

UNIVERSITE SAAD DAHLEB DE BLIDA

Faculté des Sciences de l'Ingénieur
Département d'Electronique

MEMOIRE DE MAGISTER

Spécialité : Signaux et systèmes

SIMULATION DES PERFORMANCES DES SYSTEMES PHOTOVOLTAIQUES DE FAÇADES

Par

KARAMOSTEFA KHELIL Chérifa épouse TEFFAHI

Devant le jury composé de

K .FERDJANI	Maître de conférence à l'université de Blida	Président de jury
H.SALHI	Maître de conférence à l'université de Blida	Examineur
O.NEDJEMI	Chargé de cours à l'université de Blida	Examineur
A.HAMIDAT	Maître de Recherche au CDER Bouzaréah	Rapporteur
B. KAZED	Chargé de cours à l'université de Blida	Co- Rapporteur

Blida, Janvier 2008

RESUME

La production d'électricité à l'aide de l'énergie solaire photovoltaïque est une solution de plus en plus adoptée dans le monde pour la réduction des émissions des gaz à effet de serre. Ainsi et en plus des applications rurales, les applications de l'énergie photovoltaïque en milieu urbain connaissent une croissance très importante surtout dans les pays industrialisés. L'intérêt porté à ces systèmes photovoltaïques intégrés dans les bâtiments est de produire de l'énergie à l'endroit même de la demande, en s'évitant des problèmes de stockage de l'énergie dans les batteries.

Dans ce travail de mémoire, nous avons présenté les performances d'un système photovoltaïque de façade. Le calcul des performances est basé sur des études effectuées sur l'estimation de l'irradiation solaire sur les façades des bâtiments et sur les différents composants de ce système photovoltaïque.

Ainsi, nous avons présenté les performances simulées d'une installation photovoltaïque de façade supposée sur le bâtiment n°13 de l'Université Saïd Dahleb de Blida. Ces performances ont été possibles grâce à des études théoriques et de validation sur des modèles mathématiques récents pour l'estimation de l'irradiation solaire et la modélisation du fonctionnement du module photovoltaïque.

ABSTRACT

The production of electricity by using solar photovoltaic energy is one of the solutions for reduction of gas emission in the atmosphere and prevent against greenhouse effect. In addition of a rural application, the growth of using this energy is becoming more interesting in industrial countries. The advantage of such integrated photovoltaic systems in buildings is to have the required energy at the appropriate time and place, where place is saved rather that using batteries to save energy.

In this study, we present the performance of façade photovoltaic system. This analyse is based on, first the estimation of solar radiation on the buildings and secondly the characteristics of the photovoltaic module used in the system

The simulation is performed in Saad Dahleb University, building number 13; performance was possible and reached by theoretical study and some recent mathematical models to estimate the solar radiation and the modelisation of using this photovoltaic module.

ملخص

إن إنتاج الطاقة الكهربائية بواسطة الطاقة الشمسية (الفولطائية الضوئية) تعد من بين الحلول الأكثر استعمالاً في العالم لخفض الافرازات الغازية في الهواء المسببة للاحتباس الحراري. واستعمالاتها حالياً تعرف تقدماً ملحوظاً في المناطق العمرانية خاصة في البلدان المصنعة.

الميزة في استخدام هذه الطاقة في الهندسة المعمارية هو إنتاج الطاقة المستعملة في المكان و الزمان المحددين. وذلك لتفادي مشاكل تخزين الطاقة في البطاريات.

لقد بينا في هذه المذكرة فاعلية النظام على واجهة المباني. إن حسابات هذا الإنجاز تركز على دراسة تقويم الإشعاع الشمسي على واجهة المباني وعلى مختلف مكونات هذه الأنظمة الفولطائية.

لقد درسنا و طبقنا هذه الدراسة في جامعة سعد دحلب بالبيدة على المبنى 13. هذه الإنجازات كانت ممكنة بتطبيق الدراسة النظرية و مصادقة على أمثلة مستعملة في الرياضيات لتقويم الإشعاع الضوئي الشمسي و كذلك طريقة تشغيل اللوحة الفولطائية.

REMERCIEMENTS

J'adresse mes plus vifs remerciements à mon promoteur Dr. Abderrahmane HAMIDAT, Maître de recherche au Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER), de m'avoir guidé et orienté durant la réalisation de ce travail de mémoire.

J'exprime ma profonde gratitude à mon co-promoteur Mr Boualem KAZED chargé de cours à l'université Saad Dahleb Blida d'avoir accepté de me diriger et m'orienter dans ce travail de mémoire.

J'adresse ma profonde gratitude au Dr. Kais FERDJANI Maître de conférence à L'université Saad Dahleb Blida, pour l'honneur qu'il me fait en acceptant de présider le jury.

J'exprime mes remerciements au Dr. Hassen SALHI Maître de conférence à l'université Saad Dahleb Blida, d'avoir accepté de faire partie du jury de ce mémoire.

Mes vives reconnaissances et remerciements sont adressés à Mr. Omar NEDJMI chargé de cours à l'université Saad Dahleb Blida, pour l'honneur qu'il me fait en acceptant de juger ce travail de mémoire.

J'exprime mes plus vifs remerciements à mes collègues, ainsi que pour tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce mémoire

Dédicaces

Tout d'abord, j'adresse mes chaleureux remerciements à mes parents qui me soutiennent et m'encouragent à poursuivre mes études.

Sans oublier mon époux qui m'a soutenu et beaucoup aider à préparer ce mémoire

A mes frères Bachir et Hachemi de m'avoir donné une aide efficace dans cette recherche, sans oublier Islam et Sid Ali.

Une grande dédicace à mon fils Mohcen que j'aime beaucoup.

A mes beaux parents que j'estime.

A mes professeurs qui m'ont enrichi les connaissances et m'ont orientée vers une carrière d'avenir.

A tous les étudiants de cette promo, ainsi qu'à mes collègues.

A tous les gens qui me connaissent.

TABLE DES MATIERES

RESUME.....	1
REMERCIEMENTS.....	4
TABLE DES MATIERES.....	6
LISTE DES ILLUSTRATIONS, GRAPHIQUES ET TABLEAUX.....	7
INTRODUCTION	11
1. IRRADIATION SOLAIRE	
1.1 Généralités.....	14
1.2 Modélisation de l'irradiation solaire.....	20
2. PRESENTATION DES SYSTEMES PHOTOVOLTAÏQUES DE FACADE	
2.1 Généralités sur les systèmes photovoltaïques.....	31
2.2 Composants des systèmes photovoltaïques.....	35
2.3 Intégration architecturale du générateur photovoltaïque dans le bâtiment...	54
2.4 Conclusion.....	60
3. MODELISATION DU GENERATEUR PHOTOVOLTAÏQUE	
3.1 Caractéristiques d'un module photovoltaïque.....	61
3.2 Modèles mathématiques du module photovoltaïque.....	65
3.3 Modèles de la température du générateur photovoltaïque.....	71
3.4 Conclusion.....	74
4. PERFORMANCES D'UN SYSTEME PHOTOVOLTAÏQUE DE FACADE	
4.1 Introduction.....	75
4.2 Plan du bloc.....	75
4.3 Position des panneaux sur le bloc.....	76
4.4 Résultats de simulation.....	78
4.5 Conclusion.....	88
CONCLUSION.....	90
NOMENCLATURE.....	93
REFERENCES.....	96

LISTE DES ILLUSTRATIONS, GRAPHIQUES ET TABLEAUX

Figure 1.1	Distribution spectrale du rayonnement solaire	14
Figure 1.2	Représentation du mouvement de la terre autour du soleil	15
Figure 1.3	Orientation et inclinaison d'un plan	16
Figure 1.4	Coordonnées horizontales du soleil	17
Figure 1.5	Ecart entre le temps solaire vrai et moyen	19
Figure 2.1	Systèmes photovoltaïques autonomes et hybrides	32
Figure 2.2	Fenêtre-module photovoltaïque et onduleur d'un petit système photovoltaïque connecté au réseau, bâtiment de Fraunhofer Gesellschaft (Allemagne)	33
Figure 2.3	Types de systèmes photovoltaïques connectés au réseau électrique	35
Figure 2.4	Schéma synoptique d'un système photovoltaïque autonome	36
Figure 2.5	Principe de fonctionnement d'un générateur photovoltaïque	37
Figure 2.6	Technique de fabrication des cellules photovoltaïque en Si cristallin	38
Figure 2.7	Modules photovoltaïques fabriquées en Silicium monocristallin	40
Figure 2.8	Modules photovoltaïques fabriquées en Silicium polycristallin	40
Figure 2.9	Modules photovoltaïques fabriquées en Silicium amorphe : module flexible, (b) modules opaques	41
Figure 2.10	Schéma de conception d'un régulateur shunt	42
Figure 2.11	Schéma du régulateur à sectionnement basse tension automatique	43
Figure 2.12	Système photovoltaïque avec un onduleur en demi-pont et en pont monophasé	44
Figure 2.13	Onduleur triphasé composé de trois onduleurs monophasés	45
Figure 2.14	Différents types d'onduleurs couplés au réseau	47
Figure 2.15	Synoptique d'un onduleur connecté au réseau commandé par une PWM	48
Figure 2.16	Modulation de largeur d'impulsion, PWM	49
Figure 2.17	Synoptique d'un onduleur connecté au réseau commandé par hystérésis	50

Figure 2.18	État de charge et de décharge d'une batterie au plomb-acide en fonction de la densité de l'électrolyte et sa tension	52
Figure 2.19	Vue détaillée sur un élément d'une batterie au plomb-acide	53
Figure 2.20	Distribution de l'énergie cumulée des installations photovoltaïques connectées et non connecté au réseau dans les pays de IEA PVPS entre 1992 et 2004.	55
Figure 2.21	Distribution de l'éclairement solaire reçu sur les façades et le toit d'un bâtiment	56
Figure 2.22	Exemple de fixation des modules photovoltaïque sur le toit d'une habitation	56
Figure 2.23	Les différents types d'intégration en façade des bâtiments	57
Figure 2.24	Intégration d'un générateur PV en façade sous la forme d'un mur-rideau ventilé	59
Figure 3.1	Schéma équivalent d'un module photovoltaïque	61
Figure 3.2	Influence de l'éclairement solaire sur $I=f(I, V)$ pour une température T_j constante	62
Figure 3.3	Influence de la température sur $I=f(I, V)$ pour un éclairement constant	63
Figure 3.4	Influence de la résistance série sur $I=f(I, V)$ pour un éclairement constant	64
Figure 3.5	Influence de la résistance shunt sur $I=f(I, V)$ pour un éclairement constant	65
Figure 3.6	Comparaison des valeurs mesurées et calculées de $I=f(I, V)$ pour le modèle explicite	70
Figure 3.7	Comparaison des valeurs mesurées et calculées de $I=f(I, V)$ pour le modèle analytique	70
Figure 4 .1	Face Sud-ouest du pavillon N°13	75
Figure 4 .2	Face Sud du pavillon N°13	75
Figure 4 .3	Façade dessus	76
Figure 4 .4	Façade Sud et Sud Ouest	76
Figure 4 .5	Position des modules photovoltaïques sur les faces du pavillon N°13 (dessin à l'aide de l'Autocad)	76

Figure 4 .6	Vue du module photovoltaïque Silicium polycristallin 380J	78
Figure 4 .7	Orientation de la normale d'un plan incliné d'un angle de 90° (un mur) par rapport à l'horizontal.	79
Figure 4.8	Irradiation journalière en fonction de l'Azimut	79
Figure 4 .9	Eclairement en fonction de l'Azimut jour N°15	80
Figure 4.10	Eclairement en fonction de l'Azimut jour N°105	81
Figure 4 .11	Eclairement en fonction de l'Azimut jour N°196	81
Figure 4.12	Eclairement en fonction de l'Azimut, jour N°288	82
Figure 4.13	Système photovoltaïque de la façade Sud-ouest	83
Figure 4.14	Irradiation horizontale et reçue sur la façade Sud-ouest	83
Figure 4.15	Irradiation solaire sur le plan du module Photovoltaïque	84
Figure 4.16	Caractéristique $I=f(I, V)$ du module Photovoltaïque	85
Figure 4.17	Energie produite par le système photovoltaïque et les données des températures ambiante et de la cellule photovoltaïque	86
Figure 4.18	Système photovoltaïque de 36 modules et d'une puissance de 2.88 kWc	87
Figure 4.19	Production énergétique et températures ambiante et de la cellule photovoltaïque pour le mois de mai	87
Figure 4.20	Composants d'un système photovoltaïque fixé sur la façade Sud du pavillon N°13	88
Figure 4.21	Irradiation solaire horizontale et sur une façade orienté Sud (azimut nul)	89
Tableau 1.1	Résultats du calcul d'erreur en utilisant les données mesurées de Tamanrasset	24
Tableau 1.2	Résultats de calculs de RMSE et MBE pour le site de Tamanrasset	26
Tableau 1.3	Résultats des critères d'erreurs RMSE et MBE calculés pour Oran et les années de 1996, 1997 et 1998	29
Tableau 2.1	Rendements laboratoires et industriels des cellules et modules photovoltaïques	39
Tableau 3.1	Caractéristiques électriques du module photovoltaïque UDTS-50	68
Tableau 3.2	Résultats d'erreurs obtenues pour le module UDTS-50	68

Tableau 3.3	Performance des modèles pour le calcul de la puissance maximale, UDTs-50	69
Tableau 4.1	Caractéristiques électriques du module polycristallin 380J	77

INTRODUCTION

Une énergie renouvelable est une source d'énergie dont le gisement se reconstitue en permanence à un rythme au moins égal à celui de la consommation. Le concept d'énergie renouvelable est directement lié à une idée d'énergie propre, mais il en est en toute rigueur distinct : le fait qu'une énergie se reconstitue n'implique pas que les déchets d'exploitation de cette énergie disparaissent. De même une énergie renouvelable peut être d'exploitation difficile et risquée. Les énergies renouvelables ne sont pas nécessairement plus respectueuses de l'environnement que les autres sources d'énergie par unité d'énergie.

La capacité d'une source d'énergie à se renouveler dépend des conditions de consommation et de reconstitution. Ainsi, l'intensification actuelle de la consommation a puisé dans les réserves jusque là préservées, qui de nos jours tendent à se raréfier, leur renouvellement ne correspondant pas du tout à notre vitesse de consommation. En effet, la consommation mondiale et dans notre pays ne cesse d'augmenter. La grande partie de l'énergie consommée provient des combustibles fossiles (pétrole, gaz naturel, charbon, etc.) dont l'utilisation massive peut conduire à l'épuisement de ces réserves et menace réellement l'environnement. Cette menace c'est manifesté principalement à travers la pollution et le réchauffement global de la terre par effet de serre. En effet, la grande préoccupation du monde actuel est d'atténuer cette pollution en essayant d'adapter les sources d'énergie classiques à des critères très sévères.

L'utilisation de l'énergie solaire, en particulier l'énergie photovoltaïque est bien adaptée pour la plupart de ces régions arides et semi-arides en raison de l'existence dans ces régions d'un grand potentiel énergétique solaire, supérieur à 6kWh/m^2 sur une surface inclinée à la latitude du lieu. Cette énergie solaire a l'avantage d'être

présente et propre contrairement à l'énergie conventionnelle qui présente les contraintes des émissions de gaz polluants.

La production d'électricité par conversion de la lumière à l'aide de cellules photovoltaïques connaît un essor fulgurant à l'aube du 21^{ème} siècle avec un taux de croissance record de plus de 40 % en 2000 [1]. De nouvelles approches technologiques seront toujours nécessaires afin de réaliser des cellules à faible coût et à haut rendement de conversion énergétique. Ainsi, ces dernières années, les applications urbaines de l'énergie photovoltaïque ont connu une croissance très soutenue surtout dans les pays industrialisés. L'intérêt de telles réalisations est de produire de la puissance à l'endroit même de la demande, en s'affranchissant des problèmes du stockage. Le générateur photovoltaïque intégré dans l'architecture du bâtiment présente de nombreux atouts énergétiques et esthétiques avec une intégration harmonieuse en façade ou en toiture. Malheureusement, L'Algérie enregistre un très grand retard dans ce domaine de l'intégration du générateur photovoltaïque dans l'architecture du bâtiment.

Dans ce mémoire, nous présentons les performances des systèmes photovoltaïques de façade. Le calcul des performances est basé sur des études sur les différents composants de ce système photovoltaïque qui est distingué par l'intégration de son générateur photovoltaïque dans l'architecture du bâtiment. Ainsi, la modélisation de l'irradiation solaire et le générateur photovoltaïque ont été validés à l'aide de données mesurées.

Dans, le premier chapitre, nous avons donné quelques notions de base sur la ressource solaire, le mouvement de la terre et les repères astronomiques. Egalement, nous avons traité les modèles les plus utilisés pour l'estimation de l'irradiation solaire.

Le deuxième chapitre examine les différents composants des systèmes photovoltaïques et une présentation des techniques d'intégration architecturale du générateur photovoltaïque dans le bâtiment.

Au chapitre trois, nous avons présenté deux modèles mathématiques pour la modélisation du fonctionnement du module photovoltaïque. Les modèles sont explicites et analytiques et leur validation a été réalisée à l'aide des données expérimentales.

Le chapitre quatre présente les performances simulées d'une installation supposée sur le bâtiment n°13 de l'Université Saad Dahleb de Blida. Le générateur photovoltaïque est intégré sur la face sud et sud-ouest du bâtiment.

CHAPITRE 1 IRRADIATION SOLAIRE

1.1. Généralités

Dans ce chapitre, nous avons présenté les éléments nécessaires et indispensables pour le dimensionnement des installations photovoltaïques de façade. Ainsi, des notions de base sur le mouvement de la terre autour du soleil, les orientations et les inclinaisons des surfaces telles que les façades, les coordonnées horaires ont été présentées. En effet, l'installation d'un générateur photovoltaïque sur les façades des bâtiments nécessite la maîtrise du calcul de l'éclairement soleil reçu sur les différentes inclinaisons et orientation des façades.

1.1.1 La ressource solaire

Le Soleil est l'étoile la plus proche de notre planète, Terre. Ces radiations énergétiques sont pratiquement la seule source d'énergie qui influe sur l'atmosphère et le climat sur terre. Le rayonnement solaire est électromagnétique compris dans une bande de longueur d'onde variant de 0,22 à 10 μm [1, 2]. La figure 1.1 représente la variation de la répartition spectrale énergétique.

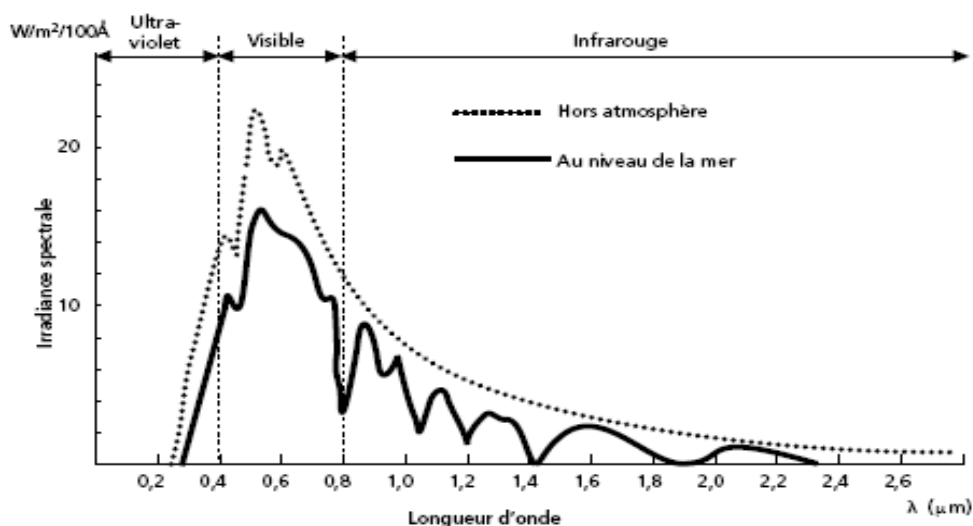


Figure. 1.1 : Distribution spectrale du rayonnement solaire

L'énergie associée à ce rayonnement solaire est approximativement décomposée comme suit :

- 9% dans la bande des ultraviolets ($<0,4 \mu\text{m}$),
- 47% dans la bande visible ($0,4 \text{ à } 0,8 \mu\text{m}$),
- 44% dans la bande des infrarouges ($>0,8 \mu\text{m}$).

L'atmosphère terrestre reçoit un rayonnement solaire d'une puissance moyenne de 1367 W/m^2 . Mais l'atmosphère absorbe une partie, de sorte que la quantité d'énergie atteignant la surface terrestre dépasse rarement 1200 W/m^2 . Ainsi, la rotation et l'inclinaison de la Terre font également que l'énergie disponible en un point donné varie selon la latitude, l'heure et la saison.

1.1.2 Mouvement de la terre autour du soleil

Le mouvement de la Terre autour du soleil s'effectue dans un plan nommé le plan de l'écliptique. L'axe des pôles, autour duquel s'effectue le mouvement de rotation de la Terre, n'est pas perpendiculaire au plan de l'écliptique. Le plan équatorial, perpendiculaire à l'axe des pôles et passant par le centre de la terre, fait avec le plan de l'écliptique un angle constant de $23,45^\circ$ et appelé obliquité (Fig. 1.2).

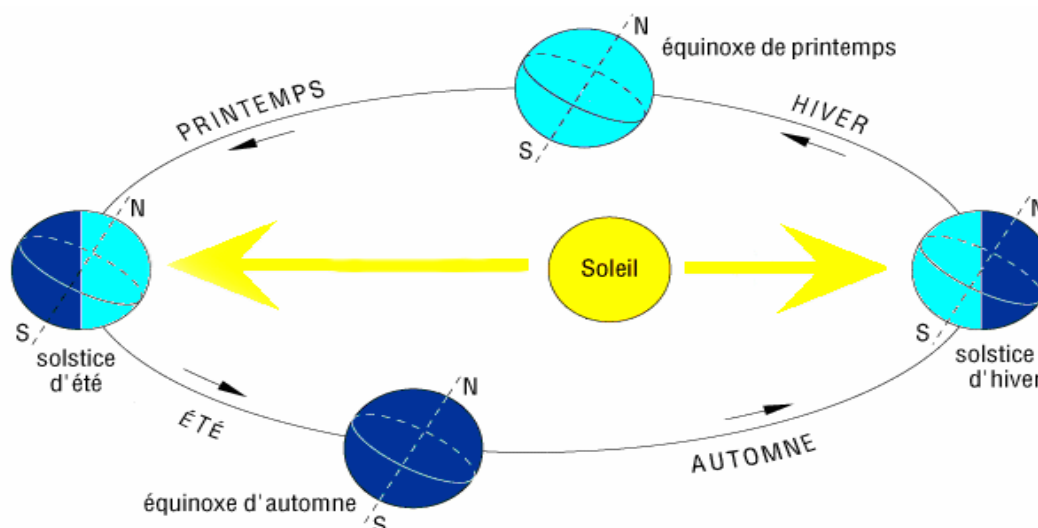


Figure. 1.2 : Représentation du mouvement de la terre autour du soleil

1.1.3 Définition des repères utilisés

Le traitement des données du rayonnement solaire et leurs estimations nécessitent la définition de plusieurs repères et paramètres. Ainsi, la connaissance

des mouvements et des positions du soleil pour un observateur terrestre, permet de mettre à jour les principales spécificités d'éclairage et de ressources solaires d'un site. Ces données solaires fixent un certain nombre de contraintes ou d'attitudes à adopter pour la prise en compte des facteurs solaires dans le dimensionnement des systèmes photovoltaïques. Egalement, elles facilitent l'utilisation de techniques de contrôle et d'évaluation de l'éclairage sur les différentes façades du bâtiment.

a- Orientation et inclinaison d'un plan

L'orientation et l'inclinaison d'un plan sont caractérisées par les paramètres α et β définis comme indiqué dans la figure 1.3 [3]. La variable α (Azimute) désigne l'orientation de la surface de telle sorte que:

- $\alpha = -90^\circ$ pour une orientation Est
- $\alpha = 0$ pour une orientation Sud
- $\alpha = 90^\circ$ pour une orientation Ouest
- $\alpha = 180^\circ$ pour une orientation Nord

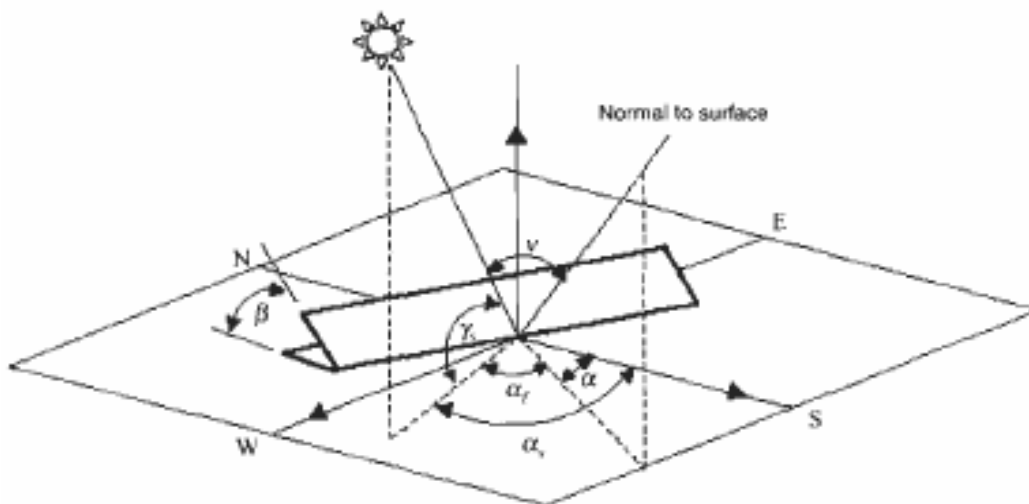


Figure. 1.3 : Orientation et inclinaison d'un plan

L'inclinaison de la surface est désignée par la variable β , choisie de telle sorte que:

- $\beta = 0$ pour une surface horizontale
- $\beta = 90^\circ$ pour un plan vertical
- $\beta = 180^\circ$ pour un plan horizontal tourné vers le bas.

b- Coordonnées horaires

Les coordonnées horaires terrestres permettent de définir sa position dans un système de référence local, constitué par le plan de l'équateur et l'intersection du méridien du lieu avec ce plan. Ainsi, les coordonnées horaires sont exprimées en degré et elles sont appelées angle horaire. L'angle horaire est noté H et il est compté positivement du sud vers l'ouest à partir du méridien.

c- Coordonnées horizontales et angle d'incidence

La position du soleil à un instant donné est décrite en fonction de l'azimut α , de l'angle horaire H , la latitude ϕ , la déclinaison du soleil δ et l'élévation h du soleil (Fig. 1.4). L'équation mathématique qui détermine l'élévation h du soleil est donnée par la relation suivante [2]:

$$\sin(h) = \sin \delta \sin \phi + \cos \delta \cos \phi \cos H \quad (1.1)$$

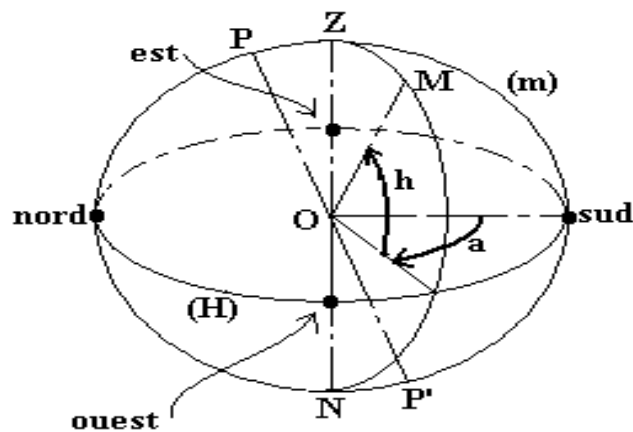


Figure. 1.4 : Coordonnées horizontales du soleil

La déclinaison peut être calculée par l'équation de Cooper suivante :

$$\delta = 23,45 \sin \left(360 \frac{284 + n}{365} \right) \quad (1.2)$$

Avec n : le nombre du jour de l'année.

Les valeurs importantes de l'azimut et la hauteur du soleil sont les suivantes :

- $\alpha = 0$ à midi
- $h > 0$ le jour
- $h < 0$ la nuit.

L'angle d'incidence θ par rapport à une surface inclinée avec un angle β est donné comme suit [2]:

$$\begin{aligned} \cos \theta = & (\sin \phi \cos \beta - \cos \phi \sin \beta \cos a) \sin \delta \\ & + (\cos \phi \cos \beta + \sin \phi \sin \beta \cos a) \cos \delta \cos H \\ & + \cos \delta \sin \beta \sin a \sin H \end{aligned} \quad (1.3)$$

où : β est l'inclinaison d'une surface.

d- Temps solaire

Temps solaire vrai : Le temps solaire vrai (*TSV*) en un lieu et un instant donné est défini par l'angle horaire du soleil [1,2]. Cette définition tient compte à la fois du mouvement de rotation de la terre sur elle-même et de son mouvement autour du Soleil.

Physiquement et par commodité, la valeur nulle de l'angle horaire correspond à un temps solaire vrai égal à 12 heures. D'où la relation :

$$TSV = 12 + \frac{H}{15} \quad (1.4)$$

Temps solaire moyen : La vitesse de la Terre sur son orbite n'est pas constante au cours de l'année. Ainsi, il a été défini un temps solaire moyen (*TSM*) qui considère la vitesse de la terre uniforme. L'écart entre *TSV* et *TSM* varie selon le jour de l'année mais il est nul, en moyenne (Fig. 1.5).

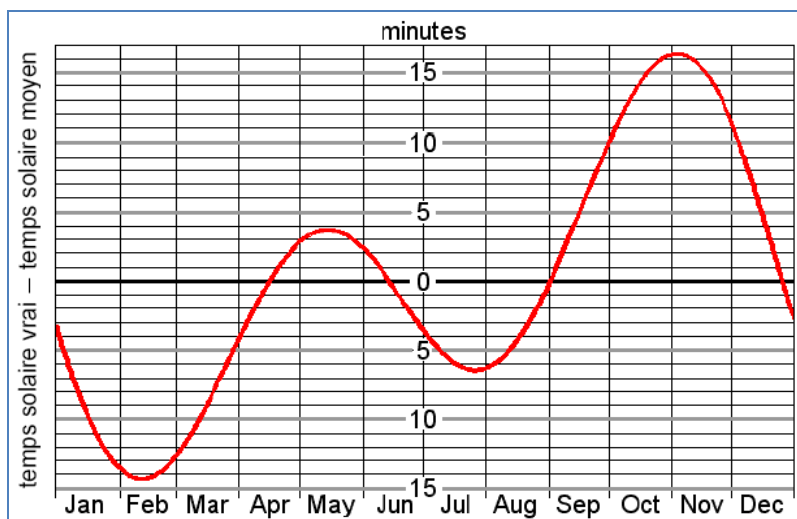


Figure. 1.5 : Ecart entre le temps solaire vrai et moyen

L'équation mathématique de cet écart est appelée équation du temps et elle est donnée comme suit :

$$E_t = 229,18(0,000075 + 0,001868 \cos \Gamma - 0,014615 \cos 2\Gamma - 0,04089 \sin 2\Gamma) \quad (1.5)$$

Avec :

Γ l'angle du jour donné par la relation suivante :

$$\Gamma = 2\pi \frac{n-1}{365} \quad (1.6)$$

Temps Universel : Le temps universel (TU) correspond au Temps Solaire Moyen TSM au méridien de Greenwich, choisi comme méridien origine. Une correction de longitude est appliquée pour obtenir le Temps Solaire Moyen au lieu considéré.

$$TU = TSM - \frac{\lambda}{15} \quad (1.7)$$

Avec :

λ : la longitude du lieu

Le Temps Légal : Le Temps Légal (TL) est déduit du temps universel suivant le système des fuseaux horaires. Généralement, chaque pays adopte l'heure du fuseau horaire correspondant à la longitude de sa capitale. Le décalage du méridien retenu par rapport à Greenwich est noté DE et il est donné par la relation suivante :

$$TL = TU + DE \quad (1.8)$$

1.2 Modélisation de l'irradiation solaire

Le dimensionnement des systèmes photovoltaïques, particulièrement dans les sites isolés, est confronté à la rareté des données météorologiques mesurées. Ainsi et grâce à l'exploitation statistique de certaines grandeurs mesurées, l'estimation du rayonnement solaire à l'aide des modèles mathématiques a permis de combler le manque de données météorologiques.

1.2.1 Définition

Avant d'aborder la modélisation du rayonnement solaire, nous avons jugé utile de définir les paramètres nécessaires pour la modélisation afin de faciliter le suivi de ces modèles.

- Rayonnement hors atmosphère :

L'atmosphère terrestre reçoit un rayonnement solaire à une puissance moyenne de 1367 W/m^2 . Cette valeur du rayonnement solaire est connue sous la dénomination « constante solaire » qui correspond à une masse atmosphérique nulle.

- Atténuation du rayonnement solaire par l'atmosphère :

Les phénomènes atmosphériques influent sur le rayonnement solaire reçu sur la surface de la Terre. Ces phénomènes sont:

- la nébulosité,
- les poussières,
- l'humidité.
- la couverture du sol.

Ces phénomènes météorologiques causent des variations horaires et quotidiennes, en augmentant ou en diminuant, la valeur du rayonnement solaire.

Ainsi, les différents composants du rayonnement solaire sur une surface au sol sont les suivants :

- Le rayonnement direct est le rayonnement reçu directement du Soleil.
- Le rayonnement diffus est dû à l'absorption et à la diffusion d'une partie du rayonnement solaire par l'atmosphère et à sa réflexion par les nuages.
- Le rayonnement solaire réfléchi est le rayonnement qui est réfléchi par le sol ou par des objets se trouvant à sa surface. Ce rayonnement dépend de l'albédo du sol, il peut être important lorsque le sol est particulièrement réfléchissant (eau, neige).

1.2.2 Estimation de la composante directe et diffuse de l'irradiation horizontale à partir de l'irradiation globale journalière

L'irradiation globale journalière $G_d(0)$ est la totalité de l'énergie journalière reçue sur une surface. Pour une surface horizontale, $G_d(0)$ est la somme de la composante diffuse $D_d(0)$ et la composante directe $B_d(0)$.

La distribution du diffus solaire est irrégulière à cause de la variation du climat. Néanmoins, la caractéristique moyenne du diffus est entièrement régulière et peut être en corrélation avec l'indice de clarté de l'atmosphère [4].

La composante diffuse de l'irradiation horizontale journalière est calculée à l'aide d'une corrélation existante entre la fraction diffuse, K_d et l'indice de clarté de l'atmosphère, K_t . La fraction diffuse K_d est défini par la relation suivante :

$$K_d = \frac{D_d(0)}{G_d(0)} \quad (1.9)$$

et l'indice de clarté de l'atmosphère K_t comme :

$$K_t = \frac{G_d(0)}{G_{ed}(0)} \quad (1.10)$$

avec :

$G_{ed}(0)$: Irradiation globale extraterrestre journalière

$G_d(0)$: Irradiation globale horizontale journalière

$D_d(0)$: Irradiation diffuse horizontale journalière

Après le calcul de la composante diffuse horizontale, la composante directe de l'irradiation horizontale journalière est déduite de la relation suivante :

$$B_d(0) = G_d(0) - D_d(0) \quad (1.11)$$

a- Modèle de Frutos

La relation est donnée par l'équation suivante [5] :

pour l'intervalle $K_t < 0.166$

$$K_d = 0.92 \quad (1.12)$$

pour l'intervalle $0.166 \leq K_t \leq 0.8$

$$K_d = 0.77 + 1.93 K_t - 6.86 K_t^2 + 4.27 K_t^3 \quad (1.13)$$

pour l'intervalle $K_t > 0.8$

$$K_d = 0.109 \quad (1.14)$$

b- Modèle de Macagnan

La corrélation est donnée comme suit [6] :

pour l'intervalle $K_t < 0.18$

$$K_d = 0.942 \quad (1.15)$$

pour l'intervalle $0.18 \leq K_t \leq 0.79$

$$K_d = 0.974 + 0.326 K_t - 3.896 K_t^2 + 2.661 K_t^3 \quad (1.16)$$

pour l'intervalle $K_t > 0.79$

$$K_d = 0.115 \quad (1.17)$$

c- Calcul d'erreurs

La performance des modèles proposés est déterminée grâce aux calculs des critères d'erreurs : la racine de l'erreur quadratique moyenne, RMSE (Root Mean Square Error) et la tendance moyenne de l'erreur, MBE (Mean Bias Error). Les formules déterminant ces deux critères sont données comme suit :

$$RMSE = \left[\frac{\sum_{i=1}^N \left(\frac{C_i - M_i}{M_i} \right)^2}{N} \right]^{0.5} \quad (1.18)$$

$$MBE = \frac{\sum_{i=1}^N \left(\frac{C_i - M_i}{M_i} \right)}{N} \quad (1.19)$$

avec C_i représentant la $i^{ème}$ valeur calculée, M_i est la $i^{ème}$ valeur mesurée et N est le nombre de mesures.

La validation de ces modèles est calculée en utilisant les données mesurées de l'irradiation globale horaire horizontale et la composante diffuse horaire horizontal disponible pour nous. Ces données concernent l'année 1999 de la ville de Tamanrasset. Les résultats de calcul sont représentés dans le tableau 1.1. Ainsi, nous avons constaté que le modèle proposé par Macagnan est le plus performant pour l'estimation de la composante directe et diffuse horizontale. Ce modèle présente la plus faible valeur du point de vue erreur quadratique moyenne et tendance moyenne de l'erreur

Tableau 1.1 : Résultats du calcul d'erreur en utilisant les données mesurées de Tamanrasset

Modèle	RMSE	MBE
Frutos	0.423	0.176
Macagnan	0.375	0.085

1.2.3 Estimation de la composante directe et diffuse horaire de l'irradiation à partir de l'irradiation globale horaire

Les composantes diffuse et directe à l'échelle horaire sont indispensables pour la simulation mathématique du fonctionnement des systèmes photovoltaïques. Les modèles présentés ci-dessous estiment la composante directe et diffus horaire de l'irradiation à partir de l'irradiation globale horaire. Ces modèles sont basés sur la corrélation entre l'indice de clarté horaire de l'atmosphère, M_t et la fraction diffuse horaire, M_d . La fraction diffuse horaire M_d est définie par la relation suivante [7] :

$$M_d = \frac{D_h(0)}{G_h(0)} \quad (1.20)$$

et l'indice de clarté horaire de l'atmosphère M_t , comme :

$$M_t = \frac{G_h(0)}{G_{eh}(0)} \quad (1.21)$$

avec :

$G_{eh}(0)$: Irradiation globale extraterrestre horaire [Wh/m²]

$G_h(0)$: Irradiation globale horizontale horaire [Wh/m²]

$D_h(0)$: Irradiation diffuse horizontale horaire [Wh/m²]

a- Modèle de Erbs-Klein et Duffie

Pour Erbs-Klein et al. la relation entre la fraction diffuse horaire M_d et l'indice de clarté horaire de l'atmosphère M_t est donnée pour trois intervalles comme suit [8] :

Pour $0 \leq M_t \leq 0.22$

$$M_d = 1.0 - 0.09 M_t \quad (1.22)$$

Pour $0.22 < M_t \leq 0.80$

$$M_d = 0.9511 - 0.1604 M_t + 4.388 M_t^2 - 16.638 M_t^3 + 12.336 M_t^4 \quad (1.23)$$

Pour $M_t > 0.80$

$$M_d = 0.165 \quad (1.24)$$

b- Modèle de Reindel, Beckman et Duffie

La fraction diffuse horaire M_d est fonction de l'indice de clarté horaire de l'atmosphère, M_t et la hauteur du soleil, $\sin\alpha$. L'expression analytique de la corrélation est donnée comme suit [9] :

Pour $0 \leq M_t \leq 0.3$; contrainte : $M_d \leq 1.0$

$$M_d = 1.020 - 0.254 M_t + 0.0123 \sin\alpha \quad (1.25)$$

Pour $0.3 < M_t < 0.78$; contrainte : $M_d \leq 0.97$ et $M_d \geq 0.1$

$$M_d = 1.400 - 1.749 M_t + 0.177 \sin\alpha \quad (1.26)$$

Pour $M_t \geq 0.78$; contrainte : $M_d \geq 0.1$

$$M_d = 0.486 M_t - 0.182 \sin\alpha \quad (1.27)$$

c- Calcul d'erreurs

La validation de ces modèles est obtenue à l'aide de l'utilisation des deux critères RMSE et MBE. Le Tableau 1.2 donne les résultats de calculs d'erreurs obtenus en utilisant les données mesurées de la composante diffuse horaire horizontale de Tamanrasset pour l'année 1999.

Le modèle de Reindel et al. présente la meilleure performance par rapport au modèle de Erbs et al. En effet, les valeurs de RMSE et MBE sont respectivement 0.7334 et 0.3273 pour le modèle de Reindel et al. contre 0.8781 et 0.4661 pour le modèle de Erbs et al.

Tableau 1.2 : Résultats de calculs de RMSE et MBE pour le site de Tamanrasset.

Modèle	RMSE	MBE
Erbs-Klein et Duffie	0.8781	0.4661
Reindel, Beckman et Duffie	0.7334	0.3273

1.2.4 Estimation de l'éclairement horaire sur une surface inclinée

Pour le calcul et les formules ci-dessous, il est supposé que la valeur de l'irradiation solaire durant une heure est égale numériquement avec l'éclairement solaire instantané au milieu de cette heure.

Les composantes de l'éclairement global incident sur une surface inclinée sont les suivantes [10] :

- L'éclairement direct, $B(\beta)$
- L'éclairement diffus, $D(\beta)$
- L'éclairement réfléchi par le sol, $R(\beta)$

Pour une inclinaison de la surface d'un angle β , l'éclairement globale $G(\beta)$ est la somme de l'éclairement directe, l'éclairement diffus et l'éclairement réfléchi. La formule mathématique de l'éclairement globale est donnée comme suit :

$$G(\beta) = B(\beta) + D(\beta) + R(\beta) \quad (1.28)$$

a- Eclairement direct

La composante directe $B(\beta)$ peut être obtenue en utilisant l'angle de l'incidence θ_s et l'angle zénithal θ_{zs} comme suit :

$$B(\beta) = B_h(0) \frac{\cos \theta_s}{\cos \theta_{zs}} \quad (1.28)$$

b- Eclairage diffus :

Pour le calcul de la composante diffuse sur la surface inclinée, nous avons utilisé trois modèles différents selon leurs hypothèses faites sur le rayonnement solaire provenant du soleil et de la voûte céleste. Les modèles de Temps et de Klucher considèrent non uniforme l'éclairage diffus provenant de la voûte céleste. Par contre, le modèle de Willmott considère l'éclairage diffus comme une somme de l'éclairage diffus provenant de la voûte céleste et le disque solaire.

- Modèle de Temps et Coulson

Le modèle est basé sur la condition de la clarté du ciel et considère non uniforme (anisotrope) l'intensité de l'éclairage diffus provenant de la voûte céleste. L'éclairage diffus sur un plan incliné est exprimé par la relation suivante [11]:

$$D(\beta) = D_h(0) \frac{(1 + \cos \beta)}{2} \left[\left(1 + \sin^3 \left(\frac{\beta}{2} \right) \right) (1 + \cos^2(\theta_z) \sin^3(\cos(\theta_{zs}))) \right] \quad (1.29)$$

- Modèle de Klucher

Klucher a modifié le modèle de Temps et Coulson en introduisant les conditions des ciels couverts. Le modèle de Klucher considère toujours non uniforme (anisotrope) l'intensité de l'éclairage diffus provenant de la voûte céleste. L'éclairage diffus sur un plan incliné est illustré comme suit [12]:

$$D(\beta) = D_h(0) \frac{(1 + \cos \beta)}{2} \left[\left(1 + F \sin^3 \left(\frac{\beta}{2} \right) \right) (1 + F \cos^2(\theta_z) \sin^3(\cos(\theta_{zs}))) \right] \quad (1.30)$$

avec :

$$F = 1 - \left[\frac{D_h(0)}{G_h(0)} \right]^2 \quad (1.31)$$

- Modèle de Willmott

Willmott considère isotrope la composante diffuse provenant directement du disque solaire de même que l'irradiation provenant du reste de la voûte céleste. La relation du modèle proposé est la suivante [13]:

$$D(\beta) = D_h(0) \left[F(0) \frac{(1 + \cos \beta)}{2} + (1 - F(0)) \frac{\cos \theta(0)}{\sin(h(0))} \right] \quad (1.32)$$

$$F(0) = 1 - \left[1 - \frac{D_h(0)}{G_h(0)} \right] \frac{G_h(0)}{G_{oh}(0)} \quad (1.33)$$

avec :

$h(0)$: Hauteur du soleil au milieu de l'heure.

c- Eclairage réfléchi

L'éclairage réfléchi sur une surface inclinée est donné par la relation suivante :

$$R(\beta) = \rho \frac{G_h(0)(1 - \cos \beta)}{2} \quad (1.34)$$

avec :

ρ : Albédo du lieu.

d- Calcul d'erreurs :

La validation des modèles proposés a été réalisée en utilisant le rayonnement solaire horizontal et incliné mesuré des années 1996, 1997 et 1998 pour la ville d'Oran. Le choix de cette ville a été dicté par la disponibilité des données mesurées sur le lan horizontal et incliné.

Le tableau 1.3 montre la faible valeur de l'erreur quadratique RMSE du modèle de Willmott par rapport aux deux autres modèles. Par contre du point de vue déviation de l'erreur, c'est le modèle de Klucher qui est le plus performant. En effet, le modèle de Klucher surestime le rayonnement calculé de 5,3% contre les 15,17% pour le modèle de Willmott.

Tableau 1.3 : Résultats des critères d'erreurs RMSE et MBE calculés pour Oran : les années 1996, 1997 et 1998.

Modèle	RMSE	MBE (%)
<i>Temps et Coulson</i>	0.4312	6.17
<i>Klucher</i>	0.4275	5.30
<i>Willmott</i>	0.3425	15.17

1.2.5 Conclusion

Les modèles mathématiques proposés pour l'estimation des différents composants du rayonnement solaire ont été validés à l'aide des données mesurées. Les deux critères utilisés qui sont le RMSE et MBE offrent un très bon diagnostic pour comparer les performances de ces modèles. En effet, le RMSE nous informe sur l'erreur quadratique et le MBE nous informe sur la déviation de l'erreur (sous-estimation ou surestimation).

L'analyse des résultats des modèles étudiés dans ce chapitre, nous a permis de recommander les modèles qui ont donné les meilleurs résultats, à savoir :

- Modèle de Macagnan, pour l'estimation de la composante directe et diffuse à partir de l'irradiation globale journalière.
- Modèle de Reindel, pour l'estimation de la composante directe et diffuse à partir de l'irradiation globale horaire.
- Modèle de Klucher, pour l'estimation de la composante diffuse horaire sur un plan incliné.

CHAPITRE 2

PRESENTATION DES SYSTEMES PHOTOVOLTAÏQUES

2.1 Généralités sur les systèmes photovoltaïques

La demande mondiale en systèmes solaires photovoltaïques croît constamment depuis 20 ans. L'industrie mondiale des systèmes photovoltaïques (PV) repose essentiellement sur les besoins des régions isolées en alimentation électrique fiable et peu coûteuse.

Dans un grand nombre d'applications, le photovoltaïque est tout simplement la solution la plus rentable. Parmi ces applications, on peut citer les systèmes photovoltaïques alimentant des habitations isolées et éloignées du réseau électrique, électrification rurale (villages isolés), pompage de l'eau, les relais de télécommunication et les systèmes connectés au réseau électrique.

En général, les systèmes photovoltaïques sont utilisés pour fournir de l'électricité dans des lieux qui peuvent avoir :

- un accès difficile pour le réseau électrique,
- une déficience importante d'approvisionnement électrique.

Ces dernières années et pour des raisons économiques et environnementales (réduction des émissions polluantes), l'utilisation des systèmes photovoltaïques dans le milieu urbain sont en progression très importante. Ainsi, les façades ensoleillées des bâtiments dans les pays occidentaux se trouvent de plus en plus couvertes par des modules photovoltaïques pour la production de l'électricité. Les systèmes photovoltaïques peuvent être classés en trois genres de systèmes [14] qui sont les systèmes autonomes, les systèmes hybrides et les systèmes connectés à un réseau

2.1.1 Systèmes autonomes

Les systèmes photovoltaïques autonomes dépendent uniquement de l'énergie solaire pour répondre à la demande d'électricité. Deux types de système se distinguent selon l'utilisation ou non d'un système de stockage d'énergie (Fig. 2.1) :

- Systèmes autonomes utilisant un système de stockage d'énergie, qui emmagasine l'énergie produite par les modules au cours de la journée, pour l'utilisation nocturne ou durant les périodes où le rayonnement solaire est insuffisant. Exemple, éclairage des habitations et éclairage public.
- Système autonome sans système de stockage d'énergie. Exemple le pompage de l'eau où le stockage de l'eau est préconisé à cause de son coût très bas [15].

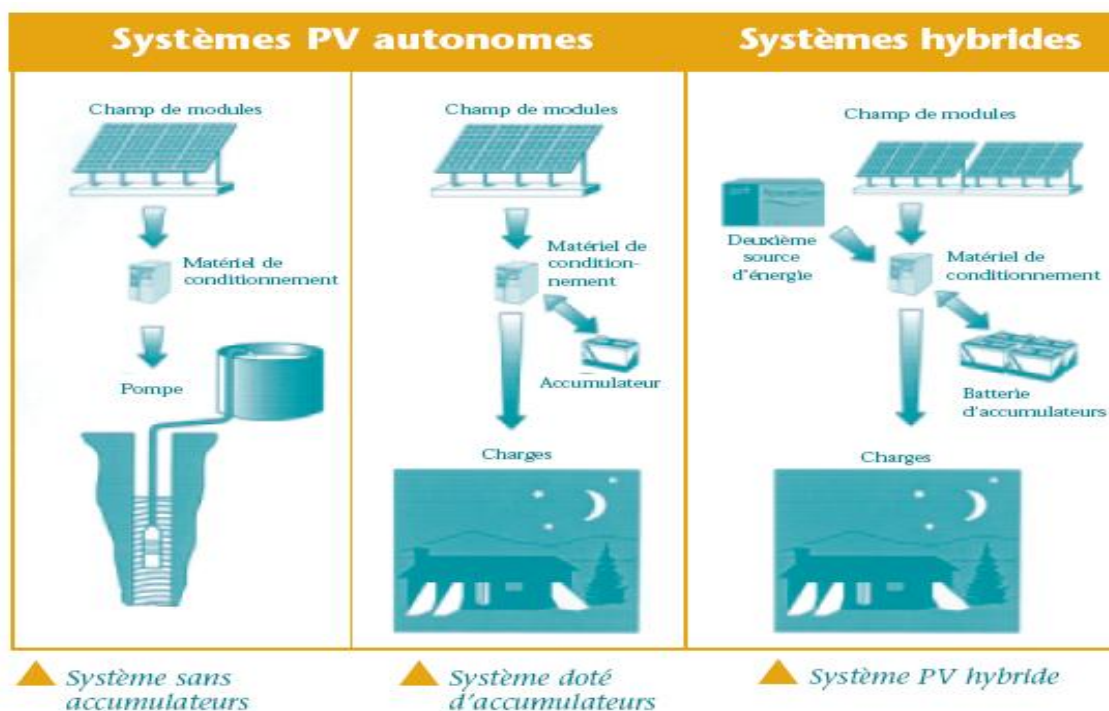


Figure 2.1 : Systèmes photovoltaïques autonomes et hybrides

2.1.2 Systèmes hybrides

Les systèmes hybrides se caractérisent par l'utilisation de deux sources d'énergie ou plus.

Le générateur photovoltaïque est combiné à une éolienne ou à un groupe électrogène, ou aux deux à la fois. Un tel système s'avère un bon choix pour les

applications qui nécessitent une alimentation continue d'une puissance assez élevée.

Également, les systèmes hybrides sont une solution pour réduire les coûts dans la partie du générateur photovoltaïque et/ou accumulateurs de stockage dans le cas d'un site très bien éventé.

2.1.3 Systèmes connectés à un réseau

Un système connecté à un réseau produit sa propre électricité et transfère son excédent d'énergie directement vers le réseau, auprès duquel il s'approvisionne au besoin. Ce double transfert entre le système et le réseau élimine la nécessité d'utiliser et d'entretenir des accumulateurs de batteries.

Les systèmes photovoltaïques connectés au réseau électrique peuvent être classés selon leur puissance en deux catégories :

- Des systèmes de petite puissance comportant un boîtier installé à l'endos ou à côté de chaque module. Ce boîtier renferme un petit convertisseur synchrone connecté au réseau électrique (Fig. 2.2).



Figure 2.2 : Fenêtre-module photovoltaïque et onduleur d'un petit système PV connecté au réseau, bâtiment de Fraunhofer Gesellschaft (Allemagne)

- Des systèmes de grande puissance qui comportent un onduleur de grande puissance relié à un générateur photovoltaïque.

Les onduleurs des deux dispositifs convertissent le courant continu en courant alternatif et synchronisent le courant de sortie à celui du réseau électrique. Le système photovoltaïque connecté au réseau comprend un système de comptage d'énergie injectée dans le réseau et une quantité d'énergie consommée à partir du réseau. Egalement, ces systèmes peuvent être différenciés selon le mode de production d'électricité (Fig. 2.3) :

- En production décentralisée :

Le générateur photovoltaïque est situé sur les lieux de consommation ou à proximité. Ainsi, les pertes d'énergie et de capacité des lignes de distribution du fournisseur électrique peuvent être réduites. Le fournisseur peut de ce fait repousser ou éviter des travaux d'augmentation de la capacité de son réseau de transport et de distribution dans les endroits où la production quotidienne moyenne du système photovoltaïque correspond à sa demande de pointe. Exemple : la pointe de l'après-midi en été pour la climatisation.

- En production centralisée :

Les systèmes photovoltaïques centralisés de très grande puissance, plusieurs MWc, sont installés dans le monde à titre de démonstration pour aider les fournisseurs d'électricité à acquérir de l'expérience dans la gestion de ces installations.

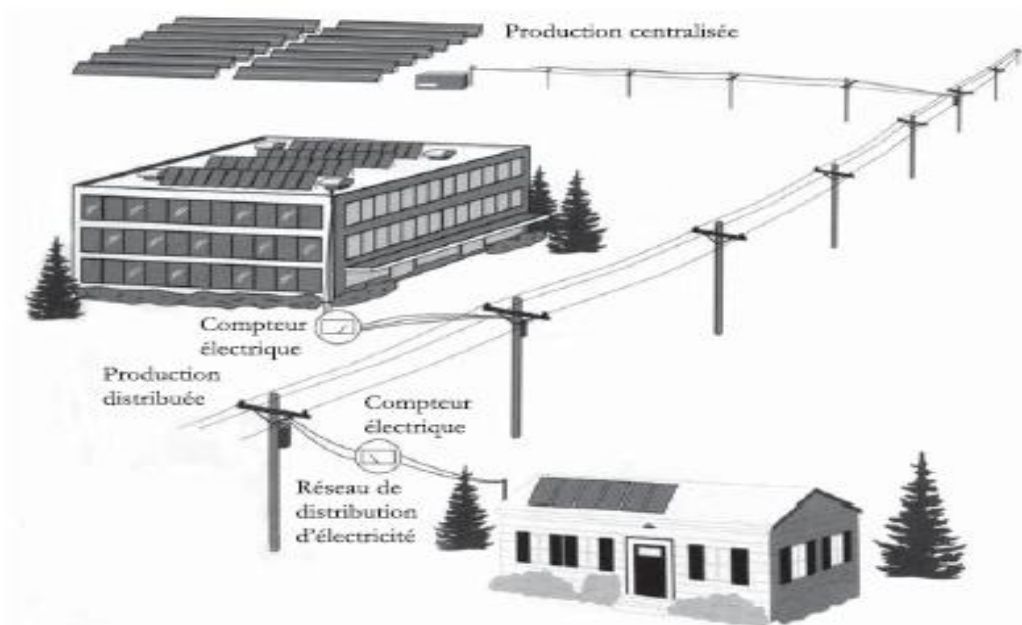


Figure 2.3 : Types de systèmes photovoltaïques connectés au réseau électrique.

2.2 Composants des systèmes photovoltaïques

L'avantage essentiel des systèmes photovoltaïques réside dans leur autonomie, les plus élaborés appartiennent aux techniques spatiales. Dans cette étude, on se limitera aux problèmes essentiels qui se posent lors de la conception des installations les plus courantes.

Le schéma synoptique de la figure 2.4 résume les associations possibles entre les trois parties d'un système photovoltaïque. Le générateur solaire, le conditionnement de puissance et le stockage.

2.2.1 Générateur photovoltaïque

Le générateur photovoltaïque est l'élément de base de tout système photovoltaïque. Il est constitué de plusieurs modules assemblés en série et en parallèle selon la puissance demandée. Chaque module est lui-même constitué de cellules photovoltaïques généralement montées en série. L'énergie solaire incidente sur la surface de la cellule photovoltaïque est convertie instantanément en énergie électrique par l'effet photovoltaïque.

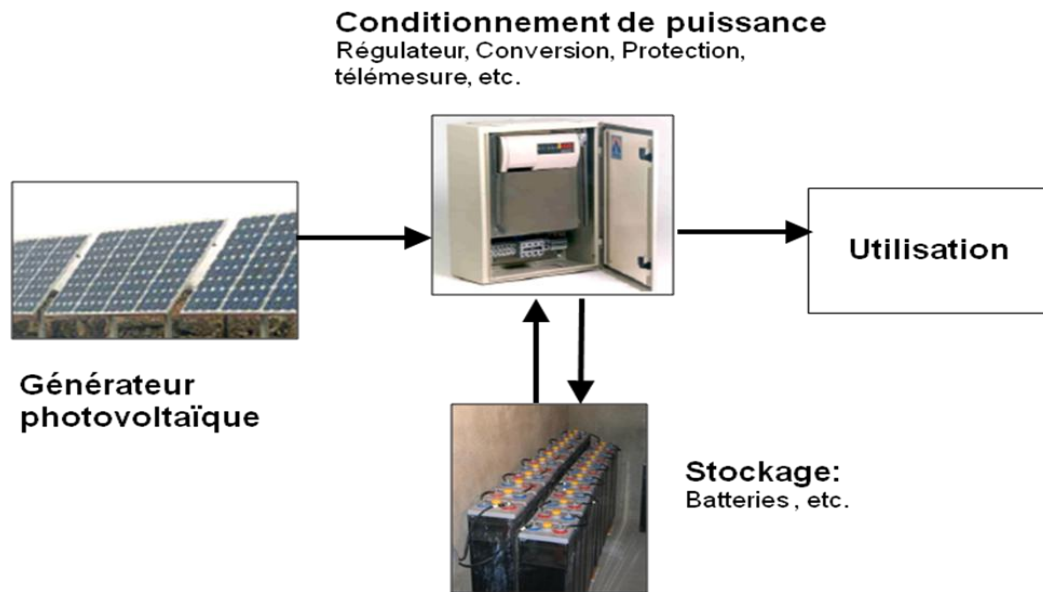


Figure 2.4 : Schéma synoptique d'un système photovoltaïque autonome

a- Cellule photovoltaïque

La cellule photovoltaïque est responsable de la conversion instantanée de l'énergie de la lumière en énergie électrique par l'effet photovoltaïque. Elle est composée d'un matériau semi-conducteur.

L'effet photovoltaïque permet la conversion instantanée de l'énergie des photons (lumière) incidente sur la surface des cellules photovoltaïques en énergie électrique. Cet effet est obtenu avec des matériaux dits « semi-conducteurs », exemple le silicium Si. Ces matériaux ont des propriétés intermédiaires entre les conducteurs et les isolants.

Un semi-conducteur est un matériau dont la concentration en charges libres est très faible par rapport aux métaux. Pour qu'un électron lié à son atome (bande de valence) devienne libre dans un semi-conducteur et participe à la conduction du courant, il faut lui fournir une énergie minimum appelée E_g .

Pour les applications photovoltaïques, E_g varie de 1,0 à 1,8 eV. Ainsi, elle est égale à 1,1 eV pour le silicium cristallin (c-Si), et 1,7 eV pour le silicium amorphe (a-Si). Les photons ayant une énergie suffisante, heurte un atome sur la partie négative (type n) de la cellule, il excite un électron et l'arrache de sa structure moléculaire, créant ainsi un électron libre sur cette partie (Fig. 2.5). Mais, seulement les photons ayant une énergie supérieure à l'énergie du band-gap vont créer une paire électron trou.

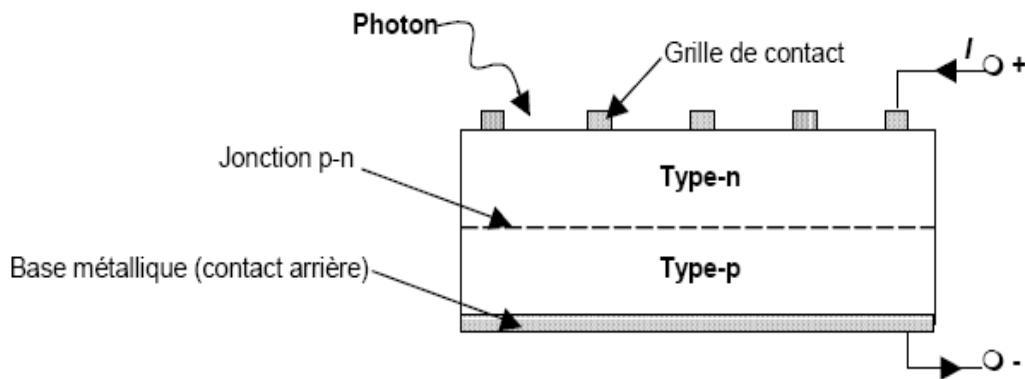


Figure 2.5 : Principe de fonctionnement d'un générateur photovoltaïque

Les cellules photovoltaïques sont disponibles dans le marché en plusieurs types. Elles sont différenciées par la forme et la technologie de fabrication. Les cellules photovoltaïques sont disponibles sous les formats carré, quasi-carré, triangulaire et uniforme (amorphe couche fine). Les couleurs disponibles sont :

- Couleurs normales: noir (monocristallin et amorphe), bleu (mono et polycristallin)
- Couleurs spéciales: or, marron, jaune, rouge, etc.
- Semi-transparents: pour sérigraphie laser (amorphe), avec perforations (cristallin)

Actuellement, il existe essentiellement deux technologies de fabrication des cellules photovoltaïques : la production de cellules issues de plaques de silicium cristallin et les cellules obtenues directement par des procédés en couches minces. Dans le premier cas, des tranches de silicium monocristallin, de silicium polycristallin ou de silicium en ruban sont utilisées pour produire des cellules photovoltaïques dans des chaînes de production utilisant des procédés et machines propres à l'industrie des semi-conducteurs au silicium (Fig. 2.6).

Dans le deuxième cas, il existe quatre types de cellules en couches minces. Leurs noms sont dérivés de l'un des principaux matériaux actifs de la cellule : tellure de cadmium (CdTe), di-séléniure de cuivre-indium CuInSe_2 appelé (CIS) [13], silicium amorphe et silicium cristallin en couche mince. Le silicium amorphe est déjà produit à l'échelle commerciale alors que les trois autres technologies approchent du stade de commercialisation. Les cellules en couches minces sont

déposées directement sur le substrat de verre, supprimant ainsi les étapes intermédiaires associées à la fabrication des cellules solaires individuelles.

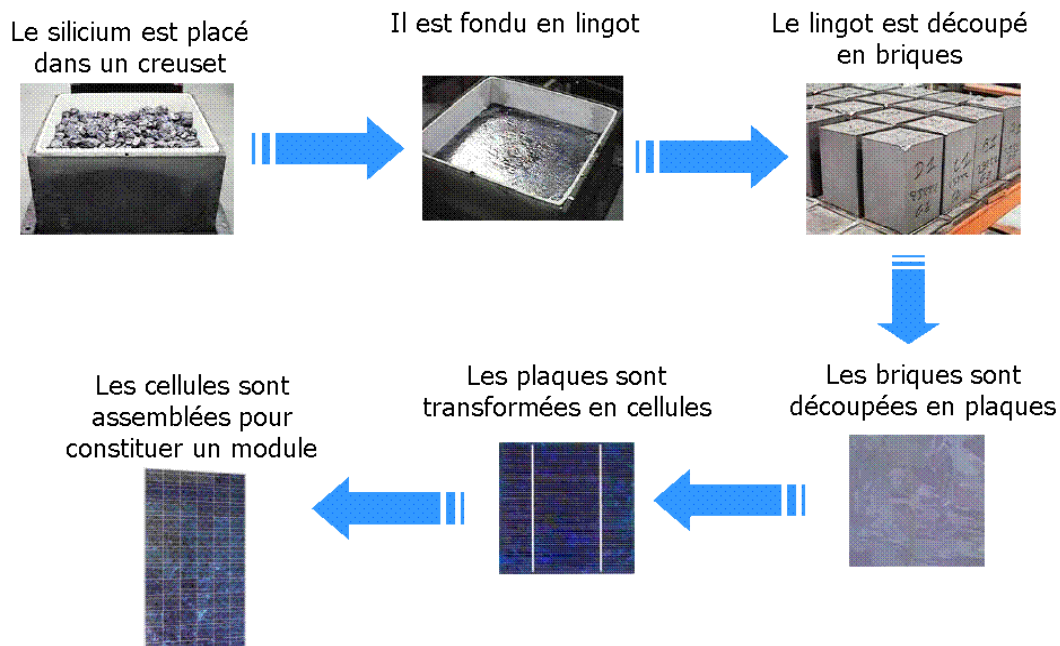


Figure 2.6 : Technique de fabrication des cellules photovoltaïques en Si cristallin.

b- Modules photovoltaïques

Une cellule photovoltaïque ne produit qu'une très faible puissance électrique, de 1 à 3 W, avec une tension de moins d'un volt. Pour produire plus de puissance, les cellules sont assemblées pour former un module. Les connexions en série de plusieurs cellules augmentent la tension pour un même courant, tandis que la mise en parallèle accroît le courant en conservant la tension. La plupart des modules commercialisés sont composés de 36 cellules en silicium cristallin, connectées en série pour des applications en 12 V. Le courant de sortie, et donc la puissance, sera proportionnels à la surface du module.

De plus, la structure du module protège les cellules photovoltaïques contre les agressions de leur environnement telles que le bris et la corrosion. Généralement, les cellules sont encapsulées sous verre ou sous composé plastique pour former le module photovoltaïque. L'interconnexion des modules (en série ou/et en parallèle) permet de produire une puissance encore plus grande et elle définit la notion du générateur photovoltaïque. La diversité des cellules photovoltaïques du point de vue forme et technologie de fabrication conduit forcément aux formats différents de

module photovoltaïque. Les Types de formats de modules photovoltaïques sont résumés comme suit :

- Cadre: avec ou sans
- Transparence: séparation entre cellules
- Forme: rectangulaire, adaptation aux formes particulières (laminage), tuile

Les figures 2.7, 2.8 et 2.9 montrent les différentes technologies et formes des modules photovoltaïques fabriquées en Silicium cristallin et amorphe. Le tableau 2.1 montre le rendement de conversion photovoltaïque de cellules inorganiques. Les rendements donnés sont relatifs aux données relevées dans les laboratoires et les valeurs du rendement des modules commercialisés [16]. Les cellules des modules photovoltaïques peuvent être comme suit : un silicium (Si) monocristallin produit par la méthode Czochralski (sc-Si CZ), un Si multi cristallin moulé (mc-Si), un Si amorphe hydrogéné (a-Si), un poly cristallin en couche sur substrat CIS, diséléniure de cuivre et d'indium (pc-CIS), un polycristallin en couche sur substrat tellure de cadmium (pc-CdTe) [17].

Tableau 2.1 : Rendements laboratoires et industriels des cellules et modules photovoltaïques

Type de cellule PV	Rendement cellule maximum laboratoire (1996)	Rendement module industriel	
		<i>Moyen</i>	<i>Maximal</i>
sc-Si CZ	24,0 %	12 – 16 %	22 %
mc-Si moulé	18,6 %	11 – 14 %	15 %
a-Si	12,7 %	6 – 7 %	10 %
pc-CIS	16,4 %	-	9,7 %
pc-CdTe	15,8 %	7 – 8 %	9,1 %

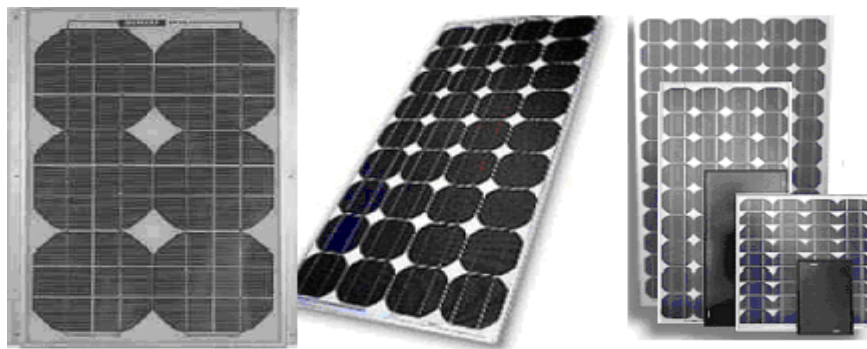


Figure 2.7 : Modules photovoltaïques fabriquées en Silicium monocristallin

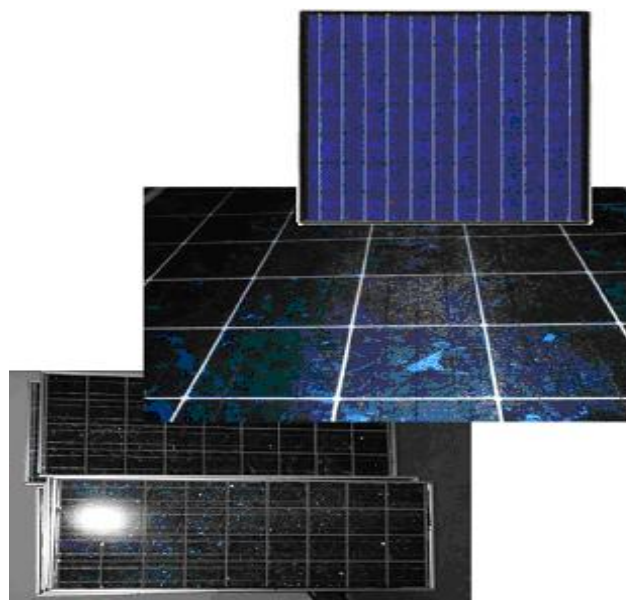


Figure 2.8 : Modules photovoltaïques fabriquées en Silicium polycristallin

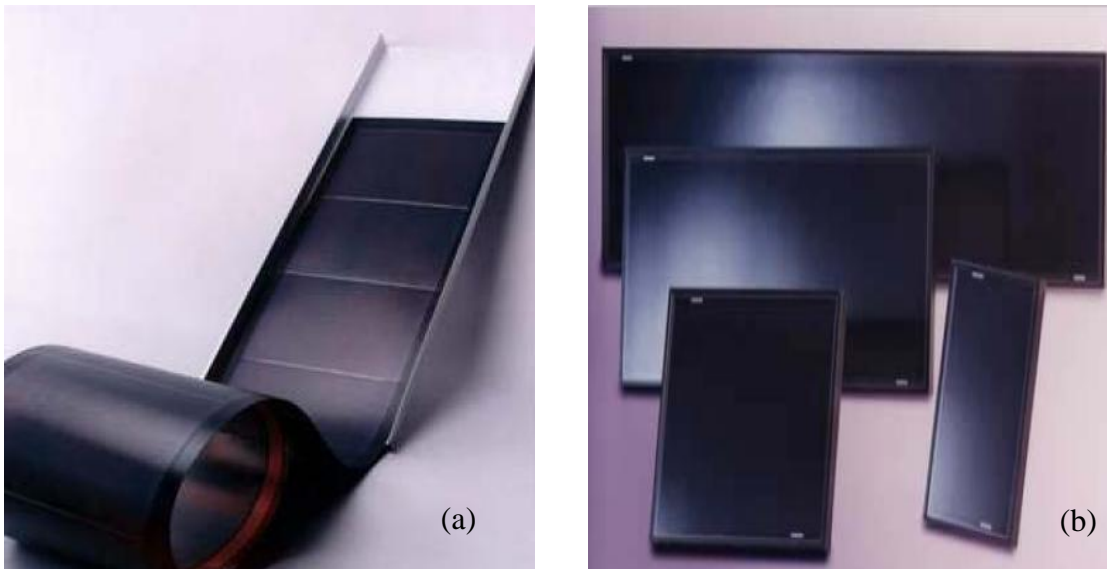


Figure 2.9 : Modules photovoltaïques fabriquées en Silicium amorphe :
 (a) module flexible, (b) modules opaques

La supériorité des propriétés électriques du silicium cristallin apparaît clairement. De plus la cellule en silicium amorphe hydrogéné ne peut être basée sur une structure p-n car ce matériau fait des jonctions ohmiques. L'absence de rectification est due à la densité d'états importante dans la bande interdite. La structure doit être de type p-i-n. Outre son prix de revient plus économique, l'avantage du silicium amorphe sur le silicium cristallin est son grand coefficient d'absorption. Il permet de diminuer l'épaisseur de la cellule tout en conservant une bonne absorption de la lumière incidente. En général, cette épaisseur varie entre 0,4 μm et 1 μm pour le silicium amorphe alors qu'elle est supérieure à 100 μm pour le silicium cristallin. Ces épaisseurs de l'ordre du micron sont compatibles avec les valeurs de longueur de diffusion et de mobilité des électrons dans le matériau amorphe.

2.2.2 Le Conditionnement de puissance

Le conditionnement de puissance dans un système photovoltaïque est constitué d'un régulateur de charge, un onduleur dc/ac ou dc/dc et les dispositifs de protection et de contrôleur [18].

a- Le Régulateur

Le régulateur est un système électronique qui a pour rôle de protéger la batterie contre une charge trop élevée ou une décharge trop profonde.

- Une charge trop élevée entraînera une électrolyse de l'eau en hydrogène et oxygène, ce qui pourra éventuellement amener les plaques en contact avec l'air et provoquera un vieillissement prématuré de la batterie. La formation d'hydrogène représente également un risque certain d'explosion dans un local peu ventilé.
- Une décharge profonde répétée provoque une sulfatation irréversible des plaques et, par conséquent, une diminution de la capacité de la batterie. Cette sulfatation peut également provoquer des courts-circuits entre les plaques et rendre l'accumulateur inopérant.

Les figures 2.10 et 2.11 illustrent respectivement le principe de conception d'un régulateur shunt et le schéma d'un régulateur incorporant un dispositif de sectionnement de la charge.

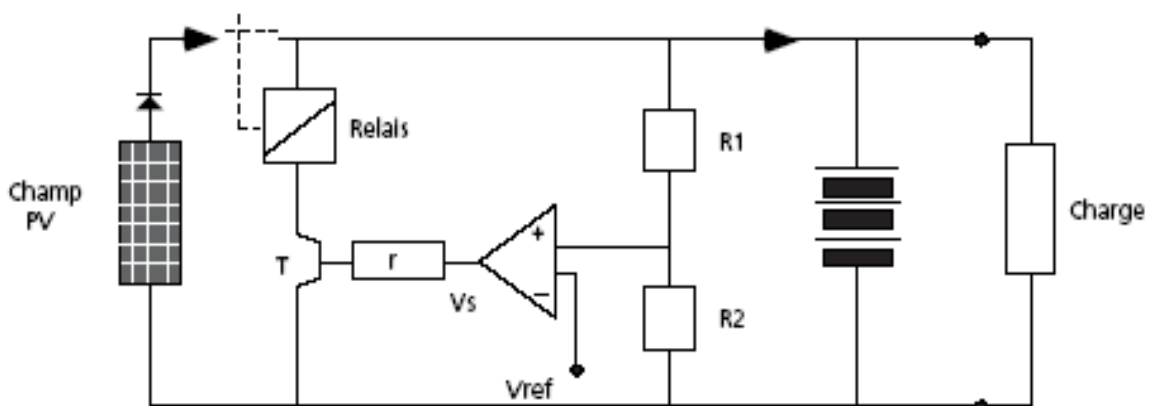


Figure 2.10 : Schéma de conception d'un régulateur shunt

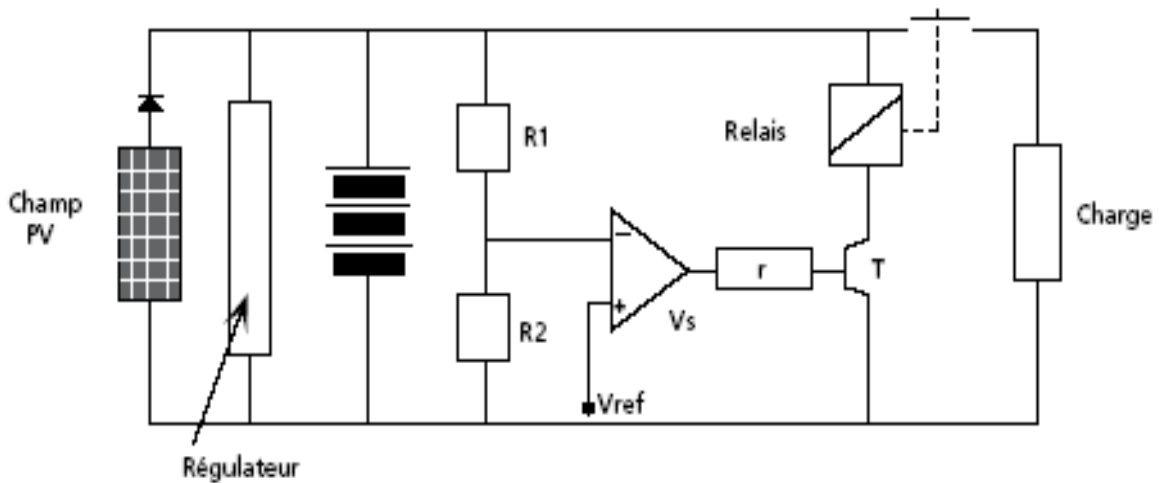


Figure 2.11 : Schéma du régulateur à sectionnement basse tension automatique

b- L'onduleur

Les modules photovoltaïques produisent un courant continu (CC) et les accumulateurs (batteries) stockent aussi l'électricité en courant continu. Toutefois, la plupart des appareils exigent un courant alternatif (CA). Ainsi, c'est le rôle d'un dispositif électronique (onduleur) ajouté au système pour transformer le courant continu en courant alternatif avec une tension d'utilisation de 230 V. Cette conversion occasionne une certaine perte d'énergie, car l'efficacité des onduleurs est, en général, de 80 à 95 %.

Les caractéristiques les plus importantes d'un onduleur sont :

- Tension d'entrée : C'est la gamme de la tension d'entrée V_e acceptable durant le fonctionnement nominal de l'onduleur.
- Puissance de sortie nominale et maximale : C'est la valeur nominale et maximale de la puissance de sortie AC que peut délivrer l'onduleur en fonctionnement continu.
- Rendement : C'est le rapport de la valeur efficace de la puissance de sortie sur la valeur de la puissance d'entrée continue et s'écrit :

$$\eta = \frac{P_{AC}}{P_{DC}}$$

L'onduleur doit avoir le rendement le plus élevé sur la plage du taux de charge ; plusieurs modèles de calcul de la caractéristique du rendement existe lorsque celle-ci n'est pas donnée par le fabricant ; il est néanmoins nécessaire de disposer de quelques points de mesure afin de déterminer les coefficients des différents modèles.

Configurations du circuit de puissance :

Le circuit de puissance d'un onduleur, peut se réaliser grâce à de multiples types de configurations qui sont les suivantes [19]:

- Configuration monophasée :

Dans ce cas l'onduleur délivre à sa sortie une tension alternative monophasée, il est généralement destiné aux alimentations de secours ou aux systèmes couplés au réseau conventionnel. Pour cette configuration deux classes existe suivant leur topologie : la configuration en demi pont et la configuration en pont monophasé (Fig. 2.12).

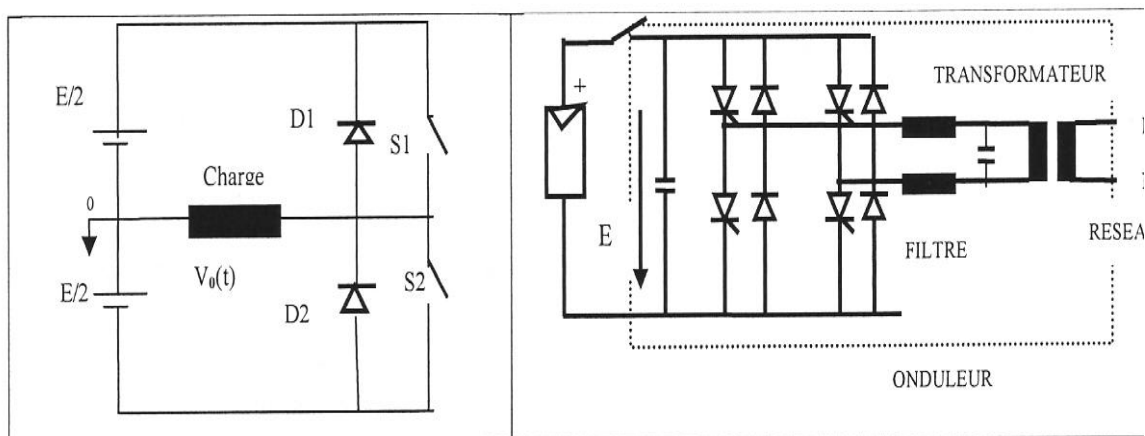


Figure 2.12 : Système photovoltaïque avec un onduleur en demi-pont et en pont monophasé

- Configuration triphasée :

Ce modèle d'onduleur est constitué par l'association, de trois onduleurs monophasés donnant trois tensions de sortie déphasées de 120° , l'une par rapport à l'autre. Dans la figure 2.13, le générateur photovoltaïque est directement connecté au réseau de distribution électrique à travers un onduleur et un transformateur. Cet onduleur est de type commuté par le réseau, dont les composants sont des

thyristors. Ce type d'onduleur est utilisé pour des charges triphasées, les courants de chaque phase ont les mêmes valeurs.

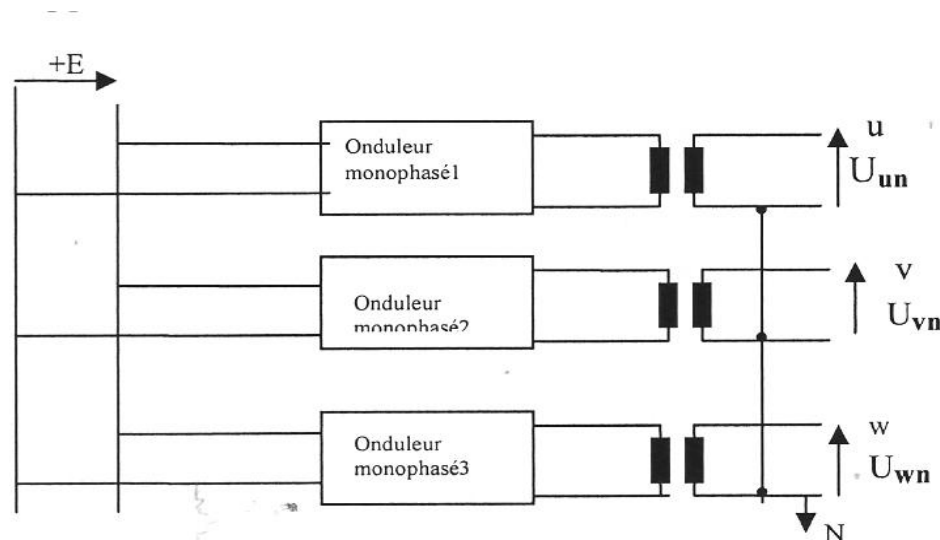


Figure 2.13 : Onduleur triphasé composé de trois onduleurs monophasés

Commande des onduleurs :

Il existe plusieurs stratégies de commandes des onduleurs développées dans la littérature dont les principes consistent soit :

- En la génération des signaux de commande des interrupteurs de puissance par l'asservissement de la tension de sortie de l'onduleur à une référence de tension sinusoïdale : c'est la commande dite implicite, technique analogique telle que la PWM (Pulse width modulation).
- En la détermination des instants de commutation des composants de puissance formant l'onduleur par le biais du développement en série de Fourier des formes d'ondes souhaitées en sortie répondant à des critères bien définies (taux d'harmoniques, valeur du terme fondamentale,..) : c'est la commande dite explicite où la commande des interrupteurs peut être analogique ou numérique telle que la technique de la Sortie Sinusoïdale Synthétisée ou la Modulation Programmée.

Onduleurs connectés au réseau :

Dans les installations photovoltaïques connectées au réseau d'électricité conventionnel, l'onduleur a pour rôle principal de convertir la puissance continue, produite par le générateur photovoltaïque, en puissance alternative en

synchronisation avec le réseau. Des fonctions supplémentaires ont été ajoutées pour assurer le contrôle nécessaire au bon fonctionnement de la centrale connectée au réseau. Ces fonctions sont les suivantes :

- ✓ Suivi du point de puissance maximale du générateur photovoltaïque
- ✓ Connexion et déconnexion du réseau en fonction des conditions de celui-ci et du niveau du rayonnement solaire incident sur le générateur photovoltaïques.
- ✓ Détection de pertes d'isolement.
- ✓ Mesure d'énergie, etc.

Les onduleurs connectés au réseau peuvent être classés en plusieurs types selon la gamme de puissance et la technique de branchement avec le réseau. Dans ce qui suit, nous présentons trois types qui sont les suivants (Fig. 2.15) :

- Onduleurs modulaires (module photovoltaïque AC) : Suivant ce concept, chaque module solaire dispose d'un onduleur individuel. Pour des installations plus importantes, tous les onduleurs sont connectés en parallèle côté courant alternatif. Les onduleurs modulaires sont montés à proximité immédiate du module correspondant, souvent sous le module.

- Onduleurs centralisés : Un onduleur centralisé de forte puissance transforme l'ensemble du courant continu produit par un champ de modules en courant alternatif. En générale, le champ PV est constitué de plusieurs rangées connectées en parallèle. Chaque rangée est elle-même constituée de plusieurs modules connectés en série. Pour éviter les pertes dans les câbles et obtenir un rendement élevé, on connecte le plus possible de module en série.

- Onduleur Branche : C'est l'onduleur le plus utilisé. Un certain nombre de modules sont connectés en série, pour chacune des séries de ce genre est connecté un seul onduleur. Ainsi en cas d'ombrage partiel de modules, il n'y a de perte que pour la rangée ombragée. L'emploi de diodes by-pass est nécessaire. Pour des installations de puissances jusqu'à 3kW, il est possible d'utiliser un seul et même onduleur String. En plus il est possible de connecter plusieurs onduleurs string en parallèle, côté courant alternatif, pour des puissances plus importantes. L'intérêt de ce concept est d'utiliser un plus grand nombre d'onduleurs du même type. Cela réduit les coûts de

production et apporte un intérêt supplémentaire : si un onduleur tombe en panne, la production de la seule rangée concernée est défaillante.

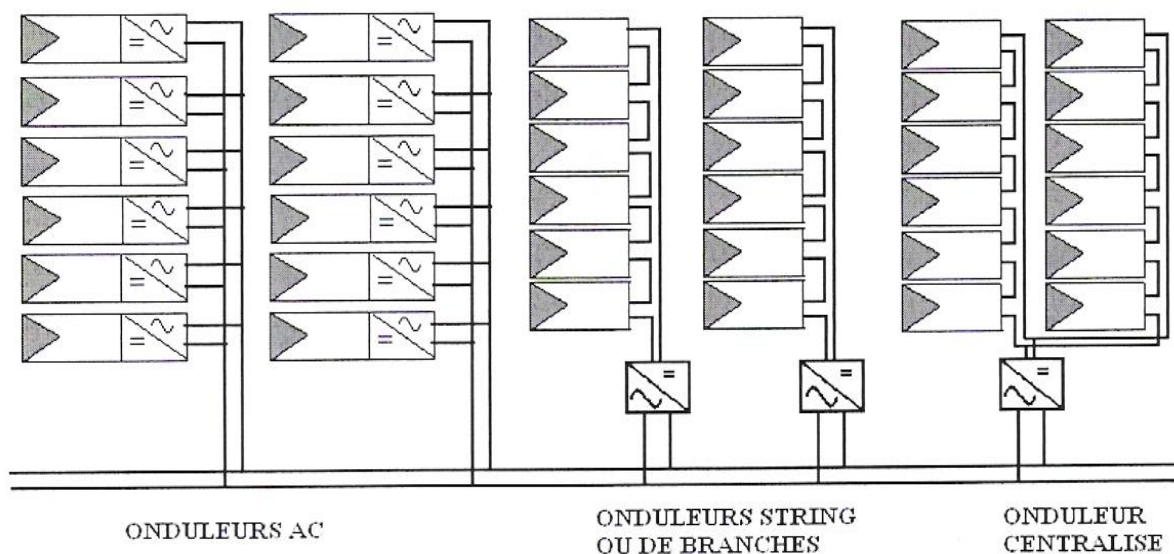


Figure 2.14 : Différents types d'onduleurs couplés au réseau

- **Commande des onduleurs connectés au réseau :**

La commande des onduleurs connectés au réseau est assurée par les deux techniques les plus utilisées qui sont celle de la commande par une modulation de largeur d'impulsion (PWM) et la commande par hystérésis :

Commande par une modulation de largeur d'impulsion :

La figure 2.16 montre un schéma d'un système PV connecté au réseau à travers un dispositif de conditionnement de puissance constitué du convertisseur DC/DC de poursuite du point de puissance maximale et d'un onduleur DC/AC de tension commandé en PWM. Le contrôle nécessaire à ce dispositif pour convertir l'énergie continue des modules PV en énergie alternative susceptible d'être injectée dans le réseau est aussi présenté dans ce synoptique.

Les commutateurs de ce dispositif de conditionnement de puissance sont des semi-conducteurs tels que des transistors MOSFET. Les commutateurs supérieurs et inférieurs sont activés et désactivés à haute fréquence pour produire une onde de tension commutée. Chaque commutateur est muni d'une diode montée en parallèle inverse pour permettre au commutateur d'écouler un courant s'il est négatif, et ne pas avoir à supporter de tension inverse.

L'entrée, aux bornes de la capacité d'entrée C_F de filtrage, est une tension constante et la sortie de l'onduleur est dotée d'un filtre inducteur L_0 pour atténuer les composants hautes fréquences.

Un transformateur de fréquence de ligne est parfois utilisé pour élever un niveau d'entrée continue inférieur afin qu'il corresponde à la tension du réseau, et également fournir une isolation.

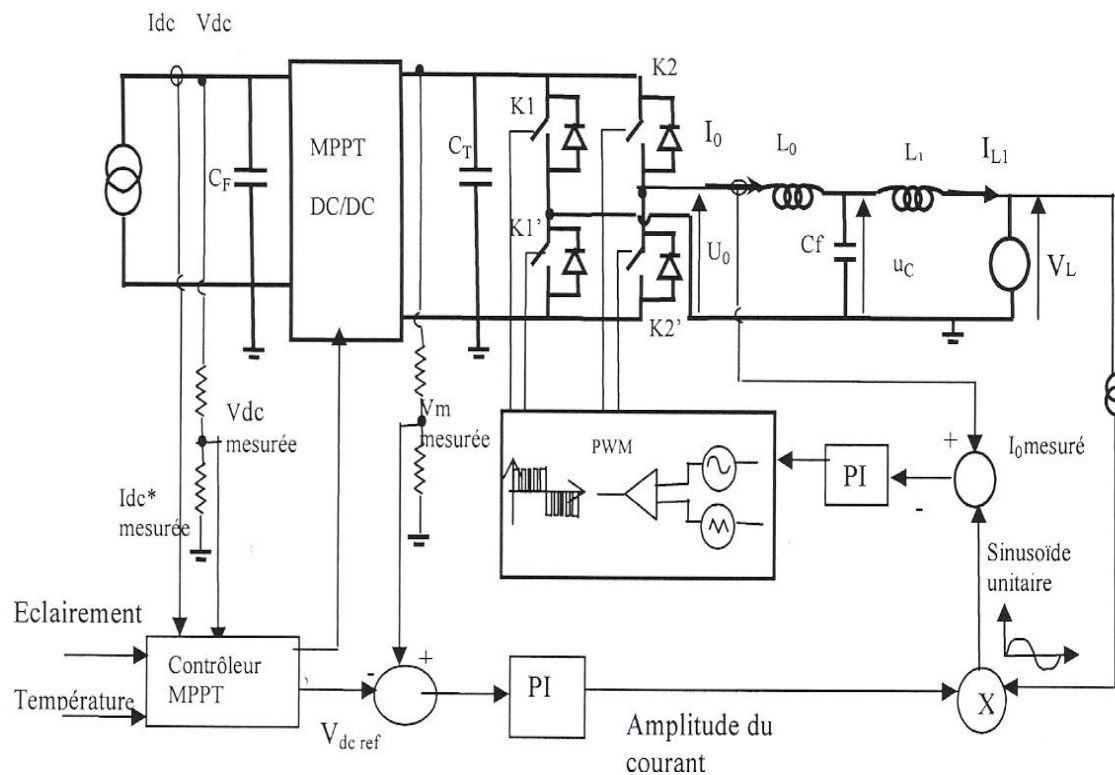


Figure 2.15 : Synoptique d'un onduleur connecté au réseau commandé par une PWM

La tension de sortie moyenne suit l'amplitude et la fréquence du réseau avec un décalage qui entraîne un flux de courant. L'entrée est une onde de référence sinusoïdale dont l'amplitude est proportionnelle à la sortie souhaitée et dotée de la même fréquence. La sortie est le courant I_{L1} qui est injectée dans le réseau. Les commutateurs de l'onduleur sont contrôlés par la méthode de modulation en PWM.

Pour l'élaboration de la PWM, la référence est comparée à un signal triangulaire dont la fréquence est plus haute que la référence (Fig. 2.17). Le signal PWM ainsi produit commande les commutateurs dans le premier bras (K1 et K1'). Lorsque la référence est supérieure à la triangulaire, le commutateur supérieur est activé.

Le signal du second bras est dérivé d'une référence déphasée de 180° et la sortie alternative est la différence entre les deux phases. Il est également important de disposer d'un contrôle précis de l'amplitude et de la fréquence de l'onde de référence ; c'est ainsi qu'une méthode de synchronisation avec le réseau doit être utilisée.

L'entrée de l'onduleur étant un condensateur, pour une tension continue stable, il y a un équilibre entre l'énergie fournie à partir du générateur PV et l'énergie convertie puis injectée dans le réseau. Le contrôle de la tension continue permet un mode de fonctionnement stable quelques soient les conditions climatiques (irradiation et température). Ce dernier peut être obtenu par un régulateur proportionnel intégral (PI). Des approches plus élaborées permettent un contrôle rapide de la tension avec l'avantage d'un condensateur de plus petite taille.

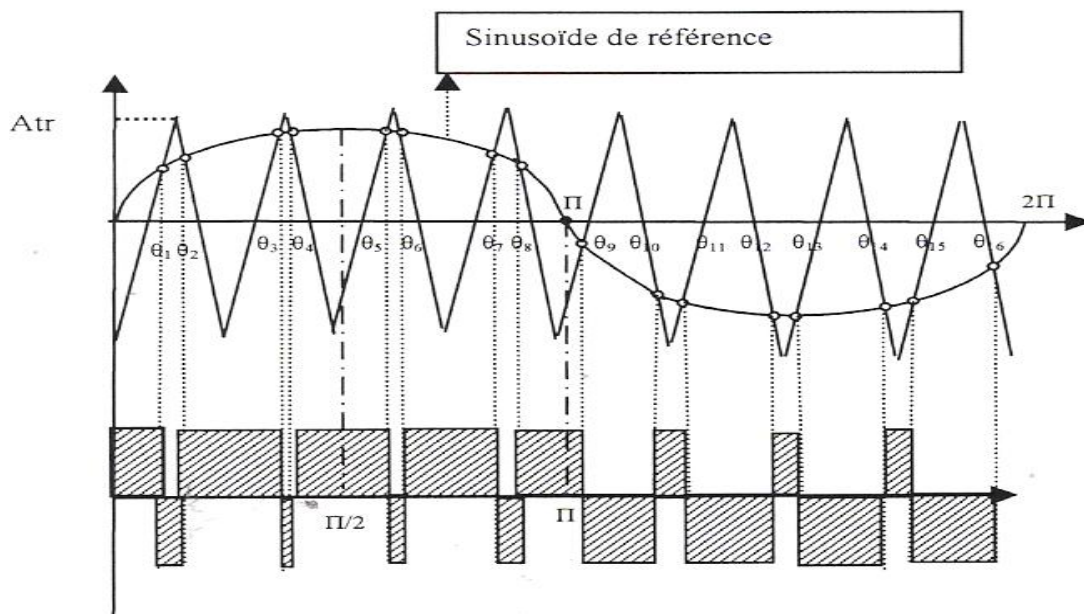


Figure 2.16 : Modulation de largeur d'impulsion, PWM

Commande par hystérésis:

Pour fournir un courant de ligne d'une phase I_{L1} sinusoïde, on peut utiliser un contrôle par hystérésis du courant de sortie de l'onduleur. Cela exige de définir une largeur d'hystérésis H_y autour du courant de référence qui va dépendre de l'inductance du filtre L_0 , de la tension du générateur V_{dc} , de la fréquence de commutation désirée f_s et de la tension de la capacité de filtrage (Fig 2.18).

La bande d'hystérésis et l'erreur du courant de sortie de l'onduleur sont données par le modèle de contrôle. La valeur fixée du courant de sortie de l'onduleur I_0 est donnée par un contrôleur avec une boucle de retour pour améliorer le comportement dynamique. Pour assurer l'adaptation de la puissance du modèle de contrôle, on détermine des valeurs fixes convenables pour la puissance DC disponible qui est donnée par un contrôleur de tension ; ce contrôle dépend de la poursuite du point de puissance maximale.

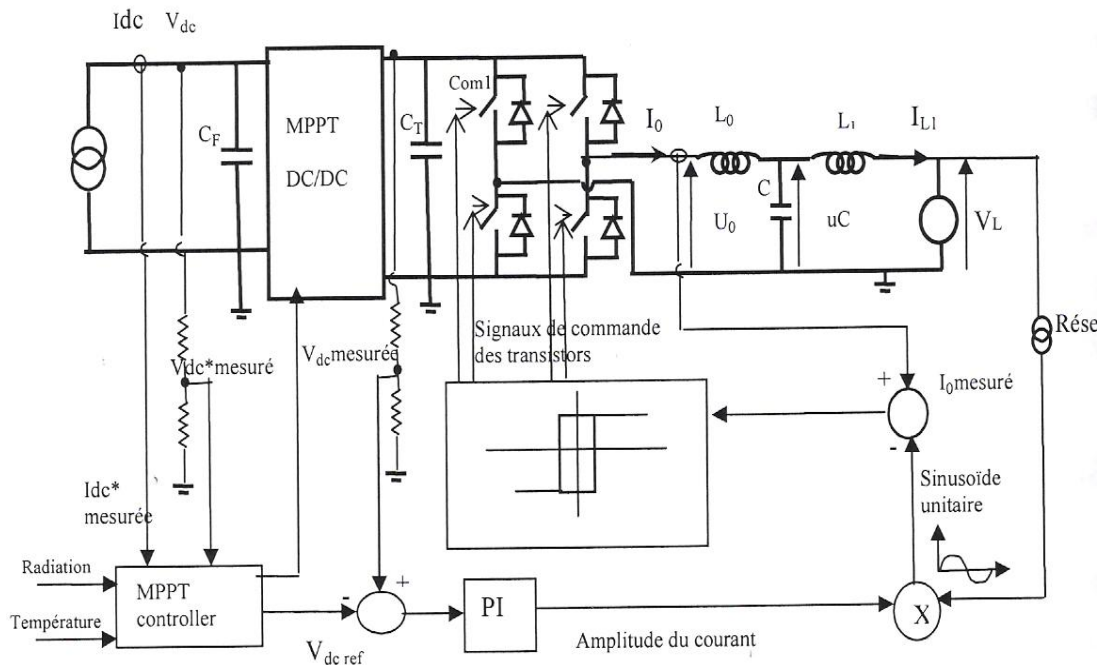


Figure 2.17 : Synoptique d'un onduleur connecté au réseau commandé par hystérésis

2.2.3 Stockage

Le stockage d'énergie dans les systèmes photovoltaïques s'effectue exclusivement à l'aide des batteries d'accumulateurs [14] [18]. Les batteries les plus courantes sont du type plomb-acide qui sont divisées en deux catégories : les batteries plomb-calcium et les batteries plomb-antimoine. Les batteries nickel-cadmium peuvent aussi être utilisées, plus particulièrement celles qui doivent subir des écarts importants de température. À cause de la nature variable des radiations solaires, les batteries doivent pouvoir résister sans dommage à de nombreux cycles de charge et de décharge. La profondeur de décharge auquel une batterie peut être soumise dépend de son type. Ainsi, les batteries plomb-calcium sont utilisées pour des applications où la décharge est inférieure à 20 % par cycle (décharge faible). Les

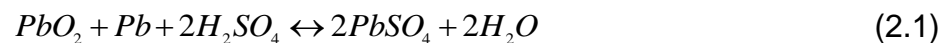
accumulateurs nickel-cadmium et quelques types d'accumulateurs plomb-antimoine, peuvent être utilisés pour des applications où la décharge pourrait excéder 80 % (décharge profonde).

Dans un système photovoltaïque, la batterie remplit trois fonctions importantes :

- Autonomie : Une batterie permet de répondre aux besoins de la charge en tout temps, même la nuit ou par temps nuageux.
- Courant de surcharge : Une batterie permet de fournir un courant de surcharge pendant quelques instants, c'est-à-dire un courant plus élevé que celui que peut fournir le champ PV. Ceci est nécessaire pour faire démarrer les moteurs et les autres appareils requérant un courant de démarrage de 3 à 5 fois supérieur au courant d'utilisation.
- Stabilisation de la tension : Une batterie permet de fournir une tension constante, en éliminant les écarts de tension du champ PV et en permettant aux appareils un fonctionnement à une tension optimisée.

a- Batteries au plomb-acide

La batterie au plomb-acide contient une plaque positive (cathode) faite d'oxyde de plomb (PbO_2), et une plaque négative (anode) faite de plomb. Ces plaques sont immergées dans un électrolyte, l'acide sulfurique dilué. Quand une charge est connectée entre les deux plaques, l'oxyde de plomb de la plaque cathodique et le plomb de la plaque anodique sont convertis en sulfate de plomb en réaction avec l'acide sulfurique de l'électrolyte. La réaction chimique réversible est donnée par la relation suivante :



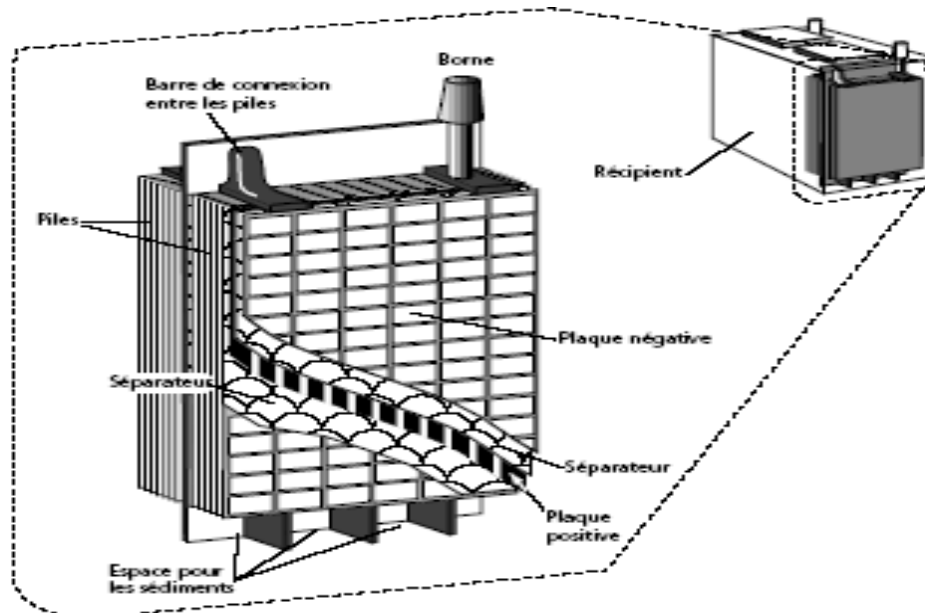


Figure 2.18 : Vue détaillé sur un élément d'une batterie au plomb-acide

À mesure que la batterie se décharge, la concentration en eau dans l'électrolyte augmente et la concentration d'acide diminue. Une batterie au plomb-acide déchargée pendant une longue période de temps peut être endommagée de façon permanente parce que les cristaux de sulfate de plomb qui se forment sur les plaques durant la décharge peuvent devenir trop importants et empêcher leur reconversion en plomb ou en dioxyde de plomb. De plus, parce que les cristaux de sulfate de plomb sont plus gros, ceux-ci peuvent altérer la structure des plaques, causant une perte du matériau actif, des courts-circuits et des dommages physiques à la batterie.

La recharge de la batterie est effectuée en fournissant un courant continu en direction opposée au courant de décharge sur les plaques. Cette réaction inverse produit de l'acide sur les plaques qui est alors retourné dans l'électrolyte. La densité de l'électrolyte (g/litre) varie donc selon l'état de charge de la batterie (Fig 2.19).

Un élément d'une batterie au plomb-acide a une tension nominale de 2,0 volts. Une batterie regroupe habituellement 3, 6 ou 12 éléments en série, selon qu'elle fournit une tension nominale de 6, 12 ou 24 volts (Fig. 2.20). La tension réelle de fonctionnement de chaque élément varie de 1,75 à 2,45 volts, selon la densité relative de l'électrolyte et la composition précise des plaques.

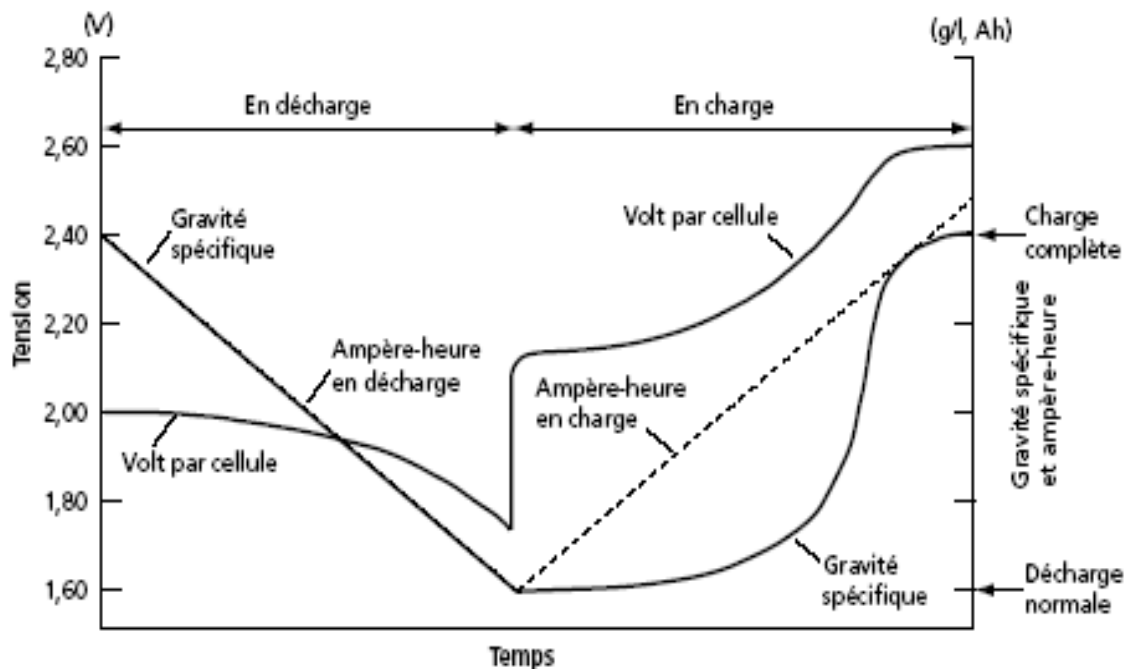
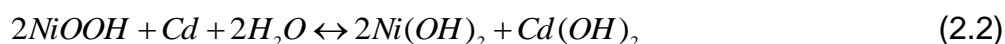


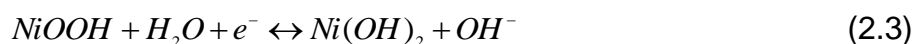
Figure 2.19 : État de charge et de décharge d'une batterie au plomb-acide en fonction de la densité de l'électrolyte et sa tension.

b- Batteries d'accumulateur au nickel-cadmium

Les batteries au nickel-cadmium (Ni-Cd) sont conçues pour les cas où l'on a besoin d'un dispositif de stockage d'énergie robuste et de longue durée, exigeant peu d'entretien. Le matériau actif de l'électrode positive (cathode) est une plaque d'oxi-hydroxyde de nickel (NiOOH) qui, pendant la décharge, accepte les électrons provenant du circuit externe et passe ainsi à une valence moindre. L'électrode négative (anode) est constituée d'une plaque de cadmium, et l'électrolyte est une solution aqueuse d'hydroxyde de potassium (KOH) à concentration variant entre 20 % et 35%. La tension de la batterie est nominale de 1,2 volt. La réaction réversible est donnée par la relation suivante :



Sur la cathode, nous avons la réaction suivante :



Sur l'anode, nous avons la réaction suivante :



Les différences de caractéristiques les plus importantes entre les batteries au nickel-cadmium et celles au plomb-acide sont :

- L'électrolyte d'une batterie Ni-Cd ne varie pas durant la charge ou la décharge.
- La capacité de la cellule Ni-Cd varie relativement peu selon la vitesse de la décharge, comparativement à une batterie au plomb.
- La batterie Ni-Cd peut être laissée dans un état de décharge profond.
- La corrosion interne due à une température élevée dans une batterie Ni-Cd n'est significative qu'à partir de 35 °C - 40 °C. Par contre dans une batterie au plomb-acide, sa durée de vie peut diminuer de moitié pour chaque 10 °C au-dessus de 20 °C.
- La tension de la batterie Ni-Cd varie peu selon son état de charge.

2.3 Intégration architecturale du générateur photovoltaïque dans le bâtiment

2.3.1 Introduction

L'installation du générateur photovoltaïque sur les toits et façades des bâtiments est la solution la plus envisagée actuellement dans le milieu urbain. L'intégration d'éléments photovoltaïques dans les structures des bâtiments avec les récents développements technologiques des cellules photovoltaïques offre une nette amélioration de l'esthétique par une intégration harmonieuse en façade ou en toiture des bâtiments. Les applications multifonctionnelles accentuent ces avantages en tant qu'elles soulagent la fonction photovoltaïque au niveau du coût de production de l'électricité. Ainsi, les écrans pare-soleil, les marquises, les soupiraux, les façades, etc. sont mis à contribution dans la fourniture d'électricité ; qui plus est sous des formes souvent plus esthétiques que les éléments conventionnels. En plus et dans certains cas, le revêtement à l'aide de panneaux solaires photovoltaïques reviendrait pratiquement au même prix qu'un recouvrement à l'aide de matériaux classiques.

Ces dernières années, les d'applications urbaines de l'énergie photovoltaïque ont connu une croissance très soutenue surtout dans les pays industrialisés [20, 21,

22]. La puissance cumulée des installations connectées au réseau est devenue la plus importante depuis l'année 2000 (Fig. 2.21). L'intérêt de telles réalisations est de produire de la puissance à l'endroit même de la demande.

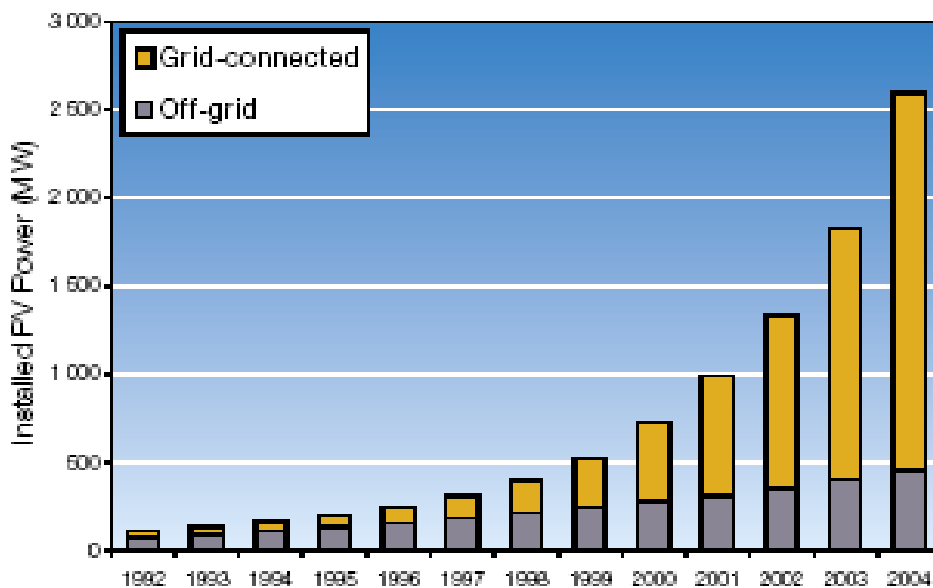


Figure 2.20 : Distribution de l'énergie cumulé des installations photovoltaïques connecté et non connecté au réseau dans les pays de IEA PVPS entre 1992 et 2004.

Les différentes techniques d'intégration architecturale des modules photovoltaïques dans le bâtiment sont l'intégration en toiture et en façade, les serres photovoltaïques en entrée, l'ombrage et l'éclairage naturel. Les différents schémas d'intégration des modules sont élaborés selon le type et l'orientation du bâtiment. Ainsi, les pertes de captation de l'éclairage solaire varient selon l'orientation des façades et les inclinaisons (Fig. 2.22) [23] :

- la position horizontale donne un bon résultat annuel par rapport à la position optimale (inclinaison à la latitude du site)
- la position verticale est moins efficace.

2.3.2 Intégration en toiture

Les différents types d'intégration des modules en toiture sont les suivantes :

- La toiture plane à l'avantage de l'accès facile permettant de monter les modules sur de simples structures ou piliers préfabriqués (Fig. 2.23)

- La toiture inclinée peut être conçue avec l'angle adéquat. C'est le terrain de prédilection des tuiles et ardoises solaires conçues de façon à remplir les fonctions habituelles des toits, étanchéité, résistance aux intempéries et au feu, etc. Ainsi on trouve des modules intégrés en toitures, des éléments fabriqués sur mesure et montés sur des rails, etc. Les techniques conventionnelles du bâtiment sont utilisées pour les joints, le drainage, la plomberie, etc. Des prises intégrées permettent de se passer d'électricien pour la connexion du système.
- La structure en sheds ou encore dite en dents de scies est souvent d'orientation vers le sud.

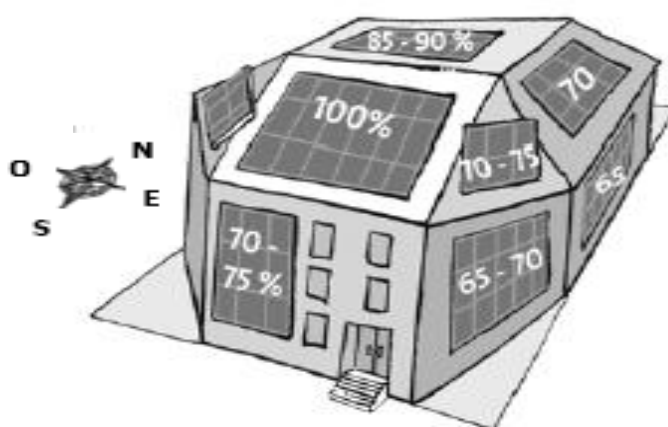


Figure 2.21 : Distribution de l'éclairage solaire reçu sur les façades et le toit d'un bâtiment

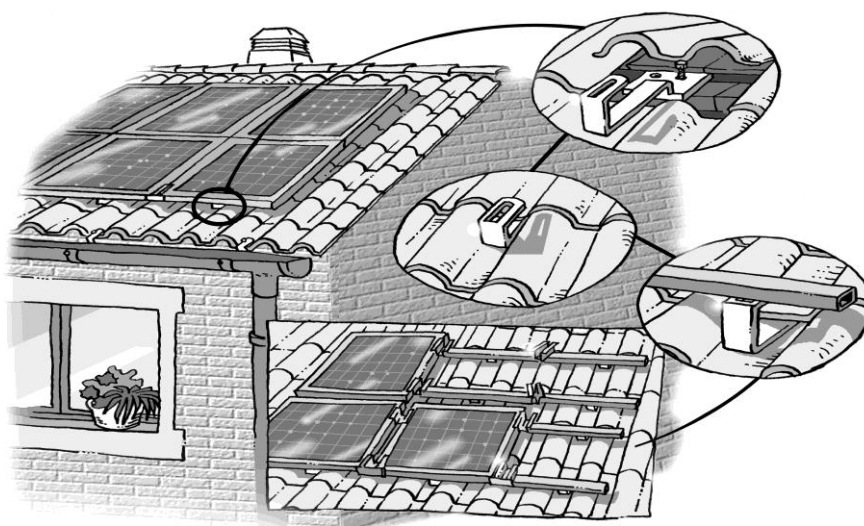


Figure 2.22 : Exemple de fixation des modules photovoltaïques sur le toit d'une habitation

2.3.3 Intégration en façade

Les façades occupent la plus grande partie des surfaces construites des immeubles. Elles forment des zones d'exposition très sensibles. L'intégration en façade répond à des contraintes en comparaison avec l'intégration en toiture. Ces contraintes sont les risques d'ombrage, l'impact des angles d'incidence du soleil et des angles de réflexion des matériaux de couverture. Néanmoins la grande visibilité de ce type d'intégration, la grande palette des jeux d'ombrage et de couleurs, la disposition de surfaces transparentes, permet aux architectes d'exercer une créativité qui explique l'intérêt qu'ils y portent (Fig. 2.24).

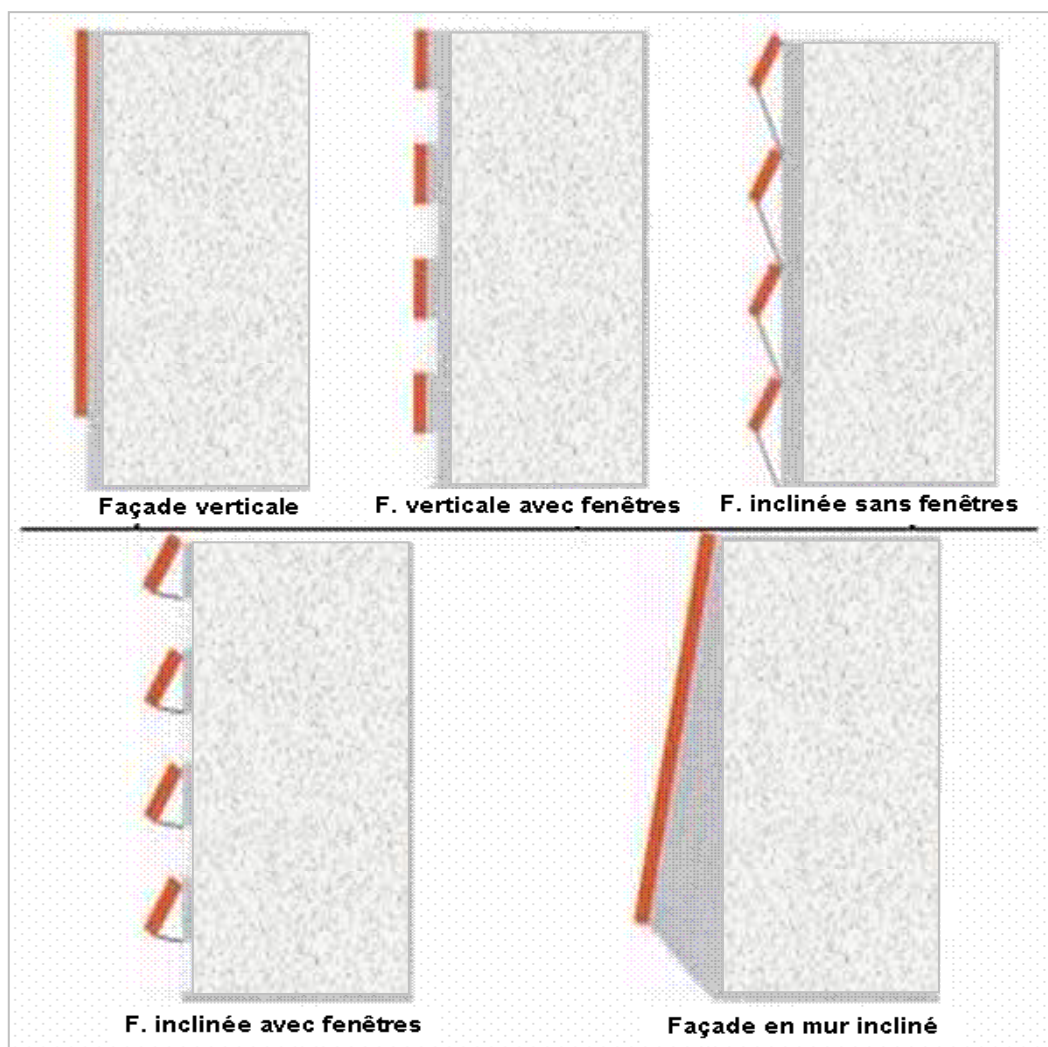


Figure 2.23 : Les différents types d'intégration en façade des bâtiments

Les éléments photovoltaïques et les éléments conventionnels de structure de la façade sont posés avec la même technique, il n'y a en général pas de surplus de travail. D'ailleurs assez fréquemment, ces éléments sont mixés pour optimiser la conception éco-énergétique du bâtiment. Ainsi, le changement de coloration en fonction de l'illumination est un élément architectural très prisé.

En plus des intérêts qui peuvent être générés de l'intégration du générateur photovoltaïque en façade, nous ajoutons quelques avantages supplémentaires qui sont les suivants [24]:

La façade photovoltaïque, en plus de la production de l'électricité, peut générer de l'air chaud qui assure une partie de la demande en chauffage du bâtiment. Cette technique est possible grâce à des modules photovoltaïques thermiques (PVT). La figure 2.25 montre un exemple d'une intégration murale sous la forme d'un mur-rideau ventilé. En comparaison à une façade d'une seule vitre, le mur-rideau ventilé photovoltaïque améliore pour le bâtiment : l'isolement thermique, l'isolement acoustique, la protection solaire, le confort thermique et l'efficacité des cellules photovoltaïques.

En été, l'évacuation de l'air chaud produit, favorise la ventilation à l'intérieur du bâtiment. De même il serait possible d'utiliser cet air chaud pour le fonctionnement d'un système de climatisation adiabatique (pour la régénération des sels de déshumidification).

La présence des cellules PV opaques, permet de réduire l'entrée de radiation solaire à l'intérieur du bâtiment, ce qui a pour conséquence de diminuer considérablement la charge de la climatisation nécessaire. Le matériel PV opaque exerce la fonction d'ombrage et évite d'avoir à installer des systèmes de lames, rideaux, etc.

2.3.4 Les serres photovoltaïques en entrée

Les entrées des bâtiments commerciaux ou administratifs et les cours des bâtiments sont les espaces idéales pour l'intégration du photovoltaïque en serre. La serre accueillante est couverte par des modules photovoltaïques intégrés dans un vitrage isolant. Les synergies utilisées sont la combinaison de :

- protection contre les intempéries
- utilisation de l'éclairage naturel et ombrage
- réflexion de l'éclairage intérieur sur la surface arrière des cellules
- production d'électricité solaire

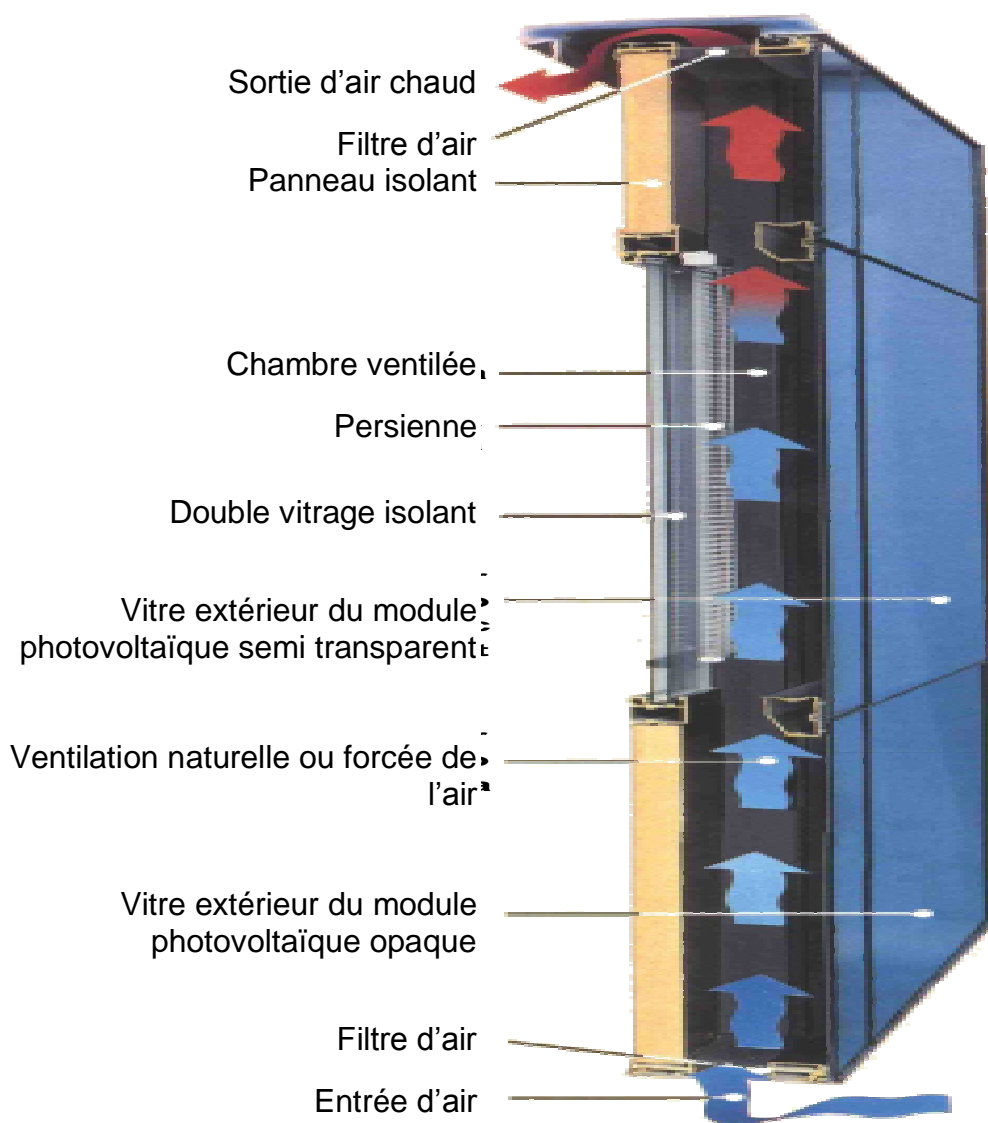


Figure 2.24 : Intégration d'un générateur PV en façade sous la forme d'un mur-rideau ventilé

2.3.5 Ombrage par stores photovoltaïques

Pour diminuer l'intensité de d'énergie solaire entrante dans les salles, il existe principalement deux approches architecturales :

Des pare-soleil, convenablement disposés en avant, permettent que les fenêtres se trouvent à l'ombre aux moments d'ensoleillement le plus fort en été. Cette

approche a l'avantage qu'en hiver le soleil plus bas sur l'horizon pénètre plus loin dans la salle au moment même où un réchauffement solaire passif est souhaitable.

Utilisation des vitres semi-transparentes qui laissent passer seulement la quantité et/ou la partie du spectre voulue pour assurer un éclairage et un apport d'énergie convenables.

2.4 Conclusion

L'utilisation de l'énergie solaire photovoltaïque pour des applications autonomes ou connectées au réseau est une solution bien adaptée pour réduire la pollution et l'émission du CO₂. L'intégration du photovoltaïque en architecture est une option très intéressante car cette technologie permet de rapprocher la production de l'énergie électrique à l'endroit fort de sa consommation. Les principaux atouts de l'application intégrée du photovoltaïque sont :

- La disponibilité des surfaces qui évite l'achat de terrain et la construction de supports.
- L'intégration à la conception évite du travail supplémentaire d'installation et de raccordement, la ligne étant de plus déjà disponible.
- La multifonctionnalité des modules photovoltaïques
- La production décentralisée d'électricité (et de chaleur) au point de consommation diminue les pertes par distribution et transmission.
- La prise en compte de toute la chaîne est ainsi favorisée, de la conception des systèmes au recyclage des matériaux, un des points de préoccupation majeur de l'avenir proche.
- Les efforts de recherche et développement sont essentiels pour installer durablement cette technologie.

CHAPITRE 3

MODELISATION DU GENERATEUR PHOTOVOLTAÏQUE

3.1 Caractéristiques d'un module photovoltaïque

Le module photovoltaïque est caractérisé par des paramètres électriques en fonction de l'éclairement et la température du module. Ces caractéristiques sont le courant I et la tension V qui sont déduits de son schéma équivalent (Fig.3.1). [24]

La loi des nœuds, nous permet de déterminer la fonction $I=f(I,V)$ pour un module donné en fonction du photocourant I_L , la résistance série R_s et la résistance shunt R_{sh} . Cette relation est donnée comme suit [26]:

$$I = I_L - I_0 \left[\exp\left(\frac{V + IR_s}{AV_t}\right) - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad (3.1)$$

où :

$$V_t = \frac{kT_j}{q} \quad (3.2)$$

Avec : I_L photocourant, I_0 courant de saturation, q charge de l'électron, k constante de Boltzman, A facteur d'idéalité relative au module, T_j température de jonction, R_s résistance série et R_{sh} résistance shunt.

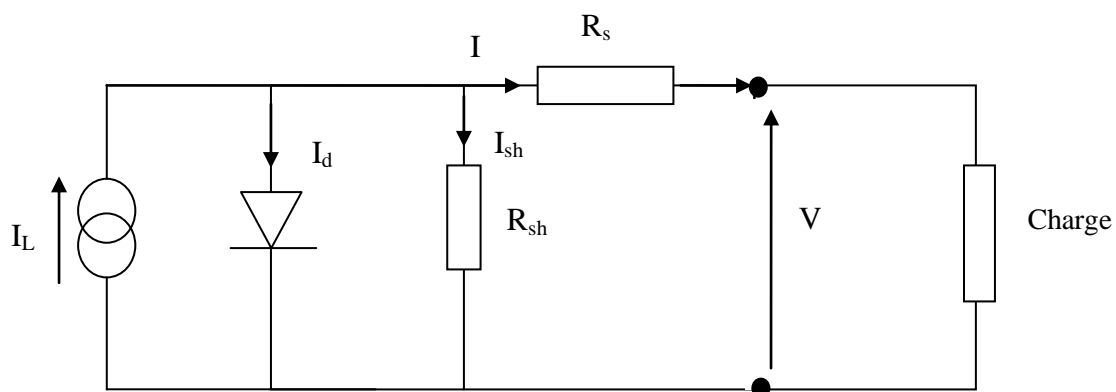


Figure 3.1 : Schéma équivalent d'un module photovoltaïque

La courbe caractéristique $I=f(I,V)$ d'un module photovoltaïque représente la variation du courant en fonction de la tension à ces bornes. La variation de la tension prend des valeurs comprises entre la valeur du court-circuit jusqu'à la valeur du circuit ouvert. Cette courbe est établie dans des conditions ambiantes de fonctionnement données (éclairage solaire, température du module et vitesse du vent). Ainsi, chaque courbe courant-tension correspond à des conditions spécifiques de fonctionnement. Si par exemple la température de la surface évolue, la courbe n'est plus la même.

3.1.1 Influence de l'éclairement

La caractéristique $I=f(I,V)$ d'un module photovoltaïque dépend de l'intensité de l'éclairement solaire. En effet, le courant est proportionnel à l'intensité de l'éclairement principalement pour les valeurs de tension faibles (Fig. 3.2).

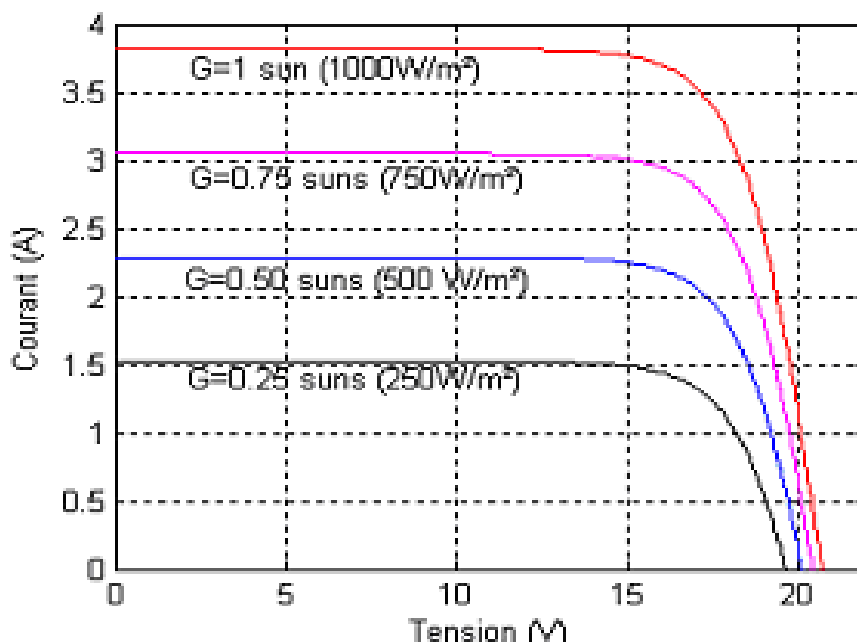


Figure 3.2 : Influence de l'éclairement solaire sur $I=f(I,V)$ pour une température T_j constante.

A un faible niveau d'éclairement, le courant de court-circuit I_{cc} est proportionnel à l'éclairement solaire (la résistance R_s étant négligée). Il est de l'ordre de 30 mA/cm^2 pour un éclairement égal à 1000 W/m^2 , une température de jonction égale à $T=25^\circ\text{C}$ et un module photovoltaïque en silicium monocristallin (Conditions standard).

La tension de circuit-ouvert augmente lentement avec l'augmentation de l'éclairement solaire. Elle ne dépend pas de la surface éclairée mais du matériau utilisé seulement. Sa valeur est de l'ordre de 590 mV pour un éclairement égal à 1000W/m^2 , une température égale à $T=25^\circ\text{C}$ et un module photovoltaïque en silicium monocristallin. La puissance optimale du module photovoltaïque est proportionnelle à l'éclairement.

3.1.2 Influence de la température

La température est un paramètre important dans le comportement des cellules photovoltaïques. Ainsi pour un module incorrectement ventilé, sa température peut monter très haut ses performances électriques peuvent se dégrader comme le montre la figure 3.3.

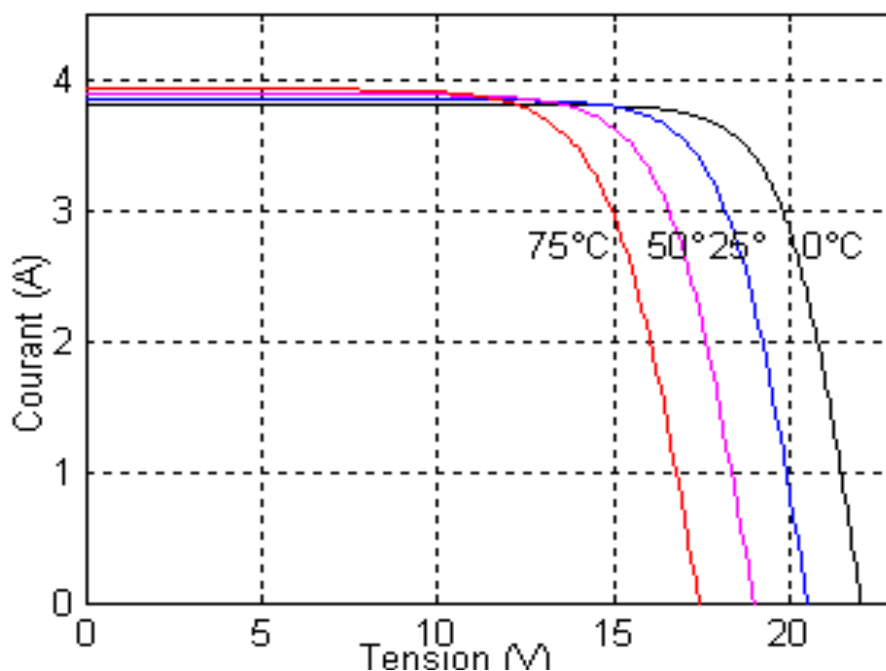


Figure 3.3 : Influence de la température sur $I=f(I,V)$ pour un éclairement constant.

L'influence de la température est non négligeable sur la caractéristique $I=f(I,V)$ du module photovoltaïque. Pour le silicium, lorsque la température augmente:

- le courant augmente d'environ $0,025\text{ mA/cm}^2/^\circ\text{C/Cellule}$
- la tension décroît de $2,2\text{ mV}/^\circ\text{C/cellule}$.

D'où, une baisse de puissance d'environ 0,4%/°C. Ainsi donc, cette influence devra être prise en compte lors du dimensionnement du générateur photovoltaïque pour les sites très chauds.

3.1.3 Influence de la résistance série

D'une valeur généralement très petite, la résistance série agit sur la pente de la caractéristique dans la zone où la cellule se comporte comme un générateur de tension (Fig. 3.4). Elle ne modifie pas la tension de circuit-ouvert, mais lorsqu'elle est anormalement élevée, elle peut diminuer notablement la valeur du courant de court-circuit. La valeur de la résistance série est gouvernée par la résistivité du matériau, par les résistances de contact des électrodes et par la résistance de la grille collectrice.

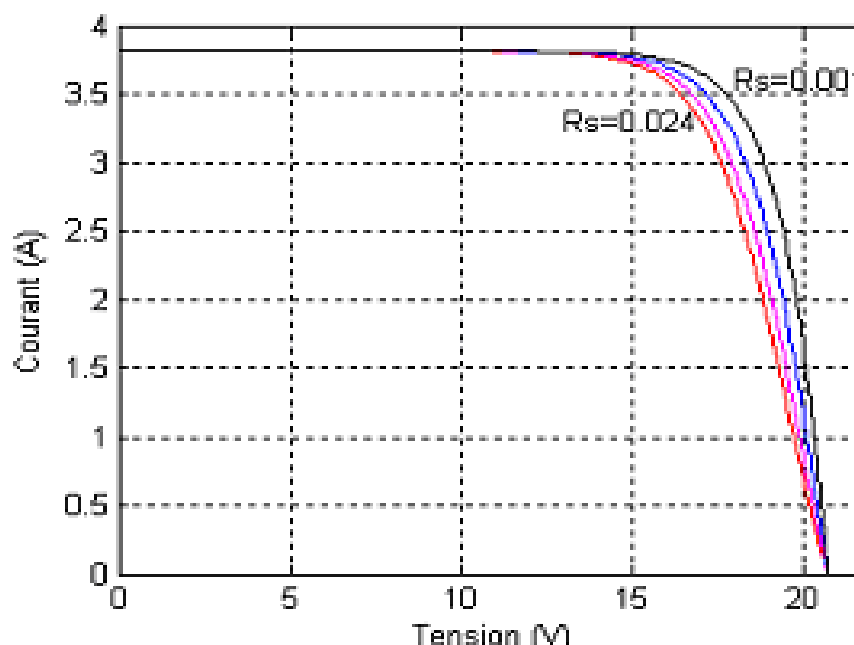


Figure 3.4 : Influence de la résistance série sur $I=f(I, V)$ pour un éclairement constant.

3.1.4 Influence de la résistance shunt

Il s'agit le plus souvent d'une conductance de fuite. C'est comme si l'on devait soustraire au photocourant, outre le courant de diode, un courant supplémentaire proportionnel à la tension développée. La résistance shunt est en général très élevée. On peut facilement percevoir une anomalie à la lecture de la caractéristique par la présence d'une légère pente au voisinage du point de courant de court-circuit (Fig. 3.5). Une résistance shunt trop faible aura un impact sur la tension de circuit-

ouvert de la cellule; en outre, une cellule PV dont la résistance shunt est trop faible ne donnera plus de tension sous faible éclaircissement.

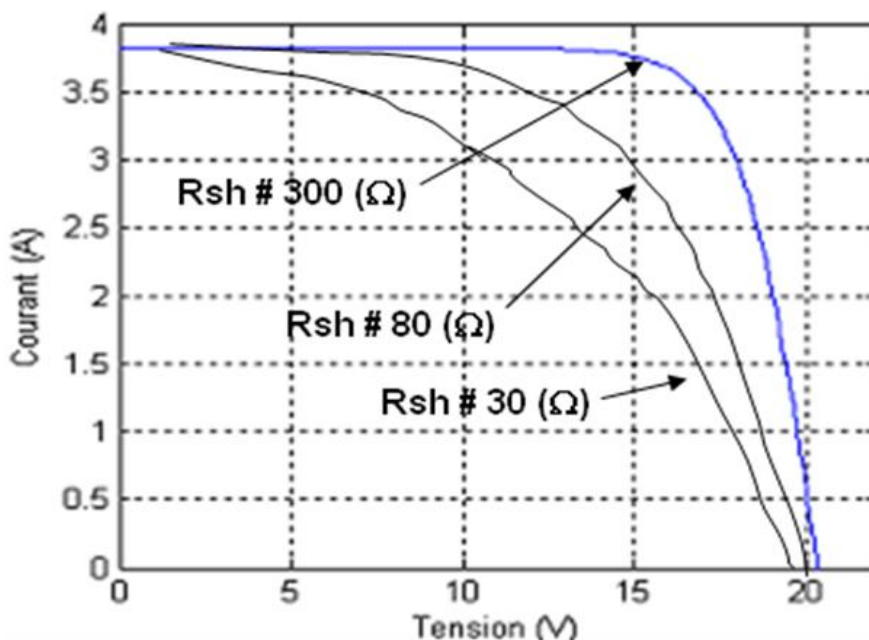


Figure 3.5 : Influence de la résistance shunt sur $I=f(I,V)$ pour un éclaircissement constant.

3.2 Modèles mathématiques du module photovoltaïque

3.2.1 Introduction

La modélisation du générateur photovoltaïque est basée sur la modélisation de la caractéristique électrique $I=f(I,V)$ du module photovoltaïque. Dans la littérature, il existe plusieurs modèles mathématiques sur la caractéristique électrique du module photovoltaïque. Ces modèles se différencient par la procédure de calcul, la précision et le nombre de paramètres intervenants dans le calcul. Dans ce travail, nous avons présenté deux modèles un explicite et un autre analytique.

3.2.2 Modèle explicite

Le modèle explicite se caractérise par sa résolution très simple. Il nécessite seulement quatre paramètres à savoir I_{sc} , V_{oc} , I_m et V_m . La caractéristique $I-V$ de ce modèle est illustrée comme suit [27, 29] :

$$I = I_{sc} \left[1 - C_1 \left(\exp \left(\frac{V}{C_2 V_{oc}} \right) - 1 \right) \right] \quad (3.3)$$

où :

$$C_2 = \frac{\frac{V_m}{V_{oc}} - 1}{\ln\left(1 - \frac{I_m}{I_{sc}}\right)} \quad (3.4)$$

$$C_1 = \left(1 - \frac{I_m}{I_{sc}}\right) \exp\left(-\frac{V_m}{C_2 V_{oc}}\right) \quad (3.5)$$

avec :

C_1, C_2 : Coefficients

I_m : Courant du point de la puissance maximale [A]

I_{sc} : Courant de court-circuit [A]

V_m : Tension du point de la puissance maximale [V]

V_{oc} : Tension de circuit ouvert du module photovoltaïque [V]

3.2.3 Modèle analytique

Le modèle analytique est une fonction implicite et sa résolution nécessite des méthodes de calculs itératifs. La caractéristique I - V de ce modèle est déduite de l'équation 3.1 et elle est donnée comme suit [13] [27, 28] :

$$I = I_L - I_0 \left[\exp\left(\frac{V + IR_s}{AV_t}\right) - 1 \right] - \frac{V}{R_{sh}} \quad (3.6)$$

avec :

$$V_t = \frac{kT_j}{q} \quad (3.7)$$

Le photocourant I_L dépend à la fois de la température de jonction et de l'éclairement solaire. Sa relation mathématique est donnée comme suit :

$$I_L = p_1 G(\beta) \left[1 + p_2 (G(\beta) - G_{ref}) + p_3 (T_j - T_{ref}) \right] \quad (3.8)$$

Avec :

$G(\beta)$: Eclairement solaire incident sur la surface du module [W/m^2]

G_{ref} : Eclairement solaire de référence [$1000 \text{ W}/\text{m}^2$]

T_{ref} : Température de jonction de référence [298°Kelvin]

β : Angle d'inclinaison d'une surface par rapport à l'horizontale [Degré]

Le courant de saturation est donné par la relation :

$$I_0 = p_4 T_j^3 \exp\left(-\frac{p_5}{T_j}\right) \quad (3.9)$$

A l'aide des données expérimentales sur les modules photovoltaïques disponibles au CDER, les paramètres de ce modèle qui sont p_1, p_2, p_3, p_4, p_5 ainsi que les paramètres physiques du module photovoltaïque A, R_s et R_{sh} ont été calculés. Le calcul des paramètres a été assuré par la méthode numérique de Marquart. A cet effet, une série de mesures expérimentales de la caractéristique I - V ont été prises pour différents niveaux d'éclairement et de température de jonction.

3.2.4 Calculs d'erreurs et validation

Pour déterminer les performances des modèles utilisés, nous avons utilisé le critère de l'erreur moyenne, MPE (Mean percentage error), la déviation de l'erreur standard, DES et le critère de l'erreur relative, E_x . Les relations mathématiques de ces critères d'erreurs sont les suivantes :

$$DES = \left[\frac{\sum (I_{cal} - I_{mes})^2}{N} \right]^{0.5} \quad (3.10)$$

Avec : I_{cal} courant du module calculé, I_{mes} courant du module mesuré, N nombre de mesures.

$$E_x = 100 \frac{X_{cal} - X_{mes}}{X_{mes}} \quad (3.11)$$

Avec : X_{cal} et X_{cal} valeur respectivement calculée et mesurée.

La validation des modèles utilisés est assurée à l'aide des mesures sur la caractéristique électrique I-V du module photovoltaïque, UDTS-50, en fonction de l'éclairement et la température de jonction. Le tableau 3.1 montre les caractéristiques électriques de ce module photovoltaïque. Les résultats des critères d'erreurs pour les différents modèles utilisés sont résumés dans le tableau 3.2. Egalement, un calcul de l'erreur relative de la puissance optimale du module est effectué en fonction de l'éclairement et de la température de jonction (tableau 3.3). Ainsi, ces résultats ont montré que le modèle analytique représente la meilleure précision en comparaison avec les résultats du modèle Explicite.

Tableau 3.1 : Caractéristiques électriques du module photovoltaïque UDTS-50

Module	$G(\beta)$ [W/m^2]	T_j [$^{\circ}C$]	Isc [A]	Voc [V]	Im [A]	Vm [V]	Pm [W]
UDTS-50	1000	25	3.21	21.30	2.95	16.10	47.5

Tableau 3.2 : Résultats d'erreurs obtenues pour le module UDTS-50

Eclairement (W/m^2)	T_j ($^{\circ}C$)	Critères	Analytique	Explicite
1030	42.6	MPE (%)	-0.0076	-5.3681
		DES	0.0002	0.1568
824	41.3	MPE (%)	0.2185	-4.6378
		DES	0.0002	0.1118
824	30.6	MPE (%)	-0.0057	-7.4827
		DES	0.0003	0.1165
589	37.0	MPE (%)	0.0096	-3.1094
		DES	0.0002	0.0605
353	42.0	MPE (%)	0.0008	-3.3818
		DES	0.0002	0.0277

Tableau 3.3 : Performance des modèles pour le calcul de la puissance maximale, UDTS-50

Eclairement (W/m²)	T_j (°C)	P_m (W)	Critères	Analytique	Explicite
1030	42.6	46.62	E _{PM} (%)	0.0093	0.9217
824	41.3	39.23	E _{PM} (%)	0.0151	0.5294
824	30.6	40.29	E _{PM} (%)	0.0181	0.4524
589	37.0	29.73	E _{PM} (%)	0.0008	0.1321
353	42.0	18.12	E _{PM} (%)	-0.0413	0.0001

a- Modèle Explicite

Une comparaison entre les caractéristiques I-V mesurées et calculées du module a été effectuée et les résultats de cette comparaison sont donnés dans la figure 3.6. Les résultats montrent que la valeur calculée est bien ajustée dans la partie à gauche du coude mais elle représente un écart très significatif dans la partie à droite du coude de la caractéristique I-V.

Avantage : Sa résolution ne nécessite pas une méthode itérative

Désavantage : Mauvaise ajustement surtout à droite du coude

b- Modèle analytique

Le modèle analytique offre une très bonne précision de la caractéristique I-V calculée en comparaison avec les valeurs mesurées. En effet, la figure 3.7 illustre ce grand ajustement entre les valeurs calculées et mesurées sur la totalité des points de la courbe I-V et pour les différents éclaircissements et températures de jonction.

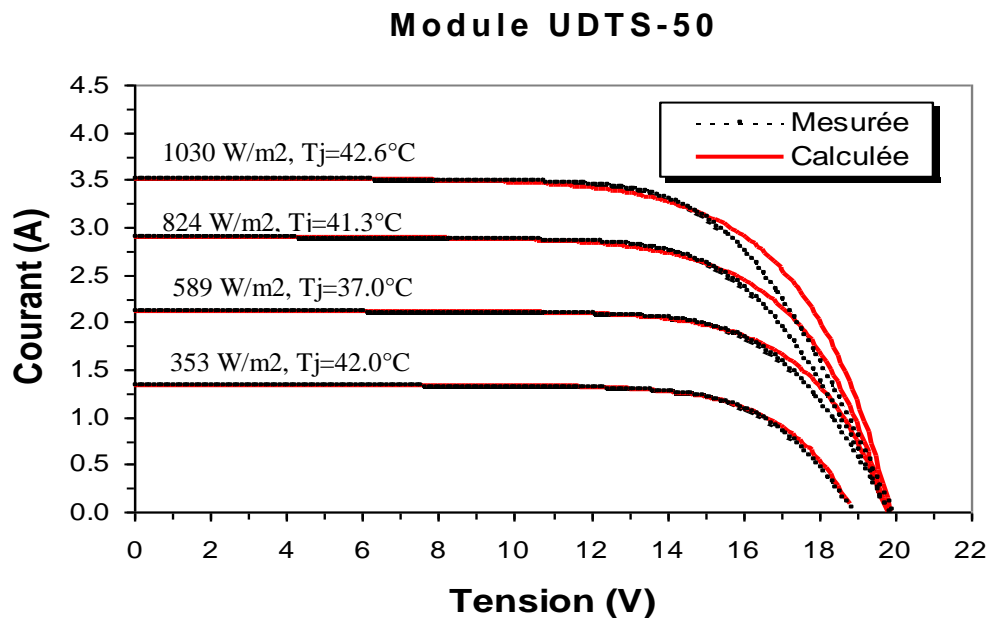


Figure 3.6 : Comparaison des valeurs mesurées et calculées de $I=f(I, V)$ pour le modèle explicite

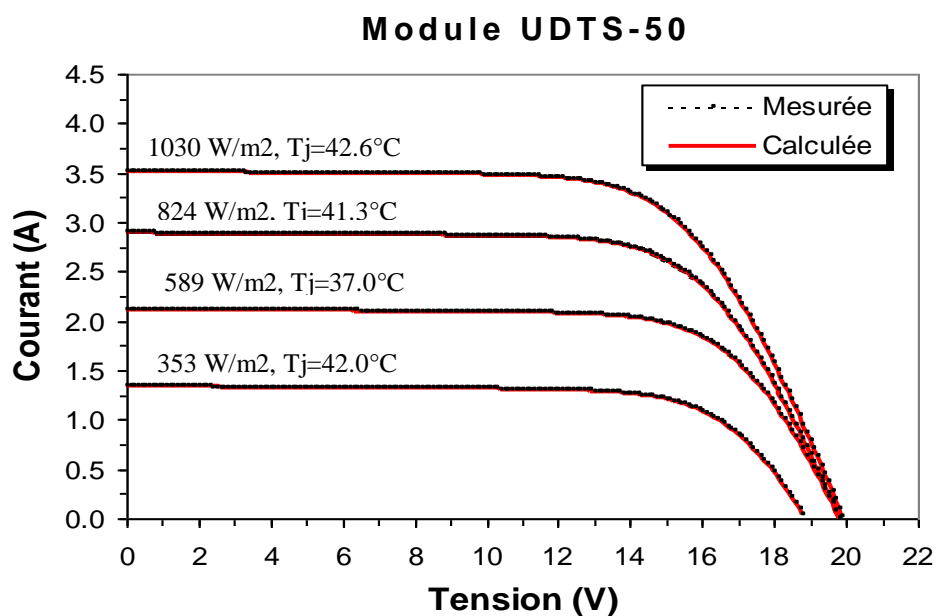


Figure 3.7 : Comparaison des valeurs mesurées et calculées de $I=f(I, V)$ pour le modèle analytique

Avantage :

- Ajustement avec une très grande précision de la caractéristique I - V mesurée et calculée.
- Convergence de tous les cas étudiés.
- Les paramètres calculés permettent de calculer la caractéristique $I=f(I, V)$ pour différents éclairagements et températures de jonction.

Désavantages :

- Nécessite plusieurs combinaisons de mesures pour différents éclairagements et températures de jonction pour le calcul des paramètres.

3.3 Modèles de la température du générateur photovoltaïque

La température de jonction T_j influe sur les performances électriques du module photovoltaïque. La détermination de cette température demeure très difficile et afin de combler ce déficit, il existe des modèles mathématiques qui calculs la température T_j en utilisant la température ambiante T_a . Ainsi, pour les modules normalement ventilés, la température T_j du module photovoltaïque est déterminée à l'aide d'un modèle utilisant le NOCT (Normal Operating Cell Temperature). Par contre pour les modules mal ventilés tels que les modules placés en façade et sur le toit des bâtiments, la méthode du NOCT n'est plus valable et la méthode de calcul de T_j tient compte des phénomènes thermiques entre le module photovoltaïque et le toit ou le mur de la façade du bâtiment.

3.3.1 Modèle de la température ambiante

Dans le cas de la non disponibilité des données mesurées à l'échelle horaire, le calcul du profil journalier est nécessaire. A cet effet, nous présentons un modèle basé sur la disponibilité de la température maximale T_{max} et minimale T_{min} de la journée en question. Ces deux températures sont largement disponibles dans les stations de mesure météorologiques. Le modèle suppose que [29] :

- a) T_{max} se situe toujours à 14 heures de l'après midi ($\omega=\pi/6$)
- b) T_{min} se situe toujours au lever du soleil ($\omega=\omega_s$)

Les relations pour caractériser la variation de la température diurne du jour j sont les suivantes :

Pour l'intervalle $-\pi < \omega < \omega_s$

$$T_a = T_{\max}(j-1) \frac{T_{\max}(j-1) - T_{\min}(j-1)}{2} [1 + \cos(a\omega + b)] \quad (3.12)$$

avec :

$$a = \frac{\pi}{\left(\frac{\pi}{6} - \omega_s - 2\pi\right)} \quad \text{et} \quad b = -a\omega_s \quad (3.13)$$

Pour l'intervalle $\omega_s < \omega < \pi/6$

$$T_a = T_{\min}(j) \frac{T_{\max}(j) - T_{\min}(j)}{2} [1 + \cos(a\omega + b)] \quad (3.14)$$

avec :

$$a = \frac{\pi}{\left(\omega_s - \frac{\pi}{6}\right)} \quad \text{et} \quad b = -a\frac{\pi}{6} \quad (3.15)$$

Pour l'intervalle $\pi/6 < \omega < \pi$

$$T_a = T_{\max}(j) \frac{T_{\max}(j) - T_{\min}(j+1)}{2} [1 + \cos(a\omega + b)] \quad (3.16)$$

avec :

$$a = \frac{\pi}{\left(2\pi + \omega_s - \frac{\pi}{6}\right)} \quad \text{et} \quad b = -\left(\pi + \frac{a\pi}{6}\right) \quad (3.17)$$

3.3.2 Modèle de la température de jonction

Le calcul de la température de jonction dépend énormément de la ventilation des modules photovoltaïques sur leurs structures de fixation. Pour les modules bien ventilés, la température de jonction est calculée à l'aide d'un modèle utilisant le NOCT (Normal Operating of Cell Temperature). Par contre pour les modules mal ventilés, modules en toiture et en façade des bâtiments, le calcul de la température de jonction dépend de l'épaisseur de la couche d'air entre le toit et le module, l'émissivité des matériaux utilisés et les échanges convectifs et conductifs entre les modules, l'air et la toiture.

3.3.2.1 Modèle basé sur le NOCT

Dans le cas de modules indépendants sur support et bien ventilés, la température de jonction, T_j est déterminée à l'aide d'un modèle utilisant le NOCT, la température ambiante et l'éclairement solaire incident sur la surface du module photovoltaïque. La Température du Fonctionnement Normal de la Cellule (NOCT) est une grandeur caractéristique du module qui dépend fortement du type d'encapsulation. La température de jonction de la cellule est donnée par la relation suivante [13] [29] :

$$T_j = T_a + \frac{NOCT - 20}{800} G(\beta) \quad (3.18)$$

Avec :

T_a et T_j : Températures ambiante et de jonction [°C]

$G(\beta)$: Eclairement solaire incident sur le plan du module [W/m^2]

Ce modèle est valable uniquement dans le cas des modules photovoltaïques sur des supports bien ventilés.

3.3.2.2 Modèles appliqués aux modules intégrés en façade et toiture des bâtiments

L'intégration du générateur photovoltaïque dans le bâtiment peut se faire à partir de modules standard ou à partir de modules spécifiques tels que en couche mince ou en silicium amorphe. Ces modules ne sont pas bien ventilés et par conséquent, le modèle basé sur la température du NOCT ne peut être appliqué.

Trois cas d'insertions des modules photovoltaïques en toiture peuvent être envisagés : modules posés indépendants en toiture, modules semi intégrés en toiture et enfin modules intégrés en toiture.

Le modèle proposé pour le calcul de la température de jonction des modules en toiture est basé sur l'analogie thermique électrique [13]. Ce modèle permet de prendre en compte les phénomènes thermiques suivant :

- Échanges convectifs
- Echanges radiatifs
- Source thermique dans le silicium et le matériau d'encapsulation du module (face avant)
- Transfert conductif.

La température T_j pour un système mal ventilé est donnée par la relation suivante :

$$T_j = A_1 t_a + A_2 T_c + A_3 T_{t1} + A_4 T_{t2} + B_1 \quad (3.19)$$

Avec :

T_a , T_c , T_{t1} et T_{t2} des potentiels thermiques,

A_1 , A_2 , A_3 , A_4 et B_1 des coefficients dépendent des résistances thermiques

3.4 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons étudié la caractéristique $I-V$ ainsi que l'influence de l'éclairement solaire, la température de jonction, la résistance série et la résistance shunt sur les performances du module photovoltaïque. La modélisation du fonctionnement du module photovoltaïque et la validation grâce à l'expérimentation ont été réalisées. Ces résultats ont permis de choisir le modèle analytique pour la simulation du fonctionnement du module photovoltaïque grâce à ces meilleurs résultats.

Egalement, nous avons proposé un modèle pour le calcul de la température de jonction pour les cas où le générateur photovoltaïque n'est pas bien ventilé.

CHAPITRE 4

PERFORMANCE D'UN SYSTÈME PHOTOVOLTAÏQUE DE FAÇADE

4.1 Introduction

Dans ce chapitre, nous avons présenté les résultats de simulation des performances d'un système photovoltaïque de façade supposé sur le pavillon N°13 de l'Université Saad Dahleb de Blida. Le choix du pavillon est basé sur sa meilleure exposition au soleil par rapport à d'autres pavillons proches du département d'électronique. Les figures 4.1 et 4.2 montrent les deux faces du pavillon.



Figure 4 .1 : Face Sud-ouest du pavillon N°13



Figure 4 .2 : Face Sud du pavillon N°13

4.2 Plan du bloc

Les figures 4.3 et 4.4 montrent le plan détaillé avec ses mesures respectivement d'une vue de dessus et une vue de la face Sud-ouest. Ces plans ont été dessinés à l'aide du logiciel Autocad.

4.3 Position des panneaux sur le bloc

Selon la surface éclairée disponible, nous avons proposé la fixation de trois générateurs photovoltaïques. Un générateur sur la façade Sud et les deux autres sur la façade Sud Ouest car chaque générateur fournit une puissance près de 3kWc. Ces générateurs sont un ensemble de module photovoltaïque polycristallin. La figure 4.5 montre un dessin de la position du générateur photovoltaïque sur les deux faces du pavillon N°13.

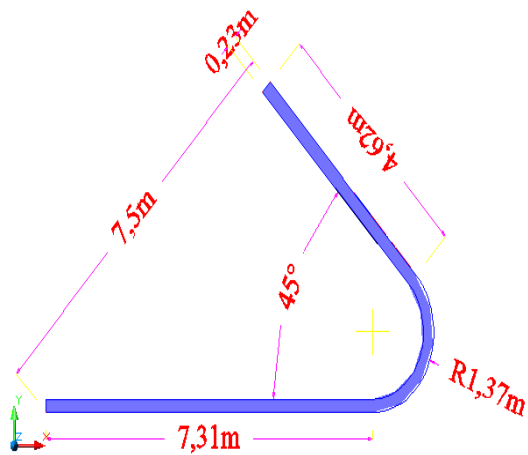


Figure 4 .3 : Façade dessus

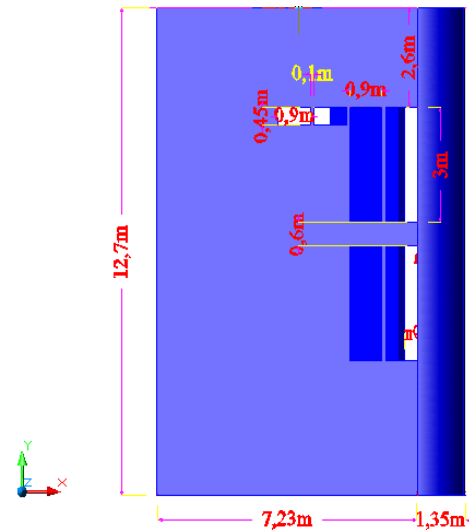


Figure 4 .4 : Façade Sud et Sud Ouest

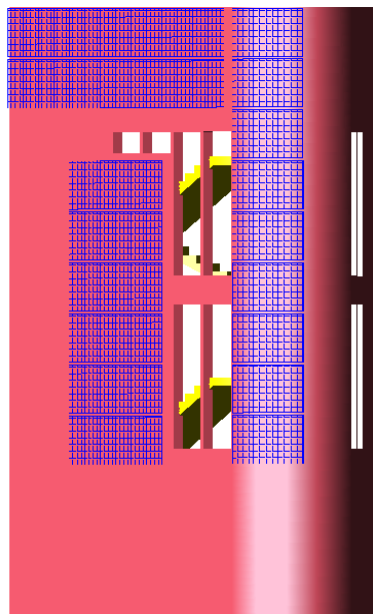


Figure 4 .5 : Position des modules photovoltaïques sur les faces du pavillon N°13 (dessin à l'aide de l'Autocad)

4.3.1 Caractéristique du module photovoltaïque polycristallin

Pour le module photovoltaïque, nous avons choisi le même type de module du mini central photovoltaïque acheté par le Laboratoire LabSet qui devrait être installées incessamment sur le toit du pavillon N°14. Le module est de type 380J et ses caractéristiques électriques sont présentées dans le tableau 4.1. La figure 4.6 montre le modèle de ce module photovoltaïque en Silicium polycristallin.

Tableau 4.1 : Caractéristiques électriques du module polycristallin 380J

Caractéristiques	Valeurs
Voc	21,868 V
Isc	5,262 A
Rs	0 ,550 Ohm
Rsh	162,962 Ohm
Pmax	82,625 W
Vpm	17,398 V
Ipm	4,749 A
FF	71,8 %
Rendement, module	12,73 %
Rendement, cellule	14,69 %

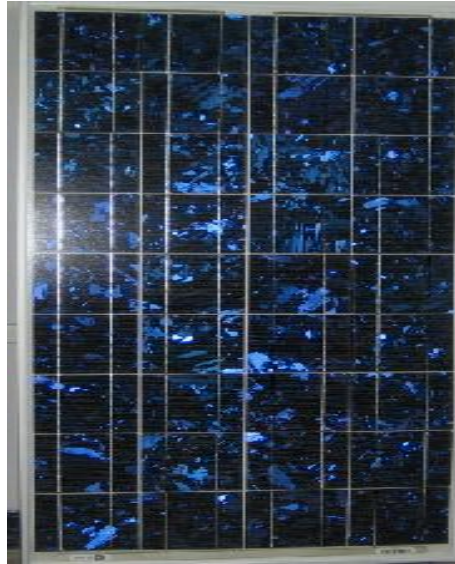


Figure 4 .6 : Vue du module photovoltaïque Silicium polycristallin 380J

4.3.2 Onduleur

L'onduleur qui convient à notre installation doit avoir une puissance de 3000 W. Ces onduleurs disposent d'un contrôleur MPP indépendant et atteignent des taux de rendement très élevés jusqu'à 95,8 %.

4.4 Résultats de simulation

4.4.1 Irradiation solaire reçue sur les façades

Nous avons effectué une simulation de l'irradiation solaire reçue sur un mur en fonction de l'azimut. Cette simulation a utilisé les modèles mathématiques qui permettent de calculer l'irradiation solaire sur un plan incliné qui ont été traités dans le chapitre 1. La simulation a calculé la variation de l'éclairement solaire en fonction des heures de la journée sous différentes orientations des façades dans la région de Soumaa wilaya de Blida en Algérie.

Ainsi dans ce qui suit, nous présentons les résultats de la simulation calculés pour une inclinaison horizontale et pour cinq orientation d'un plan incliné de 90° (un mur vertical) par rapport à l'horizontal. La figure 4.7 illustre les angles d'inclinaison et d'orientation d'un mur vertical par rapport aux quatre points cardinaux (Nord, Sud, Est et Ouest).

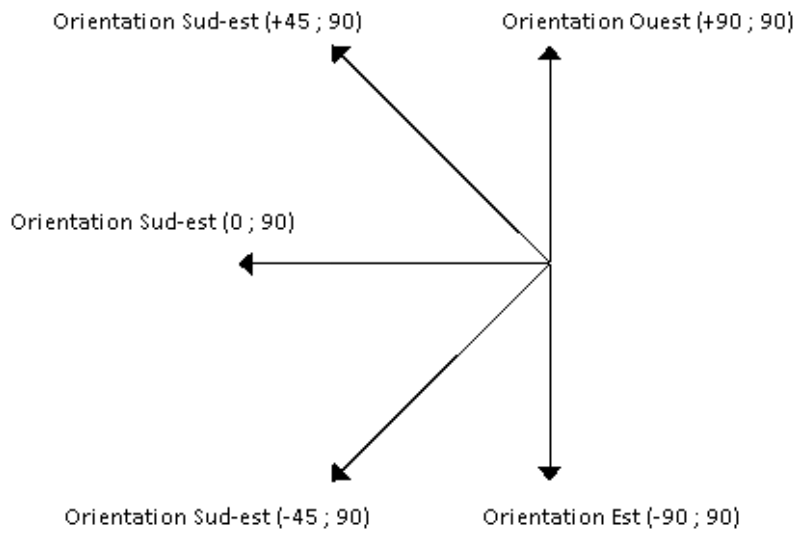


Figure 4.7: Orientation de la normale d'un plan incliné d'un angle de 90° (un mur) par rapport à l'horizontal.

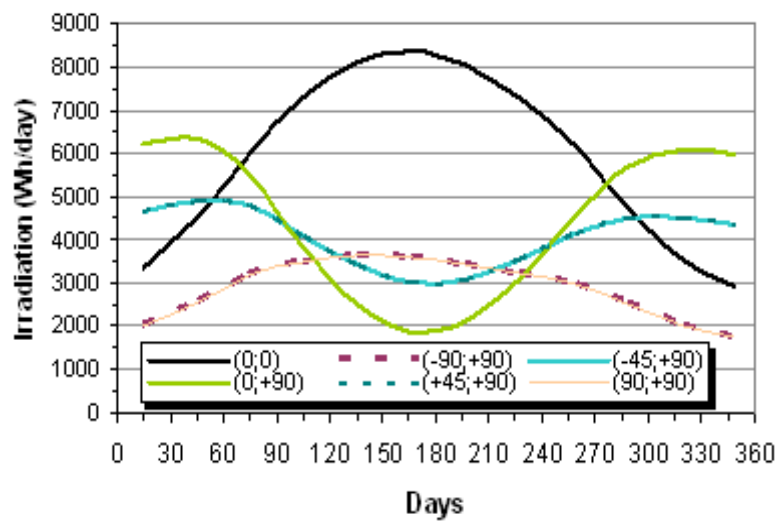


Figure 4.8 : Irradiation journalière en fonction de l'Azimut

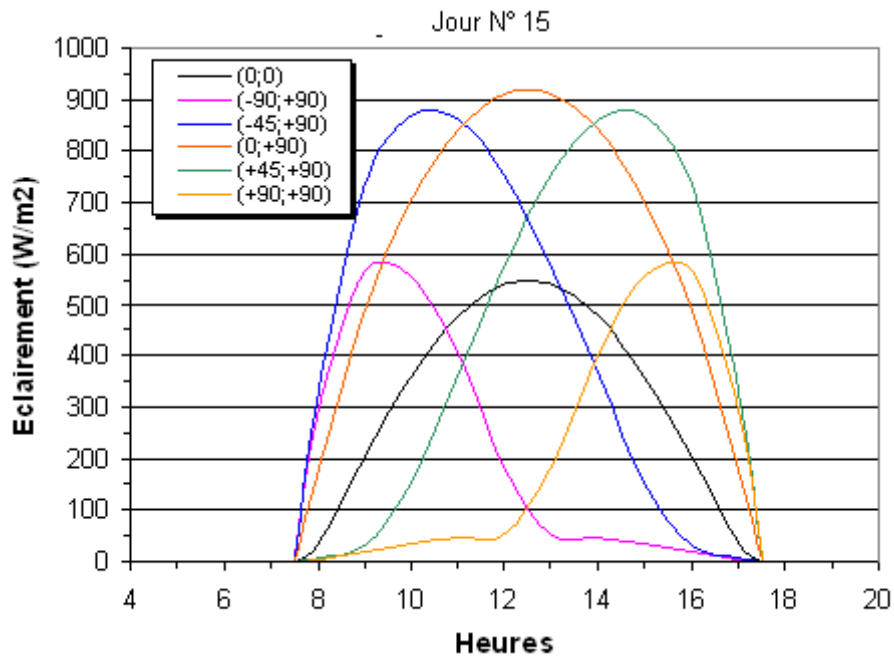


Figure 4.9 : Eclairement en fonction de l'Azimut jour N°15

La figure 4.8 montre l'irradiation journalière sur une surface horizontale comparée à un mur avec des orientations différentes qui sont Sud (-90 ; 90), Sud-est (-45 ; 90), Sud (0 ; 90), Sud-ouest (+45 ; 90) et Ouest (+90 ; 90). Ces résultats montrent que la surface verticale reçoit le maximum de l'irradiation solaire durant la saison hivernale. Cette situation est due à la hauteur basse de soleil en hiver qui permet à un mur de recevoir l'irradiation solaire plus qu'en période d'été où la hauteur du soleil est plus élevée. Les figures de 4.9 à 4.12 présentent l'éclairement solaire reçu sur une surface verticale durant la journée pour quatre jours représentatifs des quatre saisons. Ainsi en hiver, l'éclairement atteint son maximum pour un Azimut négatif avant midi, pour un Azimut positif l'éclairement atteint son maximum après midi, pour un azimut nul l'éclairement est maximum entre 12 et 14 heure et avec une inclinaison de 90°, l'éclairement est supérieur par rapport à une inclinaison de 0°.

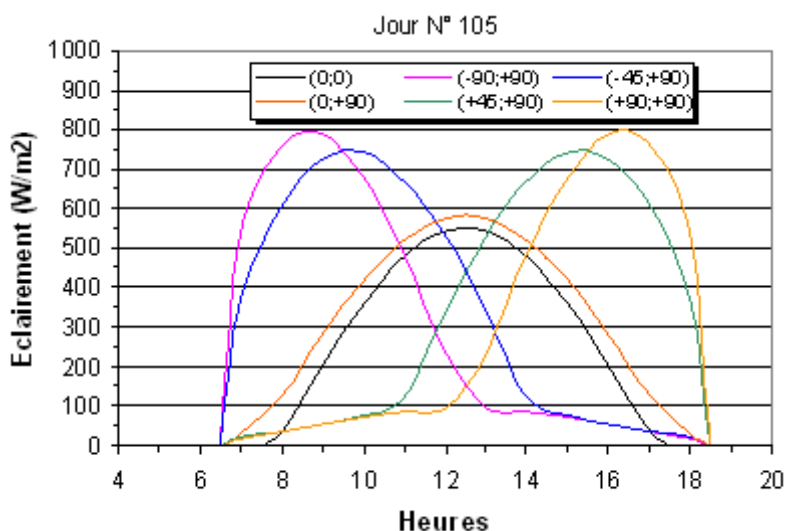


Figure 4.10: Eclairage en fonction de l'Azimut jour N° 105

Au printemps, l'éclairage atteint son maximum pour un Azimut négatif avant midi, pour un Azimut positif l'éclairage atteint son maximum après midi, pour un azimut nul l'éclairage est maximum entre 12 et 14 heure (l'éclairage est supérieur pour un Azimut $|90^\circ|$ par rapport à $|45^\circ|$), pour une inclinaison de 90° l'éclairage est presque égal à l'inclinaison de 0° .

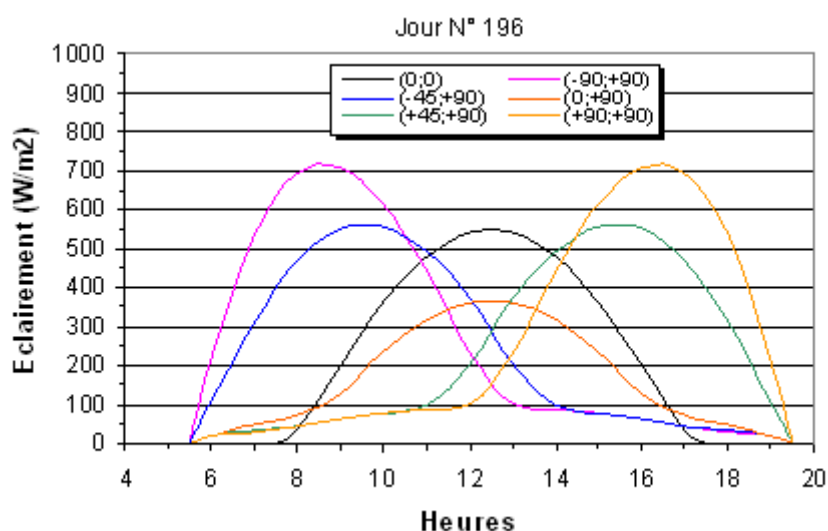


Figure 4.11: Eclairage en fonction de l'Azimut jour N° 196

En été, l'éclairage atteint son maximum pour un Azimut négatif avant midi, pour un Azimut positif l'éclairage atteint son maximum après midi, pour un azimut nul l'éclairage est maximum entre 12 et 14 heure (l'éclairage est supérieur pour

un Azimut $|90^\circ|$ par rapport à $|45^\circ|$), pour une inclinaison de 90° l'éclairement est inférieur à l'inclinaison de 0° .

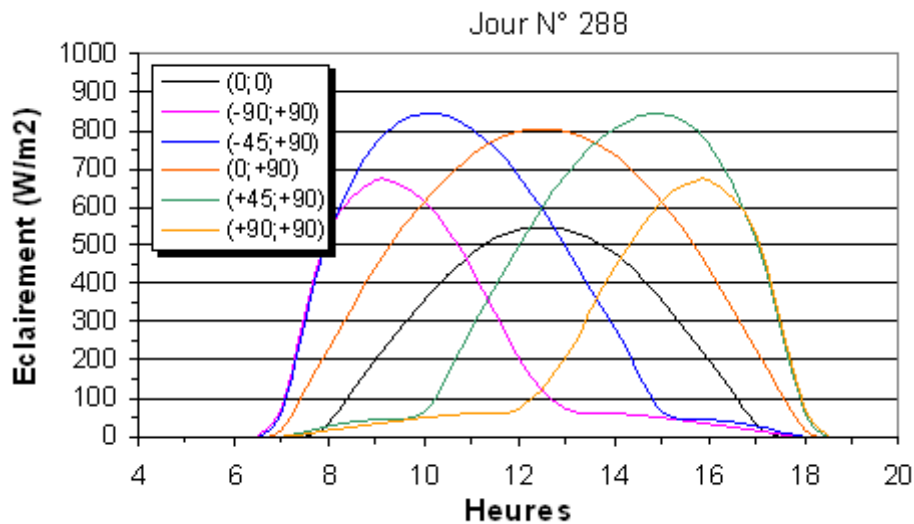


Figure 4.12 : Eclairement en fonction de l'Azimut, jour N°288

En automne, l'éclairement atteint son maximum pour un Azimut négatif avant midi, pour un Azimut positif l'éclairement atteint son maximum après midi, pour un azimut nul l'éclairement est maximum entre 12 et 14 heure (l'éclairement est supérieur pour un Azimut $|45^\circ|$ par rapport à $|90^\circ|$), pour une inclinaison de 90° l'éclairement est supérieur à l'inclinaison de 0° .

4.4.2 Simulation des performances d'un système photovoltaïque de façade

Les performances d'un système photovoltaïque de façade au niveau du pavillon N° 13 ont été obtenues à l'aide du logiciel Américain N-Sol. Nous avons choisi le cas d'une installation photovoltaïque de façade connectée au réseau, ce qui est le cas de la majorité des installations de façade en zone urbaine.

a- Générateur photovoltaïque Sud-ouest de 2.24kwc (28 modules)

Le générateur photovoltaïque est constitué de 28 modules pour une puissance de 2.24Wc. La figure 4.13 montre les composants du système photovoltaïque de façade de la partie Sud-ouest du pavillon N°13 de l'université Saad Dahleb de Blida en Algérie. Cette figure illustre également les données sur la latitude, longitude, l'élévation, les degrés de l'inclinaison et l'Azimut.

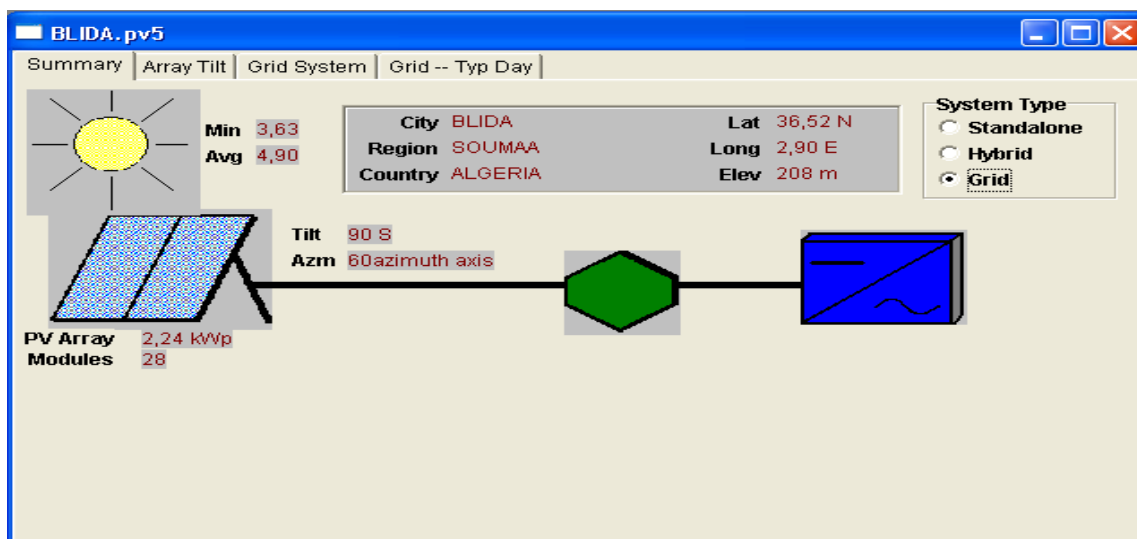


Figure 4.13 : Système photovoltaïque de la façade Sud-ouest

Les résultats de l'irradiation solaire globale reçue sur le plan des modules photovoltaïques fixés sur la façade Sud-ouest présentés par la figure 4.14. La courbe en vert correspond à l'irradiation solaire calculée pour une orientation Sud-ouest qui correspond à un azimut égal à $+60^\circ$. La courbe en rouge correspond à l'irradiation reçue sur une surface horizontale.

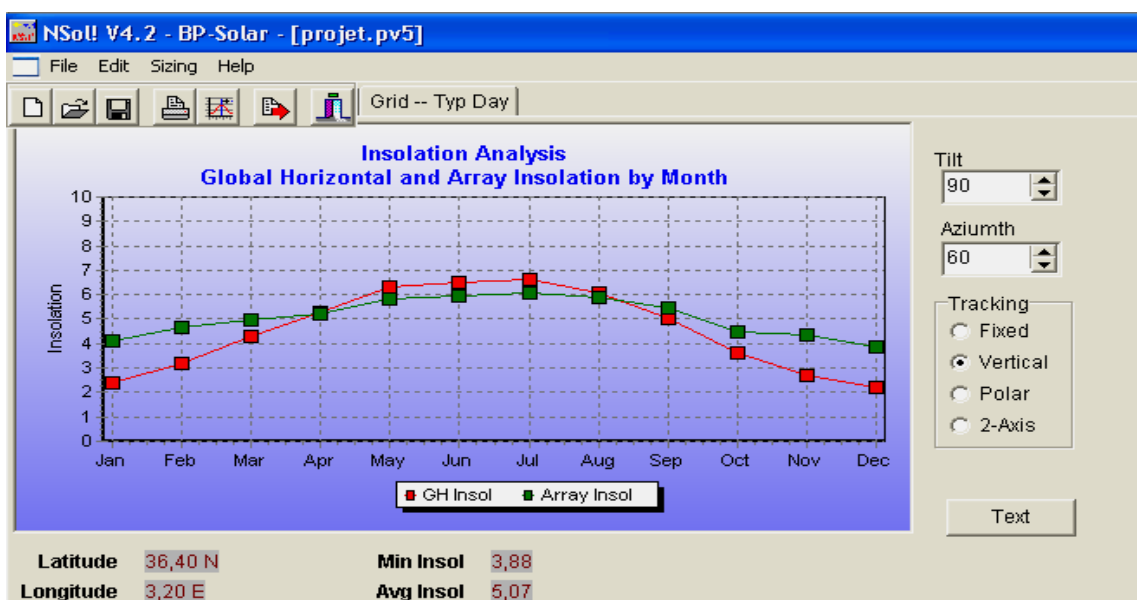


Figure 4.14 : Irradiation horizontale et reçue sur la façade Sud-ouest

nous remarquons que l'irradiation globale solaire reçue sur la façade Sud-ouest augmente progressivement depuis le mois de Janvier, atteint son maximum à

partir du mois Mai jusqu'au mois d'Août et puis elle diminue progressivement jusqu'à la fin de l'année (Décembre).

La figure 4.15, nous montre deux courbes donnant l'irradiation solaire annuelle et le système de sortie d'un système photovoltaïque de façade de 28 modules chaque modules fournie une puissance de 80Wc.

Selon les deux courbes nous remarquons que l'irradiation solaire annuelle et le système de sortie d'un système photovoltaïque de façade atteignent leurs maximums le mois de Juin.

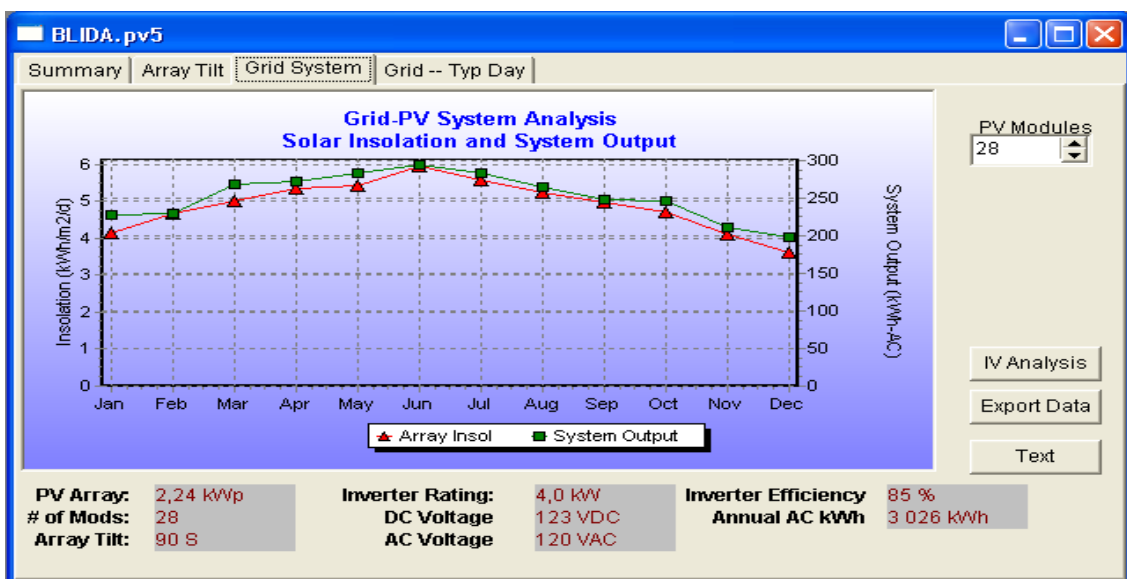


Figure 4.15 : Irradiation solaire sur le plan du module Photovoltaïque

La figure ci-après (4.16) nous montre deux courbes, une qui est en rouge le courant I en fonction de la tension V et l'autre qui est en vert le développement de la puissance P en fonction de la tension V , ces deux courbes sont tracés à partir des données météorologique du mois de Janvier à midi.

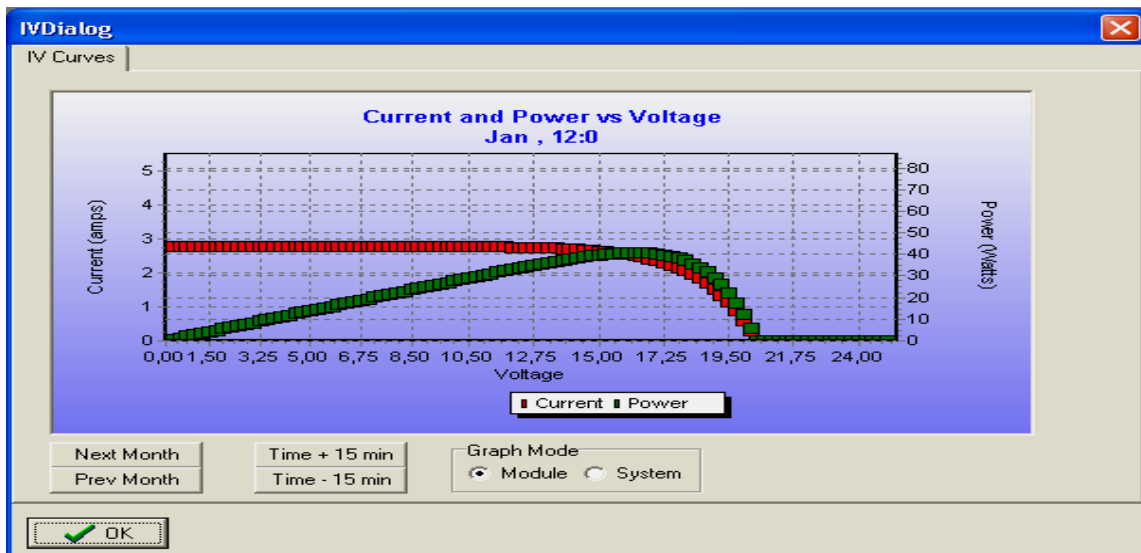


Figure 4.16 : Caractéristique $I=f(I, V)$ du module Photovoltaïque

Le courant est constant en augmentant la tension, commence à diminuer à partir de 11V, s'annule à partir de 20V. La puissance augmente d'une façon croissante en augmentant la tension dès qu'elle atteint le maximum à 16V diminuera progressivement s'annule au même point avec la courbe du courant

Performance journalière d'un système photovoltaïque de façade :

La figure 4.17, nous montre le tracé de trois courbes, deux donnent le développement de la température de la cellule et la température ambiante en fonction du temps d'un système photovoltaïque de façade. La troisième courbe montre le tracé de la puissance d'un système de sortie en fonction du temps. Ces courbes sont faites à partir des données du mois de Mai.

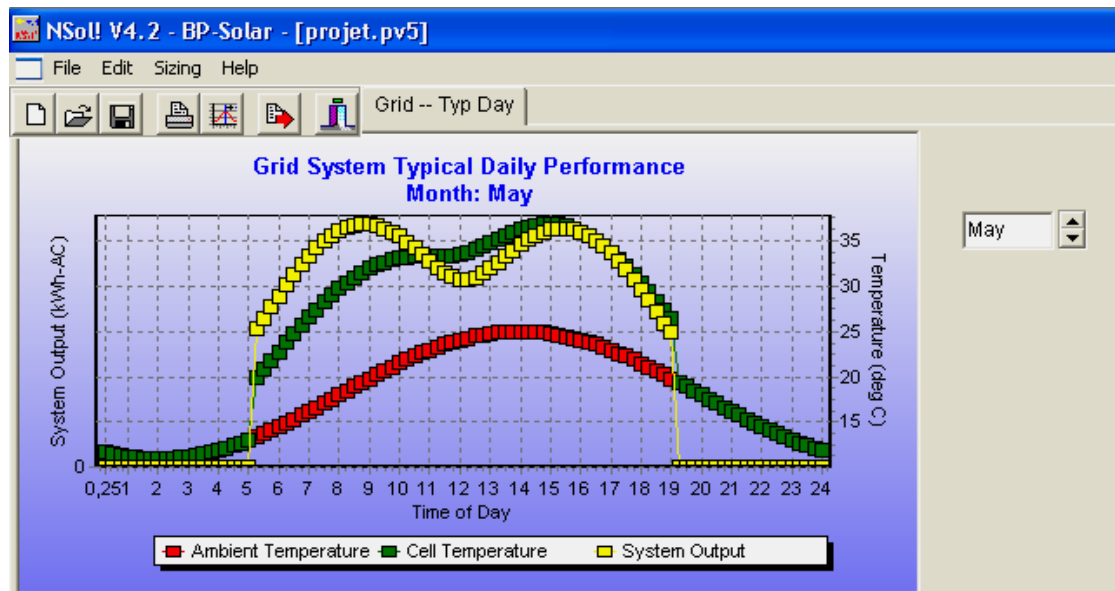


Figure 4.17 : Energie produite par le système photovoltaïque et les données des températures ambiante et de la cellule photovoltaïque.

La courbe de la température ambiante augmente en fonction du temps atteint le maximum entre 13 et 15 heures, commence à diminuer jusqu'à où elle s'annule à minuit. Les deux autres courbes augmentent brusquement à 5 heures et diminuent brusquement à 19 heures ; la courbe du système de sortie atteint le maximum à 9 heures puis 15H30, diminue à 12 heures ; la courbe de la température de la cellule augmente d'une façon croissante, constante de 10 à 12 heures, augmente progressivement, atteint le maximum à 15 heures puis elle diminue.

b- Générateur photovoltaïque Sud-ouest de 2.88kwc (36 modules)

La figure 4.18 montre les composants du deuxième système photovoltaïque de façade de la partie Sud-ouest du pavillon N°13. La puissance du générateur photovoltaïque est de 2.88 kWc et il est constitué de 36 modules photovoltaïques. Les modules sont fixés sur la même façade que celle de l'installation photovoltaïque précédente. Ainsi, l'irradiation solaire sur le plan des modules des deux installations sera identique.

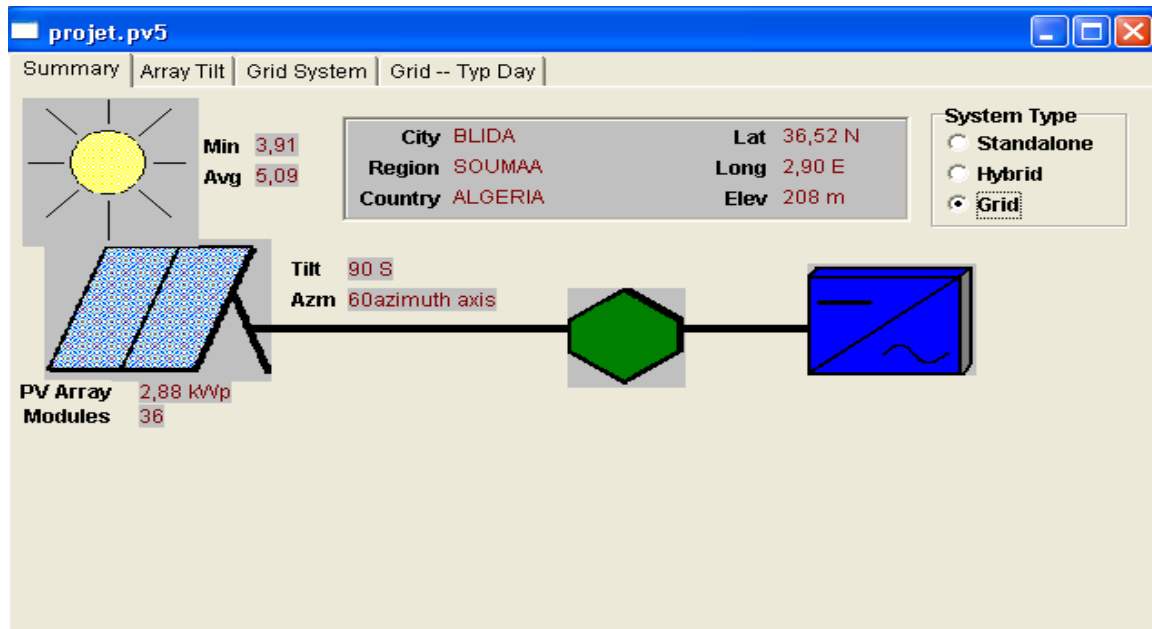


Figure 4.18 : Système photovoltaïque de 36 modules et d'une puissance de 2.88 kWc
Performance journalière d'un système connecté au réseau

La figure 4.19, nous montre les courbes de la production énergétique de l'installation photovoltaïque et les valeurs de la température ambiante et de la cellule photovoltaïque en fonction du temps. Ces courbes sont données pour le mois de mai.

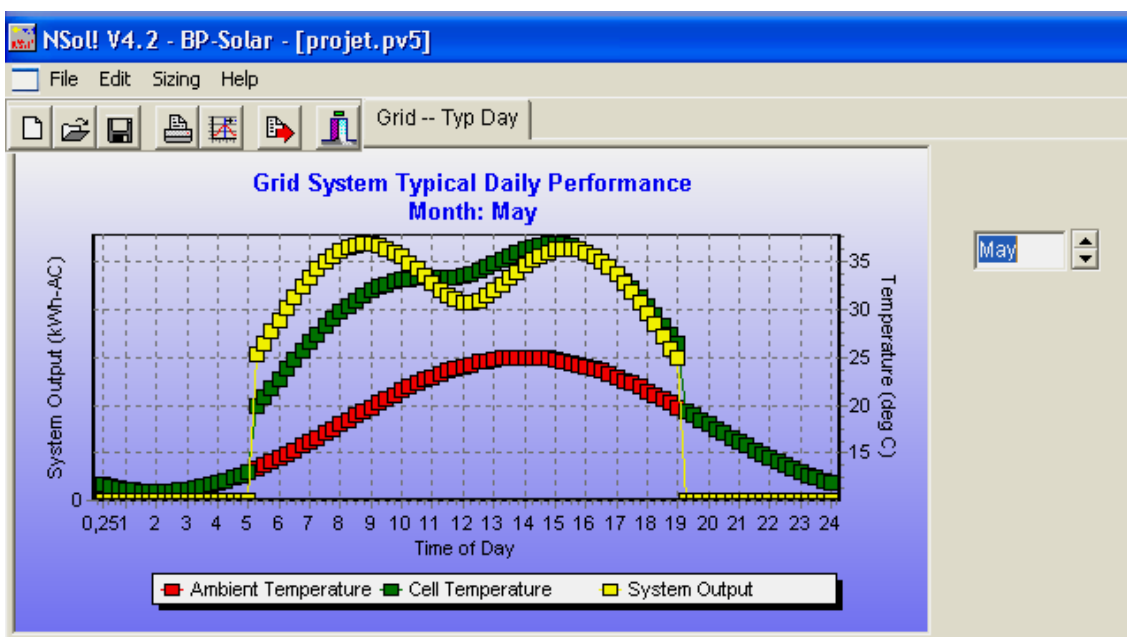


Figure 4.19 : Production énergétique et températures ambiante et de la cellule photovoltaïque pour le mois de mai.

c- Générateur photovoltaïque façade Sud de 2.16kwc (27 modules)

La figure 4.20 ci-dessous montre le montage d'un système photovoltaïque connecte au réseau de la partie Sud du pavillon 13 de l'université Saad Dahleb de Blida en Algérie en donnant les degrés de la latitude, longitude, l'élévation, les degrés de l'inclinaison et l'Azimut. Sans oublier le nombre de panneau solaires installés donnant une puissance de 3kwc. Pour cette orientation Sud, nous remarquons une nette différence entre l'irradiation solaire reçue sur cette façade et la façade Sud-ouest. En effet, les courbes d'irradiation solaire annuelle et le système de sortie du système photovoltaïque de façade sont constantes du mois d'Octobre jusqu'au mois de Mars, diminue progressivement, atteignent leurs minimums les mois de Juin et Juillet (Fig. 4.21).

4.5 Conclusion

Les résultats de la simulation des performances obtenus pour les trois systèmes photovoltaïques de façade distincte au niveau du pavillon N° 13 ont montré que la production énergétique des générateurs photovoltaïques fixés sur un mur est très favorable durant la période hivernale par rapport à la période estivale. Cette différence est due à la valeur basse, donc favorable, de la hauteur du soleil en hiver pour un site situé à la latitude de 36.52 N. La simulation calculée à l'aide du logiciel N-Sol a concerné les performances de l'irradiation et le générateur photovoltaïque en fonction des jours et des mois de l'année.

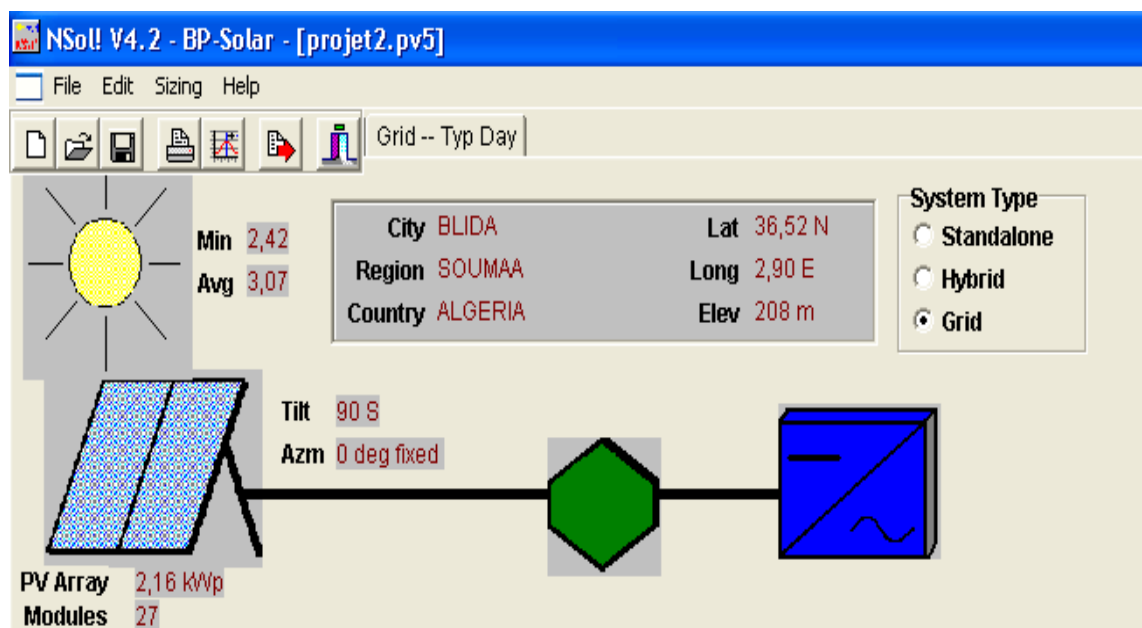


Figure 4.20 : Composants d'un système photovoltaïque fixé sur la façade Sud du pavillon N°13

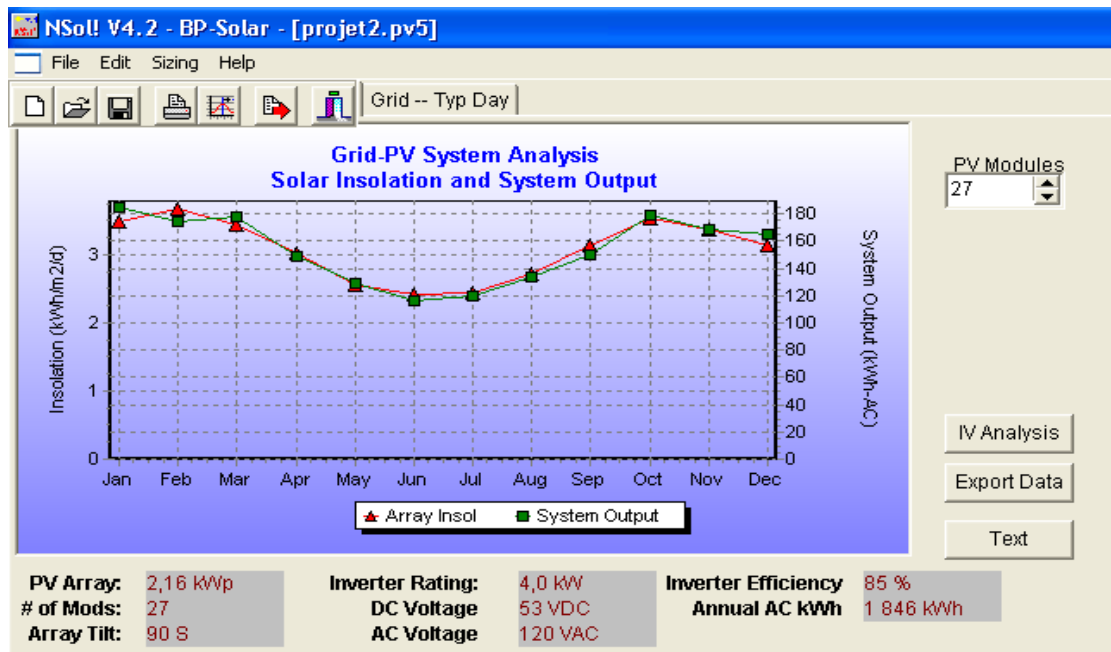


Figure 4.21 : Irradiation solaire horizontale et sur une façade orienté Sud (azimut nul)

CONCLUSIONS

La consommation énergétique mondiale et Algérienne provient essentiellement des combustibles fossiles (pétrole, charbon, gaz naturel, etc.) dont l'utilisation massive peut conduire à l'épuisement de ces ressources et menace réellement l'environnement par les émissions des gaz polluants et à effet de serre. L'utilisation de l'énergie solaire photovoltaïque comme source d'énergie électrique est une solution bien adoptée pour réduire les émissions de ces gaz nocifs pour l'environnement.

Ce travail de mémoire a porté sur l'étude de la simulation des performances des systèmes photovoltaïques de façade. Ces systèmes, qui utilisent l'intégration du générateur photovoltaïque dans le bâtiment, sont une option en pleine croissance dans les pays occidentaux car cette technologie permet de rapprocher la production de l'énergie électrique à l'endroit fort de sa consommation. Cette source d'énergie est durable et ces composants sont modulaires et flexibles. Du point de vue esthétique, le générateur photovoltaïque peut remplacer aisément plusieurs composants de construction, allant des façades vitrées aux toitures étanches.

Ainsi, nous avons calculé les performances de ces systèmes en se basant sur les études théorique et expérimentale sur chacune de ces composants. Les contributions de ce mémoire dans le domaine des systèmes photovoltaïques de façade sont résumées comme suit :

- Présentation de différentes techniques d'intégration architecturale du générateur photovoltaïque dans le bâtiment car notre pays accuse un retard considérable dans ce domaine.

- Validation, à l'aide des données mesurées sur les sites Algériennes, des modèles numériques récents qui estiment la composante directe et diffuse de l'irradiation solaire sur les plans horizontales et inclinés.
- Développement d'un programme qui permet de calculer l'irradiation solaire sur les différentes façades d'un bâtiment potentiel pour l'intégration architecturale du générateur photovoltaïque.
- Détermination des performances d'un système photovoltaïque de façade supposé au niveau du pavillon n°13 de l'université Saad Dahleb de Blida.

Au cours de nos efforts pour la mise en œuvre de ce travail, nous avons relevé qu'un effort considérable de recherche et développement est en plein d'extension dans le monde pour l'installation durable de la technologie d'intégration du générateur photovoltaïque dans le bâtiment. Il est d'ailleurs évident que les pays les plus développés sont aussi ceux qui soutiennent le plus ces efforts. L'Allemagne est le pays qui investit le plus en aides publics au secteur du photovoltaïque. L'Association Européenne des Industriels du Photovoltaïque (EPIA) dans une publication commune avec Greenpeace "Solar generation", estiment que l'objectif de la Commission Européenne de 3 000 MWc à la fin de l'année 2010 peut être largement dépassé et qu'une capacité de 5 000 MWc à cette échéance est tout à fait possible.

Ainsi donc, nous considérons que l'Algérie n'a plus le choix que de se pencher efficacement vers cette source d'énergie propre et non polluante. Les actions peuvent être de plusieurs formes comme par exemple :

- Subventions financières aux institutions nationales de recherche et de développement dans cette technologie.
- Incitation financière pour l'intégration de l'énergie photovoltaïque dans les grands bâtiments en construction afin de remplacer les vitrages qui sont à la mode. Car, ces vitrages accentuent l'effet de serre à l'intérieur du bâtiment et par conséquent l'augmentation de la facture énergétique de la climatisation.

En conclusion, nous espérons que les résultats de ce travail contribueront significativement dans la compréhension de ces systèmes photovoltaïques de façade

et dans la prise de décision pour qu'une installation photovoltaïque de ce type soit une réalité dans notre Université Saad Dahleb de Blida.

RECOMMANDATIONS

NOMENCLATURE

A	: Facteur d'idéalité
Alt	: Altitude [m]
A_{mod}	: Surface Silicium du module photovoltaïque [m^2]
$B(\beta)$: Eclairement direct sur une surface inclinée [W/m^2]
$B_d(0)$: Irradiation directe horizontale journalière [Wh/m^2]
$B_h(0)$: Irradiation directe horaire sur une surface horizontale [Wh/m^2]
d	: Numéro du jour de l'année.
$D(\beta)$: Eclairement diffus sur une surface inclinée [W/m^2]
$D_d(0)$: Irradiation diffuse horizontale journalière [Wh/m^2]
$D_h(0)$: Irradiation diffuse horaire sur une surface horizontale [Wh/m^2]
D_{tot}	: Volume d'eau pompé durant les périodes végétatives [m^3]
E_{pv}	: Rendement du générateur photovoltaïque
E_{sub}	: Rendement du sous-système de pompage
Et	: Evapotranspiration de la culture [mm/j]
ET_0	: Evapotranspiration de la culture de référence [mm/j]
E_{tot}	: Rendement total du système de pompage photovoltaïque
$G(\beta)$: Eclairement global sur une surface inclinée [W/m^2]
$G_d(0)$: Irradiation globale horizontale journalière [Wh/m^2]
$G_{\text{ed}}(0)$: Irradiation globale extraterrestre journalière [Wh/m^2]
$G_{\text{eh}}(0)$: Irradiation globale extraterrestre horaire [Wh/m^2]
$G_h(0)$: Irradiation globale horizontale horaire [Wh/m^2]
G_o	: Constante solaire [$1367 \text{ W}/\text{m}^2$]
$G_{\text{oh}}(0)$: Eclairement extraterrestre horizontal [W/m^2]

h	: Hauteur manométrique totale [m]
H_r	: Humidité relative moyenne [%].
I	: Courant du module photovoltaïque [A]
I_L	: Photocourant [A]
I_m	: Courant du point de la puissance maximale [A]
I_o	: Courant de saturation de la diode ou courant à l'obscurité [A]
I_{SC}	: Courant de court-circuit [A]
k	: Constante de Boltzmann [$1,38 \cdot 10^{-23} \text{ J/}^\circ\text{K}$]
K_c	: Coefficient cultural
K_d	: Fraction diffuse
K_t	: Indice de clarté de l'atmosphère
$L(d)$: Correction de la distance terre-soleil pour la journée d
L_T	: La durée de vie du système photovoltaïque
$M(0)$: Masse optique traversée par le rayonnement direct
M_d	: Fraction diffuse horaire
M_p	: Nombre de module en parallèle
M_s	: Nombre de module en série
M_t	: Indice de clarté horaire de l'atmosphère
n	: Durée moyenne d'insolation [heure/j].
NOCT	: Température du fonctionnement normal de la cellule
P_a	: Puissance d'entrée des sous-systèmes de pompage [W]
q	: Charge de l'électron [$1.6 \cdot 10^{-19} \text{ C}$]
Q	: Débit d'eau de la pompe [m^3/h]
$R(\beta)$: Eclairement réfléchi sur une surface inclinée [W/m^2]
R_S	: Résistance série du module photovoltaïque [Ω]
R_{sh}	: Résistance parallèle du module photovoltaïque [Ω]
S_{irr}	: Surface irrigable [ha]
T_a	: Température ambiante [$^\circ\text{C}$]
T_j	: Température de jonction [$^\circ\text{K}$]
T_L	: Facteur de trouble de Linke généralisé
T_m	: Température moyenne [$^\circ\text{C}$].
T_{max}	: Température ambiante maximale [$^\circ\text{C}$]
T_{min}	: Température ambiante minimale [$^\circ\text{C}$]
T_{ref}	: Température de référence [298°K]

U	: Vitesse du vent [m/s].
V	: Tension du module photovoltaïque [V]
V_m	: Tension du point de la puissance maximale [V]
V_{oc}	: Tension de circuit ouvert du module photovoltaïque [V]
W_{to}	: Besoin total en eau de la culture [mm/j]

SYMBOLES

$\alpha(0)$: Hauteur horaire du soleil
β	: Angle d'inclinaison d'une surface par rapport à l'horizontale [Degré]
ϕ	: latitude du lieu [Degré]
ρ	: Albédo du lieu.
θ_s	: Angle de l'incidence [Degré]
θ_{zs}	: Angle zénithal [Degré]
ω	: Angle horaire, valeur positive le matin [Degré]
ω_s	: Angle horaire au lever du soleil [Degré]

REFERENCES

1. M. Iqbal. An introduction to solar irradiation. Academic Press. Toronto. pp.303, 1983.
2. J.A. Duffie and W.A. Beckman. Solar Engineering of Thermal Processes. Second Edition. A Wiley-Interscience Publication. pp. 91, 1991.
3. T. Markvart and L. Castanier. Practical Handbook of Photovoltaics: Fundamentals and Applications. Edition Elsevier. 2003.
4. B.Y.H. Liu and R.C. Jordan. The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation. Solar Energy, 4, pp.1-19, 1960.
5. F. Frutos, V. Ruiz and J. Gutierrez. Correlation between the solar diffuse and global radiation for Madrid. Revue Internationale d'Helio-technique 1er semestre, pp.7-12, 1985.
6. M.H. Macagnan. Caracterizacion de la radiacion solar para aplicaciones fotovoltaicas en el caso de Madrid. Tesis Doctoral, E.T.S.I de Telecomunicacion. Universidad Politécnica de Madrid, pp.194, 1993.
7. M. Collares-Pereira and A. Rabl. The average distribution of solar radiation – correlations between diffuse and hemispherical and between daily and hourly insolation values. Solar Energy, Vol. 22, pp.155-164, 1979.
8. D.G. Erbs, S.A. Klein and J.A. Duffie. Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation. Solar Energy, Vol. 28 (4), pp. 293-302, 1982.

9. D.T. Reindl, W.A. Beckman and J.A. Duffie. Diffuse fraction correlations. *Solar Energy*, Vol. 45(1), pp.1-7, 1990.
10. M. Iqbal. Prediction of hourly diffuse solar radiation from measured hourly global radiation on a horizontal surface. *Solar Energy*, Vol.24, pp. 491-503, 1980.
11. R.C. Temps and K.L. Coulson. Solar radiation incident upon slopes of different orientations. *Solar Energy*, Vol. 19(2), pp. 179-184, 1977.
12. T.M. Klucher. Evaluation of models to predict insolation on tilted surfaces. *Solar Energy*, Vol. 23(2), pp. 111-114, 1979.
13. P. Nolay. Développement d'une méthode générale d'analyse des systèmes photovoltaïques. Thèse Doctorat 3ème Cycle. Ecole des Mines de Paris, 1987.
14. Analyse de projets d'installation photovoltaïque, édité par le Ministre de Ressources naturelles du Canada, ISBN : 0-662-75477-8, 2001.2004.
15. A. Hamidat, Simulation des systèmes de pompage photovoltaïque destinés pour l'alimentation en eau potable et pour la petite irrigation. Thèse de Doctorat, Faculté des Sciences. Université de Tlemcen. Algérie. 2004.
16. Information originally compiled by Environmental Building News; updated by Building Science Corporation with assistance from NREL. Sources included International Energy Agency and NREL reports, PV Power and PV News, 2004.
17. J. Royer, T. Djiako, E. Schiller, B. Sada Sy. Le pompage photovoltaïque. IEPF, Université d'Ottawa, EIER, CREPA. ISBN 2-89481-006-7, 1998.
18. INTRODUCTION TO PHOTOVOLTAICS. ULB, Cours Energies Renouvelables, Werner Coppye, werner.coppye@3E.be. 06.12.2005.

19. A. Hamidat. Perspectives des applications photovoltaïques dans le milieu rural et la zone urbaine. Proceeding du Colloque National sur l'Energie Solaire, CNESOL, pp. 100-105, Bejaia Algérie. 2006.
20. A vision for PV technology, Report by the Photovoltaic Technology Research Advisory Council (PV-TRAC), European Commission, 2005.
21. Arnulf Jäger-Waldau, Research, Solar Cell Production and Market Implementation in Japan, USA and the European Union, September 2003.
22. Tejados fotovoltaicos : Energia solar conectada a la red eléctrica, Servicios Energéticos Basicos Autonomos, SEBA, édit. Progensa. ISBN : 84-95693-11-9, Spain, 2004.
23. J.Serrasolses, L'intégration de l'électricité photovoltaïque dans le milieu urbain. Séminaire avancé sur l'application des énergies renouvelables en milieu urbain dans le Bassin méditerranéen, Programme Azahar, Alger du 28 mai au 01 juin 2005.
24. A. Laugier and J.A. Roger. Les photopiles solaires. Edt Technique et documentation. Août 2001.
25. G.H. Hart. Residential photovoltaic system simulation electrical aspect. IEEE, pp. 281-288, 1982.
26. M. Buresh. Photovoltaic energy systems. McGraw-Hill Book Company. New-York, 1983.
27. L. Keating, D. Mayer, S. McCarthy and G.T. Wrixon. Concerted action on computer modeling and simulation. Proceeding of the 10th European Photovoltaic Solar Energy Conference, pp. 1259-1265, Lisbon Portugal, 1991.

28. A. Hamidat, B. Benyoucef, T. Hartani, Small-scale irrigation with photovoltaic water pumping system in Sahara regions, *Renewable Energy*, vol. 28, pp. 1081-1096, 2003.

29. E. Lorenzo. *Electricidad Solar: Ingeniería de los sistemas fotovoltaicos*. Instituto de Energía Solar, Universidad Politécnica de Madrid, Progensa. Sevilla, 1994.