

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE MOULOU D MAMMERI DE TIZI OUZOU
FACULTE DE GENIE ELECTRIQUE ET INFORMATIQUE
DEPARTEMENT ELECTROTECHNIQUE



Mémoire
en vue de l'Obtention du
Diplôme de Master II en électrotechnique
Spécialité machines électriques

Thème

*Etude et simulation d'une mini centrale
photovoltaïque
raccordée au réseau BT*

Proposé et dirigé par :
Mr. T.OTMANE CHERIF

Présenté par :
HAMMAD Idir
TAGACHOUCHE Marzouk

Année : 2011 / 2012

Remerciements

C'est pour nous un plaisir autant qu'un devoir, d'exprimer notre gratitude et reconnaissance à toutes les personnes ayant contribuées de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

Nous tenons à remercier Monsieur OTMANE CHERIF T. maître de conférences à la faculté de génie électrique et d'informatique. Promoteur de ce mémoire, pour nous avoir encadrés et orientés tout au long de ce travail qu'il trouve ici l'expression de notre gratitude.

Nous tenons à remercier également Monsieur KHELFOUNI A. Ingénieur à la SONELGAZ qui nous a permis de passer un stage au sein de l'entreprise.

On tient également à remercier les membres du jury.

Enfin, on voudra remercier tous ceux qui nous ont pas aidé car grâce à eux nous avons appris à faire tout par nous mêmes.

Table des matières

Introduction générale	1
Chapitre 1 : gisement solaire	
I- Introduction.....	3
II- grandeurs liées a l'éclairement solaire.....	3
II.1- La durée d'insolation.....	3
II.2- L'irradiation.....	3
II.3- Rayonnement solaire.....	4
III- Coordonnés géographiques.....	5
III.1- Longitude (L)	6
III.2- Latitude (Θ)	6
III.3- Altitude (φ)	6
IV- Le mouvement de la terre et du soleil.....	6
IV.1- Le mouvement de rotation.....	7
IV.2- Le mouvement de translation.....	7
V- Coordonnés solaires.....	7
V.1- Coordonnés équatoriales.....	8
V.1.1- La déclinaison.....	8
V.1.2- L'angle horaire.....	9
VI- Coordonnés horizontales.....	9
VI.1- Hauteur angulaire.....	9
VI.2- L'azimut.....	10
VII- Les paramètre du temps.....	10
VII.1- Temps solaire vrai.....	10
VII.2- Temps solaire moyen.....	11
VII.3- Equation du temps ET.....	11
VII.4- Temps civil.....	12
VII.5- Temps universel	12
VII.6- Temps légal	12
VII.7- Durée du jour.....	12
VIII- Conclusion.....	13

Chapitre 2 : état de l'art de l'énergie photovoltaïque

I-

Introduction.....	14
II- Energie photovoltaïque.....	14
II.1- La cellule solaire.....	14
II.1.1- Technologie utilisée.....	15
II.1.2- Installation photovoltaïque.....	16
II.1.2.1- Installation autonome.....	16
II.1.2.2- Installation raccordée au réseau.....	18
II.3- Conversion d'énergie.....	18
II.3.1- Propriétés optiques.....	18
II.3.2- Propriétés électriques.....	21
II.4- Le rendement photovoltaïque.....	24
II.4.1- L'influence de l'éclairement.....	24
II.4.2- L'influence de la température.....	25
II.5- Association des cellules photovoltaïques.....	26
II.5.1- Caractéristique $I=f(V)$ d'une cellule PV.....	27
II.5.2- Groupements des cellules en séries.....	28
II.5.3- Groupements des cellules en parallèles.....	29
III- Conclusion.....	30

Chapitre 3 : Etude et simulation du panneau solaire

I- Introduction.....	31
II- Présentation des logiciels.....	31
II.1- Logiciel Météonorm.....	31
II.2- Logiciel PVsys.....	32
III- Le choix du site.....	33
IV- Les paramètres du panneau solaire.....	34
V- Les paramètres de l'onduleur.....	35
VI- Etude d'une installation fixe.....	36
VI.1- Les règles d'installation des champs des panneaux.....	36
VI.2- Simulation du système.....	37
VI.2.1- Simulation avec le logiciel Météonorm.....	38

VI.2.2- Simulation avec le logiciel PVsyst.....	45
VII- Etude des systèmes de poursuites.....	64
VII.1- Suiveur saisonnier.....	65
VII.2- Suiveur avec un axe.....	75
VII.2.1- Suiveur avec axe vertical.....	76
VII.2.2- Suiveur avec axe horizontal.....	86
VII.3- Suiveur avec deux axes.....	96
VII.4- Discussion des résultats expérimentaux.....	110
VIII – Avantages et inconvénients des systèmes PV.....	111
VIII- Conclusion.....	114

Chapitre 4 : Les normes de sécurité

I- Introduction.....	115
II- Dimensionnement.....	115
II.1- Concept de l'équation 'peak solar hours' (PSH)	116
II.2- Balance énergétique.....	116
II.3- Calcul de l'angle d'orientation du générateur	119
III- Recommandations.....	119
IV- Normes de sécurités.....	121
IV.1- Partie courant continu.....	123
IV.1.1- Module PV.....	123
IV.1.2- Câblage et protection.....	123
VI.1.2.1- Câblage des chaines.....	124
VI.1.2.2- Connecteur DC.....	125
VI.1.2.3- boîte de jonction pour la mise en série des modules PV.....	125
VI.1.2.4- Boite de jonction pour la mise en parallèle des chaines PV.....	126
VI.1.2.5- Boite de raccordement pour la mise en parallèles des groupes PV.....	127
VI.1.2.6- Fusibles.....	127
VI.1.2.7- Diodes série.....	127
VI.1.2.8- Liaisons principales DC.....	128
VI.1.2.9- Câble DC.....	128
VI.1.2.10- Sectionnement DC.....	130
VI.2- Onduleurs.....	130
VI.3- Partie courant alternatif.....	131

VI.4- Les mesures de sécurités à appliquées pendant le travail.....	133
V- Conclusion.....	134
Conclusion générale	135
Références bibliographie	136

Liste des tableaux

Tableau.1 : numéro du jour de l'année.....	9
Tableau.2 : données météorologiques de la station de Boukhalfa.....	34
Tableau.3 : coordonnées géographiques du site.....	38
Tableau.4 : Tableau de données récapitulatives.....	44

Liste des figures

Fig.1 : Rayonnement solaire transmis à la terre.....	4
Fig.2 : Rayonnement solaire annuelle.....	5
Fig.3 : Coordonnées géographiques.....	6
Fig.4 : Mouvement de rotation de la terre.....	7
Fig.5 : Coordonnées équatoriales.....	8
Fig.6 : Coordonnées horizontales d'un astre.....	10
Fig.7 : Etapes de fabrication de la cellule PV.....	15
Fig.8 : Installation photovoltaïque autonome.....	17
Fig.9 : Installation raccordée au réseau.....	18
Fig.10 : Les événements optiques d'un rayon lumineux.....	19
Fig.11: Taux de réflexion.....	20
Fig.12: empilement optique d'une cellule cristalline	20
Fig.13 : Représentation d'une photopile en silicium.....	22
Fig.14 : Spectre solaire pour le silicium.....	23
Fig.15 : Caractéristique courant-tension d'une cellule en fonction de l'éclairement.....	25
Fig.16 : courant-tension en fonction de la température.....	26
Fig.17 : Caractéristique $I = f(V)$ d'une cellule photovoltaïque.....	27
Fig.18 : Schéma d'un module fermé d'un groupement des cellules en série.....	28
Fig.19 : Caractéristique $I(v)$ d'un groupement des cellules en série.....	28
Fig.20 : Schéma d'un module fermé d'un groupement des cellules en parallèle.....	29
Fig.21 : Caractéristique $I(v)$ d'un groupement des cellules en parallèle.....	30
Fig.22: fenêtre d'accueil de Météonorm.....	32
Fig.23 : fenêtre d'accueil de PVsyst5.0.....	33
Fig.24 : structure du panneau solaire étudié.....	37
Fig.25 : Mécanisme de réduction du mouvement vertical.....	97
Fig.26 : Mécanisme du mouvement horizontal.....	98
Fig.27 : Position des photodiodes.....	98
Fig.28: Conception du capteur optique.....	99
Fig.29 : Principe de fonctionnement du capteur pour le mouvement horizontal....	100
Fig.30 : Principe de fonctionnement du capteur pour le mouvement vertical.....	100
Fig.31 : Schéma synoptique de la carte de commande.....	101
Fig.32 : schéma de principe d'une installation PV raccordée au réseau.....	122

Introduction générale

Introduction générale

Les énergies renouvelables sont des énergies qui se renouvèlent assez rapidement pour être considérées comme inépuisable à l'échelle humaine du temps. Face aux prévisions d'épuisement inévitable des ressources mondiales en énergie fossile (pétrole, gaz, charbon...), en énergie d'origine thermonucléaire (uranium, plutonium...), face aux multiples crises pétrolières, économiques, aux changements climatiques dus à l'effet de serre, la science s'est tout naturellement intéressée aux ressources dites " renouvelables " et notamment vers la plus ancienne, le soleil, qui déverse chaque jour l'équivalent de 100 000 milliards de TEP (tonnes équivalent pétrole). Cette valeur est à comparer aux 9,58 milliards de TEP que représente la consommation annuelle mondiale en énergie primaire (1998).

Considéré dans l'Antiquité comme un dieu, le soleil est aujourd'hui réduit au statut d'énergie. en effet, 1881 Camille FLAMARION, astronome français, en parlant du soleil a dit : « la force silencieusement dispensée pour élever les réservoirs de pluies ... pour fixer le carbone des plantes, pour donner a la nature terrestre sa vigueur et sa beauté, a pu être évalué 217 milliard 316 millions de chevaux vapeurs! Voilà le travail permanent du soleil sur la terre. »

Aujourd'hui on sait capter, transformer et stocker l'énergie solaire. Pour cela l'homme a copié la nature et l'utilisation de cette énergie se fait actuellement selon trois processus :

- La conversion photo thermique qui transforme le rayonnement en chaleur utilisable de diverses manières (moteur thermiques, fours, chauffe-eau...).
- La conversion photovoltaïque qui transforme directement le rayonnement en courant électrique continu.
- La conversion photochimique qui permet par déformation des molécules de stocker l'énergie thermique, ou de réaliser des piles photo électrochimique ou encore de réaliser la photolyse de l'eau donnant ainsi de l'hydrogène.

Pour chacune de ces filières, l'énergie reçue et transformée est proportionnelle à la surface et la position des capteurs. Dans notre cas on s'intéressera seulement à l'étude de l'énergie produite par la cellule photovoltaïque.

Introduction générale

Dans ce contexte, notre motivation dans ce travail développé en chapitres est d'optimiser l'énergie fournie par les panneaux photovoltaïques dans le but de maximiser la quantité d'éclairement absorbé par les panneaux photovoltaïques en suivant le mouvement du soleil pendant la journée.

Notre rapport est organisé de la manière suivante :

- Le premier chapitre concerne le gisement solaire ou on donne des rappels sur l'énergie solaire, on étudie les différents paramètres géographiques et astronomiques pouvant influencer l'intensité de l'irradiation solaire reçue au niveau du sol.
- Dans le second chapitre, nous avons présente les enjeux et les développements actuels des cellules photovoltaïque, le fonctionnement d'une cellule en expliquant brièvement le phénomène photovoltaïque et l'influence des différents paramètres extérieurs. Nous avons présente les différents technologies des cellules actuellement sur le marché et en cours de développement. Pour garantir une durée de vie importante d'une installation photovoltaïque destinée a produire de l'énergie électrique sur des années.
- Le troisième chapitre présente l'étude et la simulation du panneau solaire avec différentes positions (fixe, saisonnier, un axe et deux axes) en utilisant des logiciels spéciales afin de comparer le rendement de chaque système.
- Le quatrième chapitre comporte les normes de sécurité des personnes et de chaque partie de l'installation afin d'assurer un fonctionnement normal et sans risque lors de la mise en ouvre d'un système photovoltaïque.

Chapitre 1

Gisement solaire

I- Introduction :

Pour toute application de l'énergie solaire, il est indispensable de connaître de façon détaillée, les caractéristiques de l'ensoleillement et du rayonnement sur le site géographique choisi. Ces caractéristiques qui constituent le gisement solaire peuvent être déduites. des mesures régulières effectuées pendant plusieurs années par une station météorologique locale. Dans le cas où il n'existe pas de telles stations on peut extrapoler les mesures de stations voisines en utilisant une méthode de calcul fondée sur des corrélations statistiques. Les difficultés majeures des mesures du rayonnement solaire proviennent à la fois des fluctuations climatiques et du mouvement apparent du soleil au lieu d'observation. Certaines mesures, réalisées de façon continue nécessitent l'utilisation d'un suiveur solaire de même que toutes les installations à concentration. Il est donc important de bien connaître les lois qui régissent ce mouvement apparent et de voir leurs influences sur le rayonnement utilisable au sol.

II- Grandeurs liées à l'éclairement solaire :**II.1- La durée d'insolation :**

Les durées d'insolation sont mesurées avec des héliographes (boule de verre concentrant le rayonnement direct sur un ruban de papier sensible). Le seuil est de 120 W /m². On notera que le nombre théorique maximal est de 4 380 h (12h/jour). Mais à ne pas confondre la durée d'insolation et le nombre d'heures équivalent plein soleil. Ce dernier est dérivé de l'irradiation globale annuelle mesurée dans le plan horizontal.

On absence permanente de nuage, la durée d'insolation est pratiquement égale à la durée du jour, qui s'appelle aussi durée astronomique ou théorique du jour. Elle est définie par l'équation suivante [1]:

$$S_0 = \frac{2}{15} \omega_0 \quad (1)$$

Avec :

ω_0 : L'angle horaire au coucher de soleil (°)

S_0 : Durée du jour (h)

II.2- Irradiation :

On peut définir l'irradiation journalière, comme le flux lumineux reçu par unité de surface, horizontale ou inclinée sur le site et exprimer par des unités usuelles en kWh/m², en J/cm² ou en Langleys. Nous utiliserons les kWh/m².jour, les kWh/m².mois et les kWh/m².an.

Le flux incident se décompose en deux parties: le flux direct et le flux diffus. Certains dispositifs solaire sont sensibles à la fois au flux direct et au flux diffus, c'est-à-dire au rayonnement global. D'autres dispositifs à concentration ne sont sensibles qu'au flux direct.

Elle dépend de nombreux facteurs, dont principalement la couverture nuageuse, la durée du jour, l'instant considéré dans la journée, l'orientation et l'inclinaison de la surface, la latitude du lieu, son degré de pollution et la hauteur angulaire du soleil au-dessus de l'horizon.

La combinaison de tous ces paramètres produit la variabilité dans l'espace et dans le temps de l'irradiation solaire. Dans les régions du globe comprises entre 40° nord et sud, l'énergie globale annuelle reçue par une surface horizontale est comprise entre 1400 et 2500 kWh/m².

II.3- Rayonnement solaire :

Le rayonnement émis par le soleil est constitué d'ondes électromagnétiques, dont une partie parvient constamment à la limite supérieure de l'atmosphère terrestre. En raison de la température superficielle du soleil (environ 5800 K), ce rayonnement électromagnétique se situe dans la gamme de longueur d'onde de la lumière visible (entre 0,4 et 0,75 μm) et dans le proche infrarouge (au-delà de 0,75 et jusqu'à 4 μm environ). L'énergie véhiculée par ce rayonnement, moyennée sur une année et sur l'ensemble de la limite supérieure de l'atmosphère, correspond à un éclairement de 340 W/m². Un bilan énergétique montre que, sur cette quantité d'éclairement qu'apporte le soleil au système terre+atmosphère, environ 100 W/m² sont réfléchis vers l'espace, seul le reste est absorbé, pour un tiers par l'atmosphère et pour les deux tiers par la surface de la terre.

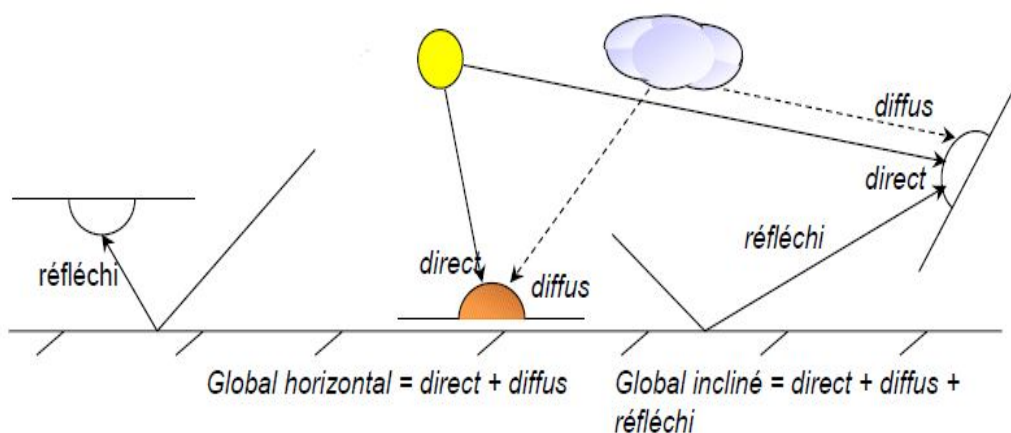


Fig. 1 : Rayonnement solaire transmis à la terre

En traversant l'atmosphère terrestre, le rayonnement solaire est absorbé et diffusé.

On distingue trois composantes :

- **Rayonnement direct** : c'est le rayonnement reçu directement du soleil, sans diffusion par l'atmosphère.
- **Rayonnement diffus** : c'est le rayonnement diffusé par les différents gaz constituant l'atmosphère, elle présente environ 15% de la valeur du rayonnement direct sur un plan horizontal.
- **Albédo** : c'est la partie réfléchiée par le sol, elle présente environ 4% du rayonnement direct sur un plan horizontal.

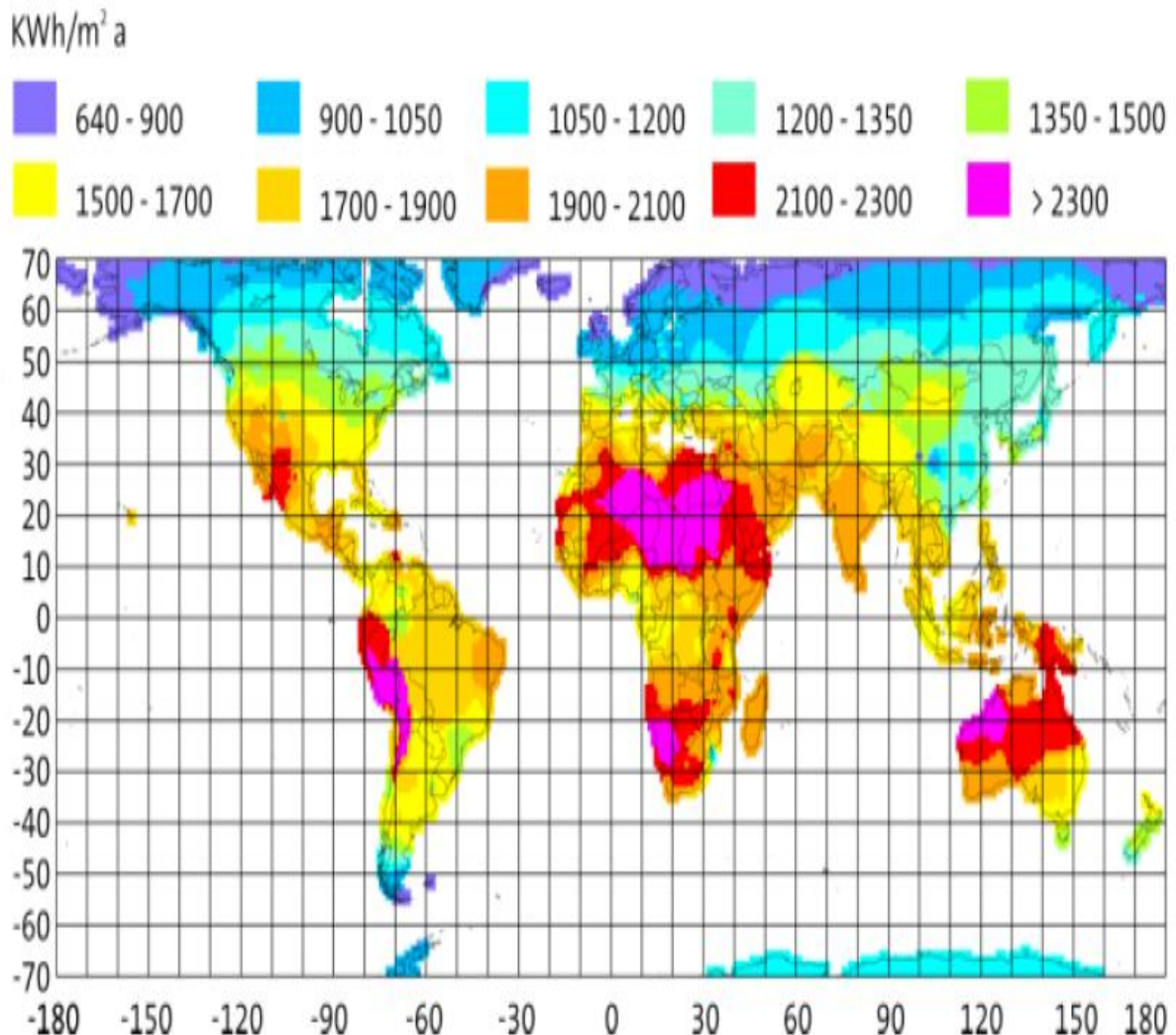


Fig.2 : Rayonnement solaire annuelle

III- Coordonnées géographiques :

Pour situer un site sur la terre, on a besoin de ses coordonnées terrestres :

III.1- Longitude (L):

La longitude d'un lieu correspondant à l'angle formé par deux plans méridiens passant par l'axe des pôles, l'un étant pris comme origine (méridien de Greenwich 0^0) et l'autre est déterminé par le lieu envisagé, elle est comptée de 0^0 à 180^0 , positivement vers l'est et négativement vers l'ouest.

III.2- Latitude (Θ) :

Une latitude donne la position d'un point par rapport à l'équateur, elle varie entre 0^0 et 90^0 , positivement vers le pôle nord et négativement vers le pôle sud.

III.3- Altitude (φ) :

L'altitude d'un point correspond à la distance verticale entre ce point et le niveau moyen de la mer, elle est exprimée en mètre.

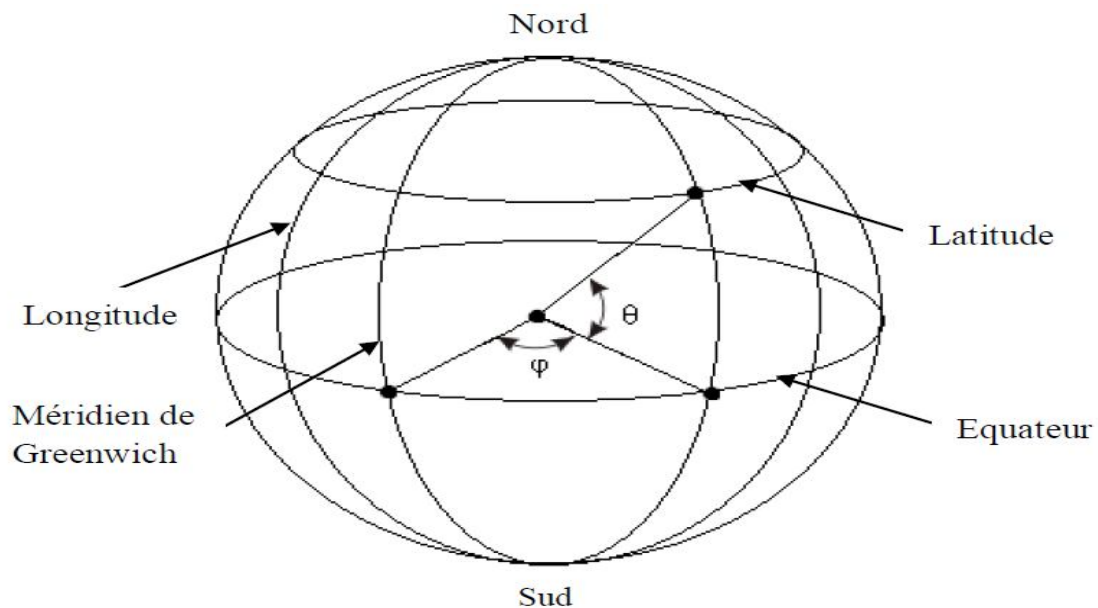


Fig.3 : Coordonnées géographiques

IV- Le mouvement de la terre et du soleil :

Dans l'univers, tout est en mouvement. La terre en rotation sur elle-même puis elle tourne au tour du soleil.

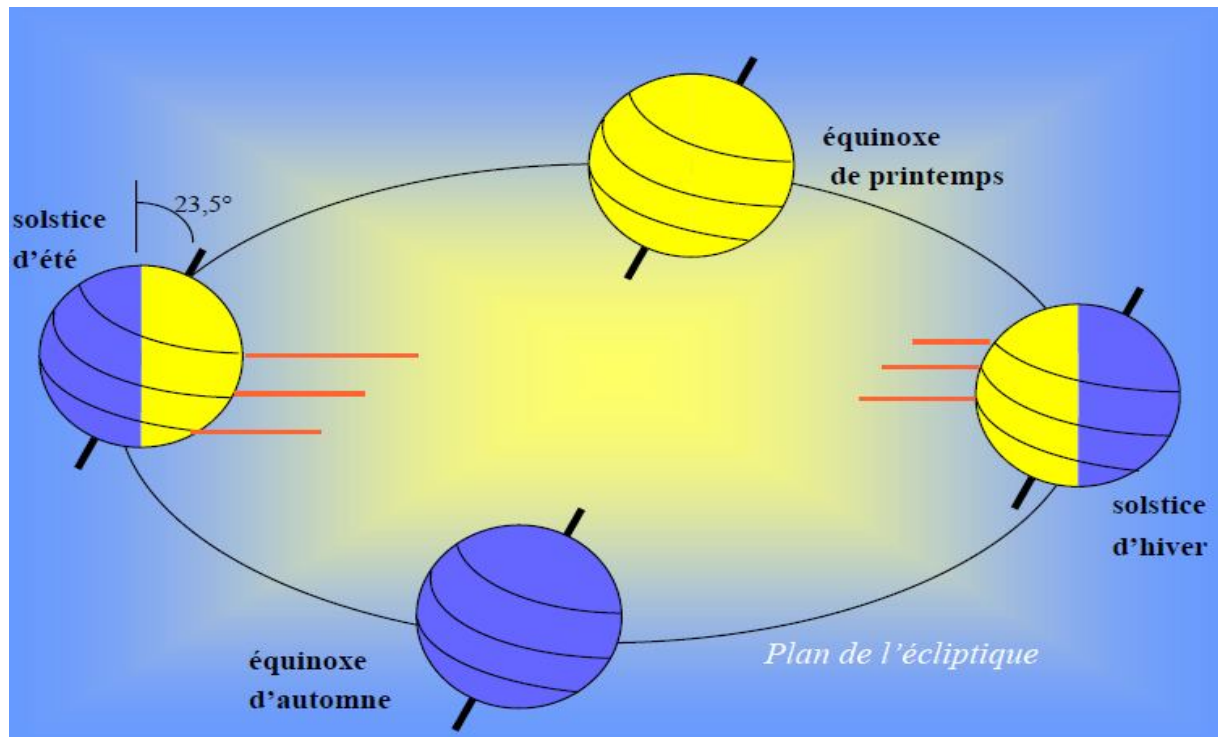


Fig.4 : Mouvement de rotation de la terre

IV.1- Le mouvement de rotation :

On définit le jour solaire comme la durée moyenne entre deux passages consécutifs au méridien d'un lieu, ce jour est divisé en 24 intervalles égaux appelés heures. La rotation de la terre s'effectue avec une période de $P_r = 23\text{h } 56\text{mn } 04\text{s} \approx 24\text{h}$.

Sa vitesse linéaire de rotation à l'équateur $V_r = 0,465\text{km/s}$, elle est variable en fonction de latitude φ telle que : $V_r(\varphi) = V_r(\cos(\varphi))$.

IV.2- Le mouvement de translation :

La trajectoire de la terre autour du soleil est une ellipse située dans un plan appelé plan de l'écliptique. Pour une période $P_t = 365\text{jours } 5\text{h } 48\text{mn } 40\text{s} \approx 365,25\text{ jours}$. Elle décrit une orbite elliptique dont le soleil occupe l'un des foyers. Cette orbite est située dans un plan appelé plan de l'écliptique ou le soleil est presque au centre. L'excentricité « e » de cette ellipse est très faible ($e = 0,017$), ce qui fait que la distance terre-soleil ne varie que de $\pm 1,7\%$ par rapport à la distance moyenne qui est $1,49675 \cdot 10^8\text{km}$ (1AU). Cette distance est minimale au début janvier et maximale au début de juillet

V- Coordonnées solaires :

V.1- Coordonnées équatoriales :

Le plan de référence est l'équateur céleste, les deux coordonnées utilisées sont la déclinaison δ et l'angle horaire ω .

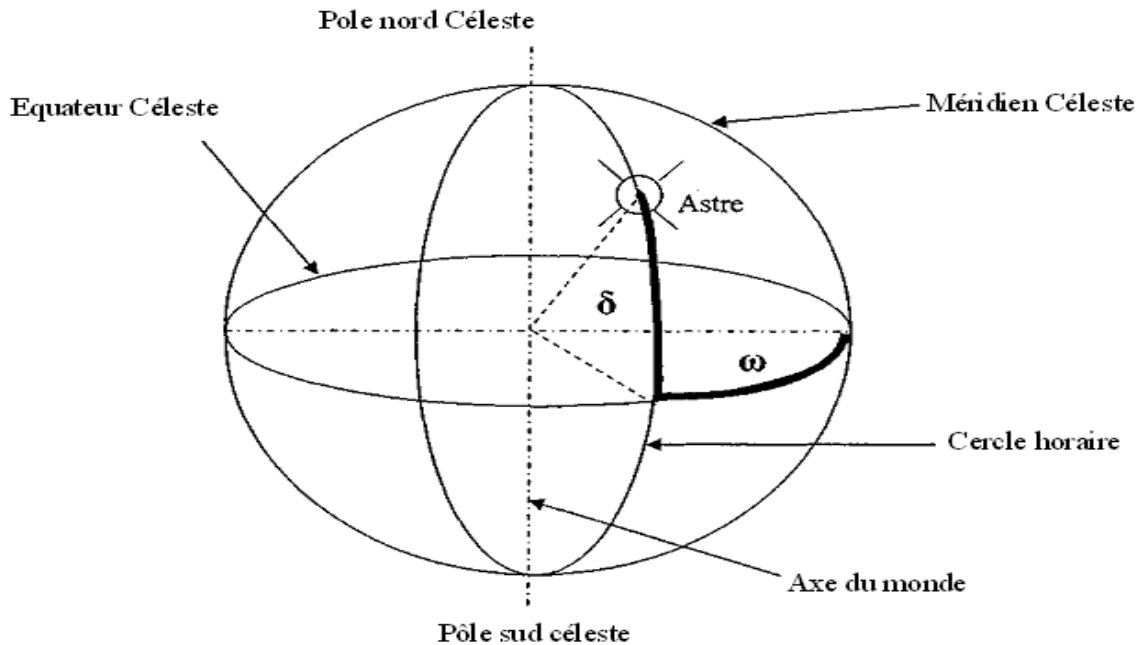


Fig.5 : Coordonnées équatoriales

V.1.1- La déclinaison (δ) :

C'est l'angle formé par la direction terre-soleil avec le plan équatorial terrestre, ou encore, l'angle formé par le plan écliptique et l'équateur terrestre. Elle varie de $-23,27$ à $+23,27$ au cours de l'année. Sans cette inclinaison les saisons n'existeraient pas.

$\delta = +23^{\circ}27'$ au solstice d'été (22 juin).

$\delta = -23^{\circ}26'$ au solstice d'hiver (22 décembre).

$\delta = 0$ à l'équinoxe du printemps (21 mars) et d'automne (23 septembre).

Elle est donnée par la formule suivante [2]:

$$\delta = 23,45 \sin [0,980 (n + 284)] \quad (2.1)$$

Avec :

n : le numéro du jour de l'année

Où encore :

$$\delta = 23,45 \sin \left[\frac{360}{365} (n - 81) \right] \quad (2.2)$$

Mois	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
Numéro du premier jour du mois	0	31	59	90	120	151	181	212	243	273	304	334

Tableau.1 : numéro du jour de l'année

V.1.2 : l'angle horaire (ω) :

C'est l'angle formé par le plan du méridien céleste et la projection de la direction terre/soleil sur le plan de l'équateur céleste, ou encore, c'est le déplacement angulaire du soleil autour de l'axe polaire dans sa course d'Est en Ouest par rapport au méridien local. Il est nul à midi solaire, négatif le matin et positif en après midi. Il est exprimé par l'équation (3.1) [3] :

$$\omega = 15(TSV - 12) \quad (3.1)$$

Avec :

ω : en degré

TSV : temps solaire vrai

Où encore :

$$\omega = \frac{\pi}{12} (TSV - 12) \quad (3.2)$$

ω : en radian

TSV : en heure

VI- Coordonnées horizontales :

La position d'un astre dans l'espace peut être repérée par ses coordonnées horizontales définies sur la sphère céleste. Ces coordonnées dépendent du lieu d'observation et c'est pour cela qu'elles sont appelées aussi coordonnées locales. Le plan de référence est l'horizon astronomique. La hauteur "h" et l'azimut "a" constituent les coordonnées horizontales.

VI.1- Hauteur angulaire (h) :

C'est l'angle que fait la direction de l'astre avec le plan horizontal (c'est-à-dire le tangent au sol). On compte les hauteurs du soleil positivement vers le zénith de 0° à 90°. Elle est donnée par la formule suivante [4] :

$$\text{Sinh} = \cos \delta \cdot \cos \omega \cdot \cos \varphi + \sin \delta \cdot \sin \varphi \quad (4)$$

VI.2- L'azimut (a) :

Elle correspond à l'angle que fait le plan du méridien local avec le plan vertical passant par l'astre. Elle se compte de 0° à 360° de l'Ouest vers l'est [5].

$$\sin a = \frac{\cos \delta \cdot \sin \omega}{\cos h} \quad (5)$$

La direction d'un objet céleste peut être donnée par son azimut, angle horizontal mesuré depuis le nord géographique dans le sens des aiguilles d'une montre, et sa hauteur. En astronomie, on compte l'azimut à partir du Sud: l'avantage est qu'au moment de son passage au méridien, l'azimut et l'angle horaire d'un astre sont tous deux nuls. En géodésie, on le compte à partir du nord.

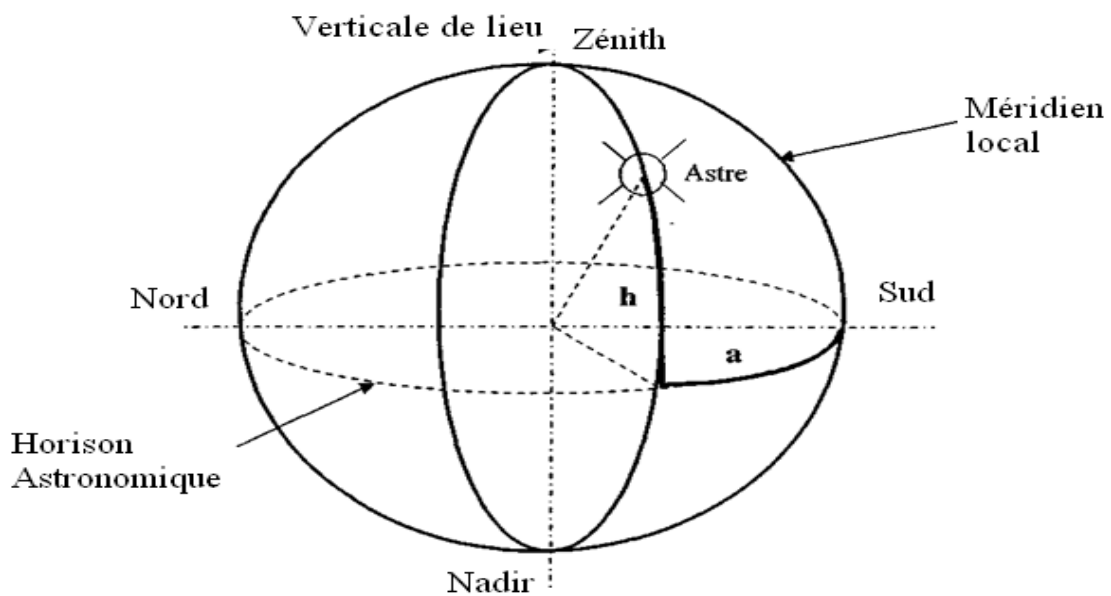


Fig.6 : Coordonnées horizontales d'un astre

VII- Les paramètres du temps :

VII.1- Temps solaire vrai (TSV) :

C'est le temps donné par les cadrans solaires. Il est défini à partir de la rotation quotidienne de la terre sur elle-même et son mouvement autour du soleil, mais à cause des

irrégularités du mouvement de la terre, il ne peut pas servir d'échelle du temps. Il est donné par la relation suivante [6] :

$$TSV = TSM + ET \quad (6.1)$$

TSM : temps solaire moyen

ET : équation du temps

Où encore :

$$TSV = 12 + \frac{\omega}{15} \quad (6.2)$$

ω : en degré

VII.2- Temps solaire moyen (TSM) :

On définit le temps moyen solaire en supposant un mouvement uniforme de la terre autour de son axe, et donc le jour solaire moyen dure 24 heures [6].

$$TSM = TU - ET \quad (7.1)$$

TU : temps universel

ET : équation du temps

Où encore :

$$TSM = TU \pm 4 (\varphi - \varphi_0) \quad (7.2)$$

φ : longitude du lieu

φ_0 : longitude de Greenwich = 0

VII.3- Equation du temps ET:

Elle indique la correction qui permet de passer du temps solaire" vrai au temps solaire moyen. Cette correction varie de -14 à +16 minutes au cours de l'année. Cela veut dire que le soleil peut passer au méridien avec 16 minutes d'avance ou de 14 minutes de retard par rapport au temps moyen. Elle s'exprime par la relation suivante [7] :

$$ET = 9,87 \sin 2N' - 7,53 \cos N' - 1,5 \sin N' \quad (8.1)$$

Avec :

$$N' = \frac{36}{360} (n - 81) \quad (8.2)$$

N' : en degré

n : le quantième jour de l'année

ET : en minutes

VII.4- Temps civil :

C'est le temps moyen solaire avec l'origine à minuit.

VII.5- Temps universel (TU) :

C'est le temps civil du méridien de Greenwich, appelé encore GMT, donné par l'équation (9) [8] :

$$TU = TSM - \frac{\psi}{15} \quad (9)$$

VII.6- Temps légal (TL) :

C'est le temps qui tient compte du fuseau horaire dans lequel se situe la majeure partie du pays, il se trouve donc décalé d'un nombre entier d'heures par rapport au fuseau horaire origine (Greenwich) [8].

$$TL = TU \pm \Delta \quad (10)$$

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

VII.7- Durée du jour :

Pour déterminer la durée du jour, il faut connaître deux instants de la journée : le lever et le coucher du soleil. Ces deux instants ont lieu lorsque les rayons solaires sont confondus avec l'horizontale, c'est-à-dire $\sin h = 0$ dans la formule, la résolution de cette équation conduit à l'équation (11) [9] :

$$\omega_l = -\omega_c = -\arccos(-\operatorname{tg} \varphi \cdot \operatorname{tg} \delta) \quad (11.1)$$

φ : latitude du lieu

L et c : désignent respectivement le lever et le coucher du soleil

La durée du jour solaire vaut :

$$dj = \frac{1}{15} (\omega_c - \omega_L) = \frac{2}{15} \omega_1 \quad (11.2)$$

VIII- Conclusion :

Les notions des gisements solaires permettent la connaissance en particulier, les caractéristiques et les conditions d'ensoleillement géographique très diverses. A défaut de connaître les valeurs instantanées de ces grandeurs, on utilise couramment des valeurs intégrées moyennes mensuelles journaliers et moyennes annuelles au sol, de l'irradiation globale. Cette dernière peut changer de 20% d'une année à l'autre du fait de la variabilité climatique.

Mais des valeurs aussi globales cachent des éléments importants à connaître pour dimensionner un système de captage et de stockage de l'énergie solaire : régularité de l'ensoleillement, écart entre les moyennes d'hiver et d'été, nombre de jours consécutifs de ciel couvert, etc. Afin de mener à bien les calculs d'un site donné en vue d'application à l'habitat.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] :Bessemoulin, j.oliviéri, « le rayonnement solaire et sa composante ultraviolette» météorologie 8 série, n°3, septembre 2000.
- [2] :N.Varado, « Contribution au développement d'une modélisation hydrologique distribuée ».
- [3] :S.M. Ait cheikh, « étude, investigation et conception d'algorithmes de commande appliqués au système photovoltaïque ». Ecole Nationale polytechnique, soutenue en 2007.
- [4] :Document, RETScreen international centre d'aide a la décision sur les énergies propres.
- [5] :K. Danel, L. Gautret, « génération du disque solaire des communes de l'ouest », Mars-Aout 2008.
- [6] :J.R. Vaillant « des recours immédiats à l'énergies solaire contre la pénurie d'énergie et la hausse des prix » Ed. Eyrolles, France, 1980.
- [7] :J.M.Chasseriau « conversion thermique du rayonnement solaire » Ed. Dunod, France, 1984.
- [8]:Bernard,G. Menguy et M. Schwartz « Le rayonnement solaire, conversion thermique et application » Ed. Lavoisier, France 1983.
- [9] :M.Capdero, « Atlas Solaire de l'Algérie, modèles théoriques et expérimentaux », Office des publications universitaires, Algérie, 1987.
- [10] :Anne Labouret, Michel Villos, « Énergie solaire photovoltaïque », 3e édition, Editions du Moniteur – Dunod, 2006.
- [11] : Falk Antony, Christian Durschner, Karl Heinz Remmers, « Le photovoltaïque pour tous : Conception et réalisation », Editions du Moniteur, 2006.
- [12] : BUHLER, H, « Électronique de puissance », Georgi, Lausanne, 1978.
- [13] : centre météorologique de Boukhalfe.
- [14] :F.Boukhetouche.CHERFA « étude et réalisation d'une centrale PV connectée au réseau de distribution BT » mémoire de magister de l'école nationale polytechnique, 2005.

Chapitre 2

Etat de l'art de l'énergie photovoltaïque

I- Introduction :

Le développement de l'exploitation des énergies renouvelables a connu une forte croissance ces dernières années. La production d'électricité par des sources d'énergie renouvelables offre une plus grande sûreté d'approvisionnement des consommateurs tout en respectant les normes écologiques de l'énergie. Le caractère renouvelable d'une énergie dépend de la vitesse à laquelle la source se régénère, mais aussi de la vitesse à laquelle elle est consommée.

II- Energie photovoltaïque :

Un système photovoltaïque (PV) est destiné à satisfaire un besoin d'énergie électrique selon des conditions spécifiques d'exploitation. Il est généralement constitué d'un générateur photovoltaïque, d'un système de stockage, de source auxiliaire d'appoint (groupe diesel, aérogénérateur, réseau, etc.), des systèmes d'interface (convertisseurs, réseau, etc.) d'un système de contrôle et de commande (système de surveillance, armoires électriques, cartes électroniques.) et d'une utilisation courante un usage déterminé. Cet usage (éclairage, réfrigération, pompage, communication,...) est exploité dans divers secteurs (santé, éducation, agriculture, énergie...).

La topologie d'un système PV est déterminée selon d'une part la nature de l'utilisation (nombre de récepteurs, contrainte d'exploitation, sécurité énergétique,..) et d'autre part des considérations technico-économiques prenant en compte aussi bien le rendement énergétique que la taille de l'investissement.

La partie principale dans ces installations est le générateur photovoltaïque. Il est composé de divers modules formés par une association série_ parallèles de cellules élémentaires convertissant l'énergie solaire (sous formes de rayonnement) en une énergie électrique. Une cellule peut produire 1.5w pour un ensoleillement de 100W/m² avec une tension de 0.6V. Un module de 36 cellules produit une puissance moyenne de 40 à 50W et occupe une surface de 0.5m² environ. Le rendement énergétique moyen est de l'ordre de 12 à 15% est atteint pour une phase de recherche 30%.

II.1- La cellule solaire :

Les cellules photovoltaïques sont composées de matériaux semi-conducteurs qui produisent un courant électrique sous l'effet de photons lumineux. Les cellules photovoltaïques sont raccordées entre elles pour former des modules photovoltaïques pouvant convertir en électricité environ 15 % de l'énergie solaire reçue. Un panneau de 1 m² fournit

une puissance de 100 W et produit de 80 à 150 kWh/an. Son impact sur l' environnement est minime, avec un temps de retour énergétique faible : suivant la technologie utilisée, un capteur photovoltaïque met entre 1,5 à 3 ans pour produire l'énergie nécessaire à sa fabrication, ce qui est négligeable par rapport à sa durée de vie.

II.1.1-Technologie utilisée :

Plusieurs technologies sont actuellement développées pour réaliser des cellules photovoltaïques dont les degrés de maturité, de performance et de durée de vie sont très différents. Les principales technologies industrialisées en série à ce jour sont le silicium mono- ou polycristallin et le silicium en couche mince.

Le **silicium** est actuellement le matériau le plus utilisé pour fabriquer les cellules photovoltaïques. Pour le rendre opérationnel, il doit subir au préalable une série de traitements:

- un procédé de raffinage permettant la réduction du silicium, procédé dit métallurgique pour le rendre pur à 99 %.
- une seconde purification chimique pour lui donner toutes les qualités électroniques nécessaires.

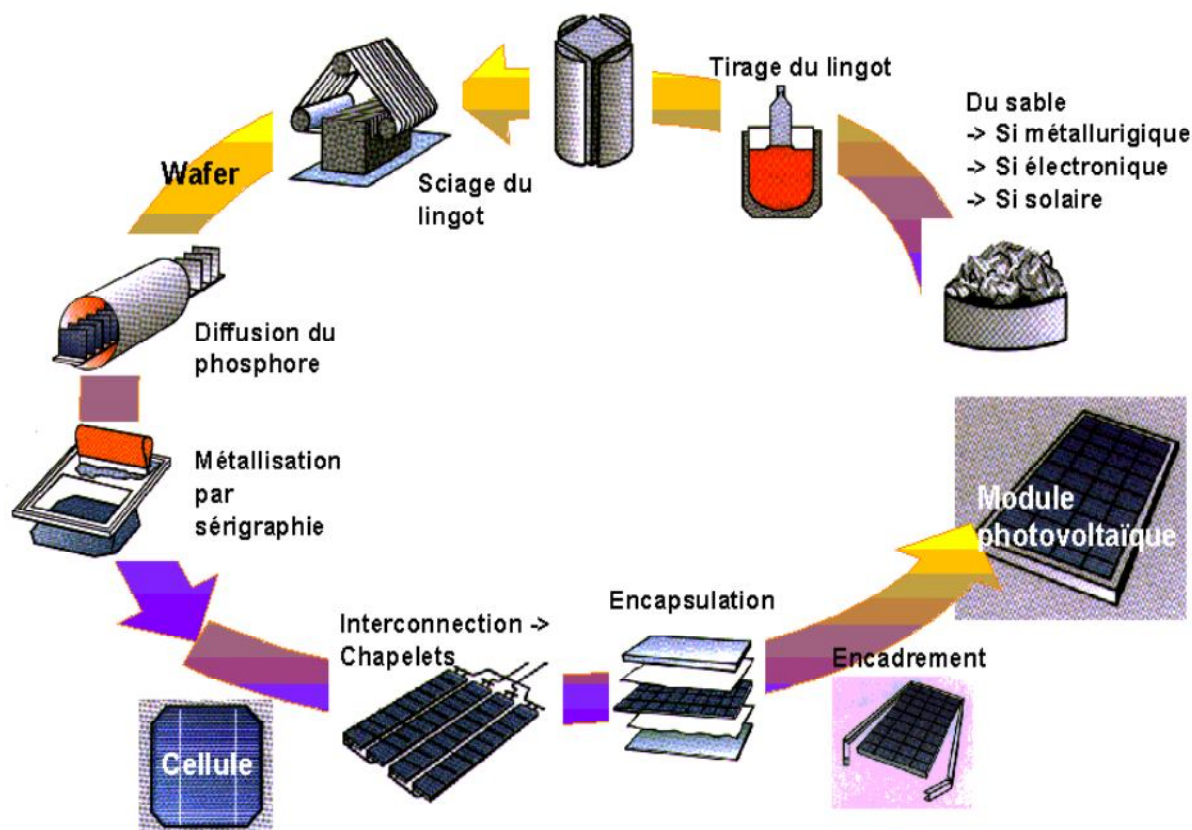


Fig.7 : Etapes de fabrication de la cellule PV

■ Silicium polycristallin :

Il est constitué de plusieurs monocristaux juxtaposés dans différentes orientations donnant à la cellule un aspect mosaïque. Le silicium polycristallin est la technologie la plus répandue sur le marché mondial en raison de son bon rendement (13 %) pour des coûts de fabrication maîtrisés. Il offre actuellement un bon rapport qualité/prix.

■ Silicium monocristallin :

Il est constitué d'un seul cristal offrant à la cellule un arrangement parfait des atomes. Il présente un rendement légèrement supérieur au silicium polycristallin (15 %) néanmoins, il reste assez onéreux en raison de son exigence de grande pureté et de l'importante quantité d'énergie nécessaire à sa fabrication.

■ Silicium amorphe en couche mince :

Le silicium est déposé en couche mince (*spray*) sur une plaque de verre ou un autre support, ce support peut être souple. L'organisation irrégulière de ses atomes lui confère en partie, une mauvaise semi-conduction. Les cellules amorphes sont utilisées partout où une solution économique est recherchée ou lorsque très peu d'électricité est nécessaire, par exemple pour l'alimentation des montres, calculatrices, luminaires de secours. Elles se caractérisent par un fort coefficient d'absorption, ce qui autorise de très faibles épaisseurs, de l'ordre du micron, son rendement de conversion est faible (de 5 à 10 %) et les cellules ont tendance à se dégrader plus rapidement sous la lumière. L'avantage de cette technique est la possibilité d'empiler différents types de couches de divers matériaux pour former des structures multifonctions de type Cellule tandem (couche mince de silicium amorphe sur silicium cristallin). Ces dernières augmentent davantage la tension de la cellule et diminuent les effets de la stabilisation.

Il existe d'autres technologies qui commencent à être commercialisées et semblent être une alternative à la technologie cristalline : il s'agit de la technique de la couche mince pour d'autres matériaux que le silicium amorphe tels que le tellure de cadmium (CdTe) et les alliages à base de cuivre, d'indium et de sélénium (CIS ou CIGS).

II.1.2- Installations photovoltaïques :**II.1.2.1- Installation autonome :**

L'installation photovoltaïque autonome produit de l'électricité pour un bâtiment ou un autre consommateur qui n'est pas relié au réseau. La plupart de ces installations alimentent des sites éloignés de tout réseau public (habitat difficile d'accès en montagne ou sur une île

par exemple) ou des instruments isolés (comme des relais de télécommunication, bouées de signalisation maritime, signalisations autoroutières, etc.). Pour une utilisation en courant continu, un régulateur électronique assure la charge d'une batterie d'accumulateurs (généralement en 12 V pour les petites installations). Il permet d'arrêter la charge des batteries lorsque celles-ci sont complètement chargées, de couper le courant dans le circuit de consommation avant que les batteries ne soient complètement déchargées et d'empêcher le courant des batteries de retourner dans les modules la nuit.

Les batteries stockent l'énergie produite par le champ photovoltaïque pour la restituer à la demande, les plus utilisées sont au plomb, en raison de leur faible coût et de la simplicité de leur mise en œuvre. Mais leur durée de vie est étroitement liée à la façon dont elle est chargée et déchargée. Si les appareils électriques utilisés sont prévus pour fonctionner avec du courant alternatif, un onduleur est nécessaire.

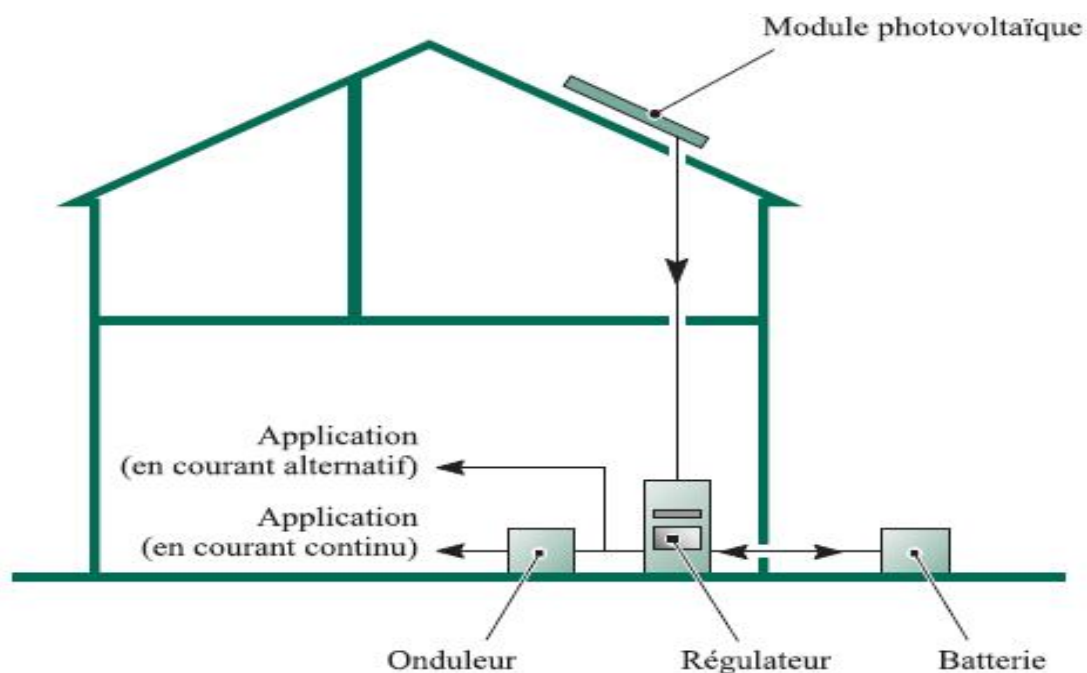


Fig.8 : Installation photovoltaïque autonome

Pour une utilisation régulière du générateur PV, il est nécessaire d'évaluer la consommation approximative des appareils branchés sur les batteries, et cela se fait pour le mois le plus défavorable de l'année, mais il est plus rentable de dimensionner en fonction d'une moyenne annuelle et de compenser ponctuellement par un appoint extérieur (générateur électrogène,...) afin de ne pas sur-dimensionner l'installation, car un surdimensionnement a

pour effet d'avoir une production largement excédentaire en été ce qui est difficile de rentabiliser.

II.1.2.2- Installation raccordée au réseau :

Les panneaux solaires photovoltaïques peuvent être raccordés au réseau de distribution électrique. Ce 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.

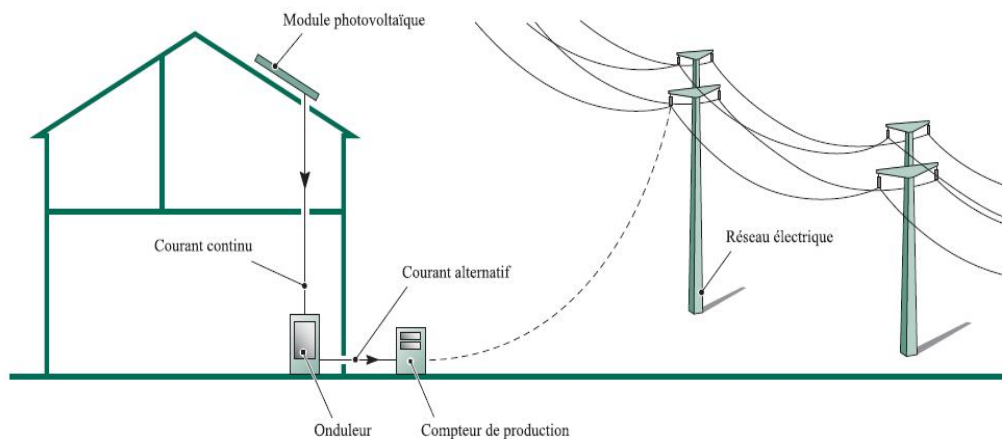


Fig.9 : Installation raccordée au réseau

II.3- Conversion d'énergie :

Le photovoltaïque convertit directement l'énergie lumineuse en énergie électrique. Son principe de fonctionnement repose sur l'effet photovoltaïque. Dès que la lumière percute un matériau comme le silicium, la conversion d'énergie fait intervenir trois phénomènes physiques intimement liés et simultanés :

- L'absorption de la lumière dans le matériau.
- Le transfert d'énergie des photons aux champs électriques.
- La collecte des charges.

Le silicium constitue un matériau photovoltaïque performant, il présente des propriétés optiques et électriques spécifiques pour assurer la conversion photovoltaïque.

II.3.1- Propriétés optiques :

Un rayon lumineux formé de photons entrant en contact sur un matériau solide subit trois manifestations optiques simultanées :

- L'absorption.
- La réflexion.
- La transmission.

Pour augmenter le rendement de la conversion photovoltaïque, il faut optimiser l'absorption du flux solaire tout en réduisant les pertes optiques par réflexion ou par transmission.

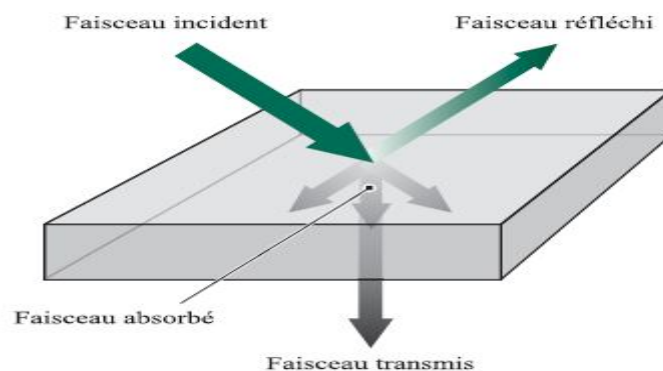


Fig.10 : Les événements optiques d'un rayon lumineux

■ Absorption :

Seule la lumière absorbée est restituée sous forme d'énergie électrique. Le matériau photovoltaïque utilise différemment toutes les longueurs d'ondes du spectre solaire : il se caractérise par sa réponse spectrale, c'est-à-dire l'efficacité avec laquelle il transforme l'énergie d'un rayonnement d'une longueur d'onde en énergie électrique. Cette efficacité dépend essentiellement des caractéristiques du matériau. Ainsi, la courbe d'absorption d'une cellule photovoltaïque au silicium ne concerne qu'une partie du rayonnement : celle comprise entre 0,35 et 1,10 μm , à savoir une partie du rayonnement ultraviolet (0,35 à 0,40 μm), l'essentiel du rayonnement visible (0,40 à 0,70 μm) et une partie du rayonnement infrarouge (0,70 à 1,10 μm).

■ Transmission:

Selon l'épaisseur du matériau, la transmission de la lumière est plus ou moins importante : les cellules au silicium cristallin a forte épaisseur (0,2 μm) ne transmettent pas de lumière, contrairement aux dispositifs en couche mince de type silicium amorphe (épaisseur < 1 μm) a travers lesquels la transmission n'est pas négligeable. Pour diminuer cette transmission, il est possible d'appliquer, à l'arrière d'un matériau « rugueux », une électrode

présentant une propriété de réflexion adaptée (comme l'aluminium) qui piège la lumière dans le matériau par diffusion de la lumière réfléchi sur l'aluminium.

■ **Réflexion :**

La réduction de la réflexion de la lumière se fait en jouant sur les indices de réfraction des matériaux traverses, indices directement dépendants du taux de réflexion des matériaux. Plus la différence des indices de réfraction est élevée de part et d'autre d'une surface, plus elle est réfléchissante. Par exemple, le silicium brut, d'un indice de réfraction de 3,75, au contact direct avec l'air (d'un indice de réfraction de 1) réfléchit 33 % de la lumière incidente, pourcentage trop élevé pour assurer un rendement acceptable de la conversion photovoltaïque. Le moyen de réduire ce taux de réflexion est d'intercaler entre le silicium et l'air un empilement optique constitué de matériaux à indice de réfraction différente afin de diminuer le différentiel de réfraction entre l'air et le silicium.

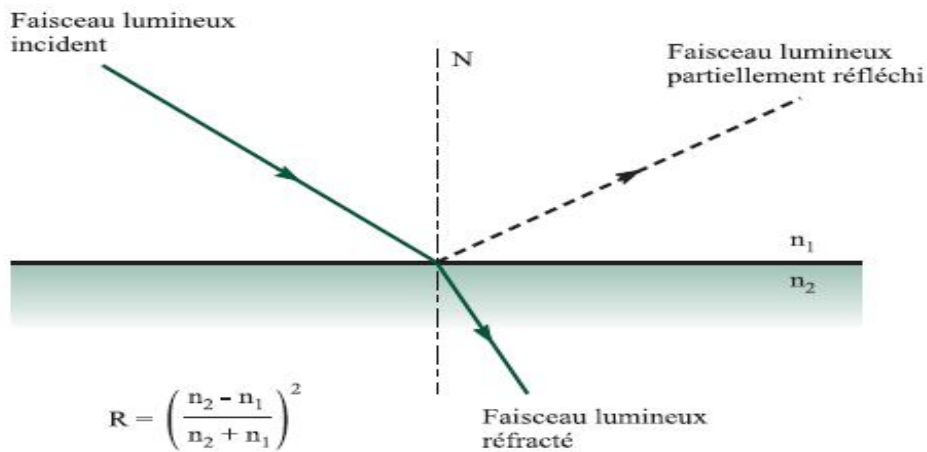


Fig.11: Taux de réflexion

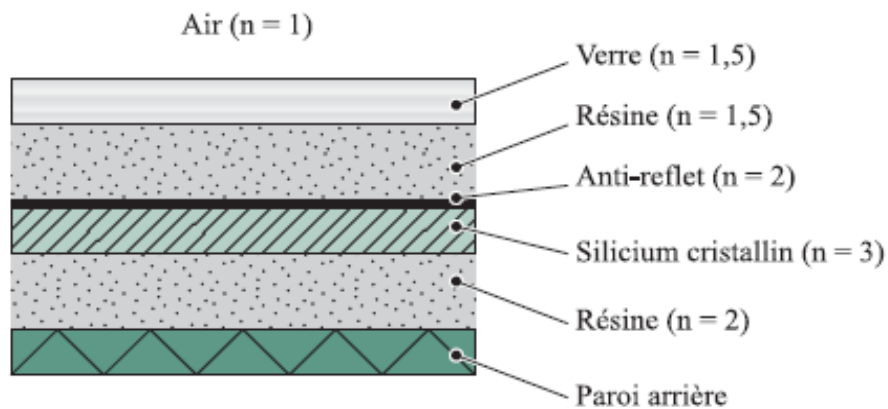


Fig.12: empilement optique d'une cellule cristalline

L'autre moyen de réduire le taux de réflexion est d'ajouter en surface un film antireflet qui diminue le renvoi de rayons lumineux vers l'atmosphère, et donc d'absorber une plus grande partie du flux lumineux. Selon ce principe, un laboratoire d'Osaka traite la surface des cellules pour obtenir des microcavités destinées à piéger la lumière. Plus récemment, un fabricant de revêtements spéciaux (STI) a développé une solution de dioxyde de titane qui, lorsqu'elle est appliquée sur le substrat de verre des cellules photovoltaïques, réduit la réflexion du substrat et génère de nouveaux petits faisceaux à l'intérieur du revêtement, augmentant ainsi le taux de conversion solaire de 3 à 5 %.

II.3.2- Propriétés électriques :

■ Photoconductivité :

Caractérisée par la présence de quatre électrons sur sa couche périphérique, le silicium présente toutes les propriétés électriques d'un semi-conducteur permettant de convertir la lumière absorbée en électricité. Ce transfert d'énergie des photons aux charges électriques s'appelle la photoconductivité : il s'explique par la propriété que présente le silicium à contenir quatre électrons relativement mobiles dotés d'une faible énergie de liaison. Dans l'obscurité, les électrons sont peu mobiles à la lumière, les photons absorbés par le silicium apportent une telle énergie que la mobilité des électrons du matériau s'en trouve fortement accrue, ce qui se traduit par une augmentation de la conductivité du matériau. Le principe de ce photocourant est le suivant : les électrons tournent autour du noyau sous l'effet de la lumière, les électrons de la couche périphérique des atomes sont « arrachés » sous l'action du choc d'un photon. Les électrons « décrochés » des atomes créent ainsi un courant continu directement utilisable aux bornes de la cellule photovoltaïque, sous une tension électrique continue. Pour arracher un électron, il faut que le photon ait suffisamment d'énergie. Le photon possède une énergie cinétique (E) qu'il est possible de déterminer comme suit [10] :

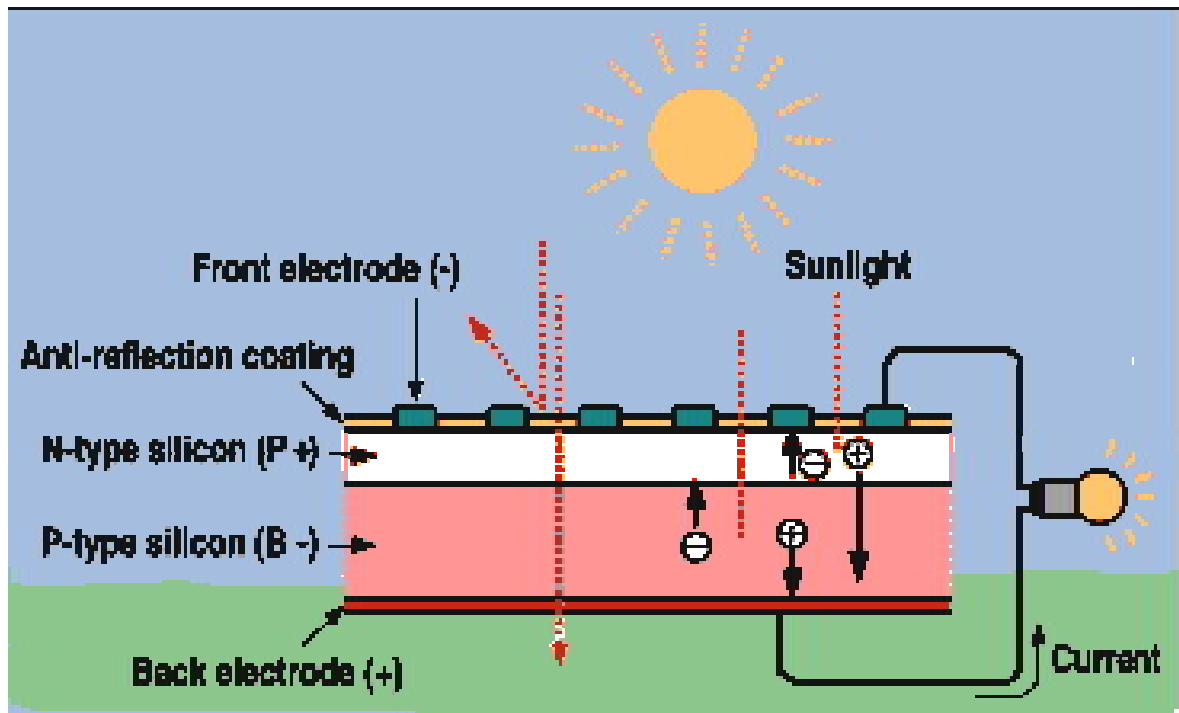


Fig.13 : Représentation d'une photopile en silicium

$$E = h \cdot \nu \quad (12.1)$$

Avec

$$\nu = C/\lambda \quad (12.2)$$

Avec :

- E: énergie cinétique (eV – électron-volt)
- h : constante de Planck (6,626.10⁻³⁴ J.s)
- ν : fréquence du rayonnement liée a la longueur d'onde (Hz)
- C: célérité de la lumière dans le vide (3.10⁸ m/s)
- λ : longueur d'onde de la lumière (μ m)

Donc :

$$E = \frac{h \cdot C}{\lambda} \quad (12.3)$$

L'énergie cinétique (E) nécessaire à l'arrachage des électrons est donc inversement proportionnelle à la longueur d'onde du photon (λ). Ainsi, pour qu'un électron lié à son atome (bande de valence) soit arraché pour participer à la conduction du courant, il faut lui fournir une énergie minimale (seuil d'énergie) afin qu'il puisse atteindre les niveaux énergétiques

supérieures (la bande de conduction) : c'est l'énergie du gap optique ou largeur de bande interdite E_g , exprimée en eV. Cette valeur seuil est propre à chaque matériau en raison de la structure électronique différente de chaque type d'atomes. Elle est de 1,1 eV pour le silicium cristallin et de 1,7 eV pour le silicium amorphe. Dans le cas du silicium, l'énergie minimale nécessaire correspond à l'énergie des photons ayant une longueur d'onde inférieure à $1,1\mu\text{m}$.

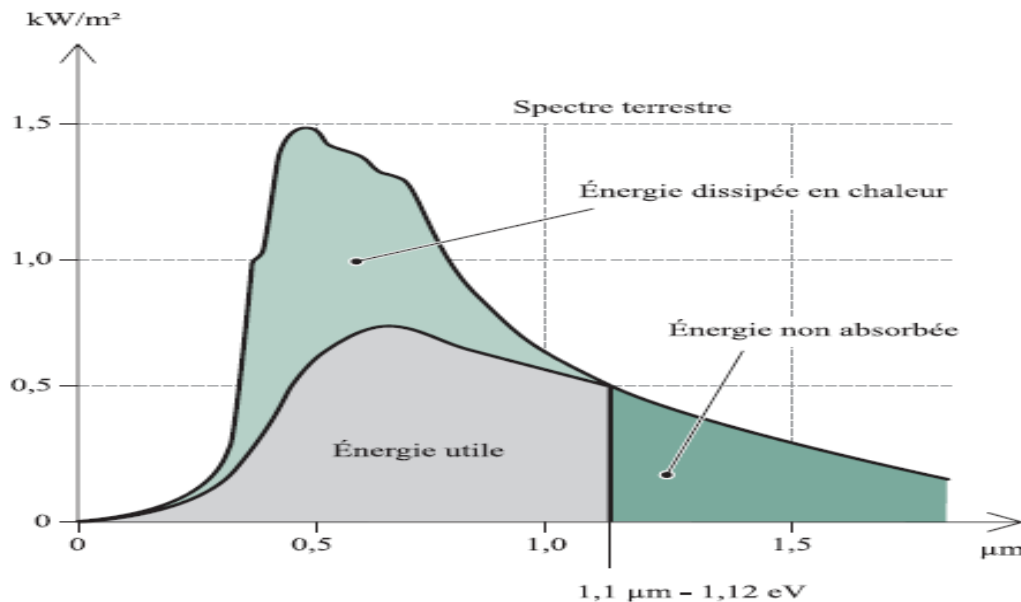


Fig.14 : Spectre solaire pour le silicium

■ Courbe caractéristique électrique :

Une cellule photovoltaïque est définie par sa courbe caractéristique électrique (courant-tension). Elle indique la variation du courant qu'elle produit en fonction de la tension aux bornes de la cellule depuis le court-circuit jusqu'au circuit ouvert.

D'après les caractéristiques courant-tension, il est possible de déduire d'autres paramètres électriques spécifiques à chaque matériau :

- Le courant de court circuit (I_{cc}) correspondant au courant débité par la cellule quand la tension à ses bornes est nulle (en pratique, ce courant est très proche du photocourant I_{ph}).

- La tension du circuit (V_{co}) correspondant à la tension qui apparaît aux bornes de la cellule quand le courant débite est nul.

Entre ces deux valeurs, il existe un optimum donnant la plus grande puissance P_m ou puissance crête caractérisant la performance de la cellule. Le facteur de forme FF indique le degré d'idéalité de la caractéristique correspondant au rapport suivant [10] :

$$FF = \frac{P_m}{V_{co} \cdot I_{cc}} \quad (13)$$

Avec :

- FF : facteur de forme qui indique le degré d'idéalité de la caractéristique.
- P_m : puissance maximale mesurée dans les conditions de référence STC (*Standard Test Condition*), c'est-à-dire sous l'ensoleillement de 1 000 W/m², à la température de 25° sous un spectre AM 1,5.
- V_{co} : tension du circuit correspondant à la tension qui apparaît aux bornes de la cellule quand le courant débité est nul (V).
- I_{cc} : courant de court circuit correspondant au courant débité par la cellule quand la tension à ses bornes est nulle (en pratique, ce courant est très proche du photocourant I_{ph}) (A) Cette courbe est établie dans des conditions de fonctionnement données (ensoleillement, température à la surface de la cellule, etc.) et varie selon le type de cellule.

II.4- Le rendement photovoltaïque :

Le rendement énergétique (η) d'une cellule est défini par le rapport entre la puissance maximale (P_m) et la puissance du rayonnement solaire qui arrive sur la cellule photovoltaïque exprimé par la relation suivante [11] :

$$\eta = \frac{P_m}{E \cdot S} \quad (14)$$

Avec :

- η : rendement énergétique
- E : éclairement (W/m²)
- S : surface active de la cellule (m²)
- P_m : puissance maximale mesurée dans les conditions de référence STC.

II.4.1- Influence de l'éclairement :

L'énergie électrique produite par une cellule dépend de l'éclairement qu'elle reçoit sur sa surface. La caractéristique courant-tension d'une cellule en fonction de l'éclairement, à une température et une vitesse de circulation de l'air ambiant constantes : le courant est directement proportionnel au rayonnement, contrairement à la tension qui ne varie que très peu en fonction de l'éclairement.

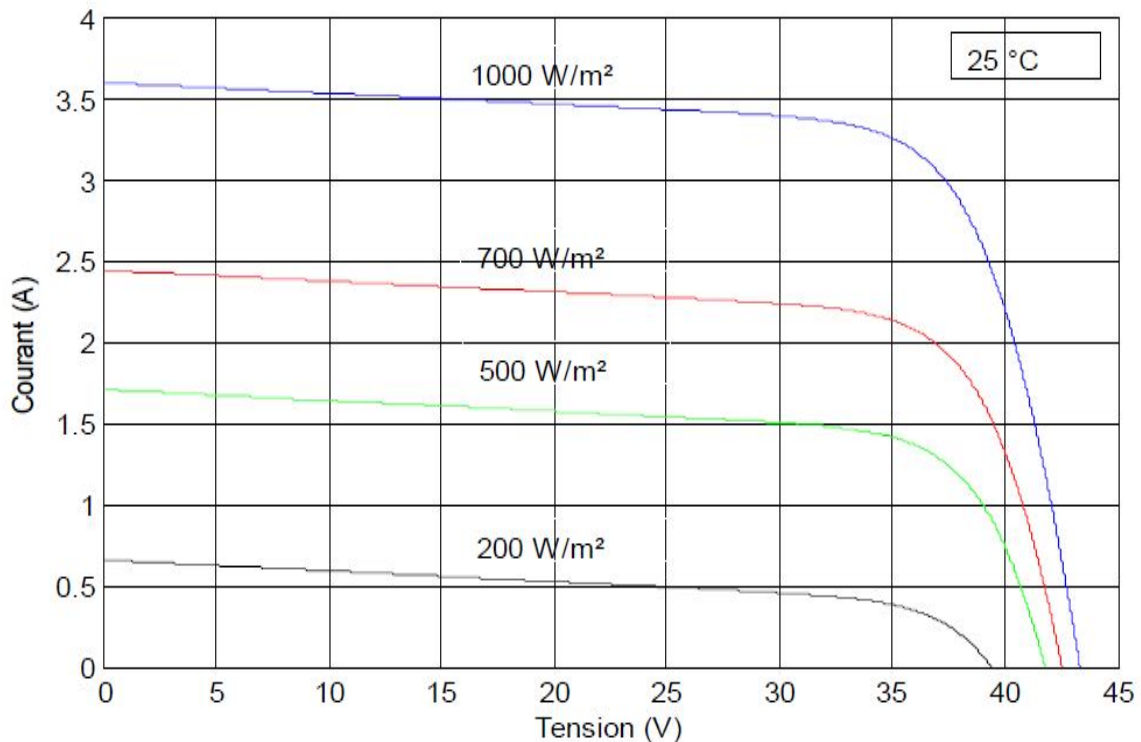


Fig.15 : Caractéristique courant-tension d'une cellule en fonction de l'éclairement

II.4.2- Influence de la température :

L'influence de la température est importante et a des conséquences pour la conception des panneaux et des systèmes photovoltaïques.

La température est un paramètre essentiel puisque les cellules sont exposées aux rayonnements solaires, susceptibles de les échauffer. De plus, une partie du rayonnement absorbé n'est pas convertie en énergie électrique : elle se dissipe sous forme de chaleur, c'est pourquoi la température de la cellule (T_c) est toujours plus élevée que la température ambiante (T_a) [11].

$$T_c = T_a + \frac{E_m}{800}(TUC-20) \quad (15)$$

Avec :

- T_c : température de la cellule (°C)
- T_a : température ambiante (°C)
- E_m : éclairement moyen (W/m²)
- TUC: température d'utilisation de la cellule (°C)

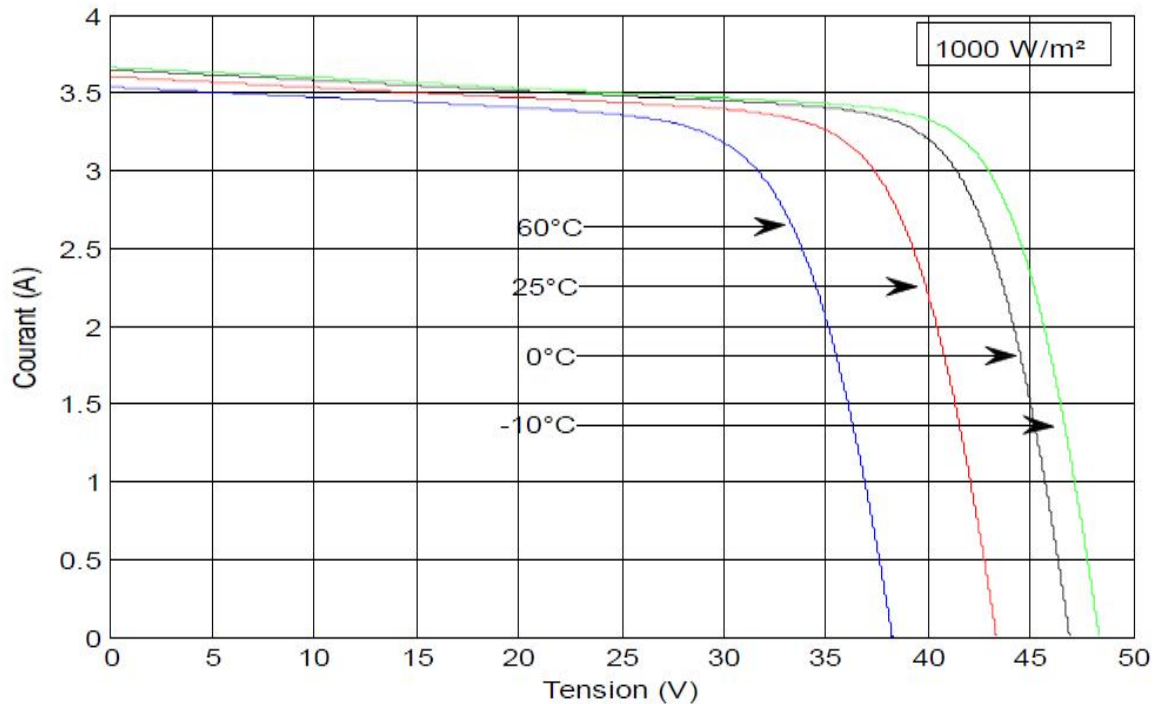


Fig.16 : courant-tension en fonction de la température

Le graphe montre que la tension baisse fortement avec la température. Plus la température augmente et moins la cellule est performante. En revanche, le courant augmente légèrement en intensité, cette augmentation reste néanmoins négligeable au point de puissance maximale.

II.5- Association des cellules photovoltaïques :

La tension générée par une cellule photovoltaïque au silicium mono ou multi cristallin, fonctionnant au point de puissance maximale sous l'éclairement de référence de 1kW/m², est de l'ordre de 0,55 V et le courant est fonction de la surface de la cellule. Il convient donc de grouper en série et parallèle des cellules élémentaires pour adapter tension et courant en fonction des contraintes de la charge à alimenter.

Il est important de noter dès à présent que la caractéristique courant-tension d'un groupement de cellules photovoltaïques, qu'elles coupent, sera directement homothétique de la courbe I (V) d'une cellule de base. Il en sera de même pour tout le réseau de caractéristiques. En conséquence, tout ce qui a été dit pour une cellule individuelle restera valable pour un groupement.

II.5.1- Caractéristique $I = f(V)$ d'une cellule photovoltaïque :

Si une impédance de charge non nulle et non infinie est placée aux bornes de la cellule, on se trouve dans un cas intermédiaire entre le court-circuit et le circuit ouvert. Le photocourant va se distribuer entre cette charge extérieure (courant I) et la diode (courant I_D). Il en résultera une tension de travail (de polarisation) V inférieure à V_{co} .

La caractéristique courant - tension de la cellule photovoltaïque se met alors sous la forme [12] :

$$I(V) = I_{ph} - I_D(V) \quad (16)$$

Soit :

$$I(V) = \alpha(T) \cdot \phi \cdot s - \beta(T) \cdot s \cdot \left(\exp\left(\frac{e(V + R_s I)}{nkT}\right) - 1 \right) \quad (17)$$

Le second terme dans ces expressions est l'équation classique du courant d'une diode de surface S polarisée à la tension V soit $I_D(V)$, $\alpha(T)$ et $\beta(T)$ étant des coefficients caractéristiques de la jonction et fonction de la température. Sous une irradiante ϕ et une température T données. La caractéristique courant-tension de la cellule photovoltaïque est parfaitement définie. La figure ci-dessous donne cette caractéristique théorique pour une cellule en Silicium monocristallin de 100 mm de diamètre à 25°C et sous l'irradiante de référence de 1 kW/m².

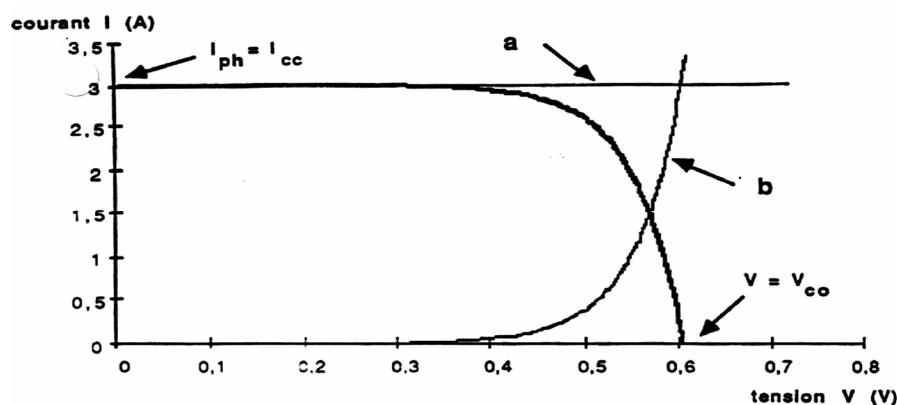


Fig.17 : Caractéristique $I = f(V)$ d'une cellule photovoltaïque

On remarque que la caractéristique $I(V)$ correspond à la soustraction de deux courbes, courbe [a] : $I_{ph}(V)$ courbe [b] : $I_D(V)$, ce qui traduit bien les équations (16) et (17). Le courant (I) extrait de la cellule photovoltaïque est donc fonction de la tension de travail V de

la cellule. Cette tension étant elle-même fixée par l'impédance sur laquelle est fermée cette cellule.

II.5.2- Groupement de cellules en série :

La tension générée par une cellule étant très faible, il faudra dans la majorité des cas associer en série un certain nombre de cellules pour obtenir des tensions compatibles avec les charges à alimenter. C'est ce qui est réalisé dans un module photovoltaïque, où les cellules sont positionnées sous forme d'une guirlande dont les deux extrémités sont ramenées vers une boîte de connexion. Les électrodes supérieures d'une cellule sont connectées à la face arrière de la cellule suivante. La figure 18 donne le schéma d'un module fermé sur sa résistance optimale R' .

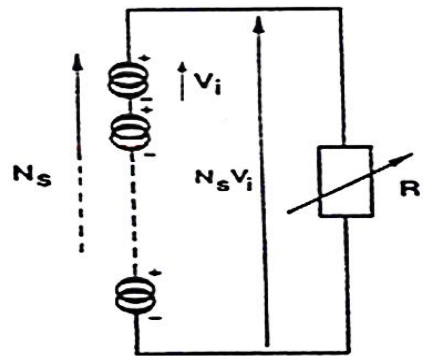


Fig.18 : Schéma d'un module fermé d'un groupement des cellules en série

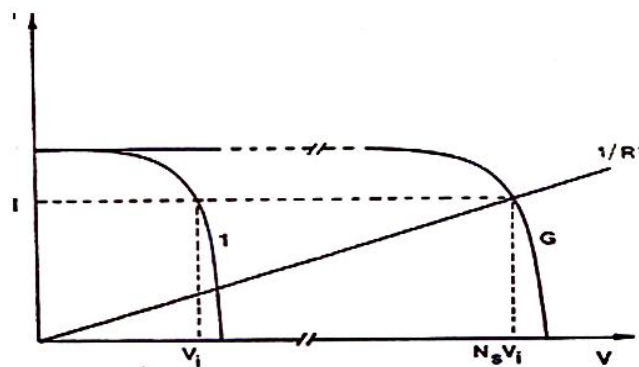


Fig.19 : Caractéristique $I (v)$ d'un groupement des cellules en série

On constate immédiatement sur cette figure, correspondant à la mise en série de N_s générateurs de courant, que le courant généré par les cellules est le même dans toute la

branche ainsi que dans la charge. Une première règle est donc qu'il ne faudra connecter en série que des cellules identiques.

La figure 19 présente la courbe de puissance (caractéristique courant-tension) du groupement ainsi réalisé. La courbe est la caractéristique de l'une des N_s cellules du groupement série. La caractéristique du groupement (G) est obtenue en multipliant point par point et pour un même courant, la tension par N_s . Fermé sur l'impédance R' , le groupement série délivrera le courant I sous la tension $N_s \times V_i$. Chacune des N_s cellules générant ce courant I et la tension V_i . La construction graphique de la figure 18 suppose que la connexion en série des cellules n'introduit pas de résistances parasites (série ou shunt) supplémentaires. L'impédance optimale pour le groupement série est N_s fois plus grande que l'impédance optimale pour une cellule de base.

II.5.3- Groupement de cellules en parallèle :

Il est possible d'augmenter le courant fourni à une charge en plaçant en parallèle plusieurs cellules ou modules photovoltaïques comme indiqué sur la figure 18. Sur cette figure, les générateurs de courant représentent soit des cellules individuelles, soit des cellules en série (modules), soit des modules en série (branches). On constate dans ce cas que c'est la tension générée qui est la même pour toutes les cellules (ou tous les modules ou toutes les branches).

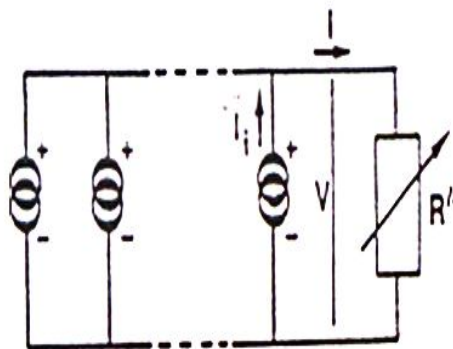


Fig.20 : Schéma d'un module fermé d'un groupement des cellules en parallèle

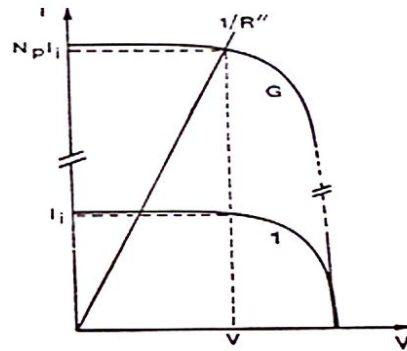


Fig.21 : Caractéristique $I(v)$ d'un groupement des cellules en parallèle

La deuxième règle est donc qu'il ne faudra connecter en parallèle que des cellules des modules, ou des branches identiques. La figure 21 présente la courbe de puissance résultante (G) pour le groupement parallèle considéré.

Cette courbe est obtenue en multipliant point par point par N_p (nombre d'éléments en parallèle) et pour chaque valeur de la tension, le courant de la courbe correspondant à une cellule élémentaire fermée sur une résistance R'' , le groupement parallèle délivrera le courant $N_p \cdot I_i$ sous la tension V , chacune des N_p branches en parallèle générant le courant I_i . La construction graphique de la figure 20 suppose que la connexion en parallèle n'introduit pas des résistances parasites (série ou shunt) supplémentaires. L'impédance optimale pour le groupement parallèle est N_p fois plus faible que l'impédance optimale pour une branche.

III- conclusion :

Quel que soit le mode d'utilisation de l'énergie photovoltaïque étudiée (installations autonomes ou connectées au réseau) les critères de dimensionnement à respecter sont sensiblement identiques. Seule la réflexion diffère :

- pour une installation autonome, il faut trouver le meilleur compromis entre les besoins en électricité et le coût d'investissement.

- Pour une installation raccordée au réseau du type centrale destinée à la revente, le dimensionnement consiste à produire le plus d'énergie possible en fonction de la surface disponible et de la capacité d'investissement du maître de l'ouvrage.

Chapitre 3

Etude et simulation

du

panneau solaire

I- Introduction :

Le dimensionnement d'une installation a pour objectif de fixer les modalités de construction, en fonction de critères techniques (choix de la technologie, disposition détaillée du champ de capteurs, mode de montage, etc.), administratifs (contrats de raccordement, d'achat, etc.) et financiers (investissement, demande de subventions, cout du kWh résultant, etc.). Seules les études techniques sont traitées dans ce chapitre : elles se limitent à la conception et à la simulation des générateurs solaires (c'est-à-dire les panneaux photovoltaïques). N'est pas étudié le dimensionnement des composants électriques constituant le système photovoltaïque tels que les batteries, les régulateurs, les onduleurs, la connectique et le câblage.

Les outils de dimensionnement sont souvent des logiciels de simulation de systèmes photovoltaïques. Ils fournissent une estimation de l'énergie produite et de sa distribution et quantifient les effets perturbateurs de manière à identifier les points faibles du site et optimiser l'ensemble du système photovoltaïque. Ces logiciels calculent notamment le comportement du système et l'ensemble des perturbations pour chaque heure de fonctionnement, à partir des données d'entrée précises (données météorologiques, environnementales, etc.)

II- Présentation des logiciels :

Le dimensionnement des générateurs solaires exige une analyse précise et rigoureuse de différents facteurs pouvant influencer le rendement du système photovoltaïque. Pour un projet, cette analyse doit définir les diverses variantes de chaque groupe de paramètres, indispensables pour exécuter la simulation de toute combinaison désirée.

II.1- Logiciel Météonorm :

Météonorm est un logiciel de la société METEOTEST à Bern en Suisse, sert pour les applications utilisant l'énergie solaire comme :

- le photovoltaïque
- le solaire thermique
- le rafraîchissement solaire
- la conception de bâtiments bioclimatiques

Ce logiciel comporte les éléments suivants :

- Base de données contenant 7 700 sites météorologiques.

- Paramètres : rayonnement global, température, humidité, précipitation, jours avec précipitation, vitesse et direction du vent, durée d'ensoleillement.
- Période 1961-1990, 1996-2000 ou données satellites pour régions à faible densité.
- Couvre l'ensemble du globe, y compris les régions polaires.
- Possibilité d'importer des données météorologiques.
- Algorithmes d'interpolation pour n'importe quel endroit sur terre.
- Calcul de rayonnement pour surfaces inclinées.
- Tient compte du phénomène des 'horizons hauts' (montagnes) dans le calcul.
- Calcul du lever et coucher du soleil pour chaque jour.
- Affichage des résultats par tableaux et graphiques.
- 28 formats de sortie prédéfinis ; possibilité de formats utilisateur pour fichiers export.



Fig.22: fenêtre d'accueil de Météonorm

II.2- Logiciel PVsyst :

PV SYST est un logiciel de dimensionnement de panneaux solaires permettant d'obtenir diverse informations telles que la production d'énergie, l'irradiation et le coût de

l'installation, la surface nécessaire, ou la production annuelle d'énergie. Un mode avancé permet d'obtenir beaucoup plus d'informations pour une étude très complète.

Le logiciel comprend principalement deux modes de fonctionnement. Le premier est une application de pré dimensionnement assez simple à prendre en main et accessible au néophyte. Le deuxième permet une étude beaucoup plus approfondie et prend en compte beaucoup plus de paramètres. De plus il se base sur du matériel concret pour ses calculs, contrairement au premier mode qui effectue ses calculs pour un cas très général.

Pour chacun des deux modes, le principe est le même : on donne la localisation géographique de l'installation, puis on entre les données concernant l'installation. Vient ensuite une partie résultats où l'on choisit les données qui nous intéressent.

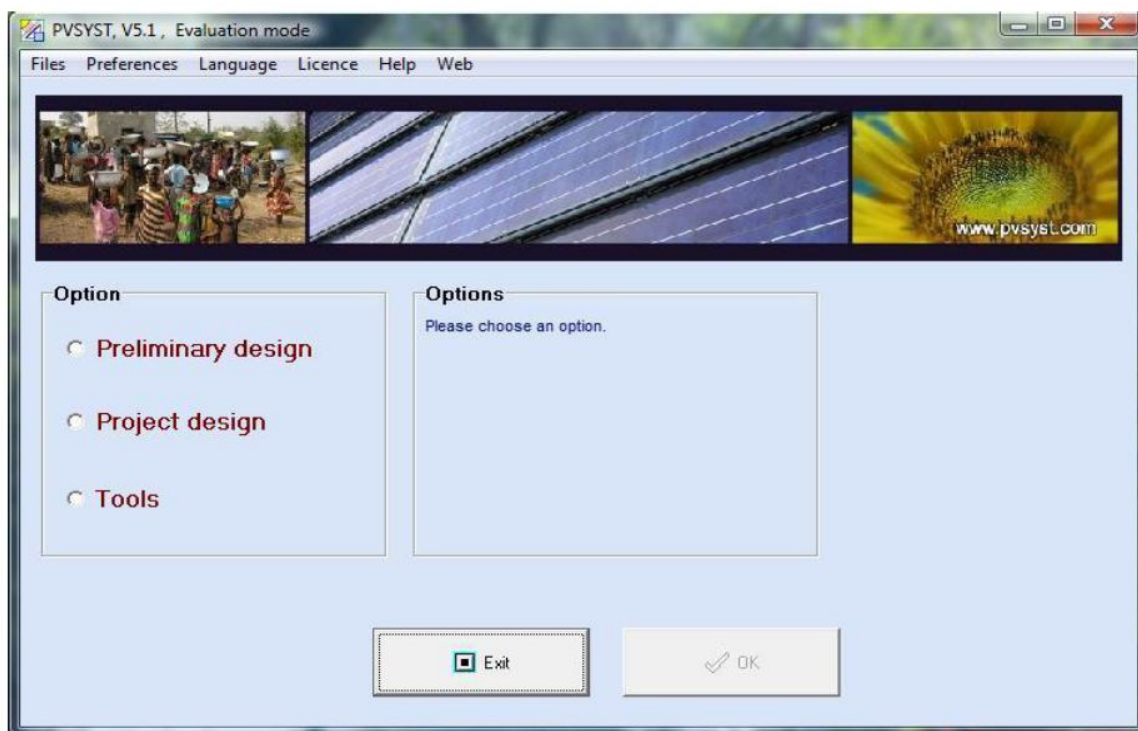


Fig.23 : fenêtre d'accueil de PVsyst5.0

III- Le choix du site :

Pour l'étude de notre projet, nous avons choisi Boukhalfa, situé à la périphérie de la ville, le village a été incorporé à la ville de Tizi-Ouzou en un quartier à part entière. Il regroupe les infrastructures de la Faculté de Droit de l'Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou, de nombreuses résidences universitaires, lycées, écoles, gare ferroviaire et accueillera sur son territoire le nouveau complexe olympique de la ville de Tizi-Ouzou (actuellement en

chantier), de même qu'y seront implantés la gare routière, l'opéra, le nouveau CHU (Centre Hospitalo-universitaire).

Boukhalfa se situe à quelques kilomètres de la ville de Tizi-ouzou dans la zone du climat méditerranéen, il peut parfois neiger en hiver. En été, la chaleur peut être suffocante car l'air marin se heurte au relief montagneux qui l'empêche d'atteindre la ville. Selon les prélèvements de la station météorologique implantée dans cette localité elle est située à 155m d'altitude, 04°08 E de longitude et 36°42 N de latitude. Le vent, les précipitations, l'humidité et la température de l'année 2010 sont représentés dans le tableau ci-dessous [10] :

Année															
2010	JANV	FEVR	MARS	AVR	MAI	JUIN	JUILL	AOUT	SEPT	OCTO	NOVEM	DECEM	Tot	Moy	
T°Moy/m€ en°C	11,4	12,8	13,7	16,4	17,6	22,6	27,7	27,2	23,6	19,2	14,3	11,2	206,5	17,2	
T°Moy/m€ mini	7,8	9,1	9,4	11,5	12,3	16,2	20,6	20,7	17,9	14,4	10,9	7,2	150,8	12,6	
T°Moy/m€ MAX	16,1	17,6	19,7	22,2	24,3	29,8	35,8	35,5	31,1	26,2	19,0	16,7	277,3	23,1	
T°Max/absol	20,6	30	29,5	32,3	34,5	34,9	41,2	42,5	37,7	39,5	26,8	27			
date	le07	le27	le20	le30	le25	le25	le09	le27	le17	le06	le14	le 08			
T° min/absol	3,5	1,5	1,6	7,0	8,5	11,5	17,3	18,0	13,5	7,3	7,0	6			
date	lc10	lc02	lc11	lc02	lc05	lc22	lc01	lc08	lc30	lc28	lc17	lc 17			
RR en mm&1/10	82,4	61,1	97,4	93,6	59,3	27,6	1,8	25,9	25,4	113,4	143,5	46,1	731,4		
Humidité en%	80	77	78	80	73	68	59	62	70	74	79	76	800,7	66,7	
HUM/moy en%	56	54	52	55	49	41	33	34	41	45	59	50	520,1	43,3	
Hum/moy en%	96	95	95	97	95	91	86	88	93	95	96	94	1027,8	85,7	
VENT moyen m/s	2,1	1,5	1,1	0,8	1,0	1,3	1,8	1,3	1,4	1,0	0,9	1,0	14,2	1,2	

Tableau.2 : données météorologiques de la station de Boukhalfa

VI- Les paramètres d'un module du panneau solaire :

❖ les caractéristiques électriques :

- puissance nominale (Pmax)170W
- tolérance de puissance±5%
- tension de puissance maximum (Vpm).....35V
- intensité a puissance maximum (Ipm).....4.86A
- tension de circuit ouvert (Vco).....44V
- courant de court circuit (Icc).....5.35A
- rendement du module.....13.3%
- température nominale.....47°C±2°C

❖ **les caractéristiques de la cellule :**

- Type.....Silicium monocristallin
- Dimensions de la cellule.....125x125 cm
- Forme de la cellule.....Quasi carré
- Nombre de cellules par panneau.....72 en Série
- Efficacité de rendement.....15.9%

❖ **Les caractéristiques mécaniques :**

- Longueur.....1580mm
- Largeur.....808mm
- Epaisseur.....46mm
- Entraxes de fixation longueur.....1176mm
- Entraxes de fixation largeur.....737mm
- Poids.....16Kg
- Epaisseur de la face avant.....3.2mm
- Surface d'une cellule.....152.3cm²
- Surface totale des cellules.....1.097m²
- Surface du module.....1.277m²

❖ **Les valeurs maximales :**

- Température de fonctionnement.....-40°C à + 90°C
- Isolation.....1000 VDCmax
- Resistance maximum au vent.....60m/s
- Diamètre maximum de la grêle à 80Km/h.....25mm
- Nombre de diodes /module.....2

V- Les paramètres de l'onduleur :❖ **Les caractéristiques électriques :**

- Puissance nominale.....6000 watts
- Puissance de seuil.....35 watts
- Tension nominale.....350V
- Tension maximale.....500V
- Tension du réseau.....230V
- Courant nominal.....27A
- Rendement.....98%
- Nombre d'entrées.....4

❖ **Les caractéristiques mécaniques :**

- Poids.....32Kg
- Hauteur.....613mm
- Largeur.....468mm
- Profondeur.....242mm
- Protection.....-25° a +60°

VI- Etude d'une installation fixe :

Généralement, sous diverses conditions, les capteurs plans thermiques sont installés suivant une inclinaison et une orientation fixes. Cette dernière est choisie vers le sud ou le nord, suivant la situation géographique du site considéré par rapport à l'équateur. Ceci étant, pour que les capteurs puissent absorber le maximum d'énergie au voisinage de midi, temps solaire vrai, là où la hauteur du soleil est au zénith et les valeurs de l'éclairement du au rayonnement solaire sont maximales. Par ailleurs, pour pouvoir répondre aux besoins énergétiques, le champ de capteurs doit d'une part avoir une surface suffisante et d'autre part des caractéristiques thermomécaniques devant être les meilleurs possibles. Le prix des équipements solaires étant très élevé, peuvent être pénalisant par un investissement considérable. Ce qui conduit donc à chercher des méthodologies qui permettent donc de minimiser ce dernier, sans incidences sur les performances de ces systèmes. Parmi ces paramètres, l'inclinaison et l'orientation du champ de capteurs sont les plus importantes. Une des meilleures solutions proposées, c'est d'orienter le champ de capteurs vers le sud et d'incliner sa structure suivant un angle optimal pré calculé pour le site considéré.

VI.1- Règles d'installations des champs de panneaux:

Un certain nombre de règles dans les installations de champs de panneaux photovoltaïques se dégagent de 25 années d'expérience de terrain:

- apparier les modules en usine pour en tirer la puissance maximale une fois interconnectés en panneaux.
- l'inclinaison optimale pour un usage annuel avec des besoins permanent est en général donnée par la règle simple: $i = \text{lat}^\circ + 10^\circ$.
- les modules doivent être installés à une hauteur suffisante pour ne pas être atteints par les animaux, tout en restant accessibles pour un nettoyage annuel (surtout dans les

zones équatoriales où leur inclinaison est faible et l'auto nettoyage par le ruissellement des pluies, peu efficace).

- la structure porteuse si elle est métallique, ne doit pas présenter de couple électrochimique avec les cadres des modules.
- les cadres et structures en aluminium anodisé ou en acier galvanisé ne doivent pas être percés ou retravaillés sur le site, car l'endommagement des couches protectrices est une voie ouverte à la corrosion.
- tenir compte des dilatations différentielles induites par les grandes variations de température (typiquement -20° à $+80^{\circ}$).
- éviter les occultations parasites et partielles du champ de modules (arbres, immeubles,...).
- protéger chaque sous station contre la foudre à l'aide de para-surtenseurs.
- soigner les mises à la terre de l'ensemble des structures métalliques en évitant les boucles.

VI.2- Simulation du système :

Notre système est composé de 36 modules photovoltaïques monocristallins ayant une surface totale de 46 m² montés sur une structure métallique inclinée de 30° et de 0° d'azimut, angle et orientation idéale par rapport à la situation géographique de la région, cela est obtenu après plusieurs simulations faites par les logiciels utilisés pour obtenir le maximum de rendement possible.



Fig.24 : structure du panneau solaire étudié

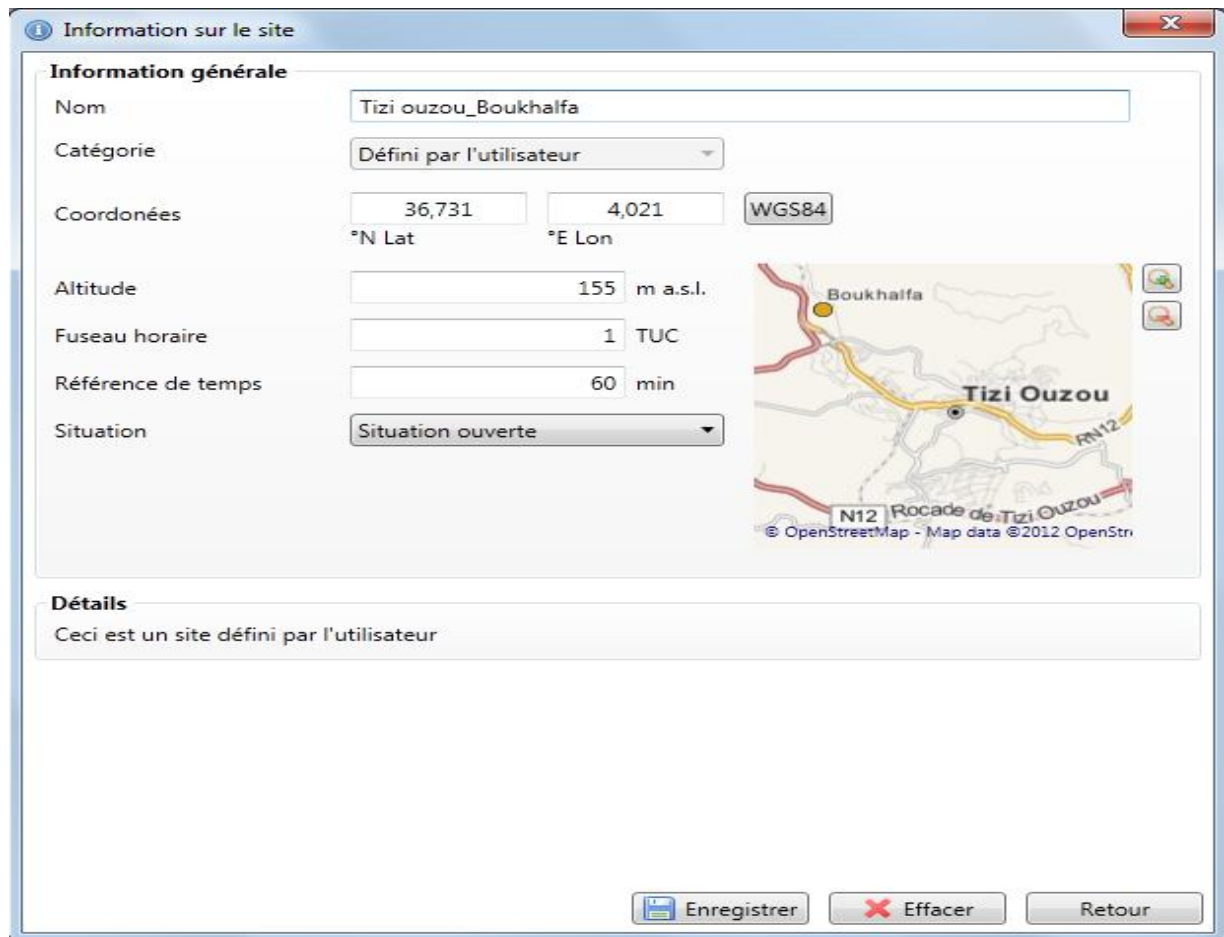
VI.2.1- Simulation avec le logiciel météoNorm :

Elle est représentée étape par étape par les schémas ci-dessous :

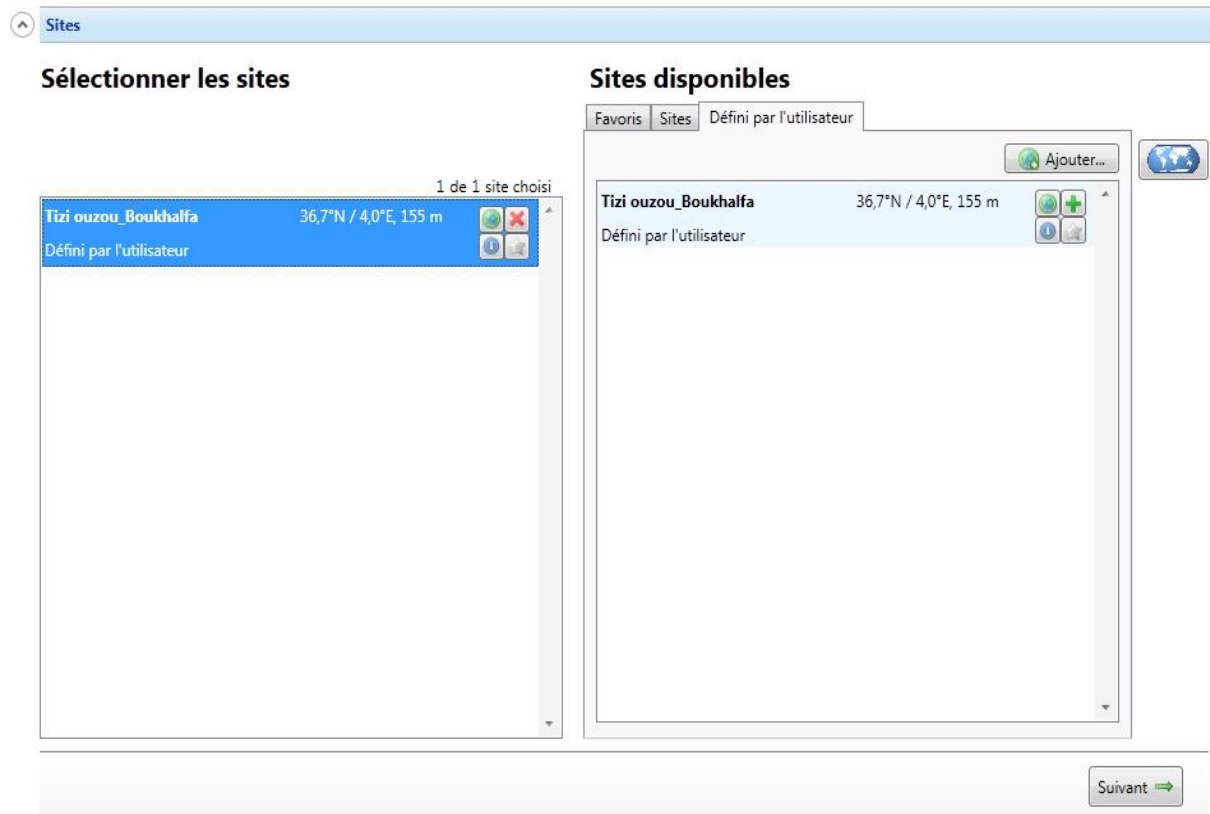
Etape 1: Dans cette étape on introduit les informations géographiques qui définissent le site :

Latitude (°)	Longitude (°)	Altitude (m)	fuseau horaire (h)	référence de temps (min)	situation
36,731	4,021	155	1	60	ouverte

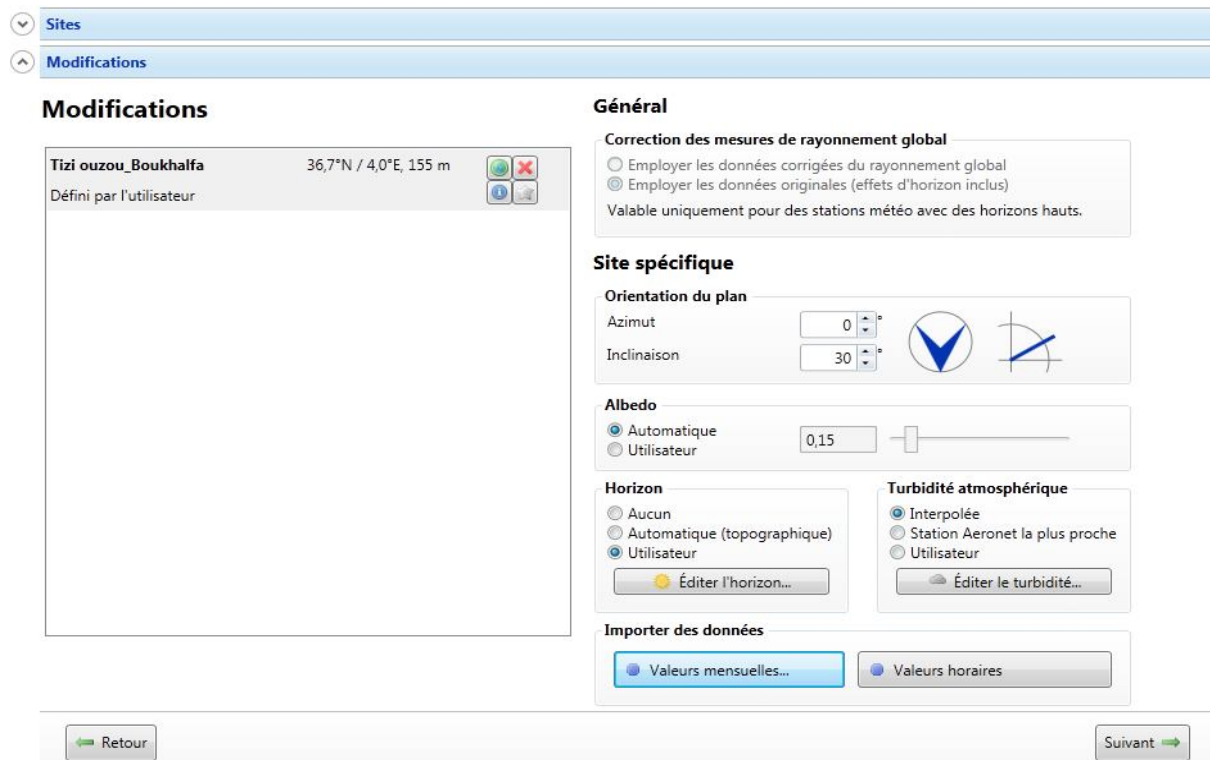
Tableau.3 : coordonnées géographiques du site



Etape 2: Après avoir introduit les informations concernant le site dans l'étape précédente, on choisit le site défini par l'utilisateur.



Etape 3: Après plusieurs calculs, on a constaté que l'angle d'inclinaison idéal pour notre système est inclus entre 25° et 35° et une orientation plein sud (azimut 0°) pour avoir le maximum d'irradiation possible.



Etape 4: On choisi de valider les données introduites par l'utilisateur pour que le logiciel les prennent en considération.

Sites

Modifications

Données

Données

Série de données

Employer les données climatiques

Employer les données importées

Période de température

2000-2009

1961-1990

Futur

IPCC scénario pour les périodes futur

B1

A1B

A2

2010 ▾

Période de rayonnement

1986-2005

1981-1990

Futur

Retour ←

Paramètres avancés

Remise à zéro ↻

Suivant →

Etape 5: On doit choisir le type de système auquel on introduit les résultats finaux, dans notre cas, on va les exportés vers PVsyst.

Sites

Modifications

Données

Format

Format de sortie

Meteonorm

Standard

Meteo

Standard minute

Humidity

Science

Spectral / UV

Standard opt.

Simulation bâtiment

TRNSYS

CH Meteo

HELIOS-PC

DOE

Suncode

Match

sia 380/1

LESOSAI

EnergyPlus (.epw)

DYNBIL

PHPP/WaVE

Pleiades/Comfie

sia 2028

WUFI / WAC

PHLuft

IDA ICE

IBK-CCM

PV

PVSOL

PVsyst

PVS

Meteo matrix (TISO)

PVScout

Solinvest

Energie solaire thermique

Polysun

TSOL

Solar-Ripp

Diverse

TMY2

TRY (DWD)

TMY3

Utilisateur

Défini par l'utilisateur

▾

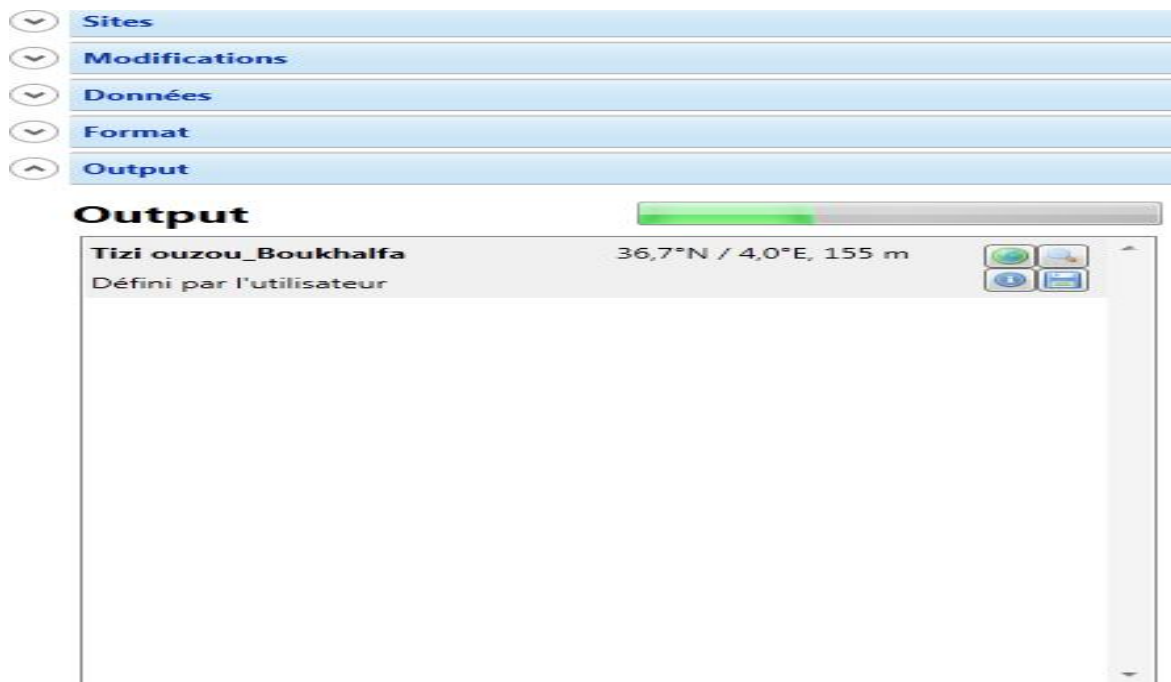
✎ Modifier données

+ Nouveau

Retour ←

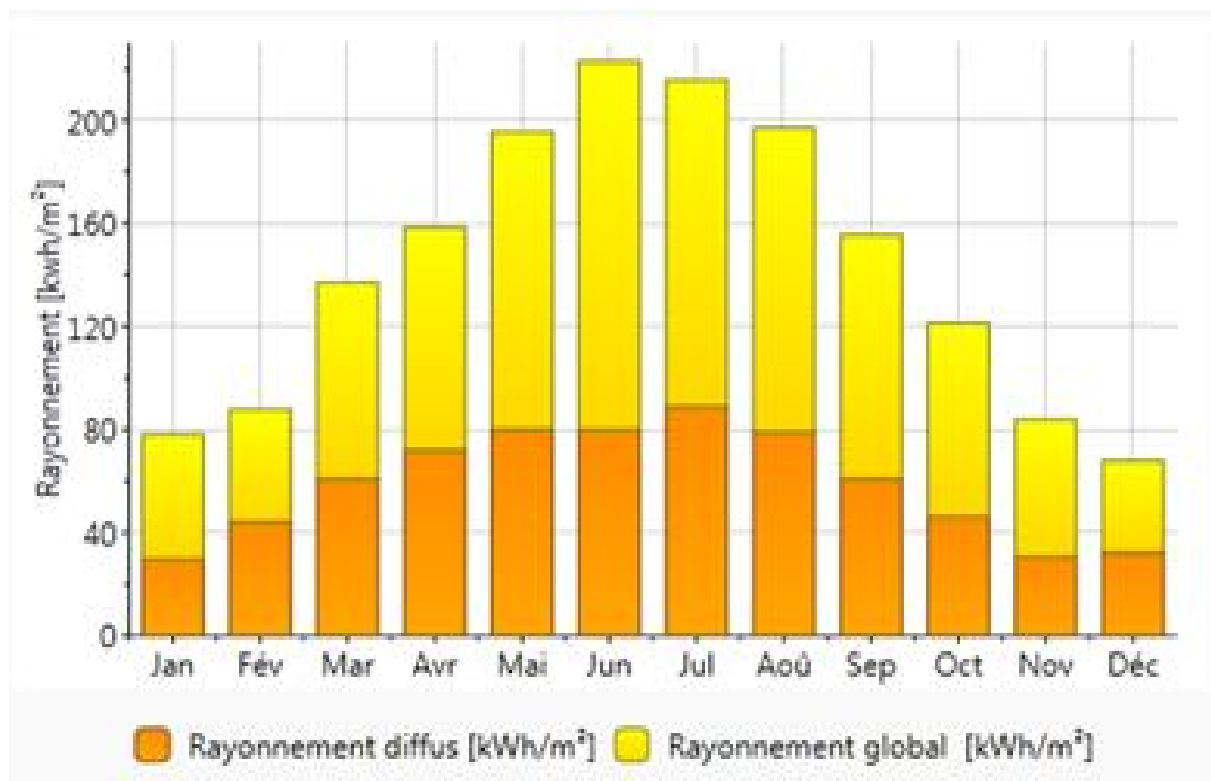
Suivant →

Etape 6: Dans cette étape le logiciel simule les données introduites précédemment pour obtenir les différentes informations recherchées (rayonnement, température,...).

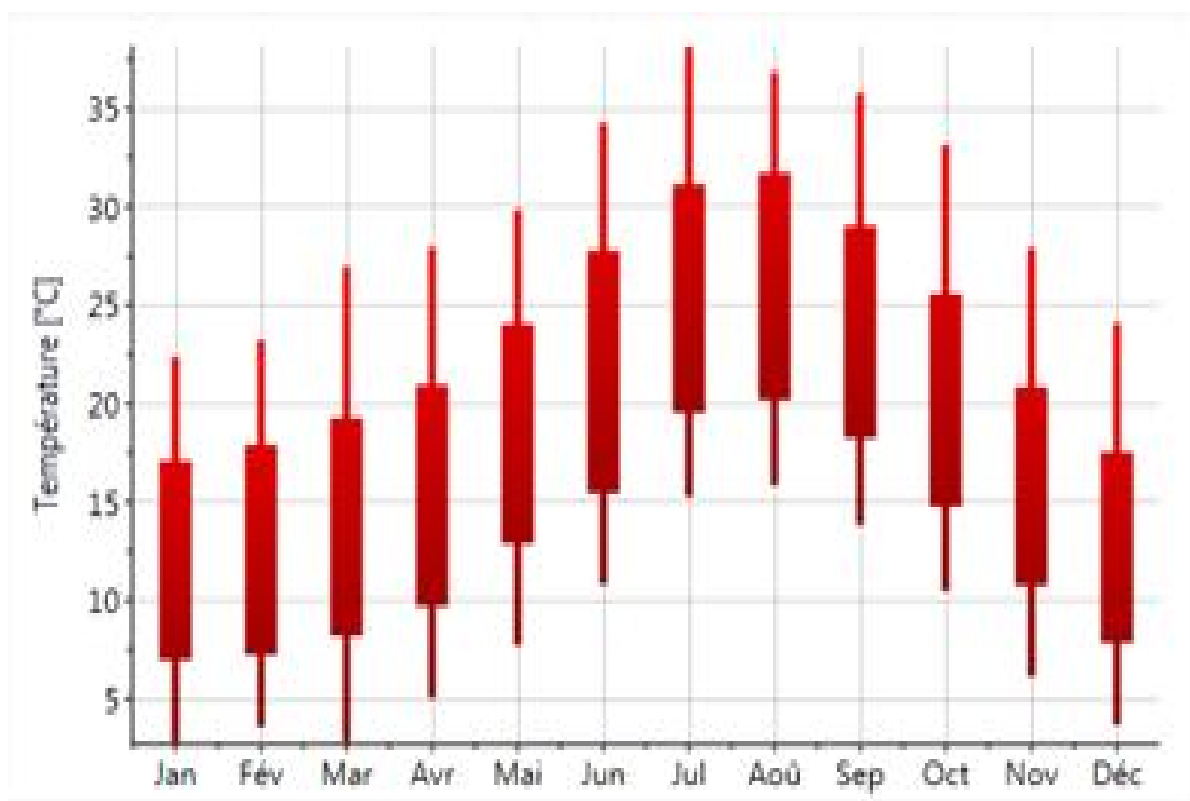


❖ Les résultats :

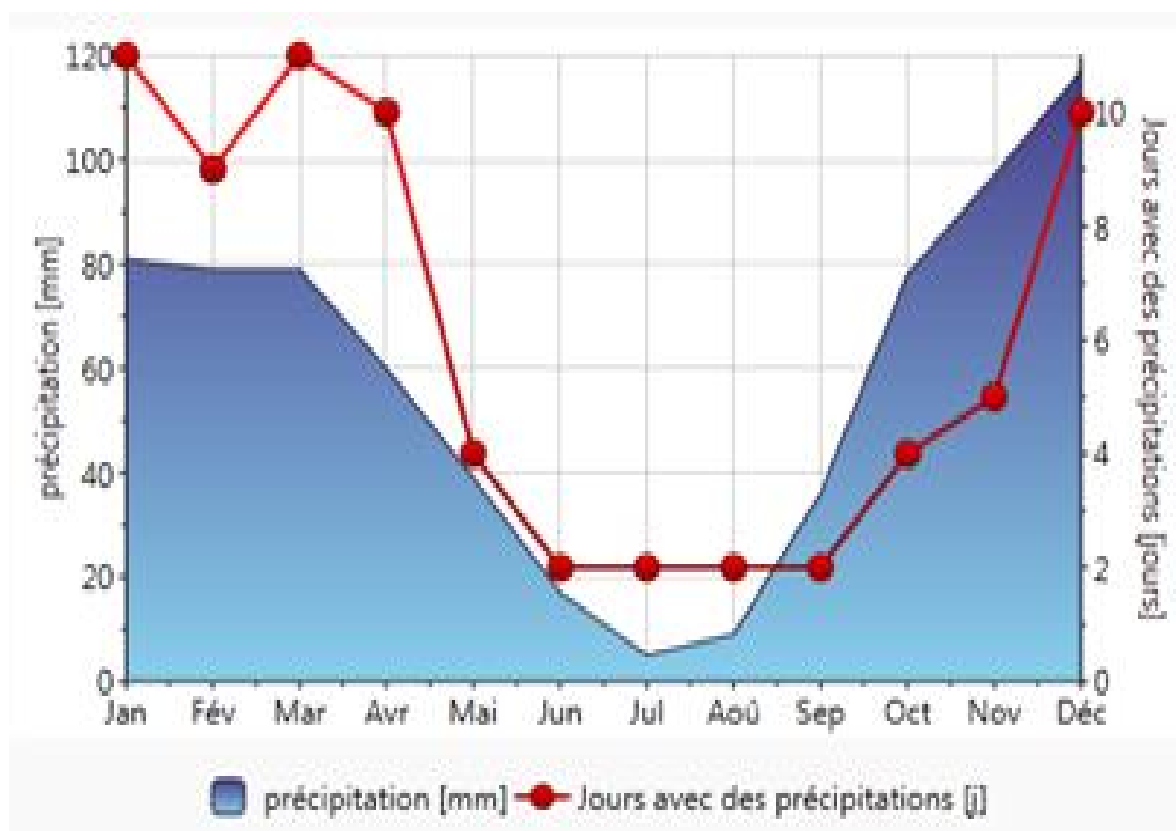
- Rayonnement :



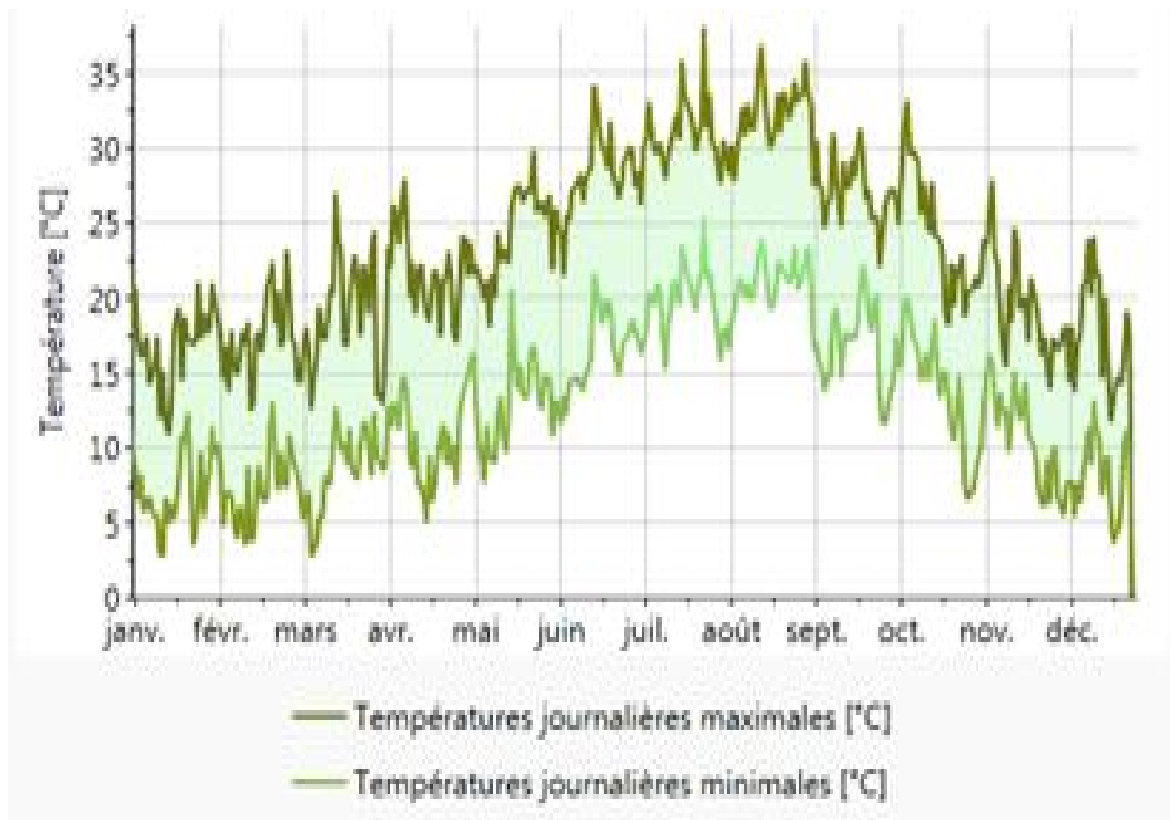
- **Température :**



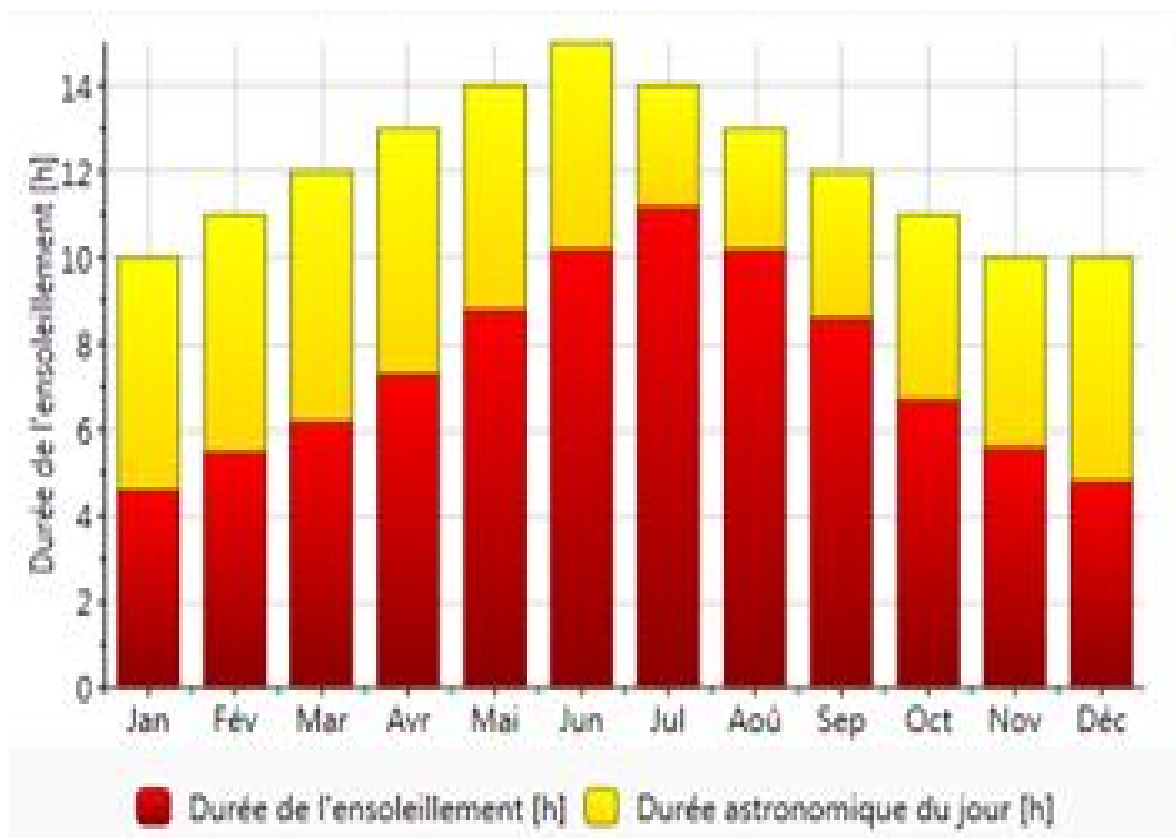
- **Précipitation :**



- **Température journalière :**



- **Durée d'insolation :**



- Rayonnement global journalier :



- Tableau de données récapitulatives :

☀ Rayonnement		🌡 Température		☁ Précipitations			
☀ Durée d'insolation		★ Rayonnement global journalier					
🌡 Température journalière		📄 Tableau de données					
	Gh kWh/m ²	Gk kWh/m ²	Dh kWh/m ²	Bn kWh/m ²	Ta °C	Td °C	FF m/s
Janvier	78	124	30	120	11,6	7,2	3,6
Février	88	118	44	88	12,3	7,9	3,6
Mars	137	165	61	133	13,5	9	4,1
Avril	158	168	72	131	15,5	10,8	3,6
Mai	196	190	80	166	18,6	13,7	3,6
Juin	223	209	80	202	22,2	16,4	4,1
Juillet	216	207	89	176	25,3	19,1	4,1
Août	197	205	79	172	25,9	19,9	3,6
Septembre	155	179	61	152	23,8	18,3	3,1
Octobre	121	160	46	139	20	14,8	3,6
Novembre	84	128	31	124	15,7	10,9	3,6
Décembre	68	105	32	89	12,4	8,3	3,1
Année	1718	1958	705	1691	18,1	13	3,6

Informations du résultat

Incertitude des valeurs annuelles: Gh = 6%, Bn = 12%, Gk = 8%, Ta = 1,1 °C
 Tendance de Gh / décennie: 1,7% Variabilité de Gh / an 4,2%
 Sites d'interpolation du rayonnement Satellite data

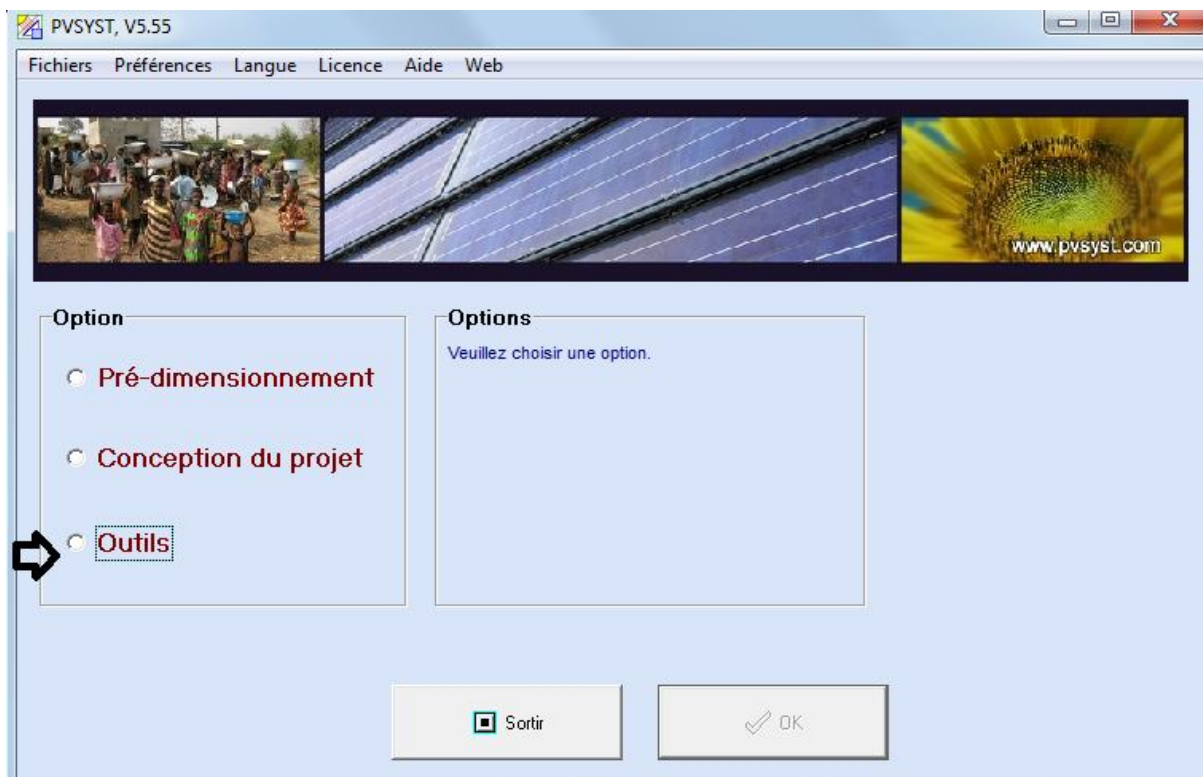
Tableau.3 : Tableau de données récapitulatives

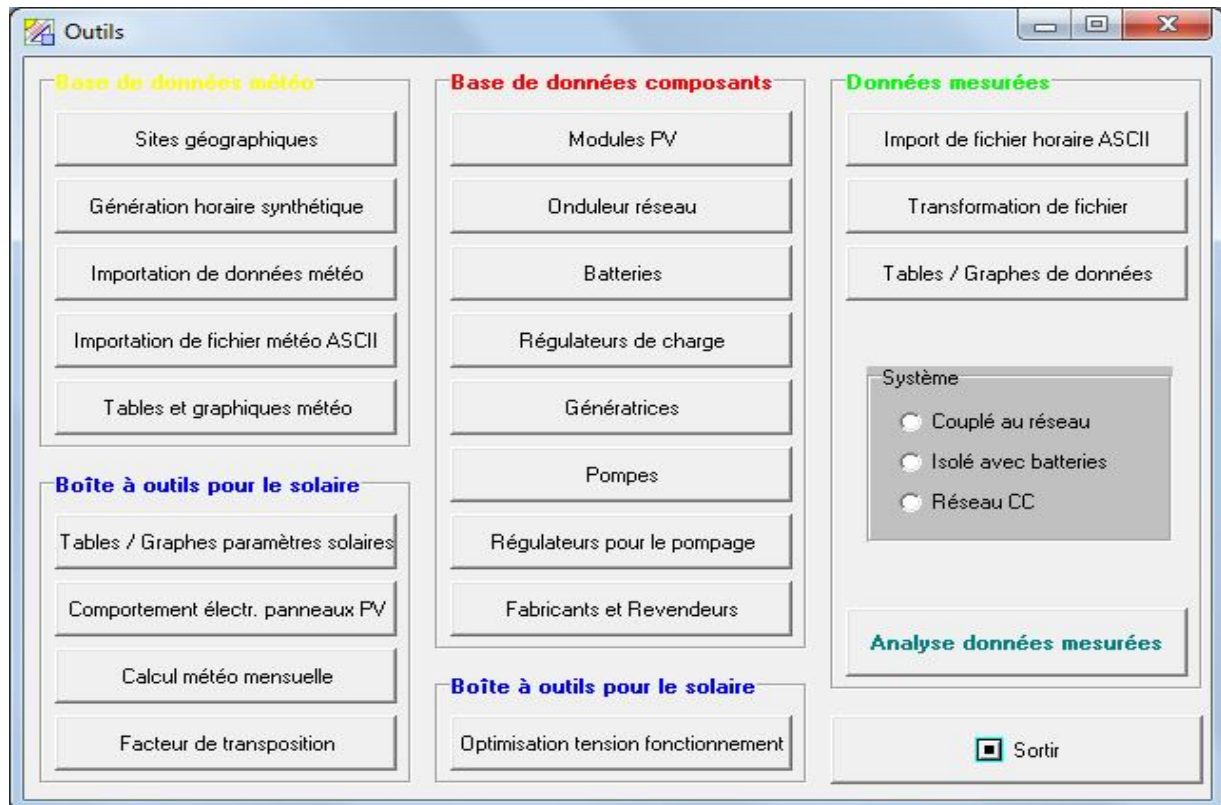
Ces résultats obtenus après simulation seront utilisés dans le prochain logiciel (PVsyst) pour une autre simulation, afin de calculer la puissance nominale produite par notre système durant l'année.

VI.2.2- Simulation avec le logiciel PVsyst :

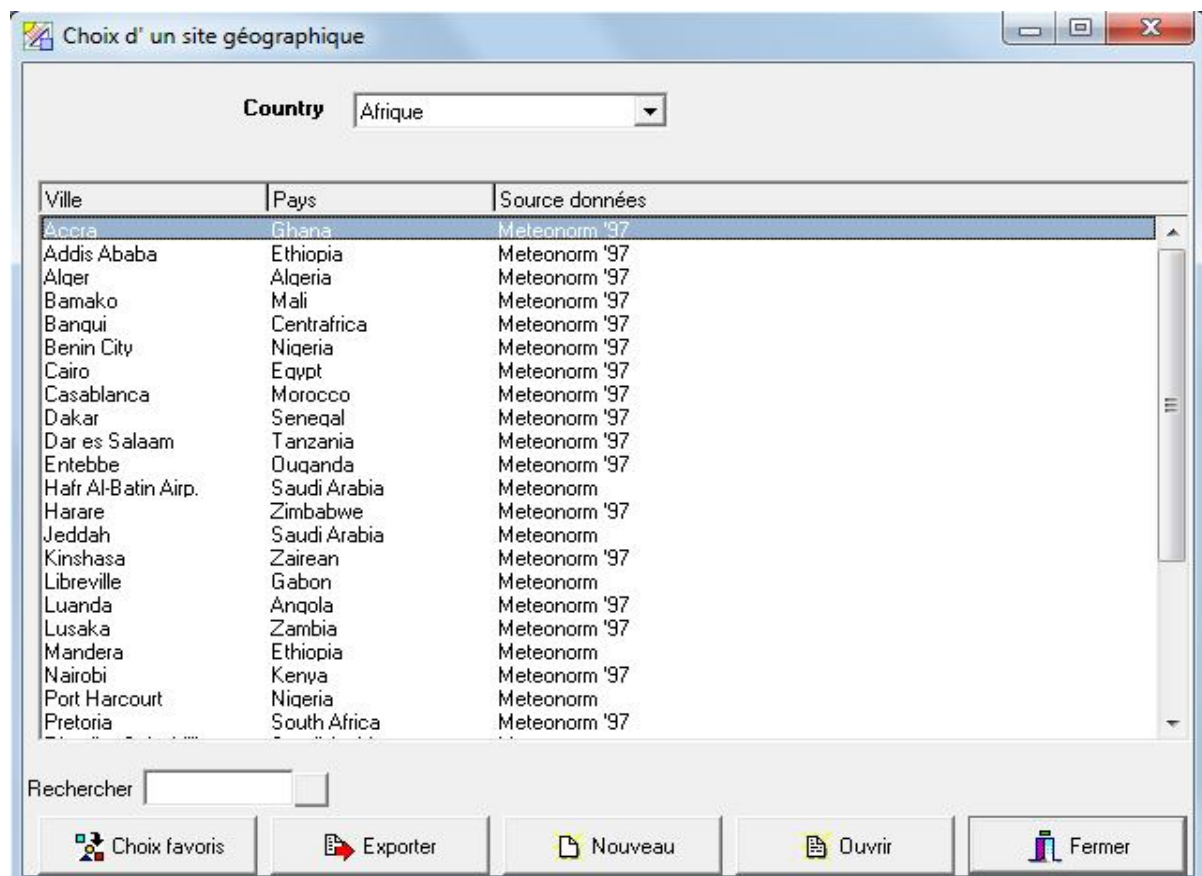
Avec ce logiciel on exploite les résultats obtenu par météoNorm.

Etape 1 : on clique sur « outils » dans la fenêtre principale qui nous donne différentes possibilités, puis on choisi sites géographique pour importer les informations de météoNorm.

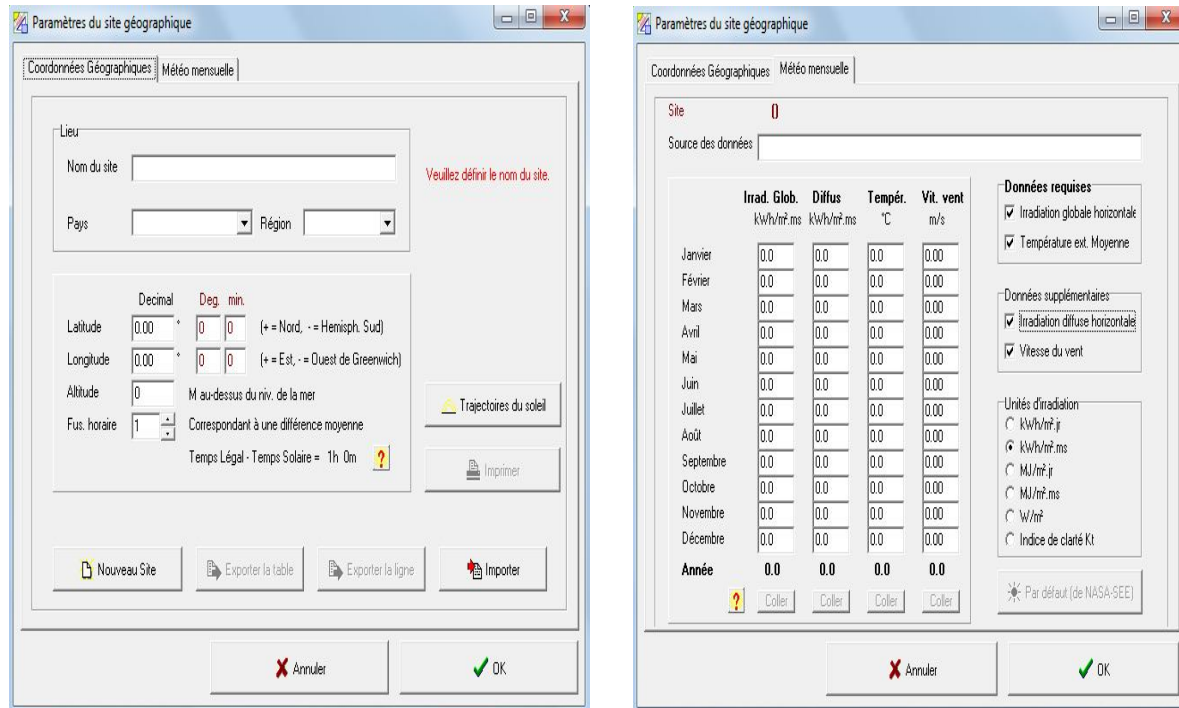




Etape 2: Notre site n'existe pas dans la base de données du logiciel sauf Alger et Tamenrasset existent pour l'Algérie, il faut donc cliquer sur **nouveau** pour la créer.



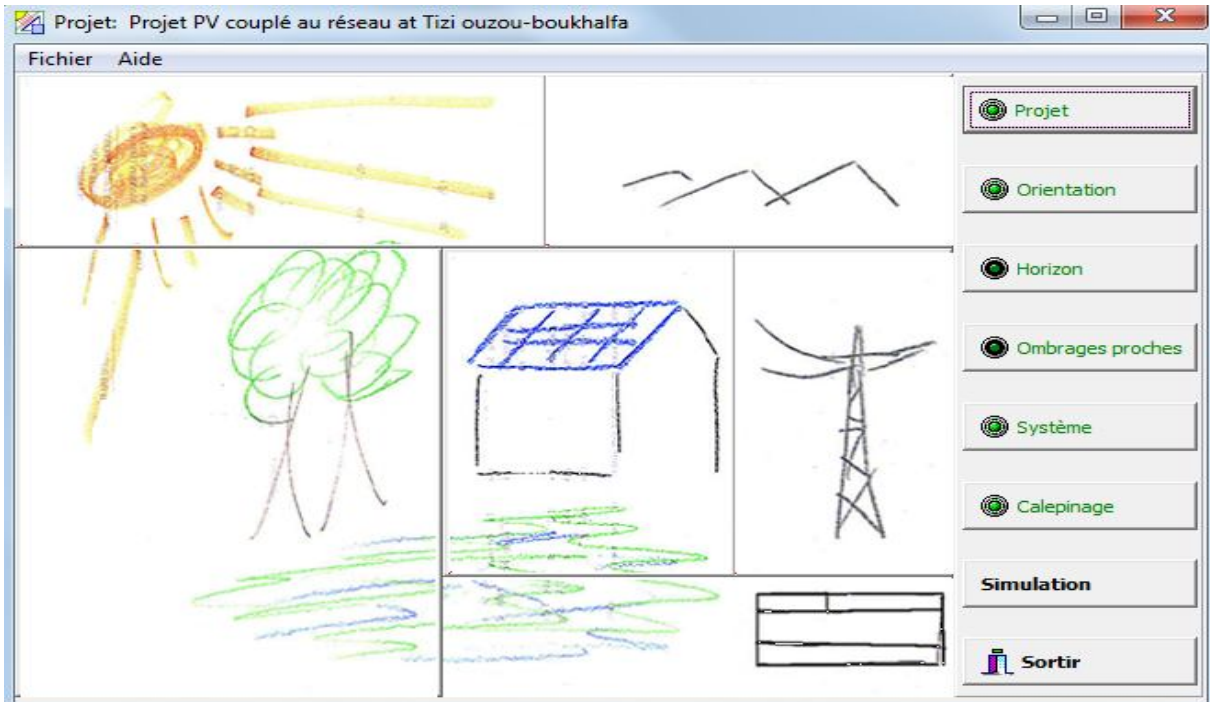
Etape 3: On introduit les résultats de métroNorm ainsi que les coordonnées géographiques afin de compléter les tableaux ci-dessous, puis valider cette étape :



Etape 4: On revient à la fenêtre principale et on choisi « **conception du projet** » et « **couplé au réseau** ».



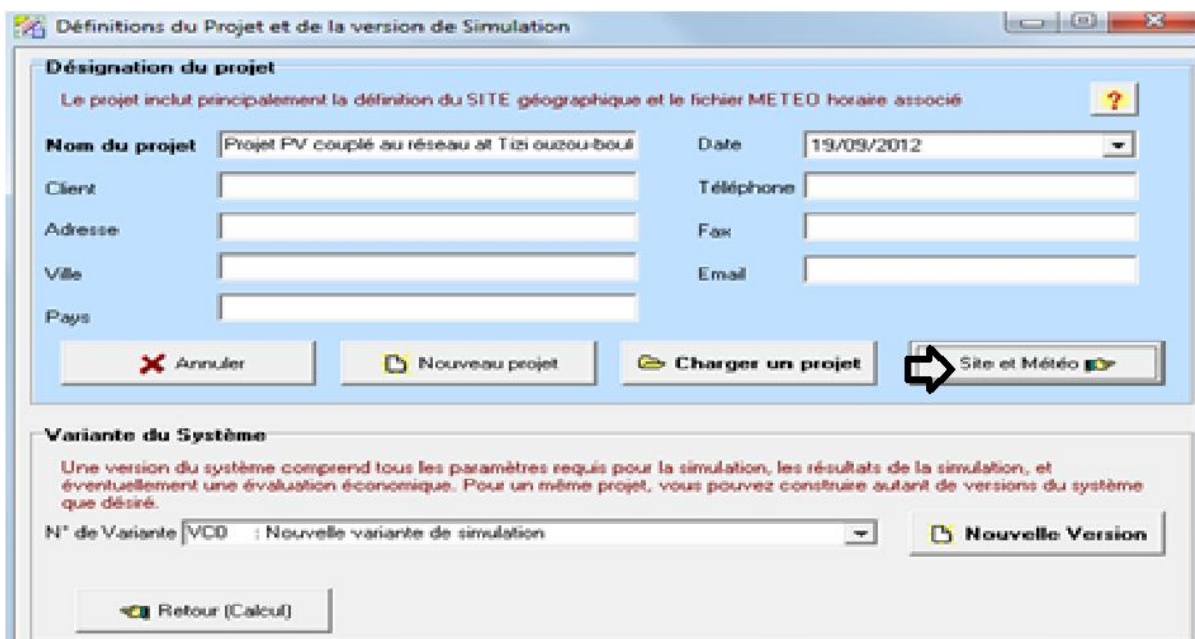
Etape 5: Cette figure nous donne accès pour configurer toutes les caractéristiques techniques de notre projet, ou nous allons procéder étape par étape.



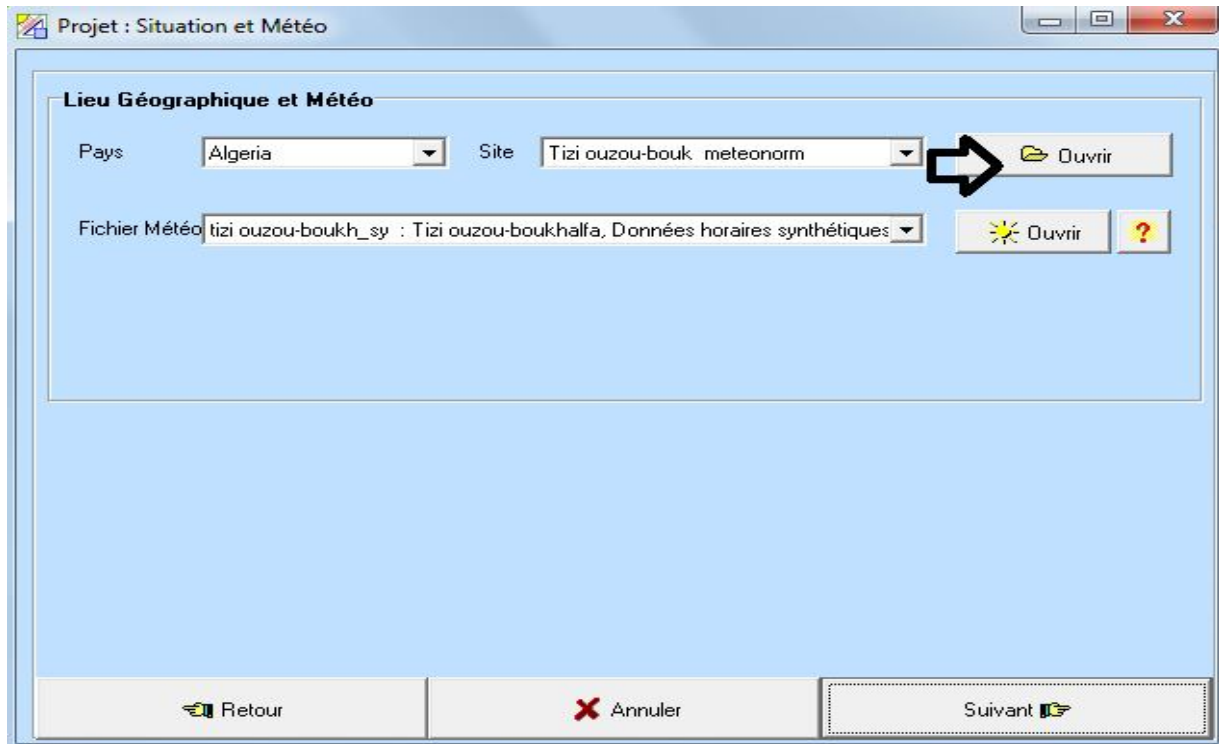
❖ **Projet:**

On valide les données météorologiques et géographiques de notre site, pour cela on doit passer par les étapes ci-dessous :

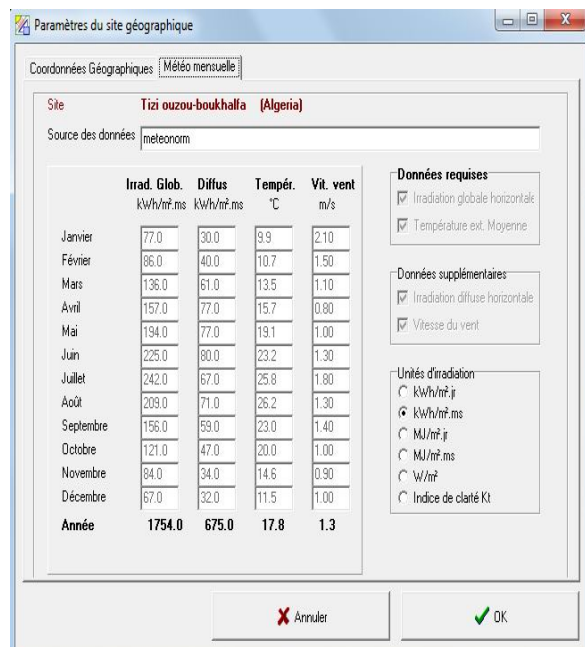
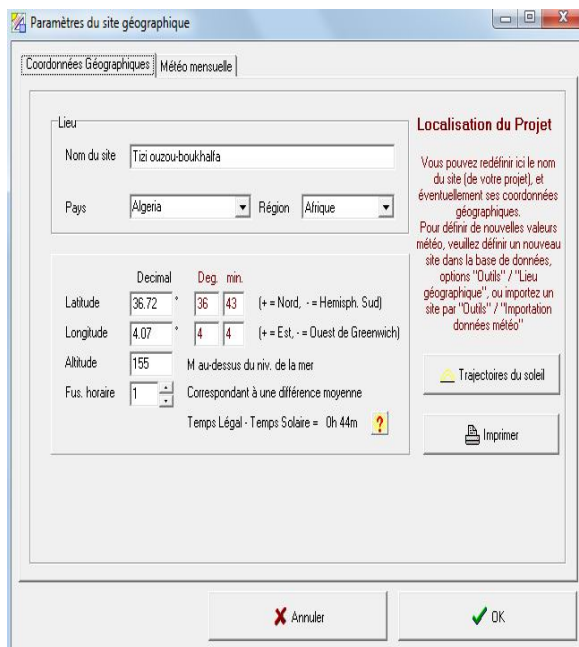
- Désigner le projet on lui donnant un nom, puis cliquer sur **site et météo** pour procéder à l'étape suivante.



- on accède a la base de donné du logiciel pour charger le site créer « **Tizi ousou-Boukhalfa** »



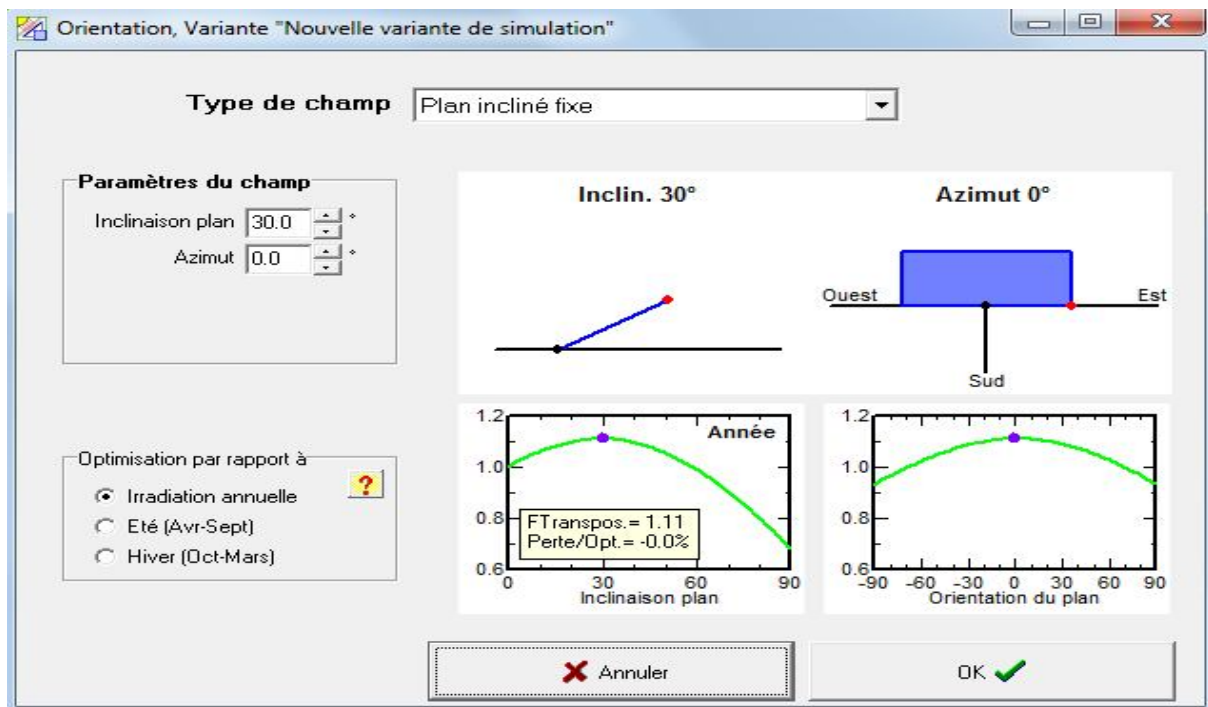
- valider les données et le site.



❖ **Orientation :**

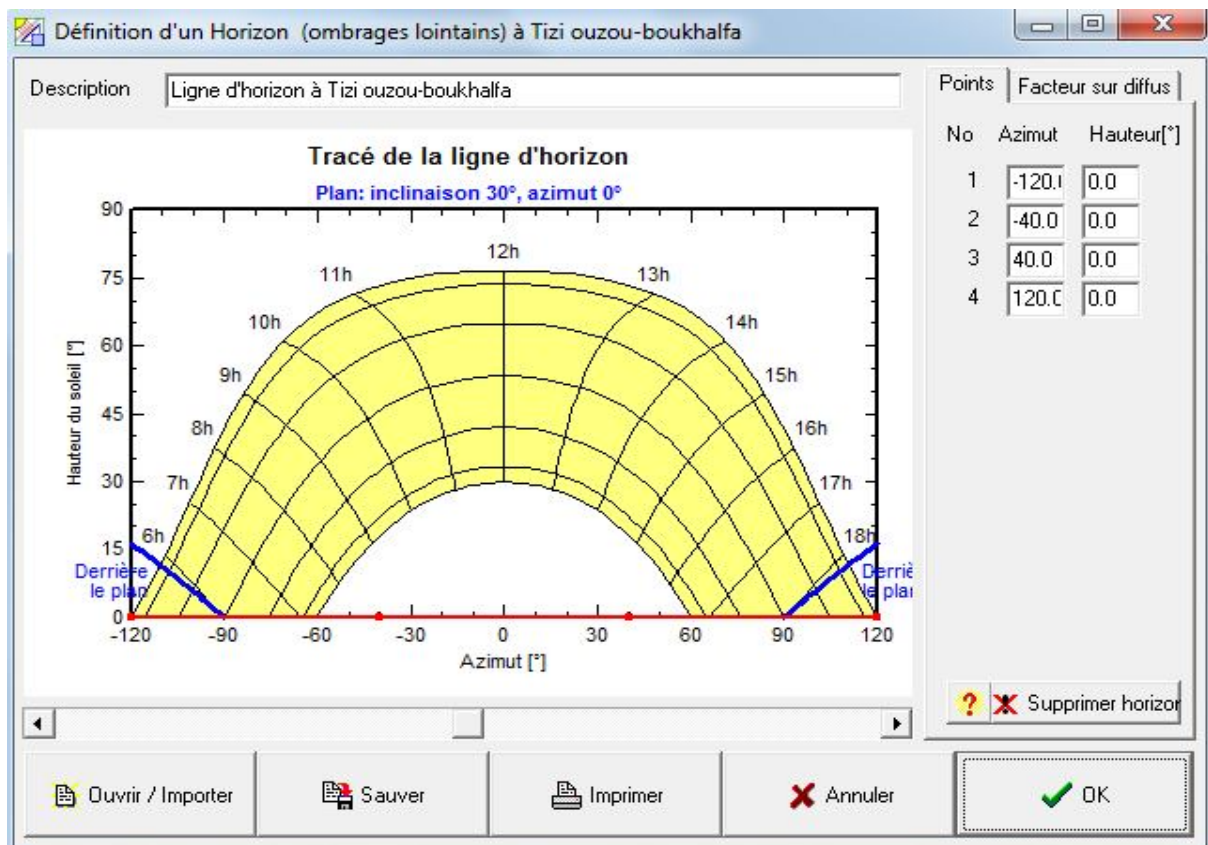
On fixe notre système à 30° d'inclinaison et 0° d'azimut (Les courbes d'optimisation confirment notre choix).

On choisit une irradiation annuelle pour une production annuelle.



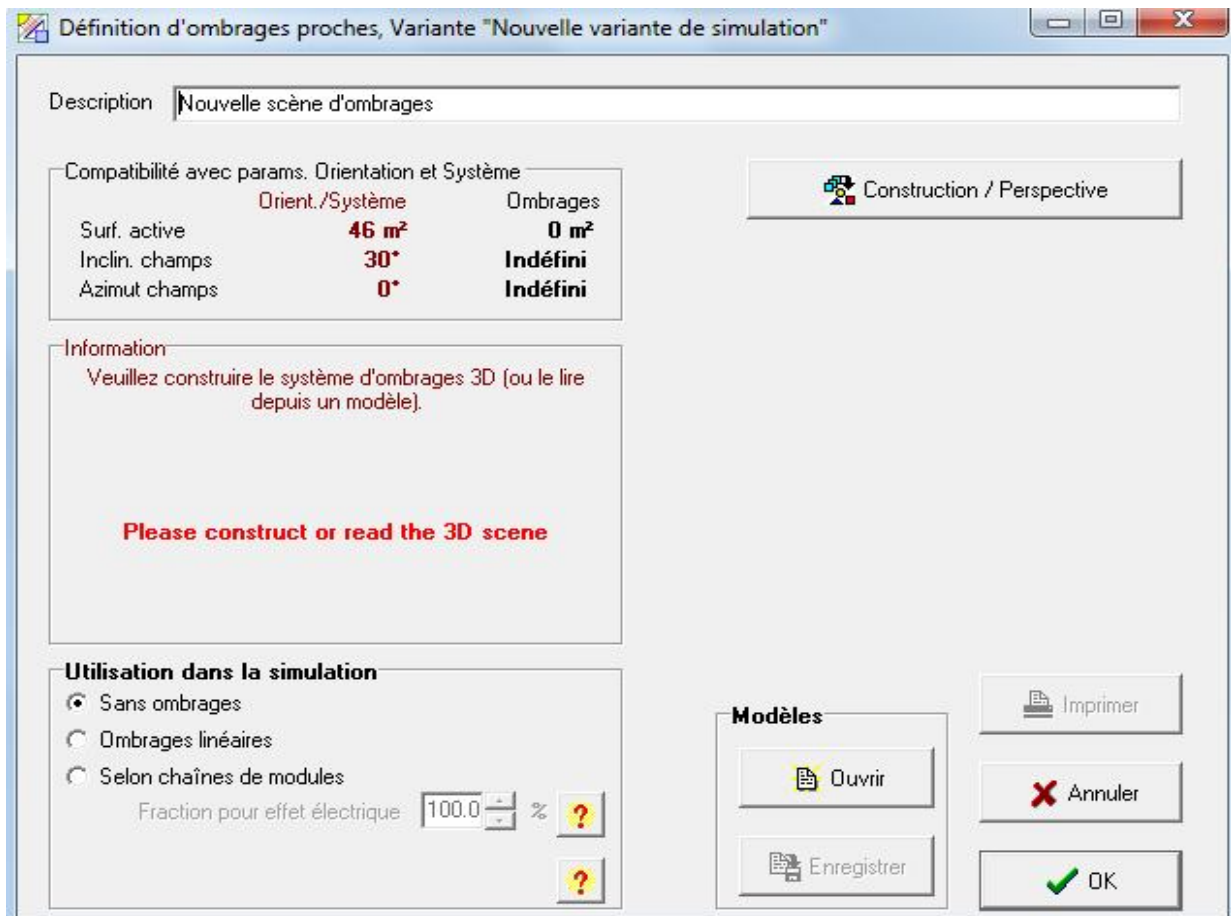
❖ **Horizon :**

Après traitements des données on a obtenu les lignes d'horizon tracées sur la trajectoire du soleil



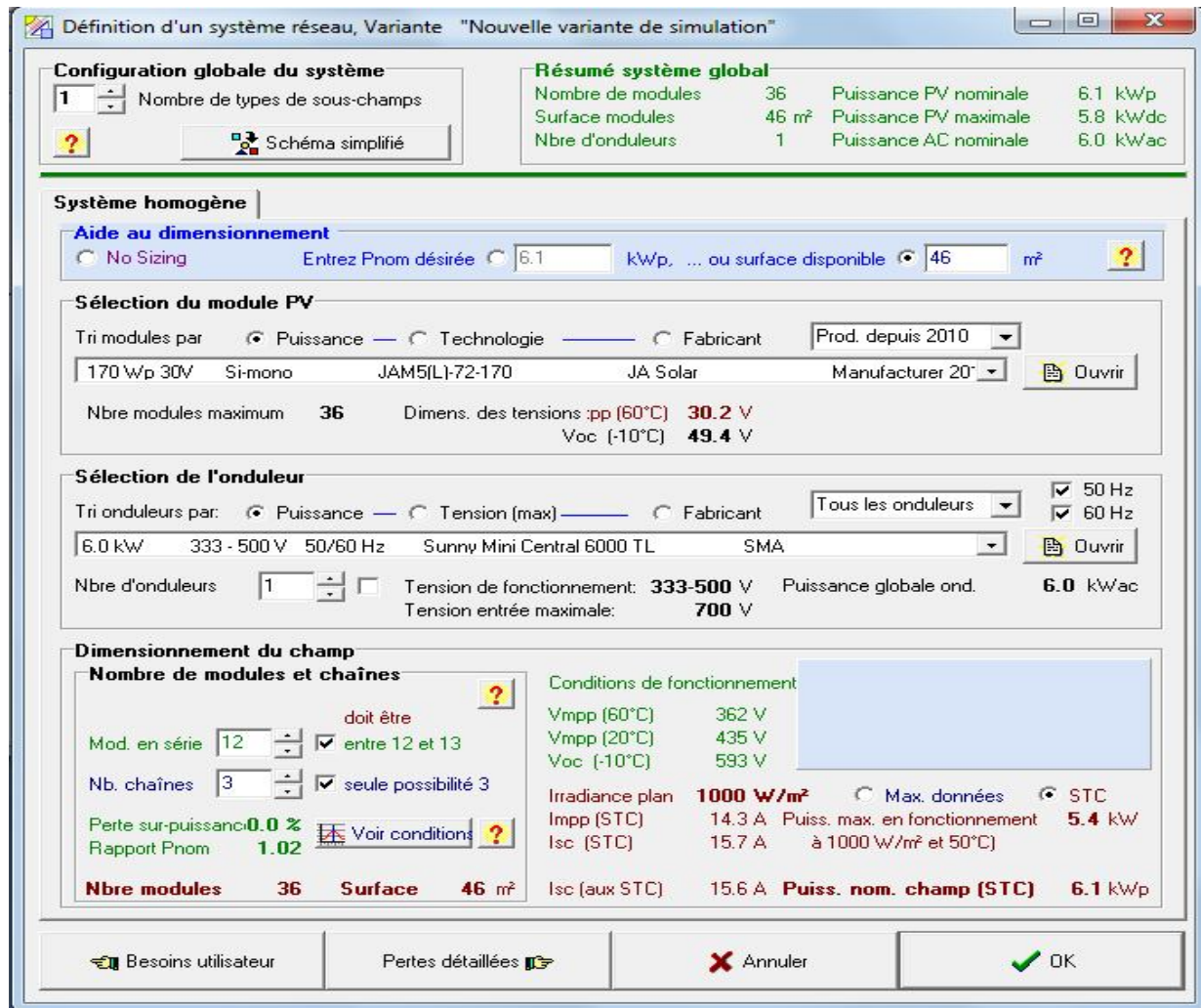
❖ **Ombrage :**

Notre système est implanté dans situation ouverte qui est sans ombre on choisi donc « **sans ombre** » dans cette étape.

❖ **Système :**

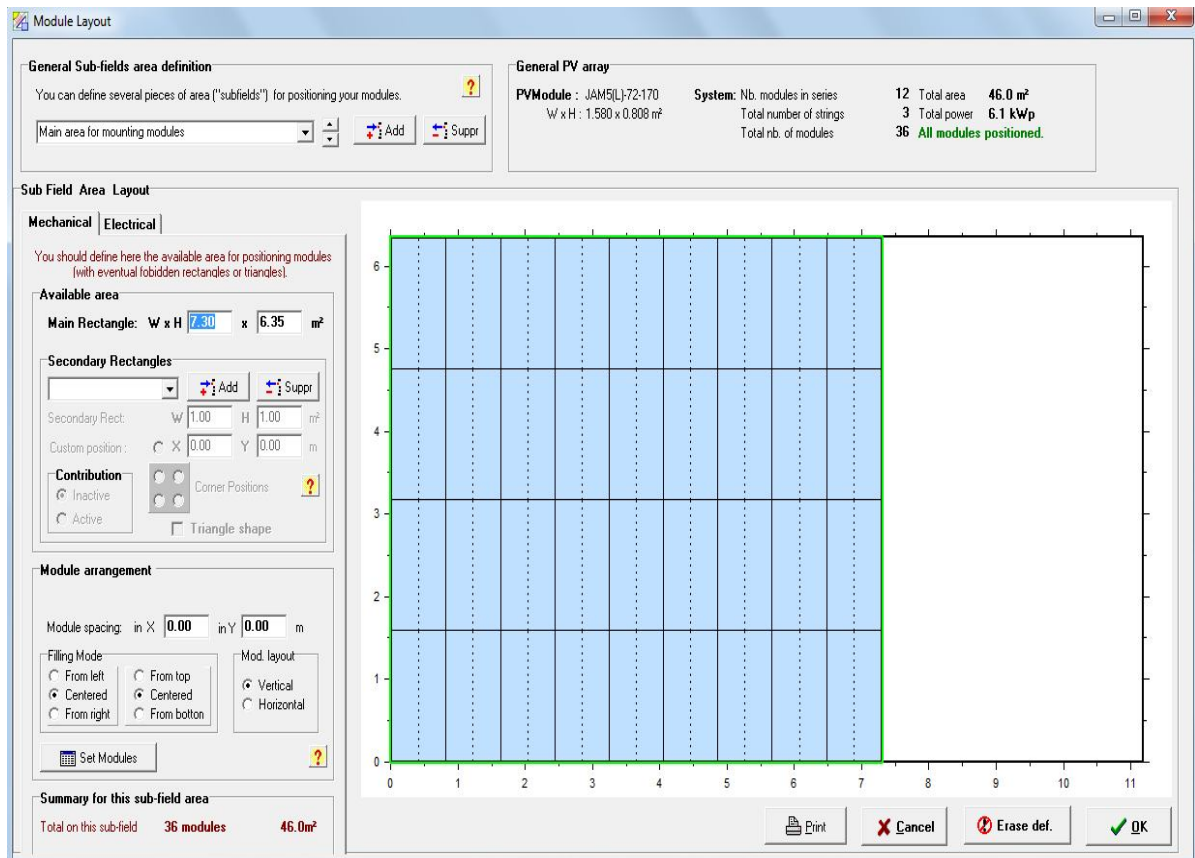
On choisi le type de panneau et l'onduleur dont les paramètres sont indiqués précédemment afin de compléter le tableau ci-dessous.

Dans la base de données de PVsyst on trouve tous les modèles de panneaux solaires et tous les onduleurs qu'il y a sur le marché, avec leurs caractéristiques techniques données par leurs constructeurs respectifs. Ils sont classés soit par leur puissance, technologie ou fabricant pour les modules PV soit par la puissance, tension ou fabricant pour les onduleurs.



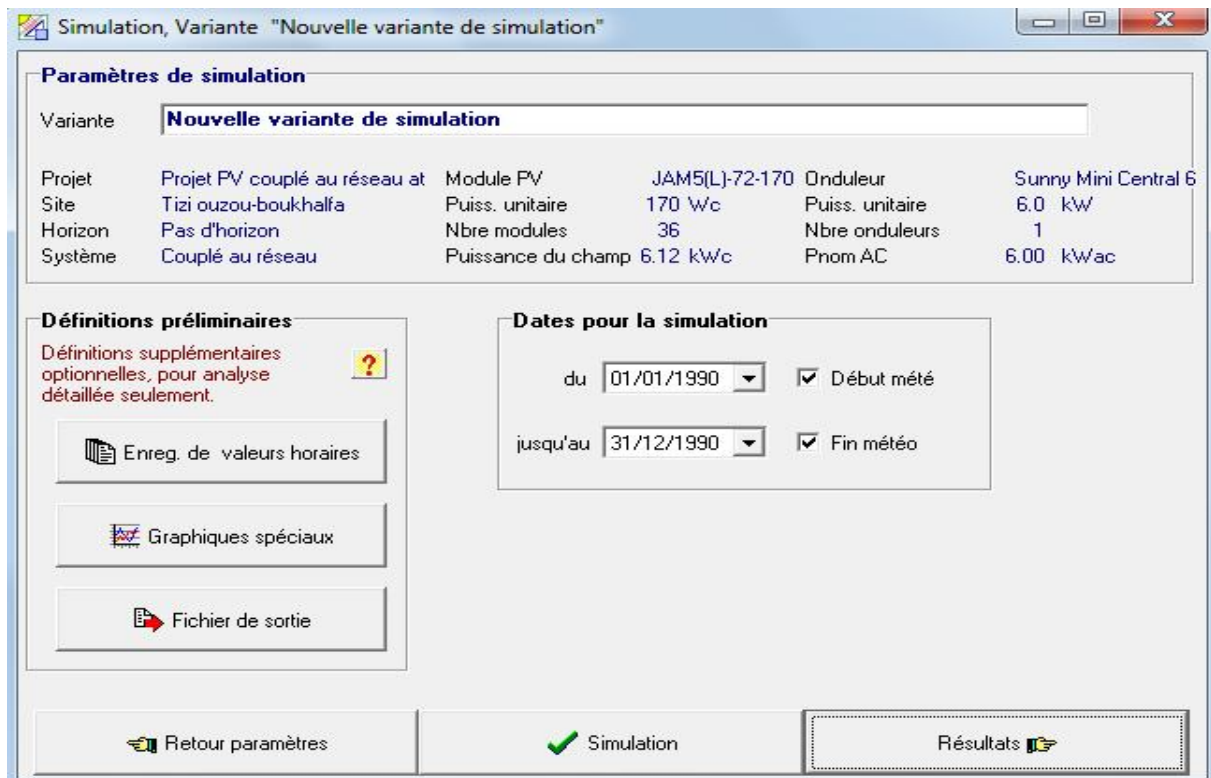
❖ **Calepinage :**

La surface totale du système est de 46m² et nous disposant de 36 modules qui doivent être structurés comme tel : 9 modules horizontaux (branche) et 4 modules verticaux (string) car l'onduleur choisi l'impose par ses 4 entrées.

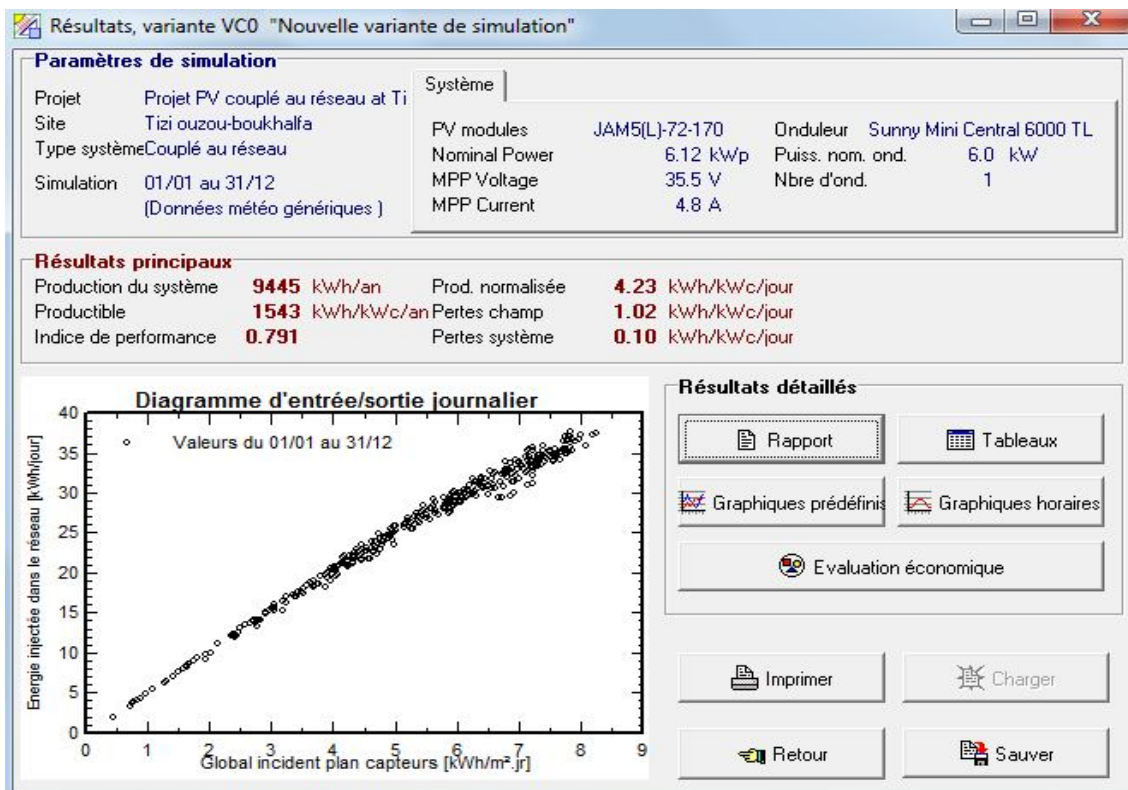


❖ Simulation :

La dernière étape pour avoir les résultats finaux.

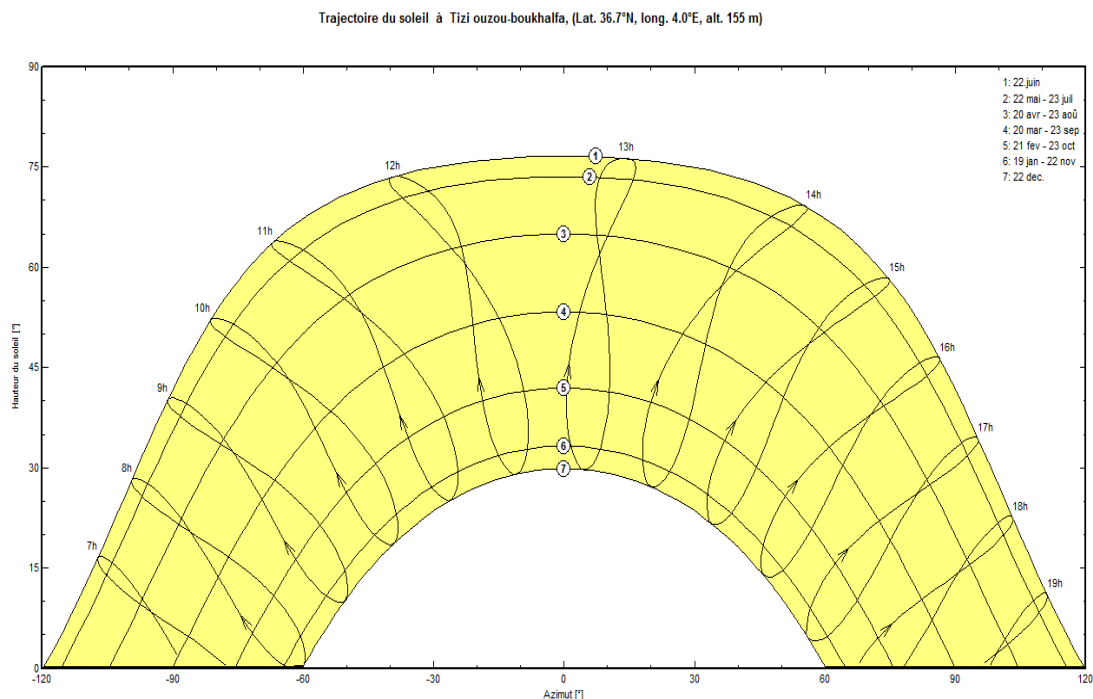


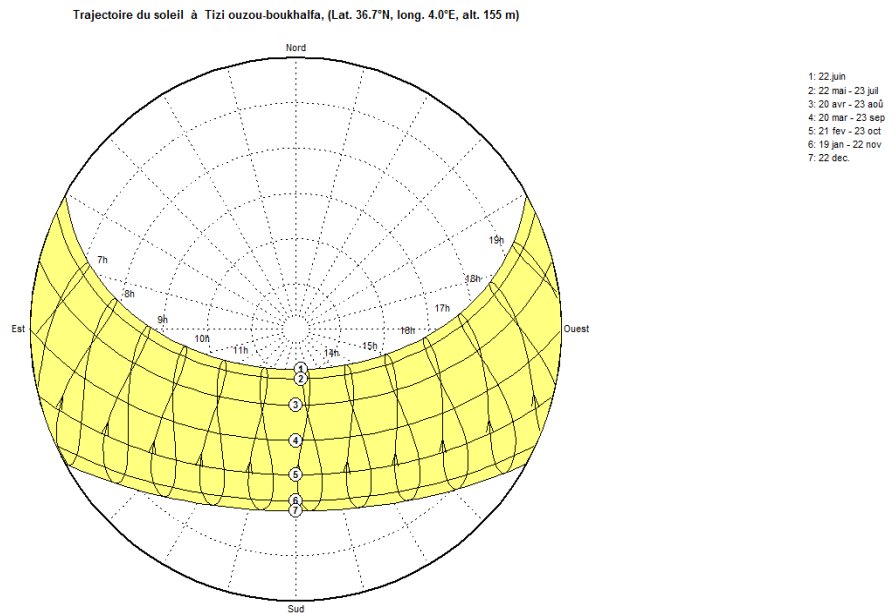
❖ Résultats :



On obtient cette fenêtre juste après avoir cliquer sur simulation, en la développant on obtient les graphes et les tableaux ci-dessous :

- Trajectoire du soleil :



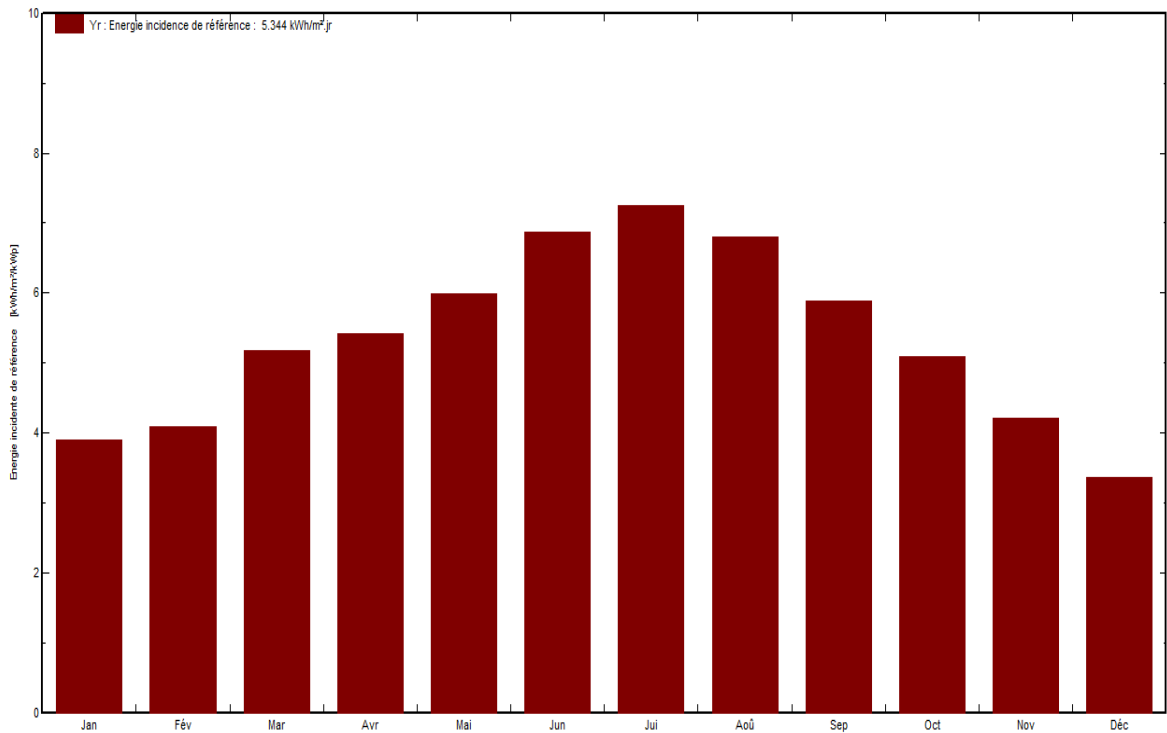


Les points 1 jusqu'à 7 représentent les valeurs maximales de l'ensoleillement pendant une période déterminée, en coordonnées cartésiennes et en coordonnées polaires.

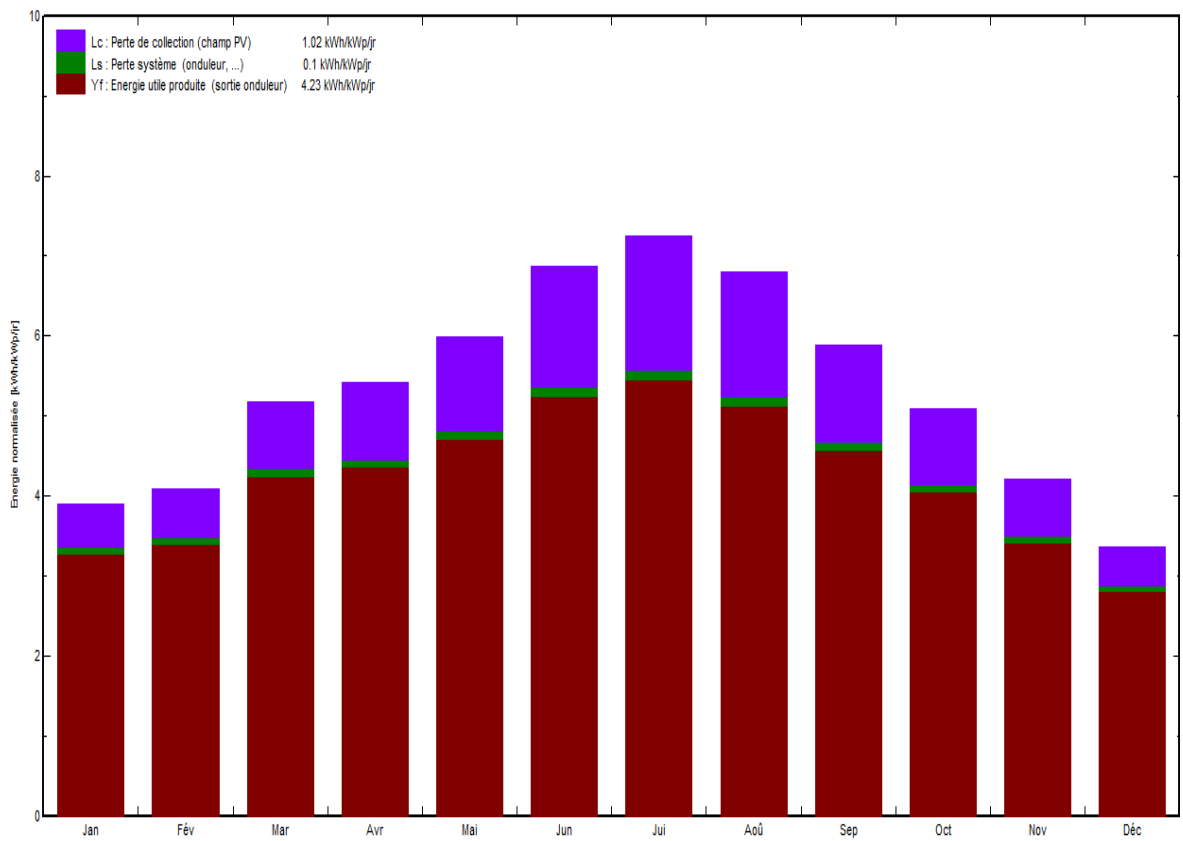
- rapport:

C'est un résumé de 3 pages donné par le logiciel pour reprendre au cahier de charges. Il comporte les informations météorologiques et géographiques introduites, les principales caractéristiques des modules PV et de l'onduleur choisi et un bilan général sur la production annuelle ainsi que les pertes systèmes.

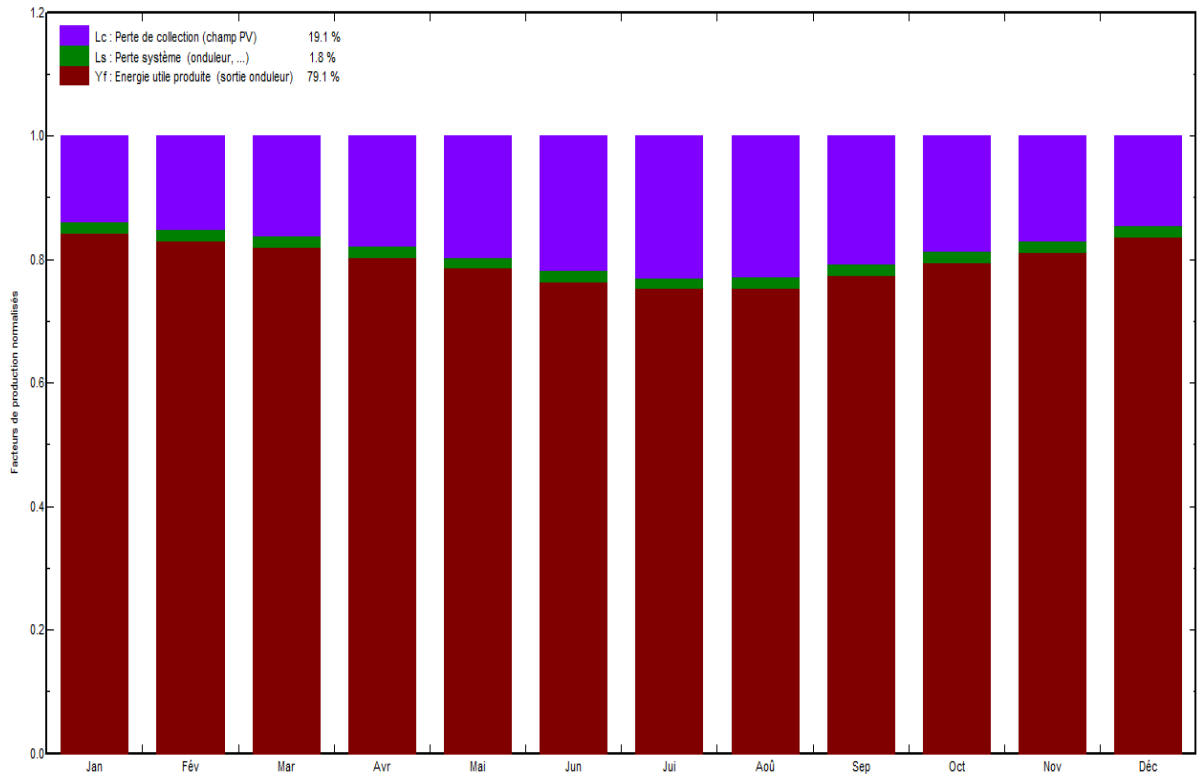
Energie incidente de référence dans le plan capteurs



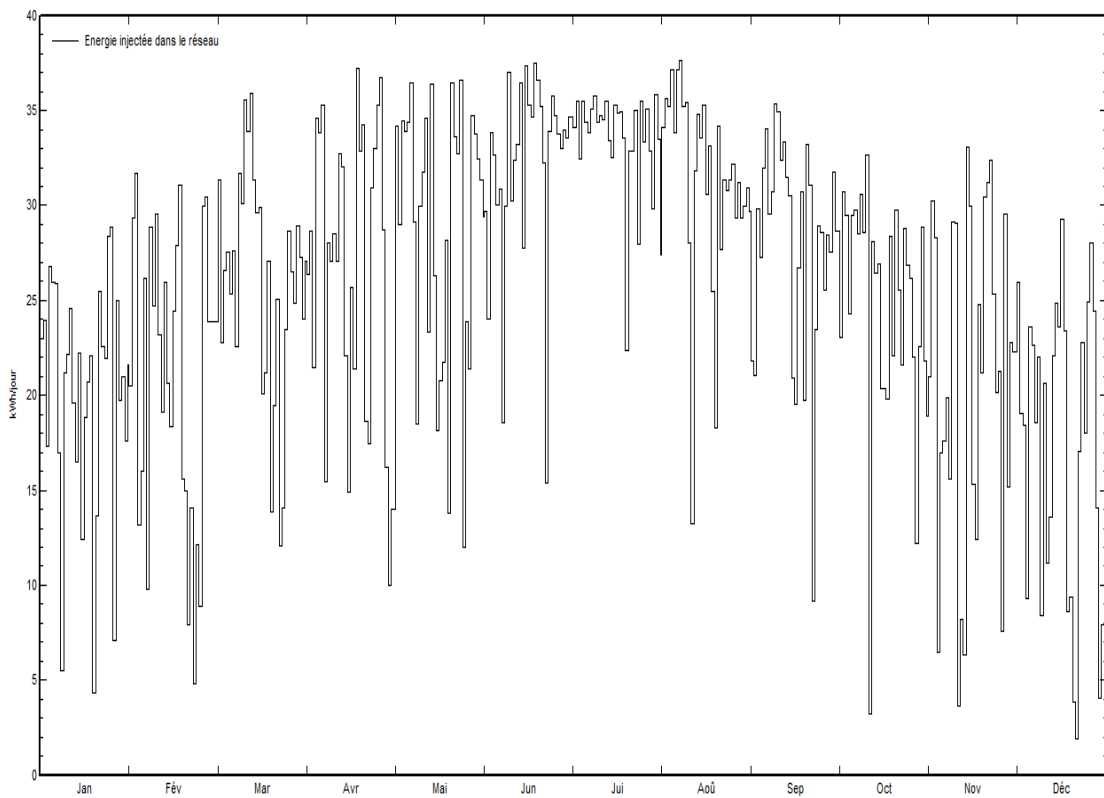
Productions normalisées (par kWp installé): Puissance nominale 6.12 kWc



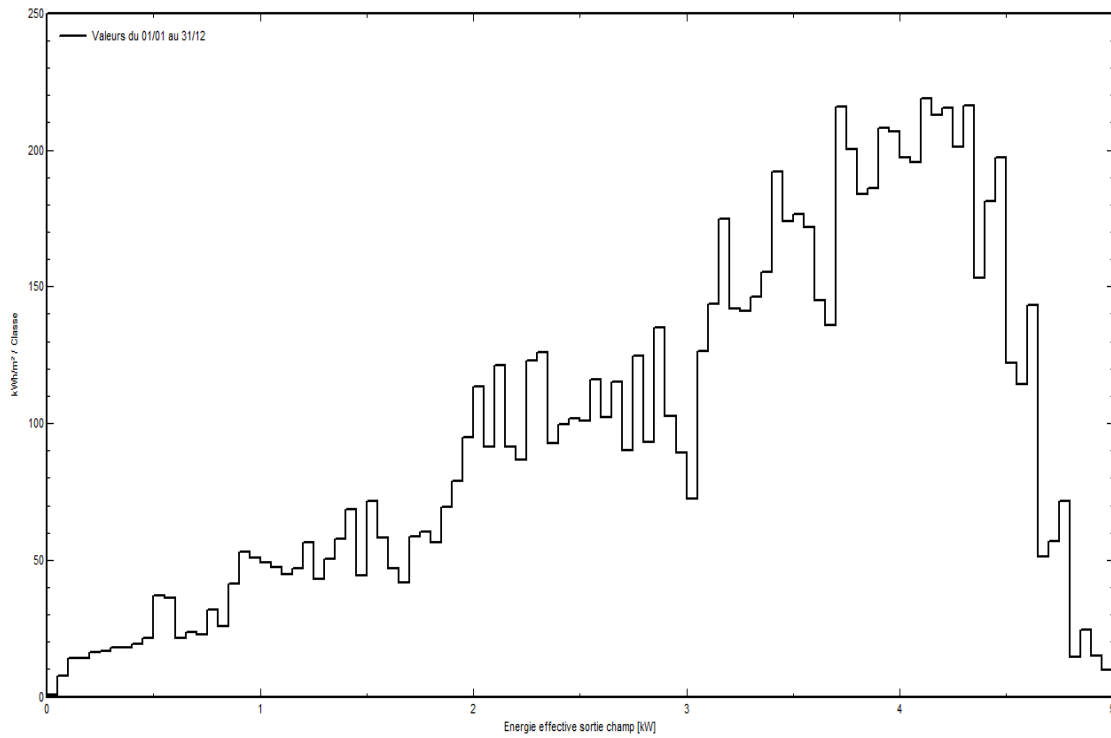
Facteurs normalisés de production et de pertes: Puissance nominale 6.12 kWc



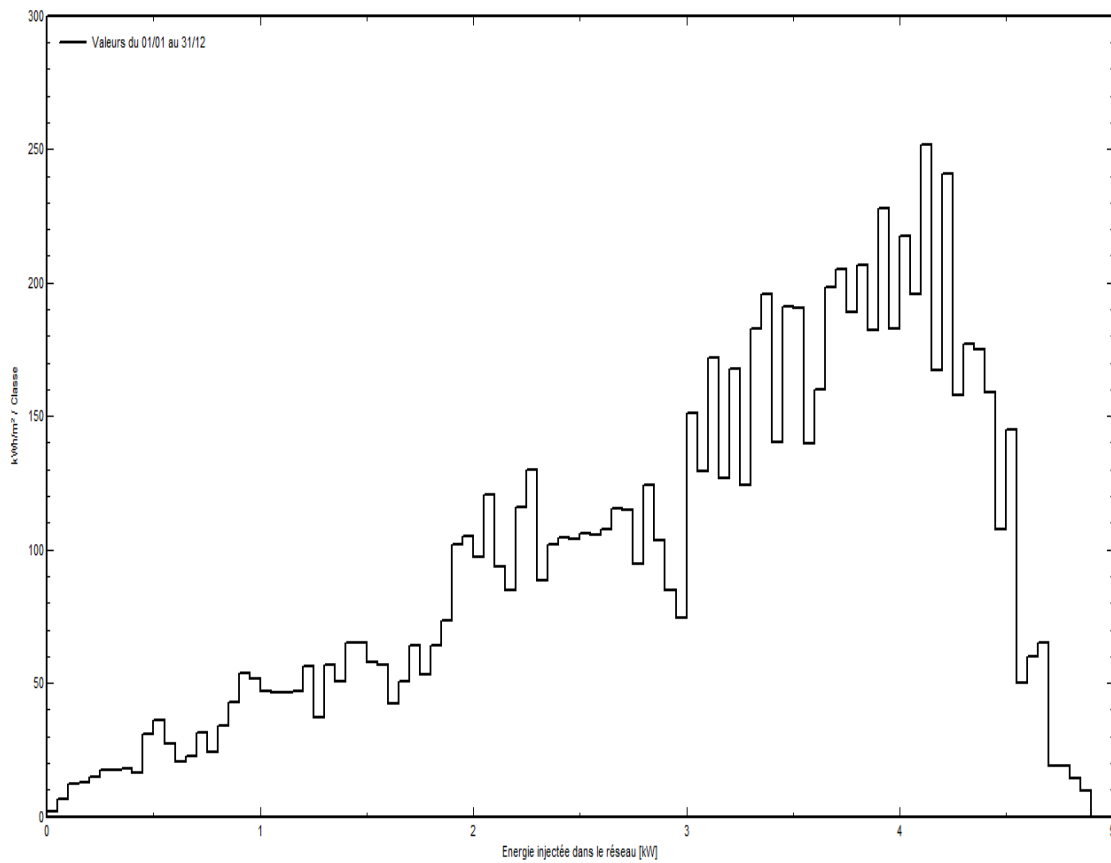
Energie journalière à la sortie du système



Distribution de la puissance du champ



Distribution de la puissance de sortie système



Nouvelle variante de simulation
Bilans et résultats principaux

	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	EffArrR %	EffSysR %
Janvier	77.0	9.90	120.8	117.4	637	623	11.47	11.22
Février	86.0	10.70	114.6	111.4	596	583	11.32	11.07
Mars	136.0	13.50	160.6	156.0	824	805	11.16	10.91
Avril	157.0	15.70	162.8	157.7	819	800	10.94	10.70
Mai	194.0	19.10	185.6	179.7	914	893	10.71	10.47
Juin	225.0	23.20	206.0	199.5	986	964	10.42	10.19
Juillet	242.0	25.80	224.5	217.6	1058	1035	10.26	10.03
Août	209.0	26.20	210.8	204.5	996	974	10.28	10.05
Septembre	156.0	23.00	176.7	171.7	857	838	10.55	10.32
Octobre	121.0	20.00	157.7	153.4	785	768	10.83	10.59
Novembre	84.0	14.60	126.1	122.6	641	627	11.07	10.82
Décembre	67.0	11.50	104.4	101.3	546	534	11.39	11.13
Année	1754.0	17.81	1950.7	1892.8	9659	9445	10.77	10.54

Nouvelle variante de simulation
Météo et Energie incidente

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T Amb °C	WindVel m/s	GlobInc kWh/m ²	DifSInc kWh/m ²	Alb Inc kWh/m ²	DifS/GI
Janvier	77.0	30.00	9.90	2.1	120.8	34.99	1.032	0.290
Février	86.0	39.99	10.70	1.5	114.6	42.76	1.152	0.373
Mars	136.0	61.01	13.50	1.1	160.6	62.43	1.822	0.389
Avril	157.0	77.00	15.70	0.8	162.8	74.48	2.103	0.458
Mai	194.0	76.99	19.10	1.0	185.6	71.92	2.599	0.387
Juin	225.0	80.01	23.20	1.3	206.0	73.10	3.015	0.355
Juillet	242.0	66.99	25.80	1.8	224.5	61.34	3.242	0.273
Août	209.0	71.01	26.20	1.3	210.8	68.27	2.800	0.324
Septembre	156.0	59.00	23.00	1.4	176.7	59.85	2.090	0.339
Octobre	121.0	47.00	20.00	1.0	157.7	51.02	1.621	0.323
Novembre	84.0	34.00	14.60	0.9	126.1	38.78	1.125	0.308
Décembre	67.0	32.01	11.50	1.0	104.4	37.02	0.898	0.355
Année	1754.0	675.02	17.81	1.3	1950.7	675.95	23.500	0.347

Nouvelle variante de simulation

Détail des pertes système

	ModQual	MisLoss	OhmLoss	EArrMPP	InvLoss
	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
Janvier	10.57	13.88	5.24	637	14.17
Février	9.90	12.99	5.15	596	13.16
Mars	13.66	17.93	7.82	824	18.23
Avril	13.59	17.84	8.05	819	18.40
Mai	15.18	19.93	9.46	914	20.45
Juin	16.39	21.52	11.27	986	21.85
Juillet	17.58	23.09	12.86	1058	23.56
Août	16.56	21.75	11.77	996	22.45
Septembre	14.24	18.69	9.41	857	18.73
Octobre	13.04	17.12	7.84	785	17.06
Novembre	10.64	13.97	6.16	641	14.08
Décembre	9.08	11.92	4.39	546	12.26
Année	160.42	210.63	99.41	9659	214.39

Nouvelle variante de simulation

Détail des pertes onduleur

	EOutInv	EffInvR	InvLoss	IL Oper	IL Pmin	IL Pmax	IL Vmin	IL Vmax
	kWh	%	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
Janvier	623	97.8	14.17	14.07	0.104	0.000	0.000	0.000
Février	583	97.8	13.16	13.16	0.000	0.000	0.000	0.000
Mars	805	97.8	18.23	18.20	0.034	0.000	0.000	0.000
Avril	800	97.8	18.40	18.37	0.034	0.000	0.000	0.000
Mai	893	97.8	20.45	20.45	0.000	0.000	0.005	0.000
Juin	964	97.8	21.85	21.85	0.000	0.000	0.002	0.000
Juillet	1035	97.8	23.56	23.54	0.000	0.000	0.022	0.000
Août	974	97.8	22.45	22.13	0.065	0.000	0.253	0.000
Septembre	838	97.8	18.73	18.72	0.000	0.000	0.011	0.000
Octobre	768	97.8	17.06	17.06	0.000	0.000	0.000	0.000
Novembre	627	97.8	14.08	14.08	0.000	0.000	0.000	0.000
Décembre	534	97.8	12.26	12.26	0.000	0.000	0.000	0.000
Année	9445	97.8	214.39	213.86	0.236	0.000	0.293	0.000

Nouvelle variante de simulation
Utilisation de l'Energie et Besoins de l'utilisateur

	E_Grid kWh
Janvier	623
Février	583
Mars	805
Avril	800
Mai	893
Juin	964
Juillet	1035
Août	974
Septembre	838
Octobre	768
Novembre	627
Décembre	534
Année	9445

VII- Etude des systèmes de poursuite:

La puissance électrique produite par un système solaire photovoltaïque dépend de l'intensité du flux lumineux selon la position du soleil qui varie le long de la journée.

Afin de collecter le maximum d'énergie, on utilise des dispositifs dits systèmes de poursuite solaire '*sun tracking systems*'. Le système de poursuite solaire doit être ajusté de sorte qu'il soit toujours visé avec précision face au soleil. Les systèmes de poursuite solaire à un seul axe sont moins coûteux et leur commande est facile à mettre en œuvre, par contre leur efficacité est inférieure à celle des systèmes de poursuite solaire à deux axes.

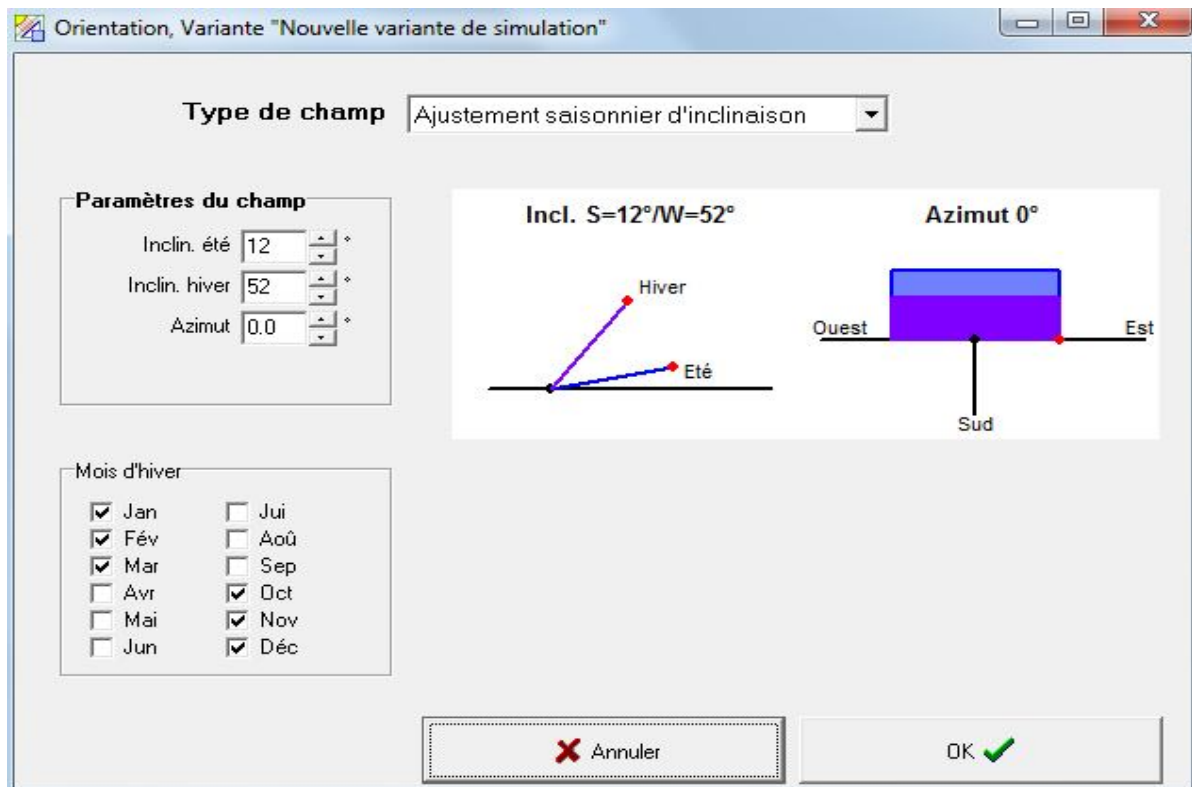
Ces derniers nécessitent une commande appropriée des deux mouvements découplés et sont utilisés dans les centrales thermiques à concentration pour le guidage des héliostats, ainsi que pour les installations photovoltaïques pour augmenter leur efficacité qui peut atteindre des valeurs de 30 % pour un seul axe et de 45% pour deux axes par rapport aux systèmes fixes.

Notre travail actuel consiste à étudier les différents types de poursuite de soleil indiqués ci-dessus (un axe et deux axes) ainsi que le saisonnier pour comparer les différents rendements.

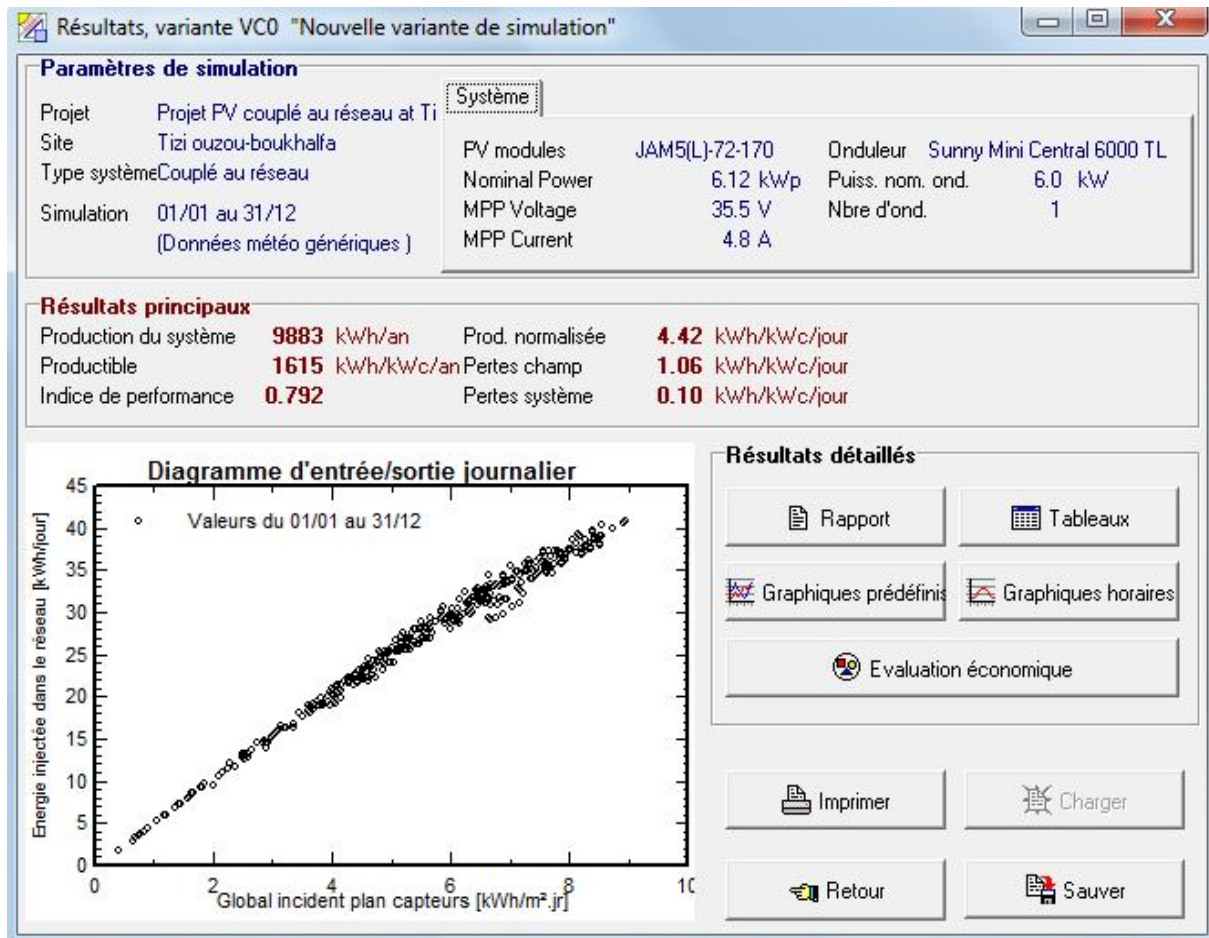
VII.1- Suiveur saisonnier :

On reste toujours dans le même système c'est-à-dire les mêmes paramètres du panneau, de l'onduleur et l'orientation mais la structure aura un vérin ou autres outil pour faire varier l'angle d'inclinaison pour les deux saisons.

On divise l'année en deux saisons hiver et été chacune d'elle à une période de six mois. L'hiver allons d'octobre jusqu'au mois de mars, d'après nos calcul sur le logiciel PVsyst on obtient un rendement optimal pour une inclinaison de 50° à 55° . Le reste de l'année sera l'été (avril...septembre) dans cette période l'inclinaison idéale est entre 10° et 15° .



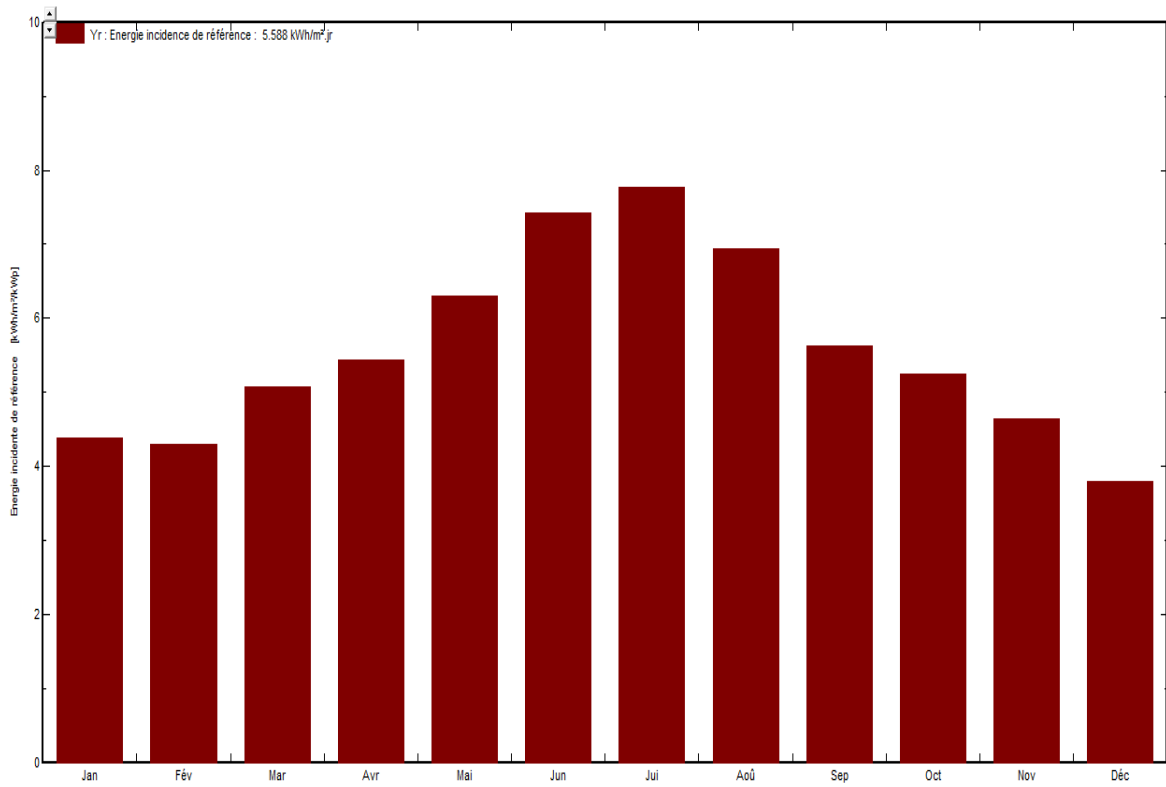
L'inclinaison est fixée à 12° pour l'été et 52° pour l'hiver, on passant par les mêmes étapes que l'étude du système fixe nous avons obtenu les résultats suivants :



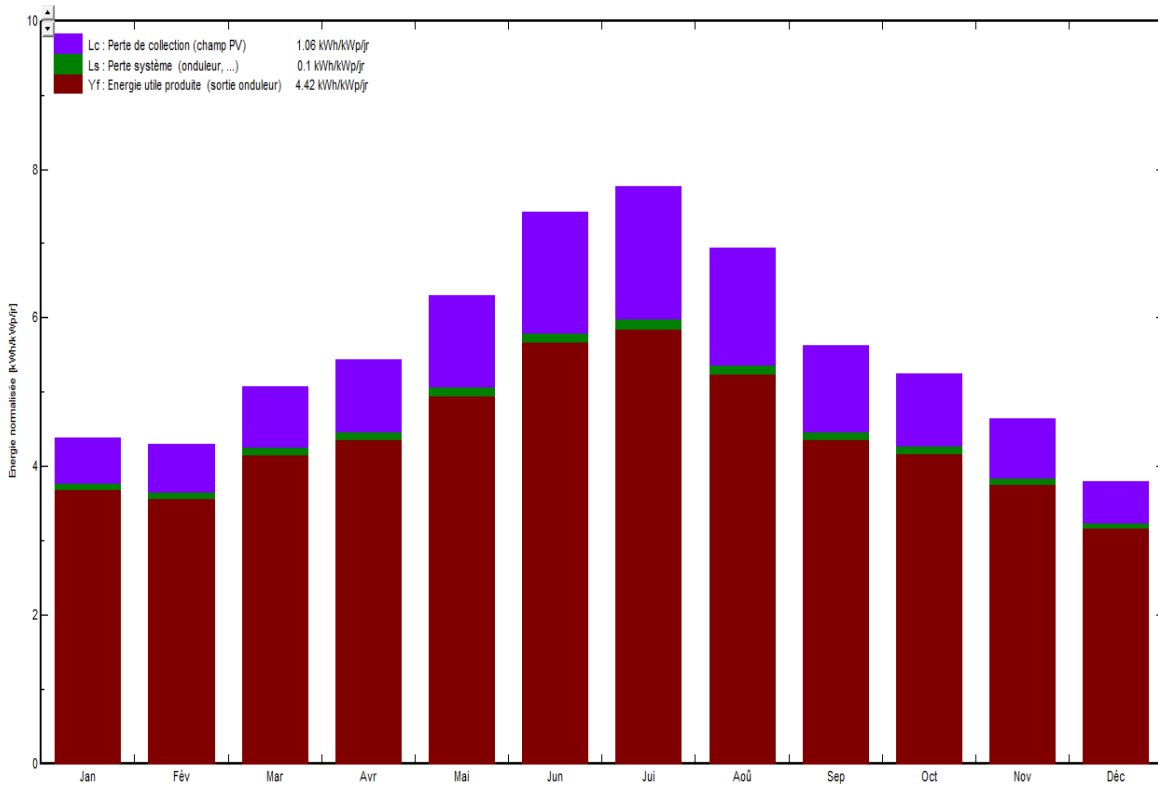
PVSYST V5.55		24/09/12	Page 1/3
Système couplé au réseau: Paramètres de simulation			
Projet :	Projet PV couplé au réseau at Tizi ouzou-boukhalfa		
Site géographique	Tizi ouzou-boukhalfa	Pays	Algeria
Situation	Latitude 36.7°N	Longitude	4.1°E
Temps défini comme	Temps légal Fus. horaire TU+1	Altitude	155 m
	Albédo 0.20		
Données météo :	Tizi ouzou-boukhalfa, Données horaires synthétiques		
Variante de simulation : Nouvelle variante de simulation			
	Date de la simulation	24/09/12 à 11h57	
Paramètres de simulation			
Plan capteurs: Ajustement saisonnier d'inclinaison	Inclin. autom. 0°	Saison d'hiver	O-N-D-J-F-M
	Inclin. été 12°	Inclin. hiver	52°
Horizon	Pas d'horizon		
Ombres proches	Sans ombres		
Caractéristiques du champ de capteurs			
Module PV	SI-mono	Modèle JAMS(L)-72-170	
		Fabricant JA Solar	
Nombre de modules PV		En série 12 modules	En parallèle 3 chaînes
Nombre total de modules PV		Nbre modules 36	Puissance unitaire 170 Wc
Puissance globale du champ		Nominale (STC) 6.12 kWc	Aux cond. de fonct. 5.44 kWc (50°C)
Caractéristiques de fonct. du champ (50°C)		U mpp 381 V	I mpp 14 A
Surface totale		Surface modules 46.0 m²	Surface cellule 39.5 m²
Onduleur		Modèle Sunny Mini Central 6000 TL	
		Fabricant SMA	
Caractéristiques	Tension de fonctionnement	333-500 V	Puissance unitaire 6.00 kW AC
Facteurs de perte du champ PV			
Fact. de pertes thermiques	Uc (const) 20.0 W/m²K	Uv (vent) 0.0 W/m²K / m/s	
-> Tempér. de fonct. nominale (G=800 W/m², Tamb=20°C, Vent=1m/s.)		NOCT 56 °C	
Perte ohmique de câblage	Rés. globale champ 445 mOhm	Frac. pertes	1.5 % aux STC
Perte de qualité module		Frac. pertes	1.5 %
Perte de "mismatch" modules		Frac. pertes	2.0 % au MPP
Effet d'incidence, paramétrisation ASHRAE	IAM = 1 - bo (1/cos I - 1)	Paramètre bo	0.05
Besoins de l'utilisateur :	Charge illimitée (réseau)		

PVSYST V5.55		24/09/12		Page 2/3					
Système couplé au réseau: Résultats principaux									
Projet :		Projet PV couplé au réseau at Tizi ouzou-boukhalfa							
Variante de simulation :		Nouvelle variante de simulation							
Principaux paramètres système		Type de système		Couplé au réseau					
Orientation plan capteurs		Inclin. saisonnière (été/hiver)		12° / 52°					
Modules PV		Modèle		JAMS(L)-72-170					
Champ PV		Nombre de modules		36					
Onduleur		Modèle		Sunny Mini Central 6000 TL					
Besoins de l'utilisateur		Charge illimitée (réseau)		Pnom 170 Wc Pnom total 6.12 kWc Pnom 6.00 kW ac					
Principaux résultats de la simulation									
Production du système		Energie produite		9.88 MWh/an					
		Indice de performance (PR)		79.2 %					
				Productible 1615 kWh/kWc/an					
<p>Productions normalisées (par kWp installé): Puissance nominale 6.12 kWc</p>			<p>Indice de performance (PR)</p>						
Nouvelle variante de simulation									
Bilans et résultats principaux									
	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	EffArrR	EffSysR	
	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	MWh	MWh	%	%	
Janvier	77.0	9.90	135.9	133.2	0.717	0.701	11.48	11.23	
Février	86.0	10.70	120.4	117.5	0.626	0.612	11.31	11.06	
Mars	136.0	13.50	157.5	152.9	0.808	0.790	11.16	10.91	
Avril	157.0	15.70	163.2	157.8	0.821	0.803	10.95	10.70	
Mai	194.0	19.10	195.4	189.3	0.962	0.941	10.71	10.48	
Juin	225.0	23.20	222.7	216.1	1.066	1.042	10.41	10.19	
Juillet	242.0	25.80	240.9	233.8	1.135	1.110	10.25	10.03	
Août	209.0	26.20	215.2	208.6	1.019	0.997	10.30	10.07	
Septembre	156.0	23.00	168.7	163.3	0.820	0.802	10.58	10.35	
Octobre	121.0	20.00	162.8	158.8	0.810	0.793	10.83	10.59	
Novembre	84.0	14.60	139.4	136.5	0.707	0.691	11.03	10.79	
Décembre	67.0	11.50	117.8	115.1	0.615	0.602	11.38	11.13	
Année	1754.0	17.81	2039.7	1982.9	10.105	9.883	10.78	10.54	
Légendes:		GlobHor Irradiation globale horizontale		EArray Energie effective sortie champ		E_Grid Energie injectée dans le réseau		EffArrR Effic. Eout champ / surf. brute	
T Amb Température ambiante		GlobInc Global incident plan capteurs		EffArrR Effic. Eout champ / surf. brute		EffSysR Effic. Eout système / surf. brute			
GlobEff Global 'effectif', corr. pour IAM et ombrages									

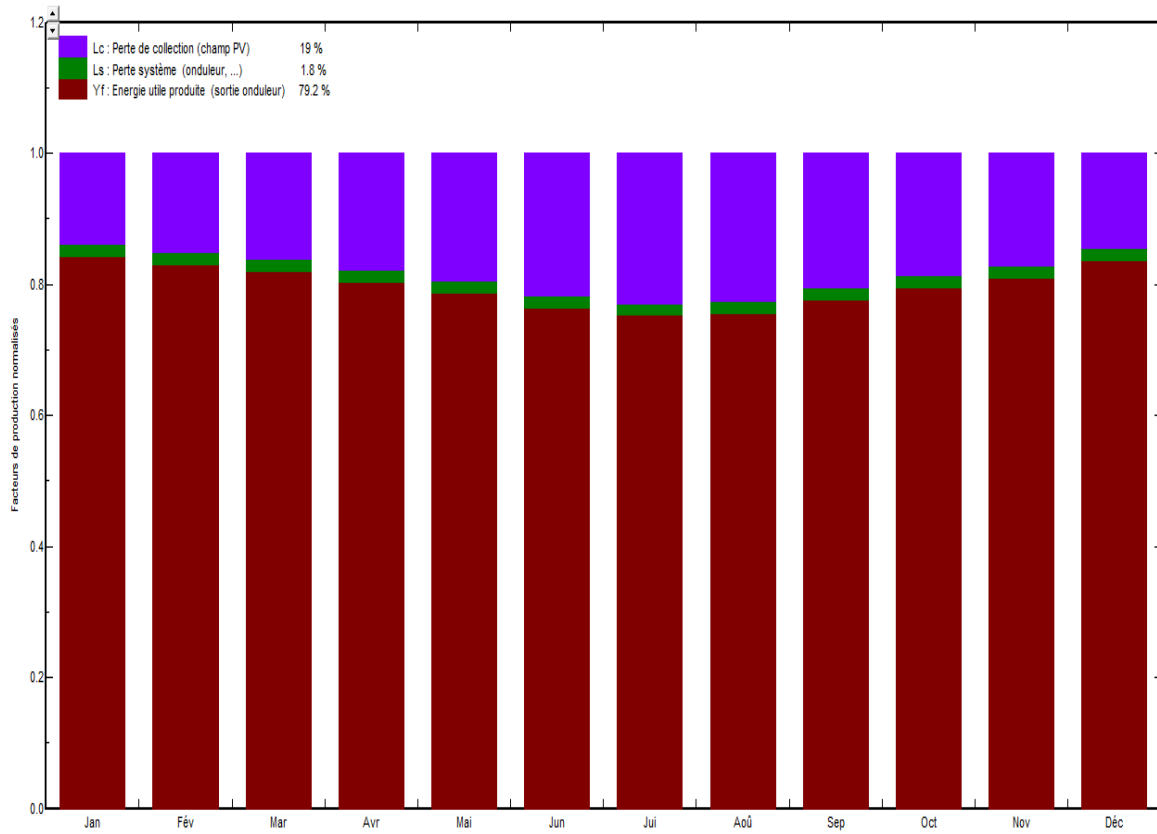
Energie incidente de référence dans le plan capteurs



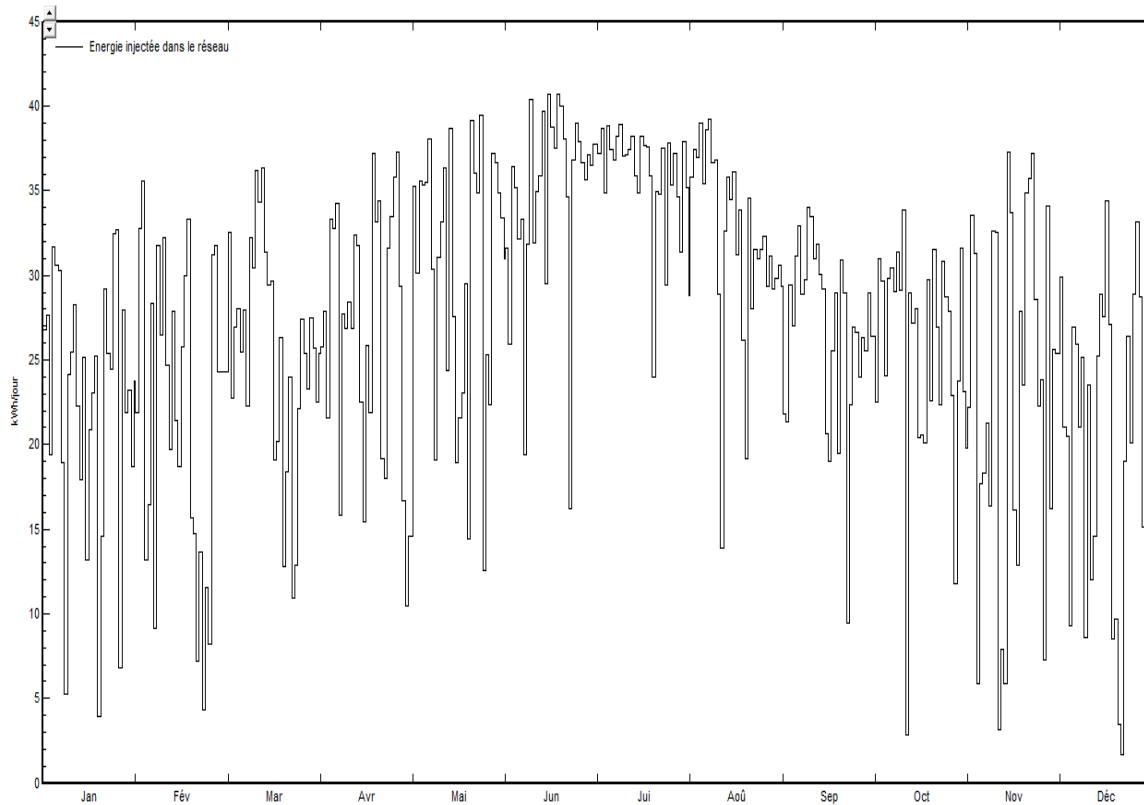
Productions normalisées (par kWp installé): Puissance nominale 6.12 kWc



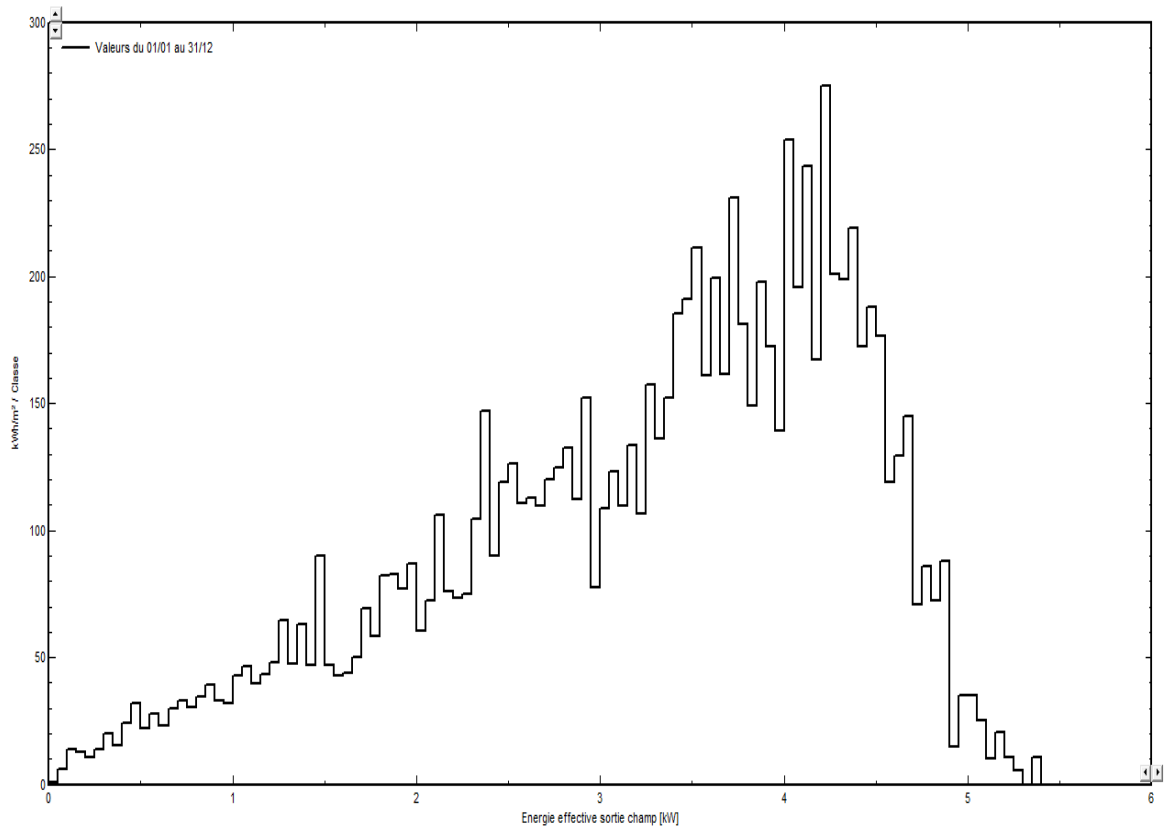
Facteurs normalisés de production et de pertes: Puissance nominale 6.12 kWc



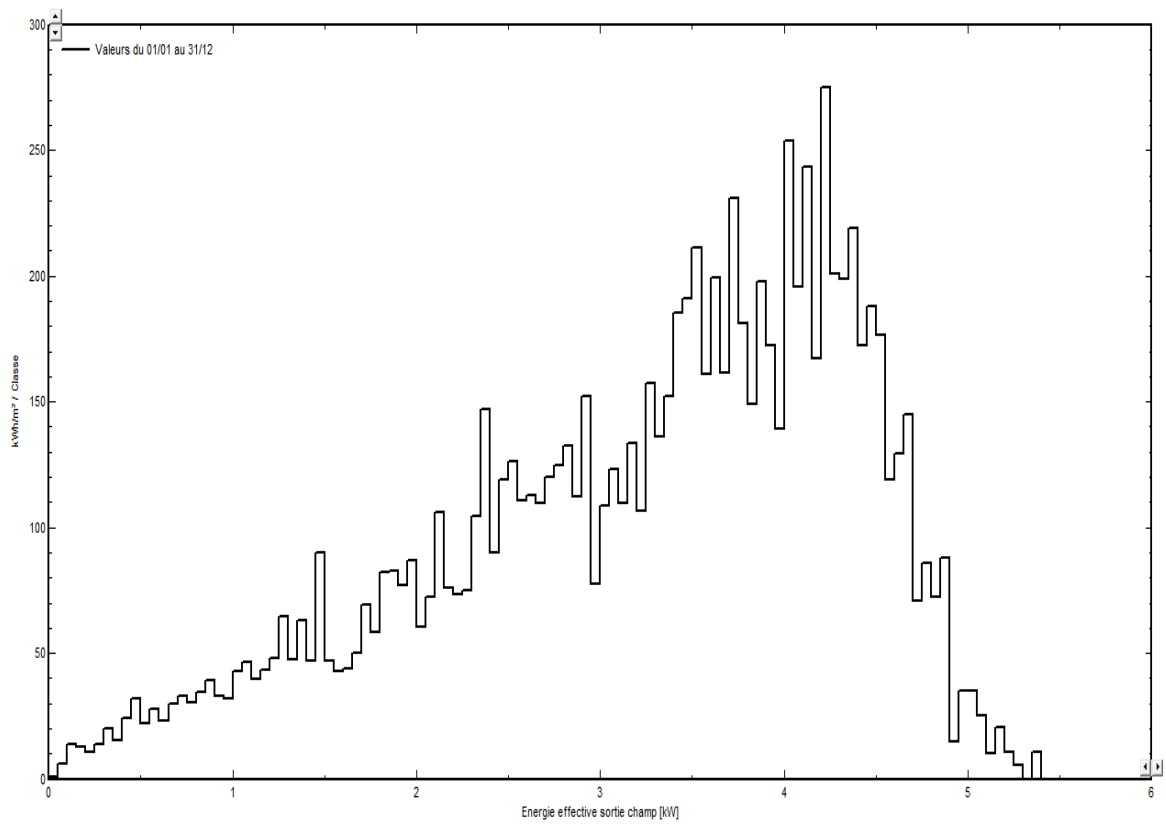
Energie journalière à la sortie du système



Distribution de la puissance du champ



Distribution de la puissance du champ



Nouvelle variante de simulation**Bilans et résultats principaux**

	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	EffArrR %	EffSysR %
Janvier	77.0	9.90	135.9	133.2	717	701	11.48	11.23
Février	86.0	10.70	120.4	117.5	626	612	11.31	11.06
Mars	136.0	13.50	157.5	152.9	808	790	11.16	10.91
Avril	157.0	15.70	163.2	157.8	821	803	10.95	10.70
Mai	194.0	19.10	195.4	189.3	962	941	10.71	10.48
Juin	225.0	23.20	222.7	216.1	1066	1042	10.41	10.19
Juillet	242.0	25.80	240.9	233.8	1135	1110	10.25	10.03
Août	209.0	26.20	215.2	208.6	1019	997	10.30	10.07
Septembre	156.0	23.00	168.7	163.3	820	802	10.58	10.35
Octobre	121.0	20.00	162.8	158.8	810	793	10.83	10.59
Novembre	84.0	14.60	139.4	136.5	707	691	11.03	10.79
Décembre	67.0	11.50	117.6	115.1	615	602	11.38	11.13
Année	1754.0	17.81	2039.7	1982.9	10105	9883	10.78	10.54

Nouvelle variante de simulation**Météo et Energie incidente**

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T Amb °C	WindVel m/s	GlobInc kWh/m ²	DifSInc kWh/m ²	Alb Inc kWh/m ²	DifS/GI
Janvier	77.0	30.00	9.90	2.1	135.9	34.56	2.960	0.254
Février	86.0	39.99	10.70	1.5	120.4	40.12	3.305	0.333
Mars	136.0	61.01	13.50	1.1	157.5	56.60	5.227	0.359
Avril	157.0	77.00	15.70	0.8	163.2	77.57	0.343	0.475
Mai	194.0	76.99	19.10	1.0	195.4	76.54	0.424	0.392
Juin	225.0	80.01	23.20	1.3	222.7	78.88	0.492	0.354
Juillet	242.0	66.99	25.80	1.8	240.9	66.16	0.529	0.275
Août	209.0	71.01	26.20	1.3	215.2	71.51	0.457	0.332
Septembre	156.0	59.00	23.00	1.4	168.7	60.68	0.341	0.360
Octobre	121.0	47.00	20.00	1.0	162.8	48.01	4.650	0.295
Novembre	84.0	34.00	14.60	0.9	139.4	37.81	3.229	0.271
Décembre	67.0	32.01	11.50	1.0	117.6	36.50	2.575	0.310
Année	1754.0	675.02	17.81	1.3	2039.7	684.93	24.532	0.336

Nouvelle variante de simulation

Détail des pertes système

	ModQual	MisLoss	OhmLoss	EArrMPP	InvLoss
	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
Janvier	11.87	15.59	6.78	717	15.72
Février	10.37	13.62	5.85	626	13.80
Mars	13.40	17.59	7.60	808	17.99
Avril	13.64	17.90	7.85	821	18.34
Mai	15.98	20.98	10.14	962	21.25
Juin	17.68	23.22	12.73	1066	23.27
Juillet	18.83	24.73	14.23	1135	24.82
Août	16.94	22.24	11.93	1019	22.62
Septembre	13.64	17.91	8.36	820	17.81
Octobre	13.45	17.66	8.39	810	17.60
Novembre	11.69	15.35	7.76	707	15.48
Décembre	10.19	13.39	5.80	615	13.72
Année	167.69	220.19	107.42	10105	222.43

Nouvelle variante de simulation

Détail des pertes onduleur

	EOutInv	EffInvR	InvLoss	IL Oper	IL Pmin	IL Pmax	IL Vmin	IL Vmax
	kWh	%	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
Janvier	701	97.8	15.72	15.72	0.000	0.000	0.000	0.000
Février	612	97.8	13.80	13.80	0.000	0.000	0.000	0.000
Mars	790	97.8	17.99	17.95	0.033	0.000	0.000	0.000
Avril	803	97.8	18.34	18.31	0.032	0.000	0.000	0.000
Mai	941	97.8	21.25	21.22	0.031	0.000	0.004	0.000
Juin	1042	97.8	23.27	23.27	0.000	0.000	0.002	0.000
Juillet	1110	97.8	24.82	24.79	0.000	0.000	0.031	0.000
Août	997	97.8	22.62	22.41	0.065	0.000	0.152	0.000
Septembre	802	97.8	17.81	17.80	0.000	0.000	0.009	0.000
Octobre	793	97.8	17.60	17.60	0.000	0.000	0.000	0.000
Novembre	691	97.8	15.48	15.48	0.000	0.000	0.000	0.000
Décembre	602	97.8	13.72	13.72	0.000	0.000	0.000	0.000
Année	9883	97.8	222.43	222.07	0.161	0.000	0.198	0.000

Nouvelle variante de simulation
Utilisation de l'Energie et Besoins de l'utilisateur

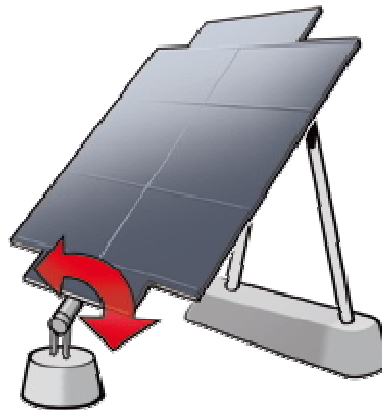
	E_Grid kWh
Janvier	701
Février	612
Mars	790
Avril	803
Mai	941
Juin	1042
Juillet	1110
Août	997
Septembre	802
Octobre	793
Novembre	691
Décembre	602
Année	9883

VII.2- Suiveur avec un axe :

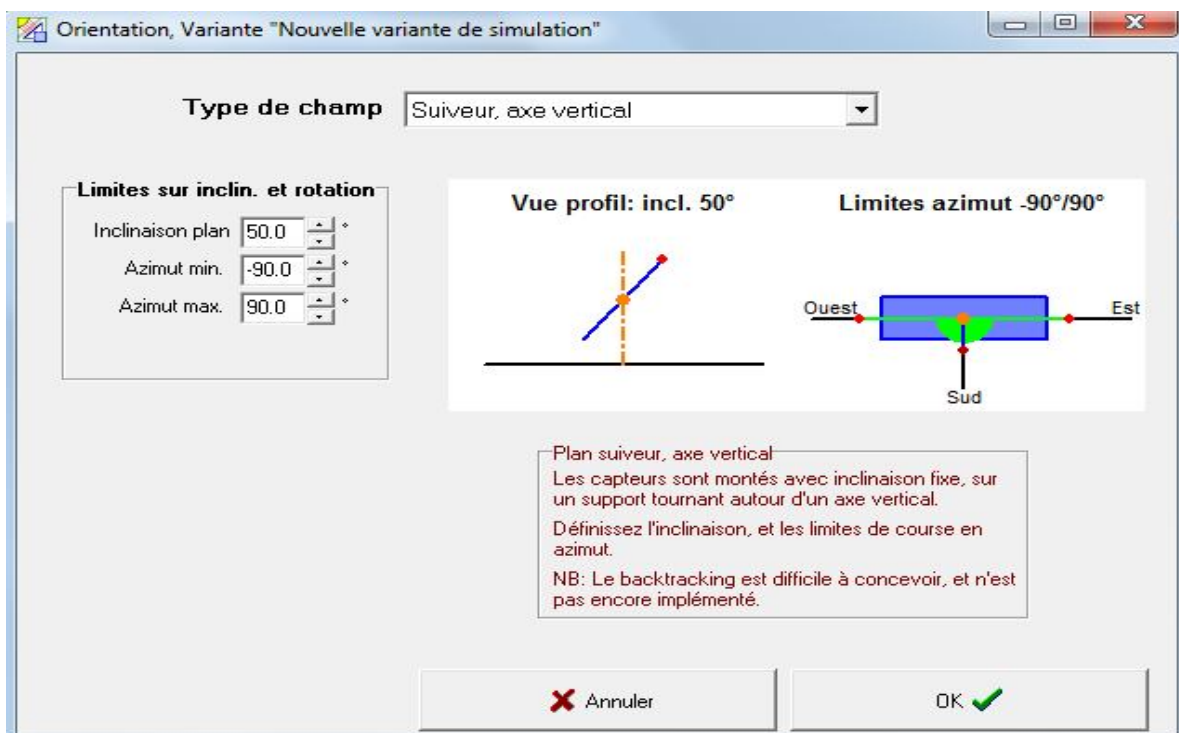
Un système de poursuite aurait pour rôle de varier continuellement l'un ou les deux paramètres, pour que la valeur de l'angle d'incidence entre le rayonnement solaire et la surface de captation soit à sa valeur minimale. Ceci conduit à ce que la surface du système de capteurs plans reçoive le maximum d'énergie à chaque instant de la journée. C'est une méthode retenue dans certaines applications solaires spécifiques, telles que les systèmes de concentration. Dans le cas des applications solaires utilisant des capteurs plans, utiliser un mécanisme de poursuite solaire permet bien sûr d'augmenter le rendement de ces équipements.

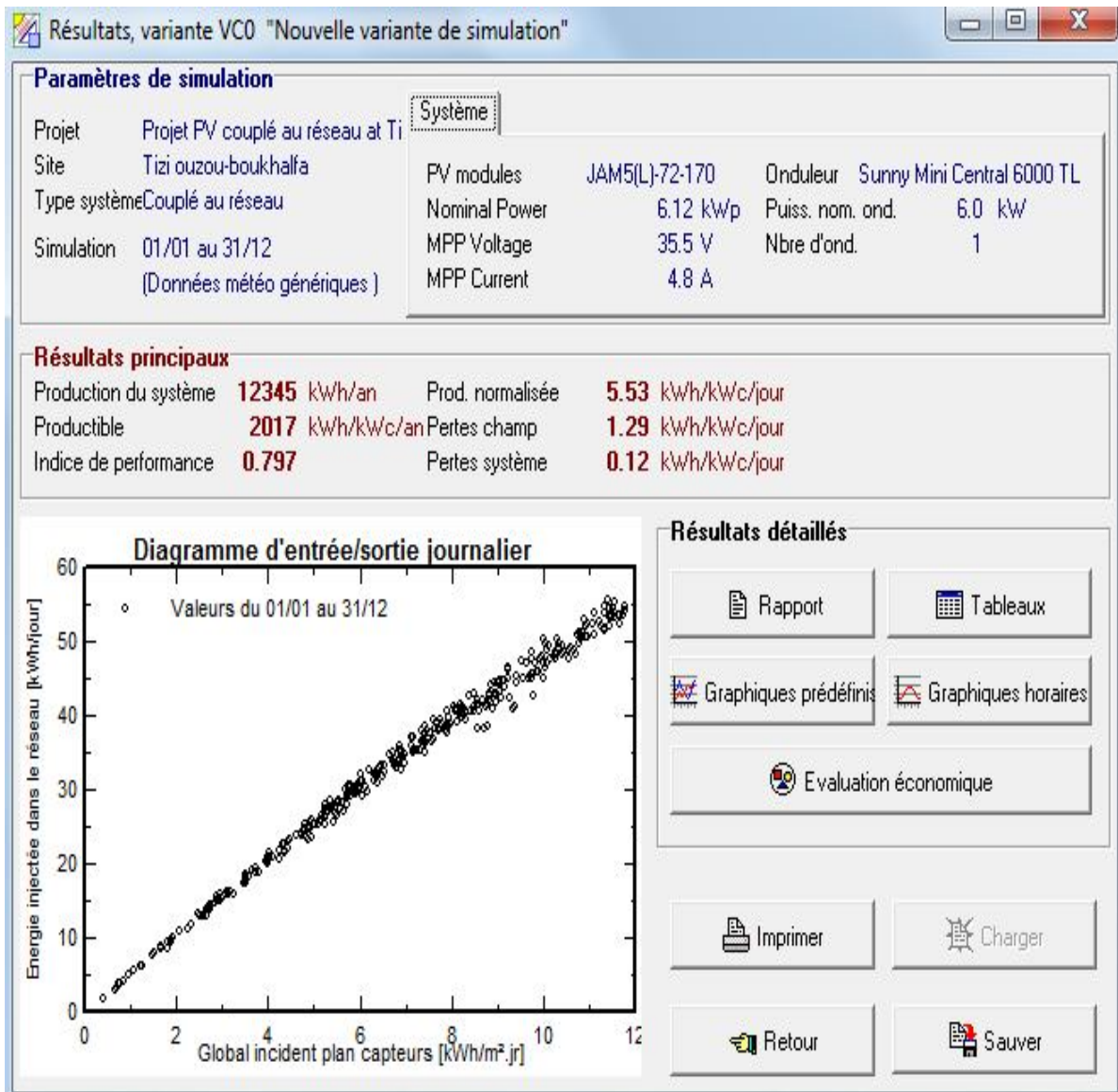
Economiquement, il sera nécessaire que ces systèmes ne soient bénéfiques que si le coût additionnel, relatif au mécanisme de poursuite (structure moto réductrice, commande et entretien) soit inférieur au coût des capteurs supplémentaires qui conduiraient à une même puissance produite avec un système ayant une structure fixe.

VII.2.1- Suiveur axe vertical :

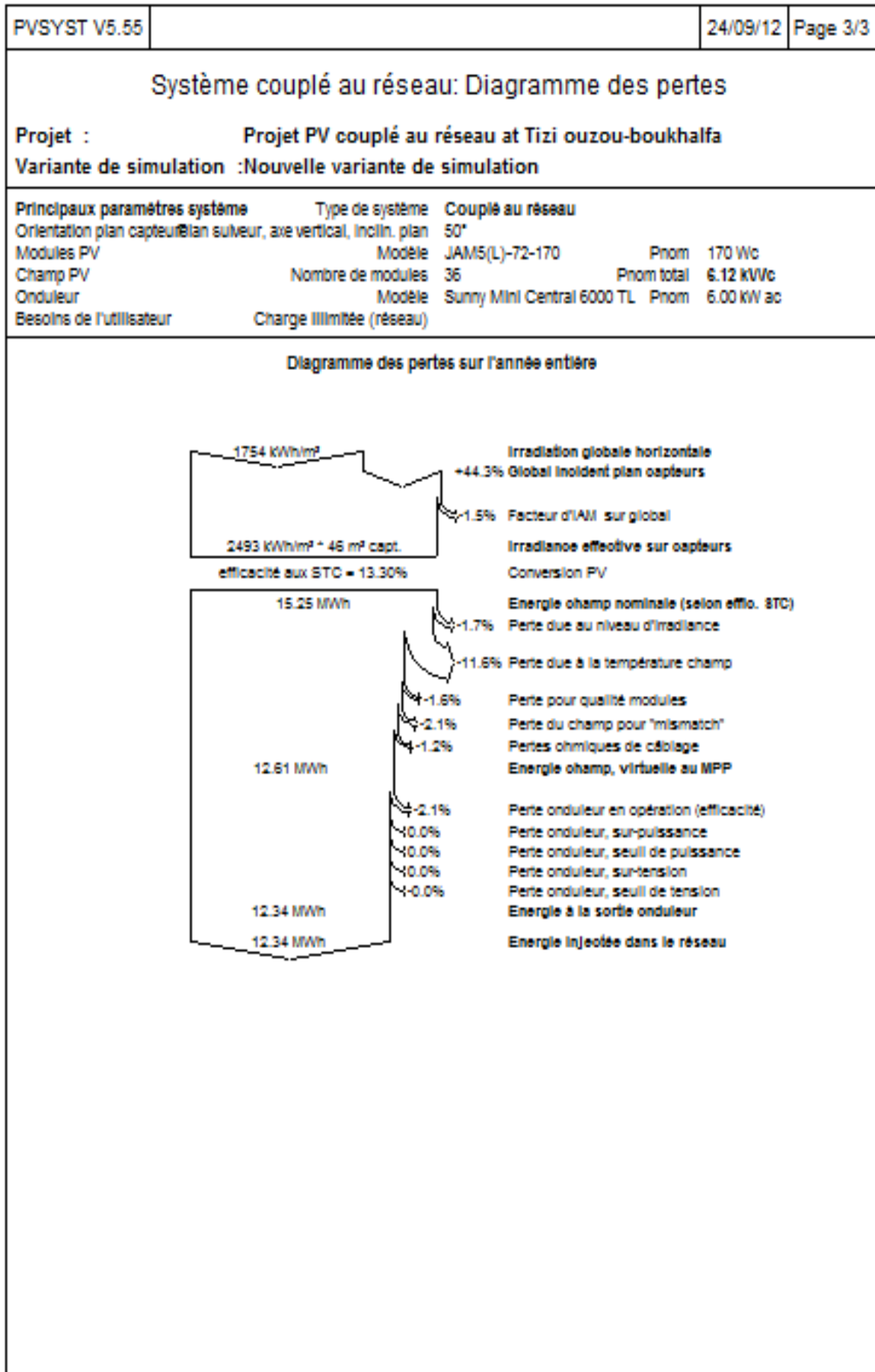


Dans ce cas notre système sera conçu de telle sorte qu'il suive la trajectoire du soleil de l'est à ouest qui est délimitée par les lignes d'horizon -90° à $+90^\circ$. On fixe seulement l'inclinaison à 50° .

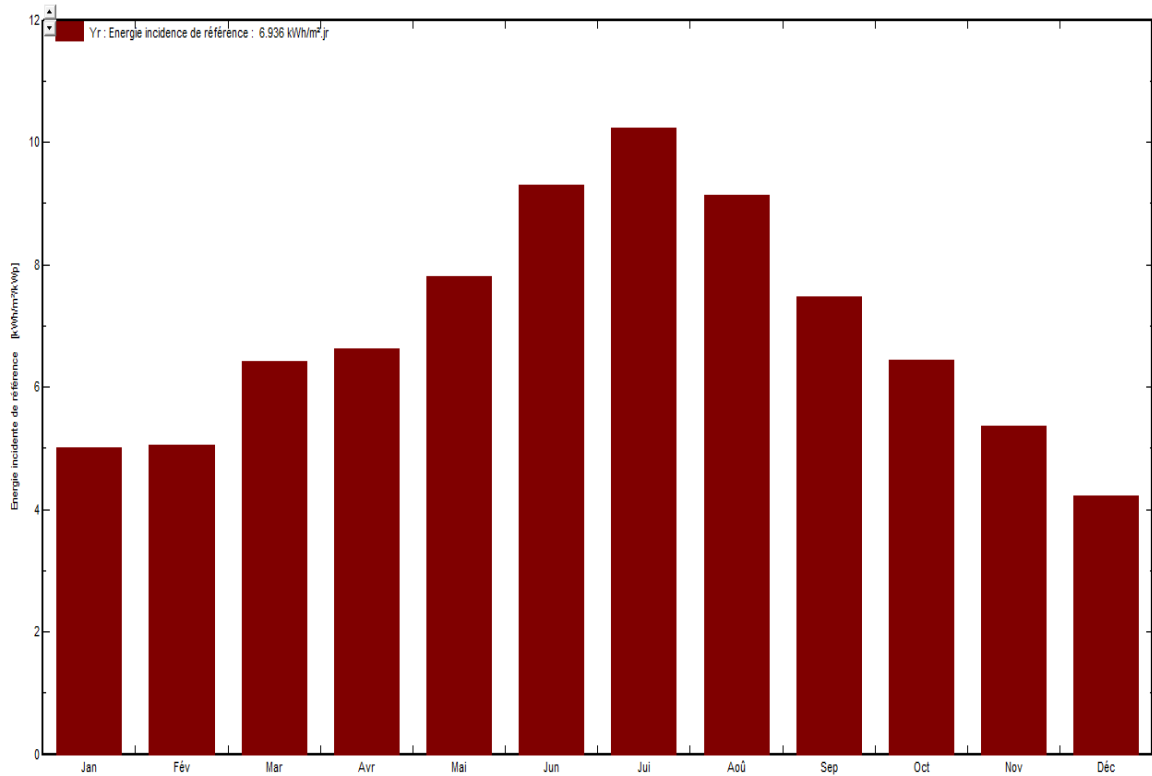




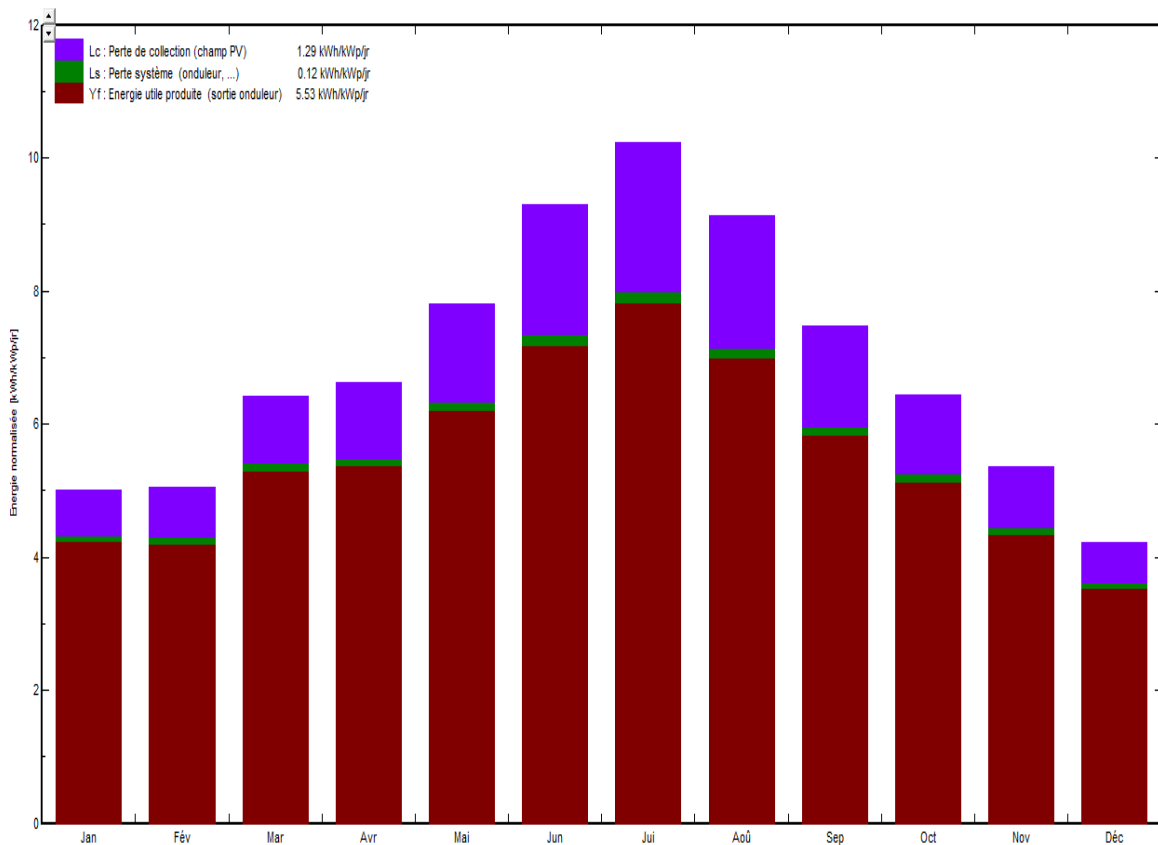
PVSYST V5.55		24/09/12	Page 1/3
Système couplé au réseau: Paramètres de simulation			
Projet :	Projet PV couplé au réseau at Tizi ouzou-boukhalfa		
Site géographique	Tizi ouzou-boukhalfa	Pays	Algeria
Situation	Latitude 36.7°N	Longitude	4.1°E
Temps défini comme	Temps légal Fus. horaire TU+1	Altitude	155 m
	Albédo 0.20		
Données météo :	Tizi ouzou-boukhalfa, Données horaires synthétiques		
Variante de simulation : Nouvelle variante de simulation			
	Date de la simulation	24/09/12 à 18h22	
Paramètres de simulation			
Plan suiveur, axe vertical	Inclin. plan	50°	
Limites de course	Azimuth minimum	Azimuth maximum	90°
Horizon	Pas d'horizon		
Ombrages proches	Sans ombrages		
Caractéristiques du champ de capteurs			
Module PV	Si-mono	Modèle	JAM5(L)-72-170
		Fabricant	JA Solar
Nombre de modules PV	En série	12 modules	En parallèle 3 chaînes
Nombre total de modules PV	Nbre modules	36	Puissance unitaire 170 Wc
Puissance globale du champ	Nominale (STC)	6.12 kWc	Aux cond. de fonct. 5.44 kWc (50°C)
Caractéristiques de fonct. du champ (50°C)	U mpp	381 V	I mpp 14 A
Surface totale	Surface modules	46.0 m²	Surface cellule 39.5 m²
Onduleur	Modèle	Sunny Mini Central 6000 TL	
	Fabricant	SMA	
Caractéristiques	Tension de fonctionnement	333-500 V	Puissance unitaire 6.00 kW AC
Facteurs de perte du champ PV			
Fact. de pertes thermiques	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (vent) 0.0 W/m²K / m/s
-> Tempér. de fonct. nominale (G=800 W/m², Tamb=20°C, Vent=1m/s.)			NOCT 56 °C
Perte ohmique de câblage	Rés. globale champ	445 mOhm	Frac. pertes 1.5 % aux STC
Perte de qualité module			Frac. pertes 1.5 %
Perte de "mismatch" modules			Frac. pertes 2.0 % au MPP
Effet d'incidence, paramétrisation ASHRAE	IAM = 1 - bo (1/cos I - 1)		Paramètre bo 0.05
Besoins de l'utilisateur :	Charge illimitée (réseau)		



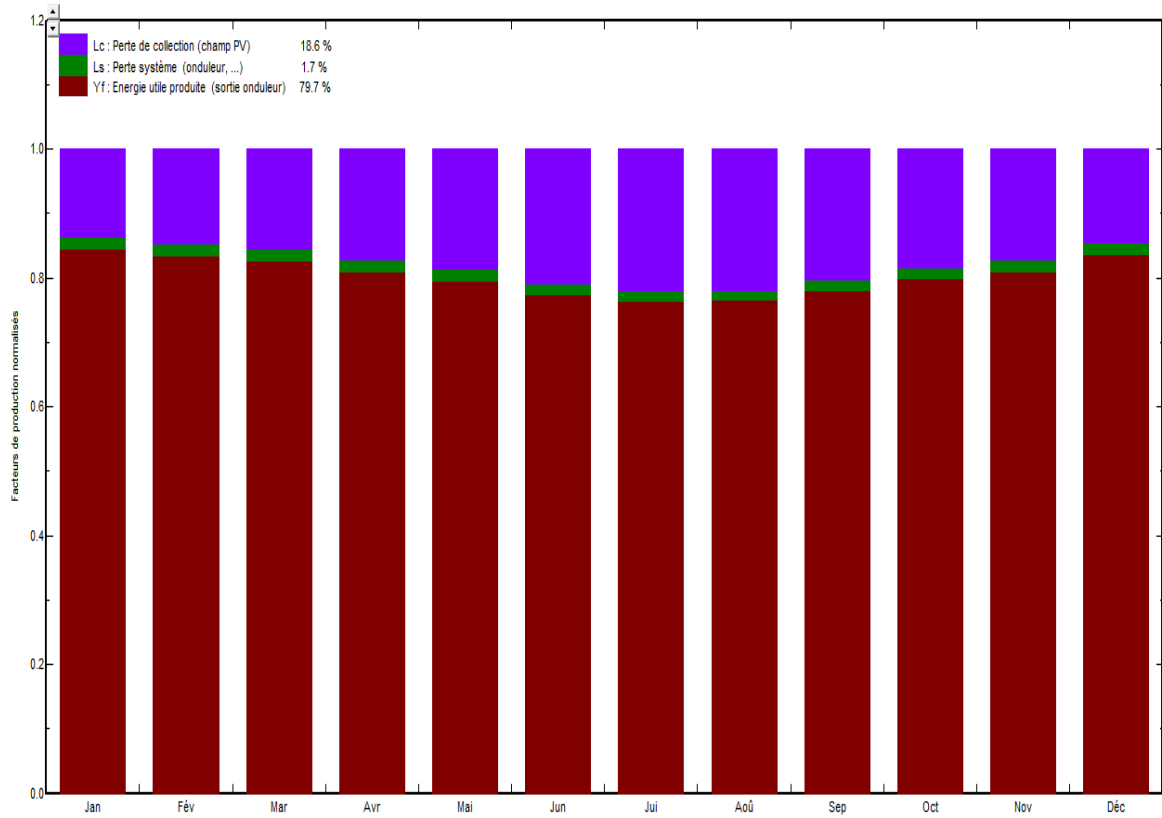
Energie incidente de référence dans le plan capteurs



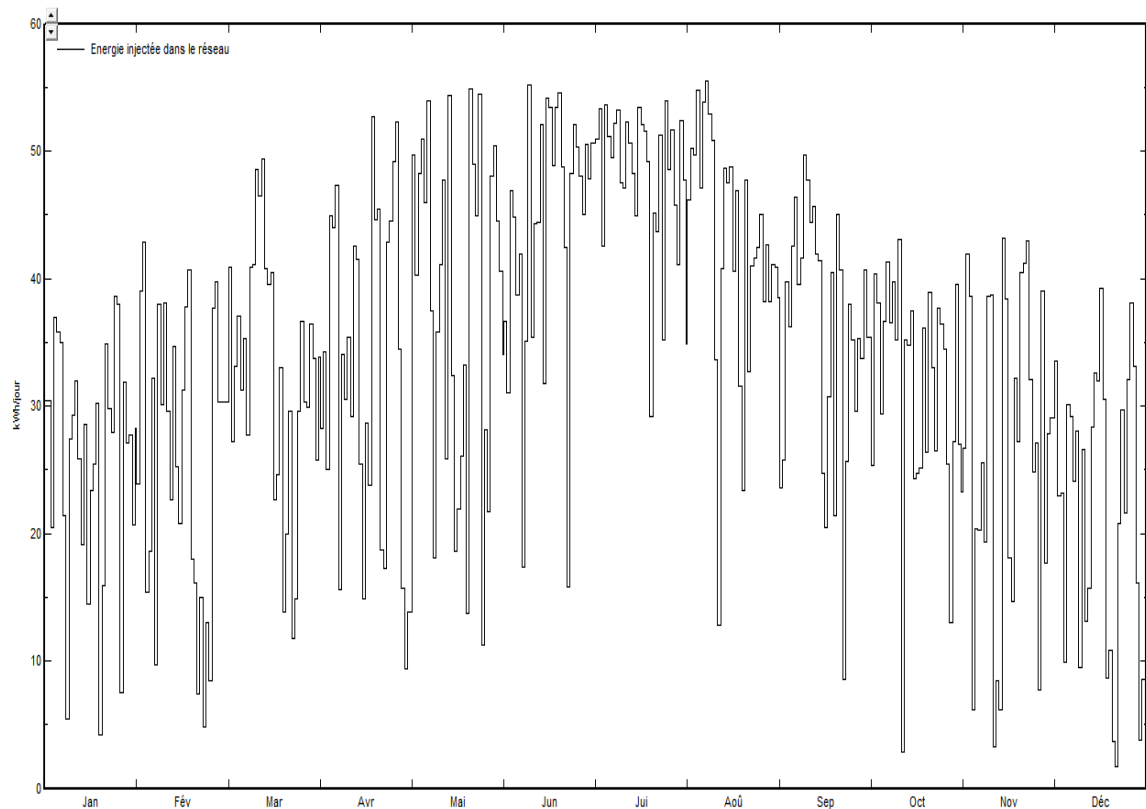
Productions normalisées (par kWp installé): Puissance nominale 6.12 kWc



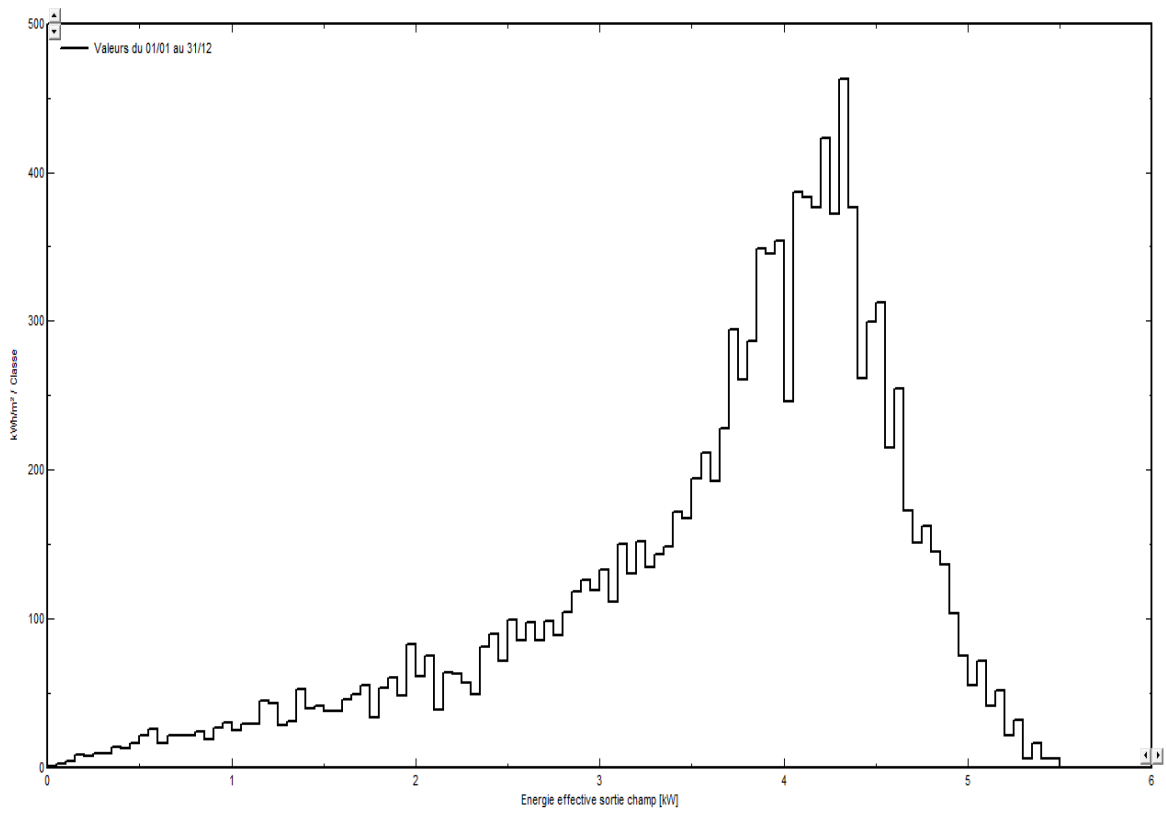
Facteurs normalisés de production et de pertes: Puissance nominale 6.12 kWc



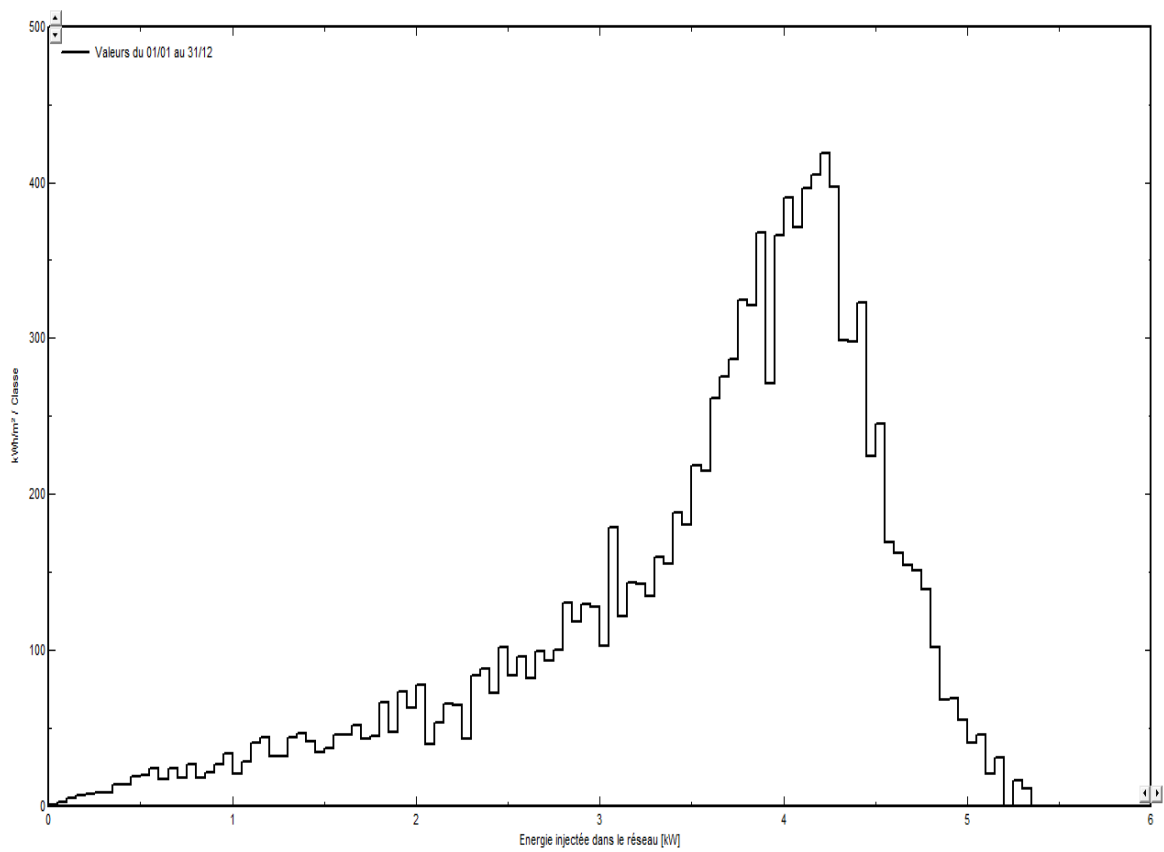
Energie journalière à la sortie du système



Distribution de la puissance du champ



Distribution de la puissance de sortie système



Nouvelle variante de simulation**Bilans et résultats principaux**

	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	EffArrR %	EffSysR %
Janvier	77.0	9.90	155.4	153.3	822	804	11.51	11.26
Février	86.0	10.70	141.4	139.2	737	721	11.35	11.10
Mars	136.0	13.50	198.9	195.8	1029	1007	11.25	11.01
Avril	157.0	15.70	199.0	195.4	1009	987	11.03	10.79
Mai	194.0	19.10	241.8	237.7	1203	1178	10.83	10.60
Juin	225.0	23.20	278.8	274.1	1349	1320	10.52	10.30
Juillet	242.0	25.80	317.5	312.9	1516	1484	10.39	10.17
Août	209.0	26.20	283.2	279.0	1354	1326	10.41	10.19
Septembre	156.0	23.00	224.4	221.2	1095	1072	10.62	10.39
Octobre	121.0	20.00	199.5	196.8	997	976	10.87	10.64
Novembre	84.0	14.60	160.9	158.8	816	798	11.03	10.79
Décembre	67.0	11.50	131.1	129.1	687	672	11.40	11.15
Année	1754.0	17.81	2531.8	2493.3	12613	12345	10.84	10.61

Nouvelle variante de simulation**Météo et Energie incidente**

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T Amb °C	WindVel m/s	GlobInc kWh/m ²	DifSInc kWh/m ²	Alb Inc kWh/m ²	DifS/GI
Janvier	77.0	30.00	9.90	2.1	155.4	37.75	2.751	0.243
Février	86.0	39.99	10.70	1.5	141.4	44.14	3.072	0.312
Mars	136.0	61.01	13.50	1.1	198.9	64.70	4.858	0.325
Avril	157.0	77.00	15.70	0.8	199.0	75.82	5.608	0.381
Mai	194.0	76.99	19.10	1.0	241.8	76.25	6.930	0.315
Juin	225.0	80.01	23.20	1.3	278.8	81.87	8.038	0.294
Juillet	242.0	66.99	25.80	1.8	317.5	73.61	8.645	0.232
Août	209.0	71.01	26.20	1.3	283.2	77.26	7.466	0.273
Septembre	156.0	59.00	23.00	1.4	224.4	63.95	5.573	0.285
Octobre	121.0	47.00	20.00	1.0	199.5	54.89	4.322	0.275
Novembre	84.0	34.00	14.60	0.9	160.9	41.44	3.001	0.257
Décembre	67.0	32.01	11.50	1.0	131.1	39.23	2.394	0.299
Année	1754.0	675.02	17.81	1.3	2531.8	730.90	62.657	0.289

Nouvelle variante de simulation

Détail des pertes système

	ModQual	MisLoss	OhmLoss	EArrMPP	InvLoss
	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
Janvier	13.58	17.83	8.55	822	17.71
Février	12.19	16.01	7.81	737	15.97
Mars	17.01	22.33	11.12	1029	21.96
Avril	16.69	21.92	11.17	1009	21.76
Mai	19.92	26.16	14.15	1203	25.58
Juin	22.31	29.31	17.53	1349	28.32
Juillet	25.07	32.93	20.89	1516	31.63
Août	22.44	29.47	17.98	1355	28.95
Septembre	18.13	23.80	13.83	1095	23.12
Octobre	16.50	21.67	11.75	997	21.12
Novembre	13.46	17.68	10.02	816	17.65
Décembre	11.36	14.92	7.08	687	15.12
Année	208.65	274.02	151.88	12614	268.89

Nouvelle variante de simulation

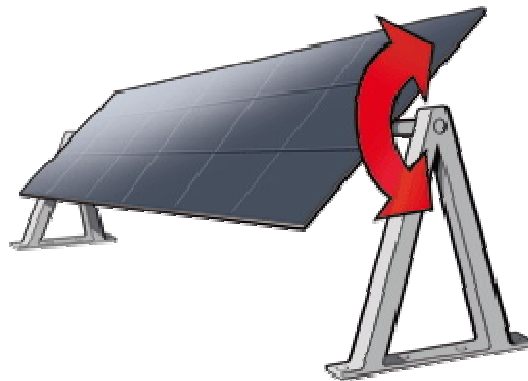
Détail des pertes onduleur

	EOutInv	EffInvR	InvLoss	IL Oper	IL Pmin	IL Pmax	IL Vmin	IL Vmax
	kWh	%	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
Janvier	804	97.8	17.71	17.71	0.000	0.000	0.000	0.000
Février	721	97.8	15.97	15.97	0.000	0.000	0.000	0.000
Mars	1007	97.9	21.96	21.96	0.000	0.000	0.000	0.000
Avril	987	97.8	21.76	21.76	0.000	0.000	0.000	0.000
Mai	1178	97.9	25.58	25.58	0.000	0.000	0.000	0.000
Juin	1320	97.9	28.32	28.30	0.000	0.000	0.019	0.000
Juillet	1484	97.9	31.63	31.56	0.000	0.000	0.076	0.000
Août	1326	97.9	28.95	28.36	0.000	0.000	0.594	0.000
Septembre	1072	97.9	23.12	23.12	0.000	0.000	0.003	0.000
Octobre	976	97.9	21.12	21.12	0.000	0.000	0.000	0.000
Novembre	798	97.8	17.65	17.65	0.000	0.000	0.000	0.000
Décembre	672	97.8	15.12	15.12	0.000	0.000	0.000	0.000
Année	12345	97.9	268.89	268.19	0.000	0.000	0.692	0.000

Nouvelle variante de simulation
Utilisation de l'Energie et Besoins de l'utilisateur

	E_Grid kWh
Janvier	804
Février	721
Mars	1007
Avril	987
Mai	1178
Juin	1320
Juillet	1484
Août	1326
Septembre	1072
Octobre	976
Novembre	798
Décembre	672
Année	12345

VII.2.2- Suiveur axe horizontal :



Dans ce cas le système est orienté plein sud on fixe l'azimut à 0° et on varie l'inclinaison pour avoir le maximum d'irradiation.

D'après les calculs faits avec le logiciel, l'inclinaison idéale du panneau pour un meilleur rendement possible est entre 0° et 80° .

Orientation, Variante "Nouvelle variante de simulation"

Type de champ : Suiveur, axe horizontal E-O

Angles de l'axe et limitations

Orientation axe : 0.0
 Inclinaison min. : 0.0
 Inclinaison max. : 80.0

Comportements spéciaux

Backtracking

Limites incl. 0°/80°

Azimut axe 0°

Plan suiveur, axe horizontal E-O
 L'orientation de l'axe est définie comme Azimut = 0 pour axe E-O
 Définissez les limites de course pour l'inclinaison
 Incl. min (jusqu'à -90° = vertical nord)
 Incl. max (jusqu'à +90° = vertical sud)

Annuler OK

Résultats, variante VCO "Nouvelle variante de simulation"

Paramètres de simulation

Projet : Projet PV couplé au réseau at Ti
 Site : Tizi ouzou-boukhalfa
 Type système : Couplé au réseau
 Simulation : 01/01 au 31/12 (Données météo génériques)

Système

PV modules	JAM5(L)-72-170	Onduleur	Sunny Mini Central 6000 TL
Nominal Power	6.12 kWp	Puiss. nom. ond.	6.0 kW
MPP Voltage	35.5 V	Nbre d'ond.	1
MPP Current	4.8 A		

Résultats principaux

Production du système	10087 kWh/an	Prod. normalisée	4.52 kWh/kWc/jour
Productible	1648 kWh/kWc/an	Pertes champ	1.08 kWh/kWc/jour
Indice de performance	0.793	Pertes système	0.10 kWh/kWc/jour

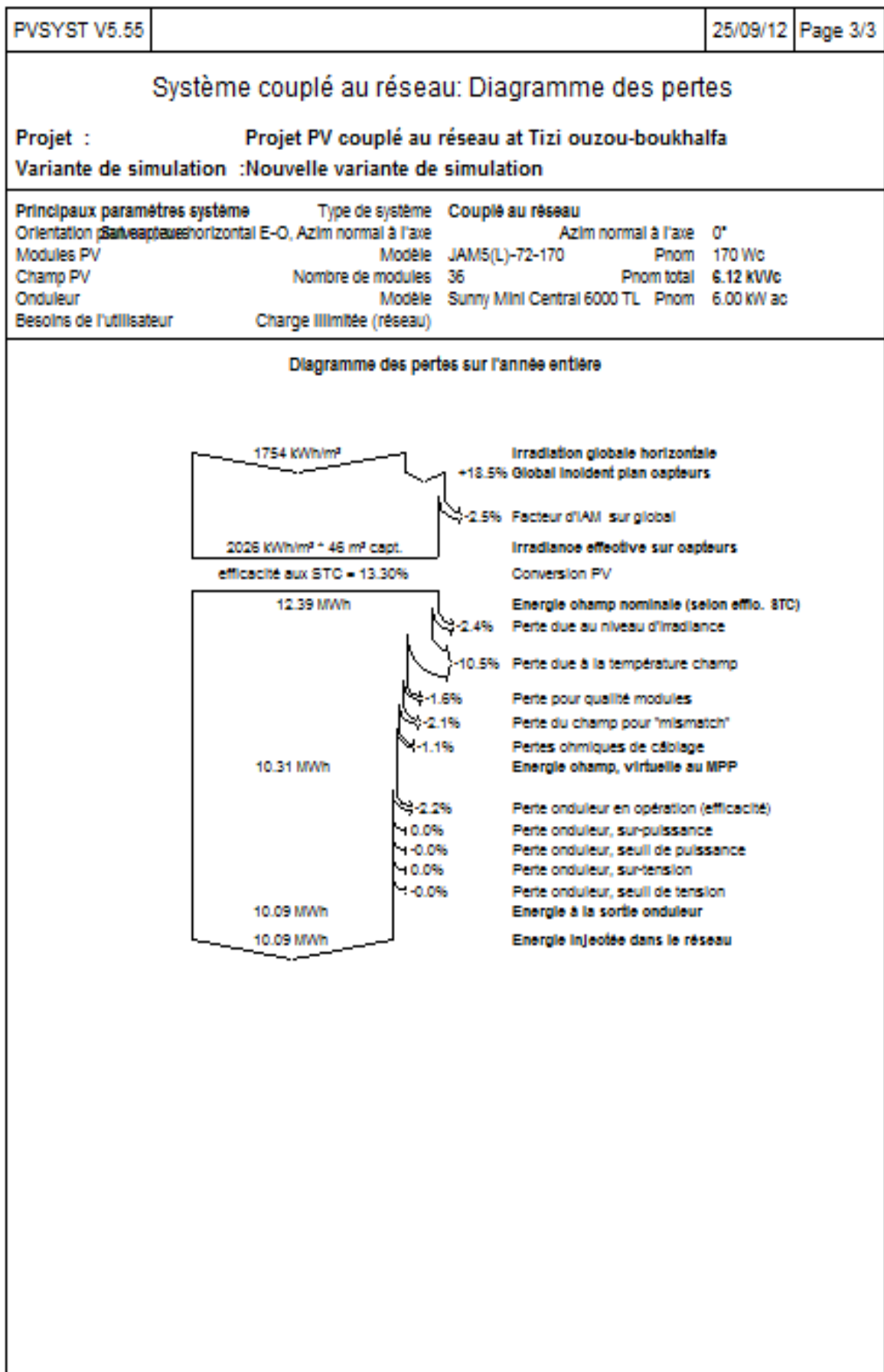
Diagramme d'entrée/sortie journalier

Valeurs du 01/01 au 31/12

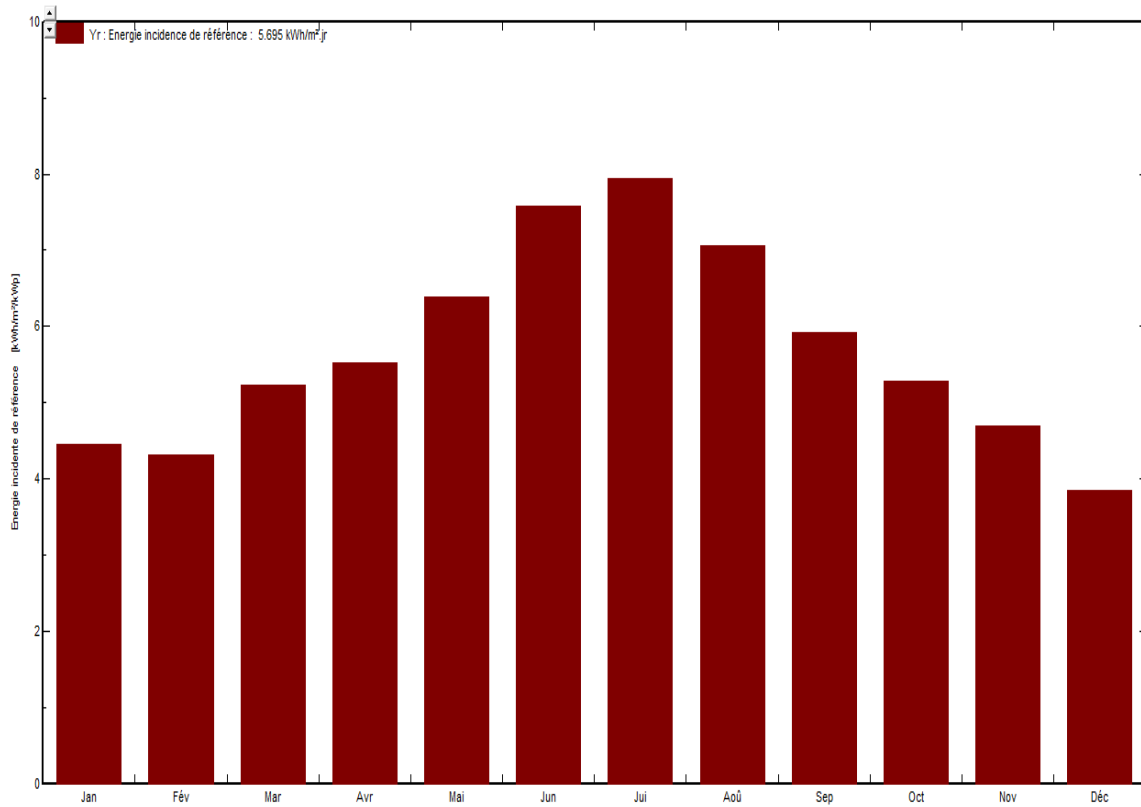
Résultats détaillés

Rapport Tableaux
 Graphiques prédéfinis Graphiques horaires
 Evaluation économique
 Imprimer Charger
 Retour Sauver

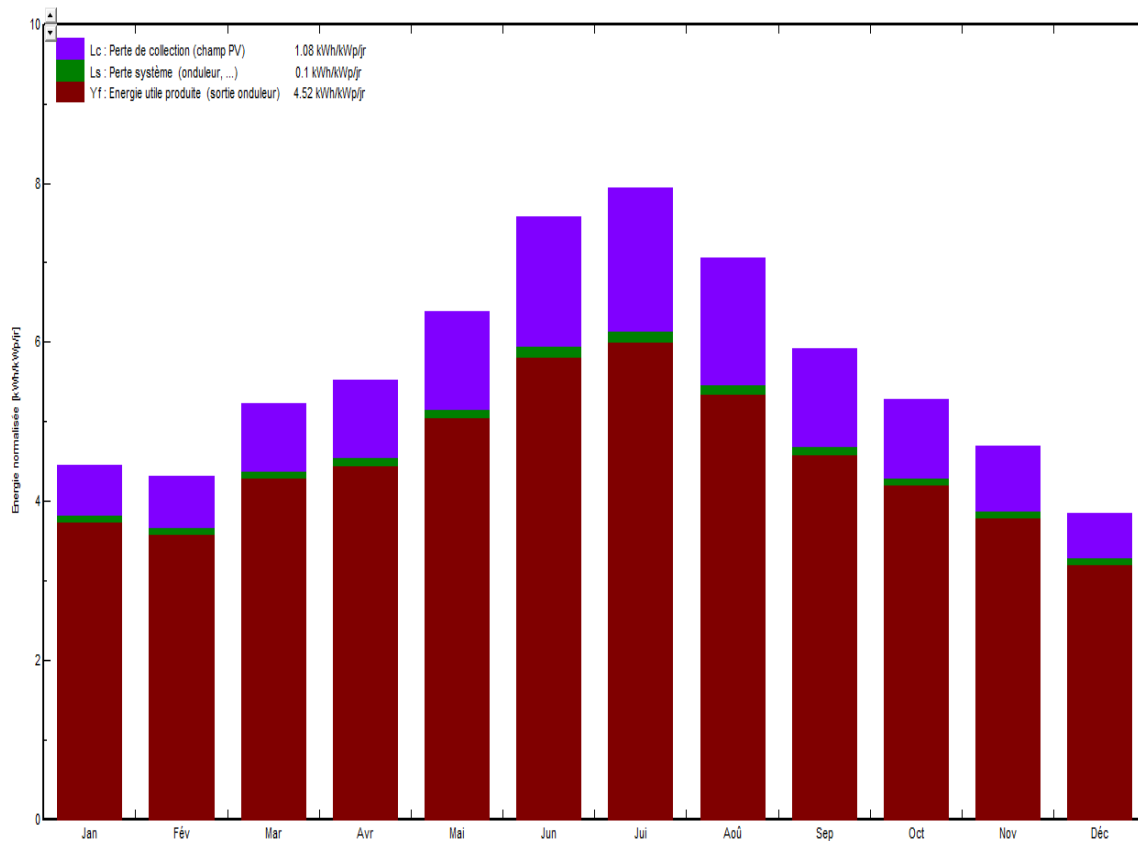
PVSYST V5.55		25/09/12	Page 1/3
Système couplé au réseau: Paramètres de simulation			
Projet :	Projet PV couplé au réseau at Tizi ouzou-boukhalfa		
Site géographique	Tizi ouzou-boukhalfa	Pays	Algeria
Situation	Latitude 36.7°N	Longitude	4.1°E
Temps défini comme	Temps légal Fus. horaire TU+1	Altitude	155 m
	Albédo 0.20		
Données météo :	Tizi ouzou-boukhalfa, Données horaires synthétiques		
Variante de simulation : Nouvelle variante de simulation			
	Date de la simulation	25/09/12 à 09h25	
Paramètres de simulation			
Plan suiveur, axe horizontal E-O		Azim normal à l'axe	0°
Limites de course	Inclin. minimum 0°	Inclin. maximale	80°
Horizon	Pas d'horizon		
Ombrages proches	Sans ombrages		
Caractéristiques du champ de capteurs			
Module PV	SI-mono	Modèle JAM5(L)-72-170	
		Fabricant JA Solar	
Nombre de modules PV		En série 12 modules	En parallèle 3 chaînes
Nombre total de modules PV		Nbre modules 36	Puissance unitaire 170 Wc
Puissance globale du champ		Nominale (STC) 6.12 kWc	Aux cond. de fonct. 5.44 kWc (50°C)
Caractéristiques de fonct. du champ (50°C)		U mpp 381 V	I mpp 14 A
Surface totale		Surface modules 46.0 m²	Surface cellule 39.5 m²
Onduleur		Modèle Sunny Mini Central 6000 TL	
		Fabricant SMA	
Caractéristiques	Tension de fonctionnement	333-500 V	Puissance unitaire 6.00 kW AC
Facteurs de perte du champ PV			
Fact. de pertes thermiques	Uc (const) 20.0 W/m²K	Uv (vent) 0.0 W/m²K / m/s	
	=> Tempér. de fonct. nominale (G=800 W/m², Tamb=20°C, Vent=1m/s.)		NOCT 56 °C
Perte ohmique de câblage	Rés. globale champ	445 mOhm	Frac. pertes 1.5 % aux STC
Perte de qualité module			Frac. pertes 1.5 %
Perte de "mismatch" modules			Frac. pertes 2.0 % au MPP
Effet d'incidence, paramétrisation ASHRAE	IAM = 1 - bo (1/cos I - 1)		Paramètre bo 0.05
Besoins de l'utilisateur :	Charge illimitée (réseau)		



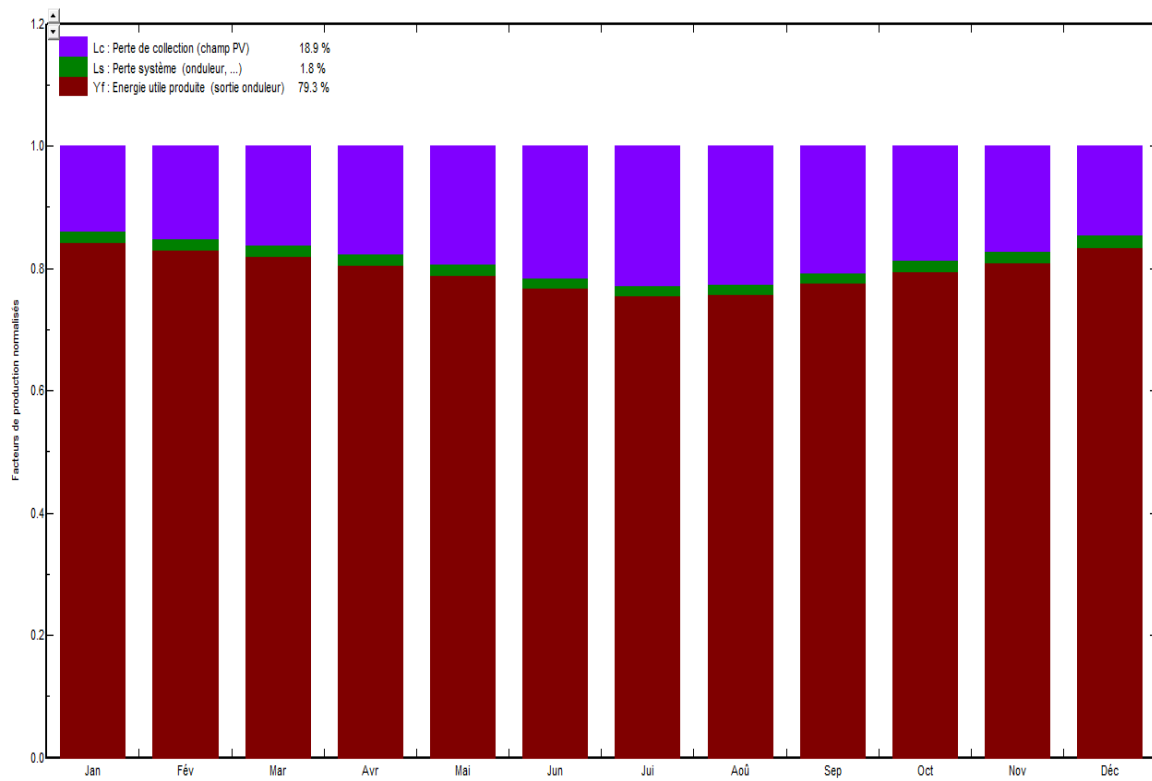
Energie incidente de référence dans le plan capteurs



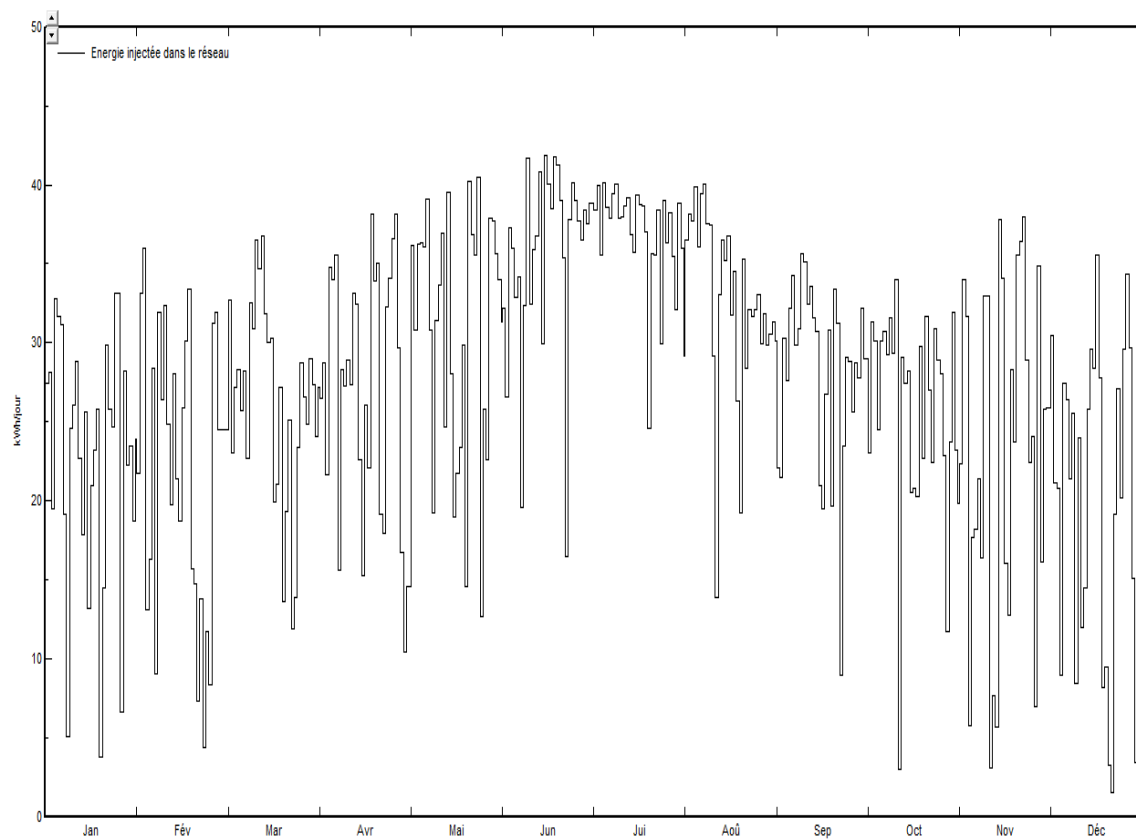
Productions normalisées (par kWp installé): Puissance nominale 6.12 kWc



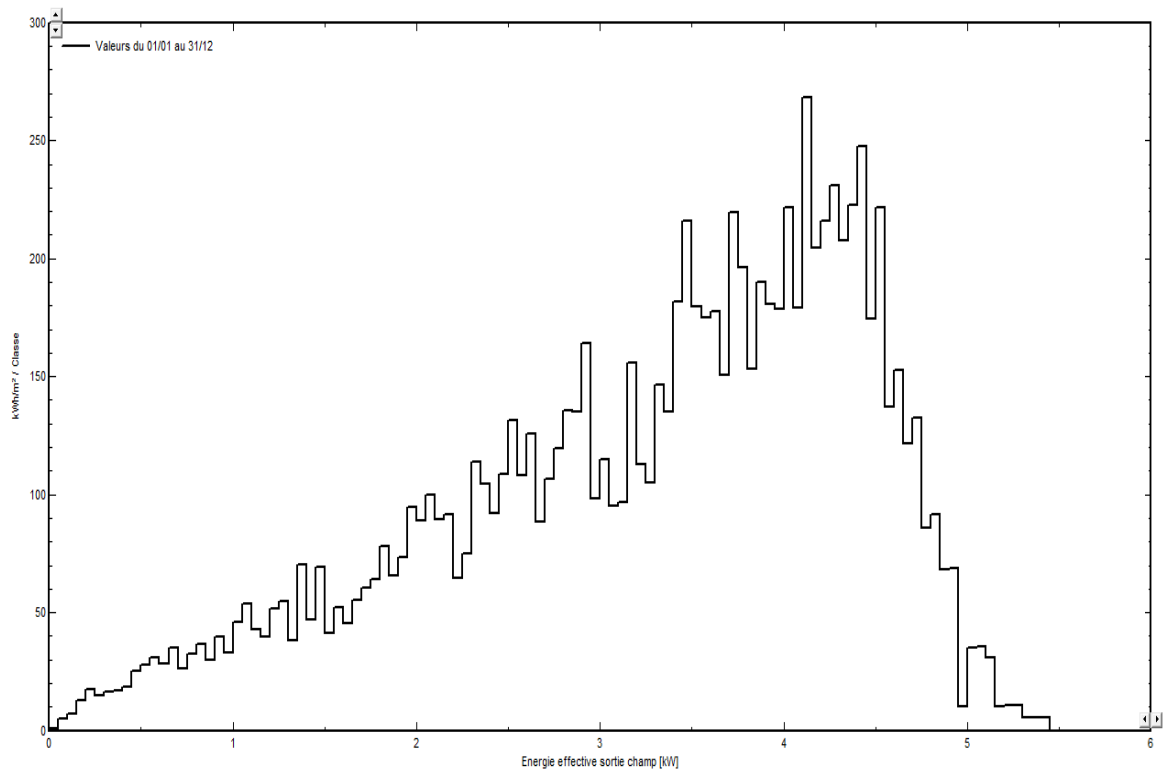
Facteurs normalisés de production et de pertes: Puissance nominale 6.12 kWc



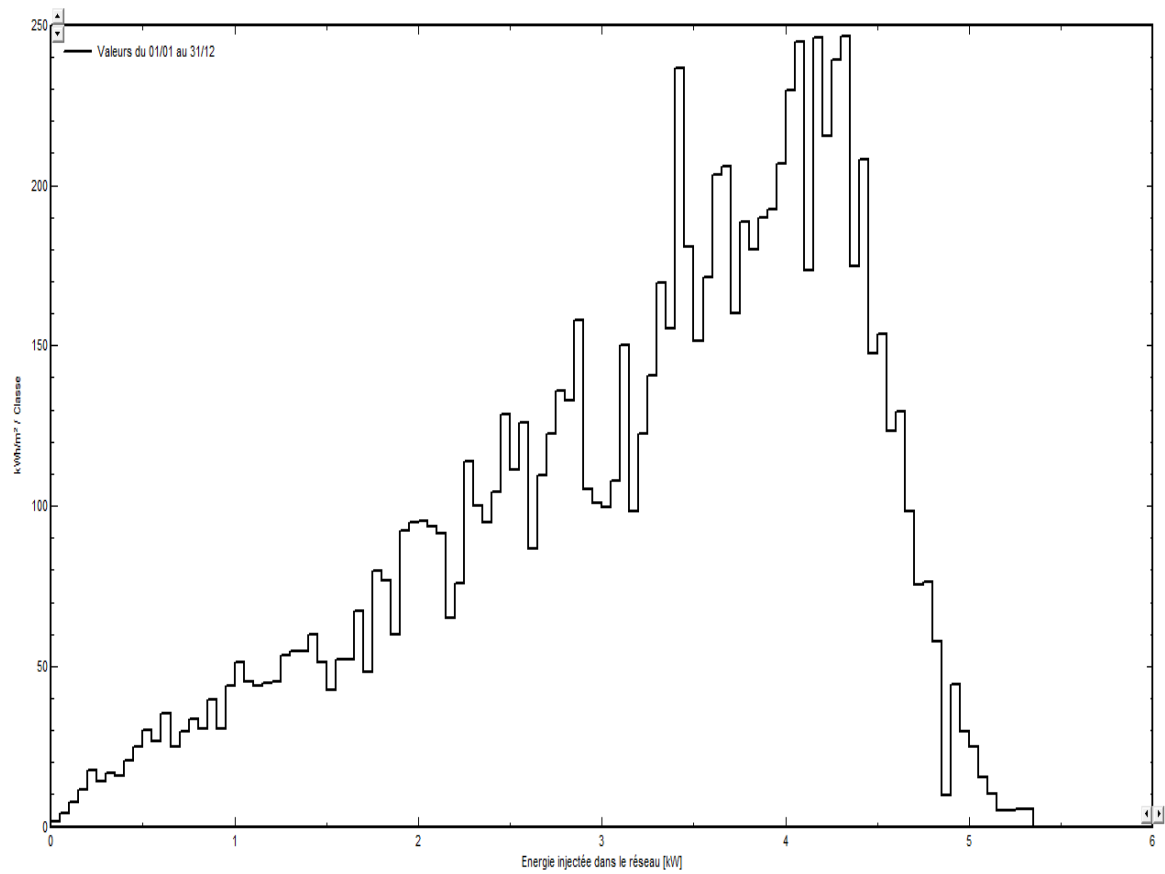
Energie journalière à la sortie du système



Distribution de la puissance du champ



Distribution de la puissance de sortie système



Nouvelle variante de simulation**Bilans et résultats principaux**

	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	EffArrR %	EffSysR %
Janvier	77.0	9.90	137.9	135.2	728	712	11.48	11.23
Février	86.0	10.70	120.8	117.9	628	614	11.31	11.07
Mars	136.0	13.50	162.3	157.9	833	814	11.16	10.92
Avril	157.0	15.70	165.7	160.9	835	817	10.97	10.72
Mai	194.0	19.10	198.2	192.7	980	958	10.75	10.52
Juin	225.0	23.20	227.4	221.4	1092	1069	10.45	10.22
Juillet	242.0	25.80	246.1	239.7	1164	1139	10.29	10.07
Août	209.0	26.20	219.0	212.9	1038	1016	10.31	10.09
Septembre	156.0	23.00	177.6	172.8	863	844	10.57	10.34
Octobre	121.0	20.00	163.8	159.9	815	798	10.83	10.60
Novembre	84.0	14.60	140.7	137.8	713	697	11.03	10.79
Décembre	67.0	11.50	119.2	116.8	623	609	11.38	11.12
Année	1754.0	17.81	2078.8	2025.8	10312	10087	10.79	10.56

Nouvelle variante de simulation**Météo et Energie incidente**

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T Amb °C	WindVel m/s	GlobInc kWh/m ²	DifSInc kWh/m ²	Alb Inc kWh/m ²	DifS/GI
Janvier	77.0	30.00	9.90	2.1	137.9	33.38	3.962	0.242
Février	86.0	39.99	10.70	1.5	120.8	40.00	3.394	0.331
Mars	136.0	61.01	13.50	1.1	162.3	60.91	3.088	0.375
Avril	157.0	77.00	15.70	0.8	165.7	76.47	1.346	0.461
Mai	194.0	76.99	19.10	1.0	198.2	76.99	0.540	0.388
Juin	225.0	80.01	23.20	1.3	227.4	80.12	0.295	0.352
Juillet	242.0	66.99	25.80	1.8	246.1	67.27	0.444	0.273
Août	209.0	71.01	26.20	1.3	219.0	71.61	1.127	0.327
Septembre	156.0	59.00	23.00	1.4	177.6	59.57	2.464	0.335
Octobre	121.0	47.00	20.00	1.0	163.8	48.74	4.002	0.298
Novembre	84.0	34.00	14.60	0.9	140.7	36.80	4.058	0.262
Décembre	67.0	32.01	11.50	1.0	119.2	34.79	3.707	0.292
Année	1754.0	675.02	17.81	1.3	2078.8	686.64	28.428	0.330

Nouvelle variante de simulation

Détail des pertes système

	ModQual	MisLoss	OhmLoss	EArrMPP	InvLoss
	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
Janvier	12.04	15.81	6.97	728	15.96
Février	10.41	13.67	5.89	628	13.86
Mars	13.81	18.13	8.03	833	18.40
Avril	13.87	18.21	8.22	835	18.60
Mai	16.26	21.35	10.33	980	21.52
Juin	18.12	23.80	13.02	1092	23.53
Juillet	19.32	25.37	14.52	1164	25.03
Août	17.25	22.66	12.31	1038	22.95
Septembre	14.33	18.81	9.51	863	18.74
Octobre	13.54	17.77	8.51	815	17.72
Novembre	11.79	15.49	7.91	713	15.63
Décembre	10.33	13.56	6.01	623	13.92
Année	171.07	224.62	111.23	10313	225.86

Nouvelle variante de simulation

Détail des pertes onduleur

	EOutInv	EffInvR	InvLoss	IL Oper	IL Pmin	IL Pmax	IL Vmin	IL Vmax
	kWh	%	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
Janvier	712	97.8	15.96	15.96	0.000	0.000	0.000	0.000
Février	614	97.8	13.86	13.86	0.000	0.000	0.000	0.000
Mars	814	97.8	18.40	18.40	0.000	0.000	0.000	0.000
Avril	817	97.8	18.60	18.56	0.033	0.000	0.000	0.000
Mai	958	97.8	21.52	21.45	0.064	0.000	0.003	0.000
Juin	1069	97.8	23.53	23.53	0.000	0.000	0.001	0.000
Juillet	1139	97.9	25.03	25.00	0.000	0.000	0.029	0.000
Août	1016	97.8	22.95	22.70	0.000	0.000	0.256	0.000
Septembre	844	97.8	18.74	18.73	0.000	0.000	0.009	0.000
Octobre	798	97.8	17.72	17.72	0.000	0.000	0.001	0.000
Novembre	697	97.8	15.63	15.63	0.000	0.000	0.000	0.000
Décembre	609	97.8	13.92	13.92	0.000	0.000	0.000	0.000
Année	10087	97.8	225.86	225.47	0.096	0.000	0.299	0.000

Nouvelle variante de simulation
Utilisation de l'Energie et Besoins de l'utilisateur

	E_Grid kWh
Janvier	712
Février	614
Mars	814
Avril	817
Mai	958
Juin	1069
Juillet	1139
Août	1016
Septembre	844
Octobre	798
Novembre	697
Décembre	609
Année	10087

VII.3- Suiveur à deux axes :



Afin de distinguer d'une part l'apport du choix d'un angle optimal, nous avons choisi un système de poursuite à deux axes sur lequel est monté un capteur plan. Ceci est par le fait que le système de poursuite à deux axes permet au plan d'être instantanément perpendiculaire au rayonnement solaire et de capter le maximum d'éclairement solaire.

Le système est composé de trois parties essentielles, une structure porteuse en matériaux légers, très résistante supportant 36 modules solaires, le guidage azimuthal du système est assuré par deux dispositifs mécaniques de réduction découplés.

Le premier mécanisme est un réducteur mécanique pour l'entraînement vertical, comportant deux étages d'engrenage à dentures hélicoïdales combinées avec un mécanisme à vis écrou et bielle à longueur variable. Ce mécanisme possède un rapport de réduction de 1/400 et il est placé en bas du système (Fig.24), l'actionneur utilisé est un moteur à courant continu.

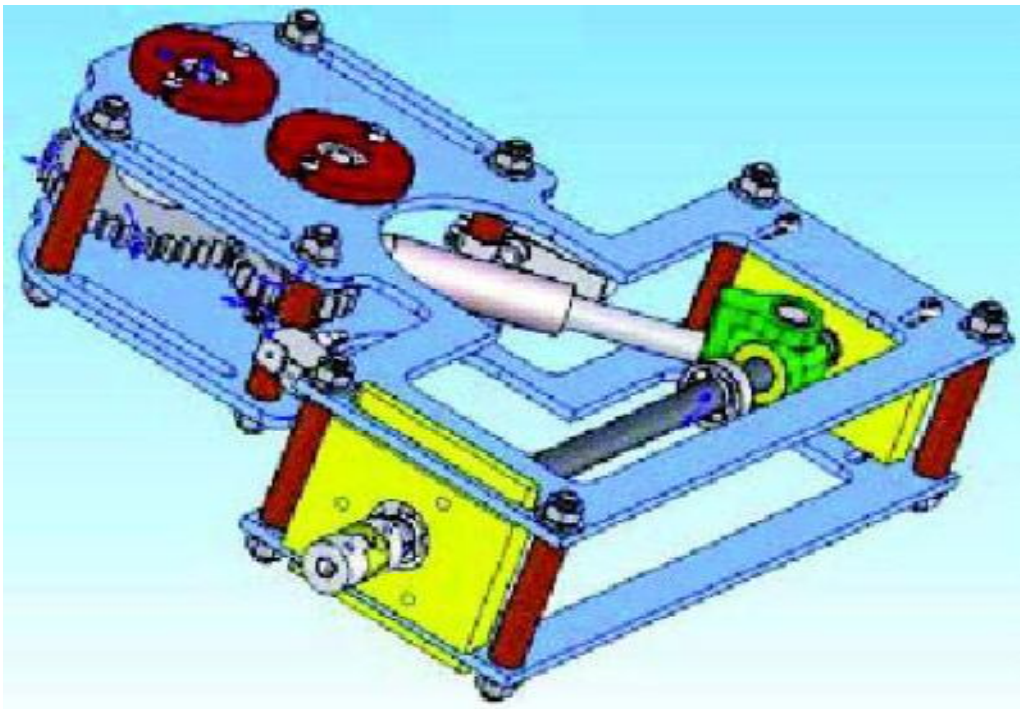


Fig.25 : Mécanisme de réduction du mouvement vertical

Le deuxième mécanisme utilisé pour l'entraînement en élévation est un vérin mécanique à base de vis écrou et buté double effet et combiné avec un mécanisme à biellettes articulées. Chaque bielle est liée à l'aide de rotules du côté vérin et du boîtier central (Fig.25). L'actionneur utilisé est un moteur courant continu.



Fig.26 : Mécanisme du mouvement horizontal

La commande automatique du système de poursuite solaire comprend les parties suivantes:

- L'unité de traitement des signaux des capteurs.
- L'unité de contrôle et décision.
- L'interface d'adaptation (circuit de puissance).
- La partie software.

➤ **Unité de traitement des signaux des capteurs :**

L'unité de traitement comprend le capteur optique et le circuit de conditionnement.

Les capteurs optiques : ce capteur est composé de quatre blocs. Chaque bloc est constitué de quatre photodiodes placées en parallèle C1, C2, C3 et C4 logées dans un boîtier parallélépipédique, dont les parois sont couvertes d'une couche noire mate, le côté supérieur de ce boîtier est recouvert d'une plaque de verre transparent (Fig.27).

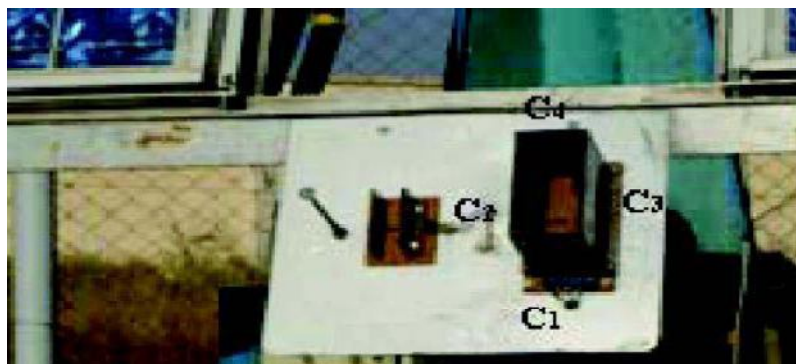


Fig.27 : Position des photodiodes

Le capteur est montré dans la partie inférieure de la structure porteuse du système. Les dimensions du boîtier d , D , et H sont choisies d'une façon à ce que le capteur soit sensible à la position du soleil. La distance d doit être supérieure à la distance D , du fait que l'angle de suivi du mouvement vertical est supérieur de l'angle de suivi du mouvement horizontal.

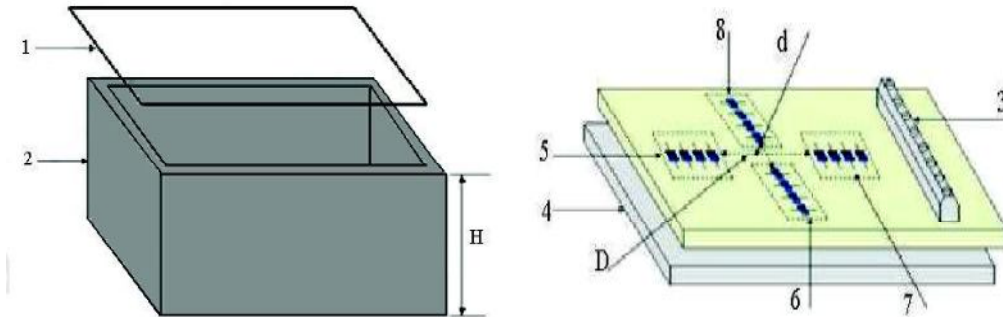


Fig.28: Conception du capteur optique

Les photodiodes sont en mode photovoltaïque (aucune source de polarisation externe n'est associée). Le courant qui les parcourt est pratiquement égal au courant d'origine photoélectrique, c'est le courant de court-circuit des photodiodes qui est proportionnel au flux incident.

Dans le cas d'un éclairage total, les photodiodes fournissent le même courant pour chaque bloc. Si l'une des rangées de photodiodes est partiellement éclairée ou non éclairée à cause de l'ombre du boîtier, le courant fourni par cette rangée va diminuer ou s'annuler. De ce principe, on peut déterminer le sens d'orientation du système qui se fait automatiquement suivant l'angle d'incidence du flux lumineux.

Si par exemple, on prend le cas de la figure 29, où l'ombre du boîtier couvre une partie du bloc C4, ce dernier va fournir un courant faible par rapport au courant fourni par le bloc opposé C1 (éclairé), le système doit être orienté vers le haut de telle manière à réduire l'angle d'inclinaison α du dispositif, cette orientation est assurée par le mécanisme d'entraînement horizontal.

Dans le cas où l'ombre du boîtier couvre une partie du bloc C2, ce dernier va fournir un courant faible par rapport au courant fourni par le bloc opposé C3 (éclairé), la commande génère le mouvement vertical autour de l'axe OZ, qui va orienter le dispositif vers la gauche.

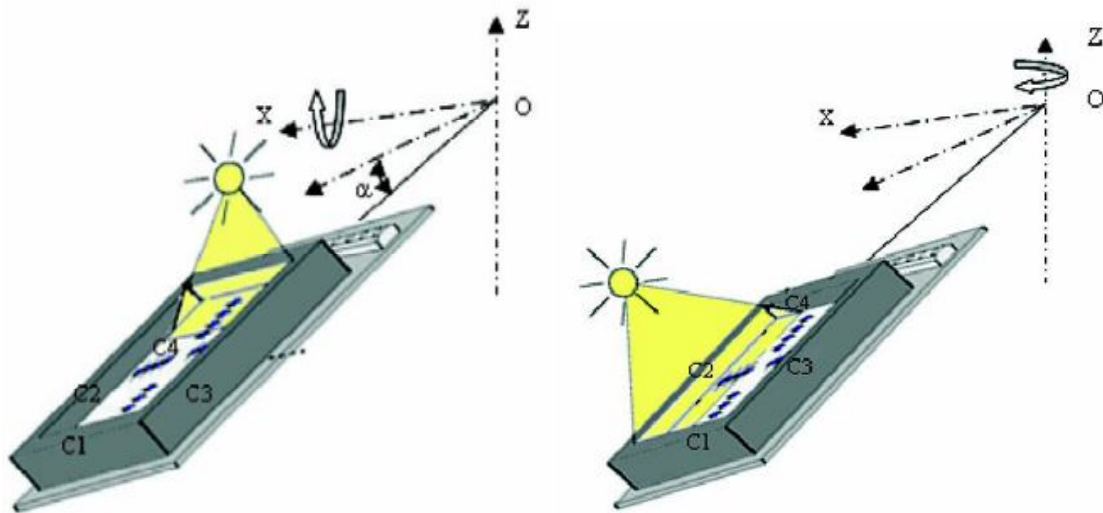


Fig.29 : Principe de fonctionnement du capteur pour le mouvement horizontal Fig.30 : Principe de fonctionnement du capteur pour le mouvement vertical

En effet, selon la position du soleil, on aura quatre possibilités d'orientation du système pour assurer une incidence perpendiculaire des rayons solaires sur le capteur optique.

La carte de conditionnement: La carte de conditionnement joue le rôle d'une interface entre le capteur solaire et le microcontrôleur. L'information du capteur (courant délivré), après le conditionnement, est transmise au microcontrôleur qui fonctionne avec le changement du niveau de tension (0V, 5V).

➤ **Unité de contrôle et décision :**

La commande du système est basée sur le microcontrôleur, exemple PIC16F84A, qui reçoit les informations du capteur issues de la carte de conditionnement via un multiplexeur et les informations issues des quatre fins de course. Ces informations sont traitées par le microcontrôleur afin de connaître la position du soleil. Il prend une décision et transmet des commandes aux deux moteurs (horizontal et vertical).

Le microcontrôleur PIC a une mémoire programmable dans laquelle sont enregistrées des instructions qui mettent en application les diverses fonctions employées pour le contrôle de la mise en fonctionnement de la poursuite automatique du système suivant la position du soleil. Le schéma synoptique de la carte réalisée est représenté sur la figure ci-dessous.

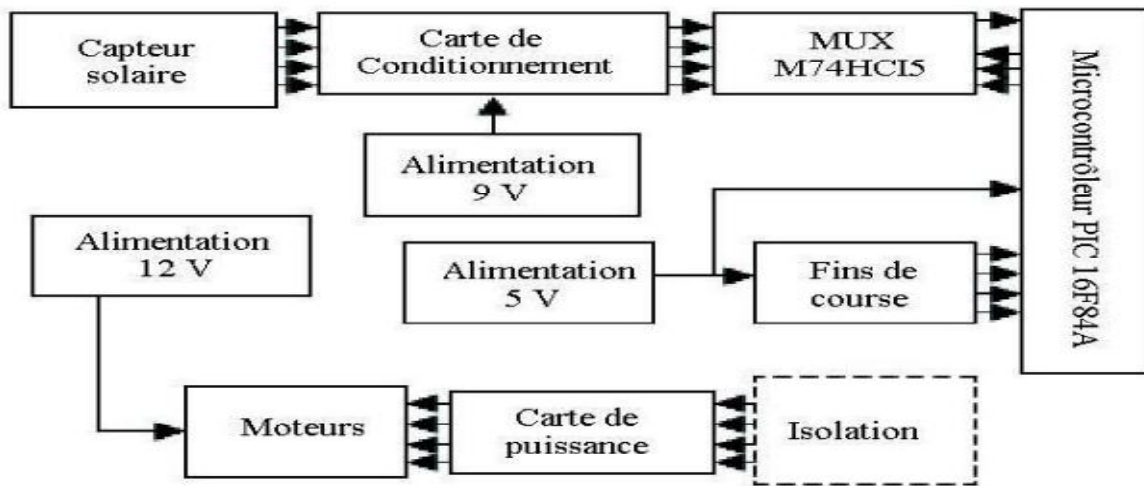
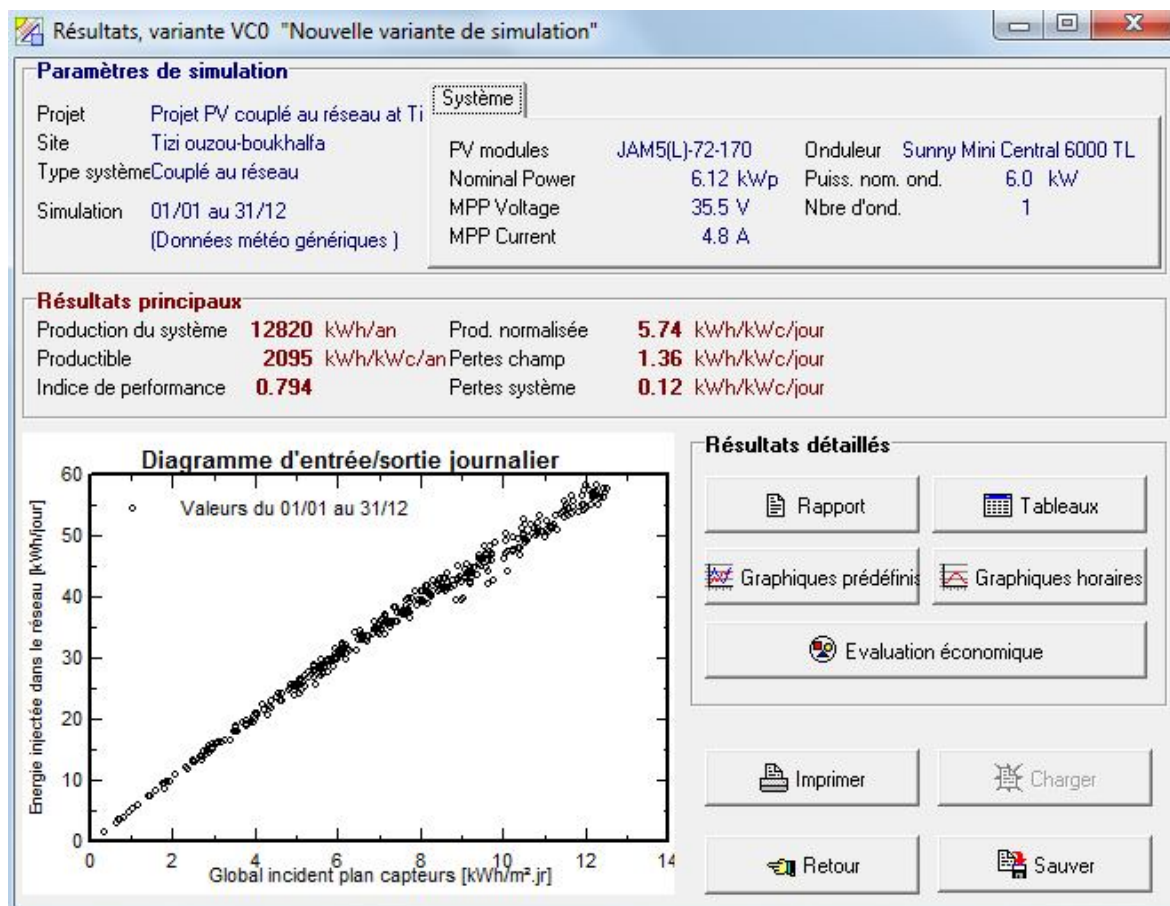


Fig.31 : Schéma synoptique de la carte de commande

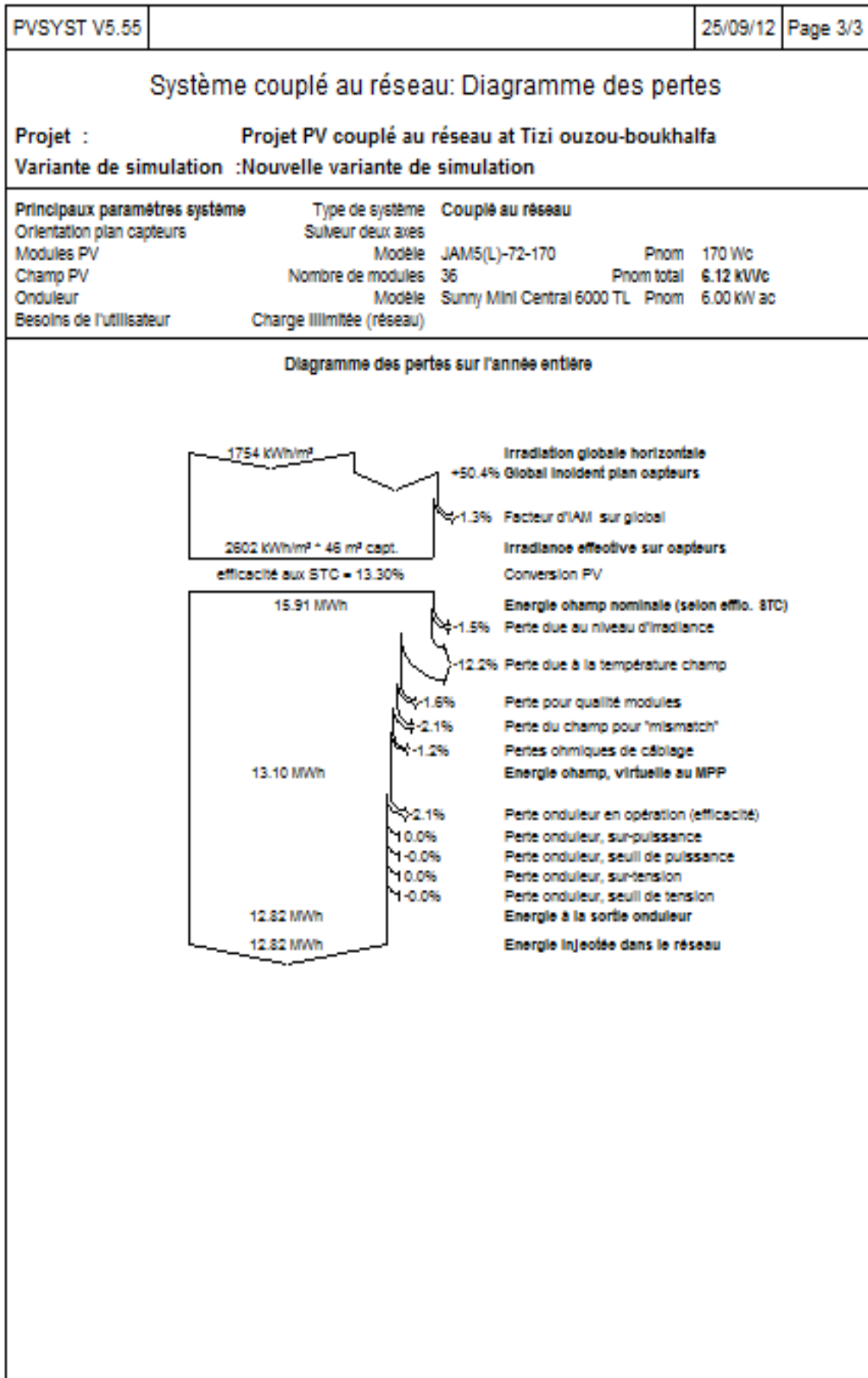
➤ **Carte software :**

Le logiciel de commande gérant le microcontrôleur est écrit en langage assembleur à l'aide d'un éditeur (Bigonoff), simulé par un émulateur (MPLAB) qui permet d'avoir un code hexadécimal à charger dans l'Eprom du microcontrôleur PIC.

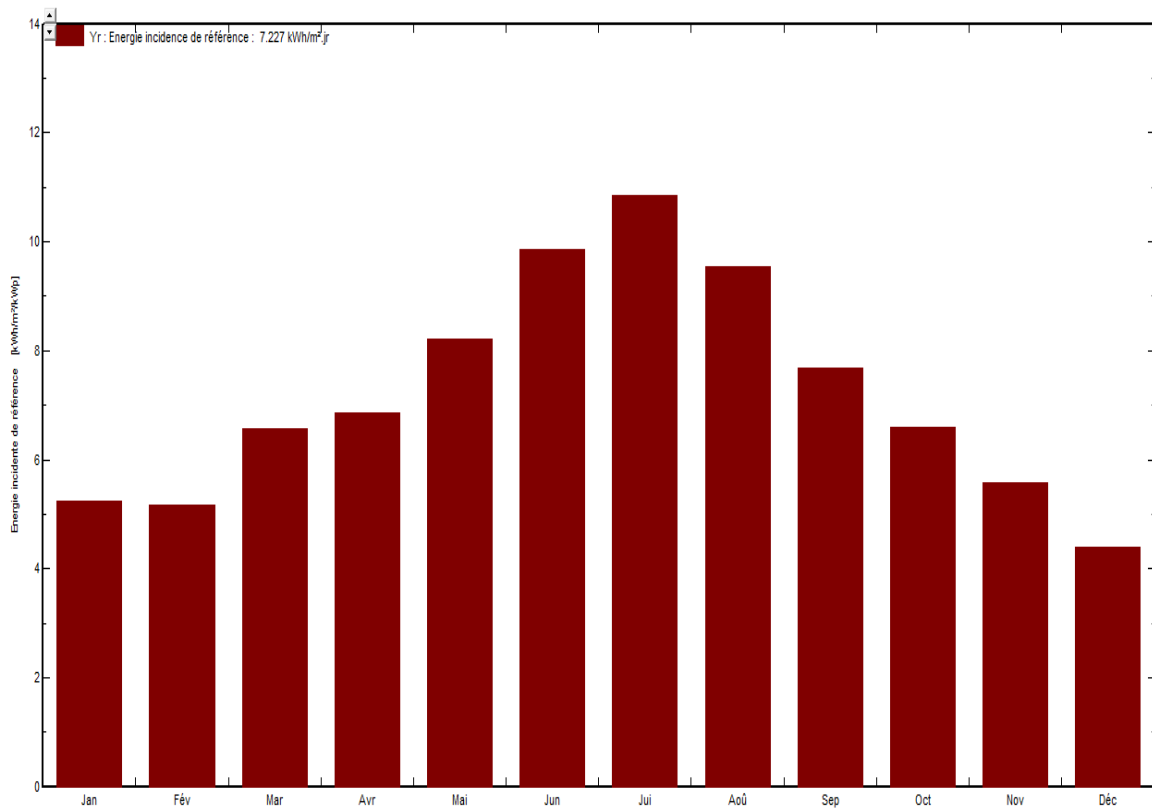
Résultats :



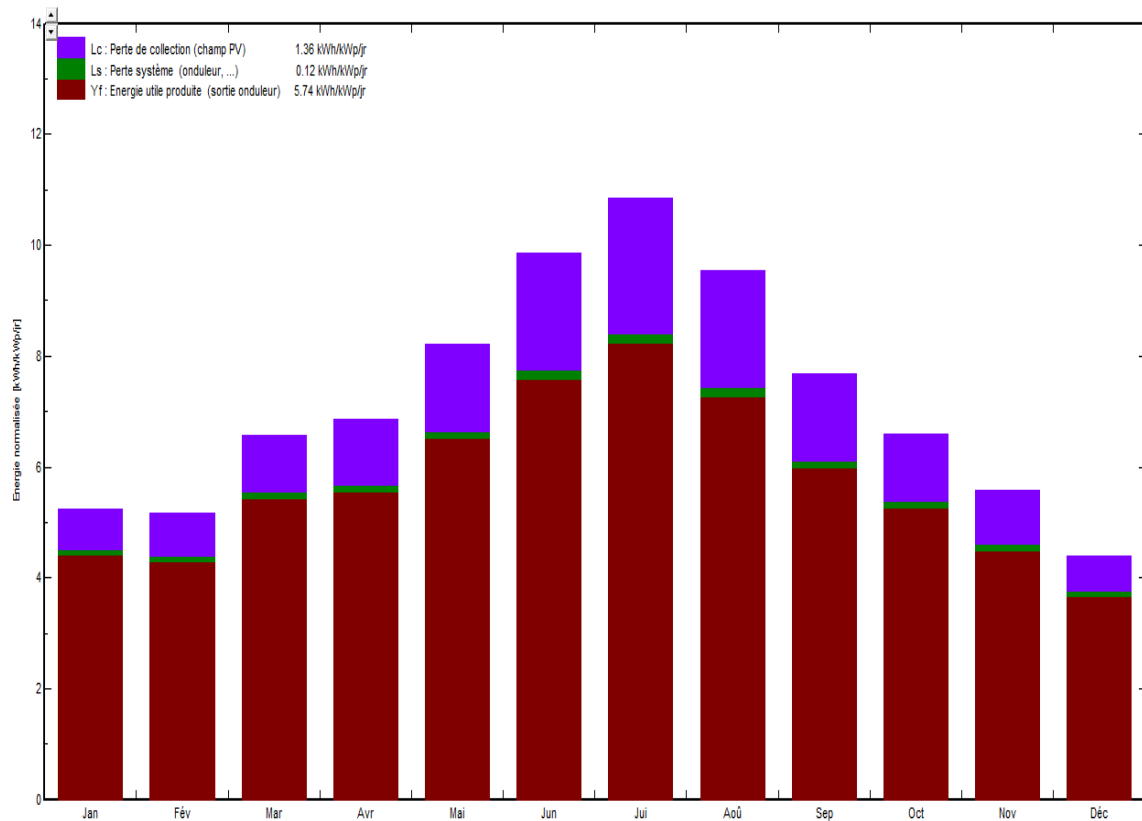
PVSYST V5.55		25/09/12	Page 1/3
Système couplé au réseau: Paramètres de simulation			
Projet :	Projet PV couplé au réseau at Tizi ouzou-boukhalfa		
Site géographique	Tizi ouzou-boukhalfa	Pays	Algeria
Situation	Latitude 36.7°N	Longitude	4.1°E
Temps défini comme	Temps légal Fus. horaire TU+1	Altitude	155 m
	Albédo 0.20		
Données météo :	Tizi ouzou-boukhalfa, Données horaires synthétiques		
Variante de simulation : Nouvelle variante de simulation			
	Date de la simulation	25/09/12 à 10h58	
Paramètres de simulation			
Plan suiveur, deux axes	Inclin. minimum 0°	Inclin. maximale	80°
Limites de course	Azimet minimum -90°	Azimet maximum	90°
Horizon	Pas d'horizon		
Ombrages proches	Sans ombrages		
Caractéristiques du champ de capteurs			
Module PV	Si-mono	Modèle JAM5(L)-72-170	
		Fabricant JA Solar	
Nombre de modules PV	En série	12 modules	En parallèle 3 chaînes
Nombre total de modules PV	Nbre modules	36	Puissance unitaire 170 Wc
Puissance globale du champ	Nominale (STC)	6.12 kWc	Aux cond. de fonct. 5.44 kWc (50°C)
Caractéristiques de fonct. du champ (50°C)	U mpp	381 V	I mpp 14 A
Surface totale	Surface modules	46.0 m²	Surface cellule 39.5 m²
Onduleur		Modèle Sunny Mini Central 6000 TL	
		Fabricant SMA	
Caractéristiques	Tension de fonctionnement	333-500 V	Puissance unitaire 6.00 kW AC
Facteurs de perte du champ PV			
Fact. de pertes thermiques	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (vent) 0.0 W/m²K / m/s
-> Tempér. de fonct. nominale (G=800 W/m², Tamb=20°C, Vent=1m/s.)			NOCT 56 °C
Perte ohmique de câblage	Rés. globale champ	445 mOhm	Frac. pertes 1.5 % aux STC
Perte de qualité module			Frac. pertes 1.5 %
Perte de "mismatch" modules			Frac. pertes 2.0 % au MPP
Effet d'incidence, paramétrisation ASHRAE	IAM = 1 - bo (1/cos i - 1)		Paramètre bo 0.05
Besoins de l'utilisateur :	Charge illimitée (réseau)		



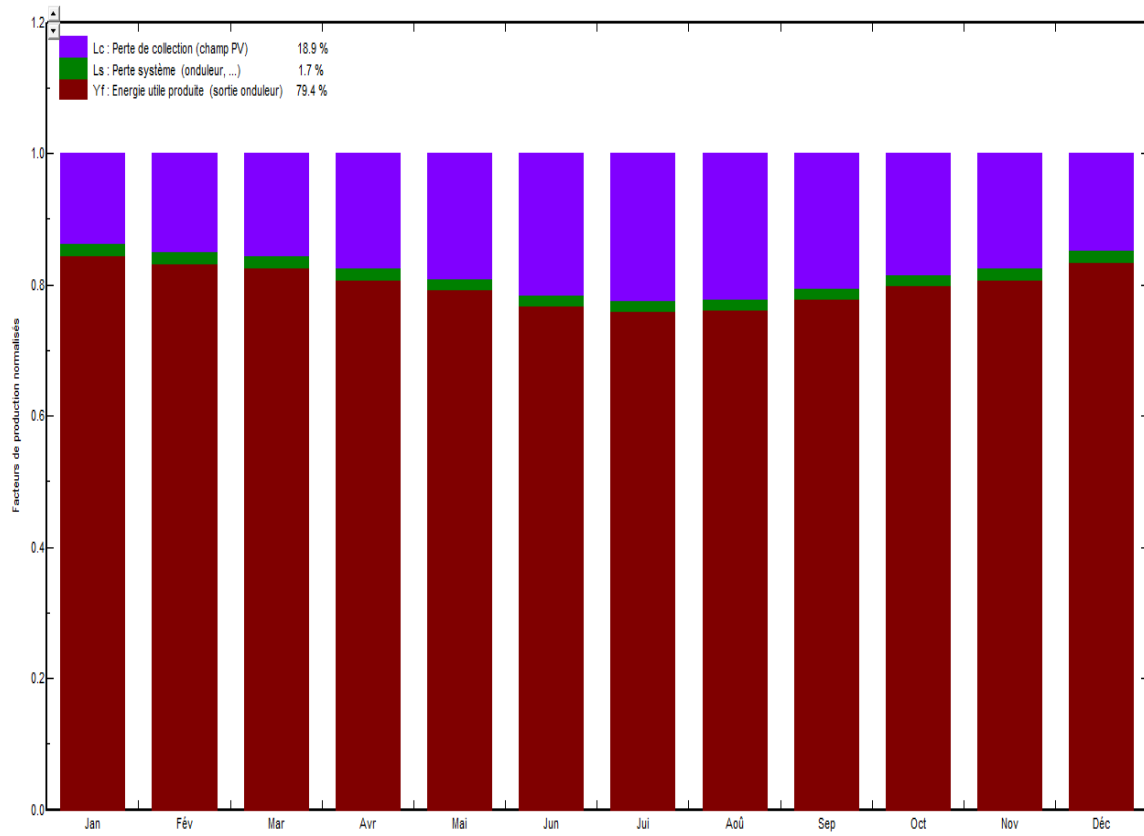
Energie incidente de référence dans le plan capteurs



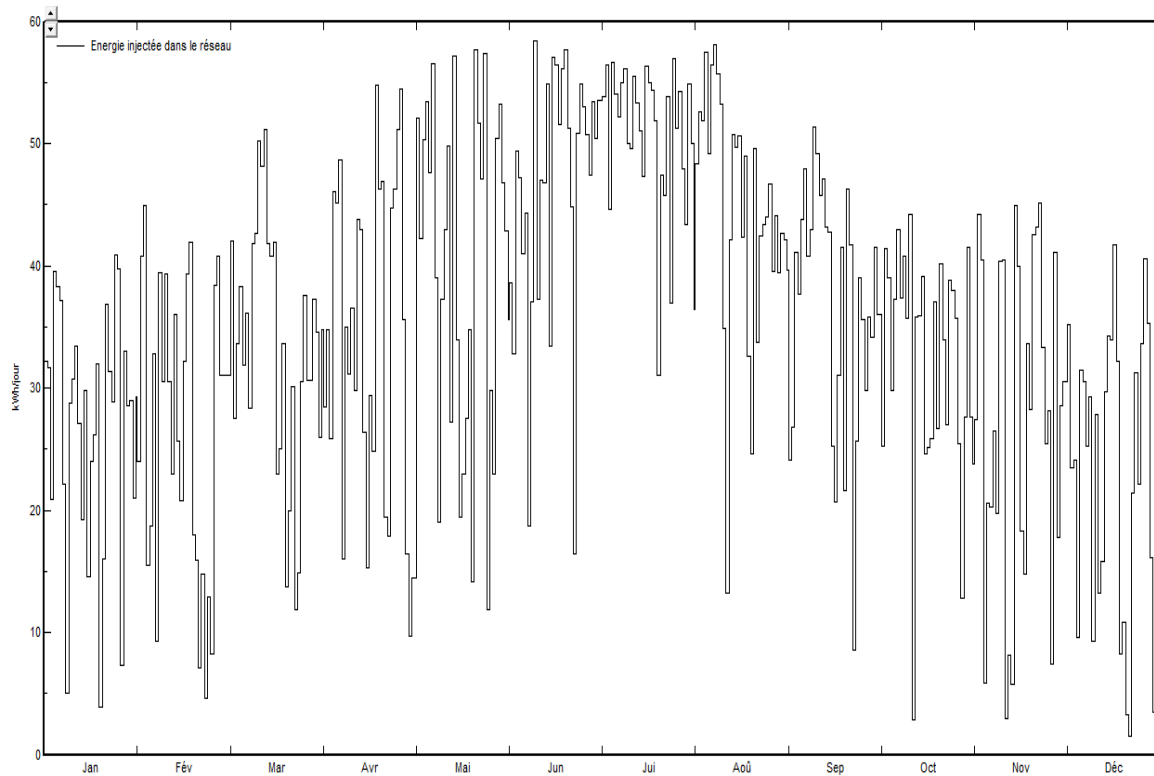
Productions normalisées (par kWp installé): Puissance nominale 6.12 kWc



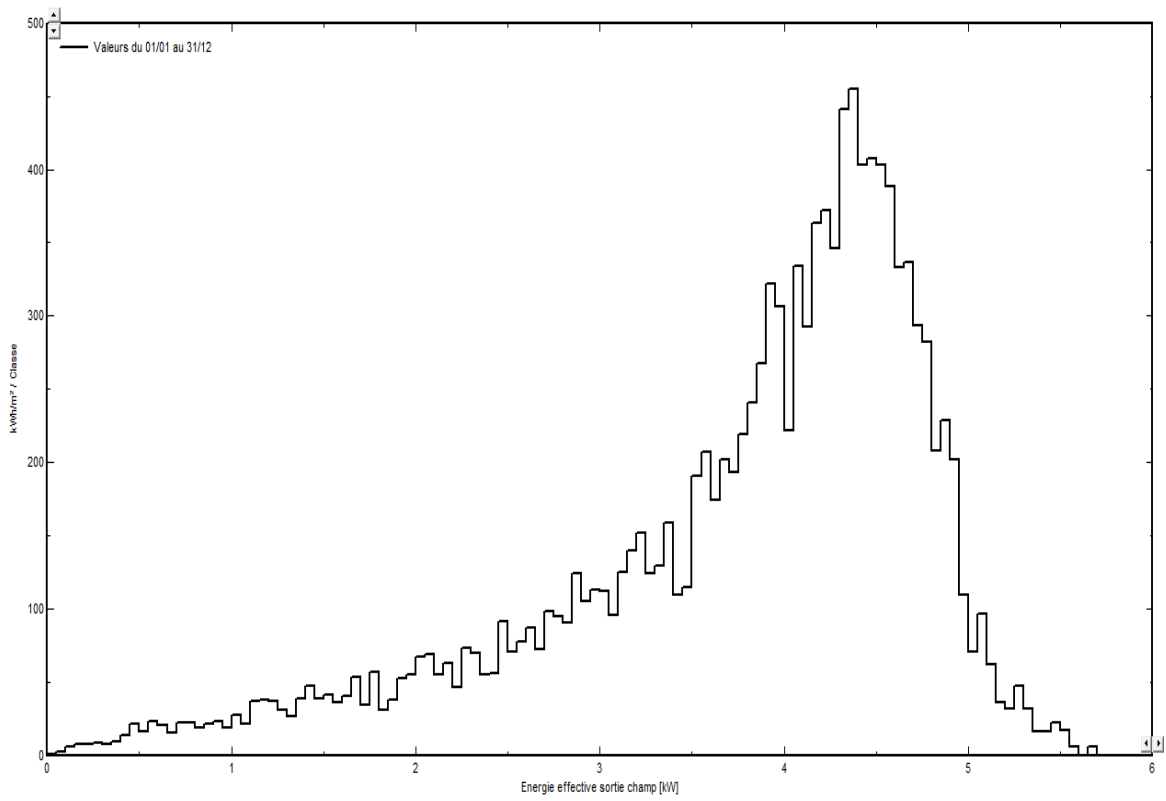
Facteurs normalisés de production et de pertes: Puissance nominale 6.12 kWc



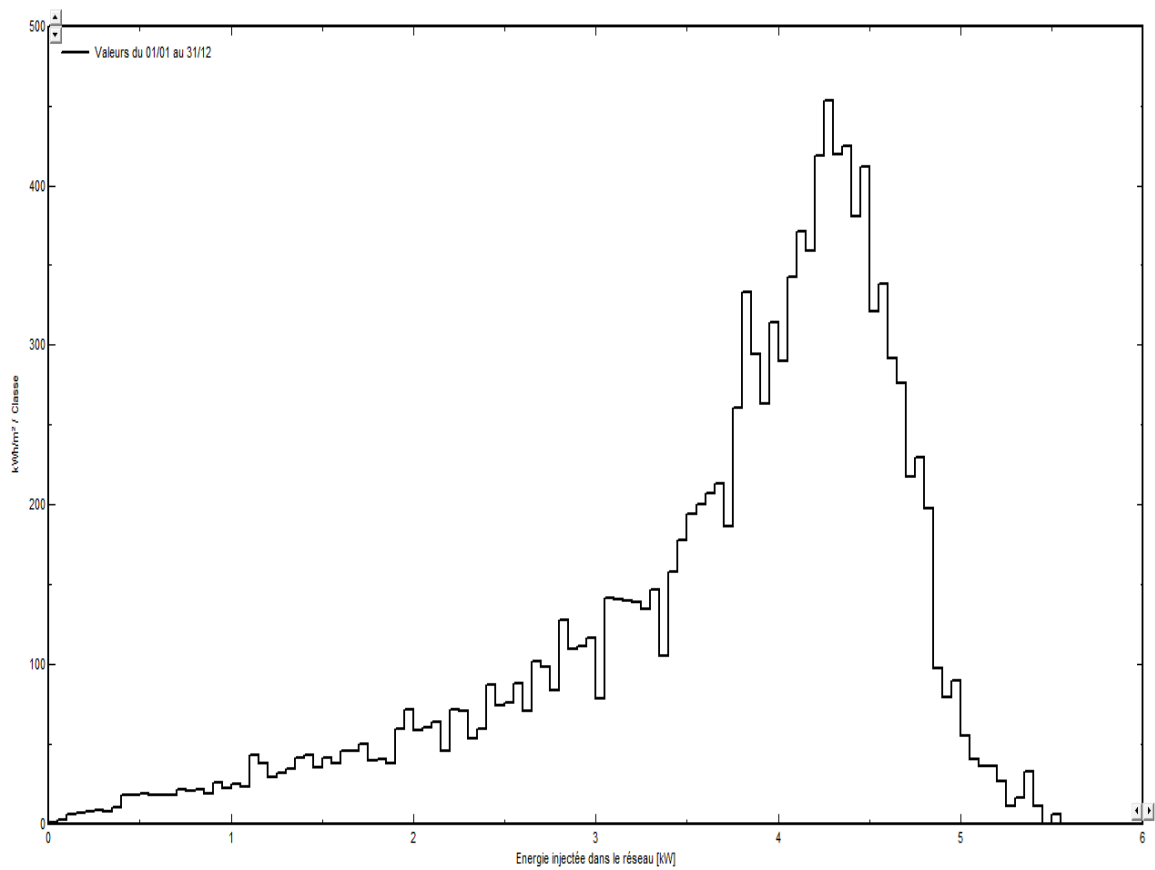
Energie journalière à la sortie du système



Distribution de la puissance du champ



Distribution de la puissance de sortie système



Nouvelle variante de simulation**Bilans et résultats principaux**

	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	EffArrR %	EffSysR %
Janvier	77.0	9.90	162.4	160.6	857	839	11.49	11.24
Février	86.0	10.70	144.6	142.6	753	737	11.34	11.09
Mars	136.0	13.50	203.8	200.8	1053	1031	11.25	11.01
Avril	157.0	15.70	205.9	202.3	1041	1019	11.00	10.77
Mai	194.0	19.10	254.6	250.8	1262	1235	10.79	10.56
Juin	225.0	23.20	295.9	291.7	1423	1393	10.46	10.24
Juillet	242.0	25.80	336.4	332.5	1597	1564	10.33	10.11
Août	209.0	26.20	295.7	291.9	1410	1380	10.38	10.16
Septembre	156.0	23.00	230.4	227.4	1123	1099	10.60	10.38
Octobre	121.0	20.00	204.5	201.9	1021	1000	10.87	10.64
Novembre	84.0	14.60	167.1	165.2	844	826	10.99	10.75
Décembre	67.0	11.50	136.4	134.6	713	697	11.37	11.12
Année	1754.0	17.81	2637.7	2602.4	13099	12820	10.81	10.57

Nouvelle variante de simulation**Météo et Energie incidente**

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T Amb °C	WindVel m/s	GlobInc kWh/m ²	DifSInc kWh/m ²	Alb Inc kWh/m ²	DifS/GI
Janvier	77.0	30.00	9.90	2.1	162.4	36.51	4.322	0.225
Février	86.0	39.99	10.70	1.5	144.6	42.83	4.117	0.296
Mars	136.0	61.01	13.50	1.1	203.8	64.76	5.072	0.318
Avril	157.0	77.00	15.70	0.8	205.9	78.40	4.511	0.381
Mai	194.0	76.99	19.10	1.0	254.6	80.46	4.699	0.316
Juin	225.0	80.01	23.20	1.3	295.9	86.88	5.114	0.294
Juillet	242.0	66.99	25.80	1.8	336.4	77.72	5.697	0.231
Août	209.0	71.01	26.20	1.3	295.7	80.38	5.633	0.272
Septembre	156.0	59.00	23.00	1.4	230.4	64.82	5.218	0.281
Octobre	121.0	47.00	20.00	1.0	204.5	54.11	5.266	0.265
Novembre	84.0	34.00	14.60	0.9	167.1	40.11	4.547	0.240
Décembre	67.0	32.01	11.50	1.0	136.4	37.42	3.965	0.274
Année	1754.0	675.02	17.81	1.3	2637.7	744.40	58.162	0.282

Nouvelle variante de simulation

Détail des pertes système

	ModQual	MisLoss	OhmLoss	EArrMPP	InvLoss
	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
Janvier	14.15	18.58	9.41	857	18.54
Février	12.45	16.35	8.23	753	16.37
Mars	17.41	22.86	11.66	1053	22.51
Avril	17.22	22.61	11.99	1041	22.44
Mai	20.86	27.40	15.78	1262	26.88
Juin	23.50	30.87	19.83	1423	30.08
Juillet	26.37	34.64	23.44	1597	33.61
Août	23.33	30.64	19.55	1411	30.40
Septembre	18.57	24.39	14.57	1123	23.70
Octobre	16.90	22.19	12.31	1021	21.66
Novembre	13.91	18.27	10.92	844	18.35
Décembre	11.77	15.46	7.81	713	15.75
Année	216.44	284.27	165.49	13100	280.30

Nouvelle variante de simulation

Détail des pertes onduleur

	EOutInv	EffInvR	InvLoss	IL Oper	IL Pmin	IL Pmax	IL Vmin	IL Vmax
	kWh	%	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
Janvier	839	97.8	18.54	18.50	0.035	0.000	0.000	0.000
Février	737	97.8	16.37	16.37	0.000	0.000	0.000	0.000
Mars	1031	97.9	22.51	22.51	0.000	0.000	0.000	0.000
Avril	1019	97.8	22.44	22.44	0.000	0.000	0.000	0.000
Mai	1235	97.9	26.88	26.88	0.000	0.000	0.000	0.000
Juin	1393	97.9	30.08	30.00	0.033	0.000	0.044	0.000
Juillet	1564	97.9	33.61	33.45	0.000	0.000	0.161	0.000
Août	1380	97.9	30.40	29.61	0.000	0.000	0.785	0.000
Septembre	1099	97.9	23.70	23.70	0.000	0.000	0.000	0.000
Octobre	1000	97.9	21.66	21.63	0.033	0.000	0.000	0.000
Novembre	826	97.8	18.35	18.35	0.000	0.000	0.000	0.000
Décembre	697	97.8	15.75	15.75	0.000	0.000	-0.000	0.000
Année	12820	97.9	280.30	279.20	0.101	0.000	0.991	0.000

Nouvelle variante de simulation
Utilisation de l'Energie et Besoins de l'utilisateur

	E_Grid kWh
Janvier	839
Février	737
Mars	1031
Avril	1019
Mai	1235
Juin	1393
Juillet	1564
Août	1380
Septembre	1099
Octobre	1000
Novembre	826
Décembre	697
Année	12820

VII.4- Discussions des résultats expérimentaux :

Les séries de test qui ont été effectuées sur le site du projet, afin d'évaluer l'efficacité des systèmes, une étude comparative de l'énergie solaire collectée, entre les différents types et un système fixe orienté vers le sud et incliné de 30° par rapport à l'horizontale. Il est à noter que 60 minutes sont respectivement les pas de temps de mesure des paramètres météorologiques et radiométriques pour le site.

La première étude a été faite pour un plan fixe ou nous avons obtenu une production annuelle de **9445kwh/an** que nous allons prendre comme valeur de référence pour la comparer avec les différents types d'installation.

La deuxième étude a été consacrée pour les différents types de suiveurs solaires :

Le suiveur saisonnier où nous avons changé l'inclinaison du panneau pour les deux périodes de l'année, on a atteint une production de **9883kwh/an** soit une augmentation de **4.63%** par rapport au système fixe.

Le suiveur à axe vertical qui suit la trajectoire du soleil d'est à l'ouest, pour une inclinaison de 50° a donné une production annuelle de **12345kwh/an** soit une augmentation de **30.7%** par rapport au système fixe.

Le suiveur a axe horizontal, orienté plein sud, pour une inclinaison qui varié entre 0° et 80° nous a donné une production annuelle de **10087kwh/an** soit une augmentation de **6.79%** par rapport au système fixe.

Le suiveur à deux axes, balaie les quatre points cardinaux a la recherche d'un meilleur ensoleillement possible pour des journées claires, des journées partiellement claires et des journées couvertes durant toute l'année. La production de ce dernier est de **12820kwh/an** soit une augmentation de **35.7%** par rapport au système fixe.

VIII – Avantages et inconvénients des systèmes PV:

Tout système de production présente des avantages et des inconvénients qu'il faut prendre en considération, afin d'évaluer les futures contraintes qu'on pourra rencontrés pendant et après installation, tel que le facteur économique qui a une place importante lors de la réalisation d'un projet. Une bonne étude sur le dimensionnement du système permet de réduire le cout d'investissement pour le même rendement, afin d'avoir le meilleur rapport qualité/prix.

Notre époque exige la réduction de l'effet de serre. Les systèmes PV répondent a cette exigence, ce qui pousse beaucoup de pays à subventionner les entreprises afin d'encourager le développement de cette nouvelle technologie.

Pour ce genre de système, on note les avantages et les inconvenants représentés dans le tableau ci-dessous :

Avantages	Inconvénients
<ul style="list-style-type: none"> • Le soleil est une source d'énergie propre et renouvelable, qui ne produit ni le gaz ni les déchets toxiques par son utilisation. • L'énergie solaire est inépuisable, contrairement aux énergies fossiles comme le charbon ou le pétrole qui sont pourtant encore plus utilisés que le solaire. • Le processus photovoltaïque est complètement à semi-conducteurs aucun 	<ul style="list-style-type: none"> • Rayonnement du soleil: l'intensité du rayonnement du soleil en un jour, change et flotte. L'irradiation commence autour de 6 heures et augmente à la valeur maximale à 12 AM après que 11 AM, l'irradiation flotte parce que le ciel est plus tardif, nuageux et pluvieux. Ensuite l'intensité d'ensoleillement diminue graduellement. Autour 18 h l'ensoleillement est nulle. ainsi

<p>matériau n'est consommé ou émis.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Pour les endroits isolés ou les petites installations, rien de tel que les panneaux solaires pour les rendre autonomes. • ils ne font pas de pollution, sans émissions ou odeurs discernables et pas de pollution sonore. • Ils sont des systèmes autonomes qui actionnent sûrement sans surveillance pendant de longues périodes. • ils peuvent être combinés avec d'autres sources d'énergie pour augmenter la fiabilité de système. • Ils peuvent évoluer dans le temps selon l'accroissement des besoins et les moyens financiers car il s'agit d'un système modulaire applicable pour des petites unités a plusieurs centaines de KW. • Ces systèmes offres une grande fiabilité. Leur maintenance n'exige pas de formation de base. Par conséquent, son cout se trouve réduit et ils s'usent peu puisque ils ne comportent pas de pièces tournantes. 	<p>l'exécution du système photovoltaïque dépend de l'intensité d'ensoleillement.</p> <ul style="list-style-type: none"> • le rendement de la cellule solaire est relativement bas, 15 % pour le silicium monocristalin et 12 % pour le silicium poly-cristal. En conséquence, pour obtenir la grande capacité du générateur solaire un grand nombre de modules doivent être installés. • La cellule PV reste tout de même une nouvelle technologie qui ne peut être a la porté de toute les bourses a cause de son prix élevé. • L'énergie solaire n'est pas compétitive lorsqu'il s'agit de production importante d'énergie. En effet, certaines énergies comme le nucléaire sont beaucoup plus rentables financièrement. Tous les besoins énergétiques mondiaux ne peuvent donc pas être fournis par l'énergie solaire. • Un panneau solaire a une durée de vie de 25 ans environ, au-delà, les rendements diminuent rapidement. De plus, il faut 3 ans au panneau pour produire l'énergie qui a été utilisée pour sa construction. • La taille des installations : il faut en effet de grandes superficies de panneaux solaires pour produire de l'énergie.
---	---

Les différentes centrales PV (fixes et suiveurs) présentent des avantages et des inconvénients dus à leurs mises en œuvre.

	Avantages	inconvénients
Fixes	<ul style="list-style-type: none"> • Investissement moins couteux. • La pose de la structure est très simple et peut se faire sur les toits, les façades des bâtiments et sur des surfaces inclinées ce qui facilite son emplacement. • Peuvent être installées dans différent reliefs (déserts, littorales, ...) 	<ul style="list-style-type: none"> • Rendement inferieur ce qui rend l'investissement long a amortir (8ans en moyenne).
Suiveurs	<ul style="list-style-type: none"> • L'augmentation des performances est supérieur ce qui augmente le rendement de 6 à 36% selon le type de suiveur. • La rentabilité financière étant directement liée à la productivité énergétique, un suiveur maximise votre investissement. Une telle installation n'est pas une source d'économie mais bien un revenu supplémentaire. • Pour qu'un système photovoltaïque soit productif, il faut qu'il soit installé avec une orientation SUD et selon une pente idéale par rapport à l'horizontale. De très nombreux bâtiments ne permettent pas ce positionnement. • La surface du parc solaire est réduite tout en gardant le même potentiel. 	<ul style="list-style-type: none"> • Il est déconseillé de les installer dans des endroits poussiéreux et la où le vent dépasse 140 Km/h. • Les pièces tournantes exigent un entretien au moins une fois par an. • Le cout d'investissement est relativement important.

VIII - Conclusion :

D'après les résultats obtenus, l'intérêt de la poursuite apparaît dans tous types de système. Ainsi, l'utilisation d'un tel mécanisme permet donc, selon la saison et le site considéré, de récupérer en moyenne 30 % d'énergie supplémentaire par rapport aux systèmes fixes, inclinés suivant un angle optimal et orienté plein sud. Ce qui nous permet également de récupérer en moyenne 40 % d'énergie supplémentaire par rapport à un plan horizontal fixe, particulièrement en période hivernale là où la hauteur du soleil est faible.

Dans un cas pratique avant de prendre une décision d'introduire le mécanisme de poursuite, il est très important d'établir une étude statistique à long terme et à travers laquelle on détermine le nombre de jours durant lesquels l'utilisation de tel système devient intéressante et bénéfique.

Chapitre 4

Normes de sécurités

I- Introduction :

L'objet de ce chapitre est de préciser les spécifications techniques des installations photovoltaïques raccordées au réseau à l'usage des concepteurs et des installateurs.

Nous allons traiter essentiellement les spécifications relatives à la protection des personnes et des biens pour les générateurs photovoltaïques quelque soit le niveau de puissance. Toute fois, il n'est traité que le raccordement des installations au réseau BT.

Les principes de conception énergétique et d'intégration des générateurs photovoltaïques, sont déterminés par les conditions établis dans les cahiers de charges, il faut donc faire un bilan énergétique afin de dimensionner la centrale pour produire la quantité d'énergie voulue avec un coût minime, car les installations pour les énergies renouvelables sont très chères.

II- Dimensionnement :

Le dimensionnement d'un générateur n'est pas une tâche aisée, étant donnée la nature aléatoire de l'éclairement solaire pour un site donné, l'effet d'horizon (masque), la réflexion due à l'albédo du lieu et l'orientation de la surface du générateur (qui dépend de l'azimut et de l'inclinaison).

Les utilisateurs accepteraient donc difficilement de ne pouvoir disposer d'énergie en un moment donné. Il en est supposé que ces derniers exigent une satisfaction totale de tous leurs besoins à chaque instant de la journée.

Les panneaux solaires, vu leur rendement qui se situe actuellement en moyenne entre 12% et 15%, ont une capacité nominale d'environ 125Wc/m². Si le temps est nuageux, la puissance est alors inférieure à la capacité nominale.

Les méthodes de dimensionnement décrites dans la littérature sont approximatives pour différentes raisons citées ci-dessus. Il est donc d'usage d'utiliser les méthodes de dimensionnement simplifiées.

Les deux critères importants du dimensionnement optimal sont :

- La satisfaction d'une condition sur le comportement énergétique du système en termes d'autonomie ou de déficit autorisé, en effet l'utilisateur a la possibilité de définir au départ l'autonomie du système ou la satisfaction d'un certain taux de couverture pour la période la plus défavorable.

- L'équilibre du couple générateur/stockage.

La méthode que nous allons utilisée se base sur le principe de la balance énergétique et sur le concept du **PSH**.

II-1 Concept de l'équivalent 'Peak Solar Hours'(PSH) [14]:

L'équivalent 'Peak Solar Hours' ou PSH est défini comme la durée d'un jour équivalent pour lequel l'éclairement est aux conditions standard à savoir 1000W/m^2 à une température de 25°C .

Autrement dit (qui est l'intégrale de l'éclairement sur une journée) est le même qu'un jour entier équivalent de soleil (Sun Equivalent Day) et sera défini comme un jour réel.

Si $f(t)$ est le profil de l'éclairement d'un jour donné, nous pourrions alors écrire que l'éclairement total émis pendant un jour équivalent et par définition de 1kW/m^2 durant un temps d'une durée d' 1 PSH heures:

$$\int_{\text{jour}} f(t)dt = 1\text{PSH} \quad (18)$$

Comme on peut le constater, puisque l'unité de l'éclairement est le kW/m^2 , la valeur numérique de l'énergie irradiée par le soleil dans une journée est égale à la valeur numérique du paramètre PSH.

On note une valeur de $6\text{kWh/m}^2/\text{jour}$ et d'après l'équation précédente, nous pouvons tirer la valeur de PSH qui est de 6heures. D'après cette définition, nous aurons 6 heures d'ensoleillement à 1kW/m^2 dans la journée.

Etant donné que le PSH est indépendant de la valeur initial et la valeur finale du temps, pour déterminer le jour équivalent soleil, nous pourrions choisir par exemple comme heure initiale du jour équivalent 11h et 17h l'heure finale.

L'utilité de PSH provient du fait que les informations techniques usuellement données par les fabricants sont les caractéristiques aux conditions standard des modules PV. Bien qu'il soit possible de faire la conversion aux conditions d'éclairement et de température réel, afin d'évaluer l'énergie injectée d'un générateur PV donné, le concept de PSH nous permet de travailler aux conditions standards à condition de disposer de la longueur d'un jour équivalent d'ensoleillement.

Nous faisons bien sur une approximation sur l'estimation de l'énergie produite par le générateur due au fait que l'on ne tien pas compte de l'effet de la température.

II.2- Balance énergétique [14]:

La balance énergétique d'une centrale photovoltaïque (CP) est obtenue lorsque l'énergie consommée pendant une période du temps donnée est égale à l'énergie générée par le système PV durant la même période de temps.

Soit $P_{max,Gr}$ la puissance nominale de sortie du générateur photovoltaïque aux conditions standards.

Soit L l'énergie électrique continue générée à la sortie du champ PV durant une période de temps correspondant à la durée de PSH.

La balance énergétique utilisant le PSH s'écrira alors de la manière suivante :

$$L = P_{max,Gr} \cdot PSH \quad (19)$$

En considérant que V_{mGr} et I_{mGr} sont respectivement la tension et le courant du point de puissance maximale du générateur aux conditions standard, on peut écrire :

$$P_{max,Gr} = V_{mGr} \cdot I_{mGr} \quad (20)$$

Si le générateur comprend N_s modules en série et N_p modules en parallèle, l'équation précédente pourra alors s'écrire en considérant que V_{mMr} et I_{mMr} sont, respectivement, la tension et le courant du point de puissance maximale du module aux conditions standards :

$$N_s \cdot V_{mMr} \cdot N_p \cdot I_{mMr} \cdot (PSH) = L \quad (21)$$

Soit P_{DC_crete} la puissance continue crête du système PV qui s'écrira ainsi:

$$P_{DC_crete} = N_s \cdot N_p \cdot V_{mMr} \cdot I_{mMr} \quad (22)$$

Connaissant la valeur de PSH d'un lieu donné ou le système PV est installé et la valeur de l'énergie produite que l'on désire consommer pendant une période voulue, on pourra déterminer la taille du générateur qui sera donnée par le nombre de module en série et de branche en parallèle.

La première étape de ce dimensionnement est la détermination de la taille de l'onduleur qui peut être obtenu en tenant compte de sa puissance nominal P_{nom} de sortie.

Aux conditions standards d'éclairage, on peut considérer que la puissance AC de sortie de l'onduleur correspond à sa puissance crête qui est plus petite que sa puissance nominale.

Si P_{Ac_crete} est la puissance de sortie crête de l'onduleur, le rendement de l'onduleur pourra s'écrire :

$$\eta = \frac{P_{Ac_crete}}{P_{DC_crete}} \quad (23)$$

L'équation précédente devient :

$$N_s \cdot V_{mMr} \cdot N_p \cdot I_{mMr} = \frac{P_{AC_crete}}{\eta} \quad (24)$$

De plus, le courant I_{mMr} devrait être inférieur ou au moins égale au courant maximum d'entrée de l'onduleur I_{max} , le nombre de branches de modules en parallèle pourra s'écrire :

$$N_p = \frac{I_{max}}{I_{mMr}} \quad (25)$$

Finalement le nombre de modules en série et la surface totale du générateur 'S' sont donnés par les équations suivantes :

$$N_s = \frac{P_{AC_crete}}{\eta V_{mMr} \cdot N_p \cdot I_{mMr}} \quad (26)$$

Et

$$S = N_p \cdot N_s \cdot S_M \quad (27)$$

Avec S_M étant la surface d'un module.

En utilisant une fiche technique d'un module PV, et en remplaçant dans les équations précédentes, on trouve le nombre de panneaux en série et en parallèle.

II-3 Calcul de l'angle d'orientation du générateur [14]:

En fonction de certains paramètres connus propre au site sur lequel sera implanté le générateur PV, il sera possible de calculer l'angle optimal d'inclinaison du générateur.

Parmi ces paramètres, l'éclairement global sur une surface horizontale et la latitude du lieu caractérisent respectivement l'intensité de l'éclairement solaire reçue en ce lieu et sa position géographique.

Il existe cependant de nombreuses méthodes et outils de calcul dont les résultats ne sont autres qu'une estimation de l'angle d'inclinaison du capteur car la résolution des équations mathématiques décrivant les différents modèles de l'éclairement solaire donne des solutions approximatives.

Pour plus de simplicité nous proposons d'utiliser les deux formules (28) et (29) qui résument assez bien toutes les formules proposées dans la littérature.

L'éclairement annuelle Φ_a sur une surface orientée de façon optimale s'écrit:

$$\Phi_a(\beta_{opt}) = \Phi_a(0) / [1 - 4,46 \times 10^{-4} \beta_{opt} - 1,19 \beta_{opt}^2] \quad (28)$$

$\Phi_a(0)$ étant l'éclairement global sur une surface horizontale

β_{opt} est donnée par la formule suivante :

$$\beta_{opt} = 3,7 + 0,69 \varphi \quad (29)$$

Où

β_{opt} est l'angle optimal d'inclinaison du générateur exprimé en degré.

φ est la latitude du lieu exprimé en degré Celsius.

III- Recommandations :

- Afin de limiter la baisse de production, une ventilation adaptée des modules par l'arrière doit être prévue pour éviter l'augmentation de la température durant les mois les plus ensoleillés et souvent les plus chauds. Sur des systèmes intègres, le maintien de la ventilation devient plus délicat.

- Il arrive qu'une cellule soit occultée (présence d'une feuille morte, ombre, etc.) : dans ces conditions, elle ne peut délivrer qu'un courant limite. Elle fonctionne donc inversement aux autres cellules non occultées du module qui délivrent un courant supérieur à ce courant limite. En fonctionnant ainsi, un échauffement de la cellule (appelé *hot spot*) se produit : il peut provoquer des dégâts irréversibles (détérioration des contacts, de la couche antireflet et, etc.) visibles à l'œil nu (apparition d'une couleur brune au niveau de la cellule). Pour remédier à ce phénomène, il suffit de lacer une diode *by-pass* dans la boîte de jonction en sortie du panneau.
- En présence de neige fraîche, le système photovoltaïque d'un site montagneux voit son rendement énergétique augmenter activement sous l'effet de l'albédo de la neige.
- Certains fabricants de cellules photovoltaïques préconisent de relier une polarité à la terre pour des raisons fonctionnelles. Des mesures spécifiques doivent être prises pour assurer à la fois le bon fonctionnement du système et la protection des personnes et des biens (onduleur sans transformateur, contrôle du courant de fuite à la terre,...).
- Les modules en silicium amorphe délivrent une puissance de sortie beaucoup plus élevée durant les premiers mois de fonctionnement que celle annoncée par le fabricant (puissance crête garantie après stabilisation). En effet, le fabricant prend en compte, dès le départ, la baisse de puissance prévisionnelle liée à cette technologie. Il y a lieu de se rapprocher des fabricants pour connaître les valeurs correspondantes.
- En cas de défaut sur une des chaînes en parallèle (tension plus faible par exemple), l'ensemble des autres chaînes est susceptibles de débiter dans celle-ci.
- Pour un champ PV comportant 2 ou 3 chaînes en parallèle, les diodes et fusibles ne sont pas nécessaires si les composants constituant chaque chaîne (modules, connecteurs et câbles) sont dimensionnés pour supporter le courant maximum de défaut. Cette solution réduit le nombre de composants et améliore la fiabilité du système tout en évitant un risque d'incendie en cas de défaut. Le nombre exact de chaînes qui peuvent être connectées en parallèle sans protection par fusible, dépend :
 - des caractéristiques des modules PV (capacité de supporter un courant inverse .valeur pas toujours précisée par les fabricants).
 - des connecteurs éventuels situés dans la chaîne.
 - du câble utilisé (type, section) et arrangement (nombre, mode de pose).
 - de la température ambiante maximum.

- Un champ photovoltaïque ne peut être mis hors tension pendant la journée. L'interrupteur-sectionneur DC permet la coupure en charge du circuit, opération autorisant le sectionnement de chaque module PV(ou série de modules PV) pour le contrôle.
- Une intervention d'ordre électrique (exemple : changement d'interrupteur-sectionneur,...) à l'intérieur de la boîte de jonction série pourra s'effectuer sans aucun risque si le sectionnement des différentes liaisons a été effectué (déconnexion de l'ensemble des connecteurs (+) et (-) des différents modules PV (ou série de modules PV) et consignation du câble de chaîne PV au niveau de la boîte de jonction parallèle).
- Une intervention d'ordre électrique (exemple : changement d'interrupteur-sectionneur,...) à l'intérieur de la boîte de raccordement pourra s'effectuer sans aucun risque si le sectionnement de toutes les liaisons de groupes PV et de la liaison principale a été effectué au niveau de l'onduleur.

IV- Normes de sécurité :

Dès le départ, le concepteur et l'installateur d'un système photovoltaïque connecté au réseau doivent prendre sérieusement en considération les dangers potentiels, pendant et après la phase d'installation, et prendre les dispositions pour se protéger des risques. La sécurité à long terme d'un système ne peut être atteinte que si les composants et le système ont été correctement conçus et spécifiés dès le départ.

Un générateur photovoltaïque est constitué, sur le plan électrique des composants suivants :

- Modules photovoltaïques
- Câblage DC (câbles, connecteurs, boites de jonction éventuelles).
- Dispositifs de protection (fusibles, disjoncteurs, parafoudres, ..)
- Dispositifs de coupure et sectionnement
- Onduleur(s)
- Câblage AC
- Compteur(s) d'énergie

Comme il est montré dans le schéma ci-dessous :

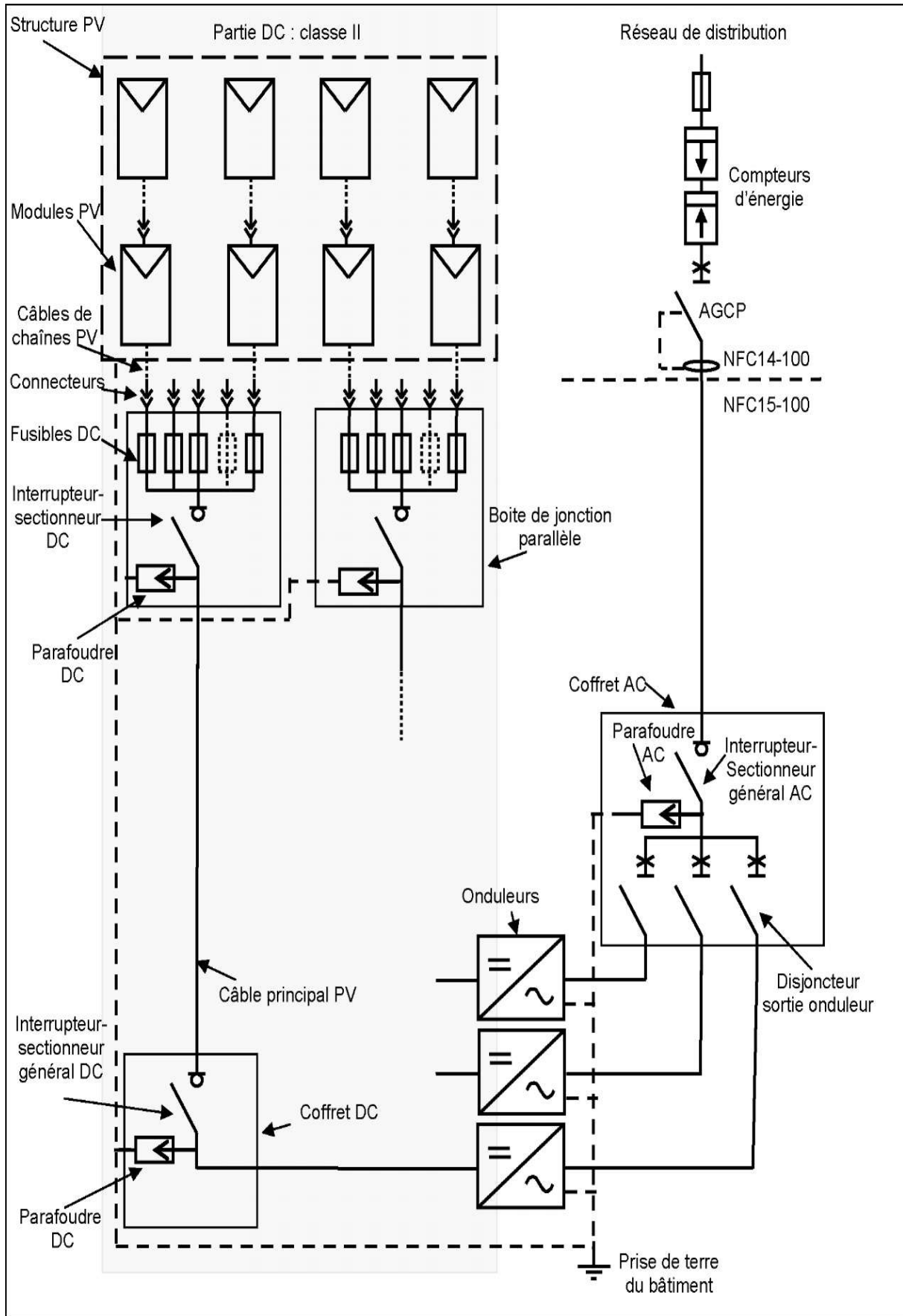


Fig.32 : schéma de principe d'une installation PV raccordée au réseau

VI.1- partie courant continu :

Le système PV doit être conçu pour permettre l'installation dans des conditions de sécurité optimale. Les circuits DC étant généralement à un niveau de tension supérieur à la TBT (>120V), le câblage sera réalisé sans risque de chocs électriques si la procédure d'intervention est respectée. Pour cela, le type de composants et leurs caractéristiques constructives permettront de garantir une isolation électrique du système DC vis à vis des personnes pendant l'installation ou l'exploitation du champ PV.

Le principe d'assurer la protection des personnes par les dispositions suivantes :

- Aucune polarité courant continu n'est reliée à la terre.
- L'ensemble des composants côté DC sont de classe II.
- Toutes les masses des matériels (y compris de classe II) constituant l'installation photovoltaïque sont interconnectées et reliées à la même prise de terre.

Tous les composants DC (câbles, interrupteurs, connecteurs, etc,...) du système doivent être choisis en fonction des valeurs de courant et tension maximum des modules connectés en série/parallèle constituant le champ PV.

VI.1.1- Modules photovoltaïque :

L'ensemble des modules constituant le générateur photovoltaïque doivent avoir des caractéristiques identiques avec une tolérance maximum de +/- 5% (idéalement 3%) sur la valeur nominale de la puissance crête.

L'utilisation de modules classe II est imposée avec certification établie par un laboratoire agréé (ex : TUV).

La tension de fonctionnement maximum devra être clairement spécifiée dans la documentation technique et sur l'étiquette apposée au dos du module. Elle devra être compatible avec les niveaux de tension mis en jeu dans le champ photovoltaïque. La valeur du courant inverse I_{scr} des modules PV devra être précisée. Le module devra comporter :

- une boîte de connexion ou des connecteurs appropriés de degré de protection au moins IP54.
- des diodes by-pass

VI.1.2- Câblages et protection DC :

Une chaîne est un circuit dans lequel les modules PV sont connectés en série, afin de générer la tension nécessaire à l'onduleur pour son bon fonctionnement. La mise en série peut

se faire, soit directement au niveau des modules en reliant les connecteurs de polarité opposée, soit par l'intermédiaire de boîtes de jonction série.

Pour atteindre la puissance crête totale du générateur photovoltaïque, il y a lieu de mettre en parallèle les différentes chaînes de modules photovoltaïques. Celle-ci peut se faire, soit directement au niveau de l'onduleur (généralement jusqu'à 3 chaînes maximum) soit par l'intermédiaire de boîte de jonction parallèle.

Pour réduire les pertes de performances énergétiques du champ photovoltaïque, toutes les chaînes susceptibles d'être mises en parallèle doivent être constituées :

- d'un nombre de modules en série identique.
- de modules de puissance nominale identique et de même technologie, exposés aux mêmes conditions d'ensoleillement (orientation, inclinaison).

La liaison entre les modules et la boîte de jonction parallèle (ou l'onduleur en cas d'absence de boîte de jonction) est appelée câble de chaîne.

La liaison entre la boîte de jonction parallèle et la boîte de raccordement est appelée câble de groupe PV.

La liaison entre la dernière boîte de jonction parallèle (ou de raccordement) est appelée câble principal.

VI.1.2.1- Câblage des chaînes :

Un champ photovoltaïque peut être constitué d'une ou plusieurs chaînes de modules photovoltaïques. Pour un système de n chaînes connectées en parallèle, chacune d'elle étant constitué de m modules connectés en série, le courant de défaut maximum dans une chaîne peut atteindre $1,25 \times (n-1) I_{sc}$ (stc).

En conséquence, il y a lieu de dimensionner les câbles de chaînes en fonction du courant de défaut maximum éventuel et de la présence ou non d'une protection par fusible.

Dans l'hypothèse où les modules photovoltaïques sont susceptibles d'accepter un courant inverse I_r maximum de $2,5 \times I_{sc}$, les câbles des chaînes et les fusibles éventuels seront donc dimensionnés selon indications.

Pour des champs PV comportant davantage de chaînes en parallèle (généralement > 2 ou 3), la protection par fusibles (sur chaque polarité de chaque chaîne) est indispensable pour les systèmes ne répondant pas aux exigences ci-dessus, y compris pour les champs PV comportant plusieurs boîtes de jonction de 2 ou 3 chaînes connectées en parallèle.

VI.1.2.2- Connecteurs DC :

Des connecteurs débranchables peuvent être utilisés au niveau des modules photovoltaïques, boîtes de jonction, coffrets DC, onduleurs, etc. pour simplifier la procédure d'installation. Ces connecteurs sont également un bon moyen de protection contre les risques de choc électrique de l'installateur. De tels connecteurs sont fortement recommandés en particulier pour toute installation mise en œuvre par un installateur non familiarisé avec le PV.

Les connecteurs doivent être spécifiés pour le courant continu.

Les connecteurs doivent être dimensionnés pour des valeurs de tensions et courants identiques ou supérieures à celles des câbles qui en sont équipés.

Les connecteurs doivent :

- assurer une protection contre les contacts directs
- être de classe II
- résister aux conditions extérieures (UV, humidité, température.) (= ou > à IP54).

Il est impératif d'utiliser des connecteurs mâles et femelles du même fabricant pour assurer une fiabilité de contact même si à priori le type de connecteurs est identique (cas d'un raccordement d'un module PV en bout de chaîne possédant sa propre connectique avec le connecteur du câble de chaîne d'un autre fabricant).

Une étiquette « ne pas déconnecter en charge » doit être fixée à proximité des connecteurs dès lors que ceux-ci sont facilement accessibles.

Toutefois, pour éviter tout sectionnement en charge, les dispositifs de connexion accessibles aux personnes non averties ou non qualifiées (par exemple à proximité des onduleurs dans les locaux d'habitation) ne doivent être démontables qu'à l'aide d'un outil par construction ou par installation (exemple : connecteurs DC verrouillables) et ceci après avoir actionné l'interrupteur DC correspondant.

VI.1.2.3- Boîte de jonction pour la mise en série des modules PV :

Dans certains cas, la mise en série de modules doit être réalisée par l'intermédiaire de boîte de jonction série. Chaque module photovoltaïque (ou série de modules photovoltaïques) doit pouvoir être déconnecté et isolé individuellement sans risque pour l'intervenant.

A ce niveau, l'utilisation de connecteurs débroschables n'est pas impérative car le sectionnement peut se réaliser sans risque pour l'opérateur dans la mesure où celui-ci n'est pas réalisé en charge et que la tension U_{co} de chaque module (ou série de modules) est largement

inférieure à 120V. Pour cela, il est préconisé d'intégrer un interrupteur-sectionneur DC dans chaque boîte de jonction série afin de faciliter les opérations de maintenance.

D'autre part, afin de garantir un bon niveau de sécurité, il est préconisé les dispositions constructives suivantes :

- choix d'une enveloppe non propagatrice de la flamme.
- protection contre les contacts directs par utilisation des appareils possédant au moins un degré de protection IP2X ou IPXXB.
- ouverture possible seulement à l'aide d'un outil.
- disposition des bornes terminales de telle sorte que les risques de court-circuit durant l'installation ou la maintenance soient improbables.
- utilisation de la classe II ou par isolation équivalente.

La boîte de jonction devra être implantée en un lieu accessible par les exploitants, et comporter des étiquettes de repérage et de signalisation de danger.

Les étiquettes devront être facilement visibles et fixées d'une manière durable pour résister aux conditions ambiantes (température, humidité, UV,...).

VI.1.2.4- Boîte de jonction pour la mise en parallèle de chaînes PV :

Si le système est constitué de plusieurs chaînes de modules photovoltaïques, la boîte de jonction permet leur mise en parallèle. Celle-ci peut contenir aussi d'autres composants tels que fusibles, interrupteur-sectionneur, parafoudres et points de tests.

Chaque chaîne du champ photovoltaïque doit pouvoir être déconnectée et isolée individuellement sans risque pour l'intervenant.

Ce sectionnement, qui peut être réalisé simplement à l'aide de connecteurs débroschables, ne présente pas de risque pour l'opérateur, sous réserve que le sectionnement ne soit pas réalisé en charge. Pour cela, il est préconisé d'intégrer un interrupteur-sectionneur DC dans chaque boîte de jonction parallèle sur le départ de la liaison principale (ou de groupe PV) afin de faciliter les opérations de maintenance.

D'autre part, afin de garantir un bon niveau de sécurité, il est préconisé les dispositions constructives suivantes :

- choix d'une enveloppe non propagatrice de la flamme.
- protection contre les contacts directs par utilisation des appareils possédant au moins un degré de protection IP2X ou IPXXB.
- ouverture possible seulement à l'aide d'un outil.

- séparation des borniers positifs et négatifs de chaque chaîne avec une isolation appropriée.
- disposition des bornes terminales de telle sorte que les risques de court-circuit durant l'installation ou la maintenance soient improbables.
- utilisation de la classe II ou par isolation équivalente.

La boîte de jonction devra être implantée en un lieu accessible par les exploitants, et comporter des étiquettes de repérage et de signalisation de danger.

Les étiquettes devront être facilement visibles et fixées d'une manière durable pour résister aux conditions ambiantes (température, humidité, UV,...).

VI.1.2.5- Boîte de raccordement pour la mise en parallèle des groupes PV :

Si le système est constitué de plusieurs groupes de modules photovoltaïques, la boîte de raccordement permet leur mise en parallèle. Celle-ci peut contenir aussi d'autres composants tels que sectionneurs, fusibles, interrupteur-sectionneur, parafoudres et points de tests.

Chaque groupe du champ photovoltaïque doit pouvoir être déconnecté hors charge et isolé individuellement avec des sectionneurs DC appropriés. Pour cela, il est préconisé d'intégrer un interrupteur-sectionneur DC dans chaque boîte de raccordement sur le départ de la liaison principale afin de faciliter les opérations de maintenance.

VI.2.1.6- Fusibles :

Lorsque la protection par fusibles s'impose et compte tenu du principe de ne pas relier à la terre une des polarités DC, des fusibles doivent être installés à la fois sur la polarité positive et négative de chaque chaîne :

- Les fusibles doivent être spécifiés pour le courant continu
- Les fusibles doivent être calibrés pour une valeur de courant comprise entre $1,25 I_{sc}$ et $2 I_{sc}$ (stc).
- Pour des chaînes de m modules PV en série, les fusibles doivent être dimensionnés pour fonctionner à une tension au moins égale à U_{oc} (stc) $\times m \times 1,15$.

VI.1.2.7 -Diodes série :

Si les diodes série sont placées sur les chaînes de modules PV, elles doivent avoir une tension inverse minimum égale à $2 U_{oc} (stc) \times \text{nombre de modules en série} (m)$ dans la chaîne.

Les diodes série (induisant une faible chute de tension) sont parfois préconisées dans un système PV connecté réseau pour éviter des courants inverses dans les chaînes parallèles. Cette préconisation est faite par certains fabricants de modules PV, notamment pour les modules à couches minces. Toutefois ces diodes ne permettent pas pour autant de s'affranchir de la présence d'un fusible sur chaque chaîne.

En effet, en cas de défaut les diodes série peuvent se mettre en court-circuit et demandent par conséquent un contrôle régulier.

Pour ces raisons, les diodes série sont rarement utilisées dans les systèmes photovoltaïques raccordés au réseau. L'emploi de fusibles sur chaque chaîne permet d'assurer une protection suffisante contre les courants inverses sans les pertes énergétiques et problèmes induits par les diodes.

VI.1.2.8- Liaison principale DC :

Pour un système de n chaînes connectées en parallèle, chacune d'elle étant constituée de m modules PV connectés en série, les liaisons principales DC seront dimensionnées de la manière suivante :

- Tension $\geq U_{oc} (stc) \times m \times 1,15$.
- Courant admissible du câble $I_z \geq I_{sc} (stc) \times n \times 1,25$.

VI.1.2.9- Câbles DC :

Compte tenu de la spécificité des installations photovoltaïques, les câbles DC devront respecter les spécifications suivantes :

Les câbles de chaînes cheminant derrière les modules photovoltaïques ou soumis au rayonnement direct seront dimensionnés pour une température ambiante de 70°C .

Les autres câbles (câbles de groupes PV et câbles de liaison principale) seront dimensionnés en fonction de la température ambiante maximale à laquelle ils sont susceptibles d'être soumis.

Tous les câbles seront sélectionnés de manière à ce que les risques de défaut à la terre ou de court-circuits soient minimisés après installation. Cette condition est assurée en utilisant des câbles mono conducteurs d'isolement équivalent à la classe II.

Les câbles extérieurs doivent être à la fois :

- de type C2 non propagateurs de la flamme.
- choisis parmi ceux ayant une température admissible sur l'âme d'au moins 90° C en régime permanent.
- stables aux UV (si non protégés par interposition d'écran).
- résistants aux intempéries, à la corrosion (pollution, brouillard salin).
- compatibles avec la connectique rapide le cas échéant.

Deux critères interviennent pour le dimensionnement des câbles : le courant admissible et la chute de tension induite.

Les différentes liaisons entre les modules PV les plus éloignés et l'onduleur seront réalisées par des câbles unipolaires doubles isolation et de section suffisante de telle sorte que la chute de tension globale soit au maximum de 3% (idéalement 1%).

La chute de tension en courant continu dans une liaison est donnée par la formule suivante :

$$AU = 2 \cdot R \cdot L \cdot I \quad (30)$$

Soit :

$$AU/U(\%) = (2 \times R \times L \times I) / U \times 100 \quad (31)$$

Avec :

- 2 = 2 câbles ; (+) et (-)
- R = résistance du câble à la température
- L = longueur de la liaison en m
- I = courant I_{mpp} (70° C) en A sous 1000 W/m²
- U = tension du champ PV U_{mpp} (70° C) en V sous 1000W/m²

Dans le cas de plusieurs tronçons de liaisons de section différente parcourus par des courants différents, la chute de tension totale sera déterminée par la somme des chutes de tensions de chacun des tronçons.

Pour s'assurer que le sectionnement de la liaison principale ne soit pas réalisé en charge par inadvertance, la mise en place d'un interrupteur général en amont de l'onduleur remplissant la fonction de coupure en charge préalable à tout sectionnement.

- L'interrupteur général DC doit être dimensionné pour la tension et le courant continu maximum calculé.
- L'interrupteur doit être étiqueté « Interrupteur général champ PV » avec un repérage clair des positions.
- Le coffret comportant l'interrupteur doit comporter une étiquette de repérage et de signalisation de danger.
- Les étiquettes devront être très visibles et fixées d'une manière durable pour résister aux conditions ambiantes (température, humidité).

VI.1.2.10- Sectionnement général DC :

Le sectionnement DC sur la liaison principale, en amont de l'onduleur, est un moyen d'isoler électriquement le champ PV tout entier pour permettre une intervention en toute sécurité sur l'onduleur durant les travaux d'installation, de maintenance ou de réparation (sous réserve d'avoir sectionné également au préalable la liaison AC en sortie onduleur !).

Le sectionnement DC doit :

- être bipolaire pour isoler électriquement les 2 conducteurs correspondant à chaque polarité mais peut ne pas être à sectionnement simultané.
- être spécifié pour le courant continu.
- se situer en amont et à proximité de l'onduleur.

VI.2- Onduleurs :

L'onduleur synchrone est l'interface situé entre la partie DC et la partie AC. Ses principales fonctions sont les suivantes :

- Conversion du courant continu généré par le champ PV en courant alternatif et injection sur le réseau de distribution.
- Ajustement de la tension d'entrée de l'onduleur pour un fonctionnement à puissance maximale du champ PV (U_{mpp}).

D'autre part, des fonctions de sécurité sont généralement intégrées à l'onduleur à savoir :

- Protection des biens et personnes.
- Protection du réseau électrique par découplage.

Protection des biens et personnes : L'onduleur doit comporter un contrôleur d'isolement côté DC permettant de prévenir d'un défaut éventuel d'isolement (entre chaque polarité et la masse) ou l'arrêt éventuel de l'onduleur. Dans l'hypothèse où cette fonction ne serait pas assurée par l'onduleur, il y a lieu de rajouter un contrôleur d'isolement externe sur la partie continue.

Protection du réseau électrique par découplage : Comme toute installation comportant des générateurs pouvant fonctionner en parallèle avec le réseau électrique de distribution, une protection de découplage est nécessaire. Cette protection est destinée à la déconnexion du générateurs en cas de :

- Défaut sur le réseau.
- Disparition de l'alimentation par le réseau de distribution.
- Variations de la tension ou de la fréquence supérieures à celles spécifiées par le distributeur.

Les onduleurs synchrones disposent généralement d'une protection de découplage interne. Ce dispositif de déconnexion automatique est installé comme interface de sécurité entre le champ PV et le réseau public à basse tension et remplace de fait une protection de découplage externe. Il empêche l'alimentation inopinée d'un sous-réseau séparé de l'autre réseau de distribution (exploitation en réseau séparé ou ilotage) et protège ainsi :

- le personnel d'exploitation et consommateurs contre des tensions et des fréquences non admises.
- les moyens d'exploitation contre des tensions et des fréquences non admises.

VI.3- Partie courant alternatif :

La partie AC de l'installation photovoltaïque peut être considérée comme un circuit spécifique de la distribution interne. L'onduleur doit être connecté au réseau par une liaison spécifique protégée contre les surcharges éventuelles (notamment court-circuit) au niveau du point d'injection. D'autre part, une protection contre les contacts indirects est également indispensable car l'onduleur, considéré comme un récepteur vis-à-vis du réseau, n'est généralement pas de classe II.

Pour une puissance de raccordement inférieure ou égale à 36 kVA, le disjoncteur de branchement avec fonction différentielle 500mA assure ces 2 fonctions dans le cas d'un raccordement en vente totale.

Toutefois, pour les locaux d'habitation, la protection doit être assurée de plus par un dispositif différentiel de sensibilité inférieure ou égale à 30 mA. En conséquence celui-ci sera rajouté en sortie onduleur (intégré généralement dans le coffret AC).

Dans le cas d'un raccordement en vente excédentaire, l'onduleur sera raccordé au tableau de distribution interne par une liaison spécifique via un disjoncteur différentiel 30mA dédié.

Pour une puissance de raccordement supérieure à 36 kVa au réseau BT, un disjoncteur avec fonction différentielle, devra être installé à proximité du point d'injection en cas d'un raccordement en vente totale.

Le calibre de la protection AC au niveau du point d'injection sera déterminé en fonction du courant maximum fourni par le(s) onduleur(s).

La section du câble AC entre l'onduleur et le point d'injection sera déterminée en fonction de 3 critères :

- Valeur de la puissance maximum à injecter sur le réseau et du calibre correspondant de la protection.
- Limitation de la chute de tension à une valeur inférieure à 1% en BT.

Afin de permettre l'arrêt de l'onduleur par coupure du réseau d'alimentation AC, notamment pour les opérations de maintenance, un interrupteur ou disjoncteur doit être installé en sortie et à proximité de l'onduleur. Pour les locaux d'habitation, cette fonction peut être réalisée par un disjoncteur ou interrupteur différentiel (≤ 30 mA) de type AC ou immunisé au déclenchement intempestif.

Un organe de sectionnement à coupure certaine, verrouillable en position « ouvert » (exigence du distributeur) doit être installé en amont de la liaison principale AC reliant le générateur photovoltaïque au réseau.

Pour les alimentations auxiliaires le raccordement pourra s'effectuer au niveau du coffret AC en aval du sectionneur par une liaison spécifique protégée par un disjoncteur approprié (et différentiel 30mA si le disjoncteur de branchement est calibré à une valeur supérieure : cas de l'injection totale).

Un dispositif de coupure d'urgence doit être prévu sur la partie courant alternatif de l'installation PV. En cas d'urgence, cette coupure permet de mettre hors tension la partie AC en aval du ou des onduleur(s). Toutefois, cette coupure d'urgence ne permet pas la mise hors tension les circuits DC puisque les câbles DC restent alimentés tant que le champ PV est exposé à la lumière du jour. Compte tenu du niveau de tension mis en jeu ($>TBT$), un

protocole d'intervention avec ou sans mise en place de matériel spécifique, est en cours d'élaboration par les services de secours afin de prendre en compte les aspects de sécurité.

Les masses de l'onduleur et les masses des matériels alimentés par le réseau de distribution publique doivent être reliées à la même prise de terre.

VI.4- Les mesures de sécurités à appliquées pendant le travail :

Lors de l'installation d'un système PV, les règles d'usage en matière de santé, de sécurité et les recommandations en matière d'installations électriques doivent être appliquées notamment par l'élaboration d'un PGSC (Plan Général Simplifié de Coordination en matière de Sécurité et de Protection de la Santé) ou d'un PPSPS (Plan Particulier de Sécurité et de Protection de la Santé). Les spécificités du travail en toiture et du câblage résidentiel en courant alternatif sont traitées plus largement dans d'autres publications et ne sont donc pas détaillées dans ce guide. Les modules PV produisent de l'électricité lorsqu'ils sont exposés à la lumière du jour et ne peuvent pas être interrompus individuellement. C'est pourquoi, contrairement à l'usage dans la plupart des installations électriques, les matériels PV partie courant continu doivent être :

- considérés sous tension, si les conducteurs actifs ne sont pas protégés contre les contacts directs, et ceci même en cas de déconnexion de la partie courant alternatif.
- De même que pour un générateur de courant, la liaison principale du champ PV ne peut pas être protégée par un fusible ou disjoncteur DC pour une déconnexion automatique en cas de défaut. En effet, le courant de court circuit est à peine plus élevé que le courant en fonctionnement.

Certains défauts non détectés (contacts défectueux, défauts d'isolation) peuvent engendrer la création d'arcs électriques qui ne pourront être interrompus et augmenter les risques d'incendie. Sans protection par fusibles pour lever de tels défauts, la prévention des risques d'incendie peut être réalisée par une bonne conception du système courant continu et une installation soignée.

Compte tenu du niveau de tension en DC, généralement supérieur à 120V, de bonnes pratiques en matière de conception et d'installation de câblage sont nécessaires pour protéger du risque de choc électrique à la fois les installateurs du système et toute personne qui pourrait par la suite entrer en contact avec le système (exploitant, propriétaire, contrôleur, personnel de secours, etc).

Le photovoltaïque présente une combinaison unique de risques relatifs simultanément aux difficultés d'accès et de manutention à savoir :

- risques de choc électrique
- risques de chutes pour le personnel travaillant en hauteur
- risques de chutes d'objets si les travaux sont réalisés en hauteur
- risque de casse de modules photovoltaïques

Tous ces risques sont rencontrés systématiquement sur un bâtiment en construction, mais rarement tous en même temps. Bien que les couvreurs puissent être habitués à minimiser les risques de chute ou de blessure dus à des problèmes de manutention, ils ne sont probablement pas familiarisés avec les risques de chocs électriques. De la même façon, les électriciens sont familiarisés avec les risques de chocs électriques, mais pas forcément avec ceux de la manutention de composants volumineux en hauteur.

V- Conclusion :

Afin de limiter les risques encourus lors de l'installation d'un générateur photovoltaïque, les mesures de sécurité générales suivantes devront être mises en œuvre : •

Au niveau des intervenants :

Poseurs de modules photovoltaïques (couvreurs ou étancheurs)

- Personnes ayant reçu une formation sur les spécificités du photovoltaïque raccordé au réseau et sous réserve que la pose des modules photovoltaïques ne présente aucun danger d'ordre électrique (présence de connecteurs isolés ou travail sous très basse tension de sécurité).
- Personnes habilitées pour des travaux en hauteur.

Conclusion générale

Conclusion générale

Tizou-Ouzou dispose d'un potentiel solaire très important environ 2500 h/an et une température moyenne annuelle de 18°C. Ce constat qualificatif favorise l'exploitation et l'épanouissement de cette ressource d'énergie. Pour l'utilisation de cette énergie on doit connaître l'irradiation solaire qui n'est malheureusement pas mesurée par les services météorologiques du pays. Cependant on a utilisé en premier lieu météonorm pour compléter les informations manquantes pour l'étude. En deuxième lieu, PVsyst a calculé grâce aux résultats obtenu avec météonorm, la production de chaque système fixe ou suiveur.

Les travaux présentés dans ce rapport ont portés sur la conception et la simulation d'une centrale photovoltaïque raccordée au réseau dans un site déterminé (Boukhalfa). Un système fixe et plusieurs types de suiveurs utilisant les mêmes paramètres ont été étudiés. On constate que plus le système est performant plus le rendement est meilleur. La performance réside dans le concept mis en œuvre pour suivre la trajectoire du soleil, il reste juste à prévoir le côté économique de l'installation. De manière générale le suiveur est plus productif par rapport à l'installation fixe, mais qui peut présenter des inconvénients tel que la maintenance des moteurs dans des endroits particuliers (désert), ce qui rendra l'investissement difficile à l'amortissement.

Le but de ce projet réside au niveau de la mise en œuvre d'une solution technique permettant de calculer la quantité d'énergie produite pendant un an par un panneau photovoltaïque fixe ou suiveurs de soleil afin de bien dimensionner le système pour répondre aux exigences du client avec un investissement raisonnable c'est-à-dire avoir la même quantité d'énergie pour un coût plus bas possible.

On a montré aussi un concept de fabrication d'un suiveur à deux axes dont la structure métallique est la même avec le système fixe et les autres systèmes à un axe vertical, horizontal et saisonnier. Il comporte aussi des moteurs et des capteurs qui sont utilisables même dans les autres suiveurs. Comme nous avons aussi établi les normes de sécurité à prévoir pendant et après l'installation de la central, pour assurer un bon fonctionnement sans risque de dangers potentiels pour cette dernière et pour le personnel lorsqu'ils exercent leurs fonctions.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] :Bessemoulin, j.oliviéri, « le rayonnement solaire et sa composante ultraviolette» météorologie 8 série, n°3, septembre 2000.
- [2] :N.Varado, « Contribution au développement d'une modélisation hydrologique distribuée ».
- [3] :S.M. Ait cheikh, « étude, investigation et conception d'algorithmes de commande appliqués au système photovoltaïque ». Ecole Nationale polytechnique, soutenue en 2007.
- [4] :Document, RETScreen international centre d'aide a la décision sur les énergies propres.
- [5] :K. Danel, L. Gautret, « génération du disque solaire des communes de l'ouest », Mars-Aout 2008.
- [6] :J.R. Vaillant « des recours immédiats à l'énergies solaire contre la pénurie d'énergie et la hausse des prix » Ed. Eyrolles, France, 1980.
- [7] :J.M.Chasseriau « conversion thermique du rayonnement solaire » Ed. Dunod, France, 1984.
- [8]:Bernard,G. Menguy et M. Schwartz « Le rayonnement solaire, conversion thermique et application » Ed. Lavoisier, France 1983.
- [9] :M.Capdero, « Atlas Solaire de l'Algérie, modèles théoriques et expérimentaux », Office des publications universitaires, Algérie, 1987.
- [10] :Anne Labouret, Michel Villosz, « Énergie solaire photovoltaïque », 3e édition, Editions du Moniteur – Dunod, 2006.
- [11] : Falk Antony, Christian Durschner, Karl Heinz Remmers, « Le photovoltaïque pour tous : Conception et réalisation », Editions du Moniteur, 2006.
- [12] : BUHLER, H, « Électronique de puissance », Georgi, Lausanne, 1978.
- [13] : centre météorologique de Boukhalfe.
- [14] :F.Boukhetouche.CHERFA « étude et réalisation d'une centrale PV connectée au réseau de distribution BT » mémoire de magister de l'école nationale polytechnique, 2005.