REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université Dr. Yahia Farès de Médéa



Faculté des sciences et de la technologie
Département du Génie électrique et de l'informatique
Option : énergie solaire et éolienne

Mémoire De Fin d'Etudes

Pour l'obtention du diplôme de Master en Energie Solaire et éolienne

Thème

Étude et installation et mise en service d'un système hybride (PV éolien)

Dirigé par :

Dr MOUALDIA abdelhafid ***promoteur***

Dr FERRAI Ahmed ***co-promoteur***

Réalisé par :

Mr : DAHMANI Abdellah

Mr : SEMICHA nacereddine

Promotion : 2015/2016

ملخــص

الهدف من هذا العمل كان اساسا يتمثل في تشغيل وحدة انتاج الطاقة الكهروضوئية الموجودة على مستوى مخبر الطاقة الشمسية الذي كان غير مستغل أكثر من 6 سنوات والتعرف على خصائصه بدقة والقيام بمجموعة من التجارب التطبيقية التي نتعرف من خلالها على قدرة الوحدة الانتاجية وكيفية تفاعل نضام التشغيل الاوتوماتيكي. مع مختلف انواع الحمولات الخطية وغيرها هذا من جهة ومن جهة اخرى ان تصبح هذه الوحدة قابلة للاستغلال في مجموعة من الاعمال التطبيقية الموجهة لطلبة الاختصاص

كلمات مفتاحية: *الكهروضوئية*. الموجات التوافقية. منظومة التسيير الاوتوماتيكي. الري الشمسي

Résume

Le but de ce travail était principalement consiste à faire réussir la mise en service du KIT PV de production d'énergie photovoltaïque, qui se trouvait au niveau du LABO 1 qui a été plus de 6 ans fournie et inutilisable et arriver de telle sorte d'identifier les caractéristiques avec précision de ce kit et d'effectuer une variété d'expériences pratique pour savoir la capacité de production de cette unité et de la façon dont le fonctionnement de l'automate de gestion Avec différents types de charges, cela d'une part et d'autre part rendre le kit disponible pour les différents TP que les étudiants de la spécialité réaliseront

Mots clés *: photovoltaïque, harmonique, automate de gestion, pompage PV*

Abstract

The aim of this work was mainly consists in making make a success of the commissioning of KIT PV of photovoltaic energy production, which was on the level of the LABORATORY 1 which more than 6 years was provided and unusable, to identify the characteristics with precision of this kit and to carry out a variety of experiments practices to know production capacity of this unit and the way in which the operation of the automat of manager With various types of loads, that on the one hand and on the other hand to make the kit available for the various TP which the students of the specialty will carry out

Key words: photovoltaic, harmonic, automat of management, pumping PV

Je dédie ce mémoire à :

Mes parents :

Ma mère, qui a œuvré pour ma réussite, de par son amour, son soutien, tous les sacrifices consentis et ses précieux conseils, pour toute son assistance et sa présence dans ma vie, reçois à travers ce travail aussi modeste soit-il, l'expression de mes sentiments et de mon éternelle gratitude.

Mon père, qui peut être fier et trouver ici le résultat de longues années de sacrifices et de privations pour m'aider à avancer dans la vie. Puisse Dieu faire en sorte que ce travail porte son fruit ; Merci pour les valeurs nobles, l'éducation et le soutient permanent venu de toi.

Mes frères et sœurs qui n'ont cessé d'être pour moi des exemples de persévérance, de courage et de générosité.

La femme de mes rêves que Dieu nous réunira dans l'avenir proche

DAHMANI Abdellah

اهداء

أهدي هذا العمل المتواضع لروح ابي الامام أحمد سميشة والى الوالدة الغالية السند الباقي

كما لا أنسي عائلتي الصغيرة وخاصة زوجتي الغالية

و

كل عائلة سميشة بدون استثناء خاصة الاخوة امين و عائلته الصغيرة ,عبد اللطيف وأخواتي غنية

وعائلتها , الزهرة وعائلتها ,فايزة,ياسمينة وعائلتها .

دون ان أنسي العائلات بوصوار، خريفي، حساني، يانس، علالي

والى الدكتور حساني جمال خاصة

والى اصدقائي حمودة، العربي، الرشيد ، عبد النور، عامر،

والى زملاء المهنة عمال سونلغاز بمركز التوتر الغالي بالبرواقية وكذا عمال سونلغاز توزيع بالمدية

دون استثناء

والى كل رفقائي طلبة ماستر2 تخصص طاقة سمشية ورياح 2016/2015

والى كل الطاقم التروي لكلية العلوم والتكنولوجيا بجامعة المدية

سميشة نصر الدين

شُكْرٌ وَتَقْدِير

تتوجه بجزيل الشكر والامتنان إلى كل من ساعدنا من قريب أو من بعيد على انجاز هذا العمل وفي تذليل ما واجهنا من صعاب، ونخص بالذكر الأستاذ المشرف والأستاذ المساعد وأيضا مسؤولي المخابر على مستوى جامعة المدية

الذين لم يبخلوا علينا بتوجيهاتهم ونصائحهم القيمة التي كانت عونا لنا في إتمام هذا العمل .

تتوجه بشكر خاص الى الدكتور محمد قدماني الذي كان خير عون لنا في بحثنا وفي مشوارنا الدراسي

تتوجه بشكر خاص الى الدكتور عبد الحفيظ موالدية الذي كان خير عون لنا في بحثنا وفي مشوارنا الدراسي

تتوجه بشكر خاص الى الدكتور عبد الحميد فراي الذي كان خير عون لنا في بحثنا وفي مشوارنا الدراسي

ثم لا يفوتنا أن نشكر كل اساتذتنا الافاضل وكل من ساعدنا بالقليل او الكثير في مشوارنا الدراسي

في الأخير نقدم تحياتنا الى جميع طلاب طاقات الشمس والرياح ماستر 2 بدون استثناء راجين الله لهم التوفيق والسداد في الحياة

دفعة 2016/2015

Table des Matières

Introduction générale	**1**

ENERGIE SOLAIRE ET EOLIEN

Partie A : solaire	**2**
I Introduction	**2**
I.1 Le gisement solaire	**2**
I.1.1 Repérage d'un site à la surface de la terre	**3**
a)La latitude θ	**3**
b) La longitude φ	**3**
c) L'altitude	**3**
I.1.2Rayonnement solaire	**4**
I. 1. 2. 1. Type de rayonnement	**4**
a) Le rayonnement direct	**4**
b) Le rayonnement diffus	**4**
c) Le rayonnement réfléchi	**4**
d) Le rayonnement global	**4**
I.1.2.2 Le spectre de rayonnement	**6**
I.2 La cellule photovoltaïque	**8**
I.2.2 Définition d'un système PV	**9**
I.2.3 Principe du photovoltaïque	**10**
I.2.4 Les différentes technologies	**10**
I.2.4.1 Le silicium monocristallin	**12**
I.2.4.2 Le silicium polycristallin	**13**
I.2.4.3 Silicium amorphe	**14**
I.3 processus de fabrication d'un système PV	**14**
I.3.1 Raffinage du silicium (étape1)	**15**
I.3.1.1 De la silice au silicium métallurgique	**16**
I.3.1.2 Du silicium métallurgique au silicium solaire	**17**
a)Voie chimique : procédé Siemens	**17**
b) Voie métallurgique : procédé Elkem	**19**
c) Autres voies	**20**
I.3.2 Fabrication des plaques photovoltaïques (étape 2)	**20**
I.3.2.1 Cristallisation du silicium et mise en forme des plaques	**20**
a)Silicium monocristallin (Sc-Si)	**21**
b) Silicium multi-cristallin (mc-Si)	**21**
c) Silicium multi cristallin en ruban	**22**
I.3.3 Fabrication des cellules (étape 3)	**23**
I.3.4 Assemblage des modules (étape 4)	**24**
I.3.4.1Tableaux récapitulatif	**25**
I.3.4.2 Composition d'un module	**26**
Partie B : éolienne	**27**
I4.1 Le vent	**27**

I.4.2 La mesure de la vitesse du vent 27
I.4.3 La rose des vents 28
I.5.1 Classification des éoliennes 29
I.5.1.1 Eoliennes à axe horizontal 29
a)Les éoliennes lentes 29
b) Les éoliennes rapides : 29
I.5.1.2 Eoliennes à axe vertical (Perpendiculaire au vent) 30
I.6.1 Principe de fonctionnement 31
I.6.2 Puissance d'une éolienne en fonction de la vitesse du vent 32
I.7 Différents types de génératrices rencontrées 34
I.7.1 Génératrice à courant continu 34
I.7.2 Génératrice synchrone 35
I.7.3 Génératrice asynchrone 35
I.7.4 Synthèse des différentes éoliennes 36
I.7.5 Application des éoliennes 37
I.7.5.1 Systèmes Isolés 38
I.7.5.2 Systèmes Hybrides 38
I.7.5.3 Systèmes Liés au Réseau 39
I.8 conclusion 39

L'AUTOMATE DE GESTION

II Introduction 41
II.1.1 présentation 41
II.1.2 Alimentation 42
II.2 Description physique 43
II.2.1 Les voies de régulation 43
II.2.2 Les voies de mesure (analogiques et numériques) 44
II.3 mode de communication 45
II.3.1 face avant 45
II.3.1.1 mode Exécution 45
II.3.1.2 mode Dialogue 46
II.3.2 communication par logiciel 47
II.3.2.1 Connexion avec un automate 48
II.3.2.2 interface logicielle 49
II.4.1 configuration 52
II.4.2 les fonctions programmables 55
a) RCD (Régulation de charge double) 55
b) DTB (Délestage Tension Basse) 57
c)ATB (Alarme Tension Basse) 59
d) ATH (Alarme Tension Haute) 60
e) RCS (Régulation de Charge Simple) 61
f) DBI (Délestage Bas Inversé) 62
g)FLD Floating Double 63

II.5 La mémorisation 65
II.6 exploitation des données 66
II.6.1 Lecture instantanée des données 66
II.6.2 Consultation et édition des rapports 66
II.6.3 Exportation des données dans un fichier texte 67
II.7 conclusion 67

MIS EN SERVICE

III.1 Introduction 68
III.2 le kit CH-15 68
III.2.1 présentation 68
III.2.2 CARACTÉRISTIQUES 69
III.2.2.1 Encombrement 69
III.2.2.2 Masse 69
III.2.2.3 Niveau sonore 69
III.2.2.4 Sécurité 69
III.2.2.5 Performances 69
III.2.3 schéma principe 70
III.3.1 coffret de gestion et de distribution électrique 73
III.3.2 coffre à batterie et chargeur de batterie 74
III.3.3 kit d'éclairage 75
III.3.4 schéma électrique du kit éclairage 76
III.4 schéma électrique 77
III.5 le kit SOL-2 82
III.5.1 composant du kit 83
III.5.1.1 le panneau 83
III.5.1.2 l'armoire électrique 83
III.5.1.3 les Côtes d'armoire électrique 85
a)Côté droit 85
b) Côté gauche 85
III.5.2 le système raccordé au réseau 86
III.5.3 Principe de fonctionnement 87
III5.4 régime de fonctionnement 88
III.5.4.1 L'injection de la totalité de la production dans le réseau 88
III.5.4.2 L'injection du surplus de la production dans le réseau 89
III.5.5 logiciel Soladin 600 90
III.6 conclusion 92

RESULTATS ET DISCUSSIONS

IV Introduction 93

IV.1 baies et faille dans notre travail	**93**
IV.2.1 configuration N° 1	**94**
IV.2.1.1 résultats d'essais	**95**
IV.2.1.2 critique configuration N°01	**98**
V.2.2 configuration N° 2	**98**
IV.2.2.1 résultats d'essais	**99**
IV.2.2.2 critique configuration N°02	**103**
IV.3 influence de l'orientation et l'inclinaison du panneau sur la production PV	**103**
a) Journée 01	**104**
b) Journée 02 :	**106**
c) Journée 03 :	**107**
IV.4 pompage	**110**
IV.5 Qualité d'énergie	**112**
IV.5.1 résultats et mesures	**116**
IV.5.1.1 utilisation à vide	**116**
IV.5.1.2 utilisation avec la lampe 75 w	**117**
IV.5.1.3 utilisation avec la lampe LED	**118**
A) la LED 01 seul	**118**
B) la LED 02 seul	**119**
C) les 2 LED au même temps	**120**
IV.5.1.4 utilisation avec la lampe LBC	**121**
A) utilisation avec LBC 01	**121**
B) utilisation avec LBC 02	**122**
C) Utilisation avec les 2 LBC	**123**
IV.5.1.5 utilisation avec la pompe 50W	**124**
IV.5.1.6 utilisation avec tous les charger au même temps	**125**
IV.5.1.7 utilisation avec la pompe 110 w	**126**
IV.6.1 discussion de résultats	**127**
IV.6.2 capacité annuelle de production du kit	**128**
IV.7 conclusion	**130**
Conclusion générale	**131**
Bibliographie	**132**

Liste des Figure

ENERGIE SOLAIRE ET EOLIEN

Figure I.1 les angles de repérage d'un site sur terre 3
Figure I.2 : les types de rayonnements 5
Figure I.3 : irradiation solaire journalier en moi de juillet en Algérie 6
Figure I.4 : analyse spectrale du rayonnement solaire 7
Figure I.5 : Cellule module générateur domestique 9
Figure I.6 : Effet photovoltaïque 10
Figure I.7 : Les déférentes technologies des cellules 10
Figure I.8 : Module en silicium monocristallin 12
Figure I. 9 : Cellule en silicium polycristallin 13
Figure I.10 : Cellule silicium amorphe 14
Figure I.11 : Enchaînement des étapes de fabrication d'un module photovoltaïque 15
Figure II.12 Raffinage du silicium 16
Figure I.13 : Procédé Siemens 18
Figure I.14 : Mécanisme de ségrégation des impuretés lors de la cristallisation 20
Figure I.15 tirage de lingots 21
Figure I.16 : Mise en forme des lingots de silicium multi cristallin 22
Figure I.17 : Plaques de silicium cristallin et scie à fil 22
Figure I.18 : Etirage d'un ruban de silicium 23
Figure I.19 : Empilement des couches d'une cellule photovoltaïque 23
Figure I.20 : Assemblage des modules photovoltaïques 24
Figure I.21 : composition d'un module photovoltaïque 26
Figure I.22 anémomètre 28
Figure I.23 girouette 28
Figure I.24 rose des vents 28
Figure I.25 éolienne à axe horizontal 30
Figure I.26 éolienne à axe verticale 31
Figure I.27 Schéma de principe de conversion de l'énergie éolienne. 32
Figure I.28 Courbe de la puissance éolienne en fonction de la vitesse du vent 33
Figure I.29 Limitation de puissance éolienne. 34
Figure I.30 Exemple d'un système hybride 38
Figure I.31 Projet simplifié du générateur d'une turbine éolienne à vitesse variable 39

AUTOMATE DE GESTION

Figure II.1 schéma synoptique de l'automate de gestion 42
Figure II.2 configuration de niveaux de tension 43
Figure II.3 messages la plus fréquente 1ère ligne 45
Figure II.4 messages les plus fréquentes 2èmes lignes 46
Figure II.5 écran de connexion 48
Figure II.6 options de connexion 48
Figure II.7 interface logicielle 49
Figure II.8 La barre de menu 50
Figure II.9 La barre d'outils Standard 50
Figure II.10 Les informations principales sur le site 50
Figure II.11 fenêtre de gestion du matériel 51

Figure II.12 La barre d'état **51**
Figure II.13 : les paramètres généraux du BP-GM **52**
Figure II.14 : fenêtre Régulation **53**
Figure II.15 : fenêtre de paramétrage **53**
Figure II.16 acquisition de données **54**
Figure II.17 configurations types **54**
Figure II.18 Chronogramme de RCD **57**
Figure II.19 Chronogramme de DTB **58**
Figure II.20 Chronogramme de ATB **59**
Figure II.21 Chronogramme d'ATH **60**
Figure II.22 Chronogramme de RCS **61**
Figure II.23 Chronogramme de DBI **62**
Figure II.24 Chronogramme de FLD **64**
Figure II.25 Lecture instantanée des données **66**

MIS EN SERVICE

Figure III.1 photo du kit **68**
Figure III.2 schéma synoptique **70**
Figure III.3 cellule et panneau **71**
Figure III.4 schéma de principe **72**
Figure III.5 composants du coffret de gestion et de distribution électrique **73**
Figure III.6 coffre à batterie **74**
Figure III.7 chargeur de batterie **74**
Figure III.8 kite d'éclairage **75**
Figure III.9 schéma électrique de kit éclairage **76**
Figure III.10 schéma électrique du système complet **77**
Figure III.11 schéma électrique de l'automate de gestion **78**
Figure III.12 bornier X1 **79**
Figure III.13 bornier X2 **79**
Figure III.14 identification des boucles de mesure **80**
Figure III.15 mesures de courant **81**
Figure III.16 kit sol-2 **82**
Figure III.17 armoire électrique **84**
Figure III.18 côté droit **85**
Figure III.19 côté gauche **85**
Figure III.20 système raccordé au réseau **86**
Figure III.21 composant du système raccordé au réseau **86**
Figure III.22 vente de la totalité de la production **88**
Figure III.23 vente du surplus de la production **89**
Figure III.24 interface principale de logicielle **90**
Figure III.25 onglet des compteurs et erreurs **91**
Figure III.26 onglet de profile journalier **92**

RESULTATS ET DISCUTIONS

Figure IV.1 configuration N° 01	**94**
Figure IV.2 tension de batterie durant le 02 et 03 /05/2016	**95**
Figure IV.3 Bilan de consommation/ production durant le 02 et 03 /05/2016	**96**
Figure IV.4 Balance batterie	**97**
Figure IV.5 configuration N° 02	**98**
Figure IV.6 graphe comparatif d'irradiation solaire	**99**
Figure IV.7 tension de batterie durant le 19 et 20 /05/2016	**100**
Figure IV.8 Balance batterie	**101**
Figure IV.9 Bilan de consommation/ production	**102**
Figure IV.10 photo d'expérience de journée 01	**104**
Figure IV.11 graphe de Comparaison d'inclinaisons de 3 kits	**105**
Figure IV.12 photo d'expérience de journée 02	**106**
Figure IV.13 graphe de Comparaison d'orientation	**107**
Figure IV.14 graphe de kit suiveur a 2 axes	**108**
Figure IV.15 graphe de comparaison des max des résultats des kits	**109**
Figure IV.16 graphe de comparaison d'irradiation solaire	**110**
Figure IV.17 photo d'expérience de pompage	**111**
Figure IV.18 production/consommation journée de pompage	**111**
Figure IV.19 graphe de comparaison de caractéristique de pompe	**112**
Figure IV.20 lampe a fil Tungstène	**112**
Figure IV.21 lampe LED	**113**
Figure IV.22 2 lampe LED	**113**
Figure IV.23 lampe LBC 1	**114**
Figure IV.24 lampe LBC 2 (économique)	**114**
Figure IV.25 pompe 50w (immergée)	**115**
Figure IV.26 pompe 110w	**115**
Figure IV. 27 histogrammes de THD à vide	**116**
Figure IV. 28 écran de THD à vide	**116**
Figure IV. 29 histogramme de THD avec lampe 75w	**117**
Figure IV. 30 écran de THD avec lampe 75w	**117**
Figure IV. 31 histogramme de THD avec lampe LED 01	**118**
Figure IV. 32 écran de THD avec lampe LED 01	**118**
Figure IV. 33 histogramme de THD avec lampe LED 02	**119**
Figure IV. 34 écran de THD avec lampe LED 02	**119**
Figure IV. 35 histogramme de THD avec lampe 2 LED	**120**
Figure IV. 36 écran de THD avec lampe 2 LED	**120**
Figure IV. 37 histogramme de THD avec lampe LBC 01	**121**
Figure IV. 38 écran de THD avec lampe LBC 01	**121**
Figure IV. 39 histogramme de THD avec lampe LBC 02	**122**
Figure IV. 40 écran de THD avec lampe LBC 02	**122**
Figure IV. 41 histogramme de THD avec les 2 lampes LBC	**123**
Figure IV. 42 écran de THD avec les 2 lampes LBC	**123**
Figure IV. 43 histogramme de THD avec la pompe 50W	**124**
Figure IV. 44 écran de THD avec la pompe 50W	**124**
Figure IV. 45 histogramme de THD avec tous les charger au même temps	**125**
Figure IV. 46 écran de THD avec tous les charger au même temps	**125**
Figure IV. 47 histogramme de THD avec la pompe 110W	**126**
Figure IV. 48 écran de THD avec la pompe 110W	**126**
Figure IV. 49 graphe de fréquence	**128**
Figure IV. 50 graphe de température de panneau	**129**

Liste des Tableau

ENERGIE SOLAIRE ET EOLIEN

Tableaux I.1 Le potentielle solaire en Algérie **5**

Tableau I.2 : Comparatif des technologies de fabrication **25**

Tableaux I.3 Capacité de réglage des différentes éoliennes **36**

Tableaux I.4 Avantage et inconvénient des différentes éoliennes **37**

L'AUTOMATE DE GESTION

Tableaux II.1 niveaux d'intervention en fonction de la catégorie du personnel **47**

Tableaux II.2 Affectation des fonctions de régulation **55**

Tableaux II.3 Paramètres de la fonction RCD **56**

Tableaux II.4 Paramètres de la fonction DTB **58**

Tableaux II.5 Paramètres de la fonction ATB **59**

Tableaux II.6 Paramètres de la fonction ATH **60**

Tableaux II.7 Paramètres de la fonction RCS **61**

Tableaux II.8 Paramètres de la fonction DBI **62**

Tableaux II.9 Paramètres de la fonction FLD **64**

Tableaux II.9 le type de données mémorisées **65**

RESULTATS ET DISCUTIONS

Tableau IV.1 angle d'inclinaison optimal horaire et journalier **105**

Tableau IV.2 tableaux récapitulatif l'ensemble des résultats enregistré dans cet expérience **127**

Nomenclature

TP	Travaux pratique
E	énergie en joules (J)
h	constante de Planck (h=6,62.10-34 J.s)
C	vitesse de la lumière dans le vide (C=3.108 m/s)
λ	longueur d'onde (en m)
v	fréquence de l'onde (Hz)
Id	courant d'obscurité (A)
Is	courant de saturation de la diode (A)
Vt	la tension thermodynamique
k	la constante de Boltzmann (k = 1,38.10-23 J/K)
T	la température absolue (en kelvin)
q_e	la charge d'un électron (q_e=1,6.10-19 C)
n	facteur d'idéalité
Eg	énergie de gap
I_c	courant de la cellule (A)
I_{cc}	Courant de court-circuit de la cellule (A)
I_p	Courant de photo Diode
V_c	tension de la cellule (V)
V_{co}	Tentions de circuit ouvert de la cellule (V)
V_p	Tension optimal
P_c	La valeur de puissance crêt
P_m	La valeur de puissance minimale
P_p	Puissance optimale
MPPT	maximum power point tracking
BOS	Balance Of System
STC	Condition standard de test
Rv	Résistance interne en série (Ω)
I_{ph}	photo courant (A)
G	rayonnement solaire (W/m2)
T_A	température ambiante (°C)
DC	Une source de courant continu
AC	Une source de courant alternative
I_s	courant de saturation de la cellule (A)
R_s	résistance série (Ω)
R_{sh}	résistance shunte (Ω)
V_{th}	la tension thermique
T_{ck}	température de la jonction de la cellule
NOCT	Nominal Operating Cella Température
Gi	irradiation solaire globale du lieu considéré (W/m²)
Ta	température ambiante
GTO	GateTurn-off Thyristor
MOSFET	Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistor
IGBT	InsularGateBipolar Transistor
MLI	Modulation par Largeur d'Impulsion
C	capacitance [F].
Q	quantité de charge électrique stockée [C].
T	période [S].
α	rapport cyclique
R_{opt}	Résistance optimal (Ω)
N	boîte de multiplication.
S	générateur synchrone.
R	redresseur.
I	onduleur.
DC	étage intermédiaire DC.
Tx.	transformateur.
PV	Photovoltaïque

Liste d'abréviation

DTB	Délestage tension basse
ATH	Alarme tension haute
ATB	Alarme tension basse
DBI	Délestage basse inversé
RCS	Régulation de charge simple
RCD	Régulation de charge double
FLD	Floating de charge Double
HR1	Régulation horaire 1
HR2	Régulation horaire 2
HR3	Régulation horaire 3
FL2	Floating de charge 2
VBat	Tension de batterie
Ibat+	Tension entrant dans la batterie
Ibat-	Tension sortant de la batterie
IP1	Courant de production1
IP2	Courant de production 2
Iu1	Courant d'utilisation 1
Iu2	Courant d'utilisation 2
Temp	Température
Tor1	Compteur 1 d'état des relais
Tor2	Compteur 2 d'état des relais
OL	overload
THD	Taux de distorsion d'harmonique

Introduction général

I.1 Introduction général :

L'énergie solaire est une énergie renouvelable par excellence. Respectueuse de l'environnement, elle présente de nombreux avantages spécifiques en raison notamment de l'épuisement prévisible des ressources d'énergies fossiles et de la montée des problèmes liés à la dégradation de l'environnement. Mais, pour des raisons à la fois technique et économiques, cette nouvelle source d'énergie électrique a tardé à s'imposer en dehors du domaine spatial .Cependant, au cours des années 80, la technologie photovoltaïque terrestre a progressé régulièrement par la mise en place de plusieurs centrales de quelques mégawatts, et même est devenue familière des consommateurs à travers de nombreux de faible puissance faisant appel montres ,calculatrices , balises radio et pompes ,réfrigérateur solaire [1].

Dans ce cadre, l'énergie photovoltaïque (PV) bien que connue depuis de nombreuses années pour pouvoir être une source d'énergie électrique ayant de grandes possibilités pouvant aller de quelques milliwatts au mégawat, ne se développe pas dans de grandes proportions. Les problèmes qui restent à résoudre concernent autant le matériau de conversion qui reste Cher que la chaîne de conversion électrique qui présente beaucoup de pertes par une non optimisation et souvent une utilisation inappropriée de convertisseurs statiques. [2]

Sur la partie système de conversion lui-même, les recherches se résument en deux points :

- Le développement d'un modèle mathématique exacte qui représente la cellule photovoltaïque réelle, et qui reflète l'influence des différentes conditions atmosphériques sur les paramètres de la cellule solaire. [2]
- Le développement d'une méthode d'optimisation efficace qui est apte de déterminer le point de puissance maximale de la caractéristique I (V) de la cellule pour n'importe quel condition d'éclairement et de la température, et quel que soit la nature de changement de ces conditions rapide ou lent. [2]

Sur la partie matériaux, beaucoup d'équipes de recherche travaillent depuis de nombreuses années pour obtenir :

- des rendements élevés associés à des prix de réalisation bas [2]
- une tenue des performances en vieillissement sur des durées importantes (10 à 30 ans) [2]

Chapitre I

Energie Solaire éolien

Partie A : solaire

I Introduction

La production d'énergie électrique utilise principalement des combustibles fossiles et fissiles (nucléaire). Un recours systématique aux carburants fossiles, tels que le pétrole, le charbon ou le gaz naturel, permet d'avoir de faibles coûts de production mais conduit à un dégagement massif de gaz polluant et de gaz à effet de serre. Selon….. la production électrique à partir de combustibles fossiles est à l'origine de 40% des émissions mondiales de CO_2. L'énergie d'origine nucléaire qui ne rejette pas directement de gaz carbonique, souffre généralement d'une mauvaise image médiatique à cause des risques importants encourus. Certes, les risques d'accident liés à leur exploitation sont très faibles mais les conséquences d'un accident seraient désastreuses. Par ailleurs, le traitement des déchets issus de ce mode de production est très coûteux : la radioactivité des produits traités reste élevée durant de nombreuses années. Enfin, les réserves d'uranium sont comme celles du pétrole limitées (moins de 100 ans au rythme actuel de consommation) [1].

Dans le scénario de référence proposé dans son World Energy Outlook 2009, l'International Energy Agency1 montre qu'un accroissement de 40% des besoins en énergie surviendra entre aujourd'hui et 2030 si aucune politique gouvernementale forte n'est mise en place. Plus d'un tiers de cette croissance de demande serait alors soutenu par l'usage de charbon.

La période de 1973 à nos jours a connu un doublement de la consommation d'énergie dans le monde passant de 6115 à 12029 MTEP, alors que la consommation dans l'Organisation de Coopération et de Développement Economique n'a augmenté que de 50% (passant de 3724 à 5433 MTEP). Cette différence de croissance tient au développement exponentiel des économies des pays émergents, petits consommateurs d'énergie aujourd'hui, mais grands consommateurs de demain du fait de leur forte croissance et de leur industrialisation.[2]

I.1 Le gisement solaire

La source du rayonnement solaire est le soleil âgé de 4,5 milliards d'années. Cet astre est situé à environ 150.106 km de la terre. Vue de notre planète, il se présente sous la forme d'un disque assez homogène. Son rayon qui est de 696 000 km, est 100 fois supérieur que celui de la terre et sa masse est 333 000 fois celle de notre planète. Le soleil est composé principalement

d'hydrogène et d'hélium. Il tire son énergie des réactions thermonucléaires se produisant en permanence dans son noyau, dont la température atteint 20 106 degrés, qui décroit vers l'extérieur jusqu'à un palier d'environ 5 800°k à la surface du soleil. Les réactions thermonucléaires transforment l'hydrogène en hélium avec une émission d'énergie qui donne naissance à un rayonnement électromagnétique se propageant à une vitesse de 300 000 km/s, dont le spectre couvre toutes les fréquences possibles et dont l'intensité est maximum dans la gamme du visible. La puissance rayonnée à la surface du soleil est d'environ 3,85.1026 W. Cependant, une infime partie qui est de $1{,}9.10^{17}$ W est reçue par la Terre[3].

I.1.1 Repérage d'un site à la surface de la terre

Pour repérer un site donné à la surface terrestre, on définit les grandeurs suivantes :

a) **La latitude θ :** C'est l'angle θ que fait la verticale du lieu avec le plan équatorial. Si $\theta > 0$, le site se trouve dans l'hémisphère nord, sinon le site est dans l'hémisphère sud.

b) **La longitude φ :** C'est l'angle φ formé par le méridien de Greenwich et le méridien du lieu considéré. La longitude est comprise entre -180 (vers l'ouest) et +180 (vers l'est). Comme la terre met 24 heures pour faire un tour sur elle-même (360°), chaque heure représente 15° d'écart de longitude et donc, chaque degré de longitude représente 4 minutes.

c) **L'altitude :** C'est la distance verticale exprimé en mètres, séparant le point considéré du relief terrestre du niveau de la mer, pris comme surface de référence.

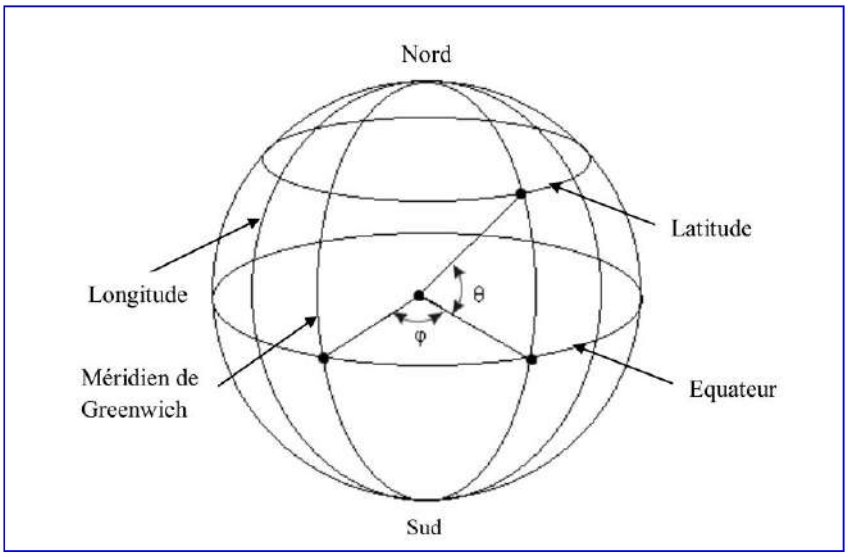


Figure I.1 : Les angles de repérage d'un site sur terre

I.1.2Rayonnement solaire

Le rayonnement arrivant au sol dépend de la réflectance de la surface terrestre et des effets de l'atmosphère qui interviennent dans le double trajet (Soleil-Terre et Terre-Satellite) que fait le rayonnement à travers l'atmosphère. Pour connaitre l'énergie reçue à un site donné, il est nécessaire de repérer ce site sur la surface terrestre, de connaitre la position et la trajectoire du soleil dans la voûte céleste et les mouvements de la Terre autour du soleil [3].

I. 1. 2. 1. Type de rayonnement

Il y a quatre types de rayonnement :

a) Le rayonnement direct

Est le rayonnement reçu directement du Soleil. Il peut être mesuré par un pyrhéliomètre [4].

b) Le rayonnement diffus

Est le rayonnement provenant de toute la voûte céleste. Ce rayonnement est dû à l'absorption et à la diffusion d'une partie du rayonnement solaire par l'atmosphère et à sa réflexion par les nuages. Il peut être mesuré par un pyranomètre avec écran masquant le soleil [4].

c) Le rayonnement réfléchi

Est le rayonnement qui est réfléchi par le sol ou par des objets se trouvant à sa surface. Cet albédo peut être important lorsque le sol est particulièrement réfléchissant (eau, neige) [4].

d) Le rayonnement global

Est la somme de tous les rayonnements reçus, y compris le rayonnement réfléchi par le sol et les objets qui se trouvent à sa surface. Il est mesuré par un pyranomètre ou un solarimètre sans écran [4].

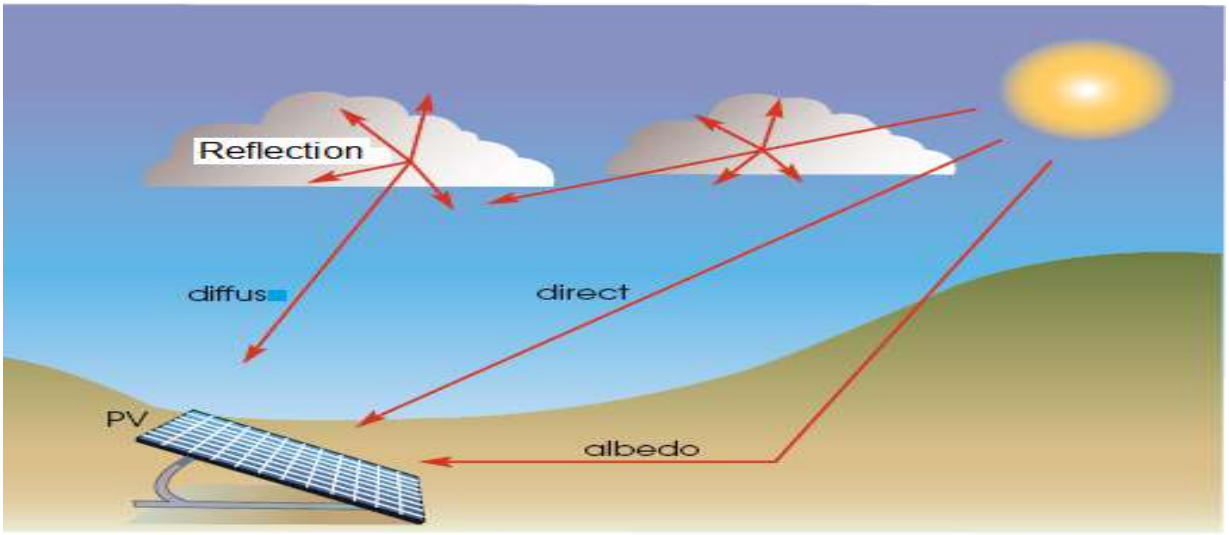


Figure I.2 : Les types de rayonnements

L'Algérie dispose du plus grand gisement solaire du bassin méditerranéen. La durée moyenne d'ensoleillement du territoire algérien dépasse les 2000 heures annuelles, pour atteindre près de 3500 heures d'ensoleillement dans le désert du Sahara Le total d'énergie reçue est estimé à 169 400 TWh/an, soit 5000 [5].

Tableaux I.1 Le potentielle solaire en Algérie [5]

	Région côtière	Les hauts plateaux	Sahara
Dure d'insolation (annuelle) (heures/an)	2650	3000	3500
Energie moyenne reçue (annuelle) (KWh/m²/an)	1700	1900	2650

La carte au-dessus représente la répartition du gisement solaire en Algérie.

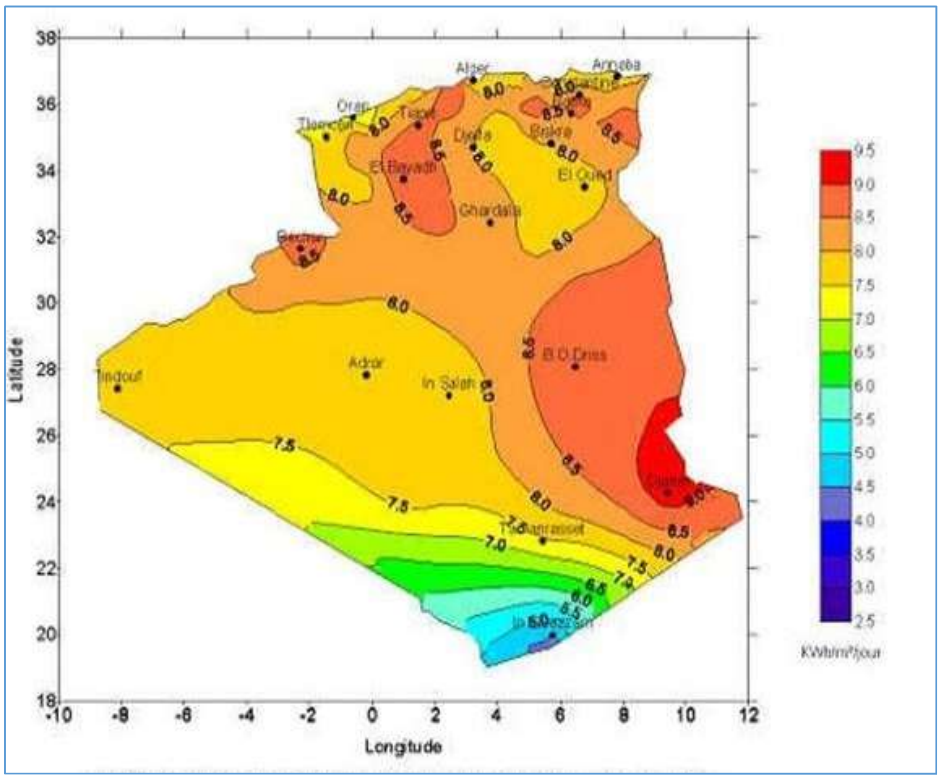


Figure I.3 : Irradiation solaire journalière du mois de juillet en Algérie [5]

I.1.2.2 Le spectre de rayonnement

Le Soleil émet un rayonnement électromagnétique compris dans une bande de longueur d'onde variant de 0,22 à 10 microns (µm) [4].

- 9% dans la bande des ultraviolets (<0,4 µm),
- 47% dans la bande visible (0,4 à 0,8 µm),
- 44% dans la bande des infrarouges (>0,8 µm)

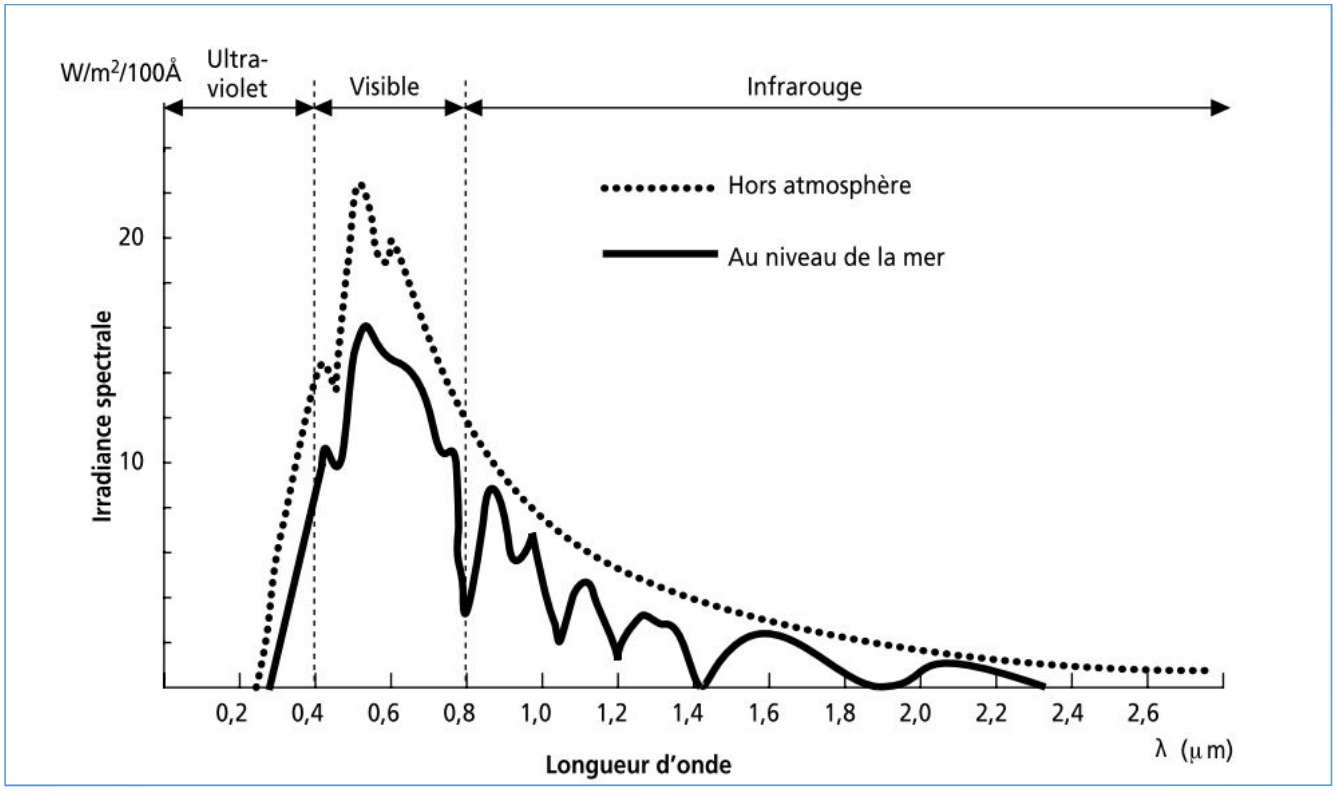


Figure I.4 : Analyse spectrale du rayonnement solaire[4]

La lumière du soleil est composé de différentes longueurs d'ondes chacune porteuse d'une énergie propre définit par la relation :

$$E=\frac{h.c}{\gamma}=h.v \qquad \text{(I.1)}$$

- E : énergie en joules (J) ;
- h : constante de Planck (h=6,62.10-34 J.s) ;
- C : vitesse de la lumière dans le vide (C=3.108 m/s) ;
- λ : longueur d'onde (en m) ;
- ν : fréquence de l'onde (Hz).

Les énergies étudiées sont souvent très faibles, le joule n'est plus une unité adapté, on utilise alors l'Electron-Volt, qui est l'énergie cinétique apporté à un électron avec une tension de 1V, la conversion se fait grâce à la formule (I.2) [6].

$$E\ (J) = 1{,}6 \cdot 10^{-19} \cdot E\ (ev) \qquad \text{(I.2)}$$

I.2 La cellule photovoltaïque

I.2.1 Historique

Quelques dates importantes dans l'histoire du photovoltaïque [7]:

1839 : Le physicien français *Edmond Becquerel* découvre le processus de l'utilisation de l'ensoleillement pour produire du courant électrique dans un matériau solide. C'est l'effet photovoltaïque. [7]

• **1875** : *Werner Von Siemens* expose devant l'Académie des Sciences de Berlin un article sur l'effet photovoltaïque dans les semi-conducteurs. Mais jusqu'à la Seconde Guerre Mondiale, le phénomène reste encore une curiosité de laboratoire. [7]

• **1954** : Trois chercheurs américains, *Chapin, Pearson* et *Prince*, mettent au point une cellule photovoltaïque à haut rendement au moment où l'industrie spatiale naissante cherche des solutions nouvelles pour alimenter ses satellites. [7]

• **1958** : Une cellule avec un rendement de 9 % est mise au point. Les premiers satellites alimentés par des cellules solaires sont envoyés dans l'espace. [7]

• **1973** : La première maison alimentée par des cellules photovoltaïques est construite à l'Université de Delaware. [7]

• **1983** : La première voiture alimentée par énergie photovoltaïque parcourt une distance de 4 000 km en Australie. [7]

La première cellule photovoltaïque (ou photopile) a été développée aux États-Unis en 1954 par les chercheurs des laboratoires Bell, qui ont découvert que la photosensibilité du silicium pouvait être augmentée en ajoutant des "impuretés". C'est une technique appelée le "dopage" qui est utilisée pour tous les semi- conducteurs. Mais en dépit de l'intérêt des scientifiques au cours des années, ce n'est que lors de la course vers l'espace que les cellules ont quitté les laboratoires. En effet, les photopiles représentent la solution idéale pour satisfaire les besoins en électricité à bord des satellites, ainsi que dans tout site isolé[7]

I.2.2 Définition d'un système PV

L'intérêt essentiel des générateurs photovoltaïques est la possibilité d'autonomie énergétique qu'ils permettent. Les premiers générateurs ont été utilisés en 1958 pour les satellites Vanguard, puis très largement par la suite pour l'espace. Les premières installations photovoltaïques utilisées au sol datent de 1956 et ont été conçues pour des applications en sites isolés et principalement dans les pays en voie de développement où les réseaux de distribution d'énergie sont généralement restreints aux grands centres urbains. Les premiers systèmes conçus ne délivraient que de très faibles puissances, de l'ordre de quelques dizaines de watts, pour subvenir à des besoins très spécifiques, tels que balises de navigation ou émetteurs radio. [7]

Un système photovoltaïque se compose d'un champ de modules et d'un ensemble de composants qui adapte l'électricité produite par les modules aux spécifications des récepteurs. Cet ensemble, appelé aussi "Balance Of System" ou BOS, comprend tous les équipements entre le champ de modules et la charge finale, à savoir la structure rigide (fixe ou mobile) pour poser les modules, le câblage, la batterie en cas de stockage et son régulateur de charge, et l'onduleur lorsque les appareils fonctionnent en courant alternatif [7].

L'énergie solaire photovoltaïque désigne l'électricité produite par transformation d'une partie du rayonnement solaire avec une cellule photovoltaïque (Figure. I.5). Plusieurs cellules sont reliées entre elles et forment un module solaire photovoltaïque (Figure. I.5). Plusieurs modules qui sont regroupés dans une maison ou toit sont appelés générateur photovoltaïque (Figure. I.5). Le terme photovoltaïque peut désigner soit le phénomène physique - l'effet photovoltaïque - ou la technologie associée. [8]

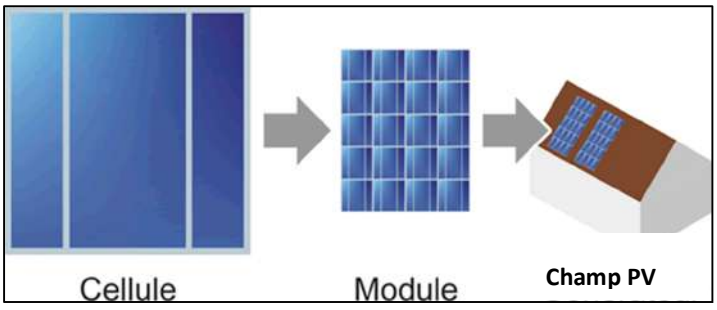


Figure I.5 : Cellule module générateur domestique

I.2.3 Principe du photovoltaïque

L'énergie solaire photovoltaïque est l'énergie obtenue par la conversion de la lumière en électricité. Cette énergie est obtenue grâce au phénomène physique appelé l'effet photovoltaïque. Rapporte par Edmond Becquerel en 1839, le principe est assez simple et consiste en l'émergence d'une différence de potentiel aux extrémités d'une structure de matériel semi-conducteur, produit par l'absorption de la lumière. [8]

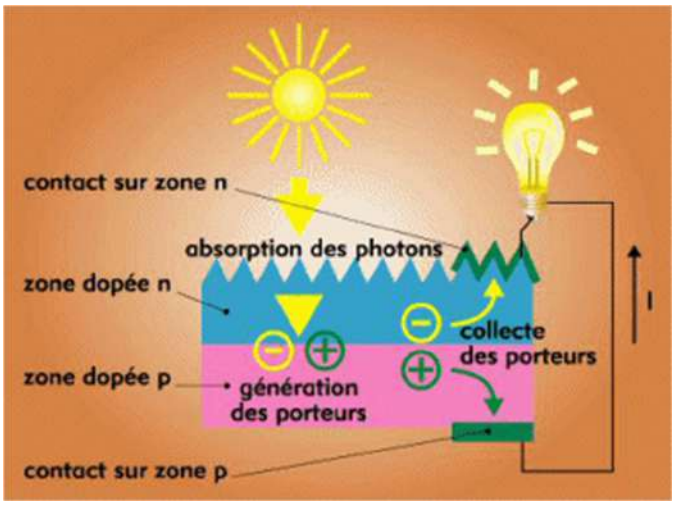


Figure I.6 : Effet photovoltaïque

I.2.4 Les différentes technologies

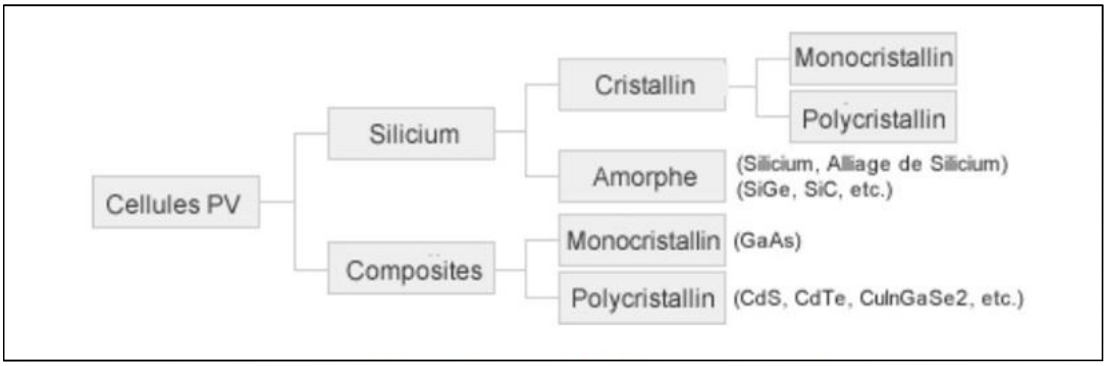


Figure I.7 : Les déférentes technologies des cellules

Les technologies les plus utilisées sont en silicium car le silicium est actuellement le matériau le plus utilisé pour fabriquer les cellules photovoltaïques disponibles à un niveau industriel. Le silicium est fabriqué à partir de sable quartzeux (dioxyde de silicium). Celui-ci est chauffé dans un four électrique à une température de 1700 °C. Divers traitements du sable permettent de purifier le silicium. Le produit obtenu est un silicium dit métallurgique, pur à 98% seulement. Ce silicium est ensuite purifié chimiquement et aboutit au silicium de qualité électronique qui se présente sous forme liquide, puis coulé sous forme de lingot suivant le processus pour la cristallisation du silicium, et découpé sous forme de fines plaquettes (wafers). Par la suite, ce silicium pur va être enrichi en éléments dopants (P, As, Sb ou B) lors de l'étape de dopage, afin de pouvoir le transformer en semi-conducteur de type P ou N. La diffusion d'éléments dopants (bore, phosphore) modifie l'équilibre électronique de ces plaquettes (wafers), ce qui les transforme en cellules sensibles à la lumière. La production des cellules photovoltaïques nécessite de l'énergie, et on estime qu'une cellule photovoltaïque doit fonctionner pendant plus de deux ans pour produire l'énergie qui a été nécessaire à sa fabrication Les cellules monocristallines et polycristallines sont fragiles. Elles sont donc placées entre deux plaques de verre (encapsulation) afin de former un module. Le matériau de base est le silicium qui est très abondant, mais la qualité nécessaire pour réaliser les cellules doit être d'une très grande pureté et son coût intervient de façon importante dans le coût de revient total. La pénurie actuelle (2006) de silicium de qualité, a créé une tension sur le marché et une augmentation du prix des cellules [7].

I.2.4.1 Le silicium monocristallin

Matériau le plus répandu, présentant un bon rendement à fort et moyen éclairement, il est à la base des panneaux «terrestres» les plus performants après ceux à l'arséniure de gallium [9].

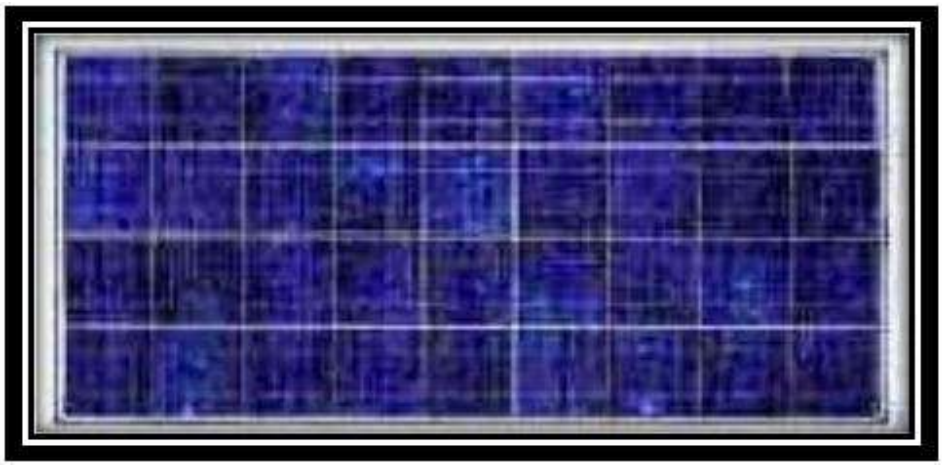


Figure I.8 : Module en silicium monocristallin

Avantages

- Rendement électrique des panneaux : 15 % STC.
- Puissance des panneaux : 5 à 150 W_c.
- Gamme d'éclairement : 100 à 1000 W/m^2.
- Usage : tous usages en extérieur de forte et moyenne puissance (télécoms, balisage, relais, habitat…).

Inconvénients

- Première génération de photopiles.
- Méthode de production laborieuse et difficile, et donc, très chère.
- Il faut une grande quantité d'énergie pour obtenir un cristal pur.

I.2.4.2 Le silicium polycristallin

Cousin germain du précédent (composés de multi cristaux), il est un peu moins performant, essentiellement aux éclairements modérés, et également moins onéreux [9].

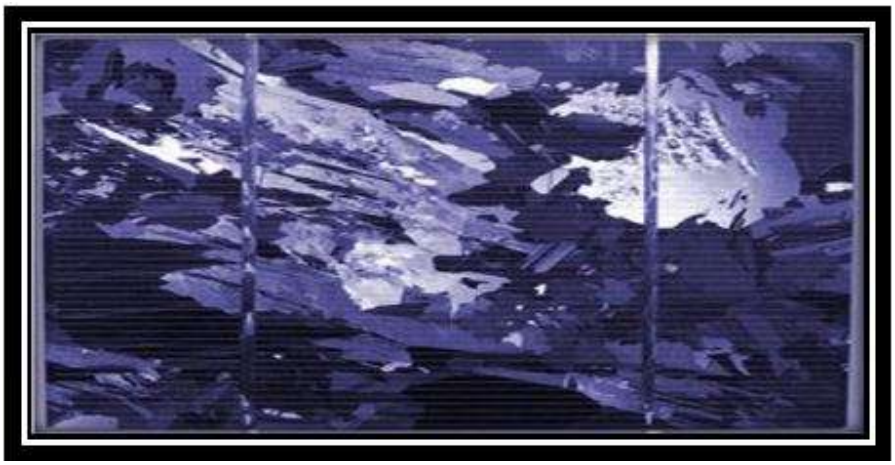


Figure I. 9 : Cellule en silicium polycristallin

Avantages

- Rendement électrique des panneaux : 12-14 % STC.
- Puissance des panneaux : 5 à 150 W_c.
- Gamme d'éclairement : 200 à 1000 W/m^2.
- Usage identique à celui du silicium cristallin.

Inconvénient

- Rendement faible sous un faible éclairement.

I.2.4.3 Silicium amorphe

Nettement moins puissant au soleil que les deux précédents, ce silicium en couche très mince répond par contre à tous les éclairements, extérieur et intérieur. Sa technologie de fabrication est théoriquement moins onéreuse (mais la production n'a pas atteint des niveaux comparables) et permet de réaliser des petits formats, grâce à la mise en série intégrée et à la simplicité de découpe [9].

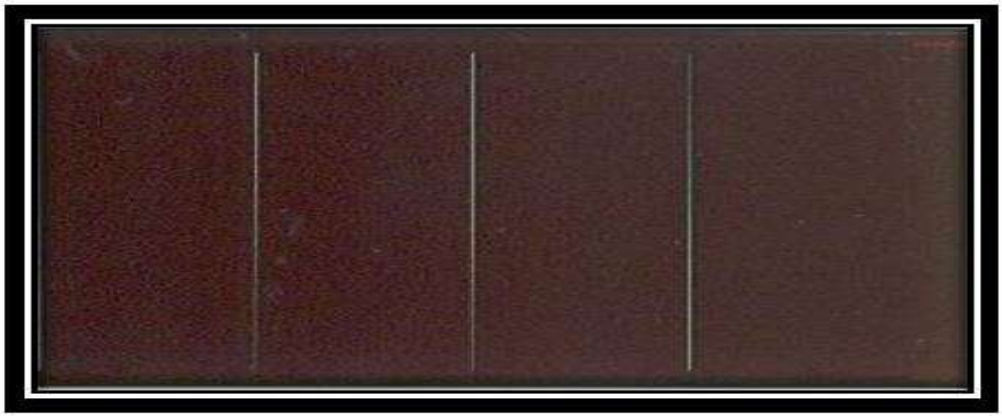


Figure I.10 : Cellule silicium amorphe

- Rendement des panneaux : 5-7 % STC (jusqu'à 9 % pour les «multi-jonctions »).
- Puissance des photopiles intérieures : 0 à 1 W_c.
- Gamme d'éclairement : 20 lux (en intérieur) à 15000 lux (en extérieur 1000w/m²)
- Usage : électronique professionnelle et grand public (montres, calculettes...).
- Électronique de faible consommation en extérieur, baies vitrées semi transparentes.

I.3 processus de fabrication d'un système PV

Etant donné que le fonctionnement d'un capteur photovoltaïque ne génère pas de nuisance particulière, les impacts environnementaux se situent nécessairement en amont de la chaîne, au moment de la fabrication, et en fin de vie lors du démontage. Il est donc utile de connaître les techniques de fabrication afin de bien identifier d'où proviennent et comment sont utilisés les

différents flux de matières et d'énergie mis en jeu. Cette partie montre le déroulement des étapes de fabrication d'un processus standard, c'est-à-dire le plus établi, chaque industriel développent bien entendu ses propres variantes [10].

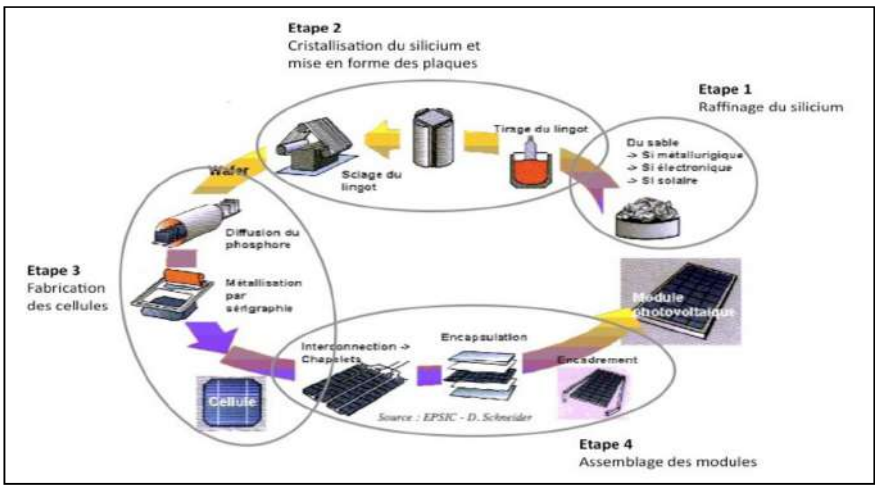


Figure I.11 : Enchaînement des étapes de fabrication d'un module photovoltaïque

Comme on le voit sur la figure (I.11), un certain nombre d'étapes est nécessaire pour passer du quartz au module photovoltaïque fini. Le raffinage du silicium se fait en deux phases : tout d'abord l'extraction du silicium du minerai de quartz, puis la purification de ce silicium par diverses techniques. Une fois purifié, il sera mis sous forme de plaques et rendu actif par une succession de traitements spécifiques. Les cellules photovoltaïques seront alors assemblées et montées dans des modules[10].

I.3.1 Raffinage du silicium (étape1)

En 2006, 93% du marché photovoltaïque était encore basé sur les technologies silicium (multi cristallin, monocristallin et ruban). Sur la base d'un besoin de 15t/MW, l'industrie photovoltaïque consommerait chaque année environ 40000 tonnes de silicium pour produire 5GW de panneaux photovoltaïques dont 90% à base de silicium. D'après l'US Geographical Survey, la production de silicium au niveau mondial a été d'environ 5 millions de tonnes en 2007 : la part de l'industrie photovoltaïque représente donc un peu moins de 1% de la production mondiale. L'obtention de ce matériau arrive en fin d'un processus de raffinage que l'on peut séparer en deux grandes étapes[10].

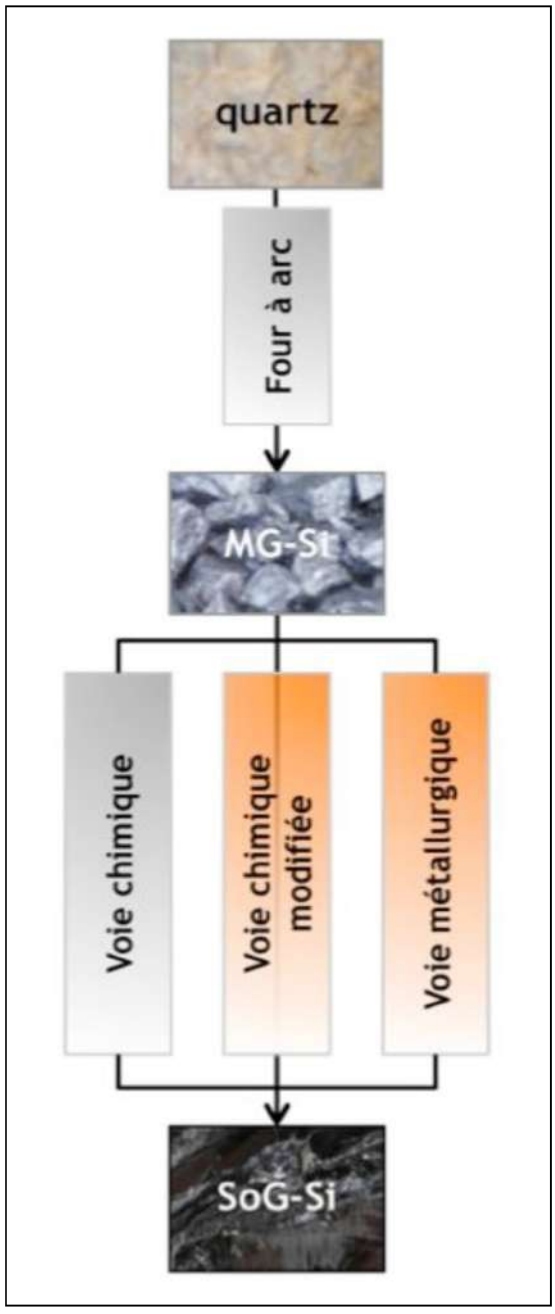


Figure II.12 Raffinage du silicium

La transformation du quartz en silicium de grade métallurgique ou MG-Si est réalisée dans un four à arc, outil typique de l'industrie métallurgique. La pureté du MG-Si est de l'ordre de 98 à 99%[10].

La deuxième transformation est une purification du silicium métal en silicium de grade solaire ou SoG-Si, d'une pureté de 99,9999%. La route traditionnelle, héritée de l'électronique, utilise des réacteurs chimiques pour synthétiser le silicium polycristallin ou poly-Si. De toute la chaîne de production des modules photovoltaïques, c'est l'étape la plus consommatrice en énergie. En raison du coût de cette étape et du fait qu'une pureté moindre peut-être tolérée, des techniques pour produire le silicium solaire à partir de nouveaux procédés chimiques mais aussi métallurgiques sont explorées[10].

I.3.1.1 De la silice au silicium métallurgique

Le silicium, deuxième élément de la croûte terrestre, est obtenu à partir de silice ou oxyde de silicium SiO2 contenu dans le quartz ou le sable, dont les réserves planétaires sont abondantes. Le silicium métal, environ 20% de la production mondiale de silicium, est utilisé principalement par l'industrie chimique et celle de l'aluminium pour les silicones et les alliages métalliques. Pour la filière solaire, il servira à la fabrication du silicium de qualité solaire. Les principaux fabricants sont Grupo Ferroatlantica SL, Globe Specialty Metals Inc., Elkem AS, Dow Corning Corp. et AMG Advanced Metallurgical Group NV[10].

I.3.1.2 Du silicium métallurgique au silicium solaire

Le silicium solaire (SoG-Si), ou silicium polycristallin (poly-Si) plus connu dans la filière électronique, est obtenu par la purification du silicium métallurgique et servira à la confection des lingots de silicium[10].

Il existe différents procédés de production de silicium de qualité solaire que l'on peut classer en deux grandes familles : la voie chimique et la voie métallurgique. Actuellement, la voie chimique occupe la quasi-totalité du marché avec deux procédés majoritaires à partir de trichlorosilane (75%) et de monosilane (25%). Elle nécessite une plus grande consommation d'énergie que la voie métallurgique, et présente l'inconvénient de la dangerosité liée à l'utilisation de produits chlorés. Elle permet d'obtenir un matériau d'une plus grande pureté, un des objectifs de la filière électronique pour laquelle elle a historiquement été développée[10].

a) Voie chimique : procédé Siemens

Cette famille de procédés est basée sur la forte attraction de l'atome de silicium Si pour les ions chlorures Cl-. Ils consistent à synthétiser des composés gazeux contenant du silicium, généralement des chlorosilanes, à les purifier par distillation puis à déposer le silicium polycristallin par décomposition thermique. Les principales variantes sont les routes trichlorosilane, monosilane et tétrachlorosilane[10].

Cette voie génère d'importants volumes de déchets chlorés et nécessite d'opérer sur des sites à grande capacité industrielle soumis à des exigences réglementaires sévères (sites Seveso en

UE). Plusieurs types de recyclage peuvent être mis en place, ils concernent les produits chimiques chlorés, l'hydrogène et la chaleur[10].

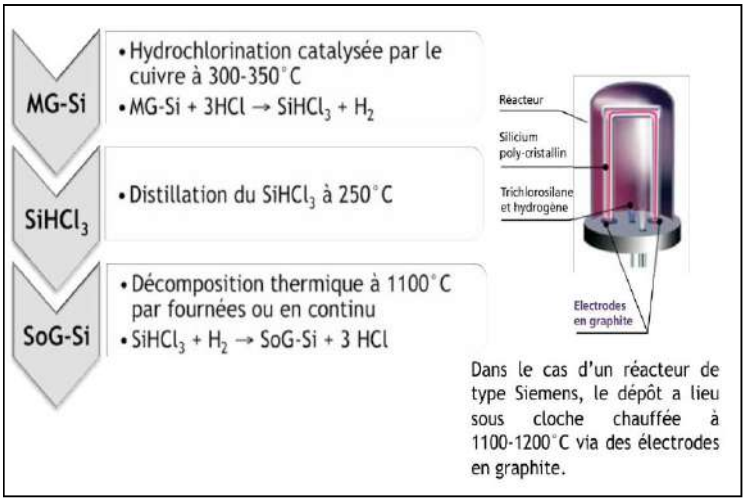


Figure I.13 : Procédé Siemens

Le procédé Siemens s'opère en trois étapes et génère un dégagement gazeux de trichlorosilane $SiHCl_3$. Son rendement est de 25%, pour une consommation énergétique d'environ 150 KWh EF/kg. C'est le procédé utilisé historiquement pour l'industrie électronique. Dans le procédé Siemens modifié, le dépôt est réalisé en continu dans un réacteur à lit fluidisé. Les grains de silicium sont formés sur des particules de silicium précurseur en suspension dans un mélange gazeux silane/hydrogène à 600-800°C, et sont récupérés par gravité en bas du réacteur. Cette dernière option présente l'avantage d'une consommation énergétique et d'un temps de dépôt réduits. Cette technique, initialement exclusive au monosilane, a été appliquée aux dépôts de silicium à base de trichlorosilane[10].

Autres procédés chimiques Il existe d'autres procédés de purification par voie chimique utilisant le chlore et qui diffèrent par quelques variantes [4]. Dans tous les cas, la première étape consiste à séparer le Si des impuretés métalliques en faisant réagir le MG-Si broyé avec du chlore Cl_2 ou du chlorure d'hydrogène HCl. A partir de cette interaction se forment des chlorosilanes de type $SiHCl_3$ ou $SiCl_4$ et des complexes chloro-métalliques comme $FeCl_3$, $AlCl_3$, BCl_3 faciles à éliminer. Les étapes suivantes permettent d'obtenir du Si pur à partir de silanes chlorés par des

méthodes de distillation, d'échange d'ions en sels fondus ou de pyrolyse selon les procédés. La route silane, la deuxième la plus répandue, met en œuvre la distillation triple du trichlorosilane pour synthétiser du monosilane SiH_4 dont le silicium est ensuite déposé par décomposition thermique. On peut citer aussi les procédés Wacker, Sundermayer, Chisso Corp. ou Bayer. Les sociétés qui cherchent actuellement à modifier la traditionnelle route chimique pour adapter le produit à la demande travaillent sur le réacteur de dépôt de silicium (dernière étape du processus). C'est le cas pour les sociétés Wacker, REC Silicon, MEMC, Solar Grade Silicon et Hemlock qui basculent sur la technologie à lit fluidisé en remplacement du réacteur Siemens. D'autres types de réacteurs sont aussi en cours de test, notamment le réacteur à espace libre de Joint Solar Silicon et le réacteur à filament modifié de Tokuyama[10].

b) Voie métallurgique : procédé Elkem

Tout l'enjeu de la voie métallurgique est de diminuer les coûts de production tout en garantissant une qualité suffisante pour les applications solaires. Plusieurs industriels et centres de recherche développent actuellement des procédés qui permettent de s'affranchir du passage par les composés gazeux, dans le but de réaliser une économie d'énergie. Les procédés métallurgiques consistent traditionnellement en une série de fusion et solidification successives permettant d'éliminer progressivement les impuretés. Selon les cas, des techniques particulières peuvent être employées[10].

Entre autres exemples, le projet européen SolSilc a réuni des laboratoires de recherche et des industriels de Suède, Norvège et des Pays-Bas autour de l'amélioration du procédé de réduction carbothermique à partir de matériaux très propres (quartz de haute pureté et noir de carbone) : le silicium solaire est cette fois obtenu directement à partir de quartz[10].

Le projet PhotoSil, porté par la société française Apollon Solar, rassemble les compétences du CEA-Liten, du CNRS et de FerroPem. Le procédé consiste à réaliser une première fusion solidification permettant de faire ségréger les impuretés métalliques beaucoup moins solubles dans le solide que dans le liquide ; les impuretés restantes (en particulier le bore) sont extraites ensuite par traitement du liquide avec un plasma réactif conduisant à la formation de composés volatils. Le développement a été validé début 2008 sur des lots de plus de 50 kg, et les rendements sur cellules ont été mesurés à 15% fin 2008[10].

c) Autres voies

Il existe encore d'autres voies de production du silicium solaire en cours de développement. On peut citer la fusion dans un faisceau électronique, le lessivage après réduction aluminothermique, l'électro-transport dans un champ magnétique, la voie électrochimique… et quelques initiatives comme la dissociation de nitrure de silicium dans un four solaire ou l'utilisation de paille de riz comme source de silice[10].

I.3.2 Fabrication des plaques photovoltaïques (étape 2)

Le silicium solaire ou polycristallin va être encore une fois fondu et ré-solidifié en lingots ou ruban dans lesquels seront découpées les plaques de silicium. Ces plaques subiront quant à elles des transformations qui leur permettront de convertir l'énergie lumineuse en énergie électrique. Puis elles seront reliées entre elles et protégées des intempéries dans un module photovoltaïque[10].

I.3.2.1 Cristallisation du silicium et mise en forme des plaques

Ce sont les dernières étapes de transformation du silicium avant la fabrication de la cellule photovoltaïque proprement dite. Le silicium va être purifié encore une fois, dopé uniformément et découpé en plaques une fois refroidi. La technique de cristallisation consiste à solidifier progressivement le silicium polycristallin fondu de manière contrôlée. C'est dans la charge de silicium en fusion que sera ajouté l'élément dopant, généralement du bore qui donne un dopage de type p. Le matériau présente au final un réseau cristallin, qui est un arrangement ordonné des atomes de silicium[10].

L'élimination des impuretés se fait par ségrégation. Plus solubles en phase liquide que solide, les impuretés vont migrer vers les zones se solidifiant en dernier. Dans le cas d'un refroidissement pas le bas, elles vont se concentrer sur le haut du lingot[10].

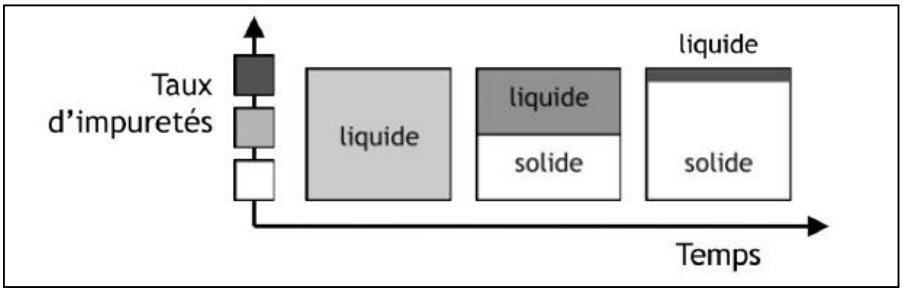


Figure I.14 : Mécanisme de ségrégation des impuretés lors de la cristallisation

En termes d'impuretés, on peut en distinguer :

Les métaux : Fe, Cr et Mn pour les plus gênants.

Les dopants : B, Ga, Al, As et P.

L'oxygène O, le carbone C et l'azote N.

Toutes dégradent à leur manière les performances de la cellule, généralement en formant des complexes qui réduisent la conductivité du matériau[10].

Pour la cristallisation, trois grandes voies sont possibles selon le choix technologique fait par le fabricant Le tirage Czochralski donne des lingots cylindriques de silicium monocristallin ou sc-Si, la solidification directionnelle donne des briques de silicium multi-cristallin ou mc-Si et les techniques de tirage de ruban donne du silicium multi-cristallin en ruban[10].

a) Silicium monocristallin (Sc-Si)

Ce matériau est constitué d'un seul cristal, sa couleur est unie, grise. Il est obtenu par croissance ou étirage d'un lingot cylindrique à partir d'un monocristal « souche » selon le procédé Czochralski ou CZ. Les cellules finales ont un des meilleurs rendements, autour de 15%, la contrepartie est une plus grande dépense énergétique pour sa mise en forme[10].

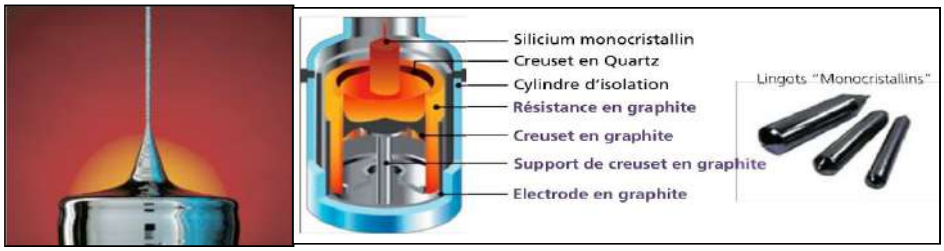


Figure I.15 tirage de lingots

b) Silicium multi-cristallin (mc-Si)

Ce matériau de couleur grise est constitué d'une mosaïque de cristaux monocristallins de silicium, d'orientation et de tailles différentes. Il est obtenu par coulage en lingotière dans laquelle s'opère un refroidissement lent, de l'ordre de quelques dizaines d'heures. Sa mise au point est moins énergivore, et le rendement final des cellules est d'environ12%[10].

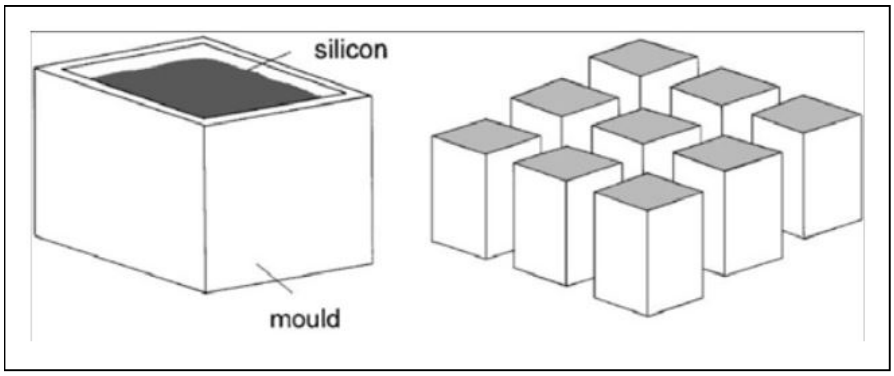


Figure I.16 : Mise en forme des lingots de silicium multi cristallin

Les lingots monocristallins et les briques multi cristallines sont ensuite découpés en tranches par une scie à fil, à une épaisseur d'environ 250 µm. L'opération est réalisée en présence de slurry, une solution organique contenant des abrasifs en suspension. Il faut souligner une perte importante de matériau lors du sciage (30 à 40% non recyclé) [10].

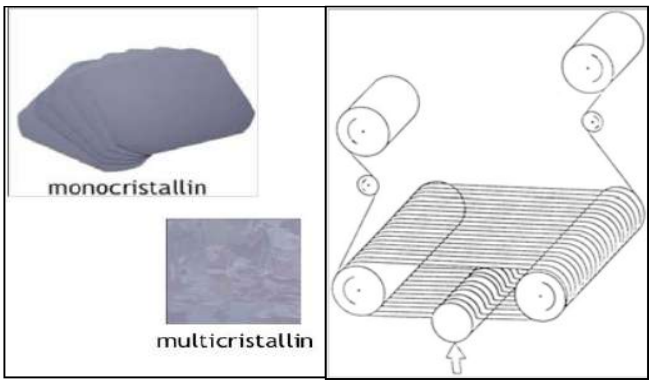


Figure I.17 : Plaques de silicium cristallin et scie à fil

c) Silicium multi cristallin en ruban

Cette dernière option technologique combine les étapes de cristallisation et de mise en forme du silicium, et présente l'avantage de minimiser la perte matière. Il est obtenu par entraînement d'un ruban de silicium sur un support plan ou tubulaire à partir d'un bain de silicium fondu[10].

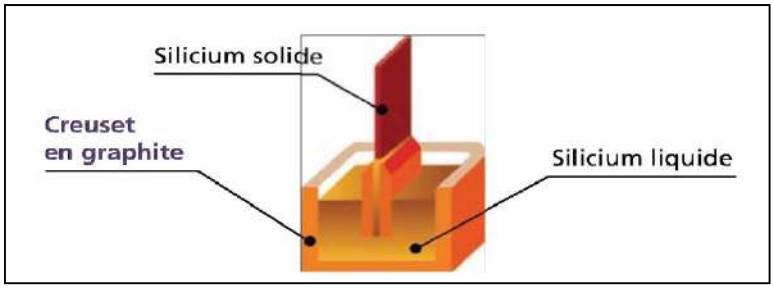


Figure I.18 : Etirage d'un ruban de silicium

I.3.3 Fabrication des cellules (étape 3)

La particularité des cellules au silicium réside dans le fait que le substrat et l'élément actif sont un seul et même matériau, ceci grâce au coût raisonnable du silicium par rapport aux autres matériaux semi-conducteurs. Une fois les plaques découpées vient la fabrication des cellules, qui va permettre d'exploiter les propriétés de semi-conducteur du silicium et de transformer l'énergie lumineuse captée en énergie électrique[10].

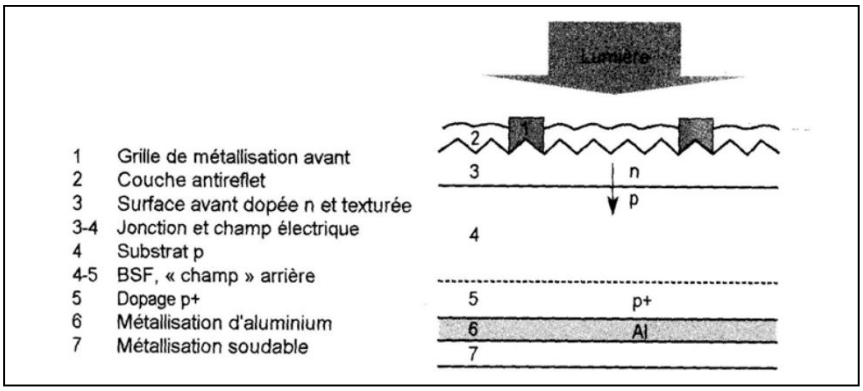


Figure I.19 : Empilement des couches d'une cellule photovoltaïque

Toute l'astuce réside dans le fait de forcer les électrons à s'écouler dans l'électrode plutôt que de se recombiner avec des atomes chargés positivement au sein du matériau. Cela nécessite la présence d'un champ électrique permanent interne au matériau. Pour cela, on crée deux zones : une zone p chargée positivement et une zone n chargée négativement, qui vont former une jonction p-n. Cette jonction assure la fonction de diode en ne permettant le passage du courant que dans un sens, et oriente de ce fait le déplacement des électrons[10].

I.3.4 Assemblage des modules (étape 4)

La fonction des modules est de protéger les cellules du milieu extérieur et de faciliter leur mise en œuvre, tout en limitant le plus possible les pertes optiques et les baisses de rendement dues à l'échauffement des cellules en fonctionnement[10].



Figure I.20 : Assemblage des modules photovoltaïques

I.3.4.1Tableaux récapitulatif

Tableau I.2 : Comparatif des technologies de fabrication

Matériau	Rendement	Longévité	Caractéristiques	Principales utilisations
Silicium monocristallin	12 à 18% *(24,7% en laboratoire)*	20 à 30 ans	-Très performant. - Stabilité de production d'W. - Méthode de production coûteuse et laborieuse.	Aérospatiale, modules pour toits, façades.
Silicium poly cristallin	11 à 15% (19,8% en laboratoire)	20 à 30 Ans	-Adapté à la production à grande échelle. - Stabilité de production d'W. - Plus de 50% du marché mondial.	Modules pour toits, façades, générateur.
Silicium amorphe	5 à 8% (13% en laboratoire)	5 à 10 ans	-Peut fonctionner sous la lumière fluorescente. - Fonctionnement si faible luminosité. - Fonctionnement par temps couvert. - Fonctionnement si ombrage partiel - La puissance de sortie varie dans le temps. En début de vie, la puissance délivrée est de 15 à 20% supérieure à la valeur nominale et se stabilise après quelques mois.	Appareils électroniques (montres calculatrices…), intégration dans le bâtiment
Composite Monocristallin (GaAs)	18 à 20% (27.5% en laboratoire)		-Lourd, fissure facilement	Systèmes de concentrateurs Aérospatiale (satellites)
Composite poly cristallin (CdS, CdTe, CulnGaSe2, etc.)	8% (16% en laboratoire)		-Nécessite peu de matériaux mais certains contiennent des substances polluantes	Appareils électroniques (montres, calculatrices…), intégration dans le bâtiment

I.3.4.2 Composition d'un module

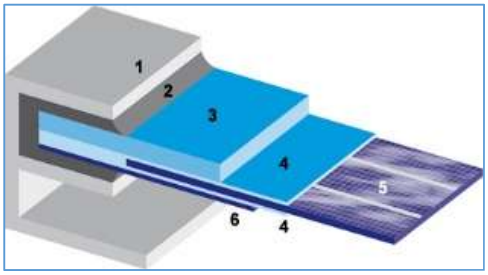


Figure I.21 : composition d'un module photovoltaïque

- (1 et 2) cadre de support et joint d'étanchéité.
- (3) plaque de verre extra claire (favorisant la transmission lumineuse).
- (4) deux couches d'Ethylène-Acétate de Vinyle (EVA) qui enrobent les cellules assurant leur protection contre les intempéries et l'humidité.
- (5) différents strings de cellules.
- (6) feuille de tedlar (ou éventuellement du verre) comme face arrière du module. Ce polymère à haute résistance aux UV et à la haute température assure au module sa résistance mécanique face aux chocs externes (vent, transport,…).

Partie B : éolienne

L'énergie éolienne est une énergie renouvelable favorisant la diversification et l'indépendance énergétique de notre pays. C'est une énergie propre qui ne produit pas de gaz à effet de serre. Elle utilise des machines dont le cycle de vie est favorable au respect de l'environnement : matériels restituant en quelques mois l'énergie utilisée pour leur fabrication, matériaux recyclables, démantèlement réalisable à tout moment et en quelques jours, assurant une totale remise en état du site. C'est une énergie décentralisée plus proche des consommateurs. L'Algérie possède un potentiel immense en énergie renouvelable qui lui permet de diversifier ses sources énergétiques[11]

I4.1 Le vent

L'air dont se compose l'atmosphère, exerce sur la terre une pression, appelée pression atmosphérique. Sur la surface de la terre, la pression atmosphérique n'est pas la même partout. Il existe des secteurs où règnent une basse pression et des secteurs où règne une haute pression. L'air froid, plus lourd, descend, créant une zone de haute pression (HP). Inversement, l'air chaud, plus léger, monte naturellement dans les couches hautes de l'atmosphère avec pour conséquence la création d'une zone de basse pression (BP). La différence de pression entre ces deux masses d'air est à l' origine du vent. L'air contenu dans la haute pression a tendance à s'engouffrer dans la basse pression qui l'avoisine.

Le vent provient du déplacement d'une masse d'air de la haute vers la basse pression. Plus la haute pression est proche de la basse pression, plus le vent est fort.

I.4.2 La mesure de la vitesse du vent

La mesure de la vitesse du vent se fait le plus souvent par l'emploi d'un anémomètre à coupelles. Un tel anémomètre est muni d'un rotor de trois coupelles qui, sous l'effet du vent, se met à tourner autour d'un axe vertical. La vitesse de rotation est enregistrée électroniquement. En général, l'anémomètre est également doté d'une girouette indiquant la direction du vent. Au lieu de coupelles, l'anémomètre peut être muni d'une hélice, une solution qui est cependant assez rare.[12]



Figure I.22 anémomètre



Figure I.23 girouette

I.4.3 La rose des vents

Les mesures de vent peuvent être présentées à l'aide d'une rose des vents. Elle est un peu comme un compas de navigation qui divise l'horizon en secteurs angulaires. Pour chaque secteur, sont présentés :[12]

- La fréquence du vent, c'est à dire le pourcentage du temps durant lequel le vent souffle dans ce secteur.
- La vitesse moyenne du vent multiplié par sa fréquence.
- La puissance disponible dans le vent.

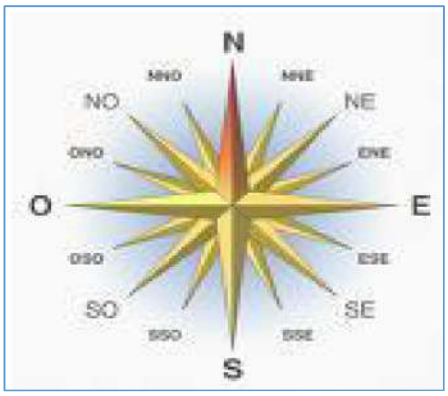


Figure I.24 rose des vents

Les roses des vents diffèrent d'une région à une autre. Elles constituent en fait une sorte d'empreinte climatologique. [12]

Pour deux régions avoisinantes elles sont souvent très similaires. Pour cette raison, ce sera souvent suffisamment sûr de déterminer les directions du vent en interpolant les roses établies pour les villes voisines ; c.-à-d. en prenant la moyenne des résultats enregistrés. Cependant, de telles estimations s'avéreront souvent insuffisantes s'il s'agit de terrains complexes (régions montagneuses et côtières, entre autres). [12]

Dans tous les cas, la rose des vents indique la distribution relative des directions du vent et non pas la vitesse réelle de ce dernier[12]

I.5.1 Classification des éoliennes

On classe les éoliennes, en général, selon l'axe de rotation

I.5.1.1 Eoliennes à axe horizontal

La plupart des éoliennes modernes utilisent ce principe, avec un nombre de pales variant. On les distingue par le nombre de leurs pales : quadri pale, tripale, bipale,... il existe même des mono pales (avec un contrepoids). Parmi cette catégorie, on distingue :[13]

a)Les éoliennes lentes :

Ce type d'éolienne possède un grand nombre de pales, cela facilite évidemment le démarrage grâce à son couple élevé. Mais cela constitue un inconvénient lorsque la vitesse s'accroit à cause des vibrations. Ces éoliennes ne peuvent pas atteindre des vitesses élevées. [13]

Ces éoliennes sont utilisées comme des aéromoteurs notamment pour le pompage.

b) Les éoliennes rapides :

A l'inverse des éoliennes lentes, les éoliennes rapides (les mono pales, les bipales, et les tripales) doivent parfois être lancées par un moteur électrique ; cependant, une fois lancées, elles rendent l'énergie consommée au démarrage[13]

Si la vitesse du vent est élevée les vibrations sont trop importantes et risque de briser les pales, pour cela l'éolienne est freinée puis arrêtée à une vitesse de l'ordre de 20 à 25 m/s. Ces éoliennes rapides conviennent mieux à la production d'électricité. [13]

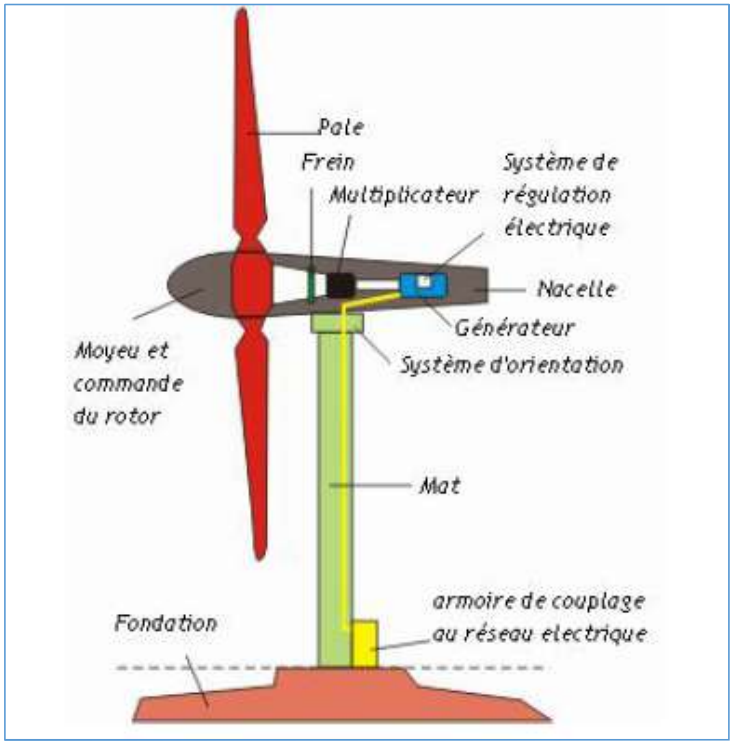


Figure I.25 éolienne à axe horizontal

C'est ce type d'éolienne qui fait l'objet de ce travail, et dont l'objectif est l'étude de l'hélice du point de vue dynamique et aérodynamique[13]

I.5.1.2 Eoliennes à axe vertical (Perpendiculaire au vent)

Ce type d'éolienne est caractérisé par son axe vertical. Il utilise le principe de fonctionnement omnidirectionnel, qui a l'avantage de capter les vents d'où qu'ils viennent, sans besoin de mécanisme d'orientation. [13]

Un autre avantage dans ce type d'éolienne est la taille des pales, qui n'est pas aussi contraignante, comparée à celle du type à axe horizontal.

Plusieurs modèles d'éoliennes à axe vertical ont été conçus, mais les deux modèles les plus célèbres sont ceux de Darrieus et de Savonius. [13]

Tous les modèles de cette catégorie sont restés au stade du prototype, car elles ne sont pas rentables actuellement, mais tous témoignent d'ingéniosité. [13]

Avec la faillite du dernier fabricant, Flowind (USA), les éoliennes à axe vertical ne sont pratiquement plus fabriquées aujourd'hui, mais elles feront encore rêver longtemps les ingénieurs car leur simplicité est attrayante. [13]

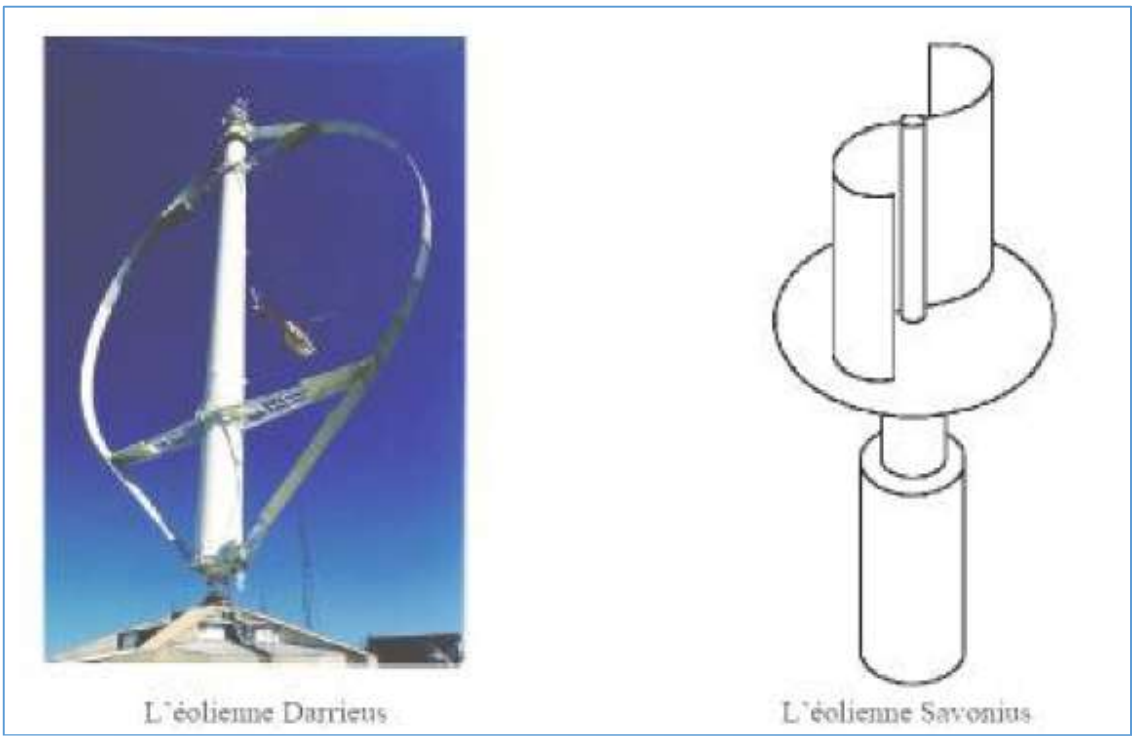


Figure I.26 éolienne à axe verticale

I.6.1 Principe de fonctionnement

Une éolienne ou aérogénérateur utilise la force du vent pour actionner les pales d'un rotor. L'énergie mécanique produite par la rotation des pales est transformée en énergie électrique grâce à un générateur. Une éolienne se compose d'un mât pouvant mesurer de 10 à 100m de haut selon la puissance de la machine. Sur le mât est installée une nacelle renfermant la génératrice électrique qui est entraînée par un rotor de deux ou trois pales mesurant entre 5 et 80m de diamètre.[14]

La puissance d'une éolienne peut aller jusqu'à 3 MW (prochainement 4 à 5 MW). Une éolienne fonctionne uniquement lorsqu'il y a du vent. Elle tourne en effet lorsque la vitesse du vent s'établit entre 15 et 90 km/h, vitesse au-delà de laquelle l'éolienne s'arrête automatiquement pour

des raisons de sécurité. Dans la plupart des cas, l'électricité ainsi produite est acheminée par un câble électrique souterrain jusqu'au poste de livraison[14]

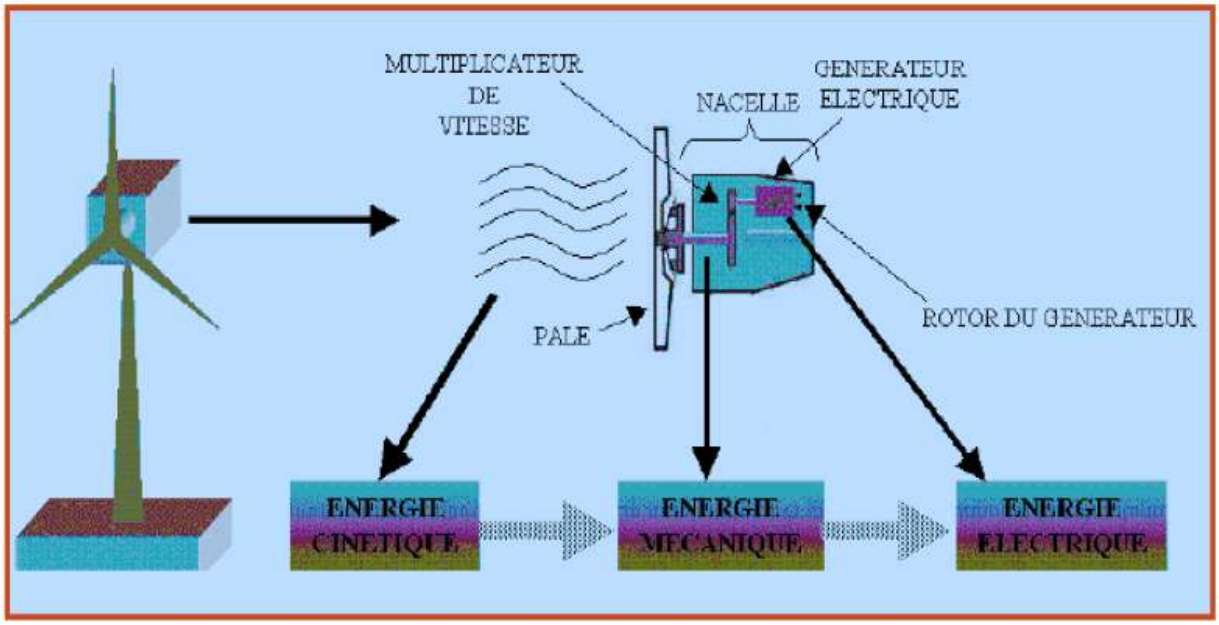


Figure I.27 Schéma de principe de conversion de l'énergie éolienne.

I.6.2 Puissance d'une éolienne en fonction de la vitesse du vent

La figure (Fig. I.28) donne la courbe de puissance d'une éolienne en fonction de la vitesse du vent. Après une partie (A) où aucune puissance n'est délivrée pour des vitesses du vent inférieures à la vitesse du démarrage V_v^{min} une section de fonctionnement normal existe. Si on extrait alors la puissance maximale de la turbine celle-ci évolue alors selon le cube de la vitesse du vent (B). Quand la puissance nominale P_n est atteinte, elle doit être limitée (C). Au-delà d'une certaine limite de vitesse du vent la turbine doit être arrêtée[14]

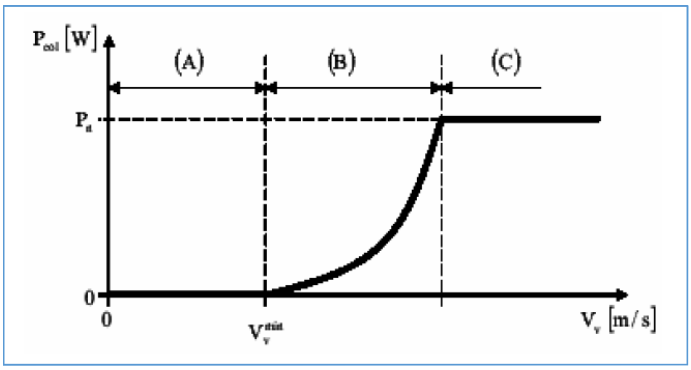


Figure I.28 Courbe de la puissance éolienne en fonction de la vitesse du vent

Il existe quatre voies principales pour limiter la puissance éolienne dans le cas de fortes valeurs du vent. La première est une technique active assez coûteuse et complexe appelée système à pas variable « pitch » : elle est donc plutôt utilisé sur les systèmes à vitesse variable de moyenne à fortes puissances (quelques centaines de kW). Elle consiste à régler mécaniquement la position angulaire des pales sur leur axe ce qui permet de décaler dynamiquement la courbe du coefficient de puissance de la voilure. La seconde technique est passive « stall ». Elle consiste à concevoir la forme des pales pour obtenir un décrochage dynamique du flux d'air des pales à fort régime de vent. Il existe aussi des combinaisons des deux technologies précédemment citées. La troisième façon de limiter la puissance est la déviation de l'axe du rotor dans le plan vertical (un basculement de la nacelle) ou une déviation dans le plan horizontal (rotation autour de l'axe du mat). Ainsi, la turbine n'est plus face au vent et la surface active de l'éolienne diminue[14]

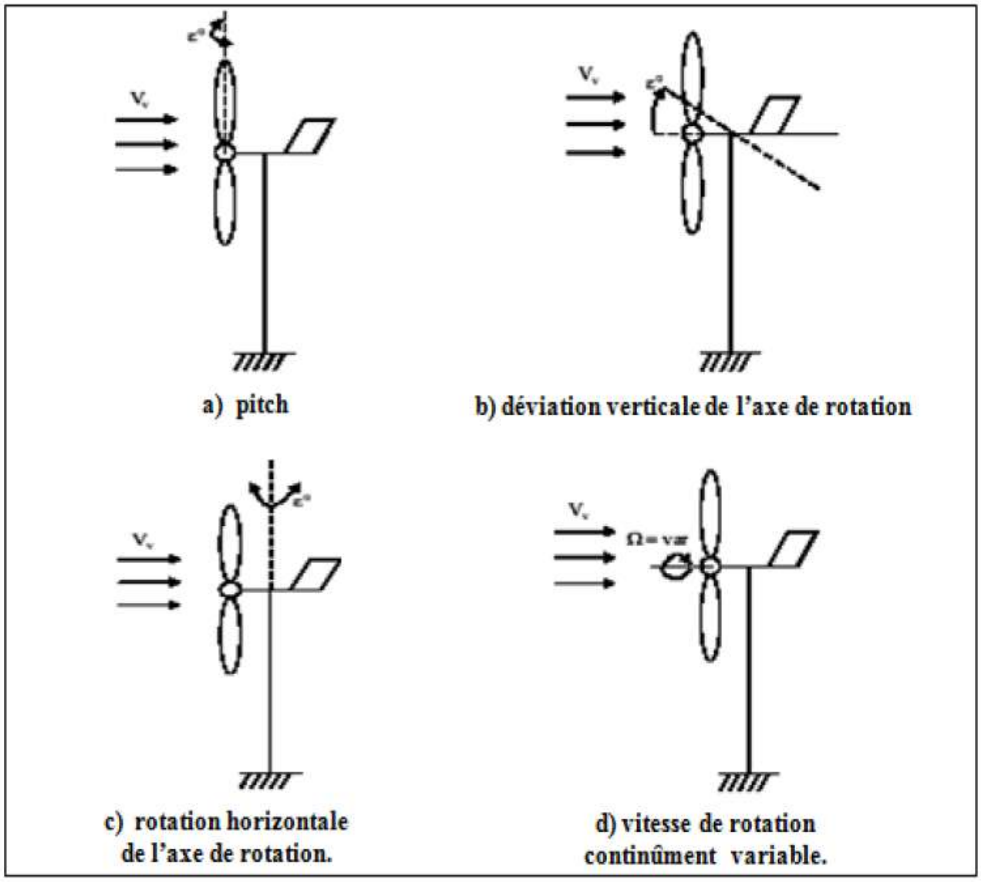


Figure I.29 Limitation de puissance éolienne.

La dernière famille qui permet la régulation de la puissance éolienne consiste à faire varier la vitesse de rotation : Par le biais de la génératrice accouplée à une chaîne de conversion statique pilotée pour gérer le transfert d'énergie, la vitesse de rotation peut être pilotée selon le point de fonctionnement souhaité. Le plus souvent, dans les turbines classiques à axe horizontal, le dispositif de réglage à fréquence variable est associé à un réglage mécanique (pitch ou stall) [14]

I.7 Différents types de génératrices rencontrées

I.7.1 Génératrice à courant continu

Ce type de machine n'est utilisé que sur les éoliennes de très faible puissance (inférieur à 500W) pour charger des batteries et alimenter des installations de type station de mesure [14]

I.7.2 Génératrice synchrone

Ce type de machine est utilisé dans la plupart des procédés traditionnels de production d'électricité, notamment dans ceux de très grande puissance (centrales thermiques, hydrauliques ou nucléaires). Les générateurs synchrones utilisés dans le domaine éolien, ceux de 500 kW à 2 MW sont bien plus chers que les générateurs à induction de la même taille. De plus, lorsque ce type de machine est directement connecté au réseau, sa vitesse de rotation est fixe et proportionnelle à la fréquence du réseau. En conséquence de cette grande rigidité de la connexion générateur-réseau, les fluctuations du couple capté par l'aéro-turbine se propagent sur tout le train de puissance, jusqu'à la puissance électrique produite. C'est pourquoi, les machines synchrones ne sont pas utilisées dans les aérogénérateurs directement connectés au réseau. Elles sont par contre utilisées lorsqu'elles sont connectées au réseau par l'intermédiaire de convertisseurs de puissance. Dans cette configuration, la fréquence du réseau et la vitesse de rotation de la machine sont découplées. Cette vitesse peut par conséquent varier de sorte à optimiser le rendement aérodynamique de l'éolienne et amortir les fluctuations du couple dans le train de puissance [14]

I.7.3 Génératrice asynchrone

Les machines électriques asynchrones sont les plus simples à fabriquer et les moins coûteuses. Elles ont l'avantage d'être standardisées, fabriquées en grande quantité et dans une très grande échelle de puissances. Elles sont aussi les moins exigeantes en termes d'entretien et présentent un taux de défaillance très peu élevé. [14]

La constitution du stator est la même que pour la machine synchrone et le rotor comporte soit un système d'enroulements triphasés (si le stator est triphasée lui aussi) ou une cage d'écureuil en court-circuit [14]

I.7.4 Synthèse des différentes éoliennes

Tableaux I.3 Capacité de réglage des différentes éoliennes [14]

Type d'éolienne	Interface réseau	Moyen de contrôle	Fonctionnement possible	Services système
MAS vitesse fixe	-Facultatif. -Gradateur. -Bancs de condensateurs.	-Pitche contrôle.	-Contrôle P approximatif -Contrôle Q aproximatif si condensateur.	Non
MADA Vitesse variable	-Convertisseur électrique AC/AC au rotor (AC/DC puis DC/AC).	-Pitch contrôle. -Couple géneratrice.	-Contrôle de P. -Contrôle de Q.	Participation limitée au : -Réglage de la fréquence. -Réglage de la tension tant qu'il y a du vent.
MSAP Vitesse variable	-Convertisseur électrique AC/AC au rotor (AC/DC puis DC/AC).	-Pitch contrôle (au stall). -Couple géneratrice.	-Contrôle de P. -Contrôle de Q. -Fonctionnement en isolé.	-Réglage de la fréquence. -Réglage de la tension tant qu'il y a du vent.

Tableaux I.4 Avantage et inconvénient des différentes éoliennes [14]

Type d'éolienne	Avantages	Inconvinients
MAS vitesse fixe	- Machine robuste. - Faible coût. - Pas d'élctronique de puissance.	-Puissance extraite non optimasée. -Maintenance de la boîte de vitesse. -Pas de contrôles de l'énergie réactive. -Magnétisation de la machine imposée par le réseau.
MADA Vitesse variable	-Fonctionnement à vitesse variable. -Puissance extraite optimisée. -Electronique de puissance dimensionnée à 30% de la puissance nominale. -Machine standard. -Une magnétisation de la machine gérée en cas de défaut sur le réseau.	-Maintenance de la boite de vitesse. -Prix de l'électronique de puissance. -Contrôle – commande complexe. -Contact glissant bagues-balais.
MSAP Vitesse variable	-Fonctionnement à vitesse variable sur toute la plage de vitesse. -Puissance extraite optimisée pour les vents faibles. -Connexion de la machine facile à gérer. -Possibilité d'absence de boite de vitesse.	-Prix de l'électronique de puissance. -Machine spécifique. -Grand diamètre de machine. -Electronique de puissance dimensionnée pour la puissance nominale de la génératrice.

I.7.5 Application des éoliennes

Un système éolien peut être utilisé en trois applications distinctes

- Systèmes isolés.
- Systèmes hybrides.
- Systèmes reliés au réseau.

Les systèmes obéissent à une configuration de base : ils ont besoin d'une unité de contrôle de puissance et, dans certains cas, d'une unité de stockage [14]

I.7.5.1 Systèmes Isolés

L'énergie éolienne est aussi utilisée pour fournir de l'énergie à des sites isolés, par exemple pour produire de l'électricité dans les îles, pour le pompage de l'eau dans des champs, ou encore pour alimenter en électricité des voiliers, des phares et des balises. [14]

Les systèmes isolés en général, utilisent quelque forme de stockage d'énergie. Ce stockage peut être fait par des batteries : il faut alors un dispositif pour contrôler la charge et la décharge de la batterie. Le contrôleur de charge a comme principal objectif d'éviter qu'il y ait des dommages au système de batterie par des surcharges ou des décharges profondes. [14]

Pour l'alimentation d'équipements qui opèrent avec un réseau alternatif (AC), il est nécessaire d'utiliser un onduleur. [14]

I.7.5.2 Systèmes Hybrides

Les systèmes hybrides sont ceux qui présentent plus d'une source d'énergie comme, par exemple, turbines éoliennes, génératrices Diesel, modules photovoltaïques, entre eux. L'utilisation de plusieurs formes de génération d'énergie électrique augmente la complexité du système et exige l'optimisation de l'utilisation de chacune des sources. Dans ces systèmes, il faut réaliser un contrôle de toutes les sources pour maximiser la livraison de l'énergie à l'utilisateur. [14]

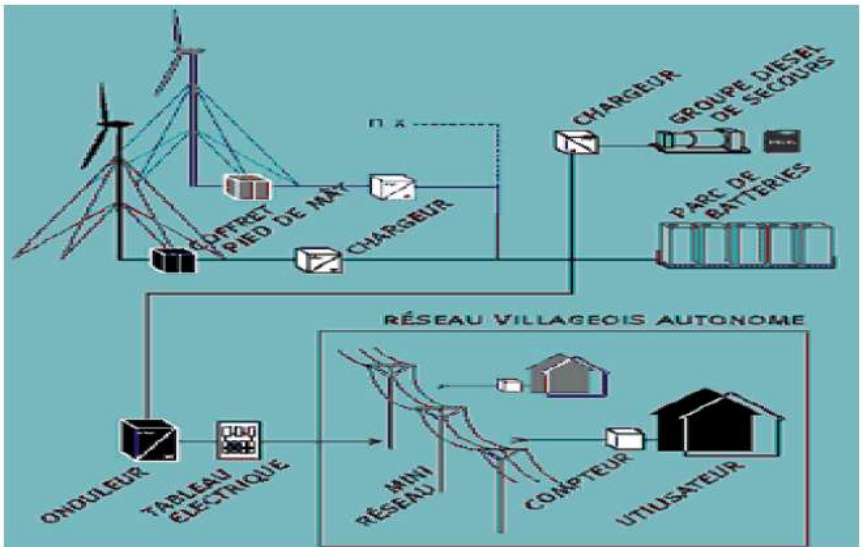


Figure I.30 Exemple d'un système hybride

En général, les systèmes hybrides sont employés dans des petits systèmes destinés à desservir un nombre plus grand d'utilisateurs. Pour travailler avec des charges à courant alternatif, le système hybride aussi a besoin d'un onduleur[14]

I.7.5.3 Systèmes Liés au Réseau

Les systèmes liés au réseau n'ont pas besoin de systèmes de stockage d'énergie ; par conséquent, toute la génération est livrée directement au réseau électrique. Les systèmes éoliens liés au réseau nécessitent un convertisseur statique. [14]

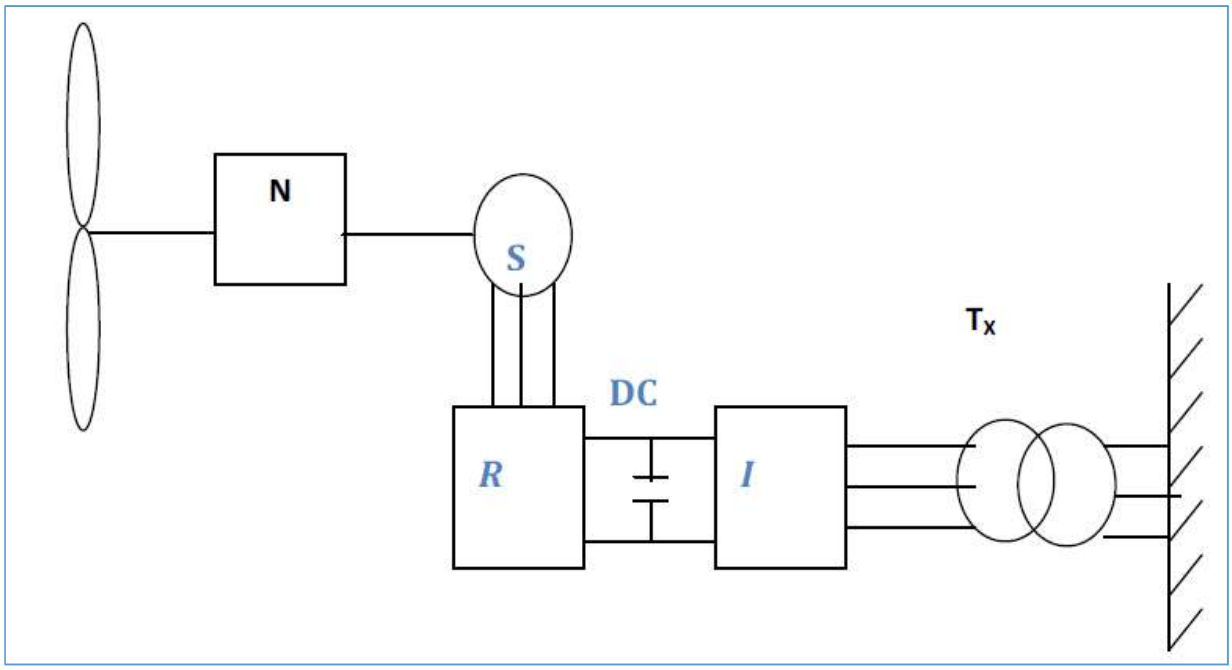


Figure I.31 Projet simplifié du générateur d'une turbine éolienne à vitesse variable

I.8 conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté les bases indispensables à la compréhension du sujet. Nous avons rappelé quelques notions sur le rayonnement solaire, leurs différents types et leurs applications dans le domaine photovoltaïque,

Ainsi nous avons cité les différentes technologies photovoltaïques et leurs méthodes de fabrication et leur rendement, l'assemblage des panneaux solaires, un comparatif sur les différentes technologies des panneaux solaires photovoltaïques

Les éoliennes présentent une source d'énergie parmi les plus propres et les désagréments qu'elles peuvent présenter sont facilement évitables si elles font l'objet d'une gestion précise et intelligente. Pour les constructeurs d'éoliennes, l'objectif principal des activités de recherches et de développement est de continuer d'améliorer le rapport entre le coût et la performance des éoliennes. Un bon dimensionnement et un bon choix du matériel garantissent le bon fonctionnement de l'installation, sa durée de vie et sa rentabilité.

L'électricité à produire doit répondre aux besoins des populations. Ainsi après une analyse de la demande en énergie. Un pré-dimensionnement sommaire de l'aérogénérateur peut être effectué en vue de définir les caractéristiques générales de l'équipement susceptible d'être installé. Il sera nécessaire de procéder à :

- L'évaluation du potentiel éolien.
- L'identification précise des besoins en énergie et en puissance de l'utilisateur.
- La détermination de taille de l'éolienne ou de l'aérogénérateur et de ces composants à installer.
- L'estimation du montant global d'investissement et des coûts d'exploitation.

Une brève description du domaine des énergies renouvelables a été présentée dans ce chapitre. Dans ce contexte, quelques notions principales sur la technologie éolienne ont été données concernant principalement, la conception, les différents types d'éoliennes utilisés et la classification des éoliennes.

En fin, on a terminé ce chapitre par un état de l'art sur les configurations électriques utilisées et leurs influences sur le fonctionnement des aérogénérateurs ainsi que la synthèse des différentes éoliennes et leurs applications.

Chapitre II

L’automate de gestion

II Introduction

Le produit BP-GM est un automate de gestion d'énergie avec acquisition de données pouvant être utilisé dans des systèmes à énergie solaire photovoltaïque ou autres (groupe électrogènes, aérogénérateurs, automatismes divers).

Son enveloppe en plastique au format modulaire (6 modules de largeur 17,5 mm) permet une intégration simple dans les coffrets de protections standards.

La présence d'un afficheur et d'un mini-clavier à 3 touches permet de visualiser les différents états de fonctionnement, les paramètres d'entrée et de sortie et d'assurer une très bonne interface homme/machine.

II.1.1 présentation

Le BP-GM s'intègre dans un dispositif complet de gestion des générateurs photovoltaïques comprenant d'autres produits et logiciels développés par Apex BP Solar :

- des relais de commutation statique 35A modulaire (BP-RLS),
- un logiciel d'acquisition de données, de configuration du BP-GM et surtout d'expertise du fonctionnement du générateur. Cette analyse du fonctionnement est effectuée sur la base des données (mesures) réalisée par le BP-GM.

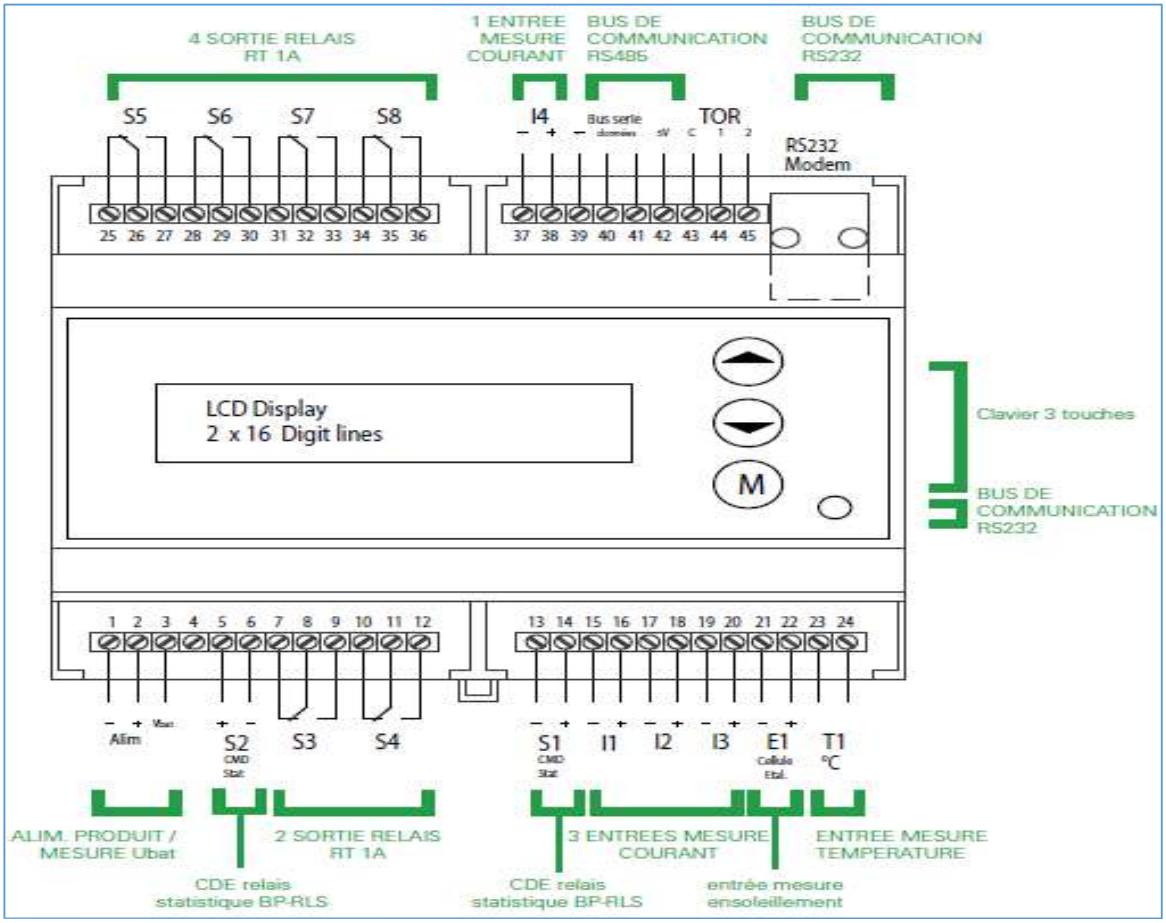


Figure II.1 schéma synoptique de l'automate de gestion

II.1.2 Alimentation

L'automate BP-GM peut être alimenté par trois niveaux de tension : 12, 24 et 48V DC.

La sélection de la tension d'alimentation nécessite les 2 actions suivantes :

- sélection de la tension dans le menu « Configuration » ou par Datapex.
- positionnement du jumper situé sur la carte de circuits imprimés à l'arrière du bornier inférieur gauche.

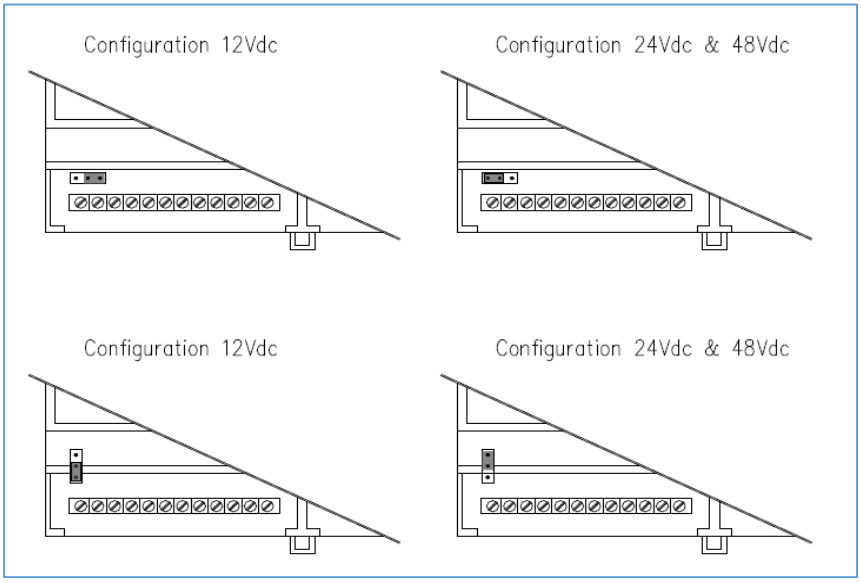


Figure II.2 configuration de niveaux de tension

II.2 Description physique

L'automate de gestion avec acquisition de données possède :

- 8 voies de sorties
- 7 voies de mesure analogique,
- 2 voies d'entrée numérique,
- 2 ports de communication RS 232,
- 1 port de communication I2C

II.2.1 Les voies de régulation

L'automate BP-GM possède 8 voies de régulation dont les caractéristiques sont :

- 1 voie (S1) dédiée uniquement au pilotage de relais statique externe (BP-RLS) d'Apex BP Solar,

- 1 voie (S2) dédiée au pilotage de relais statique externe (BP-RLS) d'Apex BP Solar sur les bornes 5 (+) et 6 (-). La voie S2 peut exceptionnellement être modifiée en usine pour fournir une sortie sur mini relais interne NO/NF 1A.
- 6 voies de sorties (S3 à S8) sur mini relais interne NO-NF 1A exclusivement.

Par ailleurs, le BP-GM possède un catalogue interne de fonctions de gestion d'énergie. A chaque voie de sortie (S1 à S8) peut être affectée une fonction d'automatisme quelconque disponible dans le catalogue des fonctions. Des fonctions similaires peuvent être affectées à plusieurs sorties.

II.2.2 Les voies de mesure (analogiques et numériques)

Le boîtier BP-GM possède :

- 1 voie dédiée à la mesure de la tension batterie soit directement sur les bornes d'alimentation (cas le plus fréquent) soit entre la masse (1) et la borne Vbat (3) dans le cas où la tension d'alimentation ne correspond pas à la tension batterie (en option moyennant modification du BP-GM)
- 4 voies de courant (I1 à I4) sur shunts externes 0-100mV, dédiées :
  - I1 = courant panneaux PV
  - I2 = courant production auxiliaire (Groupe électrogène)
  - I3 = courant utilisation 1 (principale)
  - I4 = courant utilisation 2 (secondaire)

- 1 entrée de mesure de température (T1) sur sonde externe de type PT1000
- 1 entrée de mesure de l'ensoleillement (E1) sur cellule de référence BP Solar.
- 2 entrées sur signal numérique Tout Ou Rien – contact sec (TOR 1 et 2 – bornes 43,44 et 45)

Ces entrées peuvent être configurées en :

- Compteur de la durée du contact à l'état ouvert (TpO),
- Compteur de la durée du contact à l'état fermé (TpF),
- Compteur du nombre d'impulsions d'ouverture du contact (ImO),
- Compteur du nombre d'impulsions de fermeture du contact (ImF).

De façon exceptionnelle (en option moyennant modification en usine), la borne43 (commun) peut être utilisée comme une 3° entrée numérique avec référence des signaux par rapport à la masse (1).

II.3 mode de communication

II.3.1 face avant

L'automate BP-GM possède deux modes de fonctionnement :

Un mode "Exécution" et un mode "Dialogue"

II.3.1.1 mode Exécution

BP-GM réalise en permanence l'ensemble des fonctions de gestion d'énergie, mesure et mémorise les différentes grandeurs physiques du système. Les informations relatives à l'état des fonctions et des mesures, donc à l'état de votre système de production d'énergie sont indiquées en clair par l'afficheur à cristaux liquides (2 lignes x 16 caractères). De façon générale, l'afficheur LCD indique :

- sur la première ligne : le comportement du système (état des fonctions programmées),

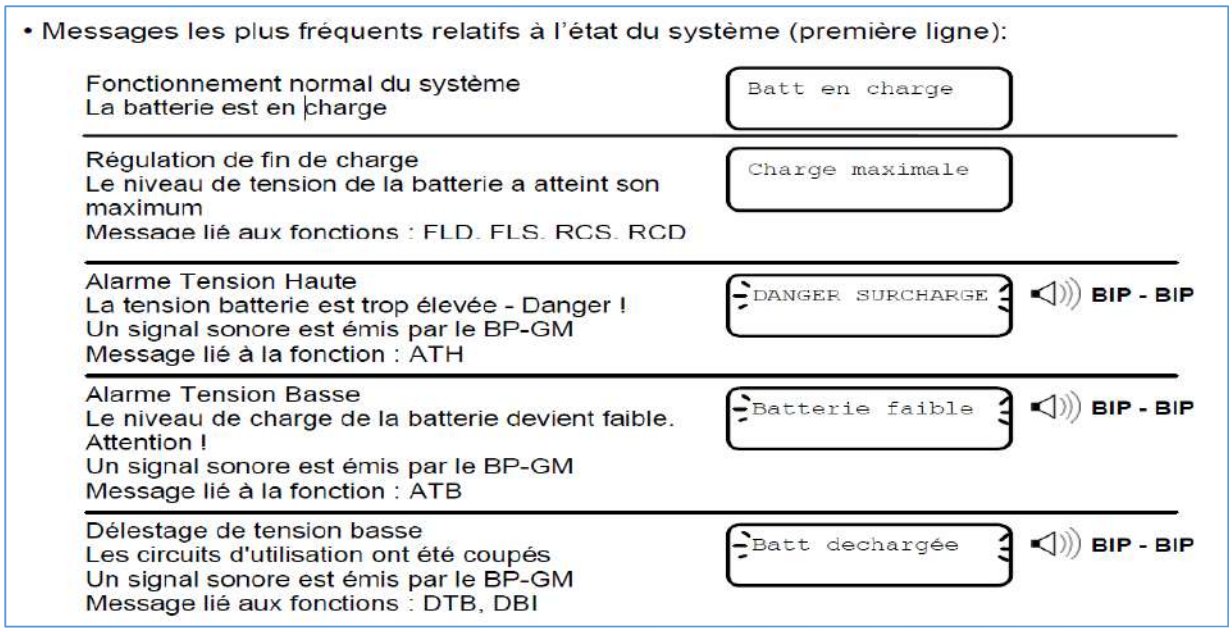


Figure II.3 messages les plus fréquents 1ère ligne

- sur la deuxième ligne : les mesures instantanées réalisées ainsi que les valeurs cumulées.

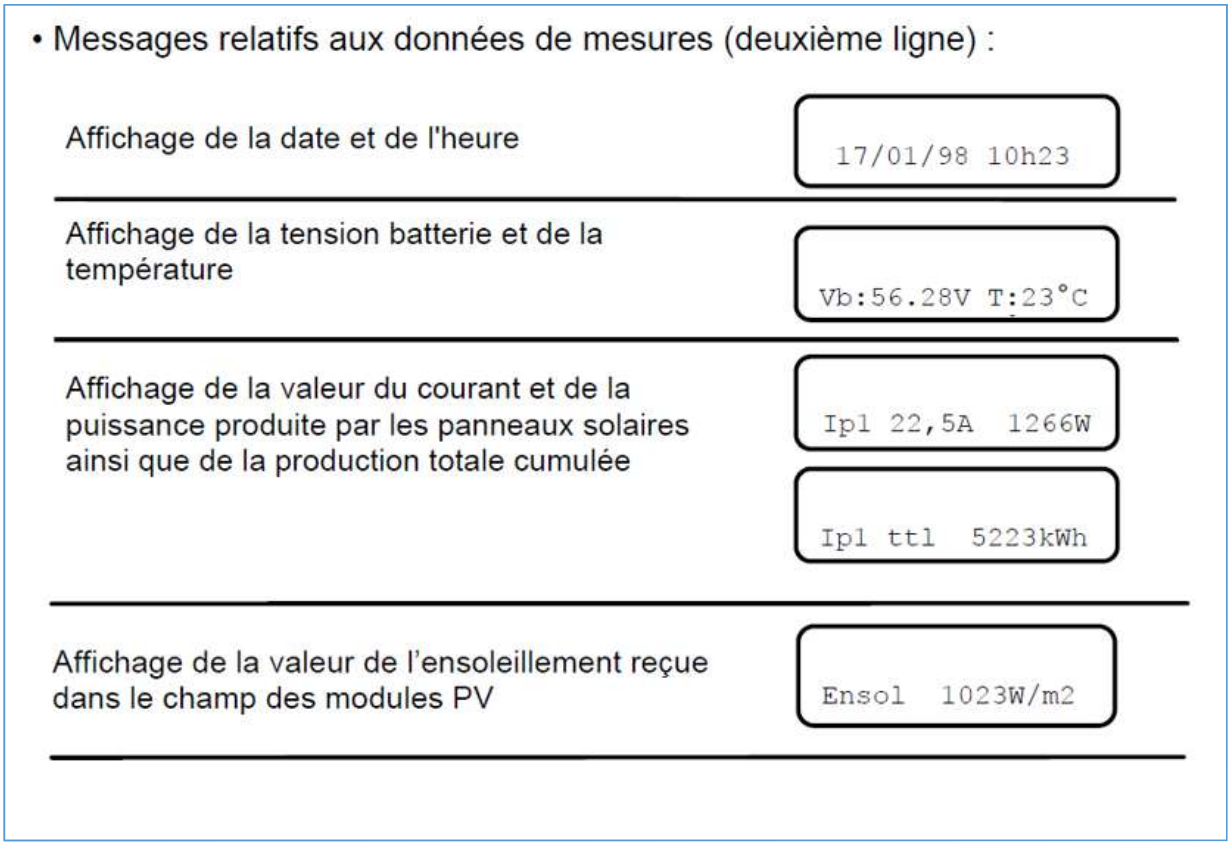


Figure II.4 messages les plus fréquents 2ème ligne

II.3.1.2 mode Dialogue

Permet à l'utilisateur de dialoguer avec son boîtier BP-GM. Ce mode « dialogue » est activé automatiquement dès qu'une action est effectuée sur la touche « Menu » du clavier

Le BP-GM stoppe instantanément la gestion du système et l'acquisition de données. L'utilisateur peut ainsi accéder directement aux menus internes de l'automate.

Le retour en mode "Exécution" est automatique si l'utilisateur oublie de quitter manuellement le mode "dialogue" après 2 minutes.

Ce mode permet la communication entre l'opérateur et le BP-GM par l'intermédiaire de menu et sous-menus déroulant.

Tous les menus et sous-menus n'étant pas destinés à l'utilisateur final, l'automate est muni d'un système de codes d'accès. Ces codes déterminent trois niveaux d'intervention en fonction de la catégorie du personnel à laquelle appartient l'individu qui utilise le produit.

Ces niveaux sont les suivants :

- l'utilisateur final (UF),
- l'opérateur qui assure la maintenance des systèmes (MT),
- le personnel qualifié Apex BP Solar.

Tableaux II.1 niveaux d'intervention en fonction de la catégorie du personnel

MENU	DESCRIPTION	UF	MT
A: info Boîtier	Lecture des informations : -la version du logiciel et le n° de série du produit - le numéro du site et la tension d'alimentation nominale - l'affectation des voies de sortie et la compensation en température - l'affectation des voies de mesures actives,	X	X
B: Info données	Affichage des données journalières (moyennes, maxi, mini) des 2 derniers mois et des données mensuelles sur les 2 dernières années	X	X
C: réglages	Réglage des paramètres des 8 fonctions affectées au 8 voies de sortie et des 2 fonctions virtuelles - Mise à l'heure et à la date.		X
D: test sorties	Permet le test sur site du bon fonctionnement des sorties (relais).		X
E: cde manuelle	Permet de forcer une charge d'égalisation ou d'activer la fonction booster.		X
F: configuration	Permet de saisir : - l'identité générale du produit (numéro du site, tension, etc…) - l'affectation des fonctions de régulation (8 voies de sorties + 2 virtuelles), la compensation des seuils en T° et le type de batterie - l'affectation des voies de mesure (Type de shunts, actif ou non)		X
G: historique	Permet de visualiser les 21 derniers évènements relatifs au fonctionnement du système		X
H: RAZ Données	Permet faire la remise à zéro de la mémoire données ainsi que des compteurs de valeurs totales cumulés.		X

II.3.2 communication par logiciel

Le BP-GM est équipé d'un logiciel. Ce logiciel a été élaboré pour améliorer la gestion des sites équipés d'une alimentation électrique de type solaire. Il permet de retracer l'historique de fonctionnement d'un site au travers des paramètres mesurés par une centrale d'acquisition de données (BP-GM) comme par exemple la tension des batteries ou la production électrique des panneaux solaires.

Ce logiciel est compatible avec les BP-GM fabriqués par la société Apex BP Solar.

Le mode de connexion aux automates est de deux types :

• Soit en local par un câble série RS232,

• Soit à distance par le réseau téléphonique commuté et un modem.

II.3.2.1 Connexion avec un automate

Une phase de connexion préalable est obligatoire pour pouvoir communiquer avec l'automate. Cette opération peut être réalisée à l'aide de l'item Connexion du menu Communication situé dans la barre de menu. Ceci propose l'écran de connexion suivant :

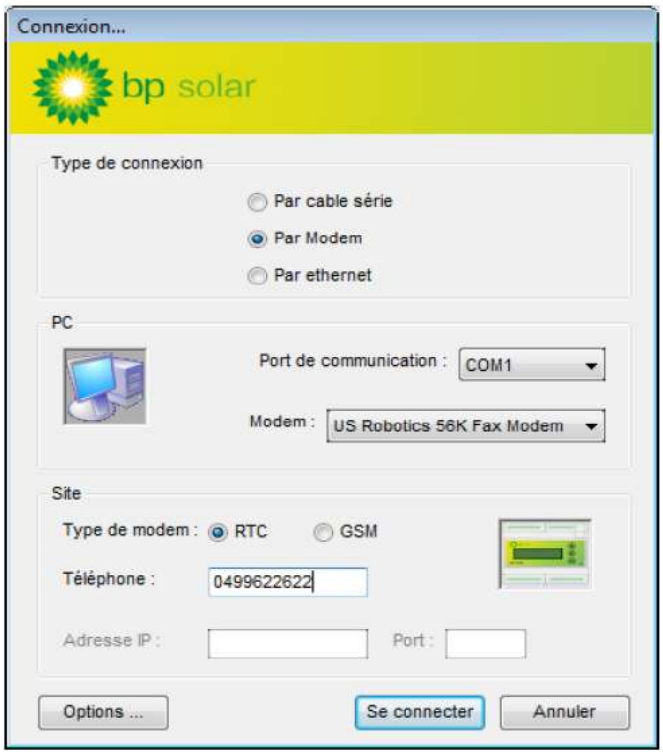


Figure II.5 écran de connexion

Pour se connecter, il faut sélectionner le mode de connexion utilisé (Câble série, Modem ou Ethernet).

Dans le cas d'une connexion par câble série ou par modem, if faut ensuite sélectionner le port de communication utilisé.

Pour une connexion par modem, sélectionner le type de modem utilisé et saisissez le numéro de téléphone.

Si vous utilisez une connexion par Ethernet : saisissez l'adresse IP (ou le nom de domaine) et le port de l'hôte.

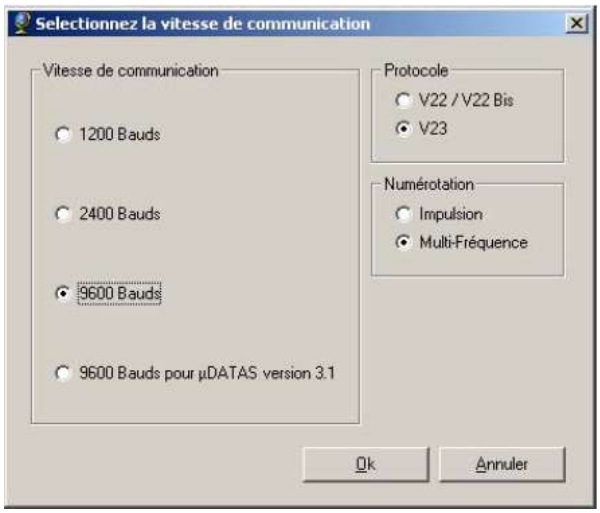


Figure II.6 options de connexion

Le bouton Options permet d'affiner les paramètres de connexion. Dans la majorité des cas, les paramètres par défauts sont les plus adaptés. Toutefois, dans certains cas il peut s'avérer utile de les modifier

Le choix de la vitesse influe uniquement sur la première vitesse de communication testée par le logiciel. Si aucun appareil ne répond à cette vitesse, le logiciel DATAPEX va automatiquement en essayer une autre.

Si toutes les éventualités ont été infructueuses, le logiciel vous indique qu'aucun appareil n'a répondu. Cette phase de test des vitesses est relativement longue. C'est pourquoi il est plus intéressant de choisir la bonne vitesse dès le départ.

Une fois la connexion réalisée ; la vitesse à laquelle communiquent les appareils est sauvegardée avec la fiche du site : lors de votre prochaine connexion, Datapex choisira automatiquement la bonne vitesse pour se connecter.

II.3.2.2 interface logicielle

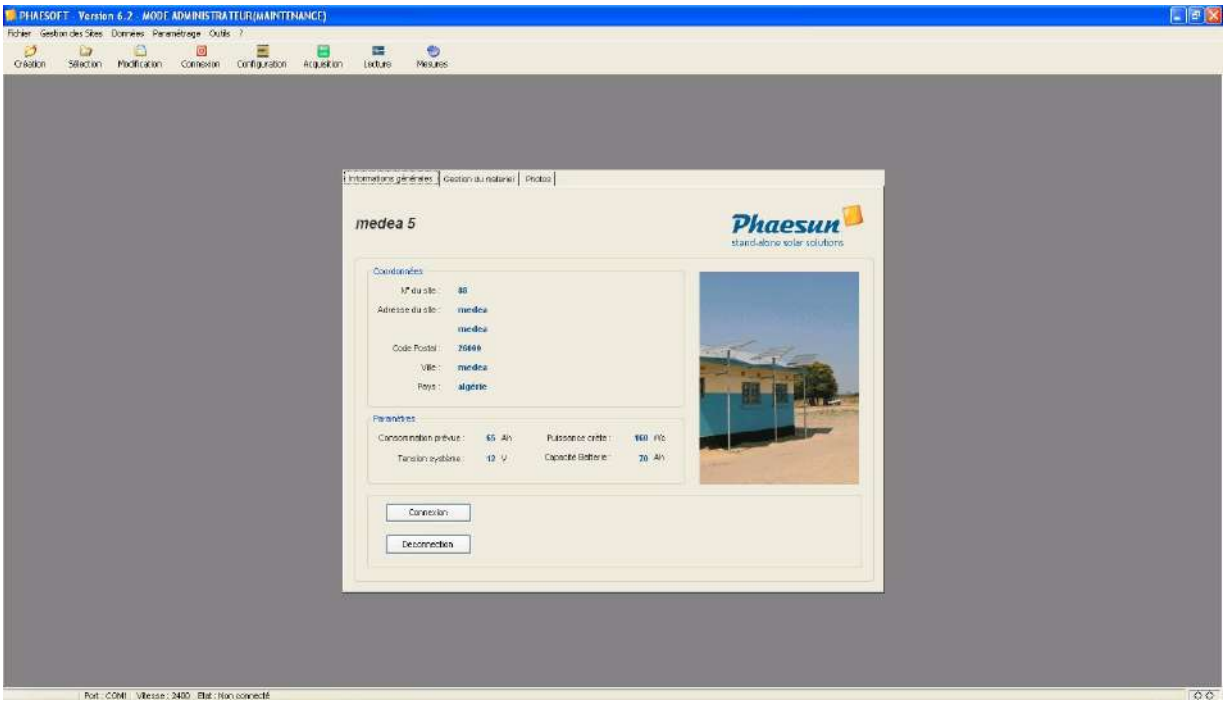


Figure II.7 interface logicielle

Cet écran se décompose en 4 grandes parties décrites ci-dessous de haut en bas :

- La barre de menu qui contient toutes les fonctionnalités du logiciel,



Figure II.8 La barre de menu

- La barre d'outils Standard présente les raccourcis vers les principales fonctionnalités du logiciel,



Figure II.9 La barre d'outils Standard

- Les informations principales sur le site sélectionné, Telle que l'adresse la vile la consommation



Figure II.10 Les informations principales sur le site

La gestion du matériel : on trouve tout notre matériel avec le N ° de série

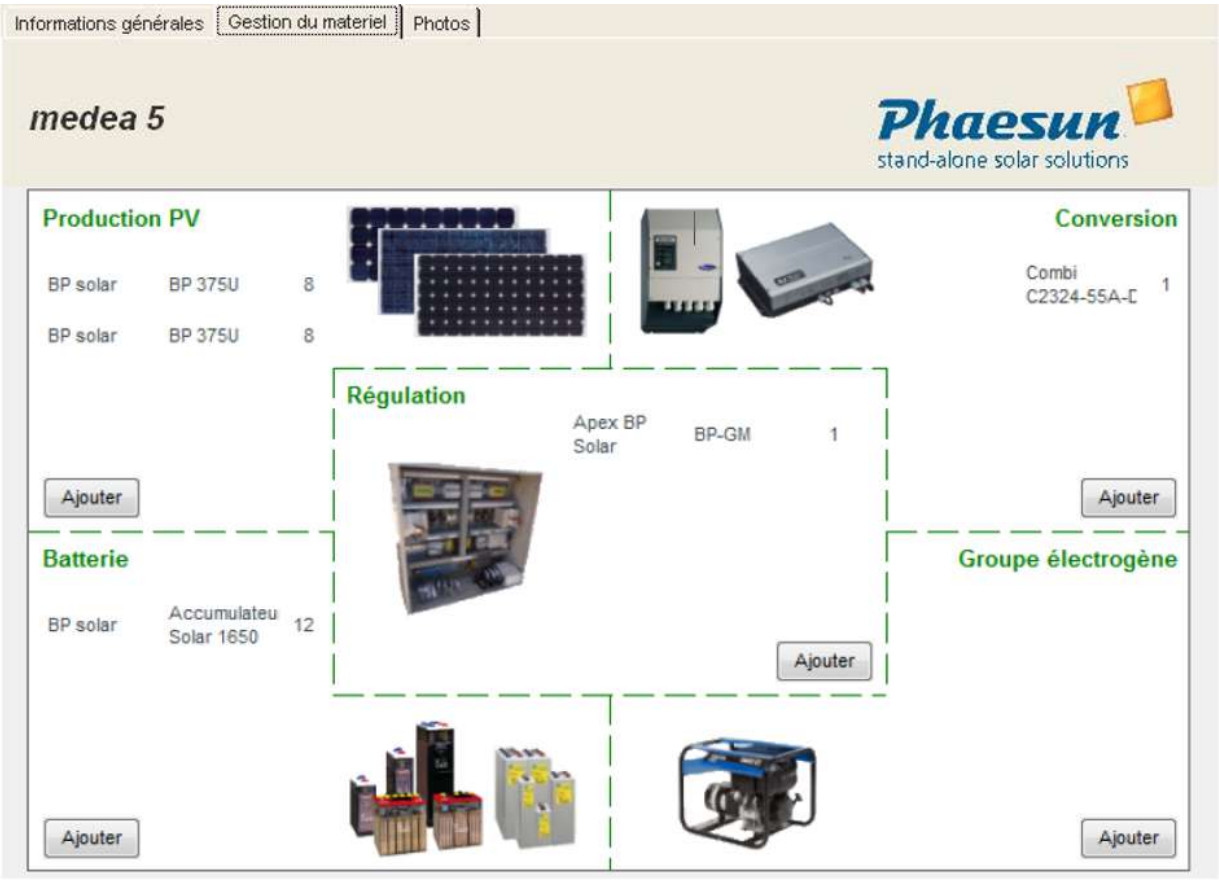


Figure II.11 fenêtre de gestion du matériel

- La barre d'état qui indique les paramètres de connexion, le nom du site sélectionné ainsi que les témoins de communication.

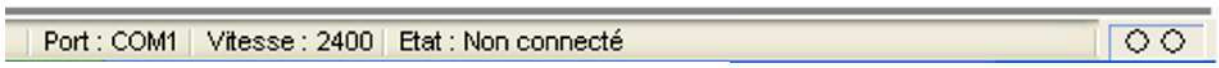


Figure II.12 La barre d'état

II.4.1 configuration

La fenêtre de configuration se compose de 3 onglets : Générale, Régulation et Acquisition. A chaque connexion, la configuration de l'automate est enregistrée dans la base de données.

On peut visualiser chaque configuration enregistrée en utilisant les boutons Config précédente et config suivante.

Cette partie permet de configurer les paramètres généraux du BP-GM. Pour qu'une modification soit effective, il faut cliquer sur le bouton Enregistrer ce qui mettra à jour le paramétrage du BP-GM.

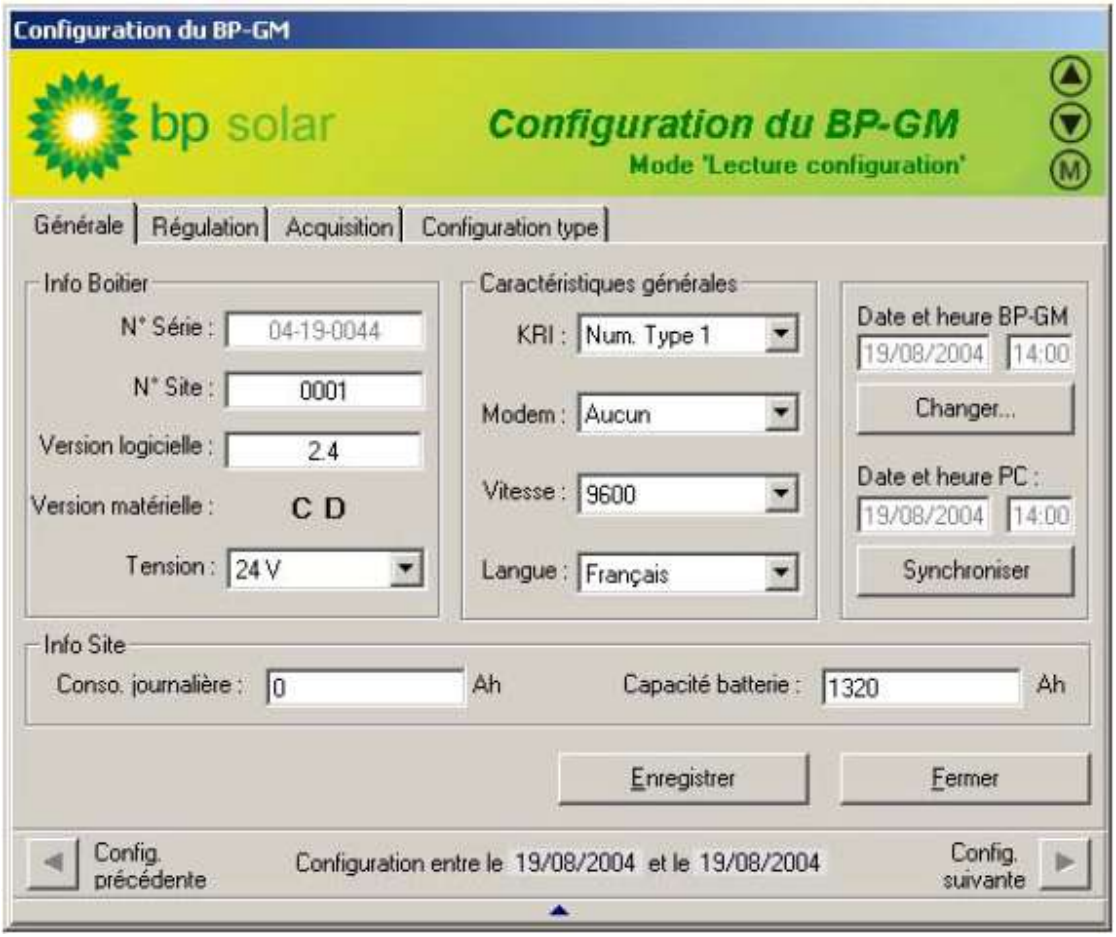


Figure II.13 : les paramètres généraux du BP-GM

Un clic sur le bouton Synchroniser permet d'ajuster la date de l'appareil distant à celle de l'ordinateur.

Cette fenêtre permet de configurer toute la partie Régulation du BP-GM

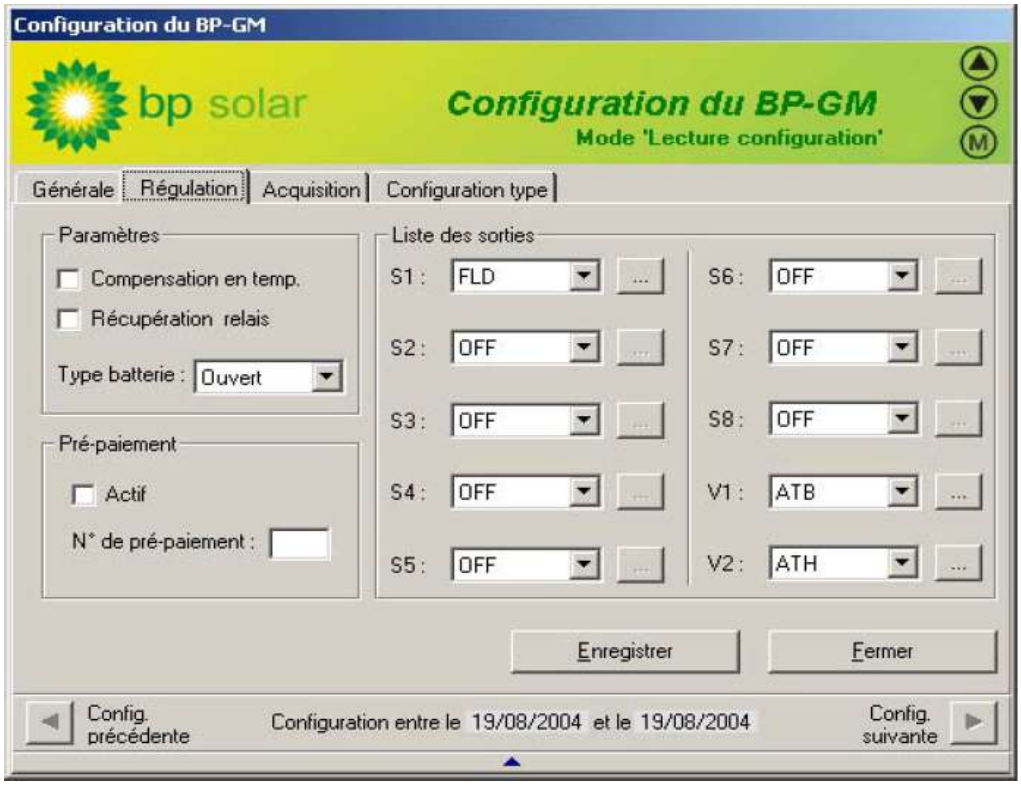


Figure II.14 : fenêtre Régulation

L'affectation des fonctions se fait à l'aide des listes déroulantes. Pour avoir accès aux paramètres des fonctions, il suffit de cliquer sur le bouton :



Une fenêtre permettant de modifier les différents seuils de la fonction s'ouvre :

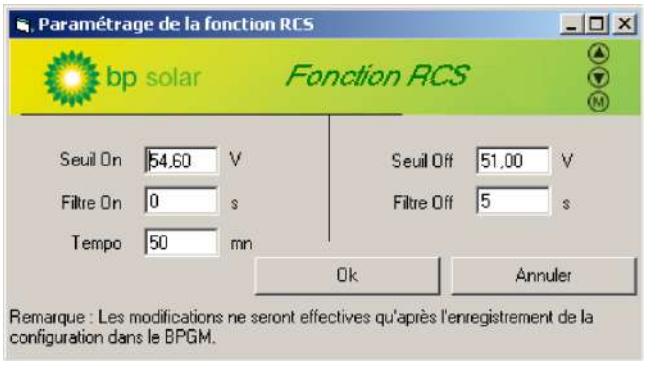


Figure II.15 : fenêtre de paramétrage

Le troisième onglet permet de configurer la partie acquisition de données du BP-GM :

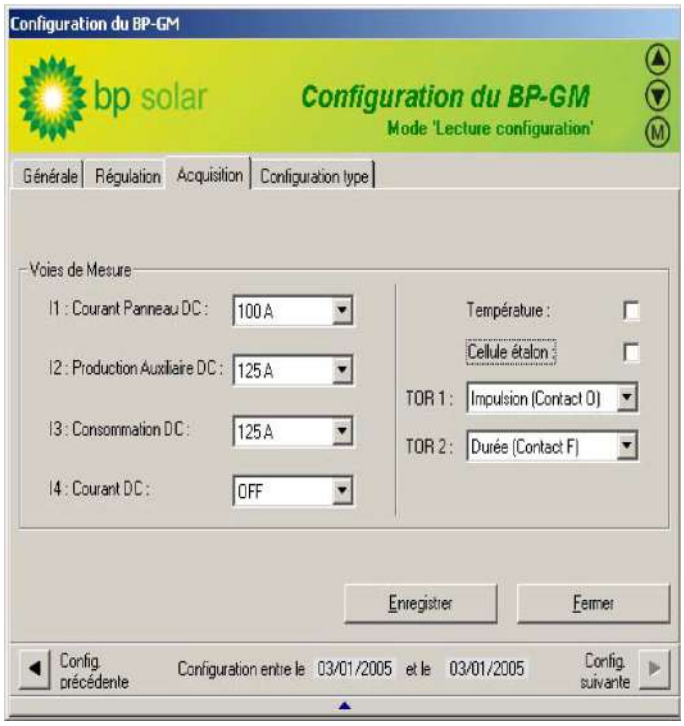


Figure II.16 acquisition de données

Les TOR peuvent être configurés en :

- Impulsion (contact O) : compte le nombre d'ouverture du contact
- Impulsion (contact F) : compte le nombre de fermeture du contact
- Durée (contact O) : compte la durée pendant laquelle le contact reste ouvert
- Durée (contact F) : compte la durée pendant laquelle le contact reste fermé

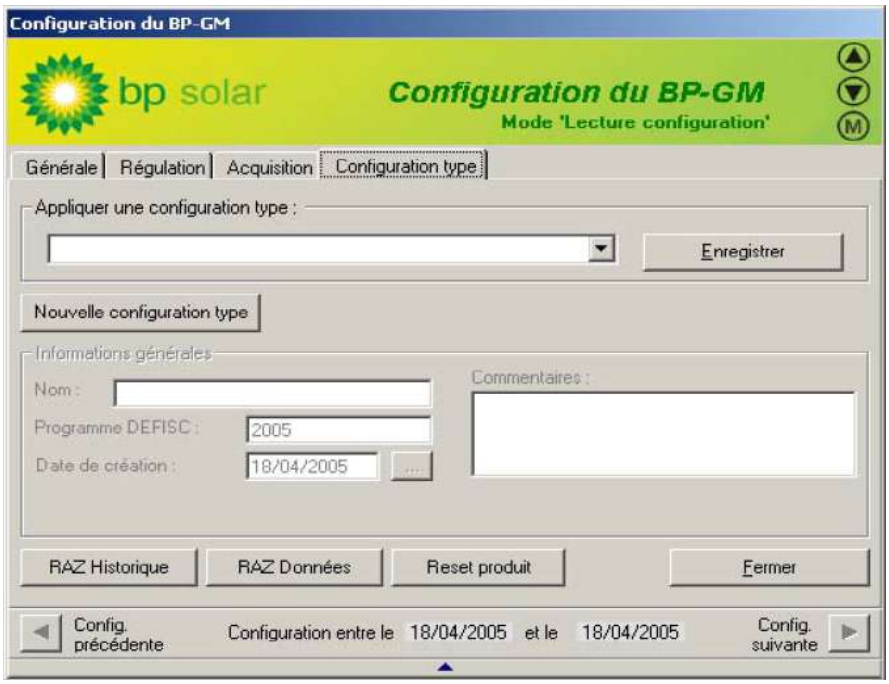


Figure II.17 configurations types

Le quatrième onglet permet de créer des configurations types :

La configuration du BP-GM est enregistrée en base et elle peut être appliquée sur d'autres BP-GM.

Pour appliquer une configuration type au BP-GM connecté : sélectionnez la

configuration type voulue et cliquez sur le bouton Enregistrer.

Affectation des fonctions de régulation aux 8 voies de sorties et aux 2 fonctions virtuelles. Cependant toutes les fonctions de régulation ne peuvent pas être affectées à toutes les voies de sortie. Liste des affectations possibles

Tableaux II.2 Affectation des fonctions de régulation

Voies	Fonctions affectables	Fonctions par défaut
S1	FLD, FL2	FLD
S2	RCS, RCD, FL2 avec la voie configurée en pilotage BP-RLS uniquement.	NC
S3	RCD, RCS, DTB, DBI, ATB, ATH, HR1, HR2, HR3	DTB
S4	RCD, RCS, DTB, DBI, ATB, ATH, HR1, HR2, HR3	NC
S5	RCD, RCS, DTB, DBI, ATB, ATH, HR1, HR2, HR3	NC
S6	RCD, RCS, DTB, DBI, ATB, ATH, HR1, HR2, HR3	NC
S7	RCD, RCS, DTB, DBI, ATB, ATH, HR1, HR2, HR3	NC
S8	RCD, RCS, DTB, DBI, ATB, ATH, HR1, HR2, HR3	NC
V1	ATB, ATH	ATH
V2	ATB, ATH	ATB

II.4.2 les fonctions programmables

a) RCD (Régulation de charge double)

Description :

La fonction RCD (Régulation de Charge Double) assure la régulation de charge de batterie d'accumulateurs de type plomb étanche, plomb ouvert ou Ni-Cad. La charge s'effectue selon deux niveaux de tension de référence, un seuil normal (charge normale) et un seuil d'égalisation (charge d'égalisation ou de gasing) qui permet de dégazer les plaques des accumulateurs à la suite d'une décharge profonde ou lors de leurs premières mises en service.

Fonctionnement :

Chacun des deux modes est caractérisé par deux seuils de tension fixes comparés à la tension d'entrée variable (tension batterie image de la capacité). L'état de sortie principal autorise la charge de la batterie ou l'arrêt de la charge.

L'arrêt de la charge est fonction :

De la tension de la batterie par rapport à deux seuils hauts « Régul.ON » pour la charge normale et « égal.ON » pour la charge d'égalisation,

La mise en charge de la batterie est fonction

De la tension de la batterie par rapport à un seuil bas fixe (« Régul.OFF »),

D'une temporisation (« Tempo ») de remise en charge automatique après un arrêt de charge.

Le mode de charge dans lequel se trouve le système est fonction d'une temporisation dite "longue" (« Tpo égal ») exprimé en jours. La charge d'égalisation est maintenue pendant une « durée gas » à partir de la première régulation de charge.

Pour éviter tous les phénomènes liés aux variations intempestives de la tension d'entrée, chaque passage autour d'un seuil fixe n'est pris en compte qu'après un filtre temporel (Filtr.haut et Filtr.bas)

Tableaux II.3 Paramètres de la fonction RCD

Paramètre	*Fonction*	*Typ*	*12V*	*24V*	*48V*
Régul.ON >	Seuil de coupure de la charge normale	2,40	14,40	28,80	57,60
Régul.OFF <	Seuil de reconnexion de la charge normale	2,15	12,90	25,80	51,60
Egal.ON >	Seuil de coupure de la charge d'égalisation	2,45	14,70	29,40	58,80
Duree gas >	Durée pendant laquelle la charge d'égalisation est active	60 m	-	-	-
Filtr.haut =	Temporisation avant une régul ON et égal OFF	0 s	-	-	-
Filtr.bas =	Temporisation avant une régul OFF et égal ON	20 s	-	-	-
Tempo =	Temps après lequel une remise en charge est effectuée	5 min	-	-	-
Tpo égal =	Temps au bout duquel est enclenchée la charge d'égalisation indépendamment des valeurs de seuil de tension	1 j	-	-	-

Chronogramme de RCD

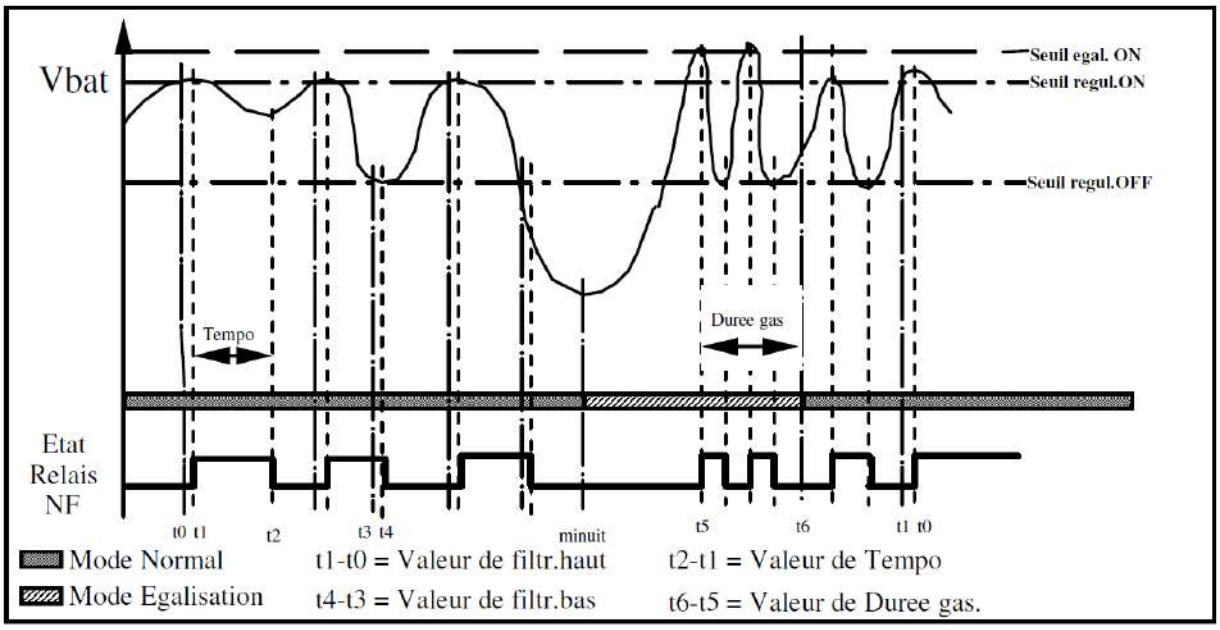


Figure II.18 Chronogramme de RCD

b) DTB (Délestage Tension Basse)

Description :

La fonction DTB (Délestage Tension Basse) permet le délestage des circuits d'utilisation de manière à protéger les accumulateurs contre une décharge profonde qui risquerait de les mettre hors d'usage. Cette fonction permet la gestion de circuits à alimentation prioritaire (circuit d'alarme, circuit secours ou circuit chaîne de froid). L'action est matérialisée par un contact NO-NF et un message inscrit sur l'afficheur LCD de l'automate informe sur l'état du système.

Fonctionnement :

L'activation du délestage tension basse est fonction de la tension variable de la batterie par rapport à un seuil bas de consigne fixe (« Seuil.ON »).

La reconnexion des circuits utilisations est fonction :

De la tension de la batterie par rapport à un seuil haut de consigne fixe (« Seuil.OFF »), Pour éviter tous les phénomènes liés aux variations intempestives de la tension d'entrée, chaque passage autour d'un seuil fixe n'est pris en compte qu'après un filtre temporel (« Filtr.ON » et « Filtr.OFF »).

Paramètres de la fonction

Tableaux II.4 Paramètres de la fonction DTB

Paramètre	*Fonction*	*Typ*	*12V*	*24V*	*48V*
Seuil.ON <	Seuil de délestage du circuit d'utilisation	1,90	11,40	22,80	45,60
Seuil.OFF >	Seuil de reconnexion du circuit d'utilisation	2,30	13,80	27,60	55,20
Filtr.ON <	Temporisation avant une action de type ON	30 s	-	-	-
Filtr.OFF >	Temporisation avant une action de type OFF	3 s	-	-	-

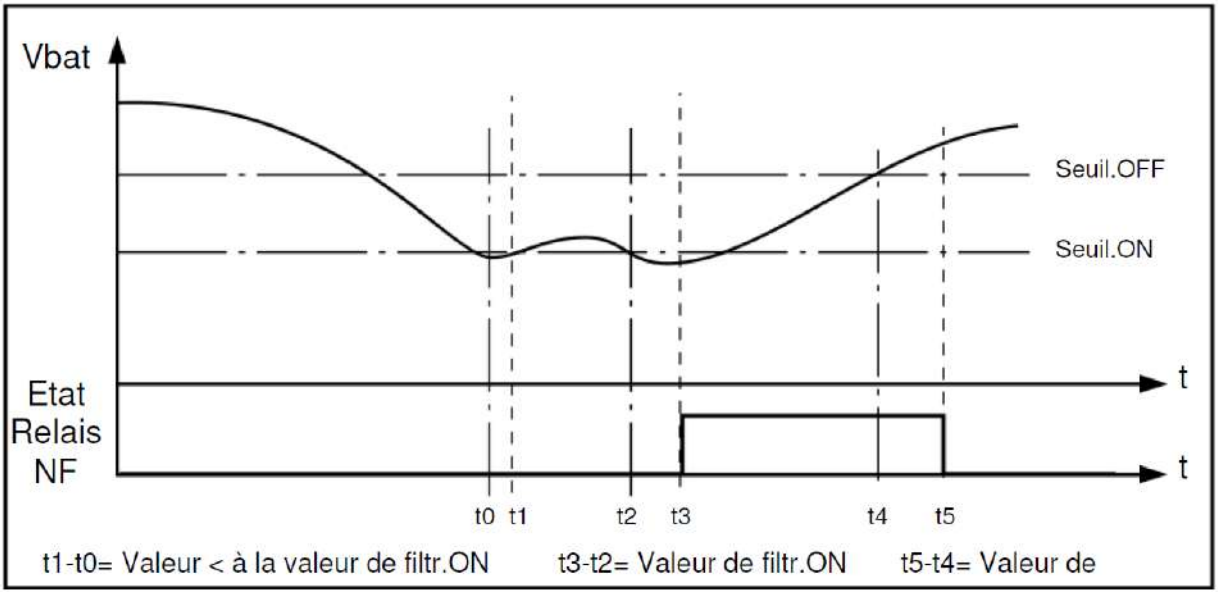


Figure II.19 Chronogramme de DTB

c) ATB (Alarme Tension Basse)

Description :

La fonction ATB (Alarme Tension Basse) permet la transmission d'une alarme de type TOR (Tout ou Rien) via un contact de relais NOF. Cette alarme informe l'utilisateur que le niveau de charge des accumulateurs est bas et risque d'atteindre un niveau critique (profondeur de décharge maximale).

Fonctionnement :

Tableaux II.5 Paramètres de la fonction ATB

Paramètre	*Fonction*	*Typ*	*12V*	*24V*	*48V*
Seuil.ON <	Seuil d'activation du contact alarme	1,95	11,70	23,40	46,80
Seuil.OFF >	Seuil de désactivation du contact alarme	2,30	13,80	27,60	55,20
Filtr.ON =	Temporisation avant une action de type ON	15 s	-	-	-
Filtr.OFF =	Temporisation avant une action de type OFF	03 s	-	-	-

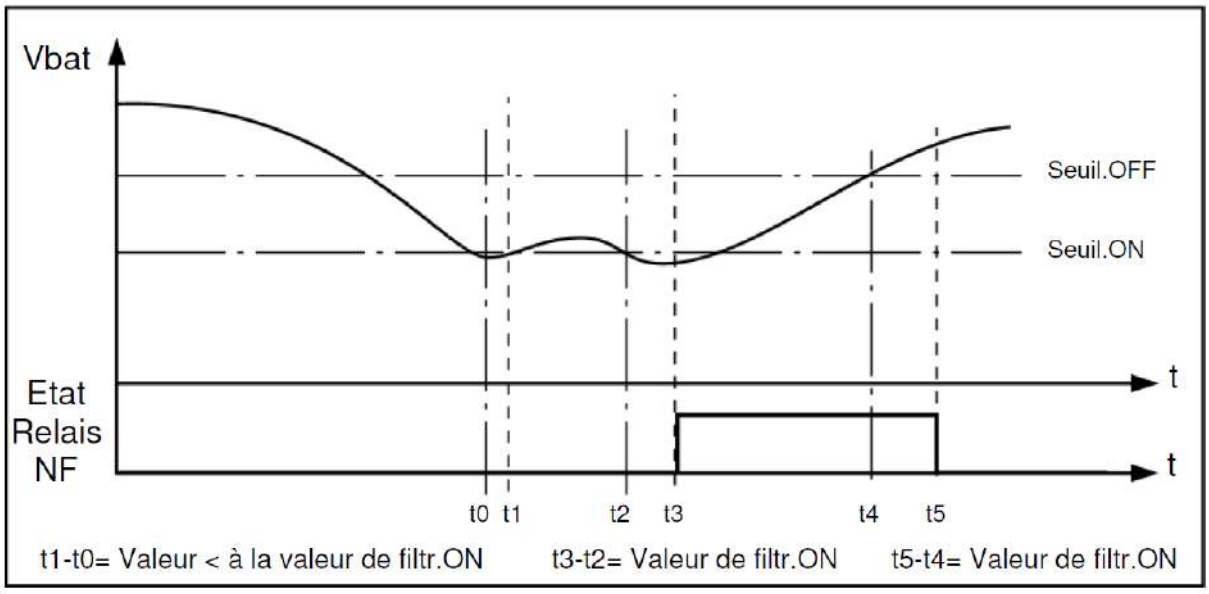


Figure II.20 Chronogramme de ATB

d) ATH (Alarme Tension Haute)

Description :

La fonction ATH (Alarme Tension Haute) permet la détection et la transmission d'une alarme correspondant à un niveau de tension anormalement élevé d'une batterie d'accumulateurs. L'information disponible est de type TOR via un contact NOF. Un message d'erreur est simultanément affiché sur l'écran LCD de l'automate.

Tableaux II.6 Paramètres de la fonction ATH

Paramètre	*Fonction*	*Typ*	*12V*	*24V*	*48V*
Seuil.ON >	Seuil d'activation du contact alarme	2,50	15,00	30,00	60,00
Seuil.OFF <	Seuil de désactivation du contact alarme	2,15	12,90	25,80	51,60
Filtr.ON =	Temporisation avant une action de type ON	03 s	-	-	-
Filtr.OFF =	Temporisation avant une action de type OFF	10 s	-	-	-

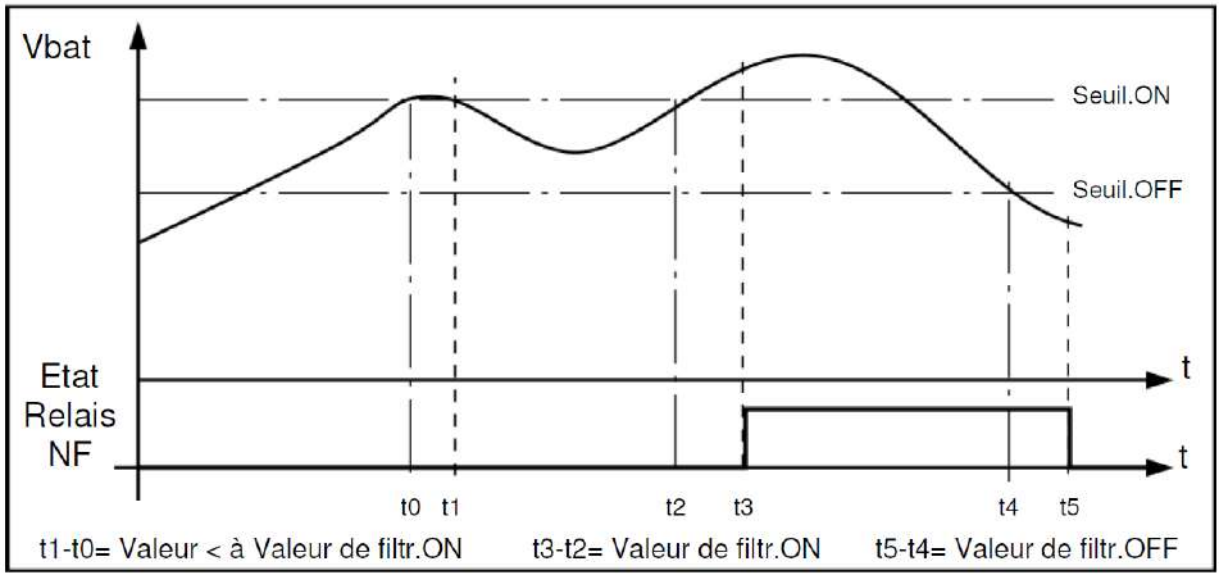


Figure II.21 Chronogramme d'ATH

e) RCS (Régulation de Charge Simple)

Description :

La fonction RCS (Régulation de Charge Simple) assure la régulation de charge de batterie d'accumulateurs de type plomb étanche, plomb ouvert ou NiCad. La charge s'effectue selon un seul niveau de tension de référence. L'état de sortie du relais autorise la charge de la batterie ou l'arrêt de la charge

Fonctionnement :

Tableaux II.7 Paramètres de la fonction RCS

Paramètre	*Fonction*	*Typ*	*12V*	*24V*	*48V*
Régul.ON >	Seuil de coupure de la charge normale	2,40	14,40	28,80	57,60
Régul.OFF <	Seuil de reconnexion de la charge normale	2,15	12,90	25.80	51,60
Filtr.ON =	Temporisation avant une régul ON	0 s	-	-	-
Filtr.OFF =	Temporisation avant une régul OFF	20 s	-	-	-
Tempo =	Temps après lequel une remise en charge est effectuée	05 min	-	-	-

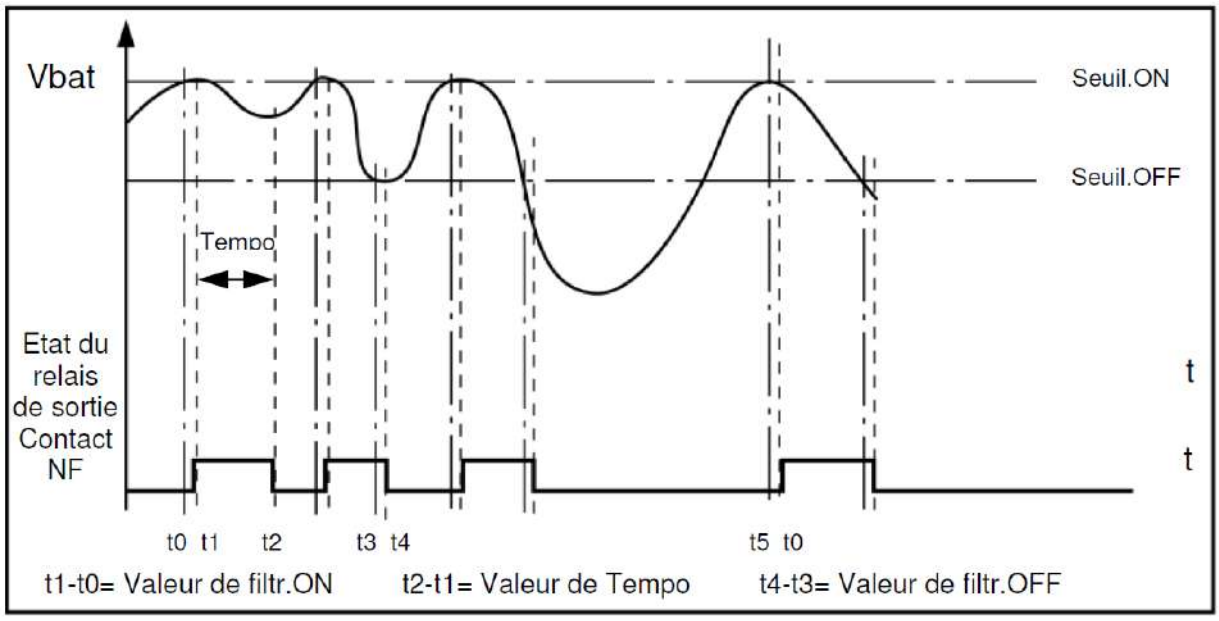


Figure II.22 Chronogramme de RCS

f) DBI (Délestage Bas Inversé)

Description :

La fonction DBI (Délestage Bas Inversé) permet le délestage des circuits d'utilisation de manière à protéger les accumulateurs contre une décharge profonde qui risquerait de les mettre hors d'usage. Cette fonction permet la gestion de circuits à alimentation prioritaire (circuit d'alarme, circuit secours ou circuit chaîne de froid). L'action est matérialisée par un contact NO-NF et un message inscrit sur l'afficheur LCD de l'automate informe sur l'état du système.

Contrairement à la fonction DTB, le relais est toujours activé et passe en position repos

Tableaux II.8 Paramètres de la fonction DBI

Paramètre	*Fonction*	*Typ*	*12V*	*24V*	*48V*
Seuil.ON <	Seuil de délestage du circuit d'utilisation	1,90	11,40	22,80	45,60
Seuil.OFF >	Seuil de reconnexion du circuit d'utilisation	2,30	13,80	27,60	55,20
Filtr.ON <	Temporisation avant une action de type ON	30 s	-	-	-
Filtr.OFF >	Temporisation avant une action de type OFF	3 s	-	-	-

que lorsque le délestage bas est actif.

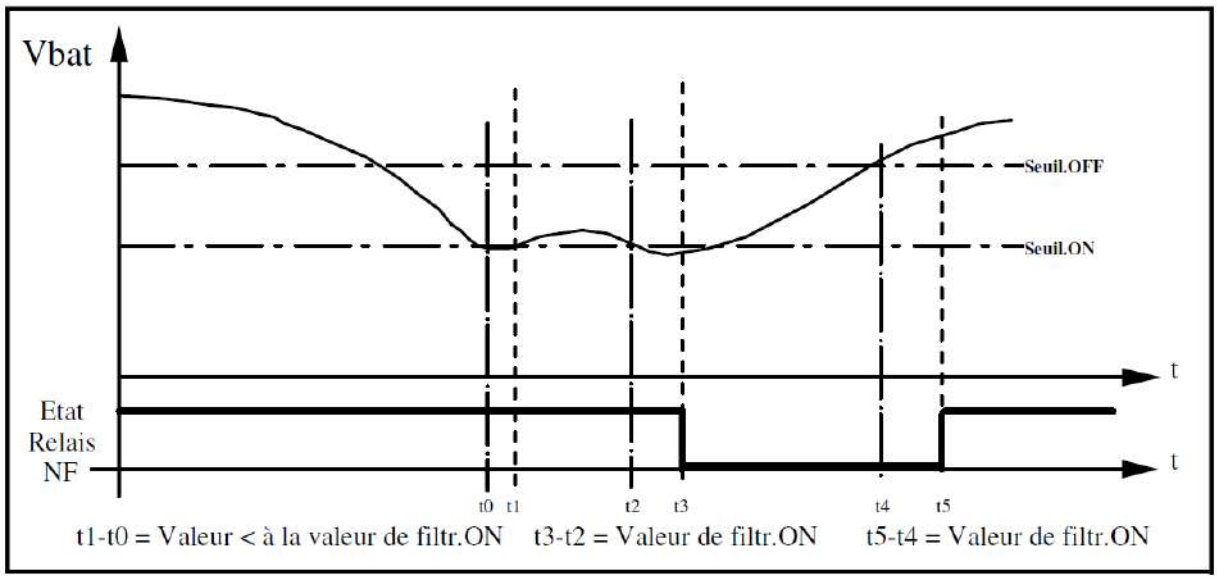


Figure II.23 Chronogramme de DBI

g) FLD Floating Double

Description :

La fonction FLD (FLoating de charge Double) assure la régulation de la charge de la batterie d'accumulateurs de type plomb étanche, plomb ouvert ou NiCad via un relais de commutation statique piloté en modulation de largeur d'impulsion (PWM) à 70Hz. La fin de charge s'effectue en maintenant une tension fixe par contrôle de la largeur d'impulsion.

Deux niveaux de tension de régulation sont maintenus : un seuil normal (charge normale) et un seuil d'égalisation (charge d'égalisation ou de gasing) qui permet de faire buller l'électrolyte afin d'homogénéiser la densité et donc de lutter contre la stratification de la batterie.

Fonctionnement :

Chacun des deux modes (NORMAL ou EGALISATION) est caractérisé par un seuil de tension fixes comparés à la tension d'entrée variable (tension batterie image de la capacité). En fonction de cette comparaison, trois cas sont possibles :

- charge de la batterie à courant constant,
- fin de charge et régulation en PWM à tension constante
- arrêt total de la charge.

La charge à courant constant :

Si la tension de la batterie est inférieure au seuil de fin de charge (« Seuil flt » ou « Seuil egal » suivant le mode dans lequel se trouve le système) le relais statique est maintenu fermé, autorisant la charge permanente de la batterie. Dans ce cas la totalité de l'énergie issue du champ photovoltaïque est injecté dans la batterie.

La régulation en floating :

Si la tension de la batterie atteint le seuil de fin de charge, la régulation en Floating s'active afin de maintenir une tension batterie fixe. Dans ce cas le rapport cyclique de la PWM est ajusté pour injecter le courant maximal acceptable par la batterie

En fonction du mode dans lequel se trouve le système, le seuil de régulation est :

- « Seuil flt » si le système est en mode NORMAL
- « Seuil egal » si le système est en mode EGALISATION

Le mode de charge (NORMAL ou EGALISATION) dans lequel se trouve le système est fonction :

- d'une temporisation dite "longue" (« Tpo égal ») exprimé en jours qui permet de réaliser tous les xx jours une charge d'égalisation quel que soit l'évolution de la tension batterie.
- D'un suivi de la tension batterie : si la tension batterie devient inférieure au seuil « Seuil bas» pendant une durée « Filtr. bas » le système passe automatiquement en Mode EGALISATION

En mode EGALISATION, la tension de fin de charge est « Seuil egal ». La durée de cette phase est « durée gas » à partir de la mise en floating de la batterie.

Tableaux II.9 Paramètres de la fonction FLD

Paramètre	*Fonction*	*Typ*	*12V*	*24V*	*48V*
Seuil flt =	Seuil de fin de charge en floating en mode NORMAL	2,35	14,10	28,20	56.40
Seuil egal =	Seuil de fin de charge en floating en mode EGALISATION	2,45	14,70	29,40	58.80
Seuil bas <	Seuil bas d'enclenchement du mode EGALISATION	2,00	12.00	28,00	48.00
Filtr.bas =	Temporisation avant d'enclenchement du mode EGALISATION	20 s	-	-	-
Duree gas >	Durée pendant laquelle la charge d'égalisation est active	40 m	-	-	-
Tpo égal =	Temps au bout duquel est enclenchée la charge d'égalisation indépendamment des valeurs de seuil de tension	1 j			
Limit surch	Limitation de surcharge. Limite la durée d'égalisation si nécessaire	ON	-	-	-

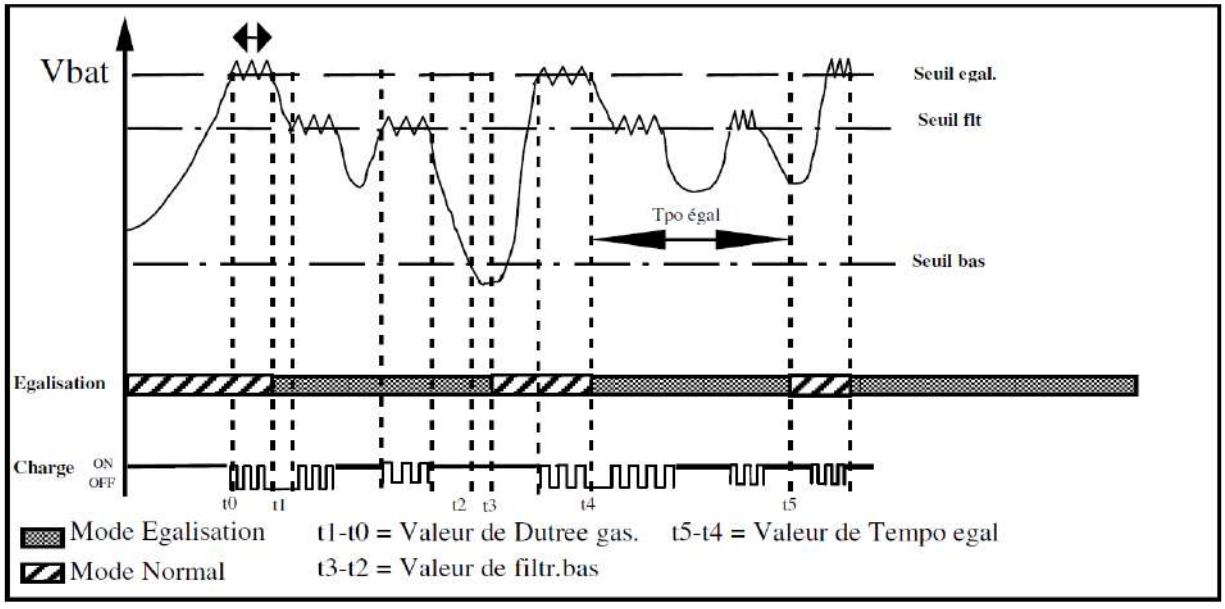


Figure II.24 Chronogramme de FLD

II.5 La mémorisation

Le Boîtier BP-GM mémorise **3 types** de données :

- des *moyennes horaires* sur 6 mois en 2 tranches de 3 mois
- des *valeurs journalières* sur 4 ans en 2 tranches de 2 ans (moyenne, cumul, Maximum et minimum)
- des *valeurs cumulées totales* depuis la mise en service du produit ou depuis la dernière RAZ des Données.

Le tableau suivant donne pour chaque grandeur, le type de données mémorisées :

Tableaux II.9 le type de données mémorisées

	Moy /h	moy / j	cumul / j	max / j	min / j
VBat	X	X		X	X
Ibat+	X		X	X	
Ibat-	X		X	X	
Ip1	X		X	X	
Ip1P	X		X		
Ip2	X		X	X	
Iu1	X		X	X	
Iu2	X		X	X	
Temp	X	X		X	X
Ensoleillement	X		X	X	
TOR 1			X		
TOR 2			X		

II.6 exploitation des données

II.6.1 Lecture instantanée des données

Cette fonctionnalité permet de lire en temps réel les données mesurées par le BP-GM. Les différentes icônes de cette fenêtre changent de couleur en fonction de leur activité. Par exemple, la batterie va passer du rouge au vert en fonction de sa tension, l'ampoule va plus ou moins s'éclairer en fonction de l'intensité du courant consommé L'état des différentes fonctions de régulation paramétrées sur le BPGM est visible en temps réel. On peut donc ainsi vérifier le bon fonctionnement du régulateur (Par exemple vérifier que la production des panneaux est bien coupée lorsque le régulateur coupe la charge).

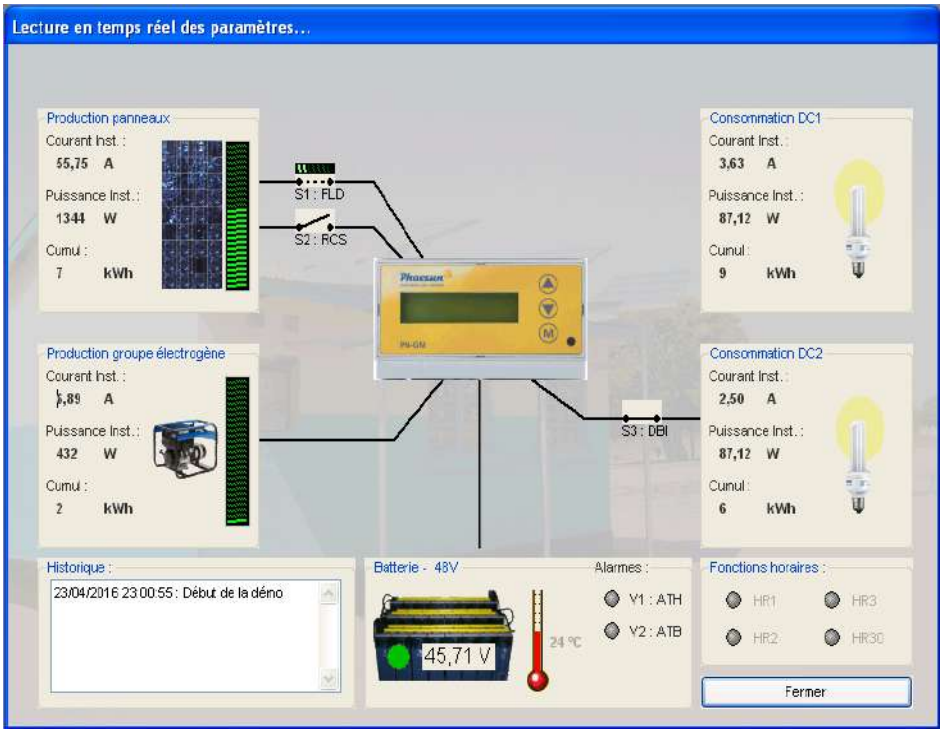


Figure II.25 Lecture instantanée des données

II.6.2 Consultation et édition des rapports

Le logiciel contient un module d'analyse des données : il est capable de faire une analyse de l'activité du site à partir des données récupérées.

Les rapports sont découpés en quatre parties : ***Caractéristiques du site***, ***Alarmes survenues et bilan***, ***Graphiques*** et ***Impression d'un rapport***.

L'utilisateur peut accéder au rapport

Journalier

Mensuel

Annuel

Alarmes et Bilan

La liste des alarmes survenues,

Le bilan de l'activité.

II.6.3 Exportation des données dans un fichier texte

L'utilisateur peut à tout moment exporter dans un fichier texte au format Excel l'ensemble des données qui est stocké dans la base de données du logiciel.

Cette opération est disponible par l'intermédiaire de l'item ***Exportation des données dans un fichier*** du menu ***Données***.

L'exportation des données a un intérêt dans le cas où l'utilisateur veut effectuer d'autres contrôles que ceux proposés par le logiciel.

II.7 conclusion

Dans le présent chapitre nous avons cité les différents composants de l'automate de gestion et les méthodes de communication entre l'automate et l'exploitant à l'aide d'un logiciel ou par l'interface homme/machine et les fonctions qui sont garanties par l'automate (RCD FLD ATB ...)

L'acquisition des données et l'analyse (journaliere/mensuelle/annuelle) des données collectées par le système et le comportement de ce dernier avec la variation de charge et des conditions climatiques

Chapitre III

Mis en service

III.1 Introduction

Nous présenterons dans ce chapitre, les outils et les équipements que nous avons utilisé dans notre étude ainsi que les schémas électriques et les schémas synoptiques pour mieux comprendre la structure et l'architecture de notre système.

Nous avons exploité les kits PV suivants dans notre étude.

Le **« KIT PHOTOVOLTAÏQUE – CH15 »** c'est un kit pédagogique ,on peut le résumer dans un site autonome de production d'électricité avec un automate de gestion pour gérer les sources de production disponibles et garantie la continuité de service le maximum du temps et exploiter selon sa configuration les sources renouvelables avec un stockage qui est représenté dans une batterie de 70 Ah .

Le kit « **SOL-2 »** est une centrale PV grid-connected qui est équipée avec un onduleur piloté qui lit les paramètres du réseau et les duplique à partir du courant continu venu des panneaux PV. Nous pouvons utiliser en deux modes de fonctionnement, la vente totale de la production ou la vente du surplus.

III.2 le kit CH-15

III.2.1 présentation



Figure III.1 photo du kit

III.2.2 CARACTÉRISTIQUES

III.2.2.1 Encombrement

Système complet assemblé : Longueur : 1500 mm / largeur : 1220 mm / Hauteur : 1200 mm.

- *Panneau solaire : (L × l) : 1210 mm × 540 mm (soit 1210 × 1080 mm pour 2 panneaux).*
- *Coffret électrique (L × l × H) : 750 mm × 350 mm × 1050 mm.*
- *Coffre de batterie (L × l × H) : 610 × 400 × 300 mm.*

III.2.2.2 Masse

Poids total du système avec batterie : 115 kg

- Panneaux solaires (× 2) avec support : 30 kg
- Armoire : 50 kg
- Coffre à batterie avec batterie : 35 kg

III.2.2.3 Niveau sonore

0 dB

III.2.2.4 Sécurité

Conforme aux normes CE

III.2.2.5 Performances

L'ensemble des 2 panneaux solaires permet de restituer une puissance maximale de 160W

La puissance nominal de l'onduleur est 200 VA

Une batterie de capacité 70 Ah

III.2.3 schéma principe

Dans la figure ci-après nous représentons dans un schéma synoptique les principaux composants dans notre KIT

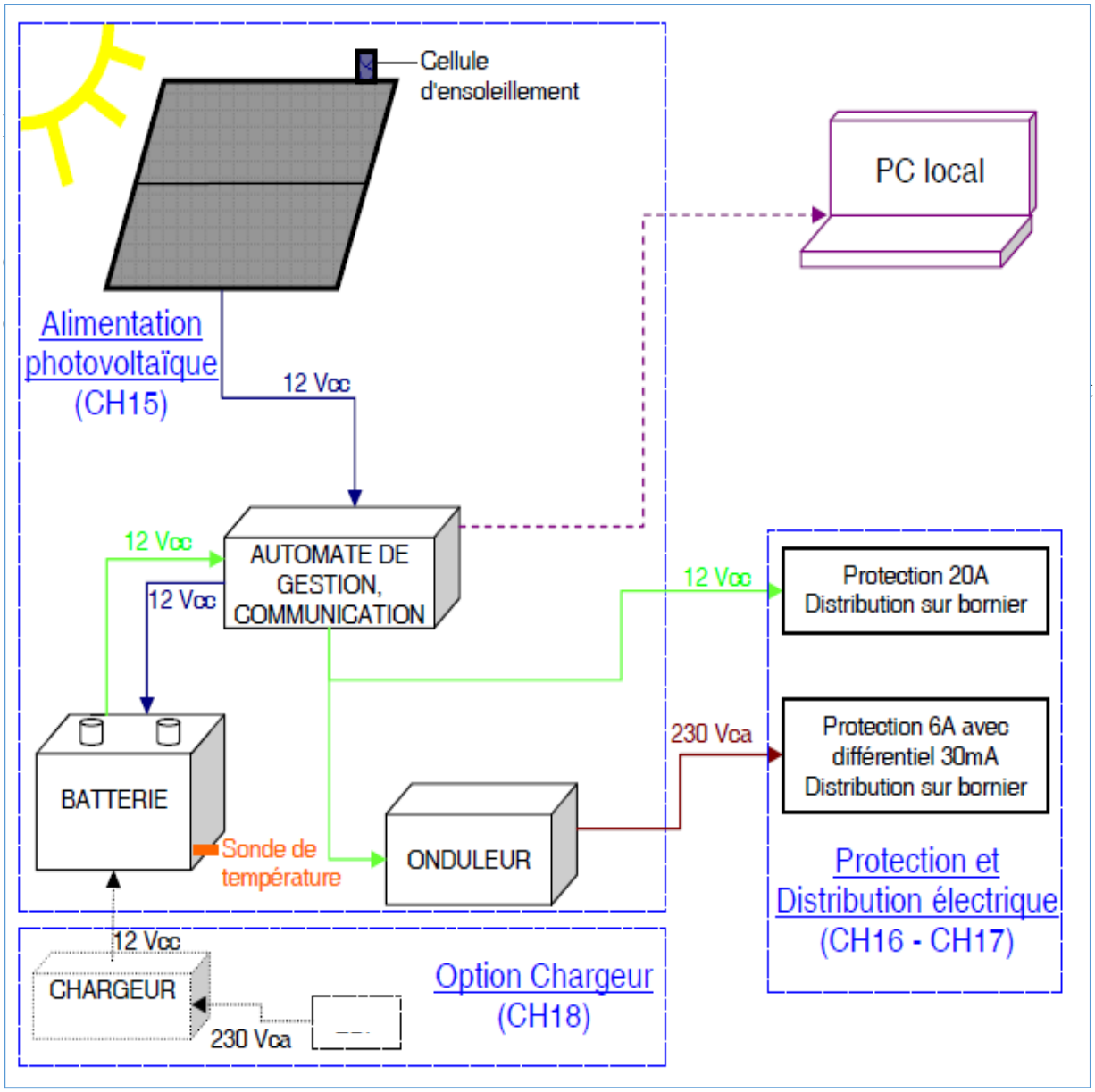


Figure III.2 schéma synoptique

Le kit PV est équipé par deux panneaux solaires de 80 Wc et une cellule pour la mesure de l'intensité solaire instantanée la figure ci-après les représente clairement.

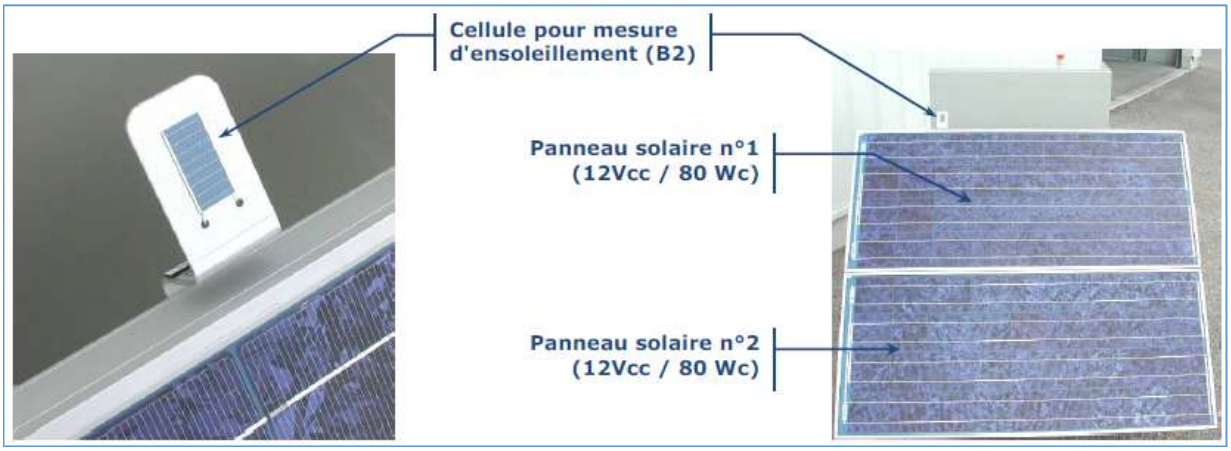


Figure III.3 cellule et panneau

La figure suivante représente le schéma simplifié du fonctionnement du système complet. Il est composé de deux sources d'énergie renouvelable et une source secondaire, le chargeur de la batterie. Pour charger la batterie dans les conditions très défavorables consécutives.

Les lignes pointillées en bleu représentent les informations sur les courants circulants dans notre système. Ils sont récupéré à travers des baret de shunte de 1 ohm.

Les lignes pointillées en noir sont les commandes qui sortent de l'automate de gestion vers les relais pour l'ouverture et la fermeture.

L'option éolienne elle est en rouge elle n'est pas câblé il nous faudra tout un câblage des relais et des sectionnaires et la programmation des fonctions dans l'automate nous étions limités par l'université, car nous n'avons pas l'autorisation pour intervenir et modifier le câblage des KITS.

Tous les composants du système sont bien identifiés dans le schéma dans la figure ci-après

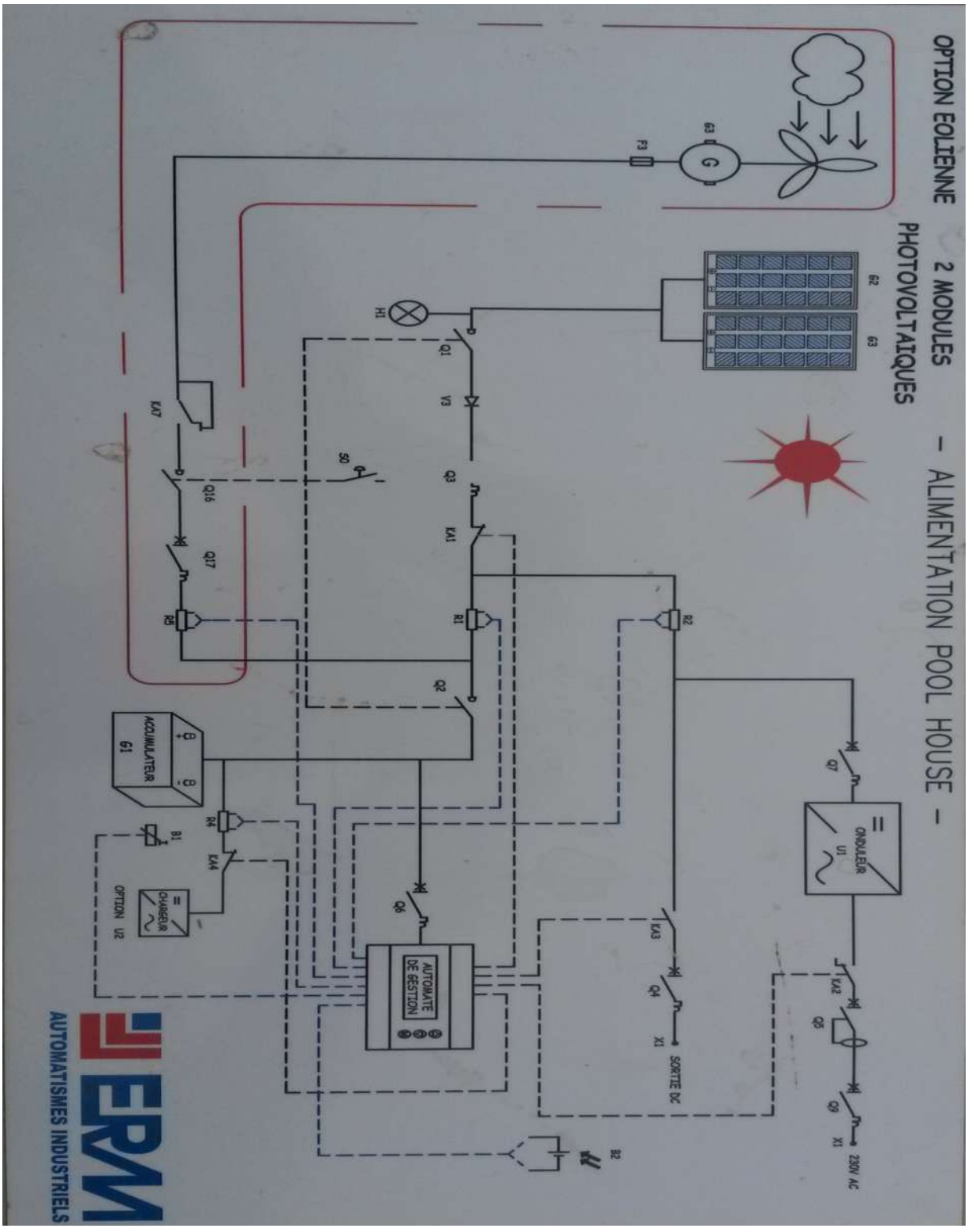


Figure III.4 schéma de principe

III.3.1 coffret de gestion et de distribution électrique

Ce sous-ensemble permet de gérer la production, distribuer et convertir l'énergie électrique. Ce sous ensemble est constitué des éléments suivants :

La figure suivante représente la disposition des composants de protection et le relais ainsi que l'automate de gestion dans l'armoire du kit PV étudié.

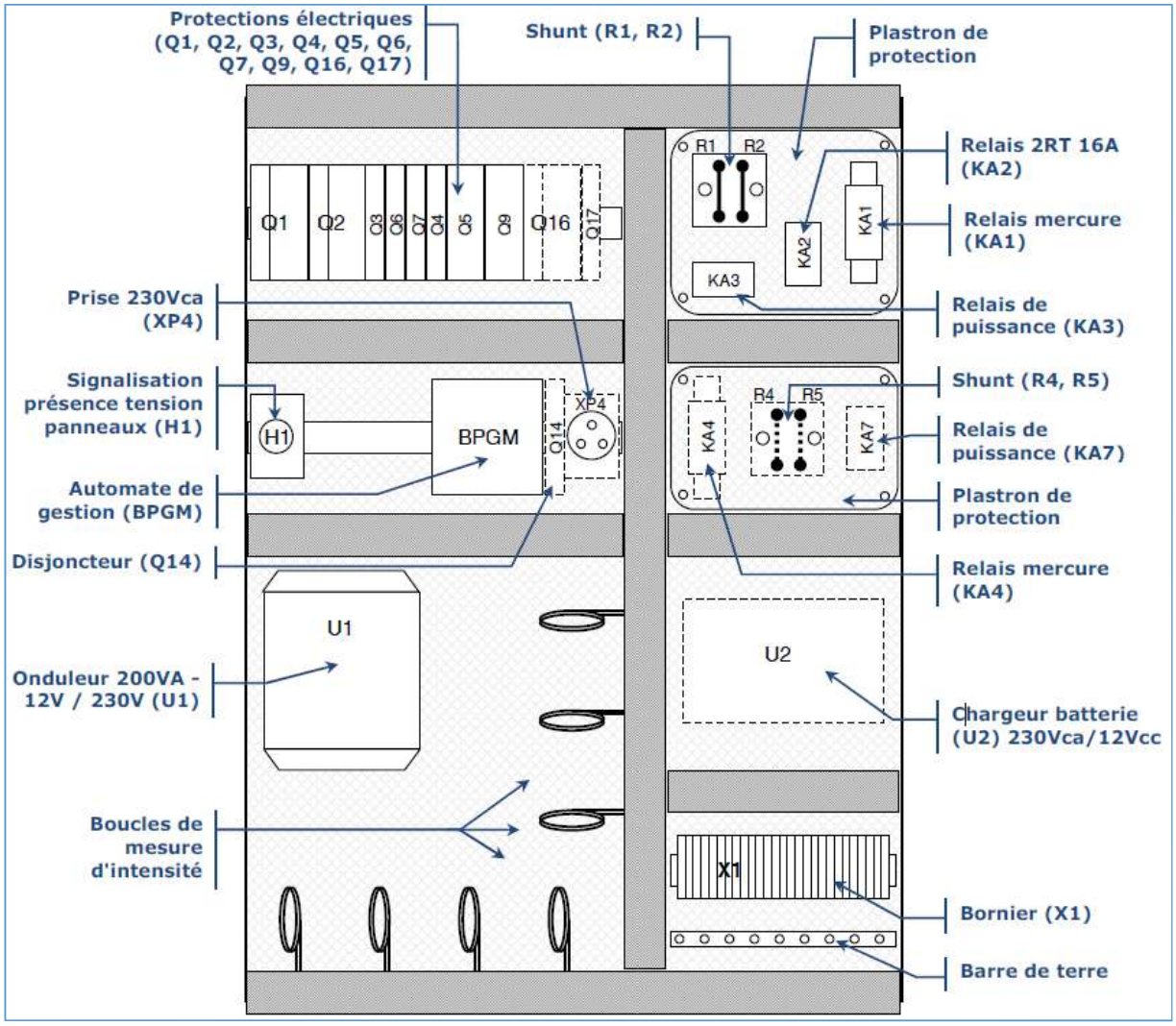


Figure III.5 composants du coffret de gestion et de distribution électrique

III.3.2 coffre à batterie et chargeur de batterie

Ce sous-ensemble permet de stocker et de recharger la batterie du système.

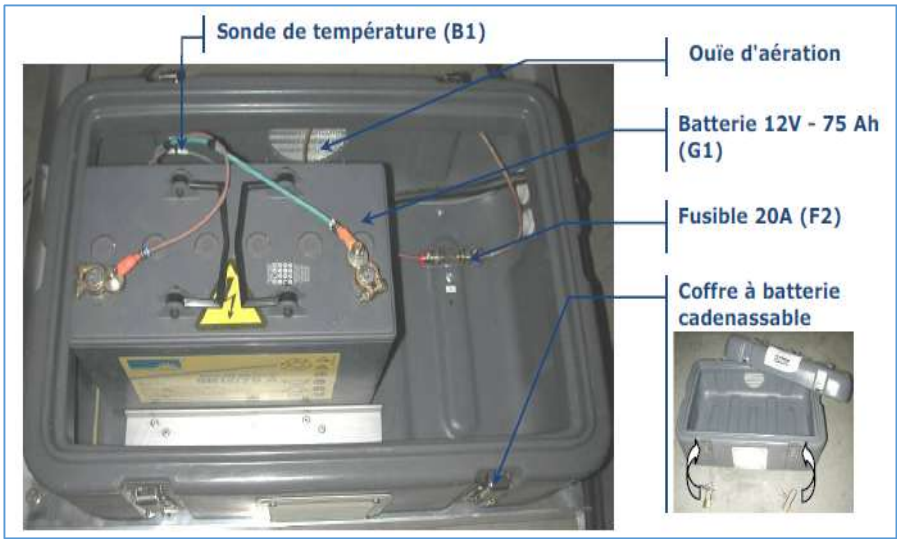


Figure III.6 coffre à batterie

Les figures III.6 et III.7 représente respectivement le coffret de la batterie ou nous trouvons la batterie et la sonde de température et le fusible de 20 A pour la protection de la batterie contre un court-circuit.

Et l'option du chargeur ou en peut charger notre batterie dans des conditions Consécutives très défavorables.

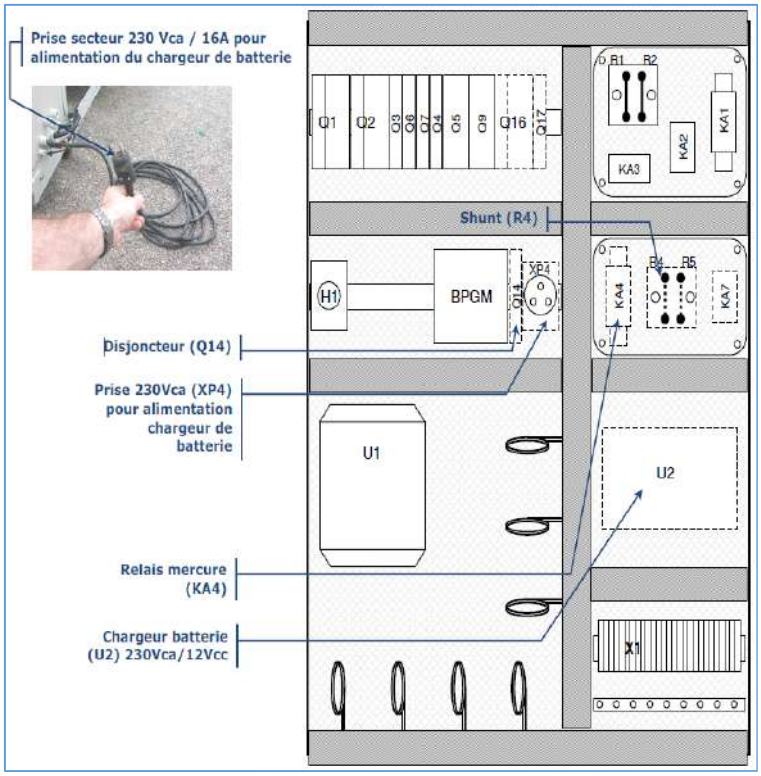


Figure III.7 chargeur de batterie

III.3.3 kit d'éclairage :

Ce sous-ensemble permet de convertir l'énergie électrique en éclairage. Il est alimenté par l'intermédiaire de câbles en provenance de l'armoire électrique de gestion et de distribution.

Ce sous-ensemble destiné à une utilisation intérieure est principalement constitué de :

- *Un cadre supportant le système*
- *Un circuit 12V continu (lampes + prise)*
- *Un circuit 230V alternatif (lampes + prise)*

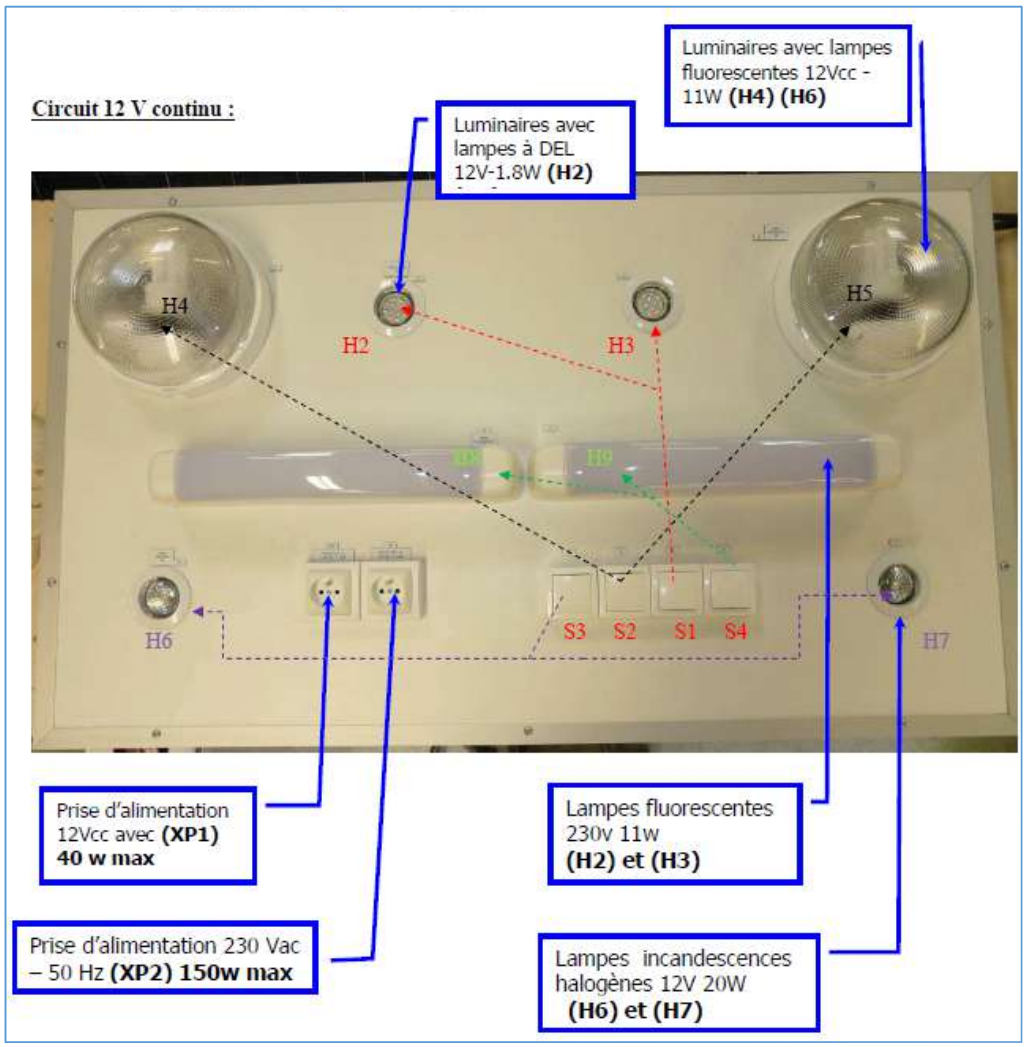


Figure III.8 kite d'éclairage

III.3.4 schéma électrique du kit éclairage

Le schéma suivant représente le schéma électrique éclaté du kite d'éclairage

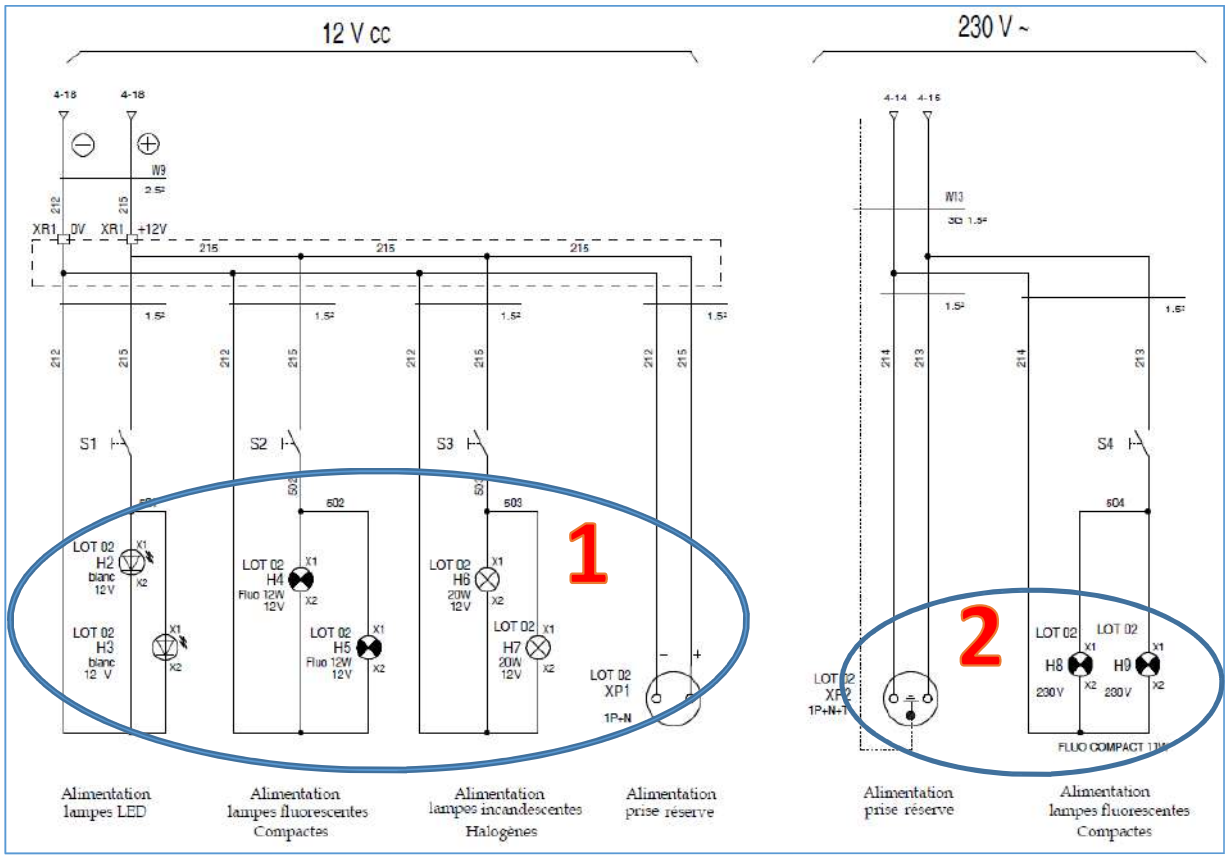


Figure III.9 schéma électrique de kit éclairage

1) utilisation en courant continu

Représente tout le circuit qui est alimenté par le courant continu des lampes LED et des lampes Halogène et des lampes fluorescentes pour varier la charge et observer le comportement du système.

2) utilisations alternatif

Représente le circuit ou la charger est connecter après un onduleur monophasé de 220V 50 Hz Il y a deux lampes fluorescentes et une prise 220V.

III.4 schéma électrique

Dans cette partie nous éclaircissons le schéma électrique en détaille, chaque fil d'où il vient et où il va.

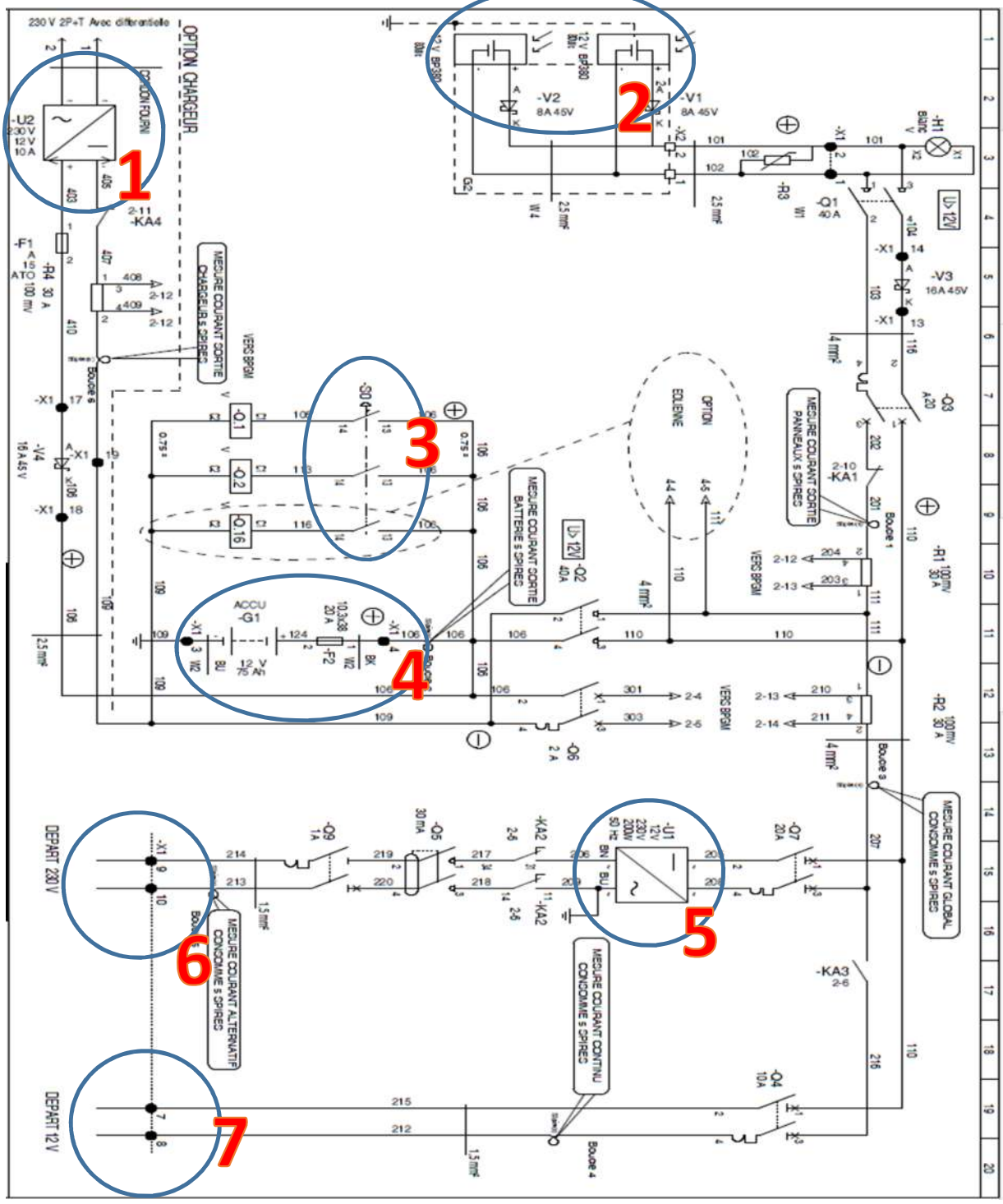


Figure III.10 schéma électrique du système complet

1) le chargeur de batterie 12V 6A

2) les panneaux solaires

3) bouton d'arrêt d'urgence

4) la batterie 12 v 70 Ah

5) l'onduleur 200 VA

6) départ 230V 50 Hz

7) départ 12V en continu

La figure III.11 nous montre la structure du câblage de l'automate de gestion. Les entrées de lecture et les vois de sortie. Les ordres qui sont destinés au relais de commande représentés par deux lettres et un chiffre (KA1 KA2 KA3 ...)

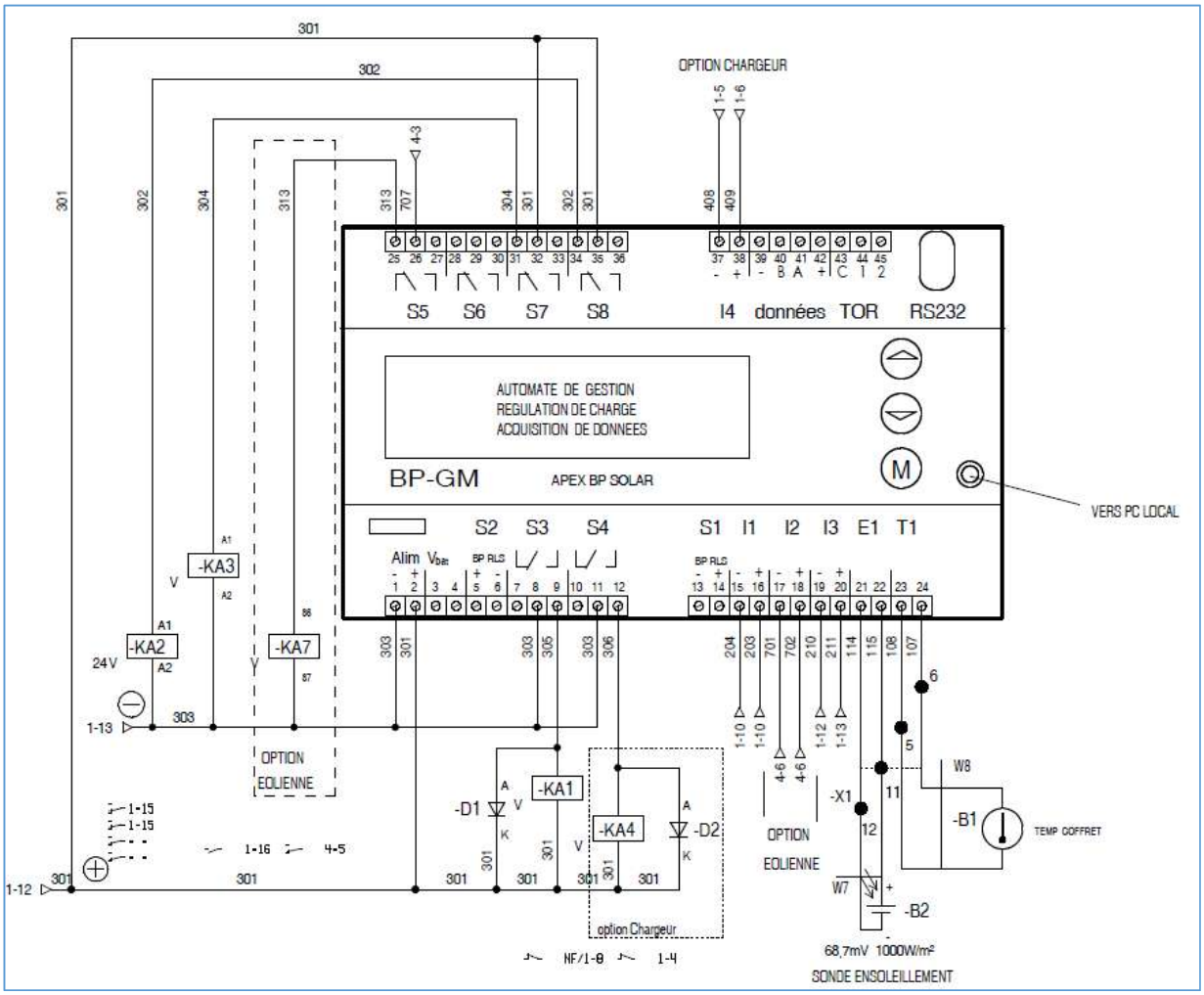


Figure III.11 schéma électrique de l'automate de gestion

Les figures III.12 et III.13 représentent les bornier ou le raccordement s'effectue.

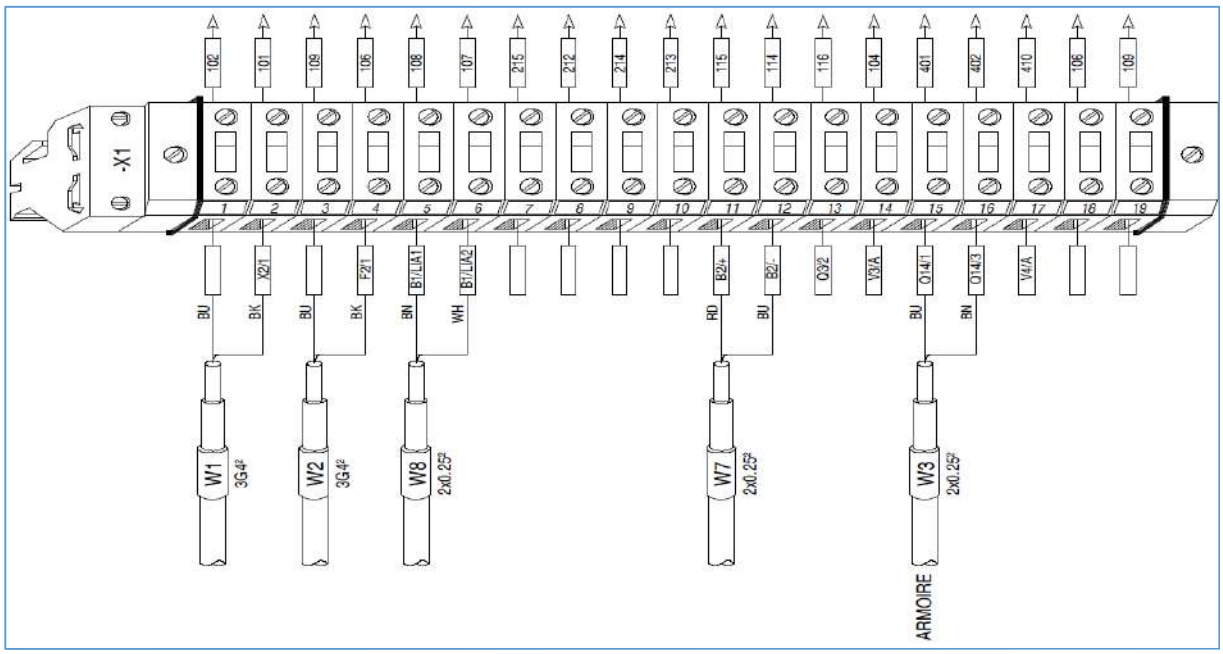


Figure III.12 bornier X1

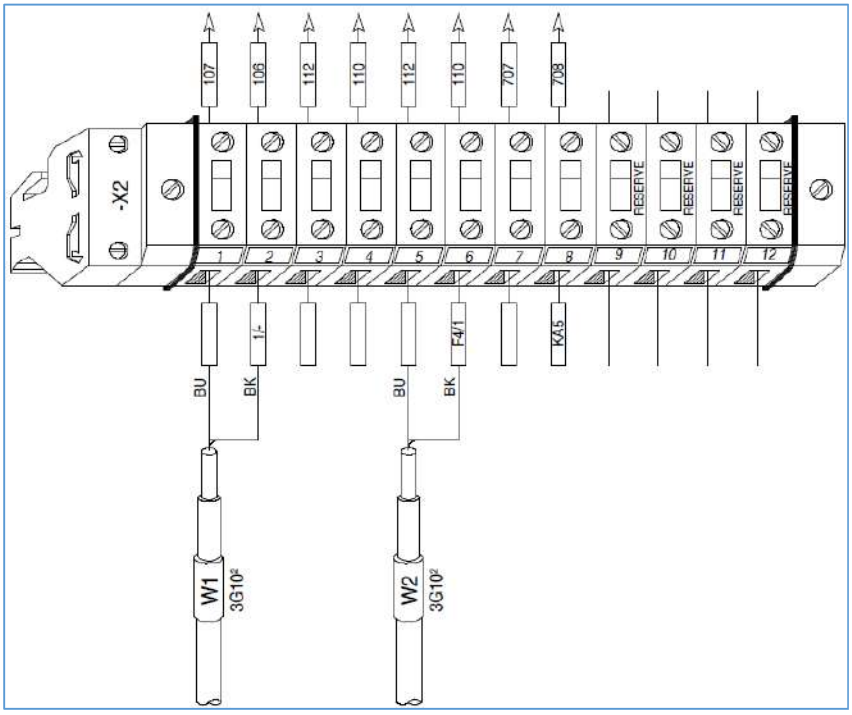


Figure III.13 bornier X2

Le système est équipé de boucles d'intensité permettant la mesure des courants produits et/ou consommés sur le système. La figure ci-après représente ces boucles avec l'identification de chacune.

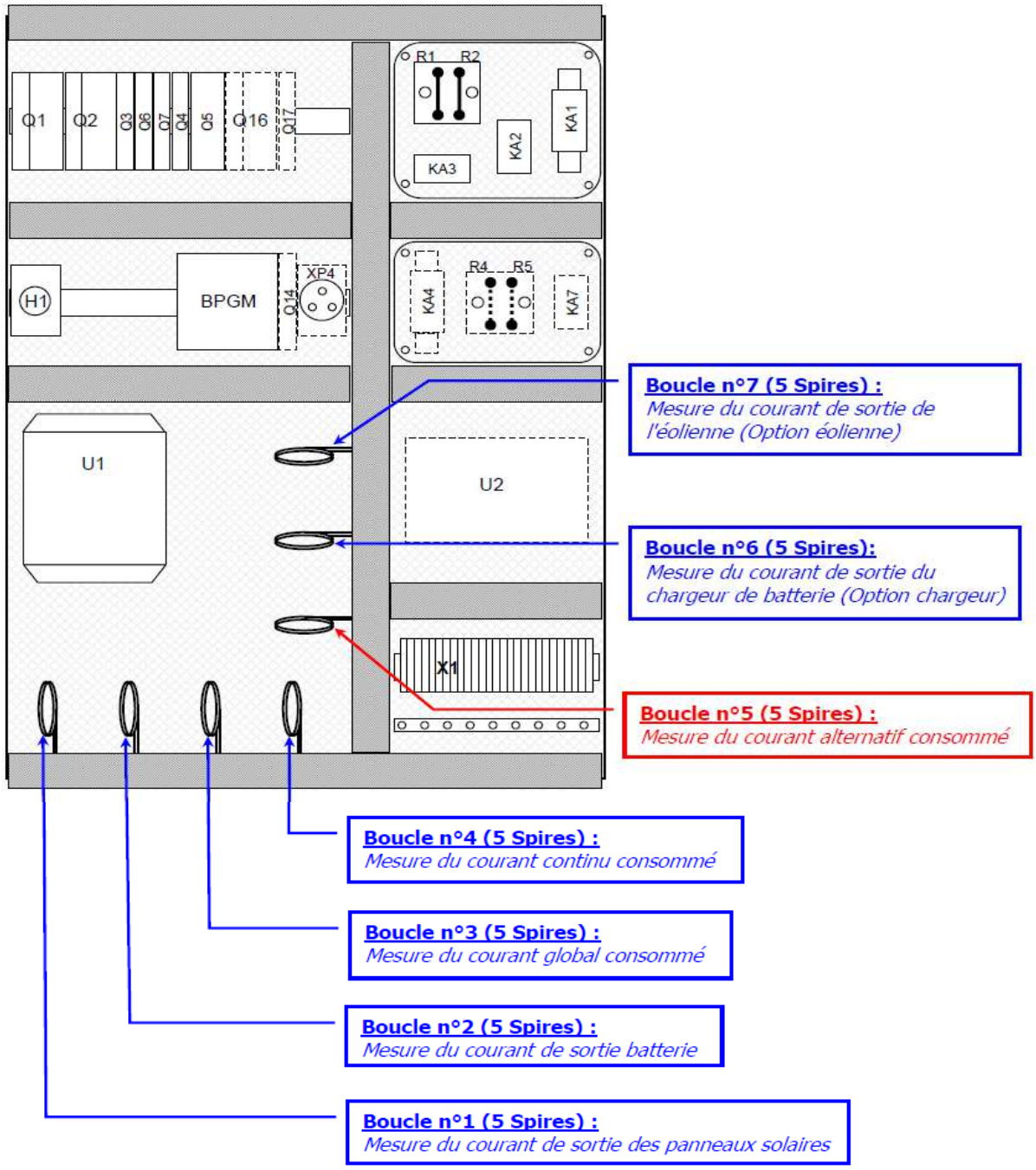


Figure III.14 identification des boucles de mesure

Le système est équipé de boucles d'intensité permettant la mesure des courants produits et/ou consommés sur le système. Selon la boucle considérée, le courant mesuré est soit "Continu" soit "Alternatif". Par conséquent, il est indispensable d'utiliser une pince ampère métrique autorisant la mesure des courants continus et alternatifs

Pour effectuer les différentes mesures de courant en place la pince ampère métrique sur chaque boucle comme présenté ci-dessous. Pour chaque relevé, diviser la valeur mesurée par 5 afin de déterminer la valeur réelle du courant dans le circuit (Nombre spires de chaque boucle = 5).

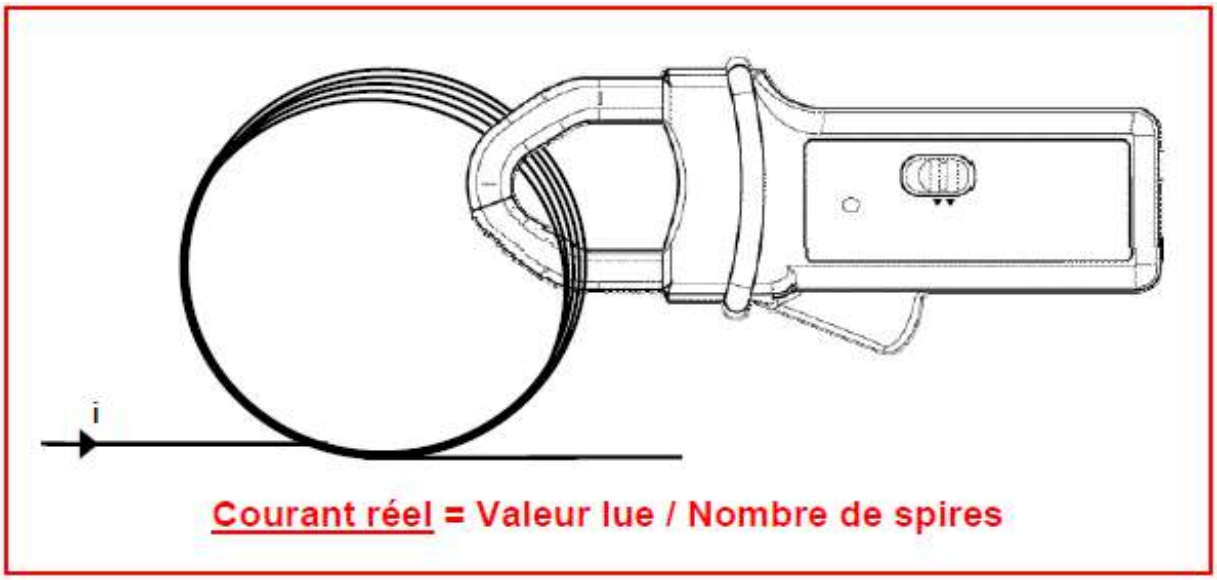


Figure III.15 mesures de courant

III.5 le kit SOL-2

SOL-2 est une centrale solaire composée d'une armoire électrique (avec ses composants de protection et de comptage) et de 2 panneaux photovoltaïques sur châssis indépendants réglables en inclinaison. En position dépliée, les cellules génèrent une puissance électrique de 400Wc suffisante pour renvoyer un courant significatif sur le réseau à travers l'onduleur.

SOL-2 est prévu pour comprendre le fonctionnement d'une installation solaire avec restitution au réseau



Figure III.16 kit sol-2

III.5.1 composant du kit

III.5.1.1 le panneau

Le kit sol-2 est composé de deux panneaux solaire mono cristallin de 200 Wc et d'une surface de 1.5 m²

PANNEAU PHOTOVOLTAÏQUE SOLAIRE 200Wc SUR CHÂSSIS INCLINABLE (1 PANNEAU)

- châssis robuste en aluminium.
- surface utile des cellules 1,5m².
- sortie 47VDC - 4,2A – 200Wc sur 2 bornes photovoltaïques.
- rapporteur permettant la mesure de l'angle d'inclinaison
- inclinaison réglable de 5° à 70°
- deux rotules à serrage manuel par manette permettent de positionner le panneau à l'angle d'inclinaison désiré.
- plusieurs SOL-200 peuvent être accouplés électriquement pour augmenter la puissance.
- Léger et facilement déplaçable.
  Dimensions : en position repliée : 1620 x 1060 x 100mm
  Dimensions : en position dépliée à 70° : 2100 x 1060 x 700mm



III.5.1.2 l'armoire électrique

La figure ci-après représente l'identification de l'armoire électrique du kit sol-2

1) Colonne lumineuse Marche/Présence tension
2) Bouton Arrêt d'urgence.
3) Interrupteur sectionneur permettant d'isoler le réseau électrique 230Vac. +Câble électrique pour relier l'armoire au réseau électrique 230Vac.
4) Sectionneur du circuit DC panneaux photovoltaïques.
5) Entrée tension continue provenant des panneaux solaires. Attention tension compatible de 65 a130VDC.
6) Commutateur de fonctionnement, 0 / Restitution d'énergie au réseau.
7) Onduleur réseau 500W. Permet de restituer au réseau électrique 230V-AC-50Hz. l'énergie fournie par les panneaux solaires.
8) Protection par fusibles gPV.
9) Commutateur Marche/arrêt permettant d'isoler la sortie de l'onduleur pour la maintenance par exemple.
10) Compteurs d'énergies avec fonction journalière.

11) Disjoncteur magnéto thermique 500mA de branchement.
12) Ensemble de disjoncteurs différentiels et magnétothermiques. Ainsi que le module contrôleur de tension VDE 0126-1-1.
13) Parafoudre.
14) Porte document.

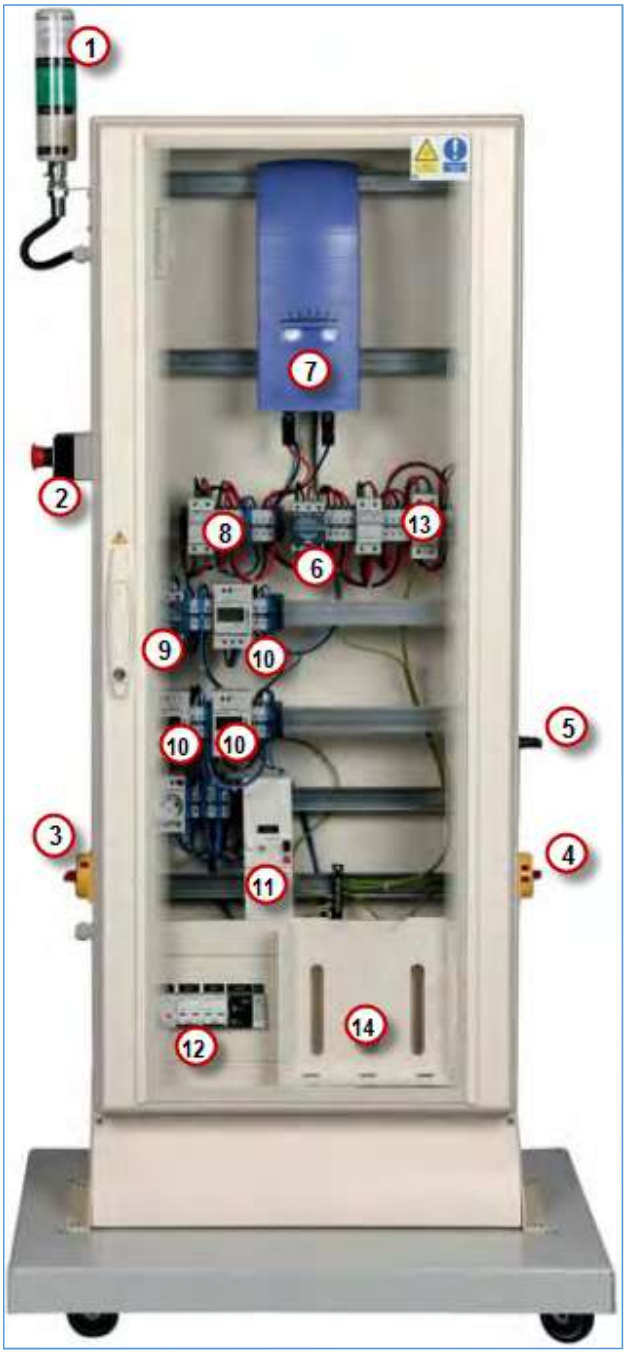


Figure III.17 armoire électrique

III.5.1.3 les Côtes d'armoire électrique :

a) Côté droit



Sectionneur permettant d'isoler la source continu de l'armoire électrique (**Q1**).

Bornes de raccordement des panneaux solaires

Veiller toujours à respecter les polarités et à relier la terre au châssis.

Figure III.18 côté droit

c) Côté gauche

Bouton d'arrêt d'urgence

Commutateur d'isolation du réseau



Figure III.19 côté gauche

III.5.2 le système raccordé au réseau

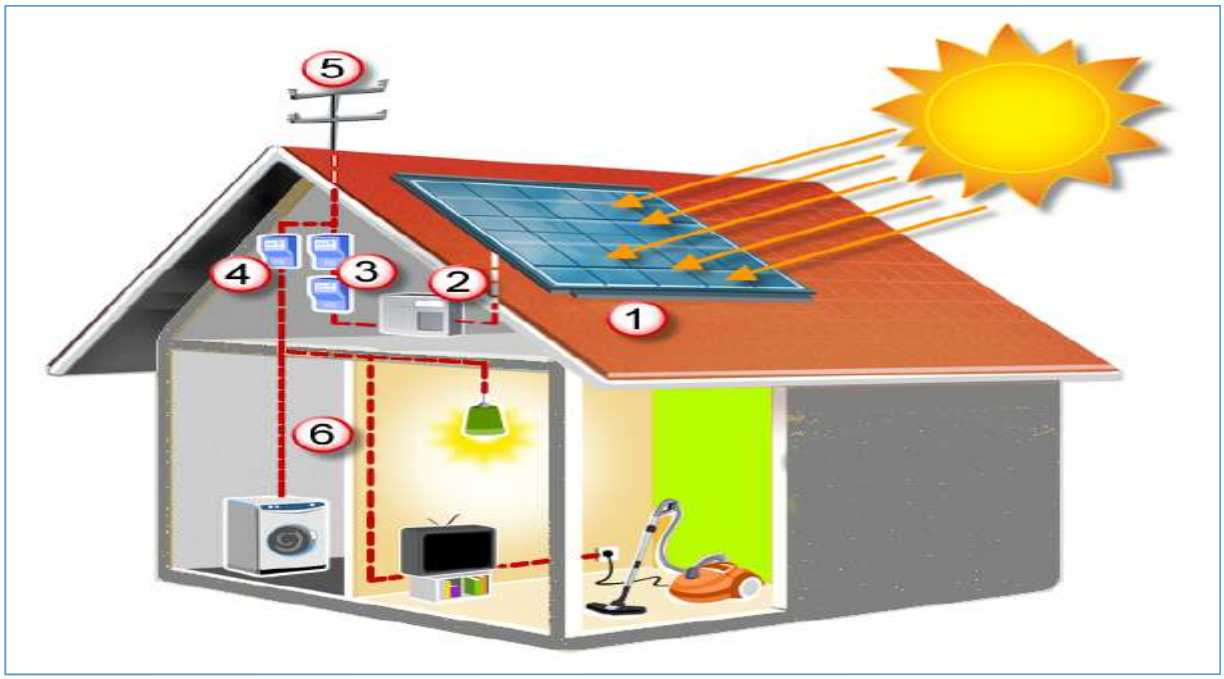


Figure III.20 système raccordé au réseau



Figure III.21 composant du système raccordé au réseau

1) **Panneaux solaires photovoltaïques**

2) **Onduleur Réseau** :

Pour être autorisé à réinjecter de l'électricité sur le réseau public, il faut un onduleur aux normes du gestionnaire du réseau. Cet appareil électronique est capable de générer à partir du courant continu, un courant sinusoïdal qui répond exactement aux normes fixées par le gestionnaire du réseau électrique. Il surveille la tension, la fréquence, les harmoniques et couple la restitution de l'énergie si il y a un découplage du réseau électrique. La protection contre le découplage est nécessaire lorsqu'un personnel intervenant coupe l'arrivée du réseau, l'onduleur s'arrête de fonctionner automatiquement

3) **Compteurs de production :** Comptabilise l'énergie restituée au réseau électrique.
4) **Compteur de consommation :** Comptabilise l'énergie consommée par l'habitation.
5) **Arrivée électrique du gestionnaire du réseau**
6) **Utilisation :** Eléments auto consommateurs tels que ampoule, machines à laver, Tv…
7) **Parafoudre** : permet de protéger l'ensemble de l'installation contre la foudre

III.5.3 Principe de fonctionnement

La plupart des bâtiments dans le monde sont raccordés au réseau public de distribution. L'électricité est disponible en permanence à un niveau de puissance choisi par le consommateur.

L'installation d'un système photovoltaïque dans ce cas ne répond donc pas à un impératif d'électrification, mais au projet personnel du propriétaire du site qui désire améliorer le bilan énergétique de son bâtiment en produisant une électricité renouvelable. Le bâtiment, autrefois enveloppe passive, devient actif et producteur d'énergie. Ainsi, en période d'ensoleillement, une partie de l'électricité consommée proviendra de l'installation photovoltaïque.

L'électricité est produite par les panneaux photovoltaïques, cette électricité qui est du courant continu est transformée en courant alternatif par un onduleur réseau. Cet onduleur permet d'injecter dans le réseau électrique l'énergie produite par les panneaux solaires.

Cette énergie est comptabilisée par un compteur de production électrique préalablement installé dans l'installation électrique.

III5.4 régime de fonctionnement

III.5.4.1 L'injection de la totalité de la production dans le réseau

L'intégralité de la production des panneaux photovoltaïques est revendue au gestionnaire du réseau électrique. Un point de branchement spécifique à cette revente est d'ailleurs crée par le gestionnaire de réseau. Par contre toute la consommation électrique de l'habitation est comptabilisée par le compteur de consommation traditionnel existant

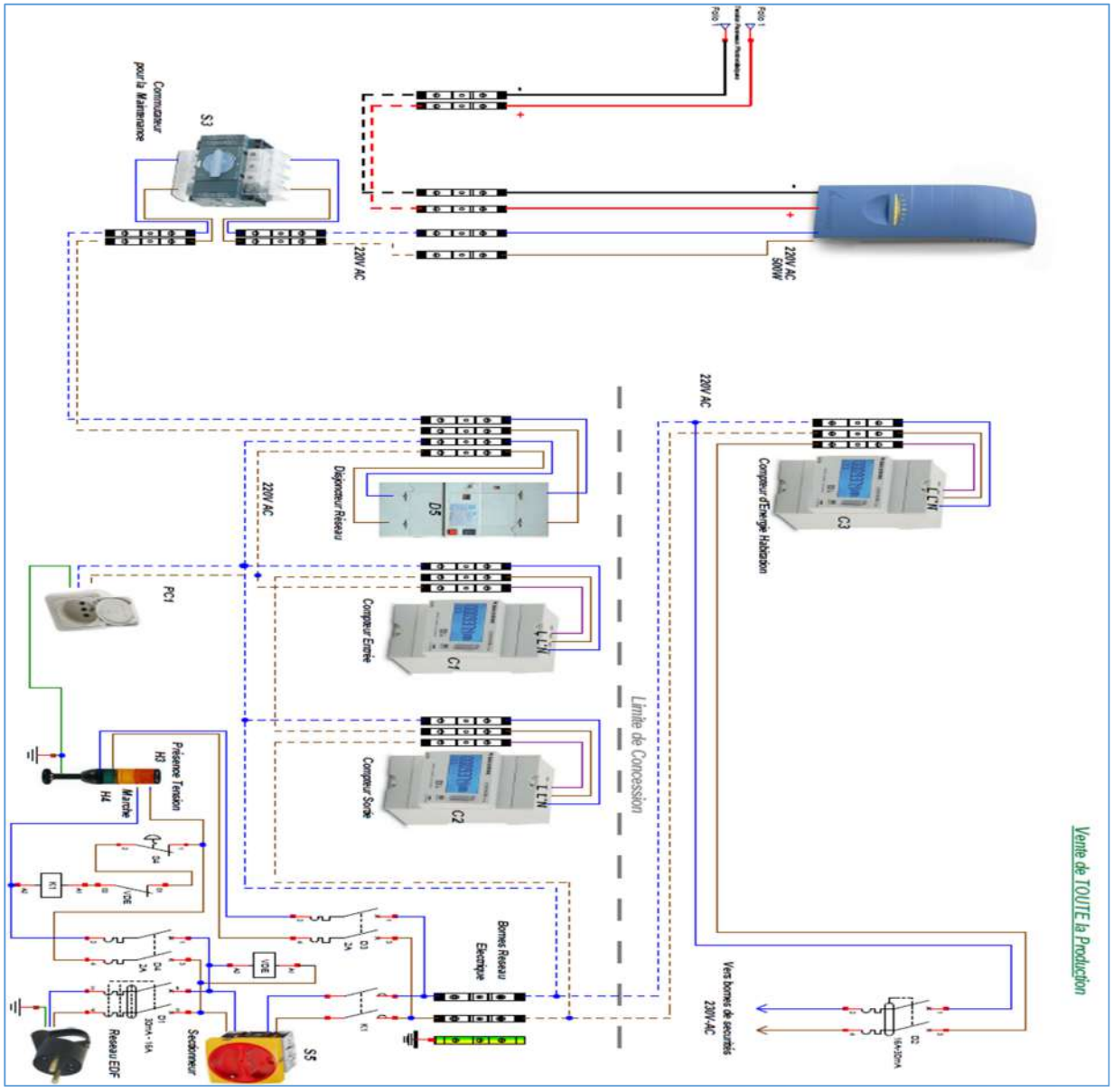


Figure III.22 vente de la totalité de la production

III.5.4.2 L'injection du surplus de la production dans le réseau.

L'intégralité ou une partie de la production des panneaux photovoltaïques est utilisée par les appareils en cours de fonctionnement, appelés aussi auto-consommateurs. Donc cette 'production consommée sur place' n'est pas comptabilisée par le compteur de production mais vient réduire le décompte de la consommation générale.

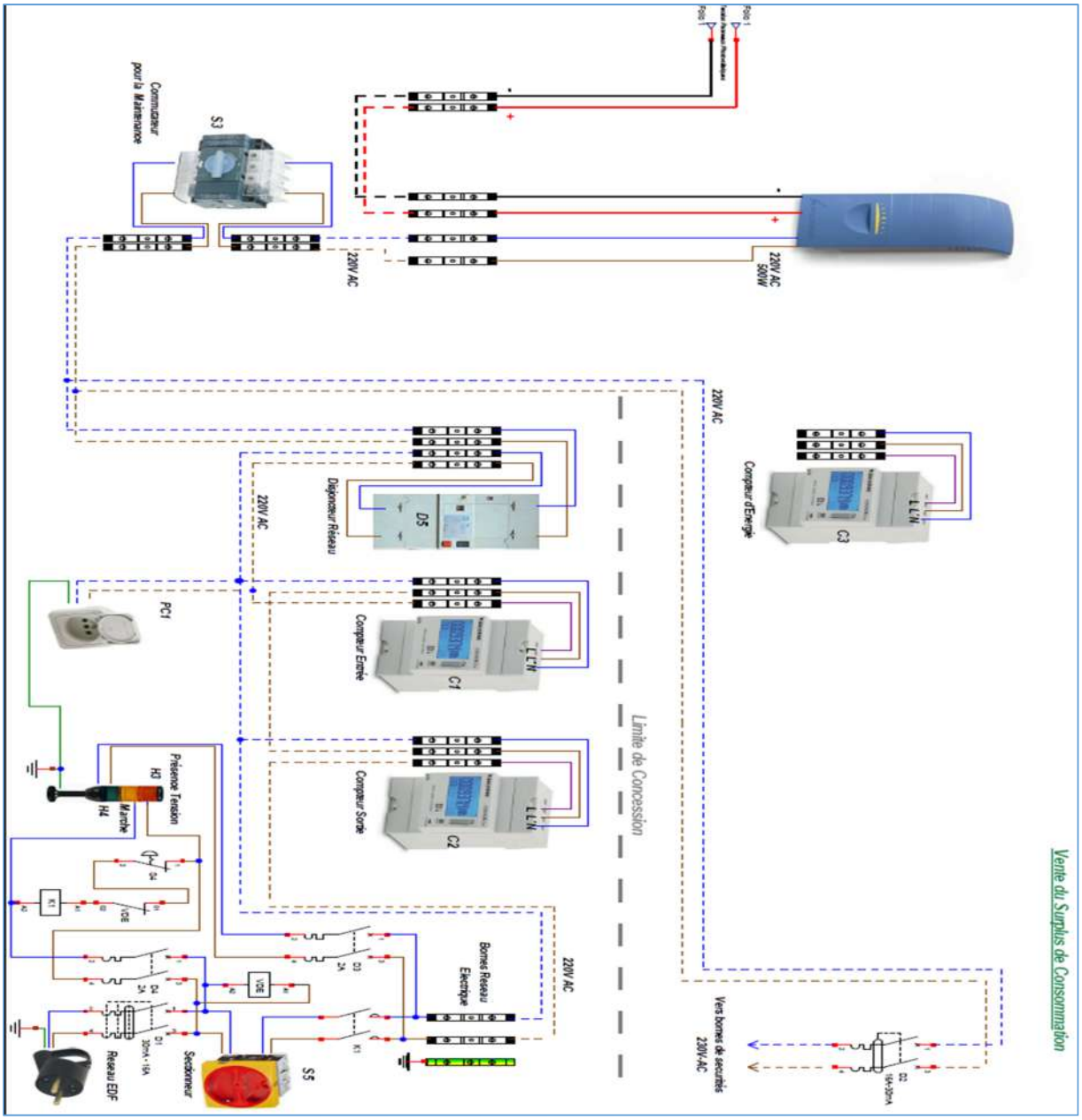


Figure III.23 vente du surplus de la production

Seul le surplus de la production électrique par rapport aux consommations instantanées est vendu au gestionnaire du réseau électrique celle-ci sera comptabilisée par le compteur de production.

III.5.5 logiciel Soladin 600

Le kit sol-2 c'est un kite équipé d'un onduleur MASTRVOLT qui est doté d'un logiciel pour communication entre le PC et l'onduleur pour visualisé la production solaire les erreurs qui sont apparus pour que l'exploitant intervienne au beau moment et le logiciel avait un enregistreur de production pour afficher le profile journalier

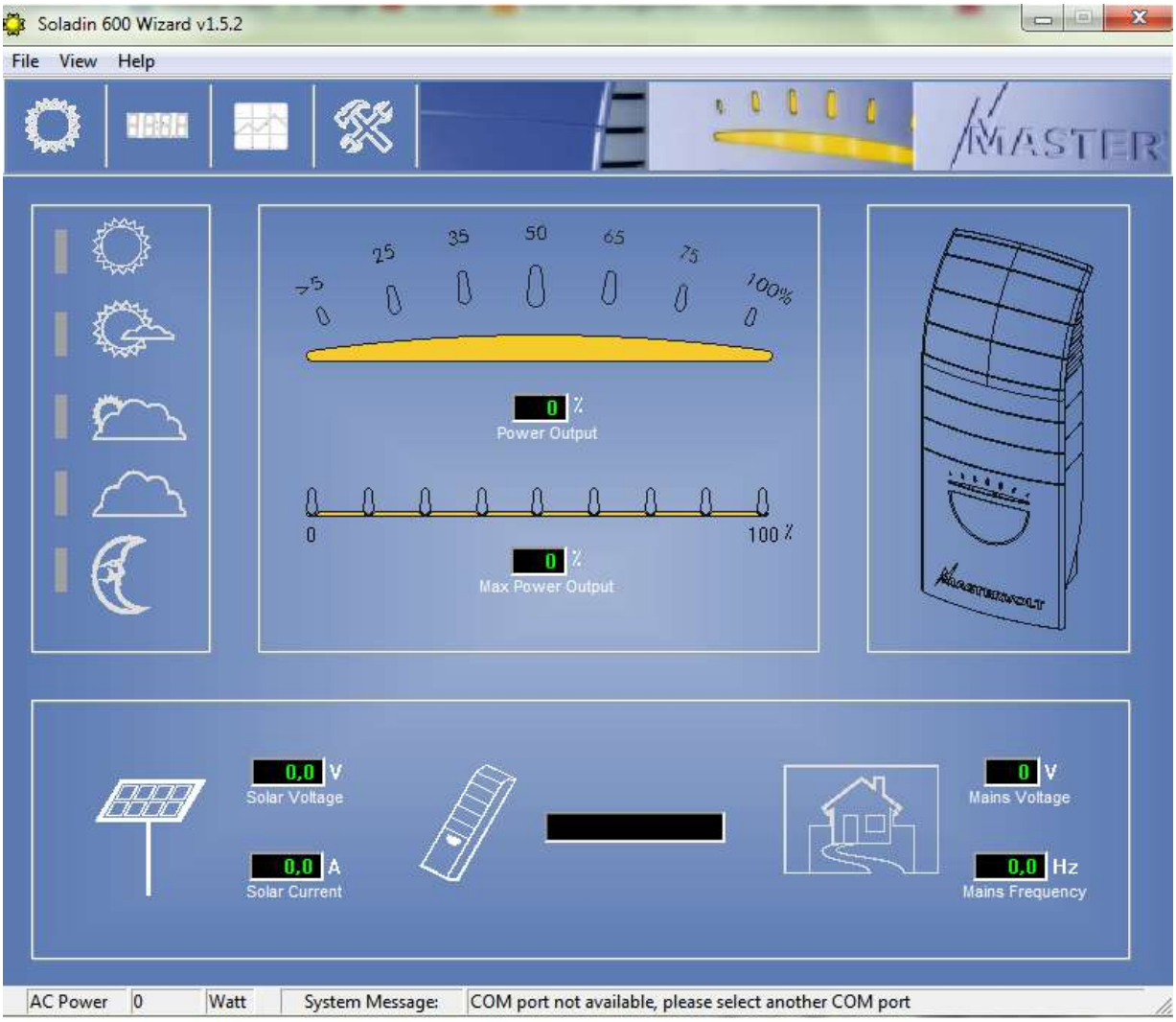


Figure III.24 interface principale de logicielle

La figure suivante représente l'onglet d'information sur la production et les erreurs possibles

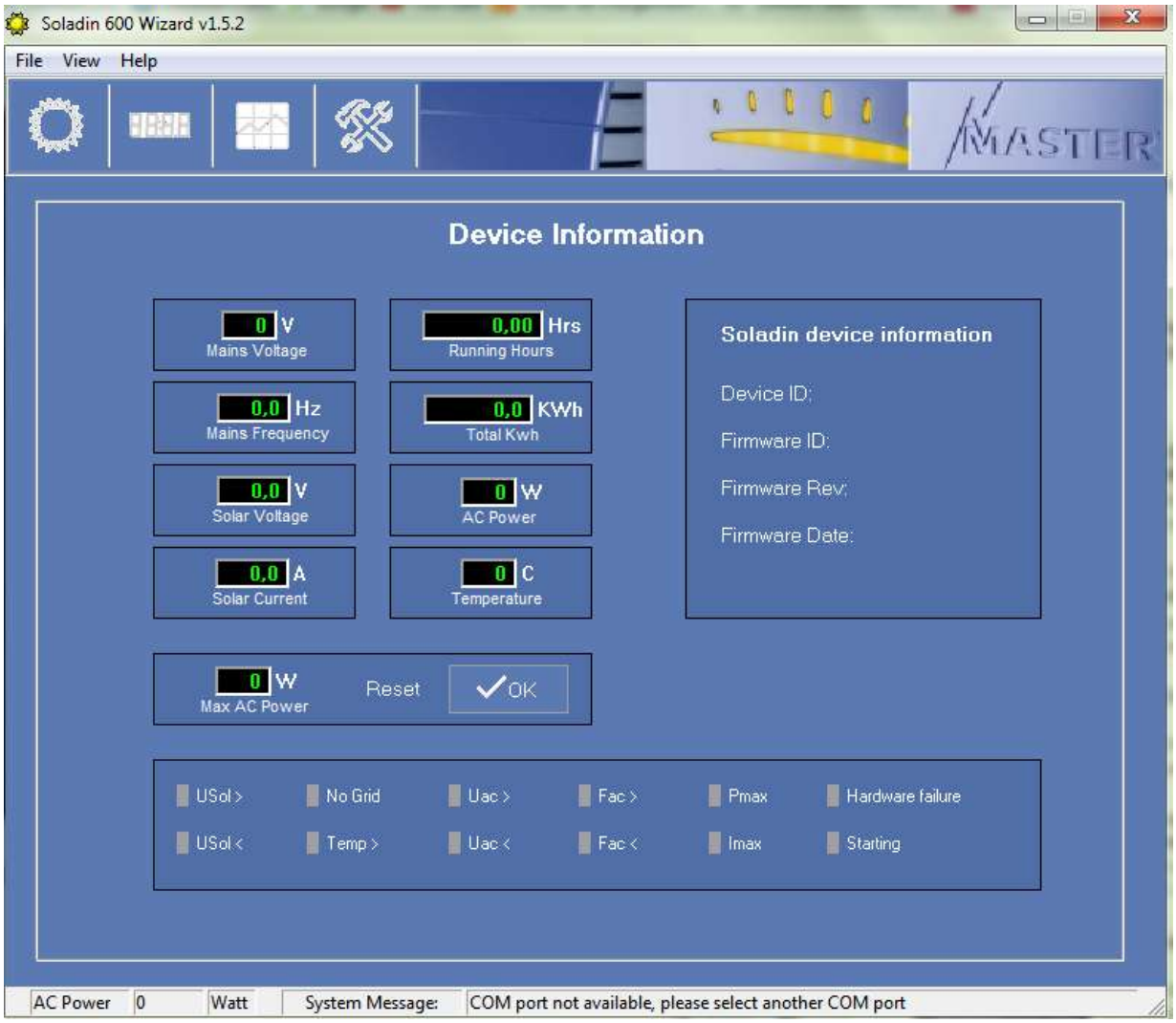


Figure III.25 onglet des compteurs et erreurs

La figure suivante représente l'onglet de profile journalier et le cumule de production

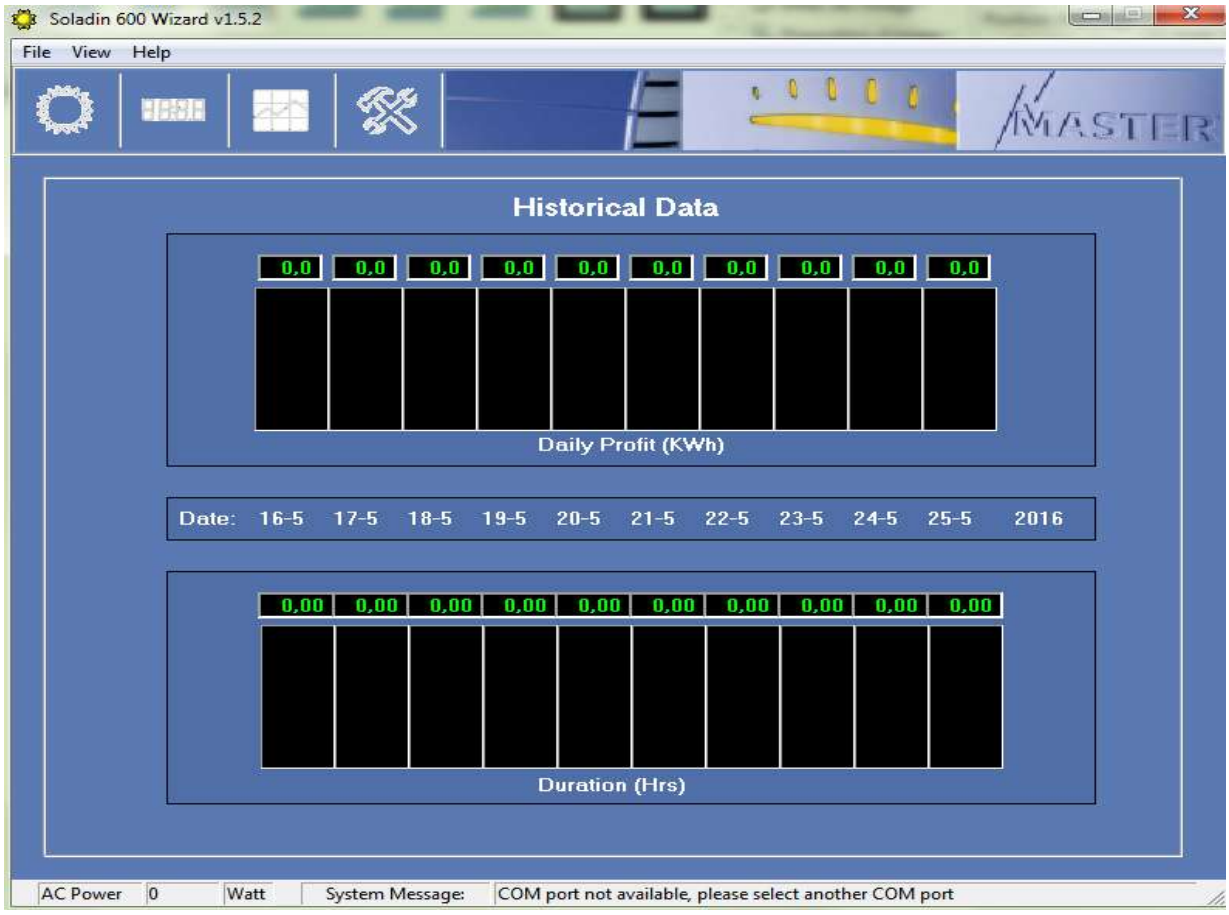


Figure III.26 onglet de profile journalier

III.6 conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté les principaux composants des kits utilisés dans notre étude. Les schémas synoptiques simplifiés pour comprendre le fonctionnement et les schémas électriques détaillés de ces derniers pour plonger dans les détails ainsi leurs images.

Identification des pièces qu'on a trouvées dans les kits et les régimes de fonctionnement possibles.

Les Méthodes de mesure à travers les barrettes de shunte de 1 ohm et la méthode de mesures par la pince ampère-métrique à travers les boucles de mesures.

Chapitre IV

Résultats et discussions

IV Introduction

Dans ce chapitre nous allons présenter les résultats pratiques extrais depuis le logiciel présenté dans le chapitre II après sa mise en service et l'activation de la licence du logiciel, et les analyser puis les discuter sans oublier les contraintes et les difficultés rencontrées pour finir notre travail dans de bonnes conditions. Les expériences effectuées se résument dans les configurations possibles dans l'automate de gestion avec leurs valeurs, variation de charge, le pompage PV, la variation de l'inclinaison l'orientation des panneaux et enfin la qualité d'énergie produite ; tous cela avec une analyse du comportement du système ainsi qu'une comparaison avec une étude pré-faite à l'aide du logiciel PVsyst.

IV.1 biais et failles dans notre travail

Le premier problème rencontré à fin de finir le travail conformément au prévu (plan de travail) c'était le refus d'emplacement du kit sur la toiture d'université d'une façon autonome pour une période de plus de six mois.

Le deuxième c'était l'interdiction de modifier le câblage interne du kit pour activer l'option éolien, groupe électrogène et le comptage de changement d'états des relais.

Le troisième problème se résume dans l'impossibilité de modification du programme de l'automate afin d'installer les modems de communication pour réaliser la télé-conduite du kit (télémesure télé-programmation) car l'automate était protégé par un mot de passe d'usine réservé au constructeur.

IV.2 configuration de l'automate

Dans notre travail nous avons utilisé 2 configurations principales. La première était pour but d'essayer et de comprendre le comportement du system en général. La seconde est une configuration améliorée ou modifiée de telle façon de garantir une autonomie du système.

Une configuration comme elle est illustré dans le chapitre II est composée en alarme/action et limitée par des seuils haut et bas c.-à-d. un seuil d'activation et l'autre d'arrêt pour activer l'une des alarmes disponibles (ATH ATB) ou activer l'une des fonctions (DTB FLD RCS RCD…)

IV.2.1 configuration N° 1

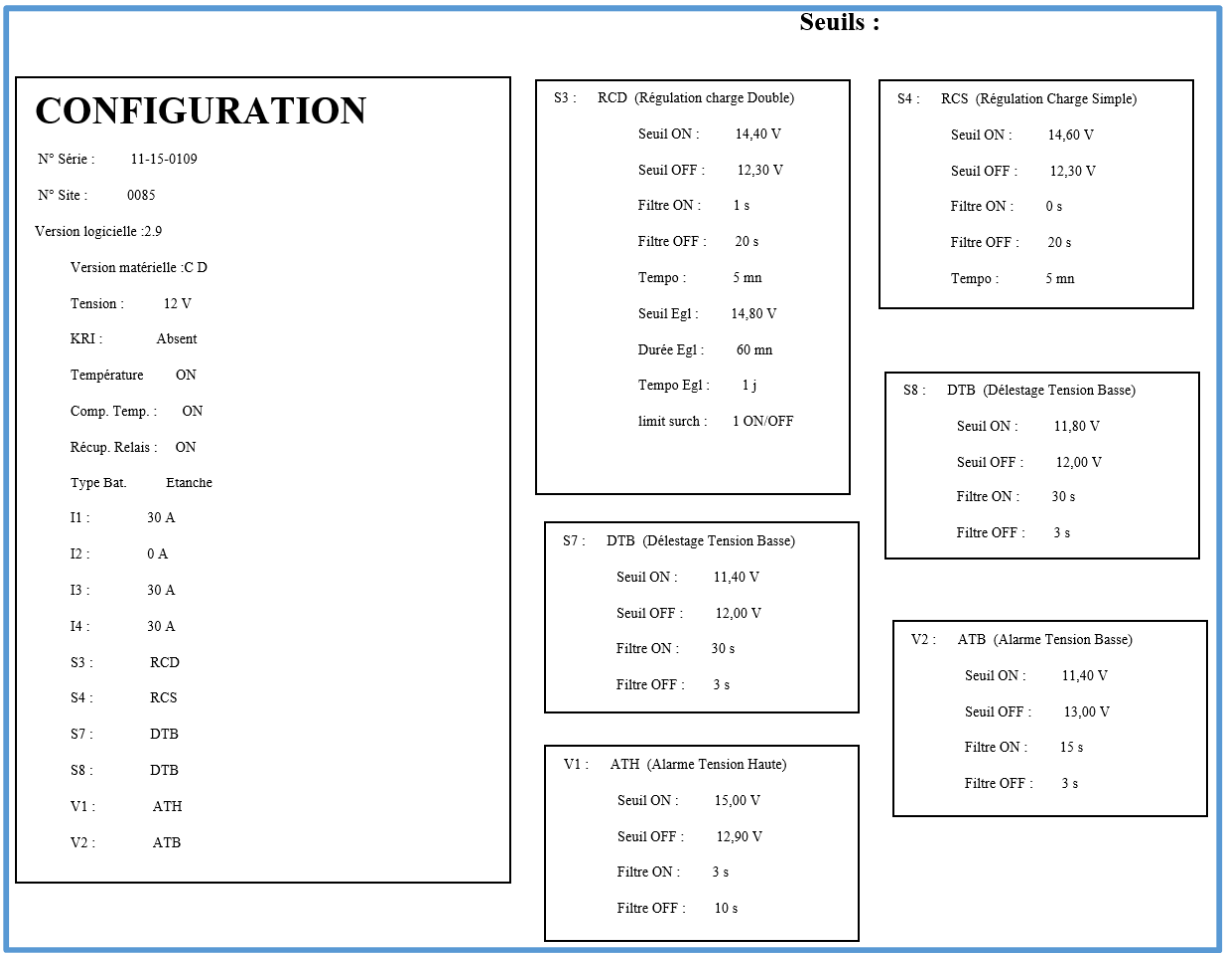


Figure IV.1 configuration N° 01

IV.2.1.1 résultats d'essais :

Dans ces essais le système était raccordé au réseau (avec chargeur de batterie) avec une charge alternative fixe de 85 W pendant 48 h du 02 au 03/05/2016, les résultats relevés se résument en :

Le graphe de tension de batterie.

Le graphe de Bilan de consommation/ production.

Le graphe de Balance batterie.

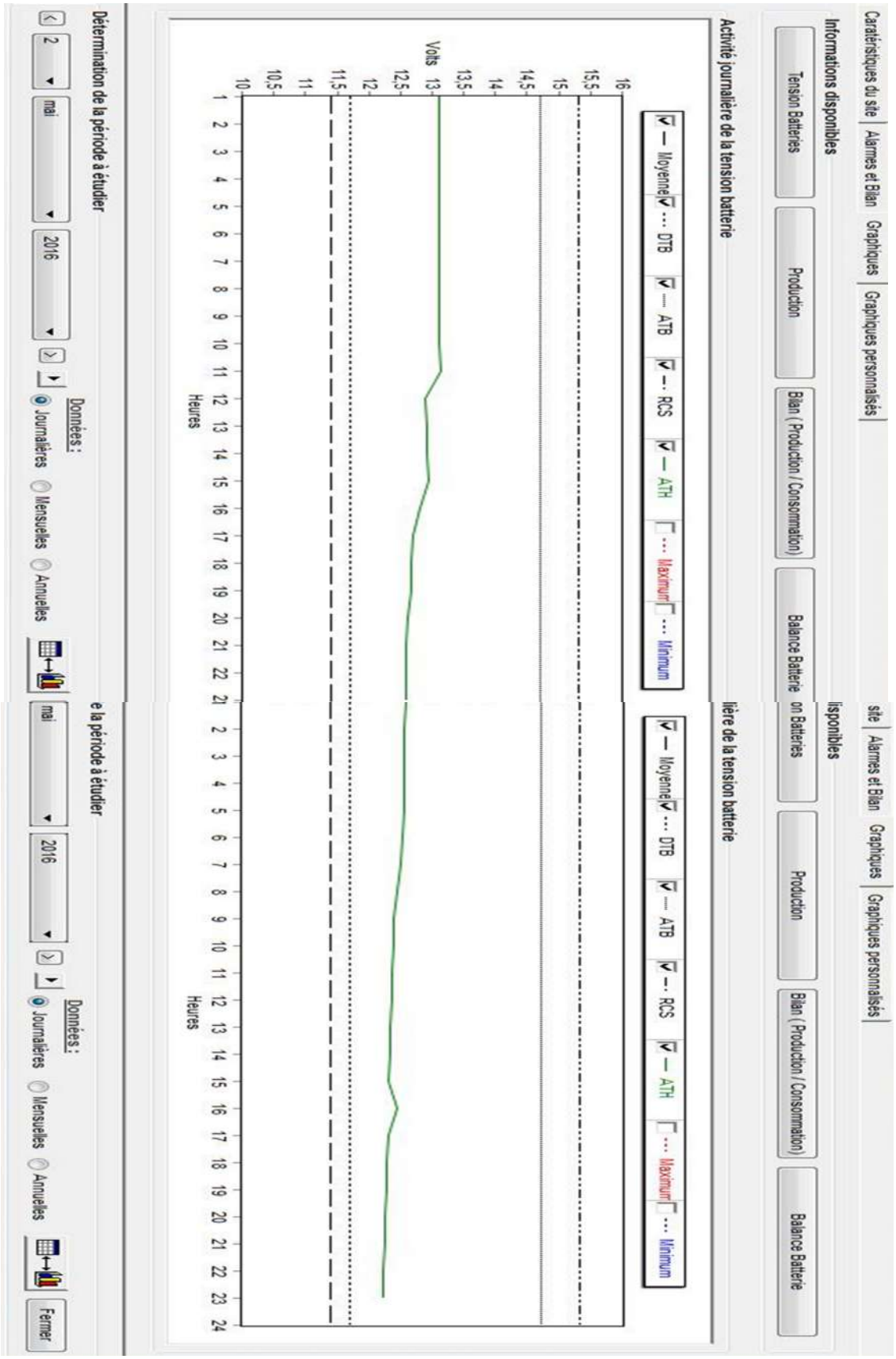


Figure IV.2 tension de batterie durant le 02 et 03 /05/2016

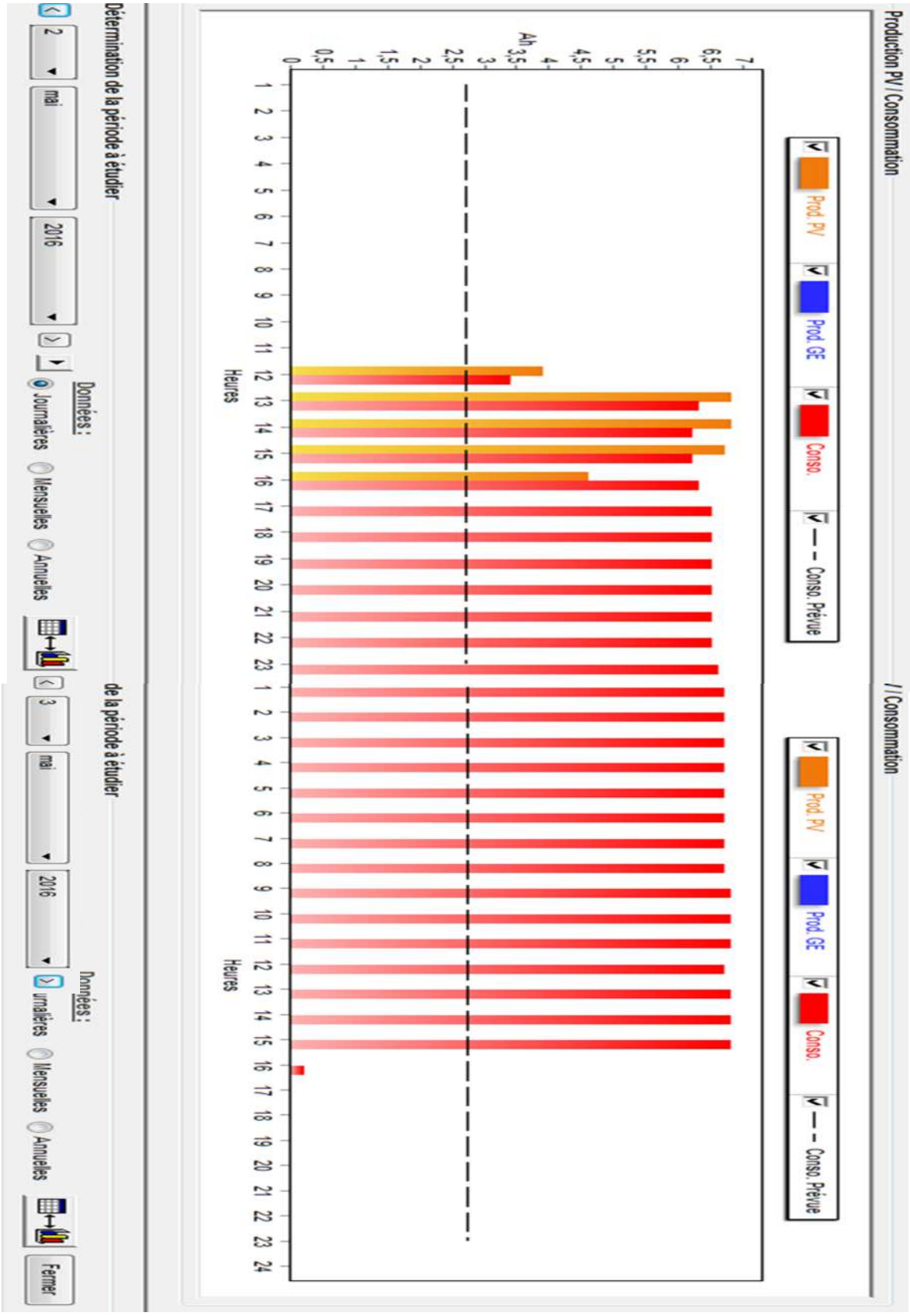


Figure IV.3 Bilan de consommation/ production durant le 02 et 03 /05/2016

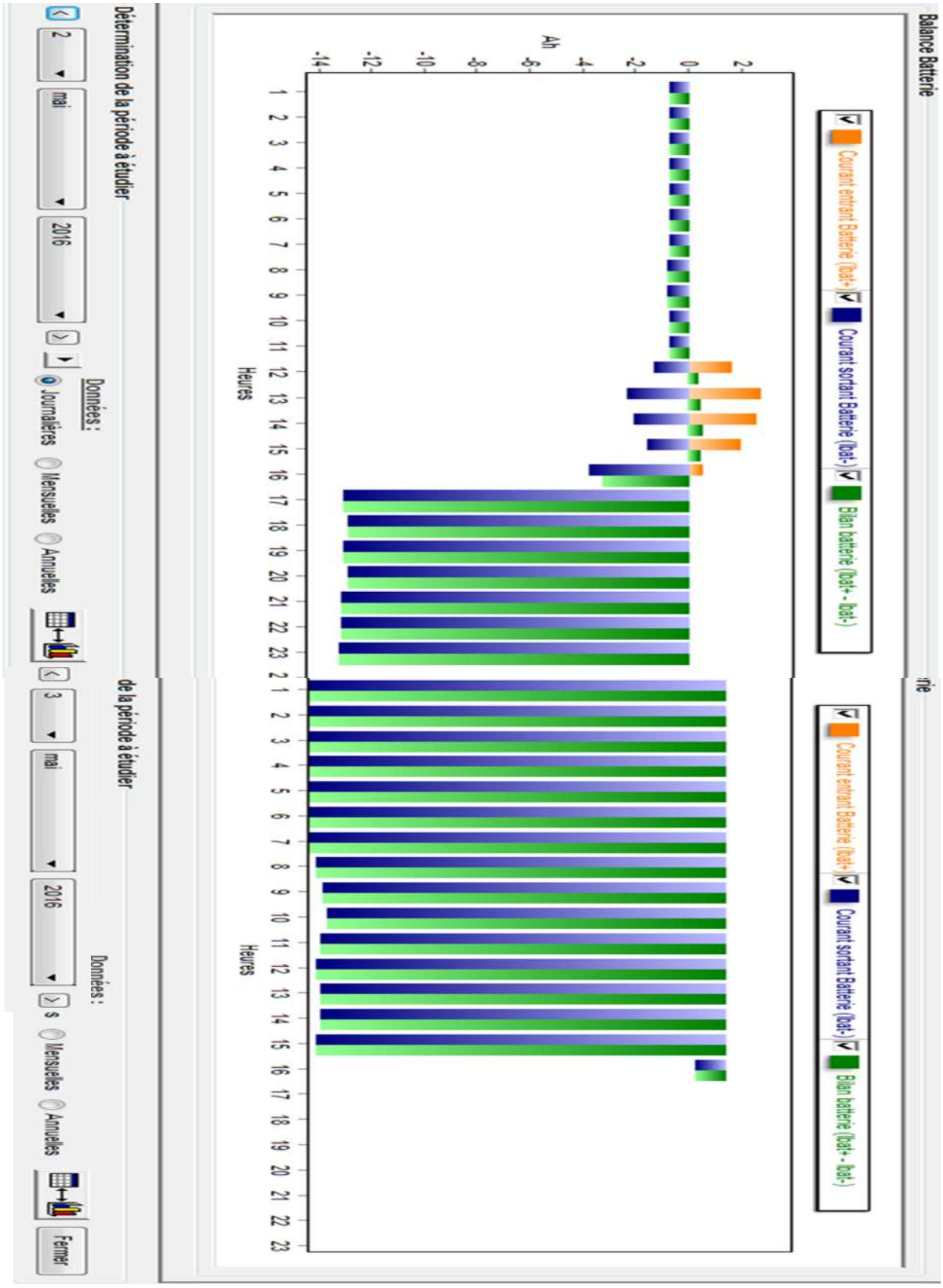


Figure IV.4 Balance batterie

IV.2.1.2 critique configuration N°01

Les résultats du système obtenus avec cette configuration d'essais, nous montrent une stabilité de la tension de la batterie, mais une fréquence de délestage assez importante (système perturbé) au niveau de la charge parce que notre lampe ne s'allume pas d'une façon continue. La configuration oblige le système d'isoler la lampe pour garder une tension consigne égale à 12.30 V, cela d'un côté et de l'autre côté la production PV du système n'a pas pu satisfaire la consommation et la charge de la batterie à la fois. C'est pour ça on va prendre en considération dans la 2éme configuration, la diminution de la charge et augmenter l'intervalle de tension min max du délestage.

IV.2.2 configuration N° 2

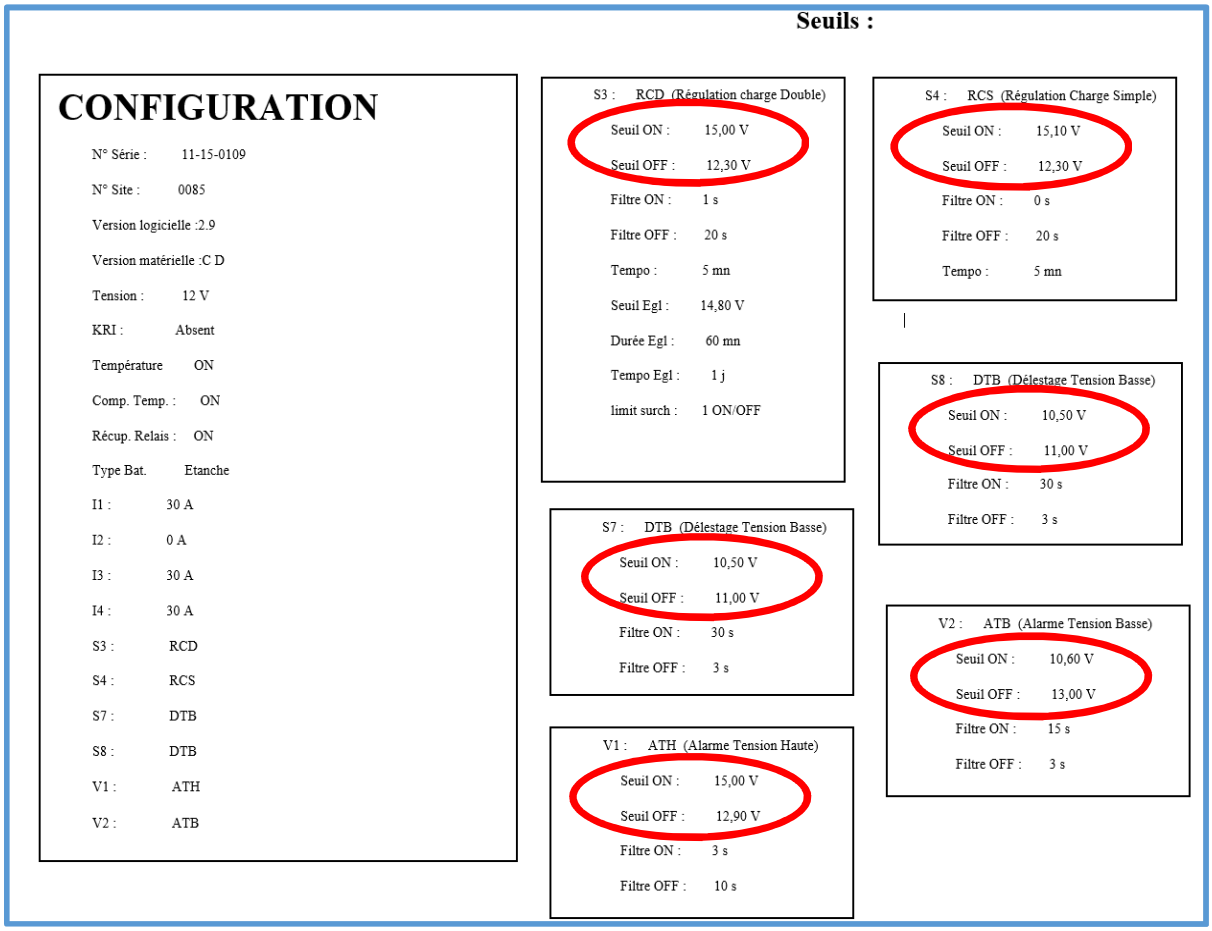


Figure IV.5 configuration N° 02

Les cercles en rouge représentent les changements effectués sur les seuils de la configuration N°01

IV.2.2.1 résultats d'essais

Dans ces essais le système n'été pas raccordé au réseau pour alimenter le chargeur c.-à-d. le système est autonome dans son fonctionnement, et avec une charge fixe alternative égale à 32 W garantissant le même pouvoir d'éclairage pendant la journée du 19/05/2016 ; les résultats expatriées se résument en :

1/ graphe comparatif d'irradiation solaire

2/Graphe tension de batterie

3/Graphe balance batterie

3/Graphe production /consommation

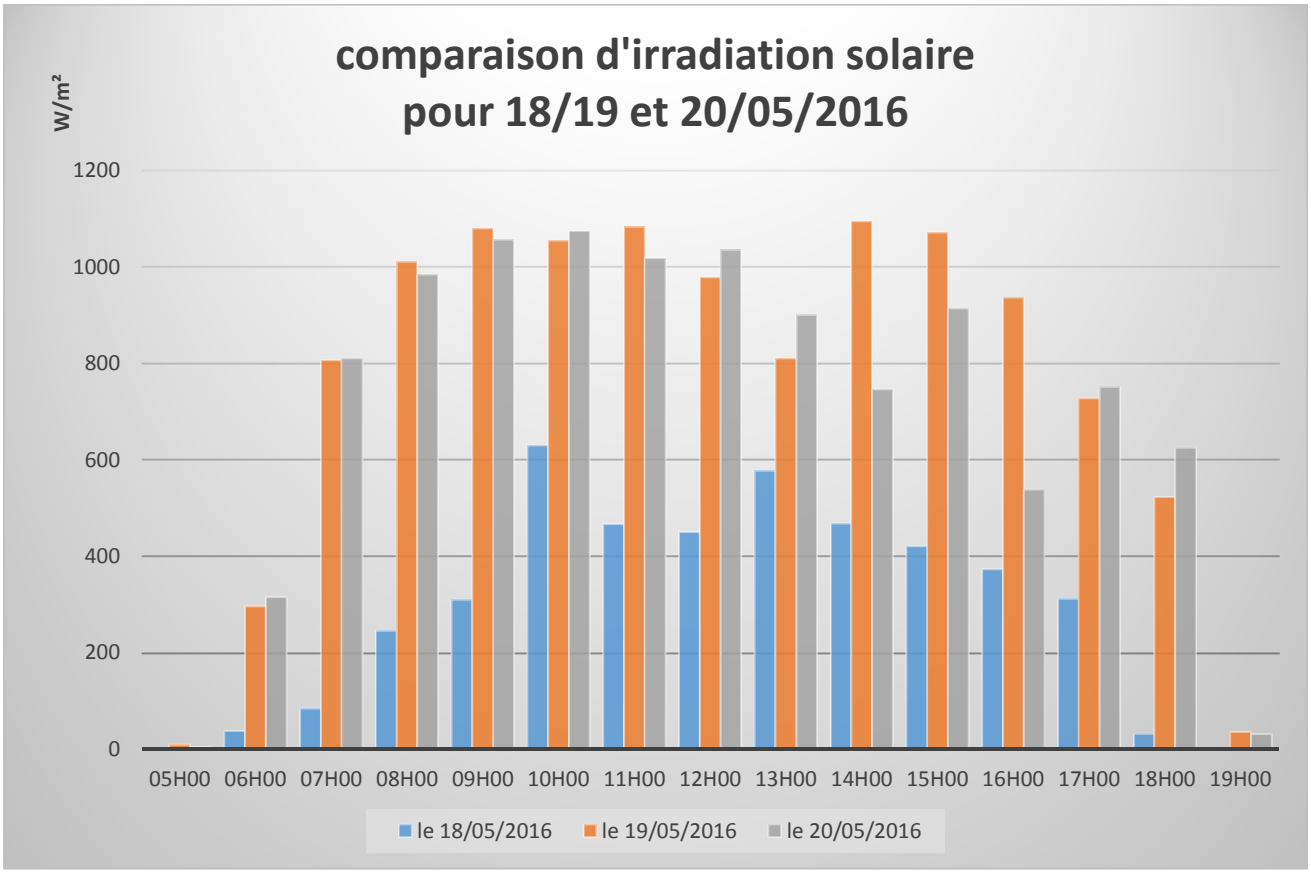


Figure IV.6 graphe comparatif d'irradiation solaire

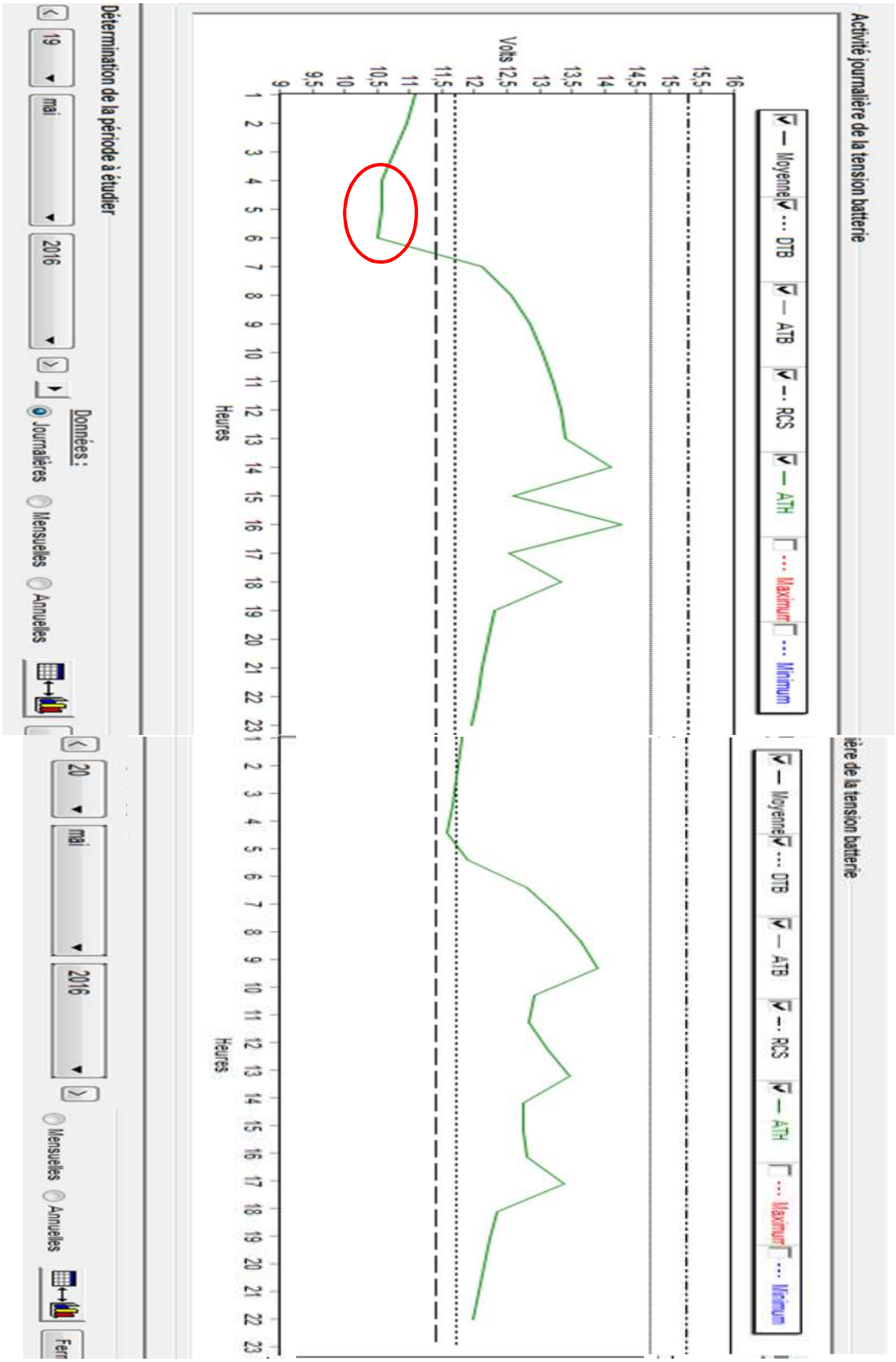


Figure IV.7 tension de batterie durant le 19 et 20 /05/2016

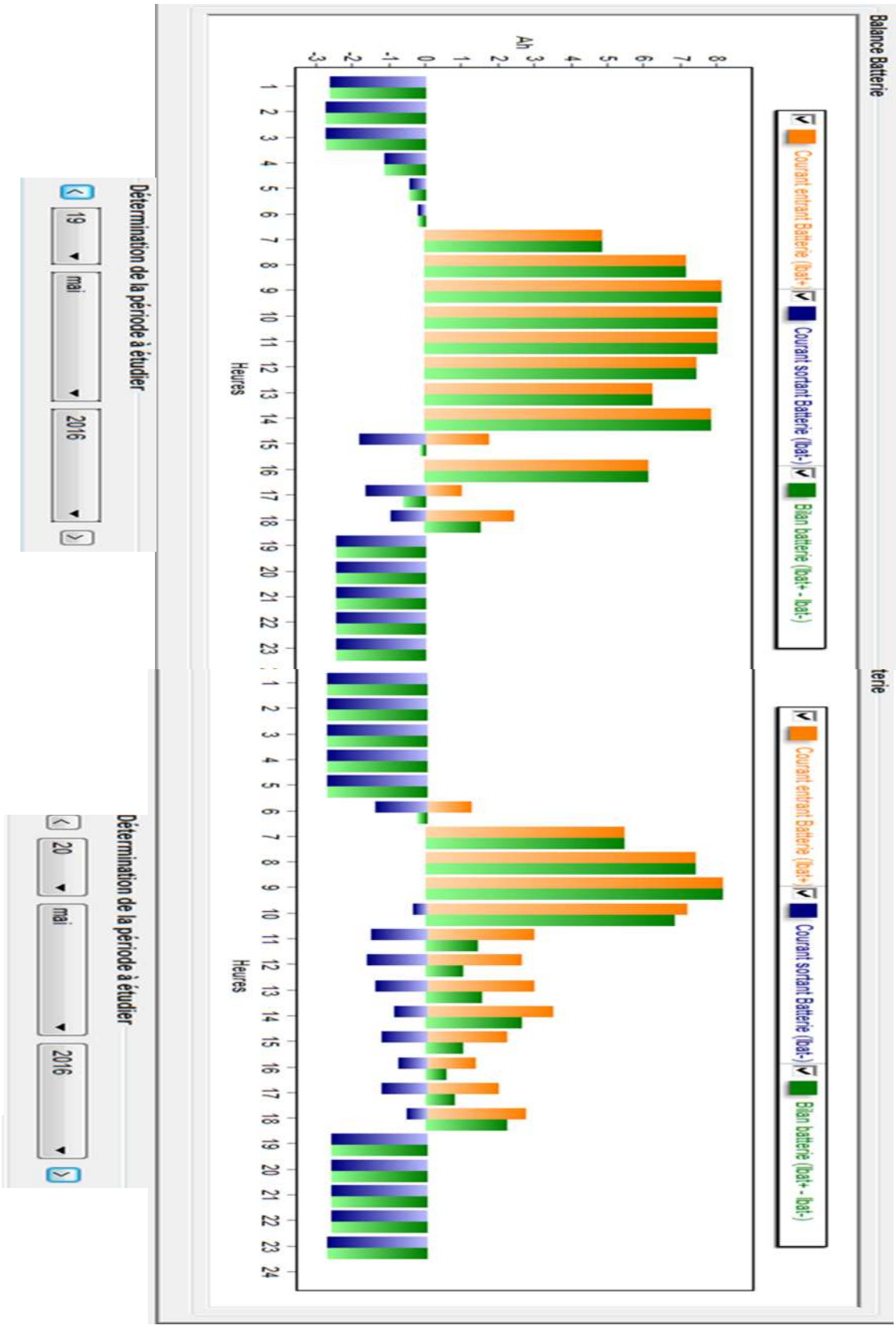


Figure IV.8 Balance batterie

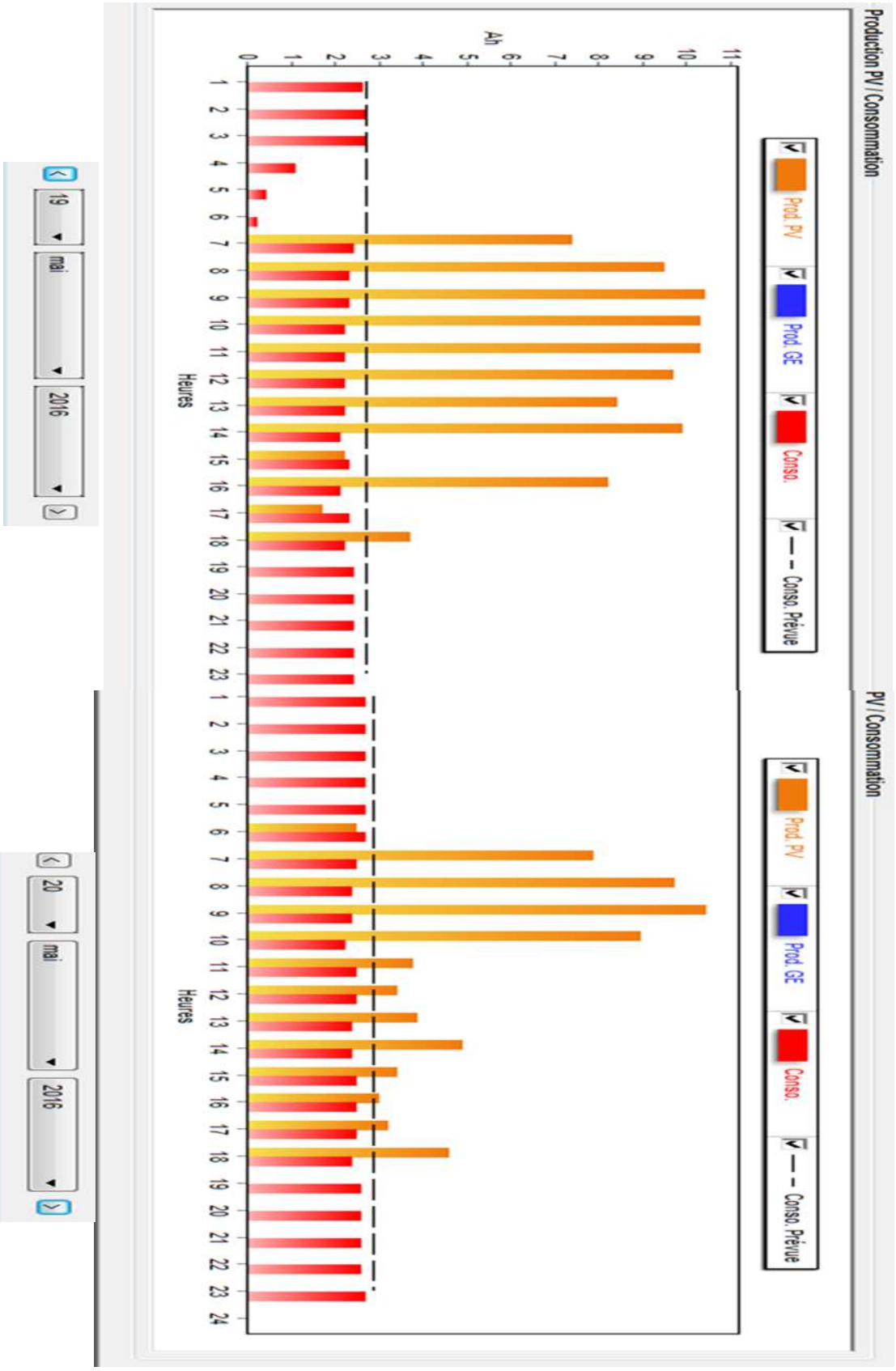


Figure IV.9 Bilan de consommation/ production

IV.2.2.2 critique configuration N°02

Comme nous l'avons prévu, on constate la stabilité de l'alimentation de notre lampe et la production est suffisante pour satisfaire la charge de la batterie et la lampe à la fois, ainsi la production été toujours supérieur à la consommation et cela était notre objectif, c'est pour ça on va garder cette configuration pour tous les tests programmées.

On a constaté deux nouveaux phénomènes, le premiers était un graphe de tension de batterie de nature dent de scie grâce la charge et décharge de la batterie dans un intervalle un peu plus grand que la première configuration où la tension était presque stable et le graphe était linéaire. Le second était un délestage de la production dans le cas où le seuil de tension haute est atteint à cause de l'absence de la possibilité de programmer le mode FLAOTING qui nous permet de passer la production directement à la consommation sans provoquer la décharge de la batterie, cela qui explique la production basse au moments ou l'irradiation solaire était parfaite (figure IV.6 et la figure IV.9 consom/prod).

Une autre observation était la présence de délestage non prévu au 19/05/2016 à partir 03h du matin jusqu'au 07 h et cela revient aux conditions climatiques défavorables de la journée précédente et le tableau d'état enregistré comme suit dans cette journée du 19/05/2016 :

19/05/2016 03:00:00: ATB ON V2	19/05/2016 06:00:00: DTB OFF S7
19/05/2016 04:24:00: DTB ON S7	19/05/2016 06:00:00: DTB OFF S8
19/05/2016 04:24:00: DTB ON S8	19/05/2016 06:05:00: DTB ON S7
19/05/2016 05:00:00: DTB OFF S7	19/05/2016 06:05:00: DTB ON S8
19/05/2016 05:00:00: DTB OFF S8	19/05/2016 07:00:00: DTB OFF S7
19/05/2016 05:09:00: DTB ON S7	19/05/2016 07:00:00: DTB OFF S8

IV.3 influence de l'orientation et l'inclinaison du panneau sur la production PV

Dans cette expérience nous allons expérimenter l'influence de l'orientation et l'inclinaison du panneau solaire sur la production PV. Les paramètres de mesure la production PV étaient surveillés et remplacés selon la mesure effectuée par la cellule de référence des irradiations salaire,

parce que notre system n'était pas programmé sur la fonction FLAOTING (voir IV.2.2.2 critique configuration N°02) ; cette expérience s'étale sur 3 étapes chaque étape a pris toute une journée de mesure.

a) Journée 01 :

On a utilisé 3 kits avec différentes inclinaisons que le kit a permis (30° 45° 60 °) et avec une orientation fixe (vers le sud) les résultats obtenus se résument dans un graphe comparant les valeurs moyennes d'irradiation solaire chaque heure pour chaque kit, l'expérience était réalisé le 13/04/2016 de 09h00 à 15h00.



Figure IV.10 photo d'expérience de journée 01

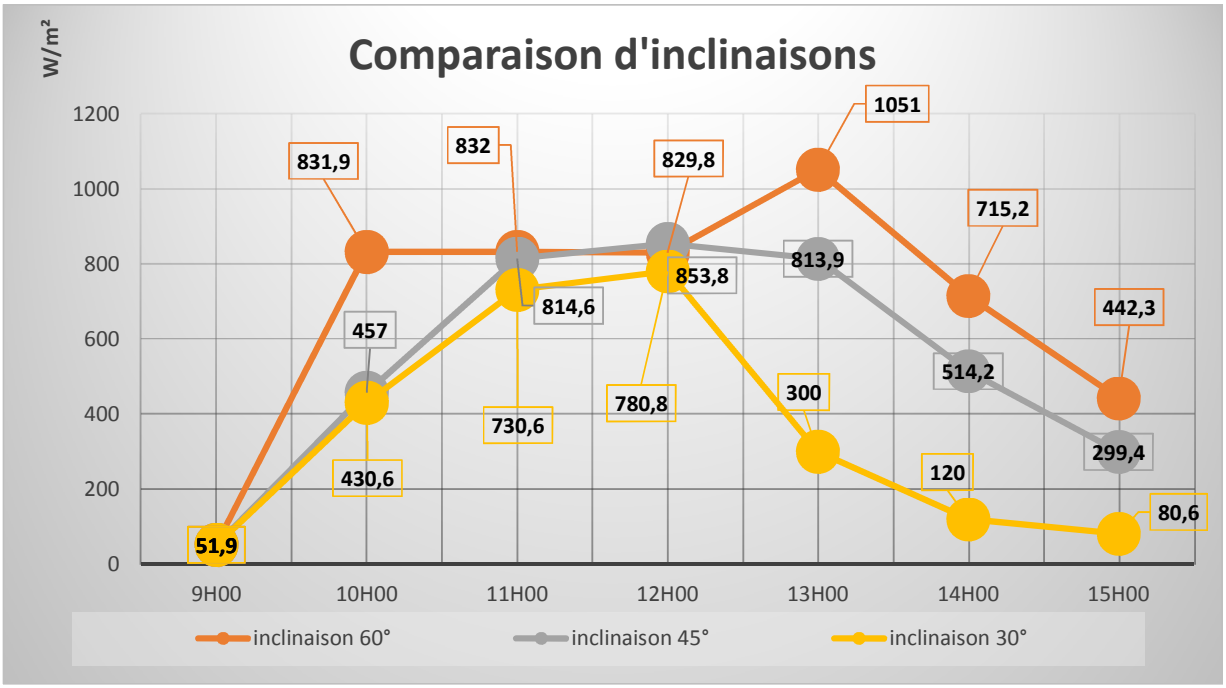


Figure IV.11 graphe de Comparaison d'inclinaisons de 3 kits

Nous constatons dans ce graphe que le premier kit avec inclinaison de 60° a obtenu les valeurs les plus performantes et les plus stables possibles par rapport aux deux autres kits avec un écart remarquable de chaque heure de mesure. Cette performance est confirmée par un calcul théorique de l'angle optimal horaire et l'angle journalier pendants cette journée de mesure obtenue à l'aide du logiciel (Motions of the Sun Simulator) selon le tableau suivant

Tableau IV.1 angle d'inclinaison optimal horaire et journalier

L'heure	06h00	07h00	08h00	9h00	10h00	11h00	12h00	13h00	14h00	15h00	16h00	17h00	18h00	19h00
Angle horaire optimal	84,7	72,6	60,6	48,9	38,4	30,2	26,9	30,1	38,2	48,7	60,3	72,3	84,4	90
Angle journalier optimal	56.16													

b) Journée 02 :

On a utilisé 2 kits avec une inclinaison de 30° (l'angle optimal annuel) pour les deux kits. Le premier sera un kit suiveur (seul axe) en changeant manuellement l'azimut chaque demi-heure et avec une orientation fixe (vers le sud) pour le deuxième kit.

Les résultats obtenus se résument dans un graphe comparant les valeurs moyennes d'irradiation solaire chaque heure entre les deux kits, l'expérience était réalisé le 16/04/2016 du 09h00 à 14h00



Figure IV.12 photo d'expérience de journée 02

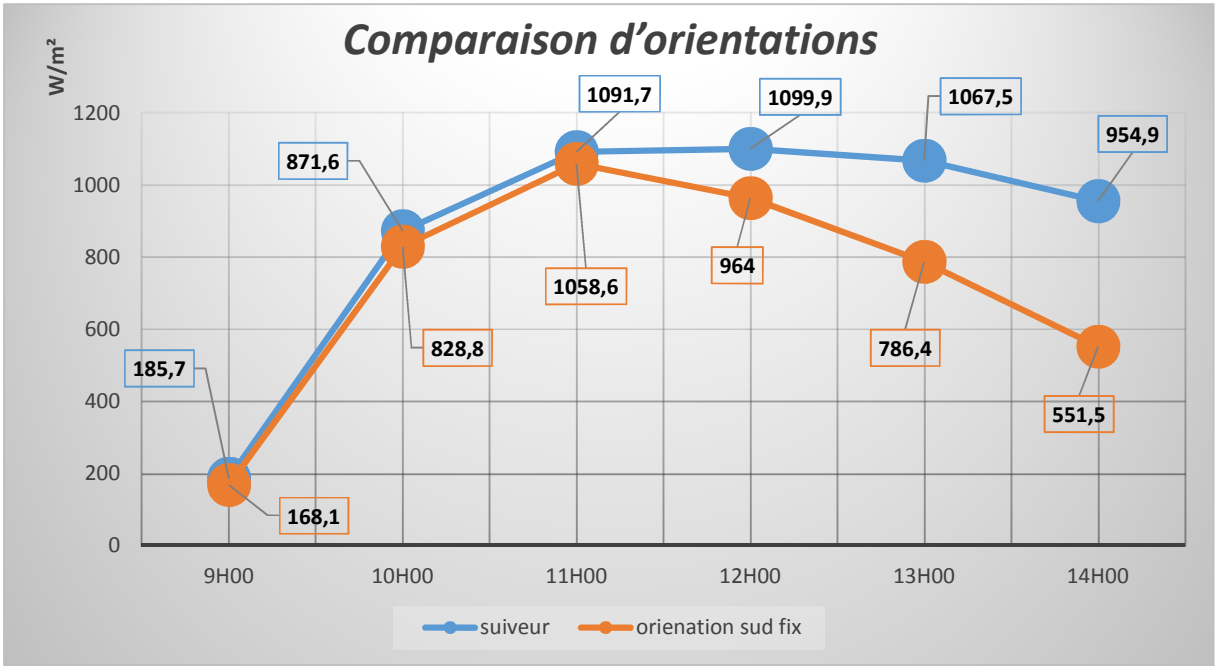


Figure IV.13 graphe de Comparaison d'orientation

Selon les résultats obtenus nous constatons que les deux kits, pendant les premières heures (de 9H à 11 H) affichent pratiquement les mêmes valeurs. À partir de 11 H le kit suiveur arrive à maintenir une intensité d'irradiation maximale jusqu'à la fin de l'expérience, et enregistre un écart allant jusqu'au double. Nous conseillons de faire suivre le tracé solaire afin de continuer de recevoir un max d'irradiation solaire qui garantira un rendement max dans la production PV du système.

c) Journée 03 :

Dans cette troisième expérience nous avons utilisé un seul kit et nous avons essayer de faire suivre le tracé solaire et avoir un angle optimal à chaque heure de mesure et cela avec une orientation manuelle (suiveur à deux axes)

Les résultats obtenus expatriés dans un graphe qui résume l'irradiation horaire moyenne le long de la journée du 21/05/2016.

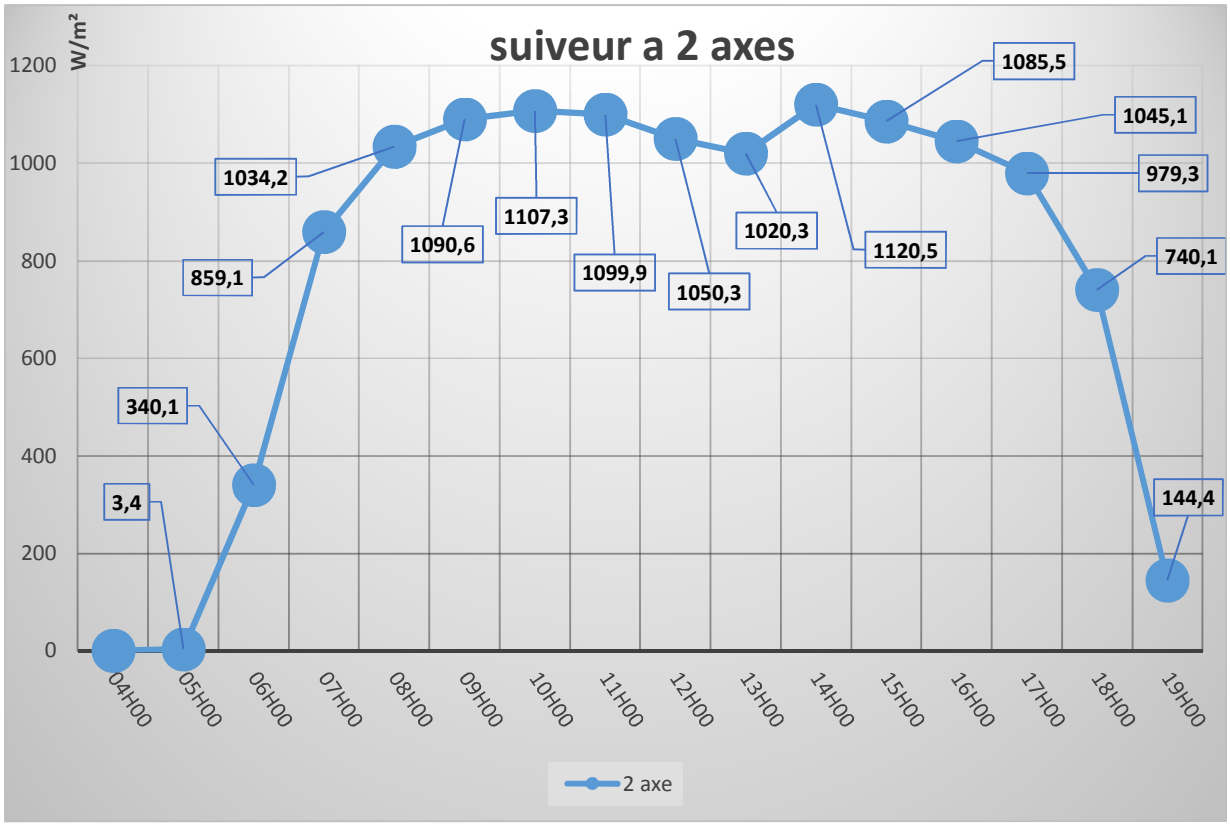


Figure IV.14 graphe de kit suiveur a 2 axes

Les mesures de la cellule de référence attestent que le kit suiveur à 2 axes affiche des valeurs max supérieur à 1000 W/m² pendant plus de 9 heures ce qui renforce la théorie que les systèmes PV avec suiveur a deux axes garantissent une réception assez forte dans toute la période d'ensoleillement

Pour choisir la meilleure condition qui permette à notre kit de produire un max d'énergie PV nous allons comparer les max des résultats de chacune des journées (01 et 02) et les résultats de la troisième journée dans un seul graphe qui est représenté dans la figure suivante.

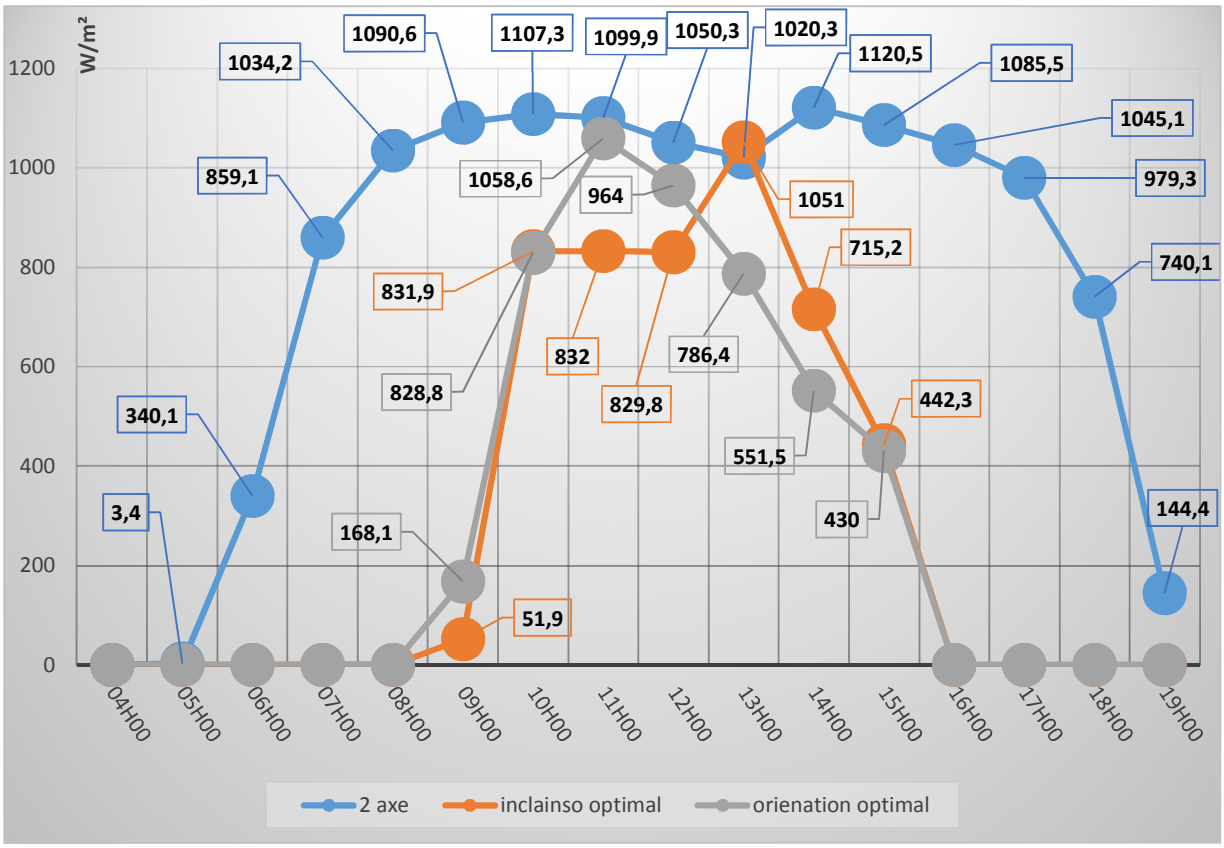


Figure IV.15 graphe de comparaison des max des résultats des kits

La première courbe celle du suiveur à deux axes affiche les meilleurs résultats d'irradiation solaire qui nous permet d'élever le rendement du kit et cela pendant une période d'environ de 09 heures, plus de 1000w/m² et donne une vision assez claire sur la meilleure méthode qui puisse nous garantir une réception max d'irradiations ; c'est pour cela on va l'utiliser pour le reste des expériences.

Pour connaitre le comportement et la production du kit en utilisant la méthode des deux axes, on a enregistré quatre jours de production consécutifs où le système était isolé (sans connecté le chargeur) et les résultats expatriés sont mentionnés dans un seul graphe comparatif comme suit :

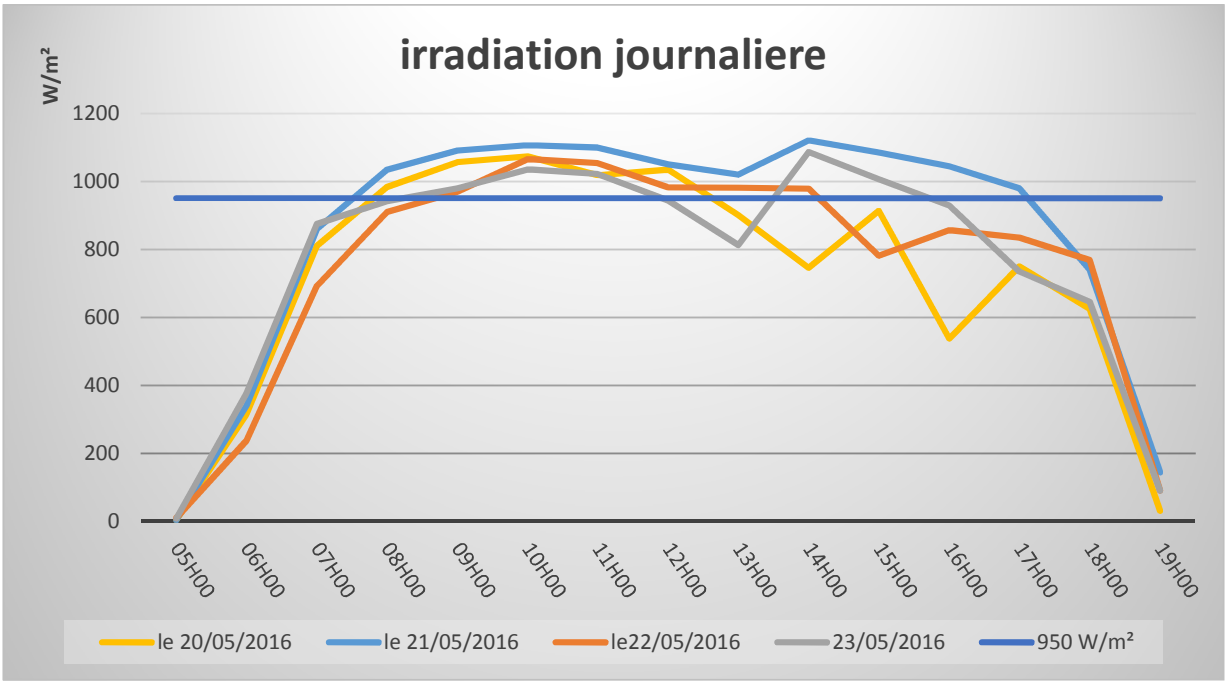


Figure IV.16 graphe de comparaison d'irradiation solaire

Comme nous constatons, le kit a reçu plus de 950 W/m² pendant plus de 9 heures consécutives donc pour nous le but est atteint.

IV.4 pompage

Dans cette expérience nous avons utilisé une pompe immergée de 50 w avec un débit théorique de 2900 l/h, notre pompe avait une alimentation 220v/50Hz, ce qui a posé un problème. Où nous n'avons pas réussi à établir le graphe ;(débit d'eau/l'intensité d'irradiation) mais nous avons gagné en terme de stabilité du pompage parce que la tension de l'onduleur était stable sans compter le changement de l'irradiation solaire.

Nous avons choisi la journée du 16/05/2016 pour réaliser un pompage tout le long de cette journée (12H d'ensoleillement). La quantité d'eau cumulée est de 10 m^3 et cela vu comme considérable par rapport à une capacité d'une pompe de 50w avec seulement une consommation de 25Ah (1/3du capacité de la batterie).



Figure IV.17 photo d'expérience de pompage

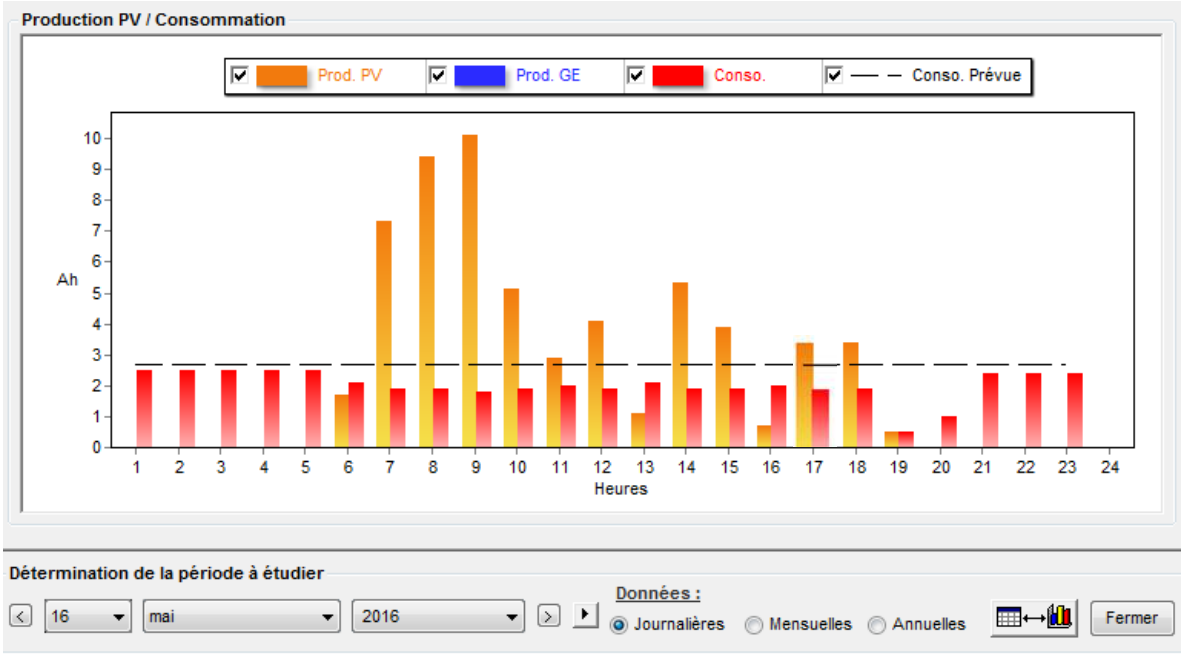


Figure IV.18 production/consommation journée de pompage

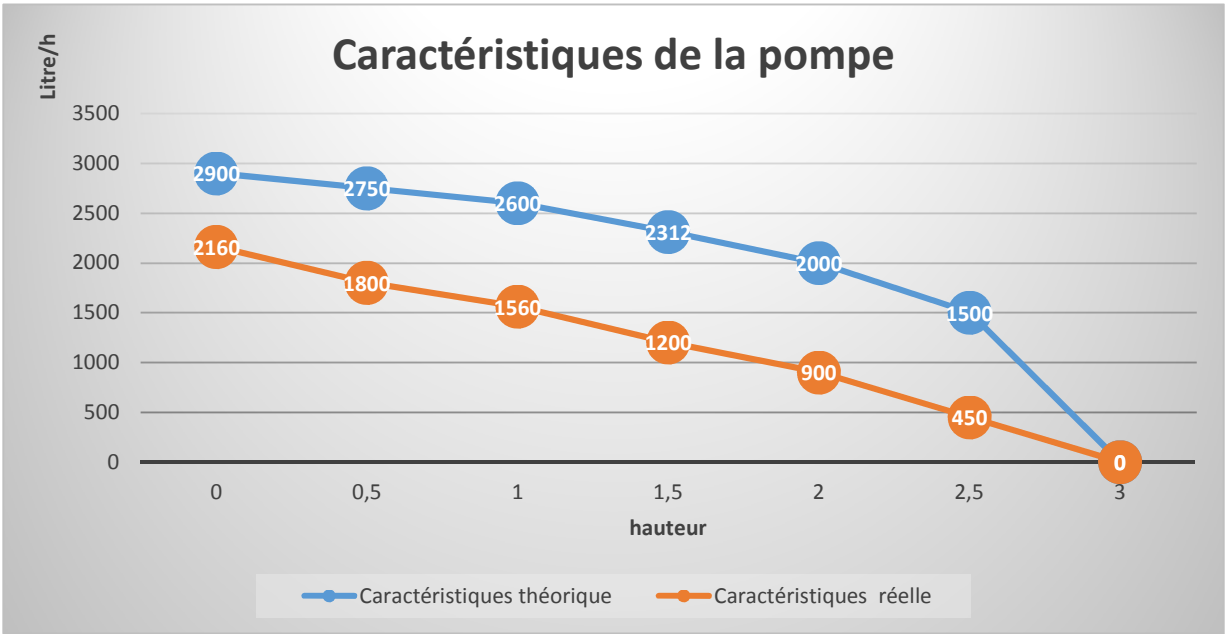


Figure IV.19 graphe de comparaison de caractéristique de la pompe

IV.5 Qualité d'énergie

Dans cette partie nous allons étudiés la qualité d'énergie produite par le kit et cela en changeant la nature de la charge et la comparée avec la qualité de tension à vide. on désigne par le terme « qualité d'énergie » la vérification et la mesure des trois paramètres suivants : la valeur moyenne de la tension alternative <v>, le THD et la fréquence

La mesure est faite par un enregistreur numérique de marque « Fluck power log 1735 »

- les charges utilisées dans ces expériences sont :

1- lampe à fil Tungstène de 75 W/220V (considérée comme une charge résistive).



Figure IV.20 lampe a fil Tungstène

2- lampe LED de 12W/220V



Figure IV.21 lampe LED

3- 2 lampes LED de 24 W /220V



Figure IV.22 2 lampe LED

4-lampe LBC 10W/220V (tube fluorescent)



Figure IV.23 lampe LBC 1

5-lampe LBC 50W/220V (type économique)



Figure IV.24 lampe LBC 2 (économique)

6-Pompe immergée 50W/220V (dotée un moteur à c/c)



Figure IV.25 pompe 50w (immergée)

7-pompe d'eau 110W/220V (considérée comme une charge inductive)

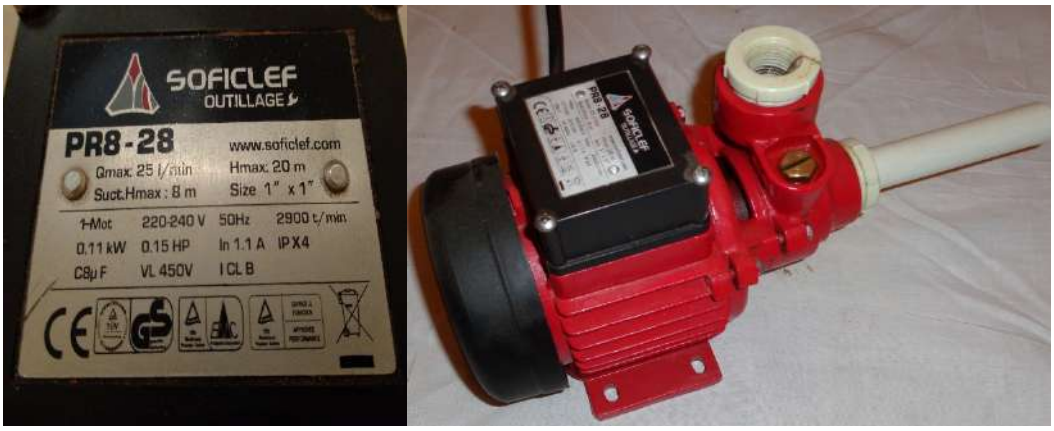


Figure IV.26 pompe 110w

IV.5.1 résultats et mesures

IV.5.1.1 utilisation à vide

La figure suivante représente l'histogramme des harmoniques et le THD en % par rapport à la fondamental

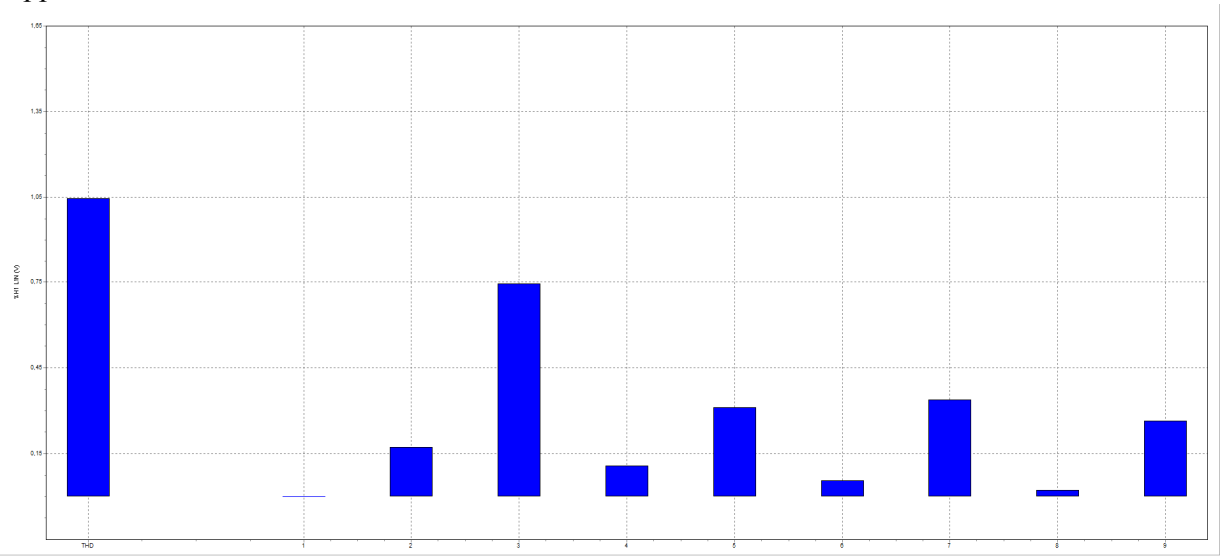


Figure IV. 27 histogrammes de THD à vide

La figure ci-après représente une capture d'écran de l'appareil de mesure qui contient les informations sur la qualité d'énergie

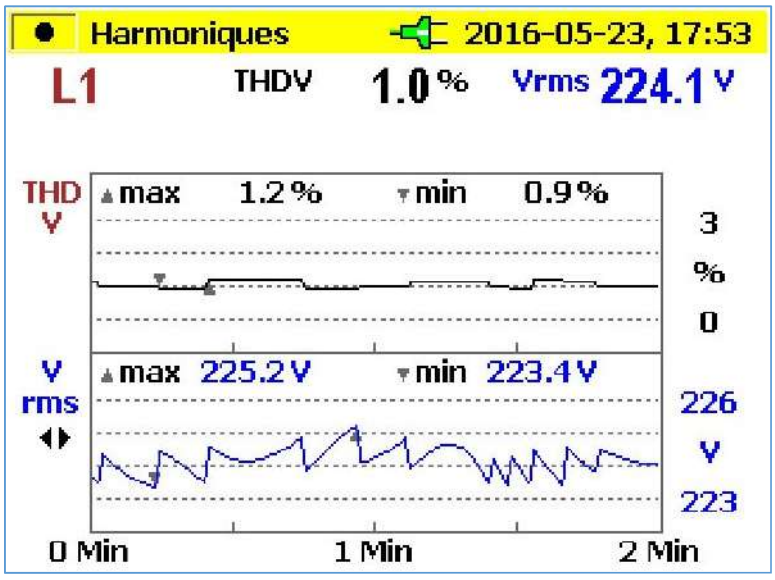


Figure IV. 28 écran de THD à vide

IV.5.1.2 utilisation avec la lampe 75 w

La figure suivante représente l'histogramme des harmoniques et le THD en % par rapport à la fondamental

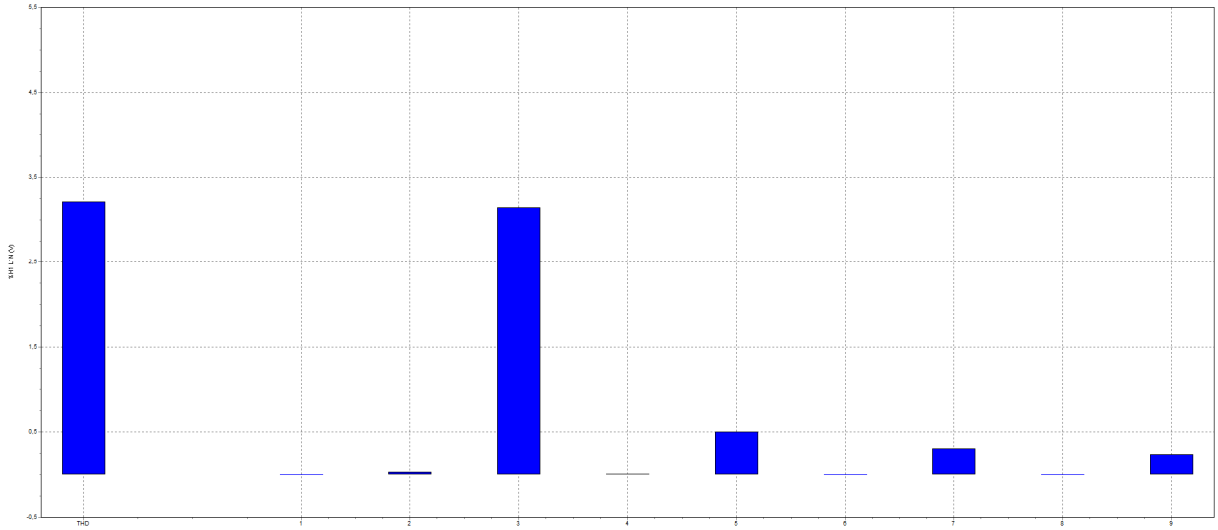


Figure IV. 29 histogramme de THD avec lampe 75w

La figure ci-après représente une capture d'écran de l'appareil de mesure qui contient les informations sur la qualité d'énergie

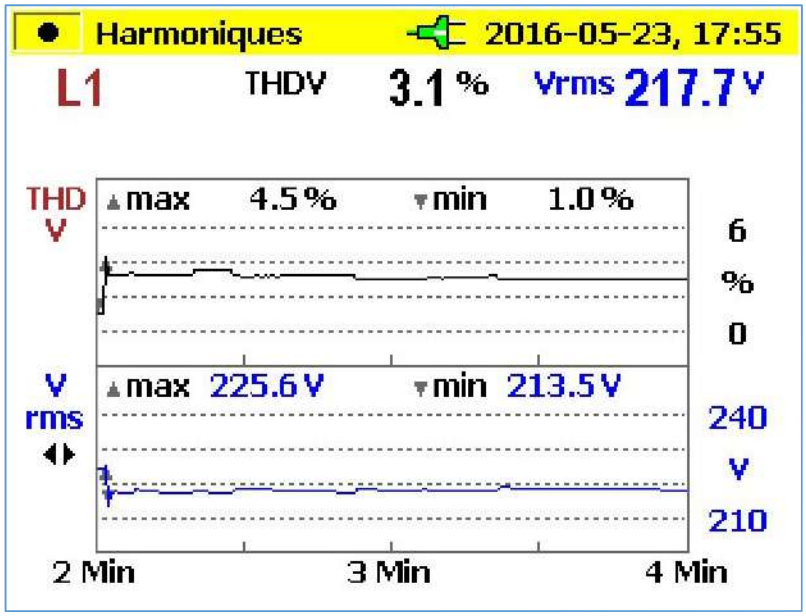


Figure IV. 30 écran de THD avec lampe 75w

IV.5.1.3 utilisation avec la lampe LED

A) la LED 01 seule

La figure suivante représente l'histogramme des harmoniques et le THD en % par rapport à la fondamental

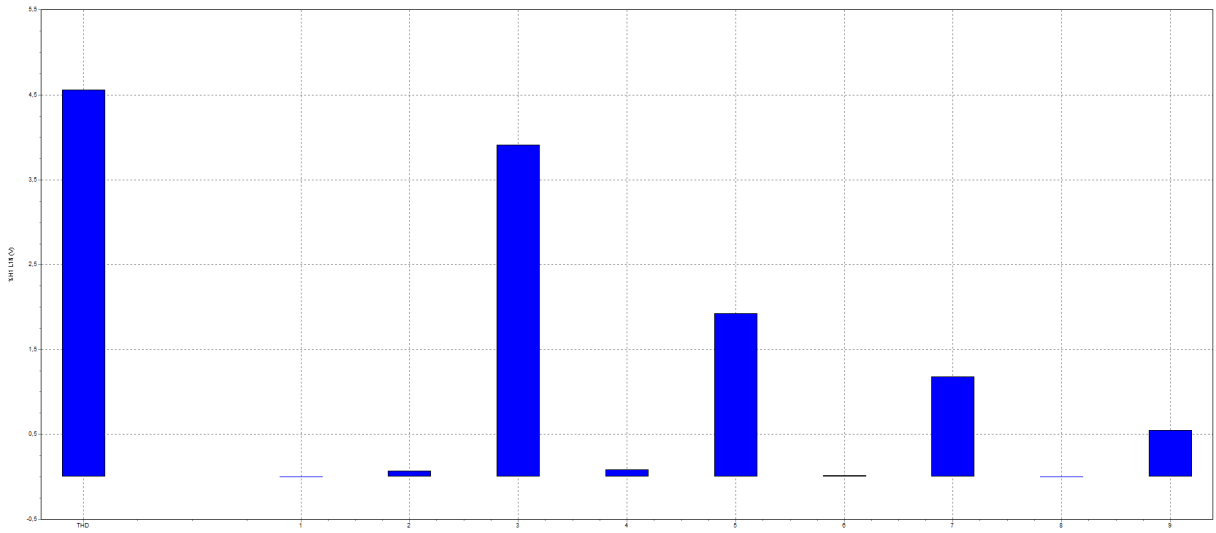


Figure IV. 31 histogramme de THD avec lampe LED 01

La figure ci-après représente une capture d'écran de l'appareil de mesure qui contient les informations sur la qualité d'énergie

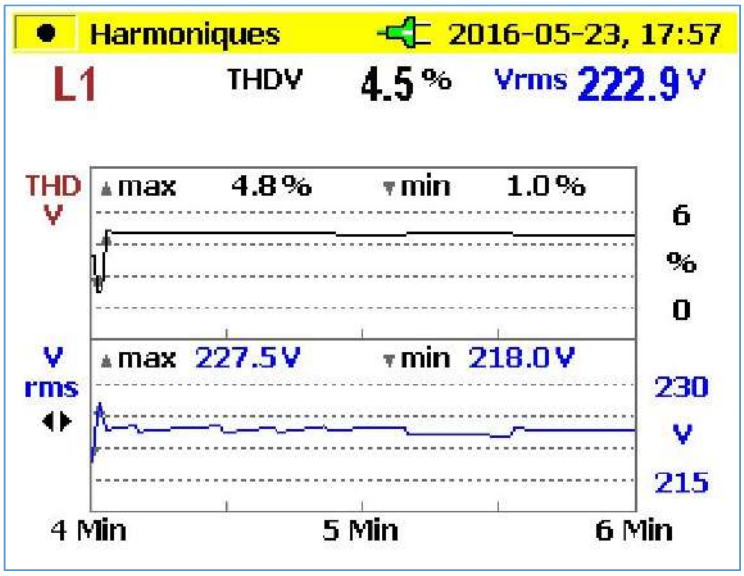


Figure IV. 32 écran de THD avec lampe LED 01

B) la LED 02 seule

La figure suivante représente l'histogramme des harmoniques et le THD en % par rapport à la fondamental

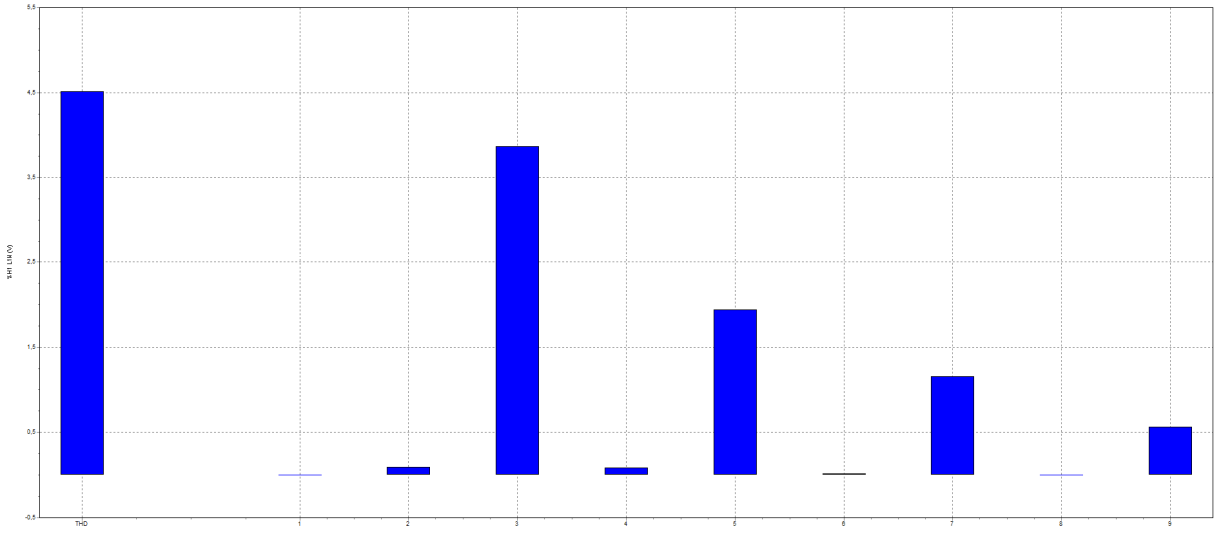


Figure IV. 33 histogramme de THD avec lampe LED 02

La figure ci-après représente une capture d'écran de l'appareil de mesure qui contient les informations sur la qualité d'énergie

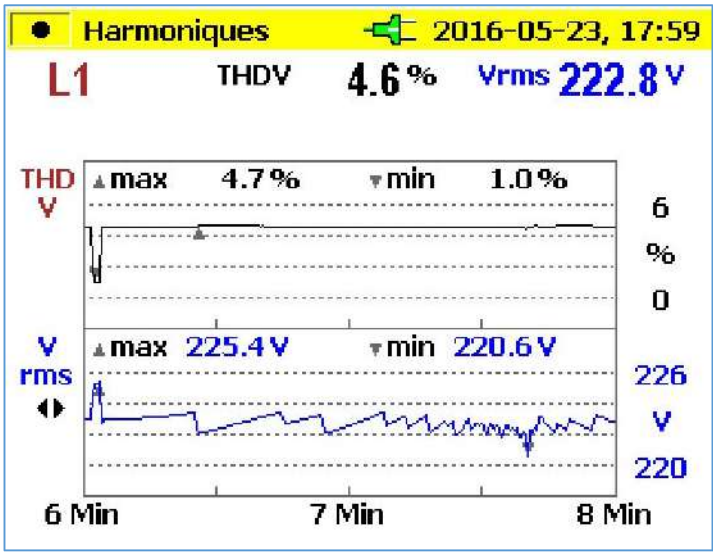


Figure IV. 34 écran de THD avec lampe LED 02

C) les 2 LED au même temps

La figure suivante représente l'histogramme des harmoniques et le THD en % par rapport à la fondamental

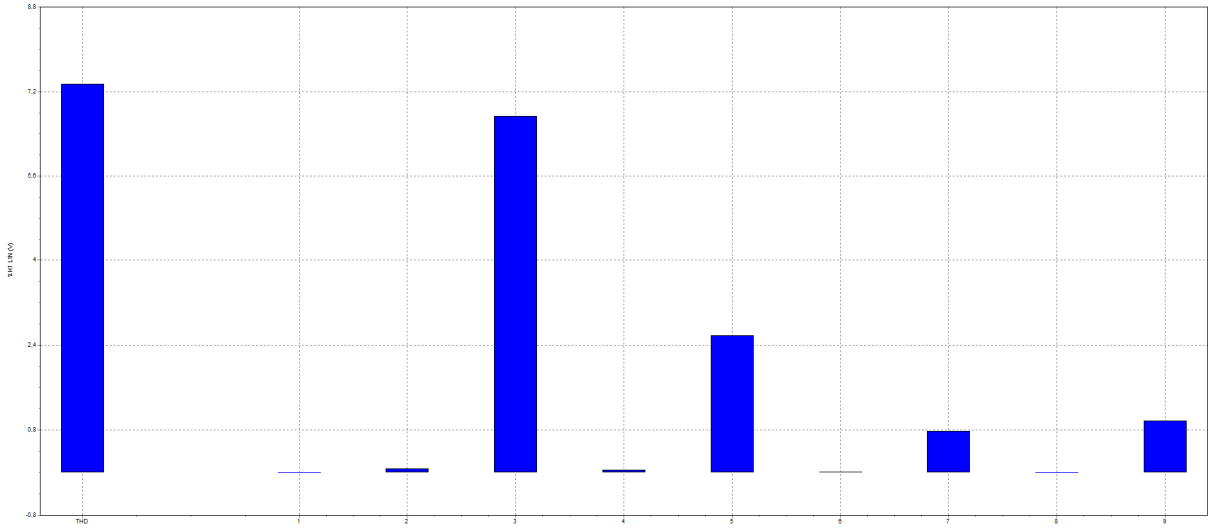


Figure IV. 35 histogramme de THD avec lampe 2 LED

La figure ci-après représente une capture d'écran de l'appareil de mesure qui contient les informations sur la qualité d'énergie

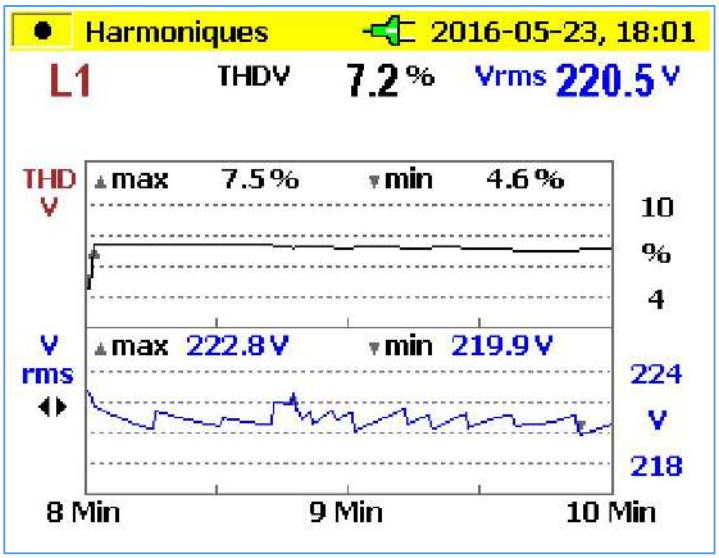


Figure IV. 36 écran de THD avec lampe 2 LED

IV.5.1.4 utilisation avec la lampe LBC

A) utilisation avec LBC 01

La figure suivante représente l'histogramme des harmoniques et le THD en % par rapport à la fondamental

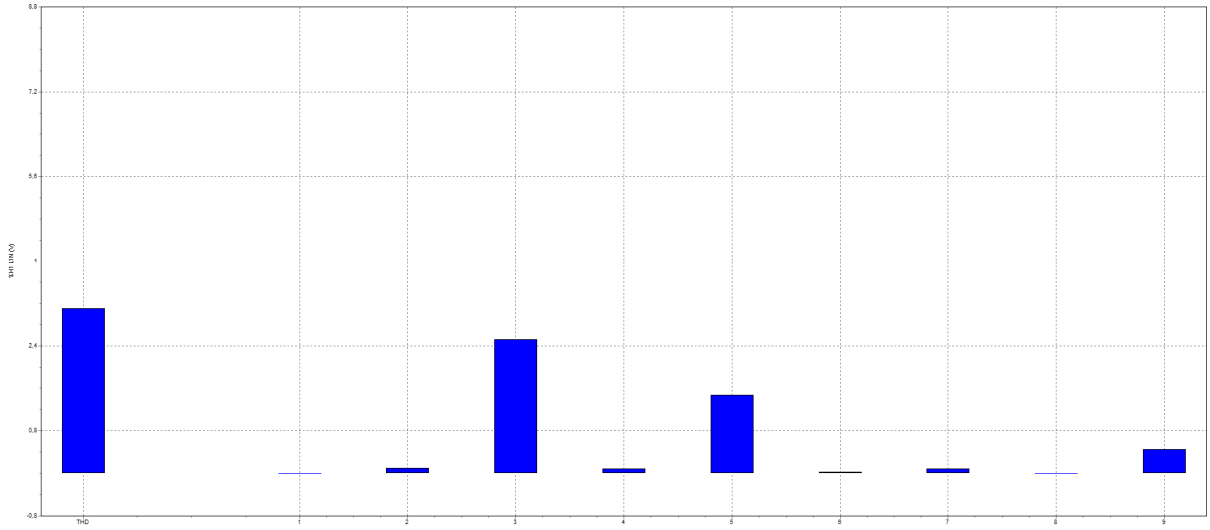


Figure IV. 37 histogramme de THD avec lampe LBC 01

La figure ci-après représente une capture d'écran de l'appareil de mesure qui contient les informations sur la qualité d'énergie

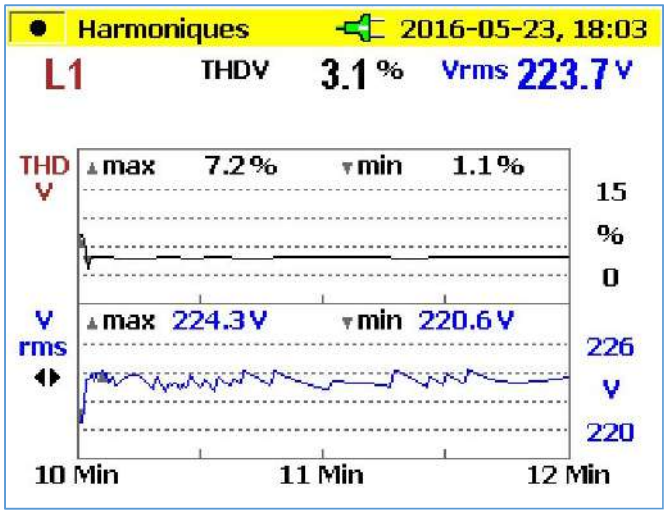


Figure IV. 38 écran de THD avec lampe LBC 01

B) utilisation avec LBC 02

La figure suivante représente l'histogramme des harmoniques et le THD en % par rapport à la fondamental

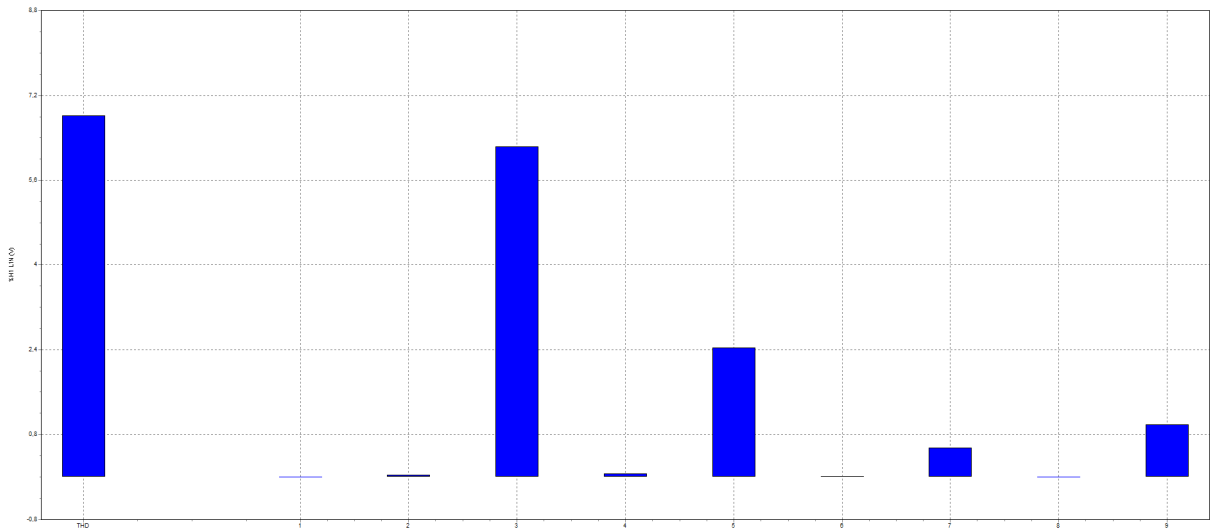


Figure IV. 39 histogramme de THD avec lampe LBC 02

La figure ci-après représente une capture d'écran de l'appareil de mesure qui contient les informations sur la qualité d'énergie

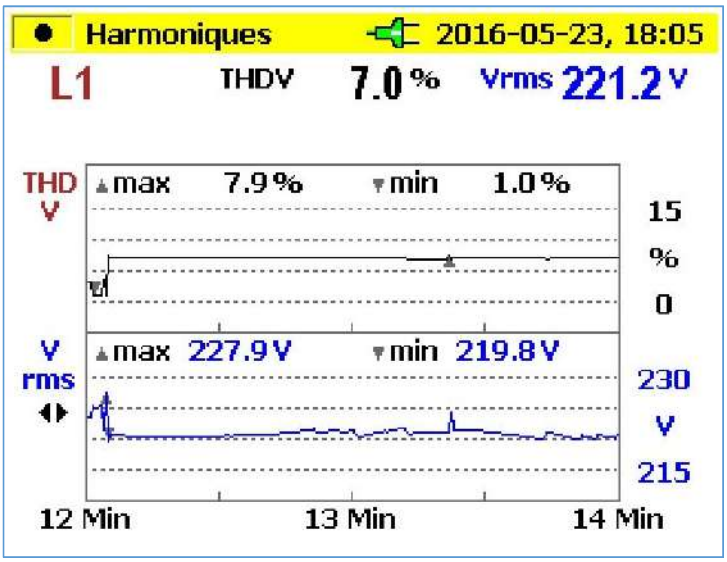


Figure IV. 40 écran de THD avec lampe LBC 02

C) Utilisation avec les 2 LBC

La figure suivante représente l'histogramme des harmoniques et le THD en % par rapport à la fondamental

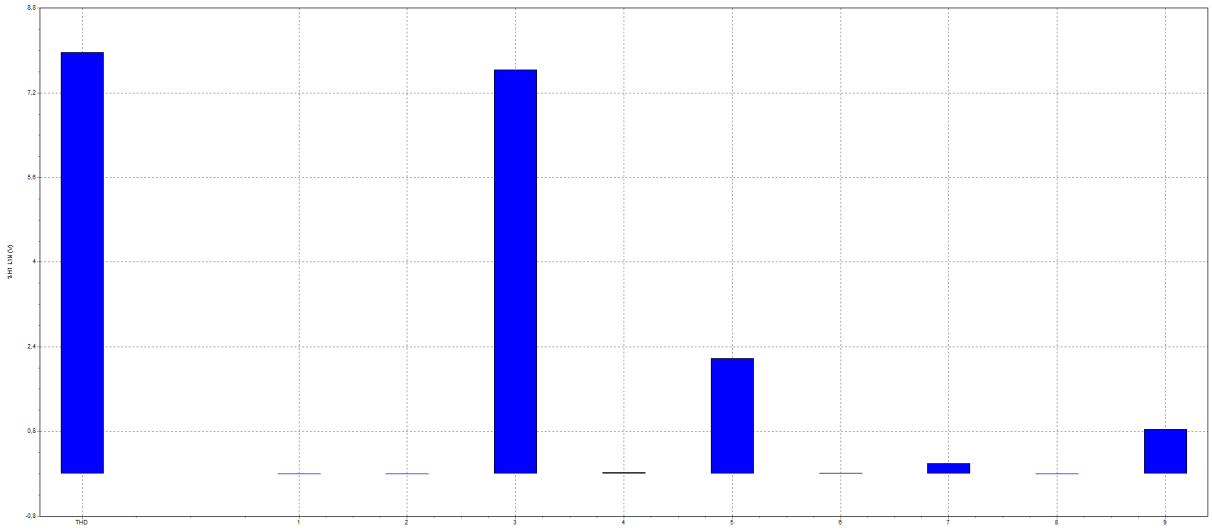


Figure IV. 41 histogramme de THD avec les 2 lampes LBC

La figure ci-après représente une capture d'écran de l'appareil de mesure qui contient les informations sur la qualité d'énergie

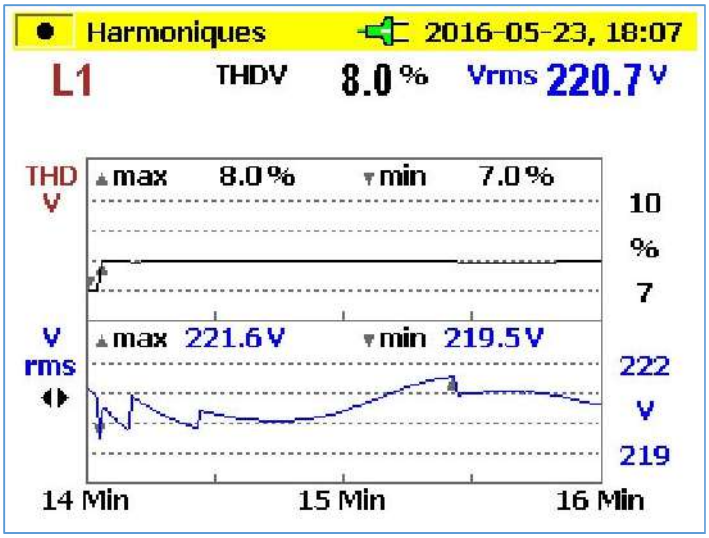


Figure IV. 42 écran de THD avec les 2 lampes LBC

IV.5.1.5 utilisation avec la pompe 50W

La figure suivante représente l'histogramme des harmoniques et le THD en % par rapport à la fondamental

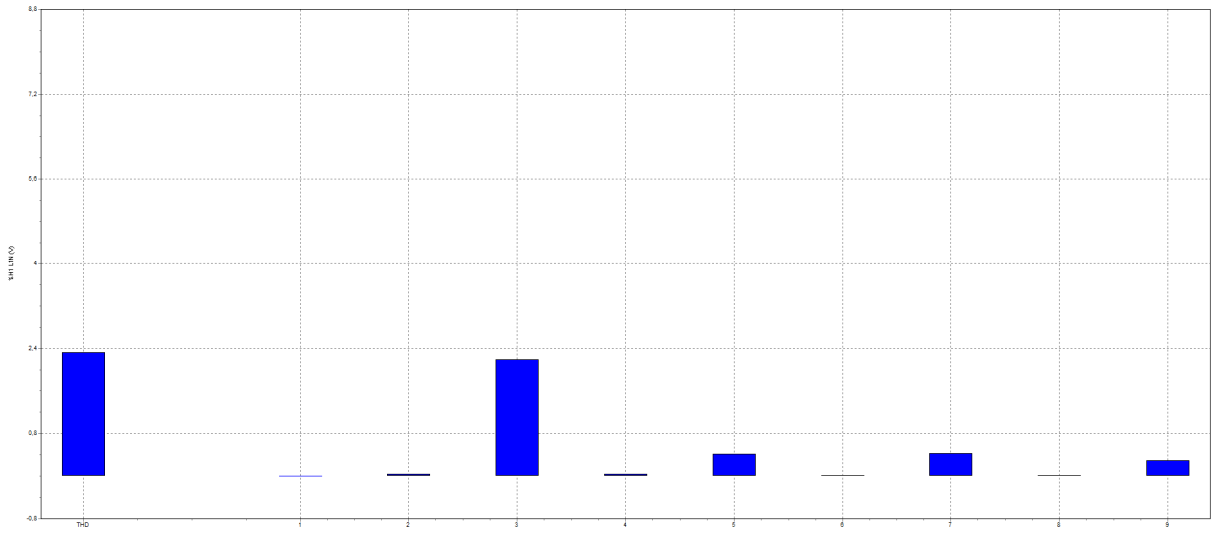


Figure IV. 43 histogramme de THD avec la pompe 50W

La figure ci-après représente une capture d'écran de l'appareil de mesure qui contient les informations sur la qualité d'énergie

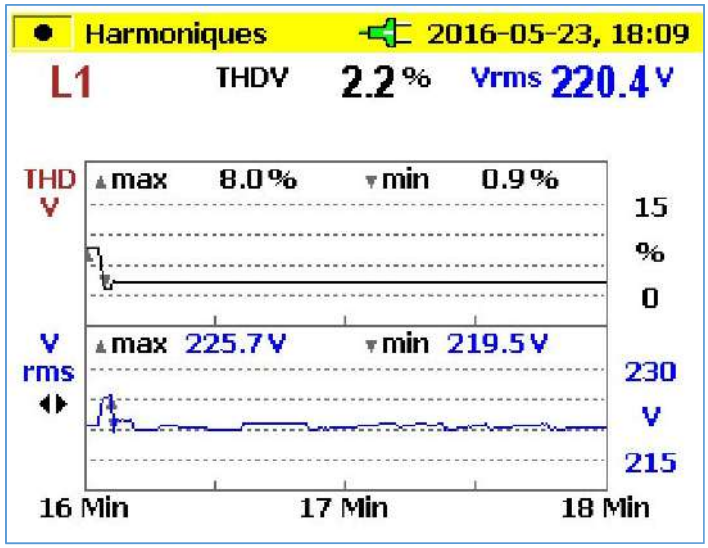


Figure IV. 44 écran de THD avec la pompe 50W

IV.5.1.6 utilisation avec toutes les charges en même temps.

La figure suivante représente l'histogramme des harmoniques et le THD en % par rapport à la fondamental

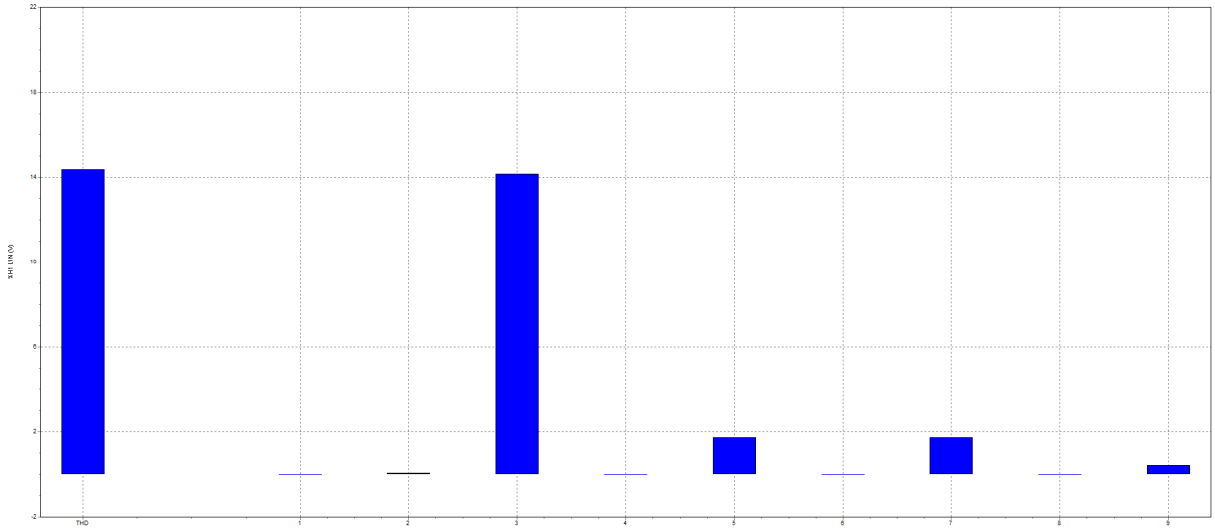


Figure IV. 45 histogramme de THD avec tous les charger au même temps

La figure ci-après représente une capture d'écran de l'appareil de mesure qui contient les informations sur la qualité d'énergie

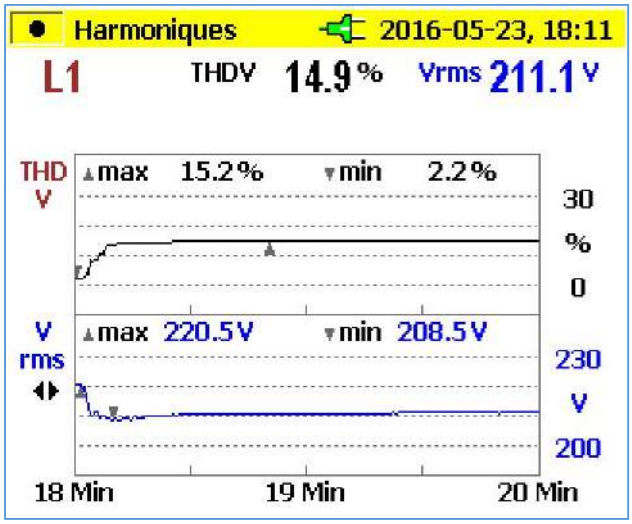


Figure IV. 46 écran de THD avec toutes les charges en même temps

IV.5.1.7 utilisation avec la pompe 110 w

La figure suivante représente l'histogramme des harmoniques et le THD en % par rapport à la fondamental

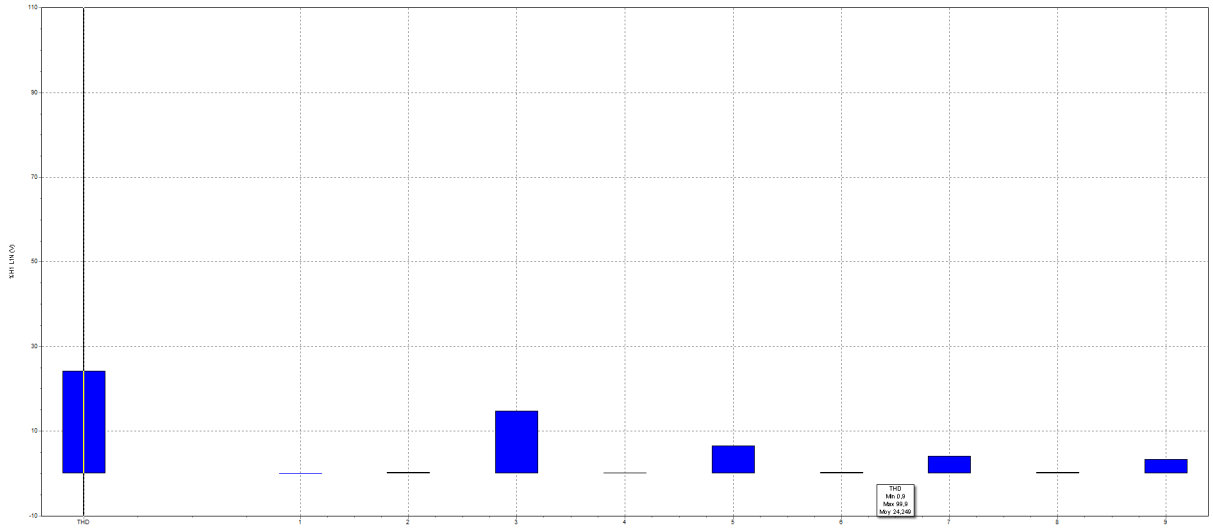


Figure IV. 47 histogramme de THD avec la pompe 110W

La figure ci-après représente une capture d'écran de l'appareille de mesure qui contient les informations sur la qualité d'énergie

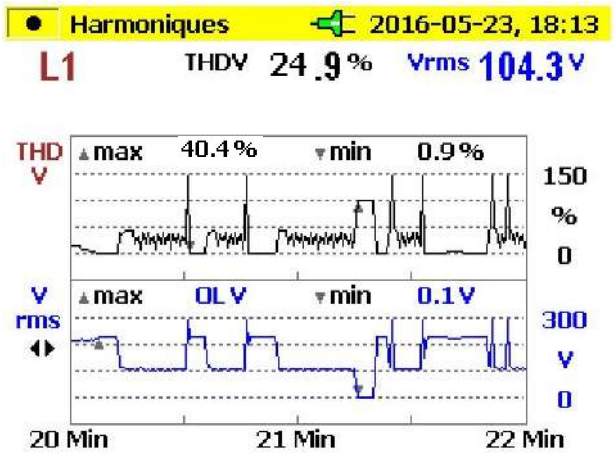


Figure IV. 48 écran de THD avec la pompe 110W

IV.6.1 discussion des résultats

D'après les résultats obtenus de point de vue de chute de tension ΔV les lampes tungstène ce sont les plus importants causeurs devant les autres natures de charges . cela revient au courant de charge considérable, à cause de leurs technologie de fabrication, mais elles ne sont pas des générateurs d'harmoniques (THD =3.1%) en comparaison des lampes LED. ces derniers ont causé des chutes de tension moins importante (ΔV <1.65%) mais ils sont des générateurs d'harmoniques plus que la norme >5%.

La comparaison entre les lampes LED et LBC nous donne une idée sur la technologie moins perturbante du réseau, qui est LBC (tube néon) la moins génératrice d'harmonique, en plus la sommation des lampe LED augmente d'une façon considérable les harmoniques contrairement aux lampes LBC. Pour cela nous recommandons pour réduire la charge et les harmoniques à la fois, d'augmenter la puissance des lampes carrément ou n'ajouter que des les lampes LBC.

Tableau IV.2 tableaux récapitulatif de l'ensemble des résultats enregistrés dans cette expérience.

Nature de la Charge	*P(w)*	V max (V)	V min (V)	<V> (V)	ΔV (%)	F (Hz)	THD (%)
A vide	0	225.2	223.4	224.1	0	50	1.0
Lampe tungstène	75	225.6	213.5	217.7	2,86%	50	3.1
Lampe LED1	12	227.5	218.0	222.9	0,54%	50	4.5
2Lampe LED	24	228.8	219.9	220.5	1,61%	50	7.2
LBC 1	10	224.3	220.6	223.7	0,18%	50	3.1
LBC2	50	227.9	219.8	221.2	1,29%	50	7.0
2 LBC	60	221.6	219.5	220.7	1,52%	50	8.0
Pompe 1	50	225.7	219.5	220.4	1,65%	50	2.2
Tout	209	220.5	208.5	211.1	5,80%	50	14.9

Pompe 2	110	OL	0.1	104.3	53,84%	48	24.9

Reste à noter que la pompe 2 de 110W n'a pas pu démarrer à cause de son courant d'appel (7 A) de démarrage qui dépasse la puissance nominale de l'onduleur (200w) , cela a causé une chute de tension assez importante >53.84 % , une baisse de fréquence de 2 point et un taux d'harmonique très élevé (24.9%) donc pour remédier à cet état nous proposons d'installer une commande qui nous permette un démarrage permuté en compensation avec la tension du réseau.

Durant toutes les expériences réalisées la fréquence est restée stable et admissible selon la norme technique (50Hz) sauf au moment où le système n'a pas pu démarrer la pompe 2 comme la figure ci-dessous l'indique.

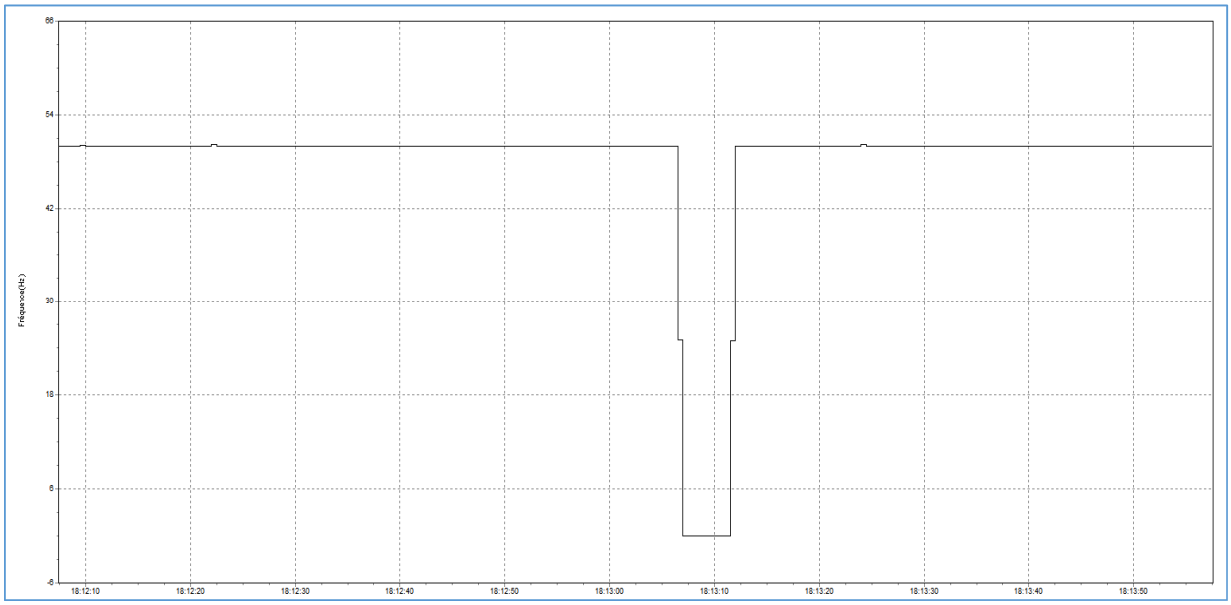


Figure IV. 49 graphe de fréquence

Dans toutes ces expériences qu'on a effectuées la température du site nous a causé un sérieux problème sur le taux réel de rendement du panneau, pour connaitre mieux les températures qu' affichent nos panneaux ; on a mis une sonde thermique au-dessous du panneau tout le long de la journée du 22/05/2016 et les résultats affichés sont bien claire dans ce graphe.

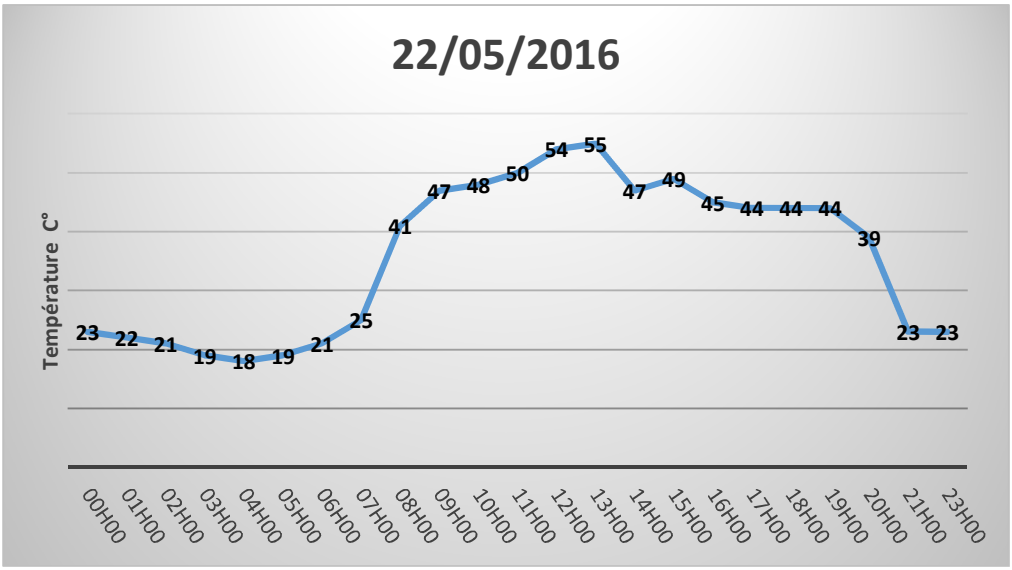


Figure IV. 50 graphe de température de panneau

IV.6.2 capacité annuelle de production du kit

Pour avoir une idée sur la capacité annuelle de production de notre system isolé, on a utilisé un logiciel de simulation (PVSYST) et les résultats étaient encourageants et prouvent que le systeme peut être utilisé d'une façon autonome durant toute l'année.

Le rapport annexé avec ce travail dispose de toutes les informations et les détails nécessaires concernant les paramètres de système, énergie produite, diagramme de pertes, évaluation économique le cout de KWh etc...

IV.7 conclusion

Dans ce chapitre nous avons pu réaliser différentes expériences tel que la configuration optimale, l'orientation optimale, pompage PV et qualité d'énergie. Cela nous a permis d'avoir une idée sur la capacité de notre kit et le comportent de l'automate de gestion dans un fonctionnement purement autonome.

La configuration choisie pour L'automate a garantie une autonomie de 24/7.

Nous concluons à la fin de ce chapitre en se référant aux différents graphes obtenus sur la qualité d'énergie produite après le changement des différentes charges que nous devons utiliser des charges moins énergivores telle que les LBC et les LED pour arriver à une autonomie maximal son l'appui du chargeur de batterie (réseau).

Conclusion générale

A la fin de ce travail nous pourrons dire que le système de kit (CH15) les étudiants pourront effectuer leur TP en toute sécurité et conformément aux consignes d'utilisation

Les expériences réalisées nous ont permis de mieux connaitre le kit, de dévoiler ses capacités, ses avantages, tels que la possibilité de réaliser un nombre considérables de TP, Concernant les caractéristiques des panneaux, l'influence de l'inclinaison et l'orientation sur la production PV. Le comportement d'un système PV productive avec stockage , les techniques de câblage ,le système conforme aux normes de sécurité, la configuration d'un automate de gestion doté des fonctions prédéfinies, l'utilisation des différents type de charges et leurs influence sur le système, le pompage PV à l'aide d'une pompe immergée ;les notions et pratique sur les différents modes de communication avec le logiciel de l'automate et en fin l'exploitation des données acquises par le système.

Et d'autre part les défaillances du kit en l'occurrence :

Un système semi industriel qui ne permet pas l'accès et la modification du programme de base de l'automate de gestion une batterie surdimensionné par rapport aux capteurs PV installés l'incapacité du système de démarrer les moteurs ou les pompes ayant une puissance moins que la puissance nominal du système (160W) avec un courant d'appel de démarrage élevé.

Pour mieux préserver le kit et garantir son bon fonctionnement, nous recommandons d'éviter l'utilisation des charges alternatives importantes telles que les machines tournantes ainsi que les pompes ayant un courant nominal supérieur à (1A) et s'orienter vers l'utilisation des charges continues ou à basse consommation comme les LED ,LBC

Finalement nous pourrons considérer le kit comme un exemple vif sur la capacité de l'énergie verte PV ppouvant remplacer les sources conventionnelles d'électricité et une occasion de mieux connaitre le comportement d'un system PV en détail.

Bibliographie

Bibliographie

[1] s. Belakehal, "Conception & Commande des Machines à Aimants Permanents Dédié aux E nergies Renouvelables.",2010 , U N I V E R S I T E D E C O N S T A N T I N E.

[2] L. BAILLY, "CELLULES PHOTOVOLTAÏQUES ORGANIQUES SOUPLES A GRANDE SURFACE," L'UNIVERSITÉ BORDEAUX, 2010.

[3] M. Fariza, "Détermination du gisement solaire par traitement d'images MSG," UNIVERSITE MOULOUD MAMMERI DE TIZI OUZOU, 2011.

[4] M. De, J. Royer, and E. Schiller, *Le pompage ¨photovoltaique*. .

[5] M. E. Prestation, A. Iso, S. E. Total, R. Dur, L. Sahara, and M. Economique, "Les énergies renouvelables en Algérie," 2010.

[6] D. Barranger, "Cellules photovoltaïques - principes et modélisation," 2010.

[7] B. Flèche - D. Delagnes, "Production d ' énergie électrique : ENERGIE SOLAIRE PHOTOVOLTAIQUE," pp. 1–18, 2007.

[8] "Modélisation D ' un Système De Captage Photovoltaïque Autonome," 2008.

[9] B. Ibrahim, "Modélisation et commande d'un système De stockage photovoltaïque," UNIVERSITE ABOU-BAKR BELKAID –TLEMCEN, 2012.

[10] C. Miquet and B. Gaiddon, "Systèmes photovoltaïques : fabrication et impact environnemental," *Hespul*, pp. 1–35, 2009.

[11] M. Merdaoui, A. Houha, and A. Smaïli, "Etude et dimensionnement du futur parc éolien de Kaberten situé dans la région d ' Adrar," vol. Revue des , no. 2010, pp. 269–274, 2015.

[12] B. Miloud, "Choix du site et optimisation du dimensionnement d'une installation éolienne dans le nord Algérien et son impact sur l'environnement," UNIVERSITE ABOU-BAKR BELKAID TLEMCEN, 2013.

[13] Z. L. Mahri, "ETUDE DYNAMIQUE ET OPTIMISATION DES PALES D'UN AEROGENERATEUR," Université de Mentouri (Constantine), 2010.

[14] M. Farida, "Commande d'un système éolien à base d'un générateur synchrone à aimants permanents," l'U n i v e r s i t é H a d j L a k h d a r B a t n a, 2013.

Système isolé avec batteries: Paramètres de simulation

Projet : **production annuelle du kit**

Site géographique	**Ksar Boukhari**		Pays	**Algeria**
Situation	Latitude	35.9°N	Longitude	2.8°E
Temps défini comme	Temps légal	Fus. horaire TU+1	Altitude	650 m
	Albédo	0.20		
Données météo:	**Ksar Boukhari**	Meteonorm 7.1 (1996-2010), Sat=100% - Synthétique		

Variante de simulation : **isolé**

Date de la simulation 31/05/16 à 19h48

Paramètres de simulation

Plan suiveur, deux axes	Inclin. minimum	0°	Inclin. maximale	90°
Limites de course	Azimut minimum	-180°	Azimut maximum	180°

Modèles utilisés Transposition Perez Diffus Perez, Meteonorm

Caractéristiques du champ de capteurs

Module PV	Si-mono	Modèle	**YE5 080M_80**		
Original PVsyst database		Fabricant	Yohkon Energia		
Nombre de modules PV		En série	1 modules	En parallèle	2 chaînes
Nombre total de modules PV		Nbre modules	2	Puissance unitaire	80 Wc
Puissance globale du champ		Nominale (STC)	**160 Wc**	Aux cond. de fonct.	145 Wc (50°C)
Caractéristiques de fonct. du champ (50°C)		U mpp	15 V	I mpp	9.7 A
Surface totale		Surface modules	**1.3 m²**		

Facteurs de perte du champ PV

Fact. de pertes thermiques	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (vent)	0.0 W/m²K / m/s
Perte ohmique de câblage	Rés. globale champ	26 mOhm	Frac. pertes	1.5 % aux STC
Perte diode série	Chute de tension	0.7 V	Frac. pertes	4.1 % aux STC
Perte de qualité module			Frac. pertes	1.5 %
Perte de "mismatch" modules			Frac. pertes	2.5 % (tension fixée)
Effet d'incidence, paramétrisation ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Param. bo	0.05

Paramètres du système	Type de système	**Système isolé avec batteries**		
Batterie	Modèle	**Solar S12/85 A**		
	Fabricant	Sonnenschein		
Caractéristiques du banc de batteries	Tension	12 V	Capacité nominale	74 Ah
	Nombre d'unités	1		
	Température	Valeurs mensuelles données		
Controller	Modèle	Universal direct controller		
	Technologie	Series	Coeff. de temp.	-5.0 mV/°C/elem.
Battery management control	Treshold commands as	SOC calculation		
	Charge	SOC = 0.90/0.75	i.e. approx.	14.2/12.5 V
	Décharge	SOC = 0.20/0.45	i.e. approx.	11.6/12.2 V

Besoins de l'utilisateur :	Consomm. domestique	Constants sur l'année
	moyenne	0.9 kWh/Jour

PVsyst EVALUATION

Système isolé avec batteries: Besoins de l'utilisateur

Projet : **production annuelle du kit**

Variante de simulation : **isolé**

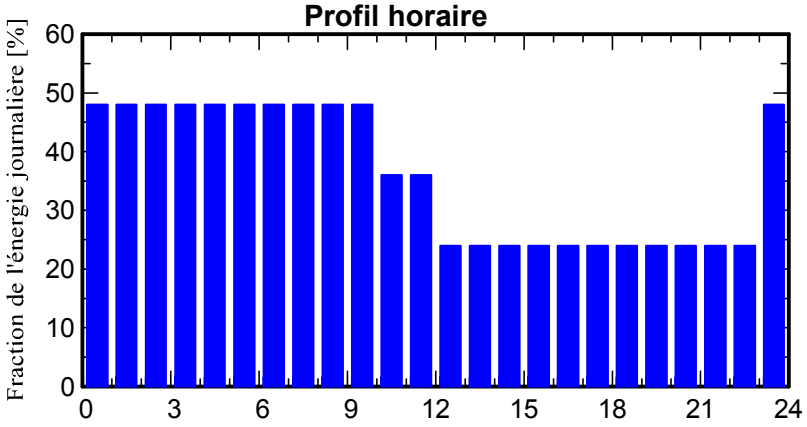
Principaux paramètres système	Type de système	**Isolé avec batteries**			
Orientation plan capteurs	Suiveur deux axes				
Modules PV	Modèle	YE5 080M_80	Pnom	80 Wc	
Champ PV	Nombre de modules	2	Pnom total	**160 Wc**	
Batterie	Modèle	Solar S12/85 A	Technologie	cellée, Gel	
Besoins de l'utilisateur	Consomm. domestique	Constants sur l'année	global	315 kWh/an	

Consomm. domestique, Constants sur l'année, moyenne = 0.9 kWh/jr

Valeurs annuelles

	Nombre	Puissance	Utilisation	Energie
Lamps (LED or fluo)	1	24 W/lampe	24 h/jour	576 Wh/jour
TV / PC / Mobile	1	24 W/app	12 h/jour	288 Wh/jour
Energie journalière totale				864 Wh/jour

Profil horaire



PVSYST EVALUATION

Système isolé avec batteries: Résultats principaux

Projet : **production annuelle du kit**

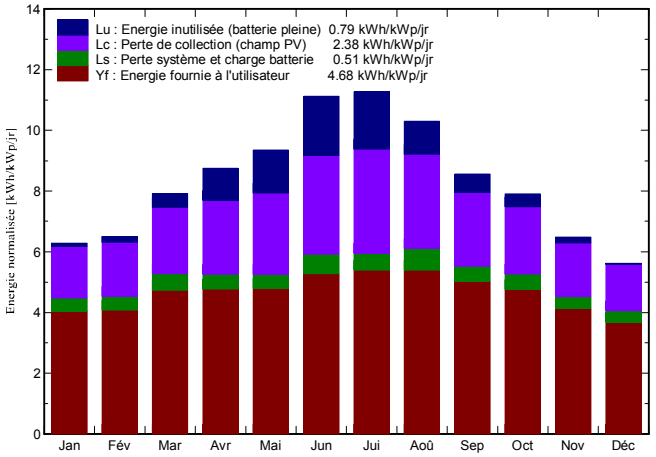
Variante de simulation : **isolé**

Principaux paramètres système	Type de système	**Isolé avec batteries**			
Orientation plan capteurs	Suiveur deux axes				
Modules PV	Modèle	YE5 080M_80		Pnom	80 Wc
Champ PV	Nombre de modules	2		Pnom total	**160 Wc**
Batterie	Modèle	Solar S12/85 A		Technologie	cellée, Gel
Besoins de l'utilisateur	Consomm. domestique	Constants sur l'année		global	315 kWh/an

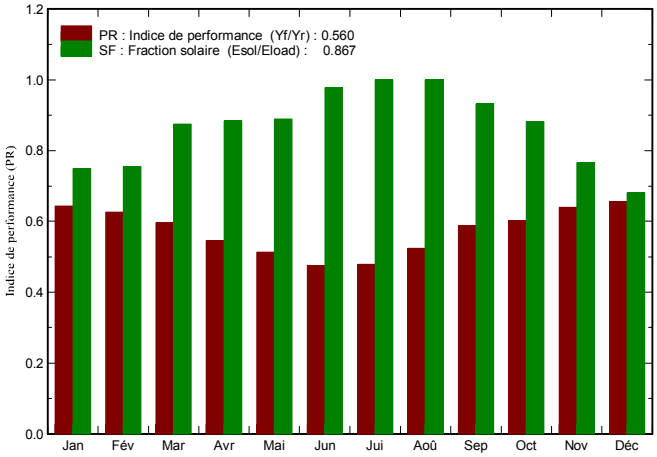
Principaux résultats de la simulation

Production du système	**Energie disponible**	**348.9 kWh/an**		Productible	2180 kWh/kWc/an
	Energie utilisée	273.3 kWh/an	En excès (inutilisée)		46.0 kWh/an
	Indice de performance (PR)	56.0 %	Fraction solaire (SF)		86.7 %
Besoins non satisfaits	Fraction du temps	10.7 %	Energie manquante		42.1 kWh/an
Investissement	Global avec taxes	154440 DZD		Spécifique	965 DZD/Wp
Coût annuel	Annuités (Emprunt 0.0%, 30 ans)	5148 DZD/an	Coût d'exploitation		1500 DZD/an
Coût de l'énergie		**24.3 DZD/kWh**			

Productions normalisées (par kWp installé): Puissance nominale 160 Wc



Indice de performance (PR) et Fraction solaire (SF)



isolé

Bilans et résultats principaux

	GlobHor kWh/m²	GlobEff kWh/m²	E Avail kWh	EUnused kWh	E Miss kWh	E User kWh	E Load kWh	SolFrac
Janvier	92.2	193.2	22.77	0.528	6.708	20.08	26.78	0.750
Février	101.2	180.4	21.17	0.864	5.933	18.26	24.19	0.755
Mars	155.8	242.9	28.46	2.266	3.352	23.43	26.78	0.875
Avril	179.9	259.6	30.26	5.041	3.001	22.92	25.92	0.884
Mai	208.9	286.9	33.16	7.043	2.970	23.81	26.78	0.889
Juin	236.9	330.7	37.80	9.333	0.564	25.36	25.92	0.978
Juillet	247.7	346.4	39.01	9.447	0.000	26.78	26.78	1.000
Août	223.2	316.6	35.79	5.458	0.000	26.78	26.78	1.000
Septembre	166.3	254.2	29.37	2.920	1.766	24.15	25.92	0.932
Octobre	136.6	243.1	28.24	2.116	3.153	23.63	26.78	0.882
Novembre	97.2	192.6	22.57	0.861	6.071	19.85	25.92	0.766
Décembre	79.5	172.2	20.26	0.110	8.551	18.23	26.78	0.681
Année	1925.5	3019.0	348.86	45.987	42.070	273.29	315.36	0.867

Légendes:

GlobHor	Irradiation globale horizontale	E Miss	Energie manquante
GlobEff	Global "effectif", corr. pour IAM et ombrages	E User	Energie fournie à l'utilisateur
E Avail	Energie solaire disponible	E Load	Besoin d'énergie de l'utilisateur
EUnused	Energie inutilisée (batterie chargée)	SolFrac	Fraction solaire (Eutile / Ebesoin)

PVsyst Evaluation mode

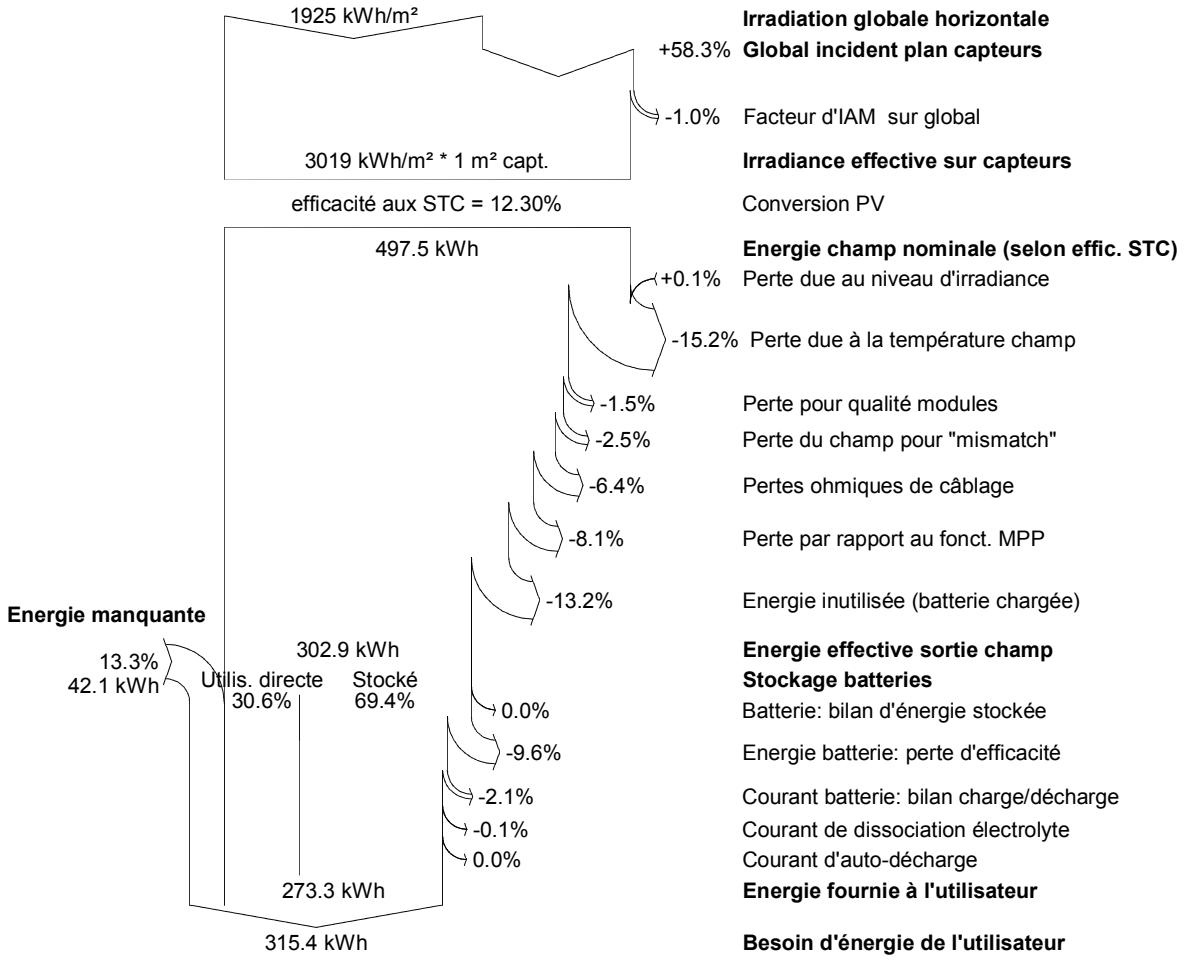
Système isolé avec batteries: Diagramme des pertes

Projet : production annuelle du kit

Variante de simulation : isolé

Principaux paramètres système	Type de système	**Isolé avec batteries**		
Orientation plan capteurs	Suiveur deux axes			
Modules PV	Modèle	YE5 080M_80	Pnom	80 Wc
Champ PV	Nombre de modules	2	Pnom total	**160 Wc**
Batterie	Modèle	Solar S12/85 A	Technologie	cellée, Gel
Besoins de l'utilisateur	Consomm. domestique	Constants sur l'année	global	315 kWh/an

Diagramme des pertes sur l'année entière



Système isolé avec batteries: Evaluation économique

Projet : **production annuelle du kit**

Variante de simulation : **isolé**

Principaux paramètres système	Type de système	**Isolé avec batteries**			
Orientation plan capteurs	Suiveur deux axes				
Modules PV	Modèle	YE5 080M_80		Pnom	80 Wc
Champ PV	Nombre de modules	2		Pnom total	**160 Wc**
Batterie	Modèle	Solar S12/85 A		Technologie	cellée, Gel
Besoins de l'utilisateur	Consomm. domestique	Constants sur l'année		global	315 kWh/an

Investissement

Modules PV (Pnom = 80 Wc)	2 unités	12500 DZD / unité	25000 DZD
Supports et intégration		5000 DZD / module	10000 DZD
Batterie (12 V / 74 Ah)	1 unités	12000 DZD / unité	12000 DZD
régulateur / convertisseur			80000 DZD
Construction, câblage, ...			5000 DZD
Moins-value substitution			0 DZD
Investissement brut (sans taxes)			**132000 DZD**

Financement

Investissement brut (sans taxes)		132000 DZD
Taxes sur l'investissement (TVA)	Taux 17.0 %	22440 DZD
Investissement brut (TTC)		154440 DZD
Subventions		0 DZD
Investissement net (TTC)		**154440 DZD**
Annuités	(Emprunt 0.0 % sur 30 ans)	5148 DZD/an
Entretien		500 DZD/an
assurance, taxes annuelles		0 DZD/an
Provision remplacement batteries	(durée de vie 1.9 ans)	1000 DZD/an
Coût annuel total		**6648 DZD/an**

Coût de l'énergie

Energie solaire utilisée	273 kWh / an
Energie en excès (batterie pleine)	46.0 kWh / an
Coût de l'énergie utilisée	24.3 DZD / kWh

PVsyst EVALUATION

Système isolé avec batteries: CO2 Balance

Projet : **production annuelle du kit**

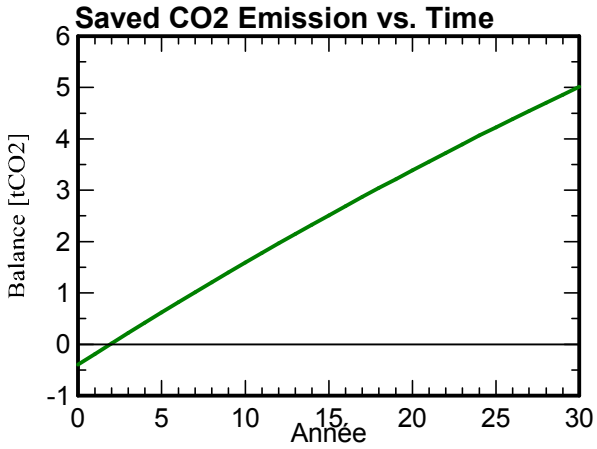
Variante de simulation : **isolé**

Principaux paramètres système	Type de système	**Isolé avec batteries**		
Orientation plan capteurs	Suiveur deux axes			
Modules PV	Modèle	YE5 080M_80	Pnom	80 Wc
Champ PV	Nombre de modules	2	Pnom total	**160 Wc**
Batterie	Modèle	Solar S12/85 A	Technologie	cellée, Gel
Besoins de l'utilisateur	Consomm. domestique	Constants sur l'année	global	315 kWh/an

Produced Emissions	**Total:**	**0.40 tCO2**		
	Source:	Detailed calculation from table below		
Replaced Emissions	**Total:**	**6.2 tCO2**		
	System production:	348.86 kWh/an	Lifetime:	30 years
			Annual Degradation:	1.0 %
	Grid Lifecycle Emissions:	596 gCO2/kWh		
	Source:	IEA List	Country:	Algeria
CO2 Emission Balance	**Total:**	**5.0 tCO2**		

System Lifecycle Emissions Details:

Item	Supports
LCE	3.98 kgCO2/kg
Quantity	100 kg
Subtotal [kgCO2]	398



PVsyst EVALUATION