

**UNIVERSITE SAAD DAHLAB BLIDA**

**Faculté des Sciences de l'Ingénieur**

Département d'Electronique

**MEMOIRE DE MAGISTER**

en Electronique

Spécialité : Signaux et Systèmes

**PERFORMANCES DES SYSTEMES HYBRIDES SOLAIRES-DIESEL**

**DANS L'ELECTRIFICATION RURALE**

**Par**

**Fadhila FODHIL**

**devant le jury composé de :**

<b>H. SALHI</b>	<b>Maître de conférences A,</b>	<b>USD Blida</b>	<b>Président</b>
<b>A. HADJ ARAB</b>	<b>Directeur de Recherche,</b>	<b>CDER Alger</b>	<b>Examineur</b>
<b>M. BOUNEKHLA</b>	<b>Professeur,</b>	<b>USD Blida</b>	<b>Examineur</b>
<b>A. HAMIDAT</b>	<b>Maître de Recherche A,</b>	<b>CDER Alger</b>	<b>Promoteur</b>
<b>O.NADJEMI</b>	<b>Maître Assistant A,</b>	<b>USD Blida</b>	<b>Co-promoteur</b>

**Blida, Avril 2011**

## ملخص:

هذا العمل يطرح منهجية تصميم ومحاكاة نظام هجين (الكهروضوئي – ديزل) لكهربية موقع ريفي معزول في الجزائر . وتستند هذه المنهجية على مفهوم احتمال ضياع الطاقة خلال توفيرها للمستهلك . يتم تنفيذ التصميم والمحاكاة باستخدام برنامجين MATLAB و HOMER الدراسة الفنية والاقتصادية المحصل عليها تظهر تحليلا للأداء التقني والاقتصادي للنظام الهجين.

## Résumé :

Ce travail présente une méthodologie de dimensionnement et simulation du comportement d'un système hybride PV-Diesel pour électrifier un site rural isolé en Algérie. Cette méthodologie est basée sur le concept de la probabilité des pertes d'énergie LPSP. Le dimensionnement et la simulation sont réalisés à l'aide des deux logiciels MATLAB et HOMER. L'étude technico-économique effectuée montre une analyse technique et économique des performances du système PV-Diesel.

## Abstract :

This work presents a design methodology and simulation of the behavior of a PV-Diesel hybrid system to electrify a remote site in Algeria. This methodology is based on the concept of the Loss of Power Supply probability LPSP .The design and simulation are performed using both MATLAB and HOMER. The techno-economic study performed shows technical and economic performances of the hybrid system.

## ***Remerciements***

Je remercie Allah le tout-puissant de m'avoir donné le courage, la volonté et la patience de mener à terme ce présent travail.

Tout d'abord je tiens à remercier Dr *A.Hamidat* pour l'encadrement qu'il m'a assuré et ses précieux et judicieux conseils qu'il n'a cessé de me prodiguer tout au long de ce projet, sa confiance témoignée, sans oublier sa qualité humaine qu'il trouve ici ma gratitude et ma reconnaissance profonde. Par ailleurs, je tiens à exprimer mes vifs remerciements aux membres du Jury de ma soutenance pour avoir accepté d'évaluer mon travail et pour leurs remarques constructives.

Mes remerciements vont également à tous mes enseignants de l'université.

Je remercie tous mes amis et toutes les personnes qui m'ont soutenu durant ces années de recherche. Sans eux, le travail accompli n'aurait pas la même saveur.

Mes sincères gratitudes s'adressent à ma famille ; sans leurs encouragements permanents et leur soutien moral je ne serais parvenue là où je suis.

Je tiens aussi à exprimer ma profonde gratitude au Dr O.Nadjemi, M.A à l'Université Saad Dahleb pour tous ses conseils et son aide scientifique très précieuse.

## ***LISTE DES ILLUSTRATIONS, GRAPHIQUES ET TABLEAUX***

- Figure 1.1 Répartition spectrale du rayonnement solaire hors atmosphère.
- Figure 1.2 Schématisation des mouvements de la Terre autour du Soleil.
- Figure 1.3 Mouvement apparent du Soleil observé d'un point de latitude L.
- Figure 1.4 Repérage de la position du Soleil.
- Figure 1.5 Décalage horaire par rapport au méridien de Greenwich.
- Figure 1.6 Equation du temps ET et déclinaison  $\delta$  en fonction du jour de l'année.
- Figure 1.7 Répartition spectrale du rayonnement solaire au niveau du sol terrestre.
- Figure 1.8 Spectre du rayonnement atmosphérique.
- Figure 1.9 Les composants du rayonnement solaire.
- Figure 1.10 Irradiation globale moyenne en  $\text{kWh.m}^{-2}.\text{j}^{-1}$ .
- Figure 1.11 Variation et types de l'éclairement solaire au cours d'une journée non-perturbée.
- Figure 2.1 Puissance crête photovoltaïque installée au niveau Mondial.
- Figure 2.2 Architecture électrique d'un système photovoltaïque connecté au réseau de distribution.
- Figure 2.3 Système photovoltaïque autonome.
- Figure 2.4 Exemple d'architecture électrique d'un système photovoltaïque autonome hybride.
- Figure 2.5 Configuration mini-réseau.
- Figure 2.6 Présentation des composants photovoltaïques.
- Figure 2.7 Présentation d'une photopile ou cellule photovoltaïque.
- Figure 2.8 Description de l'effet photovoltaïque.
- Figure 2.9 Caractéristiques de groupement série et parallèle de cellules photovoltaïques identiques.
- Figure 2.10 Câblage série/parallèle de modules photovoltaïques avec leurs diodes de protection, Caractéristique d'un module à  $n_p \times n_s$  cellules en parallèle et série identiques, Effet des diodes de protection avec cellules faibles.
- Figure 2.11 Réseau de caractéristique  $I = f(U)$  suivant un éclairement variable (pour une température de jonction de  $25^\circ\text{C}$  et une répartition spectrale du rayonnement).

- Figure 2.12 Caractéristiques courant – tension  $I=f(V)$  d'un panneau PV à éclairement constant en fonction de la température.
- Figure 2.13 Courbes de puissance en fonction de la tension aux bornes d'un panneau PV.
- Figure 2.14 Différents types de batteries au plomb.
- Figure 2.15 Schéma de la régulation série.
- Figure 2.16 Schéma de la régulation série à base des relais.
- Figure 2.17 Schéma de la régulation série à base du transistor MOS.
- Figure 2.18 Schéma de la régulation shunt.
- Figure 2.19 les chronogrammes du régulateur shunt MLI.
- Figure 2.20 Exemple de convertisseur DC/DC vers le haut.
- Figure 2..21 Exemple de convertisseur DC/DC vers le bas.
- Figure 2.22 Système hybride PV - Diesel série.
- Figure 2.23 Système hybride PV - Diesel commuté.
- Figure 2.24 Système hybride PV - Diesel parallèle.
- Figure 3.1 Schéma équivalent d'un module photovoltaïque.
- Figure 3.2 Influence de l'ensoleillement sur la caractéristique  $I=f(I, V)$  pour une température constante.
- Figure 3.3 Influence de la température sur la caractéristique  $I=f(I, V)$  Pour un éclairement solaire constant.
- Figure 3.4 Schéma électrique équivalent de nb éléments de batteries en série.
- Figure 3.5 Caractéristique de décharge.
- Figure 3.6 Caractéristique de charge.
- Figure 4.1 caractéristiques climatiques du site.
- Figure 4.2 Courbes de profils de charge.
- Figure 4.3 Organigramme du calcul.
- Figure 4.4 Energie mensuelle photovoltaïque produite.
- Figure 4.5 Capacité de stockage moyenne mensuelle en KWh.
- Figure 4.6 Consommation mensuelle du groupe électrogène en fuel.
- Figure 4.7 Energie mensuelle produite par le groupe électrogène en fuel
- Figure 4.8 Schéma du système.
- Figure 4.9 Résultat de simulation.
- Figure 4.10 Evaluation économique des coûts.

Tableau 1.1	Rayonnement solaire sur un plan horizontal : notations utilisées.
Tableau 1.2	Valeurs mensuelles moyennes des irradiances journalières en différents lieux en $\text{KWh/m}^2/\text{j}$ .
Tableau 1.3	L'enseillement reçu annuellement en Algérie par région climatique.
Tableau 1.4	Résultats du calcul d'erreurs en utilisant les données mesurées de Tamanrasset.
Tableau 1.5	Résultats du calcul d'erreurs pour le site de Tamanrasset.
Tableau 1.6	Résultats du calcul d'erreurs pour le site d'Oran.
Tableau 2.1	Principales données techniques de la batterie au plomb.
Tableau 3.1	Description de la zone de fonctionnement des batteries.
Tableau 4.1	Profil de consommation utilisé dans notre étude.
Tableau 4.2	Profil de consommation énergétique horaire.
Tableau 4.3	Les caractéristiques électriques du module Atersa 75A dans les conditions standards de test (STC).
Tableau 4.4	Puissance crête du générateur PV en fonction de LPSP.
Tableau 4.5	Bilan énergétique mensuel.
Tableau 4.6	Bilan énergétique annuel.
Tableau 4.7	Les différents coûts des composants du système photovoltaïque.
Tableau 4.8	résultats de la production annuelle d'énergie.
Tableau 4.9	résultats du bilan annuel des batteries.
Tableau 4.10	résultats du bilan annuel du convertisseur.
Tableau 4.11	Emissions des gaz polluants.
Tableau 4.12	bilan économique annuel du système.

## ***TABLE DES MATIERES***

RESUME

REMERCIEMENTS

TABLE DES MATIERES

LISTE DES ILLUSTRATIONS, GRAPHIQUES ET TABLEAUX

INTRODUCTION	11
1. IRRADIATION SOLAIRE	14
1.1. Introduction	14
1.2. Aperçu de la ressource	14
1.3. Aspects géométriques	15
1.3.1. Mouvements de la Terre	15
1.3.2. Mouvement apparent du Soleil	16
1.3.3. Heures et temps	18
1.3.4. Durée et taux d'ensoleillement	21
- Durée d'ensoleillement	21
- Taux d'ensoleillement	21
1.4. Aspects énergétiques	22
1.4.1. L'atmosphère terrestre	22
- Composition	22
- Rayonnement du ciel et de l'atmosphère	23
1.4.2. Rayonnement solaire au sol	24
1.4.3. Variations et types du rayonnement	25
- Annuelle	25
- Mensuelle	25
- Journalière	26
1.5. Le gisement solaire en Algérie	26
1.6.1. Estimation de la composante directe et diffuse de l'irradiation horizontale à partir de l'irradiation globale journalière.	27

- Modèle de Frutos	28
- Modèle de Maccagnan	28
- Calcul d'erreurs	29
1.6.2. Estimation de la composante directe et diffuse horaire de l'irradiation à partir de l'irradiation globale horaire	30
- Modèle de Erbs-Klein et Duffie	30
- Modèle de Reindel, Beckman et Duffie	31
- Calcul d'erreurs	31
1.6.3. Estimation de l'éclairement horaire sur une surface inclinée	32
- Eclairement direct	32
- Eclairement diffus	32
- Modèle de Temps et Coulson	33
- Modèle de Klucher	33
- Modèle de Willmott	33
- Eclairement réfléchi	34
- Calcul d'erreurs	34
1.7. Conclusion	34
2. PRESENTATION DES SYSTEMES HYBRIDES	35
2.1. Introduction	35
2.2. Présentation des systèmes photovoltaïques	35
2.2.1. Systèmes photovoltaïques connectés au réseau	36
2.2.2. Systèmes photovoltaïques non connectés au réseau	37
- Systèmes photovoltaïques autonomes (SAPV)	37
- Systèmes photovoltaïques autonomes hybrides	38
- Mini-réseaux	39
2.3. Composants des systèmes hybrides	40
2.3.1. Le générateur photovoltaïque	41
- Cellule photovoltaïque	41
- L'effet photovoltaïque	42
- Association des cellules	43
- Caractéristiques électriques d'un panneau photovoltaïque	46



2.3.2. Le générateur électrogène	47
- Utilisation	48
- Fonctionnement	48
2.3.3. Dispositifs de stockage de l'énergie	49
- Les différents types de batteries au plomb	49
- Batteries « classiques » ou ouvertes	49
- Batteries VRLA (Valve Regulated Lead-Acid)	50
- Performances techniques	50
- Contexte industriel et économique	51
2.3.4. Systèmes de régulation	52
2.3.4.1. Régulateur série	52
2.3.4.2. Régulateur shunt	54
2.3.5. Les convertisseurs	55
2.3.5.1. Les convertisseurs DC/DC	55
- Convertisseur vers le haut	55
- Convertisseur vers le bas	56
2.3.5.2. Les onduleurs DC/AC	57
- Les critères de choix	58
- Types des onduleurs	59
2.3.6. Consommateurs	59
2.4. Les différentes configurations des systèmes photovoltaïques hybrides (PV / groupe électrogène)	60
2.4.1. Configuration série	60
2.4.2. Configuration commutée	61
2.4.3. Configuration parallèle	62
2.5. Conclusion	63
3. MODELISATION DES COMPOSANTS DU SYSTEME HYBRIDE ET CONCEPT DE LA PROBABILITE DE PERTE D'ENERGIE	64
3.1. Introduction	64
3.2. Modélisation des composants	64
3.2.1. Modélisation du générateur photovoltaïque	64

- Modèle de la diode	64
- Modèle à cinq paramètres (modèle analytique 1)	67
- Modèle analytique 2	68
- Modèle explicite	69
- Modèle d'Akbaba	69
- Détermination de la température de jonction	71
- Modèle de la température ambiante	71
- Modèle de la température de jonction	72
3.2.2. Modélisation du système de stockage	72
- Modèle de Copetti de batterie au plomb	72
- Modélisation de l'état de charge (SOC)	73
- Caractéristiques de décharge	75
- Caractéristiques de charge	75
3.2.3. Modélisation de la consommation en fuel du groupe électrogène	77
3. 3. Dimensionnement du système	78
3.3.1. Description de la méthode LPSP	78
3.3.2. Modèle de simulation	79
- Premier scénario	79
- Deuxième scénario	80
3.4. Méthodologie adoptée	80
3.5. Conclusion	81
4. PERFORMANCES DU SYSTEME HYBRIDE PV/DIESEL	82
4.1. Introduction	82
4.2. Les ressources météorologiques	82
4.2.1. Le site choisi	82
4.2.2. Les données météorologiques	83
4.3. Le profil de charge	84
4.4. Les différents éléments du système	87
4.4.1. L'onduleur	87
4.4.2. Les batteries	88
4.4.3. Régulateur de charge	88

4.4.4. Générateur photovoltaïque	88
4.5. Le dimensionnement du système	89
4.5.1. Dimensionnement du banc des batteries	89
4.5.2. Dimensionnement du générateur photovoltaïque sous Matlab	90
- Le logiciel de programmation Matlab	92
- Les résultats de dimensionnement	92
4.6. Simulation du comportement du système	93
4.6.1. La simulation du comportement par Matlab.	93
4.6.2. La simulation du comportement par Homer.	97
- Le logiciel Homer	97
- Description du système	98
- Résultats et discussions	101
4.6.3. Comparaison des résultats de simulation entre Matlab et Homer	103
4.6.4. Résultats économiques	104
4.7. Conclusion	106
CONCLUSION GENERALE	107
APPENDICES	109
A. Liste des symboles	110
B. Le rapport technico-économique des résultats obtenus par le logiciel HOMER	114
C. Les résultats journaliers obtenus par Matlab	120
REFERENCES	124

## *INTRODUCTION*

Au début du XXI<sup>ème</sup> siècle, les programmes d'électrification rurale changent d'échelle. L'accès à l'énergie devient un des objectifs de la lutte contre la pauvreté dans tous les pays en développement [1]. En Algérie, des mesures ont été tracées pour une nouvelle stratégie nationale de développement rural, sur un horizon décennal (2005/2015), et un plan de renouveau rural, août 2006. Ces mesures s'articulent autour des points suivants :

- Amélioration des conditions de vie des populations rurales.
- Diversification des activités économiques.
- Renforcement de la cohésion sociale et territoriale.
- Protection de l'environnement et de la valorisation des patrimoines ruraux. Outre la définition des fondements de la Politique de Renouveau Rural [2].

Le volet relatif aux énergies renouvelables et à la promotion de l'efficacité énergétique constitue un axe important dans la politique énergétique nationale. Aussi, l'Etat poursuit la mise en place des moyens institutionnels et financiers, à même d'assurer une pérennité du développement des énergies renouvelables pour préserver les ressources en hydrocarbures du pays et couvrir ses besoins énergétiques sur le long terme [3]. Ainsi, l'opportunité offerte par l'abondance des ressources renouvelables permet d'envisager une refonte totale de nos modes de production mais aussi de stockage et de consommation de l'énergie, notamment électrique.

Parmi ces ressources renouvelables, l'énergie solaire offre le potentiel le plus important. En effet, l'énergie solaire reçue chaque année à la surface du globe équivaut à plusieurs milliers de fois la consommation mondiale annuelle en énergie primaire. De plus, les moyens de conversions photovoltaïques sont aujourd'hui parfaitement maîtrisés et offrent la possibilité d'une contribution significative à la production d'électricité [4].

Parfois, les solutions décentralisées sont plus rentables que les solutions réseaux. C'est le cas par exemple lorsque la distance du site rural au réseau national est

importante ou encore lorsque l'Etat favorise ce type d'installation, en instaurant des mesures favorables aux bénéficiaires (populations concernées et communes rurales). Elles demeurent encore à l'heure actuelle faiblement diffusées. Jusqu'en 1992, la capacité installée des systèmes photovoltaïques dans le monde était à 91% concentrée aux Etats-Unis, dans l'Union Européenne et au Japon. Actuellement, le partage s'effectue davantage vers les pays du Sud, même si les principaux producteurs de systèmes photovoltaïques se trouvent dans les pays développés [5].

L'électrification rurale dans les pays du sud est basée dans la majorité des cas sur les systèmes maisons solaires avec une utilisation limitée. Ce qui donne l'impression que les systèmes photovoltaïques visent une population pauvre. Les générateurs diesels génèrent plus d'électricité mais souffrent des coûts d'entretien et de la fourniture du mazout. Leur utilisation est limitée, 6 à 14 heures par jours seulement.

L'utilisation des systèmes photovoltaïques hybrides exige des connaissances techniques, économiques et des études préliminaires pour le dimensionnement, l'optimisation, le choix d'un profil de charge adéquat, l'évaluation de la consommation et la simulation de performances avant l'installation et la réalisation des systèmes. Chaque point cité précédemment nécessite des données et des outils informatiques pour l'accomplir.

Notre sujet propose une étude des performances d'un système appelé « *système hybride solaire -diesel* », qui utilise des sources d'énergies renouvelables et fossiles, et en fournissant un service d'énergies de qualité pour la population rurale par l'intermédiaire d'un réseau fiable.

Pour atteindre notre but, notre étude se structure ainsi en quatre chapitres distincts :

Le premier chapitre aborde le concept théorique de l'énergie solaire et décrit les méthodes de modélisations les plus utilisées.

Le deuxième chapitre décrit les différents composants et configurations des systèmes hybrides avec leurs inconvénients et leurs avantages.

Le troisième chapitre aborde la modélisation des composants du système hybride et expose la méthode choisie pour le dimensionner.

Dans le quatrième chapitre, nous présentons les résultats de dimensionnement et la simulation du système hybride choisi à l'aide d'un programme de simulation réalisé sous Matlab. Une comparaison des résultats de la simulation obtenus par notre programme et le logiciel HOMER est présentée, ainsi qu'une évaluation technico-économique du site rural désigné.

Enfin, nous finirons ce mémoire par une conclusion générale sur le travail réalisé.

## **CHAPITRE 1 : IRRADIATION SOLAIRE**

### **1.1. Introduction:**

Dans les pays en développement, l'électrification rurale est un facteur indispensable pour un développement durable. Il est cependant nécessaire de trouver des solutions économiquement viables pour cette électrification ; ces solutions seront certainement très lointaines de ce qui existe actuellement dans les pays développés [6]. L'accès à l'électricité et à d'autres sources modernes d'énergie est une condition indispensable au développement socio-économique des pays en développement [7]. Les problèmes d'électrification rurale des régions isolées et l'exploitation des centrales diesel, nous ont poussés à aller vers la recherche des solutions alternatives, durables et propres [8]. Dans de nombreuses régions, la meilleure solution pour alimenter ces communautés en énergie électrique est l'énergie solaire. Cela constitue un aspect du développement de ces populations qui contribue à freiner l'exode vers les zones urbaines déjà surpeuplées [9].

L'utilisation du rayonnement solaire comme source d'énergie pose un problème bien particulier. En effet, le rayonnement solaire n'est pas toujours disponible ; en outre, nous ne pouvons ni l'emmagasiner ni le transporter. Le concepteur d'un système qui emploie le rayonnement solaire comme source d'énergie doit donc déterminer la quantité d'énergie solaire disponible à l'endroit visé et le moment où cette énergie est disponible [10].

Ce chapitre initie au concept de l'énergie solaire. Nous y expliquons comment l'énergie solaire varie selon l'endroit et la saison et comment estimer la quantité d'énergie solaire disponible à un endroit donné à l'aide de la modélisation de l'irradiation solaire.

### **1.2. La ressource solaire :**

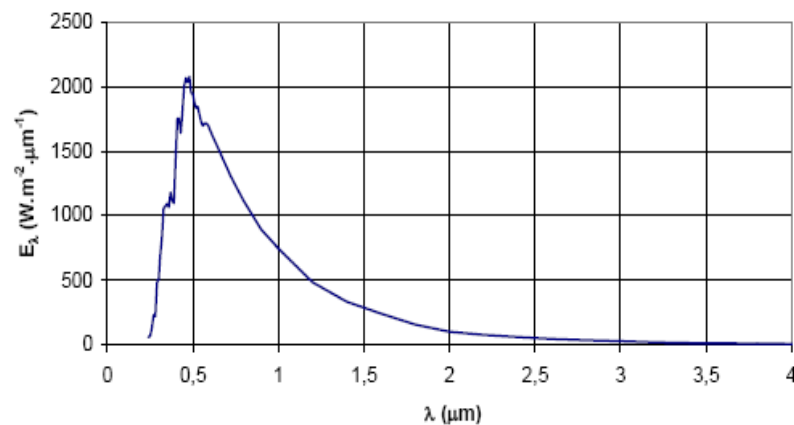
Le soleil est une sphère gazeuse composée presque totalement d'hydrogène. Son diamètre est de 1 391 000 Km (100 fois celui de la Terre), sa masse est de l'ordre de  $1,9891 \times 10^{30}$  kg. Toute l'énergie du Soleil provient de réactions thermonucléaires qui s'y produisent. Elles transforment à chaque seconde  $564.10^6$  tonnes d'hydrogène en  $560.10^6$  tonnes d'Hélium, la différence de 4 millions de tonnes est dissipée sous forme d'énergie,

ce qui représente une énergie totale de  $36.10^{22}$  W. La Terre étant à une distance de  $150.10^6$  Km du Soleil, elle reçoit une énergie de  $1,8.10^{17}$  W. La valeur du flux de rayonnement solaire  $E$  reçu par une surface perpendiculaire aux rayons solaires placée à la limite supérieure de l'atmosphère terrestre (soit à environ 80 Km d'altitude) varie au cours de l'année avec la distance Terre/Soleil. Sa valeur moyenne  $E_0$  est appelée la **constante solaire**, elle vaut  $E_0 = 1367 \text{ W/m}^2$ .

En première approximation, on peut calculer la valeur de  $E$  en fonction du numéro du jour de l'année  $j$  par :

$$E = E_0 [1 + 0.333 \cos(0.984j)] \quad \dots\dots\dots (1.1)$$

La figure 1.1 représente la répartition spectrale du rayonnement solaire hors atmosphère en fonction de la longueur d'onde. Cette répartition du rayonnement solaire montre que 98% du rayonnement solaire est émis dans des longueurs d'onde inférieures à  $4 \mu\text{m}$  [11].



**Figure 1.1 : Répartition spectrale du rayonnement solaire hors atmosphère [11].**

### **1.3. Aspects géométriques :**

L'étude des aspects géométriques du rayonnement solaire reçu par la Terre est indispensable pour calculer le rayonnement solaire reçu par un plan incliné placé à la surface de la Terre et orienté dans une direction donnée. La connaissance du rayonnement solaire est la base du dimensionnement de tout système solaire.

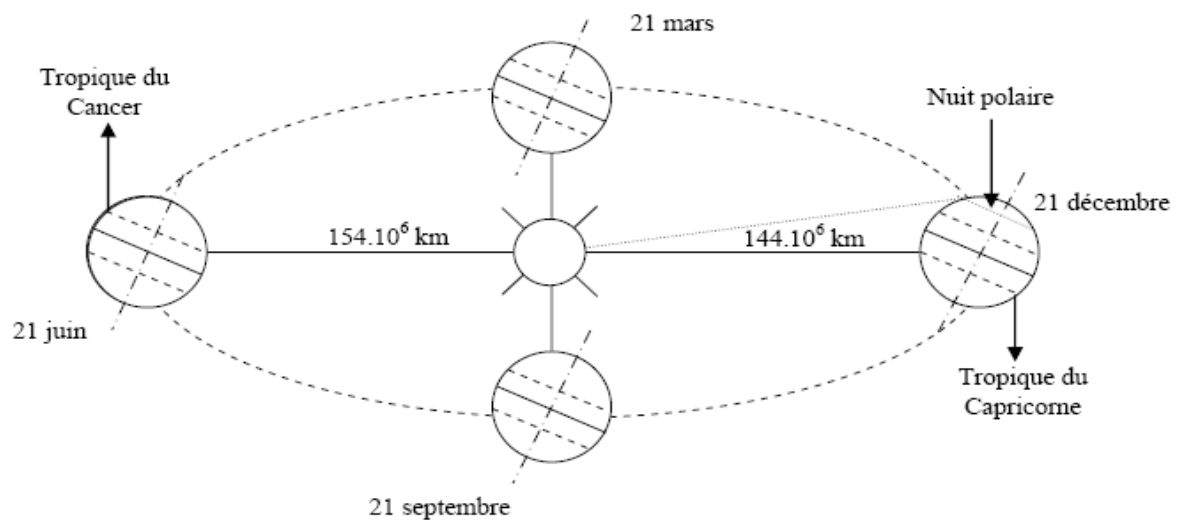
#### **1.3.1 Mouvements de la Terre :**

La trajectoire de la Terre autour du Soleil est une ellipse dont le Soleil est l'un des foyers. Le plan de cette ellipse est appelé l'*écliptique*. L'excentricité de cette ellipse est



faible ce qui fait que la distance Terre/Soleil ne varie que de  $\pm 1,7\%$  par rapport à la distance moyenne qui est de 149 675 106 Km.

La Terre tourne également sur elle-même autour d'un axe appelé l'axe des pôles. Le plan perpendiculaire à l'axe des pôles et passant par le centre de la Terre est appelé l'*équateur*. L'axe des pôles n'est pas perpendiculaire à l'écliptique : l'équateur et l'écliptique font entre eux un angle appelé *inclinaison* et qui vaut  $23^{\circ}27'$  [11]. Les mouvements de la Terre autour de son axe et autour du Soleil sont schématisés sur la figure 1.2.



**Figure 1.2 : Schématisation des mouvements de la Terre autour du Soleil [11].**

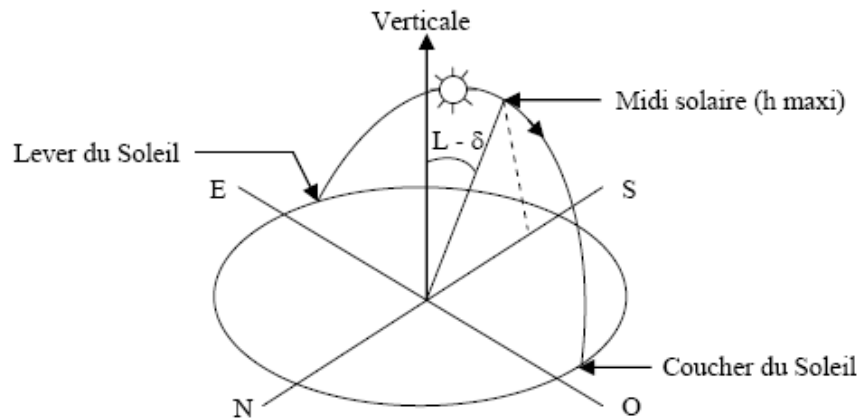
La déclinaison  $\delta$  est l'angle formé par la direction du soleil avec le plan équatorial. Elle varie au cours de l'année entre  $-23,45^{\circ}$  et  $+23,45^{\circ}$ . Elle est nulle aux équinoxes (21 mars et 21 septembre), maximale au solstice d'été (21 juin) et minimale au solstice d'hiver (21 décembre). La valeur de la déclinaison peut être calculée par la relation :

$$\delta = 23.45 \sin[0.98(284 + j)] \quad \dots \dots \dots (1.2)$$

Où  $j$  est le numéro du jour de l'année.

### **1.3.2 Mouvement apparent du Soleil :**

Le mouvement apparent du Soleil vu par un observateur fixe en un point de latitude  $L$  au nord de l'équateur est représenté sur la figure 1.3

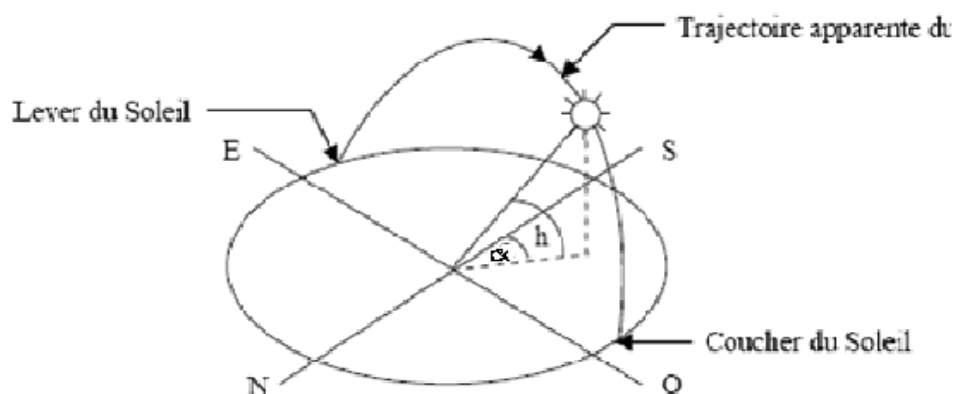


**Figure 1.3 : Mouvement apparent du Soleil observé d'un point de latitude  $L$  [11].**

Au midi solaire, l'angle que fait la direction du Soleil avec la verticale du lieu est égal à  $(L - \delta)$ . La durée du jour est de 12h aux équinoxes, elle est inférieure à 12h entre le 21 septembre et le 21 mars, supérieure à 12h entre le 21 mars et le 21 septembre.

La position du Soleil s'effectue par l'intermédiaire de deux angles :

- L'**azimut**  $\alpha$  : c'est l'angle que fait la direction de la projection du Soleil sur le plan horizontal avec la direction Sud, cet angle étant orienté positivement vers l'Ouest.
- La **hauteur**  $h$  du Soleil : c'est l'angle que fait la direction du Soleil avec sa projection sur un plan horizontal. Ces deux angles sont représentés sur la figure 1.4.



**Figure 1.4 : Position du Soleil en fonction de la hauteur et l'azimut [11].**

Ces deux angles sont en fonction de :

- La latitude  $L$  du lieu
- La date  $j$  (numéro du jour de l'année)
- L'heure solaire  $TS$  dans la journée.

La latitude  $L$  et la date  $j$  servent à déterminer la trajectoire du soleil dans le ciel et l'heure  $TS$  donne la position instantanée sur cette trajectoire.

Le jour est défini comme le temps mis par la Terre pour effectuer un tour sur elle-même. Un jour a été divisé en 24h et l'heure solaire  $TS$  est défini en fixant  $TS = 12h$  lorsque la hauteur du Soleil est maximale, le soleil est à son « zénith ».

Egalement, l'angle horaire  $\omega$  est défini par la relation suivante :

$$\omega = 15(TS - 12) \quad \dots\dots\dots (1.3)$$

$\omega$  est compté positivement l'après-midi.

La hauteur  $h$  du Soleil peut alors se déduire de la relation :

$$\sin(h) = \sin(L)\sin(\delta) + \cos(L)\cos(\delta)\cos(\omega) \quad \dots\dots\dots (1.4)$$

Et l'azimut  $\alpha$  par la relation :

$$\sin(\alpha) = \frac{\cos(\delta)\sin(\omega)}{\cos(h)} \quad \dots\dots\dots (1.5)$$

### **1.3.3. Heures et temps :**

#### **- Durée du jour :**

Le module  $\omega_1$  de l'angle horaire au lever du Soleil s'obtient en écrivant  $\sin(h)=0$  dans la formule (1.4), ce qui conduit à :

$$\cos(\omega_1) = -\tan(L)\tan(\delta) \quad \dots\dots\dots (1.6)$$

L'heure solaire au lever du soleil a donc pour valeur :

$$(TS)_l = 12 - \frac{\omega_1}{15} \quad \dots\dots\dots (1.7)$$

L'angle horaire  $\omega_c$  au coucher du soleil est l'opposé de l'angle horaire à son lever, nous avons donc  $\omega_c = -\omega_l$  et la durée du jour vaut :

$$d = 2 \frac{\omega_l}{15} \dots\dots\dots (1.8)$$

**- Relation entre temps légal et temps solaire :**

Les relations se rapportant au mouvement du Soleil utilisent le temps solaire TS qui diffère généralement du temps légal TL (heure des montres) du lieu considéré. Cette différence est liée à :

- La différence (fixée par chaque pays) entre l'heure légale TL et l'heure civile TCF du fuseau horaire dans lequel il se trouve :

$$C = TL - TCF \dots\dots\dots (1.9)$$

L'heure civile TCF du fuseau horaire est égale au temps universel TU (temps solaire du méridien de Greenwich) augmenté de la valeur du décalage horaire que l'on trouvera sur la figure 1.5.

- La variation de la vitesse de la Terre sur sa trajectoire autour du soleil qui introduit un terme correctif appelé équation du temps et noté ET :

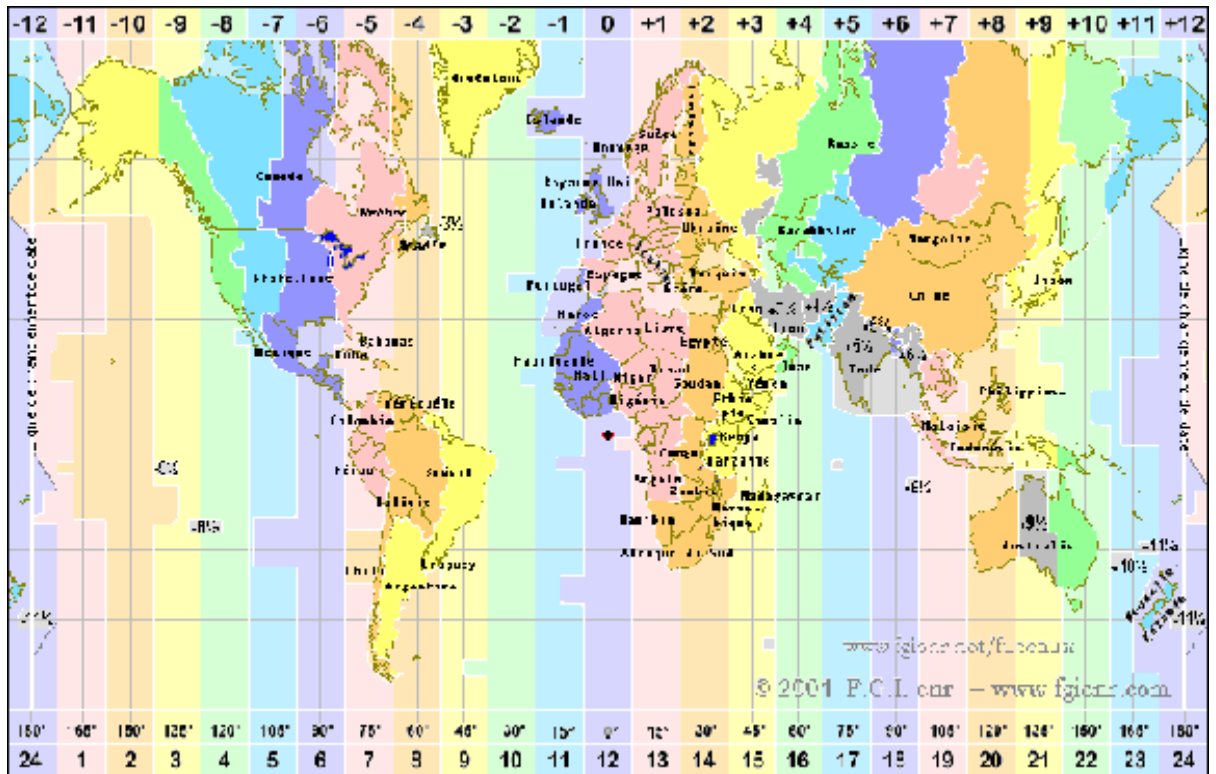
$$ET = \left[ \begin{array}{l} 0.0002 - 0.4797 \cos(\omega' j) + 3.2265 \cos(2\omega' j) + 0.0903 \cos(3\omega' j) + \\ 7.3509 \sin(\omega' j) + 9.3912 \sin(2\omega' j) + 0.3361 \sin(3\omega' j) \end{array} \right] \dots (1.10)$$

Où :

j : Numéro du jour de l'année

$\omega' = 0,984$

ET : Equation du temps (terme correctif) en mn ;



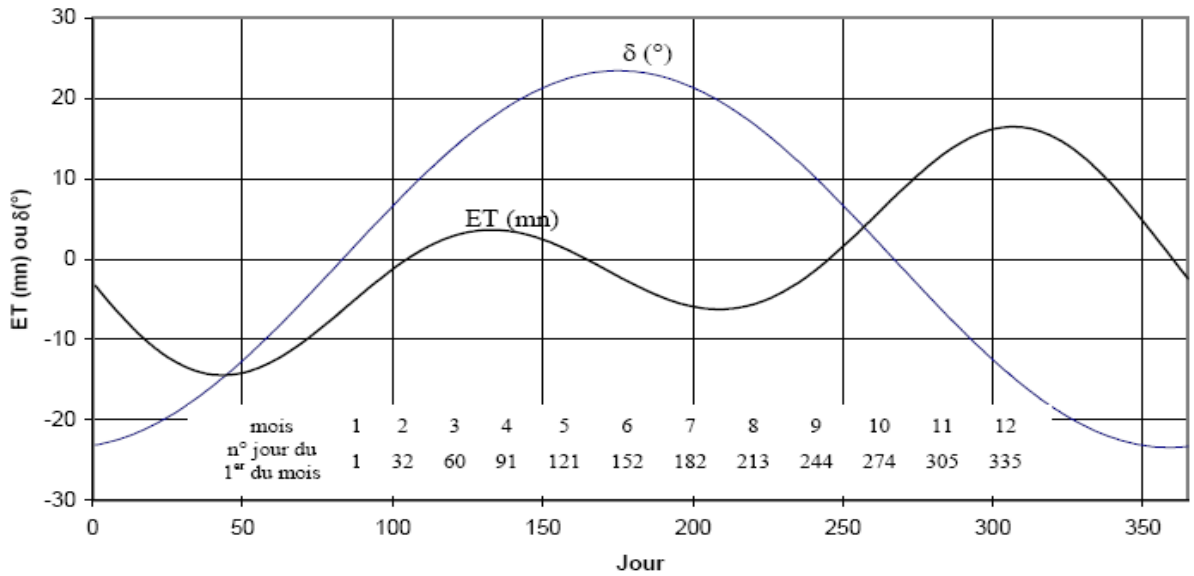
**Figure 1.5 : Décalage horaire par rapport au méridien de Greenwich.**

- La différence de longitude ( $l - l_{ref}$ ) entre le lieu considéré et le lieu servant de référence au temps légal (en général le centre du fuseau).

Le temps solaire TS se calcule finalement par la formule :

$$TS = TL - C + ET + \frac{(l_{ref} - l)}{15} \dots\dots\dots (1.11)$$

La correction maximale due à l'équation du temps est de l'ordre de 16 mn, on peut ne pas en tenir compte en première approximation. On trouvera les variations annuelles de la déclinaison et de l'équation du temps sur la figure 1.6.



**Figure 1.6 : Equation du temps ET et déclinaison δ en fonction du jour de l'année[11]**

**1.3.4. Durée et taux d'ensoleillement :**

**- Durée d'ensoleillement :**

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

On appelle **durée effective d'ensoleillement ou insolation SS** le temps pendant lequel, au cours d'une journée, le rayonnement solaire direct a atteint le sol du lieu considéré. On appelle **rayonnement direct** le rayonnement qui atteint la surface terrestre sans avoir subi de déviation depuis son émission par le soleil [11].

**- Taux d'ensoleillement :**

Par ciel clair sans nuages, le sol reçoit le rayonnement solaire direct pendant toute la durée du jour, ou plus précisément pendant la durée maximale d'ensoleillement SS<sub>0</sub>. On appelle **taux d'ensoleillement ou taux d'insolation** le rapport entre la durée effective et la durée maximale d'ensoleillement. :

$$\sigma = \frac{SS}{SS_0} \dots\dots\dots (1.12)$$

La durée maximale d'ensoleillement  $SS_0$  pour un site dégagé peut être prise égale à la durée du jour calculée par la formule (1.6).

#### **1.4. Aspects énergétiques :**

##### **1.4.1. L'atmosphère terrestre :**

###### **- Composition :**

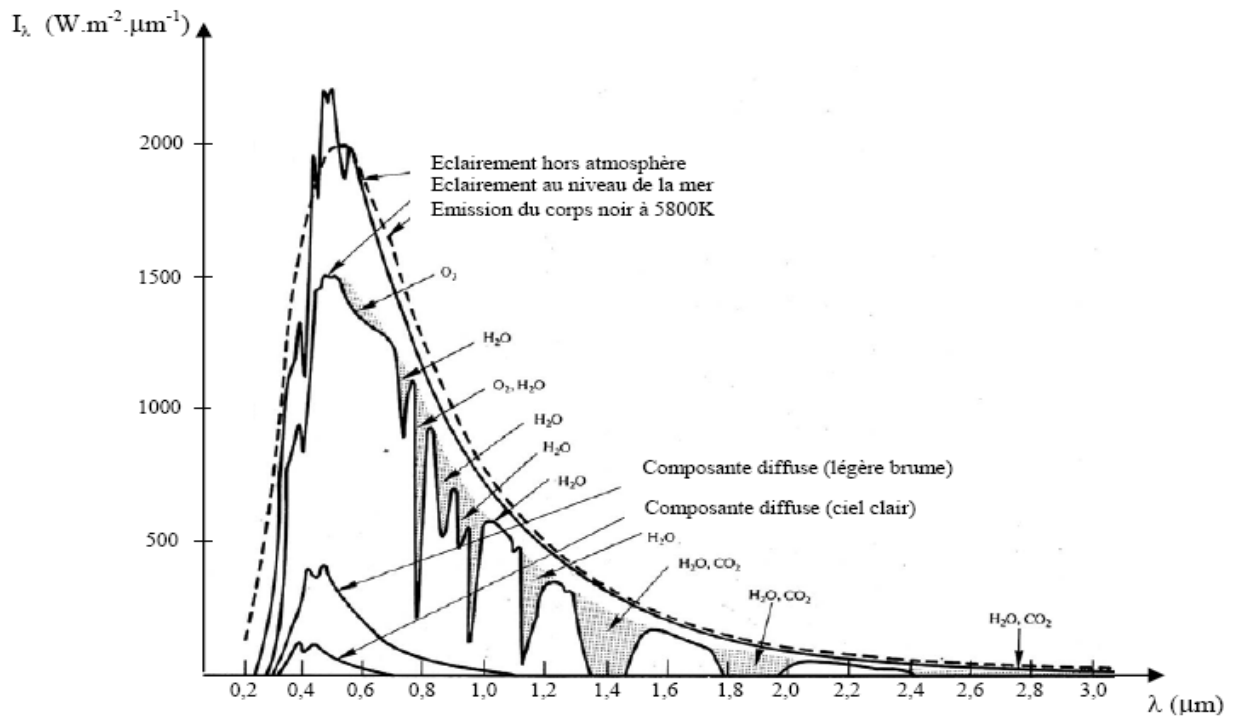
L'atmosphère est constituée de plusieurs couches de caractéristiques différentes, ce sont :

- La troposphère, entre le sol et 15 Km d'altitude.
- La stratosphère entre 15 et 80 Km d'altitude.
- L'ionosphère entre 80 et 200 Km d'altitude.

Les caractéristiques absorbantes de l'atmosphère sont déterminées par la présence de :

- CO<sub>2</sub> (0,03%)
- Vapeur d'eau : en quantité variable caractérisé par l'épaisseur d'eau condensable qui est l'épaisseur d'eau que l'on obtiendrait en condensant toute la vapeur d'eau contenue dans l'atmosphère.
- Ozone O<sub>3</sub> située entre 10 et 30 Km d'altitude.
- Aérosols : grains de sable, poussières, fumées...

La figure 1.7 illustre la répartition spectrale du rayonnement solaire au niveau du sol terrestre avec indication des gaz partiellement opaques qui filtrent ce rayonnement selon la longueur d'onde [11].



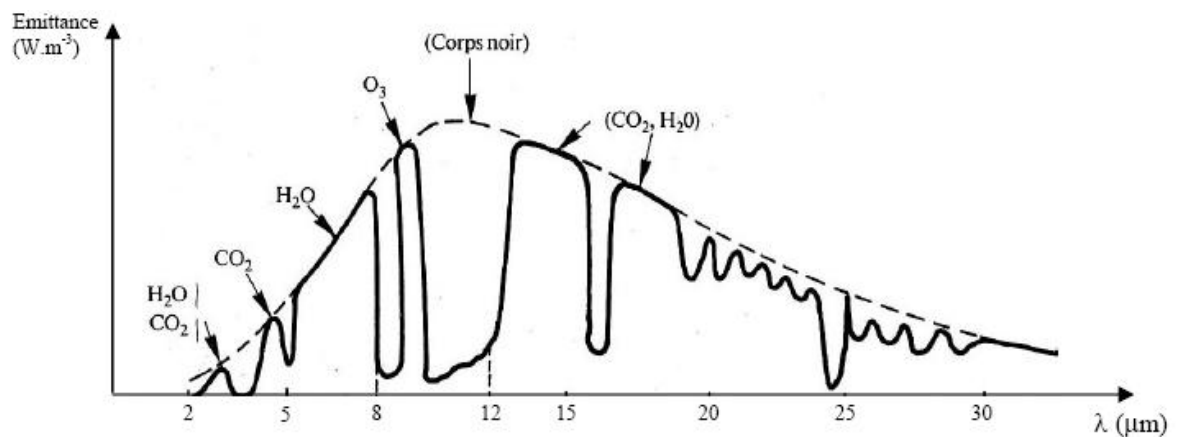
**Figure 1.7 : Répartition spectrale du rayonnement solaire au niveau du sol terrestre [11].**

**- Rayonnement du ciel et de l'atmosphère :**

Les gaz non transparents de l'atmosphère ( $\text{CO}_2$ ,  $\text{O}_3$ ,  $\text{H}_2\text{O}$ ) émettent vers la Terre un rayonnement dans les principales bandes suivantes :

- vers  $14,7 \mu\text{m}$  pour le  $\text{CO}_2$ .
- Entre  $5$  et  $7 \mu\text{m}$  et entre  $14$  et  $20 \mu\text{m}$  pour la vapeur d'eau.
- Vers  $9,6 \mu\text{m}$  pour  $\text{O}_3$ .

La figure 1.8, montre un rayonnement émis dans les grandes longueurs d'onde ( $> 3 \mu\text{m}$ ) contrairement au rayonnement solaire émis dans des longueurs d'ondes inférieures à  $3 \mu\text{m}$ .



**Figure 1.8 : Spectre du rayonnement atmosphérique [11].**

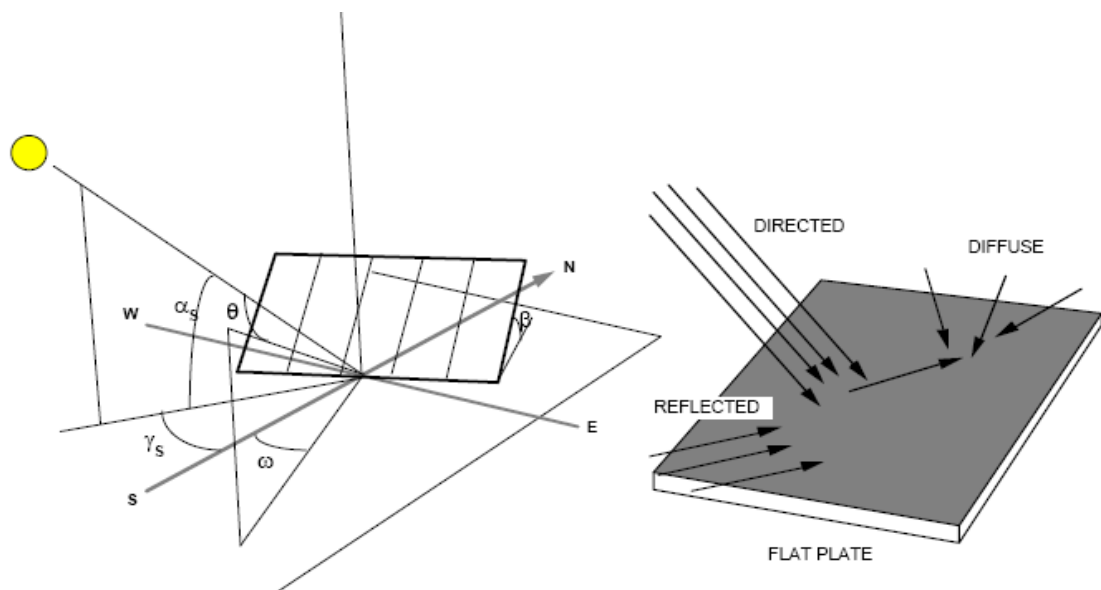


### 1.4.2. Rayonnement solaire au sol :

#### - Notations :

Avant d'aborder la modélisation du rayonnement solaire, il faut définir les différents composants du rayonnement solaire :

- **Le rayonnement direct** est le rayonnement reçu directement du soleil. [10]
- **Le rayonnement diffus** est le rayonnement provenant de toute la voûte céleste. Ce rayonnement 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. [10].
- **Le rayonnement solaire réfléchi** est le rayonnement qui est réfléchi par le sol ou par des objets se trouvant à sa surface. Ce rayonnement peut être important lorsque le sol est particulièrement réfléchissant (eau, neige). [10]
- **Le rayonnement global** est la somme de tous les rayonnements reçus, y compris le rayonnement réfléchi par le sol et les objets qui se trouvent à sa surface. [10]



**Figure 1.9 : Les composants du rayonnement solaire [10].**

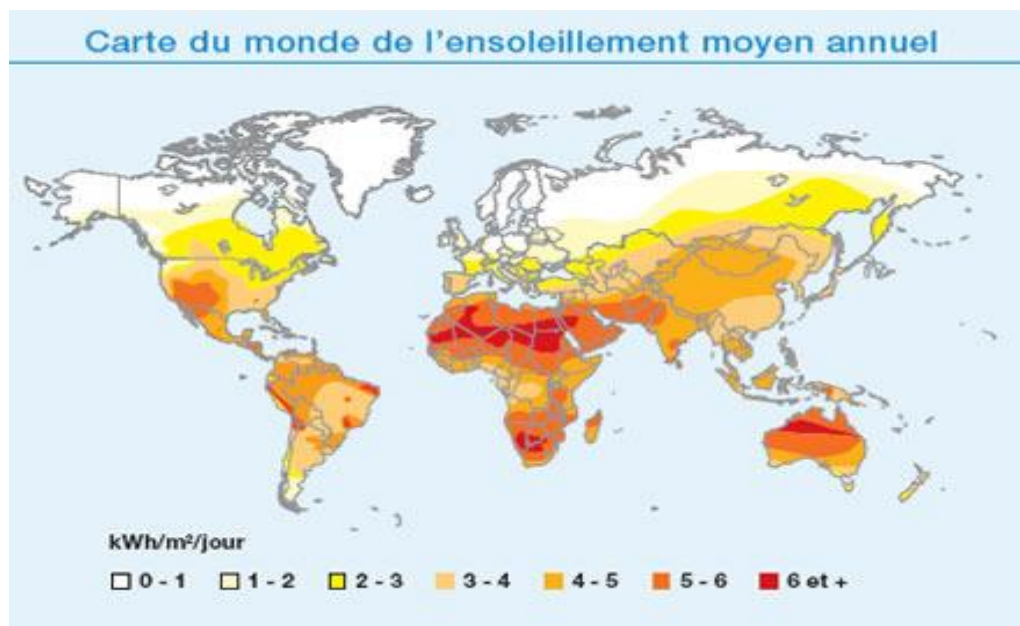
Le tableau 1.1 illustre les notations utilisées pour les composantes du rayonnement solaire sur une surface horizontale.

**Tableau 1.1 : Rayonnement solaire sur un plan horizontal**

<b>Irradiation solaire</b> Energie reçue pendant une certaine durée en $W.m^{-2}.durée^{-1}$ ou $kWh.m^{-2}.durée^{-1}$	Directe	B	$G = B + D$
	Diffuse	D	
	Globale	G	
<b>Eclairement solaire</b> Flux instantané en $W.m^{-2}$	Direct	$B^*$	$G^* = B^* + D^*$
	Diffus	$D^*$	
	Global	$G^*$	

**1.4.3. Variations et types du rayonnement :****- Annuelle :**

La valeur de l'irradiation globale annuelle sur un plan horizontal dépend fortement de la latitude comme le montre la carte de l'ensoleillement sur la figure 1.10 :

**Figure 1.10 : Irradiation globale moyenne en  $kWh.m^{-2}.j^{-1}$ [12].****- Mensuelle :**

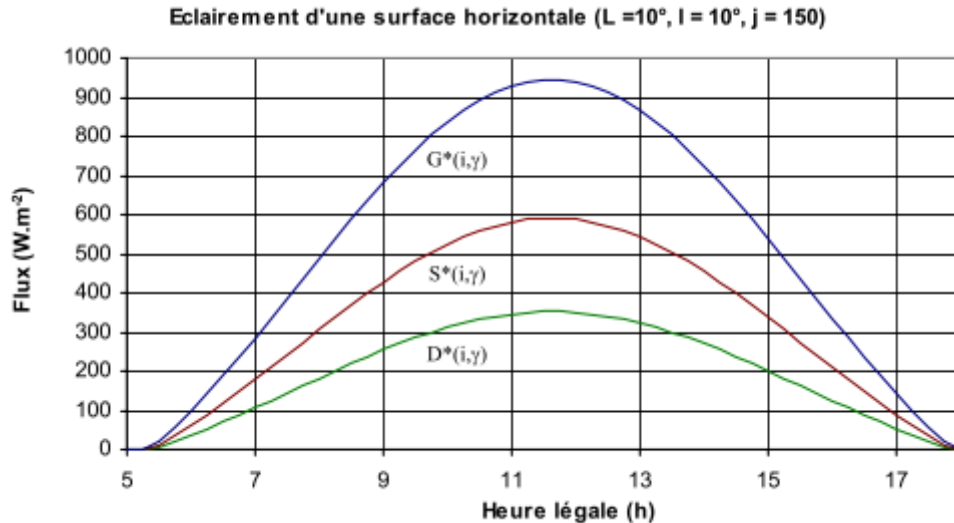
La valeur mensuelle moyenne de l'irradiation globale sur un plan horizontal subit également des variations plus ou moins importantes au cours de l'année. Le Tableau 1.2 donne un exemple des valeurs mensuelles de l'irradiation solaire pour les villes de Ghardaïa, Tindouf et Bechar.

**Tableau 1.2 : Valeurs mensuelles moyennes des irradiations journalières en différents lieux (KWh/m<sup>2</sup>/j) [13].**

	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Lat 32.29 Lon 3.4E Ghardaia	2.88	4.13	5.31	6.81	7.42	7.64	7.85	7.07	5.65	4.01	3.00	2.56
Lat 27.41 Lon 8.09E Tindouf	3.72	4.88	6.02	7.03	7.19	7.82	7.99	7.56	6.34	5.07	3.82	3.29
Lat 31.37 Lon 2.12E Bechar	3.13	4.43	5.72	7.20	7.61	7.82	7.96	7.31	6.19	4.40	3.38	2.79

### **- Journalière :**

L'éclairement solaire reçu par un capteur varie typiquement de la manière représentée sur la figure 1.11 au cours d'une journée non-perturbée : nul la nuit, il augmente dès le lever du jour pour atteindre un maximum au midi solaire avant de décroître de nouveau jusqu'à s'annuler à la tombée de la nuit. [11]



**Figure 1.11 : Variation type de l'éclairement solaire au cours d'une journée non-perturbée [11].**

### **1.5. Le gisement solaire en Algérie :**

Suite à une évaluation par satellites, l'Agence spatiale allemande (ASA) a conclu, que l'Algérie représente le potentiel solaire le plus important de tout le bassin méditerranéen: 169000 TWh/an pour le solaire thermique, 14 TWh/an pour le

solaire photovoltaïque et 35 TWh/an pour l'éolien [14] La répartition du potentiel solaire par région climatique au niveau du territoire algérien est présentée dans le tableau 1.3, selon l'ensoleillement reçu annuellement [15] [16].

**Tableau 1.3 : L'ensoleillement reçu annuellement en Algérie par région climatique.**

Régions	Littoral	Hauts-Plateaux	Sahara
Superficie(%)	4	10	86
Ensoleillement (heures/an)	2650	3000	3500
Energie moyenne reçue (KWh/m <sup>2</sup> /an)	1700	1900	2650

Le potentiel solaire algérien est l'équivalent de 10 grands gisements de gaz naturel qui auraient été découverts à Hassi R'mel. Par cette conjoncture, l'utilisation de l'énergie solaire est donc bien adaptée aux applications d'électrification rurale.

### **1.6. Modélisation de l'irradiation solaire :**

Le dimensionnement des systèmes photovoltaïques sur un site donné exige la prise en considération du caractère variable et imprévisible de l'irradiation solaire. En effet, le fonctionnement des modules photovoltaïques dépend de l'intensité de l'irradiation solaire reçue et la température des modules photovoltaïques. Mais la rareté des données météorologique mesurées, particulièrement dans les sites isolés, a conduit à l'utilisation des modèles mathématiques pour l'estimation des différentes grandeurs du rayonnement solaire.

#### **1.6.1. 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 [17].

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 définie par la relation suivante :

$$K_d = \frac{D_d(0)}{G_d(0)} \quad \dots\dots\dots (1.13)$$

Et l'indice de clarté de l'atmosphère  $K_t$ , comme :

$$K_t = \frac{G_d(0)}{G_{ed}(0)} \quad \dots\dots\dots (1.14)$$

$G_{ed}(0)$  : irradiation solaire 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 :

$$B_d(0) = G_d(0) - D_d(0) \quad \dots\dots\dots (1.15)$$

**- Modèle de Frutos :**

La relation est donnée par l'équation suivante [18] :

*Pour l'intervalle  $K_t < 0.166$*

$$K_d = 0.92 \quad \dots\dots\dots (1.16)$$

*Pour l'intervalle  $0.166 < K_t < 0.8$*

$$K_d = 0.77 + 1.93K_t - 6.86K_t^2 + 4.27K_t^3 \quad \dots\dots\dots (1.17)$$

*Pour l'intervalle  $K_t > 0.8$*

$$K_d = 0.109 \quad \dots\dots\dots (1.18)$$

**- Modèle de Maccagnan :**

La corrélation est donnée comme suit [19] :

*Pour l'intervalle  $K_t < 0.18$*

$$K_d = 0.942 \quad \dots\dots\dots (1.19)$$

*Pour l'intervalle  $0.18 < K_t < 0.79$*

$$K_d = 0.974 + 0.326K_t - 3.896K_t^2 + 2.661K_t^3 \quad \dots\dots\dots (1.20)$$

*Pour l'intervalle  $K_t > 0.79$*

$$K_d = 0.115 \quad \dots\dots\dots (1.21)$$

### **- 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 :

$$RMSE = \left[ \frac{\sum_{i=1}^N \left( \frac{C_i - M_i}{M_i} \right)^2}{N} \right]^{0.5} \quad \dots\dots\dots (1.22)$$

$$MBE = \frac{\sum_{i=1}^N \left( \frac{C_i - M_i}{M_i} \right)}{N} \quad \dots\dots\dots (1.23)$$

Avec  $C_i$  la  $i^{\text{ème}}$  valeur calculée,  $M_i$  la  $i^{\text{ème}}$  valeur mesurée et  $N$  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 horizontale disponible pour nous. Ces données concernant l'année 1999 de la ville de Tamanrasset. Les résultats de calcul sont représentés dans le tableau 1.4. 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 1.4 : Résultats du calcul d'erreurs en utilisant les données mesurées de Tamanrasset.**

<b>Modèle</b>	<b>RMSE</b>	<b>MBE</b>
Frutos	0.423	0.176
Macagnan	0.375	0.085

**1.6.2. 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 nécessaires pour la simulation du fonctionnement des systèmes photovoltaïques. Ces grandeurs sont indispensables pour le calcul de l'irradiation solaire sur une surface inclinée. Les modèles présentés ci-dessous estiment la composante directe et diffuse 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 [20] :

$$M_d = \frac{Dh(0)}{Gh(0)} \quad \dots\dots\dots (1.24)$$

Et l'indice de clarté horaire de l'atmosphère  $M_t$  comme :

$$M_t = \frac{Gh(0)}{Geh(0)} \quad \dots\dots\dots (1.25)$$

Avec:

$G_{eh}(0)$  : irradiation globale extraterrestre horaire [ $Wh/m^2$ ].

$G_h(0)$  : irradiation globale horizontale horaire [ $Wh/m^2$ ].

$D_h(0)$  : irradiation diffuse horizontale horaire [ $Wh/m^2$ ].

**- Modèle de Erbs-Klein et Duffie :**

Pour Erbs-Klein et Duffie, la relation entre la fraction diffuse horaire  $M_d$  et l'indice de clarté de l'atmosphère  $M_t$  est donnée comme suit [21]:

-Pour  $0 \leq M_t \leq 0.22$

$$M_d = 1 - 0.09M_t \quad \dots\dots\dots (1.26)$$

-Pour  $0.22 < M_t \leq 0.80$

$$M_d = 0.9511 - 0.1604M_t + 4.388M_t^2 - 16.638M_t^3 + 12.336M_t^4 \quad \dots\dots\dots (1.27)$$

-Pour  $M_t > 0.80$

$$M_d = 0.165 \quad \dots\dots\dots (1.28)$$

### **- 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  $\sin \alpha$ . L'expression analytique de la corrélation est donnée comme suit [22] :

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

$$M_d = 1.020 - 0.254M_t + 0.0123\sin(\alpha) \quad \dots\dots\dots (1.29)$$

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

$$M_d = 1.4 - 1.749M_t + 0.177\sin(\alpha) \quad \dots\dots\dots (1.30)$$

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

$$M_d = 0.486M_t - 0.182\sin(\alpha) \quad \dots\dots\dots (1.31)$$

### **- Calcul d'erreurs :**

La validation de ces modèles est obtenue à l'aide de l'utilisation des deux critères RMSE et MBE. Le tableau 1.5 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, Beckman et Duffie présente la meilleure performance par rapport au modèle de Erbs-Klein et Duffie.



**Tableau 1.5: Résultats du calcul d'erreurs pour le site de Tamanrasset.**

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

**1.6.3. Estimation de l'éclairement horaire sur une surface inclinée :**

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

Les composantes de l'éclairement global incident sur une surface inclinée sont les suivantes [23] :

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

Pour une inclinaison de la surface d'un angle  $\beta$ , l'éclairement global  $G(\beta)$  est donné comme suit :

$$G(\beta) = B(\beta) + D(\beta) + R(\beta) \quad \dots\dots\dots (1.32)$$

**- Eclairement direct :**

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

$$B(\beta) = B_h(0) \frac{\cos\theta_s}{\cos\theta_{zs}} \quad \dots\dots\dots (1.33)$$

**- Eclairement 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 considérant non uniforme l'éclairement diffus provenant de la voûte céleste; par contre, le modèle de Willmott considère l'éclairement diffus comme une somme de l'éclairement diffus provenant de la voûte céleste et du 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'éclairement diffus provenant de la voûte céleste.

L'éclairement diffus sur un plan incliné est exprimé par la relation suivante [24]:

$$D(\beta) = D_h(0) \frac{(1 + \cos \beta)}{2} \left[ \left( 1 + \sin^3 \left( \frac{\beta}{2} \right) \right) (1 + \cos^2(\theta_z)) \sin^3(\cos(\theta_{zs})) \right] \dots\dots\dots (1.34)$$

- **Modèle de Klucher :**

Klucher a modifié le modèle de Temps et Coulson en introduisant les conditions des ciels couverts. Le modèle de Klucher considéré toujours non uniforme (anisotrope) l'intensité de l'éclairement diffus provenant de la voûte céleste. L'éclairement diffus sur un plan incliné est illustré comme suit [25]:

$$D(\beta) = D_h(0) \frac{(1 + \cos \beta)}{2} \left[ \left( 1 + F \sin^3 \left( \frac{\beta}{2} \right) \right) (1 + F \cos^2(\theta_z) \sin^3(\cos(\theta_{zs}))) \right] \dots\dots\dots (1.35)$$

Avec :

$$F = 1 - \left[ \frac{D_h(0)}{G_h(0)} \right] \dots\dots\dots (1.36)$$

- **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 [26]:

$$D(\beta) = D_h(0) \left[ F(0) \frac{(1 + \cos \beta)}{2} + (1 - F(0)) \frac{\cos \theta(0)}{\sin(h(0))} \right] \dots\dots\dots (1.37)$$

$$F(0) = 1 - \left[ 1 - \frac{D_h(0)}{G_h(0)} \right] \frac{G_h(0)}{G_{oh}(0)} \dots\dots\dots (1.38)$$

Avec h(0) : hauteur du soleil au milieu de l'heure.

### **- Éclairement réfléchi :**

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

$$R(\beta) = \rho \frac{G_h(O)(1 - \cos \beta)}{2} \dots\dots\dots (1.39)$$

Avec  $\rho$  : Albédo du lieu.

### **- 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 plan horizontal et incliné.

Le tableau 1.6 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.

**Tableau 1.6 : Résultats du calcul d'erreurs pour le site d'Oran.**

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

### **1.7. Conclusion :**

Ce chapitre a été consacré à la description de l'irradiation solaire comme source d'énergie et illustre les modèles mathématiques les plus utilisées pour permettre l'estimation de l'éclairement et l'irradiation solaire pour les sites qui ne possèdent pas de données météorologiques mesurés.

## **CHAPITRE 2 : PRESENTATION DES SYSTEMES HYBRIDES**

### **2.1. Introduction :**

A ce jour, la plupart des installations décentralisées sont basées sur des systèmes thermodynamiques qui consistent en un ou plusieurs moteurs diesels utilisés pour faire tourner des générateurs électriques. Les régions isolées sont généralement caractérisées par des coûts de transport de carburant très onéreux, des coûts d'entretien très élevés et l'économie de combustible devient alors un critère incontournable dans la conception des installations. Le système diesel est simple dans sa structure, mais il requiert une exploitation particulière, qui au cas où elle n'est pas assurée, affecte considérablement la fiabilité du système entier et augmente le coût de production d'énergie [27].

Le rôle d'un système hybride de production d'électricité dans les régions isolées en voie de développement n'est pas seulement d'apporter une puissance énergétique, mais un outil de développement durable du point de vue social et économique des zones rurales [28].

Ce chapitre est consacré à l'étude de différentes configurations des systèmes hybrides. Ainsi, on examine les avantages et les inconvénients de chaque configuration et on décrira aussi les caractéristiques des différents composants qui constituent le système hybride.

### **2.2. Présentation des systèmes photovoltaïques:**

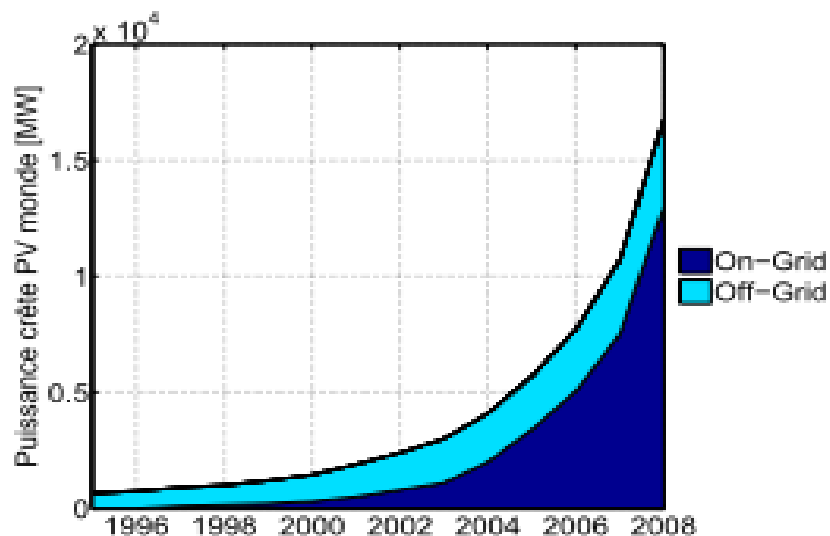
Plusieurs types de systèmes photovoltaïques (PV) sont actuellement en service :

- Les systèmes photovoltaïques connectés au réseau (On-grid). Ces systèmes sont en plein essor car ils bénéficient à l'heure actuelle de tarifs préférentiels de rachat de l'énergie dans de nombreux pays.
- Les systèmes photovoltaïques autonomes ou non connectés au réseau (Off-grid) sont employés lorsque le réseau de distribution est inexistant ou lorsque les coûts de connexion à ce réseau sont prohibitifs.

– Enfin, depuis quelques années, les systèmes PV sont intégrés à de nouvelles configurations de réseaux électriques appelées mini-réseaux, où les sources de production décentralisées sont associées localement à des moyens de stockage, à d'éventuels autres moyens de production et à des consommateurs. A l'heure actuelle, ces mini-réseaux concernent seulement certaines zones isolées mais devraient à terme pouvoir être connectés au réseau principal de distribution et participer aux services systèmes. Ainsi, la notion de réseau décentralisé intelligent (Smart-Grid) est de plus en plus employée [4].

### 2.2.1. Systèmes photovoltaïques connectés au réseau :

Les systèmes photovoltaïques connectés au réseau représentent la quasi-totalité des systèmes PV installés. La figure 2.1 donne une idée de la répartition au niveau mondial entre systèmes connectés au réseau et systèmes autonomes. A titre d'exemple, en Europe, le marché du photovoltaïque connecté au réseau représentait en terme de puissance crête 99,5% de la capacité photovoltaïque installée au cours de l'année 2007 [29].

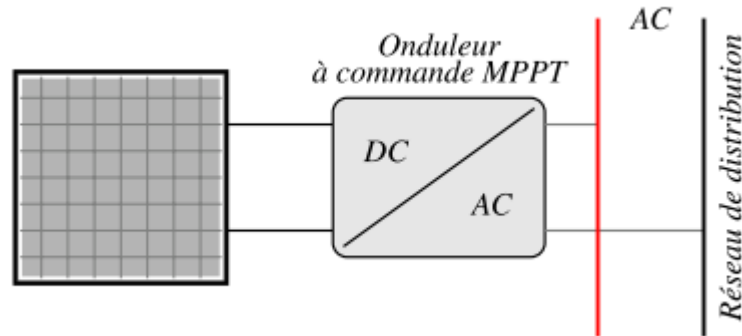


**Figure 2.1 : Puissance crête photovoltaïque installée au niveau Mondial [30].**

Dans ce type d'application, la totalité de l'énergie produite est destinée à être revendue au distributeur d'électricité à un tarif de rachat préférentiel. La figure 2.2 représente l'architecture d'un tel système.

Les panneaux photovoltaïques débitent sur un bus de tension continue à travers un convertisseur dont le rôle est d'effectuer la conversion DC-AC et de faire en sorte que le

générateur PV fonctionne toujours à son point de fonctionnement optimal (MPPT : Maximum Power Point Tracking). Les caractéristiques électriques des panneaux photovoltaïques étant liées aux conditions météorologiques, le convertisseur améliore la rentabilité du système global [4].



**Figure 2.2 : Architecture électrique d'un système photovoltaïque connecté au réseau de distribution [4].**

### **2.2.2. Systèmes photovoltaïques non connectés au réseau :**

Nous distinguons deux types de systèmes photovoltaïques non connectés au réseau. Le système stand-alone (SAPV system : Stand-Alone PhotoVoltaic system) dans le cas où l'énergie photovoltaïque est l'unique source d'énergie du système. Le système photovoltaïque hybride dans le cas où d'autres dispositifs de production sont utilisés en appui de la production photovoltaïque. Dans la majeure partie des cas, le mode de production d'appui est constitué d'un ou plusieurs groupes électrogènes diesels. Les systèmes photovoltaïques non connectés au réseau sont principalement utilisés dans les zones où le réseau électrique est très peu dense en raison du coût de raccordement prohibitif. L'énergie produite est destinée à être consommée sur place. L'électrification des sites isolés par systèmes photovoltaïques concerne l'habitat (Solar Home System : SHS) mais aussi les applications stratégiques tels que les relais de télécommunication se trouvant éloignés des réseaux de distribution électrique [30].

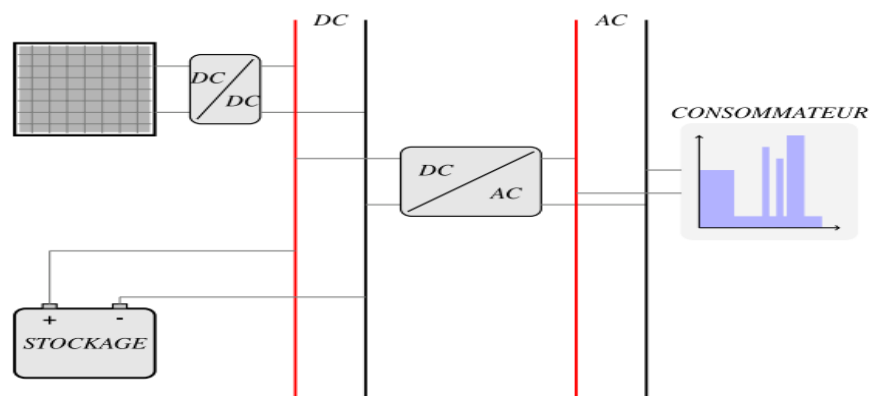
#### **- Systèmes photovoltaïques autonomes (SAPV) :**

La seule production électrique de ce type de systèmes est d'origine photovoltaïque. Un schéma d'un système photovoltaïque autonome est représenté dans la figure 2.3. Du fait de la dé-corrélation entre production photovoltaïque et alimentation des

charges du consommateur, un système de stockage est utilisé en tampon, celui-ci étant rechargé en cas de surplus de production et déchargé en cas de surconsommation.

En raison de sa maturité technologique et de son faible coût d'investissement, le moyen de stockage universellement répandu pour de telles applications est du type électrochimique Plomb-Acide [31]. Cependant, de nouvelles technologies sont actuellement envisagées comme celles au Lithium.

Les performances de ce type de système sont directement liées à son dimensionnement. Un sous-dimensionnement a notamment pour conséquences un vieillissement prématuré du système de stockage ainsi qu'un accroissement des délestages de consommation et de production alors qu'un surdimensionnement peut conduire à un surcoût économique.



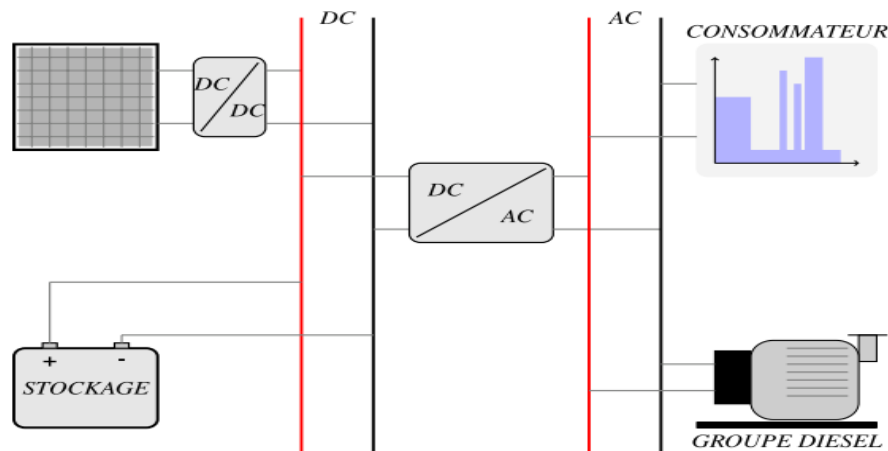
**Figure 2.3 : Système photovoltaïque autonome [4].**

- **Systèmes photovoltaïques autonomes hybrides :**

Dans ce type de système, un second producteur d'énergie (le plus souvent un Groupe Électrogène) est utilisé pour palier les insuffisances de la production photovoltaïque. L'idée étant de faire appel à l'énergie de ce producteur lorsque le système n'est plus en mesure de subvenir aux besoins du consommateur et/ou que l'état de charge de l'accumulateur est trop faible. La figure 2.4 représente une architecture possible d'un système photovoltaïque autonome hybride.

L'avantage de ce type de système est que, théoriquement, le consommateur ne se trouve jamais en situation d'être délesté, le groupe électrogène assurant la fourniture d'énergie lorsque la production PV est insuffisante (sauf dans le cas où le réservoir du groupe électrogène est vide). Les coûts d'investissement des panneaux photovoltaïques et du système de stockage peuvent être minimisés ; par contre, les coûts de fonctionnement

principalement liés au prix du combustible du groupe électrogène sont plus importants que pour un système autonome non hybride [4].



**Figure 2.4 : Exemple d'architecture électrique d'un système photovoltaïque autonome hybride [4].**

- **Mini-réseaux :**

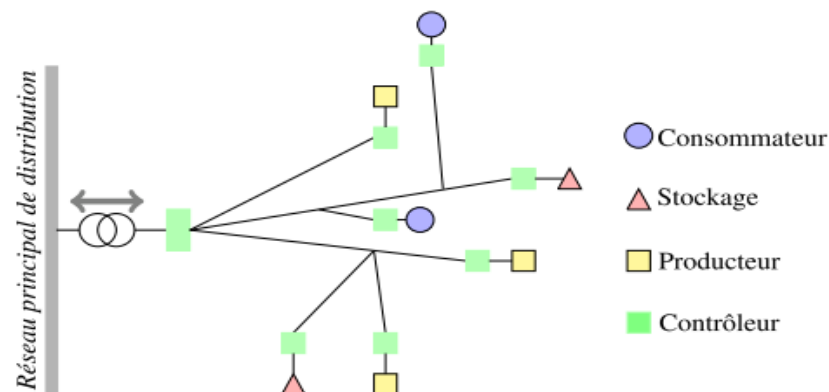
La figure 2.5 représente l'architecture type d'un mini réseau où différentes sources de production cohabitent avec différents types de charges et moyens de stockage. On regroupe sous l'appellation mini-réseau (micro-grid en anglais) [32], tout réseau électrique de distribution basse tension, composé d'une ou plusieurs sources de production (PV par exemple), de moyens de stockage éventuels et de consommateurs, pouvant fonctionner de façon autonome ou bien connecté à un réseau principal de distribution à plus grande échelle. L'ensemble des différentes entités communiquent entre elles et sont pour la plupart pilotables. La configuration de ce type de réseau offre plusieurs avantages :

– Le contrôle en mini-réseau de sources de production d'énergie renouvelable permet de diminuer leur impact sur le réseau de distribution et d'en augmenter le taux de pénétration, sachant que le caractère fluctuant de ce type de production limitait son taux de pénétration à une valeur d'environ 30% en raison des déséquilibres provoqués par son caractère aléatoire. Leur intégration dans le système électrique pose donc un certain nombre de problèmes, par exemple :

- La production d'électricité d'origine « renouvelable » est difficilement prévisible ou très fluctuante (éolien, solaire) ;
- La production d'électricité peut être un processus secondaire, comme c'est le cas dans les unités de production combinée de chaleur et d'électricité ;



- Il en résulte souvent une absence de participation aux services système, parmi lesquels le réglage de la fréquence, via les réglages primaire et secondaire (fréquence puissance) ou encore au réglage de la tension et de la compensation de l'énergie réactive. Le fait de ne pas participer aux services système amène ce type de source à se comporter comme des **générateurs passifs** du point de vue de la gestion du réseau électrique. Le taux de pénétration de la production décentralisée doit alors être limité afin de pouvoir garantir la stabilité du réseau dans des conditions acceptables [32].
- Le système peut fonctionner en autonome permettant d'éviter les conséquences d'un éventuel "black-out" du réseau principal.
- La proximité des sources de production et des consommateurs facilite l'exploitation de la cogénération chaleur électricité (CHP : Combined Heat and Power), ce qui permet d'améliorer le rendement énergétique global.
- La possibilité d'un contrôle des charges couplé à des moyens de stockage énergétique pour minimiser le recours au réseau principal et/ou répondre à des contraintes tarifaires [4].



**Figure 2.5 : Configuration mini-réseau [4].**

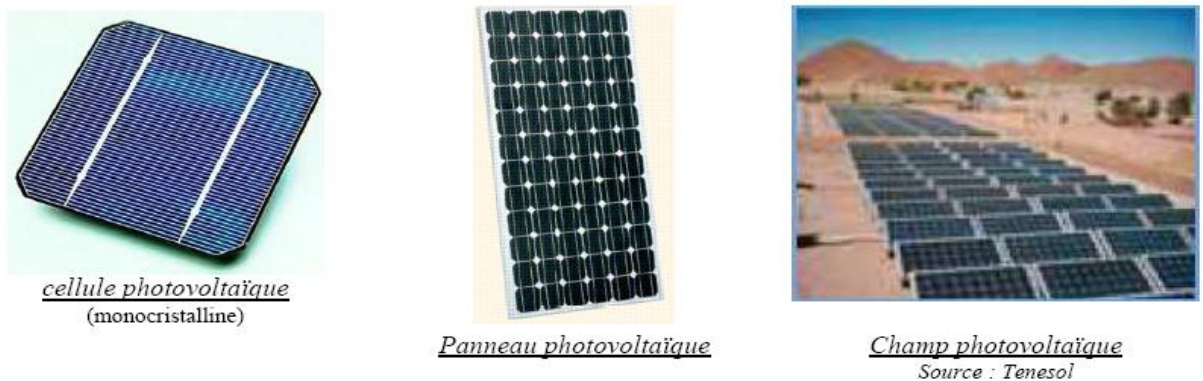
### 2.3. Composants des systèmes hybrides :

Le système hybride de production de l'énergie dans sa vue la plus générale, est celui qui combine et exploite plusieurs sources. Le système qui nous intéresse regroupe deux parties pour la production de l'énergie passant par un stockage électrochimique :

- Énergie solaire à travers les panneaux photovoltaïques.
- L'hydrocarbure à travers le générateur électrogène.

### **2.3.1. Le générateur photovoltaïque :**

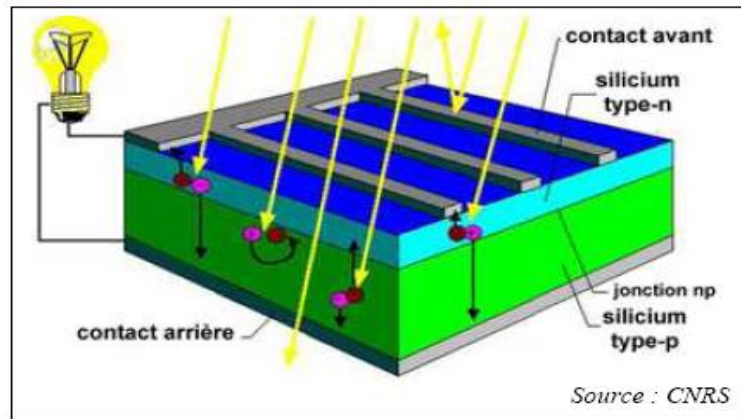
La cellule photovoltaïque est le composant élémentaire du générateur photovoltaïque. La cellule produit une faible puissance électrique et insuffisante en tant que telle pour fonctionner la plupart des applications domestiques ou industrielles. Les cellules photovoltaïques sont fragiles et donc protégées par un processus d'encapsulation dans un dispositif appelé module photovoltaïque. Ce dernier est constitué de plusieurs cellules liées généralement en série. Ainsi, le générateur photovoltaïque est, responsable de la conversion d'énergie solaire incidente en énergie électrique et il est constitué par association, en série et/ou en parallèle, de modules photovoltaïques [33].



**Figure 2.6 : Présentation des composants photovoltaïques [35].**

#### **- Cellule photovoltaïque :**

Une cellule photovoltaïque est un composant électronique qui, exposé à la lumière (photons), génère de l'électricité. C'est l'effet photovoltaïque qui est à l'origine du phénomène. L'électricité produite est fonction de l'éclairement, la cellule photovoltaïque produit un courant continu. Les cellules photovoltaïques les plus répandues sont constituées de semi-conducteurs, principalement à base de silicium (Si) et plus rarement d'autres semi-conducteurs : sulfure de cadmium (CdS), tellure de cadmium (CdTe), etc. Elles se présentent généralement sous la forme de fines plaques, rondes ou carrées, d'une dizaine de centimètres de côté, prises en sandwich entre deux contacts métalliques, pour une épaisseur de l'ordre du millimètre. Les cellules sont souvent réunies dans des modules solaires photovoltaïques (ou "panneaux solaires"), en fonction de la puissance recherchée [33].



**Figure 2.7 : Présentation d'une photopile ou cellule photovoltaïque [35].**

- **L'effet photovoltaïque :**

L'effet photovoltaïque utilisé dans les cellules solaires permet de convertir directement l'énergie lumineuse des rayons solaires en électricité par le biais de la production et du transport dans un matériau semi-conducteur de charges électriques positives et négatives sous l'effet de la lumière. Ce matériau comporte deux parties, l'une présentant un excès d'électrons et l'autre un déficit en électrons, dites respectivement *dopée de type n* et *dopée de type p*. Lorsque la première est mise en contact avec la seconde, les électrons en excès dans le matériau *n* diffusent dans le matériau *p*. La zone initialement dopée *n* devient chargée positivement, et la zone initialement dopée *p* chargée négativement. Il se crée donc entre elles un champ électrique qui tend à repousser les électrons dans la zone *n* et les trous vers la zone *p*. Une jonction PN a été formée.

Lorsqu'un matériau est exposé à la lumière du soleil, les atomes exposés au rayonnement sont " bombardés " par les photons constituant la lumière; sous l'action de ce bombardement, les électrons des couches électroniques supérieures (appelés électrons des couches de valence) ont tendance à être " arrachés / décrochés " : si l'électron revient à son état initial, l'agitation de l'électron se traduit par un échauffement du matériau. L'énergie cinétique du photon est transformée en énergie thermique.

Par contre, dans les cellules photovoltaïques, une partie des électrons ne revient pas à son état initial. Les électrons " décrochés " créent une tension électrique continue faible. Une partie de l'énergie cinétique des photons est ainsi directement transformée en énergie électrique : c'est l'effet photovoltaïque [35].

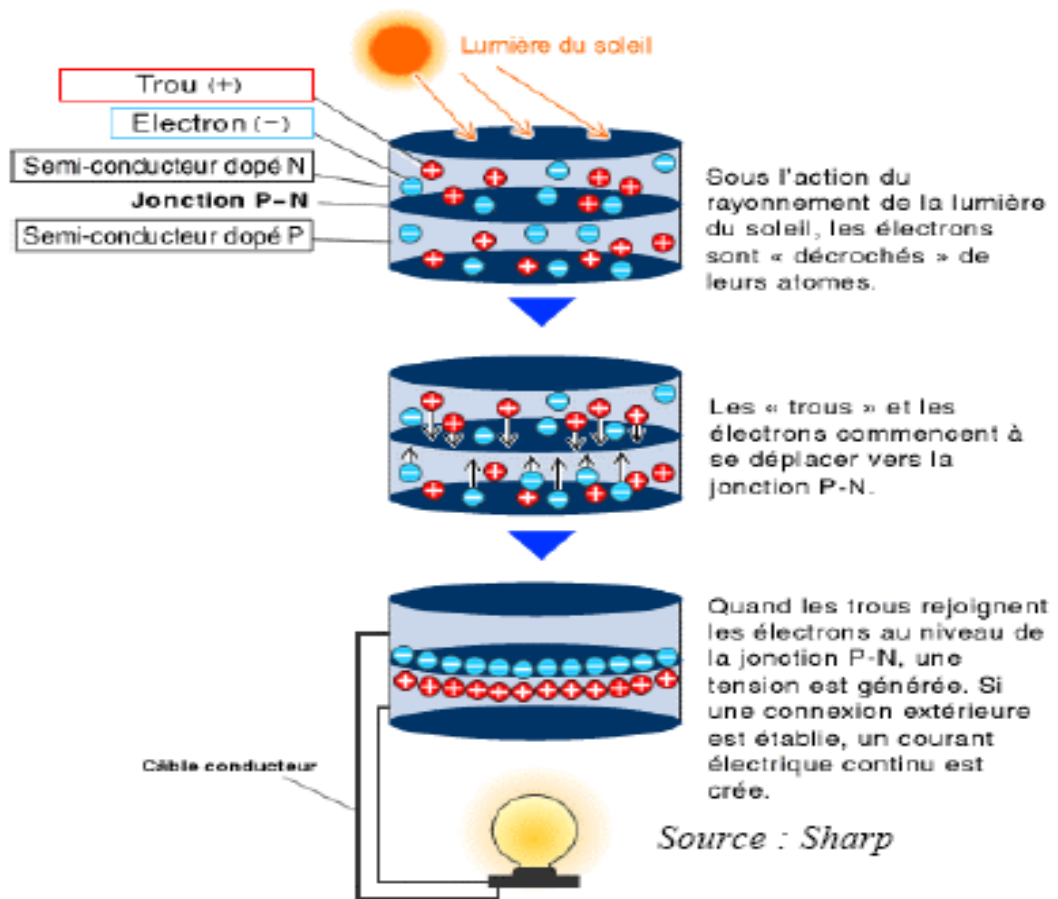


Figure 2.8 : Description de l'effet photovoltaïque [35].

- **Association des cellules :**

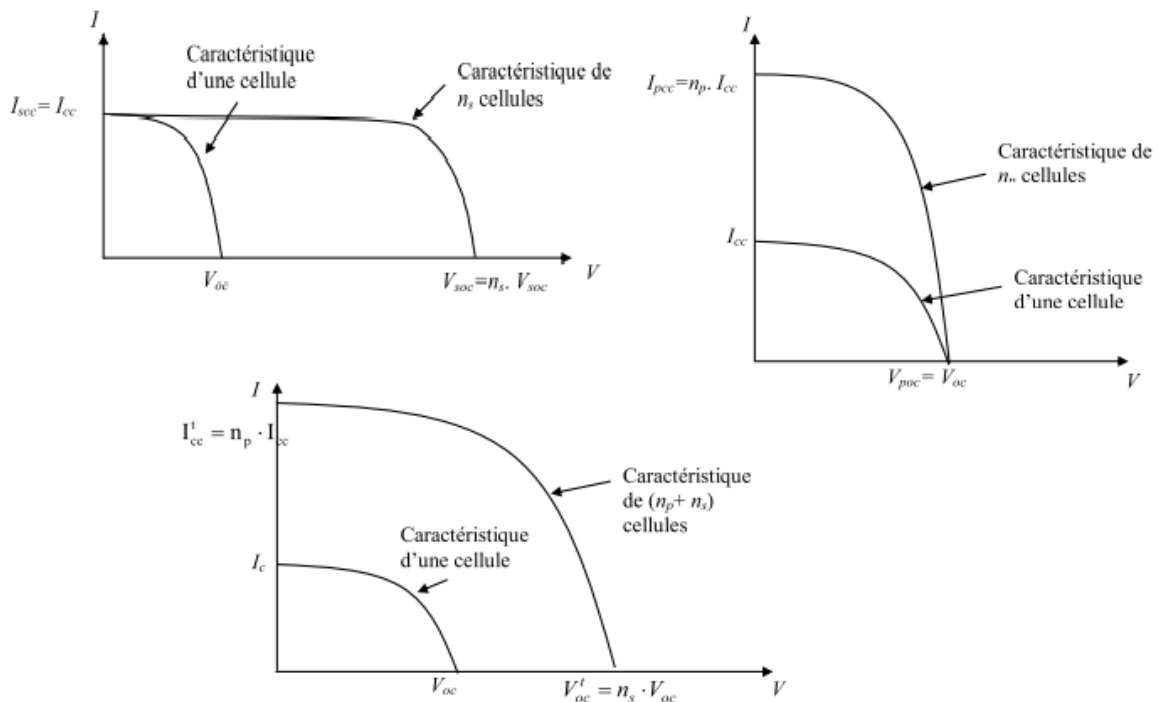
Dans un groupement de  $n_s$  cellules en série, toutes sont traversées par un même courant. La Figure 2.9 montre la caractéristique résultante ( $I_{sc}$ ,  $V_{soc}$ ) d'un tel groupement dans des conditions idéales, obtenue pour  $n_s$  cellules identiques ( $I_{sc}$ ,  $V_{oc}$ ) en sommant les caractéristiques élémentaires à courant constant :  $V_{soc} = n_s * V_{oc}$ .

Pour un groupement de  $n_p$  cellules identiques en parallèle :  $I_{psc} = n_p * I_{sc}$ .

Voici la description des paramètres d'un module photovoltaïque:

- **La puissance crête  $P_c$**  : Puissance électrique maximum que peut fournir le module dans les conditions standards (25°C et un éclairement de 1000 W/m<sup>2</sup>).
- **La caractéristique I (V)** : Courbe représentant le courant I débité par le module en fonction de la tension aux bornes de celui-ci.
- **Tension à vide  $V_{oc}$**  : Tension aux bornes du module en absence de tout courant, pour un éclairement " plein soleil ".

- **Courant de court-circuit  $I_{sc}$**  : Courant débité par un module en court-circuit pour un éclairement " plein soleil ".
- **Point de fonctionnement optimum ( $V_m, I_m$ )** : Lorsque la puissance de crête est maximum en plein soleil,  $P_m = V_m \cdot I_m$
- **Rendement maximal** : Rapport de la puissance électrique optimale à la puissance de radiation incidente.
- **Facteur de forme** : Rapport entre la puissance optimale  $P_m$  et la puissance maximale que peut avoir la cellule :  $V_{oc} \cdot I_{sc}$  [36].



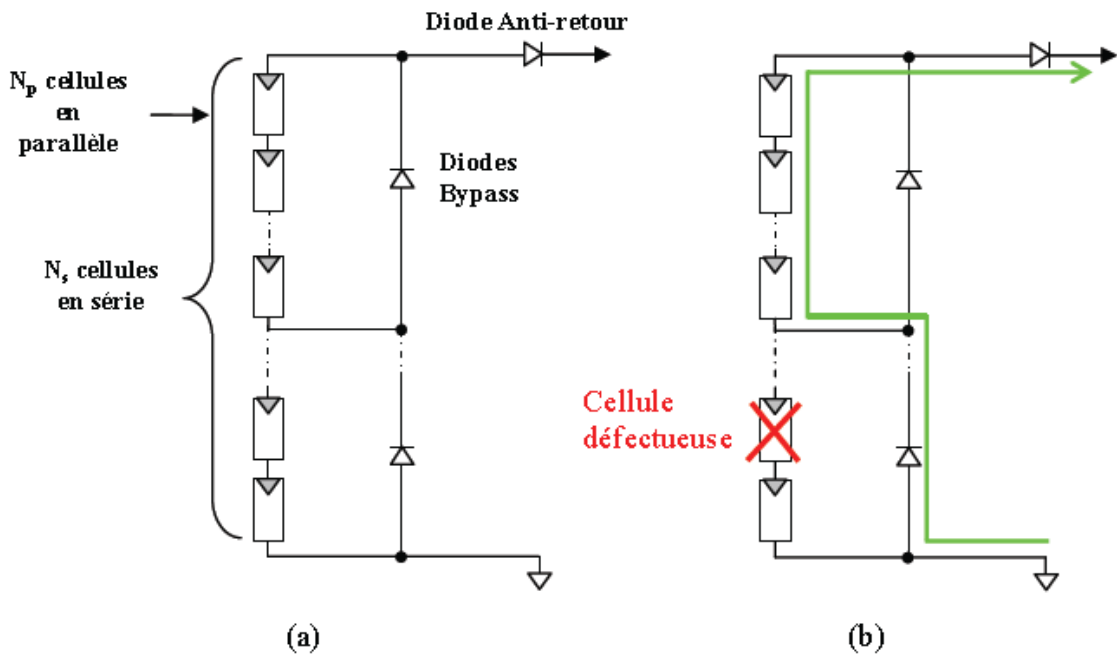
**Figure 2.9 : Caractéristiques de groupement série et parallèle de cellules photovoltaïques identiques [36].**

En revanche en cas de déséquilibre, tel n'est plus le cas. Particulièrement, dans un groupement série, la cellule de plus faible courant photovoltaïque impose celui-ci à l'ensemble du groupement, une propriété qui peut pénaliser très fortement la conversion globale si elle n'est pas prise en compte.

Dans certaines conditions d'éclairement non uniforme et de fonctionnement proche du court-circuit, une cellule du groupement série peut même être soumise à la tension des  $(n_s-1)$  autres cellules appliquée en inverse et ainsi fonctionner en récepteur en dissipant une puissance importante qui peut la détruire si la contrainte thermique est trop

forte ou si la tension d'avalanche est dépassée. Pour éviter cela, il faut disposer une diode  $D_p$  connectée en parallèle, appelée "diode by-pass", aux bornes d'un groupement élémentaire de 30 à 40 cellules au silicium au maximum. L'amorçage spontané de cette diode parallèle, dès apparition d'une tension en inverse aux bornes du groupement limite cette dernière à la valeur  $V_d$  de la tension directe de conduction de la diode choisie et la puissance dissipée à  $V_d \cdot I_s$ .

Des modules commercialisés incluent maintenant ces diodes parallèles de protection contre les tensions inverses. De façon duale, une diode anti-retour  $D_r$  doit protéger des voies en parallèle des courants inverses. Finalement la Figure 2.10 montre le câblage typique d'un réseau de cellules ou de modules photovoltaïques munis de ces diodes protections. La caractéristique électrique globale courant / tension d'un générateur photovoltaïque se déduit donc théoriquement de la combinaison des caractéristiques des  $n_s, n_p$  cellules élémentaires supposées identiques qui le composent par deux affinités de rapport  $n_s$  parallèlement à l'axe des tensions et de rapport  $n_p$  parallèlement à l'axe des courants, ainsi que l'illustre la figure 2.10,  $n_s$  et  $n_p$  étant respectivement les nombres totaux de cellules en série et en parallèle [36].



**Figure 2.10 : Câblage série/parallèle de modules photovoltaïques avec leurs diodes de protection, Caractéristique d'un module à  $n_p \times n_s$  cellules en parallèle et série identiques, Effet des diodes de protection avec cellules faibles [38].**

- Caractéristiques électriques d'un panneau photovoltaïque :

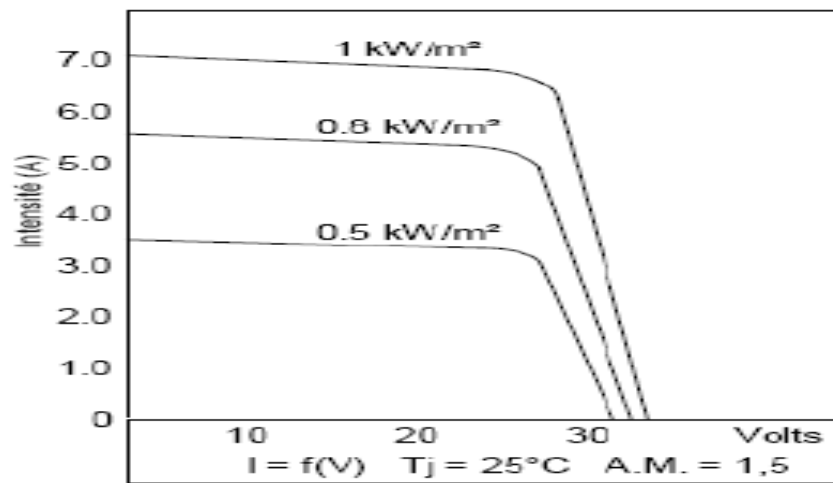


Figure 2.11 : Réseau de caractéristique  $I=f(V)$  suivant un éclairement variable (pour une température de jonction de 25°C et une répartition spectrale du rayonnement dit AM 1,5 [35].

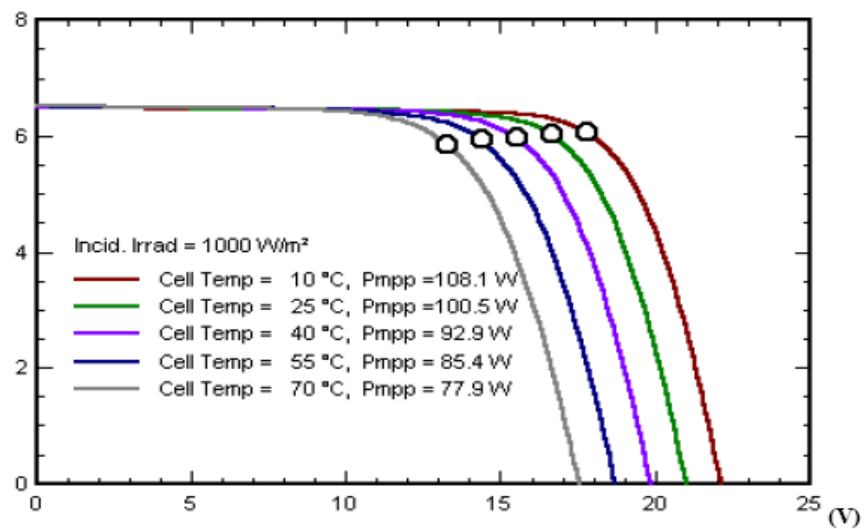
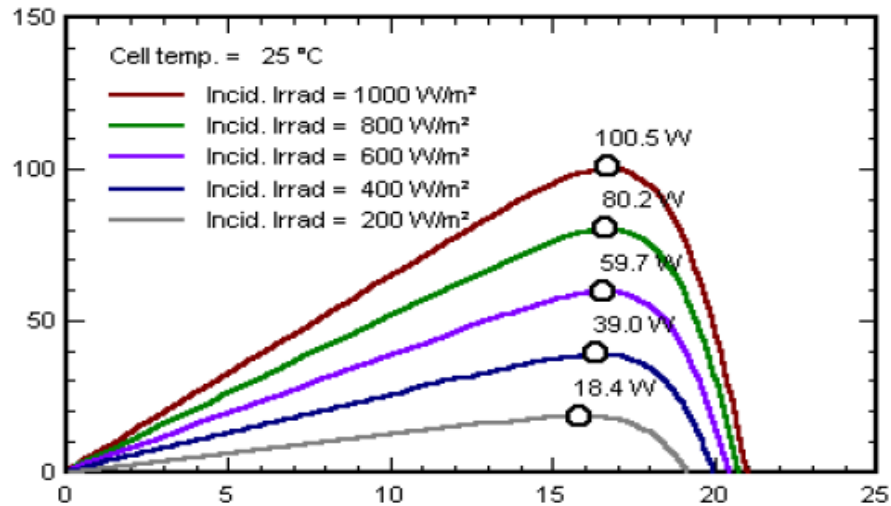


Figure 2.12 : Caractéristiques courant – tension  $I=f(V)$  d'un panneau PV à éclairement constant en fonction de la température [35].



**Figure 2.13 : Courbes de puissance en fonction de la tension d'un panneau PV [35].**

On s'aperçoit donc que la maîtrise de cette énergie photoélectrique n'est pas aussi simple qu'il n'y paraît. La production de courant dans un module photovoltaïque du commerce est donc limitée par la cellule la plus faible de l'ensemble. Généralement, lors de l'assemblage des cellules, il est nécessaire de les trier en fonction de leurs caractéristiques électriques afin d'obtenir une association homogène et ainsi éviter de limiter la puissance fournie par un panneau à cause d'une dispersion des cellules. De plus, le vieillissement des cellules peut produire une dispersion des caractéristiques. Les conditions météorologiques auxquelles les modules sont soumis (ensoleillement inhomogène, température, salissures, neige, pluie, dépôt de feuilles mortes, ...) font de l'énergie photovoltaïque une ressource difficilement maîtrisable. Actuellement, pour en faire une source d'énergie proprement dite, un grand nombre de chercheurs du monde entier travaillent pour la rendre plus abordable en termes de flexibilité, de rendement et de coûts [38].

### **2.3.2. Le générateur électrogène :**

Un groupe électrogène est un dispositif autonome capable de produire de l'électricité. La plupart des groupes sont constitués d'un moteur thermique qui actionne un alternateur. Leur taille et leur poids peuvent varier de quelques kilogrammes à plusieurs dizaines de tonnes. La puissance d'un groupe électrogène s'exprime en VA, kVA (kilo Volt Ampère) ou MVA (méga Volt Ampère) selon leur puissance. Les unités les plus puissantes sont mues par des turbines à gaz ou de gros moteurs Diesel.



- **Utilisation :**

Les groupes électrogènes sont utilisés soit dans les zones que le réseau de distribution électrique ne dessert pas, soit pour pallier une éventuelle coupure d'alimentation électrique. Dans le deuxième cas, ils sont alors souvent utilisés en complément d'une alimentation sans interruption constituée d'une batterie d'accumulateurs qui alimente un onduleur. Ces dispositifs sont généralement utilisés dans des situations où l'interruption de l'alimentation électrique entraîne des conséquences graves ou des pertes financières, par exemple dans les hôpitaux, l'industrie, les centres informatiques, etc.

- **Fonctionnement:**

Ils fonctionnent à partir de tous les carburants. Les plus fréquents sont l'essence, le gazole, le gaz naturel, le GPL, les biocarburants et pour les plus puissants le fuel lourd. Le groupe peut être mis en fonctionnement de différentes manières : manuellement, électriquement ou grâce à l'air comprimé selon leur puissance.

Le rendement des groupes électrogènes croît avec leur puissance, mais reste limité au maximum que permet le cycle de Carnot, duquel doivent être soustraites les pertes mécaniques et électriques dans l'alternateur et la transmission. En particulier, les groupes de puissance modérée se caractérisent par un médiocre rendement et une consommation élevée. Par exemple un produit commercial qui délivre 5500 W est mû par un moteur à essence de 9,55 kW qui consomme environ 2,5 litres de carburant à l'heure lorsqu'il est utilisé à 2/3 de sa puissance nominale, soit 3600 W. Compte tenu des pertes thermiques inévitables dans les moteurs à combustion interne, cela fait un rendement qui n'excède pas 16 % du pouvoir calorifique du carburant.

Un groupe électrogène moderne est équipé de deux régulations. La tension de sortie est stabilisée (par exemple : 230 V) par un dispositif électronique qui agit sur l'alternateur. La vitesse de rotation du moteur et donc de l'alternateur doit aussi rester constante afin de garantir la fréquence de la tension de sortie (50 Hz). Cette régulation se fait grâce à un dispositif centrifuge analogue au régulateur à boules de James Watt qui commande directement le carburateur ou de la pompe d'injection. Un dispositif à induction basé sur les courants de Foucault tel que celui qui équipe les anciens indicateurs de vitesse des automobiles, ou un système électronique peuvent encore remplir cette fonction.

Les groupes électrogènes produisent du dioxyde de carbone, qui est un gaz asphyxiant, et du monoxyde de carbone.

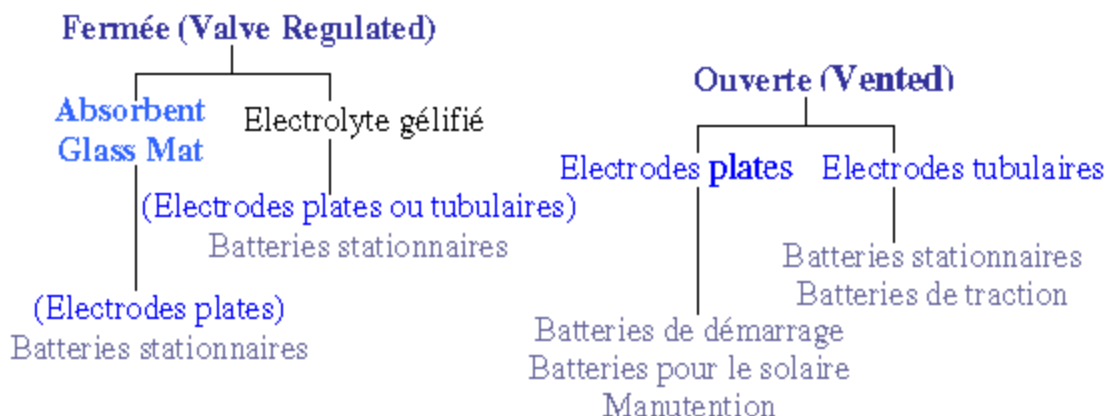
### 2.3.3. Dispositifs de stockage de l'énergie :

Dans le cas d'une unité de production autonome un dispositif de stockage s'impose dans la mesure où la consommation et la production sont fortement découplées. Dans les applications existantes, ce sont quasi systématiquement de batterie d'accumulateurs au plomb. Le dimensionnement du système de stockage est directement lié à la durée d'autonomie du système et la source d'énergie disponible.

Le système de stockage doit répondre aux critères suivants :

- Puissance crête déterminée.
- Bon rendement en charge et en décharge dans la gamme de puissance en production et en consommation.
- Pertes d'autodécharge faibles.
- Coûts réduits.
- **Les différents types de batteries au plomb :**

Les accumulateurs au plomb sont divisés en deux grandes familles : les batteries ouvertes : (Vented Batteries) et les batteries scellées (Valve Regulated Lead Acid Batteries) [39].



**Figure 2.14 : Différents types de batteries au plomb [39].**

#### ▪ Batteries classiques ou ouvertes :

Pour ce type de batteries, la cellule n'est pas fermée. La quantité d'électrolyte (composé typiquement de 65 % d'eau et 35 % d'acide sulfurique) peut diminuer en raison des occurrences successives du phénomène de gassing ainsi que de l'évaporation naturelle.

La batterie nécessite donc une maintenance au cours de laquelle le niveau de l'électrolyte doit être réajusté avec de l'eau déionisée pour le bon fonctionnement de l'accumulateur. Enfin, ces batteries doivent se trouver dans un emplacement suffisamment ventilé car le dégagement gazeux qu'elles peuvent produire devient explosif lorsque la proportion d'hydrogène dans l'air atteint 4 % en volume [40].

- **Batteries VRLA (Valve Regulated Lead-Acid) :**

Ces batteries sont aussi appelées batteries « sans entretien ». Ici, la cellule est fermée. L'électrolyte y est immobilisé sous forme de gel (ajout de silice à haute surface spécifique), ou encore retenu dans un séparateur en fibre de verre à haut pouvoir capillaire (AGM, Absorbent Glass Mat). Les gaz produits durant le gassing restent donc « prisonniers » dans le gel et sont recombinaés durant la décharge. La consommation d'eau et l'émission de gaz sont donc extrêmement faibles. Il existe deux types principaux de technologies concernant l'électrode positive  $PbO_2$  : celle-ci peut être soit une plaque plane, soit tubulaire. Les plaques planes sont constituées de grilles formées d'un alliage de plomb auquel on ajoute 5% d'antimoine, le tout enrobé dans de la matière active. Cette disposition permet des puissances supérieures grâce à l'augmentation des surfaces d'échange électrode/électrolyte. Par contre, pour les plaques tubulaires, la matière active est emprisonnée dans des gaines poreuses. La transmission du courant est alors assurée par des épines de plomb disposées dans ces gaines. Cette technologie permet d'augmenter la durée de vie, spécialement en cycle profond, mais à un prix de revient plus important [40].

- **Performances techniques :**

Le tableau 2.1 résume les principales données techniques des accumulateurs au plomb [40] :

**Tableau 2.1 : Principales données techniques de la batterie au plomb.**

<b>Température de fonctionnement</b>	-20 à +50 °C
<b>Énergie</b>	25/45 Wh/kg 60/120 Wh/dm <sup>3</sup>
<b>Nombre de cycles profonds</b>	300/1500
<b>Puissance massique</b>	80/150 W/kg
<b>Rendement</b>	- énergétique : de 60 à 95% - faradique : de 65 à 100%
<b>Auto-décharge</b>	2 à 10 % par mois à 25°C
<b>Maintenance</b>	- surveiller le niveau d'eau pour les batteries (ouvertes) non étanches tous les 2 mois sulfatation de l'électrolyte en cas de stockage prolongé ⇒ brassage
<b>Impact environnemental</b>	Le plomb est toxique ⇒ recyclage (□100%) par réduction des oxydes de plomb et tri pneumatique ou hydraulique des plastiques (polypropylène)
<b>Sécurité</b>	- acide sulfurique : corrosif - problèmes de surpression de l'hydrogène en cas de surcharge.

Rendement :

- énergétique = énergie effectivement disponible en décharge / énergie injectée dans la batterie au cours de la charge ;
- faradique = capacité en décharge / capacité en charge.

▪ **Contexte industriel et économique :**

Le marché de la batterie au plomb est un enjeu industriel important. Il concerne les batteries de démarrage (SLI, Starting Lighting Ignition) ainsi que la plupart des batteries stationnaires. Les industriels sont par conséquent très nombreux dans le monde entier : Panasonic, Hawker ou GP Batteries, CEAC, Fulmen ou Varta. Le marché est donc très concurrentiel. Le coût des accumulateurs au plomb varie entre 50 et 150 Euros/kWh, qui est un des plus faibles parmi les systèmes de stockage. C'est l'une des principales raisons pour lesquelles la batterie au plomb est très utilisée. Ce coût est quasiment incompressible, du fait de la très grande maturité de la technologie. Le taux de recyclage de la batterie au plomb atteint pratiquement 100 % ce qui participe aux avantages de ce type d'accumulateur malgré la haute toxicité de son principal matériau, le plomb [40].

### 2.3.4. Systèmes de régulation :

Le régulateur de charge dans un système photovoltaïque est le composant de jonction entre le générateur solaire, le groupe électrogène, la batterie de stockage et les consommateurs intervenant dans le système. Il a pour rôle de protéger la batterie contre les surcharges et les décharges profondes, il assure de ce fait, le mieux possible le bon fonctionnement de la batterie ainsi que la gestion du système hybride.

Généralement il y a deux familles de régulateurs solaires PV : Les Régulateurs **séries** et les régulateurs **shunts**. La nomination du régulateur série ou shunt repose essentiellement sur le comportement du régulateur avec le module solaire [41].

#### 2.3.4.1. Régulateur série :

Le composant de puissance qui assure la liaison du module et la batterie est placé en série.

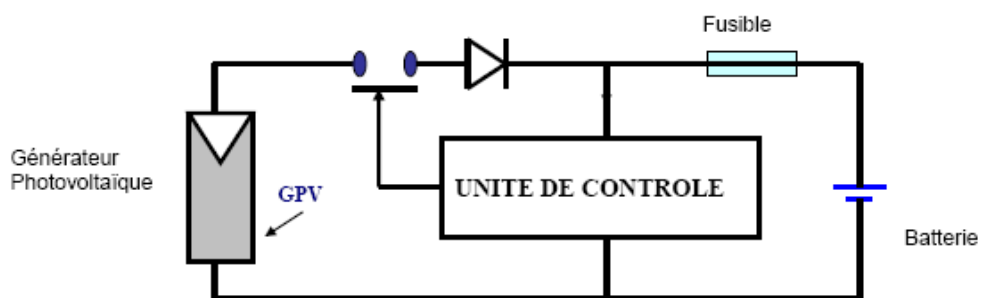


Figure 2.15 : Schéma de la régulation série [41].

- Régulateur Série à Base des Relais :

Synoptique :

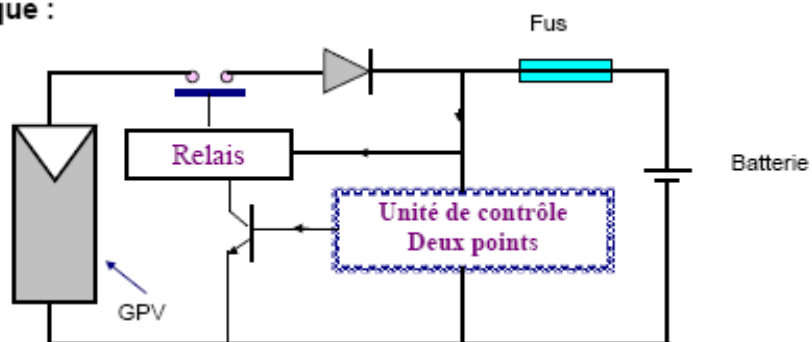


Figure 2.16 : Schéma de la régulation série à base de relais [41].

Il comporte un relais électromécanique qui enclenche et déclenche le générateur photovoltaïque à deux seuils différents, commandé par une unité de contrôle qui mesure en permanence la tension aux bornes de la batterie [42].

**Avantages :**

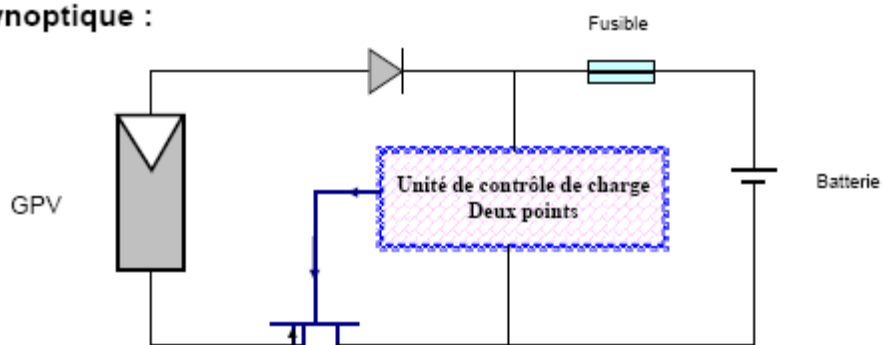
- Consommation très faible.
- Pas de dissipation de l'énergie.

**Inconvénients :**

- La batterie n'est jamais totalement chargée, une partie de la capacité de stockage est inemployée.
- Le réglage des deux seuils d'enclenchement et de déclenchement est très délicat.

• **Régulateur Série à Base du Transistor MOS:**

**Synoptique :**



**Figure 2.17 : Schéma de la régulation série à base du transistor MOS [41].**

Le principe de fonctionnement de l'unité de contrôle est le même que celui de l'unité de contrôle du régulateur deux points avec coupure électromagnétique. L'hystérésis attaque le circuit d'interface du transistor MOS.

L'avantage du MOS, c'est qu'il est commandé par tension et la consommation du circuit de puissance est nulle.

### 2.3.4.2. Régulateur shunt :

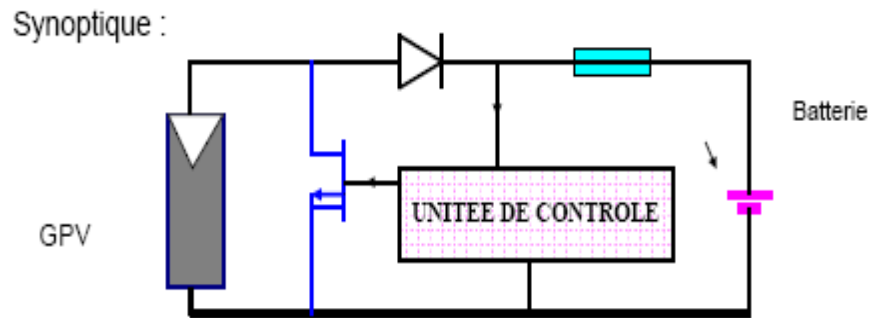


Figure 2.18 : Schéma de la régulation shunt [41].

- La régulation Shunt tous ou rien:

Le transistor qui assure la liaison de puissance entre le module et la batterie, fonctionne en deux modes :

1. Mode saturé : (Rien) le module shunté, l'énergie fournie est dissipée en chaleur.
2. Mode désamorcé : (Tous) Toute l'énergie fournie par le module passe à la batterie.

- La Régulation Shunt MLI :

La Modulation de la Largeur d'Impulsion est une solution électronique utilisée dans plusieurs applications industrielles. Le principe de la modulation de la largeur d'impulsion consiste à donner une information sur l'état de charge de la batterie en fonction de la largeur des impulsions de commande.

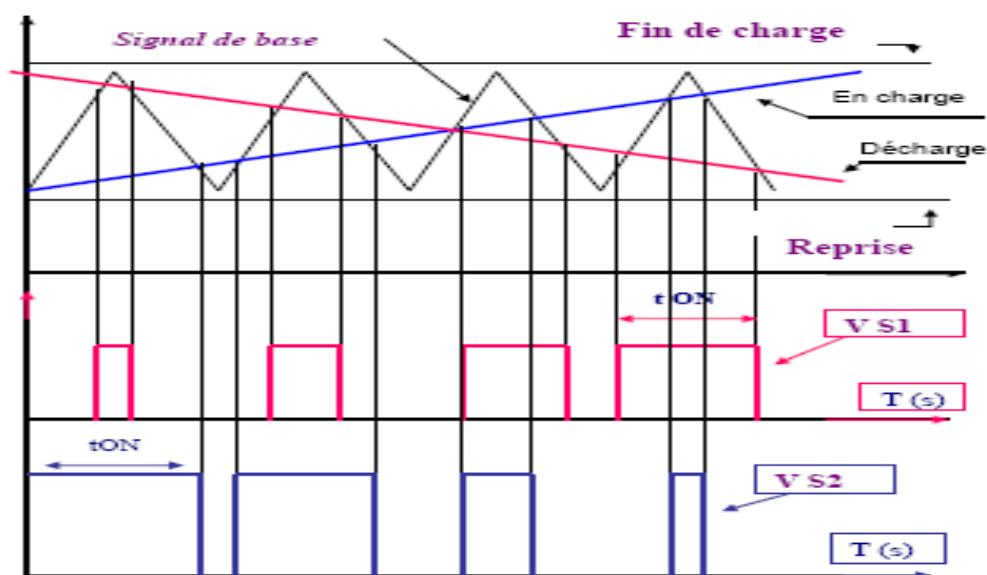


Figure 2.19 : les chronogrammes du régulateur shunt MLI [41].

Le signal de base triangulaire permet la génération des signaux de commande MLI grâce à des comparateurs. Les deux droites en charge et décharge présente la variation de la tension au niveau de la batterie.  $V_{S1}$  C'est le signal de commande MLI (Ton *augmente en fonction du temps et la tension de la batterie*) de la phase décharge.

$V_{S2}$  C'est le signal de commande MLI (Ton *diminue en fonction du temps et la tension de la batterie*) de la phase charge batterie.

### **2.3.5. Les convertisseurs :**

Les convertisseurs sont des appareils servant à transformer la tension continue fournie par les panneaux ou les batteries pour l'adapter à des récepteurs fonctionnent soit à une tension continue différente, soit à une tension alternative. Aujourd'hui la grande majorité des convertisseurs est électronique mais on peut encore trouver des génératrices fournissant du 230 VAC entraînées par des moteurs à courant continu. Nous décrirons ci-dessous le schéma type des convertisseurs DC/DC utiles pour alimenter de petits récepteurs ou chargeurs depuis une batterie et nous décrirons aussi les onduleurs DC/AC autonomes [43].

#### **2.3.5.1. Les convertisseurs DC/DC :**

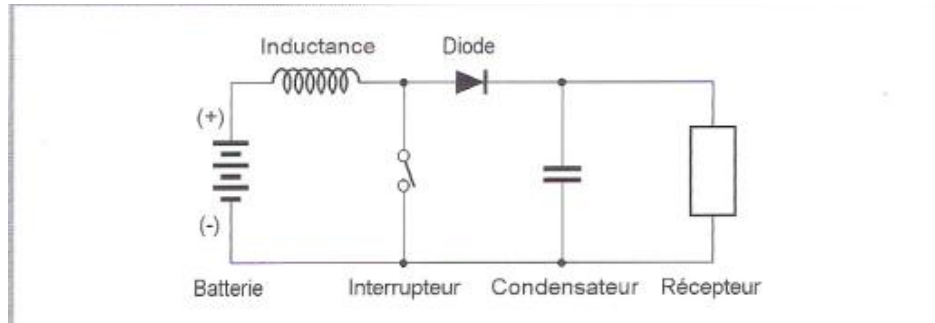
On décrit ci-dessous uniquement les convertisseurs actifs qui offrent un bon rendement. Deux types sont possibles : les convertisseurs « vers le haut » pour augmenter la tension et les convertisseurs « vers le bas » pour abaisser la tension.

- **Convertisseur vers le haut :**

Le besoin typique pour un tel appareil est l'alimentation depuis 12V d'un ordinateur portable qui demande souvent une tension exotique comme par exemple 19V. La figure 2.20 présente les composants typiques d'un convertisseur vers le haut. Il existe également des convertisseurs générant une tension de 300 VDC pour alimenter des récepteurs à tension nominale de 230VAC qui sont équipés d'une alimentation à découpage du primaire comme par exemple les lampes économiques, les téléviseurs modernes, les ordinateurs et périphériques informatiques : l'intérêt de produire du courant continu pour ce type d'appareil est que l'on ne déforme pas l'onde produite et que sans passer par 50 Hz, on génère moins d'harmoniques. Ce type de convertisseur existe sous forme très compacte avec de bonnes performances : un modèle 18 W alimente depuis 12 V



une lampe fluorescente compacte de 15 W avec un rendement de 92%. Un autre avantage est que l'on peut si nécessaire faire fonctionner plusieurs convertisseurs en parallèle pour alimenter un gros récepteur.



**Figure 2.20 : Exemple de convertisseur DC/DC vers le haut [43].**

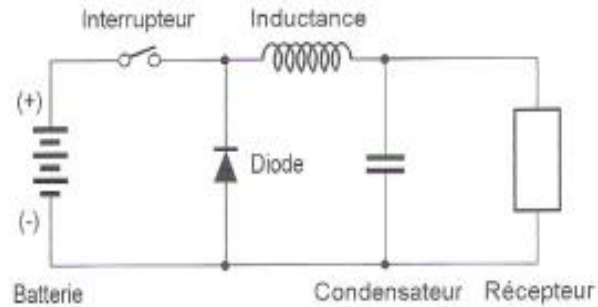
- **Principe de fonctionnement :**

Lorsque l'interrupteur est fermé, l'inductance stocke le courant provenant de la batterie ; lorsque l'interrupteur s'ouvre, l'interruption de courant dans l'inductance provoque une surtension qui est dérivée dans le condensateur et le récepteur ; la diode empêche tout retour de courant. Le condensateur sert à lisser la tension de sortie et l'interrupteur est commandé par une électronique de contrôle qui mesure en permanence la tension et le courant de sortie pour ajuster la fréquence et la largeur de commande de l'interrupteur et limiter le courant à une valeur sûre pour les composants. Il existe des circuits intégrés comprenant pratiquement tous ces composants à l'exception de l'inductance, du condensateur et du transistor interrupteur si le courant dépasse plusieurs ampères.

Le rendement typique dépasse en général 70% et peut atteindre 90% pour les meilleurs convertisseurs.

- **Convertisseur vers le bas :**

Le deuxième type de convertisseur sert à produire une tension plus basse que celle des batteries et s'applique principalement à la recharge d'accumulateurs à l'alimentation des radios et petits appareils.



**Figure 2.21 : Exemple de convertisseur DC/DC vers le bas [43].**

- **Principe de fonctionnement :**

Lorsque l'interrupteur est fermé, le courant circule de la batterie vers le récepteur à travers l'inductance et lorsque l'interrupteur s'ouvre, la tension aux bornes de l'inductance s'inverse, ce qui fait conduire la diode qui protège l'interrupteur. L'électronique de contrôle commande la fréquence et la durée de fonctionnement de l'interrupteur en fonction de la tension désirée et du courant maximal possible. Le rendement typique est ici légèrement supérieur au modèle précédent et est en général de 80% à 90% pour les appareils modernes [43].

### **2.3.5.2. Les onduleurs DC/AC :**

Les onduleurs destinés aux systèmes photovoltaïques sont quelques peu différents des onduleurs classiques utilisés en électrotechnique, mais l'objectif de conversion AC/DC est le même. La principale caractéristique de l'onduleur PV est la recherche du meilleur point de fonctionnement du système [44].

Les onduleurs modernes utilisent des techniques à base de microprocesseur pour générer une tension sinusoïdale à l'aide d'impulsions variables en largeur (PWM). Ces impulsions commandent des transistors MOS de puissance à faibles pertes qui alimentent un transformateur. A la sortie du transformateur, un filtre éventuel coupe les harmoniques provenant de la commande digitale. La technique est largement répandue et le coût de tels appareils a tendance à baisser.

Historiquement, les onduleurs peuvent être classés en générateurs produisant soit une onde sinusoïdale, soit une onde carrée ou encore une onde dite pseudo sinusoïdale. Le choix de l'onduleur va dépendre des appareils qu'il devra faire fonctionner, ce choix s'appuyant sur des critères valables pour n'importe quelle onde [43].

- **Les critères de choix :**

Le choix de l'onduleur va dépendre des appareils qu'il devra faire fonctionner, ce choix s'appuyant sur des critères valables pour n'importe quelle onde. Les critères principaux sont :

- **Précision de la tension de sortie :**

Ce chiffre est donné en% par rapport à 230 V<sub>AC</sub>. Utile dans certaines utilisations (appareils électroniques délicats, Hi-Fi...). L'onduleur doit être stable quelle que soit sa charge et quelle que soit sa tension d'entrée.

- **Résistance aux surcharges et au courant réactif :**

Pour arriver à démarrer certaines charges, l'onduleur doit produire souvent plusieurs fois sa puissance maximale pendant un temps assez bref. Comme exemple de charge à démarrage difficile, on peut citer les réfrigérateurs (P démarrage 5 à 10 fois P nominale) et les moteurs déjà chargés mécaniquement.

- **Distorsion harmonique :**

Dans certaines utilisations sensibles, la présence d'harmoniques est une gêne audible (Hi-Fi) où perturbatrice du le fonctionnement de la charge (moteurs).

- **Rendement :**

C'est sans conteste le critère de choix principal. On désire perdre le moins d'énergie possible entre les batteries et la charge en 230 V<sub>AC</sub>. On s'intéresse à la courbe de rendement en fonction de la charge de l'onduleur: les appareils modernes performants atteignent un rendement supérieur à 90% dès qu'une charge de 5 à 10% de leur puissance nominale est connectée. Mais le rendement des appareils consommateurs peut dépendre de la forme de l'onde: par exemple un moteur alimenté par une onde carrée a un très mauvais rendement et va chauffer.

- **Consommation en mode d'attente (stand-by) :**

C'est une donnée très importante pour les onduleurs qui travaillent occasionnellement et restent branchés en permanence. Souvent dans ces cas la consommation à vide est plus importante que la consommation utile. Un onduleur performant de 500 W/12 V consomme par exemple 0.4 A en attente, ce qui fait 9.6 Ah/j ou 115Wh/j. Il faudrait si possible déclencher l'onduleur entre deux utilisations.

- **Types des onduleurs :**

- **Onduleur à onde sinusoïdale :**

Les onduleurs modernes sinusoïdaux pour installations indépendantes utilisent les mêmes techniques que celles développées pour la liaison au réseau. Les circuits sont plus simples à mettre en œuvre, les protections et synchronisation au réseau n'existant pas. On trouve ainsi sur le marché de petits onduleurs (100 à 500 W) utilisant la technique HF intermédiaire sans filtre de sortie ; le signal haute fréquence toujours présent peut ainsi éventuellement perturber la charge. Les appareils plus puissants utilisant cette technique ont en général un filtre éliminant les harmoniques HF.

- **Onduleur à onde carrée :**

C'est la technique la plus simple pour générer une onde alternative. Dans ce cas, on commande deux transistors dans le primaire d'un transformateur par un oscillateur de 50 Hz. S'il est parfaitement carré, le signal généré va produire une somme d'harmoniques impaires qui ne pourront souvent pas alimenter sans problème des charges inductives. Les appareils utilisant cette technique n'ont pas de réglage de la tension de sortie : celle-ci va donc varier avec la charge et la tension d'entrée.

- **Onduleur à onde pseudo-sinusoïdale :**

Ce sont en général les appareils les plus performants en termes de rendement. La technique utilisée part d'un oscillateur à modulation de largeur d'impulsion à 50 Hz commandant deux transistors dans le primaire d'un transformateur. Le signal produit est un double carré (positif et négatif) avec passages par zéro : le passage par zéro à chaque commutation réduit les harmoniques par rapport au signal carré. Le carré de largeur variable en fonction de la charge et de la tension d'entrée permet un ajustage précis de la tension de sortie [43].

### **2.3.6. Consommateurs :**

La connaissance de la courbe de charge journalière est nécessaire pour un dimensionnement exact des installations hybrides. En effet, la puissance produite par le générateur photovoltaïque et la puissance appelée par la charge varient au cours de la journée, d'un jour à un autre (le profil de charge peut différer durant les week-ends par rapport aux jours de la semaine) et selon les saisons. Ces variations de production et de

consommation compliquent davantage la conception de l'installation hybride qui doit être dimensionnée pour répondre aux besoins en électricité dans les cas les plus défavorables.

Les équipements à alimenter par une installation hybride doivent être choisis avec précaution. Les charges résistives tel que les chauffe eau, les chauffages et les plaques chauffantes sont proscrites. En raison du coût de production d'électricité élevé dans les régions isolées, le recours aux équipements basse consommation qui permettent de faire des économies d'énergie s'avère une solution rentable

Si l'utilisation prudente de l'énergie électrique dans les régions isolées est évidente pour les concepteurs et installateurs de systèmes hybrides, il n'en est pas le cas pour les habitants de ces régions qui ignorent les concepts d'une installation hybride PV-Diesel. Une période d'adaptation avec ce type d'installation est alors nécessaire [27].

#### **2.4. Les différentes configurations des systèmes photovoltaïques hybrides (PV / groupe électrogène) :**

Le système hybride de production de l'énergie dans sa vue la plus générale, est celui qui combine et exploite plusieurs sources. Le système qui nous intéresse regroupe deux moyens pour la production de l'énergie (panneau solaire et une génératrice) passant par un stockage électrochimique.

On distingue les configurations suivantes:

- Système hybride PV - Diesel série.
- Système hybride PV - Diesel commuté.
- Système hybride PV - Diesel parallèle.

##### **2.4.1. Configuration série :**

Dans cette configuration, l'énergie produite par le générateur diesel est d'abord redressée et puis convertie de nouveau en alternatif pour être fournie à la charge, ce qui implique des pertes de conversion significatives. Lorsque l'énergie produite par le champ photovoltaïque et l'énergie stockée sont suffisantes pour répondre à la demande de la charge, le diesel est débrayé. La puissance en courant continu fournie par le champ et la batterie est convertie en courant alternatif par un onduleur. De plus, il faut noter que dans la plupart des systèmes de ce type, le rendement du système est diminué à cause du transit d'une grande partie de l'énergie par la batterie, augmentant ainsi le nombre des cycles charge – décharge. Le régime de fonctionnement du générateur dépend d'une part de la

demande d'énergie et d'autre part, de l'état de charge de la batterie et de la production du champ PV. La batterie se charge quand l'énergie produite par le champ est en excès. Au contraire, quand l'énergie produite n'est pas suffisante, alors la batterie se décharge. Le contrôleur solaire prévient la surcharge de la batterie et sa décharge trop profonde. On peut également faire appel à un convertisseur CC/CC (MPPT) qui permettra au champ PV de faire fonctionner le champ à son point maximum de puissance. Le système hybride peut travailler de manière automatique si on ajoute un système de mise en marche et arrêt du générateur diesel [45].

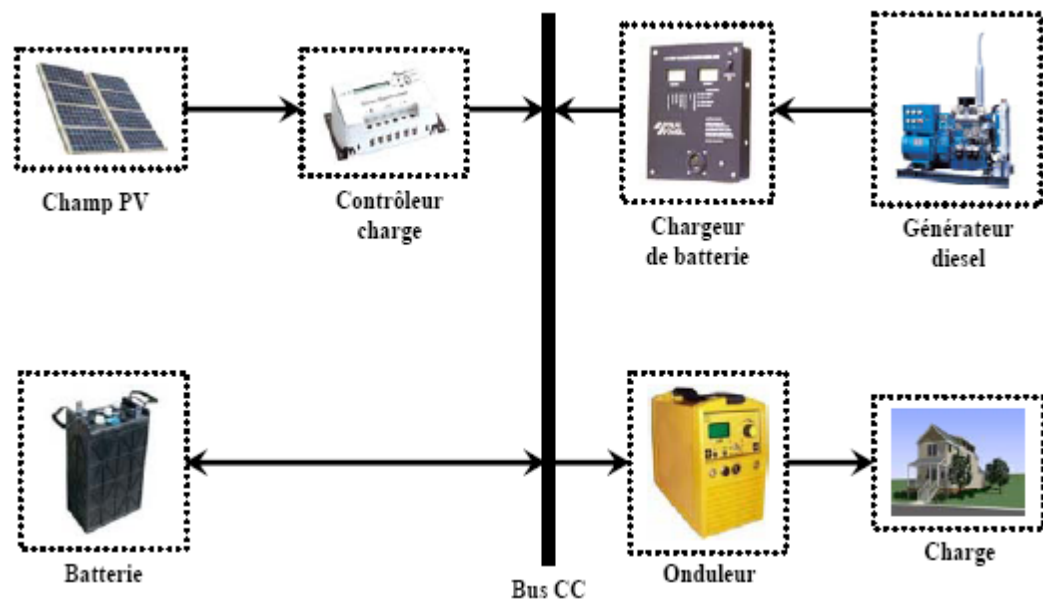


Figure 2.22 : Système hybride PV - Diesel série [45].

#### 2.4.2. Configuration commutée :

Cette configuration est très fréquemment utilisée malgré ses limitations opérationnelles. La charge peut être alimentée soit par le générateur diesel, soit par l'onduleur alimenté par le photovoltaïque ou la batterie mais le fonctionnement en parallèle n'est pas encore possible. La batterie peut être chargée de nouveau par le champ PV et le diesel. L'avantage principal de cette configuration par rapport à la configuration série consiste dans l'élimination de la conversion de l'énergie fournie par le générateur d'où l'élimination des pertes supplémentaires de conversion.

En principe, la puissance produite par le générateur est supérieure à la demande de la charge et l'excès est utilisé pour la charge de la batterie. Comme dans le cas précédent, le diesel est arrêté, lorsque la demande est faible et peut être satisfaite par le champ

photovoltaïque et la batterie. La complexité du système implique l'utilisation d'un contrôle automatique à la place de la commande manuelle [45].

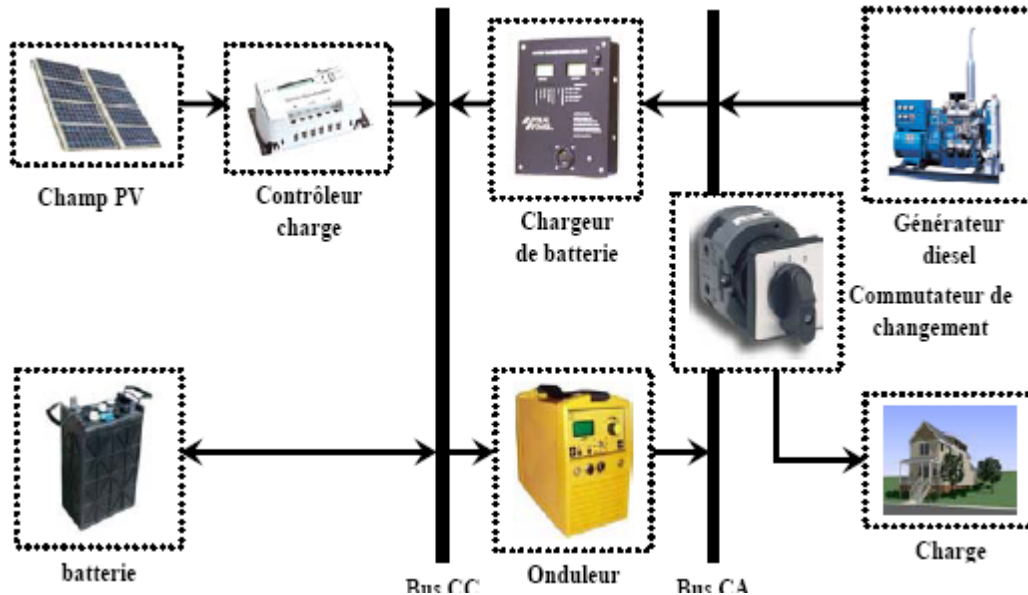


Figure 2.23 : Système hybride PV - Diesel commuté [45].

#### 2.4.3. Configuration parallèle :

Dans la configuration parallèle, toutes les sources peuvent alimenter la charge séparément à faible et moyenne demande mais également suppléer les pointes en combinant les sources. L'onduleur bidirectionnel peut fonctionner, soit comme un redresseur lorsqu'il y a un excès d'énergie produite par le diesel pour charger la batterie, soit comme un onduleur, pour transférer l'énergie fournie par le champ photovoltaïque ou par la batterie vers la charge. Grâce à l'onduleur bidirectionnel, le système parallèle peut alimenter une charge supérieure à la puissance nominale du générateur. Ce système possède deux améliorations par rapport aux configurations série et commutée. L'association du générateur diesel et de l'onduleur permet l'alimentation d'une charge supérieure à la charge alimentée par chaque élément seul. En principe, la capacité du système est deux fois plus grande dans cette configuration. La possibilité de synchroniser l'onduleur avec le générateur diesel permet une meilleure flexibilité du système et de plus, la puissance nominale du générateur diesel peut être diminuée, ce qui augmente la partie de l'énergie directement utilisée d'où on obtient une augmentation du rendement du système. En utilisant un seul convertisseur comme onduleur et redresseur, on diminue le nombre des éléments dans le système. De plus, les coûts du câblage et l'installation du système peuvent

être diminués par l'intégration de toutes les composantes dans une seule unité, ce qui est avantageux, mais peut empêcher l'augmentation de la taille du système par l'ajout de nouveaux composants si la demande en électricité augmente [45].

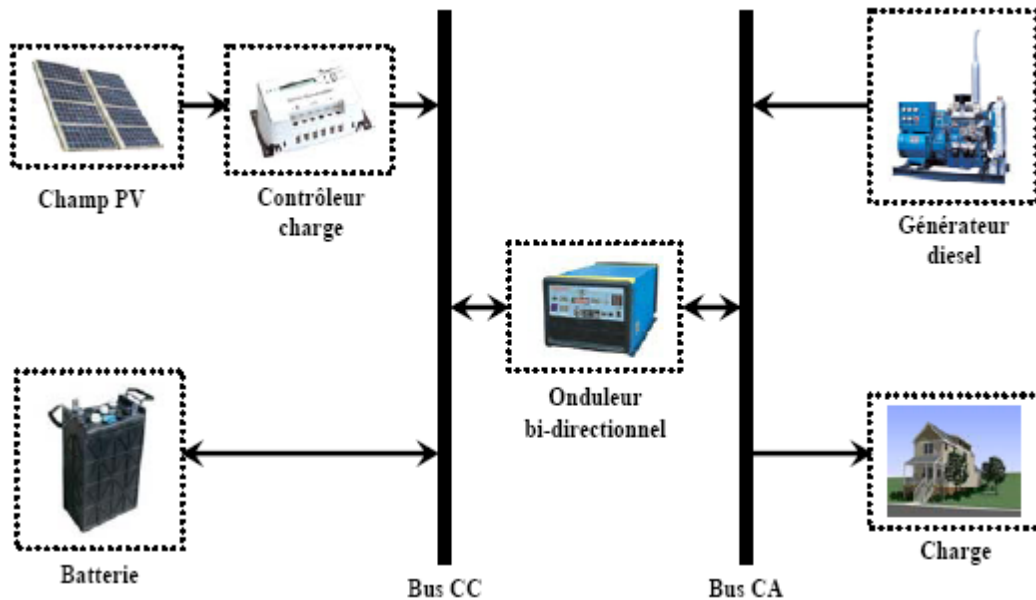


Figure 2.24 : Système hybride PV - Diesel parallèle [45].

### 2.5. Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons exposé les différents types et configurations des systèmes hybrides, avec les avantages et les inconvénients de chaque configuration et décrit les composants utilisés dans ces installations.

Nous avons ainsi établi pour la maîtrise du profil de charge que le choix de la bonne configuration, ainsi que la connaissance des caractéristiques techniques des composants constituant le système hybride sont des étapes préliminaires et nécessaires pour le dimensionnement et la simulation de ce système.



## **CHAPITRE 3 : MODELISATION DES COMPOSANTS DU SYSTEME HYBRIDE ET CONCEPT DE LA PROBABILITE DE PERTE D'ENERGIE**

### **3.1. Introduction :**

Après avoir étudié et cité les différentes parties et configurations d'un système hybride, et avant d'entamer le dernier chapitre concernant le dimensionnement et les performances de simulation du système, ce chapitre est consacré à :

- La modélisation des composants d'un système hybride comme étape fondamentale dans le dimensionnement et la simulation du fonctionnement du système pour lesquels, nous utilisons, dans tous les cas, des modèles de la littérature.
- La définition et l'explication du concept de La méthode de dimensionnement choisie : "la probabilité de perte d'énergie (Loss of Power Supply Probability \_ 'LPSP').
- La méthodologie de dimensionnement.

### **3.2. Modélisation des composants :**

#### **3.2.1. Modélisation du générateur photovoltaïque :**

##### **Modèle de la diode :**

Un générateur photovoltaïque est constitué d'une association de modules photovoltaïques en série et en parallèle. L'élément responsable de la conversion photovoltaïque dans un module ou un générateur photovoltaïque est la cellule photovoltaïque. Ainsi, La modélisation du comportement électrique d'une cellule photovoltaïque peut être étendue au module photovoltaïque.

Le schéma équivalent d'un module PV est représenté par la figure 3.1. A l'aide de la loi des nœuds, la caractéristique  $I = f(I, V)$  d'un module photovoltaïque est donnée en fonction du photocourant  $I_L$ , la résistance série  $R_s$  et la résistance shunt  $R_{sh}$ .

L'équation mathématique est comme suit : [46,47]

$$I = I_L - I_0 \left[ \exp\left(\frac{V + I.R_s}{A.V_t}\right) - 1 \right] - \frac{V + I.R_s}{R_{sh}} \quad \dots\dots\dots (3.1)$$

Où : 
$$V_t = \frac{KTj}{q} \dots\dots\dots (3.2)$$

Avec :

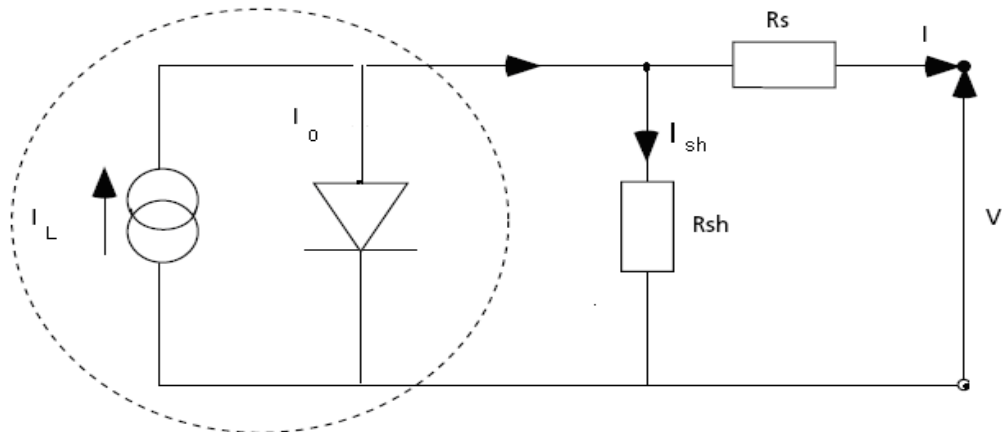
$I_0$  : courant de saturation.

$q$  : charge de l'électron.

$K$  : constante de Boltzmann.

$A$  : facteur d'idéalité relative au module.

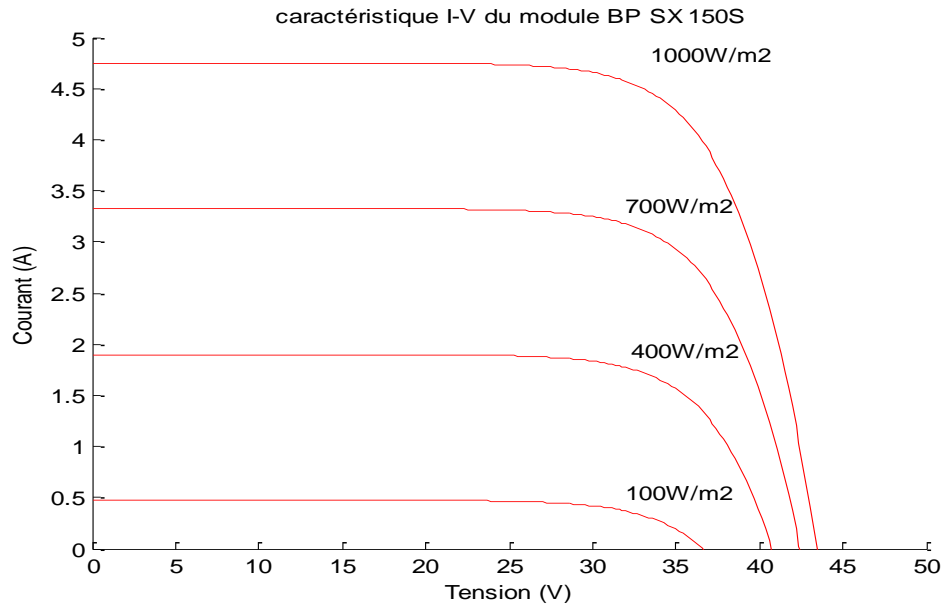
$T_j$  : température de la jonction.



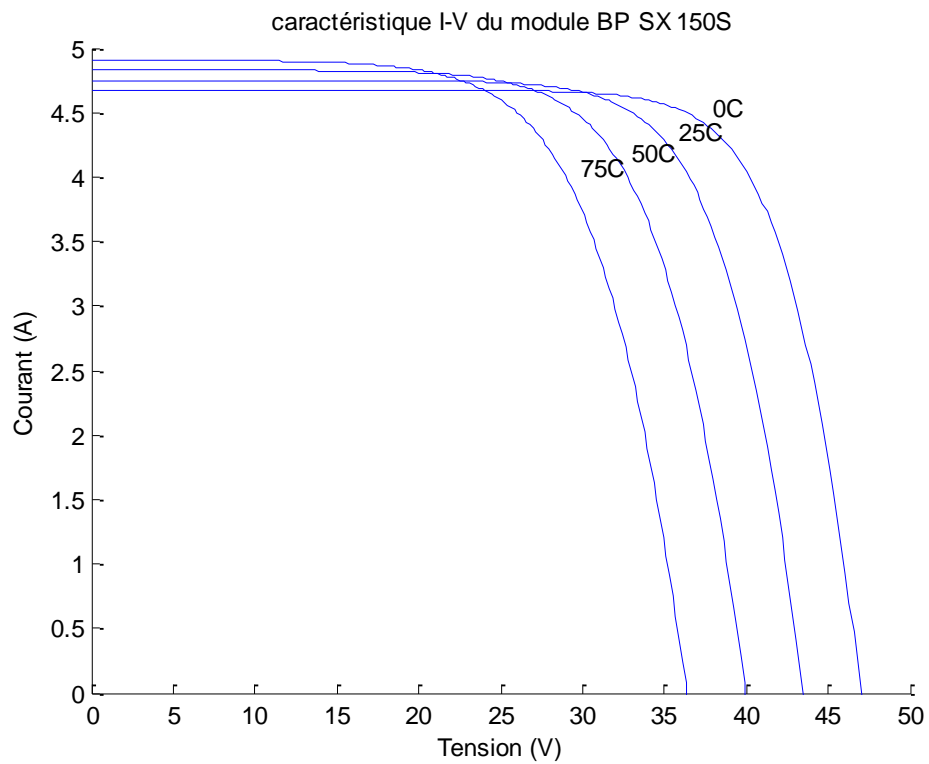
**Figure 3.1: Schéma équivalent d'un module photovoltaïque.**

La courbe caractéristique  $I = f(I, V)$  d'un module photovoltaïque représente la variation du courant en fonction de la tension à ces bornes. Cette courbe est établie dans des conditions ambiantes de fonctionnement. Cette caractéristique  $I = f(I, V)$  est influencée par l'intensité de l'éclairement solaire et la température du module photovoltaïque.

La figure 3.2 montre que le courant est proportionnel à l'intensité de l'éclairement solaire. Par contre la tension du circuit ouvert est inversement proportionnelle à la température de jonction (figure 3.3).



**Figure 3.2: Influence de l'ensoleillement sur la caractéristique  $I = f(I, V)$  pour une température constante.**



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

La fonction caractéristique  $I = f(I, V)$  est implicite et non linéaire. Alors le calcul d'une solution est une tâche très délicate qui nécessite des méthodes itératives. Dans la littérature, il existe plusieurs modèles mathématiques de calcul de la solution de cette caractéristique  $I = f(I, V)$ . Ces modèles diffèrent par la procédure et le nombre de paramètres intervenants dans le calcul [46, 47, 48]. Parmi ces modèles nous avons choisi trois modèles mathématiques les plus utilisés.

- **Modèle à cinq paramètres :**

L'expression de ce modèle est donnée par l'équation 3.1 de la caractéristique  $I = f(I, V)$ . Le modèle est basé sur le calcul des cinq paramètres de la fonction qui sont :  $I_L$ ,  $I_0$ ,  $R_s$ ,  $R_{sh}$  et  $A$ , ces paramètres sont déterminés à partir des données qui sont le courant de court circuit  $I_{sc}$ , la tension à circuit ouvert  $V_{oc}$ , le courant  $I_m$  et la tension  $V_m$  au point de puissance maximale  $P_m$  et les pentes au voisinage de  $V_{oc}$  et de  $I_{sc}$ . Les expressions sont les suivantes : [48]

$$\left( \frac{dV}{dI} \right)_{V=V_{oc}} = -R_{so} \quad \dots\dots\dots (3.3)$$

$$\left( \frac{dV}{dI} \right)_{I=I_{sc}} = -R_{sho} \quad \dots\dots\dots (3.4)$$

$$A = \frac{V_m + I_m R_{so} - V_{oc}}{V_t \left[ \ln \left( I_{sc} - \frac{V_m}{R_{sh}} - I_m \right) - \ln \left( I_{sc} - \frac{V_{oc}}{R_{sh}} \right) + \left( \frac{I_m}{I_{sc} - \frac{V_{oc}}{R_{sho}}} \right) \right]} \quad \dots\dots\dots (3.5)$$

$$I_0 = \left( I_{sc} - \frac{V_{oc}}{R_{sh}} \right) \exp \left( - \frac{V_{oc}}{A V_t} \right) \quad \dots\dots\dots (3.6)$$

$$R_s = R_{so} - \frac{A V_t}{I_0} \exp \left( - \frac{V_{oc}}{A V_t} \right) \quad \dots\dots\dots (3.7)$$

$$I_L = I_{sc} \left( 1 + \frac{R_s}{R_{sh}} \right) + I_o \left( \exp \frac{I_{sc} R_s}{A V_t} - 1 \right) \quad \dots\dots\dots (3.8)$$

$$R_{sh} = R_{sho} \quad \dots\dots\dots (3.9)$$

- **Modèle analytique :**

L'expression de ce modèle est déduite de l'équation 3.1 en négligeant le rapport  $R_s/R_{sh}$ . La fonction  $I = f(I, V)$  décrivant le fonctionnement du module photovoltaïque est alors donné comme suit [47, 49, 50] :

$$I = I_L - I_o \left[ \exp \left( \frac{V + I \cdot R_s}{A \cdot V_t} \right) - 1 \right] - \frac{V}{R_{sh}} \quad \dots\dots\dots (3.10)$$

- Le photocourant  $I_L$  est donné par la relation suivante :

$$I_L = p_1 G(\beta) \left[ 1 + p_2 (G(\beta) - G_{ref}) + p_3 (T_j - T_{ref}) \right] \quad \dots\dots\dots (3.11)$$

Avec :

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

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

$T_{ref}$  : Température de jonction de référence [ $298^\circ$  Kelvin].

- Le courant de saturation est donné par la relation suivante :

$$I_o = p_4 T_j^3 \exp \left( - \frac{p_5}{T_j} \right) \quad \dots\dots\dots (3.12)$$

Les paramètres de ce modèle  $p_1, p_2, p_3, p_4, p_5$  ainsi que  $A, R_s$  et  $R_{sh}$  sont déterminés à l'aide des données expérimentales sur le module photovoltaïque et les méthodes de calcul usuelles tels que les méthodes de Levenberg-Marquardt [50].

L'expérimentation du modèle en question pour déterminer ces paramètres est effectuée pour différents niveaux d'éclairement et de température de jonction.

- **Modèle explicite :**

Le modèle propose une résolution explicite très simple de l'équation générale 3.1. Ce modèle nécessite les données de quatre paramètres à savoir  $I_{sc}$ ,  $V_{oc}$ ,  $I_m$  et  $V_m$ . La caractéristique  $I$ - $V$  de ce modèle est illustrée comme suit :

$$I = I_{sc} \left[ 1 - C_1 \left( \exp \left( \frac{V}{C_2 V_{oc}} \right) - 1 \right) \right] \quad \dots\dots\dots (3.13)$$

Avec :

$$C_2 = \frac{\frac{V_m}{V_{oc}} - 1}{\ln \left( 1 - \frac{I_m}{I_{sc}} \right)} \quad \dots\dots\dots (3.14)$$

$$C_1 = \left( 1 - \frac{I_m}{I_{sc}} \right) \exp \left( - \frac{V_m}{C_2 V_{oc}} \right) \quad \dots\dots\dots (3.15)$$

- **Modèle d'Akbaba :**

Le modèle proposé par Akbaba est explicite et l'expression analytique de ce modèle est donnée par l'équation suivante [51] :

$$I = \frac{V_{oc} - V}{a + bV^2 - cV} \quad \dots\dots\dots (3.16)$$

$$V_m = 0.5 \left( K_1 - \sqrt{K_1^2 - 4K_2} \right) \quad \dots\dots\dots (3.17)$$

$$I_m = \frac{V_{oc} - V_m}{a + bV_m^2 - cV_m} \quad \dots\dots\dots (3.18)$$

$$P_m = V_m I_m \quad \dots\dots\dots (3.19)$$

Les constantes du modèle sont :

$$K_1 = \frac{2a}{c-bV_{oc}} \dots\dots\dots (3.20)$$

$$K_2 = \frac{aV_{oc}}{c-bV_{oc}} \dots\dots\dots (3.21)$$

Les paramètres du modèle sont :

$$a = \frac{V_{oc}}{I_{sc}} \dots\dots\dots (3.22)$$

$$b = \frac{Q_3 - Q_4}{Q_5} \dots\dots\dots (3.23)$$

$$c = \frac{Q_3 V_x - Q_4 V_y}{Q_5} \dots\dots\dots (3.24)$$

où :

$$Q_3 = V_x I_x (V_{oc} - V_y - a I_y) \dots\dots\dots (3.25)$$

$$Q_4 = V_y I_y (V_{oc} - V_x - a I_x) \dots\dots\dots (3.26)$$

$$Q_5 = V_x I_x V_y I_y (V_y - V_x) \dots\dots\dots (3.27)$$

$$I_x = 0.94 I_{sc} \dots\dots\dots (3.28)$$

$$I_y = 0.68 I_{sc} \dots\dots\dots (3.29)$$

Avec :

$V_x$  et  $V_y$  : les tensions correspondantes respectivement à  $I_x$  et  $I_y$  qui peuvent être calculées à l'aide de l'équation suivante [49] :

$$V = -IR_s + \frac{1}{A Vt} \ln \left[ \frac{I_L - I + I_o}{I_o} \right] \dots\dots\dots (3.30)$$

- **Détermination de la température de jonction :**

La puissance produite par un module photovoltaïque dépend de la température de jonction. La mesure de la température de jonction reste très difficile à réaliser. Afin de combler ce déficit, il existe des modèles mathématiques qui calculent la température  $T_j$  d'un module photovoltaïque en utilisant la température ambiante  $T_a$  qui est facilement mesurable. Aussi pour les modules normalement ventilés, la température  $T_j$  du module 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 qui sont intégrés dans l'architecture du bâtiment (façade, toiture, mur-rideau, etc.) 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 leur support de fixation [52,53].

• **Modèle de la température ambiante :**

Ce modèle calcule le profil journalier de la température ambiante. Il est basé sur la disponibilité de la température maximale  $T_{\max}$  et minimale  $T_{\min}$  de la journée en question. Ces deux températures sont disponibles dans les stations de mesure météorologiques. Le modèle suppose que: [54]

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

Les relations pour indiquer la variation de la température journalière du jour  $d$  sont les suivantes :

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

$$T_a = T_{\max} (d-1)(1 + \cos(a\omega + b)) \frac{T_{\max} (d-1) - T_{\min} (d-1)}{2} \dots\dots\dots (3.31)$$

Avec :  $a = \frac{\pi}{\left(\frac{\pi}{6} - \omega_s - 2\pi\right)}$  et  $b = -a \omega_s$

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



$$T_a = T_{\min}(d)(1 + \cos(a\omega + b)) \frac{T_{\max}(d) - T_{\min}(d)}{2} \dots\dots\dots (3.32)$$

Avec :

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

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

$$T_a = T_{\max}(d)(1 + \cos(a\omega + b)) \frac{T_{\max}(d) - T_{\min}(d+1)}{2} \dots\dots\dots (3.33)$$

Avec :

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

- **Modèle de la température de jonction:**

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 photovoltaïque est donnée en fonction du *NOCT*, La température ambiante et l'éclairement solaire incident sur la surface d'un module photovoltaïque. L'équation est donnée comme suit [52,53] :

$$T_j = T_a + \frac{NOCT - 20}{800} G(\beta) \dots\dots\dots (3.34)$$

Avec :

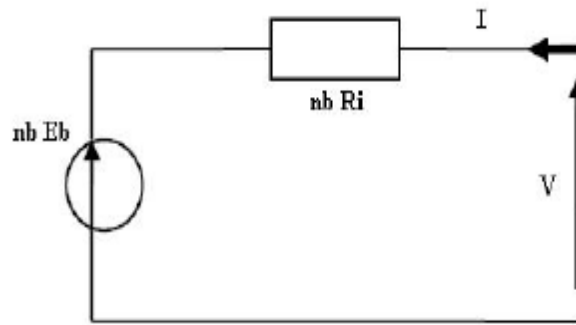
$T_a$  et  $T_j$  : Températures ambiantes et de la jonction [°C].

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

### **3.2.2. Modélisation du système de stockage :**

- **Modèle de Copetti de batterie au plomb :**

Ce modèle est basé sur le schéma électrique de la figure 3.4. La batterie est alors décrite par seulement deux éléments dont les caractéristiques dépendent d'un certain nombre de paramètres: une source de tension et sa résistance interne [54].



**Figure 3.4 : Schéma électrique équivalent de nb éléments de batteries en série [56].**

Pour nb éléments en séries, nous pouvons écrire l'équation :

$$V = n_b E_b + n_b R_i I \quad \dots\dots\dots (3.35)$$

Le modèle proposé par Copetti est applicable pour les batteries au plomb et plus particulièrement aux batteries solaires. Il décrit le comportement dynamique de la batterie dans le régime de décharge, de charge et de surcharge. Les seuls paramètres à connaître sont la capacité nominale  $C_{10}$  et la variation de température de l'électrolyte.

- **Modélisation de l'état de charge (SOC) :**

Dans ce modèle de Copetti, le SOC utilisé comme variable d'état est donné par l'expression :

$$SOC = SOC_0 + \eta \frac{Q}{C} = SOC_0 + \eta \int I dt \quad \dots\dots\dots (3.36)$$

Où :

$\eta$  est l'efficacité de la batterie.

$SOC_0$  est l'état de charge initial de la batterie et  $Q$  représente les ampères-heures emmagasinés ou restitués pendant l'intervalle de temps considéré. La variable  $C$  est la capacité utile totale de la batterie, elle se calcule en fonction du courant de charge ( $I > 0$ ) ou de décharge ( $I < 0$ ) et de l'écart des températures de l'électrolyte et de référence ( $T = 25^\circ$ ).

$$\frac{C}{C_{10}} = \frac{1.67}{1 + 0.67 \left| \frac{I}{I_{10}} \right|^{0.9}} (1 + 0.005 \Delta T) \quad \dots\dots\dots (3.37)$$

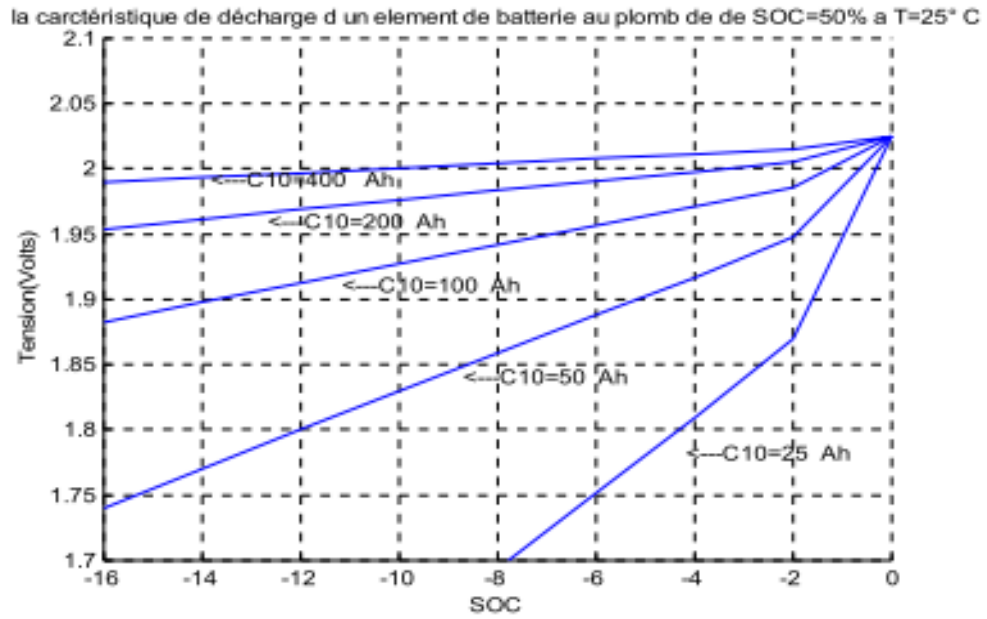


Figure 3.5 : Caractéristique de décharge [56].

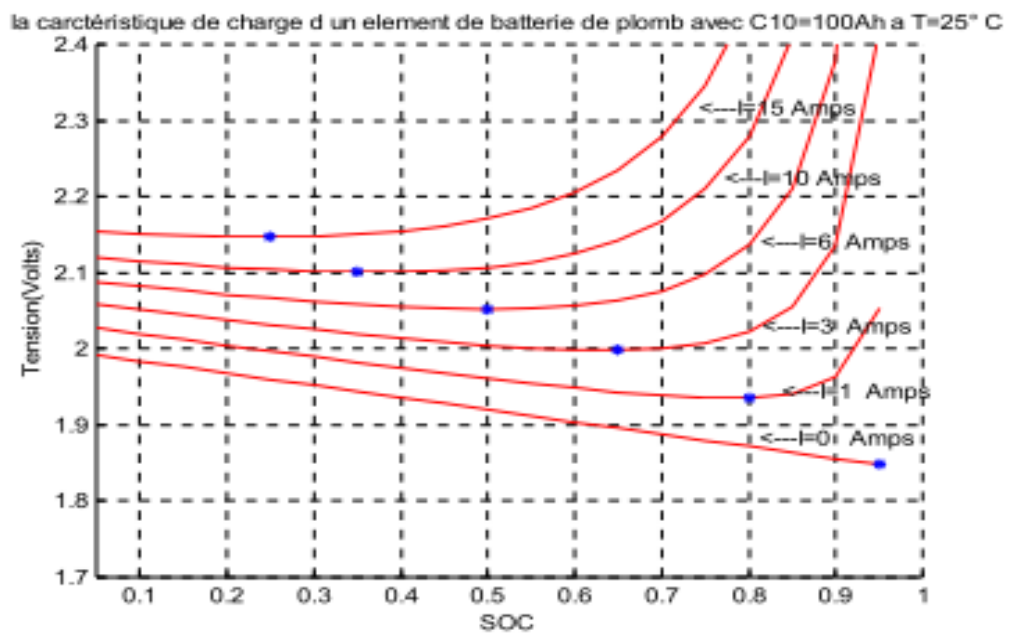


Figure 3.6 : Caractéristique de charge [56].

Pendant la décharge l'efficacité  $\eta$  est supposée de 100% et le SOC se calcule par l'expression simplifiée suivante :

$$SOC = SOC_0 + \frac{\int I \cdot dt}{C} \dots\dots\dots (3.38)$$

Pendant la charge, l'efficacité est fonction de l'état de charge et s'exprime comme suit :

$$\eta_c = 1 - \exp\left(\frac{a_1}{\frac{I}{I_{10}} + a_2}\right)(SOC - 1) \quad \dots\dots\dots (3.39)$$

Où les valeurs des constantes de recharges  $a_1$  et  $a_2$  sont respectivement égales à 20.73 et 0.55.

- **Caractéristiques de décharge :**

La relation tension courant d'un élément batterie dans ce cas est donnée par :

$$V_{bat-d} = (2.085 - 0.12(1 - SOC)) + I \left[ \left( \frac{1 - 0.007\Delta T}{C_{10}} \right) \left[ \frac{4}{1 + |I|^{1.3}} + \frac{0.27}{SOC^{1.5}} + 0.02 \right] \right] \quad \dots\dots\dots (3.40)$$

Où le courant  $I$  est supposé négatif. Le premier terme de l'équation 3.40 représente la variation de la tension du circuit ouvert avec l'état de charge alors que le second terme désigne la variation de la tension due aux changements de la résistance interne décrite comme une somme des résistances en séries associées aux phénomènes de polarisation, de diffusion, .....etc.

- **Caractéristiques de charge :**

Le modèle de Copetti relatif à la tension de charge d'un élément de batterie au plomb est décrit par l'équation :

$$V_{bat-c} = (2 - 0.16SOC) + \left( \frac{1 - 0.025\Delta T}{C_{10}} \right) \left[ \frac{6}{1 + I^{0.86}} + \frac{0.27}{(1 - SOC)^{1.2}} + 0.036 \right] \cdot I \quad \dots\dots\dots (3.41)$$

Où le courant de charge est cette fois-ci positif.

Le phénomène de surcharge apparaît lorsque la tension de la cellule dépasse la tension de dégagement gazeux  $V_g$ , dont l'expression est donnée par :

$$V_g = \left[ 2.24 + 1.97 \ln \left[ 1 + \frac{I}{C_{10}} \right] \right] (1 - 0.02\Delta T) \quad \dots\dots\dots (3.42)$$

La modélisation de la charge est plus ardue que nous le pensons, car il faut tenir compte d'un ensemble de deux états possibles, sous forme de surcharge et de décharge profonde. L'expression de la surcharge tient compte de deux phénomènes physiques qui sont :

- le gassing dont la tension est  $V_g$ .

- la saturation qui exprime le repos de la batterie, lorsque son état de charge ne varie plus. Alors la tension de batterie est  $V_{ec}$ .

En ce qui concerne la surcharge, nous avons l'équation (3.44) :

$$V_{sc} = V_g + (V_{ec} - V_g) \left( 1 - \exp\left(-\frac{t - t_g}{\tau_g}\right) \right) \quad \dots\dots\dots (3.43)$$

$$V_{ec} = \left( 2.45 + 2.01 \ln\left(1 + \frac{I}{C_{10}}\right) \right) (1 - 0.002\Delta T) \quad \dots\dots\dots (3.44)$$

$$\tau_g = \frac{1.73}{1 + 858 \left(\frac{I}{C_{10}}\right)^{1.67}} \quad \dots\dots\dots (3.45)$$

Nous pouvons résumer ces phénomènes en général, pour les systèmes de stockage sous forme de tableau de description de fonctionnement des batteries.

**Tableau 3.1 : Description de la zone de fonctionnement des batteries [57].**

Tension de batterie	Zone de fonctionnement		Conditions de fonctionnement	
$V_{sc}$	Saturation	$I > 0$	$V = V_{ec}$ <span style="float:right"><math>\eta_c = 0</math></span>	
	Gazage		$V_{ec} \geq V \geq V_g$	$0 < \eta_c < 1$
$V_c$	Charge		$V < V_g$	
	Transition charge/décharge	$I = 0$	$V_c \geq V \geq V_d$	
$V_d$	Décharge	$I < 0$	$V > 0.9V_N$	
	Décharge profonde		$V < 0.7V_N$	

### 3.2.3. Modélisation de la consommation en fuel du groupe électrogène :

Dans les gammes des petites et moyennes puissances, il existe différents types d'entraînement pour les groupes électrogènes ; pour les faibles puissances on utilise les moteurs à essence et les moteurs diesel pour les puissances supérieures à 2 kW. Etant donné la gamme de puissance considérée, nous utiliserons des moteurs diesel dont la vitesse de rotation est soit de 3000 tr/min (utilisation pour de courtes périodes sur la journée), soit de 1500 tr/min (utilisation en continue sur la journée) [1].

Nous utilisons ici un modèle développé au Centre de Recherches « Energie et Systèmes » (URACNRS- 2053) de l'Université de Corse qui a réalisé des études expérimentales sur les groupes électrogènes de petites puissances [58]. Un groupe électrogène est défini par son rendement  $\eta_{GE}$  et par sa consommation (en litre/h) à une puissance de fonctionnement  $P_{GE}$ .

#### Le rendement :

$$\eta_{GE} = \frac{P_{GE}}{PCI_V \cdot Q_{GE}} \quad \dots\dots\dots (3.46)$$

#### La consommation :

$$Q_V = Q_V^0 \left( \lambda + \xi \frac{P_{GE}}{P_{GE}^0} \right) \quad \dots\dots\dots (3.47)$$

Avec :

$$\xi = \frac{P_{GE}^0}{\eta_{GE} \cdot PCI_V \cdot Q_V^0} \quad \dots\dots\dots (3.48)$$

Où :

$P_{GE}^0$  : puissance nominale du groupe.

$Q_V^0$  : consommation à cette puissance nominale.

$PCI_V$  : énergie contenue dans un litre de combustible.

$Q_V^0/P_{GE}^0$  : consommation spécifique du groupe.

En prenant comme valeur pour les groupes électrogènes diesel :

$$PCI_V = 10.08 \text{ KWh/l}, \quad Q_V^0/P_{GE}^0 = 0.3 \text{ l/KWh}$$

Et on obtient ainsi le modèle de la consommation d'un groupe électrogène par :

$$Q_V = 0.3 \cdot P_{GE}^0 \cdot \left( 0.22 + 0.78 \frac{P_{GE}}{P_{GE}^0} \right) \quad \dots\dots\dots (3.49)$$

### **3.3. Dimensionnement du système :**

L'étude de dimensionnement est toujours confrontée à deux critères essentiels qui sont le gisement solaire et la demande de l'énergie. Le dimensionnement d'une installation solaire photovoltaïque revient à déterminer le nombre nécessaire des modules photovoltaïques constituant le générateur photovoltaïque, pour adopter un système PV suffisant pour couvrir les besoins de la charge à tout instant, et de déterminer la capacité de charge de la batterie. Ces deux éléments sont les plus importants en raison du coût élevé qu'ils totalisent, plus de deux tiers du coût de l'installation. La méthode de dimensionnement optimal LPSP (*Loss of Power Supply probability*) ou probabilité de perte d'énergie est la plus utilisée pour l'optimisation de la puissance crête du générateur photovoltaïque et la capacité du stockage en fonction de l'éclairement solaire du site et le nombre de jours d'autonomie souhaité.

#### **3.3.1. Description de la méthode LPSP :**

La probabilité de perte d'énergie (loss of power supply probability LPSP) est une technique probabiliste introduite par AbouZahr et Ramakumar en 1990 dans le domaine des systèmes de génération éoliens et photovoltaïques [59,60]. Elle est largement utilisée dans la conception et l'optimisation de systèmes autonomes (stand-alone) éolien-photovoltaïques jusqu'à présent [61,62,63]. Elle est basée sur le concept de LPSP qui est la probabilité que le système rencontre une pénurie à un moment donné pendant une période d'analyse, c'est-à-dire un état dans lequel le système ne serait pas en mesure de fournir l'énergie nécessaire à la charge. A partir de l'information sur la variabilité des ressources et sur sa corrélation avec la charge, la LPSP peut être calculée. Cette méthode est particulièrement utile lors de l'évaluation du comportement d'un stockage d'énergie.

La LPSP exprime le taux de non-satisfaction de la charge. En terme d'état de charge des batteries, la 'LPSP' est définie par [64,65] :

$$LPSP = P_r \left\{ E_B(t) \leq E_{B_{\min}} \xrightarrow{\text{pour}} t \leq T \right\} \dots\dots\dots (3.50)$$

C'est-à-dire, la probabilité pour que l'état de charge, à tout instant  $t$ , soit inférieur ou égal au seuil minimal de l'énergie disponible dans la batterie  $E_{B_{\min}}$ .  $E_B(t)$  est l'énergie stockée dans la batterie à n'importe quel instant  $t$ , exprimée en [Wh].

$$C_{bat} [Wh] = C_{bat} \cdot V_{bat} \quad \dots\dots\dots (3.51)$$

$V_{bat}$  : La tension nominale de la batterie.

$C_{bat}$ : La capacité nominale de la batterie en (Ah).

La capacité des batteries pour une période de temps  $\Delta t$  par jour est donnée par l'équation suivante :

$$C_{bat} = \frac{E_L \cdot \Delta t}{\eta_{bat} \cdot f_d \cdot DOD \cdot V_{bat}} [Ah] \quad \dots\dots\dots (3.52)$$

La période  $\Delta t$  fournie par le concepteur, par rapport à l'autonomie demandée.

$\eta_{bat}$ : Rendement de la batterie.

$f_d$  : Facteur de décharge de la batterie.

$DOD$  : Profondeur de décharge.

### **3.3.2. Modèle de simulation :**

L'énergie produite par le générateur photovoltaïque en une heure, notée  $E_G(t)$ , peut être exprimée par la relation suivante [66] :

$$E_G(t) = N_{PV} E_{PV}(t) \quad \dots\dots\dots (3.53)$$

Avec  $E_{PV}(t)$ , l'énergie produite par le module photovoltaïque et  $N_{PV}$  le nombre de modules photovoltaïques. Deux scénarios sont envisagés pour décrire l'énergie stockée dans les batteries.

#### **▪ Premier scénario :**

Si l'énergie produite par le générateur photovoltaïque dépasse l'énergie demandée par la charge, en considérant son rendement de charge  $\eta_{B, ch}$ , la batterie se charge suivant la relation :

$$E_B(t) = E_B(t-1) + \left( E_G(t) - \frac{E_L(t)}{\eta_{ond}} \right) \eta_{B, ch} \quad \dots\dots\dots (3.54)$$

avec:  $\eta_{ond}$  le rendement de l'onduleur;  $\eta_{B, ch}$  le rendement de charge de la batterie,  $E_B(t)$  l'énergie stockée dans la batterie à une heure  $t$ ,  $E_B(t-1)$  l'énergie stockée dans la batterie à l'heure précédente,  $E_L(t)$  l'énergie demandée par la charge à une heure  $t$ .



▪ **Deuxième scénario :**

Quand l'énergie demandée par la charge est supérieure à l'énergie produite par le générateur photovoltaïque, la batterie se décharge pour combler le déficit, dans ce cas précis, l'énergie stockée dans la batterie peut être exprimée par la relation suivante:

$$E_B(t) = E_B(t-1) + \left( E_G(t) - \frac{E_L(t)}{\eta_{ond}} \right) \quad \dots\dots\dots (3.55)$$

On considère  $\eta_{B,dech} = 1$

Quand l'énergie stockée dans le banc de batteries et celle produite conjointement par les deux sources est insuffisante pour satisfaire la demande pour une heure t, ce déficit est appelé perte d'énergie (Loss of Power Supply \_ 'LPS'), il est exprimé par:

$$LPS(t) = E_L - (E_G(t) + E_B(t-1) - E_{B,min}) \eta_{ond} \quad \dots\dots\dots (3.56)$$

La probabilité de perte d'énergie 'LPSP' pour une période d'analyse T, est le rapport de la somme de toutes les valeurs de perte d'énergie LPS(t) pour la même période sur l'énergie totale demandée. La probabilité de perte d'énergie 'LPSP' est définie par la relation suivante [65,66, 67] :

$$LPSP = \frac{\sum_{t=1}^T LPS(t)}{\sum_{t=1}^T E_L(t)} \quad \dots\dots\dots (3.57)$$

**3.4. Méthodologie adoptée :**

Pour atteindre nos objectifs qui sont le dimensionnement et la simulation d'un système hybride PV-Diesel, nous allons suivre les étapes suivantes :

- Le choix d'un profil de consommation d'énergie électrique représentatif du site.
- Le dimensionnement du système par la méthode LPSP.
- Extraction du nombre des modules et la capacité de stockage électrochimique.
- La simulation de fonctionnement du système, à l'aide d'une programmation sous Matlab, pour chaque heure durant une année et l'élaboration des courbes et des résultats de simulation horaires, journaliers, mensuels et annuels
- Interprétation des résultats.

### **3.5. Conclusion:**

Au cours de ce chapitre, nous avons d'abord présenté les différents modèles des constituants d'un système hybride (PV-diesel). La complexité de certains modèles présentés nous a permis de bien choisir les modèles qui donnent de bon résultats sans trop rallonger de façon excessive le temps de résolution et du calcul.

Nous avons ensuite mis en évidence la méthode de dimensionnement (LPSP) choisie pour réaliser notre travail, et donné la démarche suivie pour accomplir ces différentes étapes.

## ***CHAPITRE 4 : PERFORMANCES DU SYSTEME HYBRIDE PV-DIESEL***

### **4.1. Introduction :**

Les chapitres précédents ont présenté une description théorique des différents constituants d'un système hybride PV- diesel. Dans ce chapitre, nous avons présenté le dimensionnement et la simulation d'un système hybride pour l'électrification rurale d'un site dans le sud Algérien. Le programme de simulation est réalisé sous Matlab. Egalement, nous avons utilisé le logiciel Homer pour le dimensionnement et la simulation du fonctionnement du même système hybride. Les résultats sont présentés et analysés. A l'aide de Homer, nous avons déterminé une évaluation technico-économique sur le système hybride pour le même site rural. Les étapes de calcul sont les suivantes :

- Ressources météorologiques.
- Le profil de charge.
- Paramètres du système.
- Dimensionnement des composants.
- Simulation du système et exploitation des résultats et performances.

### **4.2. Les ressources météorologiques :**

#### **4.2.1. Le site choisi :**

Le site choisi pour notre étude est un village rural saharien isolé nommé "*Ilamane*". Ces données géographiques sont comme suit : Latitude: 23.12° N, Longitude: 5.27° E et Altitude: 1928 m. ). Ce village est situé dans la wilaya de Tamanrasset et il est constitué d'un nombre réduit de foyers. L'électrification du village par les filières classiques (diesel, réseau électrique), en plus des coûts de réalisation excessifs, auraient posé le problème de l'acheminement du combustible. Dans le cas du réseau; des difficultés certaines pour les travaux et la maintenance des lignes aériennes ne sont pas à écarter. Le solaire photovoltaïque associé à un groupe électrogène comme appoint pourrait alors constituer une solution durable et plus appropriée pour une alimentation en énergie propre et non polluante.

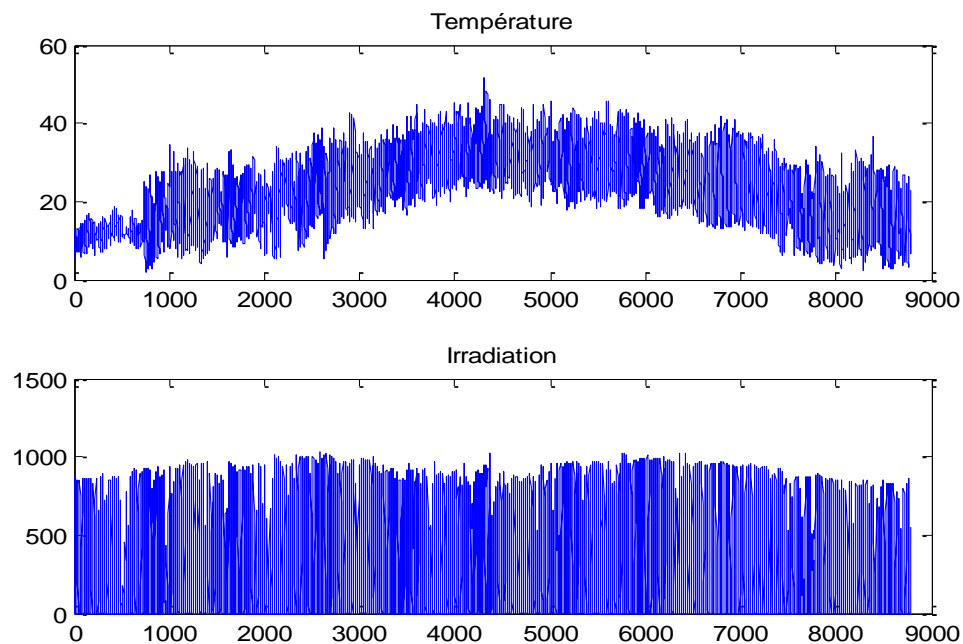
#### **4.2.2. Les données météorologiques :**

Les performances des modules photovoltaïques sont directement corrélées aux données climatiques qui sont en principe l'irradiation solaire et la température ambiante. Ces données sont prises grâce au système d'acquisition pour l'année 1992 mesurées à un pas de temps fin qui est de 10 minutes. Pour chaque jour de l'année le kit prévoit l'acquisition des grandeurs ci-dessous:

TA : Température ambiante exprimée en degré Celsius (C°)

R-Sol : Eclairement solaire incident exprimée en Watt par mètre carré (W/m<sup>2</sup>).

La taille de chaque vecteurs de grandeur (6 \* 366 jours \* 24 heures = 52704 données) est trop importante pour un calcul rapide ; il est donc nécessaire de le réduire. Pour cela, nous avons choisi de prendre un pas de temps d'une heure, alors la taille du vecteur devient (366 jours\*24 heures = 8784). L'évaluation annuelle des caractéristiques climatiques du site est présentée dans la figure 4.1.



**Figure 4.1 : caractéristiques climatiques du site.**

### **4.3. Le profil de charge :**

A ce jour, il n'existe pas des études statistiques officielles sur la consommation énergétique des foyers en Algérie. Durant notre recherche bibliographique, nous avons trouvé seulement une étude réalisée par le Centre National des Recherches Intégrées aux Bâtiments (CNERIB) sur la consommation énergétique des appartements dans les villes du nord d'Algérie, la consommation énergétique journalière moyenne est environ 6027 Wh/j [68]. Cette situation, nous a contraints de proposer un profil de charge pour ce village basé sur une enquête auprès des habitants des villes du grand sud. Cette étude tient en compte l'aspect niveau de vie, traditions, comportement et habitudes selon les deux saisons distinctes qui sont l'hiver et l'été. Ainsi, nous avons choisi un profil de consommation dont la demande consiste essentiellement à satisfaire les besoins énergétiques de base (éclairage, réfrigération, TV, radio, ventilation). Le nombre d'habitations à électrifier est 10 habitations. Par ailleurs, nous avons considérés les hypothèses suivantes :

- L'habitation sera occupée en permanence durant toute l'année.
- Les équipements électriques sont à basse consommation et fonctionnent sous une tension standard 220V-50 HZ (tension secteur), il ne faudra pas que l'utilisateur puisse remplacer les appareils à basse consommation par des appareils à consommation normale.

Nous avons considéré deux profils de charge ; hivernal (S1: Octobre; Novembre; Décembre, Janvier, Février; Mars) et estival (S2 : Avril, Mai, Juin, Juillet, Aout, Septembre), les tableaux 4.1 et 4.2 présentent respectivement le profil de consommation énergétique horaire et journalière pour les périodes estivale et hivernale.

Nous supposons pour :

- **L'éclairage :**

Le nombre d'heures d'éclairage dépend de la durée du jour selon les saisons. En plus, dans les régions rurales, les heures du lever et du coucher des habitants sont fortement liés à l'heure du lever et du coucher du soleil.

Ainsi dans ce travail, le début d'utilisation de la lumière est supposée être à 06:00 h du matin pour les deux saisons. Par contre, la lumière s'éteint à 22:00h en Hiver et 23:00h en Eté.

La puissance de l'éclairage change d'un endroit à l'autre et elle est liée à la surface des chambres et la fréquence d'utilisation.

- **La réfrigération :**

La puissance moyenne du réfrigérateur est supposée égale à 40 W. Le nombre d'heures de fonctionnement du réfrigérateur est considéré 24h/24h pour les deux saisons.

- **La ventilation :**

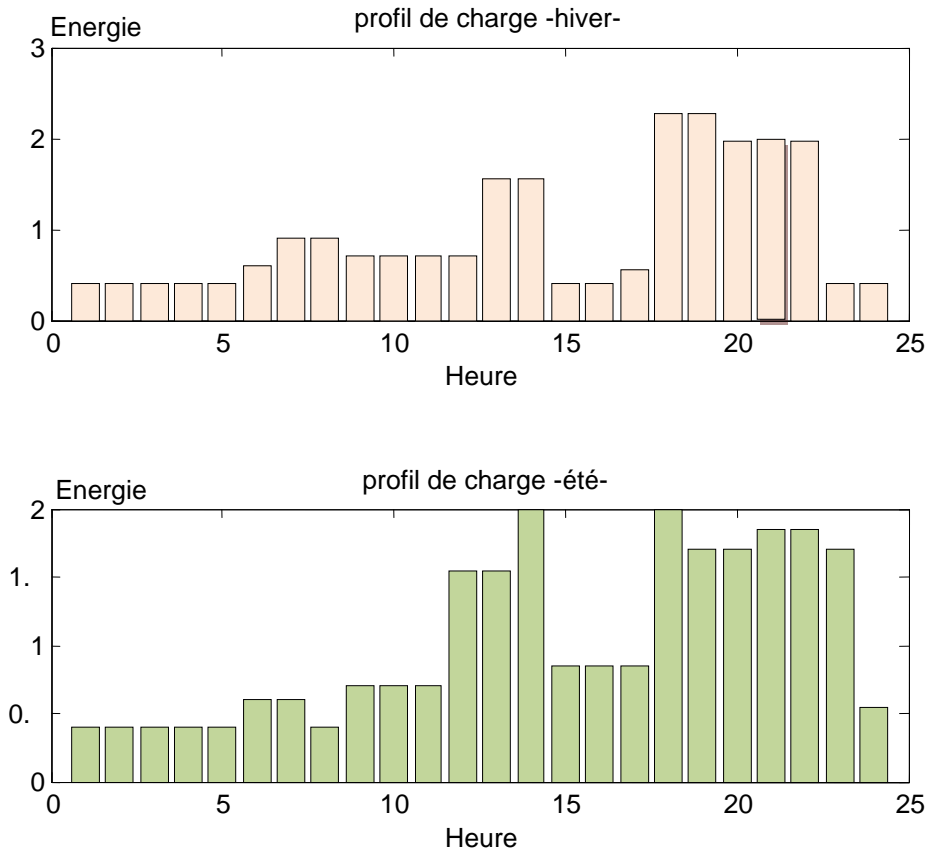
Nous supposons qu'il n'est sollicité que durant la période estivale (Avril-Septembre) et le nombre d'heures d'utilisation est 5 h / 24 h.

**Tableau 4.1 : Profil de consommation utilisé dans notre étude.**

Nature			Puissance (Watt)
<b>Eclairage</b>	CZ	Cuisine	15
	C1	Chambre1	15
	C2	Chambre2	15
	SL	Salon	27
	DCH	Douche	11
	WC	WC	9
	CO	Cour	15
<b>Equipements</b>	VL	Ventilateur	45
	TV	Télévision	75
	F	Frigo	40
	DM	Démo sat	40
	R	Radio	30

**Tableau 4.2 : Profil de consommation énergétique horaire.**

Hr	Oct-Nov-Dec-Jan-Fev-Mar			Avr-Mai-Juin-Juil-Aout-Sept		
	Activité	1xHab	10 x Hab	Activité	1xHab	10 x Hab
1	F	0.040	0.400	F	0.040	0.400
2	F	0.040	0.400	F	0.040	0.400
3	F	0.040	0.400	F	0.040	0.400
4	F	0.040	0.400	F	0.040	0.400
5	F	0.040	0.400	F	0.040	0.400
6	F+CZ+WC+DCH	0.060	0.600	F+WC+DCH	0.060	0.600
7	F+CZ+WC+DCH+C1+C2	0.090	0.900	F+WC+DCH	0.060	0.600
8	F+CZ+WC+DCH+C1+C2	0.090	0.900	F	0.040	0.400
9	F+R	0.070	0.700	F+R	0.070	0.700
10	F+R	0.070	0.700	F+R	0.070	0.700
11	F+R	0.070	0.700	F+R	0.070	0.700
12	F+R	0.070	0.700	F+TV+DM	0.155	1.550
13	F+TV+DM	0.155	1.550	F+TV+DM	0.155	1.550
14	F+TV+DM	0.155	1.550	F+TV+DM+VL	0.200	2.000
15	F	0.040	0.400	F+VL	0.085	0.850
16	F	0.040	0.400	F+VL	0.085	0.850
17	F+CZ	0.055	0.550	F+VL	0.085	0.850
18	F+TV+DM+CZ+C1+SL+CO	0.227	2.270	F+TV+DM+VL	0.200	2.000
19	F+TV+DM+CZ+C2+SL+CO	0.227	2.270	F+TV+DM+CO	0.170	1.700
20	F+TV+DM+SL+CO	0.197	1.970	F+TV+DM+CO	0.170	1.700
21	F+TV+DM+SL+CO	0.197	1.970	F+TV+DM+CO+C1	0.185	1.850
22	F+TV+DM+SL+CO	0.197	1.970	F+TV+DM+CO+C2	0.185	1.850
23	F	0.040	0.400	F+TV+DM+CO	0.170	1.700
24	F	0.040	0.400	F+CO	0.055	0.550
	<b>Energie totale (KWh/j)</b>	2.290	22.900	<b>Energie totale (KWh/j)</b>	2.470	24.700



**Figure 4.2 : Courbes de profils de charge horaires.**

La demande énergétique est faible dans l'intervalle de [1-5h] et [23-24h], ainsi elle est importante dans l'intervalle de [18-22h] pour l'hiver et dans l'intervalle [12-23h] pour l'été. Nous remarquons que la demande est maximale dans la saison d'hiver à l'intervalle [18-19h]. Mais la demande journalière estivale est supérieure à la demande journalière hivernale qui est due à l'utilisation de la ventilation durant les périodes chaudes de la journée.

#### **4.4. Les différents éléments du système :**

Avant d'entamer le dimensionnement de notre système, nous présentons ses principaux éléments.

##### **4.4.1. L'onduleur :**

Les caractéristiques principales d'un onduleur autonome sont les suivantes :

- La tension d'entrée (12V, 24V ou 48V).



- La tension de sortie 220 AC à 50Hz.
- Le rendement généralement >90% en fonctionnement nominal.
- La consommation en mode veille (2 ou 3% de la puissance nominale).
- Les protections (court-circuit charge, chute de tension coté batterie).
- Le prix très variable selon le type et la puissance des charges utilisées.

#### **4.4.2. Les batteries :**

Les batteries choisies seront de préférence :

- Des batteries fermées (Valve Regulated Lead Acid) dans lesquelles l'électrolyte est stabilisé par un gel ou un matériau AGM (Absorbent Glass Mat)
- Des batteries à plaques tubulaires dites batteries « stationnaire ».

Pour les systèmes de petite puissance, une tension de 12V est préférée, les récepteurs alimentés en 12V étant plus fréquents, mais au-delà de 2.5 KWh stockés, on passera en 24V ou plus pour limiter les pertes ohmiques en gardant des sections de câble raisonnables. Les batteries sont commercialisées en cellules de 2V, de 200Ah à 3000 Ah ou en ensemble 12V jusqu'à 400Ah. On évitera si possible de mettre en parallèle des batteries.

#### **4.4.3. Régulateur de charge :**

Le régulateur doit assurer des fonctions de protections :

- Pour éviter une décharge de la batterie dans le panneau.
- Pour éviter une surcharge ou une décharge profonde de la batterie.
- En cas de court-circuit coté charge.

Son rôle est aussi de contrôler le transfert d'énergie entre le générateur photovoltaïque, la batterie et la charge en fonction :

- De la disponibilité de la ressource et de l'état de charge de la batterie.
- Du caractère prioritaire ou non de la charge.

Des fonctions d'affichage sont aussi généralement disponibles [69].

#### **4.4.4. Générateur photovoltaïque :**

Les caractéristiques électriques de notre panneau photovoltaïque sont données dans le tableau suivant :

**Tableau 4.3 : Les caractéristiques électriques du module Atersa 75A sous les conditions standards (STC)**

Module Atersa 75A	Caractéristiques électriques
Puissance crête ( $W_p$ )	75 W
Tension de circuit ouvert ( $V_{oc}$ )	21V
Tension max ( $V_{mp}$ )	17V
Courant de court-circuit ( $I_{sc}$ )	4.8A
Courant max ( $I_{mp}$ )	4.4A

Pour utiliser au mieux le module photovoltaïque, nous chercherons son fonctionnement au maximum de puissance disponible. Ainsi, le régulateur doit inclure une fonction dite « MPPT » (Maximum Power Point Tracking) qui jouera le rôle d'adaptateur d'impédance entre le module photovoltaïque et la charge [70].

#### **4.5. Dimensionnement du système :**

Le dimensionnement d'une installation photovoltaïque revient à déterminer le nombre nécessaire des modules photovoltaïques constituant le générateur photovoltaïque ainsi que la capacité de charge des batteries. Ces deux éléments sont les plus importants en raison du coût élevé qu'ils totalisent, plus de 50% du prix de l'installation.

##### **4.5.1. Dimensionnement du banc des batteries :**

La capacité des batteries pour une période de temps est donnée par l'équation suivante :

Capacité de la batterie (en Watt heure) :

$$C_{bat} (Wh) = \frac{E_T \cdot AUT}{DOD}$$

La capacité en Ah est donnée par la relation suivante :

$$C_{bat} (Ah) = \frac{C_{bat} (Wh)}{V_{bat}}$$

$C_{bat}$  : Capacité nominale de la batterie (Wh ou Ah)

$E_T$  : Energie totale consommée / jour (Wh/Jour)

AUT : Autonomie du système (Jours)

DOD : Profondeur de décharge de la batterie

$V_{Bat}$  : Tension nominale de la batterie (V)

Pour notre système, nous avons :

$V_{\text{bat}} = 48\text{V}$ ,  $\text{AUT} = 3 \text{ jours}$ ,  $\text{DOD} = 0.8$  ;  $E_T = 29.47\text{KWh/j}$  donc :



#### **4.5.2. Dimensionnement du générateur photovoltaïque sous Matlab:**

Après avoir dimensionné le banc des batteries, on passera maintenant au dimensionnement du générateur photovoltaïque. Ce dimensionnement s'appuie sur la méthode LPSP, utilisée pour calculer le nombre optimal de modules photovoltaïques dans le système photovoltaïque. L'organigramme du calcul est illustré dans la figure 4.3.

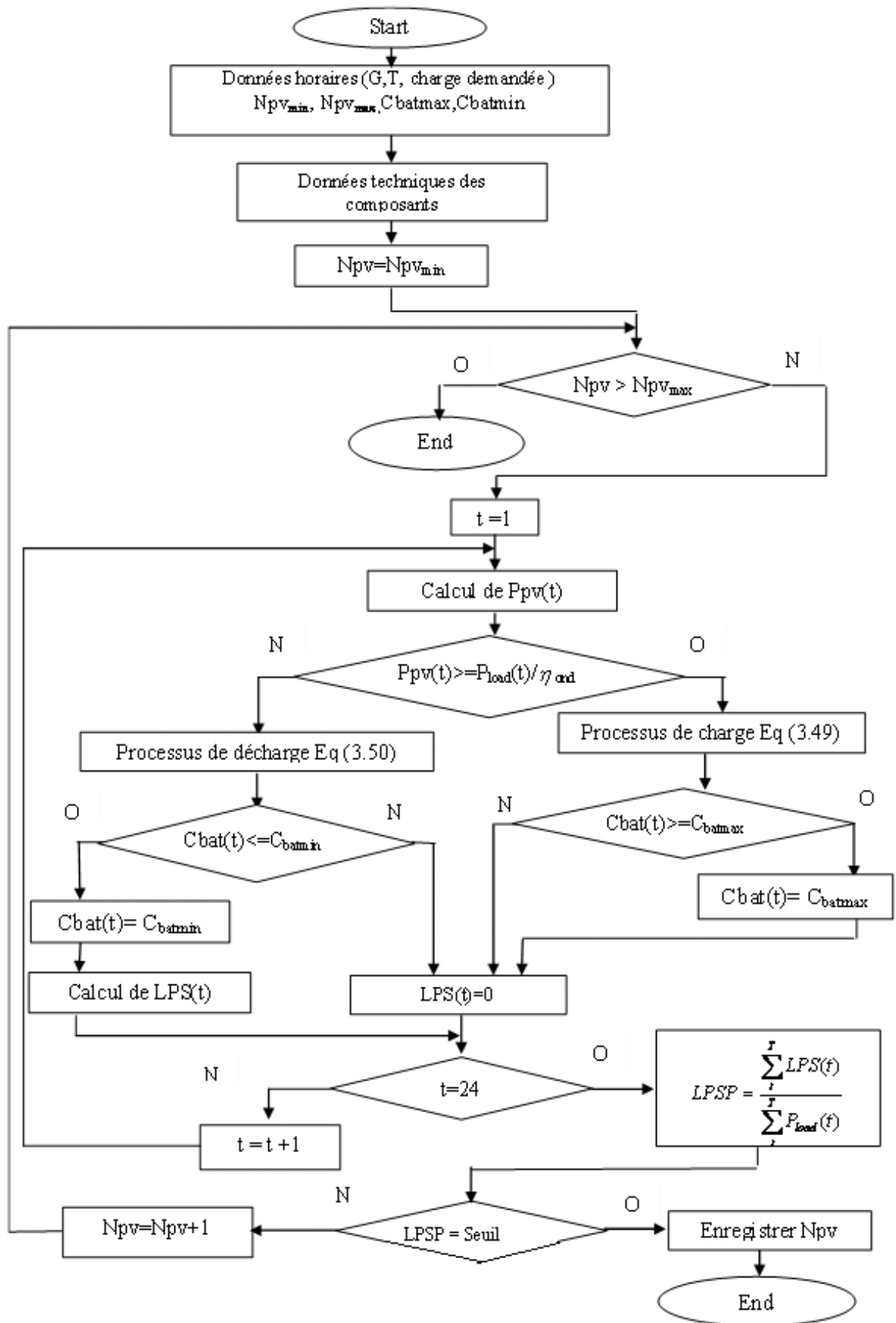


Figure 4.3 : Organigramme du calcul.

Le calcul de la puissance produite par le générateur photovoltaïque se fait par le modèle de Walker [71]. Ce modèle utilise le modèle électrique (modèle de la diode) avec une complexité modérée, et fournit des résultats assez précis, il inclut également les effets de la température et de l'irradiation.

Pour le calcul du dimensionnement et de la simulation du système hybride choisi, nous avons réalisé un programme de simulation sous Matlab. Les résultats obtenus sont ensuite comparés avec les résultats de la simulation obtenus par le logiciel HOMER.

- **Le logiciel de programmation Matlab :**

Matlab est à la fois un langage de programmation et un environnement de développement développé et commercialisé par la société américaine *MathWorks*. Matlab est utilisé dans les domaines de l'éducation, de la recherche et de l'industrie pour le calcul numérique mais aussi dans les phases de développement de projets. Ce logiciel est très répandu dans le monde académique et de la recherche. Quelques caractéristiques avantageuses de ce logiciel sont ; sa puissance, et sa robustesse.

Nous avons utilisé Matlab, car nous souhaiterions la mise en œuvre d'un outil d'aide au dimensionnement des systèmes PV propre à notre contexte en intégrant nos différentes données.

- **Résultats de dimensionnement :**

Pour un LPSP donnée, le nombre de modules photovoltaïques et la puissance crête du générateur photovoltaïque sont donnés dans le Tableau 4.4. Pour notre système, nous avons choisi LPSP =0.04 qui donne un nombre de modules PV égale à 75.

**Tableau 4.4 : Puissance crête du générateur PV en fonction de LPSP.**

<b>LPSP</b>	<b>0.02</b>	<b>0.03</b>	<b>0.04</b>
Nombre de modules PV	78	77	75
Puissance crête (Wc)	5850	5775	5625

## **4.6. Simulation du comportement du système :**

### **4.6.1. La simulation du comportement par Matlab :**

A l'aide de Matlab, nous avons programmé et simulé le fonctionnement du système hybride. Notre programme de simulation offre des résultats horaires du système hybride. La simulation a été basée sur les paramètres d'entrée du système suivants :

- **Le module photovoltaïque :**

- la marque : Atersa 75A
- La puissance maximale crête du module  $P_c=75W$
- La tension de circuit ouvert  $V_{oc} = 21 V$
- Le courant de court circuit  $I_{sc} =4.8 A$
- La tension crête maximale  $V_m = 17 V$
- Le courant maximal crête  $I_m =4.4 A$
- nombre des modules  $N_{pv}=75$

- **la batterie de plomb :**

- Capacité de stockage  $C_{bat}=110.5 KWh$
- Rendement des batteries  $\eta_{bat} =85\%$
- Tension du banc des batteries  $=48 V$

- **Convertisseur AC/DC :**

- Rendement : 95%
- Tension d'entrée : 48 Vdc

- **le groupe électrogène :**

Type de fuel : diesel

Puissance du groupe électrogène = 2.6 KW = 3.3 KVA.

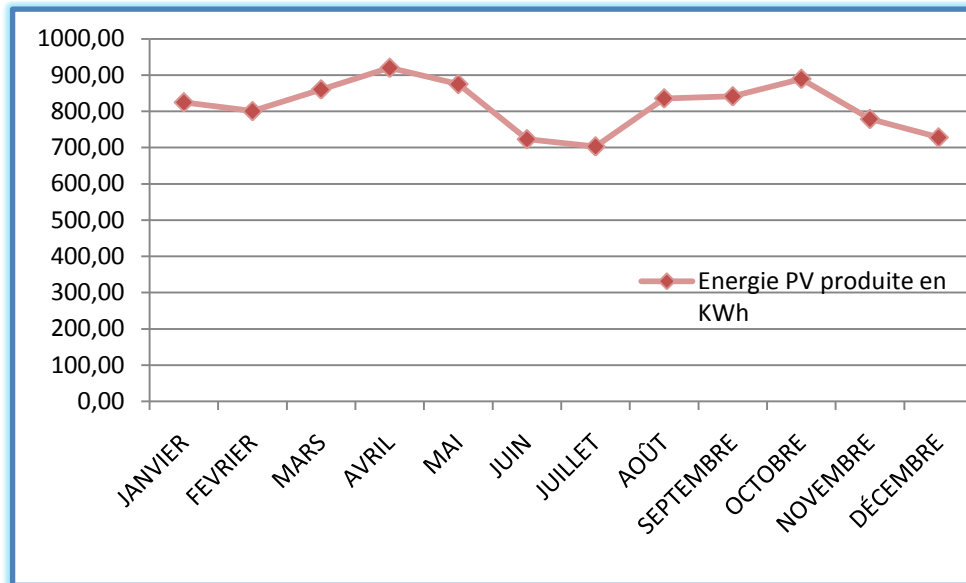
Selon les conditions météorologiques (éclairage et température), nous avons simulé le système hybride et nous avons abouti aux résultats suivants :

**Tableau 4.5 : Bilan énergétique mensuel.**

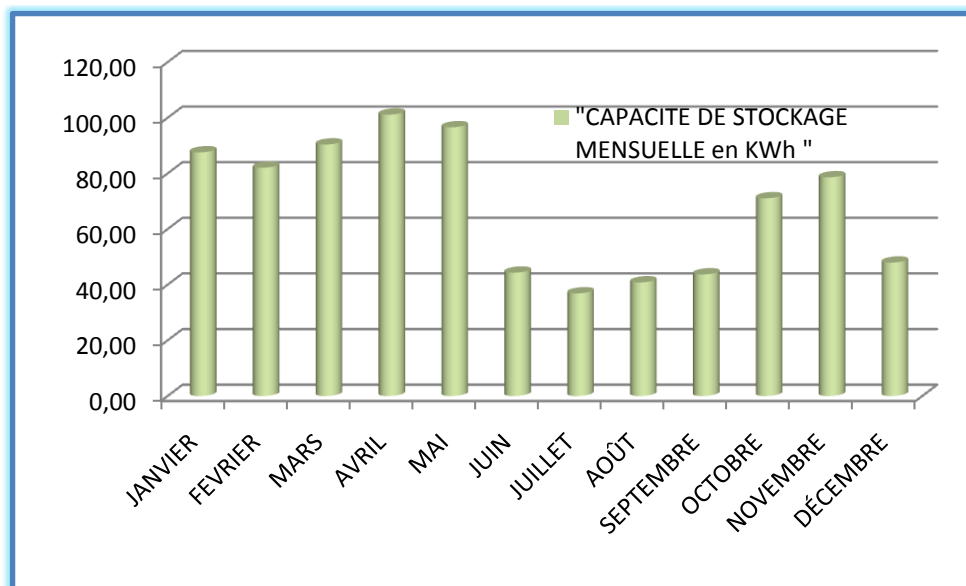
	<b>ENERGIE PV PRODUITE (en KWh)</b>	<b>CAPACITE DE STOCKAGE MOYENNE (en KWh)</b>	<b>CONSOMMATION EN FUEL (en Litres)</b>	<b>ENERGIE PRODUITE PAR LE G.E (en KWh)</b>
JANVIER	824.77	87.59	0.00	0.00
FEVRIER	800.60	82.07	0.00	0.00
MARS	860.37	90.40	0.00	0.00
AVRIL	919.86	101.14	0.00	0.00
MAI	874.93	96.59	0.00	0.00
JUIN	723.12	44.33	26.34	84.95
JUILLET	703.32	36.88	51.35	165.64
AOÛT	835.62	40.83	15.14	48.85
SEPTEMBRE	841.42	43.70	5.93	19.12
OCTOBRE	889.43	71.07	0.00	0.00
NOVEMBRE	778.88	78.60	0.00	0.00
DÉCEMBRE	728.10	47.95	16.46	53.09

**Tableau 4.6 : Bilan énergétique annuel.**

<b>Nature</b>	<b>Valeur</b>
Energie annuelle totale produite	10152.05 KWh
Energie photovoltaïque annuelle produite	9780.41 kWh
Capacité de stockage annuelle moyenne	68.43 kWh
Consommation annuelle du groupe électrogène en fuel	115.21 Litres
Energie annuelle produite par le groupe électrogène	371.64 kWh
Excès d'énergie annuel	1.56 %
Photovoltaïque	96.34 %
Groupe électrogène	3.66 %
Les heures de fonctionnement du groupe électrogène	175 heures/an

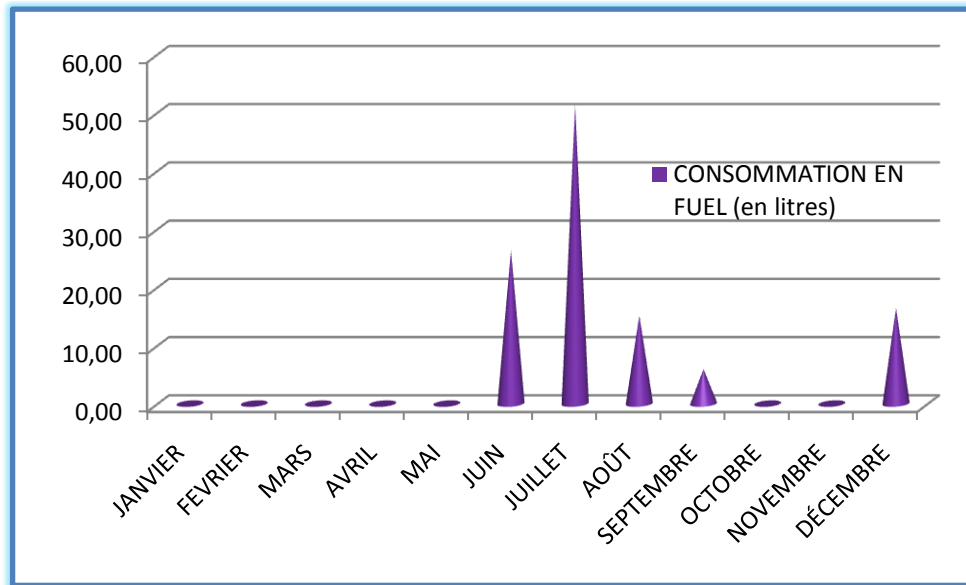


**Figure 4.4 : Energie mensuelle photovoltaïque produite**

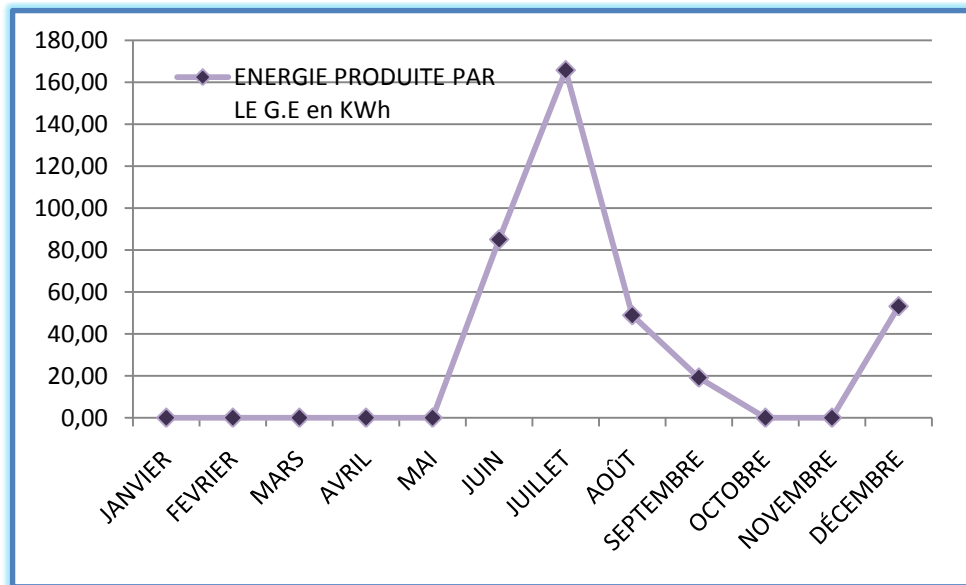


**Figure 4.5: Capacité de stockage moyenne mensuelle en KWh.**





**Figure 4.6 : Consommation mensuelle du groupe électrogène en fuel.**



**Figure 4.7 : Energie mensuelle produite par le groupe électrogène en fuel.**

▪ **Résultats et discussions :**

Notre programme sous Matlab donne des résultats horaires et journaliers [voir annexe C], ce qui nous permet de faire des bilans mensuels et annuels. La figure 4.4 montre une variation mensuelle dans la production d'énergie photovoltaïque, on constate que les deux pics de production sont relatifs aux mois d'Avril et Septembre et la production est minimale dans le mois de Décembre, ces résultats influent sur la capacité de

stockage présentée dans la figure 4.5 dont la relation entre les deux paramètres est proportionnelle.

Les figures 4.6 et 4.7 montrent que la consommation en fuel et l'énergie produite par le groupe électrogène varient d'un mois à un autre, elles sont maximales aux mois de Juillet et elles sont minimales aux mois de Janvier, Février, Mars, Avril, Mai, Octobre et Novembre.

On remarque que les résultats obtenus sont synchronisés par l'ensoleillement, la température et la charge, on constate aussi que :

- Le pourcentage de l'énergie photovoltaïque est important (96.34%) par rapport à 3.66% de l'énergie produite par le groupe électrogène.
- L'excès d'énergie est faible de l'ordre de 2%.
- L'utilisation du groupe électrogène est limitée seulement à 175 heures / an)

#### **4.6.2. La simulation du comportement par Homer :**

##### **▪ Le logiciel Homer :**

HOMER est un logiciel pour la simulation et l'optimisation de systèmes de génération électrique distribuée développé par le National Renewable Energy Laboratory (NREL) [72]. Le modèle doit être renseigné avec ressources disponibles, des options technologiques, des coûts et des charges à respecter par le système. Les composants qui peuvent être modélisés sont des modules photovoltaïques, des éoliennes, des générateurs, des batteries, des convertisseurs AC/DC, des électrolyseurs, des réformateurs, des réservoirs d'hydrogène. Les éléments clés du modèle sont les deux bus AC et DC, auxquels chaque convertisseur doit être lié. Les charges peuvent être saisies en tant que profil de charge quotidien ou importées d'un fichier de données horaires. En tout état de cause, les valeurs horaires des charges doivent être définies pour chacune des 8760 heures d'une année. En ce qui concerne les composants, des fonctions de coût linéaires sont adoptées et les dimensions des composants à prendre en considération doivent être préalablement prévues afin de réaliser l'optimisation. Le nombre de tailles multiplié par le nombre de composants donne le nombre de configurations de systèmes simulés par le programme.

HOMER est un modèle de séries chronologiques qui effectue un bilan énergétique horaire le long d'une année pour chaque configuration de système rentrée par

l'utilisateur. Il affiche ensuite la liste des configurations de systèmes triés par le coût actuel net (qui combine le coût en capital - annualisé par l'amortissement du composant au cours de sa durée de vie en utilisant les taux d'actualisation réelle – et celui de remplacement, fonctionnement et entretien). Des analyses de sensibilité peuvent également être effectuées pour certaines variables (par exemple des coûts de carburant, la vitesse moyenne annuelle du vent). Enfin, une analyse de contrainte peut également être effectuée au moyen d'un facteur de capacité annuelle limitée à une valeur maximale : si ce paramètre est fixé à 0%, alors le système doit satisfaire les charges tout le temps, alors que s'il est fixé à des valeurs de 1% à 5% des économies considérables en puissance de crête et des différences entre les scénarios optimisés sont obtenus [73].

HOMER est largement utilisé et accepté comme un outil de simulation distribué, tant au niveau national que international. De nombreuses analyses de systèmes énergétiques hybrides ont été effectuées à l'aide de cet outil et ont été publiées sous forme d'articles, en particulier sur la revue « Renewable Energy » : voir par exemple les travaux de Iqbal [74] pour des applications dans les Newfoundland (au Canada), Shaahid et Elhadidy [75] pour les systèmes hybrides photovoltaïques-diesel-batteries, Beccali et al. [76] pour les systèmes SER à hydrogène.

▪ **Description du système :**

Au début, il faut schématiser le système, par le choix des composants qui fournissent l'énergie à la charge (photovoltaïque, générateur diesel, pile à combustible.....etc.), plus les unités de stockage (batterie, réservoir d'hydrogène). Tous les composants sont connectés avec la charge à l'aide d'un convertisseur AC\DC, et avant de simuler le comportement du système, il faut connaître les paramètres d'entrée et les paramètres de sortie du système.

▪ **Paramètres d'entrée :**

- Dimension en KW de chaque composant.
- Duré de vie par an ou par heure.
- Les ressources (radiométriques, météorologiques)
- Coût d'un KW en \$.
- Coût de remplacement.
- Coût d'opération et de maintenance en \$/an et en \$/heure respectivement.
- Prix du carburant utilisé pour le générateur.

▪ **Paramètres de sortie :**

- Fraction d'utilisation annuelle pour les deux sources d'énergies (fossile et renouvelable)
- L'énergie annuelle fournie pour chaque composant.
- L'excès d'énergie.
- Coût d'énergie produite.
- L'investissement initial.
- Le coût actuel net NPC.
- L'émission des gaz à effet de serre.

La figure 4.8 présente le schéma du système adopté pour la simulation. Dans ce schéma le convertisseur permet la circulation du courant dans les deux sens (AC/DC et DC/AC) ; le générateur photovoltaïque et les batteries produisent un courant continu connecté avec la charge à l'aide du convertisseur et d'autre part, le groupe électrogène permet la charge des batteries à travers le convertisseur.

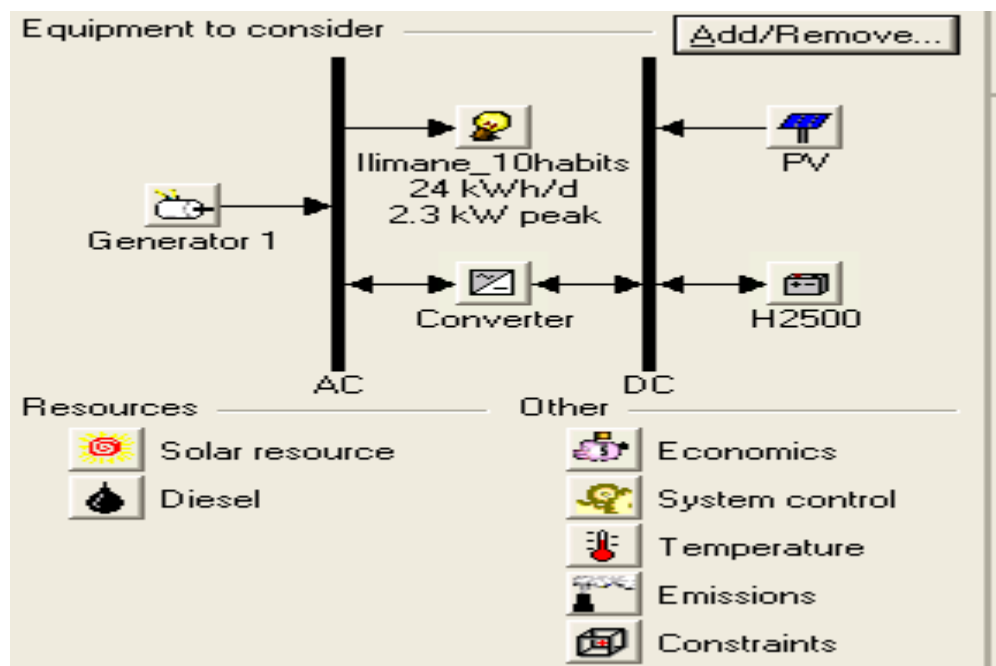


Figure 4.8 : Schéma du système.

▪ **Les caractéristiques de chaque composant du système :**

**Le générateur photovoltaïque :**

- Les puissances crêtes proposées du générateur photovoltaïque pour le calcul de la simulation sont :  
3kWc, 3.5kWc, 4kWc, 4.5kWc, 5kWc et 5.5kWc.
- La durée de vie des modules photovoltaïques est de 20 ans. Le système est fixe (pas de système de poursuite) et l'angle d'inclinaison égale à la latitude du lieu c'est-à-dire  $\beta=23.12^\circ$ .
- L'effet de la température est considéré.

**Les batteries :**

- Le banc des batteries se compose de 24 batteries et les batteries utilisées sont des batteries à plaques tubulaires de marque *Hoppecke*.
- La durée de vie des batteries est 5 ans.
- La capacité nominal de chaque batterie est 2500 Ah et sa tension 2V.
- La tension globale du banc des batteries est 48V.

**Le convertisseur :**

- Les puissances du convertisseur à considérer sont : 4.5kW, 5kW et 5.5kW.
- Le rendement de l'onduleur est 95% et le rendement du chargeur des batteries est 90%.
- La durée de vie du convertisseur est 15 ans.

**Le groupe électrogène :**

- Les puissances des groupes électrogènes à considérer sont : 2.6kVA, 3kVA, 4kVA et 5kVA.
- Durée de vie est 15000 heures.
- Le carburant utilisé est le fuel.
- Le coût du groupe électrogène oscille entre 400 et 800 \$/kVA [77].

Les différents coûts des composants du système hybride choisi sont présentés dans le Tableau 4.7 [78].

**Tableau 4.7 : Les différents coûts des composants du système photovoltaïque.**

Composant	Capital initial (\$/Watt)	Coût de maintenance (\$/Watt)
Modules photovoltaïques	4.17	1% du capital initial
Batteries	0.207	---
Convertisseur	0.716	1% du capital initial

▪ **Résultats et discussions :**

Après la simulation, HOMER affiche les solutions selon le cout d'énergie minimal comme il est monté ci-dessous :

	PV (kW)	Gen1 (kW)	H2500	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC
	5.0	2.6	24	4.5	\$ 49,172	444	\$ 54,852
	5.5	2.6	24	4.5	\$ 51,257	286	\$ 54,919
	5.0	3.0	24	4.5	\$ 49,212	447	\$ 54,920
	5.5	3.0	24	4.5	\$ 51,297	286	\$ 54,959
	5.0	4.0	24	4.5	\$ 49,312	445	\$ 55,004
	5.5	4.0	24	4.5	\$ 51,397	286	\$ 55,059
	5.0	5.0	24	4.5	\$ 49,412	443	\$ 55,071
	5.5	5.0	24	4.5	\$ 51,497	286	\$ 55,159
	5.0	2.6	24	5.0	\$ 49,530	448	\$ 55,255
	5.5	2.6	24	5.0	\$ 51,615	290	\$ 55,322
	5.0	3.0	24	5.0	\$ 49,570	450	\$ 55,323
	5.5	3.0	24	5.0	\$ 51,655	290	\$ 55,362
	5.0	4.0	24	5.0	\$ 49,570	449	\$ 55,400

**Figure 4.9 : Résultats de simulation.**

Il y'a plusieurs solutions de configuration pour notre système, mais on a choisi d'analyser les différents résultats techniques obtenus de la **solution optimale** :

**Architecture du système :**

- Générateur PV 5 KW
- Banc des batteries 24 Hoppecke 20 OPzS 2500
- Convertisseur 4.5 KW
- Groupe électrogène 2.6 KW

**Production d'énergie annuelle :**

La production annuelle d'énergie a donnée un excès d'énergie produit de 5.31% et une charge primaire servie. C'est-à-dire, nous avons obtenu une satisfaction totale (100%) avec un léger excès en énergie durant l'année. Le tableau 4.7 représente les résultats de la production énergétique annuelle des deux sources d'énergie le photovoltaïque et le groupe électrogène. Les résultats de calcul concernant le stockage électrochimique, les heures de fonctionnement et pertes énergétiques du convertisseur, et la quantité des polluants émises durant une année de fonctionnement du système hybride sont donnés dans les Tableaux 4.8, 4.9, 4.10 et 4.11.

**Tableau 4.8 : Résultats de la production annuelle d'énergie pour les deux sources.**

Nature	Photovoltaïque	Groupe électrogène
Energie annuelle produite	10222 kWh/an (97%)	332 kWh/an (3%)
Les heures de fonctionnement	4394 heures	130 heures
Consommation en fuel	---	110 Litres
Energie moyenne par jour	28 kWh/j	---

**Tableau 4.9 : résultats du bilan annuel des batteries.**

Nature	Energie kWh
Capacité nominale	120
Energie entrée par an	6047
Energie sortie par an	5213
Les pertes d'énergie par an	823

**Tableau 4.10 : résultats du bilan annuel du convertisseur.**

	Onduleur	Chargeur de batterie
Les heures de fonctionnement	8633 heures	127 heures
Energie entrée	9019 KWh/an	213 KWh/an
Energie sortie	8568 KWh/an	192 KWh/an
Les pertes d'énergie	451 KWh/an	21 KWh/an

**Tableau 4.11 : Emissions des gaz polluants.**

Polluants	Emissions (kg/an)
Dioxyde de carbone (CO <sub>2</sub> )	290
Monoxyde de carbone (CO)	0.715
Oxyde d'azote (NO <sub>x</sub> )	6.38

**4.6.3. Comparaison des résultats de simulation entre Matlab et Homer :**

Les dimensions des composants de la solution optimale sont un peu différentes de celles utilisées précédemment par Matlab, car la simulation dans HOMER s'impose sur le coût d'énergie minimal ce qui influe sur les résultats techniques.



Le bilan énergétique montre que 97% de l'énergie produite est une énergie renouvelable, cette fraction correspond à une énergie de 10222 KWh/an, elle est un peu plus que précédemment (10152 KWh/an) ce qui implique une diminution de la consommation en fuel du groupe électrogène de 115 litres à 110 litres.

Les résultats techniques obtenus par HOMER confirment, en général, les résultats obtenus par matlab. Mais HOMER donne en plus les valeurs des émissions du gaz à effet de serre [voir annexe B].

Notre programme sous Matlab effectue un bilan énergétique horaire et journalier le long d'une année, ce qui il le fait un outil d'aide à la simulation des systèmes.

#### **4.6.4. Résultats économiques :**

HOMER cherche la solution optimale selon le plus faible coût d'énergie et le coût actuel net. Pour chaque composant HOMER combine les coûts de remplacement, de maintenances et le cout de combustible, avec d'autres coûts pour évaluer le coût annualisé des composants puis évaluer le NPC (Net Present Cost : présent coût net) par l'équation suivante :[73]

$$C_{NPC} = \frac{C_{ann.tot}}{CRF(i.R_{proj})}$$

$C_{NPC}$  : le coût actuel net.

$C_{ann.tot}$  : coût annualisé total.

$R_{proj}$  : la durée de vie du projet.

CRF : le facteur de récupération capital.

Le CRF est donné par l'équation suivante :

$$CRF(i, N) = \frac{i(1+i)^N}{(1+i)^N - 1}$$

$i$  : le taux d'intérêt.

$N$  : le nombre d'années.

Pour le coût de l'énergie HOMER utilise le coût total annualisé dans l'équation suivante :

$$COE = \frac{C_{ann.tot}}{E_{prim} + E_{del} + E_{gridsales}}$$

$E_{\text{prim}}$  : énergie primaire AC ou DC.

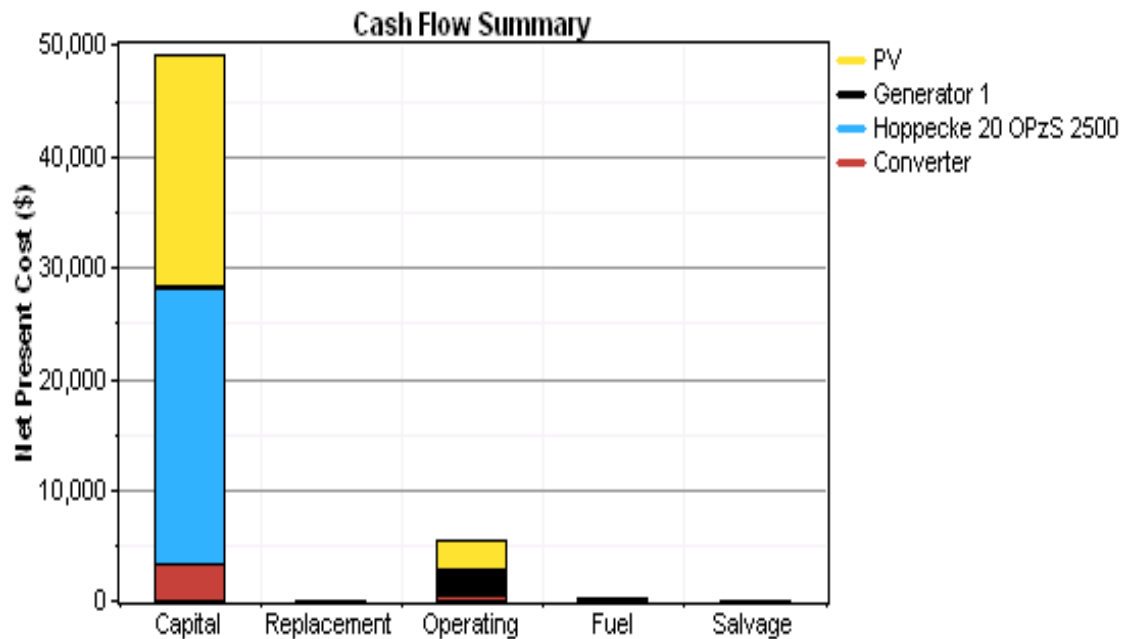
$E_{\text{def}}$  : énergie électrique et énergie thermique.

$E_{\text{grid}}$  : énergie provenant du réseau conventionnel.

Pour un capital initial de 49172 \$, un coût net de 54852 \$ et un coût d'énergie de 0.494 \$/kWh, les résultats économiques obtenus pour notre système hybride sont représentés dans le Tableau 4.12.

**Tableau 4.12 : bilan économique annuel du système.**

Composent	Capital initial (\$)	O&M (\$)	Fuel (\$)	Total (\$)
Générateur photovoltaïque	20850	2,685	0	23535
Groupe électrogène	260	2,005	281	2546
Hoppecke 20 OPzS 2500	24840	307	0	25147
Convertisseur	3222	403	0	3625
Système	49172	5,399	281	54852



**Figure 4.10 : Evaluation économique des coûts.**

D'après les résultats économiques obtenus, nous avons constaté que les coûts du générateur photovoltaïque plus les batteries représentent 92% du capital initial.

Le capital initial du système est de 49172 \$ et il est proche du coût actuel net (NPC) qui est de 54852 \$. Si, nous retranchons le capital initial du NPC, nous trouvons 5680\$. Cette valeur représente le coût de maintenance et du combustible avec le coût de remplacement. Ce dernier est relativement faible par rapport aux deux premiers, ce qui implique que nous n'allons pas perdre de l'argent pour l'évaluation à long terme.

#### **4.7. Conclusion :**

Notre travail a porté sur le dimensionnement et la simulation d'un système hybride (PV-Diesel) à l'aide de deux logiciels Matlab et HOMER. L'objectif de ce travail est d'examiner la possibilité et les performances d'électrifier une communauté rurale par la solution hybride, alors nous nous sommes aperçues que le fonctionnement du système dépend non seulement des variables d'entrée et de sortie qui sont l'ensoleillement, la température et la charge à alimenter, mais aussi de l'interdépendance entre les différents équipements. Un composant du système mal dimensionné peut compromettre alors, le bon fonctionnement de toute l'installation. Ainsi et à partir des résultats obtenus, nous pouvons conclure que la combinaison des deux sources d'énergie (PV-Diesel) est nécessaire pour permettre de couvrir les déficits énergétiques et de répondre à la demande énergétique grandissante des habitants ruraux. Cette demande grandissante est due essentiellement à la demande de plus en plus grandissante du confort à la maison, plus d'équipements électriques.

Parfois le côté économique n'est pas primordiale lorsque nous parlons de l'autonomie de production dans les zones rurales où les quelques kWh produits par une installation solaire donne un grand espoir de l'amélioration de la qualité de vie dans une communauté isolée. Mais la structure des coûts d'investissement montre que la baisse des prix des modules photovoltaïques, le composant essentiel dans le système, dans le futur favorisera l'émergence et la rentabilité de cette application.

## *CONCLUSION*

Notre travail consiste à étudier les performances d'un système solaire hybride. Ce système utilise en majorité une source solaire photovoltaïque et une source d'énergie fossiles pour fournir une énergie électrique de qualité et fiable pour les sites isolés. Pour atteindre notre objectif, nous avons suivi une méthodologie qui dimensionne le système en se basant pour le solaire, contrairement aux habitudes, sur les périodes d'ensoleillement les plus favorables et la source fossile comble le déficit pour les périodes défavorables sans que le pourcentage d'utilisation de l'énergie solaire descend en dessous d'une valeur fixée (exemple, 95%). Egalement, le concept de la probabilité de perte d'énergie LPSP a été utilisé. Ce concept est basé sur des critères techniques en utilisant des modèles, à la fois simples et précis. Une programmation et la simulation ont été réalisées sous Matlab et le logiciel Homer.

L'analyse des résultats obtenus par la simulation du fonctionnement du système hybride pour le site d'Ilamane de la wilaya de Tamanrasset, nous a permis de noter les conclusions suivantes :

- Les performances et les dimensions du système hybride sont liées aux conditions climatiques du site, les caractéristiques techniques de composants constituant le système, ainsi qu'au profil de charge choisi.
- Les systèmes solaires hybrides qui utilisent une source d'énergie d'un générateur Diesel sont plus performants et moins chers que ceux qui n'utilisent que des ressources renouvelables, Solaire, Eolien, Hydrogène, etc., mais, ils émettent plus de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) qui menace la prospérité de l'écosystème.
- Nous pensons que les résultats techniques et économiques de la simulation obtenus étaient satisfaisants et ont montré l'efficacité et la rentabilité du système hybride étudié.
- La réduction du coût des systèmes photovoltaïques est souhaitable pour que cette source d'énergie propre soit utilisée et intégrée dans la stratégie énergétique du pays.
- Une installation hybride réussie nécessite une démarche d'économie d'énergie, puis une conception et une installation rigoureuse avec des composants qui répondent au besoin.

- Notre programme sous Matlab est un outil d'aide à la simulation des systèmes hybrides. Les résultats de comparaison avec Homer ont donné satisfaction.

Dans l'avenir, nous souhaiterions que nous puissions apporter plus d'affinité pour ce travail comme par exemple :

- L'amélioration du système de stockage par l'utilisation d'autres techniques de stockage, batteries de haut rendement et de grande durée de vie.
- L'exploitation d'une autre source renouvelable tel que l'éolien pour assurer une grande part de l'énergie renouvelable dans le système hybride.
- Prendre en considération la sûreté de fonctionnement par la création d'une gestion sécurisée du système.
- Construction d'une base de données technique et économique pour des régions différentes en Algérie.

## **APPENDICES**

**APPENDICE A : LISTE DES SYMBOLES ET DES ABREVIATIONS**

A	facteur d'idéalité relative au module.
AUT	autonomie du système (Jours).
B	Irradiation solaire directe ( $W.m^{-2}.durée^{-1}$ ).
B*	Eclairement solaire directe ( $W.m^{-2}$ ).
B <sub>d</sub> (0)	irradiation directe horizontale journalière ( $W.m^{-2}.j^{-1}$ ).
c	capacité calorifique ( $J.kg^{-1}.°C^{-1}$ ).
C	la capacité utile totale de la batterie (Ah).
C <sub>Batmax</sub>	La capacité maximale (Ah).
C <sub>10</sub>	la capacité nominale de la batterie (Ah).
C <sub>ann tot</sub>	coût annualisé total.
C <sub>Batmin</sub>	La capacité minimale (Ah).
C <sub>i</sub>	la i <sup>ème</sup> valeur calculée.
C <sub>NPC</sub>	le présent coût net.
CRF	le facteur de récupération capital.
D	irradiation solaire diffuse ( $W.m^{-2}.durée^{-1}$ ).
D*	Eclairement solaire diffuse ( $W.m^{-2}$ ).
D <sub>d</sub> (0)	irradiation diffuse horizontale journalière ( $W.m^{-2}.j^{-1}$ ).
De	diamètre extérieur (m).
D <sub>h</sub> (0)	irradiation diffuse horizontale horaire ( $Wh/m^2$ ).
Di	diamètre intérieur (m).
DOD	profondeur de décharge.
E <sub>Bmin</sub>	seuil minimal de l'énergie disponible dans la batterie.
E <sub>def</sub>	énergie électrique et énergie thermique.
E <sub>grid</sub>	énergie provenant du réseau conventionnel.
E <sub>prim</sub>	énergie primaire AC ou DC.
ET	équation du temps (h).
<i>fd</i>	facteur de décharge de la batterie.
g	accélération due à la pesanteur ( $m^2.s^{-1}$ ).
G	Irradiation solaire globale ( $W.m^{-2}.durée^{-1}$ ).
G (β)	Eclairement solaire incident sur la surface du module ( $W.m^{-2}$ ).

$G_{\text{réf}}$	Eclairement solaire de référence ( $\text{W.m}^{-2}$ ).
$G^*$	Eclairement solaire globale ( $\text{W.m}^{-2}$ ).
$G_d(0)$	irradiation globale horizontale journalière ( $\text{W.m}^{-2}.\text{j}^{-1}$ ).
$G_{\text{ed}}(0)$	irradiation solaire journalière globale hors atmosphère ( $\text{W.m}^{-2}.\text{j}^{-1}$ ).
$G_{\text{eh}}(0)$	irradiation globale extraterrestre horaire ( $\text{Wh/m}^2$ ).
$G_h(0)$	irradiation globale horizontale horaire ( $\text{Wh/m}^2$ ).
$h$	hauteur du Soleil ( $^\circ$ ).
$I$	irradiation solaire journalière directe perpendiculairement aux rayons solaires ( $\text{W.m}^{-2}.\text{j}^{-1}$ ).
$i$	le taux d'intérêt.
$I^*$	densité de flux solaire direct perpendiculairement aux rayons solaires ( $\text{W.m}^{-2}$ ).
$I_0$	courant de saturation (Ampères).
$I_m$	le courant max(Ampères).
$I_{\text{psc}}$	courant du groupement des cellules photovoltaïques en parallèle (Ampères).
$I_{\text{sc}}$	le courant de court circuit (Ampères).
$I_{\text{ssc}}$	courant du groupement des cellules photovoltaïques en série (Ampères).
$J$	$n^\circ$ du jour de l'année.
$K$	constante de Boltzmann.
$K_d$	la fraction diffuse.
$K_t$	l'indice de clarté de l'atmosphère.
$L$	latitude ( $^\circ$ ).
$l$	longitude ( $^\circ$ ).
$\ell$	largeur (m).
$l_{\text{ref}}$	longitude de référence du fuseau horaire ( $^\circ$ ).
LPS	Loss of Power Supply.
LPSP	Loss of Power Supply probability.
MBE	la tendance moyenne de l'erreur.
$M_d$	la fraction diffuse horaire.
$M_i$	la $i^{\text{ème}}$ valeur mesurée.
$M_t$	l'indice de clarté horaire de l'atmosphère.
$n_b$	nombre des batteries.
$n_p$	le nombre des cellules en parallèle.
$N_{\text{PV}}$	le nombre de modules photovoltaïques.
$n_s$	le nombre des cellules en série.



$PCI_v$	énergie contenue dans un litre de combustible.
$P_{GE}^0$	puissance nominale du groupe.
$P_m$	Puissance électrique maximum du module dans les conditions standards (Wc)
$q$	charge de l'électron.
$Q_v^0$	consommation à cette puissance nominale.
$Q_v^0/P_G$	consommation spécifique du groupe.
$0$	
$R_i$	résistance de la batterie ( $\Omega$ ).
RMSE	La racine de l'erreur quadratique moyenne.
$R_{proj}$	la durée de vie de projet.
$R_s$	résistance série du module ( $\Omega$ ).
$R_{Sh}$	résistance parallèle du module ( $\Omega$ ).
$S$	irradiation solaire journalière directe ( $W.m^{-2}.j^{-1}$ ).
$S^*$	densité de flux solaire direct ( $W.m^{-2}$ ).
SOC	l'état de charge.
$SOC_0$	l'état de charge initial.
SS	durée journalière d'ensoleillement (h)
$SS_0$	durée journalière maximale d'ensoleillement (h).
$t$	temps (s)
$T$	température ( $^{\circ}C$ ).
$T_a$	températures ambiantes ( $^{\circ}C$ ).
TCF	temps civil du fuseau (h).
$T_j$	température de la jonction ( $^{\circ}C$ ).
TL	temps légal (h).
$T_{ref}$	température de jonction de référence (298°Kelvin).
TS	temps solaire (h).
TU	temps universel (h).
$V_{bat}$	la tension nominale de la batterie (volts).
$V_d$	la tension directe de conduction de la diode (volts).
$V_{ec}$	tension de saturation (volts).
$V_g$	tension de gassing (volts).
$V_m$	tension max (volts).
$V_{oc}$	tension du circuit ouvert (volts).

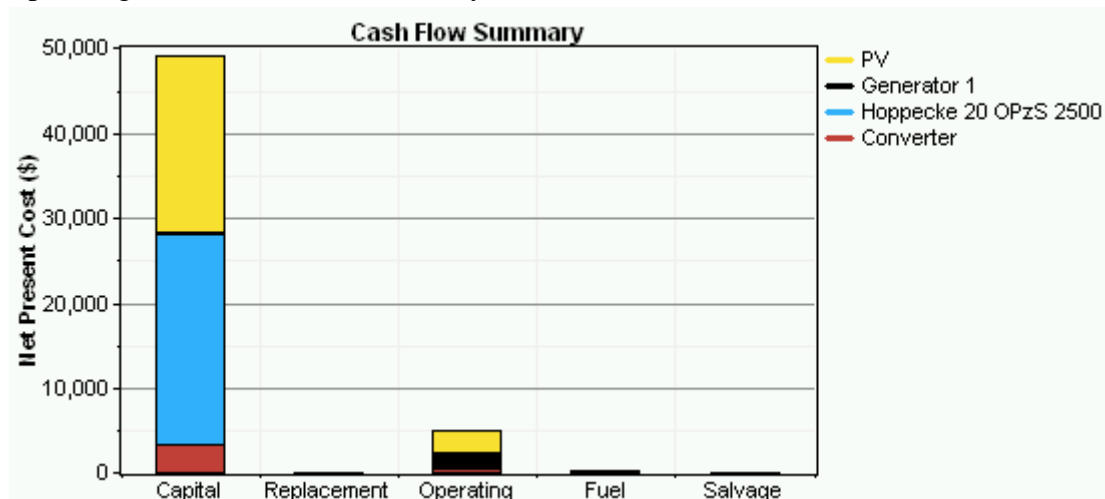
$V_{soc}$	tension d'un groupement des cellules en série (volts).
$W$	densité de flux rayonné par le ciel ( $W.m^{-2}$ ).
$\alpha$	azimut ( $^{\circ}$ ).
$\delta$	déclinaison ( $^{\circ}$ ).
$\eta_{bat}$	rendement de la batterie.
$\eta_{B,ch}$	le rendement de charge de la batterie.
$\eta_{GE}$	rendement du groupe électrogène.
$\eta_{ond}$	le rendement de l'onduleur.
$\rho$	albédo du lieu.
$\sigma$	taux d'insolation.

## System architecture

PV Array	5 kW
Generator 1	2.6 kW
Battery	24 Hoppecke 20 OPzS 2500
Inverter	4.5 kW
Rectifier	4.5 kW
Dispatch strategy	Cycle Charging

## Cost summary

Total net present cost	\$ 54,268
Levelized cost of energy	\$ 0.545/kWh
Operating cost	\$ 444/yr



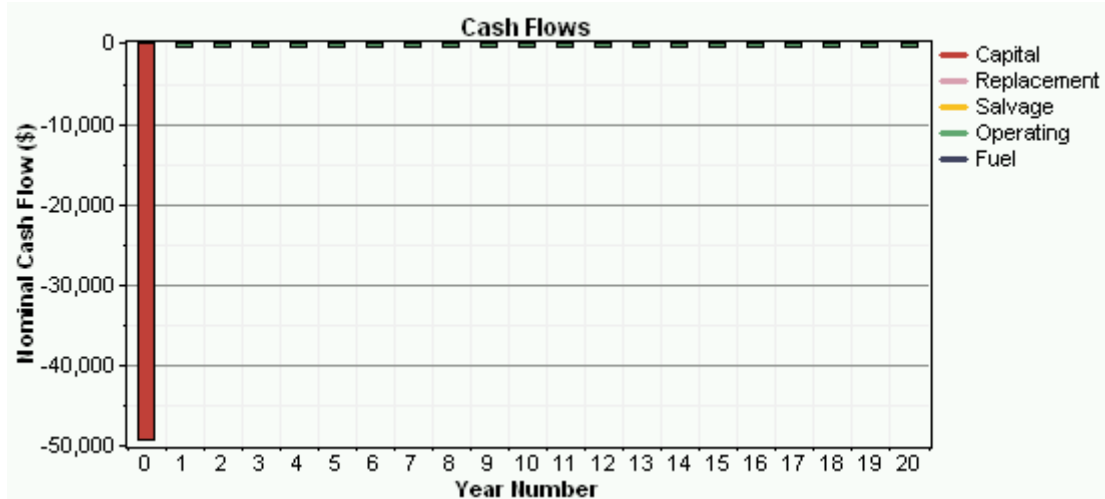
## Net Present Costs

Component	Capital	Replacement	O&M	Fuel	Salvage	Total
	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)
PV	20,850	0	2,409	0	0	23,259
Generator 1	260	0	1,799	252	0	2,311
Hoppecke 20 OPzS 2500	24,840	0	275	0	0	25,115
Converter	3,222	0	361	0	0	3,583
<b>System</b>	<b>49,172</b>	<b>0</b>	<b>4,844</b>	<b>252</b>	<b>0</b>	<b>54,268</b>

## Annualized Costs

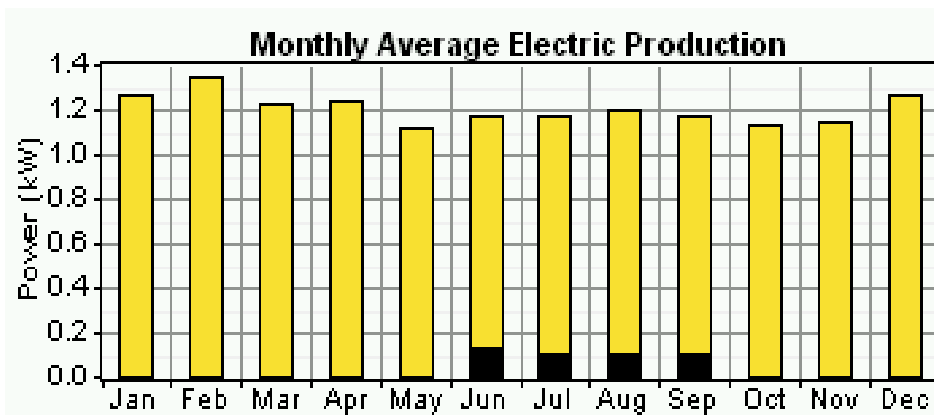
Component	Capital	Replacement	O&M	Fuel	Salvage	Total
-----------	---------	-------------	-----	------	---------	-------

	(\$/yr)	(\$/yr)	(\$/yr)	(\$/yr)	(\$/yr)	(\$/yr)
PV	1,818	0	210	0	0	2,028
Generator 1	23	0	157	22	0	202
Hoppecke 20 OPzS 2500	2,166	0	24	0	0	2,190
Converter	281	0	32	0	0	312
System	4,287	0	422	22	0	4,731



**Electrical**

Component	Production (kWh/yr)	Fraction (%)
PV array	10,222	97%
Generator 1	332	3%
Total		



10,553 100%

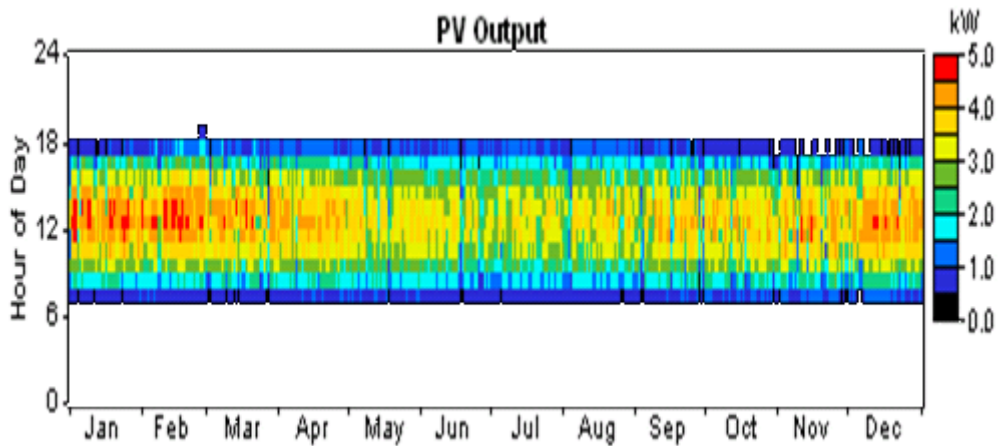
load	Consumption Fraction (kWh/yr)	
AC primary load	8,687	100%
Total	8,687	100%

Quantity	Value	Units
Excess electricity	560	kWh/yr
Unmet load	0.00000149	kWh/yr
Capacity shortage	0.00	kWh/yr
Renewable fraction	0.969	

**PV**

Quantity	Value	Units
Rated capacity	5.00	kW
Mean output	1.17	kW
Mean output	28.0	kWh/d
Capacity factor	23.3	%
Total production	10,222	kWh/yr

Quantity	Value	Units
Minimum output	0.00	kW
Maximum output	4.83	kW
PV penetration	118	%
Hours of operation	4,394	hr/yr
Levelized cost	0.198	\$/kWh

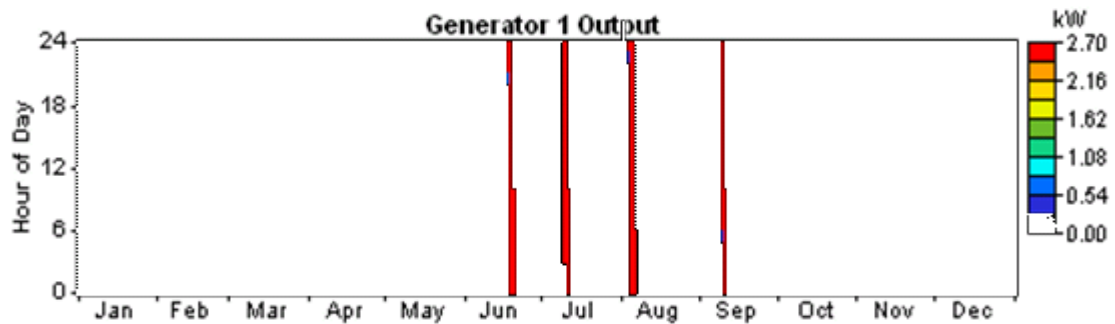


## Generator 1

Quantity	Value	Units
Hours of operation	130	hr/yr
Number of starts	4	starts/yr
Operational life	115	yr
Capacity factor	1.46	%
Fixed generation cost	1.25	\$/hr
Marginal generation cost	0.0500	\$/kWhyr

Quantity	Value	Units
Electrical production	332	kWh/yr
Mean electrical output	2.55	kW
Min. electrical output	0.520	kW
Max. electrical output	2.60	kW

Quantity	Value	Units
Fuel consumption	110	L/yr
Specific fuel consumption	0.331	L/kWh
Fuel energy input	1,082	kWh/yr
Mean electrical efficiency	30.7	%



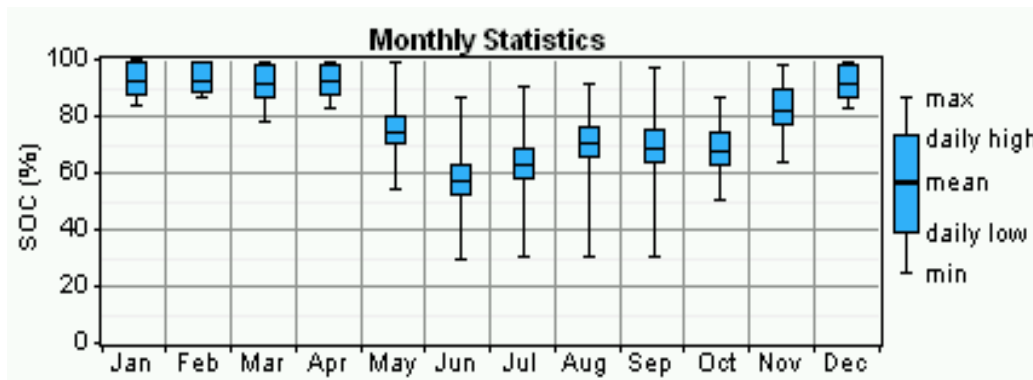
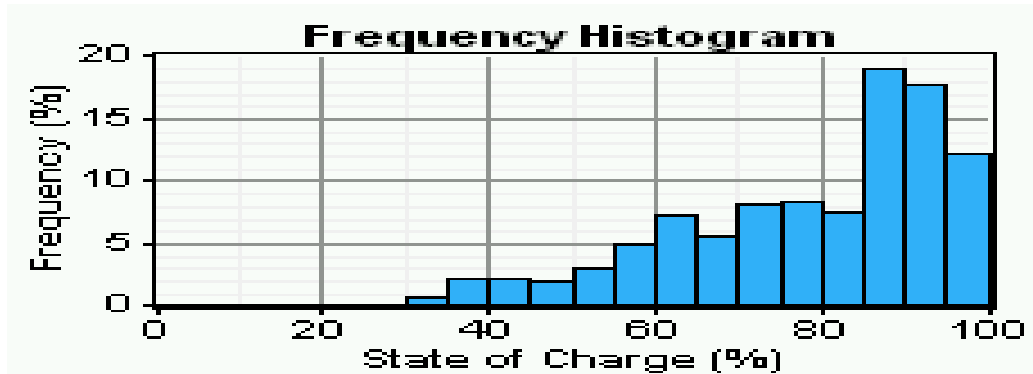
## Battery

Quantity	Value
String size	1
Strings in parallel	24
Batteries	24
Bus voltage (V)	2

Quantity	Value	Units
Nominal capacity	120	kWh
Usable nominal capacity	84.0	kWh
Autonomy	84.7	hr
Lifetime throughput	204,552	kWh
Battery wear cost	0.000	\$/kWh

Average energy cost 0.001 \$/kWh

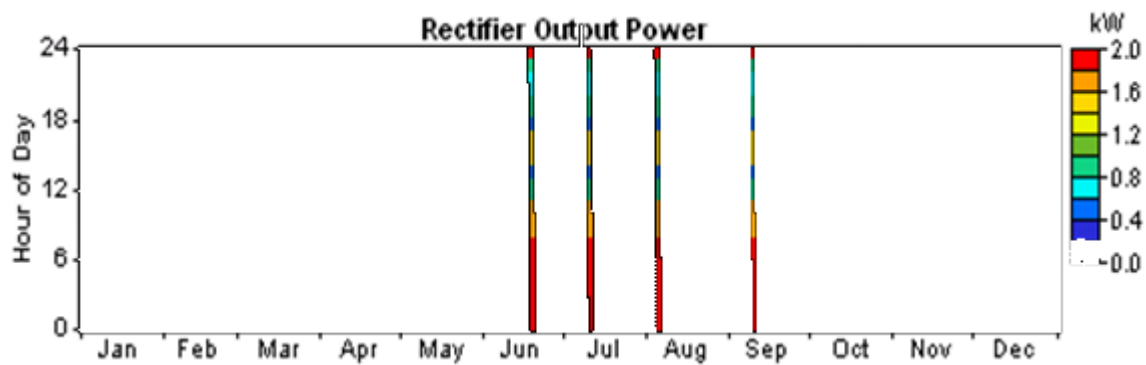
Quantity	Value	Units
Energy in	6,047	kWh/yr
Energy out	5,213	kWh/yr
Storage depletion	11.4	kWh/yr
Losses	823	kWh/yr
Annual throughput	5,622	kWh/yr
Expected life	20.0	yr



**Converter**

Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Capacity	4.50	4.50	kW
Mean output	0.98	0.02	kW
Minimum output	0.00	0.00	kW
Maximum output	2.27	1.98	kW
Capacity factor	21.7	0.5	%

Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Hours of operation	8,633	127	hrs/yr
Energy in	9,019	213	kWh/yr
Energy out	8,568	192	kWh/yr
Losses	451	21	kWh/yr



## Emissions

Pollutant	Emissions (kg/yr)
Carbon dioxide	290
Carbon monoxide	0.715
Unburned hydrocarbons	0.0792
Particulate matter	0.0539
Sulfur dioxide	0.582
Nitrogen oxides	6.38



**APPENDICE C : LES RESULTATS JOURNALIERS OBTENUS PAR MATLAB**

**Tableau C1 : Résultats journaliers Obtenus par Matlab de l'installation hybride à "Ilamane: Latitude: 23.12° N, Longitude: 5.27° E et Altitude: 1928 m. (Pour les mois de Janvier, Février et Mars)**

Janvier			Février			Mars		
PV (KWh)	CSM (KWh)	Fuel (Litres)	PV (KWh)	CSM (KWh)	Fuel (Litres)	PV (KWh)	CSM (KWh)	Fuel (litres)
24.04	107.03	0.00	31.55	77.75	0.00	23.77	92.69	0.00
24.01	99.64	0.00	31.11	81.64	0.00	27.74	91.75	0.00
29.43	99.10	0.00	30.13	84.80	0.00	28.03	92.46	0.00
30.23	100.81	0.00	27.18	86.64	0.00	19.42	90.39	0.00
29.91	101.23	0.00	30.31	88.04	0.00	10.86	79.57	0.00
30.09	101.30	0.00	21.61	87.54	0.00	27.71	72.80	0.00
29.97	101.29	0.00	26.60	85.11	0.00	22.49	71.41	0.00
30.39	101.35	0.00	29.01	85.74	0.00	32.26	71.73	0.00
30.04	101.35	0.00	22.46	85.62	0.00	30.75	75.84	0.00
29.66	101.32	0.00	10.85	76.65	0.00	31.61	79.58	0.00
18.46	97.16	0.00	25.86	68.87	0.00	32.43	84.17	0.00
30.95	95.12	0.00	21.53	66.42	0.00	31.70	88.74	0.00
31.43	98.83	0.00	26.12	63.31	0.00	31.30	92.76	0.00
22.64	99.04	0.00	28.51	63.63	0.00	31.68	96.78	0.00
17.19	93.48	0.00	28.63	65.42	0.00	30.63	100.34	0.00
29.25	89.71	0.00	30.80	67.43	0.00	31.65	102.08	0.00
30.33	92.25	0.00	31.01	70.91	0.00	31.74	102.12	0.00
30.61	95.31	0.00	31.07	74.55	0.00	28.01	101.74	0.00
27.53	97.15	0.00	29.66	77.68	0.00	28.60	101.39	0.00
29.96	98.78	0.00	31.30	80.83	0.00	14.94	95.91	0.00
18.25	96.87	0.00	30.76	84.51	0.00	30.94	92.13	0.00
5.24	83.59	0.00	29.68	87.46	0.00	31.94	96.35	0.00
16.02	69.46	0.00	31.27	90.72	0.00	16.87	93.79	0.00
8.32	56.63	0.00	28.28	93.51	0.00	32.85	92.59	0.00
30.87	49.60	0.00	32.33	96.24	0.00	20.78	92.88	0.00
32.15	53.56	0.00	31.81	100.28	0.00	17.92	86.31	0.00
32.79	58.49	0.00	17.20	98.10	0.00	28.20	82.86	0.00
31.38	62.97	0.00	30.80	95.10	0.00	34.31	87.10	0.00
31.74	66.79	0.00	23.20	95.43	0.00	33.07	93.13	0.00
32.11	71.13	0.00	---	---	---	33.22	98.70	0.00
29.75	74.90	0.00	---	---	---	32.95	102.30	0.00
<b>Total (KWh)</b>	<b>Moyenne (KWh)</b>	<b>Total (Litres)</b>	<b>Total (KWh)</b>	<b>Moyenn e (KWh)</b>	<b>Total (Litres)</b>	<b>Total (KWh)</b>	<b>Moyenn e (KWh)</b>	<b>Total (Litres)</b>
<b>824.77</b>	<b>87.59</b>	<b>0.00</b>	<b>800.60</b>	<b>82.07</b>	<b>0.00</b>	<b>860.37</b>	<b>90.40</b>	<b>0.00</b>

**Tableau C2 : Résultats journaliers Obtenus par Matlab de l'installation hybride à "Ilamane: Latitude: 23.12° N, Longitude: 5.27° E et Altitude: 1928 m . (Pour les mois d'Avril, Mai et Juin)**

Avril			Mai			Juin		
PV (KWh)	CSM (KWh)	Fuel (Litres)	PV (KWh)	CSM (KWh)	Fuel (Litres)	PV (KWh)	CSM (KWh)	Fuel (Litres)
32.04	102.56	0.00	28.93	99.22	0.00	26.18	71.47	0.00
31.79	102.49	0.00	30.16	100.08	0.00	27.02	69.80	0.00
21.17	98.69	0.00	21.31	98.00	0.00	26.05	68.27	0.00
27.58	95.36	0.00	28.83	95.08	0.00	18.11	62.93	0.00
31.67	96.63	0.00	33.24	97.06	0.00	24.84	56.69	0.00
21.79	94.29	0.00	31.70	100.66	0.00	27.29	54.62	0.00
34.04	94.33	0.00	31.00	102.56	0.00	25.55	53.02	0.00
34.37	99.34	0.00	31.89	102.83	0.00	26.53	50.73	0.00
34.45	102.66	0.00	30.27	102.55	0.00	26.28	49.07	0.00
34.37	102.77	0.00	34.10	102.74	0.00	25.90	47.02	0.00
32.86	102.83	0.00	29.28	102.56	0.00	25.01	44.49	0.00
32.25	102.81	0.00	30.67	102.48	0.00	26.49	42.18	0.00
29.90	101.93	0.00	29.99	102.30	0.00	26.25	40.39	0.00
32.14	102.87	0.00	29.48	102.19	0.00	24.89	38.06	0.00
31.73	102.81	0.00	30.21	102.24	0.00	22.39	35.80	1.32
29.19	102.41	0.00	28.27	102.02	0.00	23.27	36.36	1.98
29.15	102.22	0.00	29.79	102.04	0.00	20.52	35.02	1.98
29.45	102.25	0.00	27.90	102.06	0.00	18.13	35.23	3.29
33.15	102.93	0.00	28.25	101.41	0.00	24.72	36.17	0.66
34.85	102.81	0.00	26.72	100.53	0.00	24.23	36.79	1.32
33.96	103.17	0.00	28.37	99.63	0.00	22.29	36.23	1.98
32.90	103.01	0.00	26.64	98.70	0.00	22.93	36.87	1.98
31.81	102.75	0.00	25.45	96.68	0.00	24.03	36.52	1.32
31.81	102.63	0.00	22.60	93.07	0.00	24.95	36.80	0.66
30.10	102.54	0.00	26.56	89.15	0.00	25.29	37.51	1.32
30.90	102.66	0.00	29.87	88.83	0.00	22.75	36.05	1.32
27.72	102.10	0.00	25.77	88.28	0.00	22.60	36.55	1.98
28.25	101.26	0.00	24.82	85.29	0.00	22.27	35.65	1.32
26.13	100.05	0.00	23.92	82.09	0.00	20.74	35.62	2.63
28.35	99.07	0.00	23.39	77.64	0.00	25.64	37.95	1.32
			25.56	74.30	0.00			
<b>Total (KWh)</b>	<b>Moyenne (KWh)</b>	<b>Total (Litres)</b>	<b>Total (KWh)</b>	<b>Moyenn e (KWh)</b>	<b>Total (Litres)</b>	<b>Total (KWh)</b>	<b>Moyenn e (KWh)</b>	<b>Total (Litres)</b>
<b>919.86</b>	<b>101.14</b>	<b>0.00</b>	<b>874.93</b>	<b>96.59</b>	<b>0.00</b>	<b>723.12</b>	<b>44.33</b>	<b>26.34</b>

**Tableau C3 : Résultats journaliers Obtenus par Matlab de l'installation hybride à "Ilamane: Latitude: 23.12° N, Longitude: 5.27° E et Altitude: 1928 m . (Pour les mois de Juillet, Aout et Septembre)**

Juillet			Aout			Septembre		
PV (KWh)	CSM (KWh)	Fuel (Litres)	PV (KWh)	CSM (KWh)	Fuel (Litres)	PV (KWh)	CSM (KWh)	Fuel (Litres)
10.99	34.16	4.61	24.26	37.28	1.32	28.35	39.12	0.00
17.32	35.44	3.29	30.63	39.80	1.32	29.30	39.29	0.00
18.67	34.53	2.63	30.49	42.22	0.00	28.96	40.01	0.00
21.40	36.31	1.98	30.19	43.93	0.00	29.26	40.49	0.00
25.94	37.70	1.32	30.08	45.43	0.00	31.01	41.64	0.00
25.78	37.49	0.66	27.20	45.94	0.00	29.69	43.39	0.00
17.70	34.79	2.63	28.77	45.28	0.00	25.09	42.88	0.00
18.40	35.14	2.63	30.10	45.96	0.00	27.05	40.36	0.00
18.02	35.81	3.29	29.80	47.31	0.00	31.04	40.34	0.00
25.69	37.53	1.32	15.91	43.19	0.00	30.80	42.42	0.00
26.08	37.45	0.66	26.17	37.42	0.66	29.89	44.17	0.00
26.33	37.57	0.66	28.80	38.55	0.66	31.24	45.71	0.00
24.06	36.85	0.66	30.10	39.65	0.00	32.19	48.43	0.00
24.52	37.02	1.32	29.05	40.72	0.00	32.51	51.72	0.00
19.23	35.57	2.63	29.73	41.55	0.00	30.20	54.27	0.00
26.43	38.11	1.32	30.04	42.81	0.00	28.41	55.19	0.00
27.21	38.57	0.66	29.31	43.96	0.00	25.40	53.81	0.00
28.33	39.74	0.66	27.34	44.03	0.00	26.81	51.66	0.00
26.47	39.46	0.00	24.76	41.98	0.00	26.88	50.24	0.00
23.05	36.74	0.66	22.41	38.07	0.00	24.48	47.41	0.00
15.03	34.33	3.95	27.19	37.93	1.32	27.01	45.37	0.00
27.35	37.26	0.66	26.26	38.35	0.66	15.25	38.88	1.32
27.14	38.22	0.66	19.26	35.94	1.98	22.60	37.53	1.32
26.44	38.54	0.66	19.70	35.86	2.63	22.89	36.39	1.98
26.73	38.67	0.66	29.11	39.14	1.32	27.86	39.08	1.32
23.41	37.96	0.66	29.00	40.25	0.00	29.25	39.50	0.00
23.28	37.15	1.32	28.61	40.66	0.00	27.08	39.39	0.00
15.23	34.09	3.95	26.07	40.00	0.00	30.19	39.24	0.00
18.22	35.48	3.29	22.10	36.39	0.66	30.61	40.83	0.00
24.98	38.08	1.32	25.70	37.39	1.32	30.12	42.36	0.00
23.88	37.52	0.66	27.48	38.85	1.32			
<b>Total (KWh)</b>	<b>Moyenne (KWh)</b>	<b>Total (Litres)</b>	<b>Total (KWh)</b>	<b>Moyenn e (KWh)</b>	<b>Total (Litres)</b>	<b>Total (KWh)</b>	<b>Moyenn e (KWh)</b>	<b>Total (Litres)</b>
<b>703.32</b>	<b>36.88</b>	<b>51.35</b>	<b>835.62</b>	<b>40.83</b>	<b>15.14</b>	<b>841.42</b>	<b>43.70</b>	<b>5.93</b>

**Tableau C4 : Résultats journaliers Obtenus par Matlab de l'installation hybride à "Ilamane: Latitude: 23.12° N, Longitude: 5.27° E et Altitude: 1928 m. (Pour les mois d'Octobre, Novembre et Décembre)**

Octobre			Novembre			Décembre		
PV (KWh)	CSM (KWh)	Fuel (Litres)	PV (KWh)	CSM (KWh)	Fuel (Litres)	PV (KWh)	CSM (KWh)	Fuel (Litres)
37.16	43.56	0.00	30.17	98.66	0.00	29.66	75.27	0.00
31.79	46.55	0.00	29.53	99.47	0.00	21.98	73.43	0.00
18.37	50.24	0.00	31.91	100.43	0.00	22.77	67.57	0.00
18.85	52.78	0.00	27.41	102.85	0.00	23.54	63.35	0.00
33.03	53.39	0.00	24.02	104.02	0.00	22.68	60.90	0.00
35.69	54.19	0.00	22.52	103.15	0.00	18.11	61.83	0.00
34.94	55.65	0.00	20.76	102.36	0.00	13.40	53.43	0.00
30.67	57.29	0.00	14.46	93.28	0.00	24.14	52.33	0.00
18.20	60.12	0.00	26.32	89.54	0.00	28.60	51.64	0.00
20.63	63.73	0.00	16.14	80.39	0.00	28.76	50.68	0.00
33.65	65.13	0.00	31.16	78.25	0.00	26.54	49.12	0.00
33.71	65.22	0.00	29.81	79.06	0.00	27.76	47.09	0.00
34.36	65.77	0.00	26.95	78.11	0.00	19.81	42.59	0.00
30.47	66.97	0.00	14.88	72.71	0.00	25.67	38.36	0.66
17.31	69.35	0.00	31.14	64.98	0.00	25.97	38.25	1.32
19.98	72.12	0.00	28.40	67.09	0.00	19.91	38.07	0.66
32.75	72.79	0.00	24.08	69.58	0.00	17.26	35.78	2.63
34.21	72.97	0.00	14.97	69.96	0.00	18.51	38.09	1.98
34.27	73.60	0.00	15.62	60.88	0.00	21.73	42.88	0.66
31.37	74.92	0.00	26.94	61.55	0.00	26.08	45.60	0.00
17.28	77.94	0.00	29.52	61.68	0.00	29.72	45.71	0.00
20.56	81.07	0.00	31.23	62.30	0.00	29.50	45.46	0.00
34.52	82.98	0.00	31.19	63.53	0.00	30.58	45.85	0.00
31.05	82.59	0.00	31.36	64.91	0.00	29.60	46.23	0.00
32.45	84.65	0.00	31.47	66.38	0.00	27.31	45.50	0.00
31.41	86.65	0.00	31.40	68.28	0.00	20.06	41.94	0.00
31.31	88.53	0.00	31.23	70.39	0.00	17.22	35.82	1.32
32.69	91.05	0.00	28.14	72.52	0.00	26.36	35.85	3.29
28.66	94.21	0.00	23.81	74.77	0.00	22.38	40.25	0.00
24.55	97.11	0.00	22.37	77.06	0.00	21.06	41.20	0.66
23.57	99.92	0.00				11.43	36.41	3.29
<b>Total (KWh)</b>	<b>Moyenne (KWh)</b>	<b>Total (Litres)</b>	<b>Total (KWh)</b>	<b>Moyenn e (KWh)</b>	<b>Total (Litres)</b>	<b>Total (KWh)</b>	<b>Moyenn e (KWh)</b>	<b>Total (Litres)</b>
<b>889.43</b>	<b>71.07</b>	<b>0.00</b>	<b>778.88</b>	<b>78.60</b>	<b>0.00</b>	<b>728.10</b>	<b>47.95</b>	<b>16.46</b>

PV : Puissance produite par le PV (KWh), CSM : Capacité de stockage moyenne (KWh),  
Fuel : Consommation en fuel (litres).

## **REFERENCES**

## REFERENCES

1. Massé René, « Financer le développement de l'électrification rurale », Coll. Études et Travaux, série en ligne n°2, Éditions du Gret, 2004, [www.gret.org](http://www.gret.org), p 108.
2. Bessaoud.O.« La stratégie de développement rural en Algérie ». Options Méditerranéennes, Séminaire sur les Politiques de Développement Rural Durable en Méditerranée dans le Cadre de la Politique de Voisinage de l'Union Européenne, 08-09/02/2006, Le Caire. p 79-89.CIHEAM-IAMM, 2006. Série A/n°71, 2006, ISBN 2-85352-351-9.
3. Audiences du président 2010 – rapport d'évaluation. réunion d'évaluation du secteur de l'Energie et des Mines mardi 17 août 2010.  
[http://193.194.78.233/ma\\_fr/stories.php?story=10/08/16/2704732](http://193.194.78.233/ma_fr/stories.php?story=10/08/16/2704732).
4. Yaël Thiaux. « Optimisation des profils de consommation pour minimiser les coûts économique et énergétique sur cycle de vie des systèmes photovoltaïques autonomes et hybrides Évaluation du potentiel de la technologie Li-ion. » , thèse de doctorat de l'école normale supérieure de Cachan..Soutenue le 08 Juillet 2010.
5. Nadia Bentaleb. l'électrification rurale décentralisée dans le sud. La revue en sciences de l'environnement, Vol 5, No 1, Mai 2004.
6. Damien Thirault, Architectures des Réseaux de Distribution pour l'Electrification rurale des Pays en Développement, thèse de doctorat : Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble dans le cadre de l'Ecole Doctorale EEATS « Electronique, Electrotechnique, Automatique, Télécommunication, Signal», mars 2004,
7. International Energy Agency, « World Energy Outlook 2002 – Chapter 13 : Energy and poverty », World Summit on Sustainable Development meeting In Johannesburg, 2002.
8. Fatnassi Lazhar.« Expérience photovoltaïque à Sonelgaz et perspectives des énergies renouvelables au sud » ; 8° journées scientifiques et techniques, le 18 au 19 novembre 2008, Hôtel Hilton, Alger, Algérie
9. <http://www.photowatt.com/fr/marches-et-applications/hors-reseau/electrification-rurale/>  
Photowatt Technologies, créateur de systèmes solaires.
10. J. Royer, T. Djiako, E.Schiller et B. Sada Sy . « Le pompage photovoltaïque' Manuel de cours à l'intention des ingénieurs et des techniciens ». Publ. en collab. avec : IEPF, Université d'Ottawa, EIER, CREPA. 1998. ISBN 2-89481-006-7.
11. Yves Jannot « Thermique solaire », Octobre 2003.
12. Bouziane Mahmah, Projet Maghreb – Europe « Production d'Hydrogène Solaire Phase I : Etude d'Opportunité et de faisabilité du projet » 20 th World Energy Congress – Rome, November 11 th – 15 th , 2007.

13. NASA Surface meteorology and Solar Energy : <http://eosweb.larc.nasa.gov/>
14. Maryse Labriet. 'Énergie et développement durable en Méditerranée', Revue Liaison Énergie-Francophonie N °71–2e Trimestre 2006, Page 95 ISSN 0840-7827.
15. M. Brahimi. « Situation des énergies renouvelables en Algérie ». Conférence sur la maîtrise de l'énergie et de l'environnement dans un contexte d'économie de marche, 22 et 23 mai 2001, Hôtel Sheraton, Alger, Algérie.
16. A. Ainouche « Natural gas and Algerian strategy for renewable energy», 23rd World GAS Conference, Amsterdam, 2006.
17. B.H.Y. Liu and R.C. Jordan. « The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation », Solar Energy, Vol.4, pp.1-19, 1960.
18. 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.
19. M.H. Maccagnan. « Caracterizacion de la radiacion solar para aplicaciones fotovoltaicas en el caso de madrid » Tesis doctoral, ETSI de Telecomunicacion Universidad Politecnica de Madrid, pp.194, 1993.
20. 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
21. 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.
22. D.T.Reindel, W.A. Beckman and J.A Duffie. «Diffuse fraction correlations .Solar Energy » .Vol. 45(1), pp1-7,1990.
23. M. Iqbal. «Prediction of hourly diffuse solar rdiation from measured hourly global radiation on a horizontal surface». Solar Energy. Vol.24, pp. 491-503, 1980.
24. R.C. Temps and K.L Coulson. «Solar radiation incident upon slopes of different orientations ». Solar Energy. Vol. 19(2), pp. 179-184, 1977.
25. T.M. Klucher. « Evaluation of models of predict insolation on tilted surfaces. Solar Energy ». Vol. 23(2), pp. 111-114, 1979.
26. P. Nolay. « Développement d'une méthode générale d'analyse des systèmes photovoltaïques. »Thèse doctorat 3<sup>ème</sup> Cycle. Ecole des mines de Paris, 1987.
27. Amr. Khelif « Etude technico-économique de l'hybridation de la microcentrale d'Afra par la filière photovoltaïque », Mémoire de magister, 2008, USTHB.

28. D.Koussa, M.Belhamel. «Etude technico-économique d'un système hybride (éolien-photovoltaïque –diesel) de production d'électricité sans interruption ». Revue des Energies Renouvelables Vol. 11 N°1 (2008) pp.137 – 151
29. EUROSERVER. Baromètre Photovoltaïque. « Systèmes Solaires » - Le Journal du Photovoltaïque, Hors Série n.1, 2009.
30. European Photovoltaic Industry Association and Greenpeace. Solar Generation V. Report EPIA, 2008.
31. R. Kaiser. « Optimized battery-management system to improve storage lifetime in renewable energy systems ». Journal of Power Sources, vol.168:58–65, 2007.
32. P. Li. «Formalisme pour la Supervision des Systèmes Hybrides Multi-Sources de Générateurs d'Énergie Répartie : Application à la Gestion d'un Micro Réseau ». PhD Thesis, École Centrale de Lille, 2009.
33. Ludovic Protin, Stéphan Astier « Convertisseurs photovoltaïques », Techniques de l'Ingénieur, 1997.
34. A Labouret, P. Cumunel, J. Braun et B. Faraggi, «Cellules Solaires : Les bases de l'énergie photovoltaïque ». Editions techniques et scientifiques françaises, 3<sup>e</sup>Edition 2001.
35. B. Flèche - D. Delagnes. «Energie solaire photovoltaïque », juin 07. <http://www.scribd.com/doc/3501633/Energie-solaire-photovoltaïque>.
36. Stéphan Astier. « Extrait d'un cours magistral ».
37. F. Benyarou « Conception assistée par ordinateur des systèmes photovoltaïques modélisation, dimensionnement et simulation », Thèse de Doctorat d'état. Université de Tlemcen, Juillet 2004.
38. M. Petibon Stéphane « Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques », Thèse de doctorat, Janvier 2009, page 44.
39. Ter-Gazarian A, « Energy storage for power systems », ISBN 0863412645, Peter Peregrinus Ltd., 1994.
40. Julien Labbé, «l'hydrogène électrolytique comme moyen de stockage ». Ecole des Mines de Paris, Spécialité Énergétique. Thèse doctorat, décembre 2006.
41. Laadioui Khalid, « Les Régulateurs de Contrôle de Charge pour Applications solaires Photovoltaïques », Rencontre internationale à Marrakech du 24 novembre au 3 décembre 2008.
42. A.Sadoud, A.Chergui, « Etude et développement d'un régulateur de charge de puissance destiné à une mini centrale photovoltaïque », projet de fin d'étude, USTHB, Juin 1991.



43. Anne Labouret, Michel Viloz « Energie solaire photovoltaïque », 2<sup>ème</sup> édition, Dunod, Paris 2003-2005. Pp.128-135.
44. Violaine Didier. «Les Onduleurs pour Systèmes Photovoltaïques Fonctionnement, Etat de l'Art et Etude des Performances », Août 2007.
45. B. Wickert, C.V. Nayar and W.B. Lawrance, « Photovoltaic-Diesel Hybrid Energy Systems for Off-Grid Rural Electrification », International Journal of Renewable Energy Engineering, Vol. 1, N°1, pp. 7 - 17, 1999.
46. A. Laugier and J.A. Roger. « Les photopiles solaires ». Edition Technique et documentation, 1981
47. A.Hamidat, B.Benyoucef. Mathematic models of photovoltaic motor-pump systems. Renewable Energy 33 (2008), pp: 933-942.
48. D.S.H. Chan, J.R Philips and J.C.H. Phang. « A comparative study of extraction methods for solar cell model parameters ». Solid State Electronic, Vol 29(3), pp 329-337, 1986.
49. Gow JA, Manning CD. « Development of photovoltaic array model for use in power-electronics simulation studies ». Electric Power Applications IEEE proceeding 146: 193-200.1999.
50. L.keating,D.Mayer, S.Mcarthy and G.T. Wrixon. Concerted action on computer modeling and simulation proceeding of the 10<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference, pp1259-1265, Lisbon Portugal, 1991.
51. A. Hamidat. « Simulation of the performance and cost calculations of the surface pump ». Renewable Energy Vol 18, pp383-392, 1999.
52. Micheal T. Health. «Scientific Computing. An introduction Survey». 2<sup>nd</sup> edition, McGraw-Hill, New York.2002.
53. P. Nolay. « Développement d'une méthode générale d'analyse des systèmes photovoltaïques ». Thèse doctorat 3<sup>ème</sup> Cycle. Ecole des mines de Paris, 1987.
54. E.Lorenzo. Electricidad Solar: Ingeniera de los sistemas fotovoltaicos.Instituto de Energia Solar, Universidad Politécnica de Madrid, ProgenSA.Sevilla, 1994.
55. O.Gergaud, «Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur. » Thèse de doctorat, Antenne de Bretagne de l'école normale supérieure de Cachan, 9 décembre 2002.
56. D. Saheb, Koussa et M. Belhamel : «Contribution à l'étude théorique du comportement d'un système hybride (éolien – photovoltaïque - diesel) de production d'électricité sans interruption». Revue des Energies Renouvelables Vol. 11 N°1 (2008) 137 – 151.

57. A. Ould Mohamed Yahya , A. Ould Mahmoud et I. Youm : « Modélisation d'un système de stockage intégré dans un système hybride (PV / Eolien / Diesel) ». Revue des Energies Renouvelables Vol. 10 N°2 (2007) 205 – 214.
58. M. Muselli, G. Notton, A. Louche, « Design of hybrid photovoltaic power generator with optimization of energy management », Solar Energy Vol. 65, No 3, pp 143-157.
59. Abouzahr I., Ramakumar R: « Loss of power supply probability of stand-alone wind electric conversion systems », a closed solution approach. IEEE Transactions on Energy Conversion, 1990, vol. 5, n° 3, pp. 445-452.
60. Abouzahr I., Ramakumar R. «Loss of power supply probability of stand-alone photovoltaic systems», a closed solution approach. IEEE Transactions on Energy Conversion, 1991, vol. 6, n° 1, pp. 1-11.
61. Ghali F.M.A., Abd El Aziz M.M., Syam F.A. « Simulation and analysis of Hybrid systems using probabilistic techniques ». Proceedings of the IEEE Power Conversion Conference (PCC) Nagaoka, 1997, pp. 831-835.
62. Giraud F., Saameh Z.M. «Steady-state performance of a grid-connected rooftop hybrid wind-photovoltaic power system with battery storage ». IEEE Transactions on energy conversion, ISBN 0885-8969, 2001, vol. 16, n° 1, pp. 1-7..
63. Enrico FABRIZIO. «Modélisation des systèmes multi énergies dans les bâtiments ». Thèse de doctorat, Institut National des Sciences Appliquées de Lyon, juillet 2008.
64. A. Kaabeche, M. Belhamel , R. Ibtouen , S. Moussa .M. R. Benhaddadi : « Optimisation d'un système hybride (éolien – photovoltaïque) totalement autonome ». Revue des Energies renouvelables. Vol. 9, N°3 (2006) 199 – 209.
65. A.Hamidat, B.Benyoucef. Systematic procedures for sizing photovoltaic pumping system, using water tank storage. Energy Policy 37 (2009) 1489–1501.
66. B.S. Borrowy and Z.M. Salameh, «Methodology for Optimally Sizing the Combination Battery Bank and PV Array in a Wind/PV Hybrid System», IEEE Transaction on Energy Conversion, Vol. 12, N°1, pp. 73 - 78, March 1997.
67. E. Ofry and A. Brauntein, «The Loss of Power Supply Probability as a Technique for Designing Stand-alone Solar Electrical (Photovoltaic) Systems », IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-102, N°5, pp. 1171 - 1175, May 1983.
68. A. Zidane. Energy efficiency in the construction sector in the Mediterranean. GTZ, Baseline study MED-ENC, Algiers, February 2006.
69. Solar Lighting Controller Model LS-2, <http://www.solarconverters.com>
70. C.Alonso, B.Estivals, H. Valderrama-Blavi, « An overview of MPPT (Maximum Power Point Tracking) controls and their future developments », 10<sup>th</sup> International Power Electronics and Motion Control Conference (EPE-PEMC2002), Dubrovnik (Croatie), 9-11 Septembre 2002,11p

71. Walker, Geoff R. «Evaluating MPPT converter topologies using a MATLAB PV model» Australasian Universities Power Engineering Conference, AUPEC'00, Brisbane, 2000.
72. NREL (National Renewable Energy Laboratory). Getting started guide for HOMER version 2.1, April 2005.
73. Givler T., Lilienthal P. «Using HOMER software, NREL's micropower optimization model, to explore the role of gen-sets in small solar power systems ». Technical Report NREL/TP-710-36744, May 2005.
74. Iqbal M.T. « A feasibility study of a zero energy home in Newfoundland ». Renewable energy, ISSN, 0960-1481. 2004, vol. 29, n° 2, pp. 277-289.
75. Shaahid S.M., Elhadidy M.A. «Technical and economic assessment of grid-independent of hybrid photovoltaic-diesel-battery power systems for commercial loads in desert environments ». Renewable and sustainable energy reviews, ISSN 1364-0321, 2007, vol. 11, n° 8, pp. 1794-1810.
76. Beccali M., Brunone S., Cellura M., Franzitta V. « Energy, economic and environmental analysis on RET-hydrogen system in residential buildings ». Renewable energy, ISSN 0960-1481, 2008, vol. 33, n° 3, pp. 366-382.
77. J.K. Kaldellis, M. Simotas, D. Zafirakis, and E. Kondili. « Optimum autonomous photovoltaic solution for the Greek islands on the basis of energy pay-back analysis». Journal of Cleaner Production, vol.17:1311–1323, 2009.
78. <http://www.solarbuzz.com>.