



**Université de Batna 2 – Mostefa Ben Boulaïd**  
**Faculté de Technologie**  
**Département de l'Electrotechnique**



**Thèse**

Présentée pour l'obtention du titre de :  
**Docteur en Sciences en Electrotechnique**  
**Option : Maitrise des énergies**

Sous le Thème :

**Etude Technico-économique des Systèmes Photovoltaïques  
pour Application dans la Région de Batna**

Présentée par :

**BENBOUZA Naima**

**Devant le jury composé de :**

Mr. Abdessemed Rachid	prof	UMB Batna 2	Président
Mr. Azoui Boubakeur	Prof	UMB Batna 2	Rapporteur
Mr. Chabane Mabrouk	Prof.	UMB Batna 2	Examineur
Mr. Aksas Mounir	Prof.	UMB Batna 1	Examineur
Mr. Rahem Djamel	Prof.	U. OEB.	Examineur
Mme. Yettou Fatiha	MRA	Centre de Recherche Ghardaïa	Examinatrice

**Décembre 2018**


# REMERCIEMENTS


*Je remercie Dieu tout puissant de m'avoir accordé la force et la volonté pour terminer ce travail.*


*Je tiens à exprimer mes remerciements et ma reconnaissance au rapporteur de thèse **Monsieur Azoui Boubakeur** professeur à l'université Mostafa Benboulaïd Batna 2, pour son suivi permanent, ses lectures attentives, ses conseils judicieux et le soutien constant qu'il m'a prodigué au cours de l'élaboration de ce travail.*


*Je tiens à remercier très sincèrement **Monsieur Abdessamed Rachid** professeur à l'université Mostafa Benboulaïd Batna 2 pour l'honneur qu'il m'a accordé en acceptant de présider le jury.*

*Mes remerciements s'adressent également aux membres du jury pour l'honneur qu'ils m'ont accordé en acceptant de participer à l'évaluation de ce travail :*

 ***Mr Chaabane Mebrouk**, Professeur à l'université Mostafa Benboulaïd Batna 2*

 ***Mr Aksas Mounir** Professeur à l'université Mostafa Benboulaïd Batna 1*

 ***Mr Rahem Djamel** Professeur à l'université Oum El Bouaghi OEB.*

 ***Mme YETTOU Fatiha** Maitre de Recherche (A) à l'Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables, URAER, Ghardaïa*

*J'exprime mes sincères remerciements au **Docteur BenFarhi Louiza** à l'université Mostafa Benboulaïd, Batna 2 pour son aide et son soutien tout au long de la préparation de ce travail.*

## Résumé

L'objectif de ce travail est de faire une étude technico-économique de l'application des installations photovoltaïques dans la région de Batna située à l'Est Algérien dans le but de renforcer les bouts de lignes électriques. Cette étude s'articule autour de deux axes : le premier concerne l'étude technico-économique des différentes configurations d'un système photovoltaïque assurant les besoins d'un groupe d'habitations situés à la fin d'un bout de ligne du réseau électrique, le deuxième c'est la démonstration de l'efficacité de ces systèmes photovoltaïques dans la réduction des contraintes ( chute de tension et surcharge du transformateur) du poste de transformation MT/BT alimentant le bout de ligne. En effet, un système photovoltaïque placé au bout de ligne permet de redresser la tension, d'améliorer la puissance et d'éviter la surchauffe du poste de conversion. Lorsque le maximum de la charge appelée est en phase avec l'ensoleillement, le système photovoltaïque connecté au réseau permet d'écarter les pointes.

## Abstract

The objective of this work is to make a technical-economic study of the application of photovoltaic installations in the region of Batna located in the East of Algeria, for the purpose of reinforcing the ends of power lines. This study is based on two axes: the first relates to the techno-economic study of the different configurations of a photovoltaic system ensuring the needs of a set of houses located at the end of the power line. The second is the demonstration of the efficiency of these photovoltaic systems in the reduction of constraints (voltage drop and transformer overload) of the MV / LV transformer station supplying the end of line. In fact, a photovoltaic system placed at the end of the line makes it possible to rectify the voltage, to improve the power and to avoid the overheating of the conversion station. When the maximum of the called load is in phase with the sunshine, the photovoltaic system connected to the network makes it possible to clasp the peaks.

## المخلص

الهدف من هذا العمل هو إجراء دراسة فنية واقتصادية لتطبيق المنشآت الضوئية في منطقة باتنة شرق الجزائر لغرض تعزيز نهايات خطوط الكهرباء. وتستند هذه الدراسة على محورين: الأول يتعلق بالدراسة الفنية والاقتصادية للتكوينات مختلفة من نظام الضوئية ضمان احتياجات مجموعة من المنازل تقع في نهاية خط الشبكة والثاني هو توضيح فعالية النظم الكهربائية الضوئية في الحد من الضغط ( انخفاض الجهد وزيادة الحمل) الخاص بمحول محطة MV / LV الممول لنهاية خط الشبكة. في الواقع ، الانظمة الكهروضوئية الموضوعه في نهاية الخط تجعل من الممكن تصحيح الجهد ، تحسين الطاقة وتجنب ارتفاع درجة حرارة محطة التحويل. عندما يكون الحد الأقصى لاحتياجات الطاقة في طور مع أشعة الشمس ، فإن النظام الكهروضوئي المتصل بالشبكة يجعل من الممكن تقليص الذروة .

# Sommaire

<b>Remerciement</b> .....	i
<b>Résumé</b> .....	ii
<b>Liste des figures</b> .....	iii
<b>Liste des tableaux</b> .....	iii
<b>Introduction générale</b> .....	1

## **Chapitre I : Contexte énergétique mondial et national**

I.1. Introduction .....	//.4
I.2. Contexte mondial .....	4
I.2.1 Les prévisions pour 2020 .....	6
I.3. Contexte énergétique Algérien .....	6
I.4. Potentiel solaire en Algérie .....	8
I.5. Politique nationale de développement des énergies renouvelables .....	9
I.5.1. Cadre législatif .....	9
I.5.2. Organismes et entreprises économiques actifs dans le domaine des énergies renouvelables au niveau national .....	11
I.6. Bilan des réalisations d'installations photovoltaïques .....	13
I.7. Conclusion .....	15

## **Chapitre II : Fondements des installations photovoltaïques**

II.1. Introduction .....	16
II.2 Principe de fonctionnement d'une installation photovoltaïque (PV) .....	16
II. 2.1 Technologie des cellules photovoltaïques .....	17
II.2.2. Le module photovoltaïque .....	17
II.2.3. Caractéristique typique d'une cellule photovoltaïque .....	18
II.3. Application des systèmes photovoltaïques .....	19
II.3.1. Installation photovoltaïque raccordée au réseau .....	20
II.3.1.1. Classification des centrales photovoltaïques connectées au réseau .....	20
II.3.1.2. Composition d'un système photovoltaïque raccordé réseau .....	20
II.3.2. Installations autonomes .....	26
II.3.2.1. Système de stockage .....	27
II.3.2.2. Caractéristiques des accumulateurs d'énergie .....	28

II.3.2.3. Le régulateur .....	29
II.4. Options de consommation de l'énergie photovoltaïque .....	29
II.4.1. Exportation vers le réseau .....	29
II.4.2. L'autoconsommation .....	30
II.5. Conclusion .....	31

### **Chapitre III : Etude technico-économique des installations photovoltaïques**

III.1. Introduction .....	32
III.2. Etude technique .....	32
III.2.1. Définition du besoin électrique .....	32
III.2.2. Evaluation du gisement solaire local.....	33
II.2.3. Orientation des modules PV .....	33
III.2.4. Angle d'inclinaison des modules PV .....	34
III.2.4. Calcul de la puissance crête des panneaux PV .....	35
III.2.5. Calcul du nombre total de modules .....	36
III.2.6. Dimensionnement de l'onduleur .....	36
III.2.6.1. La compatibilité en tension .....	36
II.2.6.2. La compatibilité en courant .....	37
II.2.6.3. La compatibilité en puissance .....	38
II.2.7. Choix de la batterie .....	38
II.2.7.11. Calcul de la tension .....	38
II.2.7.2. Calcul de capacité .....	38
III.3. Etude économique .....	39
III.3.1. Evaluation du coût d'investissement initial .....	39
III.3.2. Coût sur la durée de vie .....	40
III.4. Conclusion .....	40

### **Chapitre IV : Application des installations photovoltaïques dans la région de Batna**

IV.1. Introduction .....	41
IV.2. Présentation du site d'étude .....	41
IV.2.1. Rayonnement solaire .....	41
IV.2.2. Description du cas d'étude .....	42
IV.2.3. Profil de consommation du client BT dans le site d'étude.....	43
VI.3. Application des systèmes photovoltaïques .....	44

VI.3.1. Système PV sur toiture en autoconsommation sans stockage .....	44
VI.3.1.1. Dimensionnement du générateur photovoltaïque GPV .....	44
IV3.1.2. Résultats de simulation .....	45
VI.3.2. Système photovoltaïque en autoconsommation avec stockage .....	49
VI.3.2.1. Dimensionnement du système de stockage .....	49
VI.3.2.2. Résultats de simulation .....	50
VI.3.3. Mini-centrale photovoltaïque connectée au réseau électrique .....	53
VI.3.3.1. Dimensionnement de la mini-centrale PV .....	55
VI.3.3.2. Résultats de simulation .....	55
IV.4. Evaluation économique .....	58
VI. Evaluation écologique des différents systèmes étudiés .....	60
VI. Conclusion .....	61

## **Chapitre V : Solution photovoltaïque pour la réduction des contraintes des postes de transformation MT/ BT**

V.1 Introduction .....	62
V.2. Différents types de réseaux électriques .....	62
V.3. Poste de transformation MT/BT .....	62
V.3.1. Les contraintes du poste de distribution .....	63
V.3.1.1. Taux d'utilisation d'un transformateur .....	63
V.3.1.2. Chute de tension dans la ligne électrique BT .....	63
V.4. Evaluation de chute de tension au bout de la ligne étudiée .....	65
IV.5. Solutions pour assister les postes de transformation MT/BT .....	66
V.6. Position du problème .....	68
V.6.1. Simulation avant l'installation des systèmes PV .....	68
V.7. Solution photovoltaïque .....	70
V.7.1. Effets des systèmes PV sur les contraintes du poste de distribution .....	71
V.7.2. Compensation partielle .....	72
V.7.3. Résultats de simulation après installation des systèmes PV .....	72
V.7.3. Compensation globale .....	73
V.7.3.1. Résultats de simulation .....	74
V.8. Conclusion.....	75
<b>Conclusion générale</b> .....	76
<b>Références</b> .....	78
<b>Annexes</b> .....	81

## *Listes des figures*

### **Chapitre I**

<b>Figure I.1</b> : Puissances photovoltaïques raccordées dans le Monde fin 2017.....	5
<b>Figure I.2</b> : Perspective de la consommation énergétique algérienne.....	7
<b>Figure I.3</b> : Production d'électricité en Algérie.....	8
<b>Figure I.4</b> : Irradiation solaire globale journalière sur plan horizontal au mois de Décembre.....	9
<b>Figure I.5</b> : Irradiation solaire globale journalière sur plan horizontal au mois de Juillet...	9
<b>Figure I.6</b> : L'ensemble des organismes qui sont en activité dans le domaine des énergies renouvelables .....	13
<b>Figure I.7</b> : Répartition des applications photovoltaïques selon les secteurs d'utilisation..	14
<b>Figure I.8</b> : Programme national d'électrification solaire .....	15

### **Chapitre II**

<b>Figure II.1</b> : Fonctionnement d'une cellule photovoltaïque.....	16
<b>Figure II.2</b> : Générateur photovoltaïque .....	18
<b>Figure.II.3</b> : Caractéristique d'une cellule photovoltaïque .....	18
<b>Figure.II.4</b> : L'éclairement et la température influent sur l'effet photovoltaïque.....	19
<b>Figure II.5</b> : Composition d'un système photovoltaïque raccordé au réseau .....	21
<b>Figure.II.6</b> : Point de fonctionnement d'un champ-photovoltaïque qui produit le plus de puissance, aussi appelé le Maximum Power Point Tracker.....	22
<b>Figure II.7</b> : Onduleur central.....	23
<b>Figure II.8</b> : Onduleur string .....	24
<b>Figure II.9</b> : Onduleur multi-string.....	24
<b>Figure II.10</b> : Onduleur modulaire.....	25
<b>La Figure.II.11</b> : Schéma de principe d'une installation PV autonome.....	27
<b>Figure.II.12</b> : Evolution des tarifs de rachat et du prix de l'électricité en Allemagne.....	30

### **Chapitre III**

<b>Figure III.1</b> : Méthode de dimensionnement des systèmes photovoltaïques.....	32
<b>Figure III.2</b> : Choix de l'orientation des systèmes PV .....	34
<b>Figure III.3</b> : Différentes inclinaisons d'un capteur photovoltaïque.....	34

## Chapitre IV

<b>Figure VI.1</b> : Variation annuelle du rayonnement solaire au site de Batna.....	42
<b>Figure IV.2</b> : Architecture du bout de ligne étudiée.....	42
<b>Figure VI.3</b> : Consommation annuelle d'un abonné BT .....	43
<b>Figure VI.4</b> : Charge horaire d'un abonné basse tension.....	44
<b>Figure VI.5</b> : Variation mensuelle de l'énergie photovoltaïque produite.....	47
<b>Figure VI.6</b> : Variation horaire de l'énergie photovoltaïque produite pour une journée d'hiver.....	47
<b>Figure VI.7</b> : Variation horaire de l'énergie photovoltaïque produite pour une journée d'été.....	48
<b>Figure VI.8</b> : Variation mensuelle de l'énergie photovoltaïque produite (avec stockage) .....	51
<b>Figure VI.9</b> : Variation horaire de l'énergie photovoltaïque produite pour une journée d'hiver (avec stockage).....	52
<b>Figure VI.10</b> : Variation horaire de l'énergie photovoltaïque produite pour une journée d'été (avec stockage).....	52
<b>Figure VI.11</b> : Variation annuelle de l'énergie photovoltaïque produite .....	56
<b>Figure VI.12</b> : Variation horaire de l'énergie photovoltaïque produite pour une journée d'hiver (cas mini centrale).....	57
<b>Figure VI.13</b> : Variation horaire de l'énergie photovoltaïque produite pour une journée d'été (cas mini centrale).....	57

## Chapitre V

<b>Figure V.1</b> : Schéma d'une ligne moyenne tension.....	64
<b>Figure V.2</b> : Diagramme vectoriel des tensions.....	64
<b>Figure V.3</b> : Architecture du bout de ligne étudiée.....	66
<b>Figure V.4</b> : Remplacement du matériel afin qu'il soit adapté à la charge.....	67
<b>Figure V.5</b> : Extension du réseau à partir d'un réseau voisin.....	67
<b>Figure V.6</b> : Systèmes photovoltaïques en toiture connectés au réseau électrique.....	68
<b>Figure V.7</b> : Profil de charge journalière d'un abonné au site de Batna .....	68
<b>Figure V.8</b> : Variation du taux d'utilisation du transformateur MT/BT pour une journée d'été.....	69
<b>Figure V.9</b> : Evolution des chutes de tension en % dans les huit dipôles pour une journée d'été .....	69



<b>Figure V.10:</b> Evolution des chutes de tension en % dans les huit dipôles pour une journée d'hiver.....	70
<b>Figure V.11 :</b> Variation de la chute de tension en fonction de la longueur de la ligne électrique.....	70
<b>Figure V.12 :</b> Disponibilité de l'énergie photovoltaïque aux heures de forte consommation.....	71
<b>Figure V.13 :</b> Diminution du taux d'utilisation du transformateur après compensation photovoltaïque .....	72
<b>Figure V.14 :</b> Chute de tension au dipôle 8 après compensation partielle.....	73
<b>Figure V.15 :</b> Chute tension en fonction de la longueur après compensation.....	73
<b>Figure V.16 :</b> Variation du taux d'utilisation du transformateur après installation du système PV global .....	74
<b>Figure V.17 :</b> Variation de la chute de tension au dipôle 8 après installation du système PV global.....	75

## Liste des tableaux

### Chapitre I

<b>Tableau I.1</b> : Potentiel solaire en Algérie .....	8
---	---

### Chapitre III

<b>Tableau III.1</b> : Déclinaison du soleil pour chaque mois de l'année .....	35
<b>Tableau III.2</b> : Valeurs de la tension selon la plage de puissance PV .....	36

### Chapitre IV

<b>Tableau IV.1</b> : Spécifications du site de Batna.....	41
<b>Tableau VI.2</b> : Valeurs de la température et du rayonnement solaire au site de Batna.....	42
<b>Tableau VI.3</b> : Caractéristiques des dipôles connectés au bout de ligne.....	43
<b>Tableau VI.4</b> : Valeurs des différentes énergies mis en jeux par le système PV sans stockage.....	46
<b>Tableau VI.5</b> : Taux de production énergétique sans stockage.....	48
<b>Tableau VI.6</b> : Taux de consommation de l'énergie dans le cas du sans stockage. .....	49
<b>Tableau VI.7</b> : Taux de couverture du système PV sans stockage.....	49
<b>Tableau VI.8</b> : Valeurs des différentes énergies mis en jeux par le système PV avec stockage .....	51
<b>Tableau VI.9</b> : Taux de production énergétique avec stockage.....	53
<b>Tableau VI.10</b> : Taux de consommation de l'énergie (cas avec stockage).....	53
<b>Tableau VI.11</b> : Taux de couverture du système PV (cas avec stockage).....	53
<b>Tableau VI.12</b> : Valeurs des différentes énergies mis en jeux par le système PV Global.....	56
<b>Tableau VI.13</b> : Taux de production énergétique cas de la mini-centrale PV.....	58
<b>Tableau VI.14</b> : Taux de consommation de l'énergie cas de la mini-centrale PV.....	58
<b>Tableau VI.15</b> : Taux de couverture du système PV cas de la mini-centrale PV.....	58
<b>Tableau VI.16</b> : Coût de l'extension du réseau .....	59
<b>Tableau VI.17</b> : Coût du matériel photovoltaïque .....	59

<b>Tableau VI.18</b> : Coût total des différents systèmes PV.....	60
<b>Tableau VI.19</b> : Evaluation écologique des 3 systèmes PV.....	60

## Introduction générale

Face au contexte environnemental, économique et politique actuel, l'intégration des énergies renouvelables dans la part de la production d'énergie devient primordiale. Les gouvernements et la communauté scientifique travaillent pour optimiser l'utilisation de ces énergies propres, et l'on constate qu'il y a une véritable reconnaissance de l'énergie photovoltaïque qui peut jouer un rôle important pour réduire la pollution et particulièrement pour stabiliser les niveaux de dioxyde de carbone rejetés dans l'atmosphère. En effet, la technologie photovoltaïque permet de transformer le rayonnement en électricité grâce à des panneaux solaires. Cette conversion photovoltaïque du rayonnement solaire s'effectue sans bruit et sans émission de gaz : elle est donc par nature totalement propre. Par ailleurs, l'absence de mise en mouvement de pièces mécaniques lui confère un niveau de fiabilité inégalable. De nos jours, la technologie photovoltaïque est disponible pour les industriels, les commerciaux et les usagers et les systèmes photovoltaïques connectés au réseau et intégrés dans l'habitat apportent une large contribution pour un meilleur environnement [1].

Depuis les années 1990, le photovoltaïque a connu une croissance très forte. Ainsi la production et l'installation de modules photovoltaïques ont été décuplées en une douzaine d'années. Cette croissance a été engendrée par l'octroi de soutiens financiers des gouvernements et la mise en place de lignes de production par des entreprises liées notamment au secteur pétrolier. Cet engouement pour le photovoltaïque dans les pays développés 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, composant le plus onéreux d'une installation. Avec les applications photovoltaïques connectées au réseau d'électricité, une nouvelle tendance se dégage. Elle est caractérisée par un fort potentiel de diffusion dans les pays industrialisés. Des centrales de production photovoltaïques sont expérimentées depuis quelques années en Europe (Allemagne, Grèce), aux Etats-Unis et au Japon. Ainsi, le segment des systèmes décentralisés raccordés au réseau et intégrés dans les bâtiments a connu un développement relativement important au regard des autres applications photovoltaïques [3]. Ces centrales photovoltaïques de moyenne et faible puissances (0.1 à 0.5 MWe) semblent avoir une rentabilité économique. Elles seront vraisemblablement destinées à renforcer le réseau en différents points critiques :

- Par exemple, aux extrémités d'un réseau, la qualité de la puissance s'affaiblit lorsque la demande en électricité augmente. Une centrale photovoltaïque placée au bout de

ligne permet de redresser la tension, d'améliorer la puissance et d'éviter la surchauffe du poste de conversion

- Lorsque le maximum de la charge appelée est en phase avec l'ensoleillement, la centrale photovoltaïque connectée au réseau permet d'écarter les pointes.
- Une autre application intéressante dans ce secteur est la combinaison hydro photovoltaïque pour des centrales au fil de l'eau (0.1 à 10 MWc). L'apport énergétique du système photovoltaïque complète idéalement les creux saisonnier de certains cours d'eau, et la variation de la production sur l'année est atténuée.

Le générateur photovoltaïque connecté au réseau est aussi envisagé en zone urbaine avec l'installation de modules sur les toits et les façades des bâtiments. Les premières réalisations datent de la fin des années 70 aux Etats-Unis, et depuis quelques années l'Europe s'est lancée dans un programme d'expérimentation de maisons photovoltaïques (2 à 3 kW par toit), en particulier en Suisse et en Allemagne où la politique de protection de l'environnement est stricte [1]. L'intérêt de telles réalisations est de produire de la puissance à l'endroit même de la demande, en s'affranchissant généralement des problèmes du stockage. Ces installations permettent également de relever la tension et de pallier les chutes de tension qui peuvent se produire au bout de ligne électrique. L'excès de production est injecté dans le réseau et en période de non production, l'électricité est prélevée sur le réseau.

Pour les compagnies d'électricité, l'un des rôles attendu de ce type d'énergie est le nivellement de la charge pointe (moment où l'énergie a le coût le plus élevé), permettant ainsi une économie des ressources énergétiques stockables (fuel, gaz, barrages hydrauliques ...) [1,8].

L'inconvénient technique majeur de ce type de production d'énergie est son aspect non contrôlable dû au caractère aléatoire dans le temps de la source qui est le soleil. Par ailleurs, le coût de l'énergie photovoltaïque couplée au réseau est, aujourd'hui encore, considéré comme élevé car il est comparé à une énergie commercialisée à un prix inférieur. Ce prix doit donc baisser pour que le photovoltaïque soit considéré comme étant compétitif.

Une dynamique photovoltaïque s'est créée donc un peu partout dans le monde et l'Algérie ne devrait pas y échapper, en raison de son contexte favorable vue sa situation géographique (entre les latitudes 18.96° et 37.09° Nord) lui faisant bénéficier d'un ensoleillement important de plus de 3200 heures par an et d'une énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de 1m<sup>2</sup> est de l'ordre de 5 KWh sur la majeure

partie du territoire national, soit près de 1700kWh/m<sup>2</sup>/an au Nord et 2263 kWh/m<sup>2</sup>/an au Sud du pays.

Dans ce contexte, on s'intéresse à l'intégration des systèmes photovoltaïques dans les réseaux électriques à basse tension dans la région de Batna à l'Est algérien pour le renforcement des bouts de lignes mal desservis plus particulièrement durant les hautes saisons. En effet durant ces périodes, la consommation électrique augmente avec l'utilisation des appareils de climatisation, ce qui coïncide avec la production maximale de l'énergie photovoltaïque.

Pour atteindre cet objectif, le travail sera réparti en cinq chapitres.

Le Chapitre I : a pour objectif de fournir une information sur le contexte photovoltaïque mondial et national.

Le chapitre II : concerne l'aspect technique des installations photovoltaïques, on présentera le principe de fonctionnement, les différentes technologies et les différentes applications des systèmes photovoltaïques. .

Dans le chapitre III on présentera la méthodologie suivie dans l'étude technico-économique des installations photovoltaïques.

Le Chapitre IV est consacré à l'application des systèmes photovoltaïques dans la région de Batna à l'Est Algérien. On présentera trois types de systèmes photovoltaïques(PV) dont le but est l'alimentation d'un ensemble d'habitations situées à la fin d'un bout de ligne du réseau électrique. Une évaluation énergétique et économique des trois systèmes PV sera illustrée.

Le chapitre V est consacré à la contribution de la solution photovoltaïque au renforcement des bouts de ligne électrique et la réduction des contraintes du poste de distribution électrique basse tension. En effet, lorsque la demande électrique augmente ou les consommateurs sont très loin du poste de distribution électrique, il arrive fréquemment qu'une dégradation de la qualité d'énergie survienne et des chutes de tension non admissibles apparaissent chez les usagers. Pour assurer à l'usager un confort maximal, nous avons choisi la solution photovoltaïque pour résoudre le problème.

On finira cette thèse par une conclusion générale sur le travail fait et les différentes perspectives qui pourront être abordées au futur.

# **Chapitre I**

## ***Contexte énergétique mondial et national***

## **I-1- Introduction**

Dans le contexte énergétique et environnemental mondial actuel, l'objectif visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre et les substances polluantes est devenu capital, cela en exploitant et en combinant des sources d'énergies alternatives et renouvelables et ainsi réduire l'utilisation de combustibles fossiles voués à l'épuisement en raison de leur forte consommation dans de nombreux pays.

Parmi les différents systèmes utilisant des sources d'énergie renouvelables, le photovoltaïque s'avère prometteur en raison de ses qualités intrinsèques : ses frais de fonctionnement sont très réduits (le combustible est gratuit), ses exigences d'entretien sont limitées, il est fiable, silencieux et relativement facile à installer. De plus, dans certaines applications autonomes, le photovoltaïque est très pratique comparé à d'autres sources d'énergie, en particulier dans les endroits difficiles d'accès et peu rentables pour l'installation de lignes électriques traditionnelles. Dans ce chapitre, on expose la vision mondiale et plus particulièrement la vision nationale sur les énergies renouvelables, en particulier l'énergie solaire photovoltaïque, et leurs contributions dans le monde énergétiques.

## **I-2- Contexte mondial [2,3].**

Les énergies renouvelables prennent une importante croissance dans la production mondiale d'électricité. Chaque année entre 2011 et 2016, la production d'électricité ajoutée par les énergies éoliennes et photovoltaïques était plus importante que celle ajoutée par les réacteurs nucléaires en construction. Porté en Asie par la Chine et le Japon, en Amérique du Nord par les États-Unis, en Europe par l'Allemagne, le solaire photovoltaïque est promis à un vigoureux développement mondial. Certaines projections estiment qu'il pourrait répondre dans 50 ans à près d'un tiers de la demande électrique mondiale.

L'initiative de l'Allemagne, commencée en 1990 avec l'opération "1000 toits solaires", a permis le développement de la filière photovoltaïque à travers le monde, conduisant à une forte baisse des prix des systèmes photovoltaïques au cours des années. L'électricité solaire photovoltaïque devient, de plus en plus, une réalité économique dans de nombreux pays. Selon l'Epia (Européan Photovoltaic Industry Association [1]), la capacité du parc solaire mondial a dépassé les 100 gigawatts (GW) en 2012. Cela a permis de produire autant d'électricité en un an que 16 centrales électriques à charbon ou réacteurs nucléaires de 1 gigawatt chacun. La croissance du photovoltaïque est rapide : 30 GW



supplémentaires ont été connectés en 2012, après 31 GW en 2011 et ce, malgré des temps économiques difficiles et une incertitude réglementaire croissante. En Europe, les trois pays qui ont connu la plus forte augmentation de capacité en 2012 sont l'Allemagne (7.6 GW), l'Italie (3.3 GW) et la France (1.2 GW). Le parc photovoltaïque mondial aurait ainsi permis d'éviter l'émission de 53 millions de tonnes de CO<sub>2</sub> en 2012.

Les nouvelles capacités PV raccordées dans le Monde en 2017 ont approché la barre des 100 GW, en hausse de 30% par rapport à l'année 2016 (76.6 GW selon Solar Power Europe [1]). Au niveau mondial, la puissance cumulée du parc photovoltaïque est dorénavant dominée par la Chine, ajoutant en 2017, 53.6 GW de nouvelles capacités. Le marché européen a atteint 112 GW en 2016. En Europe, l'Allemagne connaît la plus grosse progression ajoutant 1.8 GW à son parc photovoltaïque [2].

Comme en 2015 et en 2016, la Chine prend la tête du classement des pays pour la puissance nouvellement installée en une année. La croissance mondiale est très localisée en Chine, Amériques et Asie/Pacifique, l'Europe ne représentant que 10% de la croissance annuelle [2]. (Figure I.1).

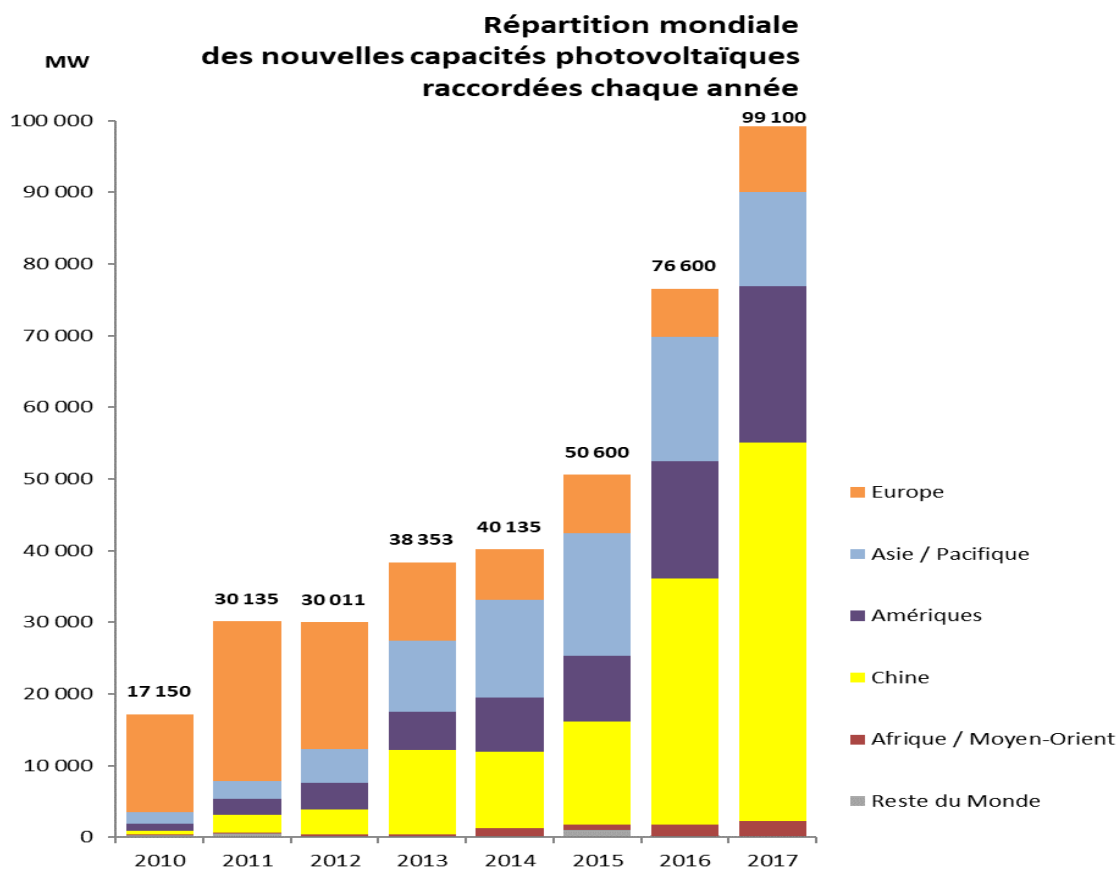


Figure I.1 : Puissances photovoltaïques raccordées dans le Monde à fin 2017 [2] ;

### **I.2.1 Les prévisions pour 2020**

Selon l'Association de l'industrie photovoltaïque européenne (EPIA) [3], la puissance installée de l'énergie solaire dans le monde pourrait se situer entre 396 et 540 GW, autour de 2.2% de la production électrique mondiale. A horizon 2020, la Chine sera largement en tête (sans doute avec quelque 100 GW), devant un trio entre 50 et 60 GW, constitué de l'Allemagne, du Japon et des États-Unis. La France devrait être 9ème ou 10ème dans le classement mondial.

Les projections au-delà de 20 ans sont toujours fragiles. Certaines tablent sur 2000 GW avant 2035 et 12000 GW dans 50 ans (vers 2060-2075). À de tels niveaux, la part du solaire photovoltaïque dans la production électrique mondiale passerait respectivement à 8% puis 30%.

### **I-3- Contexte énergétique Algérien [4 ,5]**

La Société Algérienne de Production d'Electricité dispose d'un parc de production d'une capacité qui totalise une puissance installée de 6740 MW, composé de filières de types et de paliers de puissance différents. Les combustibles fossiles, et parmi eux majoritairement le gaz naturel dont le pays dispose en quantités importantes, constituent la première source de production d'électricité de l'Algérie. Ils assurent à eux seul 99.2% de la production totale du pays. Les sources renouvelables ne représentaient que 0.8% de la production renouvelable en 2011 et 98% de la production renouvelable est d'origine hydraulique.

Annuellement, la demande sur l'énergie électrique augmente de 5 à 7%. Depuis l'indépendance de l'Algérie, cette demande a connu une hausse de 400% en raison d'une démographie régulière (la population algérienne a triplée en cinquante ans). La demande de l'énergie est expliquée, par les responsables de la Sonelgaz (société nationale de l'électricité et du gaz), par le changement des habitudes de consommation des algériens. Les foyers sont de plus en plus dotés de climatiseurs, congélateurs, fours à micro-ondes, ordinateurs, consoles de jeux vidéo, etc. ... (Figure I.2).

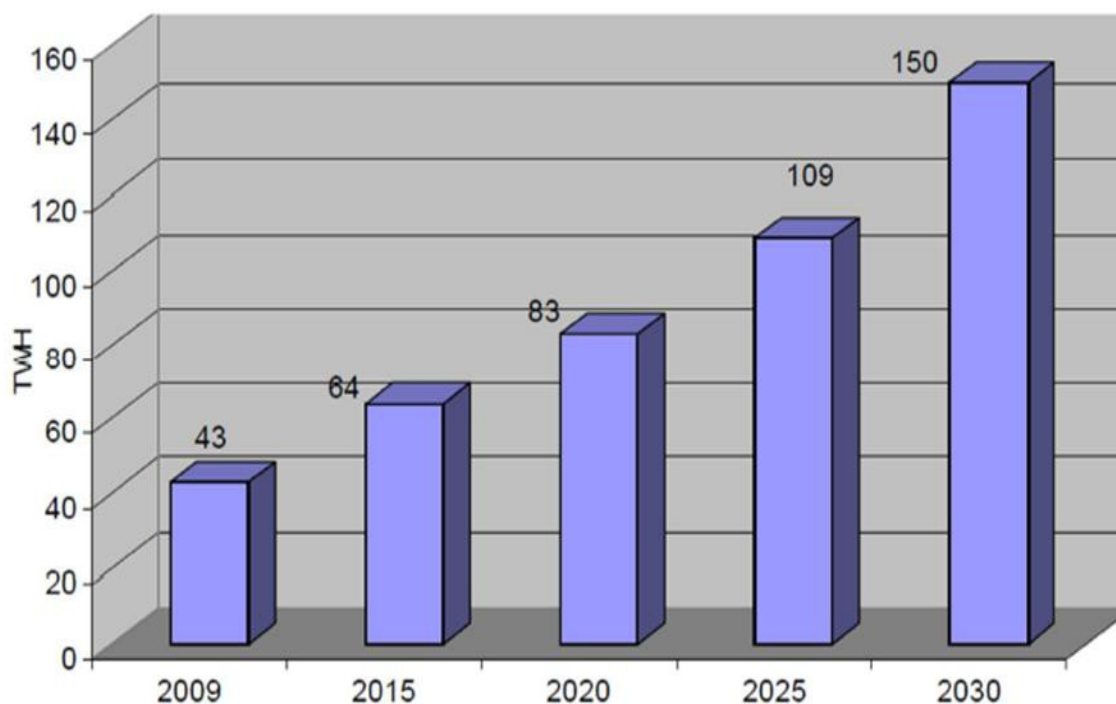


Figure I.2 : Perspective de la consommation énergétique algérienne.

L'Algérie souhaite aujourd'hui s'impliquer davantage dans le développement de ses filières renouvelables. L'ambitieux programme 2011-2030 prévoit ainsi l'installation de plus de 22000 MW de capacités renouvelables, dont 12000 MW seront dédiées à recouvrir la demande intérieure en électricité et 10000 MW seront destinés à l'exportation. D'ici à 2030, environ 40% de la production d'électricité allouée à la consommation nationale devraient être d'origine renouvelable [4].

Le fer de lance de ce développement sera le solaire, dont le potentiel dans le pays compte parmi les plus élevés de la planète. L'Algérie entend ainsi se positionner comme un acteur majeur de la production d'électricité solaire photovoltaïque, mais également thermodynamique.

Dans ce sens la première centrale hybride solaire-gaz, a été inaugurée en juillet 2011 dans la région saharienne d'Hassi R'mel, d'une puissance de 150 MW, dont 30 MW solaire. La contribution des sources renouvelables encore très limitée, devrait s'accroître dans les années à venir. L'augmentation de leur part dans le mix dépendra de la capacité à limiter le recours aux hydrocarbures pour la production d'électricité [8], figure I.3.

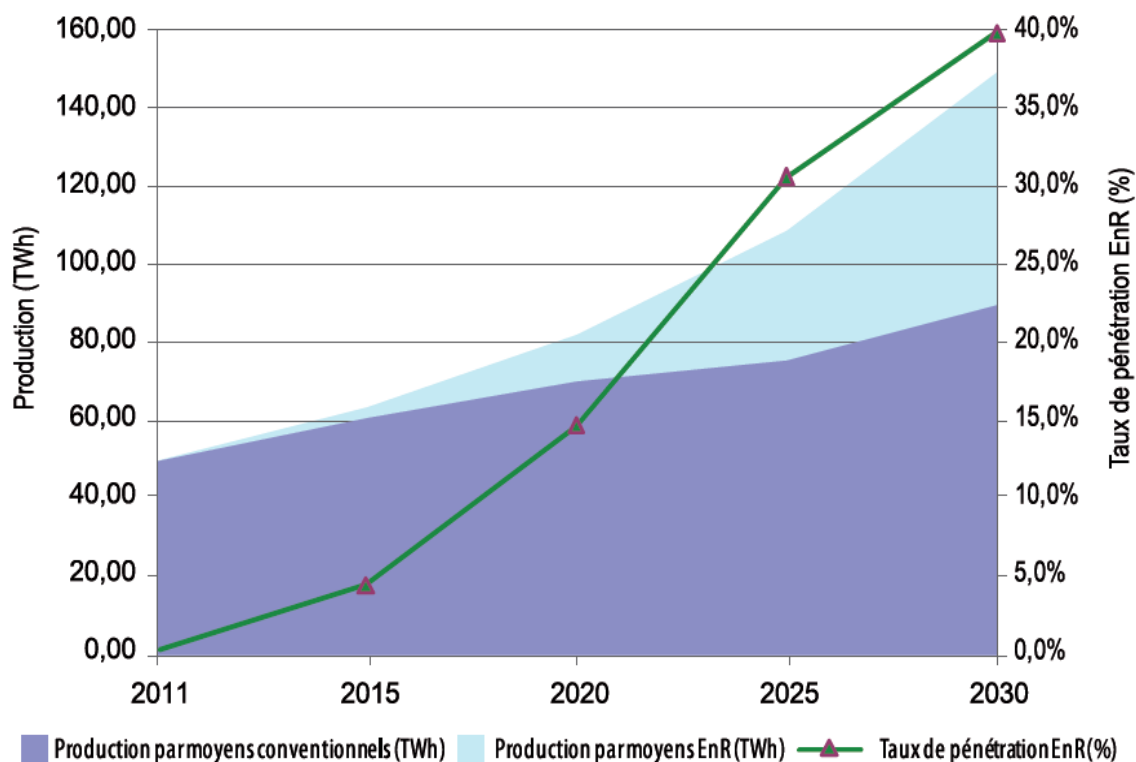


Figure I.3 : Production d'électricité en Algérie

#### I.4. Potentiel solaire en Algérie [6]

De par sa situation géographique, l'Algérie dispose d'un des gisements solaires les plus élevés au monde (tableau I.1). 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  $1\text{m}^2$  est de l'ordre de 5 kWh sur la majeure partie du territoire national, soit près de 1700 kWh/ $\text{m}^2/\text{an}$  au Nord et 2263 kWh/ $\text{m}^2/\text{an}$  au Sud du pays. En Algérie le soleil brille plus de 3200 heures par an [2]. Les figures I.4 et I.5 montrent l'irradiation solaire globale journalière sur un plan horizontal pour les deux mois extrêmes : Décembre et Juillet.

Régions	Régions côtières	Hauts plateaux	Sahara
Superficie (%)	4	10	86
Durée moyenne d'ensoleillement (Heures/an)	2650	3000	3500

Energie moyenne reçue (kWh/m <sup>2</sup> /an)	1700	1900	2650
--	------	------	------

Tableau I.1 : Potentiel solaire en Algérie.

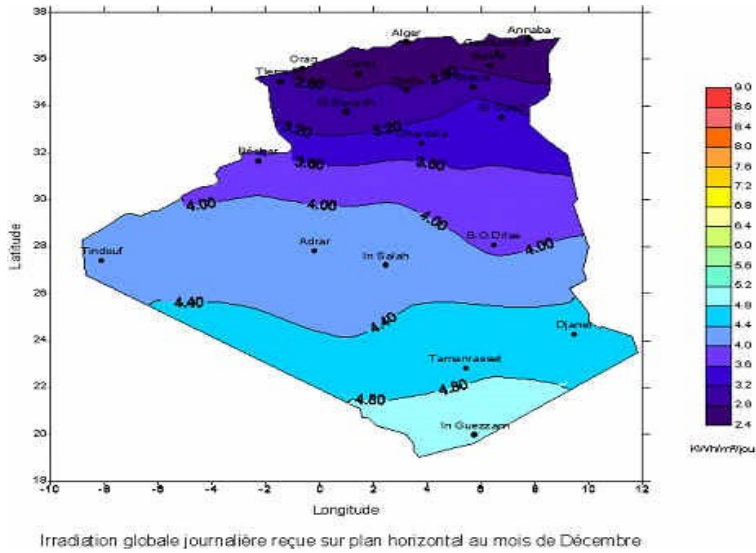


Figure I.4 : Irradiation solaire globale journalière sur plan horizontal au mois de Décembre [2].

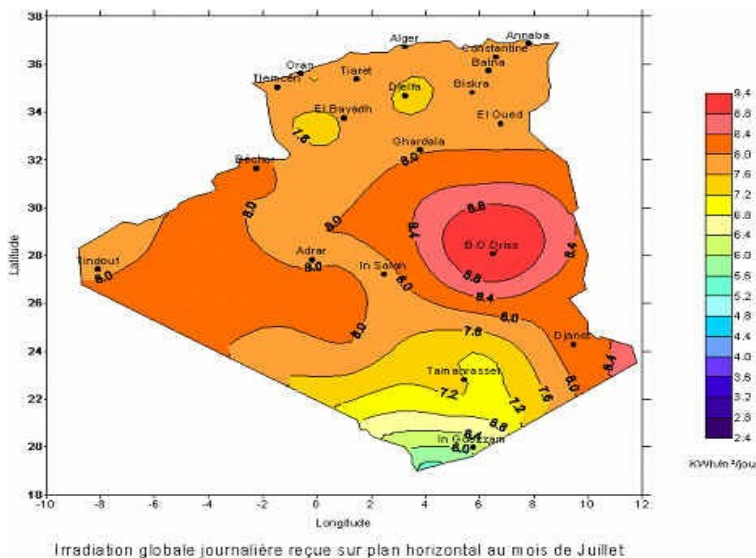


Figure I.5 : Irradiation solaire globale journalière sur plan horizontal au mois de Juillet [2].

## I.5. Politique nationale de développement des énergies renouvelables [7]

### I.5.1. Cadre législatif

Un certain nombre de textes ont été adoptés pour encadrer le domaine des énergies renouvelables ; Il s’agit essentiellement de la politique nationale de promotion et de

développement des énergies renouvelables en Algérie qui est encadrée par des lois et des textes réglementaires. Les principaux textes régissant les énergies renouvelables sont :

**a- La Loi n°99-09 du 28 juillet 1999 relative à la maîtrise de l'énergie**

Cette loi, adoptée en 1999, trace le cadre général de la politique nationale dans le domaine de la maîtrise de l'énergie et définit les moyens d'y parvenir. A cet effet, la promotion des énergies renouvelables y est inscrite comme l'un des outils de la maîtrise de l'énergie à travers les économies d'énergies conventionnelle qu'elle permet de réaliser. L'article 33 de cette loi stipule que des avantages fiscaux et en termes de droits de douane peuvent être accordés aux projets œuvrant pour la promotion des énergies renouvelables.

Dans le cadre de cette loi un Fond National de Maîtrise de l'Energie (FNME) a été institué. Il finance les projets de maîtrise de l'énergie. Des actions touchant les énergies renouvelables sont prévues pour être financées dans ce cadre au titre du plan National de Maîtrise de l'Energie (PNME) 2006-2010. Il s'agit d'opérations touchant les secteurs résidentiel et tertiaire. Il s'agit pour le secteur tertiaire, de l'installation de 400 chauffe-eau solaires pour la production d'eau chaude sanitaire. Pour le secteur résidentiel, les actions concernent 20 opérations d'installation d'équipements solaires pour la production d'eau chaude sanitaire et le chauffage. L'ensemble du programme dans son volet énergies renouvelables, permet de réaliser des économies de 6 GWh pour un investissement de 90 millions de dinars.

**b- La Loi n° 02-01 du 05 février 2002 relative à l'électricité et la distribution publique du gaz par canalisation**

La loi sur l'électricité et la distribution publique du gaz qui libéralise ce secteur a prévu des dispositions pour la promotion de la production d'électricité à partir des énergies renouvelables et son intégration au réseau.

C'est dans le cadre de la mise en œuvre de cette loi que le décret sur les coûts de diversification a été récemment promulgué. Il prévoit d'accorder des tarifs préférentiels pour l'électricité produite à partir des énergies renouvelables et la prise en charge du raccordement des installations y afférentes par le gestionnaire du réseau de transport et/ou de distribution à ses propres frais. La prime accordée peut aller jusqu'à 300% du tarif normal. Le décret sur les coûts de diversification, promulgué dans le cadre de cette loi prévoit que pour l'électricité produite à partir d'installation utilisant de l'énergie solaire thermique par des système hybrides solaire-gaz, la prime s'élève à 200% du prix par kWh

de l'électricité élaboré par l'opérateur du marché défini par la même loi, et ceci quand la contribution minimale d'énergie solaire représente 25% de l'ensemble des énergies primaires. Pour les contributions de l'énergie solaire inférieure à 25%, la dite prime est servie dans les conditions ci-après :

- Pour une contribution solaire 20 à 25% : la prime est de 180%.
- Pour une contribution solaire 15 à 20% : la prime est de 160%.
- Pour une contribution solaire 10 à 15% : la prime est de 140%.
- Pour une contribution solaire 5 à 10% : la prime est de 100%.
- Pour une contribution solaire 0 à 5% : la prime est nulle.

#### **c- La Loi n° 04-09 du 14 août 2004 relative à la promotion des énergies renouvelables dans le cadre du développement durable**

La loi sur la promotion des énergies renouvelables dans le cadre du développement durable prévoit l'élaboration d'un programme national de promotion des énergies renouvelables. Elle prévoit aussi des incitations pour le développement des énergies renouvelables et la mise en place d'un Observatoire National des Energies Renouvelables en charge de la promotion et du développement des énergies Renouvelables.

#### **I.5.2. Organismes et entreprises économiques actifs dans le domaine des énergies renouvelables au niveau national [8]**

La politique visant les énergies renouvelables s'appuie sur un ensemble d'organismes et d'entreprises économiques prenant chacun en ce qui le concerne le développement des énergies renouvelables :

##### **Les centres de recherche :**

- Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER)
- Centre de Développement des Technologies Avancées (CDTA)

##### **Les Unités de recherche :**

- Unité de Développement de la Technologie du Silicium (UDTS)
- Unité de Développement des Equipements Solaires (UDES)
- Unité de Recherche en Energies Renouvelables en Milieu Saharien Adrar (URERMS)
- Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables (URAER)

##### **Les Agences de recherche :**

- Agence Nationale de Développement et de Recherche Universitaire (ANDRU)

- Agence Nationale de Valorisation des Résultats de la Recherche et du développement Technologique (ANVREDET)
- Agence Nationale pour la Promotion et Rationalisation de l'Utilisation de l'Energie (APRUE)
- Agence Nationale du Développement et de l'Investissement (ANDI) :
- Office National des Statistiques (ONS) : Institut Algérien de Normalisation (IANOR)
- Le réseau de la recherche scientifique : Actuellement, le réseau de la recherche scientifique sous tutelle compte dix-huit (18) établissements. Il regroupe dix (10) centres de recherche; cinq (5) unités de recherche et trois (3) agences de recherche en plus des laboratoires de recherche à compter six cents trente neuf (639) laboratoires de recherche implantés au niveau des établissements universitaires.
- Le réseau universitaire algérien compte quatre vingt quatre (84) établissements d'enseignement supérieur répartis sur quarante six wilayas (46), couvrant tout le territoire national. Ce réseau est constitué de trente six (36) universités, quinze (15) centres universitaires.

### **Usines et entreprises pour la fabrication photovoltaïque**

#### **- Dans le secteur Etatique**

- Usine de Rouïba pour la production de modules photovoltaïques (capacité 120 MW).
- L'expérience de CREDEG dans le photovoltaïque.
- Hassi R'mel : centrale électrique hybride gaz-solaire.
- Tour solaire dans la ville de Boughezoul.
- Une station photovoltaïque à Ghardaia.
- Centrale solaire thermique à El Oued (150 MW).

#### **- Dans le secteur privé**

- La société Alener- Eurosol.
- La société Aurès Solaire.
- L'entreprise Condor Electronics pour la fabrication des panneaux solaires photovoltaïques.
- L'entreprise Solarvie.
- La future usine photovoltaïque de Remchi à Tlemcen.



La figure I.6 montre ces organismes qui sont en activité dans le domaine des énergies renouvelables.

L'objectif de la stratégie de développement des énergies renouvelables en Algérie était d'arriver à atteindre, à l'horizon 2015 à une part de ces énergies (y compris la cogénération) dans le bilan électrique national qui serait de 6%. L'introduction des énergies renouvelables a pour conséquence :

- une plus grande exploitation du potentiel disponible,
- une meilleure contribution à la réduction de CO<sub>2</sub>,
- une réduction de la part des énergies fossiles dans le bilan énergétique national,
- un développement de l'industrie nationale,
- la création d'emplois.

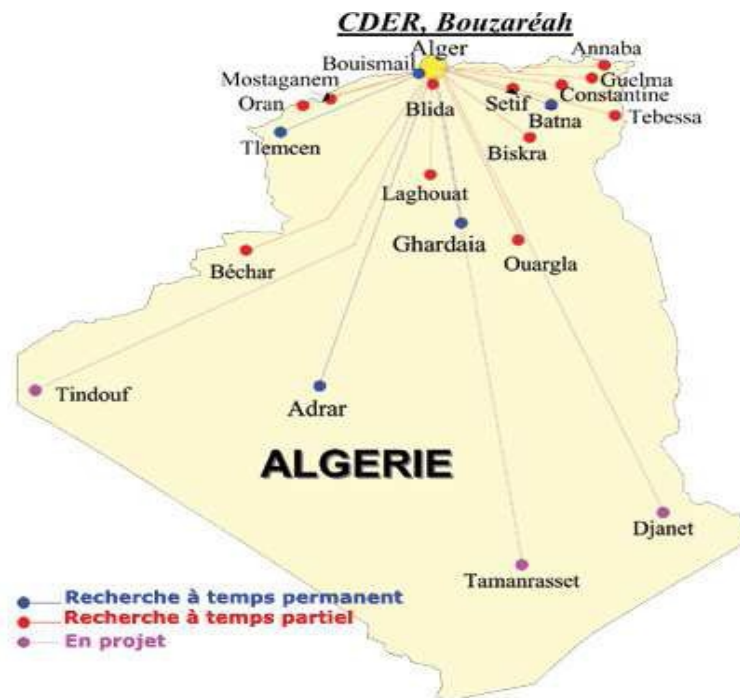


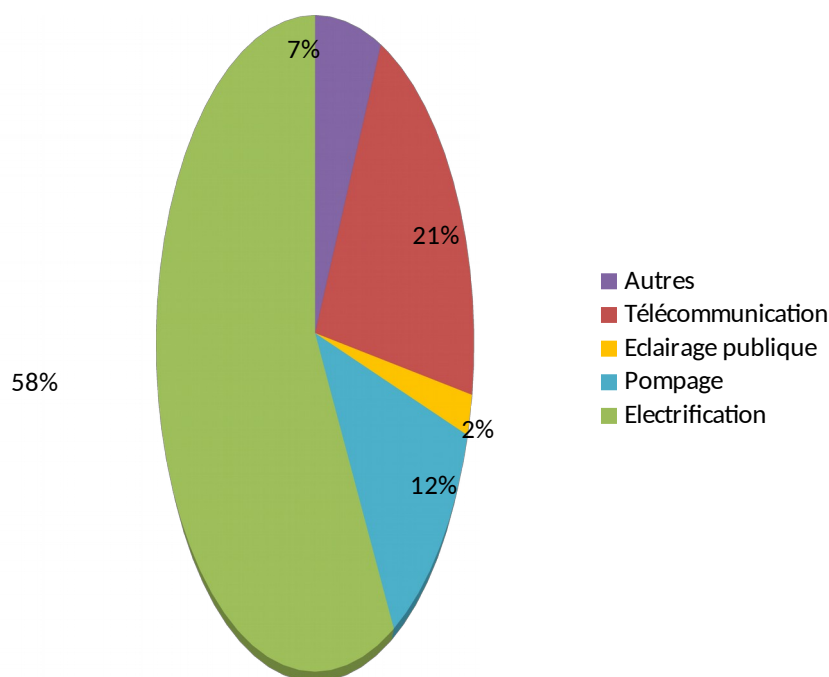
Figure I.6: L'ensemble des organismes qui sont en activité dans le domaine des énergies renouvelables.

### I.6. Bilan des réalisations d'installations photovoltaïques [8]

Les réalisations en matière d'installations photovoltaïques en Algérie concernent en plus grande partie les applications liées à l'électrification rurale avec près de 60%. En effet, avec un taux d'électrification au niveau national avoisinant les 98%, les foyers restants à

électrifier sont très épars et éloignés du réseau. La solution la plus adéquate techniquement et la plus compétitive financièrement est l'électrification à l'énergie photovoltaïque.

Plusieurs applications ont été réalisées comme les installations pour les systèmes de télécommunication, l'éclairage public, le pompage d'eau, les protections cathodiques et l'alimentation des systèmes de télémétrie au niveau des gisements d'hydrocarbures. La figure 7 donne une répartition selon les secteurs d'utilisation.



La figure I.7 : Répartition des applications photovoltaïques selon les secteurs d'utilisation.

Un premier programme d'électrification a été réalisé durant la période 1995-2002 et a concerné l'alimentation de 18 villages du Sud de l'Algérie en énergie électrique, soit l'électrification de près de 1000 foyers. Pour faire bénéficier ces foyers d'un minimum de confort, une quantité d'énergie de 2 kWh par jour et par foyer a été mise à leur disposition, ce qui correspond à la consommation de 5 réglottes d'éclairage, un réfrigérateur, une télévision avec récepteur numérique, un poste radio et un ventilateur. Les villages touchés par ce programme apparaissent sur la figure I.8. Un autre programme de développement des wilayas des hauts plateaux a été fait qui permettra d'électrifier une soixantaine de localités au niveau de la région steppique. La figure I.8 montre les wilayas alimentées et les wilayas prévus à être alimentées en électricité photovoltaïque au niveau national.

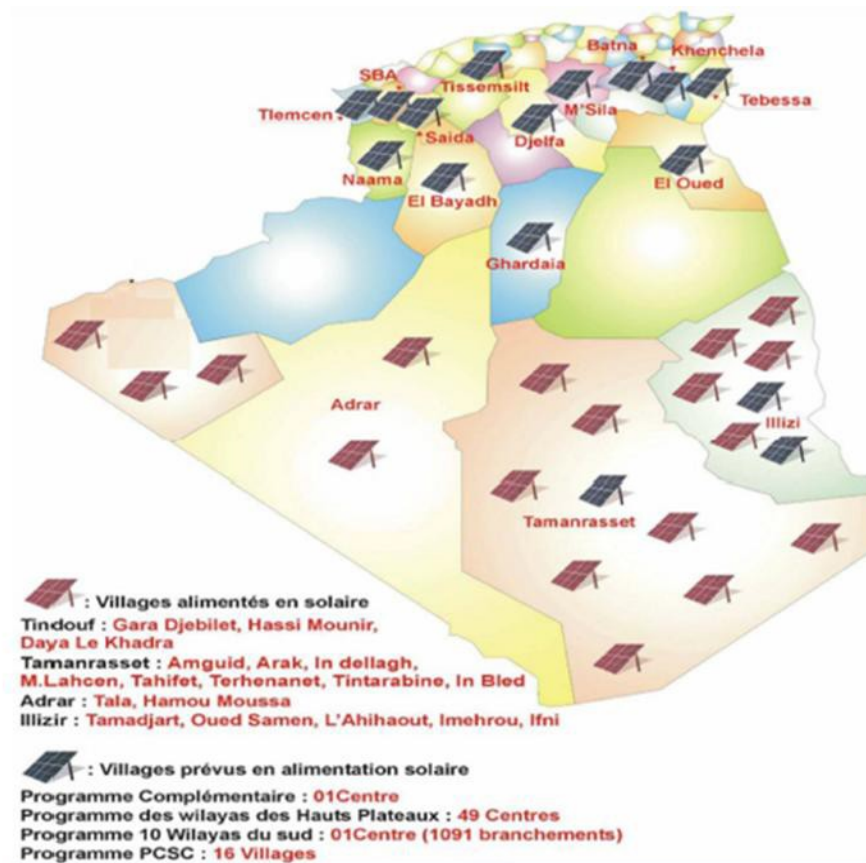


Figure I.8 : Programme national d'électrification solaire [8].

## I.7. Conclusion

La route vers les énergies renouvelables dans un pays pétrolier comme l'Algérie dans une vision du développement durable est certainement longue et difficile. Mais la motivation de basculer vers l'exportation de l'énergie renouvelable au lieu du pétrole serait une alternative forcée avec le scénario énergétique développé par nos voisins, elle implique volonté et enthousiasme politique forts. La volonté de s'inscrire dans un cadre de développement durable, de protection de notre environnement, de sortir de la dépendance des hydrocarbures, de préserver de l'énergie pour les générations futures, doit se traduire par un réel plan d'action visant des objectifs précis en matière de développement des énergies renouvelables, d'acquisition du savoir permettant l'intégration de technologies dans notre industrie nationale. Elle demande un engagement et un effort soutenu de tous les départements ministériels et à tous les niveaux. Elle implique sensibilisation, éducation, formation, dialogue avec toutes les parties. L'utilisation des énergies renouvelables est une clé de développement de toute la région et un facteur important pour préserver l'environnement.

**Chapitre II**  
***Fondements des installations  
photovoltaïques***

## II.1.Introduction

La production de l'énergie photovoltaïque consiste à convertir directement le rayonnement lumineux en électricité, elle emploie pour ce faire des modules ou panneaux photovoltaïques composés de cellules solaires ou de photopiles qui réalisent cette transformation d'énergie. Dans ce chapitre on présentera l'aspect technique des installations photovoltaïques.

## II.2 Principe de fonctionnement d'une installation photovoltaïque (PV) [9, 10, 11]

Une installation photovoltaïque (PV) transforme directement et instantanément l'énergie solaire en énergie électrique sans utiliser de combustible. En fait, la technologie photovoltaïque (PV) exploite l'effet photoélectrique, par lequel des semi-conducteurs correctement « dopés » génèrent de l'électricité lorsqu'ils sont exposés au rayonnement solaire.

L'effet photovoltaïque se produit lorsqu'un électron se trouvant dans la bande de valence d'un matériau (généralement un semi-conducteur) passe dans la bande de conduction en raison de l'absorption d'un photon incident suffisamment énergétique (quantum de rayonnement électromagnétique) sur le matériau. Dans les matériaux semi-conducteurs, à l'instar des matériaux isolants, les électrons de valence ne peuvent pas se déplacer librement. Toutefois, par rapport aux matériaux isolants, l'écart énergétique entre la bande de valence et la bande de conduction (typique des matériaux conducteurs) est réduit, de sorte que les électrons peuvent facilement se déplacer vers la bande de conduction lorsqu'ils reçoivent de l'énergie de l'extérieur. Cette énergie peut être fournie par le rayonnement lumineux, d'où l'effet photovoltaïque (figure II.1).

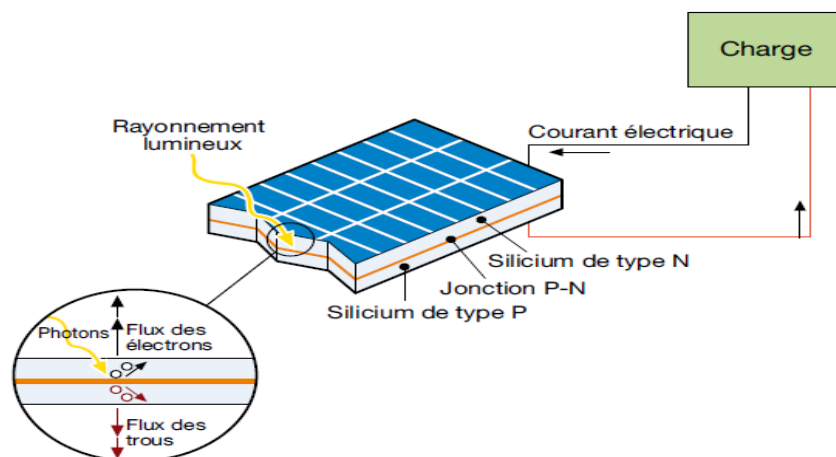


Figure II.1 : Fonctionnement d'une cellule photovoltaïque.

## II. 2.1 Technologie des cellules photovoltaïques

Il existe plusieurs techniques de cellules solaires photovoltaïques les plus utilisés sont :

### a- Modules cristallins

- Les modules solaires monocristallins possèdent le meilleur rendement au mètre carré entre 13 à 15% et sont essentiellement utilisés lorsque les espaces sont restreints. Le coût, plus élevé que celui d'autres installations de même puissance, contrarie le développement de cette technique ;
- Les modules solaires poly-cristallins ont actuellement le meilleur rapport qualité/prix, c'est pourquoi ce sont les plus utilisés. Ils ont un bon rendement entre 12 et 14% et une bonne durée de vie (plus de 35 ans) ;
- Les modules solaires amorphes auront certainement un bon avenir car ils peuvent être souples et ont une meilleure production par faible lumière. Cependant, le silicium amorphe possède un rendement divisé par deux par rapport à celui du cristallin de l'ordre de 5 à 7%. Cette solution nécessite donc une plus grande surface pour la même puissance installée. Toutefois, le prix au mètre carré installé est plus faible que pour des panneaux composés de cellules cristallines.

### b- Modules couches minces

Ces modules -Thin film en anglais- font l'objet de nombreux travaux de recherche actuellement. Les rendements actuels de l'ordre de 6 à 8% devraient augmenter dans les années à venir. Ils sont peu chers et adaptés quand de grandes superficies sont disponibles dans l'installation.

Cette dénomination de couches minces désigne de nombreuses technologies dont les 3 principales sont :

- a-Si le silicium en couche mince ou silicium amorphe,
- CdTe (Tellure de Cadmium),
- CIS (Sélénium de Cuivre Indium).

## II.2.2. Le module photovoltaïque

Un module photovoltaïque est formé de cellules photovoltaïques raccordées et scellées ensemble. En plein ensoleillement, une cellule photovoltaïque typique de 10 x 10 cm produira environ 3 A sous 0.5 V soit une puissance de 1.5 W. En raccordant 30 cellules en série, on obtiendra un module pouvant générer 3 A en 15 V soit près de 45 W, ce qui

permet de répondre à certains besoins. Pour former un module, les 30 cellules seront encapsulées sous une plaque transparente, en verre, par exemple. Lorsqu'on a besoin de plus de puissance, on utilise plusieurs modules, formant ce que l'on appelle un champ photovoltaïque orienté de manière à optimiser la quantité d'énergie solaire reçue, figure II.2.

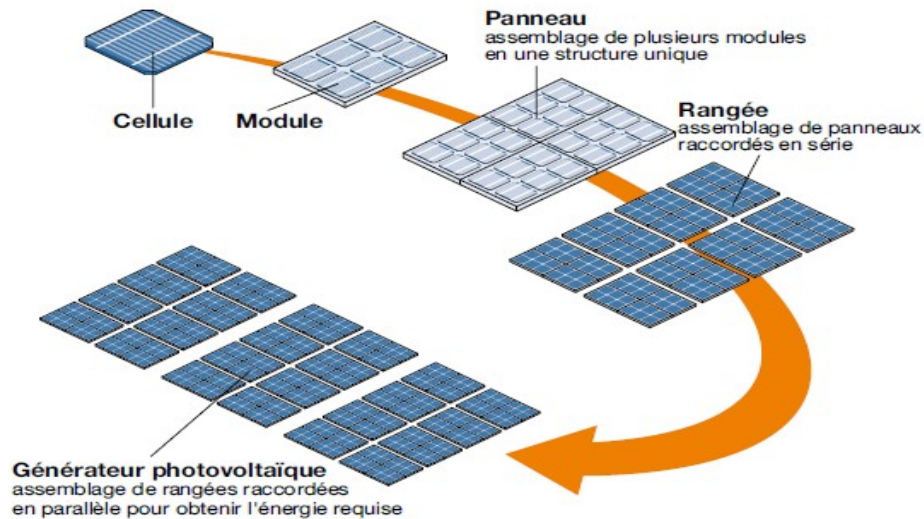


Figure .II.2 : Générateur photovoltaïque.

### II.2.3. Caractéristique d'une cellule photovoltaïque [12]

Les caractéristiques d'une cellule photovoltaïque s'expriment suivant une courbe courant - tension comme présentée sur la Figure.II.3.

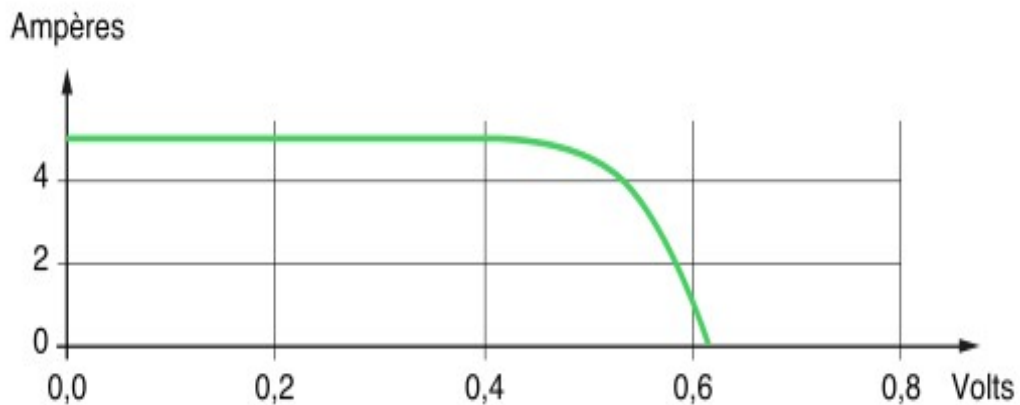
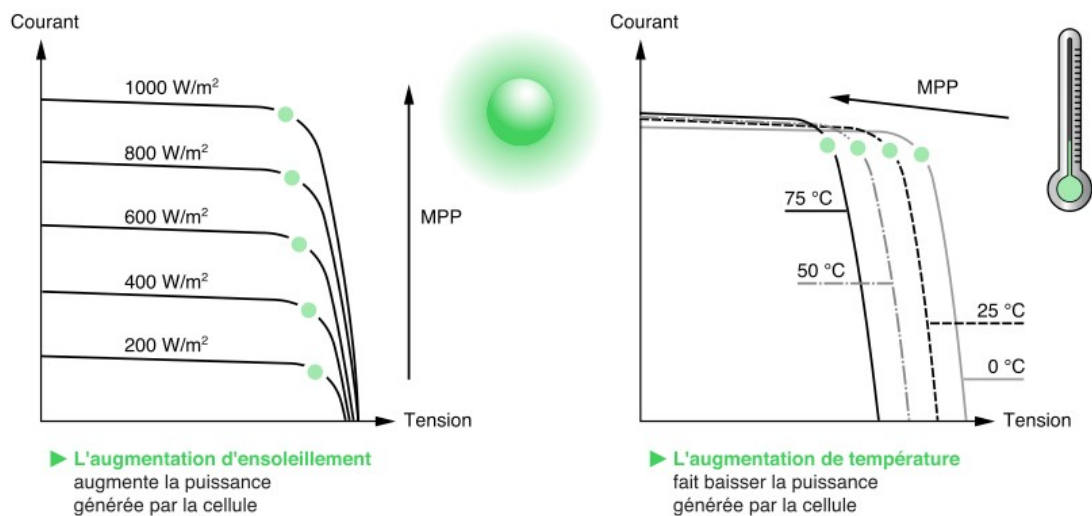


Figure.II.3 : Caractéristique typique d'une cellule photovoltaïque.

L'effet photovoltaïque est fonction de deux grandeurs physiques l'éclairement et la température (voir Figure. II.4) :

- Lorsque l'éclairement  $E$  ( $\text{W}/\text{m}^2$ ) augmente, il en va de même pour le courant et la puissance produits par la cellule,
- Lorsque la température  $T$  ( $^{\circ}\text{C}$ ) de la cellule augmente, la tension de sortie diminue de manière significative, le courant augmente légèrement, de sorte que globalement la puissance de sortie diminue.

Afin de pouvoir comparer la performance des cellules photovoltaïques entre elles, il a été défini des Conditions Standard de Test (STC) correspondant à un éclairement de  $1000 \text{ W}/\text{m}^2$  et à une température ambiante de  $25^{\circ}\text{C}$ .



MPP : Point de Puissance Maximum

Figure.II.4 : L'éclairement et la température influent sur l'effet photovoltaïque.

### II.3. Application des systèmes photovoltaïques [10]

La lumière du soleil étant disponible partout, l'énergie photovoltaïque est exploitable aussi bien en montagne dans un village isolé que dans le centre d'une grande ville.

Produite au plus près de son lieu de consommation, directement chez l'utilisateur, elle peut être utilisée de deux manières : soit elle est raccordée au réseau électrique, soit elle apporte de l'électricité à des sites isolés. Si, pendant longtemps, le photovoltaïque a été essentiellement utilisé dans des sites isolés, il est désormais, à plus de 90%, raccordé au réseau.



### **II.3.1. Installation photovoltaïque raccordée au réseau [11,12,13]**

#### **II.3.1.1. Classification des centrales photovoltaïques connectées au réseau**

Une première classification des (*CPCR*) en fonction de leur taille peut être faite de la manière suivante :

**a. Centrales de petite taille ( $P_c = 1$  à  $10 \text{ kW}_c$ )**

Pour des applications sur les toits de maisons individuelles ou d'institutions publiques telles que les écoles, parkings,...etc. Elles se connectent au réseau basse tension.

**b. Centrales de moyenne taille ( $P_c = 10$  à  $100 \text{ kW}_c$ )**

Ce type de système peut se trouver installé et intégré sur un édifice, sur un toit ou une façade. Il peut être connecté à la basse ou à la moyenne tension du réseau de distribution électrique selon sa taille.

**c. Centrales de grande taille ( $P_c \geq 500 \text{ kW}_c$ )**

Ce sont des systèmes centralisés et sont de la propriété de compagnies d'électricité. On peut également classer ces systèmes selon qu'ils soient munis de batteries de stockage ou non.

#### **II.3.1.2. Composition d'un système photovoltaïque raccordé au réseau**

Un système photovoltaïque est composé de (figure II.5):

- Le générateur PV
- L'onduleur
- Le compteur d'électricité

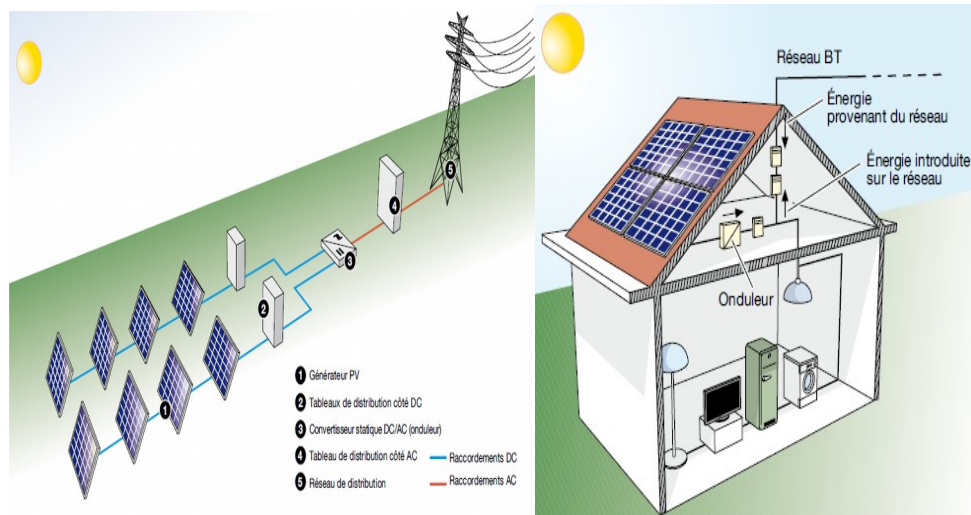


Figure II.5: Composition d'un système photovoltaïque raccordé au réseau.

### A. Le panneau photovoltaïque

Le panneau PV est constitué d'un assemblage de modules photovoltaïques de telle sorte qu'il réponde au besoin de l'utilisateur.

### B. L'onduleur

Le rôle de l'onduleur photovoltaïque est de transformer le courant continu fourni par le champ photovoltaïque en un courant alternatif ayant toutes les caractéristiques du courant alternatif fourni par le réseau électrique.

Il doit permettre en plus.

- La recherche du point de fonctionnement maximal (MPP tracker) par rapport à l'intensité et à la tension générée par les modules, par exemple, par modification d'impédance.
- De se synchroniser avec le réseau électrique afin de pouvoir réinjecter le courant généré. Pour cela, il devra adapter la tension (transformation), la fréquence et l'impédance.
- De se découpler automatiquement en cas de chute de tension dans le réseau.
- Le relevé et l'enregistrement des valeurs caractéristiques du fonctionnement nécessaire à la maintenance et au contrôle de l'installation.

Un onduleur possède des plages de travail bien définies :

- Puissance maximale ;
- Tensions minimum et maximum ;
- Courant maximum.

Ces valeurs devront donc être en cohérence avec les caractéristiques du champ de capteurs pour éviter tout risque de mauvais fonctionnement voire de détérioration de l'appareil. Un onduleur peut être caractérisé par son rendement, celui-ci atteint actuellement 95 %.

### B.1. Fonction MPPT de l'onduleur

Cette fonction calcule en permanence, pour la surface du champ photovoltaïque, le point de fonctionnement en tension et en courant qui produit le plus de puissance. Elle est aussi appelée "Maximum Power Point Tracker" (Recherche de Point de Puissance Maximum) : voir la Figure II.6.

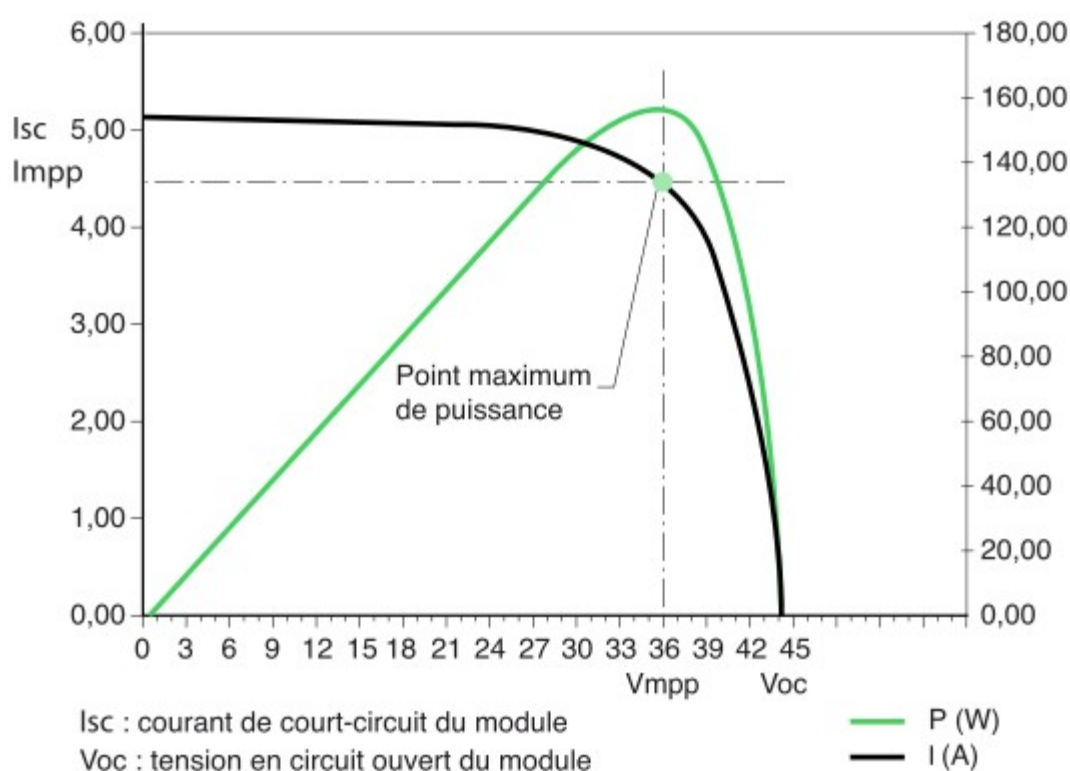


Figure.II.6 : Point de fonctionnement d'un champ-photovoltaïque qui produit le plus de puissance, aussi appelé le Maximum Power Point Tracker.

### B.2. Types de configurations des onduleurs [14]

Différentes configurations des onduleurs sont possibles pour la position du ou des onduleurs par rapport aux modules photovoltaïques. La configuration idéale d'une installation (raccordement des modules en série parallèle et place de l'onduleur) dépendra essentiellement de l'homogénéité du champ de capteurs (ombrage, orientation et inclinaison, types de cellules, défaillance...).

### a- Onduleur central :

L'onduleur gère l'ensemble de l'installation (figure II.7). Cette installation comprend :

- Champ de capteur (ou générateur).
- Boîtier de raccordement.
- Onduleur.
- Compteur.
- Réseau.

Dans cette configuration, l'onduleur ne perçoit pas les différences de caractéristiques entre les courants produits par les différents strings. Ils sont en effet couplés au préalable au niveau du boîtier de raccordement. C'est à partir de ce courant (d'intensité égale à la somme des courants et de tension égale à la tension la plus haute des différents strings) réellement perçu par l'onduleur est que celui-ci adaptera ses caractéristiques d'entrées pour faire fonctionner le générateur photovoltaïque à son point de puissance maximum.

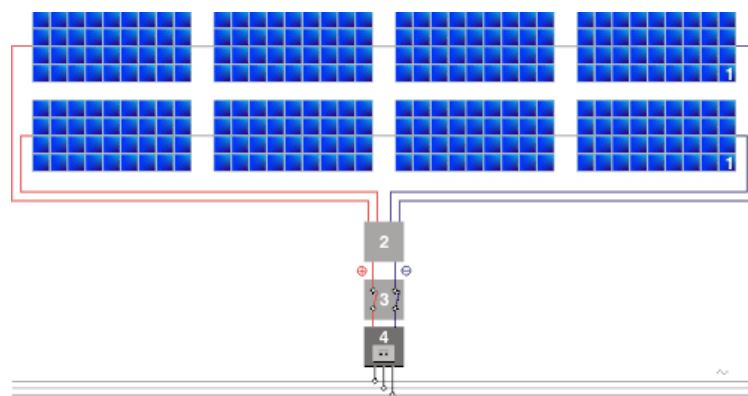


Figure II.7 : Onduleur central.

Deux types de raccordement sont possibles avec un onduleur central : à tension faible (peu de modules composent les strings) ou à tension élevée (beaucoup de modules par string). Le principe de fonctionnement est similaire.

#### Avantage

- Coût.
- Simplicité et rapidité de montage.

#### Inconvénient

- La tension de sortie et donc la production énergétique est très facilement perturbée par un string plus faible (ombrage, nombres de panneaux, type de cellule,...). Ce

type de raccordement ne permet pas de travailler avec des strings de natures différentes sans altérer considérablement la production.

### b- Onduleur string

Un onduleur par string (rangée de modules en série). Dans cette configuration, chaque onduleur peut exploiter au mieux chaque string, figure II.8.

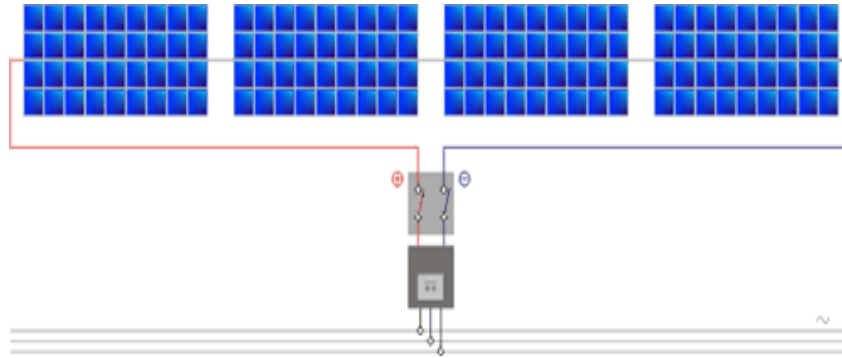


Figure II.8 : Onduleur string.

### Avantage

- Recherche du point de puissance maximale (MPP) pour chaque string.

### Inconvénient

- Influence de la perte de rendement d'un module (dû à l'ombrage, à la saleté, ou à une défaillance) sur les performances des modules du string.

### c- Onduleur Multi-string

Dans ce type de configuration, un onduleur gère différents strings en parallèle. Dans ce cas, combinant en quelque sorte les configurations "string et centralisées", les entrées sont équipées chacune de leur propre MPPT. Les différents courants continus générés sont d'abord synchronisés avant d'être transformés en courant alternatif (figure II.9).

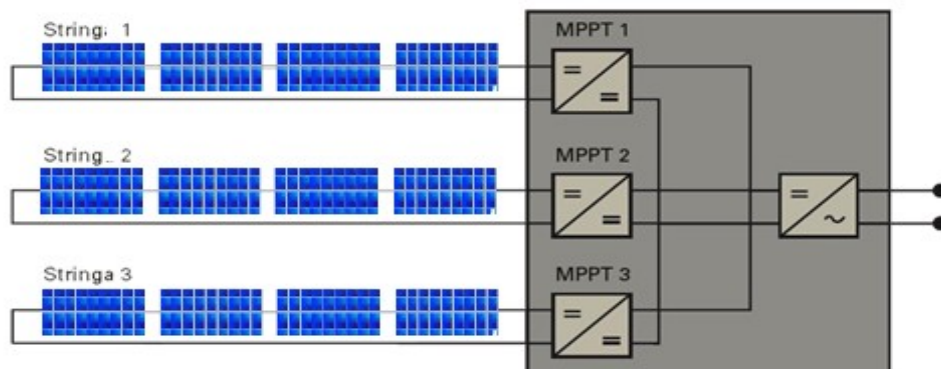


Figure II.9 : Onduleur multi-string.

**Avantage**

- Association de string de natures différentes (types de cellules, orientation, nombres de modules,...) sans perturbation globale des performances.
- Rendement nettement supérieur comparé à la configuration centralisée, en présence de string de natures différentes.

**d- Onduleur modulaire**

Dans ce type un onduleur par panneau est utilisé (figure II.10).

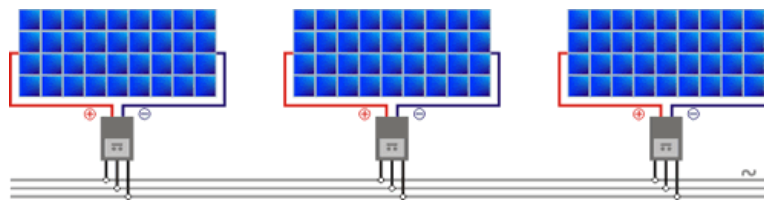


Figure II.10 : Onduleur modulaire.

**Avantage**

- Facilité d'emploi.
- Pas de câblage en courant continu.
- Indépendance de chaque module (l'ombrage d'un panneau et sa perte de rendement résultante n'affecte pas la production des autres panneaux. De même que la panne d'un onduleur n'influence pas les autres modules).

**Inconvénient**

- Coût.
- Maintenance : en général ce type d'onduleur est directement intégré au panneau. Sa défaillance entraîne le remplacement du panneau (hors la durée de vie de celui-ci est normalement supérieure à celle du panneau).

**C. Le compteur photovoltaïque**

Le compteur est un élément clé d'une installation solaire photovoltaïque. Il calcule la consommation et la production injectée dans le réseau. Anciennement électromécaniques, la majorité des compteurs sont, aujourd'hui, électroniques.

**➤ Un compteur pour revendre toute sa production**

Un particulier dont la maison possède des panneaux solaires photovoltaïques a la possibilité de revendre tout ou partie de sa production électrique au réseau de distribution. Le compteur va calculer la quantité d'électricité produite et le prix fixé par le distributeur.

Le compteur est directement branché au réseau et permet de réinjecter toute la production d'énergie dans le réseau.

Afin de déterminer la production d'électricité, il est nécessaire d'installer deux ou trois compteurs différents.

- **Le compteur d'achat** d'énergie est un compteur classique qui se trouve dans toutes les maisons. Placé obligatoirement après l'onduleur, il calcule la consommation du domicile.
- **Le compteur de vente et le compteur de non-consommation** peuvent parfois en former un seul. Le premier est l'outil qui détermine la quantité d'électricité produite par les panneaux solaires photovoltaïques. Il relève également l'électricité injectée dans le réseau. Il peut être placé avant ou après le compteur d'achat. Le second assure au fournisseur que l'électricité produite n'est pas illégalement consommée par le producteur.

### ➤ **Un compteur pour auto-consommer et revendre le surplus de sa production**

Lorsque le particulier souhaite consommer l'énergie produite par ses panneaux solaires photovoltaïques, il a la possibilité de ne revendre que l'excédent d'électricité après consommation. Il faut dans ce cas qu'il s'équipe de deux compteurs. Le premier compteur est installé à la suite de l'onduleur solaire. Il calcule l'énergie produite par les panneaux solaires photovoltaïques. Il est suivi du compteur de vente qui détermine la quantité d'électricité non consommée et injectée dans le réseau. Il existe là aussi un seul compteur permettant de combiner les tâches.

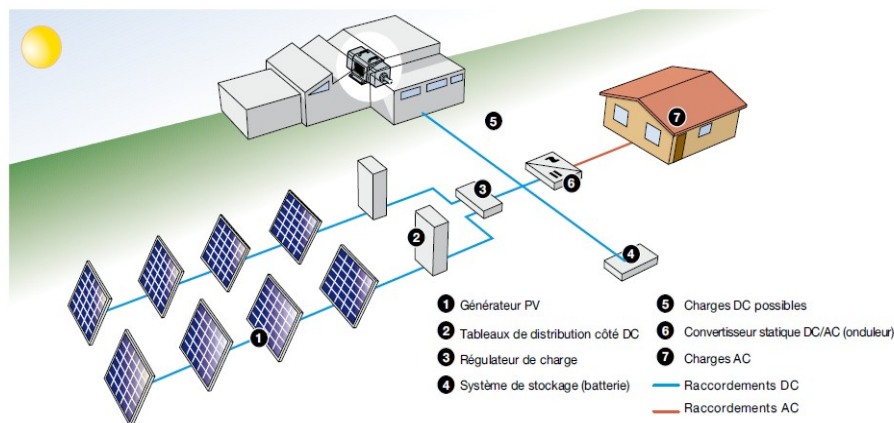
### **II.3.2. Installations autonomes**

Les installations autonomes sont des installations non raccordées au réseau, composées de panneaux PV et dont le système de stockage garantit une énergie électrique même en cas de faible éclairage ou d'obscurité. Etant donné que le courant fourni par le générateur PV est un courant DC, si l'installation de l'utilisateur requiert du courant AC, un onduleur est nécessaire. Ces installations sont avantageuses d'un point de vue technique et financier si le réseau électrique n'est pas présent ou s'il n'est pas facile d'accès, car elles peuvent remplacer des ensembles moteur-générateur. Par ailleurs, dans une configuration autonome, le champ PV est surdimensionné de sorte que, pendant les heures d'ensoleillement, l'alimentation de charge ainsi que la recharge des batteries de stockage

puissent être garanties avec une certaine marge de sécurité en tenant compte des jours de faible ensoleillement.

A l'heure actuelle, les applications les plus communes sont utilisées pour alimenter ce qui suit (Figure II.11) :

- Equipement de pompe à eau ;
- Répéteurs radio, stations de transmission de données et d'observation météorologique ou sismique ;
- Systèmes de protection contre la foudre ;
- Systèmes de signalisation routière, portuaire ou aéroportuaire ;
- Services de caravanes et camping-cars ;
- Installations publicitaires ;
- Refuges de haute montagne.



Installations photovoltaïques | 15

La Figure.II.11 : Schéma de principe d'une installation PV autonome.

### II.3.2.1. Système de stockage [15]

Le système de stockage est constitué d'accumulateurs d'énergie électrique, qui sont chargés de stocker l'énergie générée par les panneaux photovoltaïques à des moments de faible consommation afin qu'ils puissent être utilisés en période de demande d'énergie. Généralement, il s'agit de batteries bien qu'il existe certaines installations où l'énergie solaire est mélangée à l'énergie hydraulique et l'énergie générée dans les panneaux solaires est utilisée pour entraîner une pompe et élever de l'eau à une certaine hauteur. L'eau à une certaine hauteur a de l'énergie potentielle qui peut être reconvertie en énergie électrique en faisant fonctionner les turbines.



Il existe plusieurs familles de batteries sur le marché : acide-plomb, Li-Ion, Li-MH, Metal-Air, Zinc-Air, etc.

Dans le domaine du photovoltaïque autonome, les batteries acide-plomb sont très répandues. En effet, leur principal atout est un coût faible par rapport aux autres technologies.

### **II.3.2.2. Caractéristiques des accumulateurs d'énergie**

#### **a. Tension**

La tension aux bornes d'un élément d'accumulateur au plomb est voisine de 2 V. Sa valeur varie entre 1.7 V et 2.4 V suivant l'état de charge dans les conditions normales de fonctionnement.

#### **b. Capacité nominale**

La caractéristique essentielle d'une batterie est sa capacité. C'est la quantité d'électricité, évaluée en ampères-heures (Ah) que peut débiter une unité de stockage pour un courant et une tension de fin de décharge bien définie. La capacité est proportionnelle à la quantité de matière mise en jeu, elle varie avec le temps de décharge, le régime qui lui est associé et la température. Le calcul de la capacité à installer dépend des paramètres spécifiques de l'utilisation (consommation, site d'installation) mais aussi de la technologie de construction des batteries.

#### **c. La profondeur de décharge ou DOD (Depth Of Discharge)**

Le paramètre qui caractérise l'énergie inutilisable d'une batterie est appelé profondeur de décharge (DOD). Ce paramètre définit la quantité totale d'énergie que l'on peut décharger, en considérant qu'initialement l'accumulateur est à sa capacité nominale.

Afin de ne pas endommager les batteries, il faut donc fixer un seuil de décharge maximal ou  $DOD_{max}$ . Selon la littérature, la valeur de la DOD est prise égale à 70 % ou 80 % de la capacité nominale de l'accumulateur.

#### **d. L'état de charge SOC (state of charge)**

Il est défini comme étant le rapport entre la quantité d'énergie dans la batterie et sa capacité nominale  $C_{nom}$ . La variable SOC représente l'état de charge de la batterie. Elle est définie par la relation suivante :

$$SOC = 1 - DOD$$

### e. Durée de vie des batteries

L'inconvénient majeur des accumulateurs d'énergie est lié à leur durée de vie limitée (nombre de cycles charge – décharge) par les dégradations chimiques des réactions. En effet, la durée de vie en cyclage (charge / décharge) dépend principalement de la profondeur de décharge imposée mais également d'autres paramètres tels que l'autodécharge (pourcentage de perte en stockage), le rendement faradique (rapport entre les quantités chargées et déchargées) et la température d'utilisation.

### f. Rendements de conversion

Deux types de rendements sont définis :

- Le rendement faradique qui correspond au rapport entre la quantité d'électricité débitée à la décharge (Ah) et la quantité d'électricité fournie lors de la charge (Ah). Ce rendement est de l'ordre de 90 %.
- Le rendement énergétique qui est le rapport entre le nombre de Wattheures déchargés et le nombre de Wattheures chargés. Il est plus faible que le précédent (70 à 85%) car les ampères-heures ne sont pas stockés et restitués à la même tension.

#### II.3.2.3. Le régulateur

Le régulateur de charge est un appareil qui se place entre la batterie et les panneaux PV pour éviter que l'accumulateur ne soit endommagé par un courant trop fort, ou inversement, qu'il ne se décharge trop. Ses fonctions sont les suivantes :

- Déconnecter le générateur si la batterie est complètement chargée ;
- Déconnecter la liaison batterie – utilisation si l'accumulateur a atteint le seuil de décharge autorisée.

#### II.4. Options de consommation de l'énergie photovoltaïque

Deux options principales sont possibles pour la consommation d'énergie photovoltaïque :

- L'exportation vers le réseau
- L'autoconsommation

### II.4.1. Exportation vers le réseau

L'option d'exportation vers le réseau offre un contrat à long terme avec des tarifs garantis pour l'énergie PV exportée (politique de tarif de rachat).

Ce modèle était populaire par le passé car il était soutenu par une vaste campagne subventionnée visant à promouvoir le déploiement de l'énergie solaire. Avec la diminution des coûts des systèmes PV et l'augmentation de la capacité PV installée, les tarifs de rachat ont progressivement baissé dans bon nombre de pays et sont même passés en-dessous des tarifs d'électricité pour les utilisateurs finaux. Les tendances en matière de tarif de rachat, de prix et de coût de l'électricité en Allemagne sont illustrées à la Figure II.12. L'exportation de la production PV était avantageuse d'un point de vue financier et cette option était privilégiée. Dix ans plus tard, en 2016, le tarif de revente de l'énergie PV est inférieur au tarif de l'électricité, ce qui rend l'autoconsommation plus rentable.

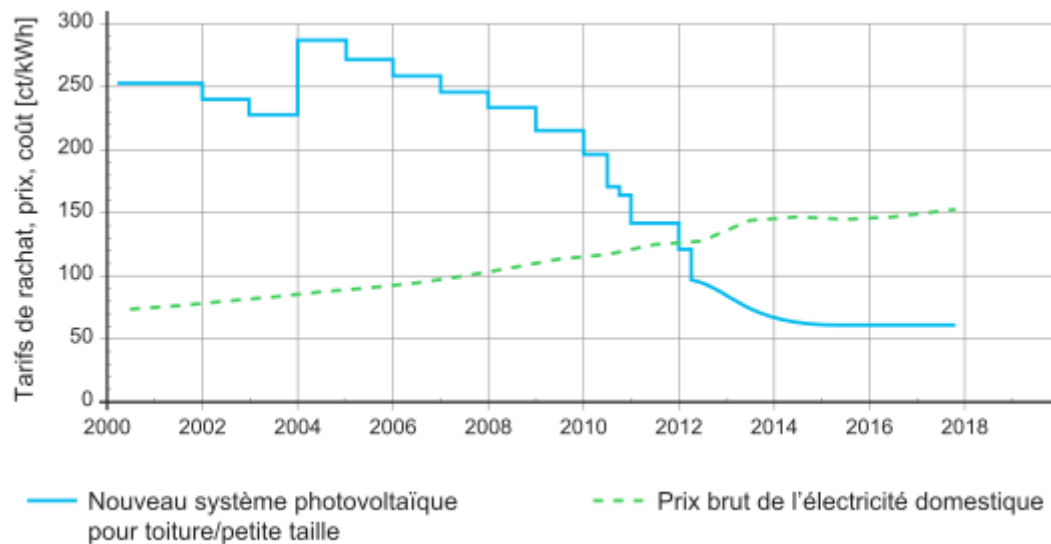


Figure.II.12 : Evolution des tarifs de rachat et du prix de l'électricité en Allemagne [16].

### II.4.2. L'autoconsommation

L'autoconsommation est le modèle économique selon lequel le bâtiment résidentiel, commercial ou industriel utilise l'électricité PV produite pour subvenir à ses propres besoins énergétiques et joue ainsi à la fois le rôle de producteur et de consommateur, qu'on appelle pro-sommateur. L'énergie solaire produite est consommée instantanément.

Si l'électricité PV produite dépasse la consommation du pro-sommateur, il existe plusieurs options pour donner de la valeur à la production PV excédentaire : elle peut être injectée dans le réseau ; elle peut être stockée pour être utilisée ultérieurement ; ou la

consommation du pro-sommateur peut être décalée pour être en phase avec la production PV.

L'autoconsommation représente le modèle promu et soutenu par un nombre croissant de pays car les consommateurs participent ainsi activement à la transition énergétique et contribuent à l'objectif d'une part croissante d'énergie renouvelable dans le mix énergétique.

Les pro-sommateurs préfèrent également le modèle de l'autoconsommation pour plusieurs raisons :

- Elle offre déjà ou offrira bientôt les plus grands avantages économiques,
- Elle permet aux pro-sommateurs de consommer leur propre énergie solaire,
- Elle permet une meilleure maîtrise des coûts énergétiques,
- Elle promet à l'avenir une plus grande indépendance vis-à-vis du réseau et des variations du prix de l'électricité.

## **II. Conclusion**

La cellule photovoltaïque est le composant électronique de base du système photovoltaïque. Elle utilise l'effet photoélectrique pour convertir en électricité les ondes électromagnétiques (rayonnement) émises par le Soleil. Plusieurs cellules reliées entre elles forment un module solaire photovoltaïque et ces modules regroupés entre eux forment une installation solaire. L'électricité est soit consommée ou stockée sur place, soit transportée par le réseau de distribution et de transport électrique.

La réalisation d'une installation photovoltaïque nécessite plusieurs étapes dont la plus importante c'est l'étude technico-économique du projet. Le chapitre suivant sera consacré pour cette opération. C'est un logiciel conçu pour être utilisé par les architectes, les ingénieurs et les chercheurs. Il inclut une aide contextuelle approfondie, qui explique en détail la procédure et les modèles utilisés et offre une approche économique avec guide dans le développement d'un projet. PVSYST permet d'importer des données météo d'une dizaine de sources différentes .

***Chapitre III***  
***Etude technico-économique des  
installations photovoltaïques***

### III.1. Introduction

La conception d'une installation photovoltaïque repose sur deux analyses essentielles qui sont l'analyse technique et l'analyse économique. L'analyse technique permet de déterminer les différents composants pouvant assurer les besoins de l'utilisateur. Et l'analyse économique permet de déterminer le choix d'une architecture pouvant répondre au besoin de l'utilisateur avec le coût minimal possible et avoir une bonne rentabilité du système photovoltaïque installé. Ce chapitre est consacré à cette étude.

### III.2. Etude technique

L'étude technique consiste au dimensionnement d'une installation photovoltaïque c'est-à-dire à déterminer la configuration champ photovoltaïque- onduleur qui peut satisfaire le but de l'installation. En fait le dimensionnement d'une installation connectée au réseau ne répond pas à la même problématique qu'une installation autonome. Dans le deuxième cas, il faut souvent déterminer un optimum technico-économique entre couverture des besoins énergétiques de l'utilisateur et coûts d'investissement, alors que dans le premier il s'agit plutôt de produire le maximum d'électricité au meilleur coût possible, sans préoccupation de charges à satisfaire (figure III.1).

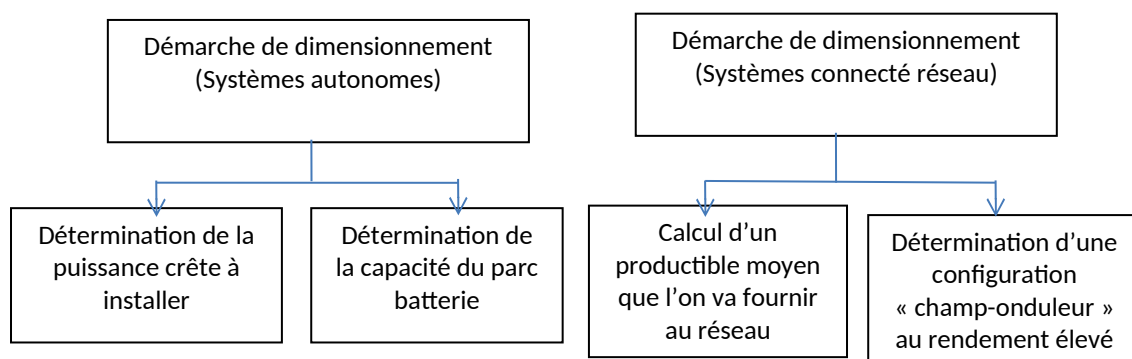


Figure III.1 : Méthode de dimensionnement des systèmes photovoltaïques.

#### III.2.1. Définition du besoin électrique

La définition du besoin électrique est un travail préalable important impactant le dimensionnement du champ photovoltaïque et du parc de batteries. Une sous-estimation du besoin électrique provoquera des défauts de fonctionnement (coupure électrique, vieillissement prématuré des batteries), alors que sa surévaluation aura pour effet d'augmenter considérablement le coût de l'installation.

Calculer les besoins électriques consiste à calculer l'énergie électrique journalière consommée par les usagers. Ainsi, les besoins électriques s'exprimeront en Wh/jour (ou kWh/jour).

La méthodologie est la suivante :

- Identifier l'ensemble des appareils électriques qui seront alimentés par l'installation photovoltaïque
- Pour chacun de ces appareils, la puissance nominale de fonctionnement doit être identifiée. Pour cela, on pourra s'appuyer sur des mesures directement sur site, ou bien les indications inscrites sur les fiches techniques/signalétiques des appareils.
- Ensuite, une estimation de la durée d'utilisation journalière devra être effectuée. En ce sens, il est primordial de connaître les habitudes des usagers (car ce sont bien eux qui utilisent, à leur guise, les appareils consommateurs d'énergie).
- Le produit de la puissance électrique (en W) par le temps d'utilisation (en h) indiquera l'énergie journalière consommée (en Wh) par l'appareil considéré.

Enfin, la somme des énergies journalières calculées donnera une évaluation globale des besoins électriques du bâtiment.

### III.2.2. Evaluation du gisement solaire local

La ressource solaire est partout présente mais inégalement répartie. Le gisement solaire dépend de la localisation, il est influencé par la latitude, l'altitude et la nébulosité du site :

- **La latitude** : c'est la distance par rapport à l'équateur. L'irradiation solaire diminue au fur et à mesure qu'on se rapproche des pôles ou qu'on s'éloigne de l'équateur.
- **L'altitude** : du fait qu'en altitude, le rayonnement solaire traverse une épaisseur d'atmosphère moins importante qu'en plaine.
- **La nébulosité** du site est également une variable. On remarquera en ce sens que les zones arides à très faibles nébulosité sont les plus soumises aux fortes irradiances solaires (désert d'Atacama au Chili, désert du Sahara en Afrique).

Ces trois paramètres doivent être déterminés lors du dimensionnement de l'installation PV.

### II.2.3. Orientation des modules PV

Généralement dans l'hémisphère Nord, l'orientation plein Sud est la meilleure orientation possible pour un champ photovoltaïque. En effet, elle permettra de capter un maximum de rayonnement solaire tout-au-long d'une journée.

Si on a un choix à faire entre les 2 orientations Est ou Ouest, théoriquement cela revient au même, mais il convient tout de même de porter un regard sur les besoins. En effet, si les besoins sont très marqués l'après-midi, on orientera le champ photovoltaïque

plutôt à l'Ouest. De même, si la consommation est plus importante le matin, on l'orientera plutôt à l'Est (figure III.2).

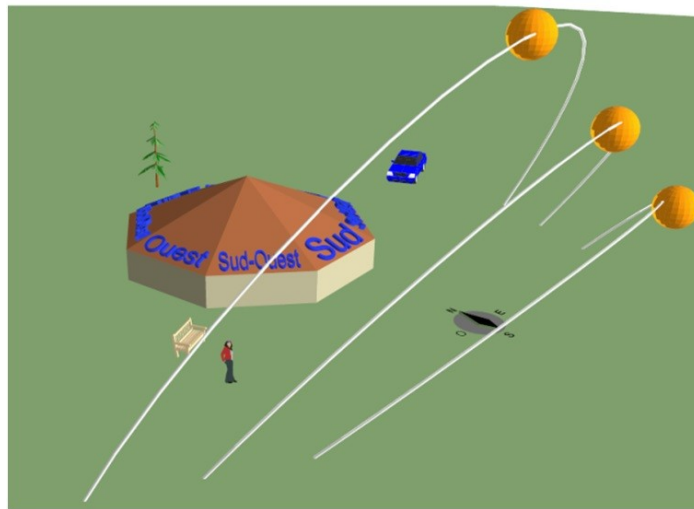


Figure III.2 : Choix de l'orientation des systèmes PV  
(L'orientation Sud est la plus exposée au rayonnement solaire).

#### III.2.4. Angle d'inclinaison des modules PV

L'inclinaison correspond à la pente du module par rapport à l'horizontale. Elle se mesure en degré. L'inclinaison du champ photovoltaïque est un paramètre qui doit être défini de façon subtile en adéquation avec les besoins (figure III.3).

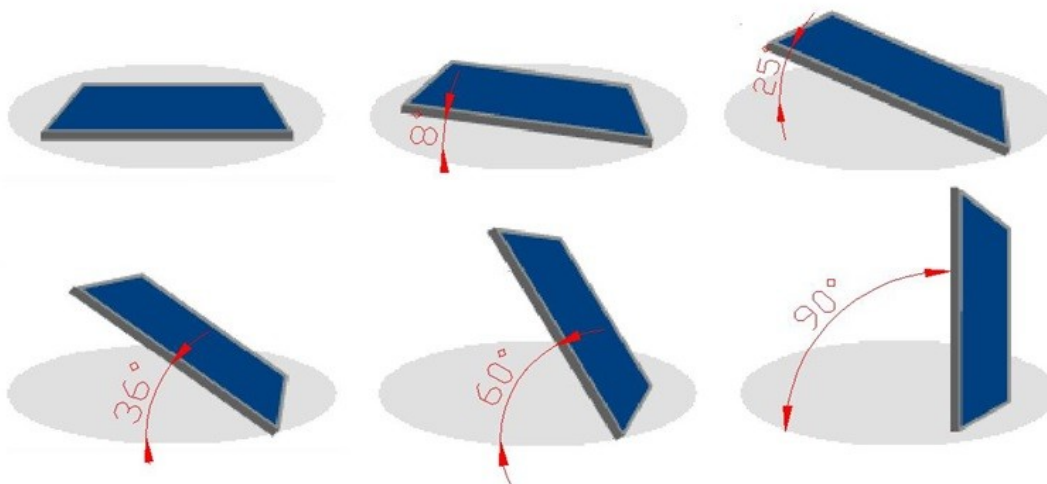


Figure III.3 : Différentes inclinaisons d'un capteur photovoltaïque.

L'inclinaison optimale du panneau solaire est donnée par la relation suivante :

$$\text{Inclinaison optimale} = (\text{latitude du lieu} + \text{déclinaison du soleil}) \times (1 - \text{orientation}/180^\circ)$$



Avec : la déclinaison du soleil c'est l'angle qu'un rayon de soleil fait avec le plan de l'équateur, sa valeur pour le jour type de chaque mois est donnée par le tableau III.1.

mois	Jan	Fé v	mar s	avr	mai	juin	juil	Aoû	Sep	Oct	Nov	Déc
Jour type	17	16	16	15	15	11	17	16	15	15	14	10
Décl(°)	-20.3	-13	-2.4	+9. 4	+18.8	+23.1	+21.2	+13.5	+2. 2	-9.6	-18.9	-20

Tableau III.1 : Déclinaison du soleil pour chaque mois de l'année [32].

D'une façon générale l'inclinaison du panneau PV peut être choisie en tenant compte de la période pendant laquelle les besoins d'électricités sont plus importants et du mois le moins ensoleillé de la période.

#### III.2.4.Calcul de la puissance crête des panneaux PV

Pour le dimensionnement des générateurs photovoltaïques nous utilisons la formule suivante donnée par [9 ,15,2]:

$$P_c = \frac{E_{elec} \cdot P_i}{E_i \times PR} \quad (II.1)$$

avec :

- $P_c$  (kWc) : La puissance crête du champ photovoltaïque.
- $E_{ELEC,max}$  (kWh/j): L'énergie électrique journalière maximale demandée,
- $P_i$  (kW/m<sup>2</sup>): La puissance radiative dans les conditions standard de test (conditions STC) ,  $P_i = 1$  kW/m<sup>2</sup>.
- $E_i$  (kWh/j/m<sup>2</sup>) : L'irradiation solaire journalière la plus faible de l'année reçue par une surface unitaire (1 m<sup>2</sup>).
- $PR$  : Le ratio de performance de l'installation photovoltaïque. C'est une constante qui tient compte des différentes pertes dans le système qui sont dues essentiellement aux pertes au niveau du champ PV (salissure des panneaux, aux bornes des diodes, ...etc), présences des régulateurs et la présence de la batterie, etc., fréquemment étant entre 0.75 et 0.8.

Les pertes (variant selon les installations) sont réparties comme suit :

- Pertes onduleurs 8% à 15%
- Pertes température 5% à 12%
- Pertes câbles et connexion 2%

- Pertes masque 0 % à 50% (dépend de l'implantation)
- Pertes faible éclairage 3% à 7%
- Pertes liées à la réflectivité environ 3%

### III.2.5. Calcul du nombre total de modules

Le nombre total de modules peut être déterminé en divisant la puissance crête du panneau par la puissance du module choisi [18] :

$$N_t = \frac{P_c}{P_{mod}} \quad (II.2)$$

L'organisation du champ PV se fait toujours en fonction de l'onduleur : son calcul se fait par aller-retour entre les caractéristiques des modules et celles de l'onduleur jusqu'à trouver la configuration optimale.

Les charges utilisées dans les systèmes photovoltaïques doivent respecter les valeurs de tensions qui sont données en fonction de la puissance du générateur PV. Le tableau III.2 donne la tension en fonction de la plage de puissance du générateur PV.

Puissance (kW <sub>c</sub> )	0-0.5	0.5 – 2	2-10	>10
Tension (V)	12	24	48	> 48

Tableau III.2 : Valeurs de la tension selon la plage de puissance PV.

### III.2.6. Dimensionnement de l'onduleur [17,18]

Le dimensionnement de l'onduleur repose sur 3 critères :

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

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

#### III.2.6.1. La compatibilité en tension (Tension maximale admissible)

Pour calculer le nombre de module en série nécessaires afin que la chaîne photovoltaïque délivre une tension comprise dans la plage de tension MPPT (le point de puissance maximale) de l'onduleur, on pourra considérer les deux critères suivants :

La tension MPP délivrée par la chaîne photovoltaïque, à une température des modules de -20 °C et sous une irradiation de 1000 W/m<sup>2</sup>, doit être inférieure à la valeur

maximal de la plage de tension MPPT de l'onduleur. Cela permet de déterminer le nombre maximum de modules photovoltaïques en série.

La tension MPP délivrée par la chaîne photovoltaïque, à une température des modules de 70 °C et sous une irradiation de 1000 W/m<sup>2</sup>, doit être supérieure à la valeur minimale de la plage de tension MPPT de l'onduleur. Cela permet de déterminer le nombre minimum de modules photovoltaïques en série.

Le nombre minimum et le nombre maximum de modules photovoltaïques en série se calculent par la formule simple suivante :

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{nbre max de mod en serie} = E \left( \frac{U_{MPPTmax}}{U_{mpp} \times 1.15} \right) \\ \text{nbre min de mod en serie} = E \left( \frac{UM_{MPPTmin}}{U_{mpp} \times 0.85} \right) \end{array} \right. \quad (\text{III.3})$$

Où

- E(x) signifie la partie entière de x.
- Le coefficient 1.15 est un coefficient de majoration permettant de calculer la tension MPP à -20 °C.
- Le coefficient 0.85 est un coefficient de minoration permettant de calculer la tension MPP à 70 °C.

### II.2.6.2. La 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 DC.

Lorsque le courant d'entrée de l'onduleur côté DC 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. On veillera donc à s'assurer que le courant débité par le groupe photovoltaïque ne dépasse pas la valeur du courant maximal admissible  $I_{max}$  par l'onduleur. Par ailleurs, comme les courants s'ajoutent lorsque les modules sont en parallèles, la valeur de  $I_{max}$  va déterminer le nombre maximum de chaînes photovoltaïques en parallèle. Cela dépendra évidemment du courant délivré par une chaîne photovoltaïque.

Le nombre maximum de chaînes photovoltaïques en parallèle se calcule par la formule simple suivante :

$$\text{nbre de chaine en parallele} = E\left(\frac{I_{\text{maxond}}}{I_{\text{cc}} \times 1.25}\right) \quad (\text{III.4})$$

Où  $E(x)$  signifie la partie entière de  $(x)$  et le coefficient 1.25 est un coefficient de sécurité.

### II.2.6.3. La compatibilité en puissance

Un onduleur est caractérisé par une puissance maximale admissible en entrée.

Lorsque la puissance en entrée de l'onduleur, côté DC, est supérieure à la puissance maximale admissible par l'onduleur, celui-ci continue de fonctionner mais fournit au réseau sa puissance maximale. Celle-ci n'est pas la puissance maximale que pourrait délivrer les modules, car l'onduleur s'est calé sur un point de fonctionnement (c'est-à-dire un couple Tension - Courant) ne correspondant pas au point de puissance maximale. Le groupe photovoltaïque ne délivre pas donc 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 relié 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 soit inférieure à la puissance maximale admissible par l'onduleur. Idéalement, la puissance délivrée par le groupe photovoltaïque doit être sensiblement égale à la puissance maximale admissible de l'onduleur.

### II.2.7. Choix de la batterie [18]

Le dimensionnement de la batterie consiste à effectuer les deux choix techniques suivants :

- Choix de la tension de la batterie.
- Choix de la capacité de la batterie.

#### II.2.7.11 Calcul de la tension

Le calcul de la tension du parc de batteries repose sur 2 contraintes :

- Minimiser la chute de tension dans les câbles (contrainte de performance),
- Eviter les échauffements des câbles (contrainte de sécurité).

Selon la puissance du générateur photovoltaïque (voir tableau précédent III.2), la tension de la batterie peut être déduite.

### II.2.7.2. Calcul de capacité

Le calcul de la capacité C du parc de batteries dépend de plusieurs données :

- N, le nombre de jours avec un ensoleillement insuffisant. Il varie selon les jours de pluies.
- D, la demande énergétique quotidienne exprimée en Wh/jour. Il s'agit de l'énergie nécessaire pour alimenter les charges.
- U, la tension en Volt sous laquelle est installée le parc de batteries (12 V, 24 V, 48 V...)
- L, la profondeur de décharge maximum des batteries.

$$C (Ah) = \frac{D \times N}{U \times L} \quad (III.5)$$

### III.3. Etude économique [19,20,21]

Le calcul du coût d'un système PV, sur sa durée de vie, requiert la connaissance des quantités suivantes :

1. La durée de vie,
2. Le coût initial,
3. Les coûts de maintenance annuels relatifs au système PV,
4. Les coûts de remplacements des différents sous-systèmes,
5. Le coût actualisé,
6. Les profits réalisés.

#### III.3.1. Evaluation du coût d'investissement initial

Le coût d'investissement initial consiste aux coûts des différents sous-systèmes qui composent le générateur photovoltaïque.

##### a. Le coût des matériaux

Pour une installation PV, le coût total des matériaux est donc égal à :

$$C_{\text{mat}} = S \times (C_{\text{mod}} + C_{\text{ond}} + C_{\text{supps}}) \quad (II.6)$$

Avec:

$S$  : Est la puissance totale en W.

$C_{\text{mod}}$  : Le coût du Watt du module photovoltaïque.

$C_{\text{ond}}$  : Le coût du Watt de l'onduleur.

$C_{\text{supp}}$  : Le coût du Watt des supports.

### b. Le coût brut

L'investissement brut est égal à l'investissement initial plus le coût du transport  $C_{\text{trans}}$  et le coût des raccordements au réseau  $C_{\text{raccor}}$ .

$$C_{\text{brut}} = C_{\text{mat}} + S \times (C_{\text{trans}}) + C_{\text{raccor}} \quad (\text{II. 7})$$

où  $S$  est la puissance totale en W.

### c. Investissement initial

Au coût précédent, il convient d'ajouter le coût de l'installation  $C_{\text{install}}$ . Dans la plupart des cas, il est considéré comme étant proportionnel au coût de l'investissement brut. Il se situe entre 15% et 30% du coût brut. D'où l'investissement initial :

$$I_{\text{invest}} = (1 + C_{\text{install}}) \times C_{\text{brut}} \quad (\text{II.8})$$

## III.3.2. Coût sur la durée de vie

Le coût sur la durée de vie est fonction de trois termes : le coût initial, le coût annuel de maintenance et de remplacement éventuel de certains sous-systèmes.

### a. Coût de maintenance et remplacement des sous systèmes

Il consiste au coût de maintenance et remplacement des composants  $C_{\text{maint/rempl}}$  à la fin de leur durée de vie. L'onduleur a une durée de vie entre 8 à 10 ans et les batteries avec une durée de vie entre environ 8 ans. Ce coût peut être majoré à 2% de l'investissement initial. Le coût sur la durée de vie s'exprime comme suit :

$$C_{\text{vie}} = I_{\text{invest}} + C_{\text{maint/rempl}} \quad (\text{III.9})$$

## III.4. Conclusion

La conception d'une installation photovoltaïque repose essentiellement sur une étude technico-économique du projet à réaliser. Un bon dimensionnement permet d'obtenir une production optimale assurant les besoins d'utilisation. D'autre part l'étude économique donne une idée sur l'investissement initial et sur la rentabilité et les profits qu'on peut en tirer d'un tel projet, ce qui permet de faire le choix entre deux ou plusieurs alternatives.

**Chapitre IV**  
***Application des installations  
photovoltaïque dans la région de  
Batna***

### IV.1. Introduction

L'application qui sera présentée dans ce chapitre consiste à l'étude de l'alimentation d'un groupe d'habitations situé à la fin d'un bout de ligne électrique basse tension dans la région de Batna. Pour faciliter le choix des composants et leur dimensionnement on a utilisé le logiciel PVSYST qui est un logiciel conçu pour être utilisé par les architectes, les ingénieurs et les chercheurs. Il inclut une aide contextuelle approfondie, qui explique en détail la procédure et les modèles utilisés et offre une approche économique avec guide dans le développement d'un projet. PVSYST permet d'importer des données météo d'une dizaine de sources différentes.

### IV.2. Présentation du site d'étude

La région de Batna se situe à l'Est de l'Algérie, elle a une superficie de 12038.76 km<sup>2</sup>. Elle a les spécifications suivantes (tableau IV.1) [30]:

Latitude	35°.33 N
Longitude	6°.11 E
Altitude	1040 m
Albédo	0.25
Heures d'ensoleillement	118.7 heures/an

Tableau IV.1 : Spécifications du site de Batna.

#### IV.2.1. Rayonnement solaire

Les données météorologiques du site de Batna sont illustrées dans le tableau IV. 2 et sur la figure IV.1.

2  
Customised table

	<b>GlobHor</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>T Amb</b> °C	<b>GlobInc</b> kWh/m <sup>2</sup>
<b>Janvier</b>	81.1	10.20	104.4
<b>Février</b>	91.4	11.00	108.2
<b>Mars</b>	140.6	13.50	156.8
<b>Avril</b>	166.8	15.50	175.1
<b>Mai</b>	198.0	19.10	198.7
<b>Juin</b>	223.9	22.90	221.4
<b>Juillet</b>	238.8	26.10	238.3
<b>Août</b>	206.6	26.30	214.4
<b>Septembre</b>	157.3	23.00	173.4
<b>Octobre</b>	123.9	20.10	146.9
<b>Novembre</b>	87.1	14.50	111.4
<b>Décembre</b>	72.9	11.80	98.1
Année	1788.4	17.88	1947.1

Tableau IV.2 Valeurs de la température et du rayonnement solaire au site de Batna.



Où

- GlobHor : Rayonnement global horizontal ( $\text{kWh/m}^2$ ),
- GlobInl : Rayonnement global sur plan du capteur ( $\text{kWh/m}^2$ ),
- T Amb : Température ambiante ( $^{\circ}$ ).

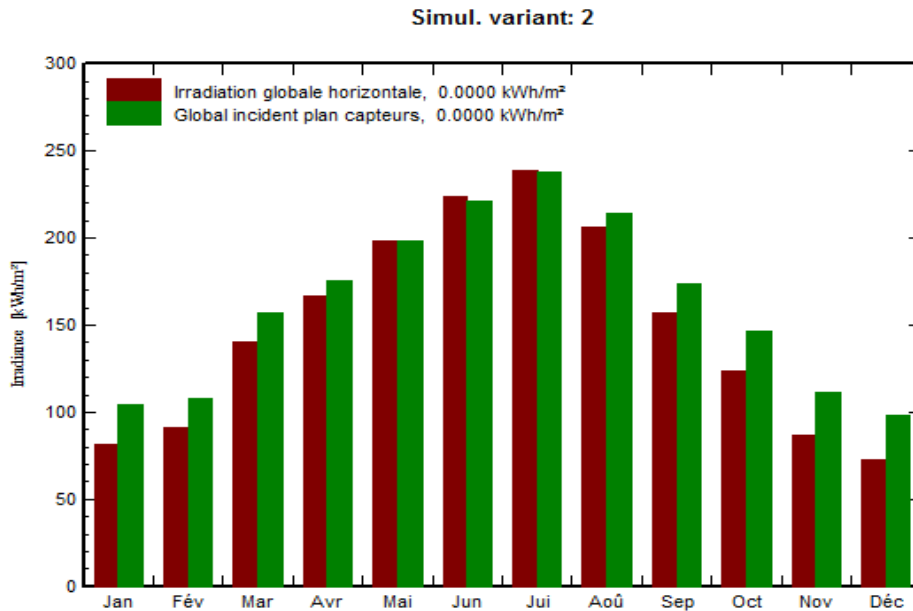


Figure IV.1 Variation annuelle du rayonnement solaire au site de Batna.

#### IV.2.2. Description du cas d'étude

Pour notre étude nous avons construit un bout de ligne électrique reposant sur les modèles des bouts de lignes existant dans les environs de la ville de Batna. Le bout de ligne comporte 187 habitations répartis sur huit dipôles de longueur totale 2.25 km du réseau BT et alimenté par un poste de distribution MT/BT avec une puissance nominale 160 kVA (figure VI.2) ; les caractéristiques du bout de ligne sont données par le tableau VI.3. Le dipôle concerné par l'application photovoltaïque c'est le dipôle 8 situé à la fin du bout de ligne.

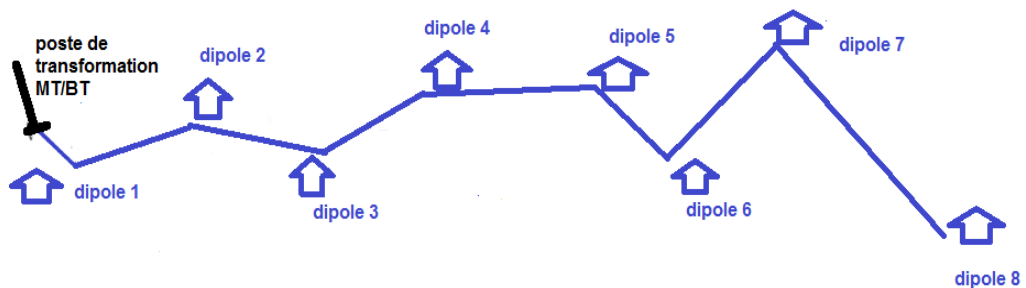


Figure IV. 2 : Architecture du bout de ligne étudiée.

Résistance de la ligne = 0.69 ( $\Omega/\text{km}$ ) ; Réactance de la ligne = 0.35 ( $\Omega/\text{km}$ )

Numéro du dipôle	Nombre de clients connectés	Longueur du dipôle (km)
1	80	0.05
2	30	0.1
3	25	0.2
4	13	0.1
5	7	0.3
6	9	0.2
7	8	0.3
8	15	1

Table IV.3 : Caractéristiques des dipôles connectés au bout de ligne.

#### IV.2.3. Profil de consommation du client BT dans le site d'étude

L'évolution de la consommation annuelle d'un abonné BT dépend des conditions climatologiques de la région. La figure IV.3 présente l'évolution de la consommation annuelle pour la région de Batna à l'Est Algérien. L'histogramme montre la nette augmentation de la consommation électrique durant la période d'été à cause de l'utilisation de la climatisation électrique.

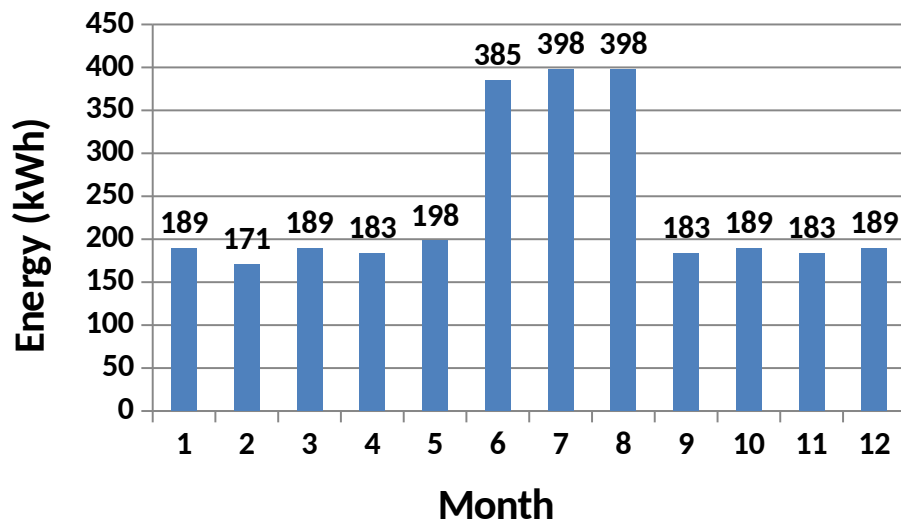


Figure IV. 3: Consommation annuelle d'un abonné BT.

La figure IV.4 présente la courbe de charge horaire d'un abonné basse tension pour un jour d'été et un jour d'hivers dans laquelle est illustrée la variation du profil de charge qui est marquée par une pointe de 1.4 kW entre 11 h et 16 h.

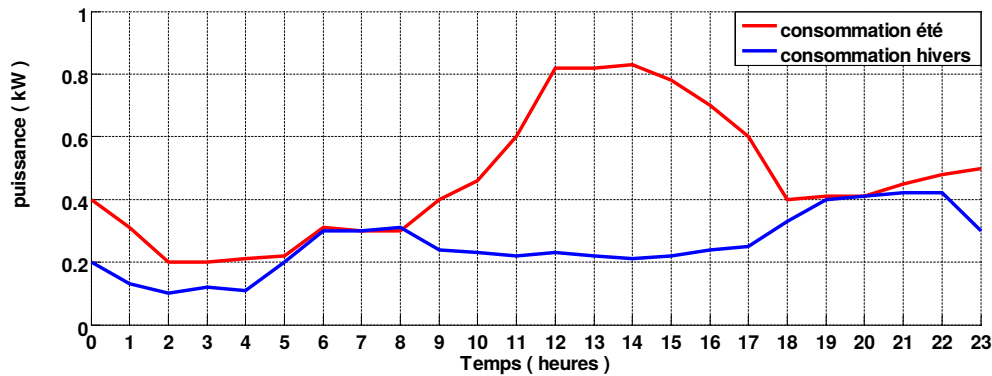


Figure IV.4: Charge horaire d'un abonné basse tension.

D'après les données de la consommation annuelle et journalière on remarque que la demande de charge est plus importante dans la période estivale (juin, juillet et aout). Notre étude sera faite sur cette période. Le mois le plus défavorable, pour cette période, pour le rayonnement solaire est le mois de juillet.

### VI.3. Application des systèmes photovoltaïques

#### VI.3.1. Système PV sur toiture en autoconsommation sans stockage

La première application consiste en l'installation de système photovoltaïque sur toiture dont le but est de subvenir à une partie de consommation du client avec une électricité propre et renouvelable.

Le système photovoltaïque en autoconsommation se compose de :

- Un générateur PV,
- Un coffret de raccordement,
- Un onduleur,
- Un compteur d'énergie pour suivre la production.

##### VI.3.1.1. Dimensionnement du générateur photovoltaïque GPV

###### a. Calcul de la puissance crête du générateur photovoltaïque

La puissance du générateur photovoltaïque est donnée par :

$$P_C = \frac{E_{elec} \cdot P_i}{E_i \times K}$$

Avec :

$E_{elec}$  : Energie journalière consommée par l'habitation égale à :

$$E_{elec} = \frac{398}{31} = 12.83 \text{ kWh/jour}$$

$P_i$  (kW/m<sup>2</sup>): La puissance radiative dans les conditions standard de test (conditions STC) ,

$$P_i = 1 \text{ kW/m}^2.$$

$E_i$  (kWh/j/m<sup>2</sup>) : L'irradiation solaire journalière la plus faible de la période étudiée égale à :

$$E_i = \frac{214}{31} = 6.91 \text{ kWh/m}^2/\text{j}$$

PR : Le ratio de performance de l'installation photovoltaïque, égale à 0.75

$$P_c = \frac{12.83}{6.91 \times 0.75} = 2.47 \text{ kWc}$$

Le générateur photovoltaïque aura une puissance crête de 3kWc.

Les panneaux solaires utilisés sont de types Si-mono modèle LG 250 S1C-G3 avec une puissance crête = 250W. L'onduleur est de type SGN3400TL avec une puissance de 3 kW et une tension de fonctionnement de 90V-530V. Voir annexe 1.

#### b. Calcul du nombre de modules total

$$N_t = \frac{P_c}{P_{mod}} = \frac{3000}{250} = 12$$

#### c. Nombre de modules en série

Le nombre de modules en série dépend de la tension de fonctionnement de l'onduleur.

$$N_{smax} = \frac{V_{mpptmax}}{V_{CO} * 1.15} = \frac{530}{37.5 * 1.15} = 12.28$$

$$N_{smin} = \frac{V_{mpptmin}}{V_{mpp} * 0.85} = \frac{90}{37.5 * 0.85} = 2.82$$

#### d. Nombre de chaînes en parallèle

$$\text{nbre de chaine en parallele} = E \left( \frac{I_{maxond}}{I_{cc} \times 1.25} \right) = E \left( \frac{33.33}{9 \times 1.25} \right) = 2.96$$

$N_p = 2$  chaines.

On prendra le nombre de modules en série  $N_s = 6$  modules.

### IV3.1.2. Résultats de simulation

Le tableau IV.4 montre les différentes énergies :

**1**  
**Customised table**

	<b>E Avail</b>	<b>E Load</b>	<b>E User</b>	<b>E_Grid</b>
	kWh	kWh	kWh	kWh
<b>Janvier</b>	274.5	189.4	60.1	214.4
<b>Février</b>	281.5	171.1	60.8	220.7
<b>Mars</b>	400.7	189.4	78.0	322.7
<b>Avril</b>	438.8	183.3	82.2	356.6
<b>Mai</b>	486.8	189.4	93.2	393.7
<b>Juin</b>	527.6	385.2	214.8	312.9
<b>Juillet</b>	555.0	398.0	220.3	334.6
<b>Août</b>	501.2	398.0	212.9	288.3
<b>Septembre</b>	419.2	183.3	79.2	340.1
<b>Octobre</b>	363.9	189.4	75.7	288.2
<b>Novembre</b>	286.0	183.3	60.9	225.1
<b>Décembre</b>	257.8	189.4	61.4	196.4
Année	4793.1	2849.3	1299.5	3493.6

Tableau IV.4 : Valeurs des différentes énergies mis en jeux par le système PV sans stockage.

Où :

- E load : C'est la quantité d'énergie nécessaire au besoin de l'utilisateur pour chaque mois de l'année. Le besoin annuel total est de 2849.3 kWh.
- E Avail : C'est l'énergie disponible c'est-à-dire produite par le système photovoltaïque pour chaque mois de l'année. L'énergie annuelle disponible totale est de 4793.1 kWh .
- E User : C'est l'énergie utilisée par le consommateur pour chaque mois de l'année. L'énergie photovoltaïque annuelle totale utilisée est de 1299.5 kWh.
- E Grid : C'est l'énergie injectée au réseau pour chaque mois de l'année. L'énergie annuelle totale injectée au réseau est de 3493.6 kWh.

La partie en énergie du besoin de l'utilisateur non satisfaite par le système photovoltaïque est assurée par le réseau électrique, elle est estimée à 1549.8 kWh /an.

L’histogramme de la figure IV.5 montre la variation des portions des différentes énergies tout au long de l’année.

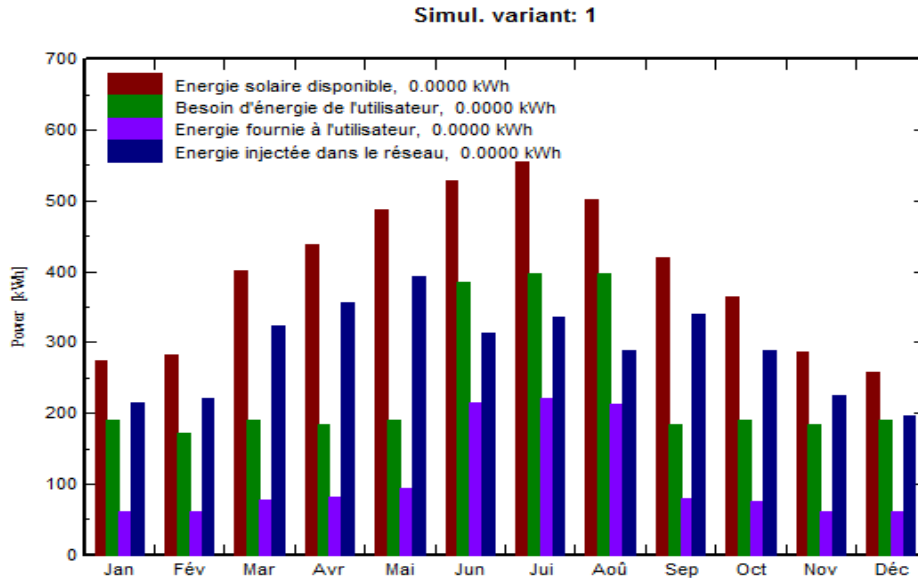


Figure IV.5 : Variation mensuelle de l’énergie photovoltaïque produite.

Les figures IV.6 et IV.7 illustrent la variation horaire des différentes énergies pour une journée d’été et une journée d’hiver :

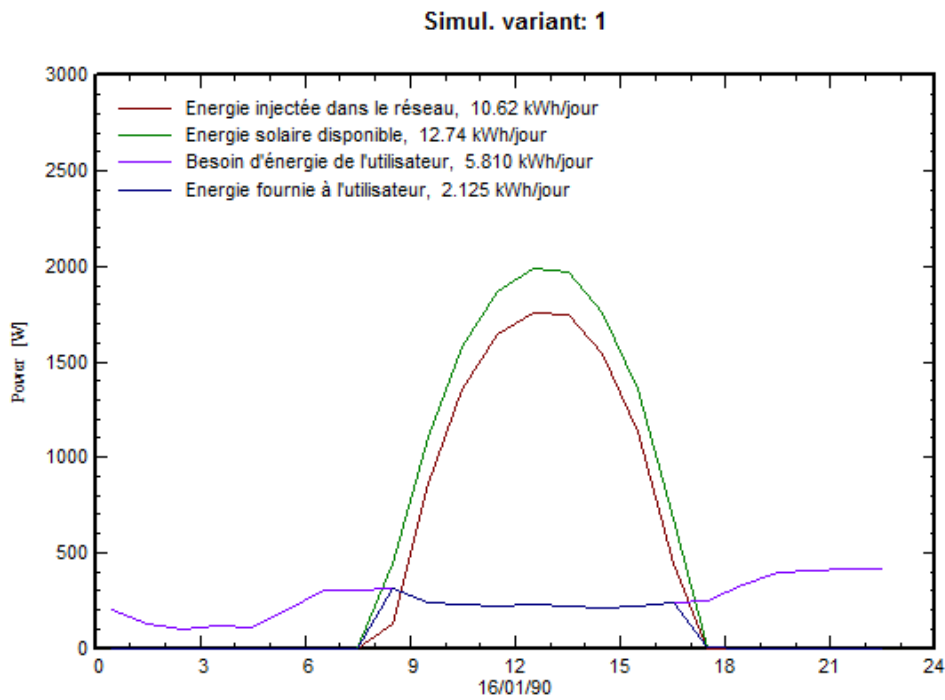


Figure IV.6 : Variation horaire de l'énergie photovoltaïque produite pour une journée d'hiver.

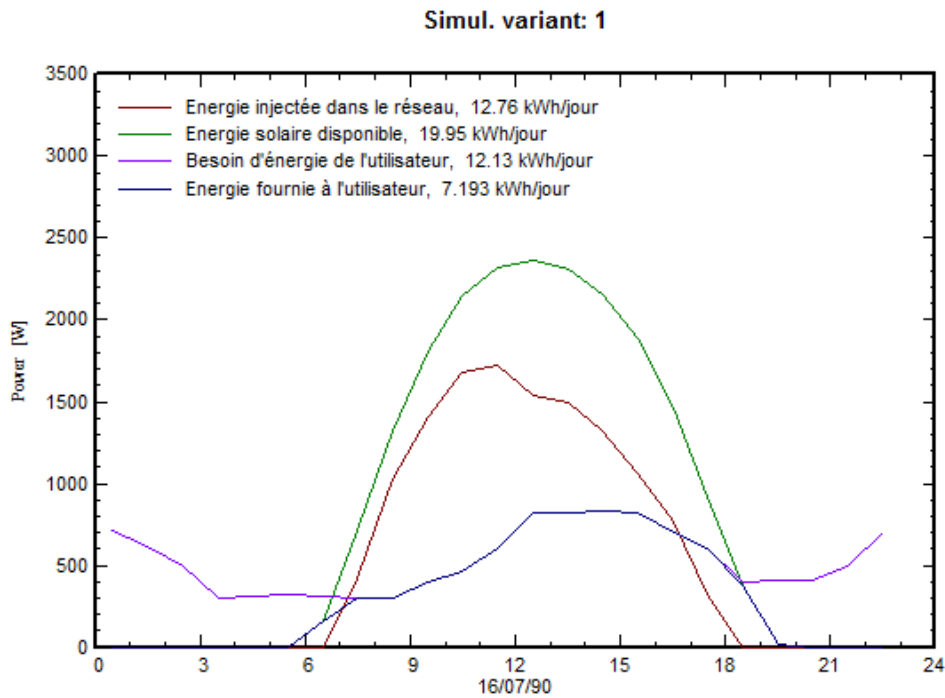


Figure IV.7 : Variation horaire de l'énergie photovoltaïque produite pour une journée d'été.

Les tableaux IV.5, IV.6 et IV.7 présentent les taux de chaque type d'énergie mis en jeux par le système PV sans stockage installée. On distingue trois variables :

- **Energie produite** : On voit que le système PV contribue à la production avec 72% de l'énergie totale produite et le réseau électrique avec 28%.
- **Energie consommée** : On voit que l'utilisateur consomme 44.9% de l'énergie totale consommée et le réseau électrique bénéficie de 55% qui y est injectée.
- **Taux de couverture PV** : le système PV installé permet la couverture de 45.6% des besoins de l'utilisateur. Le reste qui est 55.4% est assuré par le réseau électrique.

Production	kWh/an	Taux (%)
Système PV	4793.1	72
Réseau électrique	1549.8	28

Tableau IV.5 : Taux de production énergétique sans stockage.

Consommation	kWh/an	Taux (%)
Consommée par l'utilisateur	2849.3	44.9
Energie PV injectée au Réseau électrique	3493.6	55

Tableau IV.6 : Taux de consommation de l'énergie dans le cas du sans stockage.

Couverture des besoins de l'utilisateur	kWh/an	Taux (%)
Système PV	1299.5	45.6
Réseau électrique	1549.8	54.4

Tableau IV.7 : Taux de couverture du système PV sans stockage.

### VI.3.2. Système photovoltaïque en autoconsommation avec stockage

Le système photovoltaïque en autoconsommation avec stockage se compose de :

- Un générateur PV,
- Un coffret de raccordement,
- Un régulateur,
- Une batterie de stockage,
- Un onduleur,
- Un compteur d'énergie pour suivre la production.
- 

#### VI.3.2.1. Dimensionnement du système de stockage

##### a. Capacité du système de stockage

La capacité de la batterie est déterminée par la formule suivante :

$$C(Ah) = \frac{D \times N}{U \times L}$$

- N : Le nombre de jours avec un ensoleillement insuffisant, égal à 4 jours.
- D : La demande énergétique quotidienne, égale à 12830 Wh/jour.
- U : La tension en Volt sous laquelle est installée le parc de batteries, égale à 48 V.
- L : La profondeur de décharge maximale des batteries, égale à 0.8.

$$C(Ah) = \frac{12130 \times 4}{48 \times 0.8} = 1263.5 Ah$$

##### b. Nombre de batterie en série



Le type de batterie choisi c'est Fullmen CEAC 2V/1370Ah TXE/1300 OPzS 1200 (voir annexe 2) . D'où le nombre d'éléments de batterie en série sera :

$$N_{\text{batt. série}} = \frac{\text{Tension du système}}{\text{tension de la batterie}} = \frac{48}{2} = 24 \text{ Batt}$$

**c. Nombre de chaîne de batteries en parallèle :**

$$N_{\text{chaîne. batt}} = \frac{\text{Capacité totale de stockage}}{\text{capacité d'une batterie}} = \frac{1263.5}{1370} = 0.92$$

On prendra  $N_{\text{chaîne. Batt}} = 1$

### VI.3.2.2. Résultats de simulation

Le tableau IV.8 présente le bilan des énergies mise en jeux par le système photovoltaïque avec stockage ;

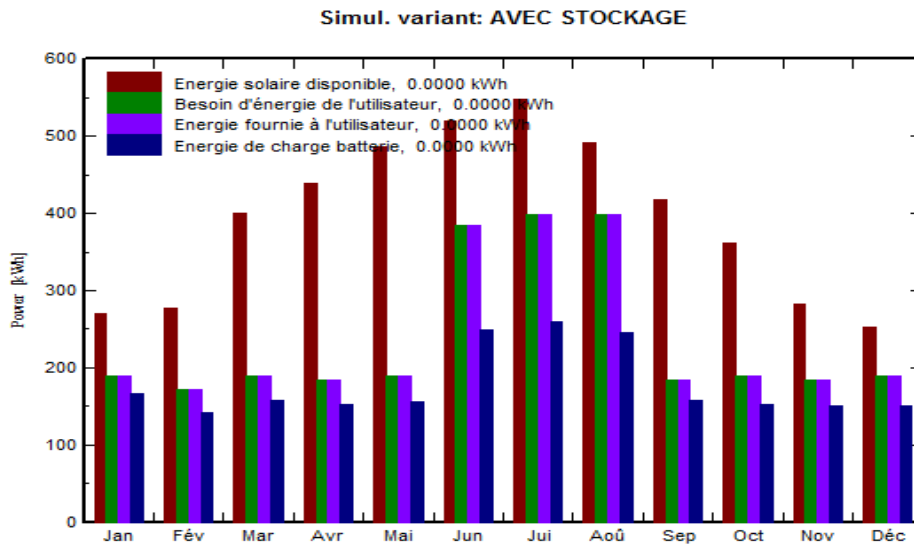
On remarque pour ce système que l'énergie E Load concernant le besoin de l'utilisateur est assurée totalement par le système, cela à l'aide du système de stockage qui permet de stocker annuellement une énergie EbatCh de 2138.1 kWh, ce qui correspond à l'énergie qui a été assurée par le réseau électrique dans la première configuration sans système de stockage qui a été évalué à 1549.8 kWh et le reste de l'énergie stocké peut être injectée au réseau en cas où le système est connecté au réseau.

**AVEC STOCKAGE**  
**Customised table**

	<b>E Avail</b> kWh	<b>E Load</b> kWh	<b>E User</b> kWh	<b>EBatCh</b> kWh
<b>Janvier</b>	269.9	189.4	189.4	170.4
<b>Février</b>	278.3	171.1	171.1	143.5
<b>Mars</b>	400.4	189.4	189.4	158.5
<b>Avril</b>	439.0	183.3	183.3	153.1
<b>Mai</b>	487.8	189.4	189.4	157.7
<b>Juin</b>	521.6	385.2	385.2	249.8
<b>Juillet</b>	548.8	398.0	398.0	262.2
<b>Août</b>	493.4	398.0	398.0	247.0
<b>Septembre</b>	419.5	183.3	183.3	158.4
<b>Octobre</b>	362.6	189.4	189.4	153.8
<b>Novembre</b>	282.7	183.3	183.3	151.8
<b>Décembre</b>	253.7	189.4	189.4	150.9
<b>Année</b>	4757.6	2849.3	2849.3	2157.1

Tableau IV.8 : Valeurs des différentes énergies mis en jeu par le système PV avec stockage.

L’histogramme de la figure IV.8 montre la variation des portions des différentes énergies tout au long de l’année.



Figure

IV.8 : Variation mensuelle de l’énergie photovoltaïque produite (avec stockage).

Les figures IV.9 et V.10 illustrent la variation horaire des différentes énergies pour une journée d’été et une journée d’hiver.

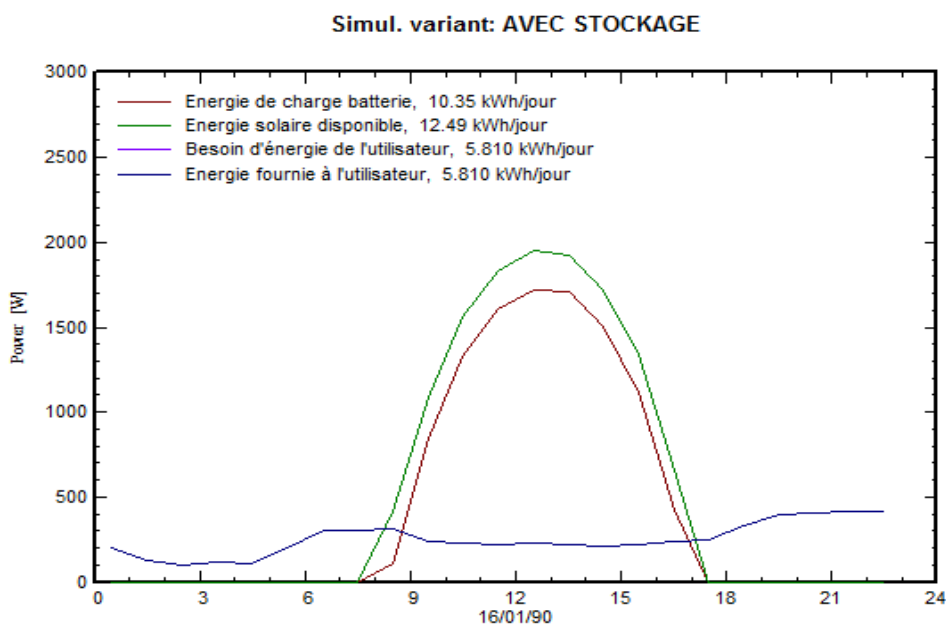


Figure VI.9 : Variation horaire de l'énergie photovoltaïque produite pour une journée d'hiver (avec stockage).

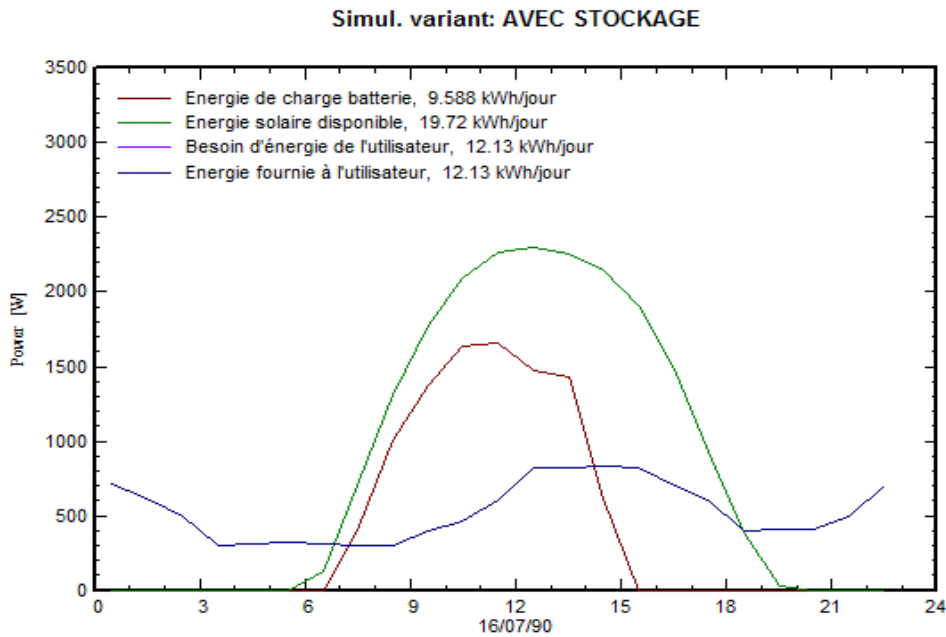


Figure IV.10 : Variation horaire de l'énergie photovoltaïque produite pour une journée d'été (avec stockage).

Les tableaux IV.9, IV.10 et IV.11 présentent les taux de chaque type d'énergie mis en jeux par le système PV avec stockage installé. On distingue trois variables :

- **Energie produite** : On voit que toute l'énergie mise en jeux est produite par le système PV (100 %).
- **Energie consommée** : On voit que l'utilisateur consomme 60.4% de l'énergie totale consommée et le réseau électrique bénéficie de 39.6% qui y est injectée.
- **Taux de couverture PV** : Le système PV installé permet la couverture de 100% des besoins de l'utilisateur. Il n'y a pas d'achat d'électricité.

Production	kWh/an	Taux (%)
Système PV	4793.1	100
Réseau électrique	0	0

Tableau IV.9 : Taux de production énergétique avec stockage.

Consommation	kWh/an	Taux (%)
Consommée par	2849.3	60.4

l'utilisateur		
Energie PV Injectée au réseau électrique	1898.3	39.6

Tableau IV.10 : Taux de consommation de l'énergie (cas avec stockage).

Couverture des besoins de l'utilisateur	kWh/an	Taux (%)
Système PV	2849.3	100
Réseau électrique	0	0

Tableau IV.11 : Taux de couverture du système PV (cas avec stockage).

### VI.3.3. Mini-centrale photovoltaïque connectée au réseau électrique

Le but dans cette troisième application c'est la conception d'une mini-centrale photovoltaïque pour pouvoir alimenter globalement les 15 abonnés du dipôle 8.

#### VI.3.3.1 Dimensionnement de la mini-centrale PV

##### a- Evaluation du besoin d'utilisateur

Le besoin des 15 utilisateurs peut être calculé par le produit du besoin d'un utilisateur par 15 ;

$$E_{elec} = 15 \times 12.83 = 192.45 \text{ kWh}$$

##### b. Calcul de la puissance crête du générateur photovoltaïque

La puissance du générateur photovoltaïque est donnée par :

$$P_C = \frac{E_{elec} \cdot P_i}{E_i \times K}$$

$E_{elec}$  : Energie journalière consommée par les 15 abonnés égale à 192.45 kWh/jour,

$P_i$  (kW/m<sup>2</sup>): La puissance radiative dans les conditions standard de test (conditions STC) ,

$P_i = 1 \text{ kW/m}^2$ ,

$E_i$  (kWh/j/m<sup>2</sup>) : L'irradiation solaire journalière la plus faible de la période étudiée égale à 6.91 kWh/j/m<sup>2</sup>,

PR : Le ratio de performance de l'installation photovoltaïque, égale à 0.75.

$$P_C = \frac{181.95}{6.12 \times 0.75} = 37.13 \text{ kWc}$$

Le générateur photovoltaïque aura une puissance crête de 38 kW<sub>c</sub>. Les panneaux solaires utilisés sont de types Si-mono modèle LG 250 S1C-G3 avec une puissance crête = 250W. On a choisi l'onduleur Solis 4KUS avec une puissance de 40 kW<sub>c</sub> et une tension de fonctionnement de 300V-820V (voir annexe 3).

**e. Calcul du nombre de modules total**

$$N_t = \frac{P_c}{P_{mod}} = \frac{38000}{250} = 152$$

**f. Nombre de modules en série**

Le nombre de modules en série dépend de la tension de fonctionnement de l'onduleur.

$$N_{smax} = \frac{V_{mppt\ max}}{V_{mpp} * 1.15} = \frac{820}{29.8 * 1.15} = 23.92$$

$$N_{smin} = \frac{V_{mppt\ min}}{V_{mpp} * 0.85} = \frac{300}{29.8 * 0.85} = 11.84$$

**c. Nombre de modules en parallèle**

$$\text{nbre de chaine en parallele} = \frac{I_{max\ ond}}{I_{cc} \times 1.25} = \frac{90}{9 \times 1.25} = 8$$

$N_p = 8$  chaines

On prendra  $N_s = 20$  modules vue que l'onduleur a une puissance de 40 kW. D'où le champ PV aura une puissance crête :

$$P_c = 8 \times 20 \times 250 = 40 \text{ kW}_c$$

### VI.3.3.2. Résultats de simulation

Le tableau IV.12 présente le bilan énergétique mis en jeu par le système étudié :

E load : C'est la quantité d'énergie nécessaire au besoin de l'utilisateur pour chaque mois de l'année. Le besoin annuel total est de 42748 kWh,

E Avail : C'est l'énergie disponible c'est-à-dire produite par le système photovoltaïque pour chaque mois de l'année. L'énergie annuelle disponible totale est de 67743 kWh,

E User : C'est l'énergie utilisée par le consommateur pour chaque mois de l'année. L'énergie utilisée annuelle totale est de 19481 kWh,

E Grid : C'est l'énergie injectée au réseau pour chaque mois de l'année. L'énergie annuelle totale injectée au réseau est de 48262 kWh,

La partie en énergie du besoin de l'utilisateur non satisfaite par le système photovoltaïque est assurée par le réseau électrique, elle est estimée à 23267 kWh /an.

2  
Customised table

	E Avail	E Load	E User	E_Grid
	kWh	kWh	kWh	kWh
<b>Janvier</b>	3680	2842	895	2785
<b>Février</b>	3774	2567	906	2868
<b>Mars</b>	5371	2842	1164	4207
<b>Avril</b>	5882	2750	1226	4656
<b>Mai</b>	6525	2842	1380	5145
<b>Juin</b>	7071	5778	3188	3883
<b>Juillet</b>	7437	5971	3276	4161
<b>Août</b>	6717	5971	3173	3544
<b>Septembre</b>	5618	2750	1184	4434
<b>Octobre</b>	4877	2842	1128	3749
<b>Novembre</b>	3834	2750	907	2927
<b>Décembre</b>	3457	2842	915	2542
Année	64244	42748	19343	44901

Tableau IV.12: Valeurs des différentes énergies mis en jeux par le système PV global.

L’histogramme de la figure IV.11 montre la variation des portions des différentes énergies tout au long de l’année.

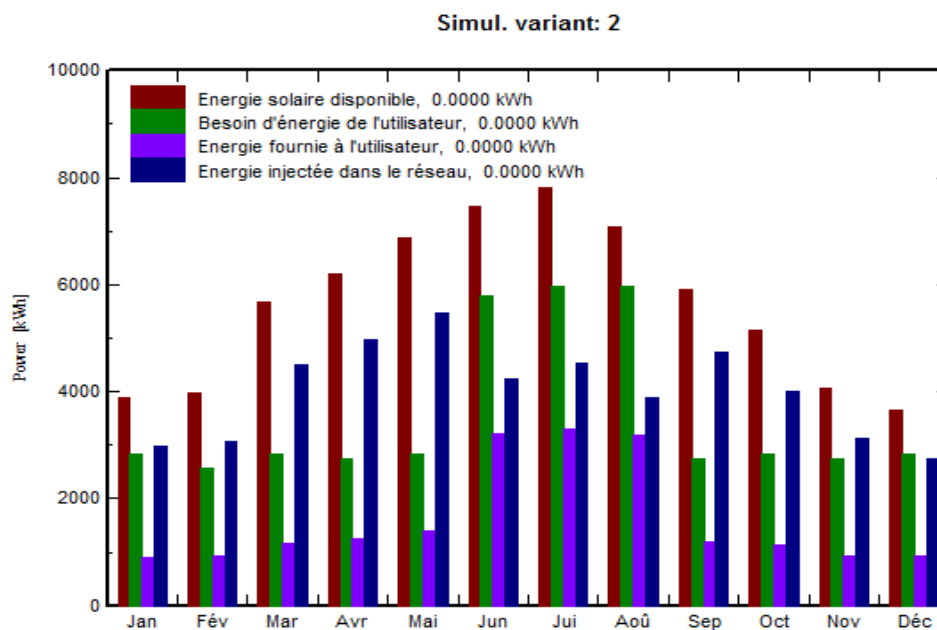


Figure IV.11 : Variation annuelle de l’énergie photovoltaïque produite.

Les figures IV.12 et IV.13 illustrent la variation horaire des différentes énergies pour une journée d'été et une journée d'hiver.

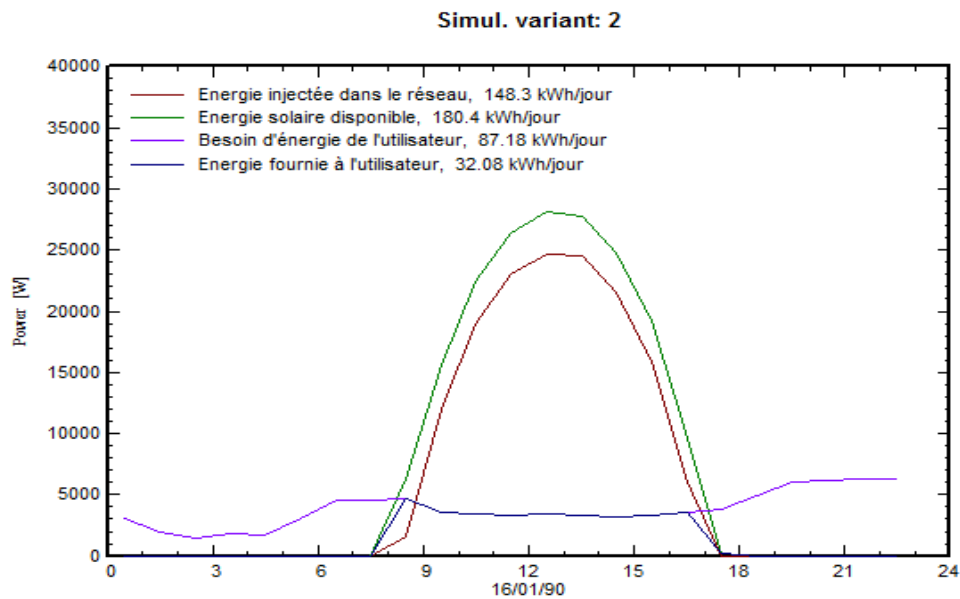


Figure IV.12 : Variation horaire de l'énergie photovoltaïque produite pour une journée d'hiver (cas mini centrale).

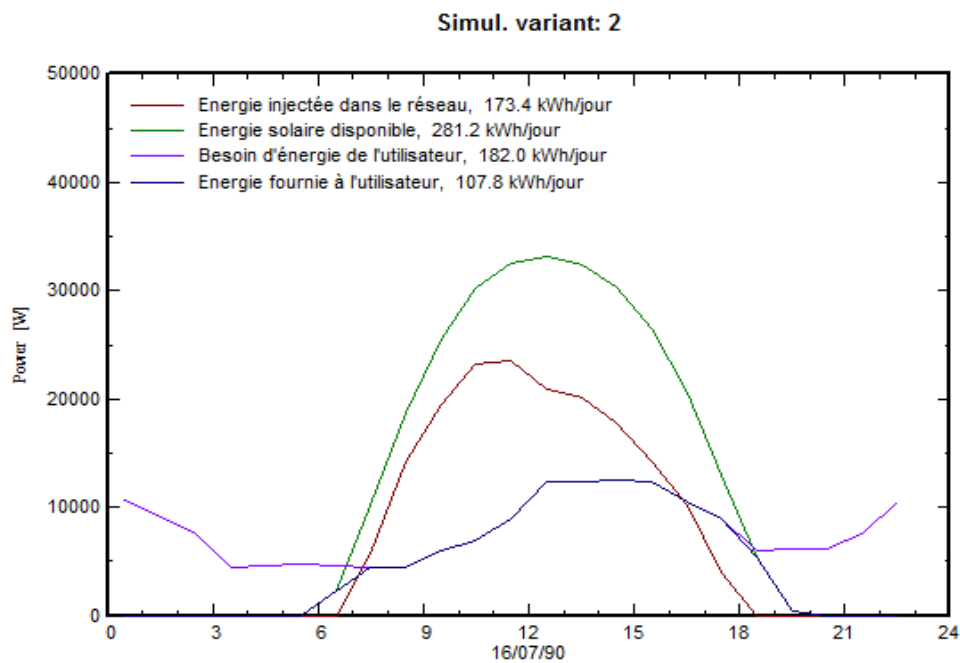


Figure IV.13 : Variation horaire de l'énergie photovoltaïque produite pour une journée d'été (cas mini centrale).

Les tableaux IV.13, IV.14 et IV.15 présentent les taux de chaque type d'énergie mis en jeux par la mini-centrale PV installée. On distingue trois variables :

- **Energie produite** : On voit que le système PV contribue à la production avec 74.43% de l'énergie totale produite et le réseau électrique avec 25.26%,
- **Energie consommée** : On voit que l'utilisateur consomme 47% de l'énergie totale consommée et le réseau électrique bénéficie de 53% qui y est injectée.
- **Taux de couverture PV** : Le système PV installé permet la couverture de 46% des besoins de l'utilisateur. Le reste qui est 54% est assuré par le réseau électrique.

Production	kWh/an	Taux (%)
Système PV	64244	73.29
Energie soutirée au réseau électrique	23405	26.7

Tableau IV.13 : Taux de production énergétique cas de la mini-centrale PV.

Consommation	kWh/an	Taux (%)
Consommée par l'utilisateur	42748	48.77
Energie PV Injectée au réseau électrique	44901	51.23

Tableau IV.14 : Taux de consommation de l'énergie cas de la mini-centrale PV.

Couverture des besoins de l'utilisateur	kWh/an	Taux (%)
Système PV	19343	45.24
Réseau électrique	23405	54.75

Tableau IV.15 : Taux de couverture du système PV cas de la mini-centrale PV.

Cette mini-centrale photovoltaïque peut être plus efficace par l'ajout d'un système de stockage.

#### IV.4. Evaluation économique

Le choix entre les trois possibilités d'alimentation des 15 abonnés situés à la fin du bout de ligne électrique au dipôle 8, l'étude technique des systèmes photovoltaïque doit être toujours complétée par une évaluation économique permettant de calculer le coût de chaque système.



Les tableaux ci-dessous donnent une évaluation des coûts des différents systèmes étudiés avec une comparaison avec la solution classique concernant l'extension du réseau électrique.

**a. Coût de l'alimentation par extension réseau électrique**

Le tableau IV.16 présente l'évaluation du coût de l'alimentation par extension du réseau électrique.

Coût MT( DA/km)		Coût BT(DA/km)		Coût transformateur (DA/unité)		Coût disjoncteur (DA/unité)		Coût total (DA)
1 km	2.25	1 km	0.8	1 unité	01	1 unité	01	12220000
3000000	6750000	1950000	1560000	580000	580000	250000	250000	

Tableau IV.16 : Coût de l'extension du réseau

**b. Calcul du coût d'investissement des systèmes PV**

Les prix de l'équipement des systèmes photovoltaïques, selon les entreprises nationales, sont donnés sur le tableau IV.17.

Désignation	Prix
Module PV cristallin	100 DA/Wc
Support des modules	5000 DA/ unite
Enclose des modules	5000 DA/unite
Armoire de commande	30000 DA
Câbles et divers	100000 DA
Onduleur	33 DA/Wc
Régulateur	9000 DA
Batteries	180000 DA
Coût du fonctionnement annuel (entretien de 4 visites par an)	200000 DA

Tableau IV.17: Coût du matériel photovoltaïque.

Le tableau IV.18 présente l'évaluation du coût de l'investissement initial de chacun des trois systèmes photovoltaïques étudiés et le coût du kWh produit dans chaque cas. La dernière colonne contient le prix total de l'extension du réseau électrique.

	Système PV individuel	System PV avec stockage	Système global	Alimentation par réseau
Besoin en énergie (kWh)	2849.3	2849.3	42748	42748
Energie PV produite (kWh)	4793.1	4747.6	67743	-
Energie utilisée	1299.5	2849.3	19343	-
Energie injectée au réseau (kWh)	3493.6	1898.3	44901	-
Investissement (DA)	706000	1381000	5478500	12220000
	×15=10590000	×15=20715000		

Tableau IV.18 : Coût total des différents systèmes PV.

**Discussion des résultats :**

- D'après les coûts calculés des différents systèmes, on voit que le système d'une mini-centrale photovoltaïque est le plus économique en comparaison avec le coût de l'extension du réseau électrique vu que les deux solutions sont des tâches à prendre par la société d'électricité de l'état SONELGAZ.
- L'équipement des habitations par des systèmes photovoltaïques permettant d'assurer les besoins de l'utilisateur et l'injection du surplus dans le réseau électrique reste dépendant des lois de réglementations concernant l'introduction des énergies renouvelables dans la production de l'électricité. Un tel projet peut être intéressant et doit être étudié du point de vue rentabilité pour l'utilisateur et pour les sociétés d'électricité et cela dépend du prix de vente du kWh produit qui ne doit pas être au-dessous du coût de production. De tels projets nécessitent aussi des subventions de la part de l'état.

**VI. Evaluation écologique des différents systèmes étudiés**

Ecologiquement on peut déterminer l'effet de la production d'énergie photovoltaïque sur l'environnement par le calcul de la quantité de CO<sub>2</sub> évité dans l'atmosphère terrestre. Le tableau IV.19 présente une comparaison écologique entre les trois systèmes PV étudiés

	Système PV	System PV avec	Système global

	individuel	stockage	
Emission CO <sub>2</sub> évitée (tonnes)	48.275	47.78	629.948
	× 15 = 724.125	× 15 = 716.7	

Tableau IV.19: Evaluation écologique des 3 systèmes PV.

## VI. Conclusion

Les résultats de simulation de l'application des installations PV dans la région de Batna ont montré que cette région est très favorable pour les projets photovoltaïques. Une installation individuelle de 3 kWc peut couvrir sans l'ajout de système de stockage plus de 45% des besoins de l'utilisateur et 100% avec stockage et permet d'injecter l'énergie en excès au réseau public. Cela permet de réduire la facture de l'abonné et lui en tirer des profits par la vente de l'énergie PV.

L'étude économique a montré que la fourniture de l'énergie nécessaire aux besoins des abonnés situés à la fin du bout de ligne par les systèmes PV est plus économique et beaucoup moins cher que l'extension du réseau électrique.

Du point de vue environnement, ces systèmes PV permettent de fournir de l'énergie propre vue la quantité considérable d'émission CO<sub>2</sub> évitée dans l'atmosphère.

## *Chapitre V*

*Solution photovoltaïque pour la  
réduction des contraintes des postes  
de transformation MT/ BT*

## V.1 Introduction

Le rôle des réseaux d'énergie est la transmission de l'électricité des centres de production vers les lieux de consommation, souvent sur de longues distances. Cependant, dans de nombreux réseaux électriques, l'augmentation de la demande d'électricité ne s'accompagne pas d'une augmentation de la capacité de transport et de production. L'extension des réseaux aux zones rurales ou la construction de nouveaux réseaux sur des sites isolés rencontrent des contraintes économiques importantes.

Le développement de nouvelles sources de production décentralisées (PD) est maintenant une réalité dans plusieurs pays du monde avec les évolutions technologiques des moyens de production de petite puissance. La production décentralisée de l'énergie est destinée à être produite localement (plus proche des centres de consommation et donc destinée à être transportée sur des distances courtes ou moyennes), généralement insérée dans le réseau de distribution. L'une des technologies de la production décentralisée c'est l'énergie photovoltaïque (GPV) [22].

## V.2. Différents types de réseaux électriques

Le réseau électrique se compose de l'ensemble des câbles électriques connectés entre eux. Il existe différents types de réseaux :

- Le réseau HT (Haute Tension) qui est utilisé pour le transport et la répartition de l'électricité. Il se décompose en deux sous-réseaux :
- Le réseau HTB (Haute Tension B) qui sert à l'alimentation générale du niveau national (réseau 400 kV) au niveau régional (réseau 63 kV ou 90 kV) ;
- Le réseau HTA (Haute Tension A) qui est le réseau de distribution local en moyenne tension (rayon de 10 à 20 km autour d'un poste source) ;
- Le réseau BT (Basse Tension) (tension inférieure à 1000 V) qui sert à la distribution électrique dans les quartiers ou communes (rayon d'environ 500 m autour des postes de distribution).

Chaque réseau est relié à un autre par l'intermédiaire d'un transformateur qui permet d'élever ou de diminuer la tension. Il existe des transformateurs de puissances diverses. Ce sont les transformateurs qui fixent le niveau de tension au départ d'un réseau. Cette tension chute généralement au fur et à mesure que l'on s'éloigne du poste d'alimentation (du transformateur) [23 ,24].

### V.3. Poste de transformation MT/BT

Le poste de distribution MT/BT est l'interface entre les réseaux moyenne tension HTA et basse tension BT, en abaissant le niveau de tension HTA, (généralement de 30000 V), à 220/230 V en courant monophasé et 380/400 V en courant triphasé. La caractéristique essentielle du poste de distribution est sa puissance nominale de transformateur (comprises entre quelques dizaines de kilo Voltampères et plusieurs méga Voltampères), suivant les charges à desservir.

#### V.3.1. Les contraintes du poste de distribution [24]

Les contraintes liées au poste de distribution consistent à respecter les hypothèses suivantes :

- ✓ Taux d'utilisation de transformateur :  $50\% < K_U < 80\%$
- ✓ Taux de déséquilibre admis à la borne BT de transformateur : 15%.
- ✓ Chute de tension admise des réseaux BT : 10%.

Si les contraintes du poste de distribution (charge, tension) dépassent les seuils situés ci-dessus, ils peuvent contraindre le fonctionnement normal du poste de distribution public BT et subir plusieurs problèmes pour les sociétés de distribution (avarie de transformateur) et pour le client (coupure d'électricité et dysfonctionnement de appareils électroménagers).

##### V.3.1.1. Taux d'utilisation d'un transformateur

C'est le rapport entre la puissance appelée  $P_c$  (consommation en kW) et la puissance nominale de transformateur  $P_n$  (capacité en kW) :

$$K_u = (P_c / P_n) * 100 \quad (V.1)$$

Si :

- ✓  $50\% < K_u < 80\%$ , Transformateur en état normal.
- ✓  $K_u < 50\%$ , Transformateur sous utilisé.
- ✓  $K_u > 80\%$ , Transformateur surchargé.

La puissance  $P_C$  est le cumule des puissances consommées par les clients BT raccordés au poste, elle est défini par :

$$P_c (Kw) = \sum_{j=1}^n P_j (Kw) \quad (V.2)$$

$P_j$  : La puissance consommée par le client j.

### V.3.1.2. Chute de tension dans la ligne électrique BT

La chute de tension d'une ligne est la différence entre les tensions à ses extrémités, pour veiller à la bonne marche des appareils alimentés, il faut que la chute de tension ne dépasse pas les limites préalablement fixées. Le circuit équivalent des lignes moyennes, se compose seulement d'une résistance (R) et d'une réactance (X). La ligne électrique peut être représentée comme un dipôle parcouru par un courant (I), (voir figure V.1) [25].

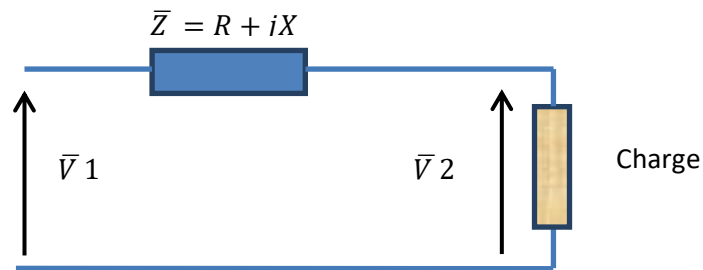


Figure V.1 : Schéma d'une ligne moyenne tension.

La tension  $V_1$  de départ est :

$$V_1 = R \cdot I + jX \cdot I + V_2 \quad (V.3)$$

Cette équation se traduit par le diagramme vectoriel suivant (figure V.2):

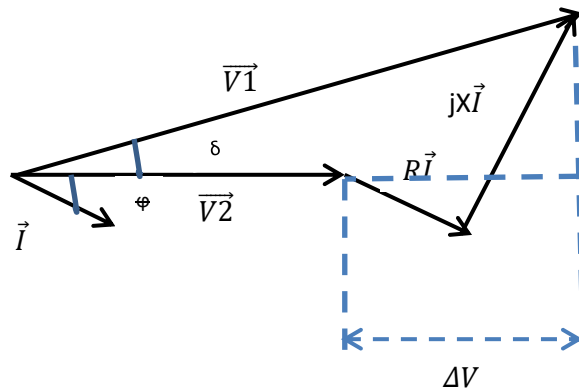


Figure V.2 : Diagramme vectoriel des tensions.

La chute de tension  $\Delta V$  est la différence entre la tension de départ et la tension d'arrivée.

$$\Delta V = V_1 - V_2 \quad (V.4)$$

En projetant sur la direction de  $V_2$  tous les autres vecteurs, on aura :

$$V_1 \cdot \cos \delta = V_2 + R \cdot I \cos \theta + X \cdot I \cdot \sin \theta \quad (V.5)$$

L'angle  $\delta$  est très faible, donc  $\cos\delta \approx 1$ , l'équation (3) devient :

$$\Delta V = R \cdot I \cdot \cos\theta + X \cdot I \cdot \sin\theta \quad (\text{V. 6})$$

Soit en introduisant la tension composée :

$$\Delta U = \sqrt{3} (R \cdot I \cdot \cos\theta + X \cdot I \cdot \sin\theta) \quad (\text{V. 7})$$

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I \cdot (R \cdot \cos\theta + X \cdot \sin\theta) \quad (\text{V. 8})$$

Le courant dans la ligne de distribution triphasé est donné par :

$$I = \frac{P}{U\sqrt{3} \cos \varphi} \quad (\text{V. 9})$$

Avec P : puissance en (W) et U la tension en (V)

Ainsi l'équation devient :

$$\Delta U = \frac{P}{U} (R + X \operatorname{tg} \varphi) \quad (\text{V. 10})$$

En divisant les deux membres par U et en les multipliant par 100, on aura :

$$\Delta U\% = \frac{P}{U^2} (R + X \operatorname{tg} \varphi) 100 \quad (\text{V. 11})$$

En introduisant la résistance linéique r et la réactance inductive linéique x, on aura :

$$R = r \cdot l \text{ } [\Omega] ; r \text{ en } [\Omega/\text{km}].$$

$$X = x \cdot l \text{ } [\Omega/\text{km}].$$

L'équation (11) devient :

$$\Delta U\% = \frac{P}{U^2} l (r + x \operatorname{tg} \varphi) 100 \quad (\text{V. 12})$$

Pour une ligne basse tension BT, le moment électrique ( $P \times l$ ) est exprimé en ( $\text{kW} \times \text{km}$ ) d'où l'équation V.12 de la chute de tension en basse tension BT devient comme suit :

$$\Delta U\% = \frac{10^5}{U^2} (R + X \operatorname{tg} \varphi) P * l \quad (\text{V. 13})$$



#### V.4. Evaluation de chute de tension au bout de la ligne étudiée

On reprend le schéma du bout de ligne établi dans le chapitre précédent, il est présenté par figure V.3.

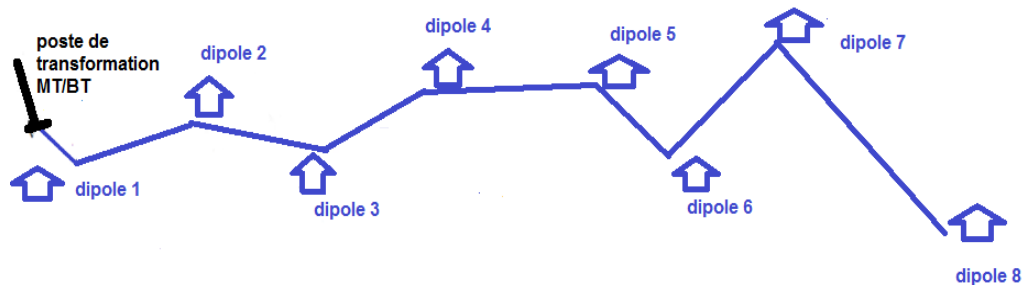


Figure V.3 : Architecture du bout de ligne étudié.

Pour connaître la chute de tension du client final qui se trouve sur le dipôle n, il suffit d'effectuer le cumul des chutes de tension qui apparaissent sur les dipôles 1 à n. La chute de tension horaire cumulée (%) du dipôle n est égale à [21] [24]:

$$(\Delta U\%)_n = 1 + 10^5 * \left[ \frac{R+X*tg\varphi}{U^2} \right] * \sum_{i=1}^n P_i * L_i \quad (V.14)$$

Avec :

- n : Le nombre du dipôle,
- $P_i$  : Est la puissance (kW) cumulée appelée par la charge dans le tronçon  $L_i$  ;  
 $P_i = \sum_{j=i}^m P_j$  ; où m c'est le nombre d'abonnés connectés au dipôle i,
- $tg\varphi = 0,4$  ;
- R : Résistance linéique d'un conducteur ( $\Omega /km$ ) ;
- X : Réactance linéique d'un conducteur ( $\Omega/km$ ) ;
- $L_i$ : Longueur du tronçon (km).
- La valeur de 1% correspond à la chute de tension du transformateur.

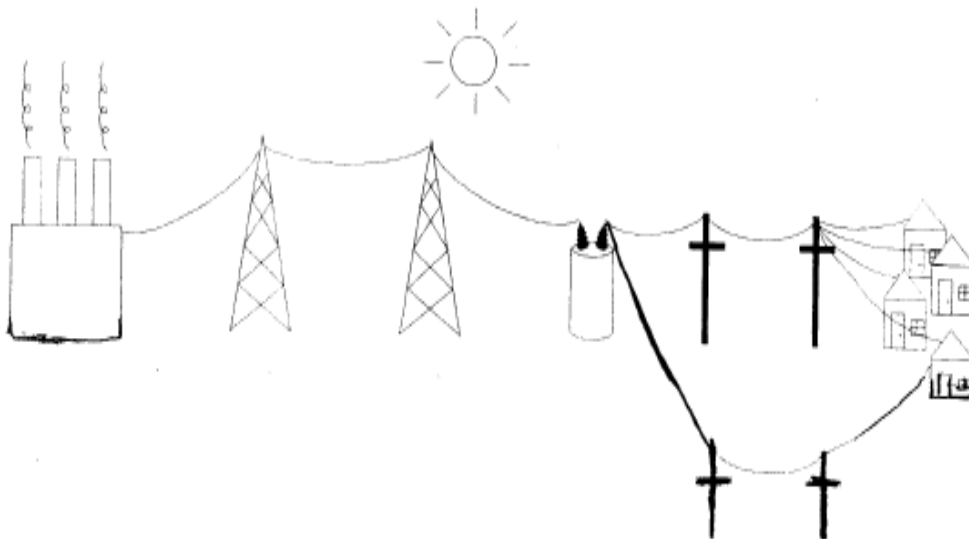
L'expression (V .14) montre que la chute de tension est proportionnelle à la distance du réseau et à la puissance appelée par le client j.

#### IV.5. Solutions pour assister les postes de transformation MT/BT

Pour résoudre le problème d'avarie du transformateur et régler les chutes de tensions survenant chez les clients se trouvant à la fin de ligne, plusieurs alternatives sont envisagées par les compagnies d'électricité [21] :

- Installer des régulateurs de tension ;
- Remplacer le transformateur s'il est sous-dimensionné ;
- Reconstruire le bout de ligne ;
- Modifier le calibre des câbles (Figure V.4) ;
- Réaliser une extension de ligne (Figure V.5) ;

L'autre alternative à prendre en considération est la satisfaction de la demande locale via l'intégration de producteurs décentralisés dans la planification des réseaux, par exemple les systèmes photovoltaïques. Cela permet de réduire les contraintes de production, de transport et de distribution et annulent le besoin de remplacer le réseau existant (Figures V.4 , V.5 et V.6) .



FigureV.4: Remplacement du matériel afin qu'il soit adapté à la charge.

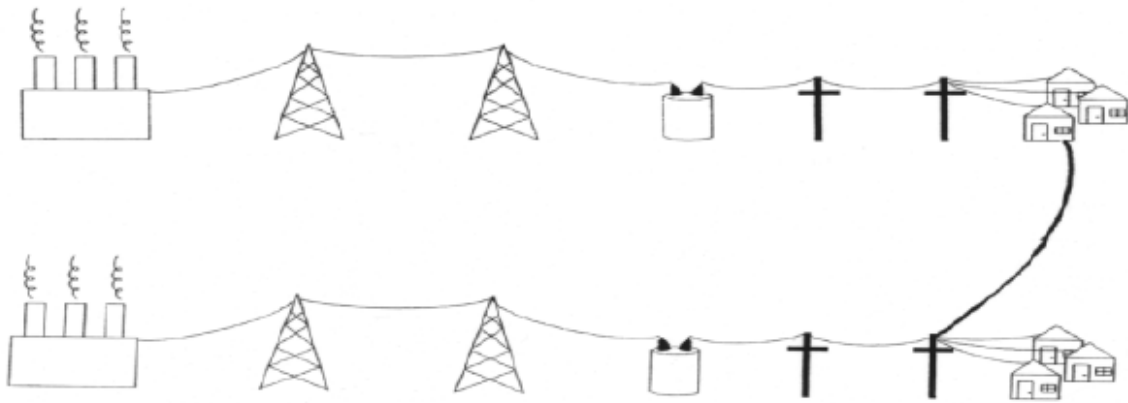


Figure V.5: Extension du réseau à partir d'un réseau voisin.

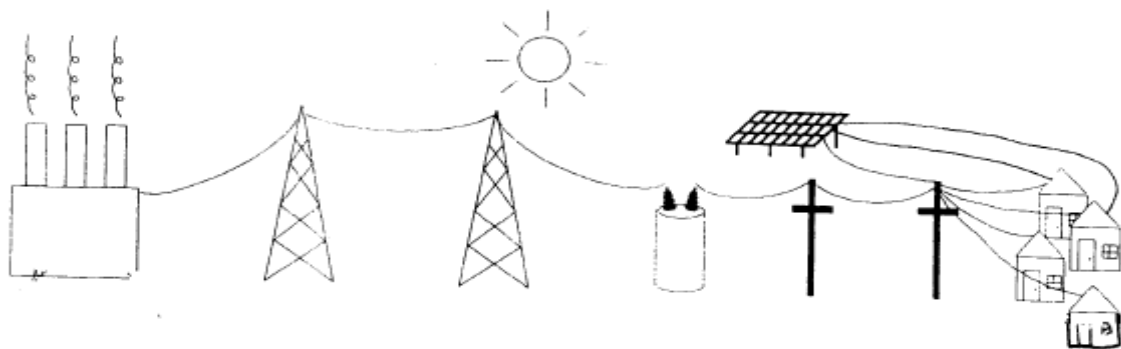


Figure V.6 : Systèmes photovoltaïques en toiture connectés au réseau électrique.

### V.6. Position du problème

On reprend la courbe de la puissance consommée par un abonné BT dans le site Batna pour deux journées de l'année (journée d'été et journée d'hiver). Elle est représentée par la figure V.7. On voit que la consommation est variable tout au long de la journée. Pour la journée d'été elle présente une pointe située entre 12 h et 15 h, qui est due à l'utilisation de la climatisation en ce temps à cause de la température élevée.

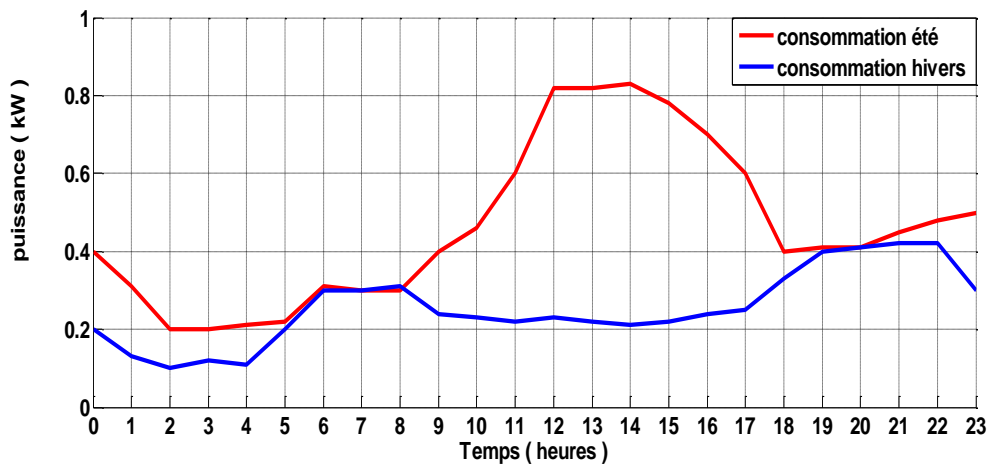


Figure V.7. Profil de charge journalière d'un abonné au site de Batna.

En effet, aux extrémités d'un réseau, la qualité de la puissance s'affaiblit lorsque la demande en électricité augmente. en conséquence il y a apparition d'une chute de tension non admissible ( $> 10\%$ ) chez les abonnés mal desservis.

#### V.6.1. Simulation avant l'installation des systèmes PV

Sous l'environnement Matlab et en utilisant les formules du taux d'utilisation du transformateur et de la chute de tension cumulée, nous avons calculé et simulé la variation du taux d'utilisation du transformateur (figure V.8) et de la chute de tension pour les huit dipôles pour une journée d'été (figure V.9) et une journée d'hiver (figure V.10).

On remarque que les valeurs non admissibles des contraintes du poste de transformation apparaissent pour la période d'été durant les heures de forte consommation (pointe du jour entre 11h et 17h). Le taux d'utilisation du poste dépasse 85% (figure V.8) et la chute de tension dépasse 14% chez les abonnés du dipôle 8 situé à la limite du bout de ligne (figure V.9).

Les dipôles de 1 à 7 ne présentent pas des chutes de tension non admissible, ce qui fait que notre étude sera faite sur le dipôle 8.

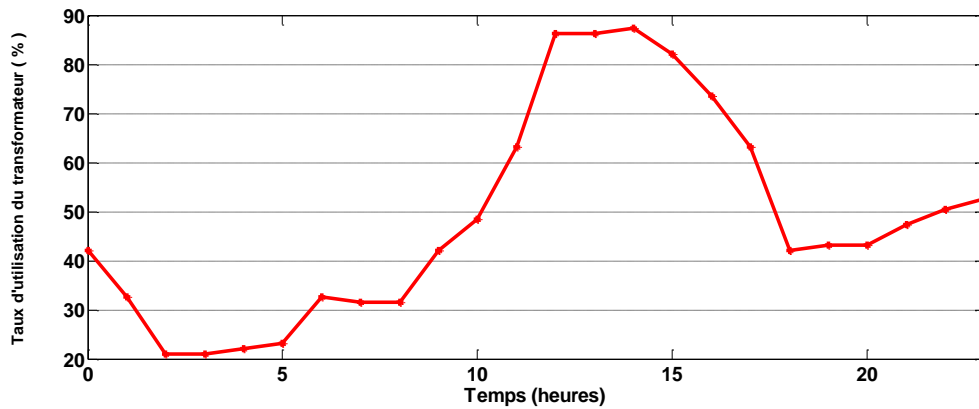


Figure V.8: Variation du taux d'utilisation du transformateur MT/BT pour une journée d'été.

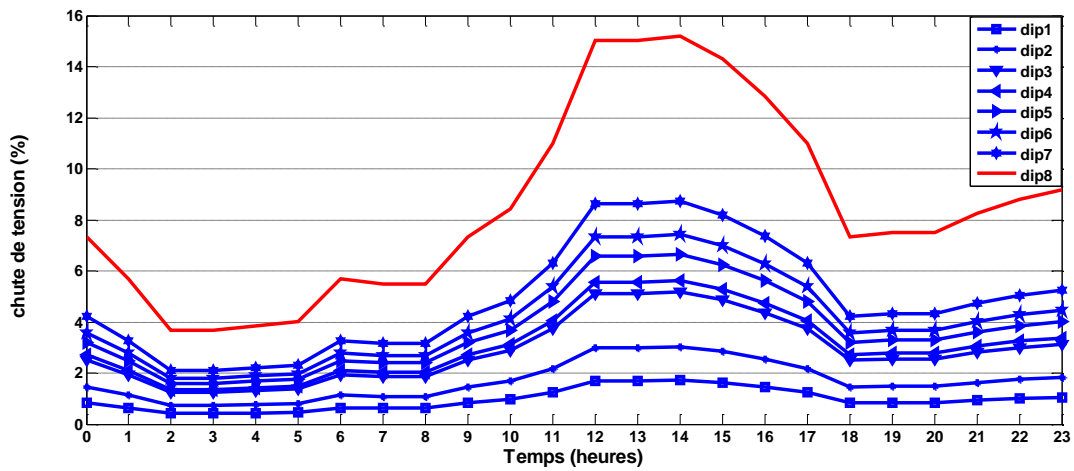


Figure V.9: Evolution des chutes de tension en % dans les huit dipôles pour une journée d'été.

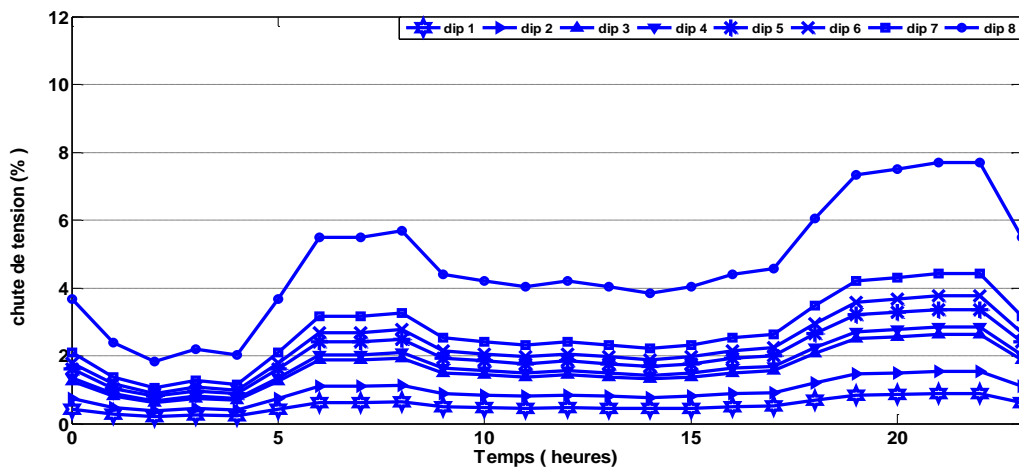


Figure V.10: Evolution des chutes de tension en % dans les huit dipôles pour une journée d'hiver.

La figure V.11 représente la variation de la chute de tension pour les heures de pointe en fonction de la longueur de la ligne électrique. On remarque que la chute de tension dépasse le seuil de 10% pour les habitations situées à une distance supérieure à 1 km.

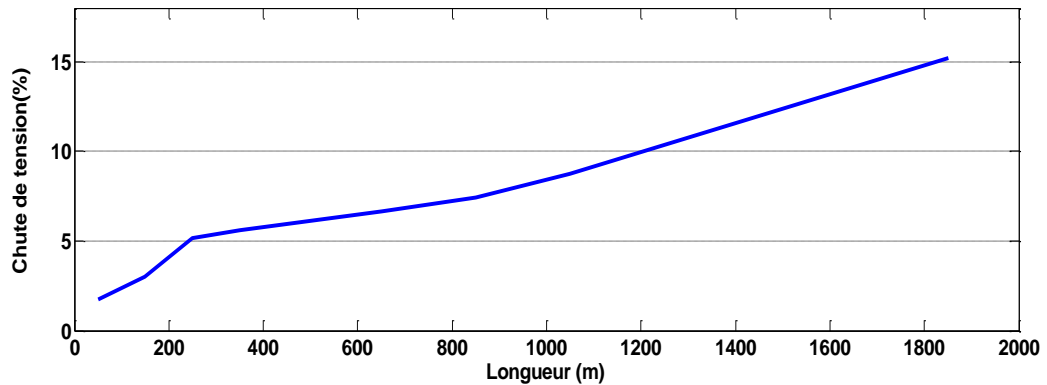


Figure V.11 : Variation de la chute de tension en fonction de la longueur de la ligne électrique.

### V.7. Solution photovoltaïque

La réduction des contraintes du poste de transformation (taux d'utilisation et la chute de tension) peut être réalisée en réduisant la puissance soutirée du réseau électrique des clients au milieu mal desservi en périodes de pointe par la compensation photovoltaïques.

L'opération de compensation sera faite sur les habitations du dipôle 8 par deux façons :

- **Compensation partielle :** Installer des systèmes photovoltaïque sur toiture pour chaque abonné du dipôle 8 à fin de satisfaire leur besoin pendant les heures de pointe et ainsi diminuer leur consommation de la part du réseau.
- **Compensation globale :** Raccorder une production photovoltaïque au réseau électrique par la société Sonalgaz à proximité du dipôle 8, ce qui permet d'améliorer la qualité de la tension à ce niveau et ainsi satisfaire les besoins des 15 abonnés pendant les heures de pointe.

#### V.7.1. Effets des systèmes PV sur les contraintes du poste de distribution

Vue la coïncidence de la production photovoltaïque avec la consommation en heures de pointe (figure V.12), l'insertion des systèmes PV dans le réseau électrique ou chez les usagers fait qu'une partie de puissance consommée sera produite localement ce qui réduit

la puissance débitée par le poste de distribution en périodes de pointe et allège les contraintes (surcharge) du poste de distribution. La puissance appelée (soutirée du réseau BT) par le client  $j$  devient [26] [27]:

$$P_j' = P_j - P_{pv,j} \quad (V.15)$$

$P_{pv,j}$  : est la puissance produite par le système PV (kW) chez le client  $j$ .

La puissance débitée par le transformateur en présence des systèmes PV devient :

$$P_c (Kw) = \sum_{j=1}^n P_j' (Kw) \quad (V.16)$$

L'équation (V.13) de la chute de tension et l'équation (V.16) de la puissance débitée par le transformateur, montrent que les contraintes du poste de distribution dépendent de la valeur  $P_j$ , donc la réduction de cette valeur nous permet de réduire ces contraintes du poste.

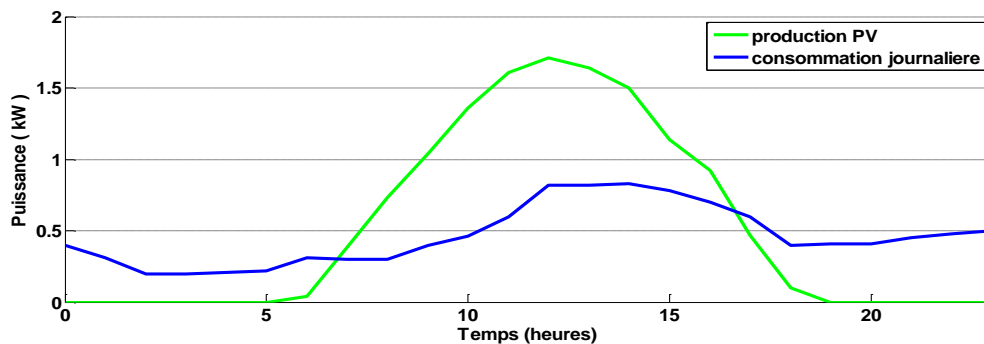


Figure V.12 : Disponibilité de l'énergie photovoltaïque aux heures de forte consommation.

### V.7.2. Compensation partielle

L'opération de la compensation partielle consiste en l'insertion de systèmes PV de puissance crête  $P_c = 3 \text{ kW}_c$  (valeur déterminée au chapitre précédent) chez les abonnés mal desservi du dipôle 8 d'une manière successive avec le relevé de la chute de tension après chaque opération. L'opération s'arrête lorsque la valeur du taux d'utilisation du transformateur diminue au-dessous de la valeur max admissible ( $T\% < 80\%$ ) et la chute de tension soit inférieure à la valeur admissible ( $\Delta U\% < 10\%$ ).

### V.7.3. Résultats de simulation après installation des systèmes PV

La figure V.13 présente la variation du taux d'utilisation du transformateur pendant les heures de pointe après l'installation successive des systèmes photovoltaïques, on remarque que la valeur du taux diminue et commence à devenir tolérante ( $< 80\%$ ) après l'installation du 7<sup>ème</sup> système PV.

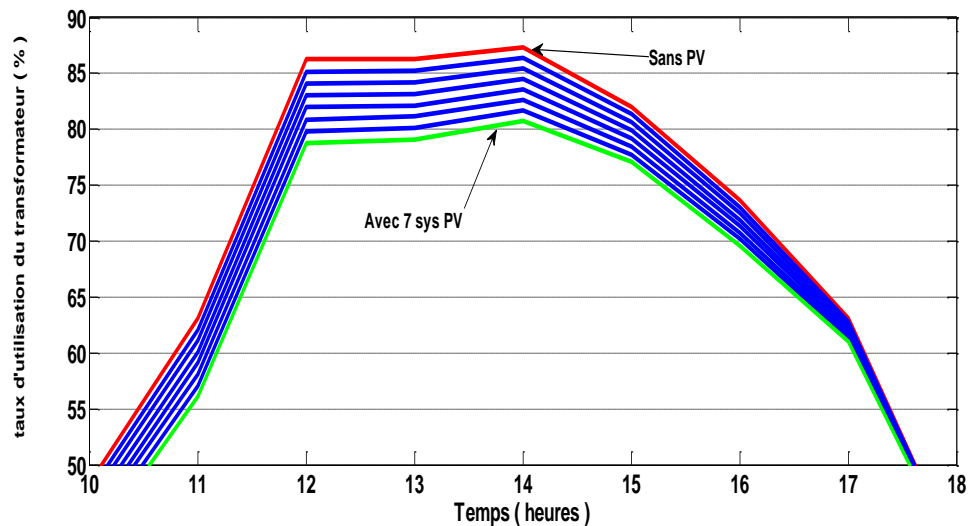


Figure V.13 : Diminution du taux d'utilisation du transformateur après compensation photovoltaïque.

D'après la figure V.14, on remarque que la chute de tension est devenue tolérable ( $< 10\%$ ) après l'installation du 6<sup>ème</sup> système PV.

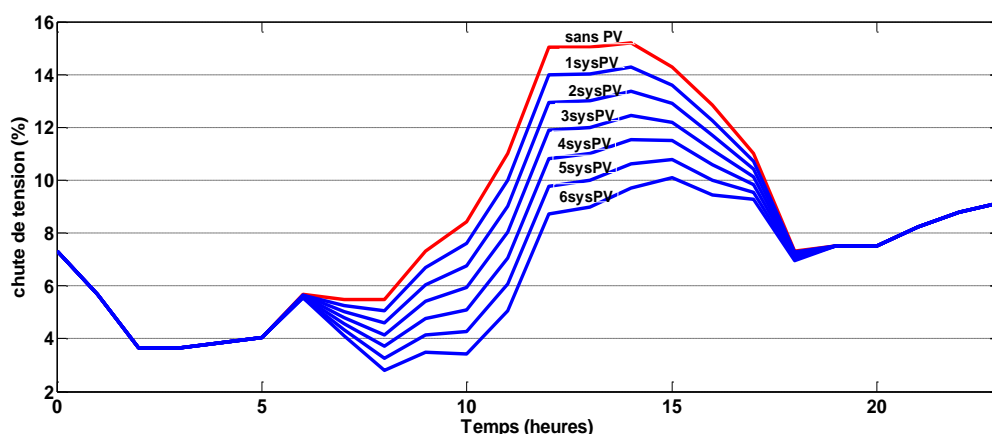


Figure V.14 : Chute de tension au dipôle 8 après compensation partielle.

Pour pouvoir qualifier l'impact des systèmes PV installés chez les abonnés mal desservi sur les autres dipôles, on a simulé la chute de tension pendant l'heure de pointe



pour tous les dipôles. D'après la figure V.15, on voit qu'après l'installation des systèmes PV il y a une diminution de la chute de tension au niveau de tous les dipôles se trouvant en aval du dipôle mal desservi.

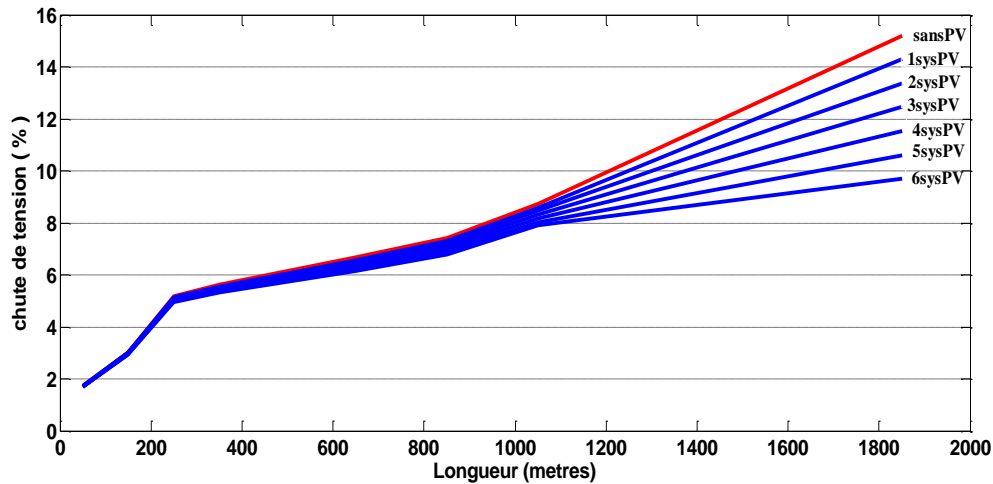


Figure V.15 : Chute tension en fonction de la longueur après compensation.

### V.7.3. Compensation globale

Une autre solution pour résoudre le problème, consiste en l'installation d'une mini-centrale photovoltaïque au niveau dipôle 8 avec l'ajout d'un système de stockage pour couvrir la consommation pendant la nuit et les heures de mauvais temps.

#### V.7.3.1. Résultats de simulation

La figure V.16 montre l'effet de l'installation d'une mini centrale à la fin du bout de ligne. Le taux d'utilisation du transformateur a diminué ( $< 80\%$ ) parce que les 15 abonnés du dipôle 8 ne sont plus connectés au réseau électrique.

D'après la figure V.17 on voit que la chute de tension de l'ensemble des abonnés du dipôle 8 est presque négligeable. Les abonnés peuvent bénéficier d'un bon confort pour la fourniture électrique et en même temps d'une énergie propre pour l'environnement.

Dans ce cas la chute de tension au niveau du dipôle 8 est égale à la somme des chutes de tension des 15 abonnés. Le dipôle 8 est indépendant des autres dipôles.

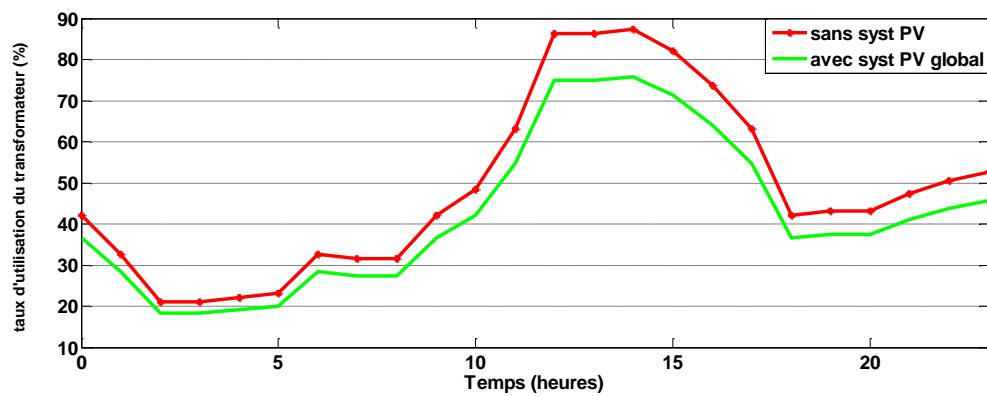


Figure V.16 : Variation du taux d'utilisation du transformateur après installation du système PV global.

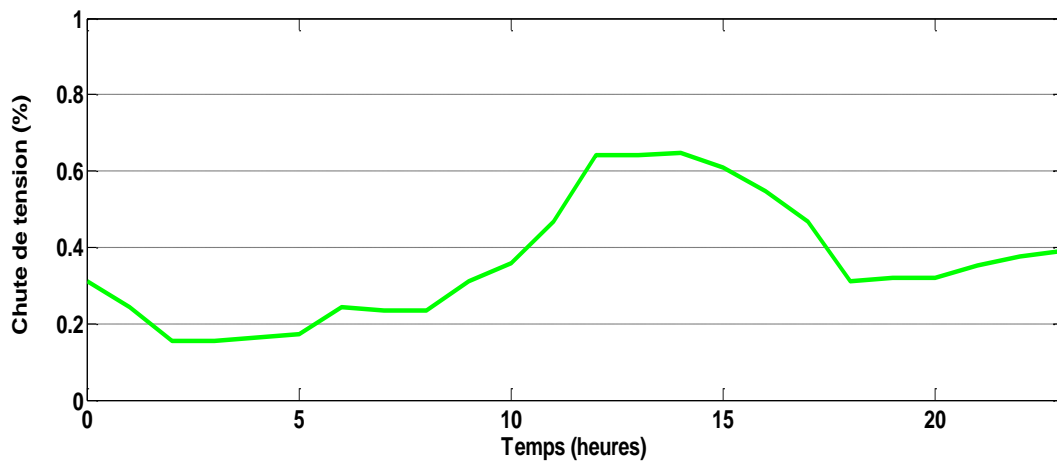


Figure V.17 : Variation de la chute de tension au dipôle 8 après installation du système PV global.

## V.8. Conclusion

L'étude réalisée dans ce chapitre a montré que les systèmes photovoltaïques peuvent être considérés comme solution très efficace pour répondre aux contraintes des postes de transformation. Lorsque le maximum de la charge appelée est en phase avec l'ensoleillement, le système photovoltaïque permet d'écarter les pointes. Ils permettent d'améliorer la puissance et d'éviter la surchauffe du matériel et réduire ainsi le nombre de transformateurs endommagés par la surcharge et éviter ou retarder les investissements pour renforcer le réseau.

## *Conclusion générale*

## Conclusion générale

Le développement durable passe, aujourd'hui, par la maîtrise de la demande d'électricité et par l'augmentation radicale de la participation des énergies renouvelables. En effet, d'ici quelques années, tout système énergétique durable sera basé sur l'utilisation rationnelle des énergies et sur un recours accru aux énergies renouvelables.

Dans ce travail, après avoir étudié l'apport du photovoltaïque dans le réseau électrique mondial et national et donner une idée générale sur la filière photovoltaïque, sa technologie, son principe de fonctionnement et ses différentes applications, nous avons présenté la méthodologie de l'étude technico-économique des installations photovoltaïques ayant pour but de déterminer les facteurs principaux et essentiels qui entrent dans la réalisation et la faisabilité d'un projet photovoltaïque.

Pour l'application de cette filière nous avons choisi la région de Batna à l'Est Algérien. Les données météorologique de cette région qui consiste en une durée d'ensoleillement de plus de 118.7 heures par an et d'un potentiel solaire de 1788.4 kWh/an, montre que cette région est encourageante pour l'application photovoltaïque. Pour ce faire, nous nous sommes intéressés au secteur domestique qui représente un pourcentage élevé de la demande énergétique et plus particulièrement aux problèmes de chutes de tension que rencontrent fréquemment les usagers qui se trouvent en bout de ligne électrique.

Nous nous sommes attachés au cours de cette étude à confirmer que de tels systèmes fonctionnent et peuvent être reproduits que ce soit en terme de production décentralisée (centrale PV connectée au réseau électrique) ou en terme d'installation PV en toiture.

En effet, l'installation de systèmes PV en toiture connectés au réseau électrique peut assurer une grande partie de la charge électrique d'une habitation et contribuer à améliorer la qualité de l'énergie fournie à l'utilisateur.

Les résultats des simulations ont montré que l'installation de tels systèmes présente un intérêt considérable de plusieurs points de vue :

### **Coté énergétique :**

- Ils permettent de couvrir jusqu'à 45% de la charge appelée pour un système PV de 3 kWc sans stockage connecté au réseau électrique et pouvant atteindre 100% en cas d'ajout d'accumulateurs assurant la fourniture d'énergie pendant la nuit ou les heures non ensoleillées.

- Ils peuvent contribuer efficacement à la réduction des contraintes du poste de distribution électrique BT concernant la surcharge du transformateur et les chute de tension non admissible (>10%) principalement en période d'été lors de l'utilisation de la climatisation et cela par la diminution de l'énergie soutirée du réseau électrique.

**Coté économique :**

- Ils permettent une diminution notable de la facture d'électricité.  
- L'étude économique a montré que malgré les prix d'investissement de ces systèmes photovoltaïques qui sont élevés, les prix de rachat du kWh photovoltaïque qui ne doit pas être au-dessous du coût de production du kWh peut être un facteur très attractifs pour les investisseurs. Dans une période bien déterminée, ils peuvent récupérer leurs investissements et en même temps bénéficier d'une énergie gratuite et propre.

- D'autre part en comparaison avec la solution classique concernant le problème de dégradation de la qualité l'énergie chez les abonnés situés à la fin des bouts des réseaux électriques qui est l'extension du réseau électrique, l'évaluation des coûts a montré que le coût d'une mini centrale photovoltaïque connectée au réseau existant est beaucoup moins chère que le coût de l'extension du réseau électrique.

**Coté écologique :**

L'évaluation de la quantité de CO<sub>2</sub> évitée dans l'atmosphère a montré que celle-ci augment avec l'augmentation de la puissance crête du système PV et de l'énergie propre produite, ce qui donne aussi un motif très important pour l'encouragement de cette filière en raisonnant en terme de développent durable et de respect de l'environnement.

Pour conclure, en plus des textes et des lois qui ont été adoptés pour encadrer le domaine des énergies renouvelables en Algérie, une réflexion sérieuse doit être engagée pour que le solaire soit exploité de manière pertinente et optimale et trouve une place de choix en Algérie.

En perspective et continuité de ce travail, on propose une étude de l'impact de la pénétration de la production photovoltaïque sur le bon fonctionnement du réseau électrique comme : variations de tension, déséquilibre de tension entre phases, injection d'harmoniques au réseau, interactions harmoniques entre onduleurs à travers le réseau, injection de courant continu au réseau ....etc.

Cette étude permettra de développer des stratégies de contrôles/commandes intelligentes pour les onduleurs PV à fin d'améliorer leur performance et surveiller la stabilisation du réseau et ainsi améliorer de la qualité de l'énergie électrique.

---

---

## Références

- [1] Photovoltaic report. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, ISE Freiburg, 27 August 2018
- [2] Sylvain Delenclos : Le solaire photovoltaïque 2016-2017.
- [3] le développement du photovoltaïque dans le-monde, <https://www.planete-energies.com>, consulté 2018.
- [4] Le groupe sonalgaz. [www.sonalgaz.dz](http://www.sonalgaz.dz), consulté 2018.
- [5] <http://www.energies-renouvelables.org/observ-er/html/inventaire/pdf/14e-inventaire-Chap03-3.9.1-Algerie.pdf>, consulté 2018.
- [6] Potentialité et perspectives pour les Energies renouvelables en Algérie. [http://algerien.ahk.de/fileadmin/ahk\\_algerien/Bilder/Veranstaltungen/EE\\_2010/Sonalgaz.pdf](http://algerien.ahk.de/fileadmin/ahk_algerien/Bilder/Veranstaltungen/EE_2010/Sonalgaz.pdf), consulté 2018.
- [7] Journal officiel de la république Algérienne N° 746 Rabie Ethani 1439 .25 décembre 2017.
- [8] <http://portail.cder.dz>, consulté 2018.
- [9] Anne Labouret – Michel Viloz , "Energie solaire photovoltaïque , le manuel du professionnel". Edition DUNOD, Paris, 2005.
- [10] Jean-Marc Cottier, ing. EPFZ, Genève, Centrales photovoltaïques. Guide pour le dimensionnement et la réalisation de projets à l'usage des bureaux d'ingénieurs Programme d'action PACER – Energies renouvelables. Office fédéral des questions conjoncturelles, 1996
- [11] Anne Labouret – Michel Viloz , Installations photovoltaïques :Conception et dimensionnement d'installations raccordées au réseau. Edition DUNOD, Paris, 2012.
- [12] Principe et technologie photovoltaïque : Modules cristallins. <http://fr.electrical-installation.org/frwiki/>, consulté 2018.
- [13] Technologie des onduleurs pour les installations reliées en réseau . <http://www.aros-solar.com/fr/>, consulté 2018.
- [14] Différents types d'onduleur photovoltaïque. <https://www.cieillico.fr/les> , consulté 2018
- [15] Guide photovoltaïque. <http://www.solaire-guide.fr/onduleurs-photovoltaïques/>, consulté 2018.
- [16] Recent Facts about Photovoltaics in Germany, Fraunhofer ISE, 2017.

- 
- [17] Guillaume RAMI. Contrôle de tension auto adaptative pour les productions décentralisées d'énergie connectées au réseau électrique de distribution. Thèse doctorat. Grenoble 2006.
- [18] Olivier Gergaud. Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couple au réseau et associé à un accumulateur. Thèse doctorat. Ecole normale supérieure de Cachan.
- [19] Bernard Chabot. La méthode TEC d'analyse économique présentation générale. 2010/2011.
- [20] Etude de faisabilité technico-économique de la filière photovoltaïque raccordée au réseau Au Sénégal. PERACOD (Promotion de l'Électrification Rurale et de l'Approvisionnement Durable en Combustibles Domestiques) et GTZ (Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit GTZ GmbH)
- [21] Valérie Acquaviva, Analyse de l'intégration des systèmes énergétiques à sources renouvelables dans les réseaux électriques insulaires. Thèse doctorat Université de Corse 2009.
- [22] Poggi P., M. Muselli, N. Stefka and Nedelcheva.: Reducing Voltage Drops at the End of the Feeder by Grid-Connected Rooftop PV Systems for: Case Study in Corsica Island. Energy, 2000, Vol. 25, N°8, pp. 741-756.
- [23] Houndedako Sossou, Dai Tometin Derrick, Chetangny K. Patrice, Espanet Christophe.: Reduction of the losses on the electric distribution network Low voltage of the Beninese Company of Electrical energy (SBEE) . International Journal of Modern Engineering Research (IJMER) , May - June 2013, Vol. 3, Issue. 3, pp-1837-1842.
- [24] Markiewicz, H.; Klajn, A.: Caractéristique de la Tension dans les Réseaux Publics de Distribution. Norme EN 50160', Guide Power Quality, Leonardo Energy, 2004.
- [25] Kadri A.Y., Hamidat A.: Connecting Impact of the PV Mini-Power on voltage and load of LV Network. Journal of electrical systems, November 2009, Special Issue N° 01, pp. 94-98.
- [26] Mouheb M., Hamidat A. Loukarfic L.: Impact of PV Compensation in Improving the Voltage Drop in Electrical Networks LV. Energy Procedia 18 , 2012, 751-761.
- [27] Vasiliki Vita, Tarefa Alimardan, Lambros Ekonomou: The Impact of Distributed Generation in the Distribution Networks 'Voltage Profile and Energy Losses. 2015 IEEE European Modelling Symposium

- 
- [28] J.C. Hernandeza, A. Medinaa, F. Jurado: Optimal allocation and sizing for profitability and voltage enhancement of PV systems on feeders. Science direct Renewable Energy 32 (2007) 1768–1789
- [29] F.J. Ruiz-Rodriguez J.C. Hernandez , F. Jurado: Voltage unbalance assessment in secondary radial distribution networks with single-phase photovoltaic systems. Science direct, Electrical Power and Energy Systems, 64 (2015) 646–654
- [30] Les solutions d’autoconsommation de l’électricité photovoltaïque dans le bâtiment. <http://www.issol.eu>
- [31] <https://www.gps-longitude-latitude.net/coordonnees-gps-de-batna>, consulté le
- [32] Petros Axaopoulos. Chapitre 3 :Principes de base de la géométrie solaire. Grece. [http://www.labri.fr/perso/billaud/Helios2/resources/fr03/Chap\\_3\\_FR.pdf](http://www.labri.fr/perso/billaud/Helios2/resources/fr03/Chap_3_FR.pdf)



# **Annexes**

## Système couplé au réseau: Paramètres de simulation

**Projet :** **COUPLE RESEAU SANS STOCKAGE**

### Site géographique

<b>Situation</b>	Latitude	35.4°N	Longitude	6.1°E
Temps défini comme	Temps légal	Fus. horaire TU+1	Altitude	1037 m
	Albédo	0.20		
<b>Données météo:</b>	<b>BATNA</b>	Meteonorm 7.1 (1991-2010) - Synthétique		

**Variante de simulation :** 1

Date de la simulation 22/09/18 à 00h19

### Paramètres de simulation

<b>Orientation plan capteurs</b>	Inclinaison	15°	Azimut	0°
<b>Modèles utilisés</b>	Transposition	Perez	Diffus	Perez, Meteonorm
<b>Horizon</b>	Pas d'horizon			
<b>Ombrages proches</b>	Sans ombrages			

### Caractéristiques du champ de capteurs

<b>Module PV</b>	Si-mono	Modèle	<b>LG 250 S1C-G3</b>	
<small>Original PVSyst database</small>		Fabricant	LG Electronics	
Nombre de modules PV		En série	6 modules	En parallèle 2 chaînes
Nombre total de modules PV		Nbre modules	12	Puissance unitaire 250 Wc
Puissance globale du champ		Nominale (STC)	<b>3000 Wc</b>	Aux cond. de fonct. 2654 Wc (50°C)
Caractéristiques de fonct. du champ (50°C)		U mpp	158 V	I mpp 17 A
Surface totale		Surface modules	<b>19.7 m<sup>2</sup></b>	Surface cellule 17.2 m <sup>2</sup>

### Onduleur

<small>Original PVSyst database</small>		Modèle	<b>SGN3400TL</b>	
		Fabricant	Tranergy	
Caractéristiques	Tension de fonctionnement	90-530 V	Puissance unitaire	3.00 kWac
Batterie d'onduleurs	Nbre d'onduleurs	1 unités	Puissance totale	3.0 kWac

### Facteurs de perte du champ PV

Fact. de pertes thermiques	Uc (const)	20.0 W/m <sup>2</sup> K	Uv (vent)	0.0 W/m <sup>2</sup> K / m/s
Perte ohmique de câblage	Rés. globale champ	160 mOhm	Frac. pertes	1.5 % aux STC
Perte de qualité module			Frac. pertes	-0.8 %
Perte de "mismatch" modules			Frac. pertes	1.0 % au MPP
Effet d'incidence, paramétrisation ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Param. bo	0.05

### Besoins de l'utilisateur :

profil journalier	Modulation saisonnière
moyenne	7.8 kWh/Jour



### Système couplé au réseau: CO2 Balance

**Projet :** SYSTEME PV SANS STOCKAGE

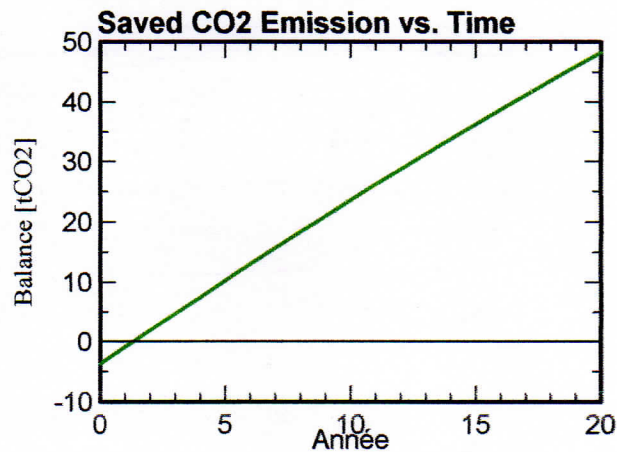
**Variante de simulation :** 1

Principaux paramètres système	Type de système	Couplé au réseau	
Orientation plan capteurs	inclinaison	15°	azimut 0°
Modules PV	Modèle	LG 250 S1C-G3	Pnom 250 Wc
Champ PV	Nombre de modules	12	Pnom total <b>3000 Wc</b>
Onduleur	Modèle	SGN3400TL	Pnom 3000 W ac
Besoins de l'utilisateur	profil journalier	Modulation saisonnière	global 2849 kWh/an

<b>Produced Emissions</b>	<b>Total:</b> 3.74 tCO2		
	Source:	Detailed calculation from table below	
<b>Replaced Emissions</b>	<b>Total:</b> 57.1 tCO2		
	System production:	4793.15 kWh/an	Lifetime: 20 years
			Annual Degradation: 1.0 %
	Grid Lifecycle Emissions:	596 gCO2/kWh	
	Source:	IEA List	Country: Algeria
<b>CO2 Emission Balance</b>	<b>Total:</b> 48.3 tCO2		

**System Lifecycle Emissions Details:**

Item	Modules	Supports
LCE	1713 kgCO2/kWc	3.98 kgCO2/kg
Quantity	2.00 kWc	80.0 kg
Subtotal [kgCO2]	3425	318







### Système isolé avec batteries: CO2 Balance

**Projet :** SYSTEME PV AVEC STOCKAGE

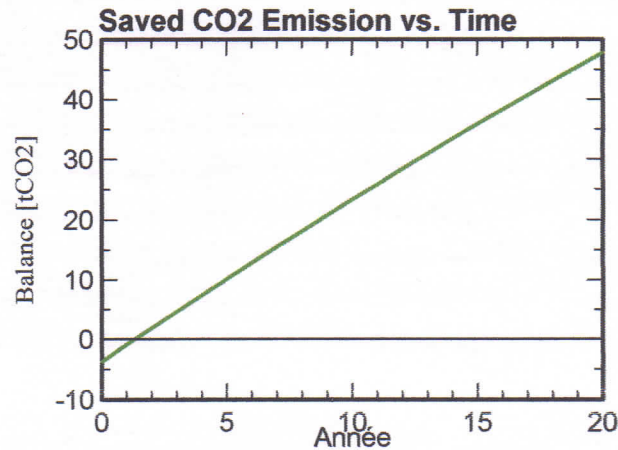
**Variante de simulation :** AVEC STOCKAGE

Principaux paramètres système	Type de système	Isolé avec batteries	
Orientation plan capteurs	inclinaison	15°	azimut 0°
Modules PV	Modèle	LG 250 S1C-G3	Pnom 250 Wc
Champ PV	Nombre de modules	12	Pnom total <b>3000 Wc</b>
Batterie	Modèle	Open 12V / 100 Ah	Technologie ouverte, plaques
batteries	Nombre d'unités	52	Tension / Capacité <b>48 V / 1300 Ah</b>
Besoins de l'utilisateur	profil journalier	Modulation saisonnière	global 2849 kWh/an

<b>Produced Emissions</b>	<b>Total:</b> 3.74 tCO2		
	Source:	Detailed calculation from table below	
<b>Replaced Emissions</b>	<b>Total:</b> 56.6 tCO2		
	System production:	4747.66 kWh/an	Lifetime: 20 years
			Annual Degradation: 1.0 %
	Grid Lifecycle Emissions:	596 gCO2/kWh	
	Source:	IEA List	Country: Algeria
<b>CO2 Emission Balance</b>	<b>Total:</b> 47.8 tCO2		

**System Lifecycle Emissions Details:**

Item	Modules	Supports
LCE	1713 kgCO2/kWc	3.98 kgCO2/kg
Quantity	2.00 kWc	80.0 kg
Subtotal [kgCO2]	3425	318



## Système couplé au réseau: Paramètres de simulation

**Projet :** **MINI-CENTRALE PV**

### Site géographique

<b>Situation</b>	Latitude	35.4°N	Longitude	6.1°E
Temps défini comme	Temps légal	Fus. horaire TU+1	Altitude	1037 m
	Albédo	0.20		
<b>Données météo:</b>	<b>BATNA</b>	Meteonorm 7.1 (1991-2010) - Synthétique		

**Variante de simulation :** **2**

Date de la simulation 02/10/18 à 20h07

### Paramètres de simulation

<b>Orientation plan capteurs</b>	Inclinaison	15°	Azimut	0°
<b>Modèles utilisés</b>	Transposition	Perez	Diffus	Perez, Meteonorm
<b>Horizon</b>	Pas d'horizon			
<b>Ombrages proches</b>	Sans ombrages			

### Caractéristiques du champ de capteurs

<b>Module PV</b>	Si-mono	Modèle	<b>LG 250 S1C-G3</b>		
<small>Original PVSyst database</small>		Fabricant	LG Electronics		
Nombre de modules PV		En série	20 modules	En parallèle	8 chaînes
Nombre total de modules PV		Nbre modules	160	Puissance unitaire	250 Wc
Puissance globale du champ		Nominale (STC)	<b>40.0 kWc</b>	Aux cond. de fonct.	35.4 kWc (50°C)
Caractéristiques de fonct. du champ (50°C)		U mpp	527 V	I mpp	67 A
Surface totale		Surface modules	<b>262 m²</b>	Surface cellule	229 m²

### Onduleur

<small>Original PVSyst database</small>		Modèle	<b>Ingecon Sun 40 TL M</b>		
		Fabricant	Ingeteam		
Caractéristiques	Tension de fonctionnement	300-820 V	Puissance unitaire	40.0 kWac	
Batterie d'onduleurs	Nbre d'onduleurs	1 unités	Puissance totale	40 kWac	

### Facteurs de perte du champ PV

Fact. de pertes thermiques	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (vent)	0.0 W/m²K / m/s	
Perte ohmique de câblage	Rés. globale champ	134 mOhm	Frac. pertes	1.5 % aux STC	
Perte de qualité module			Frac. pertes	-0.8 %	
Perte de "mismatch" modules			Frac. pertes	1.0 % au MPP	
Effet d'incidence, paramétrisation ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Param. bo	0.05	

### Besoins de l'utilisateur :

profil journalier	Modulation saisonnière
moyenne	117 kWh/Jour



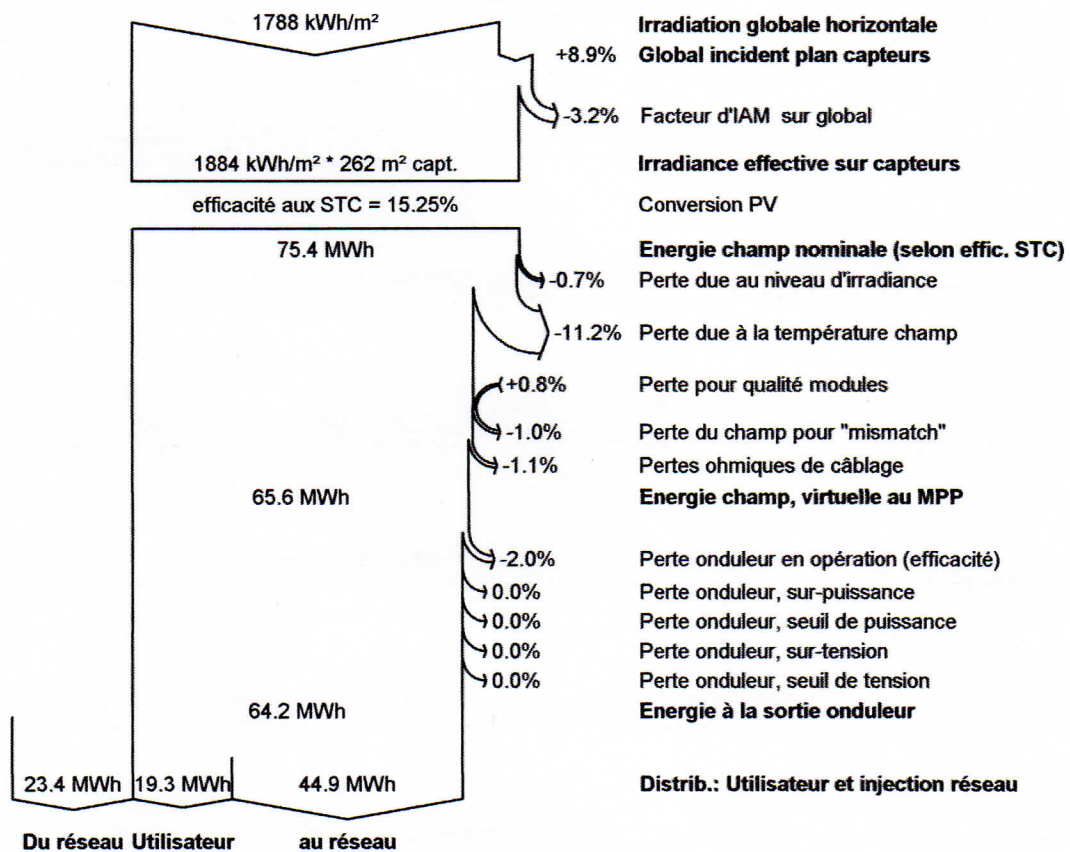
## Système couplé au réseau: Diagramme des pertes

**Projet :** MINI-CENTRALE PV

**Variante de simulation :** 2

Principaux paramètres système	Type de système	Couplé au réseau	
Orientation plan capteurs	inclinaison	15°	azimut 0°
Modules PV	Modèle	LG 250 S1C-G3	Pnom 250 Wc
Champ PV	Nombre de modules	160	Pnom total <b>40.0 kWc</b>
Onduleur	Modèle	Ingecon Sun 40 TL M	Pnom 40.0 kW ac
Besoins de l'utilisateur	profil journalier	Modulation saisonnière	global 42.7 MWh/an

### Diagramme des pertes sur l'année entière



### Système couplé au réseau: CO2 Balance

**Projet :** MINI-CENTRALE PV

**Variante de simulation :** 2

Principaux paramètres système	Type de système	Couplé au réseau	
Orientation plan capteurs	inclinaison	15°	azimut 0°
Modules PV	Modèle	LG 250 S1C-G3	Pnom 250 Wc
Champ PV	Nombre de modules	160	Pnom total <b>40.0 kWc</b>
Onduleur	Modèle	Ingecon Sun 40 TL M	Pnom 40.0 kW ac
Besoins de l'utilisateur	profil journalier	Modulation saisonnière	global 42.7 MWh/an

<b>Produced Emissions</b>	<b>Total:</b> 67.27 tCO2		
	Source:	Detailed calculation from table below	
<b>Replaced Emissions</b>	<b>Total:</b> 765.8 tCO2		
	System production:	64.24 MWh/an	Lifetime: 20 years
			Annual Degradation: 1.0 %
	Grid Lifecycle Emissions:	596 gCO2/kWh	
	Source:	IEA List	Country: Algeria
<b>CO2 Emission Balance</b>	<b>Total:</b> 629.9 tCO2		

**System Lifecycle Emissions Details:**

Item	Modules	Supports
LCE	1336 kgCO2/kWc	3.98 kgCO2/kg
Quantity	45.0 kWc	1800 kg
Subtotal [kgCO2]	60116	7156

