

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE  
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE



Ecole Nationale Supérieure Polytechnique  
Département d'électronique  
Laboratoire Dispositifs de Communication et de Conversion Photovoltaïque

## Mémoire de Magister Energies Renouvelables

### Option : Photovoltaïque

Présenté par :

**Hamou TEBIBEL**

Ingénieur d'Etat en Electronique, Université de Jijel

### Thème

---

---

## *Contribution à l'étude des performances des Installations photovoltaïques en milieu Saharien*

---

---

Membres du Jury

M. M. HADDADI, Professeur, ENSP	Président
M. S. LABED, Directeur de recherche, CDER	Rapporteur
M. M. BELHAMEL, Directeur de recherche, CDER	Examineur
M. C. LARBES, Maître de Conférences, ENSP	Examineur
M. N. CHABAANE SARI, Professeur, UABT	Examineur

Décembre 2009

Ecole Nationale Supérieure Polytechnique 10, Avenue Hassen Badi, El-Harrach, ALGER

## ملخص

ضمن المخطط الوطني لإيصال الكهرباء إلى المناطق النائية، و على هامش المشروع المسمى بكهربة 20 قرية عن طريق الطاقة الشمسية، تم تركيب 108 نظام كهروضوئية موزعة على 04 ولايات من الجنوب الجزائري بحيث 02 من بين هذه الأنظمة، ذوي طاقة  $6.4kWc$  تم تركيبها في موقعين مختلفين من ولاية تمنراست ومراقبتهم خلال فصلي الصيف و الشتاء، سيخصان بدراسة تقييمية لمرودهما. هذا العمل هو تحليل مفصل للبيانات المسجلة من الميدان لتقييم أداء نظامي كهروضوئية ومكوناتهما : مولد كهروضوئية، ضابط القوة، البطاريات، محول التيار المستمر إلى التيار المتردد. من خلال هذا العمل سوف يقدم ميزان الطاقة بصفة مفصلة، كما سيتم تقييم مؤشرات الجدارة و تحديد المعايير التي تؤثر عليها. أخيرا سيتم تقييم دراسة نقدية لتصميم النظامين مع حصر نقاط القوة و الضعف.

**كلمات مفتاحية:** المخطط الوطني لإيصال الكهرباء إلى المناطق النائية، نظام كهروضوئية مستقلة و وحدوية، تحليل أداء النظام، ميزان الطاقة، مؤشرات الجدارة.

## Résumé

A l'issue du programmes d'électrification solaires communément appelé programme des 20 villages solaires, 108 systèmes photovoltaïques autonomes et modulaires ont été installés dans 04 wilayas du grand sud Algérien, dont 02 de ces systèmes d'une puissance de  $6.4kWc$  installés sur deux sites différents de la région de Tamanrasset, surveillés durant les deux saisons estivale et hivernale seront l'objet d'une étude d'évaluation des performances.

Le présent travail se veut une analyse détaillée des données d'enregistrement issues du terrain pour apprécier les performances des deux systèmes PV et de leurs composants : modules PV, Régulateur, Batteries, Convertisseur. Le bilan énergétique des installations sera présenté en détail, les indices de Mérites seront aussi évalués et les paramètres les affectant seront identifiés. En dernier une rétrospective critique sur la conception avec les points forts et faibles sera entreprise.

**Mots clés:** Electrification rural, Système photovoltaïque autonome modulaire, Analyse des performances, Bilan énergétique, indices de Mérites.

## Abstract

With the resulting from the solar programs of electrification so-called 20 solar villages program, 108 autonomous and modular photovoltaic systems have been installed in 04 provinces of the Algerian south, whose 02 of these systems with a capacity of  $6.4kW$  installed on two different sites in the region of Tamanrasset and monitored during both summer and winter seasons will be the subject of our evaluation and study.

In this work, the monitoring data resulting from the field will be analyzed in detail to appreciate the performances of two PV systems and their components: PV array, Regulator, Batteries, Inverter. The energy balance of the installations will be presented in details, the indices of Merits will be also evaluated and the parameters affecting them will be identified. Finally, a critical retrospective on the design with the strong and weak points will be undertaken.

**Key words:** Rural Electrification, Modular autonomous photovoltaic system, Performances analyzes, Energy Balance, Indices of Merits.

# Remerciements

Je dois remercier en premier celui qui ma donné la vie, et me prend en soin à chaque instant, **ELLAH**, le Clément de m'avoir donné la foi et le courage pour terminer ce travail. Notre prophète a dit que celui qui ne remercié pas les gens, ne remercié pas ELLAH.

A cette occasion, j'adresse mes plus vifs remerciements en particulier à M. Sifeddine Labed pour m'avoir accueilli et encadré tout au long de ce travail avec efficacité et rigueur. Je peux me permettre de juger rare ses précieuses qualités professionnelles et humains.

Je remercie M. Mourad Haddadi qui me fait l'honneur de présider ce jury. Je tiens à remercier aussi M. Maiouf Belhamel, M. Chérif Larbes et M. Noredine Chabaane Sari d'avoir répondu aimablement afin de juger ce travail en participant au jury de mémoire.

Ces remerciements vont inévitablement aussi à mes professeurs de l'Ecole Nationale Supérieur Polytechnique et du Centre de Développement des Energies Renouvelables que j'ai l'honneur d'être un de leurs étudiants.

Je réserve mes remerciements les plus chaleureux à ma famille. Rien n'aurait été possible sans le soutien de mes parents, mes sœurs et mon frère, leurs appui ma aidé beaucoup à tenir jusqu'au bout ce travail. Merci infiniment ma famille.

# Dédicaces

*A Mes Parents*

*A Mes Frères*

*A Mes Sœurs*

# Sommaire

Introduction générale.....	1
<b>Chapitre 1 : Etat de l'art de la conversion photovoltaïque</b>	
1.1. Introduction.....	6
1.2. Fonctionnement d'une cellule solaire.....	8
1.2.1. Effet de l'éclairement.....	8
1.2.2. Effet de la température.....	10
1.2.3. Effet des résistances série et shunt.....	11
1.3. Caractérisation d'une cellule solaire.....	12
1.4. Principaux technologies des cellules photovoltaïques.....	15
1.4.1. Cellule à base de Silicium monocristallin.....	16
1.4.2. Cellule à base de Silicium polycristallin.....	16
1.4.3. Cellule à base de Silicium en couche mince.....	16
1.4.4. Cellules à base de d'autres matériaux.....	17
1.4.5. Domaine d'application des différentes technologies.....	17
1.5. Différents type de système Photovoltaïque.....	18
1.5.1. Système photovoltaïque de faible puissance.....	18
1.5.2. Système photovoltaïque autonome.....	18
1.5.3. Système hybride.....	20
1.5.4. Système photovoltaïque raccordé au réseau électrique.....	21
1.6. Caractérisation des sous composants d'un système photovoltaïque.....	22
1.6.1. Champ photovoltaïque.....	22
1.6.2. Régulateur.....	22
1.6.2.1. Régulateur Shunt On/Off.....	22
1.6.2.2. Régulateur Série On/Off.....	23

---

1.6.2.3. Régulateur PWM.....	24
1.6.2.4. Régulateur MPPT.....	24
1.6.3. Batterie.....	25
1.6.3.1. Tension interne.....	25
1.6.3.2. Densité de l'électrolyte.....	25
1.6.3.3. Capacité nominale.....	26
1.6.3.4. Effet de la température.....	27
1.6.3.5. Etat de charge SOC et profondeur de décharge DOD.....	27
1.6.3.6. Rendement.....	28
1.6.3.7. Durée de vie.....	28
1.6.3.8. Dégagement gazeux.....	28
1.6.4. Onduleur.....	29
1.7. Conclusions.....	31

## **Chapitre 2: Programme des 20 villages solaires**

2.1. Introduction.....	33
2.2. Objectifs du programme.....	33
2.3. Caractéristiques des villages.....	34
2.3.1. Caractéristiques géographiques.....	34
2.3.2. Population et aspects sociaux.....	35
2.3.3. Aspects énergétiques.....	35
2.4. Aspects techniques du programme.....	36
2.4.1. Conception des installations.....	36
2.4.1.1. Générateur photovoltaïques.....	38
2.4.1.2. Stockage.....	49
2.4.1.3. Régulation.....	40
2.4.1.4. Conversion.....	41
2.4.1.5. Limitation de puissance.....	41
2.4.2. Réalisation du programme.....	41
2.5. Conclusions.....	41

**Chapitre 3: Analyse des données et performances des installations**

3.1. Introduction.....	44
3.2. Mesure sur sites.....	44
3.3. Quantité de données.....	44
3.3.1. Moulay Lahcen.....	45
3.3.2. TAM SONEL2.....	45
3.4. Schéma synoptique et Nomenclature.....	45
3.5. Analyse des performances.....	47
3.5.1. Irradiation et irradiance.....	47
3.5.1.1. Moulay Lahcen.....	47
3.5.1.2. TAM SONEL2.....	49
3.5.2. Température.....	50
3.5.2.1. Moulay Lahcen.....	51
3.5.2.2. TAM SONEL2.....	52
3.5.3. Puissance et Energie GPV.....	54
3.5.3.1. Moulay Lahcen.....	54
3.5.3.2. TAM SONEL2.....	57
3.5.4. Régulation.....	59
3.5.4.1. Moulay Lahcen.....	59
3.5.4.2. TAM SONEL2.....	61
3.5.5. Convertisseur DC/AC.....	62
3.5.5.1. Moulay Lahcen.....	62
3.5.5.2. TAM SONEL2.....	64
3.5.6. Bilan énergétique.....	65
3.5.6.1. Moulay Lahcen.....	65
3.5.6.2. TAM SONEL2.....	67
3.5.7. Indices de Mérites.....	68
3.5.7.1. Moulay Lahcen.....	68
3.5.7.2. TAM SONEL2.....	70

3.6. Conclusions.....	72
<b>Chapitre 4: Leçons apprises et conception de systèmes photovoltaïques</b>	
4.1. Introduction.....	74
4.2. Conditions météorologiques.....	74
4.3. Puissance et Energie GPV.....	77
4.4. Technique de régulation.....	78
4.5. Système de stockage.....	80
4.6. Système de conditionnement de puissance.....	81
4.7. Charge et consommation.....	81
4.8. Conclusions.....	82
Conclusion générale.....	83
<b>Annexe A: Présentation des 20 villages solaires dans le Sud Algérien</b>	
A.1. Introduction.....	85
A.2. Intérêt du Photovoltaïque pour l'électrification rurale.....	85
A.3. Production moyenne des systèmes photovoltaïques dans les conditions Algériennes	85
A.4. Options techniques.....	86
A.4.1. Caractéristiques techniques des installations.....	86
A.4.2. Consistance physique du programme.....	86
A.5. Les 20 villages concernés.....	87
<b>Annexe B: Options techniques des systèmes photovoltaïques modulaires du programme des 20 villages solaires</b>	
B.1. Puissance.....	88
B.2. Tension.....	88
B.3. Caractéristiques techniques.....	89
B.3.1. Modules photovoltaïques (36 cellules en série).....	90
B.3.2. Batteries (110 VCC).....	90
B.3.3. Onduleur (110 Vcc /230 Vca).....	91
<b>Bibliographie</b> .....	93

# Liste des figures

Figure 1.1. a) Variation de la largeur du gap des matériaux. b) Transitions inter-bandes d'électrons dans un semiconducteur.....	7
Figure 1.2. Schéma synoptique d'une cellule photovoltaïque.....	7
Figure 1.3. Caractéristiques $I = f(V)$ sous obscurité et sous éclairement d'une cellule solaire.....	8
Figure 1.4. Référence ASTM 173-03 : Spectres solaire extraterrestre (AM0), Spectres terrestre AM1 et AM1.5.....	9
Figure 1.5. Courbes I-V (à gauche), courbes de puissance (à droite) simulées pour différents condition d'éclairement.....	9
Figure 1.6. Courbes I-V (à gauche), courbes de puissance (à droite) simulées pour différents conditions de température.....	10
Figure 1.7. Effet d'une augmentation de $R_s$ et $R_{sh}$ sur les caractéristiques I-V simulées sur un module au silicium cristallin à 36 cellules .....	11
Figure 1.8. Schéma électrique équivalent d'une cellule PV considérée comme idéale.....	12
Figure 1.9. Schéma électrique équivalent d'une cellule PV réelle (Modèle des deux	

diodes).....	13
Figure 1.10. Schéma électrique équivalent d'une cellule PV réelle (Modèle à une seule diode).....	13
Figure 1.11. Point de puissance maximale (MPP) de la cellule solaire.....	14
Figure 1.12. Part des matériaux à base de silicium cristallin dans la production de cellules PV.....	15
Figure 1.13. Processus de fabrication des modules photovoltaïques .....	15
Figure 1.14. Applications Photovoltaïques.....	17
Figure 1.15. Générateur photovoltaïque de faible puissance.....	18
Figure 1.16. Systèmes générateurs autonomes.....	19
Figure 1.17. Système hybride.....	20
Figure 1.18. Différents types de système photovoltaïque raccordé au réseau électrique.....	21
Figure 1.19. Schéma de principe du régulateur Shunt.....	23
Figure 1.20. Schéma de principe du régulateur Série.....	23
Figure 1.21. Hystérisis de charge/décharge du régulateur Série.....	23
Figure 1.22. Tension d'une batterie plomb-acide en fonction de la densité d'électrolyte.....	26
Figure 1.23. Tension de charge maximale acceptable de la cellule de batterie en fonction de la température de la cellule.....	27
Figure 1.24. Tension de la batterie en fonction de la profondeur de décharge.....	28
Figure 1.25. Mesure expérimental de la variation du rendement d'un onduleur en fonction de la fraction de charge et la courbe de tendance.....	30
Figure 2.1. Cartographie de l'irradiation globale simulée par ciel moyen pour les quatre saisons.....	35
Figure 2.2. Systèmes photovoltaïques individuels et semi-collectifs installés dans un village du programme.....	37
Figure 2.3. Schéma de principe d'un système autonome type adopté dans le programme des 20 villages solaires.....	38
Figure 2.4. Salle de batteries de capacité 1000Ah du système PV installé au village de Gara Djebilet à la Wilaya de Tindouf mis en service au 19/07/1999.....	39
Figure 2.5. Principe de la régulation utilisée dans le programme, a: début ou reprise du chargement de la batterie, b: batterie en fin de charge, c: Caractéristique I-V du générateur photovoltaïque à 8 et 7 modules et l'hystérisiez de régulation.....	40
Figure 3.1. Schéma synoptique d'un système photovoltaïque modulaire de 6.4KWc et le	

système de surveillance associé, le générateur photovoltaïque sur le toit d'une cabine, régulateur, batteries et l'unité de conditionnement de puissance à l'intérieur de la cabine..	45
Figure 3.2. Irradiation moyenne journalière des cinq mois d'été-Moulay Lahcen-.....	48
Figure 3.3. Irradiance incidente pour des journées typiques des cinq mois d'été –Moulay Lahcen-.....	48
Figure 3.4. Irradiation moyenne journalière des quatre mois d'hiver-TAM-.....	49
Figure 3.5. Irradiance incidente pour les journées typiques des quatre mois d'hiver - TAM-.....	50
Figure 3.6. Evolution des températures moyennes journalières ambiante et en salle de batteries durant la saison d'été enregistrées sur le site de Moulay Lahcen.....	51
Figure 3.7. Valeurs moyennes saisonnières de la température ambiante, température en salle de batteries et l'écart entre les deux au cours des mois d'été.....	52
Figure 3.8. Evolution des températures moyennes journalières ambiantes et en salle de batteries durant la saison d'hiver enregistrées sur le site de TAM.....	53
Figure 3.9. Valeurs moyennes saisonnières de la température ambiante, température en salle de batteries et l'écart entre les deux au cours des mois d'hiver.....	53
Figure 3.10. Energies moyennes journalières fournie par le GPV pendant les cinq mois d'été.....	54
Figure 3.11. Variation de la puissance délivrée par le générateur photovoltaïque en fonction des irradiances incidentes au cours des mois d'été.....	55
Figure 3.12. Variation du point de fonctionnement générateur avec les irradiances incidentes soumise à la condition de température de 35°C - Moulay Lahcen -.....	56
Figure 3.13. Variation du point de fonctionnement générateur avec la température ambiante soumise à une irradiance de 500 W/m <sup>2</sup> - Moulay Lahcen .....	56
Figure 3.14. Energie moyenne journalière fournie par le GPV pendant les mois d'hiver....	57
Figure 3.15. Variation de la puissance délivrée par le générateur photovoltaïque en fonction des irradiances incidentes au cours des mois d'hiver.....	58
Figure 3.16. Variation du point de fonctionnement générateur avec les irradiances incidentes soumise à la condition de température de 20°C – TAM Hiver -.....	58
Figure 3.17. Variation du point de fonctionnement générateur avec la température ambiante soumise à une irradiance de 800 W/m <sup>2</sup> - TAM Hiver -.....	59
Figure 3.18. Variation de la puissance du générateur au cours des heures d'ensoleillement des cinq jours types des mois d'été.....	60

Figure 3.19. Variation de la puissance du générateur au cours des heures d'ensoleillement des quatre jours types des mois d'hiver.....	62
Figure 3.20. Variation du rendement du convertisseur en fonction de la fraction de charge.....	63
Figure 3.21. Influence de la température en salles de batteries Tsb sur le rendement moyen de l'onduleur.....	63
Figure 3.22. Variation du rendement du convertisseur en fonction de la fraction de charge.....	64
Figure 3.23. Influence de la température Ta, Tsb sur le rendement moyen de l'onduleur...	65
Figure 3.24. Energies mesurées en différents points du système et enregistrées durant les cinq mois d'été en valeurs moyennes journalières.....	66
Figure 3.25. Energies mesurées en différents points du système et enregistrées durant les quatre mois d'hiver en valeurs moyennes mensuelles.....	68
Figure 3.26. Différents indices de mérites propres au système surveillé en période d'été...	70
Figure 3.27. Différents indices de mérites propres au système surveillé en période d'hiver.....	71
Figure 4.1. Irradiation moyenne mensuelle et température ambiante à Tamanrasset.....	75
Figure 4.2. Variation des puissances générées avec les basses températures.....	75
Figure 4.3. Exemple réel de la variation de la tension du générateur avec la température ambiante.....	76
Figure 4.4. Variation de la puissance crête du générateur avec la température ambiante à la région de Tamanrasset.....	77
Figure 4.5. Variation de la puissance délivrée par le GPV en fonction des éclairagements incidents en période matinale et d'après midi sous l'action du système de régulation.....	77
Figure 4.6. Variation de la puissance du générateur au cours des heures d'ensoleillement du mois d'aout en valeurs mesurées issues du terrain, STC et hors effet de température....	78
Figure 4.7. Energie moyenne mensuelle mesurée et estimée et pertes énergétiques correspondantes enregistrées durant les 09 mois de surveillance.....	79
Figure 4.8. Taux de pertes énergétique estimées dues à la technique de régulation en valeurs moyennes mensuelles.....	79
Figure 4.9. Evolution du rendement des deux systèmes de stockage durant les deux saisons d'été et d'hiver séparément en valeurs estimées.....	80

# Introduction

Depuis la révolution industrielle en Europe vers la fin du dix-septième siècle et la consommation énergétique mondiale ne cesse d'augmenter. A cette époque le charbon était la principale source d'énergie, mais l'arrivée du pétrole par la suite, a induit une consommation plus accentuée. De nos jours, les hydrocarbures représentent la source principale de l'industrie mondiale.

L'épuisement de ces ressources fossiles, plus ou moins à long terme, la lutte contre les émissions de gaz à effet de serre qui causent le réchauffement de la planète, et l'instabilité des prix de pétrole sur le marché mondial, ont rendu urgents la maîtrise de la consommation et la diversification des sources d'énergies, ceci a poussé à chercher d'autres sources alternatives et parmi elles, **les énergies renouvelables**.

Par définition, une énergie est renouvelable, si cette dernière se renouvelle rapidement pour être considérée comme inépuisable, ces énergies renouvelables sont issues de phénomènes naturels réguliers ou constants provoqués principalement par le Soleil (***l'énergie solaire*** mais aussi hydraulique, éolienne et biomasse...), par la Lune (énergie marémotrice, certains courants : énergie hydrolienne...) et par la Terre (géothermique profonde...).

Le rayonnement solaire constitue la ressource énergétique la mieux partagée et la plus abondante sur la terre. La quantité d'énergie libérée par le soleil et captée par la planète Terre pendant une heure pourra couvrir les besoins énergétiques mondiaux durant une année, en d'autres termes, le flux d'énergie solaire reçu annuellement sur la surface de la terre représente environ 10 000 fois la consommation énergétique mondiale. Une partie de ce rayonnement peut être exploitée pour produire directement de la chaleur (énergie solaire thermique) ou de l'électricité, c'est **l'énergie solaire photovoltaïque**, filière qui fait l'objet d'une étude détaillée dans ce mémoire.

Cette filière repose sur le système Photovoltaïque (PV), où la cellule Photovoltaïque constitue l'élément de base de ce système. Elle génère de l'électricité lorsqu'elle est exposée au rayonnement lumineux, c'est **l'effet Photovoltaïque**. En premier temps, et dans les années 1950 ces systèmes photovoltaïques étaient développés principalement par la NASA pour des applications spatiales. Depuis les années 80, cette filière s'est avérée très intéressante pour des applications terrestres, car pouvant contribuer d'une façon significative dans la production mondiale de l'électricité à moyen terme, voire de couvrir tous les besoins électriques mondiaux à long terme. Pour l'électrification rurale, le Photovoltaïque semble le mieux placé pour accomplir cette tâche. En fait, plus d'un milliard de personnes à travers le monde ne peuvent ni à moyen ou long terme prétendre à bénéficier d'une connexion au réseau électrique conventionnel. Cette situation touche pratiquement tous les pays du monde,

indépendamment de leur niveau de développement. En effet, il existera toujours des zones isolées pour lesquelles l'énergie solaire photovoltaïque représente la meilleure alternative.

L'Algérie figure parmi les dix pays les plus étendus du monde avec une surface avoisinant les 2,38 million de Km<sup>2</sup>, constituée de plus de 85% de désert. Selon le dernier recensement de la population, l'Algérie est habitée par 38,4 million de personnes dont la quasi-totalité est concentrée au nord. Le taux de satisfaction de ces habitants en électricité est estimé à 96% vers la fin de 2008, les 4% qui restent se répartissent sur plus de 80% de ce territoire, des zones arides et semi-arides, où la densité en population dans certaines régions peut diminuer en dessous de 0.5 hab. /km<sup>2</sup>. Il est clair qu'une alimentation conventionnelle par extension du réseau électrique n'est pas adaptée pour ces régions. Cependant, l'électrification est assurée par des groupes électrogènes et les habitants doivent s'approvisionner régulièrement en carburant dont les stations le plus souvent sont trop éloignées et empruntant des voies d'accès difficiles (pistes). L'Algérie constitue le pays le plus ensoleillé de tout le bassin méditerranéen avec un potentiel estimé à 169TWh/an. Par conséquence, l'Etat Algérien a agi dans le cadre du programme national d'électrification rurale (NEP), par la mise en place d'un programme d'électrification par voie solaire au bénéfice des populations éparpillées du grand Sud. Ce dernier fut celui communément appelé, le programme des 20 villages solaires. Ce programme concerne l'électrification rurale par voie solaire photovoltaïque de près de 1000 maisons réparties sur 04 wilayas du Sud Algérien (Tamanrasset, Adrar, Tindouf et Illizi). A l'issue de ce programmes 108 systèmes photovoltaïques autonomes et modulaires ont été installés dont 02 de ces systèmes d'une puissance de 6.4kWc installés sur deux sites différents de la région de Tamanrasset ont été surveillés durant les deux saisons estivale et hivernale.

Le présent travail se veut une analyse détaillée des données d'enregistrement issues du terrain pour apprécier les performances du système PV et de ses composants : modules PV, Régulateur, Batteries et Convertisseur. Les indices de mérites des installations seront aussi évalués et les paramètres les affectant seront identifiés. En dernier une rétrospective critique sur la conception avec les points forts et faibles sera entreprise.

Pour cela, nous allons aborder en premier lieu l'état de l'art de la conversion photovoltaïque avec un bref historique sur le principe de la conversion photovoltaïque, et le fonctionnement et les caractéristiques de la cellule solaire. Une énumération des différents types de systèmes photovoltaïques sera donnée avec la présentation des caractéristiques des sous composants d'un système photovoltaïque autonome: champ photovoltaïque, régulateur de charge, batteries et convertisseur AC/DC.

En second lieu, une présentation du programme des 20 villages solaires sera entreprise et dans laquelle nous allons aborder les objectifs du programme, caractéristiques des villages ainsi que les différents aspects techniques du programme.

La troisième partie sera consacrée à l'analyse des données issues de la surveillance des 02 systèmes photovoltaïques et la discussion de leurs performances, où nous aurons à examiner les deux composantes météorologiques notamment l'irradiation et la température d'une part, et les différents paramètres électriques en sortie de chaque composant du système étudié d'une autre part. Cette section sera clôturée par la discussion des performances des deux systèmes par le biais des indices de Mérites.

Dans la partie finale du mémoire, nous allons résumer l'impact des conditions météorologiques du sud Algérien sur les performances des systèmes photovoltaïques. L'analyse de chaque sous composant du système photovoltaïque: régulateur, batteries et onduleur permettra d'identifier les points forts et faibles. Ceci permettra aussi d'entrevoir les lignes futures d'investigation.

# Chapitre 1

## Etat de l'art de la conversion Photovoltaïque

## 1.1. Introduction

Le terme « photovoltaïque », souvent abrégé par les deux lettres PV, est formé de mots « photo », un mot grec qui signifie *lumière*, et « Volta », le nom du physicien Italien Alessandro Volta, qui a inventé la pile électrochimique en 1800 [1]. Alors que la première apparition du concept effet photovoltaïque date de 1839, lorsque le physicien français Edmond Becquerel est arrivé à conclure à partir de ses expériences que l'exposition d'un matériau solide aux éclairissements solaires produit du courant électrique. En outre, ce n'est qu'en 1954 que fut exploitée une cellule photovoltaïque par des chercheurs du laboratoire Bell. Cependant, l'effet photovoltaïque est le processus de conversion de l'énergie véhiculée par les photons en électricité par une surface de captation. Ce processus repose principalement sur les propriétés des matériaux semi-conducteurs. Ces derniers se situent en matière de largeur de bande interdite ou gap entre les matériaux isolants et les conducteurs et ont la particularité d'avoir que quatre électrons sur leurs couches de valences. Du fait que le gap des semi-conducteurs est relativement étroit (1.12 eV pour le silicium à 300 K), la transition des électrons de la bande de valence à la bande de conduction (de l'état stable à l'état excité) s'effectue lors d'un éclairissement dont les longueurs d'ondes des photons se situent dans la partie visible du spectre solaire (365nm pour le silicium) figure (1.1.b) [2], et à ce moment-là que nous assistons à la création des paires électrons/trous. Comme la cellule solaire est à la base une jonction *p-n*, les électrons libérés lors d'un éclairissement ont tendance à diffuser dans la zone où ils sont minoritaires, c'est-à-dire dans la zone *p* et de même pour les trous, créant ainsi un courant de diffusion. Ce mouvement engendre la création d'une zone de charge d'espace (*ZCE*) aux frontières des zones *n* et *p*. Cette zone est formée de charges positives (trous) situées dans la zone *n*, et de charges négatives (électrons) dans la zone *p*. Ceci aura pour conséquence la création d'un champ électrique qui s'intensifie au cours de la diffusion des charges majoritaires jusqu'au point qu'il devient une barrière de potentiel interdisant la diffusion de ces charges (électrons de la zone *n* vers la zone *p* et les trous dans le sens contraire), alors qu'il permet le passage des charges minoritaires. Le mouvement des charges minoritaires engendre la création du courant de conduction. La superposition des deux courants donne un courant dit photo généré  $I_{ph}$ . Pour collecter ce courant, la cellule est dotée de deux contacts métalliques en face avant sous forme de grille.

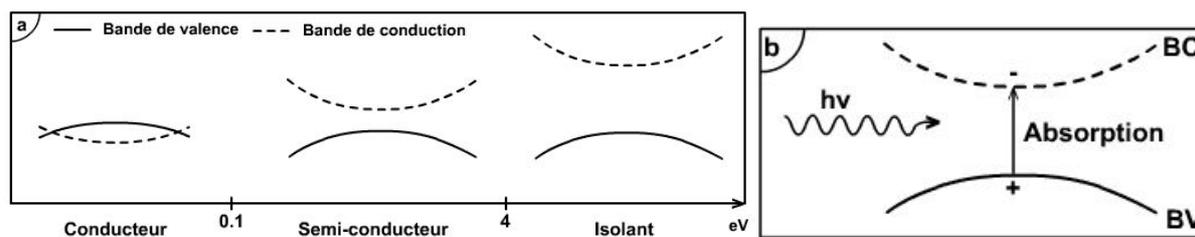


Figure 1.1. a) Variation de la largeur du gap des matériaux. b) Transitions inter-bandes d'électrons dans un semi-conducteur.

Il est à noter que le nombre de photons absorbés par unité d'épaisseur d'un matériau est en fonction de leur longueur d'onde. Ce nombre représente le coefficient d'absorption et est inversement proportionnel avec l'augmentation de la longueur d'onde des photons. De ce fait, les photons dont les longueurs d'ondes sont supérieures à celle du gap de chaque matériau ne participent pas dans la transition des électrons et leurs énergie est perdue sous forme de chaleur, c'est le cas de la majeure partie du spectre solaire. Le nombre d'atomes excités est aussi dépendant de la qualité de passivation des faces avant et arrière de la cellule ainsi que son coefficient de réflexion. Ce dernier coefficient est abaissé par une texturisation de la surface avant des cellules sous forme de relief pyramidale et cela permet d'augmenter les chances de pénétration des photons à l'intérieur du matériau [2].

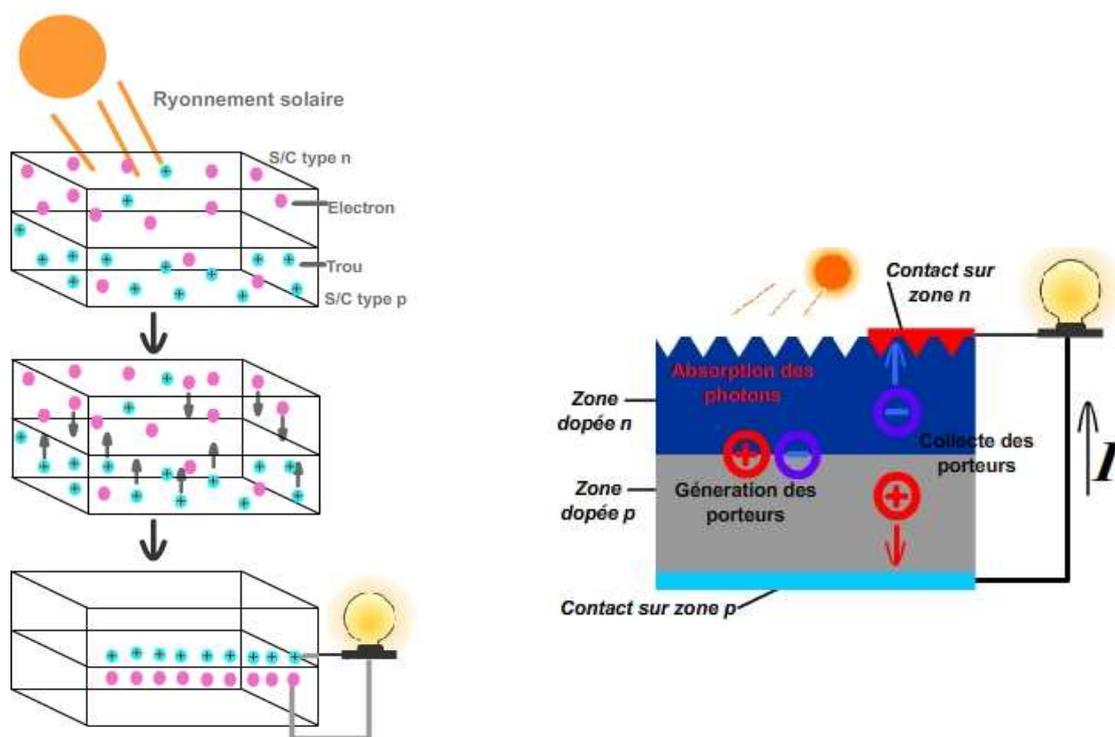


Figure 1.2. Schéma synoptique d'une cellule photovoltaïque.

Nous avons vu précédemment que la cellule est constituée principalement d'une jonction  $p-n$ , raison pour laquelle son comportement sous obscurité est associé à une diode. Par contre, le courant en sortie d'une cellule sous illumination diffère de celui d'une diode par une valeur constante  $I_{CC}$  dite de court-circuit. De la figure 1.3, nous remarquons que la cellule solaire opère dans le quatrième quadrant de l'échelle I-V [2].

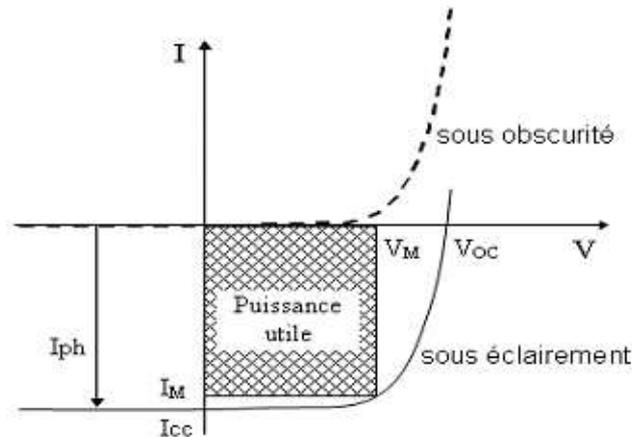


Figure 1.3. Caractéristiques  $I = f(V)$  sous obscurité et sous éclaircement d'une cellule solaire.

## 1.2. Fonctionnement d'une cellule solaire

Des études bien élaborées ont montré que les caractéristiques de sorties des cellules solaires, et de même pour le générateur PV, sont fortement affectées par le rayonnement, la température, les résistances Série et Shunt de la cellule solaire.

### 1.2.1. Effet de l'éclaircement

Dans une cellule solaire l'énergie des photons permet d'exciter les électrons. De ce fait, l'augmentation du nombre de photon dont la longueur d'onde est inférieure ou égale à celle du gap engendre une croissance dans le nombre d'électrons excités, et donc du courant de sortie. Dans le domaine solaires nous ne parlerons pas de nombre de photons mais plutôt d'intensité d'éclaircement, cette dernière représente la puissance reçue par unité de surface, dont l'unité est le  $W/m^2$ . La variation de l'éclaircement en fonction des longueurs d'onde des photons représente le spectre solaire.

Le spectre solaire terrestre AM1.5 décrit par la référence ASTM 173-03 est la base du standard STC (Standard Testing Conditions) utilisé pour caractériser les cellules solaires. Ce standard développé par l'institution ASTM, stipule que l'éclaircement de référence est à

1000W/m<sup>2</sup>, alors que la température de la cellule est à 25°C. C'est pour cela que les fabricants de cellules et modules délivrent la courbe I-V avec une indication de la puissance crête [3].

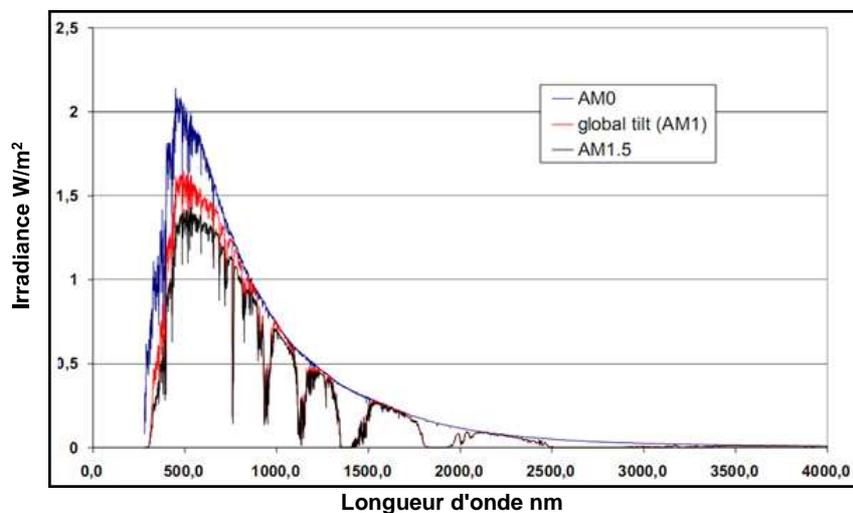


Figure 1.4. Référence ASTM 173-03 : Spectre solaire extraterrestre (AM0), Spectre terrestre AM1 et AM1.5.

Du fait que l'intensité d'éclairement varie considérablement avec la période de l'année, le moment de la journée, la latitude du lieu...etc. Le comportement des cellules diffère de celui qui est décrit sous STC. Cette variation d'éclairement se répercute directement sur l'intensité du courant généré par la cellule, et par conséquent la puissance fournie. La figure 1.5 ci-après représente un réseau de caractéristique I-V (à gauche) [4], P-V (à droite) [5] simulées pour différents conditions d'éclairement.

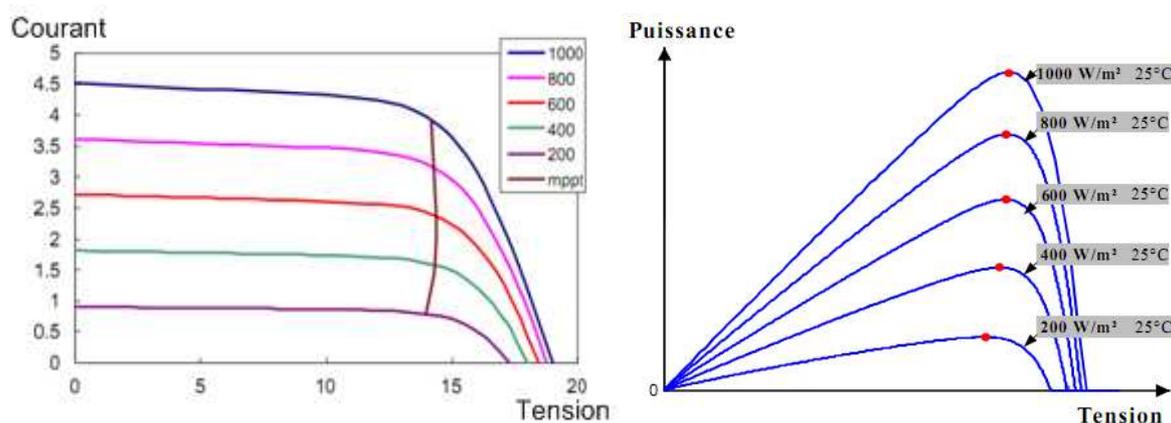


Figure 1.5. Courbes I-V (à gauche), courbes de puissance (à droite) simulées pour différents condition d'éclairement.

Le spectre solaire comporte une partie infrarouge, visible et une autre ultraviolette. Cette dernière est la plus énergétique, mais au même temps la plus néfaste pour les cellules, car elle fournit l'énergie nécessaire pour exciter les électrons, mais avec un excès qui cause le réchauffement des cellules, et se traduit par la dégradation des performances de ces cellules.

**1.2.2. Effet de la température**

De même que pour l'éclairément, la température varie beaucoup dans l'année, la journée, et sous d'autre conditions qui diffèrent des conditions de laboratoires. Par conséquent, le comportement de la cellule vis-à-vis de ces changements affecte directement la tension et à un degré moindre le courant et la puissance.

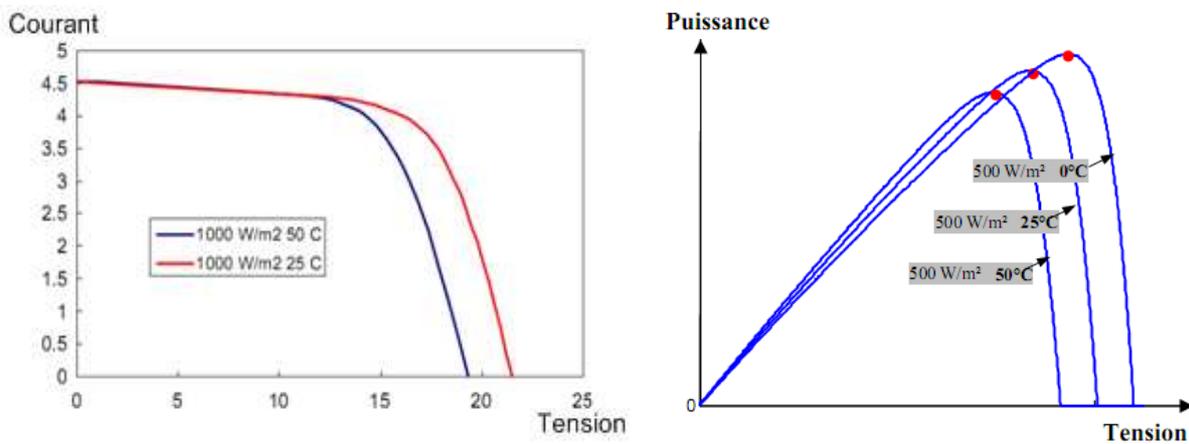


Figure 1.6. Courbes I-V (à gauche), courbes de puissance (à droite) simulées pour différents conditions de température.

La figure 1.6 montre que si la température dépasse les 25°C, la tension aux bornes du module photovoltaïque décroît. Des études menées sur l'effet de la température ont permis de modéliser la relation entre la température ambiante et la température de la cellule. Parmi eux nous citons la relation suivante:

$$T_c = T_a + KG_T \dots\dots\dots(1)$$

Cette équation montre que la température de la cellule  $T_c$  est liée à la température ambiante  $T_a$ , le flux d'éclairément incident  $G_T$  et le coefficient de Ross  $K$ . Ce dernier est exprimé par le rapport  $\Delta(T_c - T_a)/\Delta G_T$ , et varie entre 0.02-0.04  $\frac{^{\circ}Cm^2}{W}$  [6]. En outre, la température de la cellule est aussi sensible à la vitesse du vent  $V_w$  à cause de la convection

sur la face arrière du module. Le modèle suivant permet d'estimer la température de la cellule à partir de  $T_a$  et  $V_w$ .

$$T_c = 4.3 + 0.028G_T + 0.943T_a - 1.528V_w \dots\dots\dots(2)$$

### 1.2.3. Effet des résistances série et shunt

La réalisation d'une cellule solaire idéale est pratiquement impossible à cause des imperfections qui pourraient y avoir dans le matériau. Les résistances parasites ont des effets néfastes sur le rendement des cellules. La résistivité propre aux matériaux semi-conducteurs, les contacts métalliques avant et arrière de la cellule ainsi que d'autres contacts ohmiques représentent la résistance série de la cellule  $R_s$ . En plus, lors de la mise en série et/ou parallèle des cellules pour fabriquer le module PV, la résistance série croît sous l'effet des point de soudures. Tandis que la résistance shunt  $R_{sh}$ , représente tous les chemins parallèles de haute conductivité (shunts) à travers la jonction de la pile solaire  $p-n$  ou sur les bords des cellules. Une mauvaise encapsulation des modules fait aussi augmenter les courants de fuite et par conséquent pourrait diminuer la résistance shunt.

D'autre part, la résistance série affecte considérablement le rendement, la tension, la puissance. De même, une augmentation significative de cette résistance ferait diminuer même le courant de court circuit.

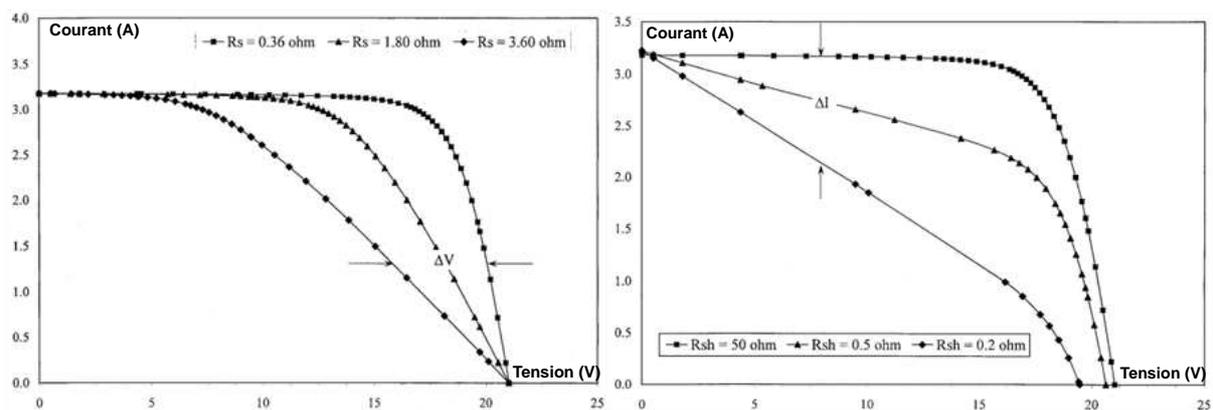


Figure 1.7. Effet d'une augmentation de  $R_s$  et  $R_{sh}$  sur les caractéristiques I-V simulées sur un module au silicium cristallin à 36 cellules [8].

Du fait que la résistance shunt pour le courant généré  $I_{ph}$  est un chemin vers la masse, sa valeur doit être importante, alors qu'une diminution de cette valeur réduit fortement le

courant de court circuit et la puissance. D'après une étude expérimentale, une augmentation significative de la résistance série a entraîné une perte de puissance de l'ordre de 49% après une exposition extérieure de 130 kWh/m<sup>2</sup>, tandis qu'une diminution de 29% de la résistance shunt d'un module CuInSe<sub>2</sub>, après la même durée d'exposition, a causé une perte de puissance de 6% [8]. La figure 1.7 montre l'effet de  $R_s$  et  $R_{sh}$ .

### 1.3. Caractérisation d'une cellule solaire

Plusieurs études ont porté sur la modélisation du comportement de la cellule solaire. Malgré les différences formelles qui apparaissent dans les différents modèles de la cellule solaire, leur point de départ est unique. En effet, le courant délivré par la cellule sous éclairage est issu de la différence entre le courant photo-généré  $I_{ph}$  et le courant d'obscurité  $I_{obsc}$ .

$$I(V) = I_{ph} - I_{obsc}(V) \dots \dots \dots (3)$$

Si on considère une cellule solaire idéale, les résistances parasites de la cellule peuvent être négligées, le modèle qui décrit la relation entre le courant et la tension de cette cellule est le suivant :

$$I(V) = I_{ph} - I_s (\exp(qV / nKT_C) - 1) \dots \dots \dots (4)$$

Où,  $I_s$  : courant inverse de saturation de la diode,  $q$  : charge d'un électron,  $V$  : tension aux bornes de la cellule,  $n$  : facteur d'idéalité,  $K$  : constante de Boltzmann,  $T_C$  : température de la cellule [9]. Le schéma électrique équivalent de cette cellule est représenté ci-après.

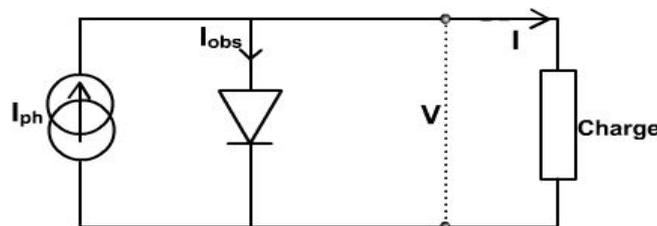


Figure 1.8. Schéma électrique équivalent d'une cellule PV considérée comme idéale.

Dans le cas réel, le modèle des deux diodes qui distingue le courant inverse de saturation correspondant à la diffusion et la recombinaison des électrons et des trous dans les régions  $n$  et  $p$   $I_{01}$  de l'autre qui correspond à la génération et la recombinaison des électrons et des

trous dans les régions d'épuisement prend en compte l'effet des résistances série  $R_s$  et shunt  $R_{sh}$ .

$$I = I_{ph} - \left[ I_{01} \left( \exp \left( \frac{q(V + IR_s)}{KT_c} \right) - 1 \right) + I_{02} \left( \exp \left( \frac{q(V + IR_s)}{nKT_c} \right) - 1 \right) \right] - \frac{(V + IR_s)}{R_{sh}} \dots\dots\dots(5)$$

Ce modèle a pour schéma électrique équivalent celui qui est représenté sur la figure 1.9, [8].

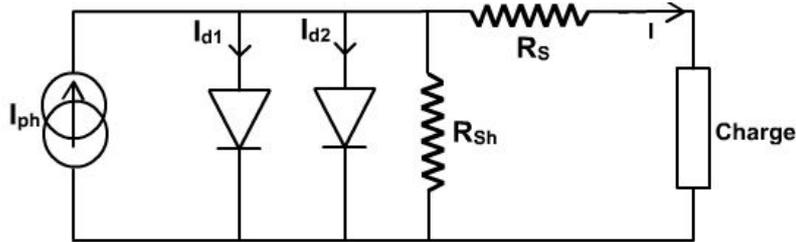


Figure 1.9. Schéma électrique équivalent d'une cellule PV réelle (Modèle des deux diodes).

Un autre modèle plus simple et facilement implantable sur beaucoup de simulateur dont les deux diodes sont unifiées dans une seule a pour expression l'équation I-V suivante [10].

$$I = I_{ph} - I_s \left[ \exp \left( \frac{q(V + (IR_s))}{nKT_c} \right) - 1 \right] - \left[ \frac{(V + (IR_s))}{R_{sh}} \right] \dots\dots\dots(6)$$

Le schéma électrique équivalent correspondant à cette formule est celui de la figure 1.10.

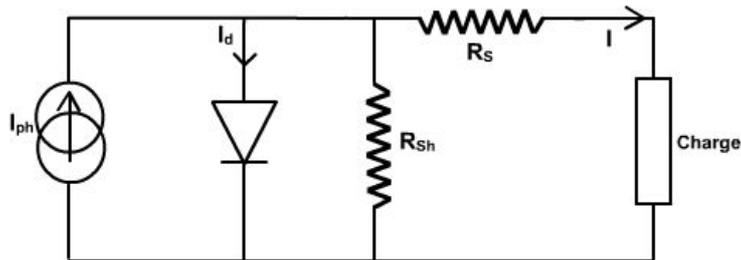


Figure 1.10. Schéma électrique équivalent d'une cellule PV réelle (Modèle à une seule diode).

De cette sorte, la puissance en sortie de la cellule peut être calculée par l'expression ci-dessous,

$$P = IV = VI_{ph} - VI_s \left[ \exp \left( \frac{q(V + (IR_s))}{nKT_c} \right) - 1 \right] - V \left[ \frac{(V + (IR_s))}{R_{sh}} \right] \dots\dots\dots(7)$$

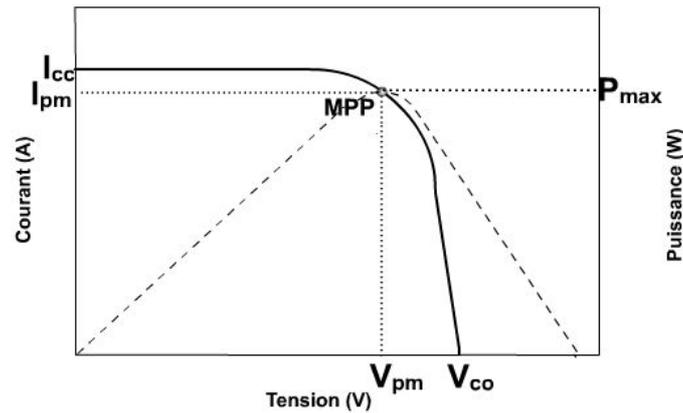


Figure 1.11. Point de puissance maximale (MPP) de la cellule solaire.

Les coordonnées  $I_{pm}$  (courant de puissance maximale), et  $V_{pm}$  (tension de puissance maximale) sont repérées par l'intersection de la courbe I-V avec la translation verticale du point de puissance maximale.  $I_{cc}$  représente le courant de court-circuit est obtenu pour  $V = 0$ , alors que  $V_{co}$  est la tension de circuit ouvert obtenue pour  $I = 0$ .

A partir de ces paramètres, nous pouvons calculer le rendement de conversion propre à chaque cellule par l'expression suivante,

$$\eta = \frac{\text{Puissance électrique maximale fournie par la cellule solaire}}{\text{Puissance solaire incidente}}$$

$$\eta = \frac{V_{pm} I_{pm}}{P_i S} = \frac{FF V_{co} I_{cc}}{P_i S} \dots\dots\dots(8)$$

Où,  $P_i$  Eclairement reçu par unité de surface,  $S$  : surface de la cellule et  $FF$  : Facteur de forme, qui est donné par l'expression,

$$FF = V_{pm} I_{pm} / V_{co} I_{cc} \dots\dots\dots(9)$$

Le rendement de conversion d'une cellule photovoltaïque est un critère extrêmement important, car il constitue le paramètre le plus représentatif des performances de la cellule. Dans ce contexte, l'industrie photovoltaïque, s'est attelée à faire augmenter les rendements en utilisant plusieurs matériaux de différents technologies.

## 1.4. Principaux technologies des cellules photovoltaïques

Les progrès remarquables de la filière photovoltaïque sont à la base dus au développement rapide de l'optoélectronique, et aux avancées technologiques des procédés de fabrication du silicium cristallin qui constitue la plus grande part du marché mondial des modules PV soit près de 90%. La réduction des coûts de fabrication des modules photovoltaïques et l'augmentation des rendements de conversion demeurent les principaux défis de l'industrie photovoltaïque [11,12].

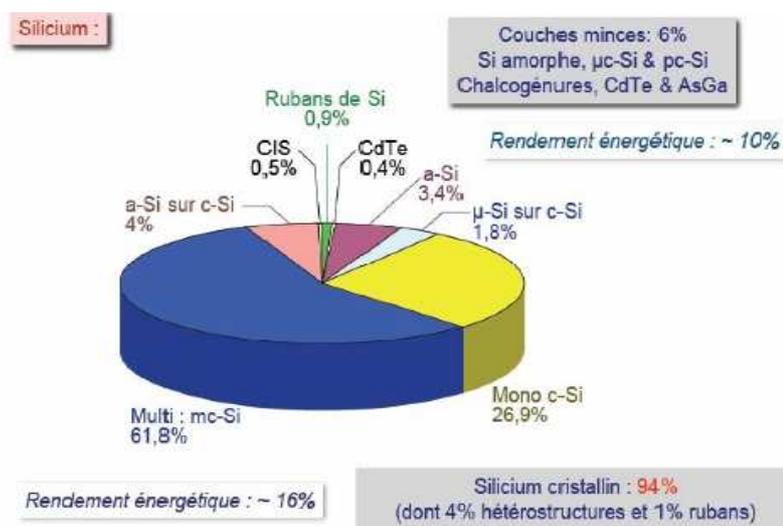


Figure 1.12. Part des matériaux à base de silicium cristallin dans la production de cellules PV.

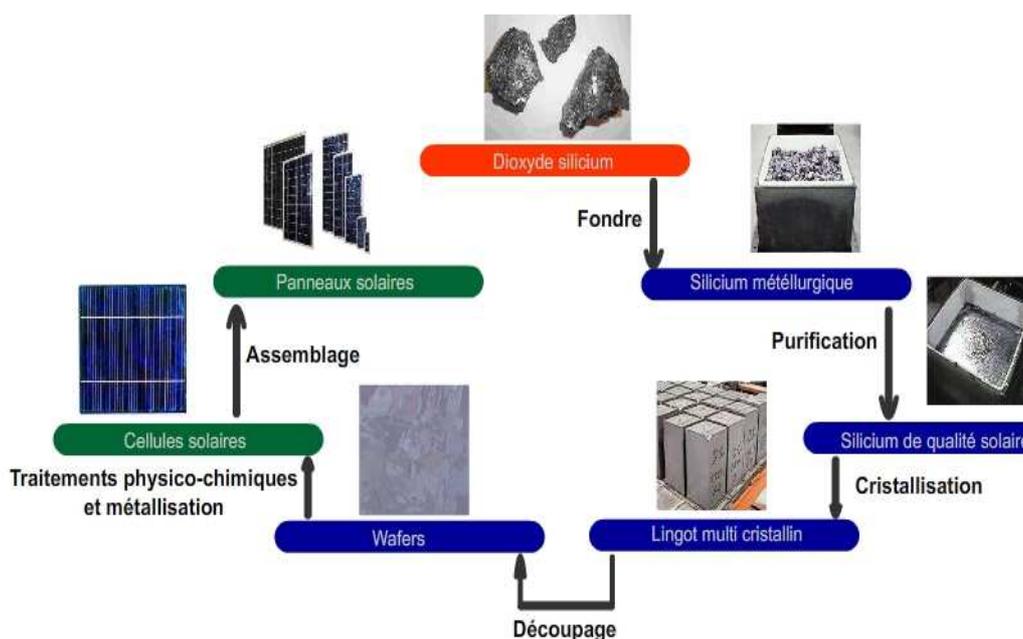


Figure 1.13. Processus de fabrication des modules photovoltaïques.

Les principales étapes du procédé de fabrication des modules photovoltaïques, du silicium à l'état naturel  $SiO_2$  au module sont illustrées brièvement sur la figure 1.13.

Pour obtenir le Wafer, différentes technologies sont employées, de ce fait nous distinguons plusieurs types de cellules photovoltaïques.

#### **1.4.1. Cellule à base de Silicium monocristallin**

Avec un peu plus d'un quart du marché photovoltaïque assuré par des modules en silicium monocristallin (27%), le rendement atteint en laboratoire pour cette technologie a atteint un record de 24,7% et est détenu par l'Université de New South Wales, Australie . En industrie les rendements de conversion sont de l'ordre de 16 à 17% obtenus sur des wafers de taille 10x10 ou 15x15 cm<sup>2</sup>. La durée de vie de ces modules est garantie pour 25 ans. Il est à noter que le procédé de purification du silicium monocristallin consomme énormément d'énergie, d'où le coût relativement élevé de ces modules [11].

#### **1.4.2. Cellule à base de Silicium polycristallin**

Dans l'espoir de réduire les coûts élevés de purification du Si monocristallin, de nouvelles méthodes sont apparues. Parmi ces méthodes ceux qui permettent d'obtenir le silicium en polycristallin, ce dernier est caractérisé par la présence de différentes orientations dans un même cristal causant ainsi une diminution du rendement. Actuellement, le rendement des cellules polycristallines est de l'ordre de 11-13% et coûtent 2.0–3.5 €/W [13]. Des recherches menées au centre d'évaluation des technologies photovoltaïques, Allemagne ont abouti à développer et montrer la faisabilité industriel d'une cellule mc-Si avec enveloppe métallique à 16% de rendement. Les modules mc-Si couvrent 60% de la demande mondiale et peuvent être exploités jusqu'à 30 ans [11,14]. Les cellules au silicium mono et polycristallin représentent la technologie de première génération.

#### **1.4.3. Cellule à base de Silicium en couches minces**

Depuis que le prix du silicium de qualité solaire est passé en quelques années de 15 à 150\$/kg, les industriels s'orientent vers l'utilisation des films minces, réduisant ainsi le coût de la matière première. Mais au vu des faibles rendements des modules en technologie couches minces au a-Si 6-7%, polycristallin qui n'atteint pas les 10%, la part du marché de cette technologie est légèrement supérieure à 10% [11,15]. Cette part est détenue seulement à cause du prix réduit, et de la flexibilité des panneaux qui facilitent l'intégration aux bâtiments.

Malheureusement, ces modules subissent de graves détériorations à l'exposition du soleil, limitant ainsi leur durée d'exploitation.

#### 1.4.4. Cellules à base d'autres matériaux

A partir des années 1990, de nombreuses technologies se basant sur d'autres matériaux que le Silicium sont apparues afin de réduire les coûts de production et augmenter les rendements de conversion. Des matériaux comme le CdTe, Cds, Cu(In,Ga)(Se,S)<sub>2</sub>, CIGS, AsGa et même organique sont utilisés sous forme de monocristallin, multicristallin, couche mince et multi-jonction. Récemment, un rendement record de 16.5% est obtenu sur des cellules en CdS/CdTe polycristallin à faible coût [16]. De même, Shell Solar GmbH en Allemagne, produit des modules en films minces à base de CIGS de tailles 30x30 et 60x90 cm<sup>2</sup> donnant des rendements qui dépassent les 11% [15]. Ainsi, au laboratoire d'Emcore Corporation à l'USA, une efficacité de conversion du spectre terrestre de 40% est observée sur des cellules métamorphiques triple-jonction à haute concentration [17]. Par contre, les cellules photovoltaïques organiques (OPV cells) sont relativement gourmandes en puissance, du fait que ses rendements ne dépassent pas la barrière de 5% [18,19].

#### 1.4.5. Domaine d'application des différentes technologies

De la petite cellule de calculatrice à la grande centrale PV, le photovoltaïque gagne du terrain. Le rendement élevé des panneaux au silicium cristallin et multi-jonctions permet leurs utilisations à grande échelle comme l'alimentation des équipements à bord des satellites, balises de mer, centrale électrique PV, pompage et irrigation, et même dans des systèmes autonomes domestiques. La possibilité de produire des modules en couches minces à grande surface flexible permet leur intégration aux bâtiments.



Figure 1.14. Applications Photovoltaïques.

## 1.5. Différents types de systèmes Photovoltaïques

L'élément de base d'un système photovoltaïque est le module solaire, l'association de ces modules à d'autres équipements (régulateur, batterie, convertisseur....) donne un système photovoltaïque, mais la configuration de ce système est adaptée suivant le domaine d'exploitation, pour cela nous distinguons différents types de configuration.

### 1.5.1. Système photovoltaïque de faible puissance

Utilisé pour alimenter des systèmes électriques à faible consommation tels que les calculettes et les chargeurs de piles. Pour cela, n'importe quelle alimentation à pile peut être remplacée par des minis modules solaires. La figure ci-après illustre un tel système.

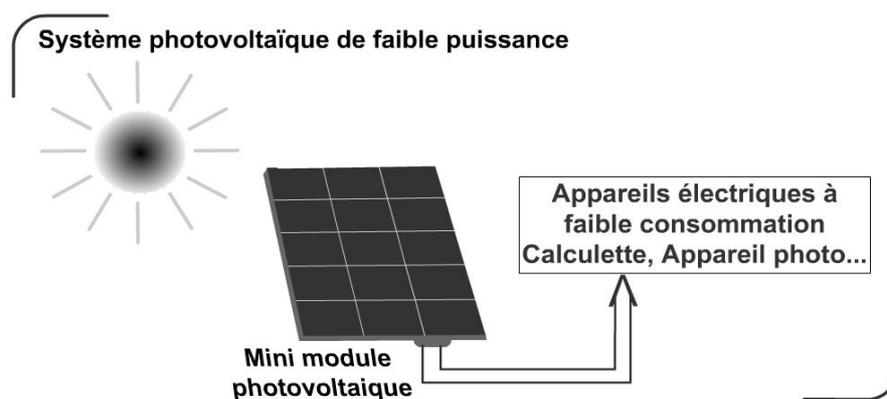


Figure 1.15. Générateur photovoltaïque de faible puissance.

### 1.5.2. Système photovoltaïque autonome

L'alimentation des sites éloignés du réseau électrique fut une des raisons de l'apparition des systèmes photovoltaïques. Un générateur autonome peut fournir l'énergie électrique nécessaire pour alimenter l'ensemble des équipements électroménager ainsi que le système d'éclairage dans un foyer, des relais hertziens pour les télécoms, les balises de mers, des pompes et surtout les équipements à bord des satellites.

Un tel générateur est doté d'un régulateur de charge et des batteries. Ces dernières sont utilisées pour stocker l'énergie électrique sous forme chimique et la restituer en absence du soleil. Le système de régulation a pour principal fonction de protéger la batterie contre les surcharges et les décharges profondes. Il est très essentiel pour la durée de la batterie.

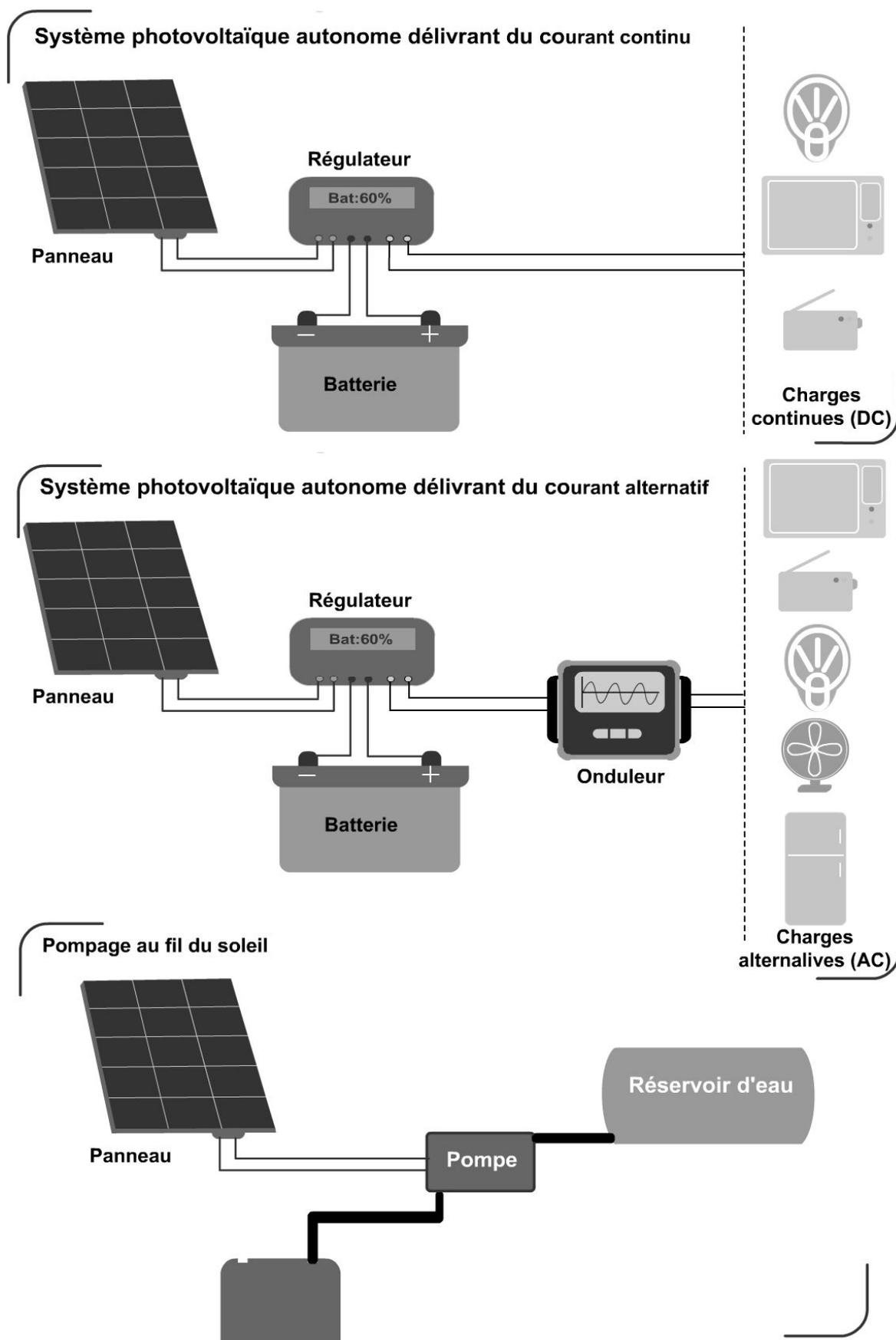


Figure 1.16. Systèmes photovoltaïques autonomes.

L'utilisation des équipements électroménagers implique que le système photovoltaïque doit délivrer du courant alternatif. Dans ce cas, l'installation est dotée d'un onduleur qui est un dispositif électronique qui convertit le courant continu en courant alternatif aux fréquences de sortie stable et fixe.

Le pompage constitue l'une des applications des systèmes autonomes qui ne nécessite pas d'accumulateur. Le pompage d'eau se fait pendant la période d'ensoleillement pour être emmagasiné directement dans un réservoir au-dessus du point d'utilisation, ce qui rend l'eau accessible par simple effet de gravitation. Les différentes configurations de systèmes photovoltaïques autonomes sont illustrées sur la figure 1.16.

### 1.5.3. Système hybride

La solution photovoltaïque n'est pas suffisamment optimale pour certains sites isolés, car il se peut que durant de longues périodes, l'irradiation journalière du site diminue à des niveaux critiques qu'il sera nécessaire d'augmenter l'autonomie des batteries, et par conséquent les coûts de l'installation. La combinaison du système PV avec une autre source d'énergie fut l'une des solutions envisagées, cette source peut varier selon les caractéristiques du site (éolien, diesel, biomasse, bois, géothermie, thermique...). Dans notre pays, le système secondaire utilisé dans les sites isolés (grand sud) est le groupe électrogène au diesel.

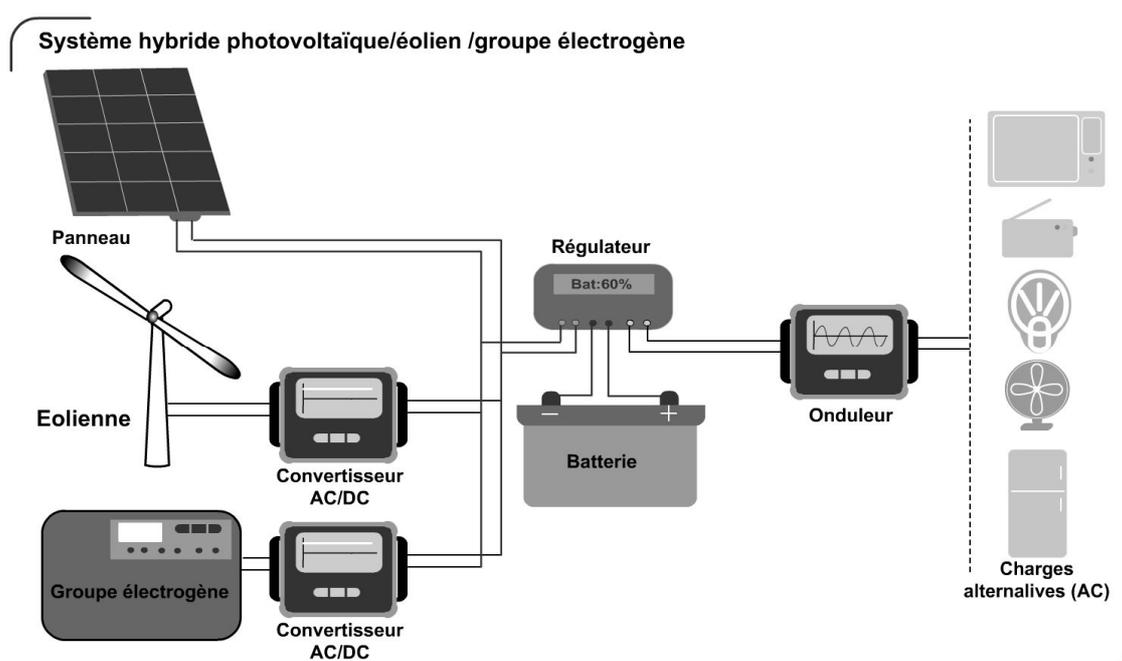


Figure 1.17. Système hybride.

Ce dernier a comme rôle principal de charger les batteries de stockage dans les périodes de faible insolation.

#### 1.5.4. Système photovoltaïque raccordé au réseau électrique

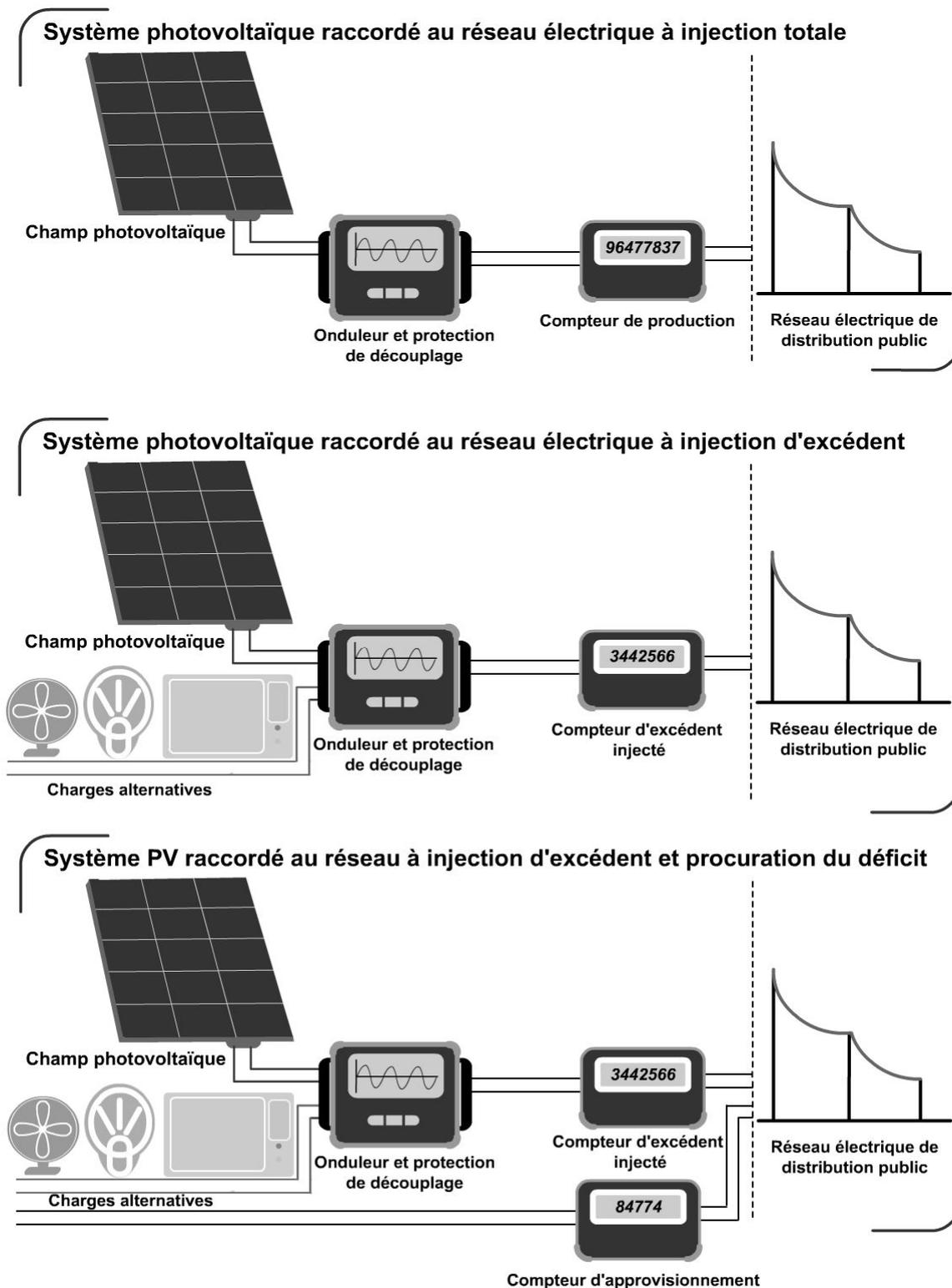


Figure 1.18. Différents types de système photovoltaïque raccordé au réseau électrique.

Les systèmes photovoltaïques raccordés au réseau électrique constituent une autre topologie qui est en pleine expansion. Chaque personne en possession d'une maison, immeuble ou bâtisse pourra intégrer un système producteur d'énergie renouvelable, et injecter soit totalement ou partiellement cette énergie dans le réseau électrique de distribution public, et lorsque cette personne sera en déficit, elle se procurera ses besoins du réseau électrique. Puisque le réseau fournit le courant alternatif d'une fréquence et d'une amplitude donnée (50 Hz et 220 V en Algérie), le système PV doit être doté d'un ou plusieurs onduleurs. Ainsi, le système producteur doit être équipé de deux compteurs d'énergies, l'un pour comptabiliser l'énergie fournie par le réseau et l'autre pour quantifier la production injectée. Ce dernier est installé sur la partie de ligne appartenant au réseau de distribution public.

## **1.6. Caractérisation des sous composants d'un système photovoltaïque**

Les performances globales d'un système autonome seront passées en revue, ainsi que ses sous composants. Pour cela, nous avons aperçu la nécessité d'une caractérisation détaillée de ces sous composants.

### **1.6.1. Champ photovoltaïque**

L'élément de base du champ photovoltaïque est le module solaire. Ce dernier est constitué d'une association série de plusieurs cellules solaires, c'est pour cette raison que les principales caractéristiques d'un champ PV sont les mêmes que celle des cellules solaires.

### **1.6.2. Régulateur**

Le rôle d'un régulateur est de fournir un maximum de puissance à la batterie tout en la protégeant des surcharges et des décharges profondes. Les techniques de régulateurs sont diverses, du plus simple Switch on/off à la plus complexe régulation par la technique du MPPT (maximum power point tracking). Cependant, toutes ces technologies appartiennent à deux familles principales, les régulateurs Série et Shunt [20].

#### **1.6.2.1. Régulateur Shunt On/Off**

C'est le modèle le plus ancien et le plus simple, son circuit est un aiguilleur passif. Le courant provenant du panneau prend le chemin vers la batterie jusqu'à ce que celle-ci soit complètement chargée, à cette heure-ci le courant sera envoyé vers l'interrupteur qui est généralement un MOSFET, mais aussi un transistor bipolaire et même un simple relais électromécanique. Pour ne pas court-circuiter la batterie ainsi que pour protéger le panneau

du courant inverse provenant de la batterie pendant la nuit, une diode de type Schottky est placée entre l'interrupteur et la batterie. Ce type de régulateur présente plusieurs inconvénients [20],

- Problème de protection contre les surtensions, du fait que l'interrupteur est mis directement en parallèle avec le panneau.
- l'interrupteur doit être un bon dissipateur thermique surtout pour des grands courants.
- Le chargement total de la batterie est peu probable.

Pour éliminer ce dernier problème, un régulateur Shunt linéaire est développé. Ce régulateur garantit une tension fixe aux bornes de la batterie même lorsqu'elle est pleine.

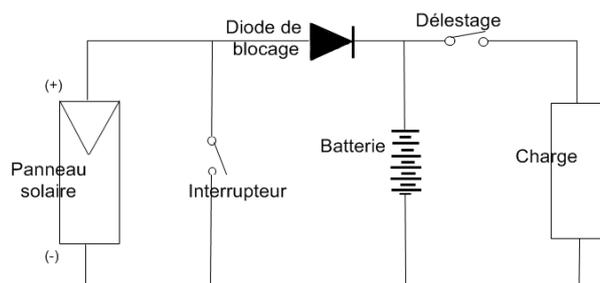


Figure 1.19. Schéma de principe du régulateur Shunt.

### 1.6.2.2. Régulateur Série On/Off

Constitue le modèle passif le plus répandu malgré qu'il ait une seule différence avec le modèle précédent. Cette différence réside dans le positionnement de l'interrupteur qu'est placé en série avec la batterie. Ce régulateur agit selon un hystérisis de charge/décharge approprié pour protéger la batterie des surcharges ainsi que des décharges profondes.

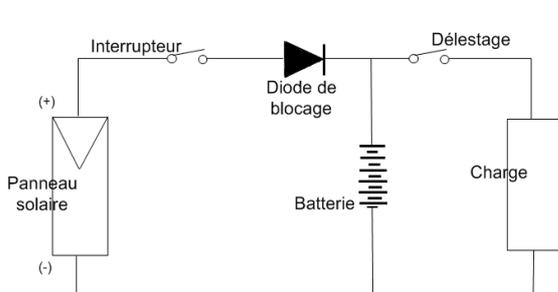


Figure 1.20. Schéma de principe du régulateur Série.

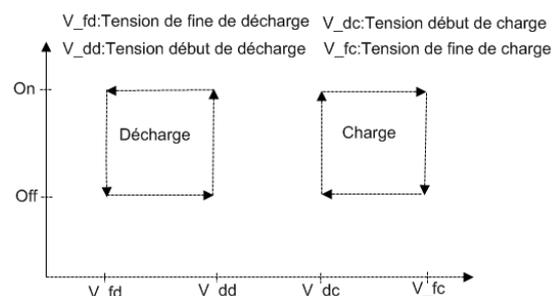


Figure 1.21. Hystérisis de charge/décharge du régulateur Série.

Comme la figure 1.20 le montre, l'interrupteur positionné après le panneau permet de le déconnecter de la batterie lorsqu'elle est chargée pour alimenter d'autres récepteurs auxiliaires

comme la ventilation et le chauffage, alors que l'autre qui relie la batterie à la charge s'ouvre pour éviter les décharges excessives de la batterie. Ce modèle a l'avantage de fournir au récepteur la totalité de la puissance du panneau [20].

### 1.6.2.3. Régulateur PWM

Ce type de régulateur rassemble les avantages des deux techniques précédentes, c'est-à-dire que pour achever le chargement de la batterie, la tension à ses bornes est maintenue constante même dans des conditions météorologiques diverses et cela par l'utilisation de la technique PWM (Pulse Width Modulation) [20,21]. La régulation analogique s'appuie sur des amplificateurs opérationnels ou des circuits de type 555. Le circuit en ampli-op compare un signal en dents de scie avec la tension de la batterie  $V_{BB}$  pour actionner un interrupteur actif, le résultat est la variation de la valeur moyenne du courant de charge ou de décharge selon un rapport cyclique  $\alpha$ . Alors que la méthode numérique est fondée sur des circuits numériques et principalement les microcontrôleurs. Pour commander l'interrupteur actif par un signal de type MLI ou PWM, le même principe en analogique est implémenté dans un circuit microcontrôleur sous forme de programme, du sorte que la sortie MLI de ce microcontrôleur prend deux niveaux un et zéro et durant des laps de temps relatives au rapport cyclique.

Le deuxième avantage de cette technique réside dans la minimisation des pertes de puissances et qui se réduisent dans les pertes de commutation et les pertes dues à la résistance de passage. Les régulateurs PWM sont conçues selon les deux configurations Série et Shunt.

### 1.6.2.4. Régulateur MPPT

Extraire le maximum de puissance du panneau solaire tout en garantissant un meilleur fonctionnement de la batterie est la fonction optimale de n'importe quel système photovoltaïque. Le régulateur MPPT est le plus indiqué pour garantir ce fonctionnement. Ce régulateur est constitué de deux principaux circuits, le premier mesure en permanence la tension et le courant du panneau pour le faire fonctionner au point de puissance maximum (MPP: Max Power Point) et transférer la totalité de cette puissance à la batterie, alors que le second adapte le courant et la tension au type de batterie soit en les élevant ou bien les abaissant par la variation du rapport cyclique  $\alpha$ . Ce type de régulation est utilisé dans les grandes installations photovoltaïques où la récupération de 25% de l'énergie totale du panneau permet d'amortir le coût élevé d'un tel régulateur [20,21].

### 1.6.3. Batterie

Le dispositif de stockage d'énergie représente près de 1/3 des coûts d'un système photovoltaïque autonome, et pour cela l'optimisation de ce dispositif par le bon choix de ses caractéristiques s'avère nécessaire. Les batteries utilisées en photovoltaïque constituent une combinaison de batteries stationnaire et de démarrage. De ce fait, les batteries en plomb-acide sont les plus utilisées en photovoltaïque. L'équation qui régit les réactions électrochimiques réversible de charge et de décharge de la batterie est la suivante [22].



Les batteries utilisées dans le Photovoltaïque ont les caractéristiques suivantes:

#### 1.6.3.1. Tension interne

Deux cas de figures sont possibles pour calculer la tension interne d'une batterie  $E_B$  [23].

On charge ( $I_{BB} < 0A$ ) 
$$E_B(t) = E_{0,C} + A_C X(t) + \frac{C_C X(t)}{(D_C - X(t))^{EF_C}} \dots\dots\dots(11)$$

On décharge ( $I_{BB} > 0A$ ) 
$$E_B(t) = E_{0,D} + A_D X(t) + \frac{C_D X(t)}{(D_D - X(t))^{EF_D}} \dots\dots\dots(12)$$

$X$  représente la capacité maximale normalisée de charge/décharge de la batterie.

La tension d'une seule cellule de batterie en Plomb-acide à la température 25°C varie entre les deux extrémités de décharge et de charge, 1.75V et 2.4V respectivement, qui correspond aux 10.5V et 14.4V pour des batteries de 6 éléments. La tension nominale de stockage dans un système PV se calcule par la formule ci-après [22].

$$V_{BB}(t) = B_S \times V_B(t) \dots\dots\dots(13)$$

Où  $B_S$ : nombre de batteries de 12V en série,  $V_{BB}(t)$ : tension nominale d'une banque de batteries.

#### 1.6.3.2. Densité de l'électrolyte

La densité d'électrolyte a une relation étroite avec la température ambiante. Pour un climat froid, la densité d'électrolyte des batteries en plomb-acide est souvent choisie dans

l'intervalle de 1.26-1.28kg/l et particulièrement pour leur donner plus de résistance à la congélation, alors qu'en région chaude des batteries de densité d'électrolyte inférieure à 1.24kg/l sont très répandues [24].

Cependant, il ne faut pas abuser à faire diminuer cette densité en régions chaudes car son impacte se répercute directement sur la tension de la batterie du fait qu'elle se dégrade avec la diminution de la densité d'électrolyte [22].

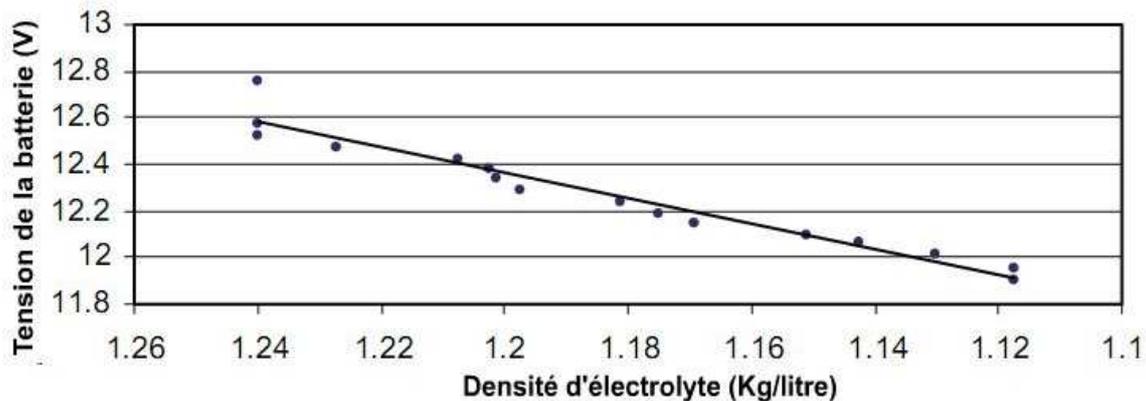


Figure 1.22. Tension d'une batterie plomb-acide en fonction de la densité d'électrolyte.

### 1.6.3.3. Capacité nominale

Les batteries sont généralement estimées par leur capacité nominale qui représente le nombre d'Ampère-heure (Ah) ou Watt-heure (Wh) qu'on pourrait extraire durant la décharge de la batterie. Plusieurs modèles ont été proposés pour quantifier la capacité instantanée des batteries [23],

$$C_B(t) = \int_{t=0}^t I_{MR}(t)dt + C_{B,i} \dots\dots\dots(14)$$

Où  $C_B$  : la capacité actuelle de la batterie en (Ah),  $C_{B,i}$  : la capacité initiale de la batterie en (Ah),  $I_{MR}$  : Courant principal de réaction dans la batterie et s'exprime par l'équation suivante [23],

$$I_{MR} = I_{BB}(t) - I_{Gaz}(t) \dots\dots\dots(15)$$

Un autre modèle cité dans la littérature et testé sur des batteries en plomb-acide donne des estimations très proche de la réalité, il fait intervenir la tension  $V$  et la concentration de l'acide  $\rho$  d'une batterie [22].

$$C = 46.614V + 279.573\rho - 829.069 \dots\dots\dots(16)$$

#### 1.6.3.4. Effet de la température

La capacité des batteries au plomb-acide augmente d'environ 1% chaque augmentation de 1°C de température et diminue dans des conditions de températures basses [22]. Plusieurs facteurs sont responsables de cette diminution de capacité, et parmi elles l'augmentation de la résistance interne et la diminution du taux de diffusion dans l'électrolyte. Le dernier effet signifie que ces batteries avec une grande réserve d'électrolyte tendent à perdre plus de capacité à de basses températures que ceux avec un plus petit volume d'électrolyte [24].

Tandis que la tension de charge maximale acceptable des éléments de batterie en plomb-acide décroît linéairement avec l'augmentation de la température de ces éléments de batterie comme illustré sur la figure 1.23 [22].

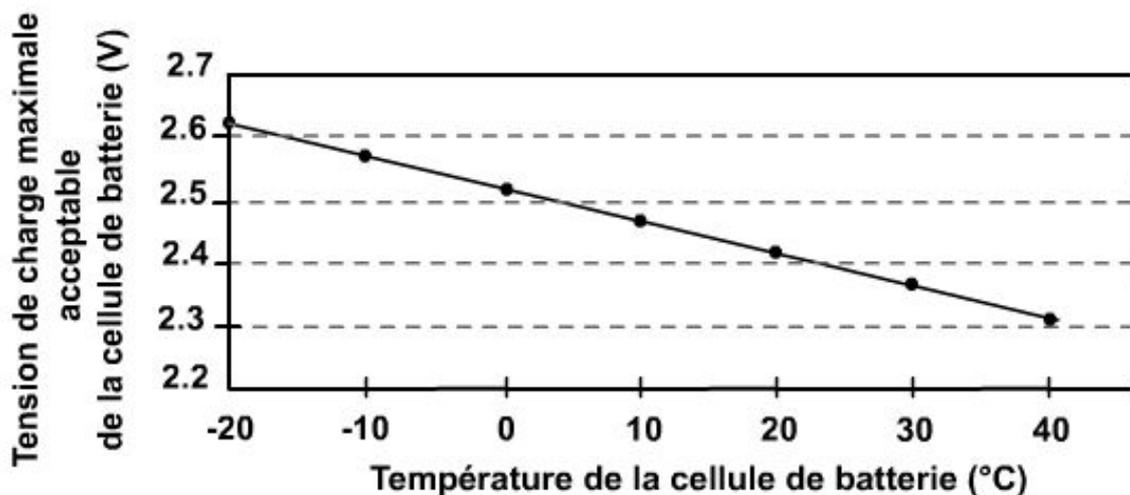


Figure 1.23. Tension de charge maximale acceptable de la cellule de batterie en fonction de la température de la cellule.

#### 1.6.3.5. Etat de charge SOC et profondeur de décharge DOD

L'état de charge d'une batterie SOC se calcule par le rapport capacité actuelle sur la capacité maximale ou de référence d'une batterie. L'état de charge (SOC) s'exprime par:

$$SOC(t) = \frac{C_B(t)}{C_{10}} \times 100\% \dots\dots\dots(17)$$

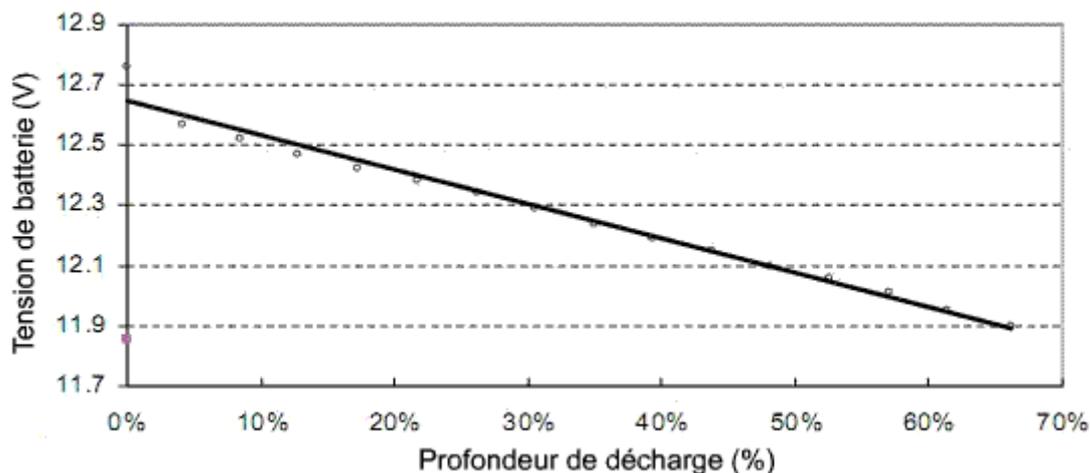


Figure 1.24. Tension de la batterie en fonction de la profondeur de décharge.

La profondeur de décharge DOD (Depth of discharge) est reliée au SOC par l'équation 18. La tension des cellules de batteries décroît linéairement avec la profondeur de décharge jusqu'au point de coupure (cut-off-voltage), il est déconseillé de franchir ce seuil pour ne pas endommager la batterie [22,23].

$$DOD(t) = 1 - SOC(t) \dots\dots\dots(18)$$

### 1.6.3.6. Rendement

C'est le rapport de la charge extraite pendant la décharge  $C_{Bf}$  sur la quantité de charge fournie lors du chargement de la batterie  $C_{Bi}$ . Ce rendement est aux alentours de 90% pour des batteries en Plomb-acide.

$$\eta_{BB} = \frac{C_{Bf}}{C_{Bi}} \times 100\% \dots\dots\dots(19)$$

### 1.6.3.7. Durée de vie

Peut être représentée par le nombre de cycles de charge/décharge que la batterie peut soutenir avant d'atteindre 20% de perte de sa capacité nominale [25].

### 1.6.3.8. Dégagement gazeux

Lorsque la batterie atteint des tensions élevées, une partie du courant dissocie les molécules d'eau en oxygène et hydrogène. Ce courant de gazage dépend essentiellement de la tension de batterie, et peut être exprimé comme suit [23]:

$$I_{Gaz}(t) = \frac{C_{10}}{100Ah} I_{G0} \exp[C_V (V_{Cell}(t) - 2.33V) + C_T (T_{BB}(t) - 20^\circ C)] \dots \dots \dots (20)$$

La batterie ne devra pas être chargée jusqu'au point de dégagement gazeux, pour ne pas perdre de l'électrolyte et s'endommager.

#### 1.6.4. Onduleur

L'onduleur est un élément de base dans un système photovoltaïque, qu'il soit autonome, raccordé au réseau ou hybride. Cet élément assure la conversion du courant continu provenant directement du panneau (SPV connecté au réseau) ou bien de la batterie (SPV autonome) en courant alternatif DC/AC, tout en extrayant le maximum de puissance du panneau dans le cas d'un système photovoltaïque raccordé au réseau. Dans un système autonome, le convertisseur DC/AC doit fournir une tension et fréquence constante indépendamment du profil de charge, et dans le cas d'une charge réactive cet onduleur en plus de la fonctionnalité précédente doit absorber cette puissance réactive. Fondamentalement, la conception matérielle des convertisseurs utilisés dans des systèmes photovoltaïques autonomes et raccordés au réseau a de fortes ressemblances au niveau de la partie puissance, la dissemblance réside dans la partie commande [26].

A l'heure actuelle, la technologie des onduleurs est basée sur l'implémentation des algorithmes de poursuite du point de puissance maximum propre au panneau (MPPT), sur des microcontrôleurs, microprocesseurs et cartes FPGA. Ces algorithmes sont basés principalement sur la méthode de contrôle en tension constante, méthode de perturbation et observation (P&O) et méthode par accroissement de conductibilité (IncCond) qui présentent des hauts rendements pour des éclaircissements élevés. Malheureusement, ces méthodes ne parviennent pas à poursuivre le PPM du panneau pour des éclaircissements faibles [27]. Autrement dit, l'efficacité de l'onduleur est en fonction de la puissance à son entrée. L'équation ci-dessous, est un modèle qui exprime la variation de la puissance en sortie de l'onduleur en fonction de celle qui est à son entrée en valeur normalisée à la puissance nominale de l'onduleur [28].

$$P_{OUT} = a_0 + a_1 P_{IN} - a_2 P_{IN}^2 \dots \dots \dots (21)$$

Un autre modèle décrit la variation de l'efficacité de l'onduleur en fonction de la fraction de charge fait intervenir la puissance instantanée de sortie est exprimé par l'équation,

$$\eta_I = \frac{f_C}{k_0 + (k_1 + 1)f_C + k_2 f_C^2} \dots\dots\dots(22)$$

Où 
$$f_C = \frac{P_{OUT}}{P_1} \dots\dots\dots(23)$$

$\eta_I$  : Rendement de l'onduleur,  $f_C$  : fraction de charge,  $P_{OUT}$  : puissance en sortie de l'onduleur et  $P_1$  : puissance nominale de l'onduleur. Le paramètre  $k_0$  représente un facteur lié à la conception de l'onduleur. Les coefficients des termes linéaire  $k_1$  et quadratique  $k_2$  tiennent en compte les pertes en puissance dues à la chute de tension au niveau de la charge et les pertes ohmiques respectivement [24].

La figure 1.25 représente un exemple expérimental de mesure de l'efficacité d'un onduleur où la courbe de variation du rendement peut être adaptée à l'équation 23 pour des coefficients  $k_0 = 0.013$ ,  $k_1 = 0.02$  et  $k_2 = 0.05$ .

La dégradation du rendement pour des fractions de charges basses peut être diminuée par le bon choix de la puissance nominale de cet onduleur  $P_1$ , où nous nous référons à la puissance nominale du champ photovoltaïque  $P_0$  de sorte que le rapport  $P_1/P_0$  dépend de la latitude du lieu du site. Par exemple les valeurs recommandées de ce rapport sont de 0.65 à 0.8 pour les régions du nord européen et de 0.85 à 1 pour les pays du sud de l'Europe. Ces valeurs de rapports concernent les systèmes photovoltaïques raccordés aux réseaux [24].

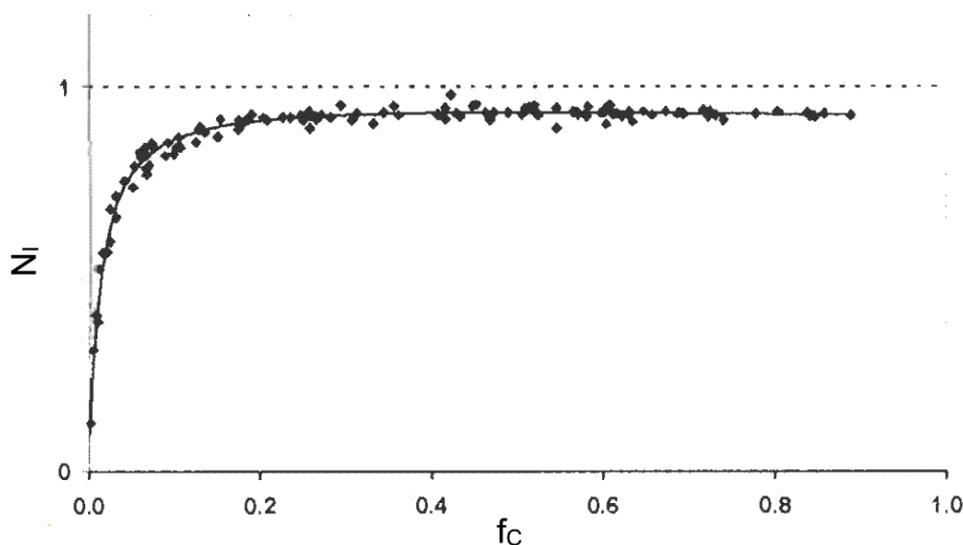


Figure 1.25. Mesure expérimentale de la variation du rendement d'un onduleur en fonction de la fraction de charge.

## 1.7. Conclusions

La filière photovoltaïque sera l'acteur principal dans le futur scénario énergétique mondial, grâce à des conditions favorables: rayonnement abondant, rendements élevés des sous composants du système...etc. Du fait que les coûts initiaux des installations photovoltaïques sont relativement élevés, l'optimisation de ces systèmes par le bon dimensionnement et le suivi en permanence s'avère indispensable. Ainsi, l'étude des performances des installations actuelles pourra contribuer dans le perfectionnement de ces systèmes et d'éviter les mauvaises configurations pour les futures installations. Plusieurs projets solaires ont été réalisés en Algérie et surtout dans le grand sud [29], qui nécessitent des suivis notamment le projet d'électrification par voie solaire au bénéfice des habitants du grand désert algérien, connu sous le nom du programme des 20 villages solaires. Ce projet sera présenté dans la partie suivante de ce manuscrit.

# Chapitre 2

**Programme des 20 villages**

**Solaires**

## 2.1. Introduction

Le Programme National d'Electrification (PNE) réalisé par la compagnie nationale d'électricité et du gaz (Sonelgaz), était en 1998 dans un état d'avancement de 95% [31]. Néanmoins, ce programme s'est opposé à la dure réalité que la partie restante est étalée sur un territoire de 1.4 million de Km<sup>2</sup>, géographiquement caractérisée par des zones arides et semi-arides, avec une densité de population très faible. Ceci est loin d'être rentable économiquement et réalisable techniquement. La Sonelgaz a vite pris conscience de l'option photovoltaïque comme alternative au réseau conventionnel pour mener ce programme à ses fins. C'est dans cette situation que la compagnie a lancé l'un des plus grands programmes solaires en Algérie, celui qu'est communément appelé le programme des 20 villages solaires.

D'une puissance de 500 kWc, le programme des 20 villages solaires est réparti sur quatre willayas du sud algérien (Tamanrasset, Illizi, Adrar et Tindouf), et visait à électrifier 1000 foyers ainsi que les infrastructures sociales de base [29,30]. Cibler ce type de villages caractérisés par l'éloignement du chef lieu de leurs willayas, a pour but de relancer le développement socio-économique de ces zones en apportant un minimum de confort à ses habitants, isolés de toutes sortes de réseau électrique. En plus de la réalisation, la Sonelgaz s'est chargée dans un premier temps de la gestion et la supervision des installations tout en faisant profiter les futures gestionnaires (autorités locales et utilisateurs) de sa compétence dans le management et la distribution de l'énergie.

## 2.2. Objectifs du programme

Le programme des 20 villages solaires a été réalisé pour fournir de l'électricité à des centres de petite taille (10 à 50 foyers). Pousser le développement socio-économique dans ces régions est la noble cause de ce programme, tant par l'électrification des infrastructures sociales de base: maisons, écoles, bureaux des autorités locales que par l'alimentation des centres de soins médicaux, et l'irrigation des périmètres agricoles par le pompage solaire. La compagnie nationale d'électricité et du gaz s'est engagée d'apporter l'électricité à chaque algérien sur tout le territoire national (PNE), ambition qui nécessite des sommes colossales estimées à 280 millions de dollars. Cette situation a poussé la direction de la Recherche et Développement de la Sonelgaz de s'impliquer dans cette technologie qui était déjà à cette époque à un stade de développement qui lui permet de fournir des solutions technico-économiques aux problèmes d'alimentation des zones isolées dépourvues de combustible. Du

point de vue technique, ce programme est une opportunité pour maîtriser cette technologie et tester les services rendus en étudiant le comportement des installations photovoltaïques sous des conditions climatiques et d'environnements difficiles (température élevée, sable, ...), diversification des composants des systèmes afin de comparer leurs performances et surtout développer des techniques d'entretien et de maintenance sur site à coûts réduits. La compagnie a saisi l'opportunité de la mise au point du système de gestion pour étudier les systèmes photovoltaïques et le comportement des habitants vis-à-vis cette nouvelle technologie [31].

### **2.3. Caractéristiques des villages**

L'Algérie est un pays très vaste avec plusieurs régions caractérisées par des reliefs géographiques et modes de vie très distincts. Le programme d'électrification destiné aux wilayas du sud a dû prendre en considération ces spécificités qui diffèrent totalement de ce qu'est habituellement rencontré aux régions nordiques du pays.

#### **2.3.1. Caractéristiques géographiques**

Le programme des 20 villages solaires touche 04 wilayas du sud (Adrar, Illizi, Tamanrasset et Tindouf), s'étalant sur une superficie de 1.4 million de km<sup>2</sup>, constituées principalement de zones arides et semi-arides, dont les villages concernés sont trop éloignés du chef lieu de leurs wilayas. Les voies d'accès à ces villages sont constituées globalement de pistes et de terrains accidentés et parfois impraticables, ce qui écarte l'électrification par l'option des minis centrales basées sur des groupes électrogènes.

La situation géographique de ces régions (entre 19° et 32° de latitude nord) leur permet de recevoir un niveau d'irradiation assez élevé: 6 kWh/m<sup>2</sup> à 6.5 kWh/m<sup>2</sup>. Certaines régions Sahariennes ont des microclimats où l'irradiation moyenne journalière incidente sur un plan horizontal peut dépasser les 7.5 kWh/m<sup>2</sup>, c'est le cas de la région de Tamanrasset. Cette dernière constitue l'endroit idéal pour le photovoltaïque si on se réfère aux conditions favorables pour ces applications, sachant aussi que la température annuelle moyenne dans cette région est rarement en dessous de 25°C [29,32].

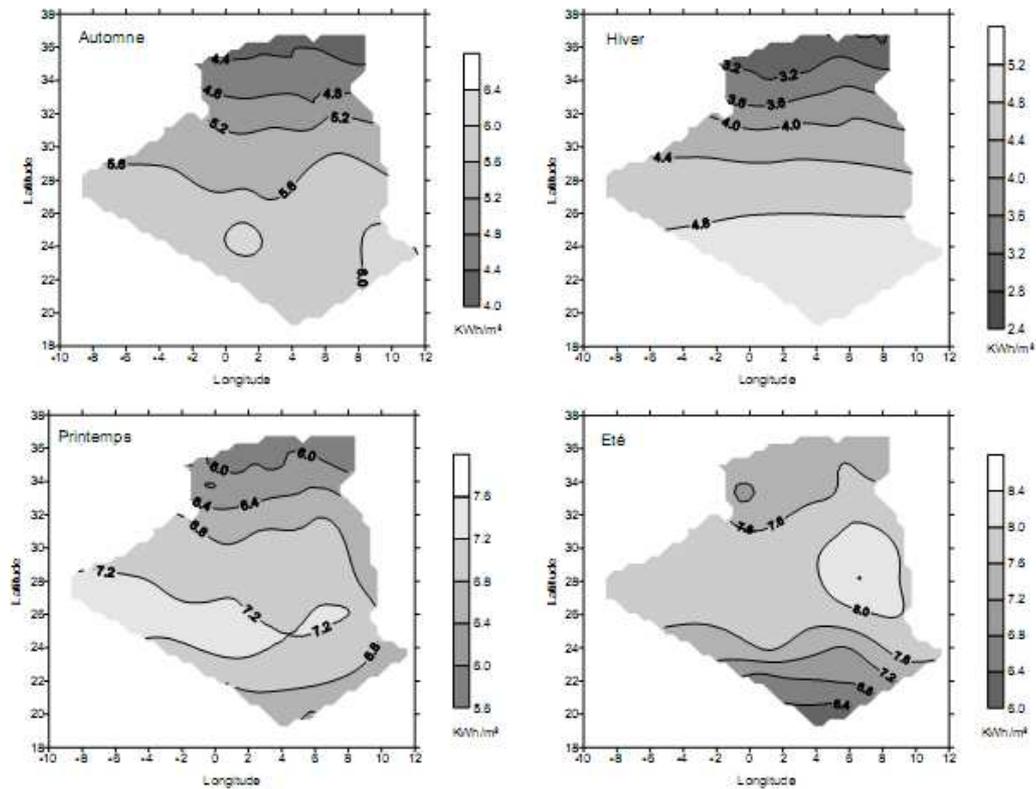


Figure 2.1. Cartographie de l'irradiation globale simulée par ciel moyen pour les quatre saisons.

### 2.3.2. Population et aspects sociaux

D'après le recensement effectué par la compagnie d'électrification et du gaz en 1994, il restait à électrifier environ 6300 centres de petite taille répartis sur une superficie de 1.4 million de Km<sup>2</sup>, cela implique que la densité de population est extrêmement faible 1.4 hab./km<sup>2</sup> [31,34]. Il est clair qu'une alimentation par extension du réseau conventionnel est écartée comme solution. Le programme des 20 villages solaires destiné aux habitants les plus défavorisés de leurs régions a consisté à électrifier 1000 foyers répartis sur les quatre wilayas les plus vastes de l'Algérie de la manière suivante: 600 Tamanrasset, 195 Illizi, 156 Tindouf et 45 Adrar [33]. Pour plus de détail voir annexe A.

### 2.3.3. Aspects énergétiques

Le niveau de vie d'une population représente le meilleur indicateur de leur consommation journalière moyenne en électricité, c'est-à-dire que plus la population accède à la technologie, plus la consommation augmente. Les besoins énergétiques des habitants du sud algérien sont extrêmement faibles par rapport aux celles du nord, du fait que leurs appareillages électriques

se limitent à l'éclairage (lampes), loisir (télévision ou radio) et conditionnement (réfrigérateur et ventilateur). Par conséquent, l'énergie consommée quotidiennement par les habitants de ces villages ne doit dépasser les 2kWh.

## **2.4. Aspects techniques du programme**

### **2.4.1. Conception des installations**

Bien que la courbe de charge par foyer ne fût pas connue exactement, la Sonelgaz s'est profité de son expérience dans le domaine d'électricité pour prévoir les besoins basiques de ses nouveaux clients. Le fait de regrouper un certain nombre de foyers permet avec le foisonnement de charges de satisfaire certaines périodes de pointe de consommation. Dans le même temps, il était nécessaire de garantir un minimum d'énergie quotidiennement dédiée à l'alimentation de 3 lampes, 1 réfrigérateur ENIEM, 1 T.V / radio, et 1 ventilateur. Une consommation journalière moyenne de 2kWh a été retenue pour chaque foyer. Les caractéristiques climatiques des régions sahariennes favorables aux applications photovoltaïques ont permis de proposer un générateur de puissance de 500Wc pour garantir une telle énergie quotidienne. Au total, une puissance de 500kWc fût nécessaire pour alimenter les 1000 foyers du programme. Cette puissance est répartie sur les 04 wilayas de la façon suivante, 300kWc pour la wilaya de Tamanrasset, 92.5kWc pour la wilaya Illizi, 78kWc pour la wilaya de Tindouf et 22.5kWc pour la wilaya Adrar.

Le regroupement des habitations en 3, 6 et 12 foyers a imposé l'utilisation des installations de type semi-collectif (système modulaire), de puissance 1.6kWc, 3.2kWc et 6.4kWc respectivement. Ces systèmes modulaires sont censés fournir une énergie journalière de 6kWh, 12kWh et 24kWh respectivement. Cependant, les petits systèmes individuels de puissance de l'ordre de 360 Wc et 720 Wc ont été utilisés pour des cas singuliers tels que hutte isolée, pompage,... Au total, il y a eu l'installation de 10 systèmes de 1.6kWc, 50 de 3.2kWc et 48 de 6.4kWc. Pour plus de détails voir annexe A.

Comme dans toute nouvelle électrification, l'évolution de la charge est non maîtrisable. Ainsi toute augmentation de puissance provoquant la saturation d'une installation se fera soit par l'extension de l'installation concernée ou par la réaffectation de charges à un système voisin.

Ces types d'installation, de conception modulaire facilement extensible permettront d'éviter au maximum la construction de réseau basse tension et sont caractérisées par une mise en

œuvre simple et rapide, une souplesse d'exploitation, une réduction et une flexibilité de la maintenance et une garantie pour la fiabilité et la pérennité des installations.



Figure 2.2. Systèmes photovoltaïques individuels et semi-collectifs installés dans un village du programme.

L'utilisation du semi-collectif met en jeu des puissances appréciables, exigeant une tension continue à la sortie des modules assez élevée. Elle sera de 110 Vcc, tension nominale de la batterie. Cette tension permettra d'utiliser des gammes d'onduleurs 110 Vcc / 230 CA à rendement assez élevé, fiable et du type industriel lesquels nous affranchissons également de la contrainte d'approvisionnement des ménages en appareils électroménagers fonctionnant en courant continu.

Ainsi l'option de la distribution de l'électricité en 220V alternatif a été retenue. Et les usagers pourront utiliser le matériel se trouvant sur le marché (télévisions, lampes, réfrigérateur...).

Ces systèmes photovoltaïques seront dotés :

- d'une régulation classique permettant de veiller au bon fonctionnement de la batterie, c'est à dire d'éviter les décharges profondes (destruction irréversible) et les surcharges (dégagement gazeux avec augmentation de la température).
- d'un limiteur d'énergie pour une meilleure gestion de l'énergie distribuée. Ce limiteur a deux fonctions : Enregistrement de la courbe de charge et limitation de la consommation d'énergie journalière (coupure et remise automatique) pour préserver la batterie.

Le schéma de principe des systèmes photovoltaïques installés dans tout les villages du programme est pratiquement le même, celui-ci est représenté sur la figure 2.3.

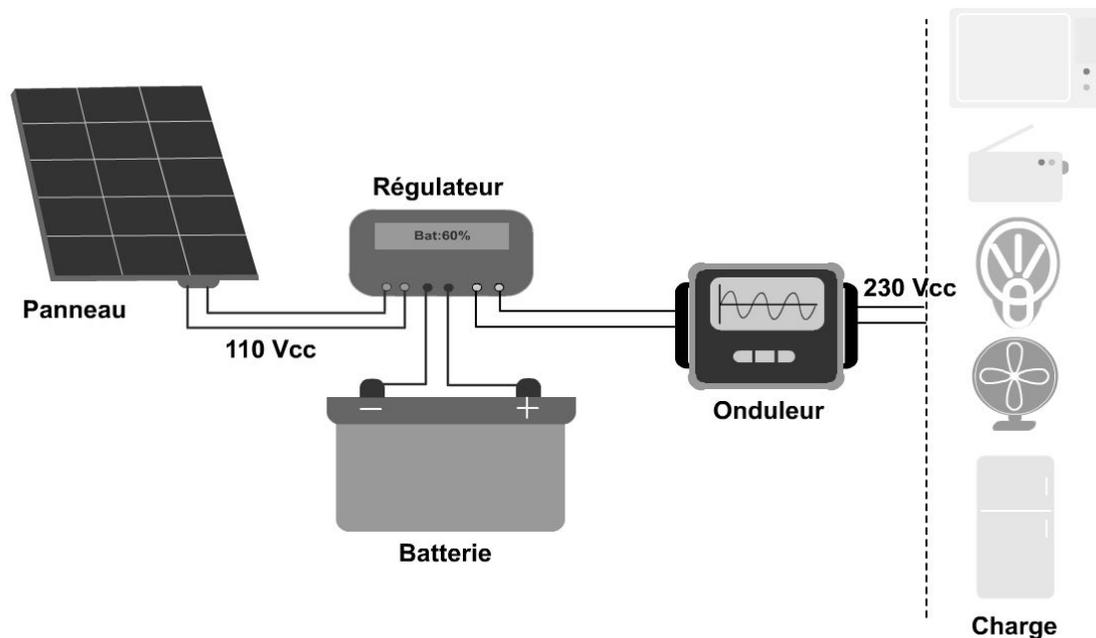


Figure 2.3. Schéma de principe d'un système autonome type du programme des 20 villages solaires.

Trois configurations d'installations sont utilisées dans ce programme :

- Type 6 kWc : avec une puissance crête installée de 6 kWc (128 modules par branche de 8 modules en série), une batterie 110 Vcc avec une capacité de 1000 Ah à  $C_{10}$  et un onduleur 110 Vcc /230 Vca de puissance 6 kva ( $\cos \phi = 0.8$ ).
- Type 3 kWc : avec une puissance crête installée de 3 kWc (64 modules par branche de 8 modules en série), une batterie 110 Vcc avec une capacité de 500 Ah à  $C_{10}$  et un onduleur 110 Vcc /230 Vca de puissance 3 kva ( $\cos \phi = 0.8$ ).
- Type 1.5 kWc : avec une puissance crête installée de 1.5 kWc (32 modules par branche de 8 modules en série), une batterie 110 Vcc avec une capacité de 250 Ah à  $C_{10}$  et un onduleur 110 Vcc /230 Vca de puissance 1.5 kva ( $\cos \phi = 0.8$ ).

#### 2.4.1.1. Générateur photovoltaïque

Les modules photovoltaïques utilisés dans les installations sont de type Silicium monocristallin à puissance crête de 50Wc avec 36 cellules montées en série, le courant de puissance maximum est de 3.5A. Pour obtenir une tension appréciable et associable à celle de

la batterie, 8 modules ont été montés en série dans chaque branche. Par ailleurs, le nombre de branches possible dans chaque installation dépend uniquement de la puissance crête réservée à ce système.

Ces générateurs photovoltaïques ont été installés sur des supports en charpente sur les toits des salles de batteries dans le cas des systèmes semi-collectifs, ou sur les toits des habitations dans le cas des systèmes individuels (voir Figure 2.2). Ces supports n'ont pas été posés directement sur la toiture des salles de batteries, un espace de quelques centimètres les sépare pour dissiper la chaleur en face arrière des modules.

#### 2.4.1.2. Stockage

Les batteries utilisées sont de type stationnaire au plomb acide de tension nominale 110 Vcc où 1.8 V est la tension de fin de décharge par élément au régime de 10 heures, alors que celle de fin de charge est de 2.4 V/élément. Ces batteries sont installées dans des salles pour les isoler des conditions extérieures et particulièrement la chaleur qui peut dépasser facilement les 40°C à l'ombre dans ces régions. Cette chaleur a un effet désagréable sur le rendement des batteries, où elle agit sur la densité de l'électrolyte qui augmente avec la vaporisation de l'eau. Habituellement, la densité d'électrolyte des batteries varie entre 1.25 et 1.28 g/cm<sup>3</sup> pour une température de 27°C [35]. Le recours à une plus basse densité d'électrolyte afin de réduire les effets négatifs des hautes températures sur l'eau des batteries était la meilleure solution envisagée par les concepteurs du programme. Dans ce programme, cette densité était de 1.21 g/cm<sup>3</sup>, et peut être considérée sans précédente qu'une utilisation à grand échelle des batteries avec une telle densité d'électrolyte.



Figure 2.4. Salle de batteries de capacité 1000Ah du système PV installé au village de Gara Djebilet à la Wilaya de Tindouf mis en service au 19/07/1999.

### 2.4.1.3. Régulation

Les différents systèmes de régulation connus auparavant sont soit passifs ou bien actifs. Les passifs fonctionnent en off/on, c'est-à-dire au moment où la batterie est complètement chargée, elle sera intégralement déconnectée du générateur par le biais du régulateur. L'autre astuce originale dans ce programme c'est la première réalisation d'une régulation passive à coupure partielle. Le système consiste à isoler un module de chaque branche en moyen d'un relais électromécanique lorsque la batterie atteint un niveau appréciable de charge de 2.45V/élément (la tension aux bornes du générateur diminue et ce phénomène se produira au stade de fin de charge). Par contre, au moment d'une croissance excessive de la consommation électrique, où l'énergie fournie aux utilisateurs provient du générateur mais aussi des batteries (tension de batterie atteint un niveau bas, 2.15V/élément), le système de régulation agit sur le relais de sorte qu'il remet le module précédemment déconnecté à contribuer de nouveau dans le courant du générateur. De cette manière, le comportement du régulateur est basé sur un hystérésis. La figure 2.5 illustre le mécanisme du système de régulation adopté dans le programme.

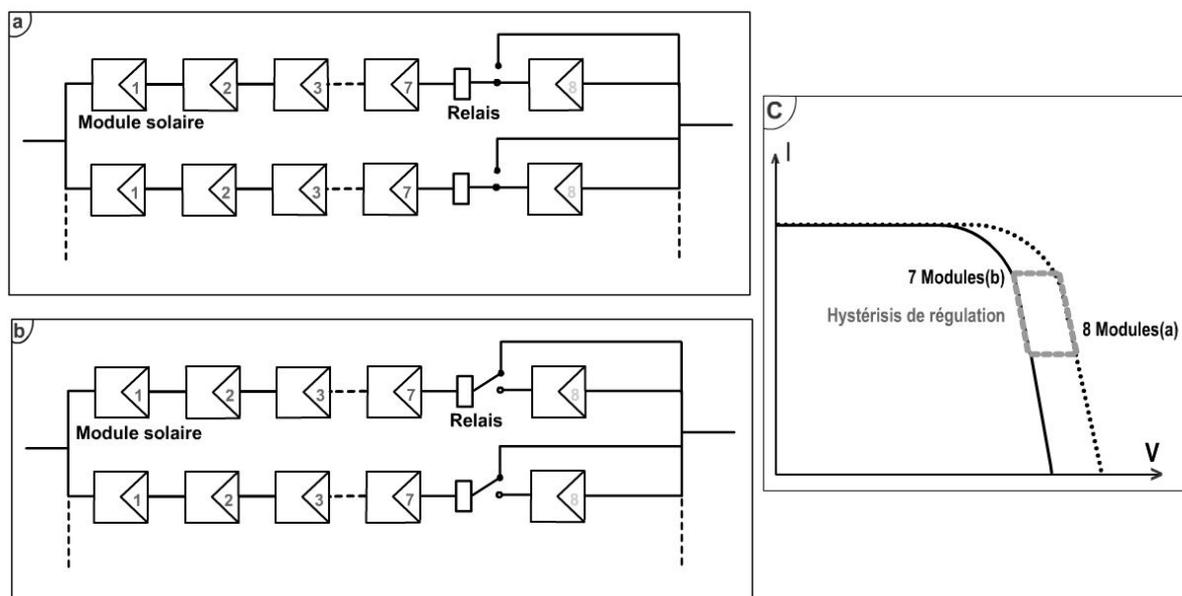


Figure 2.5. Principe de la régulation utilisée dans le programme, a: début ou reprise du chargement de la batterie, b: batterie en fin de charge, c: Caractéristique I-V du générateur photovoltaïque à 8 et 7 modules et l'hystérésis de régulation.

#### **2.4.1.4. Conversion DC/AC**

Il était nécessaire dans le cadre de ce programme d'installer 108 onduleurs de haut rendement caractérisés par une tension nominale d'entrée de 110Vcc, et en sortie de 230Vcc. Pour des raisons de sécurité et principalement parce que la température est trop élevée dans ces régions, la partie électronique de puissance et l'autre de commande des onduleurs PWM ont été séparées physiquement.

Principalement, les onduleurs installés dans le cadre du programme ont été réalisés en deux caissons respectivement,

- le caisson électronique où se trouve la partie de conversion avec toutes les cartes électroniques de contrôle et commande, dimensionné pour une puissance de 10 kVA.
- le caisson transformateur qui contient le transformateur de sortie 230 Vca et de puissance respective 1.5, 3 et 6 kVA selon le type d'installation.

#### **2.4.1.5. Limitation de puissance**

Nous désignons par limiteur de puissance un simple disjoncteur comme celui qu'est installé dans nos maisons, et qui déconnecte directement la charge du système générateur si la puissance ou le courant fourni dépasse une certaine limite. A vrai dire, c'est un système de protection contre les fluctuations de puissance et protection des batteries.

#### **2.4.2. Réalisation du programme**

Les 20 villages concernés du programme national d'électrification rurale par voie solaire sont répartis sur les 04 Wilayas de la façon suivante, 9 villages à Tamanrasset, 6 à Illizi, 3 à Tindouf et 2 à Adrar. Pendant la période de mise en place du système de gestion, plusieurs paramètres propres aux systèmes installés ainsi qu'aux conditions météorologiques ont été mesurés dans le but d'étudier le comportement du système sous des conditions réelles. Dans le cadre de ce mémoire, nous intéressons à étudier deux systèmes identiques de 6.4kWc installés séparément en deux villages distincts. Il s'agit des villages de Moulay Lahcen et Tamsonel de la wilaya de Tamanrasset

### **2.5. Conclusions**

Le programme des 20 villages solaires réalisé par la compagnie nationale d'électricité et du gaz, a permis de progresser dans le chemin d'électrification rurale d'une part, et de prouver que le solaire photovoltaïque peut représenter une bonne solution pour ces régions de

caractère aride et semi-aride. Pour arriver à ça un énorme travail a été fait pour satisfaire adéquatement les exigences techniques ainsi les conditions extrêmes de ces régions. En effet, ce projet représente un immense laboratoire de recherche et de développement dans lequel des innovations techniques ont vu le jour, allant du schéma d'électrification basé sur des systèmes solaires autonomes modulaires jusqu'au système limiteur de consommation. L'auto régulation à coupure partielle, la densité d'électrolyte de batterie à 1.21 g/litre et l'astucieuse architecture de l'onduleur sont autant de preuve de l'originalité de ce programme.

Pour valoriser ce travail fait à la lumière de ce programme nous tenterons de faire une étude détaillée sur le comportement des systèmes installés, évaluer leurs performances globales et partielle de chaque élément, et en fin identifier les avantages et les inconvénients des adaptations apportées à ces systèmes, qui sera la thématique du prochain chapitre.

# Chapitre 3

## **Analyse des données Et Performances des installations**

### 3.1. Introduction

Tout système photovoltaïque installé dans une région quelconque nécessite des adaptations techniques en fonction des caractéristiques climatiques et sociologiques du lieu où il est installé. Tandis que, l'optimisation de son fonctionnement ne peut être atteinte qu'après une multitude d'application accompagnée par de rigoureuses études et analyses de ses performances. La surveillance des installations photovoltaïques qu'elles soient autonomes, raccordées aux réseaux ou bien hybrides est une tâche qui s'avère indispensable, et requiert des méthodes spécifiques. Le choix judicieux des méthodes d'analyse et d'évaluation des performances est sans doute essentiel.

Dans le présent chapitre, nous aurons à étudier le comportement des deux installations solaires autonomes (deux systèmes modulaires de 6.4kWc installés dans le site de Moulay Lahcen et TAM\_SONEL2) pour pouvoir déterminer leurs performances. Cette étude sera basée sur la détermination du bilan énergétique globale, avec l'efficacité énergétique et les indices de performances, une analyse fondée sur des paramètres purement énergétiques. De la sorte, nous aurons à examiner les deux composantes météorologiques notamment le rayonnement et la température d'une part, et les différents éléments électriques en sortie de chaque composant des systèmes étudiés d'une autre part.

### 3.2. Mesures sur sites

Depuis les premiers jours de la mise en fonctionnement des systèmes modulaires Moulay et TAM, un système de surveillance et d'enregistrement de données a été installé pour récupérer les différents paramètres météorologiques et électriques. Les mesures des paramètres météorologiques couvrent l'éclairement incident sur le plan du générateur, la température ambiante et la température en salle de batteries. Les paramètres électriques concernés dans cette surveillance sont: le courant, la tension et la puissance du générateur photovoltaïque, la tension aux bornes de 6 éléments de batteries, le courant et la puissance à l'entrée du convertisseur et finalement la puissance utile délivrée par le convertisseur aux usagers.

### 3.3. Quantité de données

Les systèmes de surveillance et d'acquisition de données utilisés dans le domaine du photovoltaïque (data logger, pyranomètres...etc.) ont été installés au village de Moulay Lahcen et TAM SONEL2 où ils ont opéré durant plusieurs mois. Le choix du pas de mesure

fut judicieux, un échantillon chaque dix minutes est suffisamment grand pour ne pas saturer le système, et suffisamment petit pour prendre en compte les moindres variations climatiques.

### 3.3.1. Moulay Lahcen

La surveillance du système installé au village de Moulay Lahcen est accomplie durant 05 mois d'été. Cette période s'étale du 18 mai jusqu'au 02 octobre de l'année 1998. Le système de surveillance a fonctionné sans interruption durant ces 05 mois sauf au 28/06 de 16h40 jusqu'à 17h30, coupure prise en compte lors du traitement des données. Donc, ça nous fait 05 mois de données exploitables pour ce site.

### 3.3.2. TAM SONEL2

Le système modulaire de 6.4kWc installé dans l'emplacement appelé TAM SONEL2, a été mis en surveillance durant les 04 mois d'hiver. L'opération d'acquisition de données a commencé au 22 octobre 1998, et a duré sans interruption jusqu'au 04 février 1999. Au moment de l'analyse et du traitement des données, les enregistrements effectués au mois de février ne seront pas pris en compte, ce qui fait que seul 04 mois de données sont exploitables pour ce second site.

## 3.4. Schéma synoptique et Nomenclature

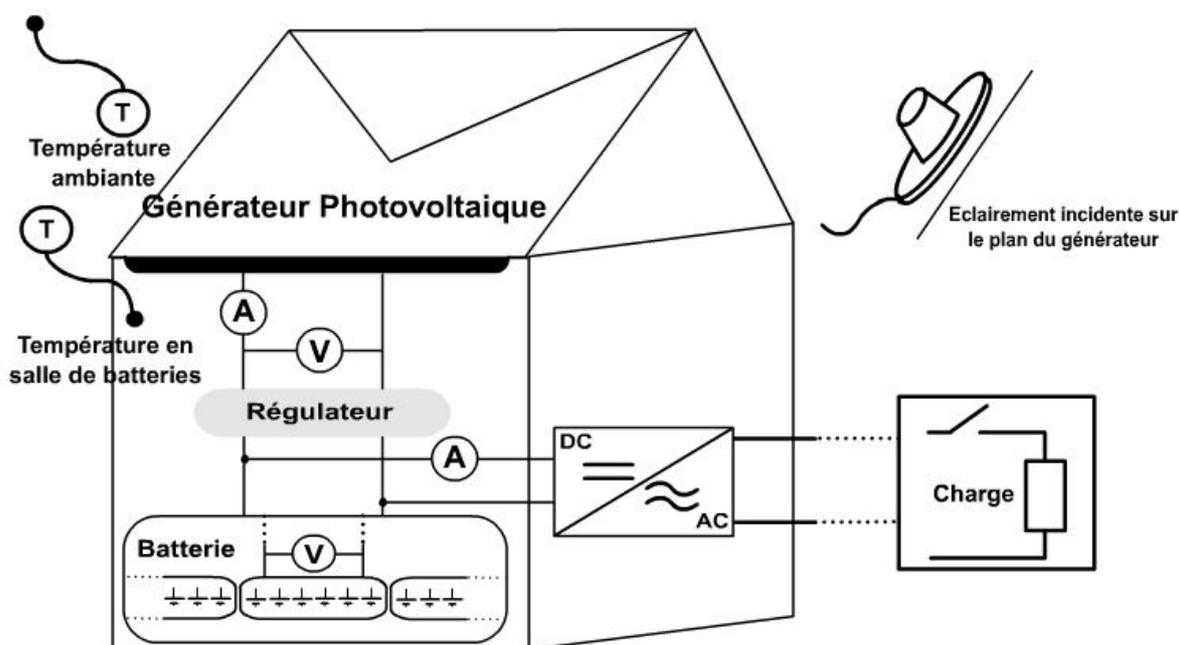


Figure 3.1. Schéma synoptique d'un système photovoltaïque modulaire de 6.4kWc et le système de surveillance associé, le générateur photovoltaïque sur le toit d'une cabine, régulateur, batteries et l'unité de conditionnement de puissance à l'intérieur de la cabine.

## Nomenclature [36]

Paramètre	Symbole	Equation	Unité
Eclairement incident	$IL$	-	$W/m^2$
Rayonnement incident	$E_P$	$\int_{day} IL dt$	$Wh/j$
Puissance instantanée du générateur PV	$P_A$	$I_A * V_A$	$W$
Energie délivrée par le champ PV	$E_A$	$\int_{day} P_A dt$	$Wh/j$
Energie vers le stockage	$E_{SI}$	$\int_{day} I_{SI} * V_S dt$	$Wh/j$
Energie provenant du stockage	$E_{SO}$	$\int_{day} I_{SO} * V_S dt$	$Wh/j$
Energie net vers le stockage	$E_{TS}$	$(E_{SI} - E_{SO})^+$	$Wh/j$
Energie net provenant du stockage	$E_{FS}$	$(E_{SO} - E_{SI})^+$	$Wh/j$
Energie vers la charge	$E_L$	$\int_{day} P_L dt$	$Wh/j$
DC énergie à l'entrée du convertisseur	$E_{II}$	$\int_{day} I_{IIN} * V_S dt$	$Wh/j$
AC énergie à la sortie du convertisseur	$E_{IO}$	$\int_{Jour} P_{IO} dt$	$Wh/j$
Energie totale à l'entrée du convertisseur	$E_{IN}$	$E_A + E_{FS}$	$Wh/j$
Energie utile fournie par le système	$E_{Use}$	$E_L + E_{TS}$	$Wh/j$
Contribution directe du champ PV dans $E_{Use}$	$E_{Use,pv}$	$F_A * E_{Use}$	$Wh/j$
Fraction du générateur PV	$F_A$	$E_A / E_{IN}$	-
Pertes du générateur PV	$L_C$	$Y_r - Y_A$	$h/j$
Pertes du système PV	$L_S$	$Y_A - Y_f$	$h/j$
Facteur d'adaptation	$MF$	$PR * F_A$	-
Température ambiante	$T_a$	-	$^{\circ}C$
Température en salle de batterie	$T_{sb}$	-	$^{\circ}C$
Capacité de référence	$Y_r$	$E_P / P_0$	$h/j$

Capacité du générateur PV	$Y_A$	$E_A / P_0$	$h/j$
Capacité finale	$Y_f$	$E_{Use,pv} / P_0$	$h/j$
Rapport de performance	$PR$	$Y_f / Y_r$	%
Facteur de production	$PF$	$Y_A / Y_r$	%
Efficacité du convertisseur	$\eta_I$	$E_{IO} / E_{II}$	%
Efficacité du système de stockage	$\eta_S$	-	%
Efficacité globale du système	$\eta_{Syst}$	$(PR/PF) = (Y_f/Y_A)$	%

<sup>+</sup>: dénote des valeurs dont le minimum est le 0.

### 3.5. Analyse des performances

Dans cette section, nous examinerons les conditions climatiques et d'ensoleillements des deux emplacements, et analyserons les performances des deux systèmes du point de vue de leurs composants (générateur photovoltaïque, régulateur et convertisseur) et dans une perspective plus globale (efficacité du système et indices de mérites, fiabilité, production annuelle et rendement).

#### 3.5.1. Irradiation et irradiance

Théoriquement, l'irradiation moyenne journalière annuelle incidente sur un plan horizontal dans la région de Tamanrasset peut atteindre les 7.5 kWh/m<sup>2</sup> [29], alors que les valeurs pratiques enregistrées sur les deux sites de Moulay et TAM ne sont pas loin de cette estimation.

##### 3.5.1.1. Moulay Lahcen

Le système photovoltaïque installé dans ce site opère dans des conditions d'irradiation favorable où les valeurs enregistrées durant la saison estivale ont tendance à confirmer la théorie. L'irradiation journalière maximale est de 8.3kWh/m<sup>2</sup>, enregistré au 10<sup>ème</sup> jour du mois de juin, cette valeur est assez élevée, et due principalement au ciel clair qui caractérisait cette journée ainsi qu'à la durée d'insolation qui a dépassée les 13h. D'autre part, l'irradiation moyenne mensuelle maximale est détenue par le mois de juillet avec 7.2kWh/m<sup>2</sup>. Les mois

d'été sont globalement caractérisés par un ciel clair raison pour laquelle les courbes des irradiances journalière prennent la forme d'une gaussienne sauf exception comme c'est le cas au 30 du mois de mai et de juin qui présentent des perturbations nuageuses. Les valeurs d'irradiances enregistrées lorsque le soleil est au zénith avoisinent ou dépassent les  $1\text{kW/m}^2$  (Figure 3.3, tableau 3.1). Ces conditions, en plus de la durée d'insolation qui est dans les alentours des 12 heures par jour ne font qu'augmenter l'énergie quotidiennement reçue par le système.

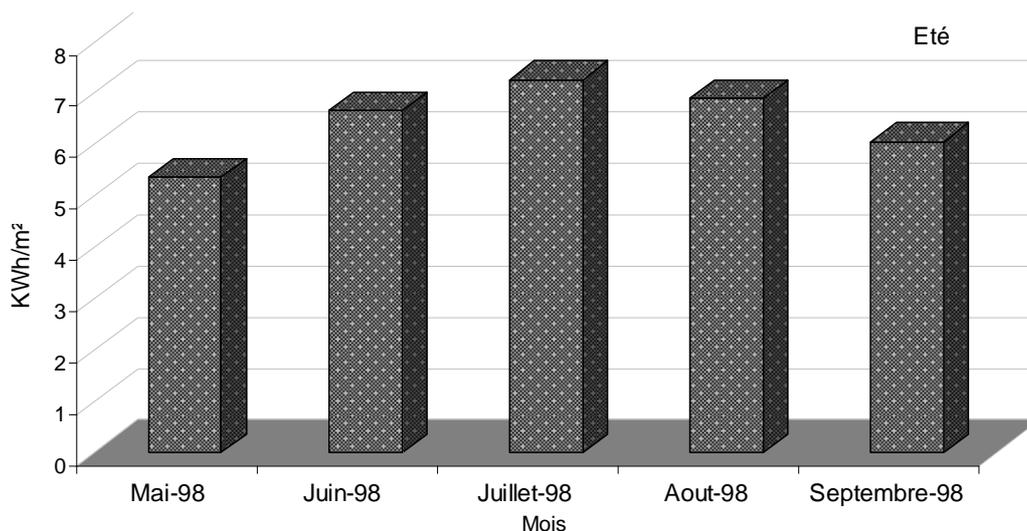


Figure 3.2. Irradiation moyenne journalière des cinq mois d'été-Moulay Lahcen-

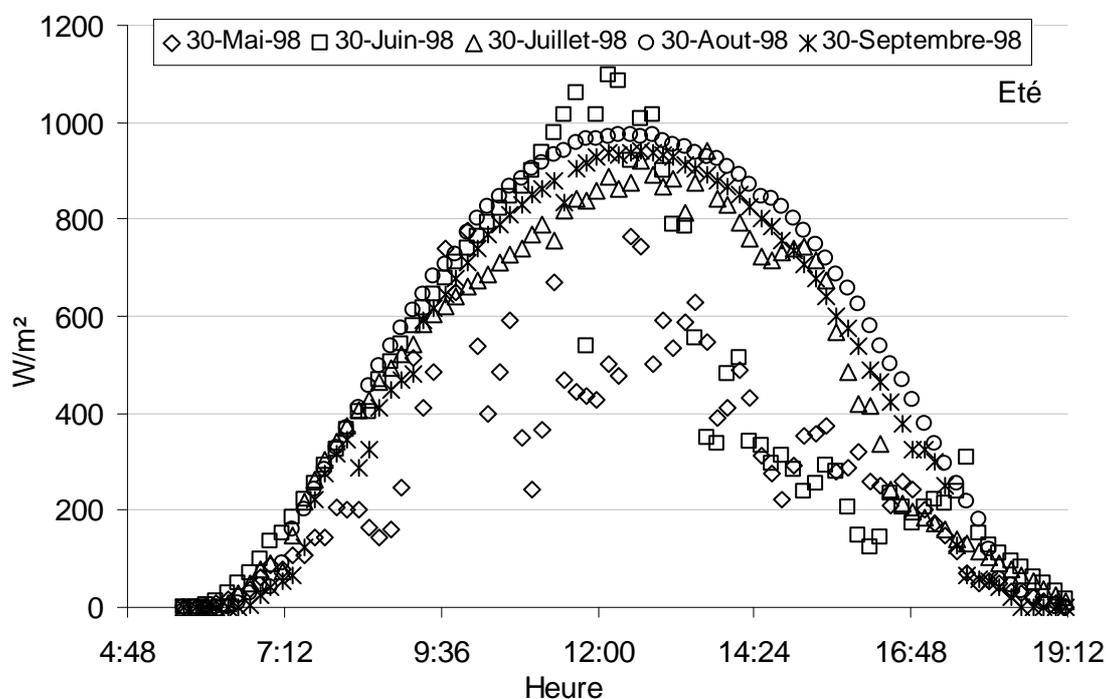


Figure 3.3. Irradiance incidente au cours des journées typiques des cinq mois d'été –Moulay Lahcen-

Mois		05/98	06/98	07/98	08/98	09/98
Irradiance W/m <sup>2</sup>	Max	1059	1096	1063	1025	1015
	Moy	754.1	952.6	893.7	931.5	872.5
Irradiation Wh/m <sup>2</sup>	Max	7730.3	8300.3	8182.2	7699.7	7383.8
	Min	2854.8	3967.3	3192.3	3475.8	3124.2

Tableau 3.1. Valeurs maximales d'irradiance (Max) et moyennes mensuelles d'irradiance mesurées à midi-solaire (Moy), extrémités Maximales et Minimales des irradiances journalières mensuelles enregistrées aux cours des cinq mois d'été.

### 3.5.1.2. TAM SONEL2

Mis à part la différence dans le nombre de mois de surveillance, l'énergie captée par le second système est moins importante que celle enregistrée dans le village de Moulay Lahcen, en raison des tendances saisonnière. Sur le plan théorique, décembre est le mois le plus défavorable de l'année, mais celui de l'année 1998 est extrêmement critique, où l'irradiation journalière a diminué jusqu'à les 800Wh/m<sup>2</sup>. Cette valeur est enregistrée au 8<sup>ème</sup> jour de ce mois, et a pour raison la présence des grandes masses nuageuses durant toute la journée ainsi qu'à la faible durée d'insolation. Contrairement à cette journée du mois de décembre, les courbes des irradiances journaliers illustrées sur la figure 3.5 montrent que les journées typiques des quatre mois d'hiver sont des journées à temps clair, mais en raison de l'augmentation de la distance terre-soleille en hiver, les irradiances incidents durant ces journées ont des niveaux plus faibles que celles d'été.

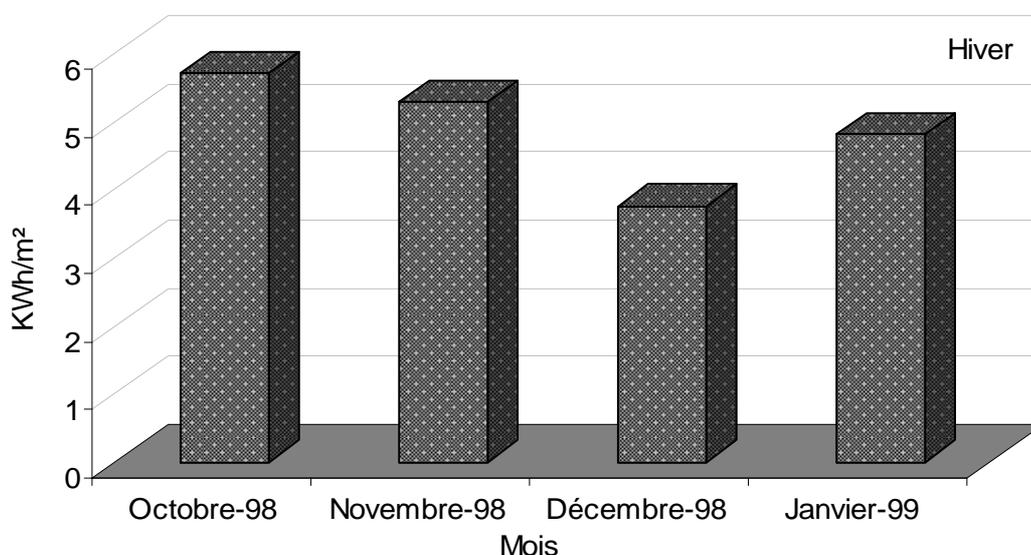


Figure 3.4. Irradiation moyenne journalière des quatre mois d'hiver-TAM-

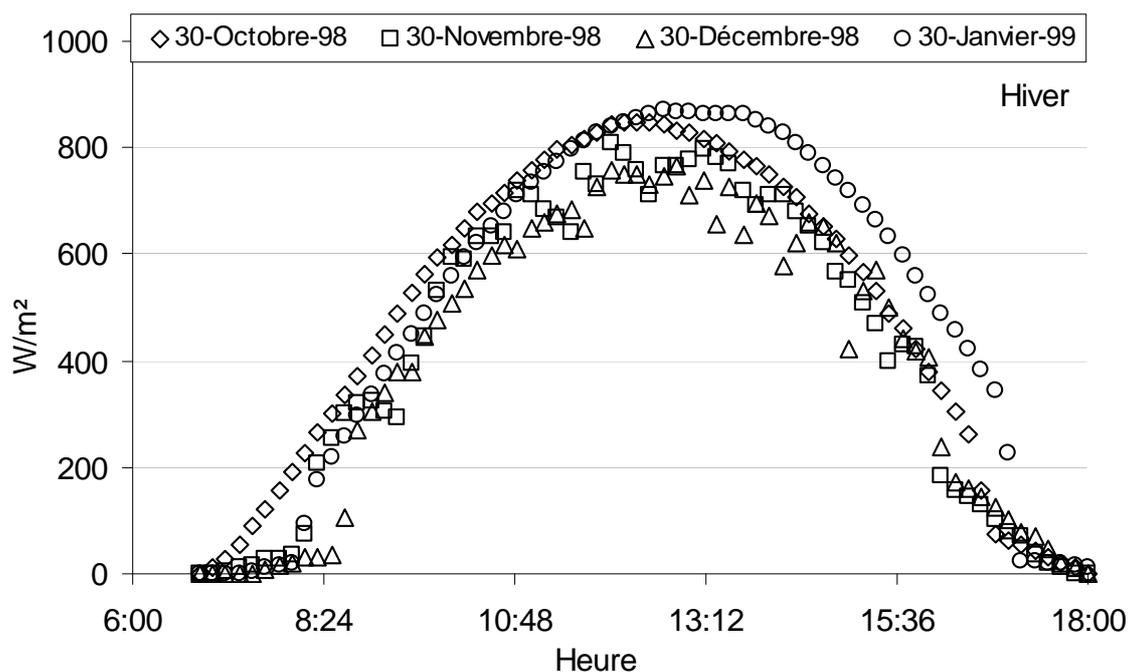


Figure 3.5. Irradiance incidente pour les journées typiques des quatre mois d'hiver -TAM-

Mois		10/98	11/98	12/98	01/99
Irradiance W/m <sup>2</sup>	Max	930	1121	884	870
	Moy	868.4	821.4	609.3	738.2
Irradiation Wh/m <sup>2</sup>	Max	6226	6103.3	4883	5684.8
	Min	4937	4232.7	719.5	1688.2

Tableau 3.2. Valeurs maximales d'irradiance (Max) et moyennes mensuelles d'irradiance mesurées à midi-solaire (Moy), extrémités Maximales et Minimales des irradiances journalières mensuelles enregistrées aux cours des quatre mois d'hiver.

### 3.5.2. Température

La température ambiante ainsi que celle des salles de batteries ont un fort impact sur le rendement du générateur, le dispositif de stockage (Batteries) et le convertisseur DC/AC. A l'exception du générateur photovoltaïque, tous les sous composants du système ont une protection contre les larges fluctuations de la température ambiante [30]. Pour cela, nous focaliserons notre attention sur l'évolution de cette température et celle des salles de batteries, ainsi que l'écart entre les deux au cours des deux périodes: Hiver et Eté.

### 3.5.2.1. Moulay Lahcen

Vu que la surveillance des données de température ambiante s'est déroulée pendant la saison d'été en ce lieu, les valeurs moyennes mensuelles enregistrées varient entre 32.4°C et 36.4°C, températures relativement élevées à ce qu'est acceptable pour les applications photovoltaïques. Le tableau 3.3 montre les valeurs moyennes, maximales et minimales des températures ambiantes enregistrées au cours des heures d'ensoleillement pour les différents mois d'été. Les moyennes enregistrées sont plus importantes d'environ 10°C de la température du STC (25°C).

Mois	05/98	06/98	07/98	08/98	09/98
Moy °C	32.4	35.5	36.4	35.5	34
Max °C	39.9	42.2	43.2	43.2	41.1
Min °C	21.3	23.6	25.9	22.9	20.4

Tableau 3.3. Valeurs moyennes, maximales et minimales des températures ambiantes-  
Moulay Lahcen-

Sur une base mensuelle, de fortes variations en température moyenne quotidienne sont observées durant la période qui s'étale du mois de mai jusqu'à mi-juin. Au-delà de cette date jusqu'à fin septembre, la température moyenne journalière se stabilise dans un intervalle de 32 à 37°C.

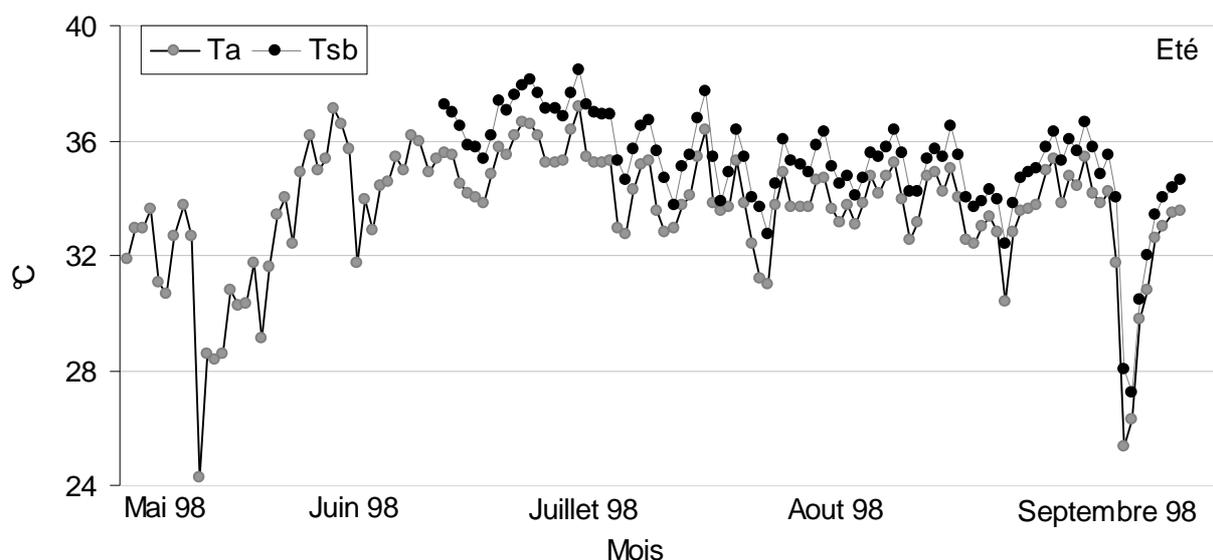


Figure 3.6. Evolution des températures moyennes journalières ambiante et en salle de batteries durant la saison d'été enregistrées sur le site de Moulay Lahcen.

La figure 3.7 montre que la température ambiante est élevée mais varie peu de 10 à 18h par rapport au reste de la journée. D'autre part, la température en salle des batteries évolue de la même façon que l'ambiante, et c'est pour cela que l'écart entre la température ambiante et celle de la cabine est presque nulle sur toute la période. On peut déduire que l'isolation de la cabine comme moyen de protection contre les hautes températures ne fonction pas convenablement durant cette période de l'année.

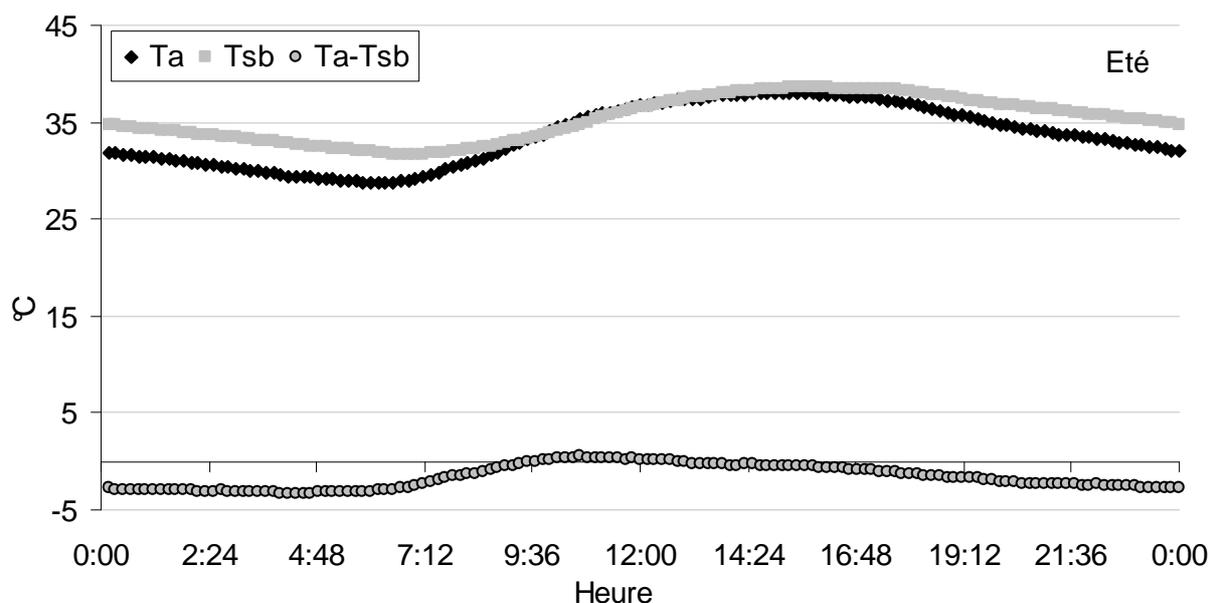


Figure 3.7. Valeurs moyennes saisonnières de la température ambiante, température en salle de batteries et l'écart entre les deux au cours des mois d'été.

### 3.5.2.2. TAM SONEL2

Les températures moyennes enregistrées au cours des quatre mois d'hiver (Tableau 3.4) ne dépassent pas les 25°C, indiquant ainsi que le climat en ce lieu est plus clément durant cette saison, et est favorable aux applications photovoltaïques. A partir de la figure 3.8, on note que cette saison peut être divisée en deux principales périodes, une relativement chaude dans laquelle l'évolution des températures moyennes quotidiennes est prévisible et présente de faibles variations (20 à 25°C). La seconde période qui débute à mi-novembre est régnée par un temps plus froid et une variation en température moyenne ambiante imprévisible dans l'intervalle de 8 à 18°C. Durant cette seconde période et contrairement à la première, la température en salle de batteries est maintenue presque constante au niveau des 20°C. En conclusion, l'isolation thermique de la cabine fonctionne très bien seulement en temps froid.

Mois	10/98	11/98	12/98	01/99
Moy °C	25.2	20.5	16.1	14.5
Max °C	34.5	31.2	26.1	24.9
Min °C	13.1	6.3	6.2	3.7

Tableau 3.4. Valeurs moyennes, maximales et minimales des températures ambiantes-

TAM-

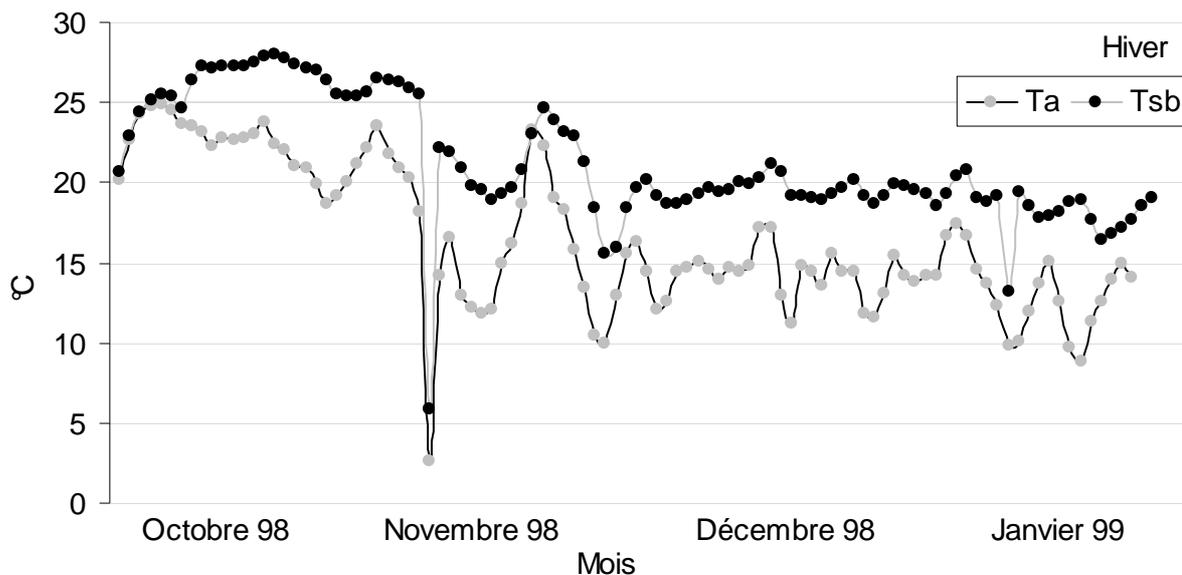


Figure 3.8. Evolution des températures moyennes journalières ambiantes et en salle de batteries durant la saison d'hiver enregistrées sur le site de TAM.

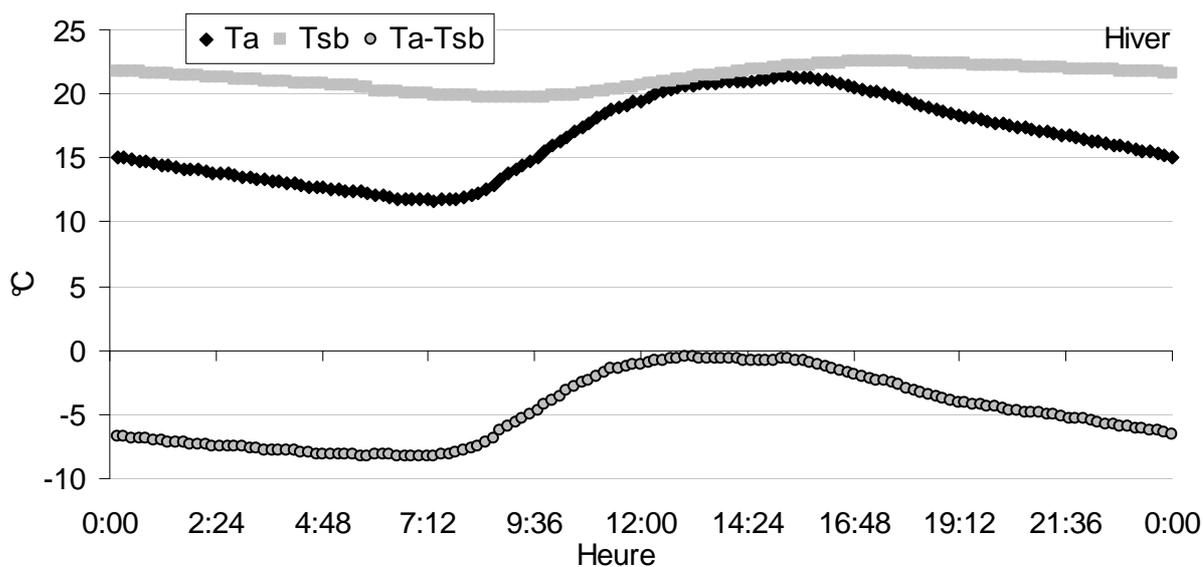


Figure 3.9. Valeurs moyennes saisonnières de la température ambiante, température en salle de batteries et l'écart entre les deux au cours des mois d'hiver.

### 3.5.3. Puissance et Energie GPV

Pendant les neuf mois de surveillance, les deux générateurs photovoltaïques installés dans les localités de Moulay Lahcen et TAM SONEL2 ont délivré sans interruption environ 4445.27kWh, ce qui constitue une énergie assez importante pour un système de 6.4kWc.

#### 3.5.3.1. Moulay Lahcen

La production du générateur au cours des cinq mois d'été est relativement importante, où nous avons enregistré une énergie d'environ 2847.70kWh. Cette production varie dans cette période, d'un minimum de 183.35kWh cumulée pendant les 13 derniers jours du mois de mai, à un maximum de 724.47kWh en mois d'aout. Cependant, sur une base moyenne journalière l'énergie délivrée par le générateur durant les mois de juillet, aout et septembre est presque stable, est de 22.24kWh, 23.37kWh et 23.76kWh respectivement. Sur la même base, la production aux mois de mai et juin est moyennement plus faible. Le mois de mai constitue le mois le plus défavorable en production durant la saison d'été avec une moyenne journalière de 13.5kWh.

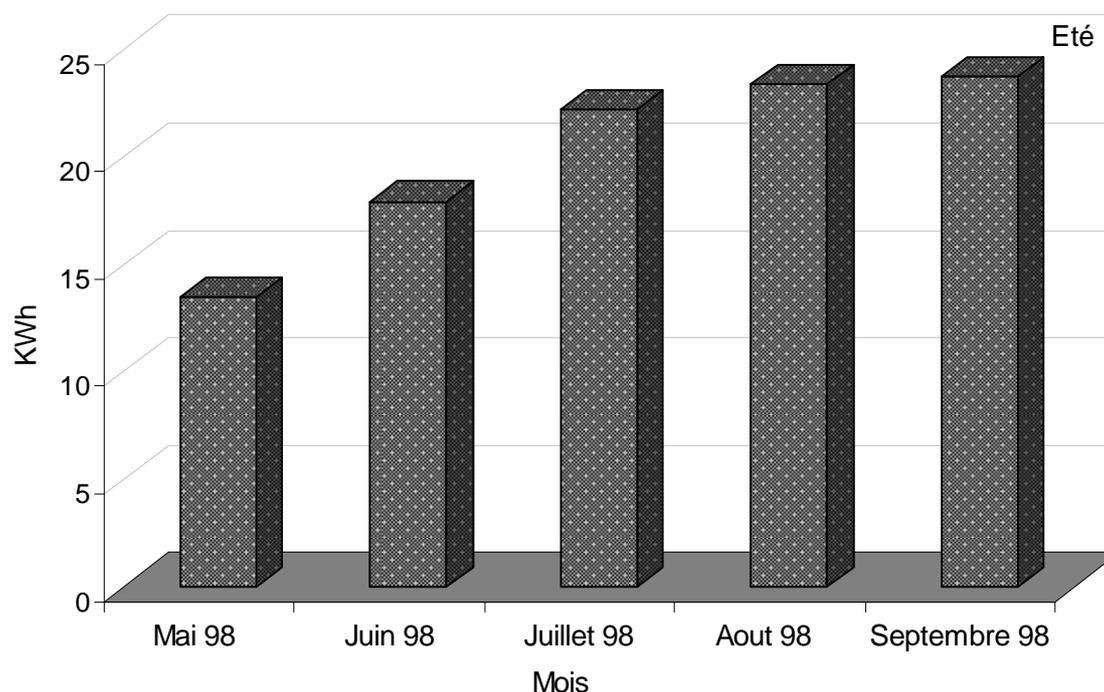


Figure 3.10. Energies moyennes journalières fournies par le GPV pendant les cinq mois d'été.

Cette tendance suit jusqu'à certain point celle de l'irradiation journalière (voir figure 3.2) où nous pouvons clairement observer l'effet des irradiances incidentes sauf au mois de septembre. Ce dernier cas est probablement dû à l'accroissement de la consommation des

habitants, ce qui a influencé sur l'état de charge des batteries et par conséquent le point de fonctionnement du générateur.

Sur la figure 3.11 apparaît la variation des puissances délivrées par le générateur en fonction des irradiances incidentes durant chacun des mois d'été séparément. Ces variations suivent une forme linéaire selon deux pentes différentes. Ce phénomène est dû à la technique de régulation utilisée, et est observé dans tous les mois de cette saison. La variation de puissance est strictement proportionnelle aux éclairagements incidents sauf pour ceux qui sont les plus élevés de la journée.

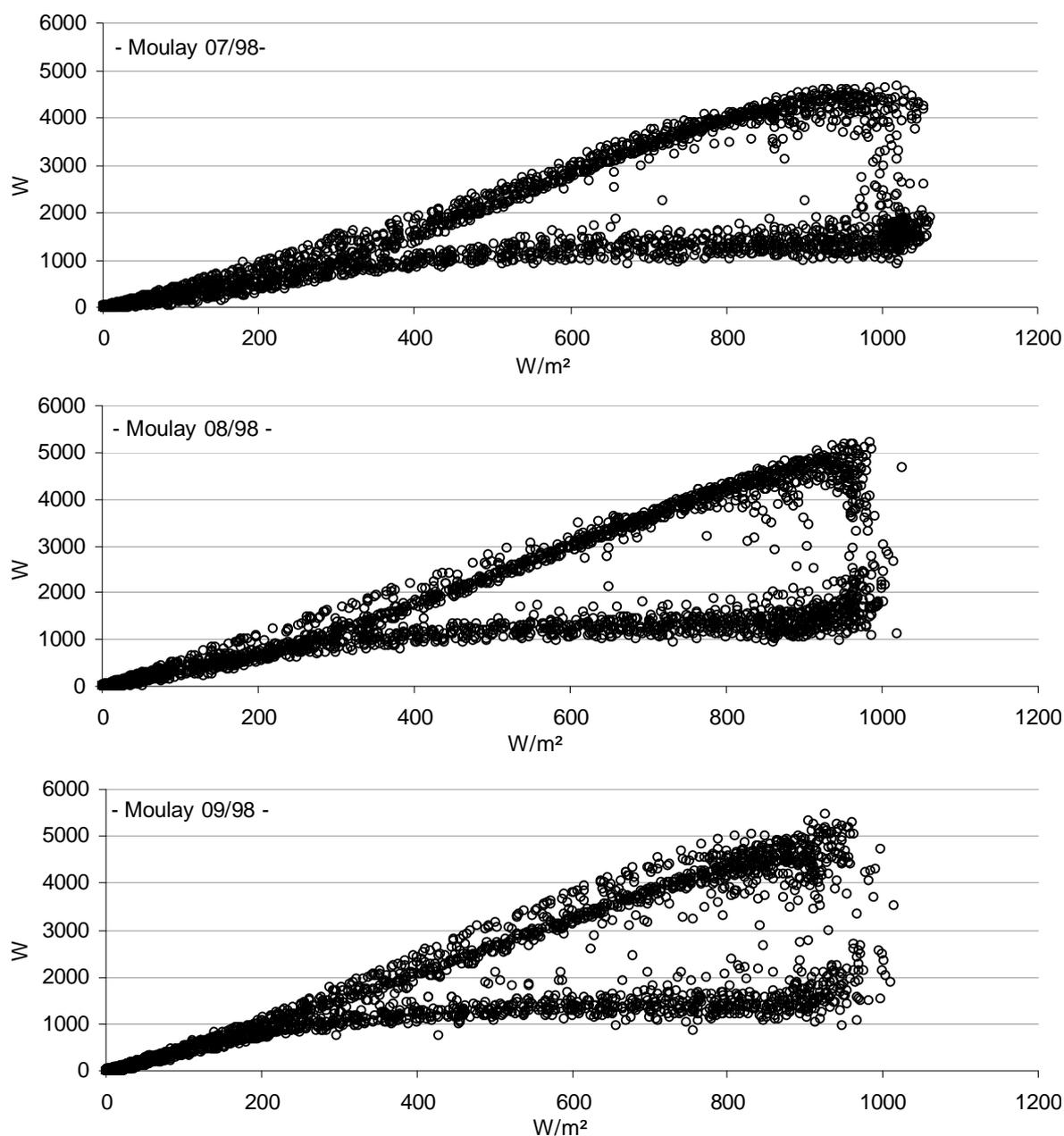


Figure 3.11. Variation de la puissance délivrée par le générateur photovoltaïque en fonction des irradiances incidentes au cours des mois d'été.

Cette exception est principalement due à l'augmentation de la tension des batteries et à l'effet nuisible de la température où nous pouvons constater que la période du pic des irradiances solaires coïncide exactement avec celle des températures au cours d'une journée à ciel clair, ce qui est le cas dans la quasi-totalité de la saison d'été.

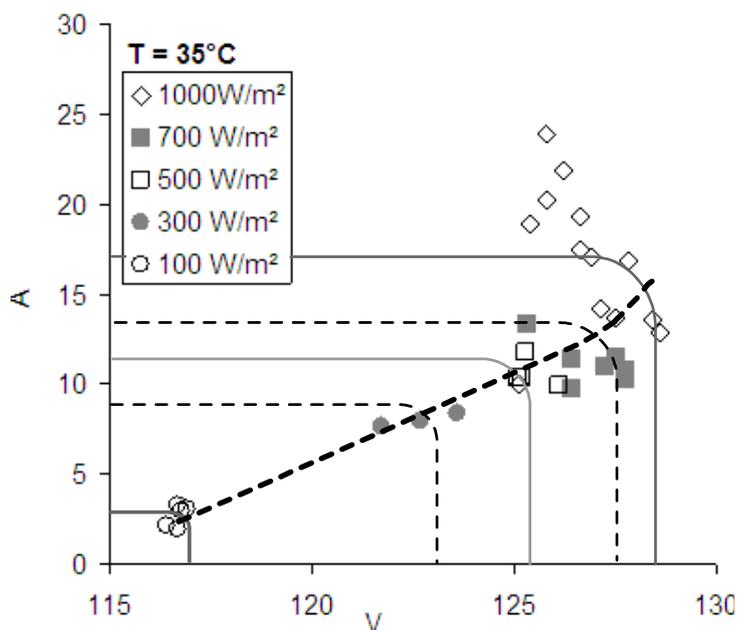


Figure 3.12. Variation du point de fonctionnement générateur avec les irradiances incidentes soumise à la condition de température de 35°C - Moulay Lahcen -.

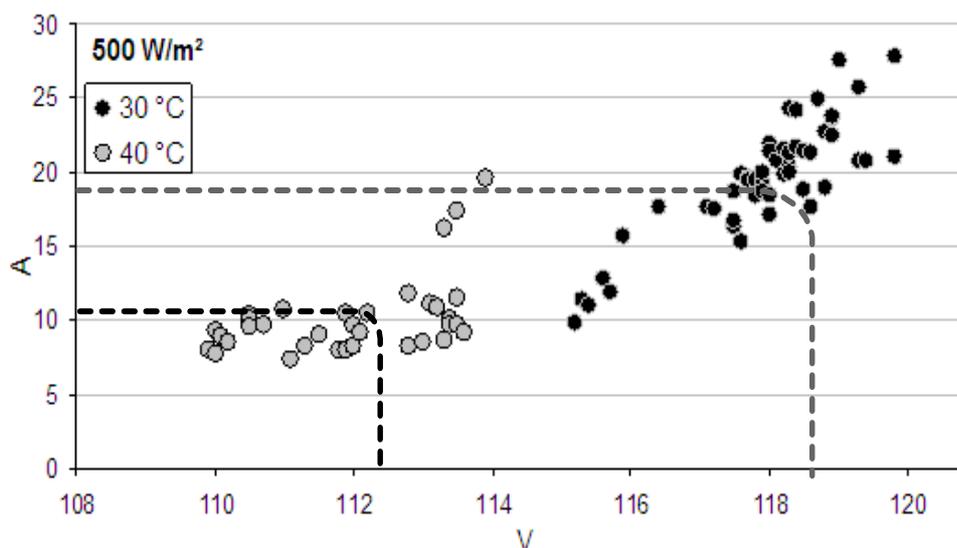


Figure 3.13. Variation du point de fonctionnement générateur avec la température ambiante soumise à une irradiance de 500 W/m<sup>2</sup> - Moulay Lahcen -.

Sur la figure 3.12 apparaît pour chaque niveau d'irradiance un nuage de point de fonctionnement propre au générateur, l'emplacement de ces nuages varie globalement d'une manière linéaire, c'est l'effet des éclaircissements sur la variation du point de fonctionnement du

générateur, et ainsi nous pouvant en déduire que ce générateur réagit conformément à la théorie vis-à-vis la variation d'irradiance.

L'effet de la température sur la position du point de fonctionnement du générateur est illustré par la figure 3.13. Il est clair que pour une irradiance donnée, la gamme de tension dans laquelle le générateur opère diffère selon que les conditions de température changent.

### 3.5.3.2. TAM SONEL2

Durant les quatre mois d'hiver le générateur photovoltaïque a délivré plus de 1597.6kWh, énergie considérable pour une telle saison. La production moyenne journalière s'est stabilisée au seuil des 20kWh, sauf au mois de décembre. Ce dernier a reconnu une légère chute de production, où l'énergie moyenne cumulée durant une journée de ce mois est d'environ 18 kWh. Les conditions météorologiques défavorables ainsi que la faible durée d'insolation journalière sont les principaux facteurs qui ont causé cette fluctuation.

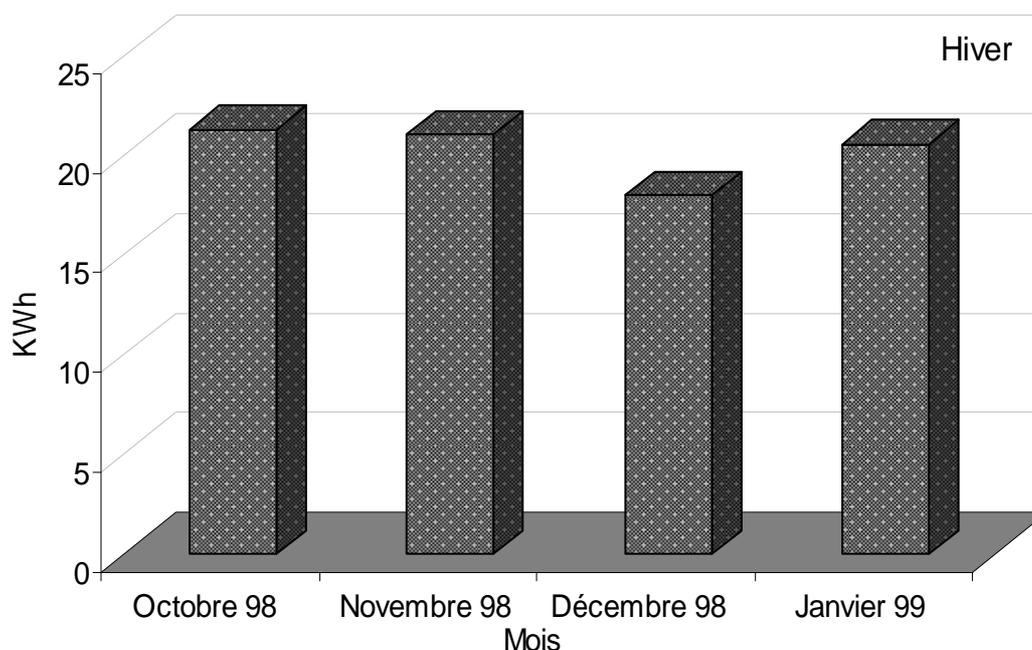


Figure 3.14. Energie moyenne journalière fournie par le GPV pendant les mois d'hiver.

A propos des variations de puissance fournies par le générateur par rapport aux irradiances incidentes durant la saison hivernale, la figure 3.15 montre que le comportement du sous système de régulation vis-à-vis l'état de charge des batteries d'une manière générale est le même que celui observé au système installé au village de Moulay Lahcen, une variation linéaire en deux pentes différentes. Nous pouvons remarquer sur cette figure le positionnement particulier de la majeure partie des points de puissance correspondant aux irradiances élevés sur la seconde droite la moins inclinée. Nous déduisons que la régulation

par déconnexion du 8<sup>ème</sup> module de chaque branche s'active au moment où les irradiances incidentes atteignent la barre des  $700\text{W/m}^2$ , et qu'à cet instant là de la journée l'état de charge des batteries est suffisamment élevé.

L'effet de l'irradiance sur le point de fonctionnement du générateur ainsi que celle de la température est encore illustré sur les figures 3.16 et 3.17 pour ce second système. Le nuage des points se déplace verticalement ou horizontalement selon l'effet imposé.

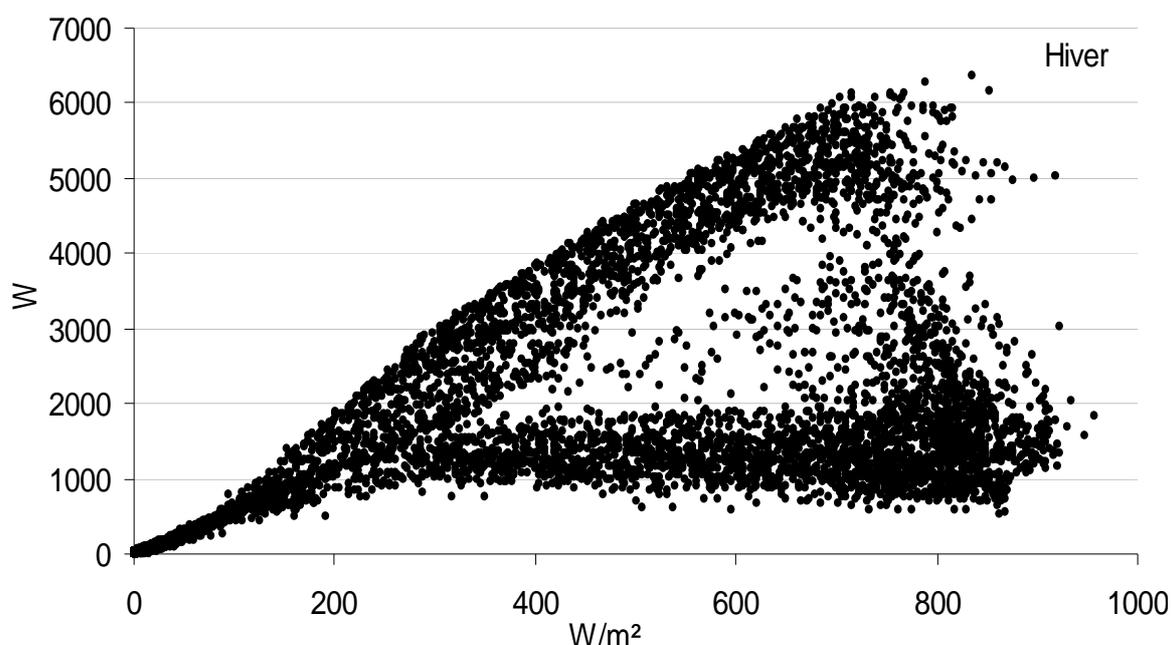


Figure 3.15. Variation de la puissance délivrée par le générateur photovoltaïque en fonction des irradiances incidentes au cours des mois d'hiver.

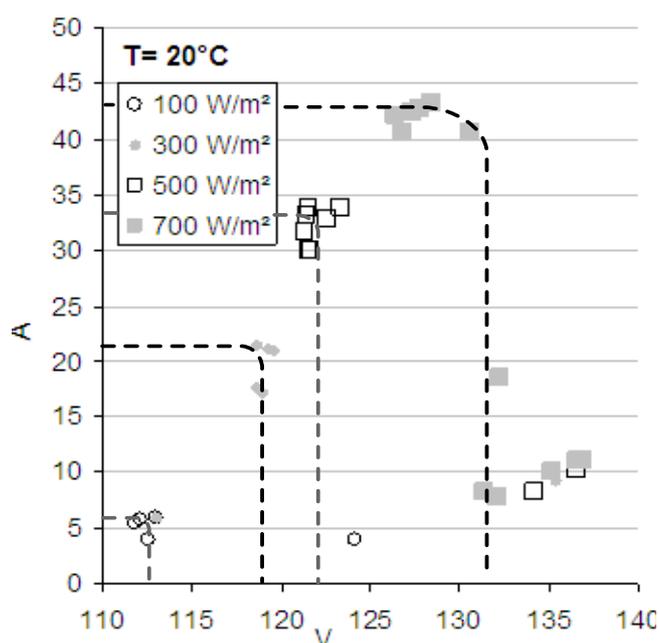


Figure 3.16. Variation du point de fonctionnement générateur avec les irradiances incidentes soumise à la condition de température de  $20^{\circ}\text{C}$  – TAM Hiver -.

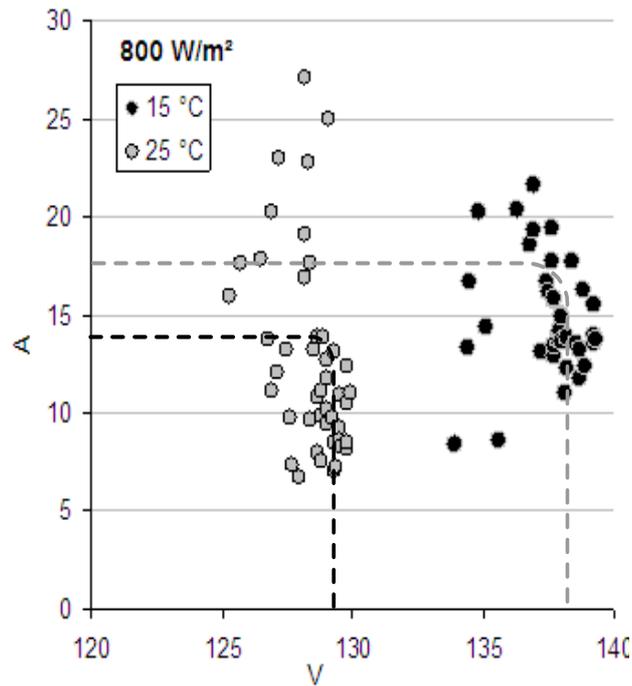


Figure 3.17. Variation du point de fonctionnement générateur avec la température ambiante soumise à une irradiance de  $800 \text{ W/m}^2$  - TAM Hiver -.

### 3.5.4. Régulation

#### 3.5.4.1. Moulay Lahcen

L'effet de la régulation est analysé à travers les données de 5 journées typiques. La figure 3.18 présente la variation des puissances délivrées par le générateur au cours de ces journées types des cinq mois de surveillance. Le mécanisme de régulation consiste à déconnecter un des modules du générateur sur chaque branche une fois que les batteries sont presque chargées, ce qui cause la chute instantanée de la puissance. Ce phénomène est visible sur toutes les courbes de puissance.

D'autre part, la durée nécessaire pour la charge des batteries est fortement liée aux irradiances incidentes. Pour cela, et au cours des journées les plus éclairées la régulation par déconnexion est activée assez tôt dans la matinée. Le module isolé auparavant est reconnecté une fois que le dispositif de stockage commence à assurer une partie de la consommation. Globalement, cette réaction est observée en fin de journée où la consommation s'accroît et l'irradiance diminue. Cependant, la déconnexion des modules dans une journée faiblement éclairées est faite à un moment trop tard de la journée, et parfois n'est jamais atteint.

La régulation par connexion-déconnexion (autorégulation) a un impact direct sur la caractéristique I-V du générateur, et par conséquent son point de fonctionnement. Lors de la première déconnexion au cours d'une journée, la caractéristique I-V entraîne une diminution

de la puissance nominale du générateur de 6.4kWc à 5.6kWc) ceci engendre une diminution instantanée du courant générateur et à un degré moindre sa tension qui est fortement liée à celle des batteries.

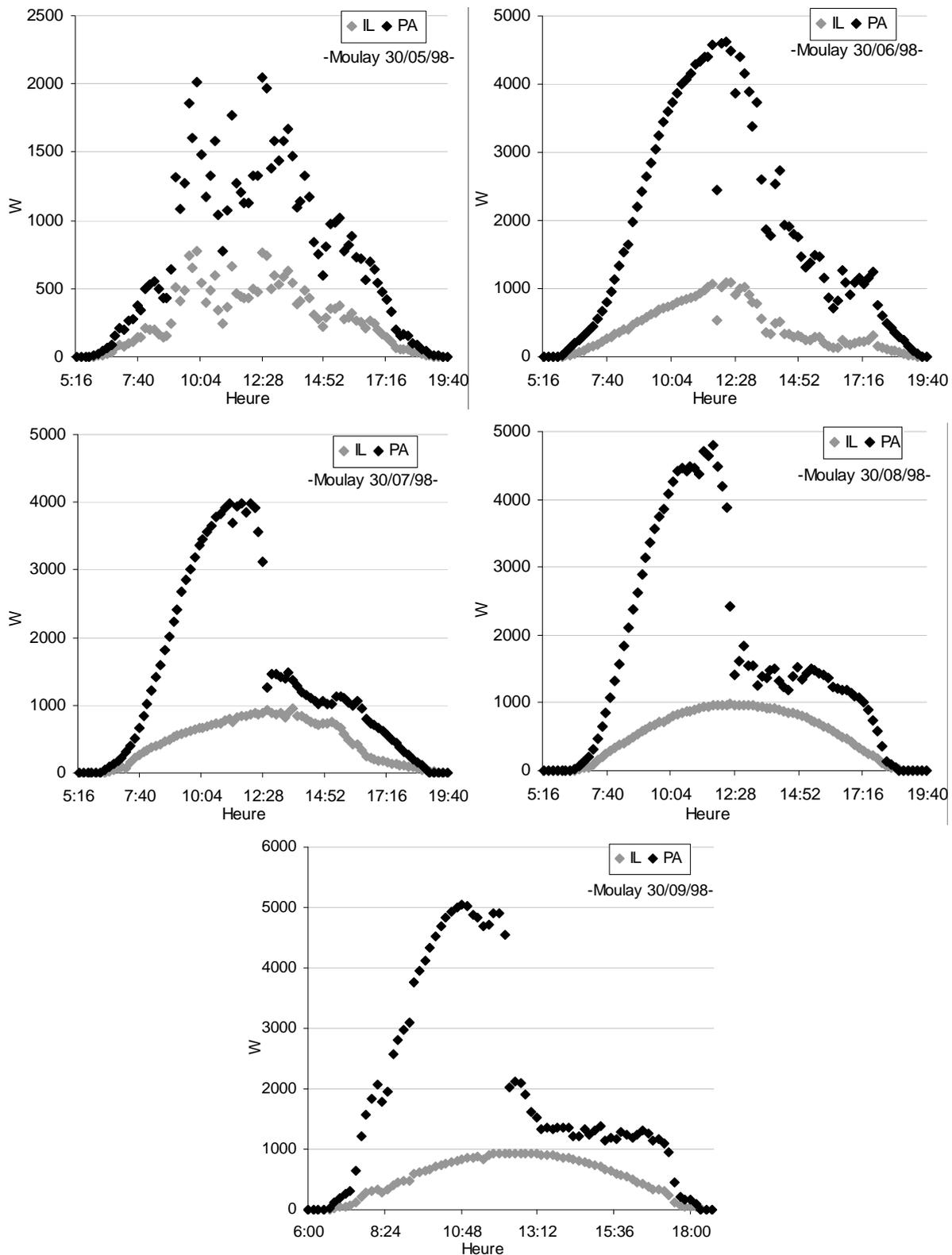


Figure 3.18. Variation de la puissance du générateur au cours des heures d'ensoleillement des cinq jours types des mois d'été.

Sachant que ce phénomène se produit dans la majorité des cas dans la matinée, et par l'effet de l'irradiance le courant reprend sa progression mais avec une pente moins importante que la première, du même pour la tension. Dans le cas opposé, c'est-à-dire lorsque cette déconnexion se produira en fin de journée, la diminution du courant générateur en raison de la restriction des irradiances est accompagnée par l'augmentation de la tension du générateur encore imposée par la batterie, ce qui crée une sorte de stabilisation dans la puissance générée et ce phénomène est clairement visible sur la courbe de puissance du 30/09/98.

### 3.5.4.2. TAM SONEL2

Malgré la diminution significative des éclaircissements incidents pendant la saison hivernale, le générateur délivre des niveaux très appréciables de puissance. Cet équilibre est gardé grâce à la diminution considérable de la température ambiante par rapport à celle observée aux mois d'été.

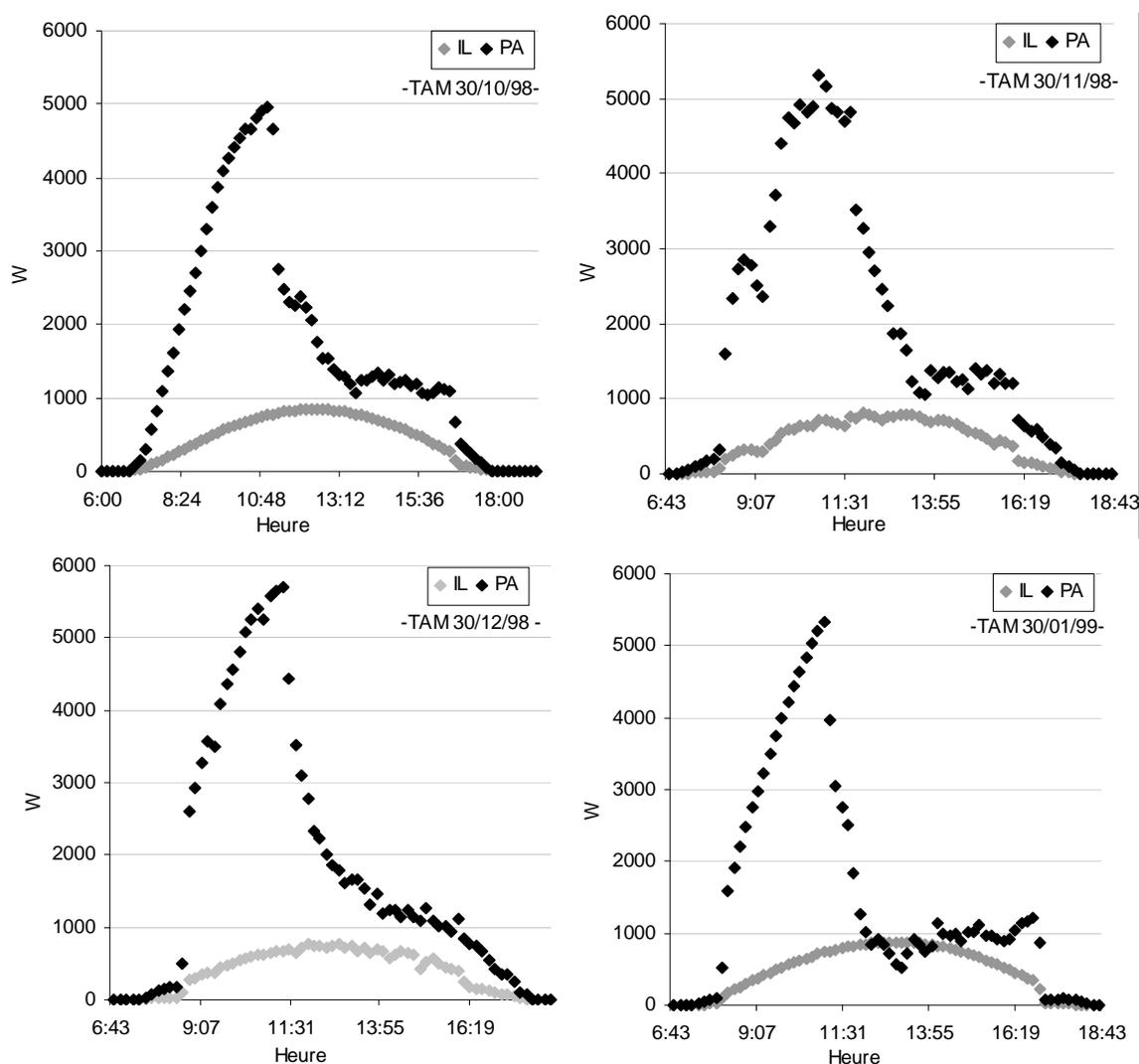


Figure 3.19. Variation de la puissance du générateur au cours des heures d'ensoleillement des quatre jours types des mois d'hiver.

La figure 3.19 montre le profil de la puissance délivrée par le générateur au cours des heures d'ensoleillement. Cette puissance augmente proportionnellement avec l'irradiance incidente jusqu'à l'instant où l'autorégulation intervient, à ce moment-là, la puissance chute partiellement pour se stabiliser autour de 1200W durant presque tout le reste de la journée. Cette stabilisation se produit au moment où l'irradiance est en diminution, et par conséquent il y a une baisse graduelle du courant. La diminution régulière de la température ambiante durant la période de l'après midi est l'élément d'équilibre dans cette balance du fait qu'elle cause une légère augmentation dans la tension du générateur.

### 3.5.5. Convertisseur DC/AC

Les sous systèmes de conversion continu/alternatif installés sur les deux sites ont la particularité d'avoir la partie électronique de puissance et l'autre de commande physiquement séparées. Cette configuration est adoptée dans le but de diminuer l'effet désagréable des températures élevées sur le rendement de ce dispositif.

#### 3.5.5.1. Moulay Lahcen

Comme le montre le tableau 3.5, le rendement maximal du convertisseur DC/AC au cours de cette saison d'été est de 93.1% observé au mois de Mai, alors qu'en moyenne mensuelle ce mois détient la mauvaise valeur. Les rendements moyens mensuels enregistrés au cours des mois de juillet, août et septembre sont trop voisins. Nous avons observé aussi des rendements nuls durant cette saison dus au trop faible et annulation de la consommation des utilisateurs.

Mois	05/98	06/98	07/98	08/98	09/98
Max	93.1	93.0	90.6	90.5	91.5
Moy	67	72.03	74.3	74.8	74.7
Min	0	0	35.3	56.8	63.5

Tableau 3.5. Valeurs maximales, moyennes et minimales mensuelles du rendement de l'onduleur enregistrées durant la saison d'été.

Le rendement de l'onduleur est représenté en fonction de la fraction de charge sur la figure 3.20 (d'après les enregistrements des cinq mois d'été). Cette courbe montre que ce rendement chute de façon spectaculaire lorsque la fraction de charge est en dessous de 0.2 (ce qui correspond à une puissance de sortie d'environ 1200W). A fractions de charges élevées de 0.3 et plus (puissance importante plus de 1700W), le rendement de cet onduleur dépasse

largement le seuil exigé dans le cahier de charge et se stabilise au niveau des 90%, quoique théoriquement il devra les dépasser dès que la fraction de charge atteint les 0.2. Cette imperfection peut être attribuée à l'effet nuisible de la température ainsi que le choix des composants électroniques de l'onduleur.

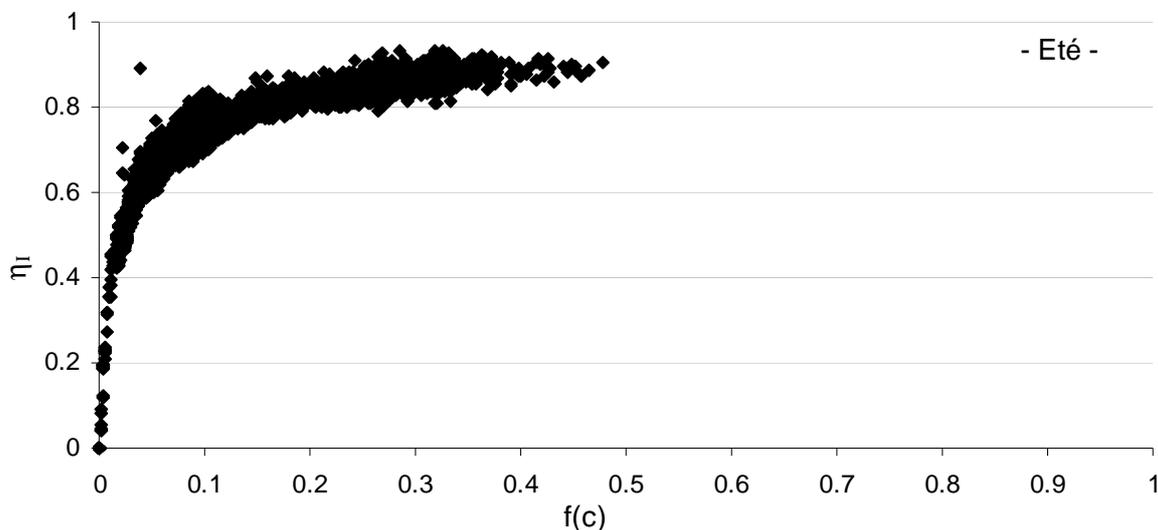


Figure 3.20. Variation du rendement du convertisseur en fonction de la fraction de charge.

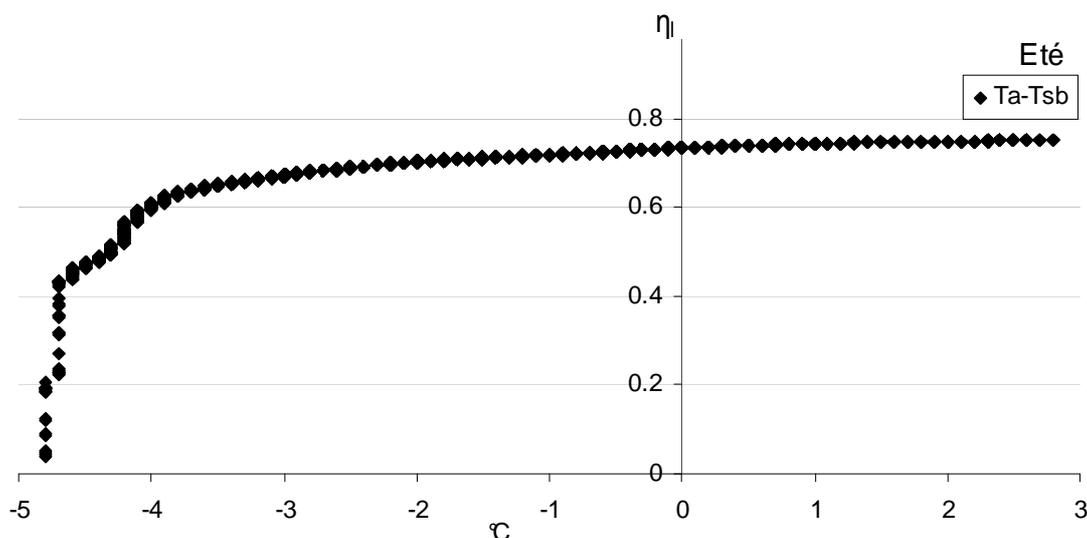


Figure 3.21. Influence de la température en salles de batteries Tsb sur le rendement moyen de l'onduleur.

Cette explication peut être confirmée par la courbe de variation du rendement de l'onduleur en fonction de l'écart de température ambiante et de température en salle de batteries (figure 3.21), où nous constatons que le rendement diminue linéairement avec l'augmentation excessive de la température en salle de batteries jusqu'à ce que cet écart dépasse les 4°C, à ce moment-là le rendement chute dramatiquement.

Il est à noter que la fraction de charge se limite au niveau de 0.5 en raison de la faible et moyenne consommation des utilisateurs. Ce comportement des habitants révèle leur discipline de consommation et prouve l'efficacité du système limiteur de puissance.

### 3.5.5.2 TAM SONEL2

De même pour l'onduleur installé sur ce second site, son fonctionnement pour des fractions de charges de moins de 0.25 (ce qui correspond à une puissance de sortie d'environ 1500W) permet d'obtenir un rendement de conversion en dessous de 85%. Cette situation est très courante durant cette saison. Au-delà d'une fraction de charge de 0.25 et plus le rendement du convertisseur se stabilise au niveau des 85%. Néanmoins nous observons aussi que la puissance disponible n'est pas totalement utilisée ou exploitée.

Globalement, nous avons observé un meilleur fonctionnement de ce sous système de conversion au mois d'octobre. Les valeurs moyennes mensuelles enregistrées durant les autres mois de cette saison ont connu une chute significative. Ainsi, le rendement de cet onduleur n'a pas pu franchir la barrière des 90% qu'une seule fois sur toute la saison.

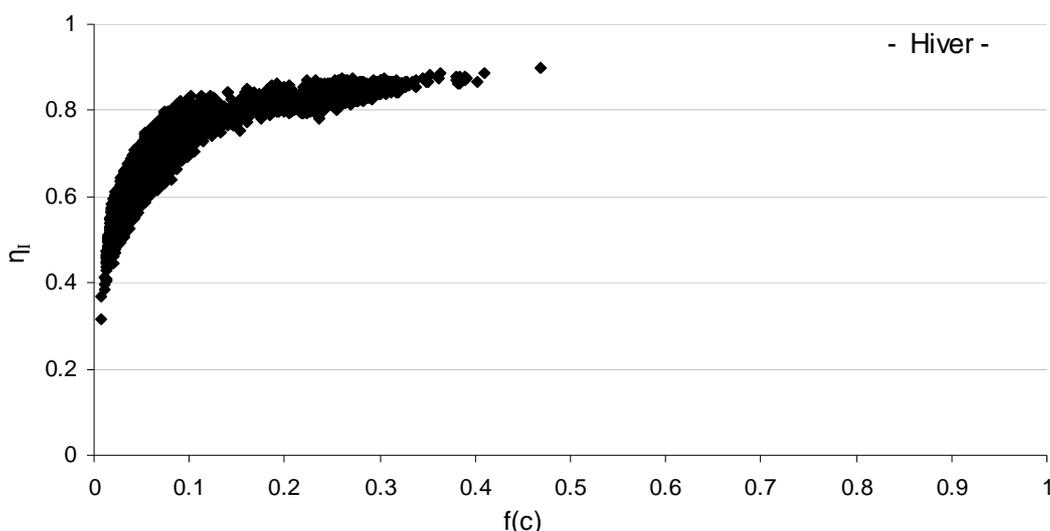


Figure 3.22. Variation du rendement du convertisseur en fonction de la fraction de charge.

Mois	10/98	11/98	12/98	01/99
Max	88.5	88.1	88.6	90.0
Moy	71.8	67.3	66.0	66.5
Min	55.3	44.5	31.6	40.9

Tableau 3.6. Valeurs maximales, moyennes et minimales mensuelles du rendement de l'onduleur enregistrées au cours de la saison d'hiver.

Le point positif observé dans cette période de l'année c'est qu'il n'y a pas eu de trop faibles rendements, cela est attribué à la progression de la consommation des habitants.

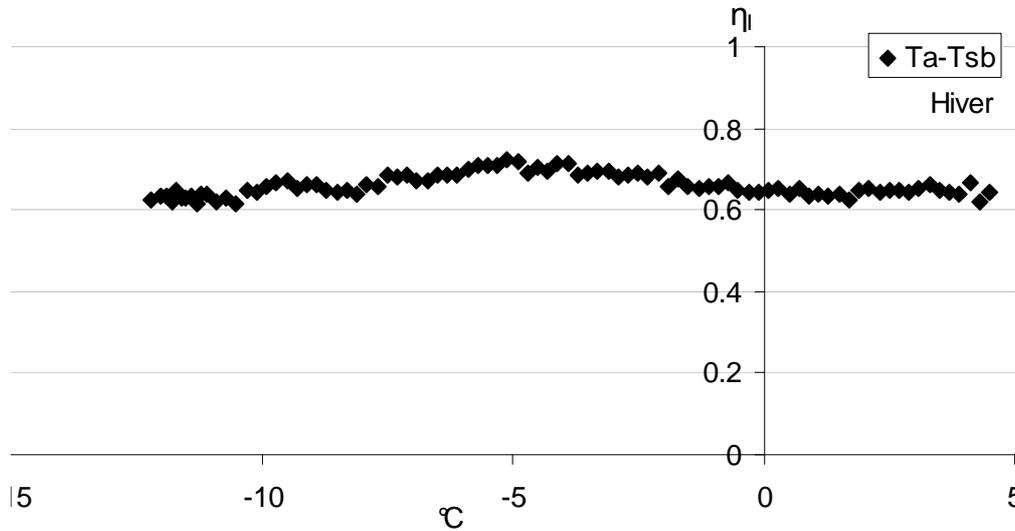


Figure 3.23. Influence de la température  $T_a$ ,  $T_{sb}$  sur le rendement moyen de l'onduleur.

La figure 3.23 montre que le fonctionnement de l'onduleur est moins affecté par la variation des températures à l'intérieur des cabines sauf qu'il est le plus important lorsque l'écart de température est dans un intervalle de  $-8$  à  $-2$ °C ce qui correspond à une moyenne de température en salle de batteries de  $20$ °C. Dans ce cas, nous pouvons déduire que la température idéale pour un fonctionnement optimal de l'onduleur est dans les alentours des  $20$ °C.

### 3.5.6. Bilan énergétique

Dans cette section, nous allons analyser et discuter les performances des deux systèmes du point de vue énergétique. A cet effet, nous établirons un bilan énergétique qui nous permet de calculer les rendements énergétiques des différents sous composants du système, la productivité du système photovoltaïque et surtout de détecter les anomalies de fonctionnement. Ainsi, les diverses quantités d'énergie transitant par les différents sous composants du système seront calculées et discutées. Ces quantités sont: au niveau générateur ( $E_A$ ), batteries en entrée et en sortie ( $E_{SI}$  et  $E_{SO}$ ), entrée du convertisseur DC/AC ( $E_H$ ) et en sortie du système ( $E_L$ ).

#### 3.5.6.1. Moulay Lahcen

Le bilan énergétique mensuel de cette saison présente de faible dispersion, surtout entre les mois de juillet, août et septembre. Mai est visiblement depuis la figure 3.24, le mois le plus défavorable de la saison, précédé par le mois de juin en matière d'énergie disponible à

chaque point de mesure. Quantitativement parlant et pour des valeurs moyennes journalières, l'énergie à la sortie du système (convertisseur DC/AC) et envoyée vers l'utilisateur varie de 10.9 à 16.9 kWh, alors que celle à l'entrée du convertisseur est de 14.8 à 22.04 kWh. D'une première vue, nous pouvons observer la chute dramatique d'énergie au niveau de cette dernière phase de conversion causée par la dégradation des performances de l'onduleur. Le niveau relativement faible des quantités d'énergies en moyennes journalières enregistrées aux mois de mai et juin est dû principalement aux faibles consommations qui agit indirectement sur le fonctionnement du générateur et à un degré moindre aux irradiances incidentes sur toute la longueur de ces deux mois.

En ce qui concerne la quantité d'énergie destinée au stockage par rapport à celle qui provient de ce dispositif, théoriquement la première est censée à être supérieure à la deuxième, ce qui est le cas sur le plan pratique sauf au mois de mai. Cette anomalie est engendrée par le fait que les batteries ont été initialement chargées, cela est évident surtout lorsque nous constatons que l'énergie à l'entrée du convertisseur est supérieure à celle fournie par le générateur PV.

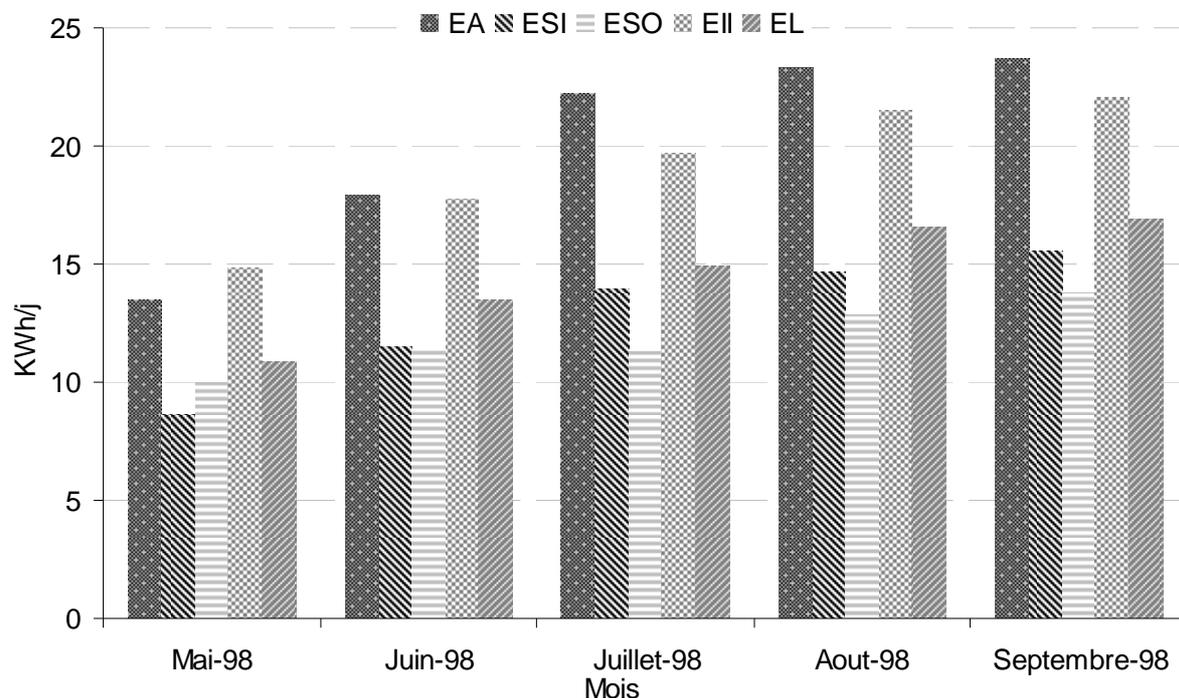


Figure 3.24. Energies mesurées en différents points du système et enregistrées durant les cinq mois d'été en valeurs moyennes journalières.

D'une manière générale, l'énergie fournie par le générateur augmente d'une façon linéaire durant les trois premiers mois de la saison pour se stabiliser à un seuil de 23 kWh. Cette variation est fortement dépendante des quantités d'énergies incidentes sur le plan du champ

photovoltaïque ainsi qu'à la température ambiante et l'état de charge des batteries. Le tableau 3.7 présente les différentes quantités d'énergies prélevées aux niveaux des différents points du système solaire en valeurs moyennes journalières mensuelles.

Mois Energie kWh	05/98	06/98	07/98	08/98	09/98
$E_A$	13.5	17.9	22.2	23.4	23.8
$E_{SI}$	8.6	11.5	13.9	14.7	15.5
$E_{SO}$	10.0	11.3	11.3	12.8	13.8
$E_{II}$	14.8	17.8	19.6	21.5	22.0
$E_L$	10.9	13.5	14.9	16.6	16.9

Tableau 3.7. Bilan énergétique des cinq mois d'été.

Les rendements globaux de l'installation sont relativement faibles et varient d'un maximum de 4.6% observé au mois de septembre à un minimum de 3.2% enregistré au mois de mai.

### 3.5.6.2. TAM SONEL2

Les histogrammes de la figure 3.25 illustrent la variation du bilan énergétique mensuel propre au système installé au site dénommé TAM SONEL2 au cours de la saison d'hiver. Visiblement, cette variation est trop étroite et prend la même tendance, sauf au mois de décembre qui présente une légère dispersion. Ceci est principalement dû à la baisse du niveau de l'énergie journalière incidente, ce qui se répercute directement sur les autres éléments du bilan. A vrai dire, en dehors du mois de décembre, le sous système générateur a délivré en moyenne journalière une quantité d'énergie qui dépasse les 20kWh. Dans ces conditions, l'installation a fourni aux utilisateurs en moyenne journalière une quantité d'énergie qui varie entre 10.7 et 14.2 kWh. Pour le stockage, le flux énergétique à l'entrée et à la sortie des batteries est confiné dans les intervalles de 15.4 à 16.8kWh et 11.2 à 13.2kWh, respectivement. Et finalement, le convertisseur DC/AC a reçu en moyenne journalière des quantités d'énergie qui varient entre 14.8 et 18.7kWh.

Mois Energie kWh	10/98	11/98	12/98	01/99
$E_A$	21.3	21.1	18.0	20.6
$E_{SI}$	15.8	16.4	14.5	16.8
$E_{SO}$	13.2	12.4	11.2	12.2
$E_{II}$	18.7	17.1	14.8	16.0
$E_L$	14.2	12.5	10.7	11.7

Tableau 3.8. Bilan énergétique des quatre mois d'hiver.

Les rendements globaux de l'installation sont légèrement mieux que ceux observés à la première installation et varient d'un maximum de 4.7% observé au mois de décembre à un minimum de 3.9% enregistré au mois de novembre.

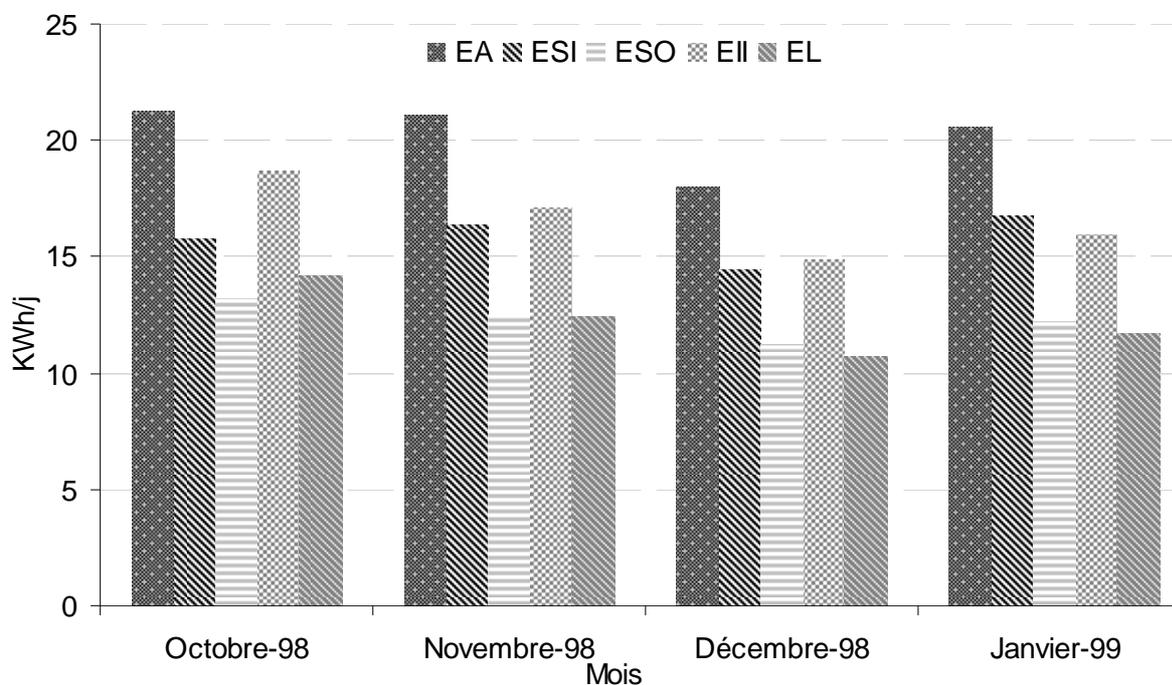


Figure 3.25. Energies mesurées en différents points du système et enregistrées durant les quatre mois d'hiver en valeurs moyennes journalière.

### 3.5.7. Indices de Mérites

Dans une phase finale, nous présenterons ci après une analyse des données d'enregistrement par le biais des indices de Mérites [36]. Deux types d'indices seront abordés dans cette étude, des indices de performances normalisés tels que les capacités et les pertes énergétiques normalisés à la puissance nominale  $p_0$  du champ photovoltaïque ( $Y_A, Y_f, L_C, L_S$ ) et d'autres indices en rapport avec les paramètres précédents tels que  $PR, MF, \eta_{syst}$ .

#### 3.5.7.1. Moulay Lahcen

Sur la figure 3.26 nous avons représenté les valeurs moyennes journalières mensuelles de ces indices de performances propres au système installé au village de Moulay Lahcen. La capacité de référence  $Y_r$ , représente l'équivalence de l'énergie journalière incidente en nombre d'heures durant lesquelles le système générateur est capable de recevoir une irradiance de  $1\text{kW/m}^2$ . Cet indice varie d'un maximum de  $7.26\text{h/j}$  enregistrée au mois de

juillet à un minimum de 5.35 h/j observée au mois de mai, indiquant ainsi que le rayonnement solaire est assez important dans cette zone et durant cette période de l'année. D'autre part, La capacité du générateur  $Y_A$  constitue le nombre d'heures par jour dont le sous système générateur aura besoin pour fournir l'énergie quotidiennement cumulée on opérant avec sa puissance nominale (dans ce cas 6.4kWc). Durant les cinq mois de surveillance, cet indice a pris des valeurs dont les extrêmes allant de 2.11 à 3.71 h/j. L'écart entre les deux indices précédents est appelé perte du générateur  $L_C$ , et de même ce paramètre est quantifié en nombre d'heures énergétiques perdus par jour. Ces pertes au niveau du générateur sont maximales au mois de juin avec 3.86h/j, et minimales au mois de septembre 2.34h/j. Le rapport entre la capacité de référence et la capacité du générateur est connu sous le nom du facteur de production  $PF$ , et contrairement à l'indice  $L_C$  celui-là exprime la part des heures transférées exprimées en pourcentage. Dans l'ensemble, la productivité du générateur est légèrement en dessous de la moyenne en raison des pertes causées par de multiples facteurs comme la température et la technique de régulation adoptée. D'autres pertes vont influencer le rendement du système photovoltaïque en question, appelées pertes du système PV  $L_S$  et se produisent au niveau du dispositif de stockage et de conversion DC/AC. Cette partie du système cause moins de pertes que le capteur avec des valeurs journalières perdues allant de 0.56 à 0.79h/j. En conséquence, le rendement de cette partie du système  $\eta_{\text{sys}}$  est moyennement acceptable, et est légèrement en dessous de 80%. La capacité finale  $Y_f$ , est le nombre d'heures dont le système photovoltaïque aura besoin quotidiennement pour cumuler la totalité d'énergie journalière fournie à l'utilisateur on opérant avec sa puissance nominale. Cet indice prend des valeurs moyennes journalières dans l'intervalle de 1.55 à 2.92 h/j.

Le rendement global ou rapport de performance  $PR$  de l'ensemble du système présente de fortes variations mensuelles où nous avons observé un seuil minimal relativement faible de 29% au mois de mai, et un autre maximal de 48% au mois de septembre. Ces rendements restent dans l'ensemble en dessous de la moyenne. Le facteur d'adaptation  $MF$  semble le plus souvent égal au rapport de performance  $PR$ , cela est fortement dépendant d'un indice de performance nommé fraction du générateur  $F_A$  qui prend dans ce cas la valeur 1 ou 100%, ceci signifie que l'énergie fournie à l'utilisateur a une seule et unique source d'origine capteur solaire photovoltaïque. Dans le cas contraire, la  $F_A$  prendra une valeur inférieure à 100% qui représente la contribution du générateur dans l'énergie en sortie du système. Ce dernier cas est observé au mois de mai où la fraction du générateur est égale à 91%.

En conclusion, les performances du système varient de mois en mois dans cette saison d'été et se limitent à des niveaux relativement faibles. Ceci est dû aux pertes élevées principalement en phase de conversion photo-électrique. L'étape du stockage et de conversion DC/AC cause beaucoup moins de pertes au système.

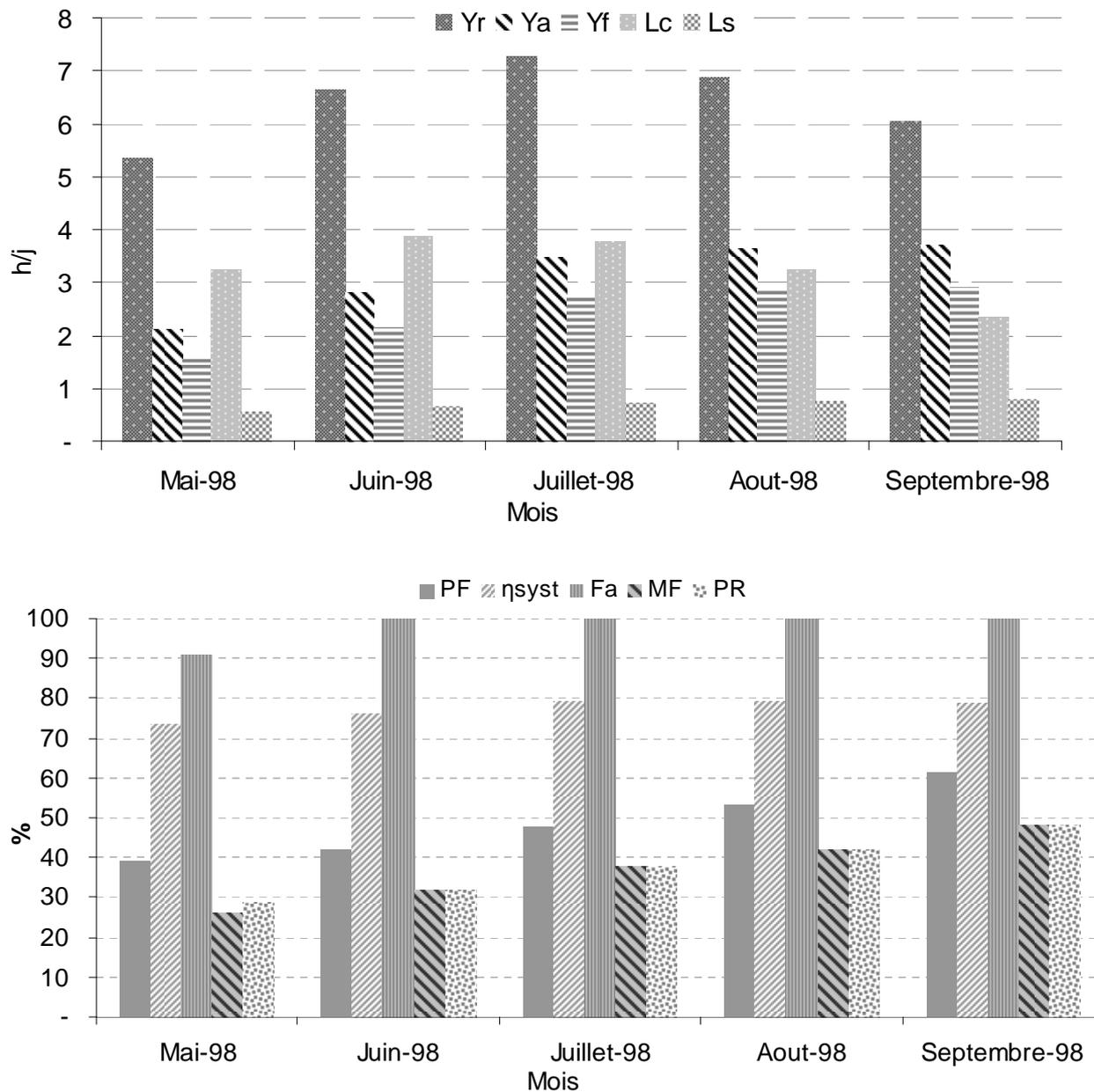


Figure 3.26. Différents indices de mérites propres au système surveillé en période d'été.

### 3.5.7.2. TAM SONEL2

D'une première vue nous pouvons conclure que le second système présente plus de performance que le premier, ceci est directement déduit du rapport de performance  $PR$  où les valeurs moyennes mensuelles sont moyennement en dessus de la moyenne, ainsi un

rendement global maximal de 58% est enregistré au mois de décembre. Cette progression de performances fait suite à une réduction remarquable des pertes au niveau du générateur  $L_C$  (0.95 à 2.38 h/j) et d'un degré moins important ceux qui se produisent dans la phase du stockage et de conditionnement de puissance  $L_S$  (0.62 à 0.73h/j), et par conséquent la faible restriction des indices de performance  $Y_A$  et  $Y_f$  par rapport à l'indice de référence  $Y_r$ .

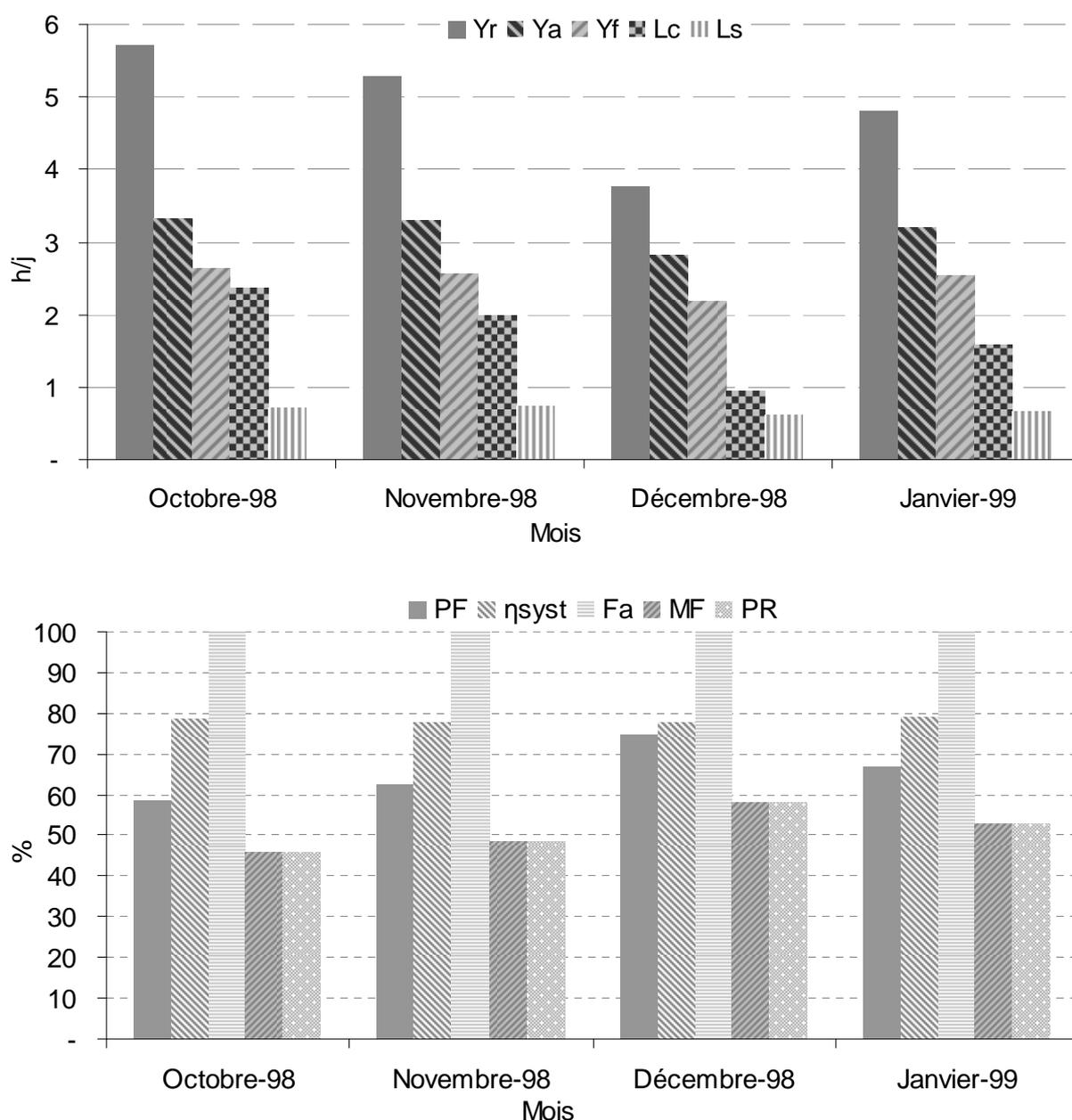


Figure 3.27. Différents indices de Mérites propres au système surveillé en période d'hiver.

D'autre part, nous pouvons constater d'après l'indice fraction du générateur  $F_A$  illustré sur la figure 3.27 que seul le générateur contribue dans l'énergie fournie à l'utilisateur on prenant la valeur 100% sur la longueur de la saison d'hiver. En conséquence, le facteur d'adaptation a

pris les mêmes valeurs que celles de l'indice rapport de performance *PR*. Globalement, ce dernier indice est plus appréciable que celui rencontré à la saison estivale, cette amélioration revient en premier degré à la réduction remarquable de la température ambiante durant cette saison et en seconde degré à la bonne adaptation de la technique de régulation avec les conditions imposées.

### **3.6. Conclusions**

Dans ce chapitre nous avons présenté les différentes caractéristiques électriques des deux installations photovoltaïques ainsi que les conditions météorologiques dans lesquelles elles opèrent. Cette dissection des caractéristiques a permis de faire une étude de leurs comportements. La détermination du bilan énergétique avec l'efficacité énergétique et les indices de Mérites nous a donné une vue plus claire des performances globales et partielles des deux systèmes.

Cette étude ne peut être complète que si elle est étayée par une rétrospective des avantages et des inconvénients et donc des leçons apprises à travers de cette expérience originale. A cet effet nous consacrons en dernier un chapitre qui résumera les principales innovations techniques, leurs impacts sur les deux systèmes et d'autres aspects liés aux caractéristiques météorologiques et sociologiques de la région du grand sud algérien.

# Chapitre 4

**Conception de systèmes photovoltaïques**

**Et**

**Leçons apprises**

## 4.1. Introduction

L'intérêt de cette initiation à la recherche ne se limite pas dans l'analyse des données d'enregistrements issues du terrain et l'interprétation des phénomènes, mais aussi dans l'identification des avantages et les inconvénients des solutions techniques, et une prospective sur les lignes futures d'investigation avec une mise en lumière des leçons apprises au cours de cette riche expérience.

A cet effet, le présent chapitre s'articulera sur les points suivants: En premier lieu nous allons identifier et résumer les avantages et les désavantages des solutions techniques par rapport aux conditions météorologiques de la région de Tamanrasset. Une synthèse des leçons apprises sur l'aspect énergétique sera faite en second lieu. Dans une autre phase, nous aborderons chaque sous composant du système photovoltaïque: régulateur, batteries et onduleur par une rétrospective critique pour répertorier les points forts et faibles au fur à mesure que nous soulignerons les lignes futures d'investigation. Pour finaliser ce chapitre, nous démontrerons l'importance du profil de charge dans un système photovoltaïque autonome et nous révélerons l'intérêt qu'on peut tirer si nous accorderons plus d'importance à l'évaluation de la consommation énergétique des usagers.

## 4.2. Conditions météorologiques

Bien que le nombre de mois en matière de données disponibles n'est pas exactement celui de l'année, c'est-à-dire 9 mois au lieu de 12, mais ce qui est disponible permet déjà de confirmer la théorie. Ainsi, l'irradiation moyenne peut être considérée comme forme de cloche où la valeur maximale est enregistrée au mois de juillet (7.25kWh/J), alors que le seuil minimal est observé au mois de décembre (3.76kWh/J). Ceci confirme au moins l'identification du mois favorable et défavorable.

L'évolution de la température ambiante en valeurs moyennes mensuelles durant la période d'observation suit à un certain degré celle de l'irradiation et prend deux figures distinctes, la saison d'été relativement chaude (moyenne saisonnière de 35°C) et l'autre d'hiver plus clémente (moyenne saisonnière de 18°C).

Du point de vue technique, il est indiscutable pour un système photovoltaïque que des degrés en plus ou en moins en température font que de décaler la caractéristique (I-V) d'un tel système soit vers la gauche ou vers la droite. Par contre, des puissances en plus ou en moins en irradiance font que de la décaler verticalement. L'analyse des données météorologiques enregistrées en deux saisons différentes Eté et Hiver nous a mené et à travers les différentes

courbes des deux paramètres climatiques, à déduire qu'un équilibre entre ces deux paramètres est établie au cours de l'année. A vrai dire, la variation de l'effet de la température et de l'irradiation sont complémentaires dans le sens que lorsqu'un augmente (irradiation) l'effet de l'autre (température) induit une perte de la puissance du système et l'inverse est vrai.

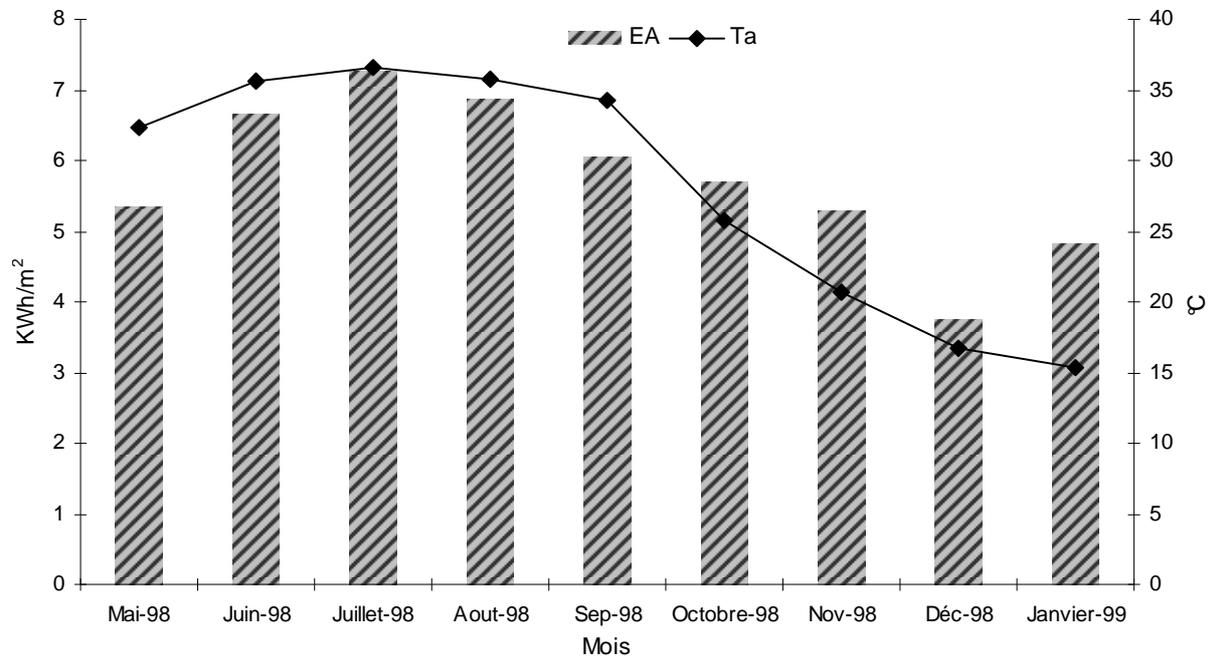


Figure 4.1. Irradiation moyenne mensuelle et température ambiante à Tamanrasset.

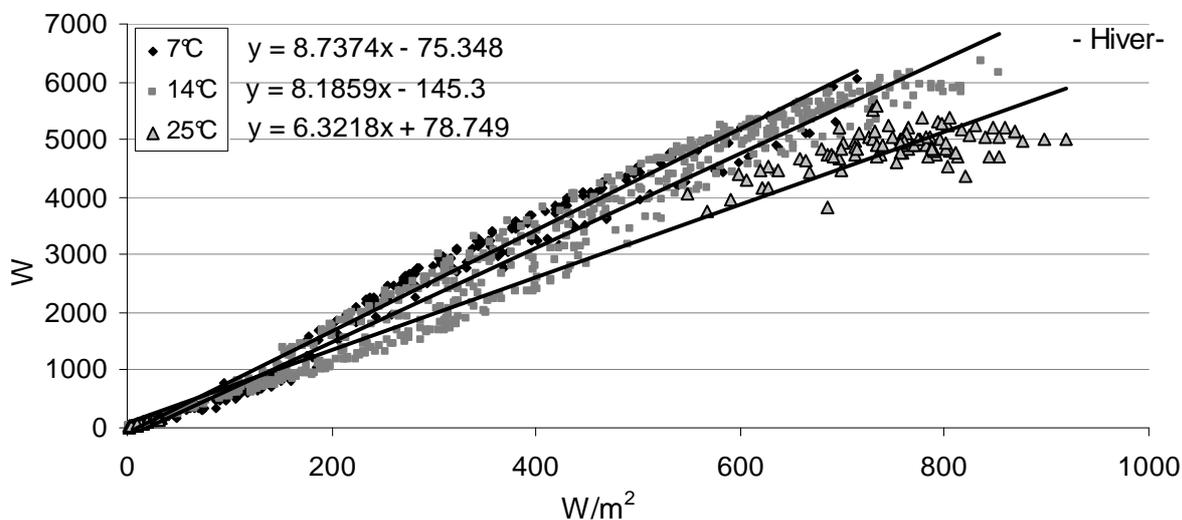


Figure 4.2. Variation des puissances générées avec les basses températures.

En effet, nous avons enregistré au cours de la saison d'hiver des valeurs de puissances délivrées par le générateur qui avoisinent la puissance nominale de ce générateur (6.4 kWc à STC) sous des irradiances bien inférieure à 1kW/m<sup>2</sup>. Un de ces échantillons est enregistré au 26/12/98 à 11:30:00, et sous des conditions d'irradiance et de température de 885W/m<sup>2</sup> et 15°C, respectivement, où le générateur nous a délivré une puissance de 6362.3W. A l'instant

d'échantillonnage, le générateur fonctionnait à sa puissance nominale et le courant et la tension enregistrés sont de 50A et 127.5V, respectivement. Ce courant est très proche de celui du MPP ( $I_{mp} = 56A$ ) alors que la tension est supérieure à celle du MPP ( $V_{mp} = 114.3V$ ). Sous cette condition de température, nous avons enregistré une augmentation de plus de 10% de la tension du générateur photovoltaïque. Ce phénomène est une preuve concrète de la variation de la puissance nominale du générateur avec les conditions de température, et qu'elle augmente de près de 10% en hiver où la température ambiante moyenne ne dépasse pas les 15°C, et par symétrie diminue de près de 10% en été où la température ambiante moyenne est en dessus des 35°C en cette région de Tamanrasset. Un exemple de ce dernier cas est observé au 27 du mois d'aout au moment où nous avons enregistré une tension de 126.1V très proche de celle de l'exemple d'hiver (127.5V) mais avec un courant correspondant très inférieur à 50A est de 41A, soumise à une température de 34.1°C et une condition d'irradiance de 953W/m<sup>2</sup>. La figure ci-après illustre l'interprétation de ces deux exemples extrêmes sur la courbe I-V du générateur.

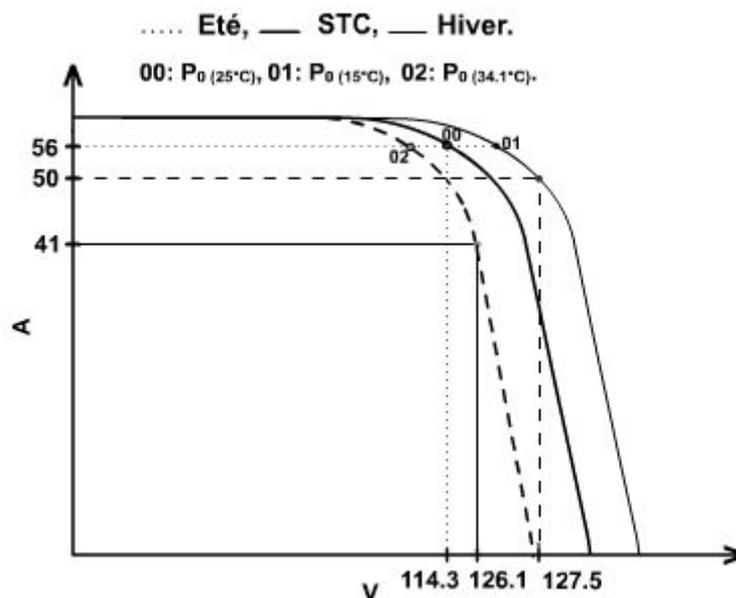


Figure 4.3. Exemple réel de la variation de la tension du générateur avec la température ambiante.

Sur la figure 4.4 nous avons schématisé la variation de la puissance crête du générateur  $P_0$  en fonction des conditions d'opération en température à la région de Tamanrasset, où  $\alpha$  est l'inclinaison de la droite des puissances générées en fonction des irradiances incidentes et varie dans l'intervalle de  $0.9 * \alpha_0$  et  $1.1 * \alpha_0$  selon les conditions de température.  $\alpha_0$  Correspond à la puissance crête sous conditions de test standard (STC).

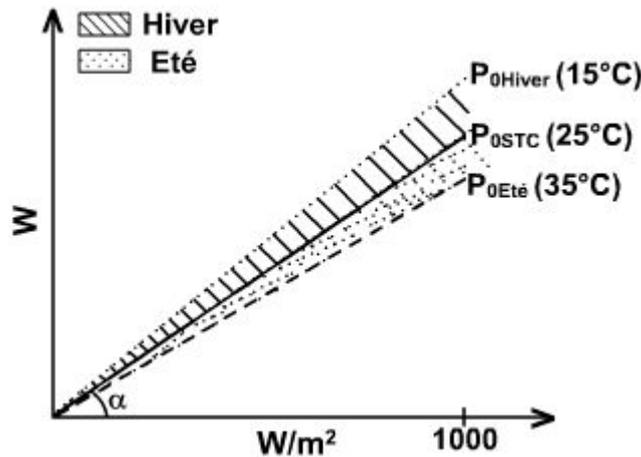


Figure 4.4. Variation de la puissance crête du générateur avec la température ambiante à la région de Tamanrasset.

### 4.3. Puissance et Energie GPV

En conséquence de l'équilibre en température et irradiation décrit précédemment, le générateur PV a fourni autant d'énergie en hiver qu'en été (>20kWh/J). Ainsi, dans cette région d'Algérie, il n'y a pas de saison privilégiée sur une autre en matière de production énergétique en moyen d'un système photovoltaïque. La synthèse des données de puissance délivrées par le générateur prises à chaque instant d'échantillonnage et leurs éclairagements correspondant, et par le biais d'une analyse effectuée sur le comportement du système de régulation, nous a conduit à conclure que de tels systèmes photovoltaïques dédiés à une telle catégorie de consommateur et installés dans une telle région du monde (conditions climatiques), pourront satisfaire la demande de cette population en opérant seulement la matinée.

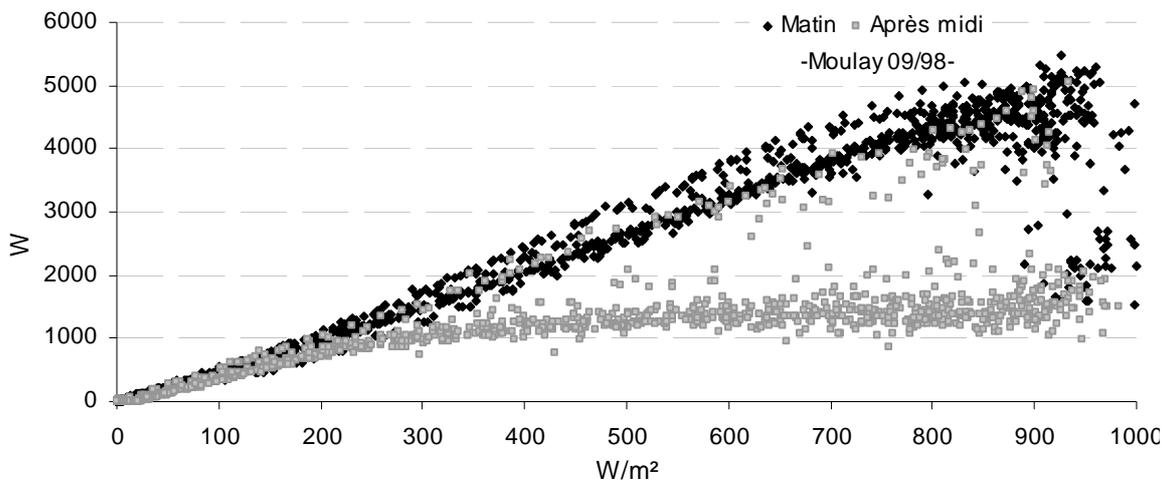


Figure 4.5. Variation de la puissance délivrée par le GPV en fonction des éclairagements incidents en période matinale et d'après midi sous l'action du système de régulation.

#### 4.4. Technique de régulation

Théoriquement la variation des puissances fournies par le générateur devra être proportionnelle aux irradiances incidentes, cette proportion ( $\alpha$  de la figure 4.4) dépend uniquement de la puissance nominale du générateur aux conditions de test standard (STC). Dans le cas du mois d'août, et vu que la température moyenne mensuelle est de  $35.5^{\circ}\text{C}$ , nous avons pris cette proportion comme égale à  $0.9 * \alpha_0$  pour estimer la variation de puissance au cours des heures d'ensoleillement en valeurs moyennes mensuelles, où  $\alpha_0$  est égale à 6.4 relative à 6.4kWc. Cette variation est illustrée par sur la figure 4.6 avec l'autre issue des valeurs mesurées du terrain. La divergence entre ces deux variations représente les pertes en puissances hors effet de température, et est dues principalement à la technique de régulation utilisée dans le système. Au cours du mois d'août, ces pertes ont atteint les 41% en valeur moyenne mensuelle.

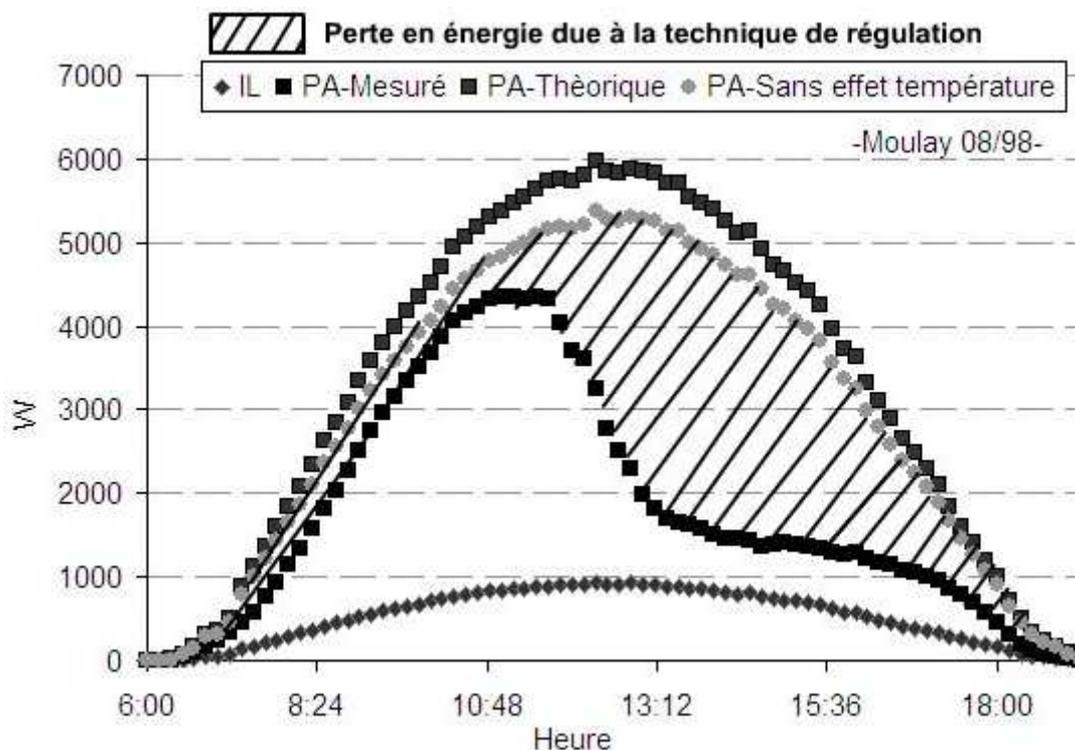


Figure 4.6. Variation de la puissance du générateur au cours des heures d'ensoleillement du mois d'août en valeurs mesurées issues du terrain, STC et hors effet de température.

Les figures 4.7 et 4.8 illustrent la comparaison entre les valeurs estimées et les autres mesurées des énergies moyennes mensuelles délivrées par le générateur au cours des 09 mois de surveillance, et les taux de pertes en énergie correspondantes, respectivement. Ces dernières varient d'un minimum de 31.7% enregistrée au mois de septembre à un maximum de 56.2% observée au mois de mai. Ces pertes assez importantes révèlent les limites

techniques de la régulation, notamment pour l'extraction du maximum de puissance du générateur à chaque instant de fonctionnement.

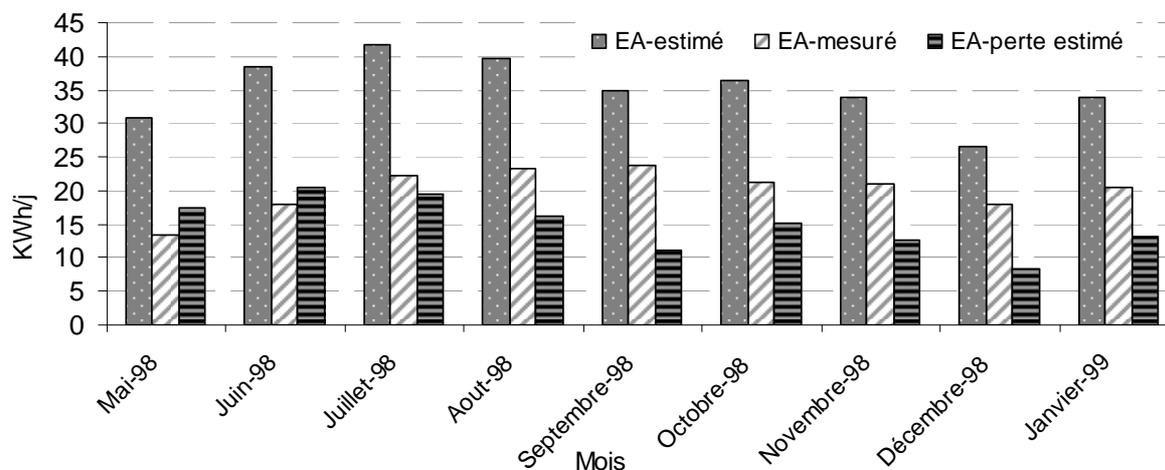


Figure 4.7. Energie moyenne mensuelle mesurée et estimée et pertes énergétiques correspondantes enregistrées durant les 09 mois de surveillance.

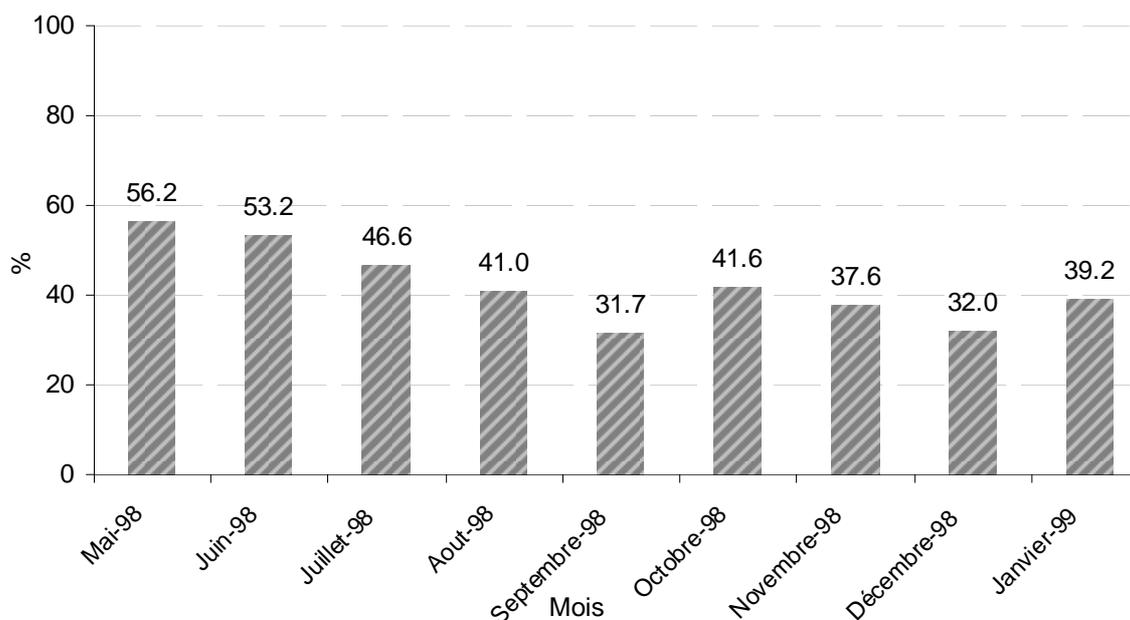


Figure 4.8. Taux de pertes énergétique estimées dues à la technique de régulation en valeurs moyennes mensuelles.

Le choix de la technique de régulation est fait par l'équipe chargée de ce projet pour satisfaire certaines exigences, et principalement la réduction des coûts des régulateurs. Mais lorsque nous constatons que les pertes énergétiques estimées dues à la technique de régulation et au dimensionnement du système ont dépassé les 30% sur la longueur de la période de surveillance, nous pouvons suggérer pour un fonctionnement optimal de réduire la puissance crête du générateur de 30% et doté le système d'un régulateur à commande MPPT. Cette

solution nous permet de gagner une puissance crête de 2kWc au niveau des deux villages chacune et peut être 200kWc sur tout le programme des 20 villages solaires.

### 4.5. Système de stockage

Lors de l'analyse et la discussion des données d'enregistrement au chapitre précédent, le sous système de stockage n'a pas été sollicité sous un grand titre mais juste évoqué dans quelques passages en raison de la disponibilité de peu de données sur ce dispositif. L'énergie à l'entrée et à la sortie des batteries sont les seules informations dont nous disposons, alors que ces deux paramètres n'indiquent pas le rendement instantané des batteries, du sorte que la puissance à l'entrée de ce sous composant dépend de la productivité du générateur et que celle en sortie dépend uniquement de la charge.

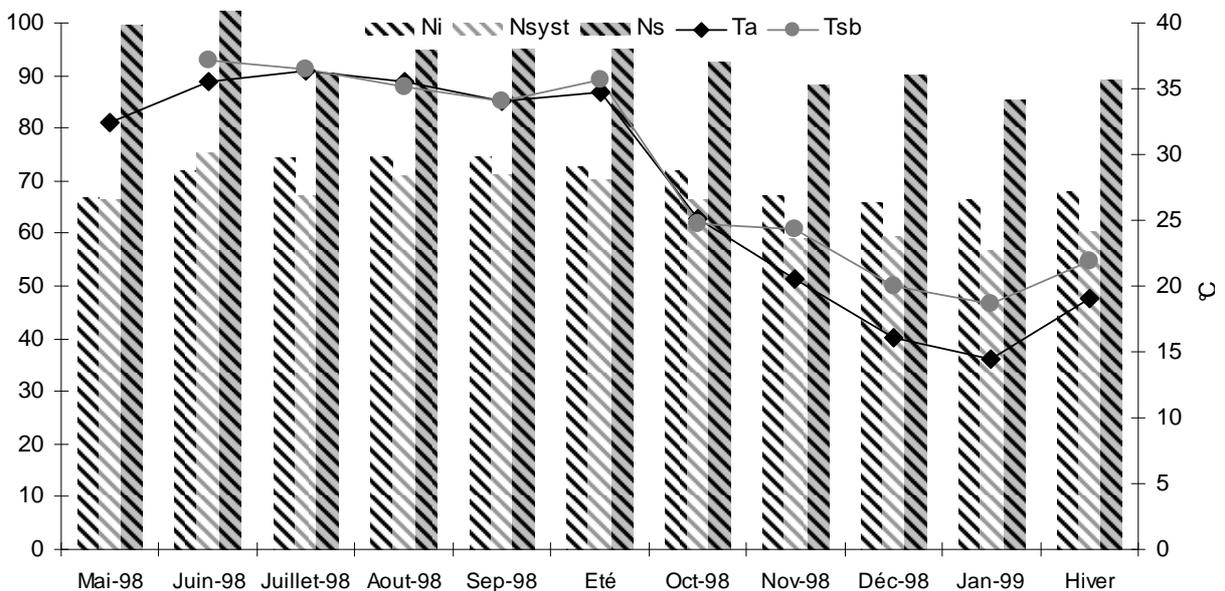


Figure 4.9. Evolution du rendement des deux systèmes de stockage durant les deux saisons d'été et d'hiver séparément en valeurs estimées.

Mais, comme la partie après générateur du système PV est constituée des deux dispositifs de stockage et de conversion DC/AC, et par le biais d'une comparaison de l'efficacité de cette partie avec les rendements des onduleurs enregistrés sur les deux saisons été et hiver, nous avons pu déduire que les rendements moyens saisonniers des deux systèmes de stockage sur les deux saisons été et hiver sont légèrement en dessus des 96% et 89%, respectivement. Ces rendements en valeurs moyennes saisonnières sont plus représentatifs et plus proches de la réalité, indiquant que l'initiative de baisser la densité d'électrolyte a bien effacé l'effet nuisible

des hautes températures en période d'été ( $T_{sb}$  en moyen saisonnière de  $35.3^{\circ}\text{C}$ ), et que l'isolation thermique assurée par la cabine a bien fonctionné en stabilisant la température à l'intérieur de la salle des batteries dans l'intervalle de  $20$  à  $25^{\circ}\text{C}$  durant les mois d'hiver, ce qui a limité l'effet désagréable des très basses températures sur les réaction électrochimiques à l'intérieur de la batterie.

#### **4.6. Système de conditionnement de puissance**

Le comportement du convertisseur DC/AC est essentiellement dépendant de la consommation énergétique des habitants et des conditions de température. Cette dernière a un effet désagréable sur l'efficacité de l'onduleur comme tout instrument contenant des cartes électroniques, et que cet effet est accentué aux températures élevées. Les résultats de surveillance de ce dispositif ont montré l'échec de l'isolation thermique assurée par la cabine à garantir une bonne atmosphère d'opération et surtout en période d'été, d'où la nécessité d'un système de ventilation et de climatisation pour évacuer non seulement la chaleur dissipée par l'onduleur mais aussi rafraichir l'air de la salle des gaz provenant des batteries, et pour diminuer la température dans ces salles issue de la chaleur naturelle.

Le second point essentiel pour une meilleure efficacité dans l'exploitation de l'énergie disponible est la liaison étroite entre la consommation instantanée en puissance des utilisateurs et sa courbe de rendement, c-à-dire que si les puissances instantanées demandées par les habitants sont suffisamment grandes pour se situer sur le plateau de la courbe de rendement de l'onduleur, les rendements sont appréciables, dans le cas contraire l'efficacité chute graduellement avec la dégradation de la consommation d'où l'idée de pouvoir connecter des charges additionnelles lorsqu'il y aura une disponibilité d'énergie et surtout durant la saison d'Eté.

#### **4.7. Charge et consommation énergétique**

La courbe de consommation énergétique des habitants du sud n'était pas connue lors de la réalisation du programme, alors que les puissances attribuées pour chaque village sont fondées sur des probabilités et des calculs théoriques. La surveillance des deux systèmes installés séparément dans deux villages du programme a révélé que cette consommation n'a pas atteint le niveau des prévisions, cela est clairement visible sur les courbes qui décrivent la variation du rendement des deux onduleurs en fonction des fractions de charges (figures 3.21 et 3.23).

Techniquement parlant, ces niveaux de consommation par rapport aux caractéristiques techniques des installations sont moyennement faibles et ont affecté l'efficacité des onduleurs et d'un degré plus le rendement des générateurs indirectement par l'état de charge du système de stockage. La bonne connaissance de la consommation moyenne journalière sur une année des habitants de cette région aura donné plus de précision dans le dimensionnement du système global et des sous systèmes. Cette expérience confirme une fois de plus que le concepteur en photovoltaïque doit traiter les aspects techniques mais aussi sociologiques.

#### **4.8. Conclusions**

Au cours de ce chapitre nous avons montré que les paramètres climatiques d'irradiation et de température sont complémentaires au cours de l'année, et ainsi nous avons pu monter la variation de la puissance nominale du générateur avec la température ambiante. L'effet néfaste de la température ambiante sur le dispositif de conditionnement de puissance persiste encore durant la saison d'été, alors qu'il est très faible sur les batteries.

A travers la synthèse des données d'enregistrement nous avons pu conclure que:

La technique de régulation utilisée s'est avérée limitée dans l'extraction du maximum de puissance disponible au niveau du générateur.

La protection des sous composants du système photovoltaïque contre les fortes fluctuations de la température ambiante assurée par l'isolation de la cabine devra être renforcée par un système de conditionnement, par contre la diminution de la densité de l'électrolyte des batteries est efficace devant les températures élevées.

# Conclusions générales

Au cours de notre travail, nous nous sommes intéressés à l'étude et l'évaluation des performances des installations photovoltaïques en milieu saharien et plus exactement au programme d'électrification rurale par voie solaire, celui qui est communément appelé le programme des 20 villages solaires. Nous avons pris comme exemple deux centrales de 6.4kWc chacune, identiques en taille et installées dans deux sites différents dans la région de Tamanrasset. La comparaison a mis en dualité les périodes extrêmes: Eté et Hiver et a permis de quantifier l'effet de la température sur le fonctionnement du système en général, mais aussi des sous composants: module, batterie et convertisseur.

Cette riche expérience représente une bonne initiation à la recherche et grâce à la disponibilité des données issues du terrain, nous avons pu comparer les aspects théoriques à la conception et les caractéristiques techniques des systèmes photovoltaïques autonomes. D'une manière globale, nous avons pu tirer de nombreuses conclusions concernant la conception des systèmes photovoltaïques par rapport aux conditions dans lesquelles elles opèrent:

Le rayonnement incident sur la région de Tamanrasset est moins important au mois d'hiver que celui des mois d'été, ainsi que les conditions de température bien qu'ils ont un effet désagréable sur le rendement du générateur photovoltaïque en période d'été, ses effets durant la saison d'hiver compensent la dégradation du taux d'insolation.

Les rendements des sous systèmes de stockage et de conditionnement de puissance sont fortement affectés par les conditions extrêmes de températures d'où la nécessité de système de conditionnement.

L'élément clef dans le dimensionnement des installations photovoltaïques autonomes est sans doute la connaissance parfaite de la consommation énergétique des usagers et ces périodes de pointes. Cela indique qu'à travers un bon dimensionnement, nous pourrions garantir un fonctionnement optimal d'un tel système.

Les indices de mérite sont de bon indicateur qui permettent d'apprécier d'une manière tout à fait quantifiable les performances du système PV.

Ces résultats très appréciables ont permis de localiser les zones de faiblesse qui permettraient d'optimiser le fonctionnement des futures installations opérant dans des conditions météorologiques similaires.

En dernier nous pensons que tant la conception globale, que les aspects de régulation, de stockage ou de conversion ouvrent de nombreuses pistes d'investigation futures qui pourraient faire l'objet de thèses complètes.

## Présentation des 20 villages solaires dans le Sud Algérien

### A.1. Introduction

Sonelgaz a introduit la filière solaire pour une 20 de villages du programme de l'électrification rurale dans le but d'impulser l'utilisation des énergies renouvelables et notamment le photovoltaïque. Ces villages situés dans le Sud et à nombre de foyers réduits, étaient caractérisés par leur isolement et leur éloignement de tout réseau de communication. Leur alimentation par les filières classiques (diesel, réseau elect), 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. Le solaire photovoltaïque pourrait également constituer une alternative pour un programme ultérieur.

### A.2. Intérêt du Photovoltaïque pour l'électrification rurale

L'un des points forts du photovoltaïque réside dans l'intérêt d'une utilisation décentralisée avec absence des coûts de transport de l'énergie produite. Ce qui est particulièrement indiqué pour desservir les usagers isolés dans les territoires à faible densité et dont la demande consiste essentiellement à satisfaire les besoins énergétiques de base (lumière, réfrigération, pompage, télévision, radio).

Les autres caractéristiques marquantes du PV sont :

- La conception modulaire permettant les extensions adaptées au besoin.
- La possibilité de développement des petites activités dans les localités à faible développement économique.
- La protection de l'environnement.
- Des capitaux limités, utilisables d'une manière souple et décentralisée, et mobilisables sur des périodes de temps plus longues.

### A.3. Production moyenne des systèmes photovoltaïques dans les conditions Algériennes

En kWh/jour.

Système	360Wc	720Wc	1440Wc
Alger	1.9	3.8	7.6
Ghardaïa	2.3	4.6	9.3
Tamanrasset	2.5	5	10

## A.4. Options techniques

Les installations photovoltaïques utilisées sont du type semi collectif de puissance unitaire 1.5, 3 et 6 kwc pouvant alimenter respectivement 3, 6 et 12 foyers. Le kit photovoltaïque sera composé de modules PV 110 Vcc, d'un armoire de régulation 110 Vcc, d'un armoire de distribution 230 Vca, de batteries 110 Vcc et d'onduleurs 110 Vcc/230Vca.

### A.4.1. Caractéristiques techniques des installations

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

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

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 de :

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

### A.4.2. Consistance physique du programme

Le tableau cité ci après donne les éléments clés du programme global :

Puissance crête installée	Puissance apparente installée	Capacité de batterie installée	Production d'énergie journalière	Nombre de systèmes	Répartition de système (KWc)		
					1.5	3	6
453 Kwc	453 Mwa	75500Ah	2174Kwh	108	10	50	48

Nombre de batteries 110Vcc	Répartition des batteries (Ah)			Nombre d'éléments de batteries	Nombre d'onduleurs
	250	500	1000		
18	10	50	48	5940	108

Répartition des onduleurs			Nombre de modules photovoltaïques	Capacité de raccordement de foyers	Puissance crête par foyer (Wc)
1.5	3	6			
10	50	48	9664	906	500

Cette électrification rurale solaire a concerné 20 villages répartis dans les 04 wilayas du Sud :

**Tamanrasset – Tindouf – Illizi – Adrar** dont les consistances physiques sont les suivantes :

Wilayas	Puissance crête (Wc)	Nombre de système	Type de systèmes (KWc)			Nombre de foyers
			1.5	3	6	
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

La réalisation de ce programme, en plus de l'acquisition des différents équipements électriques énumérés ci-dessus, a nécessité la prise en charge des rubriques suivante :

Poids de la charpente utilisée	Poids équipements photovoltaïques	Nombre de rotation camions	Volume béton utilisé	Quantité d'acide utilisé
# 468 tonnes	# 330 tonnes	# 100 rotations	# 1872 mètres	# 106 000 litres

### A.5. Les 20 villages concernés

Wilaya	Commune	Villages	Nombre de foyers réalisés	Nombre de système par type (KWc)		
				1.5	3	6
Tindouf	Gara Djebilet	Gara Djebilet	66	0	9	1
	Oum el assel	Hassi mounir	42	0	5	1
	Tindouf	Daya el khadra	48	0	0	4
Adrar	Timimoun	Tala	33	1	5	0
	Metarfa	Hamou moussa	12	0	2	0
Illizi	Illizi	Tihahiout	24	0	0	2
		Ifni	15	1	0	1
		Imehrou	33	1	3	1
		Oued semen	30	0	1	2
		Tamadjart	48	4	2	2
Tamanrasset	Ain Amguel	Moulay Lahsen	18	0	1	1
		Arak	123	1	6	7
	Idles	Amguid	102	0	1	8
	Tamanrasset	Indellagh	30	0	1	2
		Tahifet	123	1	6	7
		Tahernanet	60	0	4	3
	Tazrouk	Tintarabin	69	1	3	4
	Tazrouk	In blel	-	0	1	2

## Options techniques des systèmes photovoltaïques modulaires du programme des 20 villages solaires

### B.1. Puissance

La courbe de charge par foyer n'étant pas connue exactement, le fait d'en regrouper un certain nombre permet avec le foisonnement des charges de satisfaire certaines périodes de pointe de consommation.

Les installations photovoltaïques des foyers seront donc du type semi- collectif de puissance unitaire 1.5 kwc, 3 kwc et 6 kwc, pouvant alimenter respectivement 3, 5 à 10, foyers suivant le regroupement des habitations.

Cependant les petits systèmes individuels de puissance de l'ordre de 360 Wc ou 720 Wc peuvent être utilisés pour des cas singuliers tel que hutte isolée, pompage,...

Et comme dans toute nouvelle électrification, l'évolution de charge est non maîtrisable. Ainsi toute augmentation de puissance provoquant la saturation d'une installation se fera soit par l'extension de l'installation concernée ou par la réaffectation de charges à un système voisin.

Ces types d'installation, de conception modulaire facilement extensible permettront d'éviter au maximum la construction de réseau basse tension et sont caractérisés par une mise en œuvre simple et rapide, une souplesse d'exploitation, une réduction et une flexibilité de la maintenance et une assurance pour la fiabilité et la pérennité des installations.

De ces systèmes les énergies journalières suivantes sont attendues :

installation (Kwc)	1.5	3	6
énergie utilisable (KWh/j)	# 5	# 10	# 20

Pour une consommation par foyer estimée dans cette première phase entre un minimum d'environ 1.5 kWh/jour et un maximum de 2 kWh représentant la consommation de : 3 lampes, 1 réfrigérateur ENIEM, 1 T.V / radio, et 1 ventilateur.

### B.2. Tension

L'utilisation du semi-collectif met en jeu des puissances appréciables, exigeant une tension continue à la sortie des modules assez élevée .Elle sera de 110 Vcc, tension nominale de la batterie.

Cette tension permettra d'utiliser des gammes d'onduleurs 110 VCC / 220 CA à rendement assez élevé, fiable et du type industriel lesquels nous affranchissent également de la

contrainte d'approvisionnement des ménages en appareils électroménagers fonctionnant en courant continu.

Ainsi l'option de la distribution de l'électricité en 220V alternatif a été retenue. Et les usagers pourront utiliser le matériel de production nationale (télévisions, lampes, réfrigérateur..).

Ces systèmes photovoltaïques seront dotés :

- d'une régulation classique permettant de veiller au bon fonctionnement de la batterie, c'est à dire d'éviter les décharges profondes (destruction irréversible) et les surcharges (bouillonnement avec augmentation de la température).
- et d'un limiteur d'énergie pour une meilleure gestion de l'énergie distribuée.

Ce limiteur a deux fonctions : Enregistrement de la courbe de charge et Limitation de la consommation d'énergie journalière (coupure et remise automatique) pour Préserver la batterie.

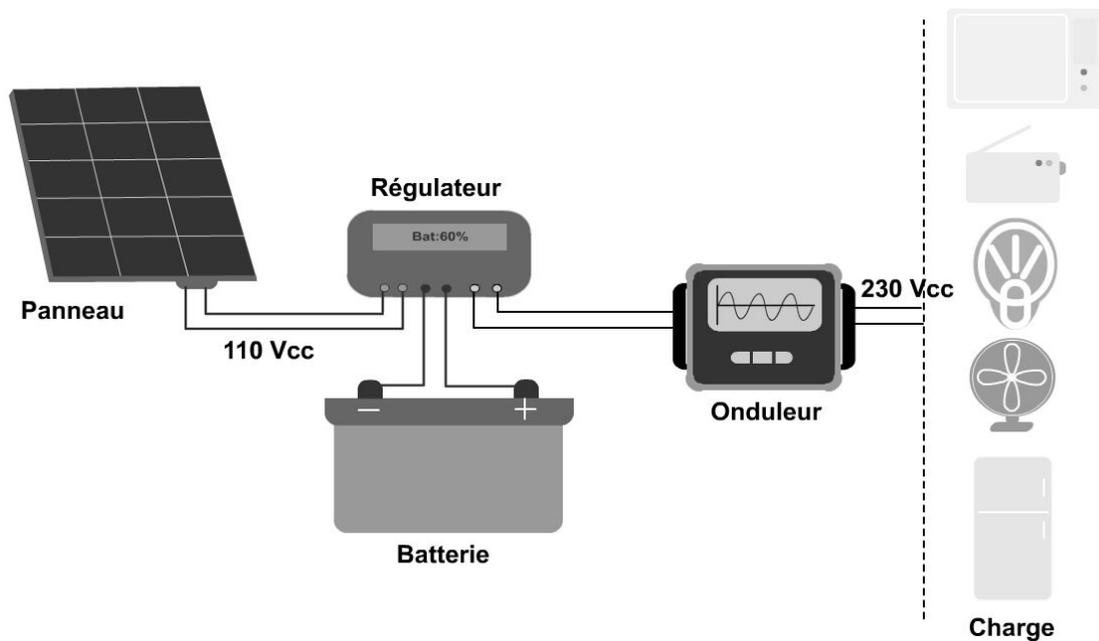


Figure B.1. Schéma de principe d'une installation solaire.

### B.3. Caractéristiques techniques

Trois types d'installations sont utilisés dans ce programme :

- Type 6 kwc : avec une puissance crête installée de 6 kwc (128 modules par branches de 8 modules en série) , une batterie 110 Vcc avec une capacité de 1000 Ah à  $C_{10}$  et un onduleur 110 Vcc /230 Vca de puissance 6 kva ( $\cos \phi =0.8$ ) .

- Type 3 kwc : avec une puissance crête installée de 3 kwc (64 modules par branches de 8 modules en série) , une batterie 110 Vcc avec une capacité de 500 Ah à  $C_{10}$  et un onduleur 110 Vcc /230 Vca de puissance 3 kva ( $\cos \phi = 0.8$ )
- Type 1.5 kwc : avec une puissance crête installée de 1.5 kwc (32 modules par branches de 8 modules en série) , une batterie 110 Vcc avec une capacité de 250 Ah à  $C_{10}$  et un onduleur 110 Vcc /230 Vca de puissance 1.5 kva ( $\cos \phi = 0.8$ ) .

Et parmi les principales caractéristiques de ces composants, il y a lieu de noter :

### **B.3.1. Modules photovoltaïques (36 cellules en série)**

- au silicium cristallin
- mono-verre
- densité de puissance  $> 105 \text{ Wc/m}^2$  (y compris l'encadrement)
- puissance maximum fournie  $\approx 50 \text{ Wc}$
- courant de puissance maximum  $\approx 3.5 \text{ A}$
- tension d'isolement à la terre : 500 Vcc
- degré de protection : IP55
- résistance de contact des bornes  $< 25 \text{ m}\Omega$  à  $25 \text{ }^\circ\text{C}$
- garantie d'avoir une puissance  $\geq 0.9 \text{ Pn}$  : 20 ans

### **B.3.2. Batteries (110 VCC)**

- stationnaire au plomb acide
- densité de l'électrolyte à  $20 \text{ }^\circ\text{C}$  : 1.21 g/l
- tension de fin de décharge au régime de 10 h : 1.8 V/élément
- tension maximum de charge : 2.4 V/élément
- plaques positives de type tubulaire armé constitué d'un alliage de plomb et d'additif d'antimoine  $< 2\%$
- plaques négatives à grilles rapportées avec une épaisseur devant assurer une durée de vie égale à celle des plaques positives
- connections inter-éléments : en barreau de cuivre avec une chute de tension  $< 12 \text{ mv}$  avec  $I = 0.2 \text{ C}_{10}$
- bac en matière transparente pour le contrôle du niveau de l'électrolyte, antichoc.
- Autodécharge :  $< 2.5 \%$  à  $25 \text{ }^\circ\text{C}$
- Réserve d'électrolyte suffisante pour permettre des rajouts d'eau distillée 1 à 2 fois /an

### B.3.3. Onduleur (110 Vcc /230 Vca)

Réalisé en 2 caissons respectivement :

- ❖ le caisson électronique où se trouve la partie de conversion avec toutes les cartes électroniques de contrôle et commande, dimensionné pour une puissance de 10 Kva.
- ❖ le caisson transformateur qui contient le transformateur de sortie 230 Vca et de puissance respective 1.5, 3 et 6 Kva selon le type d'installation.

Et dont les principales caractéristiques sont:

- tension nominale d'entrée : 110 Vcc
- intervalle de variation de la tension d'entrée : 99/170 Vcc
- tension nominale de sortie 230 Vca
- nombre de phase : 1
- stabilité statique de tension de sortie : 2%
- variation maximum transitoire de la tension de sortie : < 0.8 % (pour une variation de la puissance de 30 % à 100 % de Pn (cos  $\phi$  =0.8))
- retard de la régulation de Vs pour retourner à 2% de Vsn : < 100 ms (pour une variation de la puissance de 30 % à 100 % de Pn (cos  $\phi$  =0.8))
- fréquence de commutation du pont : 12 KHz
- surcharge transitoire (10 s) : 150 %
- surcharge /10 mn : 120 %
- fréquence nominale : 50 Hz
- stabilité en fréquence :  $\pm 0.5$  % (passage charge à vide à plein charge)
- distorsion : <3%
- rendement > 85 % (pour une charge de 20 %, cos  $\phi$  =0.8, Vsn et T° = 20 °C)
- rendement > 90 % (pour une charge de 75 %, cos  $\phi$  =0.8, Vsn et T° = 20 °C)
- puissance dissipée en stand-by : < 10 w
- puissance à vide < 10 W + 1%Pn
- perte fer : < 0.2 %Pn (à 20 °C)
- perte cuivre : < 1% Pn (à 20 °C)
- puissance totale perdue dans l'inductance du filtre : <2 W

- tension d'isolement : 2 Kv/50Hz
- bruit à 1 m de distance : < 45 db (pour un intervalle de fréquence compris entre 16 et 20 000 Hz)
- température ambiante de fonctionnement : -20 °C / +60°C
- humidité relative : 95 % à 20 °C
- refroidissement naturel

# Bibliographie

- [1]. <http://www.maisonpurenergie.com/energie-verte.html>.
- [2]. **Nichiporuk Oleksiy**. Simulation, fabrication et analyse de cellules photovoltaïques à contacts arrières interdigités. Thèse de doctorat de L'institut national des sciences appliquées de Lyon: 2005ISAL0028.
- [3]. **Benoit Brousse**. Réalisation et caractérisation de cellules photovoltaïques organiques obtenues par dépôt physique. Thèse de doctorat de l'université de Limoges: 54-2004.
- [4]. **Sachin S. Deshmukh, Robert F. Boehm**. Review of modeling details related to renewably powered hydrogen systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2008; **12**: 2301–2330.
- [5]. **Olivier 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 de l'Ecole Normale Supérieure de Cachan. Décembre 2002.
- [6]. **E. Skoplaki, J.A. Palyvos**. Operating temperature of photovoltaic modules: A survey of pertinent correlations. *Renewable Energy* 2009; **34**: 23–29.
- [7]. **E. Skoplaki, J.A. Palyvos**. On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations. *Sol. Energy* (2008), doi:10.1016/j.solener.2008.10.008.
- [8]. **E.E. van Dyk, E.L. Meyer**. Analysis of the effect of parasitic resistances on the performance of photovoltaic modules. *Renewable Energy* 2004; **29**: 333–344.
- [9]. **F.Z. Zerhouni, M. Zegrar, S. Kaddour Brahim, A. Boudghène Stambouli**. Optimisation d'un système à énergie verte avec validation pratique. *Energies Renouvelables* 2008; Vol. 11 N°1: 41 – 49.
- [10]. **Corinne Alonso**. Contribution à l'optimisation, la gestion et le traitement de l'énergie. Mémoire en vue de l'obtention de l'habilitation à diriger les recherches de l'université Paul Sabatier- Toulouse III. Décembre 2003.

- [11]. **Jean-Claude Muller**. Améliorations attendues avec les nouvelles technologies PV : rendements, coûts et cycle de vie. *J3eA* - 6 (2007) - DOI : 10.1051/j3ea:2007003.
- [12]. **A. Müller, M. Ghosh, R. Sonnenschein, P. Woditsch**. Silicon for photovoltaic applications. *Materials Science and Engineering* 2006; **B 134**: 257–262.
- [13]. **Armin G. Aberle**. Fabrication and characterization of crystalline silicon thin-film materials for solar cells. *Thin Solid Films* 2006; **511 – 512**: 26 – 34.
- [14]. **Florian Clement , Michael Menkoe, Tim Kubera, Christian Harmel, Rene Hoenig, Winfried Wolke, Harry Wirth, Daniel Biro, Ralf Preu**. Industrially feasible multi-crystalline metal wrap through (MWT) silicon solar cells exceeding 16% efficiency. *Solar Energy Materials & Solar Cells* 2009, doi:10.1016/j.solmat.2008.11.059
- [15]. **W. Diehl, V. Sittinger, B. Szyszka**. Thin film solar cell technology in Germany. *Surface & Coatings Technology* 2005; **193**: 329– 334.
- [16]. **R. Mendoza-Pérez , J. Sastre-Hernández , G. Contreras-Puente , O. Vigil-Galán**. CdTe solar cell degradation studies with the use of CdS as the window material. *Solar Energy Materials & Solar Cells* 2009; **93**: 79–84.
- [17]. **M. Stan, D. Aiken, B. Cho, A. Cornfeld, J. Diaz, V. Ley, A. Korostyshevsky, P. Patel, P. Sharps, T. Varghese**. Very high efficiency triple junction solar cells grown by MOVPE. *Journal of Crystal Growth* 2008; **310**: 5204–5208.
- [18]. **Marc Ramuz , Lukas Bürgi, Carsten Winnewisser, Peter Seitz**. High sensitivity organic photodiodes with low dark currents and increased lifetimes. *Organic Electronics* 2008; **9**: 369–376.
- [19]. **Claudio Girotto , David Cheyns , Tom Aernouts , Fateme Banishoeib , Laurence Lutsen, Thomas J. Cleij , Dirk Vanderzande , Jan Genoe , Jef Poortmans , Paul Heremans**. Bulk heterojunction organic solar cells based on soluble poly(thienylene vinylene) derivatives. *Organic Electronics* 2008; **9**: 740–746.
- [20]. **Anne Labouret, Michel Viloz**. *Energie solaire Photovoltaïque*. Edition le Moniteur. Série: Environnement et sécurité. Dunod, 3<sup>e</sup> édition, 2006.
- [21]. **Alberto M. Pernía , Jorge Arias, Miguel J. Prieto, Juan Angel Martínez**. A modular strategy for isolated photovoltaic systems based on microcontroller. *Renewable Energy* 2009, doi:10.1016/j.renene.2008.11.026.
- [22]. **Marwan M. Mahmoud**. On the storage batteries used in solar electric power systems and development of an algorithm for determining their ampere–hour capacity. *Electric Power Systems Research* 2004; **71**: 85–89.

- [23]. **Ali Al-Alawi , Saleh M Al-Alawi , Syed M Islam.** Predictive control of an integrated PV-diesel water and power supply system using an artificial neural network. *Renewable Energy* 2007; **32**: 1426–1439.
- [24]. **Tom Markvart, Luis Castafier,** *Practical Handbook of Photovoltaics: Fundamentals and Applications.* Edition 2003
- [25]. **A. Mellit, M. Benghanem, S.A. Kalogirou.** Modeling and simulation of a stand-alone photovoltaic system using an adaptive artificial neural network: Proposition for a new sizing procedure. *Renewable Energy* 2007; **32**: 285–313.
- [26]. **Luque and S. Hegedus.** *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering.* 2003 John Wiley & Sons, Ltd ISBN: 0-471-49196-9.
- [27]. **G.J. Yu , Y.S. Jung, J.Y. Choi , G.S. Kim.** A novel two-mode MPPT control algorithm based on comparative study of existing algorithms. *Solar Energy* 2004; **76**: 455–463.
- [28]. **Jayanta Deb Mondol , Yigzaw G. Yohanis , Brian Norton.** Comparison of measured and predicted long term performance of grid a connected photovoltaic system. *Energy Conversion and Management* 2007; **48**: 1065–1080.
- [29]. **S. Labed, E. Lorenzo.** Evaluation of the Algerian Photovoltaic Market Potential. *Progress in photovoltaic: Research and Applications* 2003; **11**:63–72.
- [30]. **S. Labed, a. Khelif, a. Mettai, s. Guezzane, e. Lorenzo.** Evaluation of the 500 kwp algerian pv program - first results.
- [31]. Rapport interne de la direction Recherche-Développement de la Sonelgaz, Mai 2000, Programme de Démonstration solaire PV –Electrification Rurale des villages du sud.
- [32]. **A. Mefti et M.Y. Bouroubi.** Estimation et Cartographie de la Composante Globale du Rayonnement Solaire. *Energie Renouvelable* 1999: 219-224.
- [33]. [http://www.mem-algeria.org/fr/enr/energie%20solaire/pres\\_20-villages.htm](http://www.mem-algeria.org/fr/enr/energie%20solaire/pres_20-villages.htm)
- [34]. **B. Bouzidi.** L’Energie Solaire et les Régions Sahariennes - Exemple de la Région d’Adrar -. *Energie Renouvelable* 1999 : 101-104
- [35]. <http://www.alterafrika.com/PBCPPlayer.asp?ID=245131>
- [36]. **F.J. Munoz , G. Almonacid, G. Nofuentes, F. Almonacid.** A new method based on charge parameters to analyse the performance of stand-alone photovoltaic systems. *Solar Energy Materials & Solar Cells* 90 (2006) 1750–1763.