivant :

Irradiation solaire Energie reçue pendant une certaine durée $[W.m^{-2}.durée^{-1}]$ ou $[kWh.m^{-2}.durée^{-1}]$	Directe	S	$G = D + S$
	Diffuse	D	
	Globale	G	
Éclairement solaire Flux instantané $[W.m^{-2}]$	Direct	S^*	$G^* = D^* + S^*$
	Diffus	D^*	
	Global	G^*	

Tableau I.2 : Rayonnement solaire sur un plan horizontal : notations utilisées.

Le rayonnement direct reçu par une surface orientée en permanence vers le Soleil et qui reçoit donc le rayonnement solaire sous une incidence normale est désigné par I. Nous désignerons par :

- **I** l'énergie reçue (irradiation) en $[W.m^{-2}.durée^{-1}]$ ou $[kWh.m^{-2}.durée^{-1}]$
- **I*** le flux reçu (éclairement) en $[W.m^{-2}]$

Nous avons la relation :

$$S^* = I^* \sin h \quad [I.17]$$

I.4.3.1. Rayonnement direct :

a. Éclairement S^* :

L'éclairement solaire direct S^* sur un plan horizontal peut être déterminé de plusieurs manières en fonction des données disponibles :

1. Par mesure de G^* et D^* , on en déduit $S^* = G^* - D^*$.
2. A partir de la mesure des irradiances journalières globales G et diffuse D sur un plan horizontal, on en déduit $S = G - D$ et S^* par la fonction de répartition suivante :

$$S^* = \frac{\pi}{24} [a + b \cdot \cos(\omega)] \frac{\cos(\omega) - \cos(\omega_l)}{\sin(\omega_l) - \frac{\pi \cdot (\omega_l)}{180} \cos(\omega_l)} \cdot S \quad [I.18]$$

Où : $a = 0,409 + 0,502 \sin(\omega_l - 60^\circ)$
 $b = 0,661 - 0,477 \sin(\omega_l - 60^\circ)$

3. A partir de la mesure de l'irradiation journalière globale G , on évalue l'irradiation journalière diffuse D par la corrélation de Collares-Pereira et Rabl :

$$\begin{aligned} D &= 0,99 \cdot G & \text{si } K_T \leq 0,17 \\ D &= (1,188 - 2,272 K_T + 9,473 K_T^2 - 21,865 K_T^3 + 14,648 K_T^4) \cdot G & 0,17 \leq K_T \leq 0,75 \\ D &= (-0,54 K_T + 0,632) \cdot G & 0,75 \leq K_T \leq 0,80 \\ D &= 0,2 \cdot G & K_T \geq 0,80 \end{aligned} \quad [I.19]$$

Où :

$$K_T = \frac{G}{G_0} \quad [1.20]$$

G_0 étant l'irradiation journalière sur un plan horizontal placé au-dessus de l'atmosphère calculable par :

$$G_0 = 3,795 \cdot 10^4 \cdot \cos L \cdot \cos \delta \cdot \left[\sin(\omega_l) - \frac{\pi \cdot (\omega_l)}{180} \cos \omega_l \right] \quad [I.21]$$

Avec : ω_l en $^\circ$ et G_0 en $[kJ \cdot m^{-2}]$.

On calcule ensuite $S = G - D$ et on est ramené au cas précédent.

4. A partir de la connaissance de la moyenne mensuelle de l'irradiation globale journalière G , on calcule l'irradiation diffuse journalière moyenne D par la corrélation de Collares-Pereira et Rabl :

$$D = \{0,775 + 0,00606 (\omega_l - 90^\circ) - [0,505 + 0,00455 \cdot (\omega_l - 90^\circ)] \cdot \cos(115 K_T - 103)\} \cdot G \quad [I.22]$$

Et on est ramené au 2^{ème} cas.

5. A partir de la mesure du taux d'ensoleillement σ , on évalue G par :

$$\begin{aligned}
 G &= G_0 [0,2.\cos(L)+ 0,52 \sigma] && \text{Zone tropical} \\
 G &= G_0 [2\sigma +1 - 0,72] && \text{France} \quad [I.23]
 \end{aligned}$$

Et on est ramené au cas précédent.

6. On ne dispose d'aucune mesure : on peut évaluer le rayonnement direct sur un plan perpendiculaire au rayonnement solaire par la relation :

$$I^* = 1370 \exp \left[-\frac{TL}{0,9+9,4 \sin H} \right] \quad [I.24]$$

Où

TL est le facteur de trouble de Linke calculable par :

$$TL = 2,4 + 14,6.\beta + 0,4 (1 + 2\beta) \ln (P_v) \quad [I.25]$$

β est le coefficient de trouble atmosphérique que l'on peut prendre égal à :

$\beta = 0,05$ en zone rurale

$\beta = 01$ en zone urbaine

$\beta = 0,2$ en zone industrielle ou polluée

P_v est la pression partielle de vapeur d'eau exprimée en [mmHg]

On en déduit $S^* = I^* \sin(H)$.

b. Irradiation directe journalière S :

L'irradiation directe journalière S sur un plan horizontal peut être déterminée de plusieurs manières en fonction des données disponibles :

1. Par mesure directe de G et D on en déduit $S = G - D$.
2. A partir de G , on calcule D par la formule [I.19] et on est ramené au cas précédent.
3. A partir de la mesure du taux d'ensoleillement σ on évalue G par la formule [I.23] et on est ramené au cas précédent.
4. Par intégration sur la journée des valeurs de $S^* = I^* \sin(H)$, I^* étant calculé par la formule [I.24].

I.4.3.2. Rayonnement diffus :**a. Eclairement D* :**

L'éclairement solaire diffus D^* sur un plan horizontal peut être déterminé de plusieurs manières en fonction des données disponibles :

1. Par mesure directe.
2. A partir de la mesure de l'irradiation journalière diffuse D sur un plan horizontal, on déduit:

$$D^* = \frac{\pi}{24} [a + b \cos(\omega)] \frac{\cos(\omega) - \cos(\omega_l)}{\sin(\omega_l) - \frac{\pi \cdot \omega_l}{180} \cos(\omega_l)} \cdot D \quad [\text{I.26}]$$

3. A partir de la mesure de l'irradiation globale G sur un plan horizontal : on évalue D par la formule [I.22] et on est ramené au cas précédent.
4. A partir de la mesure du taux d'ensoleillement σ , on évalue G par la formule [1.24] et on est ramené au cas précédent.
5. Par utilisation de la corrélation suivante en l'absence de toute mesure :

$$D^* = 54,8 \sqrt{\sin(H)} [\text{TL} - 0,5 - \sqrt{\sin(H)}] \quad [\text{I.27}]$$

Où

TL est le facteur de trouble de Linke calculable par la formule [I.25].

b. Irradiation diffuse :

L'irradiation diffuse journalière D sur un plan horizontal peut être déterminée de plusieurs manières en fonction des données disponibles :

1. Par mesure directe.
2. A partir de la mesure de l'irradiation globale G sur un plan horizontal : on évalue D par la formule [1.22].
3. A partir de la mesure du taux d'ensoleillement σ , on évalue G par la formule [1.24] et on est ramené au cas précédent.

4. Par intégration des valeurs de D^* données par la corrélation [I.27] en l'absence de toute donnée.

I.4.3.3. Rayonnement solaire sur un plan quelconque :

Soit une surface plane inclinée d'un angle i par rapport à l'horizontale et orientée vers une direction faisant un angle γ avec la direction sud (γ compté positivement vers l'ouest).

Le rayonnement global $G^*(i, \gamma)$ reçu par cette surface est la somme de 3 termes :

$$G^*(i, \gamma) = S^*(i, \gamma) + D^*(i, \gamma) + R^*(i, \gamma) \quad [I.28]$$

Chacun des trois termes se calculant de la façon suivante :

a. Eclairement direct $S^*(i, \gamma)$:

$$S^*(i, \gamma) = \frac{S^*}{\sin H} [\cos(H) \cdot \sin(i) \cdot \cos(a - \gamma) + \sin(H) \cdot \cos(i)] \quad [I.29]$$

b. Eclairement diffus $D^*(i, \gamma)$:

$$D^*(i, \gamma) = \frac{D^*}{2} [1 + \cos(i)] \quad [I.30]$$

c. Eclairement réfléchi $R^*(i, \gamma)$:

$$R^*(i, \gamma) = \frac{G^*}{2} \mu [1 - \cos i] \quad [I.31]$$

Où μ 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.3. les différentes valeurs d'albédo

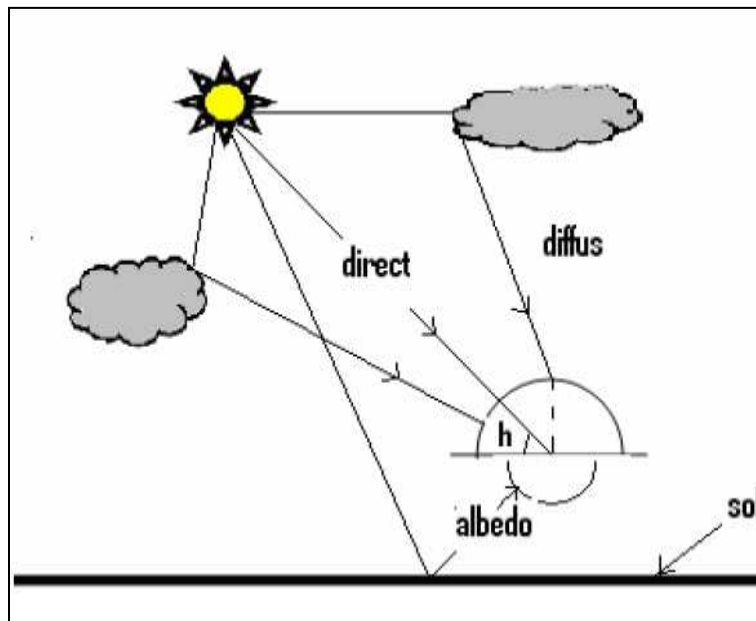


Figure I.8 : Différents composants du rayonnement.

I.5.La masse d'air :

L'énergie reçue sur la surface de la terre dépend de l'épaisseur de l'atmosphère à traverser. Celle-ci est caractérisée par le nombre de masse d'air. On appelle masse d'air AM_x (AIR MASS en anglais) le rapport entre l'épaisseur d'atmosphère traversée par le rayonnement direct pour atteindre le sol et l'épaisseur traversée à la verticale du lieu considéré. Elle dépend surtout de la hauteur angulaire du soleil h et elle est donnée par la relation suivante :

$$x = \frac{OM}{OA} = \frac{1}{\sin H} \quad [I.32]$$

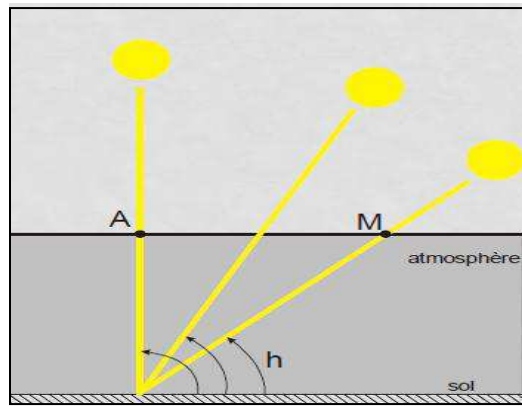
Par définition

AM_0 : correspond aux conditions hors atmosphère.

AM_1 : Soleil au zénith.

$AM_{1.5}$: Le soleil fait un angle de 41.8° par rapport au zénith.

Les conditions standards de caractérisation des cellules photovoltaïques sont définis par les normes IEC-60904 de l'International Electrotechnical Commission (IEC) selon une distribution spectrale $AM_{1.5}$, d'intensité $1000W/m^2$ et pour une température de cellule de $25^\circ C$.

Figure I.9 : *Variation de la masse d'air***I.6.Mesure du rayonnement solaire :**

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

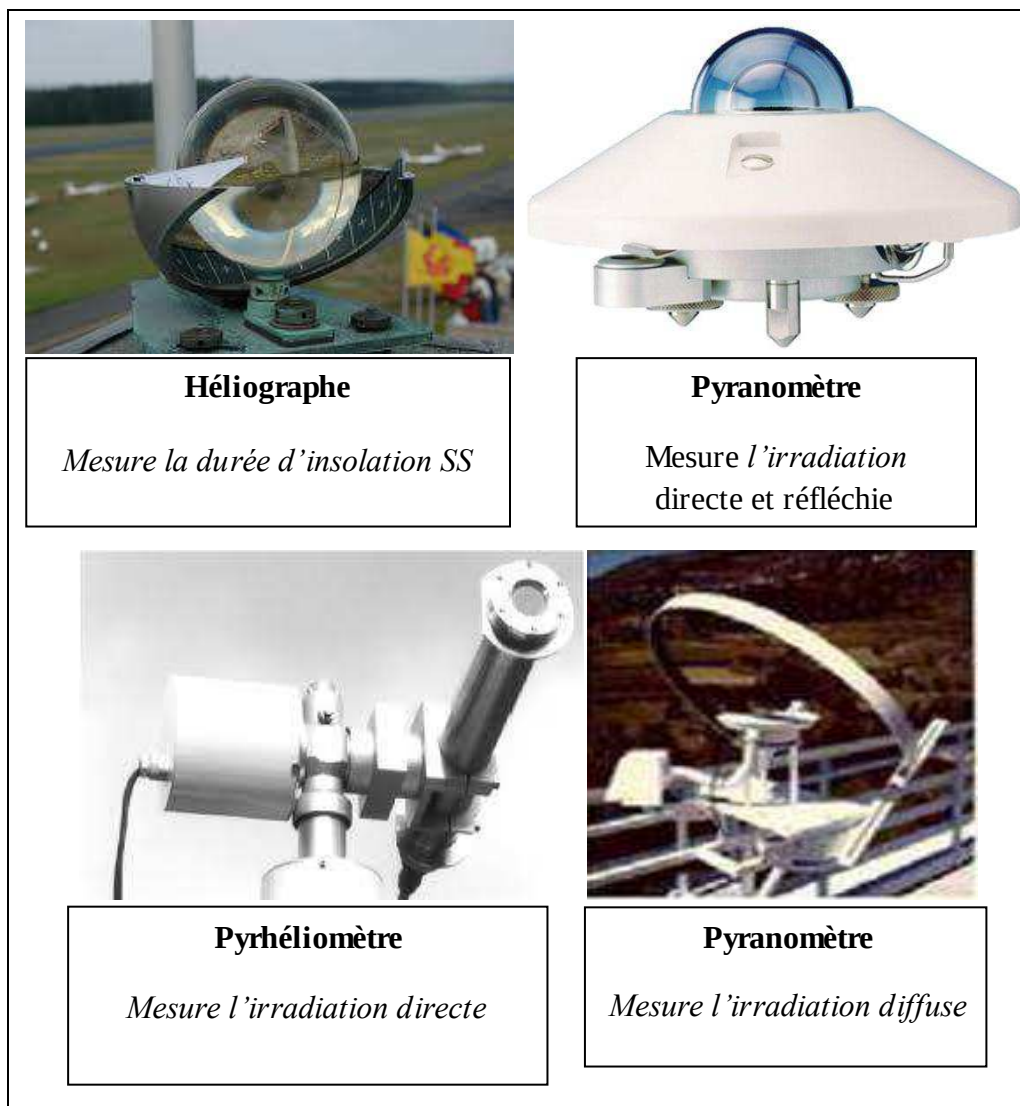


Fig I.10.Différents appareils de mesure du rayonnement solaire

I-7 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.

II.1. Introduction :

L'énergie solaire photovoltaïque provient de la transformation directe d'une partie du rayonnement solaire en énergie électrique. Cette conversion d'énergie s'effectue par le biais d'une cellule dite photovoltaïque, basée sur un phénomène physique appelé **effet photovoltaïque** qui consiste à produire un courant électrique continu lorsque la cellule est exposée à la lumière. Lors du son passage à travers l'onduleur, ce courant continu sera transformé en courant alternatif prêt à être consommé.

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).

En effet, cette énergie est dite intermittente, et dépendante de nombreux paramètres comme l'irradiation et la température. Il a donc fallu adapter cette source d'énergie à notre mode de consommation, soit en stockant la production solaire dans des batteries ou dans tout autre moyen de stockage en cours de développement, soit en la renvoyant sur le réseau électrique public.

Un système photovoltaïque autonome se compose généralement de :

- Module photovoltaïque : responsable de la conversion d'énergie lumineuse en énergie électrique.
- Onduleur : responsable de la conversion du courant continu vers le courant alternatif.
- Régulateur : il évite la surcharge et la décharge profonde de la batterie.
- Batterie de stockage : elle joue le rôle du système d'appoint.

II.2. Le module photovoltaïque :

II.2.1. 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 utilisé

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 :

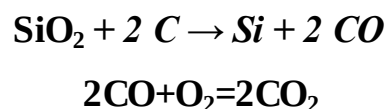
- ✓ Les roches sédimentaires détritiques (sables, grès),
- ✓ Les roches métamorphiques,
- ✓ Les roches magmatiques.



Fig.II.1.Différentes roches de silice

II.2.1.1. 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 (SiO_2) 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

Chapitre II : Principe de fonctionnement d'une installation photovoltaïque

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 adéquate pour les applications photovoltaïques.

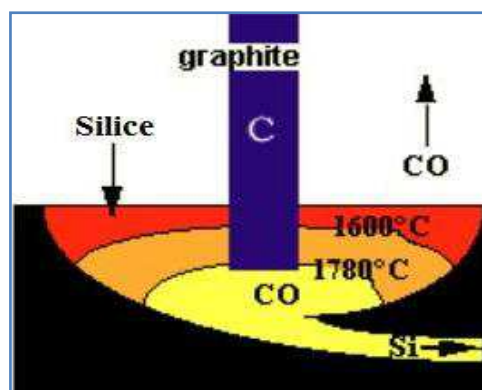


Fig II.2. *Extraction du silicium à partir de la silice*

II.2.1.2. 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 %.



Fig II.3. Lingots de silicium

II.2.1.3.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 polycristallin (composé de plusieurs cristaux). La deuxième permet d'obtenir du silicium monocristallin (composé d'un seul cristal).

a. Le silicium polycristallin :

Le silicium liquide est mis dans un creuset en graphite. La technique est simple et peu énergivore. Le silicium polycristallin est obtenu par coulage en lingotière dans laquelle s'opère un refroidissement lent, de l'ordre de quelques dizaines d'heures. On obtient au final des lingots cubique. Cette forme est recherchée afin d'optimiser l'espace lorsque les plaquettes (obtenues par découpage en lamelles des lingots de silicium) seront placées en série sur un module photovoltaïque. Le silicium polycristallin présente une couleur grise. Il est constitué d'une mosaïque de cristaux monocristallins de silicium, d'orientation et de tailles différentes.

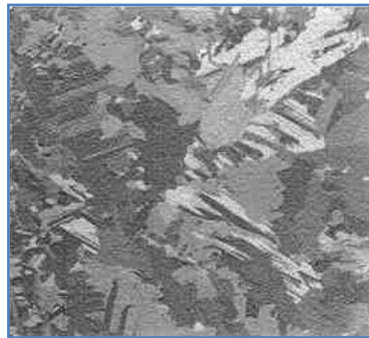


Fig II.4.Silicium polycristallin

b. Le silicium monocristallin

Une des méthodes pour fabriquer du silicium monocristallin est la méthode dite de Czochralski. Le silicium est placé dans un creuset de quartz et maintenu liquide à l'aide d'éléments chauffants. Lorsque la surface est à la température limite de solidification, on y plonge un germe monocristallin. Le silicium se solidifie sur ce germe selon la même orientation cristallographique. On tire

Chapitre II : Principe de fonctionnement d'une installation photovoltaïque

lentement le germe vers le haut, avec un mouvement de rotation, tout en contrôlant minutieusement la température et la vitesse. Le silicium monocristallin ainsi obtenu, sous forme de lingots circulaires, est constitué d'un seul type de cristal et présente une couleur uniforme grise. Le silicium monocristallin, plus élaboré que le silicium polycristallin, présente un rendement (conversion de l'énergie lumineuse en énergie électrique) supérieur. Sa production demande cependant une plus grande dépense énergétique. L'équeutage consiste à éliminer les extrémités du lingot soit mal cristallisées soit riches en impuretés. Les extrémités sont ensuite refondues pour le départ d'un nouveau cycle de production. Lors du tirage, le diamètre du lingot varie légèrement ce qui constitue des ondulations à sa surface. Pour obtenir des plaquettes de même diamètre un polissage cylindrique est nécessaire.

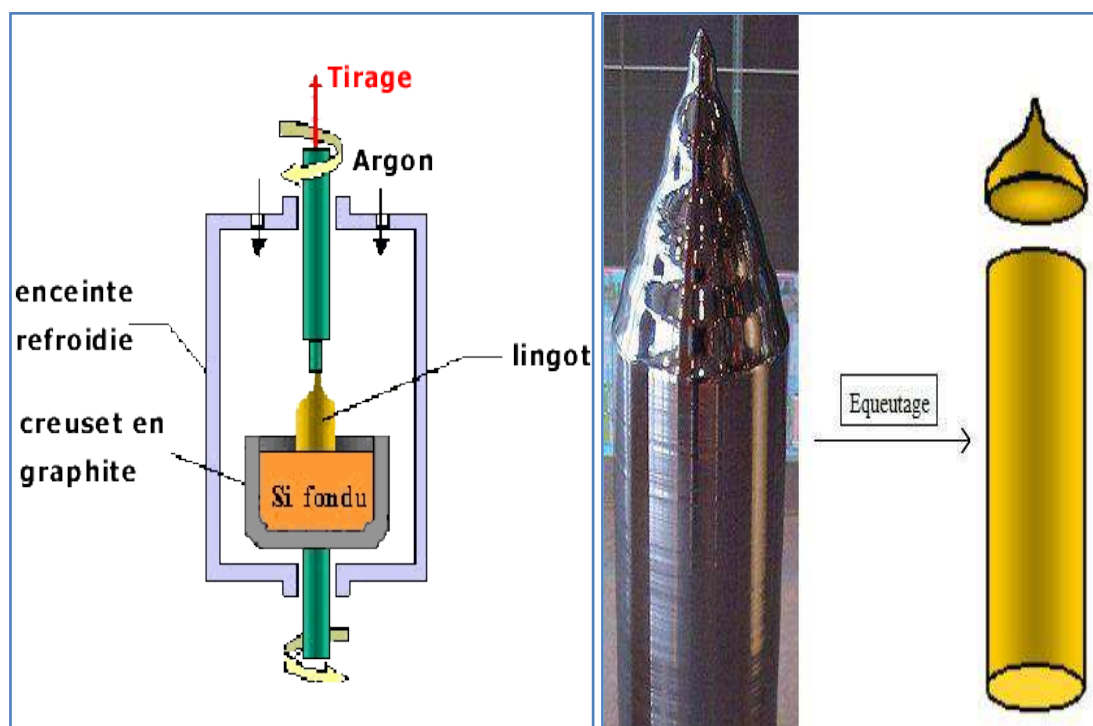


Fig II.5.Procédures de fabrication des lingots monocristallin

II.2.1.4.Obtention des wafers photovoltaïques :

Les lingots cylindriques (silicium monocristallin) ou parallélépipédiques (silicium polycristallin) de silicium obtenus à l'issue de l'étape de solidification sont ensuite sciés en fines plaques de 200 micromètres d'épaisseur qui sont

appelées « wafers » (en anglais, "wafer" signifie "galette"). La coupe des lingots est effectuée par une scie à fil. Compte-tenu de la faible épaisseur des tranches à découpées, le principal problème du sciage est la perte de découpe. Afin de minimiser ces pertes, la solution technique retenue est la scie à fil. En effet, la perte de découpe (kerf) typique des scies à fil est de $200\text{ }\mu\text{m}$ à $240\text{ }\mu\text{m}$, ce qui représente 55% de perte en moins par rapport aux scies à diamètre intérieur (perte de découpe de $310\text{ }\mu\text{m}$ à $350\text{ }\mu\text{m}$). Avec une scie à fil, il faut donc $570\text{ }\mu\text{m}$ de silicium pour produire une tranche de $350\text{ }\mu\text{m}$. L'étape du sciage représente un élément déterminant dans le coût de la production des cellules photovoltaïques.

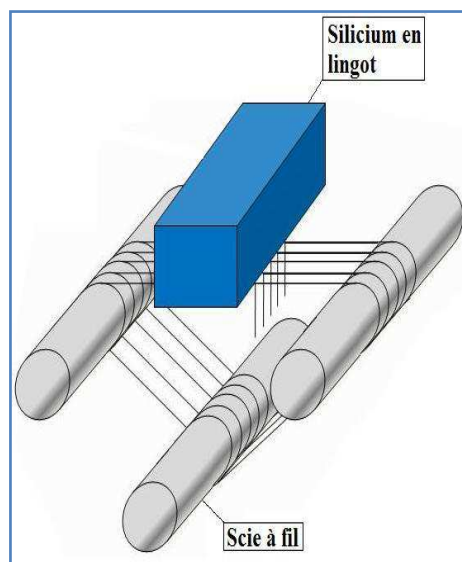


Fig II.6.Sciage des lingots de silicium

II.2.1.5.Dopage du silicium :

Les wafers de silicium obtenus à l'issue de l'étape de sciage sont alors introduits dans un réacteur de croissance dans lequel va se dérouler l'étape de dopage. Le dopage est une méthode permettant de réaliser la jonction P-N. Cela consiste à introduire des impuretés dans un cristal intrinsèque pour modifier ces propriétés électriques. Le semi-conducteur dopé est alors appelé "semi-conducteur extrinsèque". Il existe deux types de dopage : le type N (Négatif) et le type P (Positif).

a. Dopage de type N :

Le dopage de type N consiste à ajouter un atome de phosphore au sein de la structure cristalline du silicium. Le phosphore disposant de 5 électrons sur sa couche électronique externe va s'associer avec 4 atomes de silicium, laissant ainsi libre un électron. Cet ajout a pour effet de donner à la structure cristalline une charge globale négative.

b. Dopage de type P :

Le dopage de type P consiste à ajouter un atome de bore au sein de la structure cristalline du silicium. Le bore disposant de 3 électrons sur sa couche électronique externe va s'associer avec 4 atomes de silicium, laissant ainsi libre un trou. Cet ajout a pour effet de donner à la structure cristalline une charge globale positive. Il existe trois méthodes pour réaliser un dopage :

- La diffusion : On utilise un four, dans lequel on injecte des gaz avec une solution dopante pour le silicium. Avec la chaleur, le dopant a une énergie suffisante pour entrer dans la plaquette de silicium. Cette méthode est assez ancienne, et nécessite d'avoir une température uniforme dans le four.
- La croissance epitaxiale : Cette méthode utilise toujours un four, mais cette fois-ci les atomes du dopant sont déposés sur le silicium qui se présente sous la forme d'une plaquette. On a ainsi un dépôt en surface, et non pas une insertion comme pour la méthode de dopage par diffusion.

La température du four doit avoisiner les 1200 °C.

- Le bombardement ionique : Une source (appelé faisceau ionique énergétique) produit des ions, qui sont ensuite accélérés, et par le biais d'un contrôle très précis, ceux-ci vont alors se positionner sur la plaquette. L'avantage de ce principe est que l'opération se déroule à température ambiante. Le défaut de cette technique est qu'elle peut provoquer des dommages au silicium induisant un réarrangement indésirable de sa structure cristalline.

Chapitre II : Principe de fonctionnement d'une installation photovoltaïque

La filière photovoltaïque utilise majoritairement le dopage par diffusion. Dans le processus de fabrication d'une cellule photovoltaïque, les wafers, obtenus par sciage des lingots de silicium purifié, subiront soit un dopage de type N soit un dopage de type P. La suite du procédé est d'associer un wafer dopé N avec un wafer type P.

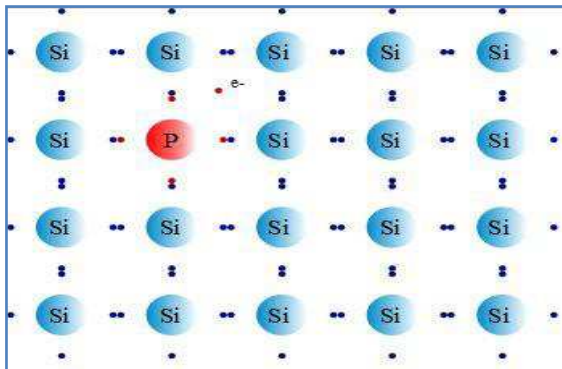


Fig II.7. Dopage type n

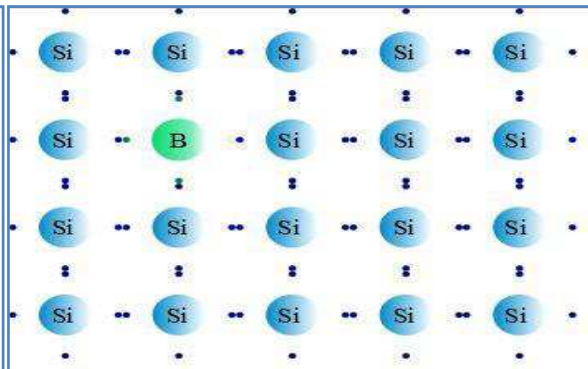


Fig II.8. Dopage type p

Les électrons en excès de la région dopée N ont tendance à diffuser vers la région P (où ils sont minoritaires). Il en est de même pour les trous en sens inverse. Les électrons et les trous se concentrent alors au niveau de l'interface entre les deux tranches. Cela a pour effet de créer un champ électrique créant une barrière de potentiel au niveau de la zone centrale. Cette zone devient un isolant et s'appelle la jonction P-N. Le champ électrique ainsi créé a tendance à repousser les électrons vers la zone N et les trous vers la zone P.

c. Effet photovoltaïque :

Lorsque la zone dopée N est exposée au rayonnement lumineux, un électron de la couche de valence du silicium est arraché, laissant parallèlement un trou. Sous l'effet de champ électrique créé par la jonction P-N, l'électron diffuse à l'extrémité de la zone N, et le trou se déplace à l'extrémité de la zone P. Lorsque les deux faces de ces deux zones sont reliées par un conducteur, un courant se crée, car l'électron va combler le trou. Une cellule photovoltaïque est constituée d'une tranche dopée N posée sur une tranche dopée P. L'interface entre les deux

tranches s'appelle la jonction P-N. La tranche dopée N correspondra à la partie de la cellule exposée au rayonnement solaire.

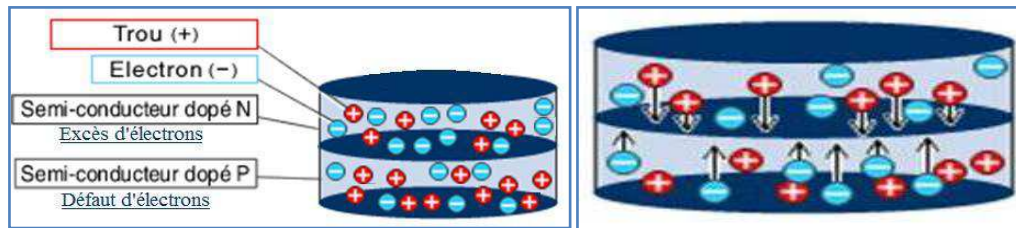


Fig II.9 Jonction PN

II.2.1.6. Assemblage des cellules photovoltaïque en modules :

Un module photovoltaïque est le plus petit ensemble de cellules solaires photovoltaïques identiques interconnectées complètement protégé contre l'environnement. Dans la fabrication d'un module photovoltaïque, l'encapsulation a pour but de regrouper les cellules en série ou en parallèle afin de permettre leur utilisation à des tensions et des courants pratiques tout en assurant leur isolation électrique et leur protection contre les facteurs extérieurs. Cette protection doit permettre une durée de vie des modules photovoltaïques supérieure à 20 ans. En pratique, l'encapsulation consiste à la mise en sandwich de l'ensemble constitué par les cellules et le matériau encapsulant (EVA) entre deux plaques de verre (procédé bi-verre) ou entre une plaque de verre et un ensemble constitué de couches minces de polymère (tedlar, mylar) et d'aluminium (procédé mono-verre). Le module photovoltaïque consiste en un lot de cellules photovoltaïques connectées entre elles, puis enrobées dans une résine transparente. La face arrière des cellules est recouverte d'un film multicouche composé de Tedlar et d'aluminium. La face avant des cellules est quant à elle recouverte d'un verre. Les connexions de sortie de la face arrière des cellules sont isolées électriquement par un film de polymère transparent, nommé Mylar. Les cellules sont connectées entre elles par de fins rubans métalliques. La connexion se fait du contact en face avant (-) au contact en face arrière (+). Les rubans adhèrent par soudure à la cellule photovoltaïque grâce à une lamelle de cuivre étamé (cuivre + étain).

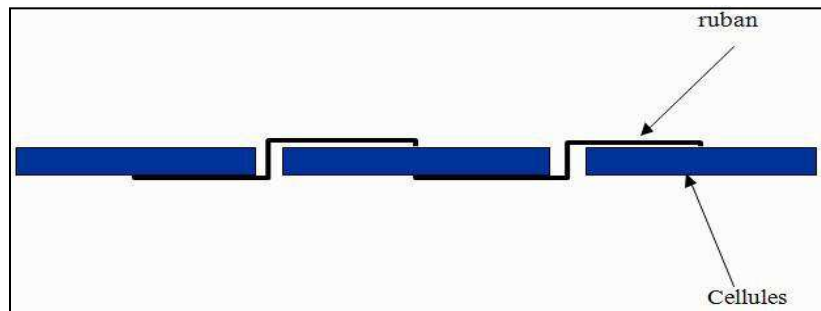
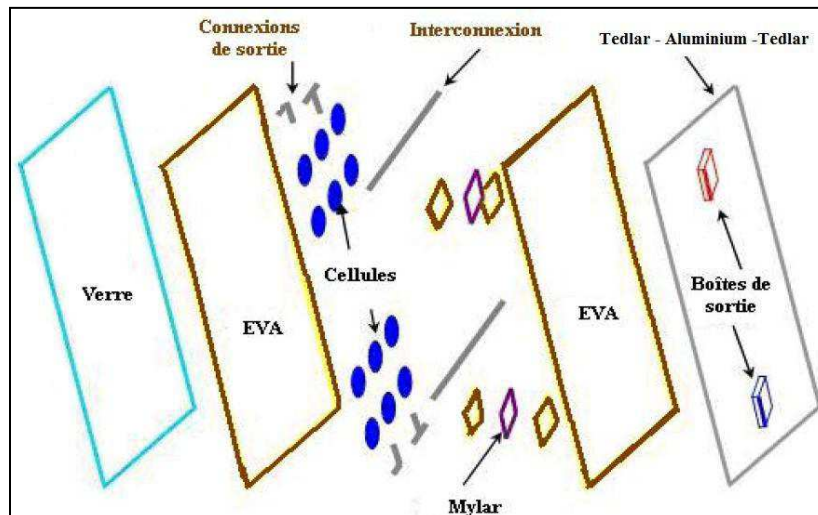
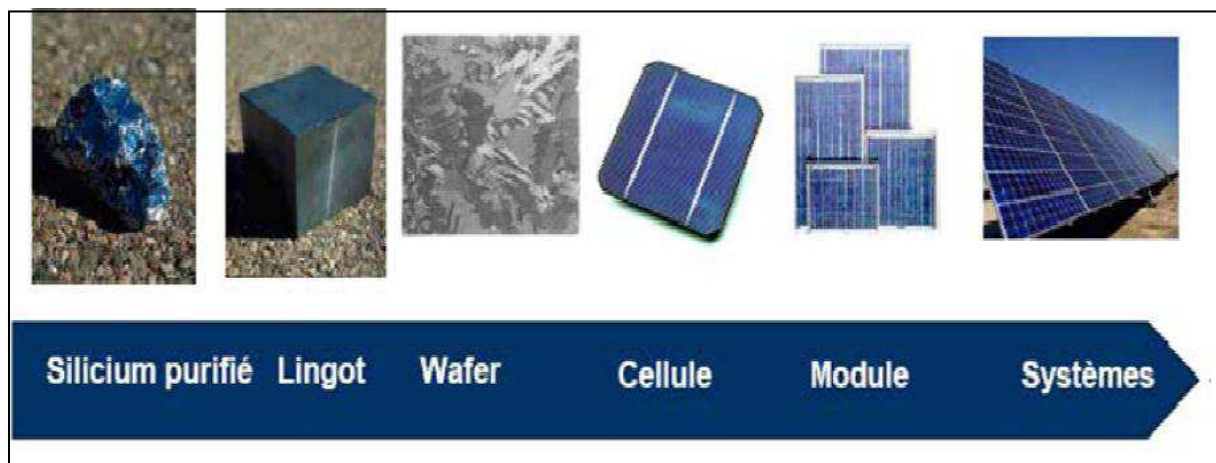


Fig.II.10.Connexion entre cellules dans un module



FigII.11.Constituants d'un module photovoltaïque



FigII.12.Différentes étapes de fabrication d'un module photovoltaïque

II.2.2.Caractéristiques d'une cellule photovoltaïque :

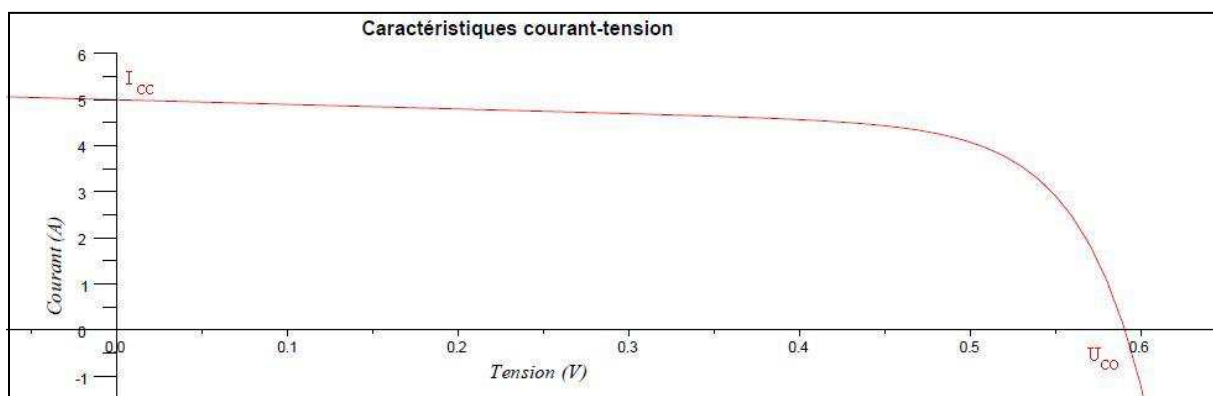
Cette partie traite des propriétés électriques des cellules et des modules photovoltaïques. Il existe de nombreuses familles et sous familles de cellules photovoltaïques qui diffèrent chacune de la nature du semi-conducteur et du procédé de fabrication. Cependant, les propriétés électriques des cellules

Chapitre II : Principe de fonctionnement d'une installation photovoltaïque

photovoltaïques sont semblables d'une technologie à une autre. Dans le but de savoir dimensionner une installation photovoltaïque, il apparaît essentielle de comprendre et d'assimiler le comportement électrique des cellules photovoltaïques, et par similitude celui des modules photovoltaïques qui constitueront le générateur.

II.2.2.1. 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 :



FigII.13. 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. Deux données importantes sont à relevées :

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 courant-tension d'une cellule photovoltaïque met en évidence un point de puissance maximum P_{MPP} (**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 tel que

$$I_{MPP} \times U_{MPP} = P_{MPP} \quad [II.1]$$

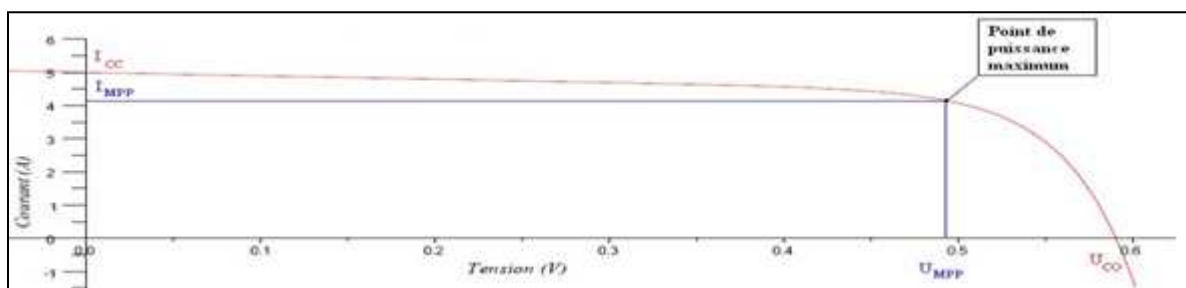


Fig II.14. Caractéristique courant-tension d'une cellule photovoltaïque

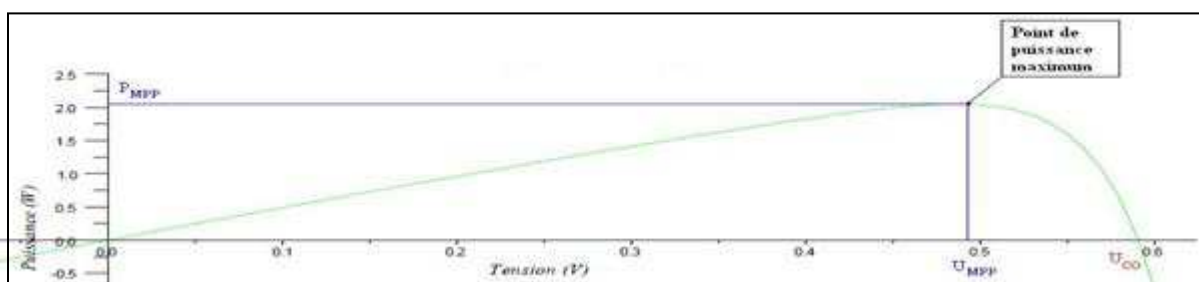


Fig II.15. caractéristique puissance tension d'une cellule photovoltaïque

Pour caractériser une cellule photovoltaïque on aura besoin de 4 paramètres majeurs sont :

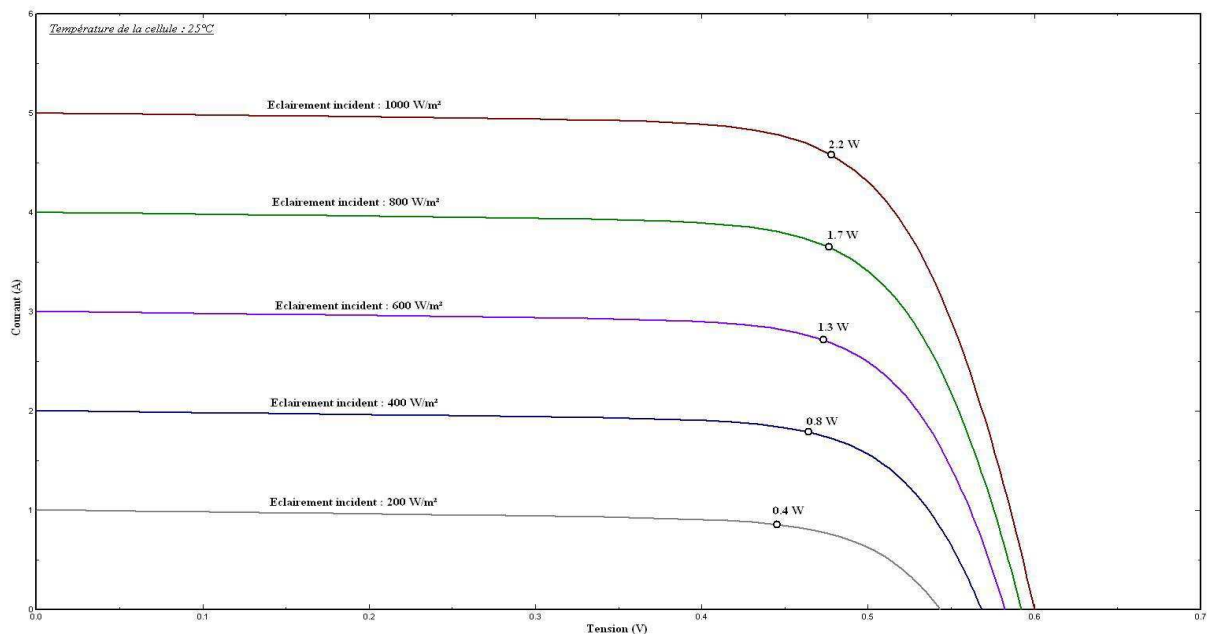
- Le courant de court-circuit noté I_{cc}
- La tension à vide notée U_{co}
- Le courant de puissance maximale noté I_{MPP}
- La tension de puissance maximale notée U_{MPP}

La valeur des 4 paramètres ci-dessus dépend d'un certain nombre de paramètres dont :

- ✓ Le niveau d'éclairement de la cellule.
- ✓ La température de la cellule.

II.2.2.2.Effet du niveau d'éclairement sur la cellule :

Le niveau d'éclairement correspond à l'intensité lumineuse incidente perpendiculairement à la surface de la cellule photovoltaïque. Il s'agit d'une puissance et se mesure en W/m^2 (watt par m^2). Le courant débité par la cellule dépend fortement du niveau d'éclairement. On constate expérimentalement que le courant de court-circuit est directement proportionnel à l'éclairement. Quant à la tension, celle-ci est peu sensible aux variations du niveau d'éclairement. Au cours d'une journée, le niveau d'éclairement d'une cellule va varier entre 0 W/m^2 et 1000 W/m^2 . Il est donc important de connaître l'évolution des caractéristiques courant-tension en fonction du niveau d'éclairement, ainsi qu'illustré sur le graphe ci-dessous :



FigII.16.Caractéristique courant-tension d'une cellule sous différentes valeurs d'éclairement.

II.2.2.3.Effet de la température sur la cellule photovoltaïque :

Le deuxième paramètre qui influence le profil de la caractéristique courant-tension d'une cellule photovoltaïque est la température de la cellule. Une cellule photovoltaïque convertit une énergie radiative (rayonnement) en énergie électrique avec un rendement compris en 5 % et 16 % selon la technologie. Le reste du rayonnement non-transformé en électricité est converti en grande partie sous forme de chaleur, la fraction résiduelle étant réfléchi. Ainsi, une cellule photovoltaïque mal ventilée voit sa température monter très rapidement. On observe que la température de la cellule photovoltaïque induit un effet notable sur la tension de celle-ci. Par contre, l'effet de la température sur le courant de la cellule photovoltaïque est négligeable. Il apparaît que plus la température de la cellule augmente, plus la tension à vide de celle-ci diminue. La puissance de la cellule étant égale au produit du courant et de la tension, la même règle s'applique sur la puissance : plus la température de la cellule augmente, plus la puissance de celle-ci diminue. Les cellules photovoltaïques étant destinées à fonctionner à l'extérieur, elles seront soumises à la fois au froid intense du petit matin d'hiver et aux fortes chaleurs d'été. Il est ainsi

Chapitre II : Principe de fonctionnement d'une installation photovoltaïque

indispensable de connaître leurs propriétés électriques sur une large gamme de température. On considérera des températures allant de -10 °C à 70 °C. En moyenne, la tension à vide d'une cellule photovoltaïque diminue de 2 mV lorsque la température de la cellule augmente d'un degré Celsius (peut varier d'un fabricant à l'autre), soit une baisse de tension de 0.3 % / °C. C'est ce qu'on appelle le coefficient de température lié à la tension, qu'on notera dans toute la suite de cet ouvrage $K_T(U)$. Ce coefficient de température dépend notamment de la nature de la cellule (cristallin, amorphe, etc...). Quant au courant, il augmente en moyenne de 2 mA lorsque la température augmente d'un degré Celsius, soit une augmentation de courant de l'ordre de 0.04 %/°C ce qui reste négligeable. C'est ce qu'on appelle le coefficient de température lié au courant, qu'on notera $K_T(I)$. De même, on définit un coefficient de température lié à la puissance, qu'on notera $K_T(P)$ compris entre 0.4%/°C et 0.5%/°C. La température de la cellule est calculée par la relation suivante :

$$T_c = T_a + \frac{G^*}{800} (TUC - 20) \quad \text{[II.2]}$$

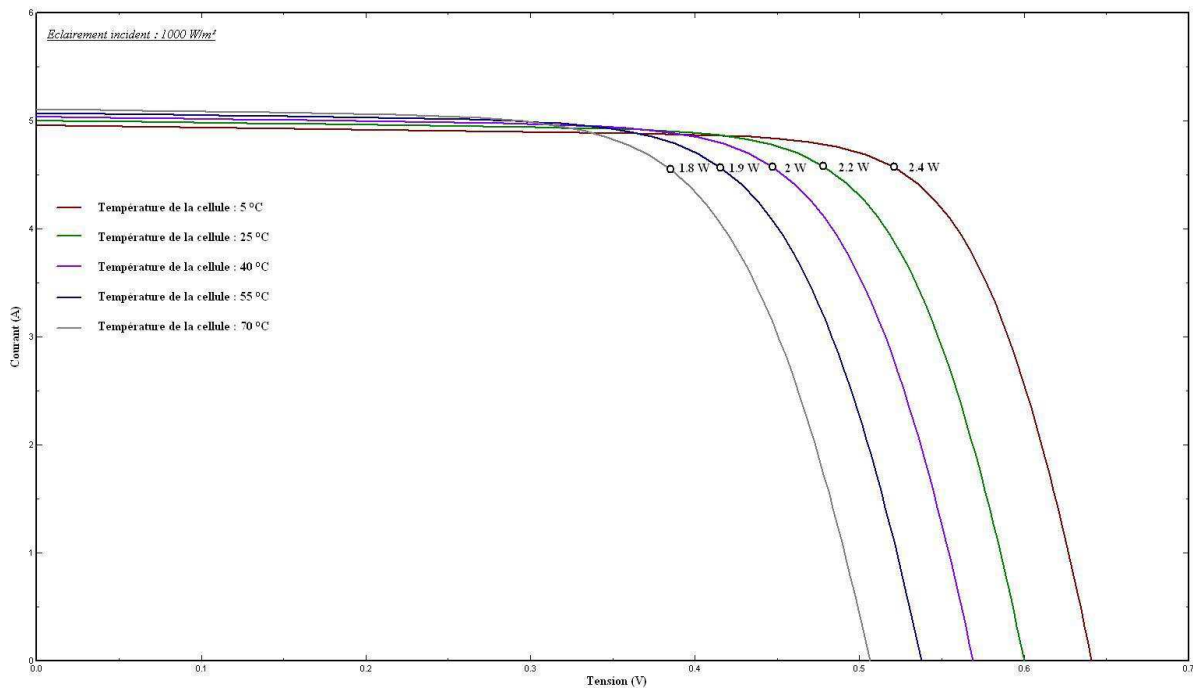
Avec :

T_c : température de la cellule en [°].

T_a : température ambiante en [°].

G^* : éclairement global en [W.m⁻²].

TUC : température d'utilisation de la cellule en [°].



FigII.17.Caractéristiques courant-tension d'une cellule sous différentes valeurs de température.

II.2.3. 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 $P_i=1000 \text{ W/m}^2$, Température de cellule 25°C , $AM=1.5$).

Il vaut :

$$\eta_m = \frac{P_{CU}}{E_{nom} \cdot S_m} \quad [\text{II.3}]$$

Avec :

P_{CU} : 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 1000 W/m^2 .

II.2.4.La durée de vie :

La durée de vie des modules varie en fonction des fabricants. En règle générale, les modules disposent d'une durée de vie d'une vingtaine d'années.

II.3.L'onduleur photovoltaïque :

II.3.1.Rôle de l'onduleur photovoltaïque :

Un onduleur photovoltaïque doit remplir plusieurs fonctions essentielles dans une installation photovoltaïque raccordées au réseau :

- La conversion du courant et de la tension continus en courant et tension alternatifs compatibles avec le réseau.
- La recherche du point de puissance maximum du champ photovoltaïque.
- La protection de découplage.
- Le contrôle de l'isolement de la partie CC de l'installation photovoltaïque.

II.3.1.1.Conversion continue → alternatif :

Dans une installation photovoltaïque, l'onduleur occupe une place centrale. Il va transformer le courant et la tension continus, délivrés par le champ photovoltaïque, en un courant et une tension alternatifs compatibles avec le réseau. On distinguera donc toujours la partie continue notée CC (Courant Continu), en amont de l'onduleur, et la partie alternative notée CA (Courant Alternatif), en aval de l'onduleur.

Notre réseau électrique a les caractéristiques suivantes :

- ✓ Tension alternative de fréquence 50 Hz.
- ✓ Valeur de la tension efficace : $U_{\text{eff}} = 220 \text{ V}$.

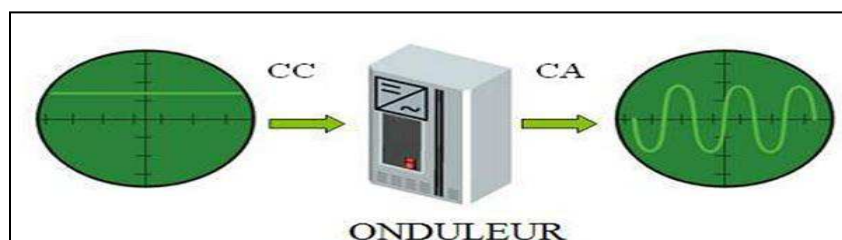


Fig II.18.Rôle de l'onduleur

II.3.1.2.Recherche du point de puissance maximum :

Un groupe photovoltaïque présente un point de puissance maximum, c'est-à-dire un couple courant-tension (I,U) dont la puissance associée $P=U \times I$ est maximum. Ce couple (I,U) définit un point de fonctionnement appelé point de puissance maximum, noté aussi MPP (abréviation anglaise de Maximum Power

Chapitre II : Principe de fonctionnement d'une installation photovoltaïque

Point). Il est à noter que le point de fonctionnement d'un générateur dépend de la charge à ses bornes. Afin d'exploiter le maximum de puissance du champ photovoltaïque, des dispositifs électroniques sont intégrés aux onduleurs afin de rechercher le point de puissance maximum d'un ensemble de chaînes photovoltaïques. On appelle ces dispositifs communément des MPPT pour l'abréviation anglaise de Maximum Power Point Tracker (en français : poursuite du point de puissance maximale). Le principe du MPPT est d'adapter l'impédance (résistance) d'entrée afin de caler le point de fonctionnement du champ photovoltaïque sur le point de puissance maximale. On tire ainsi un maximum de puissance du champ photovoltaïque.

Dans une installation photovoltaïque, le point de puissance maximale évolue constamment essentiellement à cause de la variation de luminosité extérieure. Ainsi, la capacité d'un tracker à poursuivre le point de puissance maximale tout-au-long de la journée est un point important de la performance d'une installation photovoltaïque.

Aujourd'hui, tous les fabricants intègrent de série au moins un MPPT sur leurs onduleurs. Certains onduleurs présentent plusieurs MPPT. Il est alors plus intéressant d'un point de vue de la performance de l'installation photovoltaïque d'utiliser les deux trackers.

II .3.1.3. Protection de découplage de l'onduleur :

Tout producteur d'électricité, quel qu'en soit l'origine, a le droit d'injecter l'énergie électrique au réseau, à condition qu'il n'en résulte aucune entrave au bon fonctionnement de la distribution. Il est en outre requis une protection particulière dite « protection de découplage », dont le but est d'interrompre le fonctionnement de l'unité de production lors d'un défaut sur le réseau. La protection de découplage a donc pour objet, en cas de défaut sur le réseau de :

- ✓ Eviter d'alimenter un défaut et de laisser sous tension un ouvrage électrique défaillant.

Chapitre II : Principe de fonctionnement d'une installation photovoltaïque

- ✓ Ne pas alimenter les autres installations raccordées à une tension ou à une fréquence anormale.
- ✓ Arrêter l'injection d'électricité dans le réseau lors des travaux de maintenance du réseau.

II.3.1.4. Le contrôle permanent d'isolement :

Un contrôleur permanent d'isolement est un dispositif permettant de détecter un défaut sur une installation de type IT.

Dans une installation photovoltaïque, le Schéma de Liaison à la Terre est généralement de type IT : aucune polarité n'est reliée à la Terre et la masse des modules photovoltaïques sont reliés à la Terre. En cas de détection d'un défaut d'isolement côté CC, une alarme sonore et/ou visuelle se déclenche au niveau de l'onduleur, et l'onduleur ne se remet pas en route tant que ce défaut n'est pas réparé.

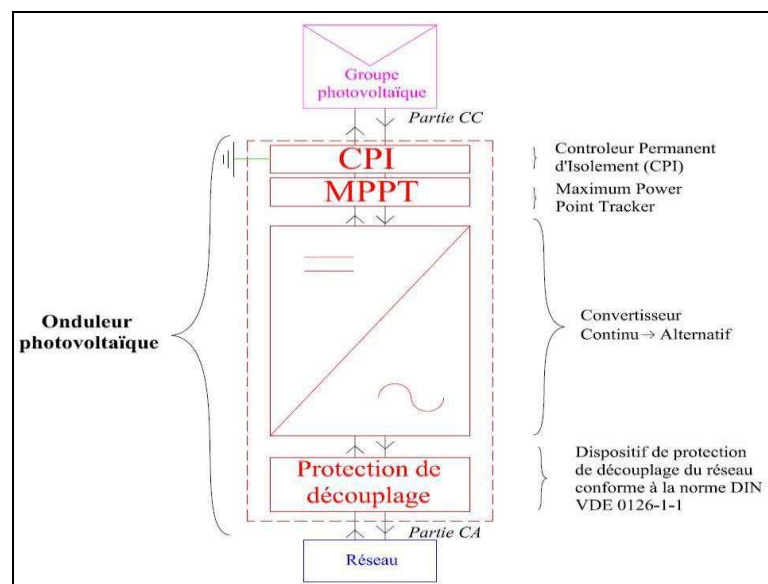


Fig.II.19 Différents dispositifs d'un onduleur photovoltaïque

II.3.2. Rendement de l'onduleur photovoltaïque :

Le rendement exprime l'efficacité de l'onduleur. Rappelons que l'onduleur convertit un courant et une tension continus en un courant et une tension alternatifs. Cette conversion s'effectue grâce à des composants électriques qui chauffent (diodes, condensateurs, etc.). Une partie de la puissance continue en

Chapitre II : Principe de fonctionnement d'une installation photovoltaïque

entrée de l'onduleur est donc dissipée sous forme de chaleur. On définit alors le rendement de l'onduleur comme le rapport de la puissance de sortie (alternative) sur la puissance d'entrée (continue) :

$$\eta_o = \frac{\text{puissance en sortie}}{\text{puissance en entrée}} = \frac{P_{AC}}{P_{DC}} \quad [\text{II.4}]$$

La puissance continue est tout simplement le produit du courant et de la tension délivrés par le groupe photovoltaïque en entrée de l'onduleur.

$$P_{DC} = U_{DC} \times I_{DC} \quad [\text{II.5}]$$

De même, la puissance alternative est le produit de la tension et du courant fournis par l'onduleur en sortie de celui-ci :

$$P_{AC} = U_{\text{eff},AC} \times I_{\text{eff},AC} \times \cos \varphi \quad [\text{II.6}]$$

II.3.3.Effet de la température sur l'onduleur photovoltaïque :

Le rendement d'un onduleur est de l'ordre de 95 %. Cela signifie que 95 % de la puissance produite par le groupe photovoltaïque, côté CC, est transmise en sortie de l'onduleur, côté CA. Les 5 % de puissance restante sont dissipées sous forme de chaleur par les composants électroniques de l'onduleur. Cela peut représenter une importante quantité d'énergie. Il faut alors évacuer cette chaleur afin de ne pas dépasser la température maximale de fonctionnement de l'onduleur. L'évacuation peut se faire simplement par convection naturelle pour les onduleurs de petite puissance ou par ventilation forcée (présence de ventilateur) pour les onduleurs de plus grosses puissances. La présence de ventilateur introduit une consommation supplémentaire qui pénalise le rendement globale du système. Dans tous les cas, il faut s'assurer que l'onduleur se situe dans un local bien ventilé. En général, la plage de température de fonctionnement d'un onduleur est compris entre -25°C et 60 °C. La température de fonctionnement d'un onduleur est indiquée sur sa fiche technique.

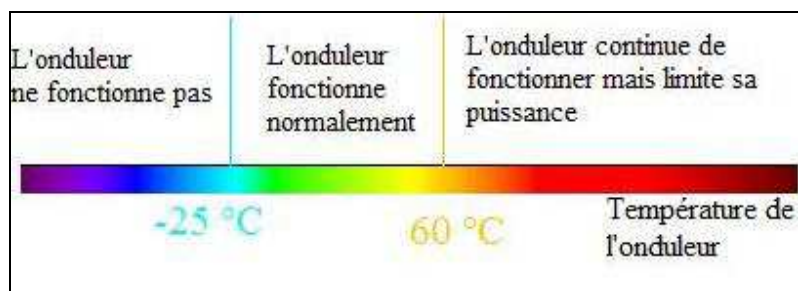


Fig.II.20. *Température de fonctionnement d'un onduleur*

II.3.4. La durée de vie :

La durée de vie des onduleurs varie en fonction des fabricants. En règle générale, les onduleurs disposent d'une durée de vie d'une dizaine d'années. Pour s'adapter aux exigences du contrat d'achat de l'électricité d'une durée de 20 ans, les fabricants proposent des extensions de garantie de série ou en option permettant de faire coïncider les garanties avec la durée du contrat d'achat.



Fig II.21. *Vue intérieure d'un onduleur*

II.4. Les ombrages :

Pour fonctionner de manière optimale, une installation solaire photovoltaïque doit être soumise au moins d'ombrage possible. Cependant, certaines contraintes liées au lieu d'installation (présence de montagne, d'arbres, cheminée, poteau électrique...) ne peuvent être évitées.

On appelle masque tout obstacle cachant les modules photovoltaïques de la lumière du soleil.

II.4.1. Phénomène du hot-spot (point chaud) :

Lorsqu'une des cellules est ombragée, cela correspond à une sous-irradiation de la cellule. Cela se traduit par une diminution du courant débité par la cellule ombragée, et par conséquent par une diminution de la puissance fournie. Comme les cellules du module sont connectées en série, la cellule qui débite le moins de courant impose ce courant aux autres cellules. Par conséquent, la puissance fournie par les autres cellules (non-ombragées) diminue aussi. En première approximation, on peut considérer que la puissance générée par les cellules non-ombragée est égale à la puissance de la cellule ombragée (cette approximation est d'autant plus vraie que le pourcentage de cellule ombragée est important). Par ailleurs, il peut se produire une inversion de polarité aux bornes de la cellule ombragée (la tension change de signe). Concrètement, cela signifie que le produit ($U \times I$) change de signe aussi : la cellule ne se comporte plus comme un générateur mais comme un récepteur. En d'autres termes, elle se comporte comme un dipôle qui dissipe de l'énergie électrique (au lieu d'en produire) sous forme de chaleur. Par suite, la cellule s'échauffe ce qui peut endommager irrémédiablement la cellule. Ce phénomène d'échauffement de la cellule s'appelle un point chaud (ou Hot-Spot en Anglais).

II.4.2. Les diodes by pass :

Pour éviter les effets indésirables du phénomène "point chaud" (Hot-Spot), les fabricants ont implantés des diodes dites by-pass dont le principe est de court-circuiter les cellules ombragées. Les constructeurs de modules implantent généralement entre 2 et 5 diodes by-pass par modules (dans le boîtier de connexion du module). Chacune des diodes by-pass est associée à un sous-réseau de cellules du module. Lorsqu'une des cellules du sous-réseau est ombragée, la diode by-pass devient passante, c'est-à-dire que le courant circule

Chapitre II : Principe de fonctionnement d'une installation photovoltaïque

dans la diode en isolant ainsi du circuit électrique le sous-réseau de cellule associé. Le rôle des diodes by-pass est double :

- Protéger les cellules contre le phénomène de point chaud (hot spot).
- Améliorer la performance des modules soumis à l'ombrage.



Fig II.22.Emplacement des diodes By pass dans un module photovoltaïque

Afin de bien comprendre le rôle et l'intérêt des diodes by-pass, nous allons considérer l'exemple d'un module d'une puissance de 180W, composé de 60 cellules en série.

a. Module en fonctionnement normal :

En fonctionnement normal, c'est-à-dire sans effet d'ombrage, toutes les cellules photovoltaïques composant le module fournissent leur maximum de puissance. Dans ce cas, toutes les cellules fournissent 3W chacune :

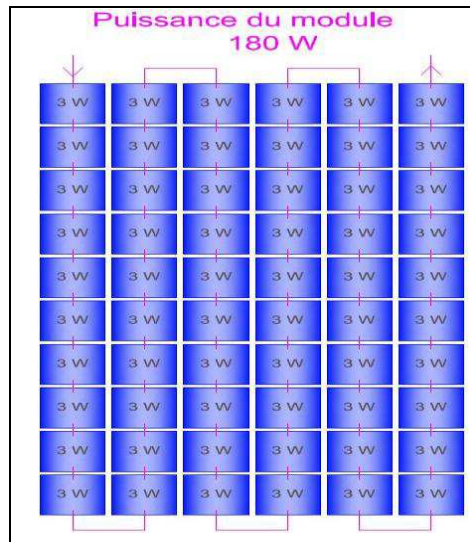


Fig II.23. Module en fonctionnement normal

b. Cellule ombragée sans diode by pass :

Considérons que la cellule ombragée délivre 1W. Du coup, toutes les autres cellules fournissent aussi 1W :

La puissance du module se retrouve être de $60 \times 1 = 60$ W. Cela correspond à une perte de puissance très importante à cause d'une seule cellule ombragée.

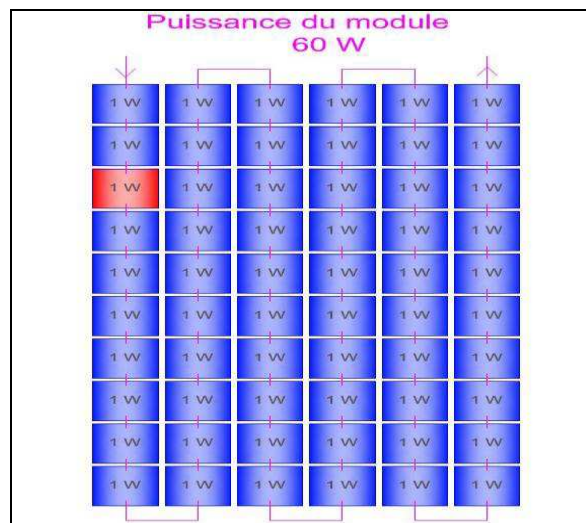


Fig II.24. Module ombragé sans diode By pass (phénomène du Hot-spot)

c. Cellule ombragée avec diode by pass :

Considérons que notre module photovoltaïque dispose de 3 diodes by-pass (D1, D2 et D3), chacune étant associée à un sous-réseau de 20 cellules. Supposons que la cellule ombragée appartienne au sous-réseau n°1. La diode by-

Chapitre II : Principe de fonctionnement d'une installation photovoltaïque

pass D1 va donc court-circuiter le sous-réseau n°1 en laissant passer le courant directement vers le sous-réseau n°2.

L'effet immédiat est que les 20 cellules du sous-réseau n°1 ne fonctionnent plus ; elles délivrent 0W. Cependant, les 40 cellules restantes ne sont plus affectées par la cellule ombragée : elles fournissent leur pleine puissance, c'est-à-dire 3W. Par conséquent, la puissance du module est de $40 \times 3 = 120 \text{ W}$. La présence des diodes by-pass a donc permis d'améliorer la performance du module. Idéalement, il faudrait une diode by-pass en parallèle sur chaque cellule. Mais pour des raisons technico-économiques, le nombre de diodes by-pass sur un module est généralement limité à 5.

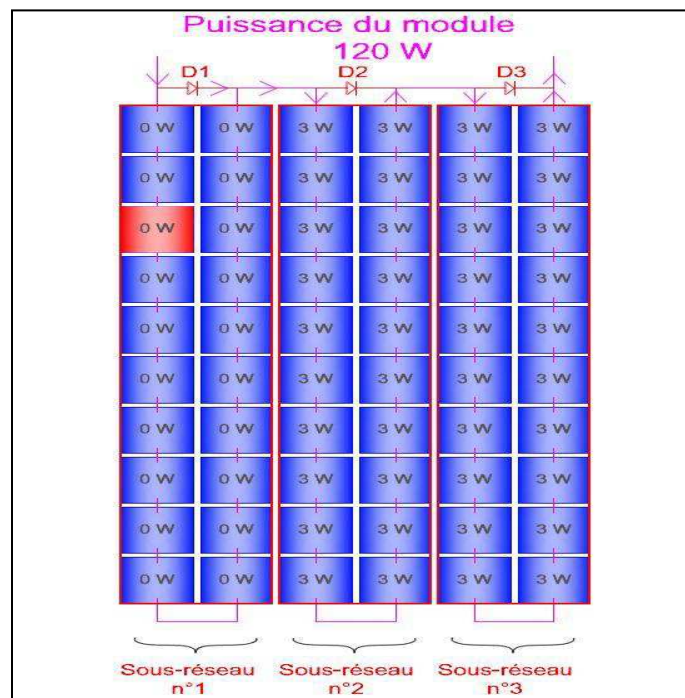


Fig II.25. Module ombragé avec diode By pass

Cet exemple montre qu'une cellule ombragée affecte les cellules voisines connectées en série. Ce phénomène se produit plus généralement lorsque les cellules en séries ne sont pas identiques. D'où l'importance pour les fabricants de modules de toujours appariées des cellules photovoltaïques équivalentes. De même, connecter en série des modules qui n'auraient pas la même

orientation et inclinaison présenterait les mêmes conséquences (perte de puissance).

II.4.3. Phénomène du courant-retour :

Lorsqu' un des deux modules est ombragé, son courant et sa tension diminue. La diminution du courant ne pose à priori pas de problème vu que les deux modules sont connectés en parallèle : la puissance du module ombragée diminue mais n'affecte pas la puissance du module non-ombragé. Par contre, la diminution de la tension du module ombragé va affecter la tension du module non-ombragé. En effet, la tension U se cale sur la plus petite tension, c'est-à-dire celle du module ombragé. De ce fait, on assiste non-seulement à une perte de puissance du module ombragée (ce qui est normal) mais aussi à une diminution de la puissance du module non-ombragé (ce qui est préjudiciable).

Au-delà de la perte de puissance, il peut se produire une inversion du courant dans le module ombragé : c'est ce qu'on appelle un courant retour. Ce courant retour peut endommager le module lorsqu'il devient trop important. Généralement, la valeur maximale tolérée du courant retour est de 2 fois le courant de court-circuit du module ($2 \times I_{cc}$).

Considérons un exemple de 2 modules connectés en parallèle, chaque module à une puissance de 180Watt (même module vu en hot-spot):

a. Module en fonctionnement normal :

En fonctionnement normal, c'est-à-dire lorsque les deux modules en parallèle sont équivalents, le courant traversant chacune des deux branches vaut: **$I_1 = I_2 = 6 \text{ A}$** . Evidemment, la tension aux bornes des deux modules connectés en parallèle est la même :

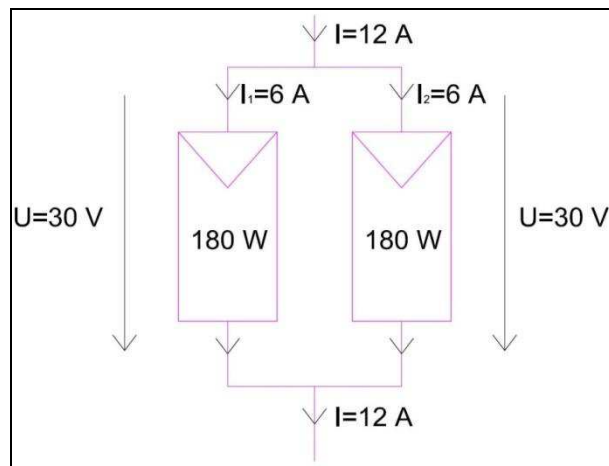


Fig II .26. Fonctionnement normal de deux modules connectés en parallèle

b. Modules ombragés :

Dans notre exemple, un des deux modules est ombragé : son courant chute à 1A (au lieu de 6A) et sa tension diminue à 25 V (au lieu de 30 V). Du coup, la puissance développée par ce module est $1 \times 25 = 25\text{ W}$ (au lieu de 180W). Le courant du module non-ombragé est très peu affecté mais sa tension est égale à la tension du module ombragée, c'est-à-dire 25 V. Du coup, la puissance développée par ce module est $6 \times 25 = 150\text{ W}$ (au lieu de 180 W).

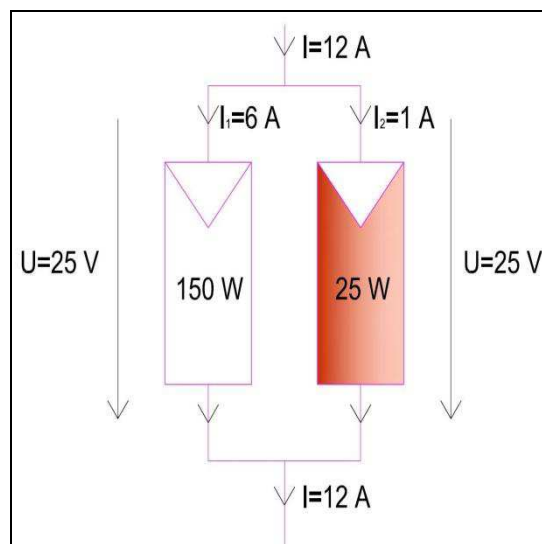


Fig II.27. Module connecte en parallèle ombragé (phénomène du courant retour)

Afin de protéger les modules contre les courants retours, il existe deux solutions:

- Installer des diodes au niveau de chaque chaînes afin d'empêcher le courant de circuler en sens inverse, ces diodes sont appelées des diodes de

découplage. Ce procédé coûte cher et induit des chutes de tension singulière au niveau des diodes.

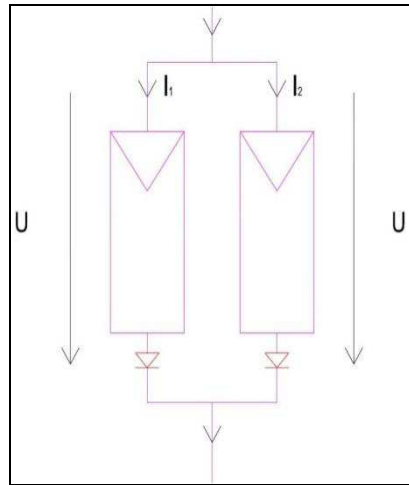


Fig II.28. Modules connectés en parallèle équipés de diodes

- Installer des fusibles calibrés à $2 \times I_{cc}$. Ils n'empêchent pas les courants retours mais fondent dès qu'ils dépassent la valeur limite, empêchant ainsi la détérioration des modules. Cette solution est beaucoup moins onéreuse que les diodes. Elle est ainsi préférée par les concepteurs d'installations photovoltaïques.

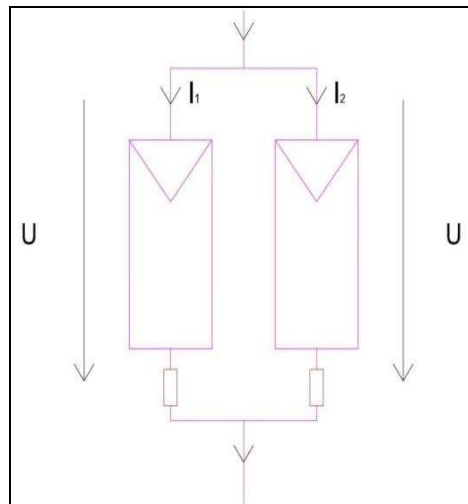


Fig II.29. Modules connectés en parallèle équipés de fusibles

II.4.4. Solutions anti-ombrage :

II.4.4.1. Onduleurs multi-tracker :

Considérons deux chaînes photovoltaïques connectées en parallèle sur un onduleur.

a. Fonctionnement normal :

Lorsqu'aucune des chaînes n'est soumise à un ombrage, leurs caractéristique courant-tension sont confondues. Quant à la caractéristique courant-tension de l'ensemble constitué des deux chaînes en parallèle, elle s'obtient en additionnant les courants.

Le MPPT de l'onduleur va se caler sur le point de puissance maximale de l'ensemble constitué des deux chaînes en parallèle.

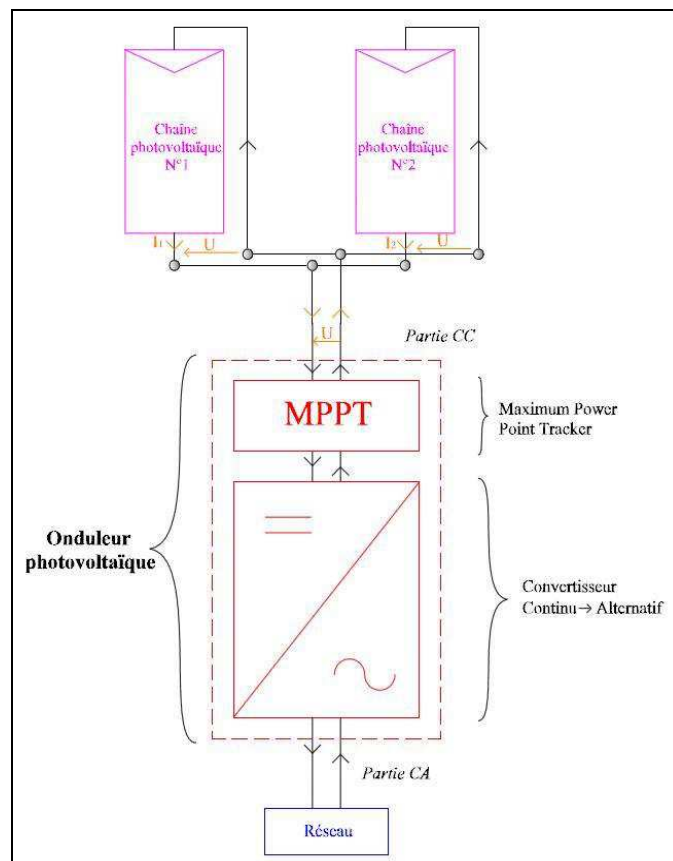


Fig II.30. Onduleur photovoltaïque avec 1 seul tracker MPPT

b.Cas où une partie du champ photovoltaïque est ombragée :

Lorsqu'une partie du champ photovoltaïque est à l'ombre, cela affecte, en termes de puissance, la partie du champ non-soumise à l'ombrage. Les deux chaînes ne délivrent donc pas 100 % de leur puissance. Cela vient du fait que le MPPT de l'onduleur se cale sur le point de puissance maximale de l'ensemble constitué des deux chaînes et non-pas sur les points de puissance maximale de chacune des 2 chaînes en parallèles.

Le problème peut être résolu grâce à un onduleur multi-tracker, disposant par exemple de deux MPPT indépendants. Chacun des deux MPPT va permettre d'exploiter la puissance maximale de chacune des deux chaînes. La présence d'un onduleur multi-tracker se justifie donc lorsque plusieurs parties d'un champ photovoltaïque ne présentent pas les mêmes propriétés électriques. Par exemple, lorsqu'une partie du champ est susceptible d'être soumise à l'ombrage, on la câblera sur un MPPT de l'onduleur. De même, lorsque deux parties d'un champ ne présentent pas les mêmes orientations et inclinaisons (par exemple double-pente EST-OUEST), on pourra câbler chacune des parties sur un MPPT.

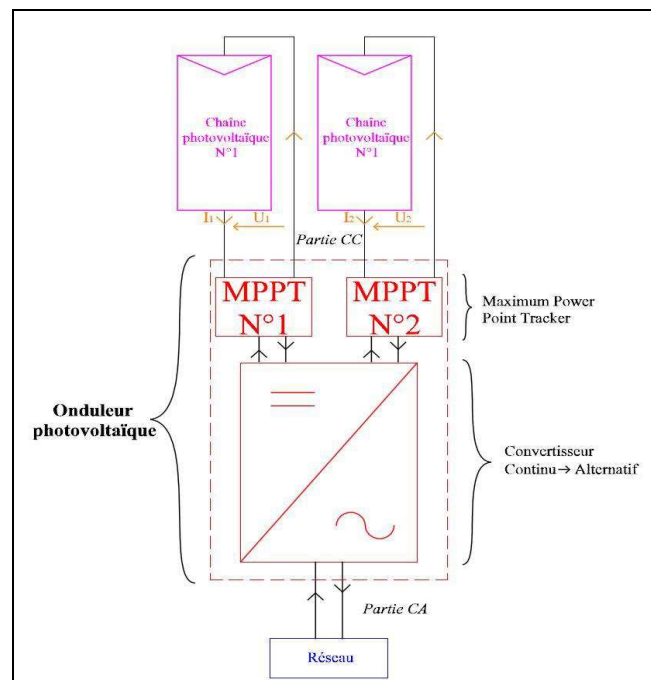


Fig II.31. Onduleur photovoltaïque avec deux tracker MPPT

II.4.4.2. Un tracker par module :

Lorsqu'il existe des disparités électriques (à cause notamment de l'ombrage), la solution idéale serait de prévoir un MPPT pour chaque module. Ainsi, on exploiterait toute la puissance disponible de chaque module (et non pas de chaque chaînes connectées à un MPPT de l'onduleur). Cette solution existe. Il s'agit de connecter en parallèle de chaque module du champ photovoltaïque des boîtiers électroniques spécifiques qui permettent d'exploiter toute la puissance du module. Quelques sociétés proposent cette solution. C'est le cas, par exemple, des sociétés Ehw-research, SolarEdge ou encore TigoEnergy, qui a mis au point ces boîtiers électroniques.

L'utilisation de ces boîtiers électroniques permet un réel gain de production de l'installation par rapport aux solutions classiques, en cas de disparités électriques du champ photovoltaïque (à cause par exemple de l'ombrage) ; mais c'est un gain qui coûteux.

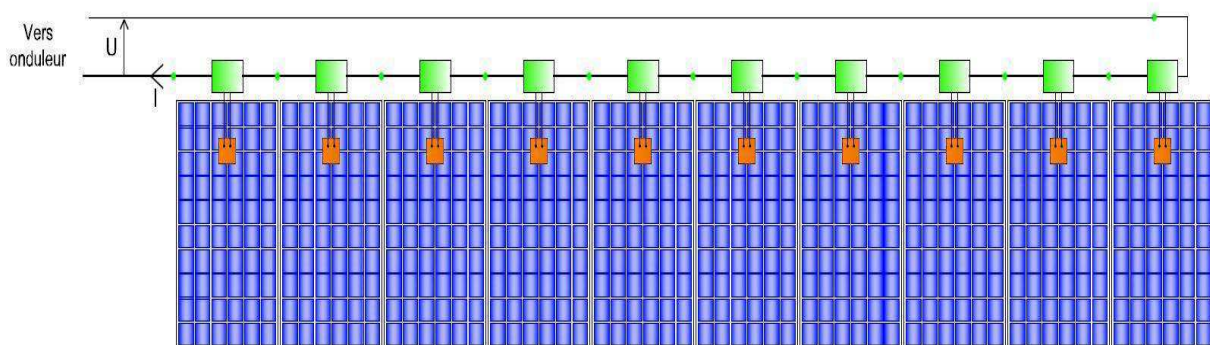


Fig II.32. Modules photovoltaïques équipés des tracker pour chacun

II.5. Coupure et sectionnement :

Chaque installation photovoltaïque doit répondre à certaines contraintes réglementaires, permettant de garantir la protection des biens et des personnes ainsi que d'assurer de bonnes conditions d'exploitation.

II.5.1. Les différents dispositifs de coupure et de sectionnement utilisés dans une installation photovoltaïque :

✚ Partie continue

Les définitions suivantes sont essentielles pour la compréhension de la coupure et du sectionnement de la partie continue d'une installation photovoltaïque :

- **Sectionnement** : Séparation mécanique entre deux parties d'un circuit électrique.
- **Coupure** : Interruption du courant ($i=0$ A) circulant dans un circuit électrique.

a .Interrupteur : Appareil mécanique de connexion entre capable sont rôle est :

- D'établir, de supporter et d'interrompre des courants dans les conditions normales du circuit, y compris éventuellement les conditions spécifiées de surcharge de service.
- De supporter pendant une durée spécifiée des courants dans des conditions anormales du circuit telles que celles du court-circuit (un interrupteur peut être capable d'établir des courants de court-circuit mais n'est pas capable de les couper).

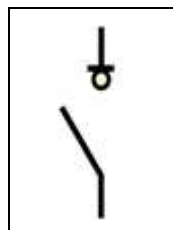


Fig II.33 .Interrupteur symbolisé

b. Sectionneur : Appareil mécanique de connexion qui satisfait, en position d'ouverture, aux prescriptions spécifiées pour la fonction de sectionnement (voir la définition de la fonction de sectionnement). Il est capable de supporter des courants dans des conditions normales du circuit, et des courants pendant une durée spécifiée dans des conditions anormales (définition plus courante du

sectionneur : appareil n'ayant pas de pouvoir de fermeture et de coupure en charge).

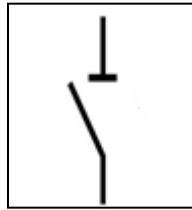


Fig II.34. Sectionneur symbolisé

c. Interrupteur-sectionneur : Interrupteur qui, dans sa position d'ouverture, satisfait aux conditions d'isolement spécifique pour un sectionneur.

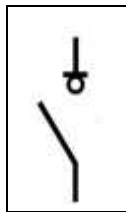


Fig II.35. Interrupteur-sectionneur symbolisé

d. Interrupteur-sectionneur à fusible : Interrupteur-sectionneur dans lequel un ou plusieurs pôles comportent un fusible en série dans un appareil combiné.

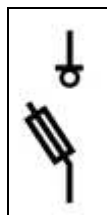


Fig II.36. Interrupteur-sectionneur à fusible

II.5.2. Emplacement des dispositifs de coupure et de sectionnement :

Le paragraphe 12 du guide de l'UTE C15-712 prévoit la présence des dispositifs de coupure et de sectionnement côté CC. Il est prévu la présence d'un dispositif de sectionnement pour chaque onduleur.

Conformément à l'UTE C15-712-1 :

« Chaque alimentation d'onduleur doit pouvoir être coupée. Dans le cas

d'onduleurs à entrées multiples, il est admis d'assurer la coupure d'urgence par des dispositifs à commande séparées. »

Par ailleurs, afin d'assurer la sécurité en cas d'intervention, les boîtes de jonction situées directement en aval du champ photovoltaïque doivent présenter des connecteurs en entrées. Il est coutume d'utiliser des interrupteurs-sectionneurs permettant d'assurer à la fois la fonction de coupure en charge et la fonction de sectionnement. Ces derniers sont prévus dans les installations domestiques.

Partie alternative :

a. Le disjoncteur :

Dans une installation électrique, des courants anormalement élevés peuvent apparaître. Afin de s'en prémunir, il est préférable de mettre en place un dispositif permettant de couper l'installation le cas échéant. C'est le rôle des disjoncteurs. L'apparition d'un courant anormalement élevé peut être de deux types : surcharge et court-circuit.

Deux technologies de disjoncteurs existent :

- Les disjoncteurs thermiques : Ils protègent contre les surcharges prolongées qui provoquent un échauffement. Il n'est pas efficace contre les surintensités brèves.
- Les disjoncteurs magnétiques : Ils protègent contre les surintensités brèves avec une grande précision, qui peut être contrôlée.

Un disjoncteur magnétothermique est un disjoncteur regroupant les aptitudes d'un disjoncteur thermique et d'un disjoncteur magnétique. Il existe d'autres technologies de disjoncteurs telles que les disjoncteurs hydrauliques. Dans la partie alternative d'une installation photovoltaïque, un disjoncteur magnétothermique en amont de chaque onduleur doit être mis en place.

b. Le dispositif différentiel :

Le dispositif différentiel permet de se protéger contre les contacts indirects par coupure automatique du circuit auquel il est associé. Son rôle est de couper l'installation en cas de courant de défaut.

Le dispositif différentiel peut être :

- Intégré à un disjoncteur : on parle alors de disjoncteur différentiel.
- Intégré à un interrupteur : on parle alors d'interrupteur différentiel.

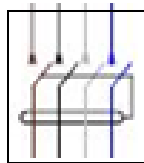


Fig II.37. Disjoncteur différentiel symbolisé

II.6. Conclusion :

Dans ce chapitre nous avons présenté les différents composants d'une installation solaire photovoltaïque avec leurs rôles et principes de fonctionnements. Le bon fonctionnement de cette installation requiert un bon dimensionnement des ces composants, c'est ce que nous allons consulter dans le chapitre suivant.

IV.1.Introduction :

Le dimensionnement d'une installation photovoltaïque a pour objectif la détermination de la puissance crête du champ de modules photovoltaïques, la capacité des batteries de stockages dans le cas d'une installation autonome (non raccordée au réseau), la puissance de l'onduleur à installer, les types des régulateurs ainsi que les sections des câbles. Ce dimensionnement doit permettre de garantir la fourniture en énergie électrique nécessaire pour satisfaire les besoins de l'utilisateur tout au long de l'année ou éventuellement sur une période déterminée.

Généralement un dimensionnement s'effectue en 6 étapes essentielles :

Etape 1 : évaluation du besoin quotidien en énergie.

Etape 2 : chiffrage du gisement solaire disponible au site d'implantation.

Etape 3 : détermination de la puissance crête du champ photovoltaïque à installer et adapter l'onduleur et le régulateur qui lui convient.

Etape 4 : détermination de la capacité des accumulateurs de stockage dans le cas d'une installation autonome.

Etape 5 : détermination des sections et des accessoires des différents câbles.

Etape 6 : établir un schéma électrique de l'installation pour faciliter sa réparation en cas de pannes.

IV.2.Dimensionnement d'une installation photovoltaïque :**IV.2.1. Evaluation des besoins du l'utilisateur :**

Le choix des panneaux solaires photovoltaïques, tout comme le nombre et la capacité des batteries dépendent de vos besoins. La première chose à faire est donc d'estimer vos besoins en matière d'énergie solaire.

Les appareils électriques ont tous une puissance nominale mesurée en Watts mentionnée dans la notice de chaque appareil. Cette puissance doit être multipliée par le nombre d'heures moyen d'utilisation de l'appareil pour définir sa consommation quotidienne. C'est en additionnant les consommations

quotidiennes de tous vos appareils électriques que vous obtiendrez votre besoin électrique quotidien en watts.

Cela peut être résumé par l'équation suivante :

$$E_c = \sum_i^n p_i \cdot t_i \quad [III.1]$$

Avec :

E_c : énergie quotidienne consommée en [Wh].

p_i : puissance électrique de chaque appareil en Watt [W].

t_i : la durée moyenne de l'utilisation de chaque appareil en heure [h].

IV.2.2. Chiffrage du gisement solaire disponible au site d'implantation :

Pour cela il suffit de connaître la valeur moyenne de l'irradiation solaire globale G_{min} du mois le plus défavorable (décembre) exprimé en [kWh.m⁻²] disponible au niveau des stations météorologiques.

IV.2.3. Dimensionnement du générateur photovoltaïque:

IV.2.3.1. La puissance crête :

La puissance crête (P_c) est une donnée normative appliquée aux cellules photovoltaïque. Elle correspond à la puissance qui peut délivrer dans les conditions standards d'ensoleillement (1000W/m², 25°C, AM 1.5). En pratique, la puissance d'un panneau installé dans un site n'atteint jamais la puissance crête à cause de la variation d'ensoleillement et de la température.

Elle est calculée par la relation suivante :

$$P_c = N_m \cdot P_{cu} \quad [III.2]$$

Avec :

P_c : puissance crête du générateur photovoltaïque en Watt crête [Wc].

N_m : nombre de module nécessaire à installé.

P_{cu} : puissance crête unitaire en [Wc].

IV.2.3.2. Estimation de la production électrique d'un module :

Si le module est exposé dans les conditions standards STC, il va produire une puissance électrique égale à cette puissance crête. Comme le rayonnement

n'est pas constant pendant une journée d'ensoleillement et tenant compte de l'état du ciel, l'énergie produite par le module sera égale à :

$$E_p = P_{cu} \cdot \left[\frac{G_{min}}{E_{nom}} \right] \cdot k_c \quad [III.3]$$

Avec :

E_p : énergie produite par un module pendant une journée. [Wh/j].

P_{cu} : puissance crête unitaire.

G_{min} : irradiation moyenne journalière minimale en [Wh/m²].

E_{nom} : éclairement nominal standard égal à 1000W/m².

K_c : facteur de correction global.

IV.2.3.3. Détermination du nombre de module à installer :

Le nombre nécessaire est alors calculé par la loi suivante :

$$N_m = \frac{E_c}{\eta_o \cdot \eta_g \cdot E_p} \quad [III.4]$$

Avec :

N_m : nombre de modules nécessaire à installé.

E_c : énergie quotidienne consommée en [Wh].

η_o : Rendement du l'onduleur.

η_g : Rendement du générateur.

IV.2.3.4. Positionnement des modules photovoltaïques :

a. Inclinaison et orientation optimale :

La position des modules influe directement sur la production énergétique. Il est très important de bien les placer pour avoir un maximum de production on les orientant vers l'Equateur ce qui donne :

- une orientation plein sud dans l'hémisphère nord.
- une orientation plein nord pour l'hémisphère sud.

Compte tenu à l'inclinaison elle est adaptable selon la latitude du lieu et la période d'utilisation. Le tableau suivant nous donne sa valeur en fonction de la latitude du lieu et sur utilisation annuelle :

Latitude φ	Inclinaison i
$\varphi \leq 10^\circ$	$i=10^\circ$
$10^\circ \leq \varphi \leq 30^\circ$	$i= \varphi$
$30^\circ \leq \varphi \leq 40^\circ$	$i= \varphi + 10^\circ$
$\varphi \geq 40^\circ$	$i= \varphi + 15^\circ$

Tableau.III.1. Valeurs de l'inclinaison en fonction de la latitude

b. Pose des modules :

Pour éviter l'effet de masque entre deux rangées consécutives, une distance minimale est nécessaire d'être respecter entre eux :

$$x = \ell \cdot \left[\frac{\sin(i)}{\tan(hm)} + \cos(i) \right] \quad \text{[III.5]}$$

Avec :

x : distance à respecter entre deux rangées en [m].

ℓ : largeur d'un module photovoltaïque en [m].

i : Inclinaison d'un module photovoltaïque en [°].

hm : hauteur minimale du soleil en [°].

IV2.4. Dimensionnement du l'onduleur :

Le choix et le nombre d'onduleurs repose sur 3 critères :

- La compatibilité en puissance.
- La compatibilité en tension.
- La compatibilité en courant.

A partir de ces 3 critères, le dimensionnement des onduleurs va imposer la façon de câbler les modules entre eux.

IV.2.4.1. Compatibilité en puissance:

Un onduleur est caractérisé par une puissance maximale admissible en entrée. Lorsque la puissance en entrée de l'onduleur est supérieure à la puissance maximale admissible par l'onduleur, celui-ci continue de fonctionner mais fournit au réseau sa puissance maximale. Celle-ci n'est pas la puissance maximale que pourrait délivrer les modules, car l'onduleur s'est calé sur un point de fonctionnement (c'est-à-dire un couple Tension-Courant) ne correspondant pas au point de puissance maximale. Le groupe photovoltaïque ne délivre donc toute sa puissance : il est sous-exploité.

La puissance maximale d'entrée est indiquée sur la fiche technique de l'onduleur. Sa valeur en entrée de l'onduleur va limiter la quantité de modules du groupe photovoltaïque reliés à l'onduleur. En effet, il faut veiller que la puissance du groupe photovoltaïque ne dépasse pas la puissance maximale admissible. La puissance délivrée par le groupe photovoltaïque variant en fonction de la luminosité et de la température, on pourra considérer, pour le calcul de dimensionnement, une puissance égale à la somme des puissances crêtes de tous les modules du groupe photovoltaïque. Il faudra donc veiller que cette puissance calculée reste inférieure à la puissance maximale admissible par l'onduleur. Idéalement, la puissance crête délivrée par le groupe photovoltaïque doit être sensiblement égale à la puissance maximale admissible de l'onduleur. Dans les pays où l'intensité lumineuse est associée à une forte température, il est possible voire recommandé de sous-dimensionner les onduleurs de 10% à 15%.

❖ Cas normal :

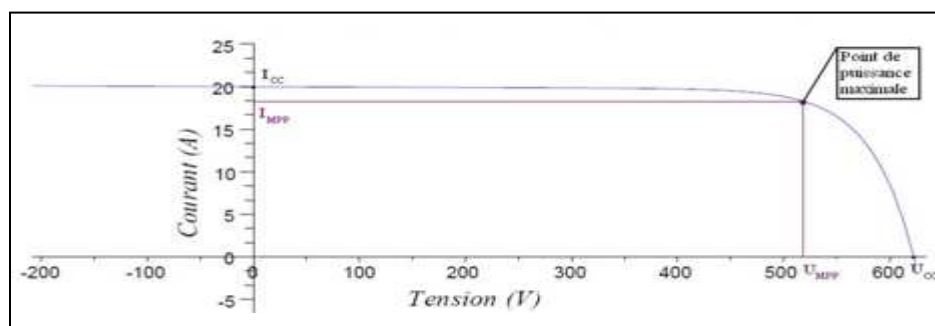


Fig III.1. Caractéristique courant-tension du champ photovoltaïque

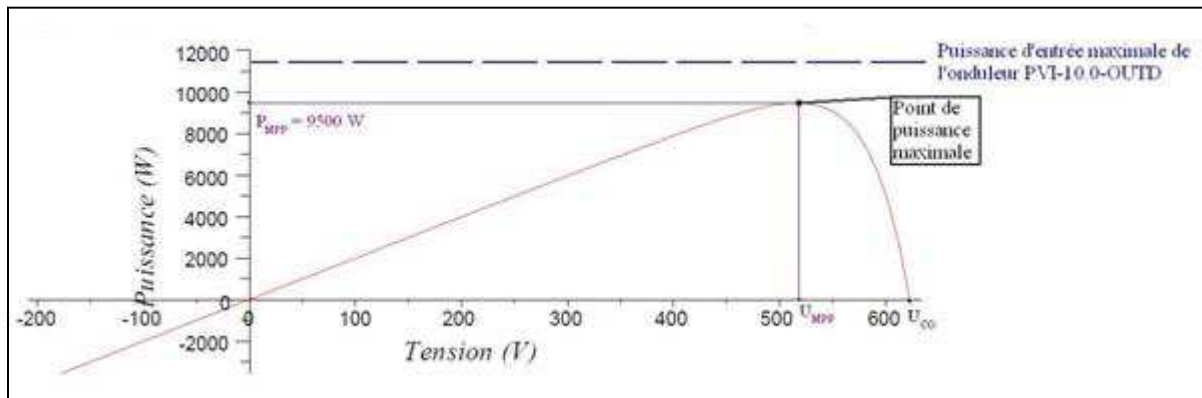


Fig III.2.Caractéristique tension-puissance du champ photovoltaïque

❖ Cas anormal :

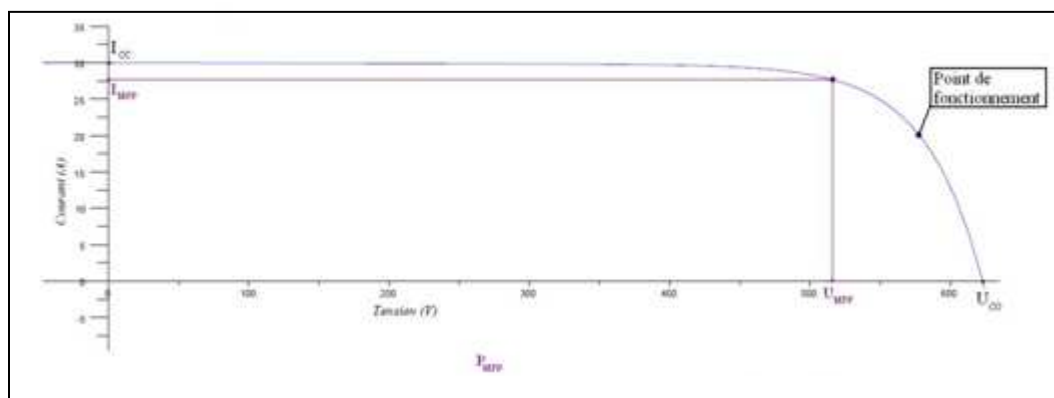


Fig.III.3.Caractéristique courant-tension du champ photovoltaïque

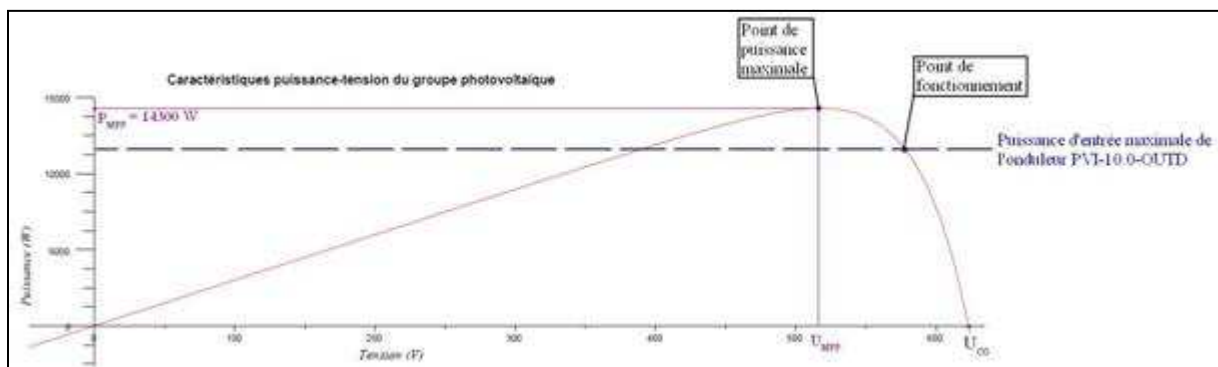


Fig.III.4.Caractéristique puissance-tension du champ photovoltaïque

IV.2.4.2.Compatibilité en tension :**IV.2.4.2.1. Tension maximale admissible:**

Un onduleur est caractérisé par une tension d'entrée maximale admissible U_{max} . Si la tension délivrée par les modules est supérieure à U_{max} , l'onduleur sera irrémédiablement détruit. Par ailleurs, comme la tension des modules photovoltaïques s'ajoute lorsqu'on les branche en série, la valeur de U_{max} va

donc déterminer le nombre maximum de modules en série. Cela dépendra évidemment de la tension délivrée par les modules photovoltaïques. Dans le calcul de dimensionnement, on considèrera que la tension délivrée par un module est sa tension à vide, notée U_{co} , majorée par un coefficient de sécurité. Ce coefficient de sécurité, noté k_f , pourra varier entre 1.02 et 1.25, selon les conditions climatiques du site.

Le nombre maximum de modules photovoltaïques en série se calcule par la formule simple suivante :

$$N_{\max} = Z - \left[\frac{U_{\max}}{U_{co} \cdot K_f} \right] \quad [\text{III.6}]$$

Avec :

- $N_{\max}$: nombre maximal de modules en série.
- $Z - [X]$ est la partie entière inférieure du nombre X . Par exemple, $E. [10.6] = 10$.
- $U_{\max}$ est la tension maximale admissible en entrée de l'onduleur
- U_{co} est la tension de circuit ouvert des modules photovoltaïques
- Le coefficient k_f est un coefficient de sécurité imposé par le guide de l'UTE C15-712-1, et qui prend en compte l'élévation de la tension délivrée par les modules lorsque la température des cellules diminue.

IV.2.4.2.2. Plage de tension MPPT :

L'onduleur doit à tout moment demander au groupe photovoltaïque auquel il est connecté leur maximum de puissance. Pour cela, il déplace le point de fonctionnement du groupe photovoltaïque (c'est-à-dire le couple $U-I$). Ce point de fonctionnement correspond au point de puissance maximum. Il varie en permanence en fonction de l'intensité de l'irradiation, de la température, des ombres, etc. La recherche du point de puissance maximum est réalisée par un système intégré en amont de l'onduleur, nommé MPPT (Maximum Power Point Tracking). Cependant, le système MPPT ne fonctionne que pour une plage de

tension d'entrée d'onduleur définie par le fabricant, et indiquée sur la fiche technique de l'onduleur. Lorsque la tension d'entrée de l'onduleur côté courant continu est inférieure à la tension minimale MPPT, l'onduleur continue de fonctionner mais fournit au réseau la puissance correspondante à la tension minimale MPPT. Le fait d'avoir un point de puissance maximum en dehors de la plage de tension MPPT induit une perte de puissance du groupe photovoltaïque.

Il faut donc s'assurer que la tension délivrée par le groupe photovoltaïque soit comprise dans la plage de tension MPPT de l'onduleur auquel il est connecté. Si ce n'est pas le cas, il n'y aura aucun dommage à l'onduleur, mais seulement une perte de puissance. Cette plage de tension MPPT va donc aussi avoir un impact sur le nombre de modules photovoltaïques en série. En effet, on cherchera idéalement à obtenir une tension délivrée par le groupe photovoltaïque comprise dans la plage MPPT, et ce quelque soit la température des modules.

Pour calculer le nombre de module en série nécessaires afin que la chaîne photovoltaïque délivre une tension comprise dans la plage de tension MPPT de l'onduleur, on pourra considérer les deux critères suivants :

- La tension U_{MPP} délivrée par la chaîne photovoltaïque, à la température minimale du site et sous une irradiation de 1000 W/m^2 , doit être inférieure à la valeur maximale de la plage de tension MPPT de l'onduleur. Cela permet de déterminer le nombre maximum de modules photovoltaïques en série.
- La tension U_{MPP} délivrée par la chaîne photovoltaïque, à une température des modules de 70°C et sous une irradiation de 1000 W/m^2 , doit être supérieure à la valeur minimale de la plage de tension MPPT de l'onduleur. Cela permet de déterminer le nombre minimum de modules photovoltaïques en série.

Le nombre minimum et le nombre maximum de modules photovoltaïques en série se calculent par la formule simple suivante :

$$N^*_{\min} = Z + \left[\frac{U_{MPPT\min}}{U_{MPP} \cdot 0.85} \right] \quad [\text{III.7}]$$

$$N^*_{\max} = Z - \left[\frac{U_{MPPT\max}}{U_{MPP} \cdot K_f} \right] \quad [\text{III.8}]$$

Avec :

- $N^*_{\min}$: nombre minimal de modules en série pour chaque tracker.
- $N^*_{\max}$: nombre maximal de modules en série pour chaque tracker.
- $Z-[X]$ est la partie entière inférieure du nombre X . Par exemple, $Z-[10.6]=10$.
- $Z+[X]$ est la partie entière supérieure du nombre X . Par exemple, $Z+[10.6]=11$.
- $U_{MPPT\min}$ est la valeur minimale de la tension pour laquelle le tracker (MPPT) fonctionne
- $U_{MPPT\max}$ est la valeur maximale de la tension pour laquelle le tracker (MPPT) fonctionne
- U_{MPP} est la tension de puissance maximale des modules photovoltaïque
- Le coefficient k_f est un coefficient de sécurité imposé par le guide de l'UTE C15-712-1, et qui prend en compte l'élévation de la tension délivrée par les modules lorsque la température des cellules diminue.
- Le coefficient 0.85 est un coefficient de minoration permettant de calculer la tension MPP à 70 °C.

IV.2.4.3. Compatibilité en courant :

Un onduleur est caractérisé par un courant maximal admissible en entrée. Ce courant d'entrée limite correspond au courant maximal que peut supporter l'onduleur côté du courant continu. Lorsque le courant d'entrée de l'onduleur côté CC est supérieur au courant maximal admissible par l'onduleur, celui-ci continue de fonctionner mais fournit au réseau la puissance correspondante à

son courant maximal. On veillera donc à s'assurer que le courant débité par le groupe photovoltaïque ne dépasse pas la valeur du courant maximal admissible $I_{\max}$ par l'onduleur. Par ailleurs, comme les courants s'ajoutent lorsque les chaînes sont en parallèles, la valeur de $I_{\max}$ va déterminer le nombre maximum de chaînes photovoltaïque en parallèle. Cela dépendra évidemment du courant délivré par une chaîne photovoltaïque. Dans le calcul de dimensionnement on considérera que le courant délivré par la chaîne est égale au courant de puissance maximal I_{mpp} des modules photovoltaïques (paragraphe 14.4 du guide de l'UTE C15-712-1) et indiqué sur la fiche technique des modules photovoltaïques.

Le nombre maximum de chaînes photovoltaïques en parallèle se calcule par la formule simple suivante :

$$N_{\max,p} = Z - \left[\frac{I_{\max}}{I_{\text{MPP}}} \right] \quad [\text{III.9}]$$

Avec :

- $N_{\max,p}$: nombre maximal de chaînes photovoltaïques en parallèle.
- $Z - [X]$ est la partie entière inférieure du nombre X . Par exemple, $E_{[10.6]} = 10$.
- $I_{\max}$ est le courant maximal admissible par l'onduleur en Ampère [A].
- I_{MPP} est le courant de puissance maximale des modules en Ampère [A].

Toutes les caractéristiques techniques d'un onduleur sont données dans sa fiche technique

Caractéristiques techniques SUNNY BOY 4000TL / 5000TL		
	SB 4000TL-20	SB 5000TL-20
Entrée (DC)		
Puissance DC max.	4200 W	5300 W
Tension DC max.	550 V	550 V
Plage de tension photovoltaïque, MPPT	125 V - 440 V	125 V - 440 V
Plage recommandée à puissance nominale	175 V - 440 V	175 V - 440 V
Courant d'entrée max.	2 x 15 A	2 x 15 A
Nombre de MPP trackers	2	2
Nombre max. d'entrées (en parallèle)	2 x 2	2 x 2
Sortie (AC)		

Tableau .2.Fiche caractéristique d'un onduleur

Une fois qu'on a adapté l'onduleur compatible à l'utilisation, le nombre d'onduleurs nécessaire à installer se calcule comme suit :

$$N_{on} = \frac{N_m}{N_{m'}} \quad \text{[III.10]}$$

Avec :

N_m : nombre total des modules photovoltaïques utilisés dans l'installation.

$N_{m'}$: nombre de modules photovoltaïques par onduleur.

IV.2.5.Dimensionnement des accumulateurs de stockages :

Nous rappelons que le rôle des batteries est de stocker le surplus d'énergie produit par le champ photovoltaïque, et de la restituer lorsque le champ photovoltaïque n'est plus capable d'alimenter les équipements électriques. Le dimensionnement de la batterie consiste à effectuer deux choix :

- Choix de la tension de la batterie.
- Choix de la capacité de la batterie.

a. Le choix de la tension de la batterie :

Nous rappelons qu'une batterie est constituée de plusieurs éléments de conversion électrochimique (chaque élément est composé d'une cathode, d'une anode et d'un électrolyte). Chaque élément est considéré comme un générateur de tension de 2V. En empilant ces éléments, on obtient des batteries de 6V, 12

V, 24V ou 48V. Ainsi, il convient de choisir une de ses tensions.

b. Calcul de la capacité de la batterie :

La capacité nominale de la batterie, noté $C_N (=C_{10})$, permet de quantifier l'autonomie de la batterie vis-à-vis de la consommation électrique des équipements. Le calcul de la capacité s'effectue en considérant que la batterie doit être capable d'alimenter l'ensemble des équipements électriques pendant une certaine période. La formule suivante permet de calculer la capacité nominale d'une batterie :

$$C_N = \frac{Ec.N}{U.T.\eta_b.\alpha_0} \quad [\text{III.11}]$$

Avec :

C_N : capacité nominale de la batterie en Ampère heure [Ah].

Ec : consommation quotidienne en [Wh].

N : autonomie de charge en [jour].

U : tension de la batterie.

T : décharge profonde autorisée (de 0.3 à 0.9).

η_b : rendement de la batterie.

α_0 : coefficient de correction appliqué a C_N égal à 1 dans les conditions de température standard de 20°C, ces valeurs sont mentionnées dans le tableau suivant :

Température en °C	-20	-10	0	10	20	30	40	50
Coefficient de correction α_0	0.58	0.68	0.91	0.91	1	1.04	1.09	1.13

Tableau.3.Coefficient de correction appliqué en fonction de la température

IV.6.Dimensionnement des câbles :

IV.6.1.Calcul de la section des câbles CC :

Le choix de la section des câbles de polarité côté CC s'effectue selon deux critères majeurs :

- Le courant admissible I_Z dans le câble.
- La chute de tension admissible dans le câble.

IV.6.1.1.Courant admissible I_Z :

Le courant admissible d'un câble est la valeur maximale de l'intensité du courant pouvant parcourir en permanence ce conducteur sans que sa température soit supérieure à sa température spécifiée. Il dépend notamment du mode de pose et de la température du conducteur.

Le guide de l'UTE C15-712-1 dresse un tableau donnant la valeur du courant admissible I_Z en fonction de la section du câble, du mode de pose et de la température. Dans le cas où la température ambiante serait différente de 70°C, on applique un facteur de correction :

Température ambiante (°C)	Facteur de correction
60 °C	1,08
70 °C	1
80 °C	0,91
90 °C	0,82
100 °C	0,71
110 °C	0,58

Tableau.4.F facteur de correction du courant admissible

Afin d'éviter tout phénomène de surchauffe des câbles, il convient de choisir des sections de câbles présentant un courant admissible supérieur au courant maximal d'emploi du circuit électrique.

En fonctionnement normal, le courant maximal d'emploi, côté courant continu, doit être pris égal à $1.25 \times I_{CC}$. Ainsi, on choisira toujours des sections de câbles dont le courant admissible :

$$I_z \geq (N_C - 1) \times 1.25 \times I_{CC} \quad [III.12]$$

Avec :

I_z : courant maximal admissible dans le câble en Ampère [A].

N_C : nombre de chaînes photovoltaïques en parallèles.

I_{CC} : courant du court circuit en Ampère [A].

IV.6.1.2. Chute de tension :

En théorie, un câble est un conducteur de courant parfait, c'est-à-dire que sa résistance est nulle. En pratique, un câble n'est pas un conducteur parfait: il se comporte comme une résistance. Cette dernière va provoquer une chute de potentiel entre le départ du câble et la fin du câble qui va induire des pertes de puissances.

Le guide de l'UTE C15-712 relatif aux installations photovoltaïques indique que la chute de tension dans la partie DC devra être inférieure à 3%, idéalement 1%. Cela signifie :

$$\varepsilon = \frac{V_a - V_b}{V_a} \leq 0.03 \quad [III.13]$$

Avec :

ε : chute de tension dans le câble.

V_a : tension à l'entrée du câble en volt [V].

V_b : tension à la sortie du câble en volt [V].

I.V.6.1.3. Formule de la section des câbles :

Dans la pratique, la longueur des câbles est connue. Dès lors, on calcule la section de ces câbles sous la contrainte d'une chute de tension maximale de 3 %. Ainsi, la section des câbles se calcule par la formule suivante :

$$S = \frac{\rho \cdot l \cdot I}{\varepsilon \cdot V_a} \quad [III.14]$$

Avec :

- ρ : Résistivité du matériau conducteur (cuivre ou aluminium) en service normal. Conformément au guide de l'UTE C15-712-1, $\rho = 1.25 \times \rho_0$ où ρ_0 est la résistivité du conducteur à 20°C. On exprimera la résistivité en [$\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$].
- l : Longueur du câble en [m].
- S : Section du câble en [mm^2].
- I : Courant circulant dans le câble en Ampère [A].
- ε : chute de tension, $\varepsilon = 0.03$
- V_a : tension à l'origine du câble en volt [V].

III.7.Conclusion :

Ce chapitre consacré au dimensionnement technique d'une installation photovoltaïque nous a permis d'aborder les différentes méthodes et formules qui nous aideront à bien dimensionner l'installation solaire et exploiter le maximum de potentiel solaire disponible dans un site donné avec le minimum coût possible.

Après avoir rappelé les notions de base du gisement solaire et les principes de fonctionnement des différents composants d'une installation photovoltaïque dans les deux premiers chapitres et les méthodes de dimensionnement optimales dans le troisième chapitre, on passe à leurs application pour notre installation, un bilan de consommation journalière de cette carrière a été fait sur le lieu et à partir de ce bilan nous allons dimensionner les différents composants de cette installation et sa sera l'objectif du chapitre suivant.

IV.1.Introduction :

Notre étude consiste à bien dimensionner une installation photovoltaïque pour une carrière d'agrégats sise à Réchaïga wilaya de Tiaret $\varphi = 35.8^\circ\text{N}$, $L = 1.5^\circ\text{E}$. Elle est composée de 4 grandes machines, chaque machine comporte des moteurs de puissance allant de 15kw au 200kw.

La carrière dispose d'une pompe à carburant pour alimenter les différents engins, ainsi d'une chambre de commande dotée d'un outil informatique avec tous ces équipements et un climatiseur.

IV.2. Evaluation des besoins quotidiens de la carrière :

Le bilan de consommation journalière de la carrière est représenté dans le tableau ci-dessous :

Appareils	Nombre	Puissance [kw]	Durée de marche[h]	Energie consommée [kwh.j ⁻¹]
Moteur A	1	200	8	1600
Moteur B	3	40	8	960
Moteur C	2	20	8	320
Moteur D	6	15	8	720
Pompe	1	5	2	10
Compresseur	1	3	4	12
Climatiseur	1	1.5	4	6
Micro	2	0.2	8	3.2
Imprimante	1	0.16	5	0.8
T o t a l				3632

Tableau. IV.1.bilan de consommation journalière de la carrière

IV.3.Chiffrage du gisement solaire disponible :

D'après le fichier météo on tire le $G_{\min(36^\circ)} = 3.221 \text{kwh.m}^{-2}.\text{jour}^{-1}$

IV.4.Dimensionnement du générateur :**IV.4.1.Caractéristiques du panneau solaire utilisé :**

Le panneau utilisé est de marque ALEX SOLAR (ALM-300D-24) type monocristallin possède les caractéristiques suivante :

Caractéristiques	Valeurs
Puissance nominale (P_n)	300W
Tension MPP (U_{MPP})	37.13V
Courant MPP (I_{MPP})	8.08A
Tension circuit ouvert (U_{CO})	45.10V
Courant court circuit (I_{CC})	8.73A
Rendement du panneau (η)	15.40%
Longueur (L)	1960mm
Largeur (ℓ)	990mm

Tableau.IV.2.Caractéristiques du panneau utilisé**IV.4.2.Estimation de l'énergie produite par module :**

$$E_p = P_{cu} \cdot \left[\frac{G_{min}}{E_{nom}} \right] \cdot k$$

$$E_p = 300 \cdot \left[\frac{3221}{1000} \right] \cdot 0,65$$

$$E_p = 628,09 \text{ Wh.jour}^{-1}$$

IV.4.3.Détermination du nombre de module à installer :

$$N_m = \frac{Ec}{\eta_o \cdot \eta_g \cdot Ep}$$

$$N_m = \frac{3632.10^3}{0.98 \cdot 0.98 \cdot 628.09}$$

$$N_m = 6021 \text{ modules.}$$

IV.4.4.Positionnement des modules:

Orientation plein sud $\gamma=0^\circ$; Inclinaison $i=36^\circ$; $h_m=29,8$; $i=36^\circ$; $\ell=0.99m$.

D'où :

$$x = \ell \cdot \left[\frac{\sin(i)}{\tan(hm)} + \cos(i) \right]$$

$$x=0,99.\left[\left(\frac{\sin 36}{\tan 29,8}\right)+\cos(36)\right]$$

$$x=1,82\text{m}$$

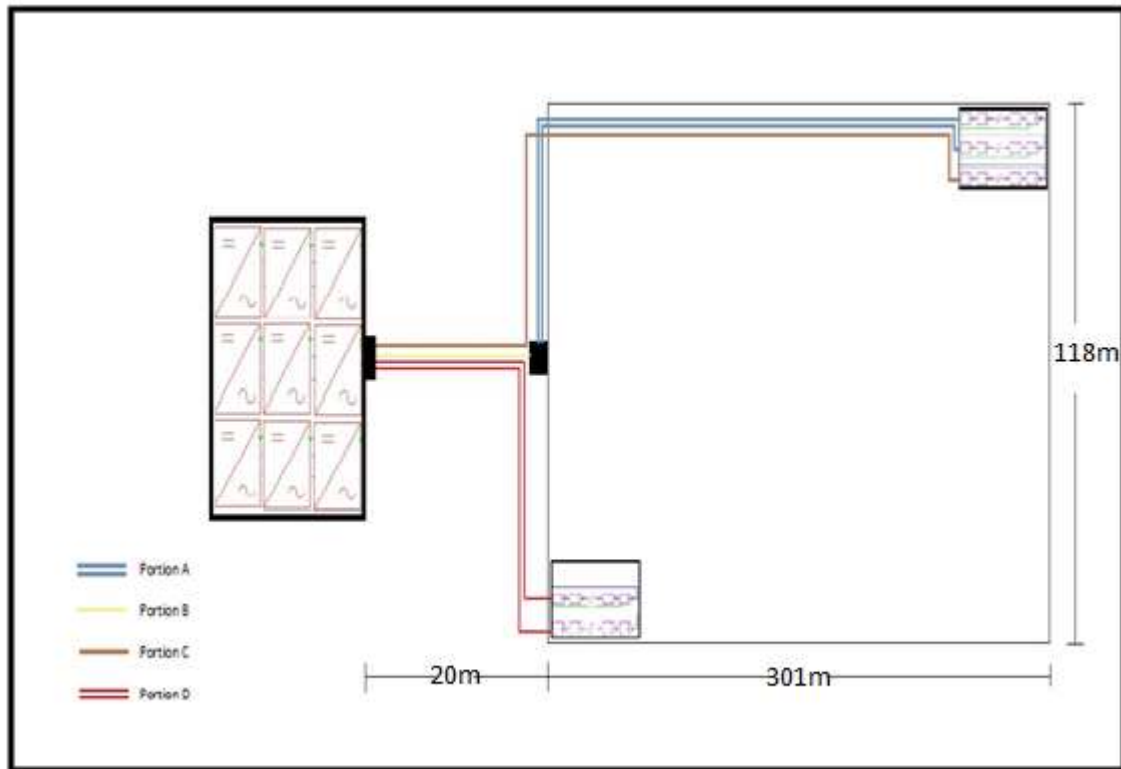


Fig.IV.1.Disposition des champs Photovoltaïques *et d'onduleurs*

IV.5.Dimensionnement des onduleurs :

IV.5.1.Caractéristiques des onduleurs utilisés :

Les onduleurs utilisés sont tous de la marque SMA SOLAR TECHNOLOGY STP15000TL-10, ils ont les caractéristiques suivantes :

Caractéristiques	Valeurs
Puissance DC max	15,34KW
Tension DC max	1000V
Tension nominale	600V
Plage de tension MPPT	150V-800V
Courant d'entrée maximal	33A
Nombre de MPPT tracker	2
Puissance AC max	15KVA
Puissance AC nominale	15KW
Rendement	98,2%
Largeur	665mm
Longueur	690mm
Profondeur	265mm
Poids	65kg

Tableau IV.3. Caractéristiques du l'onduleur utilisé

IV.5.2. Plan du raccordement :

IV.5.2.1. Calcul du nombre minimum de module en série :

$$N^*_{\min} = Z + \left[\frac{U_{MPPT\min}}{U_{MPP} \cdot 0.85} \right]$$

$$N^*_{\min} = \frac{150}{37,13 \cdot 0,85} = 4,75$$

$$N^*_{\min} = 5 \text{ modules}$$

IV.5.2.2. Calcul du nombre maximum de module en série :

$$N^*_{\max} = Z - \left[\frac{U_{MPPT\max}}{U_{MPP} \cdot K} \right]$$

$$N^*_{\max} = \frac{800}{37,13 \cdot 1,19} = 18,10$$

$$N^*_{\max} = 18 \text{ modules}$$

IV.5.2.3.Calcul du nombre maximum de chaines en parallèle :

$$N_{\max,p} = Z \cdot \left[\frac{I_{\max}}{I_{MPP}} \right]$$

$$N_{\max,p} = \frac{33}{8,08} = 4,08$$

$$N_{\max,p} = 4 \text{ parallèles}$$

Notre onduleur SMA a 2 tracker donc 2 entrées :

- **Entrée A** : elle est connectée avec 2 chaines en parallèles, chaque chaine contient 17 modules disposés en série.
- **Entrée B** : elle est connectée avec une seule chaine de 14 modules en série.

IV.5.2.4.Calcul du nombre d'onduleurs nécessaire pour l'installation :

$$N_{\text{on}} = \frac{N_m}{N_{m'}}$$

$$N_{\text{on}} = \frac{6021}{(2 \cdot 17) + 14}$$

$$N_{\text{on}} = 126 \text{ onduleurs}$$

IV.6.Dimensionnement des câbles :

Portion	Longueur [m]	I [A]	U [V]	Section calculée [mm]	Section proposée [mm]
A	720	8,08	631,21	7,68	10
B	40	16,16	631,21	0,79	4
C	760	8,08	519,82	9,11	10
D	202	8,08	408,43	3,07	4

Tableau IV.4.sections des câbles utilisées

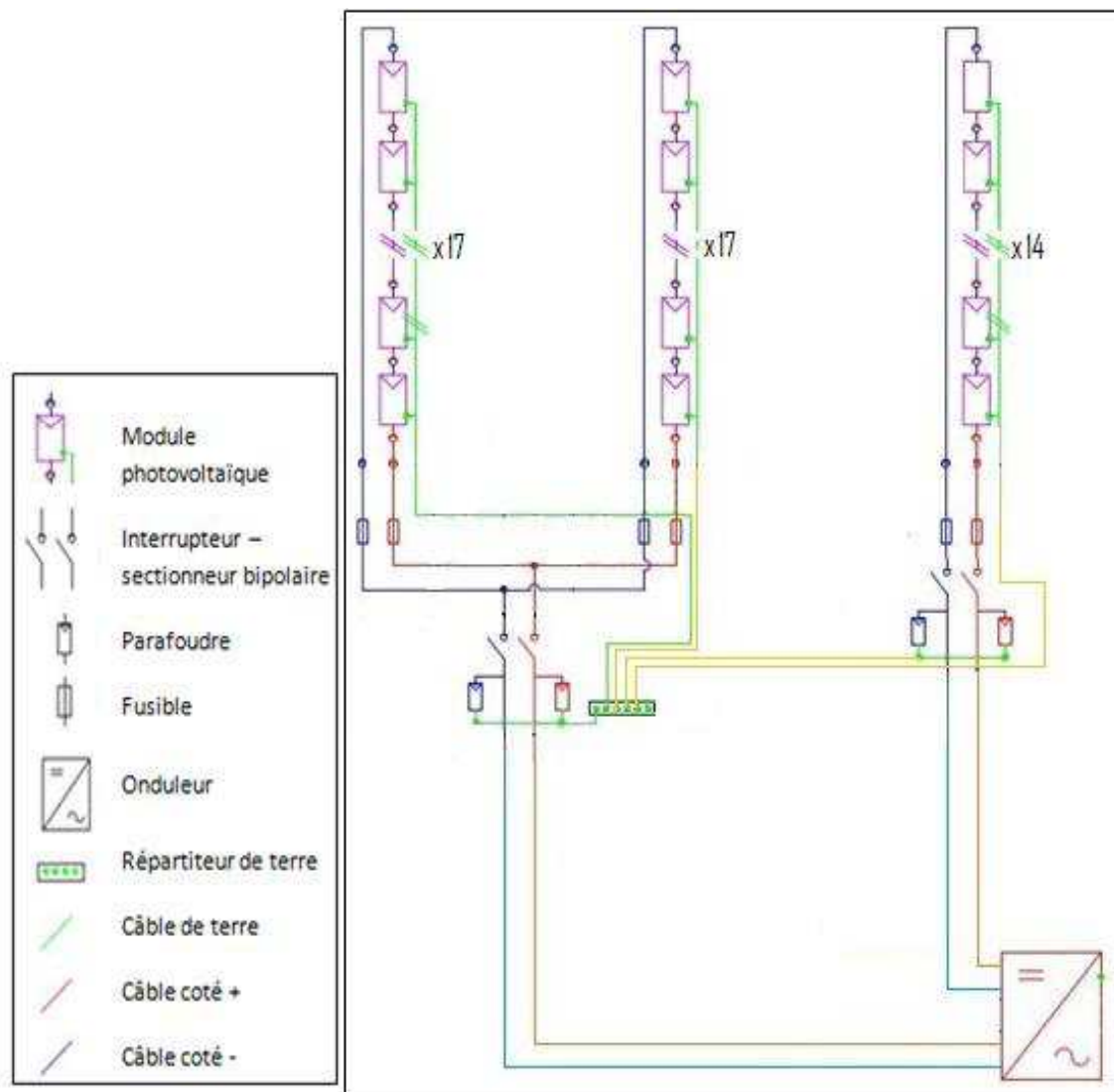


Fig IV.2.Schéma du raccordement des 125 premiers onduleurs

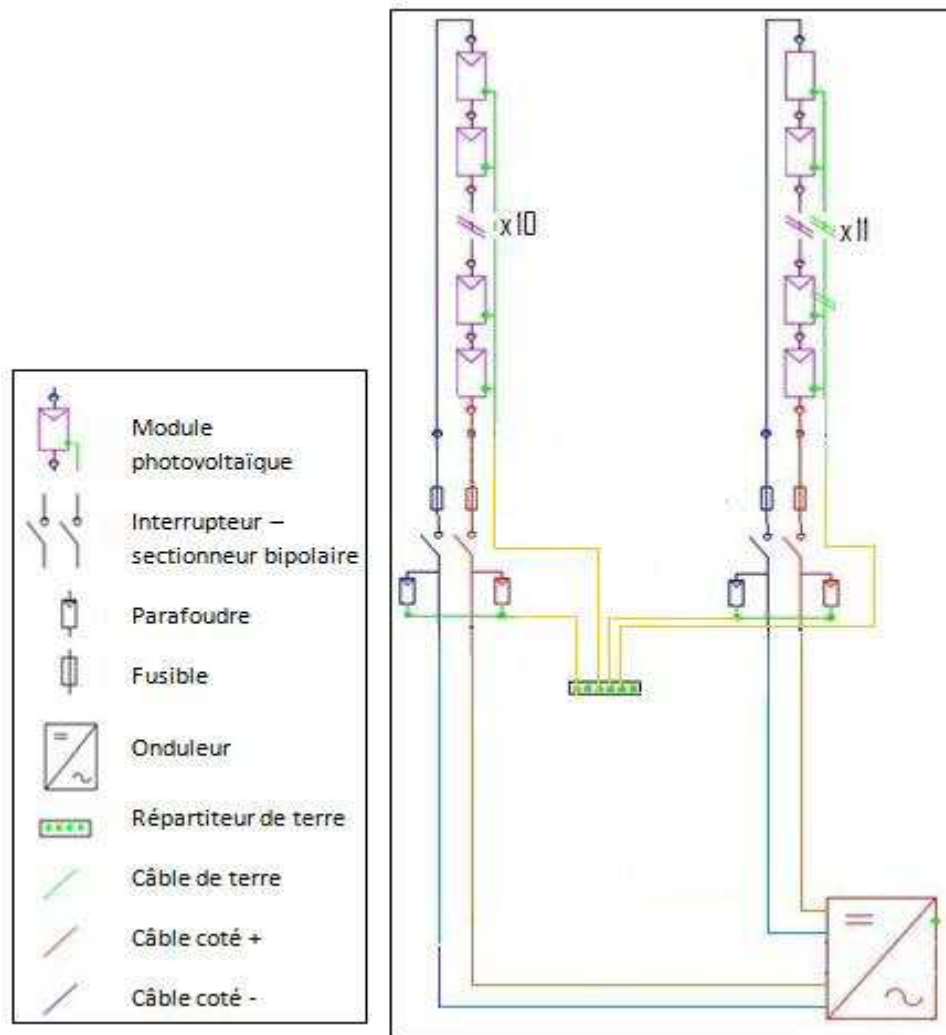


Fig IV.3.Schéma du raccordement du 126^{ème} onduleur

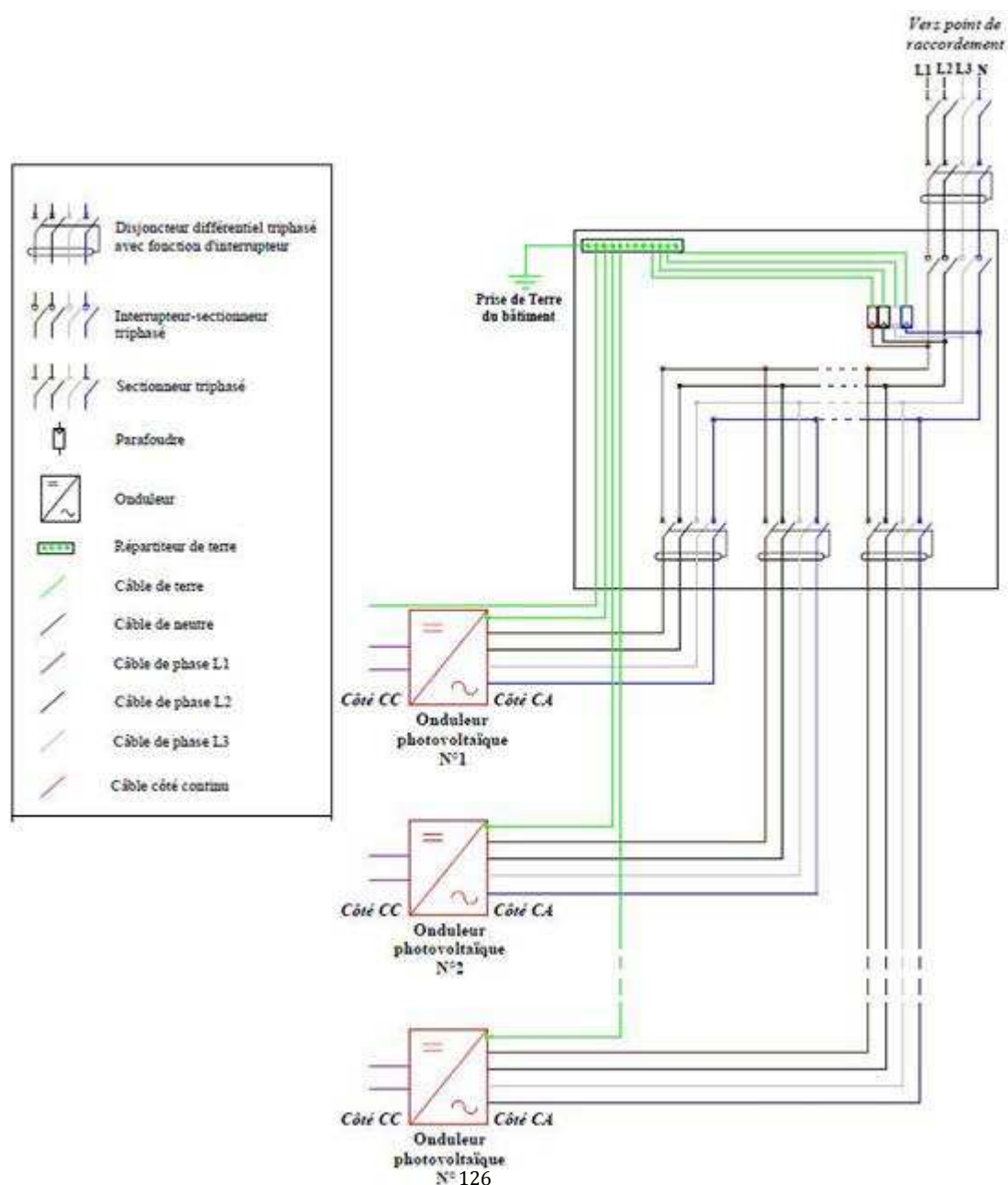


Fig IV.4.Schéma du raccordement de la partie alternative

IV.7.Etude économique du projet :

IV.7.1.Estimation du coût global de l'installation :

Désignation	Quantité	Prix unitaire [DA]	Montant [DA]
Module Alex Solar ALM-300D-24	6021	33000	198693000
Convertisseur SMA STP15000TL-10	126	592500	74655000
Câble SPLICE 10mm	1480	410	606800
Câble SPLICE 4mm	242	50	12100
Systèmes de sécurités (fusibles parafooudres, disjoncteurs, interrupteurs,)	1	1293950	1293950
Supports et intégration (prix par module installé)	6021	150	903150
Montage (prix par kw installé)	1806	6000	10836000
T o t a l			287000000

Tableau. IV.5.Coût global de l'installation photovoltaïque

IV.7.2.Etude de la rentabilité du projet :

$$IR = \frac{\text{Les sommes économisées durant la durée de vie de cette installation}}{\text{Le coût global de l'installation}}$$

IR : Indice de rentabilité du projet : -Rentable si $IR \geq 1$

-Pas rentable si $IR < 1$

a. Les sommes économisées pendant 20ans :

L'installation produira au minimum 3632 KWh par jour, la production annuelle sera égale alors à $3632 \times 365 = 1325680$ KWh/an. La durée de vie de l'installation est estimée à 20ans d'où sa production durant cette période sera égale à **26513600 KWh**.

Le coût du KWh produit à base d'hydrocarbure est estimé à 5,50DA en TTC d'où la somme économisée durant la durée de vie de l'installation est :

$$26513600 \times 5,50 \approx 14\,600\,000 \text{ DA}$$

b. Le cout global de l'installation est : 28 7000 000 DA

$$IR = \frac{146000000}{287000000} = \boxed{0,51}$$

D'où l'installation n'est pas **rentable**.

IV.7.3. La durée d'amortissement de l'installation :

$$\text{La durée d'amortissement} = \frac{\text{Le cout global de l'installation photovoltaïque}}{\text{Le prix de la facture de Sonelgaz réglée par an}}$$

a. Le prix de la facture de Sonelgaz :

La carrière consomme 1325,680Mwh /an d'où le prix de la facture de Sonelgaz s'élève à 7300000 DA/AN

b. Le cout global de l'installation : 28 7000 000 DA

$$\text{D'où : La durée d'amortissement} = \frac{287000000}{7300000} = \boxed{39 \text{ ans.}}$$

IV.7.4. Le prix du kilowattheure solaire produit :

$$\text{Le prix du KWh}_{\text{solaire}} = \frac{\text{Le cout global de l'installation photovoltaïque}}{\text{La production de cette installation durant sa durée de vie}}$$

$$\text{KWh}_{\text{solaire}} = \frac{287000000}{26513600}$$

$$\boxed{\text{KWh}_{\text{solaire}} = 10,82 \text{ DA}}$$

V.8.Conclusion :

Après avoir terminé notre étude on a constaté que ce projet n'est pas réalisable et cela est dû aux problèmes suivants :

-Problème de surface : La surface nécessaire pour faire implanter les modules photovoltaïques et leurs onduleurs est de l'ordre de **39000 m²**, elle est trois fois plus que la surface de toute la carrière qui est de l'ordre de **13000 m²**.

-Problème d'amortissement: La durée d'amortissement de ce projet est de **39ans** alors que la durée d'exploitation de la mine est de **25ans** au maximum, ce problème existe toujours tant que les frais de l'installation ne sont pas subventionnés par l'état.

-Problème de rentabilité : l'indice de rentabilité est inférieur à 1 ce qui rend ce projet non rentable tant que le décret exécutif n°5 du journal officiel n°33 est toujours non appliqué. « *Les producteurs d'énergie verte peuvent bénéficier de primes à travers la vente de leur électricité à un tarif d'achat garanti.* Ce tarif sera fixé par arrêté du ministre chargé de l'Énergie».

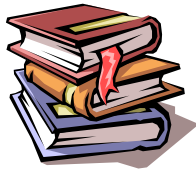
-Autres problèmes : La carrière est située dans une zone ouvert au courant d'air ce qui est bon pour la ventilation des modules mais mauvais pour leurs durées de vie, car le vent transporte avec lui des grains de sables provient des carrières voisines qui viennent tomber sur la couche de protection transparente des modules. Ces grains de sable engendrent la dégradation de cette couche qui influera sur sa transmissibilité et par conséquent une chute dans le rendement global de l'installation.

Conclusion générale

Le travail présenté dans ce mémoire concerne le dimensionnement d'une installation photovoltaïque d'une carrière. Les études ont été faites sur la base d'un bilan de consommation journalière établi au niveau de la carrière. Nous avons recensé tous les appareils électriques dont dispose cette carrière, le dimensionnement a été fait en prenant le mois de décembre comme mois de référence suite à un fichier météo établi par une entreprise franco-algérienne spécialisée dans les installations photovoltaïques. Nous avons évalué le rayonnement global arrivant sur une surface inclinée de 36° à la région correspondante à notre zone d'études, ensuite nous avons calculé le nombre de panneaux nécessaires qui est de l'ordre de 6021 panneaux, la puissance totale est de 1,8MW. Il ne s'agit pas d'une petite installation mais d'une centrale photovoltaïque, dans ce genre de situation l'installation sera raccordée directement au réseau national d'électricité puisque le surplus d'énergie produit durant les mois les plus favorables est important. En général ce type d'installation n'aura pas besoin d'un système d'appoint (batteries) dont le coût sera de l'ordre de 30% du coût global de l'installation. C'est le réseau électrique national qui intervient dans le cas où l'installation ne répond pas aux besoins de cette carrière durant les journées mal éclairées.

Cette centrale assurera la fourniture permanente en énergie électrique pour cette carrière, et envoie le surplus de production en été sur le réseau national d'électricité puisque c'est la période où les consommations deviennent très importantes, et le réseau connaîtra des perturbations en distribution. Donc l'énergie solaire photovoltaïque a un rôle bénéfique, elle assure le confort (pas de coupures ou perturbations dans la distribution) en plus c'est une énergie verte et durable, pas d'émission des gaz à effet de serre, elle ne nécessite pas vraiment de maintenances périodiques et sa durée de vie est importante.

Malheureusement le coût du kilowattheure solaire produit reste toujours élevé et non subventionné par l'état, il est de l'ordre de **11DA/KWh**, presque le double de celui produit à base d'hydrocarbures, ce qui rend l'investissement dans des projets tels que le notre impossible tant qu'il n'y a pas de subvention d'état et pas de possibilité de rachat du surplus par l'état.



Références bibliographiques

A. Les ouvrages :

- [1]. Yves Jannot, «Thermique solaire», édition janvier 2007.
- [2]. Anne Labouret-Michel Villos, «Energie solaire photovoltaïque, le manuel du professionnel» .
- [3]. Sylvain Brigand, « Installations solaires photovoltaïques, dimensionnement, installation et mise en œuvre».
- [4]. Vighetti Stéphane « Systèmes photovoltaïques raccordés au réseau : Choix et dimensionnement des étages de conversion ».
- [5]. José Miguel Navarro, «Le photovoltaïque pour tous, conception et réalisation d'installation».
- [6]. G. Notton, «Montages photovoltaïques a bricolé soi-même».
- [7]. A. Labouret, P. Cumunil, B. Faraggi, «Cellules solaires les bases de l'énergie photovoltaïques».
- [8]. Michel Capdrou, «L'atlas solaire Algerien»
- [9]. Jacques Bernard, G. Menguy, M. Schwartz, «Le rayonnement solaire».
- [10]. Jacques Bernard, «Energie solaire calculs et optimisation».
- [11]. W. De Soto, S.A. Klein, W.A. Beckman « Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance ». Solar Energy 80, pp. 78-88, 2006.
- [12]. E. Karatepe, M. Boztepe and M. Colak « Neural Network Based Solar-Cell Model ». Energy Conversion and Management, Vol. 47, N°9-10, pp. 1159-1178, 2006.
- [13]. B Bourges ; M Albuissou ; D Mayer ; L Wald « Le gisement solaire dans le cas des applications photovoltaïques ».
- [14]. Ch. Perrin de Brichambaut «Le gisement solaire, évaluation de la ressource énergétique».

[15].Gerard Guiheneuf, «Photovoltaïque Alimentation électrique autonome de site isolé»

B. Les sites web:

[16]. <http://www.photovoltaïque.com/>

[17]. <http://www.wikipedia.com/>

[18]. <http://www.memoireonline.com/>

[19]. <http://www.le-blog-des-solutions-nomades.fr/energie/schema-de-montage-dun-panneau-solaire/>

[20]. <http://www.solar-kit.com/>

[21]. <http://old.wagner-solar.com/wagnerFR/SS/05/pvislandtool.php>

[22]. <http://www.sma-solar.com/>

[23]. <http://www.ELECTOR.fr.NRJsol/>

C. Autres sources :

[24]. HELALI KAMELIA «Modélisation D'une Cellule Photovoltaïque : Etude Comparative», Mémoire de fin d'études en électrotechnique, université de Tizi Ouzou 2012.

[25].MEHAL ALI« Installation photovoltaïque pour la bibliothèque de campus hasnaoua 2» Mémoire de fin d'études en énergétique.

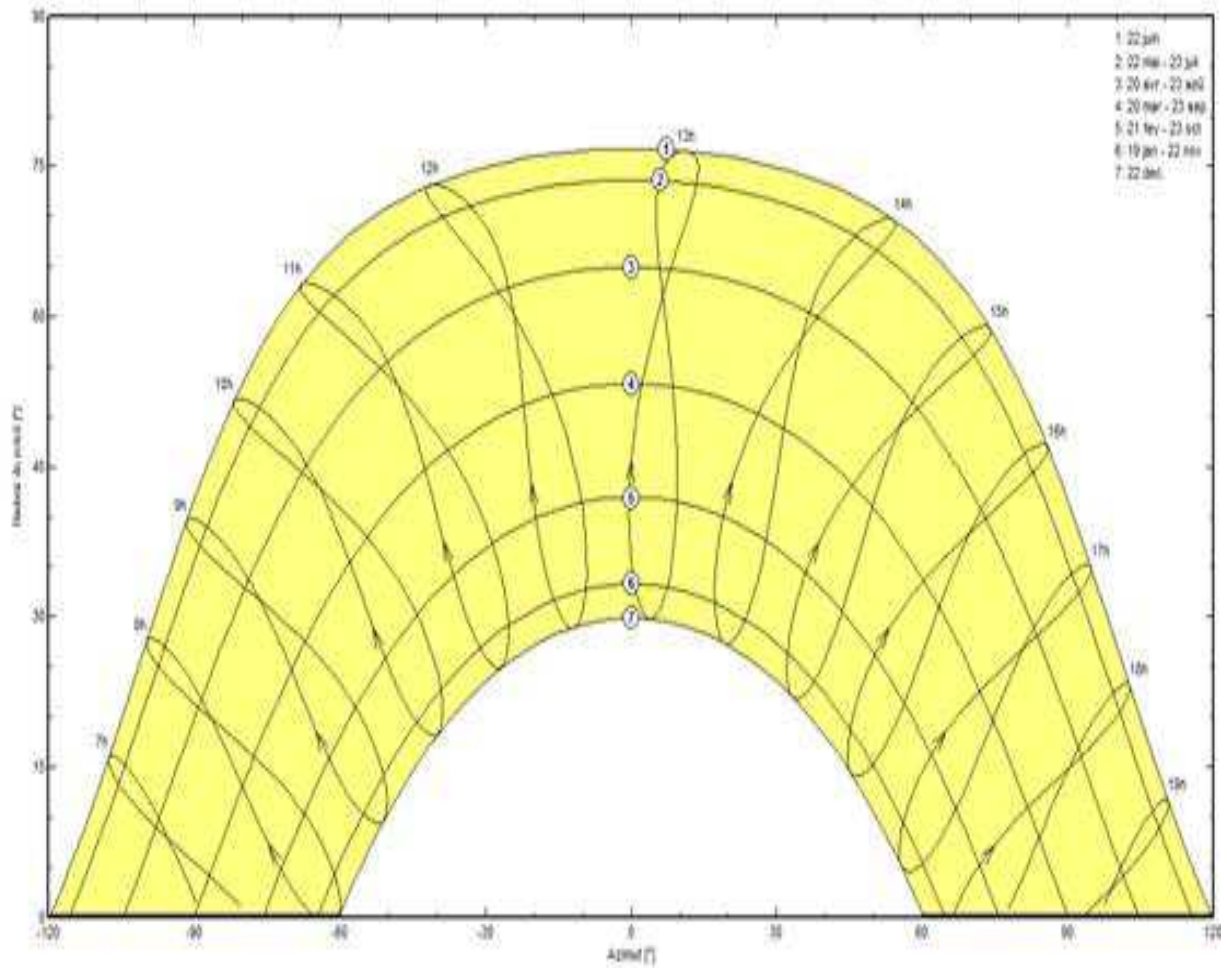
[26]. M. Belhadj, T. Benouaz, A. Cheknane et S.M.A Bekkouche «Estimation de la puissance maximale produite par un générateur photovoltaïque», Revue des Energies Renouvelables Vol. 13 N°2 (2010) 257 – 264257.

A n n e x e I

Section (mm²)	Un seul câble à l'air libre	Un seul câble sur paroi	Deux câbles adjacents sur paroi
1,5 mm ²	27 A	26 A	22 A
2,5 mm ²	37 A	35 A	30 A
4 mm ²	50 A	47 A	40 A
6 mm ²	64 A	61 A	52 A
10 mm ²	89 A	85 A	72 A
16 mm ²	120 A	114 A	97 A
25 mm ²	160 A	152 A	129 A
35 mm ²	198 A	188 A	160 A
50 mm ²	240 A	228 A	194 A
70 mm ²	306 A	290 A	248 A
95 mm ²	372 A	351 A	301 A
120 mm ²	431 A	407 A	349 A
150 mm ²	496 A	467 A	402 A
185 mm ²	566 A	532 A	459 A
240 mm ²	667 A	626 A	541 A

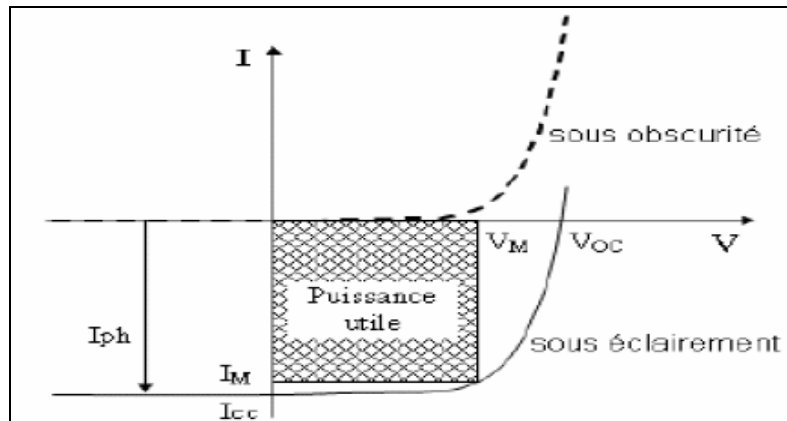
le courant admissible I_z des câbles photovoltaïques pour une température ambiante de 70°C.

Annexe II



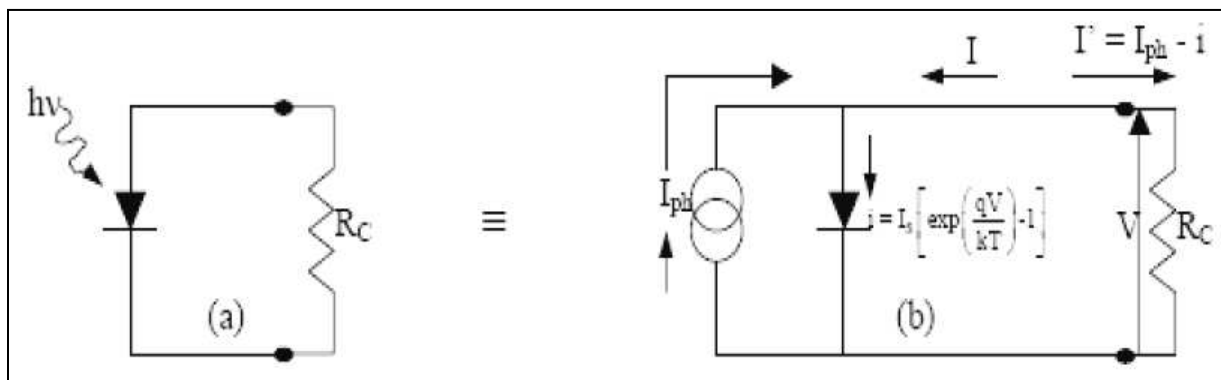
Trajectoire du soleil pour la région du Tiaret établi par un logiciel de calcul

Annexe III

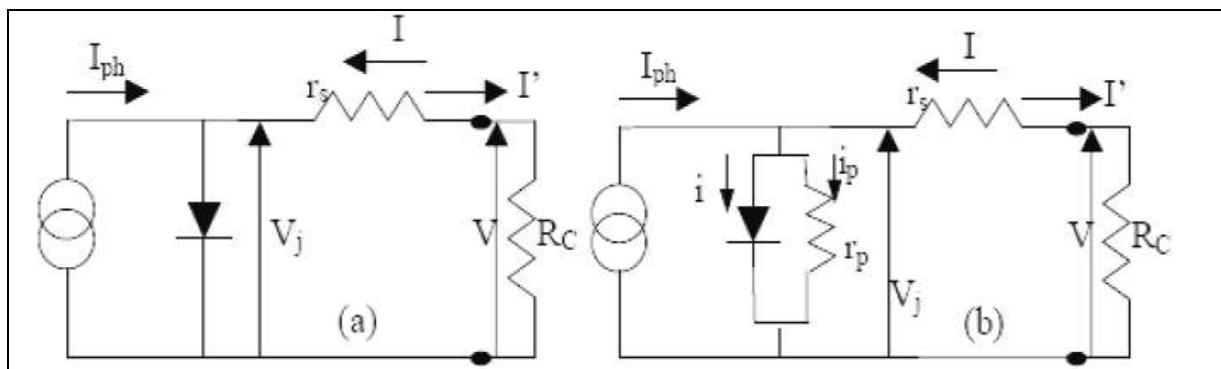


Caractéristique courant-tension d'une cellule solaire sous obscurité et sous éclairement

Circuit équivalent d'une cellule solaire :



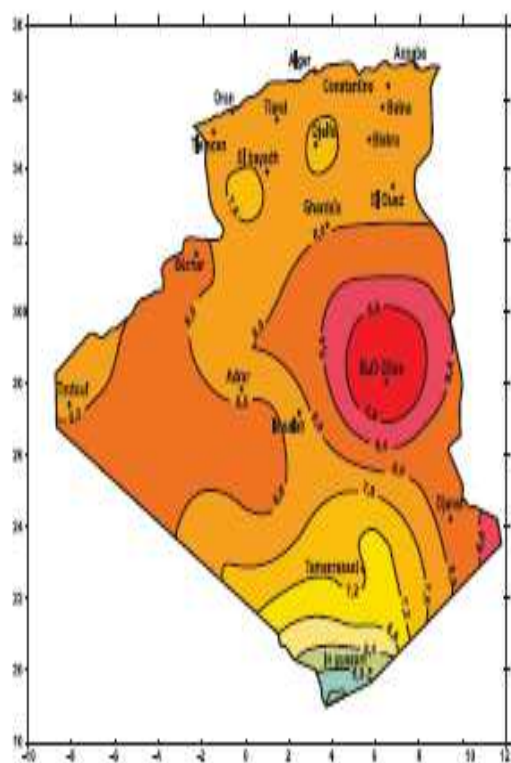
«cas idéal»



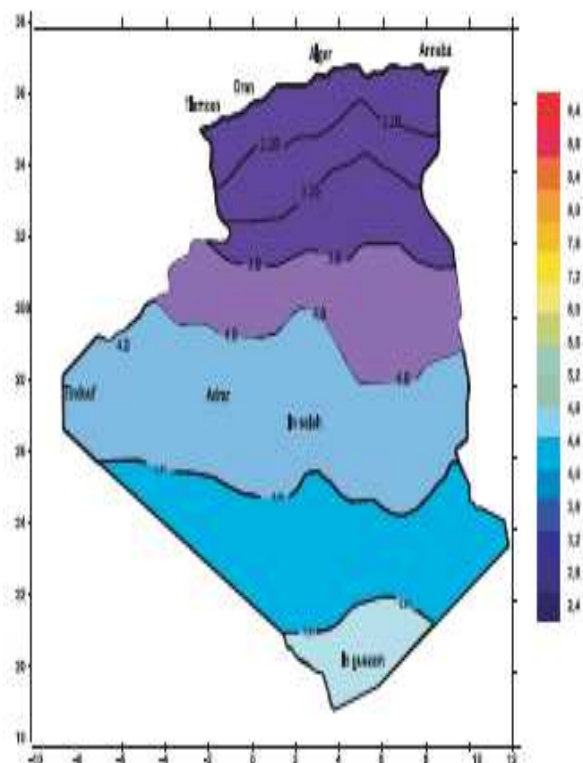
«cas réel»

Annexe IV

Le potentiel solaire en Algérie



*Irradiation globale journalière reçue sur plan
horizontale au mois de Juillet*



*Irradiation globale journalière reçue sur plan
horizontale au mois de Décembre*