



République Algérienne Démocratique et Populaire  
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de  
la Recherche Scientifique.



**UNIVERSITE HASSIBA BENBOUALI  
CHLEF**

**FACULTE DE TECHNOLOGIE  
DEPARTEMENT DE GENIE MECANIQUE**

**Mémoire**

Présenté pour obtenir le diplôme de Magister en Génie Mécanique

**Option**

Energies Renouvelables

**Présenté par:**

**BENDAOUD BENCHERKI**

**-Thème-**

Etude des performances d'une électrification rurale  
basée sur des systèmes mini réseaux hybrides de  
production d'électricité

Soutenu le : 11 / 12 / 2011

**Devant le jury :**

Dr. ZAHLOUL Hamou	M. C. A	U.H.B. Chlef	Président
Dr. HAMIDAT Abderrahmane	Directeur de Recherche	CDER. Alger	Rapporteur
Pr. LOUKARFI Larbi	Professeur	U.H.B. Chlef	Co-encadreur
Dr. BELMADANI Bachir	Professeur	U.H.B. Chlef	Examinateur
Dr. HADJ ARAB Amar	Directeur de Recherche	CDER. Alger	Examinateur

2011

*À mes parents  
que dieu les accepte dans son vaste paradis*

*Voyageur tu n'as pas de chemin,  
les chemins se tracent en marchant.*

*«A. Machado »*

## ***Remerciements***

Le travail présenté dans cette thèse a été réalisé au Département de Mécanique option Energies Renouvelables de l'Université de Chlef avec la collaboration du Centre Des Energies Renouvelables (CDER) d'Alger.

Je remercie vivement mon directeur de thèse Monsieur Abderrahmane HAMIDAT, directeur de recherche au CDER pour son soutien scientifique sa patience et ses conseils. Je remercie aussi mon Co-encadreur Monsieur Larbi LOUKARFI professeur à l'Université de Chlef pour sa disponibilité et ses conseils tout au long de cette thèse.

Je remercie Monsieur Hamou ZAHLOUL M.C.A à l'U.H.B.Chlef d'avoir accepté la présidence du jury, Messieurs : Bachir BELMADANI professeur à l'U.H.B. Chlef, Amar HADJ Arab directeur de recherche au CDER d'avoir répondu à notre invitation afin d'examiner ce travail.

Je n'oublie pas de saluer mes collègues post graduant de l'Ecole Doctorale (ER) pour tout l'aide qui m'ont apporté, mes collègues de travail enseignants et administrateurs du Lycée Djilali Bounaama d'El-Attaf pour leurs encouragements et leur soutien.

Je terminerai par les remerciements les plus sincères à ma famille, mes parents en tête pour tous ce qu'ils ont fait et enduré pour mon bien être, à ma femme Latifa et mes enfants Chakib et Tesnime pour leur amour leur patience et leur soutien durant les 30 mois de cette formation.

## SOMMAIRE

## INTRODUCTION GENERALE

## CHAPITRE 1 : RAYONNEMENT

1.1. Introduction.....	4
1.2. Soleil source de rayonnements .....	4
1.3. Géométrie terre soleil .....	5
1.3.1. Mouvement de la terre autour du soleil.....	5
1.3.2. Angles caractéristiques.....	5
a) La déclinaison.....	5
b) La longitude .....	6
c) La latitude .....	6
d) L'angle horaire .....	6
1.3.3. Position du soleil.....	6
a) L'azimut a.....	6
b) La hauteur h du soleil.....	6
1.3.4. Heures et temps .....	7
1.3.5. Durée du jour.....	8
1.3.6. Durée et taux d'insolation .....	8
a) Durée d'ensoleillement .....	8
b) Taux d'insolation.....	8
1.4. Rayonnement.....	9
1.4.1. Définition.....	9
1.4.2. Rayonnement solaire.....	9
a) Rayonnement hors atmosphère .....	9
b) Atténuation du rayonnement par l'atmosphère.....	10
1.4.3. Estimation de la composante directe et diffuse de l'irradiation.....	12
horizontale à partir de l'irradiation globale journalière	
a) Modèle de Collares-Pereira et Rabl .....	13
b) Modèle de Frutos .....	13
c) Modèle de Macagnan.....	13
1.4.4. Estimation de la composante directe et diffuse horaire.....	14
a) Modèle de Erbs-Klein et Duffie .....	14
b) Modèle de Spencer.....	15
c) Modèle de Reindel, Beckman et Duffie.....	15
d) Modèle de Tamanrasset.....	15
1.4.5. Estimation de l'irradiation horaire sur une surface inclinée .....	16
a) Définitions.....	16
b) Composantes de l'éclairement global.....	16
1.5. Conclusion .....	20

## CHAPITRE 2 : PRESENTATION DES SYSTEMES HYBRIDES

## PV- DIESEL

2.1. Introduction.....	21
2.2. Définition et mission des SEH.....	21

2.3. Etat de l'art.....	22
2.4. Générateur photovoltaïque.....	23
2.4.1. Interaction rayonnement matière .....	23
2.4.2. Conversion photovoltaïque.....	24
2.4.3. Cellule solaire photovoltaïque.....	24
2.4.4. Circuit électrique équivalent.....	26
2.4.5. Paramètres électriques de la cellule.....	27
a) Caractéristiques électriques.....	27
b) Courant de court circuit.....	29
c) Tension de circuit ouvert.....	29
2.4.6. Influence d'autres Paramètres.....	29
a) Influence de l'éclairement.....	29
b) Influence de la température.....	30
2.4.7. Module photovoltaïque.....	32
A) Notion de Puissance Crête.....	32
B) Association de cellules en série.....	32
C) Association de cellules en parallèles.....	33
D) Déséquilibres dans les groupements de cellules.....	34
2.5. Système de stockage.....	36
2.5.1. Définitions.....	36
2.5.2. Paramètres d'une batterie.....	37
2.5.3. Différents types d'accumulateurs.....	38
2.6. Système de régulation.....	41
2.6.1. Régulation de décharge.....	42
2.6.2. Régulation de charge.....	42
a) Régulations de charge shunt (parallèle).....	42
b) Régulation de charge série.....	43
c) Régulation de charge MPTT.....	43
2.7. Système de conversion.....	43
2.7.1. Définition.....	44
2.7.2. Principaux types de Convertisseurs.....	44
a) Convertisseur continu-continu.....	44
b) Convertisseur continu –alternatif.....	45
2.7.3. Caractéristiques d'un onduleur pour systèmes photovoltaïques.....	45
2.7.4. Principe de fonctionnement.....	45
2.7.5. Critères de choix.....	47
2.7.6. Autre types d'onduleurs autonomes.....	47
a) onduleurs à ondes sinusoïdales – Chargeur.....	47
b) onduleurs à ondes carrées.....	47
2.8. Groupe électrogène.....	48
2.9. Conclusion.....	48

**CHAPITRE 3 : MODELISATION DES SYSTEMES****PV- HYBRIDES**

3.1. Introduction.....	49
3.2. Modèles de la caractéristique I-V.....	49
3.2.1. Modèles à une diode .....	49
a) Modèle mathématique implicite.....	50
b) Modèle mathématique explicite.....	50
3.2.2. Corrections à d'autres conditions de température et d'éclairement .....	50
a)Modèle de la température.....	51
b)Méthode selon la norme CEI891.....	51
c)Méthode simplifiée.....	52
3.3 Modélisation de la puissance à la sortie du module PV.....	52
3.3. Modélisation de batterie.....	53
3.3.1. Modèle de la charge de la batterie.....	54
3.3.2. Modèle de la décharge de la batterie.....	54
3.3.3. La tension de la batterie.....	55
3.3.4. Courant de batterie.....	56
3.4. Modélisation du système de conversion.....	56
3.5. Modélisation du groupe électrogène.....	57
3.6. Conclusion.....	59

**CHAPITRE 4 : ELECTRIFICATION RURALE BASEE SUR DES****SYSTEMES MINI -RESEAUX HYBRIDES**

4.1. Introduction.....	60
4.2. Présentation des schémas d'électrification.....	60
4.2.1. Centralisée .....	60
4.2.2. Décentralisée.....	61
4.2.3. Mini- réseau.....	61
a)Mission du mini-réseau.....	61
4.3. Architectures des systèmes hybrides mini- réseaux.....	62
4.3.1. Single- master fixe.....	62
4.3.2. Single master changeant.....	63
4.4.3. Multi- master avec générateurs diesel.....	63
4.5.4. Multi- master avec onduleurs.....	64
4.6. Conclusion.....	65

**CHAPITRE 5 : DIMENSIONNEMENT DES SYSTEMES****PV-HYBRIDES**

5.1. Introduction.....	66
5.2. Dimensionnement technico-économique .....	66
5.2.1. Présentation du site.....	67
a) Evaluation de la consommation Charge du site.....	68
b) Potentiel solaire du site de Djouahra.....	70
5.2.2. Dimensionnement de système de génération.....	72

a) Dimensionnement du générateur photovoltaïque.....	73
b) Dimensionnement du groupe électrogène .....	73
5.2.3. Dimensionnement du système de stockage.....	75
5.2.4. Dimensionnement du convertisseur.....	76
5.3. Résultats du dimensionnement.....	76
5.3.1. Caractéristiques du système.....	76
5.3.2. Productions et stockage d'énergie.....	77
5.3.3. Calcul des coûts.....	80
5.3.4. Choix du câblage.....	83
5.4. Différents logiciels libres de dimensionnement.....	85
5.5. Application de HOMER.....	87
5.6. Résultats de HOMER.....	90
5.7. Calcul d'erreur.....	96
5.8. Étude de performances du SEH.....	98
5.9. Résultats et discussion.....	102
5.10. Opérations d'électrifications rurales solaires en Algérie.....	103
5.11. Conclusion.....	107
Conclusions générales.....	108
Bibliographie.....	110
Annexe.....	112

## **Nomenclature**

a	: Azimut
A	: Facteur d'idéalité de la diode
Ag	: Surface du GPV
$B_d(0)$	: Irradiation direct horizontale journalière
CA	: Courant alternatif
cab	: Cout d'achat de batterie
ca <sub>GD</sub>	: Cout d'achat du GD
Cam	: Cout d'achat du module
Cao	: Cout d'achat de l'onduleur
$C_{Bat}$	: Capacité de stockage de la batterie.
CC	: Courant continu cellule
cf	: Cout du fuel
CP	: Coefficient de performance du système PV
ctm	: Cout de maintenance
$D(0)$	: Irradiation diffuse horizontale
De	: Dépenses d'exploitation
DOD	: Profondeur de décharge
$E_{GD}$	: Energie fournie par le GD sur une journée
$E_L$	: Energie demandée par la charge
$E_{Ph}$	: Energie du photon
$E_{pv}$	: Energie produite dans le générateur PV
$E_T$	: Energie totale consommée
F.é.m.	: Force électromotrice
F	: Fraction solaire
fc	: Facteur de consommation diesel
Fcg	: Facteur de performance du GPV
$F_{dech}$	: Facteur de décharge
FF	: Facteur de forme
$G(0)$	: Irradiation globale horizontale
$G(\beta)$	: Irradiation sur le plan des modules
$G_e(0)$	: Irradiation globale extraterrestre
Go	: Constante solaire
Gref	: Irradiation de référence
h	: Hauteur du soleil
I	: Courant de sortie de la cellule pv



## Nomenclature

$I_0$	: Courant de saturation inverse de la diode
$I_{Bat}$	: Courant de batterie
$I_d$	: Courant d'obscurité de la diode.
$I_L$	: Photo-courant
$I_{m p}$	: Courant puissance maximale
$I_p$	: Courant consommé dans la résistance parallèle
$I_{SC}$	: Courant de court circuit
$I_v$	: Investissement du composant
$j$	: Numéro de jour à partir du 1 <sup>ier</sup> janvier.
$K$	: Facteur de correction
$K_d$	: Fraction diffuse journalière
$K_s$	: Coefficient de sécurité lié aux différentes pertes dans le mini - réseau.
$K_t$	: Indice de clarté de l'atmosphère
$M_d$	: Fraction diffuse horaire
$MF$	: Matching factor
$M_t$	: Indice de clarté horaire de l'atmosphère
$N_{aut}$	: Nombre de jours d'autonomie.
$N_{bat}$	: Nombre de batterie
$NOCT$	: Nominal Operating Cell Temperature (température d'utilisation de cellule)
$N_s$	: Nombre de cellules en série
$P$	: Puissance du composant
$P_c$	: Puissance crête
$P_{GD}$	: Puissance fournie par le GD
$P_L$	: Puissance demandée par la charge
$P_m$	: Puissance max
$P_{nond}$	: Puissance nominale de l'onduleur
$P_{npv}$	: Puissance nominale du module pv
$P_{pv}$	: Puissance produite par le générateur PV
$P_{sys}$	: Pertes système
$R$	: Eclairement réfléchi par le sol
$R_c$	: Rendement de captage
$R_g$	: Rendement global
$R_L$	: Charge électrique du circuit extérieur
$r_p$	: Résistance parallèle (de shunt).
$r_s$	: Résistance série
$S$	: Durée d'ensoleillement mesurée
$S_0$	: Durée maximale d'ensoleillement
$Se$	: Section du conducteur

## Nomenclature

SOC	: Etat de charge de batterie.
STC	: Conditions standards de test
T	: Durée de vie estimée de l'installation
T <sub>a</sub>	: Température ambiante
T <sub>c</sub>	: Température de la cellule (K)
t <sub>c</sub>	: Durée de vie du composant
TSL	: Temps solaire local
T <sub>SV</sub>	: Temps soleil vraie
TU	: Temps universel
V <sub>Bat</sub>	: Tension de la batterie.
V <sub>CC</sub>	: Tension du système (bus CC)
V <sub>m p</sub>	: Tension de puissance maximale
V <sub>oc</sub>	: Tension de circuit ouvert
V <sub>vent</sub>	: Vitesse du vent
Y <sub>f</sub>	: productivité globale
Y <sub>g</sub>	: productivité du GPV
Y <sub>r</sub>	: productivité de référence
α <sub>1</sub>	: Coefficients de température pour le courant de court circuit
β	: Angle d'inclinaison
β <sub>v</sub>	: Coefficients de température pour la tension de circuit ouvert
δ	: Déclinaison
ΔV	: Chute de tension
η <sub>ond</sub>	: Rendement de l'onduleur
η <sub>reg</sub>	: Rendement du régulateur
η <sub>STC</sub>	: Rendement max de conversion dans des conditions de tests standards
η <sub>Bat</sub>	: Rendements de la batterie
η <sub>conv</sub>	: Rendements du convertisseur
λ	: Longitude
λ <sub>ph</sub>	: Longueur d'onde du photon ;
μ	: Nombre d'achat du composant pendant la durée de vie
ν	: Fréquence
ρ <sub>s</sub>	: Résistivité
σ	: Taux d'autodécharge
Σ	: Taux d'insolation
φ	: Latitude
ω	: Angle horaire

### **INTRODUCTION GENERALE**

L'énergie électrique, depuis sa découverte constituait une des artères principales de la vie industrielle et économique, les produits plus anciens tels que : le bois, le charbon, les huiles végétales et animales, d'autres produits plus récents sont apparus au début du XXI comme le pétrole, le gaz naturel et le nucléaire ont joués un grand rôle dans la production et la couverture des besoins de l'humanité en électricité dans la vie sociale et l'industrie.

Toutes fois ces ressource d'énergie sont des réserves en quantités bien déterminées et risquent de finir un jour d'une part, d'une autre part les rejets en tonnes de gaz toxiques et de déchets nucléaire non traitables sont devenus un danger très sérieux pour la nature et l'humanité.

Grace aux découvertes scientifiques et au développement technologique, les ressources naturelles comme le vent, le soleil, la géothermie, la biomasse sont autant utilisables dans la production de l'énergie électrique. En quantité énormes et avec des durés de vie très supérieur à l'échelle humaines sont considérés comme renouvelables. Sans rejets de polluants et de gaz à effet de serre ils présentent une nouvelle voie pour garantir les besoins indispensables en énergie électrique tout en préservant la nature.

Plus de deux milliards d'êtres humains dans le monde n'accèdent pas à l'électricité et ne profitent pas de ces multiples services. L'énergies électrique d'origine renouvelable (photovoltaïque ; éolienne ; géothermique etc.) est une bonne solution pour ces zones isolées.

Vu le caractère aléatoire des ressources et la variation de leurs gisements d'une région à une autre la solution la plus prometteuse et l'utilisation des systèmes à énergie hybrides (SEH). Par leurs éloignements aux zones urbaines le raccordement au réseau électrique centralisé s'avère très onéreux. Le (SEH) est un système qui utilise au moins deux source d'énergie qui peuvent êtres toutes renouvelables ou un couplage entre renouvelables et non (fossiles par ex). Les (SEH) sont conçus généralement dans le but de satisfaire les besoins électriques d'un simple foyer à un village ou de villes insulaires.

## Introduction générale

La technologie des composants utilisés dans la production de l'électricité renouvelable est très développée et peut fournir un matériel fiable, performant et rentable. Sauf que les prix restent imprenables pour ces zones qui se trouvent dans la plus part des cas dans des pays pauvres. Ce qui nécessite d'autres efforts dans la recherche et la conception dans le but de rabaisser les couts et permettre leurs essors sur toutes les zones isolés.

Ce pendant le couplage de différentes source d'énergie dans un (SEH) doit être performant dans la production et compétitive en termes de cout et de propreté (écologique). Dans ce contexte le travail de recherche présenté dans cette thèse participe à l'étude d'un (SEH) couplant une ressource renouvelable (soleil) et une ressource fossile, représentées par un générateur photovoltaïque(GPV) et un groupe électrogène diesel(GD) et voir l'impacte de l'un sur le plan écologique et l'autre sur le cout, pour l'alimentation d'une petite agglomération (douar de 10 habitations) par un min-réseau électrique.

La centrale photovoltaïque considérée capte et transforme l'irradiation solaire en électricité avec des rendements de cellules de 15% à peu près. pour que ces modules délivrent le max d'énergie on utilise des appareils chercheurs de ce point à puissance max(MPPT).

La charge alimentée est une charge alternative ce qui nécessite un système de conversion et de contrôle, pour fournir une tension de sortie d'amplitude et de fréquence constantes, pour surveiller le système de stockage qui assure une autonomie de trois jours et qui est très sensible aux charges et décharges extrêmes.

Ce travail est réparti en cinq chapitres.

Dans le premier chapitre on parle de la principale source de l'énergie PV, le rayonnement, ces origines, sa dépendance de la géométrie terre soleil et de l'atmosphère. On défini ses composantes et les différents modèles pour les calculer.

Le deuxième chapitre étudie le (SEH) PV –diesel. On s'intéresse aux composants du SEH en décrivant leur structures, leur caractéristiques, leurs modes de fonctionnement, leurs comportements etc. en commençant par le GPV (générateur photovoltaïque), ensuite le système de stockage le système de conversion et régulation enfin le générateur diesel.

## Introduction générale

Le troisième chapitre parle des modèles mathématiques traités dans la littérature et qui émanent de recherche de plusieurs spécialistes. La modélisation est traduite par la pose d'équations caractérisant les éléments du système étudié et décrivant son comportement dans des conditions bien déterminées.

Le quatrième chapitre présente l'électrification décentralisé par des systèmes mini-réseaux hybrides, avec les différentes architectures, leurs missions et utilisations.

Le cinquième et dernier chapitre s'occupe du dimensionnements du SEH qui est très importants avant toute réalisation. Dans ce chapitre on va parler dans un premier temps sur les modèles de dimensionnement des différents composants du SEH, des deux configurations incluant un GPV, un GD , un système de stockage et des convertisseurs pour contrôler et interconnecter les sources, des modèles de dimensionnement économique et le choix du câblage. On présente aussi les différents logiciels de dimensionnement et d'optimisation et l'application de Homer à notre cas d'étude et on termine par une étude des performances du SEH.

## CHAPITRE 1: RAYONNEMENT

### 1.1. Introduction

Source de vie et de chaleur pour la faune et la flore le rayonnement solaire est devenu la plus importante source d'énergie renouvelable au temps actuels.

Après la découverte du phénomène de la conversion photovoltaïque, conversion qui transforme directement l'énergie lumineuse en électricité. Par la diversité de ses applications et services la technologie des modules photovoltaïques n'arrête pas de prendre de la mesure et propose une alternative aux énergies fossiles.

Avec ses 753 TWh annuel sur la totalité de la surface de la terre au niveau de la mer le soleil est un énorme réservoir d'énergie. Dans ce concept l'étude physique du rayonnement solaire est primordiale.

La variation de l'irradiation solaire d'une région à une autre dépend de la géométrie terre soleil et de la composition de l'atmosphère terrestre.

Dans ce chapitre on discutera des angles caractéristiques et leur effet sur l'intensité de l'irradiation, on parlera aussi sur l'atmosphère terrestre et son caractère absorbant et diffusif du rayonnement.

On étalera enfin les modèles qui estiment les différentes composantes de l'irradiation Solaire.

### 1.2. Soleil source de rayonnements

Le soleil est une étoile résultant de la condensation de nuages interstellaires sous l'effet de la gravité. Ce nuage est fait essentiellement d'hydrogène et d'hélium.

Le soleil est le siège de réactions nucléaires de fusion qui transforment l'hydrogène en hélium libérant  $4.10^9$  kg/s d'énergie de masse.

L'équilibre entre la force de pression radiative ( $p = \sigma_b \cdot \frac{T^4}{3}$ ) et la force de gravitation ( $f_g = G.M.m/r^2$ ) stabilise le soleil jusqu'à la fin du combustible ( $10^9$  ans)

Le soleil peut être assimilé a une sphère gazeuse de température (au coeur  $10^7$ K; à la surface 5760K) de diamètre 1391000km [1].

L'énergie qui nous vient du soleil représente la quasi-totalité de l'énergie disponible sur terre. à part les ressources énergétiques, géothermie et nucléaire, elle est à l'origine de

# Chapitre 1 : Rayonnement

la biomasse (photosynthèse), des vents, des courants et des réserves fossiles (gaz, pétrole, charbon).

## 1.3. Géométrie terre soleil :

### 1.3.1. Mouvement de la terre autour du soleil

La trajectoire de la terre autour du soleil est une ellipse dont le soleil occupe l'un des foyers, son plan de rotation est appelé l'elliptique. la distance moyenne terre soleil est de 149675000 km, elle varie de +/-1.7% conduisant a une variation d'éclairement de 6.7% au profit de l'hiver.

L'axe de rotation de la terre sur elle même est appelé l'axe des pôles, le plan perpendiculaire à cet axe et passant par le centre est l'équateur [2].

### 1.3.2. Angles caractéristique

#### a) Déclinaison

Est l'angle formé par la direction du soleil avec le plan équatorial. Elle varie au cours de l'année entre  $-23^{\circ}27'$  et  $+23^{\circ}27'$ . Elle est nulle aux équinoxes (21septembre, 21mars), maximale au solstice d'été (21juin) et minimale au solstice d'hiver (21décembre).

La valeur de la déclinaison est donnée par la relation:

$$\delta = 23.45 \sin [0.980^{\circ}(j + 284) ] \quad (1.1)$$

Où j est le numéro du jour de l'année compté du 1<sup>er</sup> janvier [2].

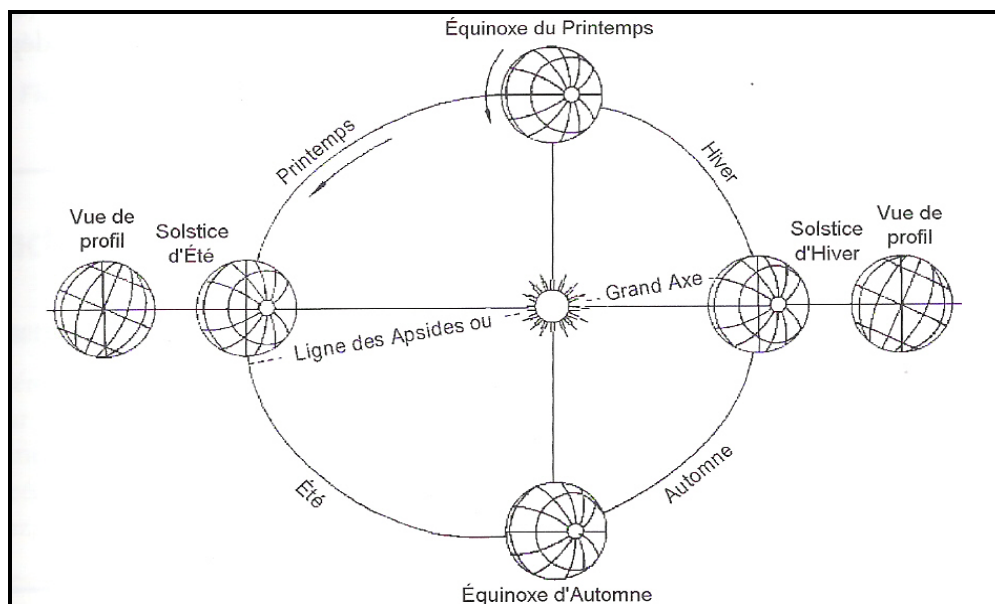


Fig1 : Géométrie terre soleil

# Chapitre 1 : Rayonnement

## b) Longitude

C'est la mesure de l'angle entre le méridien du lieu et le méridien d'origine des longitudes (Greenwich en Angleterre). Les longitudes à l'Est sont positives et celles à l'Ouest négatives. on compte 23 méridiens séparés de  $15^\circ$  et composent les 24 fuseaux horaires.

## c) latitude

Elle permet de repérer la distance angulaire d'un point quelconque par rapport à l'équateur .elle varie de  $0^\circ$  à l'équateur à  $+90^\circ$  au nord et à  $-90^\circ$  au sud.

## d) Angle horaire

Est déterminé par la rotation diurne de la terre autour de son axe. C'est l'angle entre le plan méridien passant par l'observateur et le plan méridien contenant le soleil.

$$\omega = 15(TSV - 12) \quad (1.2)$$

Ou TSV est le temps soleil vraie en heures

### 1.3.3. Position du soleil

Le repérage du soleil s'effectue par l'intermédiaire de deux angles :

#### a) Azimut

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

$$\sin a = \frac{\cos \delta}{\cos h} \sin \omega . \quad (1.3)$$

Indépendamment de l'angle h (hauteur du soleil) la relation s'écrit :

$$\operatorname{tg} a = \frac{\sin \omega}{\sin \varphi \cdot \cos \omega - \cos \varphi \cdot \operatorname{tg} \delta} \quad (1.4)$$

#### b) Hauteur du soleil

C'est l'angle formé par le plan horizontal au lieu d'observation et la direction du soleil.

$$\operatorname{Sin}(h) = \sin(\varphi) \sin(\delta) + \cos(\varphi) \cos(\omega) \cos(\delta) \quad (1.5)$$

Ou  $\varphi$ ,  $\delta$ ,  $\omega$  sont respectivement la latitude du lieu, la déclinaison du soleil et l'angle horaire.



# Chapitre 1 : Rayonnement

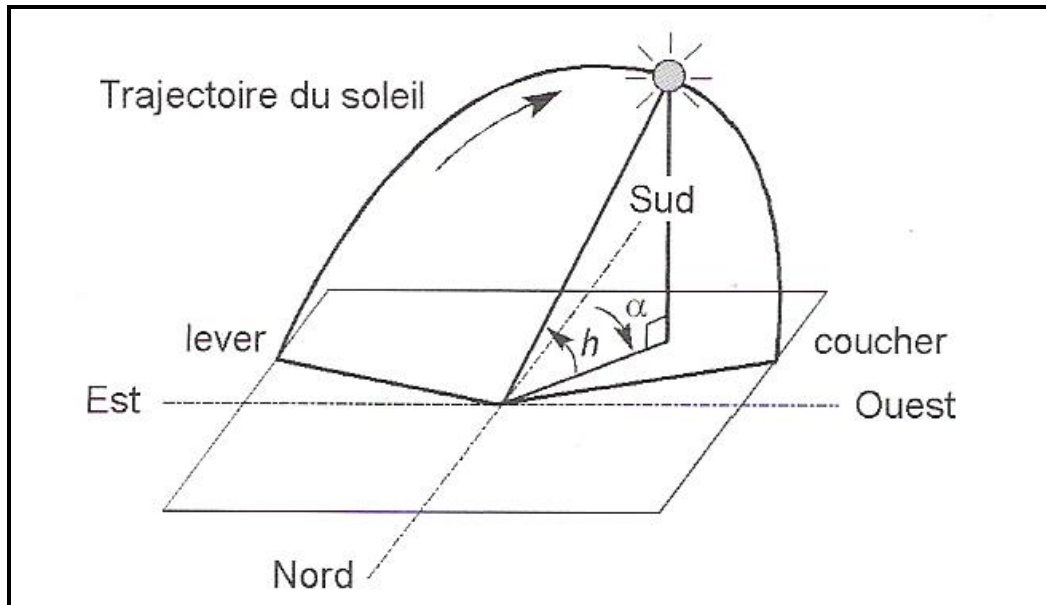


Fig2 : Repérage du soleil

## 1.3.4. Heures et temps

### a) Temps universel

Est défini par l'heure de passage du soleil par le méridien d'origine.

La différence de longitude entraîne des écarts entre TSL (temps solaire local) et TU (temps universel).

### b) Temps solaire local

La différence entre temps solaire local (temps des montres du lieu considéré) et temps universel est appelée correction de longitude.

La correction de longitude est donnée par :

$$TSL = TU + \frac{\lambda}{15} \quad (1.6)$$

### c) Equation du temps

D'après les lois de Kepler (loi des aires) la vitesse de la terre est variable sur sa trajectoire autour du soleil, ce qui affecte l'heure de passage du soleil au méridien.

Cela introduit un terme correctif appelé équation du temps. La correction est de l'ordre de 16 mn.

### d) Temps solaire vraie

C'est le temps solaire local plus la correction apportée par l'équation du temps

## Chapitre 1 : Rayonnement

$$TSV = TSL + \Delta t \quad (1.7)$$

Pour un lieu de longitude  $\lambda$  on a :  $\omega = 15(TSV - 12)$  avec  $TSV = TSL + \Delta t$  ;

$$TSL = TU + \frac{\lambda}{15} \text{ d'où}$$

$$\omega = 15 \left( TU + \frac{\lambda}{15} + \Delta t - 12 \right) \quad (1.8)$$

### 1.3.5. Durée du jour

De la hauteur  $h$  du soleil on peut déduire l'heure du lever de soleil et du coucher de soleil et par suite la durée astronomique du jour.

On sait qu'au lever et au coucher de soleil la hauteur du soleil est nulle.

$h=0$  ; de l'équation (1.5) on a :

$$\begin{aligned} \sin(0) &= \sin(\varphi) \sin(\delta) + \cos(\varphi) \cos(\omega_L) \cos(\delta) \\ &= 0 \end{aligned}$$

$$\cos(\omega_L) = -\frac{\sin \varphi \sin \delta}{\cos \varphi \cos \delta} \quad ; \quad \cos(\omega_L) = -\operatorname{tg} \varphi \operatorname{tg} \delta \quad (1.9)$$

au coucher on a  $\omega_C$  opposé à  $\omega_L$ , donc  $\omega_L = 15(TSV_L - 12)$

$$-\omega_C = 15(TSV_C - 12)$$

$$\text{la durée est } D_j = TSV_L - TSV_C = 2 \frac{\omega_L}{15} [2] \quad (1.10)$$

### 1.3.6. Durée et taux d'insolation

#### a) Durée d'ensoleillement

Selon l'état du ciel totalement ou peu couvert, empêchant ainsi le rayonnement d'atteindre directement le sol, alors on parle de nébulosité qui augmente avec la quantité des nuages. On appelle durée d'ensoleillement le temps pendant lequel le rayonnement direct atteint le sol sur une journée [2].

#### b) Taux d'insolation

C'est le rapport entre la durée d'ensoleillement mesurée et la durée d'ensoleillement maximale.

$$\Sigma = \frac{S}{S_0} \quad (1.11)$$

$S_0$  : durée maximale d'ensoleillement

$S$  : durée d'ensoleillement mesurée

# Chapitre 1 : Rayonnement

## 1.4. Rayonnement

### 1.4.1. Définition:

On appelle rayonnement toutes radiations émises soit par un corps chaud, soit par le bombardement d'une cible par des électrons, soit par des réactions nucléaires. Ces radiations sont des ondes électromagnétiques allant des rayonnements lumineux aux rayonnements X aux rayonnements  $\gamma$ .

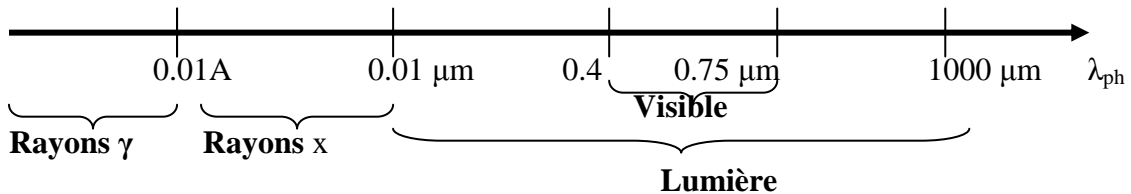


Fig3 : Spectre des différents rayonnements [6]

Le rayonnement électromagnétique transporte à travers l'espace une certaine quantité d'énergie avec une certaine répartition spectrale [1].

### 1.4.2. Rayonnement solaire

Le rayonnement solaire est un ensemble d'ondes électromagnétiques caractérisées chacune par sa longueur d'onde "couleurs".

Dans la théorie corpusculaire de la lumière les photons, grains de lumière du rayonnement électromagnétique, sont porteurs d'une énergie qui est reliée à leurs longueurs d'ondes par la relation [3] :

$$E_{ph} = h_p \nu = h_p c / \lambda_{ph} \text{ ou aussi } E_{ph} (ev) = \frac{1.24}{\lambda_{ph} (\mu m)} \quad (1.12)$$

$h_p$ : constante de planck

$\nu$ : la fréquence

$\lambda_{ph}$ : la longueur d'onde ;  $c$ : célérité de la lumière ( $3 \cdot 10^8$  m/s dans le vide )

#### a) Rayonnement hors atmosphère

Le soleil se comporte comme un corps noir qui est parfaitement émissif pour le rayonnement thermique, les lois de la thermique donne un éclairement solaire (flux instantané) sur une surface perpendiculaire de  $1367 \text{ w/m}^2$  (constante solaire).

La répartition spectrale du rayonnement solaire extra-terrestre, compilée selon les données recueillis par les satellites, est désignée sous le nom  $AM_0$  sa distribution en énergie est [3] :

# Chapitre 1 : Rayonnement

Ultraviolet UV	$0.2 < \lambda < 0.38 \mu m$	6.4%
Visible	$0.38 < \lambda < 0.78 \mu m$	48.0%
Infra-rouge IR	$0.78 < \lambda < 10 \mu m$	55.6%

## b) Atténuation du rayonnement par l'atmosphère



### Rôle de l'atmosphère

L'atmosphère contient une majorité d'azote et d'oxygène (respectivement 78% et 21%), plus de l'argon, du CO<sub>2</sub>, de la vapeur d'eau, la couche d'ozone qui filtre les UV, les poussières et les nuages qui participent tous à transformer le rayonnement.

L'énergie lumineuse hors atmosphère qui vient en ligne droite sur notre planète subira en traversant l'atmosphère des transformations d'absorption et de diffusion [3].

La modification du rayonnement se fait à travers trois mécanismes principaux :

- l'absorption par les différents gaz
- la diffusion moléculaire de Rayleigh.
- la diffusion par les aérosols, les poussières et les nuages [1].

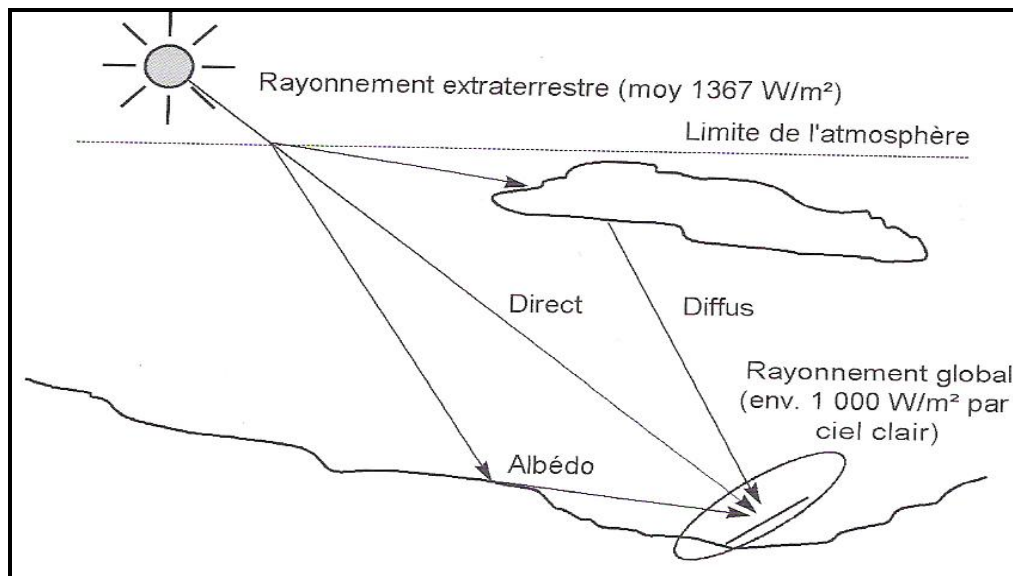


Fig4 : Composantes du rayonnement



### Masse d'air [3]

On appelle masse d'air, le rapport entre l'épaisseur d'atmosphère traversée par le rayonnement direct pour atteindre le sol et l'épaisseur traversée à la verticale du lieu.

# Chapitre 1 : Rayonnement

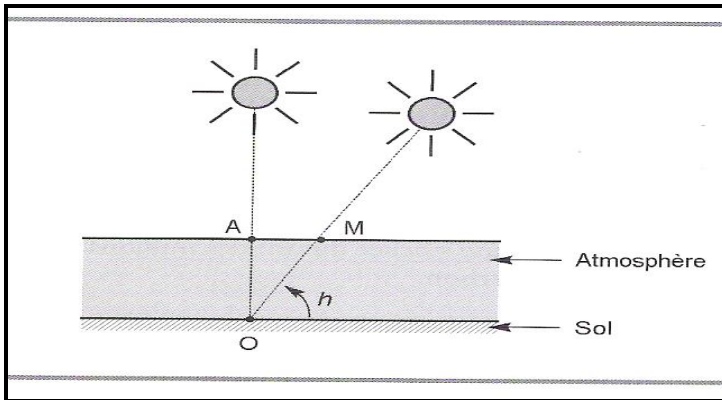


Fig5 : Trajet parcouru pour une hauteur h

$$\text{On a : } \sinh = \frac{OA}{OM} \text{ d'où } OM = \frac{OA}{\sinh} \quad (1.13)$$

Avec:

OA : distance (épaisseur) parcourue par le rayonnement à la verticale.

OM : longueur (épaisseur) du trajet parcourue par le rayonnement à travers l'atmosphère.

h : hauteur du soleil.

dans l'expression  $AM_x$ , A désigne Air, M désigne Masse, x désigne  $OM/OA$  pour  $h=42^\circ$  on a  $x = 1 / \sinh = 1.5$  et on écrira  $AM_{1.5}$

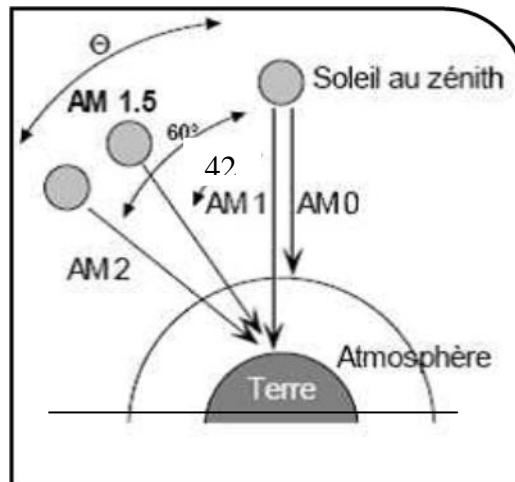


Fig6 : Définition de l'Air Mass [4]

Le graphe de la figure (7) montre les différents spectres, sur les quels on voit la ressemblance entre  $AM_0$  et le corps noir ( $5700^\circ$ ) d'où l'approximation du soleil en corps noir. On voit aussi l'importance de l'atténuation provoqué par l'atmosphère entre  $AM_0$  et  $AM_{1.5}$ .

# Chapitre 1 : Rayonnement

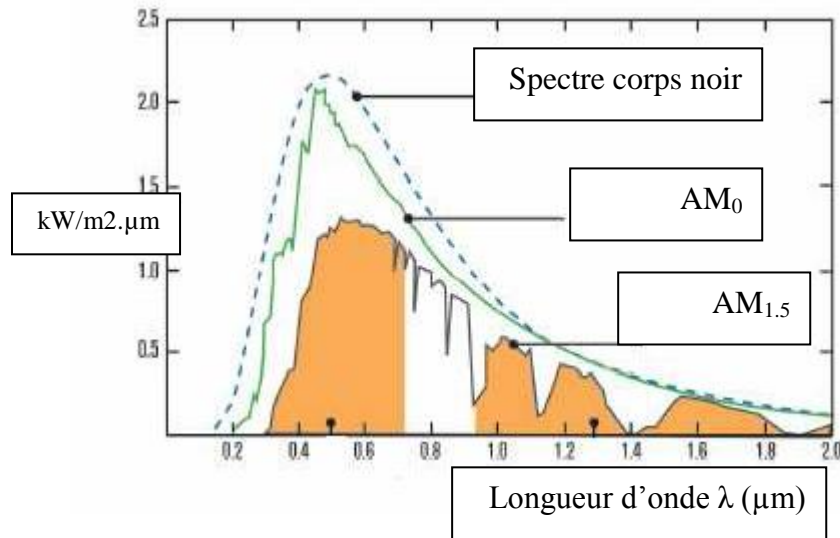


Fig7 : Spectre d'émission solaire sous AM0 et AM1.5 [5]

### 1.4.3. Estimation de la composante directe et diffuse de l'irradiation horizontale à partir de l'irradiation globale journalière

Le rayonnement solaire arrivant au sol a au moins deux composantes :

Une composante diffuse  $D_d$  et une composante directe  $B_d$ , le tout formant le rayonnement global  $G_d$  [1].

La composante diffuse de l'irradiation horizontale journalière se calcule à partir de la 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

$$K_d = \frac{D_d(0)}{G_{ed}(0)} \quad (1.14)$$

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

$$K_t = \frac{G_d(0)}{G_{ed}(0)} \quad (1.15)$$

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

$G_d(0)$  : Irradiation globale horizontale journalière

# Chapitre 1 : Rayonnement

$D_d(0)$  : Irradiation diffuse horizontale journalière

Après le calcul on déduit  $B_d$  de la relation suivante :

$$B_d = G_d - I_d \quad (1.16)$$

Pour l'estimation des valeurs de  $K_d$  et  $K_t$  il existe différents modèles.

## a) Modèle de Collares-Pereira et Rabl

La corrélation entre les valeurs individuelles de l'irradiation journalière horizontale  $G_d(0)$ , et sa composante diffuse  $D_d(0)$  est :

pour l'intervalle  $K_t < 0.17$  :  $K_d = 0.99$  (1.17)

pour l'intervalle  $0.17 \leq K_t \leq 0.8$ :

$$K_d = 1.188 - 2.272 K_t + 9.473 K_t^2 - 21.856 K_t^3 + 14.648 K_t^4 \quad (1.18)$$

## b) Modèle de Frutos

La corrélation est donnée par l'équation suivante:

pour l'intervalle  $K_t \leq 0.16$  :  $K_d = 0.92$  (1.19)

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

$$K_d = 0.77 + 1.93 K_t - 6.86 K_t^2 + 4.27 K_t^3 \quad (1.20)$$

pour l'intervalle  $K_t > 0.8$  :  $K_d = 0.109$  (1.21)

## c) Modèle de Macagnan

La corrélation est donnée comme suit

pour l'intervalle  $K_t < 0.18$

$$K_d = 0.942 \quad (1.22)$$

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

$$K_d = 0.974 + 0.326 K_t - 3.896 K_t^2 + 2.661 K_t^3 \quad (1.23)$$

pour l'intervalle  $K_t > 0.79$

$$K_d = 0.115 \quad (1.24)$$

# Chapitre 1 : Rayonnement

## 1.4.4. Estimation de la composante directe et diffuse horaire de l'irradiation horizontale à partir de l'irradiation globale horaire

L'irradiation globale horaire horizontale est une grandeur qu'on utilise pour le dimensionnement des systèmes-PV, elle est nécessaire pour la détermination des composantes horaires diffuse et directe qui sont utilisées pour simuler numériquement le fonctionnement d'un système photovoltaïque.

Pour cela il existe plusieurs modèles qui utilisent la corrélation entre l'indice de clarté horaire de l'atmosphère,  $M_t$ , et la fraction diffuse horaire,  $M_d$ .

$$M_d \text{ est défini par la relation : } M_d = \frac{D_h(O)}{G_h(O)} \quad (1.25)$$

$$M_t \text{ est défini par la relation : } M_t = \frac{G_h(O)}{G_{eh}(O)} \quad (1.26)$$

avec :

$G_{eh}(O)$  : Irradiation globale extraterrestre horaire [ $\text{Wh/m}^2$ ]

$G_h(O)$  : Irradiation globale horizontale horaire [ $\text{Wh/m}^2$ ]

$D_h(O)$  : Irradiation diffuse horizontale horaire [ $\text{Wh/m}^2$ ]

### a) Modèle de Erbs-Klein et Duffie

Pour Erbs-Klein et al. la corrélation est donnée par:

Pour  $0 \leq M_t \leq 0.22$

$$M_d = 1.0 - 0.09 M_t \quad (1.27)$$

Pour  $0.22 < M_t \leq 0.80$

$$M_d = 0.9511 - 0.1604 M_t + 4.388 M_t^2 - 16.638 M_t^3 + 12.336 M_t^4 \quad (1.28)$$

Pour  $M_t > 0.80$

$$M_d = 0.165 \quad (1.29)$$



# Chapitre 1 : Rayonnement

## b) Modèle de Spencer

La latitude du lieu  $\phi$  est un paramètre dans ce modèle

Pour  $0.35 \leq Mt \leq 0.75$

$$Md = a - b Mt \quad (1.30)$$

Avec :

$$a = 0.940 + 0.0118 |\phi| \quad (1.31)$$

$$b = 1.185 + 0.0135 |\phi| \quad (1.32)$$

## c) Modèle de Reindel, Beckman et Duffie

Ce modèle fait intervenir la hauteur du soleil, dans la corrélation entre la fraction diffuse horaire,  $M_d$ , et l'indice de clarté horaire de l'atmosphère,  $M_t$ .

Pour  $0 \leq Mt \leq 0.3$  ; contrainte :  $Md \leq 1.0$

$$Md = 1.020 - 0.254 Mt + 0.0123 \sin \alpha \quad (1.33)$$

Pour  $0.3 < Mt < 0.78$  ; contrainte :  $Md \leq 0.97$  et  $Md \geq 0.1$

$$Md = 1.400 - 1.749 Mt + 0.177 \sin \alpha \quad (1.34)$$

Pour  $Mt \geq 0.78$  ; contrainte :  $Md \geq 0.1$

$$Md = 0.486 Mt - 0.182 \sin \alpha \quad (1.35)$$

## d) Modèle de Tamanrasset

C'est un modèle développé pour le site de Tamanrasset, en se basant sur les mesures de l'irradiation solaire horaires pour ce site et cela dans le but de minimiser les erreurs qui apparaissent dans les autres modèles qui utilisent des valeurs de l'irradiation solaire horaires mesurées sur des sites américains; australien et européens.

# Chapitre 1 : Rayonnement

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

$$Md = 0.8692 - 0.1185 Mt - 0.0134 \sin\alpha \quad (1.36)$$

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

$$Md = 1.2090 - 1.4829 Mt + 0.1804 \sin\alpha \quad (1.37)$$

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

$$Md = 0.2643 Mt - 0.1027 \sin\alpha \quad (1.38)$$

## 1.4.5. Estimation de l'irradiation horaire sur une surface inclinée

Indispensables pour calculer l'irradiation globale horaire sur la surface inclinée d'un générateur photovoltaïque d'où l'importance de son calcul.

### A) Définitions

Irradiation solaire (I) : est l'énergie reçue pendant une certaine durée ( $\text{wh/m}^2$ )

Éclairement solaire ( $I^*$ ) : est le flux instantané ( $\text{w/m}^2$ )

$$\text{On écrit donc } I(1h) = \sum_i I_i^* t_i \quad (1.39)$$

Pour simplifier le calcul on peut prendre à la place des différents éclairements instantanés pendant 1h, l'éclairement moyen  $I_{\text{moy}}^*$  pendant cette heure.

$$I(1h) = I_{\text{moy}}^* \sum_i t_i = I_{\text{moy}}^* \cdot 1 = I_{\text{moy}}^* \quad (1.40)$$

### B) Composantes de l'éclairement global

L'éclairement global incident sur une surface inclinée est la résultante de trois composantes :

- L'éclairement direct, B
- L'éclairement diffus, D
- L'éclairement réfléchi par le sol., R

Pour une inclinaison  $\beta$  de la surface éclairée on a :

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

# Chapitre 1 : Rayonnement

## a) 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 :

$$B(\beta) = B_h(0) \frac{\cos \theta_s}{\cos \theta_{zs}} \quad (1.41)$$

## b) Eclairement diffus

Pour évaluer la composante diffuse sur la surface inclinée il y a plusieurs modèles, parmi les plus utilisés on trouve:

### ➤ **Modèle de Liu et Jordan**

C'est un modèle isotrope qui considère que le rayonnement diffus provenant de la voûte céleste est uniformément distribué.

L'éclairement diffus sur un plan incliné est donnée par:

$$D(\beta) = D_h(0) \frac{(1 + \cos \beta)}{2} \quad (1.42)$$

### ➤ **Modèle de Temps et Coulson**

C'est un modèle anisotrope qui considère non uniforme la distribution du rayonnement diffus, il est basé sur la condition de la clarté du ciel .

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

$$D(\beta) = D_h(0) \frac{(1 + \cos \beta)}{2} \left[ \left( 1 + \sin^3 \left( \frac{\beta}{2} \right) \right) \left( 1 + \cos^2(\theta_z) \sin^3(\cos(\theta_{zs})) \right) \right] \quad (1.43)$$

### ➤ **Modèle de Klucher**

Klucher a modifié le modèle de Temps et Coulson en introduisant les conditions de ciel couvert.

$$D(\beta) = D_h(0) \frac{(1 + \cos \beta)}{2} \left[ \left( 1 + F \sin^3 \left( \frac{\beta}{2} \right) \left( 1 + F \cos^2(\theta_z) \sin^3(\cos(\theta_{zs})) \right) \right) \right] \quad (1.44)$$

avec :

$$F = 1 - \left[ \frac{D_h(0)}{C_{\infty}} \right]^2 \quad (1.45)$$

# Chapitre 1 : Rayonnement

## ➤ Modèle de Hay et Mc Kay

Le modèle suppose l'existence de deux zones dans le ciel comme origines de rayonnement diffus, une partie caractérisée par une émission isotrope et une autre qui émet d'une manière directionnelle.

L'éclairement diffus sur un plan incliné devient alors:

$$D(\beta) = D_h(0) \left[ \frac{G_h(0) - D_h(0) \cos \theta_s}{G_{oh}(0) \cos \theta_{zs}} + \frac{(1 + \cos \beta)}{2} \left( 1 - \frac{G_h(0) - D_h(0)}{G_{oh}(0)} \right) \right] \quad (1.46)$$

avec :

$$G_{oh}(0) = G_0 \left( 1 + 0.33 \cos \left( \frac{360 j}{365} \right) \right)^2 \cos(\theta_{zs}) \quad (1.47)$$

où :

$G_{oh}(0)$  : Eclairement extraterrestre horizontale au milieu de l'heure.

$G_0$  : Constante solaire [1367 W/m<sup>2</sup>]

J : Numéro du jour de l'année.

## ➤ Modèle de Willmott

Ce modèle considère isotropes les deux composantes, celle diffuse provenant directement du disque solaire et l'autre provenant du reste de la voûte céleste.

$$D(\beta) = D_h(0) \left( F(0) \frac{(1 + \cos \beta)}{2} + (1 - F(0)) \frac{\cos(\theta)}{\sin h(0)} \right) \quad (1.48)$$

avec :

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

## ➤ Modèle de Pérez

Il considère trois sortes de rayonnement diffus, une isotrope émise par le disque solaire, une deuxième émise par la bande à l'horizon et une troisième provenant du reste du ciel.

$$D(\beta) = D_h(0) \left[ \frac{(1 + \cos \beta) (1 - F1)}{2} + F1 \frac{\cos(\theta_s)}{\cos(\theta_{zs})} + F2 \sin \beta \right] \quad (1.49)$$

# Chapitre 1 : Rayonnement

avec :

$$F_1 = F_{11} + F_{12} \Delta + F_{13} \theta_{zs} \quad (1.50)$$

$$F_2 = F_{21} + F_{22} \Delta + F_{23} \theta_{zs} \quad (1.51)$$

$$\Delta = \frac{D_h(0) AM}{1 - \rho \cos^2 \theta_{zs}} \quad (1.52)$$

$$B = \frac{B_h(0)}{\rho} \quad (1.53)$$

$$AM = \frac{1}{\cos(\theta_{zs}) + 0.50572 (0.6 - 0.7005 \theta_{zs})^{-1.6364}} \quad (1.54)$$

où :

$AM$  : Masse relative de l'air

$F_{11}$ ,  $F_{12}$ ,  $F_{13}$ ,  $F_{21}$ ,  $F_{22}$  et  $F_{23}$  sont les coefficients du modèle de Pérez

## c) Eclairement réfléchi

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

$$R(\beta) = \rho \frac{G_h(0)(1 - \cos \beta)}{\rho} \quad (1.55)$$

avec :

$\rho$  : Albédo du lieu.

# Chapitre 1 : Rayonnement

## 1.5. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons vu, l'effet des coordonnées du lieu, la géométrie terre-soleil et de l'atmosphère sur L'irradiation solaire. Les modèles mathématiques développés par les chercheurs pour le calcul de deux composantes de l'irradiation en connaissant la troisième par mesure directe et l'indice de clarté. Les modèles pour le passage des valeurs journalières aux valeurs horaires qui sont nécessaires pour la détermination de la puissance électrique à la sortie du module PV. Ce qui amène à une bonne conception des systèmes énergétiques.

### **CHAPITRE 2 : PRESENTATION DES SYSTEMES HYBRIDES PV- DIESEL**

#### **2.1. Introduction**

Dans la plus part des régions isolées et loin du réseau électrique dans le monde, le générateur diesel est la seule source d'énergie électrique. L'extension et le raccordement au réseau est très coûteux, le prix du carburant est de plus en plus cher vu l'augmentation du prix du pétrole plus les frais de transport, ce qui réduit l'accès à l'électricité pour ces régions et surtout dans les pays du tiers monde.

Avec la venue de l'électricité photovoltaïque et son développement sur le plan [7,8] technologique et réduction des prix, l'accès aux services de l'électricité est devenu très possible. La compétitivité de ces énergies renouvelable dans ces zones n'est pas à démontrer que ce soit pour l'amélioration des conditions de vie ou pour la petite industrie.

En raison de la répartition non uniforme et la variabilité des ressources d'énergie (rayonnement ; vent ...) d'un côté, la non corrélation de la charge qui fluctue sur l'année avec les ressources d'un autre. La solution pour optimiser cette énergie est de coupler plusieurs sources d'énergies (PV + éolien+ GDiesel, PV+ éolien , PV+GDiesel ), c'est ce qu'on appelle un système à énergie hybride (SEH).

Dans ce chapitre on s'intéresse aux composants d'un SEH en décrivant leur structures, leur caractéristiques, leurs modes de fonctionnement, leurs comportements etc. en commençant par le GPV (générateur photovoltaïque), ensuite le système de stockage le système de conversion et régulation enfin le générateur diesel.

#### **2.2. Définition et mission des (SEH)**

Les systèmes d'énergie hybrides (SEH) couplent au moins deux technologies complémentaires: une ou plusieurs sources d'énergie fossiles, généralement des générateurs diesels, et au moins une source d'énergie renouvelable.

Les sources d'énergie renouvelable, comme l'éolienne et le photovoltaïque, qui sont les plus utilisés parmi les différents types des technologies des ressources renouvelables [9], ne délivrent pas une puissance constante. Leur couplage avec des sources classiques permet d'assurer une production électrique continue. Les systèmes d'énergie hybrides sont généralement autonomes et sont souvent utilisés dans les régions isolées.

## Chapitre 2 : Présentation des systèmes hybrides PV- diesel

Le but du SEH est de couvrir la demande de la charge et de produire le maximum d'énergie avec une qualité considérable, le respect des normes de l'alimentation en électricité pour plus de fiabilité.

La performance d'un SEH est lié en partie à sa conception, c.-à-d. aux types de composants, à leur dimensionnements, à l'architecture de fonctionnement, on peut résumer cette performance à quelque facteurs tels que, le cout du kWh, les pannes, l'entretien, la durée de vie réelle des composants en connexion, l'économie de carburant etc. [15].

### 2.3. Etat de l'art

Dans le système de distribution du (SEH) on différencie deux modes de distributions de l'électricité qu'on appelle « BUS ».

Un bus de distribution à courant continu(CC) sur le quel on branche les composants à CC (GPV ; batterie de stockage ; charge CC).

Un bus de distribution à courant alternatif (CA) sur le quel on branche les composants à CA (Groupe Diesel ; charge CA).

La connexion sur les deux bus se fait selon l'architecture du système et l'interconnexion entre les bus se fait par les appareils d'interface (onduleurs unidirectionnel ou bidirectionnel ; hacheur ; redresseurs), pour ce matériel la technologie offre des appareils multifonctions (onduleur+MPPT ; onduleurs chargeur ;....)

Dans les SEH il peu y avoir un excès d'énergie produite et pour rendre le système plus équilibré on branche des charges auxiliaires (ex : résistances pour le chauffage thermique)

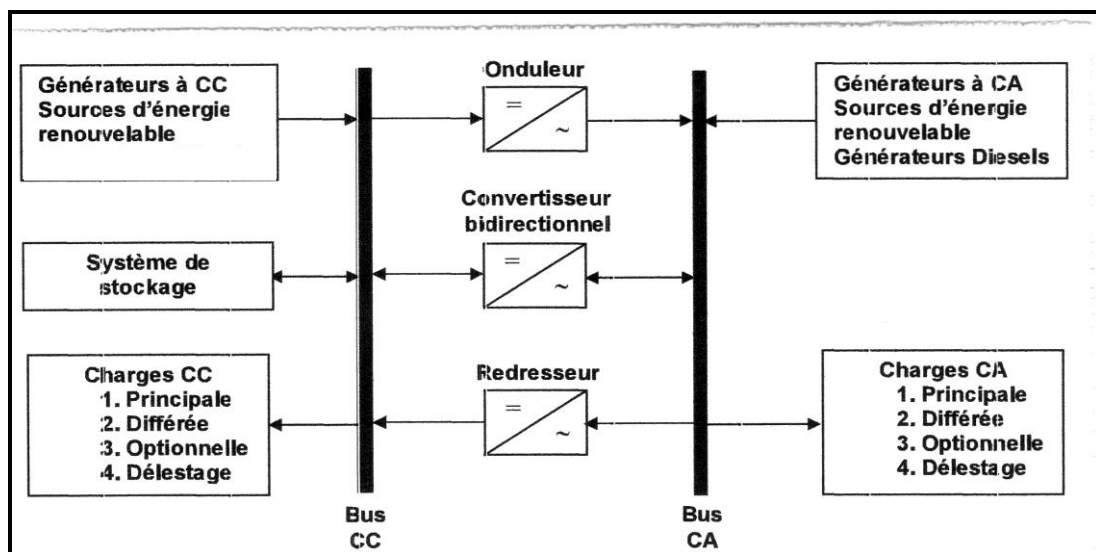


Fig8 : Architecture des SEH



## Chapitre 2 : Présentation des systèmes hybrides PV- diesel

Le champ d'application des SEH est très vaste néanmoins on peut les classer par la taille de puissance.

Tableau1 : Classification des SEH par gamme de puissance

Taille (KW)	Classe	Application
< à 5	faible	Sys. Autonome ; pompage...
10 à 250	moyenne	Mini-réseau (village ; zone rurale...)
> à 500	grande	Grand réseau (iles ; iles...)

### 2.4. Générateur photovoltaïque

#### 2.4.1. Interaction rayonnement matière

D'après le model de Niels Bohr en 1913 (théorie des bandes) l'énergie d'un atome est quantifiée en niveaux d'énergies.

L'interaction entre photons et électrons d'un solide permet au photon de transmettre son énergie à l'électron à condition que le niveau d'énergie reçu par l'électron soit permis, de là on explique le comportement des trois grandes familles de matériaux.

##### a) Métal

À température ambiante, les niveaux d'énergie supérieurs à  $E_F$  (niveaux d'énergie de Fermi défini à 0°C). sont vides et autorisés et toutes les longueurs d'onde sont absorbées, l'électron excité revient vite à son état initial et libère son énergie sous forme de chaleur.

##### b) Isolant

Le photon ne transmet son énergie à l'électron que si elle est supérieur à l'énergie de la bande interdite  $E_g$  afin d'atteindre les niveaux d'énergie autorisés et libres.

On a de l'équation (1.12) 
$$E_{ph}(ev) = \frac{1.24}{\lambda_{ph}(\mu m)}$$

Pour  $E_g(\text{isolant}) \geq 5\text{ ev}$  on a :  $\lambda \leq 0.248\ \mu\text{m}$

et comme :  $0.3\ \mu\text{m} \leq \lambda(\text{spectre solaire}) \leq 2.5\ \mu\text{m}$  les photon solaires ne sont pas absorbés par l'isolant.

##### c) Semi-conducteur

La largeur de la bande interdite dans le semi-conducteur est :

$$0.6\text{ ev} \leq E_g \leq 2\text{ ev}$$

## Chapitre 2 : Présentation des systèmes hybrides PV- diesel

Et par suite  $0.62 \mu\text{m} \leq \lambda \leq 2.06 \mu\text{m}$  qui appartient au spectre solaire donc les photons solaire sont absorbés, donnent leurs énergies aux électrons de la bande de valence qui se libèrent de la liaison chimique et participent à la conduction. Si l'énergie du photon est grande, l'excès sert à la thermalisation du matériau.

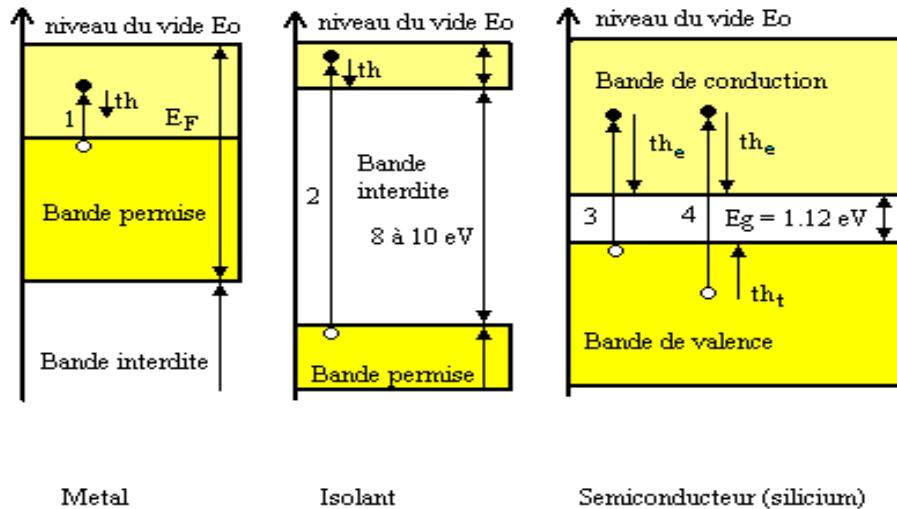


Fig9 : Modèle de bandes [1]

### 2.4.2. Conversion photovoltaïque

Venant du grec le mot photovoltaïque se compose de "photos" qui signifie lumière et de "volta" nom du savant italien Alessandro Volta qui a découvert la pile électrique. La découverte du phénomène photovoltaïque revient à Antoine Becquerel qui 1839 met en évidence cette conversion, mais il faudra plus d'un siècle pour que les scientifiques approfondissent et exploitent ce phénomène de la physique.

### 2.4.3. Cellule solaire photovoltaïque

Pour assurer la conversion de l'énergie solaire en énergie électrique il faut garantir trois phénomènes physiques de base.

- l'absorption de photons
- transformation de l'énergie absorbée en électrons
- la collection des charges électriques

Ainsi donc la cellule solaire photovoltaïque doit être faite d'un matériau absorbant dans le spectre solaire et transformant l'énergie des photons en paires d'électrons-trous avec une structure de collection à faible résistance.

## Chapitre 2 : Présentation des systèmes hybrides PV- diesel

La cellule est faite d'un matériau semi-conducteur qui absorbe l'énergie lumineuse et la transforme directement en électricité.

Le rayonnement solaire incident sur la cellule se décompose en trois parties, une partie réfléchi, une partie absorbée et une autre qui sera transmise.

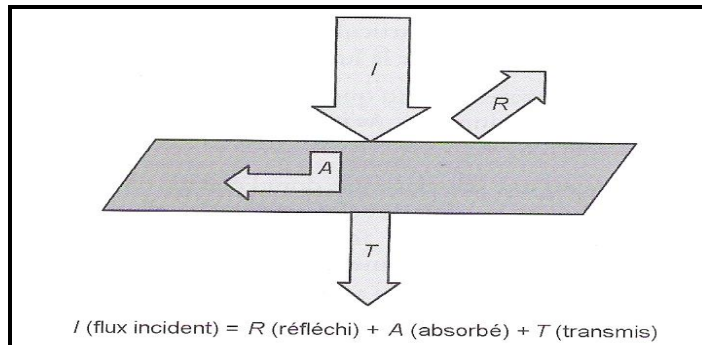


Fig10: Répartition du flux incident

Les photons de la partie absorbée et dont l'énergie correspond à l'énergie du gap du semi-conducteur arrachent des électrons et créent ainsi des paires électron- trou (vide positif laissé par l'électron arraché). Pour la collection des électrons libérés dans un circuit extérieur il faut d'abord les séparés avant leurs recombinaison, pour cela en crée un champ électrique entre les deux faces de la cellule.

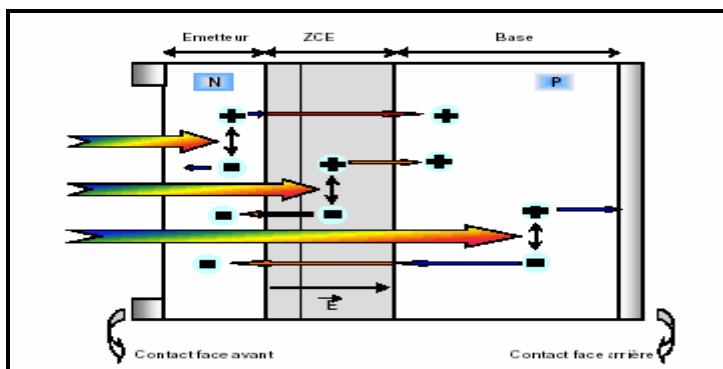


Fig11 : Conversion photovoltaïque dans une cellule solaire PV

La procédure de création du champ électrique consiste à doper le semi-conducteur.

On différencie deux types de dopages [7].

**-le dopage de type n** (négatif), qui est riche en électrons (charges négative)

## Chapitre 2 : Présentation des systèmes hybrides PV- diesel

Est cela par l'introduction dans la structure cristalline d'atomes étrangers qui donnent chacun un électron supplémentaire (atomes pentavalents).

**-le dopage de type p** (positif), qui est riche en trous (charges positives) par l'introduction d'atomes tétravalents qui prennent chacun un électron des atomes du semi-conducteur et créent des lacunes (manque d'électrons).

Le déséquilibre de charge entre les deux faces de la cellule dopées différemment constitue une "diode" et provoque la recombinaison des charges libres (électron et trous), il en résulte un champ électrique constant créé par les ions positifs et négatifs fixes dans les deux zones.

Ce champ sépare les paires électrons- trous induits par le rayonnement et participe au photo courant.

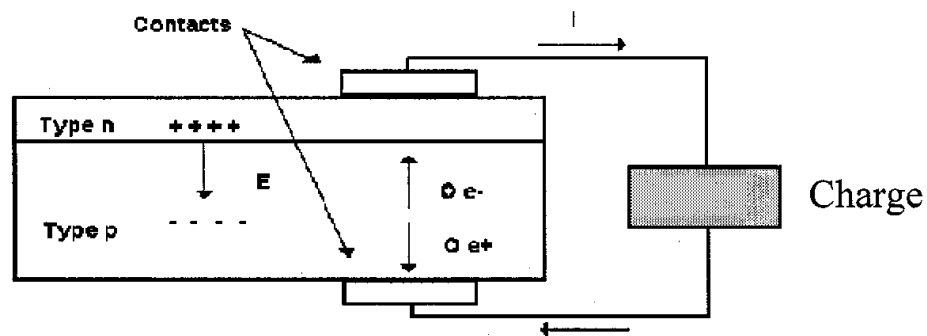


Fig12 : Séparation des charges et le courant crée le dopage

### 2.4.4. Circuit électrique équivalent

La présence de la jonction n-p dans la cellule PV lui procure la caractéristique d'une diode qui génère un photocourant sous éclaircissement. Le schéma équivalent (fig13) comporte une diode et deux résistances qui tiennent compte des pertes internes  $r_s$  et  $r_p$ .

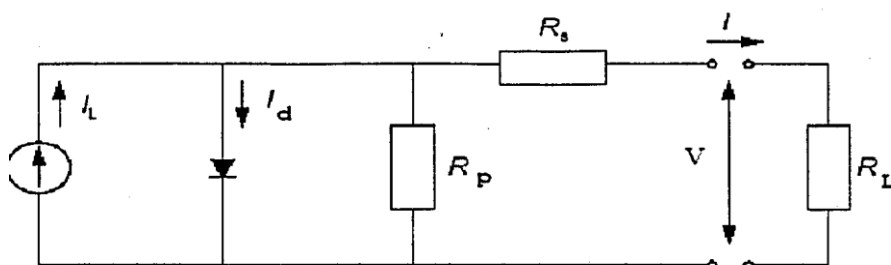


Fig13 : Circuit électrique équivalent

## Chapitre 2 : Présentation des systèmes hybrides PV- diesel

$$I_L = I_d + I_p + I \quad \text{d'où} \quad I = I_L - I_d - I_p \quad (2.1)$$

$$\text{avec} \quad I_p = \frac{V + r_s I}{r_p} \quad (2.2)$$

$$I_d = I_0 \left( e^{\left( \frac{V + I r_s}{V_T} \right)} - 1 \right) \quad (2.3)$$

$$\text{on aura : } I = I_L - I_0 \left( e^{\left( \frac{V + I r_s}{V_T} \right)} - 1 \right) - \frac{V + r_s I}{r_p} \quad (2.4)$$

$I_L$ : photo-courant créé dans la cellule par l'éclairement.

$I$  : le courant de sortie de la cellule PV

$I_0$  : le courant de saturation inverse de la diode

$I_d$  : le courant d'obscurité de la diode.

$I_p$  : le courant consommé dans la résistance parallèle

$r_s$ : résistance série due à la difficulté de la collection de charge

$r_p$ : résistance parallèle (de shunt) due aux courants parasites entre les faces, aux impuretés dans le matériau

$R_L$ : la charge électrique du circuit extérieur

$V$ : tension de polarisation

$V_T = (A K_b T/q)$ , le potentiel thermodynamique

$A$ : facteur d'idéalité de la diode

$q$  : la charge de l'électron ( $1,6 \cdot 10^{-19}$  C)

$K_b$  : constant de Boltzmann ( $1,38 \cdot 10^{-23}$  J/K)

$T$  : température de la jonction °K.

### 2.4.5. Paramètres électriques de la cellule

#### a) Caractéristiques électriques

Les caractéristiques électriques d'une cellule PV sont la variation courant- tension (fig14) et la variation puissance – tension (fig15).

De ses variations on peut déterminer et prévoir le comportement des cellules ainsi que leurs performances.

## Chapitre 2 : Présentation des systèmes hybrides PV- diesel

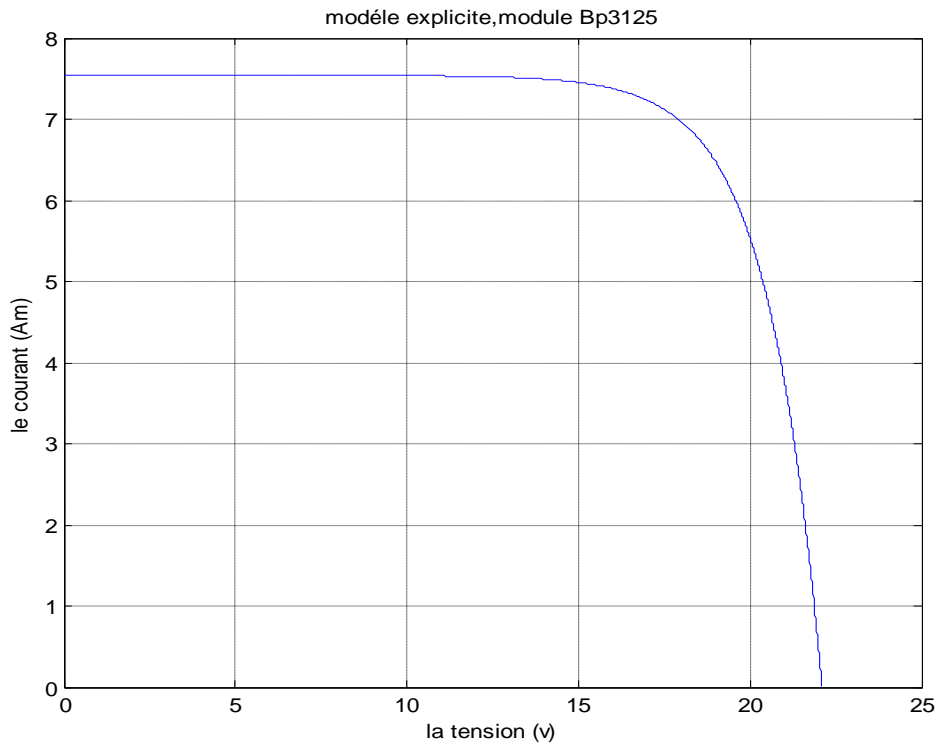


Fig14 : Caractéristique I –V

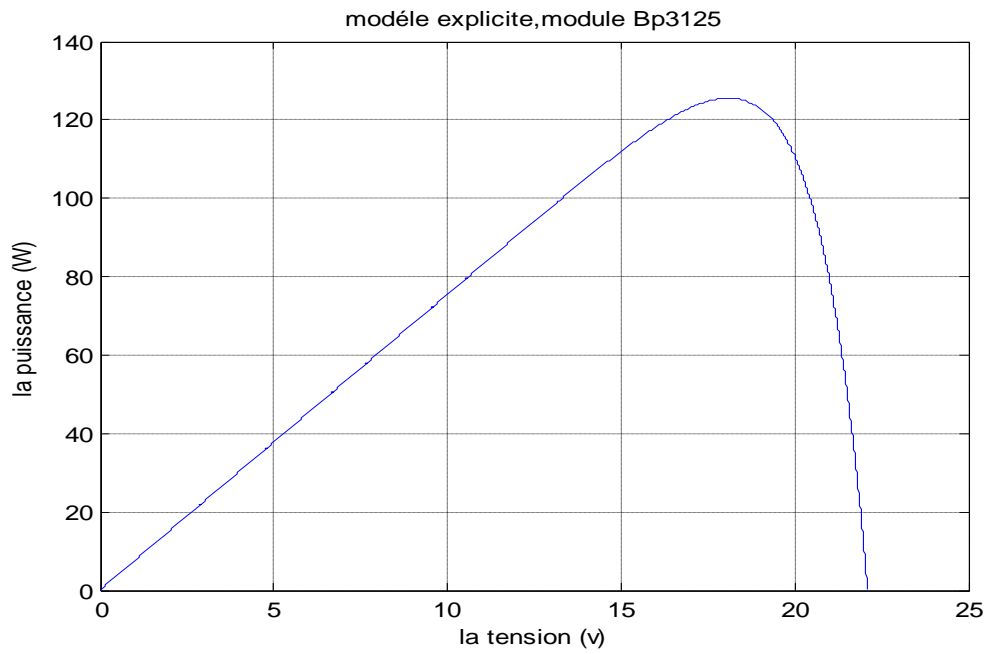


Fig15 : Caractéristique P-V

## Chapitre 2 : Présentation des systèmes hybrides PV- diesel

- $I_{sc}$  le courant de court circuit
- $V_{oc}$  la tension de circuit ouvert
- $I_{mp}$  et  $V_{mp}$  coordonnées du courant et tension qui maximisent la puissance délivrée par la cellule PV
- Le facteur de forme  $FF = \frac{P_{mp}}{V_{oc} I_{sc}} = \frac{V_{mp} I_{mp}}{V_{oc} I_{sc}}$

Il représente la qualité de l'allure de la caractéristique I-V

### b) Courant de court circuit

C'est le courant pour lequel la tension de sortie de la cellule PV est nulle (circuit écourté)

Pour  $V=0$  ;  $I = I_{CC}$

De (2.4) on trouve :

$$I_{SC} = I_L - I_0 \left( e^{\left( \frac{I_{SC} R_S}{V_T} \right)} - 1 \right) - \frac{R_S I_{SC}}{R_P} \quad (2.5)$$

- pour une cellule idéale le courant de court circuit se confond avec le photocourant
- pour des cellules PV normales dont la résistance est faible le courant de court circuit s'écrit par la relation:

$$I_{SC} = I_L - \frac{R_S I_{SC}}{R_P} \quad (2.6)$$

### c) Tension de circuit ouvert

C'est la tension pour laquelle le courant débité par la cellule PV est nul, c'est la tension maximale que puisse donner la cellule. Elle est donnée par la relation:

$$V_{OC} = V_T \ln \left[ \left( I_L - \frac{V_{OC}}{R_P} \right) \frac{1}{I_0} + 1 \right] \quad (2.7)$$

## 2.4.6 Influence d'autres Paramètres

### a) Influence de l'éclairement

Les allures de variation des caractéristiques I-V et P-V de la cellule PV en fonction de l'éclairement à température ambiante sont représentées respectivement sur les (Fig16) et (Fig17).

## Chapitre 2 : Présentation des systèmes hybrides PV- diesel

On constate que le courant ( $I \approx I_{CC}$ ) est directement proportionnel à l'éclairement contrairement à la tension qui reste presque constante. Cette Influence se traduit par l'augmentation de la puissance disponible dans de la cellule PV chaque fois que l'éclairement augmente.

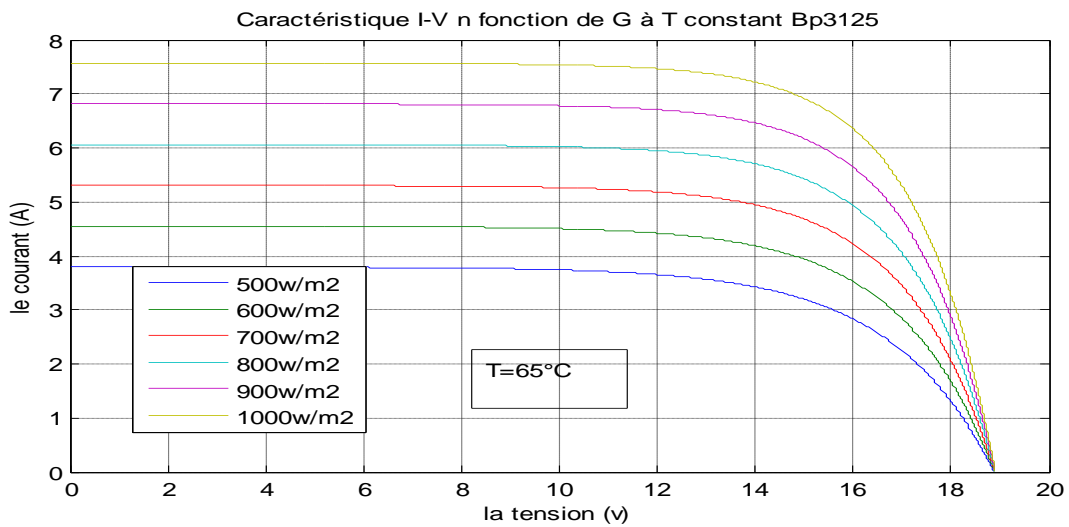


Fig16 : Caractéristiques I-V en fonction de l'éclairement

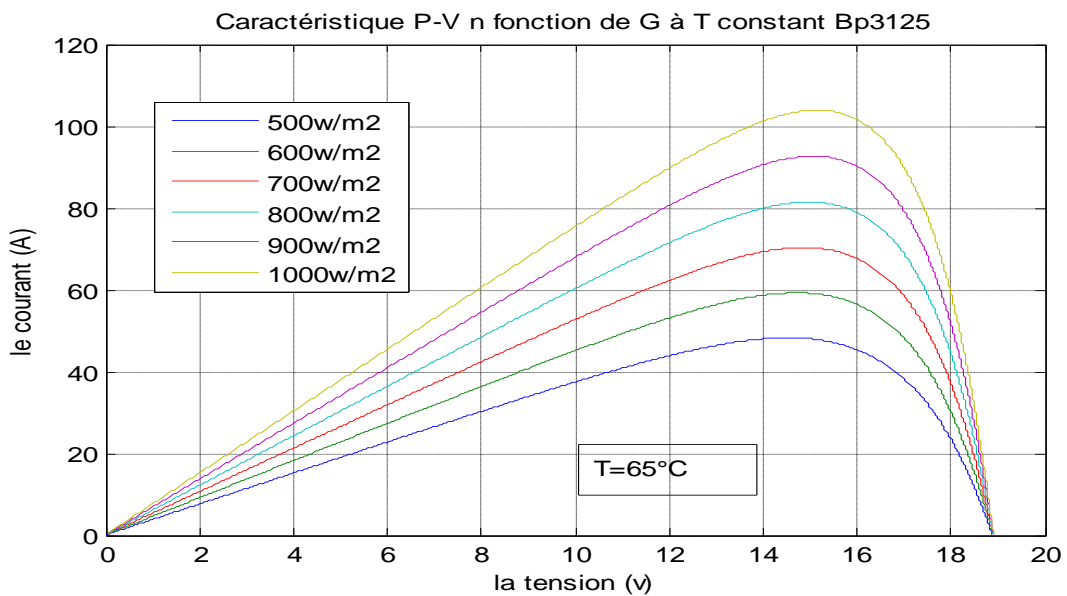


fig17 : Caractéristiques P-V fonction de l'éclairement

### b) Influence de la température

Sur les figures (18) ;(19) représentatives des caractéristiques I-V et P-V du générateur PV en fonction de la température pour un éclairement donné, on remarque que



## Chapitre 2 : Présentation des systèmes hybrides PV- diesel

le courant varie peu avec l'augmentation de la température. Par contre, cette augmentation engendre une baisse de la tension qui induit une diminution de la puissance disponible dans la cellule.

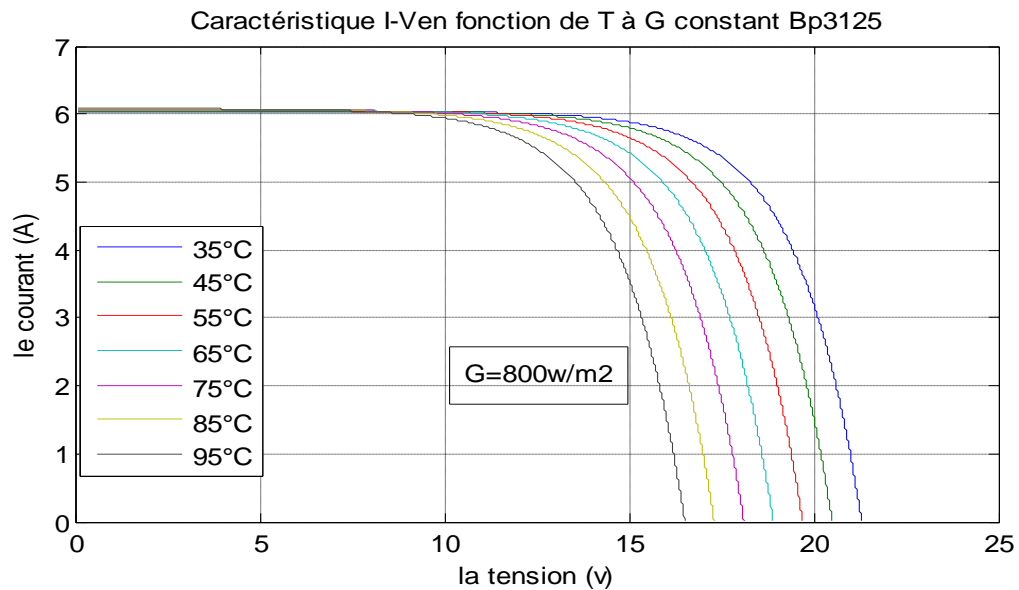


Fig18 : Caractéristiques I-V en fonction de la température

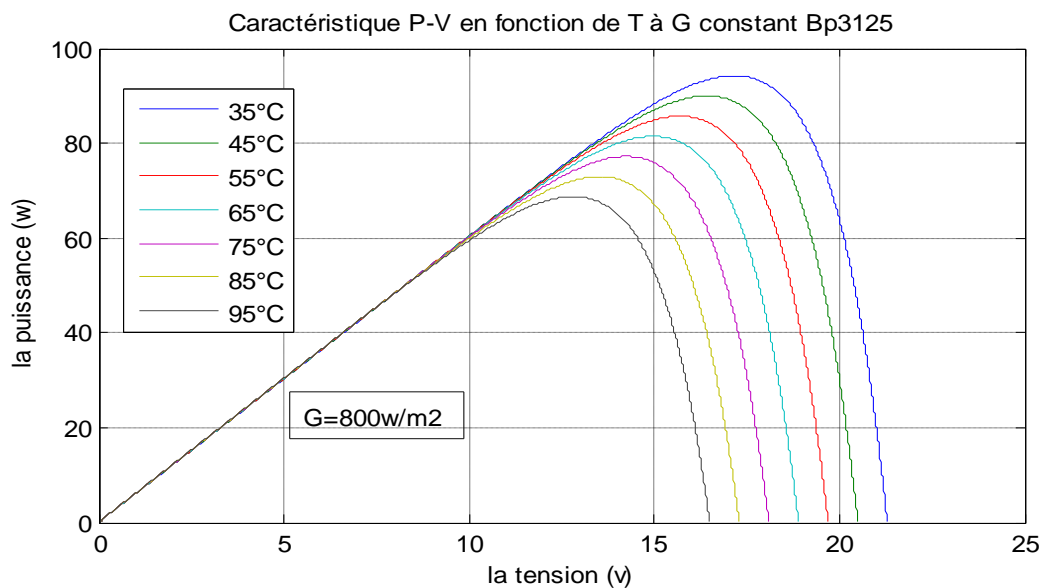


Fig19 : Caractéristiques P-V en fonction de la température

## Chapitre 2 : Présentation des systèmes hybrides PV- diesel

### 2.4.7. Module photovoltaïque

La tension générée aux bornes de la cellule PV et la puissance sont relativement faibles (1.25W pour  $10\text{cm}^2$  aux conditions STC pour le Si). Cette puissance est insuffisante pour la plus part des applications, donc pour satisfaire en électricité les différentes applications domestiques et industrielles on est amenés à associer les cellules en séries/parallèles pour adapter la puissance générée à la charge.

L'association de plusieurs cellules PV forme un générateur électrique (appelé générateur PV), il n'emmagasine pas de l'électricité comme les autres générateurs électrochimiques (piles; accumulateurs...), mais transforme l'énergie rayonnée en électricité.

L'association de plusieurs cellules donne un module. Les modules sont construits avec comme superstrat, un verre trempé à haute transmission, l'encapsulant est à base d'éthylène-vinyl-acétate(EVA)recouvert à l'arrière d'une feuille de Tedlar-Aluminium-Tedlar ou de polyéthylène devant résister aux intempéries [1].

Dans L'association des cellules en série, le courant est celui d'une seule cellule, mais les tensions s'ajoutent, augmentant ainsi la tension totale du générateur.

Par contre, le raccordement en parallèle donne une tension totale égale à celle de la cellule et un courant total somme des courants de toutes les cellules.

La plus part des modules commercialisés se composent d'un groupement en série de 36 cellules.

Les modules peuvent à leurs tour être raccordés en série et en parallèle (champ photovoltaïque) afin d'augmenter la puissance générée.

Les caractéristiques électriques du module PV ressemblent à celles de la cellule PV, on retrouve les allures de I-V et P-V, avec le point PPM (point de puissance maximale) de coordonnées ( $V_{mp}$ ;  $I_{mp}$ ) et qui dépend de la charge.

#### A) Notion de Puissance Crête

La puissance crête ( $P_c$ ) d'un module photovoltaïque est la puissance électrique maximale fournie sous un éclairement de  $1000\text{ w/m}^2$  (spectre  $AM_{1.5}$ ) pour une température des cellules de  $25\text{ }^\circ\text{C}$ .

#### B) Association de cellules en série

Dans ce branchement de cellules/modules identiques la tension totale sera égale à  $N_s$  (nombre de cellules) fois la tension d'une cellule /module, le courant est constant.

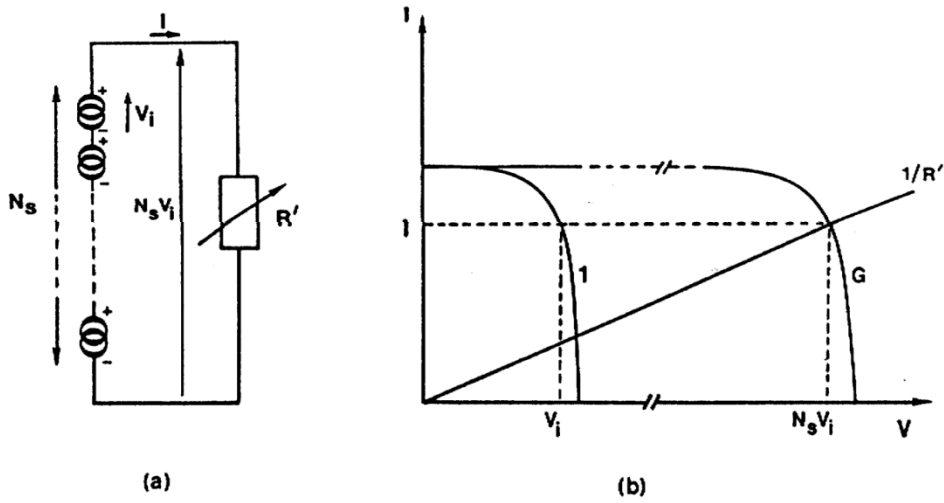


Fig20 : Circuit électrique et caractéristique I-V de  $N_s$  cellules en série

### C) Association de cellules en parallèles

Le groupement en parallèle de  $N_p$  cellules/modules identiques donne une tension constante égale à celle de la cellule et un courant égale à  $N_p$  fois le courant d'une cellule.

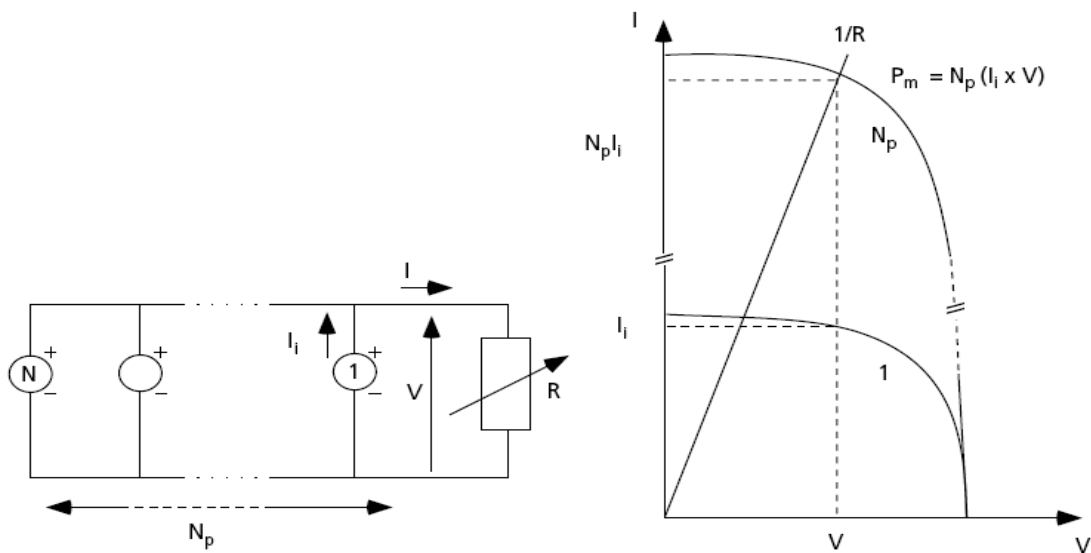


Fig21 : Circuit électrique et caractéristique I-V de  $N_p$  cellules en parallèle

## Chapitre 2 : Présentation des systèmes hybrides PV- diesel

### D) Déséquilibres dans les groupements de cellules

Dans la réalité, les cellules et les modules ne sont pas forcément identiques soit dans les propriétés intrinsèques et par suite les caractéristiques électriques, soit dans les conditions d'utilisation.

La cellule différente des autres (moins performante ou ombrée par exemple) se transforme en récepteur de l'énergie générée par les autres cellules, et cela dégrade la cellule (chauffage; claquage) et la met hors service ce qui ouvrira le circuit du module et ne donnera aucun courant.

#### a) Déséquilibre dans un groupement série

Dans ce groupement les tensions des cellules s'ajoutent, la cellule défaillante subit pour une charge nulle (cour- circuit) la tension en polarité inverse de toutes les autres cellules qui dépasse la tension de claquage (30V pour une diode au silicium) d'où le risque de destruction.

Dans ces conditions, on notera que le courant de court-circuit du groupement est inférieur au courant de court-circuit des cellules non défaillantes.

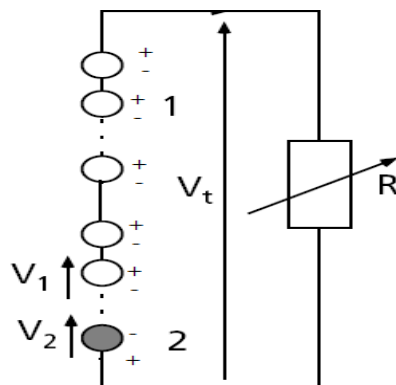


Fig22 : Groupement en série avec une cellule défaillante

#### b) Protection par diodes parallèles (by-pass)

Pour protéger les cellules contre le risque de destruction il faut éviter aux cellules défaillantes les tensions de claquage. Pour cela on monte une diode au silicium en parallèle (by-pass) pour chaque branche de 18 cellules en série (la moitié d'un module), la cellule défaillante ne peut alors être polarisée que par 17 cellules au maximum dont la tension

## Chapitre 2 : Présentation des systèmes hybrides PV- diesel

totale est inférieur à la tension de claquage. En cas de déséquilibre, la diode laisse passer le courant des cellules qui se trouvent dans la branche, et reste bloquée lorsque la cellule fonctionne normalement.

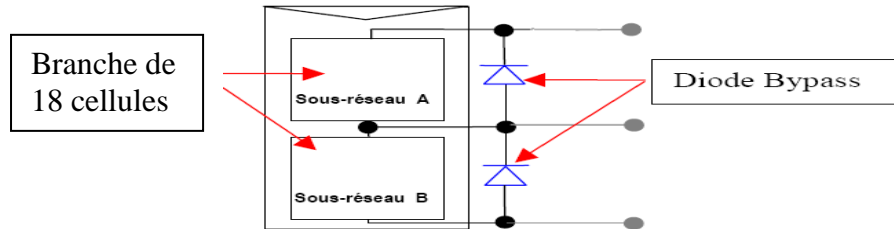


Fig23 : Protection par diodes by-pass

### c) Déséquilibre dans un groupement parallèle

Dans ce groupement la cellule défailante subit pour une charge infinie (circuit ouvert) le courant de toutes les autres cellules.

Dans ce cas la tension de circuit ouvert de l'ensemble des cellules est inférieure à la tension de circuit ouvert des éléments performants.

La cellule peut avoir à dissiper une puissance électrique qui dégrade l'encapsulation par chauffage (hot spot).

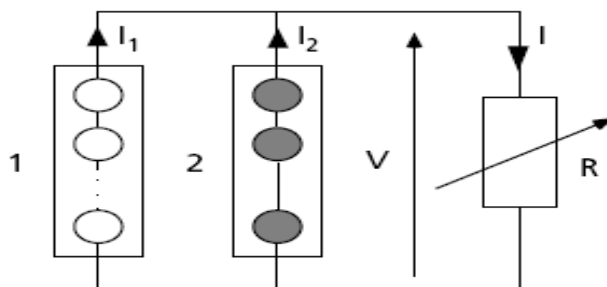


Fig24 : Groupement en parallèle avec cellules défailtantes

### d) Protection par diodes série

Pour éviter que les cellules reliées en série ne reçoivent de l'énergie d'autres branches connectées en parallèle, il faut monter dans chaque branche des diodes série. La diode série doit supporter le courant débité par la branche.

Il est recommandée de monter une diode par branche, dans certaines installations, on installe une seule diode série pour plusieurs branches.

Protection recommandée par diodes antiparallèle et par diodes série d'un groupement série-parallèle de modules.

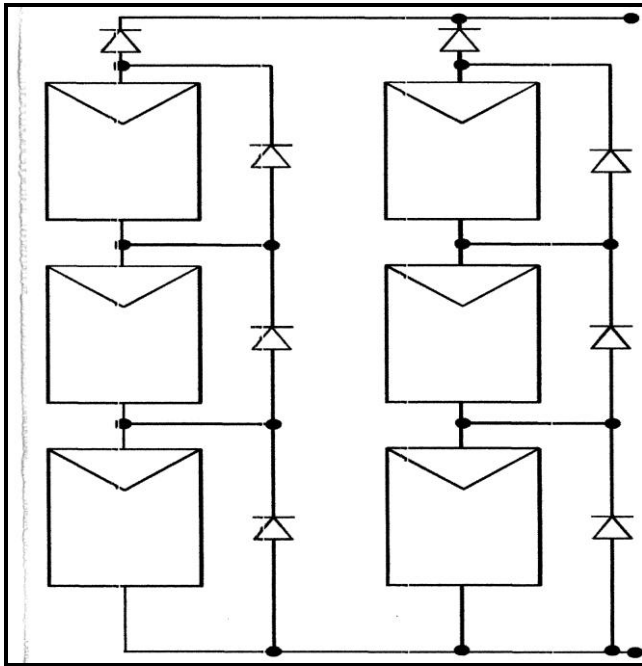


Fig25 : Protection groupement série-parallèle.

### 2.5. Système de stockage

Dans les installations PV autonomes le stockage de l'énergie électrique est nécessaire chaque fois que la demande en électricité est décalée dans le temps par rapport à l'apport solaire (la nuit ou par mauvais temps par exemple). Seules quelques applications qui utilisent cette énergie au fil du soleil (pompage; ventilation) peuvent se passer du stockage. Le stockage est assuré généralement par les accumulateurs électrochimiques, qui ont un avantage de disponibilité et d'une tension quasi-constante d'où l'intérêt de leur utilisation.

Dans les installations PV autonomes à stockage électrochimiques, le coût initial du stockage est de 13à15% de l'investissement et qui peut atteindre 50% du coût total à la fin de l'exploitation vu cela, la maîtrise des batteries (dimensionnement; maintenance; manipulation) est un élément essentiel au succès des systèmes PV autonomes [3].

#### 2.5.1. Définitions

L'accumulateur électrochimique (batterie) est un réservoir d'énergie qui stocke l'électricité sous forme chimique puis la restitue si besoins par la transformation réversible.

## Chapitre 2 : Présentation des systèmes hybrides PV- diesel

Dans l'industrie plusieurs types de batteries existent (Pb, CdNi, NiZn), mais la plus ancienne et la plus utilisée généralement est la batterie au plomb- acide, qui avec la venue des applications photovoltaïques a subi des améliorations pour s'adapter aux exigences du photovoltaïque.

### 2.5.2. Paramètres d'une batterie

◇ **Capacité :**

C'est la quantité d'électricité, évaluée habituellement en ampères-heures (Ah), qu'une batterie chargée peut restituer pendant un temps de décharge donnée jusqu'à une tension d'arrêt et une température définie.

Une batterie de 200 Ah peut fournir 10A pendant 20heures on parle de capacité  $C_{10}$ , ou 20 A pendant 10 heures (capacité  $C_{20}$ ).

◇ **Auto - décharge:**

Représente la perte relative de capacité par mois pour à une température donnée, découle de la technologie utilisée dans la fabrication, augmente avec l'âge et la température.

◇ **Profondeur de décharge:**

C'est un paramètre très important pour les batteries à **Pb** qui supportent rarement les décharges totales et subissent d'énormes dégâts. Dans les applications PV la Profondeur de décharge est de 80% au max.

Les batteries au Ni-Cd ne sont pas affectées par les décharges profondes.

◇ **Tenue en cycles:**

Dépendant surtout de la profondeur de décharge, il passe de 400 cycles à 80 % de décharge à 2000 cycles à 40 % de décharge.

◇ **Durée de vie:**

la durée de vie est fortement liée au nombre de cycles, et dépend aussi de la technologie de fabrication et des conditions d'utilisation.

A 25 °C elle varie de 2 à 7 ans pour les batteries à **Pb**, de 10 à 25 ans pour les Ni-Cd. Elle diminue lorsque la température d'utilisation augmente.

◇ **Rendement d'utilisation:**

C'est le rapport entre l'énergie électrique restituée par l'accumulateur pendant la décharge et l'énergie fournie à l'accumulateur pendant la charge.

### 2.5.3. Différents types d'accumulateurs

#### A) Accumulateur au plomb acide

Disponibles avec un coût relativement faible les batteries au plomb sont très répandues pour les applications photovoltaïques contrairement à d'autres batteries (Ni-Cd.; Ni-Zn ; Ni-Fe ; Ni-NaCl....) qui sont ou bien chères, ou bien de courte durée de vie ou bien de température d'utilisation très élevée [1].

##### a) Description

Une batterie est constituée d'un ensemble d'éléments de 2 V chacun, plongés dans une solution d'acide sulfurique et connectés en série pour obtenir la tension d'utilisation. Chaque élément de 2V est constitué de plaques positives alternées par des plaques négatives séparées par des diaphragmes microporeux isolants (séparateur) et disposés entre les plaques.

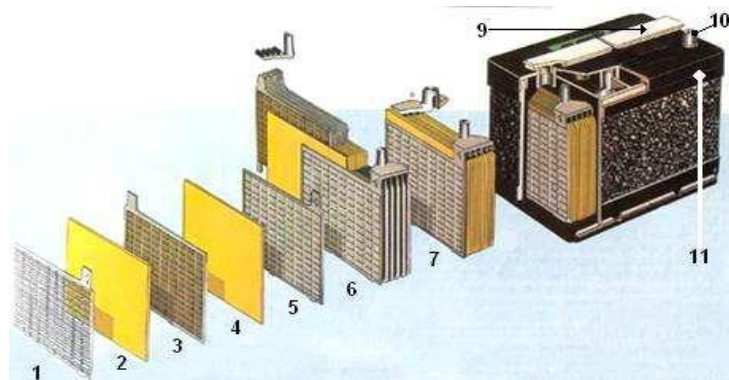


Fig26 : Etapes de construction d'une batterie monobloc [5]

- |                      |                        |
|----------------------|------------------------|
| 1: Grille.           | 7 : Élément complet    |
| 2 : Séparateur.      | 8 : Pont               |
| 3 : Plaque positive. | 9 : Rampe de bouchons. |
| 4 : Plaque négative. | 10 : Borne.            |
| 5 : Barrette.        | 11 : Bac.              |
| 6 : Faisceau négatif |                        |

##### -L'électrode positive:

Plaque rectangulaire en plomb renforcée par des nervures faites avec l'oxyde de plomb( $PbO_2$ )

##### -L'électrode négative:

Plaque de plomb à surface gaufrée dont les alvéoles sont garnies de plomb spongieux



## Chapitre 2 : Présentation des systèmes hybrides PV- diesel

### **-L'électrolyte:**

La solution diluée d'acide sulfurique (électrolyte) est ionique, qui transporte l'électricité par les différents ions.

L'électrolyse transforme l'eau en ces composants (oxygène ; hydrogène)

ce qui provoque une perte en eau qu'il faut compenser (batteries ouvertes)

L'utilisation des alliages au plomb dans la fabrication des plaques change les propriétés physiques et chimiques de la batterie.

### **-L'alliage plomb –Antimoine:**

En faibles quantités l'antimoine réduit la résistance interne et la production d'hydrogène et d'oxygène pendant la charge.

Les grandes quantités permettent des décharges plus profondes sans endommager les plaques, ce qui induit une longue durée de vie des batteries.

### **-Le Cadmium et le Strontium:**

Procurent une bonne résistance mécanique (choc; transport ; manipulation), réduisent en outre le taux d'autodécharge.

### **-Le Calcium:**

Fortifie aussi la grille et réduit l'autodécharge mais n'avantage pas la profondeur de décharge.

Les éléments des batteries sont souvent montés dans des bacs isolés du sol par des supports en bois pour éviter le refroidissement de l'électrolyte, ces bacs sont réalisés en plastique transparent afin de bien visualiser et repérer le niveau de l'électrolyte.

On trouve quatre catégories de batteries au plomb.

- Plomb pur de type Planté.
- Plomb-Calcium.
- Plomb à fort taux d'antimoine (batteries de démarrage).
- Plomb à faible taux d'antimoine (applications solaires).

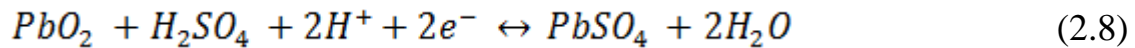
### **b) Principe de fonctionnement**

La batterie au plomb est le siège de réactions chimiques complexes, en reliant les électrodes à un récepteur externe apparaît un courant de décharge, les électrodes

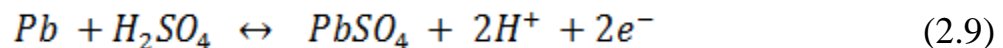
## Chapitre 2 : Présentation des systèmes hybrides PV- diesel

se transforment en sulfate de plomb et l'acide se dilue, c'est l'opération de décharge .si elles sont reliées à un générateur de tension, elle reçoivent un courant de charge, l'acide se concentre et les électrodes retrouvent leur états initiaux c'est l'opération de charge.

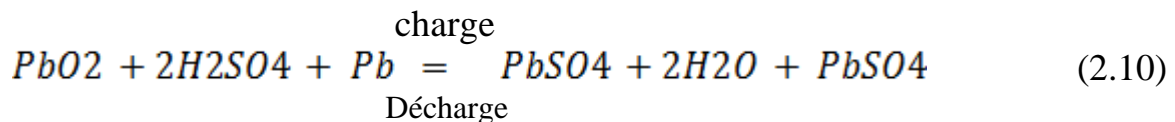
À l'électrode positive on a :



À l'électrode négative on a :



L'équation générale est :



### c) Caractéristiques

- ◇ **Rendement:** Le rendement énergétique est de l'ordre de 70 à 80 %.
- ◇ **Autodécharge:** de l'ordre de 10 % par mois à T = 20°C, pour les plaques au plomb – antimoine, quelques % par mois pour le plomb doux  
Ou le plomb –calcium avec des plaques fragiles.
- ◇ **Durée de vie et vieillissement:** le vieillissement des batteries au plomb-acide dans les systèmes PV est surtout causé par : Transformation de Pb en oxyde de plomb PbOx provoque la corrosion de la plaque positive. les cycles (charge /décharge) (PbO<sub>2</sub> ↔ PbSO<sub>4</sub>) dégrade la matière active de la plaque positive.
- ◇ La sulfatation - recristallisation du PbSO<sub>4</sub> pendant les périodes en sous- charge (charge faible).  
Ces phénomènes changent les propriétés courant/tension de la batterie, on estime la durée de vie des accumulateurs au Pb à 6 ou 7 ans [10].

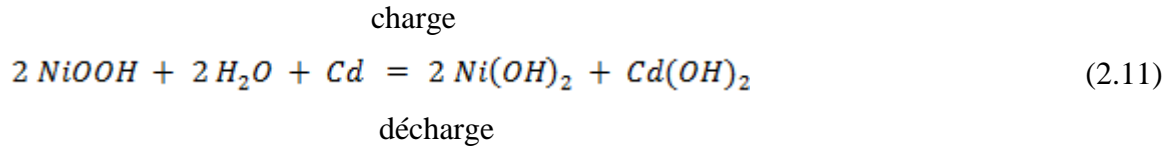
### B) Accumulateurs Cadmium – Nickel

Les batteries de nickel- Cadmium sont semblables à celles du plomb- Acide. Au lieu du Plomb, elles utilisent de l'hydroxyde de Nickel pour les plaques positives et de l'oxyde

## Chapitre 2 : Présentation des systèmes hybrides PV- diesel

de Cadmium pour les plaques négatives. L'électrolyte est une solution d'hydroxyde de Potassium.

La réaction réversible globale est:



La tension varie de 1.15 à 1.45 V par élément avec une valeur nominale à 1.2 V.

### a) Caractéristiques:

- ◇ Ils sont robustes et moins lourds.
- ◇ Supportent la surcharge ou la décharge- profonde
- ◇ Fonctionnement sur une grande plage de température
- ◇ Le rendement énergétique est faible de l'ordre de 70%
- ◇ L'autodécharge est plus élevée.
- ◇ Leur coût est élevé

### 2.6. Système de régulation

On a vu que le stockage est un élément essentiel dans un système PV autonome, la durée de vie des batteries agit sur la performance des applications PV autonomes.

Pour garantir une longue durée de vie de la batterie, il faut éviter les surcharges et les profondes décharges.

La maîtrise et le contrôle de l'état de charge de la batterie sont assurés par le Système de régulation.

Son rôle est de réduire le courant lorsque la batterie est en fin de charge, d'une part pour mieux atteindre l'état de charge complète, d'une autre part à cette étape de fin charge commence le phénomène de l'électrolyse de la solution acide (dégagement de O<sub>2</sub>; H<sub>2</sub>). La durée de ce phénomène provoque surcharge, corrosion du plomb, dégradation des plaques.

Il existe plusieurs techniques pour régler la batterie, qui utilisent soit la mesure de la tension, soit la mesure du courant. En fait, la mesure de la tension est plus simple et la majorité des régulateurs utilisent ce paramètre.

Le régulateur mesure en permanence la tension de la batterie et la compare à deux seuils de tensions prééglés : seuil haut (tension fin charge) et seuil bas (tension recharge).

Le régulateur de charge assure deux fonctions:

## Chapitre 2 : Présentation des systèmes hybrides PV- diesel

- la protection des batteries contre les surcharges et les décharges profondes.
- L'optimisation du transfert d'énergie du champ PV à l'utilisation

### 2.6.1. Régulation de décharge

En plus du contrôle de la charge, le régulateur contrôle aussi la décharge de la batterie. Dans le but de protéger la batterie des profondes décharges pendant qu'elle alimente le circuit extérieur lorsque l'énergie solaire fait défaut (la nuit ; mauvais temps...) et qui sont nuisibles pour sa durée de vie, on ajoute un circuit qui déconnecte le récepteur extérieur dès que la tension de la batterie descend au-dessous d'un seuil critique pré-réglé.

### 2.6.2. Régulation de charge

On dénombre deux types de régulateurs "shunt" et "série" qui sont apparus au début des applications PV et qui se sont développés avec l'apparition des microprocesseurs.

#### a- Régulations de charge shunt (parallèle) [3]

C'est un régulateur simple dont le circuit comporte un interrupteur (dispositif électronique: transistor; MOSFET; relais) en parallèle avec la batterie, vers lequel est dévié le courant du générateur PV lorsque la batterie atteint sa pleine charge. La diode sert à éviter le court-circuitage de la batterie et à bloquer le courant nocturne pouvant s'écouler de la batterie au module.

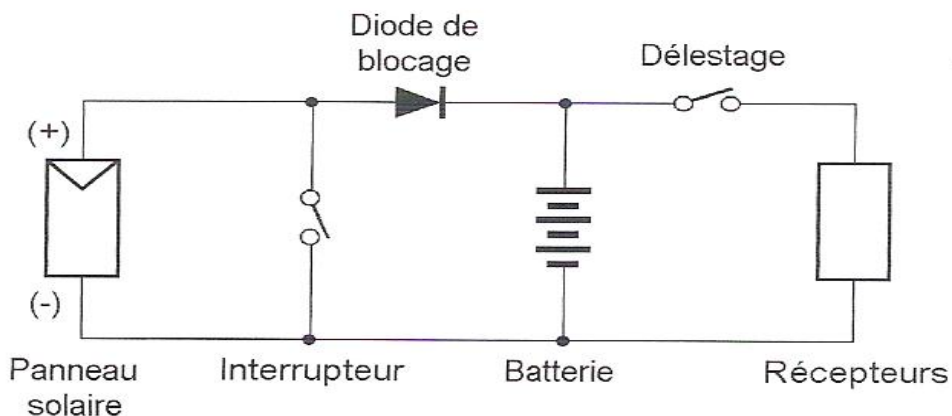


Fig27 : Principe du régulateur shunt

## Chapitre 2 : Présentation des systèmes hybrides PV- diesel

### b- Régulation de charge série

Le dispositif de l'interrupteur est monté en série avec la batterie, il s'ouvre et déconnecte ainsi la batterie lorsque la fin de charge est atteinte.

Cet interrupteur peut être monté dans le régulateur shunt on ajoutant un commutateur qui laisse passer le courant vers un autre récepteur (ventilation; pompage; chauffage..) lorsque la batterie arrive à pleine charge.

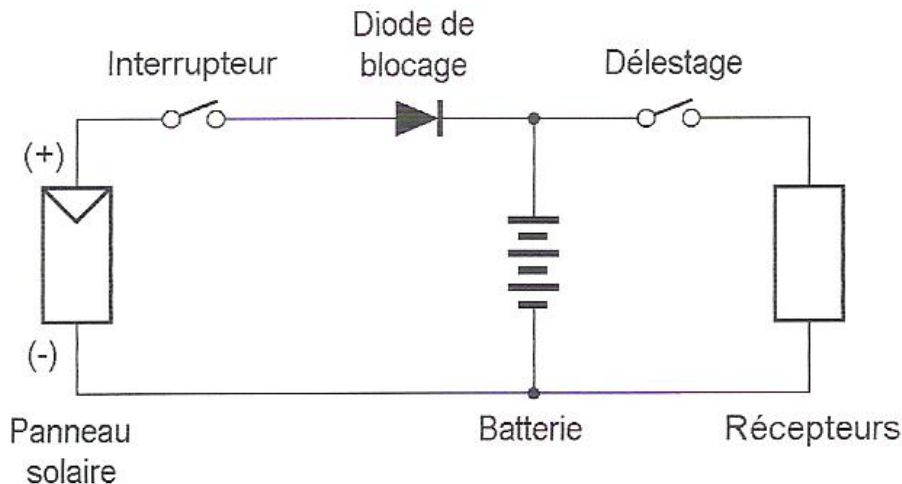


Fig28 : Principe du régulateur shunt

### c- Régulation de charge MPPT

Le régulateur comporte, un circuit qui mesure instantanément le courant et la tension du module pour soutirer l'énergie au point de puissance maximale (Max. Power. Tracking) quelques soient la température et l'ensoleillement,

Comme il transforme aussi le courant et la tension pour l'adaptée à la batterie.

### 2.7. Système de conversion

L'électricité produite par le générateur PV est de mode continu (CC), la charge à alimenter comporte des appareils à courant alternatif (CA) ou à courant continu (CC), la batterie travaille pendant la charge ou la décharge sur le mode (CC)

Avec une tension selon le nombre et le type de batterie, le groupe électrogène (diesel) qui sert à alimenter et à charger les batteries pendant les longues absences de l'électricité, génère sur le mode (CA).

Pour adapter les deux modes d'électricité des différents éléments du système PV- hybride (diesel) on utilise les convertisseurs.

## Chapitre 2 : Présentation des systèmes hybrides PV- diesel

### 2.7.1. Définition

Un convertisseur, appelé aussi onduleur est un dispositif de l'électronique de puissance, qui permet de transformer la tension continue fournie par les panneaux pour l'adapter à des récepteurs fonctionnant soit, à une tension continue différente, soit à une tension alternative de fréquence et d'amplitude standard.

On distingue les onduleurs de tension et les onduleurs de courant, mais ce sont les onduleurs de tension qui sont les plus maîtrisés et les plus répandus, et de puissance allant de quelques Watts à plusieurs MW.

### 2.7.2. Principaux types de Convertisseur

#### a- Convertisseur continu-continu (CC/CC)

Il est utilisé pour:

- ◇ transformer la tension continue produite par les panneaux en une tension CC différente pour alimenter des récepteurs spéciaux ou charger une batterie.
- ◇ transformer la tension continue issue des batteries vers une autre tension adaptée aux récepteurs CC

On trouve les convertisseurs:

CC/CC élévateur (augmente la tension) et CC/CC abaisseur (abaisse la tension).

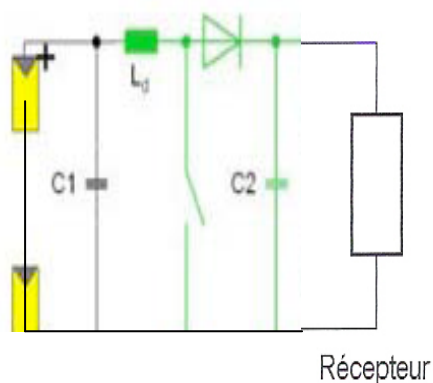


Fig29 :  
Convertisseur élévateur CC/CC

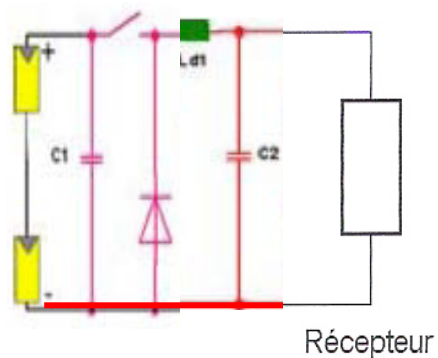


Fig30 :  
Convertisseur abaisseur CC/CC

## Chapitre 2 : Présentation des systèmes hybrides PV- diesel

### b- Convertisseur continu –alternatif (CC/CA)

Lorsque le câblage et le nombre d'appareils récepteurs deviennent importants, il est intéressant de passer à la l'alimentation 220Ven CA ce qui va élargir le choix d'appareils usuels du marcher, avec des prix plus avantageux et des consommations en puissances proches de celle des appareils en CC. Dans ce cas on utilise le Convertisseur (CC/CA) et l'économie faite sur le prix des appareils AC compense l'investissement de l'onduleur.

#### 2.7.3. Caractéristiques d'un onduleur pour systèmes photovoltaïques

Les onduleurs destinés aux systèmes photovoltaïques diffèrent quelque peu des onduleurs classiques en électrotechnique, mais l'objectif de conversion CC/CA est le même.

- ◇ la recherche du point de fonctionnement maximal ou MPPT.

En régime permanent établi, la tension et le courant du capteur sont considérés comme constants. L'utilisation d'un onduleur de tension plutôt qu'un onduleur de courant est essentiellement motivée par des raisons technologiques

- ◇ L'onduleur de tension impose à sa sortie un système de tensions sous forme de créneaux modulés, on pose à la sortie de l'onduleur une inductance qui joue le rôle de filtre et permet à l'onduleur de fournir un courant quasi sinusoïdal. L'onduleur de tension devient alors un onduleur de courant [11].

#### 2.7.4 Principe de fonctionnement

Dans la fig. (31) le circuit est composé d'un pont de transistors commandé par MLI (modulation en largeur d'impulsion). Le signal alternatif obtenu est ensuite filtré par l'inductance  $L_d$  située avant le transformateur afin d'obtenir un signal alternatif sinusoïdal à la fréquence du réseau (fréquence d'utilisation domestique). Ce dernier signal est ensuite ajusté à la tension du réseau par un transformateur 50Hz qui apporte en même temps une isolation galvanique au montage.

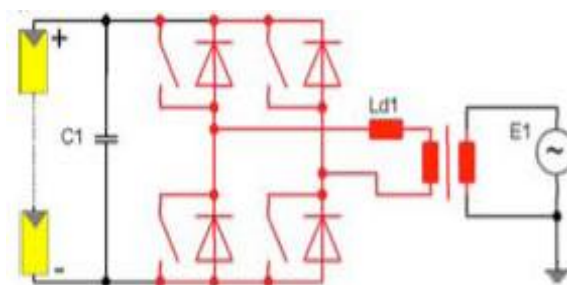


Fig31: Circuit simple utilisant un pont de transistors [11].

## Chapitre 2 : Présentation des systèmes hybrides PV- diesel

Pour élargir la gamme de tensions d'entrée et donc une plus grande flexibilité d'association avec les modules PV on monte le circuit d'un convertisseur élévateur à l'entrée du circuit de la fig. (31).

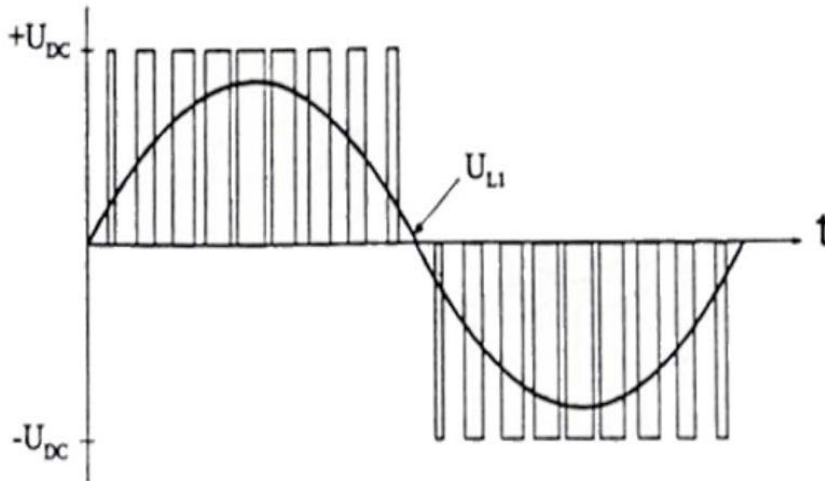


Fig32 : Filtrage de la tension par l'inductance de sortie [11].

$U_{DC}$  : tension aux bornes du condensateur d'entrée

$U_{LI}$  : tension à la sortie du filtre (inductance  $L_d$ )

Cependant il faut être prudent de la distorsion de l'onde sinusoïdale, causée par les récepteurs à découpage qui rendent le signal carré, qui n'arrive pas à démarrer convenablement les appareils à moteur (ex: réfrigérateur)

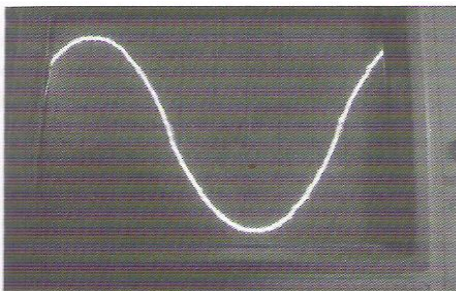
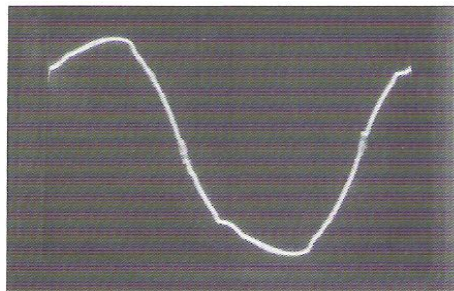


Fig33 : Onde de 230V/50HZ fournie Par un onduleur à vide



Onde de 230V/50HZ fournie Par un onduleur alimentant 3 lampes (1/3 de sa puissance)



## Chapitre 2 : Présentation des systèmes hybrides PV- diesel

### 2.7.5 Critères de choix

- ◇ **rendement** : c'est le critère de choix principal, on désire perdre le moins d'énergie possible entre les batteries et la charge en 220 VCA.
- ◇ **précision de la tension de sortie** : exprimée en % par rapport à 220VCA. Pour certains appareils (hi-fi) la tension de sortie de l'onduleur doit être stable quelque soit la charge et la tension d'entrée.
- ◇ **résistance aux surcharges et au courant réactif** : des appareils à charge de démarrage difficile comme les réfrigérateurs nécessite la production par l'onduleur de plusieurs fois sa charge maximale pendant un temps bref.
- ◇ **distorsion harmonique**: la création d'harmoniques (distorsions ; fluctuations de l'onde) peut perturber certains récepteurs, et augmenter les pertes d'énergie.
- ◇ **Consommation en mode (stand-by)**  
L'onduleur branché sans travailler consomme une part importante d'énergie, il est recommandé de débrancher l'onduleur si c'est possible entre deux utilisations.

### 2.5.6. Autre types d'onduleurs autonomes [11]

Les onduleurs modernes utilisent des techniques à base de microprocesseurs pour générer une tension sinusoïdale à l'aide de la modulation en largeur d'impulsion .Ces impulsions commandent des transistors alimentant un transformateur. A la sortie du transformateur, un filtre coupe les harmoniques. La technique est largement répandue.

#### a) Onduleurs à ondes sinusoïdales – Chargeur

Les onduleurs modernes sinusoïdaux pour installations indépendantes utilisent des circuits simples, doté d'un régulateur de charge interne, l'onduleur peut également charger les batteries avec le surplus d'énergie. C'est un onduleur hybride très adéquat pour charger les batteries par la génératrice dans les systèmes PV hybrides (diesel).

#### b) Onduleurs à ondes carrées

C'est la technique la plus simple à utiliser pour générer un signal sinusoïdal mais elle produit d'importantes harmoniques et la tension de sortie varie avec la charge et la tension d'entrée. On préférera donc l'onduleur à onde sinusoïdale.

## Chapitre 2 : Présentation des systèmes hybrides PV- diesel

### 2.6. Groupe électrogène

Comme cité précédemment il peut y avoir des périodes où l'ensoleillement n'est pas suffisant (mauvais temps en hiver) et par suite une baisse de production d'électricité PV, ce qui amène l'utilisation de l'énergie stockée dans les batteries. Qui peut s'épuiser à son tour et on tombe dans un état de crise totale d'énergie.

Pour y remédier et éviter au site cet état de crise d'énergie on ajoute à l'installation autonome une autre source d'énergie sûre et fiable d'origine fossile (polluante; non renouvelable), c'est le groupe électrogène, qui peut combler ce manque d'énergie.

On parle dans ce cas d'une installation autonome PV hybride (diesel).

Le groupe électrogènes est généralement constitué d'un moteur diesel tournant à vitesse fixe accouplé à un alternateur synchrone. Cette solution présente l'avantage de la simplicité et d'un prix d'énergie au kilowattheure compétitif. Elle présente toutefois quelques inconvénients [12] :

- ◇ un volume sonore constant quel que soit le niveau de puissance demandé au moteur diesel ;
- ◇ un niveau d'émissions polluantes élevé même lorsque la demande d'énergie est faible ;
- ◇ une mauvaise stabilité de fréquence et de tension

### 2.7. Conclusion

La description des systèmes à énergie hybride et leurs technologies ont été traités dans ce chapitre, plus particulièrement le générateur photovoltaïque (module PV), le système de stockage électrochimique (batteries), générateur diesel(GD), le système de régulation et de conversion composant très important dans le contrôle et l'équilibre des flux d'énergies produites et consommées et qui rentrent dans le système de notre travail.

Pour un bon dimensionnement des composants du SEH et par suite tout le système il faut modéliser ces composants, but du chapitre suivant.

# CHAPITRE 3 : MODELISATION DES SYSTEMES PV- HYBRIDES

### 3.1. Introduction

Les SEH combinent différentes sources d'énergie. La production ; la conversion ; le stockage et le contrôle des énergies mises en jeu nécessitent la connaissance la maîtrise de leurs comportements dans les différentes situations.

Dans ce chapitre on parlera des modèles mathématiques traités dans la littérature et qui ont fait objet de recherche de plusieurs spécialistes.

La modélisation est traduite par la pose d'équations caractérisant les éléments du système étudié et décrivant son comportement dans des conditions bien déterminées.

Le modèle mathématique sert à quantifier et dimensionner chaque composant du SEH.

### 3.2. Modèles de la caractéristique I(V)

Un générateur PV est constitué de modules PV qui sont habituellement branchés en série-parallèle pour augmenter la tension et l'intensité à la sortie du générateur. Ces modules interconnectés sont montés sur des supports métalliques, cet ensemble est souvent désigné par champ de modules.

La caractéristique I –V du générateur PV est basée sur celle d'une cellule.

On trouve dans la littérature le modèle à une diode (fig12) et le modèle à deux diodes dans lequel la source de courant est branchée avec deux diodes parallèle au lieu d'une. La première diode D1 décrit les propriétés du semi conducteur de la cellule et la seconde D2 modélise le phénomène de recombinaison des porteurs de charge.

Les différents modèles décrivent chacun le fonctionnement du dispositif photovoltaïque. Le modèle à une diode (empirique) est actuellement le plus utilisé en raison de sa simplicité.

#### 3.2.1 Modèles à une diode

En se basant sur le circuit équivalent de la (fig13) qui peut être utilisé aussi bien pour une cellule élémentaire, que pour un module ou un panneau constitué de plusieurs modules.

## Chapitre 3 : Modélisation des systèmes PV- hybrides

L'équation du courant  $I$  délivré par un module PV de  $N_s$  cellules en série et la tension  $V$  à ces bornes peut être exprimée par deux modèles mathématiques.

### a) Modèle mathématique implicite

L'équation reliant le courant  $I$  à la tension  $V$  est donnée par:

$$I = I_L - I_0 \left( e^{\frac{V+IR_s}{N_s V_T}} - 1 \right) - \frac{V + R_s I}{R_p} \quad (3.1)$$

$$R_s = N_s r_s \text{ et } R_p = N_s r_p$$

### b) Modèle mathématique explicite

Après certaines approximations, le modèle mathématique décrivant L'équation reliant le courant  $I$  à la tension  $V$  est plus simple et repose sur la connaissance de trois points[4] :

PPMT ( $V_{mp}$  ;  $I_{mp}$ ) point de puissance optimale

$V_{OC}$  : tension de circuit ouvert

$I_{SC}$  : courant de court-circuit

L'équation est la suivante

$$I = I_{sc} \left[ 1 - C_1 \left( \exp\left( \frac{V}{C_2 V_{OC}} \right) - 1 \right) \right] \quad (3.2)$$

Avec:

$$C_1 = \left( 1 - \frac{I_{mp}}{I_{sc}} \right) \exp\left( -\frac{V_{mp}}{C_2 V_{OC}} \right) \quad (3.3)$$

$$C_2 = \frac{\frac{V_{mp}}{V_{OC}} - 1}{\ln\left( 1 - \frac{I_{mp}}{I_{sc}} \right)} \quad (3.4)$$

### 3.2.2 Corrections à d'autres conditions de température et d'éclairement

La fiche technique accompagnant le module photovoltaïque et qui est donnée par le constructeur, contient les caractéristiques mesurées sous les conditions de test standards (STC) « Standard Test Conditions ».

En pratique les mesures de la caractéristique I-V sont faites sur site dans des conditions atmosphériques réelles. Pour vérifier les données du constructeur et s'assurer des

## Chapitre 3 : Modélisation des systèmes PV- hybrides

performances des modules PV on doit utiliser les mesures réelles du site et des modèles d'extrapolation vers d'autres conditions telles que les conditions STC.

Ces corrections pour des valeurs d'éclairement et de température permettent de calculer d'autres paramètres tel que la résistance série, la résistance shunt ou le courant de saturation qui ne figurent pas sur la fiche technique.

### a) Modèle de la température

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

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

$$T_c = T_a + \frac{G}{800}(NOCT - 20) \quad (3.5)$$

G : éclairement exprimé en W/m<sup>2</sup>

T<sub>c</sub> : température de la cellule (K)

T<sub>a</sub> : température ambiante (K)

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature): température d'utilisation de cellule(TUC).

Dans les conditions STC on a :

$$G = 1000 \text{ W/m}^2$$

$$T_c = 25^\circ\text{C}$$

$$V_{\text{vent}} = 1 \text{ m/s}$$

Dans les conditions NOCT on a :

$$G = 800 \text{ W/m}^2$$

$$T_a = 20^\circ\text{C}$$

$$V_{\text{vent}} = 1 \text{ m/s}$$

### b) Méthode selon la norme CEI 891

Chaque mesure de ( $I_1, V_1$ ) sous un éclairement  $G_1$  et une température  $T_1$  de cellule test est extrapolée à d'autres conditions ( $G_2, T_2$ ) par les équations :

$$I_2 = I_1 + I_{sc} \left( \frac{G_2}{G_1} - 1 \right) + \alpha(T_2 - T_1) \quad (3.6)$$

## Chapitre 3 : Modélisation des systèmes PV- hybrides

$$V_2 = V_1 - R_s(I_2 - I_1) - KI_s(T_2 - T_1) + \beta(T_2 - T_1) \quad (3.7)$$

$I_2$  et  $V_2$  sont les nouvelles valeurs du courant et de la tension,

$\alpha$  : coefficients de température pour le courant de court circuit

$\beta$  : coefficients de température pour la tension de circuit ouvert

$K$  : facteur de correction

$R_s$  : résistance série

### c) Méthode simplifiée

$$I_{sc2} = I_{sc1} \frac{G_2}{G_1} + \alpha_I(T_2 - T_1) \quad (3.8)$$

$$V_{oc2} = V_{oc1} + mV_t \ln\left(\frac{G_2}{G_1}\right) + \beta_V(T_2 - T_1) \quad (3.9)$$

$$I_2 = I_1 + \Delta I_{sc} \quad (3.10)$$

$$V_2 = V_1 + \Delta V_{oc} \quad (3.11)$$

### 3.3 Modélisation de la puissance à la sortie du module PV

La puissance crête du G.P.V est donnée aux conditions standards (STC) par :

$$P_c = G_{ref} \eta_{STC} A_g$$

(3.12)

$G_{ref} = 1000 \text{ w/m}^2$

$A_g$  : surface en  $\text{m}^2$

$\eta_{STC}$  : rendement maximum de conversion dans des conditions de tests standards.

Dans les conditions réelles la puissance instantanée du système photovoltaïque est donnée par :

$$P_i = G_i \cdot \eta_i \cdot A_g \quad (3.13)$$

$$= \frac{P_c \cdot G_i \cdot \eta_i}{G_{ref} \eta_{STC}}$$

L'énergie moyenne par jour est égale l'énergie mensuelle moyenne [22].

## Chapitre 3 : Modélisation des systèmes PV- hybrides

$$E_{pv\text{mensuelle}} = \int p_i dt \quad (3.14)$$

$$\begin{aligned} E_{pv\text{jour}} &= \frac{E_{\text{mensuelle}}}{N} \\ &= \frac{1}{N} \int P_i dt = \frac{1}{N} \int \frac{P_c \cdot G_i \cdot \eta_i}{G_{ref} \eta_{STC}} dt \\ &= \frac{1}{N} \int G_i dt \cdot \frac{P_c}{G_{ref}} \cdot \int \frac{1}{G_i dt} \int \frac{G_i \eta_i dt}{\eta_{STC}} \\ &= \frac{1}{N} \int G_i dt \cdot \frac{P_c}{G_{ref}} \cdot \int \frac{G_i \eta_i dt}{G_i \eta_{STC} dt} \end{aligned}$$

$G = \frac{1}{N} \int G_i dt$  exprime l'irradiation globale moyenne journalière horizontale pour le mois  $i$  enregistrée.

$$E_{pv,\text{jour}} = G \frac{P_c}{G_{ref}} \int \frac{G_i \eta_i dt}{G_i \eta_{STC} dt} \quad (3.15)$$

Le terme  $\int \frac{G_i \eta_i dt}{G_i \eta_{STC} dt}$  exprime dans la littérature le facteur de correction global  $F_{cg}$  (0.65 - 0.95)

$$E_{pv\text{jour}} = G \frac{P_c}{G_{ref}} F_{cg}$$

$G$  (wh/m<sup>2</sup>) ;  $G_{ref}=1000\text{w/m}^2$  ;

$$P_c = \frac{E_{pv,\text{jour}} \cdot G_{ref}}{F_{cg} \cdot G} \quad (3.16)$$

### 3.4. Modélisation de batterie

Le système de stockage utilisé dans une installation photovoltaïque est une batterie d'accumulateur au plomb, les modèles mathématiques qui simulent le comportement de la batterie sont déterminés par le type de problèmes à étudier.

## Chapitre 3 : Modélisation des systèmes PV- hybrides

Le modèle proposé dans cette étude est décrit par (Bogdan et Salameh,1996), il permet de calculer la capacité de stockage en fonction de la puissance produite par le générateur photovoltaïque et la charge demandée.

### 3.3.1. Modèle de la charge de la batterie

Quand la puissance fournie par le générateur PV est supérieure à la consommation de la charge, le surplus d'énergie charge la batterie.

À l'instant ( $t$ ) la capacité des batteries est donnée par l'équation [13] :

$$CBat(t) = CBat(t-1)(1 - \sigma) + \left( E_{pv}(t) - \frac{EL(t)}{\eta_{conv}} \right) \eta_{Bat} \quad (3.17)$$

A tout moment la quantité de charge doit satisfaire la condition suivante:

$$CBat(t) \leq CBat.max(t) , \text{ avec } CBat.max = CBat.nom$$

$C_{Bat}(t)$ : quantité de charge de la batterie à l'instant ( $t$ )

$C_{Bat}(t-1)$ : quantité de charge de la batterie à l'instant( $t-1$ )

$\sigma$ : est le taux d'autodécharge

$E_{pv}$ : énergie produite dans le générateur PV

$E_L$ : énergie demandée par la charge au temps  $t$ ,

$\eta_{conv}$ : rendements de convertisseur

$\eta_{Bat}$ : rendements de la batterie

Pendant la charge, le rendement est 0.65–0.85 selon le chargeant [13] courant, par contre pendant le processus de décharge, le rendement de batterie a été pris égal à 1.

### 3.3.2. Modèle de la décharge de la batterie

Si la consommation de la charge est supérieure à la puissance produite dans le générateur PV, le manque d'énergie va être apporté par la batterie qui entrera dans le cycle de décharge.

Au temps ( $t$ ) la capacité des batteries est exprimée par l'équation:

$$CBat(t) = CBat(t-1).(1 - \sigma) + (EL(t))/\eta_{con} - E_{pv}(t) \quad (3.18)$$

Avec la condition suivante:

$$CBat(t) \geq DOD . CBat.nom$$

l'état de charge maximal (State of Charge) (SOC)<sub>max</sub>=1

l'état de charge minimal (SOC)<sub>min</sub> = 1 - DOD



## Chapitre 3 : Modélisation des systèmes PV- hybrides

La capacité de stockage des batteries sera fonction de la consommation de la charge de la période d'autonomie.

$$C_{Bat} = \frac{E_L \cdot N_{Aut}}{\eta_{Bat} \cdot F_{dech} \cdot DOD} \quad [\text{Wh}] \quad (3.18)$$

$$C_{Bat} = \frac{C_{Bat} [\text{Wh}]}{V_{Bat}} \quad (3.19)$$

$C_{Bat}$  : capacité de stockage de la batterie.

$N_{Aut}$  : nombre de jours d'autonomie.

$F_{dech}$  : facteur de décharge

$V_{Bat}$  : tension de batterie.

DOD : profondeur de décharge.

### 3.3.3. Tension de la batterie [15]

La batterie est assimilée à un générateur de tension avec une force électromotrice E et une résistance interne R. [14]

Pour n batteries en séries l'équation décrivant la tension aux bornes de la batterie est:

$$V_{Bat}(t) = nb \cdot V_{co}(t) + nb \cdot I_{Bat}(t) \cdot R_{Bat}(t) \quad (3.20)$$

$R_{Bat}(t)$  est la résistance interne de batterie(Ohms)

$V_{co}(t)$  la tension de circuit ouvert, elle dépend de l'état de charge son équation est:

$$V_{co}(t) = F.e.m + b.log(SOC(t))$$

(3.21)

$F.e.m.$  : force électromotrice

b : une constante empirique

## Chapitre 3 : Modélisation des systèmes PV- hybrides

Fig34 : schéma équivalent de batterie.

dans la courbe représentative (fig35) on voit que la tension  $V_{CO}$  tend vers un maximum égal à  $F.é.m.$  pour  $SOC = 1$

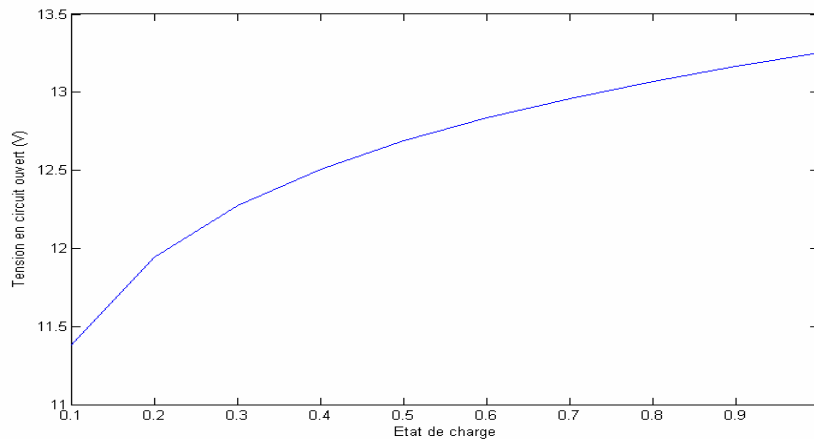


Fig35 : Variation de tension en mode de charge en fonction de l'état de charge

$R_{Bat}(t)$  dépend de la résistance de l'électrode  $R_{électrode}$  et de la résistance de l'électrolyte  $R_{électrolyte}$  [5].

### 3.3.4. Courant de batterie [5]

Quand la puissance du générateur PV est supérieur à la demande de la charge, la batterie entre dans le mode charge.

L'équation décrivant le courant charge est:

$$I_{Bat} = \frac{P_{PV}(t)}{V_{Bat}(t)} - \frac{P_L(t) / \eta_{CONV}}{V_{Bat}(t)} \quad (3.25)$$

Quand la puissance du générateur PV ne peut pas satisfaire la demande de la charge, le courant de décharge des batteries est:

$$I_{Bat} = \frac{P_L(t) / \eta_{CONV}}{V_{Bat}(t)} - \frac{P_{PV}(t)}{V_{Bat}(t)} \quad (3.26)$$

### 3.4. Modélisation du système de conversion

L'onduleur est un appareil de conversion, il est très important de connaître la relation liant la puissance à la sortie de l'onduleur à celle entrante.

$$\eta_{ond} = f(Pch)$$

ou encore

$$\eta_{ond} = f(\tau)$$

Pour une alimentation en courant alternatif (CA) l'onduleur est placé entre le bus continu et la charge.

De tels appareils devraient délivrer une tension alternative à fréquence déterminée, c'est-à-dire le signal généré par ce dernier doit être le plus sinusoïdal possible.

Les onduleurs sont largement utilisés, ils ont l'inconvénient majeur de présenter des pertes, à vide ou à faible charge, très élevé leurs rendement n'est acceptable qu'à pleine charge.

Le rendement de l'onduleur en fonction de la puissance de sortie est modélisé par la relation empirique suivante [5] :

$$\eta_{ond} = A(1 - \exp B \tau) \quad (3.27)$$

Avec :  $A = 0,9559$  ;  $B = -609164$  ) ;  $\tau = P_{sond}/P_{nond}$  ;

$\tau$  : Taux de charge

$P_{nond}$  : puissance nominale de l'onduleur.

$P_{sond}$  : puissance à la sortie de l'onduleur.

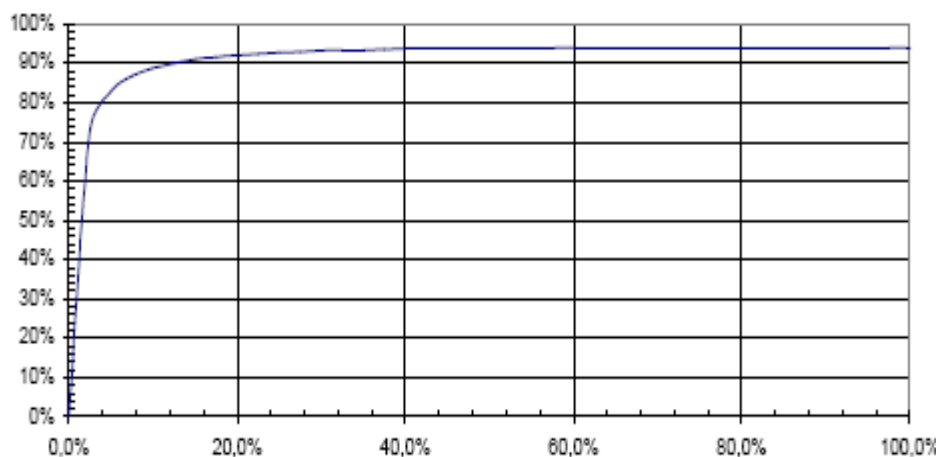


Fig36 : Courbe de rendement de l'onduleur en fonction du taux de charge [11].

## Chapitre 3 : Modélisation des systèmes PV- hybrides

Le choix de l'onduleur dépend de son application, c'est-à-dire de la charge et de la tension produite par le GPV.

### 3.5. Modélisation du groupe électrogène

Le générateur diesel est en général constitué d'un moteur diesel et d'un générateur synchrone [15].

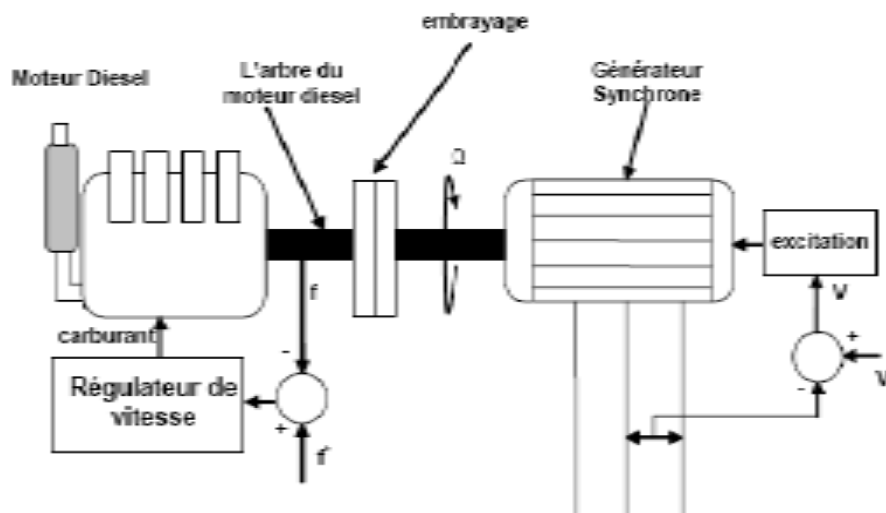


Fig37 : Schémas simplifié d'un générateur diesel

Dans le cas où le générateur diesel est la seule source d'énergie du réseau, ce générateur est chargé de fixer la fréquence du réseau et de garder la tension constante.

Des fig. (38 ; 39) Le rendement du GD est bon avec une faible consommation de carburant tant que la puissance de travail du moteur est proche de sa puissance nominale. Ce ci indique le choix de la taille (puissance) du GD.

## Chapitre 3 : Modélisation des systèmes PV- hybrides

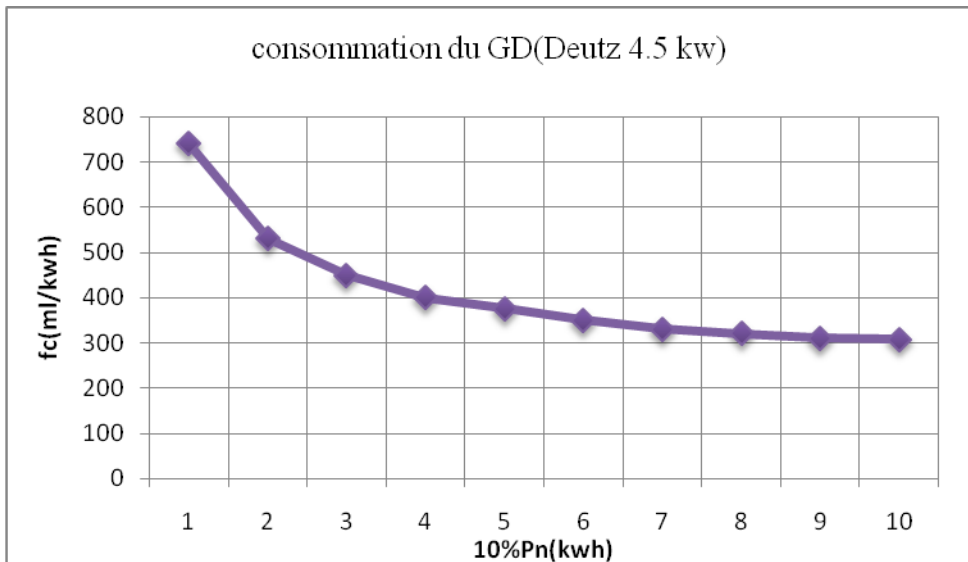


Fig38 : Variation de la consommation avec la puissance fournie

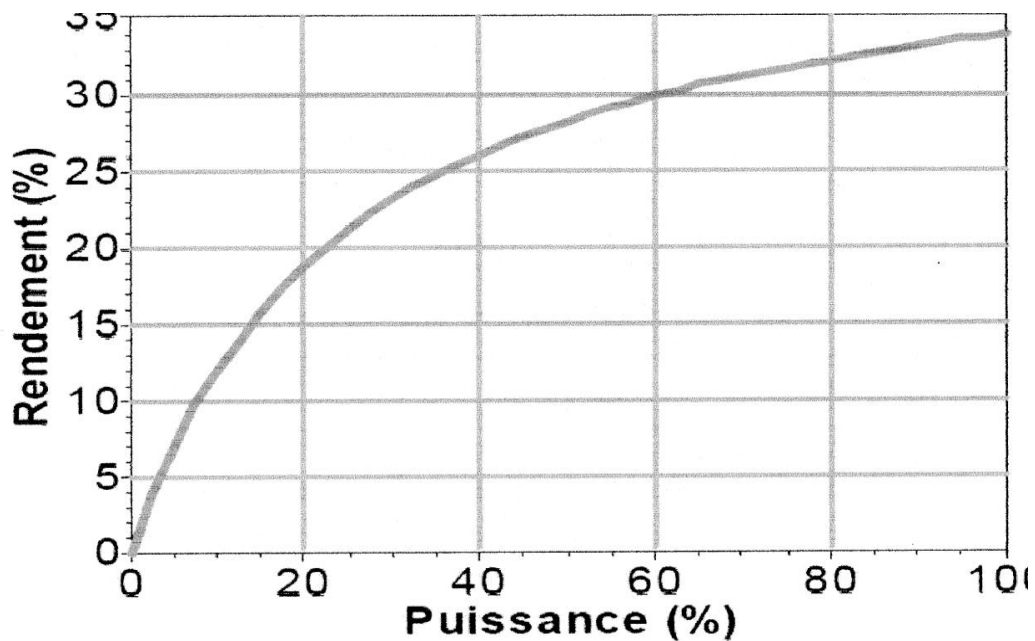


Fig39 : Relation du rendement avec la puissance fournie

Pour notre cas d'étude la fréquence et l'amplitude d'alimentation sont fixées par l'onduleur. Ce qui permet au GD de fonctionner à puissance constante et d'être arrêté si nécessaire.

### Conclusion

## Chapitre 3 : Modélisation des systèmes PV- hybrides

Dans ce chapitre nous avons modélisé les composantes de notre SEH qui sont le GPV, le système de stockage, le système de conversion et le générateur diesel

Cette modélisation permettra le bon dimensionnement des caractéristiques du SEH

La taille du GPV, la capacité de stockage, les puissances nominales du convertisseur et du générateur diesel.

## Chapitre 4 : Electrification rurale basée sur systèmes mini -réseaux hybrides

# CHAPITRE 4 : ELECTRIFICATION RURALE BASEE SUR DES SYSTEMES MINI -RESEAUX HYBRIDES

### 5.1. Introduction

L'électrification rurale désigne le processus de mise à disposition de l'énergie électrique aux populations de régions rurales et/ou éloignées.

L'extension du réseau électrique constitue la solution la plus évidente pour la connexion de nouvelles habitations. Par définition, l'électricité est produite de façon centralisée à l'aide de centrales (thermiques, hydrauliques, nucléaires, etc.) et est distribuée à l'aide de lignes haute, moyenne et basse tension. La mise en place d'une nouvelle ligne électrique ne se justifie que si la densité de consommation (en kWh/km<sup>2</sup>) de la zone desservie est suffisante. Cette condition est problématique dans les zones rurales des pays en développement, où la consommation individuelle et la densité de population sont très faibles, ce qui rend l'extension du réseau peu intéressante économiquement.

### 5.2. Présentation des schémas d'électrification

Historiquement, l'électrification rurale s'est effectuée majoritairement au travers de la production centralisée. Les subsides pour l'électrification rurale (notamment de la Banque Mondiale) ont également été principalement dirigés vers l'extension du réseau électrique. Cependant, les avancées technologiques en matière de production décentralisée permettent aujourd'hui de rendre ces technologies compétitives, même si leur utilisation implique des approches et des modes d'appropriation complètement différents.

Trois niveaux de centralisation peuvent être distingués :

#### 5.2.2. Centralisée

Dans ce cas, une centrale de taille importante (typiquement plusieurs centaines de kWe) produit le courant à une tension de quelques dizaines de kV qui est ensuite distribué à l'aide de lignes moyenne tension. À l'autre bout de ces lignes moyennes tensions, des sous-stations sont installées qui convertissent le courant à la tension d'utilisation. Les lignes basse tension (généralement monophasées avec retour par la terre, à 220 ou 110 V) connectent ces sous-stations à l'utilisateur final. La centrale peut être alimentée au combustible fossile (cas le plus fréquent), au combustible nucléaire, à la biomasse ou

## Chapitre 4 : Electrification rurale basée sur systèmes mini -réseaux hybrides

encore à l'énergie solaire (centrales à concentration). La production centralisée possède généralement un rendement élevé (dû aux effets d'échelle). Les principaux inconvénients de cette solution proviennent des lignes électriques : coût élevé (environ 40 000 €/km de moyenne tension pour l'Afrique de l'Ouest, environ 50 000 €/km pour l'Inde [16], pertes en lignes importantes (plus de 20 % dans certains pays en développement) [17] ou encore connexions sauvages augmentent considérablement le coût du kWh électrique.

### 5.2.3. Décentralisée

Individuelle vise à couvrir les besoins d'un ménage, ou d'une habitation non reliée au réseau électrique. Les systèmes les plus courants sont le générateur diesel, les panneaux photovoltaïques ou la gazéification de la biomasse. Dans le cas du photovoltaïque, un système de stockage (batteries électriques) doit être prévu afin de compenser le décalage entre la demande et l'intensité de la radiation solaire.

Si chaque système possède ses avantages et ses inconvénients, il est généralement reconnu que les systèmes décentralisés sont plus flexibles, plus responsabilisant et sont source d'emploi local [3].

### 5.2.4. Mini- réseau (micro- grid)

Couvre les besoins d'une communauté ou d'un village et constitue en ce sens une solution intermédiaire entre solutions centralisées et décentralisées. Un générateur est installé et fournit l'électricité au travers d'un mini- réseau électrique basse tension. Généralement les mini-réseaux sont alimentés par des générateurs diesel ou des petites centrales hydroélectriques. Il est cependant tout à fait envisageable de les alimenter par du photovoltaïque, de la biomasse ou de l'éolien. Ce système est bien adapté à l'hybridation (combinaison de panneaux PV et d'un générateur diesel par exemple). Il requiert généralement une certaine capacité de stockage (batteries) et permet, outre l'électrification individuelle, d'alimenter des installations communautaires telles que l'éclairage public.

#### 5.2.4.1. Missions du mini-réseau

Les mini-réseaux ont pour mission deux objectifs :

1) Objectif principal:

Alimenter les charges électriques sans interruption, avec une bonne qualité de tension et au moindre coût.



# Chapitre 4 : Electrification rurale basée sur systèmes mini -réseaux hybrides

## 2) Objectif secondaire

Maximiser l'utilisation des énergies renouvelables

Minimiser la consommation en combustible fossile

Pouvoir être facilement connecté au réseau national

## 5.2. Architectures des systèmes hybrides mini- réseaux [19]

On trouve dans la littérature plusieurs propositions parmi lesquelles on distingue quatre catégories principales.

- ◇ " Single- master " fixe
- ◇ " Single- master " changeant
- ◇ " Multi- master " avec générateurs diesel
- ◇ " Multi- master " avec onduleurs

Avec les sous-catégories suivantes :

- ◇ Avec des générateurs distribués ou centralisés
- ◇ Avec un système de stockage ou non

### 5.2.1. Single- master fixe

- Typique pour les petits systèmes incluant un générateur diesel qui est rarement utilisé.
- L'onduleur batterie est uni- directionnel et contrôle la tension réseau.
- Le générateur diesel ainsi que les sources renouvelables sont connectés sur le bus CC de la batterie.
- En cas de panne de l'onduleur batterie, le générateur peut être manuellement connecté au réseau.

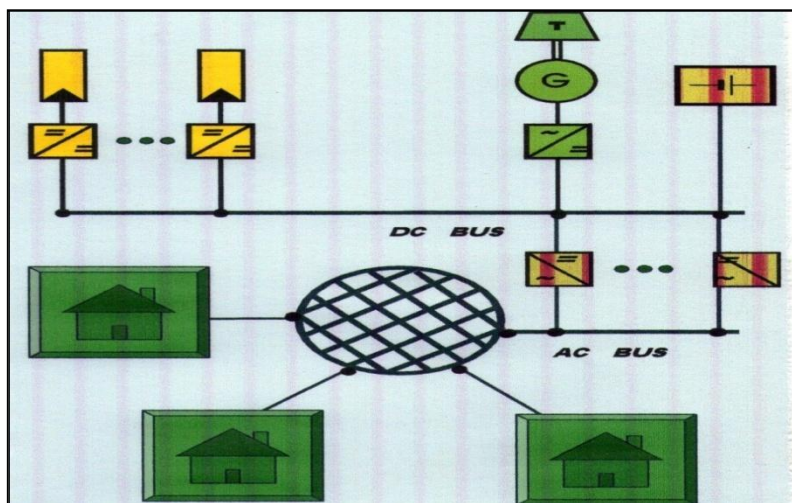


Fig 40: Architecture Single- master fixe

## Chapitre 4 : Electrification rurale basée sur systèmes mini -réseaux hybrides

### 5.2.2. Single master changeant

- Le générateur diesel est connecté sur le bus CA, ce qui est plus efficace que la configuration 1 si la contribution en diesel est importante dans le mix énergétique.
- Utilisation d'onduleurs batterie bi- directionnels permettant la charge batterie depuis le bus CA.
- La tension est contrôlée par l'onduleur batterie ou par le générateur diesel quand il est en opération.
- La durée de la transition lors du changement de "master" cause généralement des variations de tension et doit être minimisée.

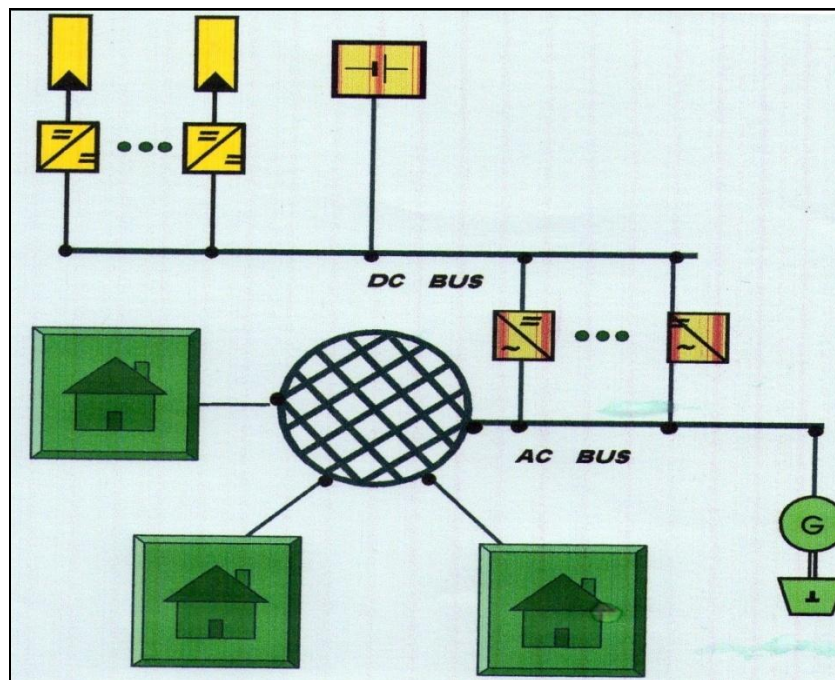


Fig41: Architecture Single master changeant

### 5.2.3. Multi- master avec générateurs diesel

- Configuration typique pour les grands systèmes. Au moins un générateur diesel produit et contrôle la tension.
- Un stockage n'est pas indispensable.

## Chapitre 4 : Electrification rurale basée sur systèmes mini -réseaux hybrides

- L'ajout d'un stockage court terme (ex.10 min) servira à atténuer les fluctuations rapides de la ressource renouvelable et à réduire au minimum la réserve tournante.
- Un système de contrôle central peut être installé afin d'optimiser l'opération des générateurs, (niveau de puissance, synchronisation, démarrage, arrêt).

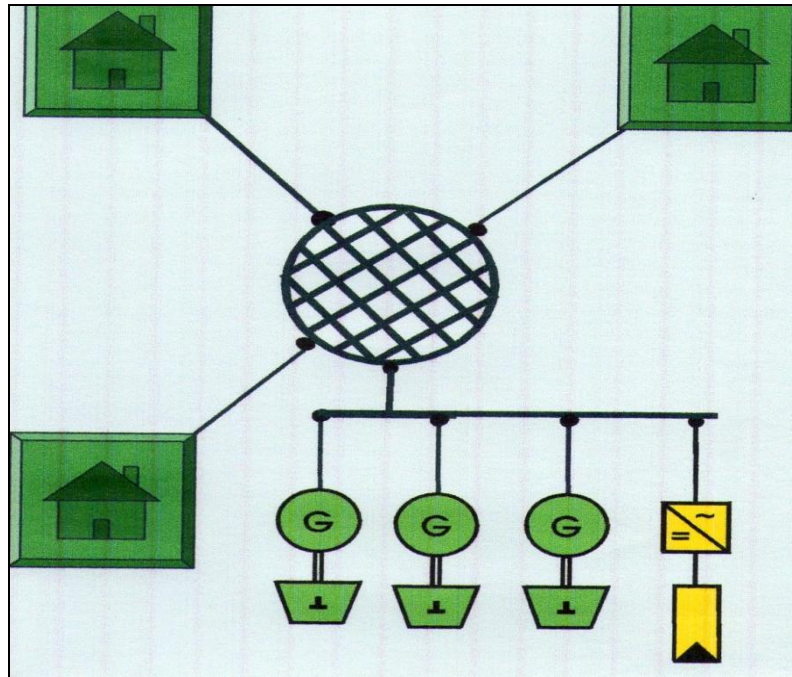


Fig42 : Architecture Multi- master avec GD.

### 5.2.4 Multi- master avec onduleurs

- Couplage sur le bus CA de la majorité des générateurs via un onduleur.
- Les générateurs peuvent être distribués dans le mini- réseau (ex. Le PV peut être intégré dans le toit des maisons)
- Différents générateurs capables de contrôler la tension (ex. Stockage batterie ou groupe diesel) peuvent produire simultanément et se partager la charge
- Augmentation aisée de la capacité du système.

## Chapitre 4 : Electrification rurale basée sur systèmes mini -réseaux hybrides

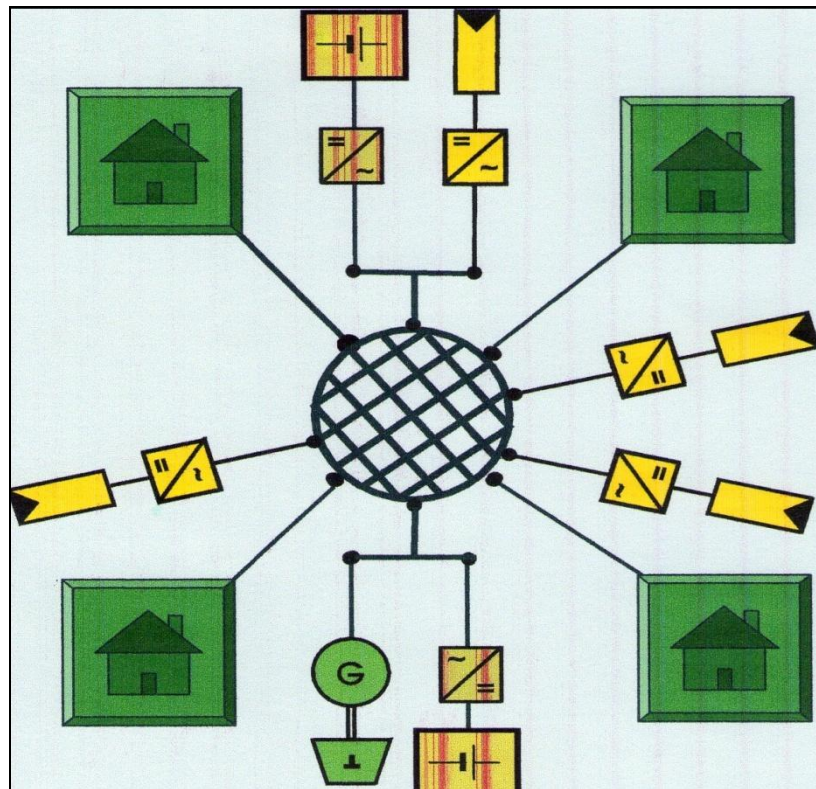


Fig43 : Architecture Multi- master avec onduleurs

### Conclusion

Dans ce chapitre nous avons vu la possibilité qu'offre la technologie des SEH entre centralisé et non, et qui est l'option mini-réseau pour l'électrification rurale qui a pour but principal, la qualité du service électricité et la minimisation des couts.

Nous avons vu les différentes configurations et architectures et leurs caractéristiques.

## **CHAPITRE 5 : DIMENSIONNEMENT DES SYSTEMES PV- HYBRIDES**

### **5.1 Introduction**

Les SEH utilisent différentes sources d'énergie telles que l'éolien, le photovoltaïque avec ou sans générateur diesel. Les SEH représentent une alternative aux grands réseaux centralisés d'électrification. L'étude des différentes architectures des minis- réseaux à SEH pour l'électrification d'un petit village et leurs dimensionnements sont très importants.

Dans ce chapitre on va parler dans un premier temps sur les modèles de dimensionnement des différents composants du SEH, des deux configurations incluant un GPV (générateur PV), un GD (générateur diesel), un système de stockage et des convertisseurs pour contrôler et interconnecter les sources, des modèles de dimensionnement économique et le choix du câblage.

On présente aussi les différents logiciels de dimensionnement et d'optimisation et l'application de Homer à notre cas d'étude.

On termine en fin par l'étalage de la situation algérienne sur le plan des énergies renouvelables solaires, en commençant par la quantification du gisement solaire et des réalisations installées sur plusieurs willayas.

### **5.2. Dimensionnement technico-économique**

Le dimensionnement des systèmes PV est toujours confronté à deux critères essentiels qui sont le gisement solaire et la charge, entre lesquels se trouvent les dispositifs de conversion et de régulation pour gérer l'énergie mise en jeu et le système de stockage pour pallier à la non disponibilité de la source solaire.

Le dimensionnement d'une installation photovoltaïque repose sur la détermination du nombre nécessaire de panneaux solaires constituant le champ photovoltaïque suffisant pour couvrir les besoins de la charge à tout instant ainsi que la capacité de charge de la batterie.



## Chapitre 5 : Dimensionnement des systèmes PV- hybrides

### 5.2.1. Présentation du site

Le cas de cette étude est le douar de Djouahra qui se trouve dans la campagne de la commune d'el-Mayene dans la willaya de Ain-defla, situé à 25 km au sud d'el-Attaf, On y accède par une route goudronnée qui passe juste à côté. C'est une petite agglomération de 10 habitations éparpillés sur une superficie de 100\*100m<sup>2</sup>, les habitants du douar sont pour la plus des agriculteurs éleveurs.



Fig44: Douar Djouahra [31]

L'application des énergies renouvelables dans ces zones en développement sont multiples. En temps présent l'électricité est très importante dans la vie des gens et participe dans le développement des nations. L'éclairage augmente le temps de travail pendant la nuit, les tâches ménagères pour les femmes, les travaux scolaires (devoirs; révisions ...) pour les élèves etc. la réfrigération pour la conservation des aliments et des médicaments, les moyens d'informations dans la télévision et l'ordinateur pour l'information, les loisirs, la culture et l'ouverture vers le monde extérieur.

## Chapitre 5 : Dimensionnement des systèmes PV- hybrides

### a) Evaluation de la consommation

Le système hybride considéré est destiné pour alimenter une charge à usage domestique. La demande en énergie électrique est utilisable à des fins d'éclairage, de réfrigération ou d'utilités ménagères.

Pour notre cas d'étude (douar de Djouahra) dans lequel on compte dix habitations, on considère un profil de charge constant tout au long de l'année.

Les tableaux (2) et (3) montrent la distribution sur les heures de la journée des appareils classiques ou économiques utilisés et leurs consommations, sur lesquels on constate la grande différence entre les quantités d'énergies consommées pour les deux types d'appareils. D'où l'importance de choisir les appareils économiques pour les sites isolés et cela pour minimiser les coûts de l'installation.

L'équipement le plus fréquemment utilisé se résume à: l'éclairage, la réfrigération, le téléviseur, le poste radio, plus d'autres appareils (sèche cheveux ; fer à repasser ; mixeur; chargeur de batterie pour mobile). On constate un pic d'énergie demandée situé le soir entre 19h et 20h.

Tableau 2: Distribution de la consommation sur une journée

		<b>Energie (kWh) 10_Habitats</b>	
<b>Heure</b>	<b>Charge active</b>	Appareils économiques	Appareils classiques
1	F+EEX	0.55	6
2	F+ EEX	0.55	6
3	F+ EEX	0.55	6
4	F+ EEX	0.55	6
5	F+ EEX	0.55	6
6	F+CZ+WC+ SB+ EEX	0.88	7.5
7	F+CZ+WC+ SB +C1+C2	1.17	8.5
8	F+CZ+WC+ SB +C1+C2	1.17	8.5
9	F+R	0.9	5.5
10	F+R	0.9	5.5
11	F+R	0.9	5.5
12	F+R	0.9	5.5
13	F+TV+DM	1.9	6.5
14	F+TV+DM	1.9	6.5
15	F	0.4	5
16	F+ SC(0.25h)	2.9	7.5
17	F+CZ+ divers	1.51	6.5

## Chapitre 5 : Dimensionnement des systèmes PV- hybrides

<b>18</b>	<b>F+TV+DM+CZ+C1+SL+CO</b>	<b>2.67</b>	<b>10</b>
<b>19</b>	<b>F+TV+DM+CZ+C2+SL+CO+ EEX</b>	<b>2.82</b>	<b>11</b>
<b>20</b>	<b>F+TV+DM+SL+CO+ FR(0.25 h)+ EEX</b>	<b>4.77</b>	<b>12</b>
<b>21</b>	<b>F+TV+DM+SL+CO+ EEX</b>	<b>2.27</b>	<b>9.5</b>
<b>22</b>	<b>F+TV+DM+SL+CO+ EEX</b>	<b>2.27</b>	<b>9.5</b>
<b>23</b>	<b>F+ EEX</b>	<b>0.55</b>	<b>6</b>
<b>24</b>	<b>F+ EEX</b>	<b>0.55</b>	<b>6</b>
	<b>Energie totale (kWh/j)</b>	<b>34,1</b>	<b>172.5</b>

Avec les symboles, puissances et temps de marche suivants

Tableau 3: Appareils utilisées et leurs puissances

Appareil (un foyer)	symbole	Puissance (kw)		Nombre	Temps de marche(h)/j
		Appareils économiques	Appareils classiques		
fridaire	F	0,040	0.5	1	24
cuisine(lampe)	CZ	0.011	0.05	1	04
chambre1(lampe)	C1	0.022	0.1	1	3
chambre2 (lampe)	C2	0.022	0.1	1	3
salon (lampe)	SI	0.022	0.1	1	3
Cours (lampe)	CO	0.022	0.1	1	5
salle de bain (lampe)	SB	0.011	0.05	1	3
WC (lampe)	WC	0.011	0.05	1	3
télévision	TV	0.100	0.1	1	7
démo	DM	0.050	0.05	1	7
fer à repasser	FR	1	1	1	1/4
sèche- cheveux	SC	1	1	1	1/4
Radio	R	0.050	0.05	1	4
Eclairage extérieur	EEX	0.015	0.1	1	12
divers	d	0.100	0.1	1	1

$$E_L = \sum P_i \cdot t_i \quad (5.1)$$

$E_L$  : énergie électrique consommée par la charge pendant une Journée (kwh)

$P_i$  : puissance de l'appareil (w)

$t_i$  : temps de marche de l'appareil (h)

$E_L = 34.1$  kWh/jour



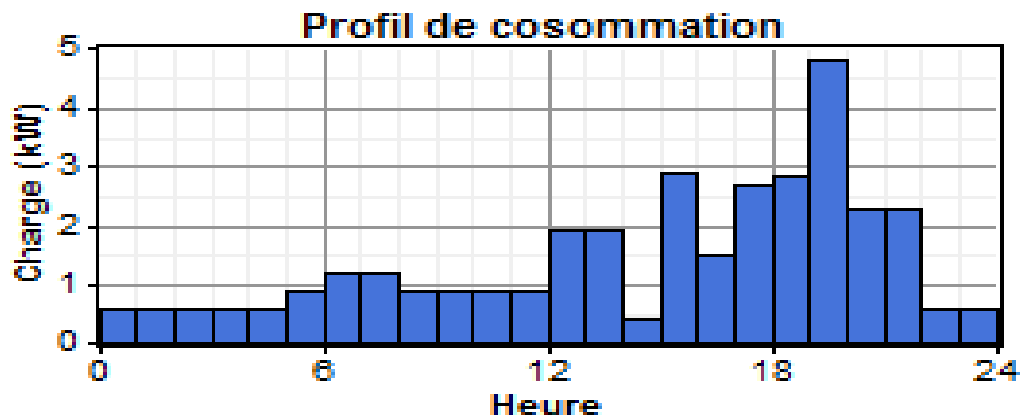


Fig45: Profil de charge

Dans le modèle de la charge on peut simuler plusieurs types de charge d'une maison simple à une grande communauté, le profil en réalité ne demeure pas nécessairement de la même forme ni sur une journée ni sur une heure, cela est dû aux variations des différentes charges pour chaque habitation. Pour la simplicité de l'analyse, le profil de charge n'a pas été modifié à mesure que la charge varie.

Il est à noter que ce n'est pas la forme du profil qui provoque le dysfonctionnement du système (coupures, chute de tension) mais c'est la taille et les pics (ex: démarrage de moteurs) qui sont responsables. Les caractéristiques de la charge sont d'une grande importance dans un mini - réseau de production comme le nôtre.

### b) Potentiel solaire du site de Djouahra

L'irradiation solaire est donnée pour l'endroit de latitude  $36^{\circ}08'02''$  Nord et de longitude  $1^{\circ}39'25''$  Est. Les données solaires pour cette région ont été obtenues à partir du site d'évaluation du gisement solaire " **PVGIS** " qui est un outil on-line sur le web pour estimer l'irradiation solaire de plusieurs villes selon l'endroit, l'inclinaison et l'orientation.

Les tableaux suivants montrent le profil solaire de ressource sur une période d'une année avec une irradiation solaire globale horizontale moyenne annuelle de  $5.02 \text{ kWh/m}^2/\text{j}$  pour ce site.

On constate une irradiation plus de  $7 \text{ kWh/m}^2/\text{j}$  de mai à septembre avec un max pour le mois de juillet et un min pour le mois de décembre.

## Chapitre 5 : Dimensionnement des systèmes PV- hybrides

Tableau 4 : Irradiation solaire et angle d'inclinaison

Mois	$G_h$ (Wh/m <sup>2</sup> /j)	$G_{opt}$ (Wh/m <sup>2</sup> /j)	$\beta_{opt}$ (deg)
Jan	2530	3960	60
Fev	3450	4840	52
Mar	4.800	5840	40
Avr	5900	6240	23
Mai	6710	6400	9
Jun	7610	6900	2
Jul	7650	7090	6
Aou	6810	6930	18
Sep	5490	6360	34
Oct	3980	5290	48
Nov	2880	4400	58
Dec	2330	3810	62
<b>An</b>	<b>5020</b>	<b>5680</b>	<b>32</b>

$G_h$  : irradiation globale horizontale

$G_{opt}$  : irradiation globale pour inclinaison optimale

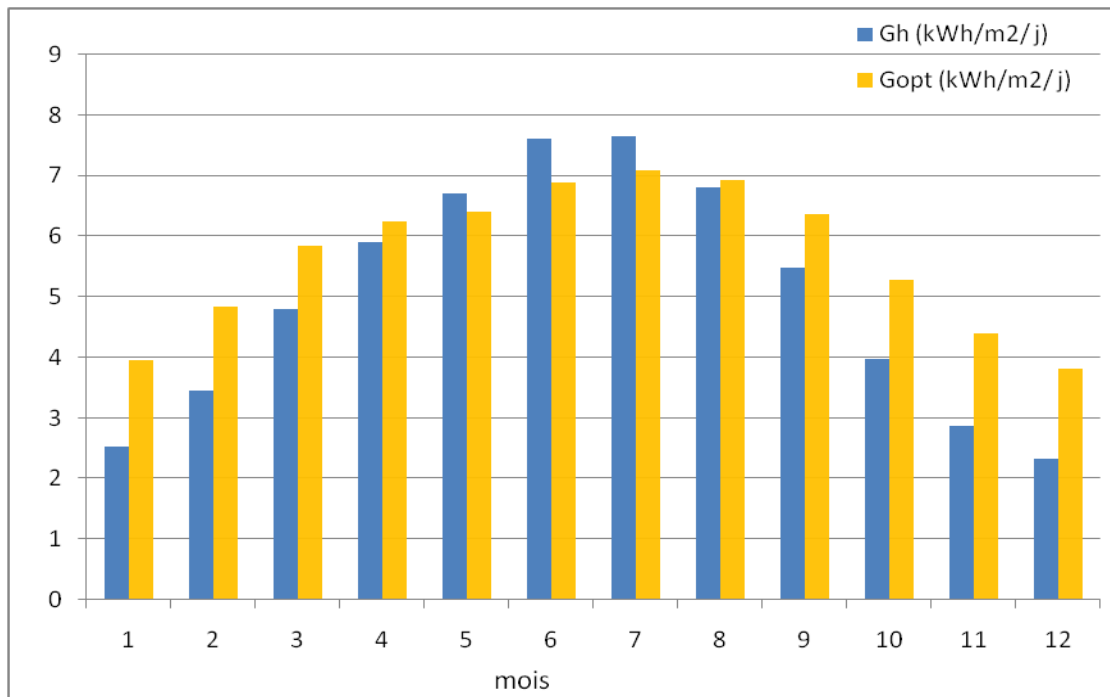


Fig46 : Irradiation solaire annuelle

### 5.2.2. Dimensionnement de système de génération

Pour le site choisi dans cette étude l'installation du système de production à énergies renouvelables peut répondre à l'une des variantes suivantes:

- ◇ **Variante 1** : une énergie d'origine photovoltaïque à 100% avec un groupe électrogène utilisé en cas de nécessité pour recharger les batteries seulement ou en cas extrême de panne de l'onduleur ou du GPV. le dimensionnement sera fait selon le mois où le rapport ensoleillement charge est le moins favorable.
- ◇ **Variante 2**: une énergie hybride d'origine photovoltaïque en grande partie et l'autre partie d'origine fossile assurée par le groupe électrogène. c.à.d. le dimensionnement est fait selon le mois où le rapport ensoleillement charge est le plus favorable, pour les autres mois le manque d'énergie sera compensé par le groupe diesel.

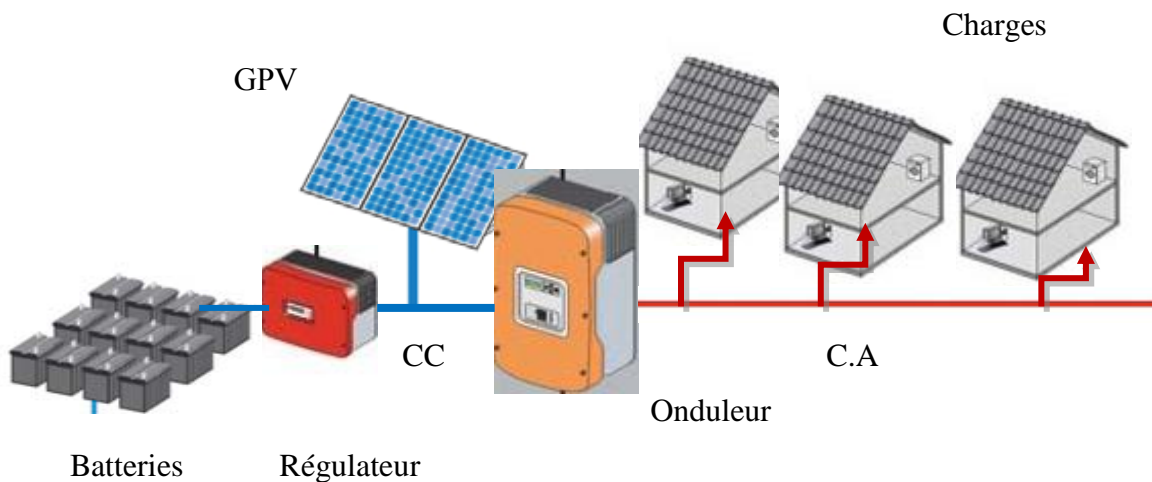


Fig47: Configuration de la variante 1

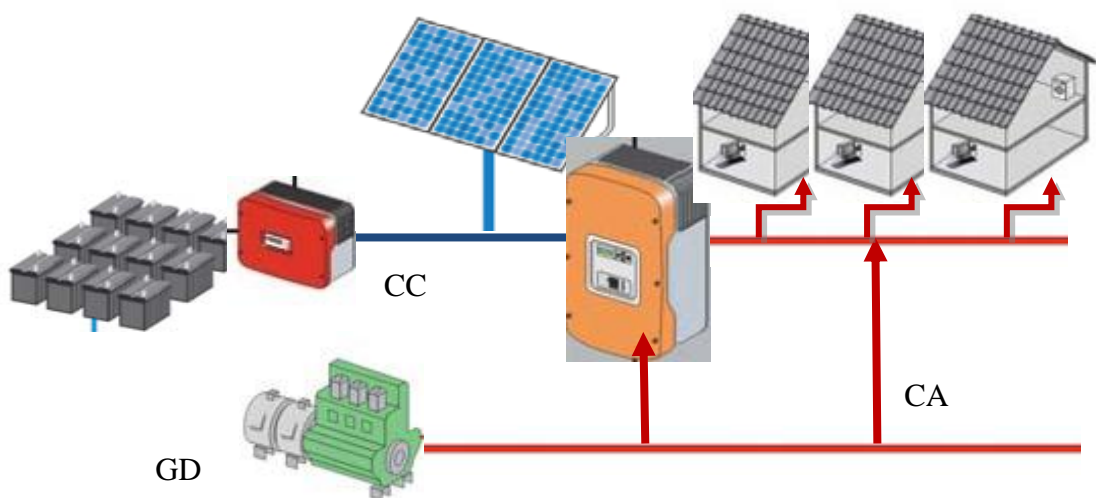


Fig48 : Configuration de la variante 2

## Chapitre 5 : Dimensionnement des systèmes PV- hybrides

### a) Dimensionnement du générateur photovoltaïque

La puissance crête du générateur photovoltaïque est donnée par

$$P_c = \frac{E_T \cdot G_{Tsf}}{F_{cg} \cdot G} \quad (5.2)$$

$E_T$  : énergie électrique totale journalière consommée par le système (charge + les pertes) en kWh.

$$E_T = \frac{E_L}{\eta} \quad (5.3)$$

$$\eta = \eta_{Con} \cdot \eta_{bat} \quad (5.4)$$

$\eta$  : rendement lié aux pertes dans les connexions, l'onduleur et les batteries.

La tension de la barre principale est la tension du système, elle est fixée par la puissance crête. Pour une grande puissance il faut choisir une grande tension pour minimiser le courant de sortie et les pertes dans les câbles de transport.

$$N_{pv} = \frac{P_c}{P_{npv}} \quad (5.5)$$

$$N_{pvs} = \frac{V_{CC}}{V_{npv}} \quad (5.6)$$

$$N_{branche} = \frac{N_{pv}}{N_{pvs}}$$

$N_{pv}$  : nombre de modules

$N_{pvs}$  : nombre de modules en série

$N_{branches}$  : nombre de branches ,  $V_{npv}$  : tension nominale du module PV.

### b) Dimensionnement du groupe électrogène

Les groupes électrogènes dont on parle dans les systèmes mini-réseaux hybrides pour l'électrification rurale dans les sites isolés sont généralement utilisés comme appoints pour compléter le manque d'énergie.

Le choix de la puissance du GD dépend de la puissance du site, des pics de consommation et des appareils utilisés.

## Chapitre 5 : Dimensionnement des systèmes PV- hybrides

- la puissance nominale du GD doit être supérieure à la puissance moyenne de consommation du site, afin de ne pas risquer une surcharge à l'appareil et son endommagement irréversible. D'un autre côté, prendre trop gros induit une grande consommation de carburant par rapport aux besoins.
- la puissance nominale du GD doit être supérieure aussi à la puissance du pic et à la puissance de démarrage de certains appareils (réfrigérateur, Lave-linge, perceuse...)

Tableau 5 : Puissance de démarrage et puissance nominale

appareil	Puissance de démarrage
Réfrigérateur	3.5 x Pnominale
Congélateur	3.5 x Pnominale
Néon	1.6x Pnominale
Machine à laver	3.5x Pnominale
perceuse	1.2 xPnominale
Ampoule	1x Pnominale

Pour notre site la puissance du GD est de 7Kw.

La puissance du groupe diesel fournie au réseau est proportionnelle à la puissance nominale [30].

$$P_{nGD} \cdot k_s = \frac{E_{GD}}{\Delta t} \quad (5.7)$$

$E_{GD}$  = énergie du GD sur une journée.

$\Delta t$  = temps de marche de GD sur une journée.

$K_s$  : coefficient de sécurité lié aux différentes pertes dans le mini - réseau.

- ◇ L'énergie du G.D fournie sert à recharger les batteries en cas ou le rayonnement fait défaut plus de la période d'autonomie. Le G.D est de secours, il travaille rarement. Le générateur diesel ainsi que les sources renouvelables sont connectés sur le bus CC de la batterie. Cas de la Variante 1.
- ◇ L'énergie du G.D fournie fait le complément de l'énergie du système. Le générateur diesel est connecté sur le bus CA, Cas de la Variante 2.

### 5.2.3. Dimensionnement du système de stockage

Après avoir calculé l'énergie exigée par le système en watt heure par jour, il est nécessaire de passer au dimensionnement du système de stockage indispensable pour faire face aux heures de non production.

Ce dimensionnement est exigé dans le cas où le système de stockage est considéré dans le site comme composante technique nécessaire.

Dans la pratique, on tien compte de deux paramètres dans ce calcul et qui sont liés au calcul technico-économique. Il s'agit de la tension de la barre de distribution et des jours d'autonomie.

- ◇ un nombre de jours d'autonomie de telle sorte que le système de stockage peut pallier au système de production. Le nombre de jours d'autonomie dépend en grande partie de l'irradiation solaire, de la présence ou non d'un groupe électrogène de secours sur le site. Le nombre de jours d'autonomie dans notre cas est de 03 jours.

#### ➤ **Energie de stockage et capacité.**

L'énergie du stockage est soumise à différentes pertes. Les pertes d'auto décharge (0,005), globales (0,015), de rendement du système de stockage (0,05-0,1) et du convertisseur (0,1-0,2).

Ces pertes sont représentées par le facteur R

$$E = \frac{EL}{R} \quad (5.8)$$

$$C_{bat} = E \frac{N_{aut}}{DOD} \quad (5.9)$$

E: énergie de stockage

C<sub>bat</sub>: capacité de stockage.

N<sub>aut</sub> : nombre de jours d'autonomie.

DOD : profondeur de décharge (60%-80%).

#### ➤ **Nombre de batteries.**

le nombre de batteries est  $N_{bat} = \frac{C_{bat}}{C_{nbat}}$  (5.10)

Le nombre des batteries du système de stockage en série

$$N_{bs} = \frac{V_{cc}}{V_{bat}}$$

Le nombre des batteries du système de stockage en parallèles

$$N_{bp} = \frac{N_{bat}}{N_{bs}} \quad (5.11)$$

## Chapitre 5 : Dimensionnement des systèmes PV- hybrides

### 5.2.4. Dimensionnement du convertisseur

Dans le cas de la Variante 1 le générateur diesel ainsi que les sources renouvelables sont connectés sur le bus CC de la batterie, L'onduleur est uni- directionnel et contrôle la tension réseau et doit donc avoir une puissance proche du pic de consommation.

Pour la Variante 2 le générateur diesel est connecté sur le bus CA. L'onduleur est bi- directionnels permettant la charge des batteries depuis le bus CA, sa puissance doit être Proche de celle du GD.

### 5.3. Résultats du dimensionnement

#### 5.3.1. Caractéristiques du système

Le tableau(6) représente les caractéristiques de la charge et des autres composants du SEH de notre installation pour les deux variantes.

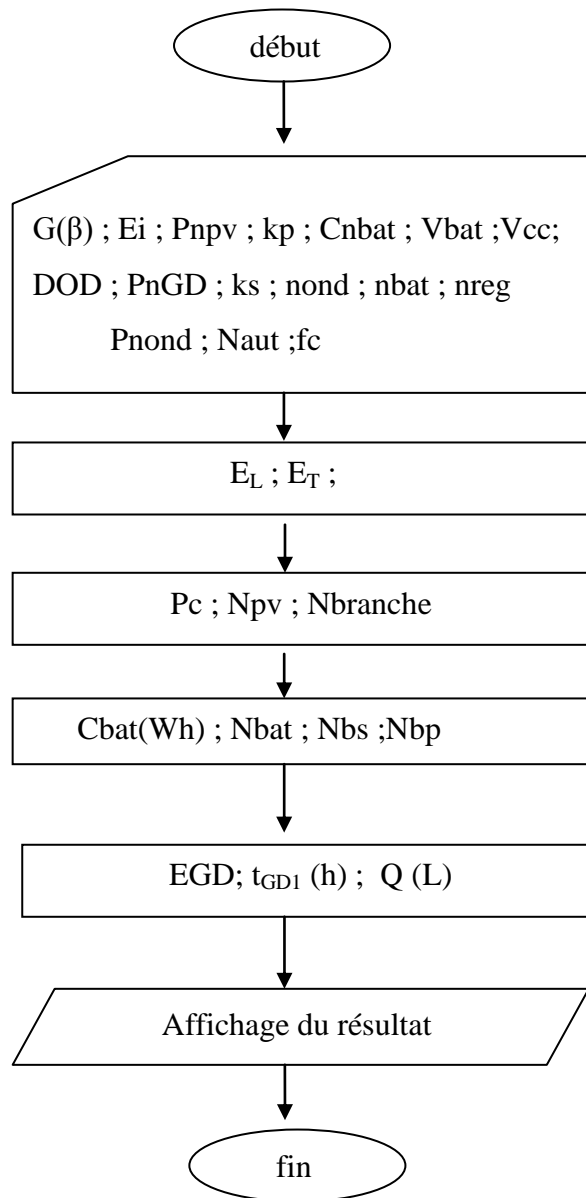
Tableau 6 : Caractéristiques du système

Désignation	Variante 1	Variante 2
Charge	34.1 kwh /j	34.1 kwh /j
Module PV	<b>BP Solar 3125</b> Pnpv=125 W	<b>BP Solar 3125</b> Pnpv=125 W
GD (diesel)	7 kW	7 kW
Durée de vie	5000 h	5000 h
Batterie au Pb	6V / 225Ah	6V / 225Ah
autonomie	3 j	3j
rendement	$\eta_{bat} = 85\%$	$\eta_{bat} = 85\%$
DOD	80%	80%
Convertisseur :	9 kw	7kw
onduleur	$\eta_{ond} = 95\%$	$\eta_{ond} = 95\%$
régulateur MPPT	$\eta_{rég} = 95\%$	$\eta_{rég} = 95\%$
Vcc (bus CC)	48 V	48 V
V <sub>CA</sub> (bus CA)	220 V	220 V

## Chapitre 5 : Dimensionnement des systèmes PV- hybrides

### 5.3.2. Productions et stockage d'énergie

Pour le calcul nous avons développé sous Matlab un programme dont l'organigramme est le suivant :



Organigramme de calcul des tailles

Le calcul à donné les résultats marqués dans le tableau(7) qui montre la différence des tailles de chaque composant d'une variante à l'autre.



## Chapitre 5 : Dimensionnement des systèmes PV- hybrides

Tableau7 : Taille du SEH

	<b>Variante 1</b>	<b>Variante 2</b>
<b>système PV</b>		
Pc(surface PV)	15.6 kW	8.4 kW
N pv	124	68
N branche	31	17
<b>système stockage</b>		
C	27.7kAh ; 166kWh	27.7kAh 166kWh
Nbat	128	128
Nbs	8	8
Nbp	16	16
<b>GD (diesel)</b>		
N heure	2*20 h / an	487 h /an
Q (diesel consommé)	70 l / an	854 l / an
Energie moyenne fournie	266kwh/an (0.73kwh/j)	3243kwh/an (8.89kwh/j)

En utilisant l'outil graphique de Microsoft Excel nous avons tracé les graphes (histogrammes) qui suivent.

Le graphe de la fig.(49) montre la puissance crête du GPV pour la couverture de la charge pour chaque mois, sur le quel on voit les valeurs des puissances crêtes du mois le plus défavorable (décembre) pour qui est dimensionné la variante 1 et du mois le plus favorable (juillet) pour le quel est dimensionné la variante 2.

## Chapitre 5 : Dimensionnement des systèmes PV- hybrides

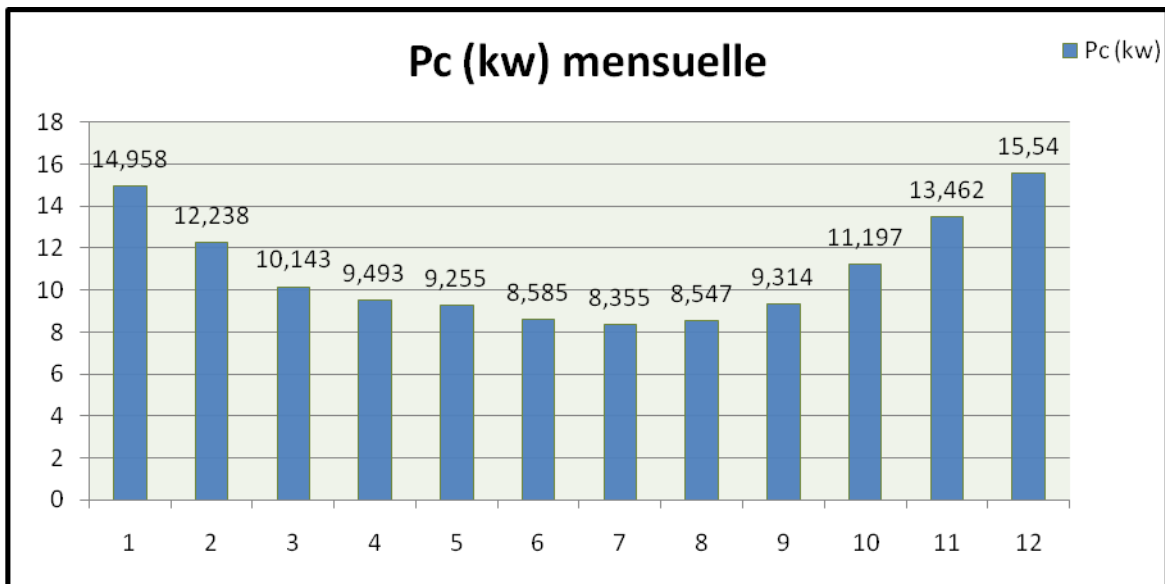


Fig49: Puissance crête mensuelle moyenne

Les figures (50) et (51) montrent l'énergie moyenne produite par les sources d'énergie, (GPV) dans la première variante et (GPV +GD) dans la deuxième variante.

on voit sur la fig.(50) d'importantes valeurs comparées à la consommation (44.4kwh/j), où le mois le moins ensoleillé peut couvrir cette charge.

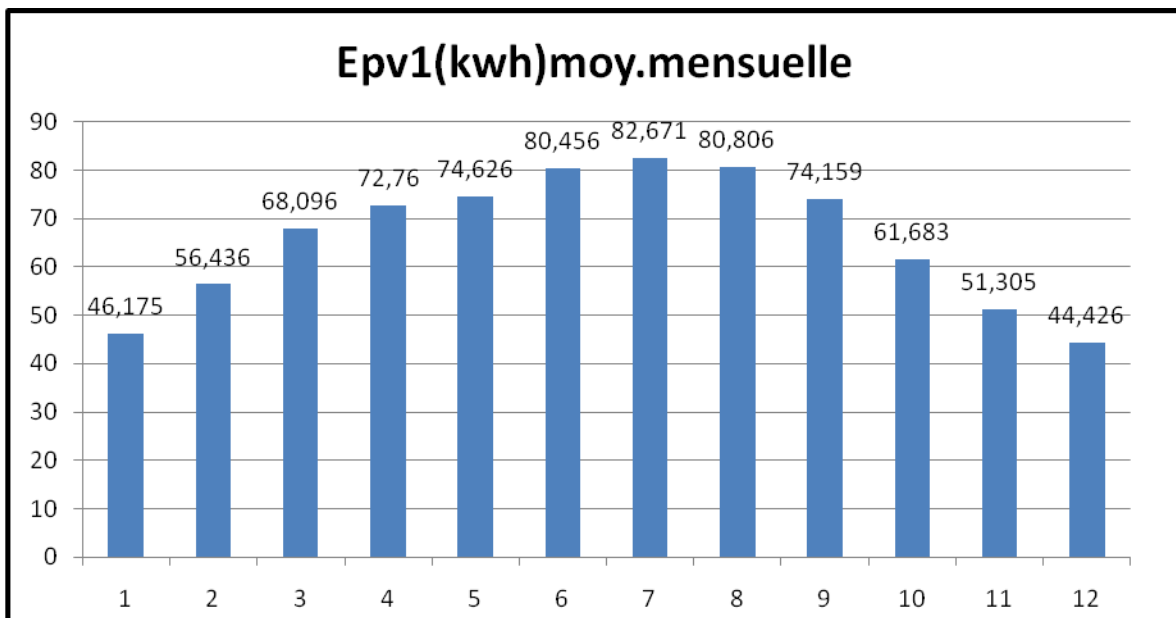


Fig50 : Energie moy. Mensuelle du GPV .variante 1

Sur l'autre fig. (51) on voit un déficit de couverture en énergie pour tous les mois, sauf le mois le plus ensoleillé (juillet), d'où l'hybridation du système par une source auxiliaire

## Chapitre 5 : Dimensionnement des systèmes PV- hybrides

(GD), et on voit la complémentarité des deux sources pour couvrir la charge sur toute l'année.

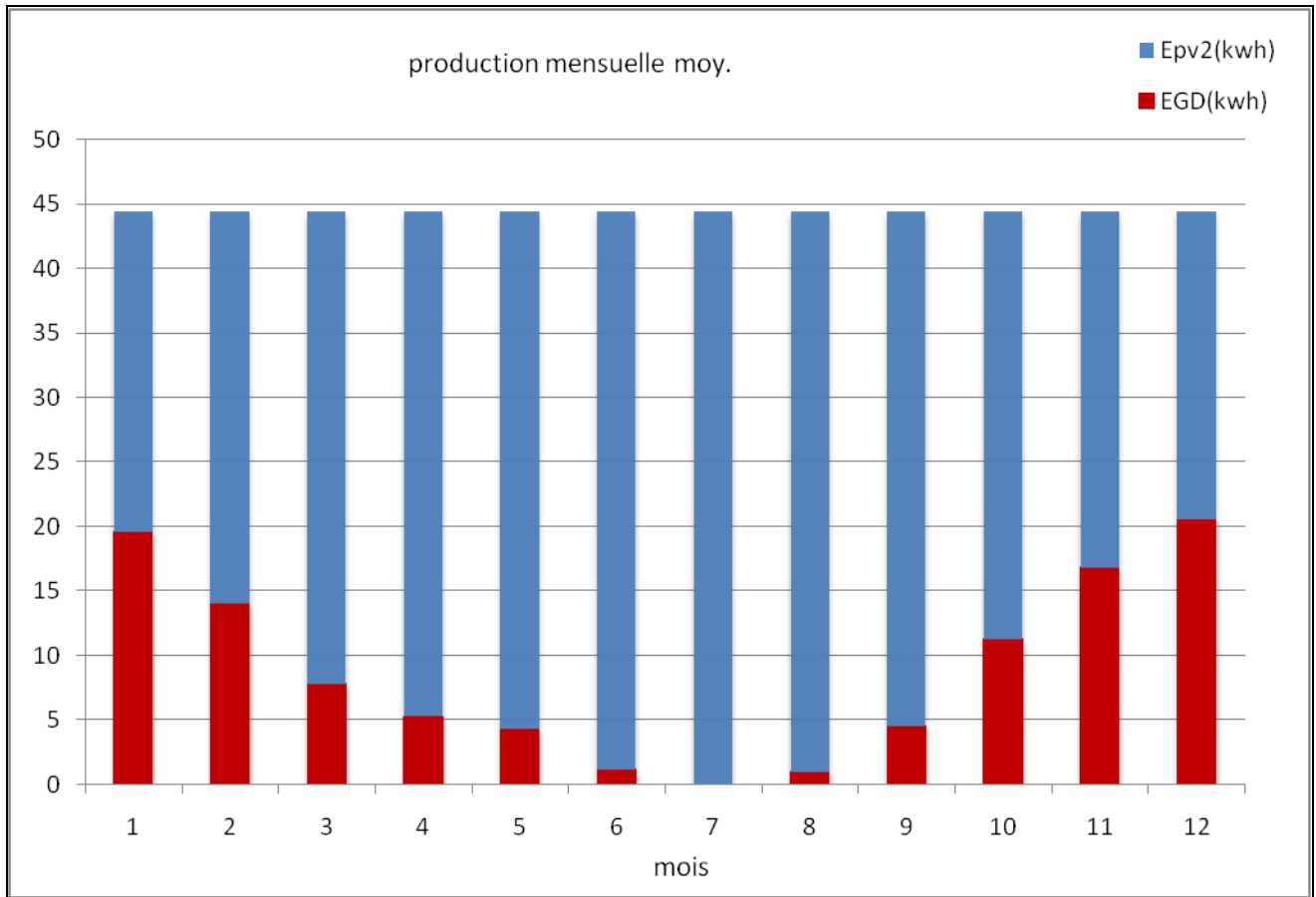


Fig51 : Energie moy. Mensuelle du GPV et du GD .variante 2

### 5.3.3. Calcul des coûts

Les calculs sont faits sur le coût de chaque composant du S.E.H à l'achat, le coût de remplacement après une durée de vie déterminée, les coûts de maintenance et du carburant consommé.

Le modèle mathématique appliqué pour le calcul du coût est le suivant :

$$Ct = \sum_j [\mu_j Iv_j p_j + T.De_j] \quad (5.12)$$

Iv: investissement du composant (\$/kw)

P:puissance du composant (kW)

De: Dépense d'exploitation (maintenances, combustible) (\$/an)

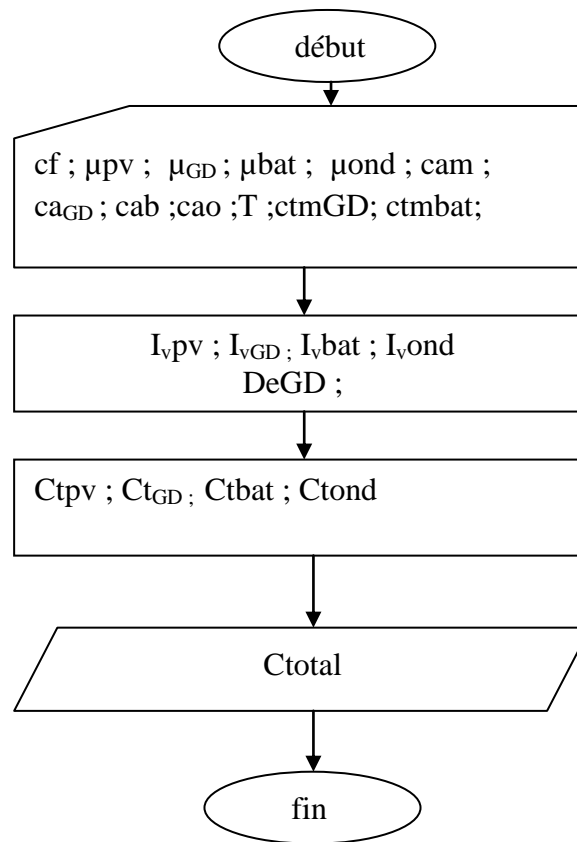
T : durée de vie estimée de l'installation (an).

J : composant du S.E.H

## Chapitre 5 : Dimensionnement des systèmes PV- hybrides

$\mu$  : nombre d'utilisation du même composant pendant la durée de vie de l'installation.

Le coût concerne la mini-centrale PV pendant toute sa durée de vie estimée à 25 ans.



Organigramme de calcul du coût

- **J= GPV**

$$I_{vpv} = \frac{cam}{P_{npv}} \quad (5.13)$$

$$\mu = \frac{T}{tc} ; \mu = 1 \quad (\text{aucun remplacement})$$

T=25 ans

De= 0

Cam=cout d'achat du module (\$)

tc : durée de vie du composant.

- **J=GD**

$$I_{vGD} = \frac{caGD}{P_{nGD}} \quad (5.14)$$

## Chapitre 5 : Dimensionnement des systèmes PV- hybrides

$$De = t * PGD * fc * cf + ctmGD \quad (5.15)$$

ca<sub>GD</sub> = coût d'achat du GD

t = durée de marche par an ; P<sub>GD</sub> = puissance fournie du GD (kw).

fc = facteur de consommation (0.25litre/h/kw).

cf=coût du fuel (\$/l) (0.8) ; ctm<sub>GD</sub> = coût de maintenance (0.07\$/an)

- **J= batterie**

$$I_v bat = \frac{cab}{Cbat.Vbat} \quad (5.16)$$

$\mu = 2.5$

De= ctm<sub>b</sub>

cab= coût d'achat de batterie (\$) ; Cbat= capacité (Ah)

Vbat=tension de la batterie(V) ; Pbat =Cbat(wh)

ctmb= coût de maintenance de batterie (4\$/an)

- **J=onduleur**

$$I_v ond = \frac{cao}{Pnond} \quad ; \quad De= 0$$

Cao = coût d'achat de l'onduleur(\$)

Pnond : puissance nominale de l'onduleur.

Dans le tableau (8) on trouve le coût total de l'installation pour une période de 25 ans qui n'est autre que la durée de vie des modules PV. On a présenté deux couts dans la variante 1 avec et sans générateur diesel, où on constate les faibles dépenses du GD à part son coût à l'achat et cela parce qu'il ne marche que rarement. Son cout sera négligé et on va considérer le cout sans (GD) qui sera comparé au cout estimé par Homer.

Tableau8: Coût du S.E.H

	Variante 1	Variante 2
coût du S.E.H (\$)	130640sans (GD) 134980 avec (GD)	115160

## Chapitre 5 : Dimensionnement des systèmes PV- hybrides

### 5.3.4. Choix du câblage

Mises à part les pertes dans les appareils d'interfaces (convertisseurs ; batteries.) qui sont représentées par le rendement de chaque appareil, il y'a les pertes de puissance par effet joule dans les conducteurs ohmiques.

C'est sur la partie courant continu (CC) que les courants sont importants ce qui provoque les pertes d'énergie et les chutes de tension, d'où l'importance du dimensionnement des câbles (section).

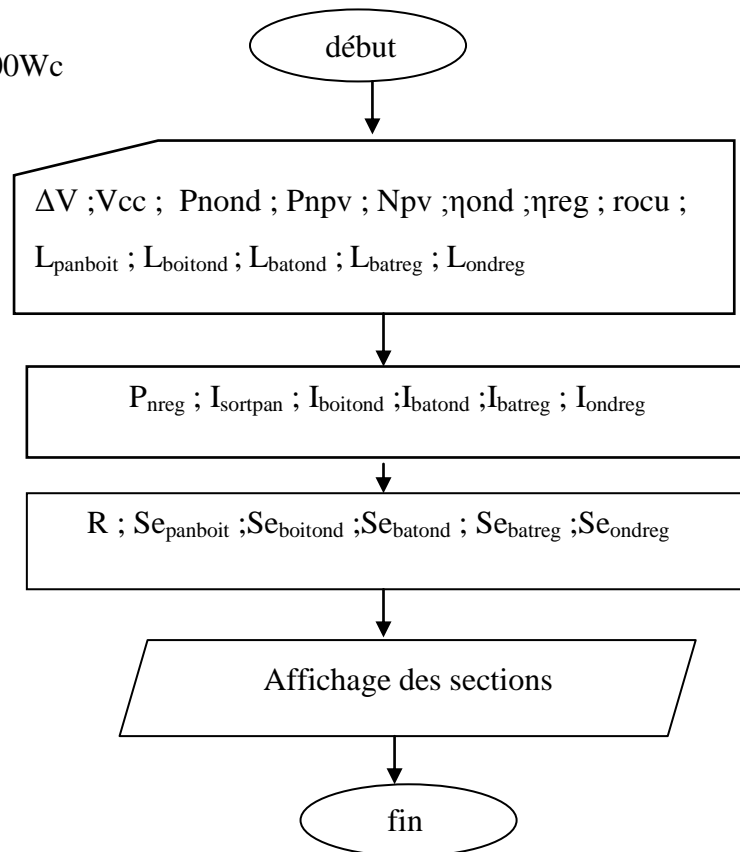
Pour des sections mal dimensionnées il y aura plus de pertes d'énergie, d'économie, chauffage des câbles etc.

Le choix de la tension de distribution sur le bus CC est fait selon les conditions suivantes :

12 V pour  $P_c < 150 W_c$

24V pour  $150 W_c < P_c < 1000W_c$

48V pour  $P_c > 1000W_c$



Organigramme de dimensionnement du câblage

- **Calcul du courant**

$$P_n = V_{cc} \cdot I \quad (5.17)$$

$$I = \frac{P_n}{V_{cc}} \quad (5.18)$$

$P_n$  : puissance nominale Du composant (GPV ; Batterie; Onduleur ; Régulateur)

## Chapitre 5 : Dimensionnement des systèmes PV- hybrides

- **Calcul de la résistance maximale de la ligne**

Chute de tension est :  $\Delta V/V_{cc}$

pour plus de fiabilité on prend  $\Delta V/V_{cc} = 2\%$

$$\text{résistance max de la ligne est : } R = \frac{\Delta V}{I} \quad (5.19)$$

- **Calcul de la section**

$$S_e = \rho \cdot L / R \quad (5.20)$$

$$S_e = \rho \cdot L \cdot P_n / (V_{cc} \cdot \Delta V) \quad (5.21)$$

$\rho_c$  : résistivité du conducteur ( $1.6 \cdot 10^{-8} \Omega \cdot m$  pour le cuivre)

L : longueur de la ligne électrique.

Le calcul de la section des câbles entres les différents composantes du système hybride a donné le tableau (9) sur le quel on voit les grandes sections pour la variante1 dues aux tailles du GPV1 et de l'onduleur.

Tableau 9 : Dimensionnement des câbles

composant1	Variante 1		Variante 2		composant 2
	section mm <sup>2</sup>	longueur m	section mm <sup>2</sup>	longueur m	
<b>Module PV</b>	1	15	1	15	<b>BR(boite de raccordement)</b>
<b>BR</b>	54	10	29	10	<b>Onduleur</b>
<b>Régulateur</b>	16.5	5	13	5	<b>Onduleur</b>
<b>Batterie</b>	16	5	12.5	5	<b>Onduleur</b>
<b>Régulateur</b>	16.5	5	13	5	<b>Batterie</b>

## Chapitre 5 : Dimensionnement des systèmes PV- hybrides

Le schéma suivant montre le branchement entre les composants du SEH sur le bus courant continu (CC) ou les courants sont très intenses

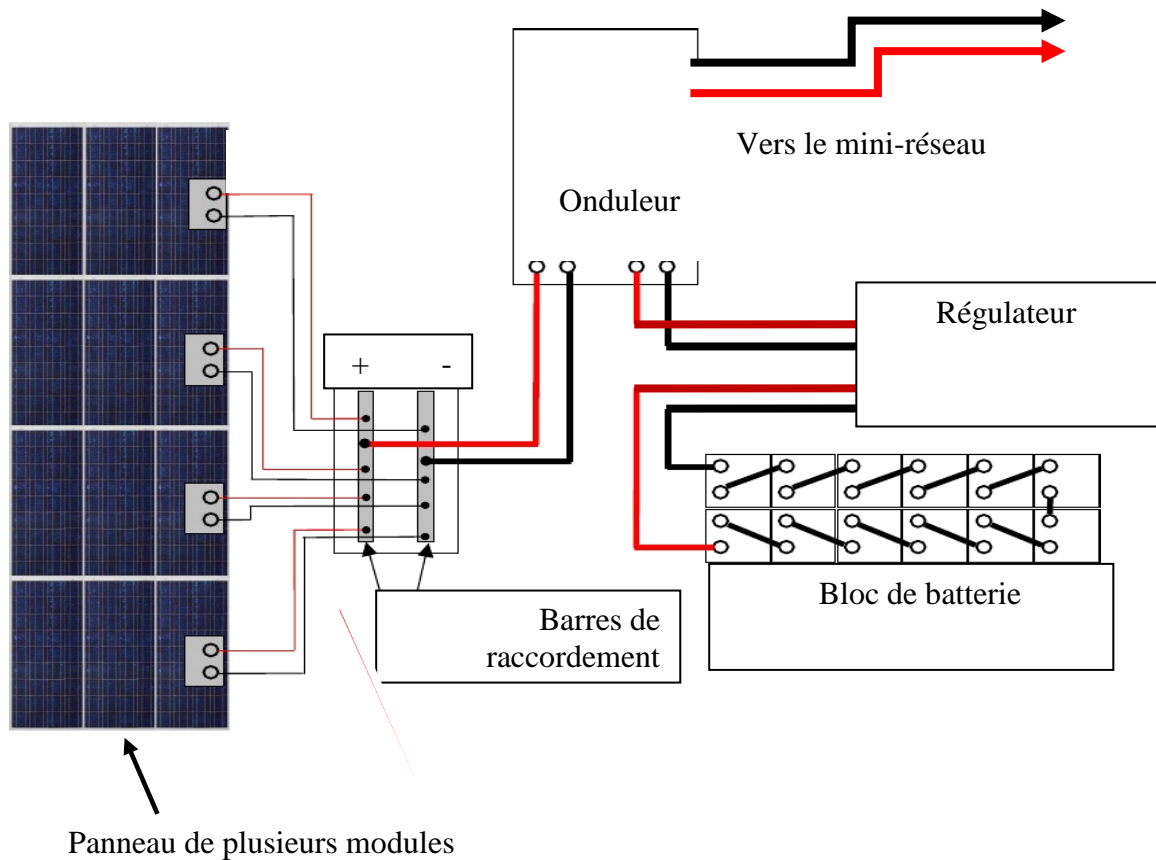


Fig52 : Branchement des câbles du bus CC

### 5.4. Différents logiciels libres de dimensionnement

#### 5.4.1 Introduction

Dans cette section on présente quelques uns des logiciels libres utilisés pour l'optimisation et le dimensionnement des systèmes multi énergies.

La plus part de ces logiciels reposent sur deux types de modèles [28] :

- ◇ **Modèles de séries chronologiques:** l'analyse, la simulation sont faites à chaque pas de temps d'une heure, le comportement dynamique du système n'est pas modélisé mais considéré comme une succession d'états d'équilibre sur chaque pas de temps de calcul. Le cœur de ce modèle est le bilan des flux d'énergie entrants et sortants de toutes les composantes du système. Ces modèles exigent parfois des algorithmes pour créer des valeurs horaires de charges et de ressources (rayonnement ; vitesse de vent..) facilement disponibles sous forme de valeurs



## Chapitre 5 : Dimensionnement des systèmes PV- hybrides

moyennes ainsi que des algorithmes pour représenter la production horaire et pour permettre l'interprétation des résultats.

- ◇ **Modèles statistiques:** la performance du système est évaluée pour chaque mois de l'année, et afin de prendre en considération les variations sur des termes plus petits que le mois une certaine forme de statistique est utilisée.

les données dont on a besoin sont les valeurs moyennes mensuelles ou annuelles de charges, les données sur les ressources, les paramètres de performance des composantes. Ces modèles sont plus simples et plus rapides que les modèles de séries chronologiques mais moins précis et moins flexibles dans la mise en œuvre des configurations complexes (plusieurs sources d'énergie renouvelables, de générateurs, d'appareils d'interfaces etc.).

### 5.4.2. HOMER

Est un logiciel pour la simulation et l'optimisation de systèmes photovoltaïques développé par le National Renewable Energy Laboratory (NREL).

Les renseignements nécessaires concernent les ressources disponibles, les options technologiques, les coûts des charges à respecter par le système.

Les composantes qui peuvent être modélisée sont des modules photovoltaïques, des éoliennes, des générateurs, des batteries, des convertisseurs, des électrolyseurs etc.

Les éléments clefs du modèles son les deux bus CA et CC auxquels chaque convertisseur doit être lié.

HOMER est un modèle de *séries chronologiques*, il effectue un bilan énergétique horaire le long d'une année pour chaque configuration de système rentrée par l'utilisateur.

HOMER est largement utilisé est 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 [30].

### 5.4.3. RETScreen

Elaboré par le ministère des ressources naturelles du Canada ce logiciel est une collection de feuilles de calcul pour évaluer les technologies des énergies renouvelables (RET).

RETScreen est un modèle *statistique* pour la conception du système de production d'énergies renouvelables.

## Chapitre 5 : Dimensionnement des systèmes PV- hybrides

De nombreuses applications sont disponibles en modèles de feuilles de calcul, chaque modèle est constitué de 5 feuilles: le modèle énergétique, l'analyse des coûts, l'analyse de l'émission de gaz à effet de serre, le bilan financier, la sensibilité et l'analyse de risques [30].

Les applications de base sont trois [29] :

- ◇ En réseau : le modèle peut être utilisé pour évaluer des projets raccordés à un réseau isolé ou à un réseau central d'électricité.
- ◇ Hors réseau : le modèle peut être utilisé pour évaluer des systèmes autonomes (PV- batterie) et hybrides (PV- batterie- génératrice).
- ◇ Pompage d'eau : le modèle peut être utilisé pour évaluer des projets PV- systèmes pompage.

La principale caractéristique qui le distingue d'autres outils est l'exactitude des analyses. Ce logiciel a acquis une large acceptation dans la communauté scientifique.

### 5.4.4. Hybrid 2

Ce logiciel permet d'effectuer des analyses à long terme de l'économie des systèmes d'énergies hybrides comprenant des charges électriques, des générateurs d'énergie (PV- éoliens- génératrice), des batteries de stockage et d'autres dispositifs.

Hybrid 2 est un modèle de *séries chronologiques* des ressources, mais ne tient du comportement dynamique du système entre les composants sur les courtes durées.

Il comporte une interface graphique pour l'utilisateur et une bibliothèque d'équipements avec leurs fiche technique (données des caractéristiques du constructeur), il est développé par le Renewable Energy Research Laboratory de L'Université du Massachusetts.

## 5.5. Application de HOMER

### 5.5.1. Introduction

D'autres outils mathématiques qui sont des logiciels puissants de calcul informatique sont utilisés pour confirmer et valider les résultats précédents.

Dans ce travail nous avons utilisé le logiciel Homer pour explorer les configurations proposées et voir l'impacte du groupe diesel sur la performance et la fiabilité technico-économique de l'installation.

## Chapitre 5 : Dimensionnement des systèmes PV- hybrides

Le générateur diesel participe avec le GPV dans le mix énergétique et réduit les coûts de système avec un dégagement de polluants, par contre le GPV + GD (secours) réduit les polluants mais augmente les coûts.

Le logiciel Homer traite plusieurs options d'équipement pour optimiser des systèmes d'alimentation. Le logiciel Homer sert à minimiser le coût et le temps de l'analyse des projets ruraux d'électrification à grande échelle et la conception de différentes installations.

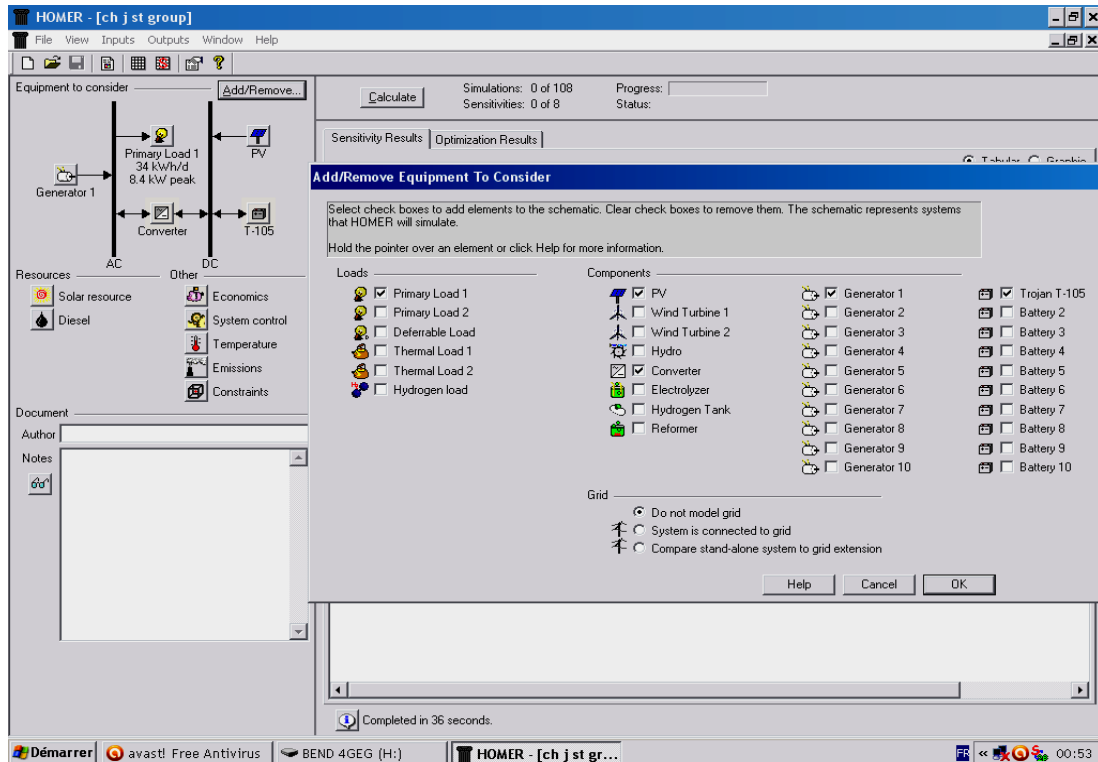


Fig53: Fenêtre du logiciel Homer

### 5.5.2. Générateur PV

Les modules-PV ont été modélisés en tant que sud fixe et incliné sous un angle égal à  $32^\circ$  de l'emplacement.

Homer inclut le transport, les tarifs, l'installation et la marge bénéficiaire du revendeur Et tient compte aussi du facteur de performance et l'effet de la température sur la production PV.

## Chapitre 5 : Dimensionnement des systèmes PV- hybrides

Tableau10 : Module PV Bpsolar3125

Taille (kW)	Capital (\$)	Remplacement(\$)	O&M (\$/an)
0.125	656	656	0

### 5.5.3. Groupe électrogène

A part le prix du GD, le prix du carburant diesel influe beaucoup sur le coût du composant, ce coût comprend les fluctuations du prix, le transport, coûts d'opération et d'entretien.

Le prix du diesel est fixé a une valeur moyenne de 0.8 \$/L.

HOMER détermine la quantité de temps où le générateur doit être utilisé en un an et calcule tous les frais d'exploitation à partir de cette valeur.

Tableau11: Source GD

Taille (kW)	Capital (\$)	Remplacement (\$)	O&M (\$/h)
5.000	2933	2933	0.070

### 5.5.4. Stockage

C'est l'élément le plus sensible dans les systèmes d'énergies renouvelables, ce qui exige beaucoup d'attention dans le choix du stockage.

Homer utilise des modèles avec les types de contraintes pour éviter le gazage (surcharge) et la décharge profonde, et prend en compte l'entretien des batteries.

Tableau12 : Batterie : Trojan T-105

Quantité	Capital (\$)	Remplacement (\$)	O&M (\$/an)
1	130	130	4.00

## Chapitre 5 : Dimensionnement des systèmes PV- hybrides

### 5.5.5. Convertisseur

Les convertisseurs ont un rendement important qui tend vers les 95% respectivement pour toutes les tailles considérées.

HOMER simule chaque système avec la puissance commutée entre le convertisseur et le générateur.

Le convertisseur utilisé est de la gamme Xtender, il permet une liberté d'utilisation inégalée grâce à ses multiples fonctions.

En application de base, elle réunit les fonctions d'onduleur, chargeur de batteries, système de transfert et d'assistance à la source. Ces fonctions peuvent être combinées et gérées de manière totalement automatique pour un confort d'utilisations meilleures et une gestion optimale de l'énergie à disposition.

Tableau13 : Convertisseur

Taille (kW)	Capital (\$)	Remplacement (\$)	O&M (\$/an)
5.000	2750	2750	0

### 5.6. Résultats de Homer

#### a) Configuration des deux variantes

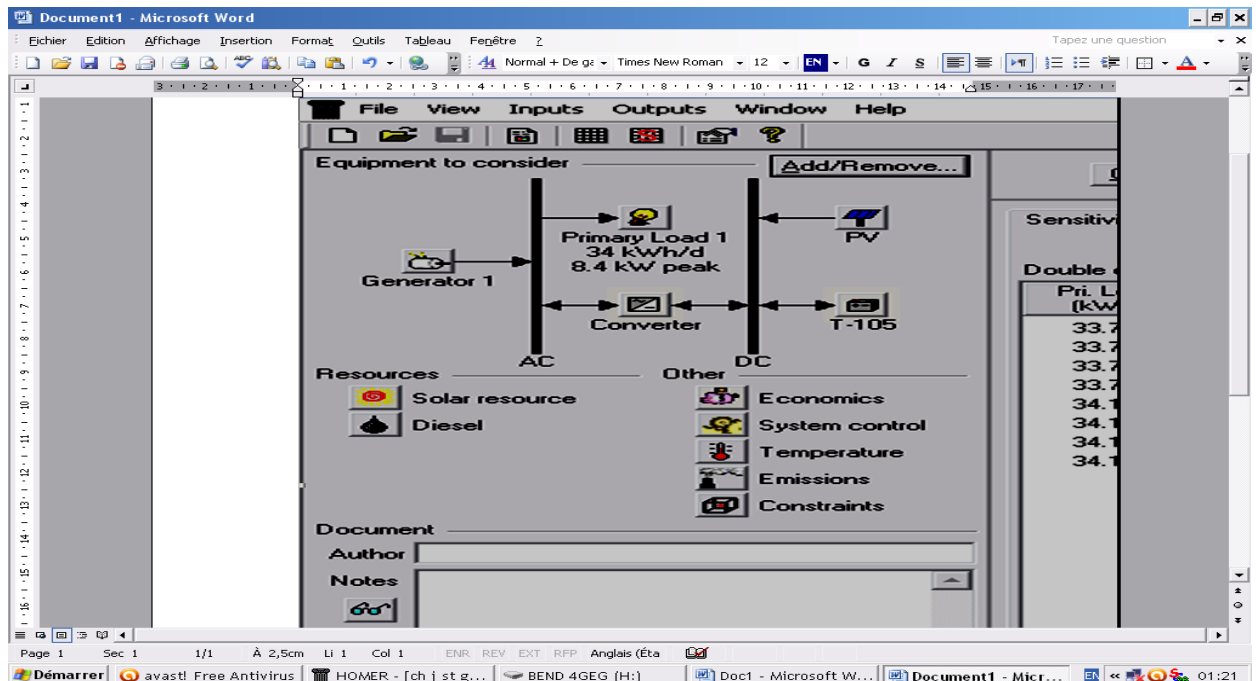


Fig54 : Configuration du SEH

## Chapitre 5 : Dimensionnement des systèmes PV- hybrides

Cette Configuration englobe les deux variantes citées plus haut. On propose à Homer différentes tailles prédéterminées auparavant pour les deux variantes, pour chaque composant, selon lesquelles il optimise les meilleurs solutions par ordre décroissant.

Tableau14: Taille du SEH proposé à Homer

Composant	Puissance (kW)	Nombre
Générateur PV	0 ; 8.4 ; 10.9 ;15.6 ;	1
convertisseur	4 ; 7 ; 8 ; 9 ; 10	1
GD diesel	0 ; 7 ; 8	1
<b>Stockage</b>	<b>Capacité</b>	
batterie	225 Ah	108

Les résultats de simulation sont fournis sous la forme de liste suivant les tailles des composantes de tout le système avec les différentes contraintes et Homer propose plusieurs configurations classées par le coût net actuel. Ce coût permet la comparaison des différentes options pour la conception. Et donne aussi une évaluation énergétique du système.

Dans notre cas, Homer a considéré les options suivantes:

Sensitivity variables	
Primary Load 1 (kWh/d)	34.1
PV Life (yr)	25
Label Min. Load (%)	30
Inverter Efficiency (%)	95

Double click on a system below for simulation results.											
	PV (kW)	Label (kW)	T-105	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	CDE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Diesel (L)	Label (hrs)
☑	8.4	7	108	7	\$ 66,079	2,298	\$ 95,453	0.600	0.83	809	361
☑		7	108	7	\$ 21,996	7,542	\$ 118,410	0.744	0.00	5,005	2,167
☑	15.6		108	9	\$ 100,859	1,552	\$ 120,694	0.759	1.00		

Fig55 : Résultat de Homer sous forme de liste.

## Chapitre 5 : Dimensionnement des systèmes PV- hybrides

- **Résultats de la variante 1**

Tableau15: Taille optimisé par Homer

PV	15.6 kW
Batterie	108 Trojan T-105
Convertisseur	9 kW

Le coût final est donné dans le tableau suivant :

Tableau16 : Coût optimisé par Homer

Cout net actuel	\$ 120694
Cout moyen unitaire annuel	\$ 0.759/kWh

La production et la consommation d'énergie sont détaillées dans les tableaux suivants:

Tableau17 : Production annuelle par composante

<b>Composant</b>	<b>Production</b>	<b>Fraction</b>
	(kWh/an)	
PV	22647	100%
Total	22647	100%

Tableau18 : Energie annuelle consommée

<b>Charge</b>	<b>Consommation</b>	<b>Fraction</b>
	(kWh/an)	
Charge AC	12440	100%
Total	12440	100%

## Chapitre 5 : Dimensionnement des systèmes PV- hybrides

Tableau19 : Excès d'énergie annuel

Quantité	Valeur	Unités
Excès électricité	8353	kWh/an
Charge non satisfaite	6.13	kWh/an
Capacité manquante	7.29	kWh/an
Fraction renouvelable	1.000	

La puissance moyenne mensuelle produite par les sources S.E.H est dans la fig.(56)

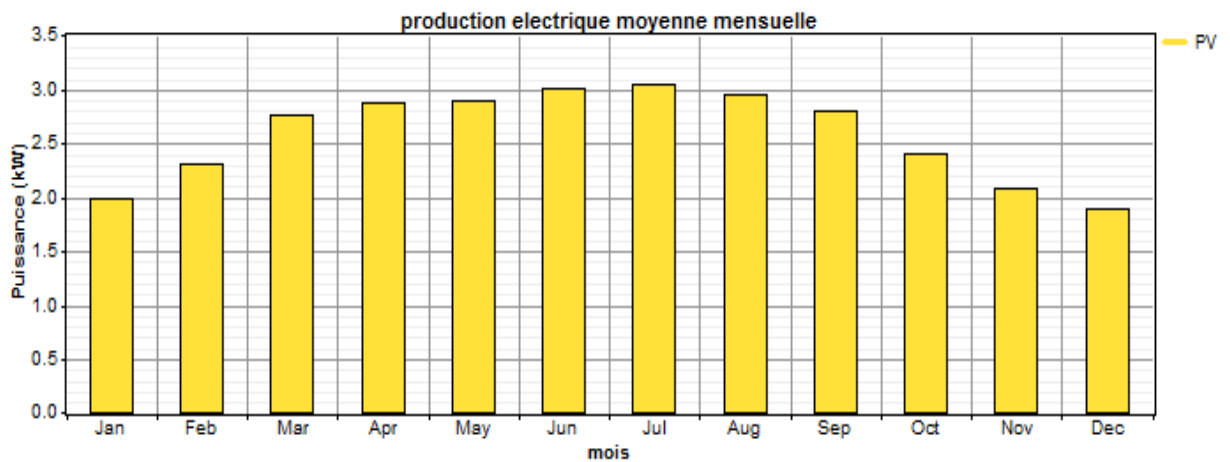


fig56: Puissance moyenne mensuelle produite par le système

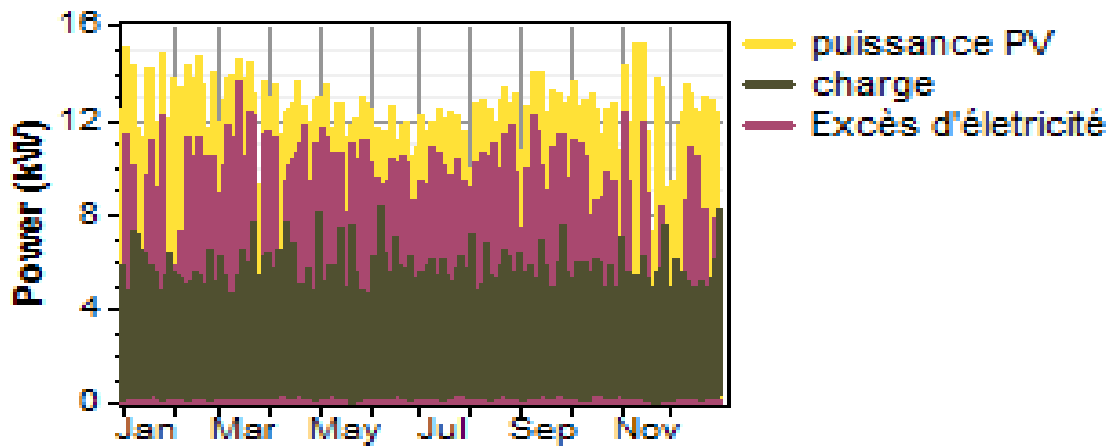


fig57 : Différence entre production et consommation



## Chapitre 5 : Dimensionnement des systèmes PV- hybrides

- **Résultats de la variante 2**

Dans cette Configuration à énergie hybride le GPV et le G.E participent simultanément à alimenter la charge pendant les mois défavorables avec la majeure partie par le GPV et le reste est complété par le G.E.

Ici le stockage est de 3 jours pour assurer l'alimentation en période de non disponibilité du soleil.

Tableau20: Taille optimisé par Homer

PV	8.4kW
Générateur GD	7 kW
Batterie	108 Trojan T-105
Convertisseur	7 kW
Stratégie de fonctionnement	Cycle Charging

Tableau 21 : Coût final

Cout net actuel	\$ 95409
Cout moyen unitaire annuel	\$ 0.600/kWh

La production et la consommation d'énergie sont détaillées dans les tableaux (21 ;22) suivants:

Tableau 22: Energie consommée

Charge	Consommation	Fraction
	(kWh/an)	
Charge AC	12447	100%
Total	12447	100%

## Chapitre 5 : Dimensionnement des systèmes PV- hybrides

Tableau 23 : Production d'énergie par composante et tau de participation.

Composant	Production	Fraction
	(kWh/an)	
PV	12195	83%
Générateur	2427	17%
Total	14622	100%

Tableau 24 : Excès d'électricité et charge non couverte

Quantité	Valeur	Unités
Excès électricité	211	kWh/an
Charge non satisfaite	0.0000181	kWh/an
Capacité manquante	0.00	kWh/an
Fraction renouvelable	0.805	

La puissance moyenne mensuelle produite par le S.E.H est :

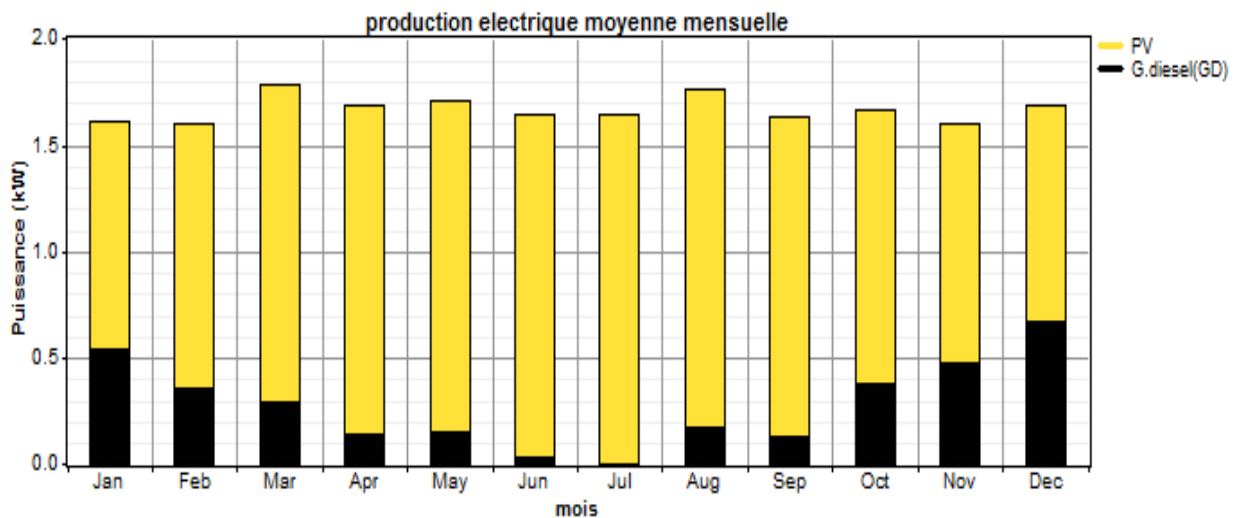


Fig58: Puissance moyenne mensuelle

## Chapitre 5 : Dimensionnement des systèmes PV- hybrides

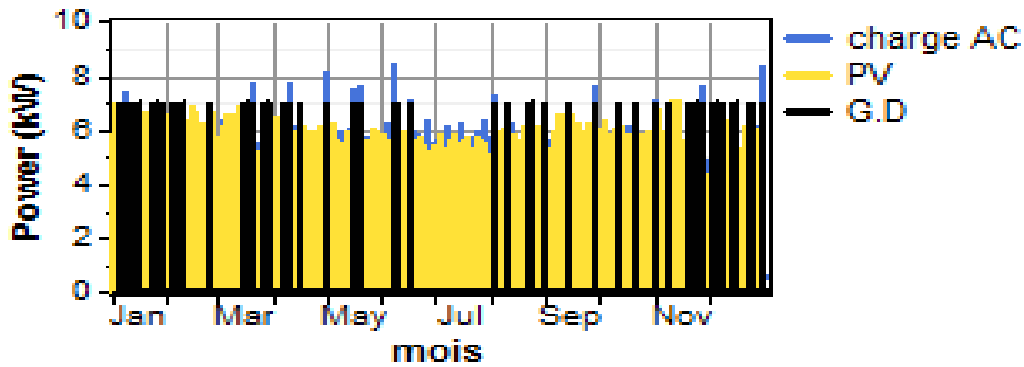


Fig59 : Productions et consommation mensuelle

Le tableau (25) contient les principales caractéristiques du SEH pour les deux variantes dans lequel les valeurs de l'excès d'énergie de la production d'énergie et du cout de la variante1 sont plus importantes comparés à la variante 2.

Tableau25 : Principales caractéristiques du SEH

	<b>Variante1</b>	<b>Fraction</b>	<b>Variante2</b>	<b>Fraction</b>
<b>Consommation (kWh/an)</b>	12447	100%	12447	100%
<b>Production PV (kWh/an)</b>	22647	100%	12195	83%
<b>Production GE (kWh/an)</b>			2427	17%
<b>Excès électricité (kWh/an)</b>	8353	36.9%	211	1.44%
<b>Charge non satisfaite (kWh/an)</b>	6.13	0.0%	0.0 %	00 %
<b>Cout net actuel (\$)</b>	120694		95453	
<b>Cout moyen unitaire annuel (\$/kWh)</b>	0.759		0.600	

### 5.7. Calcul d'erreur

L'erreur relative est le rapport de la différence entre la valeur du modèle et la valeur de Homer sur la valeur du modèle.

$$err = \frac{\Delta V}{V_m} ; \Delta V = V_m - V_H \quad (5.22)$$

## Chapitre 5 : Dimensionnement des systèmes PV- hybrides

$V_m$  = valeur calculé par le modèle

$V_H$  = valeur optimisé par Homer

Le calcul d'erreur a donné

Tableau 26: Erreurs relatives pour les variantes 1 et 2

	variante 1			variante 2		
<b>Composant</b>	<b>GPV1</b> kWh/an	<b>Cbat1</b> kWh	<b>COU1</b> \$	<b>GPV2</b> kWh/an	<b>Cbat2</b> kWh	<b>COU2</b> \$
<b>Résultats modèle</b>	24155	166	130640	12980	166	115160
<b>Résultats Homer</b>	22647	146	120694	12195	146	95453
<b>Erreur relative (%)</b>	6.3	12.3	7.6	6	12.3	17.1

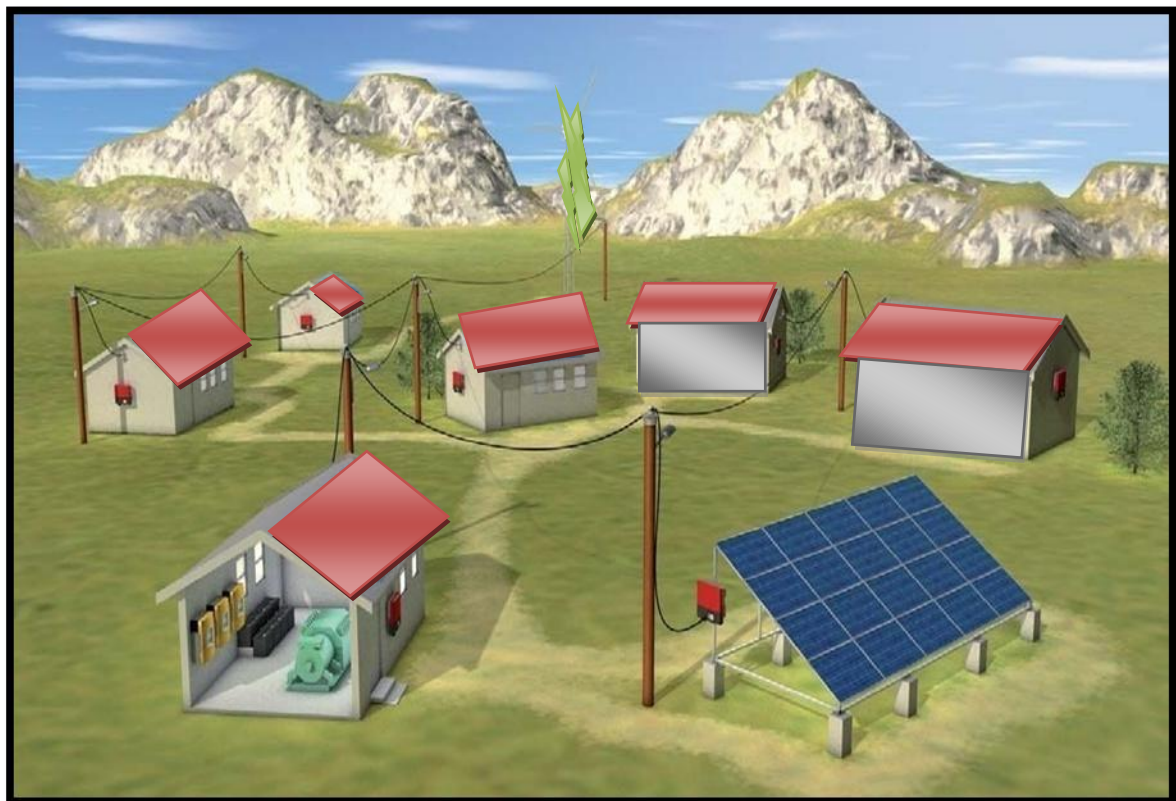


Fig60 : Schémas d'installation du mini-réseau d'électrification rurale

### 5.8. Étude de performances du SEH

La performance d'un SEH est liée en partie à sa conception, c.à.d. Aux types de composants, à leur dimensionnements, à l'architecture de fonctionnement, on peut résumer cette performance à quelque facteurs tels que, le bilan énergétique, le cout du kWh, les pannes, l'entretien, la durée de vie réelle des composants en connexion, l'économie de carburant etc[34] .

Dans les systèmes PV et PV-hybrides, parler des performances d'une installation revient à connaitre :

- les bilans d'énergie (production, rendement,...)
- le coût (répartition du coût entre les composants, maintenance, installation...)
- la fiabilité (composants fragiles, origine des pannes,...)

Le bilan énergétique de l'installation photovoltaïque peut être exprimé par les facteurs suivants :

Coefficient de performance CP - Matching factor MF - Pertes système-rendement de captage Rc- rendement global Rg

#### A) Coefficient de performance

Il est Introduit pour caractériser le fonctionnement des systèmes PV quelles que soient les applications envisagées [34].

Il caractérise l'utilisation de l'énergie potentielle du système PV.

$$CP = \frac{Yg}{Yr} \quad (5.23)$$

$$Yg = \frac{E_{pv}}{P_c} \quad (5.24)$$

$$Yr = \frac{G(\beta)}{G_{ref}} \quad (5.25)$$

$$E_{use} = \frac{E_{pv} \cdot ET}{E_{pv} + EGD} \quad (5.26)$$

$Yg$  : productivité du GPV (kwh/kw<sub>c</sub>.j)

$Yr$  : productivité de référence (kwh/kw<sub>c</sub>.j)

$E_{use}$  : énergie utilisée (part de charge couverte par le GPV)

$G(\beta)$  : irradiation sur le plan des modules

$G_{ref}$ : irradiation de référence (1 kw<sub>c</sub>.j)

$E_{pv}$  : énergie produite par GPV

$P_c$  : puissance crête du GPV.

## Chapitre 5 : Dimensionnement des systèmes PV- hybrides

$E_{GD}$  : énergie produite par GD

CP élevé : bonne utilisation du potentiel

CP faible : perte de production (problème technique, adéquation entre consommation et production c.à.d. un mauvais dimensionnement).

### B) Fraction solaire

Ce facteur est défini comme le rapport entre l'énergie solaire produite et l'énergie utilisée, il exprime le tau de pénétration de la source solaire [34].

$$F = \frac{E_{pv}}{E_{pv} + E_{GD}} \quad (5.27)$$

Système PV pur :  $F=1$

Système hybride:  $F < 1$

### C) Matching factor

il est défini comme suit [34] :

$$MF = F \cdot CP \quad (5.28)$$

Pour des systèmes PV pur ( $MF=CP$ )

Pour des systèmes PV-hybrides diesel, l'existence du GD diminue MF qui sera compensé par un bon dimensionnement coté solaire (CP grand).

### D) Pertes système

Représente l'énergie perdue par le système [34]

$$P_{syst} = Y_g - Y_f \quad (5.29)$$

$$Y_f = \frac{E_{use}}{P_c} \quad (5.30)$$

$Y_f$  : productivité globale ( kWh / kwc.j )

$P_{syst}$  : Pertes système ( kWh / kwc.j )

### E) Rendement de captage

est défini comme le rapport de l'énergie produite par le GPV sur l'énergie rayonnée sur le plan du module[34] .

$$R_c = \frac{E_{pv}}{G \cdot A_g} \quad (5.31)$$

$A_g$  : surface du GPV.

### F) Rendement global

est défini comme le rapport de l'énergie utilisée sur l'énergie rayonnée sur le plan du module[34] .

$$R_g = \frac{E_{use}}{G \cdot A_g} \quad (5.32)$$

## Chapitre 5 : Dimensionnement des systèmes PV- hybrides

Les figures (61), (62) suivantes montrent la distribution moyenne mensuelle de l'énergie ( $E_{pv}$ ) produite par le GPV, l'énergie moyenne  $E_{GDm}$  produite par le GD et la consommation  $E_c$ . Sur les quels on voit un excès d'énergie pour la variante1 et une concordance entre production et consommation dans la variante2.

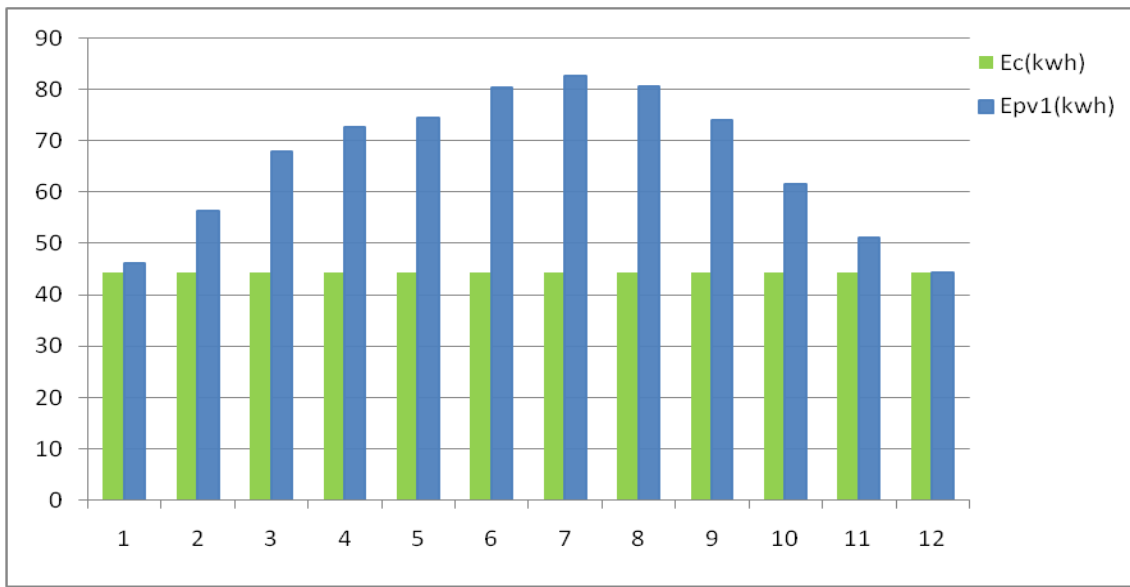


Fig61:Énergie produite ( $E_{pv}$ ) et consommation( $E_c$ ) pour la variante 1

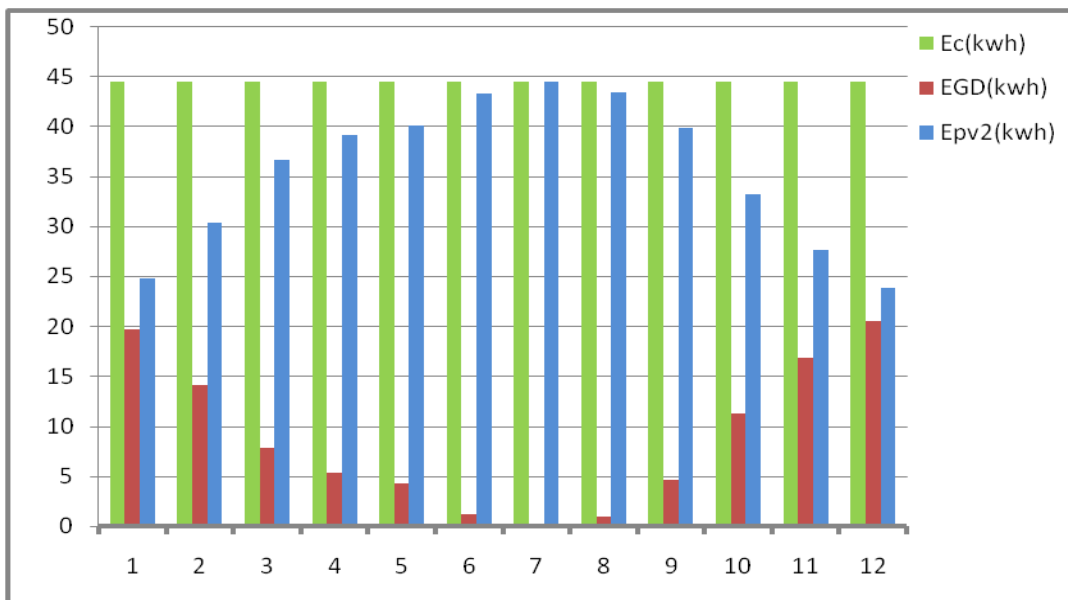


Fig62 : Énergie produite et consommation pour la variante 2

Les calculs ont donnés les résultats du tableau (27) suivant :

## Chapitre 5 : Dimensionnement des systèmes PV- hybrides

Tableau 27 : Facteurs de performance pour les 2 variantes

Grandeur	Variante 1	Variante2
CP %	75	60
FS %	100	80
MF %	75	48
Psys (kwh/kw <sub>c.j</sub> )	21	0.25
Rc %	9.5	9.5
Rg %	6.6	9.6

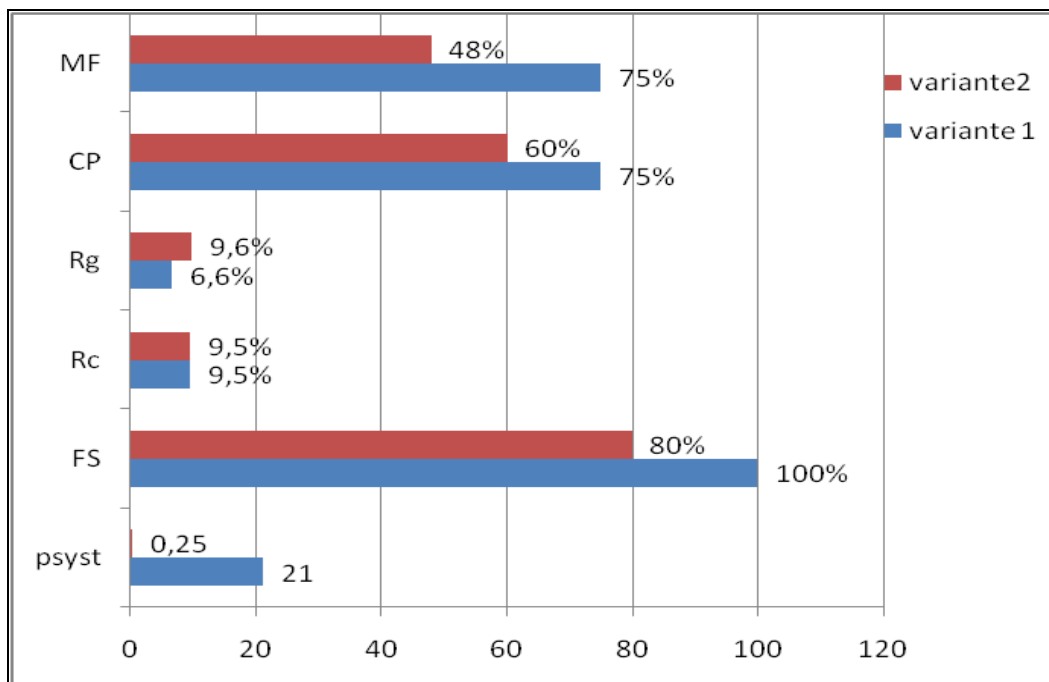


Fig63 : Histogramme comparatif des facteurs de performance pour les 2 variantes

En analyse, la variante2 présente un CP (60%) acceptable et un MF (48%) juste moyen avec des pertes d'énergie négligeables dues au dimensionnement adéquat reposant sur la concordance entre production et consommation évitant à la fois les pénuries et excès d'énergie qui provoquent toutes les deux le dysfonctionnement du système. Quant à la variante1 PR=MF (75%) par ce que le système est pure PV avec le GD de secours qui n'est pas pris dans les calculs, cette bonne valeur de PR n'est pas constante parce que le système est sujet à de fréquentes déconnexions affectant la production d'énergie plus d'importantes pertes d'énergie qui sont dues au surdimensionnement du système pour des raisons de sécurité. en introduisant d'autres facteurs comme les Pertes système (Psys), le rendement global (Rg), les couts unitaires annuels en faveur de la variante1 (0.602\$/kWh)



## Chapitre 5 : Dimensionnement des systèmes PV- hybrides

contre (0.763\$/kWh) avec une économie de 21% sur le coût total on peut conclure dans le cadre des facteurs choisis que la variante 2 est plus performante que la variante1.

Toutes fois les facteurs de performance sont un indicatif sur le bon fonctionnement des systèmes PV et qu'on peut calculer sur le site en mesurant l'intensité de l'irradiation solaire sur le plan des modules et l'énergie produite par ces mêmes modules, cela sert à connaître le bon état des composants (appareillage, connexions et câblages ...) et faire les réparations (maintenance, nettoyage, dé ombrage, orientation et inclinaison....) pour rentabiliser l'installation PV.

### 5.9. Résultats et discussion

Dans les tableaux (25, 26,27) précédents on trouve les résultats de l'étude technico-économique faite selon les modèles mathématique proposés et les résultats de la simulation du logiciel d'optimisation et de dimensionnement Homer avec un calcul d'erreur relative. Pour la production du GPV, la capacité de la batterie et le cout, dans les deux cas (variante1 ; variante2).

On constate des erreurs relatives de 6 à 12 % entre les deux résultats pour la production du GPV et la taille du stockage, les erreurs sur les coûts de l'installation sont de 7% pour la variante1et de 17 % pour la variante2. ces différences sont dues généralement aux contraintes prises par le logiciel Homer, dans ces calculs détaillés heure par heure sur toute l'année, dans les frais d'amortissement, les frais du carburant calculés à partir du nombre d'heures de marche du GD et de sa puissance fournie pendant ces heures, les combinaisons optimales entre le système de stockage et le GD pour pallier au manque de productivité du GPV pour tous les mois, favorables et défavorables sans déséquilibrer le système, contrairement aux modèles mathématiques utilisés qui sont approximatifs et donnent des valeurs moyennes seulement avec un pas de temps d'un jour. On tient à remarquer que l'erreur sur le cout2 diminue (17% ; 9% ; 1%) pour des durées de vie T respectives (25 ; 22.5 ; 20 ans).

Dans ces conditions on peut parler de concordance entre les résultats des modèles mathématiques de dimensionnement technique et économique proposés dans cette étude et les résultats donnés par Homer d'où la validation dans une certaine mesure des modèles proposés et qui peuvent être utilisé pour un pré dimensionnement.

On remarque aussi que ces modèles nécessitent une étude plus profonde pour minimiser les erreurs et prévoir un dimensionnement technico-économique plus juste.

## Chapitre 5 : Dimensionnement des systèmes PV- hybrides

Pour les variantes techniques retenues dans cette étude il y'a deux situations qui constitue le compromis du système -PV hybride. Dans la première configuration avec une énergie purement renouvelable avec un stockage pouvant assurer trois jour (72h) d'autonomie et un générateur diesel (GD) de réserve qui ne travaille que 2 fois par an pendant 20h chacune pour recharger les batteries et ne participe pas dans le mixe énergétique du système sauf cas extrême (panne de l'onduleur ou du GPV), cette architecture est très écologique, pas polluante si on néglige les rejets des batterie et les quelques kg de (CO<sub>2</sub>; CO; SO<sub>2</sub>...) du GD en cas d'utilisation, d'un autre coté elle est surdimensionné et connait d'importantes pertes d'énergie, qui la rend moins performante, plus sa cherté parce quelle nécessite une grande quantité de module PV qui sont très chers sur le marcher, plus les frais du stockage qui est très important aussi, quant à l'autre variante dans laquelle le GD participe avec une petite tranche pour compléter le manque de productivité électrique pendant les mois défavorables par rapport au mois favorable pour lequel le calcul est fait, le reste est assuré par le GPV, on remarque une meilleur performance avec moins de pertes énergétique due à la concordance entre consommation et production et cela grâce au GD. La présence du GD a diminué de 21% le coût total (on passe de 121272 à 95858), ce qui encourage le financement de l'investissement, sauf que les rejets polluants sont malheureusement présents avec (2025kg CO<sub>2</sub>, 45kg oxydes azotés...) par an, plus le dérangement sonore causé par le roulement du moteur du GD qui rend le climat paisible et calme de cette compagne un peu bruité et pollué.

### 5.10. Opérations d'électrifications rurales solaires en Algérie

#### 5.10.1 Introduction

En Algérie l'intérêt pour le développement des énergies renouvelables a été perçu très tôt dès 1962 avec la création de l'institut de l'énergie solaire qui a été traduit par [35] :

- La mise en place d'organismes spécialisés pour promouvoir la Recherche et le développement dans le domaine,
- Le développement d'actions de sensibilisation et de vulgarisation en vue de la promotion de ces sources d'énergies,
- La mise en place d'un cadre institutionnel nécessaire à l'impulsion de véritables programmes de développement des énergies renouvelables.

## Chapitre 5 : Dimensionnement des systèmes PV- hybrides

- La création de petites et moyennes entreprises de services spécialisées dans l'installation et la maintenance d'équipements, l'ingénierie, les études et le conseil.

Compte tenu des enjeux que représentent ces sources d'énergies durables, les pouvoirs publics ont consacré le caractère prioritaire et stratégique des énergies renouvelables à travers le cadre institutionnel mis en place récemment.

### 5.10.2. Potentiel solaire en Algérie

De par sa situation géographique, l'Algérie dispose d'un des gisements solaire les plus élevés au monde [35].

La durée d'insolation sur la quasi totalité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement et peut atteindre les 3900 heures (hauts plateaux et Sahara). L'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de  $1\text{m}^2$  est de l'ordre de 5 KWh sur la majeure partie du territoire national

Le gisement solaire en Algérie dépasse les 5 milliards de GWh réparti par région comme suit :

Tableau 28 : Répartition par région du gisement solaire Algérien.

Régions	Région côtière	Hauts Plateaux	Sahara
Superficie (%)	4	10	86
Durée moyenne d'ensoleillement (Heures/an)	2650	3000	3500
Energie moyenne reçue (Kwh/m2/an)	1700	1900	2650

### 5.10.3 Répartition de la Puissance Installée

Les puissances installés jusqu'à maintenant en Algérie se répartissent essentiellement sur deux ressources d'énergie renouvelables (solaire, éolienne) (tableau29). Dans le tableau(30) le bilan des réalisations par willaya montre les importantes puissances installées dans les régions du sud et des hauts plateaux [35].

Tableau 29 : Répartition par Ressource

RESSOURCE	Puissance Installée (Watt)
SOLAIRE	2279960
EOLIEN	73300
TOTAL	2353260

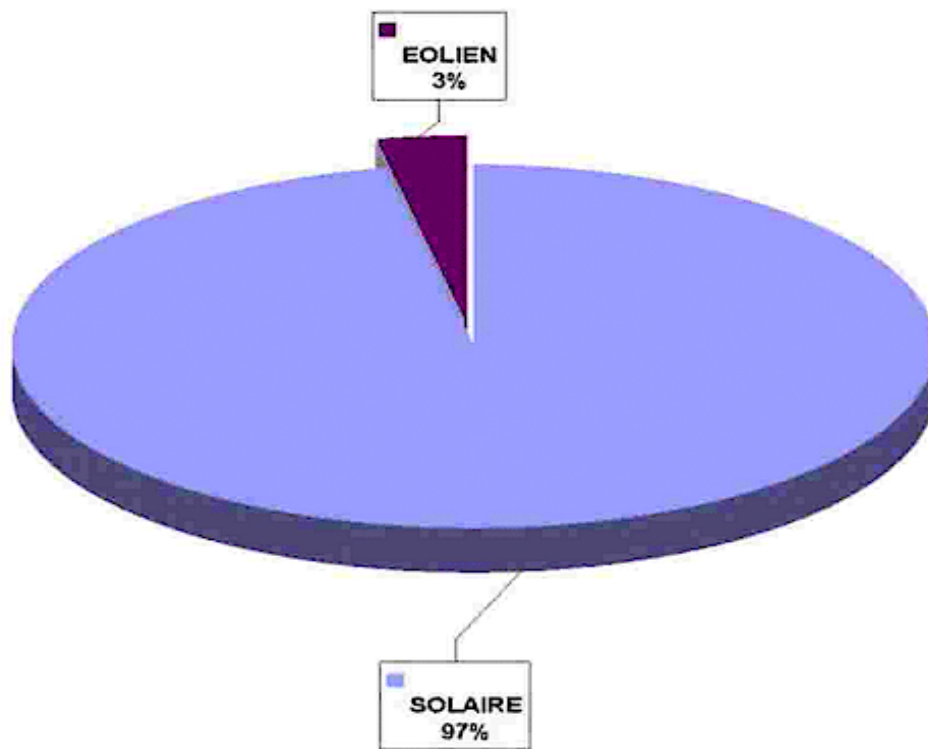


Fig64 : Cercle des répartitions en % par Ressource

## Chapitre 5 : Dimensionnement des systèmes PV- hybrides

Tableau 30 : Bilan des réalisations par wilaya

<b>Wilayas</b>	<b>Ressource</b>	<b>Puissance installée (Watt)</b>
Alger	Solaire /Eolien	46 610
Adrar	Solaire	234 900
Batna	Solaire	7 500
Bechar	Solaire	48 000
Biskra	Solaire	5 000
Blida	Solaire	6 000
Bord bou areridj	Solaire	2 000
Bouira	Solaire	3 000
Constantine	Solaire	1 500
Djelfa	Solaire /Eolien	114 700
El-Bayadh	Solaire	78 500
El-oued	Solaire /Eolien	31 000
Ghardaïa	Solaire	32 750
Illizi	Solaire	153 850
Khenchla	Solaire	13 000
Laghouat	Solaire /Eolien	93 300
Mascara	Solaire	1 000
Medea	Solaire	5 000
M'sila	Solaire /Eolien	45 500
Naama	Solaire /Eolien	88 400
Ouargla	Solaire	60 600
Oum el bouaghi	Solaire	12 500
Tamanrasset	Solaire	578 500
Tébessa	Solaire	64 000
Tiaret	Solaire /Eolien	89 500
Tindouf	Solaire	96 150
Tipaza	Solaire	2 400
Tizi ousou	Solaire	6 000
Tlemcen	Solaire /Eolien	54 500
Saida	Solaire	40 200

## Chapitre 5 : Dimensionnement des systèmes PV- hybrides

### 5.11. Conclusion

Dans ce chapitre sur le dimensionnement technico-économique du SEH nous avons utilisé des modèles mathématiques simples pour estimer la taille de chaque composant du système hybride à partir des données des constructeurs ( Pcrête du module; caractéristiques de la batterie), les données solaires du site en absence de mesures réelles ont été développés par le logiciel PVGIS. Tout cela nécessite une validation expérimentale dans les conditions réelles du site.

Le modèle proposé pour calculer le coût total se repose sur les coûts initiaux, de remplacements, d'exploitations, sans prendre en considération l'amortissement des coûts d'année en année et les fluctuations du prix du carburant avec une augmentation prévue due au prix montant du pétrole.

Pour la validation, le logiciel Homer avec sa puissance de calcul et sa renommé pour l'optimisation de centaines de réalisations pour des sites réels, s'avère satisfaisant. Nous avons aussi supposé deux cas de configuration, une plus coûteuse et moins polluante contrairement à l'autre qui est plus polluante et moins couteuse. Comme le GD doit être présent dans les deux variantes et rentrera nécessairement dans le coût total, sa participation dans le mix énergétique rend le système plus équilibré entre demande et production et lui assure un bon fonctionnement en évitant le surdimensionnement du GPV et les excès d'énergie ce qui favorise la variante2.

## **CONCLUSIONS GENERALES**

Dans cette étude nous avons contribué à montrer l'utilité d'un système (SEH) PV-diesel pour subvenir aux besoins en électricité d'une zone rurale en se basant sur un mini-réseau d'alimentation électrique.

Cette étude a apporté les éléments nécessaires pour la réalisation de centrale photovoltaïque couplée à un groupe diesel et un système de stockage nécessaire dans ce cas, assurant une autonomie d'au moins trois jours rendant le système plus performant et fiable pour assurer un service de qualité. Dans le but d'améliorer les conditions de vie et ouvrir ces zones isolées sur le monde extérieur moyennant un coût optimal.

Dans la première partie nous avons présenté les caractéristiques du rayonnement et ses composantes, les composants du système hybride concernant notre cas d'étude qui sont le générateur photovoltaïque, le groupe diesel, le bloc de batteries et les appareils d'interfaces (convertisseurs ; onduleur ; régulateur) , ensuite nous avons entamé les modèles mathématiques utilisés dans la littérature pour décrire le comportement de chaque composant dans des conditions bien déterminées, nous avons vu aussi les missions des mini-réseaux et leurs différentes architectures.

Dans la seconde partie et après avoir analysé les composants du SEH et leurs comportements dans le système considéré, une analyse technico-dimensionnelle s'imposait sans un moindre doute.

En utilisant les données des constructeurs sur chaque composant (module PV/batteries/GE), les données météorologiques collectées par le logiciel on line PVGIS nous avons estimé la taille de chaque composant au moyen de modèles bien connus pour le calcul de la surface du GPV, de la capacité du stockage des puissances nécessaires de l'onduleur et du groupe électrogène et cela dans une approche à deux configurations. En suivant par un modèle simplifié que nous avons proposé pour estimer les coûts de chaque composant durant la durée de vie de l'installation (SEH). Plus un dimensionnement du câblage utilisé dans le branchement des différents appareils pour minimiser les chutes de tension et les pertes d'énergie dans les conducteurs par effet joule pour améliorer encore la performance et la fiabilité de l'installation. Nous avons en suite présenté un des logiciels d'optimisation et de dimensionnement (Homer) et l'avons appliqué au système considéré.

## *Conclusions générales*

Après la collection des résultats des différents dimensionnements et la comparaison avec un calcul d'erreurs relatives nous avons confirmés la validité des modèles utilisés.

Nous avons fini avec une étude sur la performance des installations-PV en analysant plusieurs facteurs tel que le coefficient de performance, le matching factor, les pertes système etc.

Pour l'ALGERIE notre cher pays la couverture en énergie électrique est bien avancé comparativement aux autres pays en voie de développement, à la statistique 2006 plus de 95% de la population accède à l'électricité. D'autres plans visent une intégration aux actions de développement local (électrification rurale, ouverture et modernisation du réseau routier, AEP, santé, éducation...) qui sont souvent à la charge exclusive des budgets publics, et ils relèvent d'une programmation à l'échelle du territoire (communes, daïra, wilaya...).le petit pourcentage qui reste se trouve dans des région lointaines et très isolées (Communes rurales : 562(Nord) ; 287(hauts p) ; 130(Sud)).

À 95% de couverture électrique qui est à 90% d'origines fossile (utilisation du gaz naturel) l'Algérie est y presque mais ce n'est pas la solution idéale pour un pays très vaste avec un énorme gisement solaire.

La solution prometteuse est de travailler et investir dans les énergies renouvelables et surtout solaire (pv et thermique). Avec une technologie presque aboutie les énergies renouvelables (hybrides) avec toutes leurs filières proposent des solutions performantes et compétitives dans l'électrification urbaines et rurale et préservent une nature saine et propre pour vivre et garantissent un développement durable pour les générations à venir.



## **BIBLIOGRAPHIE**

- [1] Alain Ricaud : photopiles solaires de la physique de la conversion photovoltaïque aux filières, matériaux et procédés(presse poly.tech et universitaire romandes 1997)
- [2] Hyve Jano : thermique solaire 2007
- [3] Anne Labouret-MichelVilloz : Energie solaire photovoltaïque Dunod Paris 2005
- [4] Guenenou : Mise au point de nouveaux procédés de mesure des caractéristiques directe et inverse des modules photovoltaïques de différentes technologies (Mémoire de Magister 2008)
- [5] M.Belhadj : Modélisation D'un Système De Captage Photovoltaïque Autonome (Mémoire de Magister 2008)
- [6] 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.
- [7] F. Frutos, V. Ruiz and J. Gutierrez. *Correlation between the solar diffuse and global radiation for Madrid*. Revue Internationale d'Héliotechnique 1er semestre, pp.7-12,1985.
- [8] M.H. Macagnan. *Caracterizacion de la radiacion solar para aplicaciones fotovoltaicas en el caso de Madrid*. Tesis Doctoral, E.T.S.I de Telecomunicacion. Universidad Politécnica de Madrid, pp.194, 1993.
- [9] 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.
- [10] J.W. Spencer. *A comparison of methods for estimating hourly diffuse solar radiation from global solar radiation*. Solar Energy, Vol. 29(1), pp.19-32, 1982
- [11] D.T. Reindl, W.A. Beckman and J.A. Duffie. *Diffuse fraction correlations*. Solar Energy, Vol. 45(1), pp.1-7, 1990
- [13] T.M. Klucher. *Evaluation of models to predict insolation on tilted surfaces*. Solar Energy, Vol. 23(2), pp. 111-114, 1979.

- [14] J.E. Hay and D.C. Mc Kay. *Estimating solar irradiation on inclined surfaces: a review and assessment of methodologies*. Solar Energy, Vol. 3, pp. 203-240, 1985.
- [15] Xavier Vallvé: pv rural electrification: applications in spain and in developing countries 2007.
- [16] Zaida Contreras :Juillet 2005 - Janvier 2006 Modèle d'électrification rurale pour localités de moins de 500 habitants au Sénégal
- [17] Mr. Maatallah Taher : Etude de la pré faisabilité des systèmes d'énergie hybride autonome dans la région de Tunis Congrès International sur les Energies Renouvelables et l'Environnement 19-21 Mars, 2009, Tunisie
- [18] N. Achaïbou 1, A. Malek 1 et N. Bacha 2 :(Modèle de Vieillessement des Batteries Plomb-Acide dans les Systèmes PV Chemss 2000 61-66)
- [19] Violaine Didier : Les Onduleurs pour Systèmes Photovoltaïques Fonctionnement, Etat de l'Art et Etude de Performances (Rapport rédigé sous la direction de Bruno Gaiddon- Août 2007)
- [20] Etude comparative de groupes électrogènes embarqués à large gamme de vitesse variable associant machines à aimants permanents et conversion statique (Thèse doctorat 2007, préparée au Laboratoire Plasma et Conversion d'Energie de l'ENSEEIH Unité Mixte de Recherche N° 5213 au CNRS)
- [21] S. Diaf 1\*, D. Diaf2, M. Belhamel2, M. Haddadi 3 , A. Louche1] methodology for optimal sizing of autonomous PV/wind system energy policy 35(2007) 5708-5718 .ELSEVIER
- [22] A. Ould Mohamed Yahya 1, A. Ould Mahmoud 1 et I. Youm 2 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
- [23] Lionel VECHIU/ modélisation et analyse de l'intégration des énergies renouvelables dans un réseau autonome thèse de doctorat U.Havre 2005
- [24] Sylvain Quoilin. *Succès et échecs des projets d'électrification rurale*, éditions Universitaires européennes, Sarrebruck, 2010,
- [25] Zomers A.N. *Rural Electrification: Utilities' Challenge or Challenge*, Twente University Press, Enschede, Pays-Bas, 2001
- [26] Douglas F. Barnes *The challenge of rural electrification: strategies for developing countries*, Resources for the Future, Washington, DC, 2007

- [27] Systèmes hybrides PV/Diesel pour l'électrification rurale  
Michel Vandenberg Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET) e. V.  
Königstor 59 D-34119 Kassel (Germany 2007) [www.iset.uni-kassel.de](http://www.iset.uni-kassel.de)
- [28] Fabrizio Enrico principes de l'énergie solaire photovoltaïque  
modélisation des systèmes multi énergie dans le bâtiment  
thèse de doctorat 2008, institut national des sciences appliquées de Lyon
- [29] *Centre de la technologie de l'énergie de CANME Varennes (CTEC) ANALYSE DE PROJETS D'ÉNERGIES PROPRES* 19ISBN : 0-662-78865-6  
Catalogue no. : M39-112/2005F-PDF
- [30] Abdel Kadet Ould Mahmoud : Caractérisation, modélisation, fonctionnement et impact d'un système hybride pour l'alimentation de charges mixtes.  
Université Cheikh Anta Diop - Thèse d'Etat 2008 – Dakar
- [31] image©2011 DigitalGlobe , [www.google earth.com](http://www.google earth.com)
- [32] D.Saheb-Koussa et M.Belhamel /contribution a l'étude théorique du comportement d'un système hybride(eolien-photovoltaïque-diesel) de production d'électricité sans interruption,  
Revue des Energies Renouvelables Vol. 11 N°1 (2008) 137 – 151
- [33] Omar BESSAOUD chercheur au CIHEAM - IAM de Montpellier  
Options Méditerranéennes, Sér. A / n°71, 2006
- [34] Analyse des performances des systèmes photovoltaïques recommandation sur le dimensionnement –extrait du rapport final convention Ademe N°98-05-007  
Octobre 1999
- [35] Ministère de l'Énergie et des Mines (2010)  
Tour A, Val d'Hydra. BP 677 Alger Gare. Alger, Algérie.  
(Ministère de l'Energie et des Mines - Electrification Rurale.htm)
- [36] R.C. Temps and K.L. Coulson. *Solar radiation incident upon slopes of different orientations*. Solar Energy, Vol. 19(2), pp. 179-184, 1977.
- [37] R.Perez, R.Seals, P.Incichen, R.Stewart and Menicucci. A new simplified version of the Perez diffuse irradiance model for tilted surfaces. Solar Energy, Vol. 39, pp. 221-231, 1987
- [38] M. Chikh 1 , A. Maafi 2 & A. Malek 1 Etablissement d'un Modèle Mathématique pour la Fraction Diffuse de l'Irradiation Solaire en Algérie .  
Rev. Energ. Ren. : Chemss 2000 75-81

## ANNEXES

### EXENNA1

Autres détails des caractéristiques des composants optimisés par le logiciel Homer.

#### 1/ Variante 1

##### Architecture 1

<b>PV</b>	15.6 kW
<b>Batterie</b>	108 Trojan T-105
<b>onduleur</b>	9kW
<b>Redresseur</b>	9 kW

Coût annualisé

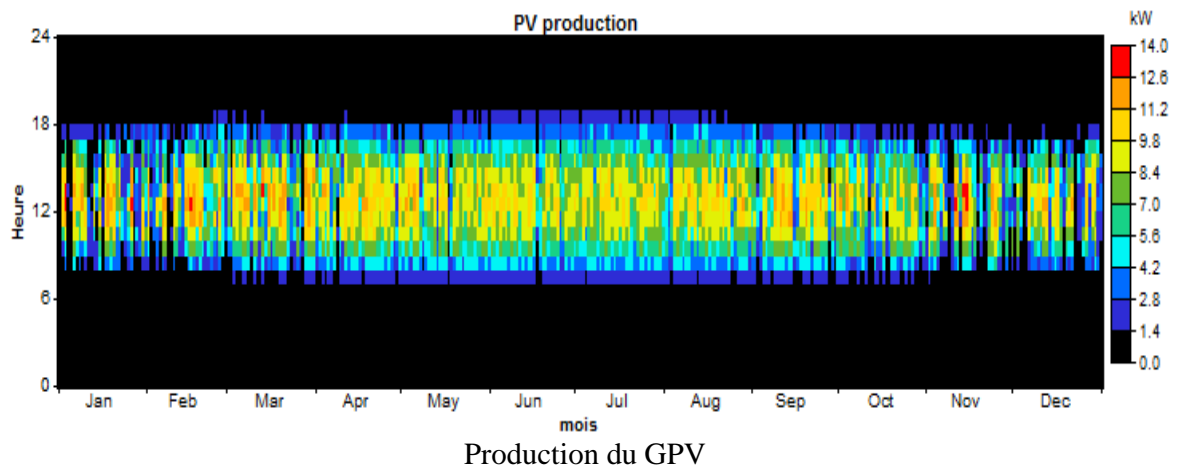
Composant	Capital	Remplacement	O&M	Fuel	Salvage	Total
	(\$/an)	(\$/an)	(\$/an)	(\$/an)	(\$/anr)	(\$/an)
PV	6404	0	0	0	0	6404
Trojan T-105	1098	956	432	0	-128	2358
Convertisseur	387	337	0	0	-45	679
Système	7890	1293	432	0	-173	9441

#### A/ Système PV

Propriétés du GPV

Quantité	Valeur	Unités
Surface PV	15.6	kW
Puissance moy.	2.59	kW
Energie moy.	62.0	kWh/j
Facteur de Capacité	16.6	%
Total production	22647	kWh/an

Quantité	Valeur	Unités
Puissance Minimale	0.00	kW
Puissance Maximale	13.2	kW
pénétration PV	182	%
Heures de marche	4387	hr/an
Coût unitaire	0.283	\$/kWh



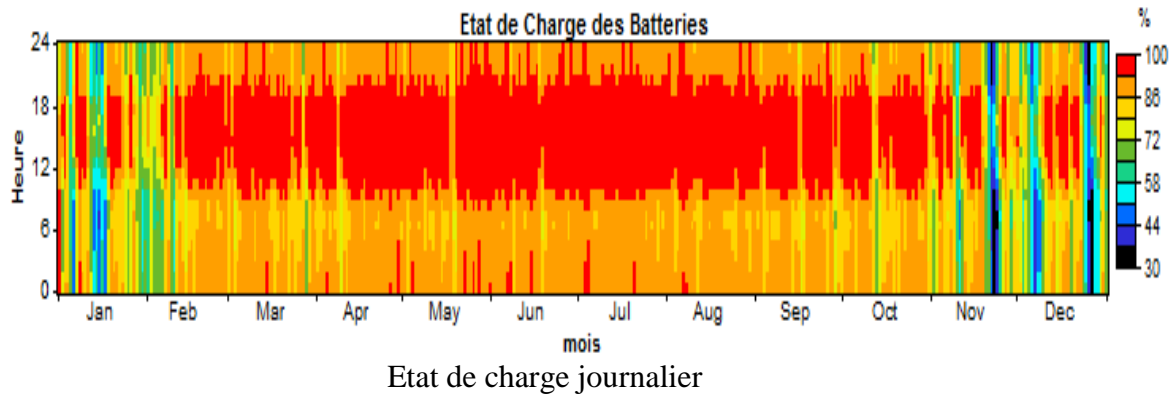
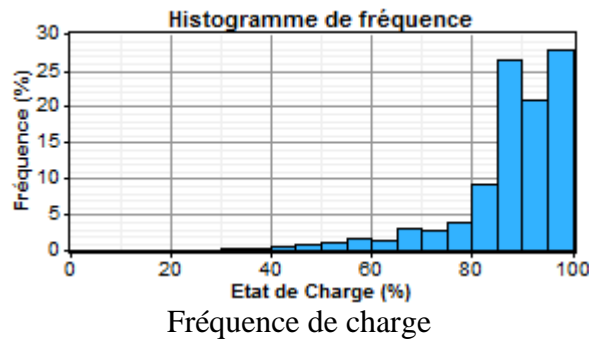
## B/ Système de stockage (Batterie)

Taille de stockage

Quantité	Valeur
Unité en série	1
unité en parallèle	108
Batteries	108
Bus voltage (V)	6

Propriétés du stockage

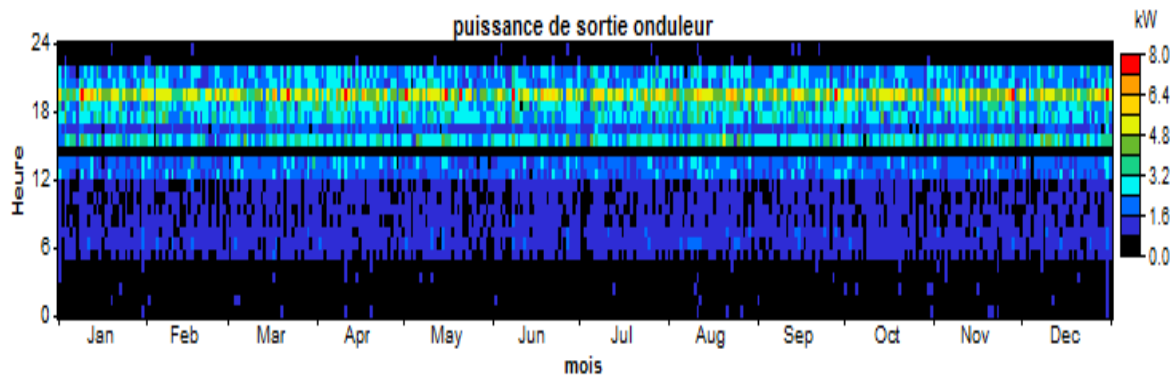
Quantité	Valeur	Unités
Capacité totale de stockage	146	kWh
Capacité de stockage Utilisé	102	kWh
Autonomie	71.8	hr
Durée de vie productive	91260	kWh
Coût moy. d'énergie	0.000	\$/kWh



### C/ Système de Conversion

Temps d'opération et énergies du convertisseur

Quantité	Onduleur	Redresseur	Unités
Heures d'opération	8758	0	h/an
Energie d'entrée	13095	0	kWh/an
Energie de sortie	12440	0	kWh/an
Pertes d'énergie	655	0	kWh/an



**1/ Variante 2****Architecture 2**

<b>PV</b>	8.4 kW
<b>Générateur(GD)</b>	7kW
<b>Batterie</b>	108 Trojan T-105
<b>onduleur</b>	7kW
<b>Redresseur</b>	7kW
<b>Dispatch strategy</b>	Cycle Charging

## Cout annualisé

<b>Composant</b>	<b>Capital</b>	<b>Remplacement</b>	<b>O&amp;M</b>	<b>Fuel</b>	<b>Salvage</b>	<b>Total</b>
	(\$/an)	(\$/an)	(\$/an)	(\$/an)	(\$/an)	(\$/an)
PV	3448	0	0	0	0	3448
Générateur(GD)	321	142	35	646	-16	1129
Trojan T-105	1098	956	432	0	-128	2358
Convertisseur	301	262	0	0	-35	528
<b>Système</b>	<b>5169</b>	<b>1360</b>	<b>467</b>	<b>646</b>	<b>-179</b>	<b>7464</b>

## Participation par type de production

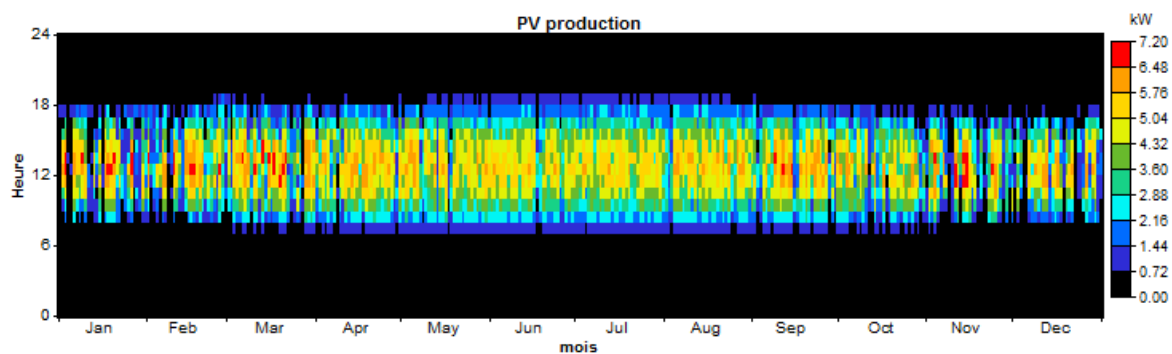
Composant	Production	Fraction
	(kWh/an)	
PV	12195	83%
Générateur(GD)	2427	17%
Total	14622	100%

## A/ Système PV

Quantité	Valeur	Unités
Surface PV	8.4	kW
Puissance moy.	1.39	kW
Energie moy.	33.4	kWh/j
Facteur de Capacité	16.6	%
Total production	12195	kWh/an

Quantité	Valeur	Unités
Puissance Minimale	0.00	kW
Puissance Maximale	7.13	kW
pénétration PV	98.0	%
Heures de marche	4387	h/an
Cout unitaire	0.283	\$/kWh





Production du GPV

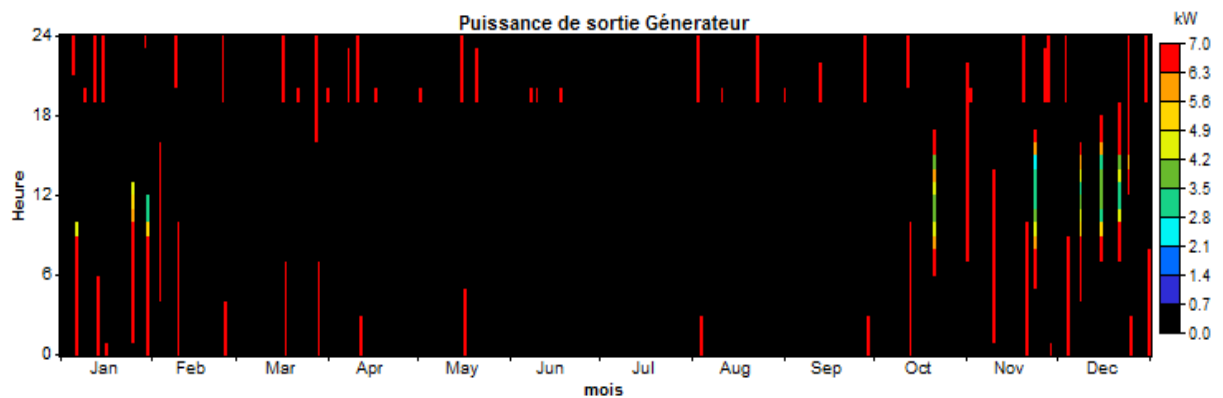
## B/Groupe diesel

Electricité produite

Quantité	Valeur	Unités
Production électrique	2427	kWh/an
Puissance électrique Moy.	6.78	kW
Puissance électrique Min.	3.13	kW
Puissance électrique Max.	7.00	kW

Relation carburant énergie

Quantité	Valeur	Unités
Consommation du carburant	807	L/an
Consommation spécifique du carburant	0.333	L/kWh
Rendement électrique moy.	30.6	%
Heures de marche	358	h/an
Nombre de démarrage	44	dém/an
Durée de vie	14	an
Facteur de Capacité	3.96	%



Energie produite par GD

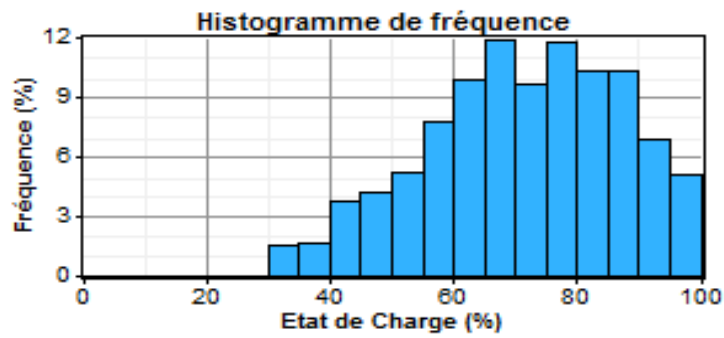
### C/ Système de stockage (Batterie)

Taille de stockage

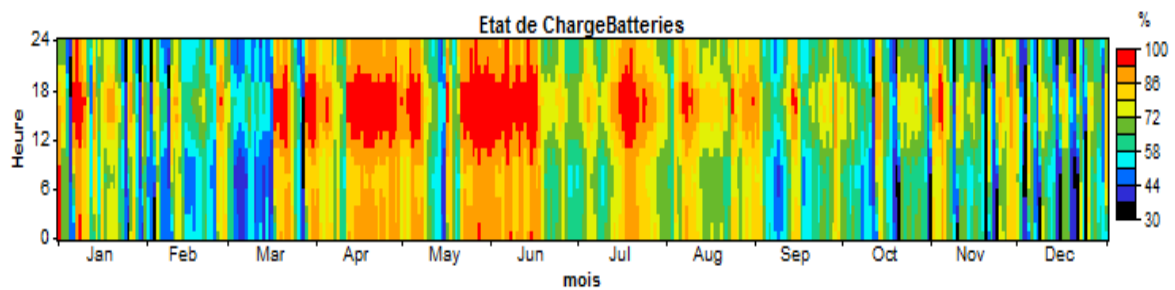
Quantité	Valeur
Unité en série size	1
Unité en parallèle	108
Batteries	108
Bus voltage (V)	6

Quantités	Valeurs	Unités
Capacité totale de stockage	146	kWh
Capacité de stockage Utilisé	102	kWh
Autonomie	71.8	h
Durée de vie productive	91260	kWh
Coût moy. d'énergie	0.044	\$/kWh

Caractéristiques du stockage



État de charge de la batterie en %



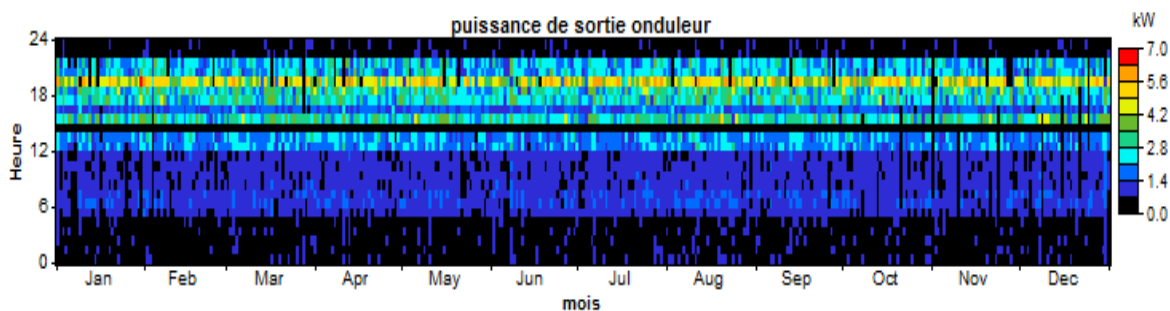
État de charge journalière de la batterie

**D/ Système de Conversion**

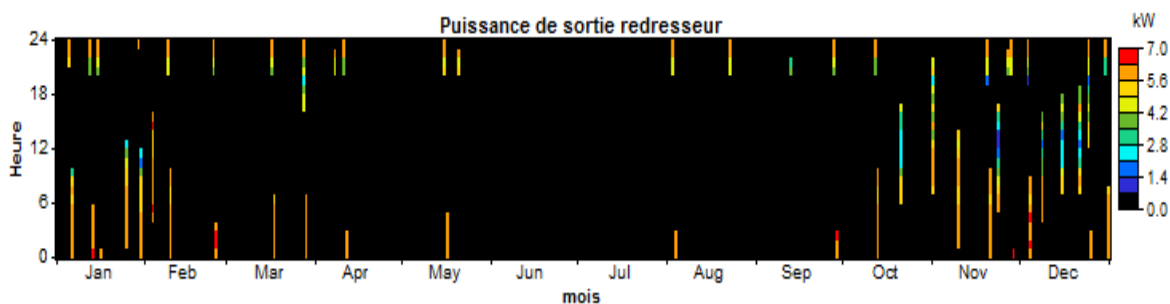
Temps d'opération et énergies du convertisseur

Quantité	Onduleur	Redresseur	Unités
Capacité	7.00	7.00	kW
Puissance moy	1.35	0.20	kW
Puissance min.	0.00	0.00	kW
Puissance max.	6.35	6.50	kW
facteur Capacité	19.3	2.8	%

Quantité	Onduleur	Redresseur	Unités
Heures de marche	8414	345	h/an
Energie d'entrée	12458	1816	kWh/an
Energie de sortie	11835	1725	kWh/an
Pertes d'énergie	623	91	kWh/an



Puissance de sortie par jour d'onduleur



Puissance de sortie par jour du redresseur

## E/ Emissions

Quantité de rejets polluant par an

Polluant	Emissions (kg/an)
Dioxyde de carbone	2126
Monoxyde de carbone	5.25
Hydrocarbures non brulés	0.581

Dioxyde Soufre	4.27
Oxydes Nitrogène	46.8

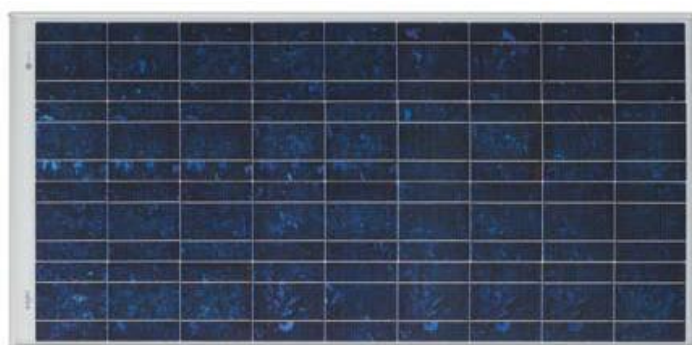
## ANNEXE 2

### Le module photovoltaïque BP solar 3125

The BP 3125 is revolutionary in its construction and features IntegraBus™ technology.

156mm x 156mm cells. The silicon nitride

(SiN) coated multicrystalline cells used in this module are the largest solar cells commercially available today. These new features give the BP 3125 the highest rated power output of any 12V product. It is especially popular for off-grid applications such as telecommunications, water pumping and remote residential systems.



Performance	BP 3125
Rated power	125W
Power tolerance	5%
Nominal voltage	12V
Warranty	90% of minimum warranted power output over 12 years 80% of minimum warranted power output over 25 years Free from defects in materials and workmanship for 5 years
characteristics	BP 3125
Rated power (Pmax)	125W
Warranted minimum power	118.75W
Voltage at Pmax (Vmp)	17.4V
Current at Pmax (Imp)	7.2A

Short circuit current (Isc)	8.1A
Open circuit voltage (Voc)	22.0V
Temperature coefficient of Isc	(0.065±0.015)%/°C
Temperature coefficient of Voc	-(80±10)mV/°C
Temperature coefficient of Pmax	-(0.5±0.05)%/°C
NOCT	47±2°C
Maximum series fuse rating	15A (BP 3125N) / 2 (BP3125J)
Maximum system voltage	1000V (IEC 61215 rating)

©BP Solar Pty Ltd 2007

Module diagram

Mechanical characteristics BP 3125N / BP 3125J4

Dimensions 1510 x 674 x 50mm

(Overall tolerances +/-3mm)

Weight 12.0kg

### **Batterie trojan t-105**

capacité nominale 225 Ah

tension nominale 6 v

rendement 85%

d.o.d 80%

durée de vie 10ans

onduleur

### **Convertisseur:**

CONVERTISSEUR STUDER SERIE XTENDER XTH 5000 - 24V **2 748,48 €**

Creplac 2700 O&M 0

<b>Onduleur</b>		<b>Chargeur</b>	<b>Transfert</b>
Puissance P30/Pnom	Puissance Smart-Boost	Courant de charge	Courant Maximum
5000VA/4500VA	5000VA	0 - 140A	50A

## **LOGICIEL HOMER**

### **PROPRIETES ET MODELES DE DIMENSIONNEMENT**

#### **INTRODUCTION**

HOMER modélise un système d'alimentation physique, son comportement et son cycle de vie des coûts, qui est le coût total d'installation et d'exploitation du système sur sa durée de vie

HOMER permet au modelleur de comparer nombreuses options de conception différente en fonction de leurs mérites techniques et économiques. Il peut modéliser les systèmes reliés au réseau et hors réseau.

les systèmes de petites charges au service électrique et thermique, et comprenant toute combinaison des systèmes photovoltaïques (PV), éoliennes, petite hydraulique, biomasse, générateurs moteur alternatif, microturbines, des piles à combustible, les batteries et l'hydrogène de stockage.

HOMER effectue trois tâches principales: simulation, optimisation, et analyse la sensibilité

#### **1/SIMULATION**

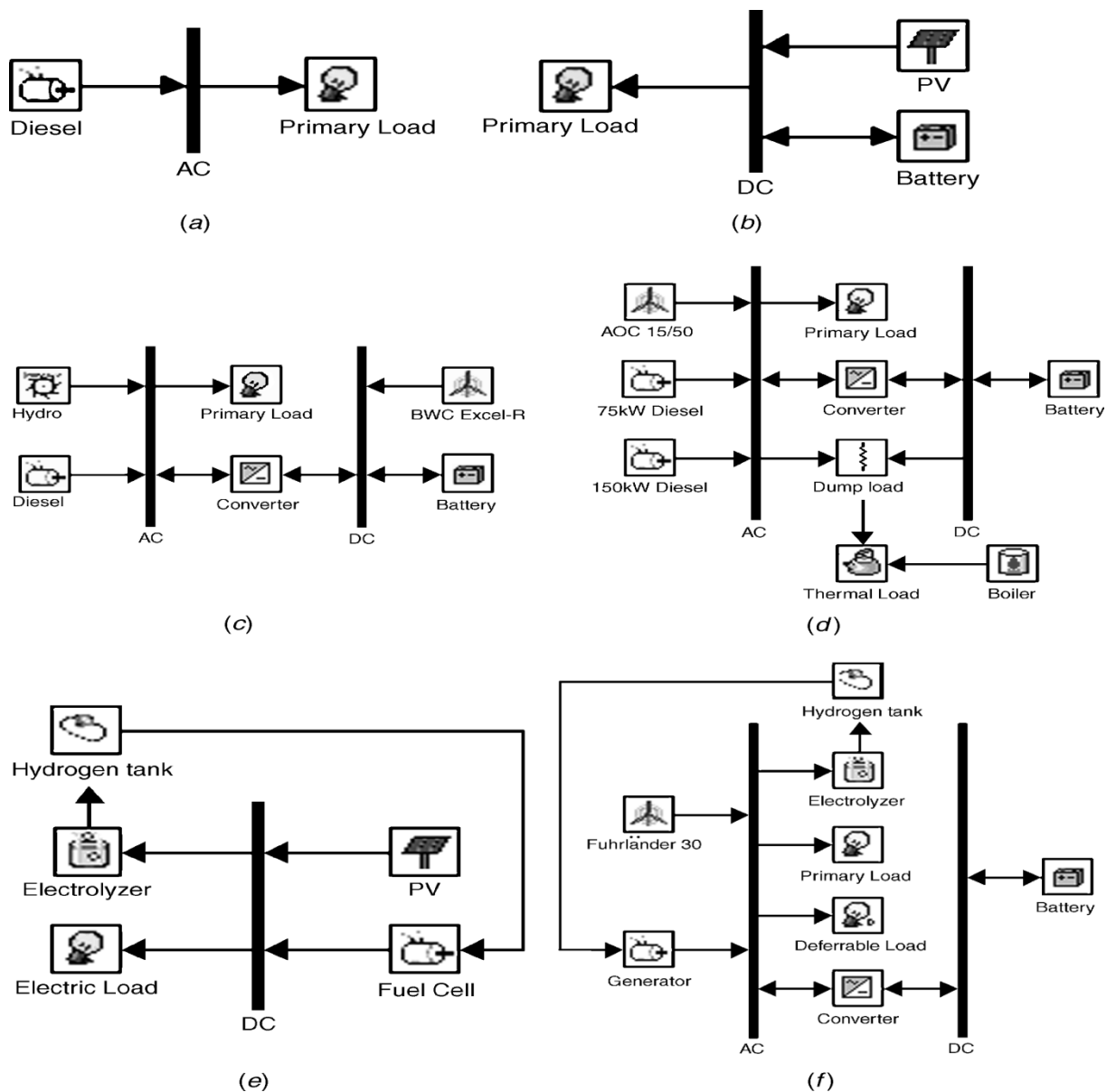
la capacité fondamentale d'Homère est de simuler le fonctionnement à long terme d'une microcentrales.

Homer peut simuler une grande variété de configurations de système, toute combinaison d'un générateur photovoltaïque, une ou plusieurs éoliennes, un fil de la rivière

Hydro-turbine, et jusqu'à trois générateurs, un banc de batteries, d'un convertisseur AC-DC, un électrolyseur, et un réservoir de stockage d'hydrogène. Le système peut être raccordé au réseau ou autonome et peut servir de CA et CC une charges électriques et une charge thermique.

le système doit contenir, la taille ou la quantité de chaque composant, que la stratégie du système devrait utiliser. Dans le processus d'optimisation, HOMER simule de nombreuses configurations système différentes, rejette les plus irréalisables (celles qui ne satisfont pas les contraintes spécifiées par l'utilisateur), et range les plus réalisables en fonction du total coût net des présents, et présente le plus bas possible avec le coût total actuel net que la configuration optimale du système

L'objectif du processus d'optimisation est de déterminer la valeur optimale de chaque variable de décision qui peuvent êtres :



Différentes configuration simulées par Homer

## 2/OPTIMISATION

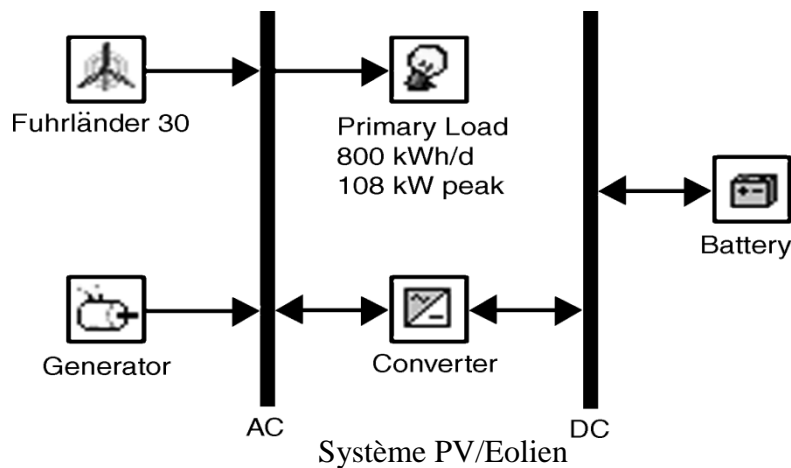
L'optimisation est le processus qui détermine la configuration du système le mieux possible. Dans Homère, la configuration du système le mieux possible, ou optimale, est celle qui satisfait les conditions spécifiées par l'utilisateur des contraintes au plus bas coût total net actualisé.



HOMER permet au modélisateur d'entrer plusieurs valeurs pour chaque variable de décision.

En utilisant un tableau l'utilisateur entre un nombre quelconque de valeurs pour chaque variable de décision

- \*La taille du générateur photovoltaïque
- \*Le nombre d'éoliennes
- \*La présence du système hydraulique
- \*La taille de chaque générateur
- \*Le nombre de batteries
- \*La taille du convertisseur AC-DC
- \*La taille de l'électrolyseur
- \*La taille du réservoir de stockage d'hydrogène
- \*La stratégie de l'expédition (l'ensemble des règles régissant le fonctionnement du système)



### 3/ANALYSE DE SENSIBILITÉ

le processus d'optimisation, dans lequel Homer trouve la configuration du système qui est optimale dans un ensemble particulier d'hypothèses d'entrée. Dans une analyse de sensibilité, l'utilisateur HOMER entre une plage de valeurs pour une seule variable d'entrée.

Une variable pour laquelle l'utilisateur a entré des valeurs multiples est appelé une variable de la sensibilité.

Presque chaque variable d'entrée numériques dans Homer qui n'est pas une variable de décision peut être une variable de sensibilité (ex : le prix du carburant, durée du module PV , taux d'intérêt ..).

#### MODELISATION PHYSIQUE

##### 1/ charge

Ce terme se réfère à une demande d'énergie électrique ou thermique à servir.

### 1.1 Charge Primaire

est la demande d'électricité que le système d'alimentation doit répondre à un moment précis (éclairage, réfrigération, TV, radio, appareils électroménagers...)

### 1.2 Charge reportable

est la demande d'électricité qui peut être remplie à tout moment dans un intervalle de temps défini (Les pompes à eau, machines à glaçons, recharge de batteries des stations...), parce que le stockage inhérentes à chacune de ces charges permet une certaine souplesse quant au moment où le système peut les servir.

### 1.3 Charge thermique

Le système alimente les charges thermiques soit avec la chaleur résiduelle de la chaudière, récupéré à partir d'un générateur, ou résistive de chauffage utilisant l'électricité excédentaire.

## 2/Resource

Concerne toutes les ressources classiques ou renouvelables qui génèrent de l'énergie (Énergie solaire, éolienne, hydraulique et biomasse, fossile)

## 3/Composants

Dans HOMER, un composant est une partie d'un système qui fournit, convertit, ou stocke l'énergie.

HOMER modélise 10 types de composants. Trois produisent de l'électricité à partir de sources renouvelables intermittentes: modules photovoltaïques, éoliennes et les turbines hydroélectriques, trois autres types de composants : les générateurs (GD), la grille, les chaudières, deux composants convertissant l'énergie électrique en une autre forme d'énergie : des convertisseurs et des électrolyseurs, deux derniers composants pour stocker l'énergie : batteries, réservoir de stockage d'hydrogène

## 3/MODELES MATHÉMATIQUES

Homer utilise des modèles mathématiques pour décrire les propriétés physiques et économiques des composants du système.

### 3.1 Générateur PV

La puissance à la sortie du module PV est donnée par l'équation suivante :

$$P_{pv} = f_{pv} \cdot Y_{pv} \cdot I_T / I_S$$

$f_{pv}$  : facteur de performance du GPV

$Y_{pv}$  : puissance crête du GPV (kw<sub>c</sub>)

$I_T$  : éclairement global optimal (plan du module)(kw/m<sup>2</sup>)

$I_s$  : éclairage global standard (1kw/m<sup>2</sup>)

### 3.2 Eolienne

Est un dispositif qui convertit l'énergie cinétique du vent en courant alternatif ou courant continu en fonction d'un pouvoir particulier

La densité de l'air standard est de 1,225 kg/m<sup>3</sup>, ce qui correspond à la norme aux conditions de température et de pression.

La puissance de l'éolienne est calculée Chaque heure en quatre étapes :

- \*détermination de la vitesse moyenne du vent à la hauteur de l'anémomètre en se référant aux données de la ressource éolienne.

- \* calcul de la vitesse du vent correspondant à hauteur du moyeu de l'éolienne en utilisant soit la loi logarithmique soit la loi de puissance.

- \*calcul de la puissance de la turbine en se référant à la courbe puissance-vitesse

- \* calcul de la puissance réelle de la turbine en utilisant le ratio :  
densité air réelle/densité air standard.

### 3.3 Groupe Electrogène (générateur)

Consomme du carburant pour produire de l'électricité, et éventuellement de la chaleur  
Homer modélise une gamme de variété de groupes électrogènes (moteur à combustion interne, microturbines, piles à combustible, moteurs Stirling, les générateurs thermophotovoltaïques, et thermoélectriques)

Homer peut modéliser un système de puissance comprenant un maximum de trois générateurs, dont chacun peut être AC ou DC, et dont chacun peut consommer un combustible différent.

Les principales propriétés physiques de la génératrice sont son maximum et minimum de puissance électrique, sa durée de vie attendue du nombre d'heures de fonctionnement, le type de carburant, et sa courbe de carburant, qui rapporte la quantité de carburant consommé à la puissance électrique produite.

la consommation de carburant est donnée par :

$$F = F_0.Y_{gen} + F_1.P_{gen}$$

$F_0$  : coefficient d'interception de la courbe carburant.

$F_1$  : pente de la courbe carburant

$Y_{gen}$  : puissance nominale du générateur (kw)

$P_{gen}$  : puissance fournie

les coûts fixes du générateur :

$$C_{gen, fixe} = Com, gen + F0.Ygen . Cfuef, eff + C_{rep, gen} / Rgen$$

Com,gen : coût (opération et maintenance)

C<sub>rep,gen</sub> : coût de remplacement

Rgen : durée de vie du générateur (heures)

C<sub>fuef,eff</sub> : coût effectif du carburant

### 3.4 Système de stockage

Le banc de batterie est une collection d'une ou plusieurs batteries individuelles.

HOMER suppose que les propriétés des batteries restent constantes

long de sa vie et ne sont pas affectées par des facteurs externes comme la température.

les propriétés physiques clés de la batterie sont sa tension nominale,

courbe de capacité, la courbe de vie, état de charge minimale, et un aller-retour d'efficacité.

HOMER calcule la durée de vie de la banque de batterie en deux ans

$$R_{bat} = \min( N_{bat} Q_{lifetime} / Q_{thrpt} , R_{bat}, f )$$

le coût d'usure de la batterie est donnée par :

$$C_{bw} = C_{rep, bat} / N_{bat} Q_{lifetime} \sqrt{\eta_{rt}}$$

C<sub>rep,bat</sub> : coût de remplacement

N<sub>bat</sub> : nombre de batteries

Q<sub>lifetime</sub> : durée de vie de la batterie

η<sub>rt</sub> : rendement de la batterie

### 3.5 Système de conversion

convertisseur est un dispositif qui convertit l'énergie électrique à partir continu en courant alternatif dans un processus appelé inversion, et / ou de l'AC à DC dans un processus appelé de rectification.

Homer peut modéliser les deux types communs de convertisseurs: l'état solide et à voilure tournante. La taille du convertisseur, qui est une variable de décision, se réfère à la capacité du variateur, qui signifie que le montant maximum de courant alternatif que l'appareil peut produire en inversant

HOMER suppose que les capacités de l'onduleur et le redresseur ne sont pas les capacités de surtension que l'appareil peut supporter que pour de courtes périodes de temps, mais plutôt, en continu capacités que l'appareil peut supporter aussi longtemps que nécessaire.

L'utilisateur HOMER indique si le variateur peut fonctionner en parallèle avec une autre source d'alimentation comme un générateur ou de la grille. Cela nécessite l'onduleur de synchroniser le courant alternatif à fréquence, une capacité que certains onduleurs n'ont pas.

Les propriétés physiques finales du convertisseur sont son renversement et l'efficacité de rectification.

**TITRE : Etude des performances d'une électrification rurale basée sur des systèmes  
mini- réseaux hybrides de production d'électricité**

**Résumé**

Plus de deux milliards d'êtres humains dans le monde n'accèdent pas à l'électricité et ne profitent pas de ces multiples services. Pour la plus part d'entre eux les causes sont principalement l'isolement et le relief difficile des zones habitées, plus le prix prohibitif de l'extension du réseau électrique plus les prix chers du carburant en cas d'utiliser un groupe diesel.

Dans ce contexte puiser dans les ressources naturelles locales d'énergies renouvelables (solaires, éoliennes, géothermique etc.) s'avère une bonne et adéquate solution. Le couplage de plusieurs sources de ces énergies renouvelables dans un système d'énergie hybride(SEH) sur des mini réseaux de distribution peut encore améliorer la production d'électricité sur le plan fiabilité, performance et coût. Toutefois, l'étude des différents composants d'un (SEH) et leurs fonctionnement dans le système photovoltaïque est d'une grande importance pour rendre ces systèmes fiables et plus performants.ces qualités de fiabilité et de performance dont on peut les résumé dans , le bilan énergétique, le cout du kWh, les pannes, l'entretien, la durée de vie réelle de l'installation et de ces composants, l'économie sur le carburant etc. le travail présenté dans cette thèse contribue dans l'étude des performances d'un SEH comportant deux sources d'énergies , une renouvelable( photovoltaïque)et l'autre classique( groupe électrogène) plus un système de stockage(batterie) et cela dans deux cas :

- production 100% renouvelable, le groupe diesel est rarement utilisable (only) le système est dimensionné selon le mois où le rapport ensoleillement charge est le moins favorable.
- production en grande partie renouvelable, le dimensionnement est fait selon le mois où le rapport ensoleillement charge est le plus favorable pour les autres mois le manque d'énergie sera compensé par le groupe diesel.

Ainsi on peut voir l'impacte du groupe diesel sur le cout de l'installation et sur sa performance. Dans l'étude technico-économique nous avons utilisé des modèles simples pour la détermination sous MATLAB des tailles de chaque composant et pour l'optimisation des couts de l'installation plus un dimensionnement du câblage en calculant la section des conducteurs reliant les composants sur le bus CC.

Les résultats obtenus sont confrontés aux résultats simulés par le logiciel d'optimisation et de dimensionnement Homer, après un calcul d'erreur relative.

**Mots clés :** Mini-centrale photovoltaïque, Electrification rurale, Hybride, Mini-réseau électrique.