الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE YAHIA FARES DE MEDEA

Faculté de **T**echnologie

Mémoire de fin d'études de Master

Filière : Energies Renouvelables
Spécialité : Energies renouvelables en électrotechnique

Etude des performances électriques d'un module photovoltaïque associe avec un réflecteur de lumière

---

Présenté par :

KARRICHE Boualem

BAITAOUI Toufik

Proposé et Dirigé par :

Dr. ZAREDE. Toufik

Dr. AMOKRANE. Zouhir

Promotion 2020

Remerciements

Nous tiens premièrement à remercier avec prosternation, ***Allah*** *le tout puissant de m'avoir donné le courage et la patience pour terminer ce travail.*

Ce travail est le résultat de l'engagement de plusieurs personnes qui m'ont accompagné dans ce passionnant parcours. Nous voudrons profiter de leur exprimer toute ma gratitude et ma reconnaissance. Nous tiens tout d'abord à remercier sincèrement mon encadreur de ce travail, le Dr. ***Zarede Toufik*** *et nous Co-encadreur, le Dr.* ***Amokrane Zouhir*** *pour avoir dirigé nous travaux de recherche ainsi que pour leurs disponibilités, leur patience et leurs précieux conseils.*

DEDICACE

Ma Défunte Maman, Je Te Dédie Ce Modeste Travail Les Fruits De Tes Longues Années De Sacrifices, Tu T'étais Toujours Investie Et Souciée De Ma Réussite Dans Les Etudes Ainsi Que Mon Bonheur, Je T'exprime Plus Que Jamais Mes Profondes Reconnaissance, Que Dieu T'accueille Dans Son Vaste Paradis.

Mon Père : Toi Qui A Fait De Moi Ce Que Je Suis Maintenant Tu T'es Prive De Tellement De Choses Afin De Me Satisfaire, Aucune Dédicace Ne Saurait Exprimer Le Respect Que J'ai Pour Toi. Je Dédie Ce Modeste Travail A Mes **Sœurs** Et **Frères**, Mes Anges, Neveux Et Nièces Et A Toute Ma **Famille** Et A Mes Meilleurs Amis

***Toufik ***

DEDICACE

Je dédie mon travail À mes parents, mes frères, ma soeur ainsi que toute La famille 'MERABET' pour leurs encouragements et prières qui m'ont permis de finaliser ce travail. Et n'oublier pas le grand merci à mes amies.

A tous mes amis qui ont toujours été présents et qui n'ont ménagé aucun effort pour me bénéficier avec leur aide et leurs suggestions.

A tous mes collègues de promotion.

Boualem

ملخص :

في العمل الحالي، نقدم دراسة للأداء الكهربائي لوحدة فلطائية ضوئية مرتبطة بعاكس، ثم محاكاة رقمية لنظام كهروضوئي بقوة 13 كيلوواط متصل بالشبكة تحت PVsyst ، متبوعًا بتأثير البياض (كعاكس مرتبط) على أداء الكهرباء والطاقة لهذا النظام.

كلمات مفاتيح: أداء الكهرباء والطاقة, لوحدة فلطائية ضوئية , عاكس, تأثير البياض

Résume :

Dans le présent travail, nous présentons une étude théorique général des performances électriques d'un module photovoltaïque associe avec un réflecteur, par la suite une étude de simulation numérique d'un system photovoltaïque de puissance de 13KWc connecté au réseau sous le logiciel PVsyst, suivi de l'influence de l'albédo (comme réflecteur associe) sur les performances électriques et énergétiques de ce system.

MOTS CLES : Performances électriques, Module photovoltaïque, Réflecteur, Albédo.

Abstract :

In this work, we present a theorcal study of the electrical performance of a photovoltaic panel associated with a reflector, than a numrical simulation of a photovoltaic system with a power of 13KWp connected to the network under PVsyst sofware, followed by the influence of the albedo (as associated reflector) on the electrical and energy performance of this system.

KEYWORDS: Electrical performance, Photovoltaic module, Reflector , Albedo,

SOMMAIRE

SOMMAIRE

INTRODUCTION GENERAL

CHAPITRE 01 : État de l'art sur les cellules photovoltaïque

- **I.1.**Introduction……...18
- **I.2.** Principe de la conversion photovoltaïque……..……..……...18
- **I.3.** Caractéristique courant-tension de la cellule solaire……..…19
- **I.4.** Circuit équivalent de la cellule photovoltaïque…...……..…..22
- **I.5.** Technologie des cellules solaires photovoltaïques……..……...25

  I.5.1. Cellules photovoltaïques au silicium cristallin(1ere génération)…….....25

  I.5.1.1. Cellules photovoltaïques au silicium monocristallin…….....25

  I.5.1.2. Cellules photovoltaïques au silicium poly cristallin……..…..26
- **I.5.2.** Cellules solaire en couches minces (2eme génération)…….....27

  I.5.2.1. Tellurure de cadmium**……..…….…....**27

  I.5.2.2. Séléniure de gallium d'indium et de cuivre……..…...27

  I.5.2.3. Silicium amorphe**…….……..……..**28

  I.5.2.4. Arséniure de gallium en couches minces**…….....**28
- **I.5.3.** Cellule multi-jonctions (3eme génération)…….29

CHAPITRE 02 : gisement solaire et réflexion de lumière

- **II.1.**Introduction ……..……...33
- **II.2.** Coordonnées géographiques……34
- **II.3.**La trajectoire apparente du soleil…….....34

  II.3.1. Les coordonnées équatoriales…….....34

  II.3.2. Les coordonnées horizontales……...35
- **II.4.** Puissance dégagée par un astre…….……36
- **II.5.** Puissance dégagée par le soleil……...……..…37
- **II.6.** Température du soleil…….……..37

  II.6.1. Le temps…….……...37

  II.6.1.1. Le temps universel(TU)…….……37

II.6.1.2. Le temps solaire moyen(TSM)……...37
II.6.1.3. Le temps solaire vrai(TSV)……....37
II.6.1.4. Equation du temps……..37
- **II.7.** Numéro du jour de l'année J…….……38
- **II.8.** Différentes composantes du rayonnement solaire…….…...38

II.8.1. L'albédo…….……..…..39
II.8.2. Rayonnements direct et diffus……..……..…39
II.8.3. Rayonnement Global…….....……..…..39
- **II.9**. Irradiation…….……39
- **II.10**. Indice de clarté…….…..40
- **II.11.** La réflexion de la lumière…….……..…40
- **II.12.** Principe de la réflexion de la lumière……...……..…..41
- **II.13.** Ombre et réflexion……...……..…41

<u>CHAPITRE 03</u> : module photovoltaïque et ces caractéristiques électriques.

- **III.1.** Introduction ……..…..45
- **III.2.** Modules solaires photovoltaïques……..……46

III.2.1. Association des modules photovoltaïques……...46
III.2.2. Caractéristiques d'un module photovoltaïque……..…48
III.2.3. Le courant du module ……..……...49
- **III.3. Effet** du niveau d'éclairement et température sur le module photovoltaïque…….50
- **III.4**. Constitution d'un générateur PV…….……...……52

III.4.1. Equation d'un module photovoltaïque……...……..52
III.4.2. Module photovoltaïque a concentration…….……..53
III.4.3. Modèle de module PV dans matleb Simulink……..……54
- **III.5.** Comportement inverse du module PV……...…….55
- **III.6.** Conclusion……...…57

<u>CHAPITRE 04</u> : Influence d'un réflecteur de lumière sur les performances électriques d'un module

- **IV.1**. Introduction……..……..……...60
- **IV.2**. Un miroir plan……..……..……..……..…60

  IV.2.1. Modules photovoltaïque associe un miroir……..…….....61

  IV.2.2. Définition pouvoir réflecteur d'un miroir…….....61

  IV.2.3. Trajectoire des rayons réfléchis par un miroir plan……...61
- **IV.3**. Orientation et inclinaison de module…….……..62

  IV.3.1. Pourquoi orienter le module ……...……...…..62
- **IV.4**. Influence d'un réflecteur de lumière……...……...….63
- **IV.5**. Tentatives de simulation d'un champ module PV associe avec un réflecteur en utilisant PV SYST…….…….....66

  IV.5.1.Introduction……...…...…..……66

  IV.5.2. Module photovoltaïque…….…….....68

  IV.5.3.Onduleur……..……..…….....70

  IV.5.4.Résultats de simulation…….....72

  IV.5.5. Influence de l'albédo sur notre système PV……...76

  IV.5.5.1. Variant 1……..……..…….....….77

  IV.5.5.2. Variant 2……...……...…….....80

  IV.5.5.3.Variant 3……...……..…...83
- **IV.6**. Conclusion……...…….....…88

Conclusion général

LISTE DES FIGURES

- **Chapitre 01 :**
  - **Figure I.1** : Caractéristique courant-tension de la cellule solaire……..…..…19
  - **Figure I.2** : Caractéristique courant tension de la solaire……...…..20
  - **Figure I.3** : Circuit équivalent a une diode de la cellule solaire ……..22
  - **Figure I.4** : Circuit équivalent a deux diodes de la cellule solaire ……...…23
  - **Figure I.5** : Modèle de la cellule solaire en silicium sous MATLAB SIMULINK…….24
  - **Figure I.6** : Caractéristique I(V) du modèle simule sous MATLAB SIMULINK……...…..25
  - **Figure I.7** : Cellule photovoltaïque monocristallin……..…..26
  - **Figure I.8** : Cellule photovoltaïque poly cristallin……...….....26
  - **Figure I.9** : Structure d'une cellule photovoltaïque CdTe…….....27
  - **Figure I.10** : Structure d'une cellule photovoltaïque CIGS……...28
  - **Figure I.11** : Structure d'une cellule photovoltaïque au silicium amorphe…...28
  - **Figure I.12** : Cellule photovoltaïque GaAS…….…….……..…29
  - **Figure I.13** : Cellule photovoltaïque multi-jonction…….…….29
- **Chapitre 02 :**
  - **Figure II.1**: Mouvement de la terre du soleil…….…….…….….33
  - **Figure II.2** : Coordonnées géographique…….....…….….34
  - **Figure II.3** : Coordonnées solaires selon le repère horizontal……...……..36
  - **Figure II.4** : Les différents comparants du rayonnement solaire…….....38
  - **Figure II.5** : La réflexion de la lumière sur surface réfléchissante (l'albédo)...40
  - **Figure II.6** : Schéma de la réflexion…….……....…41
- **Chapitre 03 :**
  - **Figure III.1** : Module Photovoltaïque …….……...…..….45
  - **Figure III.2** : Caractéristique résultante du regroupement de Ns cellules en série…….47
  - **Figure III.3** : Caractéristique résultante du regroupement de Np cellules en parallèle……..47

- **Figure III.4** : Association mixte des modules solaire……..……..……48
- **Figure III.5** : Caractéristique courant-tension d'un module……...……..49
- **Figure III.6** : Effet du niveau d'éclairement……..……..……..…...51
- **Figure III.7** : Effet du niveau température ……..……..……51
- **Figure III.8** : Diagramme module SIMULINK Array……..……..…..54
- **Figure III.9** : Effets des changements courant-tension V/I du module photovoltaïque PV……..55
- **Figure III.10** : caractéristique puissance – tension du module photovoltaïque.55

➢ **Chapitre 04 :**

- **FigureIV.1** : système PV réel avec un réflecteur……..……....62
- **FigureIV.2** : module PV avec un réflecteur miroir plan (angle90°).)……..….63
- **FigureIV. 3** : module PV avec un réflecteur miroir plan (angle 45°).)……..…64
- **Figure IV.4**. Module PV avec un réflecteur miroir plan (angle 30°)…….64
- **FigureIV. 5**. Réflexion spéculaire de la lumière avec un angle 10°……..…65
- **FigureIV.6**. Schéma synoptique générale d'une installation PV raccordé au réseau……...66
  Figure IV.7. Point d'54injection l'onduleur avec le réseau ……..…..…67
- **FigureIV.8** : Schéma générale de l'installationconnecté au réseau……67
- **FigureIV.9**. Inclinaison du module……..……...68
- **FigureIV.10**. Trajectoire du soleil à Alger, (lat.36.7323 N, long. 3.0875° E, alt.132 m) temps légal……....68
- **FigureIV.11** : méthode de sélection de modul……..……..69
- **FigureIV.12**. Donne de base du module …….…...69
- **FigureIV.13**. Influence de l'éclairement sur I(V) …….……..…69
- **FigureIV.14**. Influence de la température sur I(V)……..……...……70
- **FigureIV.15**. Schéma de principe …….……70
- **FigureIV.16**. Sélection de l'onduleur……71
- **FigureIV.17**. Les paramètres principaux de l'onduleur de 2.1KW……...71
- **FigureIV.18**. Courbe de l'efficacité de l'onduleur de 2.1KW……..……..…72
- **FigureIV.19**. Production normalisées (par KWp installé) : puissance nominal 13.00 KWc ……..72

- **FigureIV.20**. Indice de performance (PR) ……..……..……73
- **FigureIV.21**. Diagramme sortie/entré journalier…….……...……..…..73
- **FigureIV.22** .diagramme de perte…….……..…...75
- **Figure IV.23**. Probabilité distribution ……..76
- **FigureIV.24**. Production normalisées (par KWp installé) : puissance nominal 13.00 KWc ……..…77
- **Figure IV.25**. Indice de performance (PR) …….……..78
- **Figure IV.26**. Diagramme sortie/entré journalier……..……..…78
- **Figure IV.27** .diagramme de perte……..……..…..…79
- **Figure IV28**. Probabilité distribution ……80
- **FigureIV.29**. Production normalisées (par KWp installé) : puissance nominal 13.00 KWc ……80
- **Figure IV.30**. Indice de performance (PR) …….……..81
- **Figure IV.31**. Diagramme sortie/entré journalier…….…….81
- **Figure IV.32** .diagramme de perte…….…….82
- **Figure IV.33**. Probabilité distribution …….……..83
- **Figure IV.34**. Production normalisées (par KWp installé) : puissance nominal 13.00 KWc ……..……..84
- **Figure IV.35**. Indice de performance (PR) ……...…84
- **FigureIV.36**. Diagramme sortie/entré journalier……...…85
- **Figure IV.37** .diagramme de perte…….……..…86
- **Figure IV.38**. Probabilité distribution …….…….87

LISTE DES SYMBOLES UTILISENT

Symbole	Description
Iph	Le photo-courant
Rs	La résistance série
Rp	La résistance parallèle
Is	Courant de saturation
n	Le facteur d'idéalité
I (V)	La caractéristique courant- tension de la photopile
I	Le courant électrique
V	La tension électrique
β+	Rayonnement bêta plus
νe	Neutrino électronique
γ	Rayonnement (photon) gamma
UA	Unité astronomique
Å	Angstrom
λ	Longueur d'onde
AMx	Air mass
h	La hauteur du Soleil
p	La zone p de la jonction
n	La zone n de la jonction
CAR	Couche anti-réfléchissante
Iobs	Courant d'obscurite
Vth	Le potentiel thermique
K	La constante de Boltzmann
T	La température absolue
q	La charge électrique d'un electron en valeur absolue
Rsh	La résistance shunt
sh G	La conductance shunt
Id	Courant de la diode
Vj	La tension aux bornes de la jonction p-n
Icc	Courant de court circuit
Vco	Tension de circuit ouvert

Pm	Puissance maximale
Im	Curant du point du fonctionnement
Vm	Tension du point du fonctionnement
FF	Le facteur de forme
S	La surface de la cellule
E	L'éclairement
α	Coefficient de variation relative du Icc
Ω	Ohm
ZCE	Zone de charge d'espace
Ec	Le niveau énergétique le plus bas de la bande de conduction
Ev	Le niveau énergétique le plus haut de la bande de valence
Ln	Longueur de diffusion des électrons
G	Groupement de cellules solaires
Ns	Groupement de N cellules ou de modules identiques en série
Np	Groupement de N cellules ou de modules identiques en parallèle
N	Fréquence du rayonnement
Nms	Groupement de N module en série
Nbp	N branches en parallèle
Rm	La résistance de charge optimale du module de base
P	La puissance électrique
Ic	Le courant corrigé
C	La vitesse de la lumière dans le vide

PRINCIPALES CONSTANTES

La charge électrique d'un électron	$q = 1.60281\times10^{-19}$ C
La constante de Boltzmann	$K = 1.38066\times10^{-23}$ J/K= 8.61400×10^{-5} eV/K
La vitesse de la lumière dans le vide	$C = 2.99792 \times 10^{8}$ m/s

Introduction générale

INTRODUCTION GENERALE

Aujourd'hui la consommation énergétique dans le monde augmente d'une manière abusive au détriment de l'environnement qui nous entoure, à cause de l'utilisation massive des énergies fossiles (charbon, pétrole, et gaz naturel) dite polluantes dans la production de l'électricité et le chauffage[1][2][3].

La communauté scientifique et la société civile reconnaissent la responsabilité de cette consommation sur le réchauffement climatique qui risque d'avoir des effets dramatiques sur les équilibres physiques, économiques sociaux et politiques de notre planète.

Les énergies renouvelables et spécialement le solaire devrait être la tendance en tenant compte de la sécurité de l'approvisionnement et de la protection de l'environnement[4][5], ce choix est motivé par le fait que la quantité d'énergie solaire reçue chaque jour par la planète est cinq fois supérieure à la totalité des consommations quotidiennes humaines (nucléaire, charbon, bois, fioul, gaz, hydraulique…).

L'énergie photovoltaïque résulte de la transformation directe de la lumière du soleil en énergie électrique aux moyens des cellules généralement à base de silicium mono cristallin qui reste la filière la plus avancées sur le plan technologiques et industriel[6].

La tension générée par une cellule photovoltaïque étant très faible autour de 0.7Volt, pour avoir des tensions compatibles avec des charges à alimenter, il faudra associer en série-parallèle plusieurs cellules.

La majorité des modules photovoltaïque disponible à l'échelle publique et industrielle sont fabriqués à partir des cellules en silicium mono et poly -cristallin.

Lorsque la lumière atteint un milieu une partie est réfractée tandis que l'autre partie est renvoyée dans un autre milieu, on dit que cette lumière subit une réflexion. Ainsi la réflexion de la lumière peut se produire à la surface d'une vitre en verre, à la surface d'un miroir ou encore à la surface de l'eau.

Dans cette étude nous nous intéressons à étudiera le comportement électrique des modules photovoltaïques tout en ajoutons un autre composant associe avec le module (réflecteur de la lumière).

Le présent travail comporte quatre chapitres.

Dans le premier chapitre, nous avons présenté des généralités sur : l'énergie solaire photovoltaïques, histoire de l'énergie solaire, la constitution des cellules photovoltaïques, la technologie de fabrication, leurs principes de fonctionnement, les avantages et inconvénients de l'énergie solaire PV et nous terminions par une présentation des différents applications des systèmes énergétiques solaires PV.

Le deuxième chapitre est consacré à l'étude du rayonnement solaire et le gisement solaire en générale avec quelques notions de base et des définitions astronomiques, utilisées dans tout domaine relatif au solaire.

Le troisième chapitre sert à une étude théorique du module photovoltaïque et ces caractéristiques électrique. Ainsi que une présentation des différant paramètres qui influent sur les performances électrique de module photovoltaïque.

Le quatrième chapitre on a fait une étude par une simulation se logiciel PVsyst suggèrent que dit les réflecteurs pourraient être très efficaces dans une installation PV connecté au réseau, ensuite, nous présentons les résultats obtenus par simulation, dont l'objectif de déterminer l'avantages et inconvénients de réflecteur associé à un module photovoltaïque dans une installation solaire photovoltaïque.

Chapitre 1 :

État de l'art sur les cellules photovoltaïque

I.1. Introduction :

L'énergie photovoltaïque résulte de la transformation directe de la lumière du soleil en énergie électrique aux moyens des cellules généralement à base de silicium cristallin qui reste la filière la plus avancées sur le plan technologiques et industriel, en effet le silicium et l'un des éléments les plus abondants sur terre sous forme de silice non toxique. Pour définition le mot " photovoltaïque " vient du grec " photo " qui signifie lumière et de" voltaïque " qui tire son origine du nom d'un physicien italien Alessandro Volta (1754 -1827)qui a beaucoup contribué à la découverte de l'électricité, alors le photovoltaïque signifie littérairement la conversion instantané de lumière en électricité [7].

Quelques dates importantes dans l'énergie photovoltaïque :

En 1839 : Le physicien français Edmond Beckerel découvre l'effet photovoltaïque[8] .

En 1875 : Werner Von Siemens expose devant l'académie des sciences de Berlin un article sur l'effet photovoltaïque dans les semi-conducteurs.

En 1954 : Trois chercheurs américains Chapin, Peason et Prince fabriquent une cellule Photovoltaïque.

En 1958 : Une cellule avec un rendement de 9 % ; les premiers satellites alimentés par des cellules Solaires sont envoyés dans l'espace.

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

En 1983 : La première voiture alimentée en énergie photovoltaïque parcourt une distance de 4000 Km en Australie.

I. 2 .Principe de la conversion photovoltaïque :

Une cellule photovoltaïque est basée sur le phénomène physique appelé effet Photovoltaïque qui consiste à établir une force électromotrice lorsque la surface de cette cellule est exposée à la lumière.

La tension générée peut varier entre 0.3 et 0.7 Volts en fonction du matériau utilisé et de sa disposition ainsi que de la température de la cellule**.**

Une cellule PV est réalisée à partir de deux couches de silicium, une dopée P (dopée au Bore) et l'autre dopée N (dopée au phosphore), créant ainsi une jonction PN avec une barrière de potentiel.

Lorsque les photons sont absorbés par les semi-conducteurs, ils transmettent leurs énergies aux atomes de la jonction PN de telle sorte que les électrons (charges N) et des trous (charges P) créent alors une différence de potentiel entre les deux couches.

Cette différence de potentiel est mesurable entre les connections des bornes positive et négative de la cellule. La tension maximale de la cellule est d'environ b 0.6 V pour un courant nul, cette tension est nommée tension de circuit ouvert V_{OC}.

Le courant maximal se produit lorsque les bornes de la cellule sont court-circuitées ; il est appelé courant de court-circuit *ISC* et dépend fortement du niveau d'éclairement.

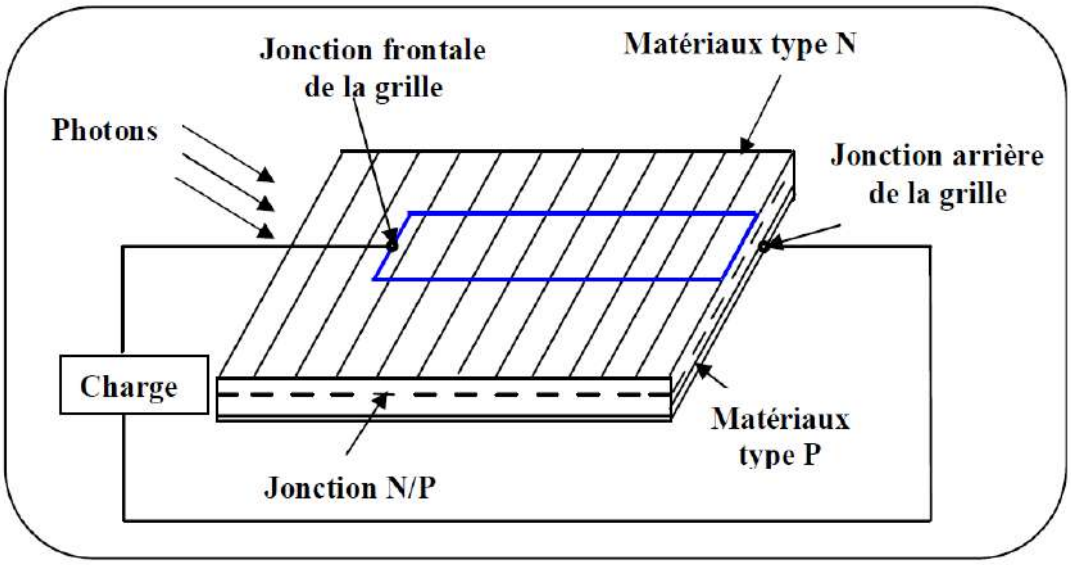


Figure I.1 : Structure d'une cellule solaire.

I.3. Caractéristique courant-tension de la cellule solaire :

De ce fait, le courant électrique fourni à la charge par une diode semi-conductrice éclairée est la résultante nette de deux composantes internes qui s'opposent :

- le courant photo-généré ou photo-courant I_{ph} dû à la génération de porteurs de charges sous l'effet de l'éclairement.
- le courant de diode ou courant d'obscurité I_D dû à la recombinaison de porteurs de charges majoritaires, par reprise de diffusion partielle ou totale via la jonction PN, dont l'importance dépend de l'impédance de la charge.

Le courant de sortie sera décrit par l'équation suivante :

$$I = I_{ph} - I_D \tag{I.1}$$

Autrement dit le photo-courant qui est constant à éclairement fixe, va se diviser entre la charge extérieure et la diode, le point de fonctionnement courant-tension est fixé par l'impédance de la charge.

L'équation caractéristique de la cellule solaire elle correspond à la différence entre le photo-courant et le courant de diode, est donné par la formulation suivante[9]:

$$I = I_{ph} - I_s \left[\exp\left(\frac{qV}{\gamma KT}\right) - 1\right] \tag{I.2}$$

Où : γ: facteur d'idéalité de la diode.

k : constante de Boltzmann.

T : Température absolue.

L'allure du caractéristique courant-tension de la cellule photovoltaïque décrite par l'équation I.21 est montrée sur la figure 2.

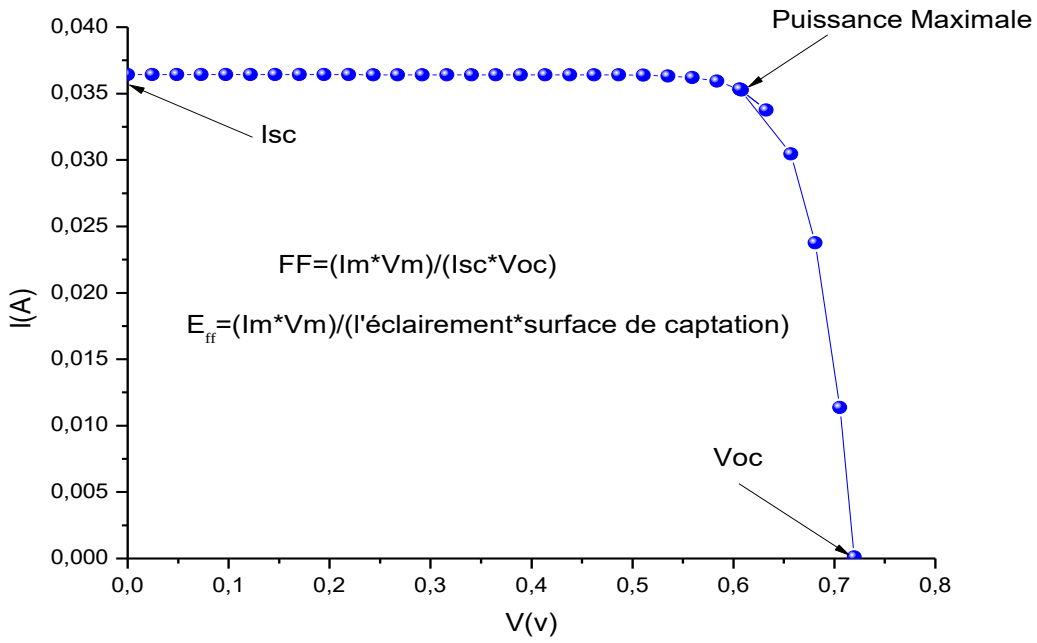


Figure I.2 : Caractéristique courant tension de la cellule solaire

Les paramètres électriques d'une cellule solaire, sous éclairement sont définis par :

- Le courant de court-circuit I_{SC}, il correspond à la plus grande valeur du courant de sortie qui s'obtient pour les conditions de court-circuit V=0, dans ce cas tout le

photo-courant passé dans le circuit extérieur, mais aucune puissance ne peut être extraite puisque la tension est nulle.

- La tension de circuit ouvert, elle correspond à la plus grande valeur de la tension de sortie, dans ce cas le photo-courant n'est pas extrait de la cellule et se trouve complètement compensé par le courant de diode à la tension de circuit ouvert. Aucune puissance ne peut être extraite puisque le courant dans le circuit extérieur est nul. La tension de circuit ouvert est donnée par la formulation suivante[7] :

$$V_{OC} = \gamma \frac{K\,T}{q} \ln\left(\frac{I_{PH}}{I_0} + 1\right) \tag{I.3}$$

La définition de ces deux paramètres permet de réécrire la caractéristique de la cellule I(V) décrite par l'équation (I.21), de la manière suivante :

$$I = I_{SC}\left[1 - \exp\left(-\frac{q\left(V_{OC} - V\right)}{\gamma KT}\right)\right] \tag{I.4}$$

- L'extraction de puissance sera maximale lorsque l'impédance de la charge sera telle que le produit *I*V* soit maximum, soit pour le point de fonctionnement de puissance maximale (I_M, V_M) situé généralement dans la région de coude du caractéristique courant-tension d'une cellule solaire, cela est montré à la figure I.7.
- Le facteur de forme FF représentant le rapport de (I_M V_M), valeur maximale de la puissance pouvant être extraite, au produit (I_{sc} V_{oc}), il mesure la déformation de la caractéristique I-V, par rapport à une forme rectangulaire, sa valeur est inférieure à 1, soit le quotient[1] :

$$FF = \frac{I_M \;\; V_M}{I_{SC} \;\; V_{OC}} \tag{I.5}$$

- Le rendement de conversion photovoltaïque d'une cellule solaire est représenté par le rapport de la puissance électrique maximale pouvant être extrait, à la puissance lumineuse du rayonnement incident sur la surface de la cellule, soit :

$$E_{ff} = \frac{I_M \;\; V_M}{p_{inc} \;\; S} \tag{I.6}$$

Avec : E_{ff} : rendement de conversion photovoltaïque de la cellule.

P_{inc} : irradiation solaire sur le plan incident de la cellule (W/m^2).

S : surface de captation de la cellule (m^2).

Généralement l'évaluation de la performance énergétique de cellule solaire ce fait sous les conditions standard de test (STC), spectre solaire AM1.5G de puissance $1000W/m^2$, et une température ambiante de 25°C [10].

Les performances de la cellule sont limitées, à cause de la présence des différents types de pertes physiques (nature du matériau semi-conducteur utilisé) et technologiques à savoir [11] [12]:

-Des pertes à cause de l'absorption incomplète du spectre solaire.

-Des pertes par recombinaison.

-Des pertes par réflexion et ombrage optique.

-Des pertes résistives (effet joule).

I.4. Circuit équivalent de la cellule photovoltaïque :

La figure ci-dessous représente le circuit électrique équivalent d'une cellule solaire, il est constitué d'une source de courant en parallèle avec une diode. Deux résistances parasites sont insérées dans le schéma, afin de permettre la prise en considération des pertes électrique, la résistance série R_s modélise la chute de tension due à l'impédance des électrodes et du matériau, alors que la résistance shunt R_{sh} correspond à une résistance de fuite entre les deux zones N et P de la jonction, il en résulte qu'une partie du courant photo-généré I_{ph} sera dérivée et ne pourra être délivrée à la charge.

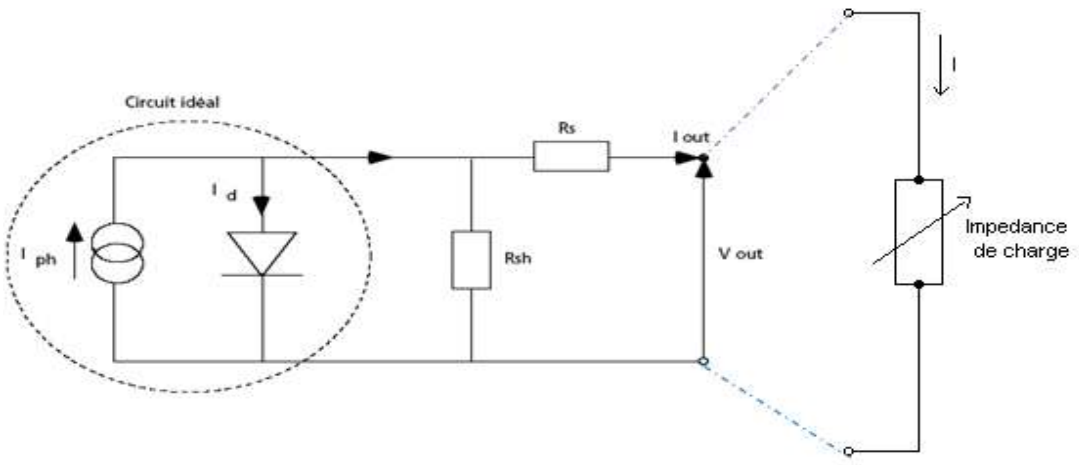


Figure I.3 : Circuit équivalent à une diode de la cellule solaire[13]

Le modèle électrique de la cellule photovoltaïque compte tenu des résistances parasites R_S et R_{sh} s'écrit donc :

$$I = I_{ph} - I_s \left[exp\left(\frac{q(V+I\,R_S)}{\gamma k\,T}\right) - 1 \right] - \frac{V+I\,R_S}{R_{sh}} \qquad \text{(I.7)}$$

Cette équation est définie par les cinq paramètres suivants : I_{ph}, I_s, γ, R_{sh}, R_s.

La partie non linéaire du circuit équivalent tient compte des phénomènes de pertes qui vont détourner une partie du courant photo-généré, le circuit équivalent de la cellule solaire à deux diodes est illustré par la figure suivante[14] [10]:

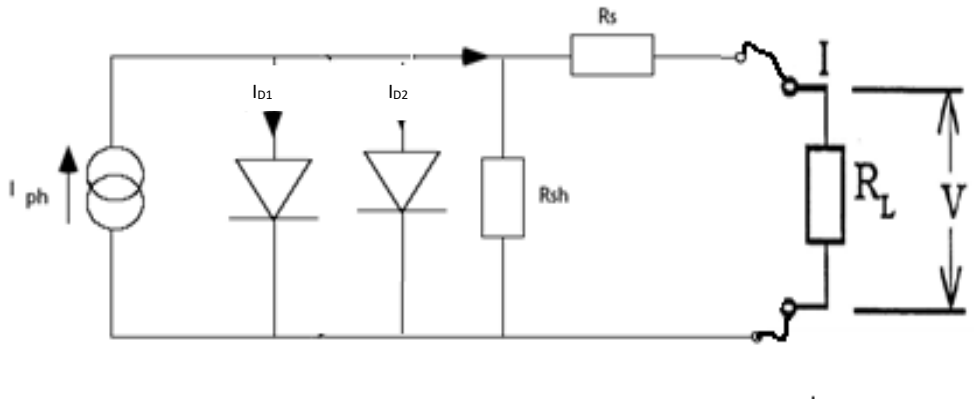


Figure I.4 : Circuit équivalant à deux diodes de la cellule solaire[10]

L'équation I (V) caractéristique de ce circuit électrique est la suivante :

$$I = I_{ph} - I_{D1} - I_{D2} - \frac{(V+IR_S)}{R_{SH}} \qquad \text{(I.8)}$$

La caractéristique courant- tension de ce modèle est donnée par l'équation implicite suivante :

$$I = \left[I_{ph} - I_{01}\left(\exp\left(\frac{q(V+IR_S)}{\gamma_1 kT} \right) - 1 \right) - I_{02}\left(\exp\left(\frac{q(V+IR_S)}{\gamma_2 kT} \right) - 1 \right) - \frac{V+IR_S}{R_{SH}} \right] \qquad \text{(I.9)}$$

Les paramètres de ce circuit sont :

- I_{ph} = photo courant.
- I_{01} = courant inverse de saturation de la diode 1.
- I_{02} = courant inverse de saturation de la diode 2.
- γ_1= A1 × (N_{CS}), le facteur de qualité de la diode 1.
- γ_2= A2 × (N_{CS}), le facteur de qualité de la diode 2.
- A1 et A2 : sont les facteurs d'accomplissement des diodes 1 et 2.
- R_S = la résistance série.

- R_{SH} = la résistance shunt.

Ce modèle de la cellule solaire, est une combinaison en parallèle d'une source de courant, deux diodes exponentielles et une résistance parallèle R_{SH}, qui sont connectées en série avec une résistance R_S.

La première exponentielle correspond à une recombinaison (band to band) modèle de Shockley. Dans le cas d'une faible injection, cette recombinaison est limitée par les porteurs minoritaires est γ_1=1.

Dans le cas d'une forte injection, cette recombinaison est limitée par les deux types de porteurs et γ_1=2.

Le traçage et la simulation du caractéristique I(V) des cellules solaires s'effectuent généralement dans les conditions STC (Standard Test Condition), éclairement de 100Mw/cm^2 et une température de 25°C.

Dans notre simulation nous avons utilisé le spectre AM1.5 (face d'illumination frontale), , et une température absolue T = 300 °K en régime stable.

La figure ci-dessous illustre descriptive du modèle de la cellule solaire en silicium monocristallin sous l'environnement MATLAB SIMULINK :

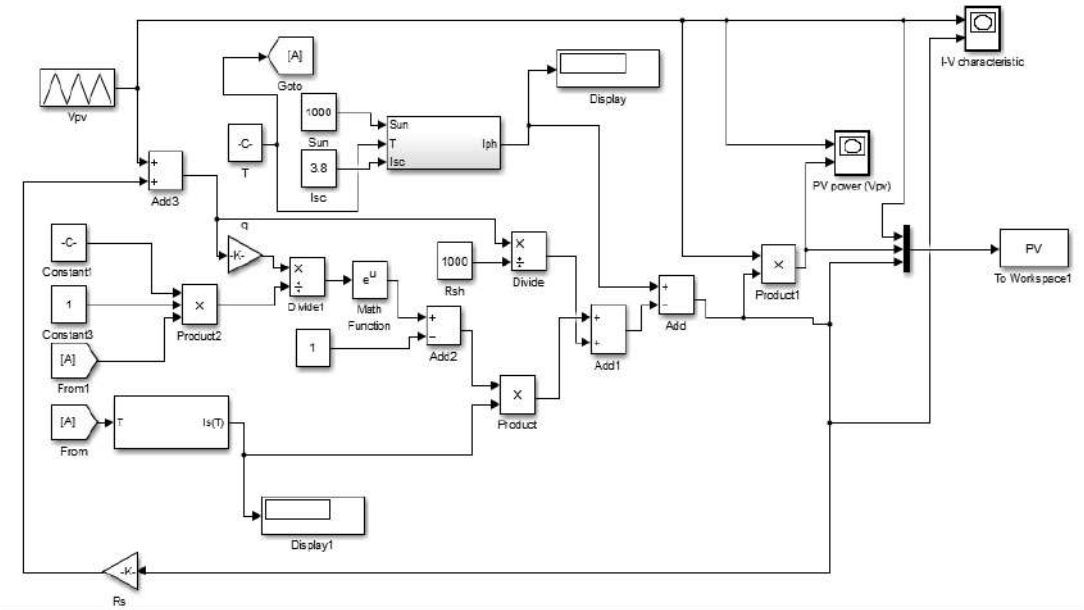


Figure I.5 : Modèle de la cellule solaire en silicium sous MATLAB SIMULINK

La figure ci-dessous montre les résultats de simulation et les caractéristiques I (V) et P(V) du modèle simulé :

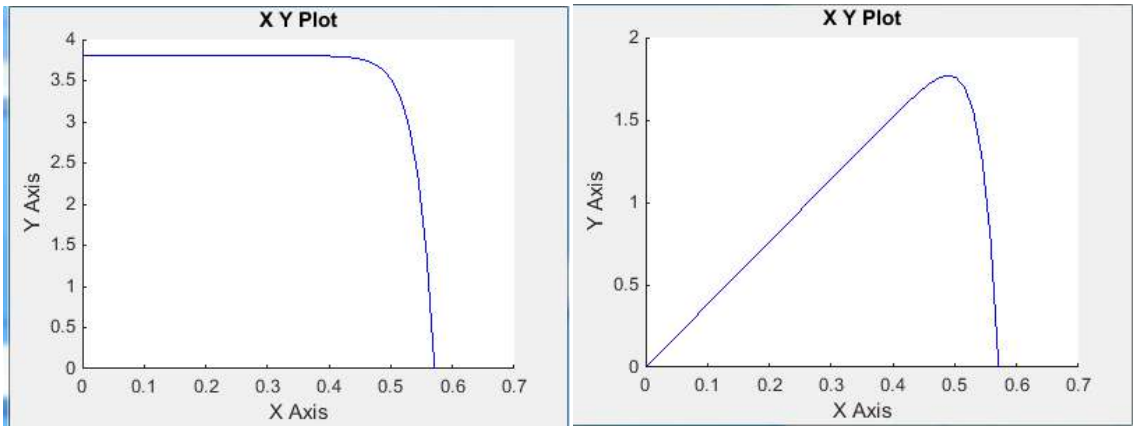


Figure I.6 : Caractéristique I(V) et P(V) du modèle simulé sous MATLAB SIMULINK

I.5 Technologies des cellules solaires photovoltaïques :

Les cellules solaires peuvent être classées en première, deuxième, et troisième génération [15], les cellules de la première génération sont fabriquées à base des plaquettes de silicium (silicon wafer) du type monocristallin ou polycristallin les cellules de deuxième génération sont fabriquées en couches minces, qui comprennent le silicium amorphe, CdTe et CIGS, la troisième génération comprend un nombre des technologies à savoir en multijonction, à concentration et en couches minces utilisent des matières organiques ainsi que des substances inorganiques.

I.5.1. Cellules photovoltaïques au silicium cristallin (1^{ére} génération) :

Le silicium cristallin est le matériau le plus répandu pour les cellules photovoltaïques [16], appelé aussi silicium grade solaire, il est divisé en plusieurs catégories selon la cristallinité et la taille du cristal dans le lingot. Les cellules solaires à base de silicium cristallin sont fabriquées à partir des plaquettes (Czochralski ou Float Zone)[17] d'épaisseur entre 150 et 250 µm.

I.5.1.1. Cellules photovoltaïques au silicium monocristallin :

Cellules photovoltaïques au silicium monocristallin (mono-Si) sont plus efficaces et plus coûteuses, sont constituées de silicium très pur obtenu par un procédé Czochralski (Cz) et un contrôle strict et progressif du refroidissement du silicium. Les cellules solaires

fabriquées par cette technique peuvent avoir des rendements de conversion proche du 24%[18].



Figure I.7 : cellule photovoltaïque monocristallin.

I.5.1.2. Cellules photovoltaïques au silicium poly cristallin :

Les cellules photovoltaïques en silicium polycristallin disent aussi multicristallines sont fabriquées à partir du carré des lingots de silicium. Le refroidissement du silicium fondu est effectué dans des creusets parallélépipédiques à fond plat, dans cette technique les cristaux de silicium orientent de manière irrégulière, qui donne l'aspect caractéristique de ces cellules bleutées présentant des motifs générés par les cristaux [19]. Les cellules polycristallines sont le plus utilisé dans le photovoltaïques, sont moins chères par rapport au silicium monocristallin avec un rendement de conversion entre 9 à 11%.



Figure I.8 : cellule photovoltaïque poly cristallin.

I.5.2. Cellules solaire en couches minces (2éme génération) :

Les cellules solaires en couches minces utilisent des procédés de dépôt sous forme gazeuse du matériau semi-conducteur à faible épaisseur sur un substrat (verre, polymères, plastiques). Cette technologie réduit la quantité de matière semi-conductrice (active) dans la fabrication de la cellule. Parmi les cellules en couches mince en trouve, la Tellurure de cadmium (CdTe), le séléniure de cuivre indium gallium (CIGS), le silicium amorphe (a-Si), et l'arséniure de gallium (GaAs) en couches minces [20].

I.5.2.1.Tellurure de cadmium :

Les procède de dépôt du tellurure de cadmium pour la fabrication des cellules solaires sont extrêmement rapides, cette cellule possède une meilleure capacité d'absorption de la lumière [21]. Le rendement de cette cellule autour de 13 à 15%, l'inconvénient majeur de cette cellule qu'elle est très polluante à cause de la présence du Cadmium.

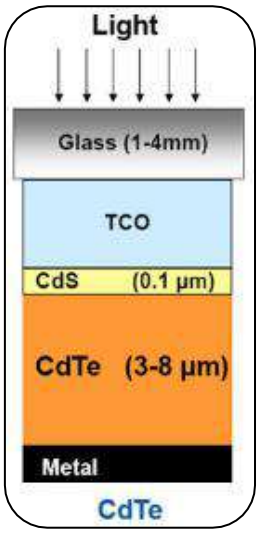


Figure I.9 : Structure d'une cellule photovoltaïque CdTe.

I.5.2.2. Séléniure de gallium d'indium et de cuivre :

Le séléniure de gallium d'indium et de cuivre (CIGS) est un alliage forme une jonction complexe constituée de matériaux de nature différente du type CIGS(p)/CdS(n)/ZnO(n) [22]. Le rendement de la cellule CIGS entre 11% et 18%.

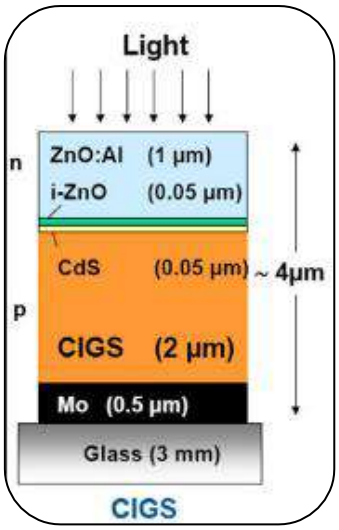


Figure I.10 : Structure d'une cellule photovoltaïque CIGS.

I.5.2.3. Silicium amorphe :

Les cellules à couches minces en silicium amorphe sont principalement déposées par dépôt chimique en phase vapeur généralement alimenté au plasma PECVD (plasma enhaced chimical vapor deposition) à partir du silane et d'hydrogène sous forme gazeuse [23]. Le rendement de cette cellule entre 4% et 10%.

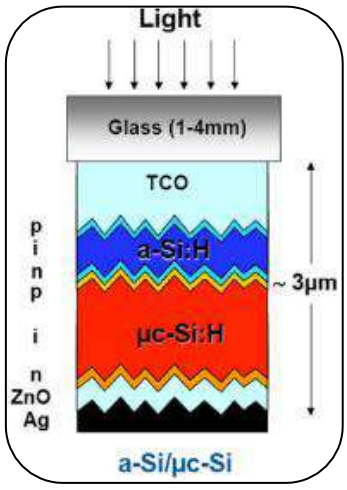


Figure I.11 : Structure d'une cellule photovoltaïque au silicium amorphe.

I.5.2.4. Arséniure de gallium en couches minces :

Les cellules solaires à base du matériau semi-conducteur Arséniure de Gallium (GaAs) sont très coûteuses, ils détiennent le record dans la conversion photovoltaïque de haut rendement. La cellule GaAS est plus utilisée dans les cellules à concentration, les satellites, et les engins spatiaux. Le rendement de cette cellule dépasse 28%.

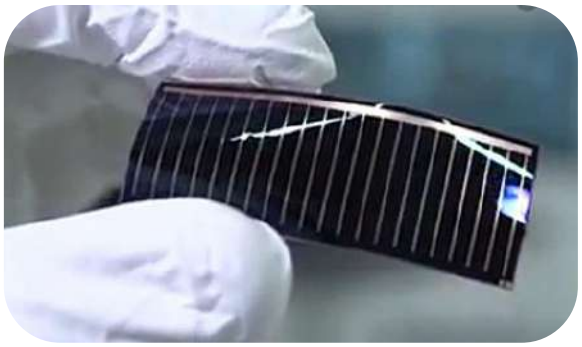


Figure I.12 : cellule photovoltaïque GaAS.

I.5.3. Cellule multi-jonctions (3^{éme} génération):

Les cellules multi-jonctions sont constituées de plusieurs couches minces qui utilisent l'épitaxie par Jet moléculaire, les cellules multi-jonction ont été développées pour des applications spéciales telles que les satellites et les concentrateurs photovoltaïques (CPV) [24][25]. Cette technologie CPV utilise des lentilles et des miroirs pour concentrer la lumière et améliorer le rendement de la cellule multi-jonctions (dépasse 39%), parmi les cellules multi-jonctions les plus efficaces on trouve à base de GaAs qui atteint un record de 44%.

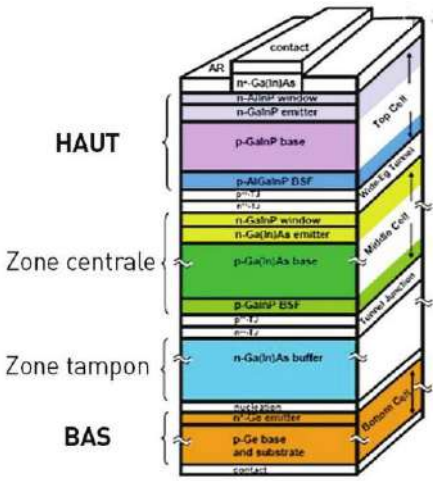


Figure I.13: cellule photovoltaïque multi-jonction.

Chapitre 2 :

Gisement solaire et

Réflexion de lumière

II.1. Introduction:

La Terre fait un tour autour du Soleil en un an, dans un plan appelé « écliptique ». La Terre tourne 365.25 jours sur elle-même pendant qu'elle fait, dans le même sens, un tour autour du Soleil. Pendant cette révolution annuelle, l'axe de rotation de la Terre reste parallèle à lui-même, mais est incliné de 23.5° par rapport à la normale au plan de l'écliptique.

Le mouvement de la Terre autour du Soleil s'effectue à une vitesse orbitale d'environ 30 km/s, entraînant à chaque année un parcours d'environ un milliard de kilomètres. Du point de vue du pôle Nord de la Terre, cette dernière parcourt son orbite dans le sens antihoraire. Cette direction correspond, à midi, à l'ouest d'un observateur situé sur l'équateur terrestre.

Au solstice hiver (21 décembre) que la terre est le plus près du soleil : 147 millions de Km et au solstice d"été quelle en est le plus éloigné : 153 millions de Km, la distance moyenne étant de 149,5 millions de Km. La terre coupe le petit axe de son orbite aux équinoxes de printemps (21 Février) et d'automne (21 septembre). Elle tourne sur elle-même avec une période de 24 heures. Son axe de rotation (l'axe des pôles) à une orientation fixe dans l'espace, il fait un angle avec la normale du plan de l'écliptique [26].

L'axe de rotation de la Terre sur elle-même est incliné par rapport au plan de L'écliptique céleste. On appelle déclinaison l'angle formé par l'axe Terre -Soleil avec le plan équatorial. La déclinaison varie de +23° 27 solstice d'été (21 juin), à -23° 27 solstice hiver (23 décembre), elle s'annule deux fois par an les 21 Février et 23 Septembre (ce sont les équinoxes) et elle est responsable des saisons. Les parties diurnes et nocturnes de la journée ont alors la même durée aux équinoxes la déclinaison passe par 0o (-23° 27 < δ < + 23° 27) [27].

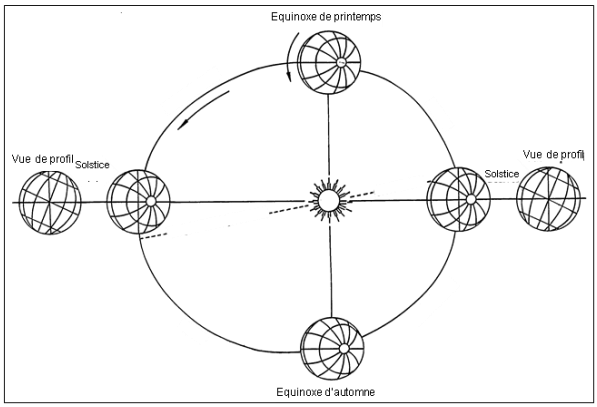


Figure II.1. Mouvement de la terre autour du soleil

II.2. coordonnées géographiques:

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

- **La latitude θ :**

C'est l'angle θ que fait la verticale du lieu avec le plan équatorial.

Si θ > 0, le site se trouve dans l'hémisphère nord, sinon le site est dans l'hémisphère sud.

- **b) La longitude φ :**

C'est l'angle φ formé par le méridien de Greenwich et le méridien du lieu considéré. La longitude est comprise entre -180 (vers l'ouest) et +180 (vers l'est).

Comme la terre met 24 heures pour faire un tour sur elle-même (360°), chaque heure représente 15° d'écart de longitude et donc, chaque degré de longitude représente 4 minutes.

- **c) L'altitude :**

C'est la distance verticale exprimé en mètres, séparant le point considéré du relief terrestre du niveau de la mer, pris comme surface de référence.

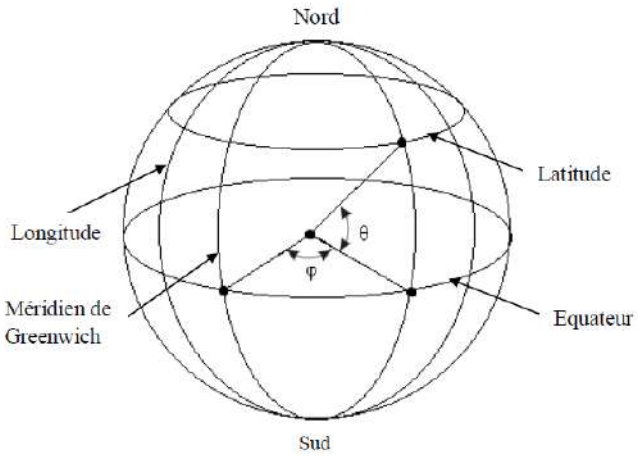


Figure II.2. Coordonnées géographiques

II.3. La trajectoire apparente du soleil

La position du soleil dans la voûte céleste est repérée à tout instant de la journée par deux systèmes de coordonnées :

II.3.1 Les coordonnées équatoriales

Les coordonnées équatoriales sont indépendantes de la position de l'observateur sur la terre, mais elles sont liés à l'heure de l'observation. La position du soleil est exprimée par deux angles qui sont :

• 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°,27') et au solstice d'été (+23°,27'). Plusieurs expressions ont été développées pour évaluer la déclinaison, la plus simple est celle utilisée par Cooper [28].

$$\delta = 23.45 \sin[\frac{360}{365}(j + 284)] \qquad \text{(II.1)}$$

j: nombre du joure

δ: La déclinaison

• L'angle horaire ω (ah)

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. L'angle horaire est donné par la relation suivante [29] :

$$\omega = 15(TSV - 12) \qquad \text{(II.2)}$$

TSV: temps solaire vrai

II .3.2 Les coordonnées horizontales

Le soleil est repéré par les grandeurs suivantes :

• L'angle de la hauteur solaire γ

C'est l'angle compris entre la direction du soleil et le plan horizontal γ varie de 0° à 90° vers le zénith et de 0° vers - 90° vers le nadir. L'angle de la hauteur solaire est donné par [30].

$$\text{Sin } \gamma = \sin\theta \sin\delta + \cos\theta \cos\delta \cos\omega \qquad \text{(II.3)}$$

• l'azimut ψ

L'azimut est l'angle entre le plan vertical contenant le rayon solaire et la direction sud. Il se compte de 0° à 360° à partir du sud dans le sens rétrograde. La relation qui donne l'azimut est donnée ci-dessous [30] :

$$\text{Cos } \psi = (sin\gamma sin\theta - sin\,\delta)/Cos\gamma Cos\theta \qquad \text{(II.4)}$$

• La distance zénithale z

C'est l'angle entre la direction du soleil et la verticale du lieu (zénith). L'angle z est complémentaire de γ [30].

$$\text{Cos } z = \text{Sin } \theta \text{ Sin } \delta + \text{Cos } \delta \text{ Cos } \theta \text{ Cos } \omega \qquad \text{(II.5)}$$

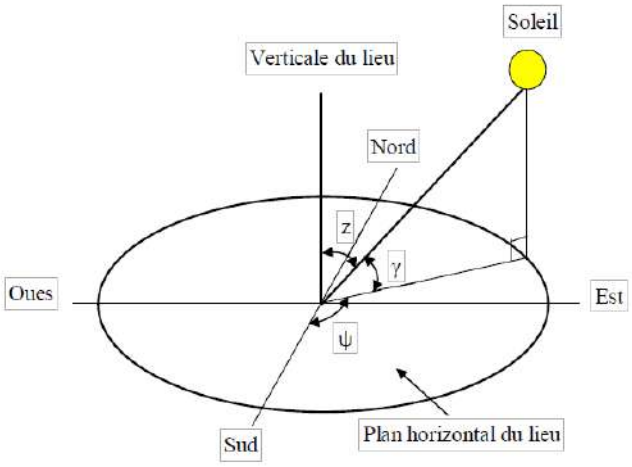


Figure II.3. Coordonnées solaires selon le repère horizontal

- **Durée d'insolation**

La durée d'insolation du jour S_0 est correspond la durée entre le moment du lever de soleil, jusqu'à le coucher de soleil, en absence total de nuages, cette durée égale à la durée astronomique du jour, s'obtient facilement par rapport à l'angle horaire ω par l'équation suivants:

$$S_0 = (2/15)\ \omega \qquad \text{(II.6)}$$

II.4. Puissance dégagée par un astre

Loi de Stefan-Boltzmann :

La puissance dégagée par un astre est proportionnelle à sa température de surface à la puissance 4 :

$$\boldsymbol{P\acute{d}\acute{e}gag\acute{e}e} = \boldsymbol{S} \times \boldsymbol{\sigma} \times \boldsymbol{T}^4 \qquad \text{(II.7)}$$

S : Aire de l'astre.

$\boldsymbol{\sigma}$: Constante de Stefan – Boltzmann

$\boldsymbol{\sigma} \simeq 5{,}67 \cdot 10^{-8}\ W \cdot m^{-2} \cdot K^{-4}$

II.5 Puissance dégagée par le Soleil

Aire de la surface du Soleil :

$$\boldsymbol{S = 4\pi R^2} \qquad \text{(II.8)}$$

Avec R = 696 342 000 m

II.6 *Température du Soleil* :

$\boldsymbol{T}$ = 5778 K (5505 °C).

$Pdégagée$ par le Soleil $\simeq 3{,}85 \cdot 1026\ W$

II.6.1 Le temps

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

II .6.1.1 Le temps universel (TU)

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

$$TL = TU + décalage \qquad \text{(II.9)}$$

II .6.1.2 Le temps solaire moyen (TSM) :

Il se déduit de l'équation suivante :

$$TSM = TU +/\varphi 15 \qquad \text{(II.10)}$$

Avec TSM en heure.

II .6.1.3 Le temps solaire vrai (TSV) :

C'est le temps défini par les coordonnées angulaires vraies du soleil, ce temps est indiqué par les cadrans solaires et les héliographes.

$$TSV = 12 + \omega / 15 \qquad (II.11)$$

Où ω est l'angle horaire en degré.

II .6.1.4 Equation du temps

Le temps Et varie de -14,5 minutes (du 10 au 15 Février) à +16,5 minutes (du 25 au 30 Octobre). Une bonne approximation du temps Et est donnée par l'équation suivante :

$$Et = 9.9 \sin[2(0.986\ J + 100)] - 7.7 \sin(0.986\ J - 2) \qquad (II.12)$$

Où Et est exprimé en minutes et J est le numéro du jour dans l'année à partir du 1er Janvier.

II .7 Numéro du jour de l'année J

Le calcul du numéro du jour dans l'année consiste à ajouter le numéro du jour dans le mois (quantième) au numéro caractéristique de chaque mois. J varie de 1 (1er janvier) à 365 (31 décembre) ou 366 pour une année bissextile. Le tableau ci-dessous donne les numéros caractéristiques de chaque mois [31].

Tableau II.1 Liste des jours types par mois [32]**.**

Mois	Jour type	N° de jour
Janvier	17	17
Février	16	47
Mars	16	75
Avril	15	105
Mai	15	135
Juin	11	162
Juillet	17	198
Aout	16	228
Septembre	15	258
Octobre	15	288
Novembre	14	318
Décembre	10	344

II .8 Différentes composantes du rayonnement solaire

Le rayonnement solaire appelé également rayonnement électromagnétique émis par le soleil est grandement perturbé par l'atmosphère. Ce qui ne permet que la réception au sol des composants les plus importants et les plus actifs du rayonnement solaire total qui sont le rayonnement direct et le rayonnement diffus.

L'albédo ou la partie réfléchie par le sol du rayonnement solaire global comme représentés dans la figure suivante [33].

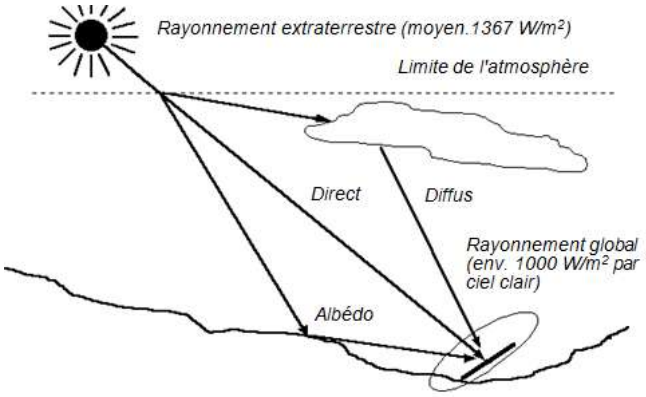


Figure II.4. Les différents composants du rayonnement solaire

II .8.1 L'albédo

– L'albédo est la partie réfléchie par le sol, il dépend de l'environnement du site, il faudra en tenir compte pour évaluer le rayonnement sur plans inclinés [34].

II .8.2 Rayonnements direct et diffus

En traversant l'atmosphère, le rayonnement solaire est absorbé et diffusé. Au sol, on distingue plusieurs composantes :

- Le rayonnement direct est reçu directement du soleil, sans diffusion par l'atmosphère. Ses rayons sont parallèles entre eux, il forme donc des ombres et peut être concentré par des miroirs.
- Le rayonnement diffus est constitué des photons diffusés par l'atmosphère (air, nébulosité, aérosols). Sa structure varie avec les conditions météorologiques. Par temps couvert, on admet qu'il est isotrope, c'est-à-dire qu'on reçoit un rayonnement identique de toutes les directions de la voûte céleste. Par temps clair ou voilé, outre le ciel bleu

relativement isotrope (diffusion sur l'air), on a une couronne plus brillante autour du soleil, et souvent un renforcement sur l'horizon, la bande horizon.

II .8.3 Rayonnement Global

Le rayonnement global est simplement la somme des composantes directe et diffuse. On distingue deux types de données d'ensoleillement :

- Rayonnement instantané : on considère les courbes de l'intensité du rayonnement en fonction de l'heure de la journée.
- Rayonnement cumulé : le cumul du rayonnement global par jour. Ce sont toutes les valeurs cumulées d'année en année et l'on en réalise avec des moyennes pour chaque mois de l'année.

I.9 Irradiation :

Plutôt que d'exprimer le rayonnement solaire en puissance, on préfère souvent raisonner en énergie reçue pendant un intervalle de temps : l'heure, la journée ; on emploie alors le terme d'irradiation horaire ou quotidienne.

I.10 Indice de clarté

Le rapport entre le rayonnement au sol et le rayonnement extraterrestre est appelé indice de clarté**.** Les valeurs de ce dernier varient selon les endroits et les saisons. Cet indice est donné par la formule :

$$KT=G/G_0 \qquad \text{(II.13)}$$

Ou : G est l'irradiation solaire reçue sur un plan horizontal

Basant sur cet indice, cet indice varie généralement en trois classes qui définies pour caractériser le type de ciel [35] :

– Classe A : $0 \leq KT < 0{,}35$.

– Classe B : $0{,}35 \leq KT < 0{,}75$.

– Classe C : $KT > 0{,}75$.

La Classe A représenté des journées entièrement ensoleillées. Concernant la classe B correspond à des journées partiellement ensoleillées, et la dernière classe pour les journées complètement nuageuses transformant plus de 90% du rayonnement solaire global incident en rayonnement diffus sont représentées par la classe C.

II.11 La réflexion de la lumière

Les rayons lumineux se propagent en ligne droite dans les milieux transparents. Mais ils peuvent changer de direction dans deux cas. Quand ces : rayons atteignent un milieu réfléchissant les rayons changent de direction c'est la réflexion.

Si les rayons passent d'un milieu à un autre, les rayons changent également de direction : on parle de réfraction

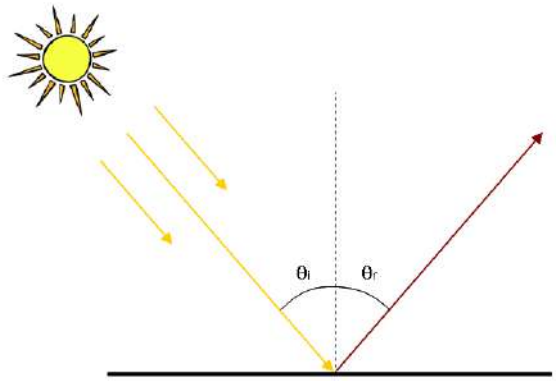


Figure.II.5 la réflexion de la lumière sur surface réfléchissante (L'albédo)

II .12 Principe de la réflexion de la lumière

Quand un **faisceau lumineux** arrive au niveau d'une surface réfléchissante, le faisceau est réfléchit selon un angle bien précis. On appelle généralement *I* le point d'incidence du rayon lumineux, c'est-à-dire le point ou le faisceau lumineux arrive sur une surface polie.

La droite perpendiculaire au point d'incidence est appelée normale ou normale au point d'incidence : on calcule les angles à partir de cette droite.

Quand un **rayon lumineux incident** arrive au niveau du point I, il possède un angle appelé θ1 (se prononce téta 1). Le rayon réfléchi, quand à lui, repart avec un angle équivalent à θ_2. Les lois de Descartes précisent alors deux caractéristiques majeures de la réflexion :

- Le rayon réfléchi appartient au plan d'incidence
- L'angle de réflexion (θ1) est égal à l'angle réfléchit (θ_2)

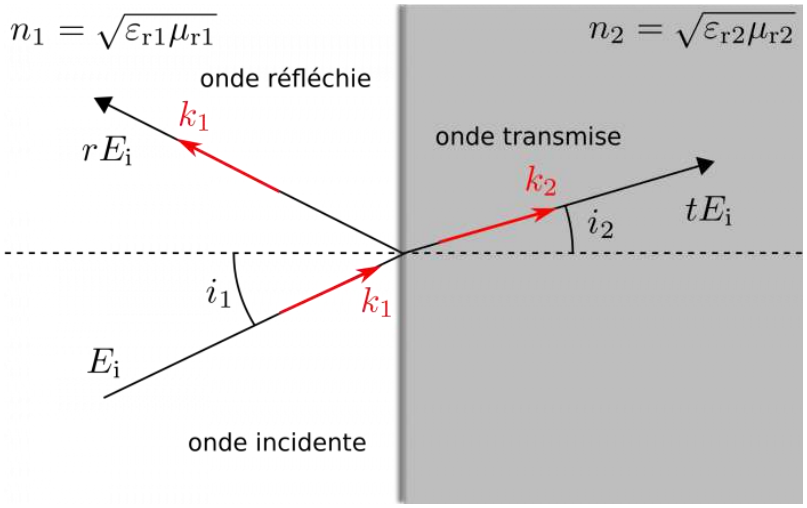


Figure II.6 Schéma de la réflexion

II .13 ombre et réflexion :

La lumière peut traverser certains matériaux plus ou moins transparents, tels que l'eau, le verre, etc. Par contre, d'autres matières ne laissent pas passer la lumière, créant des ombres derrière elles. La plupart des objets n'émettent pas de lumière de façon naturelle. Les objets opaques vont plutôt réfléchir la lumière du Soleil ou celle des lampes artificielles. Ces réflexions nous permettent de voir ces objets. C'est d'ailleurs grâce à ce principe que vous pouvez lire les pages de ce texte. Contrairement à ce que croyaient les auteurs anciens, la vision n'est pas due à des « rayons de vue » qui sortent des yeux et éclairent les objets. Si tel était le cas, nous serions capables de voir les objets autour de nous, même dans la noirceur totale.

Chapitre 3

Module photovoltaïque et ces caractéristiques électriques.

III.1 Introduction :

La tension générée par une cellule étant très faible, pour avoir des tensions compatibles avec des charges à alimenter, il faudra associer en série-parallèle plusieurs cellules, celles-ci sont encapsulées dans une même structure pour former un module.

L'encapsulation ainsi réalisée va avoir deux rôles principaux :

- Protection des cellules contre les agressions extérieures (chocs, humidité, etc. ...).
- Contrôle de température des cellules qui va permettre une bonne dissipation vers l'extérieure la partie de l'énergie incidente qui n'est pas transformée en énergie électrique.

Le profil d'un module photovoltaïque est le même que celui d'une cellule photovoltaïque. Les cellules étant connectées en série, les tensions de chacune des cellules s'ajoutent. Ainsi, la caractéristique courant-tension d'un module photovoltaïque voit la valeur de la tension augmentée.

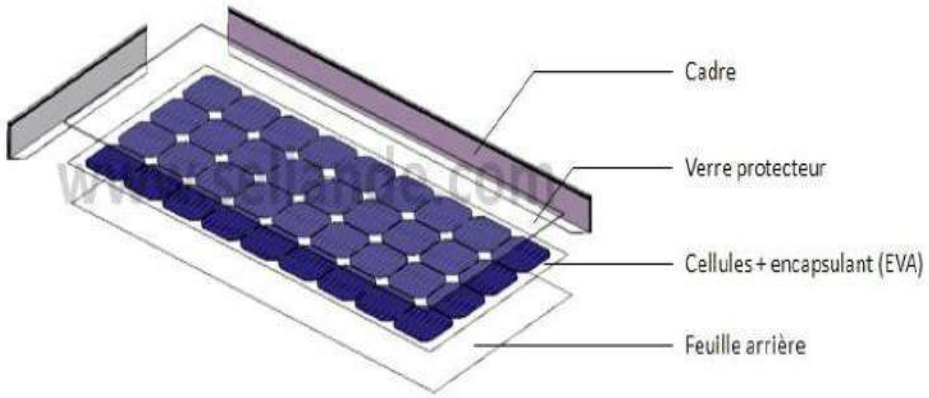


Figure III.1 Module Photovoltaïque

On distingue trois types de modules solaires (le troisième étant plus récent) :

- les Modules solaires thermiques, appelés capteurs solaires thermiques ou simplement capteurs solaires, qui piègent la chaleur des rayonnements solaires et la transfèrent à un fluide caloporteur ;
- les Modules solaires photovoltaïques, appelés modules photovoltaïques ou simplement panneaux solaires, qui convertissent la lumière en électricité. Le solaire photovoltaïque est communément appelé PV ;
- les Modules photovoltaïques thermiques qui à la fois produisent de l'électricité et de la chaleur.

Dans ce chapitre, nous étudierons les propriétés électriques d'un module solaire photovoltaïque.

Les Modules solaires photovoltaïques regroupent des cellules photovoltaïques reliées entre elle

III.2 Modules solaires photovoltaïques :

Association de plusieurs cellules PV en series/parallel donnée lieu à un Modules photovoltaïque. Si les cellules se connect en series, les tensions de claque cellule s'additionnent, est augmentant la tension total du générateur. D'une autre part, si les cellules se connect en parallel, c'est l'ampérage qui augmentera [36].

Ils peuvent s'installer sur des supports fixes au sol ou sur des systèmes mobiles de poursuite du soleil appelés trackers, dans ce dernier cas la production électrique augmente d'environ 30 % par rapport à une installation fixe. En dehors de centrales solaires, les installations fixes se font actuellement plutôt sur les toits des logements ou des bâtiments, soit en intégration de toiture, soit en surimposition. Dans certains cas, on pose des Modules verticaux en façade d'immeuble, cette inclinaison n'est pas optimale pour la production d'électricité, mais comme ces Modules remplacent le revêtement de façade, l'économie réalisée sur le revêtement compense une production plus faible.

III.2.1 Association des modules photovoltaïques

Les modules peuvent également être connectés en série et en parallèle afin d'augmenter la tension et l'intensité du courant d'utilisation. Toutefois, il importe de prendre quelques précautions car l'existence de cellules moins efficaces ou l'occlusion d'une ou
Plusieurs cellules (dues à de l'ombrage, de la poussière, etc...) peuvent en dommage les cellules de façon permanente.

- **Association en série**

La cellule individuelle, unité de base d'un système photovoltaïque, ne produit qu'une très faible puissance électrique, typiquement de 0.5 W avec une tension de moins d'un volt. Pour produire plus de puissance, les cellules sont assemblées pour former un module (ou panneau).

L'association en série des cellules délivre une tension égale à la somme des tensions individuelles et un courant égal à celui d'une seule cellule [36].

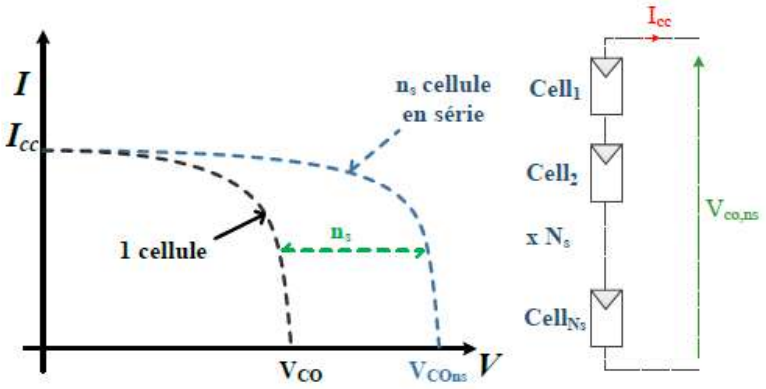


Figure III.2 Caractéristique résultante du regroupement de Ns cellules en série

- **Association en parallèle**

En additional des modules identiques en parallèle, la tension de la branche est égale à la tension de chaque module et l'intensité augmente proportionnellement au nombre de modules en parallèle dans la branche [36].

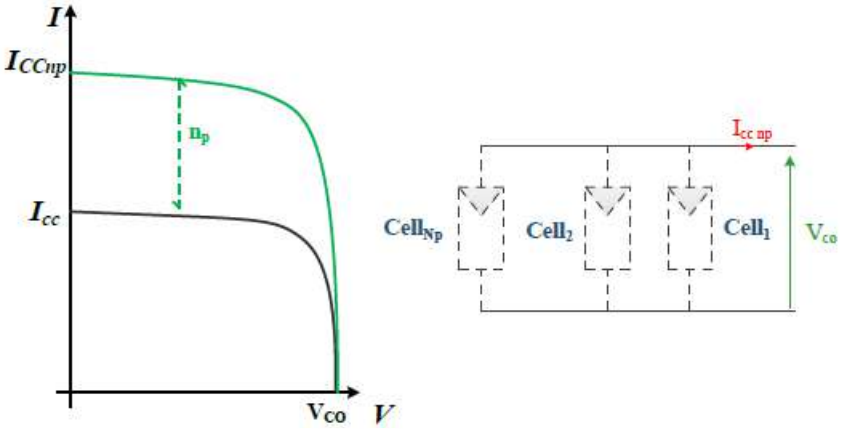


Figure III.3 Caractéristique résultante du regroupement de Np cellules en parallèle

- **Association série-parallèle**

Pour avoir une satisfaction en courant et en tension, on est obligé d'utiliser un groupement mixte, c'est à dire Série-Parallèle [36].

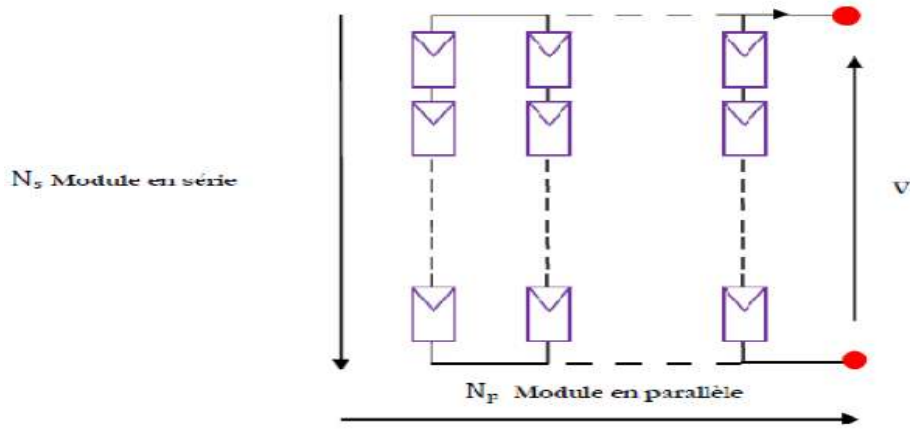


Figure III.4 Association mixte des modules solaires

III.2.2 Caractéristiques d'un module Photovoltaïque :

Les modules sont généralement des parallélépipèdes rectangles rigides et minces (quelques centimètres d'épaisseur), dont la longueur et la largeur sont de l'ordre du mètre, pour une surface de l'ordre du m^2, et une masse de l'ordre de la dizaine de kg. Divers éléments (branchements électriques, fixations, éventuel cadre pour assurer une étanchéité) sont inclus. Il existe également des modules sous forme de membranes souples et résistantes, ainsi que des modules à concentration, plus complexes mais exploitant mieux l'élément le plus cher du module, la cellule photovoltaïque.

Leur rendement est un peu plus faible que celui des cellules qui les constituent, du fait des pertes électriques internes et des surfaces non couvertes ; le rendement (par m^2) du panneau complet est plus faible d'environ 10 à 15 % que celui de chaque cellule.

un modulePhotovoltaïque a trois caractéristiques importantes :

- l'écart à la puissance nominale, de l'ordre de +/- 5 % ;
- la variation de puissance avec la température
- la stabilité dans le temps des performances (les fabricants garantissent généralement au moins 80 % de la puissance de départ au bout de 20 à 25 ans).

La forme générale de la caractéristique courant-tension d'un module est donnée ci-dessous :

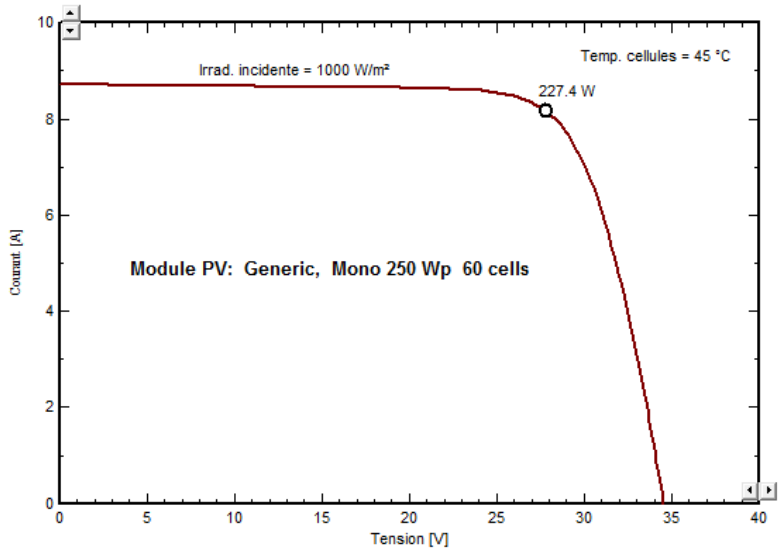


Figure III.5 Caractéristique courant-tension d'un module.

III.2.3 Le courant du module :

Les équations décrites précédemment ne peuvent représenter la caractéristique I-V d'un module PV puisqu'elles sont propres à une seule cellule PV qui représente l'élément de base du panneau, on introduit donc l'équation spécifique à un module :

$$I_{PV}=N_p\, I_{ph} - N_p\, I_0\, [\exp\,(q\frac{(\mathrm{Vcell+RsIcell})}{\mathrm{NsAKT})}-1] - Np\frac{\mathrm{Vcell+RSIcell}}{\mathrm{Rsh})} \qquad \text{(III.1)}$$

Ns : Nombre de cellules connectées en série dans un module.

Np : Nombre de cellules connectées en parallèle dans un module

La puissance électrique délivrée par le module photovoltaïque est le produit de la tension et du courant qu'il génère. Ces deux grandeurs courant-tension délivrées par le module photovoltaïque dépendent des propriétés du module mais aussi de la charge aux bornes du module.

données essentielles permettent de déterminer la caractéristique courant-tension d'un module photovoltaïque :

- Le courant de courant de court-circuit noté *Icc :* Courant débité par un module en court-circuit pour un éclairement " plein soleil ".
- La tension à vide notée *Vco* : Tension aux bornes du module en l'absence de toutcourant, pour un éclairement " plein soleil

- Le courant de puissance maximale noté *Impp*
- La tension de puissance maximale notée *Vmpp*
- La puissance de crête,*Pc* : Puissance électrique maximum que peut fournir lemodule dansles conditions standards (25°C et un éclairement de 1000 W/m²).
- Point de fonctionnement optimum, (*Um ,Im*) : Lorsque la puissance de crête estmaximumen plein soleil, *Pm = Um*Im* .
- Rendement : Rapport de la puissance électrique optimale à la puissance de radiationincidente.
- Facteur de forme : Rapport entre la puissance optimale Pm et la puissance maximale que peut avoir la cellule *FF= Voc*Isc*.

Le courant de puissance maximale et la tension de puissance maximale sont définis tels que le produit Impp×Vmpp est maximale.

La valeur des paramètres ci-dessus sont dépendants de l'éclairement et de la température du module.

Ces paramètres apparaîssent toujours dans la fiche technique d'un module photovoltaïque, car ils permettent de dimensionner toute l'installation.

III.3 Effet du niveau d'éclairement et tampérateur sur le module photovoltaïque :

L'éclairement correspond à l'intensité lumineuse captée par le module photovoltaïque, et se mesure en W/m². La nuit, l'éclairement est nul (0 W/m²). L'éclairement varie au cours de la journée entre 0 et 1 000 W/m² (valeur maximum), en fonction de la saison. L'éclairement a une nette incidence sur la valeur de Icc. Lorsque l'éclairement double, Icc double aussi. L'éclairement a très peu d'incidence sur la tension à vide Vco .

Les effets de l'éclairement et de la température sur le module sont les mêmes sur le module que ceux énoncés sur les cellules à savoir Le courant baisse lorsque le niveau d'éclairement baisse (lorsque l'éclairement est multiplié par 2, le courant généré par le module est aussi multiplié par 2). La tension baisse aussi lorsque le niveau d'éclairement baisse, mais de façon moins notable (la tension est une fonction logarithmique du niveau d'éclairement).

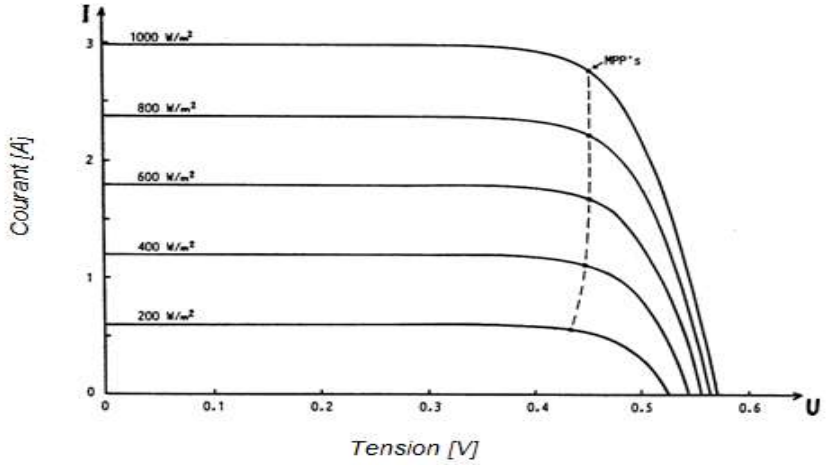


Figure III.6 Effet du niveau d'éclairement.

La température des cellules constituant le module influe notablement la valeur de la tension. En moyenne (cela dépend du fabricant), la tension diminue de 0.3%/°C, le courant augmente de 0.04 %/°C et la puissance diminue de 0.4%/°C.

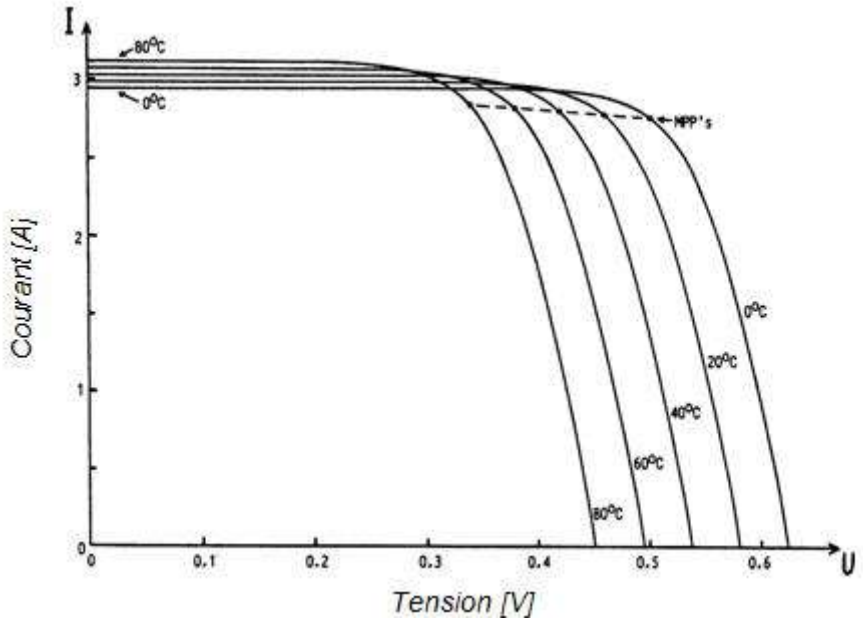


Figure III.7 Effet du niveau tampérateur

III.4 Constitution d'un générateur PV :

Actuellement la puissance d'un module est de quelques watts crêtes à quelques dizaines de watts crêtes. Pour obtenir des puissances supérieures, il est nécessaire d'associer en série parallèle des modules pour avoir un générateur PV. Pour des déséquilibres importants dus à l'occultation d'une ou plusieurs cellules, les modules peuvent être amenés à travailler en récepteur. Pour remédier à ces problèmes, des diodes peuvent être placées en parallèle et en série avec les modules [37].

- **Les diodes en série** :

Pour empêcher la batterie de se décharger la nuit dans les cellules PV ou pour empêcher une série de modules contenant un module défaillant ou masqué de devenir réceptrice du courant fourni par les autres séries, qui ont alors une tension plus élevée qu'elle, une diode est intégrée dans chaque série. On l'appelle aussi diode anti-retour et elle est située en série avec les modules.

- **Les diodes en parallèles :**

Au sein d'une série un module qui ne peut plus produire d'énergie (masque, défaillance),doit être protégé pour ne pas devenir récepteur et s'endommager irrémédiablement ; desdiodes sont donc placées en parallèle sur chacun des modules du générateur. Elles permettentde dévier le courant produit par les autres modules de la série et sont placées en parallèle avecles modules [38], ,

III.4.1 Equation d'un module photovoltaïque :

Equation de diode Shockley: $$I_d = I_{rsat}\left(e^{\frac{qV_d}{nmkT}} - 1\right) \quad \text{(III.2)}$$

La tension de la diode est : $$V_d = V_s - IsR_s \quad \text{(III.3)}$$

Le courant dans la résistance shunt est : $$I_{sh} = \frac{Vs - I_s R_s}{R_{sh}} \quad \text{(III.4)}$$

Le courant de sortie est : $$I_s = I_{ph} - I_d - I_{sh} \quad \text{(III.5)}$$

Rendements de substitution : $$I_s = I_{ph} - I_{rsat}\left(e^{\frac{q(V_{out} - I_{out}R_S)}{nmkT}} - 1\right) - \frac{V_s - Is\,R_s}{R_{sh}} \quad \text{(III.6)}$$

Avec :

$I_d = Courant\ de\ diode\ "(ampères)"$

$I_{rsat} = Courant\ de\ saturation\ inverse\ de\ la\ diode\ "(Ampères)"$

$V_d = Tension\ de\ diode\ "(Volts)"$

$q = charge\ élémentaire\ électronique \cong 1.60218 \times\ 〚10〛\ \hat{}\ (-19)\ "(Coulombs)"$

$k = Constante\ de\ Boltzmann\ \hat{}\ 1{,}38065 \times\ 〚10〛\ \hat{}\ (-23)\ ("Joules"\ /\ (°\ "Kelvin"))$

$T = température\ ambiante\ "(°\ Kelvin)"$

m = facteur d'idéalité de la diode

$n\ =\ nombre\ de\ cellules$

$I_ph = Courant\ photo - généré\ ("ampères")$

$I_s = Courant\ de\ sortie\ ("Ampères)"$

$R_s = Résistance\ série\ (Ohms)$

$R_sh = Résistance\ au\ shunt\ (Ohms)$

III.4.2 module photovoltaïque à concentration :

La cellule photovoltaïque est le composant le plus esonsiel dans la fabricasion d'un module solaire photovoltaïque. En intercalant un dispositif concentrateur entre le soleil et la cellule, on peut utiliser une surface de cellule beaucoup plus petite, et ainsi utiliser des cellules à rendement très supérieur, avec des valeurs oscillant typiquement entre 30 et 40 % (et qui, à moyen terme, dépasseront les 50 %). On obtient alors un panneau photovoltaïque à concentration, ou simplement panneau à concentration.

La concentration est obtenue par un système de miroirs paraboliques ou de lentilles de Fresnel, comme sur les phares d'automobiles. Le rapport de concentration peut atteindre voire dépasser 1000 .

Il faut que la lumière concentrée soit bien focalisée sur la cellule, et non à côté : un tel panneau ne fonctionne donc correctement qu'avec un dispositif de "tracking" (héliostat) pour rester en permanence perpendiculaire aux rayons du soleil. Favorable au rendement (il

augmente la production d'environ la moitié sur une journée), ce type de dispositif a l'inconvénient d'accroître la complexité et la maintenance.

Il faut ensuite évacuer la chaleur excessive, préjudiciable au rendement des cellules et surtout à leur durée de vie: sans dispositif de refroidissement, ces dernières fondraient.

Enfin, ces modules plus complexes sont plus fragiles, plus délicats à transporter et à monter.

Globalement, si le rendement est environ deux à trois fois supérieur à celui d'un module plat classique, toutes ces contraintes ont aussi un coût, de sorte que les modules classiques dominent toujours le marché.

III.4.3 Modèle de Module PV dans matleb Simulink :

Le programme d'un module photovolaique constitue de 60cellule monté en séries de puissance 65Wc avec u tention de fonctionnement sous similink metleb et donnée et par le schema bloc suivant :

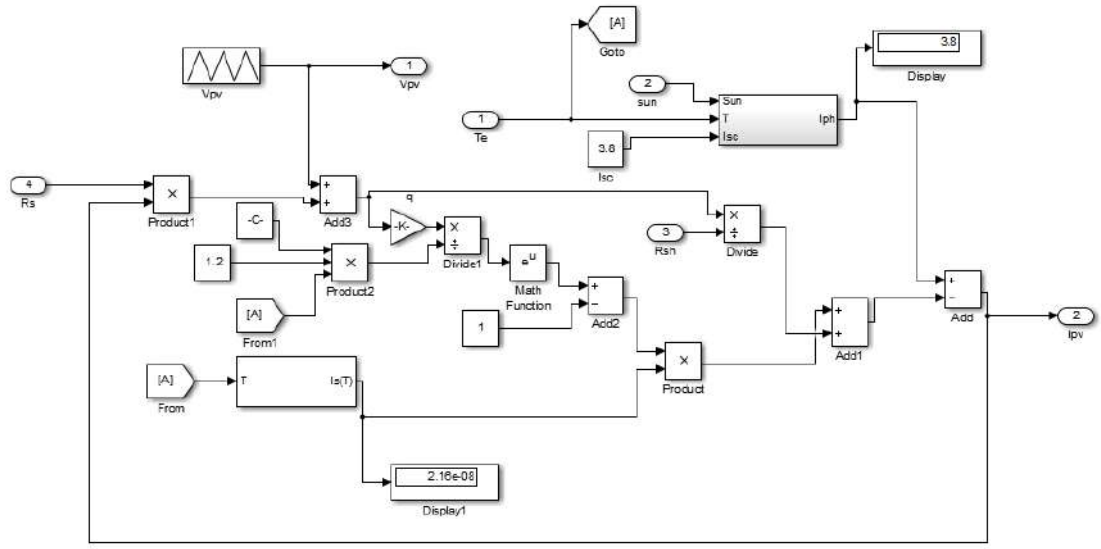


Figure III.8 Diagramme module Simulink Array

La simulation a été faite dont les conditions standards STC :

- Eclairement 1000W/m^2 .
- Température 25° c

La caractéristique courant-tension de ce module est donnée par la figure suivant :

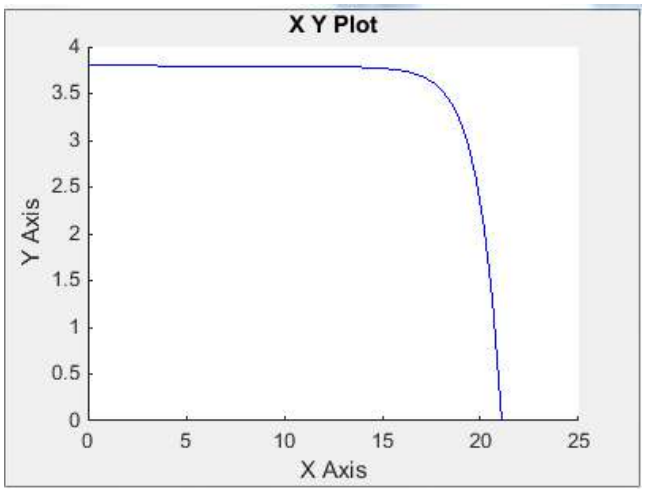


Figure III.9 Effets des changements courant- tension V/I du module photovoltaïque PV

Nous pouvons aussi traçer la caractéristique puissance-tension d'un module photovoltaïque, qui s'obtient simplement en multipliant la tension par l'intensité à partir de la caractéristique courant-tension :

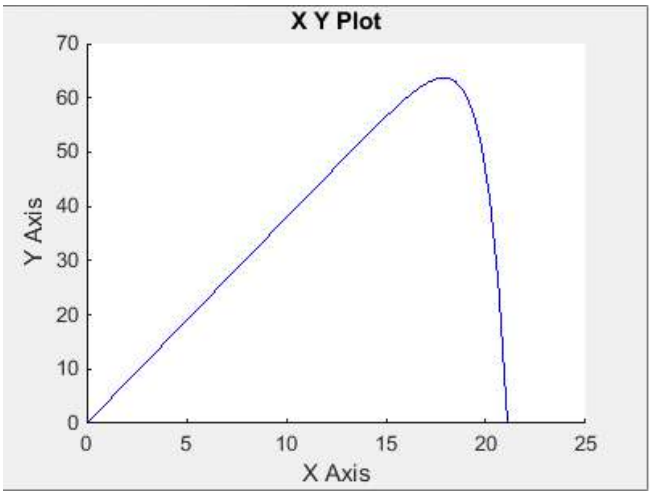


Figure III.10 caractéristique puissance – tension du module photovoltaïque.

III.5 Comportement inverse du module PV :

Ce tout il présente le fonctionnement d'un module PV lorsqu'il est polarisé vers des tensions négatives, commence la peut se produire dans le cadre d'un réseau ou d'un module, lorsque les cellules sont différentes, ou si l'irradiation est pas homogène.

L'outil montre trois situations typiques :

- **Une seule cellule PV :**

Nous voyons que sous un rayonnement lumineux, la polarisation inverse de la cellule implique rapidement puissances élevées à dissiper, car le courant est déjà au moins au niveau du photo courant de la cellule.

Le coefficient pertinent brev, défini avec les autres paramètres du module PV dans la partie "Composants", peut varier fortement d'une cellule à l'autre, et dépend fortement de la température. Mais ce comportement n'est pas critique dans les évaluations qualitatives des outils de comportement des panneaux photovoltaïques.

- **Module PV sans diode by-pass:**

La ligne continue représente l'ensemble des caractéristiques du module, c'est-à-dire toutes les cellules en série. Avec des cellules identiques, la puissance dissipée totale est répartie également sur chaque cellule.

- **Module PV avec diode by-pass :**

Dans ce cas, la tension inverse du module entier est limitée à la tension "directe" de la diode (environ 0,7 V pour une diode, 1,4 V pour 2 diodes, etc.). L'excès de courant est tiré par la diode, et ne peut pas engendrer d'excès de puissance dans la diode car la tension reste très faible.

III.6 Conclusion :

Les Modules solaires photovoltaïques regroupent des cellules photovoltaïques reliées entre elle en série et en parallèle. Dans ce travail, nous avons présenté la modélisation mathématique d'un système PV ainsi que les caractéristiques I(V) et P(V) simulées sous Matlab/ SIMULINK.

Pour améliorer les performances d'un module photovoltaïque, il est nécessaire d'ajouter des moyens et des composants associent avec le module.

Chapitre 4

Influence d'un réflecteur de lumière sur les Performances électriques d'un module.

IV.1 Introduction :

La baisse récente des coûts de l'énergie solaire a entrainé une croissance rapide de son utilisation, autant au niveau résidentiel que commercial et industriel. Mais, pour augmenter le niveau de performance des systèmes de production d'énergie solaire tout en limitant les coûts, les réflecteurs des rayons et les miroirs d'appoint pourraient faire un retour en force dans la production électrique des systèmes solaire.

Des études suggèrent que les réflecteurs pourraient être très efficaces à cet effet, autant pour le solaire passif que pour concentrer les rayons au niveau des panneaux.

Généralement nous associant les réflecteurs de lumière avec les modules photovoltaïques pour objectif d'augmenter la production électrique du module photovoltaïque.

Dans ce chapitre, nous étudions par simulation numérique un système photovoltaïque connecté au réseau par le biais du logiciel PVsyst [39], la technique de simuler le réflecteur avec le champ photovoltaïque est de varie le coefficient de l'albédo. Par la suite nous discutant l'influence de l'albédo sur les performances électriques d'un système photovoltaïque connecté au réseau.

IV.2 Un miroir plan :

Le miroir plan est le seul qui présente un stigmatisme rigoureux, c'est-à-dire qu'il est capable d'engendrer des images qui sont de parfaites répliques des objets. L'image d'un objet, formée par un miroir plan est située de l'autre côté du miroir à une distance du miroir égale à la distance de l'objet par rapport au miroir.

En pratique la réflexion par un dioptre plan fournit une image identique à celle d'un miroir plan.

Pour être efficaces, doivent posséder les propriétés suivantes :

- ✓ réfléchir au maximum le rayonnement lumineux.
- ✓ absorber au minimum le rayonnement lumineux.
- ✓ être parfaitement lisses afin d'éviter l'accumulation de la saleté.
- ✓ résister dans le temps aux effets de l'environnement (pluie, grêle, rayonnement solaire,...).
- ✓ dans certaines applications, résister aux variations de température.

IV.2.1 modules photovoltaïque associe un miroir :

La plupart des efforts en ingénierie visent à accroître l'efficacité des cellules photovoltaïques, l'idée principale est d'augmenter les watts produits par un panneau. Joshua M. Pearce, professeur d'ingénierie au Michigan Technologie Université a récemment publié un article dans le Green Building Advisor qui fait le point sur les résultats de ses recherches : en travaillant en lien avec un groupe d'études situé au Canada, son équipe a démontré que l'utilisation de miroirs, ou réflecteurs, pour éclairer davantage les panneaux pourrait augmenter leur performance de 30 %. [40]

Beaucoup d'énergie est perdue aux pourtours des panneaux principalement au sol, pour récupérer cette énergie, une pratique prometteuse appelée agri voltaïque propose de faire pousser des cultures autours des panneaux. Mais remplir l'espace de réflecteurs pour faire rebondir la lumière sur les panneaux semble une solution simple, et tout aussi intéressante.

IV.2.2 définition du pouvoir réflecteur d'un miroir :

Un faisceau lumineux est toujours affaibli par la réflexion, c'est-à-dire qu'on ne retrouve pas toute la lumière du faisceau incident dans le faisceau réfléchi. On appelle pouvoir réflecteur d'une surface le rapport du flux lumineux réfléchi au flux lumineux incident.

Le pouvoir réflecteur de la surface polie d'une substance dépend de cette substance, du milieu dans lequel se propage la lumière et de l'incidence des rayons.

La réalisation n'est pas aussi simple car il se produit un ensemble de réflexions multiples entre la face avant (verre) et la face arrière (métal) avant que les rayons ne quittent définitivement le miroir. Des techniques permettent cependant de réduire ces réflexions multiples.

IV.2.3 Trajectoire des rayons réfléchis par un miroir plan :

On définit le champ d'un miroir comme étant la région où se trouve l'ensemble des rayons lumineux qui convergent vers l'image de l'oeil tout en interceptant le miroir.

Autrement dit, il désigne la région où se trouvent les objets pouvant être vus par un observateur par l'intermédiaire du miroir. La déviation δ est définie par l'angle entre le rayon réfléchi et le trajet qu'aurait suivi le rayon incident s'il n'avait pas été réfléchi.

Cet angle de déviation peut être obtenu en appliquant la loi de la réflexion. Pour un rayon lumineux incident fixe, (voir la figure ci-dessous).



Figure IV. 1 : système PV réel avec un réflecteur.

Le modèle a été testé en conditions réelles à Kingston, en Ontario, ce qui a produit des résultats impressionnants : l'efficacité a été augmentée de 45 % dans le cas de panneaux mal inclinés, de 18 % dans le cas de panneaux parfaitement inclinés. Selon Pearce, la performance devrait monter à 30 % avec de meilleurs réflecteurs.

Le modèle pourrait être utilisé afin d'optimiser la topologie des réflecteurs, d'identifier les potentiels d'augmentation de la production des panneaux solaires photovoltaïques et surtout, de faciliter son adoption.

IV.3 Orientation et inclinaison de module :

La position des modules photovoltaïques par rapport au soleil influe directement sur leur production énergétique. Il est très important de bien les placer pour les utiliser au maximum de leurs possibilités. On appelle orientation le point cardinal vers lequel est tournée la face active du panneau (sud, nord, sud-ouest…) quant à l'inclinaison, elle indique l'angle que fait le panneau avec le plan horizontal, elle se compte donc en degrés.

IV.3.1 Pourquoi orienter le module ?

Un panneau solaire transforme l'énergie du soleil en énergie électrique : Le panneau est constitué de couches de silicium chargées positivement et négativement. Quand les rayons du soleil entre en contact avec le panneau, il fournit de l'énergie qui permet de réaliser une réaction entre les couches : Cela crée une différence de potentiel électrique et donc crée un courant électrique qui peut charger des batteries. De plus, plus le panneau reçoit d'énergie solaire, plus il produit d'électricité.

Cela a amené les chercheurs à réfléchir comment optimisé la réception d'énergie. Après quelques recherches, ils ont découvert que le panneau reçoit mieux les rayons du soleil si Ceux-ci arrivent perpendiculairement au plan formé par le panneau il y a plusieurs raisons à cette position [41] :

-La réflexion est quasi nulle quand le panneau est de face,

-Comme nous montre la figure à gauche, la surface sur laquelle les rayons tapent est réduite quand le panneau n'est pas perpendiculaire aux rayons.

Aussi, le rayon réfléchi se situe dans le plan d'incidence, c'est-à-dire le plan contenant le rayon incident et la normale à l'interface.

IV.4 Influence d'un réflecteur de lumière :

A cette partie, nous étudions l'effet du réflecteur sur le module et quel angle nous donne ou recueille plus d'énergie

Dans un milieu transparent, isotrope et homogène, la lumière se propage en ligne droite. On parle de réflexion lorsqu'un rayon lumineux change brutalement de direction tout en restant dans le même milieu de propagation.

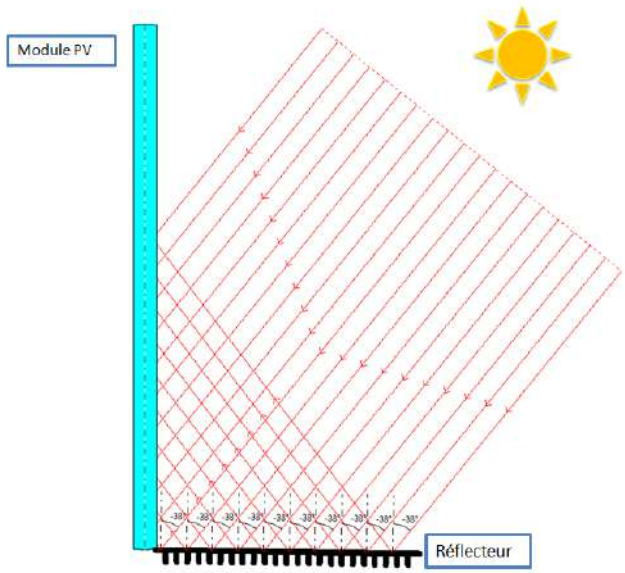


Figure IV.2 : module PV avec un réflecteur miroir plan (angle90°).)

Dans la suite nous regardons a :

- ✓ Tous les rayons réfléchis, cet angle est le meilleur.
- ✓ La température intérieure du module sera nettement plus grande que sans

Donc Le sens des angles est arbitraire, on choisit donc un sens positif et on s'y tient. Par contre, Les angles sont toujours orientés à partir de la normale.

L'expérience montre les lois de réflexion suivantes :

- ✓ Le rayon incident, le rayon réfléchi et la normale à la surface sont dans le même plan appelé plan d'incidence.
- ✓ Les angles d'incidence et de réflexion sont égaux i1 = i'1

Comme nous en avons parlé précédemment un milieu transparent, isotrope et homogène, la lumière se propage en ligne droite.

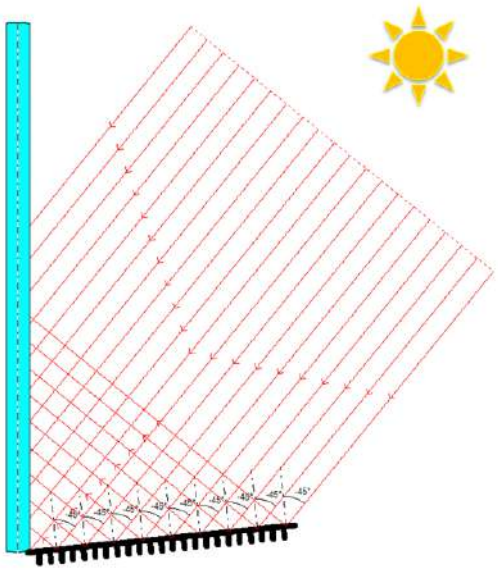


Figure IV. 3 : module PV avec un réflecteur miroir plan (angle 45°).

Dans ce cas L'angle d'incidence et de réflexion sont ne pas égaux

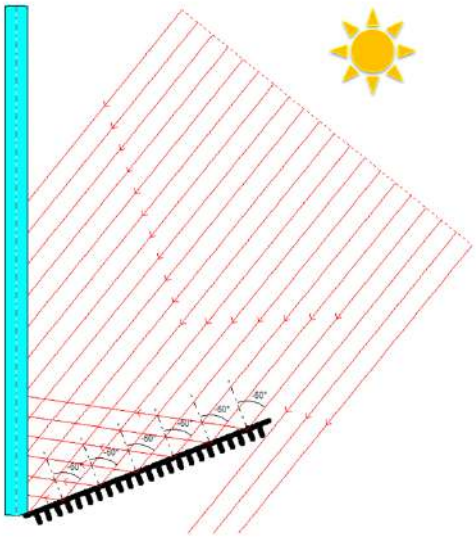


Figure IV.4. Module PV avec un réflecteur miroir plan (angle 30°).

La baisse récente des coûts de l'énergie solaire a entrainé une croissance rapide de son utilisation, autant au niveau résidentiel, que commercial et industriel. Mais, pour augmenter le Niveau de performance tout en limitant les coûts, le miroir, ou réflecteur d'appoint, pourrait faire un retour en force.

La baisse récente de la l'angle du réflecteur avec le module de l'énergie solaire conduit a Manqué l'augmentation de la production d'énergie électrique et la température Mais, pour augmenter le niveau de performance tout, on retour à la position premier.

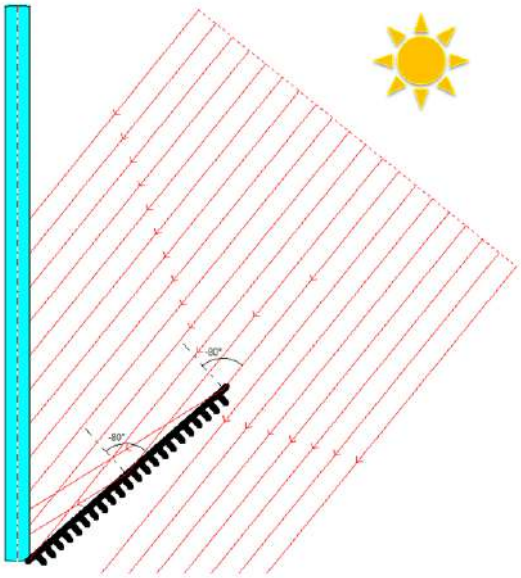


Figure IV. 5. Réflexion spéculaire de la lumière avec un angle 10°

Des études suggèrent que les réflecteurs pourraient être très efficaces à cet effet, autant pour le solaire passif que pour concentrer les rayons au niveau des panneaux.
Dans ce cas, on constate qu'il y a perte de rayonnement, ce qui diminue l'augmentation de la production d'énergie électrique. Mais il y a une diminution de la chaleur des panneaux.

IV.5 Tentatives de simulation d'un champ module PV associe avec un réflecteur en utilisant pvsyst

IV.5.1 Introduction :

Le synoptique de notre installation connecté au réseau est montrer par la figure ci-dessous :

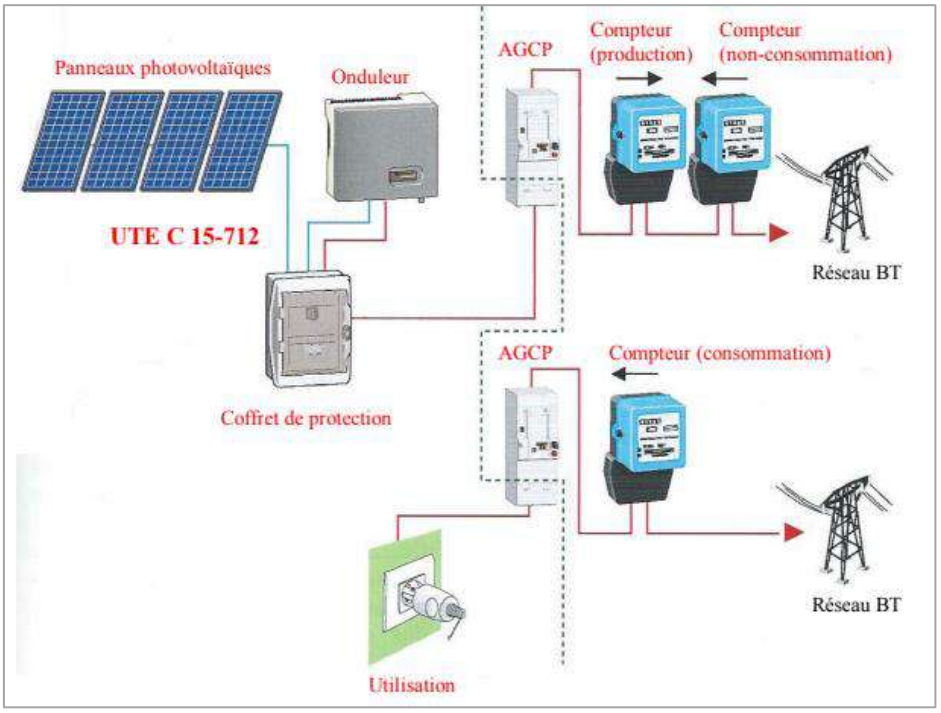


Figure IV.6. Schéma synoptique générale d'une installation PV raccordé au réseau.

Pour plus de détail sur le point d'injection :

L'injection de puissance dans le réseau provoque évidemment une augmentation de la tension. Cette augmentation est mesurée au point d'injection, qui doit être choisi aussi proche que possible du tableau de distribution dans une maison individuelle.

D'après les normes ASE et européennes, l'augmentation au point d'injection ne doit pas dépasser 3% en basse tension (230 / 400 V), et 1.6 % en moyenne tension. Soulignons que la variabilité de la production (conditions météorologiques, jour-nuit) entraînera des varia tions correspondantes sur le réseau utilisateur au cours du temps.

De plus, dans tous les cas, la tension maximale admissible (230 V/ 400 V + 6 %, soit 244 V/ 424 V) ne doit jamais être dépassée.

La surtension au point d'injection est déterminée par la structure et l'impédance du réseau. Dans le cas monophasé, le comportement du circuit général peut être analysé selon la figure

4.1. L'impédance déterminante pour les variations de tension au point d'injection est l'impédance du réseau Zrés.

L'impédance de la ligne liant l'onduleur au point d'injection, Z liaison, doit être minimisé selon le critère de la limitation en tension maximale admissible. En effet, l'onduleur lui-même doit être équipé d'une coupure automatique en cas de dépassement de cette limite, mesurée à la sortie de l'appareil. Les conditions de dépassement interviendront donc d'autant plus facilement que la chute de tension dans Zliaison est importante. Par exemple, pour un onduleur de 2.1 kW (220 V/ 9 A) situé à 20 m du tableau et connecté par un câble de 2 x 2.5 mm2, cette chute de tension atteint 5.3 V ! En pratique, on sur dimensionnera donc souvent la section d'un facteur 2 ou 3.[42]

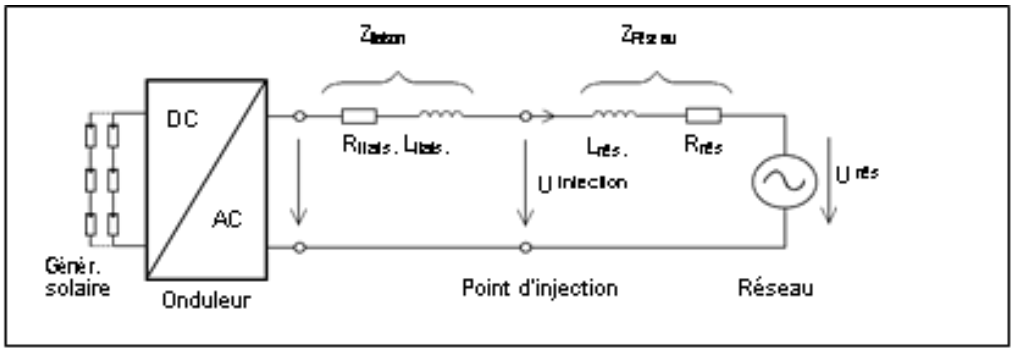


Figure IV.7. Point d'injection l'onduleur avec le réseau

Pour notre simulation nous choisit un système connecté au réseau illustré par la figure suivante :

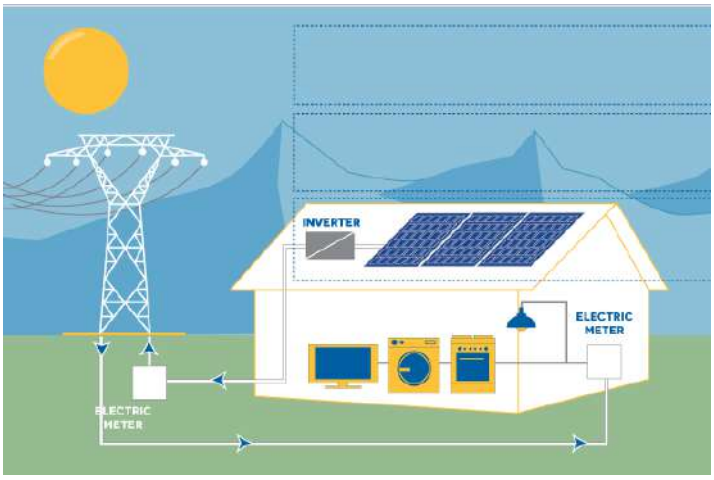


Figure IV.8 : Schéma générale de l'installation connecté au réseau.

Notre système est composé par les éléments principaux suivants :

- Champ photovoltaïque de puissance nominale de 13KWc.
- 04 Onduleurs monophasé, puissance de chaque onduleur est de 2,1 KVA.

L'inclinaison des modules PV pour notre système et de 36° par rapport au sol avec un plan fixe avec un azimut=0°

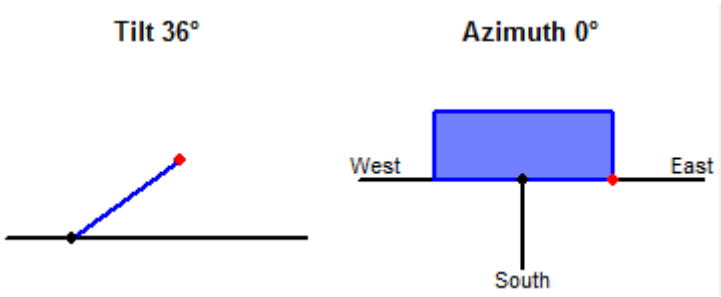


Figure IV.9. Inclinaison du module.

La trajectoire du soleil utilisé dans notre simulation et le suivant :

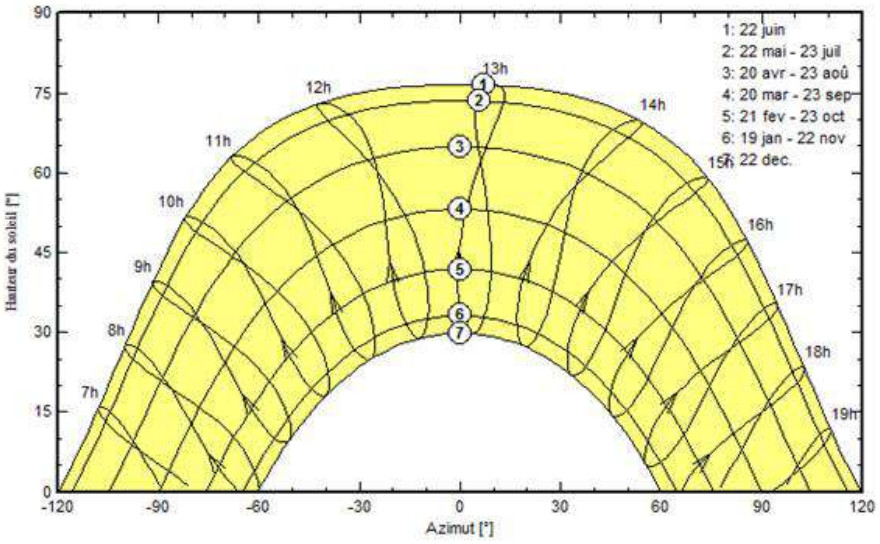


Figure IV.10. Trajectoire du soleil à Alger, (lat.36.7323 N, long. 3.0875° E, alt.132 m) temps légal

IV.5.2 Module photovoltaïque :

Pour notre étude, Pvsyst permet de choisir le module PV avec ces paramètres électrique par méthode suivante :

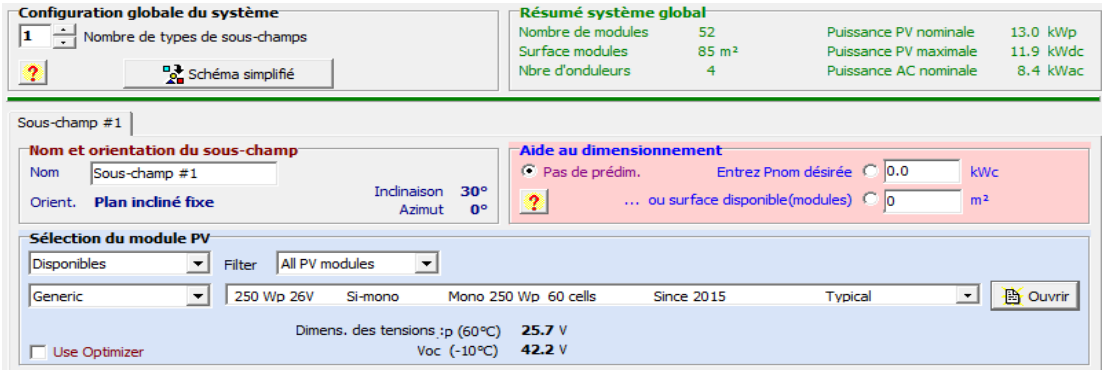


Figure IV.11 : méthode de sélection de module pv

Notre champ PV de 13KWc est composé de 52 modules, chaque module à une puissance de 250Wc de technologie monocristallin constitue de 60 cellules élémentaires en série.

Les données de base de ce module est illustré par la figure suivante :

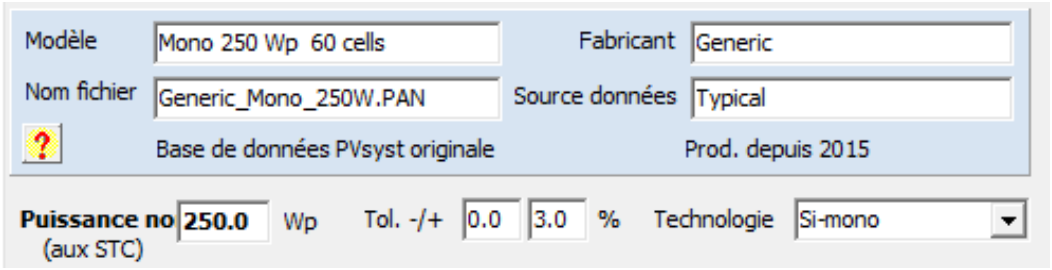


Figure IV.12. Donne de base du module

Ces caractéristiques électriques avec des différents éclairements est donnée la figure :

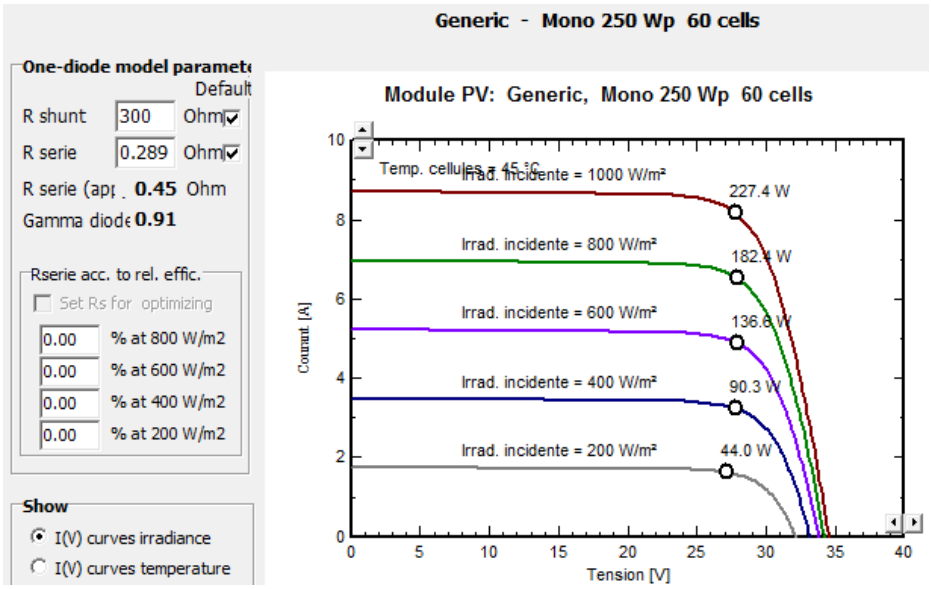


Figure IV.13. Influence de l'éclairement sur I(V)

Ces caractéristiques électriques avec des différentes températures est donnée par figure:

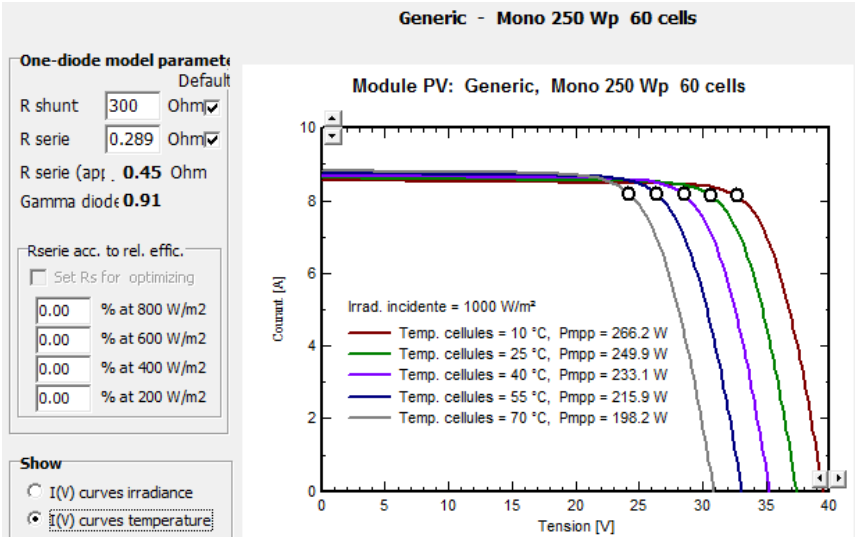


Figure IV.14. Influence de la température sur I(V).

IV.5.3 Onduleur :

Le principe général de La connexion de l'onduleur dans un system connecté ou réseaux est le suivant :

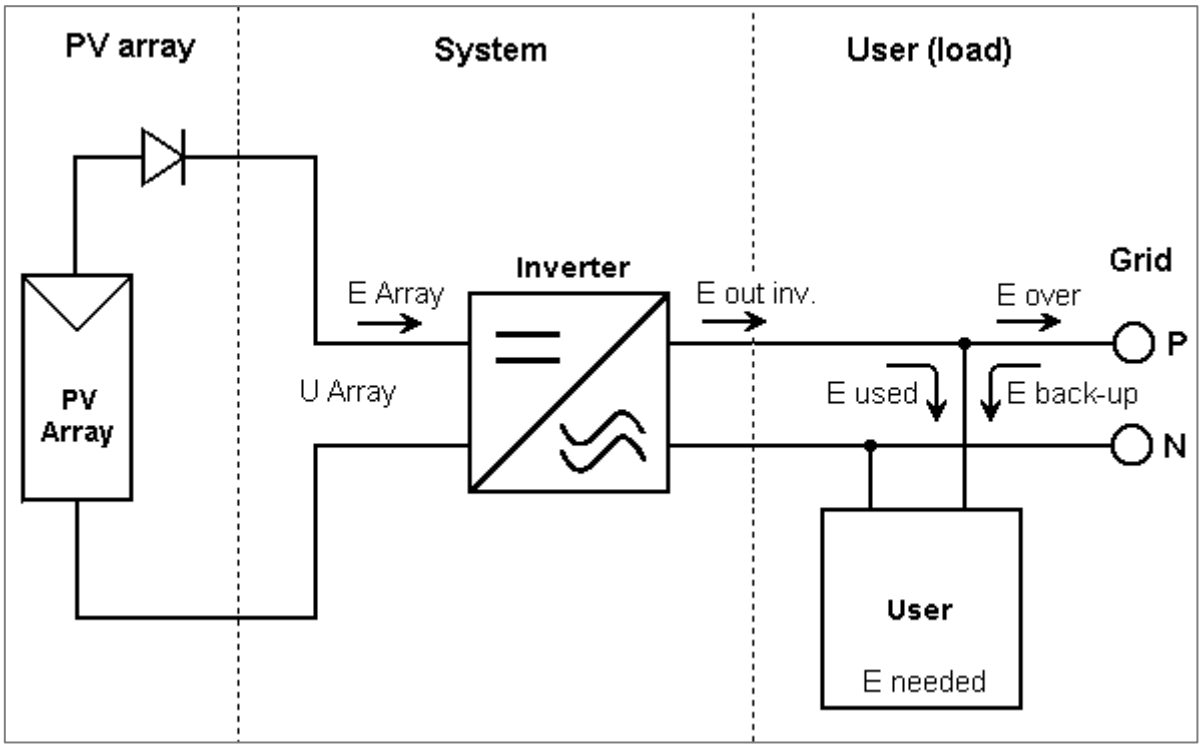


Figure IV.15. Schéma de principe

Pour notre system connecté aux réseaux nous avons choisi 4 onduleurs adaptés à la puissance gelable du champ photovoltaïque de 13KWc. La puissance unitaire de l'onduleur est de 2.1kw (voir figure ci-dessous).

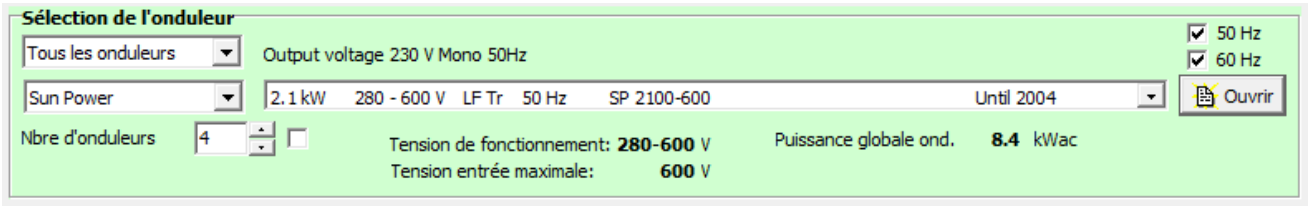


Figure IV.16. Sélection de l'onduleur.

Donc en tout nous avons 4 branches en parallèle, chaque contient 13 modules branché en série.

En résumons :

- ✓ Voc pour chaque branche est de 481Volts
- ✓ Icc pour chaque branches est de 8.63 A.

Ces valeurs respect largement la gamme d'entré de l'onduleur que ce soit pour la tension ou pour le courant.

Les paramètres principaux de l'onduleur de 2.1KW sont détaillés par la figure suivant :

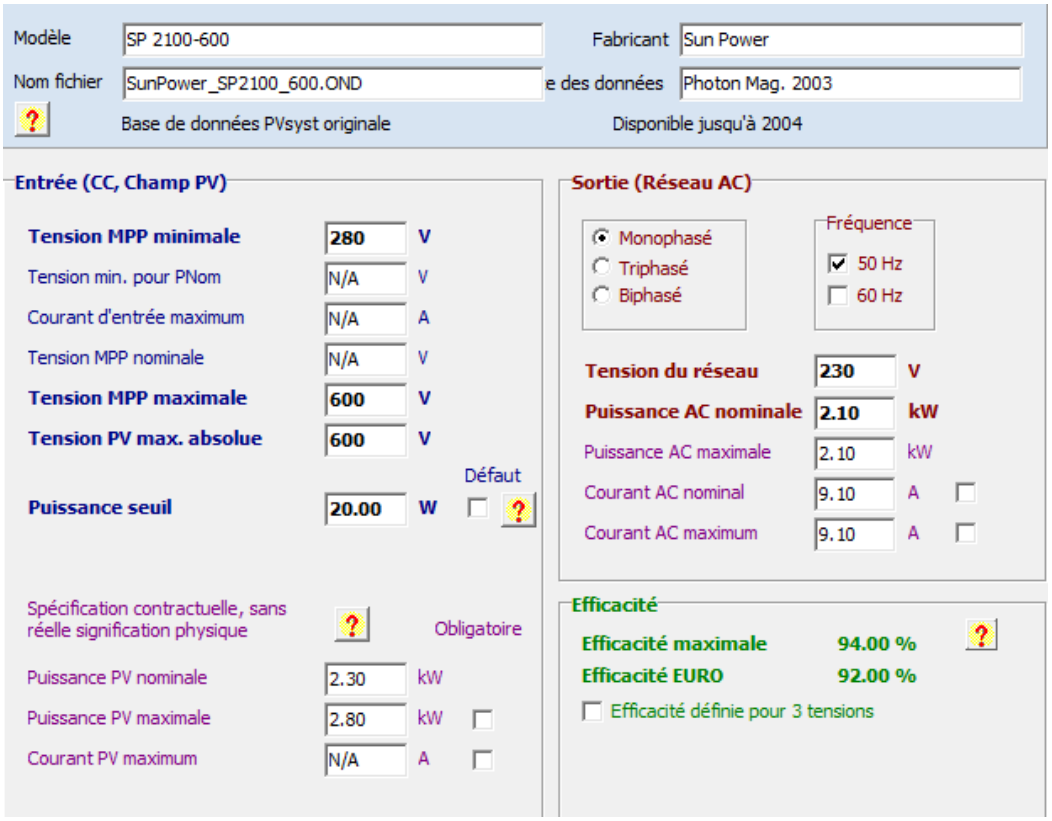


Figure IV.17. Les paramètres principaux de l'onduleur de 2.1KW.

Cet onduleur de 2.1KW possède les courbes d'efficacité à 25° sont suivantes :

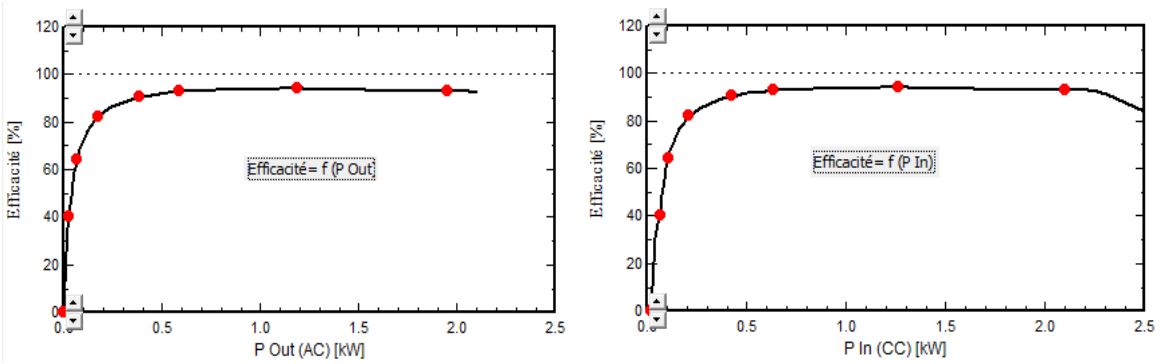


Figure IV.18. Courbe de l'efficacité de l'onduleur de 2.1KW

IV.5.4 Résultats de simulation (par défaut) :

La production électrique de notre system, l'énergie produit par ans 12.85 MWh/ans , et la productibilité 988 KWh/KWc/ans avec un indice de performance (PR) est de 64.63 % .

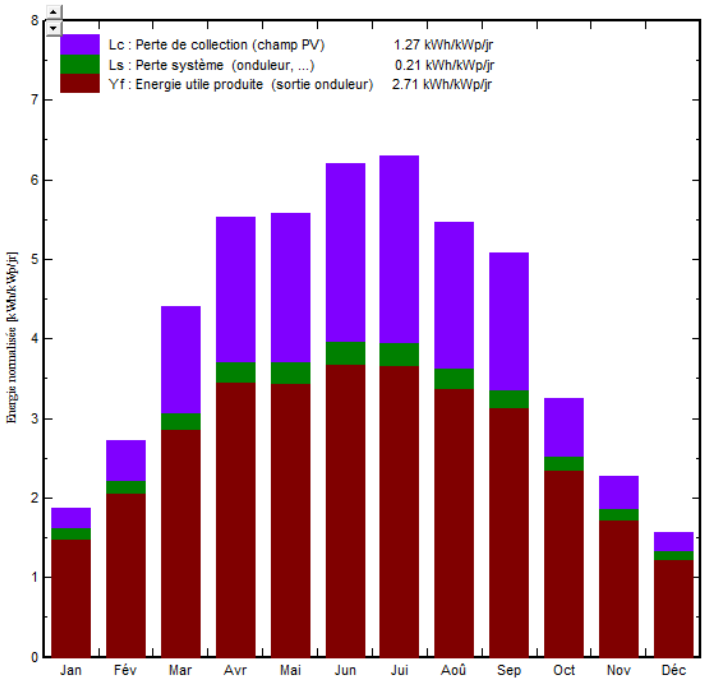


Figure IV.19. Production normalisées (par KWp installé) : puissance nominal 13.00 KWc .

La prédiction du système (à la sortie du stockage : Yf) est représentée sur la figure .

Les pertes Lc, Ls et Lu sont les pertes correspondantes au champ PV, les pertes de système de stockage et l'énergie non utilisée, respectivement.

L'indice de performance (**P**erformance **R**ation) est le rendement de globale du système défini par le rapport de rendement réel du système par le rendement nominale du système tel que : $$PR = \frac{rendement\ réel\ du\ système}{rendement\ nominale\ du\ système}$$

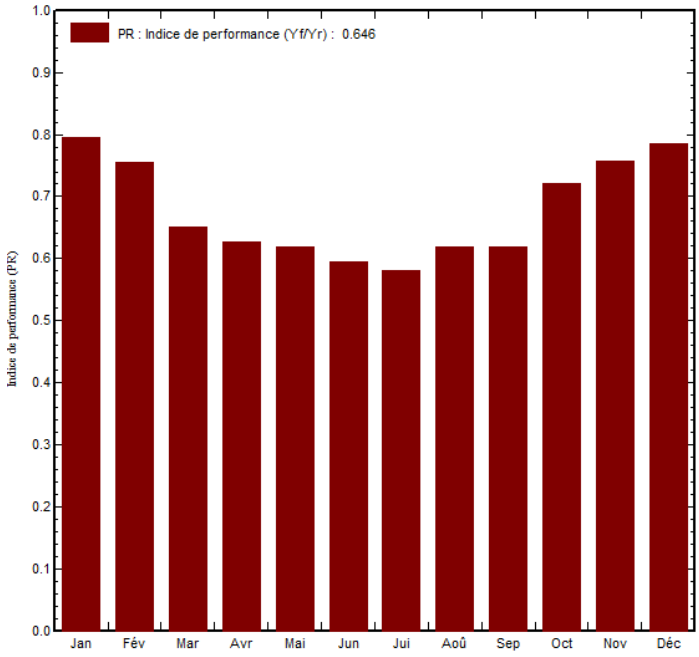


Figure IV.20. Indice de performance (PR) .

Energie injecté dans le réseau journalier durant une année est donnée par la figure suivant e:

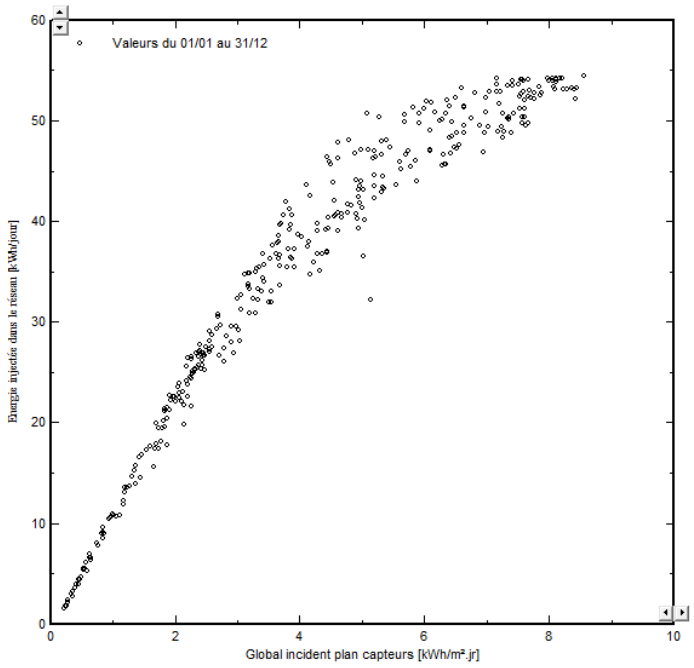


Figure IV.21. Diagramme sortie/entré journalier.

Bilan énergétique :

Tableau IV.1. Bilan énergétique

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR
Janvier	35.0	19.90	2.89	58.2	56.4	655	602	0.795
Février	52.9	30.10	4.31	76.2	73.9	809	749	0.756
Mars	105.4	46.50	7.94	136.6	132.5	1241	1155	0.650
Avril	146.0	66.50	11.52	165.7	160.3	1449	1349	0.626
Mai	169.4	81.60	16.17	172.6	166.3	1495	1387	0.618
Juin	190.0	90.70	19.91	185.8	179.1	1551	1439	0.596
Juillet	194.0	81.40	21.33	195.4	188.8	1591	1477	0.582
Août	157.5	76.70	20.53	169.2	163.3	1462	1359	0.618
Septembre	122.2	45.80	16.28	152.2	147.6	1313	1223	0.618
Octobre	73.5	41.60	12.88	100.9	97.7	1020	946	0.721
Novembre	41.8	22.40	7.01	68.3	66.2	729	672	0.756
Décembre	28.8	17.30	3.54	48.4	46.9	540	493	0.785
Année	1316.5	620.49	12.07	1529.4	1479.1	13855	12850	0.646

GlobHor : Rayonnement global horizontal : une combinaison du rayonnement diffuse global et du rayonnement direct global pour une surface horizontale.

GlobEff : Le rayonnement effectif sur les collecteurs : le rayonnement restant après les pertes détaillées précédemment, multiplié par la surface PV (la surface du module telle que définie dans le fichier *.PAN).

La conversion PV : le rendement du module aux STC (conditions standards de test).

L'énergie nominale du panneau (au rendement STC) : le rendement de la production PV multiplié par le rayonnement efficace sur les collecteurs.

EArray : Energie effective sortie champ (L'énergie nominale du panneau (au rendement STC) – les pertes de modèle PV et les pertes de champ).

Le diagramme de perte su l'année entier :

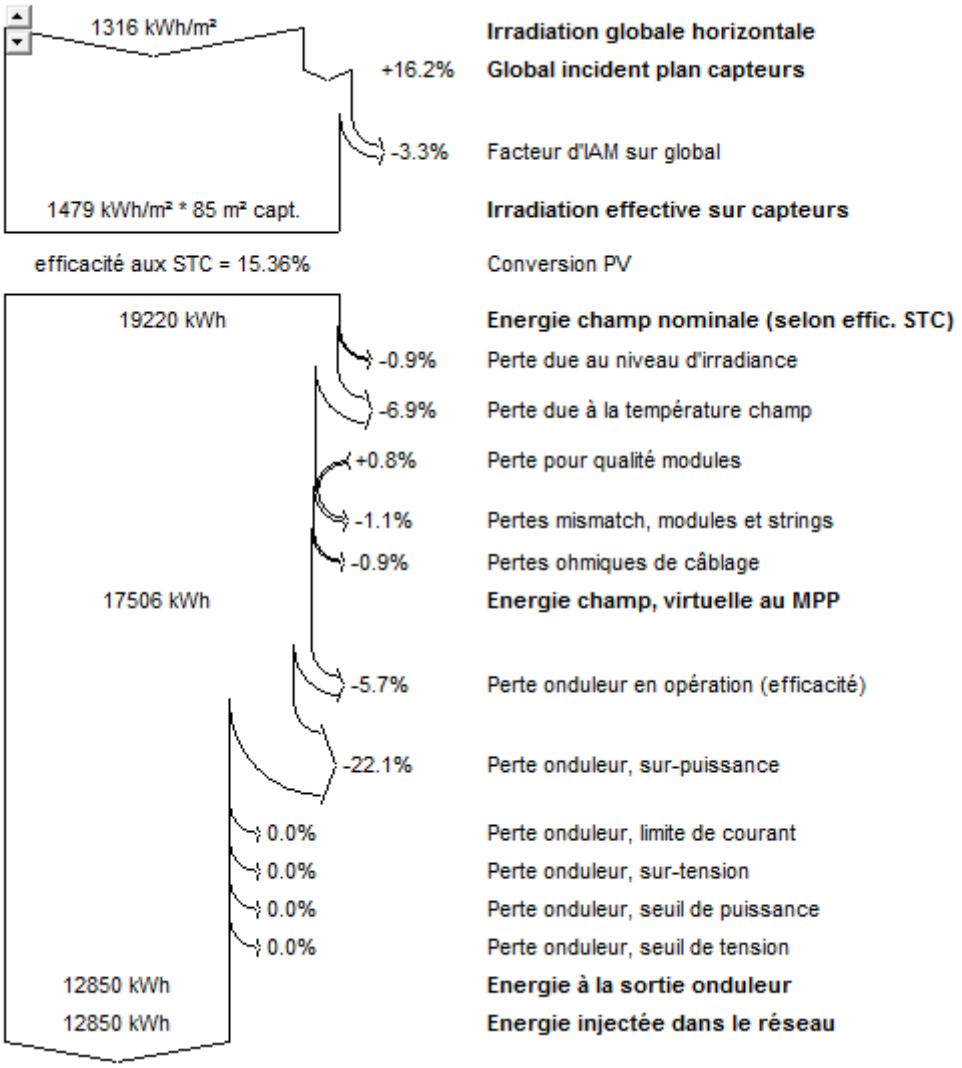


Figure IV.22 .diagramme de perte.

Le diagramme résume les pertes de la production de système PV à savoir : les pertes ohmiques du câblage, effet d'incidence, pertes dues à la température du champ, pertes dues à la qualité des modules,…etc.

En effet, l'énergie produit par le champ PV (énergie sortie du champ) estimée à 19220KWh et réduire à 12850 KWh à la sortie pour utilisateur.

Evaluation de la prévision de probabilité de production :

La distribution de probabilité de production du système pour différentes années dépend principalement des données météo utilisée pour la simulation, et dépend des choix à partir de logiciel de PVsyst (voir figure):

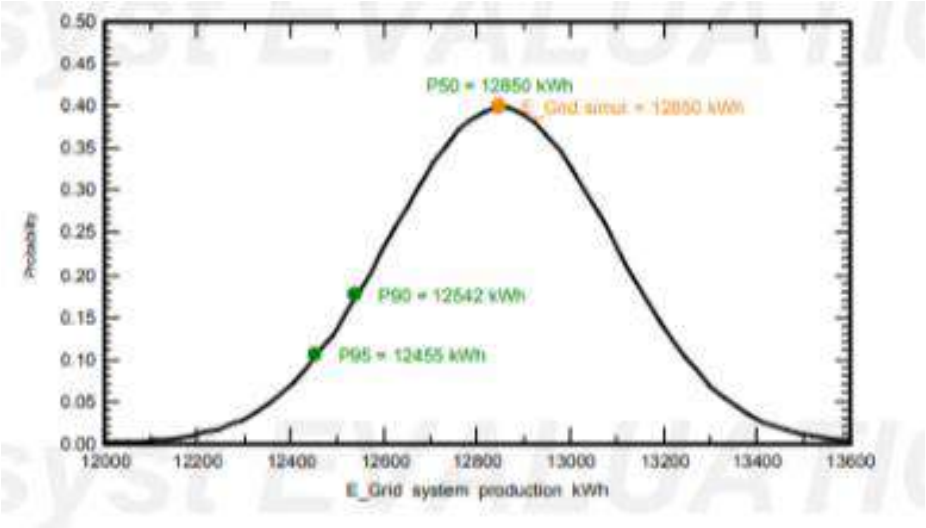


Figure IV.23. Probabilité distribution

Donc pour notre système PV de puissance global 13KWc connecté aux réseaux avec une configuration adapté par 4 onduleurs, nous avons une énergie injectée dans le réseau de l'ordre de 12850 KWh .Dans cette étude par simulation nous avons envisagé le comportement d'un réflecteur associe avec un module PV comme étant la variation du coefficient de l'albédo, sachant que dans la première partie de simulation l'albédo à été choisi par défaut situation urbain (coefficient de l'albédo = 0.2).

IV.5.5 Influence de l'albédo sur notre système PV :

Le coefficient d'albédo est une mesure de la réflectivité du sol, dépendant de sa structure. Dans cette partie d'étude nous montrons l'Influence de l'albédo sur les performances électriques et énergétiques d'un module PV dans un système connecté au réseau électrique en utilisant le logiciel de simulation PVsyst,

Pvsyst offre la possibilité de varier les valeurs de l'albédo selon la nature du sol associe au champ PV, les valeurs possible sont lister par la figure suivant :

Pour la simulation nous avons choisi quatre valeurs numériques de l'albédo :

- Milieu urbain 0.14 – 0.20
- Herbe 0.15 – 0.25
- Herbe fraîche 0.26
- Neige fraîche 0.82
- Neige mouillée 0.55 – 0.75
- Asphalte sec 0.09 – 0.15
- Asphalte mouillé 0.18
- Béton 0.25 – 0.35
- Tuiles rouges 0.33
- Aluminium 0.85
- Cuivre 0.74
- Acier galvanisé neuf 0.35
- Galvanisé très sale 0.08

IV.5.5.1 Variant 1 :

Pour un béton la valeur de l'albédo est de 0.25 – 0.35.

La production électrique de notre system, l'énergie produit par ans 12.85 MWh/ans , et la productibilité 988 KWh/KWc/ans avec un indice de performance (PR) est de 64.63 % .

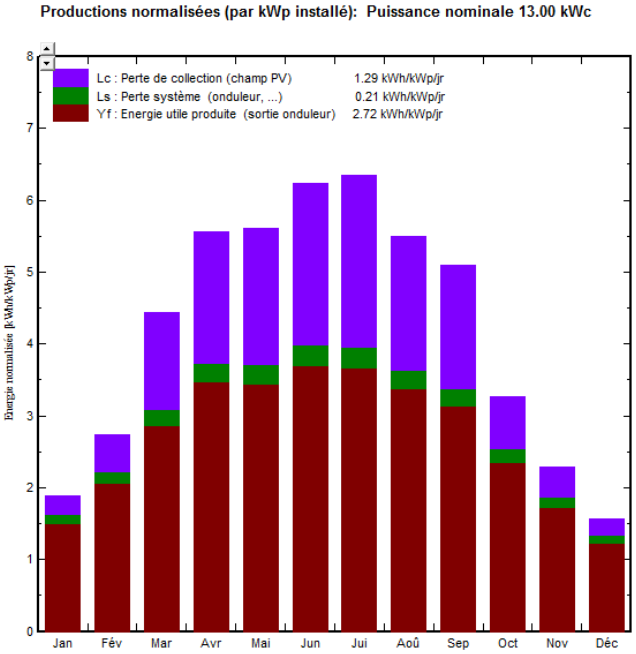


Figure IV.24. Production normalisées (par KWp installé) : puissance nominal 13.00 KWc .

L'indice de performance (**P**erformance **R**ation)

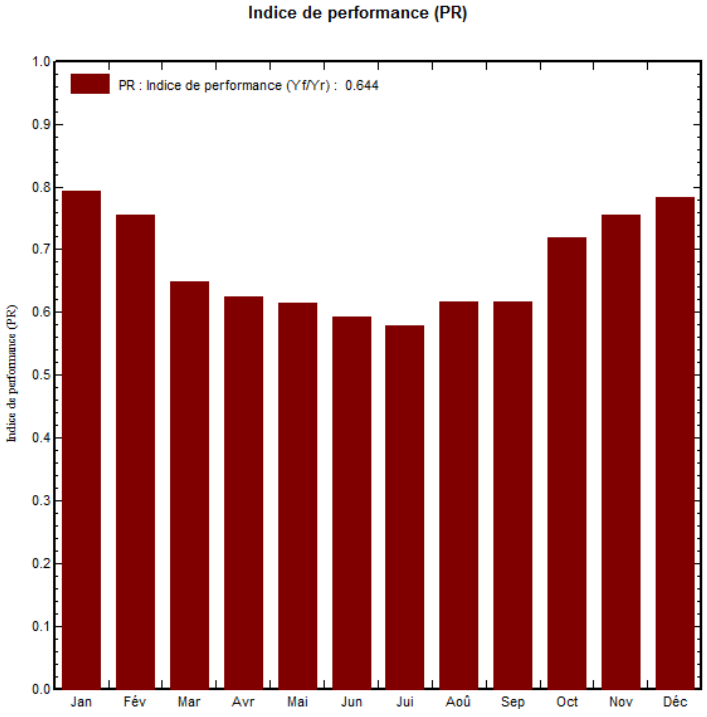


Figure IV.25. Indice de performance (PR) .

Energie injecté dans le réseau journalier durant une année est donnée par la figure suivant e:

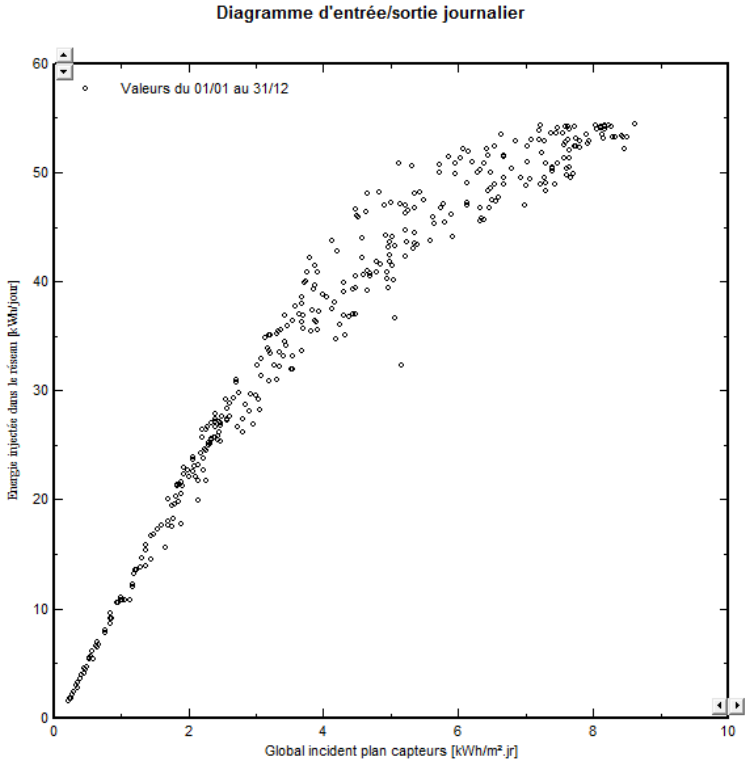


Figure IV.26. Diagramme sortie/entré journalier.

Bilan énergétique :

Tableau IV.2. Bilan énergétique

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR
Janvier	35.0	19.90	2.89	58.4	56.6	657	603	0.794
Février	52.9	30.10	4.31	76.6	74.2	811	751	0.754
Mars	105.4	46.50	7.94	137.3	133.2	1244	1157	0.648
Avril	146.0	66.50	11.52	166.6	161.2	1452	1352	0.624
Mai	169.4	81.60	16.17	173.8	167.4	1499	1390	0.616
Juin	190.0	90.70	19.91	187.1	180.2	1555	1443	0.593
Juillet	194.0	81.40	21.33	196.7	189.9	1595	1481	0.579
Août	157.5	76.70	20.53	170.2	164.3	1466	1362	0.616
Septembre	122.2	45.80	16.28	153.0	148.3	1316	1226	0.617
Octobre	73.5	41.60	12.88	101.4	98.2	1023	948	0.719
Novembre	41.8	22.40	7.01	68.6	66.5	731	673	0.755
Décembre	28.8	17.30	3.54	48.6	47.1	541	495	0.784
Année	1316.5	620.49	12.07	1538.3	1487.0	13889	12883	0.644

En effet, l'énergie produit par le champ PV (énergie sortie du champ) estimée à 19323KWh et réduire à 12883 KWh à la sortie pour utilisateur, le diagramme de perte su l'année entier est donnée par :

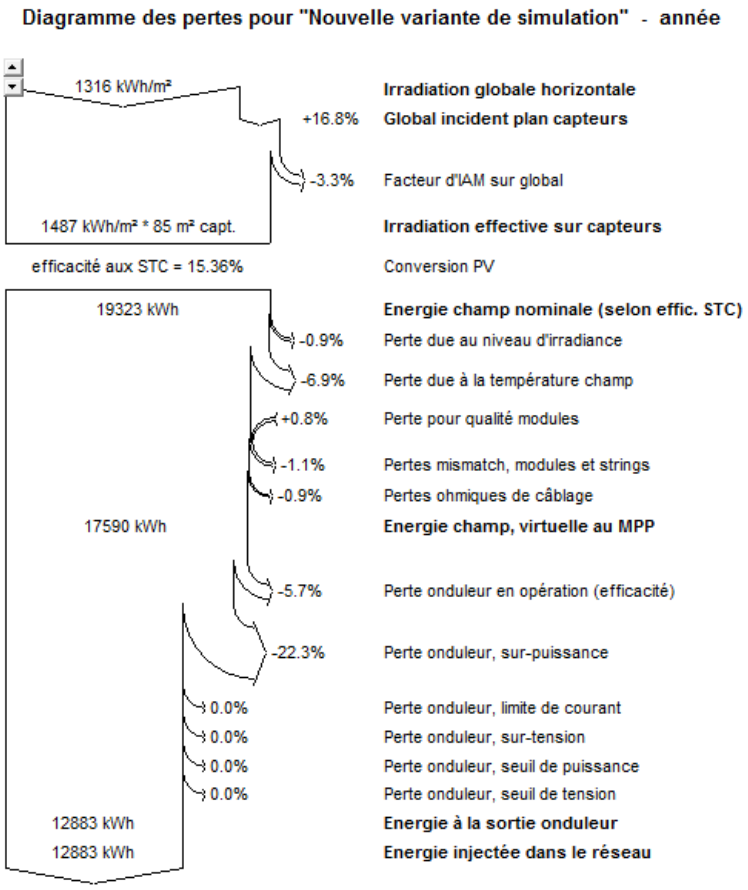


Figure IV.27 .diagramme de perte.

Evaluation de la prévision de probabilité de production :

La distribution de probabilité de production du système pour différentes années dépend principalement des données météo utilisée pour la simulation, et dépend des choix à partir de logiciel de PVsyst suivant :

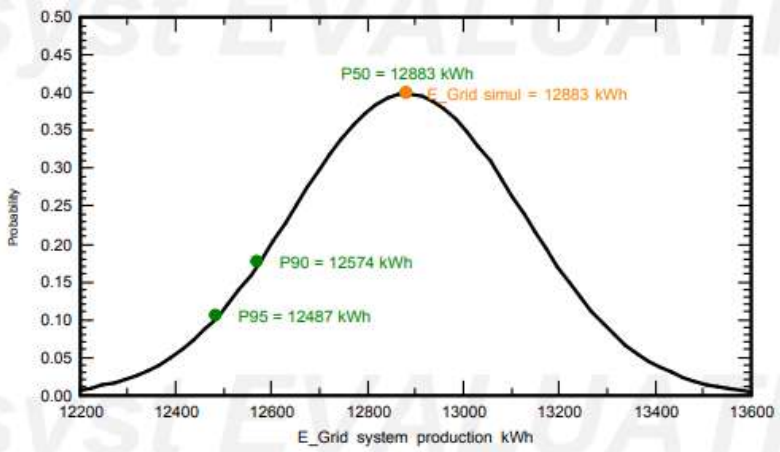


Figure IV.28. Probabilité distribution

Donc pour notre système PV de puissance global 13KWc connecté aux réseaux avec une configuration adapté par 4 onduleurs, nous avons une énergie injectée dans le réseau de l'ordre de 12883 KWh .

IV.5.5.2 Variant 2 :

Pour une neige humide la valeur de l'albédo est de 0.55-0.75, la production électrique de notre system, l'énergie produit par ans 12.85 MWh/ans , et la productibilité 988 KWh/KWc/ans avec un indice de performance (PR) est de 64.63 % .

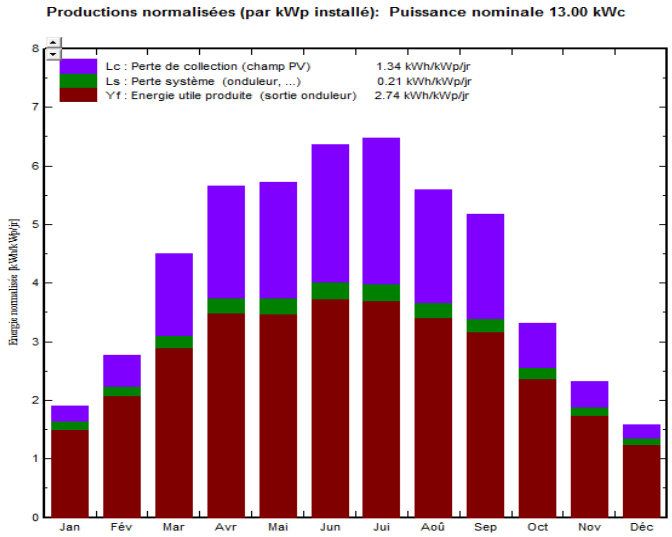


Figure IV.29. Production normalisées (par KWp installé) : puissance nominal 13.00 KWc .

L'indice de performance (**P**erformance **R**ation)

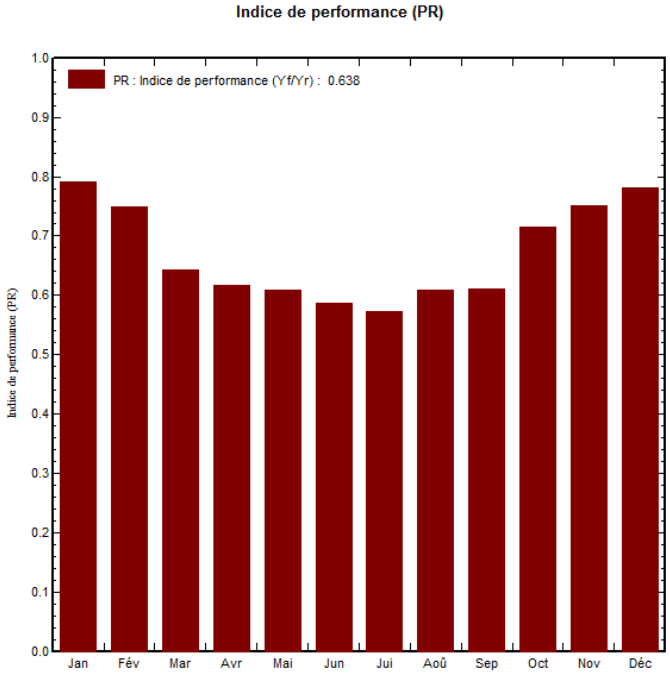


Figure IV.30. Indice de performance (PR) .

Energie injecté dans le réseau journalier durant une année est donnée par la figure suivant e:

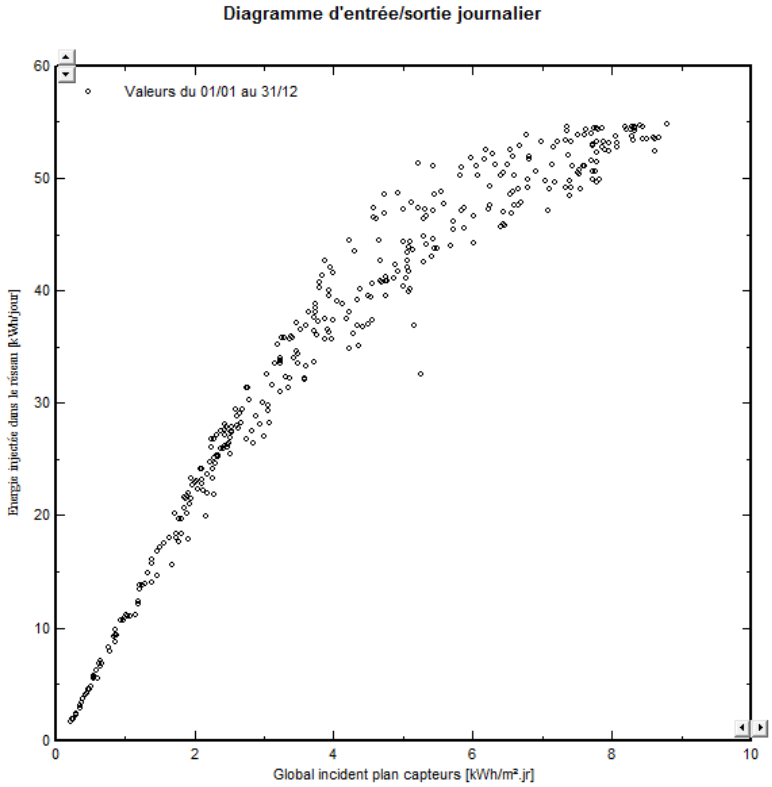


Figure 31. Diagramme sortie/entré journalier.

Bilan énergétique :

Tableau IV.3. Bilan énergétique

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR
Janvier	35.0	19.90	2.89	59.1	57.2	661	608	0.790
Février	52.9	30.10	4.31	77.6	75.2	817	756	0.749
Mars	105.4	46.50	7.94	139.4	135.1	1252	1165	0.643
Avril	146.0	66.50	11.52	169.6	163.8	1462	1361	0.617
Mai	169.4	81.60	16.17	177.2	170.4	1510	1401	0.609
Juin	190.0	90.70	19.91	190.9	183.6	1568	1455	0.586
Juillet	194.0	81.40	21.33	200.6	193.4	1607	1492	0.572
Août	157.5	76.70	20.53	173.4	167.1	1477	1373	0.609
Septembre	122.2	45.80	16.28	155.4	150.5	1325	1235	0.611
Octobre	73.5	41.60	12.88	102.9	99.5	1031	956	0.715
Novembre	41.8	22.40	7.01	69.4	67.2	736	678	0.751
Décembre	28.8	17.30	3.54	49.1	47.6	545	499	0.781
Année	1316.5	620.49	12.07	1564.7	1510.8	13991	12980	0.638

Le diagramme de perte su l'année entier :

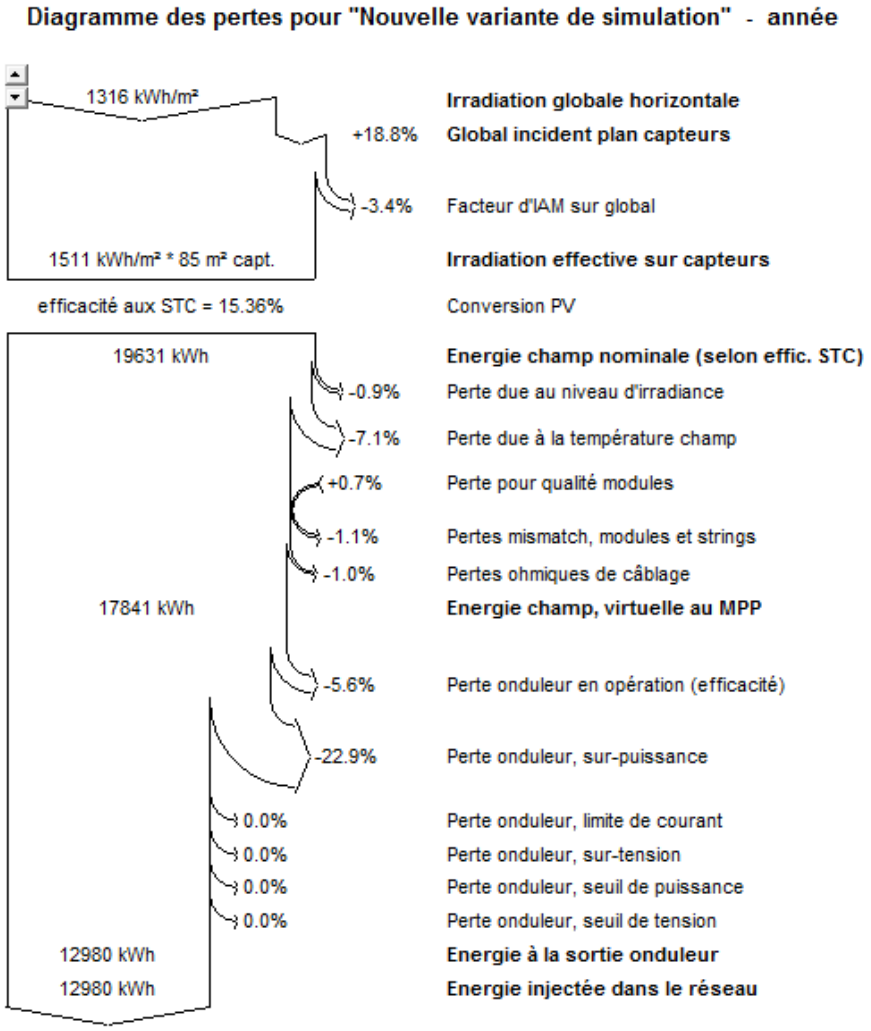


Figure IV.32 .diagramme de perte.

En effet, l'énergie produit par le champ PV (énergie sortie du champ) estimée à 19631KWh et réduire à 12980 KWh à la sortie pour utilisateur.

Evaluation de la prévision de probabilité de production :

La distribution de probabilité de production du système pour différentes années dépend principalement des données météo utilisée pour la simulation, et dépend des choix à partir de logiciel de PVsyst suivant :

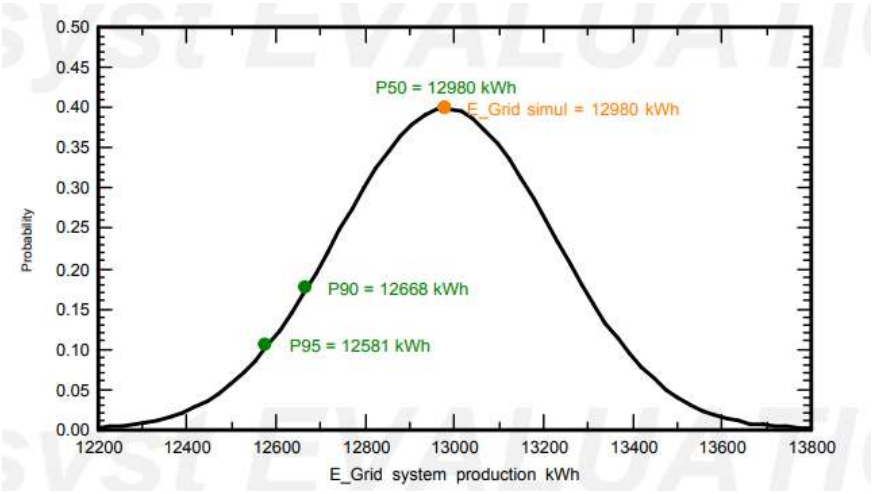


Figure IV.33. Probabilité distribution

Donc pour notre système PV de puissance global 13KWc connecté aux réseaux avec une configuration adapté par 4 onduleurs, nous avons une énergie injectée dans le réseau de l'ordre de 12980 KWh .

IV.5.5.3 Variant 3 :

Pour un aluminium la valeur de l'albédo est de 0.85 :

La production électrique de notre system, l'énergie produit par ans 12.85 MWh/ans , et la productibilité 988 KWh/KWc/ans avec un indice de performance (PR) est de 64.63 % .

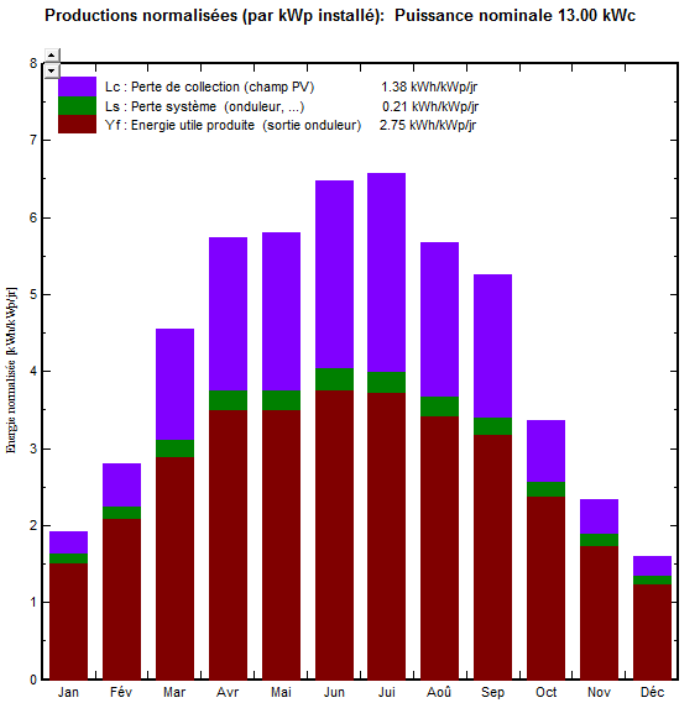


Figure IV.34. Production normalisées (par KWp installé) : puissance nominal 13.00 KWc .

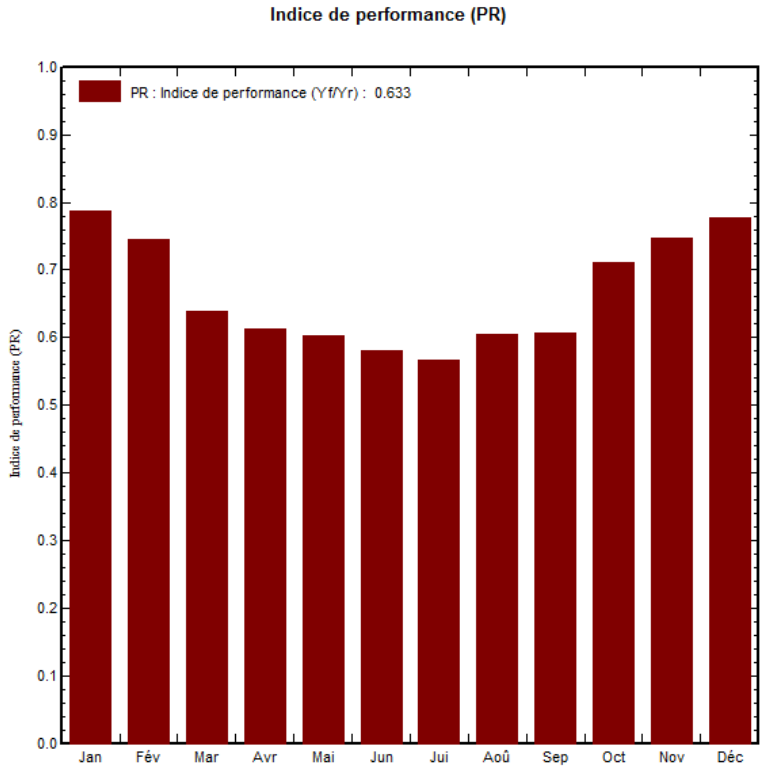


Figure IV.35. Indice de performance (PR) .

Energie injecté dans le réseau journalier durant une année est donnée par la figure suivant e:

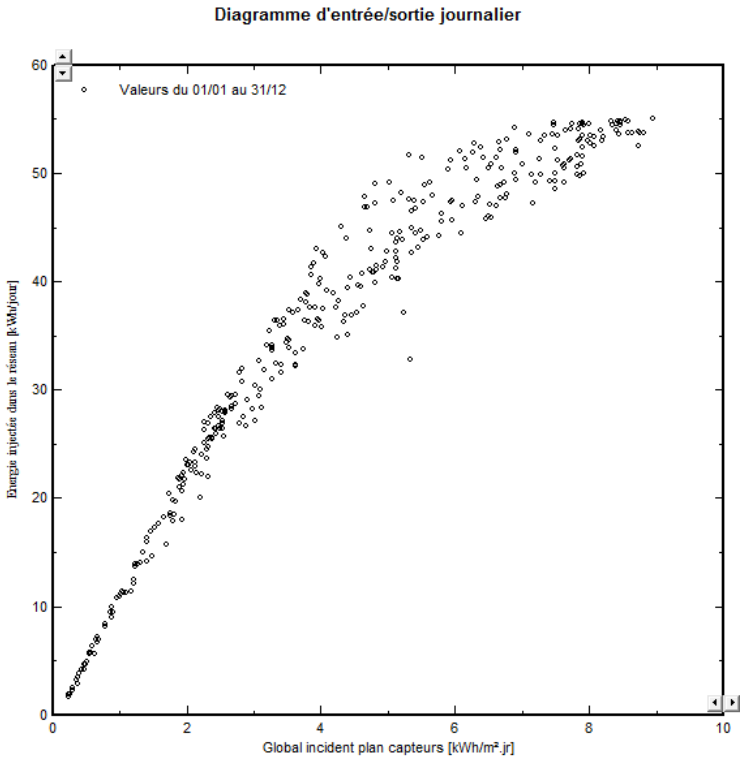


Figure IV.36. Diagramme sortie/entré journalier.

Bilan énergétique :

Tableau IV.4. Bilan énergétique

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR
Janvier	35.0	19.90	2.89	59.7	57.8	665	611	0.787
Février	52.9	30.10	4.31	78.5	76.0	822	761	0.745
Mars	105.4	46.50	7.94	141.2	136.7	1258	1171	0.638
Avril	146.0	66.50	11.52	172.0	166.1	1469	1368	0.612
Mai	169.4	81.60	16.17	180.0	173.0	1520	1411	0.603
Juin	190.0	90.70	19.91	194.0	186.5	1578	1465	0.581
Juillet	194.0	81.40	21.33	203.8	196.3	1617	1501	0.567
Août	157.5	76.70	20.53	176.0	169.5	1487	1382	0.604
Septembre	122.2	45.80	16.28	157.5	152.3	1332	1241	0.606
Octobre	73.5	41.60	12.88	104.1	100.6	1037	962	0.711
Novembre	41.8	22.40	7.01	70.1	67.9	740	682	0.748
Décembre	28.8	17.30	3.54	49.6	48.0	549	502	0.778
Année	1316.5	620.49	12.07	1586.7	1530.6	14073	13058	0.633

Le diagramme de perte su l'année entier pour la variant 3 :

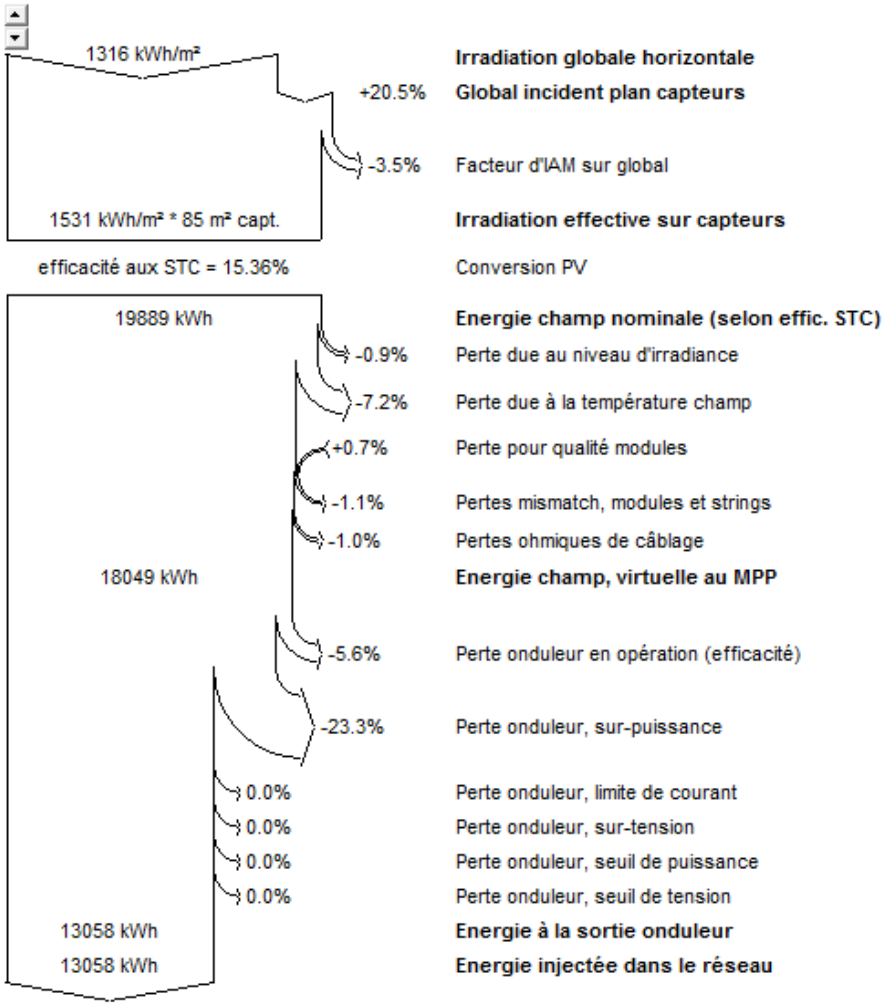


Figure IV.37 .diagramme de perte.

En effet, l'énergie produit par le champ PV (énergie sortie du champ) estimée à 19889KWh et réduire à 13058 KWh à la sortie pour utilisateur.

Evaluation de la prévision de probabilité de production :

La distribution de probabilité de production du système pour différentes années dépend principalement des données météo utilisée pour la simulation, et dépend des choix à partir de logiciel de PVsyst suivant :

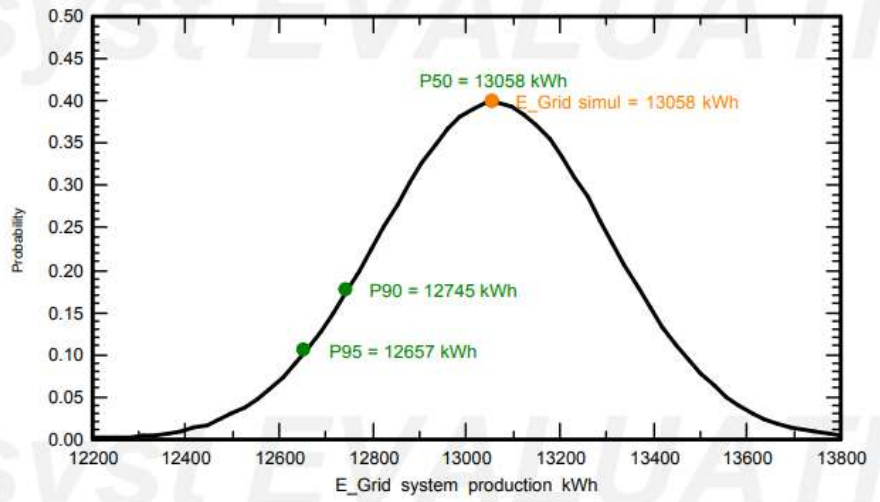


Figure IV.38. Probabilité distribution

Donc pour notre système PV de puissance global 13KWc connecté aux réseaux avec une configuration adapté par 4 onduleurs, nous avons une énergie injectée dans le réseau de l'ordre de 13058 KWh/ans.

Conclusion :

Par simulation sous PVsyst nous avons montré que l'énergie électrique injecté au réseau de notre système de 13KWc avec une situation par défaut (albédo=0.2) est de 12850 KWh/ans. Nous avons amélioré la quantité de l'énergie injectée au réseau avec la variation de la valeur du coefficient de l'albédo selon la nature du sol qui correspond aux variantes 1, 2 et 3 :

- ✓ Variant 1 (béton) : 12883 KWh/ans.
- ✓ Variant 2 (neige humide) : 12980 KWh/ans.
- ✓ Variant 3 (Aluminium) : 13058 KWh/ans.

Le variant 3 montre une augmentation considérable dans la quantité d'énergie injecté au réseau, donc pour notre système photovoltaïque de puissance 13KWc connecté au réseau nous recommandons l'utilisation d'un réflecteur de type Aluminium.

Conclusion générale

Conclusion générale :

L'objectif général de notre étude est de montré l'influence d'un réflecteur de lumière associe avec un module photovoltaïque. Par cette étude nous avons proposé une solution technique pour simule le module photovoltaïque avec un réflecteur, tout on utilisant coefficient d'albédo.

Dans le premier chapitre, nous avons présenté des notions sur les cellules photovoltaïques et ses caractéristiques ont été annoncées ainsi que les différents types de technologie de cellule photovoltaïques.

Dans le second chapitre, nous avons donné un descriptif général du gisement solaire un si que une étude sur les réflecteur de lumière et leur fonctionnement.

Dans le troisième chapitre nous avons abordé une étude générale sur les modules photovoltaïques ces caractéristique courant-tension, puissance-tension. Afin de simuler un model numérique de module de puissance 65Wc sous Simulink matleb.

Dans le dernier chapitre, nous avons proposé une solution pour simuler un module photovoltaïque avec réflecteur de lumière sous le logiciel pvsyst à partir de changement la valeur de l'albédo (cas d'étude système connecter au réseau site Alger), cette méthode par l'utilisation du logiciel PVsyst permet d'étudier et simulé un réflecteur de lumière associe avec un module en variant le coefficient de l'albédo.

L'énergie électrique injecté au réseau de notre système de 13KWc avec une situation par défaut (albédo=0.2) est de 12850 KWh/ans.

Nous avons amélioré la quantité de l'énergie injectée au réseau avec la variation de la valeur du coefficient de l'albédo selon la nature du sol qui correspond aux variantes 1, 2 et 3 :

- ✓ Variant 1 (béton) : 12883 KWh/ans.
- ✓ Variant 2 (neige humide) : 12980 KWh/ans.
- ✓ Variant 3 (Aluminium) : 13058 KWh/ans.

Le variant 3 montre une augmentation considérable dans la quantité d'énergie injecté au réseau, donc pour notre système photovoltaïque de puissance 13KWc connecté au réseau nous recommandons l'utilisation d'un réflecteur de type Aluminium.

Et comme perspective il intéressant de réaliser des études expérimentales afin de permettre de caractériser un champ photovoltaïque avec un réflecteur de lumière dans une installation connecté au réseau électrique dont l'objectif générale est d'améliorer la fiabilité et les performances électriques de ce dernier.

A la fin Ce travail il mérite d'être validé par travaux d'expérimentation et de caractérisation avancé.

Référence

[1] “Scénarios énergétiques d’Enerdata : l’énergie dans le monde en 2040.” [Online]. Available: https://www.connaissancedesenergies.org/lenergie-dans-le-monde-dici-2040-selon-enerdata-150331.

[2] “Epuisement des ressources naturelles - Encyclo-ecolo.com - l’encyclopédie écologique [Online].Available:https://www.encycloecolo.com/Epuisement_des_ressources_naturelles. [Accessed: 14-Jul-2020].

[3] “Scénarios énergétiques Shell à l’horizon 2050,” 2008.

[4] D. T. Swift-Hook, “The case for renewables apart from global warming,” Renew. Energy, vol. 49, pp. 147–150, Jan. 2013.

[5] N. Armaroli and V. Balzani, “Towards an electricity-powered world,” Energy and Environmental Science, vol. 4, no. 9. pp. 3193–3222, Sep-2011.

[6] “Énergie solaire — Wikipédia.” [Online]. Available: https://fr.wikipedia.org/wiki/Énergie_solaire. [Accessed: 15-Jul-2020].

[7] J. Nelson, “the physics Of Solar Cells.” .

[8] “Historique de la cellule photovoltaïque.” [Online]. Available: http://tpeenergiephotovoltaique.e-monsite.com/pages/la-cellule-photovoltaique/historique-de-la-cellule-photovoltaique.html.

[9] Y. Tao, “Screen-Printed Front Junction n-Type Silicon Solar Cells,” Worlds Larg. Sci. Technol. Med. open access B. Publ.

[10] John Wiley and Sons, Handbook of Photovoltaic Science and Engineering. 2011.

[11] S. K. Gupta, M. Srivastava, and A. Gupta, “Mathematical Formulation and Comparative Analysis of Losses in Solar Cells,” pp. 1–10.

[12] N. J. E. D. Louise C Hirst, “Fundamental losses in solar cells,” Prog. Photovolt Res. Appl., vol. 15, no. August 2010, pp. 286–293, 2011.

[13] “La cellule photovoltaïque.” [Online]. Available: http://www.em.ucv.ro/elee/en/realisations/EnergiesRenouvelables/FiliereSolaire/PanneauxPhotovoltaiques/Cellule/Modele.htm. [Accessed: 09-Jul-2017].

[14] “4.2 Photovoltaic power generation,” Development, 2005.

[15] “Les types de cellules.” [Online]. Available: https://www.energieplus-lesite.be/index.php?id=16678#c20442+c20441+c20440.

[16] S. W. Glunz, R. Preu, and D. Biro, “Chapter 1.16: Crystalline Silicon Solar Cells – State-of-the-Art and Future Developments,” vol. 1, pp. 978–0, 2012.

[17] S. Xiao and S. Xu, Status and Progress of High-Efficiency Solar Cells, vol. 190. 2014.

[18] M. A. Green, “The Path to 25% Silicon Solar Cell Efficiency: History of Silicon Cell Evolution,” Prog. Photovolt Res. Appl., vol. 15, no. February 2013, pp. 659–676, 2007.

[19] Tokuyama, “Polycrystalline Silicon,” Tokuyama Malaysia Sdn. Bhd., 2016.

[20] D. Lincot, “Les filières photovoltaïques en couches minces et leurs perspectives d’application à l’habitat,” 2008.

[21] Z. Fang, X. C. Wang, H. C. Wu, and C. Z. Zhao, “Achievements and challenges of

CdS/CdTe solar cells," Int. J. Photoenergy, vol. 2011, no. 1, 2011.

[22] K. Ramanathan, J. Keane, and R. Noufi, "Properties of high-efficiency CIGS thin-film solar cells," Photovolt. Spec. Conf. 2005. Conf. Rec. Thirty-first IEEE, no. February, pp. 195–198, 2005.

[23] A. V Shah et al., "Thin-film Silicon Solar Cell Technology," Photovolt Res. Appl, vol. 12, no. November 2003, pp. 113–142, 2004.

[24] H. Cotal et al., "III–V multijunction solar cells for concentrating photovoltaics," Energy Environ. Sci., vol. 2, no. 2, pp. 174–192, 2009.

[25] D. C. Senft, "Progress in crystalline multijunction and thin-film photovoltaics," J. Electron. Mater., vol. 34, no. 8, pp. 1099–1103, 2005.

[26] Ricaud A., (2009), « Gisement Solaire », Cythelia Sarl.

[27] Kassewa A., Tchapo.Singo, (2006), « Système d‟alimentation photovoltaïque avec, stockage hybride pour l'habitat énergétiquement autonome.», Thèse de Doctorat de l'Université, Henri. Poincaré, Nancy-I.

[28] P. I. Cooper, 'The absorption of solar radiation in solar stills', Sol. Energy 12 (3), 333-346, 1969.

[29] A.ZEROUAL, 'Contribution à l'étude statistique et stochastique des données solaires au site de Marrakech', Diplôme d'étude supérieur de 3ème cycle sciences physiques, spécialité traitement du signal, Université CADI AYYAD, 1988.

[30] M .IQBAL, 'An introduction to solar radiation', Academic press, New York, 1983.

[31] Bouchouicha Kada, (2017), «Modélisation multi spectrale des images satellitaire - Application : Quantification du bilan d‟énergie Sol-Atmosphère », Thèse de Doctorat, option Rayonnement et Matière, université USTMB.

[32] Duffie, John A. and William A., (2010), « Solar energy thermal processes», University of Madison, USA, WI

[33] Delorme C. (2000) « le rayonnement solaire utilisable », Université d'Avignon publication- France.

[34] Brochure, (2000), « Dimensionnement et installation des systèmes Solaires PV pour l'éclairage domestique », Centre de Développement des Energies Renouvelables Royaume du Maroc Marrakech édition l‟UNESCO et l‟IEPF Marrakech 29 juillet 2000

[35] RETScren , International Centre d‟aide à la décision sur les énergies propres « Analyse de projets d‟installation photovoltaïques », Documents de Ministère des ressources Naturelles, Canada, 2001-2004.