

UNIVERSITE SAAD DAHLAB DE BLIDA

Faculté des Sciences de l'Ingénieur

Département d'Electronique

MEMOIRE DE MAGISTER

en Electronique

Spécialité : Signaux et Systèmes

**Etude de l'électrification rurale rentable et efficace basée
sur des réseaux hybrides solaires multi utilisateurs**

Par

Leila BERKANI

devant le jury composé de :

M. BOUNEKHLA	Professeur,	USD de Blida	Président
A. FERDJOUNI	Maître de conférences A,	USD de Blida	Examineur
A. HAMIDAT	Directeur de recherche,	CDER, Alger	Promoteur
O. NADJEMI	Maitre assistant A,	USD de Blida	Invité
S. BOUKHENOUS	Maître de conférences B,	USTHB, Alger	Invité

Blida, Novembre 2011

ملخص:

هذا العمل يطرح دراسة التكهرب الريفي المريح والفعال على أساس شبكة شمسية هجينة متعددة الاستعمال, هذه الدراسة تقترح منهجية تصميم ومحاكاة نظام هجين (الكهروضوئي – ديزل) لكهربية موقعين قرييين من المدينة في الجزائر. وتستند هذه المنهجية على مفهوم احتمال ضياع الطاقة خلال توفيرها للمستهلك. يتم تنفيذ التصميم والمحاكاة باستخدام برنامجين MATLAB و HOMER الدراسة الفنية والاقتصادية المحصل عليها تظهر تحليلا للأداء التقني والاقتصادي للنظام الهجين.

Résumé :

Ce travail présente une étude d'électrification rurale rentable et efficace basée sur des réseaux hybrides solaire multi utilisateurs, cette étude propose une méthodologie de dimensionnement et simulation du comportement d'un système hybride PV-Diesel pour électrifier deux sites suburbains en Algérie. Cette méthodologie est basée sur le concept de la probabilité des pertes d'énergie LPSP. Le dimensionnement et la simulation sont réalisés à l'aide des deux logiciels MATLAB et HOMER. L'étude technico-économique effectuée montre une analyse technique et économique des performances du système PV-Diesel.

Abstract :

This work presents a study of rural electrification profitable and effective based on multi-user solar hybrid grids; this study proposes a design methodology and simulation of the behavior of a PV-Diesel hybrid system to electrify two suburban sites in Algeria. This methodology is based on the concept of the Loss of Power Supply probability LPSP .The design and simulation are performed using both MATLAB and HOMER. The techno-economic study performed shows technical and economic performances of the hybrid system.

Remerciements

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

Tout d'abord je tiens à remercier Dr *A.Hamidat* pour l'encadrement qu'il m'a assuré et ses précieux et judicieux conseils qu'il n'a cessé de me prodiguer tout au long de ce projet, sa confiance témoignée, sans oublier sa qualité humaine qu'il trouve ici ma gratitude et ma reconnaissance profonde.

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

Par ailleurs, je tiens à exprimer mes vifs remerciements aux membres du Jury de ma soutenance pour avoir accepté d'évaluer mon travail et pour leurs remarques constructives.

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

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

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

TABLE DES MATIERES

RESUME

REMERCIEMENTS

TABLE DES MATIERES

LISTE DES ILLUSTRATIONS, GRAPHIQUES ET TABLEAUX

INTRODUCTION	10
1. RAYONNEMENT SOLAIRE	12
1.1 Introduction	12
1.2 Le soleil	12
1.3 Rayonnement solaire	14
1.3.1 Grandeurs Astronomique	14
1.3.2 Mouvements de la Terre	14
1.3.3 Mouvement apparent du soleil	15
1.3.4 Repérage du soleil par rapport à un point de la surface de la terre	16
1.3.5 Détermination de l'angle du lever et du coucher du soleil	18
1.3.6 Distance terre soleil	19
1.3.7 Constante solaire	19
1.3.8 Durée et taux d'ensoleillement	19
1.4 Rayonnement hors atmosphère	20
1.4.1 Irradiation incidente sur un plan horizontale	20
1.4.2 Irradiation incidente sur un plan incliné	20
1.5 Rayonnement solaire au sol	21
1.5.1 Composition du rayonnement solaire	21
1.5.2 Rayonnement global sur une surface	21
1.6 Gisement solaire en Algérie	22
1.7 Modélisation de l'irradiation solaire	22
1.7.1 Estimation de la composante directe et diffuse de l'irradiation horizontale à partir de l'irradiation globale journalière	22
1.7.2 Estimation de la composante directe et diffuse horaire de l'irradiation à partir de l'irradiation globale horaire	24
1.7.3 Estimation de l'éclairement horaire sur une surface inclinée	25
1.8 Conclusion	27

2. LES SYSTEMES D'ELECTRIFICATION DES SITES ISOLEES	28
2.1 Introduction	28
2.2 Electrification rurale en Algérie	28
2.2.1 Systèmes électrogènes	28
2.2.2 Systèmes solaires	30
2.2.3 Présentation l'expérience d'électrification de Sonelgaz	30
2.2.4 Systèmes hybrides (PV-Diesel)	33
2.3 Electrification rurale par système hybride centralisé (PV + diesel)	35
2.3.1 Centrale hybride avec onduleur et chargeur séparés	35
2.3.2 Centrale hybride avec onduleur réversible	37
2.4 Electrification rurale par système hybride décentralisé (PV + diesel)	37
2.4.1 Centrale hybride avec réseau alimenté par intermittence	38
2.4.2 Centrale Hybride alimentée en permanence	39
2.4.3 Centrale hybride avec réseau alimenté en permanence et mutualisation de l'énergie produite	39
2.5 Composants des systèmes hybrides PV-Diesel	40
2.5.1 Générateur photovoltaïque	40
2.5.2 Le générateur électrogène	45
2.5.3 Dispositifs de stockage de l'énergie	46
2.5.4 Equipements de conditionnement de puissance	51
2.6 Conclusion	54
3. MODELISATION ET METHODOLOGIE DE DIMENSIONNEMENT	55
3.1 Introduction	55
3.2 Modélisation des composants du système hybride	55
3.2.1 Générateur photovoltaïque	55
- Modèles implicites	55
- Modèles explicites	59
3.2.2 Système de conversion électrique	62
3.2.3 Système de stockage	63
3.2.4 Groupe électrogène	68
3.3 Dimensionnement d'un système hybride	71

3.3.1 Méthodologie adoptée	71
3.3.2 Description de la méthode LPSP	72
3.4 Conclusion	74
4. DIMENSIONNEMENT, SIMULATION ET ANALYSE DU SYSTEME HYBRIDE	75
4.1 Introduction	75
4.2 Présentation du système d'électrification étudié	75
4.2.1 Sites choisis	75
4.2.2 Données météorologiques	76
4.2.3 Profile de charge	78
4.2.4 Le Système proposé pour notre étude	81
- L'architecture électrique du système	81
- Dimensionnement du champ de modules et du banc de stockage	82
- Dimensionnement du groupe électrogène	87
4.3 Simulation du comportement du système sous MATLAB	87
- Site Djanet	88
- Site Illizi	93
4.4 Simulation du comportement du système par HOMER	97
4.4.1 Les logiciels de dimensionnement et de simulation des systèmes hybrides	97
4.4.2 Procédures de Simulation du comportement par Homer	100
4.4.3 Résultats et discussions	102
4.5 Conclusion	107
CONCLUSION GENERALE	109
APPENDICE	111
A. Liste des symboles	112
B. Organigramme de programmation	116
REFERENCES	118

LISTE DES ILLUSTRATIONS, GRAPHIQUES ET TABLEAUX

Figure 1.1	Le Soleil	12
Figure 1.2	Analyse spectrale du rayonnement solaire	13
Figure 1.3	Mouvement de la terre autour du soleil	15
Figure 1.4	Déclinaison au solstice d'été (21 juin)	15
Figure 1.5	Mouvement apparent du Soleil observé d'un point de latitude L	16
Figure 1.6	Coordonnées angulaires de soleil	18
Figure 1.7	Les trois composantes du rayonnement solaire	21
Figure 2.1	Système à deux groupes de puissances différentes	29
Figure 2.2	Configuration d'un système diesel – batterie	29
Figure 2.3	Situation géographique des 18 villages solaires	32
Figure 2.4	Système hybride photovoltaïque – diesel	33
Figure 2.5	Les différentes applications en fonction de l'énergie consommée	34
Figure 2.6	Différentes options de fourniture d'énergie pour les régions isolées	35
Figure 2.7	Schéma de principe d'une centrale hybride avec onduleur et chargeur séparés	36
Figure 2.8	Schéma de principe d'une centrale hybride réversible	37
Figure 2.9	Schéma de principe d'une centrale hybride décentralisé	38
Figure 2.10	Schéma de principe d'une centrale Hybride alimentée en permanence	39
Figure 2.11	Schéma de principe d'une centrale hybride décentralisé	39
Figure 2.12	présentation schématique d'une cellule solaire	41
Figure 2.13	Description de l'effet photovoltaïque	42
Figure 2.14	Module photovoltaïque	42
Figure 2.15	Caractéristiques courant – tension $I = f(V)$ d'un panneau PV à éclairement constant en fonction de la température	44
Figure 2.16	Courbes de puissance en fonction de la tension aux bornes d'un panneau PV	44
Figure 2.17	Nombre de cycles en fonction de la profondeur de décharge	47
Figure 2.18	Différents types de batteries au plomb	48
Figure 2.19	Courbes de rendement d'un onduleur ordinaire et d'un onduleur presque idéal	52
Figure 3.1	Schéma électrique équivalent d'une cellule, modèle 1 diode	55

Figure 3.2	Schéma électrique équivalent d'un groupe de panneaux, modèle 1 diode	56
Figure 3.3.a	Influence de la température sur la courbe caractéristique I-V	60
Figure 3.3.b	Influence de l'ensoleillement sur la courbe caractéristique I-V	60
Figure 3.4.a	Influence de la température sur la puissance d'un module PV	61
Figure 3.4.b	Influence de l'ensoleillement sur la puissance d'un module PV	61
Figure 3.5	Rendement de l'onduleur	63
Figure 3.6	Schéma électrique équivalent de n_b d'éléments de batteries en série	63
Figure 3.7	la capacité disponible dans la batterie en fonction de courant (cas d'une batterie de 48 V 325Ah)	65
Figure 3.8	Evolution de la résistance interne d'une batterie 48 V, 320 Ah en fonction de son état de charge (décharge à courant constant)	66
Figure 3.9	Evolution de la résistance interne d'une batterie 48 V, 320 Ah en fonction de son état de charge (charge à courant constant)	67
Figure 3.10	Consommation en fuel d'un groupe diesel de puissance nominale 40KW	70
Figure 3.11	Le rendement d'un groupe diesel de puissance nominale 40KW	70
Figure 3.12	Dimensionnement d'un système PV-diesel	72
Figure 4.1	Situation géographique des sites	76
Figure 4.2	Rayonnement solaire sur un plan incliné (Illizi)	77
Figure 4.3	Température ambiante (Illizi)	77
Figure 4.4	Rayonnement solaire sur un plan incliné (Djanet)	78
Figure 4.5	Température ambiante (Djanet)	78
Figure 4.6	La consommation journalière estivale pour 10 habitants	80
Figure 4.7	La consommation journalière hivernale pour 10 habitants	80
Figure 4.8	Architecture électrique du système hybride PV- Diesel	81
Figure 4.9	La variation de puissance PV d'un module en fonction de temps pour les quatre saisons.	85
Figure 4.10	Energie mensuelle produite par le générateur PV(Djanet)	89
Figure 4.11	Etat de charge moyenne du banc des batteries (Djanet)	89
Figure 4.12	Energie en Excès (Djanet)	90
Figure 4.13	Energie produite par le Groupe électrogène (Djanet)	90
Figure 4.14	Consommation en fuel du GE (Djanet)	91
Figure 4.15	Puissance journalier produite par le générateur PV (Djanet)	92
Figure 4.16	Energie journalier produite par le GE (Djanet)	92

Figure 4.17	Energie totale produite par les deux sources PV+GE (Djanet)	93
Figure 4.18	Energie mensuelle produite par le générateur PV (Illizi)	94
Figure 4.19	Etat de charge moyenne du banc des batteries (Illizi)	94
Figure 4.20	Energie produite par le Groupe électrogène (Illizi)	95
Figure 4.21	Consommation du GE en fuel (Illizi)	95
Figure 4.22	Energie en excès (Illizi)	96
Figure 4.23	Puissance journalière produite par générateur PV (Illizi)	97
Figure 4.24	Energie totale produite par les deux sources PV+GE (Illizi)	97
Figure 4.25	Energie journalière produite par GE (Illizi)	97
Figure 4.26	Schéma du système	101
Figure 4.27	Résultat de simulation	103
Figure 4.28	Production d'énergie mensuelle (Illizi)	104
Figure 4.29	Production d'énergie mensuelle (Djanet)	105
Tableau 1.1	Rayonnement solaire sur un plan horizontal : notations utilisées	21
Tableau 1.2	L'enseillement reçu annuellement en Algérie par région climatique	22
Tableau 2.1	Caractéristiques techniques des installations PV	31
Tableau 2.2	Répartition des systèmes dans les 4 Wilayas	31
Tableau 2.3	Avantages et inconvénients des batteries étanches comparativement aux batteries ouvertes	49
Tableau 2.4	Principales données techniques de la batterie au plomb.	50
Tableau 4.1	échantillon des donnés délivré par Meteonorm sur le site de Djanet	77
Tableau 4.2	Puissance consommée par les équipements	79
Tableau 4.3	Variation du nombre des modules en fonction de LPSP pour le site de Djanet.	86
Tableau 4.4	Variation du nombre de modules en fonction de LPSP pour le site d'Illizi	86
Tableau 4.5	Bilan énergétique mensuelle	88
Tableau 4.6	Résultats de productions annuelles	91
Tableau 4.7	Bilan énergétique mensuelle (Illizi)	93
Tableau 4.8	Résultats de productions annuelles (Illizi)	96
Tableau 4.9	diffèrent logiciels de dimensionnement et simulation des systèmes hybrides	98
Tableau 4.10	Les différents coûts des composants du système photovoltaïque.	102
Tableau 4.11	les tailles considérées des composants	102

Tableau 4.12	Les tailles des composants du système optimal	103
Tableau 4.13	Production d'énergie annuelle	104
Tableau 4.14	Les tailles des composants du système optimal	105
Tableau 4.15	Production d'énergie annuelle	105
Tableau 4.16	Production annuelle des deux sites	106
Tableau 4.17	Résultats économique des deux sites	107

INTRODUCTION

De récentes estimations ont montré qu'actuellement près de 2,2 milliards d'individus ne sont toujours pas raccordés aux grands réseaux d'électricité [1, 2], (soit environ 44 % de la population mondiale), pour la plupart situés dans les pays du Tiers Monde. La forte croissance de la population prévue dans les années à venir (11 milliards d'individus à la fin de ce siècle) devrait encore augmenter les besoins. Selon les estimations de la Banque Mondiale [2], dans les prochaines vingt cinq années, 800 millions d'individus devraient accéder à l'électricité dans les pays en voie de développement 'PVD' en zones rurales. De nos jours, une grande partie de la production mondiale d'énergie est assurée à partir de sources fossiles. La consommation de ces sources donne lieu à des émissions de gaz à effet de serre et donc une augmentation de la pollution. En plus un groupe électrogène est très fiable s'il est maintenu régulièrement et les coûts d'investissement sont modérés et il s'agit d'une solution économique si le combustible est disponible à bas ou moyen prix. Les énergies renouvelables bien adaptées à une production décentralisée d'électricité peuvent contribuer à résoudre ce problème et ouvrir de vastes marchés notamment pour les entreprises du secteur photovoltaïque et éolien [3].

Par énergie renouvelable, on entend des énergies issues du soleil, du vent, de la chaleur de la terre, de l'eau ou encore de la biomasse. A la différence des énergies fossiles, les énergies renouvelables sont des énergies à ressource illimitée. Les énergies renouvelables regroupent un certain nombre de filières technologiques selon la source d'énergie valorisée et l'énergie utile obtenue. Parmi ces ressources renouvelables, l'énergie solaire offre le potentiel le plus important. En effet, l'énergie solaire reçue chaque année à la surface du globe équivaut à plusieurs milliers de fois la consommation mondiale annuelle en énergie primaire. De plus, les moyens de conversions photovoltaïques sont aujourd'hui parfaitement maîtrisés et offrent la possibilité d'une contribution significative à la production d'électricité [4].

Les systèmes d'électrification qui reposent uniquement sur l'utilisation de panneaux photovoltaïques associés à un parc de batteries sont tout à fait appropriés aux besoins énergétiques limités en puissance, exemple éclairage domestique, Radio et Téléviseur. Mais pour un développement durable, l'énergie est nécessaire à toute activité humaine et indispensable à la satisfaction de nombreux besoins quotidiens. Ainsi, pour lutter contre la

pauvreté, il est indispensable que les populations aient accès à une source d'énergie moderne telle que l'électricité. Il est donc indispensable de réfléchir à de nouveaux modes d'électrification compatibles avec le développement durable [5].

Pour cela nous proposons d'étudier l'électrification rurale rentable et efficace basée sur un système qui utilise un Mini-Réseau hybride Solaire Multi-utilisateurs (RSM), ou de l'anglais, Multi-user Solar hybrid Mini-Grids (MSG). Ce système permet de fournir un service d'énergie de qualité par le moyen d'un réseau fiable. Il consiste en la combinaison de panneaux photovoltaïques, de groupes électrogènes et de batteries de stockage. Grâce à la complémentarité des deux sources d'un système hybride, il est possible de profiter des avantages et de minimiser les inconvénients de chacune des deux sources.

Le mémoire de notre travail est divisé en quatre chapitres distincts

- Le premier chapitre est consacré aux notions de base du rayonnement solaire, on explique comment estimer la quantité d'énergie solaire disponible et modéliser l'irradiation solaire à un endroit donné.
- Le deuxième chapitre est réservé à la description des différents systèmes d'électrifications des sites isolés et à l'introduction des réseaux hybrides solaires utilisés dans la littérature et à la présentation des caractéristiques de leurs différents composants.
- Le troisième chapitre commence par aborder la modélisation des composants du système hybride à choisir et de présenter la méthode utilisée pour le dimensionner.
- Le dernier chapitre est consacré au dimensionnement et à la simulation du système RSM étudié, ainsi qu'à l'analyse et à l'interprétation des résultats obtenus par les programmes écrits sous Matlab et le logiciel Homer.

Nous concluons, bien sur, notre mémoire par une conclusion générale.

CHAPITRE 1 : RAYONNEMENT SOLAIRE

1.1 Introduction :

L'énergie émise par le soleil est reçue par la terre sous forme de rayonnement solaire. Hors atmosphère, ces rayonnements sont parfaitement décrits par des équations mathématiques via les paramètres astronomiques. Ces rayonnements dépendent du temps et de la localisation géographique du site, mais la présence de l'atmosphère terrestre fait que l'énergie reçue n'obéit plus à ces équations.

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

Dans ce chapitre nous décrivons les notions de base du rayonnement solaire et nous expliquons comment estimer la quantité d'énergie solaire disponible à un endroit donné et de modéliser ainsi l'irradiation solaire.

1.2 Le soleil

Le Soleil est une étoile de dimension moyenne, une énorme boule chaude de gaz, c'est une étoile parmi des milliards dans notre galaxie. Bien que sa distance moyenne de la Terre soit de 149,6 millions de kilomètres, il reste l'étoile la plus près de la Terre. Le Soleil mesure 1 400 000 kilomètres de diamètre, 108 fois le diamètre de la Terre [6].



Figure 1.1 : Le Soleil

La Terre tourne sur elle-même en 1 jour, mais le Soleil tourne sur lui-même en 25 jours. Il contient 75 % d'hydrogène et 25 % d'hélium qui brûlent en tout temps. Au centre du Soleil, l'hydrogène est transformé en hélium. La réaction de ces éléments permet au Soleil de libérer de la chaleur et les différents rayons (ultraviolets, visibles, infrarouges, rayons X,....etc.).

La température du Soleil est de 5800 kelvins ou 5527 °C (à la surface) et 15 600 000 kelvins (au centre).

L'énergie du Soleil provient des réactions nucléaires qui se produisent dans son noyau. La chaleur extrême du Soleil permet à ses atomes d'hydrogène d'atteindre des « super » vitesses faisant en sorte qu'ils entrent en collision ensemble. Les noyaux (les centres) des atomes fusionnent en groupes de quatre et forment un atome plus lourd appelé hélium. Le choc de cette collision est tellement fort qu'une partie de l'atome est convertie en énergie. Et c'est elle qui fournit la chaleur et la lumière à la Terre. C'est la distribution de cette énergie qui cause nos différentes conditions climatiques. Notre planète tire donc toute son énergie d'une seule source : le Soleil. Le sol, les océans et l'atmosphère reçoivent de l'énergie du Soleil sous forme de rayonnement électromagnétique. La lumière à laquelle nos yeux sont sensibles, ne représente qu'une petite partie du rayonnement que l'on reçoit du Soleil [6].

L'énergie associée à ce rayonnement solaire se décompose approximativement de [7]:

- 9% dans la bande des ultraviolets (<0,4 μm),
- 47% dans la bande visible (0,4 à 0,8 μm),
- 44% dans la bande des infrarouges (>0,8 μm).

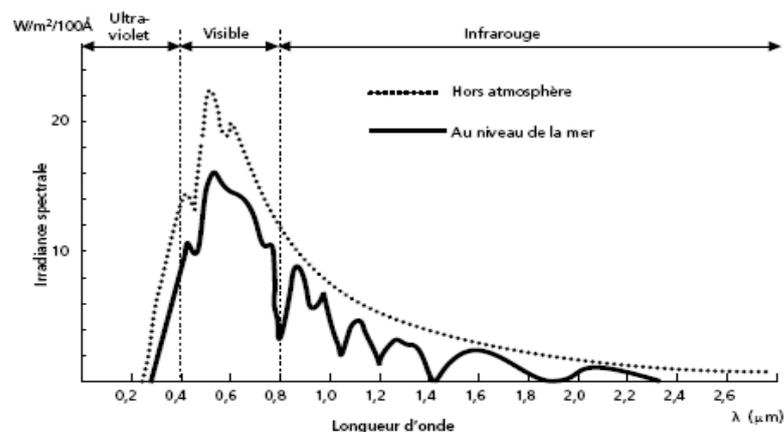


Figure 1.2 : Analyse spectrale du rayonnement solaire

1.3 Rayonnement solaire

La distance de la terre au soleil est d'environ 150 million de kilomètres et la vitesse de la lumière est d'un peu moins de 300 000km/s. Les rayons du soleil mettent donc environ 8 min à nous parvenir [6].

L'énergie solaire est liée au rayonnement émis par le soleil, mais à cause de ses caractéristiques en particulier, sa distribution irrégulière, l'étude de cette énergie est très compliquée, pour cela, il faut faire intervenir les paramètres que nous introduisons comme suite [6] :

1.3.1 Grandeurs Astronomique

➤ **La longitude « λ » :**

La longitude d'un lieu correspond à l'angle que fait le plan méridien passant par le lieu considéré et un plan passant par le méridien retenu comme origine. Ce dernier correspond au méridien origine (0°) et c'est celui passant par l'observatoire de Greenwich.

➤ **La latitude « L » :**

La latitude d'un lieu correspond à l'angle mesuré le long du méridien à partir de l'équateur au point d'observation. L'équateur terrestre est donc caractérisé par une latitude (0°), le pôle Nord par la latitude ($+90^\circ$) et le pôle Sud par la latitude (-90°).

➤ **L'altitude « H » :**

L'altitude d'un point correspond à la distance verticale entre ce point et une surface de référence théorique, le niveau moyen de la mer. On l'exprime généralement en mètres.

1.3.2 Mouvements de la Terre :

La trajectoire de la Terre autour du Soleil est une ellipse dont le Soleil est l'un des foyers. Le plan de cette ellipse est appelé l'*écliptique*. L'excentricité de cette ellipse est faible ce qui fait que la distance Terre/Soleil ne varie que de $\pm 1,7\%$ par rapport à la distance moyenne qui est de 149 675 106 Km.

La Terre tourne également sur elle-même autour d'un axe appelé l'axe des pôles. Le plan perpendiculaire à l'axe des pôles et passant par le centre de la Terre est appelé l'*équateur*. L'axe des pôles n'est pas perpendiculaire à l'écliptique : l'équateur et l'écliptique font entre eux un angle appelé *inclinaison* et qui vaut $23^\circ 27'$ [8]. Les mouvements de la Terre autour de son axe et autour du Soleil sont schématisés sur la figure 1.3.

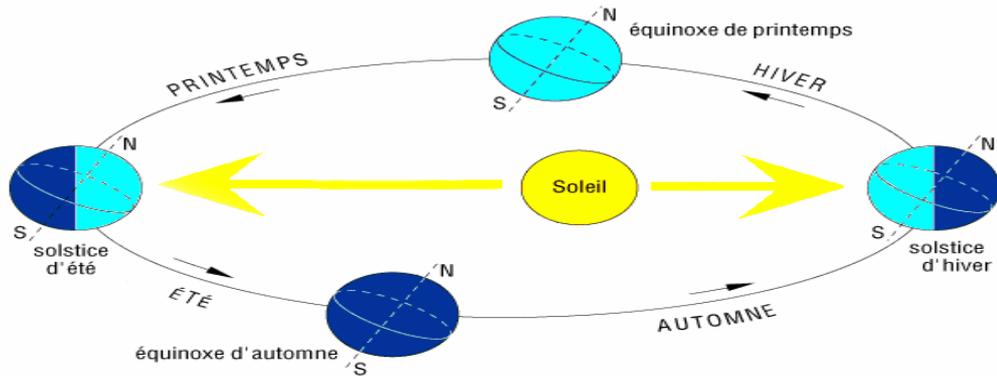


Figure 1.3 : Mouvement de la terre autour du soleil

On appelle *déclinaison* δ l'angle formé par la direction du Soleil avec le plan équatorial. Elle varie au cours de l'année entre $-23,45^\circ$ et $+23,45^\circ$. Elle est nulle aux équinoxes (21 mars et 21 septembre), maximale au solstice d'été (21 juin) et minimale au solstice d'hiver (21 décembre). La valeur de la déclinaison peut être calculée par la relation [8] :

$$\delta = 23.45 \sin[0.98(284 + j)] \quad (1.1)$$

Où j est le numéro du jour de l'année (varie de 1 à 365).

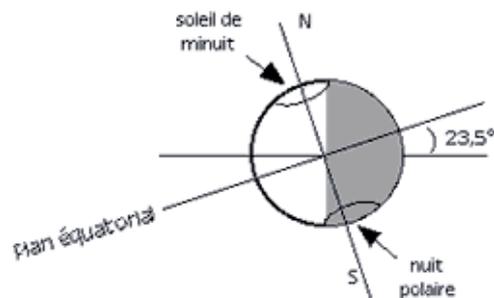


Figure 1.4 : Déclinaison au solstice d'été (21 juin)

1.3.3 Mouvement apparent du soleil :

Le mouvement apparent du Soleil vu par un observateur fixe en un point de latitude L au nord de l'équateur est représenté sur la figure 1.5

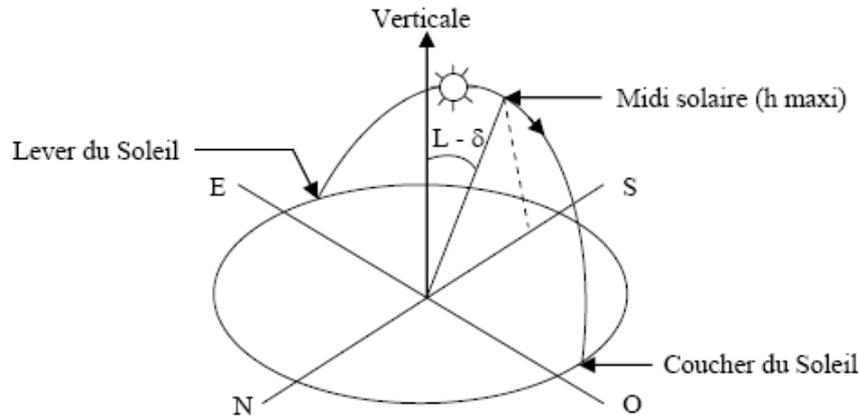


Figure 1.5 : Mouvement apparent du Soleil observé d'un point de latitude L

Au midi solaire, l'angle que fait la direction du Soleil avec la verticale du lieu est égal à $(L - \delta)$.

1.3.4 Repérage du soleil par rapport à un point de la surface de la terre :

Pour déterminer la position du soleil dans le ciel à partir d'un point de la terre, deux repères de coordonnées sont utilisés : le repère horizontal et le repère équatorial [6][9].

➤ Repère équatorial :

Le repère équatorial est basé sur le plan équatorial comme plan de référence et a comme coordonnées la déclinaison (δ) et l'angle horaire (ω) [9].

▪ Déclinaison du soleil

La déclinaison du soleil δ , est fonction du temps ; elle est donnée par la formule approximée (1.1).

▪ Angle horaire du soleil « ω »

L'angle horaire du soleil est l'angle compris entre la droite du segment joignant le soleil à l'observateur et le plan méridien du lieu. Il est donné par :

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

Où TSV est le temps solaire vrai.

• Temps solaire vrai (local apparent time) « TSV (LAT) » :

C'est la mesure du temps basé sur les passages successifs du soleil au méridien d'un lieu donné. Les passages ne se succèdent pas exactement à un intervalle de 24 heures. Ces passages ne peuvent avoir lieu avant ou après une rotation complète de la terre.

➤ **Repère horizontal**

Le repère horizontal prend comme plan de référence l'horizon et ses coordonnées sont la hauteur du soleil (α) et son azimut (Ψ), la distance zénithale (θ_z) [9].

▪ **La hauteur du soleil « α »**

C'est l'angle formé par le plan horizontal au lieu d'observation et la direction du soleil. Il est compté de 0° (soleil à l'horizon) à 90° (soleil au zénith).

$$\alpha = (\pi/2) - \theta_z \quad (1.3)$$

$$\sin \alpha = \cos \theta_z = \sin \delta \sin L + \cos \delta \cos L \cos \omega \quad (1.4)$$

Avec :

δ : Déclinaison du soleil.

L: Latitude du lieu.

ω : Angle horaire.

α : Hauteur du soleil.

θ_z : Angle de zénith.

▪ **Azimut de soleil « Ψ »**

C'est l'angle formé par la projection de la direction du soleil sur le plan horizontal et la direction sud de ce repère. Il est compté positivement vers l'Est, négativement vers l'Ouest, à midi TSV. Ces coordonnées (hauteur Azimut) dépendent de la déclinaison et de l'angle horaire.

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

Avec :

ω : angle horaire.

Ψ : Azimut de soleil

δ : déclinaison du soleil

α : hauteur du soleil.

Ces deux angles sont représentés sur la figure 1.6

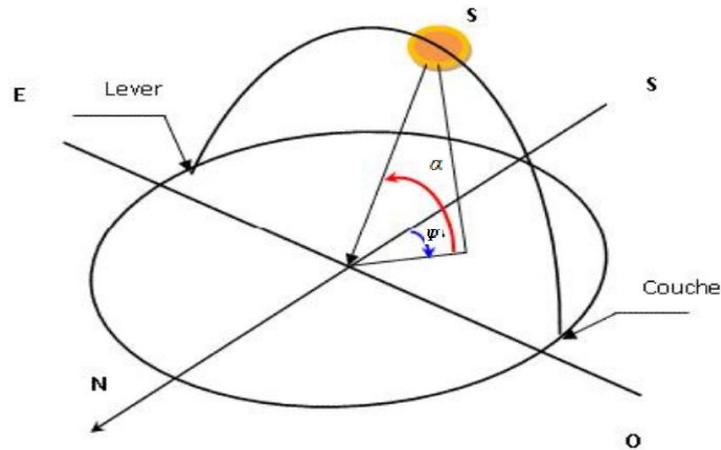


Figure 1.6 : Coordonnées angulaires du soleil

▪ **La distance zénithale « θ_z » :**

C'est l'angle formé par la direction du soleil et la verticale du lieu considéré.

$$\theta_z = \frac{\pi}{2} - \alpha \quad (1.6)$$

1.3.5 Détermination de l'angle du lever et du coucher du soleil :

L'angle du lever (et du coucher) du soleil correspond à la position du soleil qui se trouve à l'horizon. Ceci correspond à une hauteur du soleil nulle, c'est-à-dire $\alpha=0$ [6].

➤ **Plan horizontal :**

Sur le plan horizontal, on a :

Au coucher du soleil $\alpha=0$, donc l'angle de coucher du soleil peut être déterminé à partir de l'équation (1.4).

$$\omega_{ol} = \arccos(-\tan L \tan \delta) \quad (1.7)$$

La durée du jour est :

$$N_d = |\omega_{oc} - \omega_{ol}| = 2|\omega_{oc}| = 2|-\arccos(\tan L \tan \delta)| \quad (1.8)$$

Avec : ω_{ol} Angle de lever du soleil sur un plan horizontal

ω_{oc} Angle de coucher du soleil sur un plan horizontal

➤ **Plan incliné:**

L'angle de lever du soleil sur le plan incliné ω_{il} c'est l'angle à partir duquel le soleil atteint le plan incliné [6].

$$\cos \omega_{il} = \frac{-\tan(L-\beta)}{\tan \delta} \quad (1.9)$$

Avec β : angle d'inclinaison du plan.

La durée du jour est :
$$N_d = \frac{2}{15} \omega_{il} \quad (1.10)$$

1.3.6 Distance terre soleil d :

La variation de d autour de sa valeur moyenne, est sinusoidale :

$$d = I - 0.017 \cos\left(\frac{366}{365(j-2)}\right) \quad (1.11)$$

Avec I : Distance moyenne qui est de 149 675 106 Km.

J : Numéro de jour (1 à 365)

Cette distance est exprimée en unité astronomique (UA) [6]

1.3.7 La constante solaire :

La constante solaire est la densité d'énergie solaire qui atteint la frontière externe de l'atmosphère faisant face au soleil. sa valeur est communément prise égale à $1\,360 \text{ w/m}^2$ (bien qu'elle varie de quelque % dans l'année à cause des légères variations de distance terre- soleil). En fait, la constante solaire subit des variations sur une surface perpendiculaire aux rayons solaires à la limite extérieure de l'atmosphère, elle est exprimée par [6]:

$$I_{oc} = 1353(1 + 0.034 \cos(0.986(j - 2))) \quad (1.12)$$

1.3.8 Durée et taux d'ensoleillement :

➤ Durée d'ensoleillement :

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

On appelle *durée effective d'ensoleillement* ou *insolation SS* le temps pendant lequel, au cours d'une journée, le rayonnement solaire direct a atteint le sol du lieu considéré. On appelle *rayonnement direct* le rayonnement qui atteint la surface terrestre sans avoir subi de déviation depuis son émission par le Soleil [8].

➤ Taux d'ensoleillement :

Par ciel clair sans nuages, le sol reçoit le rayonnement solaire direct pendant toute la durée du jour, ou plus précisément pendant la durée maximale d'ensoleillement SS_0 . On appelle taux d'ensoleillement ou taux d'insolation le rapport entre la durée effective et la durée maximale d'ensoleillement [8][10] :

$$\sigma = \frac{SS}{SS_0} \quad (1.13)$$

La durée maximale d'ensoleillement SS_0 pour un site dégagé peut être prise égale à la durée du jour calculée par la formule suivant :

$$SS_0 = \frac{2}{15} [Ar \cos(\tan L \tan \delta)] \quad (1.14)$$

1.4 Rayonnement hors atmosphère :

L'irradiation solaire globale ne dépend que des paramètres géo-astronomique. Elle est alors appelée irradiation potentielle et notée H_0 [6].

1.4.1 Irradiation incidente sur un plan horizontale :

Elle est donnée par la formule suivante [6] :

$$H_0 = \left(\frac{24}{\pi}\right) I_{oc} \left(\frac{\pi}{180\omega} \sin L \sin \delta + \sin \omega \sin \delta\right) \quad (1.15)$$

Avec :

I_{oc} : La constante solaire.

ω : Angle horaire.

δ : La déclinaison incidente.

L : La latitude du lieu.

1.4.2 Irradiation incidente sur un plan incliné :

Elle est donnée par la formule [6] :

$$H_{oi} = \frac{24 \cdot 3600}{1000\pi} I_{oc} \cos L \cos \delta [\sin(\omega_i) - \omega_i \sin(\omega_i)] \quad (1.16)$$

Avec :

ω_i : L'angle horaire correspondant au plan incliné.

Atténuation du rayonnement solaire par l'atmosphère:

Les phénomènes atmosphériques influent sur le rayonnement solaire effectivement reçu à la surface de la Terre. Ces phénomènes sont [8]:

- nébulosité,
- poussières,
- humidité, etc.
- et la couverture du sol.

Ainsi, ces phénomènes météorologiques causent des variations horaires et quotidiennes, en augmentant ou en diminuant, le rayonnement solaire et le rendent diffus.

1.5 Rayonnement solaire au sol :

1.5.1 Composition du rayonnement solaire :

Suite à l'atténuation du rayonnement solaire par les différents phénomènes atmosphérique, le rayonnement solaire sur une surface au sol est composé comme suit [11]:

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

1.5.2 Rayonnement global sur une surface :

Le rayonnement global sur une surface horizontale, est la somme des rayonnements Directs et Diffus. Et le rayonnement global sur une surface inclinée, est la somme des rayonnements Direct, Diffus et le Réfléchi [11].

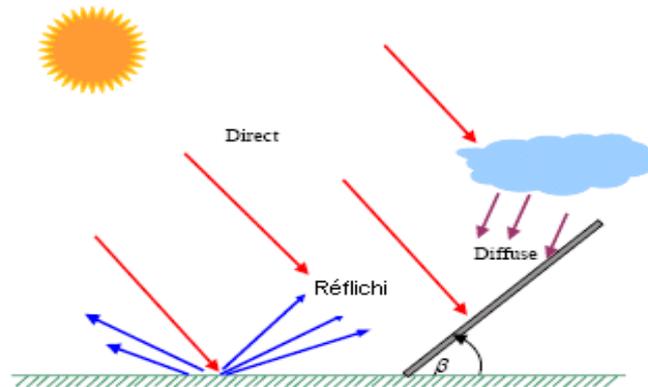


Figure 1.7 : Les trois composantes du rayonnement solaire

Les notations utilisées pour les composantes du rayonnement solaire sur une surface horizontale sont données dans le tableau 1.1.

Tableau 1.1 : Rayonnement solaire sur un plan horizontal : notations utilisées.

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

1.6 Le gisement solaire en Algérie :

Suite à une évaluation par satellites, l'Agence spatiale allemande (ASA) a conclu, que l'Algérie représente le potentiel solaire le plus important de tout le bassin méditerranéen: 169000 TWh/an pour le solaire thermique, 14 TWh/an pour le solaire photovoltaïque et 35 TWh/an pour l'éolien [12]. La répartition du potentiel solaire par région climatique au niveau du territoire algérien est présentée dans le tableau 1.2, selon l'ensoleillement reçu annuellement [13].

Tableau 1.2 : L'ensoleillement reçu annuellement en Algérie par région climatique

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

Le potentiel solaire algérien est l'équivalent de 10 grands gisements de gaz naturel qui auraient été découverts à Hassi R'mel [14]. Par cette conjoncture, l'utilisation de l'énergie solaire est donc bien adaptée aux applications d'électrification rurale.

1.7 Modélisation de l'irradiation solaire :

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

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

L'irradiation globale journalière $G_d(0)$ est la totalité de l'énergie journalière reçue sur une surface. Pour une surface horizontale, $G_d(0)$ est la somme de la composante diffuse $D_d(0)$ et la composante directe $B_d(0)$. La distribution du diffus solaire est irrégulière à cause de la variation du climat [15].

La composante diffuse de l'irradiation horizontale journalière est calculée à l'aide d'une corrélation existant entre la fraction diffuse, K_d et l'indice de clarté de l'atmosphère K_t .

La fraction diffuse K_d est défini par la relation suivante :

$$K_d = \frac{D_d(0)}{G_d(0)} \quad (1.17)$$

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

$$K_t = \frac{G_d(0)}{G_{ed}(0)} \quad (1.18)$$

$G_{ed}(0)$: irradiation solaire extraterrestre journalière.

$G_d(0)$: irradiation globale horizontale journalière.

$D_d(0)$: irradiation diffuse horizontale journalière.

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

$$B_d(0) = G_d(0) - D_d(0) \quad (1.19)$$

❖ **Modèle de Frutos :**

La relation est donnée par l'équation suivante [16] :

Pour l'intervalle $K_t < 0.166$

$$K_d = 0.92 \quad (1.20)$$

Pour l'intervalle $0.166 < K_t < 0.8$

$$K_d = 0.77 + 1.93 K_t - 6.86 K_t^2 + 4.27 K_t^3 \quad (1.21)$$

Pour l'intervalle $K_t > 0.8$

$$K_d = 0.109 \quad (1.22)$$

❖ **Modèle de Maccagnan**

La corrélation est donnée comme suit [17] :

Pour l'intervalle $K_t < 0.18$

$$K_d = 0.942 \quad (1.23)$$

Pour l'intervalle $0.18 < K_t < 0.79$

$$K_d = 0.974 + 0.326 K_t - 3.896 K_t^2 + 2.661 K_t^3 \quad (1.24)$$

Pour l'intervalle $K_t > 0.79$

$$K_d = 0.115 \quad (1.25)$$

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

Les composantes diffuse et directe à l'échelle horaire sont nécessaires pour la simulation du fonctionnement des systèmes photovoltaïques. Ces grandeurs sont indispensables pour le calcul de l'irradiation solaire sur une surface inclinée. Les modèles présentés ci-dessous estiment la composante directe et diffuse horaire de l'irradiation à partir de l'irradiation globale horaire. Ces modèles sont basés sur la corrélation entre l'indice de clarté horaire de l'atmosphère, M_t et la fraction diffuse horaire, M_d .

La fraction diffuse horaire M_d est définie par la relation suivante [18]:

$$M_d = \frac{D_h(0)}{G_h(0)} \quad (1.26)$$

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

$$M_t = \frac{G_h(0)}{G_{eh}(0)} \quad (1.27)$$

Avec:

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

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

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

❖ *Modèle d'Erbs-Klein et Duffie :*

Pour Erbs-Klein et Duffie, la relation entre la fraction diffuse horaire M_d et l'indice de clarté de l'atmosphère M_t est donnée comme suit [19]:

- Pour $0 \leq M_t \leq 0.22$

$$M_d = 1.0 - 0.09 M_t \quad (1.28)$$

- Pour $0.22 < M_t \leq 0.80$

$$M_d = 0.9511 - 0.1604 M_t + 4.388 M_t^2 - 16.638 M_t^3 + 12.336 M_t^4 \quad (1.29)$$

- Pour $M_t > 0.80$

$$M_d = 0.165 \quad (1.30)$$

❖ **Modèle de Reindel, Beckman et Duffie :**

La fraction diffuse horaire M_d est en fonction de l'indice de clarté horaire de l'atmosphère M_t et la hauteur du soleil $\sin \alpha$. L'expression analytique de la corrélation est donnée comme suit [20] :

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

$$M_d = 1.020 - 0.254 M_t + 0.0123 \sin(\alpha) \quad (1.31)$$

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

$$M_d = 1.400 - 1.749 M_t + 0.177 \sin(\alpha) \quad (1.32)$$

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

$$M_d = 0.486 M_t - 0.182 \sin(\alpha) \quad (1.33)$$

1.7.3 Estimation de l'éclairement horaire sur une surface inclinée :

Pour le calcul ci- dessous, il est supposé que la valeur de l'irradiation solaire durant une heure est égale à l'éclairement solaire instantané au milieu de cette heure. Les composantes de l'éclairement global incident sur une surface inclinée sont les suivantes [21] :

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

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

$$G(\beta) = B(\beta) + D(\beta) + R(\beta) \quad (1.34)$$

1. Eclairement direct :

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

$$B(\beta) = B_h(0) \frac{\cos \theta_s}{\cos \theta_{zs}} \quad (1.35)$$

2. Eclairement diffus :

Pour le calcul de la composante diffuse sur la surface inclinée, nous présentons trois modèles différents selon leurs hypothèses faites sur le rayonnement solaire provenant du

soleil et de la voûte céleste. Les modèles de Temps et de Klucher qui considèrent non uniforme l'éclairement diffus provenant de la voûte céleste et le modèle de Willmott qui considère l'éclairement diffus comme une somme de l'éclairement diffus provenant voûte céleste et du disque solaire.

❖ **Modèle de Temps et Coulson :**

Le modèle est basé sur la condition de la clarté du ciel et considère non uniforme (anisotrope) l'intensité de l'éclairement diffus provenant de la voûte céleste.

L'éclairement diffus sur un plan incliné est exprimé par la relation suivante [22]:

$$D(\beta) = D_h(0) \frac{(1 + \cos \beta)}{2} \left[\left(1 + \sin^3 \left(\frac{\beta}{2} \right) \right) \left(1 + \cos^2(\theta_z) \sin^3(\cos(\theta_{zs})) \right) \right] \quad (1.36)$$

❖ **Modèle de Klucher :**

Klucher a modifié le modèle de Temps et Coulson en introduisant les conditions des ciels couverts. Le modèle de Klucher considéré toujours non uniforme (anisotrope) l'intensité de l'éclairement diffus provenant de la voûte céleste. L'éclairement diffus sur un plan incliné est illustré comme suit [23]:

$$D(\beta) = D_h(0) \frac{(1 + \cos \beta)}{2} \left[\left(1 + F \sin^3 \left(\frac{\beta}{2} \right) \right) \left(1 + F \cos^2(\theta_z) \sin^3(\cos(\theta_{zs})) \right) \right] \quad (1.37)$$

Avec :

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

❖ **Modèle de Willmott :**

Willmott considère isotrope la composante diffuse provenant directement du disque solaire de même que l'irradiation provenant du reste de la voûte céleste. La relation du modèle proposé est la suivante [24] :

$$D(\beta) = D_h(0) \left[F(0) \frac{(1 + \cos \beta)}{2} + (1 - F(0)) \frac{\cos \theta(0)}{\sin(\alpha(0))} \right] \quad (1.39)$$

$$F(0) = 1 - \left[1 - \frac{D_h(0)}{G_h(0)} \right] \frac{G_h(0)}{G_{oh}(0)} \quad (1.40)$$

Avec $\alpha(0)$: hauteur du soleil au milieu de l'heure.

3. Eclairement réfléchi :

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

$$R(\beta) = \rho \frac{G_h(0)(1 - \cos \beta)}{2} \quad (1.41)$$

Avec ρ : Albédo du lieu.

1.8 Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons présenté des notions préliminaires et définitions sur le rayonnement solaire et le mouvement du soleil. Pour l'estimation des différentes composantes solaire (direct, diffuse et globale) pour un site donné, aussi nous avons exposé des modèles mathématiques les plus utilisés.

CHAPITRE 2 : LES SYSTEMES D'ELECTRIFICATION DES SITES ISOLEES

2.1 Introduction :

La fourniture d'énergie pour les régions isolées a été depuis longtemps un problème épineux pour les compagnies d'électricité, pour les collectivités locales et pour les institutions publiques responsables de la gestion et du développement de ces communautés. L'éloignement de ces centres de vie et leur nombre de foyers réduit rendent l'opération d'électrification très complexe.

Dans ce chapitre nous exposerons les différentes options pour la fourniture d'électricité dans les régions isolées, leurs avantages et leurs inconvénients, aussi nous présenterons les différents types de configurations des centrales hybride PV diesel, ainsi nous présenterons les caractéristiques des différents composants qui constituent notre système.

2.2 Différents systèmes d'électrifications en Algérie :

2.2.1 Systèmes électrogènes :

Aujourd'hui à travers le monde, la fourniture d'électricité pour la plus grande partie des sites isolés se fait par le biais de groupes électrogènes. En effet, en plus de leur disponibilité sur le marché et de leur fiabilité, les usagers se familiarisent rapidement avec ces moyens de productions.

L'électrification de villages isolés en Algérie est le plus souvent réalisée à l'aide de groupes électrogènes. Cette solution qui implique un investissement modéré pose de nombreux problèmes [25] :

- Nécessité d'un groupe de secours (en cas de défaillance ou lors d'opérations de maintenance sur le premier)
- Consommation importante de gas-oil souvent à prix élevé
- Nécessité d'un entretien régulier par un personnel compétent

- Durée de vie limitée du groupe (de l'ordre de 20 000 heures, soit 2 à 3 ans en fonctionnement permanent)
- Coûts de maintenance et d'exploitation très élevés
- Impact sur l'environnement : nuisances sonores, olfactives et émissions gazeuses
- Mauvaises conditions de fonctionnement du groupe électrogène compte tenu des grandes variations d'appel de puissance
- Difficultés d'acheminement du gas-oil dans certains cas.

Pour les systèmes conventionnels multi groupes (figure 2.1) utilisés pour l'électrification des régions isolées, il est nécessaire de prévoir une puissance de réserve qui permet de faire face à une augmentation brusque de la charge. Malheureusement, cette puissance de réserve accroît naturellement la consommation spécifique de l'installation [26].

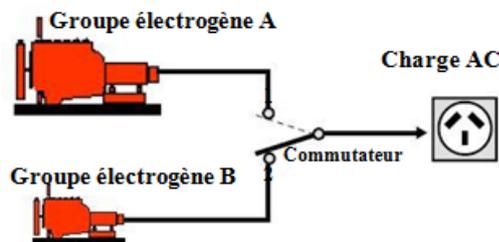


Figure 2.1 : Système à deux groupes de puissances différentes

Nous représentons sur la figure 2.2 un système de fourniture d'énergie pour une région isolée avec une batterie de stockage. Ce type d'installation peut être doté d'un commutateur pour la distribution directe de l'énergie alternative sans transiter par les équipements de conditionnement de puissance et ce, pour minimiser les pertes d'énergie dans le système. Afin d'optimiser le rendement de l'installation, l'alimentation de la charge par le groupe diesel est prévue lorsque l'appel en puissance dépasse un seuil prédéfini [26].

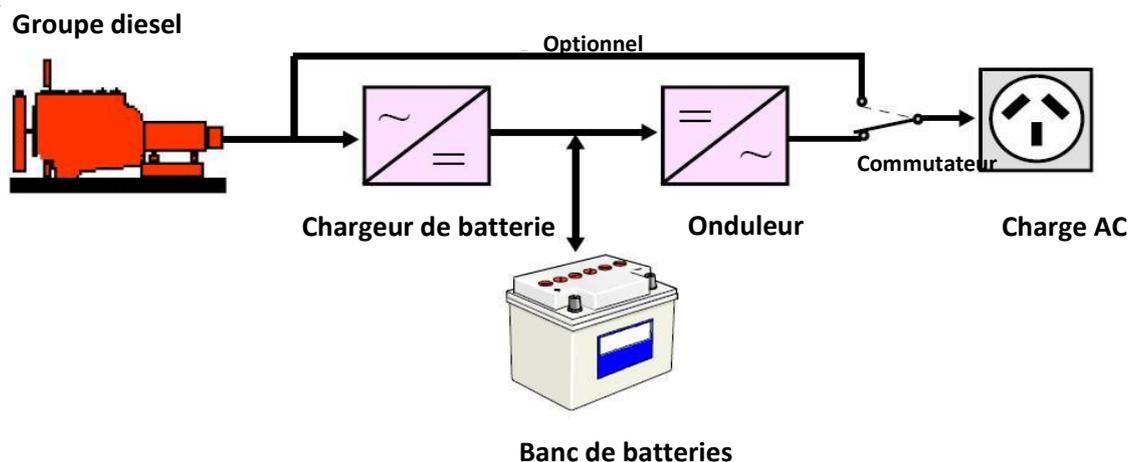


Figure 2.2 : Configuration d'un système diesel - batterie

2.2.2 Systèmes solaires :

Pour les installations photovoltaïques autonomes (sans groupes électrogènes d'appoint) utilisées pour la fourniture d'électricité dans les régions isolées, la notion de fiabilité est étroitement liée à l'autonomie du système. Ces installations doivent être munies de batteries de stockage de grandes capacités afin d'assurer une autonomie suffisante. Actuellement, l'utilisation de ces systèmes se limite à des puissances de l'ordre de 10 kWc [26].

Les systèmes photovoltaïques autonomes apportent des réponses aux problèmes des systèmes conventionnels évoqués précédemment. Cependant, ils nécessitent un investissement plus important et sont souvent surdimensionnés une grande partie de l'année. En effet, pour assurer un service permanent, ils sont généralement dimensionnés pour le mois où le ratio consommation/ensoleillement est le plus élevé, c'est à dire à consommation constante sur le mois le plus défavorable en termes d'ensoleillement. En conséquence, le champ photovoltaïque est surdimensionné pour tous les autres mois, d'où une perte d'énergie renouvelable non négligeable. D'autre part, le parc batterie est dimensionné pour assurer une continuité de service avec une autonomie de 5 à 10 jours sans soleil selon les conditions d'ensoleillement du site [25].

2.2.3 Présentation de l'expérience d'électrification de Sonelgaz

Sonelgaz a introduit la filière solaire pour dix huit villages dans le cadre du programme de l'électrification rurale afin d'impulser l'utilisation des énergies renouvelables et notamment le photovoltaïque. Ces villages situés dans le Sud et à nombre de foyers réduits, sont caractérisés par leur isolement et leur éloignement de tout réseau de communication.

Leur alimentation par les filières classiques (diesel, réseau électrique), en plus des coûts de réalisation excessifs, auraient posé le problème de l'acheminement du combustible, et dans le cas du réseau, des difficultés certaines pour les travaux et la maintenance des lignes aériennes [27].

Caractéristiques techniques des installations :

Les caractéristiques types des systèmes PV installés se présentent comme suit :

Tableau 2.1 Caractéristiques techniques des installations PV

Installations (kwc)	Tension continue (Vcc)	Batteries (Ah)	Onduleur (Kva)	Tension alternative (Vcc)	Energie utilisable (kwh/j)	Nombre de foyers
1.5	110	250	1.5	230	#7	3
3	110	500	3	230	#14	6
6	110	1000	6	230	#28	12

Cette électrification a été réalisée pour une consommation par foyer estimée entre un minimum d'environ 1.5 kWh/jour et un maximum de 2 kWh/j représentant la consommation des différents équipements électriques suivant [27]:

- 05 lampes
- 01 réfrigérateur
- 01 TV/radio
- 01 ventilateur

Les 18 villages concernés par cette électrification, sont répartis dans les 04 wilayas du Sud : **Tamanrasset, Tindouf, Illizi, Adrar**. Les consistances physiques des différentes installations sont données par le tableau suivant :

Tableau 2.2 Répartition des systèmes dans les 4 Wilayas

Wilayas	Puissance crête (Wc)	Nombre de systèmes	Type de systèmes			Nombre de foyers
			1.5 kwc	03 kwc	06 kwc	
Tamanrasset	277.5	60	3	23	34	555
Illizi	75	20	6	6	8	150
Tindouf	78	20	0	14	6	156
Adrar	22.5	08	1	7	0	45

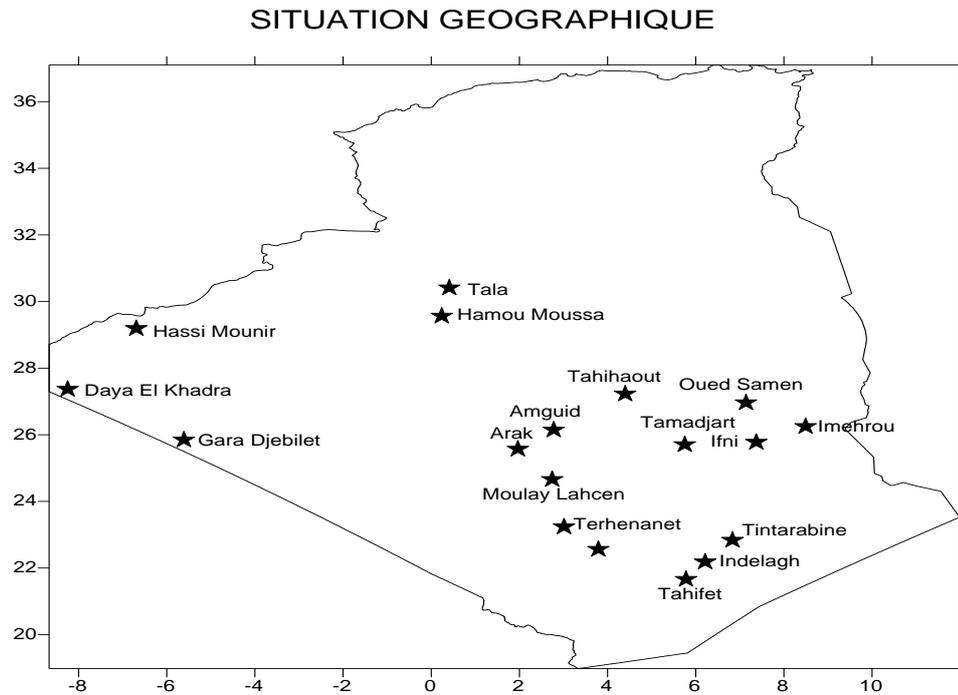


Figure 2.3 Situation géographique des 18 villages solaires

Les systèmes réalisés par Sonalgaz sont conçus pour les zones rurales, ils sont caractérisés par leurs profils de charge limitée, un inconvénient qui fait que les occupants ne peuvent pas ajouter des charges en cas des besoins. Ces systèmes à profil limité ne procurent pas de confort aux habitants et ne s'adaptent pas au développement durable.

Une autre application très répandue des installations photovoltaïques autonomes, est les systèmes solaires pour maisons individuelles "Solar Home System" (SHS). Ces systèmes sont généralement utilisés pour l'alimentation en courant continu de quelques points lumineux, d'un poste radio et éventuellement d'un téléviseur [26].

Il existe d'autres applications pour les systèmes photovoltaïques autonomes, telles que les installations de télécommunication. La grande fiabilité recherchée pour ces types d'applications nécessite un surdimensionnement du générateur photovoltaïque et du parc de batterie, ce qui entraîne un coût du kWh élevé [26].

Quand l'énergie journalière consommée dépasse une dizaine de kWh, les systèmes photovoltaïques autonomes deviennent non rentables à moins que la perte de charge soit acceptable durant les périodes à faible irradiation solaire. Pour maintenir un niveau élevé de fiabilité, l'adjonction d'un groupe électrogène au système autonome permet de réduire la taille du générateur photovoltaïque et la capacité de la batterie de stockage, ce qui résulte en une baisse significative du coût d'installation. De ce fait, la combinaison d'un système

conventionnelle avec des systèmes d'énergies renouvelables est une solution techniquement fiable, qui peut être financièrement rentable [26].

2.2.4 Systèmes hybrides (PV-Diesel) :

L'objectif de notre travail est d'étudier l'opportunité d'hybrider des systèmes conventionnels de production par des générateurs photovoltaïques avec batteries de stockage. La figure 2.4 est une représentation simplifiée d'un système hybride photovoltaïque diesel.

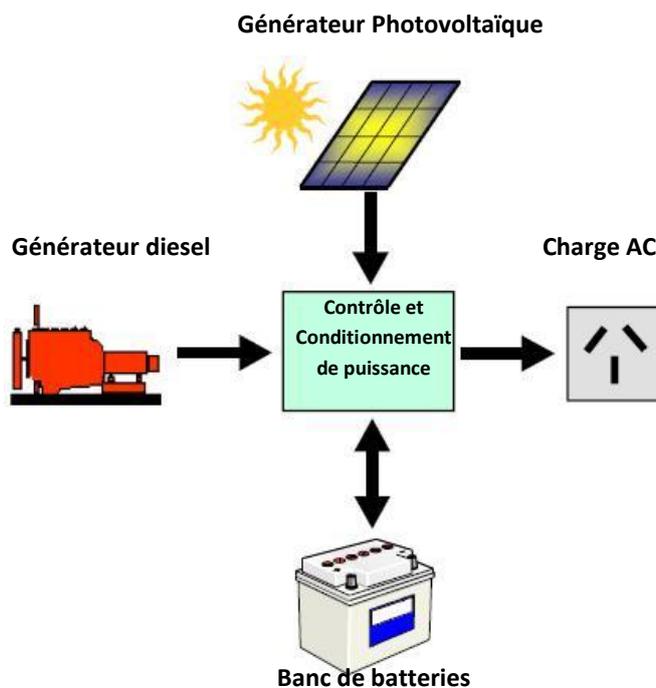


Figure 2.4 : Système hybride photovoltaïque - diesel

Le champ photovoltaïque peut être dimensionné pour le mois où le ratio consommation / ensoleillement est le plus faible, c'est-à-dire à consommation constante pour le mois le plus favorable en terme d'ensoleillement. Le déficit pendant les autres mois est compensé par le fonctionnement du groupe électrogène. Le parc batterie est dimensionné pour assurer une autonomie de l'ordre de 2 jours [25].

Les systèmes hybrides sont donc un compromis entre l'utilisation d'un groupe électrogène seul et l'utilisation de l'énergie solaire seule. Il présente les avantages suivants [25][26] :

- Utilisation de deux sources d'énergie complémentaires permettant une meilleure continuité de service

- Meilleure utilisation de l'énergie produite par le champ solaire
- Réduction des frais de carburants
- Espacement des révisions du groupe électrogène
- Augmentation de la durée de vie du groupe électrogène
- Fonctionnement du groupe dans des conditions optimales
- Coûts de fonctionnement et de maintenance plus faibles.
- Réduction des nuisances.

De plus, un système hybride est plus apte que tout autre à faire face à une augmentation de la consommation d'énergie : le temps de fonctionnement du groupe électrogène est adapté à la consommation d'énergie.

La plus grande partie des systèmes hybrides en fonctionnement est dimensionnée pour une contribution des sources renouvelables allant de 30 à 70%. Toutefois, la configuration optimale d'une installation hybride dépend du lieu d'utilisation, du profil de charge et de la situation financière du projet. La tendance à la baisse des coûts relatifs aux sources renouvelables permet de réduire la cote part des sources conventionnelles dans un système hybride. La figure 2.5 représente les différentes applications relatives à la fourniture d'énergie dans les régions isolées en fonction de la consommation journalière [26].

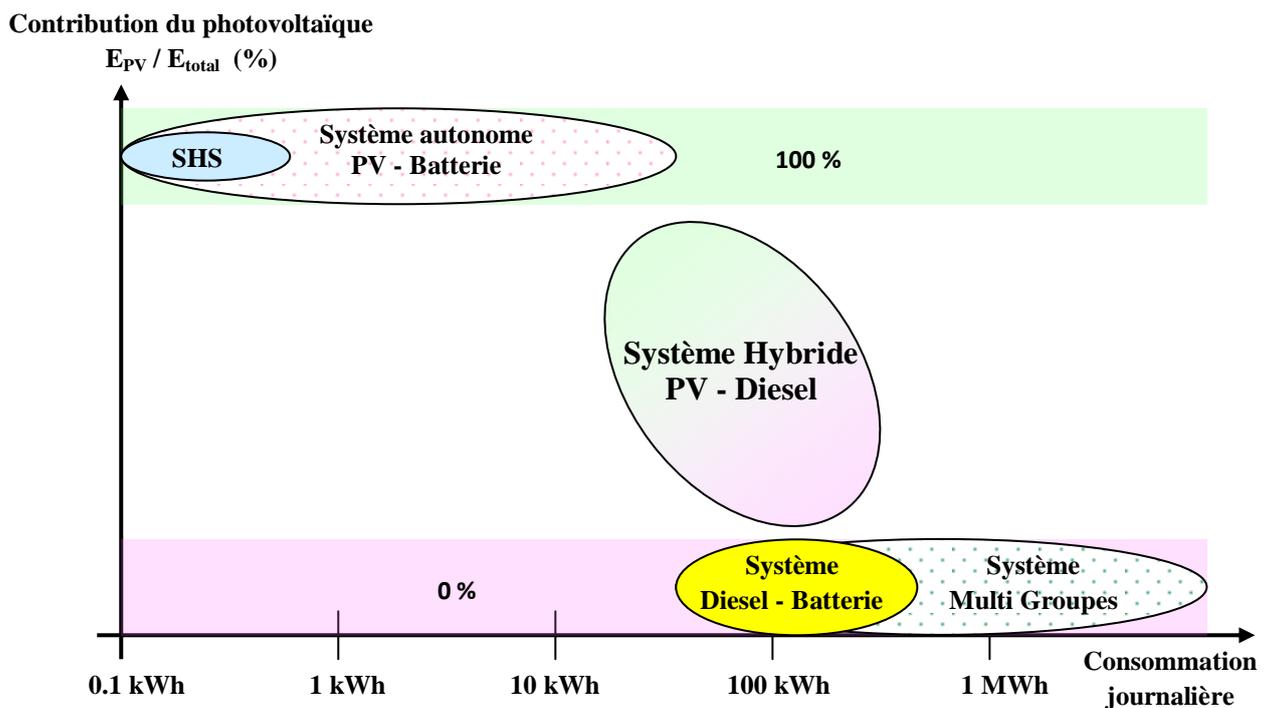


Figure 2.5 : Les différentes applications en fonction de l'énergie consommée

Nous résumons sur la figure 2.6 les différentes options de production d'électricité dans les régions isolées en utilisant un générateur photovoltaïque, un parc de batterie et un groupe électrogène.

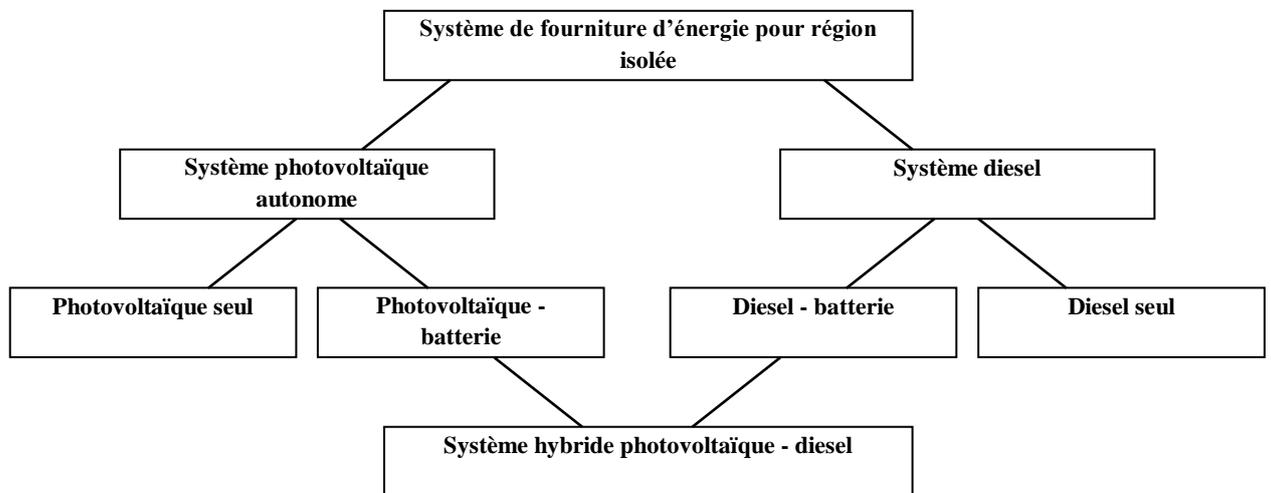


Figure 2.6 : Différentes options de fourniture d'énergie pour les régions isolées

Nous distinguons deux grandes familles des systèmes hybrides :

- les systèmes hybrides centralisés.
- les systèmes hybrides décentralisés.

2.3 Electrification rurale par système hybride centralisé (PV + diesel) :

Un système hybride centralisé est un système de production centralisé d'électricité constitué de plusieurs sources d'énergie complémentaires: ENR + groupe électrogène situées sur le même lieu.

L'objectif d'un tel système est de profiter de la complémentarité des 2 sources :

- ENR : source locale renouvelable
- Groupe électrogène : source d'appoint permettant de faire face aux aléas climatiques et surcroûts éventuels de consommation ou de puissance.

Deux configurations de système hybride centralisé sont envisageables :

- centrale hybride avec onduleur et chargeur séparés
- centrale hybride avec onduleur réversible.

2.3.1 Centrale hybride avec onduleur et chargeur séparés :

Schéma de principe est représenté dans la figure 2.7

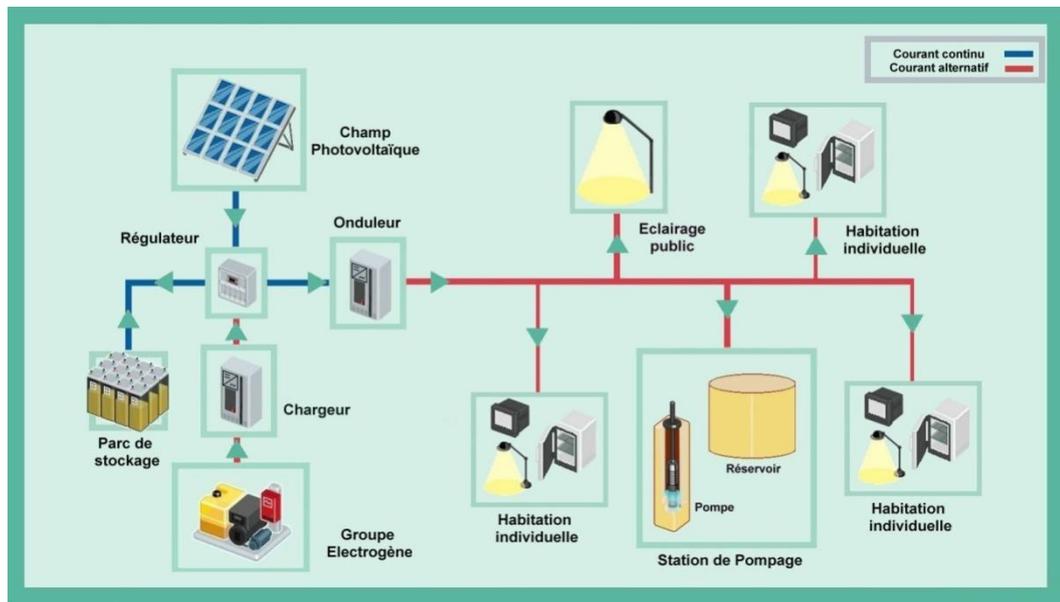


Figure 2.7 : Centrale hybride avec onduleur et chargeur séparés

Principe de fonctionnement :

Le générateur photovoltaïque hybride est composé d'un champ photovoltaïque et d'un groupe électrogène (GE) qui assure périodiquement un complément de production et un secours en cas de déficit de production solaire. Durant la journée, le champ photovoltaïque produit du courant continu sous une tension nominale de 48V, la batterie accumule l'énergie produite par le champ photovoltaïque et la restitue sur le réseau par l'intermédiaire d'un onduleur.

La consommation journalière étant généralement supérieure à la production solaire, les modules photovoltaïques fournissent intégralement leur énergie. Le groupe électrogène intervient en appoint, et démarre automatiquement d'une manière périodique ou sur consigne de tension batterie basse afin de préserver la batterie.

En fonctionnement normal, le groupe intervient pour recharger la batterie via le chargeur et s'arrête automatiquement lorsque la batterie a retrouvé une partie de sa charge. La durée de fonctionnement du groupe est directement fonction de l'ensoleillement de la journée et de la consommation journalière.

Compte tenu de l'importance de la consommation aussi bien en puissance qu'en énergie, il est retenu le principe de distribuer l'énergie électrique en alternatif via un onduleur.

L'énergie est distribuée sur le réseau électrique sous une tension alternative monophasé ou triphasée selon la puissance appelée sur le réseau et la longueur de celui-ci. L'alimentation terminale chez les usagers se fait par dérivation sur l'alimentation principale [25].

2.3.2 Centrale hybride avec onduleur réversible :

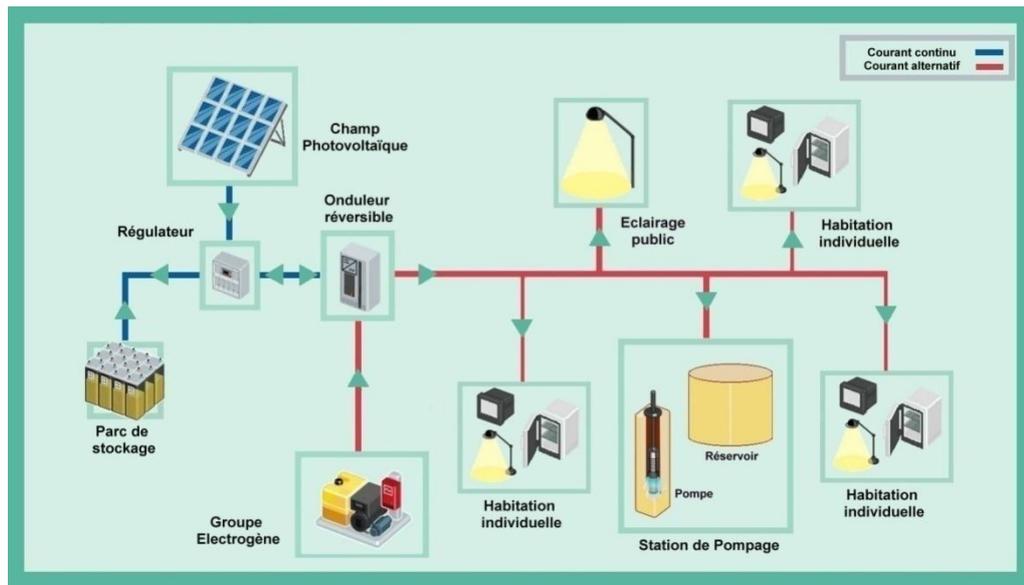


Figure 2.8 : schéma de principe d'une centrale hybride réversible

Principe de fonctionnement :

Le principe de fonctionnement est identique au cas précédent. La différence essentielle par rapport à la configuration précédente est le regroupement en un seul appareil de l'onduleur et du chargeur (onduleur réversible).

Cette solution présente les avantages suivants [25] :

- En cas d'appel de puissance du réseau supérieure à celle de l'onduleur, le groupe électrogène démarre automatiquement et intervient en parallèle avec l'onduleur pour alimenter le réseau de distribution et éventuellement charger la batterie.
- Le rendement énergétique du système est meilleur.
- Le coût d'un onduleur réversible est moins élevé que celui d'un onduleur et d'un chargeur séparé.

2.4 Electrification rurale par système hybride décentralisé (PV + diesel) :

Un système hybride décentralisé est un système de production d'électricité constitué de deux sources d'énergie complémentaires: des systèmes photovoltaïques répartis et d'un groupe électrogène commun.

L'objectif d'un tel système est de profiter de la complémentarité des 2 sources :

- Un générateur photovoltaïque individuel situé généralement chez chaque usager

- Un groupe électrogène collectif servant de source d'appoint et dont l'énergie électrique est distribuée via un réseau pour alimenter des appareils de forte puissance

2.4.1 Centrale hybride avec réseau alimenté par intermittence :

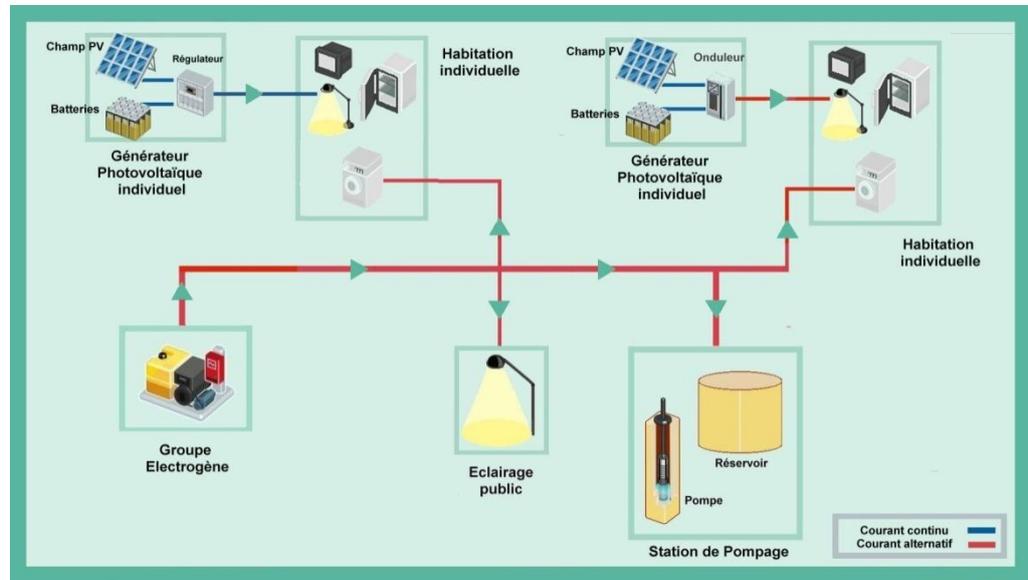


Figure 2.9 : Schéma de principe d'une centrale hybride décentralisée

Principe de fonctionnement :

La centrale hybride décentralisée est composée de plusieurs générateurs photovoltaïques individuels et d'un réseau de distribution électrique alimenté par groupe électrogène (GE). Chaque générateur photovoltaïque individuel est dimensionné pour assurer d'une manière autonome les besoins électriques de base à savoir :

- l'éclairage
- l'audiovisuel
- les appareils de froid
- le petit électroménager

Durant la journée, le champ photovoltaïque produit du courant continu sous une tension nominale de 24V. La batterie accumule l'énergie produite par le champ photovoltaïque et alimente les récepteurs soit en courant continu 24V soit en courant alternatif 230V via un onduleur. Pour satisfaire les besoins électriques de puissance, il est retenu le principe de distribuer l'énergie électrique en alternatif en provenance d'un groupe électrogène collectif dont le fonctionnement est intermittent [25].

La durée de fonctionnement du groupe est directement fonction de la durée de fonctionnement imposée par les récepteurs de puissance (ex : lave-linge).

2.4.2 Centrale Hybride alimentée en permanence :

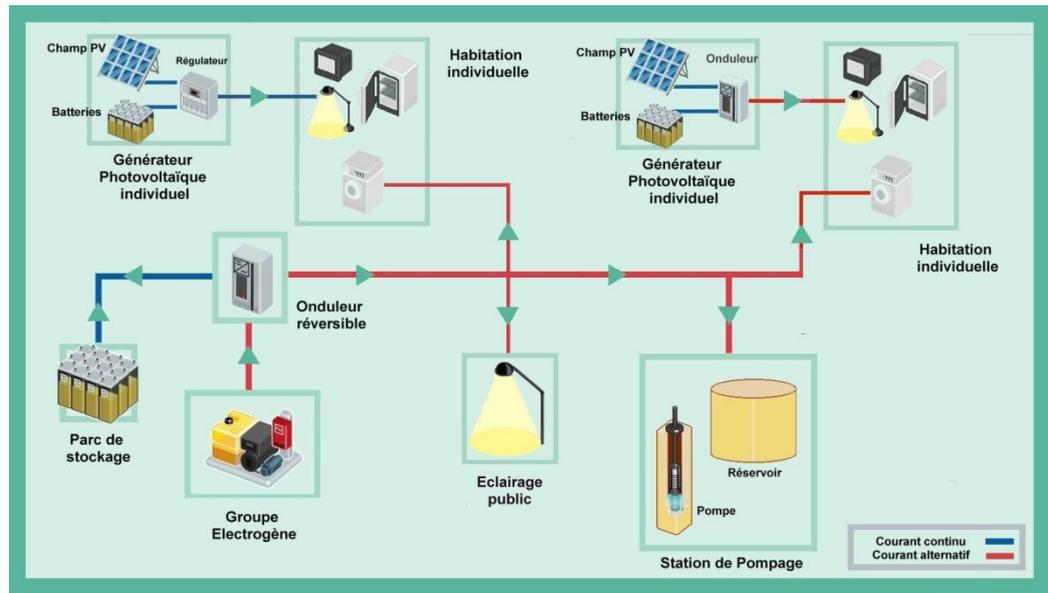


Figure 2.10 : Schéma de principe d'une centrale Hybride alimentée en permanence

Principe de fonctionnement :

Le principe de fonctionnement est identique au cas précédent. La différence essentielle par rapport à la configuration précédente est que le réseau est alimenté en permanence, par un onduleur réversible centralisé de forte puissance. Celui-ci est connecté à une batterie principale rechargée périodiquement par un groupe électrogène [25].

2.4.3 Centrale hybride avec réseau alimenté en permanence et mutualisation de l'énergie produite :

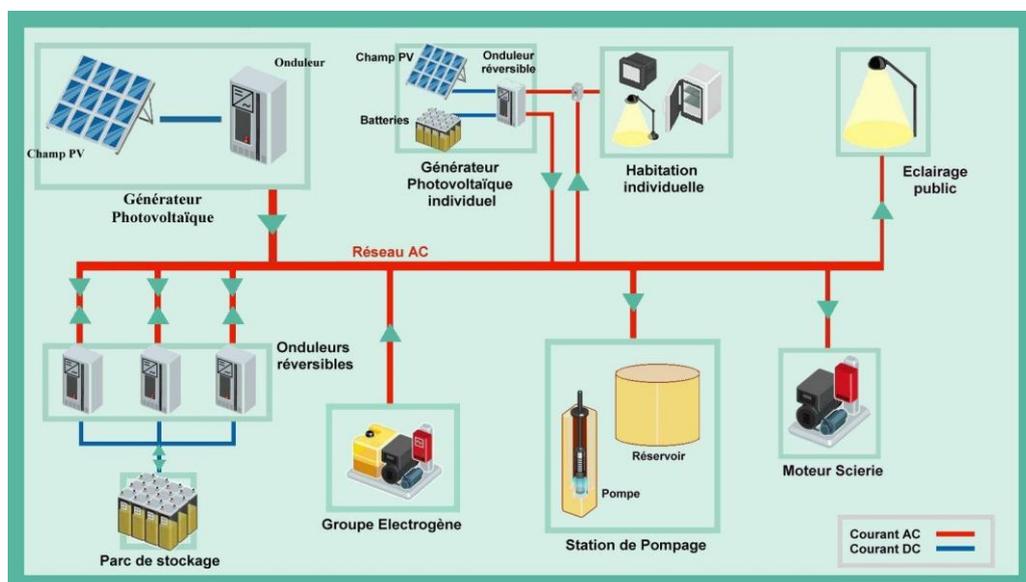


Figure 2.11 : Schéma de principe d'une centrale hybride décentralisé

Principe de fonctionnement :

Contrairement aux configurations précédentes, les installations individuelles ont la possibilité de fournir de l'énergie au réseau. Ainsi, si la batterie d'un foyer est complètement chargée, son générateur photovoltaïque fournira de l'énergie au réseau et pourra être utilisée par un foyer voisin, pour des usages collectifs ou pour charger les batteries collectives.

Le groupe électrogène permet soit de recharger les batteries dans des conditions défavorables (forte consommation et faible ensoleillement) soit de fonctionner en parallèle avec les autres sources lors de pics d'appels de puissance sur le réseau [25].

2.5 Composants des systèmes hybrides PV-Diesel :

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

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

2.5.1. Générateur photovoltaïque :

- **La cellule photovoltaïque :**

Les cellules photovoltaïques sont des composants optoélectroniques qui transforment directement la lumière solaire en électricité par un processus appelé « effet photovoltaïque », a été découverte par E. Becquerel en 1839 [28]. Elles sont réalisées à l'aide de matériaux semi conducteurs, c'est à dire ayant des propriétés intermédiaires entre les conducteurs et les isolants.

La structure la plus simple d'une cellule photovoltaïque comporte une jonction entre deux zones dopées différemment du même matériau (homojonction) ou entre deux matériaux différents (hétérojonction). Le but de la structure photovoltaïque, c'est de créer un champ électrique interne.

Dans la figure (2.12), on donne un échantillon schématique d'une configuration de la cellule solaire. Elle se compose d'un abri de verre (g), un encapsulant (e), et un métal en arrière contact (m) afin de réduire les pertes par réflexion du rayonnement incident [29].

La jonction p-n de ces deux matériaux fonctionne comme une diode. Lorsque cette diode est exposée à des photons dont l'énergie ($h\nu$) est supérieure à celle de l'énergie de la bande interdite ou gap (E_g) du matériau, le nombre d'électrons libres du semi-conducteur de type p et celui des trous du semi-conducteur de type-n augmentent considérablement. Si les photons incidents ont une énergie inférieure à E_g , ils ne seront pas absorbés c'est-à-dire leurs énergies ne contribuent pas à la conversion photovoltaïque.

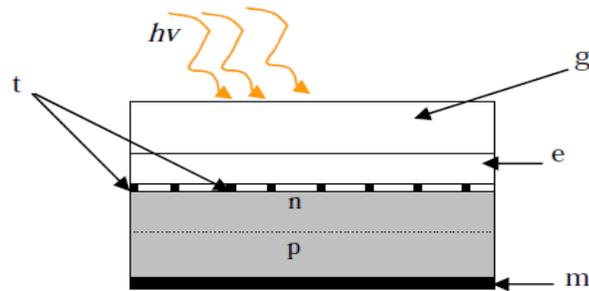


Figure 2.12 : présentation schématique d'une cellule solaire.

Dans une cellule PV, une large fraction de ces électrons et trous atteignent la jonction p-n, et un champ électrique est créé. En conséquence, un courant électrique peut être établi en connectant les matériaux de type-n et type-p à un circuit extérieur. La direction de ce courant est l'opposé de celle de la cellule lorsqu'elle fonctionne en tant que diode, autrement dit, quand la diode est illuminée, un courant positif I traverse de n vers p.

La puissance électrique produite par une cellule industrialisée est très faible typiquement de 1 à 3W avec une tension de moins d'un volt [30].

Les cellules PV se présentent généralement sous la forme de fines plaques, rondes ou carrées, d'une dizaine de centimètres de côté, prises en sandwich entre deux contacts métalliques, pour une épaisseur de l'ordre du millimètre. Le rendement de conversion des cellules commercialisées atteint actuellement 15 à 19 % pour le silicium monocristallin, 12 à 16 % pour le silicium polycristallin, 7 à 9% pour le silicium amorphe [30]. Pour élever la tension, les cellules sont commercialisées sous forme des modules photovoltaïques.

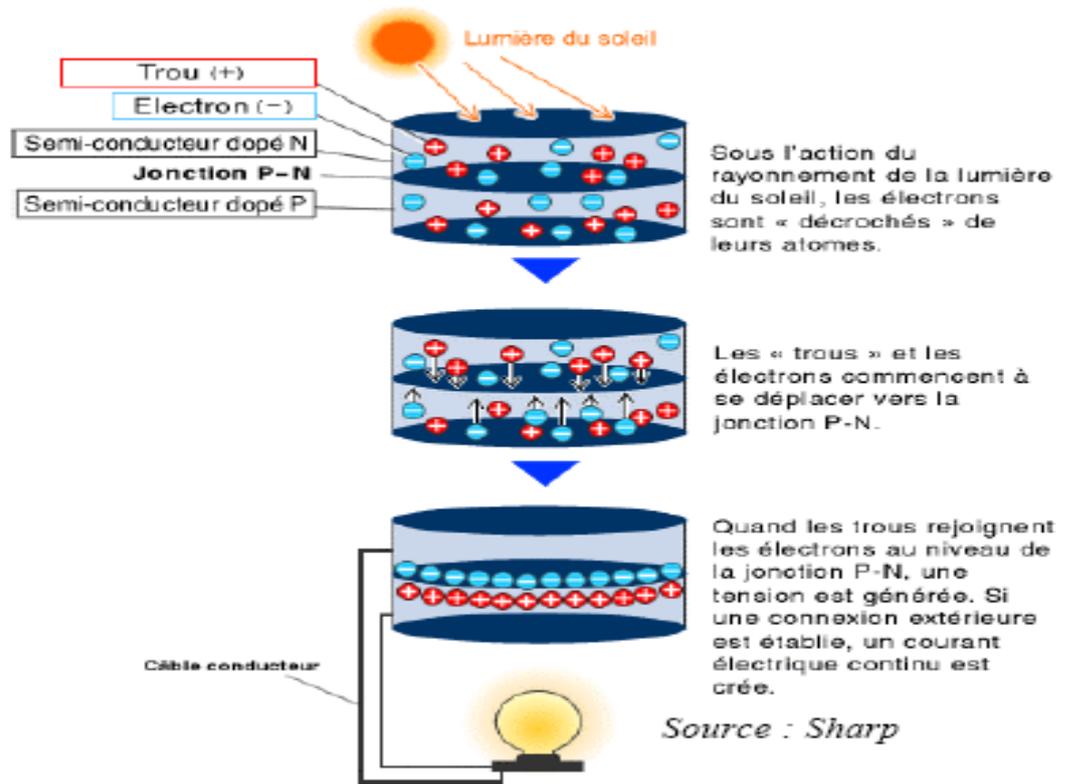


Figure 2.13 : Description de l'effet photovoltaïque.

- **Le module photovoltaïque :**

Pour produire plus de puissance, les cellules solaires sont assemblées pour former un module figure (2.14.a). Les connections en série de plusieurs cellules augmentent la tension pour un même courant, tandis que la mise en parallèle accroît le courant en conservant la tension. Ces cellules sont protégées de l'humidité par encapsulation dans un polymère EVA (éthylène-vinyl- acétate) figure (2.14.b) et protégé sur la surface avant d'un verre, trempé à haute transmission et de bonne résistance mécanique [31].

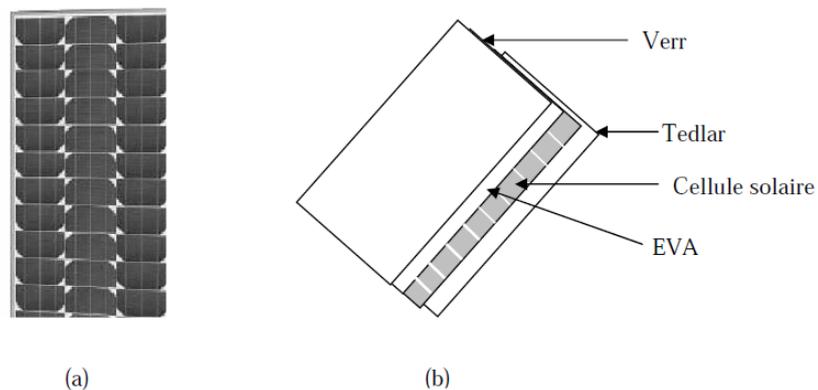


Figure 2.14 : Module photovoltaïque.

Les modules en silicium mono cristallin (c-Si, 64% de marché), poly cristallin ou multi cristallin (xc-Si, 28% du marché) ou silicium amorphe (a-Si, 13% du marché), délivrent des tensions normalisées (12, 24,48) et des puissances entre 10 et 100 Wc (watt-crête : puissance obtenue pour l'ensoleillement maximal) [31].

La plupart des modules commercialisés sont composés de 36 cellules en silicium cristallin, le courant de sortie, et la puissance seront proportionnels à la surface du module .Il ont une efficacité de conversion (énergie électrique produite/énergie solaire incidente) de l'ordre de 10 à 20% [32].

Voici la description des paramètres d'un module photovoltaïque [33] :

- **La puissance crête P_c** : Puissance électrique maximum que peut fournir le module dans les conditions standards (25°C et un éclairement de 1000 W/m²).

- **La caractéristique I (V)** : Courbe représentant le courant I débité par le module en fonction de la tension aux bornes de celui-ci.

- **Tension à vide V_{oc}** : Tension aux bornes du module en absence de tout courant, pour un éclairement " plein soleil ".

- **Courant de court-circuit I_{sc}** : Courant débité par un module en court-circuit pour un éclairement " plein soleil ".

- **Point de fonctionnement optimum (U_m, I_m)** : Lorsque la puissance de crête est maximum en plein soleil, $P_m = U_m \cdot I_m$

- **Rendement maximal** : Rapport de la puissance électrique optimale à la puissance de radiation incidente.

- **Facteur de forme** : Rapport entre la puissance optimale P_m et la puissance maximale que peut avoir la cellule : $V_{oc} \cdot I_{sc}$.

- **Le panneau solaire** :

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

Caractéristiques électriques d'un panneau photovoltaïque :

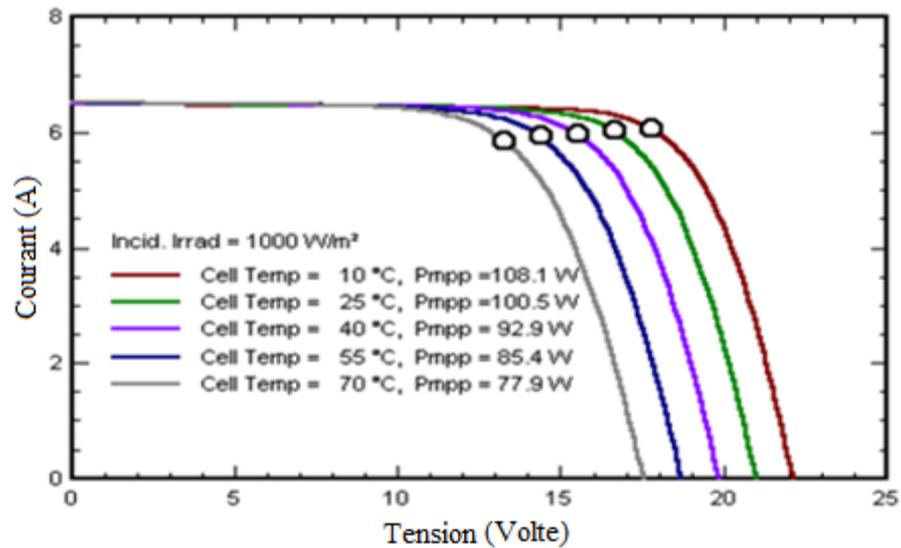


Figure 2.15 : Caractéristiques courant – tension $I = f(V)$ d'un panneau PV à éclairement constant en fonction de la température

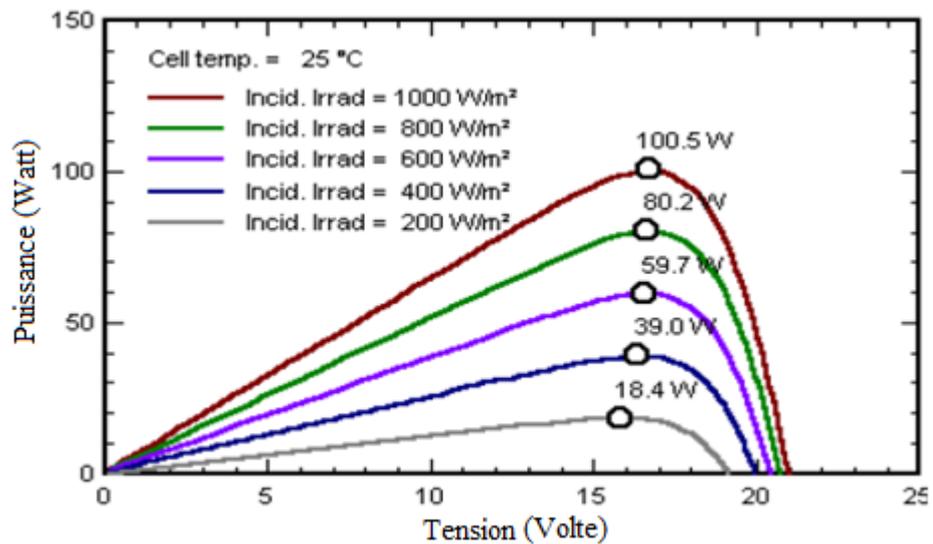


Figure 2.16 : Courbes de puissance en fonction de la tension aux bornes d'un panneau PV

On s'aperçoit donc que la maîtrise de cette énergie photoélectrique n'est pas aussi simple qu'il paraît. La production de courant dans un module photovoltaïque du commerce est donc limitée par la cellule la plus faible de l'ensemble. Généralement, lors de l'assemblage des cellules, il est nécessaire de les trier en fonction de leurs caractéristiques électriques afin d'obtenir une association homogène et ainsi éviter de limiter la puissance fournie par un panneau à cause d'une dispersion des cellules. De plus, le vieillissement des cellules peut produire une dispersion des caractéristiques. Les

conditions météorologiques auxquelles les modules sont soumis (ensoleillement inhomogène, température, salissures, neige, pluie, dépôt de feuilles mortes, ...) fait de l'énergie photovoltaïque une ressource difficilement maîtrisable. Actuellement, pour en faire une source d'énergie proprement dite, un grand nombre de chercheurs du monde entier travaillent pour la rendre plus abordable en termes de flexibilité, de rendement et de coûts [34].

2.5.2 Le générateur électrogène :

Les générateurs diesel utilisés dans les systèmes hybrides sont en général à alternateur synchrone directement couplé à un moteur diesel. Le réglage du débit de fuel en direction du moteur permet de contrôler sa vitesse de fonctionnement, ce qui détermine la fréquence de sortie alternative. Le coût d'exploitation d'un générateur diesel dépend de sa consommation en fuel, tandis que le coût de maintenance est fortement lié au nombre d'heures d'utilisation et au régime de fonctionnement. Il faut noter que les démarrages fréquents du groupe diesel accélèrent l'usure du moteur et par conséquent réduisent sa durée de vie [26].

- **Fonctionnement :**

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

Un groupe électrogène moderne est équipé de deux régulations. La tension de sortie est stabilisée (par exemple : 230 V) par un dispositif électronique qui agit sur l'alternateur. La vitesse de rotation du moteur et donc de l'alternateur doit aussi rester constante afin de garantir la fréquence de la tension de sortie (50 Hz). Cette régulation se fait grâce à un dispositif centrifuge analogue au régulateur à boules de James Watt qui commande directement le carburateur ou la pompe d'injection ou la pompe. Un dispositif à induction

basé sur les courants de Foucault tel que celui qui équipe les anciens indicateurs de vitesse des automobiles, ou un système électronique peuvent encore remplir cette fonction.

Les groupes électrogènes produisent du dioxyde de carbone, qui est un gaz asphyxiant, et du monoxyde de carbone [8].

Dans la plupart des cas, les générateurs diesel utilisés pour desservir les régions isolées en électricité fonctionnent d'une façon inefficace, cela est dû à leur faible régime de fonctionnement (charge de base très petite par rapport à la puissance installée). En plus, leur faible rendement énergétique quand ils fonctionnent à faible régime, augmente le phénomène d'usure et les exigences de maintenance [26].

2.5.3. Dispositifs de stockage de l'énergie :

Le stockage d'énergie à un coût compétitif reste le plus grand déficit pour le développement des systèmes hybrides performants. En général, ce sont des batteries au plomb acide qui sont utilisées pour garantir plusieurs heures de stockage d'énergie. Leur coût raisonnable et leur disponibilité les ont rendues très sollicitées pour la fourniture d'électricité dans les régions isolées malgré leur durée de vie très limitée par rapport à d'autres types de batteries [26].

Les fabricants de batteries spécifient le nombre de cycles de charge et de décharge d'une batterie en fonction de sa profondeur de décharge tel que représenté sur la figure 2.17. Si l'utilisation de cette caractéristique permet de prédire avec fiabilité la durée de vie d'une batterie au plomb acide dans des applications conventionnelles, comme les systèmes de secours ou les véhicules électriques, il n'en est pas de même pour les systèmes photovoltaïques dont le fonctionnement se caractérise par une profondeur de décharge variable. La charge incomplète et le fonctionnement prolongé à faible état de charge sont les deux principaux facteurs qui influent sur le fonctionnement cyclique d'une batterie utilisée dans une installation hybride. Une stratégie optimale de gestion a pour objectif de maximiser le nombre de cycles de fonctionnement d'une batterie pour lui permettre d'atteindre le nombre de cycles spécifiés par le fabricant.

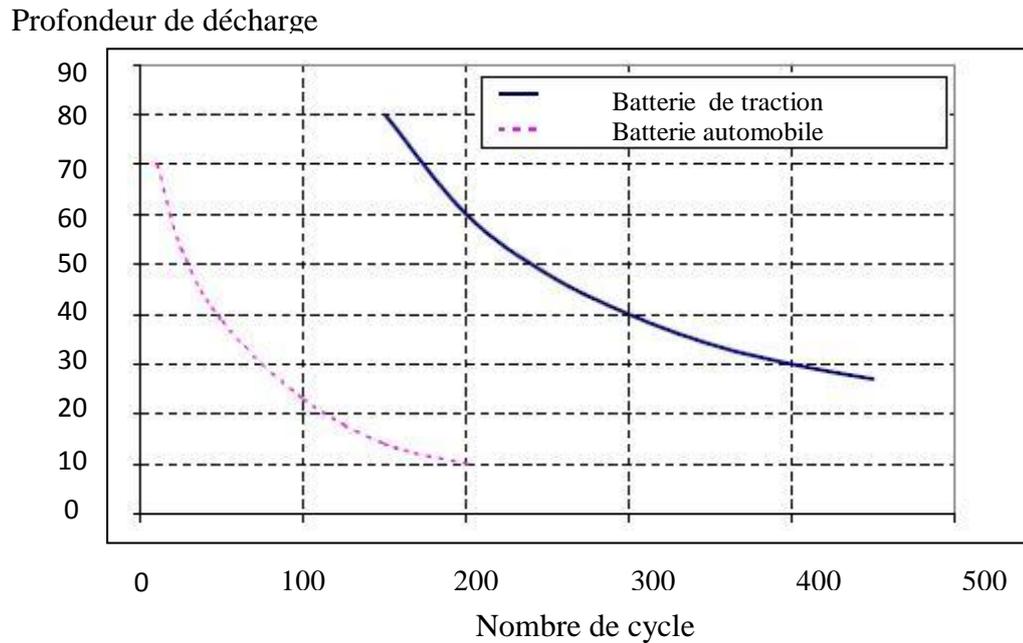


Figure 2.17 : Nombre de cycles en fonction de la profondeur de décharge

Notons que l'augmentation de la capacité de stockage entraîne une réduction de la profondeur de décharge et par conséquent prolonge la durée de vie de la batterie. Ainsi, l'utilisation d'une batterie à grande capacité qui permet d'assurer une durée de vie plus longue peut être plus rentable que le remplacement fréquent de batteries à faible capacité et qui procurent des courtes durées de vie, même si l'investissement initial dans le premier cas reste plus lourd. D'autant plus que dans certaines régions isolées les coûts engendrés par l'opération de remplacement de la batterie s'avèrent plus élevés que le coût intrinsèque de la batterie [26].

En général, les batteries utilisées dans les systèmes hybrides PV-Diesel ont une durée de vie allant de 4 à 8 ans, cela dépend du type de batterie utilisée, de la configuration de l'installation, des conditions de fonctionnement externes et de la stratégie de gestion utilisée [26].

Le régime de fonctionnement d'une batterie dans une application photovoltaïque, que ce soit en charge ou en décharge, ne peut être maîtrisé avec exactitude. En effet, l'énergie fournie par la source renouvelable et la puissance appelée par la charge sont souvent variables au cours de la journée et d'une saison à une autre, ce qui entraîne la batterie à fonctionner dans des conditions difficiles. En plus, l'utilisation des batteries dans les régions isolées qui se caractérisent généralement par leur température élevée, ne fait

qu'accélérer le processus de vieillissement et par conséquent le remplacement anticipé des batteries [26].

➤ **Les différents types de batteries au plomb :**

Les accumulateurs au plomb sont divisés en deux grandes familles : les batteries ouvertes : (Vented Batteries) et les batteries scellées (Valve Regulated Lead Acid Batteries) [35].

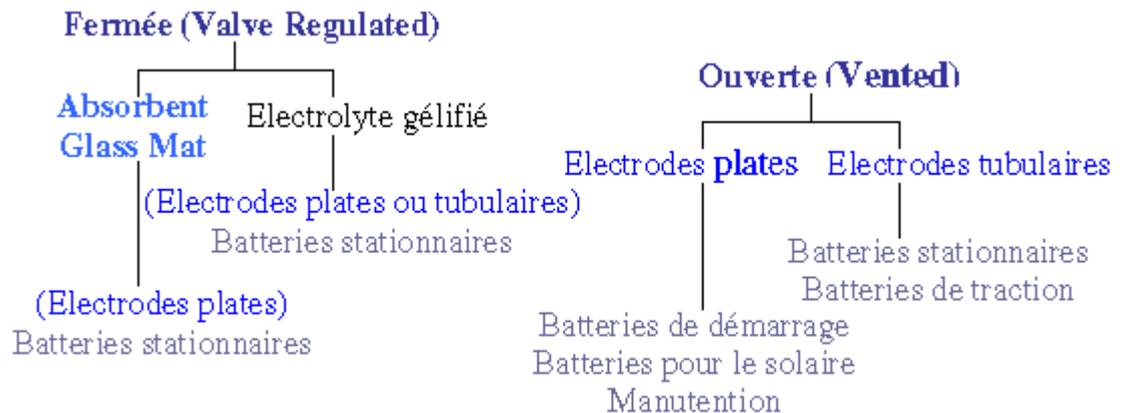


Figure 2.18 : Différents types de batteries au plomb

a. Batteries « classiques » ou ouvertes :

Pour ce type de batteries, la cellule n'est pas fermée. La quantité d'électrolyte (composé typiquement de 65 % d'eau et 35 % d'acide sulfurique) peut diminuer en raison des occurrences successives du phénomène de gazage ainsi que de l'évaporation naturelle. La batterie nécessite donc une maintenance au cours de laquelle le niveau de l'électrolyte doit être réajusté avec de l'eau dé-ionisée pour le bon fonctionnement de l'accumulateur. Enfin, ces batteries doivent se trouver dans un emplacement suffisamment ventilé car le dégagement gazeux qu'elles peuvent produire devient explosif lorsque la proportion d'hydrogène dans l'air atteint 4 % en volume [35].

b. Batteries VRLA (Valve Regulated Lead-Acid):

Ces batteries sont aussi appelées batteries « sans entretien ». L'utilisation croissante des batteries au plomb acide à régulation par soupape VRLA (Valve Regulated Lead Acid) dans les applications photovoltaïques en sites isolés est due aux multiples avantages que présente ce type de batteries par rapport aux batteries ouvertes au plomb acide. Les batteries étanches VRLA se distinguent des batteries ouvertes par les points suivants [26] :

- L'utilisation d'électrolyte de type immobilisé (type gel) ou de type absorbé AGM (Absorbative Glass Mat) à la place d'électrolyte liquide ;
- Le remplacement des bouchons d'évacuation de gaz par des bouchons d'évacuation de pression.

Actuellement, deux technologies existent pour les batteries VRLA :

- Les batteries à électrolyte gélifiée : pour créer un mélange gélifié il sera rajouté de la silice à l'électrolyte ;
- Les batteries AGM : dans ce type de batteries l'électrolyte imprègne des sortes de buvards qui compriment les plaques.

Le rajout d'eau distillée pour les batteries étanches au plomb acide durant leur fonctionnement n'est pas nécessaire, ce qui les rend parfaitement adaptées pour être utilisées sans surveillance dans des régions isolées. Ces batteries sont du type recombinant, c'est-à-dire que les molécules d'oxygène et les molécules d'hydrogène s'associent et se dissocient à l'intérieur de la batterie sans dégagement gazeux vers l'extérieur. Elles disposent par ailleurs d'une valve de sécurité pour le dégagement de pression qui sert, en cas de surcharge extrême, à équilibrer la pression intérieure avec la pression extérieure par la libération d'une partie des gaz renfermés. A l'inverse des batteries ouvertes, les gaz produits durant une faible surcharge ($V_{\text{élément}} \approx 2.35$ à 2.45V) sont retenus pour être réutilisés par la suite [26].

Les batteries étanches présentent des avantages par rapport aux batteries ouvertes mais elles présentent également des inconvénients (tableau 2.3).

Tableau 2.3 : Avantages et inconvénients des batteries étanches comparativement aux batteries ouvertes

Avantages	<ul style="list-style-type: none"> -En fonctionnement normal le rajout d'eau distillée n'est pas nécessaire. -L'écoulement de l'électrolyte est quasi impossible. -L'émission d'hydrogène est négligeable. -La stratification est négligeable pour les batteries à électrolyte gélifié.
Inconvénients	<ul style="list-style-type: none"> -Quand la tension de charge dépasse 2.45 V par élément, ce type de batteries est moins robuste comparativement avec les batteries ouvertes. -Il est impossible de leur rajouter de l'eau distillée en cas où elles sèchent

	<p>à cause de surcharges excessives.</p> <p>-La densité de l'électrolyte ne peut être mesurée directement.</p> <p>-Pour des capacités équivalentes, les batteries étanches sont généralement plus chères que les batteries ouvertes.</p> <p>-Durant l'opération de charge l'écart de tension entre éléments est plus important que dans le cas des batteries ouvertes.</p>
--	--

➤ **Performances techniques :**

Le tableau suivant résume les principales données techniques des accumulateurs au plomb [35]:

Tableau 2.4 : Principales données techniques de la batterie au plomb.

Température de fonctionnement	-20 à +50 °C
Énergie	25/45 Wh/kg 60/120 Wh/dm ³
Nombre de cycles profonds	300/1500
Puissance massique	80/150 W/kg
Rendement	- énergétique : de 60 à 95% - faradique : de 65 à 100%
Auto-décharge	2 à 10 % par mois à 25°C
Maintenance	- surveiller le niveau d'eau pour les batteries (ouvertes) non étanches tous les 2 mois -sulfatation de l'électrolyte en cas de stockage prolongé ⇒ brassage
Sécurité	- acide sulfurique : corrosif - problèmes de surpression de l'hydrogène en cas de surcharge.

2.5.4 Equipements de conditionnement de puissance :

Pour le contrôle et le conditionnement du flux de puissance dans une installation hybride PV-Diesel trois types d'équipements seront utilisés : le régulateur solaire, l'onduleur et le redresseur chargeur.

❖ Régulateur solaire

Le rôle du régulateur solaire est d'éviter les surcharges de batterie quand la puissance produite par le générateur photovoltaïque dépasse la puissance appelée et la batterie se trouve à sa pleine charge. Il existe plusieurs types de régulateurs de charge, leur principe est fondé soit sur la dissipation de l'excès d'énergie, ou bien sur le déplacement du point de fonctionnement du générateur photovoltaïque le plus loin possible du point de puissance maximale MPP (Maximum Power Point).

Le régulateur solaire empêche la batterie de se décharger via le générateur photovoltaïque, qui constitue un chemin pour le flux inverse de puissance, durant la nuit. Quelques régulateurs solaires intègrent un dispositif de suivi du point de puissance maximale MPPT (Maximum Power Point Tracking) pour extraire le maximum de puissance à partir des modules photovoltaïques dans les conditions réelles de fonctionnement. Toutefois, une connexion directe entre le générateur photovoltaïque et la batterie, pour un système bien dimensionné, oblige les modules à fonctionner à proximité de leur point de puissance maximale. L'introduction du MPPT présente alors l'avantage de maximiser la puissance disponible tout en ayant comme inconvénient d'accroître les pertes globales du système dues au conditionnement de puissance [26].

❖ Onduleur

L'onduleur transforme la tension continue en provenance du générateur photovoltaïque en tension alternative régulée qui sera utilisée pour alimenter les usagers. Les lampes à incandescence et les appareils électriques qui ne nécessitent pas une tension sinusoïdale de haute qualité pour un fonctionnement fiable peuvent être alimentés par un onduleur à tension de sortie carrée ou carrée modifiée. Cependant, une bonne partie des applications ménagères nécessite une tension sinusoïdale à faible taux de distorsion, ce qui rend l'utilisation des onduleurs à sortie sinusoïdale très répandue pour la majorité des systèmes.

Le dimensionnement de l'onduleur dépend de la configuration du système. En effet, la puissance nominale d'un onduleur utilisé dans une installation hybride de type série devra être supérieure à la puissance maximale appelée. En contre partie, les installations hybrides de types commuté ou parallèle peuvent être conçues de sorte que les pics de puissance soient pris en charge par le générateur diesel. Par conséquent, il serait possible d'utiliser des onduleurs de puissances nominales inférieures aux pics de puissances appelées.

Le rendement de conversion de l'onduleur est une caractéristique prépondérante dans le fonctionnement du système hybride complet. Nous donnons une comparaison entre le rendement d'un onduleur utilisé dans une installation hybride typique et le rendement souhaitable pour un onduleur presque idéal (Figure 2.19). Nous pouvons constater que l'onduleur classique présente de bonnes performances au voisinage de sa puissance maximale, par contre son rendement devient médiocre quand la puissance appelée est inférieure à 15% de la puissance nominale. Si on veut réduire les pertes de conversion de manière significative il faudrait améliorer les performances de l'onduleur au niveau de la zone hachurée [26].

Rendement (%)

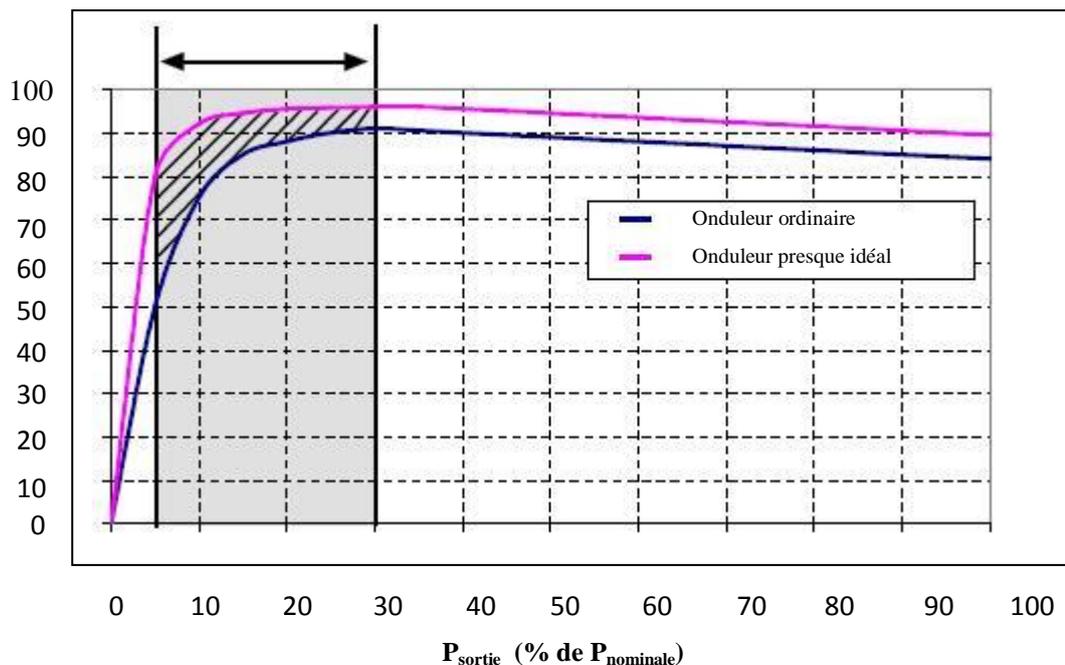


Figure 2.19 : Courbes de rendement d'un onduleur ordinaire et d'un onduleur presque idéal

La méthode de dimensionnement de l'onduleur pour une installation hybride diffère de celle utilisée pour un système interconnecté au réseau. En effet, pour une installation isolée du réseau la puissance nominale de l'onduleur sera déterminée en fonction de la puissance appelée. Par contre, pour une installation interconnectée au réseau la puissance nominale de l'onduleur sera fonction de la puissance photovoltaïque installée du fait que toute la puissance produite sera injectée au réseau, ce qui n'est pas le cas pour une installation isolée qui dispose d'un système de stockage d'énergie au niveau de la partie continue et qui permet de recevoir l'excès de production par rapport à la consommation [26].

❖ **Redresseur chargeur de batteries**

Le redresseur chargeur de batterie transforme la tension alternative générée par le groupe diesel en une tension continue qui sera utilisée pour charger le banc de batteries. La tension alternative mise à disposition des usagers à partir du groupe diesel dans le cas de systèmes hybrides de type série passe par deux processus de conversion, une première étape AC/DC (courant alternatif / courant continu) via le redresseur et ensuite une seconde étape DC/AC (courant continu / courant alternatif) à travers l'onduleur. A titre d'exemple, si nous considérons que le redresseur et l'onduleur présentent tous les deux un rendement élevé de conversion de l'ordre de 90%, cela engendre une perte de 19% au niveau du processus de conversion global, ce qui présente un avantage des systèmes hybrides parallèles et des systèmes commutés par rapport aux systèmes séries.

Pour optimiser la consommation en fuel d'un générateur diesel, un fonctionnement au alentour de 80% de sa puissance nominale est recommandé. Dans le cas des systèmes hybrides parallèles et des systèmes commutés les usagers sont alimentés directement par le générateur diesel, sans passer par la double transformation AC/DC et DC/AC, cela permettra de disposer de plus de puissance pour recharger la batterie. Le flux d'énergie est géré selon une stratégie prédéfinie pour permettre au banc de batteries d'atteindre un état de charge élevé avant que le générateur diesel se mette à l'arrêt et que le mode autonome de l'installation reprenne.

Dans la majorité des systèmes hybrides, les pertes de conversion au niveau du redresseur chargeur sont minimales comparativement avec les pertes onduleurs. En effet, le redresseur chargeur fonctionne généralement à une puissance élevée (profil de charge prédéfini) qui est proche de la puissance nominale ce qui lui octroie un rendement élevé,

contrairement à l'onduleur dont le rendement dépend de la puissance appelée. Le rendement du redresseur chargeur, qui est de l'ordre de 90%, est déjà élevé, cette valeur réduit la possibilité d'améliorer le rendement global de l'installation hybride en agissant sur les performances du redresseur chargeur tel qu'il est le cas pour l'onduleur.

Les nouveaux équipements de conversion utilisés actuellement dans les installations hybrides parallèles permettent d'intégrer dans un même boîtier bidirectionnel le régulateur solaire, l'onduleur, le redresseur chargeur et le système de gestion automatique de l'installation.

Les équipements de conditionnement de puissance dédiés pour des applications dans des régions isolées doivent se caractériser par leur fiabilité, leur robustesse et leur longue durée de vie afin d'amortir l'investissement initial et réduire les coûts inhérents à la maintenance [26].

2.5 Conclusion :

Dans ce chapitre nous avons examiné les différents systèmes d'électrification dans les régions isolées ainsi que l'expérience de sonelgaz pour l'électrification des 18 villages , nous retenons que le choix de la solution dépend des considérations techniques et économiques liées à l'application, ainsi on a exposé les différents types de configurations des centrales hybrides PV-diesel, avec les avantages et les inconvénients de chaque configuration et décrit les composants utilisés dans ces installations.

En effet, le choix du type de système pour le développement de l'outil d'aide à la décision nécessite la connaissance parfaite des différentes configurations existantes.

CHAPITRE 3 : MODELISATION ET METHODOLOGIE DE DIMENSIONNEMENT

3.1 Introduction :

La modélisation des composants de l'installation hybride est une étape fondamentale dans le développement de l'outil d'aide à la décision. Dans ce chapitre nous examinerons, pour chaque composant, les modèles les plus couramment utilisés, et nous présenterons la méthode de dimensionnement basée sur le concept de la probabilité des pertes d'énergie d'alimentation ou Loss of Power Supply probability (LPSP), en Anglais, utilisé dans notre étude.

3.2 Modélisation des composants du système hybride :

3.2.1 Générateur photovoltaïque :

Il existe plusieurs modèles mathématiques qui décrivent le fonctionnement d'un dispositif photovoltaïque (cellule, module ou générateur PV) en polarisation directe (sous éclairage), certains sont simples ne mettant en œuvre que peu de paramètres, d'autres sont complexes mais décrivent au mieux le dispositif PV. Parmi ces modèles, nous avons retenu les modèles mathématiques les plus récents et le plus utilisés.

❖ Modèles implicites :

a. Modèle à une diode :

C'est le modèle le plus classique de la littérature, il fait intervenir un générateur de courant pour la modélisation du flux lumineux incident, une diode pour les phénomènes de polarisation de la cellule, une résistance série et une résistance shunt pour les pertes (figure 3.1) [36].

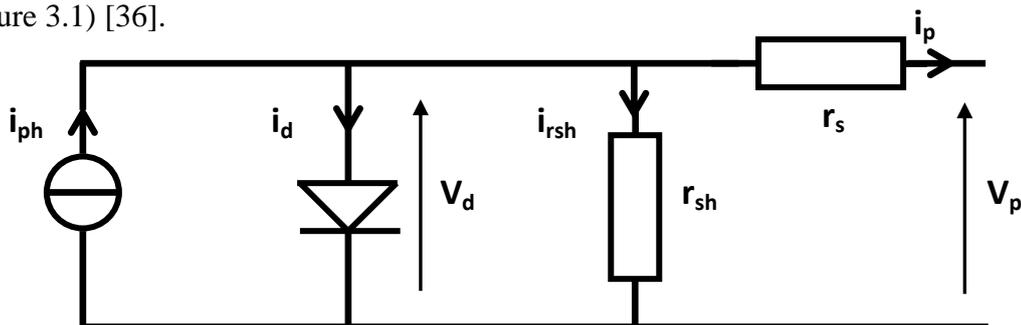


Figure 3.1 : Schéma électrique équivalent d'une cellule, modèle à une diode

Chaque groupe de panneaux est une association série/parallèle de $n_s \cdot n_p$ cellules élémentaires, n_s étant le nombre de cellules en série sur une branche et n_p le nombre de branches en parallèle.

Si toutes les cellules sont identiques et fonctionnent dans les mêmes conditions, nous obtenons le générateur photovoltaïque de la figure 3.2 [26].

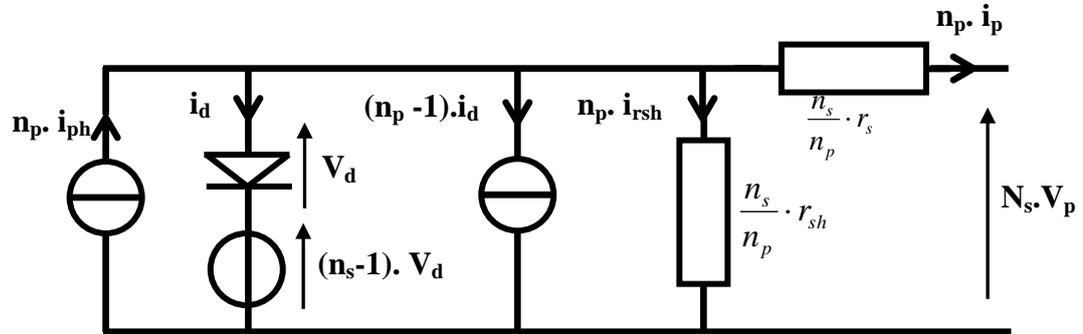


Figure 3.2 : Schéma électrique équivalent d'un groupe de cellules, modèle à une diode

Nous utiliserons dans ce qui suit les notations suivantes :

$$\left\{ \begin{array}{l} I_{ph} = n_p \cdot i_{ph} \\ I = n_p \cdot i_p \\ I_d = n_p \cdot i_d \\ I_{rsh} = n_p \cdot i_{rsh} \\ V_d = n_s \cdot v_d \\ V = n_s \cdot v_p \\ R_s = \frac{n_s}{n_p} \cdot r_s \\ R_{sh} = \frac{n_s}{n_p} \cdot r_{sh} \end{array} \right. \quad (3.1)$$

Nous obtenons alors l'équation caractéristique pour un groupe de cellules PV déduite du schéma électrique équivalent de la figure 3.1.

$$I_G = I_{ph} - I_d - I_{rsh} \quad (3.2)$$

$$I_G = I_{ph} - I_{sat} \left[\exp \left(\frac{V + IR_s}{A n_s \frac{kT_c}{q}} \right) - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad (3.3)$$

Où :

I_{sat} : Courant de saturation ;

k : Constante de Boltzmann ($1.38 \cdot 10^{-23}$ J/K) ;

q : Charge élémentaire ($1.6 \cdot 10^{-19}$ C) ;

A : Facteur d'idéalité de la jonction.

b. Modèle analytique à cinq paramètres :

L'expression de ce modèle est donnée par l'équation (3.3). Le modèle est basé sur le calcul des cinq paramètres de la fonction $I = f(I, V)$ qui sont : I_{ph} , I_{sat} , R_s , R_{sh} et A . Ces paramètres sont déterminés à partir des données qui sont le courant de court-circuit I_{SC} , la tension à circuit ouvert V_{OC} , le courant I_m et la tension V_m au point de puissance maximale P_m et les pentes au voisinage de V_{OC} et de I_{SC} [24]

En appelant :

$$\left(\frac{dV}{dI}\right)_{V=V_{oc}} = -R_{s0} \quad (3.4)$$

$$\left(\frac{dV}{dI}\right)_{I=I_{sc}} = -R_{sh0} \quad (3.5)$$

Les équations obtenues sont les suivantes :

$$A = \frac{V_m + I_m R_{so} - V_{oc}}{V_t \left[\ln\left(I_{sc} - \frac{V_m}{R_{sh}} - I_m\right) - \ln\left(I_{sc} - \frac{V_{oc}}{R_{sh}}\right) + \left(\frac{I_m}{I_{sc} - \frac{V_{oc}}{R_{sh}}}\right) \right]} \quad (3.6)$$

$$I_{sat} = \left(I_{sc} - \frac{V_{oc}}{R_{sh}} \right) \exp\left(\frac{V_{oc}}{AVt}\right) \quad (3.7)$$

$$R_s = R_{so} - \frac{AVt}{I_o} \exp\left(\frac{V_{oc}}{AVt}\right) \quad (3.8)$$

$$I_{ph} = I_{sc} \left(1 + \frac{R_s}{R_{sh}} \right) + I_o \left(\exp\left(\frac{I_{sc} R_s}{AVt}\right) - 1 \right) \quad (3.9)$$

$$R_{sh} = R_{sho} \quad (3.10)$$

c. Modèle analytique 2 :

L'expression de ce modèle est déduite de l'équation (3.3) en négligeant le rapport R_s/R_{sh} . La fonction $I = f(I, V)$ décrivant le fonctionnement du module photovoltaïque est alors donnée comme suit [24][38] :

$$I = I_{ph} - I_{sat} \left(\exp \frac{V + IR_s}{AVt} - 1 \right) - \frac{V}{R_{sh}} \quad (3.11)$$

Le photo courant I_{ph} est donné par la relation suivante :

$$I_{ph} = P_1 G(\beta) [1 + P_2 (G(\beta) - G_{ref}) + P_3 (T_j - T_{ref})] \quad (3.12)$$

Avec :

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

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

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

Le courant de saturation est donné par la relation :

$$I_{sat} = P_4 T_j^3 \exp \left(- \frac{P_5}{T_j} \right) \quad (3.13)$$

Les paramètres de ce modèle P_1, P_2, P_3, P_4, P_5 ainsi que A, R_s et R_{sh} sont déterminés à l'aide des données expérimentales sur le module Photovoltaïque et les méthodes de calcul usuelles tels que la méthode de Levenberg-Marquardt. L'expérimentation du module en question pour déterminer ce paramètre est effectuée pour différents niveaux d'éclairement et de température de jonction.

Toutefois, la température de jonction des cellules T_j est donnée par la relation [39] :

$$T_j = T_a + \frac{E_s}{800} (NOCT - 20^\circ C) \quad (3.14)$$

Avec :

T_a : Température ambiante.

E_s : Eclairement solaire incident sur le plan du module [W/m^2].

NOCT : Caractéristique intrinsèque de la cellule (Normal Operating Cell Temperature), elle représente la température de fonctionnement normal de la cellule quand l'ensoleillement est de 800 W/m² et la température ambiante est de 20 °C.

❖ **Modèle explicite :**

Ce modèle est déduit après certaines approximations effectuées sur le modèle à une diode et ne nécessite que trois points significatif de la courbe I-V: le courant de court circuit (I_{sc}), la tension de circuit ouvert (V_{oc}), le courant I_m et la tension V_m au point de puissance optimale [40]. La caractéristique I-V est décrite par :

$$I = I_{sc} \left[1 - C_1 \left(\exp\left(\frac{V}{C_2 V_{oc}}\right) - 1 \right) \right] \quad (3.15)$$

Avec :

$$C_1 = \left(1 - \frac{I_m}{I_{sc}} \right) \exp\left(\frac{-V_m}{C_2 V_{oc}}\right) \quad (3.16)$$

$$C_2 = \frac{\frac{V_m}{V_{oc}} - 1}{\ln\left(1 - \frac{I_m}{I_{sc}}\right)} \quad (3.17)$$

– **Evolution de la courbe caractéristique d'un module PV :**

Les caractéristiques d'un module photovoltaïque dépendent étroitement de l'ensoleillement sur le plan du module et de la température de jonction qui est fonction de la température ambiante (figure 3.3.a).

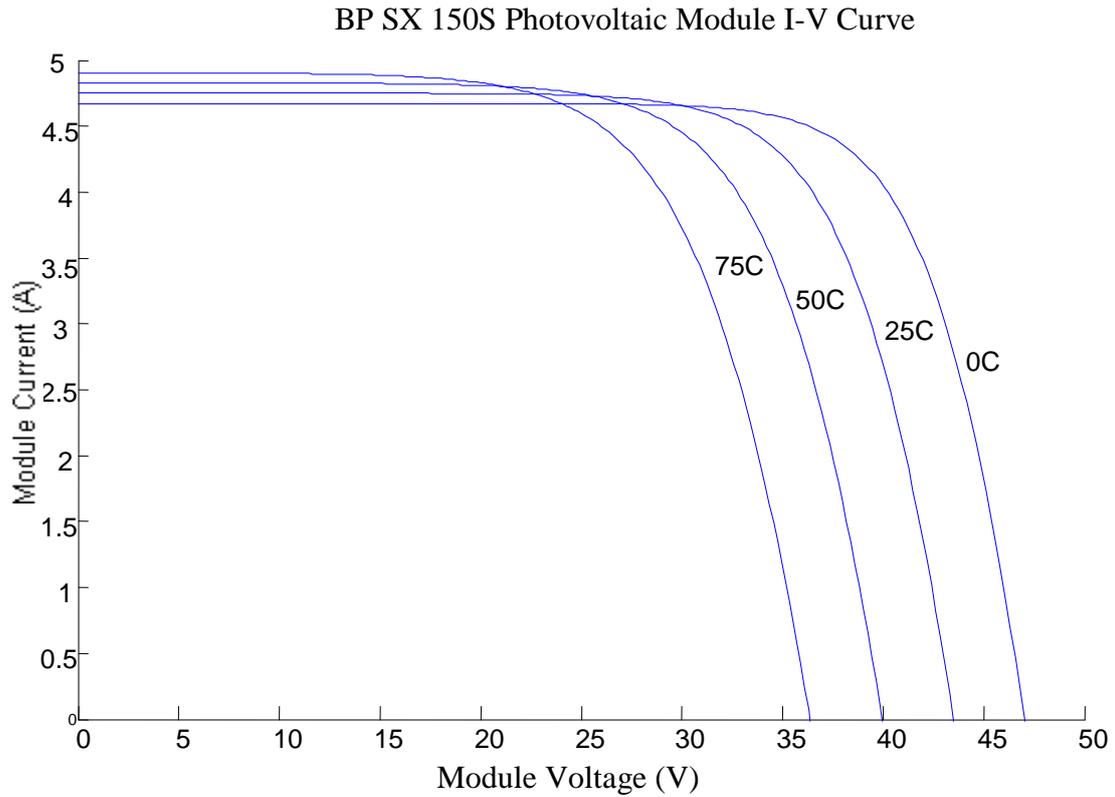


Figure 3.3.a : Influence de la température sur la courbe caractéristique I-V

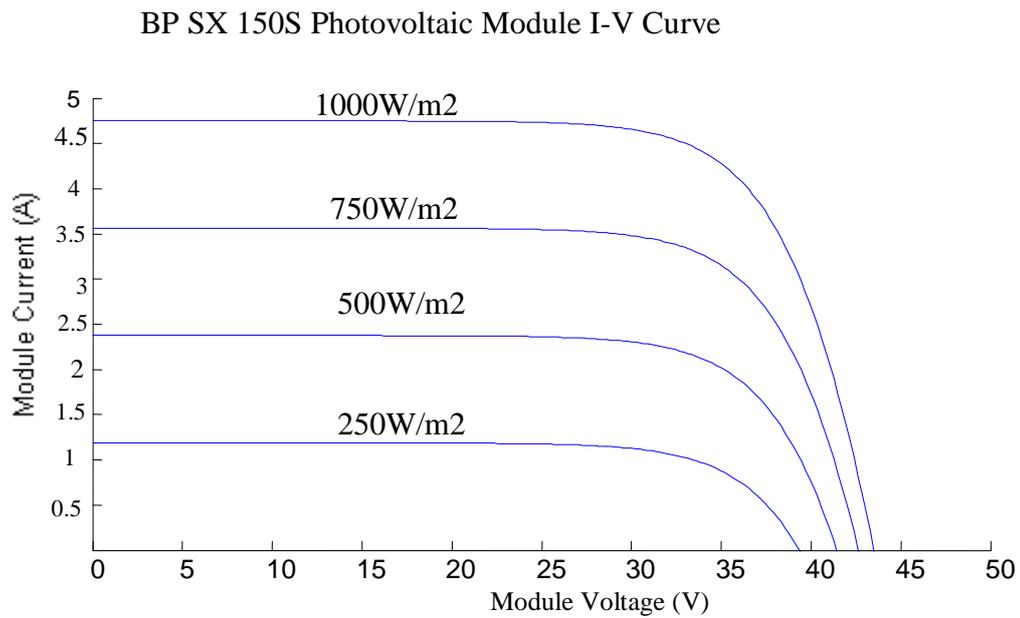


Figure 3.3.b : Influence de l'ensoleillement sur la courbe caractéristique I-V

Nous pouvons constater que le courant produit par un module PV augmente avec le niveau d'ensoleillement tandis que la tension entre ses bornes reste quasi constante. En ce qui concerne la température, celle-ci agit directement sur la tension du module en

diminuant la différence de potentiel entre ses bornes, cependant son effet sur le courant généré est minime.

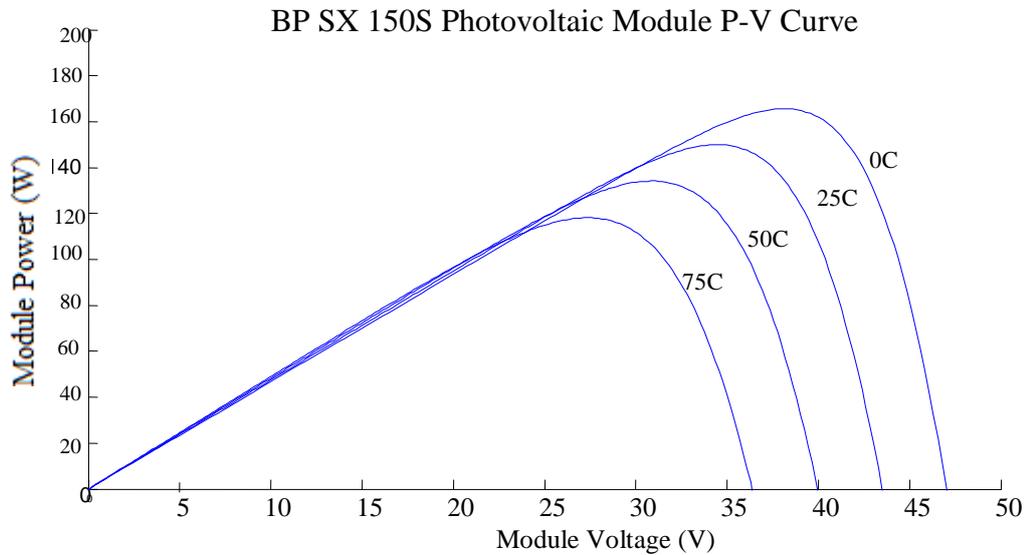


Figure 3.4.a : Influence de la température sur la puissance d'un module PV

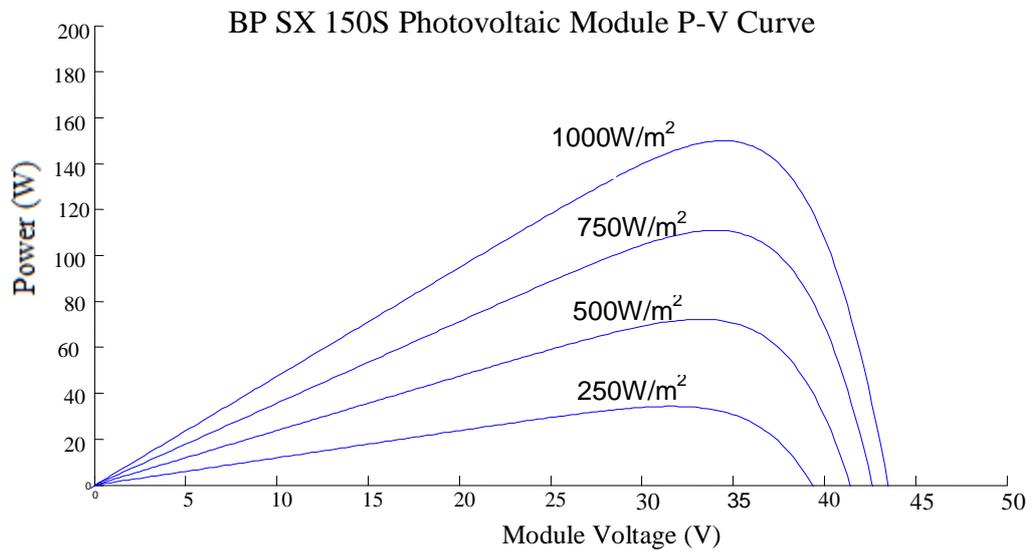


Figure 3.4.b : Influence de l'ensoleillement sur la puissance d'un module PV

En résumé, un niveau d'ensoleillement élevé favorise la production d'électricité par effet photovoltaïque tandis que les températures élevées diminuent le rendement des panneaux (figure 3.4.a) et (figure 3.4.b).

3.2.2 Modélisation du système de conversion :

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

Cette caractéristique est représentée par la fonction [41] :

$$\eta_o = f(P_{ch}) \text{ ou encore } \eta_o = f(\text{taux de charge})$$

La charge étant alimentée en courant alternatif, un onduleur est donc présent entre le bus continu et la charge. Il existe diverses équations pour définir le rendement d'un onduleur en fonction de la puissance délivrée. L'onduleur est considéré comme un dispositif de transformation en énergie alternative, d'une énergie de type continu provenant soit du système de stockage, soit directement du champ PV. De tels dispositifs devraient délivrer une tension alternative à fréquence déterminée c'est-à-dire le signal généré par ce dernier doit être le plus sinusoïdal possible. Ces onduleurs sont largement utilisés, mais les appareils existant ont l'inconvénient majeur de présenter des pertes, à vide ou à faible charge, très élevées, leur rendement n'est donc acceptable qu'à pleine charge.

L'onduleur monophasé est caractérisé par son rendement en fonction de la puissance fournie à l'utilisation. Le modèle de rendement se traduit par la relation empirique suivante [34]:

$$\eta_{ond} = a(1 - \exp(b \cdot \tau)) \quad (3.18)$$

Où :

a et b sont des constantes (a = 0,9559 ; b = - 609164)

τ : Taux de charge, donnée par : $\tau = \frac{P_{ch}}{P_n}$

P_n : puissance nominale de l'onduleur.

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

La variation du rendement de l'onduleur en fonction du taux de charge est représentée sur la figure suivante:

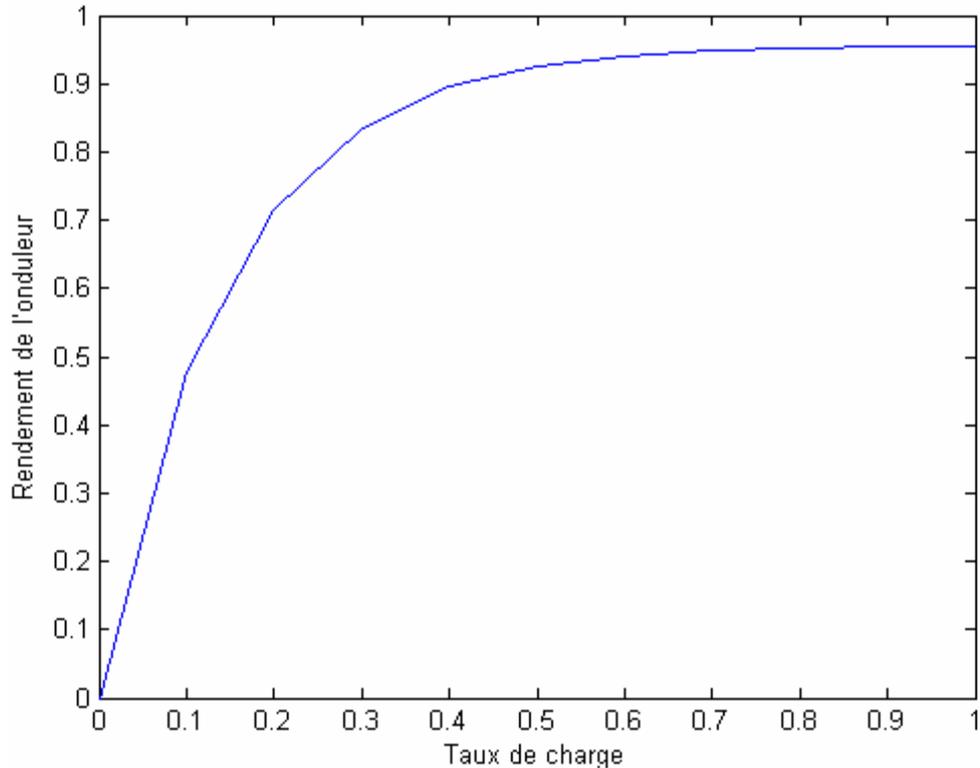


Figure 3.5 : Rendement de l'onduleur

Nous verrons par la suite que le choix de la puissance nominale de l'onduleur en fonction de son application est primordial si l'on veut éviter des pertes énergétiques importantes.

3.2.3 Modélisation du système de stockage :

Compte tenu du caractère relativement complexe des accumulateurs électrochimiques, il s'avère difficile de développer un modèle général. Les différents modèles existants dans la littérature, pour la technologie plomb-acide, sont d'une mise en œuvre complexe notamment à cause du nombre élevé de paramètres à déterminer. Pour des raisons de simplicité, nous utiliserons dans notre étude, le modèle électrique couramment utilisé, représenté dans la figure suivante [42] :

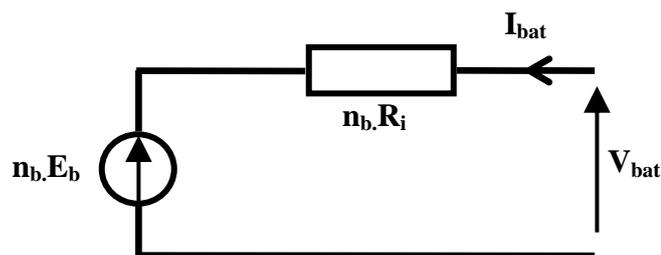


Figure 3.6 Schéma électrique équivalent de n_b d'éléments de batteries en série

Ce modèle de batterie est alors décrit par seulement deux éléments dont les caractéristiques dépendent d'un certain nombre de paramètres : une source de tension et sa résistance interne.

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

$$V_{bat} = n_b \cdot E_b + n_b \cdot R_i \cdot I_{bat} \quad (3.19)$$

Où :

V_{bat} et I_{bat} : tension et courant batterie (en convention récepteur) ;

E_b : Force électromotrice fonction de l'état de charge de la batterie noté *EDC*

R_i : Résistance interne d'un élément.

Trois équations sont nécessaires à la description du comportement de la batterie dépendant du régime de charge (indice "c"), surcharge (indice "oc") ou décharge (indice "d"). La formulation de ces équations tient compte de l'expression normalisée de la capacité, C_{bat} de la batterie. L'état de charge *EDC* de la batterie, en fonction de la charge résiduelle et du régime de charge ou de décharge.

- Modèle de la capacité

Le modèle de la capacité donne la quantité d'énergie C_{bat} que peut restituer la batterie, en fonction du courant moyen de décharge \bar{I}_{bat} . Son expression est établie à partir du courant I_{10} , correspondant au régime de fonctionnement C_{10} [42].

$$\frac{C_{bat}}{C_{10}} = \frac{1,67}{1 + 0,67 \cdot \left(\frac{\bar{I}_{bat}}{I_{10}}\right)^{0,9}} \cdot (1 + 0,005 \cdot \Delta T) \quad (3.20)$$

Où ΔT est l'échauffement de l'accumulateur (supposé identique pour tous les éléments) par rapport à une température ambiante de 25 °C.

C_{10} est la capacité en Ah de la batterie, en régime de décharge à courant constant durant 10 heures.

La capacité C_{bat} sert de référence pour déterminer l'état de charge de la batterie. Ce dernier sera formulé en fonction de la quantité de charge manquante à la batterie Q_d .

$$EDC = 1 - \frac{Q_d}{C_{bat}} \quad (3.21)$$

L'évolution temporelle de Q_d dépend du mode de fonctionnement de la batterie (croît en décharge, décroît en charge, en convention récepteur). Nous avons alors :

$$Q_d = I_{bat} \cdot t \quad (3.22)$$

Avec t la durée de fonctionnement de la batterie avec un courant I_{bat} . L'évaluation de l'état de charge par cette relation est appelée coulomb métrique [42].

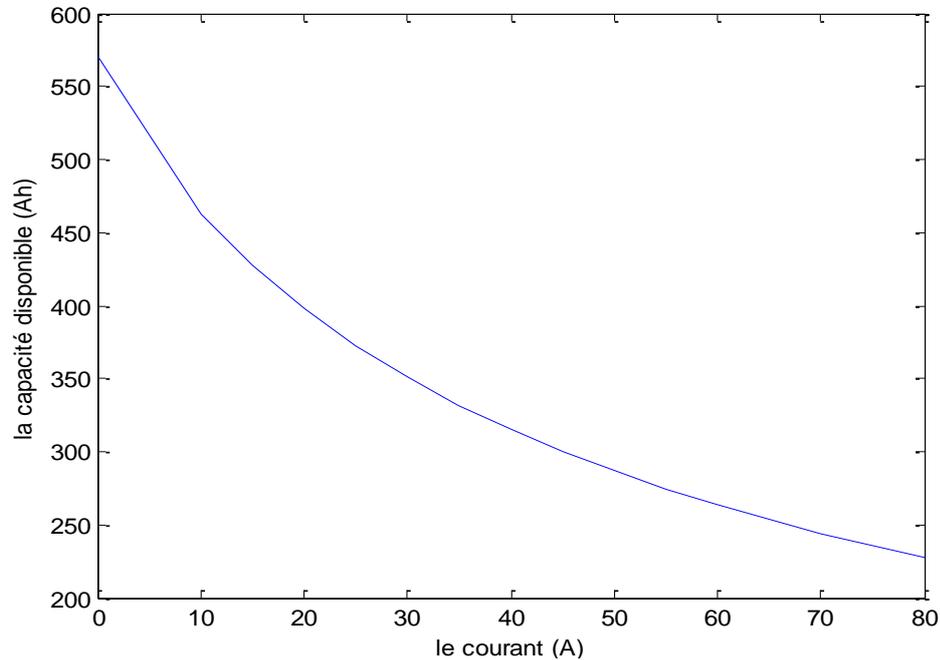


Figure 3.7 : Capacité disponible dans la batterie en fonction du courant I_{bat} (Cas d'une batterie de 48 V 325Ah)

- Equation de la tension en décharge

L'expression de la tension de batterie est élaborée à partir de l'équation 3.19. Il apparaît donc une structure liée aux deux éléments internes à la batterie, la force électromotrice et la résistance interne [42][43] :

$$V_{bat_d} = n_b \cdot [1,965 + 0,12 \cdot EDC] - n_b \cdot \frac{|I_{bat}|}{C_{10}} \cdot \left(\frac{4}{1 + |I_{bat}|^{1,3}} + \frac{0,27}{EDC^{1,5}} + 0,02 \right) \cdot (1 - 0,007 \cdot \Delta T) \quad (3.23)$$

Le deuxième terme de cette équation montre bien l'influence de la température sur la résistance interne. L'équation 3.23 montre que la résistance interne est directement liée à l'état de charge de l'accumulateur. Lorsque la batterie est chargée, la résistance interne est faible et elle devient importante pour un état de charge proche de 0, ce qui dégradera fortement le rendement en décharge dans cette zone de fonctionnement. La figure 3.8 montre l'évolution de la résistance interne pour un accumulateur 48 V, 320 Ah.

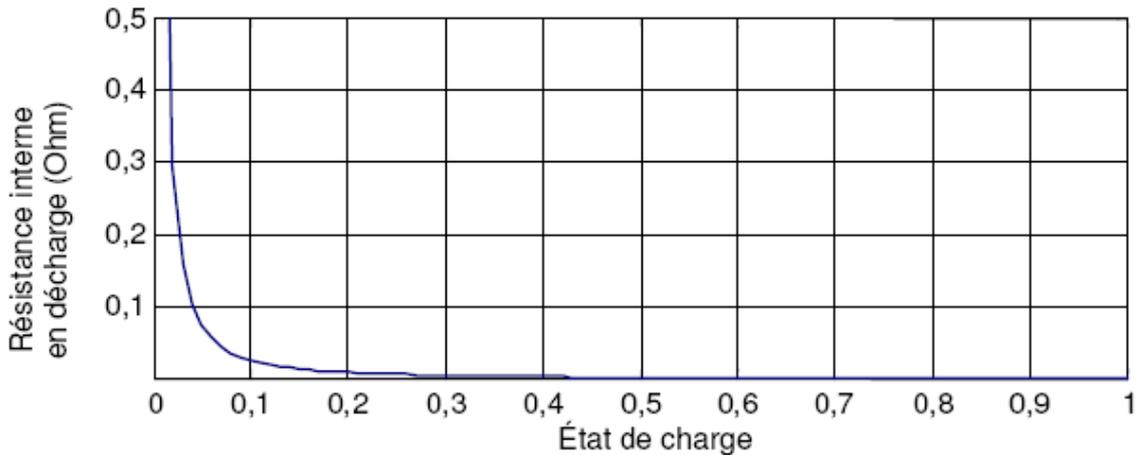


Figure 3.8 : Evolution de la résistance interne d'une batterie 48 V, 320 Ah en fonction de son état de charge (décharge à courant constant)

- Equation de la tension en charge

L'expression de la tension aux bornes de la batterie en charge est décrite par deux équations, l'une avant l'apparition de phénomène de gazage et l'autre après (surcharge).

L'équation de la tension en charge avant l'apparition du phénomène de gazage est similaire à celle obtenue en décharge. En effet, elle présente la même structure faisant apparaître l'influence de la force électromotrice et celle de la résistance interne

$$V_{bat_c} = n_b \cdot [2 + 0,16 \cdot EDC] + n_b \cdot \frac{I_{bat}}{C_{10}} \cdot \left(\frac{6}{1 + I_{bat}^{0,86}} + \frac{0,48}{(1 - EDC)^{1,2}} + 0,036 \right) \cdot (1 - 0,025 \cdot \Delta T) \quad (3.24)$$

Lorsque la tension aux bornes de la batterie atteint V_g (dite tension de gazage), alors l'évolution de la tension présente une brusque augmentation, caractéristique du dégagement gazeux d'hydrogène et d'oxygène : c'est le phénomène de gazage. L'évolution temporelle de ce phénomène est approximée par une loi exponentielle. L'expression de la tension est établie à partir de l'instant t_g où $V_{bat_c} = V_g$:

$$V_{bat_oc} = n_b \cdot V_g + n_b \cdot (V_{ec} - V_g) \cdot \left[1 - \exp\left(\frac{t - t_g}{\tau_g}\right) \right] \quad (3.25)$$

Les valeurs des tensions de gazage, V_g , et de fin de charge, V_{ec} , ainsi que celle de la constante de temps, τ_g , sont obtenues à partir des expressions :

$$V_g = \left[2,24 + 1,97 \cdot \ln\left(1 + \frac{I_{bat}}{C_{10}}\right) \right] \cdot (1 - 0,002 \cdot \Delta T) \quad (3.26)$$

$$V_{ec} = \left[2,45 + 2,011 \cdot \ln \left(1 + \frac{I_{bat}}{C_{10}} \right) \right] \cdot (1 - 0,002 \cdot \Delta T) \quad (3.27)$$

$$\tau_g = \frac{1,73}{1 + 852 \cdot \left(\frac{I_{bat}}{C_{10}} \right)^{1,67}} \quad (3.28)$$

En charge, la résistance interne dépend encore de l'état de charge de l'accumulateur électrochimique. Sa valeur devient d'autant plus importante lorsque nous approchons de la pleine charge. Dans un raisonnement à courant constant, il y aura d'autant plus de pertes que nous nous approchons de la pleine charge et le rendement en charge de l'accumulateur sera donc plus faible dans cette zone [42][43].

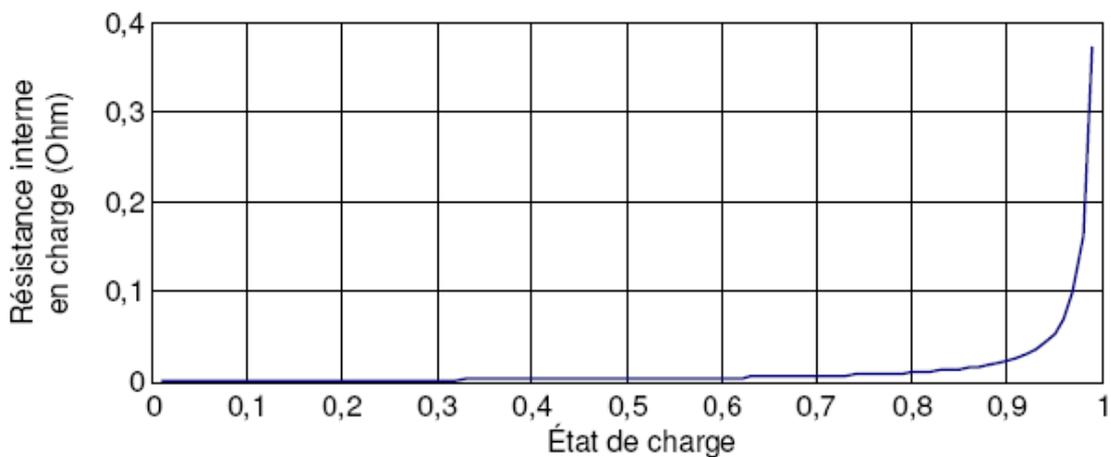


Figure 3.9 : Evolution de la résistance interne d'une batterie 48 V, 320 Ah en fonction de son état de charge (charge à courant constant)

- Rendements de charge et de décharge

Ils existent deux types de rendements, les rendements coulombiens et les rendements globaux. Les premiers concernent la capacité de la batterie à emmagasiner de l'énergie, ils ne font pas intervenir les pertes Joules dans la résistance interne. Les rendements globaux tiennent compte des rendements coulombiens et des pertes Joules [42][43].

Le rendement coulombien en décharge de la batterie est supposé être de 100%.

$$\eta_{cb_d} = 1 \quad (3.29)$$

Quant au rendement coulombien en charge, il dépend fortement du taux de charge, il a une valeur voisine de 100% pour de faibles courants de charge et un faible état de charge. Puis il se dégrade lorsque nous approchons de la pleine charge. Nous avons l'expression :

$$\eta_{cb_c} = 1 - \exp \left[\frac{20,73}{\frac{I_{bat}}{I_{10}} + 0,55} \cdot (EDC - 1) \right] \quad (3.30)$$

- **Description détaillée du modèle**

En résumé, la tension de batterie est notée :

$$V_{bat} = \begin{cases} V_{bat_d} & \text{si } I_{bat} < 0 \\ V_{bat_c} & \text{si } I_{bat} > 0 \text{ et } V_{bat_c} < V_g \\ V_{bat_oc} & \text{si } I_{bat} > 0 \text{ et } V_g \leq V_{bat_oc} \leq V_{ec} \\ V_{ec} & \text{sinon} \end{cases} \quad (3.31)$$

La charge de la batterie est :

$$Q_{bat}(t) = \begin{cases} Q_{bat}|_{t=0} + \eta_{cb_c} \cdot Q_{ech} & \text{si } I_{bat} > 0 \\ Q_{bat}|_{t=0} + Q_{ech} & \text{si } I_{bat} < 0 \end{cases} \quad (3.32)$$

Où la quantité de charge échangée est :

$$Q_{ech} = \int_0^t I_{bat}(t') \cdot dt' \quad (3.33)$$

3.2.4 Modélisation du groupe électrogène :

Dans les gammes des petites et moyennes puissances, il existe différents types d'entraînement pour les groupes électrogènes ; pour les faibles puissances on utilise les moteurs à essence et les moteurs diesel pour les puissances supérieures à 2 kW. Etant donné la gamme de puissance considérée, nous utiliserons des moteurs diesel dont la vitesse de rotation est soit de 3000 tr/min (utilisation pour de courtes périodes sur la journée), soit de 1500 tr/min (utilisation en continue sur la journée) [44].

Nous utilisons ici un modèle développé au Centre de Recherches « Energie et Systèmes » de l'Université de Corse qui a réalisé des études expérimentales [44] sur les groupes électrogènes de petites puissances. Un groupe électrogène est défini par son rendement η_{GE} et par sa consommation Q_v (en litre/h) à une puissance de fonctionnement P_{GE}

Le rendement :

$$\eta_{GE} = \frac{P_{GE}}{PCI_v \cdot Q_{GE}} \quad (3.34)$$

La consommation :

$$Q_V = Q_V^0 \left(\lambda + \xi \frac{P_{GE}}{P_{GE}^0} \right) \quad (3.35)$$

Avec :

$$\xi = \frac{P_{GE}^0}{\eta_{GE} \cdot PCI_V \cdot Q_V^0} \quad (3.36)$$

Où :

P_{GE}^0 : Puissance nominale du groupe.

Q_V^0 : Consommation à cette puissance nominale.

PCI_V : Énergie contenue dans un litre de combustible.

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

En prenant comme valeur pour les groupes électrogènes diesel :

$PCI_V = 10.08$ KWh/l; $Q_V^0/P_{GE}^0 = 0.3$ l/KWh

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

$$Q_V = 0.3 \cdot P_{GE}^0 \cdot \left(0.22 + 0.78 \frac{P_{GE}}{P_{GE}^0} \right) \quad (3.37)$$

La durée de vie considérée est de 10 000 heures pour un GE fonctionnant à 1500 tr/min et de 6 000 heures pour un GE fonctionnant à 3 000 tr/min. De plus, étant donné que le fonctionnement d'un GE à faible puissance conduit à un fonctionnement à froid qui empêche une bonne combustion et entraîne ainsi une dégradation rapide de l'huile de lubrification, nous imposons une puissance minimale de fonctionnement de 40% de la puissance nominale ($P_{G_{\min}} = 0,4 \cdot P_{GE}^0$) ce qui donne les courbes de consommation et de rendement présentées en figures 3.9 et 3.10 respectivement [44].

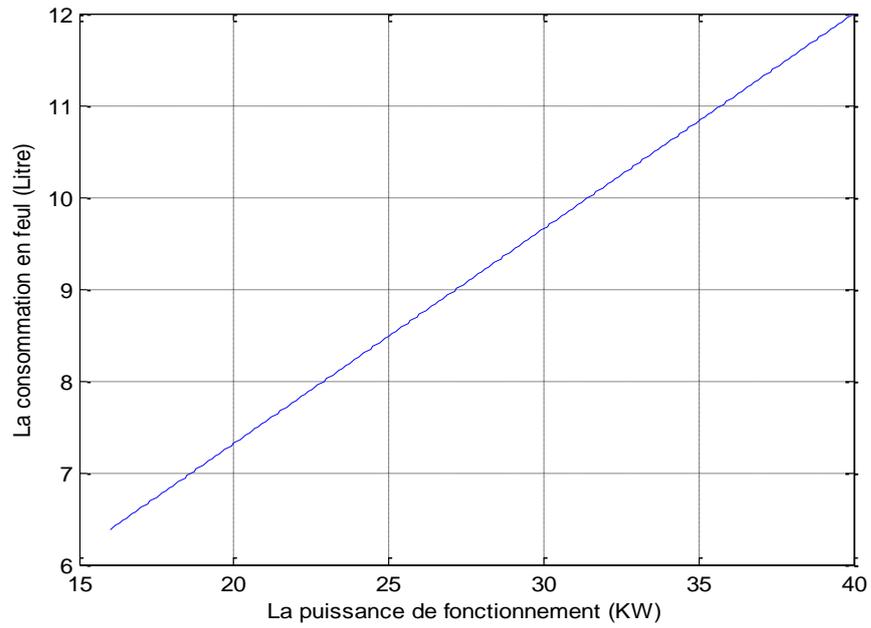


Figure 3.10 : Consommation en fuel d'un groupe diesel de puissance nominale 40KW

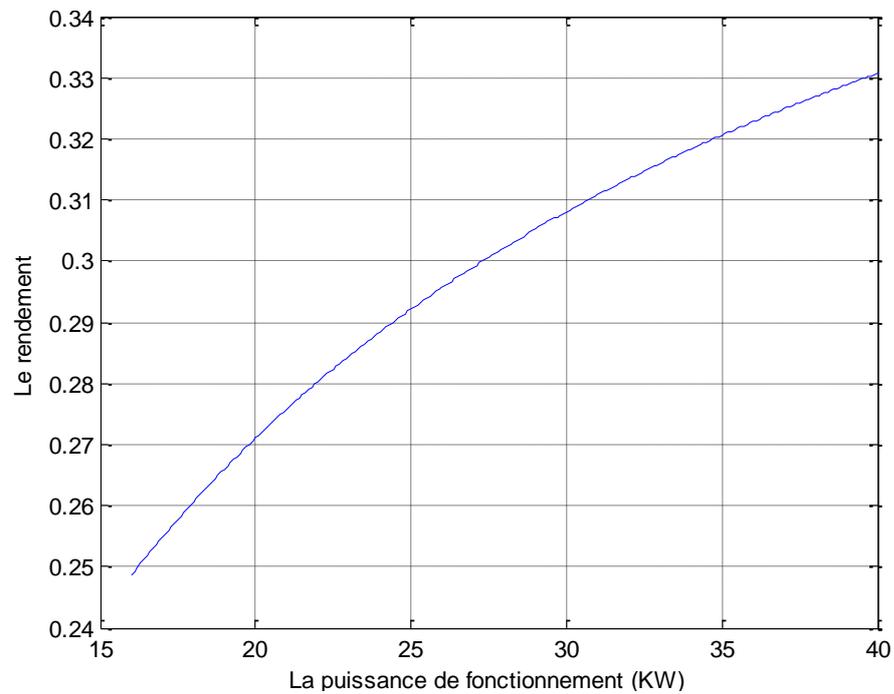


Figure 3.11: Le rendement d'un groupe diesel de puissance nominale 40KW

3.3 Dimensionnement d'un système hybride

3.3.1 Méthodologie adoptée :

L'objectif de notre travail est l'étude d'un système hybride PV-Diesel ; nous présentons en quelques points tous les étapes à suivre pour atteindre notre objectif :

- Le choix d'un profil de consommation d'énergie électrique représentatif du site,
- Détermination les ressources solaire comme la température et l'irradiation solaire horaire pour chaque site à étudier.
- Le dimensionnement du système avec la méthode LPSP :

Nous allons dimensionner un système PV autonome par la méthode LPSP, on choisit le mois le plus favorable en termes d'ensoleillement pour le dimensionnement, ainsi nous allons déduire le nombre des modules et la capacité de stockage des batteries pour notre système.

- Dimensionnement du groupe électrogène :

Le rôle du groupe électrogène dans le système est la compensation des faibles déficits énergétiques qui seront dans les mois où l'énergie produite par le générateur photovoltaïque ne satisfait pas la demande énergétique.

- La simulation de fonctionnement du système chaque heure durant une année et l'élaboration des courbes et des résultats de simulation horaires, journalières, mensuels et annuels.
- Détermination des performances du système hybride PV-Diesel
- Interprétation des résultats.

L'étape essentielle dans la conception d'un système hybride PV-diesel est la détermination de sa taille optimale qui dépend essentiellement des données climatiques du site et la demande de l'énergie. Le dimensionnement d'une installation photovoltaïque revient à déterminer le nombre nécessaire des modules solaire constituant le champ photovoltaïque pour adopter un système PV suffisant pour couvrir les besoins de la charge à tout instant ainsi que la capacité de charge de la batterie.

Il existe plusieurs méthodes de dimensionnement d'un système; parmi ces méthodes on cite : la méthode moindre carrée appliquée par Kellogg et al, 1996 ; Bogdan et salmeh, 1994 ; Gomma et al. 1995 ; la méthode de l'échange appliquée par Elhadidy et chahhid et

la méthode de la probabilité de pertes d'énergie introduite par AbouZahr et Ramakumar 1991 [45].

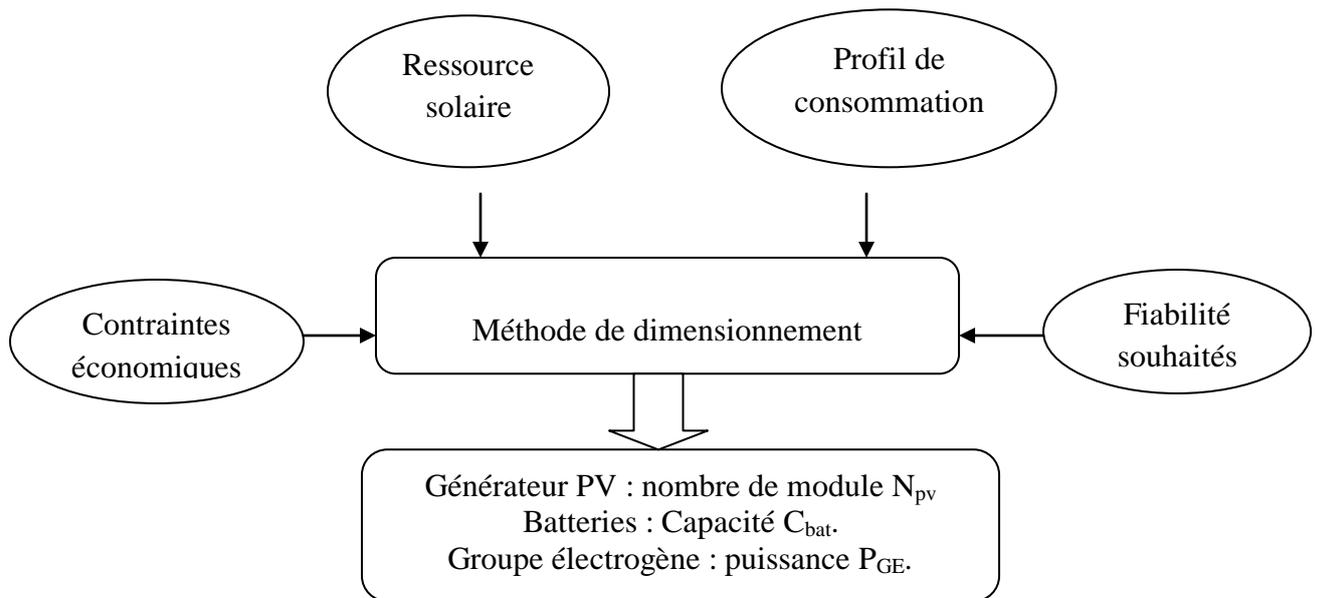


Figure 3.12 : Dimensionnement d'un système PV-Diesel

Dans notre étude, on utilise la méthode de probabilité de pertes d'énergie. La notion de cette méthode peut être définie par la fraction LPSP qui exprime le taux de non-satisfaction de la charge.

3.3.2 Description de la méthode LPSP :

Loss of power supply probability (LPSP) est une technique probabiliste introduite par AbouZahr et Ramakumar dans le domaine des systèmes de génération éoliens et photovoltaïques [46], Elle est basée sur le concept de LPSP qui est la probabilité que le système rencontre une pénurie à un moment donné pendant une période d'analyse, c'est-à-dire un état dans lequel le système ne serait pas en mesure de fournir la charge nécessaire. A partir de l'information sur la variabilité des ressources et sur sa corrélation avec la charge, le LPSP peut être calculé.

Le principe de la méthode LPSP décrit est comme suit :

Quand l'énergie stockée dans le banc de batteries et celle produite conjointement par le générateur photovoltaïque est insuffisante pour satisfaire la demande pour une heure t , ce déficit est appelé perte d'énergie (*Loss of Power Supply* _ 'LPS'), il est exprimé par [46] [47] :

$$LPS(t) = E_L(t) - (E_{pv}(t) + C_{Bat}(t-1) - C_{Bat,\min}) \eta_{ond} \quad (3.38)$$

Avec :

$E_L(t)$: l'énergie demandée par la charge à une heure t .

$E_{pv}(t)$: l'énergie produite par le générateur photovoltaïque à l'heure t .

$C_{bat}(t-1)$: l'énergie stockée dans la batterie à l'heure $(t - 1)$

$C_{bat,min}$: seuil minimal de l'énergie disponible dans la batterie

η_{ond} : le rendement de l'onduleur.

La probabilité de perte d'énergie 'LPSP' pour une période d'analyse T , est le rapport de la somme de toutes les valeurs de perte d'énergie $LPS(t)$ pour la même période sur l'énergie totale demandée. La probabilité de perte d'énergie 'LPSP' est définie par la relation suivante [46], [47]:

$$LPSP = \frac{\sum_{t=1}^T LPS(t)}{\sum_{t=1}^T E_L(t)} \quad (3.39)$$

La méthode de dimensionnement présentée, consiste à déterminer le nombre optimal des modules PV selon le critère d'optimisation à savoir: la fiabilité, qui est basée sur le concept de la probabilité de perte d'énergie (*Loss of Power Supply Probability LPSP*). Elle est définie comme étant la fraction de l'énergie déficitaire sur celle demandée par la charge. Elle exprime le taux de non-satisfaction de la charge.

En terme d'état de charge des batteries, la 'LPSP' est définie par [48] :

$$LPSP = P_r \left\{ C_{Bat}(t) \leq C_{Bat,min} \xrightarrow{\text{pour}} t \leq T \right\}$$

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

$$C_{bat}[Wh] = C_{bat} \cdot V_{bat} \quad (3.40)$$

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

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

La capacité des batteries pour une période de temps Δt par jour est donnée par l'équation suivante [34] :

$$C_{bat} = \frac{E_L \cdot \Delta t}{\eta_{bat} \cdot f_d \cdot DOD \cdot V_{bat}} [Ah] \quad (3.41)$$

La période Δt fournée par le concepteur, par rapport à l'autonomie demandée.

η_{bat} : Rendement de la batterie.

f_d : Facteur de décharge de la batterie.

DOD : Profondeur de décharge.

Premier scénario

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

$$C_{Bat}(t) = C_{Bat}(t-1) + \left(E_{PV}(t) - \frac{E_L(t)}{\eta_{ond}} \right) \eta_{B, ch} \quad (3.42)$$

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

Deuxième scénario :

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

$$C_{Bat}(t) = C_{Bat}(t-1) + \left(E_{PV}(t) - \frac{E_L(t)}{\eta_{ond}} \right) \quad (3.43)$$

L'organigramme de la méthode LPSP est reporté en annexe 1.

3.4 Conclusion :

On a commencé dans ce chapitre par la première étape qui consiste à la modélisation de tous les équipements constituant le système étudié en utilisant les modèles les plus récents pour représenter chacun de ses composants. La deuxième partie de ce chapitre visait à exposer la méthode de dimensionnement (LPSP), ainsi que la méthodologie suivie pour accomplir la suite du travail.

CHAPITRE 4 : DIMENSIONNEMENT, SIMULATION ET ANALYSE DU SYSTEME HYBRIDE

4.1 Introduction :

Après avoir, présenté les différents systèmes d'électrification dans le chapitre 2, modélisé leurs composants et adopté une méthodologie d'étude dans le chapitre 3, nous passons dans ce chapitre aux simulations et analyses du système choisi. Nous rappelons que l'objectif de ce travail est de déterminer les performances d'un Mini-Réseau hybride Solaire Multi utilisateurs sur l'électrification de sites de type suburbain. Pour atteindre notre but, nous avons divisé ce chapitre en trois parties. La première partie est consacrée à l'exposition du système d'électrification étudié et à son dimensionnement. La deuxième partie s'occupe de sa simulation à l'aide des programmes sous MATLAB. La dernière partie est consacrée à la simulation du système à l'aide du logiciel HOMER, à l'interprétation et à la comparaison des résultats obtenus.

4.2 Présentation du système d'électrification étudié:

4.2.1 sites choisis :

Les sites choisis pour notre étude sont situés dans la wilaya d'Ilizi. La wilaya est comprise : entre 26°15' et 30°32' de latitude Nord et entre 5°40' et 9°58' de longitude Est. Elle est limitrophe avec trois pays, la Tunisie au Nord-Est, la Libye à l'Est et le Niger au Sud. La wilaya d'Ilizi est située à l'extrême Sud-Est du pays, avec 284.618 km², soit la troisième plus importante par sa superficie. Elle compte 3 daïras : Ilizi, Djanet et In Aménas et 6 communes : Ilizi, Djanet, In Aménas, Debdeb, Bordj El Haoues, Bordj Omar Driss. La population totale de la wilaya est de 55 606 hab. [49].

Dans notre étude nous nous sommes intéressés aux deux communes d'Ilizi et de Djanet :

- Ilizi : est une ville d'Algérie, chef-lieu de la wilaya du même nom.
Coordonnées : 26°30'29''N, 8°28'59''E
- Djanet : est située au pied du plateau du Tassili N'Ajjer.
Coordonnées : 24°33'09'' N, 9°28'56''E
Population : 9 699 habitants

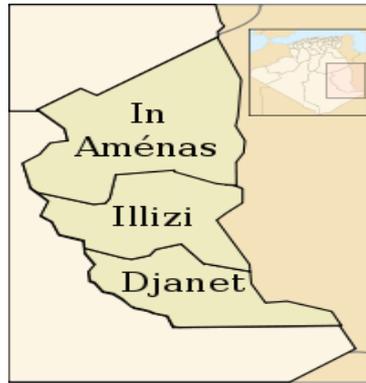


Figure 4.1 : Situation géographique des sites

4.2.2 Les données météorologiques :

Le dimensionnement d'un système PV nécessite au préalable l'acquisition de certaines données météorologiques qui sont l'irradiation solaire et la température ambiante des sites étudiés. Les bases de données que nous utiliserons tout au long de ce travail sont issues du logiciel Meteonorm 6.0.

Présentation du logiciel de gisement solaire Meteonorm :

Ils existent plusieurs logiciels de gisement solaire tel que PV-GIS, Météosun, Retscreen, Solar-indice et METEONORM que nous avons utilisé.

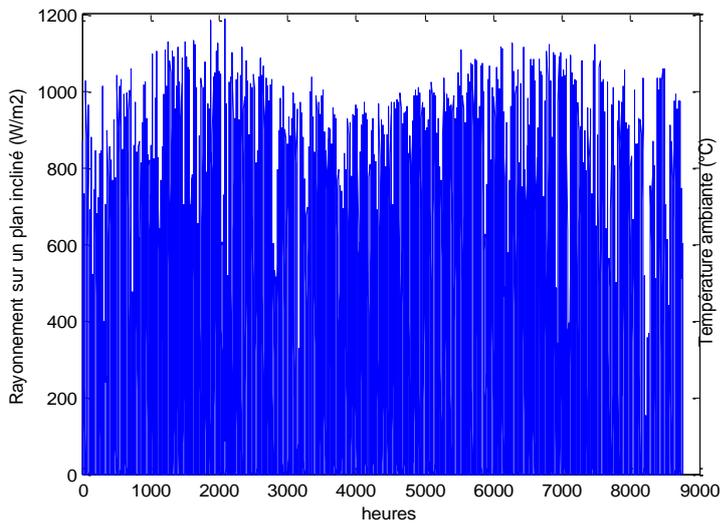
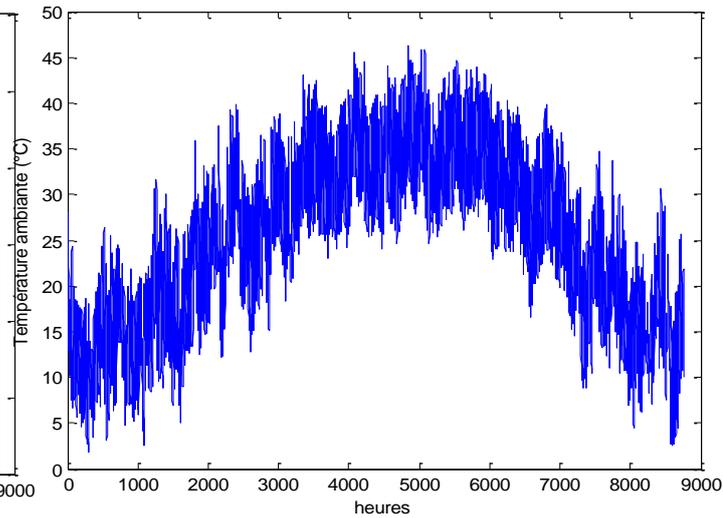
Meteonorm est une base de données complète pour les applications climatologiques de l'énergie solaire ; il inclut, non seulement de nombreuses bases de données de toutes les régions du monde mais aussi un grand nombre de modèles de calcul mis au point par des programmes de recherche internationaux. METEONORM est un système pour le calcul du rayonnement solaire sur les surfaces orientées arbitrairement à n'importe quel endroit. La méthode de calcul est basée sur les bases de données et algorithmes couplés selon un schéma prédéterminé. L'utilisateur commence par spécifier un emplacement particulier pour lequel des données météorologiques sont nécessaires, le logiciel répond après calcul, par la livraison des données de la structure désirée dans le format requis.[50]

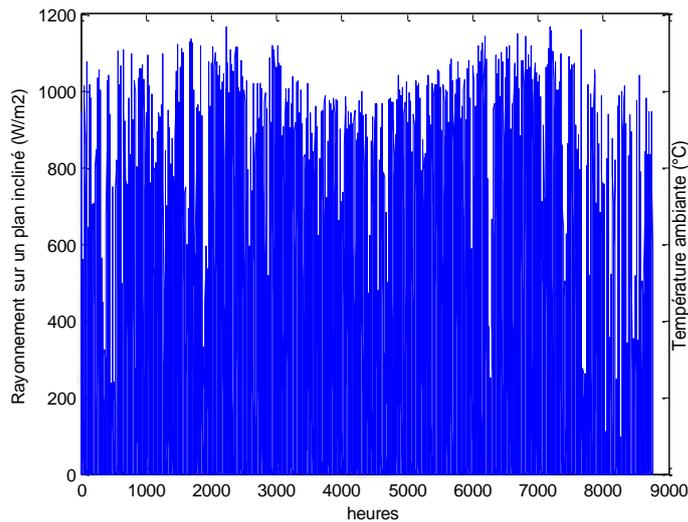
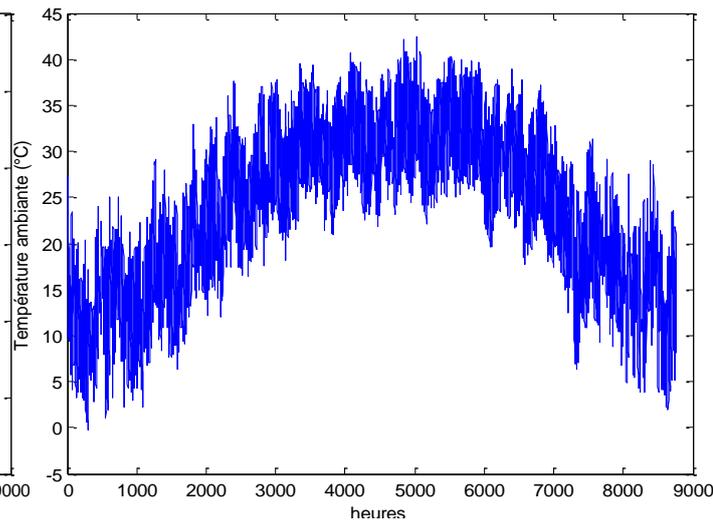
Présentation des données :

La structure de sortie du logiciel Meteonorm choisie pour notre étude est présentée sous forme d'un tableau Excel. Dans le tableau 4.1 suivant nous donnons un échantillon des données acquises pour la journée du 1 janvier sur le site de Djanet pour une période qui s'étale sur 12 heures. Les courbes de rayonnements et de températures horaires pour les deux sites choisis sont représentées respectivement sur les figures 4.2, 4.3 et 4.4, 4.5

Tableau 4.1 : échantillon des données délivré par Meteonorm sur le site de Djanet

Année	Mois	jour	Heure	Rayonnement global horizontal	Rayonnement global plan incliné	Température (°C)
2005	1	1	1	0	0	10.5
2005	1	1	2	0	0	10.3
2005	1	1	3	0	0	10.1
2005	1	1	4	0	0	10.0
2005	1	1	5	0	0	10.0
2005	1	1	6	0	0	9.9
2005	1	1	7	0	0	9.9
2005	1	1	8	23	20	10.8
2005	1	1	9	231	355	14.5
2005	1	1	10	416	621	18.0
2005	1	1	11	563	796	21.1
2005	1	1	12	666	911	23.8
2005	1	1	13	688	942	25.6

Site d'Ilizi :**Figure 4.2 : Rayonnement solaire sur un plan incliné****Figure 4.3 : Température ambiante**

Site Djanet :**Figure 4.4 Rayonnement solaire sur un plan****Figure 4.5 Température ambiante****4.2.3 Profil de charge :**

La puissance maximale demandée et l'énergie journalière consommée par le village doivent être déterminées afin de réaliser le dimensionnement de l'infrastructure d'électrification. Nous avons donc, compte tenu du manque de données historiques et du nombre de paramètres techniques et socio-économiques influant, estimé la courbe de charge horaire moyenne du village à électrifier. Le profil de consommation adopté dans cette étude correspond au profil de charge rencontré généralement dans les régions suburbaine. Nous avons pour cela choisi une maison type équipée de l'ensemble des appareils permettant de fournir le confort aux occupants. Les caractéristiques de cette maison sont les suivants :

- Nombres de pièces : 03 pièces + couloir + cour
- Eclairage: Chambres, cuisine, toilette, salle de bain, Cour et couloir.
- Equipements électroménagers : Réfrigérateur, Mixeur, Téléviseur et Démo, Radio, Micro portable , Climatiseur et Ventilateur.

Nous avons considéré deux profils de charge ; hivernal (S1: Octobre; Novembre; Décembre, Janvier, Février; Mars) et estival (S2 : Avril, Mai, Juin, Juillet, Aout, Septembre), La valeur du nombre d'heures d'utilisation des équipements est déterminée en fonction des consommations :

- **L'éclairage :**

Le nombre d'heures d'éclairage dépend des heures du lever et du coucher des membres de la famille qui correspondent aux lever et coucher du soleil. Nous avons supposé que l'heure du lever et du coucher des personnes est respectivement à 06:00 h pour les deux saisons et à 21:00h pour l'hiver et 22:00h pour l'été. La puissance de l'éclairage change d'un endroit à l'autre et elle est liée à la surface des chambres et la fréquence d'utilisation.

- **La réfrigération :**

Le nombre d'heures de fonctionnement du réfrigérateur est estimé à 13h/24h durant la période hivernale et 18h/24h pour la 2^{ème} période.

- **Le climatiseur :**

Nous supposons qu'il n'est sollicité que durant la période chaude (Avril- Septembre) pour un nombre d'heures d'utilisation de 5 h / 24 h.

- **Micro Portable :**

Le nombre d'heures d'utilisation du micro portable est estimé à 6h/24h durant la période hivernale et 3h/24h durant la période estivale.

Nous présentons par les courbes 4.6 et 4.7, respectivement, l'estimation énergétique journalière hivernale et estivale, sur la base des puissances consommées par les équipements données par le tableau 4.2.

Tableau 4.2 : Puissance consommée par les équipements

	Equipements	Watt
CZ	cuisine 2 x lampes	30
C1	chambre1	45
C2	chambre2	45
SL	salon	55
SB	salle de bain	22
WC	WC	11
VL	Ventilateur	75
TV	Télévision	85
DM	Démo satellite	40
R	Radio	50
F	Frigo classique	110
ELC1	Mixeur Electro ménager	400
CO	Cour	30
CR	couloire	30
PCP	Micro Portable	60

	TOTAL	998
CLM	Climatiseur	1200
Vtot	Total veille 2x10 watts	20
Fv	frigo en veille	10

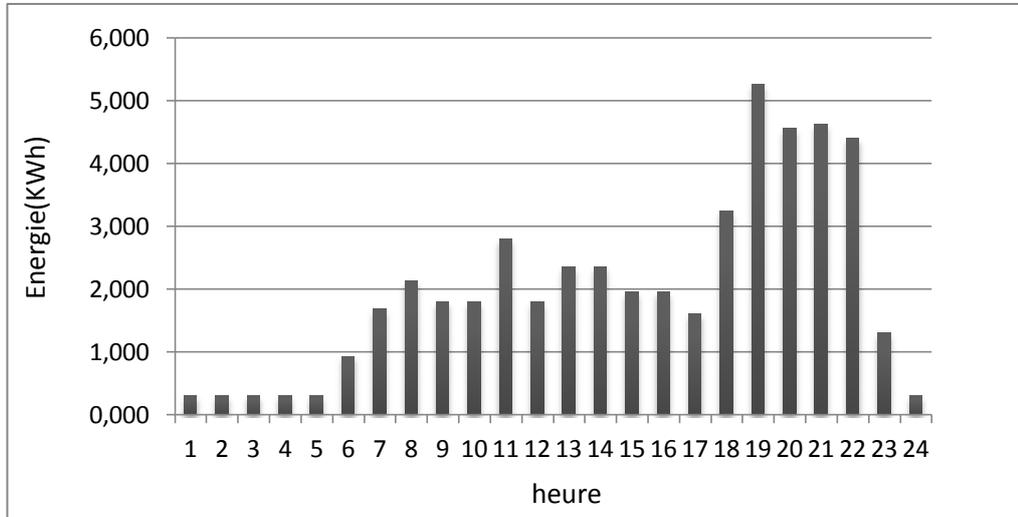


Figure 4.6 : La consommation journalière hivernale pour 10 habitants

La consommation énergétique journalière hivernale est la plus faible dans la nuit [23h-5h] et importante durant l'intervalle [17h-21h], la consommation est moyenne durant le reste de la journée.

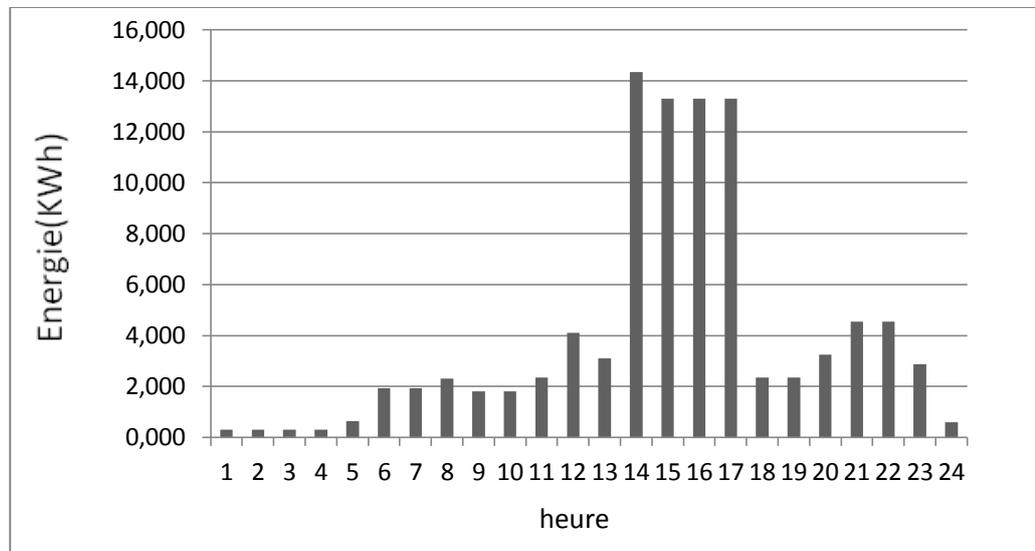


Figure 4.7 : La consommation journalière estivale pour 10 habitants

On remarque que la demande énergétique est la plus faible durant l'intervalle horaire [23h-5h], par contre, elle est maximale dans l'intervalle [13h -16h], à cause de l'utilisation de climatiseurs pendant cette période horaire au cours de la journée estivale. En dehors, la consommation est moyenne dans l'intervalle horaire [7h-12h] et [17h-22h].

4.2.4 Le Système proposé pour notre étude :

Notre étude porte sur un système multi sources et multi charges composé d'un générateur photovoltaïque (source), d'un groupe électrogène (source), d'un banc de stockage d'accumulateurs électrochimiques (source ou charge) et de charges locales considérées comme un profil de consommation (charge).

L'architecture électrique du système :

Nous définissons l'architecture électrique du système comme la nature des connexions entre les sources et les charges et par conséquent le nombre et la nature des convertisseurs (DC/DC ou DC/AC) qui assurent ces connexions.

Un système hybride PV-Diesel peut être construit, comme nous l'avons décrit précédemment, selon plusieurs architectures électriques. Pour notre application, nous avons choisi d'utiliser un système de type série, dont l'architecture est représentée dans la figure 4.8

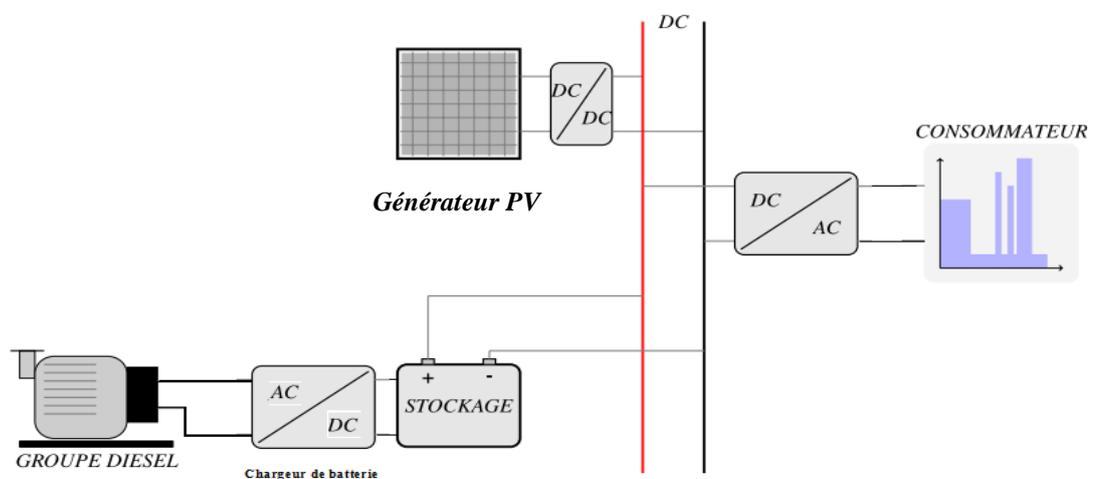


Figure 4.8 : Architecture électrique du système hybride PV- Diesel proposé

Dimensionnement du champ de modules et du banc de stockage:

Le dimensionnement du système proposé débute par la détermination du nombre nécessaire des modules solaires constituant le champ photovoltaïque et la capacité de charge de la batterie suffisants pour couvrir les besoins de la charge pour une fraction de probabilité de perte de charge choisie au préalable. La méthode de dimensionnement adoptée pour notre travail est la méthode LPSP présentée précédemment dans le chapitre 3.

Le programme écrit utilisant le logiciel MATLAB a été élaborés pour déterminer les résultats de dimensionnement du système par la méthode LPSP, L'organigramme de ce programme est reporté en annexe 1.

La procédure suivie pour le dimensionnement est la suivante :

- Choix du mois et de la journée typiques pour sélectionner la base de données. Nous avons donc choisi le mois le plus favorable en terme énergétique et la journée présentant la plus importante consommation par rapport aux autres mois.
- Calculer la capacité des batteries pour une période de temps d'autonomie du système.
- Calculer le nombre des modules pour une fraction LPSP choisie au préalable.

Les données d'entrée pour ce programme sont constituées par :

- Les données horaires de l'irradiation et de la température ambiante.
- La puissance produite par un seul module pour chaque heure.
- La puissance consommée pour chaque heure.
- Le rendement de l'onduleur $\eta_{ond} = 95\%$.
- La profondeur de décharge $DOD = 0.8$.
- Le rendement de la batterie $\eta_{bat} = 85\%$.
- L'autonomie du banc des batteries (1 jour)
- La tension du banc des batteries = 48 V
- La capacité d'une seule batterie $C_{n1} = 2000Ah$
- La tension nominale d'une seule batterie $V_{n1} = 2V$

Les valeurs de sortie du programme sont :

- La capacité de stockage des batteries C_{bat}
- Le nombre de batterie totale N_{bat} .
- Le nombre des modules constituant le générateur Photovoltaïques N_{PV} .

a) **Dimensionnement du banc des batteries :**

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

$$\text{Capacité de la batterie (en Watt heure) : } C_{bat}(Wh) = \frac{E_T \cdot AUT}{DOD} \quad (4.1)$$

$$\text{La capacité en Ah est donnée par la relation suivante : } C_{bat}(Ah) = \frac{C_{bat}(Wh)}{V_{bat}} \quad (4.2)$$

Avec

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

E_T : Energie totale consommée (Wh/Jour)

AUT : Autonomie du système (Jours)

DOD : Profondeur de décharge de la batterie

V_{Bat} : Tension nominale du système (V)

En générale la capacité des batteries requise est plus grande que celle existant sur le marché, donc il sera nécessaire d'installer des batteries en parallèle de 2 ou 3 lignes [51].

$$N_{batp} = \frac{C_{bat}}{C_{n1}} \quad N_{bats} = \frac{V_n}{V_{n1}} \quad (4.3)$$

$$N_{bat} = N_{batp} * N_{bats} \quad (4.4)$$

Avec :

N_{batp} : nombre de batteries en parallèle.

C_{bat} : La capacité totale du banc des batteries.

C_{n1} : La capacité d'une seule batterie.

N_{bats} : nombre de batteries en série.

V_n : la tension nominale du système.

V_{nl} : la tension nominale d'une seule batterie.

N_{bat} : le nombre total des batteries.

b) Modèle de calcul de la puissance produite par le générateur PV :

Le calcul de la puissance produite par le générateur photovoltaïque se fait par le modèle de (Markvart, 2000) [45] [47], [34]; ce modèle utilise les données de l'irradiation globale sur plan incliné, de la température ambiante et des données du constructeur pour le module photovoltaïque utilisé.

La puissance produite du générateur photovoltaïque peut être calculé d'après l'équation suivante [34]:

$$P = \eta .S .N_{PV} .G \quad (4.5)$$

Avec :

η : Le rendement instantané.

S : La surface de module photovoltaïque (m^2).

G : L'irradiation solaire sur un plan incliné (W/m^2).

N_{PV} : le nombre des modules constituant le champ photovoltaïque.

Le rendement instantané est représenté par la l'équation suivante [34], [47] :

$$\eta = \eta_r (1 - \gamma (T - T_C)) \quad (4.6)$$

η_r : est le rendement de référence du module sous conditions standards ($T=25^\circ C$, $G=1000W/m^2$ et AM1.5)

γ : Coefficient de température en ($^\circ C$) déterminé expérimentalement, il est défini comme étant la variation du rendement du module pour une variation de $1^\circ C$ de la température de la cellule. Les valeurs typiques de ce coefficient se situent entre 0.004 et 0.006 ($^\circ C$), [45][47], [34].

On représente sur la figure 4.9 la variation de la puissance produite par un seul module durant les jours typiques des quatre saisons :

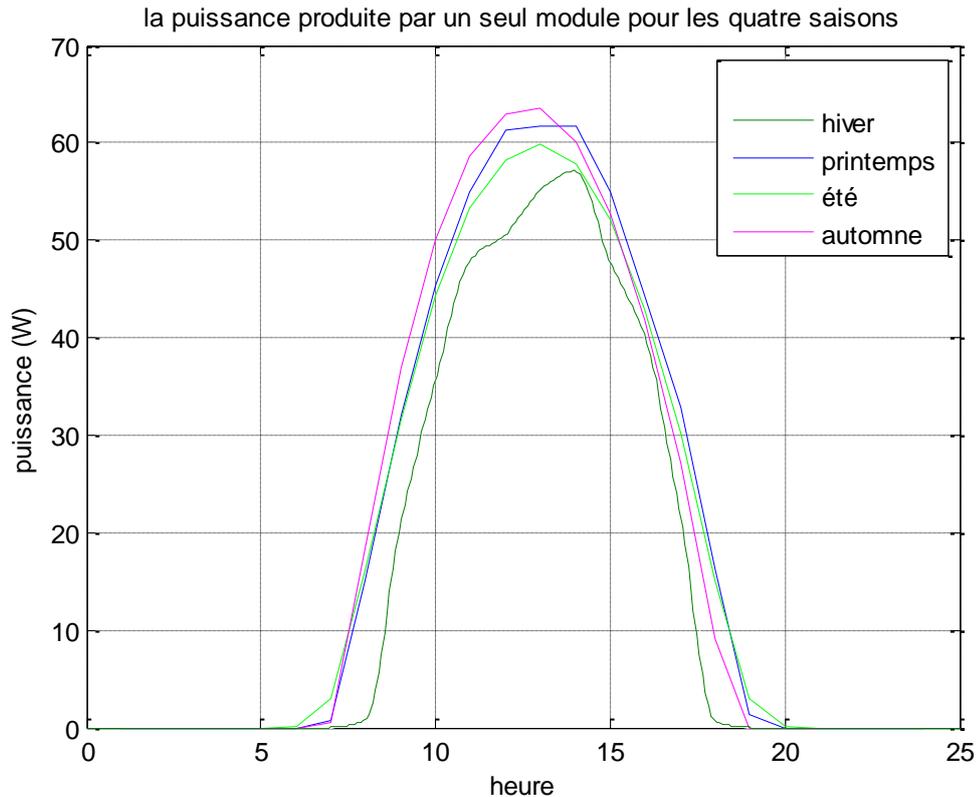


Figure 4.9 : Variation de la puissance PV d'un module en fonction du temps pour les quatre saisons.

On remarque que la puissance produite par un seul module photovoltaïque pour la journée typique d'hiver est la plus faible puissance par rapport aux autres saisons, elle augmente durant les premières heures de la journée et atteint la valeur maximale (57.8 W) à 14h puis décroît progressivement. Par contre pour la journée typique d'automne la puissance produite est la plus grande par rapport aux autres saisons, elle augmente jusqu'à 63.5W à 13h ensuite diminue progressivement. Nous voyons aussi que la puissance produite dans la journée typique de la saison d'été augmente jusqu'à 60W à 13h puis diminue habituellement à la valeur nulle à 20h. La puissance augmente avec l'augmentation de l'irradiation solaire et décroît inversement proportionnellement avec l'augmentation de la température ambiante du site.

c) Résultats de dimensionnement:

Nous donnons dans ce qui suit les résultats obtenus pour les deux sites, après l'exécution de notre programme.

- **Banc des batteries :**

Pour $V_{bat} = 48V$, $AUT = 1$ jour, $DOD = 0.8$; $E_T = 72.2$ KWh/j

$$C_{bat} = 112.81 \text{ Kwh} \quad \text{et} \quad C_{bat} = 2350.3 \text{ Ah}$$

$$N_{bats} = 24 \quad \text{et}$$

$$N_{batp} = 1 \rightarrow N_{bat} = 24$$

- **Nombre des modules :**

Site Djanet :

Le nombre des modules photovoltaïques nécessaires pour des LPSP données est inscrit dans le tableau suivant:

Tableau 4.3 : Variation du nombre des modules en fonction de LPSP pour le site de Djanet.

LPSP	0.1	0.01	0.03	0.04
Nombre des modules	201	223	219	216

Nous retenons le résultat final pour notre système sur le site Djanet :

$$LPSP = 0.04 \rightarrow N_{PV} = 216$$

Site Illizi :

De même que précédemment, le nombre des modules photovoltaïques nécessaires pour des LPSP données semblables est inscrit dans le tableau suivant:

Tableau 4.4 : Variation du nombre de modules en fonction de LPSP pour le site d'Illizi

LPSP	0.1	0.01	0.03	0.04
Nombre des modules	209	231	227	224

Nous retenons aussi le résultat final pour notre système sur le site Illizi :

$$LPSP = 0.04 \rightarrow N_{PV} = 224$$

On remarque que le nombre des modules nécessaires pour le site de Djanet est inférieur à celui d'Illizi pour le même système, car l'irradiation solaire reçue sur le site de Djanet est plus importante. L'irradiation annuelle moyenne pour le site de Djanet est égale 6.24KWh/j contre 6.09 KWh/j pour le site d'Illizi.

Dimensionnement du groupe électrogène :

Dans notre configuration, le GE est utilisé comme chargeur de batterie par l'intermédiaire d'un convertisseur AC/DC. Selon le laboratoire Sandia National [52,53], le courant de charge ne doit pas excéder 1/5 de la capacité coulomb métrique de la batterie C_{bat} , ainsi le GE pour des considérations de rendement optimal doit fonctionner le plus près possible de sa puissance nominale P_G^0 donnée par :

$$P_G^0 = \frac{C_{bat}}{5 \cdot \eta_{ch}} \quad (4.7)$$

Avec :

C_{bat} : la capacité énergétique de la batterie.

η_{ch} : le rendement moyen du convertisseur AC/DC pris égal à 0,9.

Dans notre cas on a :

$$C_{bat}(\text{Wh}) = 112.81 \text{KWh} \rightarrow P_G^0 = 25 \text{KW} = 31.25 \text{KVA}$$

4.3 Simulation du comportement du système sous MATLAB:

Un programme développé dont l'organigramme est reporté en annexe 2 a été écrit pour réaliser cette simulation.

Les paramètres d'entrée du programme sont :

a) Les données :

- Les données horaires de l'irradiation et la température ambiante des sites.
- La puissance consommée pour chaque heure.

b) le module photovoltaïque :

- La marque : Atersa 65A
- La puissance maximale crête du module $P_c=65 \text{Wc}$
- Nombre des modules $N_{PV} = 216$ pour Djanet, et $N_{PV} = 224$ pour Illizi.

c) la batterie de plomb :

- Capacité de stockage $C_{bat}=112.81$ KWh
- Rendement des batteries $\eta_{bat}=85\%$
- Tension du banc des batteries =48 V

d) Convertisseur AC/DC :

- Rendement : 90%

e) Onduleur DC/AC :

- Rendement : 95%

f) Le groupe électrogène :

- Type de fuel : diesel
- Puissance nominale du groupe électrogène = 25KW

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

Site Djanet :

On représente dans le tableau 4.5 l'énergie mensuelle produite par le générateur PV et la consommation du groupe Diesel en fuel ainsi que l'état de charge moyenne du banc des batteries. Nous développerons par la suite les courbes relatives à ce tableau et nous procéderons à leurs analyses et interprétation dans le cas du site de Djanet.

Tableau 4.5 : Bilan énergétique mensuelle.

	ENERGIE PV PRODUITE (KWh)	ETAT DE CHARGE MOYENNE (KWh)	CONSOMMATION EN FUEL (litre)
JANVIER	2479,37	88,60	6,33
FEVRIER	2692,81	87,85	0,00
MARS	3079,04	97,27	0,00
AVRIL	2953,75	54,47	88,62
MAI	3134,26	54,44	82,29
JUIN	2734,44	48,32	151,92
JUILLET	2741,76	49,88	177,24
AOÛT	3116,15	51,82	88,62
SEPTEMBRE	2936,59	52,61	101,28
OCTOBRE	3208,09	96,48	0,00
NOVEMBRE	2562,50	87,15	0,00
DÉCEMBRE	2231,26	85,60	0,00

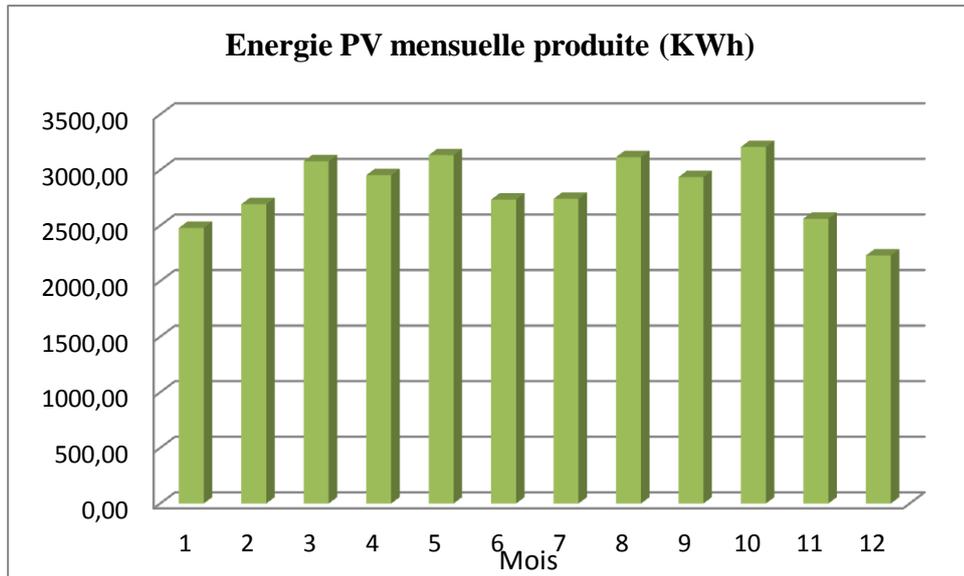


Figure 4.10 : Energie mensuelle produite par le générateur PV

La figure 4.10 montre une variation mensuelle dans la production d'énergie photovoltaïque, cette variation est liée directement à la variation de la température ambiante et l'irradiation solaire reçue. On constate que les deux pics de production sont relatifs aux mois de Mai et d'Octobre et la production est minimale dans le mois de Décembre.

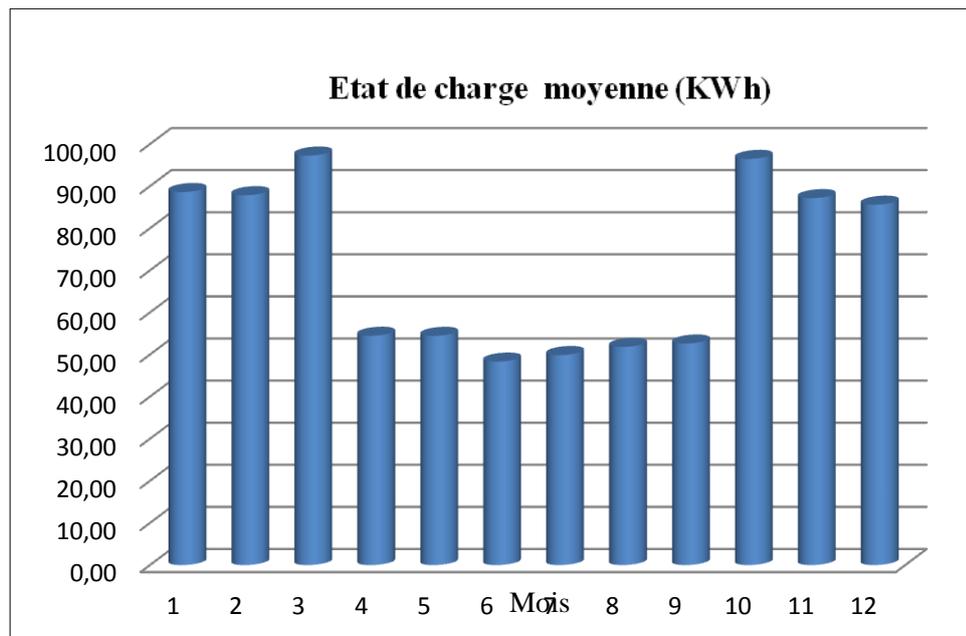


Figure 4.11 : Etat de charge moyenne du banc des batteries

On remarque que l'état de charge moyenne du banc des batteries est maximal sur la tranche 1 (Octobre, Novembre, Décembre, Janvier, février, Mars), par contre, pour la

tranche2 on remarque que l'état de charge moyenne est minimal, cet écart est dû à la forte consommation énergétique faite dans cette période.

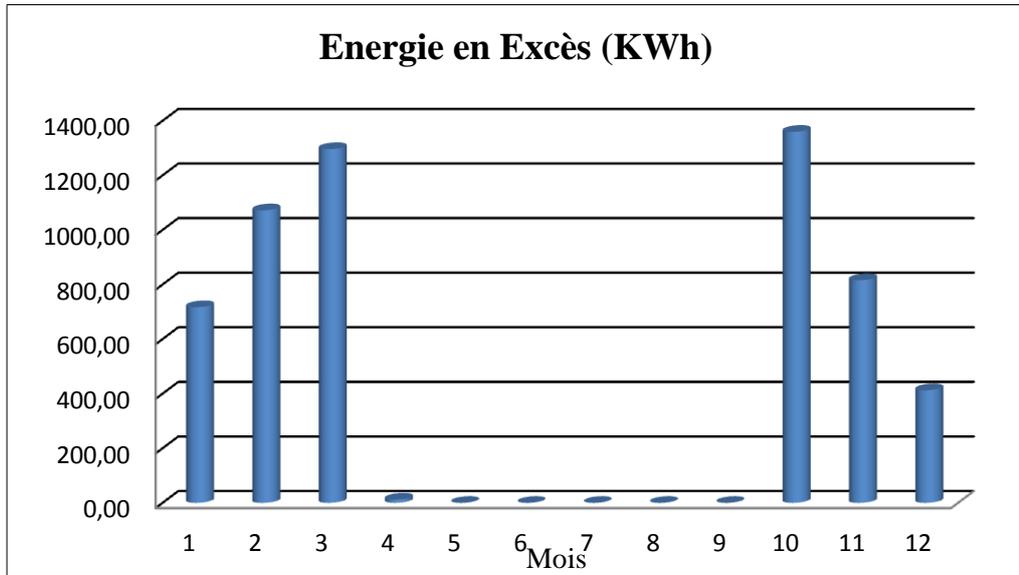


Figure 4.12 : Energie en Excès

On constate dans la figure 4.12 que l'énergie en excès est nulle durant la tranche2 s'étalant d'Avril à Septembre. Elle est croissante d'un mois à l'autre pendant la période d'hiver jusqu'à la valeur maximale au mois de Mars et décroissance dans la période d'automne jusqu'à la valeur minimale au mois de décembre.

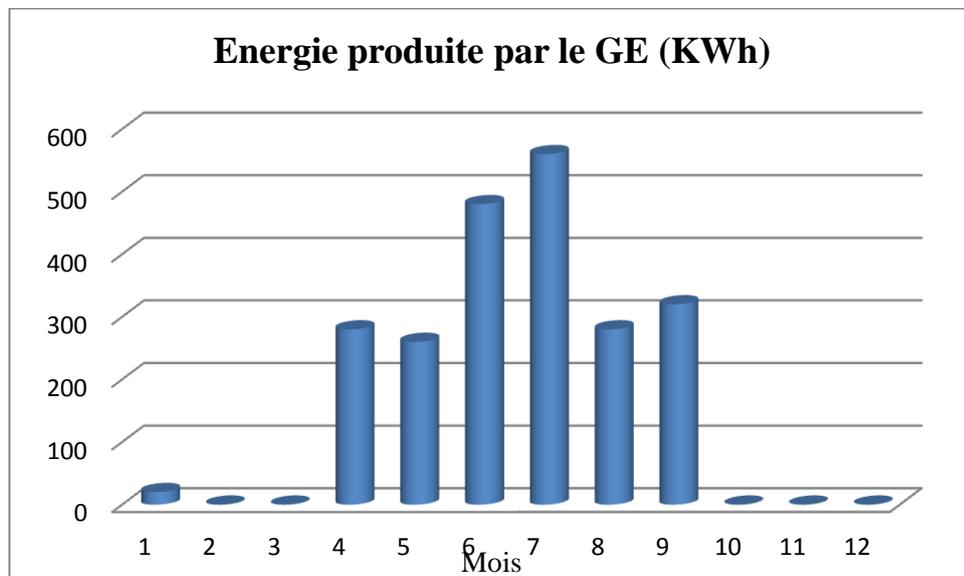


Figure 4.13 : Energie produite par le Groupe électrogène

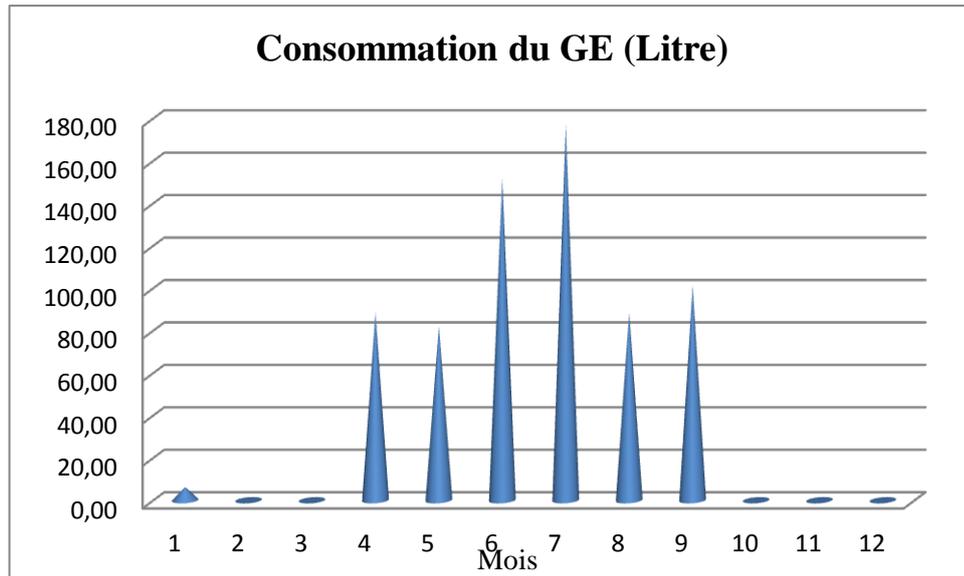


Figure 4.14 : Consommation en fuel du GE

La figure 4.13 montre que le groupe électrogène ne fonctionne que dans la tranche2 et une heure seulement dans le mois de Janvier, on constate que l'énergie totale produite par le GE atteint sa valeur maximale au mois de Juillet où la production du générateur PV est faible dans ce mois et la charge énergétique demandée est la plus forte à cause de l'utilisation des Climatiseurs dans cette période. D'après la figure 4.14 qui indique la consommation du GE en fuel, montre que la consommation augmente progressivement à partir du mois d'Avril pour atteindre son maximum de 177,24 Litres au mois de Juillet puis diminue jusqu'au mois d'octobre.

Résultats annuelles :

Tableau 4.6 : Résultats de productions annuelles

Energie photovoltaïque annuelle produite	33870,02 KWh
Capacité de stockage annuelle moyenne	71,21 KWh
Consommation annuelle du groupe électrogène en fuel	696,3 Litre
Energie annuelle produite par le groupe électrogène	2200 KWh
Les heures de fonctionnement du GE	110 heures
Excès d'énergie annuel	5685,67 KWh
Pourcentage	
Photovoltaïque	94.47 %
Groupe électrogène	5.53 %
Energie en Excès	15,23 %

Le tableau 4.6 montre les résultats annuels produits par notre système dans le site de Djanet, nous concluons que le pourcentage de l'énergie photovoltaïque est important (94.47%) par rapport à 5.35% de l'énergie produite par le groupe électrogène, ainsi que l'excès d'énergie est de l'ordre de 15.23%, ce résultat implique qu'on a bien dimensionné notre système.

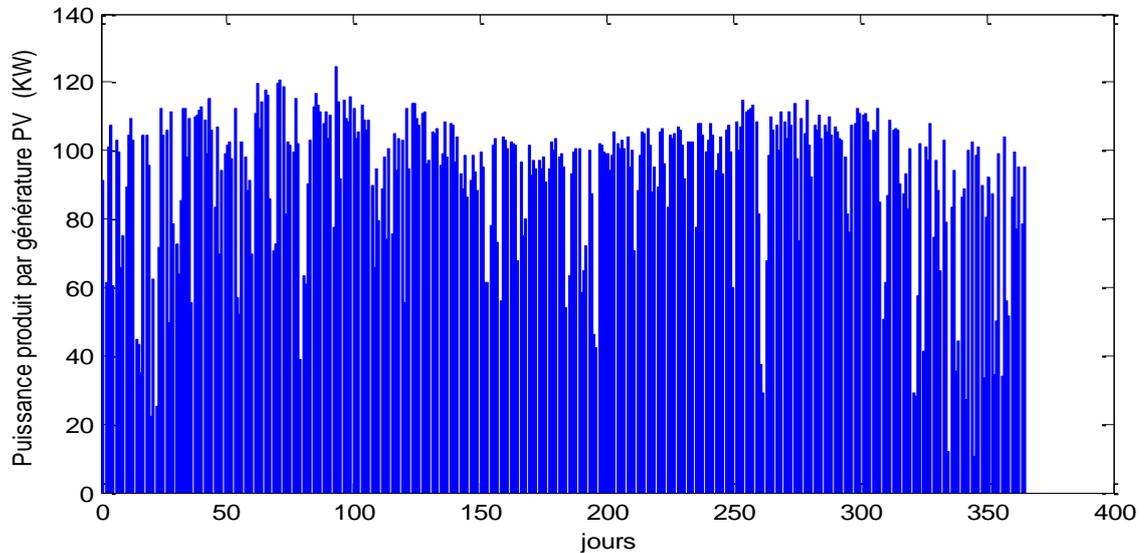


Figure 4.15 : Puissance journalière produite par le générateur PV

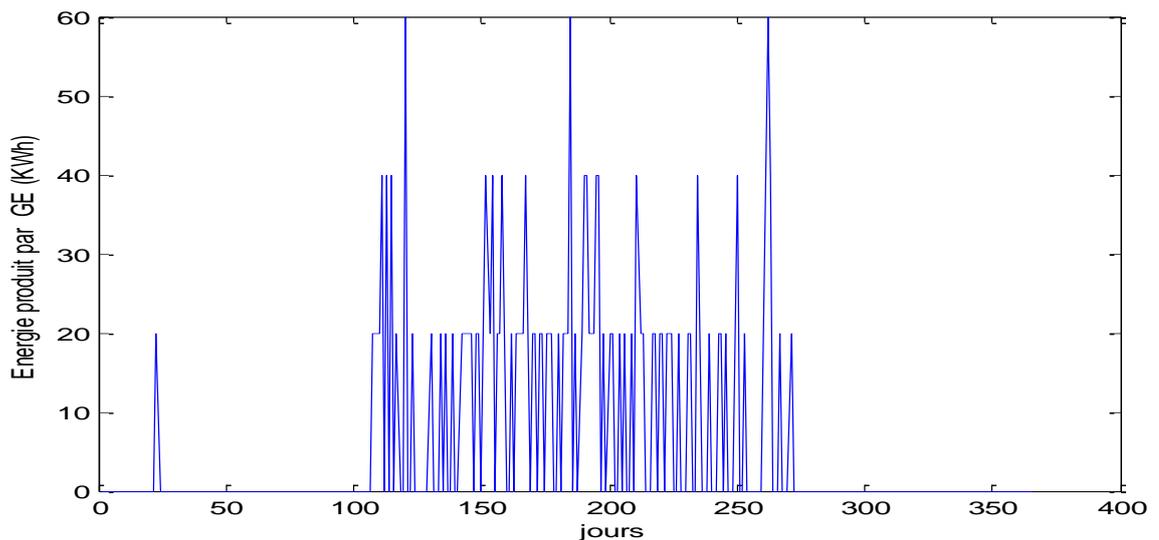


Figure 4.16 : Energie journalier produite par le GE

La figure 4.16 montre que l'énergie journalière produite par le GE varie entre trois valeurs principales : 20, 40 et 60 KWh on remarque que l'énergie produite peut atteindre 60 KWh pendant 3h par jour dans trois jours par an. Dans les autres jours de l'année la puissance produite bascule entre 20 et 40 KWh.

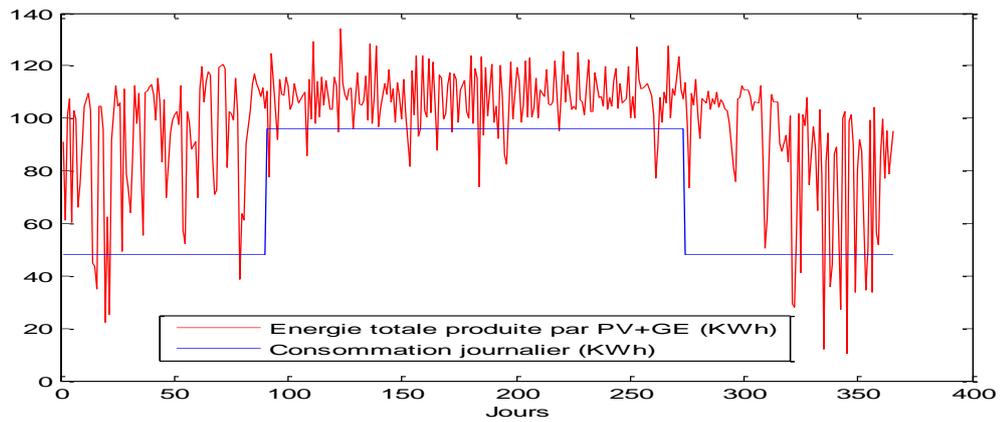


Figure 4.17 : Energie totale produite par les deux sources PV+GE

On remarque dans la figure 4.17 que l'énergie totale journalière produite par notre système est supérieure à la charge énergétique demandée ce qui implique l'augmentation de l'énergie en excès dans la tranche 1, on conclut que l'énergie totale produite par le système est suffisante pour couvrir la charge énergétique demandée.

Site Illizi :

On représente dans le tableau 4.7 l'énergie mensuelle produite par le générateur PV et la consommation du groupe Diesel en fuel ainsi que l'état de charge moyenne du banc des batteries. Nous développerons par la suite les courbes relatives à ce tableau et nous procéderons à leurs analyses et interprétation dans le cas du site d'Illizi.

Tableau 4.7 : Bilan énergétique mensuelle

	ENERGIE PV PRODUITE (KWh)	ETAT DE CHARGE MOYENNE (KWh)	CONSOMMATION EN FUEL (litre)
JANVIER	2687,12	94,44	0,00
FEVRIER	2808,96	87,81	0,00
MARS	3198,31	98,23	0,00
AVRIL	3032,43	63,43	69,63
MAI	2963,87	50,91	126,60
JUIN	2796,83	47,59	139,26
JUILLET	2990,83	50,69	120,27
AOÛT	3078,94	52,05	94,95
SEPTEMBRE	2915,27	51,99	107,61
OCTOBRE	3148,15	95,71	0,00
NOVEMBRE	2669,07	92,38	0,00
DÉCEMBRE	2417,03	85,96	18,99

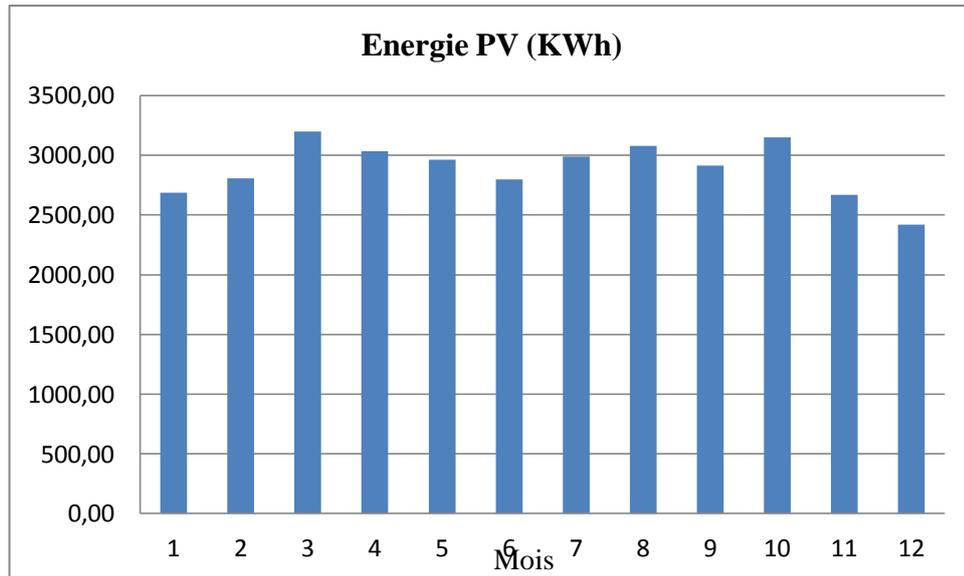


Figure 4.18 : Energie mensuelle produite par le générateur PV

La figure 4.18 montre une variation mensuelle dans la production d'énergie photovoltaïque, cette variation est liée directement à la variation de la température ambiante et l'irradiation solaire reçue. On remarque que les deux pics de production sont relatifs aux mois de Mars et d'Octobre et la production est minimale dans le mois de Décembre.

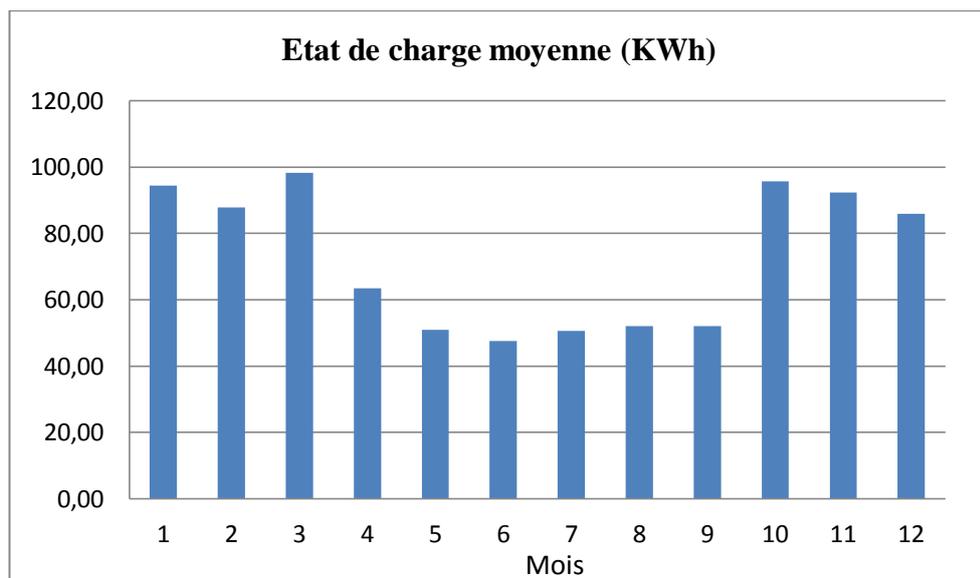


Figure 4.19 : Etat de charge moyenne du banc des batteries

Nous remarquons dans la figure 4.19 un écart entre l'état de charge moyenne dans la tranche I qui s'étale d'octobre à Mars, cet écart est dû à la forte demande énergétique et à la faible irradiation solaire reçue dans cette période.

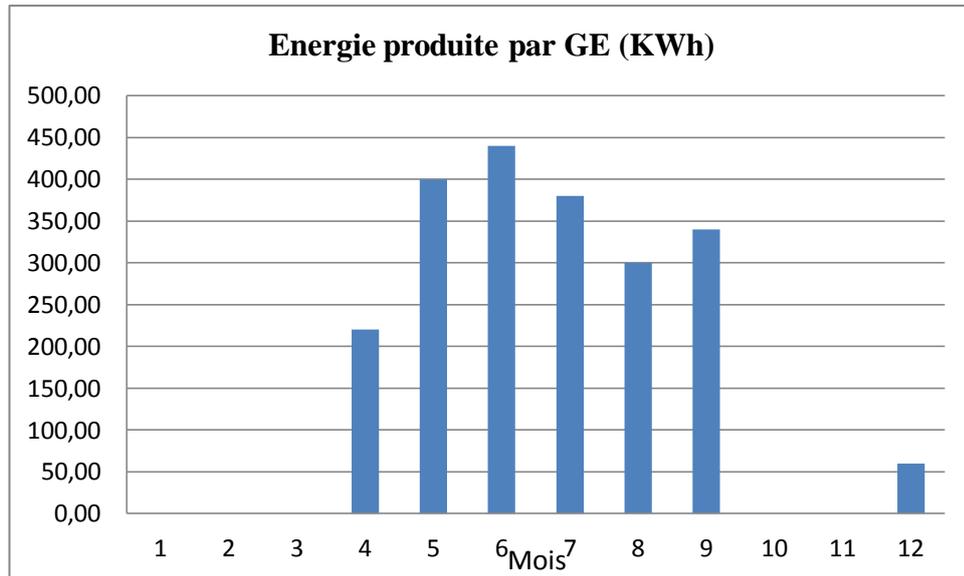


Figure 4.20 : Energie produite par le Groupe électrogène

La figure 4.20 montre que le groupe électrogène ne fonctionne que dans la période estivale caractérisée par la forte demande énergétique et la faible énergie produite par le générateur PV.

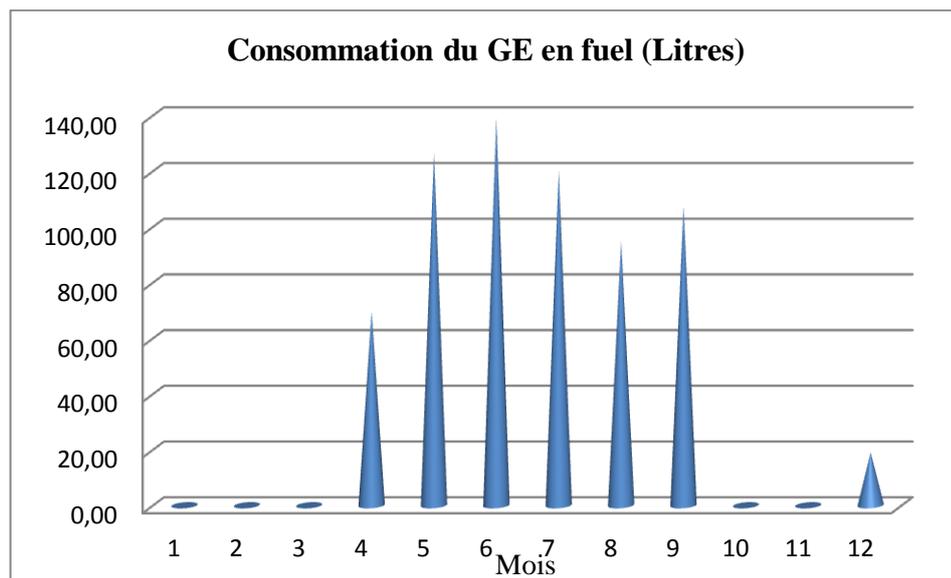


Figure 4.21 : Consommation du GE en fuel

La figure 4.21 indique que la consommation du groupe électrogène en fuel dépend du nombre d'heures d'utilisation, on constate que la consommation atteint le maximum (139,26 Litres) au mois de juin et le minimum de consommation (18,99 Litres) au mois de décembre.

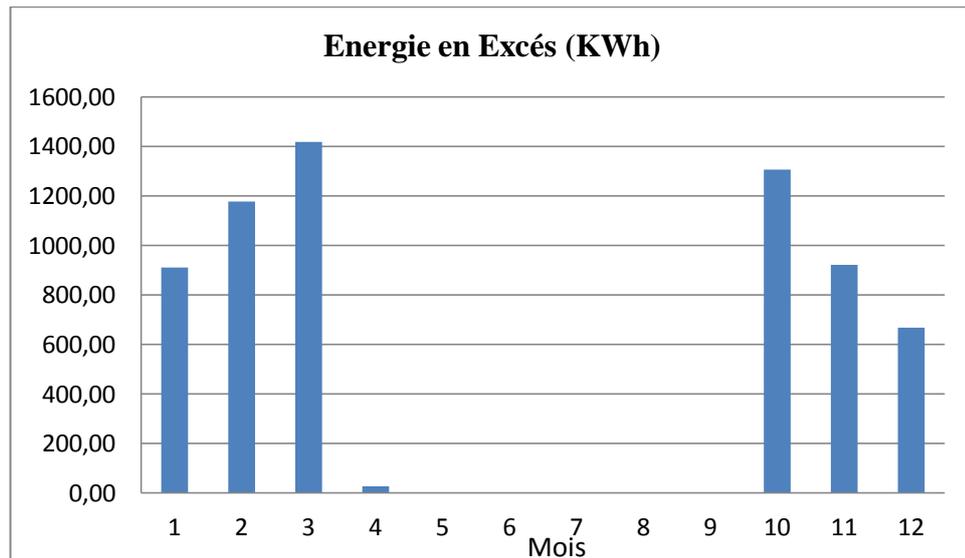


Figure 4.22 : Energie en excès

Nous remarquons dans la figure 4.22 qu'il n'y a pas d'énergie en excès dans la tranche 2, par contre l'énergie en excès est importante dans la tranche 1, nous concluons que nos habitants peuvent ajouter des charges supplémentaires dans les saisons d'hiver et d'automne.

Résultats annuelles :

Tableau 4.8 : Résultats de productions annuelles

Energie photovoltaïque annuelle produite (KWh)	34706,81
Capacité de stockage annuelle moyenne (KWh)	72,60
Consommation annuelle du groupe électrogène en fuel (litres)	677,31
Energie annuelle produite par le groupe électrogène (KWh)	2140,00
Les heures de fonctionnement du GE (heure)	107,00
Excès d'énergie annuel (KWh)	6429,69
POURCENTAGE	
Photovoltaïque	94.63 %
Groupe électrogène	5.37 %
Excès d'énergie annuel	17.12 %

Le tableau 4.8 montre les résultats annuels produits par notre système dans le site d'Illizi, nous concluons que le pourcentage de l'énergie photovoltaïque est important (94.63%) par rapport à 5.37% de l'énergie produite par le groupe électrogène, ainsi que l'excès d'énergie est de l'ordre de 17.12%. Le surplus d'énergie est dû au fort écart existant entre les profils de charge hivernale et estivale. D'après ces résultats, nos

occupants peuvent ajouter des charges supplémentaires dans la période hivernale sans avoir recours au groupe électrogène. Ces résultats implique qu'on bien dimensionnée notre système.

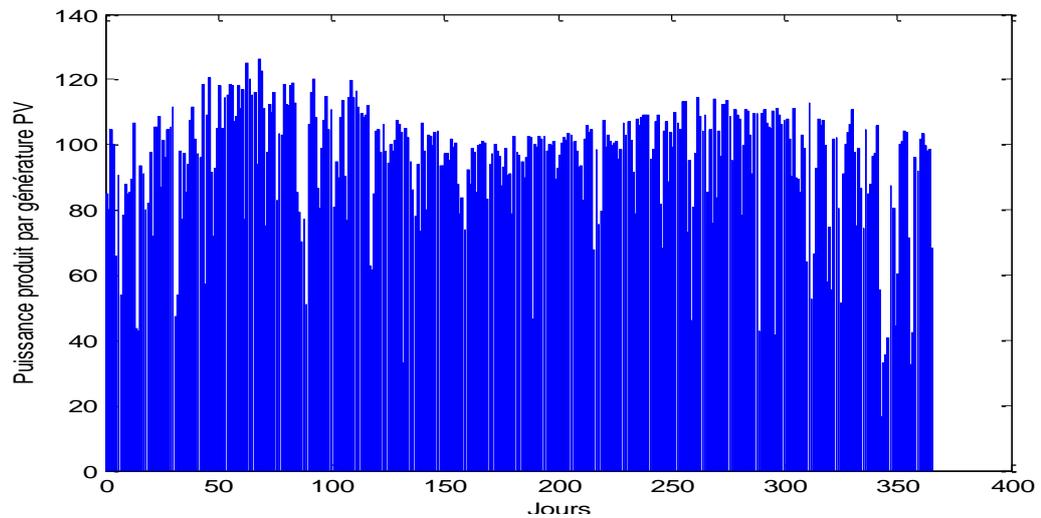


Figure 4.23 : Puissance journalière produite par générateur PV

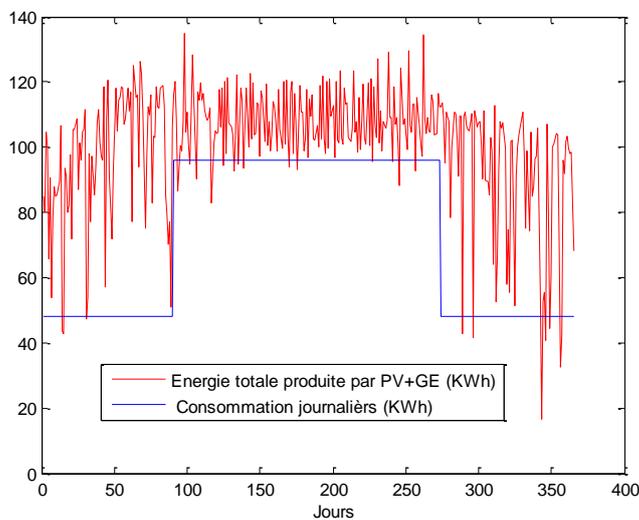


Figure 4.24 Energie totale produite par les deux sources PV+GE

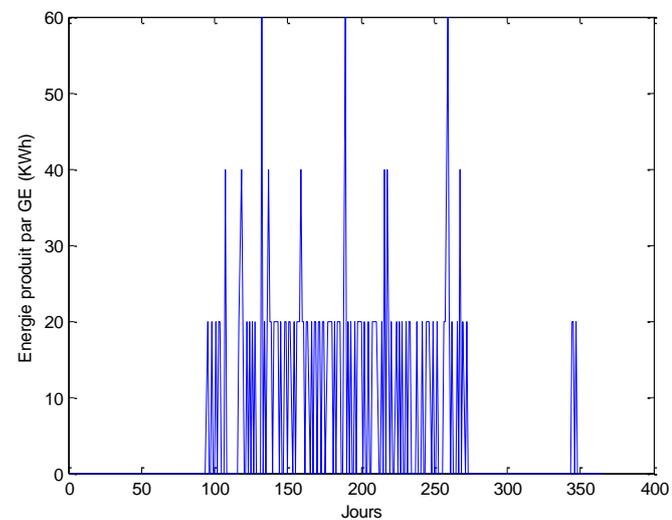


Figure 4.25 : Energie journalière produite par le GE

4.4 Simulation du comportement du système par HOMER:

4.4.1 Les logiciels de dimensionnement et de simulation des systèmes hybrides :

Ils existent plusieurs logiciels de dimensionnement et de simulation des systèmes hybrides dont le tableau 4.9 présente les caractéristiques de quelques uns des logiciels existant.

Tableau 4.9 : différent logiciels de dimensionnement et simulation des systèmes hybrides

Logiciel	Dimensionnement (Dim)		Dim. + Sim.		Simulation (Sim)		
	PV-SPS	RETScreen	PV-SOL	PVSYST	Hybrid2	PV-DesignPro	HOMER
Version	2.0	Version 3.2	2.6 R5	v3.41	1,3c R3	v6,0	2.2 beta
Date de la version la + récente	2001	2005	2006	2006	2004	2004	2005
Date de la première version	2001	1997	1998	1994	1998	1998	1993
Coût d'une licence (Euro)	60 Euro	0	500 Euro	465 Euro	0	200 Euro	0
Langages	Angl.	Angl., Fran.	All., Fran., Angl., Esp., Ital.	Fran, Angl.	Angl.	Angl.	Angl.
Qualité du manuel d'instructions	(1)	+	+	Détaillé F1 man.	-	o	+
Niveau de l'utilisateur	Normal	Normal	Normal	Normal	Haut niveau	Normal	Bon niveau
Facilité d'utilisation	O	+	o	o	-	o	+
Dimensionnement des composants (2)	PV-D-B	PV-D-B	PV-B	PV-B	Pas de Dim.	Pas de Dim.	(3)
Simulation (2)	Pas de Sim.	Pas de Sim.	PV-D-B	PV-D-B	PV-D-B-W	PV-D-B-W	PV-D-B-W-(+)
Vérification	Oui	non	oui	oui	non	non	oui
Base de données d'ensoleillement	4sites	oui + lien NASA + S	oui + S	oui + S	oui	oui + S	oui +lien NASA
Base de données de vitesse de vent	Non	Oui	non	non	non	non	non
Balance des émissions	Non	Oui	Oui	non	Oui	non	Oui
Analyse économique	Non	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui
Clarté pour les inputs utilisateur	O	+	-	o	-	-	+
Clarté pour les inputs composants	+(4)	+(5)	+	o	-	+	+
Clarté des résultats	+	+	o	o	-	o	+
Temps de résolution des résultats	Mois, année	Mois, année	Heure, jour, semaine, mois, année	Heure, jour, mois, année	Défini par l'utilisateur	Heure, jour, semaine, mois, année	Heure, jour, semaine, mois, année
Rapport des résultats imprimable	O	+	+	+	-	o	+

+ bien/facile, 0 satisfaisant, - insuffisant/laborieux, S analyse des masques

1) pas de manuel

2) PV = PV-générateur; D = diesel-générateur; B = batteries; W = aérogénérateur; (+) = autre sources d'énergie, comme : biogaz, pile à combustible

3) base de données extensible avec critères économiques

4) pas de base de données composants

5) base de données PV non extensible par l'utilisateur

Parmi ces logiciels nous avons choisi Homer qui est une version gratuite pour le dimensionnement et la simulation de notre système.

Le logiciel Homer :

HOMER est un logiciel pour la simulation et l'optimisation de systèmes de génération électrique distribué développé par le National Renewable Energy Laboratory (NREL) [54]. Le modèle doit être renseigné des ressources disponibles, des options technologiques, des coûts et des charges à respecter par le système. Les composants qui peuvent être modélisés sont des modules photovoltaïques, des éoliennes, des générateurs, des batteries, des convertisseurs AC/DC, des électrolyseurs, des réformateurs, des réservoirs d'hydrogène. Les éléments clés du modèle sont les deux bus AC et DC, auxquels chaque convertisseur doit être lié. Les charges peuvent être saisies en tant que profil de charge quotidien ou importées d'un fichier de données horaires. En tout état de cause, les valeurs horaires des charges doivent être définies pour chacune des 8760 heures d'une année. En ce qui concerne les composants, des fonctions de coût linéaires sont adoptées et les dimensions des composants à prendre en considération doivent être préalablement prévues afin de réaliser l'optimisation. Le nombre de tailles multiplié par le nombre de composants donne le nombre de configurations de systèmes simulés par le programme.

HOMER est un modèle de séries chronologiques et effectue un bilan énergétique horaire le long d'une année pour chaque configuration de système rentrée par l'utilisateur. Il affiche ensuite la liste des configurations de systèmes triés par le coût actuel net (qui combine le coût en capital - annualisé par l'amortissement du composant au cours de sa durée de vie en utilisant les taux d'actualisation réelle – et celui de remplacement, fonctionnement et entretien). Des analyses de sensibilité peuvent également être effectuées pour certaines variables (par exemple des coûts de carburant, la vitesse moyenne annuelle du vent). Enfin, une analyse de contrainte peut également être effectuée au moyen d'un facteur de capacité annuelle limitée à une valeur maximale : si ce paramètre est fixé à 0%, alors le système doit satisfaire les charges tout le temps, alors que s'il est fixé à des valeurs de 1% à 5% des économies considérables en puissance de crête et des différences entre les scénarios optimisés sont obtenus [55].

HOMER est largement utilisé et accepté comme un outil de simulation distribué, au niveau international. De nombreuses analyses de systèmes énergétiques hybrides ont été effectuées à l'aide de cet outil et ont été publiées sous forme d'articles, en particulier sur la revue « Renewable Energy » : voir par exemple les travaux de Iqbal [56] pour des applications dans les Newfoundland (au Canada), Shaahid et Elhadidy [57] pour les systèmes hybrides photovoltaïques-diesel-batteries.

4.4.2 Procédures de Simulation du comportement par Homer :

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

Paramètres d'entrée :

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

Paramètres de sortie :

- Fraction d'utilisation annuelle pour les deux sources d'énergies (fossile et renouvelable)
- L'énergie annuelle fournie pour chaque composant.
- L'excès d'énergie.
- Coût d'énergie produite.
- L'investissement initial.
- Le présent coût net (Net Present Cost) NPC.

- L'émission des gaz à effet de serre.

Description sous HOMER du système à simuler :

On présente dans la figure 4.26 l'architecture du système étudié sous HOMER:

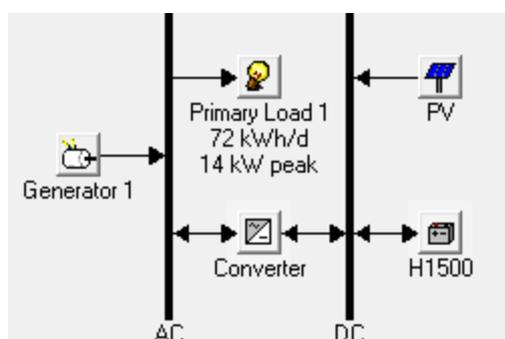


Figure 4.26 : Schéma du système.

L'architecture du système est de type parallèle, l'onduleur bidirectionnel (AC/DC et DC/AC) peut fonctionner, soit comme un redresseur lorsqu'il y a un excès d'énergie produite par le diesel pour charger la batterie, soit comme un onduleur, pour transférer l'énergie fournie par le champ photovoltaïque ou par la batterie vers la charge.

Les caractéristiques de chaque composant du système :

1) Le générateur photovoltaïque :

- Les tailles du générateur photovoltaïque à considérer dans la simulation sont : 14 KW- 15 KW- 16 KW et 17KW
- La durée de vie des panneaux photovoltaïques est de 20 ans. Le système est fixe (pas de système de poursuite) et l'angle d'inclinaison égale à la latitude de lieu.
- L'effet de la température est considéré.

2) Les batteries :

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

3) Le convertisseur :

- Les tailles à considérer sont : 14KW- 15KW- 16KW- 17KW

- Le rendement de l'onduleur est 95% et le rendement du chargeur des batteries est 85%.
- La durée de vie du convertisseur est 15 ans.

4) Le groupe électrogène :

- Les tailles à considérer sont : 10KW- 11KW- 12KW et 13KW.
- Durée de vie est 15000 heures.
- Le carburant utilisé est le gasoil.
- Le coût du groupe électrogène oscille entre 400 et 800 \$/kVA [58].

Le tableau 4.10 donne les différents coûts pour chaque composant [59] :

Tableau 4.10: Les différents coûts des composants du système photovoltaïque.

	Capital initial (\$/Watt)	Coût de maintenance (\$/Watt)
Modules photovoltaïques	4.08	1% du capital initial
Batteries	0.207	---
Convertisseur	0.715	1% du capital initial

4.4.3 Résultats et discussions :

On représente dans le tableau 4.11 les tailles considérées pour tous les composants du système.

Tableau 4.11 : les tailles considérées des composants

	PV Array (kW)	Label (kW)	H2500 (Strings)	Converter (kW)
1	14	10	1	10
2	15	11	2	11
3	16	12		12
4	17	13		13
5	18			14
6	19			15
7	20			16
8				17
9				18
10				19

1) Site d'Illizi :

Homer simule toutes les combinaisons possibles du système. Pour chaque combinaison, une série de simulations horaires pour les 8760 heures d'une année.

	PV (kW)	gener (kW)	H2500	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Diesel (L)	gener (hrs)
	14	12	24	10	\$ 179,500	3,184	\$ 220,201	0.657	0.75	2,808	810
	14	11	24	10	\$ 179,400	3,236	\$ 220,765	0.659	0.73	3,111	965
	14	13	24	10	\$ 179,600	3,242	\$ 221,043	0.660	0.76	2,710	754
	15	12	24	10	\$ 183,580	3,176	\$ 224,174	0.669	0.78	2,626	798
	14	10	24	10	\$ 179,300	3,538	\$ 224,523	0.670	0.70	3,638	1,260
	15	11	24	10	\$ 183,480	3,230	\$ 224,775	0.671	0.76	2,928	944
	15	13	24	10	\$ 183,680	3,241	\$ 225,111	0.672	0.79	2,550	750
	14	12	24	11	\$ 186,650	3,189	\$ 227,418	0.679	0.75	2,797	798
	14	11	24	11	\$ 186,550	3,232	\$ 227,865	0.680	0.73	3,100	954
	14	13	24	11	\$ 186,750	3,246	\$ 228,240	0.681	0.76	2,699	742
	16	12	24	10	\$ 187,660	3,179	\$ 228,292	0.681	0.80	2,483	791
	15	10	24	10	\$ 183,380	3,542	\$ 228,654	0.683	0.73	3,488	1,240
	16	11	24	10	\$ 187,560	3,230	\$ 228,846	0.683	0.78	2,763	924
	16	13	24	10	\$ 187,760	3,249	\$ 229,292	0.684	0.81	2,415	748
	15	12	24	11	\$ 190,730	3,179	\$ 231,369	0.691	0.78	2,612	785
	14	10	24	11	\$ 186,450	3,536	\$ 231,651	0.691	0.70	3,628	1,250
	15	11	24	11	\$ 190,630	3,228	\$ 231,894	0.692	0.76	2,919	934
	15	13	24	11	\$ 190,830	3,243	\$ 232,288	0.693	0.79	2,533	736
	17	12	24	10	\$ 191,740	3,193	\$ 232,554	0.694	0.82	2,362	788
	16	10	24	10	\$ 187,460	3,548	\$ 232,818	0.695	0.75	3,346	1,221
	17	11	24	10	\$ 191,640	3,257	\$ 233,280	0.696	0.80	2,649	921

Figure 4.27 : Résultat de simulation.

Après la simulation **HOMER** affiche une liste des systèmes hybrides, satisfaisant la demande électrique, classés selon leurs coûts nets présents. Pour satisfaire 72 KWh/j avec une pointe de 14 KW, on a choisi d'analyser les différents résultats techniques obtenus de la **solution optimale**, le système optimal est composé d'un générateur photovoltaïque de taille 14 KW, un générateur Diesel de taille 12 KW, 24 Batteries connecté en série et un onduleur de taille 10 KW.

Architecture du système :

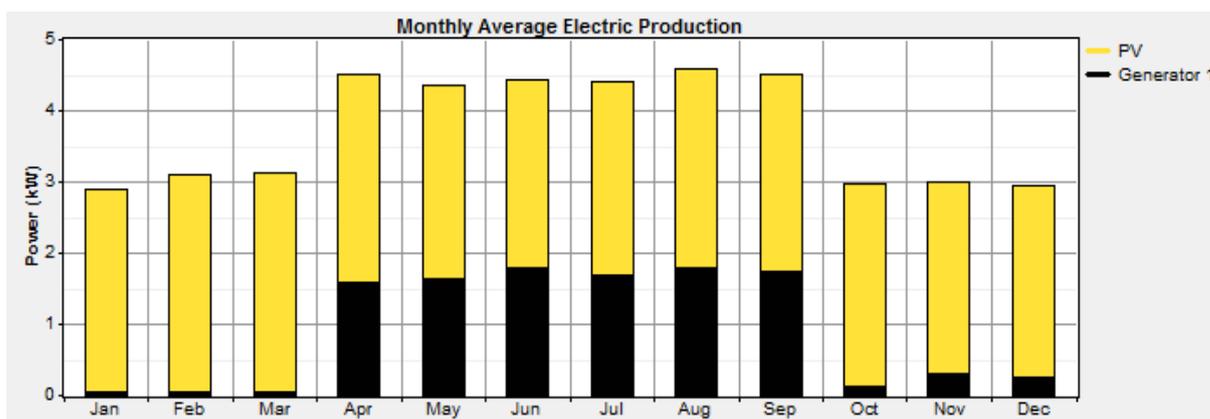
Tableau 4.12 : Les tailles des composants du système optimal

Composants	Tailles
Générateur PV	14 kW
Groupe électrogène	12 kW
Banc des Batteries	24 Hoppecke 20 OPzS 2500
Convertisseur	10 kW

Tous les détails sur la production électrique du système optimal sont illustrés dans le tableau suivant :

Tableau 4.13 : Production d'énergie annuelle

Excès d'énergie	8.65%	
Charge primaire servie	26201 KWh/an (100%)	
	Photovoltaïque	Groupe électrogène
Energie annuelle produite	24628 KWh/an (75%)	8121 KWh/an (25%)
Les heures de fonctionnement	4376 heures	810 heures
Consommation en fuel	---	2808 Litres
Energie moyenne par jour	67.5 KWh/j	---

**Figure 4.28** Production d'énergie mensuelle**Interprétation des résultats :**

D'après les résultats présentés dans le tableau 4.13, on remarque que notre système utilise l'énergie solaire plus que l'énergie fossile de telle sorte que la production du générateur photovoltaïque est de 75%, cette fraction correspond à une énergie de 24628 KWh/an et la production de générateur diesel est de 25%. On constate aussi que le système test perd 8.65% d'électricité comme énergie en excès non utilisée par la charge. La figure 4-29 montre que la production d'énergie fossile est importante dans la période estivale (Avril - Mai- Juin-Juillet- Aout- Septembre) par rapport à la période hivernale.

En général les résultats techniques obtenus par HOMER sont comparables aux résultats obtenus par le programme sous MATLAB, mais HOMER fournit des détails et des résultats supplémentaires pour chaque composant comme : les heures de fonctionnement, l'énergie moyenne, l'énergie entrante, l'énergie sortante ainsi que l'émission des gaz à effet de serre.

2) Site de Djanet:

Nous adoptons la même procédure suivie avec le site d'Illizi pour obtenir les résultats que nous présentons dans ce qui suit :

Architecture du système :

Tableau 4.14 : Les tailles des composants du système optimal

Composants	Tailles
Générateur PV	14 kW
Groupe électrogène	11 kW
Banc des Batteries	24 Hoppecke 20 OPzS 2500
Convertisseur	10 kW

Les détails sur la production électrique du système optimal dans le site de Djanet sont illustrés dans le tableau suivant :

Tableau 4.15 : Production d'énergie annuelle

Excès d'énergie	6.95%	
Charge primaire servie	26207 KWh/an (100%)	
	Photovoltaïque	Groupe électrogène
Energie annuelle produite	25199 KWh/an (77%)	7677 KWh/an (23%)
Les heures de fonctionnement	4377 heures	955 heures
Consommation en fuel	---	2760 Litres
Energie moyenne par jour	69.0KWh/j	---

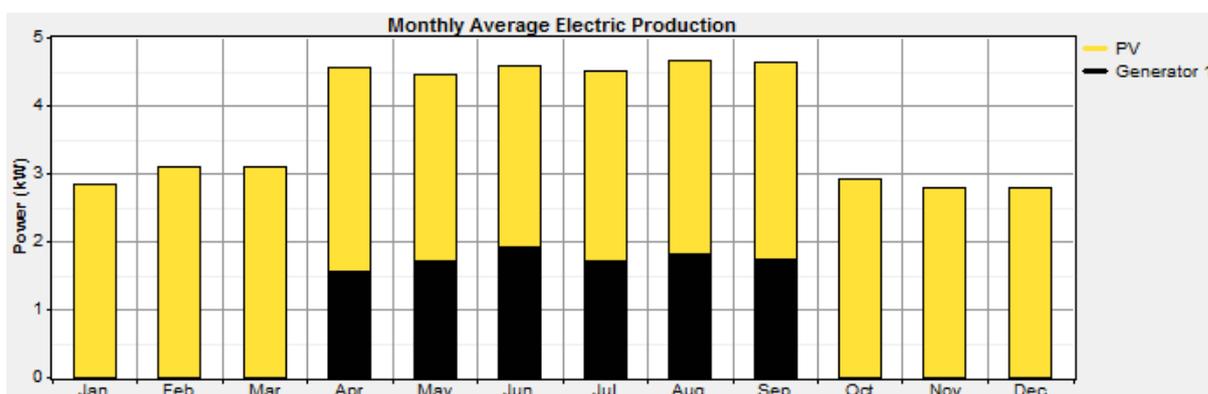


Figure 4.29 : Production d'énergie mensuelle

Interprétation des résultats :

La figure 4.29 montre que la production du groupe électrogène est nulle durant les saisons automne et hiver, le bilan énergétique montre que 77% de l'énergie produite est une énergie renouvelable, cette fraction correspond à une énergie de 25199KWh/an durant 4377 heures.

3) Comparaison entre les deux sites :

Tableau 4.16 : Production annuelle des deux sites

	Djanet	Illizi
Energie annuelle produite PV	25199 KWh/an (77%)	24628 KWh/an (75%)
Energie annuelle produite GE	7677 KWh/an (23%)	8121 KWh/an (25%)
Consommation en fuel	2760 Litres	2808 Litres
Excès d'énergie	6.95%	8.65%

Le tableau 4.16 montre que le système test utilise l'énergie renouvelable plus que l'énergie fossile, de telle sorte que la production annuelle du générateur PV est importante par rapport à la production du groupe électrogène. On constate que pour le même système utilisé pour les deux sites, les facteurs de productions des énergies photovoltaïque et fossile ne sont pas les mêmes, car la production des systèmes dépend du rayonnement solaire reçue par le site. Nous savons que l'irradiation solaire annuelle reçue par le site d'Illizi est 6.09 KWh alors qu'elle est de 6.24 KWh pour le site de Djanet.

4) Résultats économiques :

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

$$C_{NPC} = \frac{C_{ann\ tot}}{CRF(i, R_{proj})} \quad (4.8)$$

C_{NPC} : le présent coût net.

$C_{ann\ tot}$: coût annualisé total.

CRF : le facteur de récupération capital, en fonction de " i " qui est le taux d'intérêt et R_{proj} la durée de vie du projet, est donné par l'équation suivante :

$$CRF(i, N) = \frac{i(1+i)^N}{(1+i)^N - 1} \quad (4.9)$$

i : Taux d'intérêt

N : Nombre d'années.

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

$$COE = \frac{C_{ann,tot}}{E_{prim} + E_{def} + E_{grid}} \quad (4.10)$$

E_{prim} : énergie primaire AC ou DC.

E_{def} : énergie électrique et énergie thermique.

E_{grid} : énergie provenant du réseau conventionnel.

Tableau 4.17 : Résultats économique des deux sites

	Djanet	Illizi
Le coût d'énergie COE	0.544 \$/KWh	0.657 \$/KWh
C_{NPC}	18234.70 \$	22020.00 \$
C_{NPC}	1310513.50 DA	1582560.05 DA

1 \$ = 71.85 DA au 19 juin 2011

D'après les résultats obtenus on constate que le coût d'énergie du système test sur le site d'Illizi est plus cher par rapport à l'autre site, le NPC (Net Present Cost : présent coût net) dépend des coûts de chaque composantes du système ainsi que du coût de remplacement et de maintenance.

4.5 Conclusion :

Le dimensionnement et la simulation du système que nous nous sommes proposé d'étudier ont été réalisés à l'aide de deux outils différents : des programmes sous MATLAB et le logiciel HOMER. Nous avons remarqué que le dimensionnement du système dépend de l'irradiation solaire, la température ambiante des sites choisis et le profil de charge considéré. Nous avons pu établir que les résultats obtenues par le logiciel Homer sont comparables à ceux obtenus par nos programmes sous Matlab. Néanmoins, Homer cherche la solution optimale selon le plus faible coût d'énergie et le présent coût net du système et nos programmes réalisés sous Matlab cherchent la solution optimale selon la fraction de probabilité de perte d'énergie. Nous avons aussi pu établir que le système hybride étudié assure l'électricité aux habitants des deux sites choisis de telle sorte qu'il utilise le groupe électrogène dans les cas où le rayonnement solaire n'est pas suffisant pour couvrir la demande énergétique au cours de l'année.

CONCLUSION

L'Algérie est considérée comme le premier gisement d'énergie solaire du bassin méditerranéen [27], un potentiel très important qui a permis, dans le cadre de la politique énergétique nationale, de répondre à la demande énergétique sur les sites isolés et situés loin des réseaux de distribution d'électricité.

Plusieurs programmes ont été réalisés, aussi bien au niveau du secteur de l'énergie (électrification solaire de 18 villages du grand sud, télémetrie, etc....) que dans d'autres secteurs de l'économie nationale (balisage des routes, pompage de l'eau, etc....). Les systèmes réalisés pour subvenir aux besoins énergétiques domestiques des zones rurales, sont caractérisés par leurs profils de charge limités, exemple : éclairage domestique, Radio et Téléviseur. L'inconvénient de ces systèmes est que les occupants ne peuvent pas ajouter des charges en cas des besoins, Ils ne procurent donc pas de confort aux habitants et ne répondent pas aux développements durables remarquables chaque jours.

Pour lutter contre la pauvreté, il est indispensable que les populations concernés aient accès à une source d'énergie rentable et efficace, faisant appel à de nouveaux modes d'électrification qui offrent le confort souhaité et soient compatibles avec le développement durable. Pour cela, Il a été proposé d'étudier un système hybride PV-Diesel qui combine deux formes de sources, l'énergie solaire et l'énergie fossile pour produire l'énergie nécessaire et suffisante.

Pour dimensionner le système étudié, nous avons utilisé la méthode LPSP (Low Power Supply Probability), basée sur la probabilité de perte d'énergie. Pour cela, nous avons développé des programmes sous le logiciel Matlab . Une fois dimensionné, nous avons procédé à la simulation du comportement du système à l'aide de programmes écrits sous Matlab. Pour valider les résultats trouvés, nous avons procédé à une simulation et analyse du système choisi à l'aide d'un logiciel professionnel Homer. Nous avons retenu ce logiciel, parmi d'autres logiciels similaires dont nous avons présentées les caractéristiques, à cause de sa disponibilité gratuite sur le marché et sa notoriété.

D'après les résultats obtenus à l'aide des deux simulations, Nous concluons que le dimensionnement dépend essentiellement de l'irradiation et la température ambiante du

site à électrifier. Pour cela il faut bien déterminer une base de données fiable avant toute installation des systèmes. Nous avons aussi établi que le système hybride PV-Diesel conçu utilise 95% d'énergie solaire et 5% d'énergie fossile, par la première simulation sous Matlab où cela dépend du choix de la fraction LPSP introduite. Par contre ces valeurs ne sont que de 74% et 26% dans le cas de la simulation sous Homer qui fait intervenir des paramètres technico-économiques complexes dans les procédures de sa simulation. Nous avons, néanmoins constaté que dans les deux cas de résultats, le groupe électrogène ne fonctionne que dans la période estivale où la demande énergétique est importante dans cette saison.

Malgré que l'approche de calcul que nous avons développé sur Matlab en utilisant la méthode LPSP pour le dimensionnement du système étudié est différente de celle mise en œuvre par Homer qui s'appuie sur la détermination du système le moins cher satisfaisant les besoins énergétiques, nous pouvons établir que :

- Les résultats obtenus par les deux procédés sont comparables.
- L'affinement apportés par Homer est du à l'introduction de paramètres supplémentaires.
- Le système hybride et maison typique proposé a permis d'aboutir à des résultats encourageants qui peuvent donner suite à d'autres travaux d'enrichissement.
- Conclure en général qu'un système hybride PV-Diesel offre:
 - une source d'énergie continue fiable et rentable compatible avec les développements durables.
 - l'amélioration des conditions de vie des populations rurales.
 - la protection en partie de l'environnement.

Ainsi donc, comme perspective, nous souhaitons :

- Compléter notre programme avec une analyse économique complète,
- L'exploitation d'une autre source renouvelable tel que l'éolien pour assurer une grande part de l'énergie renouvelable dans le système hybride.
- L'amélioration du système de stockage par l'utilisation d'autres techniques de stockage, batteries de haut rendement et de grande durée de vie.

APPENDICE

LISTE DES SYMBOLES ET DES ABREVIATIONS

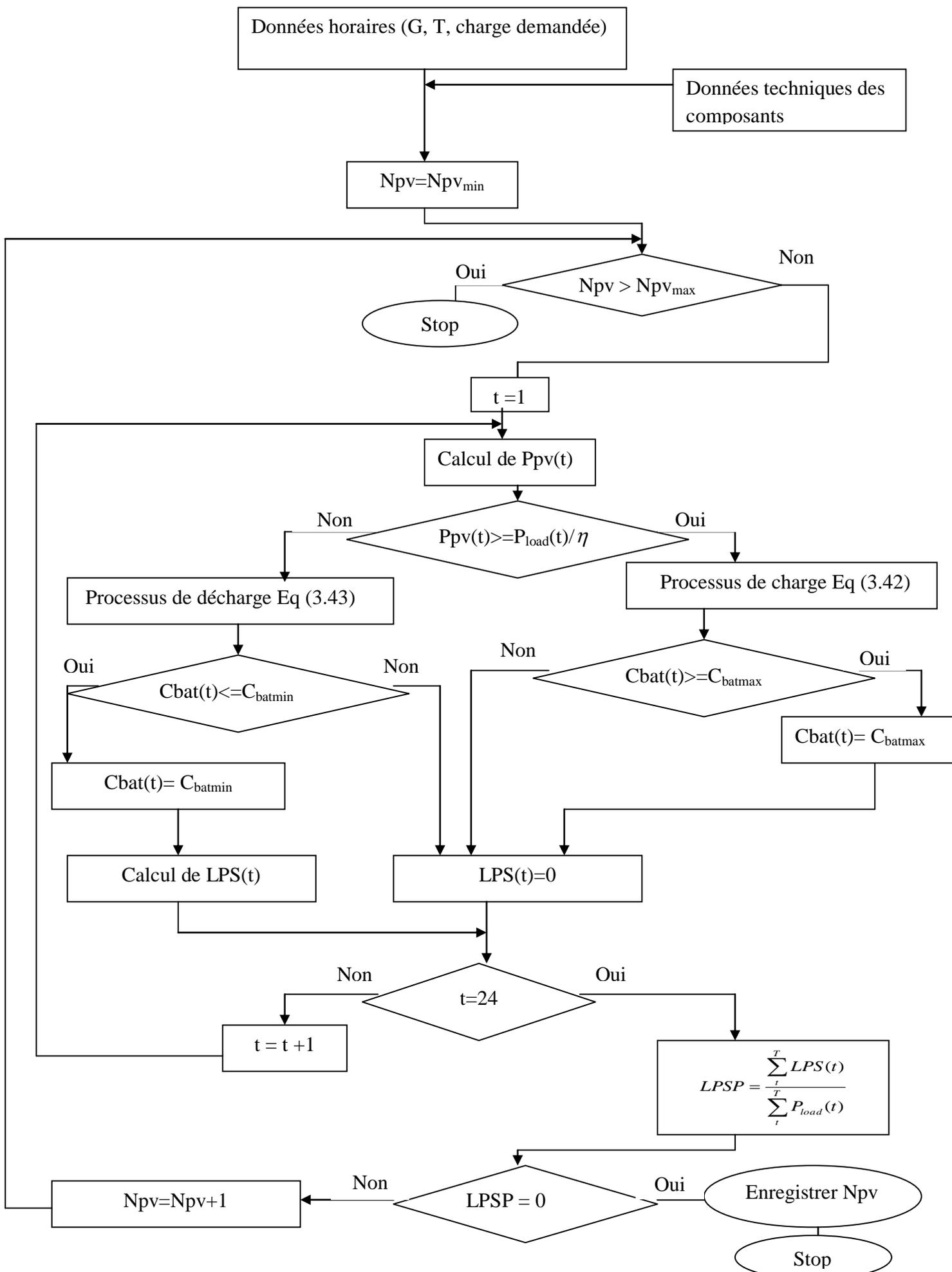
A	Facteur d'idéalité de la jonction
AUT	Autonomie du système (Jours).
B	Irradiation solaire directe ($W.m^{-2}.durée^{-1}$).
B*	Eclairement solaire directe ($W.m^{-2}$).
B _d (0)	Irradiation directe horizontale journalière ($W.m^{-2}.j^{-1}$).
C _{Bat}	La capacité nominale de la batterie (Ah).
C ₁₀	Capacité de la batterie (Ah).
C _{ann tot}	Coût annualisé total.
C _{Bat,min}	La capacité minimale (Ah).
C _{NPC}	Le présent coût net.
CRF	Le facteur de récupération capital.
D	Irradiation solaire diffuse ($W.m^{-2}.durée^{-1}$).
D*	Eclairement solaire diffuse ($W.m^{-2}$).
D _d (0)	Irradiation diffuse horizontale journalière ($W.m^{-2}.j^{-1}$).
D _h (0)	Irradiation diffuse horizontale horaire (Wh/m^2).
d	Distance terre soleil (Km)
<i>DOD</i>	Profondeur de décharge.
EDC	Etat de charge de la batterie
E _{def}	Energie électrique et énergie thermique.
E _{grid}	Energie provenant du réseau conventionnel.
E _{prim}	Energie primaire AC ou DC.
E _S	Eclairement solaire incident sur le plan du module (W/m^2)
E _L	L'énergie demandée par la charge
E _T	Energie totale consommé (Wh/j)
E _{PV}	Energie produite par le générateur photovoltaïque
<i>f d</i>	Facteur de décharge de la batterie.
G	Irradiation solaire globale ($W.m^{-2}.durée^{-1}$).
G (β)	Eclairement solaire incident sur la surface du module ($W.m^{-2}$).
G _{réf}	Eclairement solaire de référence ($W.m^{-2}$).
G*	Eclairement solaire globale ($W.m^{-2}$).

$G_d(0)$	Irradiation globale horizontale journalière ($W.m^{-2}.j^{-1}$).
$G_{ed}(0)$	Irradiation solaire journalière globale hors atmosphère ($W.m^{-2}.j^{-1}$)
$G_{eh}(0)$	Irradiation globale extraterrestre horaire (Wh/m^2).
$G_h(0)$	Irradiation globale horizontale horaire (Wh/m^2).
H	L'altitude
H_0	Irradiation incidente sur un plan horizontale.
H_{0i}	Irradiation incidente sur un plan incliné
i	Le taux d'intérêt.
I	Distance terre soleil moyenne
I_{sat}	Courant de saturation (Ampères).
I_m	Le courant de point maximale de la puissance du module (Ampères).
I_{0C}	Constante solaire
I_{sc}	Le courant de court circuit (Ampères).
I_{bat}	Courant de la batterie
I_{sat}	Courant de saturation (Ampères).
I_G	Courant produite par un module Photovoltaïque (Ampère)
I_{ph}	Photo courant produit par la cellule PV (Ampères)
J	n° du jour de l'année.
K	Constante de Boltzmann.
K_d	La fraction diffuse.
K_t	l'indice de clarté de l'atmosphère.
L	Latitude (°).
LPS	Loss of Power Supply.
LPSP	Loss of Power Supply probability.
M_d	La fraction diffuse horaire.
M_t	L'indice de clarté horaire de l'atmosphère.
N_{bat}	Nombre des batteries.
N_{bats}	Nombre des batteries en série.
N_{batp}	Nombre des batteries en parallèles.
N_{PV}	Le nombre de modules photovoltaïques.
NOCT	Caractéristique intrinsèque de la cellule.
n_p	Le nombre des cellules en parallèle.
n_s	Le nombre des cellules en série.

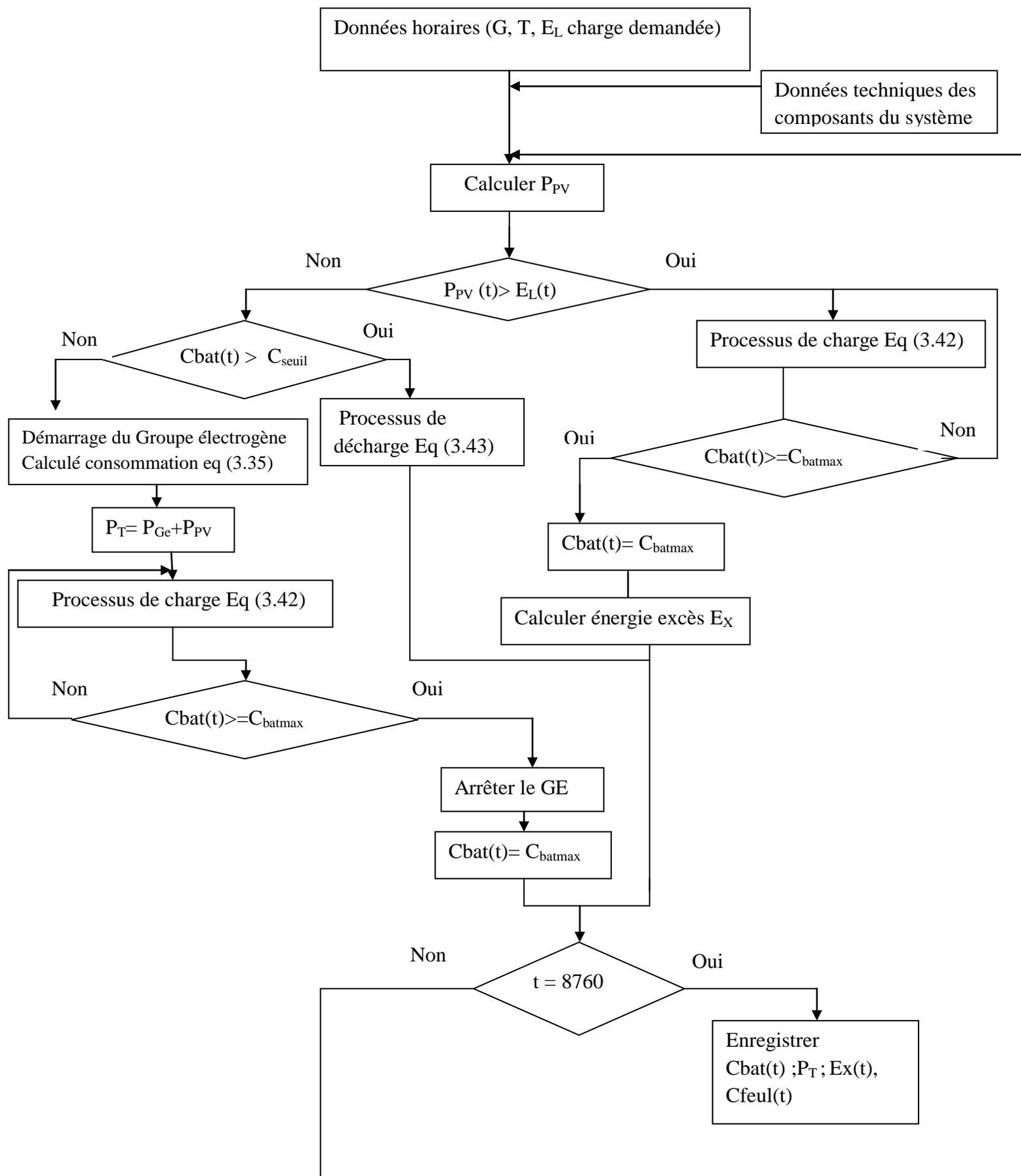
PCI_v	Energie contenue dans un litre de combustible.
P_{GE}^0	Puissance nominale du groupe.
P_m	Puissance électrique maximum du module dans les conditions standards (Wc)
P_n	Puissance nominale de l'onduleur
P_{Ch}	Puissance à la sortie de l'onduleur
q	Charge de l'électron.
Q_{bat}	La charge de la batterie
Q_{ech}	La quantité de charge échangée de la batterie
Q_d	La quantité de charge manquante à la batterie
Q_v^0	Consommation à cette puissance nominale.
Q_v^0/P_G^0	Consommation spécifique du groupe.
R_i	Résistance de la batterie (Ω).
$R(\beta)$	Eclairement réfléchi
R_{proj}	La durée de vie de projet.
R_s	Résistance série du module (Ω).
R_{Sh}	Résistance parallèle du module (Ω).
S	Surface de module photovoltaïque (m^2)
SOC	L'état de charge.
SOC_0	L'état de charge initial.
SS	Durée journalière d'ensoleillement (h)
SS_0	Durée journalière maximale d'ensoleillement (h).
t	Temps (s)
T	Température ($^{\circ}C$).
T_a	Températures ambiantes ($^{\circ}C$).
TSV	Temps solaire Vrai (h).
T_j	Température de la jonction ($^{\circ}C$).
T_{ref}	Température de jonction de référence (298°Kelvin).
V_{bat}	La tension nominale de la batterie (volts).
V_d	La tension directe de conduction de la diode (volts).
V_{ec}	Tension de saturation (volts).
V_g	Tension de gazage (volts).
V_m	Tension de point maximale de la puissance du module (volts).
V_n	Tension nominale du système (Volts)

V_{nl}	Tension nominale d'une seule batterie (Volts)
V_{oc}	Tension du circuit ouvert (volts).
V_{soc}	Tension d'un groupement des cellules en série (volts).
W	Densité de flux rayonné par le ciel ($W.m^{-2}$).
α	Hauteur du soleil ($^{\circ}$)
β	Inclinaison d'une surface ($^{\circ}$)
δ	Déclinaison ($^{\circ}$).
λ	Longitude ($^{\circ}$)
θ_z	La distance zénithale ($^{\circ}$)
Ψ	Azimut de soleil ($^{\circ}$)
ω	Angle horaire ($^{\circ}$)
ω_i	L'angle horaire correspondant au plan incliné.
η	Rendement instantané du module.
η_r	Rendement de référence du module sous conditions standard.
η_{bat}	Rendement de la batterie.
η_{ch}	Le rendement de charge de la batterie.
η_{GE}	Rendement du groupe électrogène.
η_{ond}	Le rendement de l'onduleur.
γ	Coefficient de température
ρ	Albédo du lieu.
σ	Taux d'insolation.
τ	Taux de charge de l'onduleur.
τ_g	Constante de temps

Organigramme de programmation
Annexe 1



Annexe 2



REFERENCES

1. L. Barozzi and D. Guidi, '*Prospects for the Expansion of Solar PV Technology in the Developing Country*', Rapport WWF, 1993.
2. The World Bank, '*Rural Energy and Development, Improving Energy Supplies for Two Billions People*', 1996.
3. L. Stoyanov, G. Notton et V. Lazarov Optimisation des systèmes multi-sources de production d'électricité à énergies renouvelables ; *Revue des Energies Renouvelables Vol. 10 N°1 (2007) 1 – 18*
4. Yaël Thiaux THÈSE DE DOCTORAT DE L'ECOLE NORMALE SUPÉRIEURE DE CACHAN Optimisation des profils de consommation pour minimiser les coûts économique et énergétique sur cycle de vie des systèmes photovoltaïques autonomes et hybrides Évaluation du potentiel de la technologie Li-ion
5. Damien Thirault, Architectures des Réseaux de Distribution pour l'Electrification rurale des Pays en Développement, thèse de doctorat : Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble dans le cadre de l'Ecole Doctorale EEATS « Electronique, Electrotechnique, Automatique, Télécommunication, Signal», mars 2004,
6. L.Berkani, I.Haouech, Etude de l'évolution de la température ambiante en Algérie, thèse d'ingénieur d'état institut de l'électronique Université de Blida 2007.
7. F.Gacem, Simulation des systèmes de pompage photovoltaïque destinés pour l'alimentation en eau potable, thèse de magister, institut d'électronique université de Blida 2007
8. F.FODHIL, Performances des réseaux hybrides solaires dans l'électrification rurale, mémoire de magister, institut d'électronique université de Blida 2011
9. Z.Merdaoui, Caractérisation radiométrique des sites de Bouzareah et de Ghardaia, Mémoire de Magister, institut d'électronique université de Blida 2007.
10. J. Royer, T. Djiako, E.Schiller et B. Sada Sy . « Le pompage photovoltaïque' Manuel de cours à l'intention des ingénieurs et des techniciens ». Publ. en collab. avec : IEPF, Université d'Ottawa, EIER, CREPA. 1998. ISBN 2-89481-006-7.
11. Cours Ecole doctoral Mr A. Hamidat.
12. Maryse Labriet. 'Énergie et développement durable en Méditerranée', Revue Liaison Énergie-Francophonie N °71–2e Trimestre 2006, Page 95 ISSN 0840-7827.

13. Guide des énergies renouvelables, [http : www.mem-algeria.org.dz](http://www.mem-algeria.org.dz)
14. A.chergui, Les énergies futures en Algérie, Université Joseph Fourier de Grenoble
15. B.H.Y. Liu and R.C. Jordan. « The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation », *Solar Energy*, Vol.4, pp.1-19, 1960.
16. F.Frutos, V.Ruiz and J.Gutierrez. «Correlation between the Solar diffuse and global radiation for Madrid». *Revue Internationale d'Helio technique* 1er semestre, pp.7-12, 1985.
17. M.H. Maccagnan. «Caracterizacion de la radiacion solar para aplicaciones fotovoltaicas en el caso de madrid » Tesis doctoral, ETSI de Telecomunicacion Universidad Politecnica de Madrid, pp.194, 1993.
18. 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
19. 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.
20. D.T.Reindel, W.A. Beckman and J.A Duffie. «Diffuse fraction correlations .Solar Energy » .Vol. 45(1), pp1-7,1990.
21. M. Iqbal. *An introduction to solar irradiation*. Academic Press. Toronto. pp.303, 1983.
22. R.C. Temps and K.L Coulson. «Solar radiation incident upon slopes of different orientations ». *Solar Energy*. Vol. 19(2), pp. 179-184, 1977.
23. T.M. Klucher. « Evaluation of models of predict insolation on tilted surfaces. *Solar Energy* ». Vol. 23(2), pp. 111-114, 1979.
24. P. Nolay. *Développement d'une méthode générale d'analyse des systèmes photovoltaïques*. Thèse Doctorat 3ème Cycle. Ecole des Mines de Paris, 1987.
25. S. POUFFARY Design et implantation des systèmes hybrides PV – Diesel pour l'électrification rurale.
26. Amr. Khelif « Etude technico-économique de l'hybridation de la microcentrale d'Afra par la filière photovoltaïque », Mémoire de magister, 2008, USTHB.

27. Fatnassi Lazhar. « Expérience photovoltaïque à Sonelgaz et perspectives des énergies renouvelables au sud » ; 8^e journées scientifiques et techniques, le 18 au 19 novembre 2008, Hôtel Hilton, Alger, Algérie
28. « Les piles solaires, le composant et ces applications » Edition.Masson (1985).
29. A. buyers « les systèmes photovoltaïques » guide, Canada 2002 .ARTICLE PDF.
30. A. Zerga, F. Benyarou et B. Benyoucef « Optimisation du rendement d'une cellule solaire NP au silicium monocristallin »Rev .Energ. Ren : physique Energétique (1998pp.95-100).
31. T. Fogelman, « Système photovoltaïque pour les pays en déventement, manuel d'installation et d'utilisation, Agence Française pour la Maîtrise de l'énergie,(AFME)
32. A. Guen, « contribution à l'étude des systèmes de télécommunications mobiles Alimentés par énergie solaire », thèse de magister, Université de Tlemcen, février 1992.
33. www.solarelectripower.org.
34. M. Belhadj ; 'Modélisation D'un Système De Captage Photovoltaïque Autonome'. *Mémoire de Magister 2008, Centre Universitaire De Bechar*
35. Julien Labbé, «l'hydrogène électrolytique comme moyen de stockage ». Ecole des Mines de Paris, Spécialité Énergétique. Thèse doctorat, décembre 2006.
36. M. Guenounou, « Mise au point de nouveaux procédés de mesure des caractéristiques directe et inverse des modules photovoltaïques de différentes technologies ». *Mémoire de Magister 2009*. Université Abou Bekr Belkaïd, Tlemcen
37. D.S.H. Chan, J.R. Philips and J.C.H. Phang. A comparative study of extraction methods for solar cell model parameters. *Solid State Electronics*, Vol. 29(3), pp. 329-337, 1986.
38. A.Hamidat, B.Benyoucef. Mathematic models of photovoltaic motor-pump systems. *Renewable Energy* 33 (2008), pp: 933-942.
39. Chedid, R., Saliba, Y., 1996. «Optimization and control of autonomous renewable energy systems ». *International Journal of Energy Research* 20, pp609–624.
40. G.H. Hart. *Residential photovoltaic system simulation electrical aspect*. IEEE, pp. 281-288, 1982.

41. M. Dahbi « Etude et optimisation d'une installation Hybride PV-Eolienne autonome », mémoire de magister, option physique énergétique 2007
42. O. Gergaud « Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur », Thèse de doctorat, Antenne de Bretagne de l'école normale supérieure de Cachan, 9 décembre 2002.
43. A. Ould Mohamed Yahya , A. Ould Mahmoud et I. Youm : « Modélisation d'un système de stockage intégré dans un système hybride (PV / Eolien / Diesel) ». *Revue des Energies Renouvelables* Vol. 10 N°2 (2007) 205 – 214.
44. Damien Thirault, Architectures des Réseaux de Distribution pour l'Electrification rurale des Pays en Développement, thèse de doctorat : Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble dans le cadre de l'Ecole Doctorale EEATS « Electronique, Electrotechnique, Automatique, Télécommunication, Signal», mars 2004,
45. S. Diaf, M. Belhamel, M. Haddadi, A. Louche, Technical and economic assessment of hybrid photovoltaic/wind system with battery storage in Corsica island, *Energy Policy* 36 (2008) 743–754
46. Abouzahr I., Ramakumar R: « Loss of power supply probability of stand-alone wind electric conversion systems », a closed solution approach. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 1990, vol. 5, n° 3, pp. 445-452.
47. S. Diaf, M. Belhamel, M. Haddadi, A. Louche, A methodology for optimal sizing of autonomous hybrid PV/wind system, *Energy Policy* 35 (2007) 5708–5718
48. W.X. Shen, Optimally sizing of solar array and battery in a standalone photovoltaic system in Malaysia, *Renewable Energy* 34 (2009) 348–352
49. [http: fr.wikipédia.org/Wiki/Wilaya_d'ILLIZI](http://fr.wikipédia.org/Wiki/Wilaya_d'ILLIZI).
50. Help météoNorme
51. R.Belfkira, O.Hajji, C.Nichita, G.Barakat Optimal sizing of stand-alone hybrid wind/PV system with battery storage, University of Le Havre, 25 rue Philippe Lebon.
52. L. Stoyanov, G. Notton et V. Lazarov, Optimisation des systèmes multi-sources de production d'électricité à énergies renouvelables, *Revue des Energies Renouvelables* Vol. 10 N°1 (2007) 1 – 18

53. M. Muselli, G. Notton and A. Louche, DESIGN OF HYBRID PHOTOVOLTAIC POWER GENERATOR, WITH OPTIMIZATION OF ENERGY MANAGEMENT, Solar Energy Vol. 65, No. 3, pp. 143–157, 1999
54. NREL (National Renewable Energy Laboratory). Getting started guide for HOMER version 2.1, April 2005.
55. Givler T., Lilienthal P. «Using HOMER software, NREL's micropower optimization model, to explore the role of gen-sets in small solar power systems ». Technical Report NREL/TP-710-36744, May 2005.
56. Iqbal M.T. « A feasibility study of a zero energy home in Newfoundland ». Renewable energy, ISSN, 0960-1481. 2004, vol. 29, n° 2, pp. 277-289.
57. Shaahid S.M., Elhadidy M.A. «Technical and economic assessment of grid-independent of hybrid photovoltaic-diesel-battery power systems for commercial loads in desert environments ». Renewable and sustainable energy reviews, ISSN 1364-0321, 2007, vol. 11, n° 8, pp. 1794-1810.
58. J.K. Kaldellis, M. Simotas, D. Zafirakis, and E. Kondili. « Optimum autonomous photo-voltaic solution for the Greek islands on the basis of energy pay-back analysis». Journal of Cleaner Production, vol.17:1311–1323, 2009.
59. <http://www.solarbuzz.com>