REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE D'AHMED DRAIA ADRAR

FACULTE DES SCIENCES ET DE LA TECHNOLOGIE

DEPARTEMENT DES SCIENCES DE LA MATIERE

MEMOIRE DE FIN D'ETUDE EN VUE DE L'OBTENTION DU DIPLOME DEMASTER

OPTION :

PHYSIQUE ENERGETIQUE ET ENERGIE RENOUVELABLE

Thème

ETUDE ET SIMULATION D'UN PARKING SOLAIRE CONNECTE AU RESEAU ELECTRIQUE PUBLIQUE

Soutenu le : 24 /06/ 2019

Présenté par :

- ELKAIEM LALLA MOULATI
- ABDELLAH LAHCEN

Devant le Jury composé de :

Dr. MANSOURI ISMAIL	MCB	Université Ahmed Draia, Adrar	Président
Dr. / BOUSSAID MOHAMMED	MCB	Université Ahmed Draia, Adrar	Encadreur
Dr. / DAHBI ABDELDJALIL	MRB	Unité de recherche URERMS, Adrar	Co Encadreur
Mr. OMARI BOUMEDIENE	MAA	Université Ahmed Draia, Adrar	Examinateur

Année universitaire 2018 - 2019

كلمة شكر

الحمد لله الذي وفقنا في إنجاز هذا العمل.

من باب الاعتراف بالجميل والإقرار به، نتقدم بالشكرالجزيل إلى:

الأستاذين الفاضلين " بوسعيد محمد"و "الذهبي عبد الجليل" اللذان تفضلا بالإشراف على

هذه المذكرة وعلى ما أسدياه لنا من نصائح وتوجيهات في سبيل إثراء هذا العمل وإتمامه.

- الأستاذين اللذين قبلا مناقشة هذه المذكرة :الأستاذ

"منصوري إسماعيل"رئيسا، والأستاذ " عماري بومدين" ممتحنا على قبول مناقشة هذه المذكرة.

إلى كل من مد لنا يد العون والمساعدة وخاصة الأستاذ " طواهرية الطاهر"

والأستاذ "مدياني أحمد" .

الإهداء

إلى رمز العطاء والوفاء..... إلى مدرستي في الحياة أمي- حفظها الله-

إلى قدوتي ومثلي الأعلى أبي- أطال الله في عمره -

إلى سندي في الحياة، إلى من شجعوني طيلة مشواري الدراسي إلى إخواني وأخواتي وأبنائهم كل واحد باسمه،إلى أخوالي وخالاتي

والى عمي وعماتي كل واحد باسمه.

إلى كل من يحمل لقب القايم، العلوي، رقاني و جعفاري إلى من تقاسمت معهن أيام الدراسة عامة إلى كل الصديقات في الإقامة الجامعية خاصة.

إلى كل من يسعه قلبي ولم تسعه مذكرتي.

القايم لله مولاي

الإهداء

إلى رمز العطاء والوفاء..... إلى مدرستي في الحياة أمي- حفظها الله-

إلى قدوتي ومثلي الأعلى أبي- رحمه الله -

إلى سندي في الحياة، إلى من شجعوني طيلة مشواري الدراسي إلى إخواني وأخواتي وأبنائهم كل واحد باسمه.

إلى كل من يحمل لقب عبد الله، ضراوي، عبو و بن حمادي، إلى من تقاسمت معهم أيام الدراسة عامة إلى

كل الأصدقاء والزملاء (سليمان. جمال. عبد الحكيم.محمد عبو. سعاد.الطاهرة) وكل من يعرفني من قريب أو بعيد .

عبد الله لحسن

Liste des figures

Figure	Titre	Page
Fig. I.1	Cellule photovoltaïque	3
Fig. I.2	Principe d'une cellule PV, l'effet photovoltaïque	4
Fig. I.3	Type des cellules photovoltaïques	5
Fig. I.4	Association des cellules en série	6
Fig. I.5	Association des cellules en parallèle	6
Fig. I.6	Association des cellules en mixte	7
Fig. I.7	Module photovoltaïque	7
Fig. I.8	Câblage des cellules dans un module	8
Fig. I.9	Panneau photovoltaïque	8
Fig. I.10	Boite de dérivation	9
Fig. I.11	Schéma d'une cellule élémentaire	9
Fig. I.12	Spectre du rayonnement solaire	10
Fig. I.13	Courbe des caractéristiques (I-V) et (P-V) d'une cellule PV	11
Fig. I.14	Caractéristique courant-tension d'une cellule en fonction de l'éclairement	12
Fig. I.15	Caractéristique puissance-tension d'une cellule en fonction de l'éclairement	12
Fig. I.16	Caractéristique courant-tension d'une cellule en fonction de la température	13
Fig. I.17	Caractéristique puissance-tension d'une cellule en fonction de la température	13
Fig. I.18	Générateur photovoltaïque	14
Fig. I.19	Structure d'un système PV autonome	14
Fig. I.20	Structure d'un système hybride	15
Fig. I.21	Structure d'un système photovoltaïque connecté au réseau	15
Fig. I.22	Installation des panneaux photovoltaïques connectés au réseau	16
Fig. I.23	Topologies des systèmes photovoltaïques connectés au réseau électrique	17
Fig. II.1	Le schéma du parking connecté au réseau électrique	27
Fig.III.1	Logiciel PV SYST	30
Fig.III.2	Définition du projet et d'outil de simulation	31
Fig.III.3	Base de données de PV SYST	31
Fig.III.4	Situation et météo	32

Fig.III.5	Paramètres de site géographique et coordonnées géographiques	32
Fig.III.6	Paramètres de site géographique météo mensuel	33
Fig.III.7	Création du projet	33
Fig.III.8	L'orientation	34
Fig.III.9	Réglage de l'horizon	34
Fig.III.10	Réglage des paramètres du système	35
Fig.III.11	PV system pour l'étape de la simulation.	36
Fig.III.12	Etape finale de PV SYST	36
Fig.III.13	Paramètres de simulation	37
Fig.III.14	Diagramme des pertes	38
Fig.III.15	Résultats principaux	39
Fig.III.16	Productions normalisées: Puissance nominale 31.5 kWc	40
Fig.III.17	Diagramme des pertes système	42
Fig.III.18	Diagramme d'entrée /sortie journalier	42
Fig.III.19	Energie journalière à la sortie du système	43
Fig.III.20	Indice de performance (PR).	44
Fig.III.21	Schéma synoptiques du système photovoltaïque	46

Liste des tableaux :

Tableau	Titre	Page
Tab .I.1 :	Les différents types des cellules avec leur rendement	5
Tab. II.1 :	Caractéristiques électriques typiques d'un GPV BJP- 250SA	25
Tab. II.2 :	Caractéristiques électriques typiques d'un SMC- 11000TLRP-10	25
Tab. III.1 :	Bilans et résultats principaux	41
Tab. III.2 :	Détail des pertes du système	44
Tab. III.3 :	Coefficient de performances normalisées	45
Tab III.4:	Comparaison entre les résultats de simulation et expérimentaux	46

Résumé

L'énergie solaire est l'un des types d'énergies renouvelables les plus importants que tout le monde tient aujourd'hui à l'exploiter de manière optimale, en raison de ses nombreux avantages pour l'environnement, l'économie et le développement durable. Le Sahara de l'Algérie reçoit une énergie de rayonnement solaire importante pendant toute l'année avec un taux très élevé à sa surface. Dans ce mémoire, nous avons présenté une étude analytique et simulation informatique d'un parking solaire qu'on peut le réaliser finalement dans la vaste cours de notre faculté à fin de l'exploitercommun stationnement des véhicules et un générateur qui alimente le réseau électrique public. Le parking connecté directement au réseau peut fournir une énergie de 31,5 KWc. Presque. Les résultats de simulation par le logiciel PV système ont étéparfaitement compatibles aux résultats obtenus théoriquement.

Mots clés : Parking solaire, réseau électrique, dimensionnement, simulation, logiciel PV système.

ملخص :

تعتبرالطاقة الشمسية من أهم أنواع الطاقات المتجددة التي يحرص الجميع اليوم على استغلالها الاستغلال الأمثل، لما تضمنه من فوائد عديدة على البيئة والاقتصاد والتنمية المستدامة. فصحراء الجزائر من أهم المناطق في العالم التي تزخر بمعدل مرتفع من طاقة الإشعاع الشمسي على سطحها. فبهذه المذكرة قمنا بدراسة تحليلية ومحاكاة لمرآب شمسي يمكن استغلاله إضافة لكونه موقفا" للسيارات، كمولد للطاقة الكهربائية التي تغذي الشبكة الكهربائية العمومية من خلال التوصيل المباشر آخذين في الاعتبار المساحة المخصصة للمشروع والتي يمكنها أن توفر طاقة تقارب 31,5 KWc. لقد قمنا بمقارنة نتائج الدراسة التحليلية بنتائج المحاكاة باستعمال البرنامج PV système للأنظمة المتصلة بالشبكة الكهربائية فكانت متوافقة ومتطابقة بدرجة كبيرة.

الكلمات المفتاحية :الموقف الشمسي، الشبكة الكهربائية،التحجيم،المحاكاة، برنامجPV système.

،

Sommaire

Introduction générale

I. Introduction générale 1

Chapitre I : Systèmes photovoltaïques – Notions de base.

I.1. Introduction ……... 3

I.2.La cellule photovoltaïque……... 3

I.2.1.Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque…….. 4

I.2.2. Les Types des cellules PV ……... 4

I.2.3.Rendement d'une cellule ……. 4

I.3.Association des cellules ……. 5

I.3.1.Association des cellules en série …… 5

I.3.2.Association en parallèle …….. 6

I.3.3.Association en mixte ……... 6

I.4. Module photovoltaïque…….. 7

I.4.1.Panneau photovoltaïque……... 8

I.4.2. Constitution de la cellule photovoltaïque ……... 9

I.4.3.L'effet photovoltaïque ……. 10

I.4.4 Les caractéristiques électriques des cellules et module……... 10

I.4.5. Influence de l'éclairement …….. 12

I.4.6 Influence de la température…….. 11

I.5.Générateur photovoltaïque (GPV) …….. 13

I.6. Bibliographie des systèmes PV autonomes et des systèmes connectés au réseau…… 14

I.6.1.Les systèmes autonomes ……. 14

I.6.2.Les systèmes Hybrides …… 15

I.6.3.Les systèmes raccordés au réseau ……... 15

I.6.4.Installation photovoltaïque raccordée au réseau…….. 16

I.7.Topologies des systèmes photovoltaïques connectés au réseau électrique …… 16

I.7.1.La connexion via un étage d'adaptation (DC/AC) …….. 16

I.7.2.La connexion via deux étages (DC/DC et DC/AC)……. 17

I.8.Conclusion ……. 18

Chapitre II : Etude qualitative et quantitative de projet du parking solaire

II.1.Introduction …….. 19

II.2. Conditions techniques d'interconnexions……. 19

II.3. Problème de connexion des systèmes photovoltaïques au réseau…… 22

II.4.Dimensionnement des systèmes photovoltaïques …… 22

II.4.1. Estimation de l'énergie consommée par jour (en Wh/j)…… 22

II.4.2. Calcul de l'énergie à produire…… 23

II.4.3.Dimensionnement du générateur photovoltaïque (ensemble des panneaux) à installer…. 23

II.4.4. Estimation de la capacité de stockage des batteries ……. 24

II.4.5. Dimensionnement et section des câbles……. 24

II.4.6. Choix de régulateur et de l'onduleur……. 24

II.5.Dimensionnement d'installation de parking connecté au réseau électrique …… 25

II.5.1.Module photovoltaïque cristalline ……. 25

II.5.2.L'onduleur …… 25

II.5.3.Application numérique ……... 26

II.5.4.Le schéma expérimental ……. 26

II.6.Conclusion ……. 28

Chapitre III :Lesrésultats de projet du parking solaire

III.1.Introduction …….. 29

III.2-Simulation du parking par le logiciel PVSYST…… 29

III.2.1. Logiciel PVSYST ……. 29

III.2.2. Les Options de logiciel PVSYST ……. 29

III.3.Utilisation de logiciel PV SYST …….. 30

III.3.1.Coordonnées géographiques…….. 32

III.3.2.Météo mensuelle…… 33

III.4. Les étapes pour faire les calculs ……. 33

III.4.1.Etape 1 : l'orientation……... 34

III.4.2.Etape 2 : horizon…… 34

III.4.3.Etape3 : système…… 35

III.4.4.Etape 4 : simulation…… 35

III.5.Résultats principaux…….. 40

III.5.1 Energie produite……. 40

III.5.2. Bilans…….. 40

III.5.3.Diagramme des pertes système…….. 41
III.5.4.Diagramme d'entrée/sortie journalier ……... 41
III.5.5.Energie journalière à la sortie du système ……. 43
III.5.6.Indice de performance (PR) …….. 44
III.5.7.Détail des pertes système …….. 44
III.5.8.Coefficient des performances normalisées …….. 45
III.6. Le schéma synoptique du système photovoltaïque ……. 46
III.7.Comparaison des résultats analytiques avec ceux expérimentaux…… 46
III.8.Conclusion…… 47

Conclusion générale

Conclusion générale……... 48

Introduction générale

Ça fait longtemps que l'énergie est le moteur principal de la vie humaine qui joue un rôle important dans toutes les activités professionnelles et serre le développement durable des pays.

La production d'énergie est très indispensable pour satisfaire les besoins énergétiques dans les pays développés et ceux en voie de développement. Ces besoins sont augmentés vertigineusement au cours de ces dernières années. En effet, la production d'énergie a été triplée depuis les années 60 jusqu'à nos jours dont la majorité de la production mondiale provient des sources fossiles comme le charbon, le pétrole, le gaz naturel et l'uranium [1].

La consommation de ces sources donne lieu à des émissions de gaz à effet de serre, et donc une augmentation de la pollution et les problèmes environnementaux. Les dangers supplémentaires sont qu'une consommation excessive du stock des ressources naturelles réduit les réserves de ce type d'énergie de façon dangereuse pour les générations futures.

Toutes ces raisons amènent les pays qui ont le grand besoin d'énergie à se tourner vers des sources d'énergies renouvelables telles que le soleil, le vent, l'eau, la biomasse et la géothermie. Ces sources sont des solutions très prometteuses pour concurrencer les autres sources d'énergies. Leur exploitation permettrait à l'homme d'assurer ses besoins énergétiques d'une part, et de protéger son environnement d'autre part.

L'Agence Spatiale Allemande (ASA) a conclu par une imagerie des satellites, que l'Algérie représente le potentiel solaire le plus important de tout le bassin méditerranéen, soit 169.000 T Wh/an pour le solaire thermique, et 13,9 T Wh/an pour le solaire photovoltaïque. Le Sahara Algérien est parmi les plus importantes régions ensoleillées dans le monde entier, par une intensité énergétique qui dépasse 6000 KWh/m2/jour, et une durée d'ensoleillement de l'ordre de 3500h/an **[2, 3-4].** L'utilisation des modules photovoltaïques comme source d'énergie électrique a fait apparaître le besoin d'étudier ces systèmes afin de les optimiser.

Donc, Il nous a apparu de présenter notre travail de la manière suivante :

Dans le premier chapitre, nous allons présenter les différentes notions de base et le principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque (PV), ainsi les constituants d'un module PV. De plus, nous allons rappeler les grandeurs caractéristiques d'un module PV, les différentes manières de liaison des panneaux photovoltaïques.

Le second chapitre sera consacré à la présentation de la problématique du projet de parking solaire : l'étude qualitative et quantitative, les conditions techniques d'interconnexion au réseau électrique, problèmes de connexion des systèmes photovoltaïques au réseau, le dimensionnement du parking photovoltaïque suivant la demande.

Dans le troisième chapitre nous présenterons les résultats de simulation du projet du parking par le logiciel PVSYST, les étapes de calcul théorique, le schéma synoptique du système photovoltaïque, le schéma expérimental, et enfin la comparaison entre les résultats de la simulation et le calcule théorique avec une large discussion.

Chapitre 01 :

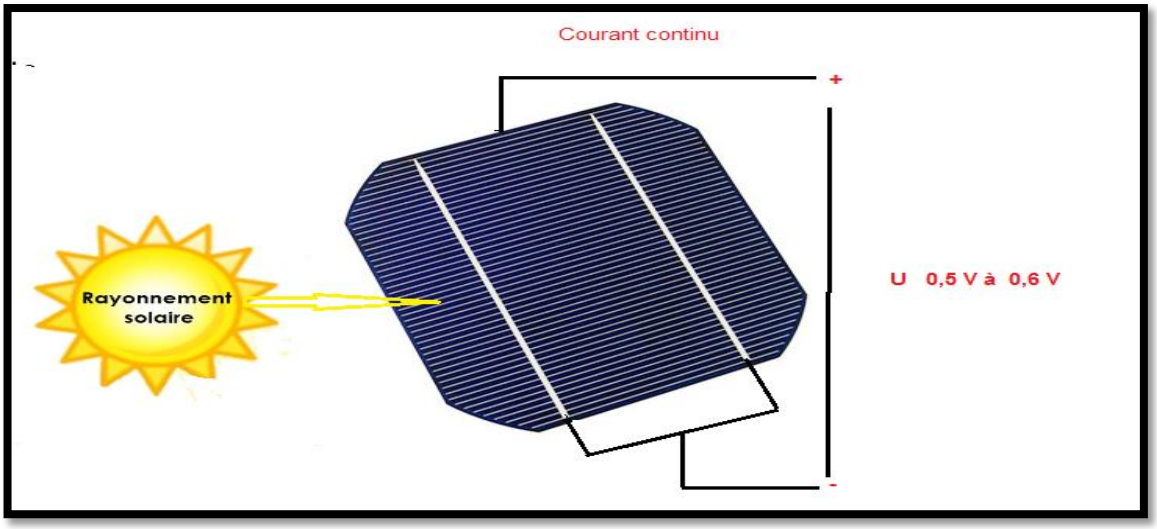
Systèmes photovoltaïques – Notions de base

I.1. Introduction :

L'énergie des panneaux solaire photovoltaïque provient de la transformation directe d'une partie de la lumière du soleil en électricité. la cellule photovoltaïque (PV) basé sur un phénomène physique appelé effet photovoltaïque qui consiste à produire une force électromotrice lorsque la cellule est exposée à la lumière. L'association de plusieurs cellules en série /parallèle donne lieu à un générateur photovoltaïque (GPV) qui a une caractéristique courant-tension (I-V) non linéaire présentant un point de puissance maximale. De nos jours et selon le besoin, l'énergie électrique produite est disponible sous forme d'électricité directe ou stockée en batteries ou en électricité injectée dans le réseau. Ce dernier va faire l'objet de notre travail.

I.2.La cellule photovoltaïque :

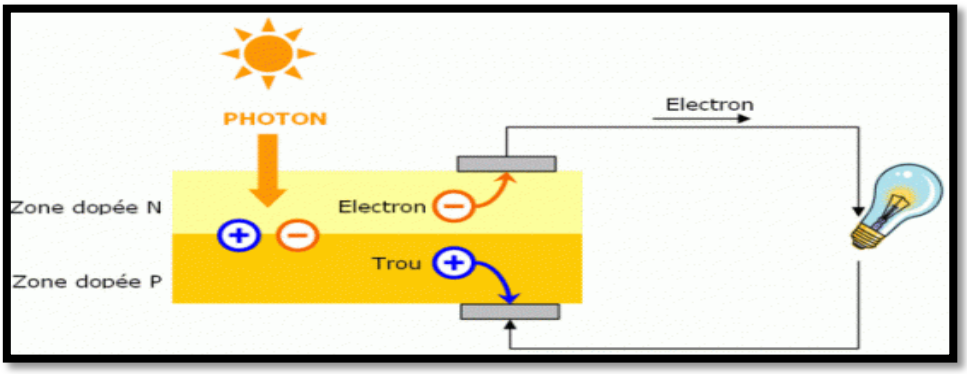
La cellule photovoltaïque constitue l'élément de base des panneaux solaires photovoltaïques. Il s'agit d'un dispositif semi-conducteur à base de silicium (ou autre matériau) délivrant une tension qui ne dépasse guère l'ordre de 0,7v. La cellule est fabriquée à partir de deux couches de silicium (matériau semi-conducteur), une couche dopée avec du bore (ou autre accepteur) qui possède moins d'électrons que le silicium, cette zone est donc dopée positivement (zone P),une couche dopée avec du phosphore (ou autre donneur) qui possède plus d'électrons que le silicium, cette zone est donc dopée négativement (zone N) [6].La taille de chaque cellule est entre 10 à 100 cm², sa forme est circulaire, carrée ou dérivée des deux géométries.



Fig(I.1):Cellule photovoltaïque[4].

I.2.1.Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque :

La jonction PN (la cellule PV) crée en dopant différemment les deux côtés du substrat du matériau semi- conducteur contient une barrière de potentiel qui délimite les zones dopées N et P. Lorsque les photons sont absorbés par le semi-conducteur, ils transmettent leurs énergies aux atomes de la jonction PN de telle sorte que les électrons de ces atomes se libèrent et créent des électrons (charges N) et des trous (charges P). Ceci crée alors une différence de potentiel entre les deux couches. Cette différence de potentiel est mesurable entre les connexions des bornes positives et négatives de la cellule[5].



Fig(I.2): Principe d'une cellule PV l'effet photovoltaïque[6].

I.2.2. les Types des cellules PV :

Il existe différents types de cellules photovoltaïques dont les plus répandues sont constituées principalement à base de silicium. Chaque type des cellule sà un rendement qui lui est spécifique. Parmi les types existés [5] :

I.2.2.1.Les cellules monocristallines :

Elles ont le meilleur rendement ainsi qu'un coût très élevé, du fait que leurs fabrications est compliquées.

I.2.2.2.Les cellules poly cristallines :

Elles ont un rendement plus faible que les précédent, leur coût de fabrication est moins important ainsi que la conception est plus au moins facile.

I.2.2.3.Les cellules amorphes :

Elles sont utilisées dans les petits produits tel que les calculatrices les montres, elles ont un rendement assez faible, et nécessitent des très faibles épaisseurs de silicium donc un cout plus élevé[5].

I.2.3.Rendement d'une cellule PV:

Technologie de cellules	Rendement en laboratoire	Rendement production
Silicium amorphe (a-si)	13%	5-9%
Silicium poly cristallin (P-SI)	19 ,8%	11 à 15%
Silicium monocristallin (m-SI)	24,7%	13 à 17%

Tab(I.1): Le tableau suivant présente les différents types des cellules avec leur rendement.

Cellule monocristallin

Cellule poly cristallines

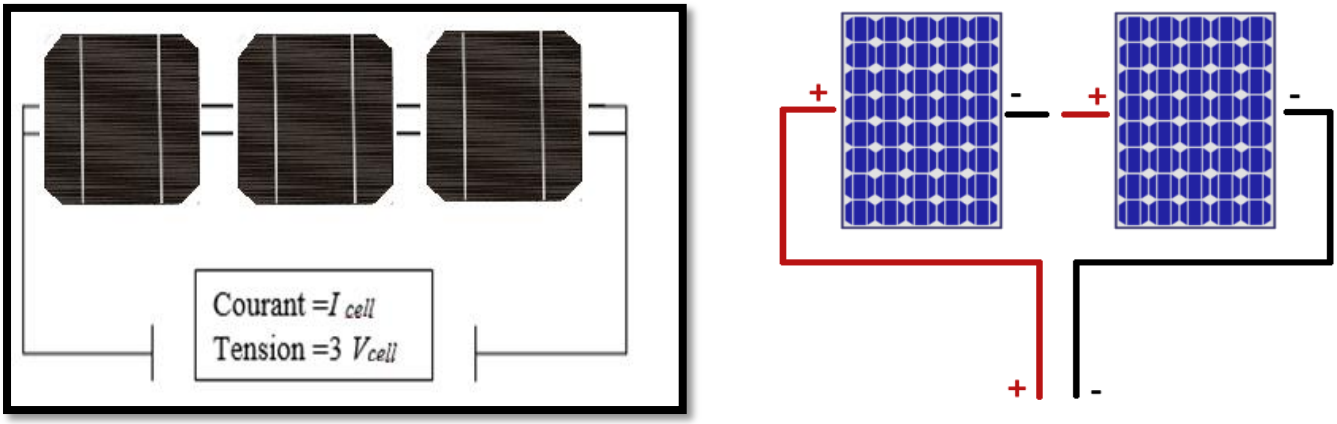
Cellule amorphes

Fig(I.3):Types des cellules photovoltaïques [7].

I.3.Association des cellules :

I.3.1.Association des cellules en série :

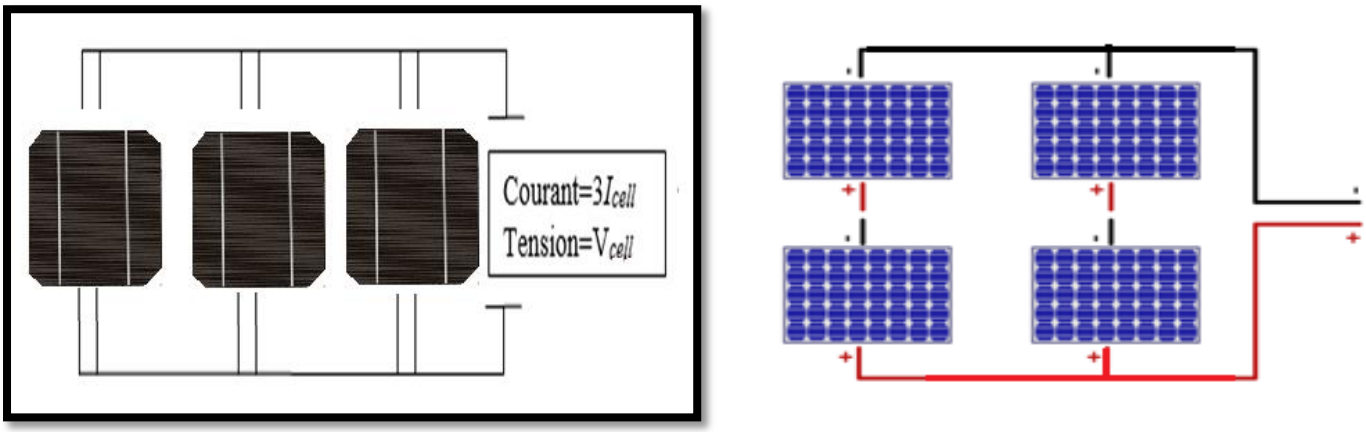
Les caractéristiques électriques d'une cellule sont généralement insuffisantes pour alimenter les équipements électriques. Il faut associer les cellules en série, en parallèle ou en mixte pour obtenir une tension plus importante. La puissance d'un panneau solaire est en fonction de sa surface, c'est-à-dire du nombre des cellules photovoltaïques[7].



Fig(I.4): Association des cellules en série[7],[8].

I.3.2.Association en parallèle :

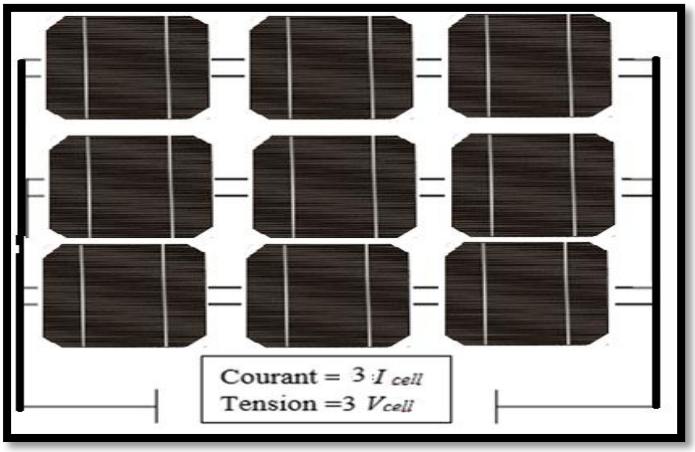
En additionnant des cellules identiques en parallèle, la tension de la branche est égale à la tension de chaque cellule et l'intensité augmente proportionnellement au nombre des cellules dans la branche[3].

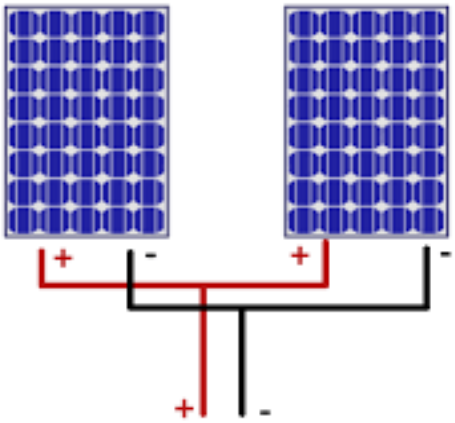


Fig(I.5):Association des cellules en parallèle[7],[8].

I.3.3.Association mixte des cellules:

En additionnant des cellules identiques en mixte ça veut -dire en utilisant les associations en parallèle et en série, la tension et l'intensité globale augmente proportionnellement au nombre des branches [6].





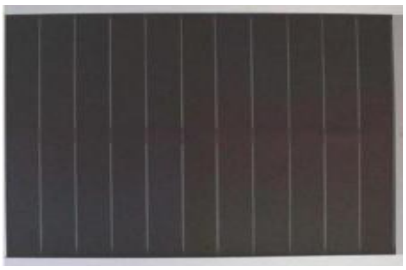
Fig(I.6):Association mixte des cellules [7],[8].

I.4. Module photovoltaïque :

La cellule photovoltaïque élémentaire constitue un générateur de très faible puissance vis-à-vis des besoins de la plupart des applications domestiques ou industrielles. Une cellule élémentaire de quelques dizaines de centimètres carrés, délivre au maximum, quelques watts sous une tension inférieure au volt (tension de jonction PN). Pour produire plus de puissance, plusieurs cellules doivent être assemblées afin de créer un module ou un panneau photovoltaïque. En effet, les modules PV sont composés d'un ensemble de cellules mises en série, réalisant la conversion proprement dite de la lumière du soleil en électricité. Ils sont eux-mêmes associés en série et parallèle pour former un champ photovoltaïque d'une puissance crête définie selon des conditions spécifiques d'éclairement, de température et de spectre solaire. La plupart des modules commercialisés sont constitués de deux à quatre réseaux de cellules en silicium cristallins connectés en série[9].

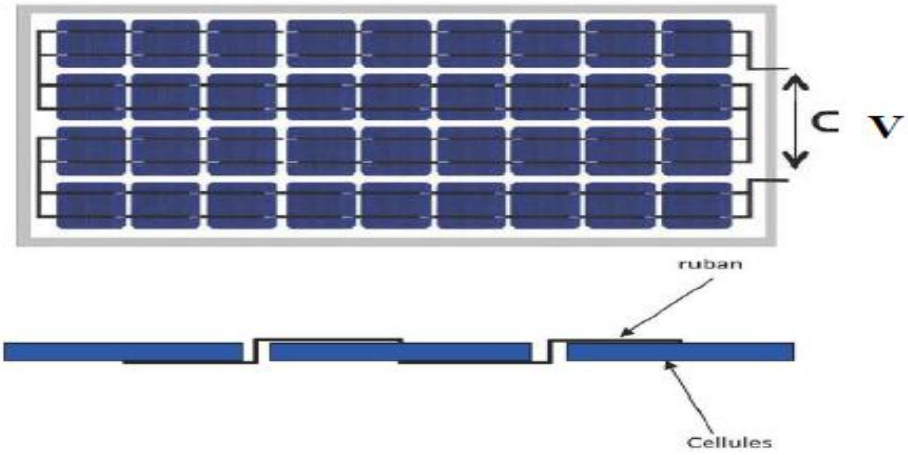
Monocristallines

Multicristallines



Couche mince

Fig(I.7): Module photovoltaïque [9].



Fig(I.8) : Câblage des cellules dans un module[9].

Les modules photovoltaïques assurent les fonctions suivantes :

- Protection des cellules contre les agents atmosphériques
- Protection mécanique et support.
- Connexion électrique entre cellules et l'extérieur [9].

I.4.1.Panneau photovoltaïque :

Le panneau solaire ou (champ solaire) se compose de modules photovoltaïques interconnectés en série et/ou en parallèle afin de produire la puissance requise. Ces modules sont montés sur une armature métallique qui permet de supporter le champ solaire avec un angle d'inclinaison spécifique[9].

Fig(I.9): Panneau photovoltaïque [9].

Pour chaque panneau on peut avoir autant de sorties que de modules, ce que fait qu'on aura besoin de boite de dérivation qui regroupe le tous, Alors cette boite de dérivation fixée sur une structure du montage a comme rôle d'effectuer les connections entre les modules pour obtenir une puissance optimale en sortie[9].

Fig(I.10) : Boite de dérivation [9].

I.4.2. Constitution de la cellule photovoltaïque :

La cellule photovoltaïque est assimilable à une diode photosensible. Elle est constituée de deux couches minces d'un semi-conducteur qui sont dopées différemment, (Fig.6). Pour la couche N, c'est un apport d'électrons périphériques et pour la couche P c'est un déficit d'électrons, les deux couches présent ainsi une différence de potentiel. L'énergie des photons lumineux captés par les électrons périphériques (couche N) leur permet de franchir la barrière de potentiel et d'engendrer un courant électrique continu. Pour effectuer la collecte de ce courant, des électrodes sont déposées par sérigraphie sur les deux couches du semi-conducteur. L'électrode supérieure est une grille permettant le passage des rayons lumineux. Une couche anti reflet est ensuite déposée sur cette électrode afin d'accroître la quantité de lumière absorbée [10].

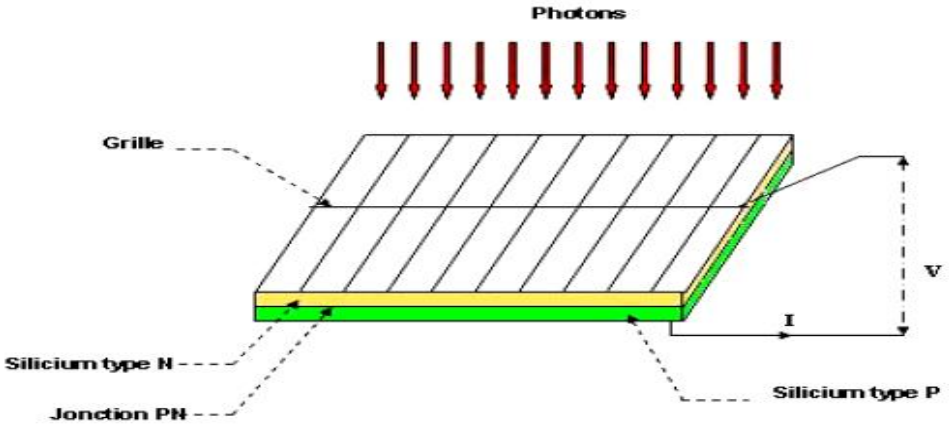


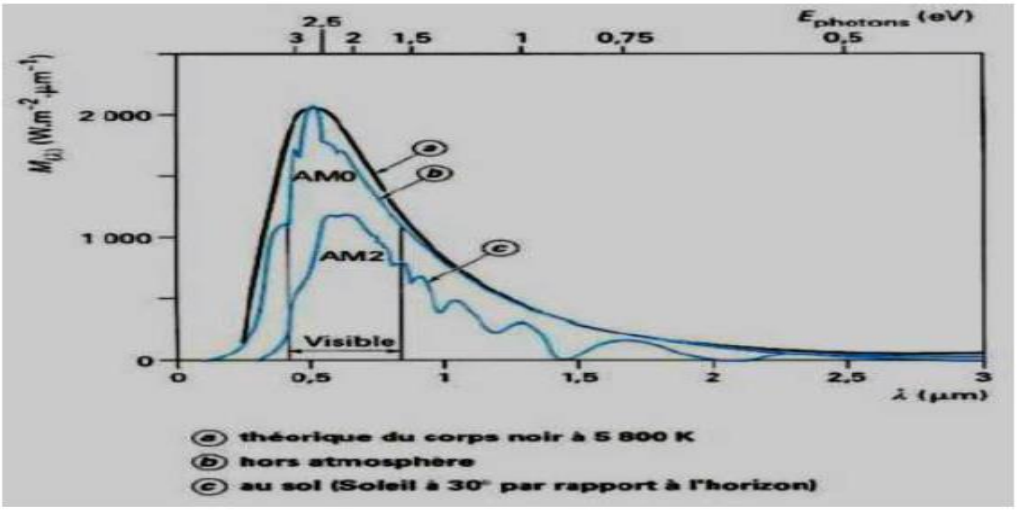
Fig (I.11)**:** Schéma d'une cellule élémentaire [10].

I.4.3.L'effet photovoltaïque :

Il a été démontré que le rayonnement solaire est constitué de photons transportant chacun une énergie E_{ph} qui répond, elle-même, à la relation suivante [11] :

$$\mathbf{E_{ph}} = \frac{\boldsymbol{hc}}{\boldsymbol{\lambda}} \qquad \textbf{(I.1)}$$

Le flux d'énergie solaire est alors transmis sous forme de rayonnements électromagnétiques ressemble au rayonnement d'un corps noir chauffée à une température très élevée (Fig.12). Il est à remarquer que le spectre de l'énergie solaire en atmosphère terrestre est décalé vers le rouge et l'infrarouge par rapport au spectre hors atmosphère [11].



Fig(I.12): Spectre du rayonnement solaire [11].

I.4.4 Les caractéristiques électriques des cellules et modules PV:

Les modules sont généralement des parallélépipèdes rectangles rigides minces (quelques centimètres d'épaisseur), dont les caractéristiques sont les suivantes [11]:

- **La puissance crête, Pc :** Puissance électrique maximum que peut fournir le module dans les conditions standards (25°C, 1000 W/m²).
- **La caractéristique I=f (V) :** Courbe représentant le courant I débité par le module en fonction de la tension aux bornes de celui-ci.
- **Tension à vide, V_{co} :** Tension aux bornes du module en l'absence de tout courant, pour un éclairement " plein soleil ".

- **Courant de court-circuitI_{cc}:** Courant débité par un module en court-circuit pour un éclairement " plein soleil ".
- **Point de fonctionnement optimum MPPT (P_m (V_m, I_m)):** c'est le point de fonctionnement en plein soleil quand la puissance crête est maximale.

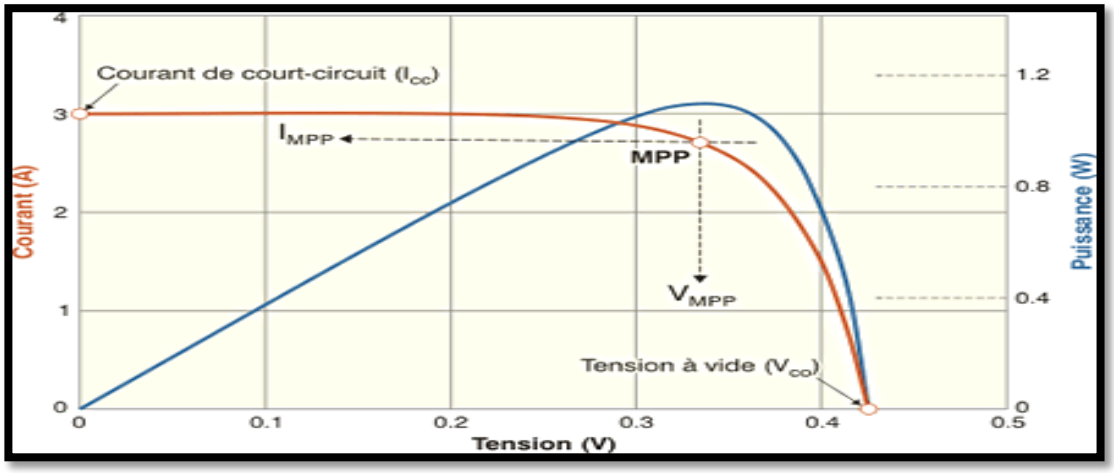
$$P_m = V_m I_m \quad \textbf{(I.2)}$$

- **Rendement** : C'est le rapport de la puissance électrique maximale pouvant être extraite, à la puissance de rayonnement incident sur la surface de la cellule.

$$\eta = \frac{P_m}{P_{inc}} \quad \textbf{(I.3)}$$

- **Facteur de forme** : Rapport entre la puissance optimale Pm et la puissance maximale que peutavoir la cellule:

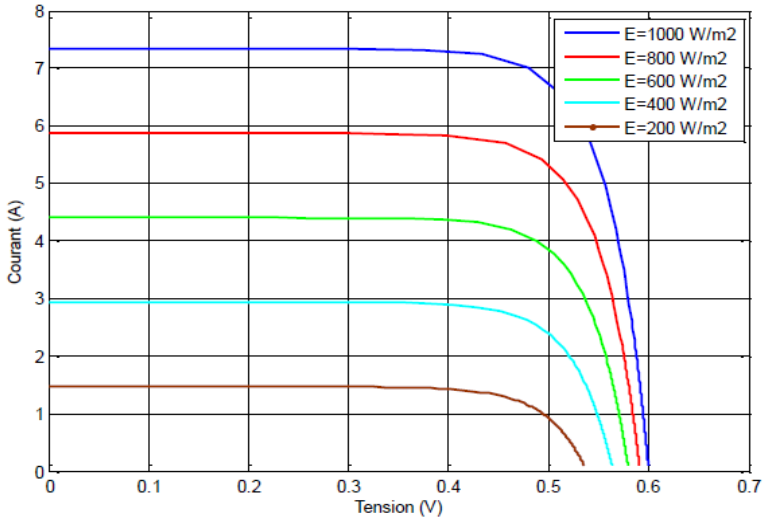
$$FF = \frac{P_m}{I_{cc} V_{co}} \quad \textbf{(I.4)}$$



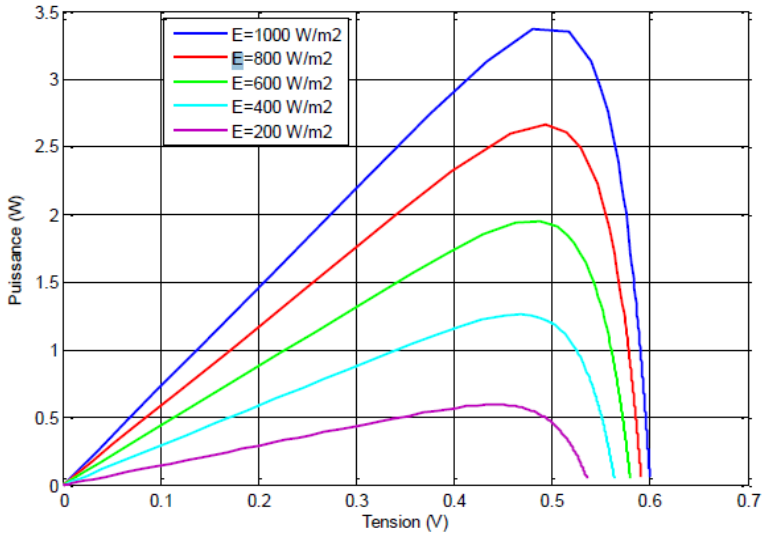
Fig(I.13):Courbe des caractéristiques courant-tension (I-V) et puissance-tension (P-V) d'une cellule PV [7].

I.4.5. Influence de l'éclairement sur la cellule PV:

Quand la température de la cellule est constante (25°C) à différents éclairements, on remarque que le l'accroissement du courant de court-circuit et de la puissance maximale est beaucoup plus important que l'augmentation de la tension du circuit ouvert. (Fig.14)[11].



Fig(I.14): Caractéristique courant-tension d'une cellule en fonction de l'éclairement [11].



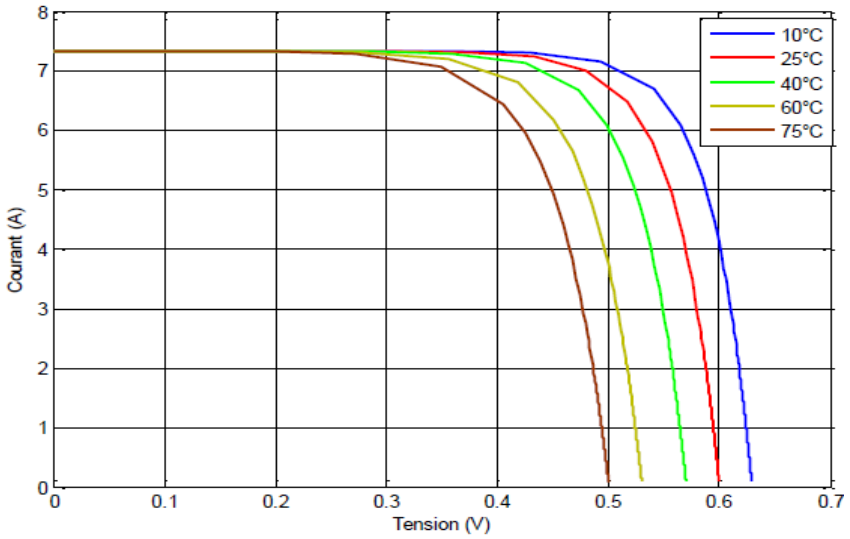
Fig(I.15):Caractéristique puissance-tension d'une cellule en fonction de l'éclairement [11].

I.4.6 Influence de la température sur la cellule PV:

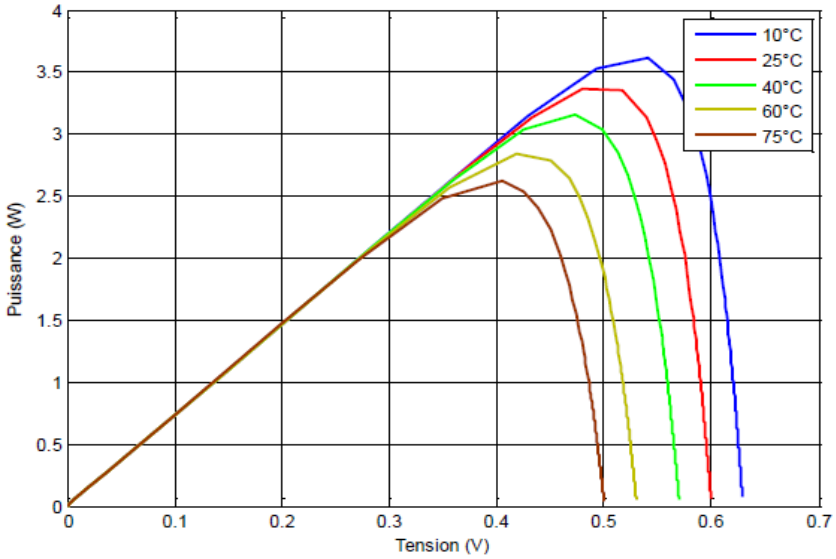
La température, de la cellule (T_c) est toujours plus élevée que la température ambiante (T_a).la relation empirique suivante montre cette différence[9]:

$$\mathbf{T_c = T_a + E_m/800\ (T_{UC} - 20)} \qquad \textbf{(I.5)}$$

La (Fig.16), montre que la tension d'une cellule se varie fortement selon la variation de la température. Plus que la température s'augmente et moins que la cellule est performante. En revanche, le courant du court-circuit augmente légèrement quand la température s'augmente [9].



Fig(I.16):Caractéristique courant-tension d'une cellule en fonction de la température [11].



Fig(I.17): Caractéristique puissance-tension d'une cellule en fonction de la température [11].

I.5.Générateur photovoltaïque (GPV) :

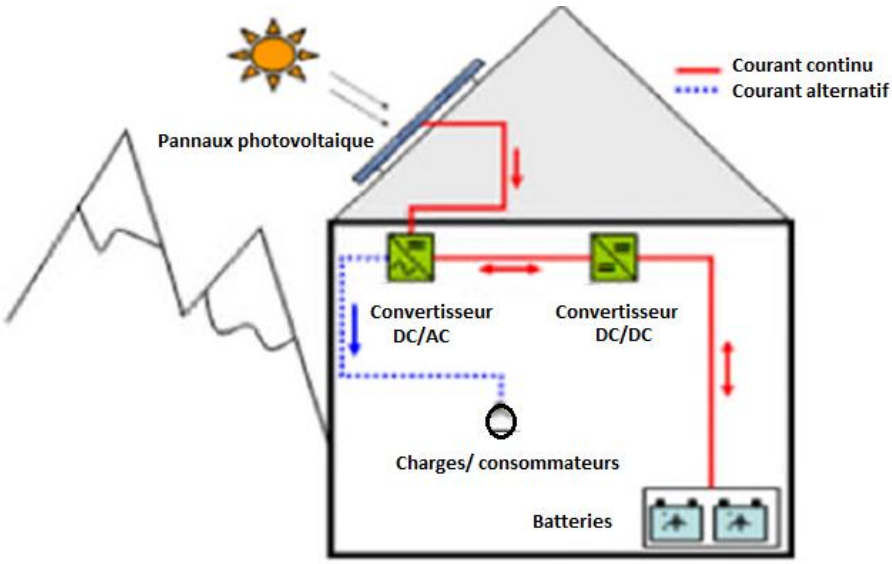
L'association de plusieurs modules photovoltaïques en série/parallèle donne lieu à un générateur photovoltaïque. Si les modules se connectent en série, les tensions s'additionnent. Si les modules se connectent en parallèle, c'est l'ampérage qui s'augmentera [6].

Fig(I.18):Générateur photovoltaïque [7].

I.6.Les systèmes PV autonomes et les systèmes connectés au réseau: Selon la manière dont l'énergie est utilisée, il existe trois différents types des systèmes PV :

- Systèmes autonomes.
- Systèmes hybrides.
- Systèmes raccordés au réseau [5].

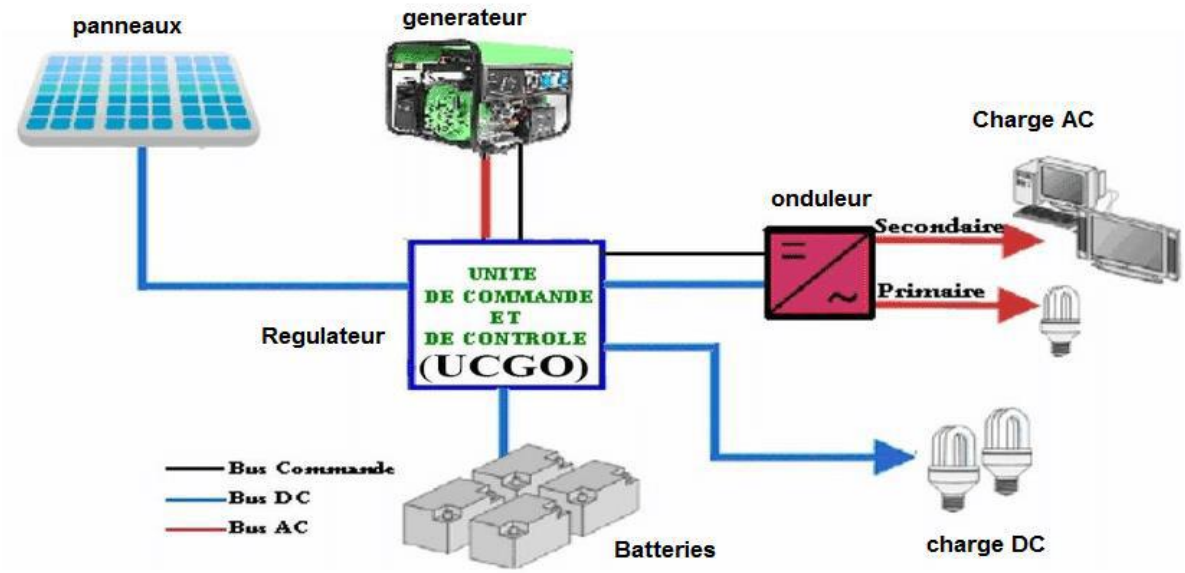
I.6.1.Les systèmes autonomes : Selon le besoin, les systèmes autonomes alimentent un ou plusieurs consommateurs situés dans des zones isolées du réseau électrique .La Figure (19) ci -dessous représente l'exemple d'un système PV autonome raccordé à un système de stockage pour répondre aux besoins des consommateurs à chaque à chaque moment[5].



Fig(I.19): Structure d'un système PV autonome [5].

I.6.2.Les systèmes Hybrides :

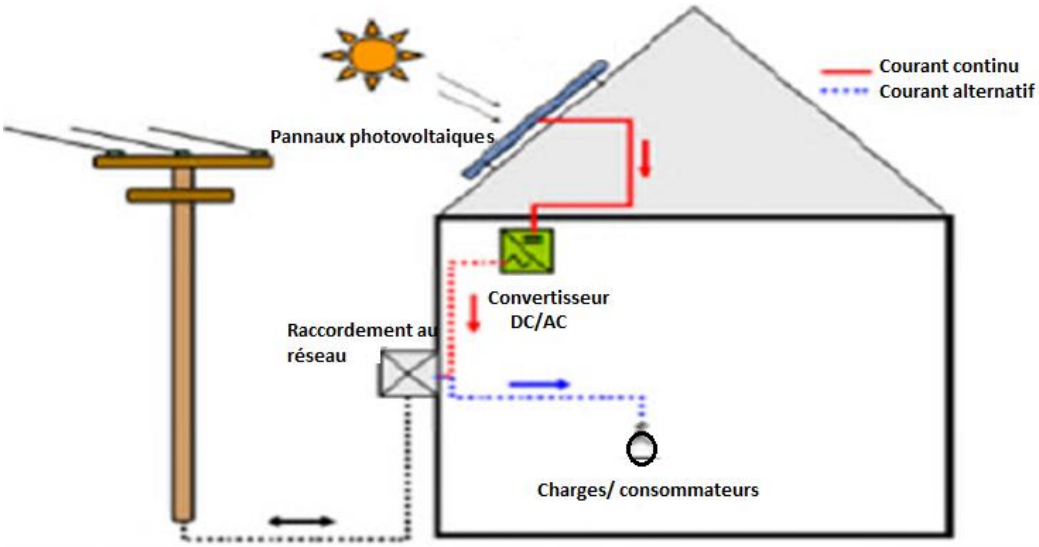
Les systèmes photovoltaïques hybrides intègrent un générateur photovoltaïque et un autre générateur : éolien, groupe électrogène, système hydroélectrique ……[5].



Fig(I.20) : Structure d'un système hybride[8].

I.6.3.Les systèmes raccordés au réseau :

Les systèmes photovoltaïques se raccordent directement au réseau électrique à l'aide des convertisseurs de courant. Ce type des systèmes offre beaucoup de facilités pour le (producteur/consommateur) puisque c'est le réseau qui séchage du maintien de l'équilibre entre la production et la consommation d'électricité. La Figure (I.21) représente un système PV connecté au réseau électrique [5]:



Fig(I.21) : Structure d'un système photovoltaïque connecté au réseau [5].

Les avantages de ce type des systèmes PV sont :

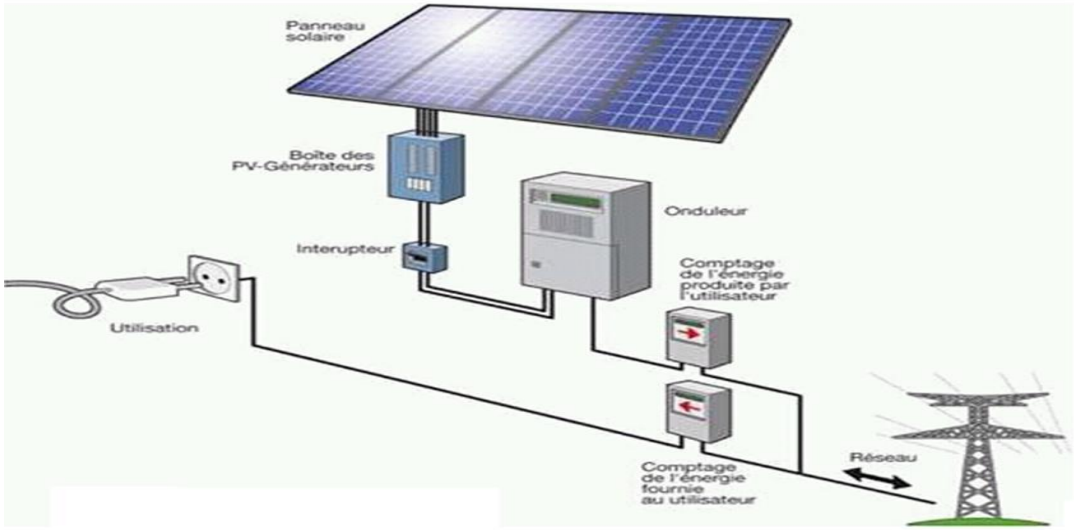
1. Absence de batteries(on ne stocke plus l'énergie, on l'injecte directement dans le réseau local).

2. Toute l'énergie produite est récupérée [5].

I.6.4.les règles d'installation photovoltaïque raccordée au réseau :

Le raccordement ne peut se faire qu'après transformation, à l'aide d'un onduleur du courant continu de tension variable fourni par les panneaux en courant alternatif adapté aux caractéristiques du réseau. Ce système est actuellement soutenu par les pouvoirs publics. En fait, la technologie photovoltaïque exploite l'effet photoélectrique, par lequel des semi-conducteurs correctement <dopés>génèrent de l'électricité lorsqu'ils sont exposés au rayonnement solaire. La génération d'énergie est imprévisible en raison de la variabilité de la source d'énergie solaire.

Une installation PV est essentiellement constituée d'un générateur (panneaux PV), d'un cadre de support pour monter les panneaux au sol, d'un système de contrôle de l'énergie et de climatisation, d'un éventuel système de stockage de l'énergie [12].



Fig(I.22) : Installations des panneaux photovoltaïques connectés au réseau [12].

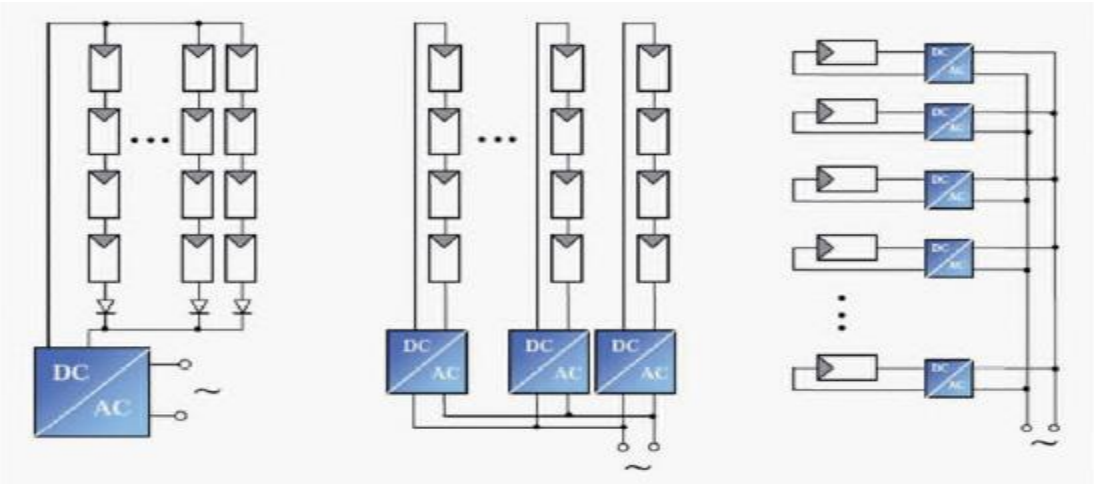
I.7.Topologies des systèmes photovoltaïques connectés au réseau électrique :

A fin de se connecter au réseau électrique, deux solutions s'offrent à nous : la connexion via un étage d'adaptation (DC/AC), ou bien par le biais de deux étages (DC/DC et DC/AC)[5].

I.7.1.La connexion via un étage d'adaptation (DC/AC) :

Il existe différentes topologies de gestion de ces systèmes photovoltaïques connectés au réseau. Néanmoins, toutes ces approches reposent sur un générateur photovoltaïque raccordé au réseau par le biais d'onduleurs qui transfèrent vers le réseau de l'énergie solaire électrique. Les progrès réalisés dans le

développement des onduleurs dédiés au photovoltaïque ont permis de faire évoluer grandement ces systèmes de gestion. Les onduleurs ne se limitent plus seulement à transformer la puissance continue (DC)générée par les panneaux solaires en puissance alternative sous forme d'une tension sinusoïdale de fréquence souhaitée (par ex. 230 V/400V – 50Hz), mais ils exploitent également la puissance délivrée par le générateur photovoltaïque en le forçant à fonctionnera son point de puissance maximal. De plus, ils assurent une surveillance fiable du réseau pour protéger ce dernier contre les pannes et interrompre, l'alimentation en cas de problèmes survenant, soit du réseau, soit de l'installation. Actuellement, il existe principalement trois architectures d'onduleurs donnant de bonnes solutions techniques : l'onduleur central, les onduleurs strings et les onduleurs intégrés aux panneaux Figure(I.23)[5].



a)Onduleur central b) onduleur string c) onduleur intégré au PV

Fig(I.23) : Topologies des systèmes photovoltaïques connectés au réseau électrique[5].

I.7.2.La connexion via deux étages (DC/DC et DC/AC) : Les convertisseurs de puissance hacheur et onduleur sont implantés pour ces raisons :

- Forcer le générateur photovoltaïque à fonctionner au point de puissance maximale.
- Produire le courant de sortie sinusoïdale et en phase avec la tension du réseau.
- Conversion de puissance avec un rendement η élevé [5].

I.8.Conclusion :

La conversion photovoltaïque rencontre depuis quelques années une évolution profonde associée à l'intérêt croissant pour l'énergie photovoltaïque. Nous avons présenté dans ce chapitre les différentes notions qui entrent dans l'énergie solaire et la constitution d'un système photovoltaïque et nous avons aussi exploré le principe de la conversion photovoltaïque et les technologies utilisées ainsi que les différents systèmes de connexion photovoltaïques et principalement les systèmes connectés au réseau qui feront l'objet de notre travail.

Chapitre 02 :

Le projet du parking solaire: étude qualitative et quantitative

II.1.Introduction :

Dans ce chapitre, on va présenter le système de commande automatique qui fait le couplage, les conditions nécessaires pour ce couplage au réseau et les problèmes des systèmes photovoltaïques rencontrés lors de la connexion au réseau. Alors les calculs de dimensionnement des systèmes PV seront exposés en détail.

II.2. Conditions techniques d'interconnexions:

Les conditions techniques d'interconnexion au réseau électrique sont [13]:

II.2.1. Raccordement:

En fonction de la puissance à raccorder, des caractéristiques du réseau sur lequel elle est appelée à être raccordée et du maintien d'une qualité de tension dans les limites fixées par des normes, le gestionnaire du réseau établit les dispositions du raccordement. Le réseau qui doit assurer le transit de la production décentralisée est soumis à plusieurs contraintes. Il doit pouvoir maintenir le plan de tension dans les limites d'exploitation avec et sans la présence de la production décentralisée. Dans un réseau basse tension, la puissance totale des productions décentralisées ne doit pas dépasser la puissance de la transformatrice moyenne tension / basse tension (MT/BT). De plus, le transit de la puissance doit se faire sans excéder la capacité des éléments du réseau. Enfin le supplément de puissance de court-circuit cumulé à la valeur de la puissance de court-circuit du réseau doit être compatible avec le niveau réel du matériel. En conséquence, le raccordement peut nécessiter des renforcements du réseau et de ce fait, une participation financière du producteur décentralisé dans ces renforcements peut être demandée. Sur la base de ces critères, le gestionnaire du réseau fixe le mode de raccordement de l'installation de production au réseau de distribution. Chaque cas fait l'objet d'un examen particulier qui tient compte des conditions réelles rencontrées [13].

II.2.2. Jugement de conformité:

Le producteur est tenu de soumettre un rapport de contrôle rédigé à ses frais par un organisme agréé qui démontre la conformité de l'installation au règlement général des installations électriques. En outre, le gestionnaire du réseau contrôle avant le raccordement de l'installation du producteur décentralisé en ce qui concerne les aspects particuliers de l'installation de fourniture d'énergie. Ceci inclut entre autre le schéma de raccordement, le fonctionnement de l'appareil de découplage, le réglage

et le fonctionnement de l'ensemble constituant les protections particulières, le dispositif de mise en parallèle, l'éventuelle protection contre l'injection de courant continu [13].

II.2.3. Accord de raccordement:

L'installation de production décentralisée ne peut être raccordée au réseau de distribution qu'après accord écrit du gestionnaire du réseau (SONALGAZ). Cet accord n'est pas encore fonctionnel au cas où le producteur décentralisé envisage une modification de son installation de production, notamment s'il modifie la puissance concernée [13].

II.2.4. Dispositif de coupure:

Lors de travaux hors tension sur le branchement ou sur le réseau de distribution, l'installation de production décentralisée doit pouvoir être séparée du réseau par un dispositif de coupure de sécurité. La coupure de sécurité doit être visible, verrouilla blé et accessible en permanence au gestionnaire du réseau. Ces dispositifs sont de type agréé par ce dernier. Lorsque la puissance de l'installation de production décentralisée est < 10 kW, la coupure de sécurité peut éventuellement être réalisée pour chaque unité de production, par un système automatique de sectionnement. Les installations photovoltaïques < 5 kW doivent être pourvues de ce système automatique [13].

II.2.5. Dispositif de protection:

Comme pour tout autre raccordement au réseau de distribution, les installations sont munies en tête de leur raccordement au réseau de distribution d'un appareil assurant la coupure des phases en cas de défaut interne occasionnant le dépassement d'un courant fixé pendant un temps donné. Les valeurs du courant et de la temporisation sont données par le gestionnaire du réseau. Les systèmes de protection doivent constituer un minimum de technicité. Dans certaines configurations des déclenchements intempestifs peuvent se produire. Ces déclenchements qui n'entament pas l'aspect sécurité tel que défini dans le domaine d'application, pourraient gêner les conditions d'exploitation. Il pourrait donc s'avérer utile de faire usage soit d'une protection par asservissement soit d'ajouter d'autres fonctionnalités à la chaîne de relais prévu ou d'en modifier certaines. Les variantes sont autorisées dans la mesure où elles remplissent les fonctions des relais qu'elles remplacent [13].

II.2.6.Couplage:

Une mise en parallèle de l'installation de production décentralisée avec le réseau public de distribution est toujours réalisée au moyen d'un relais synchro-check équipé d'un synchroscope pour des installations avec une puissance supérieur à 10 kW. Lors de la connexion en parallèle, la tension, la fréquence et l'écart de phase sont tels qu'ils ne provoquent pas de variations brusques relatives de la tension supérieures a %. Si la connexion en parallèle se répète plusieurs fois par jour, les variations brusques de tension dues à la connexion parallèle seront limitées aux mêmes valeurs que celles

requises pour le fonctionnement et définies dans le paragraphe suivant. Pendant le fonctionnement, les variations brusques de la tension seront limitées en valeur relative à 3 % au maximum et en fonction de leur fréquence d'apparition à des valeurs inférieures de façon à ne pas perturber les autres utilisateurs raccordés au réseau. Ces considérations impliquent que la production décentralisée qui fonctionne en îlotage ne peut être reconnectée au réseau qu'après vérification de la tension, de la fréquence et de l'écart de phase et qu'il ne peut pas être possible d'effectuer une prise en parallèle à un endroit non prévu, des verrouillages sont installés pour empêcher ces éventualités. Après un déclenchement commandé par la protection de découplage, lorsque les conditions sont redevenues normales, la reconnexion au réseau peut se faire automatiquement à condition de disposer d'un système de synchronisation automatique. Ces automatismes font partie des aspects particuliers de la production décentralisée[14].

II.2.7. Compensation avec des batteries de condensateurs:

S'il est fait usage de batteries de condensateurs, l'installation de production décentralisée sera pourvue, si nécessaire, de filtres destinés à éviter l'amortissement des signaux. D'autre part, les condensateurs doivent être débranchés en même temps que l'engin de production. Si les conditions techniques le justifient, le gestionnaire du réseau peut imposer au producteur décentralisé le placement de condensateurs[14].

II.2.8. Harmoniques et inter harmoniques:

Le niveau des harmoniques et inter harmoniques qui sont générés par l'installation de production décentralisée ne doit pas provoquer des perturbations dans le réseau de distribution. L'impact de l'installation sur le réseau (pour le changement de période tarifaire, pour l'éclairage public…) doit également rester à des niveaux de perturbation acceptables. Dans la plupart des cas, le niveau de perturbation de la production décentralisée s'ajoute aux niveaux de perturbation déjà existant par la présence des utilisateurs et des autres producteurs. C'est pourquoi des mesures doivent être étudiées et appliquées au niveau de la production décentralisée de manière à ce que tout reste compatible avec un niveau de signal acceptable[14].

II.2.9. Protection contre l'injection de courant continu:

Les onduleurs, qui sont équipés d'un transformateur, n'injectent pas de courant continu dans le réseau de distribution et ne nécessitent par conséquent pas de mesures de sécurité complémentaires. Les onduleurs avec une technologie sans transformateur sont également acceptés pour autant qu'ils soient certifiés ne jamais injecter un courant continu supérieur à 1% du courant nominal ou qu'ils disposent d'un système de protection contre l'injection de courant continu. Celui-ci débranche

l'onduleur en moins de 0,2 s au cas où le courant continu dépasse la valeur de seuil établie à 1% du courant nominal[14].

II.3. Problème de connexion des systèmes photovoltaïques au réseau:

Les problèmes concernant l'interconnexion du système photovoltaïque au réseau sont :

- Le débrochage de système photovoltaïque si le réseau présente une défaillance (le problème d'i landing).
- La protection contre la foudre.
- La qualité de puissance fournie au réseau.
- Les effets des systèmes multiples sur une partie du réseau, en particulier monophasé non équilibré.
- Le dosage fiable des flux de puissance.
- Risques techniques et financiers[15].

II.4.Dimensionnement des systèmes photovoltaïques :

Le dimensionnement d'un générateur PV a pour but de déterminer l'optimum technico-économique entre la puissance crête du champ de panneaux solaires et la capacité de batterie associée à partir des besoins électriques de l'utilisateur d'une part, des données d'ensoleillement du site d'autre part et du prix et de la qualité des composants dont on peut disposer sur le marché. L'énergie journalière fournie par le champ de panneaux solaires doit être au moins égale, à un coefficient correctif K près, à l'énergie journalière moyenne consommée par l'utilisation.

Les étapes de dimensionnement d'un système PV: pour dimensionner un système PV autonome composé des appareils suivants [16] :

II.4.1. Estimation de l'énergie consommée par jour (en Wh/j):

A partir des données fournies par l'utilisateur[16].

$$E_c = P * Q * h \qquad \text{(II.1)}$$

Où

E_c: énergie consommée par l'appareil (Wh / jour).

P: Puissance électrique de l'appareil (w).

Q: Nombre d'appareils utilisés.

h: temps utilisées (h).

II.4.2. Calcul de l'énergie à produire :

Pour que les besoins du client soit assurés il faut que l'énergie consommée (E_c) égales l'énergie produite (E_P) à un coefficient près de l'unité [16].

$$E_P = \frac{E_c}{k} \qquad \text{(II.2)}$$

Le coefficient k tient compte des facteurs suivants :

- l'incertitude météorologique.
- l'inclinaison non corrigé des modules suivant la saison.
- le point de fonctionnement des modules qui est rarement optimal et qui peut être aggravé par la baisse des caractéristiques des modules, la perte de rendement des modules dans le temps (vieillissement et poussières)
- le rendement des cycles de charge et de décharge de la batterie (90%).
- le rendement du chargeur et de l'onduleur (de 90 à 95%).
- les pertes dans les câbles et connexions.
- Pour les systèmes avec parc batterie, le coefficient k est en général compris entre 0,55 et 0,75.
- La valeur approchée que l'on utilise pour les systèmes avec batterie sera souvent de 0,65[16].

II.4.3.Dimensionnement du générateur photovoltaïque (ensemble des panneaux) à installer :

La puissance crête des panneaux à installer dépend de l'irradiation du lieu d'installation. On la calcule en appliquant la formule suivante [13] :

$$P_C = \frac{E_c}{k\, I_r} = \frac{E_P}{I_r} \qquad \text{(II.3)}$$

P_c : Puissance crête en Watt crête (Wc).

I_r : Irradiation quotidienne moyenne annuelle (kWh/m². j)

Le nombre total des modules installés est calculé par:

$$N = \frac{P_c}{P_u} \qquad \text{(II.4)}$$

P_c : Puissance crêté du champ installé.

P_u : puissance crête unitaire des modules.

Le nombre de module PV en série est calculé par :

$$N_s = \frac{U_{ond}}{U_{mod}} \qquad \text{(II.5)}$$

U_{ond} : la tension d'entrée aux bornes de l'onduleur.

U_{mod}: la tension unitaire des modules.

Le nombre de module PV en parallèle est calculé par :

$$N_p = \frac{P_c}{N_s \ P_{mod}} \quad (II.6)$$

P_{mod}: la puissance crête d'un module.

II.4.4. Estimation de la capacité de stockage des batteries :

On calcule la capacité (C) de la batterie en appliquant la formule ci-dessous [16]:

$$C = \frac{E_C . N}{D . U} \quad (II.7)$$

N: Nombre de jours d'autonomie.

D: Maximum admissible de décharge de la batterie.

U: La tension nominale de la batterie.

II.4.5. Dimensionnement et section des câbles:

C'est sur la partie courant continu de l'installation que les intensités sont les plus importantes, c'est donc dans cette partie que se pose le problème des pertes joules et des chutes de tensions dans les câbles. On doit déterminer les sections des câbles entraînant le moins de chute de tension possible entre les panneaux et l'onduleur-chargeur, et aussi entre les batteries et l'onduleur - chargeur. La chute de tension ne doit pas dépasser 3%[16].

Déterminez la section des conducteurs entre les panneaux et le boîtier de raccordement [16] :

$$R = \frac{\Delta U}{I} \quad (II.8)$$

$$S = \frac{\rho \ L}{R} \quad (II.9)$$

$\Delta \boldsymbol{U}$: chute de tension maximale dans le conducteur.

$\boldsymbol{I}$: courant circulant dans le conducteur.

$\boldsymbol{R}$**:** résistance des conducteurs.

II.4.6. Choix de régulateur et de l'onduleur:

$P_{reg} \geq P_c$

$P_{reg} = U_{generateur}$

Pour l'onduleur il faut que :

$P_{ond} \geq P_c$

Avec:

p_{reg} **,** p_{ond}**:** respectivement puissance de régulateur et puissance de l'onduleur.

II.5.Dimensionnement d'installation de parking connecté au réseau électrique :

II.5.1.Module photovoltaïque cristallin :

Les caractéristiques des composants de base utilisés pour concevoir le système ils sont affichés dans les tableaux suivants:

Pour notre travail nous avons utilisé le modèle installé à l'unité de recherche en enerrgie renouvelables en milieu saharien. Ce module est**BJP- 250SA**(Monocristallin) dont les paramètres de construction sont donnés dans le tableau suivant:

Puissance maximal(P_{max})	250 W
Tension de $Pmax$ (V_{mp})	30.75 V
courant de $Pmax$ (I_{mp})	8.131 A
Tension de circuit ouvert(V_{oc})	36.99 V
Courant de court-circuit(I_{sc})	8.768 A
Max System Voltage	1000 V
Dimension	990x1650x40 mm
Weight	19.5kg
NOCT	48 ± 2C˚

Tab(II.1) : Caractéristiques électriques typiques d'un GPV BJP- 250SA

II.5.2.l'onduleur :

L'onduleur utilisé est du modèle **SMC- 11000TLRP-10** dont les paramètres de Construction sont donnés dans le tableau suivant :

Puissance DC max	11400 W
Tension DC max	700 V
Plage de tension photovoltaïque, MPPT	333- 500 V
Courant d'entrée max	34A
Nombre max .d'entrées (en parallèle)	5
Puissance Nominale AC	11000W
Tension AC max	220 /230 /240 V
Courant de sortie max	48 A
Fréquence du réseau AC	50-60 HZ
Rendement max	98 %

Tab(II.2) : Caractéristiques électriques typiques d'un SMC- 11000TLRP-10[17].

II.5.3.Application numérique :

1. La puissance crête du parking solaire :

P_c = 31,5 KW_C

2. Le nombre de module PV :

$$N = \frac{P_c}{P_U} = \frac{31500}{250} = 126 \quad \text{(II.10)}$$

3.Le nombre de module PV en série:

$$N_s = \frac{U_{ond}}{U_{mod}} = \frac{500}{36,99} = 14 \quad \text{(II.11)}$$

4.Le nombre de module PV en parallèle :

$$N_p = \frac{P_c}{N_s\ P_{mod}} = \frac{10500}{14\ .250} = 3 \quad \text{(II.12)}$$

5.La section du câble S :

$$R = \frac{\Delta U}{I} = \frac{0,02\ .30,75}{8.131} = 0,076\ \Omega \quad \text{(II.13)}$$

$$S = \frac{\rho\ L}{R} = \frac{1,6\ .\ 10^{-8}\ .\ 12}{0,076} = 2,526\ .\ 10^{-6} m^2 = 2,526\ mm^2 \quad \text{(II.14)}$$

III.5.4.Le schéma expérimental :

D'après les résultats analytiques, on a trouvé que le système PV se compose de nombre de module PV est de 126,en série est de 14 et en parallèle est de 3, et trois onduleurs, voir figure(II.1), avec une puissance totale de 31.5 kWC.

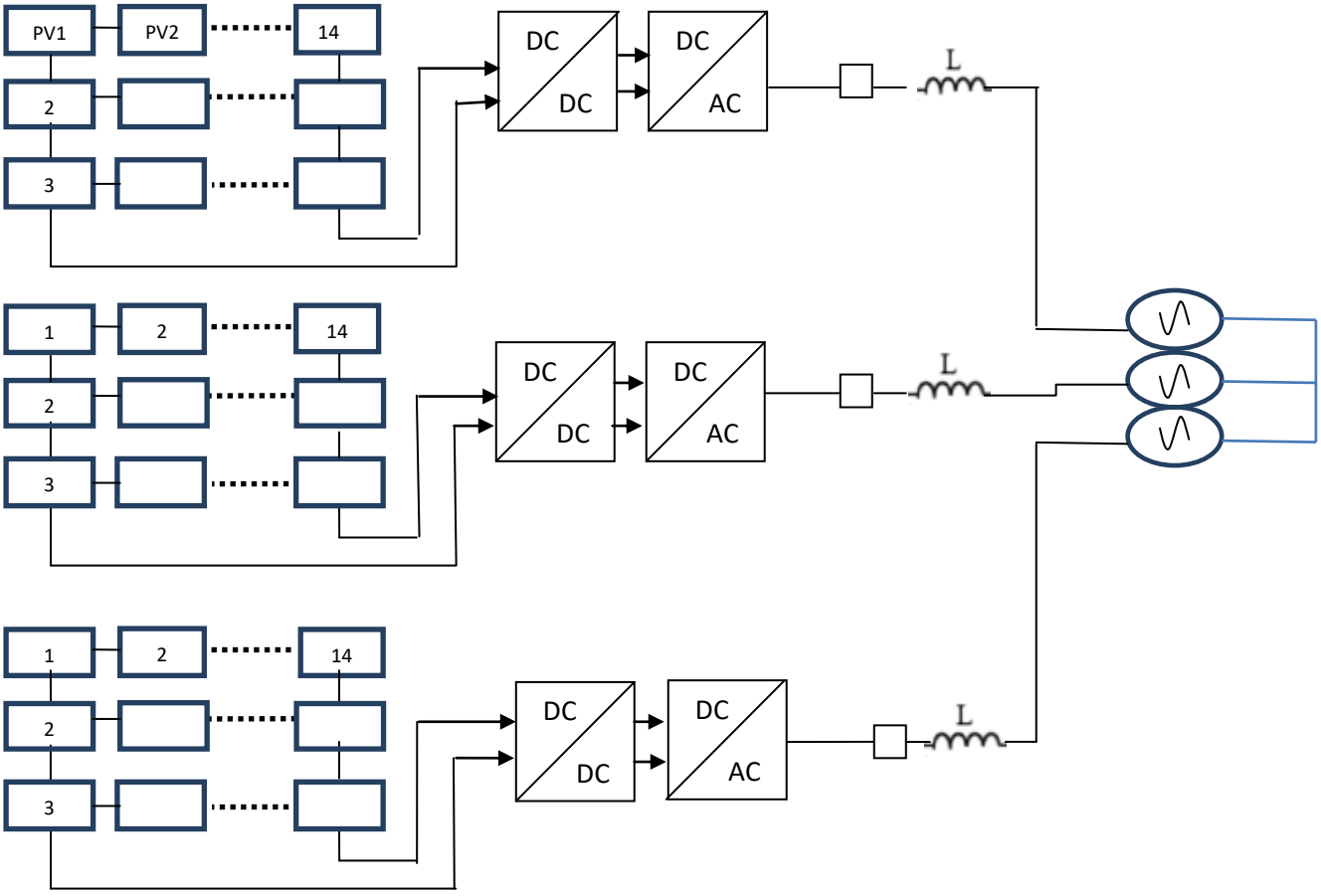


Fig.(II.1) : Schéma du parking connecté au réseau électrique.

II.6.Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons fait un dimensionnement d'une installation photovoltaïque pour optimiser tous les besoins en matériel, dans le chapitre suivant, nous allons présenter des calculs de dimensionnement en utilisant le logiciel PV système et comparer les résultats obtenus dans les deux cas.

Chapitre 03:

Résultats de simulation du projet de parking solaire

III.1.Introduction :

PVSYSTest conçu pour être utilisé par les architectes, les ingénieurs et les chercheurs, mais c'est aussi un outil pédagogique très utile. Il inclut une aide contextuelle approfondie, qui explique en détail la procédure et les modèles utilisés et offre une approche ergonomique avec guide dans le développement d'un projet. PVSYSTpermet d'importer des données météo d'une dizaine de sources différentes ainsi que des données personnelles.Dans ce chapitre nous allons simuler le parking solaire en utilisant le logiciel PVSYST pour un système photovoltaïque raccordé au réseau.

III.2.Simulation du parking par le logiciel PVSYST:

III.2.1. Logiciel PVSYST:

Le logiciel (PVSYST) permet de :

- Pré-dimensionnement
- Estimation rapide de la production pour une première étude de vos installations
- Conception de projet
- Etude détaillée, dimensionnement et simulation horaire, résultats dans un rapport complet imprimable.
- Données météo (importation de diverses sources, génération synthétique,…).
- Base de données de composante (module PV, onduleur, batteries, pompes, etc.)
- outils didactiques, (géométrie solaire, optimisation de l'orientation, comportement électrique de champs PV avec ombrage).
- Analyse de données réelles mesurées (avancé) [13].

III.2.2. Les Options du logicielPVSYST :

Deux options caractérisent le logicielPVSYST :

III.2.2.1 Pré dimensionnement :

Le logicielPVSYSTpermet le pré dimensionnement d'un projet, en quelques clics, sans composant réels, première évaluation des dimensions du système et de son composant. Le pré dimensionnement concerne trois systèmes :

- Couplé au réseau
- Isolé avec batteries
- Pompage [13].

III.2.2.2.Conception/Dimensionnement du système :

La conception du système est basée sur une procédure rapide et simple :

1. Spécifier la puissance désirée ou la surface disponible.
2. Choisir les modules PV dans la base de données interne.
3. Choisir l'onduleur dans la base de données interne etPVSYST propose une configuration de système, qui de réaliser une première simulation /évaluation [18].

III.3.Utilisation de logiciel PVSYST:

- On Choisie: conception du projet, en suite couplé au réseau,

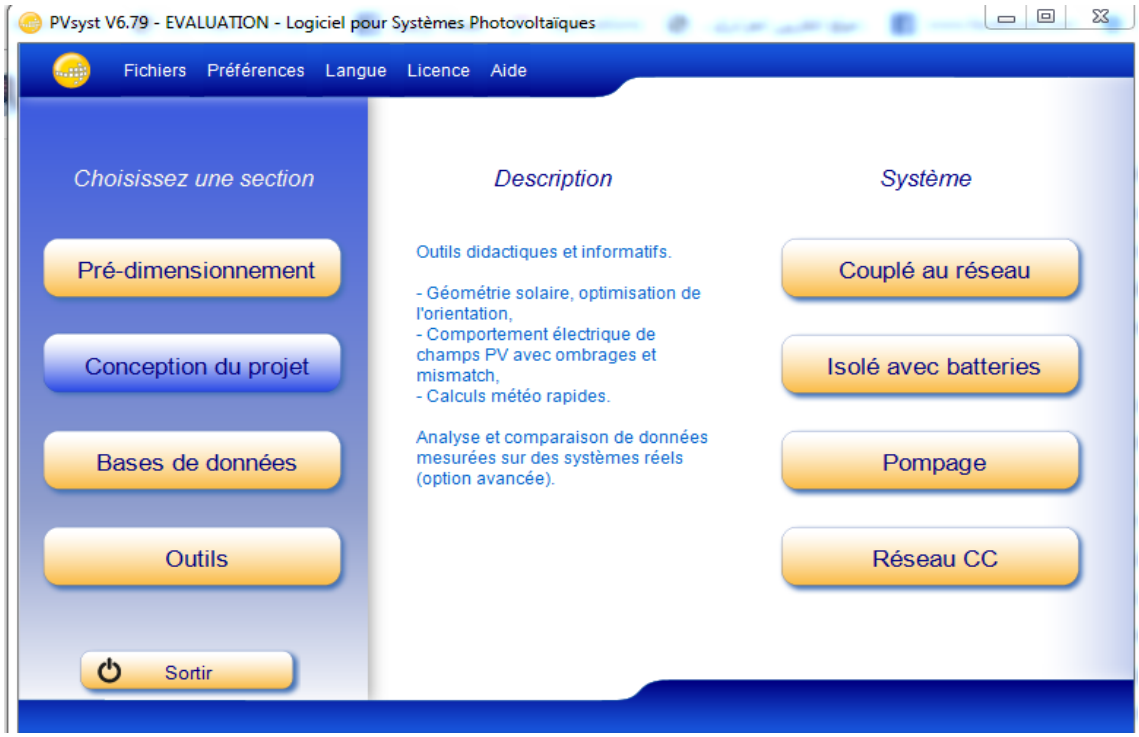


Fig. (III .1) : Logiciel PVSYST

- Après, on a donné le nom du projet

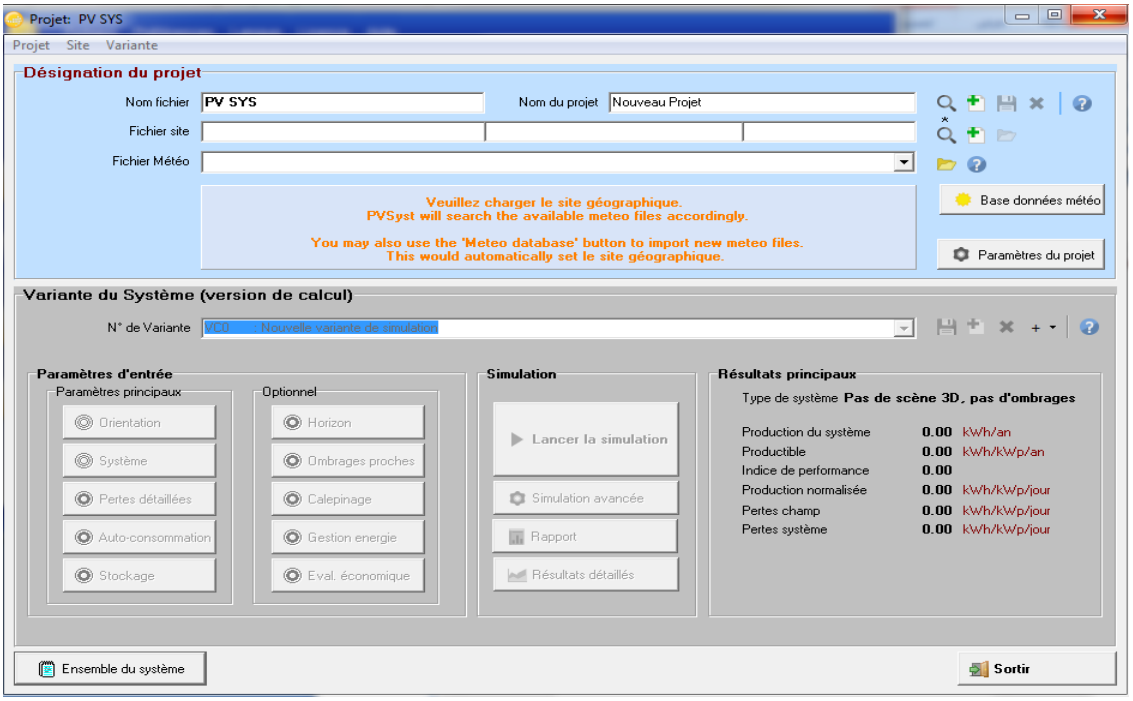


Fig. (III.2) : Définition du projet et d'outil de simulation.

- Cliquer sur base données météo et «sites géographique »

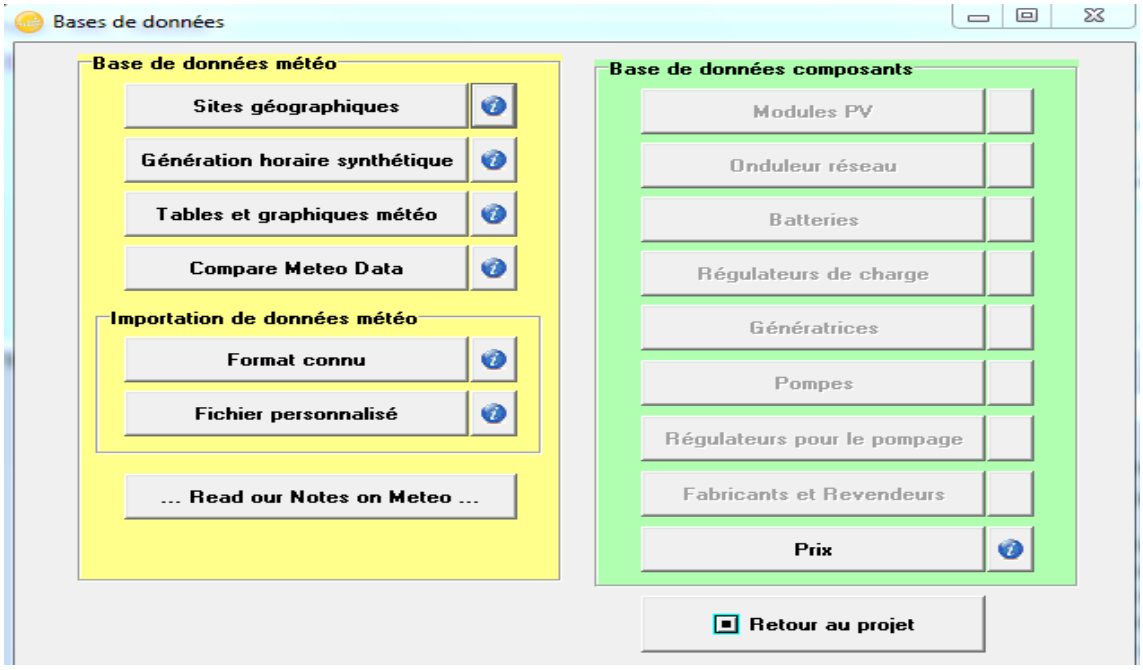


Fig. (III.3) : Base de données de PVSYST

- Choix des données :
- Le nom de Pays et le nom de fichier
- Choisir Alegria puiscliquer sur « nouveau »

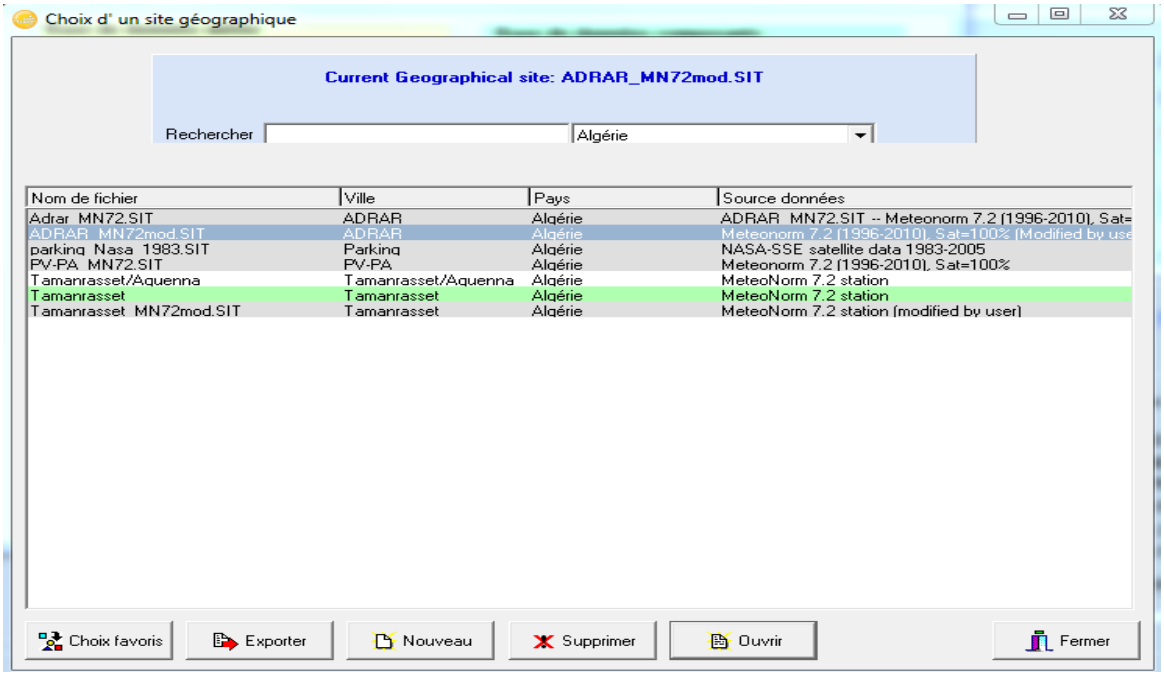


Fig. (III.4) : Affectation de la situation et la météo.

III.3.1.Coordonnées géographiques:

En donnant:

- Le nom du site, pays, région, latitude, longitude,Altitude, fuseau horaire.

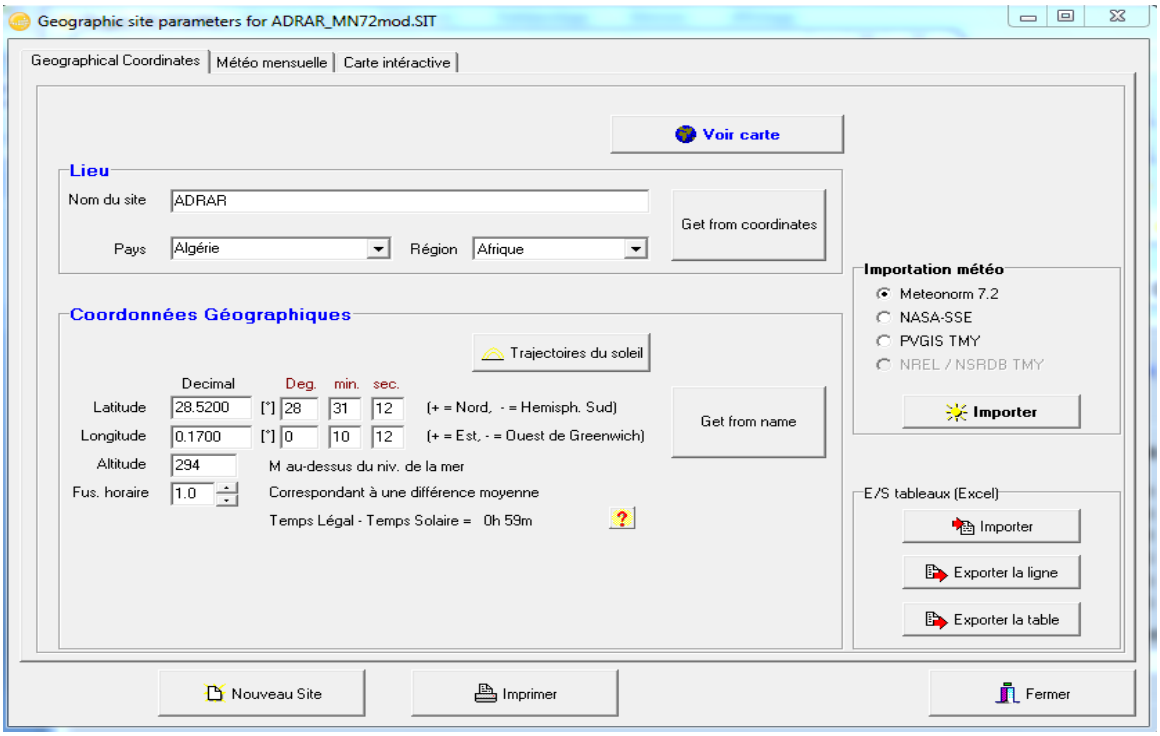


Fig. (III.5) : Paramètres de site géographique et Coordonnées géographiques.

- Cliquer sur Importer, cliquer sur ok

III.3.2.Météomensuelle :

- En remplissant irradiation globale utilise les obtenus à partir du sitePVSYSTet pour la température moyenne utilise-les obtenus à partir température mesuré ou température Depuis site web

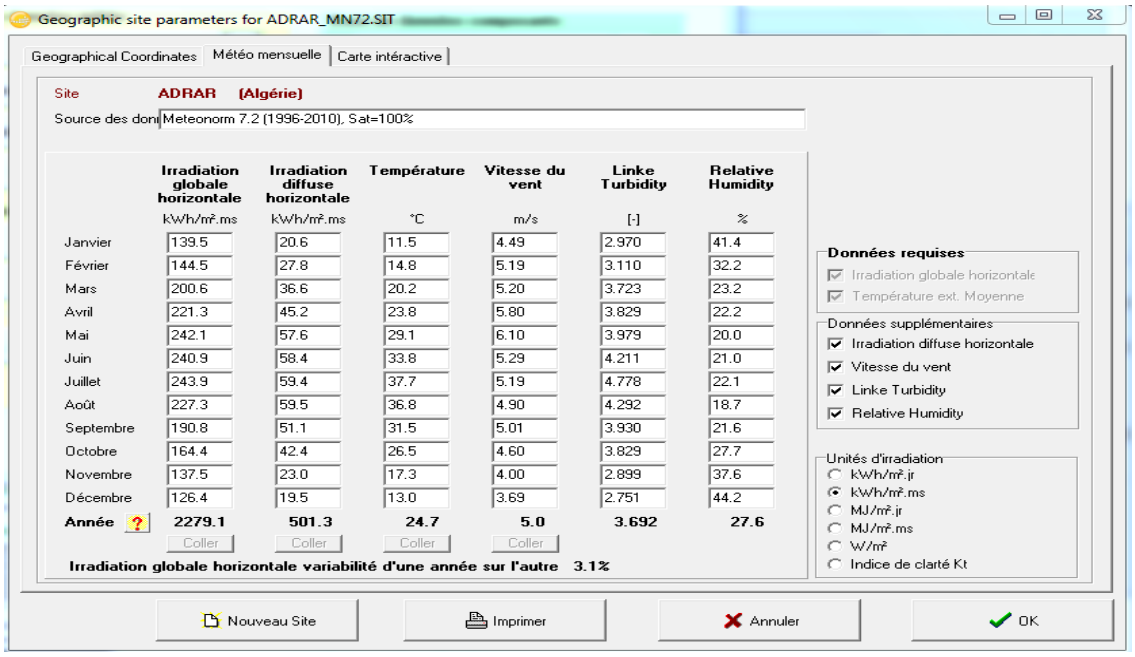


Fig. (III.6) : Paramètres de site géographique météo mensuel.

III.4.Les étapes pour faire les calculs :

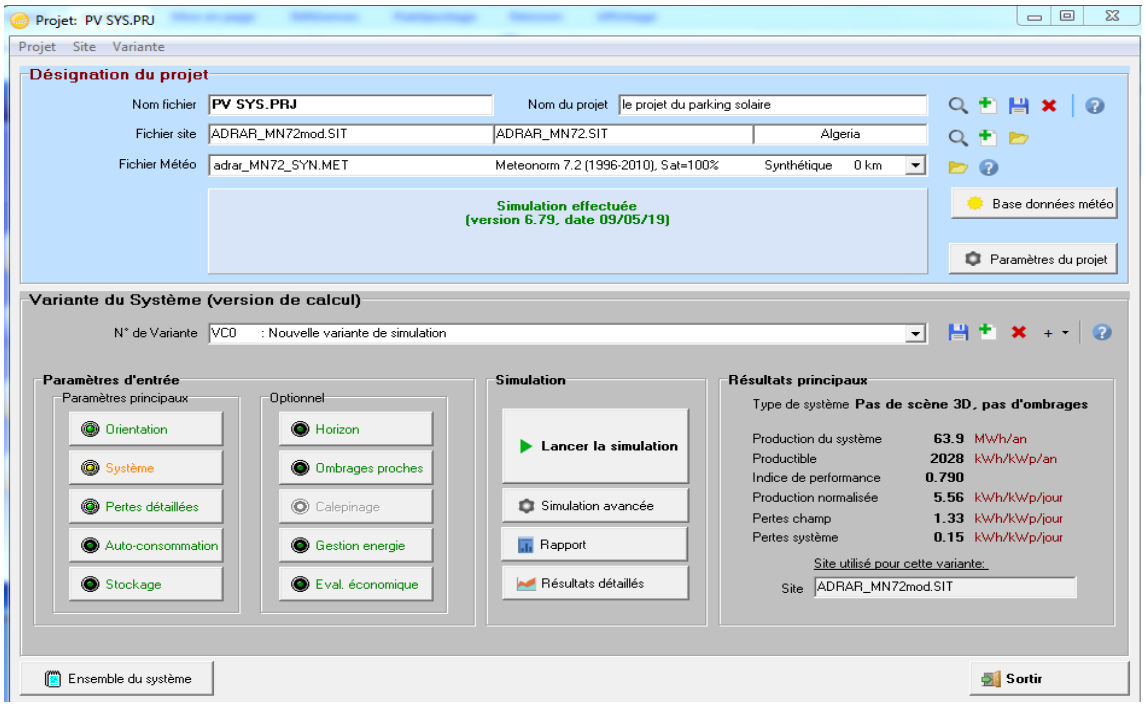


Fig. (III.7) : Création du projet.

III.4.1.Etape 1 : L'orientation :

Cette étape et pour donner le paramètre du champ et inclinaison plan Azimut

- Cliquer sur orientation

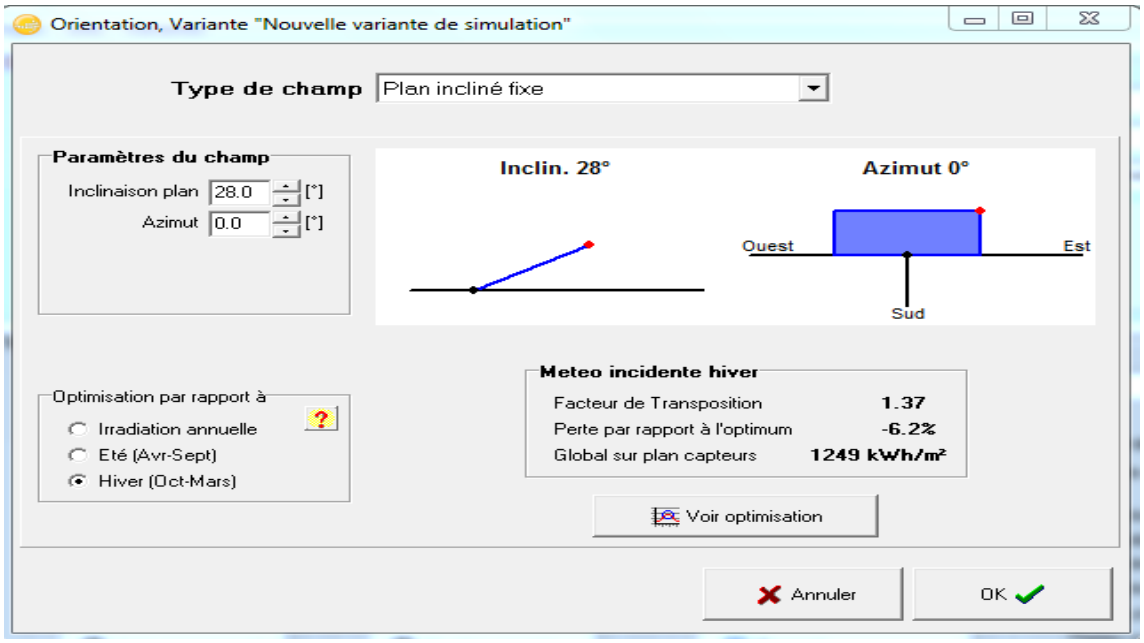


Fig. (III.8) : Réglage de l'orientation.

III.4.2.Etape 2 : Horizon :

- Cliquer sur horizon pour voir la ligne d'horizon à inclinaison .azimut.

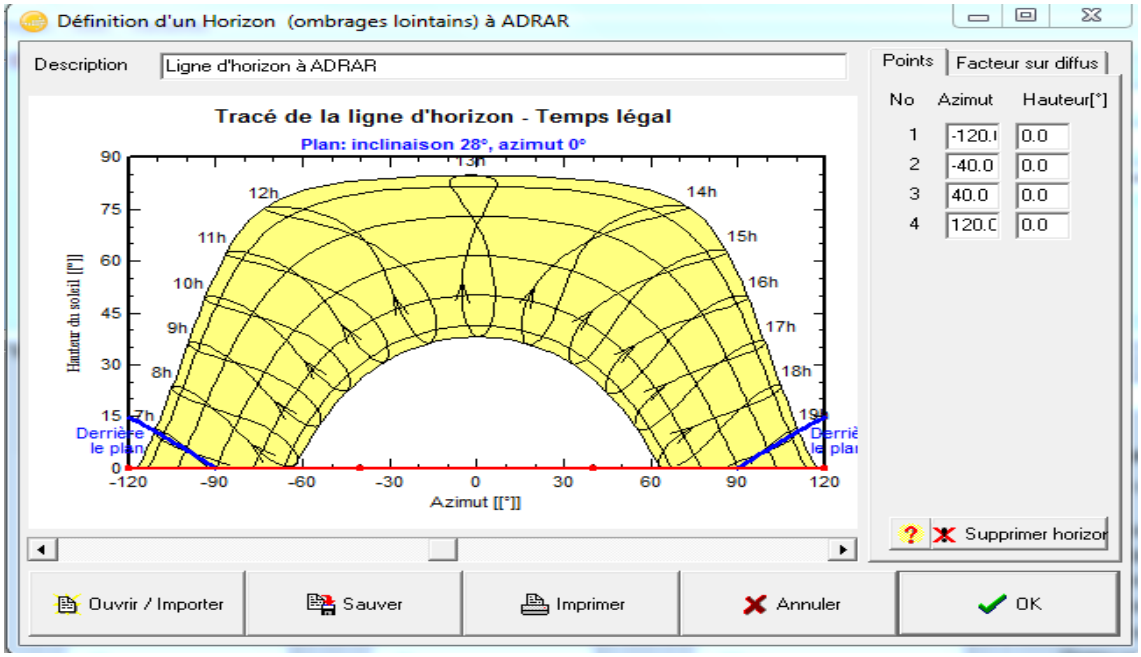


Fig. (III.9) : Réglage de l'horizon.

III.4.3.Etape 3: Cliquer sur système :

Dans cette étape en choisissant

- Enter espace (1) ou la puissance utilise (2)
- Choisir le panneau solaire pour le projet (3)
- Choisi l'onduleur (4), en suite cliquer sur ok

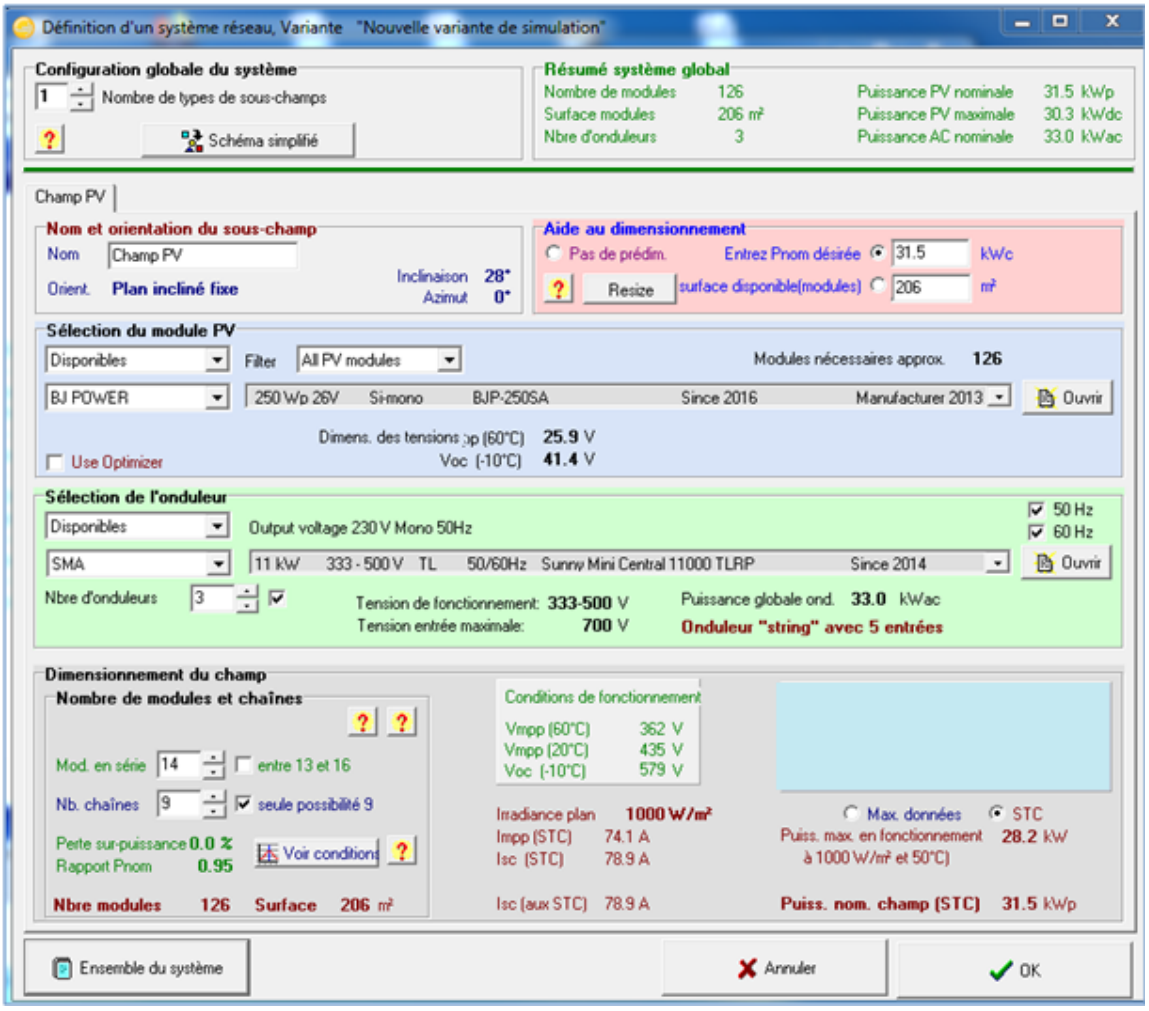


Fig. (III.10) : Réglage des paramètres du système.

III.4.4.Etape 4 : Cliquer sur simulation :

- Cliquer sur simulation en suite cliquer sur résultats

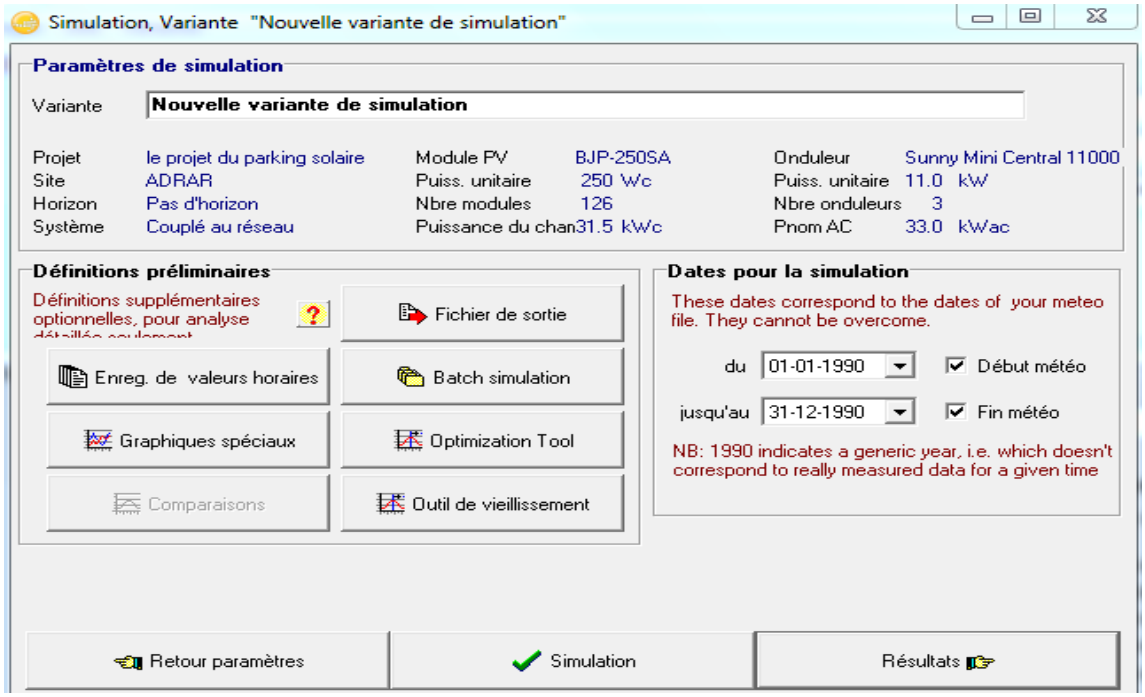


Fig. (III.11) : PVSYST pour l'étape de la simulation.

La figure (III .11), nous permet de lancer la simulation en obtenant des résultats sous forme des graphes, des histogrammes et des tableaux, dans ce qui suit on va donner des aperçus des résultats de simulation pour analyse et traitement.

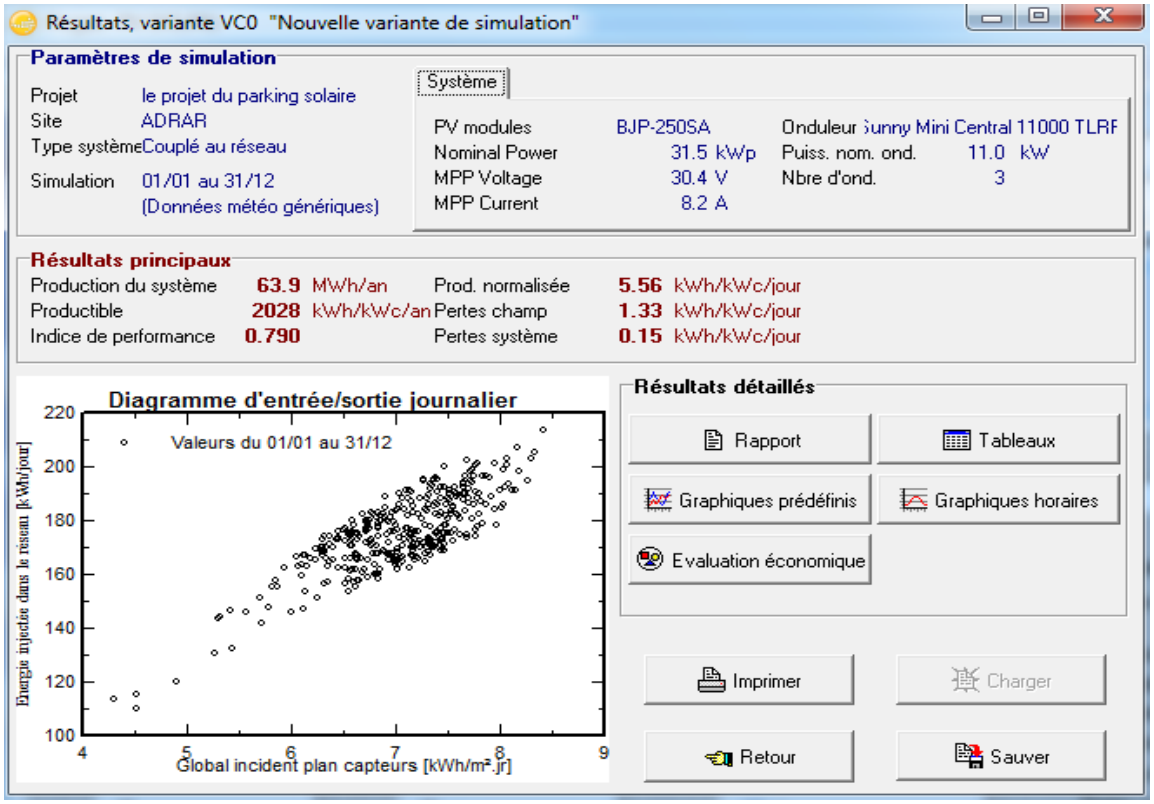


Fig. (III.12) : Etape finale dePVSYST.

- En suite Cliquer sur rapport

PVSYST V6.79		09/05/19	Page 1/3

Système couplé au réseau: Paramètres de simulation

Projet : **le projet du parking solaire**

Site géographique	**ADRAR**		Pays	**Algeria**
Situation	Latitude	28.52° N	Longitude	0.17° E
Temps défini comme	Temps légal	Fus. horaire TU+1	Altitude	294 m
	Albédo	0.20		
Données météo:	**ADRAR**	Meteonorm 7.2 (1996-2010), Sat=100% - Synthétique		

Variante de simulation : **Nouvelle variante de simulation**

Date de la simulation 09/05/19 à 12h22

Paramètres de simulation	Type de système	**Pas de scène 3D, pas d'ombrages**		
Orientation plan capteurs	Inclinaison	28°	Azimut	0°
Modèles utilisés	Transposition	Perez	Diffus	Perez, Meteonorm
Horizon	Pas d'horizon			
Ombrages proches	Sans ombrages			
Besoins de l'utilisateur :	Charge illimitée (réseau)			

Caractéristiques du champ de capteurs

Module PV Si-mono	Modèle	**BJP-250SA**		
Paramètres définis par l'utilisateur	Fabricant	BJ POWER		
Nombre de modules PV	En série	14 modules	En parallèle	9 chaînes
Nombre total de modules PV	Nbre modules	126	Puissance unitaire	250 Wc
Puissance globale du champ	Nominale (STC)	**31.5 kWc**	Aux cond. de fonct.	28.18 kWc (50°C)
Caractéristiques de fonct. du champ (50°C)	U mpp	381 V	I mpp	74 A
Surface totale	Surface modules	**206 m²**		

Onduleur	Modèle	**Sunny Mini Central 11000 TLRP**		
Paramètres définis par l'utilisateur	Fabricant	SMA		
Caractéristiques	Tension de fonctionnement	333-500 V	Puissance unitaire	11.0 kWac
Batterie d'onduleurs	Nbre d'onduleurs	3 unités	Puissance totale	33 kWac
			Rapport Pnom	0.95

Facteurs de perte du champ PV

Fact. de pertes thermiques	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (vent)	0.0 W/m²K / m/s
Perte ohmique de câblage	Rés. globale champ	86 mOhm	Frac. pertes	1.5 % aux STC
Perte de qualité module			Frac. pertes	-0.8 %
Perte de "mismatch" modules			Frac. pertes	1.0 % au MPP
Perte de "mismatch" strings			Frac. pertes	0.10 %
Effet d'incidence, paramétrisation ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Param. bo	0.05

PVsyst EVALUATION

Fig. (III.13) : Paramètres de la simulation.

PVSYST V6.79		09/05/19	Page 3/3

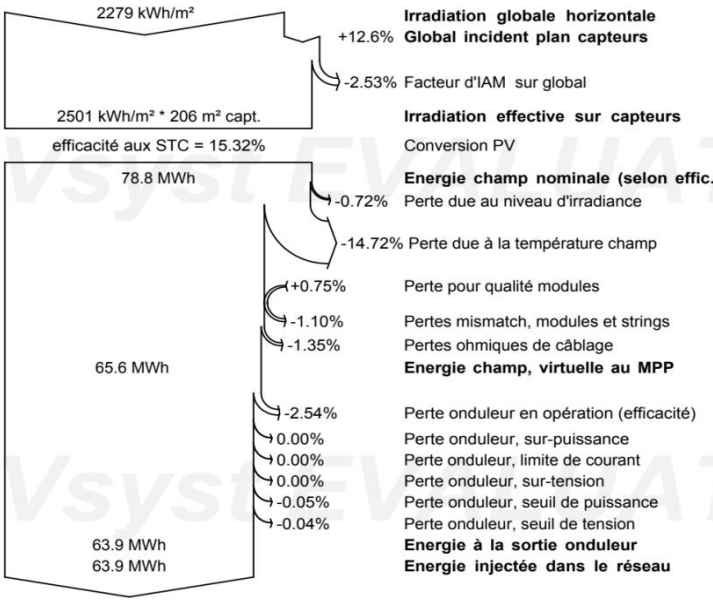
Système couplé au réseau: Diagramme des pertes

Projet : **le projet du parking solaire**

Variante de simulation : **Nouvelle variante de simulation**

Principaux paramètres système	Type de système	**Pas de scène 3D, pas d'ombrages**		
Orientation plan capteurs	inclinaison	28°	azimut	0°
Modules PV	Modèle	BJP-250SA	Pnom	250 Wc
Champ PV	Nombre de modules	126	Pnom total	**31.5 kWc**
Onduleur	Modèle	Sunny Mini Central 11000 TLRP		11.00 kW ac
Batterie d'onduleurs	Nombre d'unités	3.0	Pnom total	**33.0 kW ac**
Besoins de l'utilisateur	Charge illimitée (réseau)			

Diagramme des pertes sur l'année entière



PVsyst Evaluation mode

Fig. (III.14) : Diagramme des pertes.

PVSYST V6.79		09/05/19	Page 2/3

Système couplé au réseau: Résultats principaux

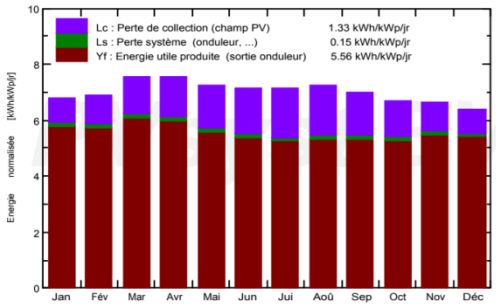
Projet : **le projet du parking solaire**

Variante de simulation : **Nouvelle variante de simulation**

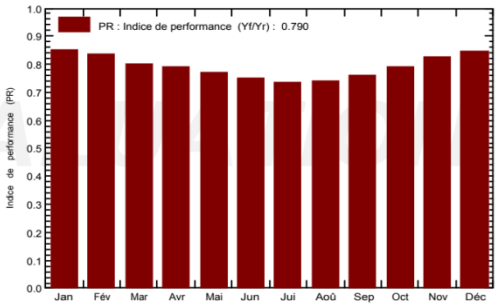
Principaux paramètres système	Type de système	**Pas de scène 3D, pas d'ombrages**		
Orientation plan capteurs	inclinaison	28°	azimut	0°
Modules PV	Modèle	BJP-250SA	Pnom	250 Wc
Champ PV	Nombre de modules	126	Pnom total	**31.5 kWc**
Onduleur	Modèle	Sunny Mini Central 11000 TLRP		11.00 kW ac
Batterie d'onduleurs	Nombre d'unités	3.0	Pnom total	**33.0 kW ac**
Besoins de l'utilisateur	Charge illimitée (réseau)			

Principaux résultats de la simulation				
Production du système	**Energie produite**	**63.90 MWh/an**	Productible	2028 kWh/kWc/an
	Indice de performance (PR)	79.04 %		

Productions normalisées (par kWp installé): Puissance nominale 31.5 kWc



Indice de performance (PR)



Nouvelle variante de simulation

Bilans et résultats principaux

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
Janvier	139.5	20.63	11.55	210.9	206.3	5.790	5.647	0.850
Février	144.5	27.83	14.82	192.7	188.8	5.201	5.068	0.835
Mars	200.6	36.59	20.17	234.8	229.6	6.097	5.939	0.803
Avril	221.3	45.17	23.81	227.1	220.9	5.799	5.653	0.790
Mai	242.1	57.62	29.14	225.3	218.3	5.619	5.469	0.771
Juin	240.9	58.44	33.76	215.1	208.3	5.248	5.099	0.753
Juillet	243.9	59.44	37.68	221.7	214.8	5.275	5.130	0.735
Août	227.3	59.49	36.76	224.4	218.0	5.361	5.225	0.739
Septembre	190.8	51.09	31.49	210.2	204.7	5.183	5.049	0.763
Octobre	164.4	42.37	26.47	207.3	202.7	5.282	5.146	0.788
Novembre	137.5	23.03	17.34	199.3	195.2	5.323	5.190	0.827
Décembre	126.4	19.54	12.97	197.7	193.5	5.420	5.284	0.849
Année	2279.1	501.26	24.72	2566.5	2501.0	65.597	63.897	0.790

Légendes: GlobHor Irradiation globale horizontale
DiffHor Irradiation diffuse horizontale
T_Amb Température ambiante
GlobInc Global incident plan capteurs
GlobEff Global "effectif", corr. pour IAM et ombrages
EArray Energie effective sortie champ
E_Grid Energie injectée dans le réseau
PR Indice de performance

PVsyst Evaluation mode

Fig. (III .15) : Résultats principaux.

III.5.Résultats principaux:

Dans ce qui suit on va donner des aperçus des résultats de simulation pour analyse et traitement.

III.5.1 Energie produite:

La figure (III .16) montre l'énergie produite par l'installation photovoltaïque donnée par le logiciel PVSYST durant une année. Sur cette figure on remarquera que l'énergie maximale est produite durant (mars- avril).L'énergie minimale est produite durant le mois de Décembre.

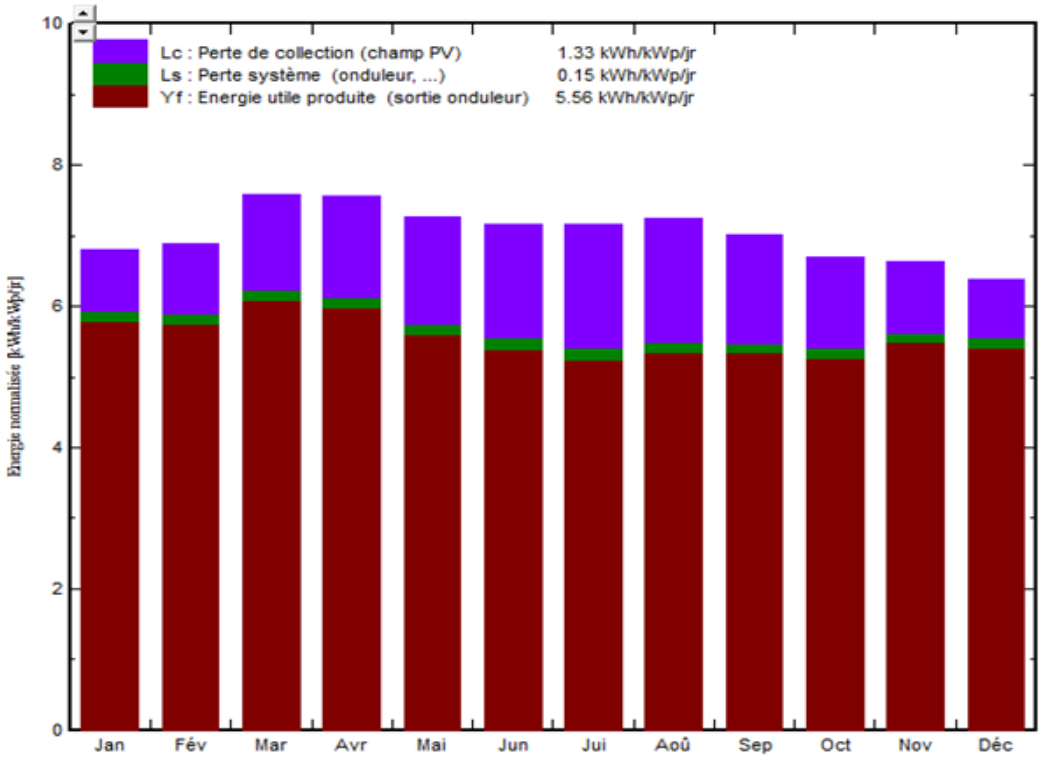


Fig. (III.16) : Productions normalisées: Puissance nominale 31.5 KWc

III.5.2.Bilans :

Le tableau suivant résume le bilan de l'énergie reçue et délivrée par l'installation durant une année par mois.

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m²	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	
Janvier	139.5	20.63	11.55	210.9	206.3	5790	5647	0.850
Février	144.5	27.83	14.82	192.7	188.8	5201	5068	0.835
Mars	200.6	36.59	20.17	234.8	229.6	6097	5939	0.803
Avril	221.3	45.17	23.81	227.1	220.9	5799	5653	0.790
Mai	242.1	57.62	29.14	225.3	218.3	5619	5469	0.771
Juin	240.9	58.44	33.76	215.1	208.3	5248	5099	0.753
Juillet	243.9	59.44	37.68	221.7	214.8	5275	5130	0.735
Août	227.3	59.49	36.76	224.4	218.0	5361	5225	0.739
Septembre	190.8	51.09	31.49	210.2	204.7	5183	5049	0.763
Octobre	164.4	42.37	26.47	207.3	202.7	5282	5146	0.788
Novembre	137.5	23.03	17.34	199.3	195.2	5323	5190	0.827
Décembre	126.4	19.54	12.97	197.7	193.5	5420	5284	0.849
Année	2279.1	501.26	24.72	2566.5	2501.0	65597	63897	0.790

Tab(III.1): Bilans et résultats principaux.

Avec :

GlobHor : Irradiation globale horizontale

Diffhor : Irradiation diffuse horizontale

T-Amb : Température ambiante

GlobInc : Global incident plan capteurs

GlobEff : Global "effectif", corr. pour IAM et ombrages

EArray : Energie effective sortie champ

E-Grid : Energie injectée dans le réseau

PR : Indice de performance

III.5.3.Diagramme des pertes système:

La figure (III.17) montre les pertes d'énergie de l'énergie reçue jusqu'à l'énergie injectée au réseau. L'énergie injectée dans le réseau est de l'ordre de 63.9MWh par ans.

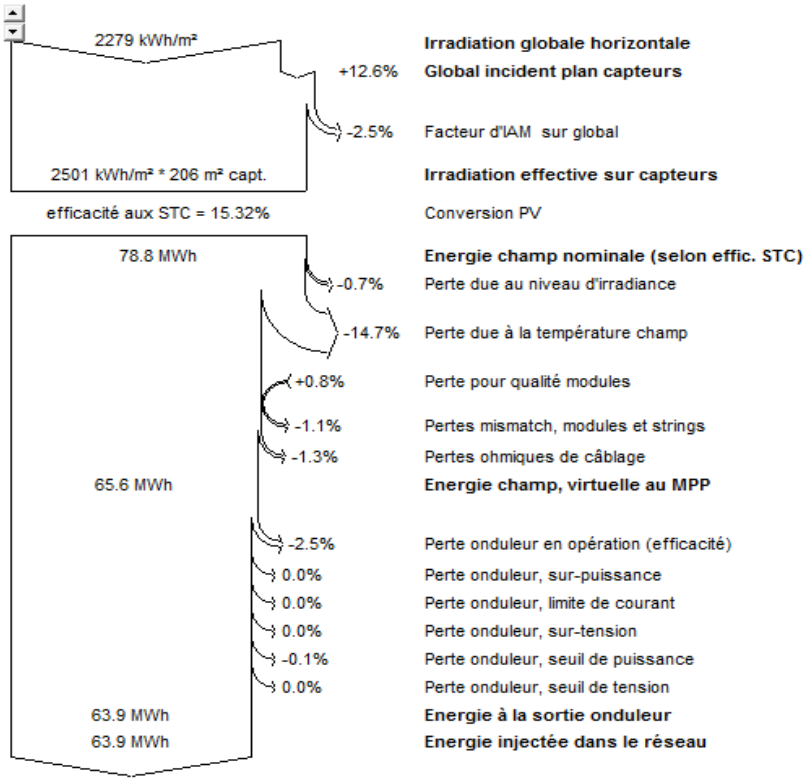


Fig. (III.17) : Diagramme des pertes du système

III.5.4.Diagramme d'entrée/sortie journalier :

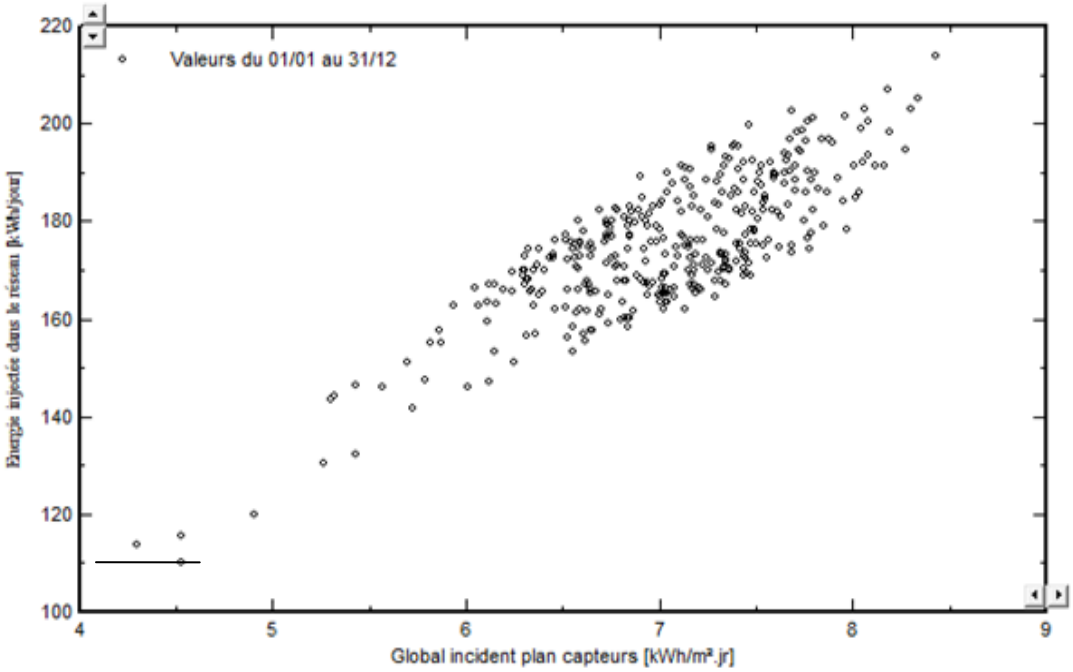


Fig. (III.18) : Diagramme d'entrée /sortie journalier.

Le diagramme figurant ci-dessus nous donne l'énergie injectée dans le réseau en[kWh/jour]en fonction d'un rayonnement incident global en [kWh/m2.jr] pendant toute l'année dans la région , on observe que l'énergie produite injectée dans le réseau électrique augmente en fonction du rayonnement incident global sur la surface active des panneaux photovoltaïque. Une énergie de 110 kWh/jour environ est correspondante à un rayonnement global d'environ 4.3kWh/m2.jr et pour un rayonnement global d'environ 8.5 kWh/m2.jr nous donne une énergie injectée au réseau d'environ de 215 kWh/jour.

III.5.5.Energie journalière à la sortie du système :

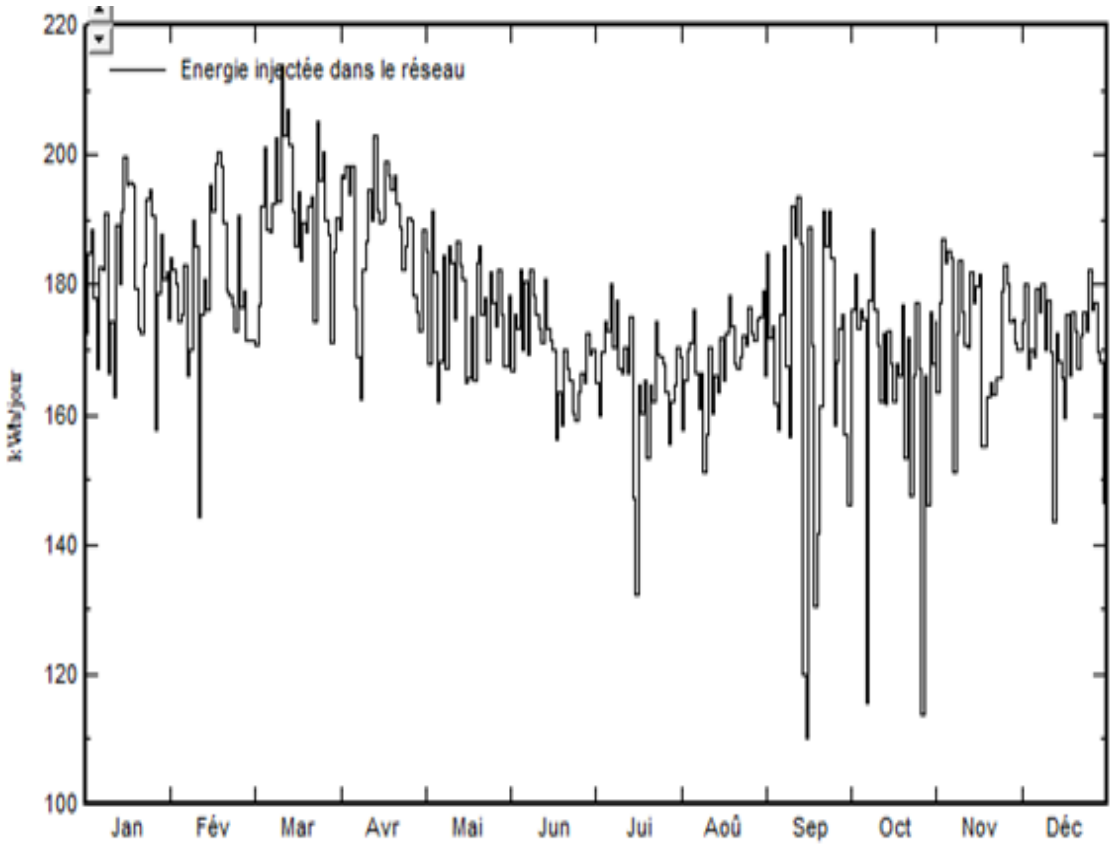


fig. (III.19) : Energie journalière à la sortie du système

La figure(II.19) montre l'énergie journalière produite de l'installation

III.5.6.Indice de performance (PR) :

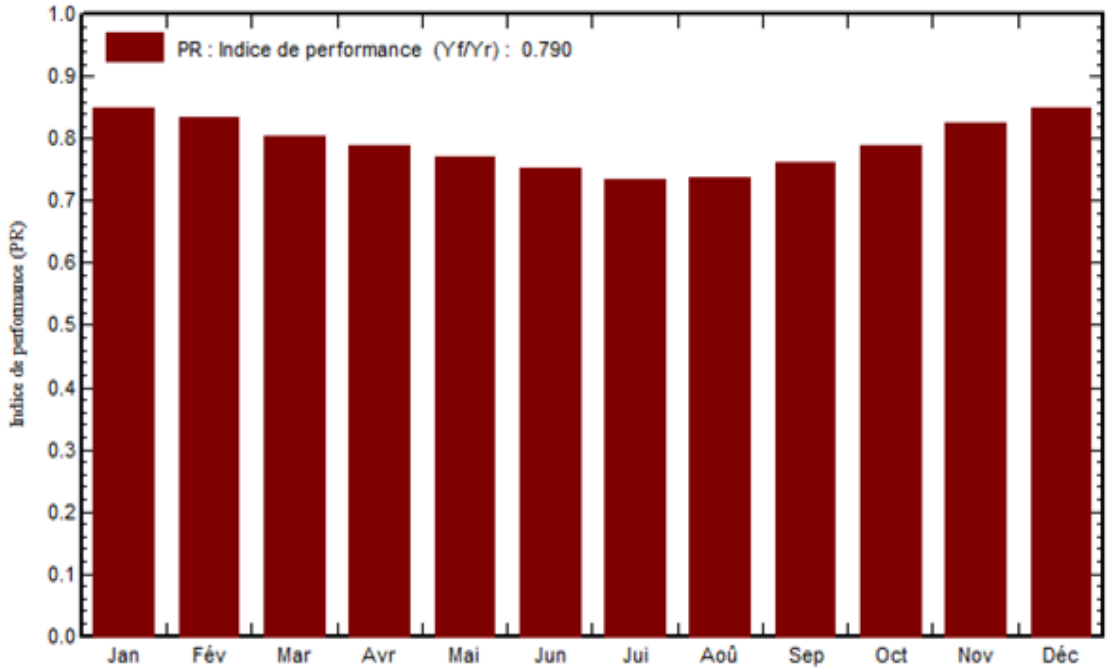


Fig.(III.20) :Indice de performance (PR).

III.5.7.Détail des pertes du système :

Le tableau suivant résumeen détailles pertes du système reçu et délivré par l'installation durant une année par mois.

	ModQual kWh	MisLoss kWh	OhmLoss kWh	EArrMPP kWh	InvLoss kWh
Janvier	-44.153	65.24	75.92	5790	142.7
Février	-39.669	58.62	69.81	5201	133.0
Mars	-46.561	68.80	88.97	6097	158.2
Avril	-44.267	65.41	82.08	5799	145.8
Mai	-42.867	63.34	75.88	5619	150.3
Juin	-40.031	59.15	69.96	5249	149.5
Juillet	-40.328	59.59	72.77	5285	155.5
Août	-41.008	60.59	76.46	5372	146.7
Septembre	-39.578	58.48	72.92	5185	136.2
Octobre	-40.297	59.54	71.73	5282	136.0
Novembre	-40.600	59.99	70.91	5323	133.5
Décembre	-41.308	61.04	68.54	5420	136.1
Année	-500.667	739.82	895.95	65621	1723.3

Tab(III.2) :Détail des pertes du système.

Avec :

ModQual : perte pour qualité modules.

MisLoss : perte du champ pour « mise en marche ».

OhmLoss: pertes ohmiques de câblage.

EArrMPP : Energie champ, virtuelle au MPP.

InvLoss : Pertes onduleur globales.

III.5.8.Coefficient des performances normalisées :

Le tableau suivant résume coefficient des performances normalisées reçue et délivrée par l'installation durant une année par mois.

	Yr kWh/m².jr	Lc	Ya kWh/kWp/jr	Ls	Yf kWh/kWp/jr	Lcr	Lsr	PR
Janvier	6.80	0.874	5.93	0.146	5.78	0.128	0.021	0.850
Février	6.88	0.986	5.90	0.151	5.75	0.143	0.022	0.835
Mars	7.57	1.329	6.24	0.162	6.08	0.176	0.021	0.803
Avril	7.57	1.435	6.14	0.154	5.98	0.190	0.020	0.790
Mai	7.27	1.513	5.75	0.154	5.60	0.208	0.021	0.771
Juin	7.17	1.617	5.55	0.158	5.40	0.225	0.022	0.753
Juillet	7.15	1.749	5.40	0.149	5.25	0.245	0.021	0.735
Août	7.24	1.750	5.49	0.139	5.35	0.242	0.019	0.739
Septembre	7.01	1.523	5.48	0.141	5.34	0.217	0.020	0.763
Octobre	6.69	1.279	5.41	0.139	5.27	0.191	0.021	0.788
Novembre	6.64	1.010	5.63	0.141	5.49	0.152	0.021	0.827
Décembre	6.38	0.826	5.55	0.139	5.41	0.130	0.022	0.849
Année	7.03	1.326	5.71	0.148	5.56	0.189	0.021	0.790

Tab(III.3): Coefficient de performance normalisé.

Avec :

Yr : Energie incidente de référence dans plan capteurs

Lc : Pertes champ PV normalisées.

Ya : Production du champ PV normalisée.

Ls : Pertes système normalisée.

Yf : Production du système normalisée.

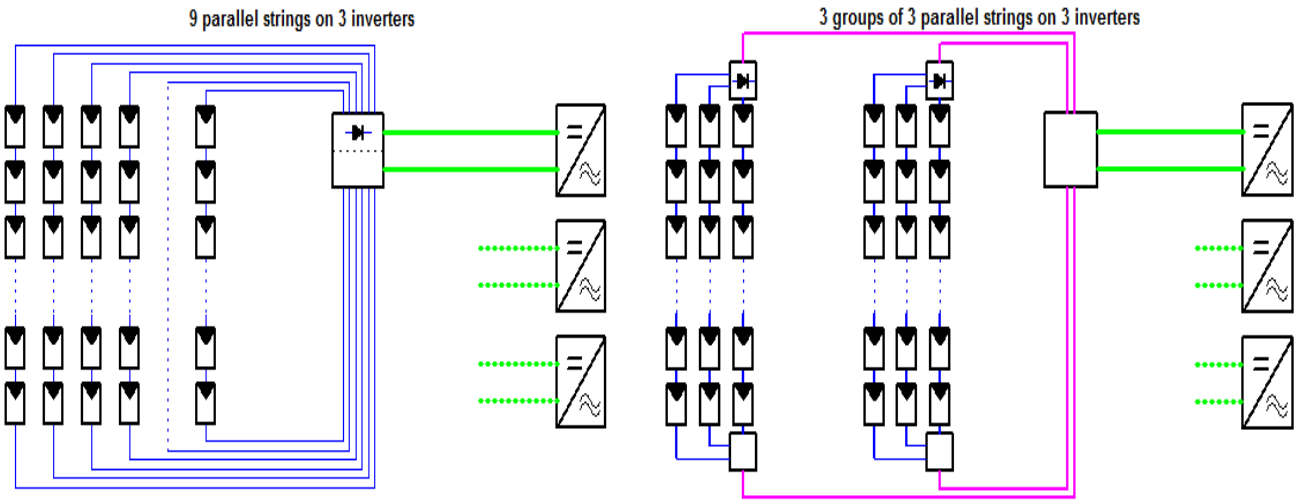
Lcr :Perte champ PV/En. Plan capt. de référence.

Lsr : Perte champ PV/En. Plan capt. de référence.

PR : Indice de performance .

III.6.Le schéma synoptique du système photovoltaïque :

Le schéma synoptique du système photovoltaïque complet trouvé par le logiciel de simulation est représenté sur la figure (III.21). Ce système est composé en deux parties principales : c'est le Générateur PV qui se compose de plusieurs modules photovoltaïques couplés en série et en parallèle, afin d'augmenter la tension et le courant adapter à l'onduleur choisi. Le nombre de module photovoltaïque en série est de 14d'une puissance unitaire de 250Wc, et le nombre de chaine du système photovoltaïque est de 9 chaines, avec une puissance totale de 31.5kWc.



Figure(III.21) : Schéma synoptiques du système photovoltaïque.

III.7.Comparaison des résultats analytiques avec ceux expérimentaux:

Comparaison de nombre trouvé des panneaux, en série en parallèle, section, le schéma….

Grandeur	Résultat analytique	Résultat de simulation
N	126	126
N_S	3	3
N_P	14	14
S	2.526 mm^2	2.5mm^2

Tab(III.4):Comparaison entre les résultats de simulation et expérimentaux

D'après la comparaison, on trouve que les résultats sont identiques.

Le schéma trouvé par calcul (Fig(II.1)), correspond à celui de PVSYST (Fig(III.21)), ce qui prouve l'exactitude de l'étude.

III.8.Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons détaillé comment utiliserle logicielPVSYST Pour l'installation photovoltaïque couplé au réseau. Le logiciel de PVSYST nous a permet d'importer les données météos à partir de ce dernier sous un fichier d'extension « Dat » en introduisant les différents paramètres « Orientation, Horizon et système), en analysant son fonctionnement (Panneaux photovoltaïque et un Onduleur solaire), Les résultats de simulation montrent aussi que le système PV conçu, dans ce travail, permet une meilleure exploitation de l'énergie solaire en tenant en compte les différents facteurs de dégradation des équipements de ce système même lorsqu'il est exposé à des sévères conditions (variations brutales de l'éclairement, de la température).

Après la comparaison, nous avons trouvé que les résultats analytiques et ceux de logiciel de simulation sont identiques. Ce qui confirme bien le bon choix et le dimensionnement du système.

Conclusion Générale et perspective :

De nos jours, l'énergie solaire connait une vaste utilisation vue les problèmes environnementaux et la limitation de réserves des ressources fossiles. Néanmoins, elle occupe une large surface et un faible rapport relativement par rapport à l'énergie produite. Dans ce contexte, nous avons exploité la surface de parking par des panneaux photovoltaïques qui font l'ombre et produisent l'électricité à la fois. Cela nous a imposé d'établir des règles de dimensionnement afin de réaliser ce projet.

Dans ce modeste travail nous avons étudié et simulé un parking solaire connecté au réseau électrique public. D'une manière générale, cette étude a apporté les notions de base du système photovoltaïque et les éléments nécessaires pour la production de l'électricité par un parking solaire.

Dans un premier lieu, nous avons présenté les différentes notions de base le principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque PV, ainsi que les différents systèmes de connexion photovoltaïques.

En deuxième partie, nous avons présenté le projet du parking solaire: étude qualitative et quantitative, les conditions techniques d'interconnexion au réseau électrique, problèmes de connexion des systèmes photovoltaïques au réseau. Ensuite, nous avons fait un dimensionnement d'une installation photovoltaïque pour optimiser tous les besoins de matériel.

Après avoir étudié et dimensionné le système, nous avons simulé le projet du parking solaire de puissance de 31.5kW, utilisant le logiciel PVSYST. En fin nous avons présenté les résultats de simulation de parking.

Le logiciel de simulation que nous avons utilisé PVSYST répond correctement aux choix des composants constituants notre installation. On a trouvé que les résultats obtenus par le logiciel, et ceux trouvés par les méthodes du calcul sont identiques.

Comme perspectives, nous proposons de compléter notre projet étudié par une réalisation pratique. Une étude expérimentale sera proposée lors de la réalisation de notre projet.

Bibliographie

[1]. M.MTAHAR«simulation d'un système photovoltaïque autonome régule par logique floue», Mémoire Master, Université K M Ouargla,2014 /2015.

[2]. M BOUSSAID, Modèles Mathématiques du Phénomène de Vieillissement et de Dégradation des Cellules et Modules Photovoltaïques, thèse de doctorat, université de Bechar, 2017.

[3]. S. SAADI, « effet des paramètres opérationnels sur les performances d'un capteur solaire plan », Mémoire de magistère 2010

[4]. M. CAPDEROU, « Atlas solaire de l'Algérie », Tome 1, Vol. 1 et 2 ; OPU, 1987.

[5]. H. TAYBI, Dimensionnement d'une installation Photovoltaïque autonome : Application à une maison à Adrar,Mémoire de master,Institut National Spécialisé dans la formation Professionnelle I.N.S.F.P.d'Adrar,2018.

[6]. F. TIBAKOU,Etude d'un Système Photovoltaïque Raccordé au Réseau électrique, Mémoire de master, Institut National Spécialisé En FormationProfessionnelle N°01 D'ADRAR,2018.

[7]. F. SALAMA « Modélisation d'un système multi générateurs photovoltaïques Interconnectés au réseau électrique». Mémoire de Magister, Université de Sétif, 2011.

[8]. S. Clarence, Aide à la décision pour le choix de sites et systèmes énergétiques adaptes aux besoins du bénin", thèse de Doctorat, Université de Bordeaux, 15/12/2011.

[9]. M. Belhadj, Modélisation d'un Système de captage photovoltaïque autonome, Mémoire de Magister, université de Bechar, 2008.

[10]. B. FLECHE, D. DELAGNES, énergie solaire photovoltaïque, STI ELT juin 2007.

[11]. M. MESSOUDE, Etude et optimisation d'un modèle de conversion d'énergie photovoltaïque application au pompage »mémoire de Magister, Université de Constantine, 2006.

[12]. www.solarelectricpower.org.

[13]. T. NACER EDDINE, Modélisation et Simulation d'un Système Photovoltaïque, mémoire de master, Université d'El-Oued, Septembre 2015.

[14]. S. Brigand, principe du photovoltaïque, complément technique, www.Editionsdumoniteur.com., 2008

[15]. I. BENJAMAA, Modélisation et commande d'un système de stockagephotovoltaïque, Mémoire de Magister, Université A B K, TLEMCEN, 2012.

[16]. T.FOGELMAN, Systèmes photovoltaïques pour les pays en déventement, Manuel d'installation et d'utilisation, Agence française pour la Maitrise de l'énergie, (AFME), ????.

[17]. M. BELAID, Cours énergie solaire photovoltaïque UEF 31, Université Abderrahmane Mira de Bejaia ,2015.

[18]. SYNERGRID**,**Prescriptions techniques spécifiques de raccordement d'installations de production décentralisée fonctionnant en parallèle sur le réseau de distribution, Fédération des Gestionnaires de Réseaux électrique et Gaz en Belgique.