

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

Université de Batna -2-

Faculté de Technologie

Département de Génie Industriel



THÈSE

Présentée pour l'obtention du diplôme de

DOCTORAT 3^{ème} Cycle LMD

Spécialité: Génie Industriel

Option: Informatique Industrielle et Productique

Par

Adel Ghouari

Thème

**Étude théorique et expérimentale des réseaux intelligents
appliqués dans la gestion d'énergie des systèmes
photovoltaïques connectés au réseau électrique**

Soutenue le : 23/05 /2017

Devant le jury composé de :

Mohamed Djamel MOUSS	Pr.	Université de Batna 2	Président
Chaâbane HAMOUDA	MCA	Université de Batna 2	Rapporteur
Abdelaziz CHAGHI	Pr	Université de Batna 2	Co-Rapporteur
Ali MALEK	Directeur de Recherche	CDER, Bouzaréah-Alger	Examineur
Samir ABDELHAMID	MCA	Université de Batna 2	Examineur
Ahmed LOUCHENE	Pr	Université de Batna 2	Examineur
Kamel BALA	MCB	Université de Batna 2	Invité

Remerciements

Je remercie vivement **Monsieur Chaâbane Hamouda**, mon directeur de Thèse, car sans lui ce travail n'aurait pu aboutir. Il a su, malgré un emploi du temps très chargé, se rendre disponible et trouver de précieux moments pour que je puisse terminer ce doctorat. Son aide, son soutien et sa bonne humeur y ont largement contribué.

Je souhaiterais aussi adresser ma gratitude à **Monsieur Mohamed Chahdi** pour ses conseils et son temps consacré pour corriger mon anglais. Grâce à vous j'ai publié mes travaux de recherche en toute confiance.

Monsieur Abdaziz Chaghi m'a fait l'honneur d'être mon co-directeur de ma thèse, il a pris le temps de m'écouter et de discuter avec moi l'évolution de mon travail. Ses remarques m'ont permis de mener à bien ce travail. Pour tout cela je le remercie.

Je tiens à remercier les membres du jury d'avoir accepté d'évaluer mes travaux de thèse et de s'être déplacés (pour certains de très loin) pour assister à ma soutenance de thèse. Je remercie vivement **Monsieur Ali Malek** pour avoir accepté d'examiner et de discuter ce travail.

Je remercie **Monsieur Ahmed Louchene** pour avoir accepté de participer à mon jury de thèse et pour sa participation scientifique ainsi que le temps qu'il a consacré à ma recherche. Je remercie également **Monsieur Samir Abdelhamid** pour l'honneur qu'il me fait d'être dans mon jury de thèse.

Mes remerciements sont adressés à **Monsieur Mohamed Djamel Mouss** pour avoir accepté de présider le jury de ma thèse.

Je suis également très reconnaissant à l'aide précieuse de **Monsieur Amor Gama** pour ses conseils et sa contribution dans la programmation.

Je souhaite également remercier **Monsieur Kamel Bala** pour l'intérêt qu'il a porté à ce travail mais également pour tous ces échanges que nous avons eus tout au long des trois années passées dans le laboratoire. Je tiens également à le saluer pour sa sympathie.

Je tiens également à remercier ma famille qui m'a apporté son soutien de près ou de loin. Particulièrement, Mes parents qui m'ont permis de faire de bonnes détente quand je leur rendais visite et qui n'ont jamais cessé de me soutenir. Merci à mes frères, Rimel, Mounir-Ahlam-Israa, Nawel, Saleh-Sabah, Rabie*, Chamessa et Khaoula.

Cette thèse n'aurait pas pu se finir dans les temps sans l'aide, le soutien, l'encouragement et la présence de mon collègue Badreddine Boutaghriout merci d'avoir été là.

Pour finir, un grand Merci à mes amis (Rafik*, Massoaud*, Fahim*, Hmed*, Merzaka*, Karima, Mohand, Ilham, Karim, Ali, Imed, Djamel, Youssaf, Khaled,; Moussa, Raouf, Hanane, Yazid, Bilal, Azdin, Nasim, Soufian, Halim, Tarek, Hichem, Bouznag, Mystro, et ...) de m'avoir réconforté dans tous mes moments de doute. Mille merci pour tout ce que vous m'avez apporté et pour tout le bonheur qu'on a partagé.

Merci a tous !

«The only way to do great work is to love what you do»
Steve Jobs 2005

«La seule énergie propre est celle que l'on ne consomme pas»
Bon sens...

Résumé

Les réseaux intelligents « Smart Grid » désignent essentiellement une nouvelle génération des réseaux électriques équipées des technologies de l'information et de communication (TIC). Ces derniers permettent la gestion optimale de l'électricité entre les producteurs et les consommateurs. L'utilité des réseaux intelligents est d'établir un équilibre entre l'offre et la demande d'énergie ainsi que de minimiser les pertes d'électricité dans le réseau de distribution. Les réseaux intelligents intègrent les différentes sources pour la production de l'électricité (gaz naturel, pétrole, charbon, etc.), ainsi que les sources renouvelables (solaire, éolien, géothermie, etc.). La maison intelligente, « Smart Home », constitue le noyau du réseau intelligent. Elle est caractérisée par une plateforme logicielle ayant pour objectif la rationalisation de la consommation et, par conséquent, la minimisation des coûts d'énergie. Ainsi l'ensemble des maisons intelligentes forment un réseau décentralisé de production de l'électricité d'origine renouvelable. En effet, l'énergie produite est injectée dans le réseau électrique ou utilisée dans la consommation propre. Dans ce travail, une analyse du contexte énergétique national est présentée suivie par une présentation des différentes problématiques du réseau électrique. Ensuite, un état de l'art des réseaux intelligents est donné, ceci, en mettant l'accent sur son architecture et ses composants. Une attention particulière est accordée à la maison intelligente comme composant principal du réseau intelligent. Aussi, ce travail présente une analyse des performances d'un système photovoltaïque à injection dans le réseau installé au laboratoire énergie solaire à l'université de Batna 2. Cette analyse a pour objectif de déterminer le potentiel d'application des systèmes photovoltaïques décentralisés en Algérie. Pour ce faire, une étude expérimentale d'un système photovoltaïque de 1.6kWp est menée en tenant en compte trois années de tests et de mesures. Par suite, une approche de monitoring appliquée à une maison intelligente est développée en utilisant des logiciels libres. De plus, des modèles de simulation sous Trnsys, du système PV à injection dans le réseau et des profils de consommations pour une maison, sont élaborés et validés en utilisant les résultats expérimentaux. Enfin, l'étude est conclue par une analyse économique des systèmes PV à injection dans le réseau.

Les mots clés

Les réseaux intelligents ; monitoring ; gestion de l'énergie ; logiciels libres ; système photovoltaïque connecté au réseau ; TRNSYS ; l'économie des systèmes photovoltaïques, courbe de charge, TIC.

Abstract

The Smart Grid (SG) systems essentially are a new generation of electrical networks which are equipped by the information and communication technologies (ICT). The ICT are used to optimize the energy management between suppliers and customers. The utility of smart grids is to establish a balance between energy supply and demand as well as to minimize electricity losses from the distribution network. The smart grids include different conventional energy sources (natural gas, oil, coal and others) for the electricity generation and renewable ones (photovoltaic, CSP, wind, and others). The Smart Home is the kernel of the smart grid. It is characterized by the use of the software platforms to optimize the energy management which lead to energy costs minimization. The whole smart homes form a decentralized network for the generation of renewable electricity. In fact, the generated energy is used for self-consumption or injected in the grid network. In this work, an analysis of the national energy context is presented followed by the issues related the national electrical grid. After, a state of the art of the smart grids is given with a detail of its architecture and components. A particular attention is given to the smart home as a principal component of the smart grid. Also, this work presents an important section of a grid connected photovoltaic system performances analysis, this system is installed in the solar laboratory at Batna 2 University. This section is intended to establish the potential of the decentralized photovoltaic systems in Algeria. In order to do this, an experimental photovoltaic system of 1.6kWp is presented with taking into account three years of tests and measures. Moreover, a monitoring approach applied to a smart home is developed using open source environment. Next, simulation models under Trnsys of the grid connected PV system and the consumption profiles are elaborated and validated using the experimental results. Last, the study is concluded by an economic analysis of the grid connected PV systems.

Keywords

Smart Grid ; monitoring ; energy management ; open source software ; grid connected photovoltaic system; TRNSYS; economic study of the photovoltaic systems.

المخلص

الشبكات الذكية تمثل بالأساس جيلا جديدا من الشبكات الكهربائية المجهزة بتكنولوجيات الإعلام والاتصال هذه الأخيرة تسمح بالتسيير الأمثل للكهرباء بين المنتج و المستهلك، يكون الغرض منها إرساء التوازن بين طلب و عرض الطاقة وكذا التقليل من الضياعات الكهربائية في شبكة التوزيع كذلك أيضا تدمج مختلف أنواع مصادر الطاقة لإنتاج الكهرباء (الغاز الطبيعي، البيترول، الفحم، إلخ)، وكذلك مصادر الطاقات المتجددة (الشمسية، الريحية، حرارية ارضية، إلخ). المنزل الذكي يمثل لب الشبكات الذكية؛ فهو يمتاز بباقة من البرامج المعلوماتية التي تهدف الى الاستهلاك العقلاني وبالتالي التقليل من كلفة الطاقة و كذلك المنازل الذكية تشكل شبكة غير ممرضة لانتاج الكهرباء من المصادر المتجددة. في الواقع الطاقة المنتجة تباع لشبكة أو يتم إستعمالها في الإستهلاك الخاص. في هذا العمل، قدمنا تحليلا للسياق الطاقوي الوطني متبوعا بعرض لمختلف إشكاليات الشبكة الكهربائية. مع تقديم نبذة عن الشبكات الذكية، مركزين على هندسته و عناصره. وقد أعطى اهتماما خاصا للمنزل الذكي كعنصر أساسي في الشبكة الذكية. كذلك، هذا العمل يقدم تحليلا لأداء نظام الكهروشمسية المتصل بالشبكة المركب في مخبر الطاقة الشمسية بجامعة باتنة 2. هذا التحليل يهدف إلى تحديد امكانيات تطبيق الأنظمة الكهروشمسية اللا مركزية في الجزائر. للقيام بذلك، أجرينا دراسة تطبيقية على نظام كهروشمسي بإستطاعة 1.6 كيلوواط. مع الأخذ بالاعتبار ثلاث سنوات من الاختبارات و القياسات. بالتالي تم تطوير نظام مراقبة المعطيات الكهربائية للمنزل ذكي عبر شبكة الإنترنت، و قد طور هذا النظام باستعمال البرامج المعلوماتية الحرة. بالإضافة، قد تم تصميم نموذج محاكاة لنظام الكهروشمسية المتصل بالشبكة و للحمولات الكهربائية المنزلية، وهذا باستعمال برنامج (). الغرض منه هو مقارنة نتائج التصميم مع النتائج التطبيقية. في النهاية، الدراسة ختمت بتحليل اقتصادي للأنظمة الكهروشمسية المتصلة بالشبكة الكهربائية

مفاتيح الكلمات

الشبكات الذكية، انظمة المراقبة و تسيير الطاقة، البرمجيات الحرة، دراسة اقتصادية للأنظمة الكهروشمسية، منحنى الحمل، تكنولوجيا الاعلام و الاتصال.

Table des matières

Remerciments	i
Résumé	iv
Abstract	v
ملخص	v
Table des matières	vi
Liste des figures	ix
Liste des tableaux	xii
Nomenclature	xiii
Introduction générale	1
I Méthodologie et objectifs de la thèse	4
I.1 Introduction.....	4
I.2 Production d'énergie et besoins énergétiques internes en Algérie	4
I.2.1 Les besoins énergétiques internes en Algérie	4
I.2.2 Évolution et problématique du réseau électrique.....	6
I.3 Le gisements solaire en Algérie et technologies de conversion	8
I.4 La réduction des coûts des modules photovoltaïques	9
I.5 Développement des énergies renouvelables en Algérie.....	10
I.6 Les raisons d'un mix énergétique en Algérie	12
I.7 Conclusion	12
II. État de l'art des réseaux intelligents, « Smart Grid »	13
II.1 Introduction	13
II.2 Smart Grid définition, principe de fonctionnement et architecture	13
II.3 Réseaux de communications Smart Grid.....	15
II.4 Smart Home	15
II.4.1 Exemple de fonctionnement du système de gestion d'énergie de type SMA	18
II.5 Smart meter.....	19
II.6 Synthèse bibliographiques	20
II.6.1 Les projets pilotes en Smart Grid	20
II.6.2 Les projets de recherches.....	21
II.7 Conclusion	22
III Les systèmes photovoltaïques connectés au réseau électrique, principe de fonctionnement et caractéristiques électriques	23
III.1 Introduction	23
III.2 Les systèmes photovoltaïques connectés au réseau électrique.....	23
III.3 La conversion photovoltaïque	24
III.3.1 Principe de fonctionnement de la cellule Photovoltaïque	24
III.3.2 Caractéristiques électriques d'une cellule	26
III.3.3 Le module solaire photovoltaïque (PV)	28

III.3.4	Influence de l'éclairage sur les paramètres du module photovoltaïque	28
III.2.4	Influence de la température sur les paramètres du module photovoltaïque	28
III.4	Caractérisation du système photovoltaïque connecté au réseau.....	30
III.4.1	Configuration du système photovoltaïque connecté au réseau	30
III.4.2	Acquisition de données	31
III.4.2.1	Architecture de l'acquisition de données utilisée dans le système PV	31
III.4.2.2	Instrumentations utilisés.....	31
III.4.2.3	Protocoles de communications.....	33
III.4.3	Logiciel d'acquisition de données réalisé	33
III.4.3.1	Logiciel développé pour l'acquisition de données du système	33
III.4.3.2	Organigramme du logiciel.....	34
III.5	Caractérisation électrique du système photovoltaïque	37
III.5.1	Configuration du générateur photovoltaïque.....	37
III.5.2	Influences des paramètres climatiques	38
III.5.3	Les différents rendements d'un système photovoltaïque	41
III.5.4	Interprétation des résultats de calcul des rendements	43
III.6	Test expérimental du phénomène de dégradation des modules photovoltaïques.....	44
III.6.1	Types de dégradation affectant les paramètres des modules PV	44
III.6.2	Calcul du taux de dégradation des modules photovoltaïque	45
III.7	Conclusion.....	48

IV Analyse de performances du système photovoltaïque connecté au réseau électrique 49

IV.1	Introduction.....	49
IV.2	Normes et standards appliqués pour l'évaluation des performances	49
IV.2.1	Energie de référence normée.....	50
IV.2.2	Énergie normée du générateur photovoltaïque GPV	51
IV.2.3	Énergie normée du système	51
IV.2.4	Pertes de système	52
IV.2.5	Pertes de captation du GPV	52
IV.2.6	Indice de performance.....	53
IV.3	Analyse de paramètres climatiques et de fonctionnement du système	54
IV.3.1	Étude du potentiel solaire et de la température ambiante	54
IV.3.2	Analyse des énergies DC et AC produites par le système photovoltaïque	55
IV.3.3	Stabilité du réseau électrique après injection de la production photovoltaïque	56
IV.4	Analyse de performance du système photovoltaïque.....	57
IV.4.1	Évaluation des paramètres normalisés	57
IV.4.1.1	L'énergie de référence (YR)	57
IV.4.1.2	Le productible du champ photovoltaïque (YA)	57
IV.4.1.3	Le productible final du système (YF)	57
IV.4.1.4	Analyse des pertes du système photovoltaïque.....	59
IV.4.1.5	L'indice de performance du système (PR).....	59
IV.4.1.6	Analyse des pertes de captage (Lc).....	59
IV.5	Étude comparative des résultats obtenus	61
IV.5.1	Comparaison du productible final.....	61
IV.5.2	Comparaison de l'indice de performance	61
IV.5.3	Comparaison des rendements.....	63
IV.6	Conclusion	63

V Développement d'un système de monitoring et de contrôle via internet sous FOSS pour la gestion de l'énergie dans une Smart Home 64

V.1	Introduction	64
V.2	Les logiciels libres.....	64
V.3	Choix du langage et logiciels utilisés	65
V.4	Développement du site web de monitoring et de contrôle des charges sous un environnement libre.....	66
V.4.1	Architecture matériels et logiciels du système de monitoring	66
V.4.1.1	Carte Raspberry PI	68
V.4.1.2	Carte Arduino Ethernet	69
V.4.2	Description et principe de fonctionnement du Butler	70
V.4.3	Plan du site web.....	72
V.4.4	Interface principale.....	73
V.4.5	Le tableau de bord du système	74
V.4.6	Interface de contrôle des charges	75
V.4.6.1	Mode d'utilisation de l'interface	75
V.4.6.2	Base de données des pins GPIO	76
V.4.6.3	Fonctionnement de l'interface.....	77
V.5	Conclusion.....	79
VI Modélisation et analyse économique du système photovoltaïque.....		80
VI.1	Introduction	80
VI.2	Méthodologie de la modélisation d'une maison équipée d'un système photovoltaïque de 2.4 kWp sous TRNSYS	80
VI.2.1	Modélisation du Système photovoltaïque de 1.6 kWp à injection dans le réseau .	81
VI.2.2	Modélisation sélection des composants d'une maison verte équipée d'un système photovoltaïque de 2.4 kWp	81
VI.3	Validation du modèle de simulation	82
VI.3.1	Analyse des données climatiques.....	82
VI.3.2	Analyse de performance du modèle de simulation du système à injection dans le réseau.....	83
VI.4.3	Analyse de la consommation d'énergie et des coûts de production	84
VI.4	Analyse économique du système à injection dans le réseau électrique	86
VI.4.1	Coût d'investissement.....	86
VI.4.2	Les principaux critères d'évaluation et d'analyse économique des systèmes photovoltaïques	87
VI.4.2.1	Coût de cycle de vie du système	87
VI.4.2.2	Coût du kWh actualisé	88
VI.4.2.3	Valeur Actuelle nette	88
VI.4.2.4	Taux de rentabilité interne	89
VI.4.3	Résultats d'analyse économique du système à injection dans le réseau	90
VI.4.3.1	Répartition des coûts d'investissement	90
VI.5.3.2	Analyse des coûts du système actualisés	91
VI.6	Conclusion	93
Conclusion générale		95
Bibliographie.....		97
Annexes		104

Liste des figures

Figure I.1 L'analyse des bilans d'énergie, durant la période 2005-2015, indique une baisse continue de la production globale et la croissance de la consommation énergétique nationale	5
Figure I.2 Présentation, par secteur, de la consommation finale, estimée à 42,46MTep en 2015 et répartition, par produits énergétiques, utilisés par le secteur des ménages et autres	6
Figure I.3 Courbe de charge du réseau national de distribution d'électricité, relevée le 14 août 2014, on observe les deux pic de puissances maximales appelées	7
Figure I.4 Courbe du rayonnement solaire en W / m ² relevée durant la journée du 12 août 2014 sur le site du Centre Abrouk Madani de l'université de Batna 2	8
Figure I.5 Baisse du prix moyen du Wp du module photovoltaïque en fonction de la puissance cumulée installée, durant la période de 1980 – 2015	9
Figure I.6 La répartition des centrales photovoltaïques par région géographique.....	11
Figure II.1 Schéma conceptuel du Smart Grid proposé par NIST Smart Grid Framework, comportant, les réseaux de communications, de transmission et de distribution d'électricité et les sept domaines..	14
Figure II.2 Les composants de production et de gestion d'énergie, ainsi que les différentes charges électriques constituant un Smart Home	17
Figure II.3 Profil journalier d'une installation photovoltaïque, de la consommation électrique et de l'autoconsommation avec stockage temporaire	19
Figure III.1 Schéma synoptique d'un système photovoltaïque avec injection dans le réseau.....	24
Figure III.2 Schéma représentant une cellule photovoltaïque sous éclairement	25
Figure III.3 Schéma électrique d'une cellule solaire.....	26
Figure III.4 Caractéristique Courant –Tension en fonction de l'éclairement, indiquant les points caractéristiques, pour calculer les paramètres de la cellule solaire.....	27
Figure III.5.a Caractéristiques I-V en fonction de l'éclairement	29
Figure III.5.b Caractéristiques I-V en fonction de la température	29
Figure. III.6 Système PV installé au Centre Abrouk Madani, université Batna 2.....	30
Figure. III.7 Architecture d'acquisition et de traitement de données du système	32
Figure III.8 Interface principale qui permet l'affichage de tous les paramètres relevés par le logiciel d'acquisition de données, développé sous Visual Basic 5	34
Figure. III.9a Organigramme du programme réalisé sous Visual Basic pour l'acquisition et le traitement de données	35
Figure. III.9b Organigramme du programme réalisé sous Visual Basic pour l'acquisition et le traitement de données (suit).....	36

Figure III.10 Vue du générateur photovoltaïque de 2.4kWp, installé sur la toiture du centre Abrouk Madani, université Batna 2	37
Figure III.11 Caractéristiques Courant-Tension du générateur photovoltaïque, relevées pour différents éclairagements et différentes températures.....	39
Figure III.12 Caractéristiques Puissance-Tension du générateur photovoltaïque, relevées pour différents éclairagements et différentes températures	39
Figure III.13 Courbes journalières de la Tension U_{DC} du générateur photovoltaïque, et de la température du module relevées durant la période de 6h40 à 18h54.....	40
Figure III.14 Caractéristique I-V et P-V, du générateur PV, relevées le 20-11-2014, indiquant les limites de fonctionnement du convertisseur au point de puissance maximale.....	40
Figure III.15 Chaîne de conversion de l'énergie solaire.....	41
Figure III.16 Rendements moyens annuels du générateur photovoltaïque, mesurés durant la période 2013-2014	43
Figure III.17 Rendements moyens annuels du convertisseur, mesuré durant la période 2013-2014 ...	44
Figure III.18 Rendements moyens annuels du générateur photovoltaïque, mesurés durant la période 2013-2014.....	44
Figure III.19 Création des points chauds sur les connexions (+ et -) des modules PV	46
Figure III.20 Couche EVA dégradée et formation de bulles d'air entre- cellules PV.....	46
Figure. III.21 Vue du générateur G1 et G2 testé pour déterminer le taux de dégradation et l'effet de dégradation sur la production des modules.....	46
Figure III.22 Caractéristiques I-V de deux panneaux de type PHOTOWATT PW-P400 de 200 Wp chacun. Le panneau G1 est composé de 5 modules utilisés pour la première fois et un panneau G2 composé de 5 anciens modules du générateur sous tests.....	47
Figure IV.1 Chaîne de conversion d'énergie d'un système photovoltaïque avec injection dans le réseau électrique avec indicateurs de performances	50
Figure IV.2 Évolution de la moyenne mensuelle de l'énergie solaire et de la température ambiante sur le site géographique de la ville de Batna durant la période 2013-2014	55
Figure IV.3 Évolution des énergies moyennes mensuelles de la production DC et celle injecté AC dans le réseau électrique par le du système durant la période 2013-2015	56
Figure IV.4 Courbe de fréquence du réseau électrique après injection de la production photovoltaïque au réseau durant 24 heures du fonctionnement du système	57
Figure IV.5 Les valeurs moyennes journaliers du productible du système, des pertes de captage, du système et le facteur de performance de l'installation durant l'année 2013	58
Figure IV.6 Les valeurs moyennes journaliers du productible du système, des pertes de captage, du système et le facteur de performance de l'installation durant 36 mois	58
Figure VI.7 L'influence de l'énergie solaire de référence sur les facteurs normalisés du système durant le mois de Juillet 2015	60

Figure VI.8 L'influence de l'énergie solaire de référence sur les facteurs normalisés du système durant le mois Décembre 2015	60
Figure. V.1 Architecture de communication du système de monitoring	67
Figure. V.2 Architecture de monitoring du système	68
Figure VI.3 Schéma de principe de fonctionnement du système de contrôle de charges via le réseau internet	71
Figure V.4 Plan du site web	72
Figure V.5 Vue de l'interface principale du site web	73
Figure V.6 Vue du tableau de bord du système de monitoring du système	75
Fig. V.7 Connexion à distance entre PC Ubuntu avec la carte Raspberry PI et initialisation des pins GPIO	76
Figure V.8 Vue de la structure de la base de données gpio	77
Figure V.9 Vue de l'interface de contrôle de charge via internet	78
Figure VI.1 Illustration du modèle du système global pour la gestion de l'énergie entre deux systèmes photovoltaïques avec une puissance nominale de 2.4 kWp ainsi que les différentes charges, couramment, utilisées dans une habitation individuelle	82
Figure VI.2 Comparaison entre le rayonnement issue de la simulation (Pdc-S : Puissance DC du générateur photovoltaïque modélisé, Pac-S : Puissance AC du système après de la simulation, Gi-S : Rayonnement solaire du modèle, Gi-M : rayonnement mesuré, Pdc-M : puissance DC générée par le générateur photovoltaïque et Pac-M : Puissance AC)	83
Figure VI.3 Bilan du système modélisé durant une année de fonctionnement.....	84
Figure VI.4 Répartition de la consommation typique par charges dans une habitation individuelle ...	85
Figure VI.5 Évolution du prix du kWh actualisé du système photovoltaïque de 1.6 kWp pour différents taux d'actualisation.....	92
Figure VI.6 Le retour d'investissement du système sur sa durée de vie pour différents prix d'énergie produite du système et pour le prix de l'électricité photovoltaïque fixé par le ministère d'énergie (15.94DA/kWh)	93

Liste des tableaux

Tableau I.1 La répartition des différentes centrales réalisées durant la période 2011-2016...	11
Tableau III.1 Comparaison entre les paramètres électriques deux panneaux de type PHOTOWATT PW-P400 de 200 Wp chacun. Le panneau G1 est composé de 5 modules utilisés pour la première fois et un panneau G2 composé de 5 anciens modules du générateur sous tests.....	47
Tableau IV.1 Étude comparative des résultats normalisés des systèmes photovoltaïques connectés au réseau électrique installés à travers le monde avec le système installé au Laboratoire Énergie Solaire Université de Batna 2.....	62
Tableau V.1 Timing de fonctionnement de charge contrôlés automatiquement par la carte Arduino E.thernet	78
Tableau VI.1 La répartition des coûts des composants d'un système photovoltaïque à injection dans le réseau de 1.6 kWp.....	91
Tableau VI. 2 Évolution des coûts du système sur sa durée de vie pour différents taux d'actualisations.....	92

Nomenclature

Liste des abréviations

ABB: ASEA Brown Boveri&Cie
AC: Courant Alternatif – Alternating Current
ADME: Agence de L’Environnement et de la Maîtrise de l’Énergie
Ajax: Asynchronous Javascript and Xml
AMI: Infrastructure de mesure avancée - Advanced Metering Infrastructure
ARM: Advanced RISC Machines
ASEA: Allmänna Svenska Elektriska Aktiebolaget
ASCII: American Standard Code for Information Interchange
BASIC: Code d’instruction symbolique multi-usages du débutant - Beginner’s All purpose Symbolic Instruction Code
BT: Base tension
BTP: Batiment et Travaux Publics
CCNUCC:Convention Cadre des Nations Unis sur le Changement Climatiques
CMS: Système de gestion de contenu – Content Management System
COP: Conférence des Parties
CPDN: Contributions Prévue et Déterminées au niveau National
CSS: Logiciels propriétaires - Close source Software
css: Feuilles de style en cascade - Cascading Style Sheets
CSP: Concentrated Solar Power
CSI: Camera Serial Interface
DC: Courant continu – Direct Current
DSI: Display Serial Interface
E-DeMa:Development and Demonstration of Locally Networked Energy Systems to the E-Energy Marketplace of the Future – Entwicklung und Demonstration dezentral vernetzter Energiesysteme hin zum E-Energy Marktplatz der Zukunft
EMS: Systeme de gestion d’énergie - Energy Management Systems
EVA: Éthylène et de Vinyle Acétate – Ethylene Vinyl Acetate
FOSS: Logiciels libres - Free Open Source Software
FTP: File Transfer Protocol
GNU: GNU n’est pas Unix – GNU’s Not Unix
GPIB: General Purpose Interface Bus
GPIO: General Purpose Input/Output
GPL: Gaz de Pétrole Liquéfié
GPV: Générateur photovoltaïque
HAN: Home Area Network
HDMI: Interface multimédia haute définition – High Definition Multimedia Interface
HPIB: General Puckard Instrument Bus
HT: Haute Tension
HTML: HyperText Markup Language
I2C: Inter Integrated Circuit
IAEW: Institut des systèmes électriques et de l’économie de l’énergie - Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft
IEA: Agence internationale de l’énergie – International Energy Agency
IFHT: Institut de la technologie à haute tension – Institute For High Voltage Technology
Json: JavaScript Object Notation
LAN: Local Area Network
LCD: Écran à cristaux liquides – Liquid Crystal Display
LED: Diode électroluminescente – Light Emitting Diode
MeRegio:Minimum Emission Region
MPPT: Maximum Power Point Tracking
MT: Moyenne Tension
MySQL:My Structured Query Language
NAN: Neighbor Area Network
PCM: Modulation par impulsion et codage – Pulse Code Modulation
PHP: PHP Hyper text Preprocessor
PMA: Puissance Maximale Appelée
PVPS: Photovoltaic Power Systems Programme

Nomenclature

PV: PhotoVoltaïque - PhotoVoltaPic
PWM: Pulse Width Modulation
RISC: Reduced Instruction Set Computer-Machine
Rj: Prise jack enregistrée – Registered Jack
RS232: Standard recommandé 232 – Recommended Standard 232
RWTH: Université technique de Rhénanie Westphalie à Aix la chapelle – Rheinisch Westfälische Technische Hochschule Aachen
Samba: Server a Message Block a
SCADA: Système de contrôle et d'acquisition de données – Supervisory Control And Data Acquisition
SG: Réseau intelligent – Smart Grid
SGBD: Système de Gestion de Base de Données
SH: Maison intelligente – Smart Home
SM: Compteur intelligent – Smart Meter
SMA: System, Mess and Anlagentechnik
SPI: Serial Peripheral Interface
SSH: Secure Shell
TCP/IP: Protocole de contrôle de la transmission/Protocole internet - Transmission Control Protocol/Internet Protocol
TIC: Technologie de l'Information et de Communication – Information and Communication technology
TRNSYS: TRaNsient SYstem Simulation program
UART: Universal Asynchronous Receiver Transmitter
USB: Bus universel en Série – Universal Serial Bus
VB: Visual Basic
WAN: Wide Area Network

Liste des symboles

a :	Facteur d'idéalité modifié	-----
A_c :	Surface de la cellule et du module solaire	en m ²
A_G :	Surface du générateur photovoltaïque	en m ²
A_m :	Surface du module photovoltaïque	en m ²
AM :	Masse d'air	-----
At :	Coût annuels	en DA
C_A :	Autre Coût dégagé pendant la réalisation du projet	en DA
C_B :	Coût des batteries pour les systèmes autonomes	en DA
C_C :	Coût du convertisseur à utiliser	en DA
C_d :	Coût de débranchement du système à l'année n	en DA
C_I :	Coûts de montage et d'installation	en DA
C_G :	Coût du générateur photovoltaïque à installer	en DA
C_{MS} :	Coût du système de monitoring et équipements de communication	en DA
C_{O&M} :	Coûts d'opération et de maintenance	en DA
C_P :	Coût de planification établie par un ingénieur spécialisé	en DA
CP_{AC} :	Coût de l'énergie photovoltaïque	en DA
C_R :	Coût de raccordement du système à injection avec le réseau	en DA
C_{RC} :	Coût résiduel du convertisseur	en DA
C_{RG} :	Coût résiduel du générateur	en DA
C_{Rm} :	Coût de remplacement	en DA
C_{RS} :	Coût résiduel du système	en DA
C_{RST} :	Coût résiduel de la structure	en DA
C_S :	Coût de structure métallique	en DA
C_T :	Coefficient de température (0.44%/°C pour la cellule cristalline)	en °C ⁻¹
C_t :	Cash flows à l'année t	en DA
C_{Tr} :	Coût de transport	en DA
C_U :	Coût des équipements de protection, boîtier et câbles	en DA
d :	Taux de dégradation de chaque composant	en %
Dt :	Facteur d'actualisation	-----
E_{AC} :	Énergie AC injectée au réseau	en Wh
E_{DC} :	Énergie DC produite par le générateur	en Wh
E_E :	Coût d'énergie économisée	en DA
f :	Regroupe le taux d'inflation, taux de croissance des prix d'électricité, taux de croissance des prix des émissions de CO ₂ ou le taux de croissance des prix des SREC (Solar Renewable Energy Certificaties)	en %
Fq :	Fréquence	en Hz
G_i :	Rayonnement solaire global	en W/m ²
G_{i,STC} :	Rayonnement global sous conditions STC	en W/m ²
H_G :	Énergie solaire globale	en kWh/m ²
I₀ :	Coût global du système	en DA
I :	le courant fourni par une cellule	en A
I_{AC} :	Courant de sortie du convertisseur	en A
I_{CC}, I_{SC} :	Courant de court circuit	en A
I_{DC} :	Courant de sortie du générateur PV	en A
I_L :	Le photo courant, généré par le rayonnement	en A
I_{MAX}, I_{op} :	Courant maximal à P _{MAX}	en A
K :	Constant de Boltzmann	en J/K
L_C :	Pertes de captage	en kWh/kWp
l_C :	Pertes de captage instantanées	-----
LCC :	Coût du système sur sa durée de vie	en DA
L_{CM} :	Pertes divers	en kWh/kWp
l_{CM} :	Pertes divers instantanées	-----
LCOE :	Coût actualisé de l'électricité	en DA/kWh

Nomenclature

L_{CT}:	Pertes thermiques	en kWh/kWp
I_{CT}:	Pertes thermiques instantanées	----
L_S:	Pertes du système	en kWh/kWp
I_S:	Pertes du système instantanées	----
Mel :	Production d'électricité annuelle	en kWh/an
n :	Durée de vie du système (20 ou 25ans pour un système PV)	
ni :	Facteur d'idéalité de la diode	----
NOCT:	Température optimale de fonctionnement de la cellule	en °C
N_s :	Nombre de cellules en série	----
nt :	durée de vie du composant à remplacer	en an
P_{0-STC}, P_{op}, P_{MPP}, P_{MAX}:	Puissance maximale du générateur sous STC	en W
P_{AC}:	Puissance AC	en W
P_{DC}:	Puissance DC	en W
PR:	Facteur de performance	en %
pr:	Facteur de performance instantané	-----
PR_A:	Facteur de performance du champ PV	en %
Pr_A:	Facteur de performance instantané du champ PV	-----
q :	Charge électrique	en C
R_s:	Résistance série	en Ω
R_{sh}:	Résistance Shunt en	en Ω
STC:	Conditions standards de teste (1kW/m ² , 25°C et AM1.5)	
T₀:	Température de référence	en °C
t :	Année varie de 1 a n	
T_a:	Température ambiante	en °C
T_C :	Température de la cellule	en °C
T_m:	Température du module	en °C
V :	Tension de la cellule	en V
V_{AC}:	Tension de sortie du convertisseur	en V
VAN :	Valeur actuelle nette	en DA
V_{DC}, U_{DC}:	Tension DC de sortie du générateur PV	en V
V_{MAX}, U_{op}:	Tension maximale	en V
V_{OC}, U_{OC}:	Tension du circuit ouvert	en V
Y_A:	Productible du champ	en kWh/kWp
ya :	Productible instantané du champ PV	-----
Y_F :	Productible du final	en kWh/kWp
y_f :	Productible instantané du final	-----
Y_R:	Productible de référence	en kWh/kW
yr :	Productible inatantané de référence	-----
Y_T:	Énergie de référence normée tenir compte la température corrigée	en kWh/kW
α :	Taux d'actualisation	en %
η_{INV}:	Rendement énergétique au point de puissance maximale	en %
η_{MPPT}:	Rendement du convertisseur au point de puissance maximale	en %
η_{inv}:	Rendement instantané du convertisseur	en %
η_G:	Rendement du générateur	en %
η_g:	Rendement instantané du générateur	en %
η_s:	Rendement du système photovoltaïque	en %
η_{sys}:	Rendement instantané du système	en %
η_C:	Rendement de la cellule photovoltaïque	en %
τ:	période du temps (année, mois ou jours)	

Introduction générale

Le Contexte énergétique mondial est caractérisé, aujourd'hui, par une demande sur les produits énergétiques, en constante hausse. Cette demande est plus remarquable dans les pays en voie de développement, en raison de la croissance de leurs populations et de leurs besoins en nourriture, éducation et santé. En 2015, la population mondiale a été estimée à 7,350 milliards d'habitants [UN, 15], alors qu'elle n'était que de l'ordre de 4,075 milliards d'habitants en 1975 [UN, 06]. Il est intéressant d'observer l'effet de cette augmentation de la population sur l'évolution de la consommation d'énergie primaire, au niveau mondial, depuis la première crise du pétrole en 1973. Il ressort que la consommation de l'énergie primaire en 1973 qui était de 6107 Millions Tonnes équivalent pétrole (MTep), a pratiquement doublé en 2013, elle est passée à 13541 MTep. Cette production d'énergie est basée à plus de 80% sur les combustibles fossiles (le charbon 27.3%, le pétrole 32.4% et le gaz naturel 21.4%), si l'on ajoute la source nucléaire, la production mondiale d'énergie primaire est constituée principalement de ressources non renouvelables [IEA, 15].

La hausse de la consommation mondiale de l'énergie, n'est pas sans conséquences sur l'environnement, qui ne cesse de se dégrader, en raison des quantités importantes du CO₂ libérées dans l'espace. Elles sont passées de 15515 Millions de tonnes (Mt) en 1973 à 32190 Mt en 2013. Nous observons, également dans ce cas, que les émissions des gaz à effet de serre ont doublé durant la même période 1973 - 2013. Les sources d'émissions sont en grande partie : le charbon avec une part de 46%, suivi par le pétrole 33.6%, puis par le gaz naturel avec une part de 19.8% [IEA, 15].

Cette situation, inquiétante, a amené la communauté internationale à mettre en place un cadre de concertation, pour élaborer des politiques de réduction de ces émissions. La Convention Cadre des Nations Unies sur le Changement Climatiques (CCNUCC) et la Conférence des Parties (COP), sont les instruments de ce cadre, ils définissent les objectifs de ces politiques et leurs actualisations périodiques. Chaque pays a ses spécificités en terme de consommation d'énergie, de potentialités et ressource propres, à cet effet, les pays sont appelés à formuler, chacun en ce qui le concerne, des contributions prévues et déterminées au niveau national (CPDN).

La contribution prévue et déterminée au niveau national (CDPN) de l'Algérie, a été présentée à la 21^e Conférence des Parties (COP21), qui s'est déroulée à Paris du 30 novembre au 13 décembre 2015. Cette contribution, consiste à réduire les effets négatifs du changement climatique et des gaz à effet de serre, tels que le gaz carbonique (CO₂), le méthane (CH₄) et l'oxyde nitreux (N₂O). Pour cela la stratégie de la CPDN-Algérie, doit être appliquée dans les secteurs comme l'énergie, le transport, les forêts ainsi que le secteur des ménages et de l'industrie. La contribution algérienne, vise la réduction de ces émissions entre 7% et 22%. Les 7% seront entièrement réalisées par des moyens locaux. Toutefois, une aide financière externe est nécessaire pour finaliser toutes les actions, jusqu'à atteindre le taux de 22% [CPDN, 15].

Les mesures d'atténuation dans le domaine de l'énergie relèvent de la mise en œuvre du programme national de développement des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique, actualisée en 2015 [ME, 15]. Les objectifs de ce programme consistent à réduire la consommation globale en énergie de 9%, par l'application d'un ensemble de mesures comme : l'utilisation de l'isolation thermique pour les logements, la conversion progressive du parc automobile (véhicules particuliers et autobus) au GPL et l'exploitation des énergies renouvelables afin de pouvoir couvrir 27% de la production nationale d'électricité d'ici 2030. La puissance totale à installer est de 22 000 MW. La puissance réservée aux technologies photovoltaïques est 13.575 GW, soit 61.7 % de la puissance totale à installer.

La mise en place, graduelle, de cet ambitieux programme, présente une excellente opportunité pour le développement des secteurs de l'industrie et des services, mais également celui de la recherche scientifique.

Dans le volet recherche scientifique, l'utilisation de l'énergie solaire, en particulier les systèmes photovoltaïques (13 575 MW) destinés à des applications domestiques ou à grandes échelles, comme les centrales photovoltaïques de plusieurs mégawatts, posent des problèmes de gestion de l'énergie solaire disponible. En effet, la production de l'énergie solaire d'origine photovoltaïque a lieu durant la journée, alors que les besoins en utilisation, sont souvent exprimés la nuit. Comment concilier entre l'offre et la demande, quelle est l'approche à adopter et les moyens à mettre en œuvre pour une intégration optimale de l'énergie solaire dans le mixte énergétique, c'est là, quelques éléments pertinents qui constituent l'objectif de ce travail de recherche.

Afin de mener des investigations pour résoudre ces problèmes, les technologies de l'information et de la communication (TIC), seront intégrés au réseau électrique, dans leur nouvelle configuration, appelée réseaux électriques intelligents ou « Smart-Grid ». Outre les outils informatiques usuellement utilisés, des utilitaires, développés à cet effet, sous Open Source, seront appliqués pour le pilotage et la gestion, en temps réel, des différents éléments du système photovoltaïque étudié. La démarche adoptée pour la conduite de ce travail ainsi que les travaux de modélisation et les différents tests réalisés seront présentés dans les cinq chapitres, qui constituent cette thèse :

Le chapitre I, décrit l'approche suivie pour réaliser ce travail de recherche. Celle-ci consiste, à partir d'une analyse du système énergétique national, de relever les dysfonctionnements, comme par exemple, le déséquilibre persistant entre l'offre et la demande des produits énergétiques, et d'étudier des solutions appropriées afin d'atténuer la demande énergétique en hausse. En tenant compte des spécificités propres à la courbe de charge du réseau électrique national, du potentiel d'énergie solaire disponible, associés à des techniques modernes de conversion et de gestion d'énergie, des solutions économiques et pratiques seront proposées pour la réalisation d'un mix énergétique durable.

Le chapitre II, présente un aperçu de l'état d'art sur les réseaux intelligents, mode de fonctionnement et techniques utilisées sont soigneusement décrites. Une attention particulière sera accordée à la présentation des éléments qui constituent la maison intelligente (Smart Home) ainsi que le mode de gestion de l'énergie durant un cycle de 24 heures. Ce chapitre

inclut également une synthèse de la bibliographie utilisée au cours de la réalisation de ce travail, prenant en considération les principaux projets pilotes réalisés dans le monde, comme par exemple, Smart Watts et Model City Mannheim.

Le chapitre III décrit les caractéristiques des composants du système photovoltaïque connecté au réseau électrique. Dans la partie théorique de ce chapitre, est exposé un rappel sur le principe de fonctionnement de la cellule photovoltaïque sous l'influence des paramètres climatiques (éclairage et température). Dans la partie pratique, à l'aide de la chaîne de mesure et du logiciel d'acquisition de données réalisés à cet effet, les paramètres électriques du système photovoltaïque, comme la caractérisation I-V, les différentes puissances et rendements du système photovoltaïque (énergie DC et AC), sont relevés de manière continue et analysés. Enfin l'effet de dégradation des modules photovoltaïques sur les différents rendements est également étudié et les résultats sont rapportés dans ce chapitre.

Le chapitre IV est consacré à l'analyse des performances du système étudié sous conditions réelles, en utilisant des facteurs normalisés, tels que le facteur de performance et le productible du système. Pour parfaire cette analyse et parvenir à des résultats fiables et exploitables pour le but visé, les données nécessaires à cette analyse ont été relevées, de manière continue, durant les trois années de fonctionnement du système (2013-2015). Les valeurs obtenues à travers cette étude sont comparées à des résultats normalisés de systèmes photovoltaïques connectés au réseau électrique et installés à travers le monde.

Le chapitre V, Sera consacré à la présentation du système de monitoring réalisé sous un environnement libre. L'architecture de ce système, les langages et les logiciels utilisés sont tous de la communauté libre. Une partie de ce chapitre est destinée à la présentation du site web du système, ainsi qu'à la gestion de l'énergie à distance, via le réseau internet, utilisant des cartes électroniques de nouvelle génération (Raspberry PI et Arduino). Enfin dans ce chapitre est présenté un bilan énergétique, illustrant toute la chaîne de production des énergies DC et AC ainsi que les différentes consommations, sans omettre de quantifier les quantités de CO₂ équivalentes émises dans l'atmosphère.

Le chapitre VI, est dédié à la modélisation des performances et le calcul des coûts du système. Les résultats d'analyses présentés dans les précédents chapitres, montrent, comment la dégradation des paramètres des modules affecte les performances du système étudié. Dans la modélisation entreprise, les paramètres électriques des modules utilisés ne sont pas dégradés. A l'aide du logiciel TRNSYS, un modèle dynamique de la consommation d'énergie (variation de la durée de fonctionnement de charges pendant le cycle de 24 heures) a été développé et mis en œuvre. Les résultats affichent, les performances énergétiques du système, le coût d'investissement (LCC), le coût de kWh actualisé (LCOE), ainsi que le retour de l'investissement du système sur sa durée de vie, fixée à 25 ans.

I. Méthodologie et objectifs de la thèse

I.1 Introduction

Le système de production nationale d'électricité, a connu durant ces dix dernières années une dynamique exceptionnelle sur le plan du développement des infrastructures de production et de transport. La stratégie sur laquelle est bâti ce système s'appuie, uniquement, sur l'exploitation des ressources énergétiques d'origines fossiles, qui malheureusement sont en baisse continue. Comment garantir l'approvisionnement et le fonctionnement de ces infrastructures dans l'avenir, c'est l'objet de ce premier chapitre.

A partir d'un état des lieux, les déficiences et les atouts de ce système énergétique seront identifiées, des solutions appropriées seront apportées pour assurer un fonctionnement durable.

I.2 Production d'énergie et besoins énergétiques internes en Algérie

En 1966, date du premier recensement de la population algérienne, estimée à 12.022 millions d'habitants, la production nationale d'électricité était de 1094 GWh pour une puissance totale installée équivalente à 628 MW [AS, 86 – Hamouda et al, 06]. Depuis, la puissance installée et la production d'énergie, ont connu un accroissement considérable. En effet et afin d'éradiquer les séquelles du sous-développement, léguées par la colonisation, l'état algérien a érigé l'électrification du pays comme priorité absolue. Dans le but de satisfaire les besoins grandissants de la population, le gouvernement algérien a lancé, à partir des années 70, une série de programmes de développement des différents secteurs comme: l'habitat, l'industrie, l'agriculture et celui des transports. Ces programmes ont nécessité des investissements importants particulièrement dans le secteur de l'énergie. Le résultat de la politique menée est une nette amélioration du taux d'électrification nationale, qui est passé de 52% en 1975 à 99% à la fin de l'année 2015. Actuellement la population algérienne est estimée à 39.50 millions d'habitants, la consommation d'électricité est de l'ordre de 60579MWh pour une puissance installée équivalent à 15163 MW.

I.2.1 Les besoins énergétiques internes en Algérie

Le bilan énergétique national 2015, affiche une énergie disponible de 160.81 MTep, elle représente la somme de la production, 156.07 MTep (y compris la variation des stocks) et des importations 4.74 MTep [ME, 16a]. La part destinée à l'exportation est de 100.19 MTep, celle réservée à l'approvisionnement interne est 60.62 MTep. En tenant compte de l'écart statistique de 2.32 MTep, la couverture des besoins internes est 58.30 MTep. L'analyse des bilans énergétiques annuels, relatant la production globale, la part destinée à l'exportation et la consommation nationale d'énergie, appelée aussi demande interne d'énergie, durant la période 2005 – 2015, fait apparaître un déséquilibre persistant entre la production globale et la consommation énergétique nationale. Alors que la production d'énergie, qui a atteint un maximum de 179.57 MTep en 2005 [ME, 05], connaît depuis, une baisse continue, pour se

stabiliser en 2015 à 156.70 MTep, la consommation énergétique nationale n'a cessé, depuis, de croître, passant à cet effet de 36.20 MTep en 2005 à 58.30 MTep en 2015, soit une augmentation de l'ordre de 40% durant cette dernière décennie (**Fig. I.1**). Durant la même période, la production globale d'énergie aura connu une baisse d'environ 14.18 %. Le déclin de la production nationale en énergie primaire est un indicateur préoccupant, quant à la raréfaction, dans l'avenir, des ressources énergétiques d'origine fossile.

La consommation énergétique nationale estimée à 58.30 MTep en 2015, représente 38% de la production globale, elle englobe, outre la consommation finale 42.46 MTep, la consommation non énergétique 4.08 MTep et la consommation des industries énergétique 11.73 MTep (y compris les pertes). La consommation finale a également connu une augmentation remarquable durant cette période, passant de 24.50 MTep en 2005 à 42.46 MTep en 2015. La hausse de la demande interne est due à la croissance des besoins des secteurs des ménages et autres 18.40 MTep (42.70%), de l'industrie et BTP, 8.82 MTep (20.80%) et le transport, 15.50 MTep (36.50%). Le secteur des ménages et autres (**Fig. I.2**), pour ses besoins (électricité et chauffage des bâtiments), ce dernier secteur, utilise essentiellement du Gaz naturel (46.22%), le GPL (10.04%) et l'électricité (41.73%), ainsi ces trois produits couvrent 97.99 % des besoins de ce secteur. Il faut noter également que l'électricité est produite par des centrales électriques fonctionnant au Gaz naturel.

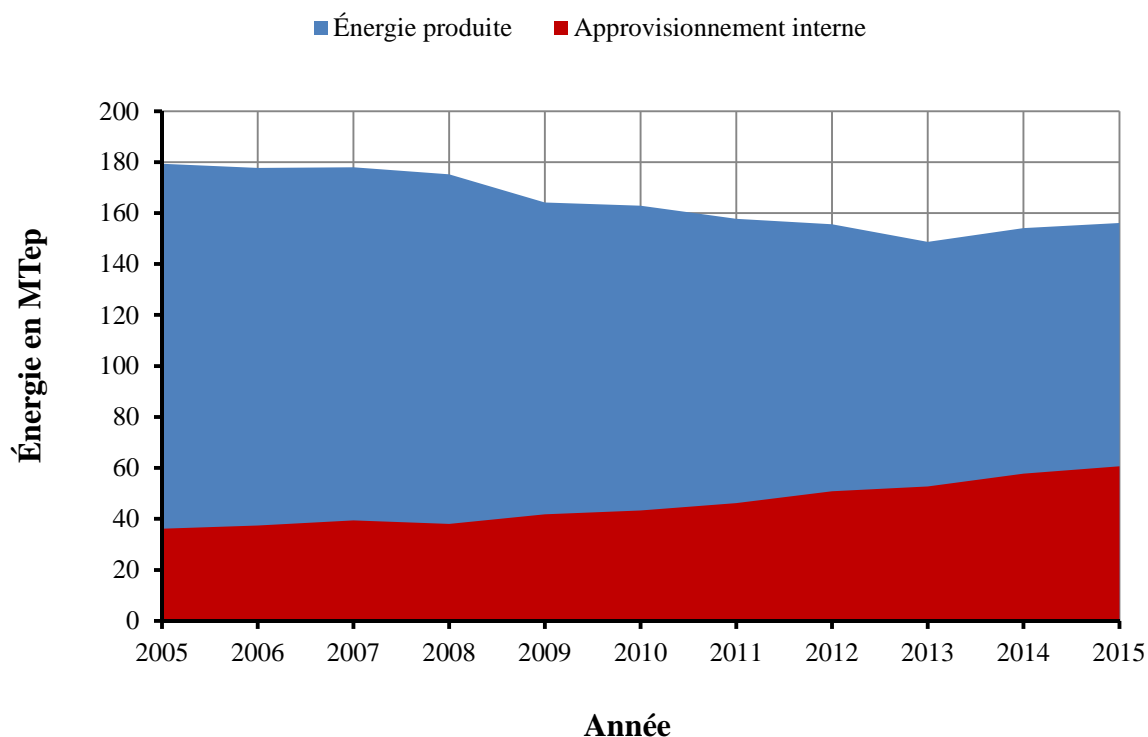


Figure I.1. L'analyse des bilans d'énergie, durant la période 2005-2015, indique une baisse continue de la production globale et la croissance de la consommation énergétique nationale.

L'analyse du bilan énergétique national, présentée ci-dessus, fait ressortir, comme souligné précédemment, une production globale des produits énergétiques en baisse continue et des besoins internes en hausse constante. La consommation finale est surtout caractérisée par une forte

exploitation des produits gazeux ; ces derniers, en plus de leur rôle stratégique au niveau local, représentent 50% des produits exportés (100.19 MTep) en 2015.

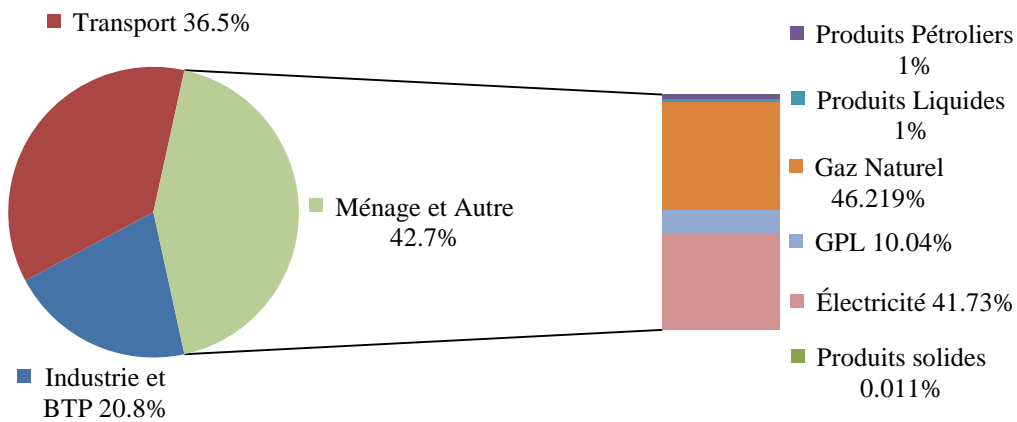


Figure I.2. Présentation, par secteur, de la consommation finale, estimée à 42.46MTep en 2015 et répartition, par produits énergétiques, utilisés par le secteur des ménages et autres.

Le Gaz naturel, utilisé sous différentes forme, occupe une position stratégique dans la politique énergétique du pays, que ce soit pour les besoins domestiques ou pour la production d'électricité. Afin de promouvoir son utilisation de manière rationnelle, un nouveau modèle de consommation de l'énergie est plus que souhaitable, il est même indispensable. Ce modèle repose sur un mix énergétique, intégrant une forte part des énergies renouvelables.

Les critères et conditions de la mise en place, en partie, de ce mix énergétique, sont à puiser de l'étude de la courbe de charge du réseau national d'électricité. Cette dernière nous renseigne sur le mode de consommation des clients durant les périodes (des trois tarifs), journée, pointe et la nuit.

I.2.2 Évolution et problématique du réseau électrique

Le réseau électrique national a connu un développement significatif durant les dernières années ; sa production d'électricité a atteint 60.5 TWh en 2014, en hausse de 7.7% par rapport à 2013 [SPA, 15a]. Cette quantité est produite via 15806 MW de puissance installée, en hausse de 6.1% par rapport à 2013 (14898 MW). Cette puissance est destinée à couvrir les besoins de 8 million de clients, via un réseau qui se caractérise par une longueur de 317097 km. Ces chiffres sont réalisés pour répondre aux besoins de la population dans les toutes les catégories de tensions (BT, MT et HT), qui consomment de plus en plus de l'électricité. La consommation de l'énergie électrique a augmenté pour atteindre 49.191 TWh (en hausse de 9.2% par rapport à 2013). Cette consommation est dominée par les clients base tension avec 54%, tandis que ceux de la moyenne tension représente 27%, les clients de haute tension sont estimés à 19% du total de la clientèle [SPA, 15a].

La différence entre la consommation et la production est due aux pertes relativement élevées, estimées à 11.196 TWh en 2015, soit 18.6 % de la production nationale [SPA, 16].

L'étude de la courbe de charge du réseau nationale d'électricité, relevée le lundi 11 août 2014 (Fig. I.3), est assez instructive, elle nous révèle l'existence de deux pointes de Puissance Maximale Appelée (PMA), la première durant la journée, entre 13hr et 17hr, (phases A et B) présentant un pic record de 10927 MW à 15hr [SPA, 15a], le deuxième pic de consommation a été observé cette fois-ci à la fin de la journée, le niveau atteint par cette demande d'électricité est 10767 MW. Cette dernière appelée pointe du soir entre 20hr et 23hr (phase D), est un cas classique, elle est observée dans la plus part des systèmes de production d'énergie. La particularité du système énergétique algérien, réside dans la pointe du jour, très importante, elle est causée par l'utilisation excessive des équipements de climatisation dans les régions du sud et les hauts plateaux du pays.

Afin de satisfaire cette demande, durant la journée, le système de production d'énergie doit disposer d'une réserve en puissance, équivalente à la différence entre la puissance sollicitée et celle nécessaire pour couvrir la charge de base, dans ce cas, au point maximal, elle est égale à 3927 MW. Celle-ci pourrait être fournie par des turbines à gaz de puissances variables, mises en marche progressivement en fonction de la demande. Comme alternative à cette démarche, pour solutionner le problème, il est possible de couvrir cette demande par une fourniture en énergie solaire, abondante à cette période. D'autant plus que, durant ces heures pleines, de 9hr à 17hr, la courbe de l'énergie fournie par le soleil présente un profil de puissance, semblable à celui de la courbe de charge étudiée (Fig. I.4).

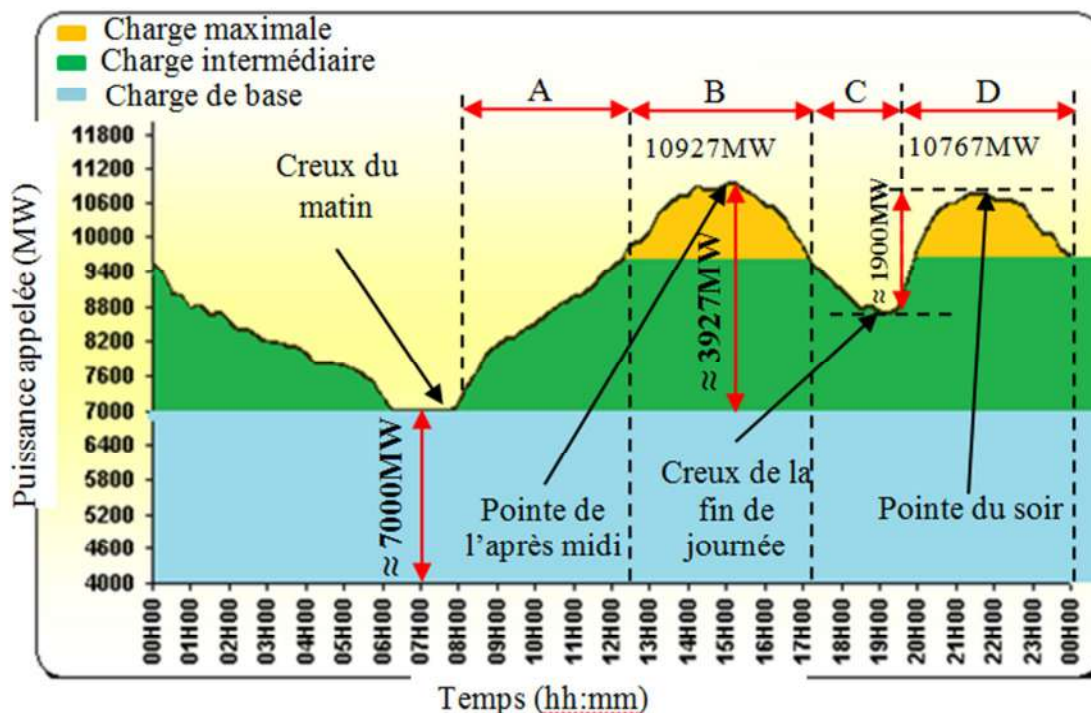


Figure I.3. Courbe de charge du réseau national de distribution d'électricité, relevée le 11 août 2014, on observe les deux pic de puissances maximales appelées [OSE, 15].

I.3 Le gisements solaire en Algérie et technologies de conversion

L'Algérie de par sa superficie importante (2 381 741km²), dispose de l'un des gisements solaire les plus élevés au monde. La durée d'insolation sur la quasi-totalité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement et peut atteindre les 3500 heures (hauts plateaux et Sahara). L'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de 1m² est de l'ordre de 5 kWh sur la majeure partie du territoire national, soit près de 1700 kWh/m²/an au Nord et 2263 kWh/m²/an au Sud du pays [ME, 16b].

L'exploitation de ce potentiel considérable d'énergie solaire est aujourd'hui possible grâce au développement de différentes technologies de conversion disponibles sur le marché. Pour la conversion de grandes puissances, deux technologies dominent le marché actuel :

- La technologie des systèmes cylindro-paraboliques ou CSP (Concentrated Solar Power), repose sur l'utilisation de miroirs paraboliques qui ont pour fonction de concentrer le rayonnement solaire au sein de leur foyer, qui comportent des tubes récepteurs linéaires, dans lesquels circule un liquide caloporteur à hautes températures 300 à 400 °C. Cette Technologie est, sur le plan commercial rentable, elle permet la possibilité de stockage d'énergie, cependant, elle présente l'inconvénient, d'un temps important, de réalisation des projets, en raisons des structures lourdes utilisées.
- La technologie des systèmes photovoltaïques, fonctionnent selon le principe de la conversion instantané de l'énergie solaire en un courant électrique. Cette technologie a connu durant ces dernières années des progrès remarquables dans l'amélioration du rendement de la cellule solaire et la réduction des coûts de production des systèmes.

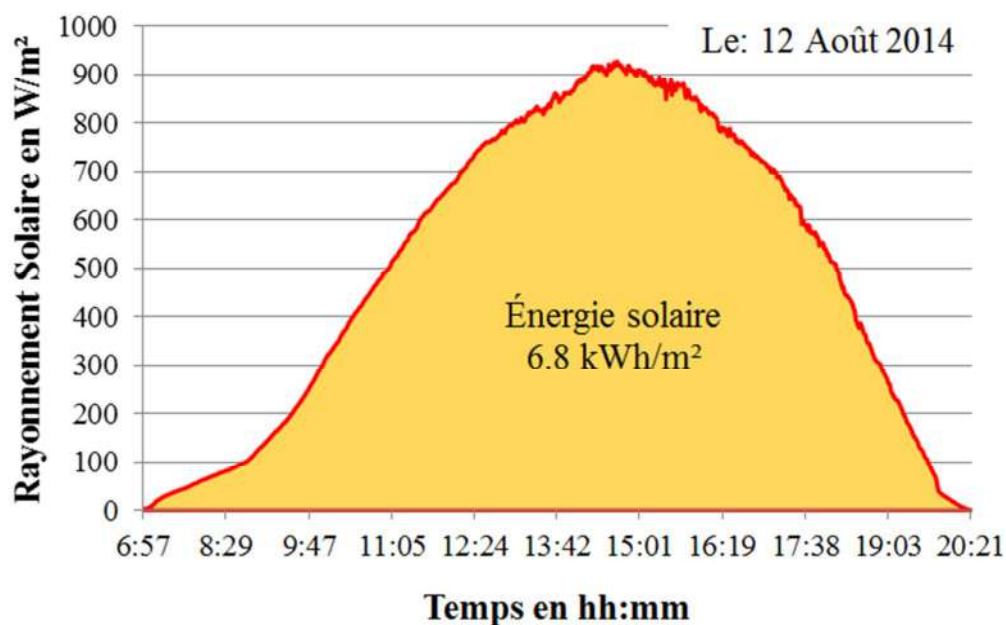


Figure I.4. Courbe du rayonnement solaire en W / m² relevée durant la journée du 12 août 2014 sur le site du Centre Abrouk Madani de l'université de Batna 2.

I.4 La réduction des coûts des modules photovoltaïques

Au début des années cinquante, la technologie photovoltaïque était appliquée uniquement dans l'industrie spatiale, pour l'approvisionnement en énergie électrique des satellites, par la conversion de l'énergie solaire hors atmosphère. Depuis la crise de pétrole de 1973, cette technologie, a été surtout utilisée dans la production d'électricité pour des applications sur sites isolés (pompage d'eau et habitat rural). Les résultats obtenus sur le plan de la fiabilité et des performances techniques ont incité les utilisateurs potentiels et aussi les producteurs d'énergie à investir dans le développement de la technologie et la réduction des coûts.

La forte baisse des prix des modules durant la période 1980 – 2015 (**Fig. I.5**) permet, aujourd'hui, une production d'électricité bon marché. En effet, le prix de 1 Wp installé sur la toiture d'une maison est passé de **20 €₂₀₁₅/Wp** en 1980 à près de **0.6 €₂₀₁₅/Wp** au début de l'année 2015, pour des systèmes de puissance entre 10 et 100 kWp [ISE, 16]. Cette chute des prix est suivie par une production cumulée au niveau mondial de l'ordre de 245 GWp. Cette situation est due au développement technologique, à la baisse des coûts de matériaux et l'augmentation de la capacité de production installée à travers le monde, qui a engendré une concurrence entre les fabricants de la région d'Asie et de l'Europe.

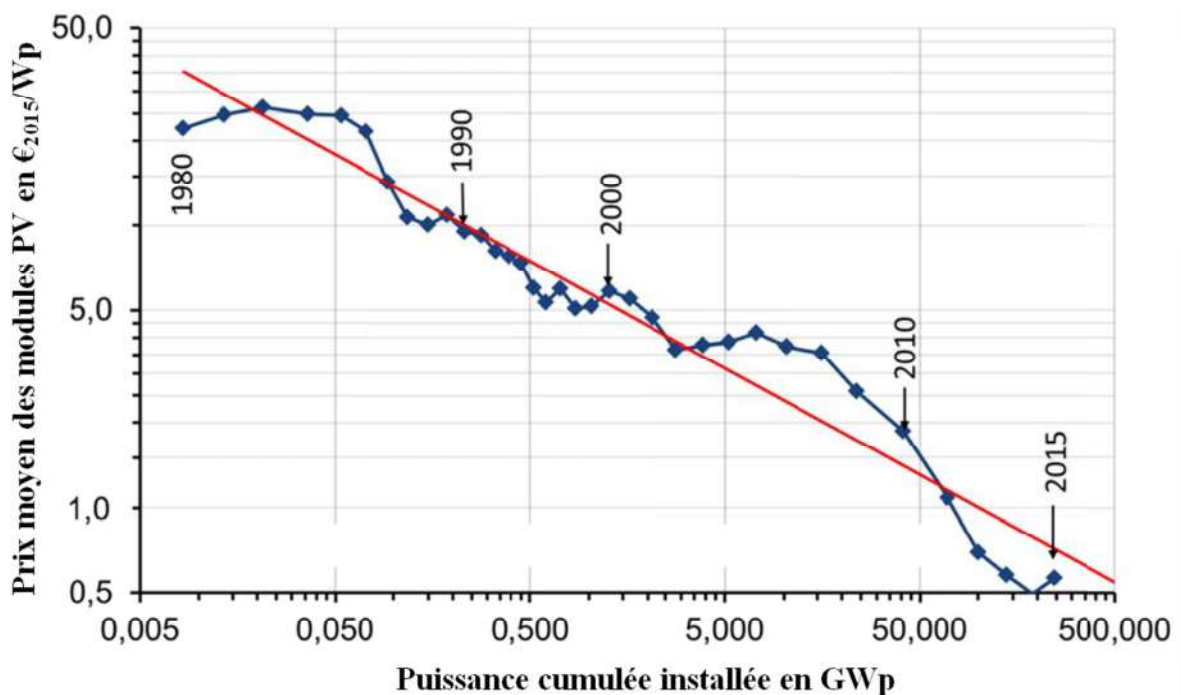


Figure I.5. Baisse du prix moyen du Wp du module photovoltaïque en fonction de la puissance cumulée installée, durant la période de 1980 - 2015 [ISE, 16].

A partir de l'année 2006, on assiste à une baisse plus prononcée des prix des modules photovoltaïques qui affecte sensiblement la baisse des prix des systèmes photovoltaïques. Le coût d'un système photovoltaïque, d'une puissance de 1 kWp, était évalué à 5000 Euros en 2006, la part des modules représentait 69%, le convertisseur, l'installation et le raccordement du système constituent 31 % du total. A la fin de l'année 2015, le prix d'un système

photovoltaïque de 1 kWp à chuté à 1270 Euros. Le prix des modules, pour ce cas, ne représente plus que 48%, quant aux coûts d'installation, de raccordement et du convertisseur ils sont estimés à 52% de la valeur du système. Le prix moyen donné ci-dessous intègre toutes les technologies, monocristalline et les couches minces commercialisées. La tendance à l'avenir, prévoit une baisse de l'ordre de 23% en moyenne, lors de chaque doublement de la production cumulée installée.

Cette tendance à la baisse des coûts des systèmes photovoltaïques, a induit des changements dans les priorités du programme national des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique, qui favorisent les systèmes photovoltaïques au détriment des autres techniques de conversion de l'énergie solaire en électricité.

I.5 Développement des énergies renouvelables en Algérie

Dans la première version du “*Programme des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique*”, l'objectif principal est de couvrir 40 % de la consommation nationale d'énergie par des énergies renouvelables [ME, 11]. Mais, suite aux retards observés dans la réalisation des projets, le gouvernement a décidé en 2015 d'actualiser ce programme. Cette nouvelle version du programme intitulé “*Énergies Nouvelles, Renouvelables et Maîtrise de l'Énergie*”, vise le développement de l'utilisation des énergies renouvelables pour la production d'une puissance de 22 GW d'ici 2030. Cette puissance doit être réalisée sur deux phases, entre 2015-2020 une puissance totale de 4.5 GW doit être installée, dont 3 GW en photovoltaïque, 1.01 GW Éolien, 0.15 GW Cogénération, 0.36 GW Biomasse, 0.005 GW Géothermie. Dans la deuxième phase entre 2021-2030, la puissance à installer sera de 17.475 GW, la filière photovoltaïque, aura une puissance globale de 13.575 GW à la fin de 2030.

Durant la période 2011-2016 plusieurs installations ont été réalisé (**Tab. I.1**). La première centrale thermique solaire de 25 MW, a été réalisé à Hassi Messaoud en juillet 2011. Cette centrale expérimentale utilise la technologie CSP combinée avec des turbines à gaz pour atteindre une puissance totale de 150 MW. Dans la filière éolienne, une ferme constituée de 12 éoliennes, également à titre expérimental, d'une puissance unitaire de 0.85MW chacune a été inauguré fin 2014. Quant à la filière photovoltaïque, avec une puissance totale installée de **184,1 MW**, elle représente 84% de la puissance totale réalisée durant cette première phase. Le programme consiste à réaliser une économie d'énergie de 63 MTep et de réduire les émissions de CO₂ de 193 Mt d'ici 2030 [ME, 15].

Dans les prochaines années, les besoins, relativement limitées, des populations du sud algérien, en raison de leur faible densité, seront satisfait. Les futures centrales photovoltaïques seront implantées dans la région des hauts plateaux (**Fig. I.6**). Comme celles en fonctionnement actuellement, ces centrales ont pour fonction de soutenir le réseau électrique en cas de besoins, durant la pointe du jour. La forme actuelle d'exploitation des énergies renouvelables en Algérie est fortement centralisée, les systèmes décentralisés, qui intègre le client comme consommateur et producteur ne sont pas d'actualité.

Tableau. I.1 : La répartition des différentes centrales réalisées durant la période 2011-2016 [ME,15].

Type de l'installation	Puissance MW	Région d'installation	Date de mise en service
CSP	25	Hassi R'Mel	Juillet 2011
Éolienne	10	Adrar	Juin 2014
PV	1.1	Ghardaia	Février 2015
	03	Djanet (Illizi)	
	48	Parc d'Adrar: réalisation de 6 centrales PV	Octobre 2015 à Mars 2016
	13	Tamanrasset	Novembre 2015
	09	Tindouf	Décembre 2015
	05	In-Salah (Tamanrasset)	Avril 2016
	20	Ain El-lbel (Djelfa)	
	20	Khmag (Laghouat)	
	15	El-Kebrit (Souk Ahras)	Mai 2016
	20	Sedrate Leghzal (Nâama)	
	30	Ain-Skhouna (Saida)	

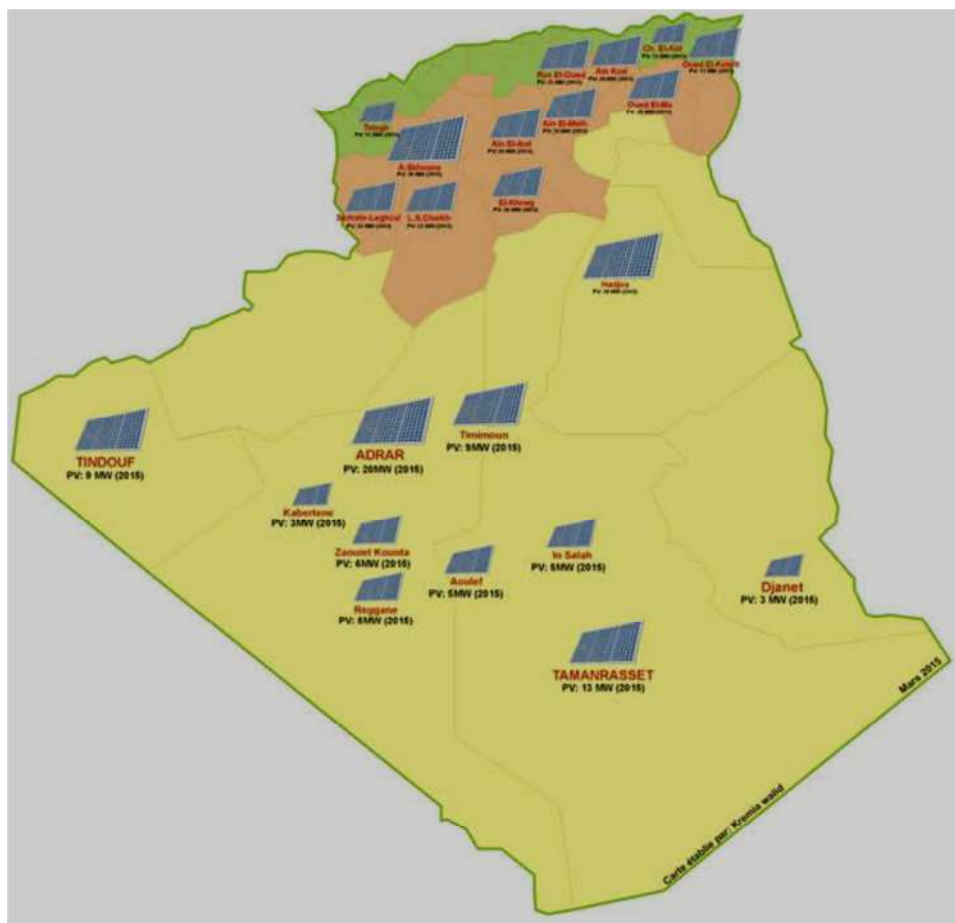


Figure I.6. La répartition des centrales photovoltaïques par région géographique [SPA, 15b].

I.6 Les raisons d'un mix énergétique en Algérie

La demande d'énergie, à long terme, ne peut être satisfaite uniquement par l'exploitation des ressources fossiles, en voie d'épuisement, un mix énergétique est indispensable. Les énergies renouvelables constituent une opportunité, particulièrement l'énergie solaire, pour satisfaire les besoins des générations futures. Cette stratégie de mix énergétique est motivée par plusieurs facteurs, tels que : la disponibilité d'un gisement solaire important, la densité d'un grand réseau de distribution électrique, la baisse des prix des systèmes photovoltaïque et éoliens ainsi que développement de réseaux de communications, comme l'internet.

La gestion de ces nouveaux systèmes exige des moyens efficaces. L'utilisation des nouvelles Techniques de l'Information et de l'internet, sous la forme de réseaux intelligents ou de « Smart Grid » apporte une solution aux problèmes posés. Ainsi les systèmes d'exploitation utilisés par les différentes compagnies d'électricité sont du domaine privé, leurs achats où leurs locations sont très onéreuses. Les logiciels libres présentent une excellente alternative pour développer des programmes de gestion des systèmes à base d'un mix énergétique.

I.7 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons analysé le système énergétique national, identifié les éléments faibles de la chaîne de production et de distribution. Ces éléments sont : la baisse de la production nationale en produits d'énergie et l'augmentation de la consommation de l'électricité en Algérie. Cette situation, complexe et difficile à satisfaire, par les gestionnaires du système électrique, trouve des solutions dans la mise en place d'un mix énergétique constitué de sources d'énergies fossiles, des énergies renouvelables, soutenu par un système de gestion fiable et efficace.

De même, la baisse des prix des composants des systèmes photovoltaïque (modules et convertisseurs) sur le marché international, offre des avantages précieux pour réaliser ce mix. Les systèmes utilisés à ce jour en Algérie, sont fortement centralisés, le potentiel important constitué par la clientèle de basse tension (8 million de clients), offre de nouvelles perspectives. L'objectif de ce projet de thèse est de prospecter la filière décentralisée et de proposer des solutions pratiques et réalisables.

II État de l'art des réseaux intelligents, « Smart Grid »

II.1 Introduction

La multiplication et l'intégration de sources d'approvisionnement en énergie propres, tels que les énergies renouvelables, non-stables, en raison des variations des paramètres climatiques, vitesse du vent et rayonnement solaire, engendrent des perturbations sur le réseau électrique. Le recours à des outils modernes de gestion, comme les technologies de l'information et de communication, pour garantir un fonctionnement fiable du réseau électrique devient une nécessité. Avec l'intégration de ces outils, le réseau électrique dans sa nouvelle configuration, intelligente, est appelé aussi « Smart Grid ».

Le principe de fonctionnement du Smart Grid, son architecture ainsi que les éléments qui le composent seront décrits dans cette deuxième partie de la thèse. Cette dernière englobera également une étude détaillée sur le principe de fonctionnement d'une Smart Home et une synthèse bibliographique sur le Smart Grid, citant les principaux projets pilotes réalisés.

II.2 Smart Grid définition, principe de fonctionnement et architecture

Les réseaux intelligents ou Smart Grid, sont des réseaux électriques de nouvelle génération qui permettent l'approvisionnement durable en l'électricité avec une gestion optimale des coûts. L'utilisation de nouvelles technologies de l'information et de communication (TIC) permet une communication en temps réel entre les différents acteurs du réseau électrique, ainsi, elle permet un contrôle optimal de la demande sur le réseau, via les technologies d'internet [Mourshed, 15]. Dans un Smart Grid l'électricité est générée via de multiples sources qui existent sur le marché. Dans ce processus de fonctionnement, l'objectif visé est le mix énergétique, c'est-à-dire l'électricité peut être produite d'une source conventionnelle (Gaz naturel, charbon, diesel, etc.) ou des sources renouvelables (centrales CSP ou centrales photovoltaïque, parc éoliens, biomasse etc.), selon la demande et la disponibilité.

A la différence des réseaux électriques classiques, le Smart Grid accorde une grande attention au client, celui-ci devient, dans cette nouvelle configuration, un producteur d'énergie à base de sources renouvelables. Chaque client peut produire de l'électricité pour ses propres besoins et injecter le surplus dans le réseau électrique ou le sauvegarder dans un parc de stockage. Ces réseaux décentralisés appelés aussi Smart Micro Grid, en utilisant au maximum les sources d'origine renouvelables, permettent de réduire la demande sur les centrales de production de l'électricité [Niesten, 16].

Les clients, ainsi, sont appelés à maîtriser leurs consommations. Cette maîtrise est essentielle dans une Smart Home. L'utilisation de systèmes de monitoring permet la surveillance en temps réel de l'énergie produite, consommée, les coûts de l'électricité offerts par les fournisseurs, de l'état de charges (On/Off), de la disponibilité de l'électricité, etc. Cette approche dans la gestion de l'énergie, s'articule autour de la diffusion de l'information de chaque charge, notamment puissance, énergie, tension, etc. dans un profil web (site web)

personnalisé, connecté au Smart Meter et/ou un Butler.

L'architecture de communication du Smart Grid regroupe sept domaines (**Fig. II.1**): les consommateurs (clients) et producteurs, les fournisseurs de services, les centres de contrôle du réseau, le marché de l'électricité constitué de plusieurs fournisseurs, les centres de production comme, les réseaux de transmission et de distribution de l'électricité. Ces domaines sont connectés entre eux par un réseau internet via des protocoles de communications [SCE-Cisco, 11 - NIST, 14 – Tuballa, 16].

Les fonctions des principaux acteurs du Smart Grid sont :

Client : sont des utilisateurs finaux d'électricité, à la déférence du réseau électrique classique ces clients peuvent utiliser, stocker, produire et gérer leurs énergie de façon optimale. Également, ces trois clients (résidentiel, commercial et industriel) peuvent communiquer avec le gestionnaire du réseau chacun dans son domaine.

Marché : c'est le domaine clé du réseau intelligent, il offre un environnement où les opérateurs et les participants peuvent acheter ou vendre de l'électricité. Sa mission principale est la gestion du marché via la préparation de la bourse de l'électricité, l'équilibre entre l'offre et la demande au sein du réseau, etc.

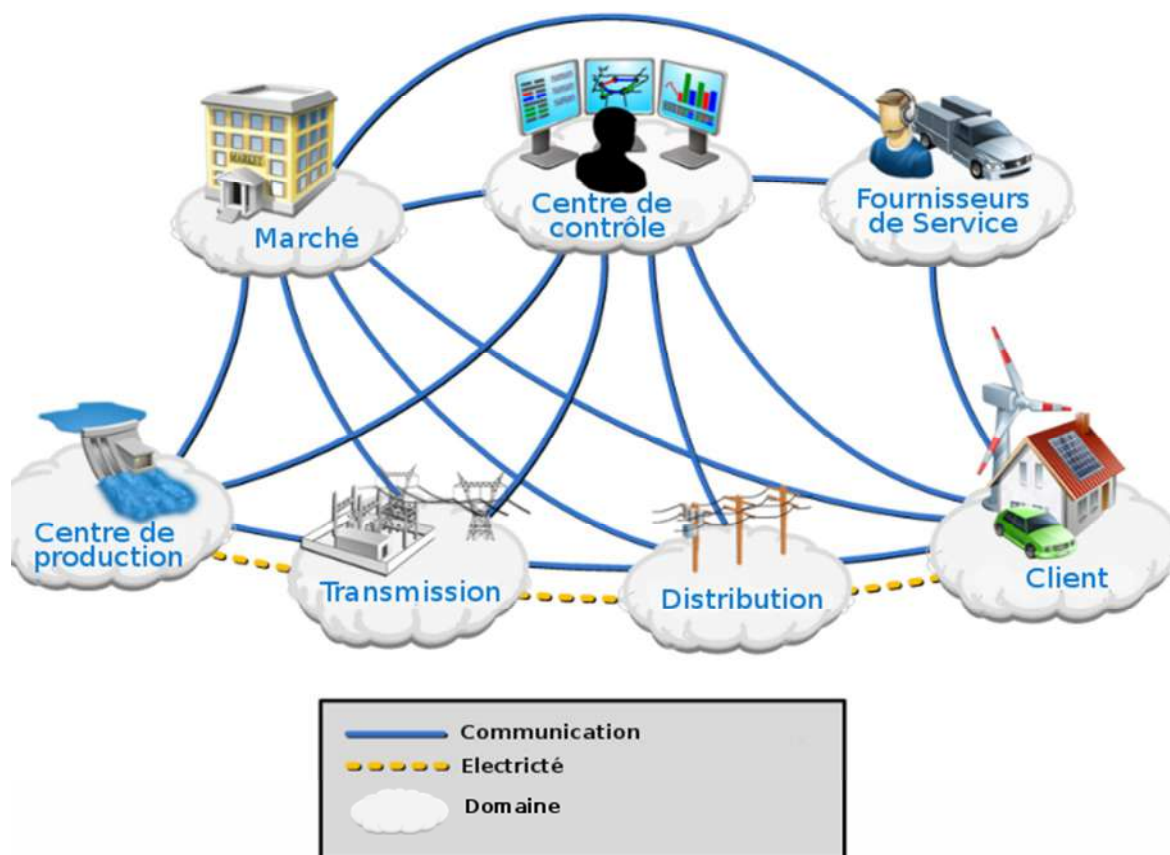


Figure II.1 Schéma conceptuel du Smart Grid proposé par NIST Smart Grid Framework, comportant, les réseaux de communications, de transmission et de distribution d'électricité et les sept domaines [NIST, 14].

Fournisseurs de service : ce domaine est essentiellement destiné au soutien des clients, ils fournissent des services de gestion de la consommation et la production des clients via la gestion de la facturation, installation et maintenance des équipements qui communique avec le réseau. Ainsi il gère la sécurité informatique du réseau internet et l'outil logiciel utilisé dans le réseau. Ce domaine peut aussi intervenir en cas où il y a un piratage du réseau pour limiter les pertes.

Centre de contrôle : celui qui gère le mouvement de l'électricité au sein du réseau via des moyens totalement informatisés.

Transmission : c'est le réseau qui transporte l'électricité, mais il peut aussi stocker et produire l'électricité.

Centre de production : celui qui produit l'électricité via plusieurs sources d'énergie, tels que renouvelable variable (éolien, solaire) et renouvelable non-variable (biomasse, géothermie, hydraulique, etc.), ainsi que les sources non-renouvelables non variables (gaz naturel, charbon, nucléaire, etc.).

II.3 Réseaux de communications Smart Grid

Un Smart Grid comporte deux types de communication, la première représente la structure de réseau électrique en termes de puissance. A la différence du réseau classique, il se caractérise par un flux d'électricité injecté par les clients dans le réseau. Un deuxième type de communication qui est entièrement informationnelles, cette communication indique les chemins, les moyens et les standards de communication entre les acteurs du réseau. En effet, dans un Smart Grid on distingue trois principaux réseaux, Home Area Network (HAN), Neighbor Area Network (NAN) et Wide Area Network (WAN), chacun de ces réseaux a des caractéristiques spécifiques, comme la vitesse de transmission de données et la surface de couverture [SCE-Cisco, 11 - NIST, 14 – Naamane, 15].

II.4 Smart Home

La construction des habitations du futur va se baser sur deux principes ; le premier vise à mieux construire et à respecter l'environnement, en exploitant les énergies renouvelables telles que l'énergie solaire photovoltaïque. Le second principe intègre de manière transparente une communication intelligente entre le foyer et ses occupants. Le foyer devra s'adapter à nos habitudes, il proposera des solutions optimales pour répondre à nos besoins. Comme il doit utiliser de manière rationnelle les ressources naturelles comme l'eau, le sol et l'énergie.

Smart Home appelée aussi maison communicante, elle comporte un système de contrôle intelligent (EMS), qui s'articule sur le réseau internet et de multiples Protocoles de communication, pour établir une stratégie de gestion optimale de l'énergie, de minimiser les émissions du CO₂ et de réduire les coûts de l'électricité. Ainsi, ce système permet le contrôle optimal de l'énergie produite via des systèmes photovoltaïques, notamment les systèmes à injection dans le réseau. Il a pour objectif de maximiser les profits réalisés via la vente de l'électricité aux fournisseurs du réseau.

Les éléments qui composent un tel système [SMA, 13] de gestion d'énergie dans une habitation (**Fig.II.2**) sont : le générateur photovoltaïque pour la conversion d'énergie solaire en électricité, monté sur la toiture, le Convertisseur d'énergie (1), un système de gestion et de supervision (2), télécommande de configuration du système de gestion (3), un convertisseur autonome DC/AC (4), un compteur intelligent d'énergie entrée/sortie (5), commutateur pour appareils réglables et commandés à distance par le Sunny Home Manager (6), une charge, TV non contrôlée (7), machine à laver (8), séchoir (9), pompe à chaleur (10), Chauffe-eau électrique (11), une prises commandée à distance par Bluetooth (12), réseau électrique (13) et enfin le routeur (14).

Le principe de fonctionnement d'un tel système est illustré par l'exemple du produit commercialisé sous le nom de SMA SMART HOME, par la société System-, Mess- und Anlagentechnik (SMA). Ce système est muni d'une option, d'équipement de secours, en cas de panne du réseau, un commutateur automatique isole le réseau domestique avec installation photovoltaïque, du réseau électrique public. L'onduleur à batterie Sunny Island établit alors un réseau d'alimentation de secours, l'installation peut alimenter les charges. Quand les besoins en énergie des charges dépassent la puissance actuelle de l'installation photovoltaïque, la batterie fournit l'énergie nécessaire. Les éléments principaux de ce système sont :

- **Matériel et logiciels pour le comptage**

Le compteur intelligents est un module de communications capable d'enregistrer les données relatives à la consommation d'électricité par les charges, soit fournie par le système PV ou puisée sur le réseau électrique. Il enregistre la quantité d'énergie injecté dans le réseau. Il communique ces paramètres à toutes les parties du système. Trois compteurs d'énergie peuvent être gérés par Le Sunny Home Manager.



Figure II.2 Les composants de production et de gestion d'énergie, ainsi que les différentes charges électriques constituant un Smart Home [SMA, 13].

- **Sunny Home Manager**

Le Smart Home utilise différents équipements et logiciels pour contrôler l'environnement de l'habitat. Le Sunny Home Manager peut mettre automatiquement sous tension et hors tension des appareils consommateurs qui sont raccordés aux prises radiocommandées. Les actionneurs permettent à l'ordinateur d'agir sur des objets de l'environnement, tels que le contrôle des appareils électroniques, l'envoi de commandes infrarouges. L'utilisateur peut contrôler le système sur la base d'informations, de bilans énergétiques, de prévisions relatives à la production photovoltaïque.

- **Communications**

Le réseau de communication à travers lequel les compteurs intelligents et l'opérateur réseau communiquent, permet l'envoi de données, des instructions et des mises à niveau des logiciels. Ainsi, les compteurs intelligents doivent être en mesure de communiquer avec les périphériques installés dans la maison, qui se fait à travers un réseau domestique (LAN).

- **Le Routeur**

Le routeur permet la connexion du Sunny Home Manager au Sunny Portal via Internet. Avec le Sunny Home Manager, il est recommandé d'utiliser une connexion Internet permanente et un routeur prenant en charge l'attribution dynamique d'adresses IP (DHCP – Dynamics Host Configuration Protocol).

- **Les convertisseurs d'énergie, Onduleur photovoltaïque et Sunny Island**

Les onduleurs photovoltaïques peuvent envoyer directement leurs données relatives à la production photovoltaïque directement au Sunny Home Manager. Le compteur de production est également raccordé en toute autonomie. Les onduleurs photovoltaïques doivent être reliés au Sunny Home Manager à l'aide d'un câble réseau et d'un commutateur réseau ou d'un routeur avec commutateur réseau intégré. La régulation de la puissance pour le stockage temporaire de l'énergie photovoltaïque nécessite de charger et décharger fréquemment la batterie.

II.4.1 Exemple de fonctionnement du système de gestion d'énergie de type SMA

Afin de mieux illustrer le mode de fonctionnement des différents éléments, observons l'exemple suivant, de la société SMA Solar Technology AG:

Le profil journalier d'une installation photovoltaïque (**Fig. II.3**), présente les différentes phases de son fonctionnement, production, stockage et consommation [**SMA, 13**].

- **De 00h à 4h**

Durant la nuit, la consommation dans l'habitation est assurée par l'énergie stockée dans la batterie et produite à partir du générateur photovoltaïque. Dans le cas où cette énergie est insuffisante, il faut alors puiser sur le réseau électrique.

- **De 4h à 9h**

L'énergie dans la batterie est épuisée, l'alimentation des charges se fait partiellement à partir de l'énergie solaire produite par le générateur photovoltaïque, autoconsommation, et en cas de besoin important, elle est complétée par le réseau l'électrique.

- **De 9h à 13h**

Le rayonnement solaire est important, l'énergie produite par une installation photovoltaïque est injectée dans le réseau domestique et y est utilisée, comme consommation propre. Le surplus d'énergie photovoltaïque peut être injecté dans le réseau électrique public ou être stocké temporairement dans une batterie d'accumulateurs.

- **De 13h à 20h**

Les batteries sont chargées, comme l'énergie solaire est disponible, les charges sont alimentées par le générateur photovoltaïque, en autoconsommation. L'excédent de l'énergie

produite par le générateur photovoltaïque est injectée dans le réseau électrique.

- **De 20h à 00h**

En l'absence du rayonnement solaire, le générateur photovoltaïque est hors fonction. Le convertisseur Sunny Island est active, la décharge de la batterie est activée en fonction des besoins. Cette énergie peut être utilisée par les charges prioritaires.

En termes de bilan énergétique, nous observons deux phases :

- La première phase : durant la nuit (20h à 7h), l'énergie stockée temporairement dans la batterie par le Sunny Island suffit pour alimenter les charges, le complément d'énergie est prélevé sur le réseau électrique.
- La deuxième phase : durant la journée, l'énergie solaire est disponible en grande quantité, le système fonctionne en autoconsommation sur toute la période observée. Durant la même période les batteries sont en charge, de 9h à 13h. Le reste de l'énergie solaire produit par le générateur photovoltaïque est injectée dans le réseau électrique.

La puissance maximale fournie par le générateur photovoltaïque, entre 13h – 15h est de 5000W, l'énergie électrique engendrée par cette puissance est obtenue par l'intégration, de cette dernière, sur la durée de la journée.

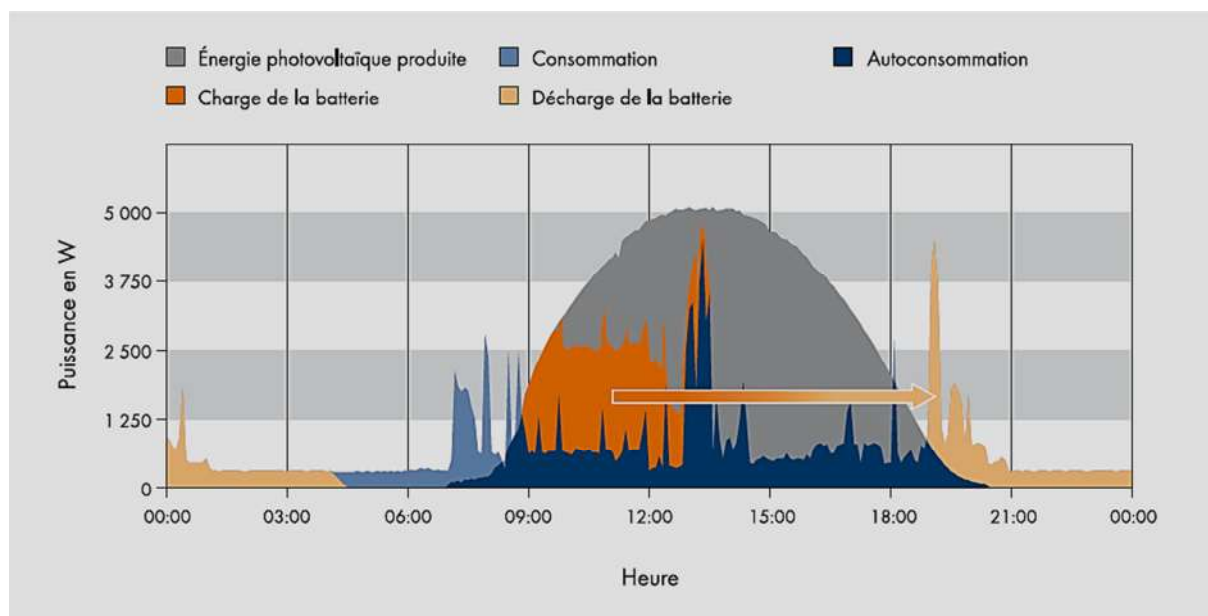


Figure II.3 Profil journalier d'une installation photovoltaïque, de la consommation électrique et de l'autoconsommation avec stockage temporaire [SMA, 13].

II.5 Smart meter

Dans une Smart Home, l'élément principal est le compteur, il permet le compactage d'énergie produite par le générateur PV et injectée dans le réseau électrique. Le compteur dit intelligent (Smart meter) assure le comptage d'énergie produite, injectée et consommée, il occupe une interface de communication internet entre les producteurs et les consommateurs

d'énergie, il est employé particulièrement dans un réseau électrique intelligent (Smart Grid).

Le Smart Meter est un appareil qui intègre des technologies avancées pour mesurer de manière fiable, efficace et en temps réel l'énergie consommée et produite par un client dans un réseau décentralisé. Il mémorise et restitue les informations concernant l'énergie, la puissance, la tension, les tarifs, etc. Entre autre, le compteur intelligent agit comme un serveur obéissant aux requêtes extérieures et n'est pas munis de capacité de décision et d'action propre [Kabalci, 2016]. L'infrastructure de comptage avancé (AMI) peut aussi assurer beaucoup d'autres fonctionnalités, notamment en ce qui concerne les méthodes de comptage, les interfaces de communication auxiliaires, l'affichage, etc.

II.6 Synthèse bibliographiques

II.6.1 Les projets pilotes en Smart Grid

Les projets pilotes de Smart Grid indispensables, pour l'application à grande échelle d'une nouvelle technologie, plusieurs pays ont réalisés des projets pour avoir de l'expérience et de développer les connaissances en cette nouvelle technologie. L'objectif visé par les projets pilotes est de tester et évaluer la fiabilité des techniques de communication dans un Smart Grid, dévaluer les différentes fonctions des systèmes de monitoring et de contrôle dans un Smart Grid, en temps réel.

Le pays le plus impressionnant en termes de projets Smart Grid réalisés, est l'Allemagne, avec 8 grands projets pilotes du Smart Grid, dont nous citons, le projet Smart Area Aachen, qui a pour objectifs de réduire les pertes du réseau, réduire la consommation, multiplier les installations décentralisées, tels que les systèmes photovoltaïque à injection dans le réseau. Et aussi de réduire les émissions du CO₂. Plusieurs 13 partenaires entre industries et établissements de recherches ont participé pour le succès de ce projet, tels que l'ABB, Nexans, IFHT, IAEW, L'université RWTH Aachen, etc [Lamm, 15- Wang, 13].

D'autres projets ont été réalisés en Allemagne pour le développement du Smart Grid, parmi eux : le projet MeRegio, E-DeMa, Smart Watts et Model City Mannheim. Ce dernier est une plateforme de teste du Smart Grid, elle vise essentiellement la réduction de la demande durant la période de la Pointe sur le réseau, via l'utilisation des systèmes photovoltaïque décentralisés. Cette plateforme repose sur les systèmes informatiques pour la gestion de la demande, la production des clients. Le projet Model City Mannheim a été réalisé à l'aide d'un partenariat entre plusieurs acteurs, comme MVV Energie group, moma, Smart Watts, eTelligence, etc [Khatabi, 09]. Selon [Niessen, 16]. Les projets sur la gestion de la demande représente 39% des projets pilotes, 35% pour les projets d'intégration des énergies renouvelables, 14% pour les véhicules électriques et 12% pour les autres services du Smart Grid.

Au Canada plusieurs projets ont été réalisés dans le cadre de développement des Smart Grid. Parmi ces projets, Ontario's Smart Metering Initiative, ce projet a pour objectif d'installer des Smart Meter dans toute la région d'Ontario (maisons et entreprises). Ce projet a été réalisé dans le cadre d'un partenariat de six entreprises, tels que London Hydro SAP,

IESO (Independent Electricity System Operateur), etc [APEC, 15].

II.6.2 Les projets de recherche

La thématique Smart Grid est un sujet très vaste, mais les principaux travaux scientifiques depuis l'année 2000 à 2016 ont été publiés dans le but d'analyser l'impact des énergies renouvelables sur le Smart Grid. D'après [Hossain, 2016] les travaux publiés sur Smart Grid sont dominés par le thème des énergies renouvelables. En effet, dans cette partie nous analysons les principaux articles publiés sur le sujet d'impact des énergies renouvelables au sein du Smart Grid, mettant l'accent sur les installations photovoltaïque à injection dans le réseau.

Une étude expérimentale sur un micro-Grid réalisée au laboratoire de l'institut des systèmes et de génie informatique, science et technologie de Porto, elle a été publiée sous le titre "*Experimental validation of smart distribution grids : development of a microgrid and electric mobility laboratory*". Dans cette étude [Gouveia, 16] un laboratoire a été développé et adapté pour une telle application. Ce laboratoire contient un système photovoltaïque de 15.5kWp, un système pour la simulation du comportement d'une turbine éolienne avec une puissance de 3kW, ainsi qu'un parc de batteries pour le système de stockage. Le logiciel SCADA est utilisé dans cette application pour le contrôle de données du système de production et le comportement des charges en temps réel. Dans cette plateforme un véhicule électrique est également testé dans un micro Grid. La conclusion de cette étude a porté sur l'importance des travaux expérimentaux pour le développement du Smart Grid dans des conditions réelles, Gouveia et al ont rapporté que l'application de ce travail experimental est motivant pour les industriels, car il traite de la coordination entre les différents services du Smart Grid [Gouveia, 16].

Les composants du Smart Grid (Smart Home, Smart Building, Smart City, etc) se caractérisent par la complexité de leurs infrastructures, par l'intégration des sources en énergies propres décentralisées, en raison de leur instabilité. La gestion de tels systèmes devient de plus en plus complexe, particulièrement au moment où des défaillances apparaissent dans les composants du micro-Grid, choses qui peuvent compromettre le fonctionnement du réseau. En effet, trois chercheurs de l'université Connecticut [Hare, 16] ont publié un article sur l'automatisation du diagnostic des anomalies d'un Micro-Grids en opération. L'objectif est d'intervenir via des programmes informatiques pour diagnostiquer et remédier au défaut en temps réel. Ceci est possible via les mesures et le suivi de l'évolution de défauts. J. Hare et al, ont proposé des approches de diagnostic en temps réel basés sur des micro-Grid, qui comportent des systèmes d'énergies renouvelables et classiques. Ainsi ils proposent des méthodes efficaces basés sur les systèmes de monitoring pour améliorer la vitesse les tâches de diagnostic et de maintenance dans un réseau complexe.

Enfin, les systèmes photovoltaïques avec injection dans le réseau sont une filière du Smart Grid, ils donnent une vision nouvelle des systèmes décentralisés et leurs apports sur le concept du Smart Grid. Photovoltaic Power Systems Programme (PVPS), est un programme international, initié par l'Agence Internationale de l'Energie (AIE), il consiste à analyser différentes installations photovoltaïques avec injection dans le réseau, de petites puissances de

1kWp jusqu'à 2kWp. Ces systèmes sont installés dans les pays membres de la dite agence. Ce programme publie des rapports annuels sur l'état de chaque système, en mettant l'accent sur le facteur de performance mesuré de chaque installation. Le dernier rapport intitulé "*Analysis of Long-Term Performance of PV Systems Different Data Resolution for Different Purposes*", a mentionné que 594 systèmes photovoltaïques ont été réalisés dans le cadre du projet IEA-PVPS Task 13. Toutes les données des installations sont collectées dans une base de donnée appelée "*IEA PVPS Task 13 Performance database*", cette dernière contient des paramètres standards (facteur de performance, données climatique de chaque région, les différentes pertes, etc.). Chaque rapport mentionne les analyses des anomalies rencontrées durant les tests menés sur les différents projets [PVPS, 2015].

II.7 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté l'état de l'art du Smart Grid avec toutes ses composantes, dans une forme succincte, car il n'est aisé de cerner tous les aspects d'un domaine, nouveau et complexe. Les éléments importants la maison intelligente, Smart Home, qui est la cellule de base dans un Smart Grid, ont été étudiés. Le mode de fonctionnement de chacun de ces éléments a été mis en évidence. Ce chapitre nous permet également de connaître les multiples standards et les protocoles de communication utilisés dans un Smart Grid, tels que les réseaux HAN, WAN et NAN.

Dans la dernière partie de ce chapitre, l'analyse de la bibliographie nous a permis de faire une revue des différents projets pilotes de démonstration et les projets de recherche, réalisés en Allemagne, les USA, le Canada et autres.

Enfin, en Algérie, l'intégration des énergies renouvelables, comme le solaire et l'éolien, dans sa première phase, annonce les débuts d'un mix énergétique. Cependant, la configuration actuelle du réseau national d'électricité, ne permet pas de parler d'un Smart Grid. Bien que certains modules existent déjà, comme la production, le transport, la distribution et le contrôle, mais l'absence d'un marché libre d'énergie, constitue un handicap important reste à surmonter à l'avenir.

III Les systèmes photovoltaïques connectés au réseau électrique, principe de fonctionnement et caractéristiques électriques

III.1 Introduction

Dans ce chapitre, la première partie sera consacrée à l'explication du principe de fonctionnement de la cellule solaire, ainsi qu'à l'influence des paramètres, comme le rayonnement solaire et la température sur les caractéristiques Courant-Tension (I-V) d'un module photovoltaïque, comportant un ensemble de cellules solaires montées en série.

Dans la deuxième partie, nous présenterons les résultats de l'étude expérimentale réalisée au laboratoire d'énergie solaire, du centre Abrouk Madani, à l'aide des différentes caractéristiques I-V et P-V mesurées, nous analyserons l'influence des paramètres climatiques sur les limites de fonctionnement du générateur photovoltaïque.

Enfin dans la troisième partie, seront exposés les rendements du générateur, du convertisseur ainsi que le rendement global du système. Le problème de dégradation des performances du générateur photovoltaïque a été étudié à l'aide d'un banc de tests, réalisé à cet effet. Les résultats de l'expérience, seront également présentés dans cette partie.

Les investigations menées dans le cadre de ce travail de recherche, étaient soutenues par des mesures effectuées, sans interruption, durant une période de trois années (2013-2015).

III.2 Les systèmes photovoltaïques connectés au réseau électrique

Les systèmes photovoltaïques à injection dans le réseau, fonctionnent selon le principe de la conversion instantané de l'énergie solaire en électricité et son injection direct dans le réseau électrique. Les éléments qui constituent ces systèmes sont :

- le générateur photovoltaïque qui a pour fonction de convertir l'énergie solaire en un courant électrique, il est constitué d'un ensemble de modules photovoltaïques montés en séries ou parallèles selon la configuration désirée. Chaque module regroupe un ensemble de cellules solaires, généralement montées en série. Les paramètres électriques qui caractérisent cette configuration sont : la tension, le courant, la puissance et l'énergie.
- le convertisseur DC/AC, a pour fonction de convertir le courant continu en un courant alternatif, avant de l'injecter dans le réseau électrique. Les paramètres électriques du convertisseur DC/AC, doivent être adaptés à ceux du générateur photovoltaïque,
- les compteurs d'énergie électrique gèrent le flux d'énergie entre le système photovoltaïque, le réseau électrique et les charges domestiques. Dans certaines configurations (**Fig. III.1**), le compteur 1, comptabilise la quantité d'énergie injectée dans le réseau et le compteur 2, l'énergie prélevée sur le réseau électrique. A la fin de l'année un bilan est établi pour la facturation. Dans des cas particuliers, un groupe de

secours, constitué d'une batterie et d'un convertisseur, a pour rôle de fournir de l'énergie, lors d'une rupture de l'alimentation des charges, par le réseau électrique.

Les systèmes photovoltaïques autonomes, destinés à des applications sur des sites isolés, présentent des configurations différentes de celles décrites ci-dessus. Ces systèmes ne font pas l'objet de ces travaux de recherche.

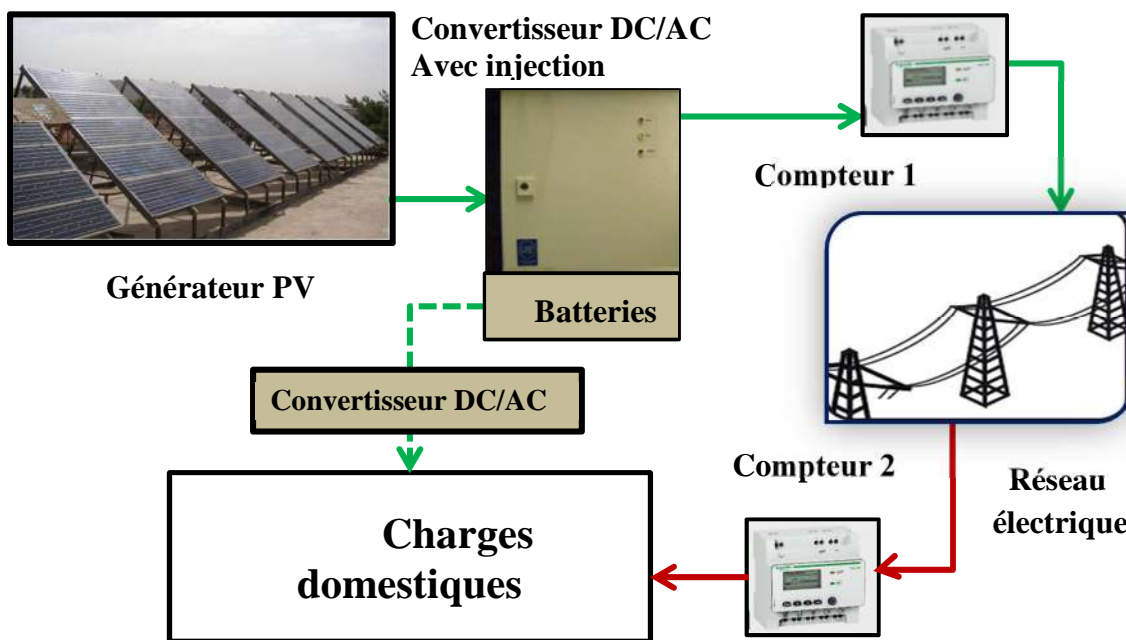


Figure III.1 Schéma synoptique d'un système photovoltaïque avec injection dans le réseau

III.3 La conversion photovoltaïque

III.3.1 Principe de fonctionnement de la cellule Photovoltaïque

Une cellule solaire (**Fig. III.1**), est l'élément de base d'un système photovoltaïque, les variations climatiques qui influent sur son fonctionnement, affectent indirectement les performances du système. Il est important d'expliquer le principe de fonctionnement et les paramètres déterminants, qui conditionnent le mode de fonctionnement des autres composants du système photovoltaïque, particulièrement le convertisseur DC / AC.

La cellule solaire est réalisée à partir d'un matériau semi-conducteur, en général, le silicium, qui comporte quatre électrons sur sa périphérie externe. La cellule solaire sous forme de plaquette de dimension (15cm x 15cm) est dopée initialement durant la fabrication du silicium avec du Bore, matériau qui comporte sur sa couche périphérique trois électrons. Dans une liaison covalente avec le silicium (quatre électrons sur sa périphérie), il y a un déficit d'un électron, celui-ci est assimilé à un trou de charge positif. Ainsi est obtenue la réalisation de la couche P.

Dans cette même couche de type P, est diffusée une grande concentration de Phosphore,

disposant de Cinq électrons sur sa couche périphérique, en liaison covalente avec le silicium (quatre électrons sur sa périphérie), apparaît à un excédent d'un électron, qui est assimilé à une charge négative. Ainsi est obtenue la couche N.

En l'absence d'effet externe, aucune tension, un phénomène d'équilibre s'établit à l'intérieur du composant. Les atomes ionisés cèdent leurs charges mobiles, les charges fixes (représentées par des rectangles + ou -) forment un champ électrique (\mathbf{E}). Sous l'effet d'un rayonnement externe, solaire ou lumière, les photons dont l'énergie $h\nu$ est supérieur à l'énergie E_g , qui représente la différence entre le niveau d'énergie de la bande de conduction \mathbf{E}_C et le niveau d'énergie de la bande de valance \mathbf{E}_V ($\mathbf{E}_g = \mathbf{E}_C - \mathbf{E}_V$) sont absorbés dans le cristal où ils cèdent leur énergie et génèrent ainsi des porteurs de charges mobiles de types n et p.

$$h\nu > E_g \quad (III.1)$$

Tel que : h : $6.6260755 \cdot 10^{-34} \text{ Ws}^2$, ν : Frequence en s^{-1} et E_g : 1.1 eV pour le silicium (Si)

Sous l'effet du champ électrique interne, les porteurs de charges mobiles sont séparés et transportés, sous forme de courant électrique, dans le circuit externe, pour alimenter des charges électriques. C'est l'effet photovoltaïque.

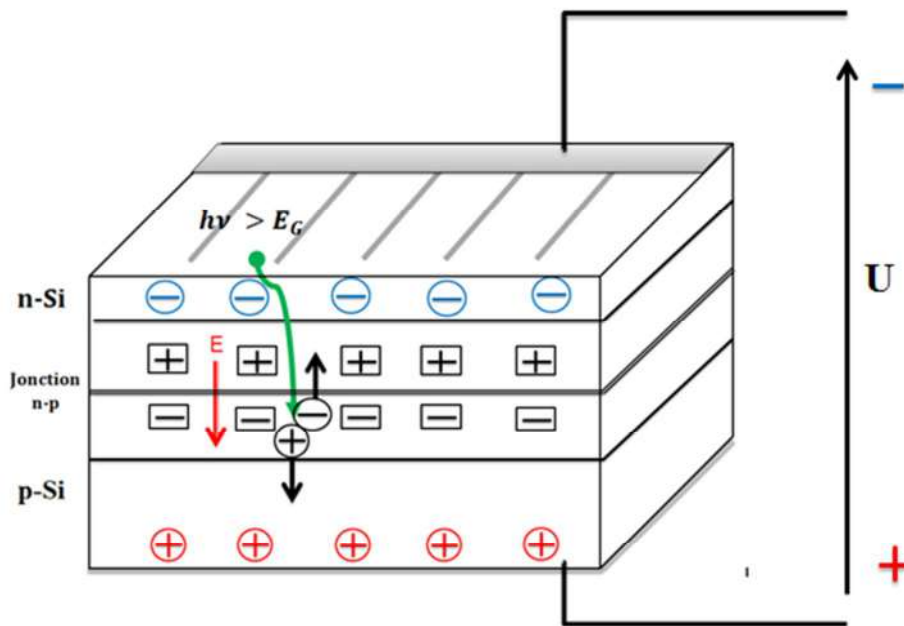


Figure III.2 Schéma représentant une cellule photovoltaïque sous éclairage.

Le fonctionnement d'une cellule solaire peut être modélisé en considérant le schéma électronique équivalent (**Fig. III.3**). Nous pouvons considérer le cas d'une cellule comprenant une source du courant et une diode en parallèle. La source du courant I_L , représente le Photocourant (généré par la cellule solaire sous l'effet de la lumière) et la branche avec le courant I_d de la diode. Le schéma équivalent (**Fig. III.3**) de la cellule solaire photovoltaïque

comporte deux résistances, R_s représente la résistance des couches N et P, tandis que la résistance R_{sh} représente les résistances de court-circuit aux bords de la cellule.

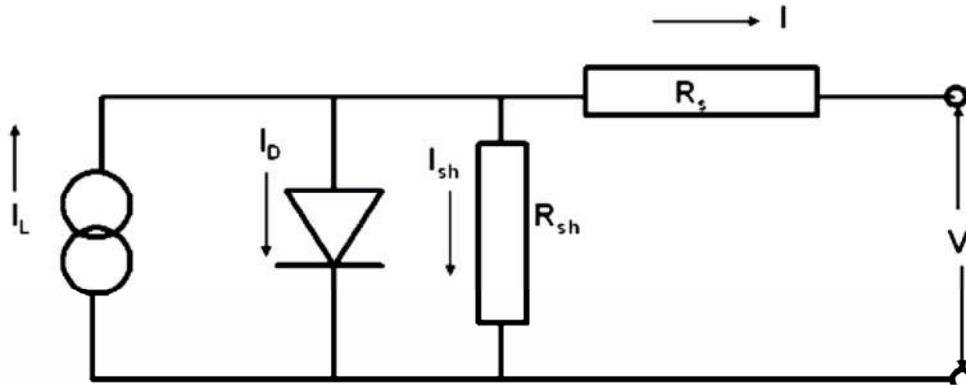


Figure III.3 Schéma électrique d'une cellule solaire [John, 13].

Le courant dans une cellule photovoltaïque est donné par l'expression:

$$I = I_L - I_0 \left[e^{\left(\frac{V + I \times R_s}{a} \right)} - 1 \right] - \frac{V + I \times R_s}{R_{sh}} \quad (\text{III.2})$$

Ainsi

$$a = \frac{N_s \times n_i \times K \times T_c}{q} \quad (\text{III.3})$$

Avec :

V : Tension de la cellule en V ,

I : le courant fourni par une cellule en A,

I_0 : le courant inverse de la jonction PN en A,

I_L : le photo courant, générer par le rayonnement A,

a : Facteur d'idéalité modifié,

n_i : Facteur d'idéalité de la diode est égale à 1 pour une diode idéale, pour une diode réelle il varié entre 1 et 2,

T_c : Température de la cellule en °C,

K : constant de Boltzmann (1.381×10^{-23} J/K),

q : Charge électrique (1.602×10^{-19} Coulomb, 1 C=1As),

N_s : Nombre de cellules en série,

R_{sh} : Résistance Shunt en Ω ,

R_s : Résistance série en Ω .

III.3.2 Caractéristiques électriques d'une cellule

La caractéristique électrique d'une cellule solaire représentant le courant en fonction de la

tension, appelée aussi, courbe $I = f(V)$, elle permet de décrire l'influence du rayonnement solaire sur le courant produit. Elle permet de calculer également les paramètres électriques de la cellule au point de puissance maximale ou puissance optimale (**Fig. III.4**).

La puissance est obtenue au point de puissance maximale (MPP) ou optimale comme suit :

$$P_{op} = U_{op} \times I_{op} \quad (III.3)$$

Avec :

U_{op} : Tension au point optimal

I_{op} : Courant au point optimal

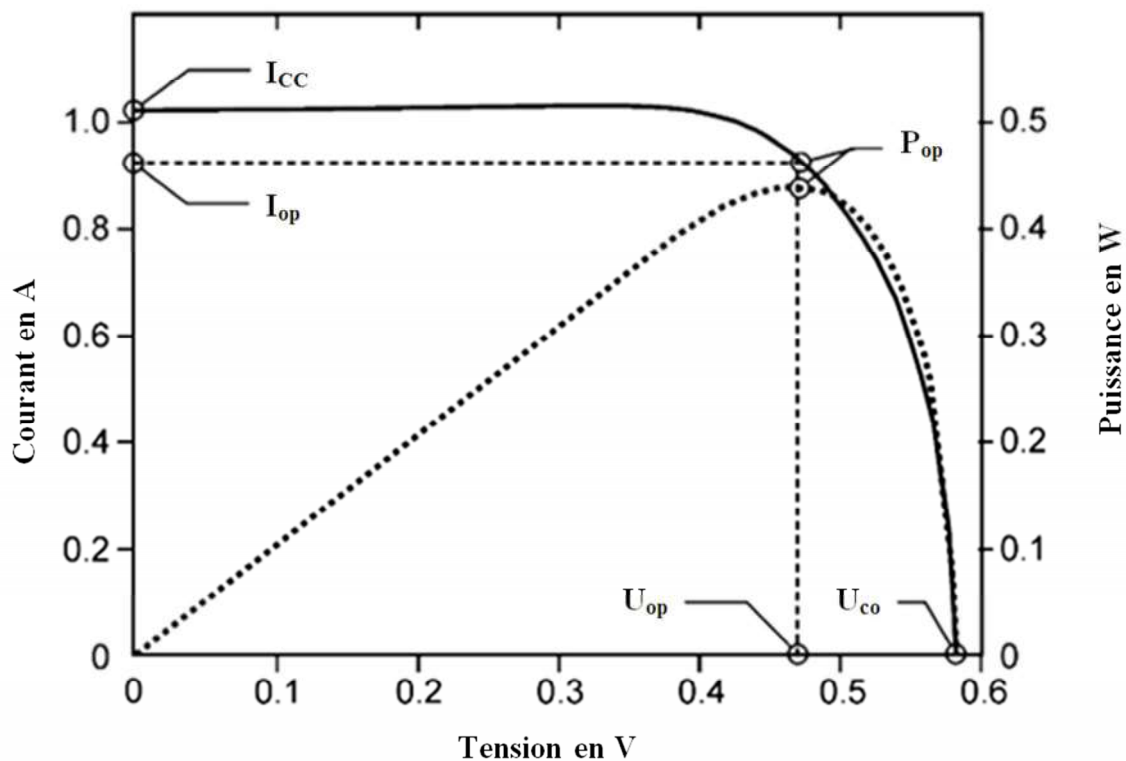


Figure III.4 Caractéristique Courant –Tension en fonction de l'éclairement, indiquant les points caractéristiques, pour calculer les paramètres de la cellule solaire [**Krauter, 06**].

Le rendement (η_c) d'une cellule solaire est défini par le rapport entre le produit au point optimal $U_{op} \times I_{op}$ en (W) et le produit de l'éclairement E en W/m^2 par la surface A_c de la cellule solaire en m^2 , sous conditions standard, $T_c = 25^\circ C$ et $E = 1000 W/m^2$.

$$\eta_{C,STC} = \frac{P_{op,STC}}{G_{i,STC} \times A_c} \quad (III.5)$$

Avec:

Pop, STC : Puissance en W, au point optimal de la cellule PV sous conditions standard,

G_i : Rayonnement globale en W/m²,

A_c : Surface de la cellule et du module solaire en m²,

STC : conditions standard de testes (25°C et 1000W/m²).

III.3.3 Le module solaire photovoltaïque (PV)

Les cellules photovoltaïques ne sont pas exploitables sous cette forme, pour atteindre des puissances (tensions et courants) élevées, il faut les assembler en série ou en parallèle, selon la configuration des puissances projetées. L'encapsulation, qui consiste à mettre en sandwich des cellules solaires entre deux verres et coulées dans une résine, permet leur protection contre les agents extérieurs. Les modules PV, obtenus sous cette forme ont une durée de vie, de 25 à 30 ans, pour la technologie du silicium.

Différentes technologies sont commercialisées sur le marché, la filière du si-poly cristallin, (rendement moyen de 16 à 18%, coûts moins élevés) détient 50.2%, de la part du marché. La filière du silicium mono cristallin (rendement élevé 18 à 22%, coûts élevés) ne représente plus que 34.6% et celle des couches minces (avec un rendement de 8 à 12%) représente 15.2% de la production mondiale.

III.3.4 Influence de l'éclairement sur les paramètres du module photovoltaïque

La puissance fournie par le générateur PV, varie en fonction de l'irradiation solaire qu'il reçoit (**Fig. III.5.a**). Sur cette figure sont présentées les caractéristiques courant-tension d'un module PV solaire pour différents éclaircements et à une température constante $T_c=25^\circ\text{C}$, de la cellule. On remarque que le courant est proportionnel à l'intensité lumineuse, contrairement à la tension qui diminue légèrement avec l'irradiation solaire. Le point de puissance maximale, varie également avec l'irradiation solaire.

III.3.5 Influence de la température sur les paramètres du module photovoltaïque

La température est un paramètre très important dans le fonctionnement de la cellule photovoltaïque (**Fig. III.5.b**). Nous observons sur cette figure, que pour un éclaircissement constant, $E = 1000 \text{ W/m}^2$, l'influence de la température sur la tension du module et le point de puissance optimale est très significative. Plus la température est élevée, plus la chute de tension est grande. Ainsi, les composants connectés au générateur PV, comme par exemple le convertisseur DC/AC, doivent satisfaire les exigences liées à ces variations de la température.

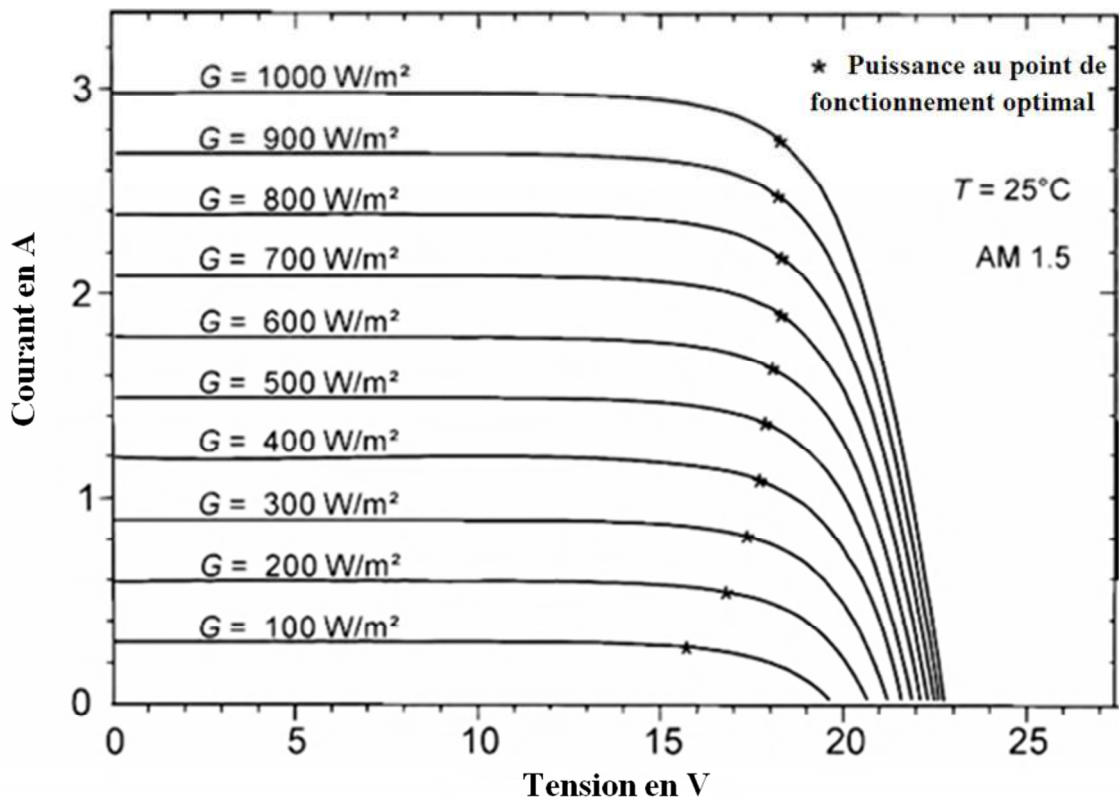


Figure III.5.a Caractéristiques I-V en fonction de l'éclairement [Krauter, 06].

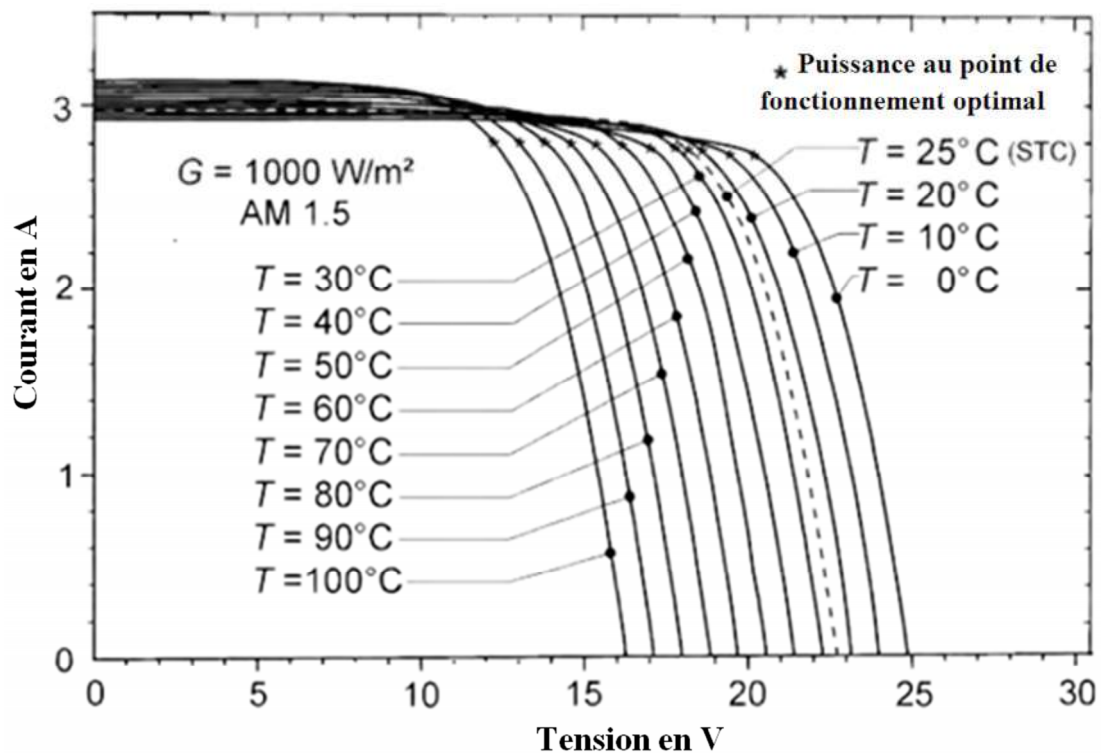


Figure III.5.b Caractéristiques I-V en fonction de la température [Krauter, 06].

III.4 Caractérisation du système photovoltaïque connecté au réseau

III.4.1 Configuration du système photovoltaïque connecté au réseau

Le système photovoltaïque installé au laboratoire d'énergie solaire du Centre Abrouk Madani (Fig. III.6) est constitué d'un générateur photovoltaïques de 60 modules, de types silicium monocristallin avec une puissance totale de 2.4 kWp. Ce générateur a été monté sur la toiture du laboratoire de chimie, orienté vers le sud et incliné à un angle de 35°. Le générateur PV utilisé pour l'injection dans le réseau a une puissance de 1.6 kWp. La puissance restante de 0.8 kWp est destinée à alimenter un système de stockage d'énergie.

L'énergie DC produite par le générateur photovoltaïque de 1.6 kWp est convertie en une énergie alternative (AC) par l'onduleur DC/AC, (NEG 1600), et injectée dans le réseau électrique local du Centre Abrouk Madani de l'université Batna2. Deux analyseurs d'énergie, le LMG310 et le LMG450, sont utilisés pour mesurer les différents paramètres produits par le système PV et injectés dans le réseau de consommation. Les deux analyseurs sont connectés au PC via deux ports GPIB (General Purpose Interface Bus).

Les paramètres climatiques sont relevés à l'aide d'un ensemble de capteurs, le Pyranomètre de type KIPP&ZONEN, CM11 pour mesurer le rayonnement globale sur le plan des modules photovoltaïques, et deux thermocouples de type KTY sont utilisés pour le relevé en continu des températures ambiante et celle du générateur PV. Enfin, un intégrateur solaire est utilisé pour mesurer l'énergie incidente reçue sur le plan des modules à la fin chaque journée. Ces capteurs sont raccordés à une unité d'acquisition de données (Datataker DT50), cette dernière est connectée au PC via le port RS232.

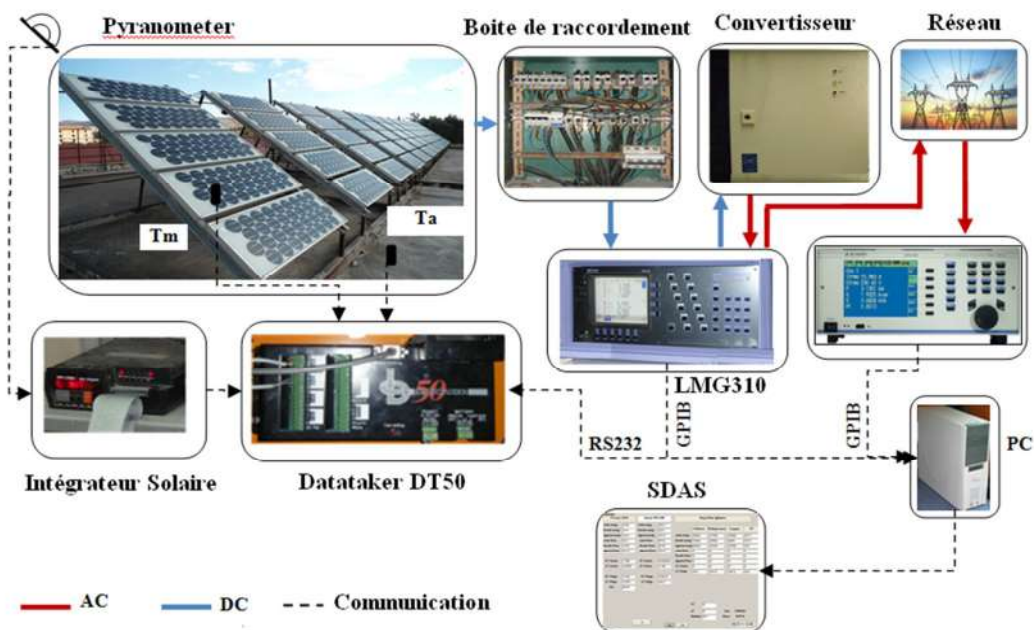


Figure. III.6 Système PV installé au Centre Abrouk Madani, université Batna2

III.4.2 Acquisition de données

Une chaîne d'acquisition de données, dans un système de production d'énergie, a pour fonction de recueillir des informations sur l'état de fonctionnement et les performances des composants du système. L'acquisition, la transmission, la transformation et le traitement des grandeurs physiques, qui caractérisent un système, sont obtenus à l'aide d'une chaîne de mesure, constituée d'outils, comme les capteurs (température, débit, pression, luminosité, etc.), des actionnaires (pompe, moteur, électrovane, etc.), des cartes d'acquisition de données et des automates programmables.

L'unité de calcul ou micro-ordinateur dans la chaîne d'acquisition de données joue un rôle clé. Il doit récupérer l'information située dans son environnement, la traiter, la stocker et l'afficher, comme il doit transmettre des commandes pour la régulation du système [Cottet, 09]. Pour cela plusieurs outils, langages et logiciels sont utilisés pour accomplir cette fonction : Java, Labview, C, C++, C#, Python, Basic et Pascal.

III.4.2.1 Architecture de l'acquisition de données utilisée dans le système PV

Les dispositions nécessaires pour la configuration de l'acquisition de données du système PV utilisé (**Fig. III.7**), en trois étapes :

- Une étape pour la configuration des instruments selon le protocole de communication désiré, c'est-à-dire cette étape a pour objectif de configurer les ports de communications (RS232 et GPIB), et d'adopter un langage cohérent entre les instruments (Datataker, LMG310 et LMG450) et le micro-ordinateur.
- Une deuxième étape pour établir un dialogue machine-machine (PC-Instruments) via un DeTerminal et un driver GPIB, dans cette étape le programmeur doit envoyer des instructions bien déterminées selon les manuels des instruments, après cette opération il doit recevoir des réponses sous forme des chaînes de caractères spéciales qui nécessitent des opérations de traitement informatique.
- Enfin la dernière étape consiste à traiter, enregistrer et afficher les données qui ont été acquies du système d'une manière autonome utilisant un langage de programmation.

III.4.2.2 Instrumentations utilisés

a) Analyseurs d'énergies

Les analyseurs d'énergie utilisés dans le cadre de ce travail ont pour fonction de mesurer les paramètres électriques issus du système (PV à injection et les charges électriques). Le LMG310 est équipé de trois canaux de mesures (Ch1, Ch2 et Ch3) à courant continu ou alternatif, un écran pour l'affichage de données (Energie, puissance, courant,...), un clavier pour la configuration de l'appareil et des paramètres électriques affichés sur l'écran. Ainsi, il est équipé de différentes interfaces de communication avec PC (GPIB, RS232, RS485).

L'analyseur d'énergie LMG310 est caractérisé par un courant maximal de 35A et une tension de 1500V [LMG, 95 – Hamouda, 09].

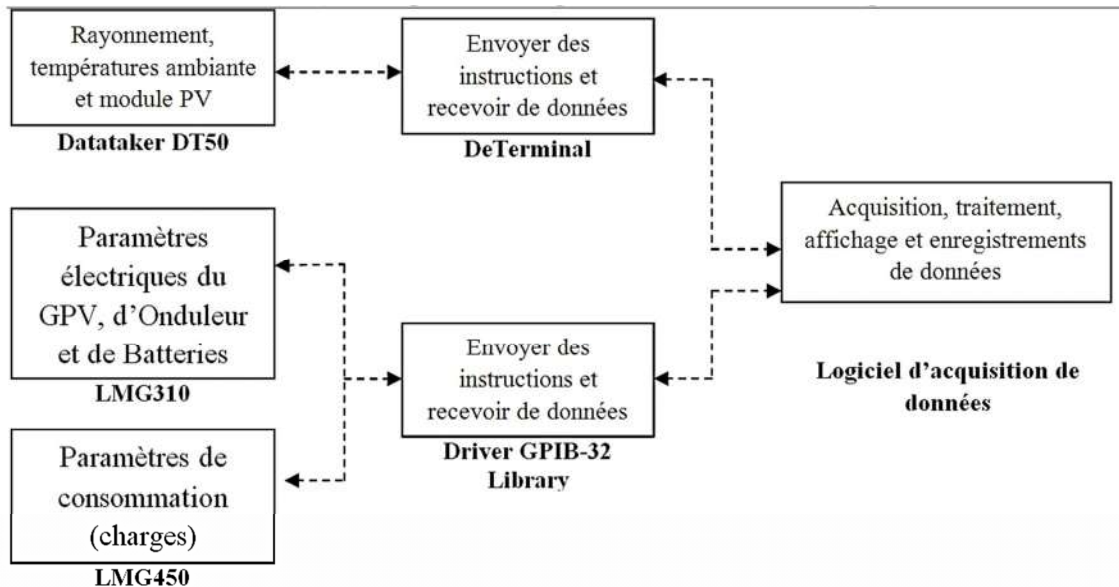


Figure. III.7 Architecture d'acquisition et de traitement de données du système.

Le LMG450 est caractérisé par un courant de 16A et une tension de 600V, il est équipé de quatre canaux de mesures, pour les systèmes à courant continu ou alternatif avec charge et signaux de fréquences variantes de 5 à 20 kHz [LMG, 03]. Le LMG 450 est aussi équipé d'un écran LCD, un clavier et des interfaces de communication (RS232, GPIB).

b) Carte d'acquisition de données

L'unité d'acquisition de données, Datataker DT50, permet de mesurer, d'enregistrer, de surveiller et de traiter des grandeurs réelles, elle peut être aussi utilisé comme instrument de commande pour d'autre appareils. Cette unité peut s'adapter à de nombreuses et différentes applications, son utilisation reste simple même pour des tâches complexes. Elle peut être assimilée à un automate programmable simplifié, vu le nombre restreint des paramètres traités. Elle possède également une interface de communication avec le micro PC, à travers son port série RS232. Son programme de gestion (Terminal) comprend une série de chaînes de commandes spécifiques à l'appareil [DT50]. Autre composants nécessaire utilisé dans cette application, il s'agit de deux capteur de température de type KTY pour relever les températures (la température ambiante (T_a) et la température du générateur (T_m)).

c) Intégrateur et Pyranomètre solaire

L'intégrateur solaire, permet de mesurer la puissance instantanée en (W/m^2) et l'énergie solaire incidente sur le site durant la journée en ($kWh/m^2.jour$). Cette énergie est obtenue en intégrant les valeurs instantanées sur une période déterminée (de 10 mn à 60 mn). Il dispose de deux canaux, sur lesquels sont branchés deux Pyranomètre de types CM11, le premier est

destiné pour mesurer le rayonnement globale journalier reçu sur le plan du générateur photovoltaïque et le deuxième, pour le relevé du rayonnement sur un plan horizontal.

III.4.2.3 Protocoles de communications

a) Port GPIB

Le port GPIB est développé à l'origine par la société Hewlett Packard (HP) en 1965 pour communiquer avec les instruments fabriqués par la société, sous le nom HPIB. Ce bus fut par la suite adopté par plusieurs fabricants. Plusieurs normes se sont succédés [INSAT, 09]:

- IEEE-488.1 : Datant de 1978, cette première norme fixe uniquement les contraintes mécaniques et électriques du bus. Cette norme est utilisée par l'instrument LMG 310, en appliquant le code ASCII (American Standard Code for Information Interchange).
- IEEE-488.2 : Datant de 1987, cette norme précise certaines règles du protocole de communication, le format des données échangées avec les instruments, la gestion des erreurs, et un petit nombre de messages de code ASCII qui doivent être compris par tous les instruments. Celle-ci est utilisée par l'instrument LMG 450.

b) Port série

Pour la transmission des données le DataTaker DT50 est muni d'un port série RS232 qui est une norme standardisant un port de communication de type série. Disponible sur presque tous les PC, il est communément appelé le « port série ».

III.4.3 Logiciel d'acquisition de données réalisé

III.4.3.1 Logiciel développé pour l'acquisition de données du système

Le logiciel d'acquisition de données (SDAS : System Data Acquisition Software) a été développé sous l'environnement orienté objets Visual Basic 5. Ce logiciel a pour but de collecter toutes les informations (**Fig. III.8**) en temps réel de l'installation, sa fonction principale est de lire les données du rayonnement instantané, la température ambiante et la température du générateur PV issu du Datataker, utilisant le Protocol RS232. Ainsi les 56 paramètres (Puissances, énergies, courants, etc.) reçus de l'LMG 310 et l'LMG 450 via les deux ports GPIB sont relevés. Sur l'interface graphique du logiciel deux boutons ont été développées (Read et Stop), le premier pour commencer la lecture de données le second pour arrêter la lecture de données. L'affichage de la date et de l'heure est essentiel pour l'enregistrement de données, car le temps d'acquisition de données est fixé à 30s à l'aide d'un composant 'Timer', donc les deux paramètres permettent de localiser et d'identifier les paramètres enregistrés dans deux bases de données différentes (MS-Access et Fichiers textes).

En effet, Deux approches ont été utilisées pour l'enregistrement de données, la première consiste à configurer un composant Data du VB5 pour créer une base de données Ms-Access.

Les données du système sont enregistrées automatiquement dans une table nommée « pvt », cette dernière contient 56 colonnes et un nombre illimité de lignes pour enregistrer les données du système pendant plusieurs mois. En revanche la deuxième approche a été développée pour répondre aux besoins du serveur web, c'est-à-dire le site web réalisé sous une plateforme libre (GNU-Linux). En effet, cette approche consiste à générer des fichiers textes, chaque fichier inclus un paramètre dynamique issu du système [Mehnaoui, 13].

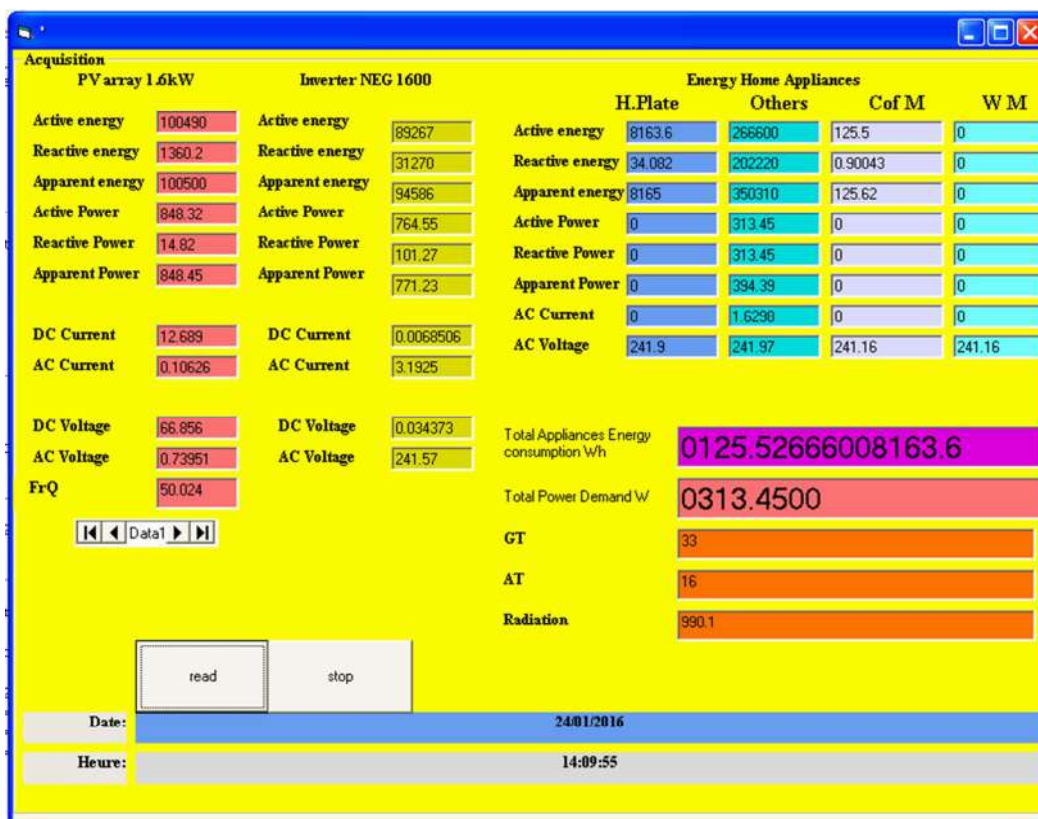


Figure III.8 Interface principale qui permet l’affichage de tous les paramètres relevés par le logiciel d’acquisition de données, développé sous Visual Basic 5.

III.4.3.2 Organigramme du logiciel

Les deux figures ci-dessous (**Figure. III.9a et III.9b**) synthétisent les étapes de fonctionnement du logiciel. Ce dernier commence par la communication avec les ports GPIB, pour établir un dialogue bidirectionnel entre les instruments et le logiciel. En suite, le programme communique avec le port série, pour lire les données climatiques. En cas de problèmes techniques au niveau de l’instrumentation (LMG 310, LMG 450 ou Datalogger DT50), un message doit être affiché pour informer l’utilisateur de logiciel.

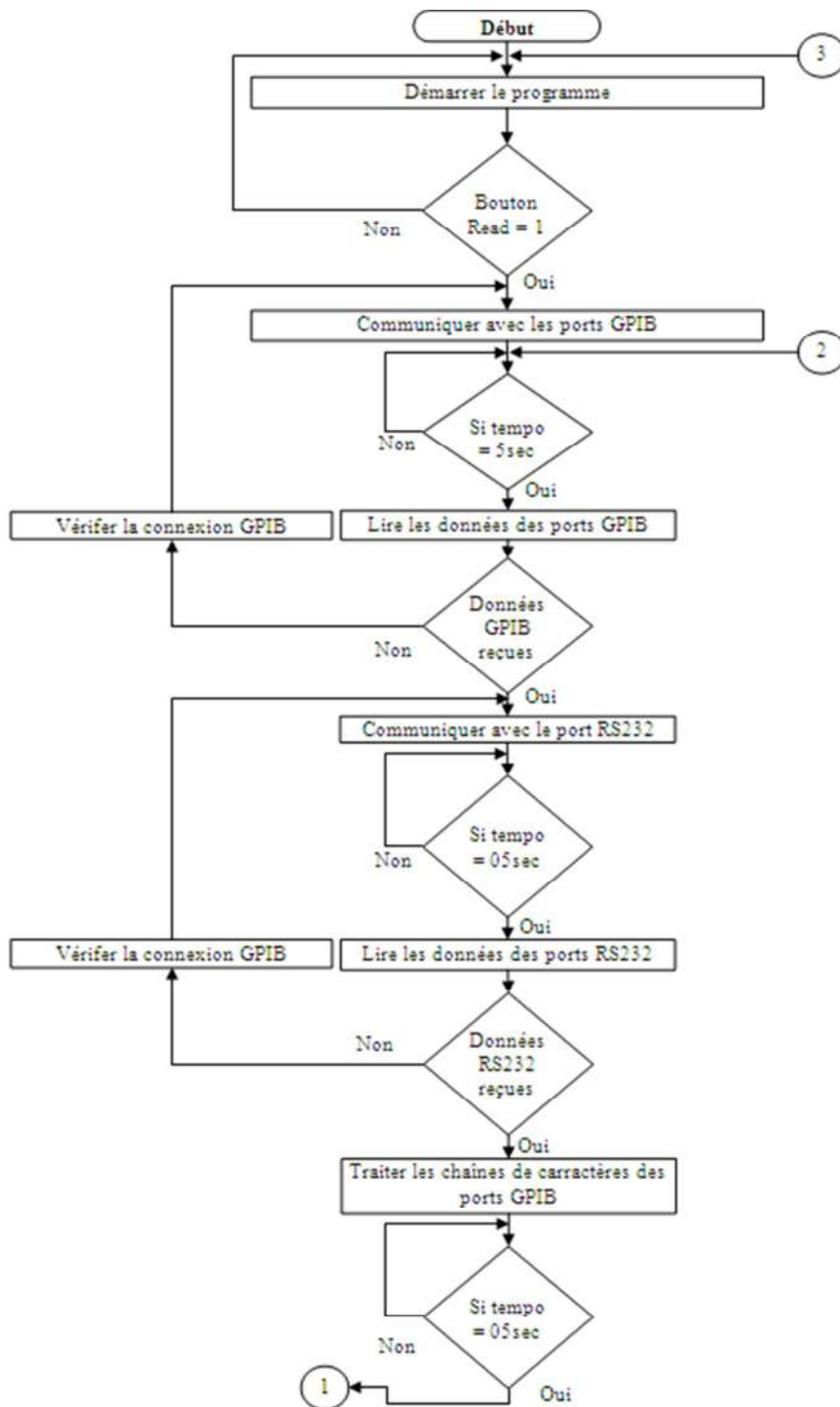


Figure. III.9a Organigramme du programme réalisé sous Visual Basic pour l'acquisition et le traitement de données.

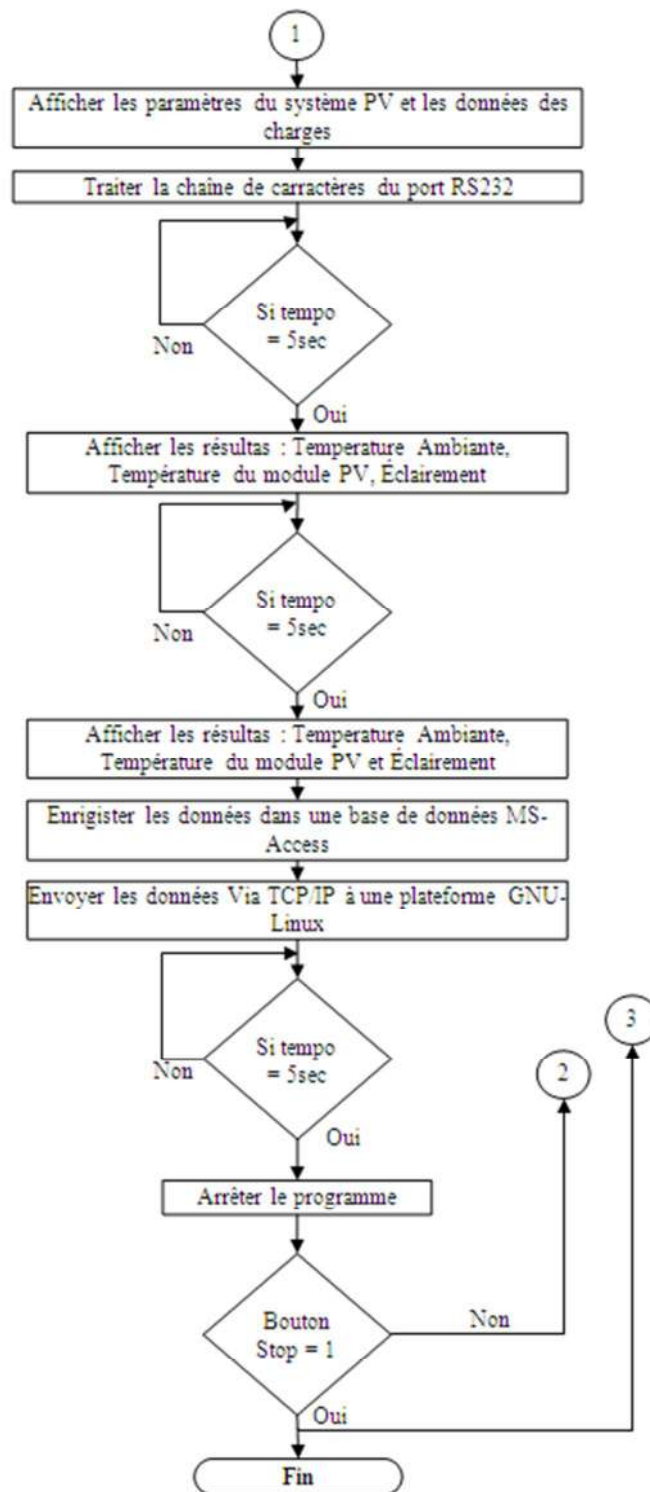


Figure. III.9b Organigramme du programme réalisé sous Visual Basic pour l'acquisition et le traitement de données (suit).

III.5 Caractérisation électrique du système photovoltaïque

III.5.1 Configuration du générateur photovoltaïque

Le générateur photovoltaïque est constitué de 40 modules au silicium monocristallin de type PW-P400 (**Fig. III.10**), sous conditions standards de tests (STC), $E=1000 \text{ W/m}^2$ et $T_c=25^\circ\text{C}$, ce type de module génère une puissance 40 Wp , une tension $U_{op}=16 \text{ V}$ et un courant $I_{op}=2.5$ au point de puissance maximale. Le générateur photovoltaïque est dimensionné selon les caractéristiques du convertisseur NEG1600. Le branchement des modules (tension et courant) du générateur sont conditionnés par les paramètres électriques du convertisseur DC/AC. En effet, selon les besoins en puissance (charges électriques) de l'utilisateur, un choix est opéré pour un type de convertisseur. Dans notre cas, les paramètres de l'onduleur NEG 1600, sont : $P_{MAX} = 1600\text{W}$, $U_{DC} = 70 \text{ à } 90\text{V}$ et $I_{MAX} = 28\text{A}$ [**NEG, 97**].

La tension U_{DC} , du générateur PV, dans le cas d'un circuit ouvert (U_{CO}), ne doit pas dépasser, en aucun cas, la valeur de $U_{CO} = 110\text{V}$, qui correspond à la tension maximale autorisée pour le convertisseur DC/AC. Afin d'obtenir ce paramètre, il faut regrouper cinq modules en série en un panneau. Pour rester dans les limites de la puissance du convertisseur (1600 W) fixée par le constructeur, ces panneaux, au nombre de 10, sont groupés en parallèle. Les modules photovoltaïques sont constitués en générateur, Ils sont montés sur une structure métallique inclinée à 40° et orientée vers le sud.



Figure III.10 Vue du générateur photovoltaïque de 2.4kWp , installé sur la toiture du centre Abrouk Madani, université Batna 2.

III.5.2 Influences des paramètres climatiques

a) Influence de l'éclairement et de la température

Les caractéristiques Courant-Tension (**Fig.III.11**) et Puissance-Tension (**Fig.III.12**), relevées, pour différents éclairements de la journée du 03/10/2012, indiquent bien l'influence de l'éclairement sur le courant produit par le générateur. Le courant de court-circuit augmente de manière linéaire avec l'éclairement, de 1,8 A pour un éclairement de 100 W/m² jusqu'à 19,5 A, pour un éclairement de 900 W/m². Par contre, La tension de circuit-ouvert du générateur varie très peu avec l'éclairement.

La caractéristique Puissance-tension est obtenue à partir de la courbe I-V (**Fig.III.11**), par la multiplication point par point de la tension U et du courant I. Le point de puissance optimale qui indique la puissance maximale fournie par le générateur pour un éclairement de 100W/m² est de 100.6 W, la tension correspondante est 80V. Avec l'augmentation de l'éclairement, ce point subit un glissement vers les tensions basses. Pour un éclairement de 900 W/m², la puissance maximale est de 1170.7 W, la tension correspondante du générateur est de 67.75V pour une température du module $T_m=36^{\circ}\text{C}$. Pour des températures plus élevées, la tension du générateur subira une chute plus importante.

b) Influence de la température sur la tension du générateur et du convertisseur

Les variations des paramètres électriques du générateur, en fonction de la température, sont la conséquence directe des variations subies par la cellule solaire, élément de base, du générateur photovoltaïque (voir III.3.5). Les variations de la température du module photovoltaïque, sont le résultat de la variation de la température ambiante journalière conjuguée avec celle du réchauffement du module par l'absorption de l'énergie du rayonnement solaire. Le profil journalier de la température du module est semblable à celui du rayonnement journalier (**Fig. III.13**). La baisse de la tension DC du générateur avec l'augmentation de la température est très significative, particulièrement entre 10h et 17h. Durant cette période la tension U_{DC} subie une baisse de 70V à 60V. Le fonctionnement du convertisseur DC/AC est tributaire des variations de la tension du générateur photovoltaïque.

Le convertisseur est un élément clé de la chaîne de conversion de l'énergie solaire en énergie électrique, les conditions de son branchement sont à respecter scrupuleusement. Le NEG 1600 est équipé d'un circuit de sécurité qui permet la protection de l'onduleur, après branchement, l'onduleur est en mesure de détecter la disponibilité du réseau électrique cela lui permet de démarrer automatiquement (30s). L'onduleur ne peut pas démarrer si la tension d'entrée dépasse $U_{\max,inv} = 95\text{V}$ ou en dessous de $U_{\min,inv} = 54\text{V}$ (**Fig. III.14**), si la tension d'entrée dépasse 110V l'onduleur ne fonctionne pas non plus. Dans le cas de coupure d'électricité l'onduleur bloque toute injection dans le réseau.

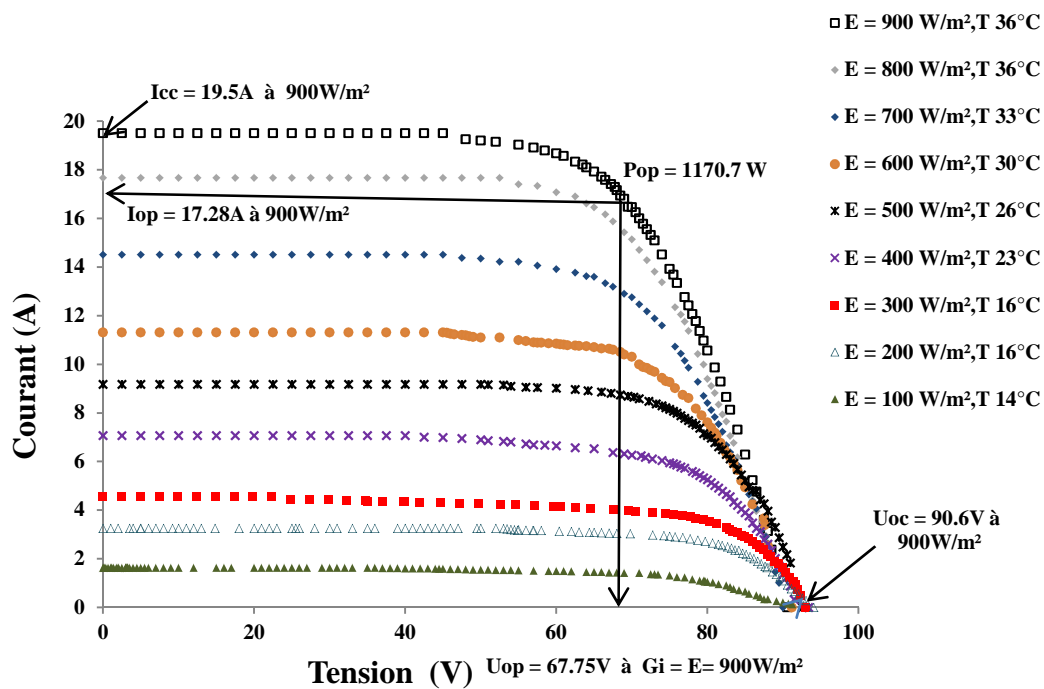


Figure III.11 Caractéristiques Courant-Tension du générateur photovoltaïque, relevées pour différents éclairagements et différentes températures.

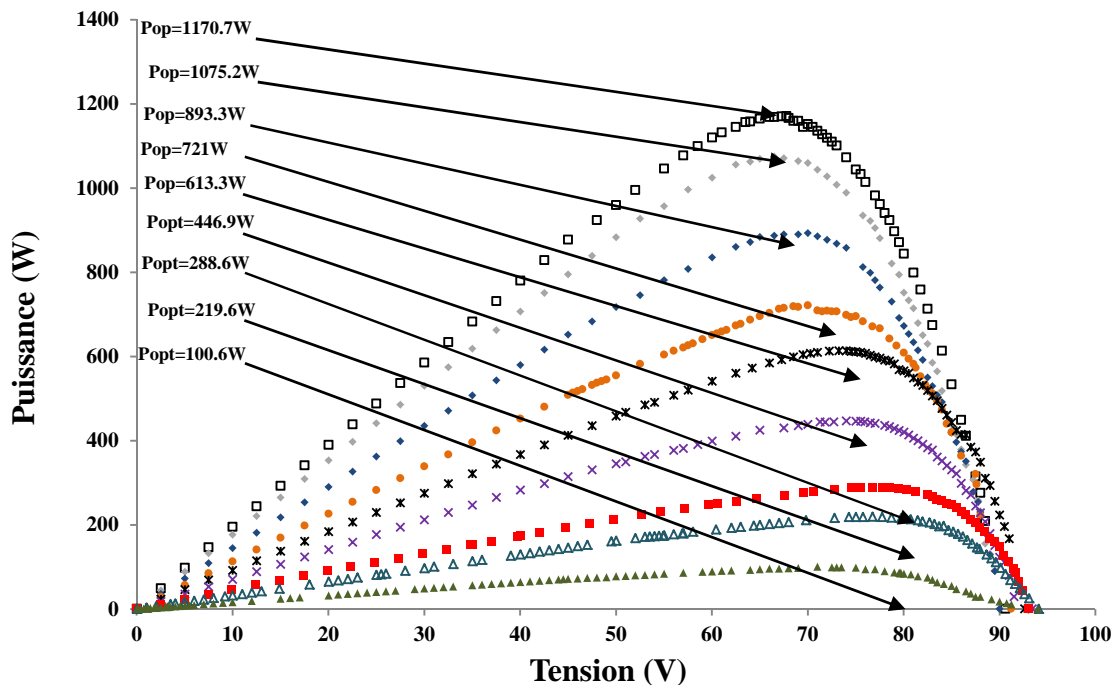


Figure III.12 Caractéristiques Puissance-Tension du générateur photovoltaïque, relevées pour différents éclairagements et différentes températures.

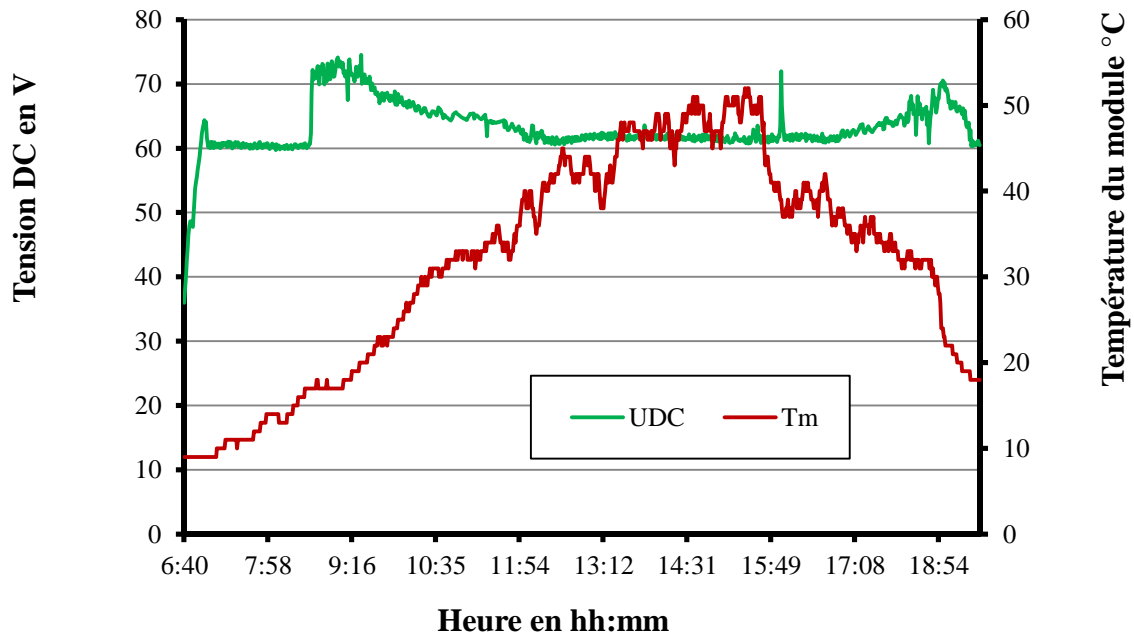


Figure III.13 Courbes journalières de la Tension U_{DC} du générateur photovoltaïque, et de la température du module relevées durant la période de 6h40 à 18h54.

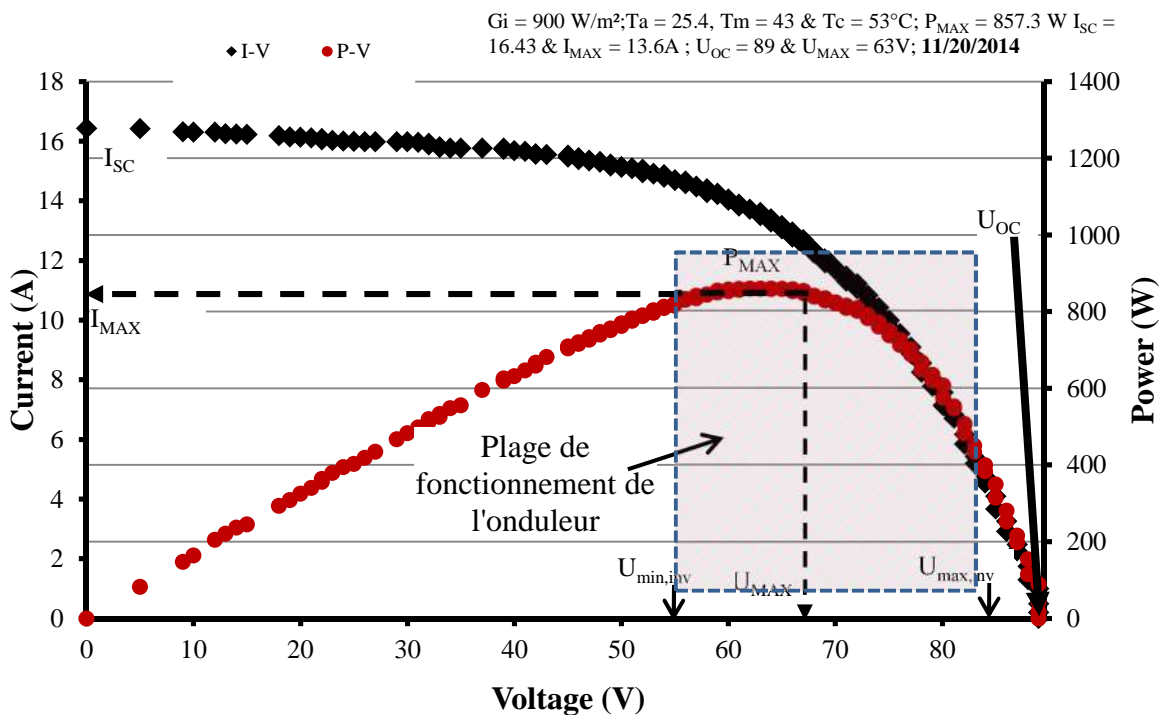


Figure III.14 Caractéristique I-V et P-V, du générateur PV, relevées le 20-11-2014, indiquant les limites de fonctionnement du convertisseur au point de puissance maximale.

III.5.3 Les différents rendements d'un système photovoltaïque

La chaîne de conversion de l'énergie des radiations solaires, appelée communément énergie solaire, en un courant électrique est caractérisée par un ensemble de paramètres dont certains ont fait déjà l'objet d'études dans les chapitres précédents. Cependant le paramètre qui exprime le mieux l'efficacité de la conversion de cette chaîne est le rendement. Comme cette chaîne est constituée de plusieurs éléments (**Fig. III.14**), à chacun de ces éléments est affecté un rendement, ainsi nous distinguons trois rendements :

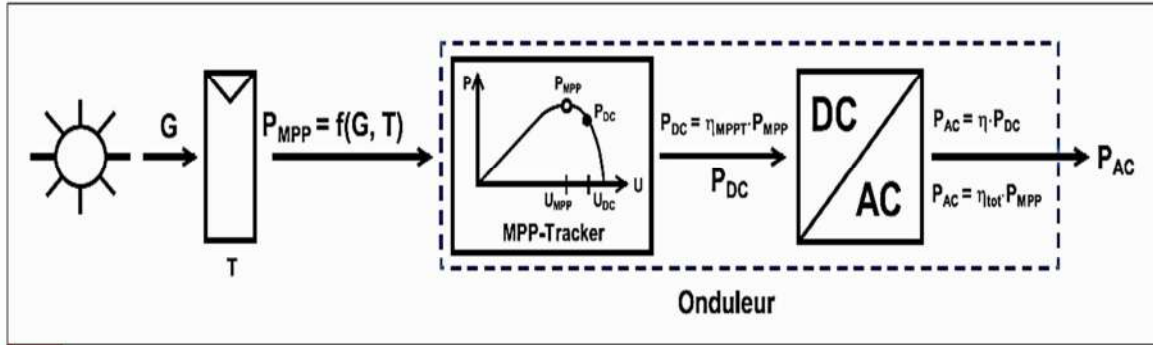


Figure III.15 Chaîne de conversion de l'énergie solaire [**Häberlin - Hamouda, 09**].

a) Le rendement du générateur photovoltaïque

Le rendement énergétique d'un générateur photovoltaïque exprime l'efficacité avec laquelle ce générateur convertit l'énergie solaire en électricité. Le rendement énergétique est le rapport (III.1) entre l'énergie en courant continu produite par le générateur E_{DC} et l'énergie solaire H_G reçue sur la surface des modules pendant une durée du temps.

$$\eta_g = \frac{E_{DC}}{H_G \times A_G} \quad (III.1)$$

Il est aussi possible de calculer le rendement instantané (III.2) du générateur PV à l'aide de la relation suivante :

$$\eta_g = \frac{P_{DC}}{G_i \times A_G} \quad (III.2)$$

Avec :

- E_{DC} : L'énergie DC du générateur photovoltaïque en Wh,
- H_G : Énergie solaire incidente sur le plan du générateur PV en Wh/m²,
- A_G : la surface du générateur PV en m²,
- η_g : Rendement instantané du générateur %
- P_{DC} : Puissance instantanée du générateur PV en W,
- G_i : Rayonnement globale en W/m².

b) Le rendement du convertisseur DC/AC à injection dans le réseau

Le circuit électronique de l'onduleur NEG 1600 est composé de deux éléments, le premier appelé MPP-Tracker (**Fig. III.15**), un circuit électronique de commande et de recherche du point de puissance maximale, sa fonction est d'extraire du générateur PV le maximum d'énergie possible. Le deuxième élément est le circuit de puissance électronique dont la fonction est de convertir la puissance de courant continu en courant alternatif.

Le rendement énergétique est le rapport entre l'énergie E_{AC} injectée au réseau et l'énergie E_{DC} produite par le générateur photovoltaïque (III. 3).

$$\eta_{INV} = \frac{E_{AC}}{E_{DC}} \quad (III.3)$$

Le générateur solaire produit, sur la base du rayonnement solaire incident G_i et de la température T , une puissance au point de puissance maximale P_{MPP} (**Fig. III.15**), mais l'onduleur en mode instantané ne valorise que la puissance P_{DC} qui inférieure à la puissance au point de puissance maximale P_{MPP} , donnée par l'expression:

$$P_{DC} = \eta_{MPPT} \times P_{MPP} \quad (III.4)$$

Le rendement instantané η_{inv} du convertisseur d'un système PV connecté au réseau est donné par l'équation (III.5).

$$P_{AC} = \eta_{inv} \times P_{DC} \quad (III.5)$$

Avec :

- E_{AC} : L'énergie AC du convertisseur en Wh ;
- E_{DC} : L'énergie DC du générateur photovoltaïque en Wh ;
- P_{DC} : Puissance instantanée du générateur PV en W,
- P_{MPP} : Puissance instantanée du générateur PV au point de puissance maximale en W,
- P_{AC} : Puissance instantanée du convertisseur en W,
- η_{INV} : Rendement énergétique au point de puissance maximale en %
- η_{MPPT} : Rendement du convertisseur au point de puissance maximale en %
- η_{inv} : Rendement instantané du convertisseur en %

c) Le rendement du système photovoltaïque à injection dans le réseau

Enfin l'appréciation finale de la qualité de conversion d'énergie d'un système photovoltaïque est consacrée par la valeur du rendement total du système. Cependant, il faut préciser que le rendement du convertisseur retenu est celui du rendement instantané η_{inv} , pour une analyse de longue durée, il est fondamental de considérer le rendement énergétique η_{INV} .

Les deux formules qui permettent de calculer les rendements du système sont :

$$\eta_{\text{SYS}} = \eta_{\text{G}} \times \eta_{\text{INV}} \quad (\text{III.11})$$

$$\eta_{\text{sys}} = \eta_{\text{g}} \times \eta_{\text{inv}} \quad (\text{III.12})$$

Avec :

η_{SYS} : Rendement énergétique du système en %,

η_{G} : Rendement énergétique du générateur en %,

η_{INV} : Rendement énergétique du convertisseur au point de puissance maximale en %,

η_{sys} : Rendement instantané du système en %,

η_{g} : Rendement instantané du générateur en %,

η_{inv} : Rendement instantané du convertisseur en %.

III.5.4 Interprétation des résultats de calcul des rendements

En résumé, nous constatons que le rendement du générateur (**Fig. III.16**) mesuré sur la période 2013-2015, est situé globalement au-dessus de 10%. Avec le temps, les valeurs du rendement commencent à baisser, à la fin de 2015 le rendement se situe au-dessous de 7%. Le rendement moyen annuel, du convertisseur, mesuré sur la période 2013-2015 est relativement stable, avec une valeur moyenne de 87.73% (**Fig.III.17**).

Quant au rendement moyen annuel du système, il est de 7.98%. Cette valeur, comparée à celles réalisées et publiées récemment (**Tab. IV.1**), peut être considérée comme correcte. Sur les deux dernières années (**Fig. III.18**), cette valeur a diminué pour atteindre 7.29%. Cela nous amène à dire que la baisse du rendement du système ne se rapporte pas à la baisse du rendement du convertisseur mais à celle du générateur photovoltaïque.

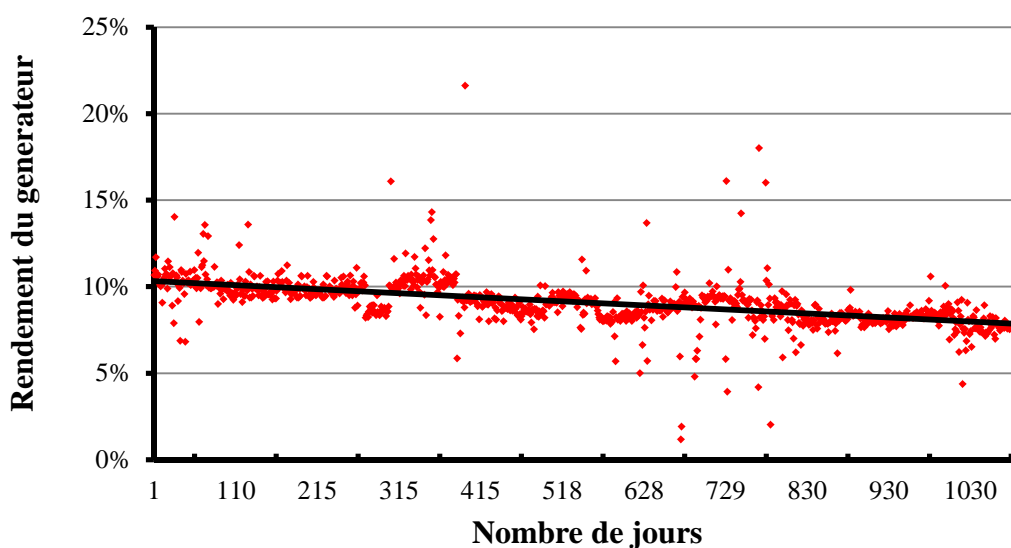


Figure III.16 Rendements moyens annuels du générateur photovoltaïque, mesurés durant la période 2013-2015.

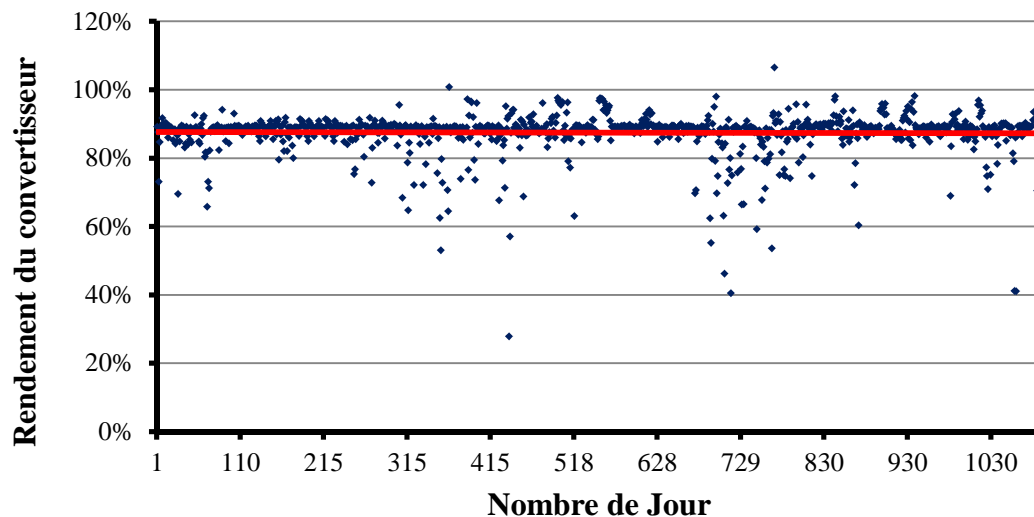


Figure III.17 Rendements moyens annuels du convertisseur, mesuré durant la période 2013-2015.

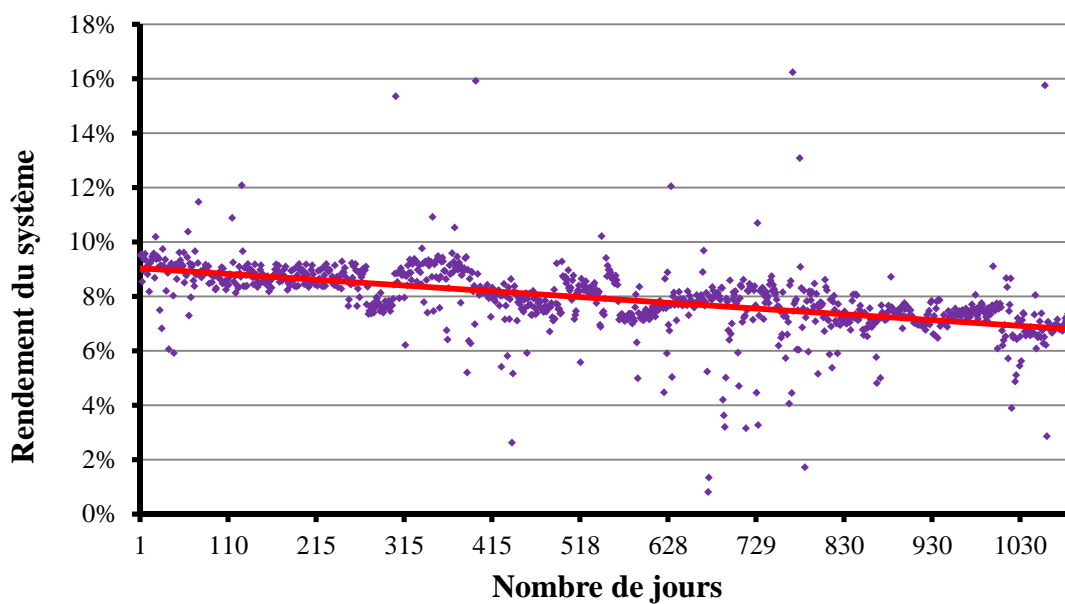


Figure III.18 Rendements moyens annuels du générateur photovoltaïque, mesurés durant la période 2013-2015.

III.6 Test expérimental du phénomène de dégradation des modules photovoltaïques

III.6.1 Types de dégradation affectant les paramètres des modules PV

Durant le temps de leur utilisation, de plusieurs années (25 à 30 ans), les modules photovoltaïques sont exposés aux aléas climatiques qui peuvent engendrer des dégradations de leurs performances. Parmi ces agents : l'exposition aux radiations solaires, l'effet

thermique, l'humidité, impact de grêle, l'accumulation de la poussière, l'infiltration d'eau, le vieillissement des cellules, sans oublier les défauts de fabrication qui affectent spécialement les anciens technologies. Les modules photovoltaïques utilisés sont de l'ancienne technologie PHOTOWATT (année 1985), ils sont en exploitation depuis 8 années sur les sites isolés de la wilaya de Batna, puis depuis cinq dernières années sont soumises à des tests à l'université de Batna 2. Durant le fonctionnement du système, plusieurs types de dégradation sont apparus sur le générateur, tels que :

- La délamination des cellules photovoltaïques,
- La décoloration des cellules,
- Les points chauds sur les connexions,
- La dégradation importante de la couche EVA en avant des modules,
- La formation de bulles d'air dans la couche EVA sur la face arrière des modules.

La délamination des cellules photovoltaïques est une forme fréquente de dégradation des cellules photovoltaïques. Elle forme une couche blanche sur les cellules photovoltaïques, cela peut s'expliquer par une dégradation avancée de décoloration des cellules photovoltaïques. Ce type de dégradation influe directement sur la production des cellules, car la couche blanche est un obstacle entre la cellule et le rayonnement solaire. Plusieurs points chauds remarqués sur les connexions de raccordements (+ et -) des modules (**Fig. III.19**), ainsi que la couche EVA des modules qui semble aussi être dégradée (**Fig. III.20**), formation de bulles d'air en arrière et en avant des modules photovoltaïques, ces derniers types de dégradations peuvent entraîner la rupture de connexions entre les cellules photovoltaïques.

III.6.2 Calcul du taux de dégradation des modules photovoltaïques

Pour connaître le taux de dégradation des modules photovoltaïques, et déterminer l'effet de dégradation sur la production des modules photovoltaïques utilisés, nous avons procédé à un test de performance sur deux panneaux photovoltaïques G1 et G2 (**Fig. III.21**). Le relevé et l'analyse des caractéristiques I-V des deux panneaux PV a eu lieu le 12/01/2014 sous un rayonnement de $G_i=800\text{W/m}^2$ et une température de module de $T_m=27^\circ\text{C}$. Chaque panneau PV contient cinq modules du même type (PW-P 400 Monocristallin) que ceux utilisés dans l'installation à injection dans le réseau. Les cinq modules de chaque panneau G1 et G2 sont branchés en série pour former une puissance de 200Wp chacun. Les modules utilisés pour le panneau G1 sont des modules neufs (modules de réserve datant de 1985) qui seront utilisés pour la première fois. Le panneau G2 est constitué de modules déjà utilisés dans l'installation photovoltaïques sous tests (**Fig.III.21**).

Les caractéristiques I-V des deux panneaux PV de 200 Wp chacun (**Fig.III.22**), présentent des valeurs différentes de la puissance extraite au point de puissance maximale. La puissance obtenue avec les modules non dégradés est 123W. Alors que la puissance obtenue avec le module dégradé est 113W. Les valeurs des paramètres I_{SC} et U_{OC} , sur les points extrêmes des caractéristiques sont identiques pour les deux panneaux et sans changement.



Figure III.19 Création des points chauds sur les connexions (+ et -) des modules PV.



Figure III.20 Couche EVA dégradée et formation de bulles d'air entre- cellules PV.



Figure. III. 21 Vue du générateur G1 et G2 testé pour déterminer le taux de dégradation et l'effet de dégradation sur la production des modules.

Sachant que le convertisseur du système PV, fonctionne aux points de puissance maximale et que celui-ci a subi une dégradation sensible, cela confirme que l'effet de la dégradation des modules observée affecte directement la production du système.

Le taux de dégradation de la puissance fournie peut être calculé à partir des valeurs du système. En effet, le panneau G1 délivre une puissance maximale de 123W, par contre le panneau G2 de puissance maximale mesurée est 113 W. Le taux de dégradation représente 8.3% (Tab. III.1). Cela indique que l'effet de la dégradation sur la production des modules photovoltaïques est important.

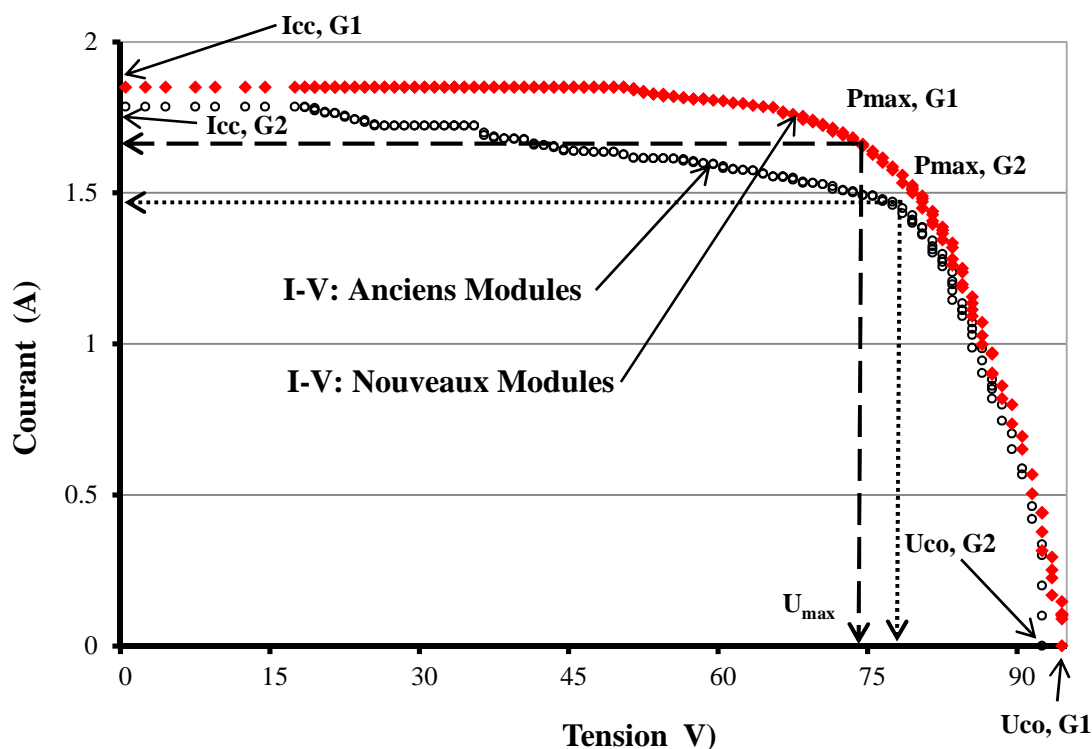


Figure III.22 Caractéristiques I-V de deux panneaux de type PHOTOWATT PW-P400 de 200 Wp chacun. Le panneau G1 est composé de 5 modules utilisés pour la première fois et un panneau G2 composé de 5 anciens modules du générateur sous tests.

Tableau III.1 Comparaison entre les paramètres électriques deux panneaux de type PHOTOWATT PW-P400 de 200 Wp chacun. Le panneau G1 est composé de 5 modules utilisés pour la première fois et un panneau G2 composé de 5 anciens modules du générateur sous tests.

	Pmax (W)	Imax (A)	Umax (V)	Isc (A)	Uco (V)	Taux de dégradation
G1	123	1.6	74.8	1.8	94.5	8.3%
G2	113	1.4	77.3	1.7	92.6	

III.7 Conclusion

Il est d'usage, qu'avant de procéder à une investigation expérimentale sur des systèmes photovoltaïques, une étude théorique exploratoire sur les notions fondamentales de ces systèmes, devrait être menée. Dans ce chapitre nous avons présenté le principe de fonctionnement de ces systèmes de manière globale et avec plus de détail, pour les éléments qui les composent ; comme par exemple, le générateur photovoltaïque, à travers l'étude des paramètres électriques des caractéristiques I-V et P-V sous influence des radiations solaires et de la température ambiante. Le convertisseur DC/AC a fait également l'objet d'une étude approfondie, qui indiquent que son influence est relativement faible.

Pour les besoins de ces travaux (acquisition et traitement des données), un logiciel sous environnement libre a été développé et mis en œuvre à cet effet. Aussi, cette étude, au début théorique, puis complétée par des tests sous conditions réelles, a mis en évidence un certain nombre de carences, dont les retombées sur les performances du système doivent être approfondies.

Dans le chapitre suivant, nous allons procéder à une analyse des performances des systèmes photovoltaïques connectés au réseau local. Les carences évoquées ci-dessus seront mises en évidence, leurs influences ainsi que le taux de réductions des performances des systèmes, sera évalué et décrit en relations avec d'autres paramètres influents. Pour le bienfondé de ces calculs, nous ferons usage de paramètres normés utilisés couramment dans ce genre d'évaluations.

IV Analyse de performances du système photovoltaïque connecté au réseau électrique

IV.1 Introduction

L'évaluation des systèmes photovoltaïques à injection dans le réseau nécessite une analyse approfondie des paramètres normalisés issues du système, tels le facteur de performance (PR), le productible du système (Y_F), etc. Dans le cadre de cette analyse, notre objectif est d'évaluer les bilans du système durant trois années de fonctionnement (2013-2015). En effet, cette analyse doit prendre en considération l'évaluation des paramètres climatique de la région de Batna, ainsi que l'énergie AC et DC produites par le système. Également, une évaluation des rendements du système (η_s), du générateur (η_G) et du convertisseur (η_{inv}) doit être réalisée, pour déterminer le comportement du système et de ses composants.

Dans le cadre de cette étude, une partie essentiel doit être présentée sur l'évolution des productible du système (Y_F) du générateur (Y_A) et de référence (Y_R). Ainsi, les pertes du captage (L_C) et du système (L_S), ceci offre une analyse adéquate selon les paramètres normalisés utilisé pour évaluer une installation photovoltaïque d'une manière adéquate. Également offre une possibilité de comparer la qualité du système avec d'autres installés dans divers endroits. En effet, nous allons présenter une comparaison avec des résultats des principaux travaux de recherches du domaine, selon les paramètres normalisé des systèmes PV à injection dans le réseau.

Les différents paramètres présentés dans cette analyse ont été relevés de manière continue durant une période de trois années (2013 – 2015) afin de disposer de suffisamment d'informations pour évaluer le système et aussi d'observer sa fiabilité dans le temps. Aussi cette analyse est réalisée en application des standards établis par des organismes habilités.

IV.2 Normes et standards appliqués pour l'évaluation des performances

La norme appliquée pour l'analyse des performances du système photovoltaïque, est celle établie par l'Agence Internationale de l'Energie, durant la réalisation du Programme Photovoltaïque, tache 2 (IEA-PVPS) [Woyte, 14], ainsi que le standard européen IEC 61724 [IEC, 98] élaboré par la Comité Européen de Normalisation Electrotechnique (CENELEC). L'analyse des performances d'une installation photovoltaïque nécessite une étude approfondie de plusieurs facteurs normalisés (Fig. IV.1) [Haeberlin, 10 - Haeberlin, 95], tels que, l'énergie solaire de référence Y_R (Reference yield), Productible du générateur photovoltaïque Y_A (Array yield). Le Productible final Y_F (final yield) et l'indice de performance PR (performance ratio). L'approche suivie dans cette analyse intègre aussi l'étude du potentiel de l'énergie solaire et les différents paramètres climatiques du site d'implantation géographique du système [Blaesser, 93 - Jahn, 04a].

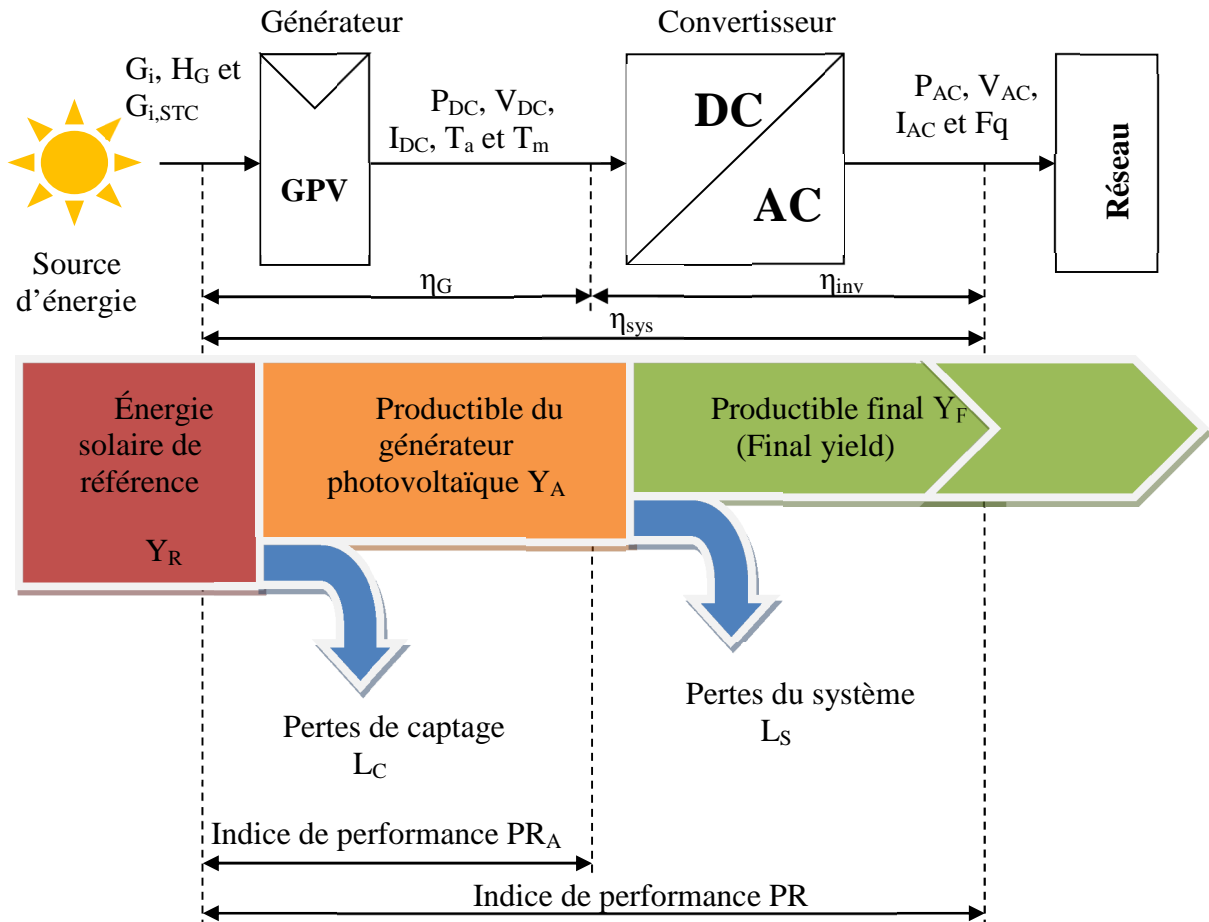


Figure IV.1 Chaîne de conversion d'énergie d'un système photovoltaïque avec injection dans le réseau électrique avec indicateurs de performances

IV.2.1 Energie de référence normée

L'énergie de référence normée Y_R est le rapport entre l'irradiation totale reçue sur le plan des modules photovoltaïques (H_G) et l'irradiation de référence ($G_{i,STC}$). Étant donné que l'irradiation de référence est égale à 1kW/m^2 (IV.1), cela indique que le Y_R est la durée d'ensoleillement maximale. Le Y_R dépend du lieu d'installation du système, de l'orientation du générateur photovoltaïque et la variation des conditions météorologiques, tel que, la température ambiante, la vitesse du vent, le taux d'humidité et l'éclairement solaire [Acquaviva, 09].

$$Y_R = \frac{H_G}{G_{i,STC}} \quad (IV.1)$$

Tel que :

Y_R : est l'énergie de référence normée en $\text{kWh/kW}/\tau$ ou bien en h/τ ;

H_G : est l'irradiation totale reçue sur le plan des modules photovoltaïques en $\text{kWh/m}^2/\tau$;

$G_{i,STC}$: L'irradiation de référence en kW/m².

Certain indicateurs de performance nécessitent une analyse instantané, elle est le rapport entre l'irradiation globale instantané (G_i) délivrée par le pyranometer et l'irradiation de référence ($G_{i,STC}$). il est intéressant de noter que l'énergie de référence normée instantané est sans unité (IV.2).

$$y_r = \frac{G_i}{G_{i,STC}} \quad (IV.2)$$

IV.2.2 Énergie normée du générateur photovoltaïque GPV

L'énergie normée du générateur photovoltaïque Y_A est le rapport entre l'énergie DC délivrée par le GPV (E_{DC}) et la puissance crête du GPV ($P_{0,STC}$). Elle indique le nombre d'heures de fonctionnement du générateur à sa puissance nominale pour fournir la même énergie (IV.3).

$$Y_A = \frac{E_{DC}}{P_{0,STC}} \quad (IV.3)$$

Tel que :

Y_A : l'énergie normée du GPV pendant une période du temps (τ) en kWh/kWp/ τ ;

E_{DC} : l'énergie DC produite par le GPV durant le fonctionnement du système en kWh/ τ ;

$P_{0,STC}$: est la puissance crête délivrée par le GPV dans les conditions idéales en kWp.

L'équation suivante à pour objectif de calculer l'énergie normée du GPV instantanément :

$$y_a = \frac{P_{DC}}{P_{0,STC}} \quad (IV.4)$$

Tel que :

P_{DC} : est la puissance DC fournie par le GPV en W.

IV.2.3 Énergie normée du système

Le Y_F est défini comme étant l'énergie normée du système globale, elle est le rapport entre l'énergie sortie du convertisseur (E_{AC}) et la puissance crête du GPV (IV.5). Elle exprime le nombre d'heures pendant lesquelles le GPV devrait fonctionner à sa puissance nominale pour fournir la même énergie. Le Y_F est utilisé pour comparer des systèmes photovoltaïques de différentes puissances [Jahn, 04b, Bressan, 14].

$$Y_F = \frac{E_{AC}}{P_{0,STC}} \quad (IV.5)$$

Tel que :

Y_F : est le productible final du système photovoltaïque fourni durant une période du temps en kWh/kWp/τ ou bien h/τ;

E_{AC} : est l'énergie AC produite par le système pendant une période du temps (τ) en kWh/τ .

On peut utiliser l'équation (IV. 6) pour calculer l'énergie normée fournie par le système instantanément.

$$y_f = \frac{P_{AC}}{P_{0,STC}} \quad (IV.6)$$

Tel que :

P_{AC} : est la puissance AC fournie par le système en kW.

IV.2.4 Pertes de système

L_S , les pertes due a l'opération de conversion au niveau du convertisseur (DC/AC), et des pertes due aux stockage d'énergie dans les accumulateurs (pour les installations autonomes). On peut dire aussi L_S est le nombre d'heurs ou le système de conversion ne fonctionne pas correctement. L_S est calculer à l'aide de l'équation : (IV. 7) :

$$L_S = Y_A - Y_F \quad (IV.7)$$

Tel que :

L_S : les pertes issues du système en fonctionnement en kWh/kWp/τ ou h/τ.

Pour calculer les pertes instantanées du système on peut utiliser la relation suivante :

$$l_s = y_a - y_f \quad (IV.8)$$

IV.2.5 Pertes de captation du GPV

L_C (capture losses) sont des pertes au niveau du GPV, elles peuvent être divisées en deux grande catégories:

- Pertes thermique: les pertes thermiques L_{CT} (thermal capture losses) dues aux températures des cellules qui dépassent 25°C (température de référence).
- Pertes diverses : les pertes L_{CM} (miscellaneous capture losses) sont des pertes du générateur causées par plusieurs anomalies : câblage, diodes, ombrage partiel, pollution de

l'air, accumulation de poussières ou neige, éclairage insuffisant ou non homogène, pertes spectrales, pertes de réflexion de verre, désadaptation, erreurs de MPP et échecs de l'onduleur, manque de capacité de stockage d'énergie. En effet, les modèle ci-dessous permet le calcul des pertes de captage.

$$L_C = Y_R - Y_A \quad (\text{IV.9})$$

$$L_C = L_{CT} + L_{CM} \quad (\text{IV.10})$$

$$L_{CT} = Y_R - Y_T \quad (\text{IV.11})$$

$$L_{CM} = Y_T - Y_A \quad (\text{IV.12})$$

Tel que :

L_C : Pertes du captation du GPV en kWh/kWp/τ ou h/τ ou h/τ;

L_{CT} : Pertes thermique en kWh/kWp/τ ou h/τ ou h/τ;

L_{CM} : Pertes diverses en kWh/kWp/τ ou h/τ ou h/τ;

Y_T : Énergie de référence normée, température corrigée (temperature corrected reference yield), elle peut être calculée à l'aide de la relation suivante :

$$Y_T = Y_R \times [1 - C_T \times (T_C - T_0)] \quad (\text{IV.13})$$

Tel que :

C_T : coefficient de température en °C , $C_T \approx 0.44\%/^{\circ}\text{C}$ pour les cellules en silicium ;

T_C : Température de la cellule en °C ; la relation suivante permet le calcul de la température de la cellule :

$$T_C = T_a + G_i \times \frac{(\text{NOCT} - 20)}{800} \quad (\text{IV.14})$$

T_a : Température ambiante en °C ;

NOCT : Température nominale de fonctionnement des cellules photovoltaïque (Nominal Operating Cell Temperature), $\text{NOCT} = 45^{\circ}\text{C}$;

T_0 : Température de référence en °C.

IV.2.6 Indice de performance

L'indice de performance (performance ratio) PR est souvent appelé facteur de qualité de l'installation, il mesure l'effet global des pertes (pertes thermiques L_{CT} et les pertes diverses L_{CM}) sur le rendement évalué. Le PR est un rapport entre l'énergie normée du système et

l'énergie de référence normée (IV.15-IV.16). L'indice de performance pour les installations connectées au réseau est situé entre 0.6 et 0.8, les valeurs les plus élevées atteignent le maximum en hiver qu'en été, car la température des modules est plus faible. Ainsi la dégradation et l'encrassement des modules photovoltaïques peuvent affecter l'indice de performance [So, 07 - Häberlin, 12], en effet, des opérations de nettoyage sont nécessaires. L'indice de performance offre la possibilité de comparer les installations photovoltaïques de même type entre elles.

$$PR = \frac{Y_F}{Y_R} \quad (IV.15)$$

On peut calculer l'indice de performance instantané à l'aide de la relation suivante :

$$pr = \frac{y_f}{G_i} \quad (IV.16)$$

IV.3 Analyse de paramètres climatiques et de fonctionnement du système

IV.3.1 Étude du potentiel solaire et de la température ambiante

La ville de Batna est située dans la région des hauts plateaux. Elle est repérée par les coordonnées 35.78° de latitude et est 6.05° de longitude. La région de Batna est caractérisée par un climat semi-aride, dont la variation de la température est particulièrement élevée en été et basse en hiver. Durant la période de tests nous constatons que la température ambiante (T_a) moyenne maximale est 3.97°C en février et 26.95°C en juillet 2015. La température ambiante moyenne sur les trois années est de 15.86°C.

La figure (IV.2) montre que la ville de Batna dispose d'un gisement d'énergie solaire important. Le total d'énergie solaire reçue sur le plan des modules durant les trois dernières années atteint 5549.554 kWh/m², cela représente en moyenne annuelle 1849.85kWh/m². Cependant, la moyenne mensuelle mesurée sur les trois années est 154.15 kWh/m².mois.

On constate également, sur la figure ci-dessous que la quantité d'énergie solaire reçue varie en fonction des saisons. Pendant la période d'été les valeurs moyennes mensuelles de l'énergie solaire relevées pour chaque année sont :

- 186.93 kWh/m² en juillet 2013 ;
- 197.2 kWh/m² en Août 2014 ;
- 202.8 kWh/m² en juillet 2015 .

En revanche, les valeurs les plus critiques sont observées en hiver, en février 2015 avec 84.34 kWh/m², en décembre 2014 avec 91.38 kWh/m² et en mars 2013 avec une moyenne de 110 kWh/m². D'autre part cette région se caractérise par des basses températures en hiver et élevées en été. La plus basse température moyenne a été enregistrée en mars 2015 (3.97°C).

Cependant, la température moyenne la plus élevée a été mesurée durant l'été de la même année avec une valeur de 28.59°C.

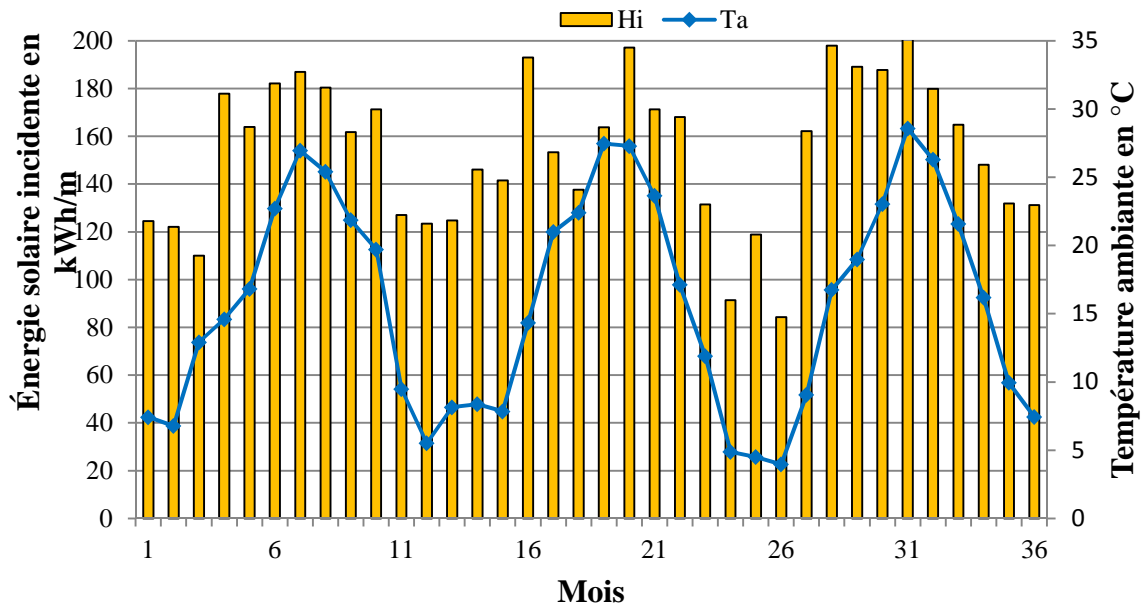


Figure IV.2 Évolution de la moyenne mensuelle de l'énergie solaire et de la température ambiante sur le site géographique de la ville de Batna durant la période 2013-2015.

Cependant, les bilans annuels de l'installation montrent que la moyenne journalière de l'énergie solaire incidente est de 5.23 kWh/m²/j. Les valeurs maximales ont été relevées pendant les mois de l'été, notamment 6.5 kWh/m²/j en juin 2013 et en juillet 2015. Par contre en 2014 le maximum a été observé pendant le mois d'avril avec une valeur de 6.43 kWh/m²/j. En d'autres termes, les valeurs minimales mesurées pour chaque année sont 3.98 kWh/m²/j (décembre 2013), 2.95 kWh/m²/j (décembre 2014) et à l'exception en 2015 la valeur moyenne minimale a été relevée durant le mois de février 3.12 kWh/m²/j. Cette analyse du rayonnement, nous montre que l'énergie solaire incidente est une source instable.

IV.3.2 Analyse des énergies DC et AC produites par le système photovoltaïque

La quantité d'énergie DC produite (E_{DC}) par le générateur photovoltaïque pendant 36 mois s'élève à 5298.4 kWh. Ceci est équivalent à 147.17 kWh par mois ($E_{DC,m}$) et 4.99 kWh par jour ($E_{DC,d}$). L'énergie AC produite par le système photovoltaïque (E_{AC}) et injectée dans le réseau électrique est 4704.9 kWh. La moyenne mensuelle est 130.69 kWh/m ($E_{AC,m}$), par jour, le système produit en moyenne 4.43 kWh/j ($E_{AC,d}$).

La figure ci-dessous présente une distribution mensuelle de l'énergie DC produite et de l'énergie AC injectée par le système photovoltaïque, durant la période des tests (2013-2014) en fonction du rayonnement solaire incident. Cette distribution montre de manière claire, les périodes de l'année où la production est la plus élevée, respectivement pour chaque année, durant six mois d'avril à octobre. Durant le reste de l'année, le système produit moins d'énergie, cela s'explique par les valeurs faibles du rayonnement solaire durant l'hiver.

Nous constatons aussi que la production du système pendant ces trois années à baisser de manière significative, les moyennes mensuelles des énergies DC et AC produites sont passées de 160.98 kWh/m et 142.08 kWh/m en 2013 à 142.38kWh/m et 127.04 kWh/m en 2014, pour la dernière année la situation est plus critique, l'énergie DC moyenne délivrée par le générateur est 138.16 kWh/m, et l'énergie AC est 122.94 kWh/m. La baisse inattendue de la production du système à la fin de la période des tests dépend beaucoup plus des performances du générateur que celles des variations du rayonnement solaire.

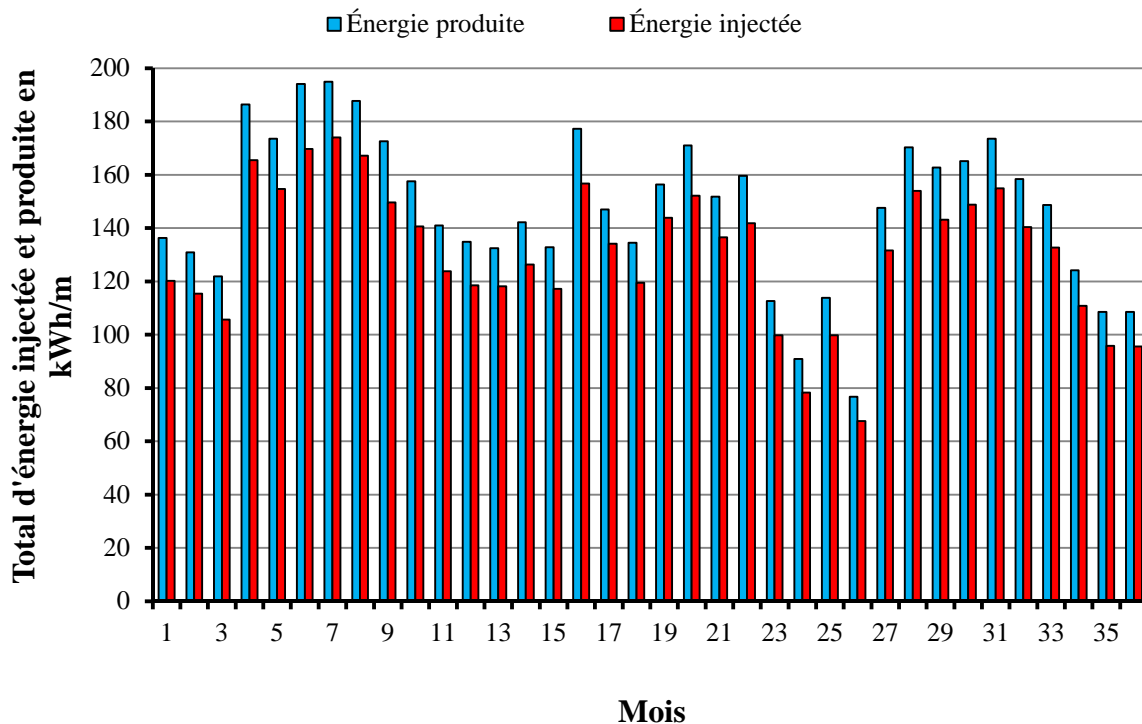


Figure IV.3 Évolution des énergies moyennes mensuelles de la production DC et celle injecté AC dans le réseau électrique par le du système durant la période 2013-2015.

IV.3.3 Stabilité du réseau électrique après injection de la production photovoltaïque

La tâche la plus délicate dans une installation photovoltaïque à injection dans le réseau est d'assurer la stabilité de ce dernier, cette tâche doit d'être réalisée par le convertisseur couplé au réseau. On peut visualiser l'état du réseau avec l'indicateur de fréquence. Dans le cas de notre installation, nous observons (**Fig. IV.4**) que le réseau est stable, sa fréquence varié entre 49.9 Hz et 50.1 Hz. Cela s'explique essentiellement par la fiabilité du convertisseur utilisé. Il faut mentionner que la tension de sortie du convertisseur durant la période de tests variée entre 230 V et 240 V, alors que celle du réseau varié en entre 230 V est 238 V.

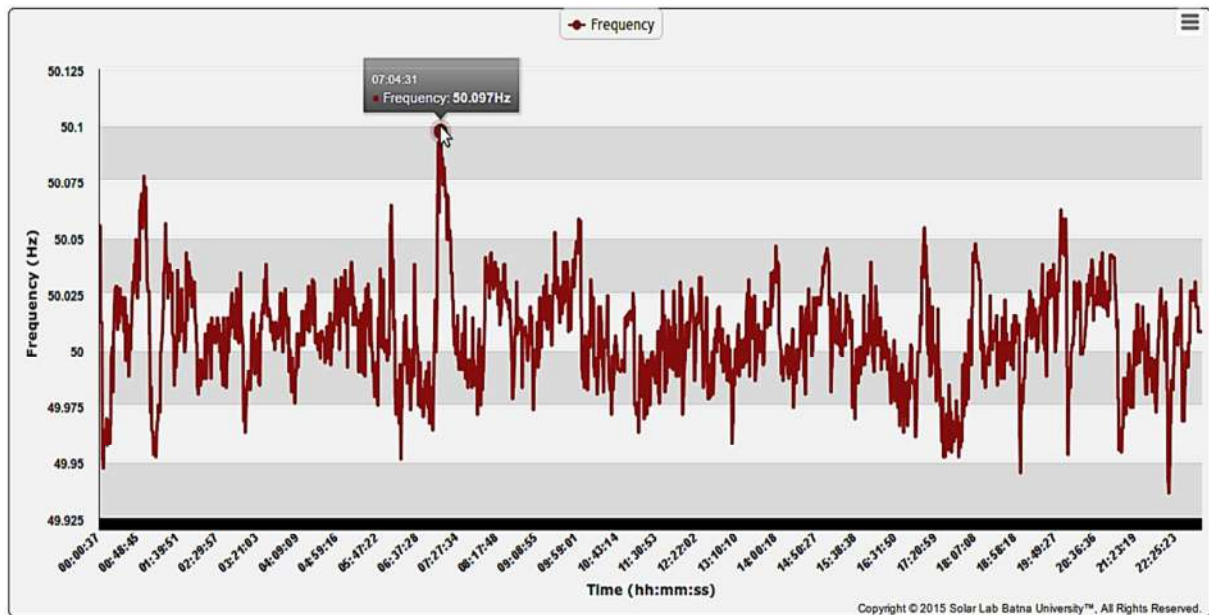


Figure IV.4 Courbe de fréquence du réseau électrique après injection de la production photovoltaïque au réseau durant 24 heures du fonctionnement du système.

IV.4 Analyse de performance du système photovoltaïque

IV.4.1 Évaluation des paramètres normalisés

IV.4.1.1 L'énergie de référence (Y_R)

Le total de l'énergie solaire de référence (Y_R) mesurée sur la période 2013-2015 est 5549.55kWh/kW. Cette valeur montre le potentiel réellement reçu sur la surface du générateur photovoltaïque de 1.6kWp (10.676 m²). Durant cette période la valeur moyenne journalière ($Y_{R,d}$) est de 5.2 kWh/kW (**Annexe C**).

IV.4.1.2 Le productible du champ photovoltaïque (Y_A)

Le productible du champ photovoltaïque (Y_A) est un indicateur important, car il caractérise le fonctionnement du générateur photovoltaïque. La valeur moyenne journalière de Y_A en 2013 est 3.44 kWh/kWp (**Annexe C**). Cependant, pour la période 2013-2015. Le total de la productivité du champ photovoltaïque (Y_A) était 3311 kWh/kWp. Ceci représente une valeur moyenne journalière ($Y_{A,d}$) de 3.108kWh/kWp.

IV.4.1.3 Le productible final du système (Y_F)

En 2013 le bilan du système montre que le productible final du système (Y_F) est proportionnel à l'énergie solaire de référence, durant les périodes ensoleillées le $Y_{F,d}$ varié entre 3.5 kWh/kWp/j et 3.7 kWh/kWp/j (**Fig. IV.5**). Cependant, durant les périodes moins ensoleillées le $Y_{F,d}$ varié entre 2.4 kWh/kWp/j et 2.5 kWh/kWp/j (**Annexe C**). Le totale du Y_F durant la période de testes (2013-2015) est 2939.2kWh/kWp, avec une valeur moyenne journalière ($Y_{F,d}$) de 2.75 kWh/kWp/j (**Fig. IV.6**).

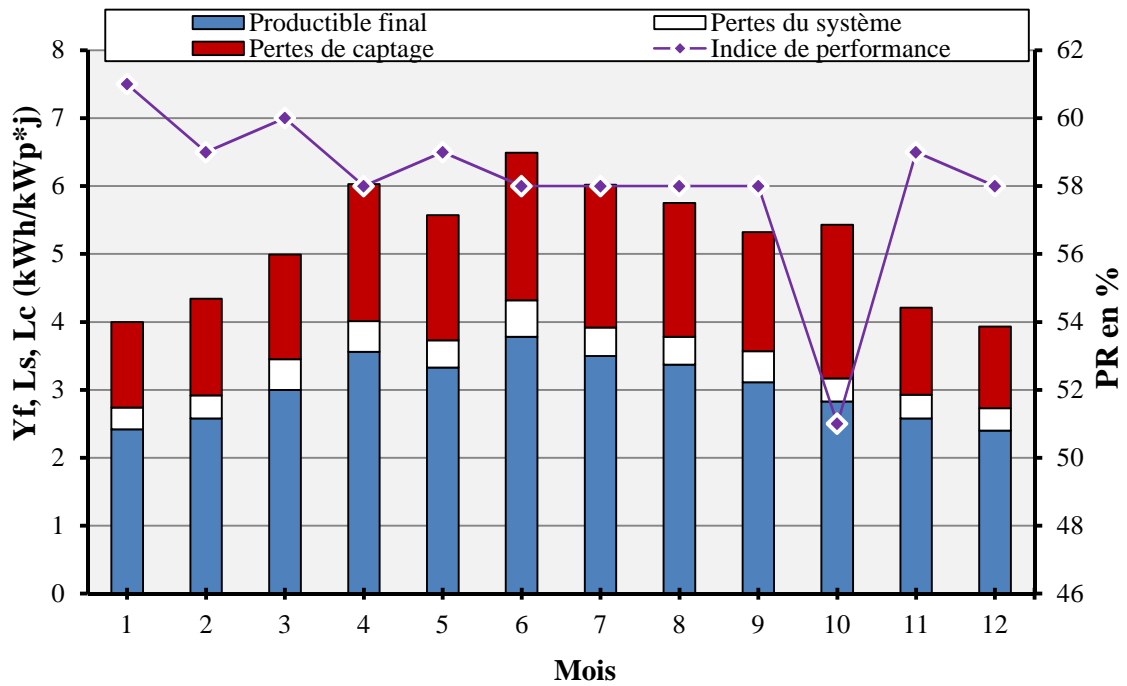


Figure IV.5 Les valeurs moyennes journaliers du productible du système, des pertes de captage, du système et le facteur de performance de l'installation durant l'année 2013.

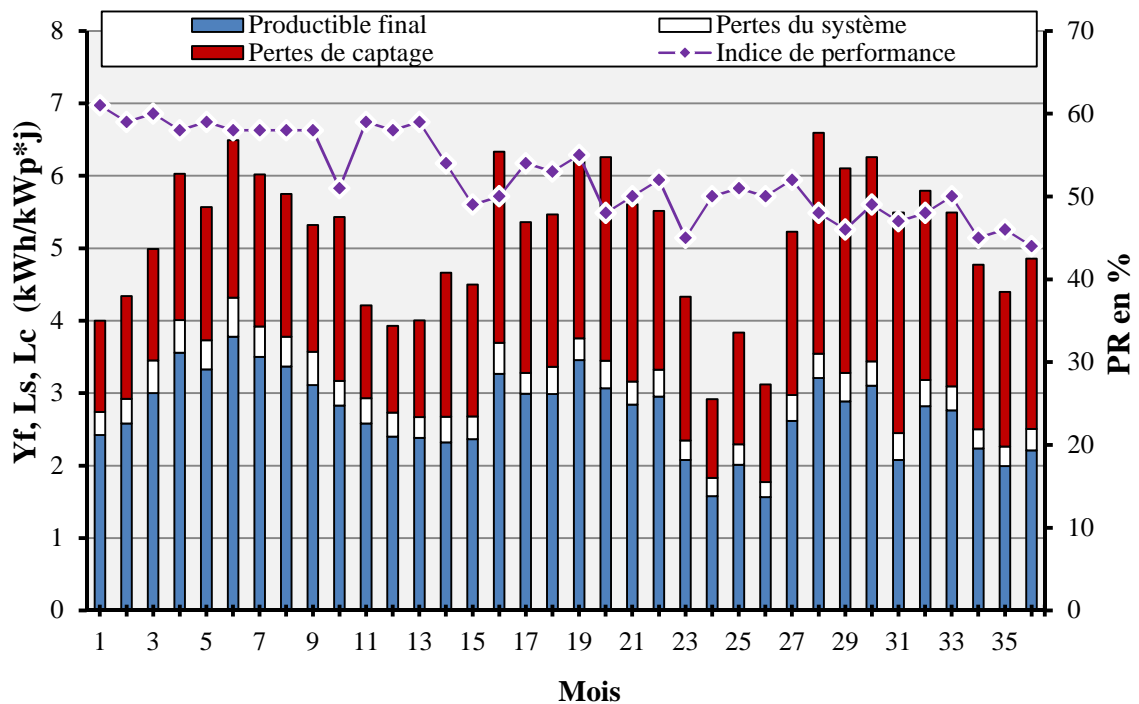


Figure IV.6 Les valeurs moyennes journaliers du productible du système, des pertes de captage, du système et le facteur de performance de l'installation durant 36 mois.

Nous constatons sur cette figure que la production du système est importante, malgré la dégradation du rendement du générateur photovoltaïque. Ceci est due au gisement solaire important reçu sur le site durant les tests.

VI.4.1.4 Analyse des pertes du système photovoltaïque

Dans le cas idéal la valeur du productible du générateur PV s'approche de celle de l'énergie solaire de référence ($Y_A \approx Y_R$), c'est-à-dire le générateur fonctionne sans pertes. Toutefois, ce n'est pas le cas dans cette installation, les pertes engendrées par le générateur augmentent de plus en plus. Le total des pertes au niveau du générateur photovoltaïque appelés pertes de captage (L_C) ont atteint 2200.23 kWh/kWp durant la période 2013-2015. La moyenne journalière des pertes de captage ($L_{C,d}$) est de 2.065 kWh/kWp/j.

Cependant, les pertes de captage ont augmenté d'une manière significative d'une année à l'autre (**Fig. IV.6**), en 2013 le totale des pertes de captage atteint 50.89 kWh/kWp, puis durant la deuxième année des tests ils sont passés à 60.559 kWh/kWp, durant la dernière année le système a enregistré une valeur maximale de 71.89 kWh/kWp. En revanche, les pertes du système sont restées légèrement stables durant toute la période de tests. Ils ne représentent que 371.8 kWh/kWp (2013-2015), soit une moyenne journalière ($L_{S,d}$) de 0.34 kWh/kWp.

VI.4.1.5 L'indice de performance du système (PR)

La figure **VI.6** montre la répartition de l'indice de performance du système. Les valeurs moyennes annuelles de cet indice de performance varient de 61%, au début de la campagne de mesure, suivant une tendance baissière jusqu'à 44% à la fin des tests. Cette chute de l'indice de performance est un indicateur de pertes élevées dans le système de production d'énergie. Les pertes du captage représentent 37% du bilan total du système, alors que celles du système de conversion (étage d'électronique de puissance de l'onduleur) ne représentent que 7%. La part de la production réelle du système photovoltaïque s'élève à 56%.

VI.4.1.6 Analyse des pertes de captage (L_C)

Les pertes de captage ont pour origine diverses sources, nous avons déjà, dans les chapitres précédents, l'influence de la température de la cellule solaire sur les performances du générateur photovoltaïque. Dans cette partie nous allons procéder à une analyse des pertes de captage au niveau du générateur photovoltaïque pour deux mois différents, le mois de juillet 2015 en raison des températures élevées à cette période (**Fig.IV.8**) et le mois de décembre 2015 durant lequel les températures avoisinent 0°C (**Fig.IV.9**). Sur ces deux distributions nous constatons :

1- les pertes thermiques (L_{CT}) des modules sont proportionnelles à la température des cellules photovoltaïques (T_C). Il atteint -0.05 kWh/kWp/j au mois de décembre (**Fig. IV.7**). quand la température de la cellule est en dessous de 25°C. Au mois de juillet quand la température (T_C) dépasse 50°C, leur valeur moyenne est de 0.82 kWh/kWp (**Fig. IV.8**).

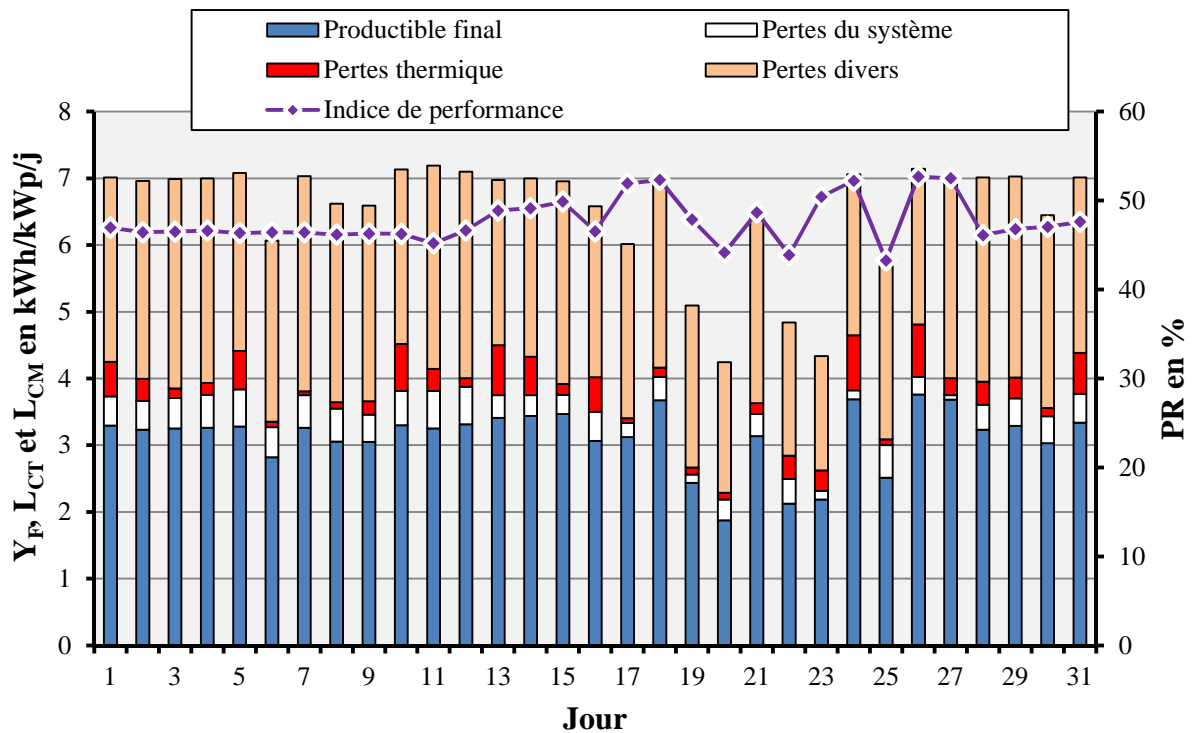


Figure VI.7 L'influence de l'énergie solaire de référence sur les facteurs normalisés du système durant le mois de Juillet 2015.

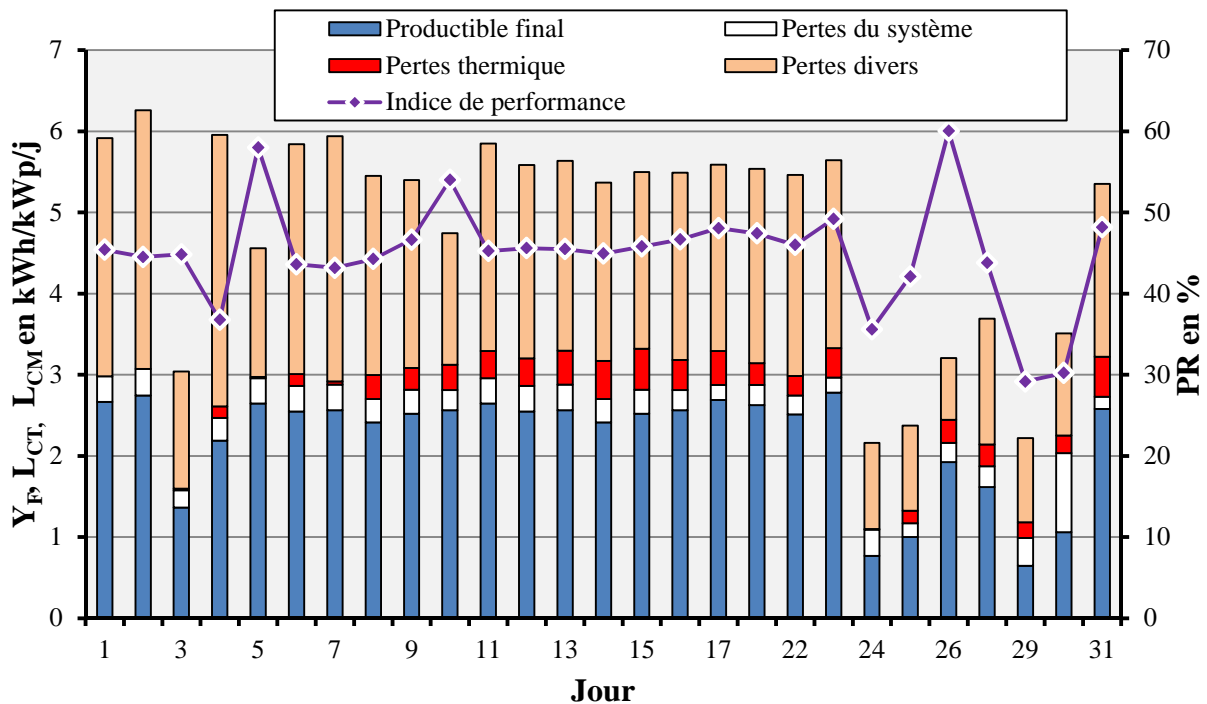


Figure VI.8 L'influence de l'énergie solaire de référence sur les facteurs normalisés du système durant le mois Décembre 2015.

2- La valeur moyenne journalière de divers pertes (L_{CM}) est 2.32 kWh/kWp, pour le mois de juillet (**Fig.IV. 7**). Pour le mois de décembre la moyenne journalière ces pertes atteint 2.04 kWh/kWp (**Fig. IV.8**).

Le bilan du système durant le mois de juillet montre que le Productible final ($Y_{F,d}$) de l'installation qui représente en moyenne 3.5 kWh/kWp/j (**Fig. IV.7**), ceci due au potentiel de référence important durant ce mois (en moyenne 6.03 kWh/kWp/m²/j). Par contre en décembre les valeurs du Productible final ($Y_{F,d}$) diminuent par rapport aux valeurs collectés durant le mois de juillet, cela est due à la diminution de l'énergie solaire incidente sur le générateur photovoltaïque durant la période d'hiver. Cette dernière période se caractérise par un $Y_{F,d}$ qui représente en moyenne 2.4 kWh/kWp/j (**Fig. IV.8**). l'énergie solaire de référence, journalière ($Y_{R,d}$) durant cette période est en moyenne de 3.98 kWh/kW/j.

VI.5 Étude comparative des résultats obtenus

Dans cette dernière partie, nous allons procéder à une comparaison des résultats obtenus sur le site de Batna, durant ces trois dernières années, à savoir le productible final Y_F et le indice de performance PR, avec des résultats publiés dans diverses revues et traitant de sujets similaires (**Tab. VI.1**).

VI.5.1 Comparaison du productible final Y_F

Pour l'année 2013, le productible du système Y_F , à Batna a atteint 3.03kWh/kWp/j. Cette valeur de Y_F se trouve en dessus des valeurs de certains systèmes installés à travers le monde, particulièrement les systèmes installés dans les pays de l'IEA (International Energy Agency) et les pays méditerranéens. En Italie (2.0 kWh/kWp/j) [**Congedo, 13**], en Allemagne les pays bas (1.8kWh/kWp/j) [**Jahn, 04a**]. et le Japon (2.7 kWh/kWp/j). Ainsi pour l'Espagne sur les quatre systèmes photovoltaïque à injection dans le réseau installés à Jaén avec différentes configurations, leur Y_F varié entre 1.6 kWh/kWp/j et 2.74 kWh/kWp/j (**Tab. VI.1**). Tandis que, pour le Y_F du système étudié se trouve légèrement en dessous d'autres installations de même type, exemple Égypte le Y_F mesuré est 4.35 kWh/kWp/j, cela peut s'expliquer par l'importante quantité de l'énergie solaire de référence (Y_R), en moyenne annuel de 5.6 kWh/kWp/m²/j.

VI.5.2 Comparaison de l'indice de performance

L'indice de performance PR de l'installation du site de Batna, en moyenne annuelle est de 57%. Pour une installation connectée au réseau le PR doit être dans l'intervalle de 60-85%. Mais en comparaison avec d'autres systèmes, qui utilise essentiellement des modules de nouvelle technologie ainsi que les convertisseurs modernes, le PR de l'installation du site de Batna est supérieur au valeurs de certaines installations. A titre d'exemples, le PR de 106 systèmes installés en Allemagne, varié entre 42% et 85%, avec une moyenne annuelle de 67%. En Autriche le PR de 22 systèmes est entre 63% et 69%.

Dans la même tendance, en Espagne le PR de systèmes varié entre 49% et 65%, en Pologne le PR varié entre 60 et 80%, en Grèce entre 58%-73%, en France entre 52% et 75% et en Belgique entre 52% et 93%). Cette comparaison nous permet de situer le PR de notre

système, celui-ci présente un PR moyen de 57% malgré la dégradation des modules photovoltaïques [Bhattacharya, 14 - Ghazi, 14 - Barhdadi, 10 - Jordan, 15].

Tableau IV.1 Étude comparative des résultats normalisés des systèmes photovoltaïques connectés au réseau électrique installés à travers le monde avec le système installé au Laboratoire Énergie Solaire Université de Batna 2.

Location	Type de cellules PV	productibles et pertes kWh/kWp/j					PR %	Rendements %			Ref
		$Y_{f,d}$	$Y_{r,d}$	$Y_{a,d}$	$L_{c,d}$	$L_{s,d}$		η_G	η_{inv}	η_s	
Ireland	MC-Si	2.4	2.8	2.6	0.2	0.2	81.5	14.9	89	12.6	[M.A,11]
	MC-Si	1.6-1.7	2.6-2.9	1.8-2	0.3-1.3	0.08-0.4	60-62	7.5-10	87	6-9	[D.M,06]
Spain	MC-Si	2.74	4.27	3.10	1.16	0.37	65	9.21	87	8.08	[M.D,07]
	MC-Si	2.32	4.01	2.42	1.59	0.10	58	7.5	95	7.20	
	MC-Si	2.74	4.20	3.35	0.85	0.61	65	9.96	80	8.04	
	PC-Si	1.60	3.26	1.83	1.43	0.24	49	5.71	87	4.96	
Thailand	-	3.84	5.21	4.32	0.90	0.47	73	-	-	-	[A.C,12]
Poland	A-Si	-	-	-	-	-	60-80	4-5	91-99	-	[S.M.P,03]
Malaysia	A-Si	-	-	-	-	-	93-101	-	-	-	[R.A.R,10]
Malaysia	PC-Si	3.8-4.3	-	-	-	-	67-89	-	11.8	8-11	[M.Z.H,13]
	A-Si	1.9-3	4.2-5.5	-	-	-	88	-	9.8	6.1-6.9	
	MC-Si	1-3.8	-	-	-	-	72-85	-	6.5	9.9-11	
Korea	MC-Si	-	-	-	-	-	75.1	10.1	89	9.0	[J.H.S,07]
	PC-Si	-	-	-	-	-	63.3	9.2	86	7.9	
	MC-Si	-	-	-	-	-	67.3	9.5	83	7.9	
	PC-Si	-	-	-	-	-	71.8	9.5	87	8.3	
Austria	-	-	-	-	-	-	42-79	-	-	-	[Jahn,98]
Germany	-	-	-	-	-	42-85	-	-	-		
Italy	-	-	-	-	-	44-82	-	-	-		
Netherlands	-	-	-	-	-	58-79	-	-	-		
Switzerland	-	-	-	-	-	49-85	-	-	-		
Egypt	TFSC	4.35	5.6	-	-	-	-	4.22	94.5	4.02	[A.S.E,11]
France	-	-	-	-	-	-	52-75	-	-	-	[Woyte, 14]
Belgium	-	-	-	-	-	-	52-93	-	-	-	
Taiwan	-	-	-	-	-	-	30-90	-	-	-	
Greece	PC-Si	1.9-5.0	5.43	2-6.6	0.5-1.3	0.2-1.5	58-73	-	-	-	[E.K,09]
Indonesia	MC-Si						78				[A.J.V,14]
	MC-Si						79				
	A-Si						91				
	MC-Si						54				
India							16-98				[S.S,14]
Algeria	MC-Si	3.03	5.21	3.44	1.73	0.4	57	9.9	88.2	8.75	PS*
		2.76	5.22	3.10	2.06	0.3	52	8.9	88.7	7.98	PS**

MC-Si : Monocrystalline Silicon solar cell (Cellule en silicium monocristallin), PC-Si : Polycrystalline Silicon solar cell (Cellule en silicium polycristallin), A-Si : Amorphous Silicon solar cell (Cellule en silicium amorphe), TFSC : Thin-Film solar cell (Cellule en couche mince), PS* résultats du système étudié en 2013 et PS** : résultats du système étudié sur la période 2013-2015.

VI.5.3 Comparaison des rendements

Les rendements du système étudié et de ses composants restent très proches des rendements présentés dans le tableau **IV.1**. Le système étudié sur les trois années se présente avec un rendement moyen annuel de 7.98%, qui varie entre 9.13% et 6.8%. Cette valeur est en dessous du rendement de plusieurs systèmes installés à travers le monde. A titre d'exemples, le rendement du système installé en Irlande varie de 6% à 9%, également en Espagne le rendement des quatre systèmes varie entre 4.96% et 8.08%. Le rendement du système étudié est moyen, cela revient principalement au rendement du convertisseur (88.7%), et du générateur photovoltaïque installé, malgré la dégradation observée son rendement varie entre 10.4% et 7.71%, ceci est très proche et avoir même en dessous avec générateurs photovoltaïques qui se constituent en modules Monocristallin (**Tab. IV.1**).

IV.6 Conclusion

Ce chapitre constitue une partie importante du travail de recherche. Il permet d'évaluer le travail réalisé en amont (réalisation et fonctionnement du système) les performances d'un système photovoltaïque avec injection dans le réseau. Cela suppose au préalable la mise en place de moyens (instrumentation) et outils scientifique (logiciel d'acquisition de données) fiables, pour la collecte, le traitement et l'analyse des données. Les résultats obtenus sont :

- 1- Le système avec toutes ses composantes a fonctionné sans interruption pendant trois années. Une période suffisamment importante pour l'évaluation d'un tel système selon les normes établies (exemple IEC 61724).
- 2- L'évaluation des résultats expérimentaux obtenus du système réalisé à l'aide des paramètres comme le productible du générateur (Y_A), de référence (Y_R), de système ou bien final (Y_F) et le facteur de performance (PR), reflètent la qualité du travail réalisé. Leur comparaison avec des résultats similaires publiés dans des revues scientifiques, permet de valider les résultats du travail réalisé.

Sur la base du travail accompli, les tâches qui restent à réaliser, dans le chapitre suivant, porteront sur l'expérimentation de cette installation dans une maison intelligente « Smart Home ». L'énergie électrique fournie par le générateur photovoltaïque sera destinée à alimenter les charges électriques de cette maison. En fonction de l'énergie disponible, une stratégie basée sur des priorités à observer, sera élaborée et mise en œuvre. Un système de monitoring incluant le réseau internet doit être mis en place pour le suivi en ligne de la consommation d'énergie.

V Développement d'un système de monitoring et de contrôle via internet sous FOSS pour la gestion de l'énergie dans une Smart Home

V.1 Introduction

Les systèmes de monitoring, utilisés dans le contrôle, la supervision des systèmes de production dans de nombreux domaines comme l'industrie et services, sont de nos jours indispensables, notamment dans la gestion des réseaux électriques particulièrement les réseaux intelligents « Smart Grid » et les maisons intelligentes « Smart Home ». Ils offrent la possibilité de suivre en temps réel l'évolution des paramètres physiques et le contrôle des processus industriels.

Ce chapitre présente le système de monitoring développé au sein du Laboratoire énergie solaire Centre Abrouk Madani, de l'université Batna 2. Dans un bref rappel, nous présenterons d'abord les logiciels libres (OSS ou FOSS) et les solutions utilisées dans le cadre de ces travaux. Une deuxième partie propose une présentation et une explication du principe du système de contrôle de charges via internet. Une attention particulière sera accordée aux descriptions de deux cartes électroniques open source (Hardware) utilisées dans la solution (Raspberry Pi et Arduino).

V.2 Les logiciels libres

De nos jours, le débat d'actualité dans le milieu informatique porte sur la sécurité et la fiabilité des logiciels libres (FOSS). Deux parties intéressées par ce débat, mais avec deux logiques différentes :

- 1 Les éditeurs et propriétaires de logiciels/progiciels appelés aussi entreprises des systèmes exclusifs (CSS) ;
- 2 L'écosystème des logiciels libres (open source) avec leur propre point de vue sur la question [**Boulanger, 05**].

Du point de vue des éditeurs et propriétaires, l'ouverture du code source au grand public des logiciels FOSS accroît la vulnérabilité en terme de sécurité des logiciels libres, en argumentant que les logiciels propriétaires sont par nature plus sécurisés car le code source pas n'est connu [**Schryen, 09 - Williams, 10**].

Cette position est basée sur une domination du marché par les entreprises des logiciels qui visent de limiter le développement de logiciels libres. L'émergence de telles solutions alternatives sont de nature à inquiéter les éditeurs propriétaires et à contredire leurs discours et argumentations (ex : Android vs Windows Mobile). Par conséquent leurs revenus peuvent être affectés. Par exemple, Microsoft, qui est un des principaux acteurs de ce débat, affirme que la diffusion des FOSS a conduit à des pertes importantes de leur chiffre d'affaires [**Boulanger, 05**].

Les utilisateurs et développeurs des logiciels libres affirment mettre à disposition de tous les codes source des logiciels, ce qui permet de détecter très rapidement leurs défauts de sécurité, réduisant de fait leur vulnérabilité. Les échanges entre les membres de la communauté Open Source, améliore et favorise les évolutions et fonctionnalités tout en assurant un haut degré de sécurité et une rapidité de corrections des failles et dysfonctionnements décelées [Vadalasetty, 09].

La majorité des travaux de recherche sont unanimes : en termes de fiabilité et de sécurité, les logiciels libres '**matures**' sont meilleurs que les logiciels éditeurs et propriétaires [Boulangier, 05 - Economides, 05].

De plus, les logiciels libres sont définis par les quatre libertés suivantes :

- liberté d'exécuter le programme, pour tous les usages (**liberté 0**) ;
- liberté d'étudier le fonctionnement du programme (**liberté 1**) ;
- liberté redistribuer des copies (**liberté 2**) ;
- liberté d'améliorer le programme et de publier ses améliorations (**liberté 3**).

Au début du projet, tous les travaux au laboratoire énergie solaire ont été développés sous la plateforme propriétaire Windows. Suite à de nombreux obstacles techniques essentiellement due aux virus et à la disponibilité de solutions utiles (ex : clés d'activations, ...), nous avons été amenés à reconsidérer notre démarche en termes d'environnement de travail et de solutions logicielles [Nicolas, 14].

Cela nous a demandé un investissement supplémentaire en temps et en auto-formation pour découvrir le domaine Open Source et apprendre de nouveaux concepts.

En effet, l'approche de deux mondes (propriétaire vs FOSS) est très différentes mais cela a apporter plusieurs avantages concrets :

- La Sécurité et la fiabilité des logiciels libres sont meilleurs que les logiciels privés,
- Les logiciels sélectionnés dans le cadre de ce travail sont des logiciels gratuits sous environnement libre, tels que Gambas pour créer un logiciel pour le dimensionnement et l'analyse économique des systèmes photovoltaïques,
- Le serveur du site internet qui héberge le projet est basé sur les technologies Apache, PHP, MySQL, Joomla. Ce sont tous des outils réputés et performants dans leur domaine et utiles pour le développement d'un système de monitoring,
- De plus, PHP, MySQL, Joomla, etc. sont des projets open source flexibles en terme de plateformes.

V.3 Choix du langage et logiciels utilisés

MySQL est l'un des systèmes de gestion des bases de données open source le plus utilisé pour le développement de sites internet professionnels. Il permet la gestion de grands volumes de données et prend en charge les aspects de sécurité et de performances de transactions. Le langage de programmation utilisé est le PHP, lui aussi open source. Le projet est constitué de plusieurs logicielles :

- ✓ Client mysql : sa fonction est d'envoyer directement des commandes au server,
- ✓ Client mysqldump : permet d'assurer les enregistrements,
- ✓ Client mysqlimport : il importe des fichiers ASCII,
- ✓ Client Apache/PHP : permet la communication avec les programmes PHP et les servers Apache,
- ✓ Serveur mysqld : assure la connexion entre tous les programmes client et la base de données.

En résumé, MySQL est un SGBD relationnel qui offre une présentation puissante et simple sous forme de tableaux de données. Il offre également un langage programmation SQL pour mettre à jour les données, ou pour communiquer avec une base de données. Le SQL est un langage de programmation simple à utiliser, on peut l'utiliser directement à l'aide d'un éditeur MySQL comme phpMyAdmin, ou avec un autre langage de programmation notamment PHP [Rigaux, 09 - Daniel, 11]].

Le PHP (PHP Hyper text Preprocessor) a été développé pour la première fois par Rasmus Lerdorf en 1994. Puis il a été adopté par d'autres programmeurs, pour l'améliorer et le rendre un langage web le plus répandu que nous connaissons aujourd'hui. Le PHP est un langage facile à apprendre et il est très proche dans sa syntaxe au langage C. L'utilisation des codes PHP avec MySQL dans une page internet la rend dynamique ; elle peut devenir interactive par des mises à jour de données en temps réel [Rigaux, 09].

V.4 Développement du site web de monitoring et de contrôle des charges sous un environnement libre

V.4.1 Architecture matériels et logiciels du système de monitoring

Le site internet du monitoring du système a été réalisé sous une plateforme libre, et hébergé dans le server de l'université de Batna 2. Le site est développé avec le CMS Joomla 3.5 et utilise des logiciels open source telles que : Apache, php 5, MySQL et MyAdmin (**Fig. V.1**). Par ailleurs, le projet est complété par de la programmation de nombreuses pages du site internet. Cela a permis la gestion de données du système depuis la récupération, le traitement des données stockées dans les fichiers textes jusqu'à l'affichage sous forme numérique ou graphique.

De plus, nous avons créé une base de données dynamique sous MySQL pour l'enregistrement instantané de données envoyés par les requêtes SQL à l'aide d'un code php (**Cod. Annexe D**). L'objectif final du site internet est d'élaborer une interface communicante via internet entre la maison intelligente et des acteurs externes distants et autorisés (fournisseurs d'énergie, propriétaire ou locataire de la maison intelligente, société de surveillance, ...).

Le site internet doit être dynamique et interactif, pour permettre au fournisseur de gérer les données du consommateur (énergie consommée, produite, les coûts, la puissance demandée, etc.) en temps réel (**Fig. V.2**).

Ainsi il permet au fournisseur d'intervenir pour délester certaines charges du consommateur, s'il y a une forte demande de l'électricité. Normalement le client peut consulter le site internet du fournisseur pour choisir la source d'énergie selon les coûts d'énergie ; c'est-à-dire que le client a la possibilité de consommer l'énergie la moins chère offerte par les fournisseurs d'énergies.

Pour l'affichage graphique des données une bibliothèque appelée Highcharts a été utilisée. C'est une bibliothèque gratuite et Open Source, elle permet de coder des graphes à partir de données MySQL statiques ou dynamiques.

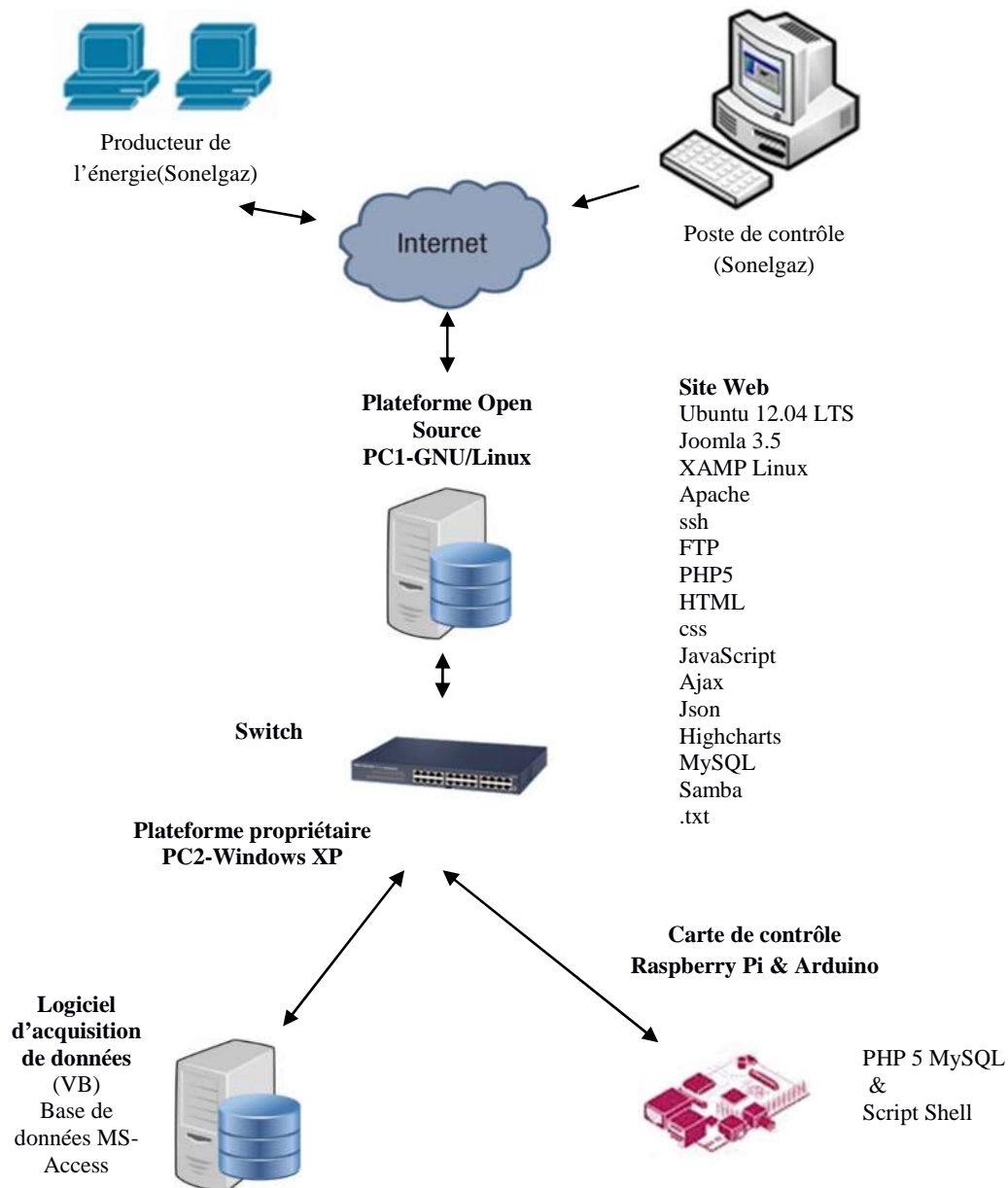


Figure. V.1 Architecture de communication du système de monitoring.

L'échange de données entre la bibliothèque et le site internet a été réalisé avec des codes en JavaScript. Ainsi d'autres modules JavaScripts (Json, Ajax et JQuery) ont été utilisés pour dynamiser les graphes et l'affichage des paramètres du système global (Fig. V.2) sur le site internet toutes les 30 secondes.

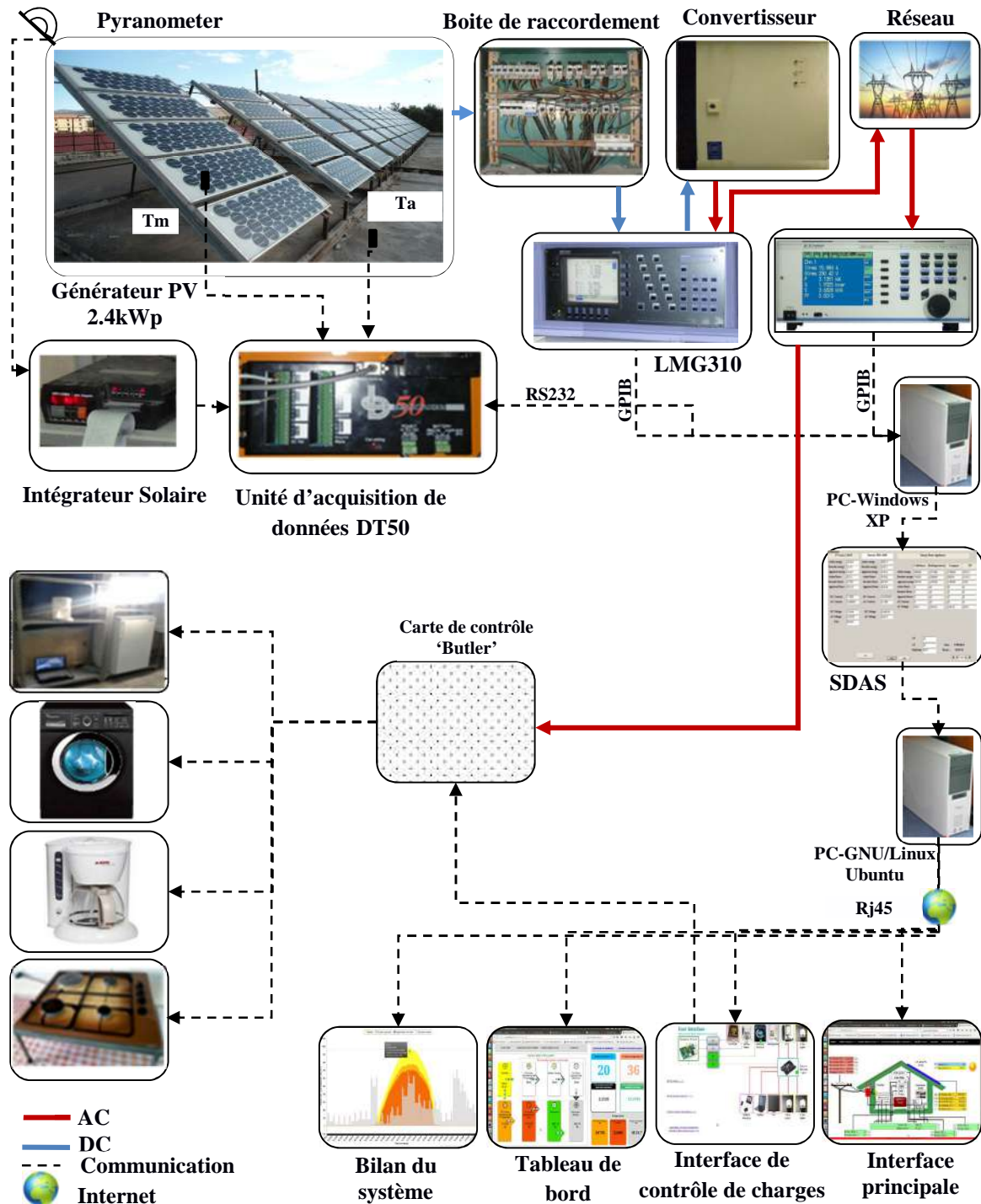


Figure. V.2 Architecture de monitoring du système.

V.4.1.1 Carte Raspberry PI

La carte Raspberry PI est très répandue et utilisées dans de nombreuses applications. Sa

plateforme matérielle est publiée sous licence open source et il est possible d'installer plusieurs systèmes d'exploitation dessus et notamment des logiciels libres. Elle est disponible sous plusieurs versions (processeurs, mémoires, ports E/S, ...) pour des prix économique (25-50 euros) et des dimensions très réduites (8.5 cm*5.5cm). Ces paramètres faisaient parties des critères du cahier des charges de ce concept. Cela rend cette carte très portable et facile à intégrer dans un ensemble plus complet (machine, serveur, outillage, etc.). Toutefois, le système d'exploitation doit être chargé dans une carte mémoire de type SD (ex : la distribution Raspbian « Wheezy »).

Le model B est équipé d'un port RJ45 (accès réseau Ethernet), de deux ports USB 2.0, d'une RAM intégrée de 512 Mo, d'un port HDMI pour l'affichage et de 26 lignes I/O (GPIO : General Purpose Input Output). On peut utiliser ces dernières comme des entrées ou des sorties du processeur ARM.

Le processeur qui anime le système Raspberry Pi est un processeur multimédia Broadcom BCM2835 de type SoC (System-on-Chip). Tout le système est sur un seul circuit ; cela signifie que la plupart des composants du système (unité centrale, coprocesseur graphique, matériel audio et vidéo) sont réunis dans une seule carte. Le processeur BCM2835 ne se distingue pas seulement des processeurs pour PC de bureau par cette conception intégrée SoC. Plus important encore, il utilise un autre mode d'instructions machine (ISA, Instruction Set Architecture) nommé ARM [**Ras, 16 - Upton, 13**].

L'une des caractéristiques les plus significatives de la carte Raspberry Pi sont les pins GPIO (General Purpose Input / Output). En effet, celle-ci comporte 26 pins, les gpio sont l'interface matérielle prenant la forme d'un simple pin, grâce à laquelle on peut lire et écrire des informations digitales. Elles sont à usage multiples :

- en entrée numérique tout ou rien, pour détecter un interrupteur par exemple,
- en sortie numérique tout ou rien, pour activer un relais par exemple,
- en sortie numérique PWM, pour contrôler la puissance moyenne d'une LED par exemple,
- en protocole I2C, d'échanger avec une ou plusieurs puces,
- en protocole SPI, idem,
- en protocole UART, d'échanger avec une seule puce (ou un PC).

D'autres usages sont possibles (audio PCM, vidéo sur les connecteurs DSI, CSI et RS232).

V.4.1.2 Carte Arduino Ethernet

La carte Arduino Ethernet est un microcontrôleur basé sur ATmega388. Elle comporte 14 pins digitales, ils peuvent être programmé comme des entrées ou des sorties, ainsi elle comporte 6 entrées analogiques. Un port RJ45 qui offre la communication avec la carte via le réseau internet, une entrée non intégrée USB.2 pour communiquer avec un PC. Cette entrée doit être utilisée pour charger le programme dans une carte SD [**Ard, 16**].

La carte Arduino Ethernet est utilisée dans de nombreuses applications électroniques

(programmation des circuits, communication avec des capteurs des actionnaires), pédagogiques, et industrielles. Elle est utilisée aussi bien par des élèves, étudiants, ingénieurs, chercheurs, artistes, voir même des entreprises, car l'utilisation de ce genre de cartes ne nécessite pas des compétences approfondies en programmation.

V.4.2 Description et principe de fonctionnement du Butler

Un circuit électronique a été développé pour ajouter une fonction interactive (indispensable au concept) à la stratégie de gestion de l'énergie dans une Smart Home. Cela permet à un acteur externe du réseau électrique d'intervenir via le réseau internet sur la charge d'un client (contrôler). Ce circuit jouera le rôle d'un Butler (Passerelle) dans une maison intelligente et offre la possibilité de contrôler des charges électriques via le réseau internet.

Il comporte deux cartes électroniques de nouvelle génération (Raspberry PI et Arduino) ainsi que quatorze relais électriques de 5VDC en entrée et 220VAC en sortie ; leur fonction est d'assurer la communication entre le circuit de commande et le circuit de puissance.

L'architecture du Butler repose sur la carte Raspberry pour, d'une part, contrôler l'état de trois charges électriques (Plaque chauffante, cafetière et machine à laver) à distance et, d'autre part, piloter la carte Arduino. Cette dernière gère plusieurs charges électriques (Réfrigérateur, PC, TV, Laptop, lampes, batteries des mobiles, etc.).

Nous avons eu recours à cette architecture (**Fig. IV.3**) car il y a une insuffisance de canaux de mesures sur le compteur 'LMG 450' et aussi pour collecter toutes les informations sur les charges électriques utilisées.

Il convient de noter que les charges utilisées dans le cadre de ce travail sont généralement utilisées dans une maison individuelle. Les caractéristiques techniques de chaque charge sont présentées dans Annexe B.

Deux programmes informatiques ont été développés pour assurer le fonctionnement du Butler :

- Un programme écrit en PHP et implanté au sien de la carte Raspberry PI. Il a pour objectif de contrôler l'état des charges via les relais électriques au travers de ports d'E/S (GPIO pins) de cette carte.
- Un autre programme a été développé pour la gestion de la carte Arduino. Il tourne en boucle et fonctionne en mode esclave ; le programme reçoit des instructions pour gérer et contrôler les entrées / sorties pins Arduino.

Le Butler assure d'autres fonctions comme par exemple l'affichage lumineux qui varie en fonction de l'état des charges ; il permet au fournisseur d'énergie électrique la possibilité de connecter ou déconnecter les charges de ses clients en suivant les règles suivantes :

- 1- Le fournisseur d'énergie ne peut pas intervenir dans le contrôle de charge d'un client sauf s'il y a une grande demande en électricité sur le réseau,

- 2- Le fournisseur peut accéder au profil de charges du client s'il possède un mot de passe et un nom d'utilisateur créé par le client ;
- 3- Le fournisseur a le droit de contrôler les charges qui sont secondaires pour les clients. Ainsi, il peut contrôler les charges de forte consommation utilisées dans des périodes où il y a une forte demande en électricité. A titre d'exemple, le client algérien dans un Smart Grid ne pourrait pas utiliser une machine à laver au cours de deux périodes de pointes (11 :30 - 13 :30 et 17 :00 – 22 :00). Dans le cas contraire, le poste de contrôle du réseau de distribution de Sonelgaz aurait la possibilité de déconnecter cette machine à laver.

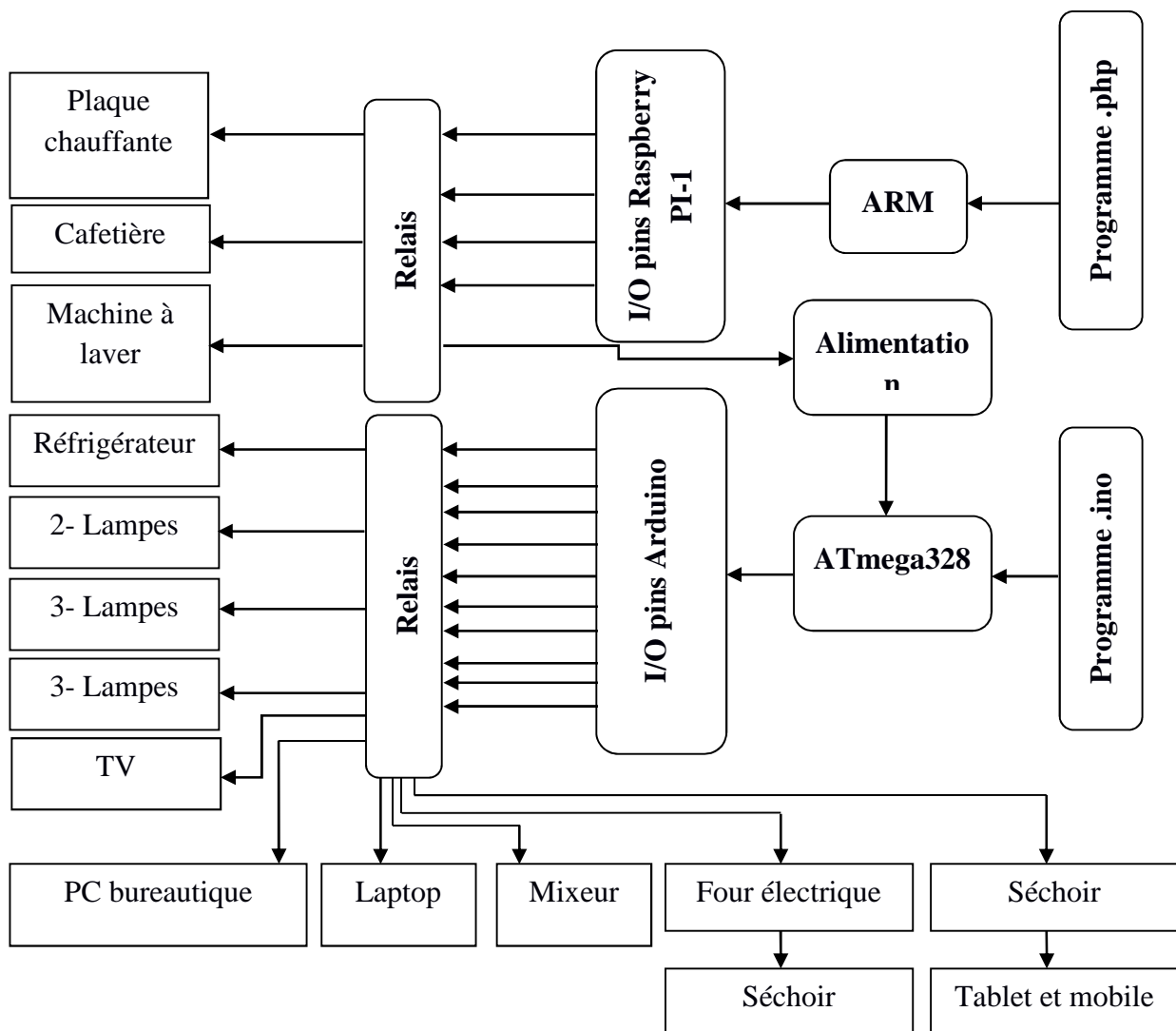


Figure VI.3 Schéma de principe de fonctionnement du système de contrôle de charges via le réseau internet.

V.4.3 Plan du site web

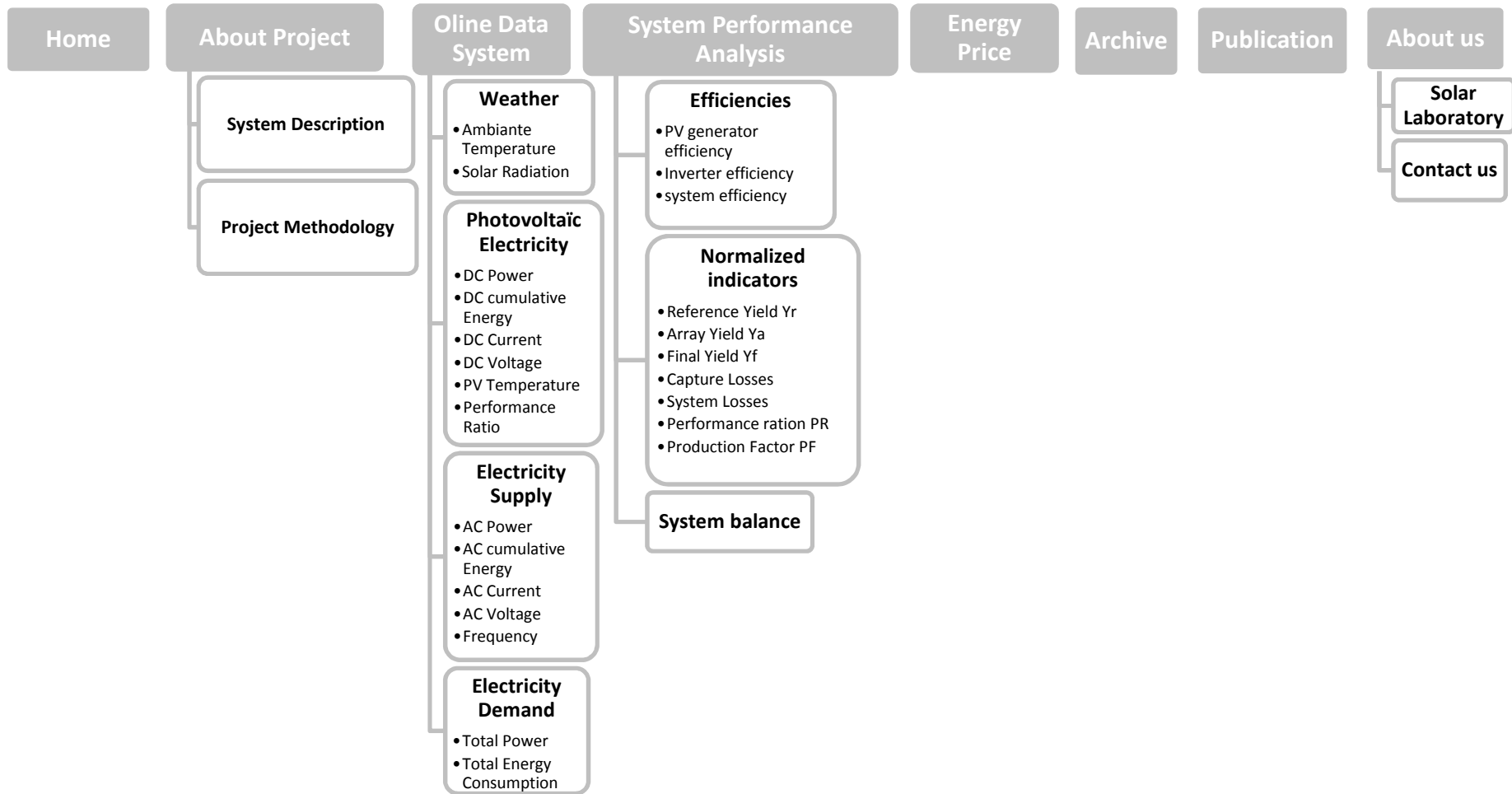


Figure V.4 Plan du site web.

V.4.4 Interface principale

La page 'Accueil' du site internet présente les données du système sous forme graphique et numérique (**Fig. V.5**). La partie DC du système informe l'utilisateur sur l'évolution de la puissance du générateur et l'énergie cumulée pendant la durée de fonctionnement du système. Cela inclus le courant, la tension et la température du générateur. Les données du réseau sont affichées sur la droite de la page Web, l'utilisateur peut consulter à travers cette rubrique : la puissance, l'énergie cumulée, le courant, la tension et la fréquence du réseau en temps réel. En bas de la page, les données des charges sont affichées pour chaque élément. Les visiteurs du site web peuvent voir les puissances demandées et l'énergie consommée par chaque charge. Dans le domaine du photovoltaïque ou des énergies renouvelables, le suivi des paramètres climatiques est primordial. A cet effet, une rubrique présente la température ambiante et l'évolution de l'ensoleillement.

Le bouton rouge au centre de la page Web, permet le délestage des charges, pour cela, il faut bien évidemment être enregistré avec un nom d'utilisateur et un mot de passe autorisé pour des raisons évidentes de sécurité. Les visiteurs doivent s'identifier avant d'utiliser le système de délestage. Pour cela ils envoient un message email d'identification en exprimant leurs motivations pour consulter le site. En retour, l'administrateur du site accorde ou non un identifiant de connexion et un mot de passe.

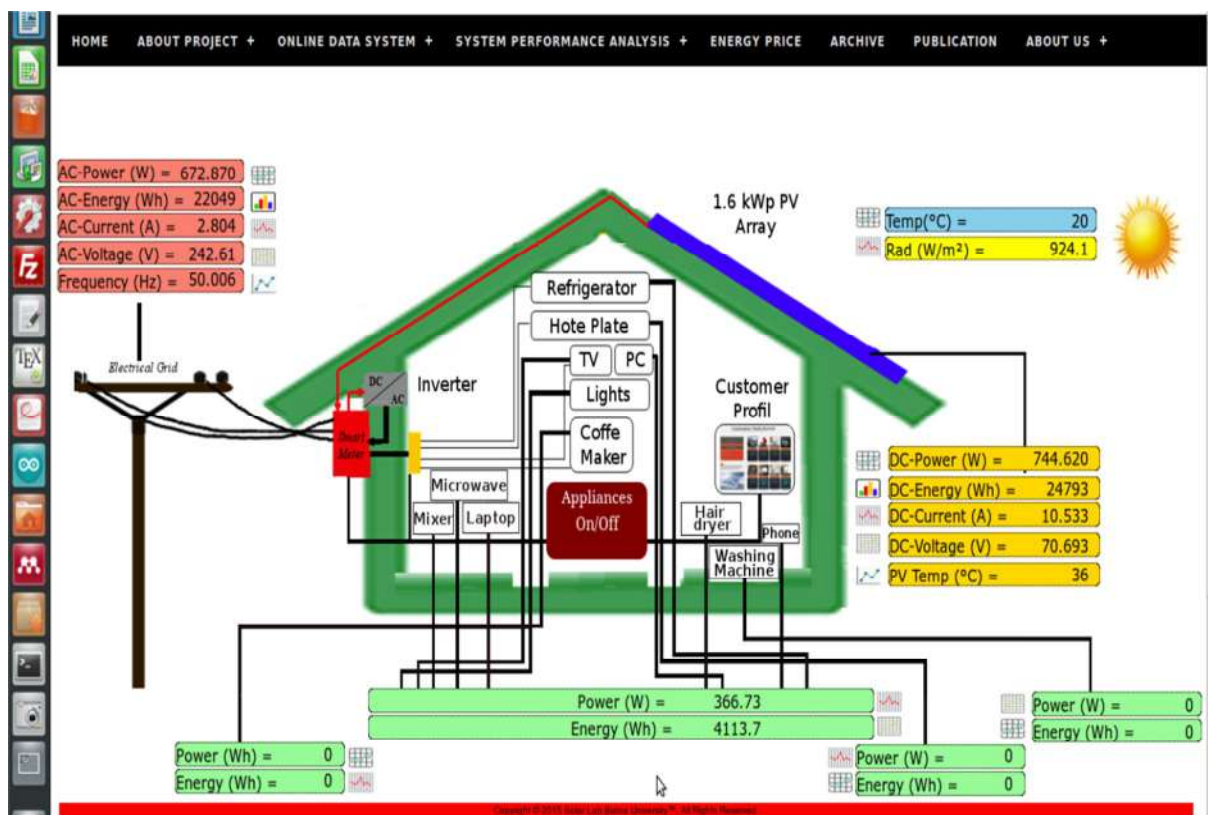


Figure V.5 Vue de l'interface principale du site web

Le menu flottant en haut de la page contient une liste de pages à consulter. Une page comporte la description du projet, une autre présente la méthodologie du projet. Le visiteur peut consulter l'évolution des paramètres normalisés tel que, le productible du générateur, le productible du système, ainsi que l'évolution de différents rendements (générateur, convertisseur et système). D'autres pages du menu sont prévues comme par exemple l'historique du laboratoire, l'analyse économique du projet, des archives, etc.

V.4.5 Le tableau de bord du système

Le tableau de bord indique le bilan global du système, selon l'état de l'indicateur 'Grid feed-in'. Si la demande des charges "Total power demande" est inférieure à la puissance injectée dans réseau, le texte de l'indicateur reste 'Grid feed-in' et la couleur devient verte ; cela veut dire que le client (sous-entendu, producteur du système PV) est bénéficiaire.

Dans le cas où la demande des charges dépasse la puissance injectée dans le réseau, l'utilisateur est informé qu'il doit puiser sur le réseau local d'électricité. Le texte devient alors, 'Purchased electricity' et la couleur de l'indicateur devient rouge, le client (sous-entendu, producteur du système PV) devient alors déficitaire. L'indicateur "Radiation" en jaune représente l'état de l'ensoleillement reçu sur le plan incliné des modules photovoltaïques, l'indicateur en orange 'DC Power delivered by the PV generator' a été introduit pour afficher la puissance DC délivrée par le générateur photovoltaïque. Les indicateurs du système de stockage sont désactivés pour le moment, car le montage et la programmation du monitoring sont en cours de développement. Sur le tableau de bord on peut visualiser les températures ambiantes et celle du générateur photovoltaïque, on peut donc consulter le bilan du système en termes d'énergies cumulées sur la période de fonctionnement du système.

L'aspect environnemental a été représenté sur le tableau de bord avec deux paramètres essentiels, les quantités de CO₂ émises par la consommation et les quantités de CO₂ évitées par la production de l'énergie propre (l'énergie AC délivrée par le système PV). Le tableau de bord montre un exemple de fonctionnement (**Fig. V.6**), l'ensoleillement indique une puissance de 924.1W/m², l'énergie délivrée par le générateur photovoltaïque est de 744.62W, et la puissance AC issue du convertisseur est 672.87W. A cet instant, la demande de charges est de 366.73W, par cette soustraction on déduit que le consommateur (Producteur du système PV) est bénéficiaire avec une puissance de 306.14W. Donc cette puissance sera injectée au réseau électrique et comptabilisée comme énergie vendue.

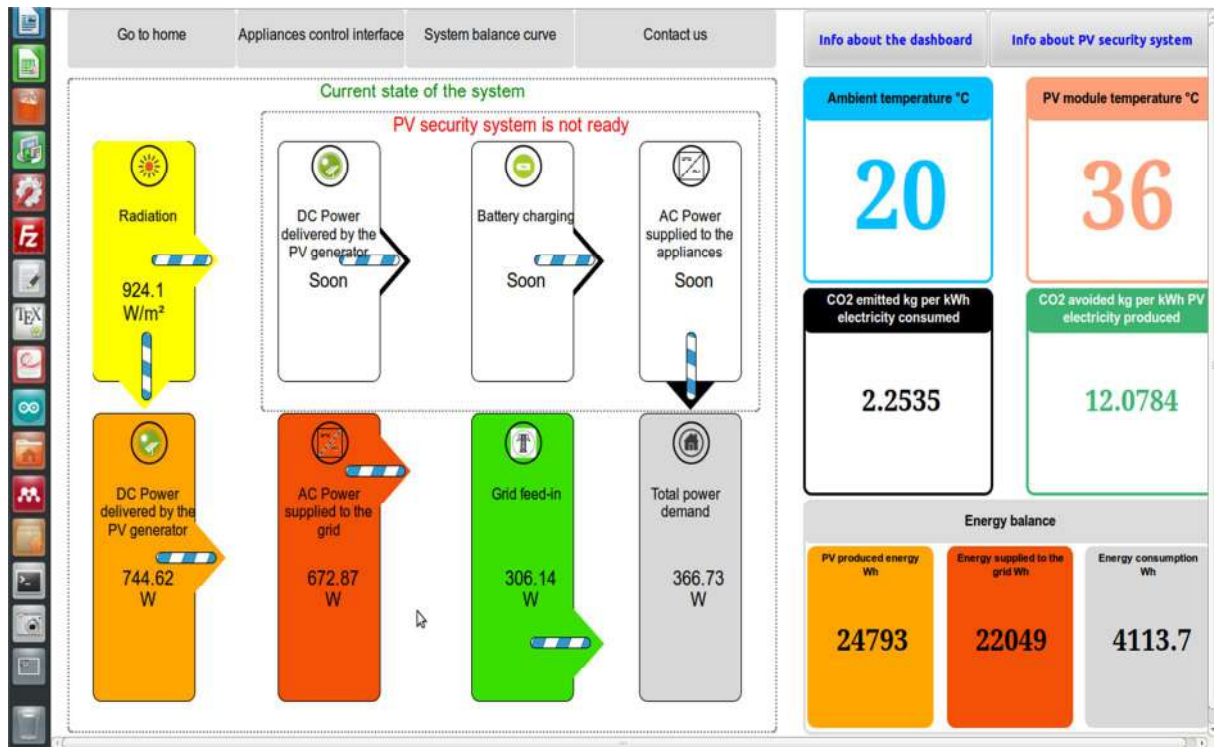


Figure V.6 Vue du tableau de bord du système de monitoring du système.

V.4.6 Interface de contrôle des charges

V.4.6.1 Mode d'utilisation de l'interface

Le fonctionnement de l'interface de contrôle des charges nécessite l'initialisation des pins GPIO (Fig. V.7), cela doit être réalisé avec l'exécution du programme appelé 'GPIOserver.sh' mais avant toute manipulation, il faut se connecter à la carte Raspberry PI, nous utilisons les lignes de commande Unix. La connexion à distance entre le PC Ubuntu et la carte Raspberry PI est possible via le Protocol SSH (Secure Shell). Sur le Terminal Ubuntu la première commande offre l'accès à distance aux équipements pourvus d'une adresse IP. Il est très important de noter que pour accéder aux équipements, il faut avoir un mot d'utilisateur et un mot de passe.

```
$ssh dev-username@dev-IP-address;
```

Si le mot de passe est valide, l'utilisateur accède au système de la carte Raspberry PI. Pour exécuter le programme 'GPIOserver.sh', il faut que l'utilisateur exécute les commandes suivantes :

```
$sudo -i ;
```

```
./GPIOServer.sh.
```

La première permet de passer de l'utilisateur simple au super-utilisateur de la carte Raspberry. La deuxième consiste à exécuter le programme. Après l'exécution des deux commandes, un message apparaîtra à l'utilisateur pour fixer le taux de mise à jour de pins GPIO.

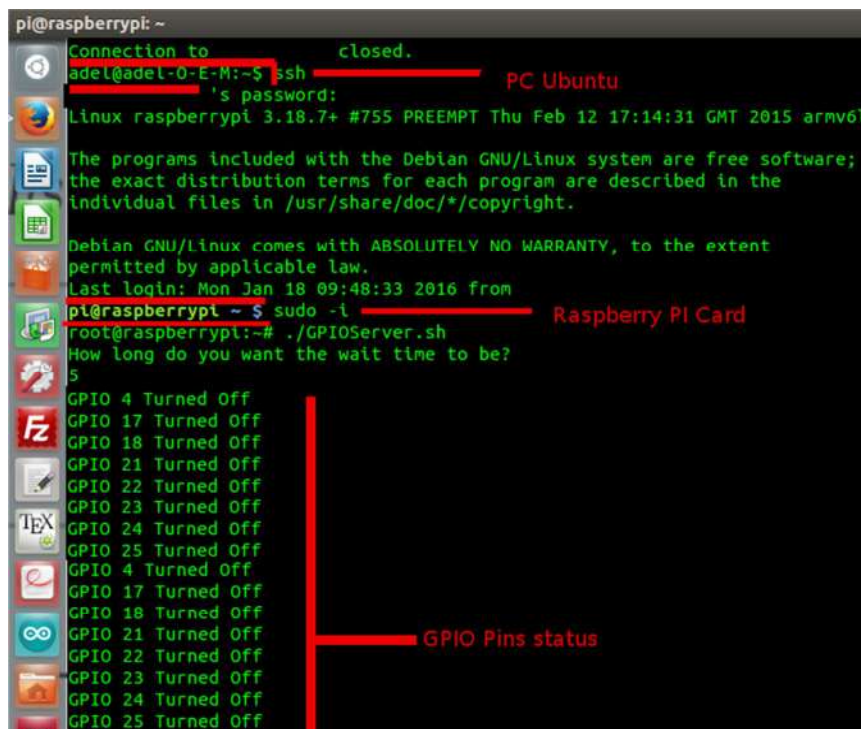


Fig. V.7 Connexion à distance entre PC Ubuntu avec la carte Raspberry PI et initialisation des pins GPIO.

V.4.6.2 Base de données des pins GPIO

La base de données a été développée en utilisant l'éditeur phpMyAdmin installé sous la carte Raspberry PI appeler gpio (Fig. V.8). L'éditeur de bases de données phpMyAdmin offre aux utilisateurs de créer des bases de données MySQL sécurisés, notamment avec un identifiant et un mot de passe. Cet éditeur est très répandu particulièrement pour les applications Web.

La base de données gpio contient quatre tables (pinDescription, pinDirection, pinStatus et users). La table 'pinDescription' contient le nom et le numéro de chaque pin (4, 17,18 et 21-25). La table 'pinDirection' contient la direction de chaque pin (Output ou Input). La table 'pinStatus' contient les états 1 ou 0 de pins et la table 'users' contient les informations nécessaire pour les utilisateurs de la base de donnée gpio. Cette table inclus les adresses IP de chaque utilisateur définit par l'administrateur. Seuls les utilisateurs enregistrés dans la base de données peuvent y accéder. Tous les champs peuvent être mis à jour avec l'utilisateur des requêtes SQL, ces requêtes sont envoyés par un programme PHP, cela permet à la base de données d'être interactive et dynamique afin de répondre aux besoins en temps réel.

Table	Action
pinDescription	Afficher Structure Rechercher Insérer Vider Supprimer
pinDirection	Afficher Structure Rechercher Insérer Vider Supprimer
pinStatus	Afficher Structure Rechercher Insérer Vider Supprimer
users	Afficher Structure Rechercher Insérer Vider Supprimer
4 tables	Somme

Figure V.8 Vue de la structure de la base de données gpio.

V.4.6.3 Fonctionnement de l'interface

Le profil client a été développé entièrement au sien d'une carte mémoire SD (16GB minimum) insérée dans le slots de la carte Raspberry PI. Cette carte doit inclure le système d'exploitation Raspbian, les utilitaires et logiciels nécessaires. Nous avons utilisé principalement le langage PHP5 et MySQL pour le développement du site web.

Le fonctionnement de l'interface s'articule sur deux approches, la première consiste a contrôler trois charges de façon indépendantes ; l'utilisateur peut activer ou désactiver les charges (plaque chauffante, cafetière et la machine à laver) directement via les boutons on/off (Fig. V.9).

La deuxième approche est basé sur un programme implanté dans une SD carte de 4GB installée sur la carte Arduino Ethernet. Pour piloter des charges (réfrigérateur, lampes, PC, etc) automatiquement, selon un timing (Tab. V.1) crée à cet effet en prenant en considération le comportement des consommateurs algériens. Le dernier bouton (Fig.V.9) à l'état initial, est activé, la carte 'Arduino' est en fonctionnement dès le début du programme. Si l'utilisateur désactive le bouton on, cela indique que le timing change, car le programme dans la carte Arduino est basé sur la notion de temps (24h).

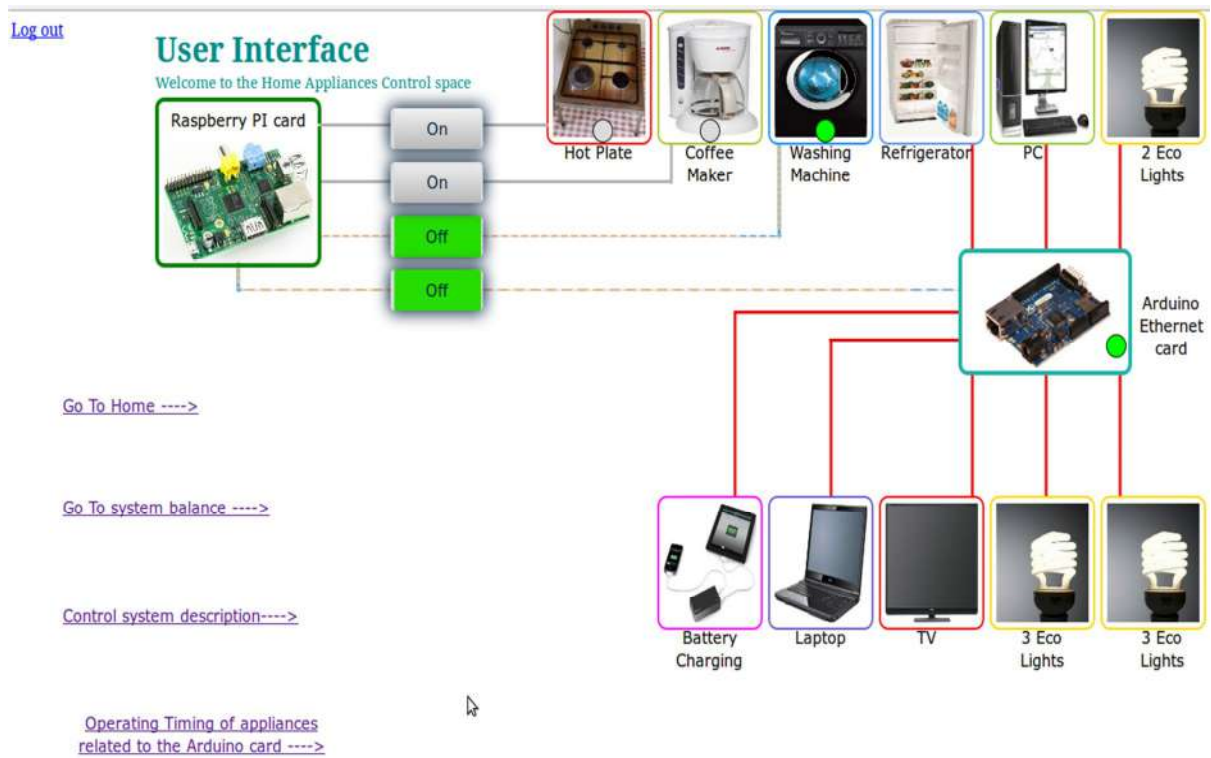


Figure V.9 Vue de l'interface de contrôle de charge via internet.

Tableau V.1 Timing de fonctionnement de charge contrôlés automatiquement par la carte Arduino Ethernet.

Hors Loads	Hors																							
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Hot Plate																								
Coffee Maker																								
Washing Machine																								
TV																								
2 Eco-Lights																								
3 Eco-Lights																								
3 Eco-Lights																								
Laptop																								
PC																								
Refrigerator																								
Hair Dryer																								
Battery Charging																								
Mixer																								
Microwave																								

V.5 Conclusion

Le système de monitoring réalisé nous a permis de collecter les paramètres du système pendant trois années (2013-2015). Pour le control à distance des charges, nous avons procédé à des tests à distance dans le Centre Abrouk Madani, les moyens de communications utilisés sont le téléphone portable avec à internet et une tablette commerciale également avec accès à l'internet. Les résultats étaient positifs.

Le développement du site internet dans un environnement libre utilisant des logiciels libres nous a aidé à réaliser notre méthodologie de gestion de l'énergie dans une maison intelligente, notamment avec l'utilisation de nouvelles cartes électroniques (Open-Software et Open-Harware) nous a permis de contrôler les charges de cette maison via le réseau internet. Ces cartes électroniques ont prouvé leur fiabilité en transmission et sécurité des données.

VI Modélisation et analyse économique du système photovoltaïque

VI.1 Introduction

Dans ce chapitre deux systèmes photovoltaïques ont été modélisés en utilisant le programme de simulation TRNSYS (Klein et al). Le premier système a une puissance de 1.6 kWp et destiné à l'injection dans le réseau, le deuxième système à une puissance de 0.8 kWp sert de secours. Ainsi, la modélisation et la simulation du système permet d'évaluer les performances d'utilisation d'un système photovoltaïque de 1.6 kWp à injection dans le réseau. Ces performances peuvent être évaluées par l'analyse de la quantité d'énergie injectée au réseau, ainsi l'énergie consommée des charges modélisées. Ceci permettrait également de dresser un bilan environnemental sur les émissions de CO₂ évitée en introduisant un tel système et celles émises pendant la consommation. A la fin de la partie de modélisation, une analyse détaillée a été menée sur l'impact d'utilisation du système photovoltaïque pour l'économie du gaz naturel. Les résultats expérimentaux et de la simulation offrent la possibilité de calculer la quantité du gaz naturel économisé.

Une dernière partie dans ce chapitre a été consacrée pour l'analyse économique du système photovoltaïque avec injection dans le réseau. Dans analyse, nous avons pu estimer le coût d'investissement possible d'un système photovoltaïque avec injection dans le réseau de 1.6 kWp. Les données utilisées sont basée sur des coûts réels du marché actuel, qui se caractérise par une baisse importante des coûts des composants photovoltaïque.

L'analyse économique du système est établie en utilisant des modèles dynamiques permettant de calculer le coût du système photovoltaïque actualisé (LCC). Ceci, a permis de calculer les coûts de revient du kWh (LCOE) pour différents scénarios en se basant sur la variation du taux d'actualisation. Ainsi, la période de retour d'investissement du système a été estimée en utilisant la méthode de la valeur actuelle nette, pour différents LCOE, y compris les tarifs (LCOE) d'électricité d'origine photovoltaïque définit par le ministère d'énergie.

VI.2 Méthodologie de la modélisation d'une maison équipée d'un système photovoltaïque de 2.4 kWp sous TRNSYS

La méthodologie de la modélisation du système consiste à élaborer des modèles pour trois sous-systèmes sous TRNSYS. Un modèle pour le système photovoltaïque à injection dans le réseau avec une puissance nominale de 1.6 kWp. Le deuxième modèle est celui d'un système photovoltaïque ayant une puissance de 0.8 kWp avec 12 batteries de stockage de 2V (*ce système ne sera pas discuter dans cette thèse*). Ainsi un dernier modèle qui regroupe les deux sous-systèmes précédents ainsi que les charges a été construit.

A travers cette étude nous avons la possibilité d'étudier les performances d'un système comportant des modules avec un rendement plus élevé que celui utilisés dans la partie expérimentale. L'analyse a fait ressortir, également, les performances du système, particulièrement, le facteur de performance du système destiné à l'injection dans le réseau. Ainsi cette partie du travail, il a été procédé à une évaluation des coûts de revient du système à injection dans le réseau pour une année de fonctionnement, sous les conditions

météorologiques du site d'installation du système (région de Batna).

L'étude présente aussi l'analyse économique du système global durant sa durée de vie, ceci, en utilisant des méthodes d'analyse économiques rapportées dans la littérature « la Valeur Actuelle Nette (VAN), le Taux de Rentabilité Interne (Internal rate of return) TRI, Indice de rentabilité (Profitability Index) PI ». Ces indicateurs peuvent être calculés après avoir déterminé le kWh injecté actualisé sur la durée de vie du système (Levelized Cost of Electricity) LCOE.

VI.2.1 Modélisation du Système photovoltaïque de 1.6 kWp à injection dans le réseau

Le modèle du système de 1.6 kWp (**Annexe Fig. E.1**) contient deux composants principaux, type 109 est un composant qui contient une base de données climatique du site considéré pour l'implantation du système. Pour ce faire, un fichier TMY2 généré par le logiciel Meteonorm a été utilisé pour obtenir données climatiques de la région de Batna. Le composant type 194b nommé PV Array avec une puissance de 1.6kWp, ce composant est l'équivalent du système complet, il contient la configuration du générateur photovoltaïque et celle du convertisseur à injection dans le réseau. Le principe de fonctionnement du composant 194 repose sur le modèle mathématique développé par (Duffie and Beckman 1991). Ce dernier donne la modélisation du système photovoltaïque selon les paramètres du générateur PV sous conditions idéales [**TRNSYS16 - John, 13**].

Nous avons utilisé d'autres composants, tels que deux composants type 65 pour le traçage de courbes de paramètres issues des systèmes et un composant type Equa pour l'insertion des équations désirées. Ce dernier composant nous a permis de calculer le rendement du système. La configuration des paramètres de sortie et d'entrée de chaque composants sont illustrés dans l'annexe E (**Tab. E.1 au Tab. E.4**). le modèle contient aussi trois autres composants type 9e, ils incluent les valeurs instantanées mesurées du rayonnement solaire (Gi-M), la puissance DC (Pdc-M) et la puissance AC (Pac-M) afin d'établir une comparaison entre les mêmes paramètres calculées par le modèle.

VI.2.2 Modélisation sélection des composants d'une maison verte équipée d'un système photovoltaïque de 2.4 kWp

Les modèles des systèmes photovoltaïques sont présentés en deux sous-systèmes (Grid Connected PV System et PV Security System). Cela est possible à réaliser via l'utilisation des macros modèles. Ainsi nous avons procédé à la même approche avec les modèles pour calculer les coûts d'électricités injectée et consommée (SEPrice et TECprice). Cette approche a été introduite pour faciliter la compréhension du modèle global (**Fig. VI.1**), car ce modèle doit être combiné avec les différentes charges et les deux sous systèmes. Les résultats de simulation du modèle global sont transmis au logiciel EXCEL. Ainsi, la même stratégie de gestion d'énergie utilisée dans la partie expérimentale a été implémentée au sein du modèle de simulation. Ceci, permettrait de valider le modèle de simulation élaboré. Il est important aussi de noter que le modèle global du système contient les profils journaliers de chaque charge, ces profils sont mesurées l'hors des tests effectués au laboratoire. Ainsi un composant intégrateur a été introduit pour calculer la consommations globale.

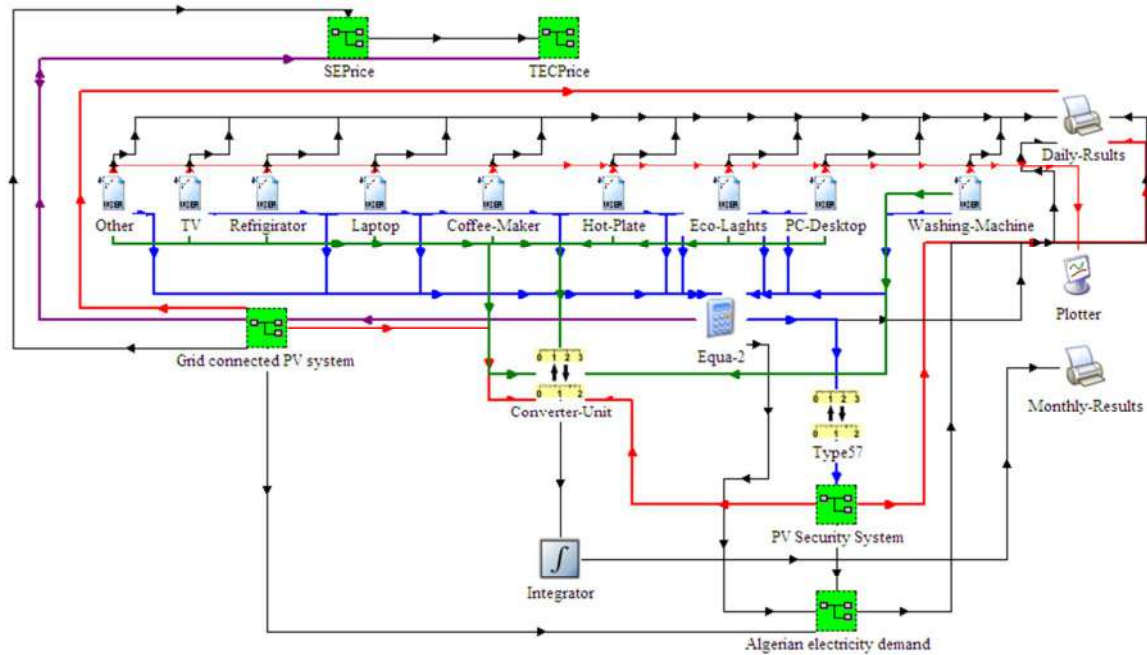


Figure VI.1 Illustration du modèle du système global pour la gestion de l'énergie entre deux systèmes photovoltaïques avec une puissance nominale de 2.4 kWp ainsi que les différentes charges, couramment, utilisées dans une habitation individuelle.

Afin de calculer les coûts de l'énergie injectée et consommée, nous avons développé deux modèles (**Annexe E Fig. E.2.a, Fig. E.2.b**). Le premier dans une macro appelée SEPrice qui contient deux composants type 24 pour l'intégration de la puissance instantanée délivrée par le système à injection dans le réseau. Le résultat issu de ce composant sera multiplié par la valeur 15.94 DA. Cette valeur a été choisie selon les prix du kWh d'origine photovoltaïque indiqué dans le ministère de l'énergie [**Arrêté, 14**]. Cet arrêté propose des tarifs d'achat de l'électricité produite par des installations de grandes puissances (1MWp-5MWp), qui se caractérisent par un productible qui varie entre 1500 kWh/kWp/an et 1574 kWh/kWp/an. Il est également important de mentionner que les résultats de simulation du système à injection dans le réseau indiquent que le productible (Y_F) du système en moyenne annuelle est de 1543 kWh/kWp. En revanche, pour le calcul du kWh consommé nous avons utilisé les nouvelles formules de calcul du kWh consommé présenté sur les factures de Sonelgaz du mois d'avril 2016 (**Annexe E**).

VI.3 Validation du modèle de simulation

VI.3.1 Analyse des données climatiques

Les données climatiques de la région de Batna ont été simulées en utilisant le programme Meteonorm. Dans cette étude de simulation nous intéressons aux paramètres climatiques les plus importants pour les analyser et les comparer avec ceux de la partie expérimentale, tels que le rayonnement solaire globale (G_i), l'énergie solaire incidente (H_G) et température ambiante (T_a).

L'énergie solaire journalière reçue sur le site de Batna varie entre 5.14 kWh/m² (janvier) et 7.69 kWh/m² (juillet). Cela présente une légère différence avec les résultats expérimentaux

(Annexe D Tab. E.5). La température ambiante varie entre 4.40°C (Janvier) et 26.20°C (Août). Nous constatons aussi que la valeur moyenne calculée s'élève à 12.63°C, cette valeur est très proche de la valeur mesurée. À titre indicatif, en 2013 la valeur moyenne journalière de la température ambiante est de 15.85°C.

Afin de valider le modèle de simulation, nous avons pris en considération les résultats d'une journée claire (1^{er} juillet). Ainsi, tel qu'il est indiqué sur la figure (VI.2), le système a été affecté par la dégradation des modules, en effet, pour un rayonnement calculé par le modèle (Gi-S) de 864 W/m², le modèle de simulation produit une puissance DC (Pdc-S) de 1069W et une puissance AC (Pac-S) de 944.5 W. En revanche, pour un rayonnement mesuré (Gi-M) de 897.2 W/m² le système produit une puissance DC (Pdc-M) de 771 W et une puissance AC (Pac-M) de 695.9 W. Les valeurs mensuelles journalières de l'énergie DC et de l'énergie AC sont de 7.81 kWh/j et 6.77 kWh/j respectivement.

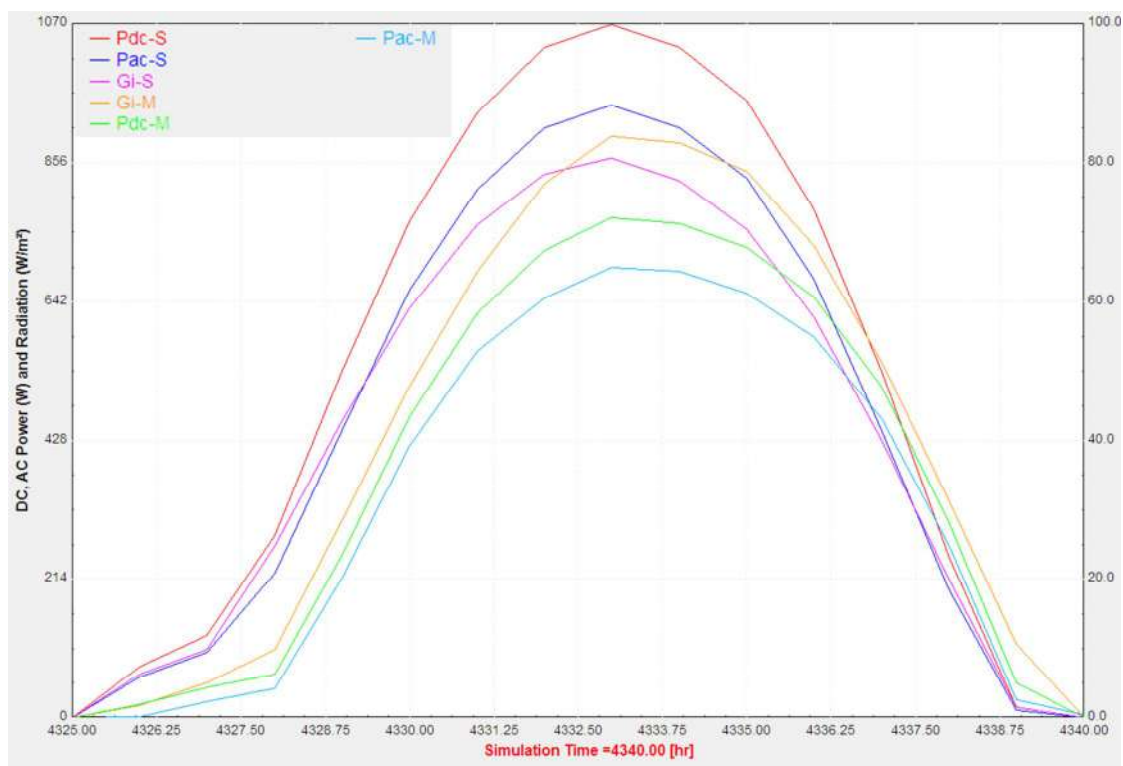


Figure VI.2 Comparaison entre le rayonnement issue de la simulation (Pdc-S : Puissance DC du générateur photovoltaïque modélisé, Pac-S : Puissance AC du système après de la simulation, Gi-S : Rayonnement solaire du modèle, Gi-M : rayonnement mesuré, Pdc-M : puissance DC générée par le générateur photovoltaïque et Pac-M : Puissance AC).

VI.3.2 Analyse de performance du modèle de simulation du système à injection dans le réseau

Le système à injection dans le réseau selon l'analyse effectuée dans le chapitre IV montre que le facteur de performance est légèrement faible (Annexe C). Nous avons constaté que la cause principale due à cette faiblesse est la dégradation des modules photovoltaïques utilisé. Dans cette étude après simulation nous constatons que le facteur de performance PR est plus élevé que celui de l'expérimentation, il est situé entre 65% durant les mois les moins

ensoleillés, et 70% durant les mois les plus ensoleillés (**Fig. VI.3**). Ainsi le productible du système (Y_F) annuel s'élève à 4.23 kWh/kWp/j. Cette valeur montre que le système à injection dans le réseau peut produire plus d'énergie dans son état normale, c'est-à-dire si le système a été équipé par des nouveaux modules photovoltaïques, avec un rendement plus important que les modules utilisé dans la partie pratique. Ainsi cette valeur importante du productible du système illustre la minimisation des pertes du captage au niveau de la simulation, en moyenne annuelle L_C s'élève à 1.47 kWh/kWp/j, par contre la valeur moyenne journalière issue de la partie expérimentale est de 2.38 kWh/kWp (année 2015). Après cette analyse on peut constater que la simulation du système valide les discussions effectuées dans le chapitre IV.

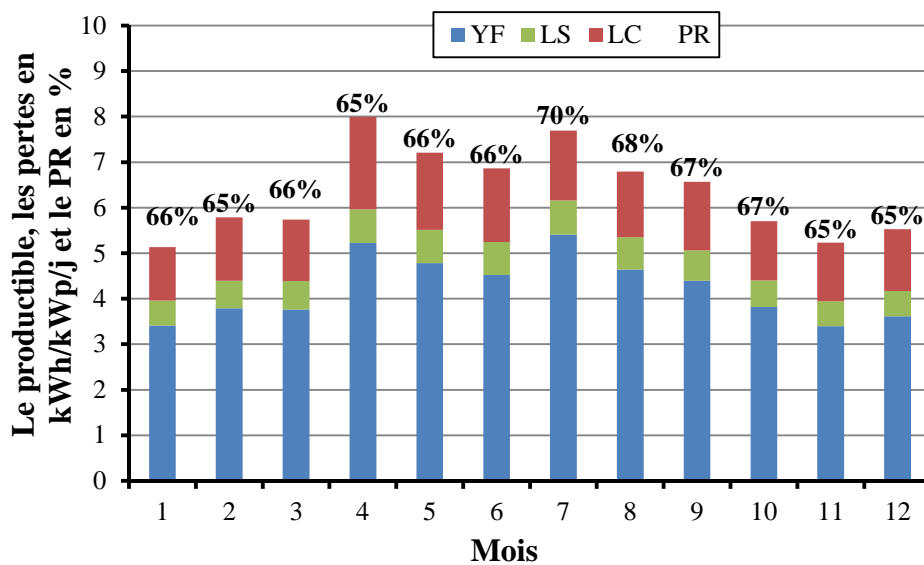


Figure VI.3 Bilan du système modélisé durant une année de fonctionnement.

VI.4.3 Analyse de la consommation d'énergie et des coûts de production

Dans cette partie nous définissons le profil de charge à utiliser pour chaque équipement. En effet, pour le bon fonctionnement du modèle, nous avons pris en compte les valeurs moyennes des puissances demandées par chaque charge, sur un intervalle de temps de 60 minutes. Les charges utilisés dans la simulation sont caractérisées par une basse consommation, cela nous offre la possibilité d'optimiser la consommation de l'énergie puisée dans réseau électrique, ainsi que de maximiser les profils réalisés via l'énergie injectée au réseau. Les résultats de simulation indiquent que la consommation en moyenne journalière sur l'année a atteint 5.88 kWh (**Annexe E Tab. E.6**), elle est variée entre 5.50 kWh et 6.73 kWh. Ce profile est dominé par la consommation du lave-linge et de l'éclairage avec 19% et 17% respectivement (**Fig. VI.4**). Ainsi, 13 % de la consommation totale est assignée au PC bureautique, y compris l'imprimante et le scanner, et d'autres charges avec une part de 12%.

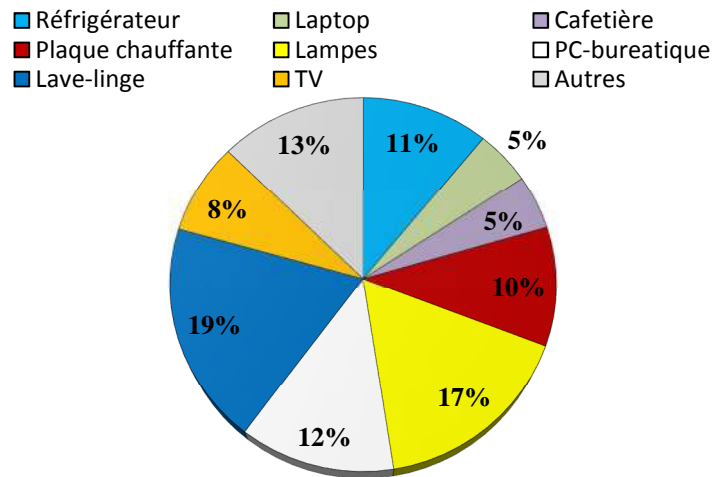


Figure VI.4 Répartition de la consommation typique par charges dans une habitation individuelle.

Nous constatons également que l'énergie totale consommée pour une année est **2110.53 kWh** (Annexe E Tab. E.7), par conséquent, le coût de cette consommation sera de **10560.01DA** (Annexe E Tab. E.8), ainsi le coût journalier devrait être autour de **28.93 DA/jour**. Ceci a été calculé selon la dernière facture de Sonelgaz (Avril 2016). Cette facture comporte une troisième tranche avec un changement de tarif pour chaque tranche. En effet, le tarif assigné à la première tranche (125 kWh) est de 1.7787 DA, ce lui de la deuxième tranche (125 kWh) est de 4.1789 DA. Ainsi la dernière tranche a été multipliée par 4.8120 DA. On remarque également l'augmentation significative de la valeur ajoutée (TVA). Le taux de TVA pour les deux premières tranches a été fixé à 7%, tandis que, pour la troisième tranche le taux s'élève à 17%.

Ainsi, le système photovoltaïque à injection dans le réseau produit entre 5.44 kWh/j et 8.65 kWh/j. Nous constatons que la couverture en énergie propre est positive durant les mois où l'énergie solaire est suffisamment disponible. Cependant, pour les mois les moins ensoleillés on remarque que le bilan énergétique du système est déficitaire. L'énergie injectée dans le réseau pendant l'année est de **2240.24 kWh** (Annexe E Tab. E.8), cela représente un coût total annuel de **35709.4256 DA**, équivalent de **97.83 DA/jour**. Cela signifie, en terme, économique que le système est bénéficiaire sur l'année avec une marge de **24157.1826 DA/an**. Par contre les résultats expérimentaux montrent que le système a produit 1705 kWh durant l'année 2013. Le coût de cette quantité en énergie est évalué à **27178.17 DA**. Au total pendant trois années de fonctionnement le système a produit 4704.8 kWh, ainsi, le coût global de cette énergie est **74995.59 DA**, soit **68 DA/jour** (Annexe E Tab. E.8).

Selon l'agence internationale de l'énergie (IEA), pour un kWh produit, en utilisant des processus pour produire de l'électricité d'origine fossile en Algérie, conduit à des émissions équivalentes à 0.55 kg du CO₂. Si la même quantité d'énergie est produite à partir des systèmes photovoltaïques, ceci permet d'éviter la même quantité du CO₂. Durant les trois années de fonctionnement du système expérimenté, le bilan environnemental établi a fait ressortir que la quantité de CO₂ évitée est de **2577.54 kg/kWh** du CO₂. Les résultats annuels

de la simulation montrent que durant une année le système a permis d'éviter une quantité de 1232.13kgCO₂/kWh. Durant la même période ces résultats montrent que les charges électriques émettent une quantité de 1160.61kgCO₂/kWh. Pour les résultats expérimentaux, en 2013 la quantité évitée est 937.75 kgCO₂/kWh. Par contre entre 2014 et 2015 cette quantité a baissé pour atteindre respectivement 838.46 kgCO₂/kWh et 811.43 kgCO₂/kWh (**Annexe E Tab. E.9**).

Ainsi, l'énergie d'origine photovoltaïque a un impacte directe sur la réduction de l'utilisation des ressources naturelles, notamment le gaz naturel pour ce qui est du contexte national, les résultats montrent que l'énergie produite par le système photovoltaïque avec injection dans le réseau permet d'économiser 212.20 m³ (simulation) et 161.50 m³ durant l'année 2013 (expérimentation). En revanche, la quantité de gaz naturel utilisée pour couvrir la demande en électricité de charges pendant une année est 199.88 m³ (**Annexe E Tab. E.10**).

VI.4 Analyse économique du système à injection dans le réseau électrique

VI.4.1 Coût d'investissement

Afin d'évaluer la rentabilité économique de système photovoltaïque à injection dans le réseau, des modèles économiques statiques et dynamiques sont utilisés. Pour cela nous allons au départ réaliser une étude technico-économique en utilisant le modèle statique. L'objectif est de déterminer le coût d'investissement initial (I_0) du système. L'étude statique nécessite la connaissance des coûts liés à chaque élément, afin de calculer le coût global ou l'investissement initial (I_0) du système à l'aide de l'équation (VI.1). Le coût de l'investissement initial d'un système photovoltaïque peut comporter plusieurs coûts, notamment les coûts d'investissements pour l'acquisition des équipements (modules PV, convertisseur, batteries, etc.). Il peut comporter aussi d'autres coûts comme l'acquisition de terrains ou de location, de montage et installation, de la planification ainsi que les coûts du compteur intelligent et le système du monitoring. L'investissement initial permet à l'utilisateur de savoir quel est le prix qu'il à payer lors de l'installation de son système [ADEME, 15] .

$$I_0 = C_G + C_C + C_B + C_P + C_S + C_I + C_{MS} + C_{Tr} + C_R + C_U + C_A \quad (\text{VI.1})$$

Tel que :

- I_0 : Le coût global du système en DA ;
- C_G : Coût du générateur photovoltaïque à installer en DA ;
- C_C : Coût du convertisseur à utiliser en DA ;
- C_B : Coût des batteries pour les systèmes autonomes en DA ;
- C_P : Coût de planification établie par un ingénieur spécialisé en DA ;
- C_S : Coût de structure métallique en DA ;
- C_I : Coûts de montage et d'installation en DA ;
- C_R : Coût de raccordement du système à injection avec le réseau en DA ;
- C_{MS} : Coût du système de monitoring et équipements de communication en DA ;
- C_{Tr} : Coût de transport en DA ;

C_U : Coût des équipements de protection, boîtier et câbles en DA ;

C_A : Autre Coût dégagé pendant la réalisation du projet en DA.

VI.4.2 Les principaux critères d'évaluation et d'analyse économique des systèmes photovoltaïques.

L'évaluation économique d'un système photovoltaïque repose essentiellement sur l'étude du coût du kWh actualisé, ce dernier permet aux investisseurs de prendre une décision d'accepter le projet ou de le rejeter, en comparant le coût obtenu avec d'autres coûts d'électricité produite d'autres sources d'énergie [Ouyang, 14 - Vassilis, 06]. Il existe dans la littérature d'autres critères économiques appliqués pour évaluer la rentabilité des systèmes photovoltaïque, tels que la valeur actuelle nette et taux de rentabilité interne, ainsi l'indice de rentabilité et la période de récupération [Eiffert, 03]. Dans la présente analyse, nous avons appliqué les méthodes du coût du kWh actualisé (LCOE) et la valeur actuelle nette (VAN) [Said, 15 -Hernandez-Moro, 13].

VI.4.2.1 Coût de cycle de vie du système

Le coût du système sur la durée de vie (LCC : Life Cycle Coste) est une méthode économique pour le classement des coûts induits entre les solutions envisagées [Semassou, 11 - Lakhani, 14]. Cette méthode prend en compte le coût d'investissement initial pour l'année $t = 0$, ainsi les coûts associés au système photovoltaïque sur sa durée de vie, tels que les coûts d'investissements, les coûts d'opération et de maintenance et les coûts de remplacement des composants du système [Yu, 13]. Le LCC prend en compte les coûts actualisés à la valeur actuelle ceci est possible avec l'utilisation du facteur d'actualisation, en tenant compte de l'annuité ou la valeur temporelle de l'argent. Le LCC est calculé selon le modèle ci-dessous :

$$LCC = I_0 + \sum_t^n \frac{C_{O\&M}}{(1+\alpha)^t} + \frac{Cd}{(1+\alpha)^n} + \frac{C_{Rm}}{(1+\alpha)^{nt}} - \frac{C_{RS}}{(1+a)^n} - \sum_{t=1}^n \frac{E_E}{(1+\alpha)^t} \quad (VI.2)$$

Tel que :

LCC : Cout du système sur sa durée de vie en DA ;

I_0 : Coût d'investissement initial en DA ;

$C_{O\&M}$: Cout d'opération et de maintenance en DA;

C_{Rm} : Coût de remplacement en DA;

t : Année varie de 1 a n ;

α : Taux d'actualisation en % ,

C_{RS} : Cout résiduel du système ;

E_E : Coût d'énergie économisée en DA ;

nt : durée de vie du composant à remplacer ;

n : La durée de vie du système photovoltaïque.

Avec :

$$C_{RS} = \sum_{t=n} \frac{C_{RG} \times (1-d)^n}{(1+\alpha)^n} + \sum_{t=n} \frac{C_{RC} \times (1-d)^n}{(1+\alpha)^n} + \sum_{t=n} \frac{C_{RST} \times (1-d)^n}{(1+\alpha)^n} \quad (VI.3)$$

C_{RG} : Coût résiduel du générateur en DA ;

C_{RC} : Coût résiduel du convertisseur en DA ;
 C_{RST} : Coût résiduel de la structure en DA ;
 d : Taux de dégradation de chaque composant en % .

VI.4.2.2 Coût du kWh actualisé

Le LCOE est le rapport entre le coût du système sur la durée de vie du projet (LCC) et l'énergie actualisée produite durant la durée de vie du système. Cependant, le principe du LCOE est de prendre en compte les charges variables et fixes, le coût d'investissement initial du projet, les coûts de maintenance, service et entretien ainsi que l'assurance. D'autres coûts tels que les dépenses d'exploitation et d'investissement complémentaire durant la durée de vie du système (n) sont considérés. Ces coûts peuvent aussi inclure les coûts d'émission de CO₂ ainsi les coûts de démontage du système durant la dernière année du système. La formule suivante permet de déterminer le coût de l'électricité sur la durée de vie du système photovoltaïque [Ifri, 14 - Konstantin, 09].

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+\alpha)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{M_{el}}{(1+\alpha)^t}} = \frac{LCC}{\sum_{t=1}^n \frac{M_{el}}{(1+\alpha)^t}} \quad (VI.4)$$

Tel que :

$LCOE$: Coût actualisé de l'électricité en DA/kWh ;
 I_0 : Coût d'investissement initial en DA ;
 A_t : Coût annuels (coût de remplacements + coût de maintenance, entretien et autres) en DA ;
 M_{el} : Production d'électricité annuelle en kWh/an ;
 α : Taux d'actualisation en % ;
 n : La durée de vie du système (20 ou 25ans pour un système PV) ;
 t : Années d'utilisation de 1 à 25.

VI.4.2.3 Valeur Actuelle nette

La valeur actuelle nette appelé en anglais Net present value (NPV) c'est une méthode économique utilisée couramment pour prendre une décision d'investissement [Lee, 16 - Konstantin, 09]. Cette méthode est utilisée pour tester la fiabilité des flux futurs de trésorerie (cash flows) d'un investissement. En d'autre terme la valeur actuelle nette établit une comparaison entre les gains d'aujourd'hui avec ceux du futur. Sachant que les cash flows sont la différence entre les recettes et les dépenses du système durant sa durée de vie (VI.5). Ainsi, si la valeur de NPV est supérieure à zéro, on considère le projet comme étant rentable pour cette période de temps. Si la VAN du projet est inférieure à zéro, on considère que le projet n'est pas rentable. Le modèle suivant permet de calculer la valeur actuelle nette [Ong, 13 - Garcia-Gusano, 16].

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+\alpha)^t} + \frac{C_{RS}}{(1+\alpha)^n} \quad (VI.5)$$

Avec :

$$C_t = CP_{AC} \times E_E - (C_{O\&M} + C_{R_m} + Cd) \quad (VI.6)$$

Sachant que :

- CP_{AC}** : Coût de l'énergie photovoltaïque en DA (LCOE) ;
- E_E** : Énergie économisée du système, en d'autre terme la différence entre l'énergie injectée et l'énergie consommée, en DA ;
- C_{O&M}** : Coûts d'entretien et de maintenance en DA ;
- C_{Rm}** : Coûts de remplacement des composants d'un système PV en DA ;
- α** : Taux d'actualisation ;
- C_t** : Cash flows à l'année t en DA ;
- C_d** : Coût de débranchement du système à l'année n en DA ;
- I₀** : Coût d'investissement initial en DA ;
- C_{RST}** : Cout résiduel du système en DA ;
- n** : La durée de vie du projet prévue.

VI.4.2.4 Taux de rentabilité interne

Le taux de rentabilité interne (TRI) appelé en anglais (IRR : Internal rate of return) est le taux d'actualisation qui correspond à la valeur nulle de la valeur actuelle nette. En d'autres termes, le TRI est le taux d'actualisation minimal qui rend la somme du cash-flow égal au capital d'investissement, c'est-à-dire c'est le seuil minimal défini par l'investisseur pour qu'il puisse récupérer ses investissements. Il est calculé selon la relation suivante :

$$VAN = \sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1 + TRI)^t} + \frac{C_{RS}}{(1 + TRI)^n} - I_0 = 0 \quad (VII.7)$$

On peut également déterminer le TRI de telle sorte que :

$$I_0 = \sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1 + \alpha)^t} + \frac{C_{Rm}}{(1 + \alpha)^n} \quad (VII.8)$$

Il est clair que la VAN et TRI donne le même résultat pour l'analyse économique d'un seul projet, c'est-à-dire le projet est accepté si la valeur du TRI est située dans l'intervalle [0-TRI[, dans le cas contraire, c'est-à-dire le TRI appartient à l'intervalle]TIR, +inf] le projet est rejeté.

Le facteur d'actualisation appelé en anglais « discounting factor » est un facteur clé, car il permet l'actualisation des coûts future a une valeur actuelle afin de les comparer, sa détermination repose sur l'identification du taux d'actualisation, qui représente une question fondamentale pour présenter une analyse adéquate d'un investissement.

Dans une analyse économique des systèmes photovoltaïques [Semassou, 11 - Lakhani, 14], généralement la relation suivante est la plus utilisée :

$$Dt = \frac{1}{(1 + \alpha)^t} \quad (III.9)$$

Tel que :

- Dt** : Facteur d'actualisation ;
- α** : Taux d'actualisation en % .

Le modèle ci-dessous permet l'actualiser une somme d'argent en fonction du taux d'inflation :

$$Dt = \frac{(1+f)^{n-1}}{(1+\alpha)^n} \quad (\text{VII.10})$$

Avec :

α : Taux d'actualisation en % notamment appelé le taux réel d'actualisation.

f : Regroupe le taux d'inflation, taux de croissance des prix d'électricité, taux de croissance des prix des émissions de CO₂ ou le taux de croissance des prix des SREC (Solar Renewable Energy Certificaties) en %.

VI.4.3 Résultats d'analyse économique du système à injection dans le réseau

Cette analyse s'articule sur le calcul du coût de l'électricité photovoltaïque actualisé (LCOE), plusieurs scénarios sont établis selon la variation du taux d'actualisation. La valeur actuelle nette est calculée pour un taux d'actualisation constant ($\alpha = 5\%$) et avec trois prix différents, en utilisant les trois LCOE dégagés par le système et le prix fixé par le ministère de l'énergie (14.94DA). Aussi, cette étude doit prendre en considération la variation annuelle des dépenses du système et les recettes réalisées (par l'énergie économisée). Les dépenses regroupent les coûts annuels d'entretien et de maintenance ($C_{O\&M}$) et les coûts de débranchement du système à la fin de sa durée de vie (C_d). Tandis que les recettes regroupent l'énergie économisée (E_E), ceci est obtenu avec la soustraction des profils réalisés en 2013, d'énergie injectée au réseau ainsi que de l'énergie consommée (**Annexe D Tab. D.8**).

VI.4.3.1 Répartition des coûts d'investissement

Le coût de l'investissement du système photovoltaïque avec injection dans le réseau, qui comporte un générateur photovoltaïque, un convertisseur, ainsi des équipements de monitoring et de communication, tels que la carte électronique pour le contrôle de charges via internet. Les coûts du générateur photovoltaïque et du convertisseur sont pris en considérant les coûts rapportés par la publication Photon Avril 2016, prenant en compte une TVA de 17% et un taux d'échange de 1 € pour 123 DZD. Les prix du générateur dans le marché internationale varient entre 0.5 €/W et 0.93 €/W selon les producteurs. Dans cette étude on utilise le prix de la société AEG qui se situe autour de 0.60 €/W. le convertisseur choisi est celui de SMA avec un prix de 0.24 €/W pour les puissances inférieures à 5 kW (**Tab.VI.1**). Pour les coûts de raccordement et de boîtier, câbles, etc. nous avons utilisé les coûts définis par l'ADME [**ADEME, 15**]. Pour le reste des coûts nous avons proposé des coûts par rapport au coût du générateur. Le tableau ci-dessous montre la répartition des coûts de chaque composant.

En effet, le coût de l'investissement du système à injection dans le réseau a atteint 444768.74 DA, sa répartition est dominée par le générateur avec 31%, les coûts de raccordement du système avec le réseau avec 20%. Ainsi 16% pour les coûts des équipements de protection, boîtier électriques, etc. Le convertisseur représente 12% de l'investissement total. Cependant, le coût de la structure représente 9% et les 5% restant sont liés au système de monitoring et les équipements de communication.

Tableau VI.1 La répartition des coûts des composants d'un système photovoltaïque à injection dans le réseau de 1.6 kWp.

Composant	Symbole	Prix DA/W	Prix HT DA	TVA %	Montant TTC en DA	Durée de vie	Ref
Générateur photovoltaïque	C _G	74.03	118448	17	138584.16	30	[Photon, 16]
Convertisseur	C _C	29.61	47376	17	55429.92	20	[Photon, 16]
Structure acier galvanisé	C _S	23.54	37666.66	-	37666.66	-	Expérimental
Planification	C _P	7.4	11840	-	11840	-	Proposé à 10% du C _G
Montage et installation	C _I	5.92	9472	-	9472	-	Proposé à 8% du C _G
Monitoring et équipements de communications	C _{MS}	14.8	23680	-	23680	25	Proposé à 20% du C _G
Transport	C _{Tr}	2.96	4736	-	4736	-	Proposé à 4% du C _G
Raccordement	C _R	55.35	88560	-	88560	-	[ADEME, 15]
Câbles, boîtier, protection	C _U	43.05	68880	-	68880	25	[ADEME, 15]
Autres	C _A	3.7	5920	-	5920	-	Proposé à 5% du C _G
Coût totale I0 en DA					444768.74		

VI.5.3.2 Analyse des coûts du système actualisés

Pour l'analyse économique du système nous avons fixé les coûts fixes et variables du système. Les coûts fixes représentent les coûts de remplacement (C_R), les coûts résiduels (R), qui regroupe les coûts résiduels du générateur (R_G), du convertisseur (R_C) et du support (R_S), ainsi les coûts de débranchement du système à la fin de sa durée de vie (C_d), ce dernier représente 10% de l'investissement initial du système à l'année 0. Cependant les coûts variables sont les coûts d'entretien et de maintenance qui représentent 2% de l'investissement initial du système [ADEME, 15]. Aussi, les coûts de l'énergie économisée chaque année par le système, sont obtenus par la soustraction de l'énergie injectée de l'énergie consommée du réseau électrique. le tableau ci-dessous montre trois scénarios d'évolution des coûts du système en fonction du taux d'actualisation (5%, 10% et 15%).

La somme global d'investissement dans un système photovoltaïque à injection dans le réseau à 25 ans, avec une puissance crête de 1.6 kWp s'élève à 303988.61 DA pour un taux d'actualisation de 5%. LCC du système est proportionnel avec la variation du taux d'actualisation. Pour un taux de 10% le LCC a atteint une valeur de 366397.15 DA, cependant pour un taux de 15% la somme actualisée est de 392547.38 DA. D'après l'analyse du LCC de cette installation de 1.6 kWp, nous concluons que pour une installation de 3 kWp l'investissement sera autour de 569978.64 DA.

Tableau VI. 2 : Évolution des coûts du système sur sa durée de vie pour différents taux d'actualisations.

		$\alpha = 5\%$	$\alpha = 10\%$	$\alpha = 15\%$
C_{Rm} en DA	Année 20	- 20890.95	- 8239.30	- 3386.78
$C_{O\&M}$ en DA		- 134266.07	- 89638.89	- 66396.29
C_d en DA		- 13134.14	- 4105.03	- 1351.10
C_{RG} en DA		+ 38468.82	+ 12023.31	+ 4209.85
C_{RC} en DA		+ 16368.60	+ 5115.95	+ 1683.85
C_{RST} en DA		+ 11123.06	+ 3476.48	+ 1144.22
C_{RS} en DA		+ 65960.50	+ 20615.75	+ 7037.91
E_E en DA		+ 234215.42	+ 150843.70	+ 107422.26
Mel en kWh		24030.31	15476.44	11021.43
LCC en DA		303988.61	366397.15	392547.38
LCOE en DA/kWh		12.65	23.67	35.61

- dépenses, + recettes.

Le coût actualisé d'énergie (LCOE) a été calculé utilisant le modèle (VI.4). Ce modèle permet, à partir du coût d'investissements initial I_0 , et de l'actualisation de la somme des coûts moyens annuels A_t , de remplacement et de maintenance, rapporté à la production annuelle d'énergie, de calculer le prix de revient du kWh. Ce dernier est estimé à 12,65 DA, à la fin du cycle de vie (**Fig. VI.5**). Ce prix de revient, est toutefois valable pour un taux d'actualisation de 5%. En variant le taux d'actualisation, nous observons que ce coût augmente pour atteindre le montant de 35,61 DA pour $\alpha = 15\%$. Cependant, la somme des cash-flows du système montre, que pour un prix de revient de 12.65 DA/kWh, le système sera rentable à partir de l'année 22. En augmentant le prix de revient on constate que le retour de l'investissement s'accroît (**Fig. VI.6**). Pour un prix de 15.94 DA/kWh, qui a été fixé par le ministère d'énergie pour l'énergie photovoltaïque, nous constatons que le retour d'investissement peut être réalisé à la fin de l'année 17.

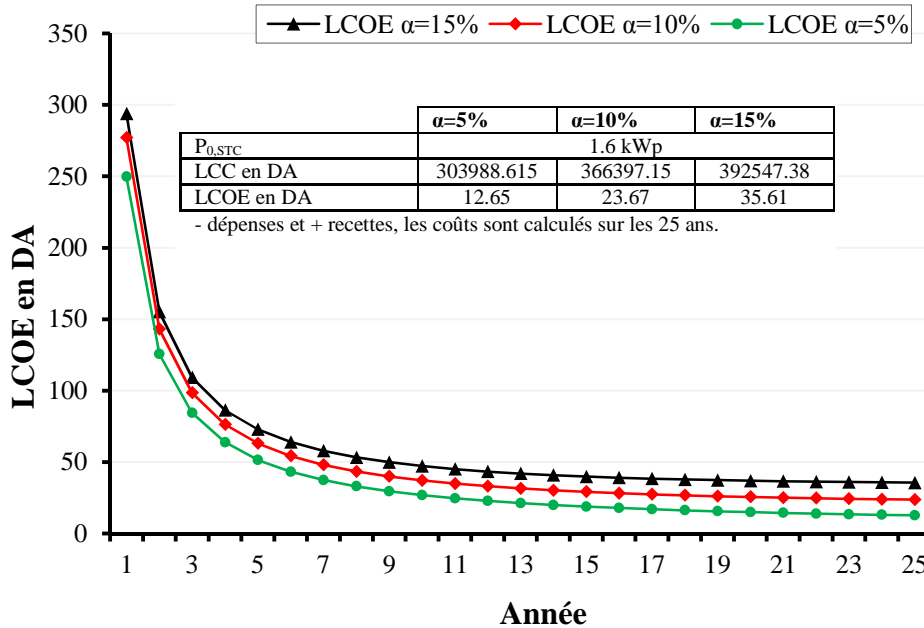


Figure VI.5 Évolution du prix du kWh actualisé du système photovoltaïque de 1.6 kWp pour différents taux d'actualisation.

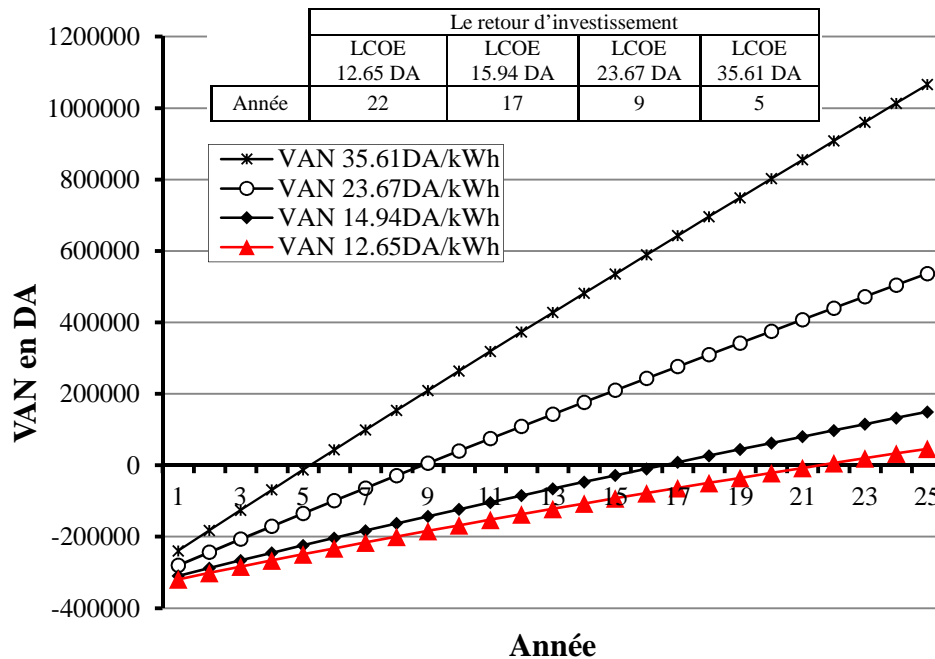


Figure VI.6 Le retour d'investissement du système sur sa durée de vie pour différents prix d'énergie produite du système et pour le prix de l'électricité photovoltaïque fixé par le ministère d'énergie (15.94DA/kWh).

En Allemagne les prix de l'électricité photovoltaïque, en 2013, varient entre 0.078 €/kWh et 0.142 €/kWh (9.59 DA/kWh et 17.46 DA/kWh). Ces prix varient en fonction de type d'installation (monter au sol ou sur la toiture), où l'énergie solaire incidente reçue sur le plan des module variée entre 1 kWh/m² et 1.2 kWh/m², également on fonction de l'investissement spécifique, dans ce cas varié entre 1000 €/kWp (123000 DA/kWp) à 1800 €/kWp (221400 DA/kWp). On remarque que le LCOE de notre système appartient a cet intervalle. Bien que nous avons pris en considération les taxes sur les deux composants (générateur et convertisseur (17%), ce prix se trouve au dessus des LCOE des installations éoliens montées sur le sol, dans des régions qui se caractérisent par des heures à pleine charge plus élevées (en dessous de 4000 heures), qui varie entre 5.535 DA/kWh et 13.61 DA/kWh, ces types d'installations éoliens ont le même investissement spécifique que celui du photovoltaïque. pour les installations éolien montées dans les mers et les océans leurs LCOE est plus élevé que le LCOE du photovoltaïque, il est situé entre 14.63 DA/kWh et 23.86 DA/kWh. Ce dernier type se caractérise par un coût d'investissement spécifique très élevé, qui peut aller jusqu'à 553500DA/kW. En d'autre part, le LCOE de la technologie CSP est plus élevé que celui du photovoltaïque, il se situe entre 17.22 DA/kWh et 23.98 DA/kWh. Il est claire que le photovoltaïque est une filière favorable aux investissements et au développement a grande échelle [ISE, 13].

VI.6 Conclusion

Les systèmes photovoltaïques à injection dans le réseau constituent une opportunité afin de réaliser des économies d'énergie et de réduire les émissions de CO₂. À titre d'indicatif, un client qui puise dans le réseau une quantité d'énergie annuelle de 2110.2 kWh, le coût de cette énergie est évalué à 10560.01 DA, selon la nouvelle facture de Sonelgaz (Avril 2016). En

même temps si le client injecte une énergie d'origine photovoltaïque de 1705.01 kWh/an, le gain réalisé est de 27178.17 DA avec un prix de 15.94DA/kWh, sachant que ce prix a été fixé par le ministère d'énergie pour les installations photovoltaïque, qui se caractérisent par des puissances installés entre 1 MWc et 5 MWc. Alors ce client retouchera chaque année une somme d'argent importante (16618.16 DA/an).

Sur le plan environnemental, un système 1.6 kWp, permettrait d'éviter une quantité importante de CO₂, durant trois dernières années de fonctionnement (2577.54 kgCo₂). Ainsi, l'économie du gaz naturel réalisée par ce système, en 2013, est de 161.50 m³.

Cette étude montre que l'investissement dans ces types d'installations, devient de plus en plus accessible. Ainsi pour un prix d'électricité de 12.65 DA, le système sera rentable à partir de l'année 22. Cependant pour un prix de 15.94 DA le retour d'investissement se fera à partir de la 17^{ème} année.

Conclusion générale

L'objectif de ce travail est l'étude des réseaux intelligents appliqués dans la gestion d'énergie des systèmes photovoltaïques connectés au réseau électrique. Le contexte mondial est aujourd'hui dominé par un débat sur la sécurité dans l'approvisionnement énergétique et la réduction des émissions portant atteinte à l'environnement. C'est pourquoi, au début de cette thèse, nous donnons un aperçu sur le contexte énergétique mondial avec des perspectives pour la sécurité énergétique et la lutte contre le réchauffement climatique. En réplique à ces préoccupations, les experts dans le domaine de l'énergie, sont unanime quant à l'intégration des énergies renouvelables dans un mix énergétique, pour satisfaire les besoins grandissant des populations à travers le monde.

En Algérie, l'utilisation des énergies renouvelables pour la production d'électricité, nécessite la mise en œuvre de nouvelles approches pour la production et la gestion de cette énergie. Actuellement la stratégie suivie par les autorités algériennes pour intégrer l'énergie solaire dans un mix énergétique repose sur l'idée de renforcer le réseau national d'électricité par la réalisation de centrales photovoltaïques de moyennes puissances (20 à 40 MW), l'énergie produite est injectée dans ce réseau. Cette forme centralisée d'utilisation de l'énergie solaire à moyenne puissance ne permet pas actuellement aux petits producteurs des systèmes décentralisés (2 à 20 kW), d'apporter leur part de contribution à la résolution du problème, comme c'est le cas dans d'autres pays, exemple le programme des cent mille toits solaires en Allemagne.

Dans cette thèse, le travail de recherche consiste à prospecter la filière décentralisée par l'expérimentation d'un système photovoltaïque avec injection dans le réseau. En effet, l'électricité d'origine renouvelable, de par sa nature intermittente, doit être gérée d'une façon optimale afin d'établir un meilleur rapport entre l'offre et la demande. Le concept de la maison intelligente, où les systèmes PV sont de plus en plus introduits, représente un élément essentiel du réseau intelligent. La courbe de charge du réseau national d'électricité montre l'existence d'une pointe de Puissance Maximale Appelée durant la journée où l'énergie solaire est disponible. A cet effet, l'étude présentée dans cette thèse préconise l'utilisation des systèmes PV connecté au réseau, comme alternative, pour répondre à cette demande. Aussi, de nouvelles approches de gestion d'énergie au sein des maisons sont recommandées afin d'alléger la consommation et de réaliser des économies d'énergie.

Ainsi, dans le cadre de ce travail, il a été procédé, dans une première étape, à des expérimentations sur un système PV connecté au réseau électrique. Le système est installé au sein du laboratoire d'énergie solaire à l'université de Batna 2. La puissance crête de ce système est de 1.6 kWp. Après avoir déterminés les caractéristiques I-V du générateur photovoltaïque sous différentes conditions climatiques, des mesures ont été conduites de façon continue durant trois années (2013-2015). Le relevé et la collecte de données est assurée par des interfaces développées à cet effet en utilisant différents langages de programmation. Pour cela, une chaîne d'acquisition de données, comportant les différents instruments de mesure a été mise en place. L'analyse expérimentale du système a permis de faire ressortir l'ensemble des indicateurs normalisés afin d'évaluer ses performances. Une étude comparative des performances de ce système, particulièrement le facteur de performance ($PR = 57\%$), avec celles rapportées dans la littérature, concernant des pays tels que la Grèce (58%-73%), l'Allemagne (42%-85%), l'Espagne (49%-65%) et la France (52%-75%) indique que le facteur de performance est tout à fait acceptable.

Les modules photovoltaïques utilisés dans ce travail de recherche, étaient déjà en exploitation sur le site de Barika durant une période de dix ans, leurs utilisation pour ce travail de recherche, nous a permis également de mesurer, à l'aide d'un banc d'essais, la dégradation subie durant ce temps, elle est de 8.3%.

Le système PV connecté au réseau a été introduit dans la maison intelligente. Pour ce faire, une nouvelle approche de gestion d'énergie a été utilisée. L'approche établie est traduite par l'élaboration et l'implémentation des algorithmes de gestion sous un environnement libre « open source ». Ainsi, un logiciel d'acquisition de données et un site web dynamique permettant l'affichage et la visualisation des paramètres du système sont mis en œuvre.

L'interface d'affichage des paramètres du système est associée à autre une interface de contrôle des charges à distance (délestage) via le réseau internet. Elle est basée sur une passerelle (Gateway) constituée de deux cartes électroniques de nouvelles générations (Raspberry PI et Arduino). Les logiciels libres nous ont permis de développer un site web dynamique pour le monitoring du système en temps réel. L'utilisation des logiciels libres et des cartes open hardware offre la possibilité de programmer dans un environnement plus sécurisé. Cette étude met en exergue les privilèges des logiciels libres dans le domaine de gestion d'énergie.

La modélisation, sous TRNSYS, du système PV à injection dans le réseau a permis d'introduire des profils de consommation variables sur l'année. Un bilan de la consommation d'énergie ainsi que les émissions de CO₂ évitées a été calculé sur les trois années. Aussi, le modèle élaboré a été validé en comparant les résultats de simulation avec ceux issus de l'expérimentation.

L'analyse économique du système montre que l'investissement dans des systèmes photovoltaïques à injection dans le réseau, à un usage résidentiel en Algérie, pourrait être rentable dans un proche avenir. Aussi, les coûts utilisés dans le modèle économique sont les coûts pratiqués actuellement dans le marché international. Enfin, l'analyse, établie selon trois scénarios, montre que le coût du kWh photovoltaïque actualisé (LCOE) devient concurrent de celui généré par les systèmes conventionnels.

Les travaux de recherche entrepris dans le cadre de cette thèse ont permis d'explorer de nouvelles pistes pour des travaux futures :

L'introduction du système de stockage dans le système expérimenté permettra de développer l'approche de la consommation propre. Aussi, le déploiement du véhicule électrique serait important pour une étude élargie des réseaux intelligents.

L'utilisation des modules photovoltaïques, de nouvelle technologie, est nécessaire pour une étude fiable des performances, pour l'estimation du potentiel d'énergie solaire photovoltaïque dans la région des hauts plateaux en Algérie.

Enfin, l'introduction, dans la partie économique, de la structure des prix d'électricité générée à partir des sources conventionnelles, permettra de faire une comparaison réaliste des coûts d'énergie conventionnelle avec ceux d'origine photovoltaïque.

Bibliographie

[A.C,12] A. Chintavee, N. Ketjoy, “PV generator performance evaluation and load analysis of the PV microgrid system in Thailand,” *Procedia Engineering*, vol.32, pp.384-391, 2012.

[Acquaviva, 09] V. Acquaviva, “analyse de l’intégration des systèmes énergétiques a sources renouvelables dans les réseaux électriques insulaires,” thèses de doctorat en énergétique et génie des de procédés, *Université de Corse*, 2009, 254 p. Disponible via : <http://tel.archives-ouvertes.fr/tel-01065573/document>.

[ADEME, 15] : Document, “Filière photovoltaïque française : bilan, perspectives stratégie”, ADEME, 2015.

[A.J.V,14] A. J. Veldhuis, A.H.M.E. Reinders, “Performance of 34 kWp Grid-Connected PV System in Indonesia – Acomparison of Tropical and European PV system,” *40th IEEE Photovoltaic Specialist Conference*, Denver, Colorado, 2014.

[APEC, 15] Rapport, “Astudy on smart grid communities in the APEC region,” Asia Pacific Research Center (APEC), 2015. Disponible via le lien: <http://aperc.iecej.or.jp>.

[Ard, 16] Site web officiel d’Arduino, <https://www.arduino.cc>, 2016.

[Arrêté, 14]: Document, ‘Arrêté du 2 Rabie Ethani 1435 correspondant au 2 février 2014 fixant les tarifs d’achat garantis et les conditions de leur application pour l’électricité produite à partir des installations utilisant la filière solaire photovoltaïque,’ Journal officiel de la république algérienne N°23. Disponible via le lien : <http://www.joradp.dz>.

[A.S.E,11] A. S. Elhodeiby, H. M. B. Metwally, M. A. Farahat, “Performance analysis of 3.6 kW rooftop grid connected photovoltaic system in Egypt,” *International conference on energy systems and technologies*,. Cairo, Egypt, 2011.

[Barhdadi, 10] A. Barhdadi, A. S. Zakey, “Performance assessment of the first grid-connected photovoltaic micro power in Africa: the PVGIS approach”, *Moroccan Journal of Connected Matter*, vol. 12, pp. 14-19, 2010.

[Blaesser, 93] G. Blaesser, D. Munro, “Guideline for the Assessment of Photovoltaic Plants Document B. Analysis and Presentation of Monitoring Data. Report EURO 16339”, Joint Research Center, *European Comission*,1993.

[Boulanger, 05] A. Boulanger, “Open-Source versus proprietary software: Is one more reliable and secure than the other,” *IBM System Journal*, Vol. 44, pp. 239-248, 2005.

[Bhattacharya, 14] P. Bhattacharya, S. Dey, B. Mustaphi, “Some analytical studies on the performance of grid connected solar photovoltaic system with different parameters,” *Procedia Mater Sci*, Vol. 6, pp.1942–50, 2014.

[Bressan, 14] M. Bressan, “Développement d’un outil de supervision et de contrôle pour une installation solaire photovoltaïque,” thèses de doctorat en science de l’ingénieur, *Université de Perpignan Via Domitia*, 2014,160 p. Disponible via : <http://tel.archives-ouvertes.fr/tel-01068025/document>.

- [**Congedo, 13**] P. M. Congedo, M. Malvoni, M. Mele, M.G. De Giorgi, “Performance measurements of monocrystalline silicon PV modules in South-eastern Italy,” *Energy Conversion and Management*, Vol. 68, pp.1-10, 2013.
- [**Cottet, 09**] Francis Cottet, “Traitement des signaux et acquisition de données cours et exercices corrigés”, 3e édition, *DUNOD, Paris*, 2009.
- [**CPDN, 15**] Contribution algérienne Prévues Déterminées au niveau National – CPDN, 03 Septembre 2015. Disponible via le lien: <http://www.cder.dz/>.
- [**Daniel, 11**] Jean Daniel, “Les logiciels libres pour vos études et la recherche,” Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne, 2011.
- [**D.M,06**] J. D. Mondol, Y. Yohanis, M. Smyth, B. Norton, “Long term performance analysis of a grid connected photovoltaic system in Northern Ireland,” *Energy Conversion and Management*, vol.47, pp.2925-2947, 2006.
- [**DT50**] Document, Manuel d’utilisation de l’unité d’acquisition de données Datataker DT50.
- [**Economides, 05**] Nicholas Economides, Katsamakos Evangelos, “Linux vs. Windows: A comparison of application and platform innovation incentives for open source and proprietary software platform,” *New York University Law and Economics Working Papers*, paper 32, 2005. Disponible via le lien: http://Isr.nellco.org/nyu_lewp/32.
- [**Eiffert, 03**]: P. Eiffert, “Rapport technique: Guidelines for the economic evaluation of building-integrated photovoltaic power system,” NREL, 2003.
- [**E.K,09**] E. Kymakis, S. Kalykakis, T. M. Papazoglou, “Performance analysis of a grid connected photovoltaic park on the island of Crete”, *Energy Conversion and Management*, vol. 50, pp.433-438, 2009.
- [**Garcia-Gusano, 16**]: Diego Garcia-Gusano et al, “The role of the discount rates in the energy systems optimization models”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol.59, pp. 56-72, 2016.
- [**Ghazi, 14**] S. Ghazi, K. Ip, “The effect of weather conditions on the efficiency of PV panels in the southeast of UK,” *Renewable Energy*, vol. 69, pp. 50-59, 2014.
- [**Gouveia, 16**] C. Gouveia et al, “Experimental validation of smart distribution grids : development of a microgrid and electric mobility laboratory,” *Electrical Power and Energy Systems*, Vol. 78, pp. 765-775, 2016, [doi:10.1016/j.ijepes.2015.12.005](https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2015.12.005).
- [**Hamouda et al, 06**] Ch. Hamouda, A. Malek., (2006) “Analyse théorique et expérimentale de la consommation d’énergie d’une habitation individuelle dans la ville de Batna, ” *Revue des Énergies Renouvelables*, Vol. 9, N. 3, pp. 211-228. Disponible via le lien : <http://www.cder.dz/>.
- [**Hamouda, 09**] M.A. Hamouda, M. Saïdi, A. Louchene, Ch. Hamouda et A. Malek, “Étude et réalisation d’un système intelligent d’alimentation en énergie électrique d’une habitation en milieu urbain avec injection dans le réseau”, *Revue des Energies Renouvelables*, Vol. 14, N. 2, pp. 187-202, 2011. Disponible via : http://www.cder.dz/download/Art14-2_1.pdf
- [**Häberlin**] Heinrich Häberlin, “Rendement des onduleurs photovoltaïques”. Disponible via : http://www.forschung.ti.bfh.ch/fileadmin/migrated/content/uploads/105_me_02.pdf.

[Haerberlin, 10] H. Haerberlin, Ph. Schaerf, “long-term Behaviour of Grid-Connected PV systems over more than 15 Years,” *25th European Photovoltaic Solar Conference / 5th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion*, Valencia, Spain, 2010.

[Haerberlin, 95]: Haerberlin H, Beutler C. “Normalized representation of energy and power for analysis of performance and online error detection in PV systems,” *Proceeding of the 13th European PV Solar Energy Conference*, Nice, 1995; 934–937.

[Häberlin, 12] Heinrich Häberlin, “Photovoltaics system design and practice,” Translated by Herbert Eppel, John Wiley & Sons, Ltd, 732p, 2012.

[Hare, 16] James Hare et al, “Fault diagnostics in smart micro-grids: A survey,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 60, pp. 1114-1124, 2016, [doi:10.1016/j.rser.2016.01.122](https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.01.122).

[Hernandez-Moro, 13] J. Hernandez-Moro, J.M. Martinez-Duart, “Analytical model for solar PV and CSP electricity costs : Present LCOE values and their future evolution,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol.20, pp. 119-132, 2013.

[Hossain, 2016] M.S. Hossain et al, “Role of Smart Grid in renewable energy: An overview,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 60, pp. 1168-1284, 2016, [doi:10.1016/j.rser.2015.09.098](https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.09.098).

[IEA, 15] International Energy Agency, Key World Energy Statistics 2015. Disponible via le lien: <http://www.iea.org/>.

[IEC, 98] Document, “Photovoltaic System Performance Monitoring Guidelines for Measurement, Data Exchange and Analysis,” International Standard IEC 61724: International Electrotechnical Commission (IEC), Geneva, Switzerland, 1st edn. 1998.

[Ifri, 14] Michel Cruciani, “Le coût des énergies renouvelables”, IFri, 2014.

[INSAT, 09] Document, “*Communication avec des instruments de mesure*”, Institut National des Sciences Appliquées de Toulouse, Année 2008-2009.

[ISE, 13] Christoph Kost et al, “Levelized cost of electricity renewable energy technologies,” Fraunhofer institute for energy systems ISE, 2013.

[ISE, 16] Harry Wirth, “Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland,” Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, 2016. Disponible via le lien : <http://www.pv-fakten.de>.

[Jahn, 04a] U. Jahn, W. Nasse, “Operational performance of grid-connected PV systems on buildings in Germany,” *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 12, pp.441-448, 2004.

[Jahn, 04b]: U. Jahn, W. Nasse, T. Nordmann, L. Clavadetscher, D. Mayer, “Achievements of task 2 of IEA PV power systems performance: final results on PV system performance”, 19th EUPVSECParis, France, 2004.

[Jahn,98] U. Jahn et al, “International energy agency TASK II database on photovoltaic power systems: statistical and analytical evaluation of PV operational data,” *2nd World conference on photovoltaic solar energy conversion*, Vienna, Austria, 1998.

- [J.H.S,07]** J.H. So, Y.S Jung, G.J. Yu, J.Y. Choi, J.H. Choi, “Performance results and analysis of 3kW grid-connected PV systems,” *Renewable Energy*, Vol.32, pp.1858-1872, 2007.
- [John, 13]** John A Duffie et William A Beckman, “Solar Engineering of Thermal Processes,” *John Wiley & Sons, Inc*, fourth edition, page. 769, 2013.
- [Jordan, 15]** D. C. Jordan, B. Sekulic, B. Marion, S.R. Kurtz, “Performance and aging of a 20-year-old silicon PV system,” *IEEE J. Photovoltaics*, Vol.5, pp.744-751, 2015.
- [Kabalci, 2016]** Yasin Kabalci, “A survey on smart metering and smart grid communication,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*,” Vol. 57, pp. 302-318, 2016, [doi:10.1016/j.rser.2015.12.114](https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.114).
- [Khattabi, 09]** Mariam Khattabi et al, “Advanced architectures and control concepts for more microgrids”, Raport on field test for the transfer between interconnected and islanding mode at the ecological settlement in Mannheim-Wallstadt (MVV), 2009.
- [Konstantin, 09]** Panos Konstantin, “Praxisbuch energiewirtschaft energieumwandlung, -transport und –beschaffung im liberalisierten markt,” *Springer-Verlag Berlin Heidelberg*, dio 10.1007/978-3-540-78592-7, 2009.
- [Krauter, 06]** Stefan C.W. Krauter, “Solar electric power generation-photovoltaic energy systems: modeling of optical and thermal performance, electrical yield, energy balance, effect on reduction of greenhouse gas emissions,” *Springer-Verlag Berlin Heidelberg*, Page. 22-31, 2006.
- [Lakhani, 14]** Raksha Lakhani et al, “Internalizing land use impacts for life cycle cost analysis of energy systems : case of California’s photovoltaic implementation,” *Applied Energy*, vol.116, pp. 253-259, 2014.
- [Lee, 16]** Minhyun Lee et al, “An economic impact analysis of state solar incentives for improving financial performance of residential solar photovoltaic systems in the United States,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol.58, pp. 590-607, 2016.
- [M.A, 11]** L. M. Ayompe, A. Duffy, S.J. McCormack, M. Conlon, “Measured performance of a 1.72 kW rooftop grid connected photovoltaic system in Ireland,” *Energy Conversion and Management*, Vol. 52, pp.16-825, 2011.
- [Lamm, 15]** Fjodor Lamm, Pascal Hahulla, “Smart Area Aachen communication infrastructure for innovative equipment,” *23rd International Conference on Electricity Distribution (CIRED)*, Lyon 15-18 June 2015.
- [M.D,07]** M. Drif, P. J. Pérez, J. Aguilera, et al, “Univer Project. A grid connected photovoltaic system of 200 kWp at Jaén University. Overview and performance analysis,” *Solar Energy Materials and Solar Cells*. Vol. 91, pp. 670-683, 2007.
- [Mehnaoui, 13]** Raouf Mehannaoui, “Elaboration d’un programme informatique pour la communication et la gestion des données, par réseau internet, de la consommation énergétique,” *Thèses de magister en génie industriel et productique*, Université de Batna 2, 2013.
- [LMG, 03]** Document, 4 Channel LMG 450 Power Meter, User manual, ZES ZIMMER electronic systems, 2003.

[**LMG, 95**] Guide technique, 3 Phase Precision Power Meter LMG 310, User manual, ZES ZIMMER electronic systems, 1995. Disponible via le lien : <http://www.zes.com>.

[**Mourshed, 2015**] Monjur Mourshed et al, "Smart Grid futures : perspectives on the integration of energy and ICT services", *Energy Procedia*, Vol. 75, pp. 1132-1137, 2015, doi:10.1016/j.egypro.2015.07531.

[**M.Z.H,13**] M. Z. Hussin et al, "Performance of grid-Connected photovoltaic system in equatorial rainforest fully humid climate of Malaysia," *International Journal of Applied Power Engineering*, pp.105–14, 2013.

[**Naamane, 15**] A. Naamane, N.K. Msirdi, "Towards a smart grid Communication," *Energy Procedia*, Vol. 83, pp. 428-433, 2015, [doi:10.1016/j.egypro.2016.12.162](https://doi.org/10.1016/j.egypro.2016.12.162).

[**NEG, 97**] Document, Manual NEG 1600, U.F.E, Berlin, 1997.

[**Nicolas, 14**] M. Floquet Nicolas, "Libre et santé comprendre le logiciel libre et ses enjeux pour les professions de santé," Thèse de doctorat sciences pharmaceutiques et biologiques, *Université de Lille 2*, France, 2014.

[**Nielsen, 16**] Eva Nielsen, Floortje Alkemade, "How is value created and captured in smart grids? A review of the literature and an analysis of pilot projects," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 53, pp. 629-638, 2016, [doi:10.2016/j.rser.2015.08.069](https://doi.org/10.2016/j.rser.2015.08.069).

[**NIST, 14**] National Institute of Standards and Technology, "NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards, Release 3.0," Department of Commerce, USA, 2014. Disponible via le lien: <http://dx.doi.org/10.6028/NIST.SP.1108r3>.

[**Ong, 13**] Tze San Ong, Chun Hau Thum, "Net present value and payback period for building integrated photovoltaic projects in Malaysia," *International Journal Research in Business and social Sciences*, Vol.3, No.2, 2013.

[**OSE, 15**] OSE, Opérateur du Système Électrique national, "Courbe de charge," 2015. Disponible via le lien : <http://www.ose.dz/>.

[**Ouyang, 14**]: Xiaoling Ouyang, Boqiang Lin, "Levelized cost of electricity (LCOE) of renewable energies and required subsidies in China," *Energy Policy*, Vol.70, pp. 64-73, 2014.

[**Photon, 16**] Document, "Solarkraftwerke (fast) für die ewigkeit wie ein hoher zubau auch heute schon funktionieren kann," *Photon Das Solarstrom - Magazin*, juin 2016. Disponible via le lien: <http://www.photon.info>.

[**PVPS, 2015**] Rapport, "Analysis of Long-Term Performance of PV Systems Different Data Resolution for Different Purposes," IEA-PhotoVoltaic Power Systems Programme T13-05: 2014, 2015. Disponible via le lien: www.iea-pvps.org.

[**R.A.R,10**] R. A. Rahman, S.I. Sulaiman, A.M. Omar, S. Shaari, Z.M. Zain, "Performance analysis of a grid-connected PV system at malaysian energy centre," *4th International Power Engineering and Optimization Conference*, Malaysia,2010.

[**Ras, 16**] Site web officiel de Raspberry PI, <https://www.raspberrypi.org>, 2016.

[**Rigaux, 09**] Philippe Rigaux, "Pratique de MySQL et PHP conception et réalisation des sites web dynamiques," 4^e édition, Dunod, Paris, 2009.

[SA, 86] Document, “Annuaire statistique 1962-1986 (149-1959) , ” SONEGGAZ N° 240-GE-12-87.

[Said, 15] M. Said et al, “Photovoltaic energy: improved modeling and analysis of the levelized cost energy (LCOF) and grid parity – Egypt case study,” *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, Vol.9, pp. 37-48, 2015.

[SCE-Cisco, 11] SCE-Cisco-IBM-SGRA Team, “Smart Grid Reference Architecture volume 1: Using information and communication services to support a Smarter Grid”, *Cisco System, International Business Machines, Southern California Edison Company*, 2011.

[Schryen, 09] Guido Schryen, “Security of open source and closed source software: An empirical comparison of published vulnerabilities,” *AMCIS 2009 Proceedings*, paper 387, 2009. Disponible via le lien: <http://aisel.aisnet.org/amcis2009/387>.

[Semassou, 11] Clarence Semassou, “Aide à la décision pour le choix de sites et systèmes énergétiques adaptés aux besoins du Benin,” Thèse de doctorat en science physiques pour l’ingénieur, *Université Bordeaux I*, France, 2011.

[SPA, 15a] Groupe Sonelgaz, “Rapport d’activité et comptes de gestion consolidés 2014, ” Algérie, édition 2015. Disponible via le lien: <http://www.sonelgaz.dz/>.

[SPA, 16] Newsletter presse n°35, “ synthèses des bilans des activités des sociétés du groupe Sonelgaz exercice 2015,” Sonelgaz - Direction de la Communication et des Médias, Algérie, juin 2016. Disponible via le lien: <http://www.sonelgaz.dz/presse>.

[SPA, 15b] Newsletter presse n°34, “ Synthèse des plans de développement des sociétés du groupe Sonelgaz 2015 – 2025,” Sonelgaz - Direction de la Communication et des Médias, Algérie, juin 2015. Disponible via le lien: <http://www.sonelgaz.dz/presse>.

[S.M.P,03] S. M. Pietruszko, M. Gradzki, “Performance of a grid connected small PV system in Poland,” *Applied Energy*, vol. 74, pp. 177-184, 2003.

[SMA, 13] Document, “Guide de planification SMA SMART HOME La solution système pour plus d’autonomie,” SMA Solar Technology AG, Version 2.0, 2013. Disponible via le lien : www.SMA-Solar.com.

[So, 07] J.H. So, Y.S Jung, G.J. Yu, J.Y. Choi, J.H. Choi, “Performance results and analysis of 3kW grid-connected PV systems,” *Renewable Energy*, vol.32, pp.1858-1872, 2007.

[S.S,14] S. Singh, R. Kumar, V. Vijay, “Performance analysis of 58 kW grid-connected rooftop PV systems”, 6th IEEE Power India International Conference, Delhi, India, 2014.

[TRNSYS16] Manuel d’utilisation TRNSYS, “*TRNSYS 16 a TRaNsient SYstem Simulation program*”, Volume 5, Mathematical Reference.

[Tuballa, 16] M.L. Tuballa, M.L. Abundo, “A review of the development of Smart Grid technologies,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 59, pp. 710-725, 2016, <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.01.011>.

[UN, 15] United Nations, . Department of Economic and Social Affairs, Population Division (2015), *World Population Prospects: The 2015 Revision*, page 7. Disponible via le lien: <http://esa.un.org/>.

[UN, 06] United Nations, . Department of Economic and Social Affairs, Population Division (2006), World Population Prospects: The 2006 Revision, page 19. Disponible via le lien: <http://esa.un.org/>.

[Upton, 13] Eben Upton, Gareth Halfacree, “Guide de l'utilisateur Raspberry Pi,” Pearson France, 2013.

[Vadalasetty, 09] Sreenivasa Rao Vadalasetty, “Security concerns in using open source software for enterprise requirements”, SANS Institute, France,2009.

[Vassilis, 06]: Vassilis L. Stampolidis et al, “A methodology for the economic evaluation of photovoltaic systems,” *Operational Research. An International Journal*, Vol.6, No.1, 2006.

[Wang, 13] Paul Wang, “Smart Grid project catalogue: part 2, By contribution to policy global,” IEA Implementing Agreement for a co-operative programme on Smart Grids (ISGAN), International Smart Grid Action Network (ISGAN), 2013.

[Williams, 10] Sam Williams, Richard Stallman et Christophe Masutti, “Richard Stallman et révolution du logiciel libre- une biographie autorisée,” Editions Eyrolles et Framasoft, 2010.

[Woyte, 14] Achim Woyte et al, “Analytical Monitoring of Grid-connected Photovoltaic Systems, Report IEA-PVPS T13-03: 2014, Good Practices for Monitoring and Performance Analysis,” PVPS-IEA, 2014.

[Yu, 13] Miao Yu and al, “The cost benefit analysis of large scale solar photovoltaic power plant under new market environment in China,” *Advances in information sciences and service sciences (AISS)*, Vol.5, No.8, 2013.

Annexes

Annexe A

A.1 : Bilan énergétique national pour l'année 2005

A.1 : Bilan énergétique national pour l'année 2015

Annexe B

B.1 : Fiche technique des Modules photovoltaïques PHOTOWATT PW-P400

B.2 : Fiche technique du convertisseur NEG 1600

B.3 : Fiche technique des charges utilisées

Annexe C

C.1 : Bilan énergétique du système à injection dans le réseau pour l'année 2013

C.2 : Bilan énergétique du système à injection dans le réseau pour l'année 2014

C.3 : Bilan énergétique du système à injection dans le réseau pour l'année 2015

Annexe D

D.1 : Déclaration des fonctions et liaison avec module GPIB-32

D.2 : Pour l'enregistrement de données du système dans des fichiers textes

D.3 : PHP contient des requêtes SQL envoyés à la base de données MySQL

Annexe E

E.1 : Configuration des paramètres d'entrée du composant type 109 (Weather_Batna)

E.2 : Configuration des paramètres de sortie du composant type 109 (Weather_Batna)

E.3 : Configuration des paramètres d'entrée du composant type 194b (PV Array 1.6kWp)

E.4 : Configuration des paramètres de sortie du composant type 194b (PV Array 1.6kWp)

E.5 : Illustration du modèle du système photovoltaïque de 1.6 kWp réalisé sous TRNSYS

E.6.a : Modèle élaboré pour calculer le coût du kWh photovoltaïque injecté au réseau électrique

E.6.b : Modèle élaboré pour calculer le coût du kWh consommé selon la facteur de Sonelgaz

E.7: Comparaison entre la simulation et de l'expérimentation du potentiel solaire de la région de Batna

E.8 : Résultats journalière de l'énergie consommée durant une année.

E.9 : Résultats mensuels de l'énergie consommée durant une année.

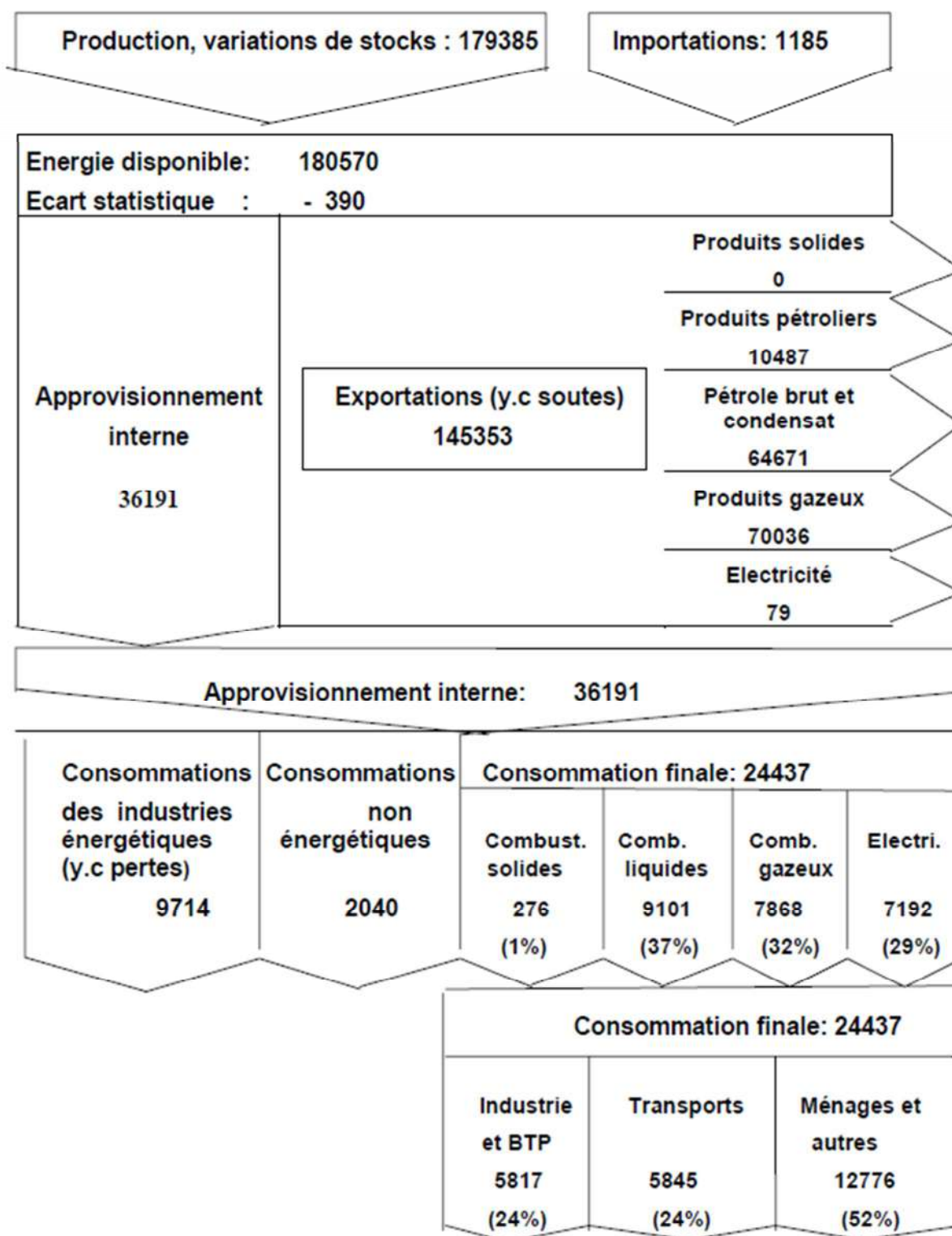
E.10 : Les résultats mensuels et trimestriels de la simulation et de l'expérimentation montrent les quantités d'énergie consommée, injectée et leurs coûts

E. 11 : Bilan environnemental du système, montre une comparaison entre les résultats de la simulation et de l'expérimentation : Les quantités du CO₂ évités

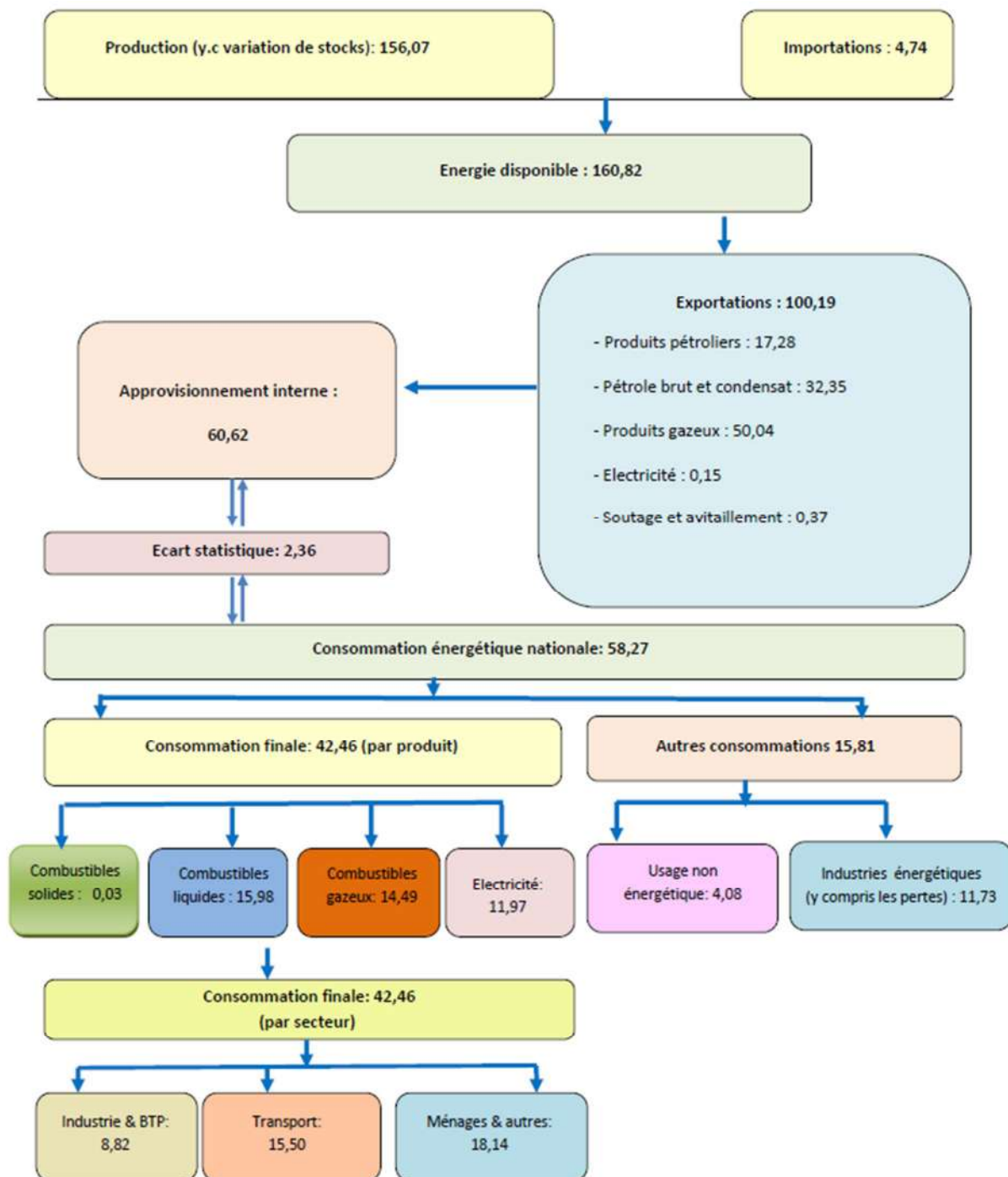
E.12 : Bilan du système, montre une comparaison entre les résultats de la simulation et de l'expérimentation : Les Quantités du gaz naturel économisés.

Annexe A

A.1 Bilan énergétique national pour l'année 2005



A.1 Bilan énergétique national pour l'année 2015



Annexe B

B.1 : Fiche technique des Modules photovoltaïques PHOTOWATT PW-P400

PHOTOVOLTAIC SOLAR MODULE

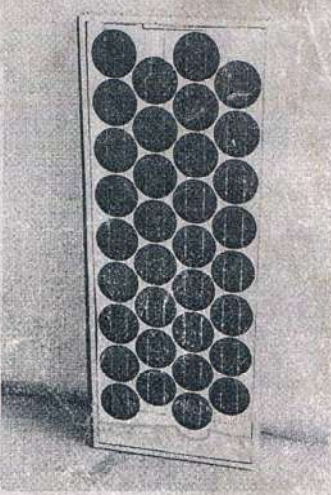
TYPE PW-P 400
40 W - 12 V

**PROFESSIONAL SERIES
POLYCRYSTALLINE SILICON
LAMINATED ENCAPSULATION**

The module type PWP 400 is the result of the extensive experience of PHOTOWATT International SA and the demand for performance optimisation for professional applications.

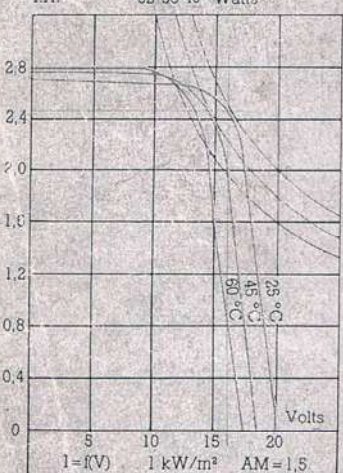
This module has been designed to supply energy to generators over a wide power range:

- telecommunication
- water pumping
- cathodic protection
- beacons
- village power
- educational TV
- hospital/bush dispensary



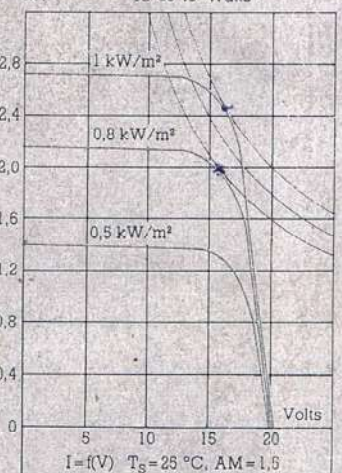
CHARACTERISTICS

I.A. 32 36 40 Watts

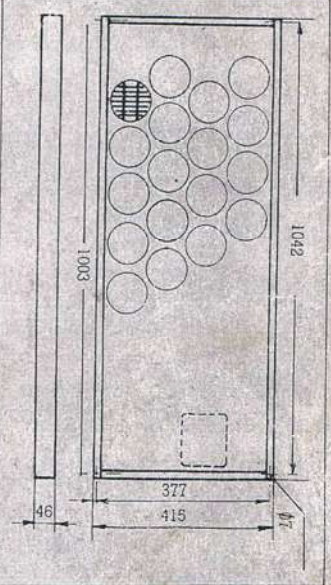


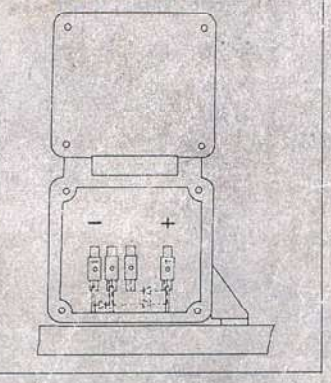
1 = f(V) 1 kW/m² AM=1,5

I.A. 32 36 40 Watts



I = f(V) T_s = 25 °C, AM = 1,5





Typical data at 1 kW/m², AM 1,5

Junction temperature	T _j	(°C)	25	45	60
Nominal voltage		(V)	12	12	12
Maximum power	P max	(W)	40	36,8	34,5
Voltage at Pmax	V max	(V)	16	14,6	13,6
Current at Pmax	I max	(A)	2,5	2,52	2,53
Short circuit current	I _{sc}	(A)	2,73	2,76	2,78
Open circuit voltage	V _{oc}	(V)	20	18,5	17,4
NOCT (0,8 kW/m ² , 20 °C, 1 m/s)		(°C)	45	45	45

Values given at ± 12,5 %

B.2 : Fiche technique du convertisseur NEG 1600.**4. Technical Data of the NEG 1600**

Input power	16 ... 1600 W
Power limiter (increase in input voltage)	1600 W _p , depending upon case-temperature
control concept	interchangeably MPPT, fixed voltage
Automatic switching off	< 16 W ⁽¹⁾
Power dissipation, stand-by	< 2,5 W
Input operating voltage	54 ... 96 V ⁽²⁾
Max. open-circuit voltage of the solar array	110 V ⁽³⁾
Max input current	28 A
Max output current with 230 V mains voltage	6,3 A
Distortion factor with rated load	< 3,5%
Power efficiency for	5% P _{nom} 81% 10% P _{nom} 88% 20% P _{nom} 93% 30% P _{nom} 93% 50% P _{nom} 94% 100% P _{nom} 90%
Power factor cos phi	almost 1
Noise generation	< 35 dBA
Range of operating temperature allowed	0 ... 55 °C ⁽⁴⁾
recommended	5 ... 40 °C
Monitoring unit of the mains voltage with automatic switching off	
on_line phase	< 200 > 244 V +/-2%
external phases L1/L2; L2/L3, L1/L3	< 340 V +/- 5%
Monitoring unit of the mains frequency automatic switching off outside	50 Hz +/- 1,5 Hz
Monitoring of the mains impedance	automatic switching off ⁽⁵⁾

B.3 : Fiche technique des charges utilisées

Appareils	Nombre	Puissance (W)	Temps (h/j)	Energie (Wh)
Réfrigérateur	1	110	24	2640
Plaque chauffante	1	437	1.5	655.5
TV	1	86	7	602
PC	1	173	6	1038
Caféterie	1	800	0.25	200
Lampe économique (36W)	2	72	2	144
Lampe économique (25W)	1	25	2	50
Lampe économique (12W)	2	24	3	120
Lampe économique (60W)	2	120	1.5	180
Lampe économique (18W)	2	36	1	320
Laptop	1	70	6	408
Autres		100	1	100
Total Puissance (W)			4304	
Total Temps (hh)			24	
Total Energie Wh				6457.5

Annexe C

C.1 : Bilan énergétique du système à injection dans le réseau pour l'année 2013.

Mois	Paramètres Météorologiques		Énergies		Productibles et pertes					PR (%)	Rendements		
	H _i kWh/m ² /j	T _{amb} °C	E _A kWh/j	E _{pv} kWh/j	Y _r kWh/kWp/j	Y _a kWh/kWp/j	Y _f kWh/kWp/j	L _c kWh/kWp/j	L _s kWh/kWp/j		η _G %	η _{inv} %	η _s %
Janvier	4.01	07.43	4.40	3.87	4.01	2.74	2.42	1.26	0.32	60.8	10.26	88.15	9.04
Février	4.36	06.78	4.67	4.12	4.36	2.92	2.58	1.42	0.34	58.6	10.05	88.18	8.86
Mars	5.00	12.92	5.53	4.80	5.00	3.46	3.00	1.54	0.45	60.2	10.37	86.78	9.00
Avril	6.13	14.60	6.42	5.70	6.13	4.01	3.56	2.02	0.45	58.3	09.82	88.81	8.72
Mai	5.65	16.82	5.98	5.33	5.65	3.74	3.33	1.84	0.40	59.3	09.92	89.12	8.84
Juin	6.50	22.72	6.93	6.05	6.50	4.33	3.78	2.17	0.54	58.1	09.98	87.44	8.72
Juillet	6.03	26.95	6.28	5.61	6.03	3.92	3.50	2.10	0.42	58.2	09.76	89.29	8.72
Août	5.82	25.42	6.05	5.39	5.82	3.78	3.37	1.97	0.41	57.9	09.75	89.07	8.68
Septembre	5.40	21.87	5.73	4.98	5.40	3.58	3.11	1.75	0.46	57.7	09.99	86.69	8.66
Octobre	5.52	19.72	5.08	4.53	5.52	3.17	2.83	2.26	0.34	51.5	08.62	89.22	7.69
Novembre	4.23	09.48	4.70	4.12	4.23	2.93	2.58	1.28	0.35	59.3	10.40	87.80	9.13
Décembre	3.98	05.52	4.35	3.82	3.98	2.72	2.40	1.20	0.33	58.6	10.24	87.90	9.00
Valeurs moyennes mensuelles journalière	5.219	15.85	5.51	4.86	5.21	3.44	3.03	1.73	0.40	58.0	09.93	88.20	8.75

C.2 : Bilan énergétique du système à injection dans le réseau pour l'année 2014

Mois	Paramètres Météorologiques		Énergies		Productibles et pertes					PR (%)	Rendements		
	H _i kWh/m ² /j	T _{amb} °C	E _A kWh/j	E _{pv} kWh/j	Y _r kWh/kWp/j	Y _a kWh/kWp/j	Y _f kWh/kWp/j	L _c kWh/kWp/j	L _s kWh/kWp/j		η _G %	η _{inv} %	η _s %
Janvier	4.02	8.16	4.27	3.81	4.02	2.66	2.38	1.33	0.28	59.3	9.95	89.21	8.87
Février	5.21	8.38	5.08	4.51	5.21	3.17	2.32	1.99	0.35	54.1	9.12	88.83	8.10
Mars	4.56	7.85	4.28	3.78	4.56	2.67	2.36	1.82	0.31	49.5	8.79	88.20	7.75
Avril	6.43	14.34	5.91	5.22	6.43	3.69	3.26	2.63	0.42	50.7	8.60	88.42	7.61
Mai	5.47	21	5.24	4.78	5.47	3.28	2.99	2.08	0.28	54.5	8.98	91.26	8.19
Juin	5.50	22.42	5.38	4.78	5.50	3.36	2.98	2.10	0.37	53.8	9.16	88.85	8.14
Juillet	6.29	27.47	6.01	5.53	6.29	3.75	3.45	2.43	0.30	55.1	8.94	92.01	8.23
Août	6.36	27.29	5.51	4.9	6.36	3.44	3.06	2.81	0.38	48.3	8.12	88.98	7.23
Septembre	5.77	23.64	5.058	4.55	5.77	3.16	2.84	2.44	2.44	50.4	8.30	89.96	7.47
Octobre	5.60	17.12	5.31	4.72	5.60	3.32	2.95	2.19	0.36	52.8	8.89	88.88	7.90
Novembre	4.38	11.9	3.75	3.32	4.38	2.34	2.07	1.98	0.26	45.8	8.03	88.54	7.11
Décembre	2.94	4.88	2.93	2.52	2.94	1.32	1.57	1.08	0.25	50.4	9.32	86.07	8.02
Valeurs moyennes mensuelles journalière	5.215	16.20	4.894	4.368	5.215	3.017	2.691	2.076	0.505	51	8.85	89.10	7.89

C.3 : Bilan énergétique du système à injection dans le réseau pour l'année 2015

Mois	Paramètres Météorologiques		Énergies		Productibles et pertes					PR (%)	Rendements		
	H _i kWh/m ² /j	T _{amb} °C	E _A kWh/j	E _{pv} kWh/j	Y _r kWh/kWp/j	Y _a kWh/kWp/j	Y _f kWh/kWp/j	L _c kWh/kWp/j	L _s kWh/kWp/j		η _G %	η _{inv} %	η _s %
Janvier	3.836	4.51	3.67	3.21	3.836	2.295	2.011	1.541	0.283	51	8.97	87.64	7.86
Février	3.124	3.97	2.84	2.5	3.124	1.775	1.565	1.348	0.209	50	8.52	88.19	7.51
Mars	5.229	9.06	4.75	4.24	5.229	2.974	2.618	2.255	0.356	52	8.52	89.23	7.61
Avril	6.596	16.75	5.67	5.13	6.596	3.547	3.207	3.049	0.339	48	8.06	90.43	7.29
Mai	6.101	18.98	5.24	4.61	6.101	3.28	2.886	2.821	0.394	46	8.06	87.98	7.09
Juin	6.256	23.05	5.5	4.96	6.256	3.44	3.101	2.816	0.339	49	8.24	90.13	7.43
Juillet	6.542	28.58	5.59	4.99	6.542	3.499	3.124	3.043	0.37	47	8.02	89.28	7.16
Août	5.803	26.29	5.1	4.52	5.803	3.192	2.82	2.61	0.362	48	8.24	88.64	7.31
Septembre	5.495	21.58	4.95	4.42	5.495	3.097	2.764	2.398	0.332	50	8.45	89.26	7.54
Octobre	4.776	16.19	4	3.57	4.776	2.503	2.235	2.273	0.267	45	7.85	89.32	7.01
Novembre	4.397	9.95	3.61	3.19	4.397	2.262	1.995	2.135	0.266	46	7.71	88.21	6.80
Décembre	4.857	7.44	4.02	3.54	4.857	2.505	2.209	2.351	0.296	44	7.75	88.11	6.83
Valeurs moyennes mensuelles journalière	5.251	21.59	4.578	4.073	5.251	2.864	2.544	2.386	0.317	48	8.20	88.87	7.29

Annexe D

D.1 : Déclaration des fonctions et liaison avec module GPIB-32.

```

...
' GPIB-32.DLL routines
Declare Function ibask32 Lib "Gpib-32.dll" (ByVal board%, ByVal item%, value%) As Integer
Declare Function DLLibbna Lib "Gpib-32.dll" (ByVal Device%, ByVal boardname$) As Integer
Declare Function DLLibcac Lib "Gpib-32.dll" (ByVal Device%, ByVal sync%) As Integer
Declare Function DLLibelr Lib "Gpib-32.dll" (ByVal Device%) As Integer
Declare Function DLLibcmd Lib "Gpib-32.dll" (ByVal board%, ByVal cmd$, ByVal cmdcount&) As Integer
Declare Function DLLibcmda Lib "Gpib-32.dll" (ByVal board%, ByVal cmd$, ByVal cmdcount&) As Integer
Declare Function DLLibconfig Lib "Gpib-32.dll" (ByVal board%, ByVal item%, ByVal value%) As Integer
...
Sub TriggerList(ByVal dev%, adrlist%())
Call DLLTriggerList(ByVal dev%, adrlist%(0))
Call copy_globals
End Sub

Sub WaitSRQ(ByVal dev%, result%)
Call DLLWaitSRQ(ByVal dev%, result%)
Call copy_globals
End Sub
.....

```

D.2 : Pour l'enregistrement de données du système dans des fichiers textes.

```

...
Call Send(0, 2, "read:ener:act1?", DABend)
Call Receive(0, 2, Data$, STOPend)
h% = InStr(1, Data$, "E")
h% = h% + 2
Text32.Text = CDb1(Mid(Data$, 1, h%))
....
Private Sub Timer2_Timer()
Timer2.Enabled = True
On Error Resume Next
Open "Z:\GT.TXT" For Output As #4
Print #4, Text1.Text
retour = Chr$(13) + Chr$(10)
Open "Z:\AT.TXT" For Output As #5
Print #5, Text2.Text
retour = Chr$(13) + Chr$(10)
Close #61
Timer2.Enabled = True
End Sub
...

```

D.3 : PHP contient des requêtes SQL envoyés à la base de données MySQL.

```
.....
<?php /*début du code php
*****ouvrir le fichier EAC1.TX= données energie active PV*****/
/*Ouverture du fichier en lecture seule*/
$handle = fopen('/home/smartgridssystem/batna/university2/EAC1.TXT', 'r');
/*Si on a réussi à ouvrir le fichier*/
if ($handle)
{
/*Tant que l'on est pas à la fin du fichier*/
while (!feof($handle))
{
/*On lit la ligne courante*/
$buffer = fgets($handle);
$chaine1 = ($buffer);
/*echo $chaine1;
...
connexion avec la base de donnée*/
$db = mysql_connect('hostname', 'username', 'password');
mysql_select_db('test', $db);
...
/*mettre les donnée a jour*/
$sql = 'INSERT INTO tablename (DCATE) VALUES ("'. $chaine1. '")';
$req = mysql_query($sql) or die('Erreur SQL !<br>'. $sql. '<br>'. mysql_error());
/*deconnecter de la base de données*/
mysql_close();
...
/*test selon l'heur de fonctionnement du système*/
if ($tim>='23H59'){
$sth1=mysql_query("TRUNCATE TABLE pv2");
echo 'please we have no results for this moments, but you can came back later. our system show the results
between05:00 AM and 20:00 PM';
}
.....
?> /* fin du code php
```

Annexe E

E.1 : Configuration des paramètres d'entrée du composant type 109 (Weather_Batna).

No	Parameter/mode	Value	Unit	Quantifying
1	Dtat reader mode	2	-	TMY2 file format
2	Logical unit	38	-	Default
3	Sky model for diffuse radiation	1	-	Isotropic sky model
4	Tracking mode	1	-	Fixed

E.2 : Configuration des paramètres de sortie du composant type 109 (Weather_Batna).

No	Parameter	to	Inputs corresponding
1	Total radiation on tilted surface	PV Array1.6/ plotter-1 through unit converter	Total incident radiation on tilted surface/left axis variable-1
2	Ambient temperature	PV Array1.6/ plotter-1 through unit converter	Ambient temperature/ Right axis variable-1
3	Slope of tilted surface	PV Array1.6	Array slope
4	beam radiation on tilted surface	PV Array1.6	Beam radiation on tilted surface
5	sky diffuse radiation on tilted surface	PV Array1.6	Sky diffuse radiation on tilted surface
6	ground reflected diffuse radiation on tilted surface	PV Array1.6	Ground diffuse radiation on tilted surface
7	angle of incidence for tilted surface	PV Array1.6	Incidence angle on tilted surface
8	solar zenith angle	PV Array1.6	Solar zenith angle
9	wind velocity	PV Array1.6	Wind speed

E.3 : Configuration des paramètres d'entré du composant type 194b (PV Array 1.6kWp).

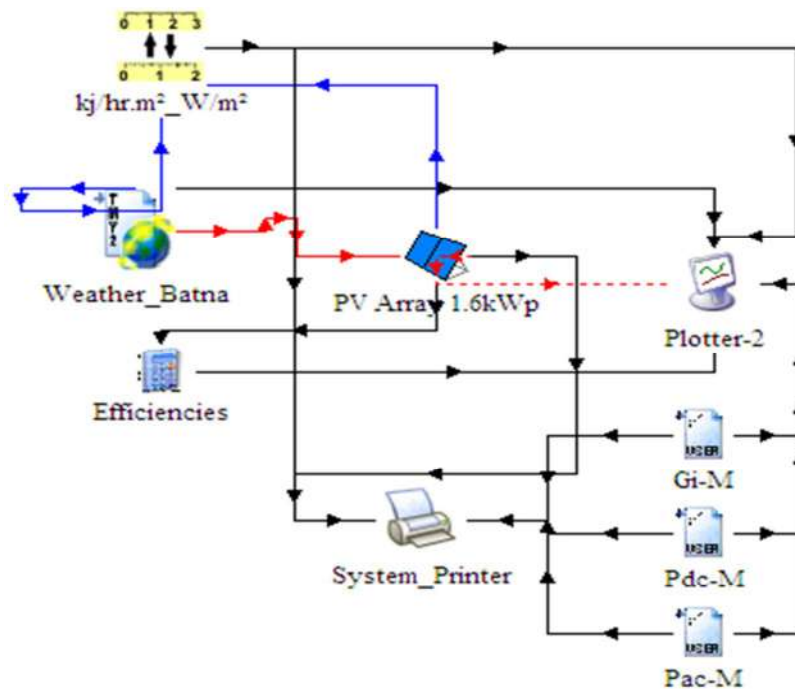
No	Parameter	Value	Unit	Quantifying
1	Module short-circuit current at reference conditions	2.73	A	PV module datasheet
2	Module open-circuit voltage at reference conditions	20	V	PV module datasheet
3	Reference temperature	298	K	PV module datasheet
4	Reference insolation	1000	W/m ²	PV module datasheet
5	Module voltage at max power point and reference conditions	16	V	PV module datasheet
6	Module current at max power point and reference conditions	2.5	A	PV module datasheet
7	Temperature coeficient of Isc at (ref. cond)	0.0044	-	PV module datasheet
8	Temperature coeficient of Voc (ref. cond.)	-0.079	-	PV module datasheet
9	Number of cells wired in series	36	-	Experiment
10	Number of modules in series	5	-	Experiment
11	Number of modules in parallel	8	-	Experiment
12	Module temperature at NOCT	318	K	PV module datasheet
13	Ambient temperature at NOCT	293	K	Default
14	Insolation at NOCT	800	W/m ²	Assumption
15	Module area	0.2669	m ²	Experiment
16	Tau-alpha product for normal incidence	0.95	-	Default
17	Semiconductor bandgap	1.12	-	Default
18	Value of parameter a at reference conditions	1.9	-	Default
19	Value of parameter I_L at reference conditions	2.5	A	Assumption
20	Value of parametre I_0 at reference conditions	0	A	Assumption
21	Module series resistance	0.353	-	Assumption
22	Shunt resistance at reference conditions	20	-	Assumption
23	Extinction coefficient-thickness product of cover	0.008	-	Default

24	Maximum inverter power	1600	W	NEG datasheet
25	Maximum inverter voltage	110	V	NEG datasheet
26	Minimum inverter voltage	56	V	NEG datasheet
27	Night tare	0	W	Default

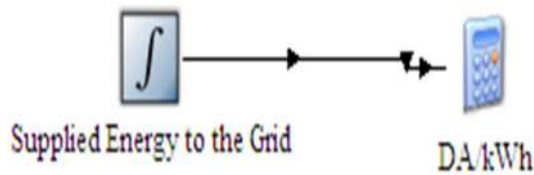
E.4 : Configuration des paramètres de sortie du composant type 194b (PV Array 1.6kWp).

No	Parameter	to	Inputs corresponding
1	Power at maximum power point	plotter-2	Left axis variable-1
2	Array power	plotter-2	Left axis variable-2
3	Array Temperature	plotter-1 through unit converter	Right axis variable-2
4	Inversor efficiency	Plotter-2 through equation (efficiencies)	Right axis variable-1
5	Conversion efficiency	Plotter-2 through equation (efficiencies)	Right axis variable-2
6	System efficiency calculated in equation component	Plotter-2 through equation (efficiencies)	Right axis variable-3

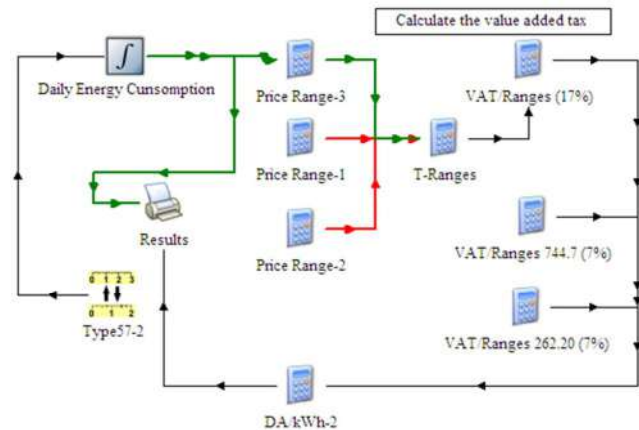
E.5 : Illustration du modèle du système photovoltaïque de 1.6 kWp réalisé sous TRNSYS.



E.6.a : Modèle élaboré pour calculer le coût du kWh photovoltaïque injecté au réseau électrique.



E.6.b : Modèle élaboré pour calculer le coût du kWh consommé selon la facteur de Sonelgaz.



E.7: Comparaison entre la simulation et de l'expérimentation du potentiel solaire de la région de Batna.

Heures	Hi-S	Hi-M 2013	Hi-M 2014	Hi-M 2015
-	kWh/m ² /j			
744	5.14	4.01	4.02	3.84
1416	5.79	4.36	5.22	3.12
2160	5.74	5.00	4.57	5.23
2880	7.99	6.13	6.43	6.60
3624	7.21	5.65	5.48	6.10
4344	6.86	6.50	5.50	6.26
5088	7.69	6.03	6.30	6.54
5832	6.80	5.82	6.36	5.80
6552	6.57	5.40	5.77	5.50
7296	5.70	5.52	5.60	4.78
8016	5.23	4.23	4.38	4.40
8760	5.53	3.98	2.95	4.86
Valeur moyenne mensuelle journalière	6.35	5.22	5.22	5.25

Hi-S : Énergie solaire de la simulation et Hi-M : Énergie solaire mesurée .

E.8 : Résultats journalière de l'énergie consommée durant une année.

Mois	N° d'heure	L1	L2	L3	L4	L5	L6	L7	L8	L9	TEC	ESG	EPAC	
		kWh/j												
1	744	0.63	0.33	0.26	0.59	1.08	0.82	1.80	0.47	0.75	6.73	5.46	1.78	
2	1416	0.63	0.26	0.26	0.57	0.90	0.80	1.80	0.48	0.75	6.45	6.06	1.94	
3	2160	0.67	0.26	0.26	0.57	0.90	0.71	0.90	0.47	0.76	5.50	6.02	1.89	
4	2880	0.64	0.33	0.26	0.57	1.26	0.71	0.90	0.44	0.74	5.86	8.36	2.46	
5	3624	0.66	0.33	0.35	0.57	0.91	0.80	0.90	0.48	0.75	5.75	7.66	2.12	
6	4344	0.63	0.26	0.26	0.68	0.90	0.71	0.90	0.49	0.75	5.57	7.24	2.18	
7	5088	0.67	0.26	0.36	0.57	1.15	0.71	0.90	0.44	0.74	5.81	8.65	2.58	
8	5832	0.65	0.26	0.26	0.57	0.90	0.80	0.90	0.48	0.75	5.56	7.43	2.28	
9	6552	0.63	0.33	0.26	0.68	1.08	0.71	0.90	0.49	0.75	5.84	7.03	2.14	
10	7296	0.66	0.26	0.26	0.57	0.90	0.71	1.80	0.44	0.74	6.36	6.11	2.02	
11	8016	0.63	0.26	0.26	0.69	0.90	0.71	0.90	0.44	0.75	5.54	5.44	1.75	
12	8760	0.67	0.26	0.26	0.68	0.90	0.71	0.90	0.49	0.75	5.62	5.79	1.90	
Valeur moyenne mensuelle journalière		-	0.65	0.28	0.28	0.61	0.98	0.74	1.13	0.47	0.75	5.88	6.77	2.09

L1 : Réfrigérateur, L2 : Laptop, L3 : Cafetière, L4 : Plaque chauffante, L5 : Lampes-économiques, L6 : PC-bureautique, L7 : Lave-linge, L8 : TV et L9 : Autres (Séchoir, Pompe, four électrique, périphériques électriques, etc.), TEC : Énergie totale consommée, ESG : Énergie injectée et EPAC : Énergie délivrée par le système autonome.

E.9 : Résultats mensuels de l'énergie consommée durant une année.

Mois	N° d'heure	L1	L2	L3	L4	L5	L6	L7	L8	L9	ETC
		kWh/m									
1	744.00	20.18	8.66	8.92	18.35	30.14	22.98	32.41	14.26	23.33	179.22
2	1416.00	18.23	7.77	7.97	16.68	27.71	20.97	28.81	12.97	21.08	162.20
3	2160.00	20.18	8.73	8.82	18.50	30.34	23.00	31.51	14.40	23.33	178.82
4	2880.00	19.51	8.47	8.65	17.65	29.60	22.08	30.61	13.90	22.79	173.27
5	3624.00	20.21	8.58	8.92	18.52	30.06	23.29	32.41	14.35	23.32	179.65
6	4344.00	19.49	8.36	8.49	17.93	29.68	22.29	30.61	13.93	22.58	173.37
7	5088.00	20.23	8.73	8.92	18.22	30.60	22.79	31.51	14.37	23.55	178.91
8	5832.00	20.15	8.73	8.82	18.52	30.34	23.29	32.41	14.35	23.32	179.93
9	6552.00	19.53	8.40	8.65	17.93	29.24	22.29	30.61	13.93	22.58	173.17
10	7296.00	20.19	8.58	8.83	18.22	30.41	22.79	32.41	14.37	23.55	179.34
11	8016.00	19.53	8.44	8.58	17.95	29.70	22.49	30.61	13.87	22.58	173.74
12	8760.00	20.18	8.73	8.82	18.50	30.34	23.09	31.51	14.41	23.32	178.91
Valeur annuelle		237.61	102.19	104.38	216.97	358.16	271.35	375.44	169.10	275.33	2110.53

L1 : Réfrigérateur, L2 : Laptop, L3 : Cafetière, L4 : Plaque chauffante, L5 : Lampes-économiques, L6 : PC-bureautique, L7 : Lave-linge, L8 : TV et L9 : Autres (Séchoir, Pompe, four électrique, périphériques électriques, etc.), TEC : Énergie totale consommée.

E.10 : Les résultats mensuels et trimestriels de la simulation et de l'expérimentation montrent les quantités d'énergie consommée, injectée et leurs coûts.

Paramètre	Mois	N° d'heure	TEC	TECP	ESG-S	ESGP-S	ESG-M 2013	ESGP-M 2013	ESG-M 2014	ESGP-M 2014	ESG-M 2015	ESGP-M 2015
	Trimestre	-	-	kWh/m	DA	kWh/m	DA	kWh/m	DA	kWh/m	DA	kWh/m
	1	744	179.22	-	134.26	2140.04	120.16	1915.35	118.13	1883.08	99.76	1590.17
	2	1416	162.2	-	139.16	2218.17	115.45	1840.25	126.36	2014.17	67.63	1078.02
	3	2160	178.82	-	187.16	2983.33	105.73	1685.33	117.2	1868.26	131.65	2098.61
Q1			520.24	2598.84	460.57	7341.53	341.34	5440.93	361.69	5765.51	299.04	4766.8
	4	2880	172.5	-	188.18	2999.57	165.5	2638.07	156.78	2499.07	153.97	2454.28
	5	3624	180.16	-	215.59	3436.55	154.65	2465.12	134.11	2137.71	143.15	2281.82
	6	4344	173.68	-	221.3	3527.47	169.67	2704.54	119.54	1905.53	148.85	2372.65
Q2			526.34	2633.18	625.07	9963.6	489.82	7807.73	410.43	6542.31	445.97	7108.75
	7	5088	179.22	-	249.35	3974.7	173.99	2773.48	143.82	2292.49	154.95	2469.9
	8	5832	178.93	-	242.13	3859.55	167.22	2665.48	152.16	2425.55	140.36	2237.37
	9	6552	173.66	-	199.46	3179.36	149.63	2385.11	136.52	2176.12	132.71	2115.39
Q3			531.81	2663.99	690.94	11013.61	490.84	7824.07	432.5	6894.16	428.02	6822.66
	10	7296	179.22	-	182.22	2904.66	140.62	2241.62	141.82	2260.61	110.89	1767.58
	11	8016	173.44	-	153	2438.84	123.81	1973.53	99.788	1590.62	95.771	1526.58
	12	8760	179.15	-	128.43	2047.14	118.58	1890.29	78.254	1247.36	95.639	1524.48
Q4			531.81	2663.99	463.65	7390.63	383.01	6105.44	319.862	5098.59	302.3	4818.64
Valeur annuelle	-	-	2110.2	10560.01	2240.24	35709.38	1705.01	27178.17	1524.482	24300.57	1475.33	23516.85

TEC : Énergie totale consommée, **TECP** : Coût de l'énergie totale consommée, **ESG,S** : Énergie injectée issue de la simulation, **ESG,M** : Énergie injectée mesurée chaque année, **ESGP-S** : Coût de l'énergie injectée de la simulation, **ESGP-M** : Coût de l'énergie injectée de l'expérimentation chaque année.

E. 11 : Bilan environnemental du système, montre une comparaison entre les résultats de la simulation et de l'expérimentation : Les quantités du CO₂ évités .

Mois	N° d'heure -	TEC kWh/m	QCO ₂ émit kg	ESG-S kWh/m	Q _s CO ₂ évitée kg	ESG-M 2013 kWh/m	Q ₂₀₁₃ CO ₂ évitée kg	ESG-M 2014 kWh/m	Q ₂₀₁₄ CO ₂ évitée kg	ESG-M 2015 kWh/m	Q ₂₀₁₅ CO ₂ évitée kg
1	744	179.22	98.571	134.26	73.843	120.16	66.088	118.13	64.9715	99.76	54.868
2	1416	162.2	89.21	139.16	76.538	115.45	63.4975	126.36	69.498	67.63	37.1965
3	2160	178.82	98.351	187.16	102.938	105.73	58.1515	117.2	64.46	131.65	72.4075
4	2880	172.5	94.875	188.18	103.499	165.5	91.025	156.78	86.229	153.97	84.6835
5	3624	180.16	99.088	215.59	118.5745	154.65	85.0575	134.11	73.7605	143.15	78.7325
6	4344	173.68	95.524	221.3	121.715	169.67	93.3185	119.54	65.747	148.85	81.8675
7	5088	179.22	98.571	249.35	137.1425	173.99	95.6945	143.82	79.101	154.95	85.2225
8	5832	178.93	98.4115	242.13	133.1715	167.22	91.971	152.16	83.688	140.36	77.198
9	6552	173.66	95.513	199.46	109.703	149.63	82.2965	136.52	75.086	132.71	72.9905
10	7296	179.22	98.571	182.22	100.221	140.62	77.341	141.82	78.001	110.89	60.9895
11	8016	173.44	95.392	153	84.15	123.81	68.0955	99.788	54.8834	95.771	52.67405
12	8760	179.15	98.5325	128.43	70.6365	118.58	65.219	78.254	43.0397	95.639	52.60145
Valeur annuelle	-	2110.20	1160.61	2240.24	1232.13	1705.01	937.75	1524.48	838.46	1475.33	811.43

TEC : Énergie totale consommée, ESG,M : Énergie injectée mesurée chaque année, QCO₂émit : Quantité du CO₂ émit les charges, ESG,S : Énergie injectée issue de la simulation, Q_sCO₂ évitée : Quantité du CO₂ évitée via la production photovoltaïque du modèle TRNSYS, Q₂₀₁₃CO₂ évitée : Quantité du CO₂ évitée en 2013 via le système avec injection, Q₂₀₁₄CO₂ évitée : Quantité du CO₂ évitée en 2014 via le système avec injection, Q₂₀₁₅CO₂ évitée : Quantité du CO₂ évitée en 2015 via le système avec injection.

E.12 : Bilan du système, montre une comparaison entre les résultats de la simulation et de l'expérimentation : Les Quantités du gaz naturel économisés.

Mois	N° d'heure -	TEC kWh/m	QGN épuisée m ³	ESG-S kWh/m	Q _s Gaz-n économisée m ³	ESG-M 2013 kWh/m	Q ₂₀₁₃ Gaz-n économisée m ³	ESG-M 2014 kWh/m	Q ₂₀₁₄ Gaz-n économisée m ³	ESG-M 2015 kWh/m	Q ₂₀₁₅ Gaz-n économisée m ³
1	744	179.22	16.98	134.26	12.72	120.16	11.38	118.13	11.19	99.76	9.45
2	1416	162.2	15.36	139.16	13.18	115.45	10.94	126.36	11.97	67.63	6.41
3	2160	178.82	16.94	187.16	17.73	105.73	10.02	117.2	11.10	131.65	12.47
4	2880	172.5	16.34	188.18	17.83	165.5	15.68	156.78	14.85	153.97	14.58
5	3624	180.16	17.07	215.59	20.42	154.65	14.65	134.11	12.70	143.15	13.56
6	4344	173.68	16.45	221.3	20.96	169.67	16.07	119.54	11.32	148.85	14.10
7	5088	179.22	16.98	249.35	23.62	173.99	16.48	143.82	13.62	154.95	14.68
8	5832	178.93	16.95	242.13	22.94	167.22	15.84	152.16	14.41	140.36	13.30
9	6552	173.66	16.45	199.46	18.89	149.63	14.17	136.52	12.93	132.71	12.57
10	7296	179.22	16.98	182.22	17.26	140.62	13.32	141.82	13.43	110.89	10.50
11	8016	173.44	16.43	153	14.49	123.81	11.73	99.788	9.45	95.771	9.07
12	8760	179.15	16.97	128.43	12.17	118.58	11.23	78.254	7.41	95.639	9.06
Valeur annuelle	-	2110.2	199.88	2240.24	212.20	1705.01	161.50	1524.48	144.40	1475.33	139.74

TEC : Énergie totale consommée, ESG,M : Énergie injectée mesurée chaque année, QGN : Quantité du gaz naturelle épuisée, ESG,S : Énergie injectée issue de la simulation, Q_sGaz-n : Quantité du gaz naturel économisée via la production photovoltaïque du modèle TRNSYS, Q₂₀₁₃Gaz-n : Quantité du gaz naturel économisée en 2013 via le système avec injection, Q₂₀₁₄Gaz-n : Quantité du gaz naturel économisée en 2014 via le système avec injection, Q₂₀₁₅Gaz-n : Quantité du gaz naturel économisée en 2015 via le système avec injection.