

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
وزارة التعليم العالي و البحث العلمي

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



Université HADJ LAKHDAR Batna

Faculté de Technologie
Département d'Electrotechnique



Thèse de Doctorat en Sciences

Présentée par :

Smail SEMAOUI

**Contribution à l'étude des systèmes photovoltaïques
utilisés pour l'alimentation des maisons individuelles
dans les zones du sud Algérien**

Soutenue le 26 Avril 2014 devant le jury composé de :

Pr. CHABANE Mabrouk	Professeur, Université Hadj Lakhdar, Batna	Président
Dr. HADJ ARAB Amar	Directeur de Recherche CDER, Alger	Rapporteur
Pr. AZOUI Boubekeur	Professeur, Université Hadj Lakhdar, Batna	Co Rapporteur
Pr. DRID Said	Professeur, Université Hadj Lakhdar, Batna	Examineur
Dr. HAMIDAT Abderrahmane	Directeur de Recherches CDER, Alger	Examineur
Dr. MAHRANE Achour	Maitre de Recherche UDES, Tipaza	Examineur
Pr. BACHA Seddik	Professeur, G2Elab/UJF, Grenoble, France	Invité

Année universitaire 2013/2014

ملخص

تقدر الإحصائيات الرسمية أن ما يقارب من ملياري شخص في العالم لا يستفيدون بالربط في شبكة توزيع الكهرباء. لهذا الغرض فإن النظام الكهروضوئي المستقل (SPVA) هو من بين الحلول التكنولوجية الذي يمكن أن يعالج هذه الإشكالية. التحديد الأمثل لقدرة المولد الكهروضوئي وكذا سعة البطاريات في أن واحد هي مسألة معقدة جدا. لذا لا بد من إيجاد حل وسط بين النوعية الجيدة للإمداد بالطاقة والتكلفة الاقتصادية التي يمكن أن يتحملها المستهلك للحصول على هذه الطاقة. الاقتراب من المستهلك المثالي للطاقة الشمسية يستلزم تسيير الحمولة وهذا يسمح لنا بتقليص أبعاد النظام الكهروضوئي. في هذا البحث نقدم نظام كهروضوئي تجريبي تم إنجازه في موقع غرداية (جنوب الجزائر, $32^{\circ}29'N$, $3^{\circ}40'E$, 450m). تم قياس الحرارة و الإشعاع الشمسي. قمنا بتحديد معدل منحنى الاستهلاك اليومي للطاقة الكهربائية لحوالي 20 مسكن عن طريق بطاقة استجواب. الهدف الأول من هذه الدراسة هو التحسين الطاقوي لسكن مجهز بنظام كهروضوئي مناسب. هذا التحسين يركز على عنصرين : الأول هو تخزين الطاقة و الثاني هو تسيير الحمولة (لأول مرة في الجزائر). معطيات الدخول للنظام الكهروضوئي هي الأحوال الجوية وسلوك استهلاك الطاقة للأشخاص المقيمين في الموقع. الأهداف يمكن أن تكون اقتصادية أو تخص الراحة. هذه الأخيرة يمكن تقييمها بزيادة توفير الطاقة على أساس مفهوم احتمال خسارة التزويد بالطاقة (LPSP). النقطة الثانية (اقتصادية) هي تقليص الصيانة و عدد التغييرات لأجهزة النظام الكهروضوئي على أساس معيار التكلفة الطاقوية للنظام الذي يتطلب تصميم وتسيير أحسن للحمولة. تمت دراسة حالة لموقعين مختلفين من حيث إمكانات الطاقة الشمسية. وأخيرا تم عرض نتائج المحاكاة المتعلقة بالأنظمة المختلفة (بتسيير أو بدون تسيير الحمولة) والتكاليف المتعلقة بها.

Résumé

Les statistiques officielles estiment que presque deux milliards de personnes dans le monde n'ont pas un accès direct au réseau électrique. A cet effet, un système photovoltaïque autonome (SPVA) est parmi les solutions technologiques qui peuvent répondre à ce manque. L'optimisation de dimensionnement d'un SPVA est une question très complexe. Par conséquent, une solution de compromis doit être faite entre avoir une énergie et coût économique acceptable pour le consommateur, et relativement une bonne qualité de l'approvisionnement énergétique. La gestion des profils de charge, afin de se rapprocher du consommateur solaire idéale, permet la réduction de la dimension du système. Dans ce travail, nous présentons un SPVA expérimental installé sur le site de Ghardaïa (Sud Algérie, $32^{\circ}29'N$, $3^{\circ}40'E$, 450m). Les paramètres du climat sont mesurés. Nous avons défini le profil de charge par une enquête réelle sur la consommation d'énergie électrique pour une vingtaine de foyers. Le premier objectif de cette étude est l'optimisation énergétique d'un habitat équipé d'un SPVA approprié. Cette optimisation énergétique joue sur les degrés de liberté qui sont le stockage et pour la première fois en Algérie le pilotage des charges. Les entrées sont bien entendu les conditions météorologiques et le comportement des personnes résidentes dans le site. Les objectifs recherchés peuvent être économiques ou de confort. Ce dernier point peut s'exprimer par une maximisation de la disponibilité de l'énergie basé sur le concept de la probabilité de perte d'énergie (LPSP). Le second point (économique) est la réduction du nombre de remplacement et de maintenance basé sur le critère du coût énergétique du système; ce qui passe par un dimensionnement et une gestion optimisée des charges. Une étude de cas est établie pour deux sites ayant des potentiels solaires différents. Les résultats de la simulation relatifs aux différents systèmes (avec ou sans gestion de la demande) ainsi que leurs coûts correspondants sont présentés.

Mots clés: Système PV, Profil de charge, Gestion de la demande, dimensionnement, Probabilité de perte d'énergie, coût.

Abstract

Official statistics show that almost two billion persons around the world do not have direct access to the power network. Therefore, a stand-alone photovoltaic (PV) system (SPVA) is a technological solution to overcome this hindrance. In this paper, the first experimental SAPS installed in Ghardaïa site (Southern Algeria, 32°29'N, 3°40'E, 450m) is presented. The weather parameters are measured. The load profile is defined by a real investigation done on electricity consumption of a sample of over twenty houses. It is discovered that the energy deficit observed in the SPVA, is due to incoherence between the energy produced and consumed. For this reason, the main objective of this study was to effectively manage the energy of houses equipped with an appropriate SPVA. For the first time in Algeria, a new study on load management was conducted in our work. The suggested demand side management (DSM) is based on energy storage and loads monitoring. The admissions are the uncontrolled weather conditions and the load profile. The intended objectives could be of energy comfort of the house or of the economic size of the system. The former is achieved by the energy system reliability; or by reducing the loss power supply probability (LPSP) and by reducing the shadings of load. The last is attained by lowering the batteries replacement through the improvement of the battery life cycle; which requires a sizing and an optimized management of the load. A case study was conducted for two sites of different solar potential. The simulation results for the various systems (with or without demand side management) and their corresponding costs are presented.

Keywords: Photovoltaic system, optimal sizing of the system, loss of power supply probability (LPSP), life cycle energetic cost (CE)

Dédicaces

*«A la mémoire de
Mes grands parents »*

A mes parents

A mon épouse

A mes enseignants «Du primaire aux études supérieures»

A mes frères et sœurs

A mes enfants

A ma grande famille

Et à mes amis

Remerciements

Ces travaux de thèse ont été réalisés sous la direction scientifique de Mr. A. HADJ ARAB, Directeur de Recherche au CDER, Alger, de Mr. B. AZOUI, Professeur à l'Université Hadj Lakhdar, Batna et de Mr. S. BACHA, Professeur à l'Université Joseph Fourier, Grenoble, France. Je tiens à les remercier pour leur aide précieuse tout au long de ces années de thèse, pour leurs qualités humaines créant un environnement de travail chaleureux ainsi que pour la confiance qu'ils m'ont témoignée.

Je souhaite aussi remercier le Professeur Mr. H. CHABANE pour avoir accepté de présider le jury d'évaluation. Je remercie les membres du jury Mr A. HAMIDAT, Directeur de Recherche au CDER, Mr S. DRID, Professeur à l'Université Hadj Lakhdar, Batna et Mr A. MAHRANE, Maitre de Recherche à l'UDES, Tipaza, pour l'intérêt qu'ils ont porté à ce travail et pour avoir accepté d'évaluer mon travail ainsi que pour leurs remarques constructives.

Je tiens particulièrement à remercier Mr F. OUABDESSELAM, Président de l'Université Joseph Fourier, Grenoble, France, d'avoir accepté de m'accueillir au sein de l'Université pour achever mes travaux de thèse, ainsi, tous les personnels du Laboratoire de Génie Electrique de Grenoble (G2Elab) pour leurs soutiens pendant mon séjour scientifique à Grenoble.

Je voudrai exprimer une pensée spéciale à mes proches, à mes parents pour l'éducation qu'ils m'ont offerte et leur appui inconditionnel tout au long de ma vie et à ma femme pour son grand soutien et la patience dont elle a fait preuve lors des années de thèse.

Sommaire

Résumé	II
Dédicaces	IV
Remerciements	V
Sommaire.....	VI
Liste des figures	XI
Liste des tableaux.....	XVI
Nomenclature	XVII
Introduction générale.....	22
Chapitre 1 – Contexte et problématique	29
1.1 Introduction	29
1.2 Consommation énergétique mondiale	29
1.2.1 Consommation énergétique de l'Algérie	32
1.3 Potentiel énergétique mondial.....	33
1.3.1 Potentiel énergétique de l'Algérie	35
1.4 Etat du photovoltaïque en Algérie.....	36
1.5 Problématique détaillée de la thèse	37
1.6 Conclusion.....	40
Chapitre 2 – Généralités sur les systèmes photovoltaïques	41
2.1 Introduction	41
2.2 Conversion photovoltaïque	41
2.2.1 Différentes technologies des cellules photovoltaïques.....	42
2.3 Systèmes photovoltaïques	43
2.3.1 Générateur photovoltaïque	45
2.3.1.1 Installation du générateur photovoltaïque	46
2.3.1.2 Optimisation de la production d'un générateur PV	48
2.3.2 Systèmes de stockage d'énergie électrique.....	48
2.3.2.1 Installation des batteries de stockage	50
2.3.3 Contrôleur de charge des batteries	50

2.3.4 Interface de conversion Continu- Alternatif.....	53
2.3.5 Généralité sur les applications d'un système PV autonome	53
2.4 Description du système photovoltaïque installé.....	54
2.4.1 Site d'installation.....	54
2.4.2 Mise en place du générateur photovoltaïque	55
2.4.3 Stockage et conditionnement de puissance	57
2.4.4 Système d'acquisition des données.....	58
2.5 Conclusion.....	60
Chapitre 3 – Modélisation du système PV et méthodologie	62
3.1 Introduction	62
3.2 Modélisation de l'éclairement solaire	62
3.2.1 Eclairement global sur le plan horizontal.....	63
3.2.1.1 Eclairement direct sur le plan horizontal.....	63
3.2.1.2 Eclairement diffus sur le plan horizontal	64
3.2.2 Eclairement global sur une superficie inclinée	64
3.2.2.1 Eclairement direct sur une superficie inclinée	64
3.2.2.2 Eclairement diffus sur une superficie inclinée	65
3.2.2.3 Eclairement réfléchi sur une superficie inclinée	65
3.2.3 Erreurs d'estimation.....	65
3.2.4 Données d'éclairement global mesuré sur un plan incliné	66
3.2.5 Calculs d'éclairement et d'irradiation globale annuelle sur un plan incliné.....	67
3.2.6 Validation expérimentale de l'éclairement global sur un plan incliné	68
3.2.7 Optimisation d'angle d'inclinaison du générateur PV	73
3.3 Modélisation de la source photovoltaïque.....	74
3.3.1 Introduction	74
3.3.2 Modèle mathématique du module PV	74
3.3.3 Caractéristique du module photovoltaïque.....	76
3.3.4 Modèle de la température de la cellule.....	78
3.3.5 Calcul d'erreur	79
3.3.6 Validation expérimentale du modèle PV	79
3.3.6.1 Validation du comportement en puissance.....	80
3.3.6.2 Effets de la température de cellule sur le rendement	82
3.3.6.3 Effets de l'éclairement sur le rendement.....	84

3.4	Modélisation du système de stockage	85
3.4.1	Modèle de la charge de la batterie	85
3.4.2	Modèle de la décharge de la batterie	86
3.4.3	Modèle du vieillissement de la batterie	86
3.5	Modélisation du convertisseur	87
3.6	Méthodes de dimensionnement et d'optimisation du système PV	88
3.6.1	Etat de l'art sur le dimensionnement	88
3.6.2	Présentation d'une méthode simple de pré-dimensionnement	90
3.6.2.1	Pré-dimensionnement du générateur PV	92
3.6.2.2	Pré-dimensionnement du stockage	94
3.6.3	Méthode de dimensionnement et d'optimisation utilisée	94
3.7	Simulation du fonctionnement du système PV autonome	95
3.7.1	Implémentation des modèles sur Matlab-Simulink	97
3.8	Critères d'évaluation des performances du système PV	97
3.8.1	Critères de fiabilité	97
3.8.2	Critères économique	98
3.9	Conclusion	99
Chapitre 4 – Etude de l'électrification PV d'une habitation isolée		101
4.1	Introduction	101
4.2	Définition du profil de consommation	102
4.2.1	Types de charges	102
4.2.2	Choix des appareils électriques et leur adaptation au système PV	103
4.2.3	Choix de la tension du système	105
4.3	Contribution à la modélisation de la consommation énergétique	105
4.3.1	Architecture du foyer	105
4.3.2	Modèle du questionnaire utilisé	106
4.3.3	Profil de charge élaboré	107
4.3.4	Modélisation théorique de la charge	108
4.3.5	Modèle du profil de charge utilisé	110
4.4	Gestion de l'énergie	115
4.4.1	Distribution de l'énergie dans un système PV	116
4.4.1.1	Distribution en courant continu	116
4.4.1.2	Distribution centralisée en courant alternatif	117

4.4.1.3 Distribution mixte	118
4.4.2 Gestion des flux é nergétique dans un système PV autonome	119
4.4.3 Gestion de la demande	120
4.4.4 Nécessité d'une gestion	121
4.5 Nouvelle stratégie de gestion optimale de la demande dans un SPVA.....	121
4.5.1 Description de la nouvelle stratégie de gestion.....	123
4.5.2 Algorithme de la nouvelle stratégie de gestion	124
4.5.3 Organigramme de la nouvelle stratégie de gestion	125
4.5.4 Principe de l'effet de la nouvelle gestion sur l'utilisation du stocka ge.....	127
4.6 Conclusion.....	128
Chapitre 5 – Résultats et discussions	130
5.1 Introduction	130
5.2 Performances du système PV expérimental installé	130
5.2.1 Paramètres d'entrée	131
5.2.2 Performance du générateur photo voltaïque	132
5.2.3 Performance du système de stockage	134
5.2.4 Paramètres de sortie	135
5.2.5 Conclusion	138
5.3 Etude du cas d'application de la stratégie de gestion élaborée	138
5.3.1 Optimisation de la gestion proposée	139
5.3.1.1 Minimisation de l'utilisation du stockage	139
5.3.1.2 Effet de la gestion sur le délestage total annuel de la charge	141
5.3.1.3 Balance é nergétique	142
5.3.2 Effet de la stratégie de gestion pour une longue période	143
5.3.2.1 Effet de la gestion sur le cycle de vie des batteries	143
5.3.2.2 Effet de la gestion sur le délestage de la charge	144
5.3.2.3 Effet de la gestion sur la LPSP	145
5.4 Optimisation de dimensionnement avec l'utilisation de la gestion proposée	146
5.4.1 Optimisation selon les critères de la fiabilité	148
5.4.2 Optimisation selon le critère du coût é nergétique	149
5.5 Conclusion	151
Conclusion générale	153

Bibliographies	157
Annexe 1	166
Annexe 2	170
Publications	175

Liste des figures

- Fig. 0.1: Distribution des puissances. (a) Production PV, (b) Charge, (c) Stockage
- Fig. 1.1: Répartition de l'énergie primaire consommée par type d'énergie en 2012
- Fig. 1.2: Consommation mondiale annuelle de l'énergie primaire (Fin 2012)
- Fig. 1.3: Consommation énergétique mondiale annuelle d'origine renouvelable (Fin 2012)
- Fig. 1.4: Consommation énergétique mondiale annuelle d'origine solaire (Fin 2012)
- Fig. 1.5: Répartition de l'énergie renouvelable consommée par type d'énergie (Fin 2012)
- Fig. 1.6: Consommation énergétique globale annuelle en Algérie (Fin 2012)
- Fig. 1.7: Evolution de la consommation de l'énergie électrique en Algérie (1963-2012)
- Fig. 1.8: Evolution de la production d'électricité en Algérie
- Fig. 1.9: Répartition de l'ensoleillement annuelle mondiale
- Fig. 1.10: Irradiation globale journalière reçue sur un plan horizontal
- Fig. 1.11: Perspectives d'insertion des énergies renouvelables dans la production nationale
- Fig. 1.12: Installation du photovoltaïque en Algérie
- Fig. 2.1: Module PV en groupement série - parallèle des cellules
- Fig. 2.2: Système photovoltaïque connecté au réseau
- Fig. 2.3: Système photovoltaïque hybride
- Fig. 2.4: Système photovoltaïque autonome sans appoint
- Fig. 2.5: Générateur PV de 1 kWc Installé à El-Goléa
- Fig. 2.6: Emplacement des diodes série/parallèle au niveau du générateur PV
- Fig. 2.7: Schéma de principe d'un régulateur de charge
- Fig. 2.8: Contrôleur de charge parallèle
- Fig. 2.9: Contrôleur de charge série
- Fig. 2.10: Répartition des zones climatiques en Algérie
- Fig. 2.11: Traçage sur le lieu d'installation du générateur PV
- Fig. 2.12: Opération du creusage

- Fig. 2.13: Structure porteuse fixé sur des socles en béton
- Fig. 2.14: Générateur photovoltaïque
- Fig. 2.15: Système de stockage (Batteries TLS4) posé sur une palette en bois
- Fig. 2.16: Photo présentant le dispositif de conditionnement de puissance
- Fig. 2.17: Dispositif d'acquisition de données utilisé
- Fig. 2.18: Distribution de l'irradiation mesurée sur le plan du générateur PV (2007)
- Fig. 2.19: Evolution mensuelle de la température, (a) Juin, (b) Décembre (2007)
- Fig. 3.1. : Organigramme de calcul d'irradiation annuelle sur le plan incliné
- Fig. 3.2. : Eclairement d'une journée ciel clair pour chaque mois à Alger
- Fig. 3.3. : Eclairement d'une journée ciel clair pour chaque mois à Ghardaïa
- Fig. 3.4. : Comparaison entre éclairements calculé et mesuré pour Alger
- Fig. 3.5. : Comparaison entre éclairements calculé et mesuré pour Ghardaïa
- Fig. 3.6. : Eclairement d'une journée ciel clair pour chaque mois à Alger après la correction du paramètre K
- Fig. 3.7. : Eclairement d'une journée ciel clair pour chaque mois à Ghardaïa après la correction du paramètre K
- Fig. 3.8. : Comparaison entre éclairements calculé et mesuré pour Alger après la correction du paramètre K
- Fig. 3.9. : Comparaison entre éclairements calculé et mesuré pour Ghardaïa après la correction du paramètre K
- Fig. 3.10. : Irradiation globale annuelle simulée en fonction des différentes inclinaisons
- Fig. 3.11. : Schéma électrique équivalent du module PV
- Fig. 3.12. : Modèle du module PV en Matlab-Simulink
- Fig. 3.13. : (a) Cellule PV en Si monocristallin calibrée, (b) Pyranomètre CM11, (c) Charge électronique PVPM 2540C
- Fig. 3.14. : Influence de l'éclairement et de la température sur les courbes I-V mesurées pour un module TE500 en Si poly-cristallin
- Fig. 3.15. : Effet de la température sur V_{oc} pour un module TE500 en Si poly-cristallin
- Fig. 3.16. : Caractéristiques I-V mesurées et simulées d'un générateur PV de 440 W_c

- Fig. 3.17. : P_{pv} mesurée du champ PV en fonction de P_{pv} simulée du champ PV pour le mois de décembre à Ghardaïa
- Fig. 3.18. : P_{pv} mesurée du champ PV en fonction de P_{pv} simulée du champ PV pour le mois de juin à Ghardaïa
- Fig. 3.19. : P_{pv} mesurée et simulée du champ PV en fonction de l'éclairement au mois de juin à Ghardaïa
- Fig. 3.20. : P_{pv} mesurée et simulée du champ PV en fonction de l'éclairement au mois de décembre à Ghardaïa
- Fig. 3.21. : Rendement du champ PV en fonction de la température (Décembre à Ghardaïa)
- Fig. 3.22. : Rendement du champ PV en fonction de la température (Juin à Ghardaïa)
- Fig. 3.23. : Rendement du champ PV en fonction de l'éclairement (Décembre à Ghardaïa)
- Fig. 3.24. : Rendement du champ PV en fonction de l'éclairement (Juin à Ghardaïa)
- Fig. 3.25. : Exemple de rendement énergétique d'un onduleur de 500 W
- Fig. 3.26. : Organigramme de fonctionnement d'un système PV autonome
- Fig. 3.27. : Implémentation des modèles sous Matlab-Simulink
- Fig. 4.1. : Exemple de profil de charge réelle d'un site isolé au Moyen-Orient
- Fig. 4.2. : Courbe tension/courant à une puissance: (a) Constante, (b) Variable
- Fig. 4.3. : Architecture du foyer, (a) Rez de chaussée, (b) Premier étage
- Fig. 4.4. : Profil énergétique réel de l'ensemble des foyers considérés à Ghardaïa
- Fig. 4.5. : Modèle du réfrigérateur sous Matlab-Simulink
- Fig. 4.6. : (a) Consignes de puissance, (b) Evolution de la température
- Fig. 4.7. : Distribution des puissances de la machine à laver
- Fig. 4.8. : Modélisation de la charge des différents équipements électrique d'une habitation sous Matlab-Simulink
- Fig. 4.9. : Profil quotidien détaillé pour chacune des charges électriques d'un foyer
- Fig. 4.10. : Profil de charge d'un foyer située à Ghardaïa pour une journée durant l'hiver
- Fig. 4.11. : Profil de charge d'un foyer située à Ghardaïa pour une journée de printemps
- Fig. 4.12. : Profil de charge d'un foyer située à Ghardaïa pour une journée d'été

Fig. 4.13. : Profil de charge d'un foyer située à Ghardaïa pour une journée d'automne

Fig. 4.14. : Evolution annuelle de l'énergie consommée par un foyer située à Ghardaïa

Fig. 4.15. : Exemple d'un profil annuel de consommation électrique en France

Fig. 4.16. : Distribution avec un seul convertisseur central

Fig. 4.17. : Distribution mixte

Fig. 4.18. : Modèle sous Matlab-Simulink du gestionnaire principal de l'énergie

Fig. 4.19. : Synoptique de la nouvelle stratégie de gestion développée

Fig. 4.20. : Principe de gestion du pic de puissance dans la journée

Fig. 4.21. : Organigramme de la nouvelle stratégie de gestion de la demande

Fig. 4.22. : Fonctionnement du système PV avec gestion d'énergie sous Simulink

Fig. 4.23. : Evolution de l'état de charge avec ces limitations maximale et minimale

Fig. 5.1. : Eclairage maximal mesuré sur le plan du générateur PV à Ghardaïa (2007)

Fig. 5.2. : Evolution annuelle de la température ambiante mesurée à Ghardaïa (2007)

Fig. 5.3. : Exemple de relevé expérimental du courant du générateur PV avec éclairage

Fig. 5.4. : Tension mesurée aux bornes du générateur PV

Fig. 5.5. : Exemple de la caractéristique I(V) du générateur PV (840 W_c)

Fig. 5.6. : Tension du générateur PV mesurée pour trois jours: (a) hiver, (b) été

Fig. 5.7. : Exemple de relevé expérimental du courant d'entrée / sortie batteries

Fig. 5.8. : Tension mesurée aux bornes du dispositif de stockage

Fig. 5.9. : Courant mesuré affecté vers la charge

Fig. 5.10. : Tension mesurée appliquée à la charge

Fig. 5.11. : Exemple de délestage de la charge dans les deux premiers jours de l'année
(a) Eclairage, (b) Courant de la charge

Fig. 5.12. : Comparaison entre les trois courants mesurés
(a) Générateur, (b) Batteries, (c) Charge

Fig. 5.13. : Tension batteries mesurée au moment d'un délestage totale de la charge.
(a) Courant générateur PV, (b) Tension batterie, (c) Courant charge

Fig. 5.14. : Profil annuel d'éclairage sur le plan du générateur PV (2007)

- Fig. 5.15. : $DSOC_{moy}$ annuel en fonction de t_{dmin}
- Fig. 5.16. : Etat de charge des batteries, (a) avec gestion, (b) sans gestion, (c) éclairement
- Fig. 5.17. : T_{LSy} en fonction de t_{dmin} . (a) avec gestion, (b) sans gestion
- Fig. 5.18. : Fonctionnement du système PV sans gestion d'énergie. (a) Eclairment
(b) Etat de charge, (c) Consommation, (d) Balance des puissances
- Fig. 5.19. : Fonctionnement du système PV avec gestion d'énergie
- Fig. 5.20. : Ecart entre les $DSOC_m$ annuel en fonction des années de service
(a) avec gestion d'énergie, (b) sans gestion d'énergie
- Fig. 5.21. : Taux de délestage en fonction des années de service
(a) avec gestion d'énergie, (b) sans gestion d'énergie
- Fig. 5.22. : LPSP annuel en fonction de l'état de santé des batteries et année de service
(a) avec gestion d'énergie, (b) sans gestion d'énergie
- Fig. 5.23. : Organigramme d'optimisation de dimensionnement du système PV
- Fig. 5.24. : Combinaisons P_{pv}/C_{sto} , (a) sans gestion (b) avec gestion
- Fig. 5.25. : Différentes configurations du système PV avec gestion d'énergie pour différents cycles de vie des batteries
- Fig. 5.26. : Coût énergétique des différentes configurations du système PV avec gestion d'énergie
- Fig. 5.27. : Coût énergétique des différentes configurations du système PV
(a) avec gestion d'énergie, (b) sans gestion d'énergie

Liste des tableaux

Tableau 1.1: Scénario des émissions des gazes, exemple de l'Algérie

Tableau 1.2: Réserves mondiale des énergies fossiles

Tableau 3.1: Facteurs correctifs de l'éclairement direct pour différents types de climat

Tableau 3.2: Cordonnées géographiques des sites choisies

Tableau 3.3: Journées ciel claires sélectionnées pour chaque mois

Tableau 3.4: Caractéristiques des modules TE500 et UDTS50

Tableau 3.5: Erreurs standard et relatives entre paramètres calculés et mesurés

Tableau 4.1: Questionnaire utilisé pour réaliser notre profil de charge

Tableau 4.2: Lampes équivalentes à basse puissance

Tableau 4.3: Cycles de la machine à laver

Tableau 4.4: Paramètres du profil de consommation de référence

Tableau 5.1.: Paramètre de gestion pour le cas étudié

Tableau 5.2.: Récapitulatif de quelques résultats obtenus par la simulation

Tableau 5.3.: Différentes combinaisons obtenus (puissance PV / Capacité de stockage)

Tableau 5.4.: Récapitulatif des coûts énergétiques en fonction des différentes combinaisons

Nomenclature

A_0	Constante
A_1	Constante
ALT	Altitude du lieu (km)
AUT	Autonomie (jour)
$B(0)$	Eclairement direct sur une superficie horizontale (W/m^2)
$B(\beta)$	Eclairement direct sur une superficie inclinée (W/m^2)
B_0	Constante solaire ($1367 W/m^2$)
$C_{sto}(t)$	Capacité de stockage instantanée des batteries (Ah)
C_e	Capacité d'un élément de batterie (Ah)
C_i	La i -ème valeur calculée
$C_{nom}(t)$	Capacité nominale instantané des batteries (Ah)
C_{nom0}	Capacité nominale des batteries fournie par le constructeur (Ah)
D_{FJ}	Durée de fonctionnement journalière de la charge (h)
D_j	Durée du jour (heure)
$D(\beta)$	Eclairement diffus sur une superficie inclinée (W/m^2)
$D(0)$	Eclairement diffus sur le plan horizontal (W/m^2)
DSOC	Différence entre les niveaux de l'état de charge pendant le cycle de décharge (%)
DOD	Profondeur de décharge (%)
EC_{pv}	Coût énergétique du générateur PV (Wh)
EC_{sto}	Coût énergétique du stockage (Wh)
EC_{inv}	Coût énergétique de l'onduleur (Wh)
E_{ch}	Energie journalière consommée par la charge (Wh)
E_{mod}	Energie journalière fournie par le module (Wh)
E_{ml}	Energie consommée par la machine à laver (Wh)
E_{Lc}	Energie consommée durant l'année (Wh)
E_{Ld}	Besoin annuel en énergie (Wh)
E_{sto}	Capacité de stockage en (Wh)
E_s	Erreur standard
$E_{r,x}$	Erreur relative du paramètre X
e	Valeur de la charge de l'électron (C)

F_{CG}	Facteur de correction globale (%)
G	Gain en refroidissement
G_a	Eclairement incident sur le plan des modules PV (W/m^2)
$G(\beta)$	Eclairement global sur une superficie inclinée (W/m^2)
G_{a0}	Eclairement aux conditions standards (W/m^2)
$G(0)$	Eclairement global sur le plan horizontal (W/m^2)
G_e	Eclairement extraterrestre sur plan normal (W/m^2)
G_{ref}	Eclairement de référence (W/m^2)
h_s	hauteur du soleil (Degré)
I	Courant du module photovoltaïque (A)
I_{GA}	Irradiation globale annuelle (Wh/m^2)
I_{max}	Courant maximal du module (A)
I_{max0}	Courant maximal du module aux conditions standards (A)
I_{bat}	Courant des batteries (A)
I_{nom}	Courant nominal de la batterie (A)
I_{cal}	Courant calculé (A)
I_{ch}	Courant de la charge (A)
I_{pv}	Courant du générateur PV (A)
I_{exp}	Courant mesuré (A)
I_j	Courant de jonction (A)
I_L	Courant photo-générer dû à la génération des porteurs par illumination (A)
I_0	Courant de saturation (A)
I_{RR}	Irradiation journalière incidente sur le plan du module (Wh/m^2)
I_{sc}	Courant de court-circuit (A)
I_{sc0}	Courant de court-circuit aux conditions standards (A)
I_{sh}	Courant qui parcouru la résistance shunt (A)
K	Facteur correctif de l'éclairement
k	Constante de Boltzmann ($J/^\circ K$)
LCS	Cycle de vie des batteries de stockage (ans)
$LPSP$	Probabilité de perte de besoin en énergie (%)
LPS	Energie demandé non consommé (Wh)
L_{St}	Méridien standard pour le temps local (Degré)
M_i	La i -ème valeur mesurée
m	Facteur d'idéalité

n	Nombre annuel des cycles de décharge des batteries
n_j	Nombre des cinq minutes dans la journée
n_{sto}	Nombre de remplacement des batteries
n_{inv}	Nombre de remplacement de l'onduleur
N	Nombre de points de mesure ou de calcul
N_{mp}	Nombre de branches en parallèle des modules
N_{bp}	Nombre de branches en parallèle des éléments batteries
N_{es}	Nombre d'éléments batteries en série
N_e	Nombre total d'éléments batteries
N_i	Nombre de décalages en temps de démarrage de la machine à laver
N_{imax}	Nombre maximale de décalages en temps de démarrage de la machine à laver
N_j	Numéro d'ordre du jour de l'année ($1 \leq N_j \leq 365$)
N_m	Nombre total de modules
N_{ms}	Nombre de modules en série
N_s	Nombre de cellules disposées en série
N_p	Nombre de branches en parallèle de cellules
P_1, P_2, P_3	Puissances des cycles de la machine à laver (W)
P_{bat}	Puissance des batteries (W)
P_{ch}	Puissance de la charge (W)
P_{dc}	Puissance de la charge dans le bus continu (W)
P_m	Puissance du module PV(W)
P_{pv}	Puissance du générateur PV (W)
P_{ref}	Puissance du réfrigérateur (W)
$R(\beta)$	Eclairement réfléchi sur une superficie inclinée (W/m ²)
REQM	Racine de l'erreur quadratique moyenne (%)
R_s	Résistance série (Ω)
R_{sh}	Résistance parallèle (Ω)
R^2	Coefficient de détermination
r_0, r_1, r_k	Facteurs de correction de l'éclairement direct pour différents types de climat
SOC	Etat de charge des batteries (%)
SOC _M	Etat de charge des batteries à minuit (%)
SOC _{ref}	Etat de charge des batteries de référence (%)
SOH	Etat de santé des batteries (%)

$S_{inv,ref}$	Puissance d'onduleur de référence (W)
S_{inv}	Puissance nominale d'onduleur (W)
t_{dmin}	Temps de démarrage de la machine à laver le plus proche au lever du soleil
Δt_d	Pas de décalage en temps de démarrage de la machine à laver
T_b	Coefficient de transmission atmosphérique de l'éclairement direct
t_d	Temps de démarrage de la machine à laver
t_{op}	Temps de fonctionnement de la machine à laver
T_d	Coefficient de transmission atmosphérique de l'éclairement diffus
T_a	Température ambiante (°C)
T_c	Température de la cellule (°C)
ΔT_c	Variation de la température de la cellule (°C)
T_{c0}	Température de la cellule aux conditions standards (°C)
T_{int}	Température interne du réfrigérateur (°C)
T_{ref}	Température de référence (°C)
T_{ONC}	Température d'Opération Nominale de la Cellule (NOCT) (°C)
T_{LSy}	Taux de délestage total de l'utilisation durant l'année (%)
TSV	Temps solaire vrai (minut e)
V	Tension aux bornes du module photovoltaïque (V)
V_{bat_c}	Tension de charge de la batterie (V)
V_{bat_d}	Tension de décharge de la batterie (V)
V_e	Tension nominale de l'élément batterie (V)
V_m	Tension nominale du module (V)
V_{max}	Tension maximale du module (V)
V_{max0}	Tension maximale du module aux conditions standards (V)
V_{nr}	Tension nominale du régulateur (V)
V_{oc}	Tension du module à circuit ouvert (V)
V_{oc0}	Tension du module à circuit ouvert aux conditions standards (V)
V_t	Tension thermique de la cellule (V)
ΔV_{oc}	Décalage en tension du circuit ouvert du module (V)

Lettres grecques

α_T	Coefficient de température pour le courant (A/°C)
β	Inclinaison des modules PV par rapport au plan horizontal (Degré)

β_T	Coefficient de température pour la tension du module (V/°C)
η_{bat}	Rendement de la batterie (%)
η_{Coul}	Rendement de charge de la batterie (%)
η_{inv}	Rendement de l'onduleur (%)
η_{pv}	Rendement du générateur PV (%)
η_r	Rendement du régulateur (%)
α_{inv}	Paramètre du modèle théorique du rendement de l'onduleur
β_{inv}	Paramètre du modèle théorique du rendement de l'onduleur
γ_{inv}	Paramètre du modèle théorique du rendement de l'onduleur
τ	Constante de temps
ω	Temps solaire vrai ou angle horaire (Degré)
ω_s	Angle de coucher du soleil (Degré)
ρ	Réfectivité du sol ou albédo
δ	Déclinaison du soleil (Degré)
δ_x	Coefficient de perte de capacité de la batterie
θ_s	Angle d'incidence (Degré)
θ_z	Zénith du soleil (Degré)

Introduction générale

Introduction générale

L'énergie et surtout l'électricité sont considérées comme des éléments fondamentaux des sociétés contemporaines. Toutefois, les statistiques officielles estiment que plus d'un milliard et demi de personnes n'ont pas accès aux réseaux électriques [1, 2]. La plupart de ces personnes vivent dans les zones rurales et dans les pays en voie de développement, principalement en Afrique et en Asie du Sud-est [3]. La dispersion et la faible densité des populations constituent un frein pour l'expansion du réseau électrique national dans les zones rurales. Le seul moyen de fournir de l'énergie à ces zones passe par la réalisation de microcentrales locales autonomes. La solution habituelle qui consiste à utiliser un groupe électrogène n'assure pas une autonomie réelle de l'installation dans des conditions généralement extrêmes (température, humidité, vent, etc.) de part les problèmes d'approvisionnement en carburant (Isolation) et d'entretien des équipements (Tempêtes de sable occasionnel).

L'utilisation d'éoliennes dans la plupart des régions désertiques en Algérie (par exemple à Ghardaia, 32°29`N, 3°40`E, 450 m) est moins avantageuse que le photovoltaïque (PV). Il est important de noter que la vitesse annuelle moyenne du vent à Ghardaïa est inférieure à 4 m / s [4]. Cette vitesse du vent est insuffisante pour une meilleure performance de la production du parc éolien [5, 6].

Dans le but de protéger l'environnement et de préserver les énergies fossiles qui sont en voie d'épuisement, la politique énergétique Algérienne préconise l'accroissement de la contribution des énergies renouvelables dans le bilan énergétique national [7]. La production d'électricité par les énergies renouvelables représentait 0,028% du bilan de production en 2005. L'objectif est d'atteindre une contribution des énergies renouvelables de l'ordre de 40 % dans le bilan national à l'horizon 2030 à travers les filières du photovoltaïque, thermique solaire et éolienne [8, 9]. Dans ce sens, l'introduction des systèmes photovoltaïques aura un impact sur le développement, l'économie et l'environnement des régions désertiques.

Dans le monde, l'électrification résidentielle couvre plus de 60% des installations électriques [10]. La courbe de charge d'une habitation est rarement corrélée avec la production

PV (Figure 0.1). Pour résoudre ce problème, le stockage de l'énergie est nécessaire pour l'exploitation d'une production énergétique intermittente basée sur l'énergie solaire photovoltaïque. Dans le contexte d'un approvisionnement en énergie des sites isolés, un dispositif de stockage est un élément indispensable dans un système photovoltaïque autonome (SPVA) [10, 11, 12]. Cet élément va apporter des solutions autant techniques qu'économiques à l'utilisation des SPA. Ainsi, comme contribution à l'amélioration de la qualité de vie des résidences éloignées du réseau conventionnel, plusieurs auteurs ont élaborés récemment la solution qui consiste à l'utilisation des systèmes PV autonomes pour la production d'énergie [13, 14, 15, 16].

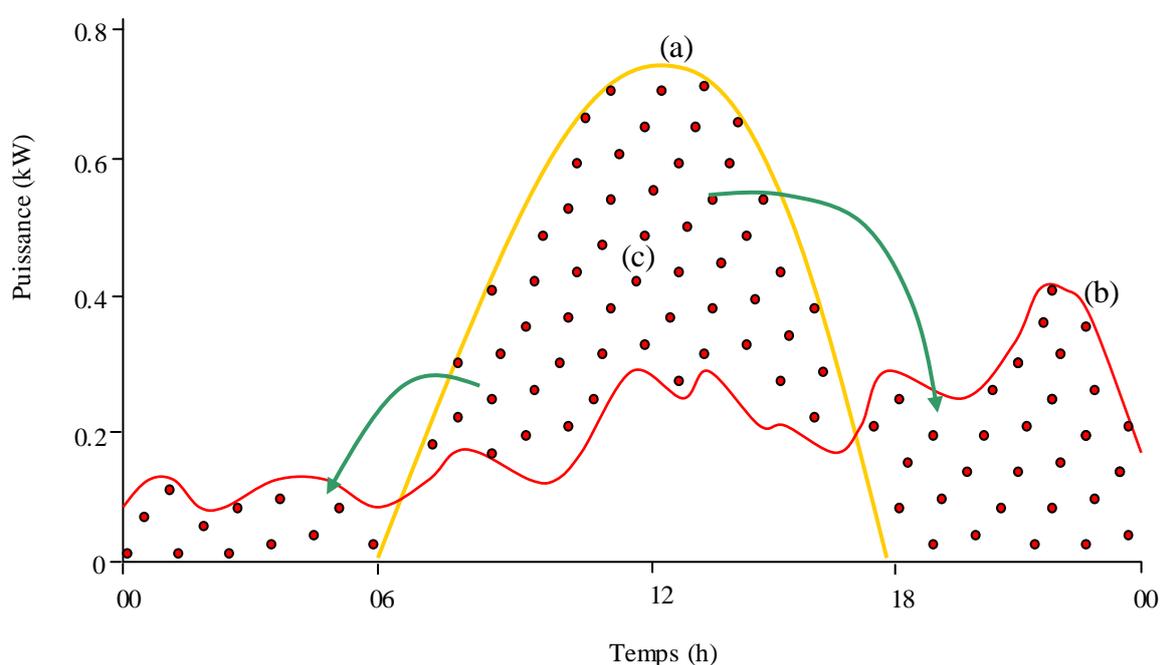


Figure 0.1. Distribution des puissances. (a) Production PV, (b) Charge, (c) Stockage

Une bonne adéquation entre la taille du système PV autonome et la consommation en site isolé est essentielle pour assurer l'approvisionnement énergétique. La sélection de la taille optimale pour divers composants, tels que le générateur photovoltaïque et la capacité de stockage, est relatif à l'incertitude liée à l'éclairement solaire disponible et au comportement de la charge. Dans la littérature, différentes méthodes et techniques d'optimisation de la taille d'un système photovoltaïque sont utilisés. Hadj Arab et al. (1995, 2004) [17, 18] ont mis au point une méthode d'optimisation qui est applicable aux systèmes photovoltaïques autonomes et aux systèmes photovoltaïques de pompage d'eau pour diverses régions de l'Algérie. Arun et al. et Kaldellis et al. (2009, 2010) ont proposé une méthodologie pour le dimensionnement

optimal d'un système photovoltaïque avec batteries de stockage [19, 14]. Une technique est proposée par Thiaux et al. pour étudier l'impact des profils de charge sur le dimensionnement d'un système PV autonome [20].

Dans la perspective d'améliorer la fiabilité des systèmes photovoltaïques, la gestion de l'énergie a fait l'objet de nombreux travaux de recherche. Récemment, pour les systèmes raccordés au réseau, l'objectif est de promouvoir l'insertion intensive de la production photovoltaïque dans le réseau en proposant un service d'écrêtage des puissances de réseaux avec l'ajout d'un système de stockage [21, 22, 23]. Pour les systèmes photovoltaïques avec appoint ou hybride (PV / groupe électrogène ou générateur éolien, etc..), Yamamoto et al. (2003) ont proposé une méthode pour contrôler le système de génération hybride photovoltaïque-diesel en utilisant la prédiction de l'irradiation solaire pour améliorer l'efficacité du système [24]. Pour assurer l'électrification d'un habitat isolé, Wang et al. (2008) ont conçu une stratégie globale de gestion de l'énergie pour gérer les flux d'énergie entre les différentes sources d'énergie et l'unité de stockage dans un système PV hybride [25].

La gestion de l'énergie dans un système photovoltaïque autonome est une recherche contemporaine dans le domaine photovoltaïque. Selon Kaiser (2007), l'Institut Fraunhofer des systèmes d'énergie solaire a développé une génération de système de gestion de stockage, qui améliore la durée de vie et la fiabilité des batteries [26]. Barca et al. (2008) ont présenté une méthode de gestion optimale de l'énergie pour un système photovoltaïque autonome. Leur méthode exploite un modèle de l'état de charge prédictive pour la mise en œuvre d'un algorithme de contrôle [27]. Zhu et Liao (2009) ont proposé une stratégie de contrôle de gestion d'énergie d'un système PV autonome. Leur stratégie est basée sur le contrôle du convertisseur DC-DC unidirectionnel et bidirectionnels [28]. Qi et al. (2009) ont présenté une méthode de gestion d'énergie qui intègre le contrôle de suivi de point de puissance maximale, le contrôle de suivi de puissance de la charge, la charge rapide avec un courant variable et le contrôle de décharge des batteries [29].

Parmi les axes de recherche sur la gestion d'énergie il en est un qui concerne la gestion de la demande. Al-Alawi et Islam (2004) assurant la gestion de la demande par l'utilisation d'un groupe électrogène, pour lisser les pics journaliers et remplir les vallées de la courbe de charge pour rendre l'utilisation des ressources énergétiques renouvelables plus efficace [30]. En utilisant des prédictions concernant la vitesse du vent et la puissance, Lujano-Rojas et al. (2012) ont discuté d'une stratégie de gestion de la charge pour une utilisation optimale de l'énergie renouvelable dans un système éolien avec batteries et générateur diesel [31]. Dans le

même sens, Clastres et al (2010) et Missaoui et al (2011) ont proposé un système de gestion optimal d'énergie dans l'habitat qui pourrait fournir des services auxiliaires aux réseaux. Leur système de gestion prévoit un plan d'exploitation pour la période des 24h suivantes. Cette gestion repose sur des prévisions de données (Climatique, besoin en énergie, coût de l'électricité, etc..) pour un système PV à base de multi-sources [32, 33, 34]. Selon Riffonneau et al. (2011), leur stratégie de gestion de la charge utilisée est basée sur les données prévisionnelles du climat et du coût de l'énergie pour un système PV connecté au réseau [21].

Dans cette thèse, notre première contribution consiste à l'élaboration d'une nouvelle stratégie de gestion optimale des charges, pour une utilisation optimale de l'énergie renouvelable dans un système photovoltaïque autonome sans appoint destiné pour les régions désertiques isolées. Cette nouvelle stratégie de gestion est basée sur le profil de consommation développé (Objet d'une deuxième contribution), l'état de charge (SOC) des batteries et les données climatiques (Température ambiante et éclairage) réelles et actuelles (Données non prévisionnelles). L'architecture traditionnelle des maisons dans les régions désertiques de l'Algérie nous permet d'ajouter l'aspect du contrôle de l'éclairage en tenant compte de la variation de la durée du jour au cours de l'année, tout en respectant le confort visuel. Par la suite, nous étudierons l'impact de cette nouvelle stratégie de gestion d'énergie sur la fiabilité du système et le remplacement du dispositif de stockage. L'approche de cette étude est illustrée dans l'étude de cas avec un outil de simulation sous l'environnement Matlab-Simulink.

Dans ce contexte, le travail de recherche présenté porte sur le développement d'un modèle de gestion optimale d'énergie dans l'habitat, pour une optimisation technico-économique du dimensionnement d'un système photovoltaïque autonome destiné à l'électrification des sites isolés dans les régions désertiques de l'Algérie, où les conditions climatiques sont sévères et avantageuses en même temps et la demande énergétique est modeste compte tenu des coutumes et des traditions de ces régions. Cela va contribuer d'une manière efficace à l'encouragement de la politique Algérienne concernant l'intégration des énergies renouvelables dans le système énergétique par le changement indirect du mode de consommation de l'énergie électrique.

Ce travail est organisé en cinq chapitres. Il se récapitule comme suit :

Après une introduction générale qui porte sur l'utilité de l'exploitation de l'énergie solaire photovoltaïque pour l'électrification des maisons isolées, le premier chapitre, présente le contexte énergétique mondial et Algérien ainsi que la problématique détaillée de la thèse. Des généralités ont été présentées dans le deuxième chapitre sur les solutions envisagées pour l'utilisation de l'énergie solaire photovoltaïque comme future ressource après les énergies fossiles. Nous le terminons en décrivant notre expérimentation qui consiste en un système PV autonome sans gestion d'énergie.

La modélisation des différents éléments nécessaires à l'étude d'un système photovoltaïque autonome, a fait l'objet du travail présenté dans le troisième chapitre, tels que l'irradiation qui est un paramètre essentiel dans le dimensionnement des systèmes PV, le générateur photovoltaïque, le système de stockage et le convertisseur DC/AC. La validation expérimentale du modèle de l'irradiation proposé est rendu possible, grâce à l'utilisation des données de l'irradiation mesurée sur le plan incliné au niveau du site de Ghardaïa. Cette validation a pour but de vérifier les modèles utilisés pour estimer l'angle d'inclinaison optimale des modules. Une campagne de tests effectuée sur le générateur PV nous a permis de valider le modèle proposé via des critères d'erreurs. Finalement, une approche de dimensionnement optimal du système PV autonome a été proposée dans ce chapitre. Cette approche est basée sur deux critères à savoir : la fiabilité et le coût. Le critère de fiabilité est basé sur le concept de probabilité de perte de besoin en énergie (LPSP), et le critère économique basé sur la notion du coût énergétique du système et sur sa durée de vie, considérés parmi les meilleurs indicateurs de rentabilité économique pour les systèmes à énergies renouvelables. Les paramètres entrants dans le dimensionnement du système PV autonome sont essentiellement; la taille du générateur PV et la capacité du stockage.

Le chapitre 4 est consacré à la présentation de la consommation énergétique résidentielle d'une manière générale, ainsi que le profil de consommation énergétique développé à travers une enquête réelle effectuée dans une région désertique de l'Algérie (Site de Ghardaïa), et son évolution annuelle. Par la suite nous dévoilons dans ce chapitre notre nouvelle stratégie de gestion optimisée de la charge avec ses paramètres de gestion du profil dans l'optique de minimiser l'utilisation du stockage et le déficit en énergie.

Dans le cinquième chapitre, nous discuterons les performances d'un système photovoltaïque autonome sans gestion d'énergie installé à Ghardaïa, afin de justifier la nécessité d'une gestion d'énergie. Nous présenterons ensuite l'ensemble des résultats de

simulation obtenus au cours de cette étude. Ces résultats sont issus de l'application de la méthodologie proposée pour l'optimisation du dimensionnement du système photovoltaïque autonome avec l'introduction de la nouvelle stratégie de gestion d'énergie pour satisfaire les besoins du consommateur en énergie électrique en site isolé. Le système est simulé dans l'environnement Matlab-Simulink en utilisant des données radiométriques réelles avec un profil de consommation réel.

Enfin, la dernière partie de cette thèse présente, une conclusion générale des travaux effectués ainsi que les principaux résultats obtenus puis les perspectives de développement futures.

Chapitre 1

Contexte et problématique

Chapitre 1

Contexte et problématique

1.1. Introduction

A l'instar de l'eau et de l'oxygène; l'énergie est considérée comme un élément fondamental des sociétés contemporaines. Les ressources énergétiques fossiles avec leurs épuisements progressif et continu (Tableau 1.2) ne pourront répondre indéfiniment à la demande énergétique des générations futures, ce qui impose d'envisager de nouveaux moyens pour l'obtention de l'énergie. D'autre part, les émissions des gaz toxiques comme les oxydes d'azote NO_x et le dioxyde de carbone CO_2 (Tableau 1.1) issus de la production et de l'exploitation des énergies classiques sont les responsables majeurs de la pollution atmosphérique.

Tableau 1.1 Scénario des émissions des gaz, exemple de l'Algérie [35]

Année	2008	2010	2015	2017
CO_2 (Millions tonnes)	38	45	54	59
NO_x (Millions tonnes)	0,16	0,19	0,22	0,24

Pour cela, le recours à l'utilisation de ressources énergétiques renouvelables tel que, le soleil, le vent, la mer et autre est devenu indispensable pour un développement durable et écologique.

1.2. Consommation énergétique mondiale

La consommation de l'énergie peut avoir plusieurs formes, telles que l'électricité, le combustible pour les moyens de transport, l'industrie pétrolière et le chauffage à travers le gaz et le charbon etc. Cette consommation énergétique ne cesse d'augmenter depuis plusieurs années (cf. figure 1.2). La consommation mondiale annuelle d'énergie primaire a augmenté de 2,5 % en 2011 et d'une moyenne au-dessous de 1,8 % en 2012 pour toutes les régions du monde sauf en Afrique. Moins de la moitié du taux de croissance a connu en 2010, mais proche de la moyenne historique sur 10 ans. La croissance de la consommation mondiale s'est ralentie en 2011 pour toutes les régions et pour tous les combustibles. Bien

que le pétrole reste le carburant numéro 1 à 33,1 % de la consommation mondiale d'énergie en 2012, il a continué à perdre des parts de marché pour la douzième année consécutive et sa part de marché actuelle est la plus faible depuis 1965. Par contre, la part de marché du charbon est de 30,3 %, c'est la plus élevée depuis 1969 [36]. Les énergies renouvelables représentent 2 % de la totalité de l'énergie primaire consommée en 2012 (figure 1.1).

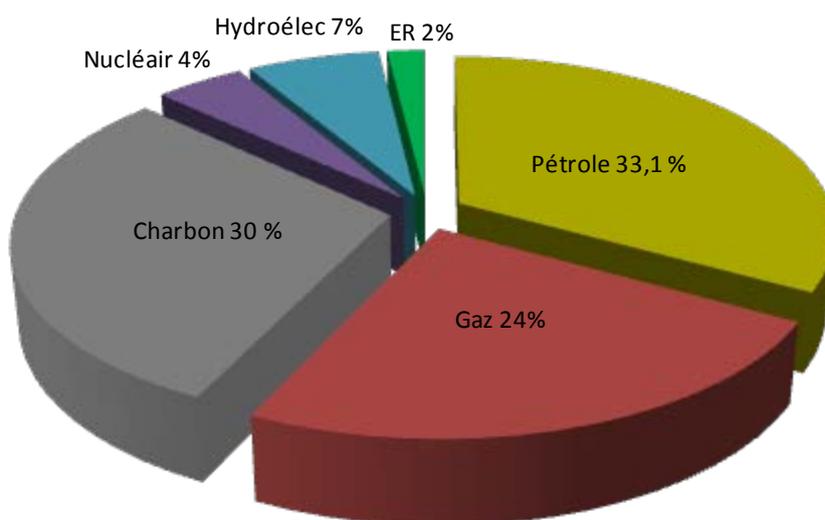


Figure 1.1. Répartition de l'énergie primaire consommée par type d'énergie en 2012 [36]

La figure 1.2 représente l'évolution de la consommation mondiale annuelle de l'énergie primaire durant les dix dernières années. 40 % de cette énergie est destinée à la production d'électricité en 2012 [36].

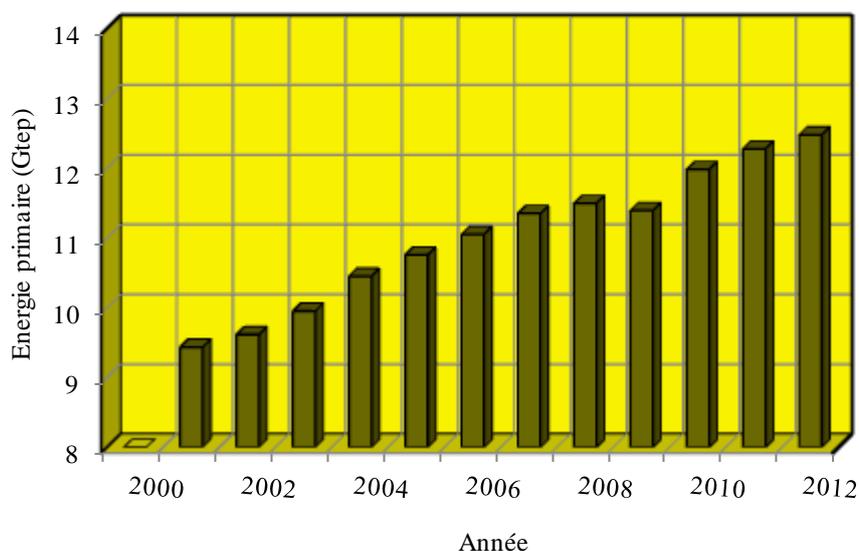


Figure 1.2. Consommation mondiale annuelle de l'énergie primaire [36]

La consommation énergétique mondiale annuelle d'origine renouvelable (Solaire, éolien, géothermie, biomasse et autre) est illustrée par la figure 1.3. En 2012 la consommation est de l'ordre de 1049 TWh, une croissance importante entre 1996 et 2012.

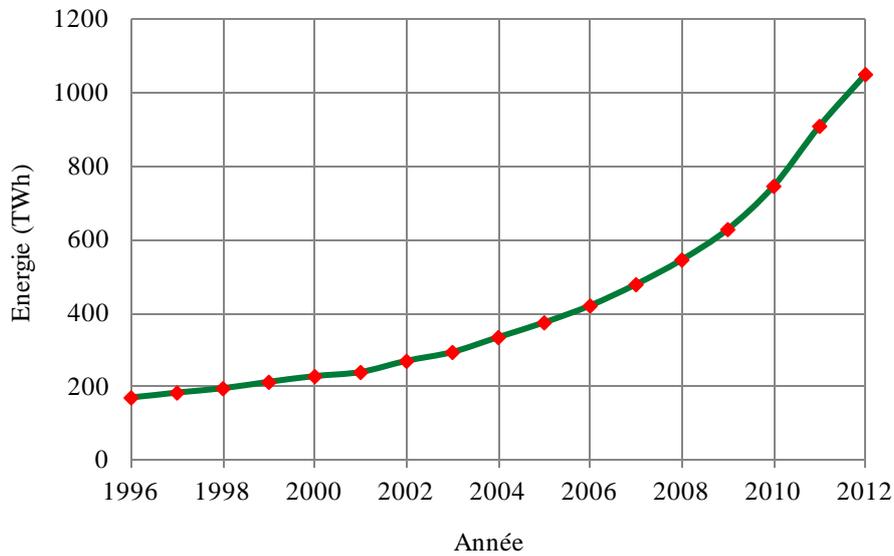


Figure 1.3. Consommation énergétique mondiale d'origine renouvelable [36]

Ce qui montre que la part des énergies renouvelables ne cesse à prendre sa place sur le marché de l'énergie. La part de l'énergie solaire est de 1,99 % (moyenne sur 10 ans). Au fil des dix dernières années, l'évolution de l'énergie solaire est remarquable. La figure 1.4 montre la croissance exponentielle du domaine à partir de 2007.

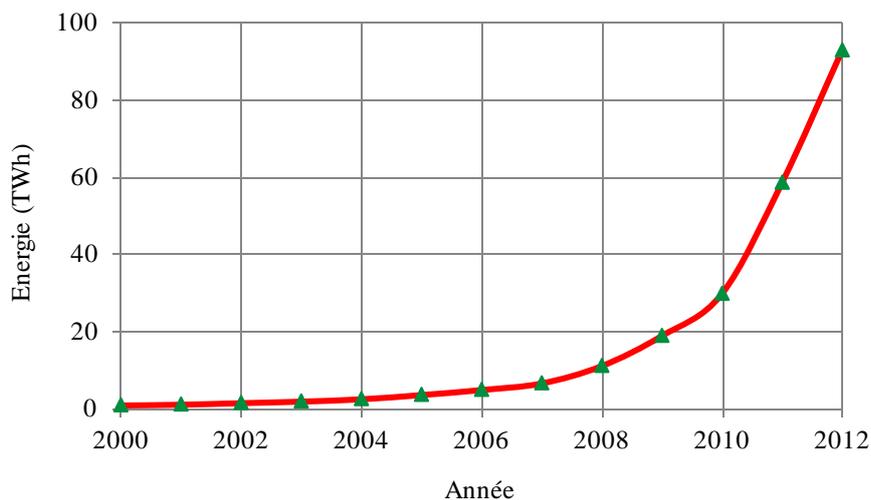


Figure 1.4. Consommation énergétique mondiale annuelle d'origine solaire [36]

En 2012 la part de la consommation énergétique d'origine solaire par rapport aux autres énergies renouvelables est de 9 % (figure 1.5) [36]. Elle est relativement faible par rapport à d'autre type d'énergie renouvelable à cause de son rendement.

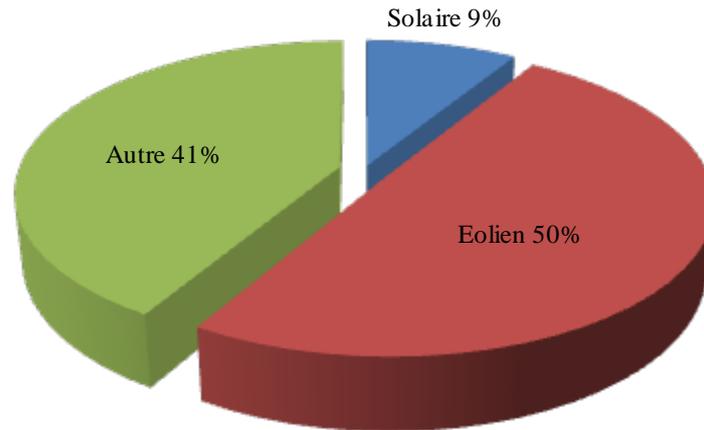


Figure 1.5. Répartition de l'énergie renouvelable consommée par type d'énergie [36]

1.2.1 Consommation énergétique de l'Algérie

La figure 1.6 montre l'évolution de l'énergie globale consommée en Algérie, elle représente la somme des consommations finales, comme par exemple l'électricité, le gaz pour le chauffage et autre dérivés [37].

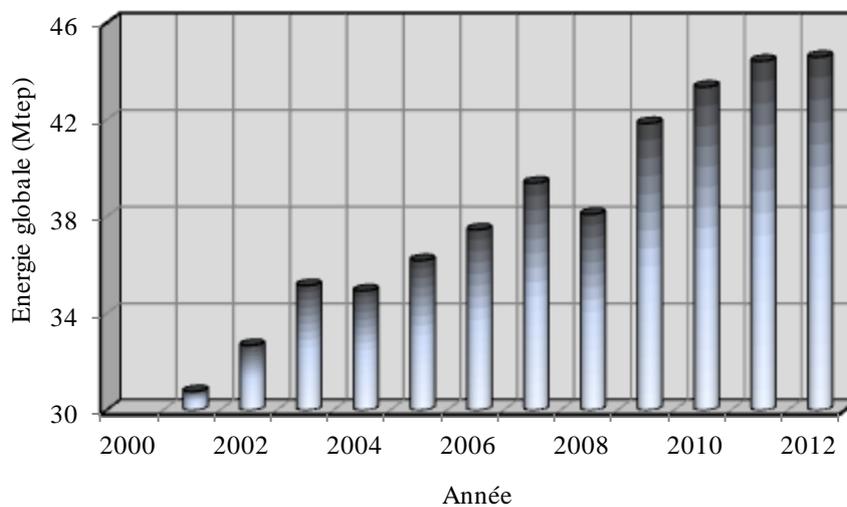


Figure 1.6. Consommation énergétique globale annuelle en Algérie [37]

La croissance de la consommation énergétique globale en Algérie a atteint un taux annuel moyen de 4,39 % entre 2001 et 2010. Dont la part de la consommation en énergie solaire est estimée à 200 GWh en 2012 [36].

L'électricité a connue son niveau de croissance le plus élevé dans les années soixante-dix, avec un taux annuel moyen de 13 % enregistré entre 1970 et 1980 (Figure 1.7).

Durant la dernière décennie, cette croissance a été pratiquement stable autour d'un taux annuel moyen de 6 % [35, 37]. La figure 1.8 montre l'évolution de la production de l'électricité en Algérie avec ces différentes filières (renouvelable et non renouvelable) entre 1995 et 2012 [36].

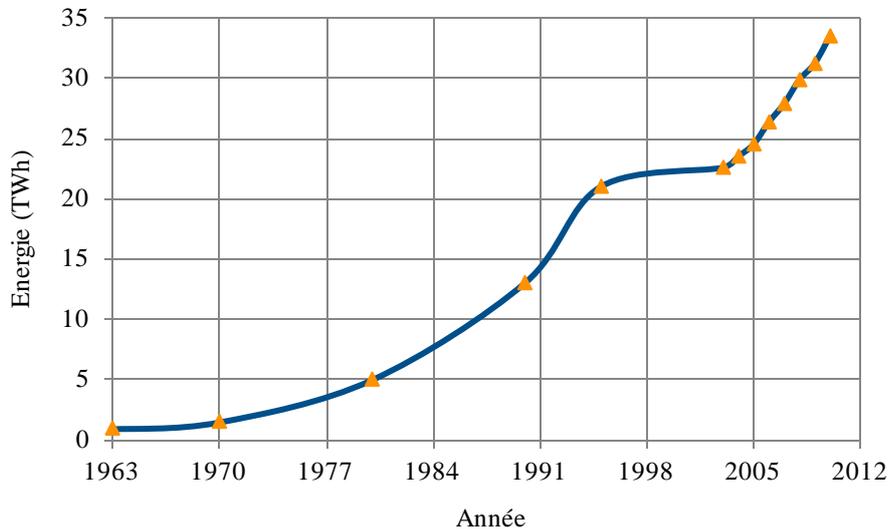


Figure 1.7. Evolution de la consommation de l'énergie électrique en Algérie [37]

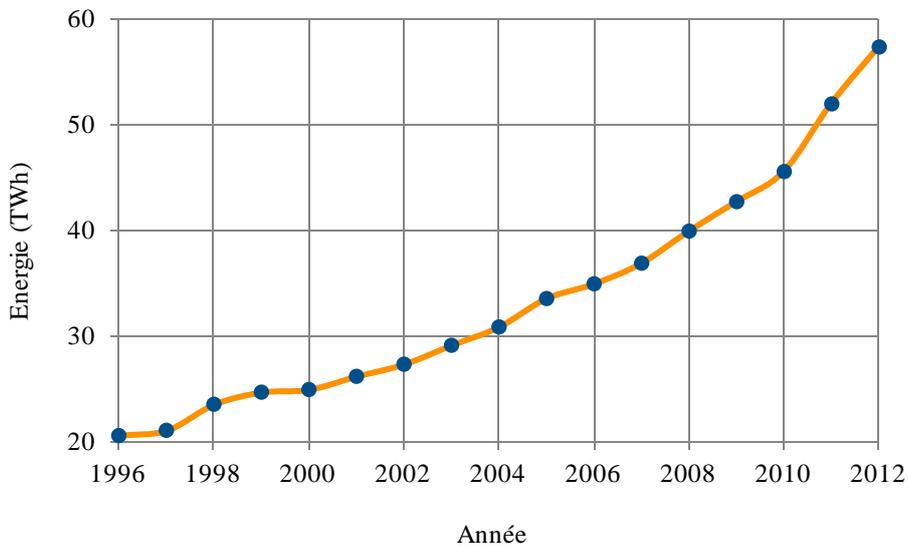


Figure 1.8. Evolution de la production d'électricité en Algérie [36]

1.3. Potentiel énergétique mondial

La terre dispose d'un potentiel énergétique naturel diversifié, tel que les énergies renouvelables (Soleil, vent, marées motrices, eau du barrage, bio énergie, etc..) et non renouvelables (Pétrole, gaz, charbon, etc...). Le pétrole brut, le charbon et le gaz sont actuellement les principales ressources pour l'approvisionnement énergétique mondial. La

taille des réserves de combustibles fossiles est un dilemme lorsqu'on sait que ces réserves sont en diminution rapide. Cette problématique est fondamentale et cruciale pour l'avenir de l'humanité, une sensibilisation à l'échelle planétaire a été menée afin de trouver une solution à cette situation. Les réserves mondiales de charbon, de gaz et de pétrole prouvées en décembre 2012 (Rapport Reserve / Production) sont environ 109, 55,7 et 52,9 ans, respectivement (Tableau 1.2) [36].

Tableau 1.2 Réserves mondiale des énergies fossiles [36]

Ressource	Reserve / Production (R / P)
Pétrole	52,9 ans
Gaz	55,7 ans
Charbon	109 ans

Concernent le potentiel énergétique renouvelable, le soleil libère d'énormes quantités d'énergies depuis 5 milliards d'années, qui traversent une distance d'environ 150 Gm pour atteindre la surface de la Terre, avec une puissance moyenne d'environ 1000 W/m² [38, 39]. Autant dire qu'à l'échelle humaine, l'énergie solaire est inépuisable. Cependant cette énergie solaire est inégalement répartie à la surface de la Terre, comme illustré par la figure 1.9, et sujette à des variations saisonnières.

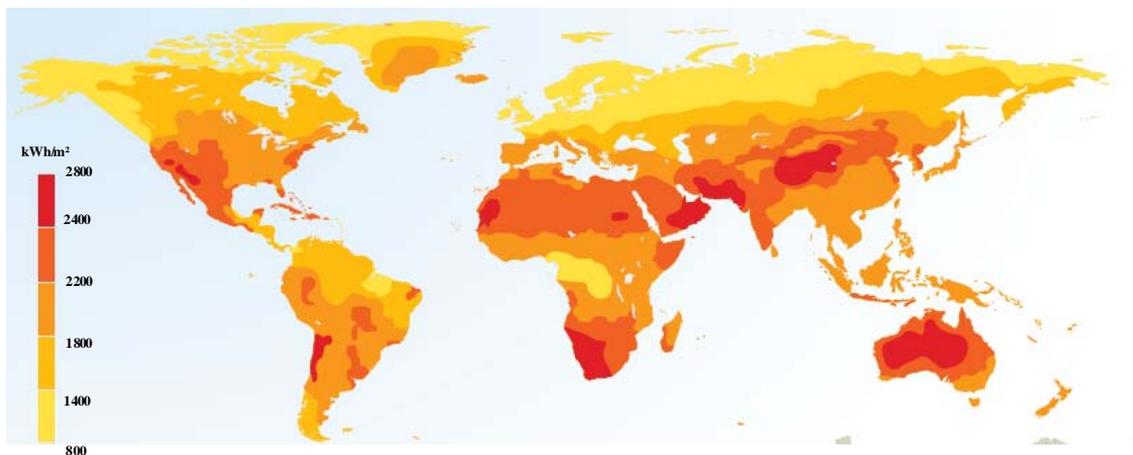


Figure 1.9. Répartition de l'ensoleillement annuel mondial [119]

Au final, l'énergie solaire qui arrive sur la Terre est 10000 fois supérieure à la demande énergétique globale de la population. Près de l'équateur, l'ensoleillement annuel peut atteindre 2300 kWh/m²/an.

1.3.1 Potentiel énergétique de l'Algérie

Les réserves prouvées de l'Algérie en matière de gaz et de pétrole en 2012 étaient respectivement de 55,3 et 20 ans selon le rapport R/P, sachant que les productions de 2012 du gaz et du pétrole sont respectivement de l'ordre de 73,4 Mtep et 73 Million tonne [36]. Donc, si on prend le gaz naturel qui est actuellement le moyen principal de la production d'électricité en Algérie (12 % de la production du gaz), la durée de 55 ans est relativement courte comparativement à la croissance de la demande en énergie électrique (Figure 1.7). Cela nous incite donc à passer rapidement et d'une manière efficace à l'industrialisation des autres types de ressources énergétiques et d'explorer toutes les voies pour préserver les ressources fossiles et rationaliser la consommation avec une utilisation plus responsable de l'énergie.

En matière d'énergies renouvelables, l'Algérie dispose d'un potentiel énergétique solaire dépassant les 5 milliards GWh/an. La figure 1.10 donne un aperçu sur la distribution de l'irradiation globale journalière sur le plan horizontal pour les mois de décembre et juillet.

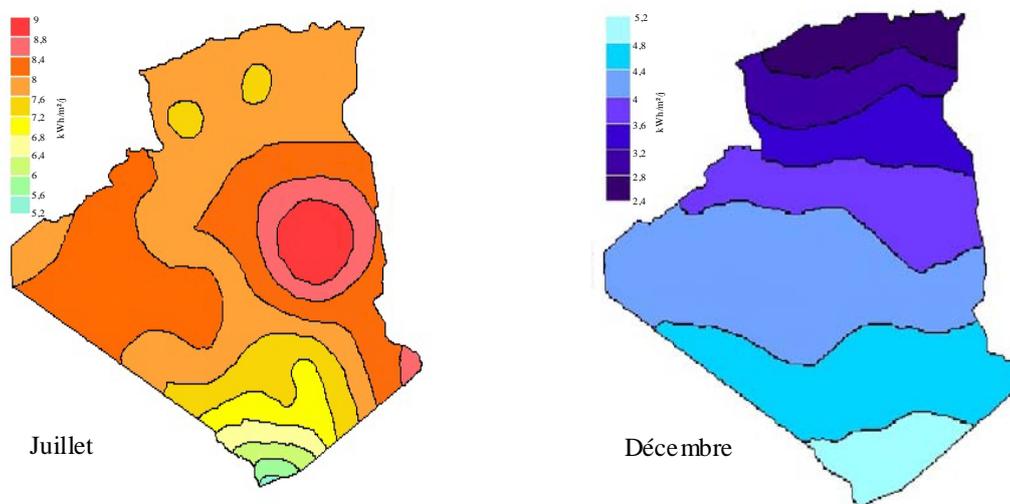


Figure 1.10. Irradiation globale journalière reçue sur un plan horizontal [42]

La moyenne annuelle de la durée d'ensoleillement variant de 2250 heures dans le nord à 3600 heures dans le Sahara avec un potentiel énergétique respectif de 1700 à 2650 kWh/m²/an [40, 41]. Cette énergie varie selon les régions entre 2,4 et 5,2 kWh/m²/j au mois de décembre alors qu'au mois de juillet elle varie entre 4,8 et 9 kWh/m²/j [42]. Ces valeurs varient tout au long de l'année en fonction des saisons avec évidemment un

maximum en été. Par exemple au mois de décembre à Ghardaïa, les valeurs d'ensoleillements varie entre 3,2 et 4 kWh/m²/jour. Au mois de juillet ces valeurs peuvent atteindre jusqu'au 8,4 kWh/m²/jour [42]. L'Algérie possède de larges étendues de territoires disponibles pour une valorisation du potentiel solaire de près de 2 millions de km² dont une très grande partie est désertique [40].

1.4. Etat du photovoltaïque en Algérie

Le monde présente un déficit en énergie électrique devant une demande qui ne cesse de croître de manière exponentielle [1, 2, 44] (Exemple de l'Algérie dans la figure 1.7). Avec le coût élevé relatif à la réalisation d'une centrale classique de production d'énergie électrique y compris le réseau de transport, l'énergie photovoltaïque (PV) peut contribuer à résoudre ce problème, par la possibilité de produire une électricité propre, plus accessible et très adaptée à la production décentralisée pour les régions isolées et dotées d'un fort potentiel énergétique solaire. L'objectif de l'Algérie est d'atteindre une contribution des énergies renouvelables de l'ordre de 5% dans le bilan national d'ici à 2015 et 40 % à l'horizon 2030 (Figure 1.11) à travers les filières, photovoltaïque, thermique solaire et éolienne [8, 9, 45].

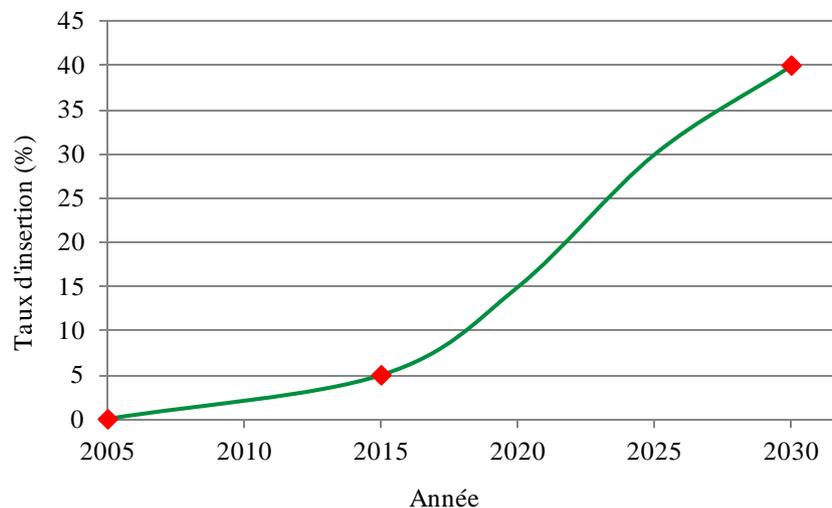


Figure 1.11. Perspectives d'insertion des énergies renouvelables dans la production nationale [8]

Les perspectives du secteur de l'énergie en Algérie préconisent l'accroissement de la contribution des énergies renouvelables dans le bilan énergétique national. La production d'électricité par les énergies renouvelables à l'échelle nationale représente 0,028 % du bilan de production en 2005 [45]. Pour le photovoltaïque, en 2007 le parc solaire en fonctionnement est de 108 installations PV, d'une puissance crête de 453 kW_c. A partir de

2007, dans le cadre de l'électrification rurale, il est prévu l'électrification de 500 foyers par an à raison d'une moyenne de 0,75 kW par foyer [45].

La figure 1.12 ci-dessous montre la distribution de l'électrification solaire PV existante et programmée entre 2005 et 2009 [45]. L'avantage d'une production décentralisée est de produire de l'énergie directement sur les sites de consommation pour une alimentation locale. Dans ce cas, l'insertion du PV a un impact sur le développement, l'économie et l'environnement.

Selon le secteur, et particulièrement le résidentiel qui abrite une part importante des installations, la courbe de charge locale est rarement corrélée avec la production PV. Dans ce cas, une solution est envisageable. L'énergie PV qui n'est pas consommée est stockée localement pour être utilisée ultérieurement. Cela nécessite l'ajout d'un système de stockage d'électricité qui va apporter l'avantage majeur de maîtriser la production photovoltaïque, initialement intermittente. Naturellement, l'ajout d'un élément de stockage pourra répondre à ce besoin et, dans le contexte d'un approvisionnement en énergie des sites isolés, va apporter des solutions autant techniques qu'économiques à l'utilisation des systèmes PV autonomes

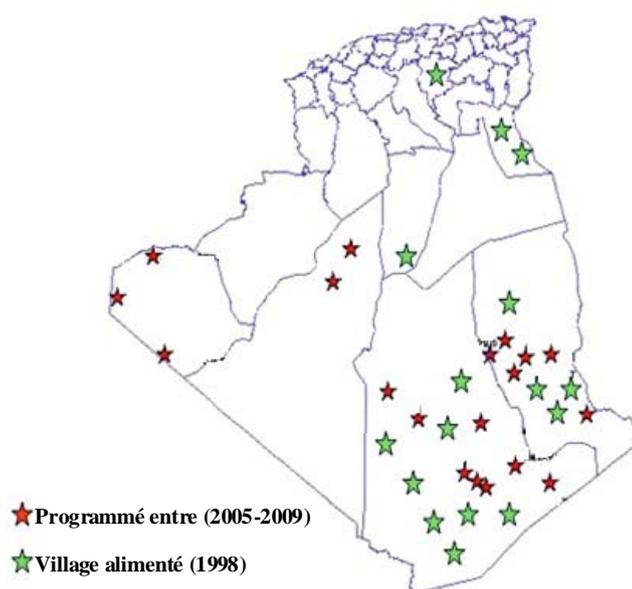


Figure 1.12. Installation du photovoltaïque en Algérie [45]

1.5. Problématique détaillée de la thèse

La croissance de la demande énergétique mondiale ou Algérienne n'est pas une fatalité. Le problème essentiel aujourd'hui ne consiste pas en termes de pénurie de ressources, mais

dans leurs utilisations abusives. Le principal objectif est de conduire à des changements de mode de consommations et à une révolution industrielle qui oriente les investissements à longue durée de vie (centrales électriques, bâtiments, systèmes de transport et autres infrastructures) vers des solutions plus efficaces, moins génératrices au gaz à effet de serre provoquant des changements climatiques catastrophiques.

Principalement, la consommation de l'énergie électrique en Algérie est basée sur l'utilisation des énergies fossiles (Gaz et pétrole). Avec l'épuisement de ces énergies, le recours à l'utilisation des énergies renouvelables (le cas de l'énergie solaire photovoltaïque et thermique) est l'une des solutions envisagées, mais avec le changement de mentalité de consommation d'énergie électrique. Cependant, le caractère intermittent de l'énergie solaire fait que l'association d'un système de stockage à la production d'énergie pour les systèmes photovoltaïques ou hybrides est indispensable, ce qui pose encore beaucoup de problèmes (Entretien, coût, etc. ...).

A ce jour, le coût de la facture d'électricité en Algérie est soutenu par l'état. Donc, initialement l'utilisation du photovoltaïque n'est intéressante que pour les habitations éparpillés dans des régions désertiques et éloignées du réseau conventionnel, car le coût du transport de l'énergie électrique est très élevé par rapport à une installation photovoltaïque autonome. Pour certaines régions situées dans le désert Algérien, les systèmes photovoltaïques hybrides (avec générateur diesel ou éolien) engendrent beaucoup de désagrément dus aux surcoûts, défaillances engendrées par les vents de sables occasionnels, l'acheminement du carburant, la vitesse du vent au dessous de la moyenne désirée pour les installations éoliennes, etc. ...

Le dimensionnement optimal des systèmes photovoltaïques autonomes sans appoint est un problème complexe et le stockage de l'énergie dans ce cas est un maillon primordial. Le caractère aléatoire de la production photovoltaïque lié aux conditions météorologiques, comme celui du profil de consommation lié aux habitudes des populations, rendent indispensable la simulation du système sur toute sa durée de vie. Cette simulation doit reposer sur des modèles théoriques représentatifs des différents éléments composant le système, pour rendre compte au mieux des transferts énergétiques ayant lieu au sein du système. L'optimisation du dimensionnement présentée dans cette thèse a principalement été réalisée en cherchant à satisfaire à la fois le confort énergétique et minimiser le coût énergétique global du système. L'investissement énergétique représente l'ensemble des énergies requises pour la chaîne de production d'un composant du système jusqu'à son

recyclage. La méthode simple de dimensionnement des systèmes photovoltaïques isolés est réalisée en fixant une consommation énergétique journalière comme paramètre d'entrée du système. Ce profil journalier de puissance variable a un rôle important dans le dimensionnement du système afin de bien ajuster la capacité de stockage à celle du générateur PV.

Dans ce contexte, une approche de la gestion d'énergie a été menée dans cette thèse avec une nouvelle stratégie d'optimisation de la gestion de la demande dans un habitat isolé, dans l'optique d'aller encore plus loin dans le dimensionnement optimal des systèmes photovoltaïques. Cette stratégie est basée sur des données météorologiques réelles (éclairage et température), profil de consommation annuel et état de charge instantané des batteries de stockage. Nous avons donc cherché à utiliser les degrés de liberté offerts par certaines charges d'un habitat traditionnel situé dans un milieu désertique, tout en conservant un confort énergétique acceptable pour le consommateur. Nous avons intégré de l'intelligence dans la gestion du profil de consommation, dans le but de minimiser l'utilisation du stockage, et de permettre ainsi de réduire le coût d'investissement de ce type d'installations mais aussi son coût de fonctionnement sur cycle de vie (énergétique global ou économique). En effet, les gains énergétiques sur cycle de vie sont réalisés par l'allongement de la durée de vie des accumulateurs. Bien entendu, l'ensemble des considérations effectuées sur des systèmes PV isolés peuvent être généralisés aux architectures d'habitats modernes, où les problématiques de stockage de l'énergie comme celles de la gestion de la demande seront aussi abordées.

Tout d'abord, la première partie du travail concerne la modélisation et la méthodologie utilisée pour traiter le problème d'optimisation technico-économique sur cycle de vie des systèmes photovoltaïques dans les sites isolés. Les différentes modélisations nécessaires à la simulation énergétique du système seront présentées avec la validation du modèle de rayonnement et celui du générateur PV, ainsi que les différents critères utilisés pour l'évaluation des performances d'un système photovoltaïque autonome. L'accent sera mis sur les critères de coût énergétique sur cycle de vie et la fiabilité du système. L'outil d'optimisation utilisé sera aussi abordé dans cette partie.

Puis, nous présentons le profil de consommation énergétique développé dans une région désertique pour résoudre la problématique de manque de données concernant la consommation de l'énergie électrique. Par la suite, nous discuterons la problématique d'une installation photovoltaïque autonome sans gestion d'énergie dans une région désertique,

afin de justifier la nécessité d'une gestion. Enfin, nous expliquerons notre nouvelle stratégie de gestion optimisée de la charge avec ses paramètres de gestion dans l'optique de trouver une solution à la problématique de l'utilisation du stockage et le déficit en énergie. Et nous aborderons ensuite les résultats issus de la nouvelle stratégie d'optimisation de gestion de la demande du consommateur.

1.6. Conclusion

Ce chapitre commence par le scénario de la pollution atmosphérique en Algérie. Ensuite une présentation des statistiques sur la consommation, la production et le potentiel énergétique dans le monde et en Algérie, pour montrer le contexte énergétique et les alternatives de l'après pétrole. Une évaluation du potentiel énergétique solaire est donnée dans ce chapitre avec un aperçu sur l'état du photovoltaïque en Algérie et les perspectives envisagées par le programme national. Enfin, dans le sens de recours à l'utilisation du système PV autonome pour l'électrification des sites isolés, une problématique détaillée a été présentée.

Chapitre 2

Généralités sur les systèmes photovoltaïques

Chapitre 2

Généralités sur les systèmes photovoltaïques

2.1. Introduction

La découverte de l'effet photovoltaïque a été réalisée par A.-E. Becquerel en 1839 et Einstein en expliqua les mécanismes en 1912. Becquerel découvrit que certains matériaux délivrent une petite quantité d'électricité quand on les expose à la lumière. Cet effet est étudié dans les solides tels que le sélénium par Heinrich Hertz dès les années 1870 avec des rendements de l'ordre de 1%, ce matériau est adopté rapidement par les photographes comme luxmètre [52]. En 1954, la première cellule solaire au silicium cristallin a été fabriquée aux Etats-Unis par la société Bell Téléphone Laboratories, avec un rendement de 4 % à partir du procédé de tirage Czochralski. En 1958 le satellite américain Vanguard I a été lancé, équipé de six panneaux recouverts de cellules au silicium ayant un rendement moyen de 6%. Depuis, les modules PV, choisis pour minimiser le rapport poids/puissance électrique délivrée, équipent tous les satellites. C'est au début des années 1980 que le PV et les autres énergies renouvelables vont connaître leur premier essor "terrestre" avant le redémarrage observé au cours des années 1990. Les applications spatiales ont donc permis initialement un apprentissage et une maîtrise graduelle, mais relativement rapide, de l'utilisation des cellules PV au silicium cristallin, même si la découverte scientifique principale est elle ancienne [53].

2.2. Conversion photovoltaïque

La conversion directe de la lumière en énergie électrique se fait par l'intermédiaire de composants électroniques à semi-conducteur, appelés cellules photovoltaïques (PV), dans lesquels l'absorption des photons libère des électrons chargés négativement et des trous chargés positivement. Cette conversion est obtenue selon un processus dit "effet photovoltaïque" qui ne peut se produire que s'il existe une barrière de potentiel dans le semi-conducteur, avant qu'il ne soit éclairé (Création de deux zones N et P à l'aide d'un dopage avec deux impuretés différents). Quand on soumet le matériau à un éclairage, les charges électriques, sont rendues mobiles par l'énergie des photons et par l'effet du

potentiel électrique de la jonction qui a pour rôle de séparer les charges positives des charges négatives. La caractéristique courant - tension (I-V) de la cellule varie avec l'intensité du soleil et de la température.

L'industrie des semi-conducteurs contribua largement au développement des cellules PV. Après tout, une cellule PV classique n'est rien d'autre qu'une grande diode au silicium ayant comme surface la totalité de la plaquette sur laquelle elle est déposée. La taille des cellules PV accompagna d'ailleurs la progression de la dimension des wafers de l'industrie des circuits intégrés de 5,08 cm à 7,62 cm dans les années 70 et à 10,16 cm au début des années 80, avant de s'émanciper par la découverte de la croissance de lingots multicristallins parallélépipédiques qui donnèrent des plaquettes carrées de 10 cm de côté et qui atteignent aujourd'hui couramment 12,5 à 15 cm de côté [52].

2.2.1. Différentes technologies des cellules photovoltaïques

Actuellement les principales technologies sont le silicium monocristallin, poly-cristallin et amorphe. Les cellules photovoltaïques au silicium monocristallin ont un meilleur rendement; qui est compris entre 13 et 18 %.

Les cellules au silicium poly-cristallin possèdent des caractéristiques physiques différentes cependant elles ont un rendement légèrement inférieur, soit de 12 à 15%. Le silicium amorphe est la troisième technologie utilisée, leur rendement est compris entre 6 à 10 %. D'une manière générale le rendement de la cellule varie selon la nature du matériau et le procédé de fabrication [52, 54, 55].

La puissance générée par une cellule étant très faible, pour avoir des puissances compatibles avec des charges à alimenter, il faudra associer en série-parallèle plusieurs cellules. Celles-ci sont encapsulées dans une même structure pour former un module (figure 2.1). L'encapsulation ainsi réalisée va avoir deux rôles principaux :

- La protection des cellules contre les agressions extérieures (chocs, humidité, etc. ...).
- Le contrôle de la température des cellules qui va permettre une bonne dissipation vers l'extérieur de la partie de l'énergie incidente qui n'est pas transformée en énergie électrique [52].



Figure 2.1. Module PV en groupement série - parallèle des cellules

2.3. Systèmes photovoltaïques

Le but d'un système photovoltaïque est d'utiliser la conversion directe de l'énergie solaire par effet photovoltaïque pour subvenir aux besoins en énergie électrique de l'utilisation.

Le système solaire PV est l'un des moyens les plus intéressants d'obtenir de l'électricité de façon directe et autonome. On distingue deux usages principaux aujourd'hui :

- L'électrification pour des applications en sites isolés (électrification rurale, balises lumineuses, clôtures, chargeurs, parcmètres, pompes...) de quelques watts à quelques kilowatts.
- Les applications, de quelques kW au MW, connectées au réseau électrique basse tension : centrales solaires au sol, toits solaires ou installations intégrées aux bâtiments (façades, verrières, pare-soleil, tuiles photovoltaïques...).

Il existe trois grandes catégories de systèmes PV. Leur dénomination est faite selon la manière dont l'énergie est utilisée [27, 44, 46]:

- Système photovoltaïque connectée au réseau (Figure 2.2).
- Système photovoltaïque hybride (Figure 2.3).
- Système photovoltaïque autonome (Figure 2.4).

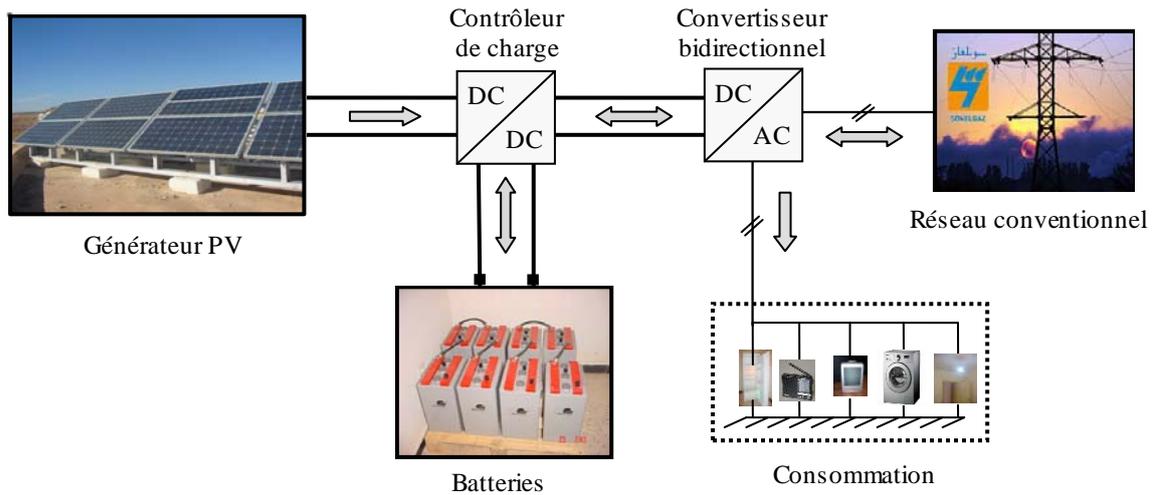


Figure 2.2. Système photovoltaïque connecté au réseau

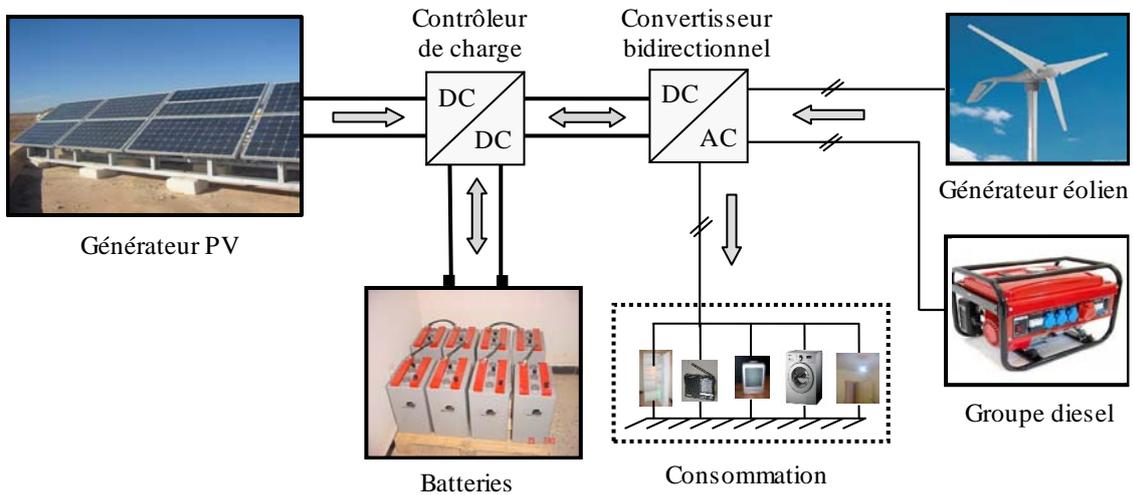


Figure 2.3. Système photovoltaïque hybride

Le système PV autonome est le plus utilisé dans les pays en développement, dans les zones rurales et les sites isolés et que nous traitons ci-après [47, 48, 49, 50, 51]. Généralement une installation photovoltaïque autonome (Figure 2.4) est constituée d'un générateur photovoltaïque, d'un système de stockage, d'une charge à courant continu ou alternatif, d'un contrôleur de charge et éventuellement des interfaces de conversion continu-alternatif. Le coût de revient d'une installation PV autonome est principalement basé sur la somme des coûts de chaque équipement ou accessoire utilisé, et cela quand on terminera le dimensionnement du système pour savoir le nombre de modules et celui des batteries ainsi que les divers appareillages intervenant lors de la mise en place de l'installation.

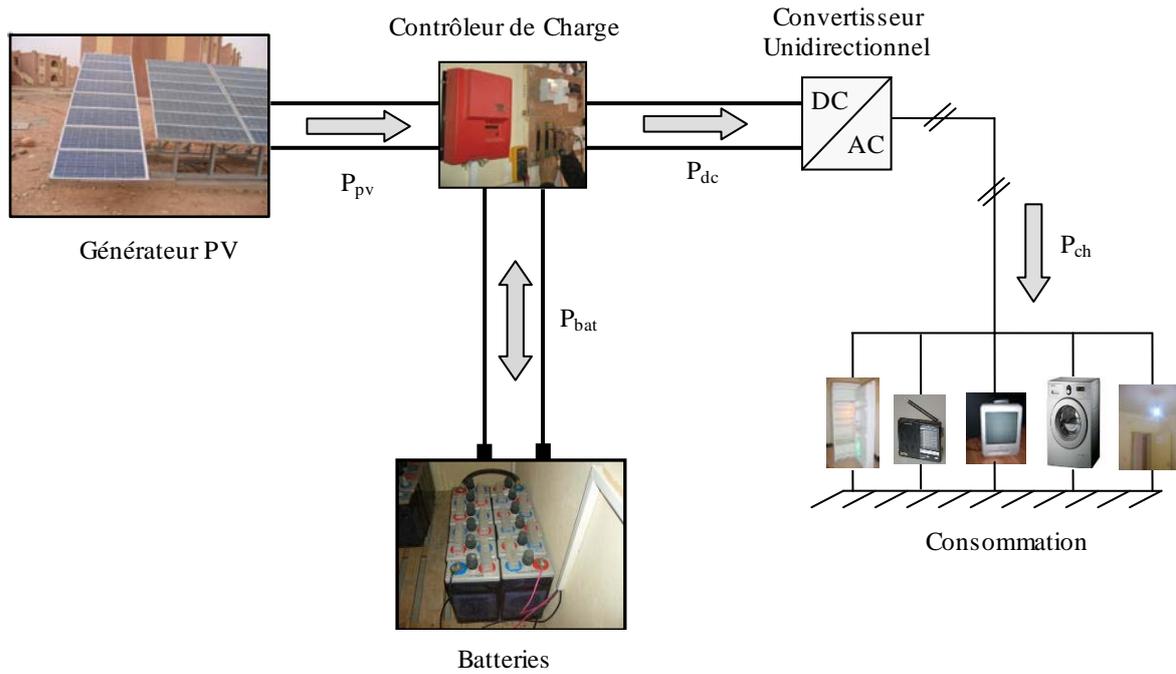


Figure 2.4. Système photovoltaïque autonome sans appoint

2.3.1. Générateur photovoltaïque

Généralement les puissances des modules PV trouvés sur le marché Algérien sont comprises entre 50 W_c et 250 W_c au maximum. Pour obtenir des puissances supérieures, il est nécessaire d'associer les modules en série-parallel (Figure 2.5) pour avoir un générateur photovoltaïque.



Figure 2.5. Générateur PV de 1 kWc Installé à El-Goléa

Pour des déséquilibres importants dus à l'occultation d'une ou plusieurs cellules, les modules peuvent être amenés à travailler en récepteur. Pour remédier à ces problèmes, des diodes sont placées en série et parallèle avec les modules (Figure 2.6) [56, 57, 58, 59].

Pour empêcher la batterie de se décharger la nuit dans les cellules PV ou pour empêcher une série de modules contenant un module défaillant ou masqué de devenir récepteur du courant fourni par les autres branches de modules, qui ont alors une tension plus élevée, une diode série est intégrée dans chaque branche. On l'appelle diode anti-retour et elle est située en série avec les modules.

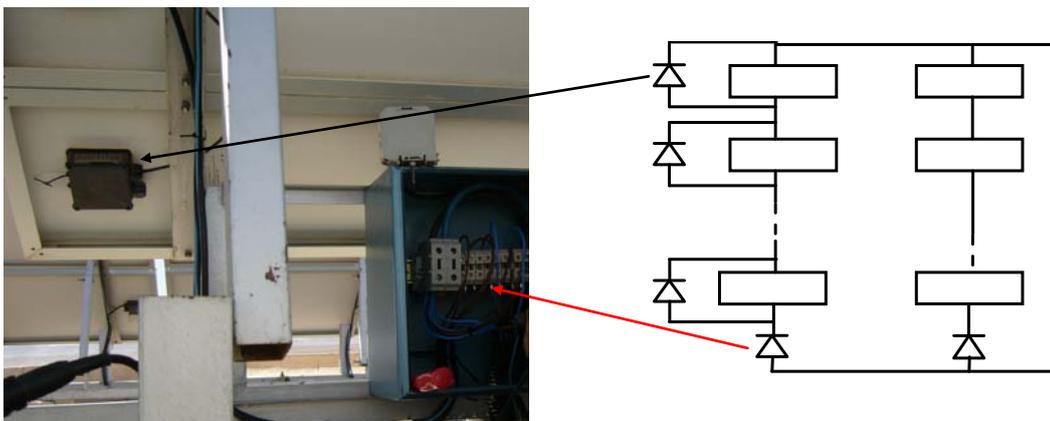


Figure 2.6. Emplacement des diodes série/parallèle au niveau du générateur PV

Au sein d'une série de modules, un module qui ne peut plus produire d'énergie (masqué, défaillance), doit être protégé pour ne pas devenir récepteur et s'endommager irrémédiablement; des diodes sont donc placées en parallèle avec chacun des modules du générateur. Elles permettent de dévier le courant produit par les autres modules de la série [57, 60, 61].

2.3.1.1. Installation du générateur PV

Lors de la conception de l'installation PV, on effectue un dimensionnement qui doit nous conduire à une configuration optimale du système assurant le meilleur compromis entre l'efficacité et le coût. Pour que le dimensionnement soit raisonnable, il faut qu'on assure une mise en place meilleure de notre système. Il est donc indispensable que le générateur puisse capter le plus d'énergie solaire possible.

Pour le cas de l'Algérie, compte tenu de la situation géographique, il est important que les modules soient orientés plein sud afin de capter le maximum de l'énergie quotidienne reçu, et ce quel que soit la saison. Pour cela, le sud magnétique peut être déterminé à l'aide d'une boussole. Par contre, l'inclinaison oblige à dimensionner le générateur sur les apports d'hiver et elle conduit généralement à une surproduction d'énergie électrique en été. Donc, l'inclinaison est le second paramètre important. Elle est principalement choisie en fonction du profil de consommation tout au long de l'année :

- Une inclinaison faible par rapport à l'horizontale favorise la captation de l'énergie solaire pendant l'été.
- Une inclinaison importante par rapport à l'horizontale favorise la captation de l'énergie solaire pendant l'hiver et par-là permet de diminuer les variations énergétiques entre l'hiver et l'été.

Pour la fixation du générateur PV, les modules sont généralement entourés d'un cadre rigide en aluminium anodisé comprenant des trous de fixation. Pour tout type de générateur, la structure classique consiste en un châssis avec une base plane pouvant recevoir des écrous de fixation eux-mêmes liés à une armature rigide. Les supports sont en général réalisés en aluminium anodisé ou en acier inoxydable ainsi que la boulonnerie de fixation. De plus, le système de fixation lui-même est exposé aux intempéries et doit pouvoir leur résister. Sa durée de vie doit être au moins égale à celle des modules eux-mêmes. La fixation des modules doit assurer correctement les fonctions suivantes :

- Maintien de l'orientation contre le vent et les autres intempéries, contre les agressions mécaniques.
- Protection contre les salissures, et agressions venant du sol.
- Assurer une ventilation naturelle des modules afin de limiter leur échauffement, donc l'arrière des modules doit être suffisamment dégagé pour permettre la circulation de l'air.
- Rigidité de l'ensemble des modules.
- Isoler les modules du sol. Il est conseillé d'adopter une distance minimale de 0,6 à 0,8m entre le sol et le bas des modules [60].
- Mise à la terre de la structure porteuse des modules PV, qui est l'un des moyens généralement préconisés pour éviter la destruction d'une partie du système par la foudre.

- Ecartement entre les rangées de modules d'un générateur PV, pour éviter l'ombrage.

L'occultation d'une série de modules peut provenir de l'installation du générateur lui-même. La situation la plus défavorable étant atteinte le jour du solstice d'hiver. Il est extrêmement important d'éviter d'occulter une partie du générateur PV par un masque. En effet, une ombre portée, même étroite, peut perturber le fonctionnement du système photovoltaïque :

- En provoquant l'éventuelle destruction d'un ou plusieurs module si la protection électrique du générateur est insuffisante ;
- En occasionnant une perte énergétique qui est fonction de l'importance et de l'évolution du masque au cours de la journée (et des saisons) et du groupement série parallèle des modules.

2.3.1.2. Optimisation de la production du générateur PV

L'Optimisation de la production d'un générateur PV résulte du fait que la tension permettant d'extraire le maximum de puissance des modules PV est en première approximation constante quand l'éclairement varie. Par conséquent il suffit de maintenir la tension constante aux bornes du générateur PV.

L'asservissement en tension est réalisé grâce à un dispositif électronique, dont la commande se fait par plusieurs techniques. Ce dispositif appelé MPPT (Maximum Power Point Tracker), contient des éléments électroniques de commande et de puissance. Ce système permettant au générateur PV de délivrer une puissance maximale qui peut être utilisée ou stockée.

2.3.2. Systèmes de stockage d'énergie électrique

Le système de stockage assure deux fonctions principales, premièrement il permet de satisfaire les besoins en énergie électrique malgré le caractère aléatoire et discontinu de l'énergie solaire (rythme jour/nuit, variation en fonction des heures du jour et des saisons). Outre cette fonction, le système de stockage assure un rôle de tampon, entre la production et l'utilisation en fixant la tension du système. Celle-ci reste dans la zone de fonctionnement optimal (fonction d'adaptation d'impédance). Les deux principaux types d'accumulateurs utilisables actuellement sont les accumulateurs au plomb acide et les accumulateurs au cadmium-nickel (accumulateurs à électrolyte alcalin).

Les accumulateurs au cadmium-nickel peuvent être utilisés pour des applications de puissance relativement faible. Le coût élevé de ce type d'accumulateurs (par rapport aux accumulateurs au plomb) en limite l'utilisation pour les mini et micro-puissances. Le stockage est représenté par des batteries, disposées en série/parallèle dont le nombre fixe la tension de fonctionnement et la capacité de stockage désirées [62, 63]. Pour ces deux types des batteries la durée de vie est de 10 à 15 ans, mais à condition de maintenir leur état de charge supérieur à 50 % [63].

La durée de vie des accumulateurs dépend en général de leur condition d'utilisation. Pour cela, il existe trois grandes utilisations pour les accumulateurs, qui sont:

- Batterie de démarrage utilisée dans les véhicules.
- Batterie de traction utilisée pour le dépannage.
- Batterie stationnaire utilisée dans les systèmes photovoltaïques.

Une batterie n'est pas seulement caractérisée par ses dimensions, son nombre d'éléments et sa capacité, mais aussi par les différents critères suivants:

- Durée de la décharge.
- Régime de décharge.
- Aptitude à la recharge.
- Température d'utilisation.
- Résistance mécanique.
- Fréquence des adjonctions d'eau distillée ou déminéralisée.
- Entretien.
- Durée de vie envisagée.

Il y a parfois contradiction dans les exigences, nécessitant alors un compromis ; c'est le cas de la batterie solaire à laquelle on demande des performances de batterie de traction et de batterie stationnaire :

- Batterie de traction, parce qu'on lui demande un cycle journalier de décharge (pas toujours suivi d'une recharge).
- Batterie stationnaire, parce qu'on lui demande de stocker une énergie et de la restituer en cas de coupure secteur, provoqué par l'absence de soleil.

Les paramètres les plus importants agissant sur la vitesse des réactions chimiques et électrochimiques à la base du fonctionnement des batteries sont [62]:

- Les paramètres externes : température, pression, temps.
- Les paramètres électriques : potentiel, intensité.
- Les paramètres de l'électrode : nature de matériau, surface, géométrie, état de surface.
- Les paramètres de la solution : concentration des espèces électro-actives, nature du solvant, concentration de l'électrolyte.
- Les paramètres du transfert de masse : mode (diffusion), concentration à la surface de l'électrode.

2.3.2.1. Installation des batteries de stockage

Le fonctionnement des accumulateurs et leur durée de vie dépendent autant de leur installation que des conditions d'utilisation. De par leurs constituants, les batteries sont des éléments présentant un certain nombre de dangers (toxicité, risque d'explosion). Par ailleurs, leur rendement est lié directement à leur température de fonctionnement (assurer l'aération). Une attention particulière doit donc être portée au local où sont entreposés les accumulateurs et à leur installation dans ce local. Cette installation doit assurer les conditions suivantes :

- Permettre une inspection périodique commode des connexions et des niveaux de l'électrolyte, ainsi l'addition de ce dernier facilement dans chaque accumulateur.
- Permettre d'assurer des connexions électriques fiables, simples donc courtes, entre les accumulateurs.
- Isolation électrique des accumulateurs du sol.
- Isolation des accumulateurs des intempéries et des éléments extérieurs (Pluie, neige, soleil...).
- Etre correctement ventilé parce que les accumulateurs dégagent des gaz qui peuvent former un mélange explosif.
- Maintenir une température ambiante la plus proche possible de 20°C et en tout cas comprise entre 0 et 45°C.

2.3.3. Contrôleur de charge des batteries

Le contrôleur de charge des batteries dans un système photovoltaïque autonome assure deux fonctions principales, telles que l'optimisation du transfert d'énergie du générateur PV à l'utilisation et la protection des batteries contre les surcharges et les décharges profondes.

La densité de l'électrolyte de la batterie est théoriquement un excellent indicateur d'état de charge, mais souvent cet indicateur ne prend sa valeur caractéristique que plusieurs jours après sa charge. De plus, il faudrait agiter l'électrolyte pour faire une bonne mesure de la densité. En raison de la difficulté à automatiser la mesure de la densité de l'électrolyte, l'indicateur utilisé est la tension aux bornes de la batterie. Cette grandeur est la seule facilement mesurable capable de donner une estimation de l'état de charge. La figure 2.7 représente un schéma électronique de principe qui traduit le fonctionnement d'un régulateur basé sur un comparateur de tension.

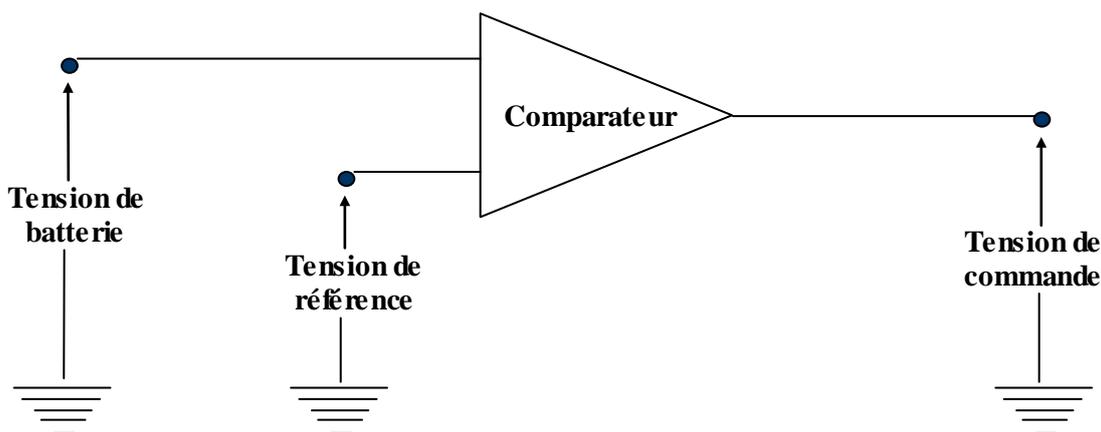


Figure 2.7. Schéma de principe d'un régulateur de charge

Le régulateur doit maintenir l'état de charge des batteries entre deux seuils, un seuil haut et un seuil bas. Pour éviter tout phénomène de basculement instantané du régulateur, ces deux seuils sont doublés de seuils de ré-enclenchement (Hystérésis) qui peuvent être ou non confondus. Le choix des seuils de régulation dépend des caractéristiques des batteries et des conditions d'utilisation (régime de charge, décharge, température,...).

Il existe plusieurs types de régulateur, on peut citer deux types, le régulateur série et le régulateur parallèle. Pour ce dernier, le circuit de débordement est connecté en parallèle sur le générateur pour dissiper l'énergie en excès. Le principe est décrit sur la figure 2.8, où la tension de fin de charge est ajustable par la tension de référence appliquée à l'entrée d'un amplificateur opérationnel. Les principaux avantages de ce type de régulateur sont :

- Régulation de type proportionnel.
- Absence de la chute de tension dans le circuit série.
- Consommation du régulateur négligeable.
- N'interrompt pas la charge.

Le principal inconvénient est la dissipation de la puissance totale du générateur.

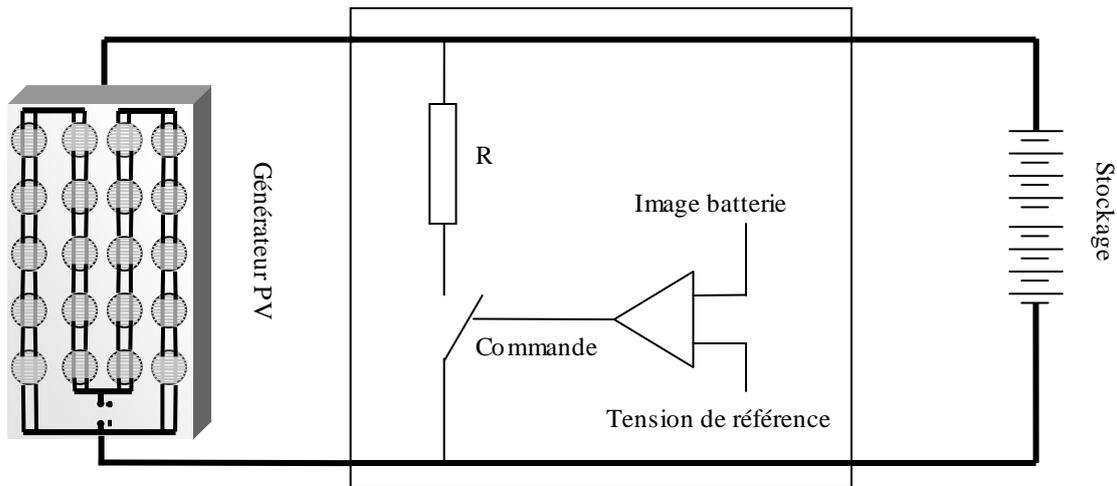


Figure 2.8. Contrôleur de charge parallèle

Le principe de la régulation série est décrit sur la figure 2.9. Un composant électronique de puissance en série dans le circuit de charge, dont la commande est assurée par une tension de référence. Le schéma ci-dessous donne un exemple possible de circuit série. Le composant électronique série (par exemple : un transistor de puissance) se comporte comme une résistance dont la valeur augmente au fur et à mesure qu'augmente l'état de charge de la batterie.

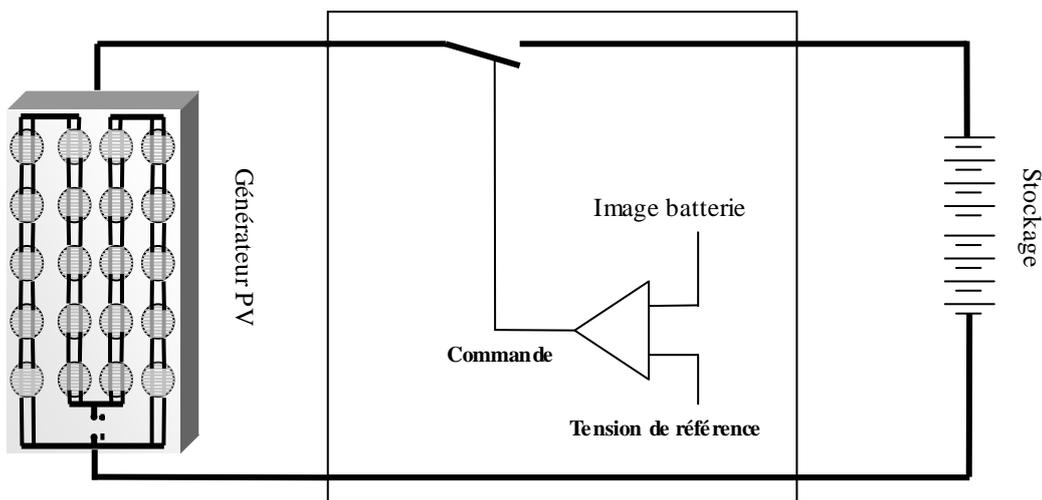


Figure 2.9. Contrôleur de charge série

Les principaux avantages de ce type de régulateur sont :

- Régulation de type proportionnel.

- Puissance faible dissipée dans le circuit série comparée à la puissance du générateur PV.

Les principaux inconvénients sont:

- Chute de tension générée par le circuit série.
- Défaillance du circuit série entraîne l'arrêt de la charge

2.3.4. Interfaces de conversion Continu-Alternatif

Son rôle est de transformer l'énergie électrique continue délivrée par le générateur photovoltaïque en énergie électrique alternative. De tels appareils doivent délivrer un signal le plus proche possible du signal sinusoïdal et avec une fréquence précise. En effet, pour les fonctionnements de la plupart des charges, la présence d'harmoniques est néfaste. Ces appareils appelés couramment onduleurs, présentent généralement deux inconvénients majeurs [56]:

- Pertes à vide très élevées.
- Rendement acceptable uniquement pour la charge nominale.

Pour les systèmes PV, leur utilisation représente un gaspillage d'énergie important, surtout lorsque la charge est variable au cours du temps et est bien inférieure à sa valeur nominale. Il convient de choisir un onduleur dont les pertes à vide doivent être réduites et le rendement doit être moins sensible au pourcentage de la puissance appelée.

2.3.5. Généralité sur les applications d'un système PV autonome

La charge représente les différentes applications du système PV, allant du simple chargeur de batteries aux systèmes de pompage d'eau. Ainsi les principales applications sont: utilisations domestiques (électrification), télécommunications, protection cathodique des pipelines, appareillages de contrôle de l'environnement, météorologie, transports, utilisations maritimes, activités récréatives, appareillages de sécurité, ... etc.

D'autres applications plus importantes se trouvent actuellement au stade de pratique courante, à savoir : fourniture de courant pour les stations radio et télévision (TV), le dessalement de l'eau et la production d'hydrogène par électrolyse. Ces applications peuvent nécessiter différents types d'alimentation (tension continue ou alternative). Elles se différencient par leur utilisation diurne, nocturne ou constante sur la journée ainsi que par leur nature (puissance constante, résistive, inductive ou capacitive). Notre étude portera sur l'électrification d'un habitat isolé situé dans une région désertique de l'Algérie.

2.4. Description du système photovoltaïque installé

La figure 2.4 montre le premier système photovoltaïque autonome sans gestion d'énergie installé dans la région de Ghardaïa [12]. L'objectif de ce projet consiste à évaluer dans des conditions réelles le fonctionnement d'un système PV autonome installé dans une région désertique à haute température. Les étapes de l'installation de ce système sont indiquées par les différentes figures ci-dessous.

2.4.1. Site d'installation

En raison de la disponibilité des données, notre étude est réalisée sur un habitat localisé dans la région de Ghardaïa, à 600 km au sud de la capitale Alger. Cette région est célèbre par ses spécificités architecturales et sociales. Ghardaïa est classée par l'UNESCO dans le patrimoine mondial [117]. Depuis le 11^{ème} siècle, les citadelles de Ghardaïa forment un marquage homogène extraordinaire dans le désert, avec une civilisation sédentaire et urbaine révélant une culture originale. Pendant des siècles, Ghardaïa conserve pratiquement le même style d'habitat et même techniques de construction. Cette forme est contrôlée par le contexte socioculturel et environnemental. Actuellement, Ghardaïa est caractérisée par un climat aride et un fort ensoleillement, en effet, elle est classée dans la troisième zone climatique (Voir figure 2.10) [17].

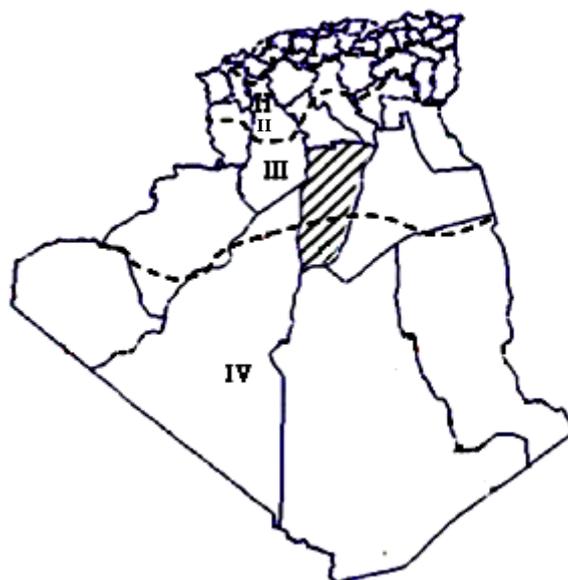


Figure 2.10. Répartition des zones climatiques en Algérie [17]

Afin d'assurer un dimensionnement correct du système de conversion de l'énergie solaire, une base de données des paramètres climatiques est nécessaire. Ghardaïa et

Benkacali (2011) ont travaillé sur une base de données constituée des composantes du rayonnement solaire directe, diffuse, globale sur un plan horizontal et global sur un plan incliné à la latitude du site ainsi que de la température et ce depuis Août 2004 [43]. Ces paramètres sont enregistrés sur une base quotidienne, avec un intervalle de cinq minutes. Pendant la saison d'hiver, 62% des journées ont des valeurs comprises entre 2,3 et 4,7 kWh/m². Au printemps et en automne, 46% des journées ont des valeurs supérieures à 5,8 kWh/m². Dans la saison d'été, 72% des journées ont des valeurs de 7 à 8,2 kWh/m² [43].

2.4.2. Mise en place du générateur photovoltaïque

Le générateur photovoltaïque inclut 16 modules PV arrangés en 8 branches de 2 modules en séries. La surface totale des modules est de 6,91 m² partagée entre huit modules poly-cristallins (TE500) et huit modules monocristallins (UDTS50). La puissance crête de l'ensemble aux conditions standards est de 0,84 kW_c, et les rendements nominaux des modules PV sont respectivement de 12,7 % et 12,21 % pour TE500 et UDTS50.

Avant le montage du générateur photovoltaïque, un traçage sur le terrain de l'installation est nécessaire pour assurer une bonne orientation plein sud. La figure 2.11 montre l'opération du traçage. Par la suite les travaux de préparation et de la construction des socles en béton sont effectués pour la fixation de la structure porteuse des modules PV (Figures 2.12 et 2.13).



Figure 2.11. Tracé sur le lieu d'installation du générateur PV



Figure 2.12. Préparation pour la construction des socles



Figure 2.13. Structure porteuse fixée sur des socles en béton

Les modules PV sont orientés vers le sud (figure 2.14) parce que l'Algérie se trouve dans l'hémisphère nord du globe terrestre. L'inclinaison du champ PV est de 32° par rapport au plan horizontal, cette inclinaison est choisie selon l'optimisation effectuée pour différentes inclinaisons fixes durant toute l'année [64]. Le générateur PV est fixé sur une base solide en béton afin de résister aux vents qui caractérisent la région.

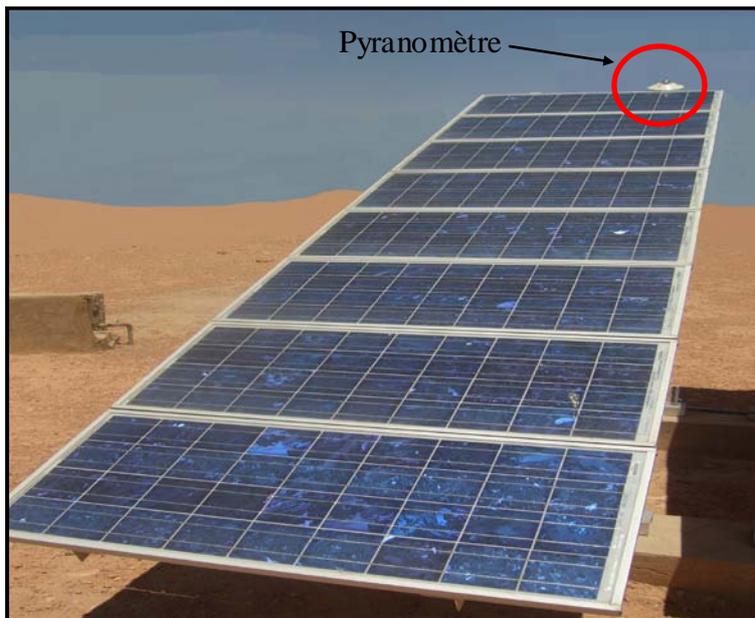


Figure 2.14. Générateur photovoltaïque

2.4.3. Stockage et conditionnement de puissance

L'énergie excédentaire produite par le générateur PV est stockée dans 24 éléments de batteries (Figure 2.15) pour une utilisation durant la nuit ou les périodes de faible ensoleillement. La tension d'un élément de batterie est de 2 V avec une capacité nominale de 220 Ah en C10. Le système de stockage électrochimique est entreposé sur une surface isolante, comme par exemple une palette en bois (Figure 2.15).



Figure 2.15. Système de stockage (Batteries TLS4) posé sur une palette en bois

Pour assurer une bonne évacuation des gaz dégagés par la réaction chimique de l'électrolyte des batteries, le lieu d'installation est équipé par un système d'extraction forcée (figure 2.16), comme il peut être conçu pour une aération avec un courant d'air naturel.

Le dispositif de conditionnement de puissance est composé d'un contrôleur de charge et d'un convertisseur DC/AC (SOLARIX 900 RI) comme est illustré dans la figure 2.16. Ce dispositif assure le contrôle et la protection des batteries, ainsi que la connexion du système PV à une charge composée des éléments domestique d'un habitat pour une famille d'une moyenne de quatre personnes.

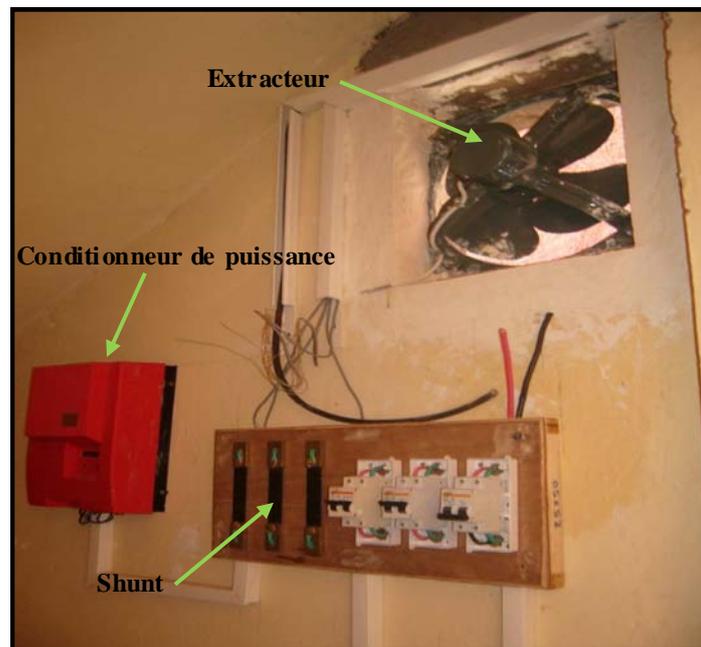


Figure 2.16. Dispositif de conditionnement de puissance

2.4.4. Système d'acquisition des données

Pour valoriser cette expérience, un système d'acquisition de données (LINSEIS L2200S) a été installé (figure 2.17), pour assurer le suivi des différents paramètres d'évaluation des performances du système PV (Paramètres climatiques, courant et tension du champ PV, stockage et consommation d'énergie) et voir leurs comportements dans une région désertique. La figure 2.16 montre les trois shunts installés sur le tableau de commande afin de prélever les courants du générateur, de la batterie et de la consommation. Pour les tensions, la mesure est prélevée directement à la sortie du régulateur.



Figure 2.17. Dispositif d'acquisition de données utilisé

Pour la mesure de l'éclairement, un Pyranomètre de type CM11 avec une sensibilité égale à $4,57 \cdot 10^{-6} \text{ V/Wm}^{-2}$ a été installé au niveau du générateur PV (Voir la figure 2.14). La distribution de l'irradiation annuelle mesurée sur le plan du générateur PV est montrée par la figure 2.18 avec un cumul de $2364 \text{ kWh/m}^2/\text{an}$. La moyenne estivale est de $7,4115 \text{ kWh/m}^2/\text{jour}$, et une moyenne de $4,956 \text{ kWh/m}^2/\text{jour}$ est mesuré pour le mois le plus défavorable (Décembre 2007).

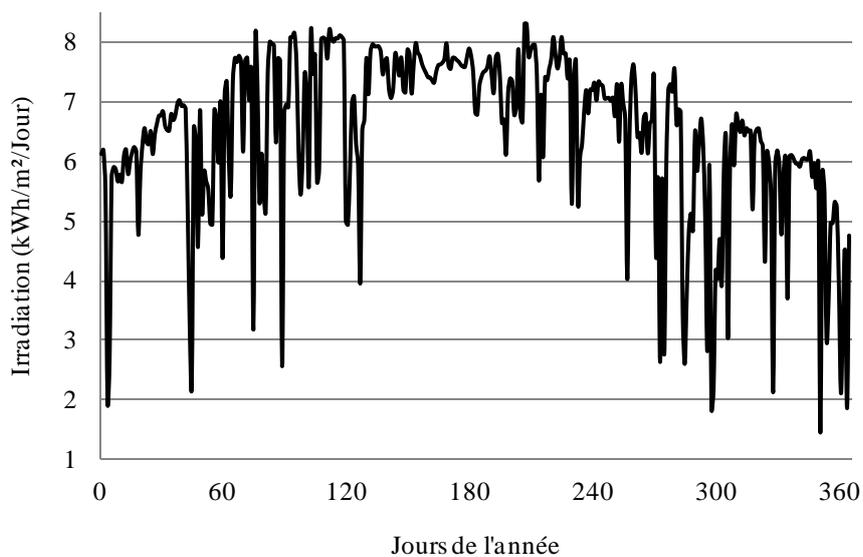


Figure 2.18. Distribution de l'irradiation annuelle sur le plan du générateur PV (2007)

La figure 2.19 représente les températures ambiantes enregistrées durant deux mois différents (Décembre et Juin 2007), pour voir la disparité en température entre le solstice d'hiver et le solstice d'été. Ce phénomène se répercute sur le bon fonctionnement du système PV et surtout sur le générateur PV (réduction du rendement à des températures importantes).

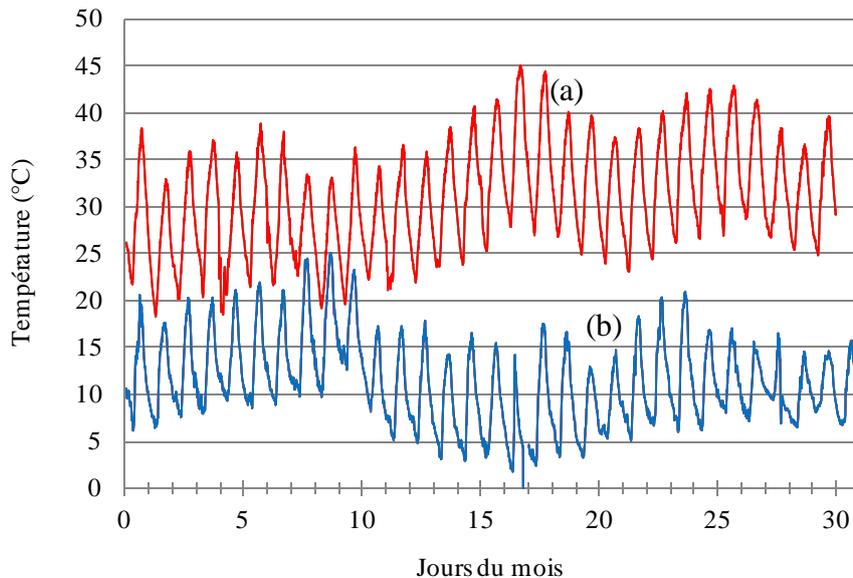


Figure 2.19. Evolution de la température enregistrée pour (a) Juin et (b) Décembre (2007)

2.5. Conclusion

Dans ce chapitre, un bref historique sur la conversion photovoltaïque a été donné, suivi par une présentation générale des systèmes photovoltaïques. Une description détaillée a été consacrée au système photovoltaïque autonome considéré pour notre étude. Finalement, nous avons présenté le système PV autonome expérimental installé sur le site de Ghardaïa, afin de montrer à travers ces performances les objectifs de notre contribution dans cette thèse.

Chapitre 3

Modélisation du système PV et méthodologie

Chapitre 3

Modélisation du système PV et méthodologie

3.1. Introduction

Afin d'étudier le comportement d'un système photovoltaïque (PV) autonome sans appoint en fonction des données d'entrée, le recours à la modélisation des différents constituants du système est indispensable. Dans le cadre de cette thèse, la modélisation nous a permis de développer une nouvelle stratégie de gestion d'énergie appropriée, à l'aide d'un outil de simulation sous Matlab-Simulink, dans l'optique d'optimiser le dimensionnement des systèmes photovoltaïques destinés à l'électrification des maisons individuelles éloignées du réseau électrique conventionnel.

Dans la première partie de ce chapitre, nous présentons les modèles théoriques des différents éléments composant le système photovoltaïque. Puis les critères d'évaluation des performances du système seront évoqués par l'aspect fiabilité en combinaison avec l'aspect économique. Enfin, le modèle complet du système sera décrit ainsi que son application à l'optimisation du dimensionnement basé sur des données d'entrées expérimentales.

3.2. Modélisation de l'éclairement solaire

Le dimensionnement d'un système photovoltaïque pour un site donné nécessite la connaissance de l'éclairement solaire sur le plan du générateur photovoltaïque. Cependant, la collecte d'un maximum d'irradiation solaire est conditionnée par un angle d'incidence adéquat. En utilisant un programme de simulation sous Matlab, il est nécessaire de disposer de larges séquences de valeurs d'irradiation journalière. Malheureusement, beaucoup de localités d'Algérie ne disposent de ces données d'irradiation ou elles ne sont pas suffisamment représentatives.

Dans notre présente étude, des modèles d'estimation de l'irradiation solaire ciel clair sur le plan incliné ont été utilisés pour deux sites différents afin d'optimiser le choix de l'inclinaison du générateur photovoltaïque. Pour valider ces modèles, des données expérimentales ont été utilisées. Ces données ont été mesurées sur des plans avec les mêmes inclinaisons choisies pour les deux sites (Alger et Ghardaïa).

3.2.1. Eclairage global sur le plan horizontal

L'éclairage global sur le plan horizontal est la somme des éclairages direct et diffus soit (Equation (3.1)) :

$$G(0) = B(0) + D(0) \quad (3.1)$$

3.2.1.1. Eclairage direct sur le plan horizontal

La détermination des composantes de l'éclairage ciel clair sur un plan horizontal est nécessaire pour le calcul de l'éclairage sur une superficie inclinée.

Hottel en 1976 a présenté une technique pour l'estimation de l'éclairage direct sur plan horizontal $B(0)$ transmis à travers une atmosphère claire. Cette technique est exprimée par l'équation (3.2) ci-dessous [65, 66] :

$$B(0) = T_b \cdot G_e \cdot \sin(h_s) \quad (3.2)$$

Où T_b est le coefficient de transmission atmosphérique de l'éclairage direct donné par l'expression suivante (Equation (3.3)) :

$$T_b = A_0 + A_1 \cdot \exp \left[- \frac{K}{\cos(\theta_z)} \right] \quad (3.3)$$

G_e : Eclairage extraterrestre sur plan normal.

h_s : Hauteur du soleil.

θ_z : zénith du soleil.

Les constantes A_0 , A_1 et K sont exprimées respectivement par les relations (3.4), (3.5) et (3.6) [65, 67, 68].

$$A_0 = r_0 \cdot (0,4237 - 0,0821 \cdot (6 - ALT)^2) \quad (3.4)$$

$$A_1 = r_1 \cdot (0,5055 + 0,00595 \cdot (6,5 - ALT)^2) \quad (3.5)$$

$$K = r_k \cdot (0,2711 + 0,01858 \cdot (2,5 - ALT)^2) \quad (3.6)$$

r_0 , r_1 et r_k sont des facteurs de correction de l'éclairage direct pour différents types de climat et ALT est l'altitude du lieu en km. Les facteurs correctifs recommandés par Hottel sont illustrés par le tableau 3.1 [66].

3.2.1.2. Eclairage diffus sur le plan horizontal

La composante diffuse de l'éclairage horizontal $D(0)$ peut être estimée par la corrélation empirique de Liu et Jordan (Equation (3.7)) [68], entre le coefficient de transmission atmosphérique de l'éclairage diffus T_d , l'éclairage global extraterrestre sur plan normal et la hauteur du soleil.

$$D(0) = T_d \cdot G_e \cdot \sin(h_s) \quad (3.7)$$

Avec :

$$T_d = 0,271 - 0,293 \cdot T_b \quad (3.8)$$

Tableau 3.1 Facteurs correctifs de l'éclairage direct pour différents types de climat [65]

Type de climat	r_0	r_1	r_k
Tropical	0,95	0,98	1,02
Été en latitude moyenne	0,97	0,99	1,02
Hiver en latitude moyenne	1,03	1,01	1,00
Été subarctique	0,99	0,99	1,01

3.2.2. Eclairage global sur une superficie inclinée

L'éclairage global incident sur une superficie inclinée sur la surface terrestre $G(\beta)$ peut être calculé comme la somme de l'éclairage direct $B(\beta)$, diffus $D(\beta)$, et réfléchi $R(\beta)$ (Equation (3.9)) [69]:

$$G(\beta) = B(\beta) + D(\beta) + R(\beta) \quad (3.9)$$

3.2.2.1. Eclairage direct sur une superficie inclinée

La composante directe $B(\beta)$ (Equation (3.10)) peut être obtenue en utilisant les angles d'incidence θ_s et de zénith du soleil θ_z :

$$B(\beta) = \frac{B(0) \cdot \cos \theta_s}{\cos \theta_z} \quad (3.10)$$

3.2.2.2. Eclairage diffus sur une surface inclinée

Le modèle de Liu et Jordan utilisé considère le ciel comme une source de rayonnement diffus caractérisée par une émission isotrope (le rayonnement diffus qui émane du ciel est uniformément distribué) [69]. Le modèle de l'éclairage diffus sur une surface inclinée est exprimé par une équation simple (3.11) en fonction de l'éclairage sur plan horizontal et angle d'inclinaison.

$$D(\beta) = D(0) \cdot \left(\frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right) \quad (3.11)$$

Où β est l'angle d'inclinaison du générateur PV.

3.2.2.3. Eclairage réfléchi sur une surface inclinée

Eclairage réfléchi ou albédo sur une surface inclinée est donné par l'équation (3.12) [70] :

$$R(\beta) = \frac{1}{2} \rho G(0) (1 - \cos(\beta)) \quad (3.12)$$

Où ρ est la réflectivité du sol, en l'absence d'information spécifique sa valeur est d'environ 0,2 pour un sol ordinaire ou couverte de gazon et elle peut atteindre jusqu'à 0,8 pour un sol couvert de neige [67].

3.2.3. Erreurs d'estimation

La comparaison entre les données mesurées et calculées par les modèles adoptés se fait en utilisant un indicateur statistique (Equation (3.13)), appelé racine de l'erreur quadratique moyenne (REQM), défini comme [71] :

$$REQM = \left(\frac{\sum_{i=1}^N (C_i - M_i)^2}{\sum_{i=1}^N M_i^2} \right)^{0,5} \times 100 \quad (3.13)$$

Où C_i est la i -ème valeur calculée, M_i est la i -ème valeur mesurée et N le nombre de points. La racine de l'erreur quadratique moyenne est un calcul de la variation des valeurs mesurées, au voisinage des valeurs calculées. La valeur REQM des modèles adoptés est calculée par l'utilisation des données d'éclairage mesurées pour deux sites Algériens (Données d'éclairage global mesuré sur le plan incliné avec un pas de cinq minutes).

3.2.4. Données d'éclairage global mesuré sur un plan incliné

Les données utilisées dans ce travail sont relatives à deux sites algériens, Alger et Ghardaïa. Ainsi, les coordonnées géographiques sont données dans le tableau 3.2 [72]:

Tableau 3.2 Coordonnées géographiques des sites choisies

Site	Latitude (°)	Longitude (°)	Altitude (km)
Alger (Bouzaréah)	36,72 N	3,08 E	0,345
Ghardaïa	32,38 N	3,82 E	0,4684

Le pas de temps de mesure des paramètres radiométriques sur les sites choisis est de 5 minutes. Ainsi pour chacun des sites, nous avons choisi une journée ciel clair par mois sur toute l'année (Tableau 3.3). Les données d'Alger ont été mesurées par la station radiométrique du CDER.

Tableau 3.3 Journées ciel clair sélectionnées pour chaque mois

Mois	Alger (Bouzaréah)	Ghardaïa
Janvier	19 / 2012	13 / 2007
Février	17 / 2012	15 / 2007
Mars	15 / 2012	15 / 2007
Avril	09 / 2012	13 / 2007
May	10 / 2012	15 / 2007
Juin	11 / 2012	16 / 2007
Juillet	17 / 2012	11 / 2007
Août	15 / 2011	15 / 2007
Septembre	10 / 2011	15 / 2007
Octobre	18 / 2011	05 / 2007
Novembre	11 / 2011	15 / 2007
Décembre	08 / 2011	12 / 2007

3.2.5. Calculs d'éclairement et d'irradiation globale annuelle sur un plan incliné

L'organigramme de calcul montré par la figure 3.1 représente les étapes de calcul programmées sous Matlab, qui permet d'obtenir l'éclairement global sur une surface inclinée par l'application des modèles mentionnés précédemment, dont les détails sont cités dans l'annexe.

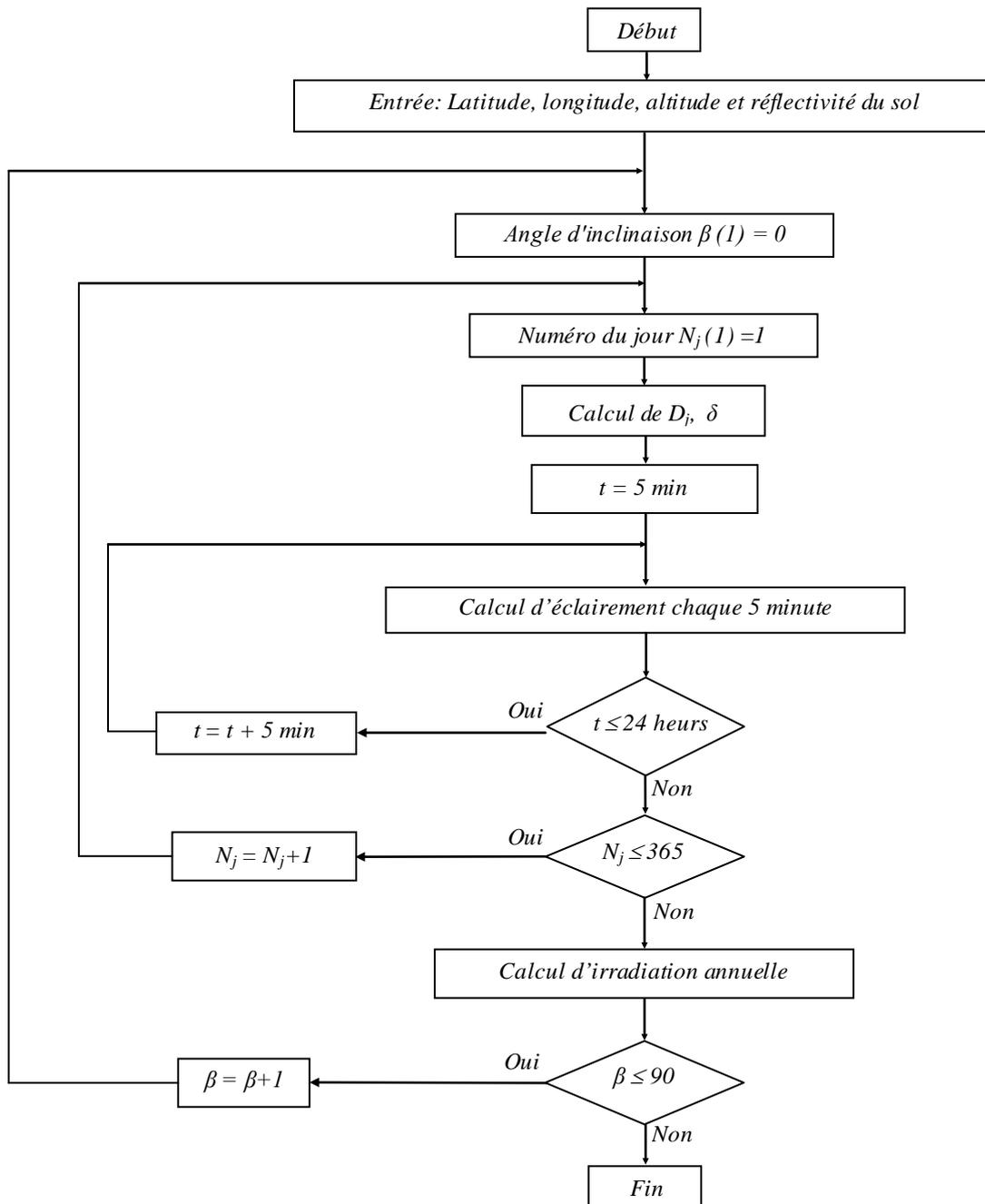


Figure 3.1. Organigramme de calcul d'irradiation annuelle sur un plan incliné

L'irradiation globale annuelle n'est que la somme des produits des échantillons de l'éclairement global par l'intervalle de temps qui est de 5 min = 0,08333 heure (Equation (3.14)).

$$I_{GA} = \sum_{i=1}^N G_i(\beta) \times 0,08333 \quad (3.14)$$

Où N est une constante qui représente le nombre de valeurs d'éclairement global calculé durant une année, est exprimée par l'équation (3.15).

$$N = n_j \times 365 \quad (3.15)$$

n_j : Nombre des cinq minutes dans la journée, est égale à 288.

3.2.6. Validation expérimentale de l'éclairement global sur un plan incliné

Initialement, si on utilise les corrélations d'Hottel concernant les paramètres A_0 , A_1 et K , on obtient les résultats représentés par les figures 3.2 jusqu'à 3.5.

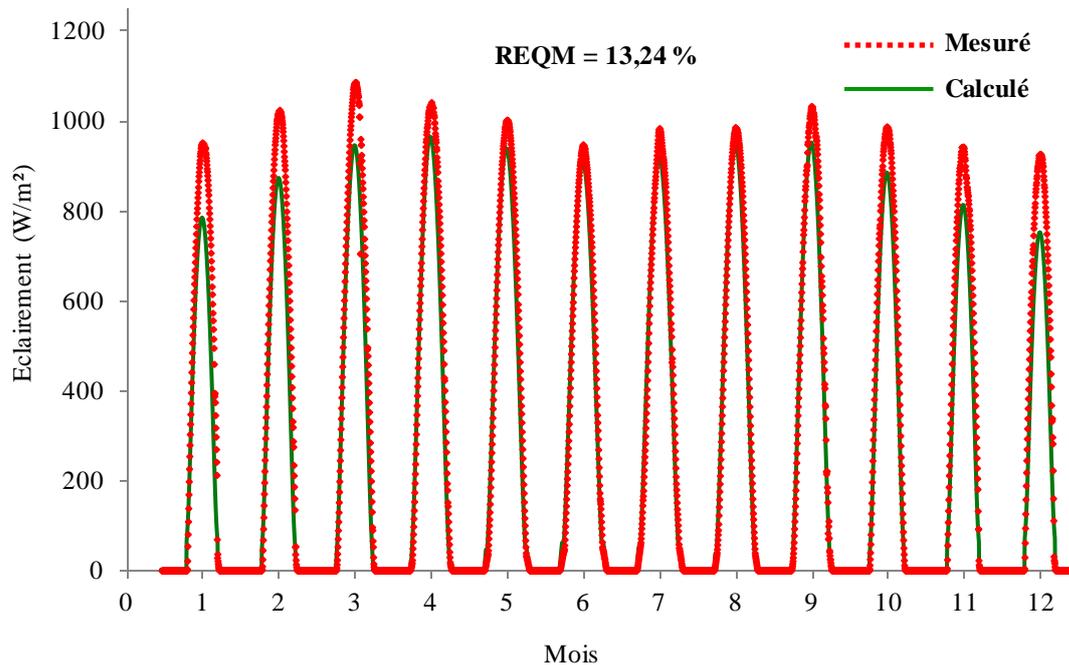


Figure 3.2. Eclairement d'une journée ciel clair pour chaque mois à Alger

Les figures 3.2 et 3.3 représentent les résultats de simulation obtenus avec les données de l'éclairement mesuré. Les comparaisons des résultats ont montré que les corrélations d'Hottel ont donné des erreurs relativement élevées. Les figures montrent également que l'éclairement simulé a suivi les mêmes tendances que celui mesuré mais avec des valeurs

de crête moins élevées. Les racines de l'erreur quadratique moyenne entre les valeurs mesurées et estimées pour Alger et Ghardaïa sont respectivement de 13,24 % et 10,79 %.

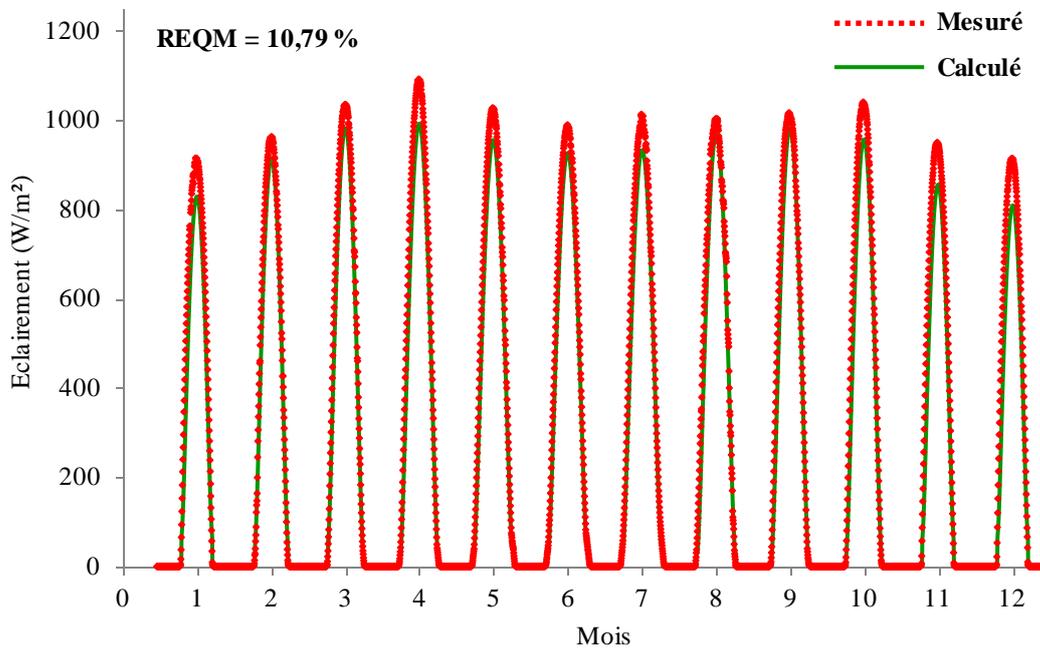


Figure 3.3. Eclairement d'une journée ciel clair pour chaque mois à Ghardaïa

L'éclairement solaire estimé a été tracé en fonction de celui mesuré comme est indiqué dans les figures 3.4 et 3.5.

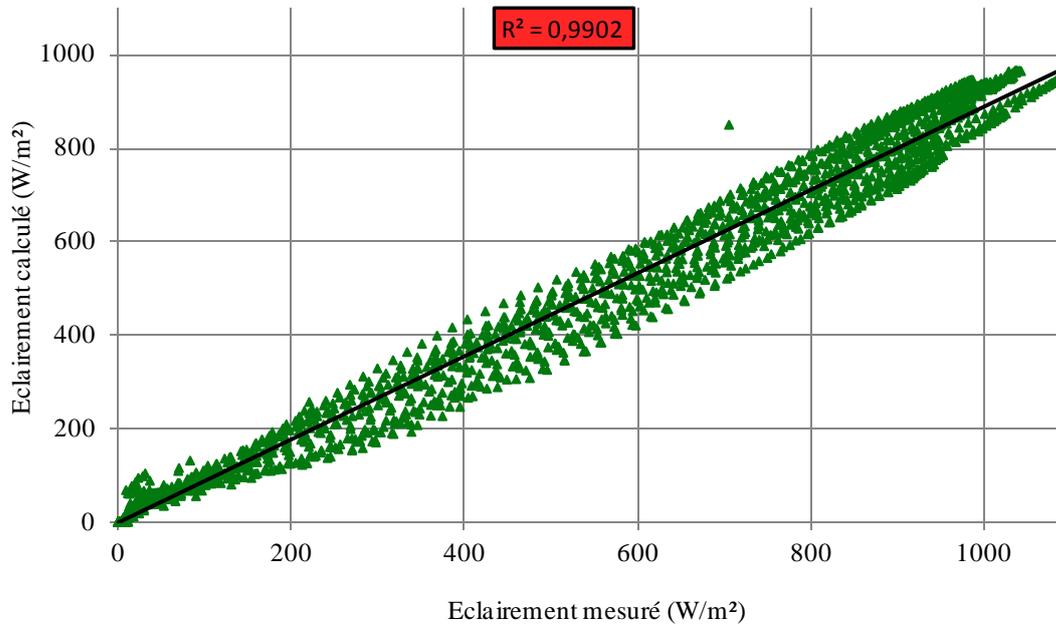


Figure 3.4. Comparaison entre éclairements calculé et mesuré pour Alger

Les coefficients de détermination (R^2) de l'éclairement calculé en fonction de l'éclairement mesuré sont adjacents à 100 %. Néanmoins, les points dispersés au-dessus et en dessous de la courbe de tendance montrent un accord passable entre le rayonnement solaire simulé et mesuré.

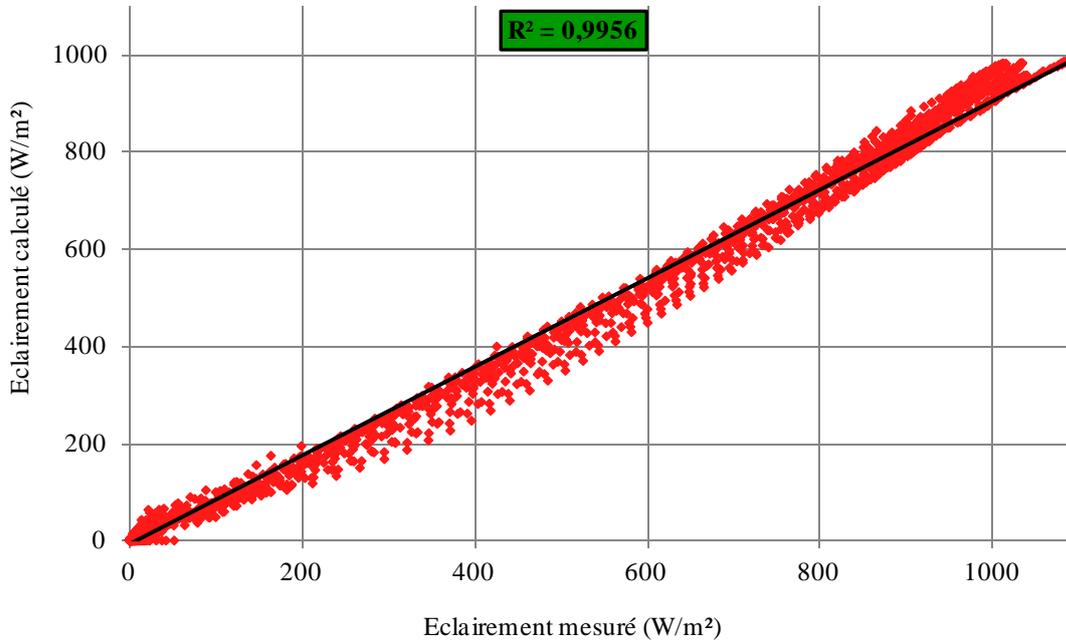


Figure 3.5. Comparaison entre éclairements calculé et mesuré pour Ghardaïa

Taha Ahmed et al (2012) a modifié les deux paramètres d'Hottel en même temps, A_1 et K (Equations (3.5) et (3.6)) pour estimer l'éclairement ciel clair sur le plan incliné de trois différents sites en Egypte. Ces paramètres deviennent comme suivant (Eqs. (3.16) et (3.17)).

$$A_1 = r_1 \cdot (0,5055 - 0,00595 \cdot (6,5 - ALT)^2) \quad (3.16)$$

$$K = r_k \cdot (0,2711 - 0,01858 \cdot (2,5 - ALT)^2) \quad (3.17)$$

Les corrélations d'Hottel modifiées ont données des très bons résultats pour l'Egypte selon [66].

Pour le cas de l'Algérie et afin de minimiser la racine de l'erreur quadratique moyenne et améliorer le coefficient de détermination R^2 calculés avant avec les paramètres d'Hottel, une modification a été apportée au paramètre K seulement, avec le changement du signe de la deuxième partie de l'équation (3.6), comme est montré par l'équation (3.18):

$$K = r_k \cdot (0,2711 - 0,01858 \cdot (2,5 - ALT)^2) \tag{3.18}$$

Les figures 3.6 à 3.9 représentent les comparaisons entre les résultats de simulation de l'éclairement avec la nouvelle forme de k et les données mesurées pour un ciel clair.

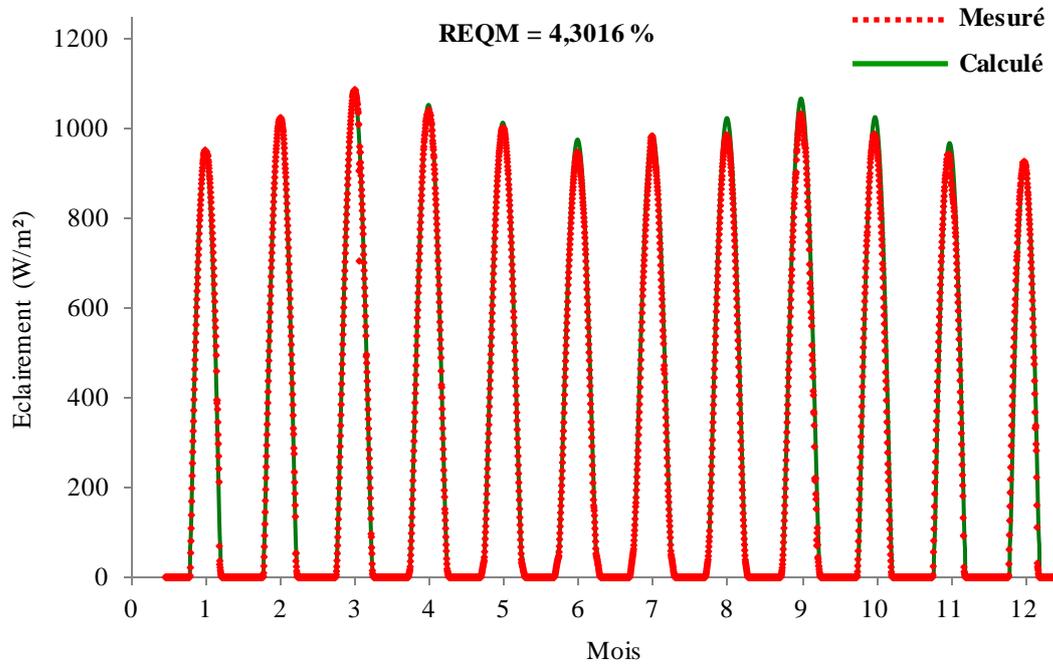


Figure 3.6. Eclairement d'une journée ciel clair pour chaque mois à Alger après la correction du paramètre K

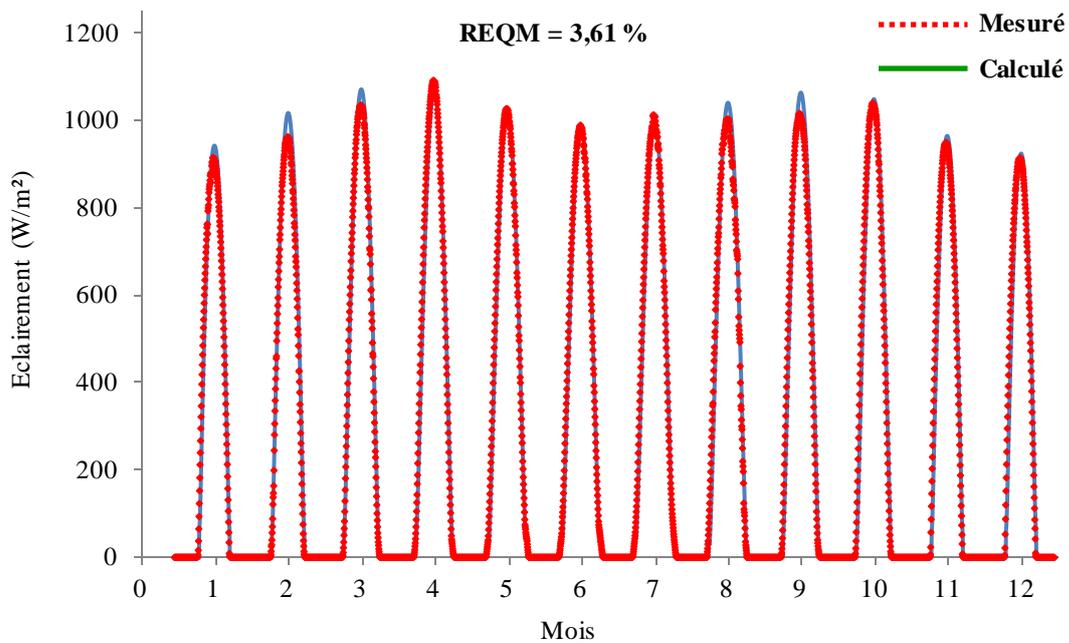


Figure 3.7. Eclairement d'une journée ciel clair pour chaque mois à Ghardaïa après la correction du paramètre K

Dans les figures 3.6 et 3.7, des dépassements légers sont observés pour les valeurs crêtes de l'éclairement calculé. Ce qui est traduit par des racines de l'erreur quadratique moyenne largement minimisées pour les deux sites.

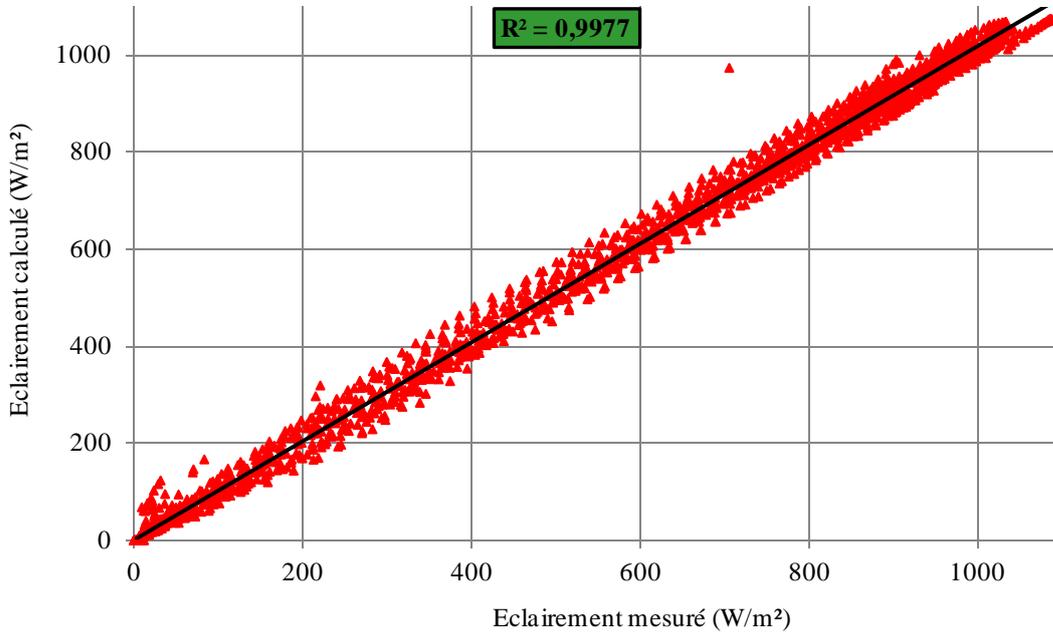


Figure 3.8. Comparaison entre éclairements calculé et mesuré pour Alger après la correction du paramètre K

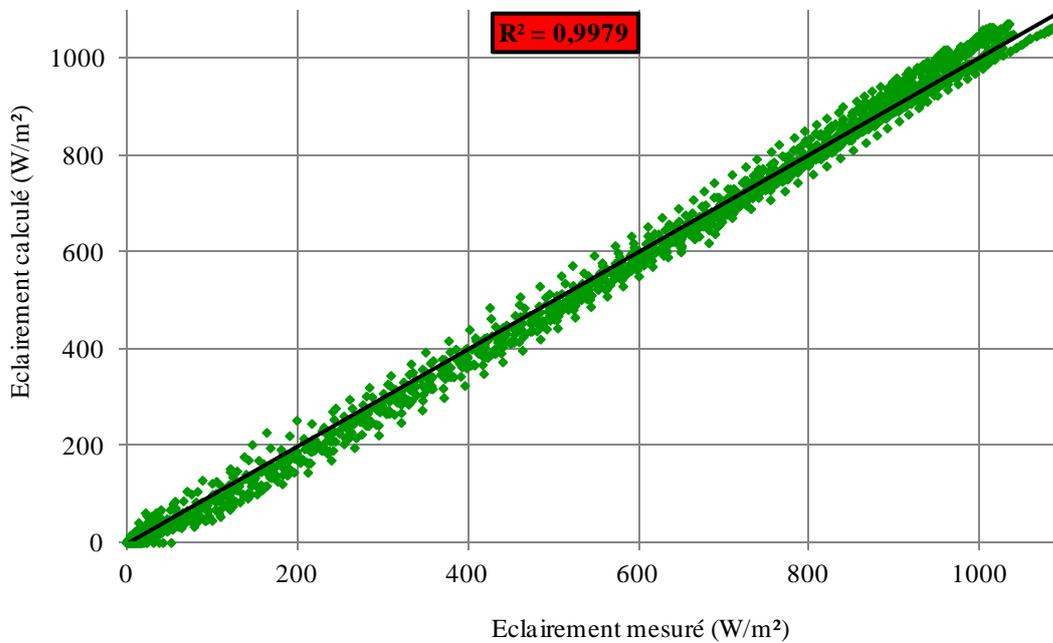


Figure 3.9. Comparaison entre éclairements calculé et mesuré pour Ghardaïa après la correction du paramètre K

Les résultats obtenus avec la modification du paramètre k sont très satisfaisants, aussi bien pour Alger situé au nord du pays que pour Ghardaïa situé au sud. Nous notons une réduction remarquable de la dispersion des points autour de la courbe de tendance, ce qui traduit un bon accord entre l'éclairement solaire simulé et mesuré.

3.2.7. Optimisation d'angle d'inclinaison du générateur PV

Dans plusieurs cas, les applications PV ne présentent pas de système de poursuite de soleil. Pour cela le générateur PV doit être incliné par rapport à l'horizontale afin qu'il reçoive une densité d'énergie maximale. Dans le cas idéal, le module PV doit être toujours perpendiculaire aux rayons solaires incidents. Cependant, ceci ne peut être obtenu pour une installation fixe car la déclinaison et la hauteur du soleil varient durant l'année. Un compromis est adopté de tel sort à ce que l'inclinaison choisie pour le module soit celle qui permette d'obtenir une énergie annuelle maximale.

Pour trouver l'inclinaison optimale d'un générateur photovoltaïque pour un site donné, nous évaluons l'irradiation globale annuelle sur le plan incliné pour différentes inclinaisons par rapport à l'horizontal. Cette variation d'inclinaison est illustrée par la figure 3.10, où l'inclinaison optimale pour les deux sites choisis est proche de la latitude du lieu.

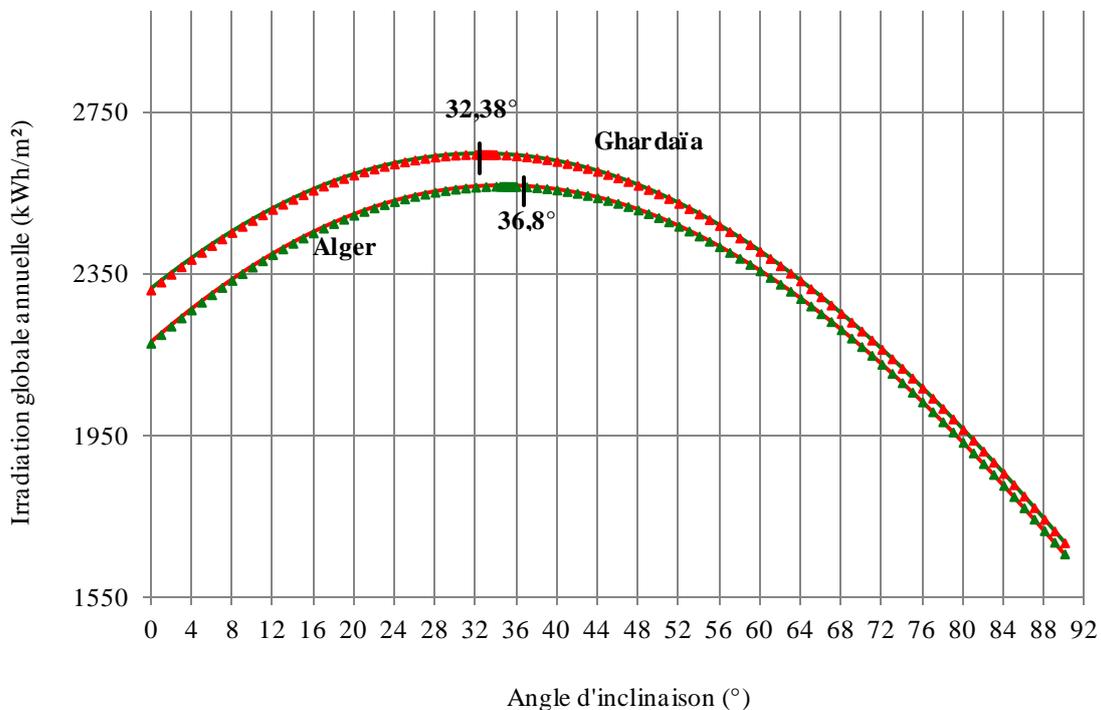


Figure 3.10. Irradiation globale annuelle simulée en fonction des différentes inclinaisons

3.3. Modélisation de la source photovoltaïque

3.3.1. Introduction

Une source photovoltaïque transforme l'énergie solaire en électricité avec un effet néfaste de la température. Dans ce travail, l'intérêt de la modélisation du générateur PV est apporté uniquement aux propriétés électriques, et particulièrement à la puissance fournie. Le modèle électrique du générateur PV est représenté par le courant en fonction de la tension, pour un éclairement et une température donnés.

Le générateur photovoltaïque est l'association de plusieurs modules en série/parallèle. Le module à son tour est l'assemblage en série/parallèle de plusieurs cellules photovoltaïques pour obtenir la puissance désirée à la sortie. Le comportement d'un générateur PV en tant que source d'électricité est identique à celui d'une cellule.

3.3.2. Modèle mathématique du module PV

La figure 3.11 représente le schéma électrique équivalent d'un module photovoltaïque. I et V sont respectivement le courant et la tension aux bornes du module photovoltaïque.

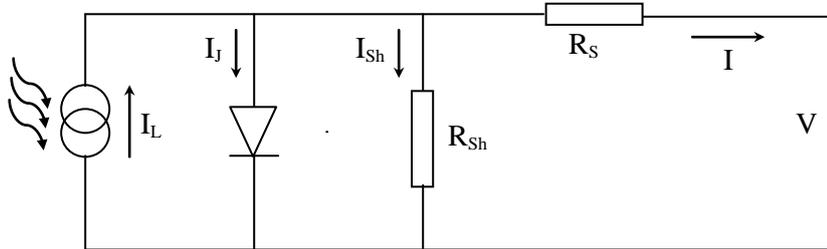


Figure 3.11. Schéma électrique équivalent du module PV [71]

La loi de Kirchhoff nous permet d'écrire la relation (3.19) suivante :

$$I_L = I_J + I_{Sh} + I \quad (3.19)$$

Le courant qui passe dans la résistance shunt est donné par l'expression (3.20) :

$$I_{Sh} = \frac{V + I \cdot R_S}{R_{Sh}} \quad (3.20)$$

Le courant de jonction est donné par l'équation (3.21):

$$I_J = I_0 \cdot \left[\exp\left(\frac{e \cdot (V + I \cdot R_s)}{m \cdot k \cdot T_c}\right) - 1 \right] \quad (3.21)$$

En remplaçant les expressions de I_J et I_L , on obtient la relation entre le courant I et la tension V exprimé par l'équation (3.22).

$$I = I_L - I_0 \cdot \left[\exp\left(\frac{V + I \cdot R_s}{V_t}\right) - 1 \right] - \frac{V + I \cdot R_s}{R_{sh}} \quad (3.22)$$

Avec :

$$V_t = \frac{m \cdot k \cdot T_c}{e} \quad (3.23)$$

Où I_L est le courant photo-généré dû à la génération de porteurs par l'illumination. I_0 est le courant de saturation, R_s la résistance série, m le facteur d'idéalité, R_{sh} la résistance parallèle, k la constante de Boltzmann, T_c la température absolue des cellules et e la valeur de la charge de l'électron.

L'équation (3.22) est un modèle implicite à cinq paramètres, donc sa résolution nécessite des méthodes itératives. Dans la littérature il existe différents modèles du générateur photovoltaïque [73, 74]. Dans ce travail la résistance shunt est considéré très grande afin de faciliter l'utilisation du modèle, surtout pour la simulation du comportement du générateur photovoltaïque. Pour cela, le modèle implicite de l'équation (3.22) devient un modèle implicite à quatre paramètres représenté par l'équation (3.24) [75, 76, 77, 78]. Ce modèle a été programmé en Matlab-Simulink (Figure 3.12) pour simuler le fonctionnement du module PV.

$$I = I_{sc} \left[1 - \exp\left(\frac{V - V_{oc} + I \cdot R_s}{N_s \cdot V_t^c}\right) \right] \quad (3.24)$$

Où N_s est le nombre de cellule en série. L'avantage d'utiliser ce modèle pour un éclairage et une température donnés, est justifié par la détermination des quatre paramètres (I_{sc} , V_{oc} , R_s et T_c) à travers les paramètres aux conditions standards fournies par le constructeur, tel que, la tension à circuit ouvert (V_{oc0}), le courant de court-circuit (I_{sc0}), la tension et le courant au point de puissance maximale (V_{max0} et I_{max0}). Le facteur d'idéalité m égale à 1,2 pour le monocristallin et 1,3 pour le silicium poly-cristallin [77]. Les relations des quatre paramètres sont montrées par les équations (3.25 à 3.28) dont les calculs détaillés sont donnés en Annexe 2 [76].

$$R_s = f(V_{max0}, I_{max0}, V_{oc0}, I_{sc0}) \quad (3.25)$$

$$I_{sc} = f(G_a, G_{a0}, I_{sc0}) \tag{3.26}$$

$$T_c = f(T_a, G_a) \tag{3.27}$$

$$V_{oc} = f(V_{oc0}, T_a, T_0^c) \tag{3.28}$$

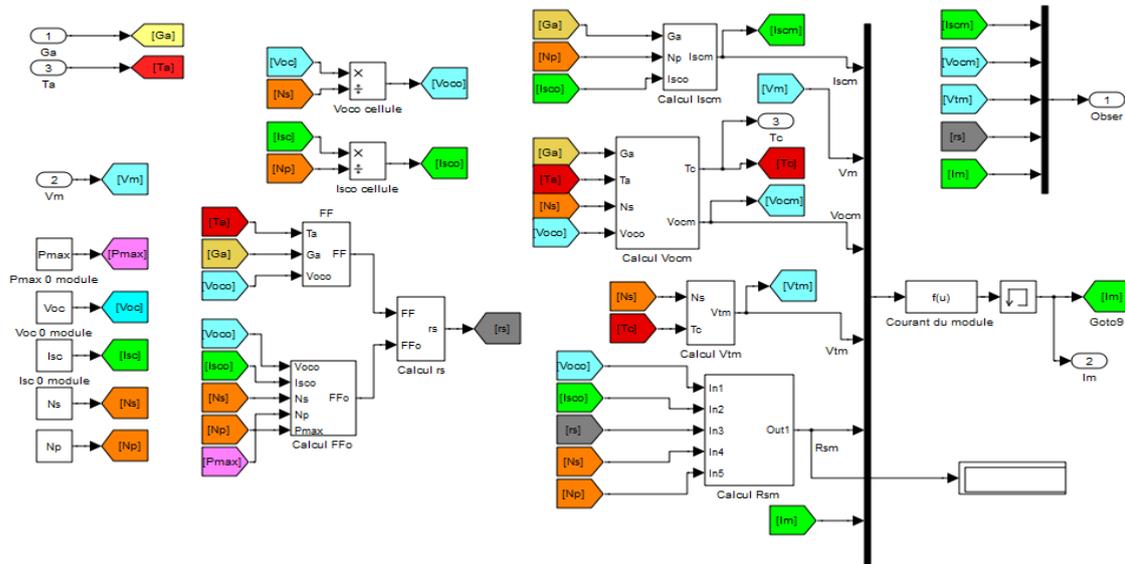


Figure 3.12. Modèle du module PV en Matlab-Simulink

3.3.3. Caractéristique du module photovoltaïque

Sur le marché il existe plusieurs technologies de cellules photovoltaïques dont les caractéristiques fournies par les constructeurs sont différentes. Dans le cas de notre étude de validation expérimentale, des modules composés de cellules au Silicium poly-cristallin (TE500) et monocristallin (UDTS50) ont été utilisés, dont les caractéristiques fournies par les constructeurs sont données dans le tableau 3.4. La technologie du silicium cristallin (mono ou poly) est actuellement la plus utilisée, car elle représente 70 à 80 % du marché mondiale [120].

Tableau 3.4 Caractéristiques des modules TE500 et UDTS50

Paramètres à STC	P _c (W)	I _{sc0} (A)	V _{oc0} (V)	I _{max0} (A)	V _{max0} (V)	N _s
TE500	55	3,5	21,7	3,142	17,5	36
UDTS50	52,66	3,43	21,28	3,16	16,65	36

Un module PV est un générateur de courant qui dépend principalement de l'intensité de l'éclairement incident sur le plan du module et de la tension appliquée aux bornes du module. Par suite, la caractéristique d'un module PV est représentée par son courant en

fonction de la tension (I-V) appliquée à ses bornes pour un éclairement et une température donnés. La puissance à la sortie d'un module est le produit du courant et de la tension. La figure 3.14 représente les caractéristiques expérimentales d'un module poly-cristallin caractérisé à l'aide de la charge électronique PVPM2540C à Ghardaïa (Figure 3.13), pour différents éclairements et différentes températures du module.

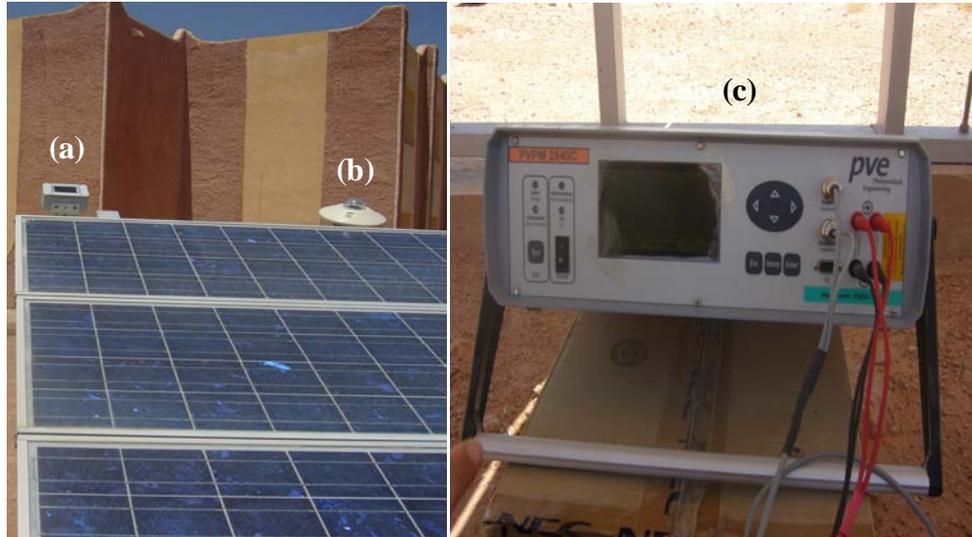


Figure 3.13. (a) Cellule PV en Si monocristallin calibrée, (b) Pyranomètre CM11, (c) Charge électronique PVPM2540C

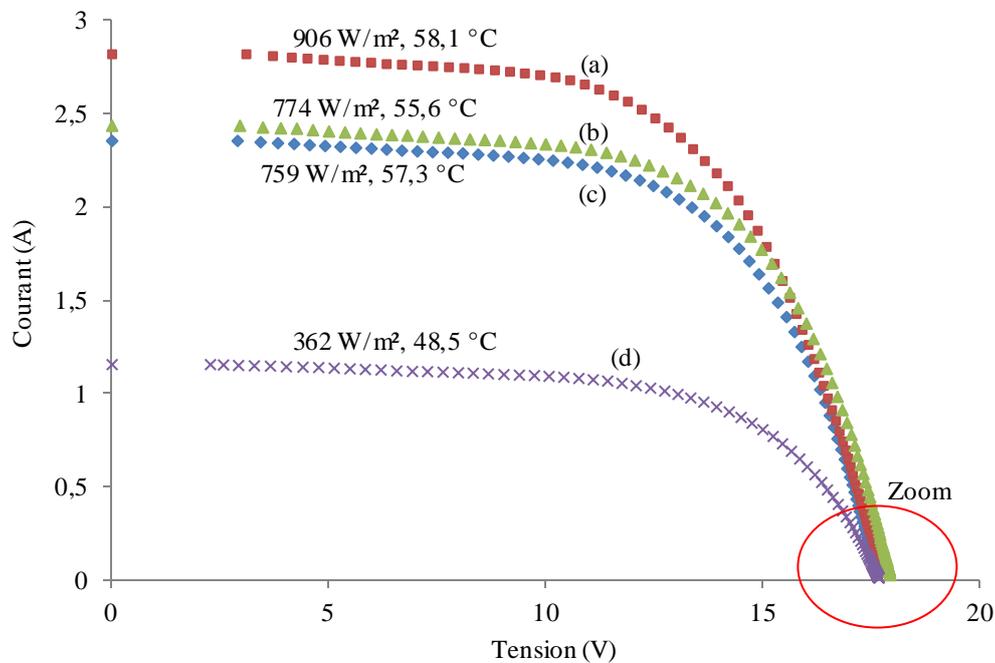


Figure 3.14. Influence de l'éclairement et de la température sur les courbes I-V mesurées pour un module TE500 en Si poly-cristallin

Pour chaque valeur de la température et de l'éclairement, il existe un point de puissance maximale. Cette puissance augmente avec l'éclairement et diminue à des températures élevées. Si l'on fait un zoom des courbes (a) et (b) coté tension de la figure 3.14, on observe l'effet négatif de la température sur la tension du circuit ouvert (Figure 3.15). Ainsi pour l'éclairement, son effet est confirmé du coté courant de la figure 3.14.

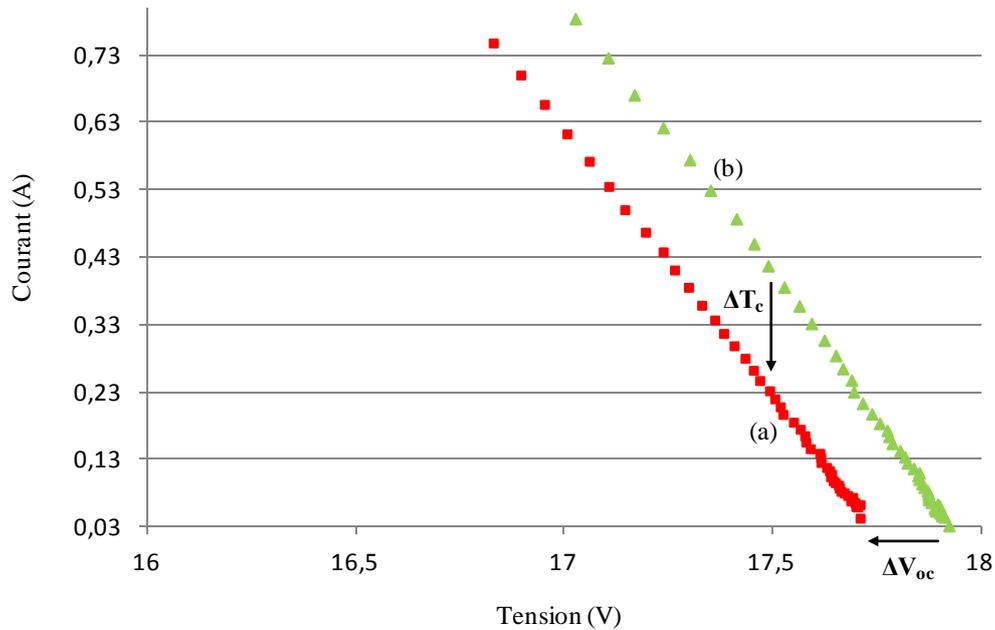


Figure 3.15. Effet de la température sur V_{oc} pour un module TE500 en Si poly-cristallin

Il est constaté que la perte en V_{oc} de la cellule est de $\Delta V_{oc} = - 0,2134/36$ V pour une élévation de température de cellule de $\Delta T_c = 2,5$ °C. Cela résulte un coefficient de température de la tension de cellule $\beta_T = - 0.002371$ V/ °C.

3.3.4. Modèle de la température de la cellule

La tension en circuit ouvert du générateur photovoltaïque dépend de la température de la cellule ; donc le point de fonctionnement du système dépend de ce paramètre.

Ce modèle suppose que la température de la cellule (T_c) est une fonction linéaire de la température ambiante (T_a) et de l'éclairement (G_a) [58] :

$$T_c = T_a + \left(\frac{T_{ONC} - 20}{800} \right) G_a \quad (3.29)$$

Où T_{ONC} est la température d'opération nominale de la cellule en °C définie comme :

La température que les cellules atteignent quand G_a est de 800 W/m^2 , T_a est de 20°C , la vitesse du vent est de 1 m/s et la distribution spectrale est AM 1,5.

3.3.5. Calcul d'erreur

L'erreur standard est définie par l'équation (3.30) [71] :

$$E_s = \left[\frac{\sum (I_{\text{cal}} - I_{\text{exp}})^2}{N} \right]^{0,5} \quad (3.30)$$

Où I_{cal} et I_{exp} sont les courants calculés et mesurés respectivement et N le nombre de points de mesure. L'erreur relative est exprimée par la relation (3.31) suivante [71] en (%) :

$$E_{r,X} = \frac{X_{\text{cal}} - X_{\text{exp}}}{X_{\text{exp}}} \cdot 100 \quad (3.31)$$

Etant X expérimentale (X_{exp}) et calculée (X_{cal}) représentent les paramètres I_{sc} , V_{oc} ou P_m .

3.3.6. Validation expérimentale du modèle PV

Un exemple d'application du modèle PV est illustré par la figure 3.16 pour différents éclairagements sur un générateur PV de 440 W_c , composé de huit modules TE500.

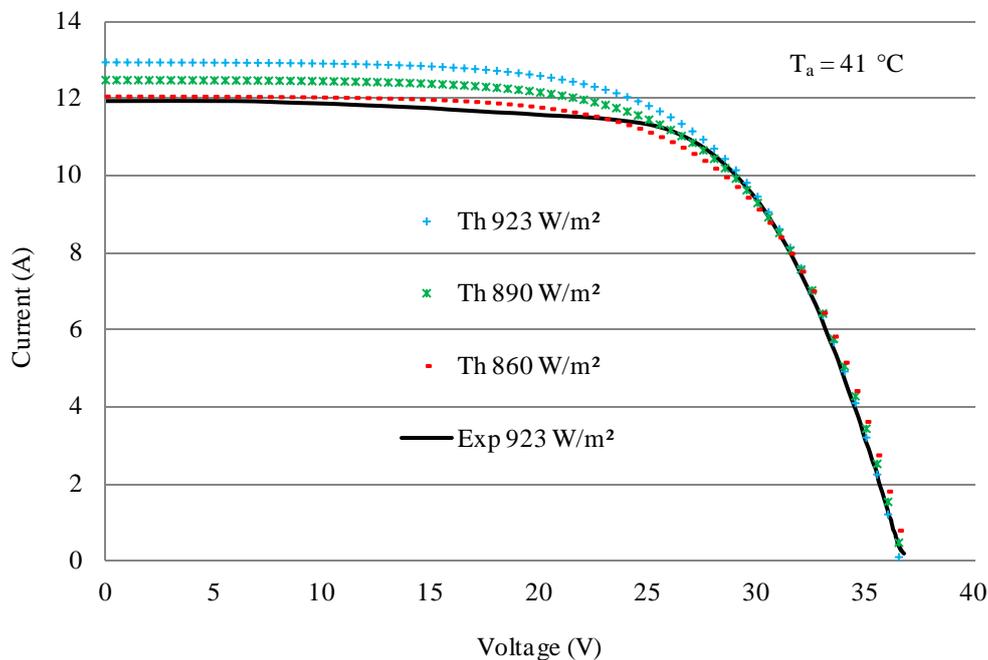


Figure 3.16. Caractéristiques I-V mesurées et simulées du générateur PV de 440 W_c

Pour une température ambiante de 41°C et un éclairage de 923 W/m^2 , l'erreur standard et les erreurs relatives des paramètres I_{sc} , V_{oc} et P_m entre les valeurs calculées et mesurées sont données dans le tableau 3.5. L'erreur relative concernant le courant de court-

circuit est importante, cela est dû à la salissure (poussière déposée sur le vitrage des modules PV) engendrée par le passage occasionnel des vents de sable qui caractérise la région de Ghardaïa.

Tableau 3.5 Erreurs standard et relatives entre paramètres calculés et mesurés

G_a (W/m ²)	T_a (°C)	E_s (A)	$E_{r,IsC}$ (%)	$E_{r,Voc}$ (%)	$E_{r,Pm}$ (%)
923	41	0.77	8.40	-1.55	0.21

3.3.6.1. Validation du comportement en puissance

Dans ce cas, le générateur photovoltaïque est un mix entre huit modules monocristallins (UDTS50) et huit modules poly-cristallins (TE500) interconnectés, avec une puissance crête de 840 W_c.

Les figures 3.17 et 3.18 montre que malgré la composition hétérogène du générateur PV, les équations des courbes de tendances donnent une bonne impression sur la concordance des puissances mesurées avec celles calculées, à l'exception de quelque dispersions négligeables dues, soit aux passages des nuages ou aux erreurs de mesures.

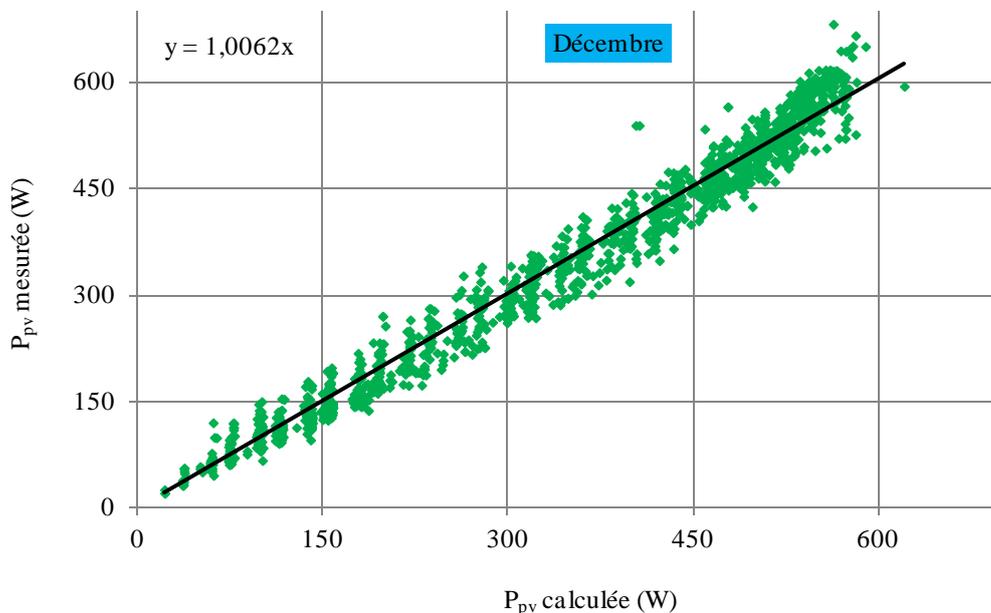


Figure 3.17. P_{pv} mesurée du champ PV en fonction de P_{pv} simulée du champ PV pour le mois de décembre à Ghardaïa

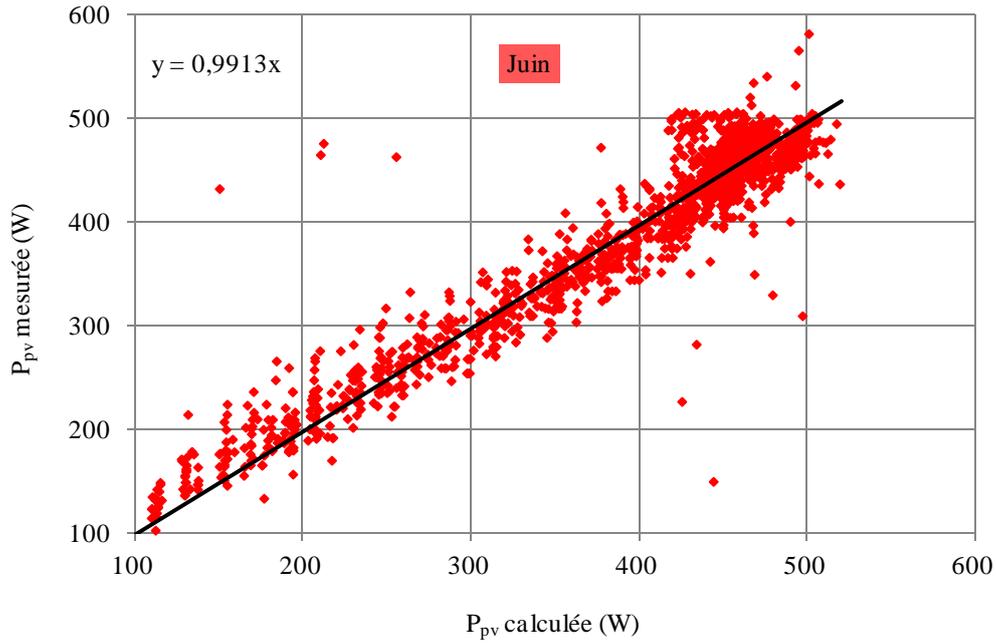


Figure 3.18. P_{pv} mesurée du champ PV en fonction de P_{pv} simulée du champ PV pour le mois de juin à Ghardaïa

L'interprétation des figures 3.17 et 3.18 est consolidée par les superpositions des courbes de tendances des figure 3.19 et 3.20, qui représentent les puissances P_{pv} mesurées et calculées en fonction du même éclairement pour deux saisons différentes.

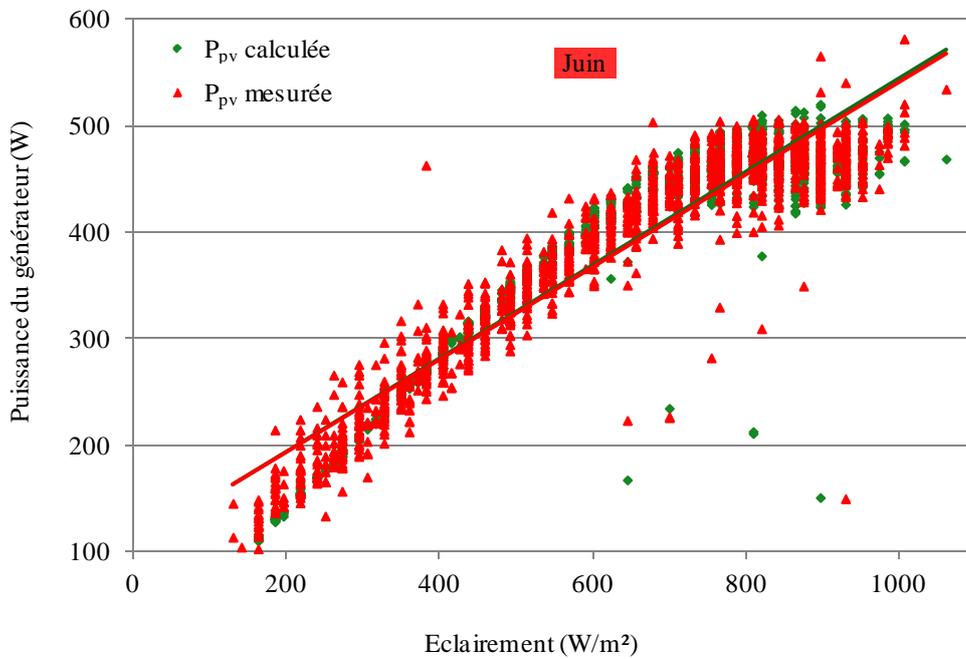


Figure 3.19. P_{pv} mesurée et simulée du champ PV en fonction de l'éclairement au mois de juin à Ghardaïa

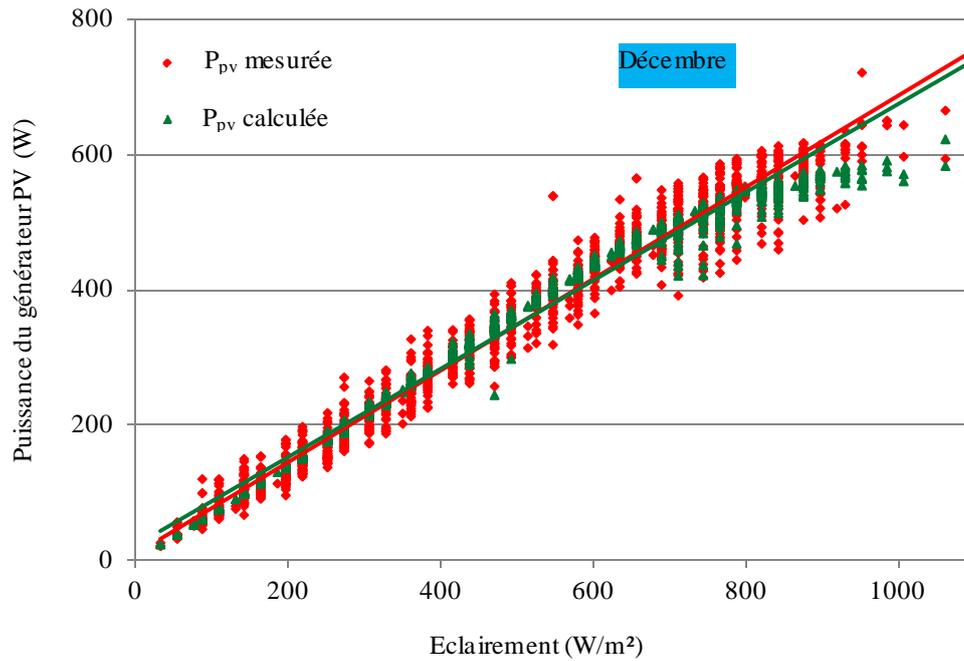


Figure 3.20. P_{pv} mesurée et simulée du champ PV en fonction de l'éclairement au mois de décembre à Ghardaïa

Selon les quatre figures ci-dessus, des limitations en puissance sont observés. Ce phénomène est dû essentiellement à la tension de surcharge des batteries imposée aux bornes du générateur PV. Mais, cette limitation est d'environ 600 W en hiver, par contre en été elle est d'environ 500 W à cause de l'effet de température ambiante.

3.3.6.2. Effets de la température de cellule sur le rendement

La température est un paramètre très important et souvent négligé dans le comportement des cellules solaires. Sachant que sur 100 % d'énergie incidente, une très faible proportion est réfléchiée par la surface du capteur, mais seulement environ 13 % est extraite sous forme d'énergie électrique. Par conséquent c'est plus de 85 % de l'énergie incidente non convertie en électricité qui devra être dissipée sous forme de chaleur [79].

Les performances électriques d'une cellule solaire au silicium sont très sensibles à la température [120]. L'effet de la température de cellule (T_c) sur V_{oc} a été vérifié expérimentalement dans la figure 3.15. Cet effet est résumé comme suit :

$$\text{Lorsque } T_a \nearrow \text{ ou } G_a \nearrow \longrightarrow T_c \nearrow \longrightarrow V_{oc} \searrow \longrightarrow P_{pv} \searrow \longrightarrow \eta_{pv} \searrow$$

Les figures 3.21 et 2.22 représentent respectivement les rendements (η_{pv}) expérimentaux et théoriques du générateur PV en fonction de la température ambiante pour les saisons d'hiver et d'été à Ghardaïa.

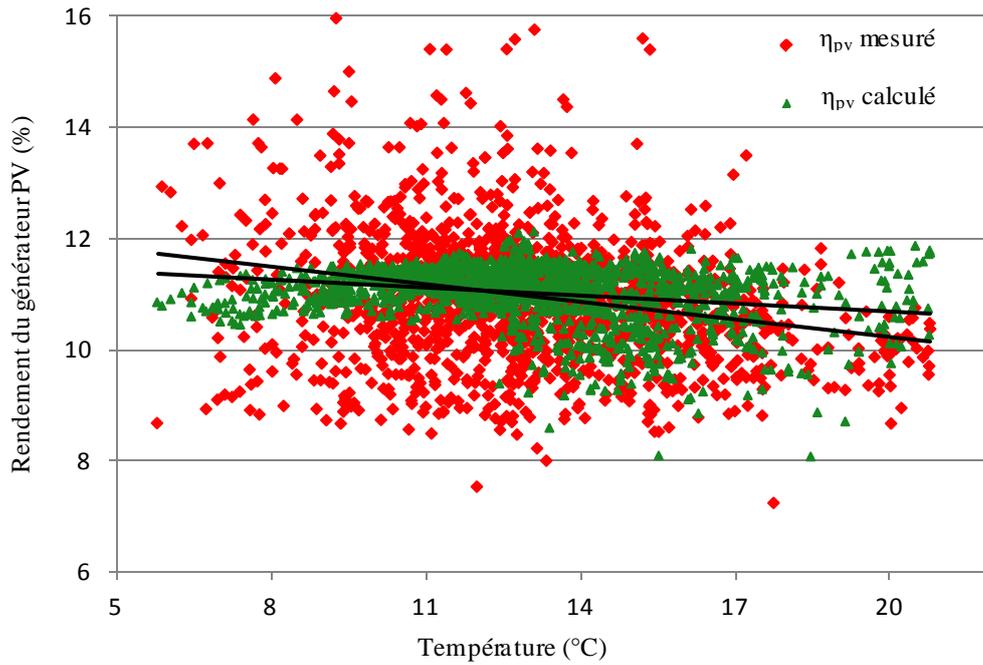


Figure 3.21. Rendement du champ PV en fonction de la température (Décembre à Ghardaïa)

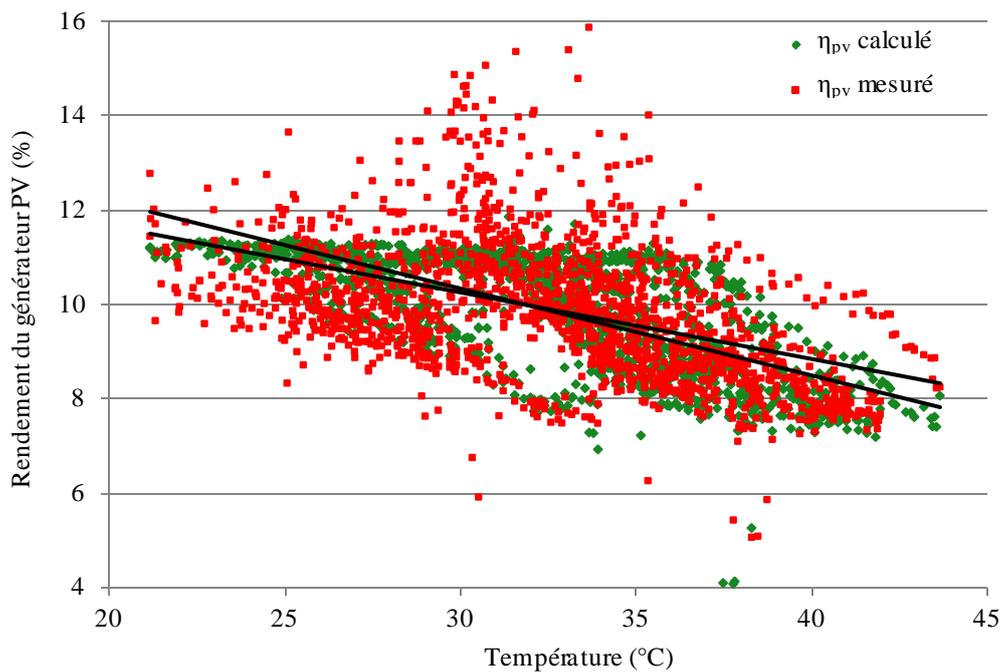


Figure 3.22. Rendement du champ PV en fonction de la température (Juin à Ghardaïa)

D'après les figures 3.21 et 3.22, il est clair que la moyenne de la baisse du rendement durant la période estivale est plus importante ($8\% \leq \eta_{pv} \leq 12\%$) que celle de la période hivernale ($10\% \leq \eta_{pv} \leq 12\%$). La lecture des tendances de ces figures donne un aperçu sur un ajustement satisfaisant du modèle de température avec la réalité.

3.3.6.3. Effets de l'éclairement sur le rendement

Les figures 3.23 et 3.24 représentent l'évolution du rendement du générateur PV en fonction de l'éclairement. Au mois de décembre où les températures sont basses, les meilleurs rendements du générateur PV se trouvent à des éclairements moyens.

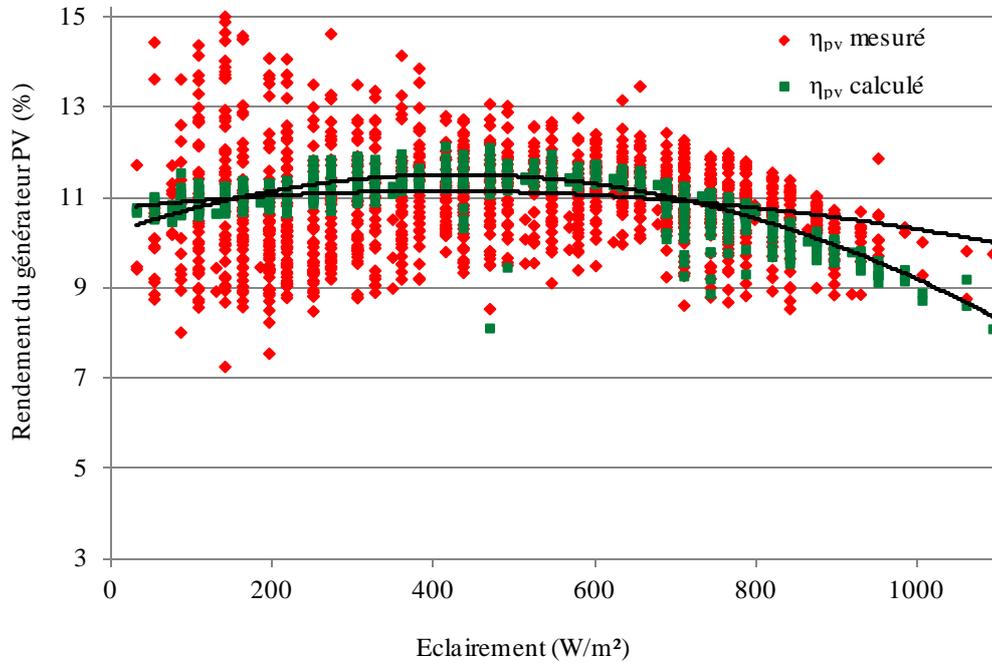


Figure 3.23. Rendement du champ PV en fonction de l'éclairement (Décembre à Ghardaïa)

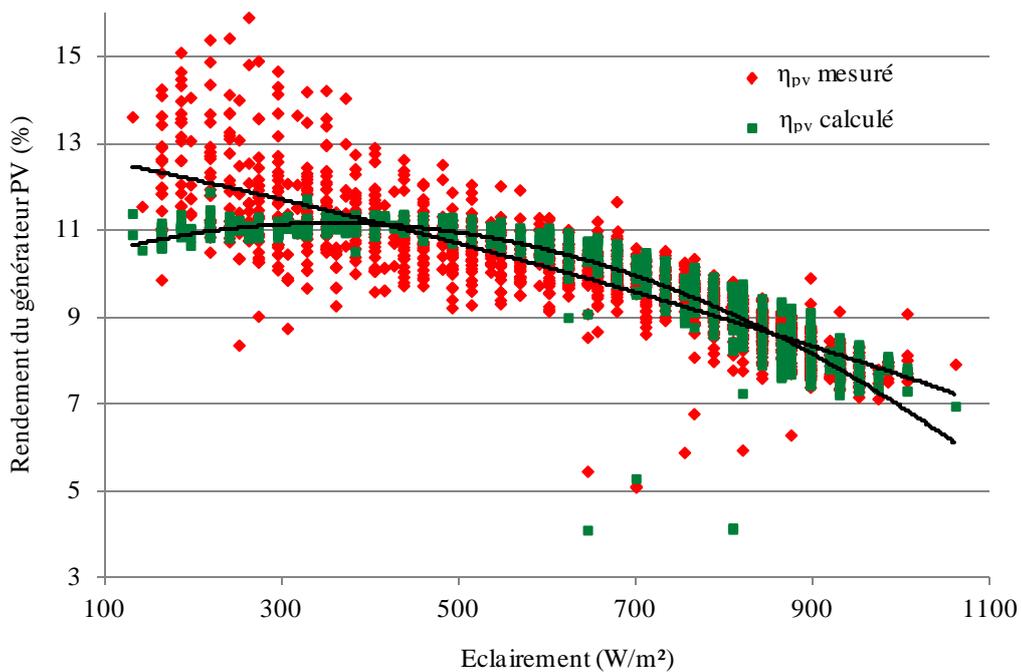


Figure 3.24. Rendement du champ PV en fonction de l'éclairement (Juin à Ghardaïa)

Par contre, à des températures hautes (le cas du mois de juin) l'effet de l'éclairement sur le rendement du générateur PV suit l'effet de la température. Nous remarquons que l'effet de la température est prépondérant sur le rendement du générateur PV comparativement à l'effet de l'éclairement.

3.4. Modélisation du système de stockage

Le stockage de l'énergie pour un système photovoltaïque autonome a été l'objet de plusieurs publications [80, 81, 82]. Actuellement, la technologie de stockage la plus répandue dans un système PV autonome est celle du plomb acide. Cette dernière est traitée dans différents articles parus dans la littérature [83, 84, 85, 86], vu le compromis entre les avantages de la disponibilité, de la fiabilité et du coût.

La modélisation du stockage est nécessaire pour établir l'état de charge SOC(t) et l'état de santé SOH(t) instantanés des batteries, afin de pouvoir gérer l'énergie dans un système PV. Les équations (3.32) et (3.33) sont les expressions qui définissent respectivement l'état de charge et l'état de santé des batteries [21].

$$\text{SOC}(t) = \frac{C_{\text{sto}}(t)}{C_{\text{nom}}(t)} \quad (3.32)$$

$$\text{SOH}(t) = \frac{C_{\text{nom}}(t)}{C_{\text{nom}0}} \quad (3.33)$$

Où, $C_{\text{sto}}(t)$ est la capacité instantanée de la batterie et $C_{\text{nom}}(t)$ est la capacité nominale à l'instant t , qui montre la dégradation des batteries par rapport à la capacité nominale de référence donnée par le constructeur $C_{\text{nom}0}$. Pour la simulation du système PV autonome considéré, le modèle CIEMAT de la batterie a été utilisé, comme il est décrit dans plusieurs articles [84, 87].

3.4.1. Modélisation de la charge de la batterie

Les équations du processus de charge SOC, rendement et tension de charge sont décrites par les équations (3.34), (3.35) et (3.36) respectivement [84].

$$\text{SOC}(t+1) = \text{SOC}(t) + \frac{\eta_{\text{Coul}}(t) \cdot I_{\text{bat}}(t) \cdot \Delta t}{C_{\text{Sto}}(t)} \quad (3.34)$$

$$\eta_{\text{Coul}}(t) = 1 - \exp\left[\frac{20,73}{I_{\text{bat}}(t)/I_{\text{nom}}(t) + 0,55} \cdot (\text{SOC}(t) - 1)\right] \quad (3.35)$$

$$V_{\text{bat}_c}(t) = N_{\text{es}} \cdot (2 + 0,16 \cdot \text{SOC}(t)) + N_{\text{es}} \cdot \frac{I_{\text{bat}}(t)}{C_{\text{nom}}(t)} \cdot (1 - 0,025 \cdot \Delta T) \cdot \left(0,036 + \left(\frac{6}{1 + (I_{\text{bat}})^{0,86}}\right) + \frac{0,48}{(1 - \text{SOC}(t))^{1,2}}\right) \quad (3.36)$$

Où, $I_{\text{bat}}(t)$ est le courant instantané de la batterie, $I_{\text{nom}}(t)$ est le courant nominal de la batterie, η_{Coul} est le rendement de charge de la batterie, V_{bat_c} est la tension de charge de la batterie et N_{es} est le nombre d'éléments batteries.

$$\Delta T = T_a - 25 \text{ }^\circ\text{C} \quad (3.37)$$

3.4.2. Modélisation de la décharge de la batterie

En mode décharge, le rendement de la batterie est considéré unitaire [84]. Les Equations (3.38), (3.39) et (3.40) montre respectivement, l'état de charge, la tension de la décharge V_{bat_d} et la capacité instantanée $C_{\text{sto}}(t)$.

$$\text{SOC}(t+1) = \text{SOC}(t) - \frac{I_{\text{bat}}(t) \cdot \Delta t}{C_{\text{sto}}(t)} \quad (3.38)$$

$$V_{\text{bat}_d}(t) = N_{\text{es}} \cdot [2,085 - 0,12 \cdot (1 - \text{SOC}(t))] - N_{\text{es}} \cdot \frac{I_{\text{bat}}(t)}{C_{\text{nom}}(t)} \cdot (1 - 0,007 \cdot \Delta T) \cdot \left(0,02 + \left(\frac{4}{1 + (I_{\text{bat}}(t))^{1,3}}\right) + \frac{0,27}{(\text{SOC}(t))^{1,5}}\right) \quad (3.39)$$

$$C_{\text{sto}}(t) = C_{\text{nom}}(t) \cdot \left(\frac{1,67}{1 + 0,67 \cdot (I_{\text{bat}}(t)/I_{\text{nom}}(t))^{0,9}}\right) \cdot (1 + 0,005 \cdot \Delta T) \quad (3.40)$$

Les équations de la charge et de la décharge de la batterie montrées ci-dessus ont été validées expérimentalement au CDER par les auteurs Achaïbou et al. (2008). La capacité nominale de la batterie $C_{\text{nom}}(t)$ est variable selon le phénomène de dégradation des batteries qui est due à l'effet du vieillissement [21].

3.4.3. Modèle du vieillissement de la batterie

L'objectif principal à travers notre contribution dans cette thèse est de minimiser l'utilisation du stockage ou d'allonger la durée de vie des batteries. Plusieurs modèles

d'estimation de l'état de santé des batteries ont été publiés [21, 86]. Parmi ces modèles, c'est la méthode élaborée par Riffonneau et al. (2011) que nous avons adoptée. Cette méthode tient compte de la valeur instantanée de la capacité nominale de la batterie qui se dégrade à chaque décharge de la batterie. Cette dégradation influe sur l'état de santé de la batterie. L'équation (3.33) sert à estimer l'état de santé de la batterie, tandis que l'équation (3.41) décrit le modèle de dégradation de la capacité nominale d'une batterie $C_{nom}(t)$ qui est en fonction de l'état de charge et de la capacité nominale de référence [21].

$$C_{nom}(t) = C_{nom}(t-1) - C_{nom0} \cdot \delta_x \cdot (SOC(t-1) - SOC(t)) \quad (3.41)$$

Où, δ_x est le coefficient de perte de capacité, pour une batterie en plomb-acide $\delta_x = 0.3\%$ [21].

3.5. Modélisation du convertisseur

Actuellement, toutes les résidences sont équipées de charges à courant alternatif; ce qui nécessite l'utilisation d'un convertisseur DC/AC pour un système PV autonome. Le rendement énergétique d'un onduleur est variable (Figure 3.25), et sa perte en énergie dépend de son point de fonctionnement.

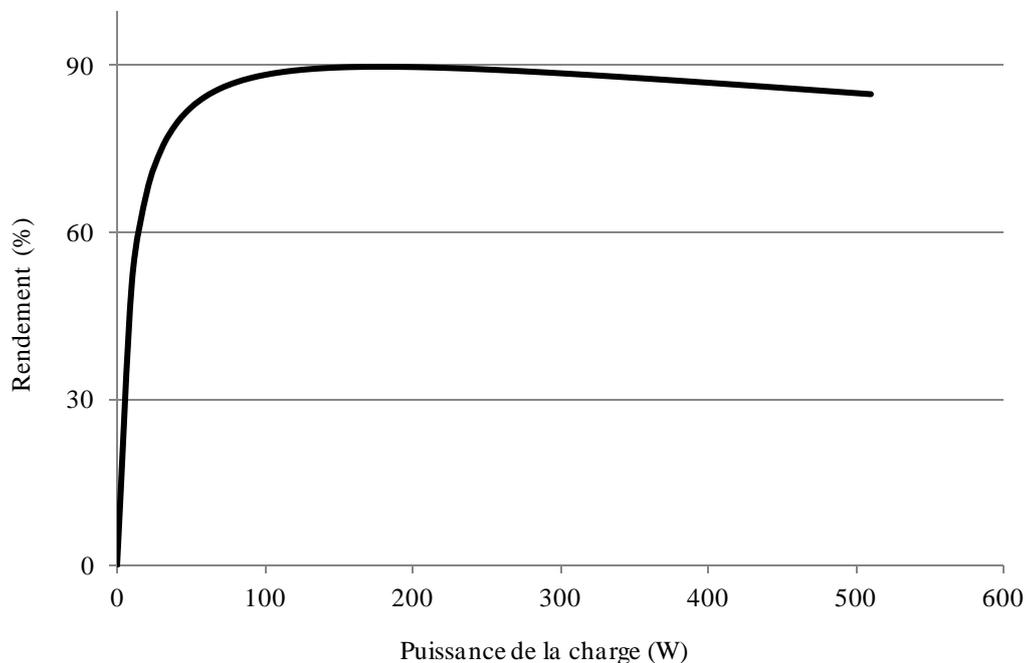


Figure 3.25. Exemple de rendement énergétique d'un onduleur de 500 W

Les modèles de l'onduleur sont présentés dans plusieurs travaux [21, 88]. Dans le cas de notre étude et pour plus de précision, le modèle du rendement polynomial donné par

l'équation (3.42) a été utilisé. Ce modèle a été validé expérimentalement par Gergaud et al. (2002) [88].

$$\eta_{inv}(t) = \frac{1}{1 + \frac{\alpha_{inv} \cdot S_{inv}}{P_{ch}(t) \cdot S_{inv,ref}} + \beta_{inv} + \frac{\gamma_{inv} \cdot P_{ch}(t) \cdot S_{inv,ref}}{S_{inv}}} \quad .42)$$

Où, $S_{inv,ref}$ est la puissance de référence qui est égale à 4,5 kVA et S_{inv} est la puissance nominale de l'onduleur utilisé. Les valeurs données pour les paramètres α_{inv} , β_{inv} and γ_{inv} sont respectivement, 43,09 [SI], $4,6 \times 10^{-3}$ [SI] and $3,34 \times 10^{-5}$ [SI]. Selon Riffonneau et al. (2011); ces paramètres permettront de modéliser différentes dimensions d'onduleurs [21].

3.6. Méthodes de dimensionnement et d'optimisation d'un système PV

Avant l'installation de tout système photovoltaïque, une étape primordiale est celle du dimensionnement de l'installation photovoltaïque. Dimensionner un système PV revient à déterminer l'ensemble des éléments de la chaîne PV, notamment le couple générateur PV / capacité de stockage en fonction de l'éclairement au cours de l'année, du profil annuel de consommation et du rendement du système. Il est alors évident qu'une demande importante en énergie augmentera la taille et le coût du système, mais un choix de composants à haut rendement énergétique permettra de réduire ce dernier. Une installation surdimensionnée signifie des surcoûts, tandis qu'une installation sous dimensionnée engendrera une fiabilité non désirée.

3.6.1. Etat de l'art sur le dimensionnement

Dans la littérature, plusieurs études traitent du dimensionnement des systèmes photovoltaïques autonomes dans les zones isolées. Gordon (1987) a proposé une solution analytique au problème de dimensionnement, qui peut réduire le prix des systèmes photovoltaïques autonomes pour une viabilité économique [89]. Lasnier et al. (1990) ont proposé une approche de simulation qui utilise des données météorologiques et de consommations horaires pour simuler le flux d'énergie dans un système PV, afin de prédire la fiabilité du système pour différentes dimensions du champ PV et du stockage [90]. Egido et Lorenzo (1992) annoncent que les méthodes numériques sont précises, mais complexes à utiliser, tandis que les méthodes analytiques présentent une insuffisance en précision [91]. Néanmoins, une évaluation détaillée de la sensibilité d'une méthode de dimensionnement numérique développé par Notton et al. (1996) ont montré que l'influence

de certains paramètres tels que le profil de puissance d'entrée et de sortie sur le dimensionnement est très importante [92]. Puisque les techniques numériques présentent une bonne solution pour le dimensionnement du système PV [91, 93], elles nécessitent toutefois les données pour plusieurs paramètres pour leur exécution. Si ces paramètres ne sont pas disponibles, ces techniques ne sont pas utilisables; ce qui est le cas pour les régions éloignées. Récemment, C.V.T. Cabral et al. (2010) ont vérifié que la meilleure méthode pour le dimensionnement d'un système photovoltaïque autonome est la méthode numérique stochastique, compte tenu du fait que les résultats obtenus sont plus économiques et les plus précises [94].

De manière générale nous distinguerons deux types de méthode de dimensionnement :

- Les méthodes empiriques qui permettent de dimensionner les systèmes PV, en tenant compte du mois le plus défavorable en ensoleillement, pour assurer une autonomie de stockage pour une consommation énergétique de plusieurs jours consécutifs de faible ensoleillement. Il s'agit alors d'un surdimensionnement du couple générateur PV / capacité de stockage pour fournir l'énergie au consommateur pendant cette période critique.
- Les méthodes numériques qui sont basées sur la simulation des systèmes photovoltaïques sur un cycle de vie (temps de simulation) avec un pas d'échantillonnage en temps (Δt). Les simulations reposent sur des modèles théoriques représentatifs des différents composants du système PV autonome.

A leur tour, ces méthodes numériques se divisent en deux grandes catégories, déterministes et stochastiques. Le choix entre ces différentes méthodes se fera par un compromis entre finesse des hypothèses et temps de résolution du problème. Les méthodes de simulation déterministes utilisent des valeurs moyennes saisonnières ou annuelles pour le dimensionnement d'un système PV autonome [95]. Pour cela, la nature intermittente de l'éclairement solaire et les exigences aléatoires de la charge doivent être traités comme statique pour simplifier leur représentation dans ces méthodes, dans lesquelles la sortie est déterminée à partir d'une série d'entrées, ce qui nécessite beaucoup de temps de calcul [96]. Les méthodes stochastiques quant à elles, sont considérées comme plus complexes, car elles impliquent lors du traitement de données, l'estimation des paramètres de dimensionnement et la disponibilité de données [94].

En plus de la méthodologie de dimensionnement qui inclut l'optimisation, l'évaluation dans ces méthodes est généralement basée sur deux critères, que sont la fiabilité et l'économie. La probabilité de perte d'approvisionnement en énergie (Loss of power supply probability (LPSP)) est parmi les critères de fiabilité utilisés. Ce critère détermine le déficit en énergie que doit fournir le système (générateurs photovoltaïques et batteries de stockage) à la demande. Il évalue la performance du système pour une courbe de charge supposée ou connue [18, 97, 98]. Par exemple, une valeur de LPSP égale zéro signifie que la demande en énergie est satisfaite et une valeur de LPSP égale 1% indique que les besoins en énergie ne seront jamais atteints par la production du système PV autonome. Le critère de l'économie représente la somme des coûts de l'investissement et du fonctionnement (remplacement, entretien et maintenance etc..). Ce coût peut être exprimé en monnaies ou en énergie. Le coût énergétique en kWh représente l'énergie primaire totale nécessaire pour la fabrication, la maintenance, le recyclage et le transport sur le lieu d'utilisation du système [20].

3.6.2. Présentation d'une méthode simple de pré-dimensionnement

La simulation des systèmes photovoltaïques permet de déterminer la relation existante entre le champ photovoltaïque, la batterie de stockage et la charge ainsi que l'apport énergétique. Cette simulation utilise des données d'irradiation journalières pour estimer l'énergie journalière fournie par le champ PV ainsi que l'énergie qui doit être stockée dans les batteries. D'une manière générale, les paramètres à prendre en compte pour concevoir et dimensionner un système photovoltaïque sont assez nombreux et concernent :

- Le lieu d'installation du système photovoltaïque.
- Le système photovoltaïque autonome.
- Le profil de consommation de l'énergie électrique.

Les paramètres concernant le système PV donnent à titre indicatif un ordre de grandeur du rendement de l'installation qui est relatif aux modules photovoltaïques, éléments de batterie, régulateur et convertisseur existants sur le marché. Ces paramètres sont basés sur les critères de la satisfaction des besoins, le fonctionnement optimal du système et la disponibilité.

- **Paramètres relatifs au site d'installation**

Le dimensionnement du générateur PV est dicté par les conditions relatives au site. Pour adopter les capacités générateur PV / batterie, aux conditions de charge, il est

indispensable de connaître les caractéristiques de l'irradiation solaire par jour ou par mois, en d'autres termes l'énergie moyenne reçue sur un plan donné, à l'endroit même où sera installé le générateur PV.

Les données doivent être connues pour chaque mois de l'année. Elles peuvent être fournies par des organismes nationaux de météorologie ou obtenues par des calculs (outil informatique), à partir des paramètres d'entrées suivants :

- Latitude du lieu d'installation.
- Altitude du lieu d'installation.
- Réflectivité du sol ou albédo.
- Irradiation moyenne journalière la plus défavorable dans l'année, qui est mesurée ou calculée.

- **Paramètres concernant le module PV**

Les paramètres concernant le module PV sont :

- La tension maximale.
- Le courant maximal.
- La puissance maximale.

Les paramètres sont généralement donnés par le constructeur aux conditions standards (1000 W/m², 25 °C)

- L'inclinaison des modules, est un paramètre qui est relatif à la latitude du lieu. Pour notre cas on précisera l'inclinaison minimale et maximale comme données d'entrée, afin d'optimiser cette inclinaison.

- **Paramètres concernant les batteries de stockage**

Les paramètres du système de stockage sont donnés relativement aux capacités des batteries et caractérisées par :

- La profondeur de décharge selon le constructeur.
- Le rendement énergétique de la batterie.

Dans notre cas, le dimensionnement du stockage est basé sur les paramètres d'un accumulateur au plomb acide.

- **Paramètres concernant le régulateur de charge**

Les paramètres sont, la tension selon la puissance de la charge (voir chapitre 2) et le rendement donné par le constructeur.

- **Paramètres concernant le convertisseur**

Pour le convertisseur continu/alternatif on précisera le rendement seulement, qui est aussi donné par le constructeur.

- **Paramètres concernant la charge**

L'application visée est l'électrification d'un village par l'énergie solaire photovoltaïque, la charge étant définie dans le chapitre 4. Les paramètres concernant la charge sont :

- Le type d'alimentation (continue ou alternative).
- La puissance de la charge.
- La durée de fonctionnement moyenne par jour.

3.6.2.1. Pré-dimensionnement du générateur PV

Pour dimensionner le générateur PV, deux paramètres sont pris en compte, la consommation moyenne journalière et l'irradiation incidente moyenne journalière reçue sur le plan des modules, en considérant l'inclinaison du générateur fixe.

L'énergie fournie par un module est proportionnelle à l'irradiation (Exemple : Une énergie incidente de 4000 Wh/m² équivaut à un éclairage incident de 1000 W/m² pendant 4 heures, dite heures équivalente à un éclairage standard). Le dimensionnement se base sur le mois le plus défavorable. On détermine alors l'énergie fournie par un module dans les conditions de l'éclairage et de la température choisie selon le site de l'installation.

Les conditions standards étant : $G_{a0} = 1000 \text{ W/m}^2$, $T_{a0} = 25^\circ\text{C}$.

L'énergie fournie par un module a pour expression (Equation (3.43)) :

$$E_{\text{mod}} = P_m \cdot \frac{I_{\text{RR}}}{G_{a0}} \cdot F_{\text{CG}} \quad (3.43)$$

Où :

E_{mod} : Energie journalière fournie par le module (kWh)

P_m : Puissance du module dans les conditions désirées (W)

I_{RR} : Irradiation journalière (kWh/m²)

F_{CG} : Facteur de correction global, contenant les divers rendements ainsi qu'un coefficient de sécurité (%)

Le nombre total des modules N_m constituant le générateur PV est donné par l'expression suivante (Charge à courant continu) :

$$N_m = \frac{E_{ch}}{E_{mod} \cdot \eta_r} \quad (3.44)$$

E_{ch} : Energie journalière consommée par la charge (kWh)

η_r : Rendement du régulateur (%)

$$E_{ch} = P_{ch} \cdot D_{FJ} \quad (3.45)$$

P_{ch} : Puissance de la charge (W)

D_{FJ} : Durée de fonctionnement journalière (h)

La puissance du générateur est exprimée par l'équation (3.46) :

$$P_{pv} = N_m \cdot P_m \quad (3.46)$$

Le nombre de modules disposés en série N_{ms} est le rapport entre la tension nominale du régulateur utilisé V_{nr} et la tension nominale du module V_m (Equation (3.47)):

$$N_{ms} = V_{nr} / V_m \quad (3.47)$$

On déduit le nombre de branches en parallèle comme suit :

$$N_{mp} = N_m / N_{ms} \quad (3.48)$$

Dans le cas où la charge serait alimentée avec un courant alternatif en sortie de l'onduleur, le nombre total de modules prend une nouvelle valeur (Equation (3.49)):

$$N_{ma} = N_m / \eta_{inv} \quad (3.49)$$

η_{inv} : Rendement de l'onduleur (%)

On déduit la nouvelle valeur du nombre de branches parallèles comme suit :

$$N_{mpa} = N_{ma} / N_{ms} \quad (3.50)$$

N.B : La taille du générateur est calculée à partir de la surface correspondante uniquement à la surface active du semi-conducteur.

3.6.2.2. Pré-dimensionnement du stockage

La détermination du parc batterie est réalisée à partir de la prise en compte d'un certain nombre de jours d'autonomie à assurer pour une production photovoltaïque nulle. Ce nombre de jours varie suivant les applications et la situation géographique.

Il est de plus possible d'apporter les corrections suivantes :

- Correction due à la profondeur de décharge limitée entre 50 % et 75 % selon le constructeur.
- Correction due au rendement énergétique de la batterie (~ 80 %). La capacité du stockage en (Wh) est égale à :

$$E_{sto} = \frac{E_{ch} \cdot AUT}{DOD \cdot \eta_{bat}} \quad (3.51)$$

AUT : Autonomie en jours

DOD: Profondeur de décharge (%)

η_{bat} : Rendement de la batterie (%)

La capacité de stockage en ampère heure, est donnée par la relation suivante :

$$C_{sto} = E_{sto} / V_{nr} \quad (3.52)$$

Nombre d'éléments en série est égal à :

$$N_{es} = V_{nr} / V_e \quad (3.53)$$

V_e : Tension nominale de l'élément batterie (V).

V_{nr} : Tension nominale du régulateur (V).

Nombre de branches d'éléments en parallèle est égal à :

$$N_{bp} = C_{sto} / C_e \quad (3.54)$$

C_e : Capacité d'un élément batterie (Ah), donnée par le constructeur.

Le nombre total d'éléments batterie est décrit par la relation suivante :

$$N_e = N_{es} \cdot N_{bp} \quad (3.55)$$

3.6.3. Méthode de dimensionnement et d'optimisation utilisée

Quelque soit la méthodologie utilisée et la précision avec laquelle sont pris en compte les différents composants de la chaîne, on reste confronté à deux problématiques majeurs :

- Le premier concerne la demande d'énergie qui dans la plupart des cas est mal définie car elle subit des variations journalières, hebdomadaires ou saisonnières qui tient compte du

mode de vie des régions. Cette problématique a fait l'objet de notre contribution pour l'élaboration d'un profil de charge.

- Le second est relatif au gisement solaire qui représente une insuffisance de données surtout pour une longue période qui peut arriver jusqu'à dix ans (Cycle de vie des batteries). Ce problème nous amène à utiliser les données d'un profil annuel avec des répétitions du même profil.

Ceci démontre que la fiabilité et le coût d'une installation PV est étroitement liée au dimensionnement qui est lié à son tour à la disponibilité de données fiables. Les performances d'une installation PV sont souvent évaluées par rapport à sa capacité à fournir de l'énergie en toutes circonstances.

Dans cette thèse la méthode de dimensionnement adoptée repose sur la simulation du fonctionnement du système PV tout le long d'un cycle de vie, en utilisant les modèles théoriques présentés dans ce chapitre pour chaque composant du système et en ayant recours aux critères d'évaluations des performances tels que la probabilité de perte de charge (LPSP) et le coût énergétique. Cette méthode nous permettra de préciser la taille optimale du générateur PV et la capacité du stockage, en introduisant comme paramètres d'entrées intervenants dans les calculs, l'éclairement, la température, la consommation d'énergie et les caractéristiques techniques fournies par le constructeur pour chaque composant choisi. D'une manière générale, le dimensionnement se déroule selon les étapes suivantes :

- Introduction des paramètres d'entrées.
- Simulation du fonctionnement du système PV avec gestion d'énergie.
- Evaluation des performances du système.
- Optimisation du couple générateur PV / capacité du stockage.

Le principe de fonctionnement du système PV autonome est représenté par l'organigramme de la figure 3.26, qui est utilisé comme outil de base pour le dimensionnement.

3.7. Simulation du fonctionnement du système PV autonome

La figure 3.26 représente l'organigramme principal du fonctionnement de notre système PV autonome. Ce dernier décrit le principe de base de l'équilibre énergétique entre différents sous-systèmes, utilisant différents modèles théoriques.

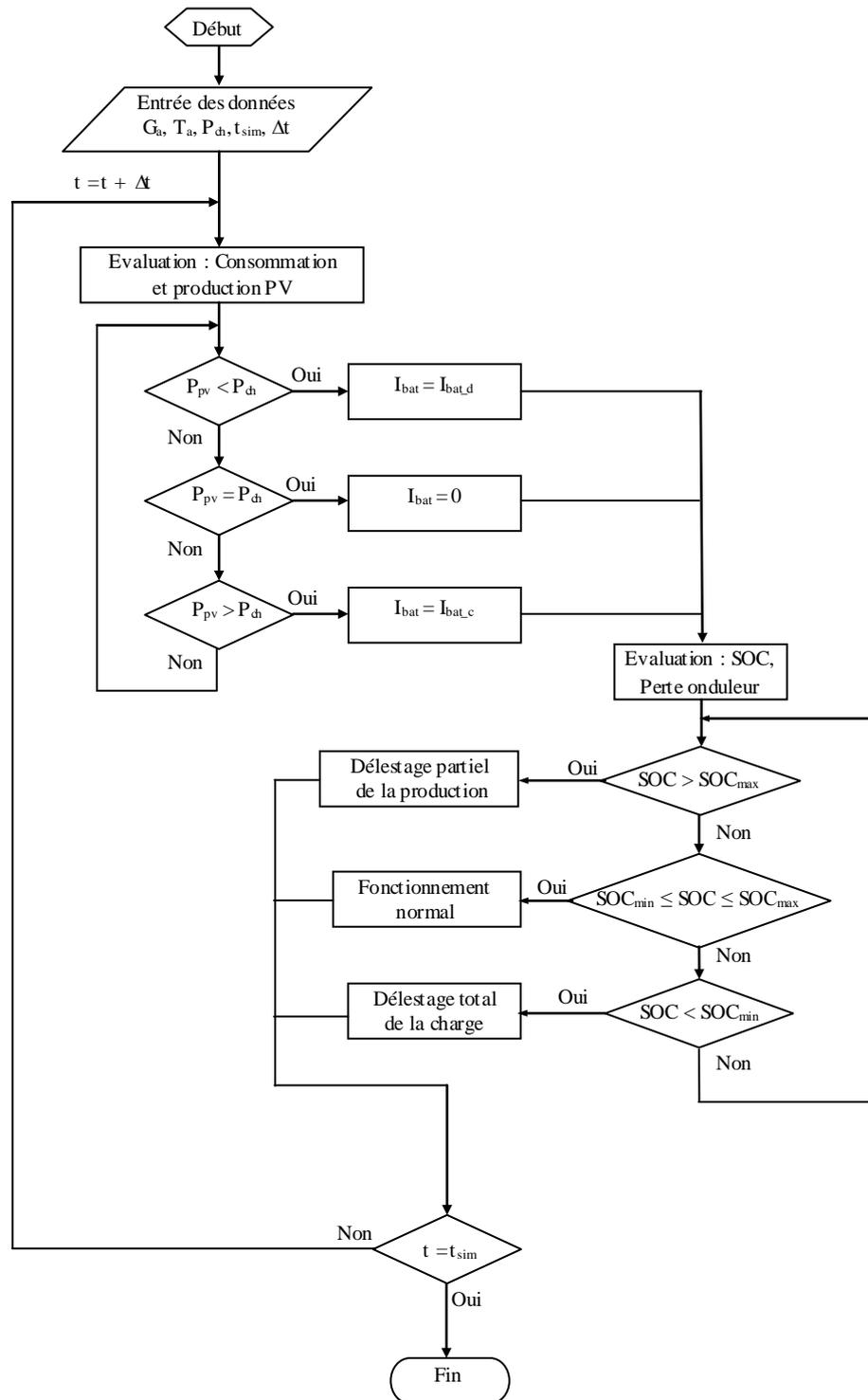


Figure 3.26. Organigramme de fonctionnement d'un système PV autonome

Initialement les paramètres d'entrée du système sont fixés (Puissance crête du générateur PV, capacité nominale du stockage avec la tension et l'état de charge initiaux, etc..). La durée de simulation considérée est équivalente à la durée de vie maximale que peut atteindre une batterie d'accumulation (dans ce travail elle est estimée à 12 ans).

Pour un éclairement et une température donnés, après avoir pris en compte la demande en énergie électrique du consommateur, la quantité d'énergie produite par le générateur photovoltaïque est évaluée à l'instant t , les pertes dans l'onduleur sont déduites; donc la puissance appelée par l'accumulateur peut alors être calculée par la différence entre la production injectée et la consommation demandée sur le bus DC.

3.7.1. Implémentation des modèles sur Matlab-Simulink

Le programme de simulation (Figure 3.27) a été développé sous Matlab-Simulink. Ce programme contient les modèles des sous-systèmes PV. La simulation a été réalisée avec des profils de données réelles du site de Ghardaïa. Le pas de temps de simulation (Δt) utilisé dans cette étude est de 5 minutes selon le processus d'acquisition de données utilisé expérimentalement. Les résultats de la simulation vont être donnés dans le chapitre 5.

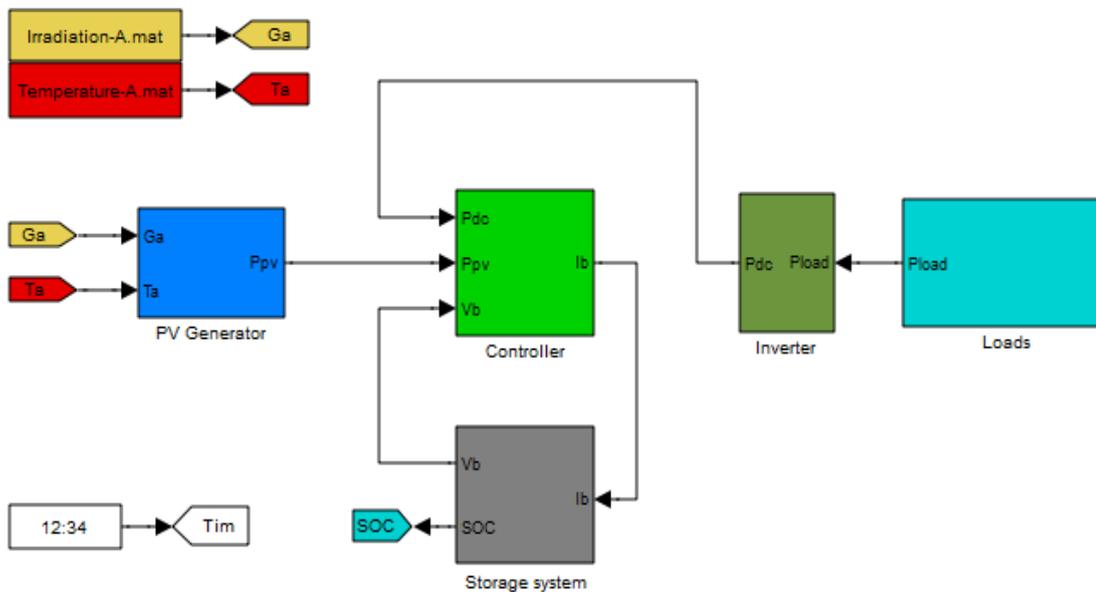


Figure 3.27. Implémentation des modèles sous Matlab-Simulink

3.8. Critères d'évaluation des performances du système PV

3.8.1. Critère de fiabilité

Dans la littérature [17, 18], l'évaluation de la fiabilité des systèmes photovoltaïques est basée sur la probabilité de perte de charge (Loss of Load Probability LLP). Dans notre étude, la notion de fiabilité est exprimée en terme de probabilité de perte d'approvisionnement en énergie (Loss of power supply probability (LPSP)) qui est défini comme la probabilité pour qu'un déficit énergétique se produise quand le SPVA ne peut

satisfaire la demande. La LPSP pour une période considérée est exprimée par l'équation (3.56) [99]. Elle est définie comme étant le rapport de la somme de l'énergie demandée mais non consommée (LPS (t)) sur la somme de l'énergie demandé durant l'année ($E_{Ld}(t)$).

$$LPSP = \frac{\sum_{i=1}^{t_{sim}} LPS(t)}{\sum_{i=1}^{t_{sim}} E_{Ld}(t)} \quad (3.56)$$

Avec $t_{sim} = 365 \text{ jours} = 3,1536 \times 10^6 \text{ seconds}$

Le déficit en énergie à l'instant t (LPS (t)) est exprimé comme suit (Eq. (3.57)):

$$LPS(t) = E_{Ld}(t) - E_{Lc}(t) \quad (3.57)$$

Où, $E_{Lc}(t)$ est l'énergie consommée par la charge à l'instant t.

3.8.2. Critère économique

Le critère économique considéré dans le cadre de cette thèse est représenté par le coût énergétique global du système, par rapport au kilowattheure installé. Ce coût est estimé en tenant compte de l'énergie requise pour la fabrication, la maintenance, le recyclage et le transport sur le lieu d'utilisation du système. L'utilisation de ce critère est justifiée par le fait que les coûts économiques exprimés en devise sont variables d'un fournisseur à un autre selon le cours du marché mondial. Par contre, le coût énergétique dépend surtout du procédé de fabrication/recyclage, du moyen de transport et de technique d'entretien, qui sont plus au moins fixes.

Pour un SPVA, le coût énergétique (EC) exprimé par l'équation (3.58) est principalement lié à trois paramètres, qui sont la puissance crête du générateur PV (P_{pv}), la capacité nominale du stockage (C_{nom}) et la puissance apparente de l'onduleur (S_{inv}) [20].

$$EC = EC_{pv} \cdot P_{pv} + n_{sto} \cdot EC_{sto} \cdot C_{nom} + n_{inv} \cdot EC_{inv} \cdot S_{inv} \quad (3.58)$$

Où, n_{sto} et n_{inv} sont respectivement le nombre de remplacements des batteries et d'onduleurs durant le cycle de vie du système PV.

Dans ce travail, une période de 25 ans (la durée de vie estimé pour le générateur PV) est choisie. Le cycle de vie de l'onduleur est estimé à 10 ans. Les paramètres du coût énergétique EC_{pv} , EC_{sto} et EC_{inv} ont été fixés respectivement à 8,9 kWh/W_C, 359 kWh/kWh et 0,3kWh/VA [20, 100, 101]. Si on veut vraiment estimer le coût réel, on remplace EC par la valeur unitaire de chaque composant.

3.9. Conclusion

Au cours de ce chapitre, la modélisation de différents constituants du système photovoltaïque (PV) autonome utilisées dans cette thèse ont été présentés. Une validation expérimentale a été effectuée pour les modèles d'éclairement sur une superficie inclinée et du générateur PV. Les modèles représentés dans ce chapitre, ont été utilisés dans l'optique d'une approche d'optimisation de la gestion des charges dans une habitation en site isolé et aussi pour l'optimisation de dimensionnement du système PV autonome avec l'utilisation de la gestion proposée. La seconde partie a été consacrée aux méthodes de dimensionnement et aux critères d'évaluation des performances, que ce soit en termes de coût sur cycle de vie, mais aussi en termes de la qualité de service. Enfin, l'aspect concernant la simulation a été abordé.

Chapitre 4

Etude de l'électrification PV d'une habitation isolée

Chapitre 4

Etude de l'électrification PV d'une habitation isolée

4.1 Introduction

Estimer la véritable consommation d'un habitat est important, tant pour la modélisation et la prévision à court terme de la demande d'électricité, ainsi que pour la planification et l'évaluation de la gestion de la demande en énergie. Plusieurs travaux de recherche ont eu pour objectif d'analyser le comportement de la consommation d'énergie électrique dans les systèmes solaires domestiques installés dans certaines communautés rurales [20, 102, 103]. Le caractère aléatoire du comportement des profils de consommation a été corroboré par ces travaux, et d'ailleurs certains facteurs qui l'influencent ont été identifiés. Ces facteurs sont généralement du type socioculturel, géographique, démographique, économique et psychologique.

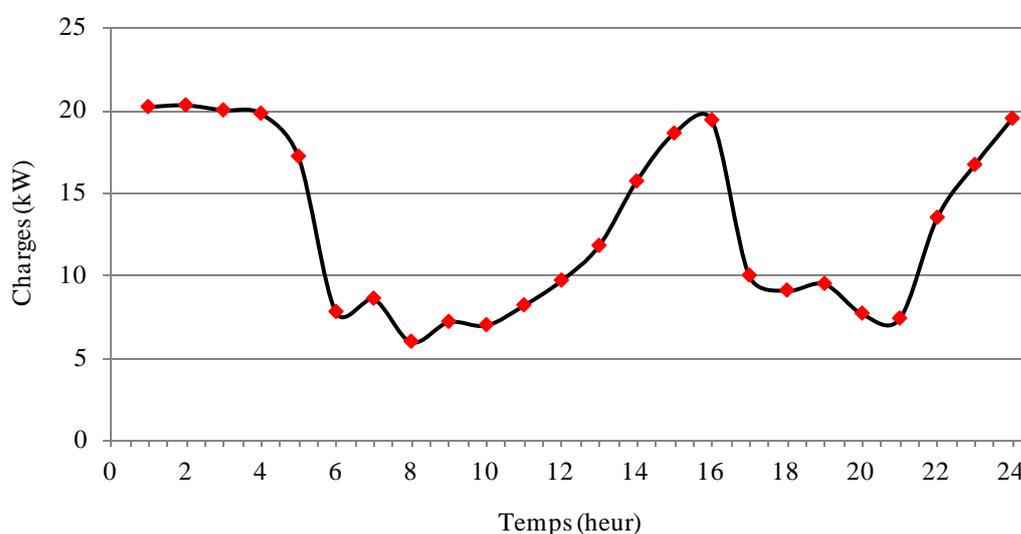


Figure 4.1. Exemple de Profil de charge réel d'un site isolé au Moyen-Orient [30]

Un exemple d'un profil réel est montré par la figure 4.1 [30]. Dans d'autres travaux, le profil de consommation peut être généré avec un modèle théorique. Dans ces modèles, la charge est construite par des composants élémentaires qui peuvent être des ménages ou même des appareils individuels [30, 104, 105, 106, 107].

Dans ce chapitre, une autre contribution consiste en l'élaboration d'un modèle du profil de consommation, issu d'une enquête réelle effectuée pour une vingtaine de foyers dans une région désertique de l'Algérie (32,38°N, 3,82°E, 450m). Ce modèle a été généralisé par l'introduction des modèles théoriques du réfrigérateur et de lave-linge.

4.2 Définition du profil de consommation

Le profil de consommation énergétique représente l'ensemble des fonctions assurées par divers appareils domestiques ou industriels (éclairage, réfrigération, pompage, machines, etc...). En fonction de la disponibilité et de l'application, ces appareils peuvent être alimentés avec une tension continue ou alternative.

Le choix a été fait de façon à fournir avec une installation photovoltaïque l'énergie nécessaire pour une utilisation domestique (lampes, radio, machine à laver, etc...).

En général, le domaine d'utilisation photovoltaïque est divisé en deux applications principales : consommation constante et consommation temporaire (fin de semaine, hiver). La première application est la plus répandue tant pour des utilisations domestiques que professionnelles.

Le problème posé est de savoir comment répartie la consommation tout le long de la journée. Une consommation élevée pendant la nuit, peut occasionner comme conséquence du dimensionnement, la surcharge diurne de la batterie. Cette surcharge influe sur le point de travail de l'ensemble générateur- accumulateur.

Pour solutionner ceci, nous avons réalisé un questionnaire sur la consommation heure par heure le long de la journée pour chaque habitat, pour un ensemble de foyers.

4.2.1. Types de charges

Parmi les types de charges existants, on distingue les deux types suivants [108]:

- Charge à puissance constante ;
- Charge à puissance variable.
- **Charge à puissance constante**

Ce type de charge est le plus fréquent (tubes fluorescents, téléviseurs et autres équipements domestiques, réseaux hertziens, etc...). En effet, ce sont des charges dont la puissance d'utilisation est constante quelles que soient les variations de la tension autour

de la tension nominale. Ceci peut être illustré par la représentation graphique de leur caractéristique I-V (figure 4.2.(a)) sur la plage de fonctionnement des modules.

- **Charge à puissance variable**

Les charges de type résistif (clôture électrique, etc....) ne travaillent pas à une tension définie et la puissance est proportionnelle au carré du courant ($P_{ch} = R_{ch} \cdot I^2$). La représentation graphique de leur caractéristique est donnée par la figure 4.2.(b).

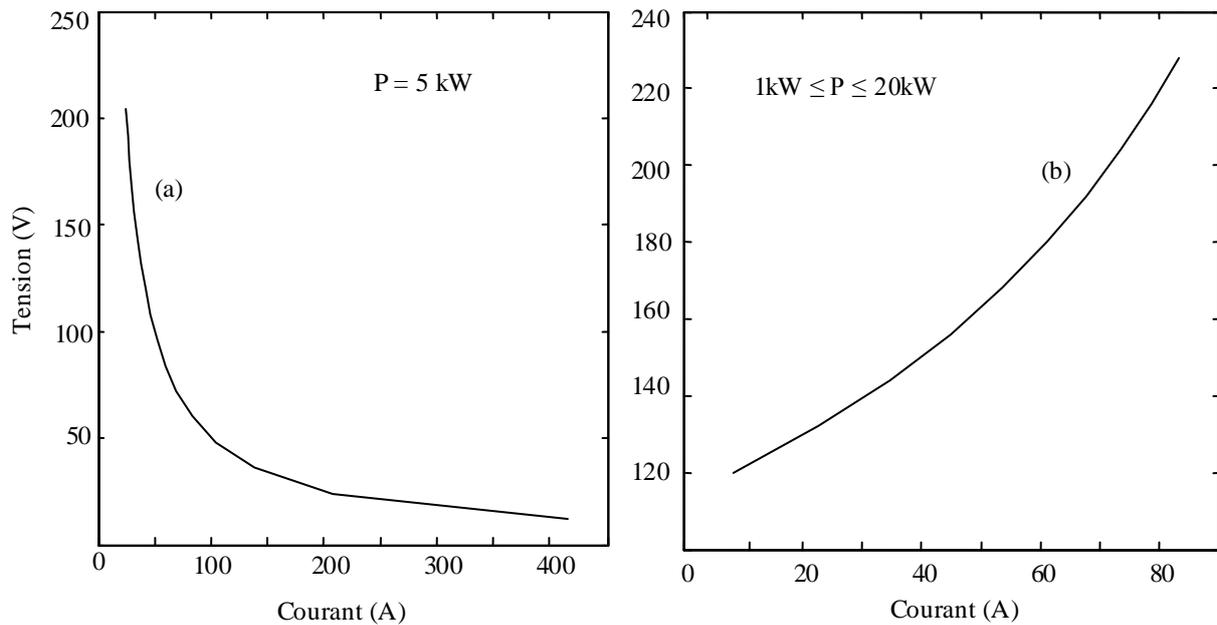


Figure 4.2. Courbe tension/courant à une puissance : (a) Constante, (b) Variable

4.2.2. Choix des appareils électriques et leur adaptation au système PV

Le système PV peut s'adapter à tout, mais il sera souvent rentable d'y adapter des appareils qui consomment particulièrement peu ou qui sont capables de fonctionner directement en basse tension.

- **Eclairage**

Les sources lumineuses les plus adéquates sont des luminaires à tubes fluorescents de petite puissance, 8 à 40W. Leur efficacité est très bonne et leur utilisation est très satisfaisante. Le tube fluorescent ne fonctionne en fait qu'à tension élevée (> 90 V) et son amorçage exige une ou plusieurs impulsions à haute tension (100 à 600 V). Dans les

ballasts (support des tubes) habituels, une self (bobine d'induction) et un starter assurent l'amorçage.

Dans les luminaires à basse tension est incorporé un micro- convertisseur (statique) qui convertit le courant continu à basse tension en courant alternatif dont la fréquence est de l'ordre de 2 à 40 kHz (selon les modèles). Ce courant, constitué d'une suite d'impulsions brèves, convient très bien aux tubes fluorescents dont il assure le fonctionnement avec un rendement meilleur et une lumière plus stable que celui du même tube alimenté en 220V alternatif à 50 Hz. Les luminaires basse tension existent dans les versions 8, 13, 18, 20 et 36W.

- **Réfrigération**

De nombreuses solutions existent, permettant d'obtenir du froid à partir de diverses formes d'énergie électrique. Il s'agit de les comparer sur le plan du rendement (donc de l'énergie à dépenser pour obtenir une certaine quantité de froid), du coût et des conditions d'adaptation aux deux types de réseau. Il faut noter que la plupart des réfrigérateurs, sont rarement optimisés sur le plan du rendement énergétique (isolation médiocre, chaîne énergétique d'un rendement faible, pertes importantes pendant les ouvertures de porte, ...).

Sur le marché il existe des réfrigérateurs solaires d'une contenance variant de 40 à 200 litres. Ces réfrigérateurs, proposés par les constructeurs de systèmes solaires ou par certains constructeurs frigoristes, sont beaucoup plus onéreux mais la consommation peut être réduite dans des proportions intéressantes. Un simple calcul économique montre que le surcoût sur le réfrigérateur est très vite compensé par l'économie réalisée sur la réduction de la puissance crête du générateur photovoltaïque.

Leur enveloppe présente une couche isolante d'au moins 140 mm d'épaisseur et leur structure limite les pertes thermiques. Ils fonctionnent en courant continu basse tension (12 ou 24 V) et leur compresseur est d'une fiabilité analogue à celle des bons réfrigérateurs habituels. Ces équipements sont réellement économes en énergie [109].

- **Autres équipements domestiques**

Téléviseur, machine à laver, poste radio et autres sont disponible en 12 et 24V. Nous citons comme exemple, l'aspirateur balai, la cafetière électrique, le moulin à café, le sèche-cheveux, le ventilateur de table et la perceuse portative.

Cependant, l'utilisation de machines en 12 et 24V n'est pas indispensable, la structure du système énergétique peut être prévue pour des appareils en 220V.

4.2.3. Choix de la tension du système

C'est très important de choisir la tension de travail du système en courant continu, car cette tension en fonction de la charge influe directement sur le choix des systèmes de conversion et de régulation, ainsi que sur le câblage et aussi sur les appareils à usage domestique. On peut citer un exemple de choix de la tension suivant la puissance de la charge [109]:

- $P_{ch} \leq 150 \text{ W}$: système en 12 V
- $150 \text{ W} < P_{ch} < 1000 \text{ W}$: système en 24 V
- $P_{ch} \geq 1000 \text{ W}$: système en Tension $\geq 48\text{V}$

4.3. Contribution à la modélisation de la consommation énergétique

La première contribution dans cette thèse consiste en l'élaboration d'un profil de consommation à travers une enquête réelle effectuée sur une fraction d'un village composée d'une vingtaine de logements individuels avec une architecture uniforme, conçus dans le cadre des logements associatifs participatifs [12].

Ce village pilote situé à Ben-Isgen, dans la Wilaya de Ghardaïa (Sud Algérien), conçu selon une architecture traditionnelle avec des matériaux de construction locaux tels que la pierre, le plâtre, la chaux et le sable de l'oued etc....

Ces habitations d'une surface de 80 m² sont composées d'un Rez-de-chaussée, d'un premier étage et d'une terrasse. Elles sont occupées par des familles constituées d'une moyenne de 5 personnes.

Les besoins en énergie pour chaque habitation ont été recensés par le biais d'un questionnaire (Tableau 4.1) distribué pour l'ensemble des habitats. La collecte des données a permis d'obtenir un modèle de profil de consommation réel.

4.3.1. Architecture du foyer

Ces foyers ont été construits selon une architecture locale, en adéquation avec la vie sociale de la région. Chaque foyer est constitué d'un Rez-de-chaussée (figure 4.3.(a)),

composé d'un espace libre, de 03 chambres, d'une cuisine, d'un bloc sanitaire et d'une cage d'escalier. Le premier étage (figure 4.3.(b)) est composé de 03 chambres, d'un bloc sanitaire et d'une cage d'escalier, et une terrasse composée d'une buanderie et d'un espace libre.

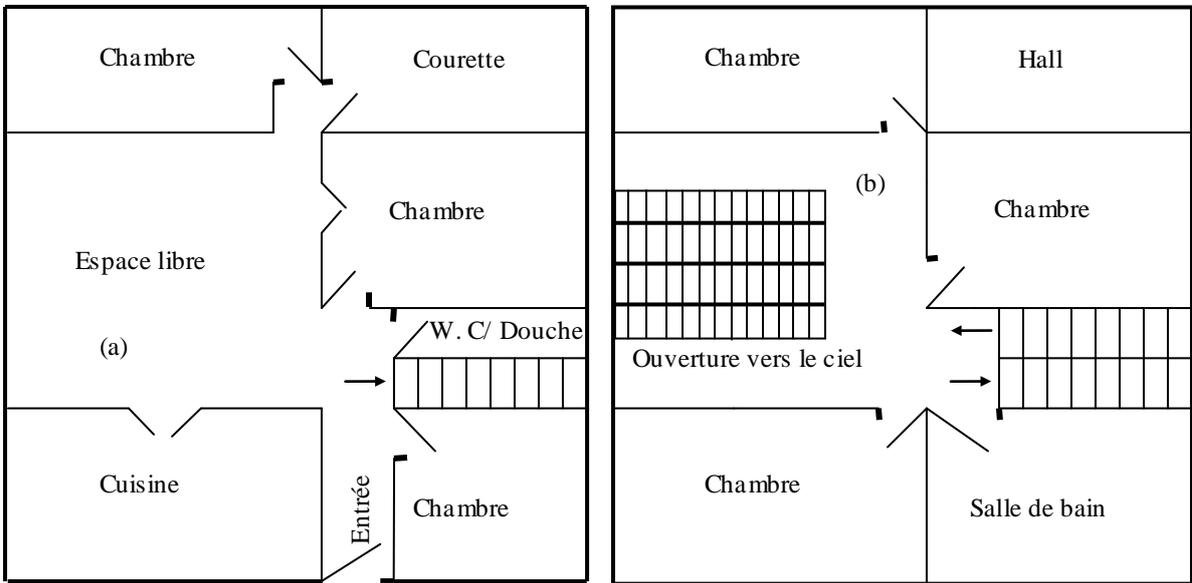


Figure 4.3. Architecture du foyer : (a) Rez-de-chaussée, (b) Premier étage

4.3.2. Modèle du questionnaire utilisé

Le questionnaire représenté par le tableau 4.1 a été fait de façon à couvrir la consommation heure par heure tout au long de la journée, en précisant le type d'appareil et sa puissance, ainsi que le nombre d'appareils par type. Il suffit de cocher la cellule commun entre la charge et le temps de fonctionnement.

Tableau 4.1 Questionnaire utilisé pour réaliser notre profil de charge

Temps de fonctionnement (h) Charge (W)	00-01	01-02	02-03	22-23	23-00
	Lampe				
Réfrigérateur					
TV					
etc...					

Pour l'utilisation de l'énergie solaire photovoltaïque comme source d'énergie, nous avons remplacé les lampes à incandescence qui ont une consommation importante (par exemple celle des lampes 25, 40, 60 et 75W) par des lampes économiques de même intensité lumineuse (Tableau 4.2) [110].

Tableau 4.2 Lampes équivalentes à basse puissance

Lampes à incandescence	Lampes fluorescentes	Intensité lumineuse
Puissance en W	Puissance en W	en Lumens
25	5	250
40	7	400
60	9	600
75	11	900

4.3.3. Profil de charge élaboré

En tenant compte de la définition de la charge adoptée et du questionnaire cités précédemment, nous avons élaboré le profil de charge représenté par la figure 4.4. Ce profil nous servira à établir un modèle d'optimisation du dimensionnement du système photovoltaïque autonome.

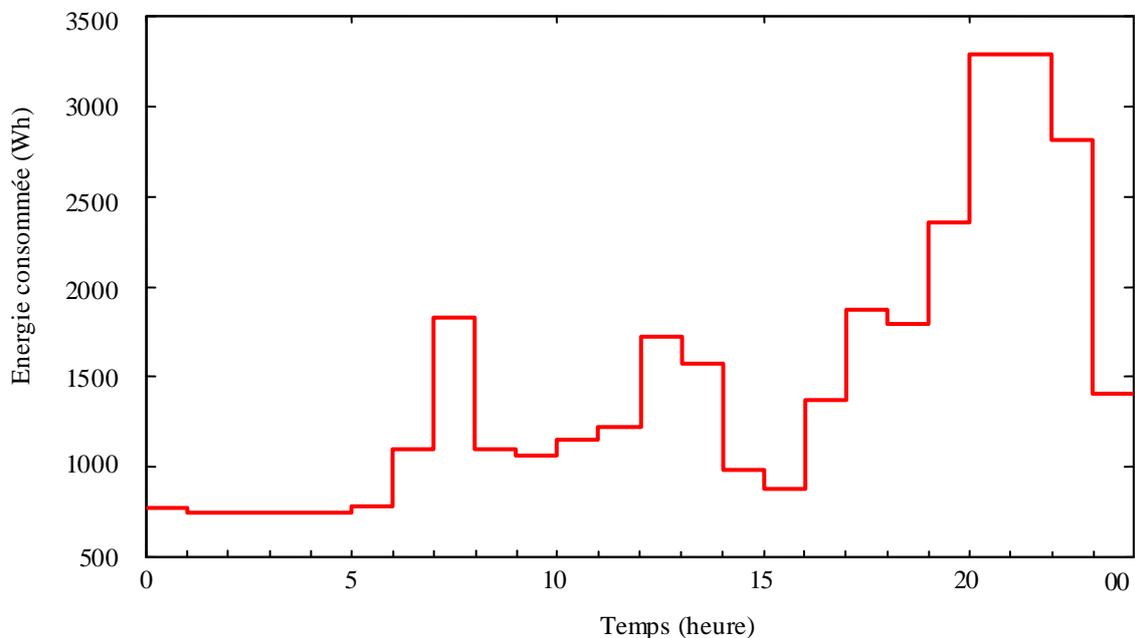


Figure 4.4. Profil énergétique réel de l'ensemble des foyers considérés à Ghardaïa

L'énergie moyenne journalière consommée par l'ensemble des foyers est de 35,36 kWh, pour une durée de fonctionnement moyenne journalière de 4 heures à une puissance maximale de 8,84 kW.

4.3.4. Modélisation théorique de la charge

Les données de la consommation de l'énergie électrique sont nécessaires pour une bonne planification des réseaux de distribution d'électricité et pour déterminer la capacité de production nécessaire. La connaissance précise du profil de la consommation résidentielle est importante lorsque la production d'énergie est décentralisée ce qui exige une gestion rigoureuse de la demande. Par exemple aujourd'hui, la compagnie d'électricité en Algérie possède des données globales de consommation d'électricité qui ne contiennent pas beaucoup d'informations sur la consommation exacte des résidences. Ces données regroupent en fait, plusieurs types de consommations (Industrielle, administrative, etc..) sans distinctions des événements dans les habitats individuels. La fluctuation de la consommation d'électricité concernant un ménage individuel reste non révélée, ainsi que la répartition de la consommation entre les différents types d'appareils. Néanmoins, une réalisation d'un profil de charge domestique peut être effectuée avec des modèles de simulation.

Les modèles de la demande d'électricité sont souvent appliqués pour prévoir la consommation énergétique. Des études approfondies sur le sujet ont déjà été menées, entraînant un grand nombre de méthodes et de modèles de prévision tels que rapportés par Alfares et Nazeeruddin (2002) [111]. Une étude plus récente sur un modèle de génération des profils de charge domestique a été donnée par Paateron et Lund (2006) [106]. Ces méthodes d'estimation sont généralement utilisés quand il ya peu ou pas de données sur la consommation de l'énergie électrique.

Par exemple, pour la simulation du fonctionnement d'un réfrigérateur ou d'un chauffage, les auteurs Missaoui et al. (2011) et Gregory et al. (2011) ont utilisé un modèle thermique pour la gestion des flux énergétiques dans un habitat [33, 112]. Ce modèle dépend de la température interne T_{int} , de la température ambiante T_a et de la puissance de l'appareil. A titre d'exemple un réfrigérateur, en fonctionnement voit la différence de température entre l'intérieur et l'extérieur augmenter dans un intervalle de temps, par contre cette différence diminue au repos. Ce phénomène est représenté par le modèle thermique traduit par l'équation 4.1 [33].

$$\frac{d(T_{int} - T_a)}{dt} = -\frac{1}{\tau}(T_{int} - T_a) + \frac{G}{\tau}P_{ref} \tag{4.1}$$

Où, τ est une constante de temps, G est le gain en refroidissement et P_{ref} est la puissance du réfrigérateur. Les figures 4.5 et 4.6 représentent respectivement le modèle de simulation du réfrigérateur sous Matla-Simulink et les consignes de puissance avec l'évolution de la température à l'intérieur du réfrigérateur.

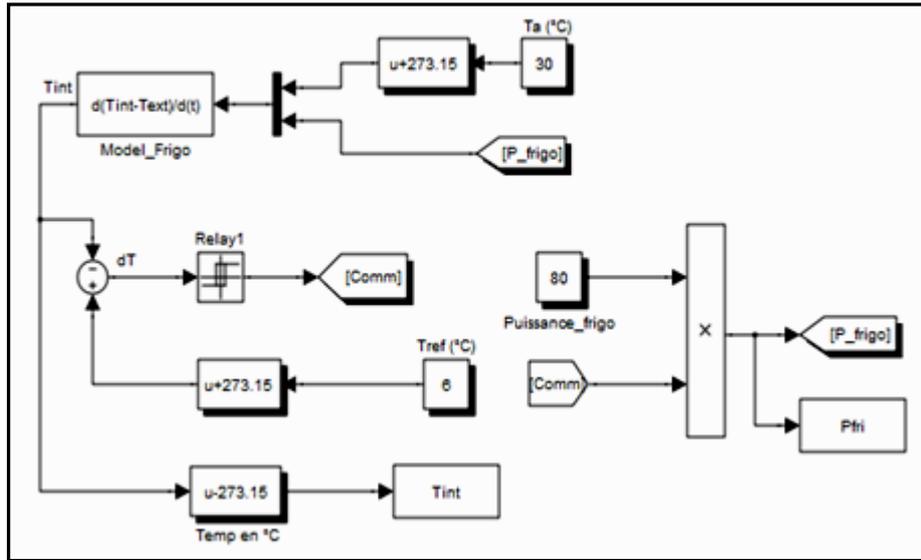


Figure 4.5. Modèle du réfrigérateur sous Matlab-Simulink [33]

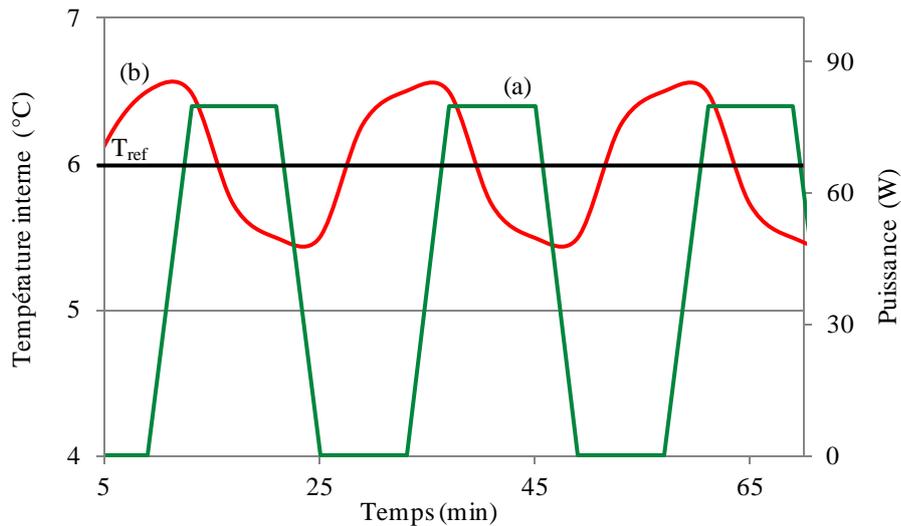


Figure 4.6. (a) Consignes de puissance, (b) Evolution de la température

Un exemple de la modélisation du comportement de la machine à laver est défini par trois cycles dans le tableau 4.3, l'évolution de ce modèle est illustré dans la figure 4.7.

Tableau 4.3 Cycles de la machine à laver

Cycle	Durée du cycle (min)	Puissance (W)
Chauffage	15	2400
Lavage et rinçage	40	80
Essorage	15	150

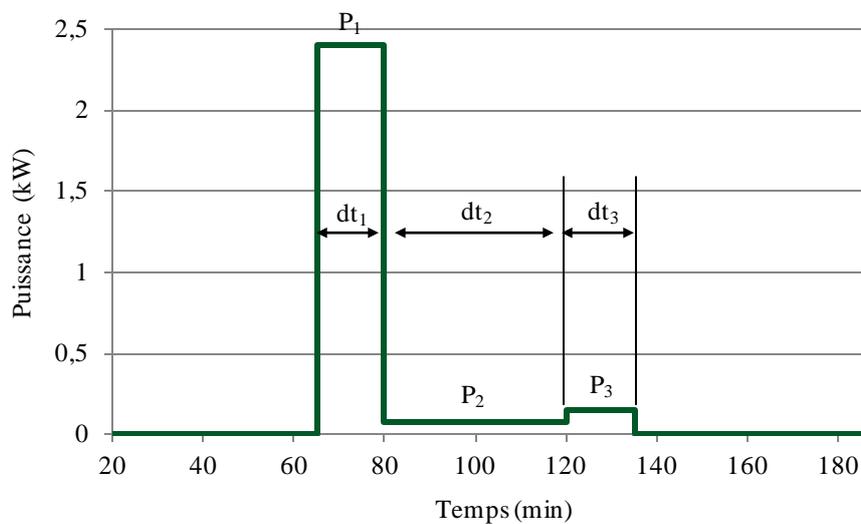


Figure 4.7. Distribution des puissances de la machine à laver

Donc l'énergie consommée par la machine à laver E_{ml} peut être formulée par l'équation (4.2) suivante.

$$E_{ml} = \int P_1 \cdot dt_1 + \int P_2 \cdot dt_2 + \int P_3 \cdot dt_3 \quad (4.2)$$

4.3.5. Modèle du profil de charge utilisé

Afin de simuler le comportement d'un système photovoltaïque autonome et de pouvoir gérer sa charge, la modélisation d'un profil de consommation en puissance est nécessaire. Ce profil tient compte des périodes d'utilisation au cours de la journée des différents appareils tels que le réfrigérateur basse consommation, le ventilateur, les lampes, etc... La figure 4.8 montre le bloque Simulink pour la modélisation de la charge d'une habitation dotée des divers équipements et accessoires électriques. La figure 4.9 montre l'exemple de l'évolution de la consommation de chaque appareil domestique. Le profil journalier d'une habitation sera en fait la somme des puissances consommées tout au long de la journée.

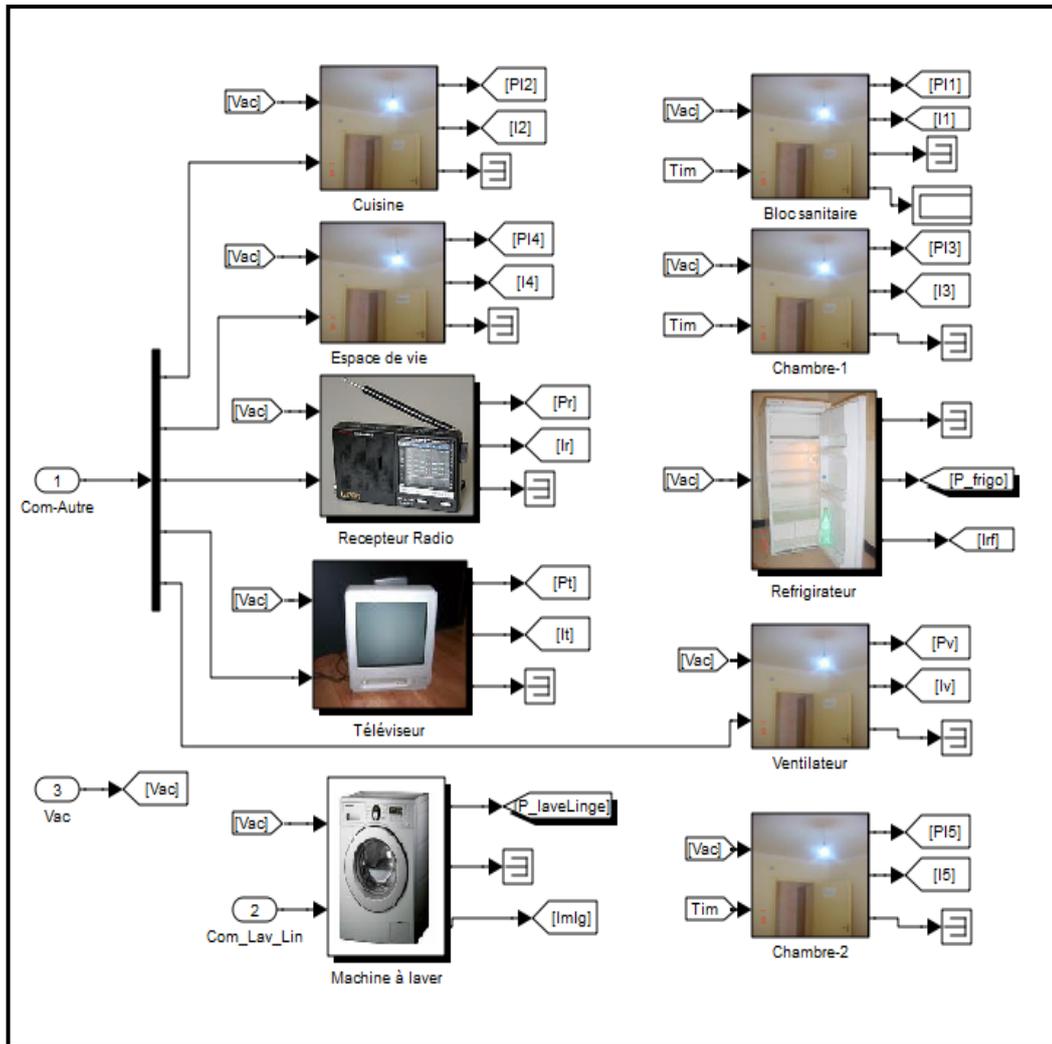


Figure 4.8. Modélisation de la charge des différents équipements électriques d'une habitation sous Matlab-Simulink

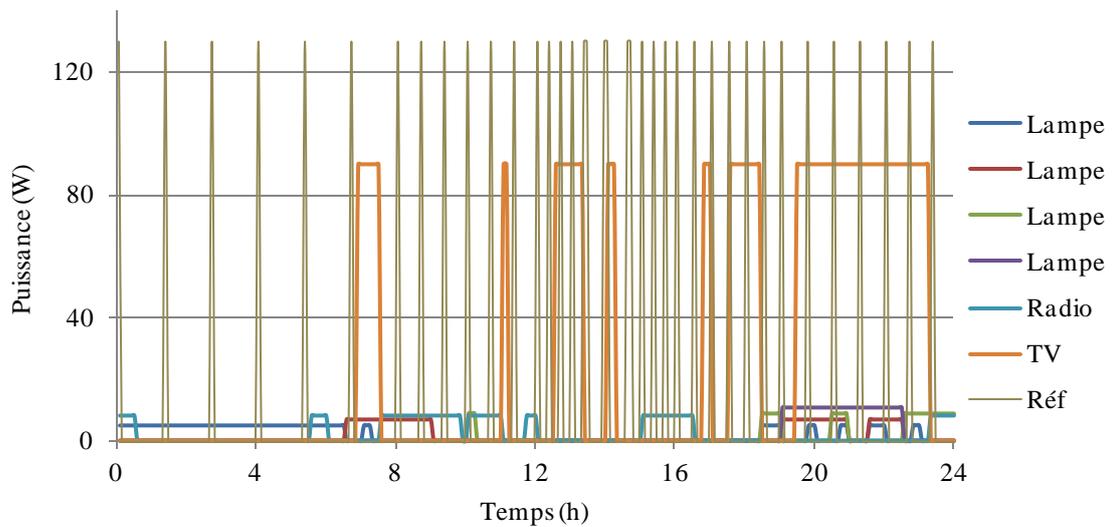


Figure 4.9. Profil quotidien détaillé pour chacune des charges électriques d'un foyer

Les figures 4.10 à 4.13 ci-dessous représentent l'évolution journalière de la puissance consommée par une habitations située à Ghardaïa pour chaque saison. La figure 4.14 représente la consommation énergétique annuelle de cette même habitation. Les profils présentés sur ces figures sont les résultats des mesures effectuées durant une année.

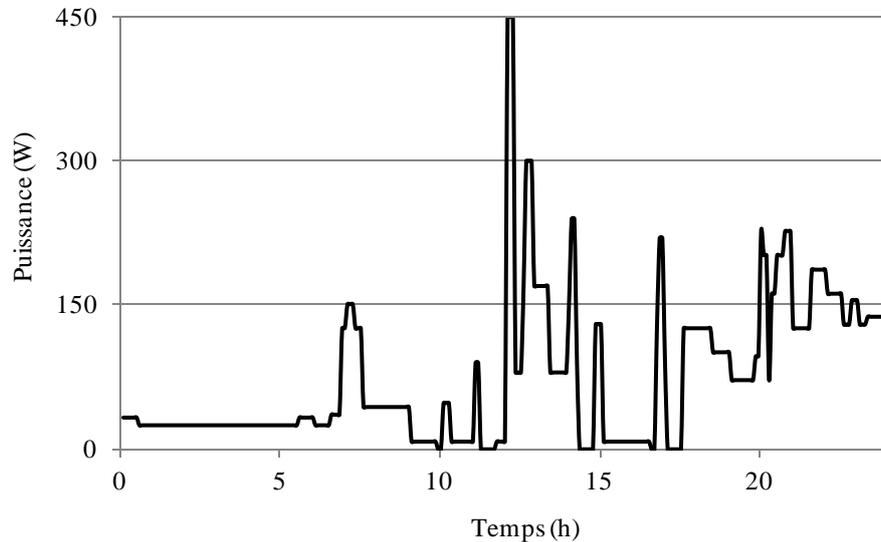


Figure 4.10. Profil de charge d'un foyer située à Ghardaïa pour une journée durant l'hiver

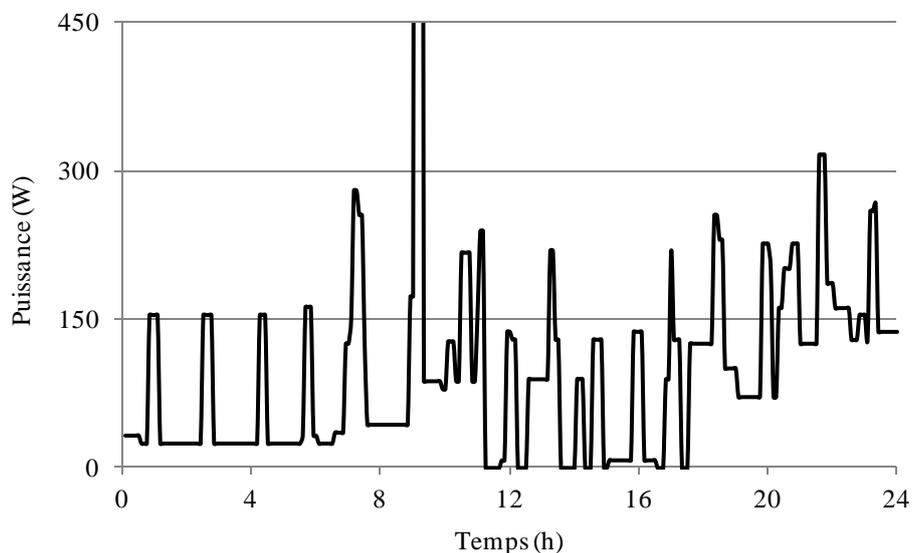


Figure 4.11. Profil de charge d'un foyer située à Ghardaïa pour une journée de printemps

Le modèle théorique présenté par l'équation (4.2) est applicable pratiquement à toutes les charges, bien sûr avec le changement d'amplitude P et la durée de fonctionnement t . Nous notons que les différences importantes entre les profils des quatre saisons sont

principalement dues au fonctionnement du réfrigérateur qui est variable d'une saison à une autre, où la température ambiante connaît des changements radicaux.

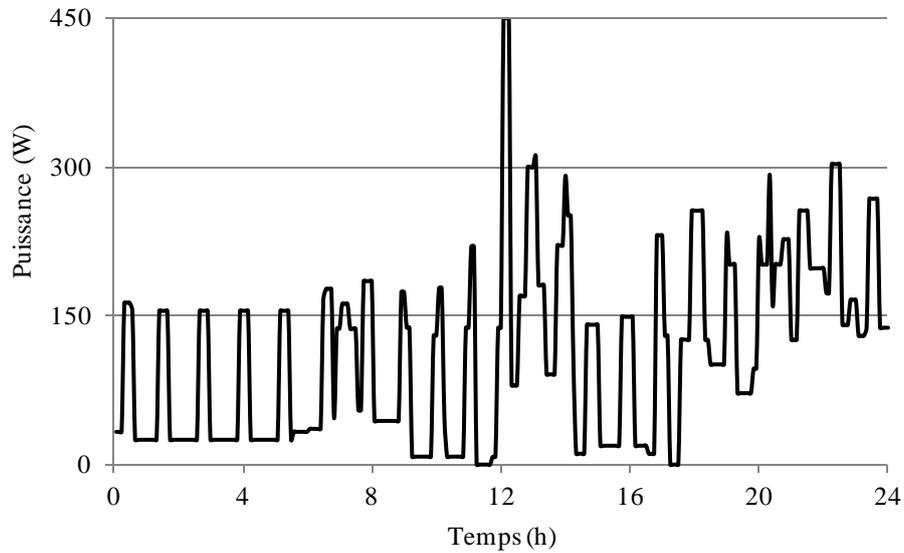


Figure 4.12. Profil de charge d'un foyer située à Ghardaïa pour une journée d'été

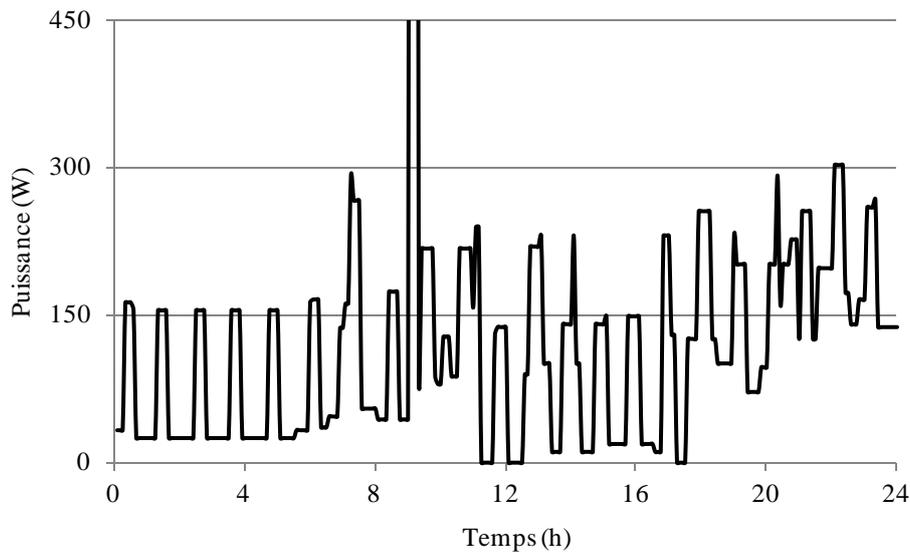


Figure 4.13. Profil de charge d'un foyer située à Ghardaïa pour une journée d'automne

La figure 4.14 représente la consommation d'énergie d'une habitation située à Ghardaïa durant l'année. Nous constatons que le maximum de consommation coïncide avec la période la plus chaude de l'année c.à.d les mois de juillet et août.

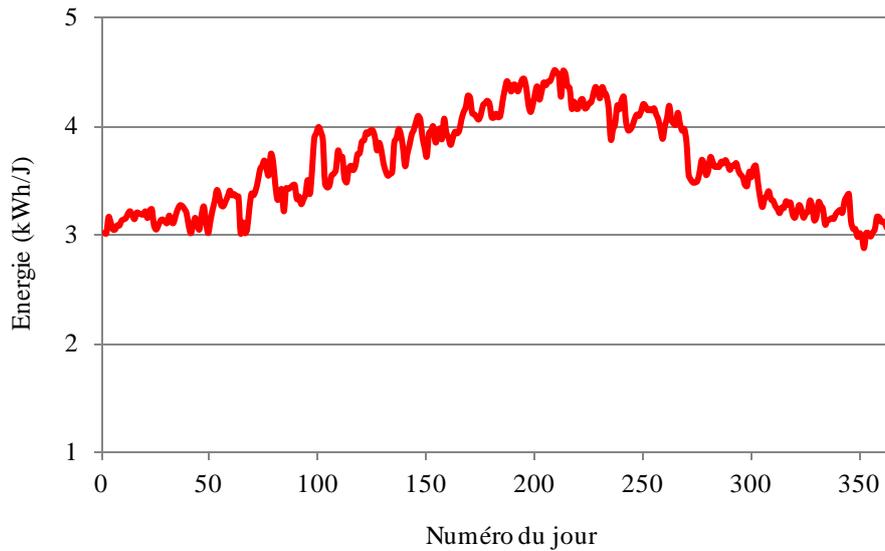


Figure 4.14. Evolution annuelle de l'énergie consommée par un foyer située à Ghardaïa

Le tableau 4.4 contient les différentes charges constituant le profil de consommation de référence.

Tableau 4.4 Paramètres du profil de consommation de référence

Charge	Puissance nominale (W)	Durée de fonctionnement par jour (h)
Télévision	90	6,83
Poste radio	08	6,71
Réfrigérateur	130	Cycle thermique
Lampe cuisine	36	5,41
Lampe chambre-1	20	2,83
Lampe chambre-2	20	2,83
Lampe espace de vie	36	5
Lampe sanitaire	25	8,58
Ventilateur	11	7,5 en été
Machine à laver	2400 - 80 - 150	0,25 - 0,66 - 0,25

La figure 4.15 montre l'exemple d'un profil de consommation électrique annuel d'une habitation avec chauffage électrique pour une famille de trois personnes en France, l'évolution de ce profil est parfaitement le contraire du profil de la figure 4.14 à cause du système de chauffage électrique utilisé pendant l'hiver.

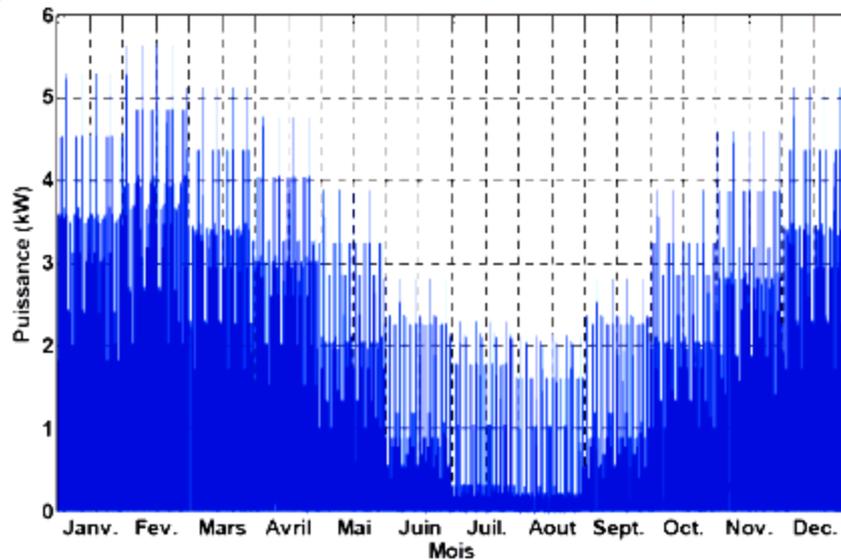


Figure 4.15. Exemple d'un profil annuel de consommation électrique en France [46]

4.4 Gestion de l'énergie

La gestion de l'énergie est un aspect primordial pour tout type de système photovoltaïque qu'il soit connecté au réseau [21], multi-sources [33] ou autonome [97]. L'optimisation du dimensionnement d'un système photovoltaïque autonome est une question complexe. Un compromis doit être trouvé entre avoir une bonne qualité d'approvisionnement énergétique et un coût économique acceptable pour le consommateur. La solution consiste en une gestion de l'énergie afin de répondre à ces contraintes. Parmi les solutions présentées dans la littérature, c'est celle de la gestion de la demande qui est préconisée [21,30-34]. Cette dernière est basée sur une meilleure exploitation des flexibilités des besoins énergétiques, soit en glissant et/ou délestant une partie de la consommation ou en trouvant un équilibre entre la production et la consommation pour arriver à un meilleur compromis, tout en respectant le confort de l'utilisateur. Plusieurs auteurs ont travaillé sur ce sujet avec différentes conditions et pour divers objectifs, cela a été déjà traité dans l'introduction [21, 30, 32, 33].

4.4.1. Distribution de l'énergie dans un système PV

Une fois que l'énergie électrique est produite par le générateur photovoltaïque et stockée dans les accumulateurs, il ne reste plus qu'à l'utiliser, soit en courant continu en utilisant des appareils pouvant fonctionner à partir de cette forme de courant, soit en intercalant un ou plusieurs convertisseurs entre le système PV et la charge pour transformer le courant continu en un courant alternatif normalisé selon les normes internationales (220V ou 380V, 50Hz). Dans ce contexte, Il existe trois modes de distribution de l'énergie solaire photovoltaïque, tels que le mode de distribution en courant continu, le mode de distribution en courant alternatif et le mode de distribution mixte.

4.4.1.1. Distribution en courant continu

C'est bien sûr la distribution la plus simple. Elle s'effectue directement à partir de la batterie. La difficulté se pose alors sur le choix des appareils. La plupart des appareils électroménagers sont en effet conçus pour fonctionner à partir du courant alternatif. Il faut donc chercher des appareils fonctionnant en courant continu, en particulier dans les domaines suivants :

- Camping- caravaning et véhicule, la tension généralement adoptée est du 12 ou 24 Vcc.
- Certaines applications industrielles où la distribution doit se faire en basse tension, spécialement pour les raisons de sécurité (24 ou 48 Vcc).

Si les appareils existants ne couvrent pas tous les besoins, ils permettent cependant de répondre aux besoins principaux. Citons les appareils concernés :

- Dispositifs d'éclairage incandescents ou mieux fluorescents (rendement trois à cinq fois supérieur à l'incandescent).
- Système de reproduction du son ou de l'image : radio, magnétophone et télévision etc...
- Moteurs de faible puissance (ventilateur et/ou pompe utilisées pour remonter de l'eau depuis un réservoir ou pour assurer la circulation d'eau chaude).
- Réfrigérateurs, où l'énergie électrique peut être utilisée de deux façons :
 - 1) Soit pour chauffer un fluide par une résistance dans un réfrigérateur à absorption (réfrigérateur souvent mixte – électricité et gaz) ;

- 2) Soit pour faire fonctionner un compresseur spécial. Le compresseur est entraîné par un moteur à courant continu ou par un moteur auto-synchrone en interposant alors une électronique de commande entre la batterie et le moteur.

Ces appareils permettent donc de satisfaire les besoins essentiels des habitants d'une maison non raccordée au réseau. Il est important de lister les appareils nécessaires avant de choisir la tension nominale du système (la tension sur les appareils imposera celle de la batterie et celle du générateur PV). Il faut en effet éviter l'utilisation d'appareils nécessitant une tension de fonctionnement différente de celle de la batterie, car cela exigerait une transformation de la tension qui impose le recours à des convertisseurs (appelés convertisseurs continu-continu ou hacheurs) qui sont coûteux et qui entraînent des pertes de rendement de 60 à 80 % selon le modèle et la puissance appelée [109].

4.4.1.2. Distribution centralisée en courant alternatif

C'est la solution qui paraît à priori s'imposer, en particulier si le réseau électrique de l'habitation est déjà installé ou les appareils électriques sont achetés. Il suffit en effet d'installer un convertisseur entre le système générateur/batterie et le réseau électrique classique de 220 Vac (figure 4.16).

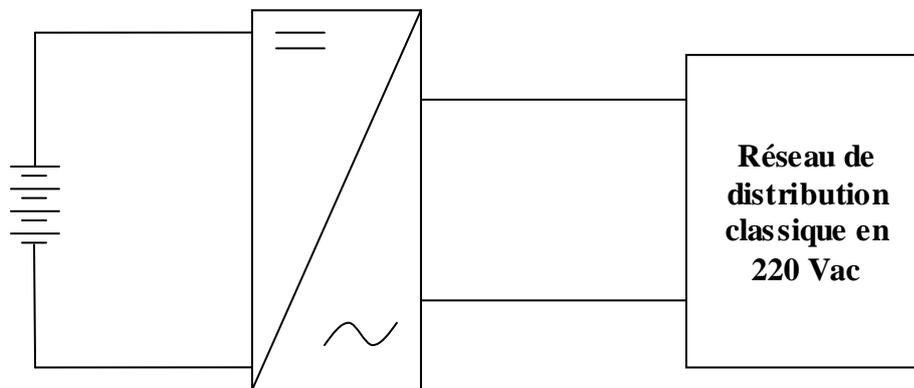


Figure 4.16. Distribution avec un seul convertisseur central

Le convertisseur devra être dimensionné en fonction d'une estimation de la puissance maximale requise par le consommateur. L'utilisation d'un convertisseur central conduit donc à augmenter dans une proportion considérable la consommation de l'installation, car le rendement de l'onduleur est faible à des basses consommations. Les pertes engendrées par le mode de distribution centralisée en courant alternatif se répercutent sur le dimensionnement de la batterie et par conséquent sur celui du générateur photovoltaïque. Cette distribution est extrêmement simple à concevoir, puisqu'elle évite tous les problèmes

posés par une distribution non standard, doit donc être appliquée avec une grande prudence. Elle n'est réellement intéressante que si les conditions suivantes sont réunies :

- L'installation comprend plusieurs appareils fonctionnant en permanence ou une grande partie du jour et de la nuit (car alors l'utilisation d'un seul convertisseur peut se justifier).
- Le convertisseur utilisé présente un bon rendement quelle que soit la puissance appelée (par exemple supérieur à 70 % pour une puissance supérieure ou égale à $P_n / 10$, où P_n étant la puissance nominale).
- Le surcoût direct (achat de l'onduleur) et indirect (surdimensionnement de la batterie et de l'onduleur) est acceptable.

4.4.1.3. Distribution mixte

Afin d'éviter les inconvénients de surcoût liés à la précédente solution, il paraît intéressant d'utiliser une distribution mixte (figure 4.17). Ce mode de distribution contient un réseau principal en courant continu qui sera connecté directement au plus grand nombre possible d'appareils (par rapport aux besoins à satisfaire), et un ensemble de sous-réseaux secondaires alimentant chacun un ou éventuellement quelques appareils à courant alternatif à partir d'un onduleur.

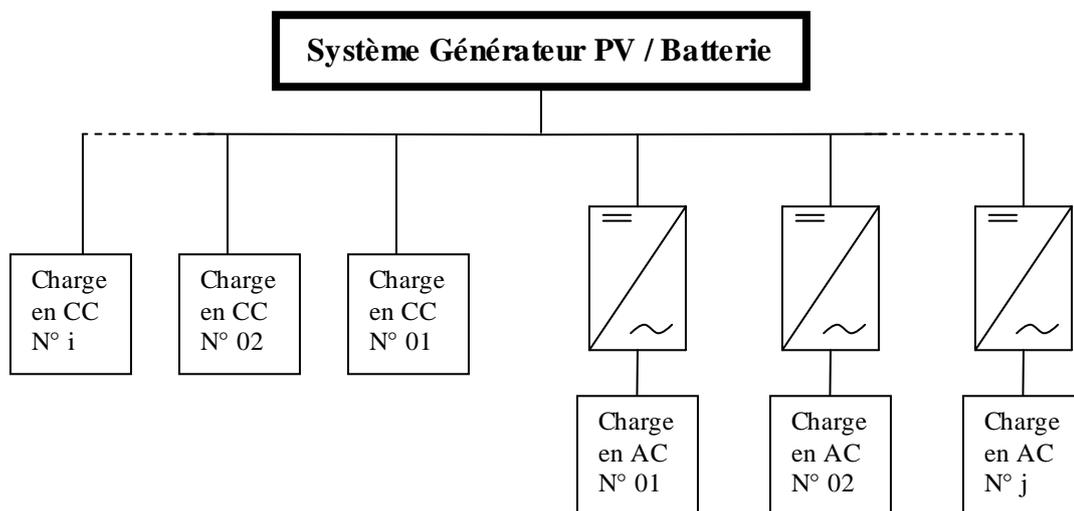


Figure 4.17. Distribution mixte

L'économie directe de cette distribution n'est pas évidente, la somme des coûts des convertisseurs peut même être plus élevée que celui d'un convertisseur central. En revanche, le convertisseur n'est alimenté que pendant le temps de fonctionnement ; le

rendement du convertisseur dans ce cas est optimum, car il a été choisi pour un usage bien défini. Au repos, les pertes du convertisseur sont nulles. L'économie indirecte peut être très importante.

4.4.2. Gestion des flux énergétique dans un système PV autonome

La figure 4.18 représente l'architecture d'un contrôleur sous Matlab-Simulink qui assure la gestion des flux énergétiques entre les différents sous systèmes (générateurs photovoltaïques, système de stockage et consommation).

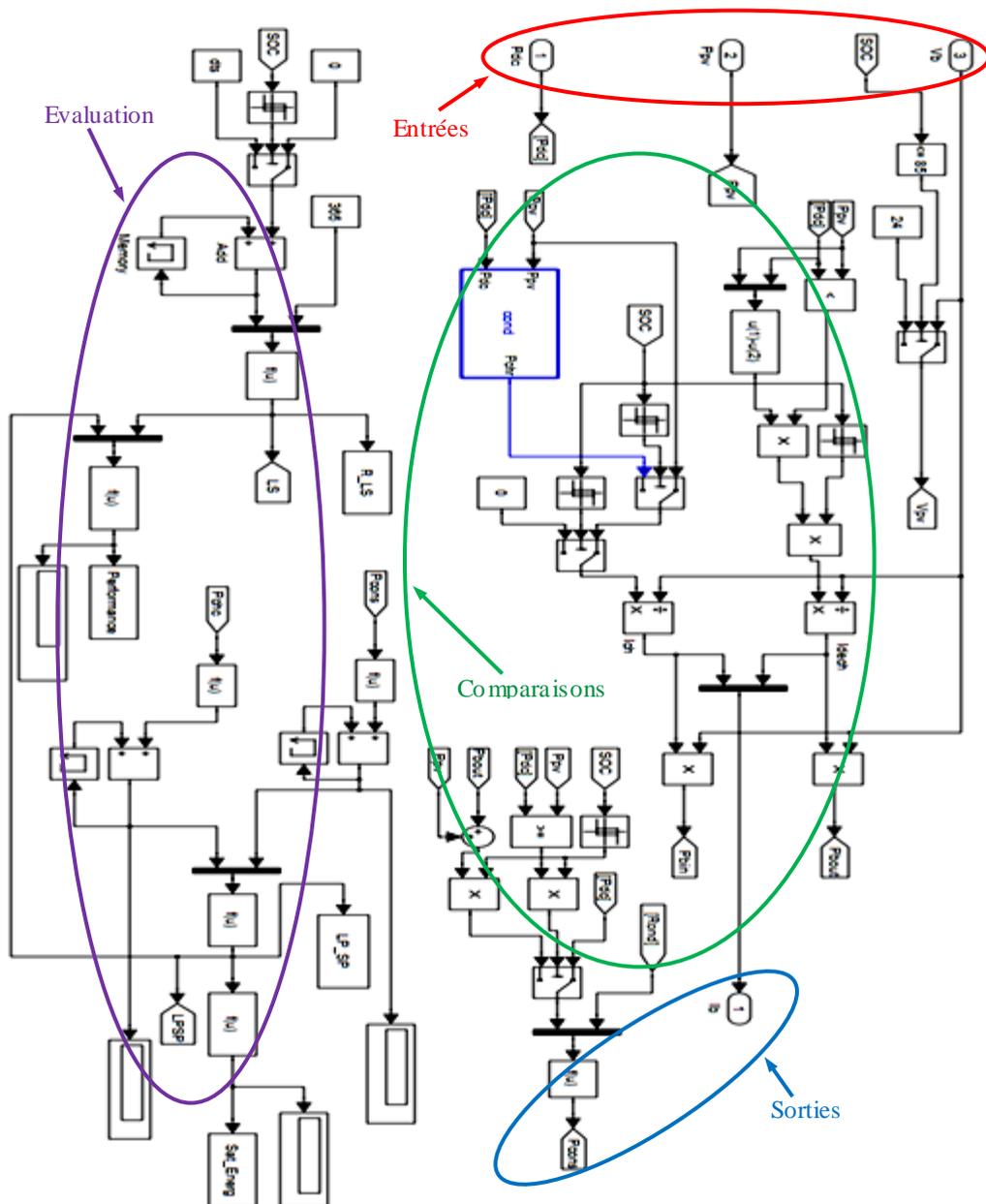


Figure 4.18. Modèle sous Matlab-Simulink du gestionnaire principal de l'énergie

Cette gestion repose sur l'état de charge instantané de l'accumulateur. En réalité, cette grandeur s'avère impossible à mesurer. C'est la raison pour laquelle, dans la pratique, la gestion des systèmes photovoltaïques autonomes est réalisée sur la base de la tension instantanée de l'accumulateur.

Dans la simulation, la gestion a été réalisée en tenant compte de l'évolution de l'état de charge des accumulateurs (SOC(t)) entre deux seuils :

- Etat de charge maximal (SOC_{max}), il s'agit de la limite maximale admissible par les accumulateurs de façon à garantir leur bon fonctionnement et prévenir des détériorations. Lorsque ce seuil est atteint, la production PV est délestée partiellement par le contrôleur.
- Etat de charge minimal (SOC_{min}), il s'agit du seuil minimal admissible par les accumulateurs afin d'éviter des décharges profondes. Dans cette situation le contrôleur coupe totalement la consommation.

En effet, entre les deux seuils le système fonctionne normalement, l'accumulateur est utilisé en réservoir tampon d'énergie, fournissant ou stockant le surplus d'énergie.

4.4.3. Gestion de la demande

La gestion de la demande représente depuis plusieurs années un moyen utile dans l'optique de mieux rentabiliser la production d'électricité d'origine renouvelable. Notons par exemple, qu'un prix d'un système PV raisonnable peut encourager les consommateurs à utiliser ces moyens pour leurs besoins en énergie électrique. En 2004 Al-Alawi et al ont travaillé sur le décalage de fonctionnement des charges aux moments les plus ensoleillés dans la journée pour améliorer l'efficacité du système [30]. Une étude de l'impact du profil de consommation sur le dimensionnement du système PV autonome avec générateur diesel est menée par Y. Thiaux et al (2010) [20]. Dans ce travail les auteurs ont étudié la possibilité de gérer les charges domestiques soit par décalage ou délestage afin d'ajuster la consommation à la production électrique. Certains gestes faciles, comme le décalage temporel ou la modulation d'amplitude, peuvent être envisagés individuellement sur différentes charges électriques de façon à éviter les pics de puissance dans la journée [113]. Un projet a été implanté en Allemagne appelé "Laver avec le soleil" [114], où l'on informe en temps réel les consommateurs d'énergie d'origine renouvelable et où on les encourage à changer leurs habitudes de consommation énergétique. Dans le cadre des systèmes

photovoltaïques autonomes sans appoint, il est possible de réaliser différentes actions sur le profil de consommation [20]. On peut citer par exemple :

- Le décalage temporel qui consiste à reporter ou avancer le fonctionnement d'une charge, pour profiter des moments où la production photovoltaïque est au maximum.
- Le délestage de la charge qui est l'action la plus simple. Il s'agit en fait de sélectionner les charges par catégorie selon leur nécessité et établir des priorités, afin d'assurer un minimum de confort dans l'habitat. Donc un délestage partiel des charges peut être programmé.
- La modulation d'amplitude qui permet de modifier l'évolution de la puissance de la totalité des équipements électriques utilisées en gardant le besoin en énergie constant, cela veut dire fonctionner en temps. Cette modification peut être envisagée pour minimiser la dimension de l'onduleur.

4.4.4. Nécessité d'une gestion

Nous traitons le cas d'un système photovoltaïque autonome (cf. figure 4.19) dans un contexte de restriction des subventions allouées aux installations photovoltaïques. L'objectif dans ce cas est de réduire l'investissement en minimisant l'utilisation du stockage et en assurant l'approvisionnement en énergie en optimisant l'utilisation des charges dans l'habitat. Pour gérer de manière optimale cette installation PV, il faut déterminer à chaque instant l'état charge des batteries, en tenant compte de la disponibilité de l'énergie PV et de la demande en énergie.

La stratégie de gestion est appliquée par l'intermédiaire d'un système de commande disposant de trois entrées qui reçoivent les signaux de l'état de charge, de la température ambiante et de l'éclairement. Les consignes de commande à la sortie du système sont transmises à travers des dispositifs de puissance vers les différentes charges.

4.5 Nouvelle stratégie de gestion optimale de la demande dans un SPVA

Dans ce travail, une étude sur la gestion de la demande dans un SPVA a été conduite pour la première fois en Algérie. Nous proposons un système de gestion des charges (cf. figure 4.19) qui est organisé en trois étapes: l'étape de vérification et de comparaison, l'étape de la consigne prédictive et l'étape du contrôle/commande instantané. L'objectif de notre travail est d'améliorer l'efficacité du système PV autonome. Dans cette étude, un

profil de charge réel de la région de Ghardaïa a été utilisé : c'est le profil type des ménages ruraux [115, 116].

La plupart des gens du sud de l'Algérie utilisent des ventilateurs en été plutôt que des climatiseurs. Ce choix est justifié par le fait que le climatiseur est cher et consomme plus d'énergie relativement à une production intermittente. En outre, la région de Ghardaïa par exemple est caractérisée par des habitats dont l'architecture est bioclimatique [117].

L'étude du comportement d'une installation photovoltaïque nécessite l'entrée de trois paramètres principaux, l'éclairement solaire (G_a), la température ambiante (T_a) et le profil de charge (P_{ch}). Pour un système PV autonome, le stockage est conditionné par les limitations de l'état de charge (SOC) et l'état de santé (SOH) du banc de stockage d'énergie.

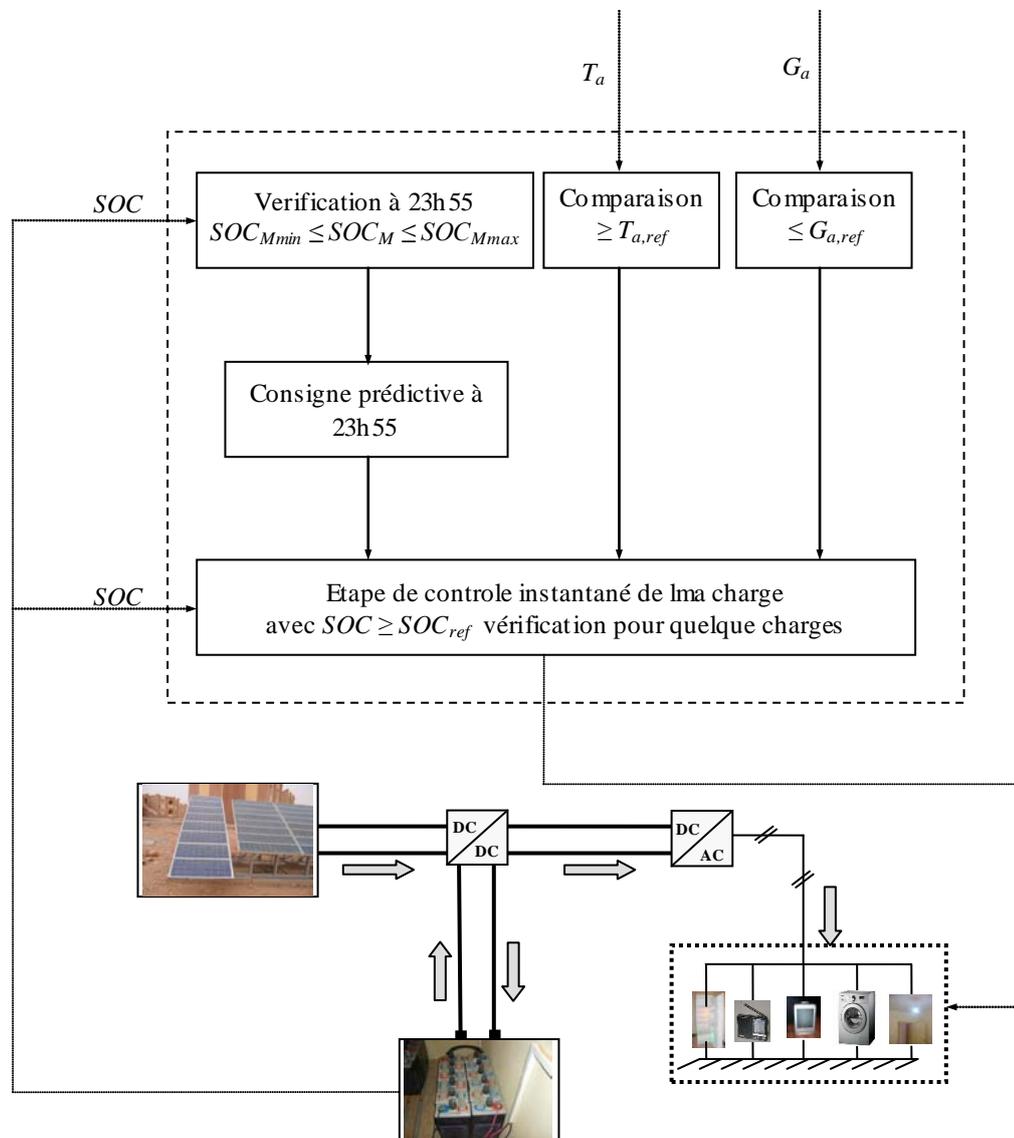


Figure 4.19. Synoptique de la nouvelle stratégie de gestion développée

Le fonctionnement idéal du système est basé sur les équations suivantes. (4.3) et (4.4):

$$P_{dc}(t) + P_{pv}(t) + P_{bat}(t) = 0 \quad (4.3)$$

Avec :

$$P_{dc}(t) = P_{ch}(t) / \eta_{inv}(t) \quad (4.4)$$

Où, $\eta_{inv}(t)$ est le rendement instantané de l'onduleur.

Considérant les contraintes décrites par les équations (4.5) et (4.6) dans cette étude, l'extension du cycle de vie des batteries a été reliée à la gestion de la consommation annuelle.

$$SOC_{min} \leq SOC(t) \leq SOC_{max} \quad (4.5)$$

$$SOH(t) \geq SOH_{min} \quad (4.6)$$

4.5.1. Description de la nouvelle stratégie de gestion

La technique de gestion développée pour le système photovoltaïque autonome est basée sur deux grandes catégories de charges selon leurs priorités :

- Charges non contrôlables telles que le réfrigérateur et les lampes de chambre et de sanitaire vus leurs nécessités.
- Charges contrôlables telles que la machine à laver, le poste radio, lampes de cuisine et espace de vie, télévisions (TV) et ventilateur.

L'unité de gestion de la charge dans la figure 4.19 inclut trois parties qui correspondent avec trois entrées qui sont : SOC, T_a et G_a pour contrôler principalement la machine à laver, la ventilation et l'éclairage. Pour ces trois parties, un plan de gestion des charges a été établi pour modérer l'utilisation du stockage. A cet effet, la charge des batteries durant une période d'ensoleillement est prioritaire lorsque celles-ci ont été soumises à une forte demande auparavant. Nous décrivons dans ce fait les aménagements de consommation établis afin d'optimiser la gestion d'énergie.

Ainsi le temps de démarrage de la machine à laver au jour (2) (Fig. 4.20c) est décidé à minuit du jour (1) selon au même temps que l'état de charge SOC(t) mesuré (Fig. 4.20b), qui donne une idée sur l'énergie produite durant la journée (1) (Fig. 4.20a). Le temps de fonctionnement de l'éclairage est contrôlé selon la lumière du jour externe relativement à un éclairement de référence $G_{a,ref}$. Sachant que les habitats traditionnels des régions du sud (Exemple de Ghardaïa) sont généralement éclairés par une large ouverture dirigée vers le

ciel, qui sert aussi pour l'aération [117]. En tenant compte d'un profil annuel d'éclairement avec la variation de la durée du jour, la consommation globale de l'énergie pour l'éclairage est remarquablement réduite sans affecter le confort visuel. De la même manière, le temps de fonctionnement du ventilateur est commandé en fonction de la température ambiante relativement à une température de référence $T_{a,ref}$.

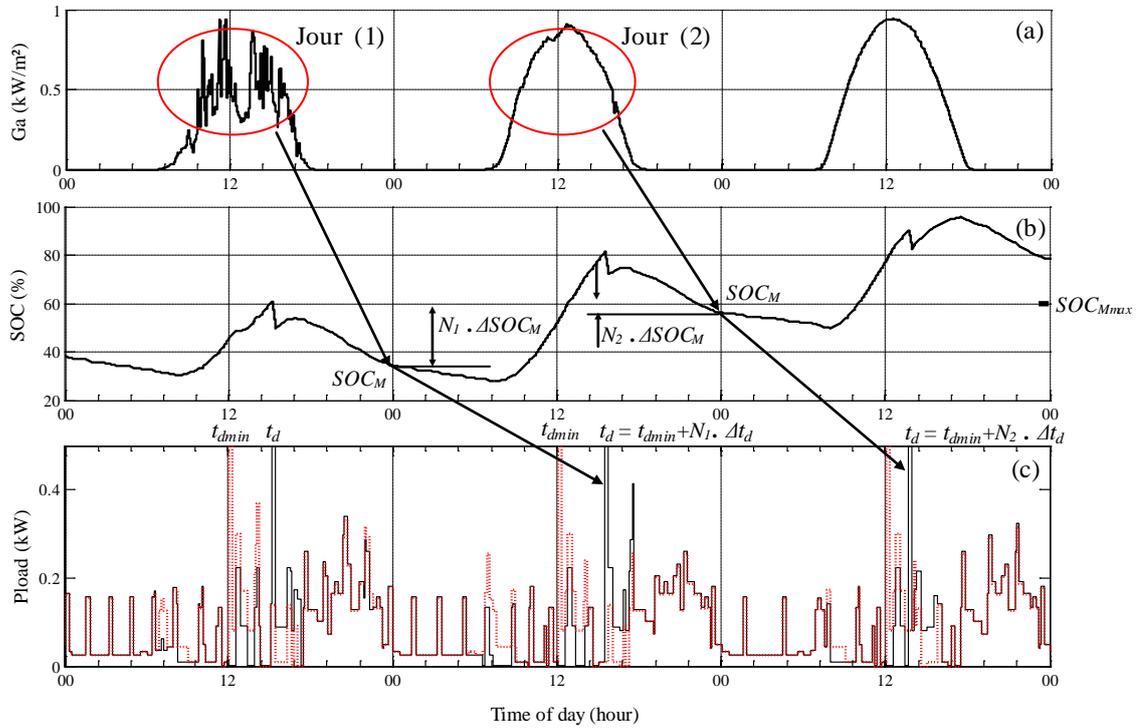


Figure 4.20. Principe de gestion du pic de puissance dans la journée

En conséquence, d'une manière générale cette gestion a offert un double avantage : réduire la consommation d'énergie et améliorer le confort.

4.5.2. Algorithme de la nouvelle stratégie de gestion

Le fonctionnement de la machine à laver à l'instant t_d (Temps de démarrage) dépend de la commande prédictive. En plus, une vérification de l'état de charge $SOC \geq SOC_{ref}$ est obligatoire au moment exact de démarrage. t_d est donné par l'équation (4.7) ci-dessous :

$$t_d = \begin{cases} t_{dmin} + N_{imax} \cdot \Delta t_d & \text{if } SOC_M \leq SOC_{Mmin} \\ t_{dmin} + N_i \cdot \Delta t_d & \text{if } SOC_{Mmin} < SOC_M < SOC_{Mmax} \\ t_{dmin} & \text{if } SOC_M \geq SOC_{Mmax} \end{cases} \quad (4.7)$$

Avec :

N_i : Nombre de décalages donné par l'équation (4.8).

t_{\min} : Le temps de démarrage minimal, c.à.d. le plus proche au lever du soleil.

Δt_d : Le pas de décalage en temps.

SOC_M : L'état de charge de la batterie à minuit.

$$N_i = \text{ENT} \left(\frac{SOC_{M_{\max}} - SOC_M}{\Delta SOC_M} \right) \quad (4.8)$$

ΔSOC_M est l'unité du pas de décalage de l'état de charge de la batterie entre deux minuits consécutifs. Chaque décalage en temps (Δt_d) de démarrage de la machine à laver correspond à un décalage en état de charge à minuit (ΔSOC_M).

Le plan de gestion développé pour la machine à laver apparaît clairement dans la figure 4.20. Le décalage remarquable du temps de démarrage de la machine à laver (Figure 4.20c) suit les instructions données en fonction de l'état de charge à minuit SOC_M (Figure 4.20b) qui est proportionnel à l'éclairement de la journée antérieure (Figure 4.20a).

L'éclairage (fonctionnement des lampes) dépend du contrôle manuel, de la lumière du jour et de l'état de charge des batteries. Pour cela, le fonctionnement des lampes contrôlables, est conditionné comme suit (Equation (4.9)) :

$$\begin{cases} \text{if } G_a > G_{\text{aref}} \text{ and/or } SOC < SOC_{\text{ref}} \rightarrow \text{lampes éteintes} \\ \text{if } G_a \leq G_{\text{aref}} \text{ and } SOC \geq SOC_{\text{ref}} \rightarrow \text{lampes allumées} \end{cases} \quad (4.9)$$

La ventilation dépend de la température ambiante instantanée et suit les conditions suivantes (Equation (4.10)):

$$\begin{cases} \text{if } T_a \geq T_{\text{aref}} \rightarrow \text{le ventilateur est fonctionnel} \\ \text{if } T_a < T_{\text{aref}} \rightarrow \text{le ventilateur est à l'arrêt} \end{cases} \quad (4.10)$$

Le fonctionnement de toutes les charges dépend d'un contrôle manuel et d'un état de charge de référence selon leurs priorités d'utilisation. Par exemple, l'importance majeure d'un frigo qui peut contenir des médicaments ou des produits d'une expiration proche.

4.5.3. Organigramme de la nouvelle stratégie de gestion

La figure 4.21 montre l'organigramme de la nouvelle stratégie de gestion de la charge d'un habitat en site isolé. L'objectif est d'améliorer la fiabilité du système photovoltaïque et de minimiser le remplacement des batteries. Evidemment, sauvegarder le confort de l'habitat.

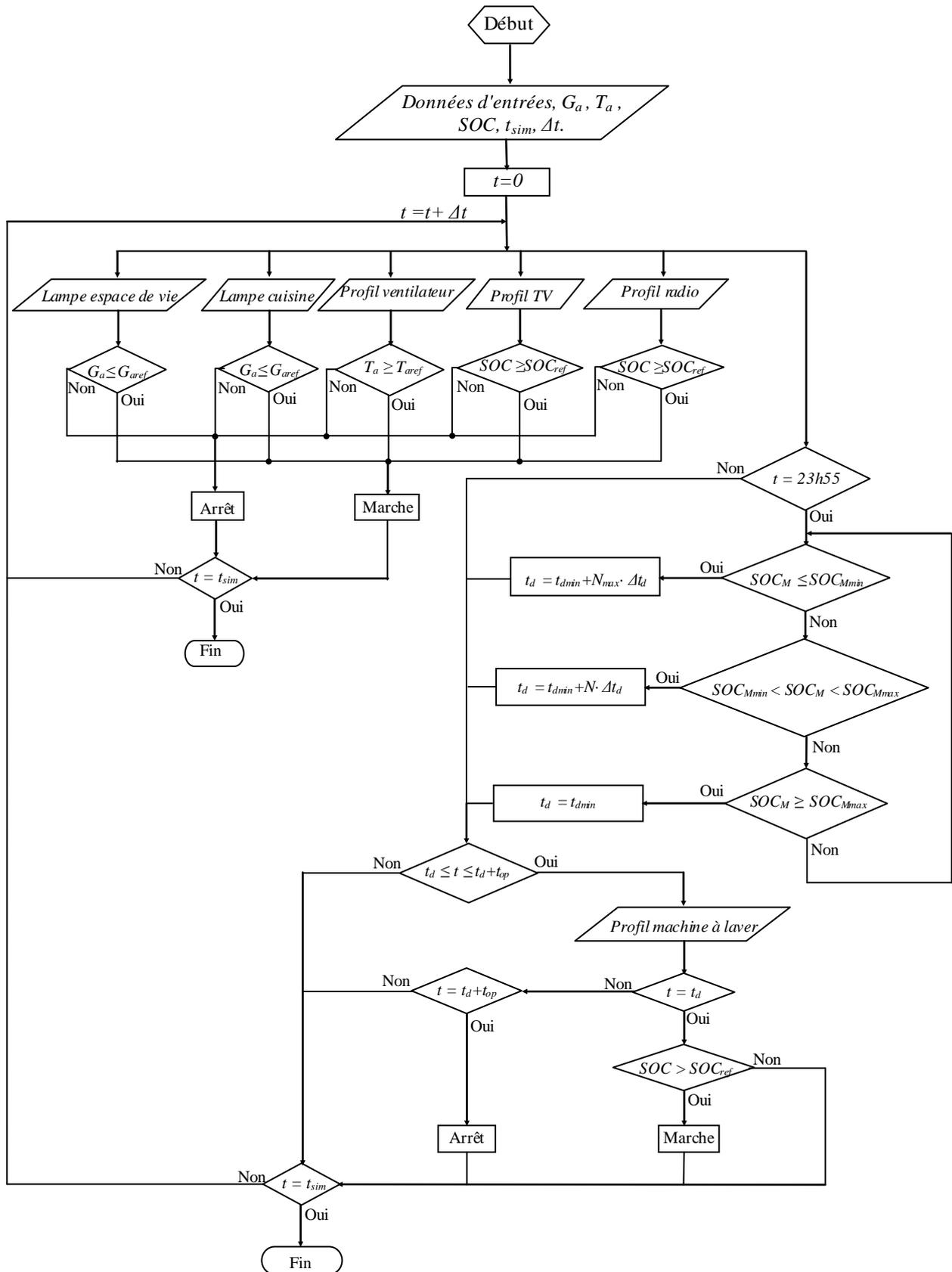


Figure 4.21. Organigramme de la nouvelle stratégie de gestion de la demande

Donc, en ajoutant à la figure 3.27 présentée dans le chapitre 3, un dispositif qui contient les commandes des différentes charges à partir des entrées précisées par la stratégie de gestion élaborée. Cette modification est illustrée par le modèle du Matlab-Simulink présenté dans la figure 4.22, dont les résultats de la simulation sont donnés dans le cinquième chapitre.

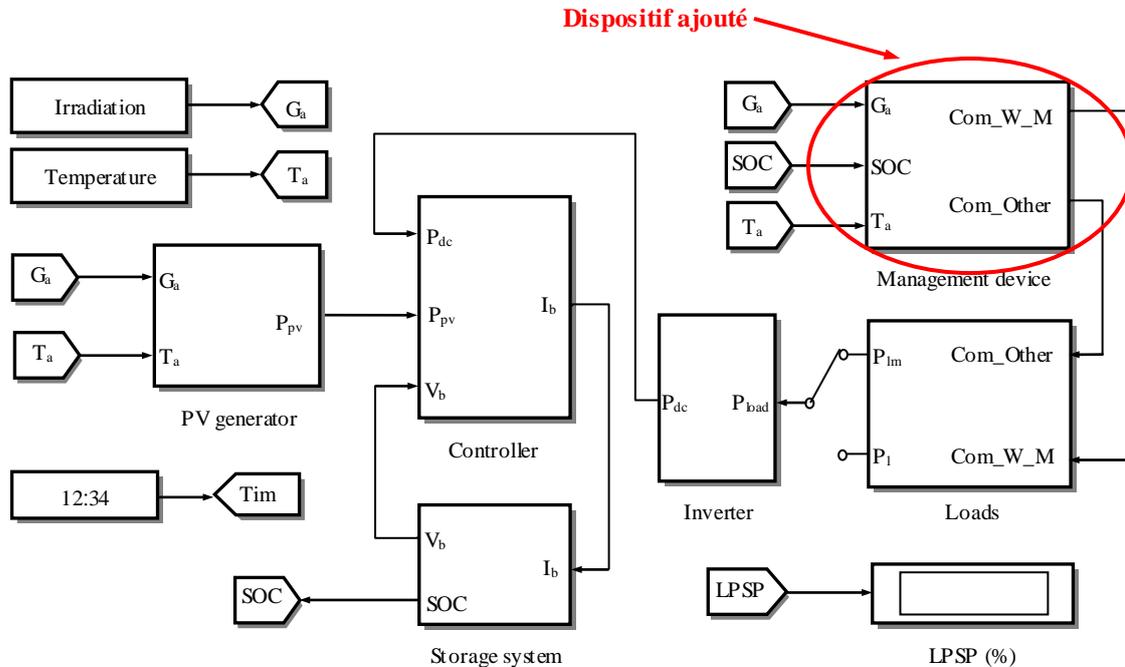


Figure 4.22. Fonctionnement du système PV avec gestion d'énergie sous Simulink

4.5.4. Principe de l'effet de la nouvelle gestion sur l'utilisation du stockage

Selon le principe montré par Riffonneau et al. (2011) sur l'état de santé des batteries [21], la minimisation de la moyenne annuelle de la différence entre les niveaux de l'état de charge pendant le cycle de décharge des batteries ($DSOC_{moy}$) (Voir la figure 4.23) est proportionnelle à la réduction de l'utilisation du stockage dans un SPVA avec gestion de charge.

Où $DSOC_{moy}$ est exprimé par l'équation (4.11) suivante :

$$DSOC_{moy} = \sum_{i=1}^n DSOC_i / n \quad (4.11)$$

n : Le nombre annuel de cycles de décharge des batteries.

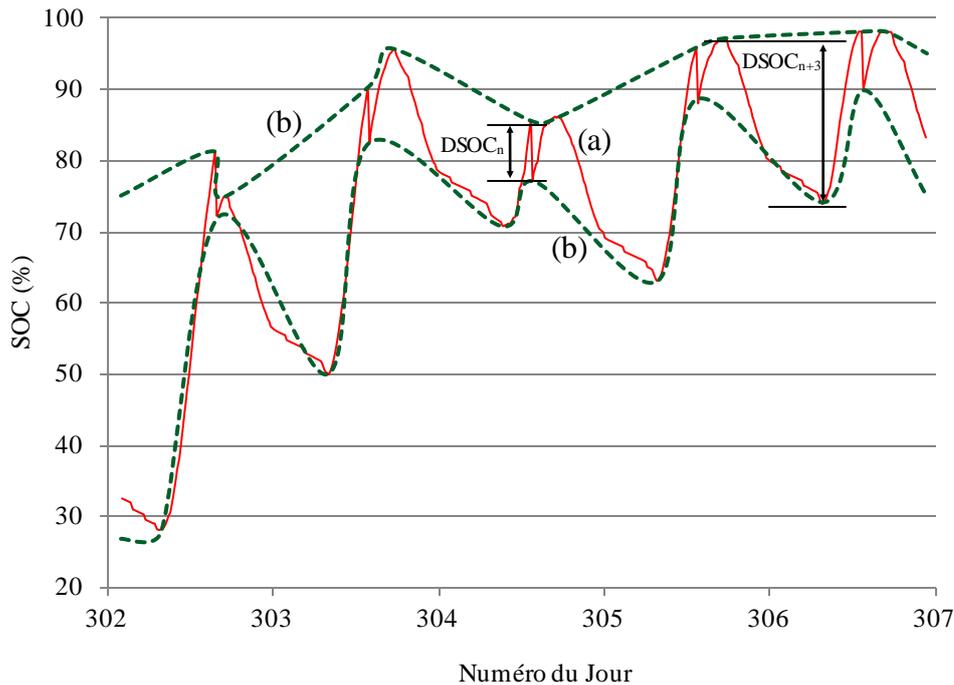


Figure 4.23. Evolution de l'état de charge avec ces limitations maximale et minimale

4.6 Conclusion

Ce chapitre commence par un état de l'art sur la modélisation des profils de consommation résidentielle, suivi par une définition généralisée sur les charges destinées aux habitats solaires. Dans cette perspective, un modèle de profil de charge a été développé dans ce chapitre. Les étapes de l'obtention de ce profil ont été présentées, dans l'objectif de prévoir la possibilité d'une gestion optimale de la consommation des foyers éloignés du réseau de distribution conventionnel. Ceci pour minimiser le coût des systèmes de production décentralisé. En second lieu, une présentation de la gestion d'énergie dans les systèmes PV autonomes d'une manière générale et plus particulièrement sur la gestion de la demande a été menée. Ensuite, une nouvelle stratégie de gestion d'énergie dans un habitat solaire a été élaborée ce qui a permis de réduire l'utilisation du stockage. Nous avons aussi, montré qu'il était possible d'optimiser la consommation par une gestion dynamique de la charge.

Chapitre 5

Résultats et discussions

Chapitre 5

Résultats et discussions

5.1. Introduction

Dans ce chapitre nous commençons par l'évaluation des performances d'un système photovoltaïque autonome sans appoint et sans gestion d'énergie installé sur un site désertique, où les températures peuvent dépasser la cinquantaine de degrés. La description du système considéré se trouve dans le chapitre 2, dont l'architecture est représentée par la figure 2.4 avec ses transferts de puissance. A partir de là nous montrons la nécessité réelle d'une gestion pour remédier au déficit observé, surtout pendant les journées de faible ensoleillement. Par la suite, une application de la nouvelle stratégie de gestion sera menée sur un système PV autonome pré-dimensionné, pour voir l'effet de cette gestion sur le comportement du système d'une manière générale. Des résultats seront obtenus à travers des simulations sur un cycle de vie du système, utilisant des données d'entrées (température et irradiation annuelles) mesurées, les modèles des sous systèmes présentés dans le chapitre 3 et le modèle du profil de charge défini dans le chapitre 4. Nous rappelons que le pas de la simulation Δt est de 5 minutes et le temps de simulation est de 12 ans. Finalement, nous étudions l'impact de notre approche de gestion des charges sur l'optimisation technico-économique du dimensionnement d'un système PV autonome.

5.2. Performances du système PV expérimental installé

Le système photovoltaïque autonome installé a été défini dans le chapitre 2. Ce système est conçu avec son propre moyen de stockage d'énergie pour une autonomie de trois jours, afin d'assurer une fourniture d'énergie compatible avec l'application envisagée, quelle que soit la qualité de l'ensoleillement. La taille du générateur PV et la capacité du stockage ont été estimées par la méthode de pré-dimensionnement présentée dans le chapitre 3. Cette méthode est basée sur l'hypothèse du mois le plus défavorable, où la durée du jour est minimale. Donc, ce type de dimensionnement ne permet pas de déterminer le couple optimal (Puissance crête PV / Capacité de stockage) pour minimiser le coût et assurer la continuité d'approvisionnement en énergie.

Selon la disponibilité sur le marché et le coût de revient, le stockage de l'énergie est assuré avec des batteries au plomb acide. La tension du bus continu choisie est de 24V selon l'ordre de grandeur de la puissance PV installée. Cette tension est parfaitement en adéquation avec la taille du système de stockage (2 branches de 12 éléments batteries de 2V connectées en série). Si on prend le cas du système photovoltaïque installé alimentant une maison dont les besoins énergétiques sont estimés par le profil déterminé dans le chapitre 4. Le sous-système de la gestion principale est conçu de manière à ce qu'il puisse d'une part faire face aux fluctuations de courants d'entrées liées aux éclairagements et d'autre part, aux courants de sorties liées aux besoins de consommation énergétique de la maison. Les figures exposées ci-après présentent le comportement du système photovoltaïque autonome à travers ces différents paramètres [12].

5.2.1. Paramètres d'entrée

La figure 5.1 montre la distribution de l'éclairement maximal mesuré pour chaque jour de l'année sur le plan du générateur PV incliné à 32°. D'après la courbe de tendance de cette figure, on peut constater que l'inclinaison optimale annuelle estimée est convenable à la saison du printemps.

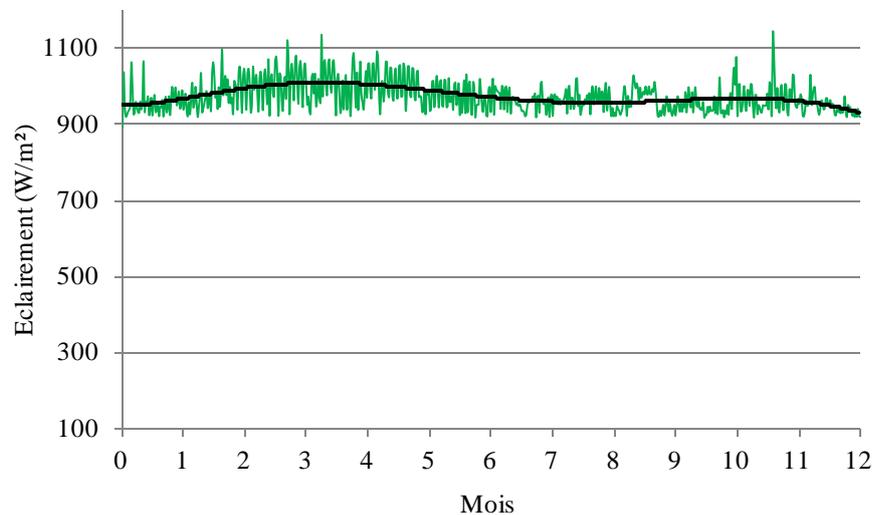


Figure 5.1. Eclairement maximal mesuré sur le plan du générateur PV à Ghardaïa (2007)

La figure 5.2 représente le profil annuel de la température ambiante mesurée, une différence significative entre les deux grandes saisons hivernale et estivale. Le maximum de température dépasse les 45 °C à l'ombre et le minimum peut descendre au-dessous de 3°C. Ces températures interviennent d'une manière importante dans le fonctionnement du système PV autonome, soit pour la conversion PV ou pour le stockage électrochimique.

Ces profils serviront de références pour toutes les simulations réalisées dans ce travail.

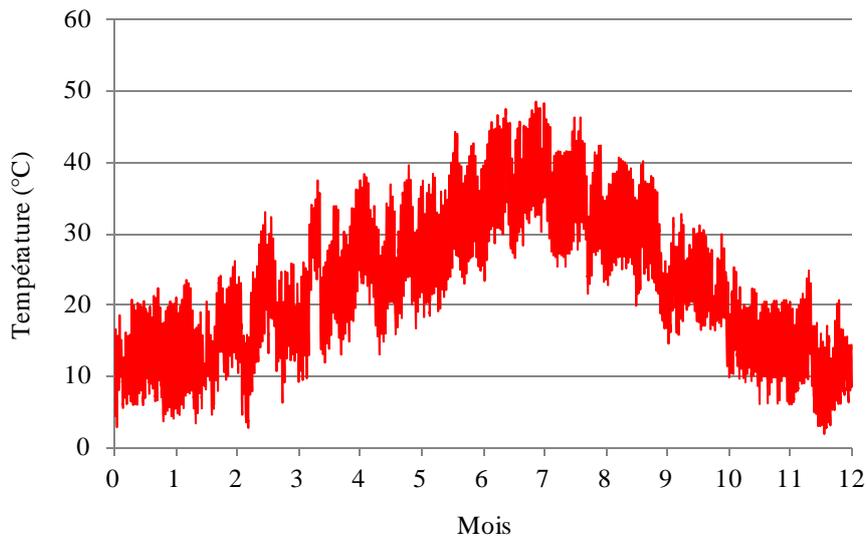


Figure 5.2. Evolution annuelle de la température ambiante mesurée à Ghardaïa (2007)

5.2.2. Performance du générateur photovoltaïque

La figure 5.3 représente un exemple du courant fourni par le générateur photovoltaïque durant les premiers quinze jours de l'année. Celui-ci suit l'évolution de l'éclairement.

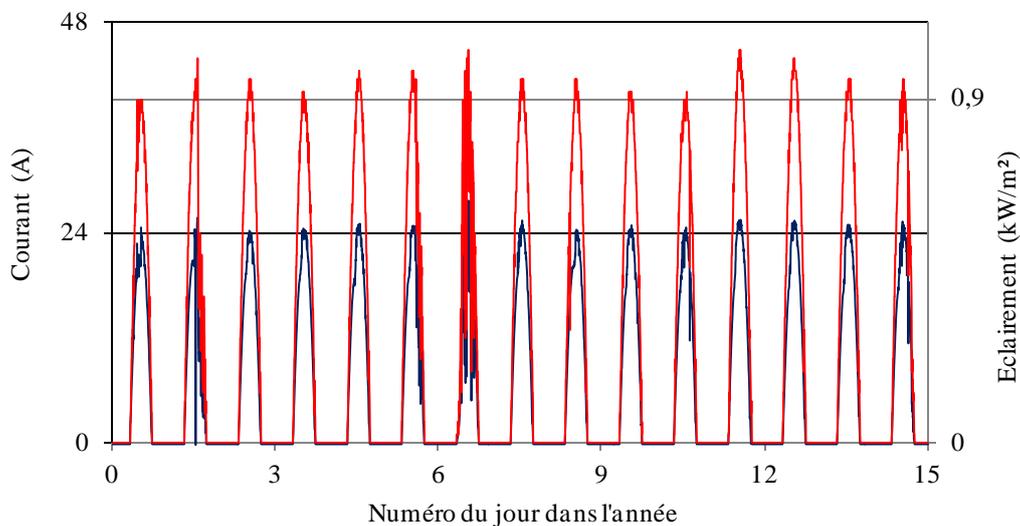


Figure 5.3. Exemple de relevé expérimental du courant du générateur PV avec l'éclairement

Les valeurs maximales que fournit le générateur PV dépassent les 20 ampères. Ce courant est destiné au gestionnaire principal du système PV; pour alimenter la charge ou recharger les batteries de stockage électrochimique, selon la priorité. Le rendement énergétique du générateur PV varie entre 13 % et 8 %. La figure 5.4 montre les

fluctuations de la tension du générateur PV du 01 au 15 janvier 2007. Selon cette figure, les fluctuations de la tension varient d'une manière anormale autour de la tension nominale du système (24 V), avec un maximum de 29 V et un minimum évalué à de moins de 9 V. Cela est dû aux délestages partiels de la source PV effectués par le contrôleur de la technologie parallèle (Chapitre 2).

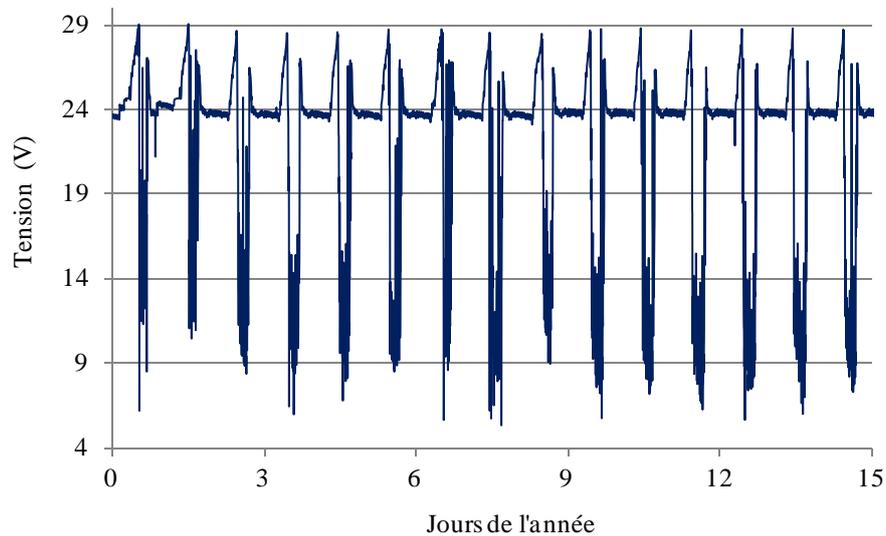


Figure 5.4. Tension mesurée aux bornes du générateur PV (Janvier 2007)

D'après la figure 5.5, le balayage du point de fonctionnement du générateur PV avant le délestage est situé dans le coude de la caractéristique $I(V)$. Par contre au moment du délestage partiel le balayage du point de fonctionnement est situé sur la pente de $\Delta V/\Delta I$.

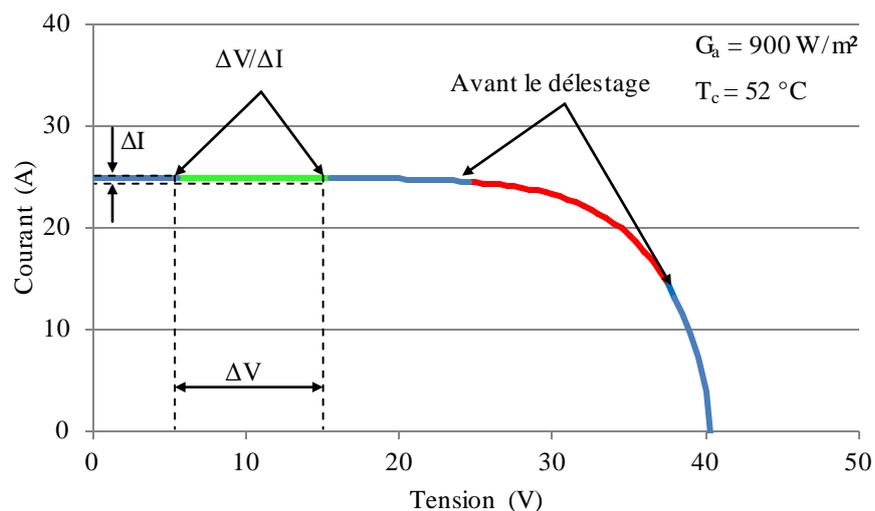


Figure 5.5. Exemple de la caractéristique $I(V)$ du générateur PV (840 W_c)

Dans la figure 5.6, une comparaison est indiquée entre deux échantillons de tensions prélevés entre le 23 et le 26 des mois de décembre et mois de juin de l'année 2007. Cette

comparaison montre clairement l'effet de la température sur la tension du générateur PV. Cette tension est aux alentours de 27,5 V durant la période estivale. Par contre, pendant l'hiver cette tension dépasse les 29 V.

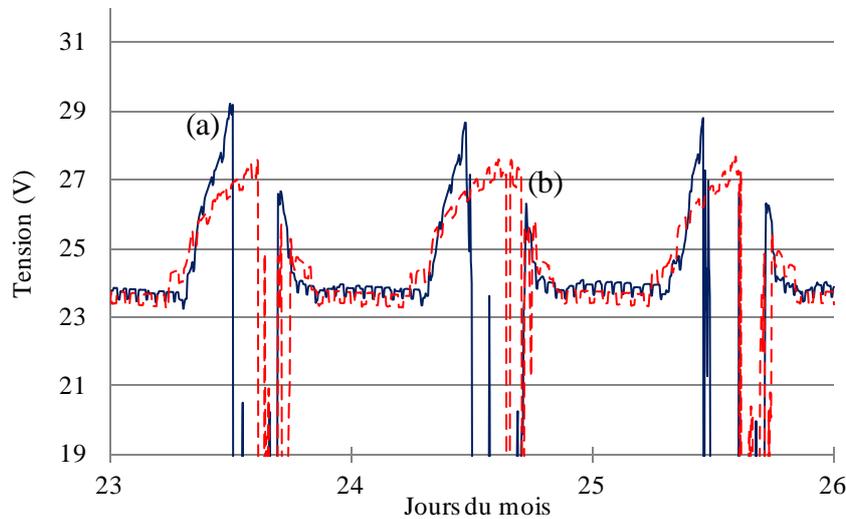


Figure 5.6. Tension du générateur PV mesurée pour trois jours: (a) hiver, (b) été (2007)

5.2.3. Performance du système de stockage

Les priorités de la distribution de l'énergie dans le système PV sont illustrées dans la figure 5.7, où dans le cas d'un fonctionnement normal, une partie de l'énergie produite par le générateur PV (Courant positif) est consacrée à restituer l'énergie du stockage utilisée durant la nuit ou les moments de faible ensoleillement (Courant négatif) et le reste est orienté directement vers la consommation.

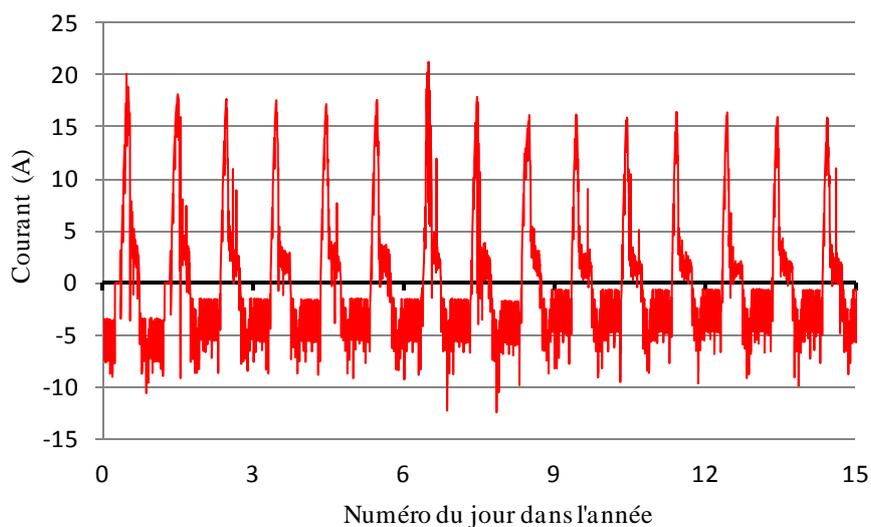


Figure 5.7. Exemple de relevé expérimental de courant d'entrée / sortie batteries

Le phénomène charge / décharge des batteries est représenté par la figure 5.8, qui montre la variation de la tension aux bornes du dispositif de stockage. Le paramètre de la tension est utilisé généralement dans la pratique pour estimer l'état de charge des batteries.

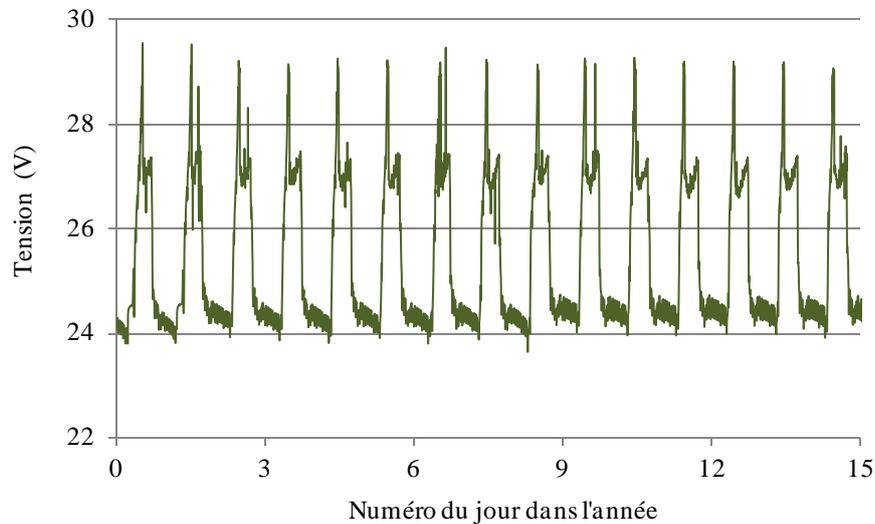


Figure 5.8. Tension mesurée aux bornes du dispositif de stockage

Il est observé que la variation de la tension dans la figure 5.8 se situe toujours au-dessus de la tension nominale du système PV (24 V), ceci s'explique par le fait que le seuil de la capacité de stockage est en général supérieur à SOC minimal.

5.2.4. Paramètres de sortie

La figure 5.9 représente un échantillon d'un relevé expérimental du courant qui parcourt la charge. Dans le cas idéal, le courant de la charge est égal à la différence entre le courant produit I_{PV} par la source PV et le courant de la batterie I_b (Equation (5.1)).

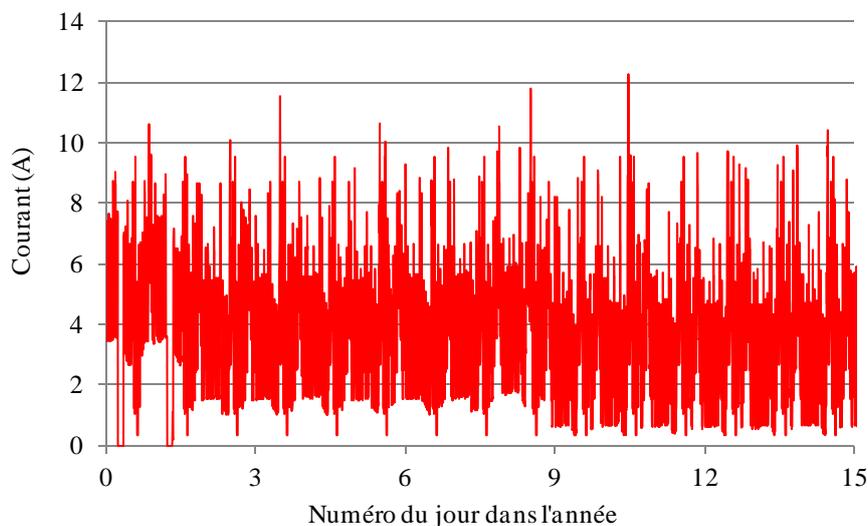


Figure 5.9. Courant mesuré affecté vers la charge

$$I_{ch} = I_{pv} - I_{bat} \quad (5.1)$$

L'évolution de la tension de la charge dans la figure 5.10 montre que la moyenne de cette tension est aux alentours de la tension nominale du système, sauf pour le cas des deux premiers jours où une chute de tension s'est produite. Cela signifie qu'il y a eu un délestage total de la charge juste avant le lever du soleil comme est illustré par la figure 5.11.

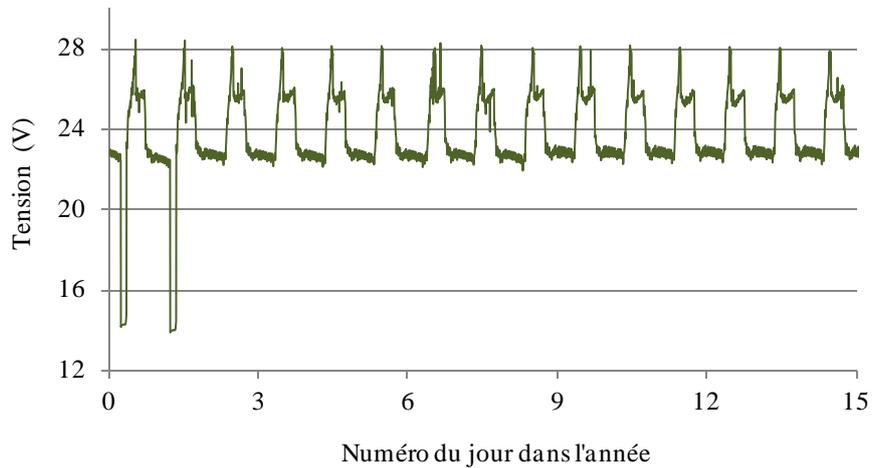


Figure 5.10. Tension mesurée appliquée à la charge

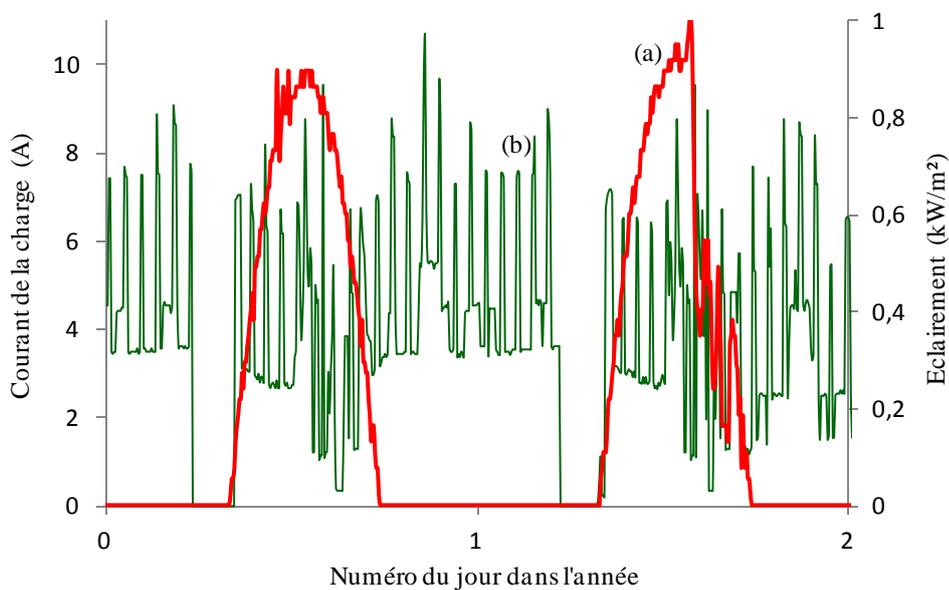


Figure 5.11. Exemple de délestage de la charge dans les deux premiers jours de l'année
(a) Eclairement, (b) Courant de la charge.

Le délestage observé est causé par le démarrage du réfrigérateur qui provoque un pic de courant fourni par les batteries, ce qui engendre une baisse instantanée de la tension batterie à un niveau tel que le contrôleur déleste l'utilisation. En d'autres termes, comme

SOC des batteries juste avant le lever du soleil est à un niveau proche du seuil minimal, le contrôleur ne connecte pas la charge jusqu'au lever du soleil, à cause de l'effet d'hystérésis.

Nous constatons à travers la figure 5.12 que malgré un délestage total de la charge, qui signifie un état de charge faible des batteries, une grande partie de la recharge des batteries est satisfaite à la mi-journée avec un courant de maintien jusqu'à la fin de journée.

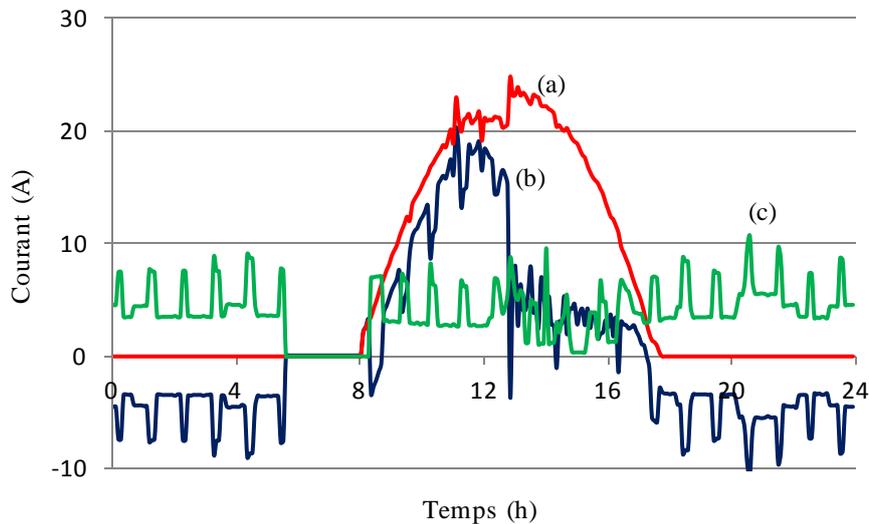


Figure 5.12. Comparaison entre les trois courants mesurés (a) Générateur, (b) Batteries, (c) Charge.

La figure 5.13 montre une nette dégradation de la tension batterie qui représente SOC avant le délestage de la charge.

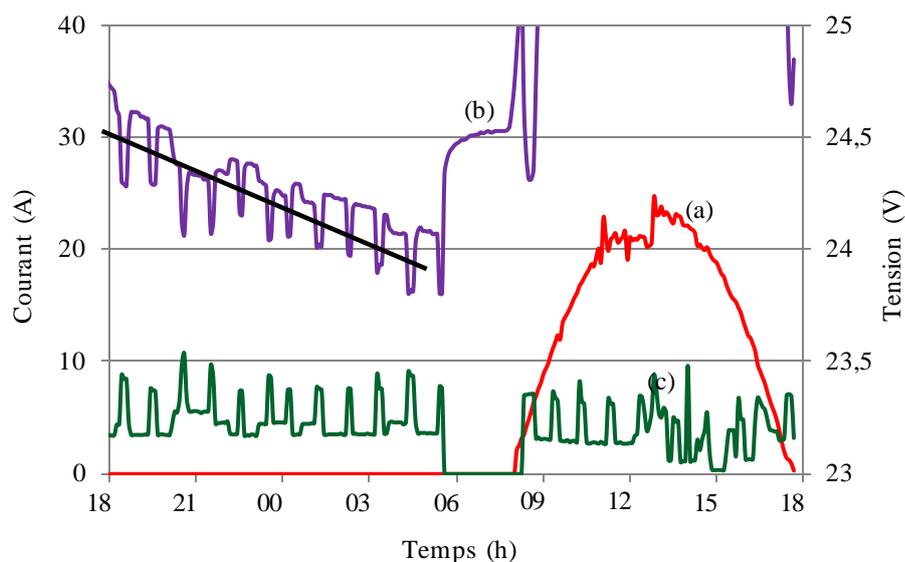


Figure 5.13. Tension batterie mesurée au moment d'un délestage totale de la charge (a) Courant générateur PV, (b) Tension batterie, (c) Courant charge.

La tension à vide est de l'ordre de 24,5 V dans un état de charge proche de 30 %. A cet effet, on peut dire que la capacité de stockage estimée est parfois insuffisante. Par contre la taille du générateur PV est suffisante pour satisfaire la demande en énergie.

5.2.5. Discussion

Les mesures effectuées ont montré le bon fonctionnement du système PV, à part quelques désagréments concernant les sollicitations que subissaient les batteries, qui sont dues à la non concordance entre la production et la consommation. Cela provoque un délestage total de la charge. Afin d'alléger l'utilisation des batteries et éviter les coupures fréquentes de l'approvisionnement en énergie, une stratégie de gestion est mise en œuvre sous Matlab-Simulink pour accorder la production à la consommation.

5.3. Etude du cas d'application de la stratégie de gestion élaborée

Dans cette étude, les dimensions du système photovoltaïque expérimental exposé dans le deuxième chapitre ont été utilisées comme exemple pour évaluer la stratégie de gestion développée. Le profil de charge annuel utilisé est défini dans le chapitre 4. Dans le cas de la gestion, ce profil est dynamique, puisque il varie avec l'éclairement, la température ambiante et l'état de charge des batteries de référence (SOC_{ref}) pour chaque paramètre de la charge selon les priorités, en tenant compte du mode de vie de la région envisagée. Les paramètres de gestion utilisés sont exposés dans le tableau 5.1 suivant :

Tableau 5.1 Paramètres de gestion pour le cas étudié

Paramètres	Valeurs	Unités
$G_{a,ref}$	400	W/m ²
$T_{a,ref}$	25	°C
SOC_{Mmax}	60	%
SOC_{Mmin}	30	%
ΔSOC_M	2	%
N_{imax}	16	
Δt_d	10	Min

Les paramètres d'entrée tels que les profils d'éclairement annuel et de température ambiante annuelle sont donnés respectivement par les figures 5.14 et 5.2. La simulation est

réalisée sous Matlab-Simulink dont le modèle est déjà présenté dans le chapitre 4 par la figure 4.22.

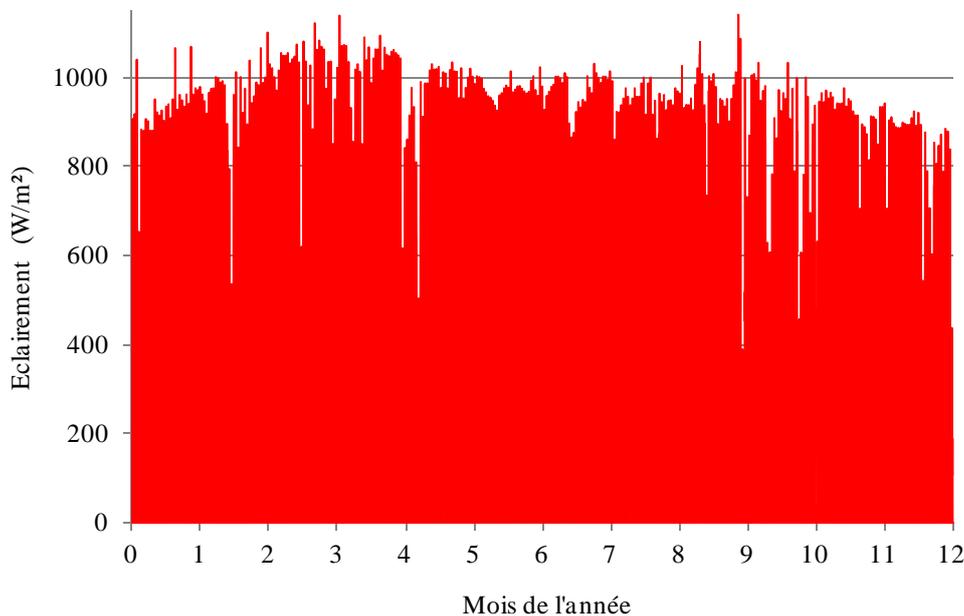


Figure 5.14. Profil annuel d'éclairement sur le plan du générateur PV (2007)

5.3.1. Optimisation de la gestion proposée

Selon le principe décrit dans le chapitre 3 sur le vieillissement des batteries, l'idée est de minimiser l'utilisation du stockage à travers la gestion proposée, et cela peut être effectué en réduisant la profondeur de décharge à chaque cycle de décharge durant l'année si c'est possible. Donc, cette profondeur de décharge est comptabilisée par une moyenne annuelle appelée $DSOC_{moy}$. Enfin, L'optimisation de la gestion proposée est basée sur deux contraintes principales, à savoir, réduire l'utilisation du stockage (Contrainte économique) et minimiser le délestage total de l'utilisation durant l'année (T_{LSy}) (Contrainte liée au confort) (Equation 5.2).

$$\begin{cases} DSOC_{moy} \leq DSOC_{moy, min} \\ T_{LSy} \leq T_{LSy, min} \end{cases} \quad (5.2)$$

5.3.1.1. Minimisation de l'utilisation du stockage

Comme il est indiqué par la figure 5.15, la gestion optimale vis-à-vis de l'utilisation annuelle du stockage est surtout pilotée par le temps initial de démarrage de la machine à laver (t_{dmin}) durant la journée.

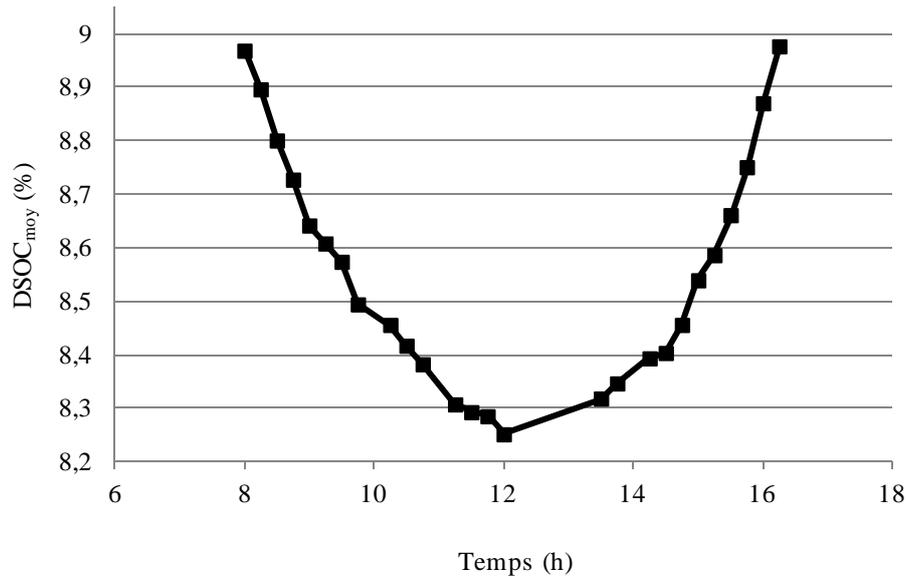


Figure 5.15. DSOC_{moy} annuel en fonction de t_{dmin}

En d'autre terme faire coïncider ce temps initial au moment où il y a une bonne production photovoltaïque durant la journée précédente comme il est expliqué par la figure 4.20 dans le chapitre 4. Avec la gestion proposée le temps initial est une référence, en ajoutant un décalage en temps Δt en cas de nécessité de restituer l'énergie du stockage.

Pour le cas étudié, la valeur minimale estimée pour la moyenne annuelle de la différence en SOC pendant la décharge des batteries (DSOC_{moy,min}) est égal à 8,2513 % qui correspond à un temps initial optimal $t_{dmin} = 12h00$, comme est montré dans la figure 5.15.

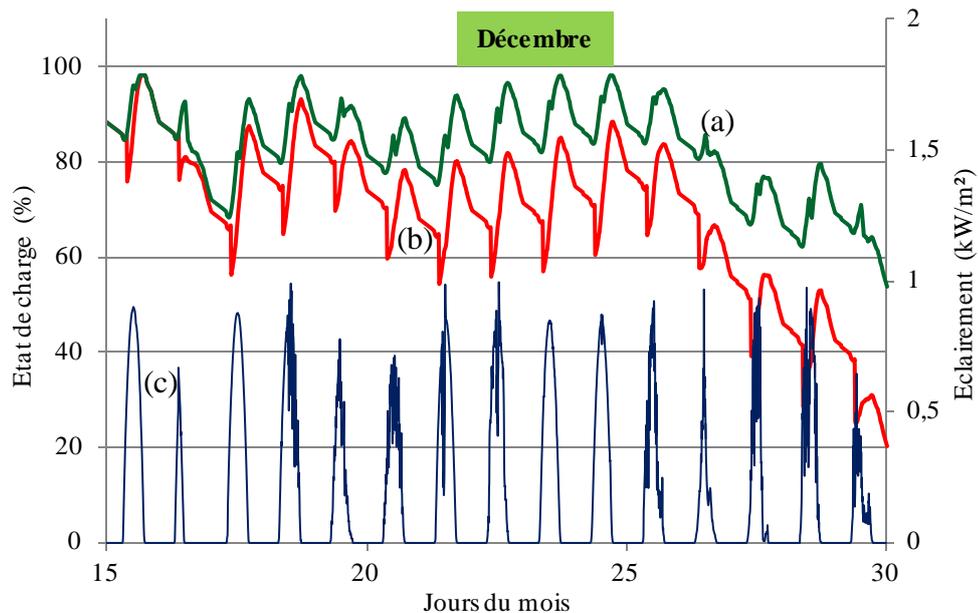


Figure 5.16. État de charge des batteries, (a) avec gestion, (b) sans gestion, (c) éclairciment

A travers la figure 5.16, l'apport de la stratégie de gestion élaborée apparaît clairement par une différence flagrante entre les niveaux de l'état de charge des batteries du système PV avec et sans gestion d'énergie, et cela pour la deuxième quinzaine du mois de décembre (2007) où l'éclairement est défavorable en terme d'énergie.

5.3.1.2. Effet de la gestion sur le délestage total annuel de la charge

Deux facteurs peuvent provoquer le délestage total de la charge, l'insuffisance de la production photovoltaïque (Faible ensoleillement ou sous dimensionnement) ou le déficit en stockage ($SOC \leq SOC_{min}$). Dans ce travail, le délestage de la charge est évalué par le concept du temps. Comme il est illustré par les résultats de l'expérimentation, le délestage de la charge parvient du second facteur cité ci-dessus. Pour cela, une comparaison a été effectuée par le biais de la simulation entre deux systèmes PV autonomes avec et sans gestion d'énergie. Cette comparaison est basée sur le critère du taux annuel de délestage de la charge (T_{LSy}) avec l'optimisation de la gestion vis à vis de ce critère.

T_{LSy} est calculé par l'équation (5.3), qui est le rapport de la somme des temps de délestage (t_{LSi}) (Voir la figure 5.18) durant l'année sur la durée annuelle en seconde (t_{simy}).

$$T_{LSy} = \sum_{i=1}^n t_{LSi} / t_{simy} \quad (5.3)$$

La figure 5.17 montre l'optimum du taux annuel de délestage pour le système photovoltaïque autonome avec et sans gestion d'énergie. Le cas du système PV sans gestion d'énergie, le taux de délestage optimal (ou minimal) est estimé à 1,1358 % proportionnel à un temps fixe (sans décalage) de démarrage de la machine à laver durant la journée (figure 5.17(a)) pendant toute l'année. Ce minimum de délestage correspond à 9h00 du matin pour démarrer la machine à laver. Dans ce cas le $DSOC_{moy}$ calculé est de l'ordre de 8,6827%. Pour le système PV avec gestion d'énergie, le taux de délestage optimal est de 0 % pour un démarrage initial optimal à 12h00 (Figure 5.17(b)), comme il est prévu dans le paragraphe précédent où $DSOC_{moy}$ égale à 8,2513 %, donc moins que celui du système PV sans gestion d'énergie.

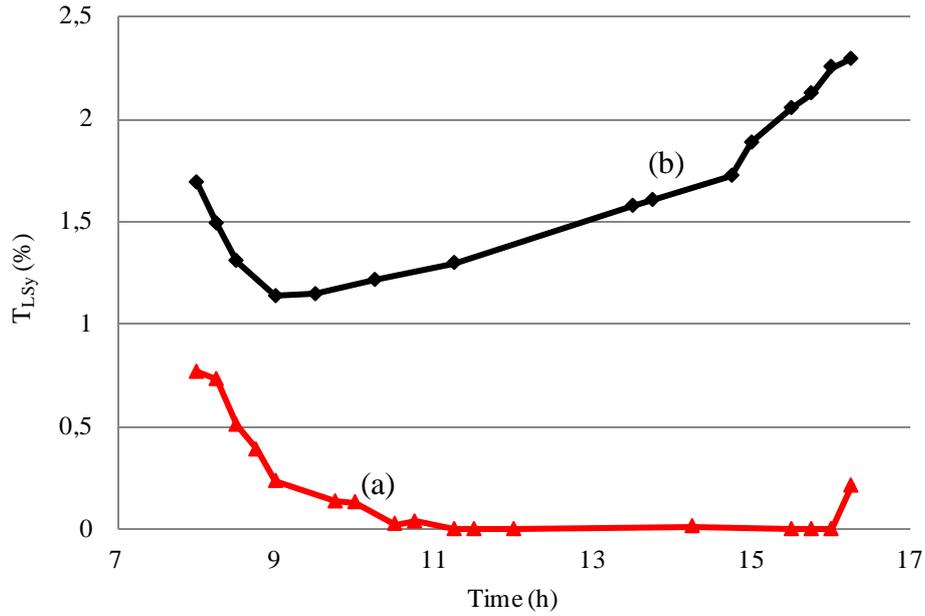


Figure 5.17. T_{LSy} en fonction de t_{dmin} . (a) avec gestion, (b) sans gestion

5.3.1.3. Balance énergétique

Les deux figures 5.18 et 5.19 représentent respectivement l'équilibre énergétique des deux systèmes sans et avec gestion d'énergie. Dans la première figure, un déficit énergétique est certain durant les jours de faible ensoleillement (Figure 5.18 (d)) à cause du délestage de la charge (Figure 5.18(c)).

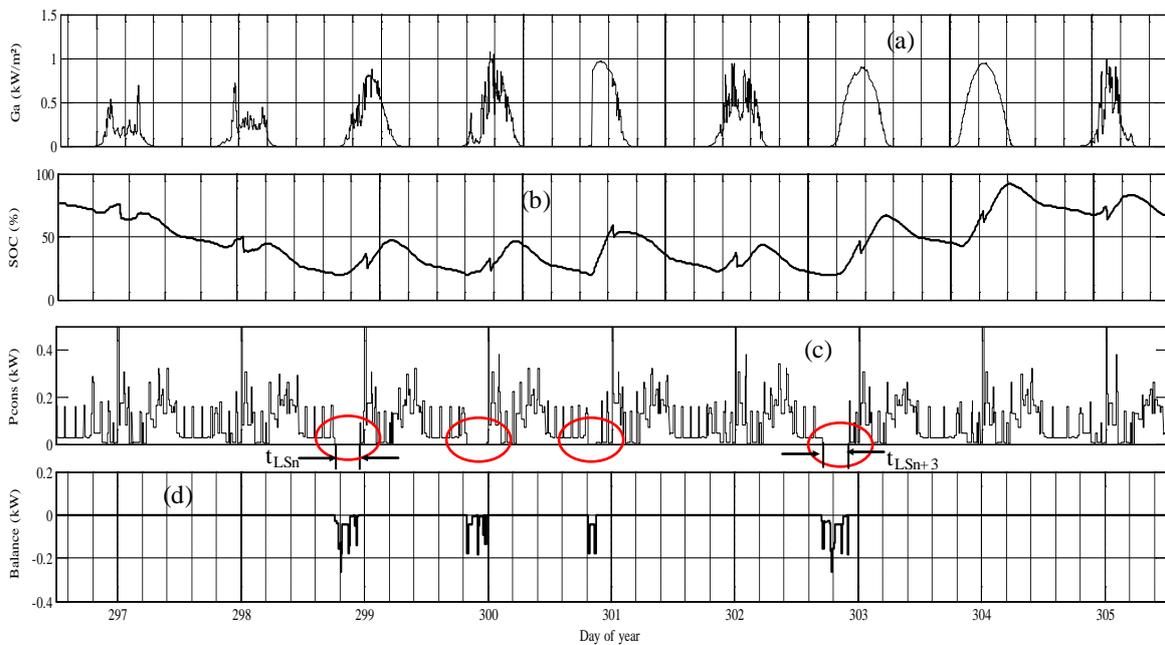


Figure 5.18. Fonctionnement du système PV sans gestion d'énergie. (a) Eclairage, (b) Etat de charge, (c) Consommation, (d) Balance des puissances

Contrairement dans la figure 5.19, où le déficit a disparu (Figure 5.18(d)) par l'utilisation de la stratégie de gestion proposée.

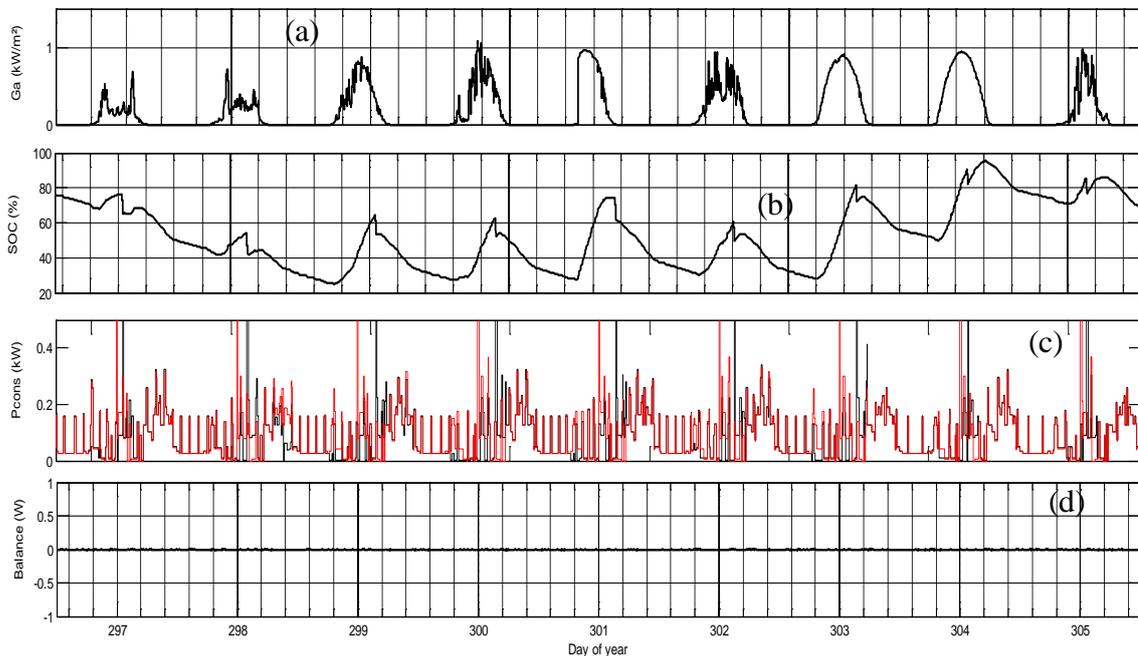


Figure 5.19. Fonctionnement du système PV avec gestion d'énergie

5.3.2. Effet de la stratégie de gestion pour une longue période

L'objectif de l'approche de la gestion des charges a été réalisé, après avoir effectué une simulation pour une durée de 12 ans (Durée de vie maximale estimée pour les batteries selon le concept du vieillissement).

5.3.2.1. Effet de la gestion sur le cycle de vie des batteries

La figure 5.20 montre les écarts entre les $DSOC_{moy}$ (pour les deux systèmes avec et sans gestion) en fonction des années de service. Nous constatons que la gestion d'énergie développée permet de réduire la profondeur de décharge et ce dès la première année de fonctionnement (cela veut dire une utilisation moins de stockage). L'élargissement du gap avec les années de service entre les deux courbes (a) et (b); signifie que le système sans gestion d'énergie provoque une décharge de plus en plus importante du banc de batterie, ce qui accélère leur vieillissement.

De ce fait, pour une durée de vie du système photovoltaïque autonome considérée à 25 ans, et selon les critères indiqués concernant le confort et l'économie, le nombre de remplacements des batteries pour un système PV sans gestion est neuf fois plus élevé que pour un système PV avec gestion d'énergie.

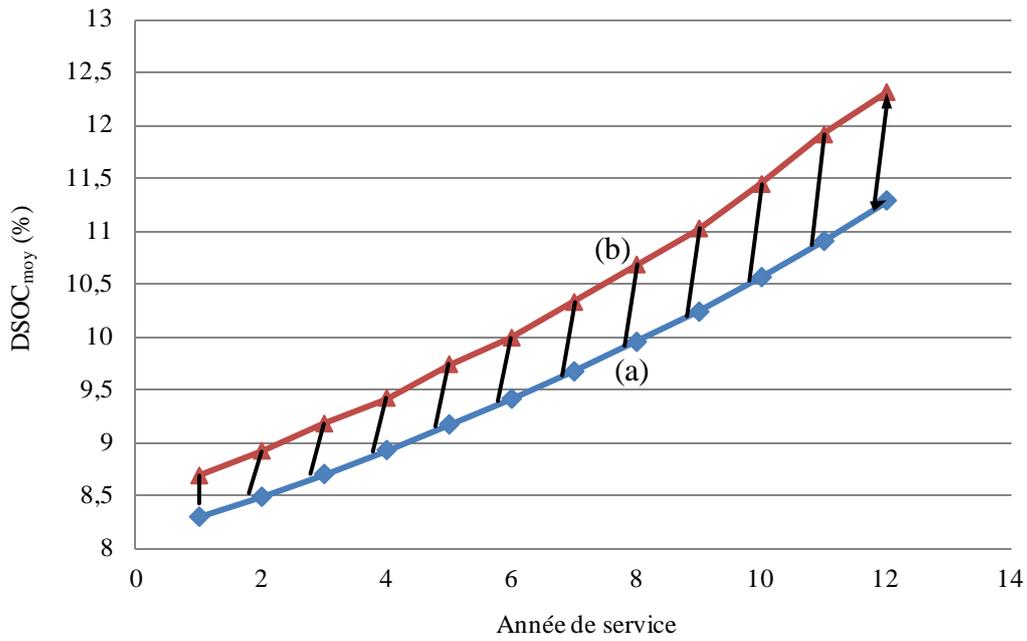


Figure 5.20. Ecart entre les $DSOC_{moy}$ annuel en fonction des années de service (a) avec gestion d'énergie, (b) sans gestion d'énergie

5.3.2.2. Effet de la gestion sur le délestage de la charge

Pour le système PV considéré, une comparaison du taux de délestage annuel de la charge est représentée par la figure 5.21 entre deux situations (Avec et sans gestion).

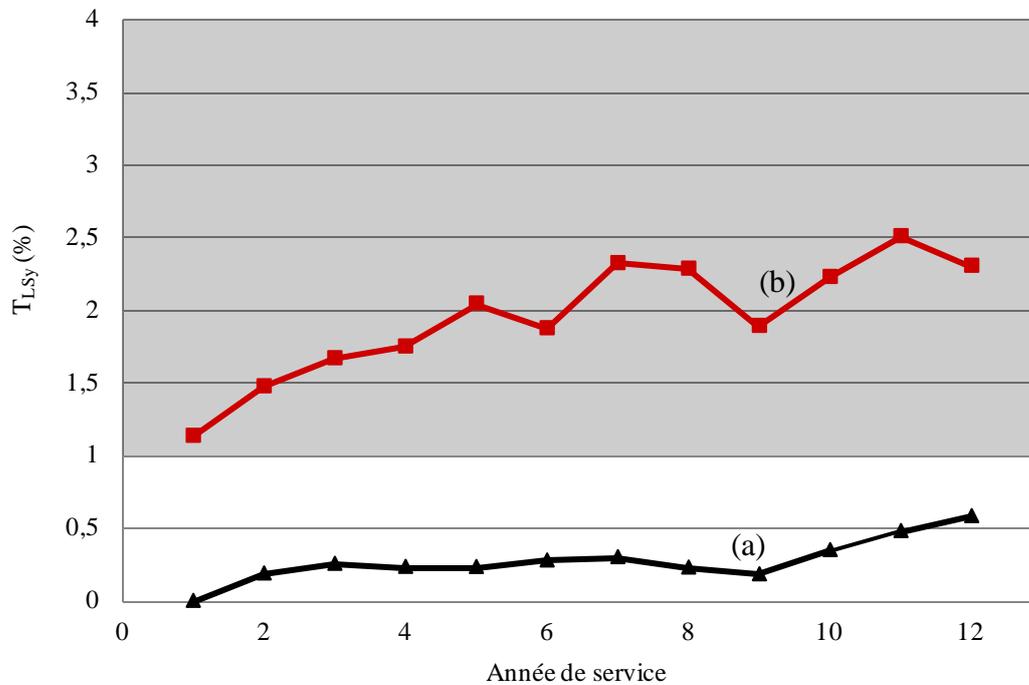


Figure 5.21. Taux de delestage en fonction des années de service. (a) avec gestion d'énergie, (b) sans gestion d'énergie

Le taux de délestage de la charge durant les 12 années de fonctionnement reste inférieur à 0,6 % pour un système PV avec gestion (Figure 5.21(b)). Ce taux de délestage est acceptable surtout quant il s'agit d'un délestage dispersé le long de l'année. Par contre, le taux de délestage de la charge pour un système sans gestion d'énergie dépasse le 1 % dès la première année (Figure 5.21(b)), ce qui est l'équivalent d'un cumule supérieur à trois jours et demi. De plus que cela, ce taux de délestage augmente d'une façon intolérable au bout de 12 ans; ce qui gêne le confort de l'habitat.

5.3.2.3. Effet de la gestion sur la LPSP

La figure 5.22 montre l'évolution de la probabilité de perte d'approvisionnement en énergie pour une période de 12 ans. Si en tenant compte des conditions de l'état de santé des batteries $SOH(t) \geq 80\%$ et de la probabilité de perte d'approvisionnement en énergie $LPSP \leq 1,7\%$, pour une demande annuelle maximale d'énergie (estimé à 1042 kWh pour un habitat), la durée du confort désiré par le dit système est limitée à 7 ans avec gestion d'énergie (figure 5.22(b)). Pour un système sans gestion d'énergie, la durée du confort désiré ne dépasse pas les 2 ans (Figure 5.22(a)).

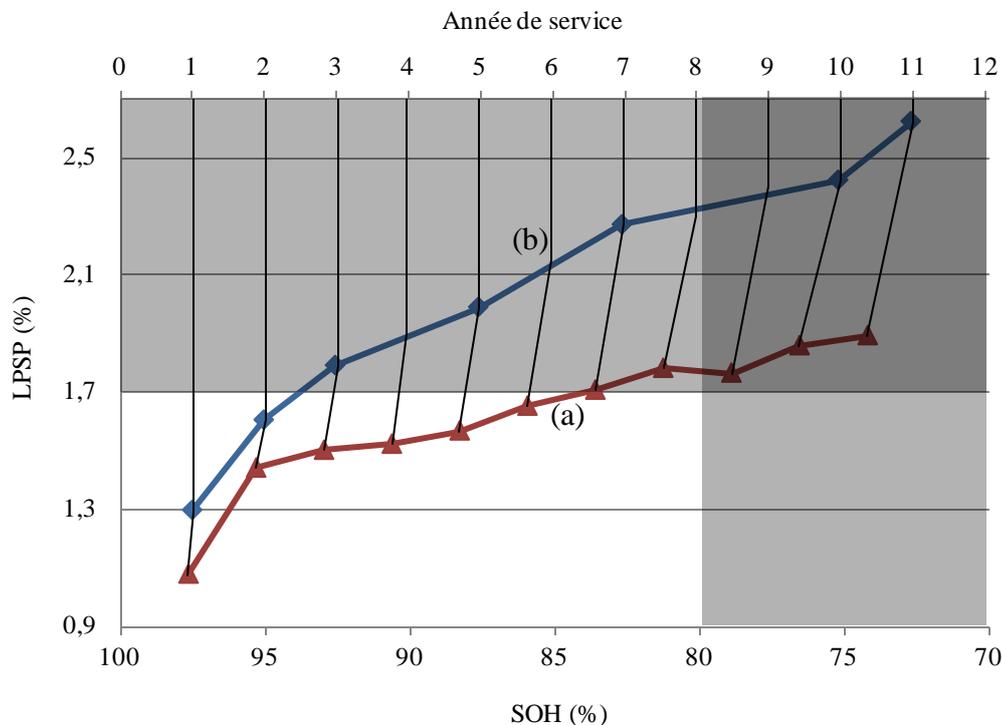


Figure 5.22. LPSP annuel en fonction de l'état de santé des batteries et année de service (a) avec gestion d'énergie, (b) sans gestion d'énergie

Le tableau 5.2 donne un résumé de quelques résultats obtenus par la simulation.

Tableau 5.2 Récapitulatif de quelques résultats obtenus par la simulation

Année de service		1 an	2 ans	3 ans	5 ans	7 ans	10 ans	11 ans
Paramètres exprimés en (%) avec gestion d'énergie	DSOC _{moy}	8,25	8,48	8,69	9,16	9,66	10,55	10,90
	T _{LSy}	0	0,18	0,25	0,23	0,30	0,34	0,48
	LPSP	1,07	1,43	1,5	1,56	1,7	1,85	1,89
	SOH	97,65	95,31	92,97	88,28	83,59	76,53	74,18
Paramètres exprimés en (%) sans gestion d'énergie	DSOC _{moy}	8,68	8,91	9,17	9,73	10,32	11,43	11,90
	T _{LSy}	1,13	1,47	1,66	2,04	2,28	2,22	2,50
	LPSP	1,29	1,6	1,78	1,98	2,26	2,42	2,62
	SOH	97,5	95,05	92,58	87,6	82,6	75,1	72,6

On voit aussi à travers la figure 5.22, que la dégradation de l'état de santé des batteries SOH pour un système avec gestion est lourde au fil des années par rapport à un système sans gestion, ce qui renforce l'interprétation de la figure 5.20.

5.4. Optimisation de dimensionnement avec l'utilisation de la gestion proposée

Un modèle d'optimisation de dimensionnement a été élaboré sous Matlab-Simulink dont l'architecture est représentée par l'organigramme de la figure 5.23. Ce modèle contient les modèles des sous-systèmes photovoltaïques autonomes avec le modèle développé pour la gestion de la charge. La simulation a été effectuée pour une durée de 25 ans, afin de trouver le couple optimal (Puissance PV crête / Capacité nominale de stockage) en se basant sur les critères du coût énergétique (CE) du système et de la probabilité de perte d'alimentation en énergie (LPSP) [118].

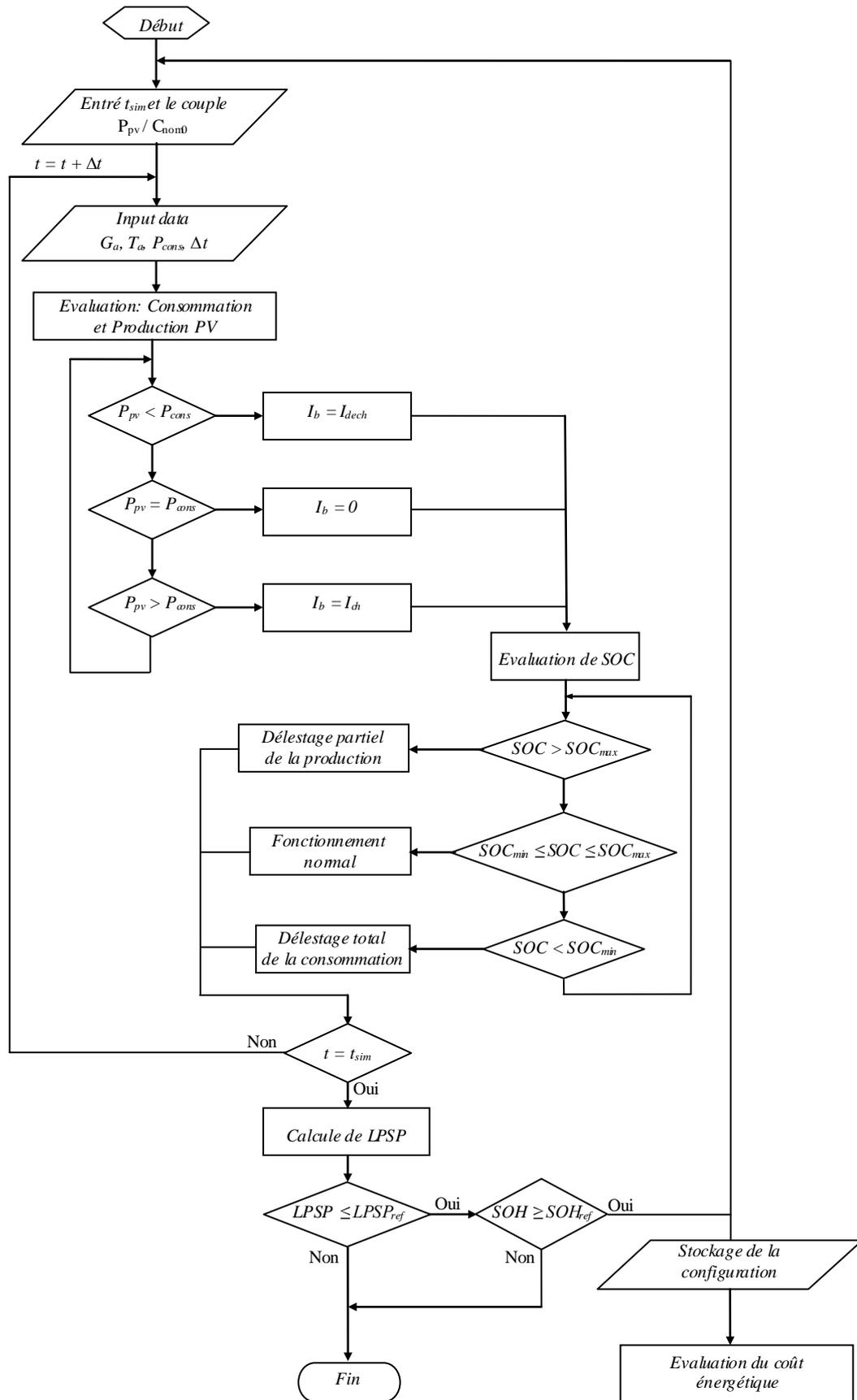


Figure 5.23. Organigramme d’optimisation de dimensionnement du système PV

5.4.1. Optimisation selon les critères de la fiabilité

Selon les contraintes fixées par l'équation (5.4), la figure 5.24 montre une comparaison entre deux types de configurations, avec ou sans gestion d'énergie pour une durée de vie des batteries de stockage choisie égale à 9 ans, afin de montrer l'intérêt de la gestion proposée sur le dimensionnement du système PV autonome.

$$\begin{cases} \text{LPSP} \leq 1 \% \\ \text{SOH} \geq 80 \% \end{cases} \quad (5.4)$$

D'après les courbes de la figure 5.24, les combinaisons du système avec gestion d'énergie sont de tailles inférieures à celle du système sans gestion d'énergie. Mais à partir de P_{pv} égale à 1100 W_c , les combinaisons sont superposées qui veut dire qu'il y a un surdimensionnement du générateur PV. De ce fait, dans ce cas la gestion d'énergie s'avère inadéquate.

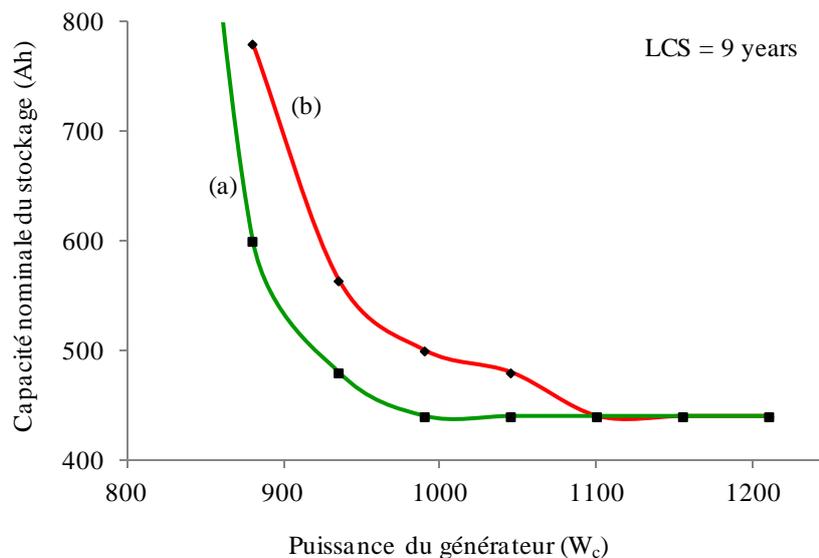


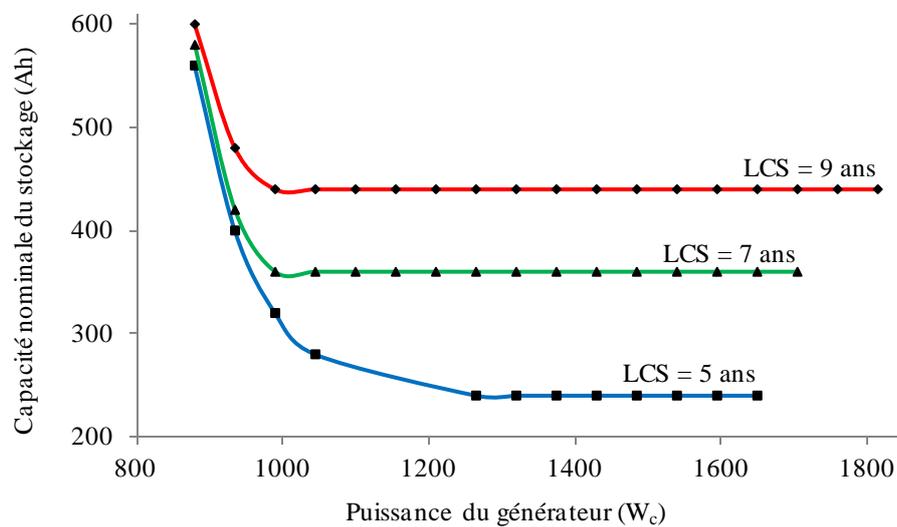
Figure 5.24. Combinaisons P_{pv}/C_{sto} , (a) avec gestion d'énergie (b) sans gestion d'énergie

Les résultats obtenus par la simulation pour différentes combinaisons (Puissance crête du générateur PV / Capacité nominale des batteries de stockage) sont présentés dans le tableau 5.3 ci-dessous. La gestion élaborée réduit effectivement la capacité nominale du stockage par rapport à un système PV sans gestion d'énergie, ce qui allège le coût des investissements.

Tableau 5.3 Différentes combinaisons obtenues (puissance PV / Capacité de stockage)

Cas	Paramètres	Différentes combinaisons						
Avec gestion	P_{pv} (W_c)	880	935	990	1045	1100	1155	1210
	C_{sto} (Ah)	600	480	440	440	440	440	440
Sans gestion	P_{pv} (W_c)	880	935	990	1045	1100	1155	1210
	C_{sto} (Ah)	780	564	500	480	440	440	440

La figure 5.25 montre les différentes configurations du couple Puissance crête du générateur PV / Capacité nominale du stockage d'un système PV autonome avec gestion d'énergie, pour trois cas de durée de vie de stockage.

**Figure 5.25.** Différentes configurations du système PV avec gestion d'énergie pour différents cycles de vie des batteries

La durée de vie du système de stockage est relative à l'utilisation des batteries et à leurs capacités. Notre objectif par la suite, est de trouver la meilleur combinaison en ajoutant le facteur coût.

5.4.2. Optimisation selon le critère du coût énergétique

Les coûts énergétiques des différentes configurations du système PV présentés par la figure 5.26 sont calculés pour différents cycles de vie des batteries avec une durée de vie globale du système PV estimée à 25 ans. Les dimensions optimales du champ

photovoltaïque et du dispositif de stockage d'énergie sont données pour une configuration du système PV où la durée de vie choisie pour le stockage est de 9 ans.

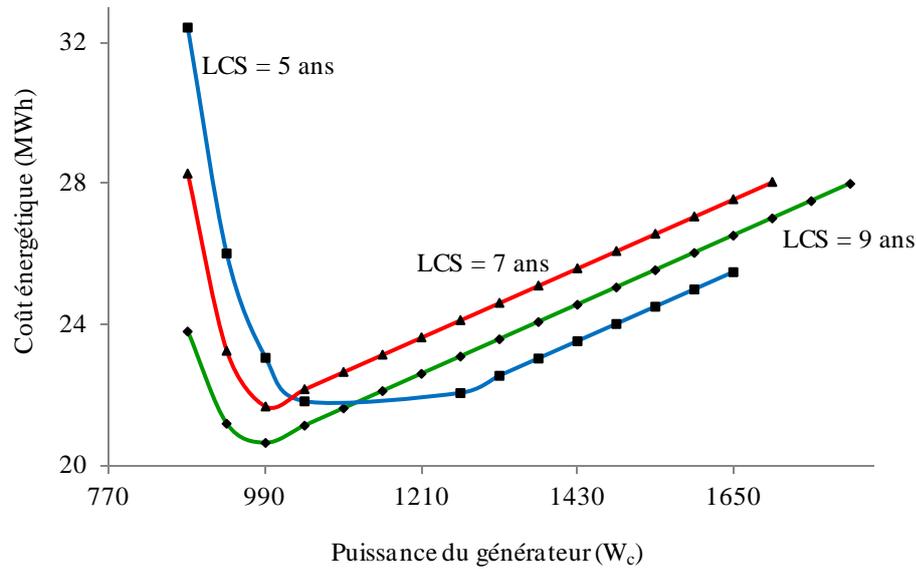


Figure 5.26. Coût énergétique des différentes configurations du système PV avec gestion d'énergie

Selon les résultats obtenus pour le calcul du coût énergétique, la gestion de la charge développée contribue efficacement à la réduction du coût énergétique du système PV et par voie de conséquence sur le coût économique de l'investissement. Par exemple, la figure 5.27 montre que le gain en coût réalisé grâce à la gestion d'énergie pour le cas étudié, n'est perceptible que pour une puissance du générateur photovoltaïque inférieure à 1100 W_c. Au delà de cette puissance, l'effet de la gestion de la charge est neutre.

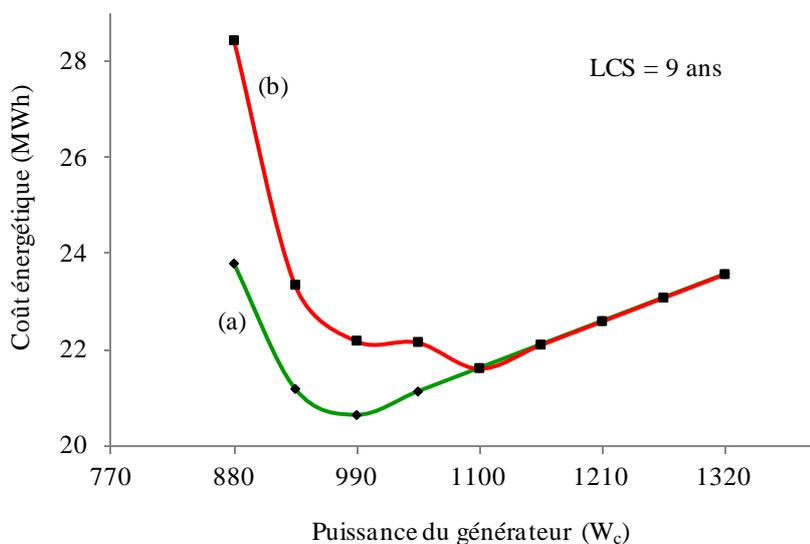


Figure 5.27. Coût énergétique des différentes configurations du système PV (a) avec gestion d'énergie, (b) sans gestion d'énergie

Le tableau 5.4 donne un récapitulatif des résultats en termes de coûts en fonction des différentes combinaisons des dimensions du champ PV et du parc batteries.

Tableau 5.4 Récapitulatif des coûts énergétiques en fonction des différentes combinaisons

LCS choisie	Paramètres	Différentes combinaisons					
	P_{pv} (W_c)	880	935	990	1045	1265	1320
9 ans	C_{sto} (Ah)	600	480	440	440	440	440
	CE (MWh)	23,79	21,17	20,63	21,12	23,08	23,57
7 ans	C_{sto} (Ah)	580	420	360	360	360	360
	CE (MWh)	28,27	23,24	21,66	22,15	24,11	24,60
5 ans	C_{sto} (Ah)	560	400	320	280	240	240
	CE (MWh)	32,40	26,00	23,04	21,81	22,04	22,53

5.5. Conclusion

La première partie de ce chapitre a été consacrée à la présentation d'une chaîne de mesures des performances d'un système photovoltaïque autonome destiné à l'électrification d'un habitat dans une région désertique. Ceci afin d'évaluer son comportement dans des conditions réelles de fonctionnement. Les résultats des tests ont montré le bon fonctionnement du système PV, à part quelques délestages observés juste avant le lever du soleil pendant les périodes de faible éclaircissement. Ce phénomène est dû à l'insuffisance de l'énergie stockée durant la journée.

Pour modérer l'utilisation du stockage d'énergie, la gestion de la consommation, qui est impérative, a été abordée à travers les résultats obtenus dans la deuxième partie de ce chapitre. L'efficacité de ce concept a été vérifiée par la simulation du comportement du système PV en utilisant les modèles présentés au chapitre 3 avec des données d'entrées et de sorties mesurées dans l'optique d'optimiser la gestion du profil de consommation. Pour mener à bien ces études, nous avons appliqué cette approche pour une optimisation du dimensionnement fondé sur les critères du coût énergétique sur cycle de vie et sur la qualité de service associé aux délestages de consommation. Les résultats ont montré que la stratégie de gestion élaborée permet de diminuer l'utilisation du stockage, en allongeant d'une part la durée de vie des batteries; et en minimisant d'autre part le coût d'investissement du système.

Conclusion générale

Conclusion générale

Les travaux présentés dans cette thèse ont commencé par un état de l'art détaillé sur la problématique énergétique des régions déconnectées du réseau conventionnel et les alternatives susceptibles de constituer une solution, telle que la nécessité d'utiliser des systèmes photovoltaïques avec l'intégration de dispositifs qui peuvent assurer l'efficacité énergétique de ces systèmes.

Dans la première partie de nos travaux, des modèles comportementaux utilisés pour la simulation du fonctionnement d'un système PV autonome ont été présentés. Ces modèles, validés expérimentalement, se devaient d'être assez précis tout en restant relativement simples, afin de faciliter la tâche de la simulation. Une attention particulière a été portée principalement au vieillissement de l'élément de stockage en vue de mener une approche d'optimisation de la gestion d'énergie.

Le dimensionnement d'un système repose sur le choix des critères relatifs aux aspects économique et fiabilité. L'optimisation de dimensionnement sur la base d'un critère économique a été réalisée en considérant le coût énergétique global sur un cycle de vie du système. Il permet d'estimer d'une manière standard le coût économique d'un tel système. Le critère de la fiabilité est fondé sur la probabilité de perte d'énergie.

Afin d'aller plus loin dans l'optimisation du dimensionnement des systèmes PV, une nouvelle stratégie de gestion optimale a été conduite dans ce travail, pour la gestion des charges d'un habitat électrifié par un système photovoltaïque autonome sans appoint. La simulation a été réalisée avec des données mesurées pour une région désertique. Les points forts de cette stratégie de gestion sont le contrôle prédictif de la machine à laver, qui dépend de l'état de charge des batteries, et le contrôle de la lumière qui varie avec la durée du jour. Ce dernier aspect a été ajouté compte tenu de l'architecture traditionnelle des habitations situées dans les régions désertique de l'Algérie.

Pour l'étude de cas, ce manuscrit présente le premier système photovoltaïque autonome sans gestion d'énergie et sans appoint installé sur le site de Ghardaïa qui bénéficie d'un ensoleillement intéressant pour les applications des systèmes à énergies renouvelables. Un profil de charge a été développé suite à une enquête réelle sur la consommation de l'énergie

électrique à Ghardaïa. Les résultats expérimentaux obtenus pour le cas traité montrent qu'il y a une bonne concordance entre la courbe I-V théorique et la courbe expérimentale. L'erreur relative du courant de court-circuit est due au problème de la poussière déposée sur la surface des modules photovoltaïques. Ceci s'explique par le fait que les régions du sud Algérien sont généralement caractérisées par les vents de sables. L'effet de la température sur la puissance du champ photovoltaïque est clairement observé, spécialement pour des éclaircissements élevés en été. Le déficit énergétique observé durant l'hiver est globalement généré par la non-concordance entre la production et la consommation de l'énergie.

Pour éviter ce genre de problème, une étude comparative entre deux systèmes PV autonomes (avec et sans gestion d'énergie) a été effectuée avec la simulation sous Matlab-Simulink. La stratégie de gestion des charges proposées a amélioré les performances du système photovoltaïque autonome étudié. Elle a par exemple, minimisé le taux annuel de délestage total des charges. Cela a aussi minimisé la probabilité de perte d'approvisionnement en énergie. Cette stratégie a ainsi retardé le vieillissement des batteries durant les années de service, ce qui réduit par voie de conséquence le nombre de remplacements des batteries.

Après vérification de la nouvelle stratégie de gestion, un modèle d'optimisation du dimensionnement des systèmes PV autonomes sans appoint a été développé avec l'intégration de cette gestion, pour estimer le couple optimal (la taille du champ PV, la capacité du stockage). Le modèle recommandé est constitué de trois parties: le modèle du système PV autonome, le modèle de gestion de charge développé et les critères d'optimisation basés sur le concept de la probabilité de perte d'approvisionnement en énergie pour le confort et le coût énergétique pour l'évaluation économique du système. Selon le critère du confort désiré, la configuration optimale est obtenue pour un coût énergétique minimal.

Une étude de cas a été menée dans ce travail pour optimiser la dimension d'un système PV autonome destiné aux habitations isolées dans une région désertique de l'Algérie. L'ensemble des données d'entrée sont l'irradiation solaire sur le plan incliné à 32° , le profil de charge que nous développons et la température ambiante. La fréquence d'entrée est de cinq minutes. Le système photovoltaïque autonome avec gestion de la demande a été simulé en utilisant le déroulement un programme que nous avons développé. Les configurations

optimales du système PV ont été déterminées en termes de fiabilité du système et du coût énergétique désirés.

Finalement, on peut conclure que l'approche de gestion élaborée a contribué significativement à la réduction de l'utilisation du stockage. Cette stratégie de gestion d'énergie a minimisé le nombre de remplacements des batteries sur un cycle de vie du système PV et a amélioré les performances du système PV. Notre contribution offre un double avantage, réduction du coût et accroissement de la fiabilité du système PV autonome. En perspective à ce travail, la réalisation de ce dispositif de gestion est envisagée ainsi que son application dans une installation photovoltaïque réelle pour valider le modèle proposé.

Bibliographie

Bibliographie

- [1] RUIJVEN B.J.V., SCHERS J., VUUREN D.P.V. Model-based scenarios for rural electrification in developing countries. *Energy*, 2012, 38, 1, p. 386-397.
- [2] DOLL C.N.H., PACHAURI S. Estimating rural populations without access to electricity in developing countries through night-time light satellite imagery. *Energy Policy*, 2010, 38, 10, p. 5661-5670
- [3] GIANNINI M., ANTONIO J., AURELIO M., et al. Evaluation of the impact of access to electricity: A comparative analysis of South. *Renew Sustain Energy Rev*, 2011, 15, 3, p. 1427-1441
- [4] CHELLALI F., KHELLAF A., BELOUCHRANI A., et al. A contribution in the actualization of wind map of Algeria. *Renew Sustain Energy Rev*, 2011, 15, 2, p.993-1002.
- [5] INFIELD D. Performance analysis of a small wind powered reverse osmosis plant. *Solar Energy*, 1997, 61, 6, p. 415-421
- [6] DJAMAI M., MERZOUK N.K. Wind farm feasibility study and site selection in Adrar. *Energy Procedia*, 2011, 6, p. 136-142
- [7] AKSAS M., GAMA A. Assessment of wind and solar energy resources in Batna. *Energy Procedia*, 2011, 6, p. 459-466
- [8] Ministère de l'Énergie et des Mines. Programme des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique. Edition March 2011, SATINFO, 2011, 36 p.
- [9] Revue du secteur de l'Énergie et des Mines. Le soleil d'Algérie à consommer sans modération. N°12 - Novembre 2010, 2010, p. 81.
- [10] CHAABENE M., AMMAR M.B., ELHAJJAJI A. Applied fuzzy approach for optimal energy-management of a domestic photovoltaic panel. *Appl Energy*, 2007, 84, p. 992-1001.
- [11] ARUN P., BANERJEE R., BANDYOPADHYAY S. Optimum sizing of photovoltaic battery systems incorporating uncertainty through design space approach. *Solar Energy*, 2009, 83, 7, p. 1013-1025.
- [12] SEMAOUI S., HADJ ARAB A., BACHA S., AZOUI B. Performance Evaluation of a Photovoltaic System With Battery Storage in Ghardaïa Site (South Algeria). In: 9th International Multi-Conference on Systems, Signals and Devices, IEEE, Chemnitz, 20-23 March 2012, 6 p.
- [13] DUFO-LÓPEZ R., BERNAL A. Design and control strategies of PV-diesel systems using genetic algorithms. *Solar Energy*, 2005, 79, 1, p. 33-46.
- [14] KALDELLIS J.K., ZAFIRAKIS D., KONDILI E. Optimum sizing of photovoltaic-energy storage systems for autonomous small islands. *International Journal of*

- Electric Power Energy System, 2010, 32, 1, p. 24-36.
- [15] POSADILLO R., LÓPEZ LUQUE R. A sizing method for stand-alone PV installations with variable demand. *Renewable Energy*, 2008, 33, 5, p. 1049-1055.
- [16] TASCIKARAOGLU A., UZUNOGLU M., VURAL B. The assessment of the contribution of short-term wind power predictions to the efficiency of stand-alone hybrid systems. *Applied Energy*, 2012, 94, p. 156-165.
- [17] HADJ ARAB A., AIT DRISS B., AMIMEUR R., et al. Photovoltaic systems sizing for Algeria. *Solar Energy*, 1995, 2, p. 99-104.
- [18] HADJ ARAB A., CHENLO F., BENGHANEM M. Loss-of-load probability of photovoltaic water pumping systems. *Solar Energy*, 2004, 76, p. 713–723.
- [19] ARUN P., BANERJEE R., BANDYOPADHYAY S. Optimum sizing of photovoltaic battery systems incorporating uncertainty through design space approach. *Solar Energy*, 2009, 83, 7, p. 1013-1025.
- [20] THIAUX Y., SEIGNEURBIEUX J., MULTON B., et al. Load profile impact on the gross energy requirement of stand-alone photovoltaic systems. *Renewable Energy* 2010, 35, 3, p. 602-613.
- [21] RIFFONNEAU Y., BACHA S., BARRUEL F., et al. Optimal power flow management for grid connected PV systems with batteries. *Sustain Energy, IEEE Transactions*, 2011, 2, 3, p. 309-320.
- [22] VALLVÉ X., GRAILLOT A., GUAL S., et al. Micro storage and Demand Side Management in distributed PV grid-connected installations. 9th International Conference Electrical Power Quality and Utilization, Barcelona, Spain, 9–11 October 2007, 6 p.
- [23] LU D., FAKHAM H., ZHOU T., et al. Application of Petri nets for the energy management of a photovoltaic based power station including storage units. *Renewable Energy*, 2010, 35, 6, p. 1117-1124.
- [24] YAMAMOTO S., PARK J.S., TAKATA M., et al. Basic study on the prediction of solar irradiation and its application to photovoltaic-diesel hybrid generation system. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 2003, 75, 3-4, p. 577-584.
- [25] WANG C., MEMBER S., NEHRIR M.H. Power management of a stand-alone wind/photovoltaic/fuel-cell energy system. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 2008, 23, 3, p. 957-967.
- [26] KAISER R. Optimized battery-management system to improve storage lifetime in renewable energy systems. *Journal of Power Sources*, 2007, 168, p. 58-65.
- [27] BARCA G., MOSCHETTO A., SAPUPPO C. Optimal energy management of a photovoltaic stand-alone dual battery system. *MELECON, The 14th IEEE Mediterranean Electrotechnical Conference*, May 2008, p. 619-624.

-
- [28] ZHU X., LIAO Z. Energy management for stand-alone PV system. ISECS, International Colloquium on Computing, Communication, Control, and Management, IEEE, August 2009, p. 311-314.
- [29] QI Z., WANG S., LIU G., et al. Integrated Control of Energy Management for Stand-Alone PV System. Asia-Pacific Power Energy Engine Conference, IEEE, 2009, 4 p.
- [30] AL-ALAWI A.A., ISLAM S.M. Demand side management for remote area power supply systems incorporating solar irradiance model. *Renewable Energy*, 2004, 29, p. 2027-2036.
- [31] LUJANO-ROJAS J.M., MONTEIRO C., DUFO-LOPEZ R., et al. Optimum load management strategy for wind/diesel/battery hybrid power systems. *Renewable Energy*, 2012, 44, p. 288-295.
- [32] CLASTRES C., PHAM T.T.H., WURTZ F., BACHA S. Ancillary services and optimal household energy management with photovoltaic production. *Energy*, 2010, 35, 1, p. 55-64.
- [33] MISSAOUI R., WARKOZEK G., BACHA S., et al. PV integration by building Energy Management System. International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives, IEEE, Malaga, Spain, May 2011, 8 p.
- [34] MISSAOUI R., WARKOZEK G., BACHA S., et al. Energy fluxes optimization for PV integrated building. IEEE Trondheim Power Tech, Trondheim, Norway, 2011, 7p.
- [35] Commission de régulation de l'électricité et du gaz (CREG) -Algérie. Programme indicatif des besoins en moyens de production d'électricité 2008-2017. 2008, 401 p.
- [36] BP Statistical Review of World Energy, Juin 2012-2013.
- [37] Ministère de l'Energie et des Mines. Bilan énergétique national. Edition 2002-2011.
- [38] MULTON B., GERGAUD O., ROBIN G., et al. Consommation d'énergie et ressources énergétiques. *Technique de l'ingénieur*, 2007, p. 1-12.
- [39] GCEP, Stanford University. An Assessment of Solar Energy Conversion Technologies and Research Opportunities, Energy Assessment Analysis. 2006.
- [40] GAIRAA K. Valorisation du gisement solaire. *Revue du secteur de l'Energie et des Mines* N° 12, Novembre 2010, p. 112.
- [41] BROESAMLE H., MANNSTEIN H., SCHILLINGS C., et al. Assessment of solar electricity potentials in north Africa based on satellite data and a geographic information system. *Solar Energy*, 2001, 70, 1, p. 1-12.
- [42] Atlas solaire préliminaire de l'Algérie, 1998-1999.
- [43] GAIRAA K., BENKACIALI S. Analysis of solar radiation measurements at Ghardaïa area, south Algeria. *Energy Procedia*, 2011, 6, p. 122-129.

- [44] KALDELLIS J.K. Optimum techno-economic energy autonomous photovoltaic solution for remote consumers throughout Greece. *Energy Conversion and Management*, 2004, 45, p. 2745–2760.
- [45] Agence Nationale pour la Promotion et la Rationalisation de l'Utilisation de l'Energie (APRUE). *Consommation Energétique Finale de l'Algérie*. Edition 2007, 12 p.
- [46] RIFFONNEAU Y. Gestion des flux énergétiques dans un système photovoltaïque avec stockage connecté au réseau. *Génie électrique*. Laboratoire de Génie Électrique de Grenoble : Université Joseph Fourier, 2009, 165 p.
- [47] SADOK M., MEHDAOUI A. Outdoor testing of photovoltaic arrays in the Saharan region. *Renewable Energy*, 2008, 33, p. 2516-2524.
- [48] HWANG I. Application of photovoltaic systems for rural electrification at remote Islands. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 1997, 47, p. 295-302.
- [49] PHUANGPORNPIITAK N., KUMAR S. PV hybrid systems for rural electrification in Thailand. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2007, 11, p. 1530-1543.
- [50] OBENG G.Y., EVERS H.D., AKUFFO F.O., et al. Solar photovoltaic electrification and rural energy-poverty in Ghana. *Energy for Sustainable Development*, March 2008, Volume XII N° 1.
- [51] TSHEWANG L. Rural electrification in Bhutan and a methodology for evaluation of distributed generation system as an alternative option for rural electrification. *Energy for Sustainable Development*, September 2008, Volume XII N° 3.
- [52] RICAUD A. *Photopiles solaires - de la physique de la conversion photovoltaïque aux filières, matériaux et procédés*. Edition 1997.
- [53] TAILLANT P. *Compétition technologique, rendements croissants et lock-in dans la production d'électricité d'origine solaire photovoltaïque*. CREDEN Université de Montpellier I, Faculté des Sciences Economiques, 2001, Cahier N° 01.10.25.
- [54] JAUSSAUD C., JOLY J.P., MILLION A., et al. *Les modules solaires PV: du Silicium Cristallin aux Couches Minces*. Laboratoire d'électronique et de technologie de l'information, Direction de la recherche technologique, CEA/Grenoble, 2000-2001, Clefs CEA – N° 44.
- [55] SHAH A., TORRES P., TSCHARNER R., et al. Photovoltaic technology: the case for thin-film solar cells. *Science*, 1999, 285, 5427, p. 692- 698.
- [56] BENGHANEM M. *Etude de la performance des systèmes photovoltaïque autonomes Travaillant à poste fixe*. Thèse de Doctorat, U.S.T.H.B, 1999.
- [57] EQUER B. *Energie solaire photovoltaïque. Physique et technologie de la conversion photovoltaïque*, CNRS. Edition ellipses 1993.

- [58] M. BURESCH. Photovoltaic energy systems. McGraw-Hill U.S.A, 1983.
- [59] LASNIER F., ET TG ANG. Photovoltaic Engineering Handbook. Asian Institute of Technology, Bangkok, Thailand, 1990.
- [60] JAUME M.J., KLIMENKO J.L. Installations photovoltaïques. Publications scientifiques et littéraires, Mai 1983, 05002 GAP, dépôt légal : 272.
- [61] BUCHET E. Etude du dimensionnement et développement d'un logiciel d'aide à la conception de systèmes de production d'énergie utilisant la conversion photovoltaïque de l'énergie solaire. Grenoble 2 : ANRT, 1988.
- [62] HADJ ARAB A. Modélisation et simulation d'un système photovoltaïque de faible puissance. H.C.R, 1989.
- [63] ACHAIBOU N. Le stockage des Energies renouvelables : Application au Stockage de l'Energie solaire Photovoltaïque par Accumulateurs Electrochimiques. Institut de mécanique, Université de Blida, 2002.
- [64] SEMAOUI S., HADJ ARAB A., AZOUI B., et al. Etude d'un système PV autonome destiné à l'électrification d'un village au sud. National Colloquy on Solar Energy, Bejaia, Algeria, 29–30 November 2006, 5 p.
- [65] HOTTEL H.C. A simple model for estimating the transmittance of direct solar radiation through clear atmospheres. Solar Energy, 1976, 18, p. 129-134.
- [66] TAHA A., HUSSEIN T. Estimation of Hourly Global Solar Radiation in Egypt Using Mathematical Model. International Journal of Latest Trends in Agriculture & Food Sciences, 2012, 2, 2, p. 74-82.
- [67] GOSWAMI D.Y., KREITH F., KREIDER J.F. Principle of solar engineering. 2nd Edition, Taylor & Francis, 2000, 697 p.
- [68] DUFFIE J.A., BECKMAN W.A. Solar Engineering of Thermal Processes. 3rd edition, John Wiley and Sons, Inc. New York, USA, 2006, 928 p.
- [69] JAKHRANI A.Q., RAZA SAMO S., ANDREW R.H.R., et al. Selection of Models for Calculation of Incident Solar Radiation on Tilted Surfaces. World Applied Sciences Journal, 2013, 22, 9, p. 1334-1343.
- [70] LORENZO E. Solar electricity. Engineering of photovoltaic systems. Progensa, Spain, 1994.
- [71] HADJ MAHAMMED I., HADJ ARAB A., YUCEF TOUMI F., et al. Etude comparatives des modèles du générateur photovoltaïque. 3ème Congrès International sur les Energies Renouvelables et l'Environnement, Mahdia, Tunisie, 2006, 10 p.
- [72] KOUSSA M., MALEK A., HADDADI M. Validation de quelques modèles de reconstitution des éclaircissements dus au rayonnement solaire direct, diffus et global par ciel clair. Revue des Energies Renouvelables, 2006, 9, 4, p. 307– 332.

- [73] CHAN D.S.H., PHILIPS J.R., PHANG J.C.H. A comparative study of extraction methods for solar cell model parameters. *Solid State Electronics*, 1986, 29, 3, p. 329-337.
- [74] HADJ ARAB A., CHENLO F., MUKADAM K., et al. Performance of PV Water Pumping systems. *Renewable Energy*, 1999, 18, 2, p. 191-204.
- [75] VENGATESH R.P., RAJAN S.E. Investigation of cloudless solar radiation with PV module employing Matlab–Simulink. *Solar Energy*, 2011, 85, p. 1727–1734.
- [76] HANSEN A.D., SORENSEN P., HANSEN L.H., et al. Models for a Stand-Alone PV System. National Laboratory, Roskilde, December 2000, 78 p.
- [77] LIANG TSAI H., SIANG TU C., JIE SU Y. Development of Generalized Photovoltaic Model Using MATLAB / SIMULINK. The World Congress on Engineering and Computer Science, San Francisco, USA, 22 - 24 October 2008, 6p.
- [78] KUANG CHAN Y., CHEMG GU J. Modeling and Control of Stand-Alone Photovoltaic Generation System. International Conference on Power System Technology IEEE, 2010, p. 1-7.
- [79] AGROUI K. Etude du Comportement Thermique de Modules Photovoltaïques de Technologie Monoverre et Biverre au Silicium Cristallin. *Revue des Energies Renouvelables, Valorisation*, 1999, p. 7-11.
- [80] ROY A., KEDARE S.B., BANDYOPADHYAY S. Application of design space methodology for optimum sizing of wind – battery systems. *Applied Energy*, 2009, 86, 12, p. 2690-2703.
- [81] KALDELLIS J.K., ZAFIRAKIS D. Optimum energy storage techniques for the improvement of renewable energy sources-based electricity generation economic efficiency. *Energy*, 2007, 32, p. 2295-2305.
- [82] BENATIALLAH A., MOSTEFAOU R., BRADJA K. Performance of photovoltaic solar system in Algeria. *Solar Desalination*, 2007, 209, p. 39-42.
- [83] HUANG B.J., HSU P.C., WU M.S., et al. System dynamic model and charging control of lead-acid battery for stand-alone solar PV system. *Solar Energy*, 2010, 84, 5, p. 822-830.
- [84] ACHAIBOU N., HADDADI M., MALEK A. Lead acid batteries simulation including experimental validation. *Journal of Power Sources*, 2008, 185, p. 1484-1491.
- [85] CHERIF A., JRAIDI M., DHOUIB A. A battery ageing model used in stand alone PV systems. *Journal of Power Sources*, 2002, 112, 1, p. 49-53.
- [86] DURYEYEA S., SYED I., LAWRENCE W. A battery management system for stand-alone photovoltaic energy systems. *IEEE Industry Applications Magazine*, 2001, p. 67-72.
- [87] GERGAUD O., ROBIN G., MULTON B., et al. Energy modeling of a lead-acid

- battery within hybrid wind / photovoltaic systems. EPE - Toulouse, 2003, p. 1-10.
- [88] GERGAUD O., MULTON B., BEN AHMED H. Analysis and Experimental Validation of Various Photovoltaic System Models. 7th International ELECTRIMACS Congress, Montréal, august 2002, 7 p.
- [89] GORDON J.M. Optimal Sizing of Stand-Alone Photovoltaic Solar Power Systems. *Solar Cells*, 1987, 20, p. 295-313.
- [90] LASNIER F., ANG T.G. Photovoltaic Engineering Handbook. Asian institute of Technology, Bangkok, Thailand, 1990.
- [91] EGIDO M.A., LORENZO E. The Sizing of Stand Alone PV-System a Review and a Proposed New Method. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 1992, 26, p. 51-69
- [92] NOTTON G., MUSELLI M., POGGI P., et al. Autonomous Photovoltaic systems: Influencies of Some Parameters on the Sizing: Simulation Time-step, Input and Output Power Profiles. *Renewable Energy*, 1996, 7, 4, p. 353 - 369.
- [93] MELLIT A., BENGHANEM M., KALOGIROU S.A. 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, p. 285–313.
- [94] CABRAL C.V.T., FILHO D.O., DINIZ A.S.A.C., et al. A stochastic method for stand-alone photovoltaic system sizing. *Solar Energy*, 2010, 84, p. 1628–1636.
- [95] GEOFFREY T. K., JOSHUA S.S. Models Used to Assess the Performance of Photovoltaic Systems. Sandia National Laboratory, 2009, 67 p.
- [96] MAXWELL E.L. METSTAT—the solar radiation model used in the production of the National Solar Radiation Data Base (NSRDB). *Solar Energy*, 1998, 62, 4, p. 263-279.
- [97] SEMAOUI S., HADJ ARAB A., BACHA S., AZOUI B. The new strategy of energy management for a photovoltaic system without extra intended for remote-housing. *Solar Energy*, 2013, 94, p. 71–85.
- [98] YANG H., ZHOU W., LU L., et al. Optimal sizing method for stand-alone hybrid solar-wind system with LPSP technology by using genetic algorithm. *Solar Energy*, 2008, 82, p. 354–367.
- [99] BAKELLI Y., HADJ ARAB A., AZOUI B. Optimal sizing of photovoltaic pumping system with water tank storage using LPSP concept. *Solar Energy*, 2011, 85, 2, p.288–294.
- [100] ALSEMA E.A., NIEUWLAAR E. Energy viability of photovoltaic systems. *Energy Policy*, 2000, 28, p. 999–1010.
- [101] RYDH C.J., SANDEN B.A. Energy analysis of batteries in photovoltaic systems. Part 1: performance and energy requirement. *Energy Conversion and Management* 2005, 46, p. 1957–1979.

- [102] MORANTE F., ZILLES R., A field survey of energy consumption in solar home systems. *Energy for Sustainable Development*, Mars 2007, XI, 1, p. 68-77.
- [103] International Institute for Energy Conservation. Demand side management best practices guide book. UNDESA /SOPAC – IIEC, Mai 2006.
- [104] BOËDA D., VERNEAU G., ROYE D. Load control to balance limited or intermittent production. 19th International Conference on Electricity Distribution, Vienna, 21-24 May 2007.
- [105] SHRESTHA G.B., GOEL L. A study on optimal sizing of stand-alone photovoltaic stations. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, December 1998, 13, 4.
- [106] PAATERON J.V., LUND P.D. A model for generating household electricity load profiles. *Int. J. Energy Res.*, 2006, 30, p. 273–290.
- [107] ESTELLITA LINS M.P., DA SILVA A.C.M., ROSA L.P. Regional Variations in Energy Consumption of Appliances: Conditional Demand Analysis Applied to Brazilian Households. *Annals of Operations Research*, 2002, 117, p. 235–246.
- [108] BENGHANEM M. Etude de la performance des systèmes photovoltaïque autonomes Travaillant à poste fixe. Thèse de Doctorat, U.S.T.H.B, avril 1999.
- [109] MAS J.J., KLIMENKO J.L.G. Installations photovoltaïques. Publications scientifiques et littéraires, 05002 GAP, dépôt légal : 272 – Mai 1983.
- [110] ENERGIE NOUVELLE ENTREPRISE. Catalogue des différents équipements et appareillage fonctionnent par l'énergie solaire photovoltaïque. France 1996.
- [111] ALFARES H.K., NAZEERUDDIN M. Electric load forecasting: literature survey and classification of methods. *International Journal of Systems Science*, 2002, 33, 1, p. 23-34.
- [112] GREGORY D.O., JACOMINO M., DUY L.H., et al. Optimal power control for smart homes. Preprints of the 18th IFAC World Congress Milano (Italy) August 28 - September 2, 2011.
- [113] NAZARKO J., STYCZYNSKI Z.A. Application of statistical and neural approaches to the daily load profiles modelling in power distribution systems. *IEEE: Transmission and Distribution Conference*, 1999, 1, p. 320-325.
- [114] HERRMANN N., GOLZ S., BUCHHOLTZ B. Washing with the sun : Results of a field test for the use of locally generated renewable electricity and load shifting in households. *International Journal of Distributed Energy Ressources*, 2008, 4.
- [115] OBENG G.Y., EVERS H.D., AKUFFO F.O., et al. Solar photovoltaic electrification and rural energy-poverty in Ghana. *Energy for Sustainable Development*, March 2008, XII, 1.
- [116] Lhendup T. Rural electrification in Bhutan and a methodology for evaluation of distributed generation system as an alternative option for rural electrification. *Energy for Sustain Develop*, 2008, 12, 3, p. 13-24.

- [117] KHODJA A.M. Sauvegarde des tissus anciens à travers la réhabilitation des maisons traditionnelles cas de la vallée du M'Zab. In: International Conference on Medina, Tlemcen, Algeria, 13-14 May 2008.
- [118] **S. SEMAOUI**, HADJ ARAB A., BACHA S., AZOUI B. Optimal sizing of a stand-alone photovoltaic system with energy management in isolated areas. *Energy Procedia*, 2013, 36, p. 358 – 368.
- [119] EREC/Greenpeace. Energy[r]evolution a sustainable world energy outlook. DLR, Institute of Technical Thermodynamics, Department of Systems Analysis and Technology Assessment, Stuttgart, Germany, 2006.
- [120] Annuaire de la recherche et de l'industrie photovoltaïque française 2014-2013.

Annexe 1

Annexe 1

Calculs d'éclairement sur le plan des modules

A1.1. Eclairement direct sur plan horizontal

L'éclairement direct sur plan horizontal $B(0)$ peut être estimé par la formule de Hottel [65] :

$$B(0) = T_b \cdot G_e \cdot \sin(h_s) \quad (A1.1)$$

Avec :

$$G_e = B_0 \left[1 + 0,033 \cos\left(\frac{360N_j}{365}\right) \right] \quad (A1.2)$$

$$\sin(h_s) = \sin(LAT) \sin(\delta) + \cos(LAT) \cos(\delta) \cos(\omega) \quad (A1.3)$$

$$T_b = A_0 + A_1 \exp\left[-\frac{K}{(\cos(LAT) \cos(\delta) \cos(\omega) + \sin(LAT) \sin(\delta))}\right] \quad (A1.4)$$

$$A_0 = 0,97 \left[0,4237 - 0,0821 (6 - ALT)^2 \right] \quad (A1.5)$$

$$A_1 = -0,99 \left[0,5055 - 0,00595 (6,5 - ALT)^2 \right] \quad (A1.6)$$

$$K = -1,02 \left[0,2711 - 0,01858 (2,5 - ALT)^2 \right] \quad (A1.7)$$

$$\delta = 23,45 \sin\left[\frac{360(284 + N_j)}{365}\right] \quad (A1.8)$$

$$\omega = 15 (TSV - 12) \quad (A1.9)$$

$$\cos (\omega_s) = - \operatorname{tg} (\text{LAT}) \operatorname{tg} (\delta) \quad (\text{A1.10})$$

$$\text{TSV} = \text{Temps standard} + 4 (L_{\text{loc}} - L_{\text{St}}) + \text{ET} \quad (\text{A1.11})$$

Où la correction de l'équation du temps ET est donnée par :

$$\text{ET} = 9,87 \sin (2b) - 7,53 \cos (b) - 1,5 \sin (b) \quad (\text{A1.12})$$

$$b = \frac{360 (N_j - 81)}{365} \quad (\text{A1.13})$$

Où :

- h_s : hauteur du soleil
- ω : Angle horaire
- ω_s : heure du lever ou du coucher du soleil
- B_0 : Constante solaire (1367 W/m^2)
- TSV : Temps soleil vrai
- L_{St} : Méridien standard pour le temps local
- L_{loc} : Longitude
- G_e : Eclairement extraterrestre sur plan normal
- LAT : Latitude du lieu
- δ : Déclinaison du soleil
- N_j : Numéro du jour dans l'année ($1 \leq N_j \leq 365$)
- ALT : Altitude du lieu.

A1.2. Eclairement diffus sur plan horizontal

L'éclairement diffus peut être estimé par la formule empirique de Lieu et Jordan [68] :

$$D(0) = T_d G_e \sin (h) \quad (\text{A1.14})$$

Avec :

$$T_d = 0,271 - 0,293 T_b \quad (\text{A1.15})$$

A1.3. Eclairement global sur le plan horizontal

L'éclairement globale sur le plan horizontal est la somme des éclairements direct et diffus soit :

$$G(0) = B(0) + D(0) \quad (A1.16)$$

A1.4. Eclairement global sur le plan incliné

L'éclairement global recueilli sur une surface inclinée est donnée en fonction de celle reçue sur une surface horizontale par l'expression :

$$G(\beta) = R \cdot G(0) \quad (A1.17)$$

Avec :

$$R = \frac{B(0)}{G(0)} R_b + \frac{D(0)}{G(0)} \left(\frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right) + \left(\frac{1 - \cos(\beta)}{2} \right) \rho \quad (A1.18)$$

$$R_b = \frac{\cos(LAT) \cos(\delta) \cos(\omega) + \sin(LAT - \beta) \sin(\delta)}{\cos(LAT) \cos(\delta) \cos(\omega) + \sin(LAT) \sin(\delta)} \quad (A1.19)$$

Avec :

R_b : Rapport d'éclairement direct incliné sur éclairement global horizontal

R : Rapport d'éclairement global incliné sur éclairement global horizontal

$B(0)$: Eclairement direct sur plan horizontal

$D(0)$: Eclairement diffus sur plan horizontal

ρ : Réflectivité du sol

β : Angle d'inclinaison du générateur

Annexe 2

Annexe 2

Détermination des paramètres du modèle à quatre paramètres

La caractéristique (I-V) est donnée par l'équation suivante [76] :

$$I = I_{sc} \left[1 - \exp \left(\frac{V - V_{oc} + I \cdot R_s}{N_s \cdot V_t^c} \right) \right] \quad (A2.1)$$

A.2.1. Premier paramètre

Tension thermique de la cellule.

$$V_t^c = \frac{m \cdot k \cdot T^c}{e} \quad (A2.2)$$

Avec :

$$T^c = T_a + C_2 \cdot G_a \quad (A2.3)$$

$C_2 = 0,03$ ($^{\circ}\text{C m}^2/\text{W}$) (Valeur aproximative)

m : Facteur d'idéalité

k : Constante de Boltzmann ($\text{J}/^{\circ}\text{K}$)

e : Charge d'électron (C)

T_a : Température ambiante ($^{\circ}\text{C}$)

G_a : Eclairement (W/m^2)

A.2.2. Deuxième paramètre

Résistance série du module.

$$R_s = R_s^c \cdot \left(\frac{N_s}{N_p} \right) \quad (A2.4)$$

R_s^c : Résistance série de la cellule.

N_s : Nombre de cellule en série.

N_p : Nombre de branche de cellules en parallèle

$$R_s^c = r_s \cdot \left(\frac{V_{oc0}^c}{I_{sc0}^c} \right) \quad (A2.5)$$

$$r_s = 1 - \left(\frac{FF}{FF_0} \right) \quad (A2.6)$$

$$FF_0 = \frac{P_{max0}^c}{V_{oc0}^c \cdot I_{sc0}^c} \quad (A2.7)$$

$$FF = \frac{(v_{oc0} - \ln(v_{oc0} + 0,72))}{(v_{oc0} + 1)} \quad (A2.8)$$

$$v_{oc0} = \frac{V_{oc0}^c}{V_{t0}^c} \quad (A2.9)$$

$$V_{t0}^c = \frac{m \cdot k \cdot T_0^c}{e} \quad (A2.10)$$

$T_0^c = 25^\circ\text{C}$ Température de la cellule aux conditions standards

A.2.3. Troisième paramètre

Courant du court circuit du module.

$$I_{sc} = N_p \cdot I_{sc}^c \quad (A2.11)$$

$$I_{sc}^c = C_1 \cdot G_a \quad (A2.12)$$

$$C_1 = I_{sc0}^c \cdot G_{a0} \quad (A2.13)$$

Où $G_{a0} = 1000 \text{ W/m}^2$

A.2.4. Quatrième paramètre

Tension du circuit ouvert du module.

$$V_{oc} = V_{oc}^c \cdot N_s \quad (A2.14)$$

$$V_{oc}^c = V_{oc_0}^c + C_3 \cdot (T^c - T_0^c) \quad (A2.15)$$

$$C_3 = - 2,3 \text{ mV/}^\circ\text{C}$$

Publications

The new strategy of energy management for a photovoltaic system without extra intended for remote-housing

S. Semaoui^{a,*}, A. Hadj Arab^a, S. Bacha^b, B. Azoui^c

^a Centre de Développement des Energies Renouvelables, CDER, BP 62 Route de l'Observatoire Bouzaréah, 16340 Algiers, Algeria

^b Grenoble Electrical Engineering Laboratory (G2ELAB), 38402 St. Martin d'Hères, France

^c Engineering Science Faculty, Hadj Lakhdar University, 05000 Batna, Algeria

Received 4 September 2012; received in revised form 11 April 2013; accepted 29 April 2013

Available online 2 June 2013

Communicated by: Associate Editor Prof. H. Upadhyaya

Abstract

This paper proposes a new strategy used to optimize the demand side management for a stand-alone photovoltaic system (SAPS) without ancillary source in desert regions. It is based on developed load profile, actual weather conditions and energy storage. The intended objectives are house energy comfort and economic size of the system. The first objective was achieved by reducing the loss power supply probability (LPSP), which leads to the reduction of load shedding. The second objective is attained by reducing the batteries replacement through the improvement of the life cycle of batteries. The size of an experimental SAPS without load management was used for case study.

© 2013 Elsevier Ltd. All rights reserved.

Keywords: Stand alone photovoltaic system; Load profile; Energy management; Storage; Modeling; Simulation

1. Introduction

Despite the fact that electricity is considered as a fundamental key element in contemporary societies, official statistics state that almost over one and a half billion person worldwide do not have access to electricity (Ruijven et al., 2012; Doll and Pachauri, 2010). Most of those people live in rural areas and countries in voice of development – largely in Africa and South-East Asia (Giannini et al., 2011). Scattering and low populations density prevents the national power network from expanding in rural zones. The usual solution of electricity production such as diesel generators, does not provide a real autonomy of installations because of fuel delivery problems (isolation), and the equipment maintenance (occasional sandstorms and

high temperature). The use of wind generators in most of desert regions in Algeria (for example in Ghardaia, 32°29'N, 3°40'E, 450 m) is less beneficial than the photovoltaic (PV). It is important to note that the annual mean wind velocity in Ghardaia is below 4 m/s (Chellali et al., 2011). The wind speed below 4 m/s is less used (Infield, 1997), because it greatly influences the performance of the wind farm production (Djamai and Merzouk, 2011).

The Algerian energy strategy recommends an increase of renewable energies contribution (Aksas and Gama, 2011). Renewable energies for electricity production represent 0.028%, according to the production report in 2005. The objective is to reach a renewable energies contribution of 5% by year 2015 and 40% by year 2030, through the photovoltaic, solar thermal and wind generators (Algerian Ministry of Energy and Mines, 2011; Hattabi et al., 2010). In this sense, the insertion of a PV system has an impact on development, economy and environment of desert regions.

* Corresponding author. Tel.: +213 21901446; fax: +213 21 90 16 54.
E-mail address: smsemaoui@yahoo.fr (S. Semaoui).

In the world, the residential electrification covers more than 60% of the electrical installations (Chaabene et al., 2007). Usually, the power consumption profile rarely correlates PV production (Fig. 1). To solve this problem, the energy storage is necessary for exploitation of an intermittent production based on photovoltaic solar energy. In the context of remote area power supply, a storage device is a crucial element in the SAPS (Chaabene et al., 2007; Arun et al., 2009; Semaoui et al., 2012). This device provides technical and economical solutions to the use of autonomous PV systems. In addition, as a contribution to the enhancement of life quality of several remote residents, an integrated solution based on an autonomous energy system is elaborated recently by these authors (Dufo-López and Bernal-Agustin, 2005; Kaldellis et al., 2010; Posadillo and López Luque, 2008; Tascikaraoglu et al., 2012).

To improve the reliability of PV systems, the energy management has been the subject of many research papers. Recently, for the grid-connected systems, the objective has been to help intensive penetration of photovoltaic production into the grid by proposing a peak shaving service by adding a storage system (Riffonneau et al., 2011; Vallvé et al., 2007; Lu et al., 2010). For the PV systems with extra or hybrid systems (PV/Diesel generator or wind generator, etc.), (Yamamoto et al., 2003) proposed a method to control photovoltaic-diesel hybrid generation system using the prediction of solar irradiation to improve the efficiency of the system. To ensure power supply of habitat, (Wang et al., 2008) designed an overall power management strategy to manage power flows among the different energy sources and the storage unit in the hybrid PV system.

Energy management in a SAPS is still a contemporary research in the photovoltaic field. According to (Kaiser, 2007), the Fraunhofer-Institute of Solar Energy Systems has developed a new generation of battery-management system, which improves the storage lifetime and reliability of batteries. This battery-management system allows for new operating strategies not possible with conventional battery systems. (Barca et al., 2008) presented an optimal energy management method for stand-alone photovoltaic system. Their method exploits a predictive state of charge model to implement the control algorithm. Zhu and Liao

(2009) proposed an energy management control strategy for stand-alone PV system. Their strategy was based on the control of the un-directional DC–DC converter and bi-direction DC–DC converter. (Qi et al., 2009) presented an energy management method that integrates maximum power tracking control, load power tracking control, fast charge with variable current and discharge control for battery.

Concerning load management, (Al-Alawi and Islam, 2004) used demand side management with use the diesel generator, to smooth out the daily peaks and fill valleys in the load curve to make the most efficient use of renewable energy resources. Using predictions concerning wind speed and power, (Lujano-Rojas et al., 2012) discussed a load management strategy for the optimal use of renewable energy in a system with wind turbine, battery bank and diesel generator. In the same line, (Clastres et al., 2010; Missaoui et al., 2011) proposed an optimal household energy management system which could contract to provide ancillary services. Their management system anticipates the operating plan for the following 24 h period. This management is based on data forecasts (weather, local demand, electricity prices, etc.) and a PV-based system multi-source. According to (Riffonneau et al., 2011) the load management strategy used for grid connected PV system is based on forecasted data of weather and energy cost.

In this paper, a new optimal management strategy of loads was proposed, for an optimal use of renewable energy in a stand-alone photovoltaic system without ancillary source in isolated desert regions. This new management strategy based on developed load profile, actual data (not forecast data) of weather (ambient temperature and irradiance) and state of charge (SOC) of batteries. The core strength of this new management strategy is the predictive control of washing machine according to $SOC(t)$ at 23h55. The traditional architecture of houses in desert regions in Algeria allow us to add the control aspect of lighting taking into account the daylight duration variation during year and all respecting the visual comfort. Hence, the aim is to investigate the impact of flow energy management of housing on the system reliability and replacement of storage device. The approach of this study is illustrated in case study.

2. Experimental PV system description

2.1. Application site

This study focuses on a housing located in Ghardaia region (M'Zab Valley), at 600 km south of the capital Algiers. This region is famous for its architectural and social specificities. Ghardaia is ranked by the UNESCO among the world patrimony (Ali Khodja, 2008). Since the 11th century, the citadels of M'Zab Valley form an extraordinary homogeneous cohesion marking, in the desert, a sedentary and urban civilization revealing an original culture. For centuries, M'Zab Valley conserves practically

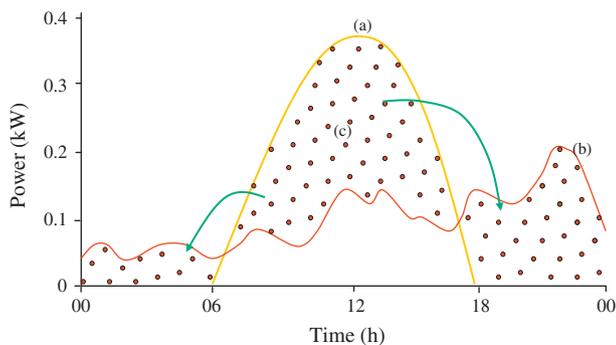


Fig. 1. Power distribution during daylight. (a) PV production, (b) consumption, (c) energy stored.

the same housing mode and building techniques. This shape is controlled by social, cultural and more importantly environmental contexts.

Actually, Ghardaia takes profit from a climate that is arid. Indeed, it is ranked in the third climatic zone (Hadj Arab et al., 1995). This region is characterized by exceptional sunlight. To ensure a correct sizing of the solar conversion system, a database of weather parameters is necessary. The database of solar radiation components is available (direct, diffuse and global measured on a horizontal plane, and global on a titled plane to the latitude of the site), in addition to temperature and humidity. These parameters are recorded on a daily basis, with an interval of five minutes, since August 2004 (Gairaa and Benkaciali, 2011). During the winter season, 62% of days have values between 2330 and 4660 (Wh/m²). During spring and autumn, 46% of days have a value higher than 5800 (Wh/m²). In the summer season, 72% of days have a value between 6990 and 8155 (Wh/m²) (Gairaa and Benkaciali, 2011).

2.2. Consumption profile

In an attempt to simulate an energetic equilibrium profile of a remote consumer, a condensed effort is done to

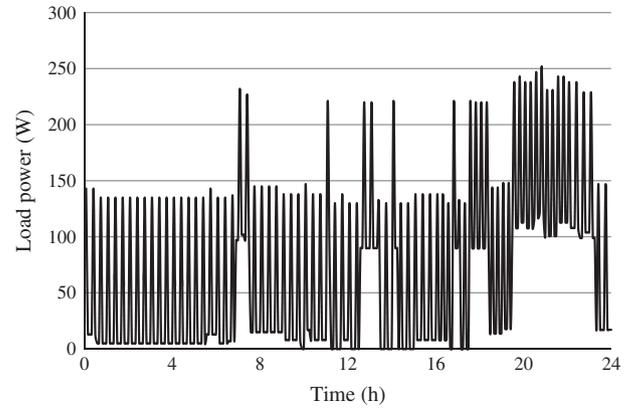


Fig. 2. Daily load profile developed.

define electricity demand of a typical remote consumer (example of a family of four to six members) (Zhu and Liao, 2009; Kaiser, 2007; Celik, 2007; Paatero and Lund, 2006; Morante and Zilles, 2007).

After an in-depth study of the local market, a daily electrical consumption profile was elaborated. It was the result of an investigation done on electricity consumption in the city of Beni Izguen (Ghardaia) on a sample of over twenty houses. After data treatment, the load profile illustrated in Fig. 2 was defined.

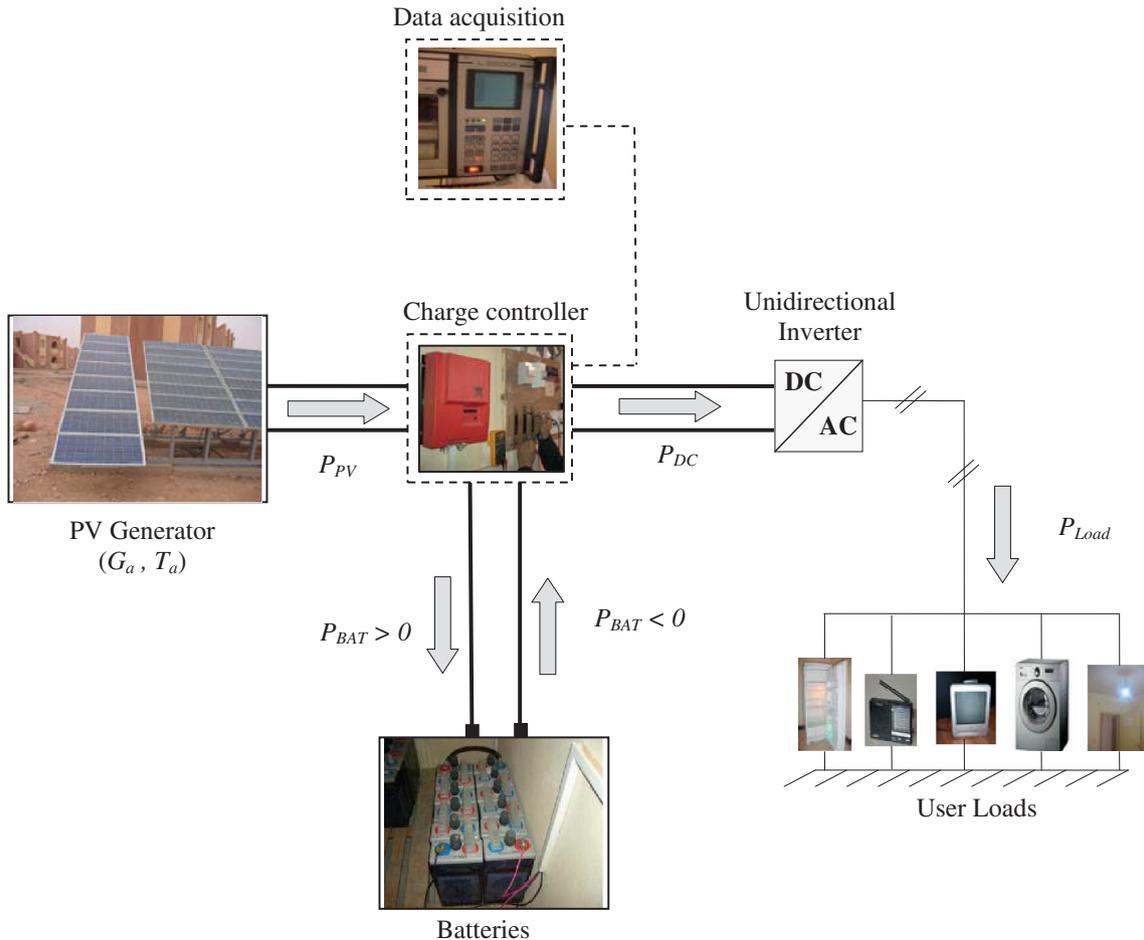


Fig. 3. Experimental autonomous PV system schematics.

2.3. Experimental stand alone PV system

Fig. 3 displays the first stand-alone photovoltaic system in Ghardaia region. It includes 16 PV modules arranged in 8 parallel groups of 2 modules in series. Total module area is 6.91 m². The array consists of polycrystalline (TE500) and mono-crystalline modules (UDTS50). The modules are tilted 32° from horizontal plan and oriented to south. This slope was chosen according to the optimization done for different fixed slopes, each one during a whole year (Fig. 4) (Semaoui et al., 2006). The solar radiation on a tilted surface is calculated using Hay model correlations (Benghanem, 2011). The array DC output at STC (1000 W/m², 25 °C) was 0.84 kWp, and the nominal efficiency was respectively 12.7% and 12.21% for TE 500 and UDTS50.

The solar energy was stored in 24 batteries to be used during night and periods not sunny. The rated voltage of the battery element used is 2 V with a nominal capacity of 210 Ah in C10. The power conditioning device is a set of a charge controller and inverter (SOLARIX 900 RI). This device insures control and protection of the batteries, as well as DC/AC conversion to connect the PV system to a composite load by domestic components.

2.4. Data collection

In this experiment, a data acquisition system was installed in order to make sure the follow-up of various parameters (climatic parameters, current and voltage of the PV array, storage and load) and to see their behavior in desert areas.

For irradiation measurement, a CM11 Pyranometer type with a sensitivity equal to $4.57 \cdot 10^{-6}$ V/W m⁻² was used. The annual amount of energy measured on a plane of PV modules was 2364 kWh/m² (Fig. 5), with a summer average of 7.4115 kWh/m²/day, and an average of 4.956 kWh/m²/day was measured as the most unfavorable month (December).

Fig. 6 represents the ambient temperature recorded in 2007. The disparity of the temperature was noticed between the winter solstice and summer solstice (Fig. 7). This

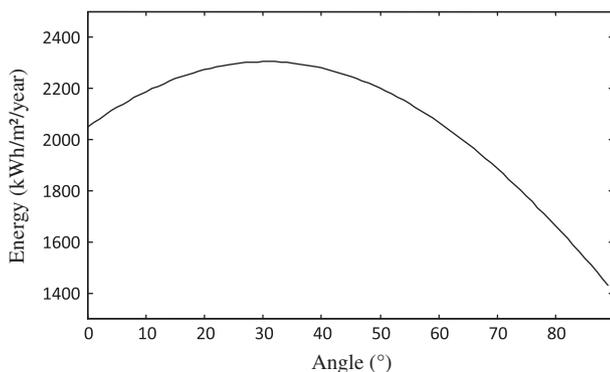


Fig. 4. The annual amount of energy calculated in different fixed slopes.

phenomenon really influenced the proper functioning of the PV system (Fig. 8) (yielded reduction at high temperatures).

2.5. System performance analysis

According to the manufacturer of Solarix, the charge controller bypasses the PV generator at the maximum

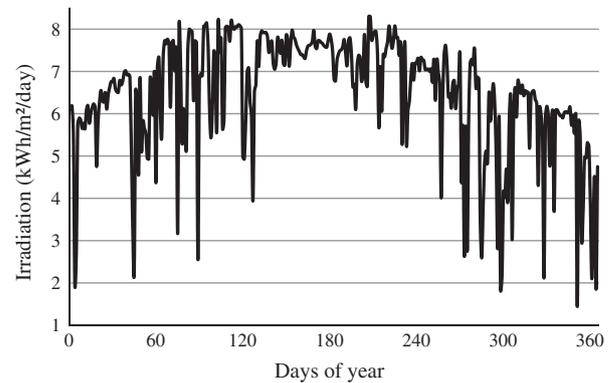


Fig. 5. Solar irradiation on PV generator plane.

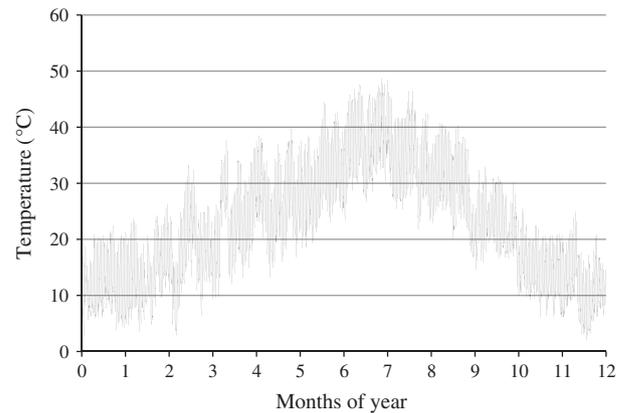


Fig. 6. Yearly evolution in ambient temperature.

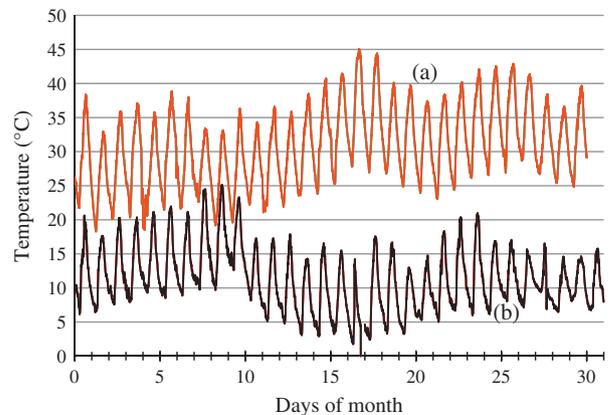


Fig. 7. Monthly evolution in ambient temperature (a) June, and (b) December.

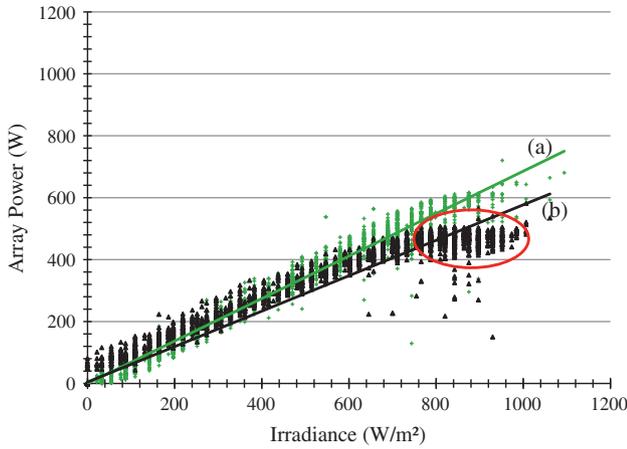


Fig. 8. Array power versus irradiance (a) December, and (b) June.

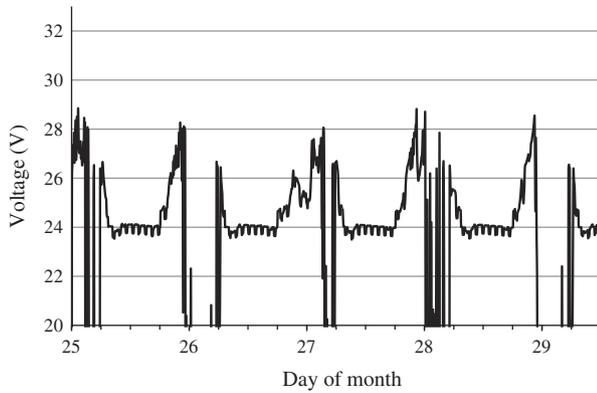


Fig. 9. PV generator voltage (example of April 2007).

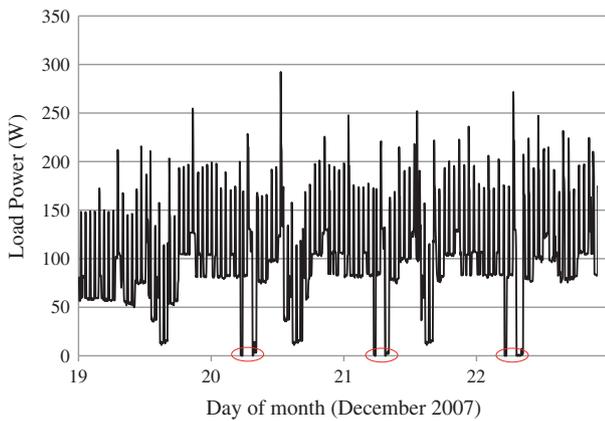


Fig. 10. Presentation of deficit in load's consumption.

charge of batteries. This causes a voltage drop across the PV generator.

Following the above described principle, it was found that the maximum charge of the batteries is generally attained at noon of each day (Fig. 9). This means that the PV production is largely sufficient. However, in Fig. 10, the observed deficit during the 3 days is due to

the insufficient storage capacity. This happened because of the no-coordination between the energy produced and consumed. To this end, the resort to a load management is necessary.

3. PV system study with new strategy of energy management

3.1. Description

In this work, a study on demand side management was conducted for the first time in Algeria. The unit of the new load management was added to improve the efficiency of the stand alone PV system. This unit is shown in Fig. 11. The study aims at providing a system energy management that respects the customs and culture of the inhabitants. In this study, the real load profile of Ghardaia region was used. It is a typical profile of rural households (Lhendup, 2008; Obeng et al., 2008).

Most people from southern Algeria use fans in summer rather than air conditioner. This choice is justified by the fact that the air conditioner is expensive and consumes much energy as relative to the intermittent production. Besides, these regions are characterized by buildings whose architecture is bioclimatic (Ali Khodja, 2008).

The study of the PV system's behavior required the input of three major parameters, solar irradiance (G_a), ambient temperature (T_a) and the power load (P_{load}). For the autonomous PV system, the storage was conditioned by the state of charge (SOC) limitation and state of health (SOH).

The ideal functioning of the system is based on the following Equations:

$$P_{DC}(t) + P_{PV}(t) + P_{BAT}(t) = 0 \quad (1)$$

With:

$$P_{DC}(t) = P_{load}(t)/\eta_{inv}(t) \quad (2)$$

where $\eta_{inv}(t)$ is the Instantaneous inverter efficiency

Considering the constraints described by Eqs. (3) and (4), the extension of the batteries lifecycle was related to the proper management of the annual consumption.

$$SOC_{min} \leq SOC(t) \leq SOC_{max} \quad (3)$$

$$SOH(t) \geq SOH_{min} \quad (4)$$

3.2. The new strategy description of load management

The developed technique of load management for a stand-alone photovoltaic system based on two general categories according to their priorities:

- No-controlled loads such as the refrigerator and lamps of rooms and toilets.
- Controlled loads such as washing machines, radios, lamps in kitchens and lounges, televisions (TVs) and fans.

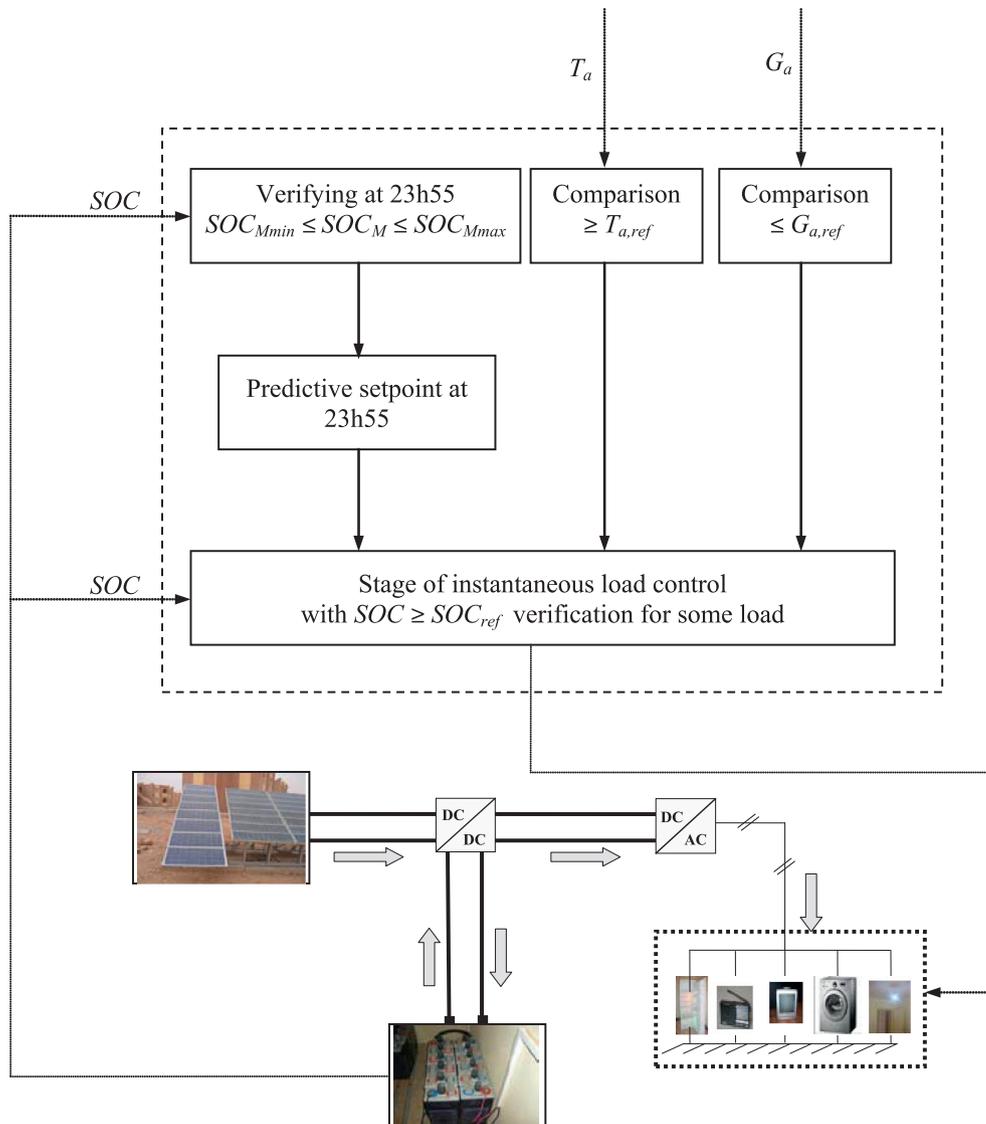


Fig. 11. Proposed structure for load management.

The load management unit in the Fig. 11 is consists of three parts that correspond to three inputs which are: SOC , T_a and G_a . These parts are intended to respectively control washing machine, fan and lights.

From these three parts, a load management plan was established to moderate the storage use. Consequently, the batteries charge during the sunshine period was favored; the strong current request was reduced from the storage. The means of improvements applied are presented below:

The starting time of the washing machine at day (2) (Fig. 13c) was decided at midnight of day (1) according to the $SOC(t)$ measured (Fig. 13b), which gave us an idea about the energy produced during day (1) (Fig. 13a).

The lamp functioning time was controlled according to the outside light which was compared to a reference of irradiance $G_{a,ref}$. Because these traditional habitats are usually illuminated by a large square opened towards the sky, which also permits aeration (Ali Khodja, 2008). Considering an annual profile with variable daylight duration, the

global energy consumption was remarkably reduced without affecting visual comfort.

In the same way, the functioning time of the fan was controlled according to the ambient temperature which was compared to a reference temperature $T_{a,ref}$. As a result, this management offered a double advantage: reducing energy consumption and enhancing thermal comfort.

Fig. 12 shows the flowchart of the new strategy of load management of habitat in an isolated site. The objective was to improve the PV system reliability and minimize the batteries replacement. Evidently, house comfort was cared about.

3.3. Mathematical formulation of new load management

The functioning of the washing machine at time t_d (startup time) depended on a predictive command. In addition, the state of charge $SOC \geq SOC_{ref}$ at the time t_d was verified.

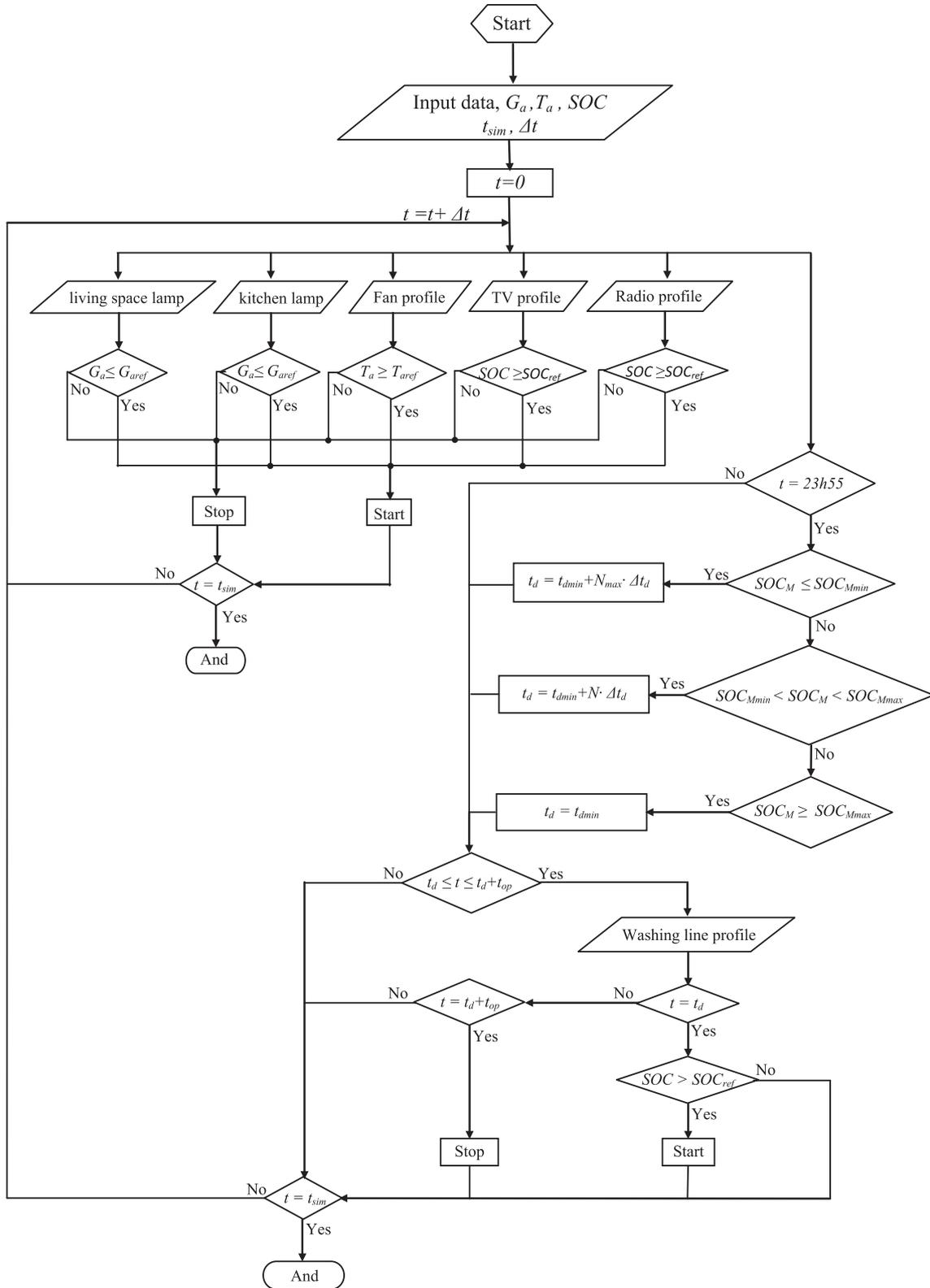


Fig. 12. Orgranigram of demand side management strategy.

t_d is illustrated as follows (Eq. (5)):

$$t_d = \begin{cases} t_{dmin} + N_{max}\Delta t_d & \text{if } SOC_M \leq SOC_{Mmin} \\ t_{dmin} + N_i\Delta t_d & \text{if } SOC_{Mmin} < SOC_M < SOC_{Mmax} \\ t_{dmin} & \text{if } SOC_M \geq SOC_{Mmax} \end{cases} \quad (5)$$

With N_i is the number of delays given by the Eq. (6), t_{dmin} the minimal startup time of the washing machine during the day, Δt_d the step delay in time, and SOC_M is the state of charge of the battery at midnight.

$$N_i = ENT \left(\frac{SOC_{Mmax} - SOC_M}{\Delta SOC_M} \right) \quad (6)$$

ΔSOC_M is the delay step unit of the state of charge of the battery between two consecutive midnights. Each delay in time (Δt_d) of the washing machine startup corresponds to a delay of the state of charge at midnight (ΔSOC_M). The developed management plan for the washing machine appears clearly in Fig. 13. Remarkable delays of startup time of the washing machine (Fig. 13c) followed the instructions given as dependent on SOC_M (Fig. 13b) which was proportional to the irradiance of the anterior day (Fig. 13a).

The lighting (functioning of the lamps) is dependent on the manual control, daylight and instantaneous state of charge of batteries. For this, the functioning of the controlled lamps was conditioned as follows:

$$\begin{cases} \text{if } G_a > G_{aref} \rightarrow \text{Extinct lamps} \\ \text{if } G_a \leq G_{aref} \rightarrow \text{Lighted lamps} \end{cases}$$

The ventilation was dependent on the instantaneous ambient temperature and followed these conditions:

$$\begin{cases} \text{if } T_a \geq T_{aref} \rightarrow \text{Fan startup} \\ \text{if } T_a < T_{aref} \rightarrow \text{Fan stop} \end{cases}$$

All loads and their operations were dependent on the manual control and on instantaneous state of charge of batteries according to their priority. For example, the case of a refrigerator containing drugs is of chief importance.

3.4. PV system modeling

In this section, the models of the system components are presented, namely: the PV module, battery and inverter.

3.4.1. PV module model

The model of PV module is described by the Eq. (7) (Vengatesh and Rajan, 2011; Hansen et al., 2000; Liang Tsai et al., 2008; Kuang Chan and Cheng Gu, 2010). The advantage of this model is that it can be established by the application of standard data given by the manufacturer (Hansen et al., 2000). Therefore, module current I relation with the tension V can be described in arbitrary functioning conditions as follows:

$$I = I_{SC} \left[1 - \exp \left(\frac{V - V_{OC} + R_s \cdot I}{N_s \cdot m \cdot k \cdot \frac{T^c}{e}} \right) \right] \quad (7)$$

where I_{SC} , V_{OC} , R_s , N_s , m and T^c are respectively, the short-circuit current, the open circuit voltage, the module series resistance, the cell number in series, the ideality factor and the cell temperature. The parameters k and e are constants.

3.4.2. The battery model

Energy storage for the photovoltaic system has been the subject of several publications (Roy et al., 2009; Kaldellis and Zafirakis, 2007; Benatallah et al., 2007). Currently, the widespread SAPS storage technology is the Lead Acid

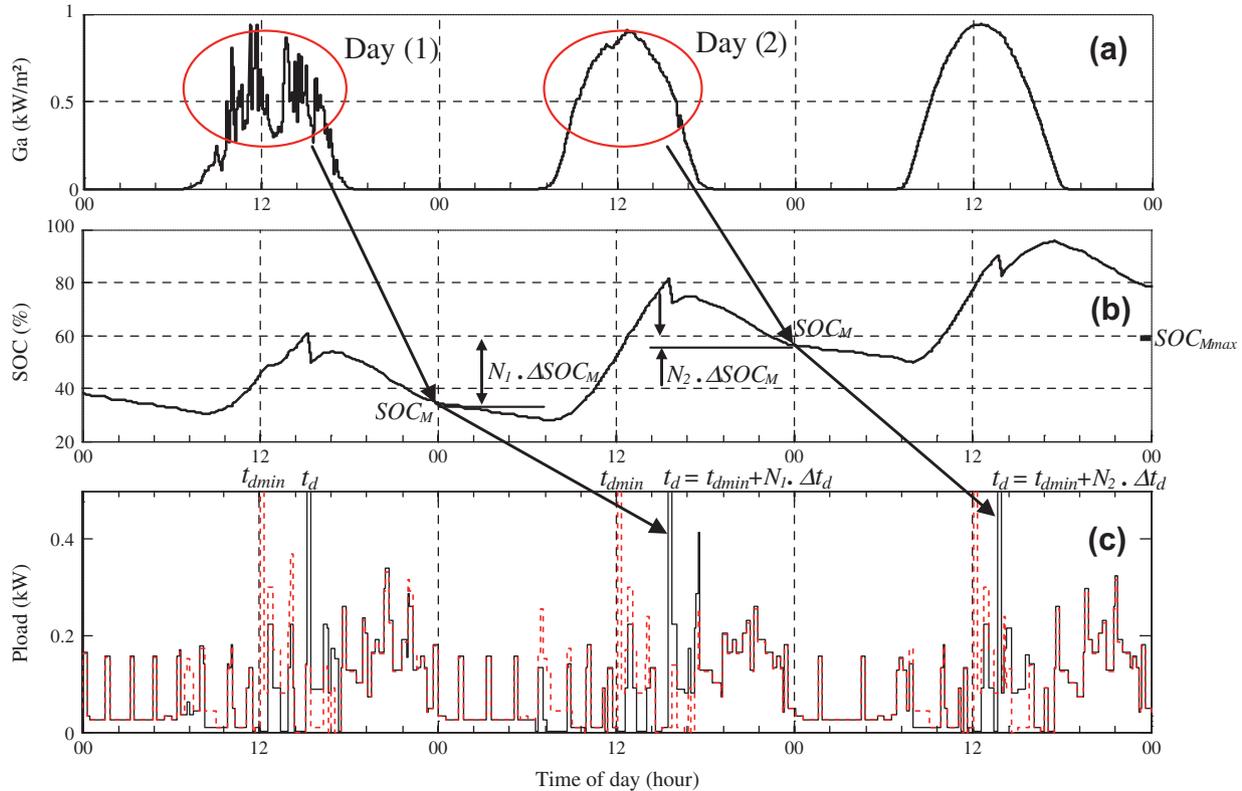


Fig. 13. Washing machine management. (a) Irradiance (G_a), (b) stat of charge ($SOC(t)$), and (c) Load power (P_{Load}).

technology. This latter is treated on different literature (Huang et al., 2010; Duryea et al., 2001; Cherif et al., 2002); due to the compromise of its advantages: availability, cost and reliability.

The battery modeling is particularly necessary to establish instantaneous state of charge $SOC(t)$ and state of health $SOH(t)$ in the optic to manage the energy within the system. Eqs. (8) and (9) generally reveal the definitions of the battery state of charge and health.

$$SOC(t) = \frac{C_{Sto}(t)}{C_{nom}(t)} \quad (8)$$

$$SOH(t) = \frac{C_{nom}(t)}{C_{nom0}} \quad (9)$$

where $C_{Sto}(t)$ is the battery instantaneous capacity and $C_{nom}(t)$ is the battery nominal capacity at time t which shows the battery degradation against the referential nominal capacity C_{nom0} . For the considered system simulation, the CIEMAT battery model was used, as it is described in several articles (Gergaud et al., 2003; Achaibou et al., 2008).

3.4.2.1. Battery charging. The charge process, SOC , charge efficiency and charge voltage equations are described by Eqs. (10)–(12) respectively (Achaibou et al., 2008).

$$SOC(t+1) = SOC(t) + \frac{\eta_{Coul}(t) \cdot I_{bat}(t) \cdot \Delta t}{C_{Sto}(t)} \quad (10)$$

$$\eta_{Coul}(t) = 1 - \exp \left[\frac{20,73}{I_{bat}(t)/I_{nom}(t) + 0,55} (SOC(t) - 1) \right] \quad (11)$$

$$V_{bat,c}(t) = N_{es} \cdot (2 + 0,16 \cdot SOC(t)) + N_{es} \cdot \frac{I_{bat}(t)}{C_{nom}(t)} \times (1 - 0,025 \Delta T) \times \left(0,036 + \left(\frac{6}{1 + (I_{bat})^{0,86}} \right) + \frac{0,48}{(1 - SOC(t))^{1,2}} \right) \quad (12)$$

where $I_{bat}(t)$ is the instantaneous current of the battery, $I_{nom}(t)$ is the battery nominal current and N_{es} is the number of the battery elements.

$$\Delta T = T_a - 25 \text{ } ^\circ\text{C}$$

3.4.2.2. The battery discharge. In discharge mode, the efficiency was considered unitary (Achaibou et al., 2008). The Eqs. (13)–(15) show respectively, the state of charge, the discharge tension V_{bat-d} , and the instantaneous capacity $C_{Sto}(t)$.

$$SOC(t+1) = SOC(t) - \frac{I_{bat}(t) \cdot \Delta t}{C_{Sto}(t)} \quad (13)$$

$$V_{bat-d}(t) = N_{es} \cdot [2,085 - 0,12 \cdot (1 - SOC(t))] - N_{es} \cdot \frac{I_{bat}(t)}{C_{nom}(t)} \times (1 - 0,007 \Delta T) \left(0,02 + \left(\frac{4}{1 + (I_{bat}(t))^{1,3}} \right) + \frac{0,27}{(SOC(t))^{1,5}} \right) \quad (14)$$

$$C_{Sto}(t) = C_{nom}(t) \cdot \left(\frac{1,67}{1 + 0,67(I_{bat}(t)/I_{nom}(t))^{0,9}} \right) \cdot (1 + 0,005 \cdot \Delta T) \quad (15)$$

These equations described above are experimentally validated by (Achaibou et al., 2008). The battery nominal capacity $C_{nom}(t)$ is varying by the fact of degradation due to ageing effect (Riffonneau et al., 2011).

3.4.2.3. The ageing model. The main aim of this new management strategy of load into this work is to minimize the storage use or to extend the battery's life time. To this end, the models of assessing the health status of the batteries are illustrated by several authors (Duryea et al., 2001; Riffonneau et al., 2011).

The method used in this study is dictated by Riffonneau et al. (2011). This involves taking into account the instantaneous value of the battery nominal capacity, which degrades at each discharge. This phenomenon can monitor the health status of the battery in a precise manner; the state of health is described earlier by the Eq. (9). What is left is the nominal capacity degradation model $C_{nom}(t)$ which is presented in the following equation:

$$C_{nom}(t) = C_{nom}(t-1) - C_{nom0} \cdot \delta_x \cdot (SOC(t-1) - SOC(t)) \quad (16)$$

where δ_x is the capacity loss coefficient, and for acid lead batteries $\delta_x = 0.3\%$ (Riffonneau et al., 2011).

3.4.3. The inverter model

Currently all homes are equipped with alternative current loads; this requires the use of a DC/AC inverter. The inverter energetic performance is not constant. Energy loss within these inverters depends on their operating point. In this model, inverters are presented in various works (Riffonneau et al., 2011; Gergaud et al., 2002). In this case, to move towards precision, the polynomial performance model was used; it is illustrated down by Eq. (17). This model is experimentally validated by Gergaud et al. (2002). The Eq. (2) from which Eq. (17) is extracted is presented previously.

$$\eta_{inv}(t) = \frac{1}{1 + \frac{\alpha_{inv} \cdot S_{inv}}{P_{Load}(t) \cdot S_{inv,ref}} + \beta_{inv} + \frac{\gamma_{inv} \cdot P_{Load}(t) \cdot S_{inv,ref}}{S_{inv}}} \quad (17)$$

where $S_{inv,ref}$ is the reference related to power which equals 4.5 kVA and S_{inv} is the inverter nominal power. The given values for parameters α_{inv} , β_{inv} and γ_{inv} are respectively, 43.09 [SI], 4.6×10^{-3} [SI] and 3.34×10^{-5} [SI]. According to Riffonneau et al. (2011); these parameters allow modeling inverters of different sizes.

3.5. Criteria of the management efficiency based on LPSP technique

In the existing literature (Hadj Arab et al., 1995, 2004); the criteria of evaluate the photovoltaic system is based on Loss of Load Probability (LLP) method.

In this study, the efficiency of the management is expressed in terms of loss of power supply probability (LPSP) which is the probability that an insufficient power supply results when the SAPS is unable to satisfy the load demand. The LPSP technique is considered to be the technical implemented criterion against which the photovoltaic system with storage is evaluated. The loss of power supply probability (LPSP), for a considered

period is expressed by Eq. (18) (Bakelli et al. 2011); it is defined as the ratio of the sum of demanded energies but not consumed ($LPS(t)$) on the sum of energy demand during the year ($E_{Ld}(t)$).

$$LPSP = \frac{\sum_{i=1}^{t_{sim}} LPS(t)}{\sum_{i=1}^{t_{sim}} E_{Ld}(t)} \quad (18)$$

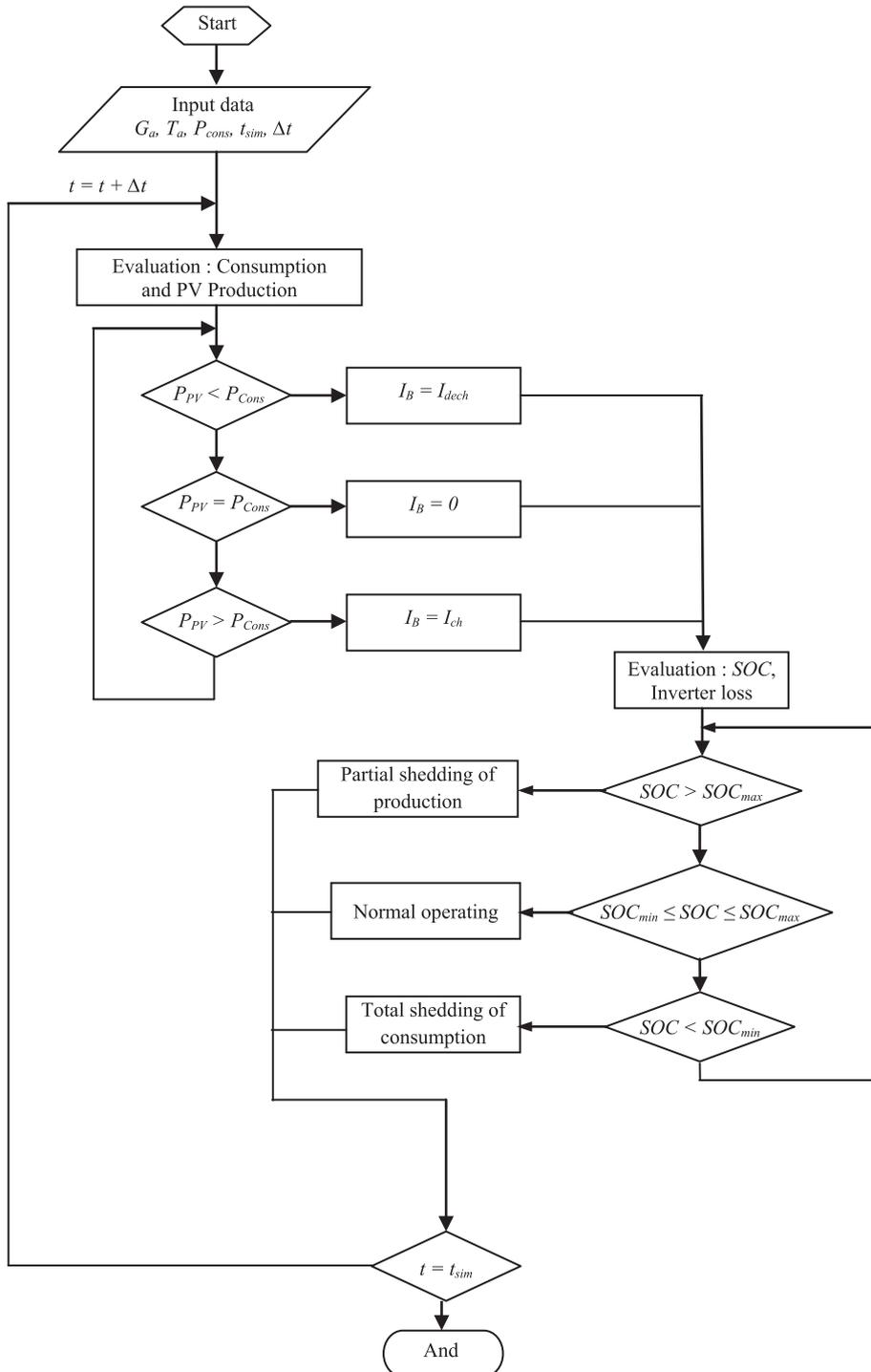


Fig. 14. Stand alone PV system operating organigram.

The deficit called loss power supply at time t ($LPS(t)$) is expressed below (Eq. (19)):

$$LPS(t) = E_{Ld}(t) - E_{Lc}(t) \quad (19)$$

where $E_{Lc}(t)$ is The consumed energy by the load at the time t .

3.6. System programming in Matlab/Simulink

The operation of stand-alone PV system is represented in a form of a flowchart (see Fig. 14). This latter describes the basic principle of energy equilibrium among divers sub-systems, using different theoretical models. The simulation program was developed in Matlab Simulink. This program contains the models of the PV sub-systems with the new strategy of load management. The simulation was performed with a real yearly profile of data from Ghardaia site. The step time (Δt) of this simulation was 5 min depending on data acquisition process; the simulation time (t_{sim}) was added up from 1 to 12 years.

4. The case study and simulation results

In this study, the experimental PV system presented in Fig. 3 above was used as an example. The management parameters used are displayed in Table 1 below. The SOC_{ref} was defined for each load according to priorities taking into consideration the local traditions of the region inhabitants.

4.1. PV model validation

The $I-V$ experimental and theoretical characteristics of a part of the PV array (TE500 Modules) are illustrated in Fig. 15, for a temperature of 41 °C and different irradianations. The experimental characteristic was measured by the PVPM 2540C with the calibrated PV cell.

The standard error (S_E) and relative error (R_E) of parameters I_{SC} , V_{OC} and P_m between the calculated and the experimental are shown in Table 2, for an irradiation of 923 W/m².

4.2. Optimization of minimal startup time of the washing machine

According to the principle described by Riffonneau et al. (2011) of the battery aging, the minimization of the annual

Table 1
The load management parameters.

Parameters	Values	Units
$G_{a,ref}$	400	W/m ²
$T_{a,ref}$	25	°C
SOC_{Mmax}	60	%
SOC_{Mmin}	30	%
ΔSOC_M	2	%
N_{max}	16	
Δt_d	10	Min

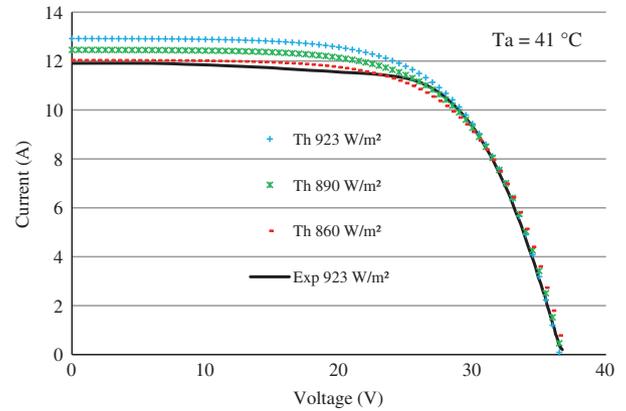


Fig. 15. Current–Voltage curves.

Table 2
Errors of calculated parameters.

G_a (W/m ²)	T_a (°C)	S_E (A)	$R_{E_{Isc}}$ (%)	$R_{E_{Voc}}$ (%)	$R_{E_{Pm}}$ (%)
923	41	0.77	8.40	-1.55	0.21

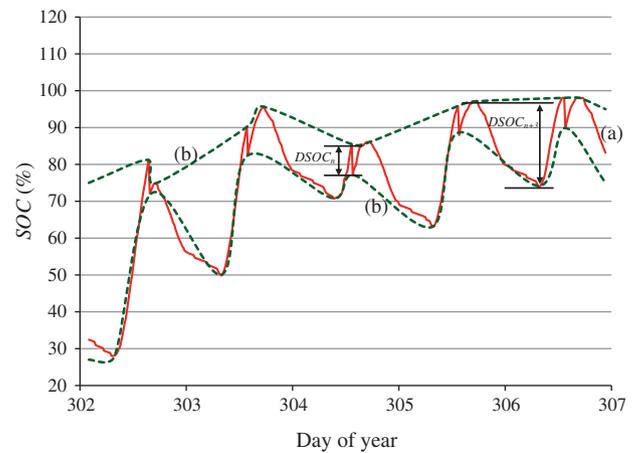


Fig. 16. Difference of the state of charge at discharge cycle ($DSOC$). (a) Stat of charge $SOC(t)$, and (b) limits of $SOC(t)$.

width mean of discharge cycle of the battery ($DSOC_{aver}$) (see Fig. 16) is proportional to the reduced use of the storage in a SAPS with load management.

Where $DSOC_{aver}$ was expressed by Eq. (20) below:

$$DSOC_{aver} = \sum_{i=1}^n DSOC_i / n \quad (20)$$

n is the annual number of discharge cycles of the battery. Optimizing of minimal startup time (t_{dmin}) of the washing machine was conditioned by a minimal $DSOC_{aver}$ ($DSOC_{aver,min}$) (i.e. minimal use of storage). Fig. 17 shows $DSOC_{aver}$ versus t_{dmin} .

$$DSOC_{aver,min} = 8.2513\% \text{ correspond tot}_{dmin} = 12h00(\text{optimal } t_{dmin}).$$

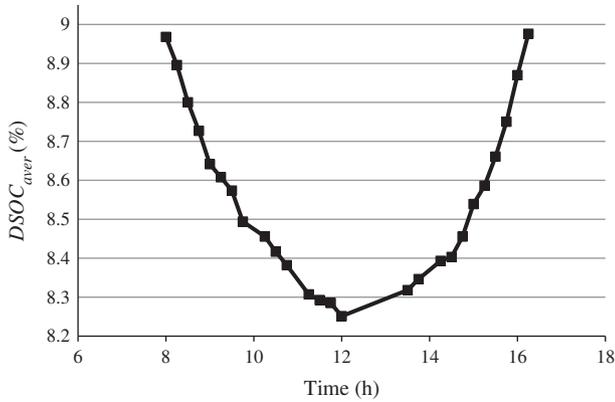


Fig. 17. Yearly average $DSOC$ versus time of startup the washing machine in the day.

4.3. The effect of new management on the annual rate of load shedding

The load shedding occurs in bad weather conditions and/or a low accumulator SOC ($SOC \leq SOC_{min}$). In this study, the load shedding was evaluated by time concept. A load shedding was observed in the real consumption profile as presented in Fig. 10. In relation to this observation, a comparison was performed by means of simulation between two SAPS (with and without demand side management). The comparison criterion of system efficiency based on the minimization of annual rate of load shedding (T_{LSy}); with T_{LSy} less than or equal to the minimum $T_{LSy}(T_{LSy,min})$ ($T_{LSy} \leq T_{LSy,min}$).

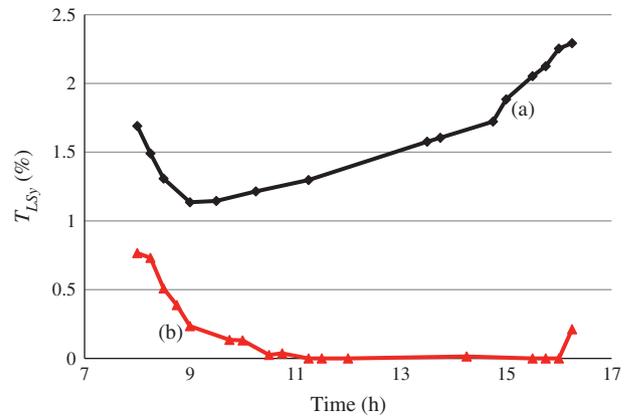


Fig. 18. T_{LSy} versus time of startup the washing machine in the day. (a) Without load management, and (b) With load management.

The T_{LSy} calculated by Eq. (21) was the ratio of the times sum of load shedding (t_{LS}) (see Fig. 19c) during the year on the annual simulation time (t_{simy}), which was in seconds (unity of measure).

$$T_{LSy} = \sum_{i=1}^n t_{LS_i} / t_{simy} \quad (21)$$

Fig. 18 shows the evolution of annual rate of load shedding versus the startup time of washing machine. Fig. 18a shows the T_{LSy} versus the startup time of washing machine for a SAPS without load management. Each value of T_{LSy} corresponds to a fixed startup time (without shift) of washing

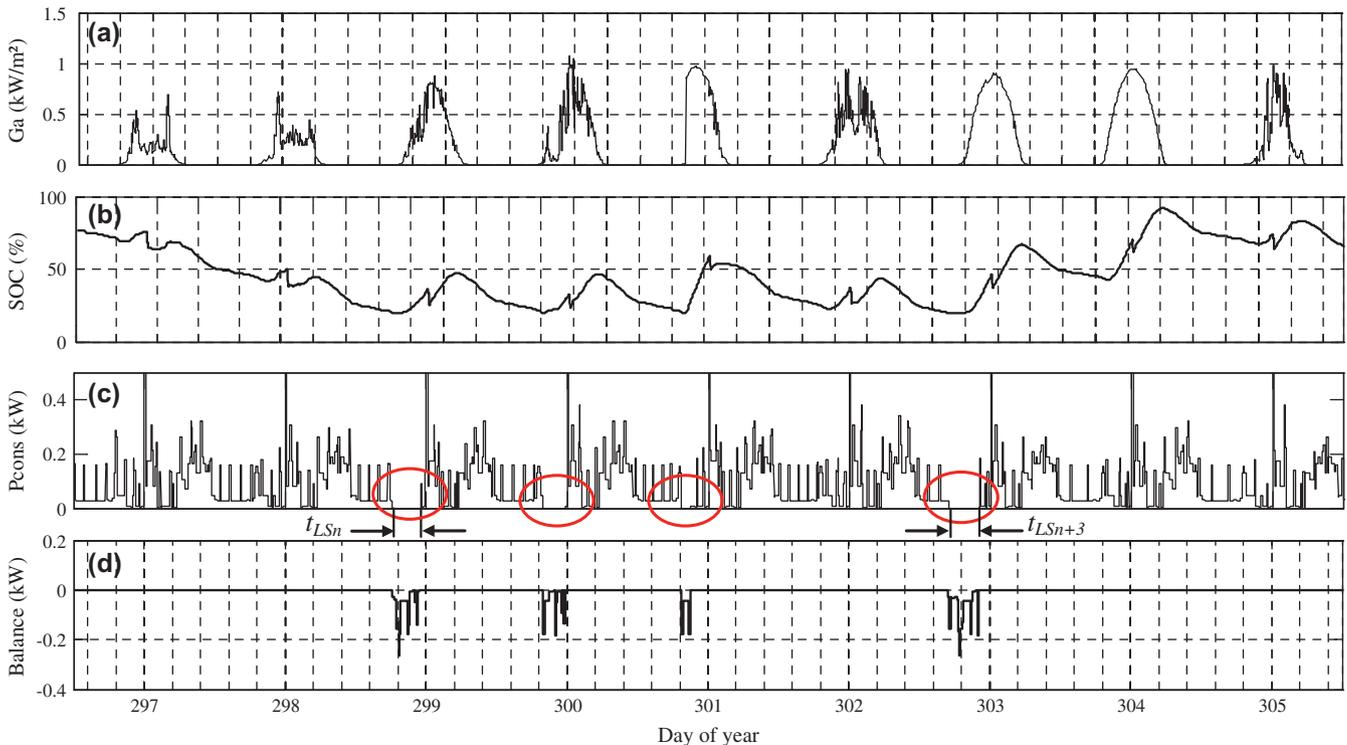


Fig. 19. PV System operating without load management. (a) Irradiance (G_a), (b) stat of charge ($SOC(t)$), (c) load power (P_{Load}), and (d) power balance of SAPS.

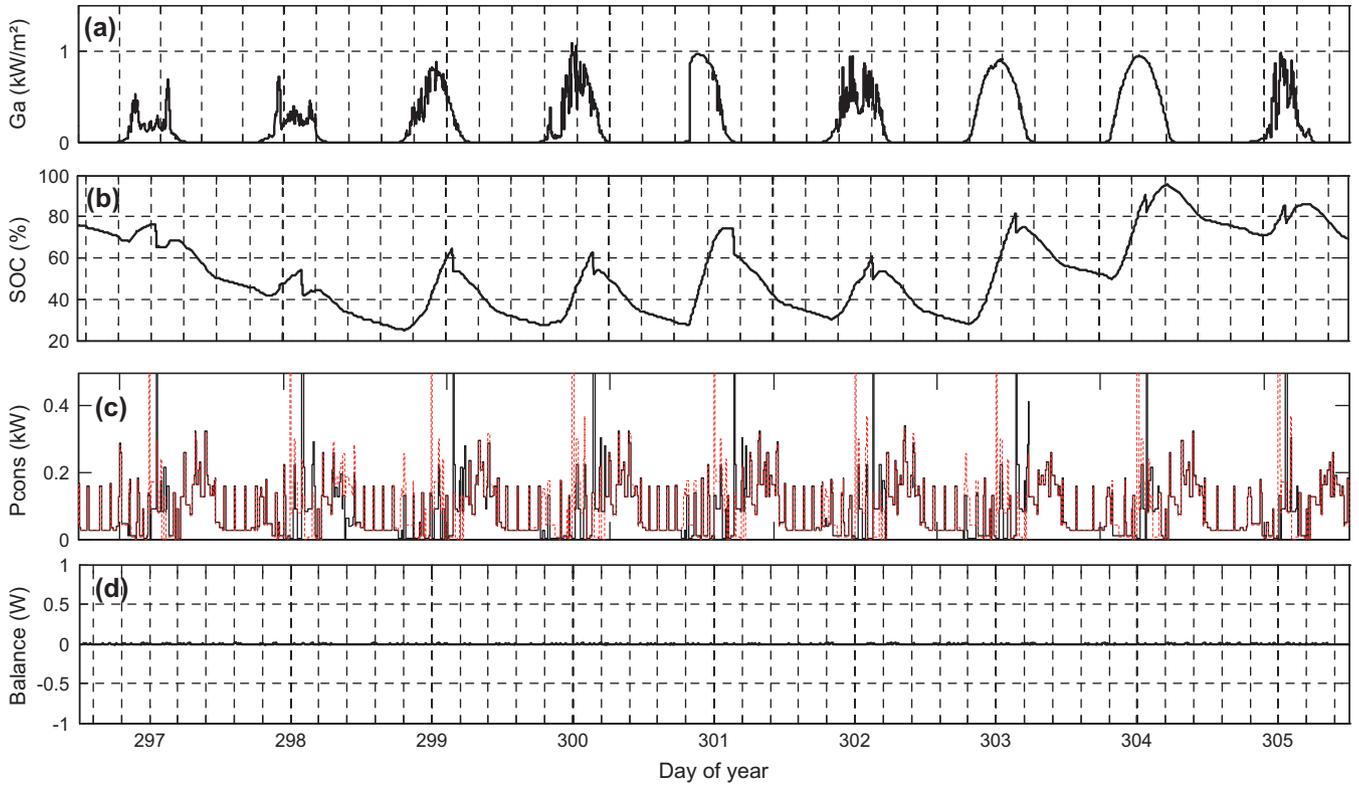


Fig. 20. PV System operating with load management. (a) Irradiance (G_a), (b) stat of charge ($SOC(t)$), (c) load power (P_{Load}), and (d) power balance of SAPS.

machine every day during the year. We noticed that $T_{LSy,min} = 1.1358\%$ which corresponded to 9:00 am (Optimal startup time). In this case, the calculated $DSOC_{aver}$ is 8.6827%.

For the SAPS with load management, Fig. 18b shows that $T_{LSy,min} = 0\%$ for several t_{dmin} . However, with the criterion of the calculated $DSOC_{aver,min}$ (Fig. 17), the chosen t_{dmin} is that of 12:00 (optimal time).

Energy balance as in Fig. 19d shows an exorbitant deficit due to the load shedding during days of Low Irradiance (Li). Contrastingly, in the system with suggested load management strategy the energy balance indicated zero (No deficit) during the same year period (Li) (see Fig. 20d).

The proposed load management is really interesting after having conducted a simulation for a 12 years period. A comparison between the two SAPS (without and with demand side management) is represented in Fig. 21 and Fig. 22.

Fig. 21 shows the gaps between $DSOC_{aver}$ (of the two SAPS) versus the system operating years. We can notice that the gaps between the two curves (Fig. 21a and b) increase with the years of systems operation. Fig. 21b shows that the load management has minimized the storage use over the years. This has had a positive influence on the rate of the load shedding, which was less than 0.6%.

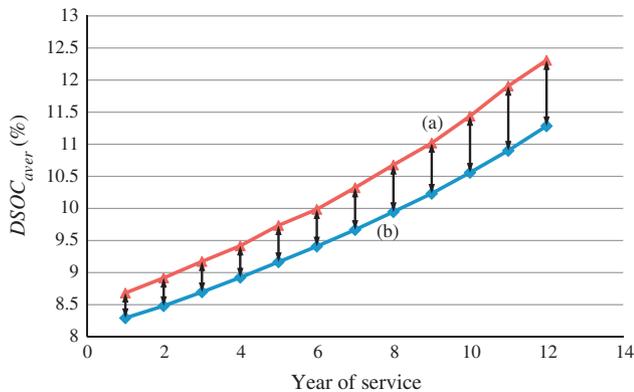


Fig. 21. Gaps between yearly $DSOC_{aver}$ versus years of service. (a) Without load management, and (b) With load management.

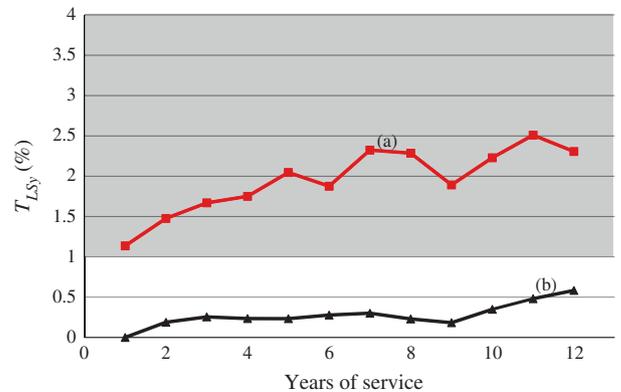


Fig. 22. T_{LSy} versus Years of service. (a) Without load management, and (b) with load management.

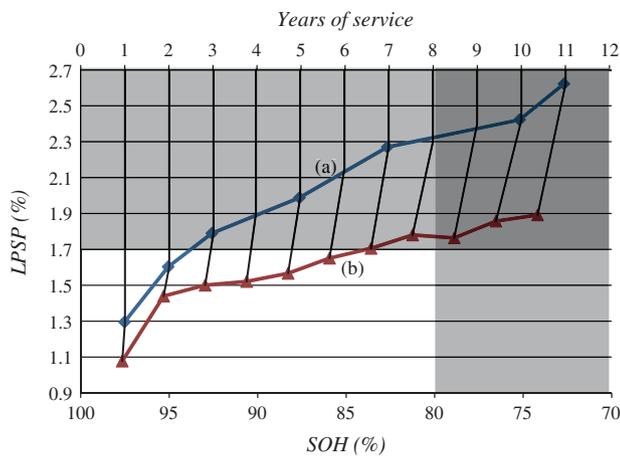


Fig. 23. Yearly LPSP versus stat of helt of batteries and years of service. (a) Without load management, and (b) with load management.

(Fig. 22b). However, Fig. 22a shows that T_{LSy} exceeds 1% from the first year of system operation without demand side management.

4.4. The impact of new load management on the LPSP and the battery life cycle

Fig. 23 shows the evolution of the loss of power supply probability in a period of 12 years. If we put the constraints $SOH(t) \geq 80\%$ and $LPSP \leq 1.7\%$ of the maximum annual demand of energy (estimated at 1042 kWh for a single habitat), we obtain 7 years for a SAPS operation with load management (Fig. 23b); however, for a SAPS without load management the operation of the SAPS is only 2 years (Fig. 23a).

Therefore, for an estimated lifetime of SAPS in 25 years, and according to the criteria indicated above, the number of batteries replacements of SAPS without load management is nine times more than the number of batteries replacements of SAPS with load management.

5. Conclusion

A new optimal management strategy of loads for SAPS without ancillary source was conducted in this paper. The simulation was performed with real data about Ghardaia region. The core strength of this management strategy is the predictive control of the washing machine depending on actual data of stat of charge of batteries. The lighting control aspect was added thank to the traditional architecture of desert regions of Algeria.

For case study, this paper presents the first stand-alone PV system without load management installed in Ghardaia site. This region benefits from promising solar irradiation for renewable applications. A typical load profile was developed by a real investigation on the consumption of electrical energy in Ghardaia. The theoretical $I-V$ curve of PV array is found to agree with experimental curve.

The relative error of short circuit current is due to problem of dust on PV modules, because southern Algerian regions are generally characterized by frequent dust. The effect of temperature on PV array power is clearly observed, especially at high irradiation during summer. The observed energy deficit during winter, is due to the lack of coordination between the energy produced and consumed.

To solve this problem, a comparison study between two SAPS (without and with load management) was conducted with simulation. The suggested load management strategy has resulted in the improvement of the stand-alone photovoltaic system performance. As an example, it minimized the annual rate of the load shedding. This, in turn, minimized the loss of power supply probability. Also, this strategy slows batteries aging during years of service, and therefore, minimizes the replacements number of batteries.

Acknowledgements

The author would like to thank all the staff of the Grenoble Electrical Engineering Laboratory and Joseph Fourier University (France) for providing materials and the computers facilities for achieving the present work.

References

- Achaibou, N., Haddadi, M., Malek, A., 2008. Lead acid batteries simulation including experimental validation. *Journal of Power Sources* 185, 1484–1491.
- Aksas, M., Gama, A., 2011. Assessment of wind and solar energy resources in Batna. *Energy Procedia* 6, 459–466.
- Al-Alawi, A.A., Islam, S.M., 2004. Demand side management for remote area power supply systems incorporating solar irradiance model. *Renew Energy* 29, 2027–2036.
- Algerian Ministry of Energy and Mines, 2011. Renewable Energy and Energy Efficiency Program. SATINFO Algeria, March.
- Ali Khodja, M., 2008. Sauvegarde des tissus anciens à travers la réhabilitation des maisons traditionnelles cas de la vallée du M'Zab. In: *International Conference on Medina, Tlemcen, Algeria*, 13–14 May.
- Arun, P., Banerjee, R., Bandyopadhyay, S., 2009. Optimum sizing of photovoltaic battery systems incorporating uncertainty through design space approach. *Solar Energy* 83 (7), 1013–1025.
- Bakelli, Y., Hadj Arab, A., Azoui, B., 2011. Optimal sizing of photovoltaic pumping system with water tank storage using LPSP concept. *Solar Energy* 85 (2), 288–294.
- Barca, G., Moschetto, A., Sapuppo, C., Tina, G.M., Giusto, R., Grasso, A.D., 2008. Optimal energy management of a photovoltaic stand-alone dual battery system. MELECON. In: *The 14th IEEE Mediterranean Electrotechnical Conference*, May.
- Benatallah, A., Mostefaou, R., Bradja, K., 2007. Performance of photovoltaic solar system in Algeria. *Solar Desalination* 209, 39–42.
- Benghanem, M., 2011. Optimization of tilt angle for solar panel: case study for Madinah, Saudi Arabia. *Applied Energy* 88 (4), 1427–1433.
- Celik, A.N., 2007. Effect of different load profiles on the loss-of-load probability of stand-alone photovoltaic systems. *Renew Energy* 32, 2096–2115.
- Chaabene, M., Ammar, M.B., Elhajjaji, A., 2007. Applied fuzzy approach for optimal energy-management of a domestic photovoltaic panel. *Applied Energy* 84, 992–1001.
- Chellali, F., Khellaf, A., Belouchrani, A., Reciou, A., 2011. A contribution in the actualization of wind map of Algeria. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15 (2), 993–1002.

- Cherif, A., Jraidi, M., Dhouib, A., 2002. A battery ageing model used in stand alone PV systems. *Journal of Power Sources* 112 (1), 49–53.
- Clastres, C., Pham, T.T.H., Wurtz, F., Bacha, S., 2010. Ancillary services and optimal household energy management with photovoltaic production. *Energy* 35 (1), 55–64.
- Djamai, M., Merzouk, N.K., 2011. Wind farm feasibility study and site selection in Adrar. *Energy Procedia* 6, 136–142.
- Doll, C.N.H., Pachauri, S., 2010. Estimating rural populations without access to electricity in developing countries through night-time light satellite imagery. *Energy Policy* 38 (10), 5661–5670.
- Dufo-López, R., Bernal-Agustín, 2005. Design and control strategies of PV-diesel systems using genetic algorithms. *Solar Energy* 79 (1), 33–46.
- Duryea, S., Syed, I. and Lawrance, W., 2001. A battery management system for stand-alone photovoltaic energy systems. In: *IEEE Industry Applications Magazine*, pp. 67–72.
- Gairaa, K., Benkacali, S., 2011. Analysis of solar radiation measurements at Ghardaïa area, south Algeria. *Energy Procedia* 6, 122–129.
- Gergaud, O., Multon, B., and Ben Ahmed, H., 2002. Analysis and experimental validation of various photovoltaic system models. In: 7th International ELECTRIMACS Congress, Montréal, August.
- Gergaud, O., Robin, G., Multon, B. and Ben Ahmed, H., 2003. Energy modeling of a lead-acid battery within hybrid wind / photovoltaic systems. *EPE - Toulouse*, ISBN:90-75815-07-7, pp. 1–10.
- Giannini, M., Antonio, J., Aurélio, M., Freitas, V., Fidelis, N., 2011. Evaluation of the impact of access to electricity: a comparative analysis of South. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15 (3), 1427–1441.
- Hadj Arab, A., Ait Driss, B., Amimeur, R., Lorenzo, E., 1995. Photovoltaic systems sizing for Algeria. *Solar Energy* 54 (2), 99–104.
- Hadj Arab, A., Chenlo, F., Benghanem, M., 2004. Loss-of-load probability of photovoltaic water pumping systems. *Solar Energy* 76, 713–723.
- Hansen, A.D., Sørensen, P., Hansen, L.H., 2000. Models for a stand-alone PV system. National Laboratory, Roskilde, ISBN: 87-550-2774-1, December.
- Hattabi, S.A., Arkam, O., Chehri, H., Bensmaïn, W., Oumaouche, K., Fernani, R., 2010. Algeria's sun to be consumed without moderation. *Rev Energy Mines*, 12:ISSN 1112-4873 Legal deposit 1094–2004, p. 81, November.
- Huang, B.J., Hsu, P.C., Wu, M.S., Ho, P.Y., 2010. System dynamic model and charging control of lead-acid battery for stand-alone solar PV system. *Solar Energy* 84 (5), 822–830.
- Infield, D., 1997. Performance analysis of a small wind powered reverse osmosis plant. *Solar Energy* 61 (6), 415–421.
- Kaiser, R., 2007. Optimized battery-management system to improve storage lifetime in renewable energy systems. *Journal of Power Sources* 168, 58–65.
- Kaldellis, J.K., Zafirakis, D., 2007. Optimum energy storage techniques for the improvement of renewable energy sources-based electricity generation economic efficiency. *Energy* 32, 2295–2305.
- Kaldellis, J.K., Zafirakis, D., Kondili, E., 2010. Optimum sizing of photovoltaic-energy storage systems for autonomous small islands. *International Journal of Electrical Power Energy Systems* 32 (1), 24–36.
- Kuang Chan, Y. and Cheng Gu, J., 2010. Modeling and control of stand-alone photovoltaic generation system. In: *International Conference on Power System Technology*, 978-1-4244-5940-7-10 IEEE, pp. 1–7.
- Lhendup, T., 2008. Rural electrification in Bhutan and a methodology for evaluation of distributed generation system as an alternative option for rural electrification. *Energy for Sustain Development* 12 (3), 13–24.
- Liang Tsai, H., Siang Tu, C., Jie Su, Y., 2008. Development of generalized photovoltaic model using MATLAB/SIMULINK. In: *The World Congress on Engineering and Computer Science*, San Francisco, USA, October 22–24.
- Lu, D., Fakhm, H., Zhou, T., François, B., 2010. Application of Petri nets for the energy management of a photovoltaic based power station including storage units. *Renewable Energy* 35 (6), 1117–1124.
- Lujano-Rojas, J.M., Monteiro, C., Dufo-López, R., Bernal-Agustín, J.L., 2012. Optimum load management strategy for wind/diesel/battery hybrid power systems. *Renewable Energy* 44, 288–295.
- Missaoui, R., Warkozek, G., Bacha, S., Ploix, S., 2011. PV integration by building energy management system. In: *International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives*, IEEE, Malaga, Spain, May.
- Morante, F., Zilles, R., 2007. A field survey of energy consumption in solar home systems. *Energy for Sustain Development* 11 (1), 68–77.
- Muselli, M., Notton, G., Poggi, P., Louche, A., 2000. PV-hybrid power systems sizing incorporating battery storage: an analysis via simulation calculations. *Renewable Energy* 20 (1), 1–7.
- Obeng, G., Evers, H., Akuffo, F., Braimah, I., Brewhammond, A., 2008. Solar photovoltaic electrification and rural energy-poverty in Ghana. *Energy for Sustain Development* 12 (1), 43–54.
- Paatero, J.V., Lund, P.D., 2006. A model for generating household electricity load profiles. *International Journal of Energy Research* 30, 273–290.
- Posadillo, R., López Luque, R., 2008. A sizing method for stand-alone PV installations with variable demand. *Renewable Energy* 33 (5), 1049–1055.
- Qi, Z., Wang, S., Liu, G., Tian, G., 2009. Integrated control of energy management for stand-alone pv system. In: *Asia-Pacific Power Energy Engine Conference*, 978-1-4244-2487-0-09 IEEE, pp. 1–4.
- Riffonneau, Y., Bacha, S., Barruel, F., Ploix, S., 2011. Optimal power flow management for grid connected PV systems with batteries. *Sustain Energy, IEEE Transactions* 2 (3), 309–320.
- Roy, A., Kedare, S.B., Bandyopadhyay, S., 2009. Application of design space methodology for optimum sizing of wind – battery systems. *Applied Energy* 86 (12), 2690–2703.
- Ruijven, B.J.V., Schers, J., Vuuren, D.P.V., 2012. Model-based scenarios for rural electrification in developing countries. *Energy* 38 (1), 386–397.
- Semaoui, S., Hadj Arab, A., Azoui, B., Hadj Mohammed, I., Bakelli, Y., 2006. Etude d'un système PV autonome destiné à l'électrification d'un village au sud. National Colloquy on Solar Energy, Bejaia, Algeria, 29–30 November.
- Semaoui, S., Hadj Arab, A., Bacha, S., Azoui, B., 2012. performance evaluation of a photovoltaic system with battery storage in Ghardaïa site (South Algeria). In: *9th International Multi-Conference on Systems, Signals and Devices*, IEEE, Chemnitz, Germany, March 20–23.
- Tascikaraoglu, A., Uzunoglu, M., Vural, B., 2012. The assessment of the contribution of short-term wind power predictions to the efficiency of stand-alone hybrid systems. *Applied Energy* 94, 156–165.
- Vallvé, X., Graillot, A., Gual, S., Colin, H., 2007. Micro storage and Demand Side Management in distributed PV grid-connected installations. In: *9th International Conference Electrical Power Quality and Utilization*, Barcelona, Spain, 9–11 October.
- Vengatesh, R.P., Rajan, S.E., 2011. Investigation of cloudless solar radiation with PV module employing Matlab-Simulink. *Solar Energy* 85, 1727–1734.
- Wang, C., Member, S., Nehrir, M.H., 2008. Power management of a stand-alone wind/photovoltaic/fuel-cell energy system. *IEEE Transactions on Energy Conversion* 23 (3), 957–967.
- Yamamoto, S., Park, J.S., Takata, M., Sasaki, K., Hashimoto, T., 2003. Basic study on the prediction of solar irradiation and its application to photovoltaic-diesel hybrid generation system. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 75 (3–4), 577–584.
- Zhu, X., Liao, Z., 2009. Energy management for stand-alone PV system. *ISECS*. In: *International Colloquium on Computing, Communication, Control, and Management*, ISBN: 978-1-4244-4246-1 IEEE, August.

Optimal sizing of a stand-alone photovoltaic system with energy management in isolated areas

Smail Semaoui^{a*}, Amar Hadj Arab^a, Seddik Bacha^b, Boubekour Azoui^c

^a Centre de Développement des Energies Renouvelables, BP 62 Route de l'Observatoire Bouzaréah, 16340 Algiers, Algeria

^b Grenoble Electrical Engineering Laboratory (G2ELAB), 38402 St Martin d'Hères - France

^c Faculty of Technology, Hadj Lakhdar University, 05000 Batna - Algeria

Abstract

In this paper, a model of optimal sizing was recommended, to optimize the sizes of batteries capacity and photovoltaic (PV) generator for a standalone PV system without extra and with energy management of load. The recommended model was implemented in Matlab-Simulink, takes into account the sub-models of the standalone PV system and the strategy of load management. This model uses two optimization criteria, the loss of power supply probability concept for the reliability and the energetic cost for the economic evaluation. The former is achieved by reducing the loss power supply probability and by reducing the shadings of load. The last is attained by lowering the batteries replacement during the operating years of the PV system, through the improvement of the battery life cycle. The adopted methodology is based on the real consumption profiles, real weather conditions, energy storage capacity and PV array peak power. A case study was conducted to an electrification project with the autonomous photovoltaic systems, which is intended to remote and scattered housings in Ghardaia site, Algeria.

© 2013 The Authors. Published by Elsevier Ltd.

Selection and/or peer-review under responsibility of the TerraGreen Academy

Keywords: Stand alone photovoltaic system; load profile; energy management; storage; modeling; simulation; climate.

1. Introduction

Crude oil, coal and gas are currently the main resources for the energetic world supply. The size of the reserves of these fossil resources is in rapidly decreases. This topic is fundamental and doubtful, giving a reflection for the future. World reserves of coal, oil and gas proved in December 2011 (ratio Reserve/Production) are respectively about 112, 63.6 and 54.2 years [1]. The depletion of fossil fuels, the pollution and the climatic change impose the need of the energetic diversification by the rapid integration of renewable energies. The world has a considerable solar energy potential. However, its use requires

* Corresponding author. Tel.: +21321901503; fax: +21321901560.

E-mail address: smsemaoui@yahoo.fr.

improving the efficiency of exploitation devices, such as photovoltaic systems, to ease access at public for using these means. Photovoltaic systems may, in general, be operated as a hybrid, grid connected, or stand-alone systems. Stand-alone PV systems have a wide application in remote isolated regions to meet at need in electric energy. A proper match between the size of stand-alone PV system and the consumption in isolated site is essential to ensure the energetic supply. The selection of optimal sizes for various components, such as the PV array and the storage capacity, is relating to the uncertainty associated with the available solar radiation and the load behavior. In the literature, most methods and techniques of sizing optimization are used for PV systems without load management. [2,3] are developed an optimization method applicable to stand-alone photovoltaic systems and photovoltaic water pumping systems for various areas all over Algeria. [4] are proposed a methodology for the optimum sizing of photovoltaic-battery system for remote electrification incorporating the uncertainty associated with solar irradiation. A methodology are developed by [5], this methodology is able to define the dimensions of an autonomous electricity generation system based on the maximum available solar potential exploitation at minimum electricity generation cost. For studying the impact of load profiles on gross energy requirement, a methodology is proposed by [6].

The main objective of the present work is to include the developed load management in the technico-economic optimization on the life cycle (estimated at 25 years) of a SAPS. In this study, tow criterion for optimizing the SAPS was used. The former is the loss power supply probability (LPSP) for reliability. The last is the energetic cost of the PV system for economic criterion.

2. PV system Description

2.1. Application site

The study focuses on a housing located in Ghardaia region (Southern Algeria, 32°29'N, 3°40'E, 450m). This region is located in the heart of Algeria, with famous architectural and social specificities. Ghardaia is ranked by the UNESCO among the world patrimony [7]. During centuries, Ghardaia conserved practically the same housing mode and the same building techniques, controlled by original culture; this is to cope with the hostile environment.

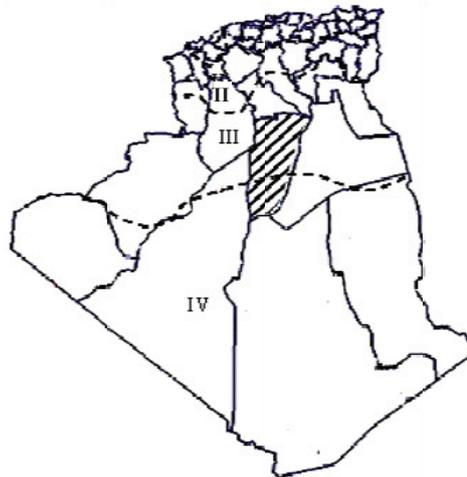


Fig. 1. Algerian climatic zone repartition

The weather conditions mean that Ghardaia benefits from dry and arid climate. Indeed, it is ranked in the third climatic zone (See Fig 1.) [2]. This region is characterized by exceptional sunlight. The annual amount of energy measured on a slope plane at 32° is 2364 kWh/m², with a summer average of 7.4115

kWh/m²/day and an average of 4.956 kWh/m²/day was measured as the most unfavorable month (December). The slope of 32° was chosen according to the optimization done for different fixed slopes, each one during a whole year [8].

2.2. Stand alone PV system

The study of the PV system’s behavior required the input of three major parameters, solar irradiance (G_a), ambient temperature (T_a) and the power load (P_{load}). Fig. 2 shows the study SAPS with load management device (LMD).

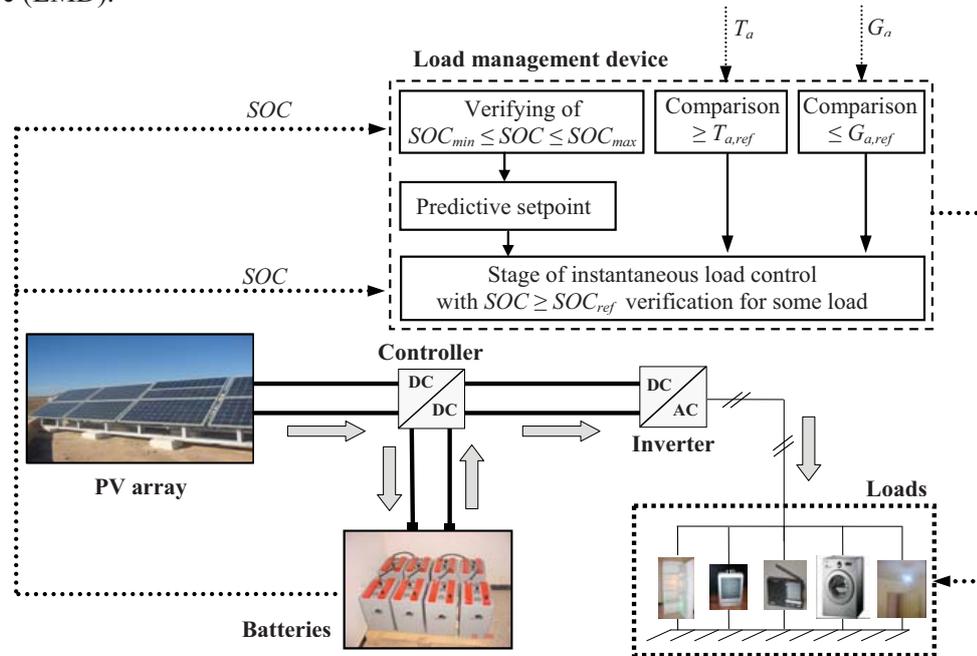


Fig. 2. Stand alone PV system with load management device

The SAPS includes the PV array consists of polycrystalline modules (TE500), the storage batteries of the lead acid technology and the power conditioning device. The PV module characteristics at STC (1000 W/m², 25°C) is given by Table 1.

Table 1. The manufacturer characteristics of PV module

TE500 module	P_p	I_{SC0}	V_{OC0}	I_{max0}	V_{max0}	N_S
Values	55	3,5	21,7	3,142	17,5	36
Units	W	A	V	A	V	-

The nominal voltage of the battery element used was 2V. The power conditioning device is a set of controller and inverter.

2.3. Weather data collection

A data acquisition system was installed in order to ensure the data collection of the various climatic parameters. For irradiation measurement, a CM11 Pyranometer type with a sensitivity equal to $4.57 \cdot 10^{-6}$

V/Wm^{-2} was used. The solar irradiation and the ambient temperature profiles measured are shown respectively by Fig. 3(a) and Fig. 3(b). The disparity of the temperature was noticed between the winter solstice and the summer solstice. This phenomenon really influenced the proper functioning of the PV array (Yielded reduction at high temperatures).

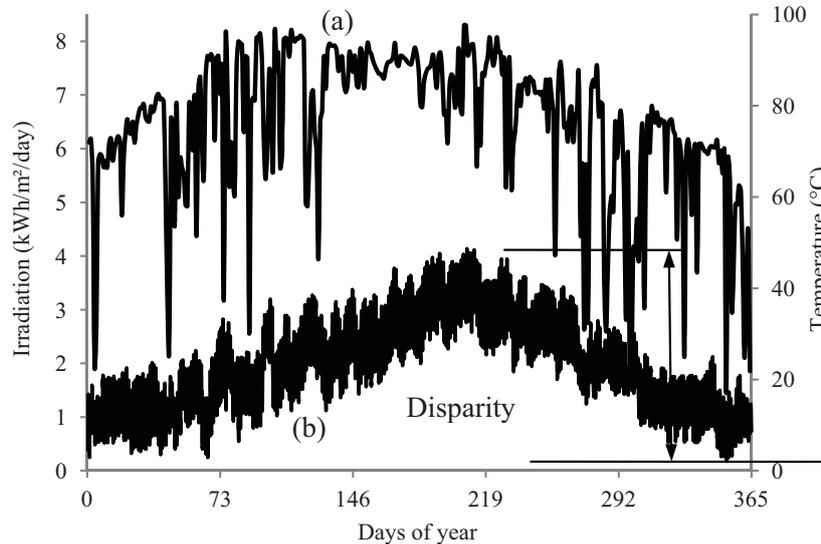


Fig. 3. (a) Solar irradiation on slope plane; (b) Ambient temperature

2.4. Load Profile

A real investigation was done on daily electricity consumption in the city of Tafilalt (Ghardaia) on a set of houses.

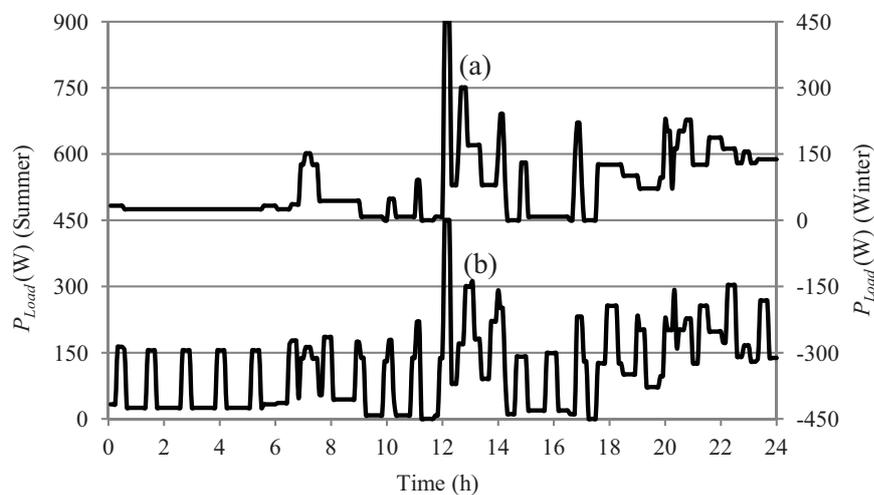


Fig. 4. Daily load profile developed. For example, (a) Winter; (b) Summer

After data treatment, the load profiles illustrated in Fig. 4(a) for winter season and Fig. 4(b) for summer season was defined. The used charges to obtain this profile are: Television (TV), radio, washing machine, refrigerator, fan and low consumption bulbs.

2.5. Principle of developed Load management

In This study, the load profile presented in Fig. 4 was used. According to the managerial strategy, the loads used in the habitat were divided into two types, as follows:

- Non-controlled loads such as the refrigerator and lamps of rooms and toilets.
- Controlled loads were washing machines, radios, lamps in kitchens and lounges, TV and fans.

The main objective was to improve the efficiency of the SAPS and minimize the batteries replacement; of course, with the respect of house comfort. To achieve this aim, the management device used in the study is screened in Fig. 2. As the figure shows, the LMD is composed of three parts which correspond to three inputs which are: SOC , T_a and G_a . Each part was intended to control different types of loads such as of the washing machines, the fans and the light ...etc.

From these three inputs, a load management plan was calculated to moderate the storage use. Consequently, the batteries charge during the sunshine period was favored; the strong current request was reduced from the storage. The means of improvements applied are presented below:

The starting time of the washing machine in the day is decided at midnight of previous day, according to the $SOC(t)$ measured at time of the deciding, which give an idea about the energy amount produced during the same day. The lamp functioning time was controlled without affecting visual comfort, according to the outside light which was compared to a reference of irradiance $G_{a,ref}$. Because these traditional habitats are usually illuminated by a large square opening towards the sky, which also permits aeration [7]. Likewise, the functioning time of the fan was controlled according to the ambient temperature which was compared to a reference temperature $T_{a,ref}$.

3. System modeling

3.1. PV module model

The model of PV module described by the Eq. (1) is implicit [9,10]. This is the same electric equivalent model at one diode for a cell. The advantage of this model is that it can be established by the application of standard data given by the manufacturer [10]. Therefore, module current I relation with the tension V can be described in arbitrary functioning conditions as follows.

$$I = I_{sc} \left[1 - \exp \left(\frac{V - V_{OC} + R_s \cdot I}{N_s \cdot m \cdot k \cdot T^c / e} \right) \right] \quad (1)$$

Where, N_s is the cell number in series and m is the ideality factor equal to 1,2 for the mono-crystalline and 1,3 for polycrystalline silicon [11]. The cell series resistance R_s , the short-circuit current I_{sc} , the open circuit voltage V_{OC} and the cell temperature T^c are calculated with the real weather data, such as the solar irradiance G_a and the ambient temperature T_a . As well as, the parameters given by the manufacturer [10].

3.2. Battery model

At present, the widespread SAPS storage technology is the Lead acid technology. This latter is treated on different literature [12,13,14], due to the compromise of its advantages: availability, cost and reliability. For the considered system simulation, the CIEMAT battery model was used, as it is described in several articles [15,16]. The battery modeling is necessary, particularly to establish instantaneous state of charge $SOC(t)$ (Eq. (2)) in the optic to manage the energy within the system.

$$SOC(t) = \frac{C_{sto}(t)}{C_{nom}(t)} \quad (2)$$

Where, $C_{Sto}(t)$ is the battery instantaneous capacity and $C_{nom}(t)$ is the battery nominal capacity at time t which is varying by the ageing effect against the referential nominal capacity C_{nom0} [17].

3.2.1. Battery Charging

In charge mode, the instantaneous state of charge $SOC(t)$ is described by Eq. (3). Where, η_{Coul} is the instantaneous charge efficiency and $I_{bat}(t)$ is the instantaneous charge current of the battery [16].

$$SOC(t+1) = SOC(t) + \frac{\eta_{Coul}(t) \cdot I_{bat}(t) \cdot \Delta t}{C_{Sto}(t)} \quad (3)$$

$$\Delta t = 300 \text{ s}$$

3.2.2. Battery discharge

In discharge process, the efficiency was considered unitary [16]. The Eq. (4) show the state of charge of battery.

$$SOC(t+1) = SOC(t) - \frac{I_{bat}(t) \cdot \Delta t}{C_{Sto}(t)} \quad (4)$$

These equations described above are experimentally validated by [16].

3.2.3. Ageing model

The models of assessing the health status of the batteries are illustrated by several authors [13,17]. The instantaneous state of health $SOH(t)$ of battery is described by Eq. (5). The main objective for this work is to minimize the storage use or to extend the battery's life cycle.

$$SOH(t) = \frac{C_{nom}(t)}{C_{nom0}} \quad (5)$$

The method used in this study is dictated by [17]. This involves taking into account the instantaneous value of the battery nominal capacity, which degrades at each discharge. This phenomenon can monitor the health status of the battery in a precise manner. The nominal capacity degradation model $C_{nom}(t)$ is presented in the Eq. (6) below :

$$C_{nom}(t) = C_{nom}(t-1) - C_{nom0} \cdot \delta_x \cdot (SOC(t-1) - SOC(t)) \quad (6)$$

Where δ_x is the capacity loss coefficient, and for acid lead batteries $\delta_x = 0.3\%$ [17].

3.3. Inverter model

Usually in the world, the loads at alternative current are used for homes; this requires the use of a DC/AC inverter. The inverter energetic performance is not constant. Efficiency of inverters depends on their output powers. In this case, the polynomial performance model was used; it is illustrated down by Eq. (7) [17]. This model is experimentally validated by [18].

$$\eta_{inv}(t) = \frac{1}{1 + \frac{\alpha_{inv}}{P_{Load}(t) \cdot \varphi_{sinv}} + \beta_{inv} + \gamma_{inv} \cdot P_{Load}(t) \cdot \varphi_{sinv}} \quad (7)$$

Where, $P_{Load}(t)$ is the instantaneous load power and φ_{sinv} is described by Eq. (8), which is the ratio between the inverter reference power ($S_{inv,ref} = 4,5 \text{ kVA}$) and the inverter nominal power (S_{inv}). The given

values for parameters α_{inv} , β_{inv} and γ_{inv} are respectively, 43.09 [SI], 4.6×10^{-3} [SI] and 3.34×10^{-5} [SI]. According to [17], these parameters allow modeling inverters of different sizes.

$$\varphi_{inv} = S_{inv.ref} / S_{inv} \tag{8}$$

3.4. Optimal sizing criteria for SAPS

3.4.1. Reliability criterion

In this study, the reliability is expressed in terms of *LPSP*. The loss of power supply probability for a considered period is expressed by Eq. (9) [19]; it is defined as the ratio of the sum of demanded energies but not consumed (*LPS(t)*) on the sum of energy demand during the year ($E_{Ld}(t)$).

$$LPSP = \sum_{i=1}^{t_{sim}} LPS(t) / \sum_{i=1}^{t_{sim}} E_{Ld}(t) \tag{9}$$

The deficit called loss power supply at time *t* (*LPS(t)*) is expressed below (Eq. (10)):

$$LPS(t) = E_{Ld}(t) - E_{Lc}(t) \tag{10}$$

Where, $E_{Lc}(t)$ is The consumed energy by the load at the time *t*.

3.4.2. Economic criterion

For an SAPS, the energetic cost (*EC*) expressed by Eq. (11) is mainly linked to three sizes, which are the peak power of the PV array (P_{pv}), the nominal capacity of storage (C_{nom}) and the apparent power of the inverter (S_{inv}) [6].

$$EC = EC_{pv} \cdot P_{pv} + n_{sto} \cdot EC_{sto} \cdot C_{nom} + n_{inv} \cdot EC_{inv} \cdot S_{inv} \tag{11}$$

Where, n_{sto} and n_{inv} are respectively the number of lead-acid battery replacements and inverter over the SAPS life cycle. In this paper, a period of 25 years (the estimated PV module lifetime) was chosen. The life cycle of inverter is estimated at 10 years. The energetic cost parameters EC_{pv} , EC_{sto} and EC_{inv} are given respectively 8,9 kWh/W_C, 359 kWh/kWh and 0,3kWh/VA [20,21].

3.5. System Programming in Matlab-Simulink

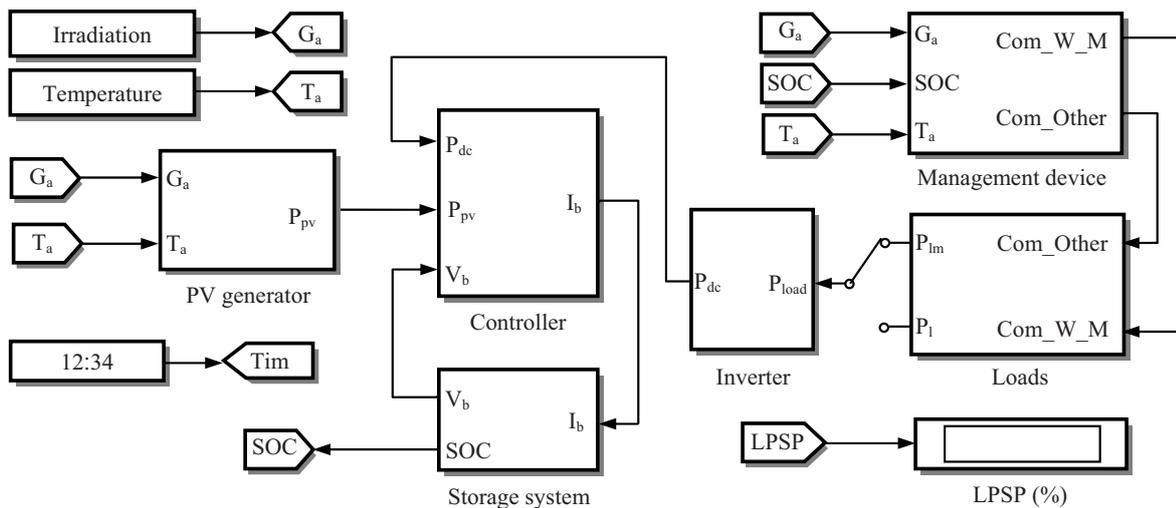


Fig. 5. Matlab-Simulink program of SAPS

The elaborated Matlab-Simulink program is shown in Fig. 5. This program contains the models of the PV sub-systems with the device of load management. The simulation was performed with a real yearly profile of data from Ghardaia site. The step time (Δt) of this simulation was 5 minutes depending on data acquisition process; the simulation time (t_{sim}) was added up from 1 to 25 years.

4. Simulation results and discussion

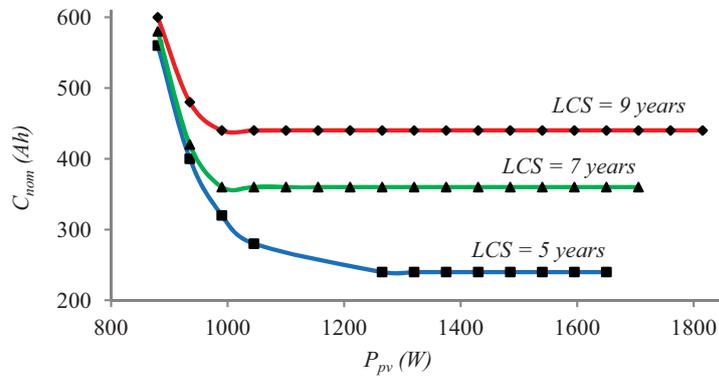


Fig. 6. System configurations with load management for different life cycle of storage (LCS)

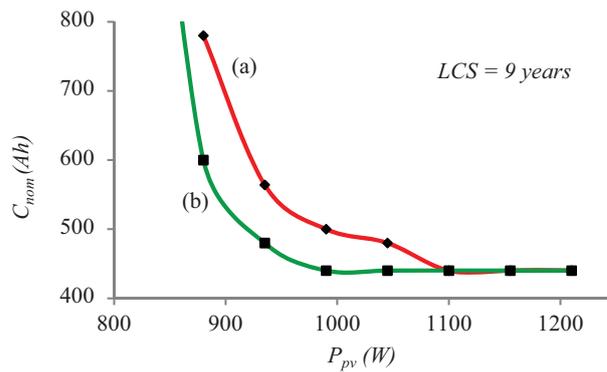


Fig. 7. System configurations, (a) Without load management; (b) With load management

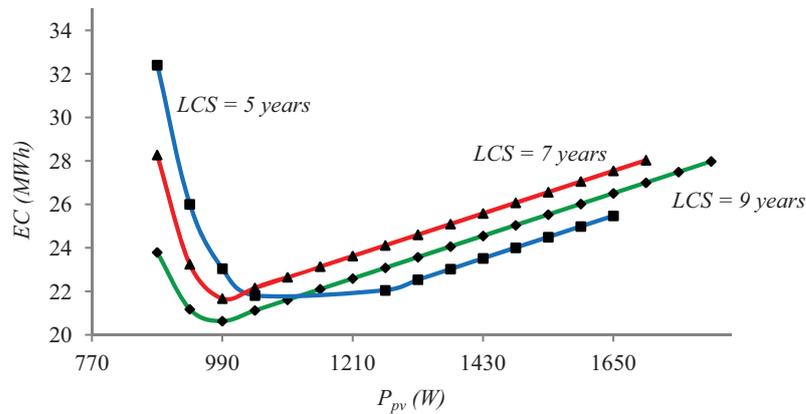


Fig. 8. Energetic cost of system configurations with load management

Considering the main constraints $LPSP \leq 1\%$ and $SOH(t) \geq 80\%$, The simulation results are presented by the hereinafter figures. Fig. 6 shows the system configurations with load management for different LCS . The Fig. 7 shows that the load management minimizes the nominal capacity of storage at powers of P_{pv} less than 1100 W. Consequently, the relative cost to the storage is minimized. The energetic costs of the system configurations presented in Fig. 8 was calculated for 25 years of PV system life cycle. The optimal size (PV array and capacity storage) is given at the system configurations with $LCS = 9$ years.

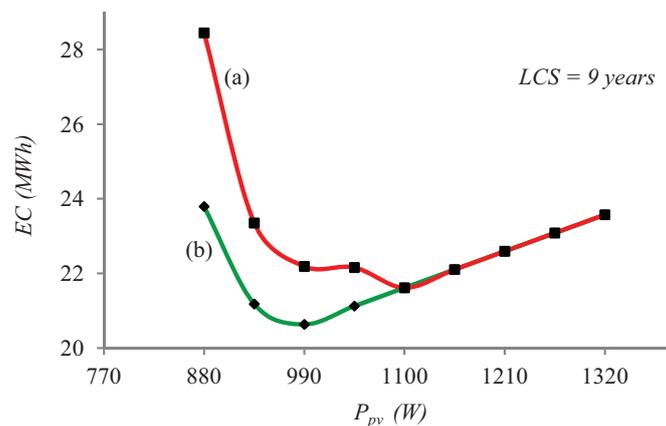


Fig. 9. Energetic cost, (a) Without load management; (b) With load management

According to the results, the load management reduced really the energetic cost of PV system. For example, the Fig. 9 shows that the interest of management takes effect at P_{pv} less than 1100 W. Beyond this value, the effect of the load management is neutral.

5. Conclusion

In this paper, an optimal sizing model is developed to optimize the capacity sizes of PV array and storage capacity of a stand-alone photovoltaic system (SAPS) with load management and without extra. The recommended model consists of three parts: the model of the SAPS, the developed model of load management and the models of optimization criteria according to the loss of power supply probability (LPSP) concept for system reliability evaluation and the energetic cost for system economic evaluation. Considering the desired $LPSP$, a set of configurations can be obtained by using the LPSP technique. The configuration with of low EC gives the optimal one.

A case study was conducted to optimize the size of an SAPS, which is intended to remote and scattered housings in Ghardaia site, Algeria. The input data set consists of solar irradiation on the sloped plane at 32° , the developed load profile, as well as ambient temperature recorded with a step of 5 minutes. The stand-alone PV system with load management is simulated by running the developed program. The relations between system reliability and system configurations have been studied. The optimal configurations of the SAPS are determined in terms of desired system reliability requirements (LPSP) and the energetic cost (EC).

The suggested load management strategy contributes really to the reduction of storage use. Consequently, this strategy has resulted in the minimization of the number of the batteries replacements and the improvement the performance of SAPS, such as the minimization of the loss of power supply probability (LPSP). As a result, this load management offered a double advantage : reducing the energetic cost and enhancing the reliability of PV system.

Acknowledgements

The author would like to thank all the staff of the Grenoble Electrical Engineering Laboratory (France) for providing materials and the computers facilities for achieving the present work. Also many thanks to my colleagues from the PV solar energy department especially Mr Kamel Abdeladim.

References

- [1] BP Statistical Review of World Energy, June 2012.
- [2] Hadj Arab A, Ait Driss B, Amimeur R, Lorenzo E. Photovoltaic systems sizing for Algeria. *Solar Energy*, 1995;2:99-104.
- [3] Hadj Arab A, Chenlo F, Benghanem M. Loss-of-load probability of photovoltaic water pumping systems. *Solar Energy*, 2004;76:713–723.
- [4] Arun P, Banerjee R, Bandyopadhyay S. Optimum sizing of photovoltaic battery systems incorporating uncertainty through design space approach. *Solar Energy* 2009; 83(7):1013-1025.
- [5] Kaldellis JK, Zafirakis D, Kondili E. Optimum sizing of photovoltaic-energy storage systems for autonomous small islands. *International Journal of Electr Power Energy Syst* 2010;32(1):24-36.
- [6] Thiaux Y, Seigneurbieux J, Multon B, Ahmed HB. Load profile impact on the gross energy requirement of stand-alone photovoltaic systems. *Renew Energy* 2010;35(3): 602-613.
- [7] Ali Khodja M. Sauvegarde des tissus anciens à travers la réhabilitation des maisons traditionnelles cas de la vallée du M'Zab. In: International Conference on Medina, Tlemcen, Algeria, 13-14 May; 2008.
- [8] Semaoui S, Hadj Arab A, Azoui B, Hadj Mahammed I, Bakelli Y. Etude d'un système PV autonome destiné à l'électrification d'un village au sud. National Colloquy on Solar Energy, Bejaia, Algeria, 29–30 November; 2006.
- [9] Vengatesh RP, Rajan SE. Investigation of cloudless solar radiation with PV module employing Matlab–Simulink. *Solar Energy* 2011, 85: 1727–1734.
- [10] Hansen AD, Sørensen P, Hansen LH. Models for a Stand-Alone PV System. National Laboratory, Roskilde; ISBN: 87-550-2774-1, December 2000.
- [11] Liang Tsai H, Siang Tu C, Jie Su Y. Development of Generalized Photovoltaic Model Using MATLAB / SIMULINK. The World Congress on Engineering and Computer Science, San Francisco, USA, October 22 - 24, 2008.
- [12] Huang BJ, Hsu PC, Wu MS, Ho PY. System dynamic model and charging control of lead-acid battery for stand-alone solar PV system. *Solar Energy* 2010;84(5):822-830.
- [13] Duryea S, Syed I, Lawrance W. A battery management system for stand-alone photovoltaic energy systems. *IEEE Industry Applications Magazine* 2001;67-72.
- [14] Cherif A, Jraidi M, Dhouib A. A battery ageing model used in stand-alone PV systems. *Journal of Power Sources* 2002;112(1):49-53.
- [15] Gergaud O, Robin G, Multon B, Ben Ahmed H. Energy modeling of a lead-acid battery within hybrid wind / photovoltaic systems. *EPE - Toulouse*, ISBN:90-75815-07-7, 2003; 1-10.
- [16] Achaibou N, Haddadi M, Malek A. Lead acid batteries simulation including experimental validation. *Journal of Power Sources* 2008;185:1484-1491.
- [17] Riffonneau Y, Bacha S, Barruel F, Ploix S. Optimal power flow management for grid connected PV systems with batteries. *Sustain Energy, IEEE Transactions* 2011;2(3): 309-320.
- [18] Gergaud O, Multon B, Ben Ahmed H. Analysis and Experimental Validation of Various Photovoltaic System Models. 7th International ELECTRIMACS Congress; Montréal, august; 2002.
- [19] Bakelli Y, Hadj Arab A, Azoui B. Optimal sizing of photovoltaic pumping system with water tank storage using LPSP concept. *Solar Energy* 2011;85(2):288-294.
- [20] Alsema EA, Nieuwlaar E. Energy viability of photovoltaic systems. *Energy Policy* 2000;28.
- [21] Rydh CJ, Sande'n BA. Energy analysis of batteries in photovoltaic systems. Part 1: performance and energy requirement. *Energy Conversion and Management* 2004;46.

Performance Evaluation of a Photovoltaic System With Battery Storage in Ghardaïa Site (South Algeria)

S. Semaoui and A. Hadjarab

Development center of renewable energy
(CDER) P.O.BOX 62, Bouzareah
Algiers, 16000Algeria
smsemaoui@yahoo.fr

S. Bacha

Grenoble electrical engineering laboratory
(G2ELAB) 961, rue Houille Blanche
St Martin d'Hères, 38402 France

B. Azoui

Engineering science faculty
Hadj Lakhdar University
Batna, 05000 Algeria

Abstract—Algeria has a very important solar potential, especially in the south. The daily energy received for 1 m² is about 7 kWh. This allows considering this energy as an opportunity and a lever for economic and social development. Therefore, the exploitation of this resource in the south of the country, especially in isolated sites is a very attractive solution. The work presented in this article focuses on the design, implementation and monitoring of a photovoltaic (PV) system with energy storage, for electricity supply of a household located in the town of Ghardaïa, southern Algeria. A survey based on energy consumption and load profile was developed. Models of PV system components are too presented. Also, the component of the global irradiation on the inclined plane is measured. This system was installed and fully instrumented in order to evaluate these performances. The experimental results show that this system meets the load demand with a low failure rate.

Keywords- load profile; energy storage; Stand alone photovoltaic system (APS).

I. INTRODUCTION

Algeria has a very important solar potential, especially in the south. The daily energy received for 1 m² is about 7 kWh [1]. This is very interesting for the photovoltaic solar energy used especially in the isolated areas, from which the dwellings are very distant from each one to other and where the extension of conventional utility is difficult and expensive. The installations of the renewable energy systems become less expensive. Also, the use of the mechanical systems like generators for the production of electricity is not an easy task, because it requires the routing of fuel and a rigorous maintenance, considering the nature of these areas (very hot climate and frequent sand winds).

The work presented in this article focuses on the design, implementation and monitoring of a photovoltaic with energy storage, for electricity supply of a household located in the town of Ghardaïa. The geographical location of Ghardaïa is given in Table I. It is an arid region. Ghardaïa is located in the third climatic zone [2].

One of the major obstacles which make difficult the design of a PV system is the parameter load, which directly represents the lifestyle of each area. Several authors worked especially on the profile of consumption [3, 4], in order to give solutions for the dimensioning of PV systems. But the models are variable according to the traditions.

For that reason, a contribution has been concretized by a real investigation into the consumption of the electrical energy, carried out for about twenty houses in the city of Beni-Izguen in Ghardaïa. This work made it possible to determine the daily average profile of power [5].

TABLE I. GEOGRAPHICAL LOCATION OF GHARDAÏA

Site	Latitude (°)	Longitude (°)	Altitude (m)
Ghardaïa	32°29'N	3°40'E	450 m

In the end, the performances evaluation of the PV system, allowing seeing the behavior and adaptation in conditions of sites as well as the climatic and social condition effect on the working and the profitability for a long time.

II. SYSTEM DESCRIPTION

In Fig. 1 is shown the system, it includes 16 PV modules arranged in 8 parallel groups of 2 modules in series. Total module area is 6.91 m². The array consists of polycrystalline (TE500) and mono-crystalline modules (UDTS50).

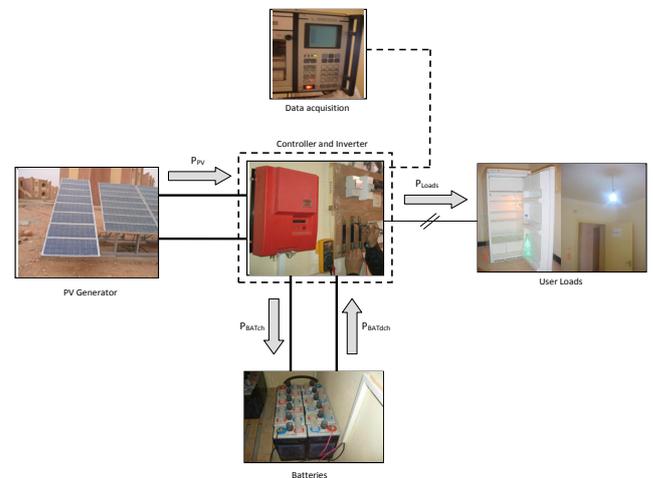


Figure 1. Experimental PV system

The modules are tilted 32° from horizontal and oriented to south. The array DC output at STC (1000 W/m², 25°C) is 0.84kWp, and the nominal efficiency is respectively 12.7 % and 12.21 % for TE 500 and UDTS50. The solar energy is stored in batteries for the night and during periods no sun. The rated voltage of the battery element used is 2V with a nominal capacity of 210Ah in C₁₀. The power conditioning device is a set of controller and inverter (Steca SOLARIX 900 RI). This device assures the control and the protection of the batteries and also the conversion DC/AC with a power of 0.9kVA. The nominal efficiency of this device is 92 %. The PV system is connected to load composite by domestic components (7 economic lamps, refrigerator, radio, ventilator and television).

III. SYSTEM MODELLING

In this part, models of different system components are presented, namely, irradiance on titled surface, photovoltaic generator, storage system, inverter and the adopted consumption profile.

A. Irradiation Model

The global irradiation on a tilted surface $G(\beta)$ is calculated by a sum of direct irradiation $B(\beta)$ diffuses $D(\beta)$ and reflected $R(\beta)$, for values of irradiation on the horizontal plane (1):

$$G(\beta) = B(\beta) + D(\beta) + R(\beta) \quad (1)$$

The direct component $B(\beta)$ is obtained by using angles of incidence θ_s and the sun zenith θ_{zs} (β : being the angle of inclination) (2):

$$B(\beta) = \frac{B_h(0) \cos \theta_s}{\cos \theta_{zs}} \quad (2)$$

The diffuse $D(\beta)$ is obtained by using the model of Hay and McKay (3) [6]:

$$D(\beta) = D_h(0) \left[\frac{G_h(0) - D_h(0)}{B_{oh}(0)} \frac{\cos \theta_s}{\cos \theta_{zs}} + \frac{(1 + \cos \beta)}{2} \left(1 - \frac{G_h(0) - D_h(0)}{B_{oh}(0)} \right) \right] \quad (3)$$

$$B_{oh}(0) = B_o \left[1 + 0.033 \cos \left(\frac{360 N_j}{365} \right) \right] \cos \theta_{zs} \quad (4)$$

With:

$B_{oh}(0)$: Hourly horizontal extraterrestrial radiation (Wh/m²) (4).
 N_j : Number of the days of the year ($1 \leq N_j \leq 365$)
 B_o : solar constant (1367 W/m²)

The irradiation reflected on a tilted surface is given by (5) [7]:

$$R(\beta) = \frac{1}{2} \rho G_h(0) (1 - \cos \beta) \quad (5)$$

ρ : Reflectivity of the ground.

In the absence of specific information, the value of ρ used is 0.2.

B. PV generator Model

The Fig. 2 represents the equivalent schema of a PV module.

This model requires the standard condition parameters relative to short-circuit current (I_{SC0}), open circuit voltage (V_{OC0}), (I_{max0}) and (V_{max0}) are respectively the current and the voltage at the maximum power point and the cell number in serial/parallel (N_s/N_p) as well as solar irradiation (G_a) and the surrounding temperature (T_a) [8-10].

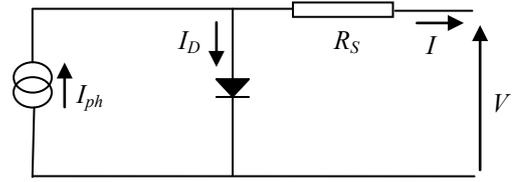


Figure 2. PV electric equivalent schematic

Therefore module current I according to the tension V can be described in arbitrary functioning conditions as follow (6):

$$I = I_{SC} \left[1 - \exp \left(\frac{V - V_{OC} + R_s I}{N_s V_t^c} \right) \right] \quad (6)$$

With:

$$V_t^c = \frac{mkT^c}{e} \quad (7)$$

$$R_s = \frac{N_s}{N_p} R_s^c \quad (8)$$

Where R_s and V_t^c are respectively the module series resistance (8) and the cell thermal voltage (7). m is the ideality factor, equal 1.2 for the mono-crystalline and 1.3 for polycrystalline silicon [11].

The advantage of this model is that it can be established by using the data given by manufacturer [10].

$$R_s^c = f(I_{max0}, V_{max0})$$

$$I_{SC} = f(G_a, G_{a0}, I_{SC0}, N_p)$$

$$T^c = f(T_a, G_a)$$

$$V_{OC} = f(V_{OC0}, T_a, T_0^c)$$

The module characteristics given by the manufacturer are generally determined in particular conditions known as standard conditions:

$$G_{a0} = 1000 \text{ W/m}^2, T_0^c = 25^\circ\text{C}$$

C. Batteries Model

Energy storage for photovoltaic system has been the subject of several publications [12, 13]. The widespread APS storage technology at present is the Lead Acid technology, which the model is treated on literature [14-16], due to the compromise of these advantages, availability, cost and reliability.

The accumulator modeling is necessary, particularly to establish instantaneous state of charge SOC (t) and state of health SOH (t) in the optic to optimize energy management within the system. Equations (9) and (10) generally remind the definitions of an accumulator state of charge and state of health.

$$SOC(t) = \frac{C_{Sto}(t)}{C_{nom}(t)} \quad (9)$$

$$SOH(t) = \frac{C_{nom}(t)}{C_{nom0}} \quad (10)$$

Where: $C_{Sto}(t)$ is the accumulator instantaneous capacity and $C_{nom}(t)$ is the accumulator nominal capacity at time t showing the battery degradation against the referential nominal capacity $C_{nom,ref}$.

For the considered system simulation, CIEMAT battery model was used, this latter is described by several articles [15-18].

1) Battery Charging

Stat of charge, charge efficiency and charge tension equations are given respectively in (11), (12) and (13).

$$SOC(t+1) = SOC(t) + \frac{\eta_{Coul}(t) \cdot I_{bat}(t) \cdot \Delta t}{C(t)} \quad (11)$$

$$\eta_{Coul}(t) = 1 - \exp\left[-\frac{20.73}{I_{bat}(t)/I_{nom}(t) + 0.55}(SOC(t)-1)\right] \quad (12)$$

$$V_{bat_c}(t) = N_{es} \cdot (2 + 0.16 \cdot SOC(t)) + N_{es} \cdot \frac{I_{bat}(t)}{C_{nom}(t)} \times (1 - 0.025 \Delta T) \left(0.036 + \left(\frac{6}{1 + (I_{bat})^{0.86}} \right) + \frac{0.48}{(1 - SOC(t))^{1.2}} \right) \quad (13)$$

In charge mode $C(t) = C_{nom}(t)$ is constant [21].

2) Battery discharge

In discharge mode, the efficiency is considered unitary [19, 20]. The equations (14), (15) and (16) show respectively, state of charge, discharge tension V_{bat_d} and capacity C (t).

$$SOC(t+1) = SOC(t) - \frac{I_{bat}(t) \cdot \Delta t}{C(t)} \quad (14)$$

$$V_{bat_d}(t) = N_{es} \cdot [2.085 - 0.12(1 - SOC(t))] - N_{es} \cdot \frac{I_{bat}(t)}{C_{nom}(t)} \times (1 - 0.007 \Delta T) \left(0.02 + \left(\frac{4}{1 + (I_{bat})^{1.3}} \right) + \frac{0.27}{(SOC(t))^{1.5}} \right) \quad (15)$$

$$C(t) = C_{nom}(t) \cdot \left(\frac{1.67}{1 + 0.67(I_{bat}/I_{nom})^{0.9}} \right) \cdot (1 + 0.005 \Delta T) \quad (16)$$

The equations shown previously are experimentally validated by [15]. The battery nominal capacity $C_{nom}(t)$ is variable by degradation, due to ageing [21].

3) Ageing model

The instantaneous value of the nominal capacity of the battery degrades with each discharge. This phenomenon can monitor the health status of the battery in a precise manner. Therefore the state of health is previously described by the equation (9), what is left is the nominal capacity degradation model $C_{nom}(t)$ presented per equation (17).

$$C_{nom}(t) = C_{nom}(t-1) - C_{nom0} \cdot \delta_x \cdot (SOC(t-1) - SOC(t)) \quad (17)$$

Where δ_x is the capacity loss coefficient, for acid lead batteries $\delta_x = 0.3\%$ [21].

D. Inverter Model

Currently, all dwellings are equipped with alternative current charges; this requires the use of a DC/AC inverter with a power equivalent to the maximum demand.

Inverter energetic performance is not constant. Losses within these inverters depend on their functioning point. In this model context, inverters have been presented in various works. [4, 21, 22]. In this case, to move toward precision, we have used polynomial performance model (18) experimentally validated by [22]. Where $\varphi_{sin v}$ is the ratio $S_{inv,ref}$ and the power of the new inverter S_{inv} (19):

$$\eta_{inv}(t) = \frac{1}{1 + \frac{\alpha_{inv}}{P_{Loads}(t) \cdot \varphi_{sin v}} + \beta_{inv} + \gamma_{inv} \cdot P_{Loads}(t) \cdot \varphi_{sin v}} \quad (18)$$

$$\varphi_{sin v} = S_{inv,ref} / S_{inv} \quad (19)$$

The parameters α_{inv} , β_{inv} and γ_{inv} are respectively given 43.09, 4.610^{-3} and 3.3410^{-5} . According to [4, 21, 22] these parameters will allow us to model a lot of inverter sizing. The parameters are given for a power reference $S_{inv,ref} = 4.5$ kVA.

E. Consumption Profil

In the attempt to simulate an energetic equilibrium profile of a remote consumer, a condensed effort is done to define electricity demand of a typical remote consumer [4, 11, 24, 25].

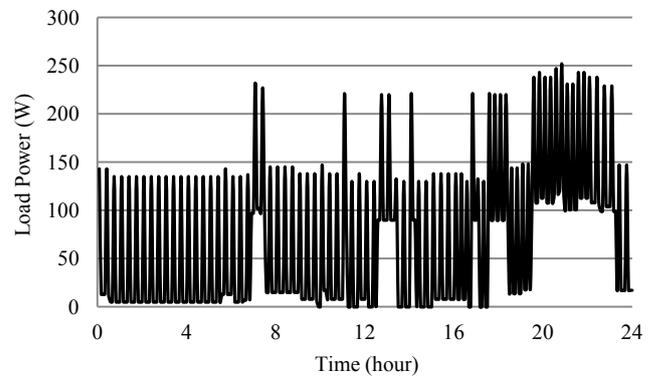


Figure 3. Daily load profile developed

After a detailed study of the local market a daily electrical consumption profile was adopted. A real investigation was

done on electricity consumption in the city of Béni Izguen (Ghardaïa) over a sample of twenty houses.

Energy needs were evaluated through a questionnaire (see Table II). After data treatment, we defined the charge as well as the corresponding load profile illustrated in fig. 3 [5].

Used charges to obtain this profile are: TV, radio, freezer and low consumption bulbs (Economical bulbs). The appearance presented on the figure below is based on hourly average power. For the case of the simulation, the profile of fig. 3 is used. This profile as reference and the power of data acquisition is added.

TABLE II. ADOPTED QUESTIONNAIRE

Designation	Hours	00-01	01-02	22-23
Type: TV, Lampe, Radio, etc...					

IV. SYSTEM PROGRAMMING IN MATLAB SIMULINK

The following fig. 4 shows the Simulink modeling of different PV subsystems. A simulation was performed with real data input for Ghardaïa site, the temperature, the irradiation and the developed load profile.

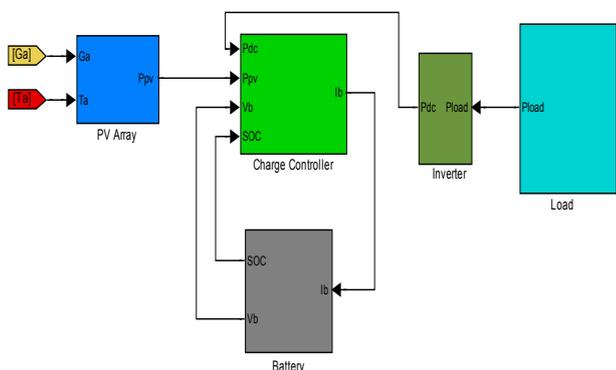


Figure 4. Simulink modeling of different subsystems PV

V. DATA COLLECTION

For irradiation measurement, a type CM11 Pyranometer (fig. 5) with a sensitivity equal to $4.57 \cdot 10^{-6} \text{ V/Wm}^{-2}$ was used.



Figure 5. Photo showing the CM11 pyranometer beside the PV generator

The incidental energy measured as regards to the modules is of a summery average of $7.4115 \text{ kWh/m}^2/\text{day}$ and an average of $4.956 \text{ kWh/m}^2/\text{day}$ is estimated, for the most unfavorable month (December).

For this study, a data acquisition system has been installed, in order to ensure the follow-up of the various parameters and to see their behavior in the desert areas.

VI. RESULTS AND DISCUSSION

A. Irradiation on the PV modules

The component of the irradiation on the PV modules was measured, at a tilt angle of 32° which represents the latitude of the site [22]. This slope was chosen according to the optimization done for different fixed slopes for the whole year (Figure 6) [5].

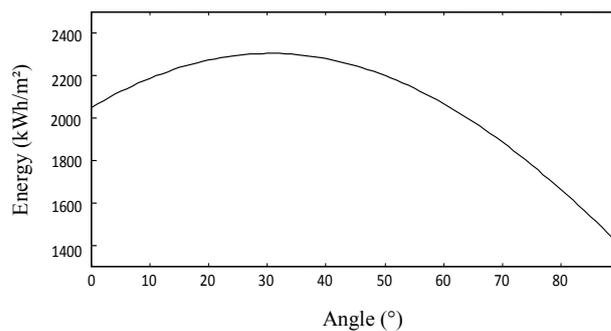


Figure 6. The annual amount of energy calculated in different fixed slopes

The annual amount of energy calculated for an optimum slope is 2308 kWh/m^2 and that measured on plane of PV modules are 2364 kWh/m^2 , a difference of 2.36 %.

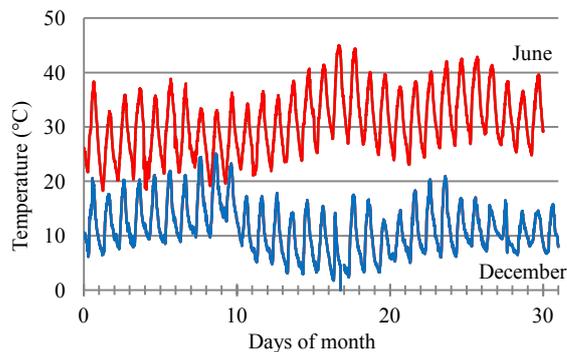


Figure 7. Ambiante temperature

The disparity in temperature between winter solstice and summer is remarkable (figure 7), which influences really the proper functioning of the PV system (decrease in yield with high temperatures).

B. PV array performance

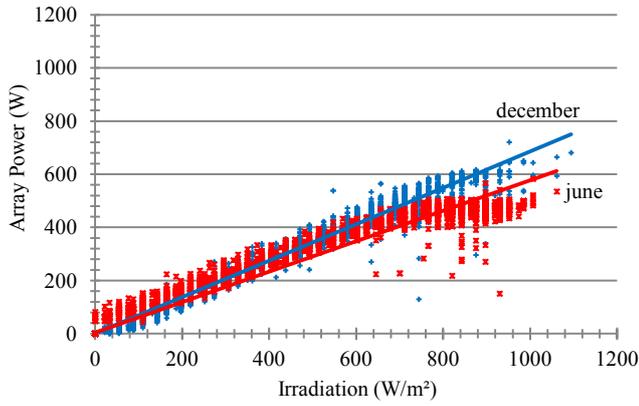


Figure 8. Array power versus irradiation

Figure 8 represents the power of the PV array measured versus irradiation for the months of December and June.

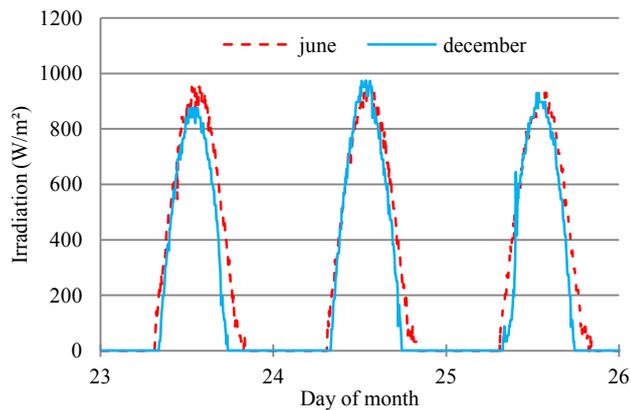


Figure 9. Irradiation on plane of PV modules

The figure shows the evolution of irradiation for days 24, 25 and 26 chosen for the comparison.

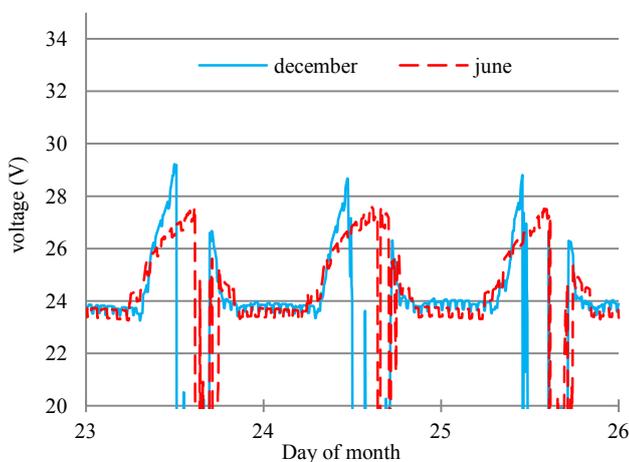


Figure 10. PV generator voltage

The figure 10 shows the PV generator voltage for the days of 24, 25 and 26 December and June. The effect of temperature on the voltage is remarkable for an irradiation almost identical between the two periods.

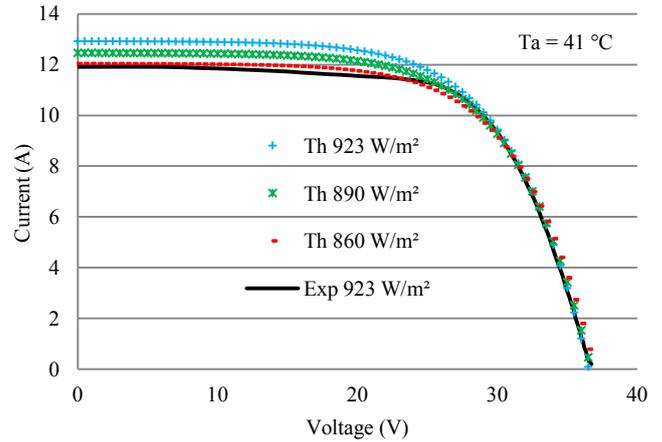


Figure 11. Current-Voltage curves

The I-V characteristics of experimental (Exp) and theoretical (Th) of part of the PV array (TE500 Modules) are illustrated in Figure 11, for a surrounding temperature of 41 °C and different irradiancies. The standard error (S_E) and relative (R_E) of parameters I_{SC} , V_{OC} and P_m between the calculated and the experimental for the irradiation of 923 W/m², is given in Table III.

TABLE III. ERRORS OF CALCULATED PARAMETERS

T_a (°C)	S_E (A)	$R_{E_{I_{SC}}}$ (%)	$R_{E_{V_{OC}}}$ (%)	$R_{E_{P_m}}$ (%)
41	0.77	8.40	-1.55	0.21

C. System performance

According to the manufacturer Solarix 900, the charge controller bypasses the PV generator to the maximum charge of batteries. This, causes a voltage drop across the PV generator (Figure 10).

It is found that the maximum load of the batteries is generally satisfied at noon of each day. This means that PV production is largely sufficient.

So, the deficit observed during the three days of December (Figure 12) is due to insufficient storage capacity.

VII. CONCLUSIONS

One of the major obstacles which make difficult the design of a PV system is the parameter load, which directly represents the lifestyle of each area. In this work, a contribution is concretized by a real investigation into the consumption of the electrical energy, carried out for about twenty houses.

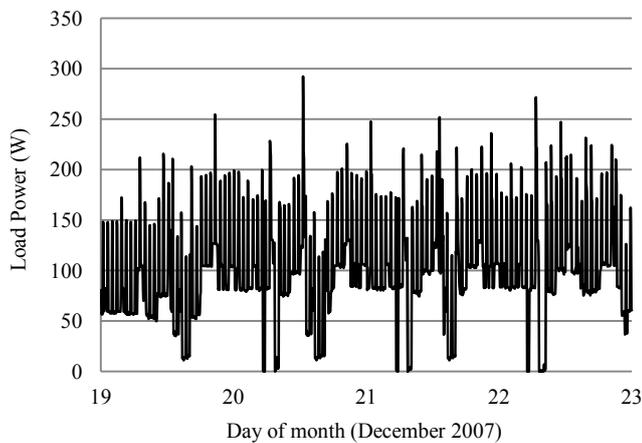


Figure 12. Load profile

The simple model for current–voltage curves of PV array is found to agree well with experimental curve. The relative error of short circuit current is due to the problem of dust on PV modules, because the regions of southern Algeria are generally characterized by frequent sandstorms. The theoretical model ignores the effect of dust on the PV module.

It is well established, the effect of temperature on the power of the PV array, especially at high irradiation.

REFERENCES

[1] Energie & Mine, Revue périodique du secteur de l'énergie et des mines N° 11-Page 40, ISSN 1112-4873, Janvier, 2010.

[2] A. Hadj Arab, B. Ait Driss, R. Amimeur and E. Lorenzo, "Photovoltaic systems sizing for Algeria". *Solar Energy* 54 (2), pp.99–104, 1995.

[3] R. Posadillo and R. López Luque, "A sizing method for stand-alone PV installations with variable demand" *Renewable Energy* 33, pp.1049–1055, 2008.

[4] Y. Thiaux, J. Seigneurbieux, B. Multon and H. Ben Ahmed, "Load Profile Impact on the Gross Energy Requirement of Stand-Alone Photovoltaic System", *Renewable Energy* 35, pp. 602–613, 2010.

[5] S. Semaoui, A. Hadj Arab, B. Azoui, I. Hadj Mahammed and Y. Bakelli. "Etude d'un système PV autonome destiné à l'électrification d'un village au sud". Colloque National sur l'Energie Solaire, Béjaia, Algérie, 29-30 Novembre, 2000.

[6] J.E. Hay and D.C. McKay, "Estimating solar irradiance on inclined surfaces", a review and assessment of methodologies, *Int. Solar Energy*, N° 3, pp 203-240, 1985.

[7] E. LORENZO, "Solar electricity Engineering of photovoltaic systems", Artes Graficas Gala, S.L., Spain, 1994.

[8] A. Hadj Arab, F. Chenlo, K. Mukadam and J.L. Balenzategui, "Performance of PV Water Pumping systems", *Renewable Energy*, Vol.18, N°2, pp 191-204, 1999.

[9] D.S.H. Chan, J.R. Philips and J.C.H. Phang, "A comparative study of extraction methods for solar cell model parameters", *Solid State Electronics*, Vol.29, N° 3, pp 329-337, 1986.

[10] A. D. Hansen, L. H. Hansen and H. Bindner, "Models for a stand-alone PV system", National Laboratory, Roskilde, ISBN 87-550-2774-1, 2000.

[11] H. L. Tsai, C. S. Tu and Y. J. Su, "Development of generalized photovoltaic model using MATLAB/SIMULINK", *Proceedings of the World Congress on Engineering and Computer Science*, San Francisco, USA, October 22 - 24, 2008.

[12] H. Shounan, Z. Qingshen, K. Delong and M. Jianping "Application of valve-regulated lead-acid batteries for storage of solar electricity in stand-alone photovoltaic systems in the northwest areas of China" *Journal of Power Sources* 158, pp. 1178–1185, 2006.

[13] V. M. Pacheco, L. C. Freitas, J. B. V. Jr, E. A. A. Coelho, and V. J. Farias, "Stand-Alone Photovoltaic Energy Storage System With Maximum Power Point Tracking," *Current*, vol. 0, no. C, pp. 97-102, 2003.

[14] B. J. Huang, P. C. Hsu, M. S. Wu and P. Y. Ho, "System dynamic model and charging control of lead-acid battery for stand-alone solar PV system," *Solar Energy*, vol. 84, no. 5, pp. 822-830, May, 2010.

[15] N. Achaibou, M. Haddadi and A. Malek "Lead acid batteries simulation including experimental validation" *Journal of Power Sources* 185, pp. 1484–1491, 2008.

[16] O. Gergaud et al., "Energy modeling of a lead-acid battery within hybrid wind / photovoltaic systems", *Renewable Energy*, pp. 1-10, 2003.

[17] S. Duryea, S. Islam, and W. Lawrance, "A battery management system for stand-alone photovoltaic energy systems" *IEEE Industry Applications Magazine* _ May/June 2001.

[18] G. Barca, Moschetto, C. Sapuppo, G. M. Tina, R. Giusto, and D. Grasso, "Optimal energy management of a photovoltaic stand-alone dual battery system," *MELECON 2008 - The 14th IEEE Mediterranean Electrotechnical Conference*, pp. 619-624, May, 2008.

[19] A. Ould Mohamed Yahya, A. Ould Mahmoud and I. Youm "Modélisation d'un système de stockage intégré dans un système hybride (PV / Eolien / Diesel)" *Revue des Energies Renouvelables* Vol. 10 N°2, pp. 205 – 214, 2007.

[20] A. Cherif, "A battery ageing model used in stand alone PV systems," *Journal of Power Sources*, vol. 112, no. 1, pp. 49-53, Oct. 2002.

[21] Y. Riffonneau, S. Bacha, F. Barruel and S. Ploix "Optimal power flow management for grid connected PV systems with batteries" Copyright (c), IEEE, 2011.

[22] O. Gergaud, B. Multon and H. Ben Ahmed, "Analysis and Experimental Validation of various Photovoltaic System Models", 7th International Electrimacs Congress, Montreal, Canada, August 2002.

[23] M. Capderou. Atlas solaire de l'Algérie. Aspect géométrique. Tome 3, Ecole polytechnique d'architecture et d'urbanisme. OPU, 1986.

[24] A. Al-Alawi and S.M. Islam, "Demand side management for remote area power supply systems incorporating solar irradiance model" *Renewable Energy* 29, pp. 2027–2036, 2004.

[25] A.N. Celik, "Effect of different load profiles on the loss-of-load probability of stand-alone photovoltaic systems", *Renewable Energy* 32, pp. 2096–2115, 2007.

**Il doit être simple pour être vrai.
Est simple, mais probablement
nous ne pouvons pas déchiffrer.**

A. Einstein

