

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE  
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

**Ecole Nationale Polytechnique**

Département d'Automatique



المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات  
Ecole Nationale Polytechnique



Mémoire de projet de fin d'études  
pour l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état  
**enautomatique**

# **Etude, conception et évaluation d'un système de gestion d'énergie destiné à une habitation alimentée par énergie solaire photovoltaïque**

Zaki RAHAL

Sous la direction du DR Achour MAHRANE et du Pr M. El Madjid BERKOUK

Présenté et soutenu publiquement le (17/09/2020)

## **Composition du jury :**

Président	Rachid ILLOUL	MC A. ENP Alger
Promoteurs	Achour MAHRANE El Madjid BERKOUK	DR. UDES/CDER, Bou Ismaïl Pr. ENP Alger
Examineur	Mohamed TADJINE	Pr. ENP Alger

ENP 2020



REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE  
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

**Ecole Nationale Polytechnique**

Département d'Automatique



المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات  
Ecole Nationale Polytechnique



Mémoire de projet de fin d'études  
pour l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état  
**enautomatique**

# **Etude, conception et évaluation d'un système de gestion d'énergie destiné à une habitation alimentée par énergie solaire photovoltaïque**

Zaki RAHAL

Sous la direction du DR Achour MAHRANE et du Pr M. El Madjid BERKOUK

Présenté et soutenu publiquement le (17/09/2020)

## **Composition du jury :**

Président	Rachid ILLOUL	MC A. ENP Alger
Promoteurs	Achour MAHRANE El Madjid BERKOUK	DR. UDES/CDER, Bou Ismaïl Pr. ENP Alger
Examineur	Mohamed TADJINE	Pr. ENP Alger

ENP 2020

## ملخص:

الهدف من هذه الأطروحة هو إنتاج نموذج رياضي يمثل العناصر الكهربائية المختلفة الموجودة في سلسلة الطاقة في (الحقول الكهروضوئية، المحولات، البطاريات). تم إنشاء هذه النماذج UDES المنزل الشمسي الذكي المثبت على مستوى UDES . والتحقق من صحتها على أساس النتائج التجريبية التي تم إجراؤها على هذا النظام نفسه بواسطة فريق بحثي من تم إنشاء نظام إدارة مستقل من أجل تنفيذ العديد من سيناريوهات المناولة من خلال إدخال الظروف المناخية المطلوبة فقط.

**الكلمات المفتاحية:** البيت الشمسي الذكي، النموذج الرياضي، الحقول الكهروضوئية، المحولات، البطاريات، نظام الإدارة الذاتية.

## Summary :

The object of this thesis is to produce a mathematical model representing the different electric actors present in the energy chain of the smart solar house installed at the UDES (PV fields, Converters, Batteries). These models were established and validated on the basis of experimental results carried out on this same system by a research team from the UDES. An Autonomous management system has been established in order to perform several handling scenarios by introducing only the desired climatic conditions for the experiment, thus affirming the importance of this mathematical tool.

**Keywords:** smart solar house, mathematical model, PV fields, converters, Batteries, Autonomous management system.

## Résumé :

L'objet de ce mémoire est de réaliser un modèle mathématique représentant les différents acteurs électriques présents dans la chaîne énergétique de la maison solaire intelligente installée au niveau de l'UDES ( Champs PV, Convertisseurs, Batteries ) . Ces modèles ont été établis et validés sur la base de résultats expérimentaux effectués sur ce même système par une équipe de recherche de l'UDES. Un système de gestion Autonome a été établi afin d'effectuer plusieurs scénarios de manipulation en introduisant seulement les conditions climatiques souhaitées pour l'expérimentation, affirmant ainsi l'importance de cet outil mathématique.

**Mots clés:** maison solaire intelligente, modèle mathématique, champs PV, convertisseurs, Batteries , système de gestion Autonome.

## **Remerciements :**

*Tout d'abord je remercie Dieu le tout puissant de m'avoir accordé la connaissance, donner le courage, la patience et la santé pour réaliser mon projet de fin d'étude.*

*Je tiens à rendre hommage à notre cher défunt Professeur Mr L.ABDELOUEL dont la disparition tragique m'a beaucoup bouleversé.*

*J'aimerais adresser mes sincères remerciements à Mr TASSALIT Djillali, Directeur de l'Unité de Développement des Equipements Solaires (UDES) de m'avoir permis d'effectuer mon PFE au sein de l'Unité de Développement des Equipements Solaires (UDES).*

*Je tiens à exprimer ma plus profonde gratitude à mon promoteur Monsieur Achour MAHRANE, Directeur de Recherche et Directeur de la Division Equipements à Energies Renouvelables (EER) à l'UDES, pour avoir suivi de très près mes travaux, pour son aide, ses orientations pédagogiques dans l'élaboration de ce mémoire, et tous les conseils qu'il m' a prodigués durant toute la durée de ce travail malgré ses responsabilités durant la situation difficile liée à la pandémie du COVID-19*

*Je tiens à exprimer de sincères remerciements à mon promoteur Professeur El Madjid BERKOUK de l'Ecole Nationale Polytechnique d'avoir accepté de co-diriger ce travail.*

*Je tiens à remercier chaleureusement les membres du jury pour l'honneur qu'ils m'ont fait en acceptant de lire et d'évaluer ce mémoire.*

*Mes remerciements vont aussi à l'ensemble du personnel de l'Unité de Développement des Equipements Solaires UDES et en particulier à Monsieur Smaïn BERKANE, Madame Ghania MOHAND KACI, Monsieur Ali LALDJI et Monsieur Madjid CHIKH, pour m'avoir aidé, conseillé et encouragé tout au long de mes travaux.*

*Que Madame A. Degla chercheuse au Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER), trouve ici l'expression de ma profonde reconnaissance pour son aide et conseils.*

*Il va sans dire que j'adresse un hommage tout particulier à l'ensemble des enseignants de l'Ecole Nationale Polytechnique d'Alger et en particulier, à mes professeurs d'Automatique pour les connaissances qu'ils m'ont transmises, pour leur écoute, leur disponibilité et l'encadrement dont ils m'ont fait bénéficier.*

## ***Dédicace :***

*A mes parents, les êtres les plus chers à mes yeux, qui ont toujours cru en moi dans les meilleurs et les pires moments.*

*A mon frère et ma sœur, qui m'ont tracé la route des chemins à entreprendre dans la vie.*

*A tous les membres de ma famille qui m'ont toujours soutenu de près ou de loin.*

**RAHAL ZAKI**

**Table des matières**

**Liste des tableaux**

**Listes des figures**

**Liste des abréviations**

**Introduction générale**

**Chapitre 1 Problématique de la consommation d'énergie dans le monde et en Algérie .....15**

1.1 Introduction .....	16
1.2 Contextes énergétiques mondial et algérien .....	16
1.2.1 Contexte énergétique mondial .....	16
1.2.1.1 Proportions entre énergies renouvelables et non renouvelables.....	17
1.2.1.2 Statistiques des consommations énergétiques mondiales entre 1970-2020.....	19
1.2.2 Contexte énergétique algérien.....	20
1.2.2.1 L'énergie renouvelable en Algérie.....	21
1.2.2.2 Analyse du bilan énergétique annuel en Algérie :.....	21
1.3 Programme de l'amélioration de l'efficacité énergétique en Algérie mis en place par l'APRUE.....	22
1.3.1 Programme Eco-Bat .....	23
1.4 Contribution de l'UDES à l'amélioration de la consommation énergétique en Algérie	24
1.4.1 Description du démonstrateur 'Maison solaire intelligente à basse consommation' de l'UDES .....	27
1.4.2 Equipements disponibles dans la maison solaire .....	26
1.5 Le contexte du mémoire :.....	28
1.6 Conclusion :.....	28

**Chapitre 2 : Modélisation de la centrale Photovoltaïque intégrée à la maison solaire.....29**

2.1 Introduction .....	30
2.2 Présentation et description de la centrale Photovoltaïque .....	31
2.3 Modélisation des constituants de la centrale photovoltaïque .....	31
2.3.1 Modélisation du champ Photovoltaïque.....	32
2.3.2 Modélisation du convertisseur DC/AC .....	37
2.3.2.1 Equations de base du modèle .....	38
2.3.2.2 Détermination des paramètres du modèle AC adapté à notre onduleur.....	39
2.3.3 Modélisation de la batterie .....	40
2.3.3.1 Modèle adopté pour la modélisation .....	40
2.3.3.1.1 Mode de décharge .....	41

2.3.3.1.2 Mode de charge .....	42
2.3.3.2 Adaptation du modèle de Coppetti au type de batterie Pb-acide à gel.....	44
2.4 Système de gestion d'énergie de la maison solaire .....	47
2.4.1 Stratégie de gestion d'énergie de la maison solaire .....	47
2.5 Conclusion.....	50
<b>Chapitre 3 : Résultats de simulation et Analyses .....</b>	<b>51</b>
3.1 Introduction .....	52
3.2 Comparaison entre Production photovoltaïque simulée et mesurée de la centrale PV de la maison solaire.....	52
3.2.1 Données Radiométriques et météorologiques .....	52
3.2.2 Comparaison entre puissance DC et AC simulées et mesurées de la centrale PV .....	53
3.3 Test du système de gestion d'énergie de la maison solaire.....	54
3.3.1 Taux d'autoconsommation et taux d'autosuffisance .....	54
3.3.2. Données Radiométriques et Météorologiques.....	55
3.3.3 Profils de consommation considérés avec et sans gestion des charges.....	57
3.4 Simulations de la gestion d'énergie de la maison solaire pour différents scénarios de Production – Consommation .....	64
3.4.1 Cas de la saison d'Automne .....	65
3.4.2 Cas de la Saison Hiver .....	70
3.5 Synthèse des résultats.....	80
3.5.1 Cas des scénarios sans gestion de charges .....	81
3.5.2 Cas des scénarios avec gestion des charges : .....	81
3.6 Conclusion.....	82
<b>Conclusion générale .....</b>	<b>87</b>
<b>Bibliographie.....</b>	<b>89</b>
<b>Annexe A.....</b>	<b>82</b>
<b>Annexe B.....</b>	<b>100</b>



## Liste des tableaux

Tableau 1. 1: Production énergétique mondiale commercialisée selon la source d'énergie ....	18
Tableau 1. 2 : Consommation mondiale d'énergie par secteur entre 1990 et 2017.....	19
Tableau 1. 3 : Répartition de l'évolution énergétique renouvelable à l'horizon 2030 .....	21
Tableau 1. 4: Evolution de la consommation énergétique nationale par secteur 2017/2018 ...	22
Tableau 1. 5 : Bilan de puissance des appareils électroniques présents dans la maison solaire .....	27
Tableau 2. 1 : Résultats de simulation des paramètres Rs et Rp.....	36
Tableau 2. 2 : Coefficients originaux et nouveaux pour le modèle de Coppetti [18], [21].....	45
Tableau 3. 1 : Listes des abréviations des Equipements Electriques de la maison.....	57
Tableau 3. 2 : Programmation quotidienne des charges sans gestion durant la saison Automne .....	58
Tableau 3. 3 : Programmation quotidienne des charges avec gestion durant la saison Automne .....	58
Tableau 3. 4 Programmation quotidienne des charges sans gestion durant la saison Hiver ....	60
Tableau 3. 5 : Programmation quotidienne des charges avec gestion durant la saison Hiver .	60
Tableau 3. 6 Programmation quotidienne des charges durant la saison Été .....	62
Tableau 3. 7 : Programmation quotidienne des charges avec gestion durant la saison Été ....	62
Tableau 3. 8 : Énergies considérées pour le scénario Saison Automne avec et sans gestions des charges .....	65
Tableau 3. 9 : Bilan énergétique de la saison Automne sans gestion de charges.....	66
Tableau 3. 10 : Bilan énergétique de la saison Automne avec gestion de charges .....	67
Tableau 3. 11 : Énergies considérées pour le scénario Saison Automne avec et sans gestions des charges .....	70
Tableau 3. 12 : Bilan énergétique de la saison Hiver sans gestion de charges .....	71
Tableau 3. 13 : Bilan énergétique de la saison Hiver avec gestion de charges .....	72
Tableau 3. 14 : Énergies considérées pour le scénario Saison Automne avec et sans gestions des charges .....	75
Tableau 3. 15 : Bilan énergétique de la saison Été sans gestion de charges .....	76
Tableau 3. 16 : Bilan énergétique de la saison Été avec gestion des charges .....	77

Tableau 3. 17 : Synthèse des résultats obtenus à la suite des simulations effectuées en considérant tous les scénarios présentés.....	80
--	----

## Liste des figures

Figure 1. 1 World Energy Consumption 1970-2020.....	17
Figure 1. 2 : Energie globale consommée dans le monde et par continent 1990-2019.....	20
Figure 1. 3: Vue extérieure et plan de la Maison solaire intelligente UDES .....	25
Figure 1. 4 : Vue d'ensemble du système PV de la maison solaire .....	26
Figure 2. 1 : Architecture électrique de la centrale Photovoltaïque .....	31
Figure 2. 2: Chaîne de valeur 'Cellule photovoltaïque - Système photovoltaïque. ....	32
Figure 2. 3 : (a) Constitution d'une cellule solaire de base, (b) Caractéristique I(V) d'une cellule solaire.....	33
Figure 2. 4 : Schéma électrique d'une cellule photovoltaïque .....	33
Figure 2. 5 : Algorithme d'ajustement du modèle I(V) à une diode aux valeurs expérimentales.....	36
Figure 2. 6 : Caractéristiques I-V simulée et mesurée pour un module ENIE 200Wc .....	37
Figure 2. 7 : Rendement (%) et relation Pac (Pdc) simulée et mesurées obtenues pour un onduleur du type Sunny Boy 4000TL. ....	40
Figure 2. 8 : Schéma équivalent de la batterie pour le modèle de Coppetti et al. (CIEMAT) [21]. ....	41
Figure 2. 9 : Courbes simulée et mesuré de la tension de charge et courbe du courant de mesuré pour une batterie Pb-acide à gel Condor CGB. ....	46
Figure 2. 10 : Courbes simulée et mesurée de la tension de décharge et courbe du courant de décharge mesuré pour une batterie Pb-acide à gel Condor CGB. ....	46
Figure 2. 11 : Organigramme de la gestion d'énergie (des sources et des charges) de la maison solaire. ....	49
Figure 3. 1 : Courbe illustrative des variations de l'irradiation et de la température pour la semaine du 02/02/2020 au 08/02/2020 au niveau du site de l'UDES à Bou Ismail, Tipaza....	53
Figure 3. 2 : Courbe de puissance DC théorique et expérimentale de la centrale PV pour la semaine du 02/02/2020 au 08/02/2020 au niveau du site de l'UDES à Bou Ismail, Tipaza....	53
Figure 3. 3 : Courbe de puissance AC théorique et expérimentale de la centrale PV.....	54
Figure 3. 4 : Courbe de variation Irradiation\Température pour la saison d'Automne.....	56
Figure 3. 5 : Courbe de variation Irradiation\Température pour la saison d'Hiver .....	56
Figure 3. 6 : Courbe de variation Irradiation\Température pour la saison d'Été .....	56

Figure 3. 7 : Profil de consommation établi sans gestion des charges saison Automne .....	59
Figure 3. 8 : Profil de consommation établi avec gestion des charges saison Automne.....	59
Figure 3. 9 : Profil de consommation établi sans gestion des charges saison Hiver .....	61
Figure 3. 10 : Profil de consommation établi avec gestion des charges saison Hiver .....	61
Figure 3. 11 : Profil de consommation établi sans gestion des charges saison Été.....	63
Figure 3. 12 : Profil de consommation établi sans gestion des charges saison Été.....	63
Figure 3. 13 : Cas – Automne sans gestion des charges, Evolution des flux énergétiques et contribution des sources d'énergie (production PV, batterie et réseau) pour la satisfaction du profil de consommation.....	65
Figure 3. 14 : Cas – Automne avec gestion des charges, Evolution des flux énergétiques et contribution des sources d'énergie (production PV, batterie et réseau) pour la satisfaction du profil de consommation.....	66
Figure 3. 15 : Cas – Automne Jour 2 sans et avec gestion des charges, Evolution des flux énergétiques et contribution des sources d'énergie (production PV, batterie et réseau) pour la satisfaction du profil de consommation. ....	67
Figure 3. 16 : Cas – Hiver sans gestion des charges - Evolution des flux énergétiques et contribution des sources d'énergie (production PV, batterie et réseau) pour la satisfaction du profil de consommation.....	70
Figure 3. 17 : Cas – Hiver avec gestion des charges - Evolution des flux énergétiques et contribution des sources d'énergie (production PV, batterie et réseau) pour la satisfaction du profil de consommation.....	71
Figure 3. 18 : Cas – Hiver Jour 5 sans et avec gestion des charges, Evolution des flux énergétiques et contribution des sources d'énergie (production PV, batterie et réseau) pour la satisfaction du profil de consommation. ....	72
Figure 3. 19 : Cas – Eté sans gestion des charges, Evolution des flux énergétiques et contribution des sources d'énergie (production PV, batterie et réseau) pour la satisfaction du profil de consommation.....	75
Figure 3. 20 Cas – Eté avec gestion des charges, Evolution des flux énergétiques et contribution des sources d'énergie (production PV, batterie et réseau) pour la satisfaction du profil de consommation.....	76
Figure 3. 21 : Cas – Eté Jour 1 sans et avec gestion des charges, Evolution des flux énergétiques et contribution des sources d'énergie (production PV, batterie et réseau) pour la satisfaction du profil de consommation. ....	77

## Liste des abréviations

**UDES** : Unité de développement des équipements solaires

**APRUE** : Agence Nationale pour la Promotion et la Rationalisation de l'Utilisation de l'Energie

**CDER** : Centre de Développement des Energies renouvelables

**MPPT** : Maximum Power Point Tracking

**DC** : Direct Current

**AC** : Alternating Current

**Wc** : Watt-crête

**Wh** : Watt-heure

**PV** : Photovoltaïque

**STC** : Standard test conditions

**SOC** : State of charge

**G** : Irradiation solaire

**T** : Température

**Ah** : Ampère-heure

**Pb** : Plomb

**Tep** : Tonne d'équivalent pétrole

**Bbl/j** : Blue barrel par jour

**WWF** : World Wide Fundy For Nature

**EDPV** : Production PV consommée directement par les charges

**EDB** : Production PV consommée par les charges via les batteries

**EPV** : Production PV Totale

**CONS** : Consommation totale

**EDR** : Énergie consommée par les charges débitée du réseau

**EIR** : Surplus d'énergie injecté dans le réseau

**AutC** : Autoconsommation

**AutS** : Autosuffisance

## Introduction générale

Depuis l'ère de la révolution industrielle, la vie de l'être humain n'a cessé de s'améliorer grâce à de nombreuses innovations comme la découverte de l'électricité, le moteur à explosion, l'imprimerie, la découverte des vaccins, ... L'un des vecteurs cruciaux de développement est sans doute l'électricité qui de par son mode d'utilisation et de transmission a permis de désenclaver bien des régions dans le monde permettant, par là-même, d'améliorer le quotidien des populations.

Avec le temps, l'être humain a utilisé sans retenue les ressources de la terre ce qui a eu comme conséquence un amenuisement progressif et continu de ces ressources, notamment fossiles, tout en ayant des conséquences préjudiciables pour l'environnement tel que le réchauffement de la terre causé par les rejets de gaz à effet de serre dans l'atmosphère, la pollution de la terre et des océans. La prise de conscience de l'humanité a fait qu'il y a eu un large consensus sur la nécessité d'opter pour une transition énergétique qui prône la mise en place d'un mix énergétique où les Energies Renouvelables prendront une place de plus en plus importante. Un autre aspect pris en charge de manière sérieuse c'est celui de l'efficacité énergétique et cela dans tous les domaines : industrie, transport, habitat, ...pour réaliser des économies d'énergie et utiliser l'énergie disponible de la manière la plus rationnelle et optimale possible.

Par ailleurs, les statistiques énergétiques qu'elles soient internationales ou locales indiquent que le secteur de l'habitat est l'un des secteurs les plus énergivores. En Algérie, il représente environ 40% de la consommation énergétique. C'est pour cela qu'il est l'objet de toutes les attentions pour diminuer cette consommation énergétique tout en étant en phase avec le développement durable. Pour ce faire, plusieurs mesures doivent être mises en place conjointement. Parmi elles nous citerons, celles qui consiste à améliorer l'isolation thermique du bâti, encourager l'utilisation des équipements électroménagers à haute efficacité énergétique (classe A+++, classe A++, ...), satisfaire les besoins énergétiques de la maison à partir de source d'énergie renouvelable (solaire photovoltaïque, solaire thermique, ...), .... la liste n'étant pas exhaustive.

C'est dans ce contexte que l'Unité de Développement des Equipements Solaires (UDES) conduit un projet intitulé '**Système intelligent de gestion de l'énergie dans une habitation en vue de son intégration dans un micro-réseau intelligent (Smart MicroGrid)** financé par la Direction Générale de la Recherche et du Développement Technologique (DGRSDT) /

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique (MESRS). Ce projet a pour objet de réaliser un démonstrateur afin de montrer la faisabilité et la viabilité d'une habitation bien isolée thermiquement et dont les besoins énergétiques sont satisfaits en grande partie par une centrale photovoltaïque dotée d'un système de gestion des flux d'énergie et des charges tout en arbitrant l'autoconsommation, le stockage ou l'injection dans le réseau du surplus de production d'électricité.

Dans le cadre de ce Projet de Fin d'Etudes (PFE), il nous a été proposé de développer un simulateur qui permet, d'une part, de prévoir, en fonction des conditions d'irradiation et de température ambiante, la production de la centrale photovoltaïque intégrée à la maison et d'en assurer, d'autre part, la gestion énergétique au sein de cette dernière. En fait, ce système de gestion doit gérer les flux d'énergie et les charges tout en privilégiant la production d'électricité photovoltaïque locale pour satisfaire les besoins de cette habitation et n'avoir recours au réseau électrique qu'en dernier recours. Le simulateur doit nous permettre d'expérimenter tout scénario réaliste de consommation d'énergie pouvant avoir lieu au niveau de la maison. Ces différents scénarios sont tributaires des saisons et des habitudes de l'utilisateur. Nous devons ensuite évaluer les résultats de la gestion d'énergie à travers le taux d'autoconsommation et d'autosuffisance et de déterminer, par exemple, l'incidence de la gestion des charges sur ces deux paramètres.

Les travaux que nous avons menés dans le cadre de ce PFE, sont exposés à travers trois chapitres de la manière suivante :

- Dans le premier chapitre, nous situerons d'abord le contexte énergétique aussi bien à l'échelle mondiale que nationale. Nous mettrons l'accent sur la problématique énergétique qui se pose avec acuité en termes de consommation. Nous nous focaliserons sur le résidentiel qui est l'un des secteurs les plus énergivores et nous évoquerons les solutions préconisées pour réduire sa consommation tout en préservant l'environnement. Nous présenterons succinctement le démonstrateur 'Maison solaire intelligente basse consommation' mis en place à l'Unité de Développement des Equipements Solaires (UDES) et dont l'objet est de satisfaire ses besoins énergétiques en grande partie grâce à la centrale photovoltaïque qui lui est associée. Enfin nous situerons le travail qui nous a été proposé dans le cadre de notre Projet de Fin d'Etudes.

- Dans le deuxième chapitre, nous présentons, dans une première partie, la centrale photovoltaïque intégrée à la maison solaire. Nous procéderons ensuite à la modélisation de chacun des étages de la centrale (champ photovoltaïque, onduleur, batterie) en nous basant sur un modèle ou sur une méthode mathématique en l'adaptant au système photovoltaïque étudié. Ces modèles seront à chaque fois validés en confrontant les résultats de la simulation avec les mesures expérimentales relevées au sein du site de l'UDES.

Nous présenterons, ensuite, dans une deuxième partie, un algorithme de gestion d'énergie qui permettra de satisfaire, de manière optimale, la demande d'énergie de la maison solaire à partir de la production du champ PV, du banc de batteries et le réseau électrique en arbitrant les échanges d'énergie.

L'ensemble de ces deux parties constituera un simulateur qui nous permettra de comprendre le fonctionnement de la centrale mais aussi de prévoir ses performances en fonction des conditions opératoires et de gérer, ainsi, au mieux les flux d'énergie et les charges afin d'assurer à la maison solaire la plus grande autonomie énergétique possible tout en préservant le confort de l'utilisateur.

- Le troisième chapitre sera consacré à la présentation des résultats de simulation. Nous montrerons l'efficacité de notre simulateur pour déterminer, quelque soient les conditions d'irradiation et de température ambiante, la production d'électricité de la centrale photovoltaïque de la maison solaire. Nous aborderons dans la suite de ce chapitre le test du système de gestion d'énergie que nous avons conçu en traitant plusieurs situations se traduisant par une demande énergétique dépendant des habitudes de l'utilisateur mais aussi de la saison.

Nous montrons, ainsi, la flexibilité de notre système de gestion d'énergie pour trouver la meilleure solution afin de satisfaire les besoins énergétiques de la maison en utilisant, prioritairement, la production électrique locale d'origine photovoltaïque, directement à partir du générateur PV et de la batterie. Des scénarios avec et sans gestion des charges sont expérimentés dans le but de voir quelle est l'incidence d'une telle mesure sur l'augmentation de l'autonomie énergétique de la maison par rapport au réseau électrique et, en préservant, dans tous les cas, le confort de l'habitant.

Enfin nous terminerons notre mémoire par une conclusion générale.



# **Chapitre 1**

**Problématique de la consommation  
d'énergie dans le monde et en Algérie.**

## **1.1 Introduction**

Dans ce chapitre, nous aborderons la problématique de la consommation énergétique à l'échelle mondiale et nationale ~~actuels~~. Nous mettrons l'accent sur les proportions entre les énergies renouvelables et non renouvelables utilisées dans le monde et en Algérie. Nous évoquerons les solutions envisagées en Algérie, afin de faire face à une consommation sans cesse croissante qui à ce rythme et dépasseront dans un avenir très proche la production locale d'énergie. Nous nous focaliserons ensuite sur les mesures à adopter, plus particulièrement, dans le secteur du résidentiel qui est le secteur le plus énergivore. Nous évoquerons à ce titre les travaux en cours en Algérie qui ont pour but de recourir de plus en plus aux énergies renouvelables dans le cadre de la transition énergétique. Enfin, nous présenterons le projet 'Maison solaire intelligente à basse consommation' de l'UDES, qui est un démonstrateur qui a pour but de montrer la faisabilité de satisfaire une grande partie des besoins énergétiques d'une habitation par le biais de source d'énergies renouvelables.

## **1.2 Contextes énergétiques mondial et algérien**

Durant ces dernières années, de nombreux travaux de recherche ont été menés avec pour objectif la gestion et la maîtrise de la demande énergétique et ce, dans tous les domaines. Pour mieux cerner le besoin de la gestion énergétique, ce chapitre rappelle le contexte énergétique mondial et Algérien avec une attention particulière portée à l'énergie électrique.

### **1.2.1 Contexte énergétique mondial**

Le 20ème siècle aura, sans doute, été celui de la prise de conscience planétaire, notamment des limites des capacités de la Terre. Ainsi, l'humanité a « inventé » la notion de développement durable. En 1987, le rapport Brundtland (Commission sur l'environnement et le développement de l'ONU) l'a défini de la façon suivante : « Satisfaire les besoins actuels, sans compromettre la capacité des générations futures à satisfaire les leurs » [2]. La notion d'Empreinte Ecologique Mondiale, proposée par le WWF (World Wide Fundy For Nature) [3], permet de quantifier, de façon encore imparfaite, l'impact des activités humaines sur l'écosystème. Il s'agit de la surface terrestre exploitée ou « consommée » pour satisfaire à différentes activités humaines. Le rapport du WWF pour l'année 2020 [4] confirme que les ressources naturelles consommées par l'humanité sont plus de 20% supérieures à celles que la terre peut produire pour une période donnée et que la demande de l'homme sur la biosphère a plus que doublé entre 1971 et 2020.

Au chapitre de l'énergie, nous constatons que la consommation énergétique primaire mondiale depuis 1970, n'a cessé de croître de manière quasiment exponentielle (Figure 1.1).

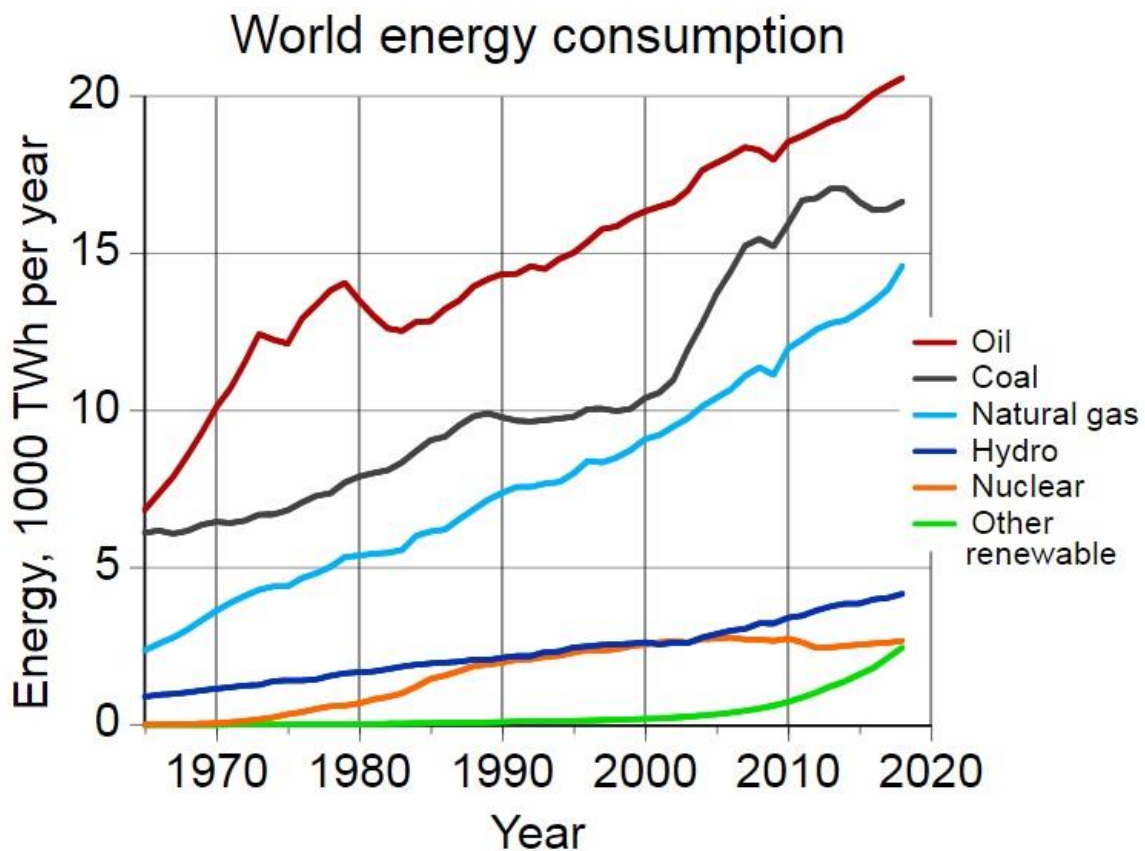


Figure 1. 1 World Energy Consumption 1970-2020

Selon le rapport de l'International Energy Outlook 2020 [5], l'année 2020 apparaît comme une exception en terme de consommation de sorte que la demande mondiale d'énergie a diminué de 3,8% au premier trimestre 2020, ceci étant dû en majeure partie à l'impact des mesures de confinement ayant été appliquées en Europe, en Amérique du Nord et ailleurs.

### 1.2.1.1 Proportions entre énergies renouvelables et non renouvelables

La demande d'énergies renouvelables devrait progressivement augmenter en raison des faibles coûts d'exploitation et de l'accès préférentiel dont elles bénéficient à de nombreux systèmes électriques. La croissance récente des capacités installées grâce à mise en ligne de certains nouveaux projets en 2020, devraient également stimuler la production dans un monde où l'ordre de grandeur de la consommation d'énergie primaire avoisine les 13865 Mtoe (141,30410kWh) et où l'énergie non renouvelable représente 88,6% de la consommation totale.

La figure (1-3) qui représente la production énergétique mondiale commercialisée selon le type de source d'énergie les données ~~entre~~ sur la période 2009 - 2019, montre que le pétrole est celui qui contribue le plus à la production d'énergie avec (33,1%), suivi du charbon (27,0%), ~~puis~~ du gaz naturel (24,2%), ~~ensuite~~ de l'hydraulique (6,5%) et enfin du nucléaire (4,3%). Le reste des énergies (pour la plupart renouvelables) étant exploitées de façon presque négligeables.

**Tableau 1. 1: Production énergétique mondiale commercialisée selon la le type de source d'énergie**

Production énergétique mondiale commercialisée selon la source d'énergie					
Énergie	Production en 2009	Production en 2019	Variation 2019/2009	Consommation 2019 en Exajoules	Part en 2019
Pétrole <sup>p 1</sup>	81,58 Mbbl/j	95,19 Mbbl/j	+16,7 %	193,03	33,1 %
Charbon <sup>p 9</sup>	7 051 Mt	8 129 Mt	+15,3 %	157,86	27,0 %
Gaz naturel <sup>p 2</sup>	2 935 Gm <sup>3</sup>	3 989 Gm <sup>3</sup>	+35,9 %	141,45	24,2 %
Hydraulique <sup>p 10</sup>	3 252 TWh	4 222 TWh	+29,8 %	37,84	6,5 %
Nucléaire <sup>p 11</sup>	2 699 TWh	2 796 TWh	+3,6 %	24,92	4,3 %
Éolien <sup>p 6</sup>	276 TWh	1 430 TWh	+418 %	12,74	2,2 %
Solaire photovoltaïque <sup>p 7</sup>	21,0 TWh	724,1 TWh	x 34	6,45	1,1 %
Géothermie, Biomasse, etc. <sup>p 12</sup>	340 TWh	652 TWh	+92 %	5,81	1,0 %
Biocarburants <sup>p 13</sup>	1 025 kbblep/j <sup>n 2</sup>	1 841 kbblep/j	+80 %	4,11	0,7 %
<b>Total énergie primaire<sup>p 14</sup></b>	<b>11 705 Mtep</b>	<b>13 865 Mtep</b>	<b>+18,5 %</b>	<b>583,9</b>	<b>100,0 %</b>

La problématique principale de l'énergie réside ~~est~~ dans l'épuisement des ressources énergétiques non renouvelables qui ont permis développement de l'industrie. Les principales sources d'énergie que sont les combustibles fossiles et fissiles (uranium) sont en quantités limitées dans notre environnement générant des pollutions et l'épuisement des stocks s'approche à grands pas.

Cet épuisement est notamment dû à l'accroissement de la demande en énergie électrique dans différents secteurs d'activités, comme l'indique le tableau 1.2 ~~selon~~ établi par l'IAE pour la période 1990 - 2017 :

**Tableau 1. 2 : Variation de la Consommation mondiale de l'énergie par secteur entre 1990 et 2017**

<b>MTep</b>	<b>Consommation finale 1990</b>	<b>Part dans la consommation</b>	<b>Consommation finale 2017</b>	<b>Variation consommation 2017/1990</b>	<b>Part dans la consommation</b>
Industrie	1 804	29 %	2 821	+56 %	29 %
Transport	1 571	25 %	2 808	+79 %	29 %
Secteur résidentiel	1 529	24 %	2 064	+35 %	21 %
Secteur tertiaire	453	7 %	785	+73 %	8 %
Agriculture+pêche	170	3 %	212	+25 %	2 %
Non spécifié	261	4 %	149	-43 %	2 %
Usages non énergétiques	476	8 %	879	+85 %	9 %
<b>Total</b>	<b>6 264</b>	<b>100 %</b>	<b>9 717</b>	<b>+55 %</b>	<b>100 %</b>

Il est à noter que ce sont les secteurs de l'industrie, du transport et du résidentiel qui sont les plus énergivores.

### **1.2.1.2 Statistique de consommation énergétique mondiale entre 1970-2020**

La consommation mondiale d'énergie a augmenté en 2018 de + 3,5% selon le yearbook Global Energy Statistiques 2019 [6]. La majeure partie de cette croissance est de la consommation mondiale (près de 80%) s'est produite en Asie, la Chine représentant près de 60%. Comme on peut le voir sur la figure 1-5 la demande d'électricité en Chine s'est accélérée à cause d'une croissance économique et à une demande industrielle soutenues. La demande a également augmenté en Inde, en Corée du Sud, au Japon et en Indonésie selon ce même rapport.

Aux États-Unis, la consommation d'électricité, en baisse de 1% en 2017, s'est redressée en 2018 (+ 2,2%). La majeure partie de cette augmentation provient du secteur résidentiel (+ 6,2%), principalement en raison d'une augmentation de la consommation d'électricité pour les appareils électroménagers (représentant environ la moitié de la consommation d'électricité) et de la climatisation (près de 90% des foyers américains utilisent de l'air centralisé ou domestique individuel). La croissance économique et la demande industrielle ont également augmenté la consommation d'électricité au Canada, au Brésil et en Russie. Elle a également augmenté progressé en Afrique, en particulier en Égypte et au Moyen-Orient sous l'impulsion de l'Iran.

Comme en 2017, la consommation d'électricité est restée stable en 2018 en Europe: elle a diminué en France et en Allemagne, stagné dans d'autres grands pays (Royaume-Uni, Italie, Espagne) et elle a augmenté aux Pays-Bas, en Pologne et en Turquie.

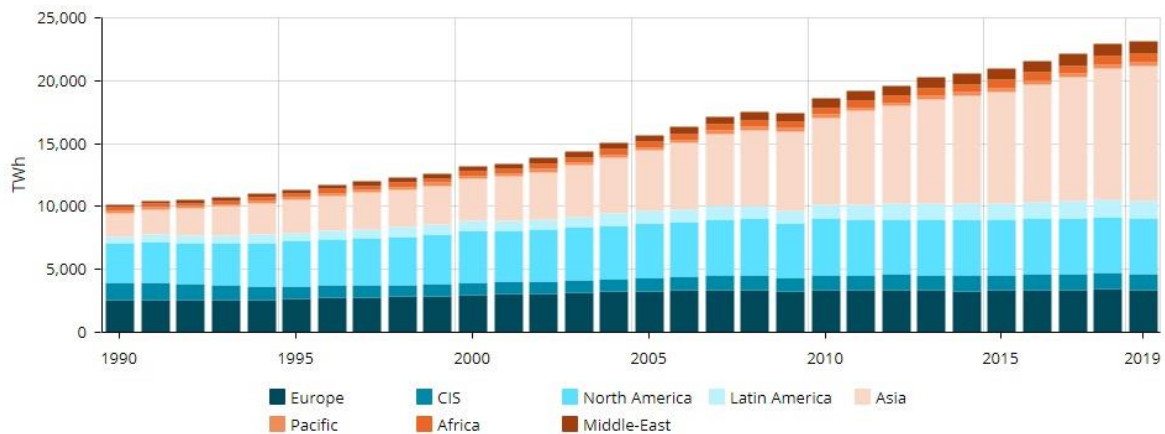


Figure 1. 2 : Energie globale consommée dans le monde et par continent 1990-2019

### 1.2.2 Contexte énergétique algérien

La politique énergétique en Algérie vise à relever de nombreux défis tels que l'accroissement des capacités de production pour assurer son auto-suffisance, la réduction de la consommation énergétique et les rejets de gaz à effet de serre dans l'atmosphère et réussir la transition énergétique en intégrant de plus en plus les énergies renouvelables dans son mix énergétique.

L'Algérie est naturellement riche en ressources énergétiques grâce notamment à un large parc de puits gaziers et pétroliers. Elle est le dixième pays producteur de gaz naturel au monde et non loin de là pour le pétrole (18<sup>ième</sup> position en 2019) avec une production de 1033 BBL/D/1K selon le Trading Economicus Journal dans une étude effectuée en avril 2020 [7].

Selon l'APS [8], dans un rapport publié le 23/06/2019, l'Algérie produit 99% de son électricité à partir du gaz naturel, une source fossile menacée d'extinction dans les 30 prochaines années [8]. Ceci a poussé l'Algérie à s'engager sur la voie des énergies renouvelables afin d'apporter des solutions globales et durables aux défis environnementaux et aux problématiques de préservation des ressources énergétiques d'origine fossile. Ceci a conduit au lancement d'un programme ambitieux pour le développement des énergies

renouvelables qui a été adopté par le Gouvernement en février 2011 et actualisé en mai 2015 [9].

### 1.2.2.1 Les Energies Renouvelables en Algérie

Depuis 2011, l'Algérie s'est engagé dans une nouvelle ère énergétique durable. Le programme des énergies renouvelables est l'un des éléments essentiels dans la mutation énergétique du pays. Il a été actualisé en 2015 [9] et consiste à installer une puissance d'origine renouvelable de l'ordre de 22.000 MW à l'horizon 2030 pour le marché national, avec le maintien de l'option de l'exportation comme objectif stratégique, si les conditions du marché le permettent.

A travers ce programme d'énergies renouvelables, l'Algérie compte se positionner comme un acteur majeur dans la production de l'électricité à partir des filières photovoltaïque et éolienne en intégrant la biomasse, la cogénération, la géothermie et au-delà de 2021, le solaire thermique. Ces filières énergétiques seront les moteurs d'un développement économique durable à même d'impulser un nouveau modèle de croissance économique.

Ainsi, 37 % de la capacité installée d'ici 2030 et 27 % de la production d'électricité destinée à la consommation nationale, seront d'origine renouvelable.

La consistance du programme en énergie renouvelables à réaliser pour le marché national sur la période 2015-2030 est de 22 000 MW, est répartie par filière comme l'illustre le tableau 1.3 qui suit :

**Tableau 1. 3 : Répartition de l'évolution énergétique renouvelable en Algérie à l'horizon 2030 [réf]**

1ère phase 2015-2020 [MW]	2ème phase 2021-2030 [MW]	TOTAL [MW]	
Photovoltaïque	3000	10575	13575
Eolien	1010	4000	5010
CSP	-	2000	2000
Cogénération	150	250	400
Biomasse	360	640	1000
Géothermie	05	10	15
TOTAL	4525	17475	22000

### 1.2.2.2 Analyse du bilan énergétique annuel en Algérie

Le bilan énergétique national établi en 2018 par le Ministère des Energies et des Mines en Algérie en [10] montre une augmentation de la consommation dans tous les secteurs. Il est à

remarquer toutefois que les secteurs du résidentiel, du transport et de l'industrie se détachent très nettement comme l'illustre le tableau 1.4 :

**Tableau 1. 4: Evolution de la consommation énergétique nationale par secteur 2017/2018**

Unité : K Tep	2017	2018	Evolution	
			Quantité	(%)
<b>Industrie et BTP, dont :</b>	<b>9 943</b>	<b>10 450</b>	<b>507</b>	<b>5,1</b>
▶ Matériaux de construction	4 370	4 659	290	6,6
▶ ISMME	765	1 283	518	67,7
▶ BTP	441	486	45	10,3
▶ Industries Manufacturières :	1 134	1 122	-13	-1,1
(Dont : Agroalimentaires)	1 011	1 011	-	-
▶ Chimie	338	541	203	60,1
▶ Autres industries	2 895	2 359	-537	-18,5
<b>Transport, dont :</b>	<b>14 895</b>	<b>15 281</b>	<b>386</b>	<b>2,6</b>
▶ Routier	14 138	14 342	204	1,4
▶ Aérien	496	608	112	22,6
<b>Ménages et autres, dont :</b>	<b>19 808</b>	<b>22 414</b>	<b>2 607</b>	<b>13,2</b>
▶ Résidentiel	15 003	17 637	2 634	17,6
▶ Agriculture	440	362	-78	-17,7
<b>Total</b>	<b>44 646</b>	<b>48 146</b>	<b>3 500</b>	<b>7,8</b>

On peut d'ores et déjà remarquer que la consommation énergétique domestique est supérieure à celles des autres secteurs tels que l'industrie ou le transport. Ceci révèle la fragilité du système de production en Algérie. Cette constatation constitue une alerte concernant notre gestion énergétique qui se dirige vers une banqueroute. Plusieurs solutions peuvent être proposées pour palier à ces problèmes, notamment d'améliorer l'efficacité énergétique dans tous les secteurs (Résidentiel, industriel ...) et préparer notre réseau électrique pour intégrer progressivement énergies renouvelables [9] et réussir la transition énergétique qui est inéluctable.

### **1.3 Programmes d'amélioration d'efficacité énergétique en Algérie mis en place par l'APRUE**

Comme nous l'avons fait remarqué au paragraphe précédent le secteur du résidentiel et du tertiaire est le secteur le plus énergivore. C'est pour cela que les pouvoirs publics ont décidé de prendre ce problème à bras le corps. A ce titre, l'Agence Nationale pour la Promotion et la Rationalisation de l'Utilisation de l'Energie en Algérie ( APRUE) a mis en place plusieurs



programmes afin d'améliorer l'efficacité énergétique en Algérie et ce selon les secteurs et les types de consommation [11] , on peut distinguer :

- Programme Eco-Bat qui vise le secteur résidentiel.
- Programme Top-industrie qui vise le secteur industriel.
- Programme Prop-Air qui vise le secteur des transports.
- Programme Eco-Lumière qui vise l'éclairage domestique.
- Programme Al-Sol qui vise les instruments chauffe-eau solaires.

### **1.3.1 Programme Eco-Bat**

Le secteur du bâtiment est à l'origine de 37% de la consommation d'énergie finale en Algérie. Les perspectives de développement du parc immobilier et le développement du secteur tertiaire engendrera un accroissement certain de la consommation d'énergie [12].

Par ailleurs, avec son climat aride et semi-aride, l'Algérie est très vulnérable aux changements climatiques. En effet, on assiste à des étés caniculaires et des hivers très rudes, d'où la nécessité d'isoler les maisons pour à la fois améliorer le confort et réduire les consommations de chauffage et de rafraichissement.

C'est dans cette optique que fut créer ce programme Eco-Bat en 2019 dont les objectifs [12] prévus sont :

- L'amélioration de l'enveloppe du bâtiment et l'isolation des toitures ainsi que l'utilisation de la menuiserie performante.
- La limitation des transferts de chaleur entre l'intérieur du bâtiment et l'environnement extérieur.
- La mobilisation des acteurs du bâtiment autour de la problématique de l'isolation thermique ainsi que la formation d'une main d'œuvre qualifiée.
- La création d'un marché durable et compétitif des matériaux et équipements contribuant à l'isolation thermique.
- La réduction des émissions de CO2.

## **1.4 Contribution de l'UDES à l'amélioration de la consommation énergétique en Algérie**

L'intégration des énergies renouvelables dans le mix énergétique national constitue un enjeu majeur dans la perspective de préservation des ressources fossiles, de la diversification des filières de production de l'électricité et de contribution au développement durable. A la faveur du programme de développement des énergies renouvelables 2011-2030 [9], ces énergies se placent au cœur des politiques énergétique et économique menées par l'Algérie, notamment le développement du photovoltaïque et de l'éolien à grande échelle. C'est dans cette voie qu'œuvre en général les équipes du CDER (Centre de Développement des Energies renouvelables) et en partie certaines de son unité de recherche à savoir l'UDES (Unité de Développement des Equipement Solaires).

Comme il a été cité précédemment, la consommation du secteur résidentiel ne cesse de croître pour représenter à elle seule 31% de la consommation globale des ressources d'énergie primaires en Algérie selon un rapport de l'APS [8]. C'est donc l'un des secteurs sur lesquels il faut agir pour infléchir la courbe de consommation nationale.

L'UDES à travers un démonstrateur veut montrer la faisabilité et la viabilité d'une maison dite solaire bien isolée thermiquement et dont les besoins électriques sont principalement satisfaits par l'énergie solaire photovoltaïque. Ceci a pour conséquence de réduire, à la fois, le recours la consommation de l'électricité d'origine fossile et les rejets de gaz à effet de serre contribuant par là-même à la préservation de l'environnement.

### **1.4.1 Description du démonstrateur 'Maison intelligente à basse consommation' de l'UDES**

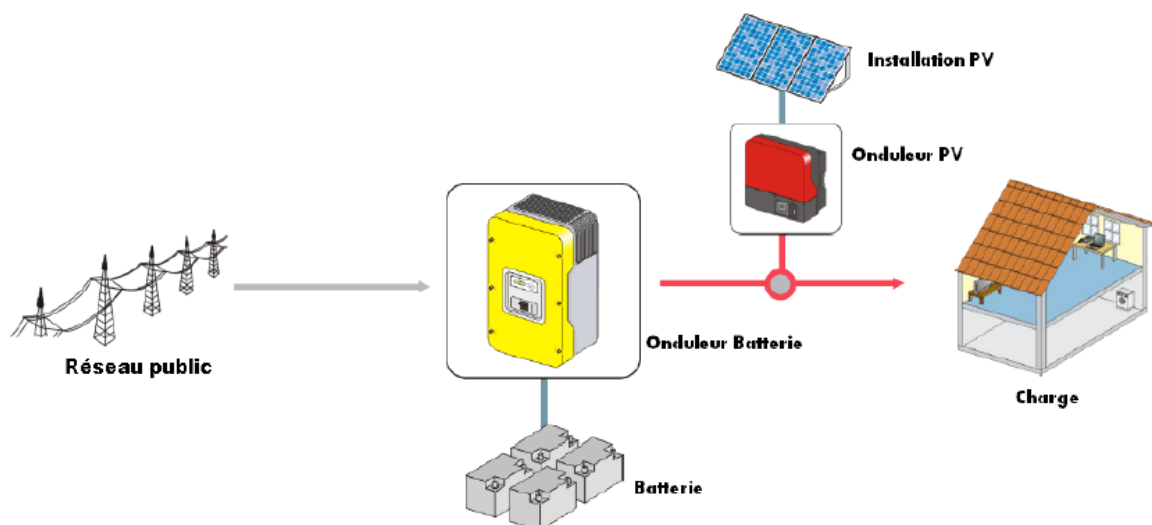
La maison solaire à basse consommation installée sur le site de l'UDES à Bou Ismaïl (Figure 1.3) est constituée de deux pièces (chambre et séjour), d'une cuisine et d'une salle de bain. Elle dispose d'une large gamme d'appareils électroménagers. Elle est dotée d'un système photovoltaïque avec stockage et connecté au réseau électrique. Les besoins électriques de l'habitation sont assurés en priorité par cette installation photovoltaïque, et en cas de besoin, il est fait appel aux batteries et réseau électrique.



**Figure 1. 3: Vue extérieure et plan de la Maison solaire intelligente UDES**

Le système photovoltaïque installé sur le toit de la maison solaire à basse consommation (Figure 1.11) est composé d'un champ photovoltaïque de 3.2 kWc, constitué de 16 modules en silicium monocristallin de 200 Wc, configuré sous la forme de deux 'strings' connectées en parallèle, chacune d'elles ayant 8 modules en série. C'est un système raccordé au réseau avec stockage d'énergie. La conversion du courant continu délivré par le champ PV en courant alternatif se fait par le biais d'un onduleur photovoltaïque du type Sunny Boy 3600TL, de marque SMA conformément à la norme IEC 61730. Cet onduleur sans transformateur qui est muni d'une commande MPPT, ne se limite pas seulement à transformer la puissance continue (DC) générée par les modules solaires en puissance alternative sous la forme d'une tension sinusoïdale de fréquence souhaitée (230V/400V – 50Hz), mais il exploite également la puissance délivrée par le générateur photovoltaïque de manière optimale en le forçant à fonctionner à son point de puissance maximum.

Ce système dispose aussi d'un banc de batteries pour le stockage d'énergie d'une capacité totale de 12kWh. Il est constitué de 4 batteries plomb acide 12V, à gel étanche sans entretien, d'une capacité de 250AH chacune. Ce type de batteries est très utilisé pour des applications photovoltaïques compte tenu de leur faible coût et d'un rendement satisfaisant.



**Figure 1. 4 : Vue d'ensemble du système PV de la maison solaire [réf]**

La demande énergétique de l'habitation fait appel à plusieurs sources d'énergie (champ PV, batterie et réseau) figure (1.4) qui sont gérés par un deuxième onduleur appelé Sunny Island (version 6.0H). C'est un convertisseur à batterie bidirectionnel (onduleur chargeur de batterie) parfaitement adapté à une utilisation en réseau ou en îlotage. Cet appareil permet de charger des batteries au plomb en énergie mise à disposition par des générateurs du côté AC (par ex : générateur, réseau public, Sunny boy). Le Sunny Island monte un réseau en îlotage de 230V en utilisant l'énergie stockée dans les batteries, assurant ainsi aux consommateurs et aux appareils, une alimentation, un fonctionnement stable et fiable. Il se charge aussi de la fourniture et du contrôle de la fréquence, ainsi que de la puissance active et réactive. Conçu pour fonctionner en présence de batteries, il réalise un calcul très précis du SOC (état de charge de la batterie) [réf].

### **1.4.2 Equipements disponibles dans la maison solaire**

La maison solaire installée sur le site de l'UDES à Bou Ismaïl (Figure 1.3) dispose d'une large gamme d'appareils électroménagers, dont le bilan de puissance est représenté sur le tableau 1.5.

**Tableau 1. 5 : Bilan de puissance des appareils électroniques présents dans la maison solaire**

Pièces de la maison	Equipement	Puissance (W)
Entrée	Lampe (1)	30
Séjour	Télévision (LED)	90
	Lampes (2)	30
	Climatiseur	1090
	Bain d'huile	2200
Chambre	Lampe (1)	30
	PC	90
Cuisine	Lave-vaisselle	1800
	Micro-ondes	700
	Hotte	181
	Néons (2)	18
	Réfrigérateur	170
	Four électrique	2500
	Plaque à induction	2200
Salle de bain	Néons (2)	18
	Lave-linge	2250

### **1.5 Le contexte du mémoire :**

Dans le cadre de ce Projet de Fin d'Etudes (PFE), il nous a été proposé de développer un simulateur qui permet, d'une part, de prévoir, en fonction des conditions d'irradiation et de température ambiante, la production de la centrale photovoltaïque intégrée à la maison et d'en assurer, d'autre part, la gestion énergétique au sein de cette dernière. En fait, ce système de gestion doit gérer les flux d'énergie et les charges tout en privilégiant la production d'électricité photovoltaïque locale pour satisfaire les besoins de cette habitation et n'avoir recours au réseau électrique qu'en dernier recours. Le simulateur doit nous permettre d'expérimenter tout scénario réaliste de consommation d'énergie pouvant avoir lieu au niveau de la maison. Ces différents scénarios sont tributaires des saisons et des habitudes de l'utilisateur. Nous devons ensuite évaluer les résultats de la gestion d'énergie à travers le taux d'autoconsommation et d'autosuffisance et de déterminer, par exemple, l'incidence de la gestion des charges sur ces deux paramètres.

### **1.6 Conclusion :**

A travers ce chapitre, Nous avons abordé la situation du contexte énergétique mondial et en Algérie. Nous avons montré, par les chiffres, l'augmentation constante de la consommation d'énergie ainsi que la nécessité de sa réduction mais aussi quels sont les moyens mis en œuvre pour y arriver. Par la suite, nous nous sommes plus focaliser sur l'un des secteurs les plus énergivores à savoir le résidentiel en évoquant l'expérience qu'a entreprise l'UDES par le biais du démonstrateur 'Maison solaire intelligente à basse consommation' pour montrer la faisabilité et la viabilité d'utiliser les énergies renouvelables et en particulier, le photovoltaïque pour satisfaire les besoins énergétiques de l'habitation.

Enfin, nous avons situé le projet PFE qui nous a été proposé, dans le cadre de ce démonstrateur, ainsi que les objectifs qui nous ont été assignés.

# **Chapitre 2**

**Modélisation de la centrale  
Photovoltaïque intégrée à la maison  
solaire.**

## **2.1 Introduction**

Dans ce chapitre, nous présentons, dans une première partie, la centrale photovoltaïque intégrée à la maison solaire. Nous procéderons ensuite à la modélisation de chacun des étages de la centrale (champ photovoltaïque, onduleur, batterie) en se basant sur un modèle ou sur une méthode mathématique en l'adaptant au système photovoltaïque étudié. Ces modèles seront à chaque fois validés en confrontant les résultats de la simulation avec les mesures expérimentales relevées au sein du site de l'UDES.

Dans une deuxième partie, nous présenterons un algorithme de gestion d'énergie qui permettra de satisfaire, de manière optimale, la demande d'énergie de la maison solaire à partir de la production du champ PV, du banc de batteries et le réseau électrique en arbitrant les échanges d'énergie entre les différentes parties (production et consommation).

L'ensemble de ces deux parties constituera un simulateur qui nous permettra de comprendre le fonctionnement de la centrale mais aussi de prévoir ses performances en fonction des conditions opératoires et donc de gérer au mieux les flux d'énergie et les charges afin d'assurer à la maison solaire la plus grande autonomie énergétique possible tout en préservant le confort de l'utilisateur.



## 2.2 Présentation et description de la centrale Photovoltaïque

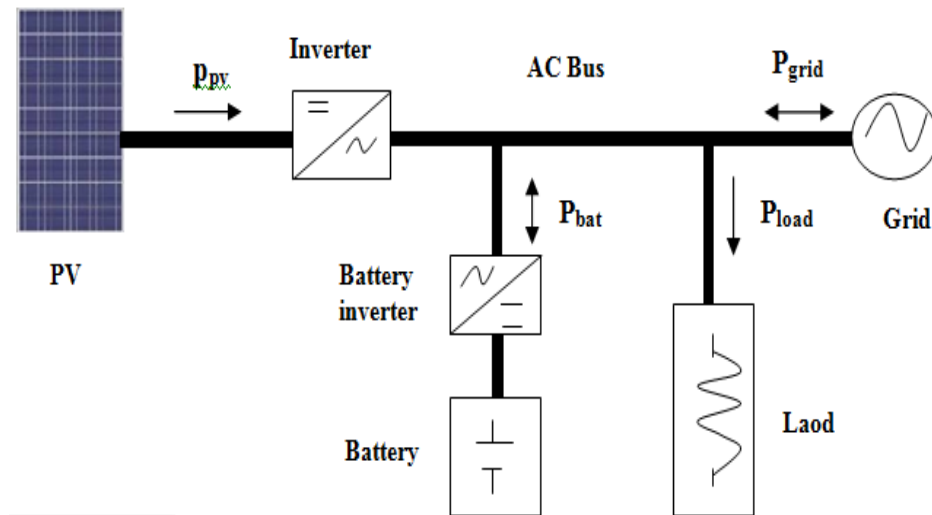


Figure 2. 1 : Architecture électrique de la centrale Photovoltaïque

La centrale Photovoltaïque intégrée à la maison solaire de l'UDES est composée d'un champ de modules photovoltaïques de 3.2kWc, constitué de 16 modules en silicium monocristallin de 200Wc, configuré sous la forme de deux 'strings' connectées en parallèle, chacune d'elles ayant 8 modules en série. La conversion du courant continu délivré par le champ PV en courant alternatif se fait par le biais d'un onduleur photovoltaïque du type Sunny Boy 4000TL. Ce système dispose aussi d'un banc de batteries pour le stockage d'énergie d'une capacité totale de 12kWh qui est constitué de 4 batteries plomb acide, à gel étanche sans entretien, d'une capacité de 250AH chacune. La gestion énergétique est gérée par un deuxième onduleur appelé Sunny Island (version 6.0H) qui permet d'assurer une alimentation et un fonctionnement stable et fiable, contrôle de la fréquence, ainsi qu'un calcul très précis du SOC des Batteries [22].

## 2.3 Modélisation des constituants de la centrale photovoltaïque

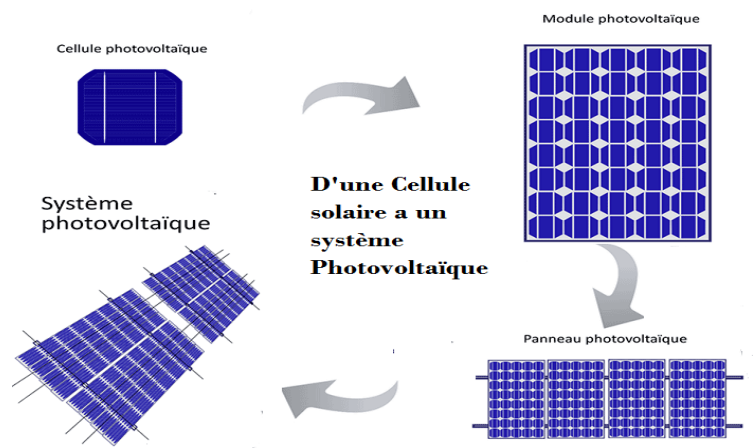
Afin de comprendre, de suivre et de prévoir le fonctionnement de la centrale photovoltaïque, nous nous proposons de développer un outil de simulation basé sur la modélisation de chacun des étages de la centrale.

Nous présenterons successivement dans ce qui suit, les modèles mathématiques retenus pour le champ photovoltaïque, l'onduleur et la batterie. Nous justifierons le choix des modèles tout en les adaptant à notre système PV en tenant compte des fiches techniques des fournisseurs.

Chacun des modèles sera validé en confrontant les résultats de simulation à des mesures expérimentales effectuées au niveau de l'UDES. Ces modèles validés constitueront un outil de simulation fiable de la centrale PV dans son entité ce qui nous permettra de prévoir le fonctionnement de la centrale pour plusieurs types de scénarios.

### 2.3.1 Modélisation du champ Photovoltaïque

Modéliser le champ photovoltaïque revient à modéliser un module et donc à la base une cellule photovoltaïque.



**Figure 2. 2: Chaîne de valeur 'Cellule photovoltaïque - Système photovoltaïque.**

Une cellule photovoltaïque, ou cellule solaire, est une diode à base de semi-conducteur, qui, exposée à la lumière, produit de l'électricité grâce à l'effet photovoltaïque. Celle-ci délivre une tension continue et un courant continu la traverse dès qu'elle est connectée à une charge électrique [23]. De manière générale, les installations photovoltaïques sont constituées de modules photovoltaïques à base de cellules solaires connectées en série et/ou en parallèle. Les modules PV les plus courants sont à base de silicium monocristallin ou polycristallin.

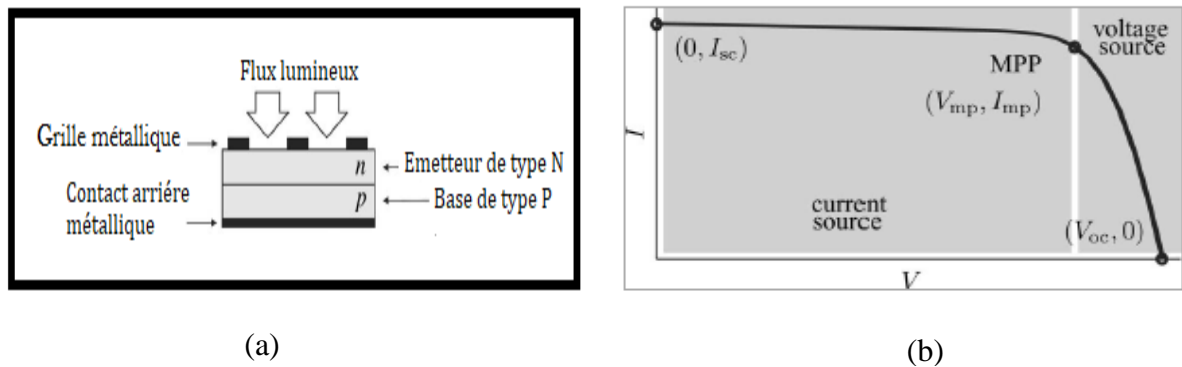


Figure 2.3 : (a) Constitution d'une cellule solaire de base, (b) Caractéristique I(V) d'une cellule solaire

Une cellule solaire présente une caractéristique  $I - V$  non linéaire telle que celle représentée sur la figure 2.3 (b). Dans la littérature, plusieurs modèles ont été développés pour étudier le fonctionnement d'une cellule solaire, modèle à une diode, modèle à deux diodes [24], [25]. Les modèles les plus précis sont aussi les plus complexes car ils nécessitent plus de paramètres à déterminer. Pour notre cas, nous avons choisi d'utiliser le modèle à une diode qui est un bon compromis entre simplicité et précision [23].

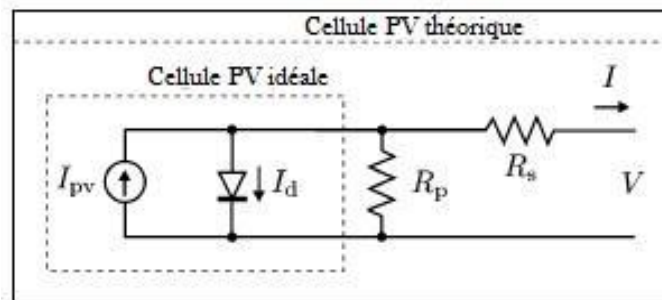


Figure 2.4 : Schéma électrique d'une cellule photovoltaïque

Le schéma électrique de la cellule solaire correspondant au modèle à une diode [13] est représenté par la figure 2.4 [13]. L'équation de base de la théorie des semi-conducteurs qui décrit mathématiquement la caractéristique  $I - V$  de la cellule PV idéale est la suivante [13] :

$$I = I_{pv,cell} - I_{0,cell} \left[ \text{EXP} \left( \frac{qV}{akT} \right) - 1 \right] \quad (1)$$

Où  $I$  et  $V$  sont respectivement le courant et la tension de la cellule solaire,  $I_{pv}$ , cell est le courant photo généré qui est directement proportionnel à l'irradiation solaire,  $I_0$ , cell est le courant de saturation ou courant de fuite inverse de la diode,  $q$  est la charge des électrons ( $1,60217646 \times 10^{-19}$  C),  $k$  est la constante de Boltzmann ( $1,3806503 \times 10^{-23}$  J / K),  $T$  (en Kelvin) est la température de la jonction p – n, et  $a$  est le facteur d'idéalité de la diode.

Par ailleurs, compte tenu du fait qu'un module PV est composé, généralement, de plusieurs cellules solaires connectées en série et en utilisant l'équation de base d'une cellule solaire, l'équation représentative de la caractéristique I-V d'un module a pour expression [26] :

$$I = I_{pv} - I_0 \left[ \exp\left(\frac{V + R_s I}{V_t a}\right) - 1 \right] - \frac{V + R_s I}{R_p} \quad (2)$$

$I_{pv}$  et  $I_0$  sont, respectivement, le courant photovoltaïque et le courant de saturation du module et  $V_t = N_s k T / q$  est la tension thermique du module avec  $N_s$  le nombre de cellules en série.  $R_s$  est la résistance en série équivalente du module qui représente les pertes ohmiques engendrées par les contacts métalliques de la grille collectrice sur la face avant de la cellule et le contact métallique de la face arrière de la cellule.  $R_p$  est la résistance en parallèle équivalente qui représente les pertes occasionnées par les défauts de structures et les impuretés présentes en volume.

Pour tracer la caractéristique  $I(V)$  du module photovoltaïque donné par l'équation (2), il faudra d'abord de déterminer chacun des paramètres qui y paraissent puis tracer le courant en faisant varier la tension de la cellule solaire. Nous détaillons dans ce qui suit la manière de les calculer.

Le courant photo généré  $I_{pv}$  dépend linéairement de l'irradiation solaire mais aussi de la température selon l'équation suivante, [27] :

$$I_{pv} = (I_{pv,n} + K_I \Delta T) \frac{G}{G_n} \quad (3)$$

Où  $I_{pv,n}$  (A) est le courant photo générée sous les conditions Standard STC ( $1000$  W /m<sup>2</sup>,  $25$  °C),  $K_I$  est le coefficient en courant,  $\Delta T = T - T_n$  (K),  $T$  et  $T_n$  étant les températures réelle et

nominale du module,  $G$  ( $\text{W}/\text{m}^2$ ) est l'irradiation reçue à la surface du module et  $G_n$  est la valeur nominale de l'irradiation ( $1000\text{W}/\text{m}^2$ ).

Ainsi, le courant de saturation  $I_0$  est régi par l'équation [13] :

$$I_0 = (I_{sc,n} + K_I \Delta T) / \exp\left(\frac{V_{oc,n} + K_V \Delta T}{aV_t}\right) - 1 \quad (4)$$

Où  $I_{sc,n}$  est  $K_I$  ( $\text{A}/^\circ\text{C}$ ) et  $K_V$  ( $\text{V}/^\circ\text{C}$ ) sont respectivement les coefficients en courant et en tension dépendant de la température,  $I_{sc,n}$  (A) est le courant de court-circuit nominal,  $V_{oc,n}$  (V) est la tension en circuit ouvert nominale. Ces quatre paramètres  $K_I$ ,  $K_V$ ,  $I_{sc,n}$  and  $V_{oc,n}$  sont inclus dans la datasheet du constructeur.

La valeur du facteur d'idéalité de la diode 'a' peut-être choisie arbitrairement. De nombreux auteurs discutent des moyens d'estimer la valeur correcte de cette constante [13]. Elle est habituellement dans la gamme  $1 \leq a \leq 1,5$ . Pour notre cas nous l'avons fixé à 1,3 en se référant à l'article de A. Meflah qui a utilisé le même type de module [28].

Arrivé à ce stade, seuls deux paramètres du modèle demeurent inconnus ce sont  $R_p$  et  $R_s$ . Bien qu'il soit plus commode d'avoir une formule mathématique pour déterminer ces paramètres, comme l'ont proposé plusieurs auteurs [13], [29], il n'en demeure pas moins que toute expression de  $R_s$  et  $R_p$  dépendra toujours de données expérimentales.

Dans notre cas, nous avons opté pour la méthode proposée par Villalva et Al qui ont proposé une méthode pour ajouter  $R_s$  et  $R_p$  basée sur le fait qu'il n'existe qu'une seule paire  $\{R_s, R_p\}$  qui assure que la puissance maximum ( $P_{max, m}$ ) calculée par le modèle  $I(V)$  soit égale à la valeur de la puissance maximale expérimentale ( $P_{max, e}$ ) au point de puissance maximale apparaissant sur le datasheet (Annexe A).

La relation entre  $R_s$  et  $R_p$  peut être obtenue en faisant  $(P_{max, m}) = (P_{max, e})$  et en résolvant l'équation suivante en fonction de  $R_s$ :

$$R_p = \frac{V_{mp}(V_{mp} + I_{mp}R_s)}{V_{mp}I_{pv} - V_{mp}I_0 \exp\left((V_{mp} + I_{mp}R_s) \frac{q}{N_s KT}\right) + V_{mp}I_0 - P_{max,e}} \quad (5)$$

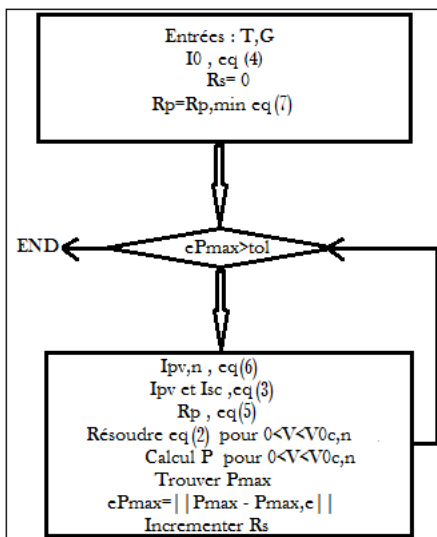
Le but est ainsi de trouver la valeur de  $R_S$  et de  $R_P$  qui font que le pic de la courbe  $P(V)$  théorique coïncide avec le pic de la courbe expérimentale au point  $(V_{mp}, I_{mp})$ . Ceci nécessite plusieurs itérations avant que  $P_{max,m}$  ne soit égal à  $P_{max,e}$ . Dans le processus d'itération  $R_S$  est incrémenté graduellement à partir de  $R_S=0$ . Pour ajuster la courbe  $P(V)$  aux données expérimentales cela nécessite d'obtenir la courbe pour plusieurs valeurs de  $R_S$  et  $R_P$ .

Tracer  $P(V)$  et  $I(V)$  requiert la résolution de l'équation (2) pour  $I \in [0, I_{sc}, n]$  et  $V \in [0, V_{oc}, n]$ . La résolution de l'équation  $I=f(V,I)$  nécessite le recours à une méthode numérique qui dans notre cas est la méthode de Newton –Raphson [30].

Le modèle du module PV est amélioré en introduisant  $I_{pv,n}$  et  $R_{p,min}$  suivantes, [13] :

$$I_{pv,n} = (R_P + R_S) \frac{I_{sc,n}}{R_p} \tag{6}$$

$$R_{p,Min} = \frac{V_{mp}}{I_{sc,n} - I_{mp}} - \frac{V_{oc,n} - V_{mp}}{I_{mp}} \tag{7}$$



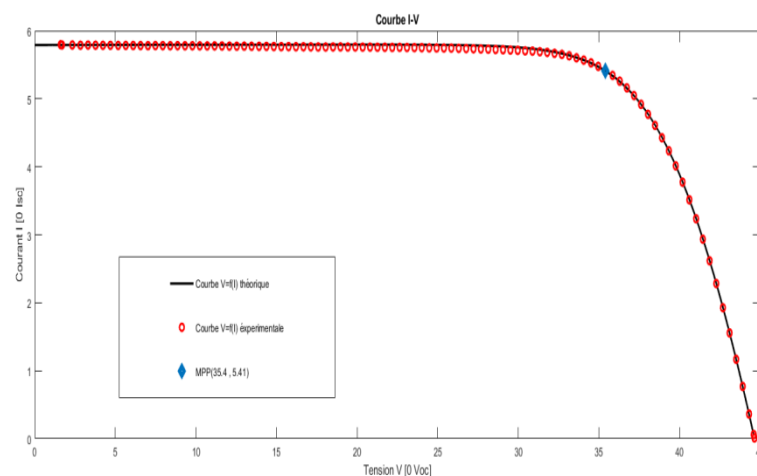
<b>I<sub>mp</sub></b>	<b>5.41 A</b>
<b>V<sub>mp</sub></b>	<b>35.4 V</b>
<b>P<sub>max,e</sub></b>	<b>191.51 W</b>
<b>I<sub>sc</sub></b>	<b>5.79 A</b>
<b>V<sub>oc</sub></b>	<b>44.65 V</b>
<b>K<sub>v</sub></b>	<b>-0.13 V/K</b>
<b>K<sub>i</sub></b>	<b>0.006 A/K</b>
<b>N<sub>s</sub></b>	<b>72</b>

Figure 2. 5 : Algorithme d'ajustement du modèle I(V) à une diode aux valeurs expérimentales.

Tableau 2. 1 : Résultats de simulation des paramètres  $R_S$  et  $R_P$

La méthode itérative nous conduit aux valeurs de  $R_S$  et  $R_P$  respectivement de 0.513 Ohm et 3315.8 Ohm pour le module ENIE 200Wc.

Afin de valider le modèle à une diode pour lequel avons opté, nous avons simulé la caractéristique I-V pour le module ENIE 200Wc, dont est constitué le champ photovoltaïque intégré sur la maison solaire, pour les conditions standards à savoir  $G=1000W/m^2$  et  $T= 25^\circ C$ . Le résultat de cette simulation est confronté à la caractéristique I-V que nous avons tracée à partir de données mesurées à l'UDES.



**Figure 2. 6 : Caractéristiques I-V simulée et mesurée pour un module ENIE 200Wc Monocristallin dans les conditions STC 1000W/m<sup>2</sup>, 25°C).**

Sur la figure 2.8 sont représentées les courbes simulée et mesurée de la caractéristiques I-V du module ENIE 200Wc en Silicium monocristallin aux conditions Standards. Nous constatons qu'il y a un parfait accord entre les deux courbes.

### 2.3.2 Modélisation du convertisseur DC/AC

Afin d'utiliser la puissance produite par le champ PV et alimenter les charges AC, nous avons recours à un onduleur photovoltaïque, qui dans notre cas est un onduleur du type Sunny Boy 3600TL, qui convertit le courant continu (DC) généré par le champ de modules PV en un courant alternatif compatible avec le réseau électrique.

Pour modéliser ce convertisseur, nous avons choisi d'utiliser le modèle développé par Sandia Laboratory [16] qui convient pour un grand nombre d'onduleurs commerciaux moyennant quelques adaptations. La polyvalence et la précision de ce modèle ont été validées pour une variété d'onduleurs destinés au résidentiel et à l'industrie.

### 2.3.2.1 Equations de base du modèle

Les équations ci-dessous définissent le modèle utilisé pour relier la puissance de sortie AC de l'onduleur à la puissance et à la tension continue DC en entrée, qui sont utilisées comme des variables indépendantes.

$$P_{ac} = \left\{ \frac{P_{aco}}{A - B} - C \cdot (A - B) \right\} \cdot (P_{dc} - B) + C \cdot (P_{dc} - B)^2 \quad (8)$$

Avec :

$$A = P_{dco} \cdot \{1 + C_1(V_{dc} - V_{dco})\} \quad (9)$$

$$B = P_{so} \cdot \{1 + C_2(V_{dc} - V_{dco})\} \quad (10)$$

$$C = P_{so} \cdot \{1 + C_2(V_{dc} - V_{dco})\} \quad (11)$$

Où :

- $P_{ac}$  (W) = puissance de sortie AC de l'onduleur.
- $P_{dc}$  (W) = puissance d'entrée de l'alimentation DC vers l'onduleur, généralement supposée être égale au Maximum Power Point ou (MPP) du générateur PV.
- $V_{dc}$  (V) = tension continue à l'entrée de l'onduleur provenant du générateur PV.
- $P_{aco}$  (W) = 'puissance nominale' maximale de l'onduleur à l'état de fonctionnement nominal, supposée être une valeur limite supérieure
- $P_{dco}$  (W) = niveau de puissance en courant continu auquel la puissance nominale en courant alternatif est atteinte au fonctionnement nominal.
- $V_{dco}$  (V) = tension continue lorsque la puissance nominale en courant alternatif est atteinte au fonctionnement nominal
- $P_{so}$  (W) = puissance continue nécessaire pour démarrer le processus d'inversion, ou d'autoconsommation par l'onduleur
- $P_{nt}$  (W) = courant alternatif consommé par l'onduleur la nuit pour maintenir les circuits nécessaires à la détection de la tension du générateur photovoltaïque.



- $C_0$  ( $W^{-1}$ )= paramètre définissant la courbure (parabolique) de la relation entre la puissance alternative et la puissance continue à une condition de fonctionnement de référence, sa valeur par défaut est de zéro
- $C_1$  ( $W^{-1}$ )= coefficient empirique permettant à  $P_{dco}$  de varier linéairement avec l'entrée de tension continue, sa valeur par défaut vaut zéro.
- $C_2$  ( $W^{-1}$ ) = coefficient empirique permettant à  $P_{so}$  de varier linéairement avec l'entrée de tension continue, sa valeur par défaut vaut zéro.
- $C_3$  ( $W^{-1}$ ) = coefficient empirique permettant à  $C_0$  de varier linéairement avec l'entrée de tension continue, sa valeur par défaut est zéro.

### 2.3.2.2 Détermination des paramètres du modèle AC adapté à notre onduleur

Certains paramètres tels que  $P_{aco}$ ,  $P_{dco}$  et  $P_{so}$  sont obtenus à partir de la datasheet de l'onduleur qui dans notre cas ont pour valeur respectivement 3680W, 3880W et 0.5W [Annexe A]. Par ailleurs, dans la littérature il est suggéré généralement de négliger les paramètres  $C_i$  de sorte que  $C_0=C_1=C_2=C_3=0$  [16].

En tenant des éléments présentés ci-dessus, l'équation (8) peut se mettre sous la forme suivante :

$$P_{ac} = P_{aco} / (P_{dco} \cdot P_{so}) \cdot (P_{dc} \cdot P_{so}) \quad (11)$$

Il apparaît clairement qu'il existe une relation linéaire entre la puissance AC de sortie de l'onduleur la puissance DC d'entrée de ce dernier. Les fonctions  $P_{ac} = f(P_{dc})$  simulées et expérimentales obtenues par des mesures effectuées sur une durée d'une semaine, sont représentées sur la figure 2.9. Il apparaît clairement qu'elles coïncident parfaitement, ce qui signifie que le modèle choisi est bien adapté à notre système.

Par ailleurs, nous avons aussi représenté sur la figure 2.9 le rendement de l'onduleur Sunny Boy 3600TL obtenu à partir des mesures effectuées pour une durée d'une semaine. L'allure obtenue est celle typique d'un onduleur DC/AC. Dans la première partie du graphe le rendement augmente au fur et à mesure que la tension d'entrée augmente et ce jusqu'à 170. V. Ce n'est qu'à partir de 170 V que le rendement se stabilise. Il est habituellement recommandé de n'utiliser l'onduleur que dans la gamme de tension correspondant à la région où le rendement de l'onduleur est stable, région pour laquelle, dans notre cas, il atteint 97% ce qui correspond à la valeur donnée dans la datasheet du Sunny Boy 3600TL (Annexe A).

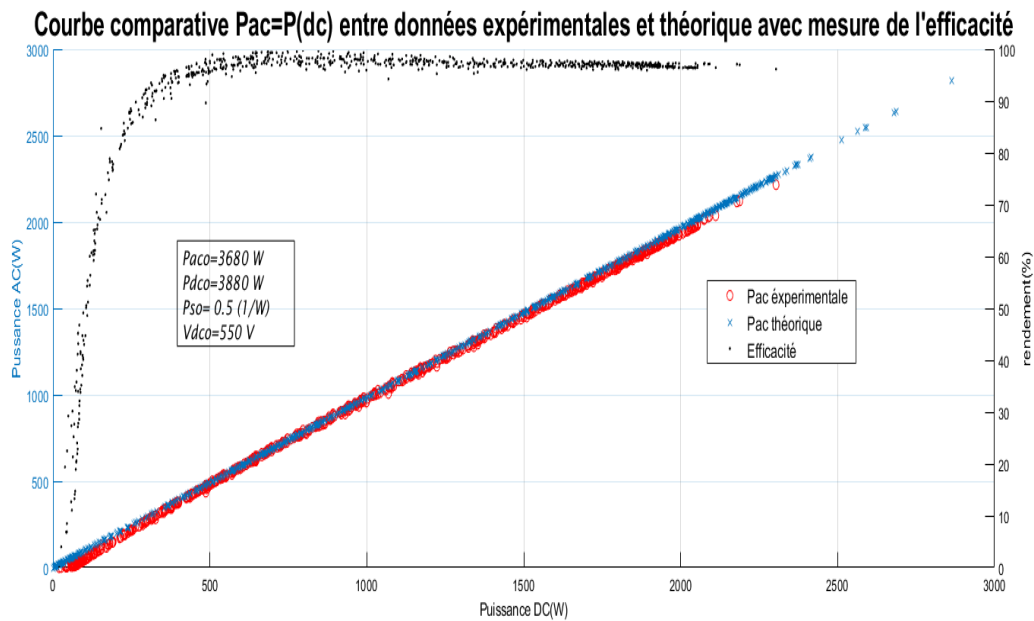


Figure 2. 7 : Rendement (%) et relation  $P_{ac}$  ( $P_{dc}$ ) simulée et mesurées obtenues pour un onduleur du type Sunny Boy 3600TL.

### 2.3.3 Modélisation de la batterie

Dans une installation photovoltaïque, la demande énergétique ne peut être satisfaite avec la seule puissance produite par le champ PV car celle-ci n'est pas régulière du fait qu'elle est tributaire des conditions climatiques. Il est donc crucial d'intégrer un élément de stockage avec la ou les sources d'Énergie Renouvelable pour d'une part, y stocker de l'énergie lorsqu'il y a un excédent de production ou y puiser de l'énergie pour satisfaire les besoins énergétiques de l'application considérée, par exemple, pendant la nuit et les jours sans soleil ou faiblement ensoleillés de l'année.

Dans le cas de la maison solaire, le stockage est assuré par un banc de batterie plomb-acide étanche sans entretien d'une capacité nominale de  $C_{10}=250 \text{ AH}$  qui délivre une tension de 48V. Les batteries au plomb-acide sont les plus couramment utilisées dans le domaine industriel et les applications photovoltaïques [18] et ce pour leur fiabilité et leur coût attractif.

#### 2.3.3.1 Modèle adopté pour la modélisation

Afin de comprendre et prédire le fonctionnement d'une batterie, quelque soient les conditions opératoires, nous faisons appel à un modèle mathématique. Le modèle le plus couramment utilisé pour les batteries solaires électrochimiques est celui développé par Coppetti et al. [19],[ 8].

Ainsi, Coppetti et al. [21] ont élaboré l'un des modèles de batterie au plomb-acide les plus détaillés, qui peut prendre en compte un bon nombre de conditions de fonctionnement. Ce modèle est basé sur le schéma électrique de la figure 2-10. Il définit la tension aux bornes de l'accumulateur en fonction de quelques paramètres, tels que le courant imposé, son état de charge et sa température.

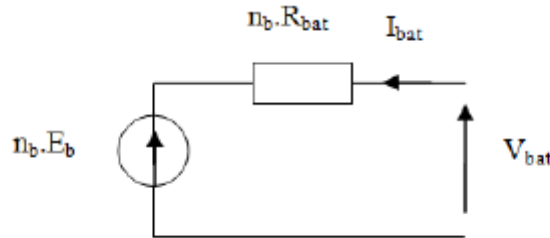


Figure 2. 8 : Schéma équivalent de la batterie pour le modèle de Coppetti et al. (CIEMAT) [21].

Dans ce modèle, la tension aux bornes de la batterie est donnée par l'expression ci-dessous :

$$V_{bat} = n_b \cdot E_b \pm n_b \cdot R_{bat} \cdot I_{bat} \quad (12)$$

Où  $V_{bat}$  et  $I_{bat}$  sont la tension et le courant de la batterie,  $n_b$  est le nombre de cellules en série de la batterie,  $E_b$  la f.é.m. (force électromotrice) d'une cellule de la batterie et  $R_{bat}$  sa résistance interne.

La description du comportement de la batterie selon le modèle de Coppetti et al. (CIEMAT), nécessite trois équations principales correspondantes aux deux régimes de fonctionnement, d'une part, le régime de décharge et, d'autre part, le régime de charge et le régime de surcharge de la batterie.

### 2.3.3.1.1 Mode de décharge

Pour la phase de décharge de la batterie, l'expression de la tension est donnée par l'équation :

$$V_{dis} = \left( 2.085 - 0.12 \cdot (1 - SOC(t)) \right) - \frac{|I_{dis}(t)|}{C} \cdot \left( \frac{4}{1 + |I_{dis}(t)|^{1.3}} \right) + \left( \frac{0.27}{SOC(t)^{1.5}} + 0.02 \right) (1 - 0.007 \cdot \Delta T(t)) \quad (13)$$

Avec :

$$\Delta T(t) = T(t) - 25 \quad (14)$$

Où  $V_{dis}$  (V) et  $I_{dis}$  (A) sont respectivement la tension et le courant de décharge de la batterie,  $T$  (°C) est la température interne de la batterie. Le premier terme de l'équation (13) définit la variation de la tension de la batterie en fonction du SOC (State Of Charge) et de la variation de la concentration de l'électrolyte. Le deuxième terme décrit la variation de la tension en fonction de sa résistance interne [9].

L'expression de la variation du SOC pour ce modèle est décrite par l'équation :

$$SOC(t) = 1 - \frac{Q(t)}{C} \text{ avec } Q(t) = I_{dis}(t) \cdot \Delta T \quad (15)$$

Où  $Q$  est la charge de la batterie en Ah,  $\Delta t$  est le temps de charge et  $C$  la capacité nominale de la batterie [18]

### **2.3.3.1.2 Mode de charge**

En raison du comportement dynamique de la batterie pendant la période de charge, Coppetti a subdivisé le mode de charge en deux phases principales, la phase de 'boost' et la phase 'de surcharge'. Chacune de ces phases est décrite par une expression mathématique que nous présentons dans ce qui suit :

#### **1. Phase de boost**

Durant cette première phase de la charge, la tension de sortie de la batterie est donnée par l'expression suivante :

$$V_{ch} = (2 + 0.16 \cdot (1 - SOC(t))) + \frac{|I_{ch}(t)|}{C} \left( \frac{6}{1 + |I_{ch}(t)|^{0.86}} \right) + \left( \frac{0.48}{(1 - SOC(t))^{1.2}} + 0.036 \right) (1 - 0.025 \cdot \Delta T(t)) \quad (16)$$

Où  $V_{ch}$  et  $I_{ch}$  sont respectivement la tension et le courant de charge de la batterie.

## 2. Phase de surcharge

Le processus de surcharge est considéré comme une période très importante du mode de charge, qui tient compte de la gazéification qui est causée par l'élévation de la température de l'électrolyte entraînant un dégagement gazeux. Ceci se traduit par une fonction non linéaire de la tension de la batterie durant cette phase qui a pour expression :

$$V_{ch} = V_g(t) + \left( V_{ec(t)} - V_g(t) \right) \left[ 1 - \exp \left( \frac{Ah_{restored} - 0.95.C}{I_{ch}(t). \tau(t)} \right) \right] \quad (17)$$

Où  $V_g$  est la tension de gazéification durant la phase de surcharge et qui est exprimée par :

$$V_g = [2.45 + 2.011. \ln \left( 1 + \frac{1}{C} \right)] (1 - 0.002. \Delta T) \quad (18)$$

$V_{ec}$  est la tension finale durant cette phase de surcharge, qui a pour expression :

$$V_{ec} = [2.24 + 1.97. \ln \left( 1 + \frac{I}{C_{10}} \right)] (1 - 0.002. \Delta T) \quad (19)$$

Durant cette phase, La tension ( $V_{ec}$ ) augmente avec le courant de charge et diminue avec la température. Cette phase est généralement atteinte lorsque la batterie aura atteint 70% de son état de charge pour les batteries plomb acide[18].

$\tau(t)$  la constante de temps de la surcharge est définie par l'équation :

$$\tau(t) = \left( \frac{17.3}{1 + 852. \left( \frac{I_{ch}}{C} \right)^{1.67}} \right) \quad (20)$$

La variation de l'état de charge de la batterie ou State Of Charge ou (SOC) a pour expression :

$$SOC(t) = SOC_0 + \frac{I_{ch}(t). \Delta T}{C} \quad (21)$$

Le  $SOC_0$  est la valeur initiale du SOC de la batterie.

'Ahrestored' qui représente les ampères-heures stockés dans la batterie pour un courant de charge  $I$  par rapport à la capacité de la batterie  $C$  pendant cette heure elle est exprimée par :

$$A_{hrestored}(t) = SOC(t) * C_{10} \quad (22)$$

Le processus de charge de la batterie Pb-acide peut être décrit comme suit :

Dans la première phase de la charge la valeur de la tension de la batterie est exprimée par la fonction de la phase de boost (éq. 16) décrite précédemment, dès que la tension  $V_{ch}(t) > V_g(t)$  cela signifie que le phénomène de gazéification ou que la phase de surcharge a débuté et l'expression de la tension est donnée par (éq. 17) enfin lorsque le SOC atteint la valeur de consigne souhaitée indiquant que la batterie est suffisamment chargée, il y a maintien de la tension de la batterie correspondant à cet état de charge qui est communément appelé 'le mode Floating' .

### 2.3.3.2 Adaptation du modèle de Coppetti au type de batterie Pb-acide à gel

Si le modèle de Coppetti et al. a été développé à l'origine pour des batteries du type Plomb-acide [21], il a fallu, pour l'utiliser avec les batteries Pb – acide à gel qui sont appliquées dans notre installation, avoir recours à un modèle de Copetti dont les coefficients ont été réajustés par A. Degla [18] grâce à une identification paramétrique basée sur des données expérimentales. Les expressions des équations 13 à 20 décrivant les processus de charge et décharge de Coppetti en introduisant les coefficients réajustés sont données dans ce qui suit :

#### 1. Phase de décharge :

$$V_{dis} = \left( V_{bodc} - K_{bodc}(1 - SOC(t)) \right) - \frac{|I_{dis}(t)|}{C} \left( \frac{P_{1dc}}{1 + |I_{dis}(t)|^{P_{2dc}}} \right) \quad (23)$$

$$+ \left( \frac{P_{3dc}}{SOC(t)^{P_{4dc}}} + P_{5dc} \right) (1 - \alpha_{rdc} \Delta T(t))$$

## 2. Phase de charge :

$$V_{ch} = \left( V_{boc} + k_{boc}(1 - SOC(t)) \right) - \frac{|I_{ch}(t)|}{C} \left( \frac{P_{1c}}{1 + |I_{ch}(t)|^{P_{2c}}} \right) + \left( \frac{P_{3c}}{(1 - SOC(t))^{P_{4c}}} + P_{5c} \right) (1 + \alpha_{rc} \Delta T(t)) \quad (24)$$

$$V_g = [A_{gas} - B_{gas} \ln \left( 1 + \frac{I_{ch}}{C} \right)] (1 - \alpha_{gas} \Delta T) \quad (25)$$

$$V_{ec} = [A_{fonsc} - B_{fonsc} \ln \left( 1 + \frac{I_{ch}}{C} \right)] (1 + \alpha_{fonsc} \Delta T) \quad (26)$$

$$\tau(t) = \left( \frac{A_{\tau sc}}{1 + B_{\tau sc} \left( \frac{I_{ch}}{C} \right) C^{\tau sc}} \right) \quad (2è)$$

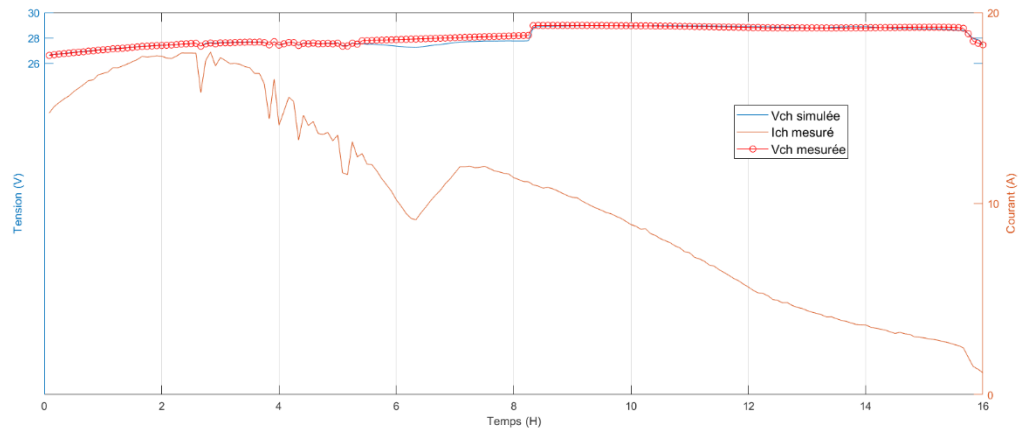
Les coefficients originaux et modifiés par A. Degla pour le modèle de Coppetti sont consignés dans le tableau suivant :

**Tableau 2. 2 : Coefficients originaux et nouveaux pour le modèle de Coppetti [18], [21].**

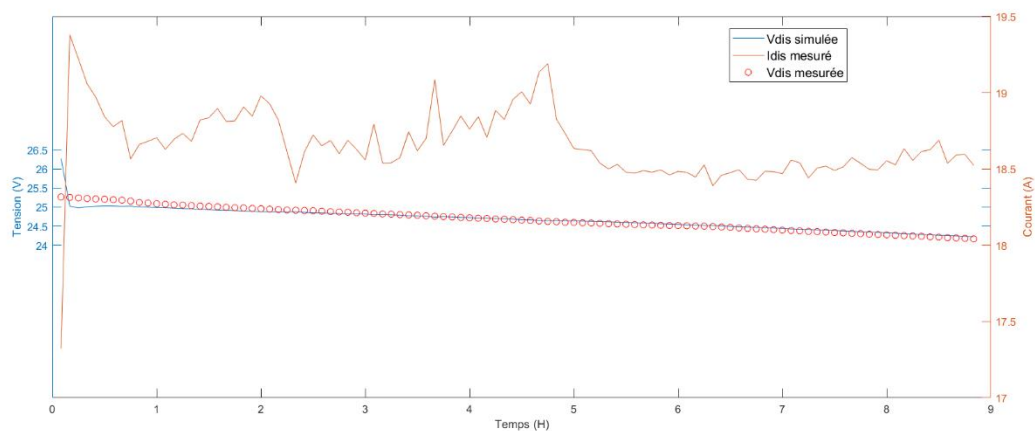
Phase de charge	Coefficients		Phase de surcharge		Phase de décharge		Coefficients	
	originaux	Nouveaux coefficients	originaux	Nouveaux coefficients	originaux	Nouveaux coefficients	originaux	Nouveaux coefficients
$V_{boc}$ , V	24.000	24.080	$A_{gas}$ , V	026.880	030.250	$V_{bdc}$ , V	25.02	25.24
$K_{boc}$ , V	01.920	03.010	$B_{gas}$ , Vh	001.970	-016.570	$K_{bdc}$ , V	01.44	03.40
$P_{1c}$ , VAh	06.000	35.000	$\alpha_{gas}$ , °C <sup>-1</sup>	000.002	001.500 10 <sup>-4</sup>	$P_{1dc}$ , VAh	04.00	-18.06
$P_{2c}$	00.860	13.890	$A_{fonsc}$ , V	029.400	018.210 10 <sup>-2</sup>	$P_{2dc}$	01.30	18.00
$P_{3c}$ , Vh	00.480	-05.060	$B_{fonsc}$ , Vh	002.011	-006.010	$P_{3dc}$ , Vh	00.27	-00.35
$P_{4c}$	01.200	-00.640	$\alpha_{fonsc}$ , °C <sup>-1</sup>	000.002	-006.710	$P_{4dc}$	01.50	02.00
$P_{5c}$ , Vh	00.036	32.410	$A_{rsc}$ , h	017.300	077.670	$P_{5dc}$ , Vh	00.02	02.07
—	—	—	$B_{rsc}$ , h	852.000	021.490	—	—	—
$\alpha_{rc}$ , °C <sup>-1</sup>	00.025	-00.002	$C_{rsc}$	001.670	467.930	$\alpha_{rdc}$ , °C <sup>-1</sup>	7 × 10 <sup>-3</sup>	-00.13

La validation du modèle de batterie adopté a été réalisée par A. Degla [18] en simulant les phases de charge et de décharge et en retrouvant les résultats expérimentaux obtenus pour un système constitué d'un champ de 5 modules PV de 150Wc chacun, d'un banc de deux batteries (CGB Condor) Pb – acide à gel de 250Ah/ 12V, d'un régulateur de charge TS45A, d'un régulateur de décharge BG60A et d'une charge totale de 220 W représentée par 20 lampes CFL de 11W chacune.

Nous présentons dans les graphes qui suivent les courbes de charge et de décharge simulées et expérimentales obtenues pour le système décrit précédemment.



**Figure 2. 9 : Courbes simulée et mesuré de la tension de charge et courbe du courant de mesuré pour une batterie Pb-acide à gel Condor CGB.**



**Figure 2. 10 : Courbes simulée et mesurée de la tension de décharge et courbe du courant de décharge mesuré pour une batterie Pb-acide à gel Condor CGB.**

En se référant aussi bien aux courbes de charge que de décharge de la batterie nous constatons qu'il y a un bon chevauchement entre les courbes simulées et expérimentales.

Au terme de cette première partie, nous pouvons dire que nous disposons de modèles pour chacun des étages de la chaîne photovoltaïque (champ, convertisseur DC/AC, batterie) qui nous permettent de simuler le fonctionnement du générateur de la maison solaire avec une bonne précision.



## **2.4 Système de gestion d'énergie de la maison solaire**

La gestion d'énergie de la maison solaire dépend, de la production photovoltaïque, qui est tributaire des conditions environnementales extérieures (Température, irradiation, ...) ainsi que des saisons et du moment de la journée considérée (jour, nuit) mais aussi des charges qui fixent la consommation d'énergie. Pour assurer le suivi du fonctionnement de la centrale PV plusieurs capteurs sont nécessaires, notamment, un pyranomètre pour mesurer l'irradiation et des thermocouples pour la mesure de la température ambiante et celle des modules. L'acquisition de toutes ces données est réalisée grâce à une centrale d'acquisition de données ou data logger. Ces données sont stockées, traitées et analysées au niveau d'un PC.

Afin de garantir une efficacité énergétique optimale dans la maison solaire nous avons élaboré un algorithme de gestion des sources d'énergies (champ PV, réseau, batterie) et des charges afin de garantir un bon équilibre entre la production et la consommation d'énergie sans que le confort de l'utilisateur ne soit affecté et en ayant le souci constant de solliciter le moins possible le réseau électrique.

### **2.4.1 Stratégie de gestion d'énergie de la maison solaire**

La stratégie de gestion d'énergie adoptée pour la maison solaire est basée sur le principe de satisfaire les besoins énergétiques de la maison en utilisant prioritairement la production locale d'électricité directement à partir du générateur PV, puis si nécessaire en utilisant l'énergie stockée dans les batteries et le cas échéant en soutirant de l'énergie du réseau électrique. La démarche adoptée consiste à faire en sorte que l'on utilise de manière rationnelle l'énergie photovoltaïque produite et disponible localement tout en établissant une priorité des charges.

Pour effectuer la gestion d'énergie dans la maison solaire un certain nombre de règles ont été élaborées. Ces règles prévoient la gestion d'énergie pour toutes les situations que l'on peut rencontrer dans le fonctionnement habituel d'une maison. Elles sont à la base d'un algorithme de gestion que nous avons développé et que nous présentons sur la figure 2.13 qui est ensuite traduit en un programme sous l'environnement Matlab.

Ce programme requiert pour fonctionner des données telles que l'irradiation  $G$  ( $W/m^2$ ) et la température ambiante  $T$  ( $^{\circ}C$ ) et le profil de charge ou de consommation. Le programme de gestion d'énergie est constitué de plusieurs sous-routines qui lui permettent de satisfaire les besoins énergétiques de la maison tout au long de la journée en faisant un arbitrage entre la

production et la consommation en tenant compte de la disponibilité de l'énergie offerte en considérant chronologiquement le générateur PV, le banc de batterie et enfin le réseau électrique.

Ces règles sont énoncées sur la base de considération faisant intervenir, la Puissance Produite par la source Principale (PSP) qui n'est autre que le générateur PV, la demande de la charge PCh évaluée à chaque instant, la différence de puissance PDiff entre la production et la demande énergétique et le SOC du banc de batterie. Tous ces paramètres sont considérés avec un pas de temps régulier, qui dans le cas étudié est de cinq minutes.

Nous présentons dans ce qui suit règles qui ont été établies et qui nous permettent de gérer l'énergie dans la maison solaire de manière rationnelle et en assurant une bonne autonomie énergétique de la maison vis-à-vis du réseau électrique.

C'est la valeur de PDiff qui va conditionner, au départ, l'exécution de telle ou telle subroutine du programme qui aboutira ensuite vers la décision de gestion d'énergie prédéfinie la plus appropriée. Ce processus décisionnel se fait de manière progressive dans le temps.

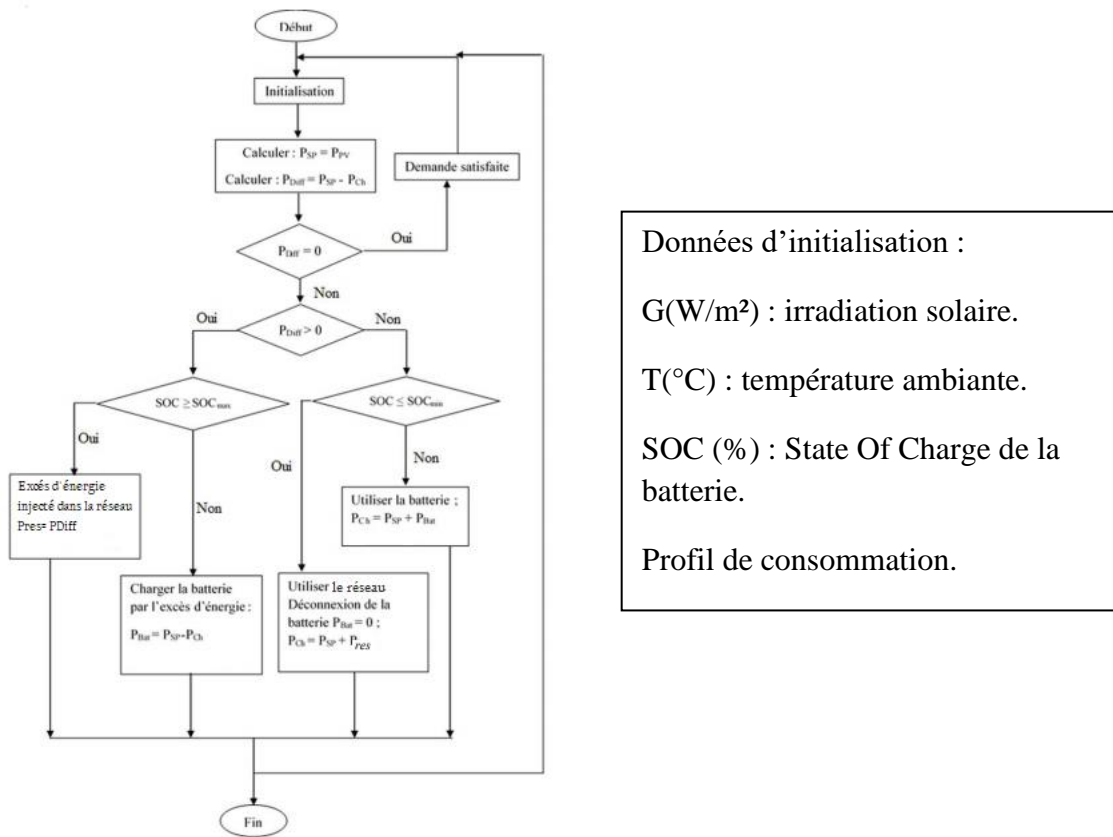
$$P_{Diff} = P_{SP} - P_{Ch} \quad (28)$$

**Si PDiff = 0**, toute la puissance produite par la source renouvelable (PV) est égale à la puissance requise par la charge principale (PSP = PCh). Par conséquent, l'état de charge des batteries reste constant (batterie au repos), en négligeant bien sûr leur autodécharge.

**Si PDiff > 0**, la puissance générée par la source principale (PV) est supérieure à la demande énergétique ou les charges. Par conséquent, il y a suffisamment d'énergie pour alimenter les charges, charger la batterie et injecter l'excédent s'il y a lieu dans le réseau électrique.

**Si PDiff < 0**, l'énergie produite par la source renouvelable (PV) n'est pas suffisante pour alimenter les charges. Dans ce cas, les batteries seront sollicitées dans un premier temps, puis en dernier ressort le recours au réseau sera envisagé si nécessaire.

L'organigramme de la figure 2-17 présente le principe de fonctionnement de la stratégie de gestion de l'énergie que nous avons adoptée pour notre système.



Données d'initialisation :

$G(W/m^2)$  : irradiation solaire.

$T(^{\circ}C)$  : température ambiante.

SOC (%) : State Of Charge de la batterie.

Profil de consommation.

Figure 2. 11 : Organigramme de la gestion d'énergie (des sources et des charges) de la maison solaire.

## **2.5 Conclusion**

Dans ce chapitre, nous avons, dans une première partie, présenté les modèles théoriques que nous avons choisis pour modéliser la centrale photovoltaïque intégrée à la maison solaire. Nous avons justifié le choix de ces modèles pour chacun des composants du générateur PV (module, onduleur, batterie) tout en les adaptant au cas de l'habitation étudiée. Dans la deuxième partie nous avons exposé la stratégie adoptée pour satisfaire les besoins énergétiques de la maison solaire qui privilégie, principalement, la production électrique d'origine photovoltaïque fournie directement par le générateur PV ou stockée dans les batteries. Les règles de gestion d'énergie qui ont été établies ont été à la base d'un algorithme qui remplit, à la fois, la gestion des flux d'énergie et la gestion des charges.

Au terme de ce chapitre, nous disposons d'un simulateur complet qui nous permet, dans sa première version, de simuler la production PV d'un générateur PV pour un site donné et de gérer l'énergie photovoltaïque disponible pour satisfaire les besoins de la maison solaire de manière rationnelle et optimale tout en préservant le confort de l'utilisateur.

# **Chapitre 3**

## **Résultats de simulation et Analyses**

### 3.1 Introduction

Ce présent chapitre est consacré à la présentation des résultats de simulation des différents modèles mathématique présentés précédemment dans le Chapitre 2 dont les résultats seront présentés en analogie avec des résultats expérimentaux réels opérés dans les mêmes conditions . Nous mettrons ensuite en évidence le programme de gestion pour simuler plusieurs scénarios de consommation considérés dans notre étude où l'on a effectué avec et sans une gestion des charges afin de mettre en valeur l'apport de ce travail et sa capacité d'adaptation à différents types de situations .

Pour chaque simulation nous présenteront les conditions initiales adoptées ( Température ambiante , irradiation , valeurs initiales du SOC de la batterie , profils de charges ) et ce en variant celles-ci pour les différents scénarios suivant les journées et les saisons où l'on opère .

### 3.2 Comparaison entre Production photovoltaïque simulée et mesurée de la centrale PV de la maison solaire.

Après avoir validé, dans le chapitre précédent, les modèles choisis pour chacun des constituants de la centrale photovoltaïque, nous présentons ici, les résultats de simulations du fonctionnement de la centrale photovoltaïque. Pour ce faire, nous utilisons comme données d'entrée (input) du simulateur l'irradiation et la température ambiante mesurées pour des périodes données de l'année. Ces données expérimentales sont prélevées à partir de la station radiométrique et météorologique se trouvant au sein du site de l'UDES. Nous effectuons alors des simulations de la production de la puissance électrique photovoltaïque délivrée par la centrale PV pour les journées choisies. Les puissances DC et AC simulées sont alors confrontées aux mesures qui leur correspondent.

#### 3.2.1 Données Radiométriques et météorologiques

Pour effectuer les simulations nous avons utilisé des données réelles d'irradiation, de température ambiante et de la puissance DC et AC délivrées par la centrale PV correspondantes à la semaine du 02/02/2020 au 08/02/2020 Cette semaine a été choisie car elle présente des journées à ciel clair, des journées à ciel partiellement nuageux et des journées à ciel nuageux comme le montre la figure 3.1.

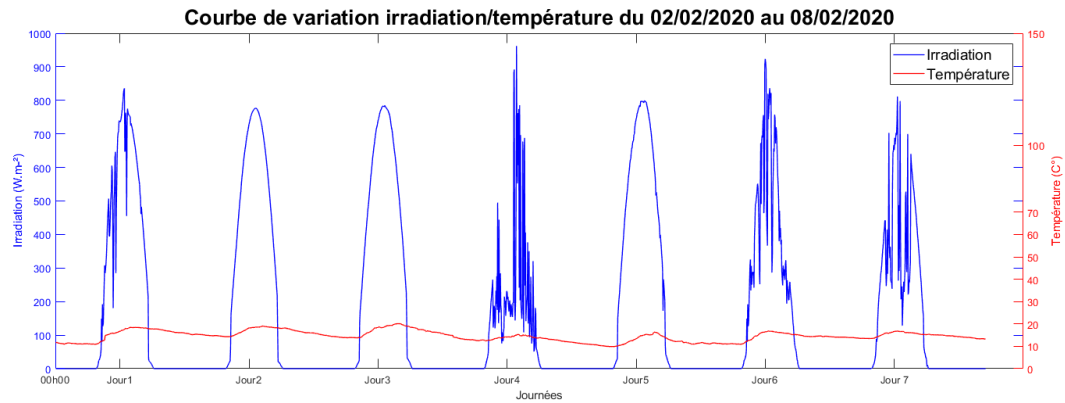


Figure 3. 1 : Courbe illustrative des variations de l'irradiation et de la température pour la semaine du 02/02/2020 au 08/02/2020 au niveau du site de l'UDES à Bou Ismail, Tipaza.

### 3.2.2 Comparaison entre puissance DC et AC simulées et mesurées de la centrale PV

Sur les figures 3.2 et 3.3 sont représentées respectivement les puissances DC (simulées et mesurées) et les puissances AC (simulées et mesurées) pour la semaine du 02/02/2020 au 08/02/2020.

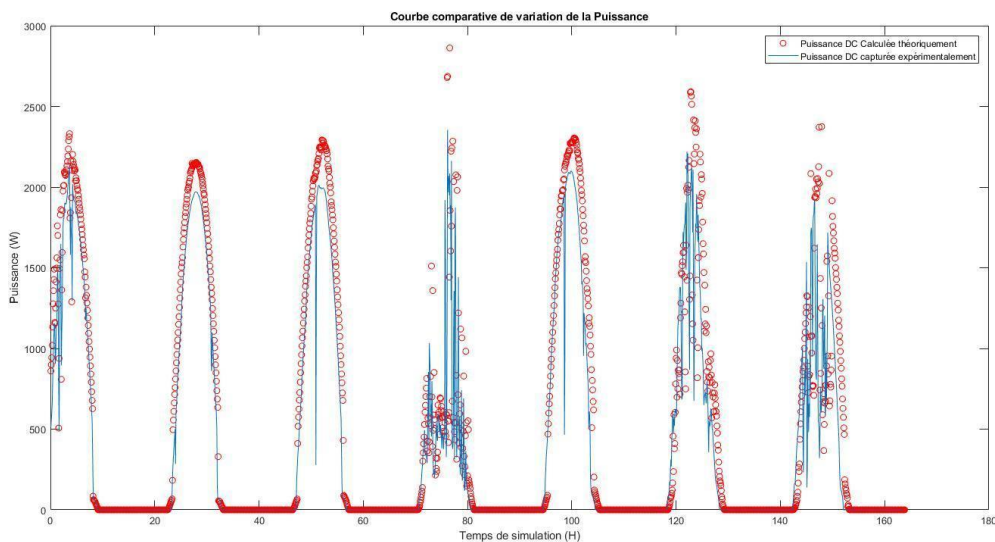
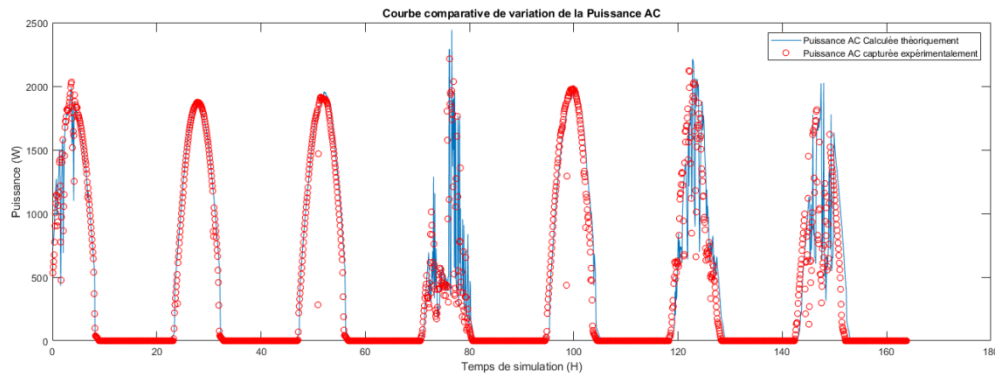


Figure 3. 2 : Courbe de puissance DC simulée et expérimentale de la centrale PV pour la semaine du 02/02/2020 au 08/02/2020 au niveau du site de l'UDES à Bou Ismail, Tipaza.



**Figure 3. 3 : Courbe de puissance AC simulée et expérimentale de la centrale PV Pour la semaine du 02/02/2020 au 08/02/2020 au niveau du site de l'UDES à Bou Ismail.**

Il apparaît clairement sur les deux figures que les courbes simulées de la puissance DC et AC correspondent presque parfaitement aux courbes issues des mesures quel que soit la journée considérée (ciel clair, ciel partiellement nuageux ou ciel nuageux) ce qui montre que les modèles du champ et de l'onduleur DC/AC que nous avons adoptés sont assez précis.

### 3.3 Test du système de gestion d'énergie de la maison solaire

La satisfaction de la demande énergétique de la maison solaire est tributaire de la production photovoltaïque locale qui comprend la production d'énergie électrique photovoltaïque fournie directement par le générateur PV ou emmagasinée dans la batterie, mais aussi l'énergie que l'on va soutirer du réseau électrique en cas de besoin.

Afin de pouvoir évaluer le bon fonctionnement de l'algorithme de gestion d'énergie que nous avons développé, celui-ci a été soumis à plusieurs scénarios (saisons différentes, profils de charge spécifique à la saison, ...) pouvant être rencontrés durant les activités quotidiennes de la maison et qui reproduisent des situations réelles de production et de consommation d'énergie de l'habitation. L'algorithme de gestion d'énergie a été conçu de telle sorte à pouvoir, à la fois, gérer les flux d'énergie présents dans la maison mais aussi les charges qui s'y trouvent tout en cherchant à atteindre un équilibre entre production et consommation sans nuire au confort de l'habitant.

#### 3.3.1 Taux d'autoconsommation et taux d'autosuffisance :

L'évaluation de la satisfaction de la demande énergétique de la maison solaire par la production photovoltaïque produite localement par le générateur dont elle est dotée, se fait par le biais des deux facteurs qui sont définis comme suit :



1.  $AutC = \frac{EDPv+EDB}{EPV}$  Représentant le taux d'autoconsommation .
2.  $AutS = \frac{EDPv}{Cons}$  Représentant le taux d'autosuffisance .

Où :

- EDPv : Production PV consommée directement par les charges .
- EDB : Production PV consommée par les charges via les batteries .
- EPV : Production PV Totale .
- Cons : Consommation totale .

### 3.3.2. Données Radiométriques et Météorologiques

Afin d'avoir une idée globale sur la gestion d'énergie de la maison solaire sur une année, nous avons choisi d'étudier la satisfaction de ses besoins énergétiques sur une période de six jours pour chacune des saisons de : Eté, Hiver et Printemps/Automne (ces dernières saisons étant presque similaires du point de vue des besoins énergétiques nous n'en choisirons qu'une seule pour l'étude).

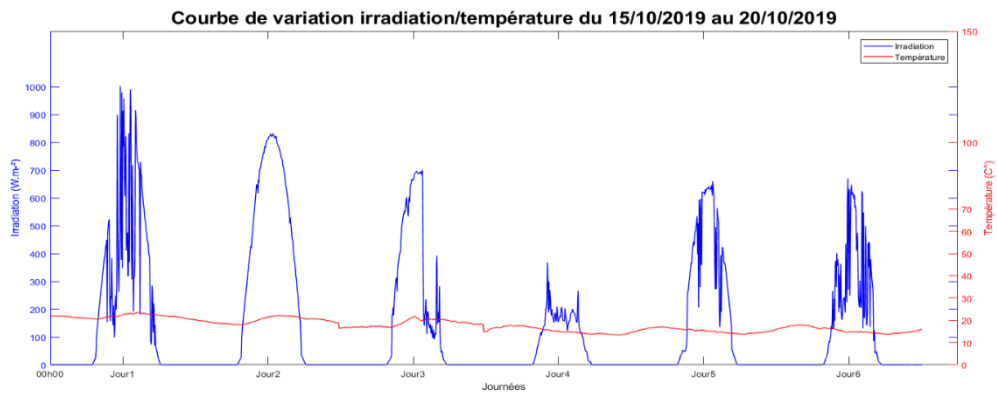
Les périodes choisies pour chacune des saisons sont les suivantes :

- Saison d'Automne : du 15/10/2019 au 20/10/2019
- Saison d'Hiver : du 01/12/2019 au 06/12/2019.
- Saison d'été : du 25/06/2020 au 30/06/2020.

Pour chacune des saisons, la période a été choisie de sorte à ce qu'elle reflète les variations de l'irradiation solaire et de la température pouvant avoir lieu pour la saison considérée. Les courbes de variation de l'irradiation et de la température ambiante pour les périodes choisies pour chacune des saisons sont représentées sur les figures suivantes, (3.4), (3.5) et (3.6) ci-dessous.

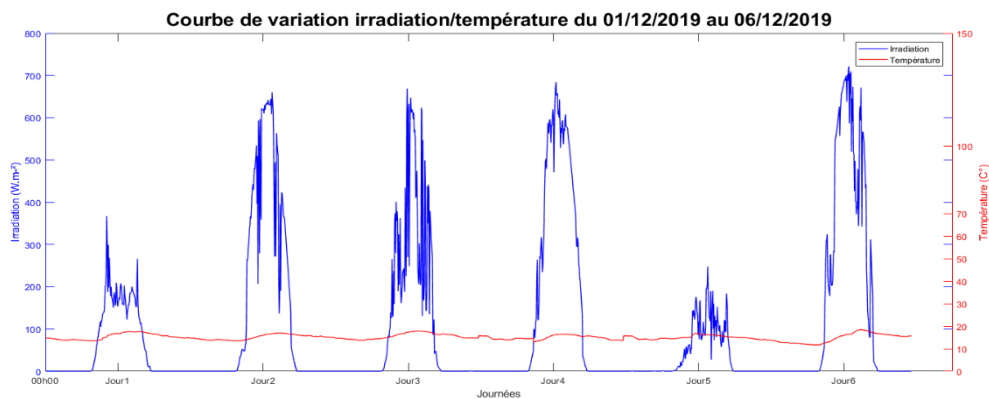
Nous constatons que l'irradiation varie entre 200 W/m<sup>2</sup> et 1000 W/m<sup>2</sup> pour la saison d'Automne, 100W/m<sup>2</sup> et 800W/m<sup>2</sup> pour la saison d'Hiver et 650 W/m<sup>2</sup> et 950 W/m<sup>2</sup> pour la saison d'été. Quant à la température elle varie entre 15 °C et 22 °C pour la saison d'Automne 8 °C et 20°C pour la saison d'Hiver et 20 °C et 34 °C pour la saison d'été .

**Cas (a) Saison Automne :**



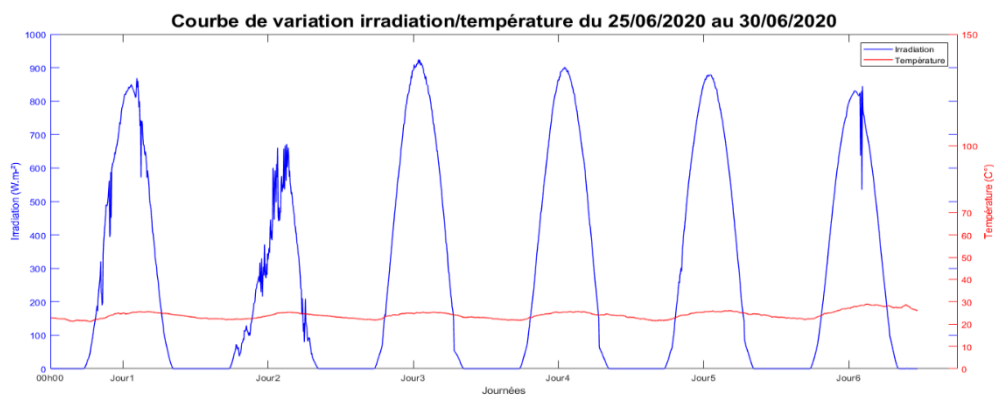
**Figure 3. 4 : Courbe de variation Irradiation\Température pour la saison d'Automne**

**Cas (b) Saison Hiver :**



**Figure 3. 5 : Courbe de variation Irradiation\Température pour la saison d'Hiver**

**Cas (c) saison Été**



**Figure 3. 6 : Courbe de variation Irradiation\Température pour la saison d'Été**

### 3.3.3 Profils de consommation considérés avec et sans gestion des charges

Afin de bien représenter la demande énergétique de la maison solaire, nous avons élaboré plusieurs profils de consommation qui tiennent compte des besoins énergétiques spécifiques à la saison (Automne, Hiver, Été) mais aussi de la répartition de l'utilisation des charges durant la journée. Il est à noter que, compte tenu des conditions climatiques en moyenne, similaires pour les saisons du Printemps et d'Automne, nous utiliserons le même profil de consommation pour ces deux saisons.

Par ailleurs, nous formulons l'hypothèse que, globalement, la consommation énergétique de cette habitation est plus ou moins la même pour chacune des journées pour une saison donnée. Nous établissons, à ce titre, un profil de consommation type pour une journée pour chacune des saisons et que nous répétons pour les 6 jours de la période de la saison choisie. Le profil de charge d'une journée est façonné à partir du profil de consommation de chacune des charges utilisées dans la maison et selon une répartition prédéfinie dans le courant de la journée qui s'apparente aux activités courantes quotidiennes auxquelles s'adonnent les usagers dans leur habitation.

Nous utiliserons par ailleurs ces abréviations listées dans le tableau 3.1.

**Tableau 3. 1 : Listes des abréviations des Equipements Electriques de la maison.**

<b>Equipements Electriques</b>	<b>Abréviation</b>	<b>Equipements Electriques</b>	<b>Abréviation</b>
Réfrigérateur	Frig	Lave-vaisselle	LV
Eclairage	Ecl	Four à micro-ondes	MO
Plaque chauffante	Plq	Téléviseur	TV
Hotte aspirante	Hot	Ordinateur portable	PC
Four électrique	Fou	Bain d'huile	BH
Lave-linge	LL	Climatiseur	Clim

Comme il apparaît dans le titre de ce paragraphe, il y a un profil de charge ou de consommation d'énergie dit '*Sans gestion de charges*' dans ce cas les charges sont utilisées

au moment où l'utilisateur en sent le besoin, mais il y a aussi le profil de consommation 'Avec gestion des charges'. Dans ce cas, certaines des charges dites 'déplaçables' ou 'shiftables' tels que, à titre d'exemple, le lave-linge et le lave-vaisselle, dont l'utilisation peut être programmées au moment de la journée où il y a une bonne production d'électricité d'origine renouvelable qui dans notre cas est le photovoltaïque. Ceci favorise l'utilisation en priorité de l'énergie propre disponible et augmente les taux d'autoconsommation et d'autosuffisance ce qui réduit d'autant plus le recours à l'électricité fournie par le réseau électrique conventionnel qui s'accompagne de l'amenuisement des sources fossiles mais aussi de la pollution de l'atmosphère par le rejet des gaz à effet de serre.

Dans ce qui suit sont représentés, pour chaque saison, le tableau de répartition de l'utilisation des charges disponibles dans la maison durant une journée ainsi que le profil de charge quotidien qui y est associé.

**Cas (a) saison Automne**

**Tableau 3. 2 : Programmation quotidienne des charges sans gestion durant la saison Automne**

	00:00-08:00	08:00-09:00	09:00-10:00	10:00-11:00	11:00-12:00	12:00-13:00	13:00-14:00	14:00-15:00	15:00-16:00	16:00-17:00	17:00-18:00	18:00-19:00	19:00-20:00	20:00-21:00	21:00-22:00	22:00-23:00	23:00-00:00
Frig																	
Ecl																	
Plq																	
Hot																	
Fou																	
LL																	
LV																	
MO																	
TV																	
PC																	
BH																	
Clim																	

**Tableau 3. 3 : Programmation quotidienne des charges avec gestion durant la saison Automne**

	00:00-08:00	08:00-09:00	09:00-10:00	10:00-11:00	11:00-12:00	12:00-13:00	13:00-14:00	14:00-15:00	15:00-16:00	16:00-17:00	17:00-18:00	18:00-19:00	19:00-20:00	20:00-21:00	21:00-22:00	22:00-23:00	23:00-00:00
Frig																	
Ecl																	
Plq																	
Hot																	
Fou																	
LL																	
LV																	
MO																	
TV																	
PC																	
BH																	
Clim																	

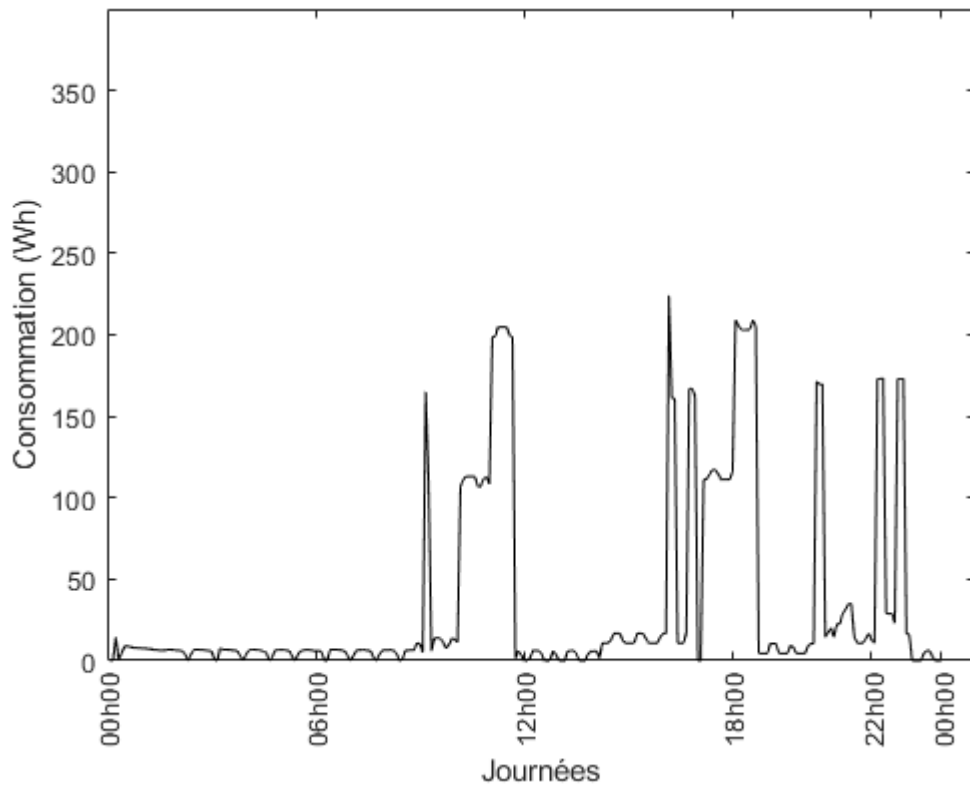


Figure 3. 7 : Profil de consommation établi sans gestion des charges saison Automne

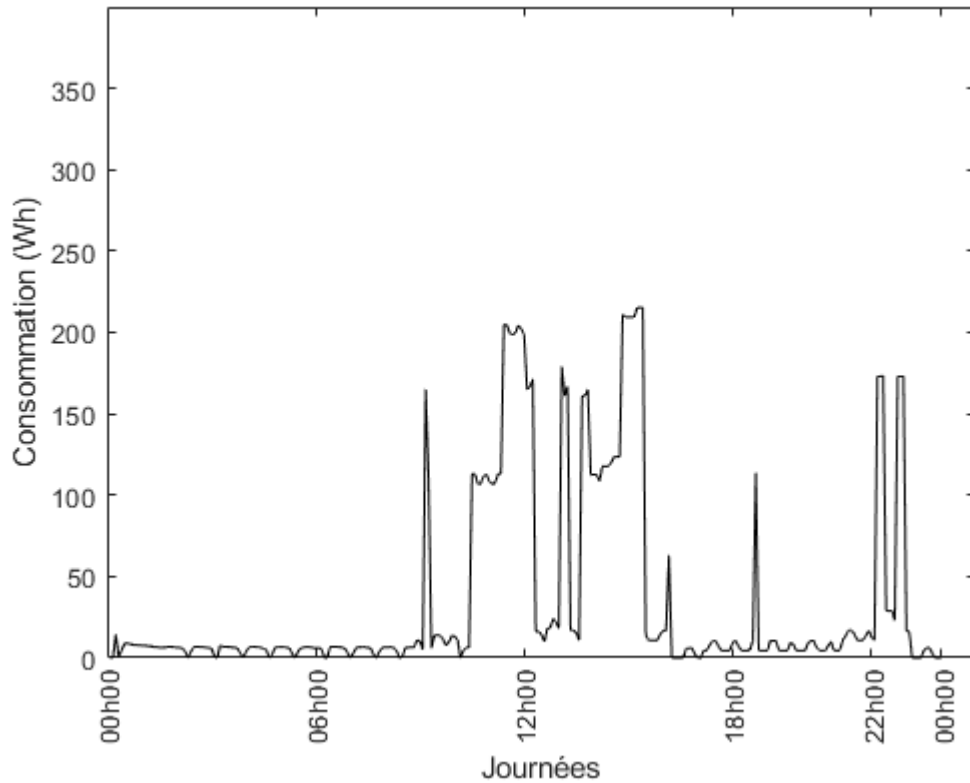


Figure 3. 8 : Profil de consommation établi avec gestion des charges saison Automne

Cas (b) saison Hiver

Tableau 3. 4 Programmation quotidienne des charges sans gestion durant la saison Hiver

	00:00-08:00	08:00-09:00	09:00-10:00	10:00-11:00	11:00-12:00	12:00-13:00	13:00-14:00	14:00-15:00	15:00-16:00	16:00-17:00	17:00-18:00	18:00-19:00	19:00-20:00	20:00-21:00	21:00-22:00	22:00-23:00	23:00-00:00
Frig																	
Ecl																	
Plq																	
Hot																	
Fou																	
LL																	
LV																	
MO																	
TV																	
PC																	
BH																	
Clim																	

Tableau 3. 5 : Programmation quotidienne des charges avec gestion durant la saison Hiver

	00:00-08:00	08:00-09:00	09:00-10:00	10:00-11:00	11:00-12:00	12:00-13:00	13:00-14:00	14:00-15:00	15:00-16:00	16:00-17:00	17:00-18:00	18:00-19:00	19:00-20:00	20:00-21:00	21:00-22:00	22:00-23:00	23:00-00:00
Frig																	
Ecl																	
Plq																	
Hot																	
Fou																	
LL																	
LV																	
MO																	
TV																	
PC																	
BH																	
Clim																	

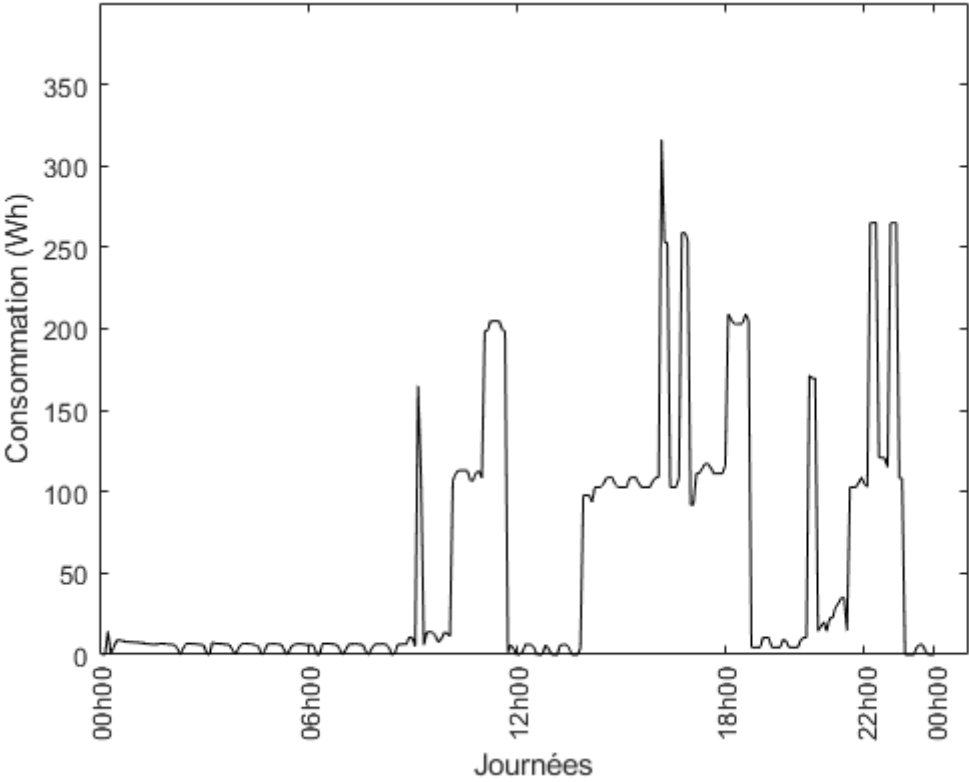


Figure 3. 9 Profil de consommation établi sans gestion des charges saison Hiver

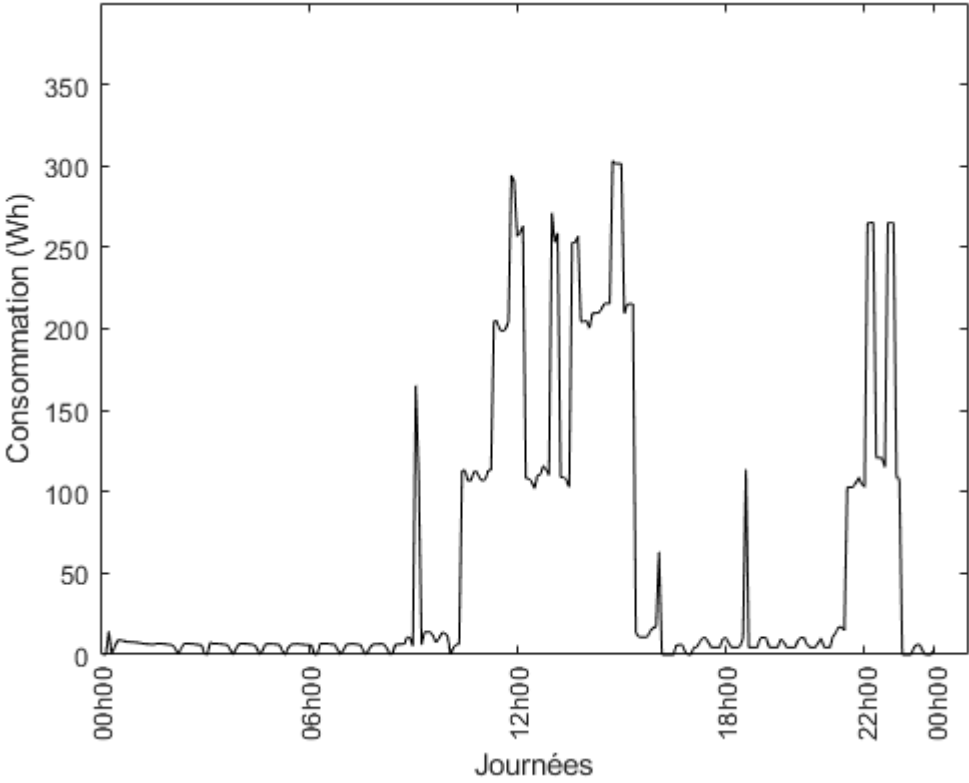


Figure 3. 10 : Profil de consommation établi avec gestion des charges saison Hiver

Cas (c) saison Été :

Tableau 3. 6 Programmation quotidienne des charges durant la saison Été

	00:00-08:00	08:00-09:00	09:00-10:00	10:00-11:00	11:00-12:00	12:00-13:00	13:00-14:00	14:00-15:00	15:00-16:00	16:00-17:00	17:00-18:00	18:00-19:00	19:00-20:00	20:00-21:00	21:00-22:00	22:00-23:00	23:00-00:00
Frig																	
Ecl																	
Plq																	
Hot																	
Fou																	
LL																	
LV																	
MO																	
TV																	
PC																	
BH																	
Clim																	

Tableau 3. 7 : Programmation quotidienne des charges avec gestion durant la saison Été

	00:00-08:00	08:00-09:00	09:00-10:00	10:00-11:00	11:00-12:00	12:00-13:00	13:00-14:00	14:00-15:00	15:00-16:00	16:00-17:00	17:00-18:00	18:00-19:00	19:00-20:00	20:00-21:00	21:00-22:00	22:00-23:00	23:00-00:00
Frig																	
Ecl																	
Plq																	
Hot																	
Fou																	
LL																	
LV																	
MO																	
TV																	
PC																	
BH																	
Clim																	



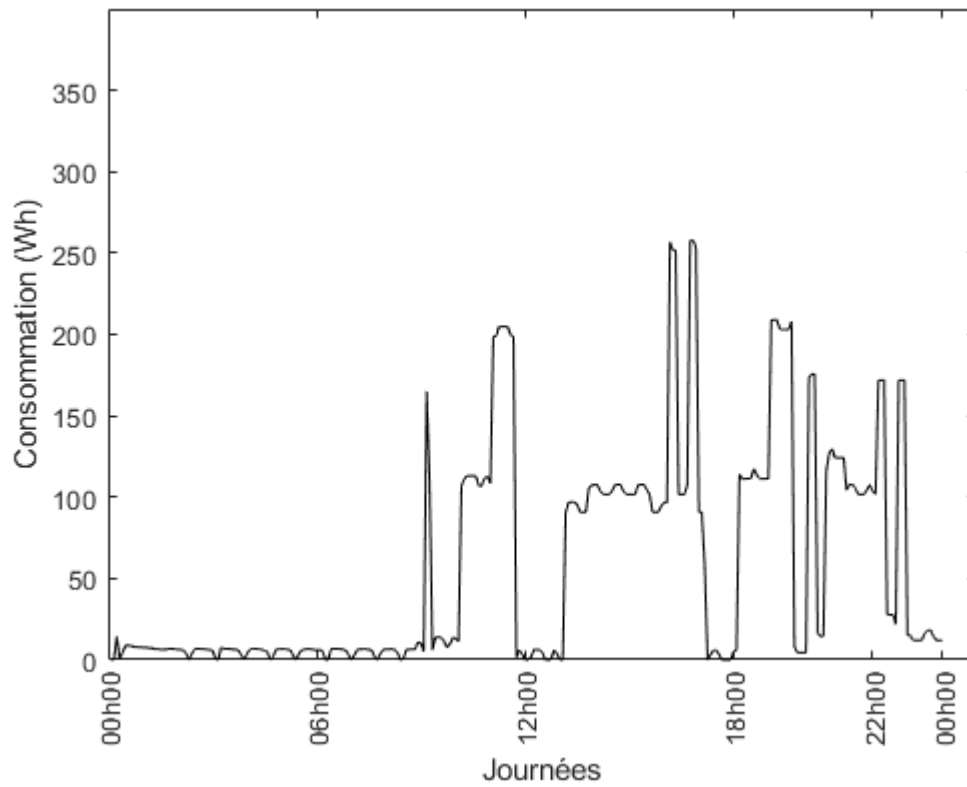


Figure 3. 11 : Profil de consommation établi sans gestion des charges saison Été

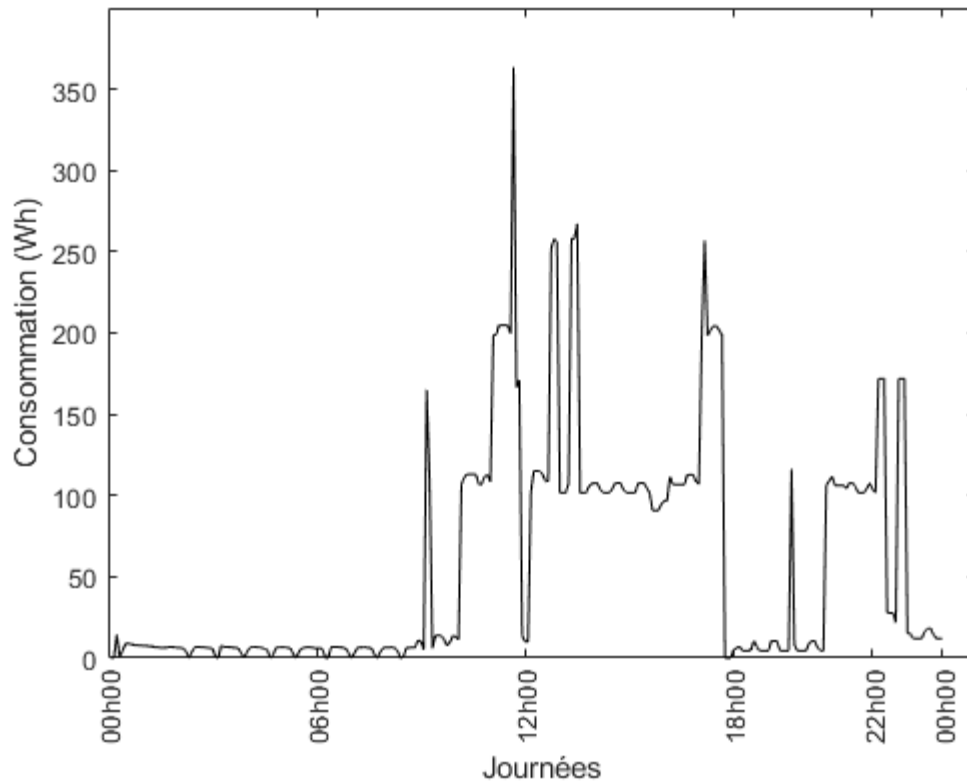


Figure 3. 12 : Profil de consommation établi sans gestion des charges saison Été



- EDB : Production PV consommée par les charges via les batteries .
- EPV : Production PV Totale .
- CONS : Consommation totale .
- EDR : Énergie consommée par les charges débitée du réseau.
- EIR : Surplus d'énergie injecté dans le réseau.
- AutC : Autoconsommation.
- AutS : Autosuffisance.

### 3.4.1 Cas de la saison d'Automne

Nous avons consigné dans le tableau 3.4 les productions PV et les consommations que nous avons considérés pour tous les 2 scénarios (sans et avec gestion des charges ) :

Tableau 3. 8 Énergies considérées pour le scénario Saison Automne avec et sans gestions des charges

	Production PV (kWh)	Consommation (kWh)
Quantité d'énergie	59	63

#### a) Scénario Automne sans gestion de charge

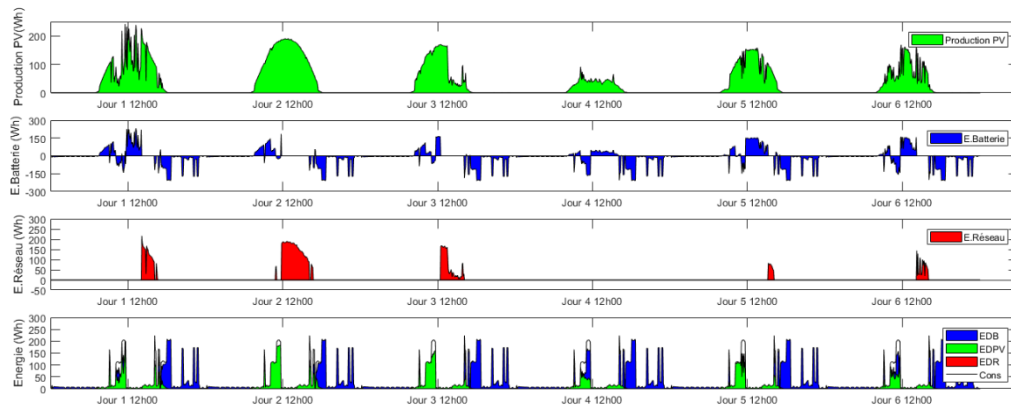
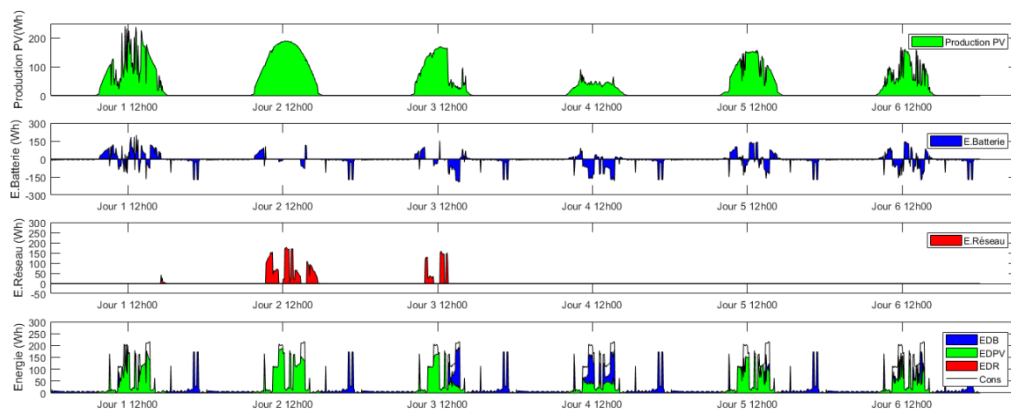


Figure 3. 13 Cas – Automne sans gestion des charges, Evolution des flux énergétiques et contribution des sources d'énergie (production PV, batterie et réseau) pour la satisfaction du profil de consommation.

**Tableau 3. 9 : Bilan énergétique de la saison Automne sans gestion de charges**

	EPV (kWh)	CONS (kWh)	EDB (kWh)	EDPV (kWh)	EDR (kWh)	EIR (kWh)	AutC (%)	AutS (%)
Jour 1	12.41	10.38	7.29	3.08	-	3.35	73%	30%
Jour 2	15.90	10.38	6.16	4.22	-	8.62	46%	41%
Jour 3	9.49	10.38	7.01	3.37	-	3.06	68%	32%
Jour 4	3.88	10.39	8.66	1.73	-	-	100%	17%
Jour 5	9.65	10.38	7.45	2.93	-	0.75	92%	28%
Jour 6	7.58	10.36	8.37	2.00	-	1.46	81%	19%
Total	58.91	62.28	44.94	17.33	-	17.24	77%	28%

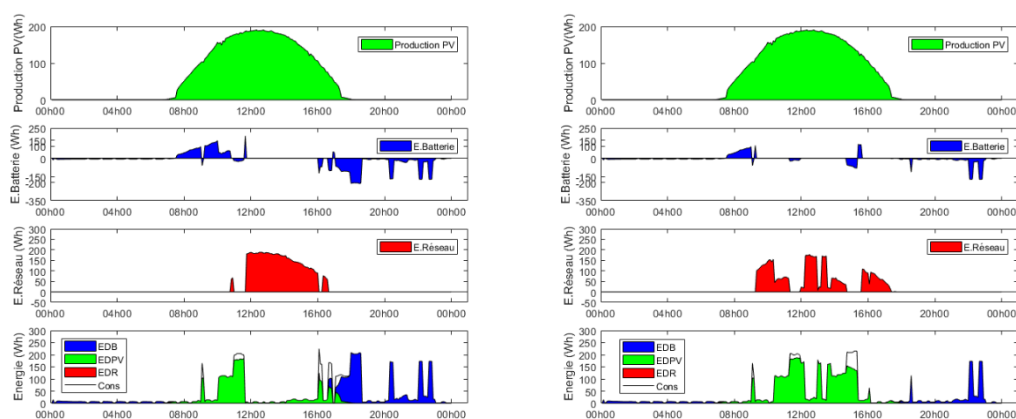
**b) Scénario Automne avec gestion de charge**



**Figure 3. 14 : Cas – Automne avec gestion des charges, Evolution des flux énergétiques et contribution des sources d'énergie (production PV, batterie et réseau) pour la satisfaction du profil de consommation.**

**Tableau 3. 10 : Bilan énergétique de la saison Automne avec gestion de charges**

	EPV (kWh)	CONS (kWh)	EDB (kWh)	EDPV (kWh)	EDR (kWh)	EIR (kWh)	AutC (%)	AutS (%)
Jour 1	12.41	10.49	4.23	6.26	-	0.11	99%	60%
Jour 2	15.90	10.49	2.93	7.56	-	6.80	57%	72%
Jour 3	9.49	10.49	5.46	5.02	-	2.70	71%	48%
Jour 4	3.88	10.50	7.80	2.70	-	-	100%	26%
Jour 5	9.65	10.49	4.74	5.75	-	-	100%	55%
Jour 6	7.58	10.47	6.04	4.43	-	-	100%	42%
Total	58.91	62.92	31.20	31.72	-	9.61	88%	50%



**Figure 3. 15 : Cas – Automne Jour 2 sans et avec gestion des charges, Evolution des flux énergétiques et contribution des sources d'énergie (production PV, batterie et réseau) pour la satisfaction du profil de consommation.**

**Constatations :**

A la lecture des graphes présentés aux figures 3.13, 3.14 et 3.15 ainsi que les tableaux 3.9 et 3.10 relatifs à la saison d'Automne, nous constatons ce qui suit:

-La production Photovoltaïque totale est de l'ordre de 59 kWh ou le pic de production dont la valeur est 16 kWh a été atteint durant la 2<sup>ème</sup> journée d'étude.

- Durant la plage horaire allant de minuit à 6h50 et en absence de la production PV, la consommation est satisfaite par les batteries initialement chargées à hauteur de 50%.

- Pour la période allant de 6h50 aux environs de 18h15, la demande est satisfaite par la production PV et les batteries et ce en alternance selon les demandes des charges, le surplus de production est injecté dans les batteries et le réseau. – La période allant des environs de 18h15 à minuit, la demande est satisfaite par les batteries.

- La figure 3.13 et le tableau 3.9 indiquent qu'au cours de la période d'évaluation du scénario 'sans gestion des charges' la quantité d'énergie soutirée des batteries est de 45 kWh , sans soutirage du réseau mais plutôt une injection de l'ordre de 17kWh de surplus de production PV . On remarque une importante fluctuation dans les échanges d'énergies entre les batteries et le système .

- La figure 3.14 et le tableau 3.10 indiquent qu'au cours de la période d'évaluation du scénario 'avec gestion des charges' la quantité d'énergie soutirée des batteries est de 31 kWh sans soutirage du réseau mais plutôt aussi une injection de 10kWh dans ce dernier issu du surplus de production PV.

-D'après les tableaux 3.9 et 3.10 les taux d'autoconsommation et d'autosatisfaction ont augmenté passant respectivement de 78% et 28% à 88% et 50% en passant d'un scénario sans gestion des charges a un scénario avec gestion des charges.

**Analyse :**

Si nous consultons la figure 3.4, nous constatons que sur la période des six jours représentant la saison d'Automne, il y a au moins quatre jours qui sont affectés par la présence des nuages ce qui a pour effet d'altérer la production PV. Celle-ci est évaluée pour cette période à hauteur

de 59 kWh pour l'ensemble des six journées alors que la demande énergétique pour la même période est de 63 kWh.

- D'après la figure 3.13 et le tableau 3.9 qui représentent les bilans énergétiques pour la saison d'Automne, *sans gestion des charges* pour six jours consécutifs, on aboutit à l'analyse suivante :

La production PV, dans ce cas, couvre directement 28% de la consommation soit 17 kWh, les 72% restants, qui représentent 46 kWh, sont puisés à partir des batteries qui ont été amenées à effectuer plusieurs cycles de charge\décharges. Nous constatons aussi qu'il n'y a pas eu de soutirage du réseau. L'excédent de la production PV a permis de recharger les batteries à hauteur de 25 kWh, le reste soit 17 kWh a été injecté au réseau essentiellement durant la journée 2 qui se distingue par une forte production PV relative à cette période ( figure 3.15). Le taux d'autoconsommation est de l'ordre à 77% et de 28% pour le taux d'autosuffisance pour cette période ce dernier étant bien bas nécessitant une gestion optimale des charges.

- D'après la figure 3.14 et le tableau 3.10 qui représentent les bilans énergétiques pour la saison d'Automne, *avec gestion des charges* pour six jours consécutifs, on aboutit à l'analyse suivante :

La production PV, dans ce cas, couvre directement 50% de la consommation soit 32 kWh, les 50% restants, qui représentent 31 kWh, sont puisés à partir des batteries.

L'excédent de la production PV a permis de recharger les batteries à hauteur de 21 kWh le reste soit 10 kWh a été injecté au réseau essentiellement durant la journée 2. Le taux d'autoconsommation est de l'ordre à 88% et de 50% pour le taux d'autosuffisance qui ont connu une forte augmentation en comparaison avec le scénario précédent.

Le fait d'avoir déplacé les charges les plus énergivores aux moments de forte production PV en appliquant la programmation décrite dans les tableaux 3.1 et 3.2 a permis de :

- Diminuer les échanges d'énergie entre les batteries et le système à hauteur de 14 kWh.
- Diminuer l'injection dans le réseau des surplus de production PV de 7 kWh.
- Augmenter les taux d'autoconsommation et d'autosuffisance de 11% et 22% respectivement.

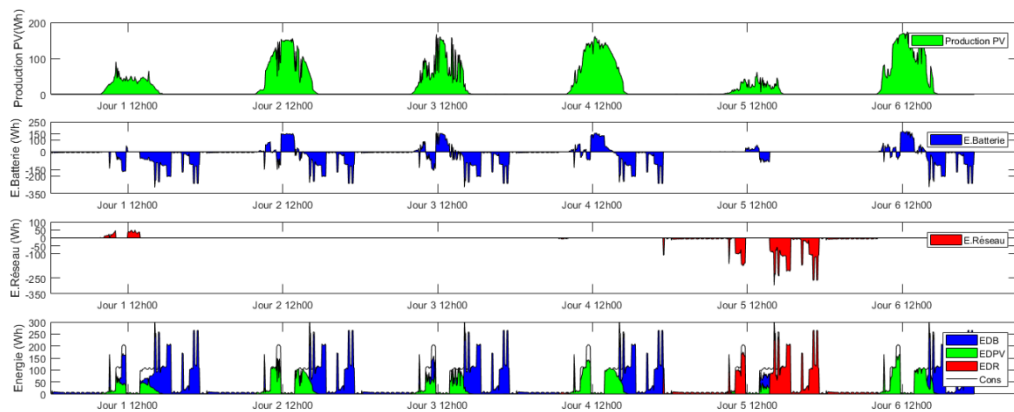
### 3.4.2 Cas Saison Hiver

Nous avons consigné dans le tableau les productions PV et les consommations que nous avons considérés pour tous les 2 scénarios envisagés (sans et avec gestion des charges) :

**Tableau 3. 11 : Énergies considérées pour le scénario Saison Automne avec et sans gestions des charges**

	Production PV (kWh)	Consommation (kWh)
Quantité d'énergie	45	95

#### a) Scénario Hiver sans gestion de charge



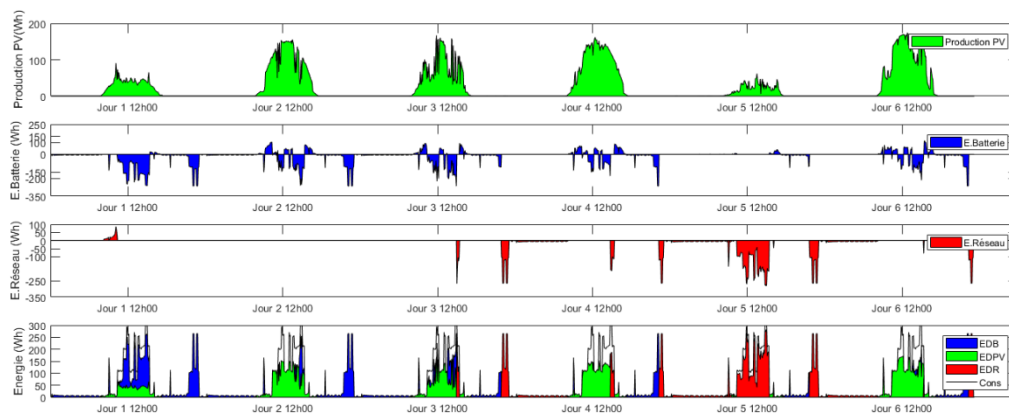
**Figure 3. 16 : Cas – Hiver sans gestion des charges - Evolution des flux énergétiques et contribution des sources d'énergie (production PV, batterie et réseau) pour la satisfaction du profil de consommation.**



**Tableau 3. 12 : Bilan énergétique de la saison Hiver sans gestion de charges**

	EPV (kWh)	CONS (kWh)	EDB (kWh)	EDPV (kWh)	EDR (kWh)	EIR (kWh)	AutC (%)	AutS (%)
Jour 1	3.86	15.72	13.26	2.46	-	1.28	67%	16%
Jour 2	9.57	15.72	10.83	4.89	-	-	100%	31%
Jour 3	7.53	15.72	12.15	3.56	-	-	100%	23%
Jour 4	10.17	15.73	9.90	5.51	0.32	-	100%	35%
Jour 5	2.47	15.72	1.41	1.72	12.59	-	100%	11%
Jour 6	10.78	15.68	9.64	5.53	0.51	-	100%	35%
Total	44.38	94.27	57.18	23.66	13.43	1.28	94%	25%

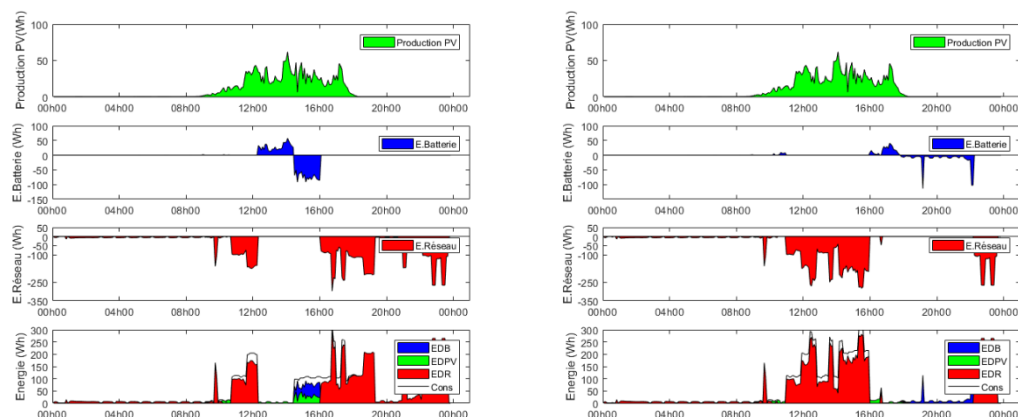
**b) Scénario Hiver avec gestion de charge**



**Figure 3. 17 : Cas – Hiver avec gestion des charges - Evolution des flux énergétiques et contribution des sources d'énergie (production PV, batterie et réseau) pour la satisfaction du profil de consommation.**

**Tableau 3. 13 : Bilan énergétique de la saison Hiver avec gestion de charges**

	EPV (kWh)	CONS (kWh)	EDB (kWh)	EDPV (kWh)	EDR (kWh)	EIR (kWh)	AutC (%)	AutS (%)
Jour 1	3.86	15.82	12.79	3.03	-	0.62	84%	19%
Jour 2	9.57	15.82	8.84	6.98	-	-	100%	44%
Jour 3	7.53	15.82	6.90	5.64	3.28	-	100%	36%
Jour 4	10.17	15.82	5.05	7.74	3.04	-	100%	49%
Jour 5	2.47	15.82	0.67	2.08	13.07	-	100%	13%
Jour 6	10.78	15.80	5.68	8.03	2.08	-	100%	51%
Total	44.38	94.89	39.92	33.50	21.47	0.62	97%	35%



**Figure 3. 18 : Cas – Hiver Jour 5 sans et avec gestion des charges, Evolution des flux énergétiques et contribution des sources d'énergie (production PV, batterie et réseau) pour la satisfaction du profil de consommation.**

**Constatations :**

A la lecture des graphes présentés aux figures 3.16, 3.17 et 3.18 ainsi que les tableaux 3.12 et 3.13 relatifs à la saison d'Hiver , nous avons constaté ce qui suit:

-La production Photovoltaïque est de l'ordre de 59 kWh. Le pic de production dont la valeur est de 11 kWh a été atteint durant la 6<sup>ème</sup> journée d'étude.

- Durant la plage horaire allant de minuit à 7h40 et en absence de la production PV, la consommation est satisfaite par les batteries initialement chargées à hauteur de 100% le réseau.

- La figure 3.16 et le tableau 3.12 indiquent qu'au cours de la période d'évaluation du *scénario sans gestion des charges*, on a observé durant les 4 premiers jours, pour la période allant de 7h40 aux environs de 18h00, la demande est satisfaite par la production PV et les batteries et ce en alternance selon les demandes des charges, le surplus de production est injecté dans les batteries et le réseau. La période allant des environs de 18h00 à minuit, la demande est satisfaite par les batteries. A partir du 5<sup>ème</sup> jour un soutirage du réseau a été observées durant les journées et les soirées sans aucune injection dans le réseau .

La quantité d'énergie soutirée des batteries est de 57 kWh et depuis le réseau 13 kWh et ce avec une injection dans le réseau de 1 kWh de surplus d'énergie de production PV.

- La figure 3.17 et le tableau 3.13 indiquent qu'au cours de la période d'évaluation du scénario *avec gestion des charges* le soutirage depuis le réseau a débuté 1 jour plutôt soit le 3 -ème jour avec des quantités plus importantes à hauteur de 21 kWh contre une diminution des échanges entre la batterie et le système celle étant dans cas à hauteur de 40 kWh

-D'après les tableaux 3.12 et 3.13 les taux d'autoconsommation et d'autosatisfaction ont augmenté passant respectivement de 94% et 25% à 97% et 35% en passant d'un scénario sans gestion des charges a un scénario avec gestion des charges.

**Analyse :**

Si nous consultons la figure 3.5, nous constatons que sur la période des six jours représentant la saison d'Hiver, toutes les journées sont affectées par la présence des nuages essentiellement la 5<sup>ème</sup> journée altérant ainsi la production PV. Celle-ci est évaluée pour cette période à hauteur de 45 kWh pour l'ensemble des six journées alors que la demande énergétique pour la même période est de 95 kWh représentant plus que le double.

- D'après la figure 3.16 et le tableau 3.12 qui représentent les bilans énergétiques pour la saison d'Hiver, *sans gestion des charges* pour six jours consécutifs, on aboutit à l'analyse suivante :

La production PV, dans ce cas, couvre directement 25% de la consommation soit 24 kWh, les 75% restants, qui représentent 71 kWh, sont puisés à partir des batteries à hauteur de 60% soit 57 kWh et depuis le réseau à hauteur de 15% soit 13 kWh essentiellement durant la 5<sup>ème</sup> journée (figure 3.18) , ceci étant dû à la fois à l'épuisement de la batterie et à la très faible production PV au cours de cette journée (2 kWh) . L'excédent de la production PV a permis de recharger les batteries à hauteur de 20 kWh avec une injection dans le réseau de 1 kWh. Le taux d'autoconsommation est de l'ordre à 94% et de 25% pour le taux d'autosuffisance pour cette période.

- D'après la figure 3.17 et le tableau 3.13 qui représentent les bilans énergétiques pour la saison d'Hiver, *avec gestion des charges* pour six jours consécutifs, on aboutit à l'analyse suivante :

La production PV, dans ce cas, couvre directement 35% de la consommation soit 33 kWh, les 65% restants, qui représentent 62 kWh, sont puisés à partir des batteries à hauteur de 42% soit 40 kWh et depuis le réseau à hauteur de 23% soit 21 kWh environs 8 kWh de plus que dans le scénario précédent ceci étant due au déplacement des charges aux moment de production PV cette dernière étant nettement plus faible empêchant ainsi la recharge des batteries , ainsi l'excédent de la production PV a permis de recharger les batteries de seulement 12 kWh avec une injection dans le réseau de 1 kWh . Le taux d'autoconsommation est dans ce cas évalué à 97% et de 35% pour le taux d'autosuffisance indiquant une meilleure utilisation de la production PV.

Pour certains jours en Hiver, la production n'étant pas importante en milieu de journée il n'y a pas lieu de faire déplacer les charges comme c'est le cas pour le premier et cinquième jour.

Le fait d'avoir déplacé les charges les plus énergivores aux moments de forte production PV en appliquant la programmation décrite dans les tableaux 3. 3 et 3.4 a permis de :

- Diminuer les échanges d'énergie entre les batteries et le système à hauteur de 17 kWh.
- Augmenter les soutirages depuis le réseau de 8 kWh.
- Augmenter les taux d'autoconsommation et d'autosuffisance de seulement 3% et 10% respectivement.

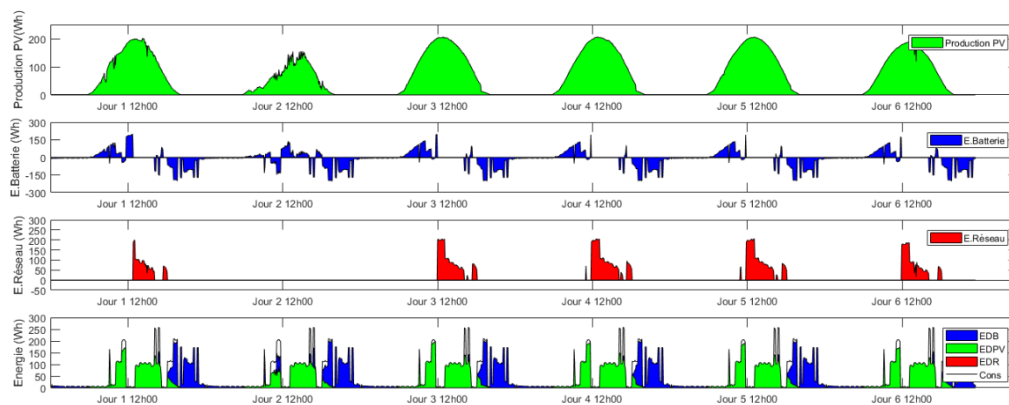
### 3.4.3 Cas Saison Été

Nous avons consigné dans le tableau les productions PV et les consommations que nous avons considérés pour tous les 2 scénarios ( sans et avec gestion de charge) envisagés pour la saison d'été :

**Tableau 3. 14 : Énergies considérées pour le scénario Saison Automne avec et sans gestions des charges**

Scénario	Production PV (kWh)	Consommation (kWh)
Quantité d'énergie	107	100

#### a) Scénario sans gestion de charges

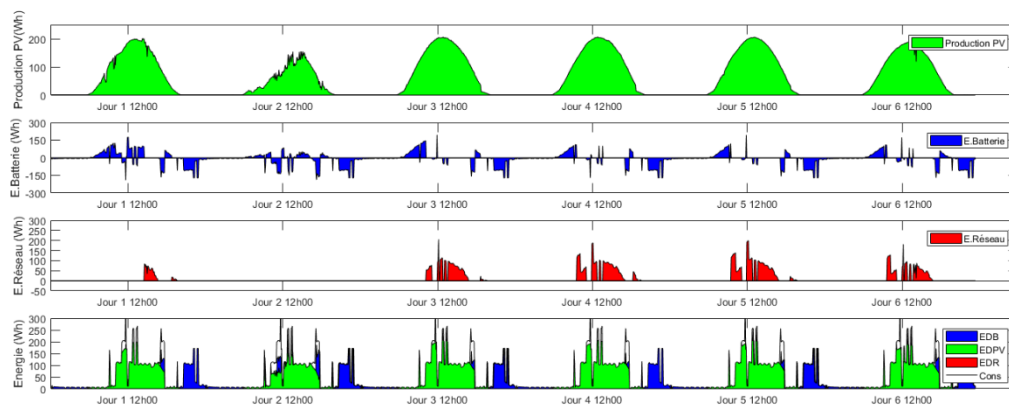


**Figure 3. 19 : Cas – Été sans gestion des charges, Evolution des flux énergétiques et contribution des sources d'énergie (production PV, batterie et réseau) pour la satisfaction du profil de consommation.**

**Tableau 3. 15 : Bilan énergétique de la saison Été sans gestion de charges**

	EPV (kWh)	CONS (kWh)	EDB (kWh)	EDPV (kWh)	EDR (kWh)	EIR (kWh)	AutC (%)	AutS (%)
Jour 1	18.30	16.50	7.88	8.61	-	4.08	78%	52%
Jour 2	10.85	16.50	9.61	6.89	-	-	100%	42%
Jour 3	19.87	16.50	7.66	8.84	-	6.36	68%	54%
Jour 4	19.85	16.51	7.64	8.87	-	7.21	64%	54%
Jour 5	19.70	16.50	7.68	8.82	-	6.99	64%	53%
Jour 6	17.86	16.37	7.79	8.58	-	5.39	70%	
Total	106.43	98.87	48.27	50.60	-	30.03	74%	51%

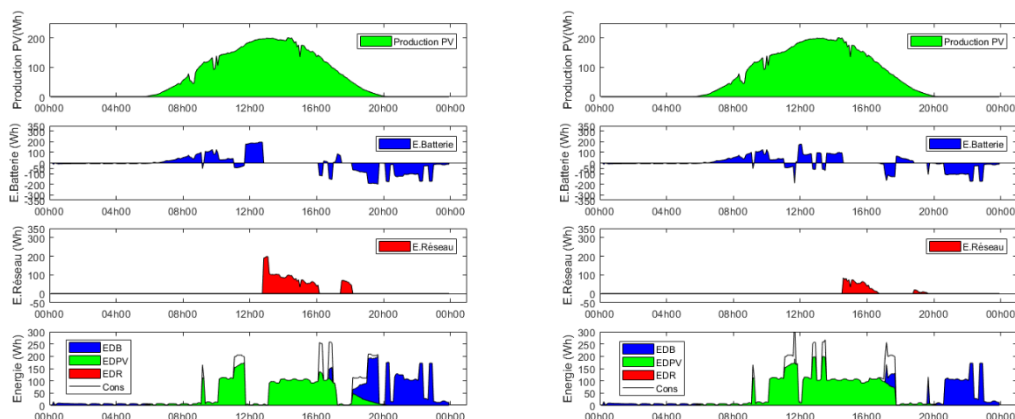
**b) Scénario avec gestion de charges :**



**Figure 3. 20 Cas – Été avec gestion des charges, Evolution des flux énergétiques et contribution des sources d'énergie (production PV, batterie et réseau) pour la satisfaction du profil de consommation.**

**Tableau 3. 16 : Bilan énergétique de la saison Été avec gestion des charges**

	EPV (kWh)	CONS (kWh)	EDB (kWh)	EDPV (kWh)	EDR (kWh)	EIR (kWh)	AutC (%)	AutS (%)
Jour 1	18.30	16.65	5.70	10.95	-	1.38	92%	66%
Jour 2	10.85	16.65	7.71	9.40	-	-	100%	56%
Jour 3	19.87	16.65	5.22	11.97	-	4.51	77%	72%
Jour 4	19.85	16.66	5.37	11.32	-	5.85	71%	68%
Jour 5	19.70	16.65	5.26	11.87	-	6.32	68%	71%
Jour 6	17.86	16.52	5.55	11.63	-	4.07	77%	70%
Total	106.43	99.77	34.82	67.14	-	22.14	81%	67%



**Figure 3. 21 : Cas – Été Jour 1 sans et avec gestion des charges, Evolution des flux énergétiques et contribution des sources d'énergie (production PV, batterie et réseau) pour la satisfaction du profil de consommation.**

**Constatations :**

A la lecture des graphes présentés aux figures 3.19, 3.20 et 3.21 ainsi que les tableaux 3.15 et 3.16 relatifs à la saison d'Eté, nous constatons ce qui suit:

-La production Photovoltaïque est de l'ordre de 107 kWh ou le pic de production dont la valeur est 20 kWh a été atteint durant la 3<sup>ème</sup> journée d'étude.

- Durant la plage horaire allant de minuit à 5h30 et en absence de la production PV, la consommation est satisfaite par les batteries initialement chargées à hauteur de 50%.

- Pour la période allant de 5h30 aux environs de 20h20, la demande est satisfaite par la production PV et une légère contribution de la batterie lors des pics de consommations, le surplus de production est injecté dans les batteries et le réseau. – La période allant des environs de 20h20 à minuit, la demande est satisfaite par les batteries.

- La figure 3.19 et le tableau 3.15 indiquent qu'au cours de la période d'évaluation du scénario *sans gestion des charges* la quantité d'énergie soutirée des batteries est de 48 kWh et ce sans soutirage du réseau mais plutôt une injection de 30 kWh de surplus d'énergie de production PV. On remarque une importante fluctuation dans les échanges d'énergies entre les batteries et le système .

- La figure 3.20 et le tableau 3.16 indiquent qu'au cours de la période d'évaluation du scénario *avec gestion des charges* la quantité d'énergie soutirée des batteries est de 35 kWh , sans soutirage du réseau avec cette fois une injection de de 22 kWh de surplus d'énergie de production PV.

-D'après les tableaux 3.15 et 3.16 les taux d'autoconsommation et d'autosatisfaction ont augmenté passant respectivement de 74% et 51% à 81% et 67% en passant d'un scénario *sans gestion des charges* a un scénario *avec gestion des charges*.

**Analyse :**

Si nous consultons la figure 3.6 , nous constatons sur la période des six jours représentant la saison d'Eté que ces journées sont à ciel clair typiques du mois de juin et donc très favorables



à la production PV. Celle-ci est évaluée pour cette période à hauteur de 107 kWh pour l'ensemble des six journées pour une demande énergétique moins importante à hauteur de 100 kWh.

- D'après la figure 3.19 et le tableau 3.15 qui représentent les bilans énergétiques pour la saison d'Été, *sans gestion des charges* pour six jours consécutifs, on aboutit à l'analyse suivante :

La production PV, dans ce cas, couvre directement 51% de la consommation soit 51 kWh, les 49% restants, qui représentent 49 kWh, sont puisés à partir des batteries. Nous constatons qu'il n'y a pas eu de soutirage du réseau. L'excédent de la production PV a permis de recharger les batteries à hauteur de 26 kWh avec une importante injection dans le réseau de 30 kWh. Le taux d'autoconsommation est de l'ordre de 74% et de 51% pour le taux d'autosuffisance pour cette période pourtant très forte en production PV.

- D'après la figure 3.20 et le tableau 3.16 qui représentent les bilans énergétiques pour la saison d'Été, *avec gestion des charges* pour six jours consécutifs, on aboutit à l'analyse suivante :

La production PV, dans ce cas, couvre directement 67% de la consommation soit 67 kWh, les 33% restants, qui représentent 33 kWh, sont puisés à partir des batteries. L'excédent de la production PV a permis de recharger les batteries à hauteur de 18 kWh en injectant dans le réseau le reste qui représente 22 kWh. Le taux d'autoconsommation est de l'ordre de 81% et de 67% pour le taux d'autosuffisance affichant une nette évolution par rapport au scénario précédent . On peut remarquer ces variations sur la figure 3.21.

Le fait d'avoir déplacé les charges les plus énergivores aux moments de forte production PV en appliquant la programmation décrite dans les tableaux 3.11 et 3.12 a permis de :

- Diminuer les échanges d'énergie entre les batteries et le système à hauteur de 13 kWh.
- Diminuer l'injection dans le réseau des surplus de production PV de 8 kWh.
- Augmenter les taux d'autoconsommation et d'autosuffisance de 7% et 16% respectivement.

### 3.5 Synthèse des résultats

Tableau 3. 17 : Synthèse des résultats obtenus à la suite des simulations effectuées en considérant tous les scénarios présentés.

Saison	Gestion	Cons	EPV (kWh)	EDPV (kWh)	EDB (kWh)	EIR (kWh)	EDR (kWh)	AutC (%)	AutS (%)
Automne	Sans	63	59	17	45	17	0	77	28
	Avec			32	31	10	0	88	50
Hiver	Sans	95	45	24	57	1	13	94	25
	Avec			33	40	1	21	97	35
Été	Sans	100	107	51	48	30	0	74	51
	Avec			67	35	22	0	81	67

Dans le tableau 3.13 sont consignés les résultats des simulations pour les différents scénarios de fonctionnement de la maison solaire qui tiennent compte de la saison, des données météorologiques, des profils de consommation et des profils de production, un certain nombre d'enseignements peuvent être tirés.

Il faut tout d'abord relativiser les résultats obtenus par rapport aux données disponibles en prenant connaissance des éléments suivants. La période de simulation sur six jours permet de voir si l'algorithme de gestion peut suivre les variations des situations énergétiques en termes de production PV et de consommation mais ne rend pas compte du comportement énergétique réel au niveau de la maison car les profils de consommation utilisés sont identiques pour les six jours (pour une saison donnée) ce qui n'est pas réaliste. Il aurait été, en effet, plus approprié de réaliser des simulations sur une longue durée en utilisant des données réelles de consommation

ce qui aurait conféré à l'étude encore plus de crédibilité mais ceci n'a pas été possible faute de la crise actuelle liée à la pandémie du COVID-19 et des conditions particulières imposées .

### **3.5.1 Cas des scénarios sans gestion de charges**

La saison d'Hiver a connu le taux d'Autosuffisance le plus bas 25% et ce pour cause une mauvaise météo durant les journées exploitées (irradiation relativement basse comprise entre 20 Wh/m<sup>2</sup> et 500 Wh/m<sup>2</sup> ) .C'est durant cette même saison qu'on a connu le meilleur taux d'autoconsommation 94% en raison de la faible production 45 kWh pour 95 kWh de consommation , celle-ci a été consommée avec très peu de perte dans le réseau environs 1 kWh.

La saison d'Été est moyennement bonne avec des taux d'Autoconsommation et d'Autosuffisance 74% et 81 % sachant que durant cette période la production PV est largement supérieure à la consommation 107kWh pour 100 kWh . Ces taux moyens s'expliquent par le fait que l'utilisation des charges n'est pas adaptée à la production PV de sorte que 30 kWh qui représentent environ 28% de la production PV n'est pas utilisée directement localement au niveau de la maison solaire mais est injectée dans le réseau.

La saison d'Automne qui connaît un équilibre entre la production et la consommation 59 kWh et 63 kWh respectivement , jouit d'un taux d'Autoconsommation acceptable de 77% mais d'un taux d'autosuffisance très bas de 28% dû à la mauvaise répartition des charges durant cette période ceci s'explique aussi sur le fait de perdre 17 kWh de surplus de production PV sous forme d'injection dans le réseau .

### **3.5.2 Cas des scénarios avec gestion des charges :**

Afin de diminuer le recours au réseau et d'augmenter les taux d'Autoconsommation et d'Autosuffisance une programmation des charges fut effectuée en déplaçant les charges dites déplaçables dans les moments où l'on a une forte production PV .

Ainsi pour la saison d'Automne ces taux ont connu une progression de 11% et 22% pour atteindre respectivement 88% et 50% avec 7 kWh d'énergie injectée dans le réseau en moins .

La saison d'hiver a connu une croissance de ces taux atteignant 97% et 35% chacune néanmoins un soutirage du réseau plus important passant de 13 kWh a 21 kWh ceci du au déplacement des charges aux moments de production PV empêchant ainsi la charge des batteries ;

Enfin la saison d'Été où le plus grand taux d'Autosuffisance fut aperçu 67% environs 16% de croissance par rapport aux scénarios sans gestion .Cette période a connu aussi une augmentation

de son taux d'Autoconsommation atteignant les 81 % , réduisant ainsi ses pertes d'injection dans le réseau de 8 kWh et ce grâce à une meilleur programmation des charges.

### **3.6 Conclusion**

Ce chapitre a été dédié à la présentation des résultats de simulations et à leur analyse dans le but d'illustrer le bon fonctionnement des modèles mathématiques représentant la chaîne énergétique de la maison solaire ( Champs PV , Convertisseurs DC\AC , Batteries ) et du système d'énergie que nous avons développé en imposant notre préférence en matière d'indépendance autant que possible du réseau .L'efficacité de nos modèles a été montrée à travers des comparaisons des résultats calculés à des résultats expérimentaux pour les modèles Champs PV et convertisseurs DC\AC, et celle de l'algorithme de gestion grâce plusieurs scénarios basés sur différentes variantes de l'ensemble (saison – profil de consommation – sans ou avec gestion de charges). Tous les résultats obtenus ont été consignés dans un tableau récapitulatif qui nous a permis de faire une synthèse pour tirer les enseignements intéressants pour la gestion d'énergie au niveau de la maison solaire notamment :

- Prévoir des soustractions d'énergie durant les journées d'hiver de forte consommation et de faible production due aux conditions météorologiques défavorables ( faible irradiation ).
- Augmenter les taux d'autosatisfaction peut engendrer des soustractions depuis le réseau dans les journées de faible production.
- Déplacer les charges énergivores dans les moments de forte production permet de diminuer les pertes des surplus de production .
- La gestion d'énergie dans une maison solaire est différente d'une maison ordinaire liée qu'au réseau , ainsi une adaptation des charges dans une maison solaire est nécessaire afin de préserver la santé de ses éléments et de limiter et les soustractions et les pertes depuis et dans le réseau .

## Conclusion générale

Dans le cadre de ce mémoire, nous nous sommes intéressés à la gestion d'énergie de la Maison solaire située à l'UDES. Après avoir décrit les contextes énergétiques mondiaux et nationaux et situé la problématique énergétique de l'heure, nous avons montré qu'une solution, dans le cas d'une habitation, était de satisfaire sa demande énergétique par une production électrique fournie par une centrale PV dont elle serait dotée. Afin de reproduire la gestion énergétique faite au niveau de la maison intelligente de l'UDES dont les acteurs sont considérés comme étant des boîtes noires, nous avons conçu des modèles mathématiques capables de fournir des résultats en simulation proches de ceux capturés en expérimentation.

Ainsi nous avons élaborés des modèles fiables du champs PV, du convertisseur DC\AC et des batteries qui sont les acteurs principaux de la chaine énergétiques de la maison solaire.

Nous avons ensuite élaboré un algorithme de gestions des flux énergétiques qui permet de switcher entre les sources d'énergies disponibles dans la maison (Champs PV, batteries et réseau) et ce en considérant le champs PV comme source principale d'énergie. Ainsi cet algorithme reçoit en entrées des données météoritiques d'une journée souhaitée et un profile de consommation dédiée à cette journée, il calcule ensuite la production PV correspondant et effectue une gestion des flux énergétiques en renvoyant à chaque instant la quantité d'énergie injectée ou déduite de chaque source d'énergie.

Plusieurs simulations ont été effectuées notamment sur les modèles du champs PV et le convertisseurs DC\AC dont les résultats ont approuvé la validité de ces modèles et ce en les comparant avec des données d'expérimentation réels. Nous avons aussi élaboré plusieurs scénarios de gestion énergétiques en variant les saisons de simulation (Automne, été et hiver) en sachant que la production PV dépend essentiellement des données météorologiques, nous avons aussi variés les profils de consommation en tenant compte des saisons dédiés et en effectuant une gestion des charges qui s'avèrera très efficace pour accroitre les facteurs d'autoconsommation et d'autosuffisance de la maison.

Ceci pour dire que l'outil mathématique développé s'avère très important pour :

- Prédire les productions énergétiques des panneaux PV installés.
- Effectuer un dimensionnement optimal selon les données météorologiques de la région et les profils de consommation prévus.
- Effectuer une gestion des charges dont l'optimalité s'accroît avec la croissance des facteurs d'autoconsommation et d'autosuffisance.

A titre de perspective nous proposons d'améliorer les modèles élaborés en :

- Augmentant les plages de données expérimentales à une année au minimum.
- Effectuant des tests réels de consommation dans la maison solaire intelligente en initiant un vrai couple à vivre pendant une année minimum.
- Insérer dans la maison des capteurs appropriés pour la domotique tels des détecteurs de présence ou capteurs crépusculaires pour améliorer la gestion des charges.

## Bibliographie :

- [1] : Rapport annuel 2018 L'OMM au XXIe siècle  
[https://library.wmo.int/doc\\_num.php?explnum\\_id=9800](https://library.wmo.int/doc_num.php?explnum_id=9800)
- [2] : <https://documents-dds-ny.un.org/doc/UNDOC/GEN/G09/209/92/PDF/G0920992.pdf?OpenElement>
- [3] :  
[https://wwf.panda.org/fr/wwf\\_action\\_themes/modes\\_de\\_vie\\_durable/empreinte\\_ecologique/](https://wwf.panda.org/fr/wwf_action_themes/modes_de_vie_durable/empreinte_ecologique/)
- [4] : Le jour de dépassement <https://www.wwf.fr/jour-du-depassement>
- [5] : Global energy review : <https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2020>
- [6] : <https://yearbook.enerdata.net/electricity/electricity-domestic-consumption-data.html>
- [7] : <https://fr.tradingeconomics.com/country-list/crude-oil-production>
- [8] : <http://www.aps.dz/economie/91036-l-algerie-produit-99-de-son-electricite-a-partir-du-gaz-naturel>
- [9] : Programme National des Énergies Nouvelles et Renouvelables :  
<https://era.dz/salon/fr/content/programme-national-des-%C3%A9nergies-nouvelles-et-renouvelables>
- [10] [https://www.energy.gov.dz/Media/galerie/depliant\\_be\\_2019\\_5dad746b7adcd.pdf](https://www.energy.gov.dz/Media/galerie/depliant_be_2019_5dad746b7adcd.pdf)
- [11] <http://www.aprue.org.dz/programme-efficacite-energetique.html>
- [12] Programme Eco-Bat : <http://www.aprue.org.dz/documents/depl-Programme%20Eco-Bat.pdf>
- [13] Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays Marcelo Gradella Villalva, Jonas Rafael Gazoli, and Ernesto Ruppert Filho IEEE TRANSACTIONS ON POWER ELECTRONICS, VOL. 24, NO. 5, MAY 2009.
- [14] H. S. Rauschenbach, Solar Cell Array Design Handbook. New York: Van Nostrand Reinhold, 1980.
- [15] Outdoor performance modeling of three different silicon photovoltaic module technologies Int J Energy Environ Eng 10 February 2017
- [16] Performance Model for Grid-Connected Photovoltaic Inverters David L. King, Sigifredo Gonzalez, Gary M. Galbraith, and William E. Boyson Printed September 2007

[17] Guidebook for Emerging Renewables Program, California Energy Commission, 8th Edition, December 2006, [http://www.consumerenergycenter.org/cgibin/eligible\\_inverters.cgi](http://www.consumerenergycenter.org/cgibin/eligible_inverters.cgi)

[18] Update battery model for photovoltaic application based on comparative analysis and parameter identification of lead–acid battery models behaviour Aicha DEGLA IET Renewable Power Generation 30th January 2018

[19] :J. LABBÉ, « l'hydrogène électrolytique comme moyen de stockage d'électricité pour systèmes photovoltaïques isolés », thèse de doctorat à l'université Mines de Paris, décembre 2006

[20] : v. debusschere, g. robin, o. gergaud, h. ben ahmed, a. clément, g. duclos, a. Barabit, « Générateur électrique combinant les ressources du soleil, du vent, de la houle et comprenant un dispositif de stockage », Rapport final Convention ADEME no 03 05 C 0017 à Systèmes et Applications des Technologies de l'Information et de l'Energie, UMR CNRS 8029) et à Laboratoire de Mécanique des Fluides, UMR CNRS 6598, Novembre 2003.

[21] Coppetti, J.B., Lorenzo, E., Chenlo, F.: 'A general battery model for PV system simulation', Prog. Photovolt., Res. Appl., 1993, (I), pp. 283–292, <https://doi:10.1002/pip.4670010405>

[22] MOHAND-KACI, Ghania " Optimisation de la gestion du système de distribution d'énergie dans les installations photovoltaïques

[23]. [https://fr.wikipedia.org/wiki/Cellule\\_photovolta%C3%AFque](https://fr.wikipedia.org/wiki/Cellule_photovolta%C3%AFque)

[24] J. A. Gow and C. D. Manning, "Development of a photovoltaic array model for use in power-electronics simulation studies," IEE Proc. Elect. Power Appl., vol. 146, no. 2, pp. 193–200, 1999.

[25] J. Hyvarinen and J. Karila, "New analysis method for crystalline silicon cells," in Proc. 3rd World Conf. Photovoltaic Energy Convers., 2003, vol. 2, pp. 1521–1524.

[26] H. S. Rauschenbach, Solar Cell Array Design Handbook. New York: Van Nostrand Reinhold, 1980.

[27] D. Sera, R. Teodorescu, and P. Rodriguez, "PV panel model based on datasheet values," in Proc. IEEE Int. Symp. Ind. Electron. (ISIE), 2007, pp. 2392–2396.

[28] Aissa Meflah, Khadidja Rahmoun, Achour Mahrane, Madjid Chikh "Outdoor performance modeling of three different silicon photovoltaic module technologies" Int J Energy Environ Eng (2017)

[29] M. C. Glass, "Improved solar array power point model with SPICE realization," in Proc. 31st Intersoc. Energy Convers. Eng. Conf. (IECEC), Aug. 1996, vol. 1, pp. 286–291.



[30] J.-P. Dediéu (2006). Points Fixes, Zéros et la Méthode de Newton. Mathématiques et Applications 54. Springer Verlag, Berlin.

# **Annexe A**

Caractéristiques et datasheets des  
constituants de la chaîne énergétique  
dans l'habitation de l'UDES

## A.1 Caractéristiques de l'onduleur PV Sunny Boy 3600TL :



SUNNY BOY 3600TL



SB 36 00TL-20

High yields	Safe	Simple	Communicative
<ul style="list-style-type: none"><li>• Maximum efficiency of 97 %</li><li>• Multi-string technology</li><li>• Transformerless, with H5 topology</li><li>• Shade management with OptiTrac Global Peak</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Integrated ESS DC switch-disconnector</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Easily accessible connection area</li><li>• Cable connection without tools</li><li>• DC plug system SUNCLIX</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Bluetooth® technology as standard</li><li>• Multilingual graphic display</li><li>• Multi-function relay as standard</li></ul>

### SUNNY BOY 3600TL

Perfection Plus. Usability. The transformerless Sunny Boy generation

More communicative, easier to use and more efficient than ever: This Sunny Boy is setting new standards in inverter technology. A modern graphic display, readout of daily values even after sunset, simplified installation concept and wireless communication via Bluetooth®. The new Sunny Boys fulfill every wish. With the new OptiTrac Global Peak shade management and an optimal efficiency of 97 %, the inverters ensure optimum solar yield. As transformerless, multi-string devices, the Sunny Boy 3600TL provide maximum flexibility for plant design, and is the first choice for demanding generator designs.

Figure A.1 Vue est description générale de l'onduleur SUNNY BOY 3600TL

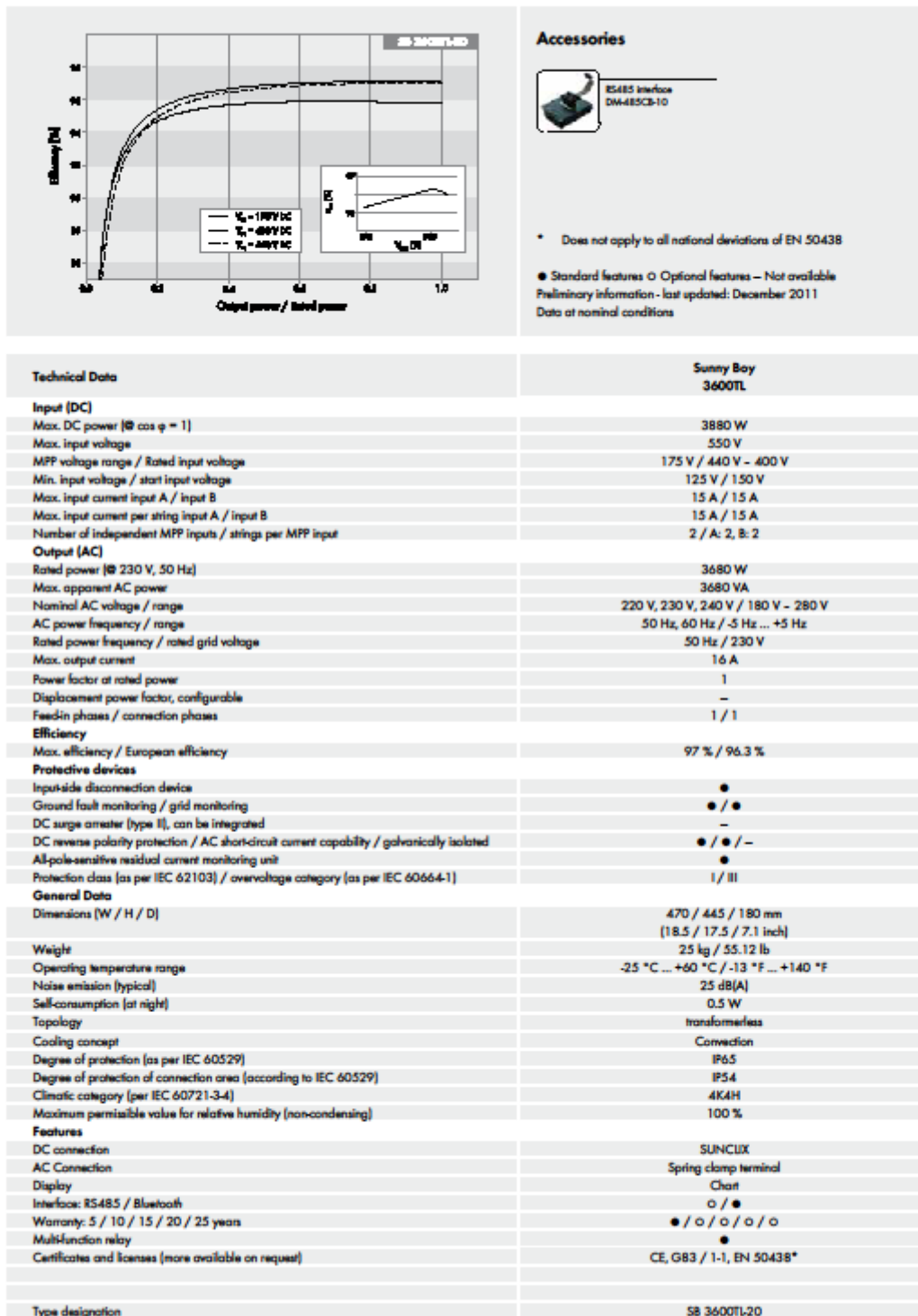


Figure A.2 Datasheet de l'onduleur SUNNY BOY 3600TL

## A.2 Caractéristiques de l'onduleur de batteries Sunny Island

SUNNY ISLAND 6.0H / 8.0H  
FOR OFF-GRID AND ON-GRID APPLICATIONS



### Flexible

- For self-consumption and battery backup systems in on-grid and off-grid applications
- All lead-acid and many lithium-ion batteries can be used

- Ideal for retrofits or modular expansions of single-phase and three-phase systems

### Efficient

- Maximum efficiency of up to 96 %
- High efficiency of overall system
- Easy and fast installation and commissioning

### Reliable

- Proven safety thanks to external certification
- Long battery service life thanks to intelligent battery management
- Reliable operation thanks to extreme overload capacity

## SUNNY ISLAND 6.0H / 8.0H

The all-rounder for on-grid and off-grid

The Sunny Island 6.0H / 8.0H supports a wide range of on-grid and off-grid applications with compelling product features – from operation in remote off-grid areas to home energy management. Users can benefit from more than 25 years of SMA experience in the field of battery inverters. The high protection class, wide temperature range and exceptional overload capacity provide the kind of security needed for off-grid use. Intelligent load and energy management keeps the system running, even in critical situations. And being a core element in the SMA Flexible Storage System for new and existing PV systems, the Sunny Island 6.0H / 8.0H stores generated solar energy and works with the Sunny Home Manager to intelligently manage home energy consumption. The Quick Configuration Guide and intuitive user interface help ensure an easy, convenient installation in any application scenario. That makes the Sunny Island 6.0H / 8.0H the ultimate all-purpose product solution – for on-grid and off-grid.

Figure A.3 Vue est description générale de l'onduleur SUNNY ISLAND 6.0H

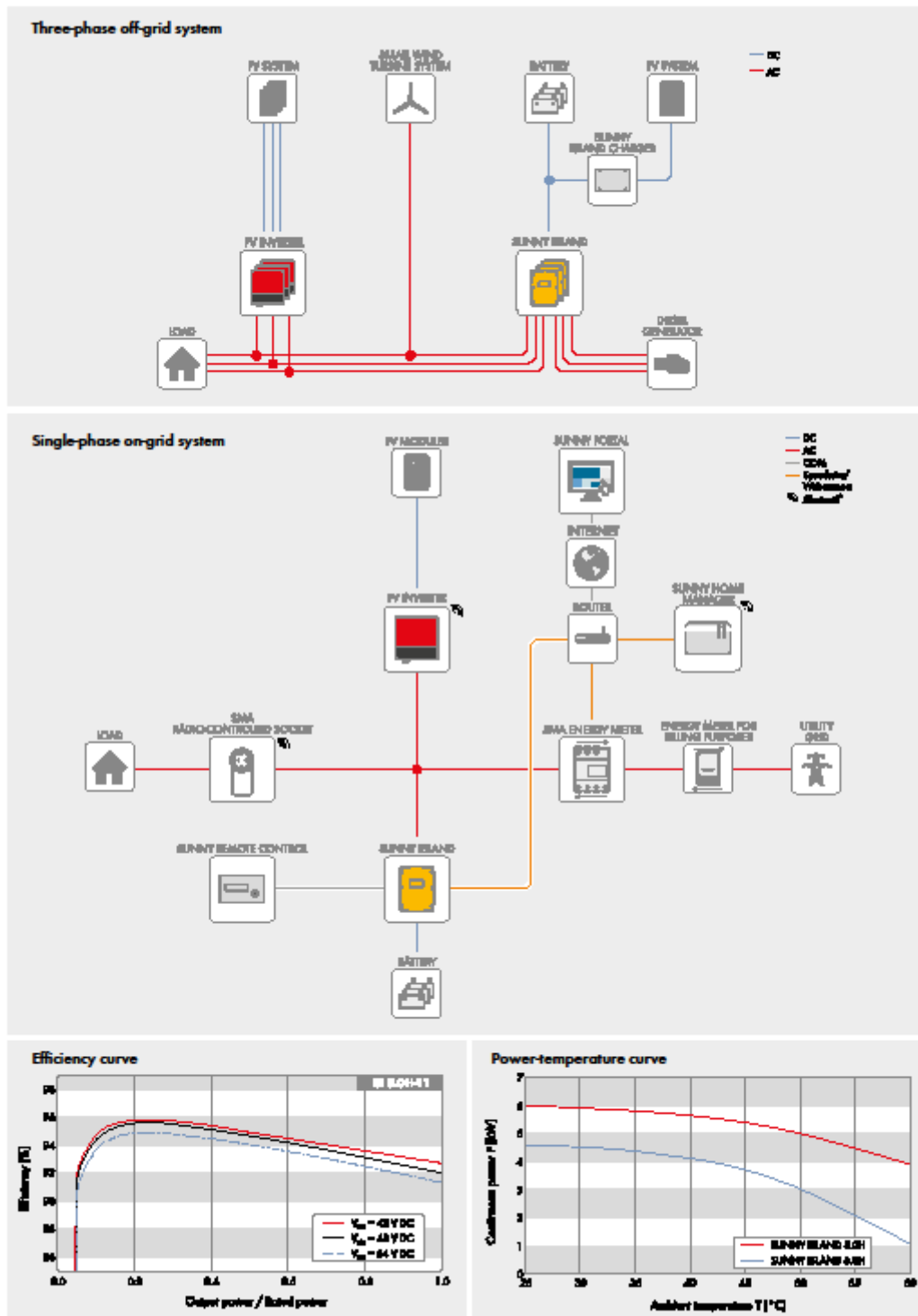


Figure A.3 Schémas d'installations du SUNNY ISLAND 6.0H

## SUNNY ISLAND 6.0H / 8.0H


Technical Data	Sunny Island 6.0H	Sunny Island 8.0H
<b>Operation on the utility grid or generator</b>		
Rated grid voltage / AC voltage range	230 V / 172.5 V to 264.5 V	230 V / 172.5 V to 264.5 V
Rated grid frequency / permitted frequency range	50 Hz / 40 Hz to 70 Hz	50 Hz / 40 Hz to 70 Hz
Maximum AC current for increased self-consumption (grid operation)	20 A	26 A
Maximum AC power for increased self-consumption (grid operation)	4,6 kVA	6 kVA
Maximum AC input current	50 A	50 A
Maximum AC input power	11500 W	11500 W
<b>Stand-alone or emergency power operation</b>		
Rated grid voltage / AC voltage range	230 V / 202 V to 253 V	230 V / 202 V to 253 V
Rated frequency / frequency range (adjustable)	50 Hz / 45 Hz to 65 Hz	50 Hz / 45 Hz to 65 Hz
Rated power (at Unom, from / 25°C / cos φ = 1)	4600 W	6000 W
AC power at 25°C for 30 min / 5 min / 3 sec	6000 W / 6800 W / 11000 W	8000 W / 9100 W / 11000 W
AC power at 45°C permanently	3700 W	5430 W
Rated current / maximum output current (peak)	20 A / 120 A	26 A / 120 A
Total harmonic distortion output voltage / power factor at rated power	< 4 % / -1 to +1	< 4 % / -1 to +1
<b>Battery DC input</b>		
Rated input voltage / DC voltage range	48 V / 41 V to 63 V	48 V / 41 V to 63 V
Maximum battery charging current / rated DC charging current / DC discharging current	110 A / 90 A / 103 A	140 A / 115 A / 130 A
Battery type / battery capacity (range)	Li-ion*, FLA, VRLA / 100 Ah to 10000 Ah (lead-acid) 50 Ah to 10000 Ah (Li-ion)	Li-ion*, FLA, VRLA / 100 Ah to 10000 Ah (lead-acid) 50 Ah to 10000 Ah (Li-ion)
Charge control	IUtoU charge procedure with automatic full charge and equalization charge	
<b>Efficiency / self-consumption of the device</b>		
Maximum efficiency	95,8 %	95,8 %
No-load consumption / standby	25,8 W / 6,5 W	25,8 W / 6,5 W
<b>Protective devices (inverter)</b>		
AC short-circuit / AC overload	● / ●	● / ●
DC reverse polarity protection / DC fuse	- / -	- / -
Overtemperature / battery deep discharge	● / ●	● / ●
Overvoltage category as per IEC 60664-1	III	III
<b>General data</b>		
Dimensions (W / H / D)	467 mm / 612 mm / 242 mm (18.4 inch / 21.1 inch / 9.5 inch)	
Weight	63 kg (138.9 lb)	
Operating temperature range	-25°C to +60°C (-13°F to +140°F)	
Protection class as per IEC 62103	I	
Climatic category as per IEC 60721	3K6	
Degree of protection as per IEC 60529	IP54	
<b>Features / function</b>		
Operation and display / multifunction relay	External via SRC-20 / 2	External via SRC-20 / 2
Three-phase systems / battery backup function	● / ●	● / ●
State of charge calculation / full charge / equalization charge	● / ● / ●	● / ● / ●
Battery temperature sensor / data cables	● / ●	● / ●
Certificates and approvals	www.SMA-Solar.com	
Warranty	5 years	
<b>For off-grid applications</b>		
Automatic rotating magnetic field detection / generator support	● / ●	● / ●
Parallel connection / Multicluster	● / ●	● / ●
Integrated soft start	●	●
<b>Accessory</b>		
<b>For off-grid applications</b>		
Battery fuse**	○	○
Interface SI-COMSMA (RS485) / SI-SYSCAN (Multicluster)	○ / ○	○ / ○
Interface SWDMSI-10 (Speedwire)	○	○
Sunny Island Charger SIC50MPT** / SMA Cluster Controller	○ / ○	○ / ○
<b>For on-grid applications</b>		
Interface SI-COMSMA (RS485) / Interface SWDMSI-10 (Speedwire)	○ / ○	○ / ○
Sunny Home Manager / SMA Energy Meter / automatic transfer switch for battery backup**	○ / ○ / ○	○ / ○ / ○
● Standard features ○ Optional features – Not available		
* see „List of Approved Distribution Batteries“ at www.SMA-Solar.com		
** procurement via external supplier		
All specifications, last updated: October 2016		
Type designation	SI6.0H-11	SI8.0H-11

Figure A.5 Datasheet de l'onduleur SUNNY ISLAND 6.0H

### A.3 Datasheet batteries AGM-GEL Condor CGB 12-250 Ah:

#### Batteries AGM-GEL

La batterie stocke l'électricité accumulée pendant la journée pour la redistribuer aux équipements nécessitant d'être alimentés.  
Ce type de batteries est complètement étanche et sans entretien.



**POINTS FORTS :**

- Longue durée de vie
- Charge rapide, possibilité d'une intensité de charge élevée
- Supporte de très nombreux cycles de charge/décharge

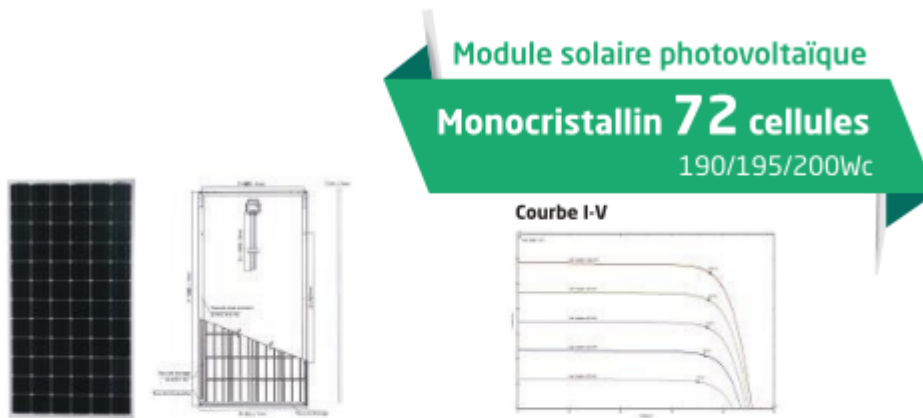
#### La gamme

-CGB 12-100 Ah	-CGB 12-200 Ah
-CGB 12-120 Ah	-CGB 12-230 Ah
-CGB 12-150 Ah	-CGB 12-250 Ah

Figure A.6 Datasheet Batteries AGM-GEL Condor CGB 12-250AH



## A.4 Datasheet module PV monocristallin 72 cellules 200Wc:



### Caractéristiques électriques

Type de module	Unité	CEM190M-72	CEM195M-72	CEM200M-72
Puissance nominale	Wc	190	195	200
Tension en circuit ouvert (Vco)	V	45,20	45,40	45,60
Courant de court Circuit Isc	A	5,56	5,67	5,80
Tension mpp Vmpp	V	36,60	36,80	36,90
Courant mpp Impp	A	5,19	5,30	5,42
Tension maximale du système VDC	V	1000		
Charge maximale De fusibles (A)	A	15		
Facteur de température (cellule):				
Température nominale de fonctionnement		NOCT	45±2°C	
Coefficient de température de puissance		%/°C	-0.41	
Coefficient de température de courant		%/°C	+0.06	
Coefficient de température de voltage		%/°C	-0.32	

### Caractéristiques mécaniques

Type de cellule	Cellule monocristalline avec anti-reflection
Nombre de cellules par module	72 cellules (6x12)
Dimensions de la cellule	125x125 mm
Dimensions du module	1580x808x45 mm
Poids du module	14.5 Kg
Type de verre	Alliage en aluminium anodisé
Boite de jonction et connecteur	Verre trempé, 3.2 mm d'épaisseur
Température d'utilisation	IP65; 3 Diodes By-passe et câbles compatibles avec un connecteur MC4 - 40°C à 85°C

**STC** ● Irradiation 1000w/m<sup>2</sup> ● Température de la cellule 25°C ● AH =1.5  
**NOCT** ● Irradiation 800w/m<sup>2</sup> ● Température Ambiante 20°C ● AH =1.5 ● Vitesse de vent 1m/s



Figure A.7 Datasheet du module PV monocristallin 72 cellules 200Wc

# **Annexe B**

Présentation du système PV installé  
dans la maison

## B.1 Schéma descriptif du système :

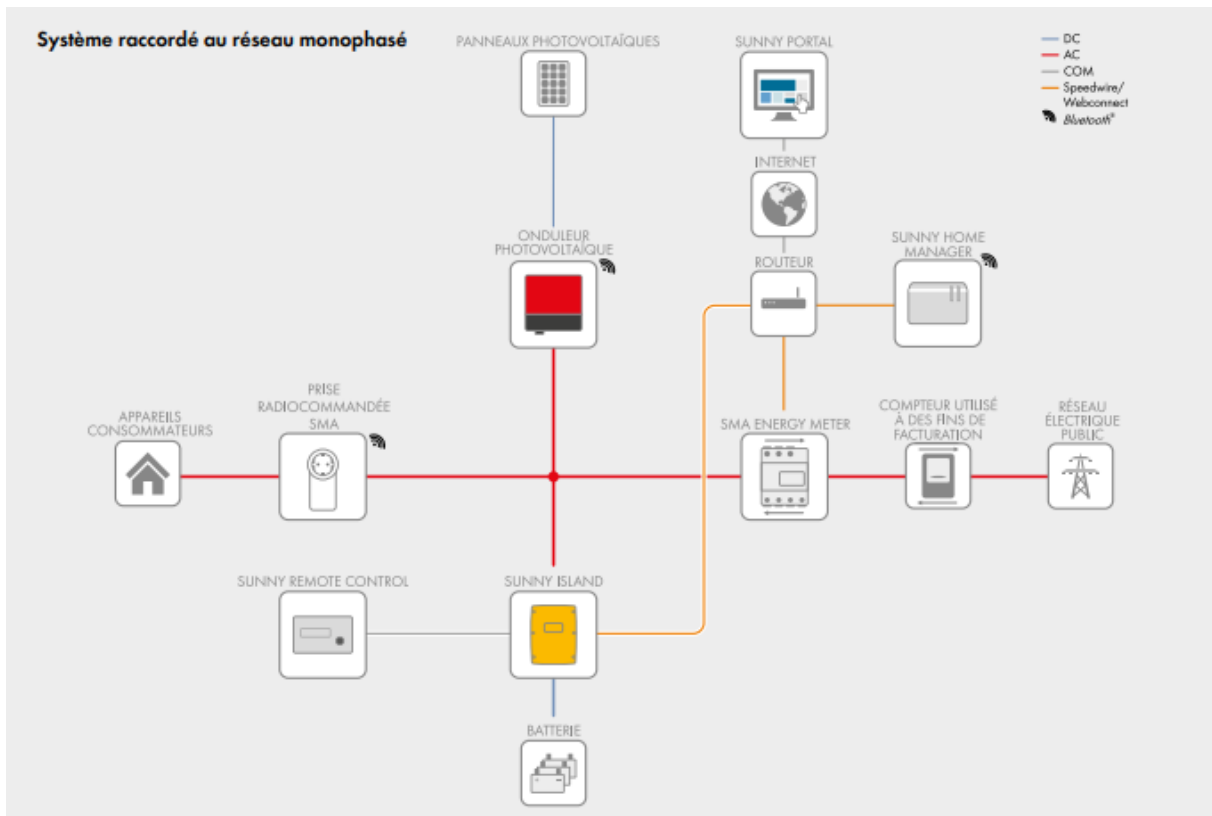


Figure B.1 Schéma descriptif de l'installation du système On grid à l'UDES

## B.2 Sunny Home Manager



Figure B.2 Sunny Home Manager

Le Sunny Home Manager surveille tous les flux d'énergie du foyer, repère automatiquement les potentiels d'économie et améliore l'utilisation du courant photovoltaïque. Il récolte et combine pour ce faire les informations de l'installation photovoltaïque, les prévisions météorologiques tirées d'Internet et les données relatives à la consommation d'énergie dans le foyer. Sachant qu'il est connecté à l'ensemble des appareils électroménagers, le Sunny Home Manager est en mesure d'optimiser les flux d'énergie entre tous les appareils consommateurs essentiels et l'énergie solaire disponible.

### **B.3 Sunny Portal :**

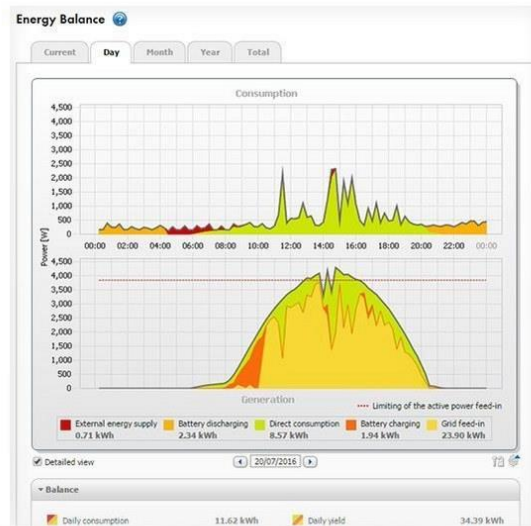
Sunny Portal est le plus grand portail de surveillance d'installations photovoltaïques avec plus de 330 000 installations enregistrées partout dans le monde et plus de 20 GW de puissance photovoltaïque surveillée dans plus de 160 pays.

Il permet de visualiser toutes les données de production de manière claire et conviviale :

- Données en direct sur le statut de l'installation
  
- Informations relatives au flux énergétique actuel (énergie prélevée sur le réseau,
- Charge de la batterie)
  
- Surveillance de la communication avec le portail
  
- Surveillance de la performance des onduleurs photovoltaïques
  
- Informations météorologiques sur le site

Sunny Portal fournit des vues spécialisées des productions énergétiques ( exemple figure B. )et prend ainsi en compte, selon les exigences, différents types d'installation. Il offre des solutions optimales, qu'il soit question d'analyser des valeurs de mesure ou de visualiser la production sous forme de tableaux ou de diagrammes.

Avec la fonction de création de rapports, le Sunny Portal vous tient informé de manière fiable par e-mail et pérennise ainsi la production de votre installation photovoltaïque. L'utilisateur reçoit automatiquement, à intervalles réguliers (tous les jours ou une fois par mois), des informations sur la production et la performance de son installation. Les utilisateurs de Sunny Portal peuvent se faire envoyer, si nécessaire, des événements tels que des informations sur le statut des onduleurs photovoltaïques.



**Figure B.3 Exemple de vue proposée par le Sunny Portal**

#### **B.4 Prises radiocommandées SMA**



**Figure B.4 Prise radiocommandée SMA**

Les prises radiocommandées mettent en marche et arrêtent des appareils par l'intermédiaire de signaux de commande envoyés par le Sunny Home Manager. Le Sunny Home Manager mesure la

consommation d'électricité et enregistre la quantité exacte de courant dont l'appareil a eu besoin et pendant combien de temps. Les appareils pouvant être commandés dans le cadre de la gestion de l'énergie sont par exemple le lave-linge, le lave-vaisselle, le sèche-linge, les éléments chauffants, les pompes et bien d'autres encore.

### **B.5 Sunny Energy Meter**



**Figure B.5 Sunny Energy Meter**

Le SMA Energy Meter détermine les valeurs de mesure électriques avec une grande précision par phase et en les additionnant puis les transmet via Ethernet dans le réseau local. Ainsi, toutes les données relatives à l'injection réseau, à l'énergie prélevée sur le réseau ou encore à l'énergie photovoltaïque produite par d'autres onduleurs photovoltaïques peuvent être transmises avec une grande précision et une haute fréquence aux systèmes SMA.

### **B.6 Sunny Remote Control**



Figure B.6 Sunny Remote Control

Le Sunny Remote Control est un écran externe pour onduleurs pour site isolé/onduleurs de secours ne disposant pas d'écran propre. Il permet de configurer et de commander le réseau en site isolé/système Sunny Backup.