

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Université Hassiba Benbouali de Chlef

Faculté de technologie

Département de génie mécanique



THÈSE

Présentée pour l'obtention du diplôme de

DOCTORAT EN SCIENCES

Spécialité : Génie Mécanique

Par

Bencherki BENDAOU

Thème :

ÉTUDE CONCEPTUELLE D'UNE CENTRALE DE PUISSANCE CONNECTEE AU RESEAU ELECTRIQUE URBAIN

***(UTILISATION DE L'ELECTRICITE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE
ET INTEGRATION DANS LE BATIMENT)***

Soutenue le. 24/12/2020 à : 10h, devant le jury composé de :

D.E. MOUDJEBER	MCA	U.H.B. CHLEF	Président
L. LOUKARFI	Professeur	U.H.B. CHLEF	Rapporteur
A. HADJ ARAB	Directeur de recherche	CDER ALGER	Examineur
T. ALLAOUI	Professeur	Univ Ibn Khaldoun TIARET	Examineur
T.TAHRI	Professeur	U.H.B. CHLEF	Examineur
S.SEMAOUI	Maitre de recherche	CDER ALGER	Examineur
A.SMAILI	Professeur	Univ Ibn Khaldoun TIARET	Invité
A.ZEGAOUI	MCA	U.H.B. CHLEF	Invité

REMERCIEMENTS

Le travail présenté dans cette thèse a été réalisé au département de génie-mécanique de l'Université de CHLEF avec la collaboration du Centre Des Energies Renouvelables (CDER) d'Alger.

Je remercie vivement mon directeur de thèse Monsieur Ali MALEK, directeur de recherche au CDER, que le destin a voulu qu'il nous quitte le 31 décembre 2019. Pionnier dans le domaine des énergies renouvelables en Algérie depuis 1983 jusqu'à 2019. Le Dr Ali MALEK a laissé une grande expérience comme chercheur dans le domaine et comme formateur de stagiaires et de chercheurs et a dirigé plusieurs thèses. Cet homme était chaleureux et amical dans toutes les rencontres que nous avons pour discuter de ce travail de thèse. Il n'hésitait jamais à apporter son soutien scientifique, sa patience et ses conseils, qu'ALLAH l'accepte dans son vaste paradis. Je remercie aussi mon Co-encadreur Monsieur Larbi LOUKARFI professeur à l'Université de CHLEF pour sa disponibilité et ses fructueux conseils, pour ces efforts à me faire partager sa longue expérience dans l'investigation et la recherche scientifique durant la préparation de cette thèse de doctorat.

Je remercie sincèrement Monsieur D.E. MOUDJEBER M.C.A à l'U.H.B CHLEF d'avoir accepté la présidence du jury, je remercie aussi beaucoup Messieurs : T.TAHRI professeur à l'U.H.B. de CHLEF, A.SMAILI professeur à l'université d'Ibn Khaldoun de TIARET, T. ALLAOUI professeur à l'université d'Ibn Khaldoun de TIARET, A. HADJ ARAB directeur de recherche au CDER, S.SEMAOUI maître de recherche au CDER d'avoir répondu à notre invitation afin d'examiner ce travail.

Je remercie le maire de la commune d'EL-ATTAF et le service technique pour l'accueil et la disponibilité pendant la durée de recherche au sein de la mairie. Je remercie aussi le service technique de l'unité de SONELGAZ d'EL-ATTAF pour leur collaboration et leur disponibilité pour l'étude du réseau électrique local.

Je n'oublie pas de saluer et remercier tous mes enseignants, ceux qui m'ont appris à lire et à écrire, à résoudre d'innombrables équations et à penser juste, à savoir mener à bien un projet de recherche et de n'abandonner jamais. Je remercie aussi tout mes collègues post graduant pour leurs encouragements et leur soutien.

Je terminerai par les remerciements les plus sincères à ma famille, mes parents en tête pour tous ce qu'ils ont fait et enduré pour mon bien être, mes frères et sœurs pour leurs encouragements. En fin mes salutations les plus chaleureuses pour ma petite famille, en tête ma

chère femme qui était toujours à mes cotés et mes enfants Mohamed Chakib, Tesnime et Fadi Abderrahim pour leur amour leur patience et leur soutien durant cette formation.

ملخص

في الوقت الحاضر ، تشكل الطاقة الكهربائية أحد الشرايين الرئيسية للحياة الاجتماعية والصناعية والاقتصادية. تكنولوجيا محطات الطاقة الحرارية التي تستخدم النفط والغاز الطبيعي والفحم الحجري والنووية وما إلى ذلك. كمصدر للطاقة لعبت دوراً كبيراً في إنتاج وتلبية احتياجات الإنسان من الكهرباء. ومع ذلك ، فإن موارد الطاقة هذه هي احتياجات بكميات محدودة. وتطلق أطناناً من الغازات السامة والنفايات النووية غير القابلة للمعالجة ، والتي أصبحت تشكل عائقاً بيئياً خطيراً للغاية. أدت الاكتشافات العلمية إلى ظهور تقنيات جديدة لإنتاج الكهرباء بمصادر طبيعية جديدة مثل الشمس والرياح والطاقة الحرارية الأرضية والكتلة الحيوية وما إلى ذلك. بكميات هائلة وعمر طويل للغاية على المستوى البشري ، تعتبر مصادر الطاقة هذه متجددة. بدون انبعاث الملوثات وغازات الاحتباس الحراري ، فإنها تقدم طريقة جديدة لضمان الاحتياجات الأساسية للطاقة الكهربائية مع الحفاظ على الطبيعة. انتشرت الطاقة الكهربائية من المصادر الكهروضوئية بسرعة كبيرة في المناطق الحضرية باستخدام تقنية توصيل الشبكة بحيث يمكن بيع الكهرباء التي ينتجها نظام الخلايا الكهروضوئية إلى الشبكة. الجزائر بلد الغاز والنفط، الكهرباء المنتجة هي 95% من أصل أحفوري (غاز طبيعي). يعد قطاع البناء الحضري أحد أهم مستهلكي الطاقة في الجزائر. يمثل 41% من إجمالي الطاقة المستهلكة. شهد الطلب على الكهرباء في الجزائر زيادة قوية بنسبة 13.5% لعام 2015. ويرجع ذلك إلى نمو الإسكان لمواجهة أزمة السكن ، فقد شهد مخزون الإسكان نمواً بنسبة 20% في 15 سنة (2000 إلى 2015). واجهت شركة SONELGAZ التي تدير هذا القطاع، العديد من المشكلات مع عملائها (انقطاع التيار الكهربائي، وانخفاض الجهد خلال فترات الذروة والمواسم الحارة، والديون غير المسددة البالغة 354 مليون دولار في عام ، 2015 وما إلى ذلك).

تهدف وثيقة البحث هذه إلى إظهار الدور النشط للمبنى المجهز بمحطة كهروضوئية من حيث الطاقة والاقتصاد والبيئة وتأثيرها على تنمية المجتمع. تركيب محطات الطاقة الكهروضوئية على المباني كونها تقنية نادراً ما تستخدم في الجزائر ، نعتزم تصميم محطة طاقة متوسطة تبلغ 30 كيلوواط في مبنى إداري تجريبي. سيتم تعميم هذا التصميم على مبنيين آخرين من نفس النوع مرتبطين بشبكة الكهرباء الحضرية لتقليل من استهلاك الكهرباء المكلفة للسلطات المحلية ، يقع الموقع في مدينة العطاف شمال غرب من الجزائر ، بمتوسط إشعاع يبلغ 5.14 كيلو واط ساعة / متر² / يوم ومتوسط درجة حرارة 19.4 درجة مئوية. تسلط الدراسة الضوء على الجدوى الفنية والمالية للنظام بناءً على محاكاة مع HOMER الذي قدر حمولة 41610 كيلو واط ساعي / سنة ، إنتاج طاقة 47872 كيلو واط ساعي / سنة ، زاوية ميل مثالية 32 درجة ، توفير 454 متر مكعب / سنة من الغاز الطبيعي وتجنب كميات ضخمة من الملوثات CO2: 549 (كغ / سنة ؛ ثاني أكسيد الكبريت : 9.6 غ / سنة ؛ أكاسيد النيتروجين 0.5 كغ / سنة). (التعميم على المبنيين الآخرين) مدرسة ابتدائية ؛ مسجد) بتكاليف أقل ، من خلال احتساب إجمالي الدخل للمباني الثلاثة ، تمكنا من تقليل العائد على وقت الاستثمار إلى 21 عاماً

ABSTRACT

At the present time, electrical energy constitutes one of the main arteries of social, industrial and economic life. The technology of thermal power plants which uses oil, natural gas, coal, nuclear etc. as a source of energy has played a large role in producing and meeting mankind's electricity needs. However, these energy resources are reserves in definite quantities and release tons of toxic gases and untreatable nuclear waste, which have become a very serious ecological danger. Scientific discoveries have given rise to new technologies for producing electricity with new natural sources such as the sun, wind, geothermal energy, biomass etc. In enormous quantities and with very long lifetimes on a human scale, these sources of energy are considered renewable. Without emissions of pollutants and greenhouse gases, they present a new way to guarantee the essential needs in electrical energy while preserving nature. Electric power from photovoltaic sources has spread very quickly in urban areas with grid connection technology so that the electricity produced by the photovoltaic (PV) system can be sold to the grid. Algeria being a gas and oil country, the electricity produced is 95% of fossil origin (natural gas). The urban building sector is one of the main energy consumers in Algeria. It represents 41% of the total energy consumed. The demand for electricity in Algeria experienced a strong increase of 13.5% for the year 2015. This is due to the growth of housing to counter the housing crisis, the housing stock has marked a growth of 20% in 15 years (2000 to 2015). The SONELGAZ company, which manages this sector, has had several problems with its customers (power cuts, voltage drops during peak periods and hot seasons, unpaid debts of \$ 354 million in 2015, etc.).

This research document aims to show the active role of the building equipped with a photovoltaic (PV) plant in terms of energy, economy and ecology and its impact on the development of society. As the installation of photovoltaic plants on buildings is a technology rarely used in Algeria, we intend to design a medium power plant of 30kWp on a pilot administrative building. This design will be generalized to two other buildings of the same type, connected to the urban electricity network so as to reduce the consumption of electricity which is expensive for local authorities, the site is located in the town of EL-ATTAF, to the north-west. from Algeria, with an average radiation of 5.14 kWh / m² / day and an average temperature of 19.4 ° C. The study highlights the technical and financial feasibility of the system based on a simulation with Homer who estimates a load of 41610kWh / year, an energy production of 47872kWh / year, an optimal tilt angle of 32 °, a saving of 454 m³ / year of natural gas and avoiding huge quantities of pollutants (CO₂: 549 kg / year; SO₂: 9.6 g / year; NO_x: 0.5 kg / year). The generalization to the two other buildings (primary school; mosque) with lower costs,

by counting the total income for the three buildings, we were able to reduce the return on investment time to 21 years.

RESUME

Au temps actuel l'énergie électrique constitue une des artères principales de la vie sociale, industrielle et économique. La technologie des centrales thermiques qui utilise le pétrole, le gaz naturel, la houe, le nucléaire etc. comme sources d'énergie a joué un grand rôle dans la production et la couverture des besoins de l'humanité en électricité. Toutes fois ces ressources d'énergie sont des réserves en quantités bien déterminées et rejettent des tonnes de gaz toxiques et de déchets nucléaires non traitables, qui sont devenus un danger écologique très sérieux. Les découvertes scientifiques ont donné de nouvelles technologies de production d'électricité avec de nouvelles sources naturelles comme le soleil, le vent, la géothermie, la biomasse etc. En quantités énormes et avec des durées de vie très grandes à l'échelle humaine, ces sources d'énergie sont considérées comme renouvelables. Sans rejets de polluants et de gaz à effet de serre ils présentent une nouvelle voie pour garantir les besoins indispensables en énergie électrique tout en préservant la nature. L'énergie électrique d'origine photovoltaïque s'est répandue très vite dans les zones urbaines avec la technologie de connexion au réseau de telle sorte qu'on peut vendre l'électricité produite par le système photovoltaïque (PV) au réseau. L'Algérie étant un pays gazier et pétrolier, l'électricité produite est à 95% d'origine fossile (gaz naturel). Le secteur du bâtiment urbain est l'un des principaux consommateurs d'énergie en Algérie. Il présente 41 % de l'énergie totale consommée. La demande sur l'électricité en Algérie a connu une forte augmentation de 13.5% pour l'année 2015. Cela est dû à la croissance de l'habitat pour contrer la crise de logement, le parc de logements a marqué une croissance de 20% en 15 ans (2000 à 2015). La société SONELGAZ gérant ce secteur a connu plusieurs problèmes avec ses clients (coupure d'électricité, chutes de tension pendant les périodes de pointes et les saisons chaudes, créances impayées de 354 millions \$ (46 milliards DA) en 2015....).

Le présent document de recherche vise à montrer le rôle actif du bâtiment équipé d'une centrale photovoltaïque (PV) en termes d'énergie, d'économie et d'écologie et son impact sur le développement de la société. L'installation de centrales photovoltaïques sur les bâtiments étant une technologie rarement utilisée en Algérie, nous avons l'intention de concevoir une centrale de moyenne puissance de 30kWc sur un bâtiment administratif pilote. Cette conception sera généralisée à deux autres bâtiments du même type, connectés au réseau électrique urbain de manière à réduire la consommation d'électricité qui coûte cher aux autorités locales. Le site se situe dans la ville d'EL-ATTAF, au nord-ouest de l'Algérie, avec un rayonnement moyen de 5,14

~ V ~

kWh / m² / jour et une température moyenne de 19,4 ° C. L'étude met en évidence la faisabilité technique et financière du système basée sur une simulation avec Homer qui estime une charge de 41610kWh / an, une production d'énergie de 47872kWh / an, un angle d'inclinaison optimal de 32 °, une économie de 454 m³ / an de gaz naturel et en évitant d'énormes quantités de polluants (CO₂: 549 kg / an; SO₂: 9,6 g / an; NO_x: 0,5 kg / an). La généralisation aux deux autres bâtiments (école primaire ; mosquée) avec des charges moins importantes, en comptant les rentrées totales pour les trois bâtiments on a pu réduire le temps de retour sur l'investissement à 21 ans.

SOMMAIRE

Remerciements.....	I
Résumé	II
Sommaire.....	VI
Acronymes.....	IX
Symboles	X
Liste des Figures.....	XII
Liste des Tableaux	XIV

INTRODUCTION GENERALE..... 1

CHAPITRE 1 : SECTEUR DE L'ENERGIE ELECTRIQUE EN ALGERIE

1.1. Introduction	4
1.2. Energie Electrique Primaire En Algérie	4
1.2.1. Production d'Electricité.....	4
1.2.2 Pôles de production de l'électricité.....	6
1.2.3. Nombre d'Abonnés par Wilaya.....	8
1.2.4. Transport et distribution de l'électricité.....	8
1.3. Energie Electrique Renouvelable En Algérie.....	9
1.3.1. Introduction	10
1.3.2. Potentiels des Énergies renouvelables.....	10
1.4. Electricité Solaire photovoltaïque	14
1.4.1. Electrification Rurale	14
1.4.2. Electricité solaire photovoltaïque connectée au réseau.....	15
1.4.3. Analyse des différents programmes de l'électricité PV intégré au réseau électrique.....	16
1.5. Situation énergétique.....	18
1.5.1. Parc énergétique algérien.....	19
1.5.2. Programme Algérien des énergies renouvelables.....	20
1.5.3. Efficacité énergétique.....	22
1.6. Conclusion.....	23

CHAPITRE 2 : PRESENTATION DES SYSTEMES PHOTOVOLTAÏQUES CONNECTES AU RESEAU

2.1. Introduction.....	24
2.2. Définition et mission des (SPVCR).....	24
2.3. Etat de l'art sur les SPVCR.....	24
2.3.1. Composants d'un SPVCR	24
2.3.2. Schémas de raccordement des installations.....	26
2.3.3. Conditions d'injection sur le réseau électrique.....	28
2.4. Générateur photovoltaïque.....	30
2.4.1. Conversion photovoltaïque.....	30

2.4.2. Cellule solaire photovoltaïque.....	30
2.4.3. Circuit électrique équivalent.....	32
2.4.4. Paramètres électriques de la cellule.....	33
2.4.5. Influence d'autres Paramètres.....	35
a) Influence de l'éclairage	35
b) Influence de la température.....	36
2.4.6. Module photovoltaïque.....	37
2.5. Système de conversion.....	42
2.5.1. Définition.....	42
2.5.2. Principaux types de Convertisseur	43
2.5.3. Caractéristiques d'un onduleur pour systèmes photovoltaïques.....	43
2.5.4. Critères de choix.....	44
2.5.5. Types d'onduleurs.....	44
2.6. Conclusion.....	47

CHAPITRE 3 : CONCEPTION DE CENTRALE PV INTEGRE AU BATIMENT

3.1. Introduction.....	48
3.2. Dimensionnement du système photovoltaïque	48
3.2.1. Générateur photovoltaïque	48
3.2.2. Qualité de l'installation photovoltaïque	48
3.3. Système de conversion.....	49
3.3.1. Compatibilité en puissance.....	49
3.3.2. Compatibilité en Tension.....	50
3.3.3. Compatibilité en courant	51
3.4. Mode d'intégration au bâtiment	51
3.5. Etudes sur les diverses technologies des champs de modules.....	52
3.6. Intégration des GPV dans l'habitat (art architectural).....	53
3.6.1. Introduction	53
3.6.2. Modes d'intégration des GPV dans l'habitat.....	53
3.7. Etudes des architectures des GPV raccordés au réseau	57
3.7.1. Générateur photovoltaïque raccordé au réseau de distribution.....	57
3.7.2. Architectures électriques des GPV raccordés au réseau.....	58
3.8. Conditions techniques pour le raccordement au réseau électrique	60
3.8.1. Directives sur l'installation électrique	61
3.9. Conclusion.....	64

CHAPITRE 4 : APPLICATION AU BATIMENT ADMINISTRATIF (MAIRIE EL ATTAFF)

4.1. Introduction.....	65
4.2. Energie électrique dans la commune d'EL-ATTAFF.....	68
4.3. Bâtiments et sites sous la responsabilité de la mairie d'EL ATTAFF.....	68
4.3.1. Présentation des sites	68
4.3.2. Consommation d'électricité.....	69

4.4. Méthodologie.....	70
4.5. Application au bâtiment pilote.....	72
4.5.1. Estimation de la Consommation.....	73
4.5.2. Potentiel solaire du site	75
4.5.3. Profil de température.....	77
4.6. Dimensionnement des différents composants de la centrale	77
4.6.1. Configuration du système.....	78
4.6.2. GPV.....	79
4.6.3. Système de conversion	80
4.7. Etude technico-économique application de Homer.....	81
4.8. Résultats :.....	82
4.8.1. Estimation de la charge du bâtiment	82
4.8.2. Choix de l'angle d'inclinaison.....	83
4.8.3. Flux d'électricité sur le bâtiment	84
4.9. Mise au point de la centrale	86
4.9.1. Champ de modules	86
4.9.2. Onduleur	89
4.10. Aspect économique	90
4.10.1. Temps de retour d'investissement.....	90
4.11. Profil écologique	92
4.12. Etude Comparative.....	94
4.13. Conclusion.....	95
CONCLUSIONS GENERALES.....	97
REFERENCES	99
ARTICLE PUBLIE	106

ACRONYMES

PV	Photovoltaïque
GPV	Générateur Photovoltaïque
MPPT	Maximum Power Point Trackers
HOMER	Hybrid Optimization Model for Energy Resource
RIN	Réseau interconnecté national
PIAT	Pôle In Salah-Adrar- Timimoune
RIS	Pole Réseaux Isolés du Sud
TG	Thermique Gaz
TV	Thermique vapeur
HT	Haute Tension
MT	Moyenne Tension
BT	Basse Tension
TEP	Tonnes équivalent pétrole
CDER	Centre de Développement des Energies Renouvelables
UDES	Unité de Développement des Equipements Solaires
UDTS	Unité de Développement de la Technologie du Silicium
CSP	Concentrateur solaire parabolique
LBC	Lampe basse consommation
SPVIR	Systèmes Photovoltaïques Intégrés Au Réseau
Pc	Puissance Crête
CA	Courant alternatif
CC	Courant continu
AM	Masse de l'Aire
STC	Condition Standard de Température
EnR	Energies renouvelables
EVA	Ethylène-Vinyl-Acétate
PPM	Point De Puissance Maximale
GTO	Gate Turn-off Thyristor
IGBT	Insular Gate Bipolar Transistor
CIS	Cuivre-Indium-Sélénium - ,
CdTe	Tellurure de Cadmium -
GaAS	Arsenium Gallium
A-Si	Amorphe Silicium
GLGS	Selenium De Cuivre Indium Gallium
P-C	Poly Cristallin
M-C	Mono-Cristallin
SONELGAZ	Société Nationale D'électricité Et De Gaz
ZEB	Bâtiments A Energie Zéro
BIPV	Building Integrated Photovoltaic
PVGIS	Photovoltaic Geographical Information System
ALENER	Filiale du groupe SOPREC, Chlef Algérie

SYMBOLES

P _c	Puissance crête	W _c
I _L	Photo-courant crée dans la cellule par l'éclairement	A
I	Courant de sortie de la cellule PV	A
I ₀	Courant de saturation inverse de la diode	A
I _d	Courant d'obscurité de la diode.	A
I _p	Courant consommé dans la résistance parallèle	A
r _s	Résistance série due à la difficulté de la collection de charge	Ω
r _p	Résistance parallèle (de shunt) due aux courants parasites entre les Faces, aux impuretés dans le matériau	Ω
R _L	Charge électrique du circuit extérieur	Ω
V	Tension de polarisation	V
V _T	Potentiel thermodynamique	V
A	Facteur d'idéalité de la diode	
q	Charge de l'électron	C
K _b	Constant de Boltzmann	J/K
T	Température	K
P	Puissance	W
I _{sc}	Courant de court circuit	A
V _{oc} :	Tension de circuit ouvert	V
I _{m p}	Courant maximum (MPPT)	A
v _{m p}	Tension maximum (MPPT)	V
G	Irradiation Globale	Wh/m ² /j
Si	Silicium	
N _S	Nombre cellules série	
N _P	Nombre cellules parallèles	
Hz	hertz	
T _c	Taux de couverture	%
E _{Con}	Electricité consommée	Wh
R _d	Ratio final (rendement)	kWh/kWc
E _{AC}	Electricité alternative	kWh
RI	Rapport d'investissement	\$/kWc
Inv	Investissement	\$
CH ₄	Methane (gaz naturel)	
CO ₂	Dioxyde de carbone (gaz)	
NO _x	Oxydes d'azote	
SO ₂	Dioxyde de soufre	
h	Hauteur du soleil	degré
φ	Latitude du soleil	/
δ	Inclinaison	
r _{turb}	Rendement de la turbine à gaz.	%
r _{e.gaz}	Rendement énergétique du gaz naturel.	%
r _{emis}	Rapport d'émission de polluant	g/kWh
E _{supl}	Surplus d'électricité	kWh

~ XI ~

l	Largeur du module PV	m
α	Angle du soleil avec la verticale du lieu	
β	Angle d'inclinaison du module avec l'horizontale	
d	Longueur de l'ombre maximale	m
AH	Angle horaire	
i	Appareil	
pi	Puissance de l'appareil	kW
ti	Temps de marche	h
ni	Nombre d'appareil	
Econs	Energie elect consommée	kWh
NPC	Total Net Présent Cost	\$
COE	Cost Of Energy	\$/kWh

LISTE DES FIGURES

Fig.1.1	Puissance installée par type d'équipement pour l'année 2017.....	5
Fig.1.2	Réseau interconnecté national.....	6
Fig.1.3	Réseau D'ADRAR, IN SALAH, TIMIMOUN	7
Fig.1.4	Evolution de la longueur du réseau de transport électrique 2005-2017.....	8
Fig.1.5	Irradiation globale horizontale annuelle moyenne ne Algérie	11
Fig.1.6	Carte du Vent Annuel Moyen à 50m (Période 2001-2010).....	13
Fig.1.7	Croissance de la filière photovoltaïque mondiale de 2008 à 2018.....	16
Fig.1.8	Evolution du prix par Watt d'un module de panneau solaire	17
Fig.1.9	Evolution de la production par pays.....	18
Fig.1.10	Différentes réalisations avec leur puissance et leurs emplacements	20
Fig.1.11	Répartition de puissance prévue par filière de 2015 à 2030.....	21
Fig.2.1	Architecture des SPVIR.....	25
Fig.2.2	Schéma de raccordement « injection du surplus de production ».....	27
Fig.2.3	Schéma de raccordement « injection de la totalité de la production».....	28
Fig.2.4.	Conversion PV dans une cellule solaire.....	31
Fig.2.5	Séparation des paires électron-trou	32
Fig.2.6	Circuit électrique équivalent	32
Fig.2.7	Caractéristique I –V	34
Fig.2.8	Caractéristique P-V.....	34
Fig.2.9	Caractéristiques I-V en fonction de l'éclairement.....	36
Fig.2.10	Caractéristiques P-V fonction de l'éclairement.....	36
Fig.2.11	Caractéristiques I-V en fonction de la température.....	37
Fig.2.12	Caractéristiques P-V en fonction de la température.....	37
Fig.2.13	Circuit électrique(a) et caractéristique I-V (b) de N_s cellules en série.....	38
Fig.2.14	Circuit électrique et caractéristique I-V de N_s cellules en parallèle.....	39
Fig.2.15	Groupement en série avec une cellule défailante.....	40
Fig.2.16	Protection par diodes by-pass.....	40
Fig.2.17	Groupement en parallèle avec cellules défailantes.....	41
Fig.2.18	Protection groupement série-parallèle.....	42
Fig.2.19	Principe de fonctionnement de l'onduleur assisté.....	45
Fig.2.20	Principe de fonctionnement de l'onduleur autonome Basse Fréquence.....	46
Fig.2.21	Principe de fonctionnement de l'onduleur autonome Haute Fréquence.....	47
Fig.3.1	Différents types d'intégration	51
Fig.3.2	Toiture (type C1.1)	54
Fig.3.3	Toiture terrasse (type C1.2)	54
Fig.3.4	Mur extérieur (type C1.3)	55
Fig.3.5	Brise-soleil (type C1.4).....	55
Fig.3.6	Toiture intégré (type C2.1)	56
Fig.3.7	Verrière intégrée (type C2.2).....	56
Fig.3.8	Façade intégrée (type C2.3).....	56
Fig.3.9	Élément de paroi (type C2.4).....	57
Fig.3.10	Système de connexion pure.....	58
Fig.3.11	Système de connexion sécurisée.....	58
Fig.3.12	Architecture à onduleur centralisé.....	59
Fig.3.13	Architecture à onduleur « string ».....	59
Fig.3.14	Architecture à modules alternatifs.....	60
Fig.3.15	Mauvais câblage :	62
Fig.3.16	Bon câblage : limitation des aires de boucles induites	63
Fig.4.1	Localisation des bâtiments administratifs dans la commune d'EL-ATTAF	69

Fig.4.2	Consommations et coûts totaux de 2012 à 2016	70
Fig.4.3	Mairie centre d'EL-ATTAF photo.....	73
Fig.4.4	Profile de charge journalière du site pilote.....	74
Fig.4.5	Répartition de Consommation : (a) en hiver, (b) en été.....	75
Fig.4.6	Irradiation globale horizontale annuelle	75
Fig.4.7	Horizon avec la trajectoire du soleil les solstices d'hiver et d'été	76
Fig.4.8	Irradiations annuelles à el attaf	76
Fig.4.9	Température ambiante.....	77
Fig.4.10	Configuration du système	78
Fig.4.11	Technologies de modules PV.....	79
Fig.4.12	Caractéristiques techniques du module PV.....	80
Fig.4.13	Consommation mensuelle.....	83
Fig.4.14	Variation des flux d'énergie du système avec l'angle d'inclinaison β	84
Fig.4.15	Variation des characteristics economic du système angle d'inclinaison β	84
Fig.4.16	Puissance moyenne journalière délivrée par le champ PV.....	85
Fig.4.17.	L'électricité produite par le champ PV (jaune) et par le réseau (gris)	85
Fig.4.18.	Electricité demandée (black) et vendue (green) au réseau	86
Fig.4.19	Angles Caractéristiques.....	87
Fig.4.20	Ombre portée maximale (21/12).....	87
Fig.4.21	Structure des modules avec supports	89
Fig.4.22	Branchement des onduleurs au champ de modules	90
Fig.4.23	Flux de trésorerie cumulé, mairie centre (a) sans remise (b) avec remise	90
Fig.4.24	Flux de trésorerie cumulé pour trois bâtiments (mairie, mosquée, école P).....	91
Fig.4.25	Quantités de gaz naturel et de polluants épargnés.....	93

LISTE DES TABLEAUX

Tableau1.1	Evolution de l'énergie électrique produite par d'énergies avec les années	5
Tableau1.2	Nombre de clients électricité pour l'année 2017.....	9
Tableau1.3	Energie moyenne reçue et durée d'ensoleillement par région.....	12
Tableau1.4	Répartition de la Puissance installée par Application.....	15
Tableau1.5	Etapes du projet des ER 2015-2020/2021-2030.....	22
Tableau3.1	Rendement et applications de différentes technologies de cellule PV.....	52
Tableau4.1	Nombre d'abonnés et consommation électrique.	68
Tableau4.2	Bâtiments administratives.....	69
Tableau4.3	Appareils utilisés.....	73
Tableau4.4	Caractéristiques techniques de l'onduleur.....	80
Tableau4.5	Coût des composants de la centrale.....	81
Tableau4.6	Prix du kWh pour le réseau	81
Tableau4.7	Taux d'émission de polluants.....	81
Tableau4.8	Résultats optimisés par Homer.....	82
Tableau4.9	Flux d'énergies électriques	86
Tableau4.10	Caractéristiques techniques de l'onduleur.....	89
Tableau4.11	Comparaison de performances	94

INTRODUCTION GENERALE

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

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

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

L'énergie électrique d'origine photovoltaïque s'est répandue très vite dans les zones urbaines avec la technologie de connexion au réseau de telle sorte qu'on peut vendre l'électricité produite par le système photovoltaïque (PV) à l'état. L'état conscient des crises futures des hydrocarbures a développé des lois et des directives incitatrices pour encourager les secteurs publique et privé d'investir dans le domaine et arriver ainsi à augmenter la part de l'électricité propre et renouvelables dans le mix énergétique global.

Dans ce contexte, le travail de recherche présenté dans cette thèse, participe à l'étude d'un système PV de moyenne puissance (30kWc), représenté par un générateur photovoltaïque (GPV) couplé à un système de conversion, le tout est intégré au bâtiment et connecté au réseau électrique urbain. L'électricité produite peut être utilisée par deux options :

- 1- Injection totale de l'électricité sur le réseau, le bâtiment est alimentée par le réseau.
- 2- Injection du surplus d'électricité, le bâtiment est alimenté par la centrale PV et le réseau.

La centrale photovoltaïque considérée, capte et transforme l'irradiation solaire en électricité avec des rendements de cellules proches de 15%. Pour que ces modules délivrent le

max d'énergie on utilise des appareils chercheurs de ce point à puissance max (MPPT) incorporé à l'intérieur de l'onduleur.

La charge alimentée, est une charge alternative ce qui nécessite un système de conversion, et de contrôle, pour fournir une tension de sortie d'amplitude et de fréquence constantes. Pour cela on utilise des convertisseurs électroniques, qui assurent la transformation du courant continu en courant alternatif, avec les mêmes caractéristiques de celui du réseau électrique. Il isole la centrale PV et coupe le courant injecté au réseau en cas de panne de ce dernier etc.

L'étude met le point sur le changement apporté par la centrale PV intégrée au bâtiment sur les plans :

- (a) énergétique : quantité d'électricité couvrant les besoins du bâtiment et vente du surplus au réseau.
- (b) économique : bénéfices de la vente de la totalité de la production et diminution du temps de retour d'investissement, l'économie d'énormes quantités de gaz naturel ;
- (c) écologique : détermination des quantités de polluants évités au climat et aux terres agricoles.

Ce travail est réparti en quatre chapitres.

Le premier chapitre étudie le secteur de l'électricité en Algérie. On s'intéresse aux différentes sources d'énergie électrique, qui participent dans le mix énergétique Algérien. On parle de la source fossile, le gaz naturel qui est la principale source utilisée dans les centrales thermiques pour la production des 97% de l'électricité nationale. On citera aussi la minime part (3%) des sources renouvelables dans la production de l'électricité. On parlera des programmes du gouvernement à moyens termes pour utiliser l'énorme gisement (solaire, éolien, biomasse..) pour la production d'énergie propre et assurer ainsi le développement durable.

Le deuxième chapitre parle des systèmes photovoltaïques connectés au réseau. On s'intéresse aux composants de système en décrivant leur structures, leurs caractéristiques, leurs modes de fonctionnement, leurs comportements etc. En commençant par le générateur photovoltaïque (GPV), ensuite le système de conversion et son spécificité dans l'injection du courant sur le réseau et les compteurs d'électricité émise et soutirée du réseau.

Le troisième chapitre s'intéresse à la conception des centrales PV et leurs intégrations dans les bâtis. On parle du dimensionnement des composants de la centrale intégrée au bâtiment, on

décrit les différents modes d'intégrations et l'art architectural. On parle aussi des différentes directives sur l'intégration (risques et sécurité).

Le quatrième chapitre s'intéresse à l'étude technique, économique et écologique de cette centrale PV de moyenne puissance (30kWc) qui est intégrée au bâtiment et connectée au réseau. Pour cela on détermine la charge du site (mairie centre de la commune D'EL ATTAF) ensuite l'état du bâtiment (surface terrasse ; orientation ; ..), après on choisit les composants du système (puissance ; durée de vie ; rendement ; prix...).

On prépare la feuille de calcul pour la simulation avec le logiciel HOMER, on propose un modèle pour calculer les quantités de gaz naturel économisées, et correspondant à la quantité d'électricité vendue au réseau. On finira par une étude économique, pour déterminer le temps de retour de l'investissement, et une autre étude écologique déterminants les quantités de polluants épargnés et leurs impact sur le climat, et sur les terres agricoles.

CHAPITRE 1

SECTEUR DE L'ENERGIE ELECTRIQUE EN ALGERIE

1.1. Introduction

Dès son indépendance, l'Algérie avait opté pour le développement du secteur de l'énergie, dans le cadre d'une politique nationale visant le développement des infrastructures électriques. Cette politique prévoit l'accès de la population à l'électricité et au gaz naturel comme une priorité absolue pour l'amélioration de la qualité de vie du citoyen et de la situation économique du pays [1]. Conscient de cet enjeu et de l'importance de l'accès à l'électricité pour les citoyens, le secteur s'est fixé comme priorité de développer tous les axes permettant de garantir la couverture à long terme, des besoins en électricité du pays, notamment par la diversification des sources d'énergie, le développement du parc de production électrique et des infrastructures de transport et de distribution de l'électricité.

1. 2. Energie Electrique Primaire En Algérie

1.2.1. Production d'Electricité.

La production de l'électricité en Algérie repose essentiellement sur les sources fossiles comme matière première dans les turbines thermiques.

1.2.1.1. Evolution de l'énergie électrique produite

Vue la large disponibilité du gaz naturel par rapport aux autres sources d'énergie fossiles, l'Algérie a opté pour l'utilisation du gaz naturel comme énergie primaire pour la production d'électricité. D'un autre côté le développement durable exige aussi de développer d'autres énergies dites propres et renouvelables comme l'énergie solaire et éolienne, dont les gisements sont disponibles et abondants sur tout le territoire du pays [1]. La figure (1.1) présente le taux de chaque type d'énergie dans le mix général avec une participation très fine de 3% assurée par les énergies renouvelable toute forme confondues. La capacité de production a connu ces dernières années une évolution conséquente de la puissance de production d'électricité installée. Celle-ci est passée de 7 492 MW en 2005 à 17 238,6 MW en 2015, soit près de 10 000 MW (tableau 1.1) additionnelle mise en service en dix ans.

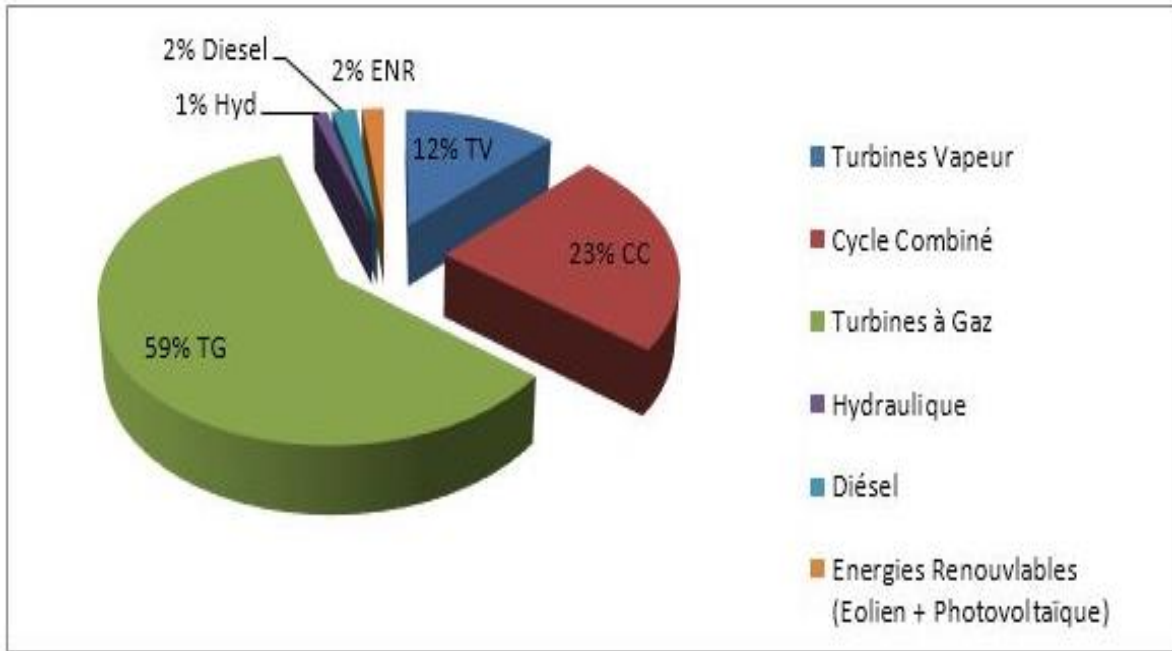


Fig.1.1 Puissance produite par type d'équipement pour l'année 2017 [1]

Tableau1.1 : Evolution des capacités installées des types d'énergies avec les années (GWh) [1]

Type d'équipement	1980	1990	2000	2006	2010	2016	2017
Thermique vapeur	3 621	8 397	15 757	14 558	9 692	11 512	10 074
Thermique gaz	2 223	6 704	8 830	16 463	19 564	24 441	31 009
Cycle combiné	-	-	-	3 419	15 341	28 899	29 508
Hydraulique	251	135	54	218	173	72	71
Diesel	125	216	368	264	403	281	286
Eolien	-	-	-	-	-	19	21
Photovoltaïque	-	-	-	-	-	205	500

Total	6 220	15 452	25 008	34 922	45 174	66 263	71 470
--------------	--------------	---------------	---------------	---------------	---------------	---------------	---------------

1.2.2 Pôles de production de l'électricité

On dénombre trois pôles de production sur le territoire algérien :

➤ **Pole Interconnecté National (RIN)**

Il s'étale sur le nord du pays et couvre aussi les régions de Béchar, Hassi Messaoud, Hassi R'Mel et Ghardaïa (fig1.2). Il est alimenté par une quarantaine de centrales de production d'électricité, reliées entre elles à travers un réseau de transport en 220 kV et 400 kV, permettant le transfert d'énergie des sites de production vers les centres de consommation [1].

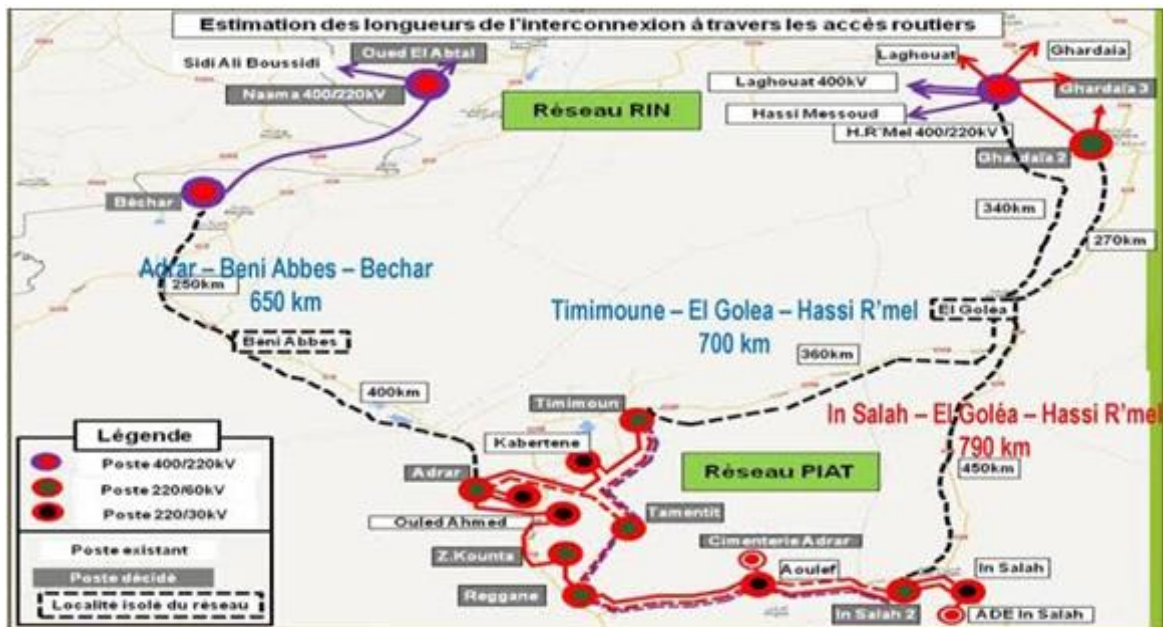


Fig1.2 Réseau interconnecté national (RIN)

La puissance maximale du réseau appelée interconnecté national a atteint 14 182 MW en 2017 (enregistrée en date du 31/07/2017).

➤ **Pole IN SALAH-ADRAR- TIMIMOUNE (PIAT)**

Ce pôle est alimenté par les centrales à Turbines à Gaz D'ADRAR, IN SALAH, ZAOUIT KOUNTA et TIMIMOUN, la ferme éolienne de KABERTENE, et les 7 centrales PV, interconnectées à travers un réseau 230 kV (fig1.3).

On constate l'existante de sources renouvelables sur ce réseau, ces sources contribuent avec une puissance installée globale de 53 MW ce qui représente 7.3% de la totalité de la puissance électrique de ce réseau [1].

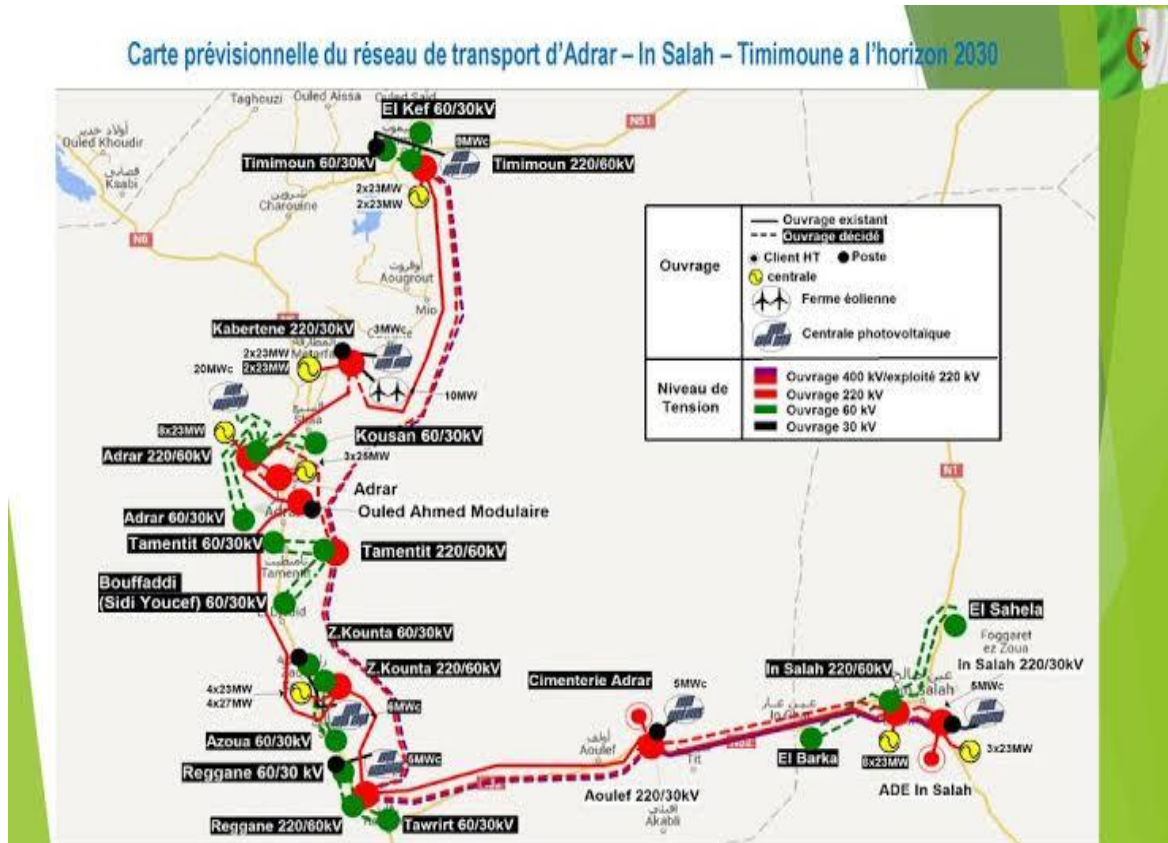


Fig. 1.3 Réseau D'ADRAR, IN SALAH, TIMIMOUN

➤ Pole Réseaux Isolés du Sud (RIS)

Il s'agit de 32 sites (29 sites conventionnels et 3 sites PV) du grand sud, alimentées par des réseaux locaux à travers des DG (groupes diesel), des TG (Thermique Gaz) ou des centrales TV (Thermique vapeur), et ce compte tenu des distances mises en jeu et des niveaux de consommation relativement faibles [1]. La puissance installée du RIS a atteint 1 133 MW, en 2017.

1.2.3. Nombre d'Abonnés par Wilaya

Les efforts fournis par l'état pour généraliser la distribution de l'électricité aux populations les plus lointaines et assurer ainsi le développement sur les plans : éducation, santé, communications, social etc. Pour l'année 2014 le nombre de clients pour l'électricité par wilaya a nettement augmenté sur les quatre coins jusque dans le grand désert à 2800km de la capitale Alger (TAMANRASSAT; ADRAR ; LAGHOUAT...)

1.2.4. Transport et distribution de l'électricité

L'électricité produite et transportée à travers un réseau long de milliers de km couvrant la majeure partie du pays et distribuée aux utilisateurs (usines ; sociétés industrielles ; fermes agricoles ; abonnés individuels...).

1.2.4.1 Transport de l'électricité

Le réseau national de transport de l'électricité a atteint une longueur totale de 29 233 km à fin 2017 tous niveaux de tensions confondus (60 à 400 kV). La fig.1.4 montre une évolution à peu près 1000km par an de 2005 à 2017[1].

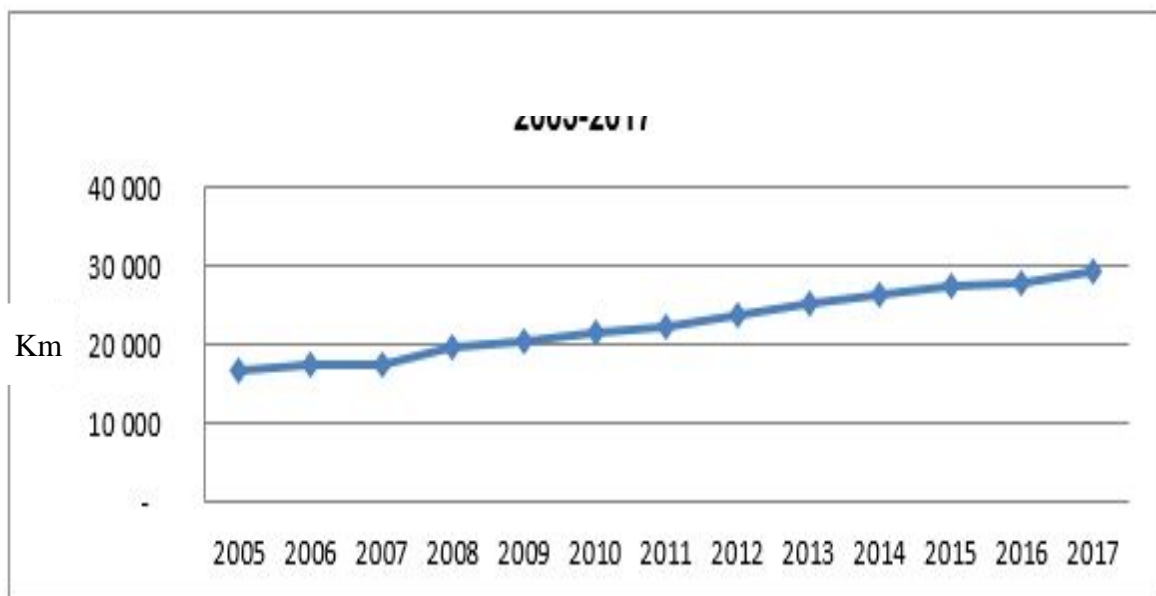


Fig1.4 Evolution de la longueur du réseau de transport d'électricité en Algérie 2005-2017[1]

- **Interconnexions Électriques Internationales**

Comme partout dans le monde le réseau de transport électrique algérien est relié aux deux réseaux marocain et tunisien par plusieurs lignes électriques, dont les plus récentes sont deux lignes de 400 kV (réseau électrique Très Haute Tension).

Ces nouvelles interconnexions entre les trois pays confortent les liens traditionnels déjà existants. Le Maroc est relié avec l'Algérie par trois liaisons électriques (2 en 220 kV et 1 en 400 kV), la Tunisie est reliée par cinq liaisons (2 en 90 kV, 1 en 150 kV, 1 en 220 kV et 1 en 400 kV) [2]. Ces interconnexions permettent également de faciliter les échanges électriques en renforçant davantage la sécurité du système électrique et en sécurisant l'approvisionnement en énergie de ces trois pays.

Elles permettent en outre de gérer avec plus d'efficacité les risques liés à l'exploitation des parcs de production et des réseaux de transport de l'électricité et assurent ainsi une meilleure sécurité au réseau maghrébin.

1.2.4.2 Distribution de l'électricité

La distribution nécessite des lignes MT/BT et des postes de transformateurs pour assurer la fiabilité de l'approvisionnement et garantir une meilleure et bonne qualité de service pour les consommateurs. Ce réseau de distribution a atteint en 2017 la longueur totale de 328 996 km. Le tableau (1.2) donne le nombre de clients pour les HT/MT/BT pour l'année 2017 [1]. Sur le quel on voit la majeure partie pour la basse tension avec un pourcentage de 99%.

Tableau 1.2 : Nombre de clients électricité pour l'année 2017 [1]

	Nombre de clients	Part par rapport au Total
Haute Tension	115	Négligeable
Moyenne Tension	57 539	1%
Basse Tension	9 127 308	99%
Total	9 184 962	100%

1.3. Energie Electrique Renouvelable En Algérie

1.3.1. Introduction

L'intérêt pour le développement des énergies renouvelables a été perçu très tôt en Algérie avec la création de l'institut de l'énergie solaire dès 1962.

Pour préparer l'Algérie de demain, le gouvernement algérien a mis une stratégie axée sur la valorisation des ressources inépuisables comme le solaire en lançant un programme ambitieux de développement des énergies renouvelables (EnR) et d'efficacité énergétique.

Cette volonté de promouvoir les énergies renouvelables s'est traduite notamment par [2]:

- La mise en place de centres spécialisés pour promouvoir la Recherche et le développement dans le domaine,
- Le développement d'un plan d'actions pour la sensibilisation et la vulgarisation en vue de la promotion de ces sources d'énergies,
- La création de petites et moyennes entreprises de services spécialisées dans l'installation et la maintenance d'équipements, l'ingénierie, les études et le conseil.

1.3.2. Potentiels des Énergies renouvelables

1.3.2.1. Energie solaire

De par sa situation géographique, l'Algérie dispose d'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 3900 heures (hauts plateaux et Sahara). L'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de 1m^2 est de l'ordre de 5 KWh sur la majeure partie du territoire national, soit près de $1700\text{KWh}/\text{m}^2/\text{an}$ au Nord et $2263\text{ kWh}/\text{m}^2/\text{an}$ au Sud du pays Avec des températures ambiantes allant jusqu'à 48°C . Cette énergie peut être exploitée de deux technologies : Le solaire thermique dans le chauffage au moyen de plusieurs technologies (chauffage ; séchage ; production d'électricité...). Le rayonnement solaire dans la technologie du photovoltaïque (production de l'électricité) [2].

1.3.2.2. Potentiel solaire en Algérie

L'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de 1m² varie entre 3 KWh/m² au nord et 5,6 KWh/m² au grand sud (fig.1.5). Ce gisement solaire dépasse les 5 milliards de GWh/an.

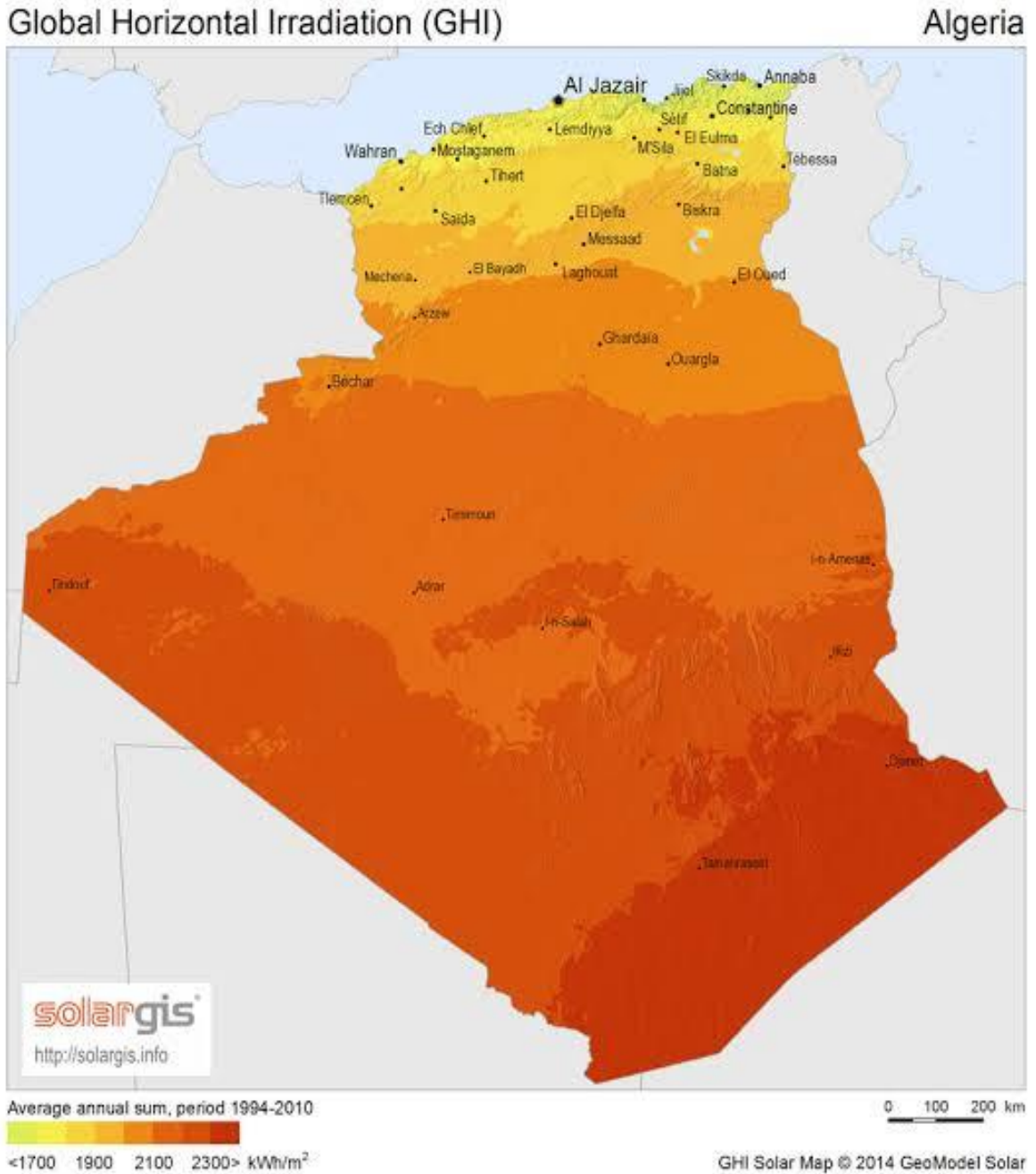


Fig.1.5 Irradiation globale horizontale annuelle moyenne ne Algérie (2010) [1]

Le tableau suivant montre l'importante durée d'ensoleillement et l'énergie incidente par m² pour les trois zones (régions côtières ; hauts plateaux ; Sahara).

Tableau 1.3 : Energie moyenne reçue et durée d'ensoleillement par région [1]

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

1.3.2.3. Potentiel éolien

Avec une topographie et un climat très diversifiés la ressource éolienne varie beaucoup d'un endroit à un autre. On compte deux zones distinctes : Une zone de plaines et de hauts plateaux limitée au nord par les chaînes de montagne de l'Atlas tellien jouxtant la mer méditerranéenne de 1200 km de littoral et au sud sur les portes du désert une chaîne de l'Atlas saharien, une autre zone de climat sec et chaud c'est le Sahara.

La carte représentée ci-dessus (fig1.4) montre que le Sud est caractérisé par des vitesses plus élevées que le Nord, plus particulièrement dans le Sud-est, avec des vitesses supérieures à 7 m/s et qui dépassent la valeur de 8 m/s dans la région de Tamanrasset (Ain m'guel). Concernant le Nord, on remarque globalement que la vitesse moyenne est peu élevée. On note cependant, l'existence de microclimats sur les sites côtiers d'Oran, Bejaïa et Annaba, sur les hauts plateaux de Tébessa, Biskra, M'sila et El-Bayad (6 à 7 m/s), et le Grand Sud (>8m/s). L'Algérie a un régime de vent modéré de 2 à 6 m/s (fig.1.6). Ce potentiel énergétique convient parfaitement pour le pompage de l'eau particulièrement sur les Hauts Plateaux.

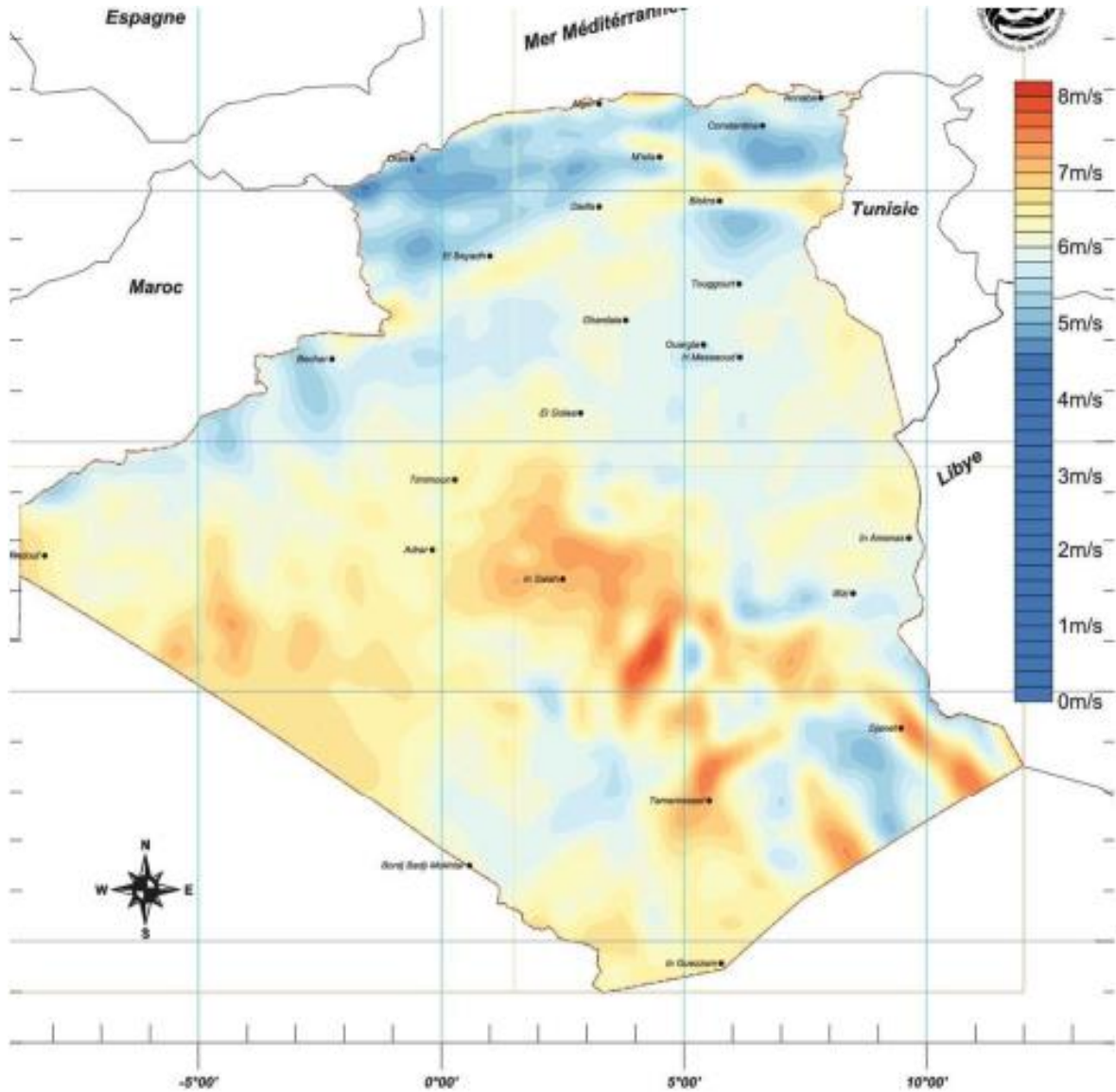


Fig.1.6 Carte du Vent Annuel Moyen à 50m de hauteur en Algérie (Période 2001-2010) [1]

1.3.2.4. Potentiel de l'énergie géothermique

Toutes les études et données géologiques, géochimiques et géophysique ont permis de répertorier plus de deux cent (200) sources chaudes dans la partie Nord du Pays. Un tiers environ d'entre elles ont des températures supérieures à 45°C. Il existe des sources à hautes températures pouvant atteindre 118°C à Biskra.

Des études sur le gradient thermique ont permis d'identifier trois zones dont le gradient dépasse les 5°C/100m

- Zone de Relizane et Mascara
- Zone de Aïne Boucif et Sidi Aïssa
- Zone de Guelma et Djebel El Onk

1.3.2.5. Potentiel d'Hydraulique

Les quantités globales tombant sur le territoire algérien sont importantes et estimées à 65 milliards de m³, mais finalement elles profitent peu au pays : nombre réduit de jours de précipitation, concentration sur des espaces limités, forte évaporation et évacuation rapide vers la mer.

Schématiquement, les ressources de surface décroissent du nord au sud. On évalue actuellement les ressources utiles et renouvelables de l'ordre de 25 milliards de m³, dont environ 2/3 pour les ressources en surface. 103 sites de barrages ont été recensés. Plus de 50 barrages sont actuellement en exploitation.

1.3.2.6. Le potentiel de la biomasse

a) Potentiel de la forêt

L'Algérie contient différentes formes de flore (arbre, steppe...). Le potentiel actuel est évalué à environ 37 Millions de TEP (Tonnes équivalent pétrole). Le potentiel récupérable est de l'ordre 3,7 Millions de TEP. Le taux de récupération actuel est de l'ordre de 10% [3].

b) Potentiel énergétique des déchets urbains et agricoles

Parmi les composantes de la biomasse on trouve les déchets urbains et agricoles. Prés de 5 millions de tonnes de ses déchets ne sont pas recyclés. Ce potentiel représente un gisement de l'ordre de 1.33 millions de Tep/an [4].

1.4. Electricité Solaire photovoltaïque

1.4.1 Electrification Rurale

L'Algérie a lancé le programme d'électrification rurale en prévoyant la réalisation de 12000Km de réseau pour raccorder 110 foyers ruraux. Ce programme comporte lelectrification

d'au moins 500 foyers par an avec l'objectif de couvrir 20000 foyers en 2017. la puissance à installer est de 4.4 MW [5].

- **Electrification par énergie solaire**

Elle concerne l'électrification de 16 villages très éloignés des réseaux existants et situés essentiellement dans les WILAYATES du grand sud Adrar, Illizi et TAMENRASSET. Le nombre de foyers à alimenter est de 580. Ce programme est financé en totalité par le Fonds Spécial de Développement des Régions du Sud. Avec un total de 113806 foyers, le tableau (1.4) montre les puissances installées pour les différentes applications vitales telles que le pompage d'eau pour l'utilisation ménagères et agricoles (irrigation ; élevage..), l'éclairage public pour la sécurité et le bien être des citoyens et les Télécommunication pour l'information et l'ouverture culturelle. Ces applications utilisent le solaire PV (97%) et l'éolien (3%) (fig.1.6).

Tableau 1.4 : Répartition de la Puissance installée par Application [3].

Applications	Puissance Installée (Watt)	%
Electrification	1352800	57.5
Pompage	288400	12.25
Eclairage public	48430	2
Télécommunication	498000	21.25
Autres	165630	7
TOTAL	2353260	100

1.4.2. Electricité solaire photovoltaïque connectée au réseau

Les systèmes de production d'énergie photovoltaïque connectés au réseau publics résultent de la tendance à la décentralisation du réseau électrique. L'énergie est produite plus près des lieux de consommation et non pas seulement par de grandes centrales thermiques ou hydroélectriques.

Au fil du temps, les systèmes branchés au réseau réduiront la nécessité d'augmenter la capacité des lignes de transmission et de distribution. Une telle approche permet de produire sa propre électricité en périodes ensoleillées et d'acheminer son excédent d'énergie vers le réseau, auprès duquel le client s'approvisionne au besoin [6].

1.4.3. Analyse des différents programmes de l'électricité PV intégré au réseau électrique

1.4.3.1. Contexte mondial

Sur le plan mondial, le photovoltaïque fait désormais partie des technologies modernes incontournables pour produire une électricité propre et respectueuse de l'environnement.

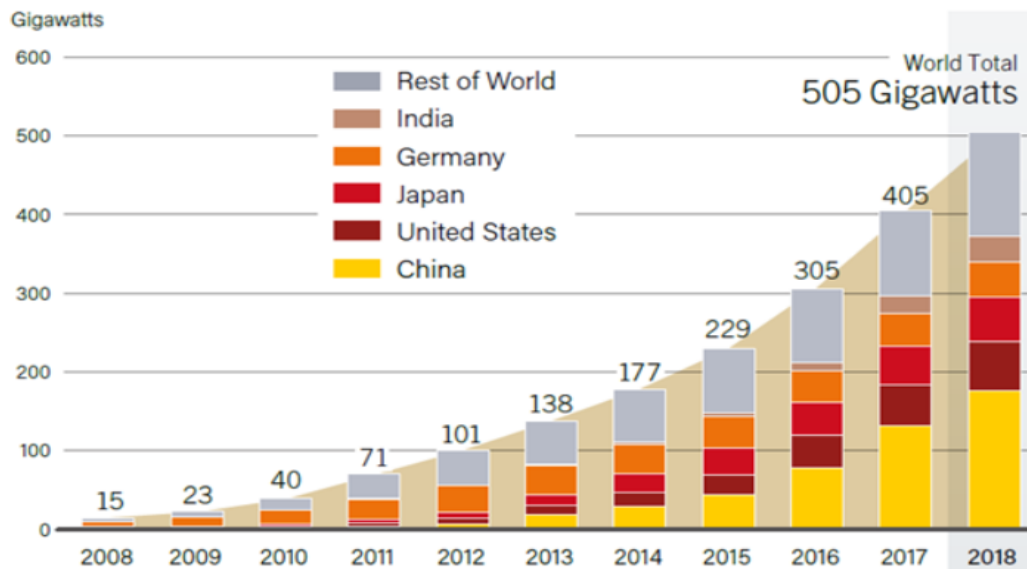


Fig.1.7 Croissance de la filière photovoltaïque mondiale de 2008 à 2018 [7].

et qui tend à remplacer l'électricité d'origine fossile.

En raison des crises des années 1970 sur les hydrocarbures et la menace d'épuisement des ressources fossiles, plus les problèmes environnementaux générés par les moyens de production conventionnels, certains états ont décidé de prendre au sérieux ces défis. Depuis 1990, le photovoltaïque a connu une très forte croissance.

Ainsi la production et l'installation de modules photovoltaïques se sont multipliées. La figure (1.7) montre l'évolution de la filière PV par pays (GW) avec une très importante part (35%) pour la chine.

Ainsi, le segment des systèmes PV décentralisés raccordés au réseau et intégrés dans les bâtiments a connu un développement relativement important au regard des autres applications photovoltaïques, notamment en Chine au Japon, en Allemagne, en Suisse ...

La course pour la maîtrise et le développement de la technologie photovoltaïque a permis, non seulement d'acquérir une maturité technologique y compris pour les installations de grande puissance, mais aussi une baisse constante des coûts de production des modules (fig.1.8), composant le plus cher d'une installation. La figure (1.9) montre le taux de production en MWh par pays de 1997 à 2017.

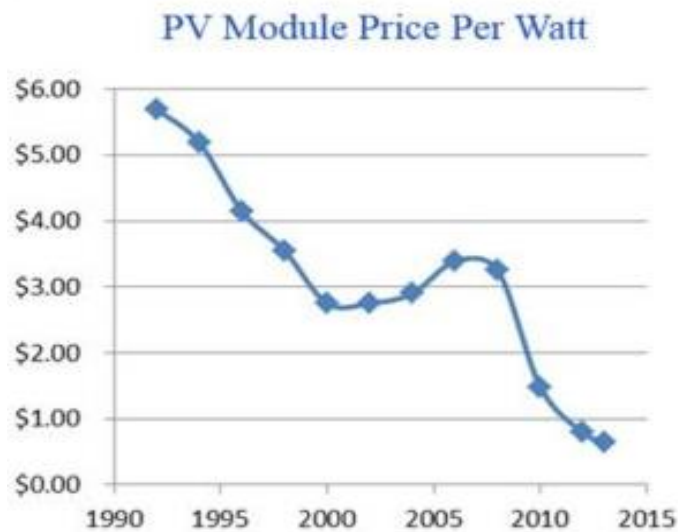


Fig.1.8 Evolution du prix par Watt d'un module de panneau solaire [8].

Toutes ces conditions ont fait que cette technologie se répand partout dans le monde. La maturité technologique et la baisse des coûts de production ont poussé beaucoup de pays à privilégier la solution photovoltaïque. La Chine le premier producteur d'électricité à partir du solaire photovoltaïque avec 75,25 TWh (22,9 % de la production mondiale), le Japon occupent la deuxième place (50,95 TWh soit 15,5 %) et l'États-Unis, la troisième place (46,63 TWh soit 14,2 %) [9].

L'Algérie, vu sa position géographique sa grande superficie et son énorme gisement solaire peut investir dans ce créneau et en profiter des ces multiples avantages.

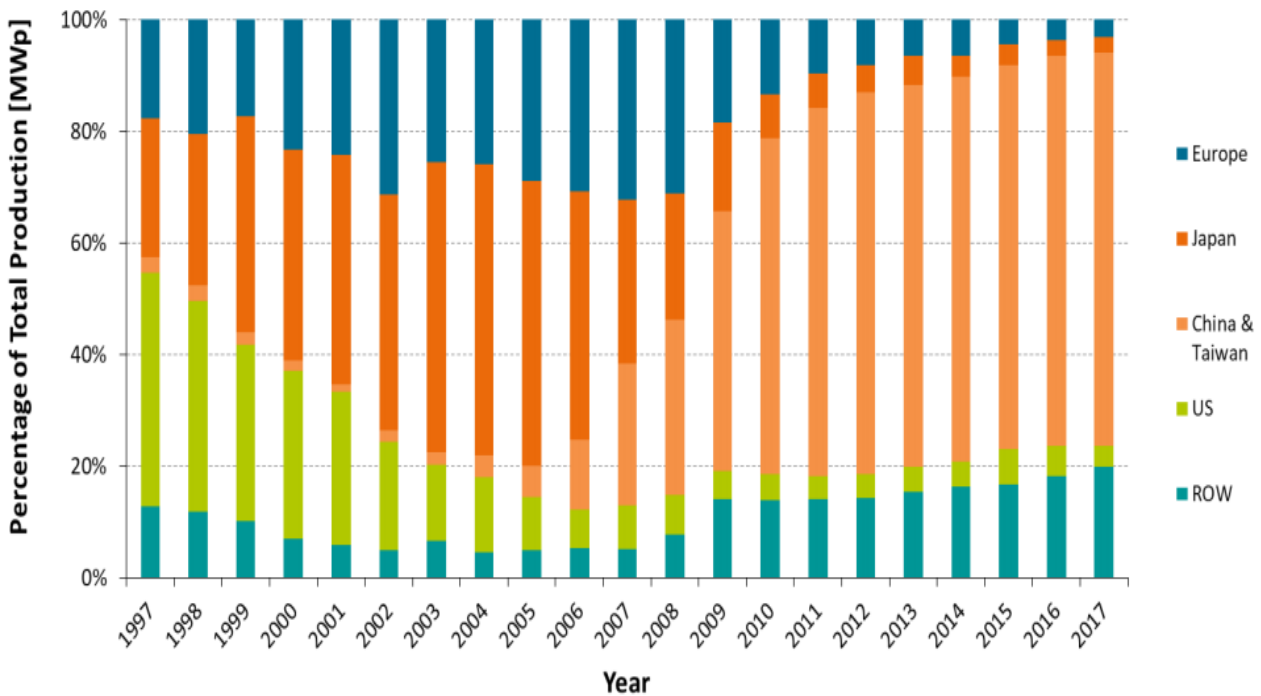


Fig.1.9 Evolution de la production PV par pays [7]

1.4.3.2. Contexte national Algérien

L'Algérie et depuis 1998 a crée trois organismes, relevant du secteur de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique (Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER),- Unité de Développement des Equipements Solaires (UDES), - Unité de Développement de la Technologie du Silicium (UDTS)). Par manque d'enthousiasme et de volonté plus la situation politique et sécuritaire du pays de la période a agit négativement sur l'exploitation du gigantesque gisement solaire.

Sur une durée de dix années (1998-2007) la part des énergies renouvelables toutes filières confondue ne représente qu'une très faible part dans le bilan énergétique national.

1.5. Situation énergétique

L'Algérie a depuis son indépendance optée pour l'énergie d'origine fossile, cela à cause des richesses naturelles en gaz et pétrole d'un coté et de la facilité de l'exploitation d'un autre.

Le mixe énergétique algérien en 2010 repose presque exclusivement sur les hydrocarbures, principalement sur le gaz naturel (à 93%). La faible part d'énergies renouvelables (2%) est actuellement dominée par l'énergie hydraulique. Avec une consommation d'électricité de 1 300 kWh/habitant (2010) et un taux de croissance de la demande d'électricité d'environ 7% entre 2010 et 2020, cette politique de développement, n'est pas viable à long et moyen terme puisque :

- Elle est dépendante des ressources tarissables (hydrocarbure).
- elle fait obstacle au développement des EnR
- elle est sujette à différents problèmes (chutes de tension) pendant les grandes chaleurs d'été.

Pour le photovoltaïque on sent son intérêt dès qu'on sait l'importance du gisement solaire qui doit être considéré comme matière première au même titre que les hydrocarbures, son existence sur tout le territoire algérien, son coté écologique favorable et aussi :

- ✓ le photovoltaïque permet en effet de diversifier la production d'électricité, de faire face aux pics de consommation l'après midi pendant l'été (lissage des pics), puisque la courbe de production photovoltaïque coïncide aux courbes de consommation.
- ✓ Pour les particuliers la connexion d'une installation photovoltaïque diminue la facture électrique et peut générer des revenus. Les citoyens deviennent actifs producteurs d'électricité qui peut être exporté et participent ainsi au développement du pays.

1.5.1. Parc énergétique algérien

La première centrale solaire intégrée à cycle combiné en Algérie a été inaugurée en 2011. Située près de Hassi R'Mel au centre-nord de l'Algérie, la centrale combine une matrice de miroirs paraboliques concentrant la puissance solaire de 25 MW en conjonction avec une centrale à turbines à gaz de 125 MW. La centrale hybride a vu le jour dans le cadre d'un partenariat entre NEAL (New Energy Algeria, une société dont les principaux actionnaires sont Sonelgaz et Sonatrach), SVH (Société de Valorisation des Hydrocarbures, une filiale de Sonatrach), moyennant un coût total de 350 millions d'euros. La centrale, qui a commencé à produire de l'électricité en juin 2011, marque le début du programme algérien des énergies renouvelables. En plus de ce projet, le gouvernement algérien prévoit pour la période 2011-2013 l'installation du premier parc éolien près de la ville d'Adrar au sud-ouest du pays. Pour l'électricité photovoltaïque raccordé réseau on cite la mini-centrale la plus connue, c'est celle du centre de développement des énergies renouvelables (CDER). Dans le cadre de la coopération

Algéro-Espagnole on a mis en service la première centrale PV d'une capacité de 10 KW connectée au réseau SONELGAZ (réseau interne de distribution).

La carte de la fig.1.10 montre les différentes réalisations avec leur puissance et leurs emplacements.

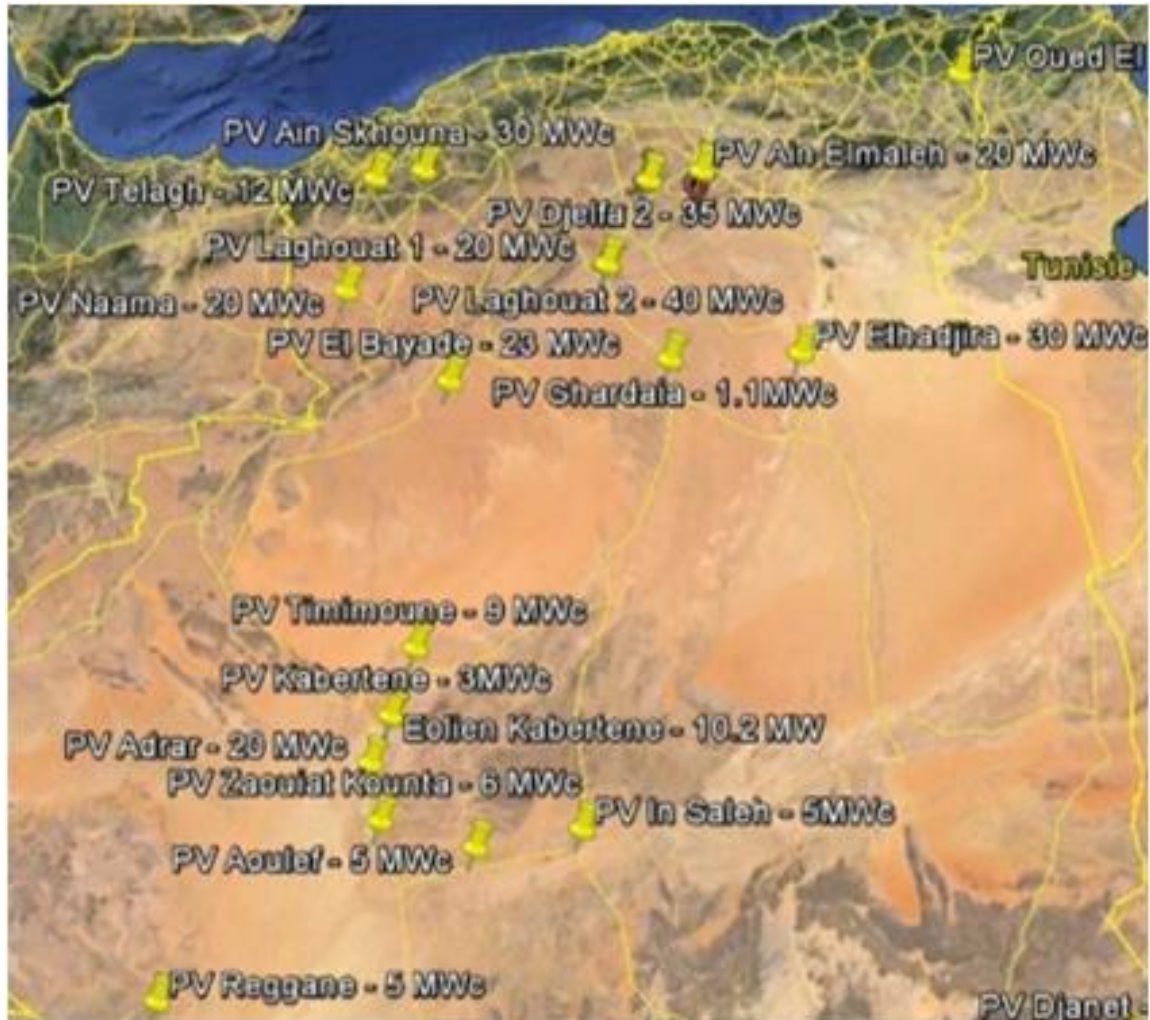


Fig.1.10 Différentes réalisations avec leur puissance et leurs emplacements [1]

1.5.2. Programme Algérien des énergies renouvelables

L'Algérie a lancé en avril 2011 un programme afin de développer les énergies renouvelables et de promouvoir l'efficacité énergétique au niveau national. Le programme consiste à installer une puissance d'origine renouvelable de près de 22 000 MW entre 2011 et 2030 dont 12 000 MW seront dédiés à couvrir la demande nationale en électricité et 10 000 MW à l'exporter [10].

Le Ministère algérien de l'Énergie et des Mines prévoit ainsi qu'environ 40% de la production d'électricité destinée à la consommation nationale sera d'origine renouvelable d'ici 2030 (37% d'origine solaire et 3% d'origine éolienne).

Les projets des EnR de production de l'électricité dédiés au marché national seront menés en deux étapes selon le tableau (1.5), étape 1 (2015 – 2020) où la réalisation d'une puissance de 4010 MW, entre photovoltaïque et éolien, ainsi que 515 MW, entre biomasse, cogénération et géothermie ;

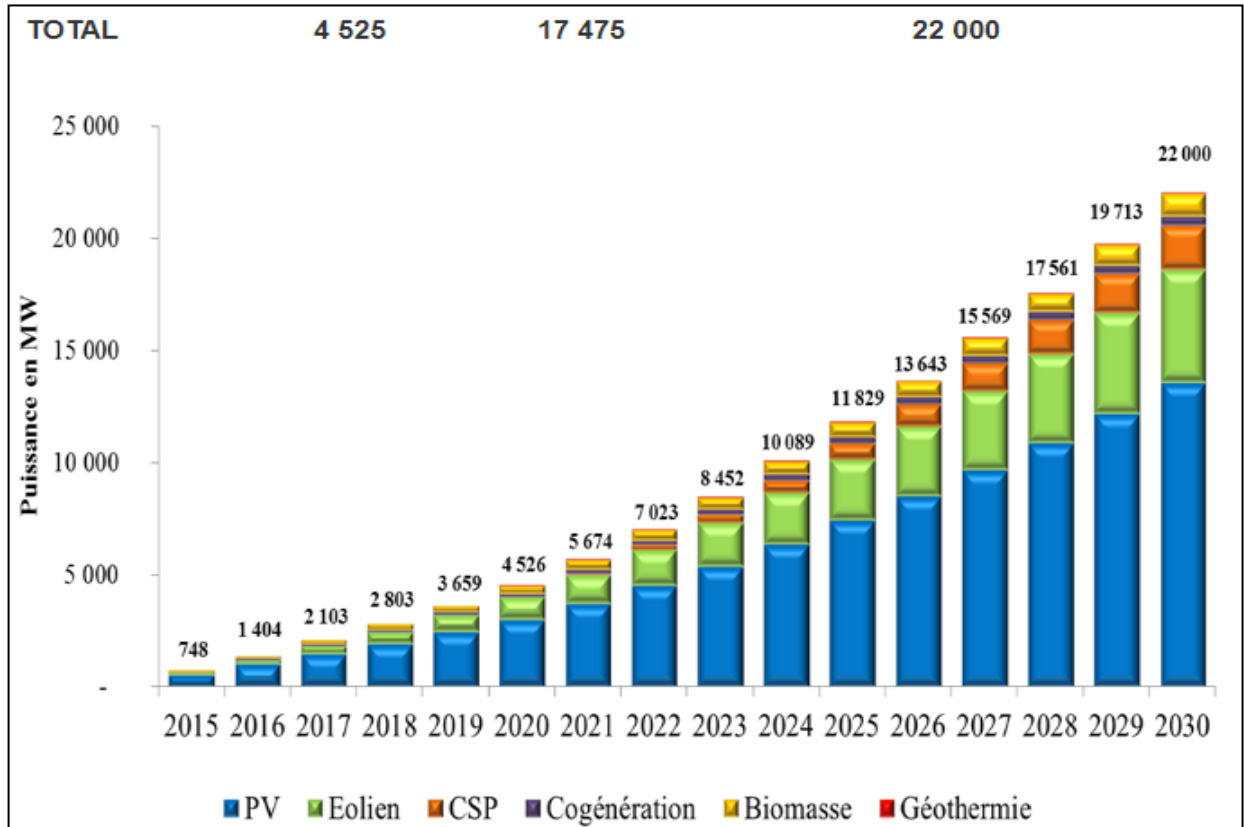


Fig.1.11 Répartition de puissance prévue par filière EnR de 2015 à 2030 [1].

Étape 2 (2020-2030) interconnexion électrique entre le Nord et le Sahara (Adrar), permettra l'installation de grandes centrales d'énergies renouvelables dans les régions d'In Salah, Adrar, Timimoune et Bechar.

La filière PV domine les autres avec une évolution importante jusqu'à l'an 2030 (fig.1.10).

Tableau .1.5: Etapes du projet des EnR 2015-2020/2021-2030 [1].

Unité : MW	1ère phase 2015-2020	2ème phase 2021-2030	TOTAL
Photovoltaïque	3 000	10 575	13 575
Eolien	1 010	4 000	5 010
CSP	-	2000	2 000
Cogénération	150	250	400
Biomasse	360	640	1 000
Géothermie	05	10	15
TOTAL	4 525	17 475	22 000

1.5.3. Efficacité énergétique

Pour Améliorer le programme de 2011, l'état a ajouté ce qui suit : l'isolation thermique de 10000 maison par an ; la distribution de 10 million de lampe de basse consommation [11].

Dans le cadre de la mise en œuvre du programme de développement des énergies renouvelables. Le programme vise à encourager la mise en œuvre de pratiques et de technologies innovantes, autour de l'isolation thermique des constructions existantes et nouvelles. Des mesures adéquates seront prévues au niveau de la phase de conception architecturale des logements comme suit:

- Isolation thermique : l'objectif est d'atteindre un gain cumulé de plus de 7 millions de tep ;
- Chauffe eau solaire : l'objectif est de réaliser une économie d'énergie de 2 millions de tep ;
- Lampe basse consommation (LBC) : Les gains en énergie escomptés, à l'horizon 2030 sont estimés à peu près de 20 millions de tep ;
- Eclairage public : l'objectif est de réaliser une économie d'énergie de près de un million de tep, à l'horizon 2030 et d'alléger la facture énergétique des collectivités.

1.6. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons met le point sur la situation de l'énergie électrique (production et consommation) en Algérie. Cette électricité qui est essentiellement d'origine fossile, et spécialement du gaz naturel. L'énorme quantité de gaz naturel brûlé dans les turbines à gaz pour produire 97% de notre électricité, dégage beaucoup de rejets polluants. Nous avons parlé de cette infime proportion de l'électricité d'origine renouvelable, comme nous avons parlé de cette prise de conscience par le gouvernement en lançant des programmes ambitieux sur le moyen terme, pour la réalisation de grands projets de centrales de production d'électricité, d'origine renouvelable.

CHAPITRE 2

PRESENTATION DES SYSTEMES PHOTOVOLTAÏQUES CONNECTES AU RESEAU

2.1. Introduction

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

En raison de la répartition non uniforme et la variabilité des ressources d'énergie (rayonnement ; vent ...) d'un coté, la non corrélation de la charge qui fluctue sur l'année avec les ressources d'un autre, la solution pour optimiser cette énergie, est de la coupler au réseau pour assurer une alimentation continue et pour injecter l'excès d'électricité si c'est possible.

Dans ce chapitre on s'intéresse aux composants des systèmes photovoltaïques connectés au réseau (SPVCR), en décrivant leurs structures, leur caractéristiques, leurs modes de fonctionnement, leurs comportements etc. en commençant par le GPV (générateur photovoltaïque), ensuite le système de conversion, et l'injection sur le réseau électrique urbain.

2.2. Définition et mission des (SPVCR)

Les SPVCR utilisent le soleil comme source d'énergie renouvelable. Ils sont généralement autonomes et sont souvent utilisés dans les régions urbaines où ils peuvent être intégrés au réseau électrique. Le but du SPVCR est de couvrir la demande de la charge et de produire le maximum d'énergie avec une qualité considérable, le respect des normes de l'alimentation en électricité et des caractéristiques du réseau électrique pour plus de fiabilité.

La performance d'un SPVCR est lié en partie à sa conception, c-à-d. aux types de composants, à leur dimensionnements, à l'architecture de fonctionnement. On peut résumer cette performance à quelque facteurs tels que, le coût du kWh, les pannes, l'entretien, la durée de vie réelle des composants en connexion [12].

2.3. Etat de l'art sur les SPVCR

2.3.1. Composants d'un SPVCR

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

Un bus de distribution à courant continu (CC) sur le quel on branche les composants à CC (GPV,

Charge CC....).

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

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

Dans les SPVCR l'excès d'énergie électrique produit peut être injecté sur le réseau.

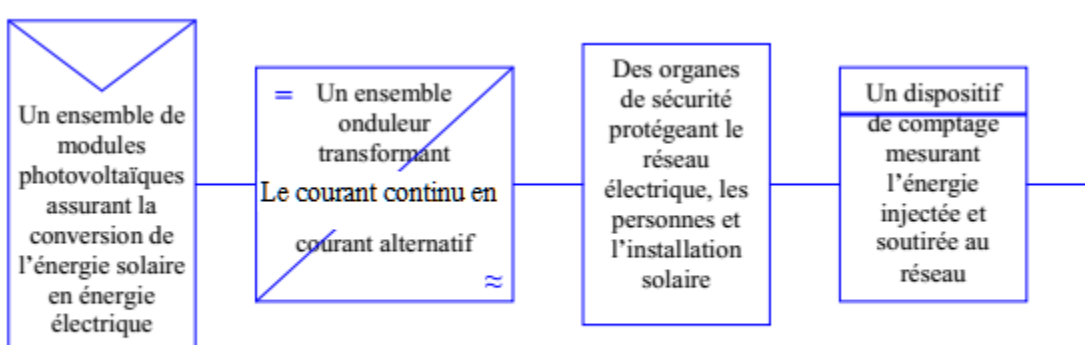


Fig.2.1 : Composition d'un SPVCR [13].

i. Le module photovoltaïque

Les modules sont composés d'un ensemble de cellules photovoltaïques raccordées en série, exposées au soleil font la conversion proprement dite de la lumière en électricité. Ces modules sont eux-mêmes associés en série et parallèle pour former un champ photovoltaïque d'une puissance crête P_c définie selon des conditions spécifiques d'éclairement, de température et de spectre solaire ($1000\text{W}/\text{m}^2$, 25°C et AM 1.5).

ii. L'onduleur

L'onduleur est un appareil de l'électronique son rôle est la transformation du courant continu fourni par le champ de modules photovoltaïque en un courant alternatif.

Si ce courant est injecté sur le réseau, il doit avoir les mêmes caractéristiques que le courant alternatif fourni par le réseau électrique. L'onduleur est un appareil électronique de haute technologie, géré par microprocesseur, garantissant que le courant produit répond exactement aux normes fixées par les

compagnies d'électricité. Il se présente sous la forme d'un boîtier métallique, muni d'un radiateur.

iii. Organes de sécurité et de raccordement

Les organes de sécurité et de raccordement assurent des fonctions de protection vis-à-vis des utilisateurs, de l'installation photovoltaïque et du réseau. Elles se déclinent sous 3 formes :

- a) La protection de découplage dont l'objectif est de ne pas laisser sous tension un ouvrage en défaut. Elle permet ainsi de déconnecter l'installation photovoltaïque du réseau électrique lorsqu'un problème technique survient.
- b) La protection contre la foudre dont l'objectif est de protéger autant que possible le générateur photovoltaïque des impacts directs (impacts sur la construction) et induits (impacts au sol, surtension véhiculée par le réseau électrique) de la foudre.
- c) La mise à la terre dont l'objectif est de protéger les personnes et les équipements, d'accroître la fiabilité des équipements et de réduire les risques de détérioration en cas de foudre.

iv. Comptage de l'énergie injectée et soutirée au réseau

L'un des principes du photovoltaïque raccordé étant de soutirer et de revendre l'électricité au réseau de distribution, un comptage de l'énergie injectée et soutirée doit être réalisé. Ce comptage s'effectue par l'intermédiaire d'au moins deux compteurs, l'un situé aux bornes aval du disjoncteur, l'autre au point de livraison, c'est-à-dire en entrée du réseau [13].

2.3.2. Schémas de raccordement des installations PV

En général, il existe deux schémas de raccordement au réseau électrique pour les installations photovoltaïques :

1/ Le premier, utilisé dans le cadre de l'injection des excédents de production, permet de consommer une partie de la production photovoltaïque et revendre le surplus au réseau de distribution.

2/ Le deuxième, utilisé dans le cadre de l'injection de la totalité de la production, consiste à revendre la totalité de la production photovoltaïque au réseau de distribution.

A- injection du surplus de production

Dans le cas de l'injection du surplus de production, le générateur de production photovoltaïque est raccordé à la fois sur l'installation intérieure et sur le réseau Basse Tension. A chaque instant le client consomme une partie de sa production et soutire le manque du réseau (la nuit par exemple) ou bien vend le surplus au réseau quand il y a excès de production

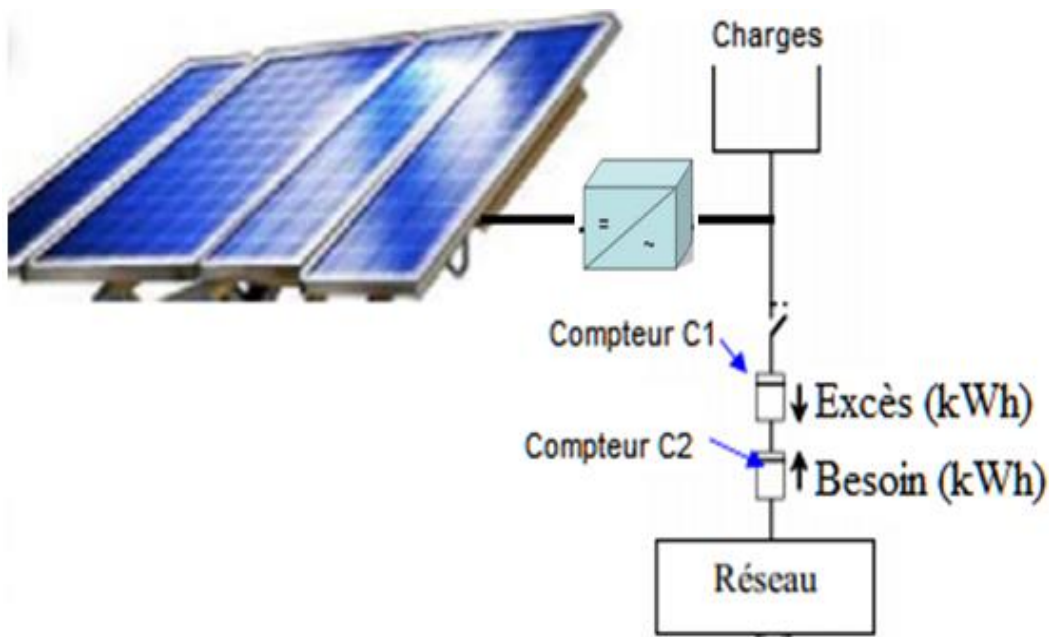


Fig. 2.2 Schéma de raccordement « injection du surplus de production » [13]

. Pour le comptage l'installation doit être équipée de deux compteurs électroniques installés « tête bêche », c1 mesure l'excès de production qui injecté et c2 mesure le besoin en électricité soutiré du réseau, à chaque instant un seul compteur fonctionne (Fig. 2.2).

B- injection de la totalité de la production

Dans le cas de l'injection de la totalité de la production, le générateur photovoltaïque est raccordé au réseau par l'intermédiaire d'un point de livraison « production » distinct du point de livraison « consommation » utilisé pour les besoins en soutirage du producteur. Cette dissociation entre le point de livraison « consommation » et le point de livraison « production » conduit à étoiler le branchement en deux compartiments (injection et consommation) (Fig. 2.3). D'un côté il y a c1 et c2, le premier compte l'excès injecté sur le réseau le deuxième compte l'électricité consommée par l'onduleur, de l'autre côté un seul compteur c3 pour compter la consommation de la charge.

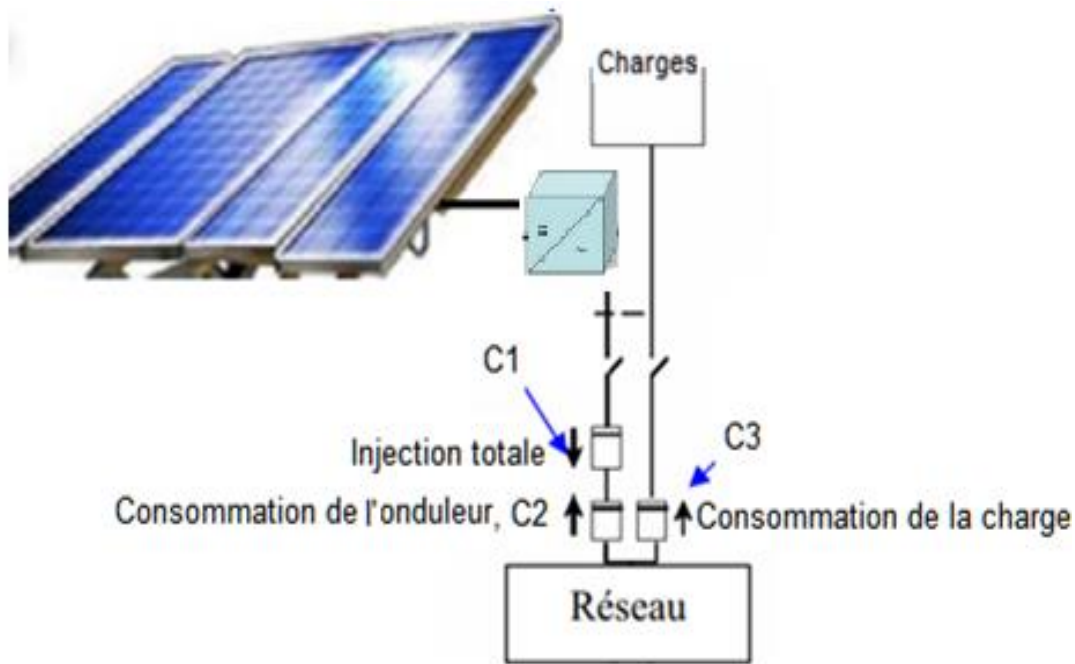


Fig. 2.3 Schéma de raccordement (injection de la totalité de la production) [13]

2.3.3. Conditions d'injection sur le réseau électrique

Tous les appareillages électriques (de consommation ou de production) raccordés au réseau électrique sont conçus pour fonctionner dans des gammes de tension et de fréquence définies. C'est pourquoi les gestionnaires de réseau sont dans l'obligation de respecter (et donc de faire

respecter) les caractéristiques de la tension fournie par le réseau électrique. Cela dans le but de stabiliser le réseau et garantir son bon fonctionnement.

a) Contraintes d'intensité

Chaque ouvrage électrique possède des limitations en termes d'intensité pouvant y transiter (une charge maximale). Cette charge est la somme algébrique de la consommation (+) et de la production injectée sur le réseau (-). En l'absence de contrainte sur le réseau, l'ajout d'une production sur le réseau BT a pour effet initial de diminuer les transits et donc de limiter le risque d'atteinte d'une contrainte d'intensité.

L'ajout d'une installation de production sur un site mixte n'entraînera jamais une contrainte d'intensité dès lors que la puissance de la production raccordée est inférieure ou égale à la puissance souscrite pour un site mixte.

b) Contraintes de tension

- Les valeurs maximales admissibles (valeurs moyennées sur 10 min) correspondant à une plage de ($\pm 10\%$) autour des valeurs nominales ;
- Une valeur maximale du gradient de chute de tension (2%). Il y a contrainte de tension lorsque la tension franchit le niveau autorisé. Ce seuil est compris entre 12,5% et 10% du niveau de tension nominal défini dans les textes réglementaires [14].

c) Vérification des seuils électriques

Les écarts de tension dépendent notamment des transits d'énergie, active et réactive dans chaque élément du réseau, des caractéristiques physiques des réseaux (longueur, section, matériaux) et des moyens de réglage de la tension qui permettent, de compenser partiellement certains écarts de tension.

Les élévations de tension liées à la production seront d'autant plus importantes que la longueur de câble est importante (distance au poste HTA/BT) et que la consommation est faible.

d) Hausses de tension localisées

De nombreuses études internationales montrent, que l'impact principal du développement d'installations photovoltaïques sur le réseau basse tension est un phénomène de hausse localisée de la tension.

Ce phénomène, positif tant que l'on n'atteint pas de seuil limite, devient ensuite une contrainte que le gestionnaire de réseau devra lever pour raccorder une nouvelle installation de production. Ce phénomène de hausse localisée est particulièrement sensible du fait des caractéristiques du réseau de distribution et des choix de réglage de la tension dans les postes de distribution.

D'autres impacts pour le réseau de distribution des installations photovoltaïques sur le réseau basse tension. Ces impacts sont de deuxième ordre et se rencontrent lorsque la densité d'installations photovoltaïques est forte [14].

2.4. Générateur photovoltaïque

2.4.1. Conversion photovoltaïque

Venant du grec le mot photovoltaïque se compose de "photos" qui signifie lumière et de "volta" nom du savant italien Alessandro Volta qui a découvert la pile électrique.

La découverte du phénomène photovoltaïque revient à Antoine Becquerel qui 1839 met en évidence cette conversion, mais il faudra plus d'un siècle pour que les scientifiques approfondissent et exploitent ce phénomène de la physique.

2.4.2. Cellule solaire photovoltaïque

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

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

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

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

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

Les photons de la partie absorbée et dont l'énergie correspond à l'énergie du gap du semi-conducteur arrachent des électrons et créent ainsi des paires électron-trou (vide positif laissé par l'électron arraché), les photons plus ou moins énergétiques ne sont pas transformés [15].

. Pour la collection des électrons libérés dans un circuit extérieur, il faut d'abord les séparer avant leurs recombinaison, pour cela on crée un champ électrique entre les deux faces de la cellule (Fig. 2.4).

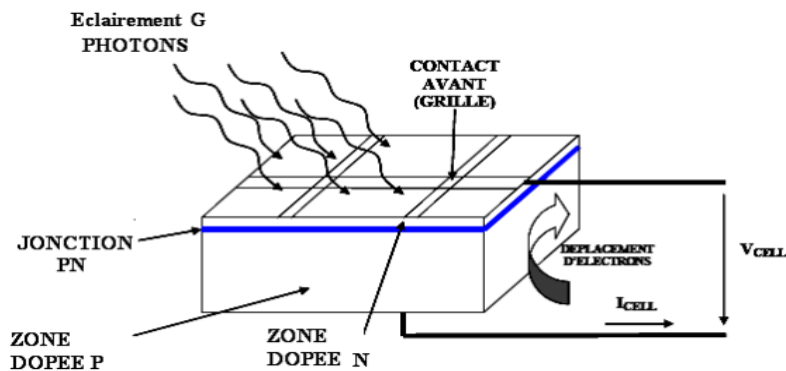


Fig. 2.4. Conversion PV dans une cellule solaire [16].

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

On différencie deux types de dopages.

- **le dopage de type n** (négatif), qui est riche en électrons (charges négative) et cela par l'introduction dans la structure cristalline d'atomes étrangers qui donnent chacun un électron supplémentaire (atomes pentavalents).
- **le dopage de type p** (positif), qui est riche en trous (charges positives) par l'introduction d'atomes tétravalents qui prennent chacun un électron des atomes du semi-conducteur et créent des lacunes (manque d'électrons).

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

Ce champ sépare les paires électrons- trous induits par le rayonnement et participe au photocourant (Fig. 2.5).

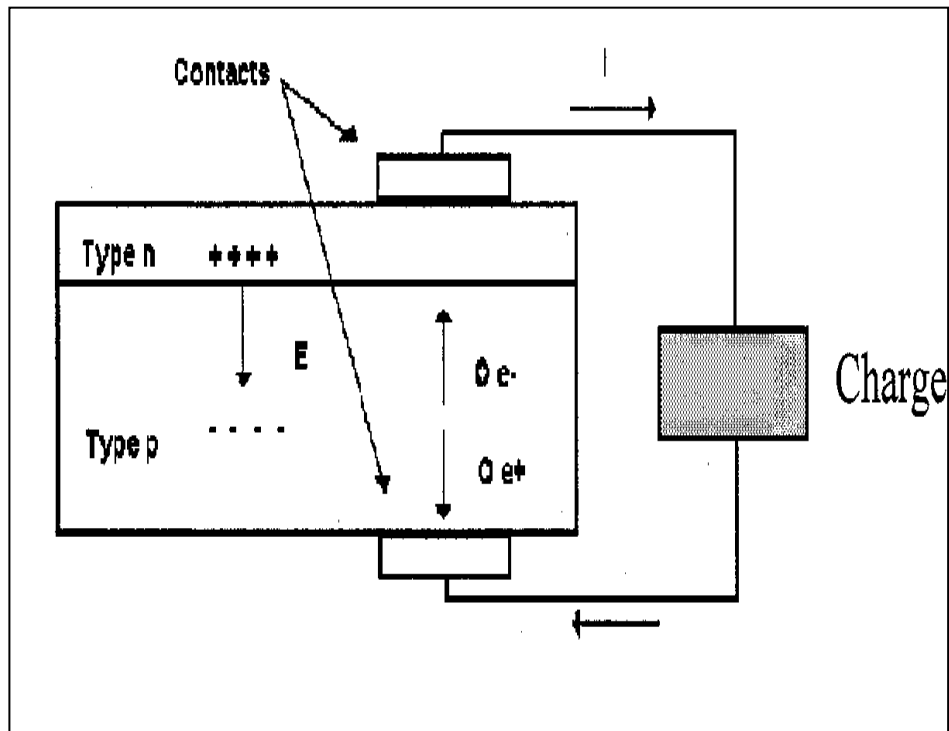


Fig.2.5 Séparation des paires électron-trou [17]

2.4.3. Circuit électrique équivalent

La présence de la jonction n-p dans la cellule PV lui procure la caractéristique d'une diode qui génère un photo-courant sous éclairage. Le schéma équivalent (Fig. 2.6) comporte une diode et deux résistances qui tiennent compte des pertes internes R_s et R_p .

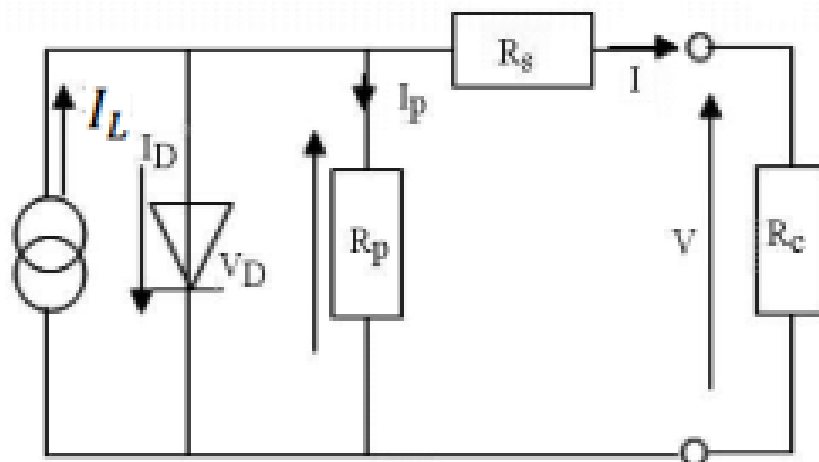


Fig.2.6 Circuit électrique équivalent [17]

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

$$I_p = \frac{V + r_s I}{r_p} \quad 2.2$$

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

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

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

I : le courant de sortie de la cellule PV

I_0 : le courant de saturation inverse de la diode

I_d : le courant d'obscurité de la diode.

I_p : le courant consommé dans la résistance parallèle

R_s : résistance série due à la difficulté de la collection de charge

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

R_L : la charge électrique du circuit extérieur

V : tension de polarisation

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

A : facteur d'idéalité de la diode

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

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

T : température de la jonction ($^{\circ}$ K.)

2.4.4. Paramètres électriques de la cellule

a) Caractéristiques électriques

Les caractéristiques électriques d'une cellule PV sont la variation courant- tension (Fig. 2.7) et la variation puissance – tension (Fig. 2.8).

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

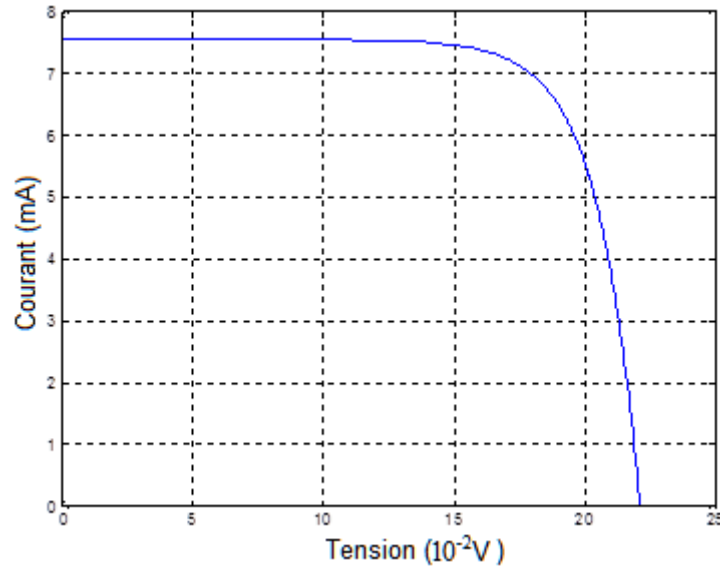


Fig.2.7 Caractéristique I –V [17]

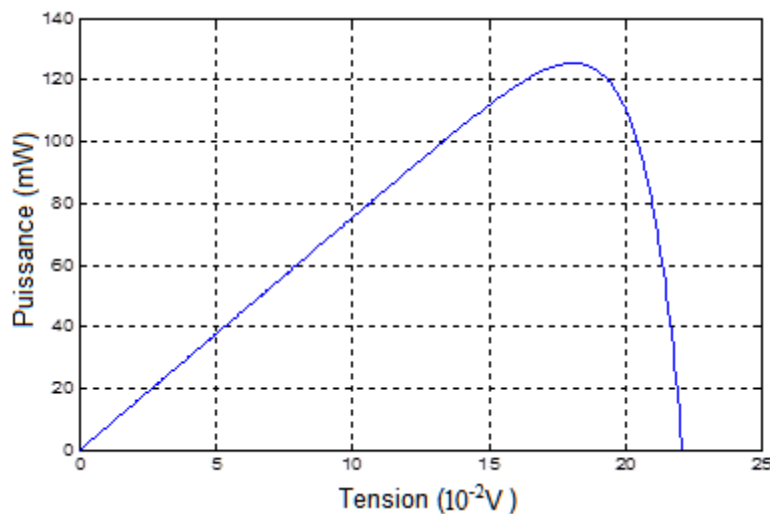


Fig.2.8 Caractéristique P-V [17]

- I_{sc} le courant de court circuit
- V_{oc} la tension de circuit ouvert
- I_{mp} et V_{mp} coordonnées du courant et tension qui maximisent la puissance de la cellule PV
- Le facteur de forme représente la qualité de l'allure de la caractéristique I-V

$$FF = \frac{P_{mp}}{V_{oc} I_{sc}} = \frac{V_{mp} I_{mp}}{V_{oc} I_{sc}} \quad (2.5)$$

b) Courant de court circuit

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

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

De (2.4) on trouve :

$$I_{SC} = I_L - I_0 \left(e^{\left(\frac{I_{sc} R_s}{V_T} \right)} - 1 \right) - \frac{R_s I_{sc}}{R_p} \quad (2.6)$$

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

$$I_{SC} = I_L - \frac{R_s I_{sc}}{R_p} \quad (2.7)$$

c) Tension de circuit ouvert

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

$$V_{OC} = V_T \ln \left[\left(I_L - \frac{V_{OC}}{R_p} \right) \frac{1}{I_0} + 1 \right] \quad (2.8)$$

2.4.5. Influence d'autres paramètres

a) Influence de l'éclairement

Les allures de variation des caractéristiques I-V et P-V de la cellule PV en fonction de l'éclairement à température ambiante sont représentées respectivement sur les (Fig. 2.9) et (Fig. 2.10).

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

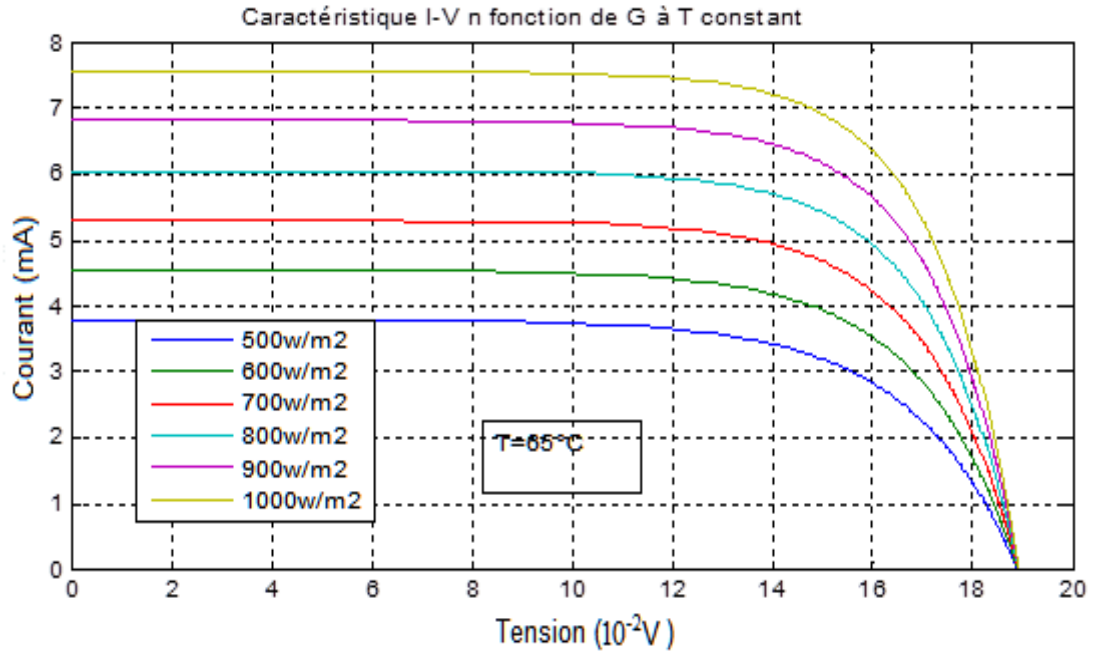


Fig. 2.9 Caractéristiques I-V en fonction de l'éclairement [17]

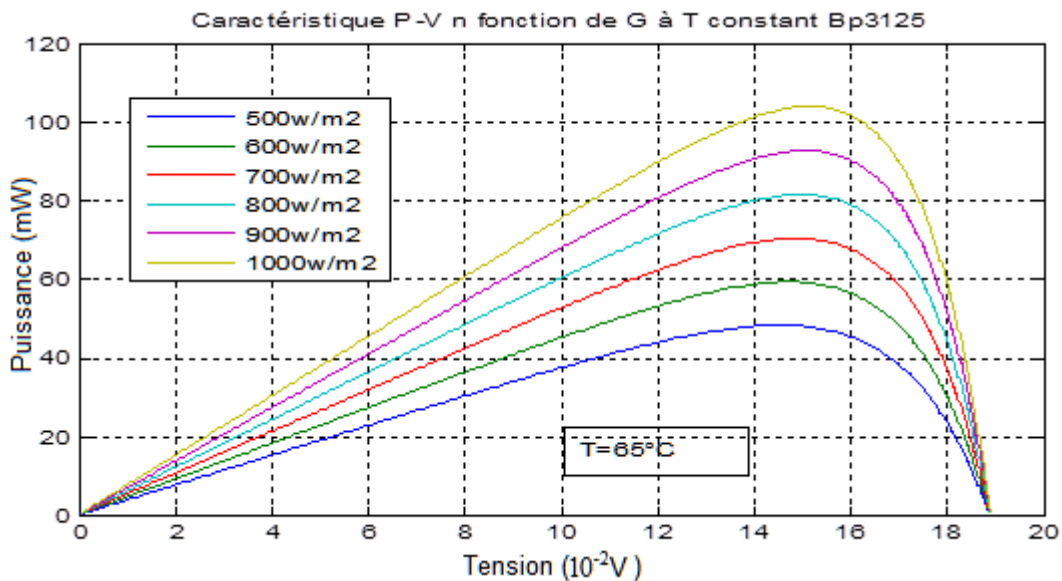


Fig. 2.10 Caractéristiques P-V fonction de l'éclairement [17]

b) Influence de la température

Sur les figures (2.11) ;(2.12) représentatives des caractéristiques I-V et P-V du générateur PV en fonction de la température pour un éclairement donné, on remarque que le courant varie peu avec l'augmentation de la température. Par contre, cette augmentation engendre une baisse de tension qui induit une diminution de la puissance disponible dans la cellule.

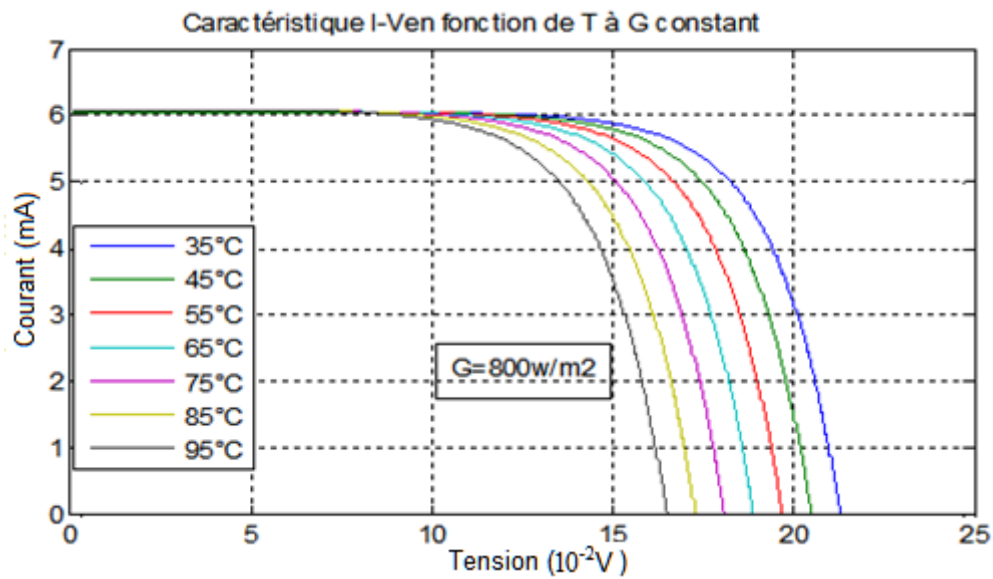


Fig2.11 Caractéristiques I-V en fonction de la température [17]

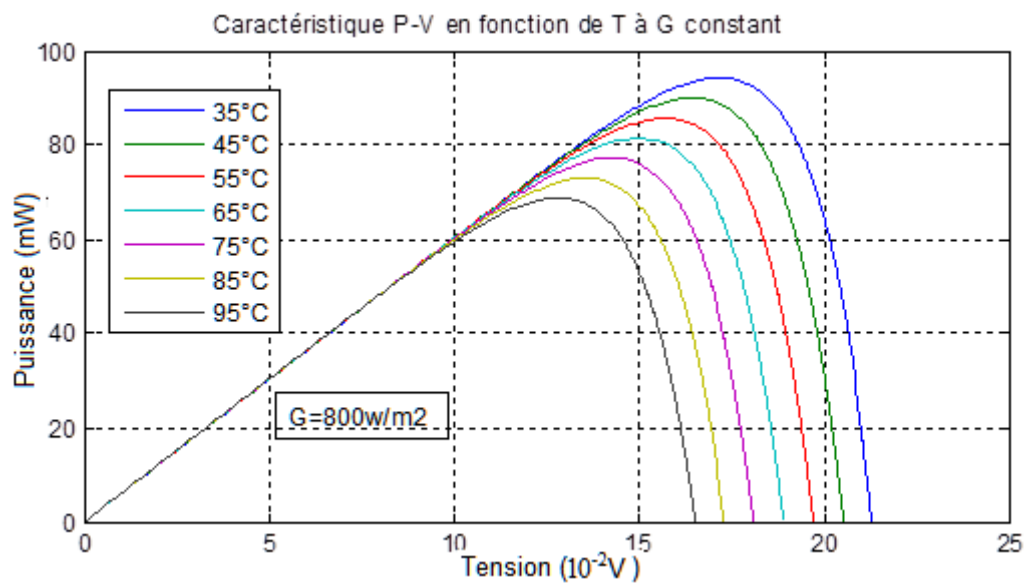


Fig2.12 Caractéristiques P-V en fonction de la température [17]

2.4.6. Module photovoltaïque

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

électrique (appelé générateur PV). Il n'emmagasine pas de l'électricité comme les autres générateurs électrochimiques (piles; accumulateurs...), mais transforme l'énergie rayonnée en électricité. L'association de plusieurs cellules donne un module. Les modules sont construits avec comme substrat, un verre trempé à haute transmission, l'encapsulant est à base d'éthylène-vinyl-acétate (EVA) recouvert à l'arrière d'une feuille de Tedlar-Aluminium-Tedlar ou de polyéthylène devant résister aux intempéries [18].

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

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

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

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

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

A) Notion de Puissance Crête

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

B) Association de cellules en série

Dans ce branchement de cellules/modules identiques la tension totale sera égale à N_s (nombre de cellules) fois la tension d'une cellule /module, le courant est constant (fig.2.13).

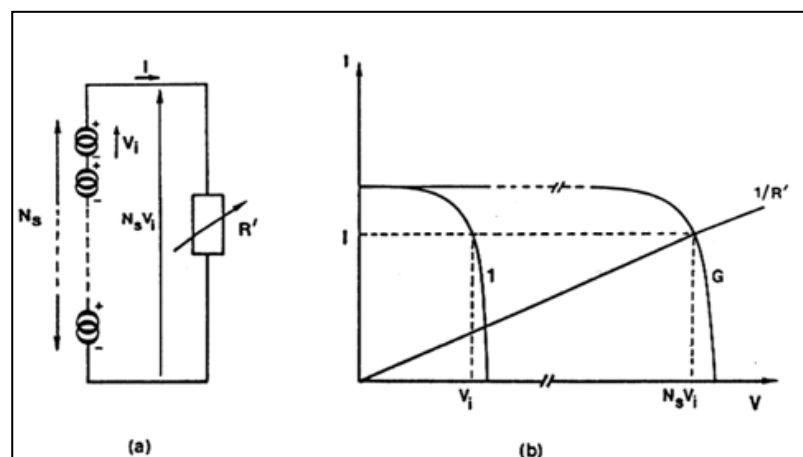


Fig. 2.13 Circuit électrique (a) et caractéristique I-V (b) de N_s cellules en série [17]

C) Association de cellules en parallèles

Le groupement en parallèle de N_p cellules/modules identiques donne une tension constante égale à celle de la cellule et un courant égale à N_p fois le courant d'une cellule (Fig. 2.14).

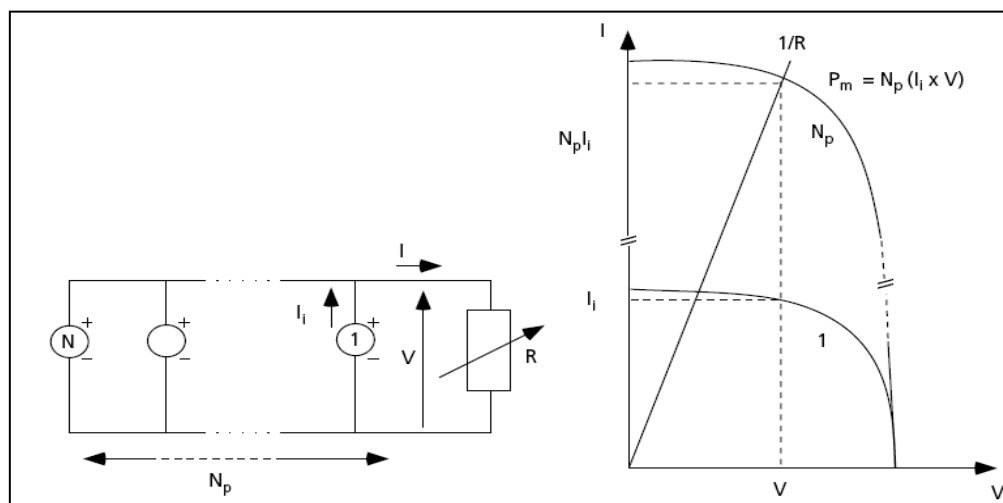


Fig. 2.14 Circuit électrique et caractéristique I-V de N_s cellules en parallèle [17]

D) Déséquilibres dans les groupements de cellules

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

La cellule différente des autres (moins performante ou ombragée par exemple)

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

- Déséquilibre dans un groupement série

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

Dans ces conditions, on notera que le courant de court-circuit du groupement est inférieur au courant de court-circuit des cellules non défaillantes (Fig. 2.15).

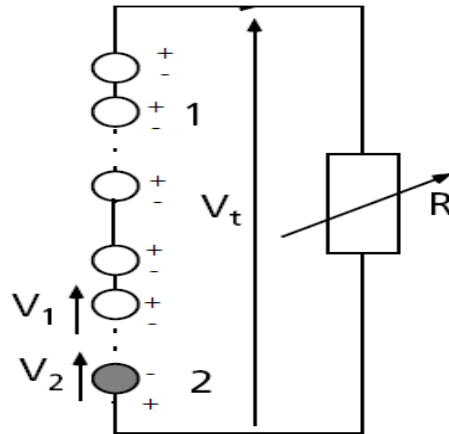


Fig. 2.15 Groupement en série avec une cellule défaillante [17]

- **Protection par diodes parallèles (by-pass)**

Pour protéger les cellules contre le risque de destruction il faut éviter aux cellules défaillantes les tensions de claquage. Pour cela on monte une diode au silicium en parallèle (by-pass) pour chaque branche de 18 cellules en série (la moitié d'un module), la cellule défaillante ne peut alors être polarisée que par 17 cellules au maximum dont la tension totale est inférieure à la tension de claquage (Fig. 2.16).

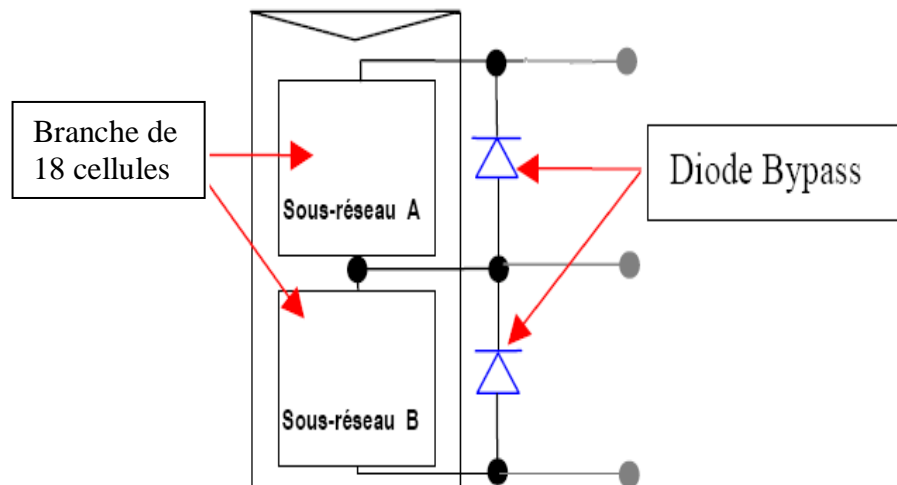


Fig. 2.16 Protection par diodes by-pass [17]

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

- **Déséquilibre dans un groupement parallèle**

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

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

La cellule peut dissiper une puissance électrique qui dégrade l'encapsulation par chauffage (hot spot) (Fig. 2.17).

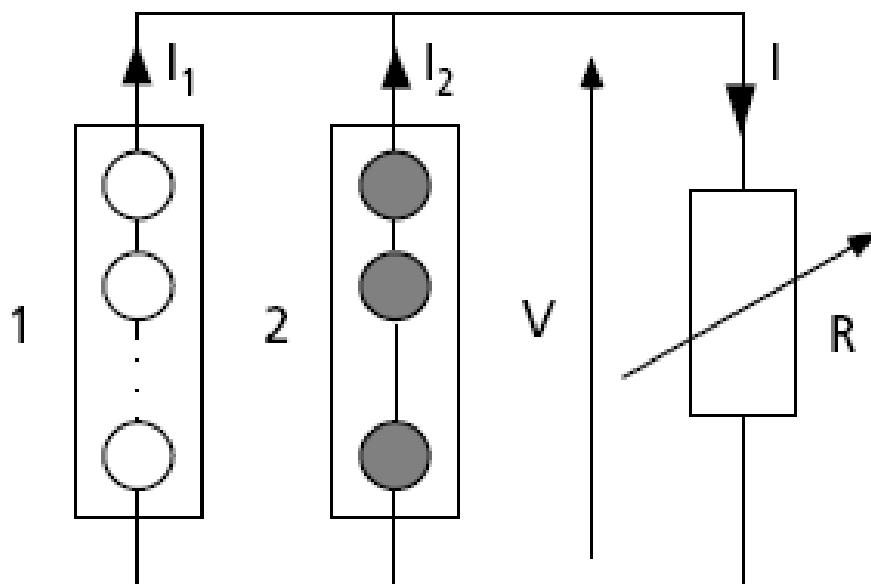


Fig2.17 Groupement en parallèle avec cellules défaillantes [17]

- **Protection par diodes séries**

Pour éviter que les cellules reliées en série ne reçoivent de l'énergie d'autres branches connectées en parallèle, il faut monter dans chaque branche des diodes série.

La diode série doit supporter le courant débité par la branche.

Il est recommandée de monter une diode par branche, dans certaines installations, on installe une seule diode série pour plusieurs branches. Protection recommandée par diodes antiparallèle et par diodes série d'un groupement série - parallèle de modules (Fig. 2.18).

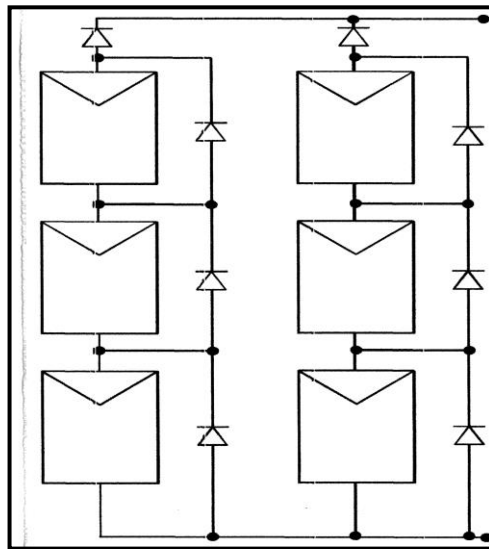


Fig. 2.18 Protection groupement série-parallèle [17]

2.5. Système de conversion

L'électricité produite par le générateur PV est de mode continu (CC), la charge à alimenter comporte des appareils à courant alternatif (CA) ainsi que le réseau considéré comme une charge alternative infinie.

Pour adapter les deux modes d'électricité des différents éléments du système PV intégré au réseau on utilise les convertisseurs appelés aussi onduleurs.

2.5.1. Définition

Dans une installation photovoltaïque raccordée au réseau, l'onduleur occupe une place centrale. Il va transformer le courant et la tension continus, délivrés par le champ photovoltaïque, en un courant et une tension alternatifs compatibles avec le réseau. On distinguera donc toujours la partie continue notée CC (Courant Continu), en amont de l'onduleur, et la partie alternative notée CA (Courant Alternatif), en aval de l'onduleur.

Un convertisseur, appelé aussi onduleur est un dispositif de l'électronique de puissance, on distingue les onduleurs de tension et les onduleurs de courant, mais ce sont les onduleurs de tension qui sont les plus maîtrisés et les plus répandus, et de puissance allant de quelques Watts à plusieurs kW.

2.5.2. Principaux types de Convertisseur

a- Convertisseur continu-continu (CC/CC)

Il est utilisé pour:

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

On trouve les convertisseurs:

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

b- Convertisseur continu –alternatif (CC/CA)

Lorsque le câblage et le nombre d'appareils récepteurs deviennent importants, il est intéressant de passer à la l'alimentation 230V en CA ce qui va élargir le choix d'appareils usuels du marché, avec des prix plus avantageux et des consommations en puissances proches de celle des appareils en CC. Dans ce cas on utilise le Convertisseur (CC/CA) et l'économie faite sur le prix des appareils AC compense l'investissement de l'onduleur.

2.5.3. Caractéristiques d'un onduleur pour systèmes photovoltaïques

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

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

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

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

onduleur de courant [19].

2.5.4 Critères de choix

- ◇ **rendement** : c'est le critère de choix principal, on désire perdre le moins d'énergie possible entre le GPV ou les batteries et la charge en 230 VCA.
- ◇ **précision de la tension de sortie** : exprimée en % par rapport à 230VCA. Pour certains appareils (hi-fi) la tension de sortie de l'onduleur doit être stable quelque soit la charge et la tension d'entrée.
- ◇ **résistance aux surcharges et au courant réactif** : des appareils à charge de démarrage difficile comme les réfrigérateurs nécessite la production par l'onduleur de plusieurs fois sa charge maximale pendant un temps bref.
- ◇ **distorsion harmonique**: la création d'harmoniques (distorsions ; fluctuations de l'onde) peut perturber certains récepteurs, et augmenter les pertes d'énergie.
- ◇ **Consommation en mode (stand-by)**

L'onduleur branché sans travailler consomme une part importante d'énergie, il est recommandé de débrancher l'onduleur si possible entre deux utilisations [18].

Dans les applications photovoltaïques raccordées au réseau, deux types d'onduleurs sont utilisés, chacun se distinguant selon son mode de fonctionnement, sa technologie d'électronique de puissance, ses spécificités techniques, et son coût.

2.5.5. Types d'onduleurs pour SPVCR

A- Premier type : onduleur assisté

L'onduleur assisté possède la particularité de ne fonctionner qu'en présence du réseau. Il fait appel à la technologie thyristor, ce qui le rend bon marché et robuste, mais ne lui permet pas de générer un signal de grande qualité.

❖ Principe de fonctionnement :

L'onduleur à thyristor est piloté par le réseau électrique : Les commutateurs (interrupteurs) qui le composent, s'enclenchent et se déclenchent seulement

lorsque la sinusoïde du réseau passe par 0, ce qui permet d'obtenir un signal rectangulaire déphasé contenant beaucoup d'harmoniques. La connexion au réseau est effectuée à travers un transformateur 50 Hz qui génère des pertes relativement importantes, et d'un filtre atténuant les harmoniques (Fig. 2.19).

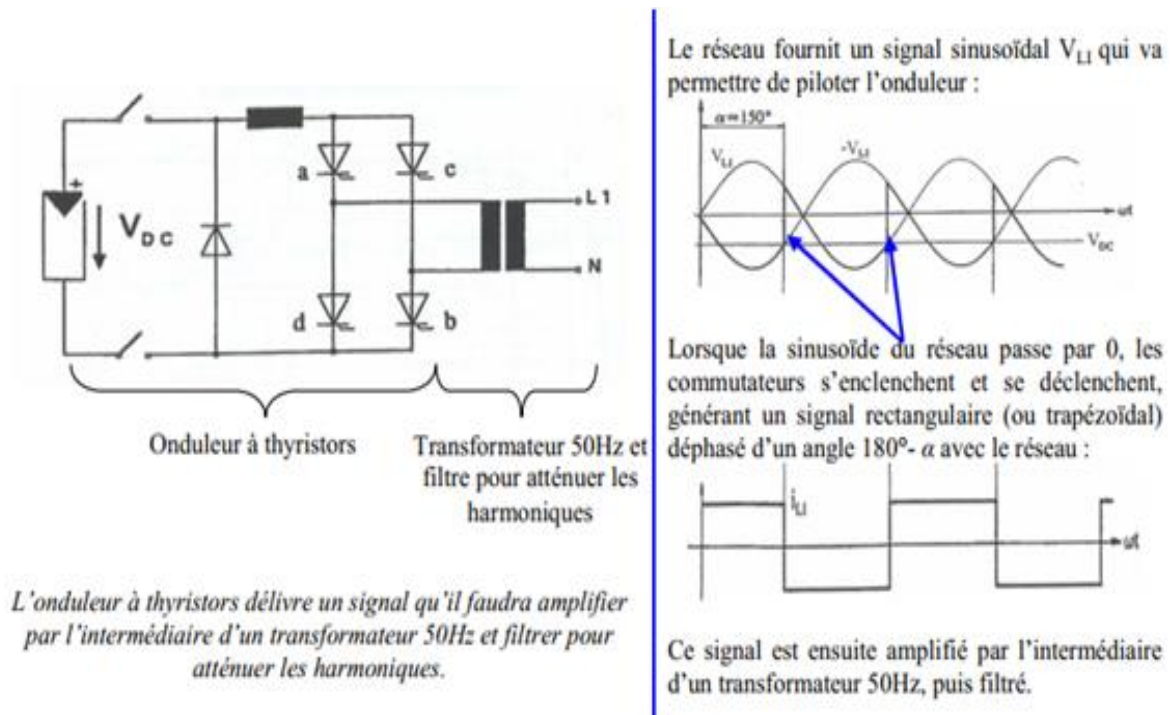


Fig.2.19 Principe de fonctionnement de l'onduleur assisté [13]

On remarque que cette technologie est moins en moins utilisée, mais elle n'a pas complètement disparu des systèmes PV intégrés au réseau.

B- Deuxième type: onduleur autonome

L'onduleur autonome possède la particularité d'être commandé par des signaux de référence internes. Il fait appel aux nouvelles technologies d'électronique de puissance, fiables et performantes:

- La technologie des thyristors à coupure ou GTO (*Gate Turn-off Thyristor*).
- La technologie des transistors de puissance bipolaires.
- La technologie MOSFET.
- La technologie IGBT (*Insular Gate Bipolar Transistor*).

Il existe deux grandes catégories d'onduleurs autonomes, utilisant la technique de la modulation par Largeur d'Impulsion :

- L'onduleur autonome à transformation Basse Fréquence.
- L'onduleur autonome à transformation Haute Fréquence.

❖ Principe de fonctionnement de l'onduleur autonome Basse Fréquence :

L'onduleur autonome Basse Fréquence n'est pas piloté par le réseau : Contrairement à l'onduleur assisté, il permet de commuter la puissance plusieurs fois par période, reconstituant, par l'intermédiaire de la Modulation par Largeur d'Impulsion, un signal sinusoïdal de qualité supérieur au signal de l'onduleur assisté (harmoniques et déphasage) (Fig. 2.20). La connexion au réseau est effectuée à travers un transformateur 50 Hz qui génère des pertes relativement importantes, et d'un filtre atténuant les harmoniques.

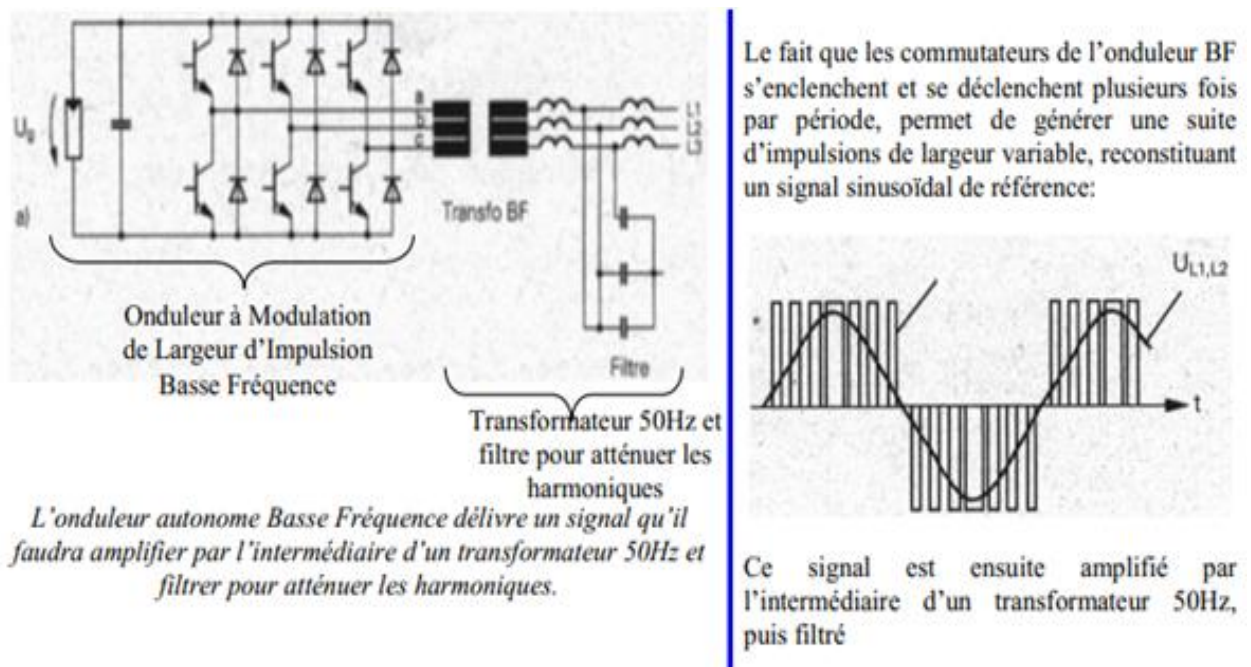


Fig. 2.20 Principe de fonctionnement de l'onduleur autonome Basse Fréquence [13]

❖ Principe de fonctionnement de l'onduleur autonome haute fréquence :

L'onduleur autonome Haute Fréquence se distingue du précédent car il utilise un transformateur Haute Fréquence peu encombrant et diminuant considérablement les pertes de puissances (Fig. 2.21). Le principe est similaire à celui de l'onduleur

Basse Fréquence : Il consiste à construire un onduleur de l'ordre de 10 à 100 kHz et d'introduire un transformateur HF, qui possède intrinsèquement de bien meilleures performances qu'un transformateur BF :

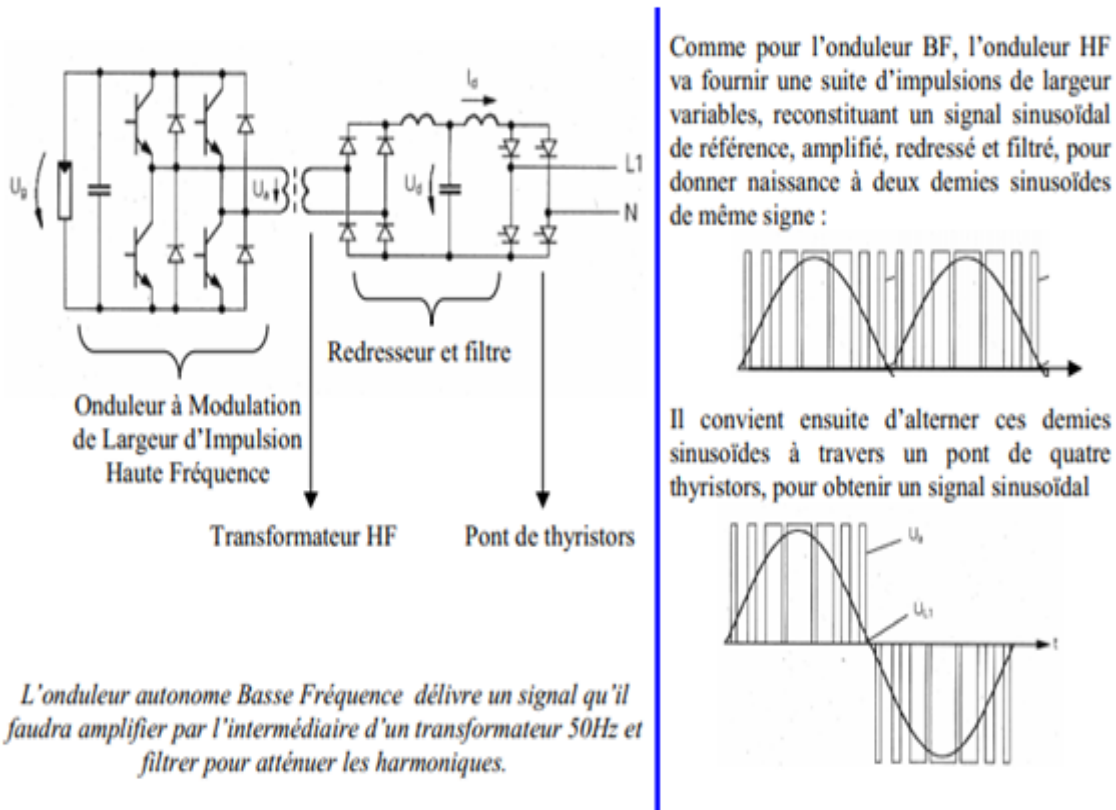


Fig. 2.21 Principe de fonctionnement de l'onduleur autonome Haute Fréquence [13]

2.6. Conclusion

La description des systèmes PV intégrés au réseau et leurs technologies ont été traités dans ce chapitre, plus particulièrement le générateur photovoltaïque, le système de conversion composant très important dans le contrôle et l'équilibre des flux d'énergies. Ces composants du système PV connectés au réseau seront intégrés dans le bâtiment avec le moindre coût et une bonne esthétique, but du chapitre suivant.

CHAPITRE 3

CONCEPTION DE CENTRALE PHOTOVOLTAIQUE INTEGREE AU BATIMENT

3.1. Introduction

Au temps modernes, l'utilisation de technologie des centrales PV intégrées au bâtiment et connectées au réseau est très développée. Le but d'une installation photovoltaïque raccordée au réseau est de produire un maximum d'électricité, pour assurer l'alimentation de la charge et injecter le surplus sur le réseau électrique. Pour cela, il faut un bon dimensionnement des composants de la centrale PV et une bonne étude génie civil des travaux d'intégration sur le bâtiment.

3.2. Dimensionnement du système photovoltaïque

3.2.1. Générateur photovoltaïque (GPV)

Le choix des modules PV et leur nombre dépend de la charge du site qu'on veut alimenter, de la surface disponible du site, de la puissance crête des modules utilisés et aussi de la somme d'argent qu'on veut investir par fois.

Le rendement en production d'énergie électrique des modules est dépendant de :

- La bonne ventilation pour réduire l'effet négatif des hautes températures, qui sous entend une pose de panneaux bien étudiés
- Une inclinaison optimale par rapport à l'horizontale permettant de capter un maximum d'irradiation solaire tout-au-long de l'année.
- Une bonne orientation

3.2.2. Qualité de l'installation photovoltaïque

La qualité ou bien la performance de l'installation PV dépend de plusieurs facteurs techniques et économiques tels que : le taux de couverture, le ratio final (rendement), le rapport d'investissement...

Dans notre étude on va se limiter aux trois facteurs suivants :

- A. **Le taux de couverture** : est défini comme le rapport entre la quantité d'électricité produite injectée sur le réseau et la charge (électricité consommée).

$$T_c = E_{AC} / E_{Con} \quad (3.1)$$

B. **Le ratio final (rendement)** : est défini comme le rapport entre la quantité d'électricité alternative produite et injectée sur le réseau et la puissance maximale que puisse fournir le champ de modules PV (puissance crête de la centrale).

$$R_d = E_{AC}/P_c. \quad (3.2)$$

C. **Le rapport d'investissement** : est défini comme le rapport entre le coût total de la centrale (matériels et travaux) et la puissance crête de la centrale PV.

$$R_I = Inv/P_c \quad (3.3)$$

3.3. Système de conversion

Le choix des onduleurs repose sur 3 critères :

- La compatibilité en puissance
- La compatibilité en tension
- La compatibilité en courant

A partir de ces 3 critères, le dimensionnement des onduleurs va imposer la façon de câbler les modules entre eux.

3.3.1. Compatibilité en puissance.

Un onduleur est caractérisé par sa puissance maximale admissible en entrée. Lorsque la puissance en entrée de l'onduleur, côté CC, est supérieure à la puissance maximale admissible par l'onduleur, celui-ci continue de fonctionner en fournissant au réseau sa puissance maximale. Celle-ci n'est pas la puissance maximale que pourrait délivrer les modules, car l'onduleur s'est fixé sur un point de fonctionnement (couple Tension - Courant) ne correspondant pas au point de puissance maximale. Le groupe photovoltaïque ne délivre donc pas toute sa puissance : il est sous-exploité.

La valeur de la puissance maximale en entrée de l'onduleur va limiter la quantité de modules du groupe photovoltaïque reliés à l'onduleur. En effet, il faut veiller que la puissance du groupe photovoltaïque ne dépasse pas la puissance maximale admissible. La puissance délivrée par le groupe photovoltaïque variant en fonction de la luminosité et de la température, on pourra considérer, pour le calcul de dimensionnement, une puissance égale à la somme des puissances crêtes de tous les modules du groupe photovoltaïque. Il faudra donc veiller que cette puissance calculée reste inférieure à la puissance maximale admissible par l'onduleur. Idéalement, la

puissance crête délivrée par le groupe photovoltaïque doit être sensiblement égale à la puissance maximale admissible de l'onduleur. Dans les régions où l'irradiation solaire est associée à une forte température, il est possible de sous-dimensionner les onduleurs de 10% à 15%.

3.3.2. Compatibilité en tension.

- *Tension maximale*

Un onduleur est aussi caractérisé par sa tension d'entrée maximale admissible U_{max} , qu'on trouve sur la fiche technique de l'onduleur. Si la tension délivrée par les modules est supérieure à U_{max} , l'onduleur sera irrémédiablement détruit. Par ailleurs, comme la tension des modules photovoltaïques s'ajoute lorsqu'on les branche en série, la valeur de U_{max} va donc déterminer le nombre maximum de modules en série. Cela dépendra évidemment de la tension délivrée par les modules photovoltaïques. Dans le calcul de dimensionnement, on considèrera que la tension délivrée par un module est sa tension à vide, notée U_{co} .

- *Plage de tension MPPT*

L'onduleur doit à tout moment demander au groupe photovoltaïque auquel il est connecté leur maximum de puissance. Pour cela, il déplace le point de fonctionnement du groupe photovoltaïque (c'est-à-dire le couple U-I). Ce point de fonctionnement correspond au point de puissance maximum. Il varie en permanence en fonction de l'intensité de l'irradiation, de la température, des ombres, etc. La recherche du point de puissance maximum est réalisée par un système intégré en amont de l'onduleur, nommé MPPT (Maximum Power Point Tracking). Cependant, le système MPPT ne fonctionne que pour une plage de tension d'entrée d'onduleur définie par le fabricant, et indiquée sur la fiche technique de l'onduleur. Lorsque la tension d'entrée de l'onduleur côté CC est inférieure à la tension minimale MPPT, l'onduleur continue de fonctionner mais fournit au réseau la puissance correspondante à la tension minimale MPPT. Le fait d'avoir un point de puissance maximum en dehors de la plage de tension MPPT induit une perte de puissance du groupe photovoltaïque. Il faut donc s'assurer que la tension délivrée par le groupe photovoltaïque soit comprise dans la

plage de tension MPPT de l'onduleur auquel il est connecté. Si ce n'est pas le cas, il n'y aura aucun dommage à l'onduleur, mais seulement une perte de puissance.

3.3.3. Compatibilité en courant

Un onduleur est caractérisé par un courant maximal admissible en entrée. Ce courant d'entrée limite correspond au courant maximal que peut supporter l'onduleur côté CC. Lorsque le courant d'entrée de l'onduleur côté CC est supérieur au courant maximal admissible par l'onduleur, celui-ci continue de fonctionner mais fournit au réseau la puissance correspondante à son courant maximal.

3.4. Mode d'intégration des modules PV au bâtiment

Le mode d'intégration au bâti est la façon avec laquelle les modules sont fixés ou introduits dans le bâtiment (toiture ; terrasse ; façade ; ...) (Fig. 3.1).

Les facteurs comme l'ombrage, la direction du bâtiment et l'inclinaison des panneaux PV affectent aussi l'efficacité des modules PV [20].

Le choix de l'intégration dépend de l'aménagement du bâtiment l'emplacement et l'environnement [21].

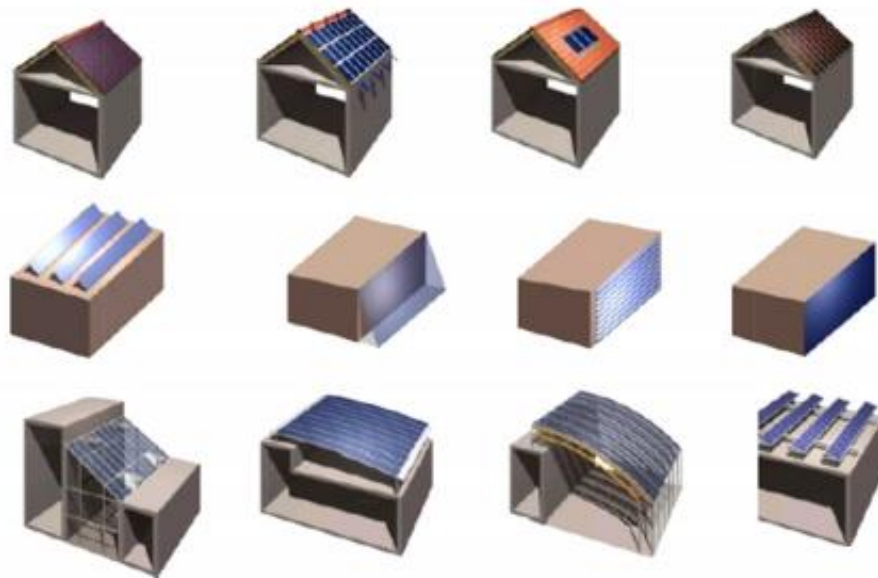


Fig. 3.1 Différents types d'intégration [21]

On choisira toujours un mode d'intégration permettant :

- une bonne ventilation des modules,
- une optimisation de la surface de la toiture.
- Une bonne exposition aux rayonnements solaire avec moins d'ombrages.
- Assurer l'étanchéité de la surface utilisée.
- Une belle esthétique.

3.5. Etudes sur les diverses technologies des champs de modules

Il existe essentiellement deux technologies en photovoltaïque : le silicium mono ou poly cristallin (technologie dite de première génération) et le silicium amorphe. D'autres technologies aussi sont utilisées comme : silicium cristallin à couche mince, Cuivre-Indium-Sélénium - CIS, Tellure de Cadmium - CdTe (technologies dites de deuxième génération, avec le silicium amorphe) et cellules organiques, cellules de Grätzel et cellule multi-jonction (technologies dites de troisième génération).

Actuellement deux technologies sont très bien appropriées pour les installations connectées au réseau, les siliciums mono et poly-cristallins.

Le Tableau3.1 montre les différentes technologies et leurs rendements (efficacité), sur lequel on voit un meilleur rendement (14-16%) pour le monocristallin et (12-14%) pour le poly cristallin d'où leurs importante utilisation.

Tableau3.1: Rendement et applications de différentes technologies de cellule PV [13].

Type de cellules	Rendement des cellules			Domaine d'application
	Théorique	Laboratoire	Commerce	
Si- monocristallin	27 %	24.7 %	14 à16 %	Module de grandes dimensions, espace (satellite)
Si-multi cristallin	27 %	19.8 %	12 à 14 %	Modules de grandes dimensions
Arséniure de Gallium (GaAS)	25 %	13%	6 à 8%	Système de concentrateurs, espace
Si-amorphe	25%	13%	6 à 8%	Système de concentrateurs, espace
Sélénium de cuivre Indium-Gallium (GLGS)	27.5 %	18.2%	10 à 12 %	Appareil faible puissance, modules de grandes dimensions

Tellure de cadmium (CdTe)	28.5 %	16%	8%	Modules de grandes dimensions
Silicium cristallin en couche mince	27 %	16.4%	9 à 11%	

3.6. Intégration des GPV dans l'habitat (art architectural)

3.6.1. Introduction

Depuis l'antiquité l'homme tire profit du soleil en utilisant sa lumière et sa chaleur pour vivre. Il a construit des maisons à la fois chaleureuses et ensoleillées [22].

Aujourd'hui on assiste à la renaissance de l'architecture solaire avec cette fois-ci des matériaux modernes : verre, matière synthétique et métal. Le but reste le même: une meilleure qualité de vie. La lumière du jour offre des avantages ergonomiques, écologiques mais aussi économiques. Les gens se sentent bien dans des espaces éclairés naturellement, les coûts liés à la consommation électrique diminuent et la productivité augmente.

On assiste de nos jours à une véritable révolution technique des faces (toiture ; terrasse ; façade). Aujourd'hui, l'architecture contemporaine donne vie aux faces. Grâce aux nouvelles techniques de construction ingénieuses, la face est devenue le support pour plusieurs équipements : systèmes de protection solaire, éclairage naturel et aussi panneaux photovoltaïques solaires, dans le but de faire des économies d'énergie.

Pour rendre le bâtiment actif sur le plan énergétique on équipe ses façades par des modules PV qui produisent l'électricité en transformant la lumière du soleil.

3.6.2. Modes d'intégration des GPV dans l'habitat

Pour l'implantation au bâtiment on constate deux grandes familles:

I. Réalisations en surimposition sur des ouvrages existants

Cette technique concerne la pose des modules PV sur de façades déjà existantes, il y a plusieurs types de poses.

- sur toiture inclinée couverte en éléments discontinus (Fig. 3.2).
- sur toiture - terrasse ou toiture revêtue d'une étanchéité (Fig. 3.3).
- fixation sur un mur par l'extérieur (Fig. 3.4).
- fixation sur une façade légère (Fig. 3.4).

- visière de balcon ou brise-soleil (Fig. 3.5).

Dont les schémas sont les suivants:

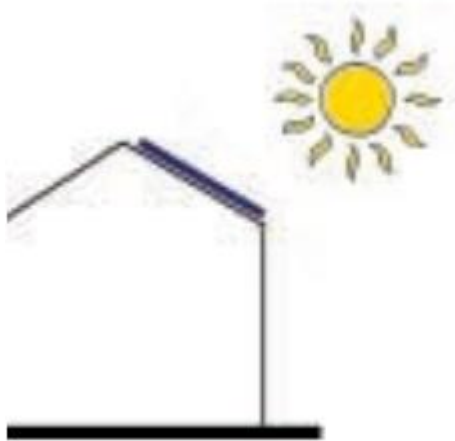


Fig.3.2 Sur toiture (type C1.1) [23]

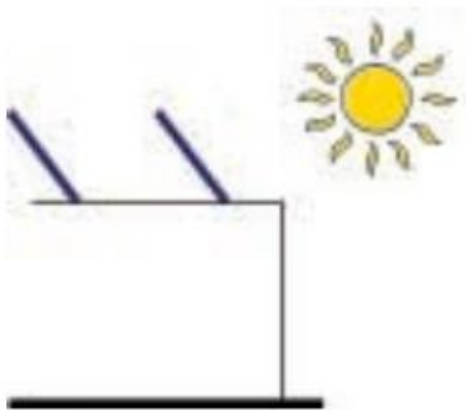


Fig.3.3 Toiture terrasse (type C1.2) [23]

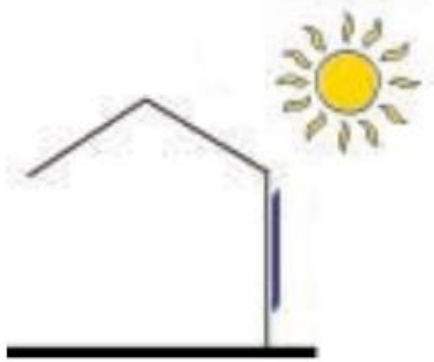


Fig.3.4 Mur extérieur (type C1.3) [23]

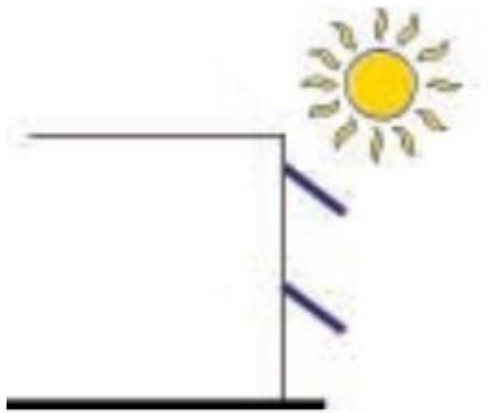


Fig3.5 Brise-soleil (type C1.4) [23]

II. Réalisations intégrées prenant part aux fonctions de clos et de couvert

La technique concerne la pose des modules PV à la place des façades qui sont pris en compte dans l'étude génie civile, on peut compter plusieurs types de poses.

- élément de toiture inclinée (Fig. 3.6).
- élément de verrière (Fig. 3.7).
- paroi extérieure opaque d'un remplissage de façade (Fig. 3.8).
- élément verrier extérieur d'un vitrage isolant.
- élément de paroi dans toute son épaisseur d'une partie de façade (Fig. 3.8).
- élément de bardage devant un mur en béton (Fig. 3.9).

Dont les schémas sont les suivants:



Fig3.6 Toiture intégré (type C2.1) [23]



Fig3.7 Verrière intégrée (type C2.2) [23]



Fig. 3.8 Façade intégrée (type C2.3) [23]



Fig3.9 Élément de paroi (type C2.4) [23]

3.7. Etudes des architectures des GPV raccordés au réseau [13]

3.7.1. Générateur photovoltaïque raccordé au réseau de distribution

Le raccordement de générateur photovoltaïque au réseau électrique centralisé doit suivre les normes en vigueur et les meilleures pratiques de l'état de l'art.

Le manque de normes unanimement reconnues dans ce domaine rend l'opération technique plus difficile, tant au niveau international que national algérien où on trouve une ou deux mini centrale raccordées au réseau avec une très courte expérience dans la filière couplé au réseau.

Pour tout raccordement en doit respecter les contraintes suivantes:

- Sécurité vis-à-vis de l'utilisateur, du public et des travailleurs.
- Innocuité vis-à-vis du réseau électrique.
- Intégration à la construction.

On différencie deux types de Générateurs photovoltaïques [24] :

- Les générateurs dits de connexion pure qui injectent la totalité de l'électricité photovoltaïque produite sur le réseau de distribution (Fig. 3.10).

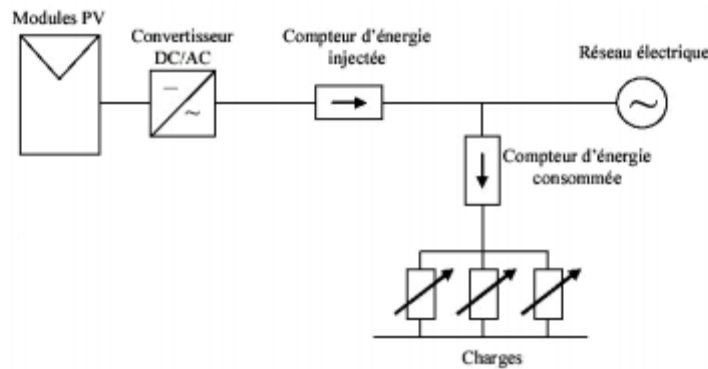


Fig. 3.10 Système de connexion pure [24]

- Les générateurs dits de sécurisation permettant à la fois la production directe, mais aussi une production autonome en cas de défaillance de l'alimentation par le réseau électrique et en utilisant à la fois l'énergie emmagasinée dans des batteries et celle fournie par les panneaux photovoltaïques (Fig. 3.11).

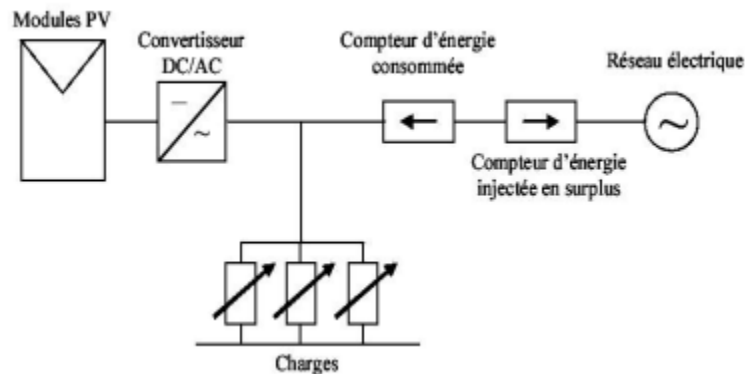


Fig. 3.11 Système de connexion sécurisée [24].

3.7.2. Architectures électriques des GPV raccordés au réseau

On différencie trois architectures de systèmes PV branchés sur un onduleur connecté au réseau.

- **Architecture à onduleur centralisé**

Le champ photovoltaïque est divisé en sous champs disposant d'onduleurs propres connectés en parallèle sur le réseau (Fig. 3.12).

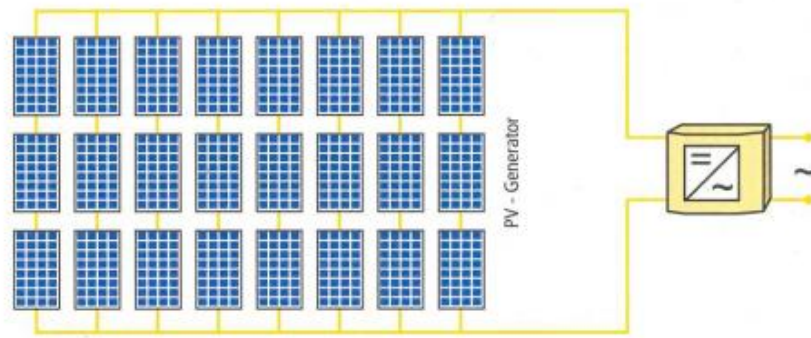


Fig. 3.12 Architecture à onduleur centralisé [13]

Cette architecture permet une séparation claire entre les parties continues et alternatives de l'installation ainsi qu'une maintenance simplifiée. Ses principaux inconvénients résident dans l'influence importante des ombrages partiels sur la recherche du MPPT et dans les pertes considérables du productible qu'engendre une panne d'onduleur.

- **Architecture à onduleur « string »**

Consiste à monter un onduleur sur chaque branche de modules photovoltaïques d'une installation, les onduleurs sont couplés en parallèle sur le réseau (Fig. 3.13).

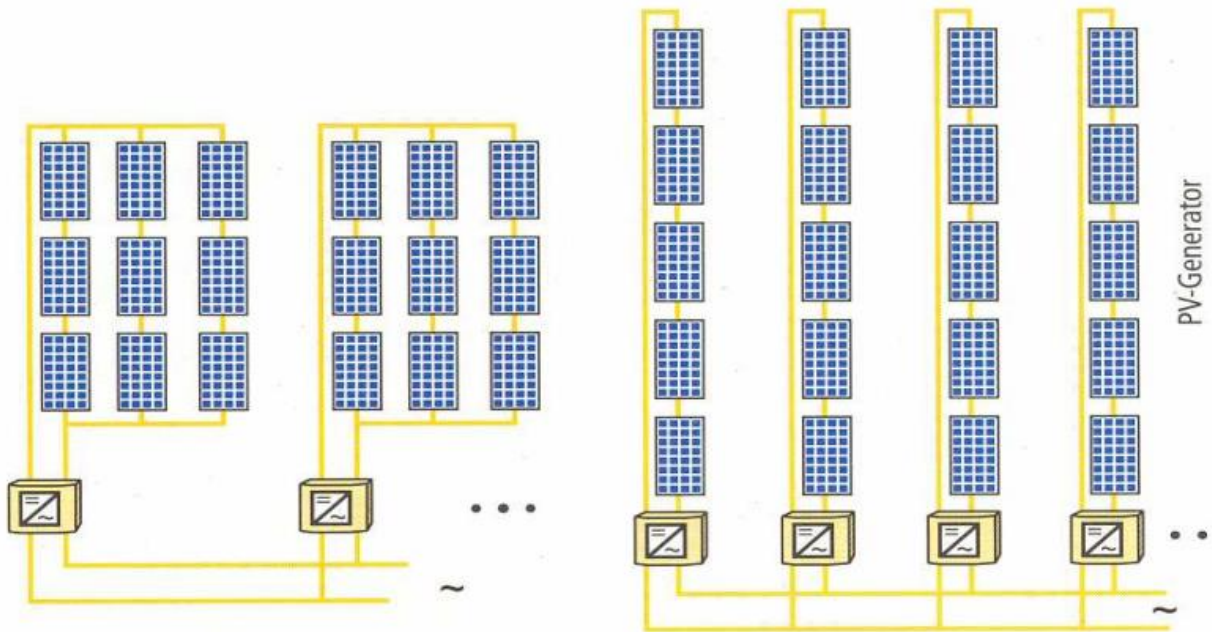


Fig. 3.13 Architecture à onduleur « string » [13]

Ce concept, qui tend à devenir un standard en Allemagne dans les systèmes domestiques de moyenne puissance, possède plusieurs avantages. Il permet en effet de simplifier le câblage de la partie continue de l'installation photovoltaïque et facilite l'accès et le contrôle des onduleurs. De plus, lorsqu'un onduleur est défaillant, l'installation continue de fonctionner par l'intermédiaire des autres onduleurs...

- **Architecture à onduleurs « master/slave »**

L'architecture à onduleurs « master/slave » consiste à connecter le champ photovoltaïque à un ensemble d'onduleurs couplés l'un à l'autre par une relation de « maître/esclave » (Fig. 3.14): L'onduleur « maître », est sollicité en permanence pour convertir l'énergie photovoltaïque, alors que les onduleurs « esclave » n'entrent en action qu'au moment où la puissance délivrée par le champ n'est plus adaptée au travail de l'onduleur « maître ».

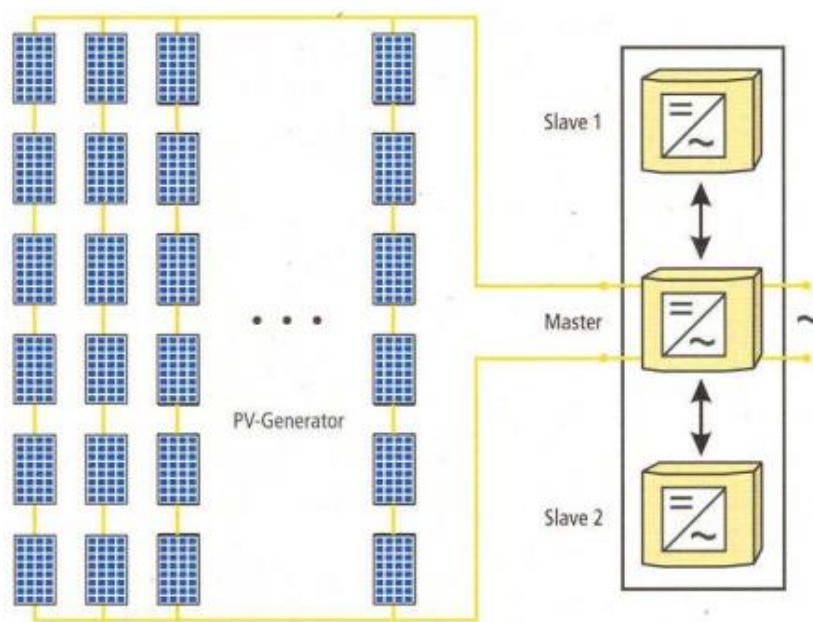


Fig. 3.14 Architecture à modules alternatifs [13]

Ce concept permet d'optimiser le nombre d'onduleurs en service en fonction de la puissance appelée, car chaque onduleur travaille à un niveau de puissance pour lequel son rendement est le plus élevé. L'inconvénient majeur est que l'onduleur « maître » est toujours fortement sollicité, accroissant ainsi son risque de panne.

3.8. Conditions techniques pour le raccordement au réseau électrique

Les générateurs photovoltaïques, considérés comme installations électriques basse tension [13], sont soumis aux mêmes normes que toute autre installation de ce type.

Les contraintes à respecter lors d'un raccordement au réseau sont liées à la sécurité des utilisateurs, du public et des travailleurs, l'innocuité vis-à-vis du réseau électrique et l'intégration à la construction.

3.8.1. Directives sur l'installation électrique

3.8.1.1. Règles générales

Les fonctions de protection à réaliser sont :

- éviter les contacts directs et indirects avec des pièces du générateur sous tension.
- éviter d'alimenter un défaut ou de laisser sous tension un ouvrage en défaut.
- permettre les déclenchements et ré-enclenchements manuels du générateur.
- éviter d'alimenter les équipements de l'installation à une tension ou fréquence anormale.

3.8.1.2. Protection de découplage

La protection de découplage doit permettre que les machines de production ne soient couplées au réseau public de distribution que si celui-ci est en service et sans défaut [13].

Il faut s'assurer que tout défaut sur le réseau soit détecté pour découpler la centrale PV du réseau électrique. Cette fonction de protection de découplage pourra donc être intégrée à l'onduleur, assurée par un sectionneur automatique intégré à l'intérieure de l'onduleur.

3.8.1.3. Mise à la terre

Les règles de mise à la terre des générateurs PV sont établies selon des considérations de sécurité des biens et des personnes. La règle générale est que le neutre ne doit pas être relié à la terre dans l'installation du producteur tant que celle-ci est raccordée au réseau [13]. Pour un champ de modules PV, on prendra donc les dispositions suivantes :

- Une mise à la terre commune de la carcasse métallique des modules (si existante), ainsi que des structures de support.

- Pour les installations (domestiques ou collectives) dont on ne connaît pas précisément le plan de câblage, il conviendra de s'assurer de la bonne mise à la terre du générateur coté consommation.

3.8.1.4. Protection contre la foudre

Pour se protéger contre la foudre, il est recommandé de mettre en place les dispositions suivantes [13]:

- ✓ Une interconnexion des masses par conducteur cuivre 25 mm² et une mise à la terre des masses unique.
- ✓ Une interconnexion avec dispositifs d'écoulement du courant lors d'impacts directs (si existant) : descente de paratonnerre, fils tendus, etc.).
- ✓ Un contrôleur permanent d'isolement (généralement intégré à l'onduleur).
- ✓ Une liaison champs photovoltaïque/onduleur renforcée.
- ✓ Un câblage champ photovoltaïque flottant, c'est-à-dire non relié à la terre.

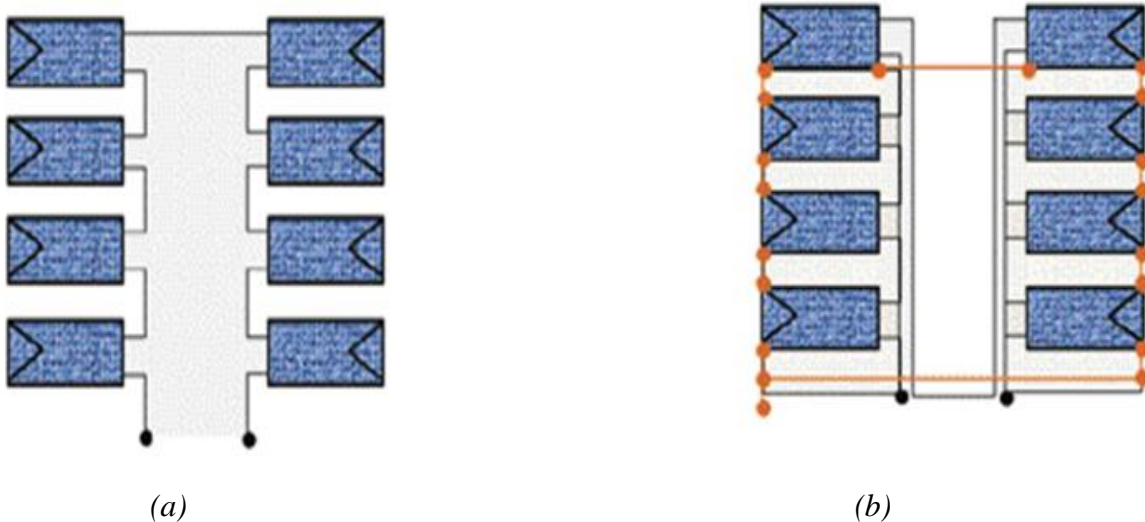


Fig. 3.15 Mauvais câblage : (a) Boucle induite entre polarités ;(b) Boucle induite entre une polarité et la masse.

- ✓ Une limitation des surfaces offertes des boucles de câblage au rayonnement électromagnétique. Le câblage joue en effet un rôle majeur dans la protection contre les surtensions et surintensités liées à la foudre. Il convient de limiter autant que possible les boucles de câblage (conducteur de phase, de protection ou masse) (fig. 3.15 ; fig. 3.16).

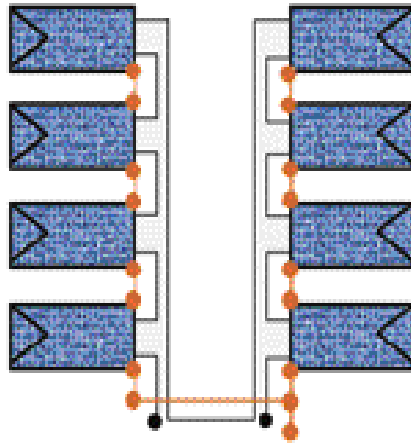


Fig. 3.16 Bon câblage : limitation des aires de boucles induites [13]

3.8.1.5. Risques d'incendies

On s'intéresse principalement aux risques d'incendies liés à l'échauffement des circuits consécutif à l'apparition d'une surintensité.

La protection concerne généralement :

- ◇ L'emploi de sections de conducteurs adaptées.
- ◇ L'emploi de protections de surintensité adaptées (fusibles ou disjoncteurs, en fonction des sections de conducteurs).

Dans le cas d'un générateur photovoltaïque, on prendra les dispositions suivantes :

- ◇ Du côté courant continu, on utilisera des câbles doublement isolés et on mettra en place des dispositifs contre les court circuits du champ photovoltaïque.
- ◇ Du côté courant alternatif, on mettra en place des dispositifs contre les court circuits en sortie d'onduleur (il est nécessaire de connaître la puissance de court-circuit et la réponse en courant de court-circuit de l'onduleur) et contre les court circuits du réseau (il est nécessaire de connaître la puissance de court circuit du réseau).

3.9. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons vu les principales caractéristiques des centrale PV intégrées au bâtiment et connectés au réseau électrique urbain. Nous avons défini trois facteurs de qualité du

système PV. Nous avons parlé des différents modes d'intégration sur le bâtiment ; les conditions pour assurer une intégration en respectant les consignes de sécurité des personnes et du matériel. Nous avons aussi évoqué les différentes architectures de branchement des onduleurs au champ de modules PV de la centrale.

CHAPITRE 4

APPLICATION AU BATIMENT ADMINISTRATIF (MAIRIE EL ATTAF)

4.1. Introduction

Le secteur du bâtiment urbain est l'un des principaux consommateurs d'énergie dans le monde [25]. Plus de 40% d'énergie primaire sont consommées par les bâtiments commerciaux et résidentiels aux USA ou en Europe [26]. En Algérie ce secteur présente 41 % de l'énergie totale consommée [3]. à cause de la croissance démographique et la politique de l'habitat pour contrer la crise de logement en faisant accroître le parc de logements de 5,4 millions en 2000 à 8,5 millions en 2015 [27]. La demande sur l'électricité en Algérie a connue une forte augmentation de 13.5% pour l'année 2015 [28].

Les bâtiments administratifs tels que les mairies, les écoles primaires et les mosquées, sont sous la responsabilité des communes, qui depuis longtemps rencontrent des problèmes financiers pour payer leurs factures d'électricité.

À la fin de 2015, les créances impayées de la société algérienne SONELGAZ s'élevaient à quelque 354 millions\$ (46 milliards DA) dont, 45% des factures proviennent des administrations et autres institutions et organismes de l'État, contre 55% émanant des particuliers [29]. Ce qui a provoqué la coupure du courant par SONELGAZ dans plusieurs localités, qui ont recourus aux groupes électrogènes pour subvenir aux besoins en énergie électrique. Plus de 50% des rentrées totales de ces communes sont destinées aux factures d'électricité, le reste est alloué aux dépenses de maintenance, d'approvisionnement et l'achat de matériels. Dans cet état de lieu, puiser dans les ressources naturelles, tel que le solaire, en adoptant la technologie du PV intégré au bâtiment (BIPV), s'avère une meilleur solution, vue sa disponibilité et son abondance. Dans ce chapitre on va étudier la faisabilité technique et financière et l'utilité énergétique, économique et environnementale d'une centrale PV de moyenne puissance intégré dans un bâtiment administratif et connectée au réseau électrique urbain.

Outre le programme de 2011, l'État a ajouté en 2016 les éléments suivants: isolation thermique de 100 000 logements par an; la distribution de 10 millions de lampes à basses consommations [11] d'ici 2030. Ceci est d'une grande importance pour la modération de la consommation d'énergie, mais comment cette efficacité énergétique s'améliore-t-elle, et quel est son effet sur la société si ces bâtiments (au moins les bâtiments administratifs publics) sont équipés d'une centrale photovoltaïque et connectées au réseau électrique urbain? Avec un budget faible, une activité économique médiocre, toutes les municipalités sont endettées, et se noient dans une crise financière aiguë, qui a un impact négatif sur le développement communautaire, et

la création de richesse. Dans le même temps, on remarque qu'il y a une abondance d'énergie solaire, qui peut être transformée en électricité par l'installation d'une centrale photovoltaïque moyenne sur ces bâtiments. L'énergie solaire prend de plus en plus d'importance en tant que source d'énergie alternative. Cette forme d'énergie est devenue indispensable aujourd'hui en raison de sa caractéristique écologique et infinie [30].

La technologie PV offre trois catégories, petite, moyenne et grande puissance. Pour une petite centrale électrique (1kW) intégrée au réseau sur une maison de référence dans le nord-ouest de l'Algérie [31] on constate que l'électricité PV peut contribuer avec 72% de la consommation annuelle d'électricité avec des économies d'électricité de 219GWh et plus de 26kt de butane gaz sur les 23700 maisons. Pour la moyenne puissance connectée au réseau (20kWc), l'étude de (K.A. Kumar et al.2014) [32] a montré qu'un potentiel très élevé de production d'énergie solaire photovoltaïque avec 30,14 MWh / an, un bon investissement et respectueux de l'environnement. Dans leurs études sur les réductions de coûts et de CO2 dues aux systèmes PV, (Yu Wang, Sheng Zhou, Hong Huo 2014)31[33], ont montré qu'en 2020, la production d'énergie photovoltaïque pourrait économiser 17,4 Mt d'énergie fossile et 46,5 Gkg de CO2 contre 600 MWe de super critique centrale au charbon. L'étude spécifique de (Konstantinos et al.) [34], présente un examen analytique, et une évaluation du profil énergétique, et du plan d'action pour l'énergie durable de trois municipalités de taille moyenne du nord-est de la Grèce, et une solution possible pour réduire les émissions de CO2.

Dans leur analyse, (Wittkopf et al. 2012) [35], du générateur photovoltaïque connecté au réseau de 142,5 kWc (BIPV) dans un immeuble de bureaux à énergie zéro, a trouvé une bonne performance de 81% et une efficacité de module allant jusqu'à 11,8%. En termes de développement durable, les bâtiments à énergie zéro (ZEB) joueront un rôle très important si nous contrôlons les trois domaines suivants: analyse des coûts du cycle de vie; l'impact environnemental; les changements climatiques et les questions de politique sociale [36]. L'étude d'une grande centrale électrique (1MWc), intégrée dans un bâtiment commercial et connectée au réseau dans un climat chaud et ensoleillé au Brésil [37], a conclu que les systèmes PV stratégiquement situés peuvent contribuer à atténuer la demande sur le réseau de distribution, en changeant la demande des pics lorsqu'il y a une bonne adéquation entre les charges électriques consommées et la production solaires PV.

L'étude de (D. Fiaschi et al.2012) [38] sur l'intégration de plusieurs centrales photovoltaïques sur des bâtiments publics à CERTALDO, municipalité de Toscane (ITALIE) garantit une économie annuelle comprise entre 4,5% et 5%, par rapport au coût annuel de l'électricité et a conclu, que

c'est la seule façon de résoudre les problèmes énergétiques, financiers et écologiques à long terme. Dans l'unité de recherche énergétique de l'ADRAR dans le désert algérien. Pour un toit d'un immeuble recouvert d'une centrale photovoltaïque de 28kWc connectée au réseau (N. Sahouane et al. 2019) [39], trouvent une production de 46.6935MWh, seulement 45.1196MWh ont été injectés dans le réseau et 1.5739 MWh d'énergie perdue. L'installation de centrales photovoltaïques sur les toits des écoles permet de couvrir leurs besoins en électricité, les 36 kW installés sur un bâtiment scolaire situé à Izmir, en Turquie, prévoient une bonne récupération de 110%, un excédent de 5210.9 kWh injecté et vendu au réseau [40]. Une autre centrale électrique de 11.2 kWc (p-si) connectée au réseau sur le toit d'un bâtiment de l'Université Siksha 'O'Anusandhan, affiche une performance de 1339.55 kWh / kWc / an avec une alimentation annuelle de 14 960 MWh sur le réseau, ce qui a entraîné une réduction d'environ 14661kgCO₂, 18.55kgSO₂ et 38.75kgNO_x [41], l'étude a conclu en examinant les performances du système solaire photovoltaïque global installé sur le toit, qu'il s'avère être une solution viable pour l'alimentation électrique en INDE de l'Est et un tel système PV peut être installé avec succès dans des sites éloignés hors réseau d'ODISHA et d'autres États.

Dans cette étude, l'objectif est d'optimiser l'énergie électrique produite par les modules photovoltaïques, de minimiser le coût actuel net total et de trouver leur relation avec l'angle d'inclinaison des panneaux photovoltaïques. Déterminer les quantités de polluants évitées et les quantités de sources fossiles (gaz naturel) économisées, ce gaz utilisé dans la production d'électricité du réseau, facteur peu estimé dans de nombreuses études sur les centrales photovoltaïques intégrées au réseau. Pour cela nous avons modélisé la quantité de gaz naturel en fonction de l'électricité injectée dans le réseau, le rendement de combustion du gaz (CH₄) et le rendement de la turbine à gaz. L'étude comprend également l'effet de la généralisation à d'autres bâtiments moins consommateurs sur l'aspect économique du système. Proposer une solution aux collectivités locales pour le développement et la promotion de l'électricité PV, sensibiliser la société à leurs bénéfices pour changer l'habitude énergétique du bâtiment urbain et le rendre efficace sur les plans énergétique, économique et écologique. Préparer le terrain pour aller vers les villes solaires considérées comme la principale cible pour le développement et la structuration des infrastructures énergétiques [42].

4.2. Energie électrique dans la commune d'EL-ATTAF

La commune d'EL-ATTAF compte plus de 70.000 habitants dont 21600 (en 2017) abonnés au réseau électrique urbain, géré par la société algérienne de gaz et électricité SONELGAZ. La consommation électrique pour cette commune, a connue une nette augmentation ces cinq dernières années à cause de l'extension de la ville, la politique de l'état pour contrer la crise de logement, la montée du nombre d'abonné (privé ; commerce ; petite entreprise ; établissements scolaires;...). Le tableau 4.1 montre le développement du nombre d'abonnés et de l'électricité totale consommée de 2013 à 2017

Tableau 4.1: Nombre d'abonnés et consommation électrique.

année	2013	2014	2015	2016	2017
nombre abonnés	18500	19000	20000	20800	21650
consommation totale (GWh)	24.4	25.6	27	28.2	29.4

4.3. Bâtiments et sites sous la responsabilité de la mairie d'EL ATTAF

La mairie est responsable de gérer plusieurs établissements, tels que le siège de la mairie et ces annexes, les écoles primaires, les mosquées, les souks, les maisons de jeunes, les complexes sportifs de proximité, les bibliothèques et l'éclairage public [43]. Les rentrées financières de la commune d'EL-ATTAF sont faibles, et au lieu de les utiliser pour le développement de la ville et améliorer la vie des citoyens, elles sont versées pour payer les frais de l'électricité et le gaz. Les dernières directives du gouvernement algérien, optent pour la refondation du rôle de la wilaya et de la commune pour créer la richesse, renforcer l'emploi et ainsi parvenir à participer au développement du pays [44].

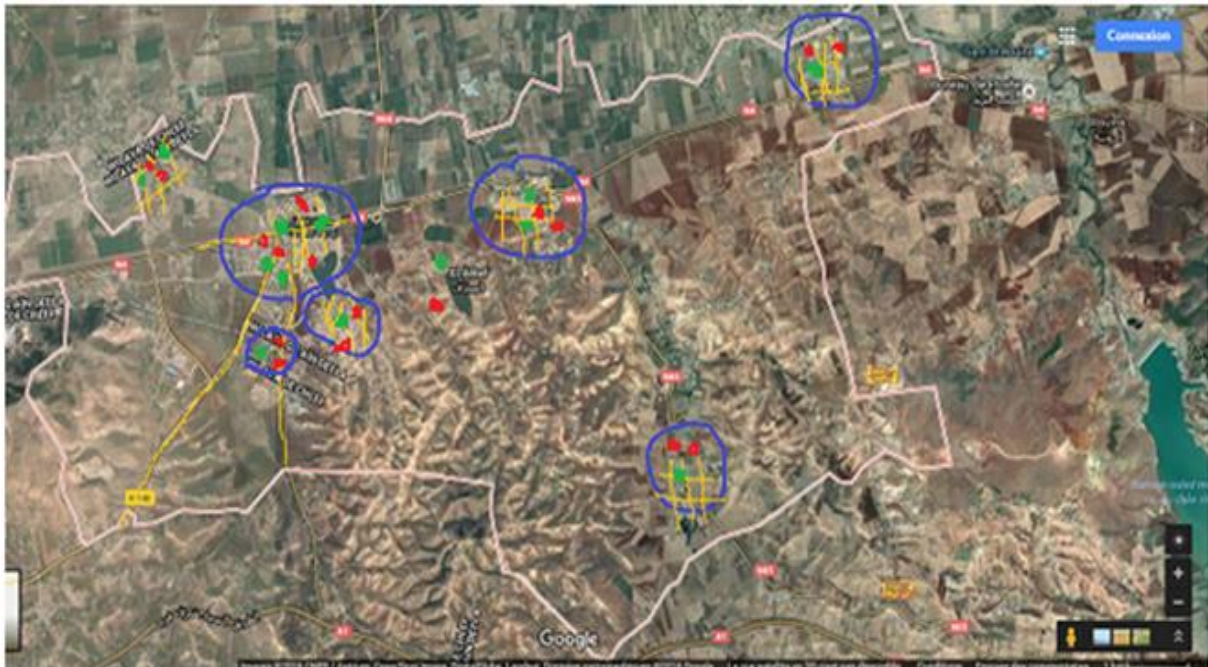
4.3.1 Présentation des sites

La daïra d'EL-ATTAF s'étend sur une superficie de 171 km² et comporte 2 communes. La commune d'EL-ATTAF et la commune de TIBERKANINE. Le tableau 4.2 suivant rassemble les bâtiments administratifs sous la tutelle de la commune d'EL-ATTAF. On remarque un grand nombre d'écoles et de mosquées qui coûtent beaucoup à la commune.

Tableau 4.2: Bâtiments administratives [45].

bâtiment administrative	nombre
mairie+annexes	6
écoles primaires	27
mosquées	12
éclairage public	15000 lampes
autre

La figure (4.1) montre la géographie de la commune d'EL ATTAF ainsi que la localisation des différents bâtiments administratifs sous la responsabilité de la commune.



● Mairies ● Ecoles primaires ● Mosquées ● Eclairage public

Fig. 4.1. Localisation des bâtiments administratifs dans la commune d'EL-ATTAF [46].

4.3.2. Consommation d'électricité

La figure (4.2), résume les quantités d'électricités consommées en MWh et leurs coûts en hecto \$ durant les années de 2013 à 2017. On peut calculer une augmentation moyenne annuelle de 4%.

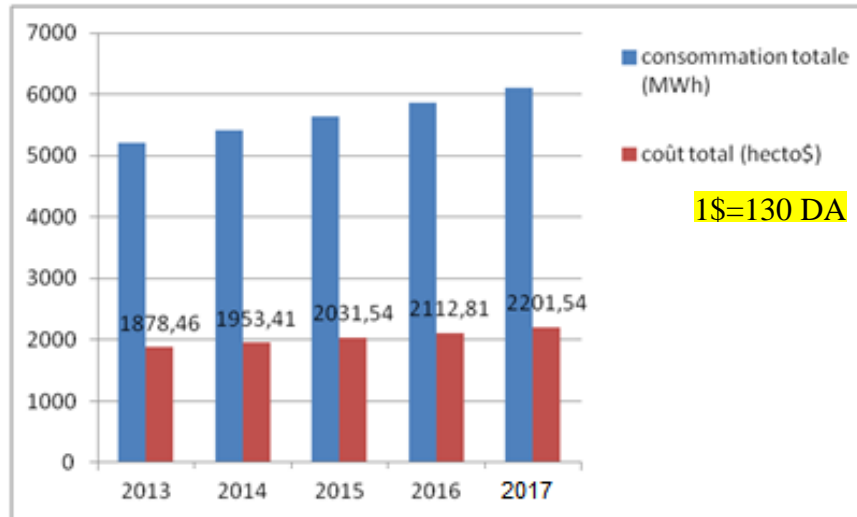


Fig. 4.2. Consommations et coûts totaux de 2012 à 2017 [45].

La facture de consommation 220154.8\$ payée pour 2017 représente 64.9% des rentrées totales de cette commune estimées à 339 359,14\$ (45 millions DA), les 35.1% qui restent sont alloués aux autres dépenses. La technologie photovoltaïque intégrée au bâtiment (BIPV) est une zone de développement récente qui a un fort potentiel d'implantation dans les zones urbaines [47].

Dans l'étude qui suit nous avons choisis le siège de la mairie de la commune d'EL-ATTAF comme bâtiment administratif pilote dans le quel on va installer une centrale photovoltaïque de moyenne puissance injectée au réseau électrique urbain, précédant la généralisation aux autres bâtiments sous sa tutelle.

4.4. Méthodologie

Pour montrer la faisabilité technique et financière, l'utilité économique, énergétique et écologique du système PV étudié, nous avons procédé comme suit:

(1) Nous avons d'abord commencé par l'étude architecturale du bâtiment (localisation, état de surface, orientation), puis le bureau du service technique pour vérifier toutes les factures d'électricité trimestrielles entre 2014 et 2017 pour calculer la consommation électrique réelle de ce bâtiment et son coût, visiter les bureaux pour déterminer le nombre d'appareils électriques utilisés et leurs puissances (climatiseurs, lampes, ordinateurs, imprimantes, ..) et le nombre d'heures de fonctionnement par les agents de bureau pour estimer le profil de charge. Il y avait deux périodes, une petite charge d'Octobre à Mai et une grande charge de Juin à Septembre en

raison de l'utilisation de la climatisation qui commence avec le mois de Juin et se termine avec le mois de Septembre en raison du climat chaud de la région. Nous avons fait également le même travail avec deux autres bâtiments (mosquée et école primaire) afin de généraliser l'étude à ces bâtiments, et voir leur impact économique et le temps de retour sur l'investissement.

(2) Comme nous n'avons pas d'appareils de mesure directe du rayonnement solaire, nous avons utilisé le logiciel PVGIS [48], qui fournit le rayonnement solaire de plusieurs régions du monde en connaissant les coordonnées du site.

(3) Les composants du système PV: modules PV, convertisseur, sont choisis en fonction de leurs caractéristiques électriques et de leurs coûts, pour préparer les données techniques et financières nécessaires à la simulation. Les prix sont collectés auprès de l'entreprise locale qui vend les équipements photovoltaïques ALENER, auxquels nous avons ajouté les frais de transport, de génie civil estimés respectivement à 14% et 4,5% du coût total des modules PV et des onduleurs.

(4) Le logiciel d'optimisation hybride pour l'électricité renouvelable (HOMER) a la capacité de modéliser un système énergétique en fonction de ses caractéristiques physiques (puissance, inclinaison, efficacité, température, durée de vie....) en fonction de son coût de cycle de vie, ensuite simuler le système pendant 8760h sur un an [49].

Pour lancer la simulation, la fiche technique suivante est proposée au logiciel Homer:

- Charge: les besoins en électricité du bâtiment sont donnés toutes les heures toute l'année
- Potentiel solaire: les coordonnées du site; rayonnement global horizontal mensuel moyen; température mensuelle moyenne.
- modules photovoltaïques: la puissance de l'installation photovoltaïque (30kWc); le prix du kWc auquel on ajoute les frais de réalisation; coûts de maintenance; avec des caractéristiques différentes comme des angles d'inclinaison possibles (32 °; 33 °; 35 °; 34 °; 36 °; 90 °); possibilité de durée de vie (20 ans; 25 ans). Les pertes de dégradation dans le module pendant la durée de vie sont négligées. Les systèmes photovoltaïques pourraient fonctionner efficacement, pendant la durée de vie standard de 25 ans, considérée pour les évaluations technico-économiques, garantissant de bonnes performances énergétiques et économiques [50].
- Convertisseur: les puissances possibles sont (6kW; 12kW; 18kW; 24kW; 30kW); durée de vie (15 ans), le prix du kWh, les coûts de maintenance; coût de remplacement ; possibilité de performance (90%; 97%).
- Réseau électrique: prix d'achat et de vente de kWh (supposé pour toutes les installations photovoltaïques, petites, moyennes et grandes puissances) avec de nombreuses possibilités (0,036; 0,038; 0,072; 0,09; 0,144) (\$ / kWh). Les taux d'émission de différents polluants gazeux

(CO₂; NO_x; SO₂), le réseau est supposé techniquement prêt à supporter les flux d'électricité injectés.

(5) Après la simulation de toutes les données avec leur sensibilité par Homer, nous analysons les résultats technico-économiques à partir desquels nous pouvons tirer les performances du système.

(6) Conception: Après la simulation, nous analysons les résultats et la meilleure combinaison. L'installation des 120 panneaux sur la terrasse nécessite une bonne utilisation de la surface sans affecter les bonnes performances du GPV qui sont assurées par la minimisation de l'ombrage entre les modules, et une bonne ventilation qui donne une bonne production [51].

(7) La quantité de gaz naturel équivalente à l'électricité injectée et vendue au réseau est donnée par une formule qui dépend de l'électricité injectée, de l'efficacité de la turbine à gaz et de l'efficacité énergétique du gaz naturel utilisé dans la production thermique.

4.5. Application au bâtiment pilote

Le choix des bâtiments administratifs étatiques tels que les sièges de mairie, les mosquées et les écoles primaires qui sont sous la tutelle des collectivités locales est fait pour leurs grands nombres et leurs dépenses. Au même temps ils présentent plusieurs critères de choix :

- bâtiments présentant de grandes surfaces sur le toit ;
- charge électrique active pendant le jour seulement ;
- bâtiments surveillés et sécurisés ;
- existence de problèmes financiers et énergétiques.

Le site pilote est le siège de la mairie centre de la commune d'EL-ATTAF (Fig. 4.3), il repose sur une surface de 455 m² (35m x 13m) et contient 20 bureaux plus 3 toilettes et une petite véranda et réparties sur 2 étages. Ce bâtiment se situe dans un endroit dégagé, donc pas de masques.



Fig. 4.3. Mairie centre d'EL-ATTAF

4.5.1 Estimation de la Consommation

La consommation de l'énergie électrique dans ces bâtiments concerne l'éclairage, la climatisation et la ventilation pour le rafraîchissement, l'utilisation des appareils électroniques tels que les ordinateurs, les imprimantes...le tableau 4.3 présente les différents appareils leurs nombres et leurs puissances.

Tableau 4.3 : appareils utilisés

Appareils	P (kW)	Mairie	Ecole primaire	Mosquée
lampe intérieur	0.06	36	40	32
lampe extérieur	0.1	4	8	12
climatiseur 24000 btu	2.7	2	0	4
climatiseur 12000 btu	1.3	20	2	0
frigidaire	0.09	1	1	0
congélateur	0.11	0	1	0
appareil distributeur d'eau froide	0.09	1	1	4
ordinateur	0.08	50	2	1
imprimante	0.09	50	2	1
ventilateur	0.06	0	0	20

sur presseur	0.7	0	1	1
aspirateur	1	0	0	4

le model pour estimer l'énergie électrique consommée est :

$$E_{cons} = \sum_i^m p_i \cdot t_i \cdot n_i \tag{4.1}$$

i : appareil

p_i : puissance de l'appareil (kW)

t_i : temps de marche (h)

n_i : nombre d'appareil (i)

La figure (4.4) montre le profil de charge journalier du site, dans le quel en remarque une forte consommation pendant la période chaude d'été, due à une grande utilisation de la climatisation.

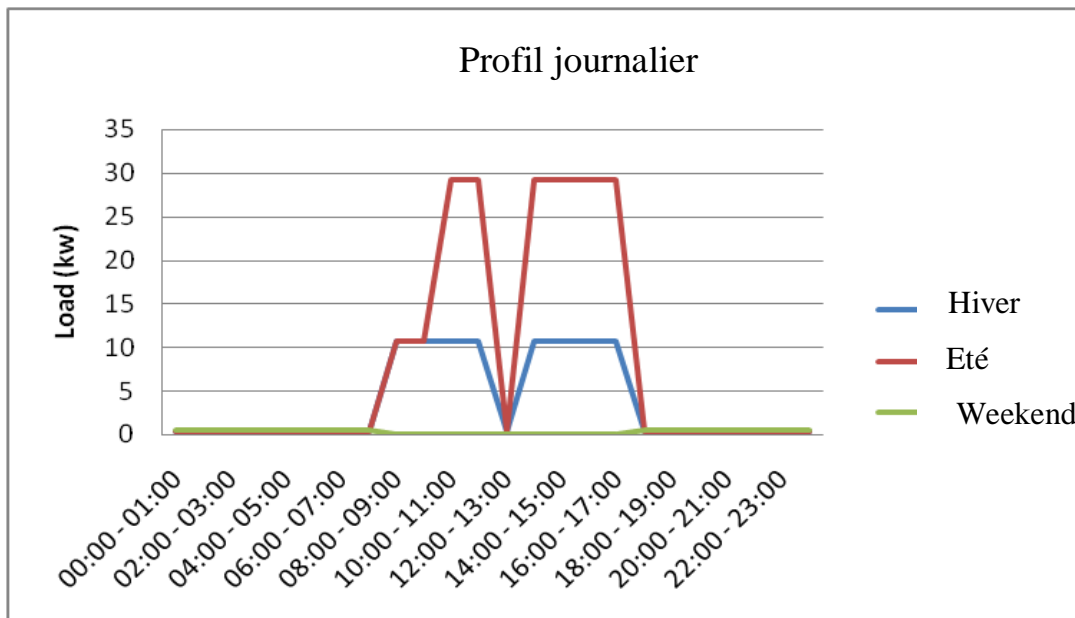


Fig. 4.4 profil de charge journalière du site pilote

La répartition de l'énergie consommée sur les différentes utilisations, pendant les deux périodes de Juin à Septembre et d'Octobre à Mai, montre l'important apport de la climatisation et de l'outil de travail (fig. 4.5).

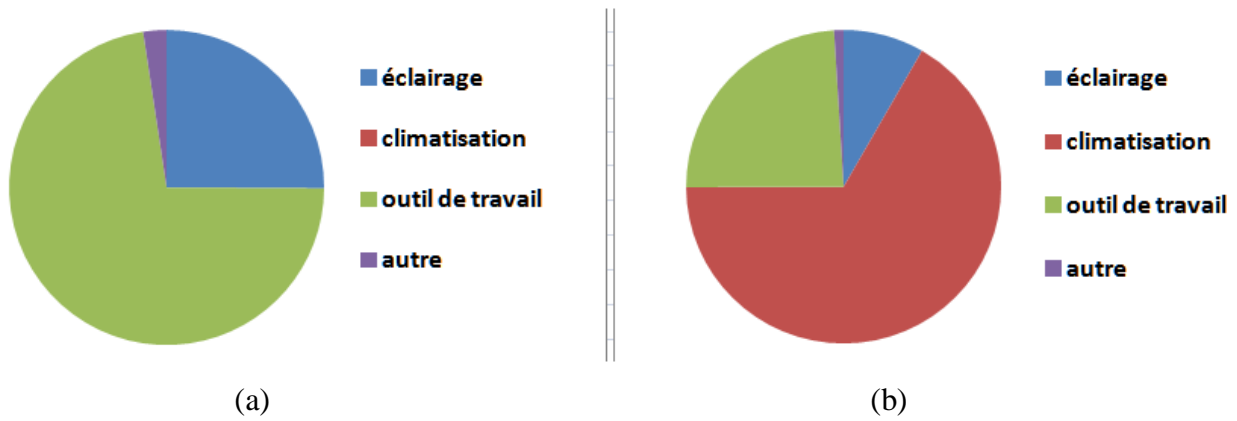


Fig. 4.5.Répartition de consommation : (a) hiver, (b) été

4.5.2. Potentiel solaire du site

L'irradiation solaire est donnée pour l'endroit de latitude $36^{\circ}13'19''$ Nord et de longitude $1^{\circ}39'54''$ Est. Les données solaires pour cette région ont été obtenues à partir du site d'évaluation du gisement solaire " PVGIS " [48].

On constate une irradiation de $7.8 \text{ kWh/m}^2/\text{jr}$ de Juin à Aout avec un max pour le mois de Juillet et un minimum de $2.4 \text{ kWh/m}^2/\text{jr}$ pour le mois de Décembre (Fig. 4.6).

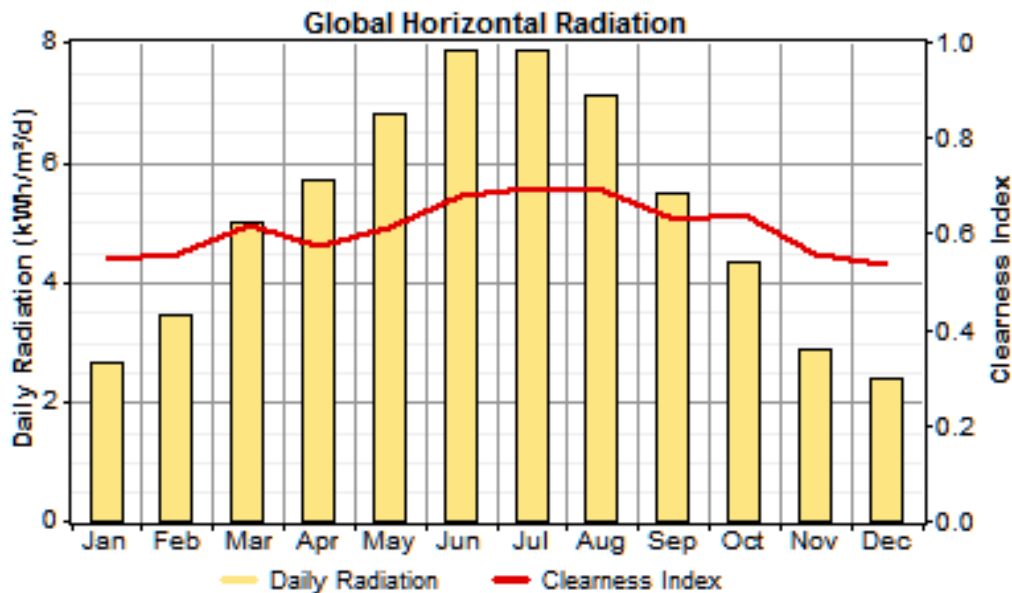


Fig. 4.6 Irradiation globale horizontale annuelle

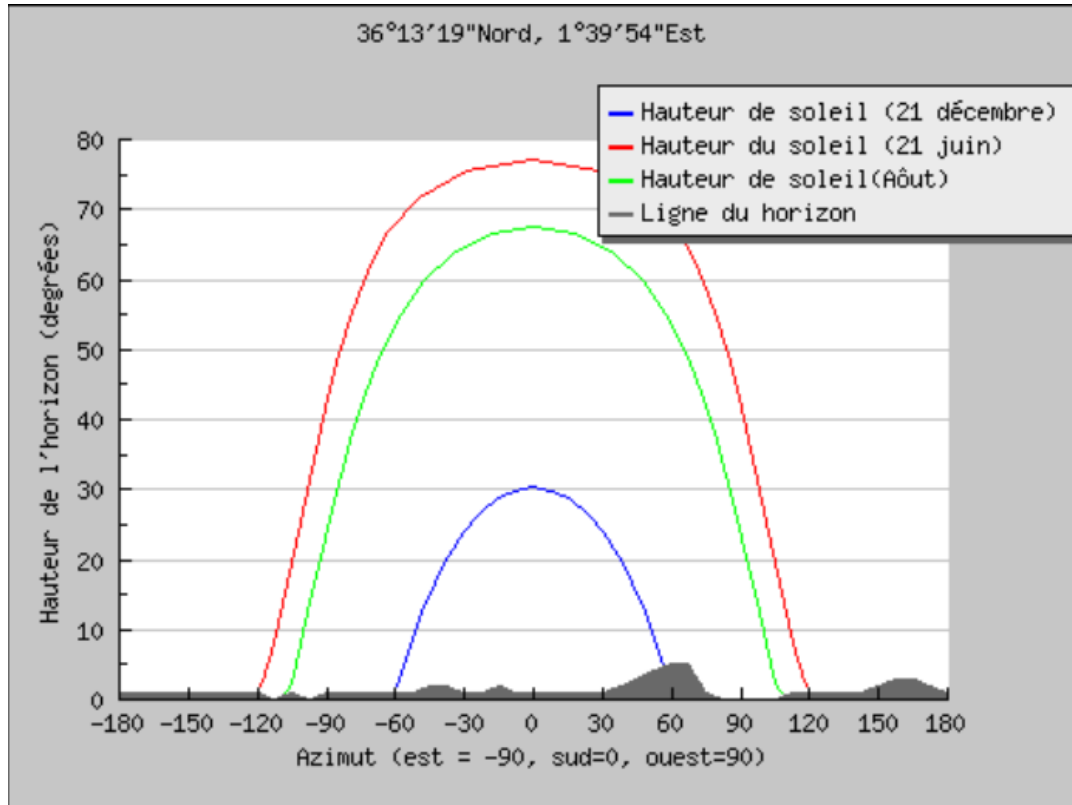


Fig. 4.7 Horizon avec la trajectoire du soleil

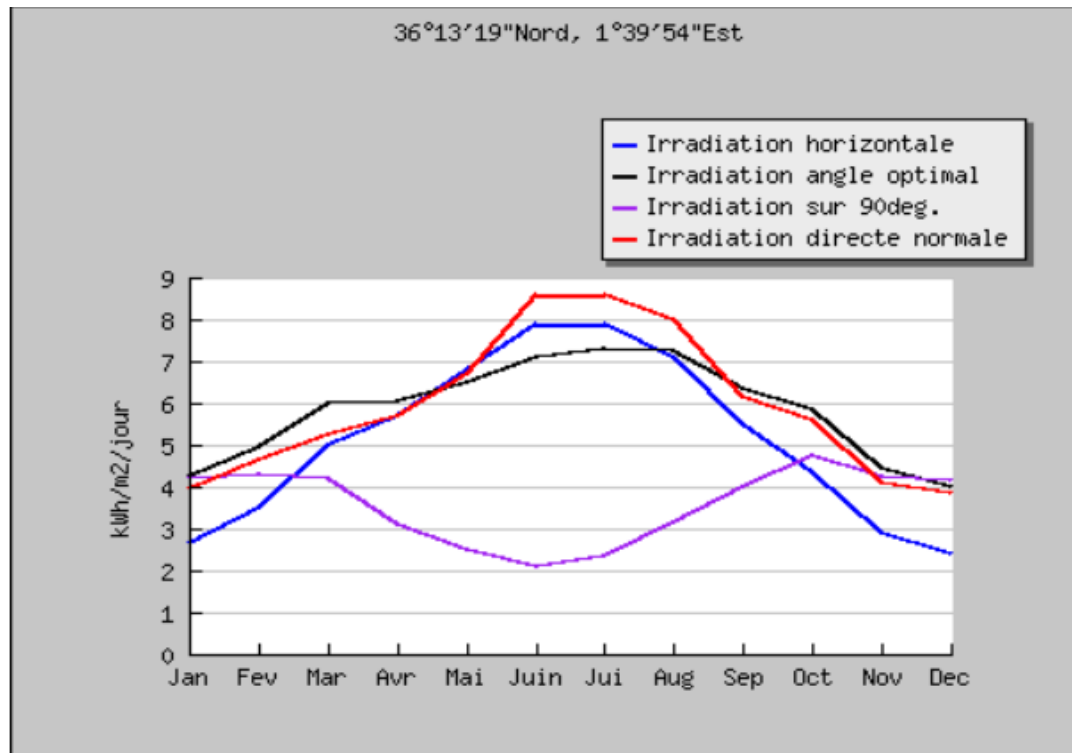


Fig. 4.8 Irradiations annuelles à el ATTAF

Du logiciel PVGIS on tire aussi, les caractéristiques des composantes du rayonnement global horizontal (fig.4.8), ainsi que la hauteur maximale et minimale du soleil durant sa course diurne, et les masques lointains du relief du site (fig. 4.7).

4.5.3 Profil de température

La température ambiante du lieu (Fig.4.9) a beaucoup d'effet sur le fonctionnement des cellules PV et sur la production. L'échauffement des modules PV à un effet négatif, sur la tension et par suite sur le rendement.

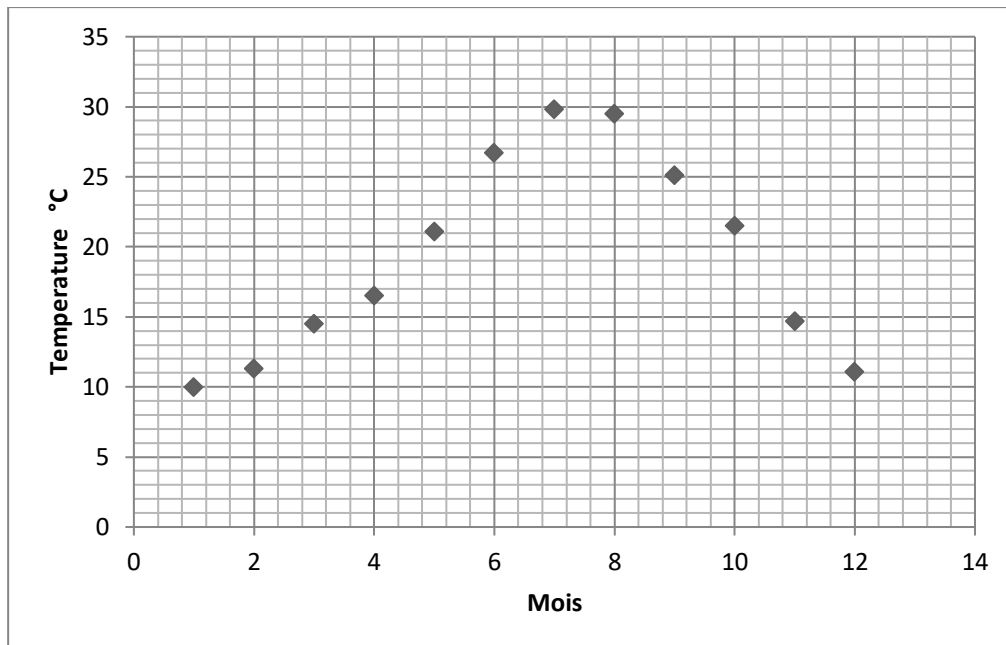


Fig. 4.9 Température ambiante

4.6. Dimensionnement des différents composants de la centrale

Dans cette étude, l'installation du système de production à énergies renouvelables connectés au réseau, peut répondre à l'une des variantes suivantes:

- a- Le surplus de la production PV est injecté sur le réseau.

Le générateur de production photovoltaïque est raccordé à la fois sur l'installation intérieure et sur le réseau Basse Tension, à travers deux compteurs électroniques installés sur un seul point de connexion.

b- La totalité de la production PV est injectée sur le réseau. L'électricité photovoltaïque générée est injectée sur le réseau, à travers le compteur de production alors que les besoins du bâtiment sont soutirés du même réseau par le compteur de consommation par deux points de connexions. Elle est plus utilisée à cause des tarifs d'achat incitatifs.

4.6.1. Configuration du système

Après avoir choisi la configuration du système électrique (Fig. 4.10), sur laquelle on voit les différents composants connectés sur les deux bus, DC et AC. Le courant continu produit par la centrale photovoltaïque est injecté sur le bus DC; il est converti en courant alternatif par des convertisseurs puis injecté sur le bus AC, auquel le réseau et la charge sont connectés.

L'alimentation électrique du bâtiment obéit à deux cas:

- Injection totale, le bâtiment tire son électricité du réseau.
- Injection du surplus, le bâtiment est alimenté par le GPV et l'excédent d'électricité est injecté dans le réseau.

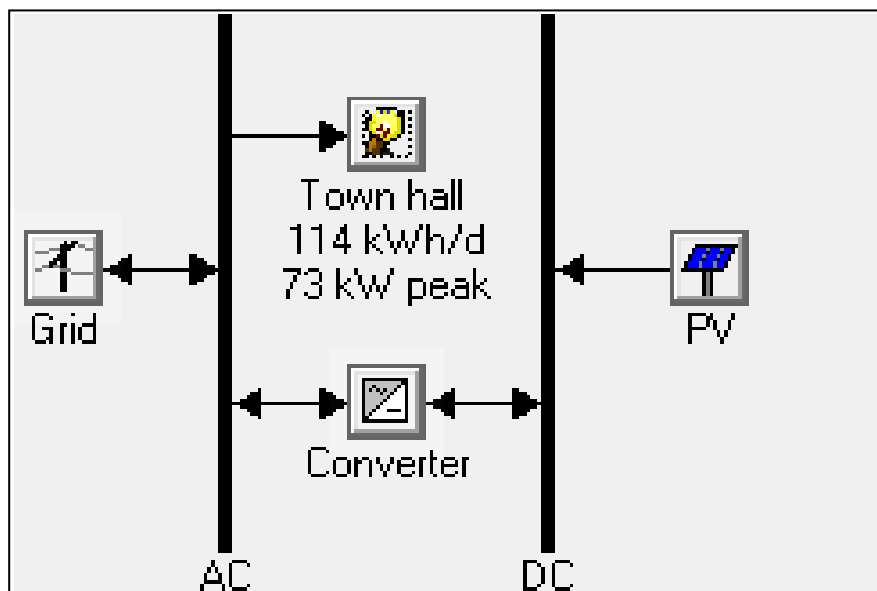


Fig4.10 .configuration du système

4.6.2. Le GPV

La technologie présente différents types de modules (Si-monocristallin, Si-poly cristallin, Si-amorphe à couches minces...) (fig4.11), avec des propriétés électriques et mécaniques différentes, ces modules sont utilisés selon les besoins techniques et économiques.

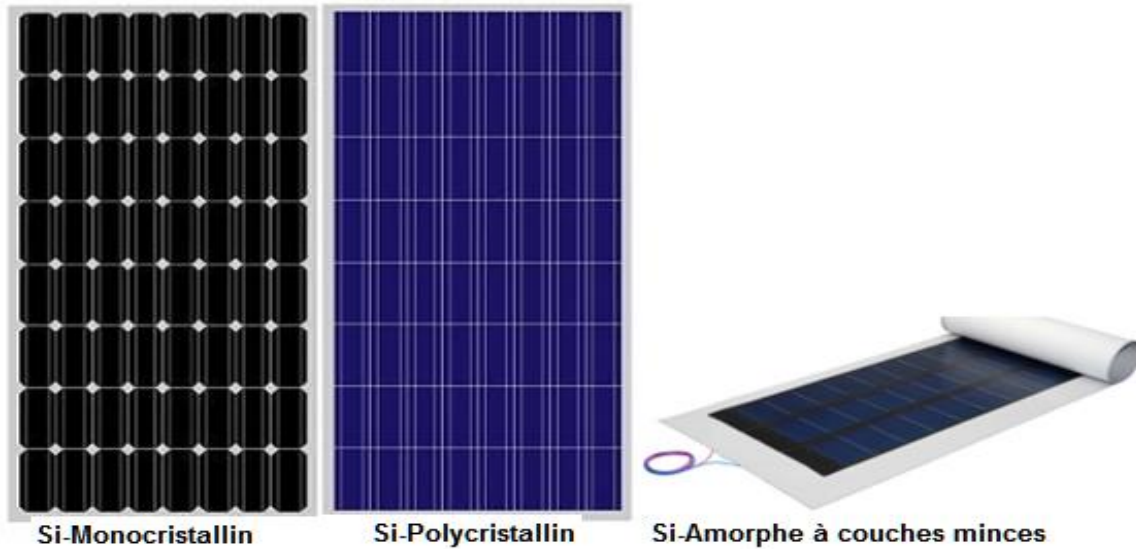


Fig. 4.11 Technologies de modules PV

Le GPV installé est constitué de 120 modules photovoltaïques en silicium monocristallin, d'une puissance crête de 250 Wc chacun. La puissance crête du GPV est de 30kWc. Les modules PV sont montés soit en surface sur des supports en métal (léger et solides) soit intégrés sur la façade sud dans la structure de l'édifice.

Pour assurer un meilleur rendement des modules photovoltaïques et extraire le maximum d'énergie, ils doivent être bien aérés. Afin de dissiper la chaleur et diminuer leur température qui agit négativement sur la production [52]. Les modules PV sont regroupés en plusieurs strings branchés en parallèles, dans chaque string les modules sont branchés en série, pour adapter le courant et la tension de sortie du champ PV [53].

La figure (4.12), montre les caractéristiques techniques des modules Si-monocristallin utilisés dans cette installation.



Données techniques	250 Wc
Rendement maximum (Pmax) pour STC *	250W±3%
MPP voltage (Vmpp)	34,3 V
MPP courant (Impp)	7,29 A
Voltage à charge vide (Voc)	44 V
Courant coupe-circuit (Isc)	7,96 A
Coefficient de température (Pmpp)	-0,5% / °C
Coefficient de température (Voc)	-0,35% / °C
Coefficient de température (Isc)	+0,04% / °C
Voltage du système maximum	1000 V
Cellules monocristallines	72
Dimensions des cellules	156 x 156 mm
Cellules	CEEG / JA Solar
Type de connecteur	MC4
Dimensions du module L x l x h	1956 x 992 x 45 mm
Poids	28 Kg
Rendement du module	12,89%

Fig. 4.12 Caractéristiques techniques du module PV

4.6.3. Le système de conversion

Au sein des installations PV, connectées aux réseaux électriques à tension alternative, les onduleurs ont un rôle capital, la transformation du courant continu délivré par les modules PV en courant alternatif compatible avec le réseau de distribution. Également connu sous le nom d'onduleur synchronisé, il assure : (1) suivi du point de puissance maximum (MPPT) pour extraire le maximum d'énergie du PVG, (2) synchronisation reliée au réseau, (3) effet d'îlot pour déconnecter la centrale du réseau en cas où le réseau est hors service [54].

Les onduleurs doivent être équipés de capteurs de puissance qui activent les onduleurs automatiquement le matin, et l'éteint le soir lorsque la puissance de sortie des modules tombe sous le seuil [52].

Tableau 4.4 caractéristiques techniques de l'onduleur

Electrical input (DC) parameter	Value	Electrical output(AC) parameter	Value
Max. power	6125W	Rated output power	6000W
Max. voltage	1000V	Rated voltage range	380–415V
MPP voltage range	295-8000V	Rated current	8.7A
Max. current /string	11A/10A	Grid frequency	50-60 HZ
Number of DC inputs	2/A ; 2/B	Performance	97.4-98%

4.7. Etude technico-économique application de Homer.

Pour simuler le système étudié, on utilise Homer 2.8, qui sert à minimiser le coût et le temps de l'analyse des projets d'électrification [55].

Dans les calculs économiques qui suivent, on ignore la condition sur le seuil de MWc de puissance des installations PV dans l'exploitation privée. On garde les mêmes tarifs d'achat de l'électricité produite par ces centrales PV privées et voir leurs effets incitateur sur la population. La fiche de travail d'Homer se trouve dans les tableaux (4.5, 4.6, 4.7) suivants où les coûts des composants du système sont indiqués avec toutes les dépenses (achats, exploitation et maintenance, remplacement, travaux de génie civil ...). Pour le réseau, le prix d'achat de l'électricité consommée, les prix de vente de l'électricité photovoltaïque produite dans le PV central sont indiqués, ainsi que les taux d'émission des principaux polluants rejetés par la combustion dans les turbines à gaz.

Tableau 4.5: coût des composants de la centrale (ALENER) [56]

Composant	Module PV	Onduleur
Prix	900 \$/KWc (117000DA/KWc)	382\$/KW (49660DA/KW)
Dépenses (Opérations et Maintenance)	11 \$/KWc/An (1430DA/ KWc/An)	4\$/KW/An (520DA/KW)
Frais (Métal Supports, Travaux Génie-Civil....)	150 \$/KWc (19500 DA/ KWc)	18 \$/KW (2340DA/KW)

Tableau 4.6 : le prix du kWh pour le réseau (Journal officiel) [57]

	Prix de vente (\$/KWh)	Prix d'achat (\$/KWh)
Réseau	0.144 (18.2DA/KWh)	0.038 (49.4DA/KWh)























Tableau 4.7: taux d'émission de polluants (EPA) [58]

Emissions	CO ₂	SO ₂	NO _x
Taux (G/KWh)	200	0.0035	0.18

4.8. Résultats :

Dans son exécution, Homer simule plusieurs combinaisons, dérivées des sensibilités multiples des différentes variables, ($2 * 6 = 12$) combinaisons pour le module PV, ($6 * 2 = 12$) combinaisons pour l'onduleur et (5) combinaisons pour le réseau. Cela donne un ensemble de ($12 * 12 * 5 = 720$) combinaisons. Homer donne les résultats qui peuvent être atteints techniquement et les classe selon le coût le plus bas (Tableau 4.8).

Tableau4.8: résultats optimisés par Homer

				PV (kW)	Conv. (kW)	Grid (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.
				30	18	1000	\$ 38,700	-1,997	\$ 13,166	0.016	0.68
				30	24	1000	\$ 41,100	-2,174	\$ 13,309	0.016	0.69
				30	30	1000	\$ 43,500	-2,091	\$ 16,771	0.020	0.69
				30	36	1000	\$ 45,900	-2,003	\$ 20,292	0.024	0.69
				30	12	1000	\$ 36,300	-1,080	\$ 22,500	0.030	0.61
				30	6	1000	\$ 33,900	179	\$ 36,194	0.055	0.42

4.8.1. Estimation de la charge annuelle du bâtiment

Pour estimer la charge du bâtiment, Homer additionne la consommation horaire introduite dans le tableur pour les deux périodes (Octobre à Mai et Juin à Septembre). Selon les rapports des employés, l'utilisation des climatiseurs et d'équipements de refroidissement commence avec le mois de Juin et se termine avec le mois de Septembre, ce qui entraîne une consommation élevée pendant cette saison de chaleur. La figure (4. 13) montre la consommation mensuelle avec deux périodes différentes, une faible consommation d'Octobre à Mai et une consommation élevée de Juin à Septembre en raison d'une grande utilisation de la climatisation, avec une moyenne quotidienne de 114 kWh et un pic de puissance de 73,2 kW en Septembre, et une consommation totale de 41610kWh / an (fig. 4.13).

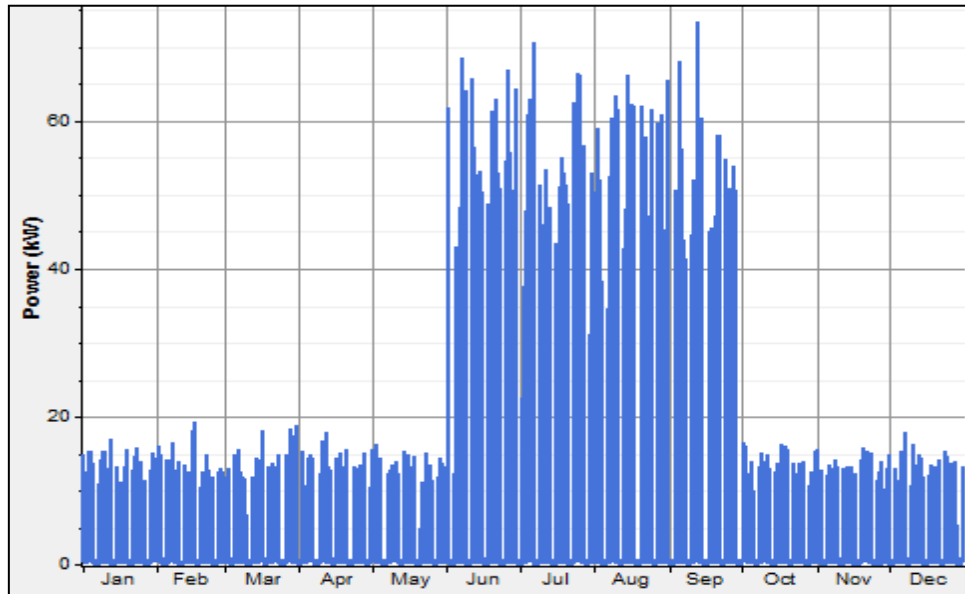


Fig. 4.13 Consommation mensuelle du bâtiment

4.8.2 Choix de l'angle d'inclinaison.

On voit aussi que l'électrique à la sortie du GPV dépend de l'angle d'inclinaison des modules PV, la figure (4. 14), montre la variation du flux d'énergie électrique avec l'angle d'inclinaison des modules PV, sur laquelle on note une meilleure énergie produite pour l'angle 32° avec $47872\text{kWh} / \text{an}$, et un meilleur surplus (bonne vente) de $-4699\text{kWh} / \text{an}$ pour 36° , ce qui élimine les autres angles, mais sur la figure (4.15), qui montre la variation des caractéristiques économiques avec l'angle d'inclinaison, on remarque un coût moindre (total net présent Coût NPC) du système pour un angle de 32° qui favorise l'installation de choix des panneaux sur la terrasse du bâtiment inclinée de 32° . Ainsi, pour un angle de production optimal, nous pouvons ajouter la condition du faible NPC [59], [60].

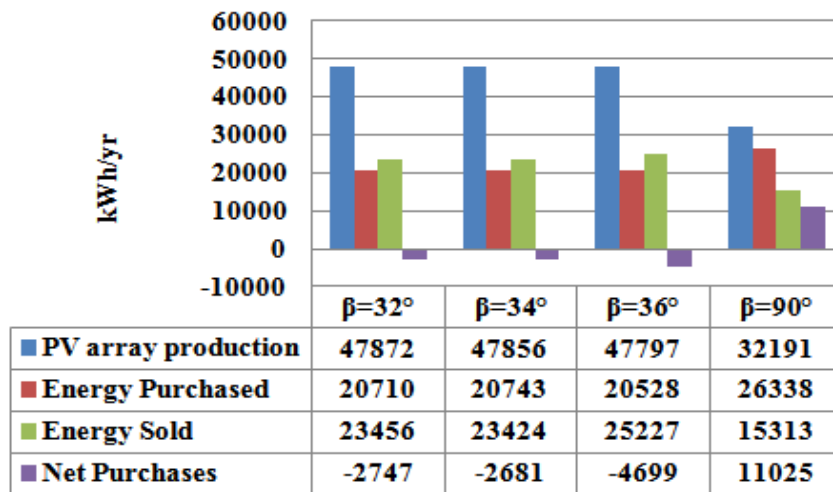


Fig4.14. Variation du flux d'énergie du système avec l'angle d'inclinaison β

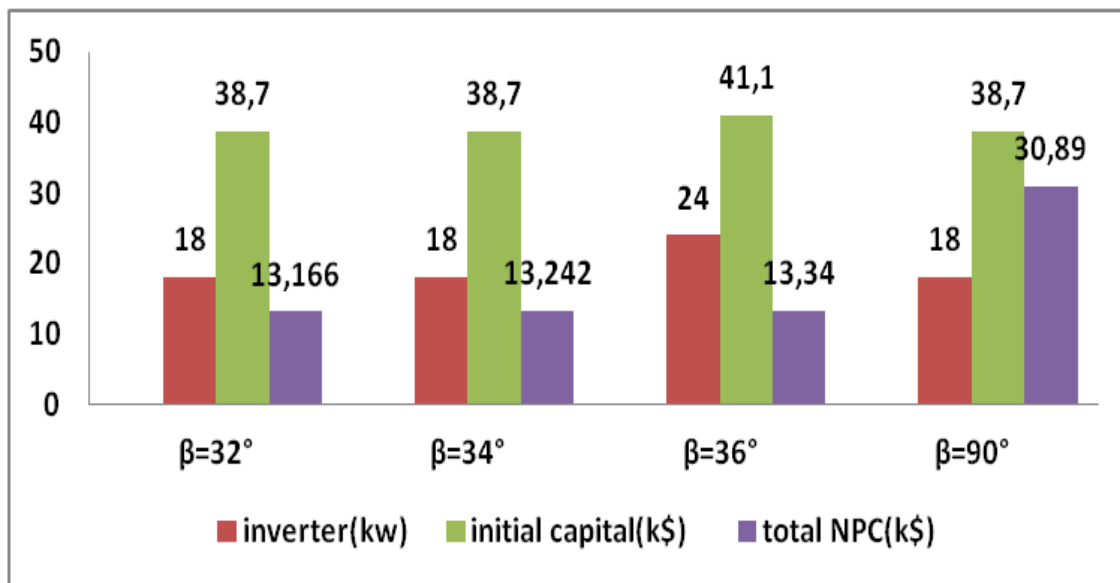


Fig. 4.15. Variation des caractéristiques économique du système avec l'angle d'inclinaison β

4.8.3. Flux d'électricité sur le bâtiment

L'approvisionnement quotidien de cette charge pour les deux périodes est assuré par la transformation du rayonnement solaire en électricité générée dans les modules PV. La figure (4. 16) montre que la puissance journalière délivrée par le GPV, varie entre une valeur minimale pour le mois de Décembre et une maximale pour les mois d'été Juin, Juillet, Août et Septembre,

avec une durée de fonctionnement de 4388h / an. Le champ de modules PV produit 47872kWh / an injecté totalement sur le réseau et qui est supérieur à l'électricité consommée.

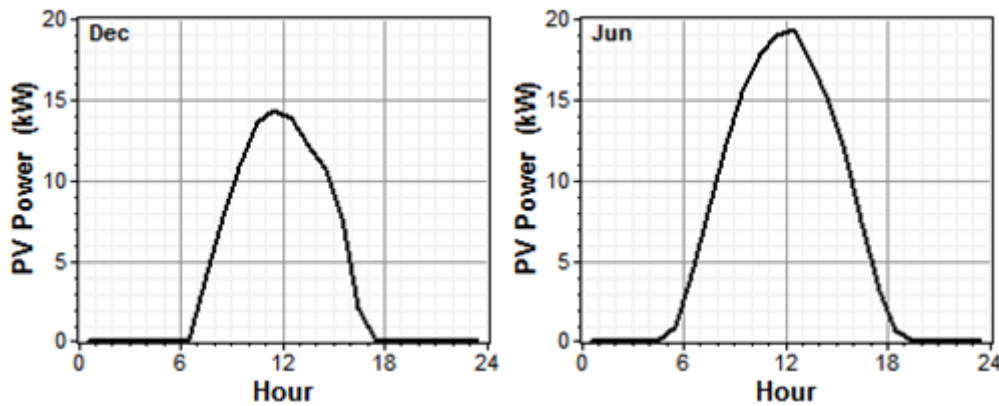


Fig. 4.16. Puissance moyenne journalière délivrée par le champ PV

La fig4.17 présente la puissance totale électrique produite par les deux sources, le GPV et le réseau, avec un maximum de production pour le mois d'Aout et un minimum pour le mois de Décembre.

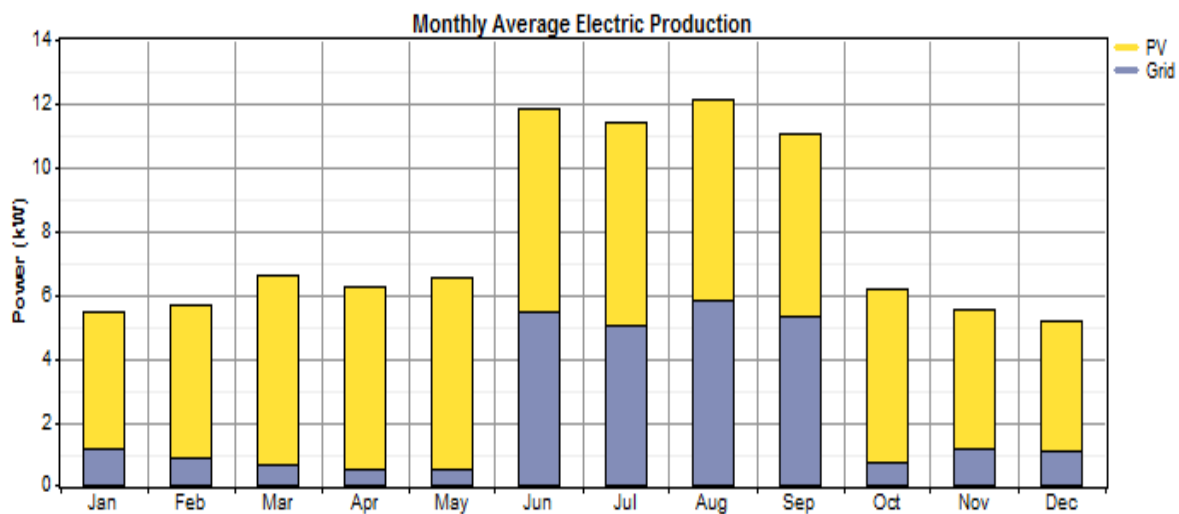


Fig. 4.17. Electricité produite par le champ PV (jaune) et par le réseau (gris)

L'électricité produite dans le GPV est transformée par les convertisseurs, dont la puissance est de 18kW. Sur les 45729kWh / an arrivant en entrée de l'onduleur il transforme 44357kWh / an en mode alternatif avec des pertes de 1372kWh / an, cette électricité a les mêmes caractéristiques

(tension, fréquence) que celle du réseau. Conduite par le bus AC, l'électricité alternative peut donc être utilisée par le bâtiment ou injectée et vendue au réseau.

Sur la figure (4.18) nous montrons l'électricité fournie par le réseau, en noir estimée à 20470kWh / an et l'électricité vendue au réseau en vert estimée à 23456kWh / an avec un gain net de 2747kWh / an.

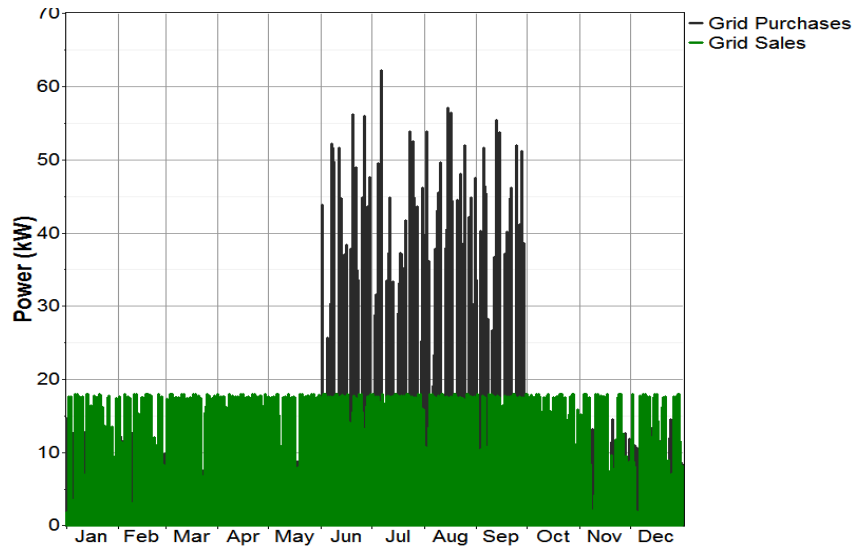


Fig. 4.18. Electricité demandée (noir) et vendue (vert) au réseau

Le bâtiment est le siège de plusieurs flux entrants et sortants. Le tableau 4.9 montre les flux énergétiques entrants vers le bâtiment d'un total estimé à 68582kWh /an (partie PV et partie réseau) avec une pénétration de 68,2% d'énergies renouvelables, et les flux d'énergie sortants du bâtiment (consommé et injecté dans le réseau) estimé à 65066kWh / an.

Tableau 4.9: Flux d'énergies électriques

Production	kWh/year	%	Consumption	kWh/year	%
PV array	47872	70	AC primary load	41610	64
Grid purchases	20710	30	Grid sales	23456	36
Total	68582	100	Total	65066	100

4.9. Mise au point de la centrale

4.9.1. Champ de modules

Après avoir déterminé l'angle d'inclinaison optimale de 32°, on détermine la distance entre les rangées de modules pour éliminer les pertes d'ombrage entre modules.

Cette distance de référence est l'ombre portée maximale, elle est pour la plus basse position du soleil, elle correspond à la plus petite hauteur du soleil en hiver (21/12) à midi (12 :00) Fig4.19 (AH angle horaire =0) [61].

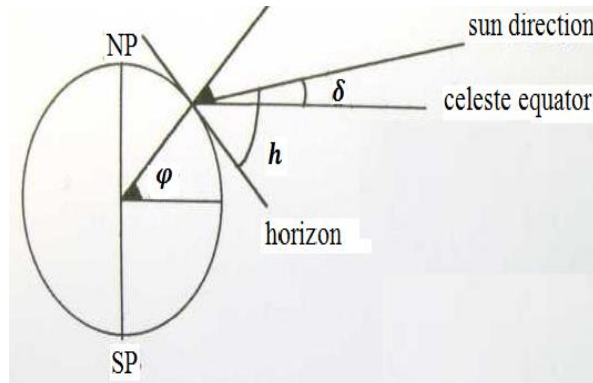


Fig. 4.19 angles caractéristiques

$$\sin(h) = \sin\varphi \cdot \sin\delta + \cos\varphi \cdot \cos\delta \cdot \cos\omega \quad (4.2)$$

$$\omega = 0$$

$$\sin(h) = \sin\varphi \cdot \sin\delta + \cos\varphi \cdot \cos\delta \quad (4.3)$$

$$\sin(h) = \cos(\varphi - \delta) \quad (4.4)$$

$$\cos\left(\frac{\pi}{2} - h\right) = \cos(\varphi - \delta)$$

$$\frac{\pi}{2} - h = \varphi - \delta \quad (4.5)$$

$$\Rightarrow h = \frac{\pi}{2} - (\varphi - \delta)$$

h : hauteur du soleil

φ : latitude du soleil

δ : inclinaison

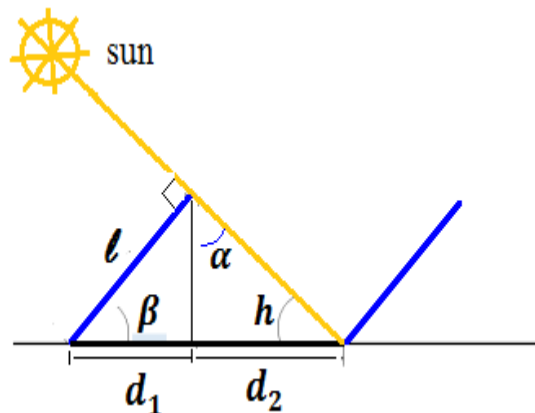


Fig. 4.20 Ombre portée maximale (21/12)

Dans la figure (4.20), $\mathbf{d}=\mathbf{d}_1+\mathbf{d}_2$ est la longueur de l'ombre maximale au solstice d'hiver (21decembre)

$$\mathbf{d}_2 = l \sin \beta \tan \alpha , \quad (4.6)$$

$$\text{Avec } \alpha = \pi/2 - h = \varphi - \delta$$

$$\mathbf{d}_2 = l \sin \beta \tan(\varphi - \delta)$$

$$\mathbf{d}_1 = l \cos \beta \quad (4.7)$$

$$l = 99.2 \text{ cm} ; \beta = 32^\circ ; \varphi = 36^\circ ;$$

$$\delta = -23.45^\circ$$

$$\text{On trouve : } \mathbf{d} = \mathbf{d}_1 + \mathbf{d}_2 = 84.12 + 89.06 = 173.2 \text{ cm}$$

l : largeur du module PV ; α : angle du soleil avec la verticale du lieu

β : angle d'inclinaison du module avec l'horizontale

Le champ de modules serait fait de : 3 rangées, dans chaque rangée il y a 1 paire de branches en parallèles avec 20 panneaux en série dans chaque branche.

Dans la pose des panneaux sur la surface, on a un compromis surface efficace et ombrage entre-modules (augmentation du nombre de modules et d'ombrage en diminuant la distance référence et l'inverse). (A.A. Bayod-Rújula et al.) [61] ont conclu qu'en général, l'alternative de régler les

modules au bas distance que la distance de référence n'est pas recommandée pour les systèmes PV connectés au réseau, d'un autre coté cette distance assure la bonne ventilation du champ de modules qui augmente la production électrique [52].

Quand à la pose sur des terrasses déjà existantes qui sont considérée comme une intégration partielle, peut être avantageuse pour les différents remplacements (facilité technique, moindre coût) des composants de la centrale à la fin de leurs vie, durant la longue durée de vie du bâtiment, estimée à 3 ou 4 fois celle des modules PV [62].

La structure du support portant le module est en acier non corrosif, sous la forme d'un prisme droit fixé par des boulons sur des rails en acier fixés sur la terrasse pour supporter le poids des modules PV et la force des vents (fig. 4.21).

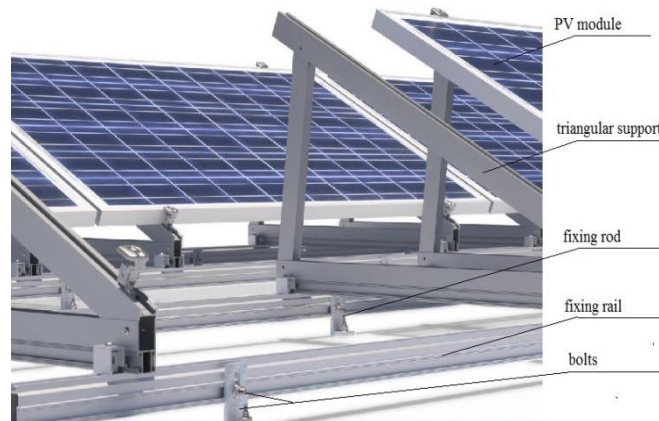


Fig. 4.21 Structure des modules avec supports

4.9.2. Onduleur

Les caractéristiques électriques de l'onduleur (tableau 4.10), nous donnent une idée du nombre de modules en série et du nombre de string en parallèle. La tension des modules en série, doit être inférieure à la tension maximale de l'onduleur, et dans la plage de tension du MPPT, donc 2 chaînes de 20 modules en série sont plus adaptées à l'onduleur utilisé, une chaîne avec ses 2 pôles (+) et (-) sur (A) et la deuxième chaîne sur (B) montrée sur la figure 4.22.

Tableau 4.10 caractéristiques techniques de l'onduleur

Paramètres d'entrée (DC)	Valeur	Paramètres de sortie (AC)	Valeur
Max. power	6125W	Rated output power	6000W
Max. voltage	1000V	Rated voltage range	380-415V
MPP voltage range	295-800V	Rated current	8.7A
Max. current /string	11A/10A	Grid frequency	50-60 HZ
Number of DC inputs	2/A ; 2/B	Performance	97.4-98%

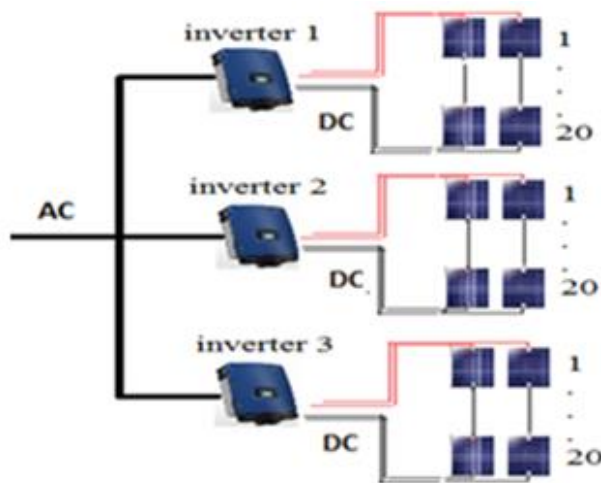
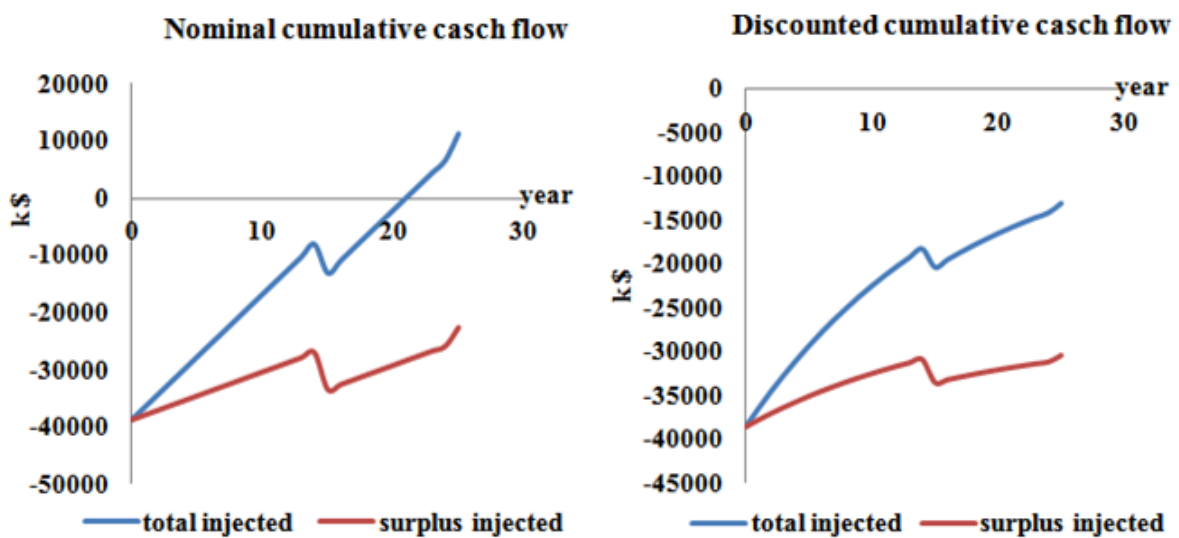


Fig.4.22 Branchement des onduleurs au champ de modules

4.10. Aspect économique

4.10.1. Temps de retour d'investissement

Sur la fenêtre d'accueil du logiciel et sur l'icône (Grid) on peut choisir l'injection totale ou l'injection excédentaire (métrique nette), on lance 2 simulations séparément chacune. Après simulation, Homer donne les résultats économiques avec et sans remise de la devise utilisée. Par actualisation, on entend la régression qui affecte n'importe quelle monnaie au cours du temps.



(a) Sans remise

(b) Avec remise

Fig. 4.23. Flux de trésorerie cumulé de la mairie centrale

Sur la figure (4.23), et pour le même bâtiment (mairie), on constate que la récupération des dépenses initiales d'investissement par les revenus de la vente de l'électricité produite, peut être réalisée en 21 ans par injection de la production totale et dans le cas idéal où la dévaluation de la monnaie n'est pas prise en compte (fig. 4.23 (a)). Mais en réalité la monnaie diminue en valeur avec le temps. Donc, nous ne pouvons pas récupérer l'argent de l'investissement de ce bâtiment (fig. 4.23(b)).

Pour réduire le temps de retour sur investissement, il est nécessaire de créer d'autres sites, qui consomment moins d'électricité comme les écoles primaires et les mosquées, afin de compenser la perte d'argent dépensée sur la centrale PV de la mairie. L'école primaire et la mosquée avec les charges respectives suivantes (19454kWh / an; 19564kWh / an), injectent la même quantité de (46403kWh / an) sur le réseau, avec des temps de retour respectifs (19 ans; 13 ans). Les revenus financiers du trésor municipal des deux bâtiments sont utilisés pour compenser les déficits de la mairie. La figure (4.24) montre la compensation fournie par les deux bâtiments (école primaire, mosquées) qui ont la même production d'électricité et consomment moins. Le retour sur investissement de l'ensemble des bâtiments est réalisé pour la 20e année, avec un gain de 20115 \$ (2.615 millions DA) pour les 5 dernières années de la vie du système PV.

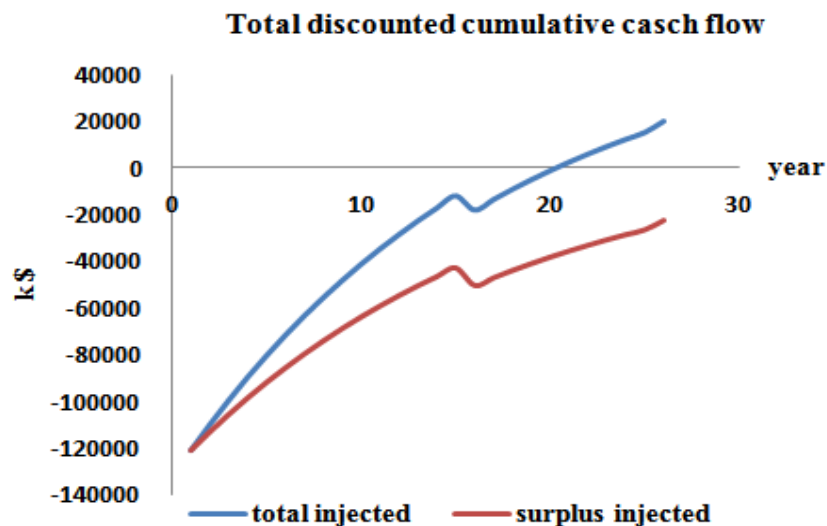


Fig. 4.24. Flux de trésorerie cumulé pour trois bâtiments (Mairie, Mosquée, Ecole Primaire.)

4.11. Profil écologique

Sur le plan écologique, l'utilisation des centrales PV préserve la consommation d'énorme quantité de gaz naturel, destinés à la production d'électricité dans les turbines à gaz et d'énorme quantité de polluants générées dans la combustion tel que le (dioxyde de carbone, dioxyde de soufre, oxyde d'azote....).

Les bâtiments méditerranéens sont responsables en moyenne de 40% de la consommation énergétique totale de la région et de plus de 20% de ses émissions de CO₂ [63].

Les émissions de CO₂ sont proportionnelles à la quantité du gaz naturel consommé. Les émissions tel que, NO₂, CO sont plutôt en dépendance de la température dans la chambre de combustion et le rapport air-carburant [64].

Le modèle suivant donne les quantités de gaz naturels économisés.

$$Q_{\text{gaz-nat}} = \frac{E_{\text{surpl}}}{r_{\text{turb}} \cdot r_{\text{e.gaz}}} \quad (4.8)$$

E_{surpl} ; surplus d'électricité

r_{turb} : rendement de la turbine à gaz (55%) [65].

$r_{\text{e.gaz}}$: rendement énergétique du gaz naturel (11kwh/m³) [66].

Avec cette formule, on détermine les quantités de gaz naturel qu'on doit brûler dans les turbines à gaz pour produire la même quantité d'électricité récupérée par le réseau par l'ensemble des installations PV des trois bâtiments.

La figure (4.25), montre les quantités de gaz naturel économisées et de polluants évités au climat.

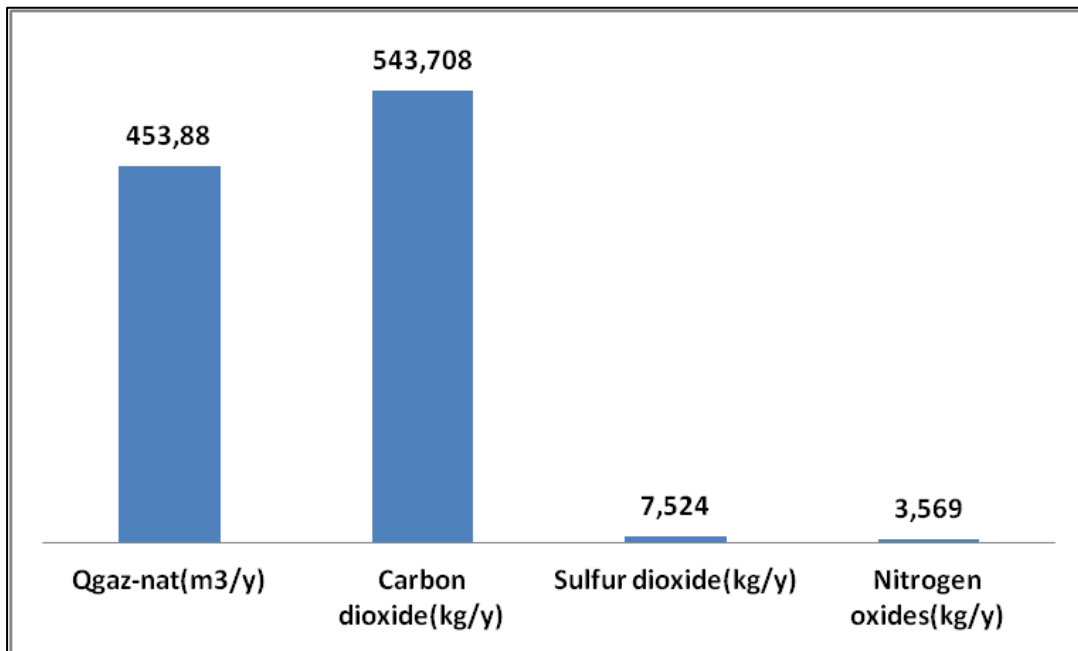


Fig4.25. Quantités de gaz naturel et de polluants épargnés.

NO₂, CO et SO₂ sont des gaz localement toxiques, NO₂ et CO ont une influence sur l'effet de serre, parce qu'ils sont absorbés plus lentement dans l'atmosphère que le CO₂. Dans le potentiel de réchauffement global (Global warming potential) on a les équivalences suivantes [67],[68],[69]: 1g de NO₂ est égal à 298g de CO₂ équivalent, cela entraîne les changements de température et de précipitations, qui entraînent des changements dans les régimes terrestres et hydrauliques qui affectent par la suite la productivité agricole[70].

La quantité de CO₂ équivalente :

$$\begin{aligned}
 m_{CO_2-equi} &= m_{CO_2} + 298 m_{NO_2} \\
 &= 1.60 \text{ tonnes /an}
 \end{aligned}
 \tag{4.9}$$

Ces résultats nous montrent l'effet nocif et dévastateur des rejets de la combustion, la capacité de ces gaz à retenir de la chaleur et leur effet de serre après 100 ans par rapport au dioxyde de

carbone. Il faut faire attention au potentiel de réchauffement des gaz à effet de serre, même avec de petites quantités, ils ont beaucoup d'effets sur le changement climatique.

4.12. Etude comparative

La littérature présente plusieurs études similaires. Des études qui traitent les caractéristiques de centrales de différentes capacités sur des sites de latitudes allant de 20°N à 41° N et dans différentes villes du monde avec des climats différents. Les villes concernées et leurs capacités sont : Adrar (28kWc); Izmir (36 kWc); Tétouane (2.04 kWc); Siksha (11.2 kWc); Lahore (42 kWc); Medio (20 kWc); Porto (15 kWc). Le tableau 4.11 montre les principales caractéristiques de ces centrales.

Tableau 4.11 : Comparaison de performances

	Adrar 27°8'N Algeria	Izmir 38°4'N Turkey	Tetouane 35°3'N Morocco	Siksha 20°N India	Lahore 31°47'N Pakistan	Medio San Juan Colombia	Porto 41° N Portugal	El-Attaf 36°13' N Algeria
Power kWp	28 m-c	36 m-c	2.04 m-c	11.2 p-c	42 p-c	20 m-c	15 p-c	30 m-c
G kWh/m²/d	6.23	3.6	4.85	4.28	4.54	2.83	/	5.14
Tilt Azimuth	27° 0°	30° 0°	30° 0°	21° 0°	30° 0°	/	30° 6°W	32° 0°
Investment \$/kWp	1362	2148	/	/	/	/	/	1290
Final yield E_{AC} / P kWh/kWp	1661	1588	1751	1335	1177	1080	1413	1478.6
Coverage E_{AC}/Load %	18.1	110	/	/	/	/	/	115

Reference	[39]	[40]	[71]	[41]	[72]	[73]	[74]	/
------------------	------	------	------	------	------	------	------	---

Les données (tableau 4.11) permettent une comparaison avec d'autres études dans d'autres pays. On voit les systèmes PV des villes, Adrar, Tétouane, Medio, El-Attaf et Izmir de latitude respective (27°.88 N; 35°.34 N; / ; 36°.13N et 38°N), qui produisent à la sortie du système PV, l'énergie électrique alternative par kWc de 1661kWh/kWc (Adrar); 1751 kWh / kWc (Tétouane); 1080kWh / kWc (Medio), 1478,56kWh / kWc (El-Attaf) et 1588,3kWh / kWc (Izmir); là où il y a un bon rendement final pour Tétouane cela s'explique par la bonne qualité des modules utilisés à Tétouane (efficacité de 15,2%; coefficient de température -0,45% / °) contre (13%; -0,5% / °) pour El- Attaf et avec moins de pertes pour le système PV de Tétouane (2,2%) contre El-Attaf (7,34%). On note un bon taux de couverture de 115% pour le système PV d'El-Attaf contre celui d'Adrar (18%) c'est un rapport qui indique la possibilité de couvrir la charge électrique, dépassant 100% le système PV devient rentable et économiquement positif. Les taux d'investissement par kWc sont chers pour Izmir (2148 \$ / kWc) (280000DA/kWc) et inférieurs pour El-ATTAF (1290 \$ / kWc) (167700DA/kWc), cela est certainement dû à la qualité des panneaux photovoltaïques, aux frais et taxes sur le transport les travaux et l'installation , etc. Enfin nous avons un taux de couverture de (115%) et une production de (1478,6 kWh / kWc / an), nous pouvons parler de bonnes performances pour cette centrale photovoltaïque, performances que nous pouvons améliorer à l'avenir en améliorant la qualité du matériel et du travail.

4.13. Conclusion

Dans ce chapitre sur l'étude de cas d'application de cette centrale PV intégrée au bâtiment et connectée au réseau. Où nous avons noté chaque année une forte consommation d'électricité par les bâtiments administratifs. Cela coûte beaucoup d'argent aux localités et une grande partie du budget est destinée pour payer ses factures, ce qui influe négativement sur le développement de la commune. L'utilisation des énergies propre peut résoudre les problèmes des municipalités. L'étude montre la faisabilité et l'utilité de la centrale de puissance de 30kWc intégrée au bâtiment pour l'alimenter et satisfaire sa demande en électricité. Le bâtiment devient actif et

partiellement dépendant au réseau électrique. Il participe dans le mix énergétique, économique et écologique de la commune résumées dans :

1. Une production de 47872 kWh/an avec un surplus de 2747 kWh/an injecté et vendu au réseau électrique urbain.
2. La conception et l'installation de la centrale sur la terrasse basées sur un respect d'utilisation optimale de la surface et de l'angle d'inclinaison de 32° des modules en minimisant l'ombrage entre les rangées de modules.
3. L'effet écologique de cette énergie renouvelable dans le développement durable dont les quantités de gaz naturel économisées (454 m³ /an) et les polluants épargnés au climat (CO₂: 549kg /an; SO₂: 9.6 g / an; NO_x : 0.5 kg / an) qui participent dans l'échauffement et l'effet de serre, changent les régimes climatiques terrestres et affectent les fermes agricoles.
4. Possibilité de recouvrir les dépenses initiales du projet en généralisant cette opération sur d'autres bâtiments administratifs tels que les écoles primaires, les mosquées...

CONCLUSIONS GENERALES

Cette étude a apporté, les éléments nécessaires pour la réalisation de centrale photovoltaïque montée sur la terrasse du bâtiment, et connectée sur le réseau. Cette centrale est couplée à un système de conversion. Afin de diminuer la dépendance au réseau et économiser des finances réservées pour les factures de consommation, gagner de l'argent par la vente de la totalité de l'électricité à la société gérant le réseau électrique, la préservation de grandes quantités de gaz naturel utilisées dans les turbines thermique pour produire cette énergie en excès qui est injectée, plus la préservation d'énormes quantités de gaz polluants rejetés par la combustion du gaz naturel.

Dans le premier chapitre, nous avons présenté la situation de l'électricité en Algérie où nous avons abordé les différentes sources de production. Nous avons constaté la prédominance des sources fossiles et particulièrement le gaz naturel avec 97% et une minime participation des énergies renouvelables de 3%. Nous avons aussi parlé des programmes ambitieux de l'état algérien lancés depuis 2011 et complétés en 2016, sur les projets de construction des centrales électriques à base de sources renouvelables (solaire : photovoltaïque, thermique ; éolien...)

Dans le deuxième chapitre, nous avons parlé des systèmes PV intégrés au réseau. La description des SPVIR et leurs technologies ont été traités, plus particulièrement le générateur photovoltaïque, le système de conversion, composant très important dans le contrôle et l'équilibre des flux d'énergies produites et consommées et qui rentrent dans le système PV. Avec aussi, les appareils de comptage de l'électricité consommée ou vendue au réseau.

Dans le troisième chapitre nous avons parlé de l'intégration de la centrale dans la structure du bâtiment. Pour cela, nous avons abordé les différents modes d'intégration, leurs classes leurs appellations avec des exemples de chaque mode. Nous avons parlé aussi des technologies de branchement des onduleurs avec le champ de modules PV.

Dans le quatrième chapitre, nous avons étudié la conception d'une centrale PV de moyenne puissance (30kWc) qui va être intégrée au bâtiment et connectée sur le réseau. Le but était de voir l'effet de cette centrale sur les plans : énergie, économie, écologie sur le bâtiment lui-même et sur la commune, et voir aussi d'utiliser ce moyen comme solution aux bâtiments administratifs étatiques (mairies, écoles primaires, mosquées...), qui rencontrent beaucoup de problèmes (approvisionnement en électricité, dette financières....) plus le coté écologique qui use et dégrade le climat à long terme. Nous avons montré les effets positifs sur le plan énergétique, économique et écologique, la possibilité de généraliser le projet sur les 1450 municipalités sur le

territoire national. Cela produira une énorme quantité de d'électricité et augmentera ainsi le parc de central PV dans le pays.

Tous les effets de cette centrale sur le réseau électrique, dans lequel est injectée l'électricité produite, doivent être étudiés en pratique sur le terrain pour voir les réactions du réseau électriques local. Les centrale PV de moyennes puissances sur les bâtiments administratifs peuvent être une bonne solution pour aider les municipalités à sortir des crises énergétiques et financières et créer la richesse locale et participer au développement du pays. Cela dit la réalisation de tels projets nécessite une assistance du gouvernement sur les plans : financier, technique et une politique judiciaire bien étudiier par les spécialistes du domaine.

REFERENCE

- [1]Energies nouvelles et renouvelables et maîtrise de l'énergie. <https://www.energy.gov.dz/> , (accès 2018)
- [2] MEM (Ministère de l'énergie et des mines). Agence Nationale pour la Promotion et Rationalisation de l'Utilisation de l'énergie (APRUE), Consommation Energétique Finale de l'Algérie, 2009, <http://www.aprue.org.dz> (accès en 2017)
- [3] Direction Générale des Forêts, Bilan 2010. <http://www.dgf.org.dz/fr> , (aces 2018)
- [4] Caractérisation des déchets ménagers et assimilés dans les zones nord, semi aride et aride d'Algérie 2014, Agence Nationale des Déchets.
- [5]Amar KHELIF, Experience, Potentiel Et Marché Photovoltaïque Algerien
New Energy Algeria NEAL
- [6] différents types d'installations PV. <https://www.ecohabitation.com> , (accès 2018)
- [7] Photovoltaics Report2019 Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, ISE with support of PSE GmbH ; <http://www.ise.fraunhofer.de> , (accès en 2019)
- [8] Les panneaux solaires, une industrie en croissance et en pleine consolidation, <http://polyfinances.ca/blog/2016/10/13/3900>. (Accès en 2017)
- [9] Le solaire PV en chiffres. <https://www.edf.fr/> . (Accès en 2019)
- [10] CDER (2015), "Les énergies renouvelables en Algérie : Etats des lieux et perspectives"
<https://portail.cder.dz/spip.php?article4521> (accès en 2017)
- [11] Aprue₂ 2016 programme de développement de l'efficacité énergétique à l'horizon 2030, <http://www.aprue.org.dz> (accès en 2017)
- [12] ionel VECHIU, modélisation et analyse de l'intégration des énergies renouvelables dans un réseau autonome , thèse de doctorat U.Havre2005
- [13] Etude de faisabilité technico-économique de la filière photovoltaïque raccordée réseau au Sénégal (Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit GTZ(GmbH), (PERACOD2006).
- [14].Enjeux Relatifs Au Raccordement Des Installations Photovoltaïques Aux Réseaux Publics De Distribution, FRACTAL 1.0 | SER-SOLER | Septembre 2010 www.enr.fr
- [15] Arthur Le Bris 2011, Etude de faisabilité de dispositifs photovoltaïques à porteurs chauds : conception, modélisation, caractérisation. Thèse de doctorat de l'École Centrale Paris.
- [16] M.Angel, C.Pastor 2006, Conception et réalisation de modules photovoltaïques électroniques. These de doctorat INSA Toulouse.

- [17] B.Bendaoud , étude des performances d'une électrification rurale basée sur des mini réseaux hybrides de production d'électricité. Mémoire de magister 2011, UHB Chlef
- [18] Alain Ricaud : photopiles solaires de la physique de la conversion photovoltaïque aux filières, matériaux et procédés (presse poly.tech et universitaire romandes)
- [19] Violaine Didier. Les Onduleurs pour Systèmes Photovoltaïques Fonctionnement, Etat de l'Art et Etude de Performances (Rapport rédigé sous la direction de Bruno Gaiddon- Août 2007)
- [20] E. Biyik et al. "A key review of building integrated photovoltaic (BIPV) systems", Eng. Sci. Tech., Int.J.20 (3), 833- 858, <http://dx.doi.org/10.1016/j.jestch.2017.01.009>
- [21] Akash Kumar Shukla, K. Sudhakar, Prashant Baredar and R. Mamat "BIPV in Southeast Asian Countries- opportunities and Challenges" Renewable Energy Focus Volume 21, October 2017, pages 25-32.<https://doi.org/10.1016/j.ref.2017.07.001>
- [22] Finition esthétique des bâtiments, *Concepts pour façades dynamiques (2010)*, www.Coltfrance.fr , (accès 2018)
- [23] électricité solaire PV, ADEME (2002), <http://www.ademe.fr> , (accès 2016)
- [24] Y. Riffonneau et al 2008. Problématique du stockage associé aux systèmes photovoltaïques connectés au réseau, Revue des Energies Renouvelables Vol. 11 N°3 (2008) 407 – 422.
- [25] International Energy Agency (2013). Transition to sustainable buildings. Paris, France: OECD/IEA.
- [26] Deng S, et al., How to evaluate performance of net zero energy building - A literature research, Energy (2014), <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2014.05.007>
- [27] Objectifs du Millénaire pour le Développement Rapport National 2000 – 2015) http://www.dz.undp.org/content/dam/algeria/docs/publications/MAE_Rapport_2000-2015_BD%20FF.pdf (accès 2018)
- [28] Algérie- La consommation de l'énergie, <http://www.maghrebemergent.com/energie/55238> .
- [29] créances SONALGAZ impayées: la tension monte <http://www.elmoudjahid.com/fr/actualites/97921> article el moudjahid (7/8/216) (accès 2017)
- [30] H.Gunerhan et al.2008. Environmental Impacts from the Solar Energy Systems, Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects, 31:2, 131-138, DOI: 10.1080/15567030701512733 .
- [31] Missoum et al. 2014 Impact of rural housing energy performance improvement on the energy balance in the North-West of Algeria", Energy and Buildings 85 (2014) 374–388 (p387) <http://dx.doi.org/10.1016/j.enbuild.2014.09.045>
- [32] K.A. Kumar et al.2014 . Performance study on a grid connected 20 kWp solar photovoltaic installation in an industry in Tiruchirappalli (India).EnergyforSustainableDevelopment23 (2014) 294–304. <http://dx.doi.org/10.1016/j.esd.2014.10.002> .

- [33] (Yu Wang, Sheng Zhou, Hong Huo 2014 “Cost and CO2 reductions of solar photovoltaic power generation in China: Perspectives for 2020” *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 39 (2014) 370–380. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.027>.
- [34] Konstantinos A. Lymeropoulos, Pantelis N. Botsaris, Komninos Angelakoglou and Georgios Gaidajis ;”Sustainable energy action plans of medium-sized municipalities in north Greece” *Advances in Energy Research*, Vol. 3, No. 1 (2015) 11-30
DOI: <http://dx.doi.org/10.12989/eri.2015.3.1.0111>.
- [35] S.Wittkopf et al. “Analytical performance monitoring of a 142.5 kWp grid-connected rooftop BIPV system in Singapore”, *Renewable Energy* 47 (2012) 9-20, doi:10.1016/j.renene.2012.03.034.
- [36] Li DHW et al. “An analysis of a medium size grid-connected building integrated photovoltaic (BIPV) system using measured data”, *Energy and Buildings* 60 (2013) 383–387, <http://dx.doi.org/10.1016/j.enbuild.2013.02.007>
- [37] P. Braun, R. Rüther. “The role of grid-connected, building-integrated photovoltaic generation in commercial building energy and power loads in a warm and sunny climate”, *Energy Conversion and Management* 51 (2010) 2457–2466, doi:10.1016/j.enconman.2010.04.013
- [38] D. Fiaschi et al. (2012). A case study for energy issues of public buildings and utilities in a small municipality: Investigation of possible improvements and integration with renewable; *Applied Energy* 97 (2012) 101–114 ; <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2012.03.008>
- [39] N. Sahouane et al. (2019), Energy and economic efficiency performance assessment of a 28 kWp photovoltaic grid-connected system under desertic weather conditions in Algerian Sahara ; *Renewable Energy* 143 (2019) 1318-1330, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.05.086>
- [40] Levent Bilir, Nurdan Yildirim (2017); Photovoltaic system assessment for a school building *International journal of hydrogen energy* 42 (2017) 17856 -17868 <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.02.122>
- [41] R.Sharma, S.Goel.(2017); Performance analysis of a 11.2 kWp roof top grid-connected PV system in Eastern India ;*Energy Reports* 3 (2017) 76–84. <http://dx.doi.org/10.1016/j.egy.2017.05.001>
- [42] Seyed Ehsan Hossein i(2019): Development of solar energy towards solar city Utopia, *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, DOI:10.1080/15567036.2019.1576803
- [43] code des collectivités territoriales Art. 149(2012)
- [44] <http://www.aps.dz/economie> , (accès en 2018)
- [45] service technique APC EL ATTAFF (2017), equipementattaf9@gmail.com
- [46] Google maps application, <https://www.google.dz/maps> , (accès 2018)
- [47] M. Tripathy, S. Yadav, P.K. Sadhu, S.K. Panda, “Determination of optimum tilt angle and accurate insolation of BIPV panel influenced by adverse effect of shadow”, *Renewable Energy*, Volume 104, April 2017, Pages 211-223, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.12.034>
- [48] (PVGIS 2012) “Photovoltaic Geographical Information System”, <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis> , (accès 2018)

- [49] Tomar, V , “Techno-economic evaluation of grid connected PV system for households with feed in tariff and time of day tariff regulation in New Delhi – A sustainable approach” *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (2016), <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.263>
- [50] N. Aste et al. “The first Italian BIPV project: Case study and long-term performance analysis” *Solar Energy* 134 (2016) 340–352; <http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2016.05.010>
- [51] M.J. Ritzen et al. “Comparison of a ventilated and a non-ventilated building-integrated photovoltaic rooftop design in the Netherlands: Electricity output, energy payback time, and land claim” *Solar Energy* 155(2017) 304–313 ; <http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2017.06.041>
- [52] Paritosh Bhattacharya et al. Some Analytical Studies on the Performance of Grid Connected Solar Photovoltaic System with Different Parameters. *Procedia Materials Science* 6 (2014) 1942 – 1950, doi: 10.1016/j.mspro.2014.07.228
- [53] W. Zhou et al. A novel model for photovoltaic array performance prediction *Applied Energy* 84 (2007) 1187–1198 doi:10.1016/j.apenergy.2007.04.006
- [54] Muhuddin Rajin Anwar , De Li Liu , Ian Macadam , Georgina Kelly, Adapting agriculture to climate change: a review, *Theor Appl Climatol* (2013) 113:225–245 DOI:10.1007/s00704-012-0780-1
- [55] HOMER. National Renewable Energy Laboratory. <URL://www.nrel.gov>.
- [56] ALENER filiale du groupe SOPREC, Chlef Algérie. <http://www.groupe-soprec.Com/> (acces 2018)
- [57] Journal officiel, Arrêté du 2 février 2014, http://www.energy.gov.dz/francais/uploads/2016/Textes_Legislatifs_et_Reglementaires/Legis_En_ergies_Renouvelables/Art2_2-Février.2014_tarifs_achat_garantis_conditions_application_Elect_photovoltaique.pdf (Accès 2017)
- [58] United States Environmental Protection Agency (EPA). 2002. *Compilation of Air Pollutant Emission Factors. Stationary Point and Area Sources. AP-42. Vol. 1, 5e édition.*
- [59] Wongyu Choi, Ryan D. Warren and Michael B. Pate; “An experimental performance analysis of a cold region stationary photovoltaic system”; *Advances in Energy Research, Vol. 4, No. 1 (2016) 1-28* DOI: <http://dx.doi.org/10.12989/eri.2016.4.1.001>
- [60] Akash Kumar Shukla, K. Sudhakar, Prashant Baredar and R. Mamat “BIPV in Southeast Asian Countries- opportunities and Challenges” *Renewable Energy Focus* Volume 21, Number 00 October 2017
- [61] A.A. Bayod-Rújula et al. “Photovoltaics on flat roofs: Energy considerations”, *Energy* 36 (2011) 1996-2010, doi:10.1016/j.energy.2010.04.024
- [62] C. Peng, Y. Huang, Z. Wu, “Building-integrated photovoltaic (BIPV) in architectural design in China”, *Energy and Buildings* 43 (2011) 3592–3598. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2011.09.032>
- [63] Talal Salem and Elias Kinab. Analysis of Building-Integrated Photovoltaic Systems: A Case Study of Commercial Buildings under Mediterranean Climate, *Procedia Engineering* 118 (2015) 538 – 545, doi: 10.1016/j.proeng.2015.08.473
- [64] Hristiyan Kanchev . . (2014) p(80-82), “Gestion des flux énergétiques dans un système hybride de sources d’énergie renouvelable : Optimisation de la planification opérationnelle et

ajustement d'un micro réseau électrique urbain", Ph.D. Dissertation, Ecole Centrale de Lille, France. <http://www.theses.fr/2014ECLI0001>

[65] Usinenouvelle (2001), " les turbines à gaz en quête de rendement et de fiabilité", <http://www.usinenouvelle.com/article/les-turbines-a-gaz-en-quete-de-rendement-et-de-fiabilite.N85047>, (accès 2016)

[66] Energie (2016), "Energie, puissance, efficacité", <https://www.energieenvironnement.ch/electricite/1409> . (accès 2016)

[67] Yan, Q., Xu, E., Yang, Y., Pollutant emission reduction analysis of distributed energy resource, The 2nd International Conference on Bioinformatics and Biomedical Engineering" (ICBBE 2008), Shanghai, China 2008, doi: 10.1109/ICBBE.2008.461

[68] Zhai, R., Yang, Y., Duan, L., "Greenhouse gas emission analysis for distributed energy system, The 2nd International Conference on Bioinformatics and Biomedical Engineering" (ICBBE 2008), Shanghai, China 2008, doi: 10.1109/ICBBE.2008.445

[69].Climate change connection (2016), "CO2 equivalents", <http://climatechangeconnection.org/emissions/co2-equivalents/2008>), Shanghai, China, doi:10.1109/ICBBE.2008.461

[70] Muhuddin Rajin Anwar , De Li Liu , Ian Macadam , Georgina Kelly, Adapting agriculture to climate change: a review, Theor Appl Climatol (2013) 113:225–245 DOI:10.1007/s00704-012-0780-1

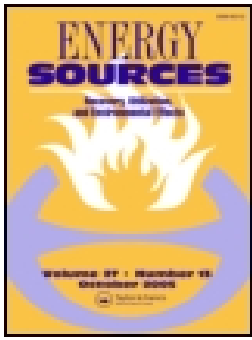
[71] A.Allouhi et al. 2019), Energetic, economic and environmental (3E) analyses and LCOE estimation of three technologies of PV grid-connected systems under different climates Solar Energy 178 (2019) 25–36, <https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.11.060>

[72]. H. Ali, H.A. Khan 2020, Techno-economic evaluation of two 42 kWp polycrystalline-Si and CIS thin-film based PV rooftop systems in Pakistan ,Renewable Energy 152 (2020) 347-357. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.12.144>

[73]. Edison Banguer et al.2017, A verification study for grid-connected 20kWp solar PV systemOperating in choco, Colombia ;Energy Procedia 141 (2017) 96–101; 10.1016/j.egypro.2017.11.019

[74] Gustavo Pinto Monteiroet al.2018,); Evaluation of the performance of a photovoltaic power plant installed in a building in the north of Portugal, Energy Procedia 153 (2017) 42–47; 10.1016/j.egypro.2018.10.033

ARTICLE PUBLIE



Conceptual study of photovoltaic power plant connected to the urban electrical network in northern Algeria

Bencherki Bendaoud , Ali Malek , Larbi Loukarfi & Hocine Maammeur

To cite this article: Bencherki Bendaoud , Ali Malek , Larbi Loukarfi & Hocine Maammeur (2020): Conceptual study of photovoltaic power plant connected to the urban electrical network in northern Algeria, Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects, DOI: [10.1080/15567036.2020.1758852](https://doi.org/10.1080/15567036.2020.1758852)

To link to this article: <https://doi.org/10.1080/15567036.2020.1758852>



Published online: 13 May 2020.



Submit your article to this journal [↗](#)



View related articles [↗](#)



View Crossmark data [↗](#)



Conceptual study of photovoltaic power plant connected to the urban electrical network in northern Algeria

Bencherki Bendaoud^a, Ali Malek^b, Larbi Loukarfi^a, and Hocine Maammer^c

^aLaboratoire de Contrôle, essais, Mesures et Simulations Mécaniques, Département de Génie Mécanique, University of Hassiba Benbouali Chlef, Chlef Algeria; ^bCDER Renewable Energy Development Center, Algeria; ^cDépartement des énergies renouvelables, Université de Kasdi Merbah, Ouargla, Algeria

ABSTRACT

This present research paper aims at showing the active role of the building equipped with photovoltaic (PV) plant in terms of energy, economy, and ecology and its impact on the development of society. Since the installation of PV plants on buildings is a rarely used technology in Algeria, we intend to conceive 30 kWp medium power plants on pilot administrative buildings, which will be generalized to two other buildings of the same type, connected to urban electricity network so as to reduce the consumption of electricity which costs much money to the local authorities, the pilot site is located in the town of EL-ATTAF, in the northwestern of Algeria. It is Mediterranean climate with average radiation of 5.14 kWh/m²/day and average yearly temperature of 19.4°C. The study highlights the technical and financial feasibility of the system based on a simulation with Homer which estimates a load of 41610kWh/year, energy production of 47872 kWh/year, an optimal angle of inclination of 32°, saving of 454 m³/year of natural gas and avoiding huge quantities of pollutants (CO₂: 549 kg/year; SO₂: 9.6 g/year; NOx: 0.5 kg/year).

ARTICLE HISTORY

Received 18 June 2019

Revised 31 March 2020

Accepted 16 April 2020

KEYWORDS

Photovoltaic power plant; grid-connected; BIPV; environmental; economic

Introduction

The urban sector is one of the largest energy consumers in the world. More than 40% of fossil energy is consumed by commercial and residential buildings in the USA and Europe (S. Deng et al. 2014). In Algeria this sector consumes 41% of the total energy (Aprue1 2015). Administrative buildings such as town halls, primary schools, mosques, and other public and private institutions are high consumers of energy and their debts are estimated to 354 million dollars. About 45% of this money comes from the administrations and other institutions of the State, while 55% come from private houses and companies (Elmoudjahid 2016). Therefore, municipalities are facing a huge financial crisis. Solar energy will play an increasing important role in a future where reducing the dependence on fossil fuels and addressing environmental issues are a priority (Singh 2013). Algeria with its 2.3 million km² and its average global radiation of 5 kWh/m²/day is a country of space and sun, the choice of solar renewable energy is required by the strength of geography, climate and the important solar potential for local consumption and export. So, the Algerian government decided on 2011 to launch an ambitious program based on renewable energies (solar, wind, thermal) as an alternative to fossil fuels to solve this difficult problem in the future. The program foresees the installation of a 22 GW capacity in renewable energy, mostly solar and wind by 2030 it will cover one-third of domestic electricity consumption (CDER 2015). Actually, there some existing electric power plants: 1.1 MW photovoltaic (PV) solar power plant in GHARDAÏA in 2014, the 10 MW wind power plant in ADRAR.

In addition to the 2011 program, the State has added the following: thermal insulation of 100,000 homes per year; the distribution of 10 million low-energy lamps (Aprue2 2016) by 2030. This is of

a great importance for moderation of energy consumption, but how does this energy efficiency improve and what is its effect on society if these buildings (at least the state administrative buildings) are equipped with PV power plant and integrated to the urban electricity grid ?

To answer this question, we opted for public buildings, where some of them consume a lot of electricity, cost a great deal of money to the government. With a low budget, poor economic activity, all municipalities are indebted and drown in acute financial crisis which impacts negatively on the community development and the creation of wealth. At the same time, we notice that there is an abundance of solar energy which can be transformed into electricity by the installation of PV medium power plant on these buildings. Solar energy is increasing in importance as an alternative energy source. It has become indispensable today due to being environmentally friendly and infinite energy source (Gunerhan, Hepbasli, and Giresunlu 2008).

A flat roofs offer a large potential of suitable areas for installation of PV plants a conclude energy return factor, energy surplus, CO₂ avoided emissions could be analyzed, the results differ widely depending on the choice of technology and the installation option (Bayod-Rújula, Ortego-Bielsa, and Martínez-Gracia 2011). For the characteristics and performance of PV systems integrated in the building and grid connected, several searches enrich this literature. The performance of the Grid connected PV system depends upon some factors like climatic condition (wind, heat, humidity), orientation and inclination of installed PV array, load profile and inverter efficiency (Orioli and Di Gangi 2016). In their study of Key Examination in Integrated PV Constructions (BIPV) (E. Byik et al. 2017) found that there are important factors such as shading effect, ambient temperature, building direction and the inclination of the PV panels to achieve higher output power and high efficiency in practice. In their studies on the impact of wind on building-integrated PV systems (M.J. Ritzen et al. 2017) found the ventilated BIPV rooftop design generates 2.6% more electricity than the non-ventilated BIPV rooftop. Studies have shown that, the tilt of the installation directly affects energy output and economics associated with energy savings (Choi, Warren, and Pate 2016); (Shukla et al. 2016). For the life of the mono-crystalline-Si (mc-Si) module (Aste et al. 2016) followed during 13 years of operation of real PV installation in Italy. The plant analyzed did not show a significant decrease in performance. This result is due to a good system design during the preliminary stage. The results confirm that PV systems might work effectively during the 25 years standard operating life considered for technical-economic evaluations, ensuring good energy and economic performances. On the economic plan, the PV system adoption within the countries depends upon various factors. Government policy, built environment, industrial capabilities, local product availability, and tariff structure of grid connected PV power generation (Bakos et al. 2003).

The PV technology offer three categories, small, medium and large power. For a small power plant (1 kW) integrated into the network on a reference house in northwestern Algeria (Missoum et al. 2014) found that PV electricity can contribute with 72% of annual electricity consumption with electricity savings of 219 GWh and more than 26 kt of butane gas on all 23,700 homes. For medium power grid-connected (20 kWp), the study (Kumar, Sundareswaran, and Venkateswaran 2014) showed that a very high potential for solar PV power generation with 30.14 MWh/year, a good investment and environment friendly. In their studies on cost and CO₂ reductions due to PV systems, (Wang, Zhou, and Huo 2014) show that in 2020, PV power generation could save 17.4 Mt of fossil energy and 46.5 Gkg of CO₂ compared to 600 MWe of supercritical coal plants. The specific study of Lymperopoulos et al. (2015) presents an analytical examination and assessment of the energy profile and the sustainable energy action plan of three medium-sized of north-eastern Greek municipalities, and possible solution to reduce CO₂ emissions.

Wittkopf et al. (2012) in their analysis of the 142.5 kWp grid-connected PV array (BIPV) in a zero-energy office building found a good performance of 81% and module efficiency of up to 11.8%. In terms of sustainable development, the Zero Energy Buildings (ZEB) will play a very important role if we control the following three areas: life cycle cost analysis; the environmental impact; climate change and social policy issues (Li, Chow, and Lee 2013). In study of a large power plant (1 MWp) integrated in a commercial building and grid-connected in a hot and sunny climate in Brazil (Braun and Rütger 2010) concluded that strategically located PV systems can contribute to

mitigate demand on the distribution grid, changing demand peaks when there is a good match between solar PV loads and production.

The study by Fiaschi, Bandinelli, and Conti (2012) on the integration of several PV power plants on public buildings in Certaldo, municipality in Tuscany (Italy) guarantees an annual savings between 4.5% and 5%, with respect to the annual cost of electricity and concluded that this is the only way to solve long-term energy, financial, and ecological problems. In the energy research unit at ADRAR in the Algerian desert. For a roof of a building covered with a 28 kWp PV power plant connected to the network (Sahouane et al. 2019) finds a production of 46.6935 MWh, only 45.1196 MWh were injected into the grid and 1.5739 MWh of lost energy. PV plant installation on school roofs helps cover their electricity needs, the 36 kWp installed on a school building located in Izmir, Turkey predicts a good recovery of 110%, a surplus of 5210.9 kWh injected and sold to the network (Bilir and Yildirim 2017). Another 11.2 kWp power plant (*p-si*) connected to the network on the roof of a building of Siksha 'O'Anusandhan University, shows a performance of 1339.55 kWh/kWp/year with an annual supply from 14,960 MWh to the network, which resulted in a reduction of approximately 14661 kgCO₂, 18.55 kgSO₂ and 38.75 kgNO_x (Sharma and Goel 2017) and concluded by examining the performances global solar PV system installed on the roof, it turns out to be a workable solution for power supply in East India and such PV system can be successfully installed in remote off grid sites of Odisha and other states.

In this article, the objective is to optimize the electrical energy produced by the PV modules, minimize the total Net Present Cost and find their relation to the tilt angle of the PV panels. Determine the quantities of pollutant avoided and the quantities of fossil sources (natural gas) saved, this gas used in the production of grid electricity, a factor not estimated in many studies on PV power plants integrated into the network. For this we have modeled the quantity of natural gas as a function of the electricity injected into the network, gas combustion efficiency (CH₄) and the efficiency of the gas turbine. The study also includes the effect of generalization to other less consuming buildings on the economic aspect of the system. To propose a solution to local authorities for the development and promotion of PV electricity, to raise awareness in society of their benefits to change the energy habit in the urban building and make it efficient energetically, economically and ecologically. Prepare the ground for going to the solar cities considering as the main target for the development and structuralizing energy infrastructures (Hossein 2019).

Energy background of case study

The municipality of EL-ATTAF has more than 70,000 inhabitants including more than 20,000 subscribers to the urban electricity network managed by the Algerian gas and electricity company SONELGAZ on a distribution network of several kilometer.

The electricity consumption for this town has increased significantly in the last 4 years. The extension of the city, the new housing policy, the massive private investments, and the increase of the gas/electricity subscribers has made the consumption at its higher levels. Table 1 below shows the significant increase of energy consumption between 2014 and 2017.

System description

EL-ATTAF municipality contains several administrative buildings – 6 town hall and annexes, 27 primary schools, 12 mosques and others buildings, plus a large number of lamps for public lighting. Table 2 shows the quantities of electricity consumed .

Table 1. Number of subscriber and electricity consumption.

Year	2014	2015	2016	2017
Number subscribers	19000	20000	20800	21650
Total consumption (GWh)	25.6	27	28.2	29.4

Table 2. Total consumption t (technical service municipality).

Year	Total consumption (MWh)
2014	5637.54
2015	5863.05
2016	6109.29
2017	6353.6

In this paragraph, we notice the huge bill paid by the municipality (\$203,154) for 2014 only and 229,100 USD in 2017 with an average annual increase of 4%. This huge money represents 64.9% of the total earning of municipality which is estimated to 353,004.6 USD, the remaining 35.1% is allocated to maintenance, equipment, and other expenses. In this case, exploiting natural resources such as solar is the best solution due to its large availability and abundance. Therefore we adopt the Building Integrated PV technology (BIPV) which is a newly developing area with a strong potential to be established in urban areas (Tripathy et al. 2017).

Research methodology

To show the technical and financial feasibility, economic, energetic, and ecological utility of the PV system studied, we have proceeded as follow steps:

- (1) We first started by the architectural study of building (location, surface state, orientation), then the technical services office to check all quarterly electricity bills between 2014 and 2017 to calculate the actual electricity consumption of these buildings and its cost, visit inside each office to determine the number of electrical appliances used and their powers (air conditioners, lamps, computers, printers) and the number of hours operation by the office agents to estimate the load profile. There were two periods, a small charge from October to May and a large charge from June to September due to the use of air conditioning which begins with the month of June and ends with the month of September because of the hot climate of the region. we also do the same work with two other buildings (mosques and primary school) in order to generalize the study to these buildings and see their economic impact and the payback time on the invest.
- (2) Since we do not have direct measuring devices for solar radiation, we used the PVGIS (PVGIS 2012) software that gives solar radiation from several regions around the world by knowing the site coordinates.
- (3) The components of the PV system: PV modules, converter, are chosen according to their electrical characteristics and their costs, for preparing the technical and financial data necessary for the simulation. The prices are collected from the local company that sells PV equipment ALENER, to which we have added the costs of transport, civil works estimated at 14% and 4.5% of the total cost for the PV modules and the inverters, respectively.
- (4) Hybrid Optimization Model for Electric Renewable (HOMER) have the capability to model a energy system according to their physical characteristics (power, tilt, efficiency, temperature, lifetime) based on its life cycle cost and simulate the system for 8760 h in a year (Tomar 2016).

To launch the simulation, the following data sheet is proposed to the Homer software:

- Load: the electricity demands of the building are given hourly during all the year
- Solar potential: the coordinates of the site; average monthly horizontal global radiation; average monthly temperature.
- PV modules: the power of the PV plant (30 kWp); the price of the kWp which we add the realization costs; maintenance costs; with different features like possible angles of

inclination (32°; 33°; 35°; 34°; 36°; 90°); life time possibility (20 years; 25 years). Degradation losses in the module during the lifetime are neglected. PV systems might work effectively during the 25 years standard operating life considered for technical-economic evaluations, ensuring good energy and economic performances (Aste et al. 2016)

- Converter: the possible powers are 6, 12, 18, 24, 30 kW; life time (15 years); the price of the kWh; maintenance costs; replacement cost; performance possibility (90%; 97%).
 - Electricity network: the purchase and sale prices of kWh (assumed for all PV installations, small, medium and large powers) with many possibilities (0.036; 0.038; 0.072; 0.09; 0.144) (\$/kWh). The emission rates of different gaseous pollutant (CO₂; NO_x; SO₂), the network is assumed to be technically ready to support the injected electricity flows.
- (5) After the simulation of all the data with their sensitivity by Homer, we analyze the technical and economic results from which we can draw the performances of the system.
 - (6) Conception: After the simulation we analyze the results and the best combination. The installation of the 120 panels on the terrace requires a good use of the surface without affecting the good performance of the PV module which is ensured by the minimization of the shading between modules and good ventilation which gives good production (Ritzen et al. 2017).
 - (7) The quantity of natural gas that is equivalent to the electricity injected and sold to the grid is given by a formula that depends on the injected electricity, the efficiency of the gas turbine and the energy efficiency of the natural gas used in thermal generating stations.

We can also notice:

Advantages: interest of local officials and population for these technologies; large areas; actual estimate of consumption and expenditure due to the electricity consumed; simulation software (Homer).

Disadvantage: difficulty in collecting data on electricity bills (lack of digital archive); high cost of materials and components; state interest in large power PV plants in the laws relating to PV integrated into the network; the application requires the actual study to validate the results and see the impact of the electricity injected on the network because the PV systems connected to the network, present involuntary constraints on the electrical network (Obi and Bass 2016).

Simulation research

The choice was made on the public administrative buildings such as town halls, primary schools; mosques which are under the financial responsibility of the municipality. These services are numerous and have various financial problems which should be resolved by the local authorities

Their advantages are as follows:

- (1) Buildings with large areas on the roof
- (2) Active charge during the day only
- (3) Monitored and secured buildings

The seat of EL-ATTAF municipality town hall (Figure 1) rests on 455 m² (35 m × 13 m) of area contains 20 offices plus 3 toilets and a small veranda spread over 2 floors. This building is located in a clear place, so no masks nearby.

Consumption estimation

The consumption of electrical energy in these buildings concerns lighting, air conditioning, and ventilation for refreshment, use of electronic devices like computers, printers, and others. The following Table 3 summarizes the devices used, their numbers and their powers.



Figure 1. EL-ATTAF center town hall photo.

Solar potential of the site

The solar radiation is given at location of latitude $36^{\circ}13'19''$ North and longitude $1^{\circ}39'54''$ East, the solar data for this region were obtained from the site of evaluation of the solar field, PVGIS which estimates the solar radiation of several cities according to location, inclination and orientation.

In Figure 2, we show a maximum of radiation in July and a minimum in December, with an annual average of $5.14 \text{ kWh/m}^2/\text{day}$.

Dimensioning of the various components PV plant

PV generator

The PV generator (PVG) is responsible for powering the building with electricity. The installed PVG consists of 120 mono-crystalline silicon PV modules with a peak power 250 Wp each (Table 4), thus the power of the PV generator is 30 kWp. The PV modules are mounted either on the surface on metallic supports (light and solid) or integrated on the south facade in the structure of the building.

Table 3. Town hall devices used.

Devices	P (kW)	Number
Interior lamp	0.06	36
Outdoor lamp	0.1	4
Air conditioner (24000 BTU)	2.7	2
Air conditioner (12000 BTU)	1.3	20
Fridge	0.09	1
Freezer	0.11	0
Cold water dispenser	0.09	1
Computer	0.08	50
Printer	0.09	50
Fan	0.06	0
Suppressor (water pump)	0.7	0
Electric vacuum	1	0

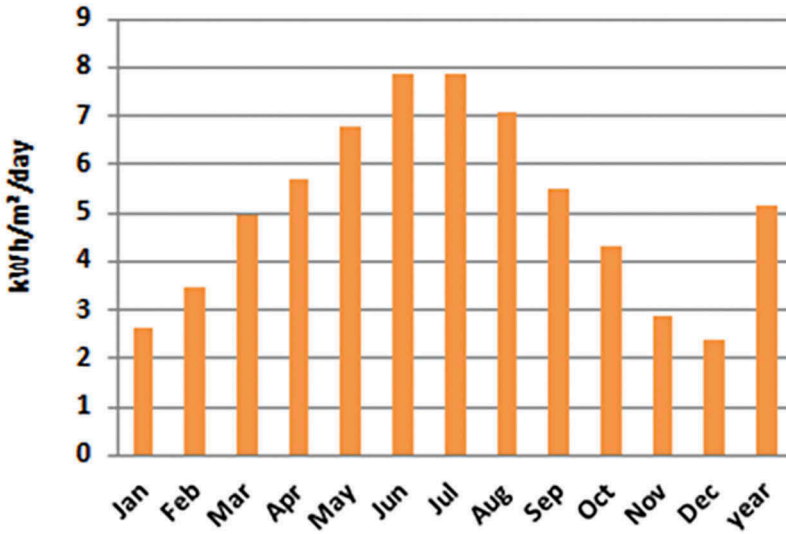


Figure 2. Horizontal global radiation.

To ensure a better efficiency and to extract the maximum energy, the PV modules must be well ventilated (Bhattacharya, Dey, and Mustaphi 2014) to dissipate the heat and decrease their temperature which acts negatively on the power.

Conversion system

In PV systems integrated into AC voltage networks, inverters play a capital role, the main function of which is to transform the direct current delivered by the PV modules into alternating current compatible with the distribution network. Also known as synchronized inverter, it provides: (1) maximum power point tracking (MPPT) to extract the maximum energy from the PVG, (2) grid-connected synchronization, (3) island effect to disconnect the control panel from the network in case the network is out service. The PV modules are grouped in several strings connected in parallel; in each string the modules are connected in series to adapt the current and the output voltage of the PV fields (Zhou, Yang, and Fang 2007).

Inverters must be equipped with power sensors that activate them when the output power of the solar modules exceeds the minimum value. The system starts automatically in the morning, and in the evening when the output power of the modules falls below the threshold then the inverter will shut down. In the event of network disturbances, the inverter will be disconnected from the grid and reconnected automatically when the network stabilizes (Bhattacharya, Dey, and Mustaphi 2014).

Table 4. Electric characteristic of the module.

Electrical parameter STC	Value
Power	250W
Voltage MPP	34.3 V
Current MPP	7.29 A
Short Circuit Voltage	44 V
Short Circuit Current	7.96 A
Temperature Coefficient	-0.5%/°c
Module Dimension	1956 × 992 × 45 mm
Weight	28 kg

Technical-economic study, Homer application

To simulate the system studied, Homer2.81 is used. The Homer software is developed by the US National Renewable Energy Laboratory. It serves to minimize the cost and time of analysis of large-scale electrification projects and the design of different facilities.

The worksheet for Homer is in the following Tables 5–7 where the costs of system components are given with all the expenses (purchases, operation, and maintenance, replacement, civil works). For the network, the purchase price of the electricity consumed, the selling prices of the PV electricity produced in the central PV are given, and the emission rates of the main pollutants are also given.

Results of Homer

After choosing the configuration of the electrical system (Figure 3) on which we see the different components connected on both buses, DC and AC. The direct current produced by the PV plant is injected on the DC bus; it is converted into alternating current by converters then injected on the AC bus to which the network and the load are connected.

The power supply of the building obeys to two cases:

- Total injection, the building draws its electricity from the network.
- Injection of the surplus, the building is supplied by the GPV and the excess electricity is injected into the network.

In its execution Homer simulates more than 700 combinations deriving from multiple sensitivity of the different variables, ($2 \times 6 = 12$) combinations for the PV module, ($6 \times 2 = 12$) combinations for the inverter and (5) combinations for the network. This gives a whole of ($12 \times 12 \times 5 = 720$) combinations. Homer gives the results which can be achieved technically and classifies them according to the lowest cost Figure 4.

To estimate the load of the building, Homer adds the hourly consumption introduced in the spreadsheet for the two periods (October–May and June–September). According to employee reports, the use of air conditioners and cooling equipment begins with the month of June and ends with the month of September, which results in a high consumption during this heat season. Figure 5 shows the monthly consumption with two different periods, a low consumption from October to May and a high consumption from June to September due to a large use of air conditioning, with a daily average of 114 kWh and a power peak of 73.2 kW at September and 41,610 kWh/year a total production.

Table 5. Cost of plant components (ALENER 2016).

Component	Module PV	Inverter
Price	900 \$/kWp	382 \$/kW
Expenses (operation and maintenance)	11 \$/kWp/year	4 \$/kW/year
Fees (Metal supports, civil engineering works)	150 \$/kWp	18 \$/kW

Table 6. The kWh price for the network (Journal official 2014).

	Selling price (\$/kWh)	Purchase price (\$/kWh)
Network	0.144	0.038

Table 7. Pollutant emission rates (EPA 2002).

Emissions	CO ₂	SO ₂	NO _x
Rate (g/kWh)	200	0.0035	0.18

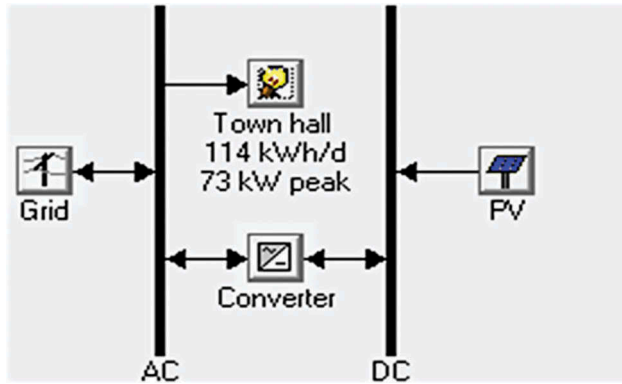


Figure 3. System configuration.

			PV (kW)	Conv. (kW)	Grid (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.
⚠	🌳	☑	30	18	1000	\$ 38,700	-1,997	\$ 13,166	0.016	0.68
🌳	☑		30	24	1000	\$ 41,100	-2,174	\$ 13,309	0.016	0.69
🌳	☑		30	30	1000	\$ 43,500	-2,091	\$ 16,771	0.020	0.69
🌳	☑		30	36	1000	\$ 45,900	-2,003	\$ 20,292	0.024	0.69
🌳	☑		30	12	1000	\$ 36,300	-1,080	\$ 22,500	0.030	0.61
🌳	☑		30	6	1000	\$ 33,900	179	\$ 36,194	0.055	0.42

Figure 4. Results optimized by Homer.

The daily supply of this charge for both periods is ensured by the transformation of solar radiation into electricity generated in the PV modules. Figure 6 shows the daily power delivered by the GPV varies between a minimum value for the month of December and a maximum for the summer months June, July, August, and September, with an operating time of 4388 h/year the field of PV modules produced 47,872 kWh/year injected totally on the network higher than the estimated electricity consumed.

We also see that the electrical output of the GPV depends on the angle of inclination of the PV modules, Figure 7 shows the variation of electrical energy flow with inclination angle of the PV modules, on which we note a better energy produced for angle 32° with 47,872 kWh/year, and a better surplus (good sale) of -4699 kWh/year for 36°, which eliminates other angles, but in Figure 8, which shows variation of economic characteristics with inclination angle, we remark a lower cost (total Net Present Cost NPC) of the system for 32° angle which favors the choice installation of panels on building terrace inclined by 32°. So for an optimal production angle we can add the condition of the low NPC.

Before being injected on the bus AC, the electricity produced in the GPV is transformed by the converters which power estimated by homer is 18 kW. On the 45,729 kWh/year arriving in the input it transforms 44,357 kWh/year in alternative mode with losses of 1372 kWh/year.

Conducted by the AC bus, the electricity is of the same characteristics (voltage, frequency) as that of the network and can therefore be used by the building or injected and sold to the grid.

In Figure 9, we show the electricity supplied by the network in black estimated at 20,470 kWh/year and the electricity sold to the network in green estimated at 23,456 kWh/year with a net gain of 2747 kWh/year.

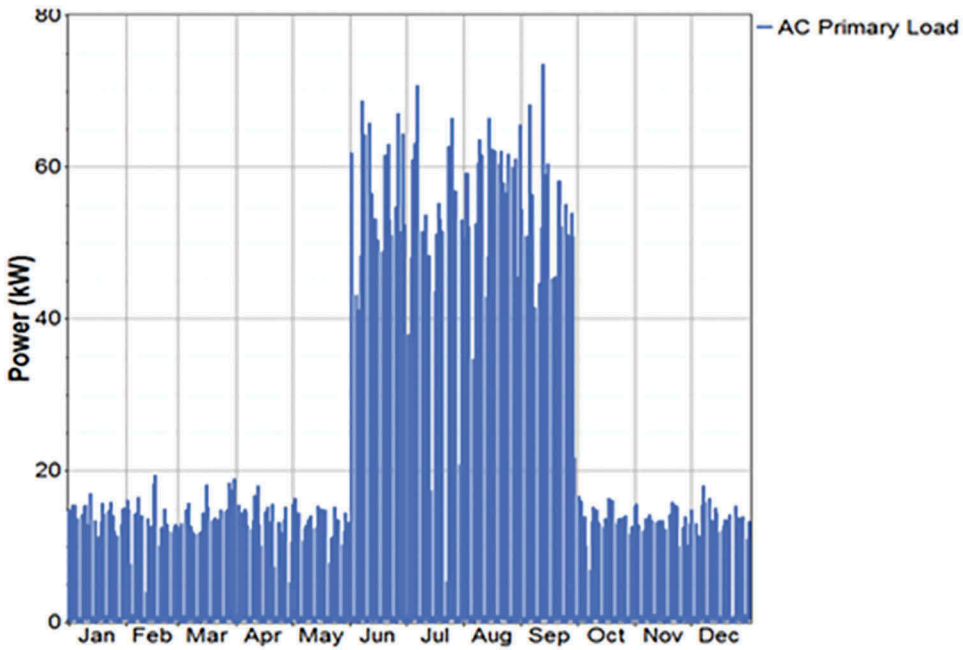


Figure 5. Load profile of EL-ATTAF Center town hall.

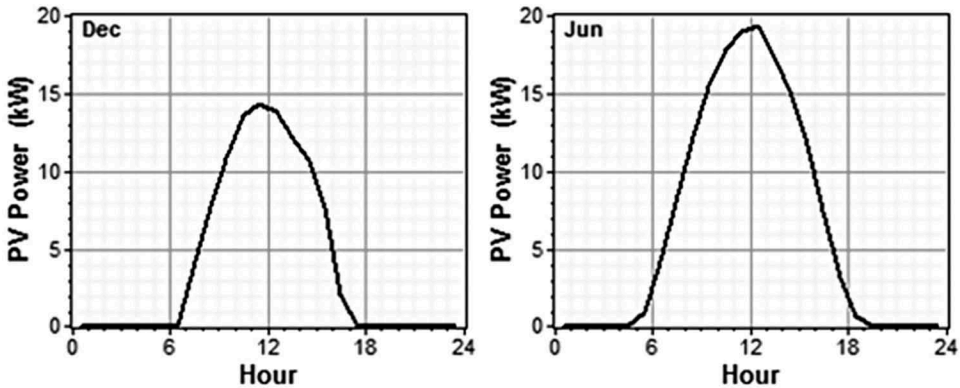


Figure 6. Average daily power delivered by the PV field.

The building is the seat of several incoming and outgoing flows, Table 8 shows the incoming energy flows to the building at the top estimated at 68,582 kWh/year (PV part and network part) with 68.2% penetration of renewable energy and the outgoing energy flows from the building (consumed and injected in grid) estimated at 65,066 kWh/year.

The data (Table 9) allow comparison with other studies in other countries. We see the PV systems of the cities, Adrar, Tetouane, Medio, El-Attaf, and Izmir of respective latitude (27°.88 N; 35°.34;/; 36°.13 N and 38°N) which produce at the exit of the PV system alternative electrical energy per kWp of 1661 kWh/kWp (Adrar); 1751 kWh/kWp (Tetouane); 1080 kWh/kWp (Medio), 1478.56 kWh/kWp (El-Attaf) and 1588.3 kWh/kWp (Izmir); where there is a good final yield for Tetouane this is explained by the good quality of the modules used in Tetouane (efficiency of 15.2%; temperature coefficient -0.45%) against (13%; -0.5%) for El-Attaf and with less losses for the Tetouane PV system (2.2%) against El-Attaf (7.34%). We note a good coverage rate of 115% for the PV system of El-Attaf against that of Adrar (18%) this is a report

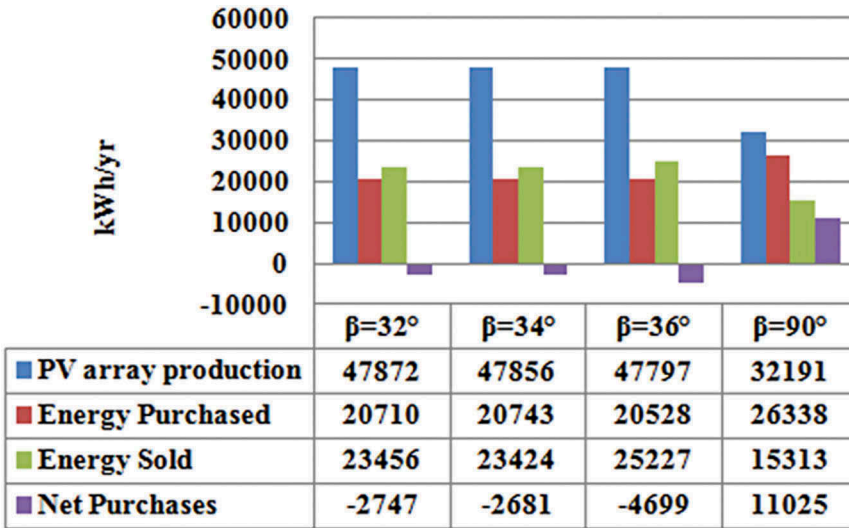


Figure 7. Variation of the energy flows of the system with the slop angle β .

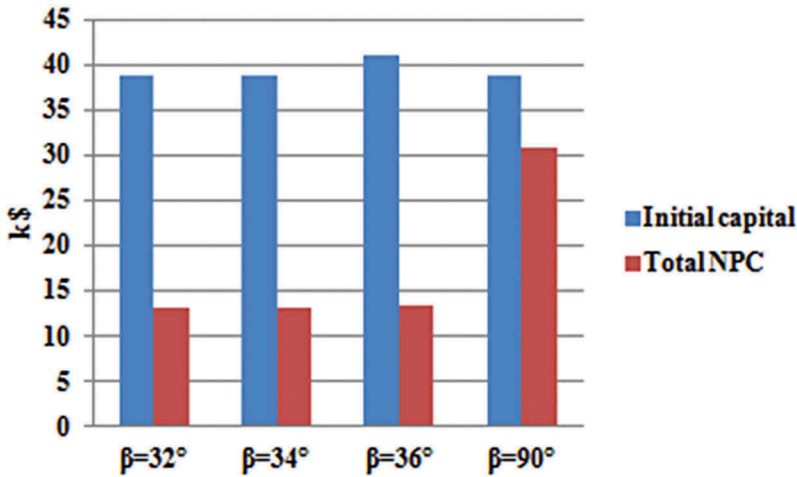


Figure 8. Economic variation characteristics of the system with slop angle β .

which indicates the possibility of covering the electrical load, exceeding 100% the PV system becomes profitable and economically positive. The investment rates per kWp are expensive for Izmir (\$2148/kWp) and lower for El-Attaf (\$1290/kWp) this is certainly due to the quality of the PV panels, fees and taxes on transport and works installation etc. So with an investment (\$1290/kWp) we have a coverage rate of (115%) and a production of (1478.6 kWh/kWp/year) we can speak of good performance for this PV plant, performance that we can improve and enhance in the future by the quality of the material and the work.

Project demonstration

PV panels

After determining the optimum angle of inclination (32°) we will then determine the distance between the rows of modules to eliminate shading losses among modules. This reference distance

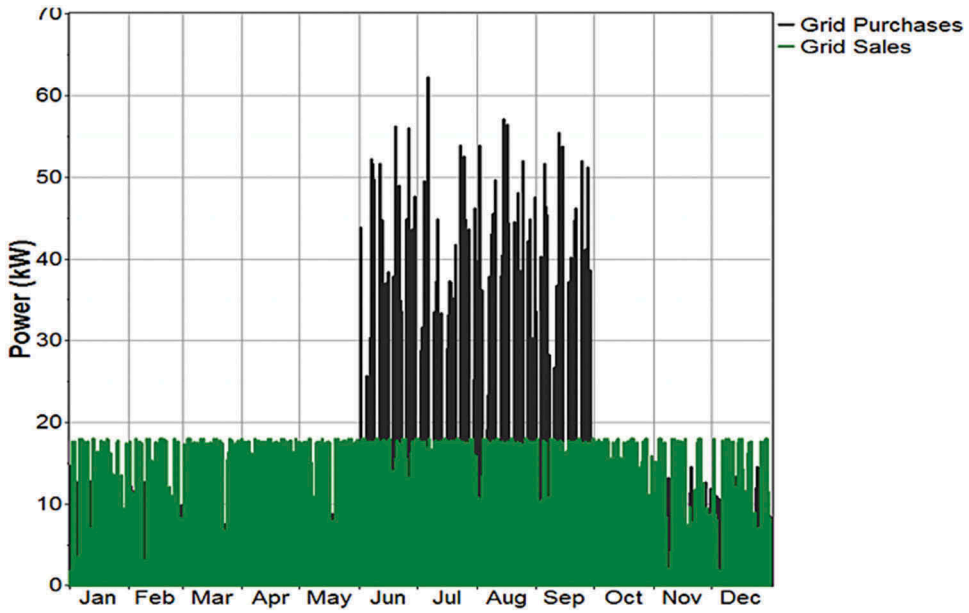


Figure 9. Purchased (black) and sold (green) electricity to the grid.

is the maximum drop shadow. It corresponds to the lowest height of the sun in winter (21/12) (Figure 10) at noon (12: 00) (HA hour angle = 0) (Bayod-Rújula, Ortego-Bielsa, and Martínez-Gracia 2011).

In the next equation of sun height we put, $\omega = 0$

$$\sin(h) = \sin\varphi.\sin\delta + \cos\varphi.\cos\delta.\cos\omega \tag{1}$$

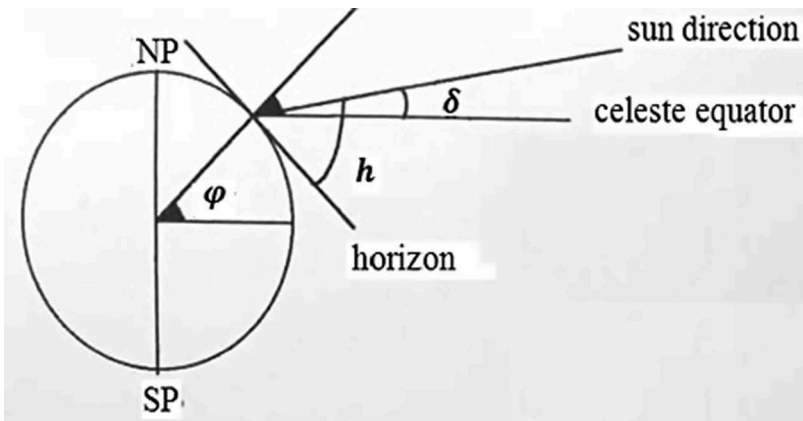


Figure 10. Characteristics angles.

Table 8. Electrical energy flow.

Production	kWh/year	%	Consumption	kWh/year	%
PV array	47872	70	AC primary load	41610	64
Grid purchases	20710	30	Grid sales	23456	36
Total	68582	100	Total	65066	100

Table 9. Comparative table.

	Adrar 27°8'N Algeria	Izmir 38°4'N Turkey	Tetouane 35°3'N Morocco	Siksha 20°N India	Lahore 31°47'N Pakistan	Medio San Juan Colombia	Porto 41° N Portugal	El- Attaf 36° 13'N Algeria
Power kWp	28 m-c	36 m-c	2.04 m-c	11.2 <i>p-c</i>	42 <i>p-c</i>	20 m-c	15 <i>p-c</i>	30 m-c
G kWh/m ² /d	6.23	3.6	4.85	4.28	4.54	2.83	/	5.14
Tilt	27°	30°	30°	21°	30°	/	30°	32°
Azimuth	0°	0°	0°	0°	0°	/	6°W	0°
Investment\$/kWp	1362	2148	/	/	/	/	/	1290
Final yield E _{AC} /P kWh/kWp	1661	1588	1751	1335	1177	1080	1413	1478.6
Coverage E _{AC} /Load %	18.1	110	/	/	/	/	/	115
Reference	Sahouane et al. 2019	Bilir and Yildirim 2017	Allouhi et al. 2019	Sharma and Goel 2017	Ali and Khan 2020	Banguero, Aristizábal, and Murillo et al. 2017	Monteiro et al. 2018	/

$$\sin(h) = \sin\varphi \cdot \sin\delta + \cos\varphi \cdot \cos\delta \quad (2)$$

$$\cos(\pi/2 - h) = \cos(\varphi - \delta) \quad (3)$$

$$\Rightarrow h = \pi/2 - (\varphi - \delta)$$

h : sun height; φ : sun latitude; δ : declination; ω : hour angle

In Figure 11, $d = d_1 + d_2$ is the length of the maximum shadow at the winter solstice (21 December)

$$d_2 = l \sin \beta \tan \alpha \quad (4)$$

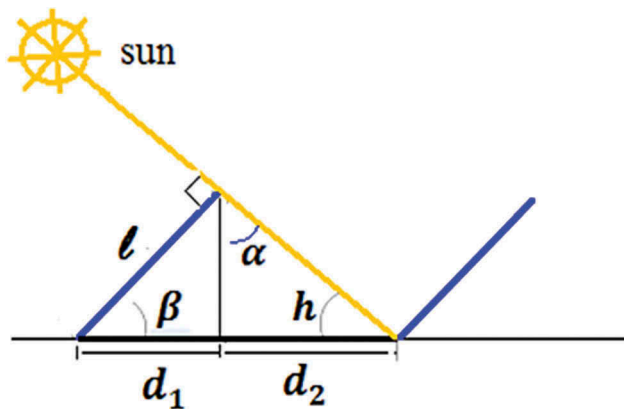
With $\alpha = \pi/2 - h = \varphi - \delta$

$$d_2 = l \sin \beta \tan (\varphi - \delta) \quad (5)$$

$$d_1 = l \cos\beta$$

$l = 99.2\text{cm}; \beta = 32^\circ; \varphi = 36^\circ; \delta = -23.45^\circ$

We find: $d = d_1 + d_2 = 84.12 + 89.06 = 1.732 \text{ m}$


Figure 11. The maximum drop shadow (21/12).

l : PV module width; α : sun angle with vertical of the place; β : inclination angle

When laying the panels on the building surface we have a compromise between effective surface and shading modules (increasing the number of modules and shading by decreasing the reference distance and the reverse). Bayod-Rújula, Ortego-Bielsa, and Martínez-Gracia (2011) concluded that in general, the alternative of setting modules lower than the reference distance is not recommended for grid-connected. On the other hand, this distance ensures good ventilation of module field which increases electricity production (M.J.Ritzen et al. 2017).

As far as the existing terraces are concerned, a partial integration is considered as advantageous because of the various replacements (technical ease, lower cost) of PV plant components and this is due to the life time of the building which is estimated to 3 or 4 times of the PV modules life (Peng, Huang, and Wu 2011).

The structure of the support carrying the module is made of non corrosive steel, in the form of a straight prism fixed by bolts on steel rails fixed on the terrace to support the weight of the PV modules and the force of the winds (Figure 12).

Inverter

The electrical characteristics of inverter (Table 10) give us an idea on the number of modules in series and the number of string in parallel. The voltage of the modules in series must be lower than the maximum voltage of the inverter and in the voltage range of the MPPT, therefore 2 strings of 20 modules in series are more adapted to the inverter used, a string with its 2 poles (+) and (-) plugs on (A) and the second string on (B), the connection of the converters is represented on Figure 13.

Economic aspect

Return time investment

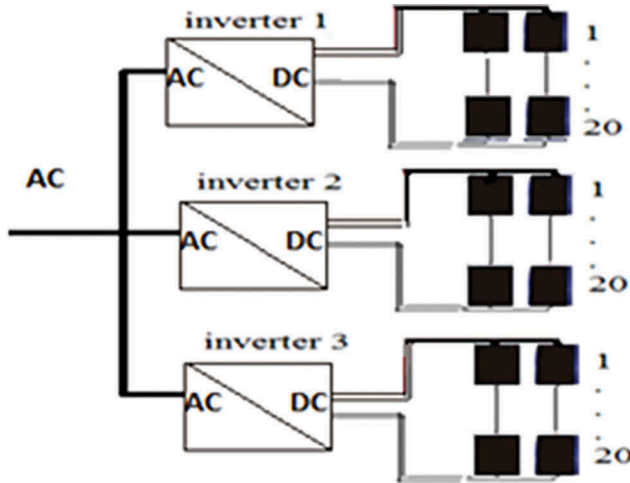
On the welcome window of software and on (Grid) icon we can choose the total injection or surplus injection (net metric), one launches 2 simulations each separately. After simulation Homer gives the



Figure 12. Structure of module support.

Table 10. Characteristic inverter.

Electrical input (DC) parameter	Value	Electrical output (AC) parameter	Value
Max. power	6125 W	Rated output power	6000 W
Max. voltage	1000 V	Rated voltage range	380–415 V
MPP voltage range	295–8000 V	Rated current	8.7A
Max. current/string	11A/10A	Grid frequency	50–60 HZ
Number of DC inputs	2/A; 2/B	Performance	97.4–98%

**Figure 13.** Connecting diagrams PVG to inverters.

economic results with and without discount of the currency used. By discounting is meant the regression that affects by any currency during time.

On [Figure 14](#), and for the same building (town hall center) it is noticed that recovery of initial expenses of investment by the income from the sale of electricity produced can be achieved within 21 years by injection of total production and for ideal case where the devaluation of currency is not taken into account [Figure 14\(a\)](#), but in reality the currency decreases in value over time. So, we cannot recover the money from the investment of this building [Figure 14\(b\)](#).

To reduce the time of return investment, it is necessary to create other sites which consume less electricity such as primary schools and mosques, so as to compensate the loss money spent on the PV plant on the town hall. Primary school and mosque with the following respective loads (19,454 kWh/year; 19,564 kWh/year), inject the same amount of (46,403 kWh/year) on the network, with respective return times (19 years; 13 years). The financial income from the municipal treasury of the two buildings is used to offset the deficits of the town hall center. [Figure 15](#) shows the compensation provided by the two buildings (primary school, mosques) which have the same production of electricity and consume less. The return of investment for the whole buildings is realized for the 20th year with a gain of 20,115 USD for the last 5 years of the PV system life.

Environmental aspect

On the ecological level, the use of PV plants reduces the consumption of natural gas quantities for electricity production in gas turbines and enormous amount of pollutants generated, such as (carbon

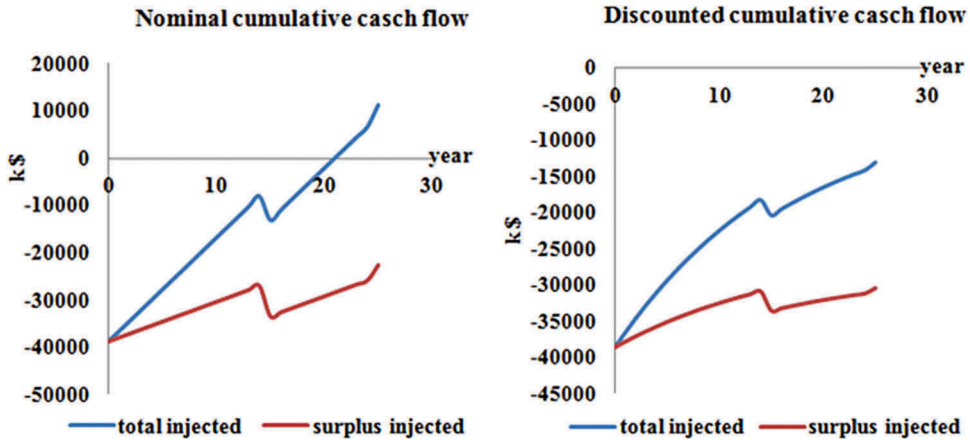


Figure 14. Cumulative cash flow of Central town hall. (a) Without discount (b) With discount.

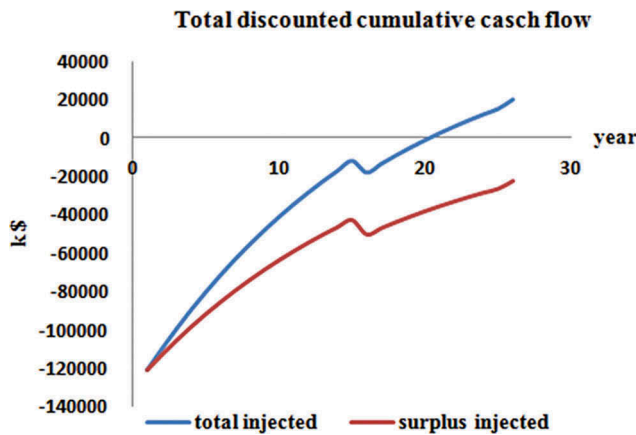


Figure 15. Cumulative cash flow for three buildings (Center town hall, Mosque, P. School).

dioxide, dioxide sulfur, nitrogen oxide) Mediterranean buildings account for an average of 40% of the region’s total energy consumption and more than 20% of its CO₂ emissions (Salem and Kinab 2015).

For polluting gases, huge quantities come from the manufacture of PV cells and modules (2.775–3.845 kgCO₂/kWp, 5.049–5.524 kgSO₂/kWp, and 4.507–5.273 kgNO_x/kWp) (Tsoutsos, Frantzeskaki, and Gekas 2005) which have a considerable effect on the global environment (rising temperatures, climate change; deterioration of the ozone layer) which was not taken into account in this study as well as the emissions from transport representing (0.1–1%) of manufacturing emissions. Algeria being a country not manufacturing PV components, the study focused on the local Algerian environment and the enormous quantities of pollutants ejected into the atmosphere due to the use of natural gas in thermal turbines for producing 95% of our electricity.

CO₂ emissions are proportional to the amount of gas consumed. Emissions such as NO₂, SO₂ are dependent on the temperature in the combustion chamber and air-fuel ratio (Kanchev 2014).

In its approach to determine the quantity of fossil source (coal) saved and equivalent to PV electricity (Wang, Zhou, and Huo 2014) uses the mass equivalent of coal for 1 kWh in the coal power plant, (291 g of coal equivalent (gce)/kWh). We have proposed a formula linking the quantity

of natural gas saved with the net energy injected the efficiency of the gas and the efficiency of the gas turbine.

The following model gives the quantities of natural gas saved.

$$Q_{\text{gaz-nat}} = \frac{E_{\text{surpl}}}{r_{\text{turb}} \cdot r_{\text{e.gaz}}} \quad (7)$$

E_{surplus} : surplus of energy produced

r_{turb} : gas turbine efficiency (Usinenouvelle 2001) (55%).

$r_{\text{e.gaz}}$: energy efficiency of natural gas (Energie 2016) (11 kWh/m³)

Using this formula we can determine the quantities of natural gas which must be burned in gas turbines to produce the same amount of electricity recovered by the network. as for the pollutant are collected results of Homer The calculation gives the results of Figure 16, showing the quantities of natural gas saved and the pollutants that have been avoided in the climate. In comparison with the results of Wang, Zhou, and Huo (2014) with a factor of 291 g of coal equivalent (gce)/kWh, in our study we have 11 m³/kWh with a yield of 55%, these factors depend on the type of fuel, the efficiency of the thermal turbine, combustion conditions, etc.

NO₂ and SO₂ are toxic gases with a local effect and an impact on the greenhouse effect because they are absorbed into the atmosphere more slowly than CO₂, in global warming potential, we have the following equivalences (Yan, Xu, and Yang 2008), (Zhai, Yang, and Duan 2008), 1 g of NO₂ equals 298 g of CO₂ equivalent (Climate change connection 2016), These cause changes in temperature and precipitation which certainly lead to the rise of sea level. As a result of this phenomenon, many agricultural lands will be under water and cause famine (Anwar et al. 2013).

The equivalent amount of CO₂:

$$\begin{aligned} m_{\text{CO}_2\text{-equi}} &= m_{\text{CO}_2} + 298m_{\text{NO}_2} \\ &= 698 \text{ kg/year} \end{aligned} \quad (8)$$

This paragraph shows the harmful and devastating effect of gas emissions through combustion. The ability of these gases to retain heat and their greenhouse effect after 100 years compared with carbon dioxide. It also illustrates the reasons of worrying about the harmfulness of the greenhouse gases even though their presence is very small, they should cause a climatic change.

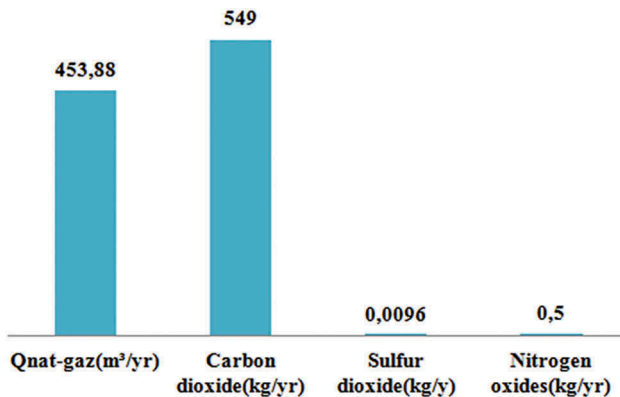


Figure 16. Quantities of natural gas and pollutants saved.

Conclusion

In this study, we noticed that each year the different administrative buildings under the responsibility of the municipality consumed a large amount of electricity. These energy consuming buildings is an obstacle to the local development since half of the budget is spent there. We have also seen that we can help the municipality to solve its financial problems through the use of abundant free and clean energy.

The study has shown the feasibility and utility of 30 kWp medium power plant integrated into administrative buildings, and injected into the urban electricity grid to supply them and satisfy their electricity needs. These administrative buildings become active and partially dependent on the electrical network and participate in the energy mix, economic and ecological of the municipality, summarized in:

- A total production of 47,872 kWh/year with 2747 kWh/year surplus injected and sold to the urban electricity network.
- A conception based on the good occupation of the terrace surface respecting the minimum distance between the rows of modules, with an optimal angle of inclination of 32° for a maximum production and lower NPC.
- The ecological effect of this renewable energy on sustainable development consist of the quantities of natural gas saved (454 m³/year) and the pollutants avoided in the climate (CO₂: 549 kg/year; SO₂: 9.6 g/year; NOx: 0.5kg/year) that retain heat and increase the greenhouse effect, change the earth's diet and affect farmland.
- Recovery of initial expenses is possible by multiplying PV installations on other buildings.

Possibility to generalize the project to the other 1450 municipalities on the territory which will produce more electricity and increase the PV power plant installed in the country, if there is an adequate financial, technical, political, and judiciary policy to lead this project to its fulfillment.

Acknowledgments

We wish to thank the Mayor of the municipality of EL ATTAF, the service of stewardship, the technical service and civil engineering for their collaboration in the information collection. We also thank EL ATTAF's SONELGAZ unit, the technical service and the payment service for their valuable help in studying the local power grid.

Declaration of conflicting interests

The author(s) declared no potential conflicts of interest with respect to the research, authorship, and/or publication of this article.

Funding

The author(s) no received financial support for the research, authorship, and/or publication of this article.

References

- Ali, H., and H. A. Khan. 2020. Techno-economic evaluation of two 42 kWp polycrystalline-Si and CIS thin-film based PV rooftop systems in Pakistan. *Renewable Energy* 152:347–57. doi:10.1016/j.renene.2019.12.144.
- Allouhi, A., R. Saadani, M. S. Buker, T. Kousksou, A. Jamil, M. Rahmoune. 2019. Energetic, economic and environmental (3E) analyses and LCOE estimation of three technologies of PV grid-connected systems under different climates. *Solar Energy* 178:25–36. doi:10.1016/j.solener.2018.11.060.
- Anwar, M. R., D. L. Liu, I. Macadam, and G. Kelly. 2013. Adapting agriculture to climate change: A review. *Theoretical and Applied Climatology* 113:225–45. doi:10.1007/s00704-012-0780-1.

- Aprue, . 2015. Le programme national de développement des énergies renouvelables adopté. <http://www.aprue.org/dz/adoption-energ-renouv.html>. [Accessed in 2017]
- Aprue, . 2016. programme de développement de l'efficacité énergétique à l'horizon 2030. <http://www.aprue.org.dz>. [Accessed in 2017]
- Aste, N. et al. The first Italian BIPV project : Case study and long-term performance analysis, *Solar Energy* 134 (2016),340–352. <http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2016.05.010>
- Bakos, G. C., M. Soursos, N. F. Tsagas, G. C. Bakos, M. Soursos, and N. F. Tsagas. 2003. Techno-economic assessment of a building integrated PV system for electrical energy saving in residential sector. *Energy Build* 35:757–62. doi:10.1016/S0378-7788(02)00229-3.
- Banguero, E., A. J. Aristizábal, W. Murillo. 2017. A verification study for grid-connected 20kWp solar PV system operating in choco. *Colombia;Energy Procedia* 141:96–101. doi:10.1016/j.egypro.2017.11.019.
- Bayod-Rújula, A. A., A. Ortego-Bielsa, A. Martínez-Gracia. 2011. Photovoltaics on flat roofs: Energy considerations. *Energy* 36 (4):1996–2010. doi:10.1016/j.energy.2010.04.024.
- Bhattacharya, P., S. Dey, B. Mustaphi. 2014. Some analytical studies on the performance of grid connected solar photovoltaic system with different parameters. *Procedia Materials Science* 6:1942–50. doi:10.1016/j.mspro.2014.07.228.
- Bilir, L., and N. Yildirim. 2017. Photovoltaic system assessment for a school building. *International Journal of Hydrogen Energy* 42:17856–68. doi:10.1016/j.ijhydene.2017.02.122.
- Biyik, E., et al. 2017. A key review of building integrated photovoltaic (BIPV) systems. *Engineering Science and Technology, an International journal*. 20(3),833–858. <http://dx.doi.org/10.1016/j.jestch.2017.01.009>
- Braun, P., and R. Rüther. 2010. The role of grid-connected, building-integrated photovoltaic generation in commercial building energy and power loads in a warm and sunny climate. *Energy Conversion and Management* 51(2010),2457–2466. doi:10.1016/j.enconman.2010.04.013
- CDER. 2015. Les énergies renouvelables en Algérie: Etats des lieux et perspectives. <https://portail.cder.dz/spip.php?article4521>. [Accessed 2017]
- Choi, W., R. D. Warren, and M. B. Pate. 2016. An experimental performance analysis of a cold region stationary photovoltaic system. *Advances in Energy Research* 4 (1):1–28. doi:10.12989/eri.2016.4.1.001.
- Climate change connection. 2016. CO2 equivalents. <http://climatechangeconnection.org/emissions/co2-equivalents/2008>. accessed 2016
- Deng, S., et al. 2014. How to evaluate performance of net zero energy building - A literature research. *Energy*. (2014), 1–16. <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2014.05.007>
- Elmoudjahid, . 2016. créances SONALGAZ impayées: La tension monte. <http://www.elmoudjahid.com/fr/actualites/97921>. [accessed 2017]
- Energie. 2016. Energie, puissance, efficacité. <https://www.energie-environnement.ch/electricite/1409>. [accessed 2016]
- EPA United States Environmental Protection Agency (EPA). 2002. Compilation of air pollutant emission factors. Stationary Point and Area Sources. AP-42.Vol. 1, 5e édition.
- Fiaschi, D., R. Bandinelli, S. Conti. 2012. A case study for energy issues of public buildings and utilities in a small municipality: Investigation of possible improvements and integration with renewable. *Applied Energy* 97:101–14. doi:10.1016/j.apenergy.2012.03.008.
- Gunerhan, H., A. Hepbasli, and U. Giresunlu. 2008. Environmental impacts from the solar energy systems. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects* 31 (2):131–38. doi:10.1080/15567030701512733.
- Hossein, S. E. 2019. Development of solar energy towards solar city Utopia. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects* 41 (23):2868–81. doi:10.1080/15567036.2019.1576803.
- Journal officiel. 2014. Arrêté du 2 février. http://www.energy.gov.dz/francais/uploads/2016/Textes_Legislatifs_et_Reglementaires/Legis_Energies_Rrenouvelables/Art2_2-Février2014_tarifs_achat_garantis_conditions_application_Elect_photovoltaique.pdf. [accessed 2017]
- Kanchev, H. 2014. Gestion des flux énergétiques dans un système hybride de sources d'énergie renouvelable: Optimisation de la planification opérationnelle et ajustement d'un micro réseau électrique urbain. Ph.D. Dissertation, Ecole Centrale de Lille, France. 80–82 <http://www.theses.fr/2014ECLI0001>
- Kumar, K. A., K. Sundareswaran, and P. R. Venkateswaran. 2014. Performance study on a grid connected 20 kWp solar photovoltaic installation in an industry in Tiruchirappalli (India). *Energy for sustainable development*, 23 (2014):294–304. <http://dx.doi.org/10.1016/j.esd.2014.10.002>.
- Li, D. H. W., S. K. H. Chow, E. W. M. Lee. 2013. An analysis of a medium size grid-connected building integrated photovoltaic (BIPV) system using measured data. *Energy and Buildings* 60:383–87. doi:10.1016/j.enbuild.2013.02.007.
- Lymperopoulos, K. A., P. N. Botsaris, K. Angelakoglou, and G. Greece. 2015. Sustainable energy action plans of medium-sized municipalities in north Greece. *Advances in Energy Research* 3 (1):11–30. doi:10.12989/eri.2015.3.1.011.
- Missoum, M. Missoum, A. Hamidat, L. Loukarfi, K. Abdeladim. 2014. Impact of rural housing energy performance improvement on the energy balance in the North-West of Algeria. *Energy and Buildings* 85 (p387):374–88. doi:10.1016/j.enbuild.2014.09.045.

- Monteiro, G. P., A. I. Palmero-Marrero, C. Moreira, A. C. Oliveira. 2018. Evaluation of the performance of a photovoltaic power plant installed in a building in the north of Portugal. *Energy Procedia* 153:42–47. doi:10.1016/j.egypro.2018.10.033.
- Obi, M., and R. Bass. 2016. Trends and challenges of grid-connected photovoltaic systems – A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 58:1082–94. doi:10.1016/j.rser.2015.12.289.
- Orioli, A., and A. Di Gangi. 2016. Five-years-long effects of the Italian policies for photovoltaic on the energy demand coverage of grid-connected PV systems installed in urban contexts. *Energy* 113:444–60. doi:10.1016/j.energy.2016.07.059.
- Peng, C., Y. Huang, and Z. Wu. 2011. Building-integrated photovoltaic (BIPV) in architectural design in China. *Energy and Buildings* 43:3592–98. doi:10.1016/j.enbuild.2011.09.032.
- PVGIS. 2012. Photovoltaic Geographical Information System. <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis>. accessed 2016. ALENER (2016). filiale du groupe SOPREC, Chlef Algerie. alner@groupe-soprec.com. accessed 2018.
- Ritzen, M. J., et al. 2017. Comparison of a ventilated and a non-ventilated building-integrated photovoltaic rooftop design in the Netherlands: Electricity output, energy payback time, and land claim. *Solar Energy* 155 (2017) 304–313, <http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2017.06.041>
- Sahouane, N., R. Dabou, A. Ziane, A. Neçaibia, A. Bouraïou, A. Rouabhia, B. Mohammed. 2019. Energy and economic efficiency performance assessment of a 28 kWp photovoltaic grid-connected system under desertic weather conditions in Algerian Sahara. *Renewable Energy* 143:1318–30. doi:10.1016/j.renene.2019.05.086.
- Salem, T., and E. Kinab. 2015. Analysis of building-integrated photovoltaic systems: A case study of commercial buildings under mediterranean climate. *Procedia Engineering* 118:538–45. doi:10.1016/j.proeng.2015.08.473.
- Sharma, R., and S. Goel. 2017. Performance analysis of a 11.2 kWp roof top grid-connected PV system in Eastern India. *Energy Reports* 3:76–84. doi:10.1016/j.egy.2017.05.001.
- Shukla, A. K., K. Sudhakar, P. Baredar, and R. Mamat. 2016. BIPV in Southeast Asian Countries-opportunities and Challenges. *Renewable energy focus* 21: 25–32. <http://doi.org/10.1016/j.ref.2017.07.001>
- Singh, G. K. 2013. Solar power generation by PV (photovoltaic) technology: A review. *Energy* 53:1–13. doi:10.1016/j.energy.2013.02.057.
- Tomar, V. 2016. Techno-economic evaluation of grid connected PV system for households with feed in tariff and time of day tariff regulation in New Delhi – A sustainable approach. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. doi:10.1016/j.rser.2016.11.263.
- Tripathy, M., S. Yadav, P. K. Sadhu, and S. K. Panda. April 2017. Determination of optimum tilt angle and accurate insolation of BIPV panel influenced by adverse effect of shadow. *Renewable Energy* 104:211–23. doi:10.1016/j.renene.2016.12.034.
- Tsoutsos, T., N. Frantzeskaki, V. Gekas. 2005. Environmental impacts from the solar energy technologies. *Energy Policy* 33 (3):289–96. doi:10.1016/S0301-4215(03)00241-6.
- Usinenouvelle. 2001. les turbines à gaz en quete de rendement et de fiabilité”. <http://www.usinenouvelle.com/article/les-turbines-a-gaz-en-quete-de-rendement-et-de-fiabilite.N85047>. [Accessed 2016]
- Wang, Y., S. Zhou, H. Huo. 2014. Cost and CO2 reductions of solar photovoltaic power generation in China: Perspectives for 2020. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 39:370–80. doi:10.1016/j.rser.2014.07.027.
- Wittkopf, S., S. Valliappan, L. Liu, K. S. Ang, S. C. J. Cheng. 2012. Analytical performance monitoring of a 142.5 kWp grid-connected rooftop BIPV system in Singapore. *Renewable Energy* 47:9–20. doi:10.1016/j.renene.2012.03.034.
- Yan, Q., E. Xu, and Y. Yang. 2008 16-18, May. Pollutant emission reduction analysis of distributed energy resource. The 2nd International Conference on Bioinformatics and Biomedical Engineering (ICBBE) Shanghai, China
- Zhai, R., Y. Yang, and L. Duan. 2008 . Greenhouse gas emission analysis for distributed energy system. The 2nd International Conference on Bioinformatics and Biomedical Engineering (ICBBE), Shanghai, China 008. doi: 10.1109/ICBBE.2008.445.
- Zhou, W., H. Yang, Z. Fang. 2007. A novel model for photovoltaic array performance prediction. *Applied Energy*. 84 (12):1187–98. doi:10.1016/j.apenergy.2007.04.006.