ELABORATION DU DOSSIER D'EXECUTION ET CONDUITE DES TRAVAUX D'INSTALLATION D'UNE INSTALLATION PV AU LESEE

MEMOIRE POUR L'OBTENTION DU MASTER SPECIALISE EN GENIE ELECTRIQUE, ENERGETIQUE ET ENERGIES RENOUVELABLES (M2 GEEER)

Option : PRODUCTION ET DISTRIBUTION D'ELECTRICITE

Présenté et soutenu publiquement le 15 janvier 2013 par

Adama ZONGO

Travaux dirigés par :

Dr Yao AZOUMAH - Enseignant-chercheur au CCREHD, Responsable du LESEE

M. Justin BASSOLE - Enseignant au CCREHD

M. Henri KOTTIN - Ingénieur-chercheur au CCREHD

Jury d'évaluation du stage :

Président : Mariam SAWODOGO

Membres et correcteurs : Justin BASSOLE et Souleymane BARRO

Promotion [2011-2012]

DEDICACES

A mon très cher et regretté papa, Moussa ZONGO et à ma mère Mariam KABORE, je dédie ce mémoire.

Je dédie également ce travail :

A mon épouse Awa Justine KIEMDE pour son esprit d'écoute et d'attention durant cette formation, et à mon enfant P. Abdallah ZONGO ;

A tous mes frères, sœurs, et cousin(e)s en particulier Boukary ZONGO qui a fait de mes études et mon avenir sa préoccupation majeure.

REMERCIEMENTS

J'aurais sans doute des difficultés majeures pour la réussite de cette formation, sans le concours et l'assistance de près ou de loin, des personnes bienveillantes ; qu'elles trouvent ici l'expression de ma profonde gratitude à leur égard. Je tiens particulièrement à remercie :

- ✓ *Le Docteur Yao AZOUMAH mon Directeur de mémoire, Responsable du LESEE et Directeur du Centre Commun de Recherche Energie et Habitat Durables, pour l'opportunité et la confiance qu'il a placé en moi pour la conduite des travaux d'installation du projet Solar CUP ;*
- ✓ *Mes encadreurs directs Messieurs Justin BASSOLE et Henri KOTTIN ;*
- ✓ *Toute l'équipe du LESEE pour la franche collaboration, en particulier Messieurs Patrice DANGANG, Ulrich COMPAORE, David TSUANYO, Madieumbe GAYE et Lassina SANOU qui n'ont manqué de m'apporter les conseils et les directives nécessaires pour l'étude ;*
- ✓ *Le Professeur Yézouma COULIBALY, l'ex Chef d'UTER GEI pour ses conseils ;*
- ✓ *Messieurs Ahmed BAGRE et Francis SEMPORE pour leurs conseils et leurs encouragements ;*
- ✓ *Madame Sylvie OUEDRAOGO, la coordonnatrice des M2 GEER pour sa franche collaboration et surtout son courage.*
- ✓ *Monsieur Paul GINIES, le Directeur Général de la Fondation 2iE pour son soutien inestimable, qui a considéré de la formation continue du personnel de 2iE comme gage du développement de son Institut ;*
- ✓ *Tous mes collaborateurs, collègues de service ;*
- ✓ *Tous mes amis(e) et tous mes promotionnaires de l'année académique 2011-2012 ;*
- ✓ *Tous ceux qui m'ont apporté de l'aide.*

RESUME

Le développement des infrastructures pour un meilleur accès aux services énergétiques durables constitue un élément clé à la réduction de la pauvreté dans le monde, notamment l'Afrique subsaharienne, et contribue de manière significative à l'attente des objectifs de développement du Millénaire.

Le Laboratoire Energie Solaire et Economie d'Energie de 2iE a entrepris le projet d'installation d'un système photovoltaïque d'une puissance crête de 20 kW connectée au réseau électrique interne de 2iE. En effet, un de ses objectifs est d'élargir son champ de recherche sur les énergies solaires photovoltaïques. Notre travail a consisté à l'élaboration du dossier d'exécution et la conduite des travaux d'installation de cette centrale, constituée de quatre sous-champs PV de technologies différentes.

Ce projet dénommé Solar CUP, réalisé avec un coût global de près de 66147801 F CFA permet d'injecter une énergie de 36 MWh par an sur le réseau électrique interne de 2iE, avec un retour possible sur l'investissement pendant sa durée de vie. L'énergie produite par cette centrale PV permet d'éviter le rejet de près de 27 tonnes de CO_2 par an et contribue ainsi à préserver l'environnement.

Mots clés :

1- ***Photovoltaïque***
2- ***Energie solaire***
3- ***Puissance crête***
4- ***Système PV***
5- ***Centrale PV connectée au réseau***

ABSTRACT

The development of infrastructures for a better access to sustainable energy services is a key of the reduction of poverty in the world, in particular sub-Saharan Africa, and contributes significantly to the achievement of the Millennium development goals.

The Solar Energy and Energy Saving Laboratory of 2iE has initiated a project aiming to install a photovoltaic system with a peak power of 20 kW, connected to 2iE's internal grid. Indeed, one of its goals is to expand the scope of research on photovoltaic solar energies. Our work consisted in preparing the implementation file and conducting installation of this plant, made up by four PV subfields of different technologies.

This project called Solar CUP, implemented with a total cost of about 66147801 F CFA will provide 2iE's internal grid with 36 MWh per year, with a possible return on investment during its lifetime. The energy produced by this PV power plant avoids the rejection of nearly 27 tons of CO_2 a year and contributes to preserve the environment.

Key words :

1- ***Photovoltaic***
2- ***Solar Energy***
3- ***Peak Power***
4- ***PV system***
5- ***PV plant connected to the grid***

LISTE DES FIGURES

Figure 1 : *Carte d'irradiation solaire moyenne annuelle dans le monde -source* [4]. 2
Figure 2 : *Composantes d'un générateur de modules PV*..... 4
Figure 3 : *Représentation synoptique des systèmes PV* 5
Figure 4 : *Représentation schématique d'une cellule PV* 7
Figure 5 : *courbes caractéristiques d'un module PV*..... 8
Figure 6 *: Caractéristiques des cellules PV en fonction de l'éclairement et de la température*..... 8
Figure 7 *: Classification des onduleurs PV connectés au réseau* 11
Figure 8*: Types d'injection d'énergie PV au réseau* 13
Figure 9*: Architectures des systèmes PV connectés au réseau*..... 14
Figure 10*: Architecture de l'installation de Solar CUP* 15
Figure 11*: Configuration des champs PV*..... 30
Figure 12*: Schéma de principe de câblage électrique de l'installation* 30
Figure 13*: Vues des modules posés* 33
Figure 14*: Vue onduleurs et coffrets montés* 34
Figure 15*: Vues du paratonnerre installé*..... 34
Figure 16*: Vue des raccordements et câblage extérieurs*..... 35
Figure 17*: Vue des coffrets DC et onduleurs raccordés/câblés* 35
Figure 18*: Vue du coffret AC câblé* 35
Figure 19*: Vues du coffret d'injection avec le disjoncteur principal d'injection* 36
Figure 20*: Allures générales des courbes de puissances journalières des champs PV*..... 38
Figure 21*: Courbes de rendement des onduleurs STP 8000 TL* 39
Figure 22*: Comparaison des puissances instantanées consommées& puissances injectées (24/06/12)*40
Figure 23*: Comparaison des tensions avec et sans PV* 41

Figure A4- a *: Niveau kéraunique du monde* [(1)] 55
Figure A4- b *: Mise en œuvre des parafoudres*..... 56
Figure A4- c *: Illustration de calcul de* A_e..... 56
Figure A4- d *: Dimensions du bâtiment* 56

Figure A5- a *: Dépose et mise en état de la tôle et la gouttière* 57
Figure A5- b *: Dépose et mise en état du faux plafond* 58
Figure A5- c *: Détails de la charpente métallique existante* 58
Figure A5- d *: Modélisation de la charpente* 59
Figure A5- e *: Sollicitations de sur la charpente* 59
Figure A5- f *: Détails sur le renforcement des membrures*..... 59
Figure A5- g *: Détails sur les travaux de la gouttière*..... 60
Figure A5- h *: Détails sur les fermes des panneaux*..... 61
Figure A5- i *: Détails sur la disposition des fermes sur la charpente*..... 62

Figure A6- a *: Illustration de l'installation de la prise terre.* 71

Figure A7- a *: Schéma électrique de câblage développé* 72

Figure A8- a *: Instruction de montage de l'onduleur*..... 73
Figure A8- b *: Dimension du support des onduleurs STP 8000TL* 73
Figure A8- c *: Zone de raccordement des onduleurs vue de face* 74
Figure A8- d *: Zone de raccordement des onduleurs vue de dessous* 74
Figure A8- e *: Les étapes de raccordement des onduleurs côté AC*..... 75
Figure A8- f *: Les étapes de raccordement des onduleurs côté DC*..... 75

figure A10- a *: Paramétrage de l'onduleur* 79

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1*: Avantages et inconvénients du photovoltaïque* 9
Tableau 2: *Récapitulatif des principales caractéristiques des modules et onduleurs* 17
Tableau 3: *Détermination des courants et tensions des strings* 19
Tableau 4*: Choix des sections conducteurs entre les champs PV et les coffrets DC* 19
Tableau 5*: Choix des sections conducteurs entre les coffrets DC et les onduleurs* 19
Tableau 6*: Chutes de tension entre les champs PV et les coffrets DC* 20
Tableau 7*: Chutes de tension entre les coffrets DC et les onduleurs* 20
Tableau 8*: Récapitulatif des chutes de tension* 20
Tableau 9*: Récapitulatif des grandeurs des charges AC* 22
Tableau 10*: Choix des sections conducteurs AC* 22
Tableau 11: *Récapitulatif des chutes de tension* 22
Tableau 12: *Choix de la section des conducteurs PE* 22
Tableau 13*: Courants admissibles des câbles de chaînes PV et choix des dispositifs de protection* 23
Tableau 14*: Liste et caractéristiques techniques du matériel choisi* 28
Tableau 15*: Agencement série-parallèle des modules* 29
Tableau 16*: Résumé des résultats de simulation* 37
Tableau 17*: Facteurs secondaires de pertes de performance des modules PV* 37
Tableau 18*: Relevés de valeurs instantanées du système/bilan des puissances* 38
Tableau 19*: Tableau récapitulatif des coûts de réalisation* 42
Tableau 20*: Tableau récapitulatif des énergies injectées par les 16920 Wc* 42
Tableau 21*: Tableau récapitulatif des calculs de retour sur investissement* 43

Tableau A1- a : *Contrainte thermique DC (sections de conducteurs DC en fonction des courants admissibles)* 50
Tableau A1- b : *Contrainte thermique AC (sections de conducteurs AC en fonction des courants admissibles)* 50

Tableau A2- a *: lettre de sélection* 51
Tableau A2- b : *Facteur de correction K1* 51
Tableau A2- c : *Facteur de correction K2* 51
Tableau A2- d : *Facteur de correction K3* 52

Tableau A3- a : *Résumé des calculs des courants de court-circuit pour les appareillages AC* 53

Tableau A4- a *: Choix d'une mesure de protection* 54
Tableau A4- b : *Valeurs de φ, δ et I_n(kA) et l'estimation de F_{PV} pour le choix des parafoudres de type2* 54
Tableau A4- c *: valeurs de tenue de choc du matériel PV* 54
Tableau A4- d : *Choix du niveau de protection* 55
Tableau A4- e *: Détermination du coefficient de l'environnement C1* 55
Tableau A4- f : *Relation entre N_k et N_{gmax}* 55
Tableau A4- g : *Détermination des valeurs des coefficients structurelsC2 à C5* 55

Tableau A6- a *: Fiche technique de SW 240 mono* 63
Tableau A6- b *: Fiche technique du module HIT-N235SE10* 64
Tableau A6- c *: Fiche technique du module REC230PE* 65
Tableau A6- d *: Fiche technique du module NA-F128GJ* 66
Tableau A6- e *: Fiche technique de l'onduleur SMA 8000TL* 67
Tableau A6- f*: Fiche technique de l'onduleur Fronius* 68
Tableau A6- g *: fiche technique des câbles solaires* 69

Tableau A6- h *: fiche technique MC3 et MC4* 69
Tableau A6- i *: Fiche technique du paratonnerre PDA Prevectron* 70
Tableau A6- j *: Liste des accessoires d'installation du paratonnerre* 70

Tableau A8- a *: Description de la zone de raccordement des onduleurs vue de face* 74
Tableau A8- b *: Description de la zone de raccordement des onduleurs vue de dessous* 75
Tableau A8- c *: Instructions de raccordement des onduleurs* 76

Tableau A10- a *: Paramétrage communication de l'onduleur* 79

Tableau A11- a *: Etat de la DEL de l'onduleur* 80

Tableau A12- a *: Données climatiques RETScreen/Kamboinsé* 82

LISTE DES ABREVIATIONS

2iE : Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de L'environnement

A : Ampère

AC : Alternative Current

AGCP : Appareil Général de Coupure et de Protection

CCREHD : Centre Commun de Recherche Energie et Habitat Durables

CO_2 : Dioxyde de carbone

DC : Direct Current

GEI : Génie Energétique et Industriel

HIT : Heterojunction with Intrinsic Thin layer

IEA : International Energy Agency

LESEE : Laboratoire Energie Solaire et Economie d'Energie

MPP : Maximum Power Point

MPPT : Maximum Power Point Tracking

OC : Over Circuit

Pc : Puissance crête

PDA : Parafoudre à Dispositif d'Amorçage

PDC : Pouvoir de coupure

PHEGEK : Plateforme Hybride Expérimentale de la Gestion de l'Energie de Kamboinsé

PTS : Parafoudre à Tige Simple

PV : Photovoltaïque

SC : Short Circuit

Solar CUP : Solar Capacity Upgrading Project

STC : Standard Test Conditions

UTER : Unité Thématique d'Enseignement et de Recherche

V : Volt

W : Watt

Wh : Watt heure

SOMMAIRE

DEDICACES i
REMERCIEMENTS ii
RESUME iii
ABSTRACT iv
LISTE DES FIGURES v
LISTE DES TABLEAUX vi
LISTE DES ABREVIATIONS viii
I- INTRODUCTION 1
I.1- Contexte 1
I.2- La ressource solaire, une énergie renouvelable 1
I.3- Objectifs du projet 2
I.4- Présentation du LESEE 2
I.5- Méthodologie de l'étude 3
II- SYNTHESE BIBLIOGRAPHIQUE 4
II.1- La production de l'énergie solaire PV 4
II.2- Les systèmes PV 4
II.3- Les différentes technologies des cellules PV 5
II.3.1- Les cellules au silicium monocristallin 6
II.3.2- Les cellules au silicium poly-cristallin 6
II.3.3- Les cellules au silicium amorphe 6
II.3.4- Les cellules HIT 6
II.3.5- Les cellules en composite monocristallin 7
II.3.6- Les cellules en composite poly cristallin 7
II.4- Caractéristiques électriques d'une cellule/module PV 7
II.4.1- Schéma équivalent d'une cellule PV 7
II.4.2- Caractéristiques courant-tension d'un module PV 7
II.4.3- Influence de l'ensoleillement et de la température 8
II.5- Les avantages et les inconvénients des modules PV 9
II.6- Les onduleurs pour systèmes PV 9
II.6.1- Caractéristiques des onduleurs pour systèmes PV 10
II.6.2- Technologie des onduleurs couplés au réseau 11

II.7- Performances des systèmes PV 11

II.8- Systèmes PV connectés au réseau 13

II.8.1- Architectures des systèmes PV connectés au réseau 13

II.8.2- Classification des centrales PV connectées au réseau 14

III- ELABORATION DU DOSSIER D'EXECUTION..... 15

III.1- Présentation du projet Solar CUP 15

III.2- Architecture de l'installation PV 20kWc 15

III.3- Dimensionnement et choix du matériel 16

III.3.1- Le matériel utilisé 16

III.3.1.1 Les modules PV et les onduleurs 16

III.3.1.2 Les canalisations.....17

III.3.1.3 Les dispositifs de sectionnement et de protection.....23

III.3.1.4 Les parafoudres et le paratonnerre. 24

III.3.1.5 Les accessoires.....27

III.3.2- La structure 27

III.4- Liste et caractéristiques techniques du matériel choisi.....27

III.5- Configuration des modules et schéma de câblage 29

III.6- Les instructions de mise en œuvre 31

III.6.1- Mesures générales de sécurité.....31

III.6.2- Instructions relatives aux travaux d'installation 31

III.6.3- Les procédures de raccordement.....31

III.6.4- Les procédures de mise service 32

IV- INSTALLATION ET MISE EN SERVICE 33

IV.1- Installation 33

IV.1.1- Manutention et pose des modules sur la toiture.....33

IV.1.2- Pose des onduleurs, coffrets et les accessoires 33

IV.1.3- Installation du paratonnerre 34

IV.1.4- Câblage 34

IV.2- La mise service.....36

V- DISCUSSIONS ET ANALYSES 37

V.1- Analyse du fonctionnement 37

V.1.1- La simulation du système 37

V.1.2- La performance du système 37

V.1.3- Comportement de la centrale PV sur le réseau d'injection.....40

V.2- Evaluation économique et environnementale du système 41

V.2.1- Evaluation économique.....41

V.2.2- Impact environnemental 43

VI- CONCLUSION..... 45

VII- RECOMMANDATIONS ET PERSPECTIVES..... 46

VIII- BIBLIOGRAPHIE..... 47

IX- ANNEXES..... 49

I- INTRODUCTION

I.1- Contexte

L'énergie est nécessaire à toute activité humaine. Elle est indispensable à la satisfaction des besoins sociaux de base comme l'eau, la nourriture, la santé, l'éducation, etc. La croissance économique et sociale durable passe donc inéluctablement par la disponibilité de services énergétiques modernes, fiables et efficaces. Pourtant, sur le plan mondial, le niveau d'accès de l'Afrique subsaharienne aux services énergétiques modernes est très faible. On estime à 1,4 milliards, le nombre de personnes dans le monde n'ayant pas accès à l'électricité dont la grande majorité en Afrique subsaharienne où le taux d'électrification ne dépasse pas 30% en moyenne, 12% dans les zones rurales **[1]**. Malheureusement, l'exploitation des ressources fossiles qui représentent plus de 80% de l'énergie consommée dans le monde **[2]** a vite montré ses limites. En effet, la raréfaction de ces ressources de même que l'impact négatif avéré de l'utilisation des énergies d'origine fossile sur l'environnement suscitent des préoccupations majeures, alors que les statistiques prévoient une croissance de la demande mondiale en énergie de 1,6% par an, soit près de 40% d'ici 2030 **[3]**. Cette problématique a amené tous les acteurs du développement à se tourner vers d'autres formes d'énergies, celles dites renouvelables comme le solaire PV/thermique, l'éolienne, la géothermie, l'hydroélectricité, la biomasse.

Aujourd'hui de nombreux efforts se déploient dans certains laboratoires de recherche afin de répondre à cette question cruciale de l'énergie en développant des technologies pour la production d'électricité par voie solaire. C'est dans cette optique que le Laboratoire d'Energie Solaire et Economie d'Energie (LESEE) entend s'inscrire dans cette dynamique de recherche dans le domaine des énergies renouvelables par le renforcement de son champ de recherche d'une centrale PV. Le thème **«Elaboration du dossier d'exécution et conduite des travaux d'installation d'une installation PV au LESEE»** nous a été proposé pour répondre à cette tâche. Ce projet d'installation dénommé Solar Cup (Solar Capacity Upgrading Project) a une puissance crête de 20 kWc et sera injectée sur le réseau électrique interne du 2iE.

I.2- La ressource solaire, une énergie renouvelable

L'énergie que nous recevons du soleil fait partie des énergies renouvelables car elle est inépuisable à l'échelle humaine et son utilisation ne provoque pas d'émissions de gaz à effet de serre. L'Afrique fait partie des régions les plus ensoleillées au monde car se trouvant dans la ceinture solaire, les régions où l'ensoleillement normal direct excède 2000 kWh/m² par an.

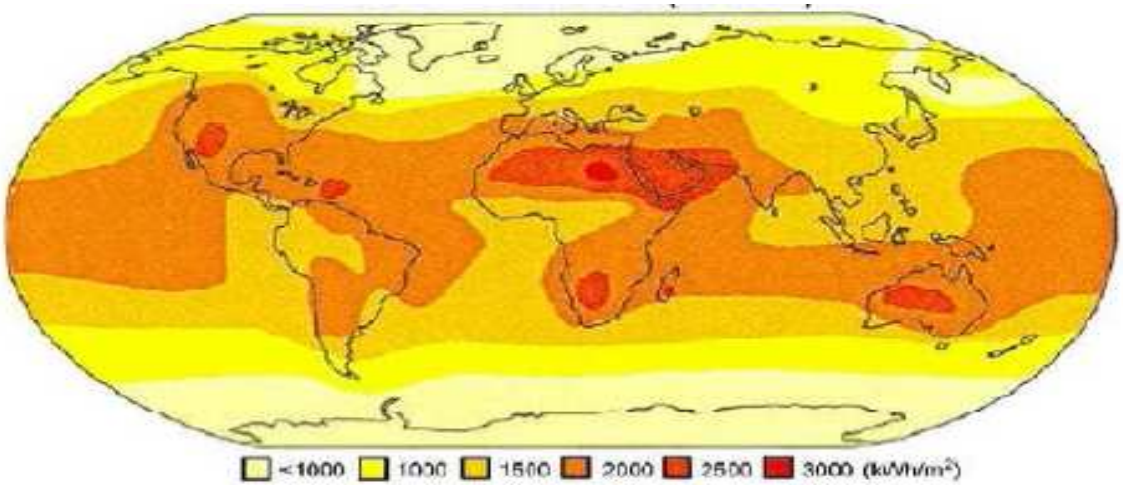


Figure 1 : *Carte d'irradiation solaire moyenne annuelle dans le monde -source* [4].

Le Burkina Faso possède une irradiation globale moyenne d'environ 5,5 kWh/m²/jour **[5]**, et bénéficie donc d'un ensoleillement favorable à l'implantation de projets de production d'énergie solaire.

I.3- Objectifs du projet

Ce projet d'installation des 20 kWc, financé par la Banque Mondiale a pour objectifs de faire des études de caractérisation sur les différentes technologies de modules qui seront installés en zone tropicale au sud du Sahara (Burkina Faso). Cette installation à travers sa flexibilité servira de support pédagogique « grandeur nature » pour la formation des étudiants du 2iE ainsi que des professionnels dans le domaine du solaire photovoltaïque.

I.4- Présentation du LESEE

Le Laboratoire Energie Solaire et Economie d'Energie (LESEE) du Centre Commun de Recherche Energie et Habitat Durables (CCREHD) fait partie des cinq Laboratoires dont dispose le 2iE dans le cadre ses travaux pédagogiques et de recherches. Créé en 2008 et actuellement dirigé par Dr Yao AZOUMAH, le LESEE travaille en collaboration avec une vingtaine de partenaires scientifiques, institutionnels et financiers. Il constitue une plateforme technique de haut niveau et est piloté par une équipe dynamique actuelle composée ainsi qu'il suit :

- cinq (5) enseignants-chercheurs ;
- sis (6) doctorants ;
- neuf (9) ingénieurs de recherche ;
- un (1) technicien ;
- neuf (9) stagiaires.

Le LESEE vise à contribuer au développement des capacités d'innovation industrielle en Afrique, dans le domaine du solaire pour une production et une utilisation rationnelle des énergies électrique/thermique dans le but de garantir une indépendance énergétique. Son projet scientifique est orienté suivant quatre principaux axes à savoir :

Axe 1 : Evaluation « précise et continue » de la ressource solaire et des besoins en énergie en Afrique ;
Axe 2 : Centrales solaires à concentration (thermodynamiques) ;
Axe 3 : Habitat, architecture bioclimatique et systèmes solaire PV/thermique (basse température) ;
Axe 4 : Conception optimale, optimisation thermodynamique des systèmes énergétiques et efficacité énergétique.
Ces quatre axes concourent à une indépendance énergétique des pays africains.

I.5- Méthodologie de l'étude

La première partie de notre étude est consacrée aux généralités sur les systèmes PV. Nous évoquerons ici les règles de l'art des installations PV en général et particulièrement les systèmes PV connectés au réseau.

La seconde partie porte sur l'élaboration du dossier d'exécution. Dans cette partie, nous ferons le dimensionnement et le choix du matériel utilisé pour l'exécution des travaux d'installation.

La troisième partie porte sur l'installation et les différentes procédures pour la mise en service.

La dernière partie se consacre à l'analyse du fonctionnement de l'installation, évaluation économique et environnementale du système.

II- SYNTHESE BIBLIOGRAPHIQUE

II.1- La production de l'énergie solaire PV

L'énergie solaire photovoltaïque provient de la transformation directe d'une partie du rayonnement du soleil en énergie électrique. Cette conversion d'énergie s'effectue par le biais d'une cellule photovoltaïque, basée sur un phénomène physique appelé effet photovoltaïque qui consiste à produire une force électromotrice lorsque la surface de cette cellule est exposée à la lumière. La cellule photovoltaïque, également appelée photopile, est un composant électronique semi-conducteur qui transforme donc l'énergie lumineuse en électricité. La tension générée par ce phénomène est continue et peut varier en fonction du matériau utilisé pour la fabrication de la cellule.

Le module solaire photovoltaïque (panneau solaire) est un générateur électrique de courant continu constitué d'un ensemble de cellules photovoltaïques reliées entre elles électriquement en série et/ou parallèle, qui sert de module de base pour les installations photovoltaïques et notamment les centrales solaires photovoltaïques. Le regroupement de plusieurs modules forme un champ PV.

La figure suivante montre les différentes composantes d'un générateur PV

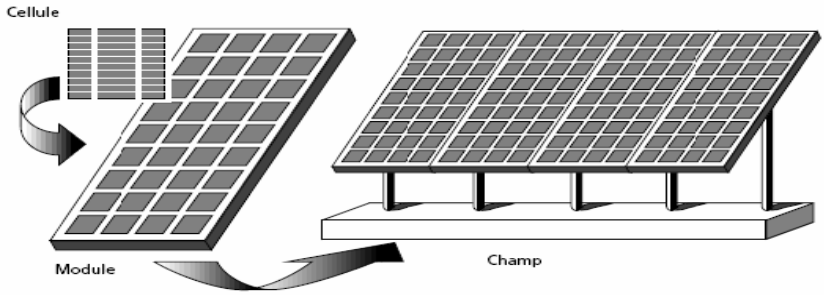


Figure 2 : *Composantes d'un générateur de modules PV*

II.2- Les systèmes PV

Un système photovoltaïque est l'ensemble des composants permettant à partir du rayonnement solaire, de fournir un service énergétique par conversion photovoltaïque. Il est composé d'un ou plusieurs champs ou sous-champs de modules et tous les équipements se trouvant entre ce champ et la/les charges finales. On distingue les systèmes PV avec stockage par batterie et non raccordés au réseau (cas des systèmes de production autonomes pour l'alimentation de sites ou d'équipements isolés), les systèmes PV sans stockage et non raccordés au réseau dits « au fil du soleil » (cas des systèmes de pompage pour l'adduction d'eau), les systèmes

hybrides photovoltaïques avec ou sans stockage, et les systèmes PV raccordés au réseau électrique avec ou sans stockage.

Parmi les équipements on peut citer entre :

- le convertisseur continu-continu (éventuel) pour l'adaptation de la tension du champ PV à celle des autres composants ;
- la batterie pour le stockage de l'énergie, l'autonomie du système, et la stabilisation de la tension ;
- le régulateur jouant le rôle de protecteur de la batterie contre la surcharge et la décharge profonde ;
- l'onduleur qui transforme le courant continu en courant alternatif pour l'alimentation des charges alternatives ;
- le réseau de distribution (cas de système connecté au réseau) ;
- des générateurs auxiliaires continu ou alternatif (cas de système hybride) ;
- les accessoires comme les câbles (DC, AC, PE), les boîtes de jonction éventuelles, les dispositifs de sectionnement/protection (sectionneurs, fusibles, disjoncteurs, parafoudre, paratonnerre, mise à la terre, support rigide fixe ou mobile sur lequel se pose le/les panneaux, etc.

Les diverses composantes pouvant constituer chaque type de système PV peuvent être représentées symboliquement sur la figure ci-dessous ; notons que ce schéma n'est qu'une variante parmi tant d'autres.

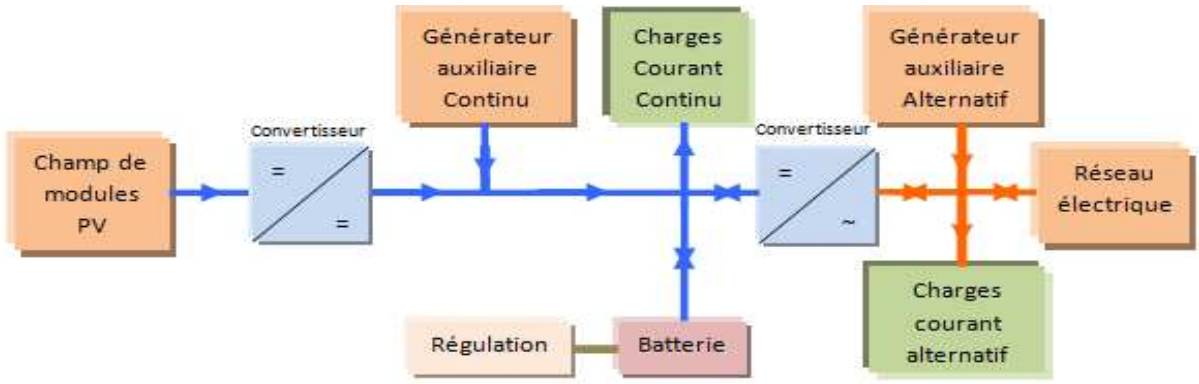


Figure 3 : *Représentation synoptique des systèmes PV*

II.3- Les différentes technologies des cellules PV

Il existe plusieurs technologies qui sont actuellement développées pour la réalisation des cellules photovoltaïques. Les principales technologies actuellement industrialisées sont les cellules au silicium mono ou poly-cristallin (plus de 80% de la production mondiale) [6], et les cellules au silicium amorphe. D'autres technologies utilisent d'autres matériaux comme le

composite. Les degrés de maturité, de performance et de durée de vie sont très différents selon la technologie. Les différentes caractéristiques pour les différentes technologies sont données dans les conditions standard STC (Standard Test Conditions), c'est-à-dire une irradiance de 1kW/m², spectre AM 1,5 et une température de 25°C.

Voyons quelques-unes de ces technologies dans les paragraphes qui suivent.

II.3.1- Les cellules au silicium monocristallin

D'un procédé de fabrication très long, coûteux, laborieux, et exigeant beaucoup d'énergie, les cellules monocristallines ont un rendement de 12 à 18% et 24,7% en laboratoire. Elles ont une durée de vie relativement importante (20-30 ans) et sont performantes. Elles sont élaborées à partir d'un bloc de silicium cristallisé en un seul cristal **[6]**.

II.3.2- Les cellules au silicium poly-cristallin

Les modules PV avec des cellules poly cristallines sont élaborés à partir d'un bloc de silicium cristallisé en forme de cristaux multiples. D'un rendement de 11 à 15% (19,8% en laboratoire) et d'une durée de vie de 20 à 30 ans, ils ont un coût de production moins élevé que les monocristallins, nécessitant 2 à 3 fois moins d'énergies pour leur production, mais sont moins performants que ces derniers **[6]**.

II.3.3- Les cellules au silicium amorphe

Cette technologie permet d'utiliser des couches très minces de silicium qui sont appliquées sur du verre, du plastique souple ou du métal, par un procédé de vaporisation sous vide.

Les modules PV amorphes ont un coût de production plus bas que celui des mono et poly-cristallins mais un rendement modeste (6 à 8% et 13% en laboratoire). Ces modules fonctionnent par faible éclairement (temps couvert, intérieur d'un bâtiment, emplacement ombragé) ; ils peuvent aussi fonctionner sous la lumière fluorescente. Outre leur rendement dérisoire, leurs performances diminuent sensiblement avec le temps mais peut avoir en 25ans de durée de vie, 90% de leur performance au départ **[6, 7]**.

II.3.4- Les cellules HIT

Les cellules HIT (Heterojunction with Intrinsic Thin layer) sont constituées de plaquettes hybrides monocristallines recouvertes d'une fine couche de silicium amorphe. Ce processus moderne de production propre à la marque SANYO permet la fabrication de cellules solaires d'une efficacité supérieure et d'un rendement d'énergie optimisé (16 à 21%). Ces cellules sont opérantes même dans les températures élevées par leur rendement supérieur en énergie. Leur durée de vie peut atteindre 20 ans toujours 80% de sa performance d'origine **[8]**.

II.3.5- Les cellules en composite monocristallin

Ce sont des cellules à l'Arséniure de Gallium (GaAs). Réservées au spatial ou pour une utilisation sous haute concentration, elles possèdent un bon rendement (18 à 20%, 27,5% en laboratoire) **[6]**.

II.3.6- Les cellules en composite poly cristallin

Ces cellules sont issues de la combinaison de Tellure et de Sulfure de Cadmium (CdTe/CdS) ou de la combinaison de di-Séléniure de Cuivre-Indium de Sulfure de Cadmium (CuInSe/CdS). Elles sont caractérisées par une bonne stabilité avec un rendement de 8% (16% en laboratoire). Elles nécessitent peu de matériaux mais certains contiennent des substances polluantes **[6]**.

II.4- Caractéristiques électriques d'une cellule/module PV

II.4.1- Schéma équivalent d'une cellule PV

Une cellule PV sous éclairement peut être illustrée par un schéma équivalent comme le montre la figue suivante :

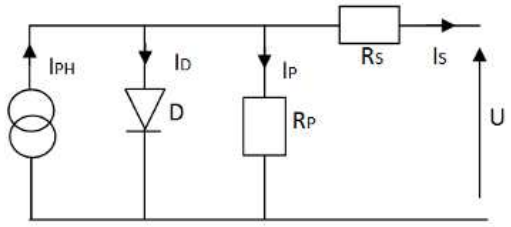


Figure 4 : *Représentation schématique d'une cellule PV*

Une photopile comporte en réalité une résistance série Rs et une résistance parallèle ou shunt Rp qui ont une influence sur la caractéristique courant-tension de celle-ci.

- La résistance série est la résistance interne de la cellule ; elle dépend principalement de la résistance du semi-conducteur utilisé, de la résistance de contact des grilles collectrices et de la résistance de ces grilles. Elle modélise les pertes ohmiques du matériau utilisé.
- La résistance shunt est due à une petite fuite de courant au niveau de la jonction. modélise les courants parasites qui traversent la cellule.

La diode modélise le comportement de la cellule dans l'obscurité, tandis que le générateur modélise le courant I ph généré par un éclairement.

II.4.2- Caractéristiques courant-tension d'un module PV

La figure suivante donne l'allure des caractéristiques courant-tension d'une cellule PV (ou module PV).

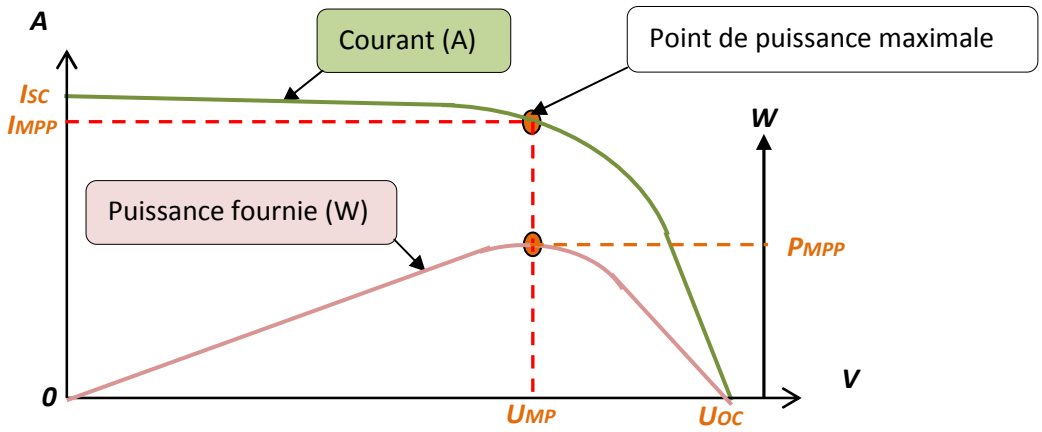


Figure 5 : *courbes caractéristiques d'un module PV*

D'après ces caractéristiques, on peut déduire d'autres paramètres électriques spécifiques à chaque matériau :

- Le courant de court-circuit (Isc) correspondant au courant débité par la cellule quand la tension à ses bornes est nulle (en pratique, ce courant est très proche du photo-courant Iph).
- La tension à vide du circuit (Uoc) correspondant à la tension qui apparait aux bornes de la cellule quand le courant débité est nul.

Entre ces deux valeurs, il existe un point optimum donnant la plus grande puissance ou puissance crête (Pc) caractérisant la performance de la cellule.

II.4.3- Influence de l'ensoleillement et de la température

L'énergie électrique produite par une cellule PV dépend de l'éclairement qu'elle reçoit sur sa surface et de la température de l'air ambiant (figure 6).

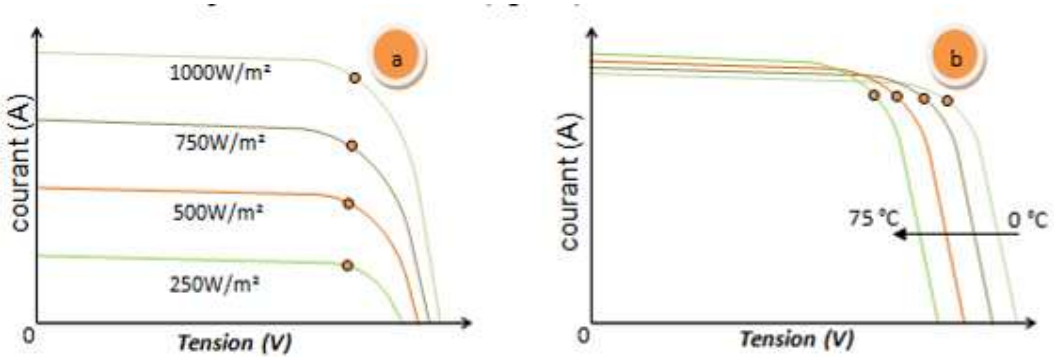


Figure 6

Figure 6 *: Caractéristiques des cellules PV en fonction de l'éclairement et de la température*

La **figure 6-a** représente la caractéristique courant-tension d'une cellule en fonction de l'éclairement, à une température et une vitesse de circulation de l'air ambiant constantes. Le

courant est directement proportionnel au rayonnement, contrairement à la tension qui varie très peu en fonction de l'éclairement.

Le graphe de la **figure 6-b** montre que la tension d'une cellule baisse fortement avec la température. Plus la température augmente et moins la cellule est performante. En revanche, le courant augmente légèrement mais cette augmentation reste néanmoins négligeable au point de puissance maximale. Le comportement global de la cellule en température est une perte d'énergie de 0,4 à 0,5% par °C ; cela a donc des conséquences pour la conception des panneaux et des systèmes photovoltaïques **[9]**.

II.5- Les avantages et les inconvénients des modules PV

L'utilisation du photovoltaïque présente des avantages mais connaît également des contraintes majeures dues à son coût exorbitant et son faible rendement. Nous pouvons résumer quelques avantages et inconvénients des systèmes PV dans le tableau suivant :

Tableau 1*: Avantages et inconvénients du photovoltaïque*

Avantages	Inconvénients
- Haute fiabilité : l'installation ne comporte pas de pièce mobile, ce qui la rend appropriée aux régions isolées ; - Coût d'exploitation faible ; - Les panneaux solaires ont une durée de vie de 20 à plus de 30 ans et sont presque intégralement recyclables **[11]** ; - Impacts environnementaux moindres (sans émissions de CO2) ; - Expansion facile (rajout d'autres panneaux) ; - Disponibilité locale de la ressource solaire (pas besoin de transporter la ressource) ; - Absence de nuisances sonores.	- Coût d'investissement très élevé ; - Faible rendement, en général inférieur à 12% **[10]**; - Les systèmes PV sont tributaires des conditions météorologiques (fluctuation de l'énergie au cours de la journée); - Fonctionnement de nuit impossible ; - Difficulté d'ajouter des charges supplémentaires non prévues. - Stockage de l'énergie électrique posant encore de nombreux problèmes ; - Occupation de grands espaces (un projet de 550 MW couvre environ une superficie de 25 km²) **[11]**.

II.6- Les onduleurs pour systèmes PV

Un onduleur est un dispositif permettant de transformer l'énergie reçue de nature continue en énergie ce type alternatif. Ils sont utilisés en électrotechnique pour fournir des tensions ou courants alternatifs de fréquence et amplitudes fixes ou variables. En fonction de la forme d'onde, on rencontre les onduleurs à onde sinusoïdale, les onduleurs à onde carrée et ceux à onde pseudo-sinusoïdale.

II.6.1- Caractéristiques des onduleurs pour systèmes PV

Les onduleurs pour systèmes sont différents des onduleurs classiques mais leur objectif de conversion continu/alternatif est le même.

L'une des fonctions importes des onduleurs PV est la recherche du meilleur point de fonctionnement du système suivant la caractéristique courant-tension du générateur PV (confère **figure 5**), c'est-à-dire l'adaptation permanente de l'impédance d'entrée afin d'optimiser à chaque instant, le produit P=UI de la caractéristique du champ PV. Pour un éclairement et une température donnés, la tension en circuit ouvert ou à forte charge est presque constante, pouvant être assimilée à une source de tension, tandis qu'en court-circuit ou à faible charge, le courant est pratiquement constant.

Les impératifs techniques des onduleurs PV connectés au réseau sont :

- Une parfaite synchronisation avec le réseau (soit pilotés par le réseau, soit à référence sinusoïdale interne) ;
- Déclenchement automatique en cas de coupure du réseau ;
- Limitation de la tension de sortie à la valeur maximale admissible pour le réseau ;
- Ne pas occasionner de déphasage important ;
- Faibles taux de fréquences harmoniques ;
- Faibles perturbations électromagnétiques ;
- Insensibilité aux signaux de commande du réseau.

Les qualités à surveiller lors du choix de l'onduleur sont :

- le rendement, au niveau de puissance usuelle de l'installation doit être élevé ;
- enclenchement et déclenchement automatiques, avec un seuil d'irradiance faible
- qualité et précision de la recherche du point de puissance maximum ;
- plage d'entrée en tension; elle conditionne le nombre de panneaux à connecter en série dans le champ ;
- comportement à puissance maximale: certains appareils se déconnectent, d'autres continuent de fonctionner en limitant la puissance ;
- protection en température ;
- consommation faible (presque nulle) sur le réseau durant la nuit ;
- affichage des paramètres de fonctionnement et des pannes ;
- possibilités de contrôle par ordinateur extérieur ;
- fiabilité, l'un des points cruciaux jusqu'à aujourd'hui ;
- encombrement et poids raisonnables ;

- pour le montage dans les habitations, niveau sonore acceptable.

II.6.2- Technologie des onduleurs couplés au réseau

En fonction de la technologie, on distingue des onduleurs de rangée (string inverter), des onduleurs modulaires (module inverter) et des onduleurs centralisés (central inverter) ; voyons le montage de ces différents onduleurs sur la **figure 7**.

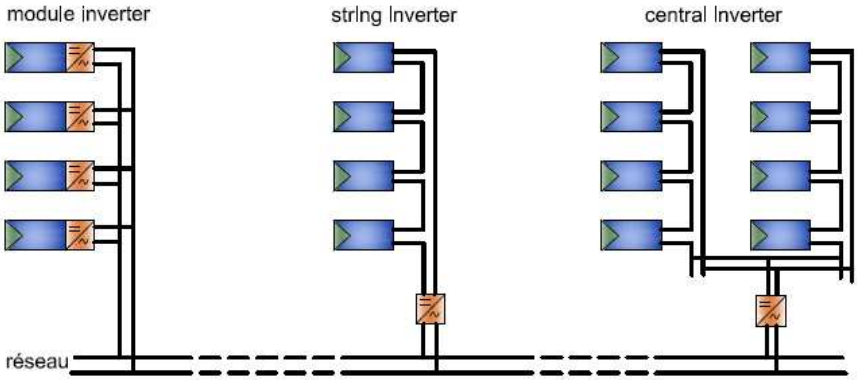


Figure 7 *: Classification des onduleurs PV connectés au réseau*

- **Les onduleurs modulaires**

Les onduleurs modulaires sont connectés en parallèle, chaque module ayant un onduleur propre à lui et monté à proximité du module solaire correspondant.

- **Les onduleurs « String »**

Ils sont utilisés pour un montage en série des modules et sont généralement utilisés pour des installations dont la puissance ne dépasse pas 3 kW **[12]**. Pour une puissance plus élevée, on peut connecter plusieurs onduleurs String en parallèle coté AC. L'intérêt est qu'en cas de défaillance d'un onduleur, seule la production de la rangée concernée s'arrête.

- **Les onduleurs centralisés**

Un seul onduleur gère toute l'installation. Toutes les chaînes, constituées de modules reliés en série, sont réunies dans un raccordement en parallèle. Cette solution permet des investissements économiques limités, une grande simplicité de l'installation et des coûts d'entretien réduits. Cette typologie est en revanche particulièrement sensible aux ombrages partiels qui limitent l'exploitation optimale de chaque chaîne. Il est adapté à des champs solaires uniformes de par leur orientation, inclinaison et conditions d'ombrage.

II.7- Performances des systèmes PV

La recherche de la performance est un élément important dans la conception d'un système PV. L'amélioration de la performance du photovoltaïque fait l'objet d'efforts soutenus par

plusieurs pays mais en dépit des avancées technologiques ces dernières années, le rendement global des systèmes PV est d'environ 12% **[10]**.

Les différents rendements de la chaîne conversion d'un système PV sont les suivants **[9;13]** :

$$\eta_{PV} = \frac{P_{MAX_STC}[W]}{G[W/m^2].S_{eff}[m^2]} \quad \textbf{(1)}$$

$$\eta_{MPPT} = P_{PV}[W] / P_{MAX_STC}[W] \quad \textbf{(2)}$$

$$\eta_{CONV} = P_{OUT}[W] / P_{PV}[W] \quad \textbf{(3)}$$

η_{PV} , η_{MPPT} , η_{CONV} sont respectivement le rendement énergétique (ou coefficient énergétique), le rendement de la performance du générateur PV (il est fonction des conditions météorologiques et du mode de fonctionnement), et le rendement de conversion ou étage de conversion (régulateur, onduleur…).

P_{MAX} est la puissance maximale mesurée dans les conditions STC du générateur PV, P_{PV} la puissance délivrée par le générateur et P_{OUT} la puissance à la sortie des convertisseurs. G est l'éclairement incident reçu sur la surface du champ et S_{eff} la surface utile du champ PV.

Le rendement global de la chaîne de conversion du système peut être défini comme le produit des trois rendements : $\eta_{GLOBAL} = \eta_{PV}.\eta_{MPPT}.\eta_{CONV}$ **(4)**

En tenant compte de l'ensoleillement et de la température, la puissance délivrée à la sortie du générateur peut être exprimée par la formule suivante **[10]**:

$$P(G,T_{MOD}) = P_{STC} \cdot \frac{G}{G_{STC}} . \eta_{REL}(G',T') \quad \textbf{(5)}$$

Où P_{STC} est la puissance dans les conditions standard (STC) de G_{STC} = 1000W/m² et $T_{MOD\text{-}STC}$ de 25°C. η_{REL} est l'efficacité relative instantanée donnée par :

$$\eta_{REL}(G',T') = 1 + k_1 \ln G' + k_2 (\ln G')^2 + T'\left[k_3 + k_4 \ln G' + k_5 (\ln G')^2\right] + k_6 T'^2 \quad \textbf{(6)}$$

G' et T' sont des paramètres (G'=G/G_{STC} et T'=T_{MOD}-T_{MOD_STC}) ; k_1 à k_6 sont des coefficients dérivés des données expérimentales sur un site donné.

Cette formule démontre l'importance de l'influence de la température ambiante sur la puissance délivrée par les modules PV est un facteur important, en matière de performances des modules PV

II.8- Systèmes PV connectés au réseau

Dans les systèmes PV connectés au réseau électrique, le champ PV est directement couplé au réseau à l'aide d'un onduleur ou un étage de convertisseurs continu-continu/continu-alternatif. Il y a un certain nombre de contraintes technologiques qui sont associées à cette liaison, en particulier la qualité du signal électrique 220V réinjecté sur le réseau. Pour des raisons de sécurité, l'onduleur couplé au réseau doit constamment surveiller toute éventuelle perturbation pouvant subvenir sur le réseau et interrompre immédiatement l'injection en cas de défaillance ou de coupure.

II.8.1- Architectures des systèmes PV connectés au réseau

En fonction des contrats de vente de l'énergie, on distingue les raccordements à injection totale dans laquelle l'opérateur principal rachète toute l'énergie PV produite, et les raccordements à injection partielle où le surplus l'énergie PV produite est injectée. Les figures **8.a** et **8.b** suivantes illustrent les deux cas de configuration.

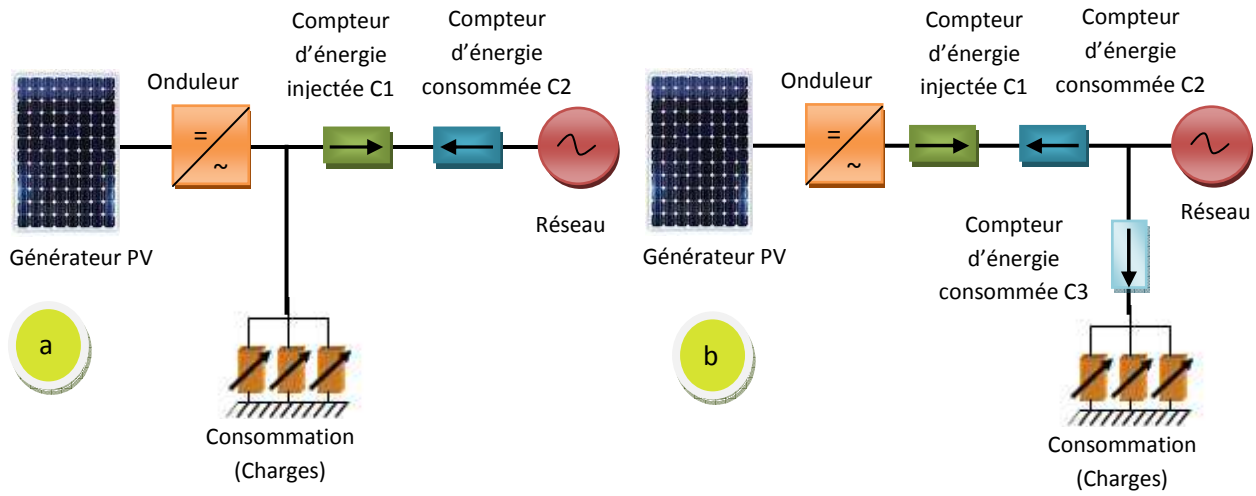


Figure 8: *Types d'injection d'énergie PV au réseau*

En fonction des applications, les systèmes PV connectés au réseau peuvent être avec ou sans stockage. Un bus intermédiaire peut souvent être placé entre l'onduleur et le générateur PV. Les figures 9.a-9.c montrent les différentes architectures des systèmes PV connectés au réseau.

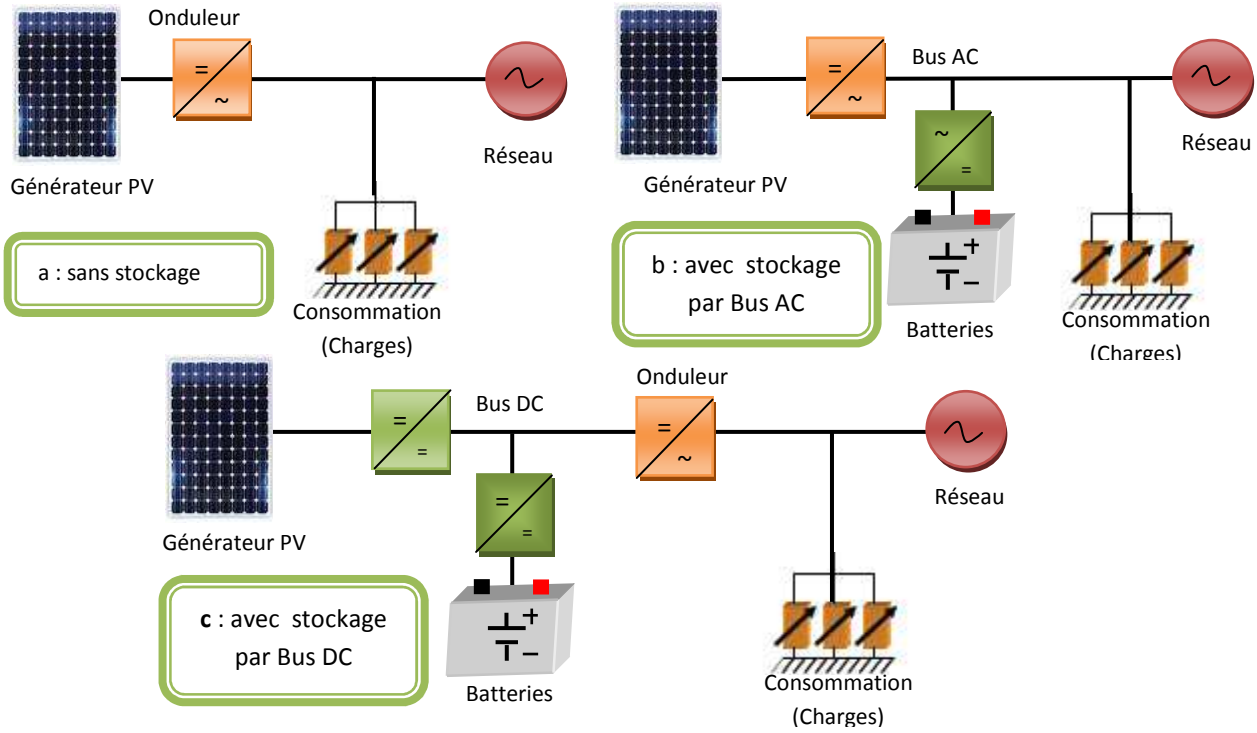


Figure 9: *Architectures des systèmes PV connectés au réseau*

II.8.2- Classification des centrales PV connectées au réseau

On peut classer les centrales PV connectées au réseau en fonction de leur taille ; on distingue donc **[12]**:

- **Les centrales de petite taille**

Ce sont des centrales dont la puissance est comprise entre 1 et 10 kW pour les applications sur les toitures des maisons individuelles ou d'institutions publiques comme les écoles, etc. Elles se connectent au réseau basse tension.

- **Les centrales de taille moyenne**

Elles ont une puissance comprise entre 10 et 100kW. Installées et souvent intégrées sur les édifices, les toitures et façades, elles peuvent être connectées à la basse ou moyenne tension du réseau de distribution.

- **Les centrales de grande taille**

Ces centrales ont une puissance supérieure à 500kW. Elles sont généralement des propriétés des compagnies d'électricité.

III- ELABORATION DU DOSSIER D'EXECUTION

Le dossier d'exécution comprend tous les documents, graphiques, descriptifs et normatifs, permettant la réalisation du projet dans les règles de l'art. Il servira ensuite à la conduite du chantier et permettra de gérer les éventuels travaux supplémentaires.

III.1- Présentation du projet Solar CUP

Le projet Solar CUP est un projet d'installation d'une centrale photovoltaïque de près de 20 kWc et est implanté sur le site du 2iE à Kamboinsé, à 15 km de la capitale du Burkina Faso (Ouagadougou), de coordonnées géographiques 12°27' Nord comme latitude et 1°33' Ouest comme longitude. Destinée à renforcer le champ de recherche du LESEE et pour la formation des étudiants et des professionnels dans le domaine solaire, l'installation est constituée de quatre champs de modules de technologies différentes à savoir :

- Champ PV 1 : 24 modules monocristallins d'une puissance unitaire de 240 Wc ;
- Champ PV 2 : 24 modules de technologie HIT de 235 Wc chacun ;
- Champ PV 3 : 24 modules, 230 Wc chacun de technologie poly cristalline ;
- Champ PV 4 : 40 modules amorphes de puissance individuelle 128 Wc.

L'énergie produite par les différents champs sera directement injectée sur le réseau électrique interne de 2iE.

III.2- Architecture de l'installation PV 20kWc

Pour dimensionner correctement notre installation, il faut avoir une vue globale des différentes composantes. Notre système fait une injection directe sur le réseau sans stockage. Nous aurons donc l'architecture suivante :

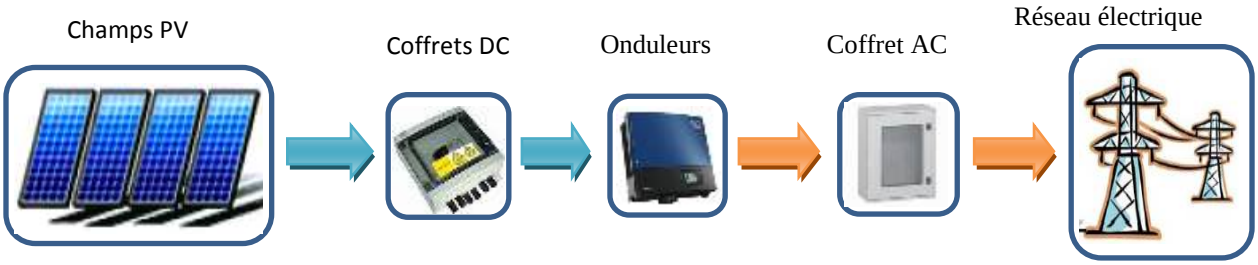


Figure 10: *Architecture de l'installation de Solar CUP*

Nous aurons à dimensionner et choisir tous les équipements, des modules jusqu'aux coffrets AC, ainsi que tous les accessoires nécessaires à la réalisation des travaux.

III.3- Dimensionnement et choix du matériel

Tout système PV doit être protégé contre les effets des intempéries telles que la pluie, le vent, la foudre, etc. D'autre part, il doit présenter toutes les conditions de sécurité nécessaires pour les personnes susceptibles de se déplacer à proximité, ainsi que pour des biens.

Sa conception doit prendre en compte cet impératif tout en tenant en compte les besoins en matière de consommation énergétique.

III.3.1- Le matériel utilisé

Le dimensionnement et le choix du matériel doivent se faire au respect des règles de l'art des installations photovoltaïques.

III.3.1.1 Les modules PV et les onduleurs

Le dimensionnement et le choix des modules et onduleurs doivent se faire de façon conjointe.

Notre centrale étant un champ expérimental, le choix de la technologie des modules s'est porté sur quatre technologies différentes (monocristalline, poly-cristalline, amorphe, HIT). La puissance crête totale est déjà connue. Elle est de 20 kWc et on l'a répartie de façon plus ou moins équitable, soit environ 5 kWc par chaque type de sous-champ. Il en est de même par rapport à la puissance unitaire des différents modules, sauf que leur nombre exact ainsi que leur agencement série-parallèle dépendent de leurs caractéristiques et celles des onduleurs retenus. Ci-dessous, les puissances et les marques retenues.

- Technologie monocristalline : modules de 240 Wc de marque Solarworld (**SW 240 mono)** ;
- Technologie poly-cristalline : modules de 230 Wc de marque REC (**REC230PEI**) ;
- Technologie amorphe : modules de 128 Wc de marque SHARP (**NA-F128(G5**) ;
- Technologie HIT : modules de 235 Wc de marque SANYO (**HIT-N235SE10**).

Pour les onduleurs, la puissance unitaire de chaque sous-champ doit être au moins supérieur à 5 kW. Le choix s'est porté sur un onduleur de 5380 W de marque Fronius (IG 60 HV) pour la technologie amorphe. Quant aux autres technologies, le choix s'est porté sur un onduleur de 8 kW de marque SUNNY (Sunny Tripower 8000TL) pour des raisons d'éventuelles extensions dans le futur.

Le nombre minimum et le nombre maximum de modules PV en série, le nombre de branches en parallèle se calculent respectivement par les formules suivantes **[14]**:

$$N_{S-MIN} = \frac{U_{MPPT_MIN}}{0{,}85.U_{MPP}} \qquad \textbf{(7)}$$

$$N_{S-MAX} = \frac{U_{MPPT_MAX}}{1{,}15.U_{MPP}} \quad \textbf{(8)}$$

$$N_{P-MAX} = \frac{I_{MAX_ond}}{1{,}25.I_{CC_mod}} \quad \textbf{(9)}$$

Avec U_{MPPT} la tension de l'onduleur et U_{MPP} la tension du module. I_{MAX_ond} et I_{CC_mod} sont respectivement les courants de l'onduleur et du module.

Le nombre à considérer est la partie entière de l'opération.

Le coefficient 0,85 est un coefficient de minoration permettant de calculer la tension MPP à 70 °C tandis que 1,15 est une majoration qui permet de calculer la tension MPP à 20 °C.

Le coefficient 1,25 est un coefficient de sécurité imposé par le guide UTE C15-712.

Les différents calculs relatifs à la détermination du nombre total de modules de chaque type ainsi que leur agencement série-parallèle, sont faits suivant les équations **(7)** à **(9)**. Les résultats sont résumés dans le tableau ci-dessous avec les principales caractéristiques des modules et des onduleurs.

Tableau 2: *Récapitulatif des principales caractéristiques des modules et onduleurs*

Onduleurs							
Type	U_{MPPT_MIN} (V)	U_{MPPT_MAX} (V)	I_{MAX}/entrée A (A)	I_{MAX}/entrée B (A)			
Sunny Tripower 8000TL	320	800	22	11			
Fronius IG 60 HV	150	530	35,8				
Modules							
Technologie	Type	U_{MPP} (V)	I_{CC} (A)	N_{S-MIN}	N_{S-MAX}	N_{P-MAX}/A	N_{P-MAX}/B
Monocristallin	SW240 mono	30,6	8,22	12	22	2	1
Poly-cristallin	REC230PE	29,4	8,3	12	23	2	1
HIT	HIT-N235SE10	43	5,84	8	16	3	1
Amorphe	NA-F128(G5	45,4	3,45	3	7	8	

De ces résultats, on ne peut que retenir 2 strings de 12 modules pour les modules monocristallins et les polycristallins. Si on uniformise le nombre des HIT avec les deux premiers, nous prendrons prendre 2 strings de 12 modules également. Pour les amorphes, vu le nombre maximal de strings en parallèle, 5 séries de 8 conviendrait mieux.

En récapitulatif, nous avons 40 modules pour le champ amorphes qui seront câblés avec l'onduleur **Fronius** et 24 modules pour chacun des trois autres champs, à monter avec un onduleur identique **Sunny tripower** du fabricant **SMA**.

III.3.1.2 Les canalisations

Les conducteurs sont choisis de sorte à observer une chute de tension inférieur à 1% que ce soit du côté AC ou DC **[15;16]**. Le dimensionnement concerne uniquement les trois champs

monocristallins, polycristallins et les HIT. Les amorphes ne seront pas installés pour le moment. En effet, la technologie amorphe exige l'utilisation d'onduleurs avec transformateur d'isolement intégré comme le l'onduleur Fronius. Ce type d'onduleur n'étant pas encore acquis, les amorphes ne seront pas installés pour l'instant ; ils pourront l'être avec l'exécution du projet PHEGEK de 40kWc.

a- Les conducteurs DC

Les câbles DC sont de type solaire de base à isolation PR avec une température admissible sur l'âme d'au moins 90°C. Ils seront dimensionnés en fonction du courant admissible et la chute de tension, avec une température ambiante de 70°C pour les câbles de chaînes cheminant derrière les modules ou soumis au rayonnement direct et 45°C pour les autres câbles [**15;16**]. Comme il y a plusieurs tronçons, la chute de tension sera déterminée par la somme des chutes de tension de chacun des tronçons.

Pour les liaisons modules-coffret DC, le courant admissible choisi Iz est donné par la relation suivante :

$I_Z > I'_Z = I_B/K$ (ou $I_{Z_T} > I'_{Z_T} = I_{B_T}/K$) **(10)**

$I_B = 1{,}25 \times I_{SC_STC}$ (ou $I_{B_T} = 1{,}25\ I_{SC_STC_T}$) **(11)**

$K = K1 \times K2 \times K3$ **(12)**

- K1 : facteur de correction prenant en compte le mode pose ;
- K2 : facteur de correction prenant en compte l'influence mutuelle des circuits placés côte à côte ;
- K3 : facteur de correction prenant en compte l'influence de la température et la nature de l'isolant ;
- I_B : courant maximum d'emploi traversant les câbles ;
- I'_Z : courant maximum admissible du câble en tenant compte des conditions de pose ;
- I_Z : courant maximum admissible du câble choisi.

Après le choix de la section du câble suivant la contrainte thermique (annexe 1) et les différents facteurs de correction (annexe 2), on procède à la vérification de la chute de tension avant confirmation du choix, sinon on passe à la section supérieure et on vérifie de nouveau. Notons que les modules PV sont conçus pour être câblés avec des conducteurs de 4 mm², donc les sections minimales à retenir seront de 4mm² (voir fiches techniques de modules).

La chute de tension en pourcentage est donnée par la relation suivante :

$\Delta U(\%) = 100x2x\rho xLxI/SxU$ avec : **(13)**

- L : la longueur du câble (m) ;
- S : la section du conducteur (mm²) ;
- U : tension du champ PV U_{MPP_STC} (25°C-1000W/m² en V) ;
- I : courant du champ PV I_{MPP_STC} en A (25°C-1000W/m² en V) ;
- ρ : la résistivité de l'âme conductrice à 90 °C; ρ = 0,02314 Ω.mm²/m pour le cuivre ($\rho_{90°C} = 1{,}25x\rho_{20°C} = 1{,}25 \times 0{,}01851$) **[15]**.

Pour faciliter les calculs il faut récapituler les courants et les tensions des modules PV et groupes PV dans le tableau suivant :

Tableau 3: *Détermination des courants et tensions des strings*

Liaison champs PV - coffrets DC					
MODULES PV	U_{MPP} (V)	Isc (A)	Ns	U_{MPP_T} (V) $=U_{MPP}xN_S$	I_{SCT} (A)
Monocristallins 240 Wc	30,6	8,22	18	550,8	8,22
Poly-cristallins 240 Wc	29,4	8,3	19	558,6	8,3
HIT 235 Wc	43	5,84	12	516	5,84
Liaison champs PV coffrets DC – Onduleurs					
MODULES PV	U_{MPP_T} (V)	I_{SC} (A)	Np	I_{SC_T} (A) $=N_PxI_{SC}$	
Monocristallins 240 Wc	550,8	8,22	2	16,44	
Poly-cristallins 240 Wc	558,6	8,3	2	16,60	
HIT 235 Wc	516	5,83	3	17,49	

Ce tableau servira également pour le choix des dispositifs de protection.

Le choix des différentes sections est fait suivant les facteurs de correction et la contrainte thermique de l'annexe 1 et 2. Notons que la lettre de sélection est E (champs PV - coffrets DC) et B (coffrets DC – onduleurs). Les équations **(10)** à **(12)** ont permis de calculer et de résumer les résultats et le choix des sections dans les tableaux ci-dessous.

- **Choix des sections**

Tableau 4*: Choix des sections conducteurs entre les champs PV et les coffrets DC*

MODULES PV	Isc (A)	I_B (A)	K1	K2	K3	I'z (A)	Iz (A)	S_{mini} (mm²)	Section retenue (mm²)
Monocristallins	8,22	10,28	1	0,72	0,58	24,60	30	2,5	4
Poly-cristallins	8,3	10,38				24,84	30	2,5	4
HIT	5,84	07,30				17,48	30	2,5	4

Tableau 5*: Choix des sections conducteurs entre les coffrets DC et les onduleurs*

Modules pv	I_{SC_T} (A)	I_{B_T} (A)	K1	K2	K3	I'z	Iz (A)	S_{mini} (mm²)	Section Retenue (mm²)
Monocristallin	16,44	20,55	1	0,45	0,91	50,2	52	6	6
Poly-cristallins	16,60	20,75				50,7	52	6	6
HIT	17,49	20,86				50,9	52	6	6

- **Vérification des chutes de tensions**

A l'aide de l'équation **(13)**, résumons les différentes chutes de tension dans les tableaux ci-après et vérifiions si elles respectent les normes.

Tableau 6: *Chutes de tension entre les champs PV et les coffrets DC*

MODULES PV	I_{MPP} (A)	U_{MPP_T} (V)	L (m)	S (mm²)	ΔU(%)
Monocristallins	8,22	550,8	42,5	4	0,73
Poly-cristallins	8,3	558,6	37,25	4	0,64
HIT	5,84	516	32,5	4	0,43

Tableau 7: *Chutes de tension entre les coffrets DC et les onduleurs*

MODULES PV	I_{MPP_T} (A)	U_{MPP_T} (V)	L (m)	S (mm²)	ΔU(%)
Monocristallins	16,44	550,8	4	6	0,09
Poly-cristallins	16,60	558,6	5	6	0,11
HIT	17,49	516	6	6	0,16

Tableau 8: *Récapitulatif des chutes de tension*

MODULES PV	ΔU(%)			Conclusion générale
	Liaison Champ PV – coffret DC	Liaison coffret DC – onduleur	Liaison totale	
Monocristallins	0,73	0,09	0,82	Sections convenables
Poly-cristallins	0,64	0,11	0,75	
HIT	0,43	0,16	0,59	

Les différentes chutes de tensions calculées respectent les prescriptions car elles sont inférieures à 1% pour la liaison totale. Les sections de 4mm² et 6mm² seront maintenues respectivement pour les liaisons Champs PV aux coffrets DC et des coffrets DC aux onduleurs.

b- Les conducteurs AC

Les sections de la liaison onduleurs coffrets DC seront déterminées suivant leur puissance nominale, en considérant la distance maximale qui est de 7,5m (distance de l'onduleur du champ monocristallin au coffret AC).

La configuration de toute l'installation tenant compte l'installation des amorphes et l'intégration du projet PHEGEK n'étant pas totalement définie, la section du conducteur de la liaison principale est dimensionnée de façon à pouvoir véhiculer la puissance effectivement installée des trois champs, soit près de 15 kWc.

Ils doivent être dimensionnés en fonction du courant admissible et la chute de tension, en considérant une température ambiante de 45°C pour les câbles se trouvant dans le local des onduleurs, et 50°C pour le câble principal.

Suivant le mode de pose choisi, le courant admissible est fonction des facteurs K et de la contrainte thermique (voir Annexe 1 et 2), extraits de la norme NF C 15-100.

La vérification de la chute de tension sera faite après avoir sommé les chutes de tension des tronçons.

Le courant admissible Iz est donné par la relation :

$$Iz=In/K \quad \textbf{(14)}$$

- In : courant nominal du dispositif de protection ;
- I_Z : courant maximum admissible du câble en tenant compte des conditions de pose.

$$K=K1xK2xK3xKn \quad \textbf{(15)}$$

Les facteurs K1, K2, K3 sont les mêmes vus dans la partie continue. Kn s'applique uniquement pour les conducteurs AC.

Après le choix de la section du câble suivant la contrainte thermique et les différents facteurs de correction des annexes 1 et 2, on procède également à la vérification de la chute de tension avant confirmation du choix. Notons que la section du câble principal doit être d'au moins 10mm² **[16].**

La chute de tension en pourcentage est donnée par la relation suivante :

$$\Delta U(\%) = 100\sqrt{3} I_B L\left(\frac{\rho}{S}\cos\varphi + X\sin\varphi\right)/U \quad \textbf{(16)}$$

Où : - ρ : résistivité (=0,0225Ωmm²/m pour le cuivre et 0,036Ωmm²/m pour l'aluminium) ;

- L : longueur simple de la canalisation en m ;
- S : section des conducteurs en mm² ;
- Cosφ : facteur de puissance (=0,8 dans notre cas) ;
- X : Réactance linéique des conducteurs; (X = 0,08mΩ/m en l'absence d'indications) ;
- I_B : courant d'emploi en A ;
- Un : tension nominale entre phases en V ;
- ΔU (%): chute de tension en pourcentage.

Récapitulons de nouveau dans le tableau suivant, les grandeurs entrant dans les calculs. Ce tableau servira aussi pour le choix des dispositifs de protection.

Tableau 9*: Récapitulatif des grandeurs des charges AC*

Onduleurs	Pn (W)	Cosφ	Un (V)	I_B (A)	In (A)	P inst (W)	η(%)	P_T inst (W)	I_{B_T} (A)	In (A)
Onduleur 1 (champ nono cristallins)	8000	0,8	400	14,4	16	5760	98,1	16598,5	29,94	32
Onduleur 2 (champ poly cristallins)	8000	0,8	400	14,4	16	5520				
Onduleur 3 (champ HIT)	8000	0,8	400	14,4	16	5640				

Le choix des différentes sections est fait suivant les facteurs de correction et la contrainte thermique des annexes 1 et 2, avec B comme la lettre de sélection de la liaison Onduleurs au Coffrets AC onduleurs, ainsi que du Coffret AC au point d'injection. Le mode de pose retenu est « câble multiconducteur en goulotte » pour les liaisons Onduleurs – Coffret AC et « câble multiconducteur sous vide de construction » pour la liaison principale, avec isolation PR.

Les relations **(14)** et **(15)** ont permis de calculer et de résumer les résultats et le choix des sections dans les tableaux ci-dessous.

Tableau 10*: Choix des sections conducteurs AC*

Liaison	In (A)	K1	K2	K3	KN	Iz (A)	Section Retenue (mm²)
Onduleur➔Coffret AC	16	0,90	0,65	0,87	1	31,44	4
Coffret AC➔Coffret injection	32	0,95	1	0,82	1	41,1	10

A l'aide de la formule (16) et les sections correspondantes, calculons et résumons les résultats des chutes de tension dans le tableau ci-dessous, pour la vérification des sections retenues. Le courant I_B de l'onduleur à considérer est le courant nominal soit 16A **[16]**.

Tableau 11: *Récapitulatif des chutes de tension*

Liaison	I_B (A)	L (m)	S (mm²)	U (V)	ΔU (%)	ΔU totale (%)	Conclusion générale
Onduleur 1 au Coffret AC	16	7,5	4	400	0,23	0,92	Sections convenables
Coffret AC au TGBT	29,94	29	10	400	0,69		

Au vu de ces résultats, on retiendra la section de **4 mm²** pour la liaison onduleurs – coffret AC et **10 mm²** pour le câble principal.

c- Les conducteurs de protection PE

Les conducteurs de protection doivent être dimensionnés les dispositions du tableau ci-dessous :

Tableau 12: *Choix de la section des conducteurs PE*

Section du conducteur de phase S_{PH}	**Section du conducteur de protection S_{PE}**
$S_{PH} \leq 16mm^2$	$S_{PE} = S_{PH}$
$16 < S_{PH} \leq 35mm^2$	$S_{PE} = 16mm^2$
$S_{PH} > 35mm^2$	$S_{PE} = S_{PH}/2$

La section maximale pour les conducteurs DC étant 6mm², nous prendrons 6mm² comme section de conducteur de protection. Pour le côté AC, on retiendra également 6mm² pour les liaisons « onduleurs-coffret AC » dont la section maximale est de 4mm² et 10mm² pour les liaisons « coffret AC-TGBT ».

III.3.1.3 Les dispositifs de sectionnement et de protection

Toute installation PV doit être protégée contre les effets de surintensité, de surcharge. Elle doit pouvoir être sectionnée en cas de besoin d'intervention et aussi en cas d'urgence. Tous ces dispositifs sont des fusibles, des disjoncteurs, des sectionneurs, etc.

- **Côté DC**

Tous les composants DC seront dimensionnés au minimum $1{,}15 \times U_{OC_STC}$ en tension, $1{,}25 \times I_{SC_STC}$ en courant de chaîne et (m-1)x1,25 fois I_{SC_STC} du groupe PV (m correspond au nombre total de groupes PV) **[15]**.

Le tableau suivant spécifie les courants admissibles et le choix de la protection.

Tableau 13*: Courants admissibles des câbles de chaînes PV et choix des dispositifs de protection*

Nombres de chaînes	Courant inverse susceptible de survenir dans une chaîne	Courant assigné I_n du fusible de la chaîne	Courant admissible I_Z dans le câble de la chaîne PV
1 à 2	$1{,}25\ I_{SC_STC}$	Sans objet	$\geq 1{,}25\ I_{SC_STC}$
3	$2 \times 1{,}25\ I_{SC_STC}$	Sans objet	$\geq 2 \times 1{,}25\ I_{SC_STC}$
n>3	$(n-1) \times 1{,}25\ I_{SC_STC}$	$1{,}25\ I_{SC_STC} \leq I_n \leq 2\ I_{SC_STC}$	$\geq 2\ I_n$

I_{SC_STC} correspond au courant d'une chaîne.
n correspond au nombre total de chaînes du générateur PV.
NB : En présence de parafoudre, cette protection doit être assurée sur chaque polarité.

Dans notre cas, le nombre maximal de chaîne est limité à 3, donc nous ne sommes pas dans l'obligation d'utiliser des fusibles ou des disjoncteurs ; par contre il est très utile de disposer d'un interrupteur-sectionneur pouvant supporter les courants et les tensions spécifiés plus haut. Nous choisissons un coffret DC avec un interrupteur-sectionneur intégré de principales caractéristiques 1000V-63A, ce qui dépasse largement les différents seuils.

- **Côté AC**

La partie AC de l'installation photovoltaïque peut être considérée comme un circuit spécifique de la distribution interne et doit répondre aux spécifications de la norme NF C 15-100. Pour le dimensionnement des différents composants, le réseau est considéré comme la

source et le générateur PV comme la charge. Le pouvoir de coupure des dispositifs de protection est déterminé en tenant compte des courants de courts-circuits maximaux susceptibles d'apparaître en provenance du réseau. Tout le câblage AC est donc réalisé et dimensionné en conséquence. Dans notre cas, le courant de court-circuit maximal susceptible de naître du côté de l'onduleur est de 0,5kA (confère fiche technique onduleur), donc les courts-circuits à considérer sont ceux venant du réseau.

Pour une puissance de branchement inférieure ou égale à 36 kVA, les disjoncteurs individuels des onduleurs doivent être différentiels de sensibilité inférieur ou égale à 30mA et 500mA pour le disjoncteur de branchement **[15]**.

Un disjoncteur ou un interrupteur-sectionneur sera placé à la sortie des disjoncteurs individuels pour assurer à la fois le sectionnement général de l'installation et de coupure d'urgence.

Le courant de court-circuit en triphasé se calcule avec la formule :

$$I_{CC3} = U_0 / \sqrt{3}\sqrt{R_T^2 + X_T^2} \qquad \textbf{(17)}$$

R=ρL/S ; X=0,08mΩ/m pour le câble en cas d'absence de précision ;

ρ = 22,5 mΩ.mm²/m pour le cuivre ;

L : longueur du câble en m ;

S : section du conducteur en mm² ;

R ($R_T=\sum R$) et X ($X_T=\sum X$) en mΩ, I_{CC3} en kA et U_0 en V

Résumons, à l'aide de la formule **(17)**, les courants de courts-circuits dans le tableau de l'**annexe 3**.

Le plus petit pouvoir de coupure calculé est de 3 kA ; tous les appareillages AC devront donc avoir un pouvoir de coupure d'au moins 3 kA.

Nous choisirons donc :

- Disjoncteurs individuels des onduleurs : 4P 16A-30mA-PDC≥5kA
- Interrupteur-sectionneur : 4P, Ie≥32A-PDC≥5kA
- Disjoncteur injection : 4P 32A-500mA-PDC≥5kA

III.3.1.4 Les parafoudres et le paratonnerre.

Pour renforcer la sécurité des installations PV, la mise en place des dispositifs de protection contre les surtensions d'origine atmosphérique ou dues à des manœuvres est recommandée. Cette protection est assurée par un paratonnerre et des parafoudres.

- **Le choix des parafoudres [17]**

Les principales caractéristiques électriques à prendre en compte pour le choix, le dimensionnement et l'installation des parafoudres sont : le courant nominal de décharge (In), le courant de choc caractérisant les parafoudres de Type 1 (Iimp), le niveau de protection sous In (Up), la tension maximale de régime permanent (Uc).

Le **tableau A4-a** (l'annexe 4) détermine le choix d'une protection ainsi que son type (**type 1** ou **type 2**). Le parafoudre de **type 1** est à utiliser pour le coté AC dans le cas d'une présence de paratonnerre, avec un courant de décharge impulsionnel minimal (Iimp) de **12,5 kA**, et le type 2 peut être utilisé tant pour le côté AC que le DC.

La détermination du courant nominal de décharge (côté AC ou DC) peut être optimisée par estimation du niveau d'exposition aux surtensions F_{PV} donné par la relation suivante :

$$F_{PV} = Nk(1+\varphi+\delta) \qquad \textbf{(18)}$$

Nk est le niveau kéraunique du lieu.

Les valeurs de φ, δ et In(kA) sont déterminées à l'aide du **tableau A4-b** de l'**annexe 4**.

A l'aide de ce tableau, nous retenons **2** et **1**, respectivement pour les valeurs de $\boldsymbol{\varphi}$ et $\boldsymbol{\delta}$.

Le niveau kéraunique du Burkina se situe approximativement entre 30 et 60 (**figure A4-a**). Les tableaux et figures de l'**annexe 4** permettent d'établir que $120 \leq F_{PV} \leq 240$; le courant nominal In des parafoudres doit au moins être égal à **20kA.**

Le niveau de protection Up doit être au moins inférieur à 2,5kV (Up≤2,5kV) pour le côté AC ; pour le côté DC, il est au moins inférieur aux valeurs de tenue de choc données sur le **tableau A4-c.**

La tension maximale de régime permanent Uc doit être choisie supérieure à la tension de service de chaque réseau (AC ou DC).

Pour la mise en œuvre, les normes exigent d'ajout de parafoudres coté AC ou DC conformément aux illustrations de la **figure A4-b** si toute fois la distance entre le coffret AC et l'onduleur ou entre la structure et l'onduleur excède 30m. Dans notre cas, ces distances d'excèdent pas 30m. Comme nous prévoyons l'installation d'un paratonnerre, nous allons donc choisir pour le côté AC, un seul parafoudre de **type 1** avec protection intégrée de caractéristiques $\mathbf{I_{imp}}$**=25/50 kA - In=35/50kA - Uc=440V- Up=0,9kV** (avec Icu_{PDC}>3kA pour le dispositif de protection) à placer dans le coffret AC et pour le côté DC, un parafoudre de **type 2** de caractéristiques **In=20 kA-Imax=40kA-Uc=1000V-Up=3,6kV**, à placer dans chaque coffret DC.

- **Le choix du paratonnerre**

Pour apporter plus de sécurité aux installations PV, on peut envisager, en plus de la mise en œuvre des parafoudres, l'installation de paratonnerre. Les principaux paratonnerres sont ceux à Tige Simple (PTS) et à Dispositif d'Amorçage (PDA). Une étude a déjà montré que les PDA réagissent plus rapidement que les PTS **[18].**

Le principe du choix des paratonnerres est le rayon de protection en fonction des niveaux de protection. Le rayon de protection est donné par la formule :

$$Rp = \sqrt{h(2D-h) + \Delta L(2D+\Delta L)} \qquad \textbf{(19)}$$

D = distance d'amorçage en m ;

ΔL = gain en longueur du traceur ascendant défini par $\Delta L = v.\Delta T$ (la vitesse de propagation du traceur est considérée constante et égale à 10^6 m/s) en m ;

h = hauteur de la pointe du paratonnerre au-dessus de la surface à protéger en m ;

Rp = rayon de protection en m.

La méthode de sélection de niveau de protection tient compte de la valeur de la fréquence acceptée de coups de foudre $\mathbf{N_C}$**,** en la comparant avec la valeur de la fréquence moyenne annuelle attendue de coups de coups de foudre sur la structure à protéger $\mathbf{N_d}$.

Si Nd≤Nc, le système de protection contre la foudre n'est pas systématiquement nécessaire mais optionnel. Sinon un système de protection contre la foudre d'efficacité **E≥1-Nc/Nd** doit être installé et le niveau de protection correspondant sélectionné selon le **tableau A4-d** de l'annexe 4, avec

$$E=1-Nc/Nd \qquad \textbf{(20)}$$

Nd est donnée par la relation $Nd = 10^{-6} N_{gmax} A_e C_1/an$ **(21)**

Où A_e est la surface de capture équivalente de la structure seule en m², C_1 est le coefficient environnemental (voir **tableau A4-e**) et N_{gmax} la valeur de foudroiement maximale qui est lui, fonction du niveau kéraunique (voir **tableau A4-f**).

A_e est donnée par la relation (voir **figure A4-c** pour illustration de calcul de Ae) :

$$A_e = Ll+6H(L+l)+9\pi H^2 \qquad \textbf{(22)}$$

Dans notre cas, nous avons les dimensions suivantes du bâtiment en m : *L=59,02 ; l=20,76 ; H=5,55 ;* (**voir figure A4-d**), ce qui donne $\mathbf{A_e=4753m^2}$. En utilisant la formule **(21)** et en prenant Ngmax=4,7 (Cf. partie niveau kéraunique du Burkina), on trouve **Nd=0,056**.

Nc est donnée par la relation $Nc = 5{,}5.10^{-3} / C_2.C_3.C_4.C_5$ **(23)**

où les coefficients structurels C_2 à C_5 sont donnés dans le **tableau A4-g** de l'annexe 4. Nous trouvons C2=C3=C4=C5=1 d'où Nc=0,0055 dans notre cas.

Nd étant supérieure à Nc, la protection par paratonnerre est obligatoire pour notre installation. Calculons maintenant la valeur de E pour la détermination du niveau de protection à l'aide de la formule **(20)**. En utilisant cette formule, on trouve E=0,018.

La valeur de E étant inférieur à 0,80 (**voir tableau A4-d**), le niveau de protection pour notre système par paratonnerre est le **niveau IV**.

Nous préconisons le paratonnerre PDA modèle **Prevectron 2 Millenium** de série **TS 3.40**. C'est un parafoudre de type électronique à déclenchement contrôlé dont le rayon Rp de protection à 3m de hauteur après celle de la structure pour une protection de **niveau IV** atteint 50m, largement suffisant donc pour la protection de notre installation.

III.3.1.5 Les accessoires

Les accessoires ont été choisis pour faciliter les différents travaux. Parmi ces accessoires on peut citer entre autres : les chemins de câbles et les goulottes, les colliers, les cosses Alu-Cuivre, les chevilles et leurs vis, les boulots d'assemblage.

III.3.2- La structure

La conception de la structure devant supporter les modules est d'une importance capitale. Elle doit tenir compte de toutes les questions de sécurité qui y sont attachées. La structure doit pouvoir supporter tout le poids des modules sans faille pendant toute la durée de vie de l'installation.

La structure de la toiture du bâtiment abritant le LESEE a été renforcée, en tenant compte des éventuelles extensions. Les travaux de renforcement de la charpente, le montage des supports des modules et certains travaux de réhabilitation ont fait l'objet d'un appel d'offre au respect des spécifications des schémas de l'**annexe 5**. L'orientation des modules est d'azimut -20°, à une inclinaison de 15° vers le Sud.

III.4- Liste et caractéristiques techniques du matériel choisi

Les matériels choisis ainsi que les différentes caractéristiques sont listés et résumés dans le tableau ci-dessous. Pour plus de détails sur le matériel affecté d'un astérisque dans la colonne «Observations», se reporter à l'annexe 6.

Tableau 14: *Liste et caractéristiques techniques du matériel choisi*

Désignation	Qté	Marque/Fabricant	Principales caractéristiques Techniques	Observations
Matériel principal				
Module PV monocritallin SW 240 mono	24	SOLARWORLD	Pmpp:240Wc; Voc:37,6V; Vmpp:30,6V; Isc:8,22A; Impp:7,87A	*
Module PV poly critallin REC230PE	24	REC	Pmpp:230Wc; Voc:37,1V; Vmpp:29,4V; Isc:8,3A; Impp:7,8A	*
Module PV HIT-N235SE10	24	SANYO	Pmpp:235Wc; Voc:51,8V; Vmpp:43V; Isc:5,84A; Impp:5,48A	*
Module amorphes NA-F128GJ	40	SHARP	Pmpp:128Wc; Voc:59,8V; Vmpp:45,4V; Isc:3,45A; Impp:2,82A	*
Onduleur STP 8000TL-10	3	SUNNY/ SMA	Entrée DC:8,2kW-1kV; Sortie AC:8kW-230/400V-16A	*
Onduleur IG 60HV	1	Fronius	Entrée DC:4,6-6,7kWc/530V/35,84A; Sortie AC:4,6kW/20A/230V	*
Coffret AC	1		800x600x200 [mm] avec platine	
Disjoncteur de tête côté AC- VIGI 3P+N	1	LEGRAND	32A-300mA; 230-400V; Pdc 5kA	
Disjoncteur individuel onduleur VIGI- 3P+N	3	LEGRAND	16A-30mA; 230-400V; Pdc 5kA	
Interrupteur - sectionneur coffret AC	1	LEGRAND	40A/230-400V	
Répartiteur coffret AC	1	LEGRAND	125A/230-400V	
Parafoudre combi PRF13P+N Type 1-AC	1	Merlin Gerin	Uc 440V/Up 0,9kV ; Iimp 25/50kA - In 35/50kA	
Câble AC 4Gx4mm²	25m		U1000 S R02V/équivalent	
Câble AC 4Gx10mm²	40m		U1000 R02V/équivalent	
Câble de terre 1Gx6mm²	200m		U1000 S R02V/équivalent	
Câble de terre 1Gx10mm²	60m		U1000 S R02V/équivalent	
Coffret DC interrupteur-Sectionneur incorporé	3	UK LORT	DC-Switch 1000V 63A/440x330x140;	
Parafoudre Type 2-DC	3	PV PROTECT	Uc 1000V/Up 3,6kV; In 20kA/Imax 40kA	
Câble solaire DC 1x4mm²	250m	LEONI/BETAflam® Solar	125-flex FRNC/1800V DC/ -40 à 125°C	*
Câble DC 1x6mm²	40m	LEONI/BETAflam® Solar	125-flex FRNC/1800V DC/ -40 à 125°C	*
Paratonnerre PDA avec accessoires	1	Prevectron 2 Millenium	TS 3-40 à Rp 50m (niveau 4)	**
Connecteur MC3 et MC4	-	Multi-Contact MC	-	*
Accessoires				
Chemin de câble	8		Dimensions 3000x200x54 mm	
Goulotte	10		Dimensions 2000x75x25 mm	
Collier "Colson" noir (paquet de 100)	10	LEGRAND	Dimensions 9x260 mm	
Colrings blancs (paquet de 100)	5	LEGRAND	Dimensions 4.6x180 mm	
Cosses Alu-Cuivre 6mm²	250		Cosse ACX 6mm²	

Cheville de 10 avec vis	1 pqt			
Boulon d'assemblage	500		Boulon H, M 5-20 – 6.8	
*voir fiche technique en Annexe 6 pour les détails ** fiche et technique et liste des accessoires en annexe				

La liste des accessoires de montage du paratonnerre se trouve sur le **tableau g** de **l'annexe 6**.

III.5- Configuration des modules et schéma de câblage

Le câblage des trois autres champs de modules sera réalisé en tenant compte des extensions futures. Pour la configuration du câblage des différents modules, les résultats des calculs résumés dans le **tableau 2**, ont permis de déterminer l'agencement série-parallèle des modules des différents champs PV (voir tableau récapitulatif suivant).

Tableau 15*: Agencement série-parallèle des modules*

Modules	Les limites imposées				Valeurs adoptées pour les 20 kWc	
	$N_{S\text{-}MIN}$	$N_{S\text{-}MAX}$	$N_{P\text{-}MAX}/A$	$N_{P\text{-}MAX}/B$	N_S	N_P/A
Monocristallin	12	22	2	1	12	2
Poly-cristallin	12	23	2	1	12	2
HIT	8	16	3	1	12	2
Amorphe	3	7	8		-	-

De ces résultats, nous choisissons de câbler les trois champs en deux strings de 12 modules chacun, mais les extensions futures prévoient :

- Pour le champ PV monocristallins, 36 modules en deux strings de 18, soit un ajout de 6 modules par string. Pour minimiser les jonctions dans le string, nous prévoyons un plongement du câble (-) pour les 6 autres modules ;
- Pour le champ PV poly cristallins, 38 modules en deux strings de 19, soit un ajout de 7 modules par string.
- Pour le champ PV HIT, 36 modules en 3 strings de 12 ; il n'y aura donc pas de prolongement à ce niveau.

Le métré pour le câblage est le suivant :

- **Métré côté DC**
  - liaison PV mono au coffret1 DC: 27m et 31m de prolongement avec extension du câble «-» jusqu'à la limite du câble (+) ; 20m de prolongement sans l'extension ;
  - liaison PV HIT au cofferet2 + DC: 23m avec 19m de prolongement pour le câble (-)
  - liaison PV poly au coffret3 DC: 20m et 34,5m prolongement du câble (-) jusqu'à la limite du câble (+) ; 21m de prolongement sans l'extension.
  - liaison coffret1 DC - onduleur1: 4m
  - liaison coffret2 DC - onduleur2: 5m

- liaison coffret2 DC - onduleur3: 6m

- **Métré partie AC**
  - liaison onduleur1- coffret AC : 7,5m
  - liaison onduleur2- coffret AC : 6,5m
  - liaison onduleur3- coffret AC : 5m
  - liaison coffret AC coffret AC général : 29m

La figure ci-dessous montre les détails de la configuration ; elle est identique pour les trois champs.

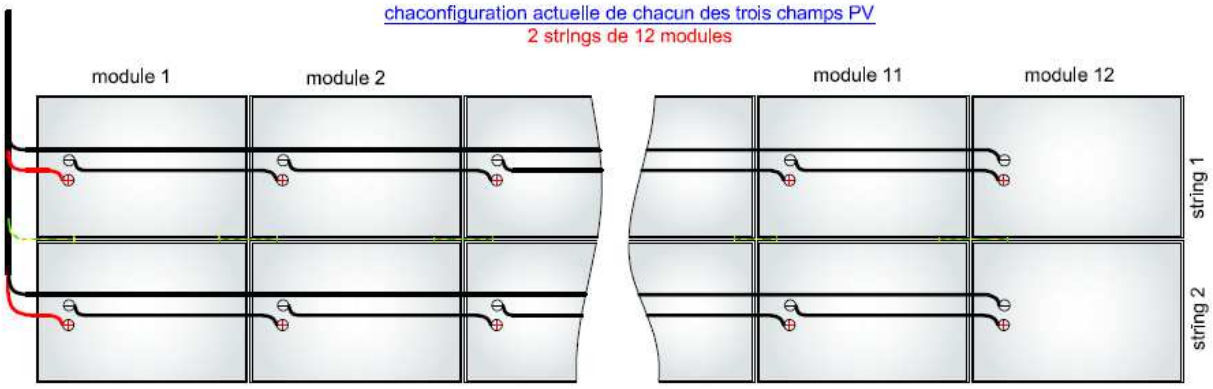


Figure 11: *Configuration des champs PV*

Le schéma de principe pour le câblage de l'ensemble des champs PV est le suivant :

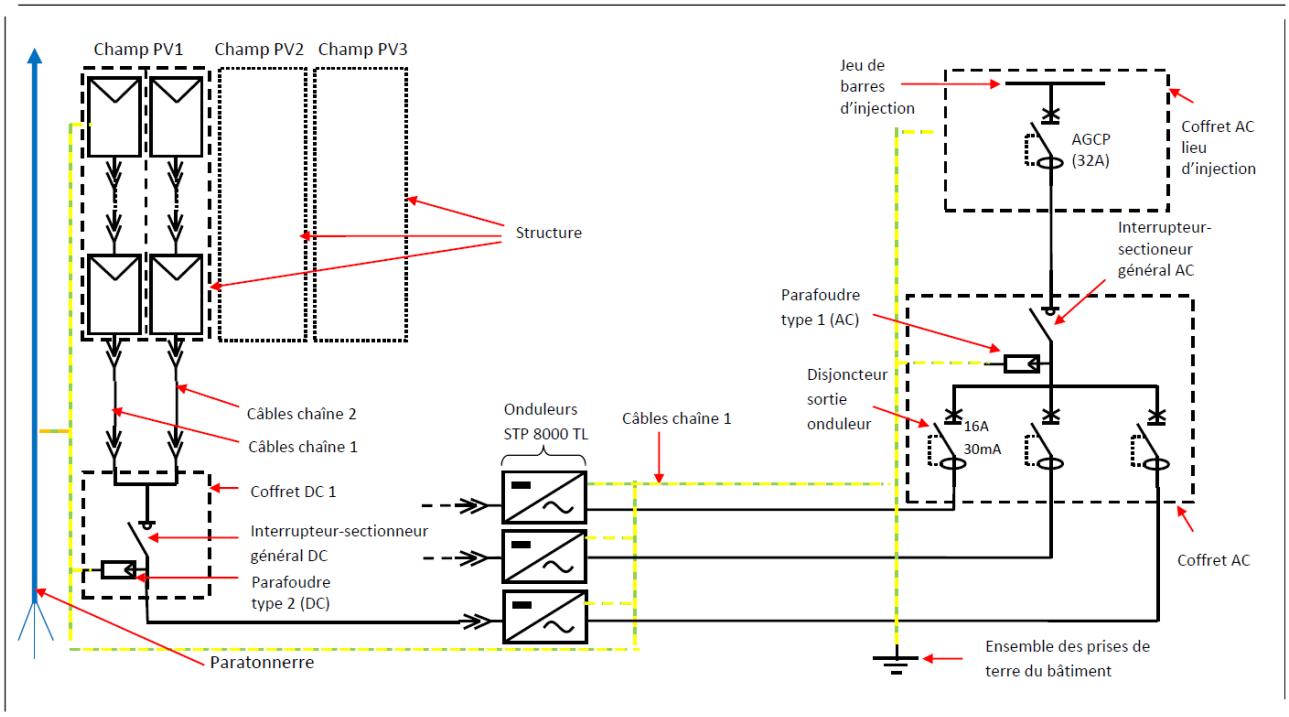


Figure 12: *Schéma de principe de câblage électrique de l'installation*

Le schéma développé en multifilaire se trouvant en **annexe 7** donne plus de détails sur le câblage.

III.6- Les instructions de mise en œuvre

Les installations PV présentent un certain nombre risques sur les travaux de réalisation. On peut distinguer les risques de chocs électriques, de chutes pour le personnel travaillant en hauteur, de chutes d'objets, des risques de casse de modules photovoltaïques. Pour garantir le maximum de sécurité pour le personnel, les consignes de sécurité tant physiques qu'électriques doivent être respectées.

III.6.1- Mesures générales de sécurité

Avant toute intervention sur l'installation PV, l'utilisation d'équipements de protection individuelle (chaussures de sécurité, vêtements, casque, gants, écran facial…) et de matériel de sécurité (outils isolants, vérificateur d'absence de tension…) est obligatoire.

III.6.2- Instructions relatives aux travaux d'installation

Tous les travaux sont à réaliser par du personnel qualifié. Ils seront supervisés par un ingénieur énergéticien et deux techniciens supérieurs. Les soins nécessaires doivent être apportés pendant la manutention et la pose des modules sur la toiture afin d'éviter la casse.

Pour les travaux de manutention et de pose des modules sur la toiture, dix ouvriers qualifiés doivent être mobilisées. Il s'agit d'une stratégie à la chaîne : quatre personnes à terre, deux autres personnes sur l'échelle et quatre personnes sur le toit.

Les travaux d'installation des autres matériels, le raccordement, le câblage et la mise en service seront effectués par l'ingénieur et les deux techniciens. Ces travaux seront exécutés conformément aux instructions des différentes notices du matériel et au respect des règles de sécurité.

Les onduleurs seront fixés respectant les illustrations de la figure **a** et **b** de l'annexe 8.

III.6.3- Les procédures de raccordement

- **Identification des zones de raccordement des onduleurs**

Le raccordement au niveau des onduleurs se fera en identifiant les différentes zones se trouvant en **annexe 8.**

- **Raccordement coté AC**

Après vérification de la tension d'alimentation et comparaison avec la plage de tension autorisée (230/400V), on s'assure que les disjoncteurs miniatures des 3 phases sont coupés

tout en les sécurisant contre toute remise en marche involontaire. Le raccordement pourra donc se faire comme indique la **figure A8-e** en annexe, après démontage du couvercle inférieur. Après raccordement et fermeture du couvercle, les disjoncteurs miniatures resteront ouverts tant que le générateur PV n'est pas raccordé.

- **Raccordement coté DC**

Les jonctions au niveau des champs PV et à l'entrée des onduleurs se feront à l'aide des connecteurs MC4 (voir l'**annexe 9** pour les détails d'utilisation des connecteurs).

Après contrôle de la polarité et la plage de tension DC convenable (320V-800V) et l'ouverture effective des disjoncteurs miniatures, on enfiche le string, le sectionneur du coffret DC ouvert en commençant par l'entrée B s'il y a plusieurs strings à raccorder (voir ces étapes sur la **figure A8-f e**n annexe).

Si 30 secondes après fermeture du sectionneur, la DEL verte clignote ou s'allume, aucun signal sonore ne retentit et qu'aucun message d'erreur (40, 64, 82) n'apparait, la mise en service peut alors être envisagée. En ce moment, l'écran s'éteint après le retrait de l'Electronic Solar Switch. Sinon, il faut suivre les instructions du tableau suivant **tableau A8-c** pour la recherche de solution.

III.6.4- Les procédures de mise service

Le fonctionnement de l'onduleur requiert le paramétrage de la norme du pays, la langue d'affichage et le paramètre de communication grâce aux interrupteurs A, B et C (voir figure A10-a pour illustration). Les deux premiers paramétrages peuvent s'effectuer juste avant la mise en service grâce aux deux interrupteurs rotatifs A et B, l'onduleur étant déconnecté, soit après avoir mis en service l'onduleur, par le biais de la configuration du paramètre «CntrySet» sur un appareil de communication (par exemple Sunny WebBox ou Sunny Explorer).

Le paramétrage communication peut se faire avec l'interrupteur rotatif C « NetID » suivant les indications du **tableau A10-a** de l'annexe 10.

Une fois les paramétrages terminés, on procède à la mise en service selon les étapes de **l'annexe 11**.

IV- INSTALLATION ET MISE EN SERVICE

IV.1- Installation

Les travaux d'installation ont été réalisés par toute l'équipe du LESEE en respectant toutes les consignes de sécurité.

IV.1.1-Manutention et pose des modules sur la toiture

Les modules PV entreposés dans le local froid, sont acheminés sur le toit du bâtiment LESEE en suivant les instructions déjà énoncées. La pose qui a pratiquement pris presqu'une journée a débuté par les modules monocristallins, ensuite les HIT puis les poly cristallins et enfin les amorphes. Le câblage ne concernant pas les amorphes, les autres modules sont posés sur la structure et leurs carcasses solidairement fixés contre la charpente métallique à l'aide des boulons de fixation. Cet assemblage empêche qu'un éventuel vent violent les emporte et permet également de réaliser la liaison électrique équipotentielle entre les modules. Les vues suivantes montrent les modules déjà posés sur la toiture.

Figure 13: *Vues des modules posés*

IV.1.2-Pose des onduleurs, coffrets et les accessoires

Les trois onduleurs sont transportés avec soin dans le local technique et sont fixés contre le mur en respectant les illustrations de la figure **a** et **b** de l'**annexe 8**. Montés de façon à de garantir une dissipation adéquate de la chaleur et avoir un espace suffisant pour toute intervention, ils sont fixés verticalement, la zone de raccordement pointant vers le bas, à hauteur de regard afin de pouvoir effectuer un démontage facile en cas de maintenance en raison du poids élevé.

Les coffrets DC et AC sont également fixés dans le local technique contre le mur, à la même hauteur que celle des onduleurs afin de faciliter le câblage et les interventions; les chemins de câbles et les goulottes dans un minimum d'esthétique et afin de faciliter également le câblage et les raccordements.

Les vues suivantes montrent les onduleurs et les coffrets DC et AC montés.

Figure 14*: Vue onduleurs et coffrets montés*

IV.1.3-Installation du paratonnerre

Le paratonnerre est monté avec les accessoires du **tableau A6-g**, suivant les détails de la notice de montage. La prise de terre a été réalisée par piquets en triangle en respectant les dimensions de la **figure A6-a,** ce après la réalisation du puits de terre. Les vues ci-dessous montrent le paratonnerre installé.

Figure 15*: Vues du paratonnerre installé*

IV.1.4-Câblage

Le câblage s'est fait conformément au schéma de câblage de la **figure 12**, le raccordement des onduleurs et les modules effectué en respectant les étapes énoncées dans le paragraphe **III.6.3**. Les carcasses métalliques des modules, les masses des onduleurs et coffrets sont reliées entre elles par les conducteurs de protection PE et relié à une prise de terre unique obtenue en interconnectant les différentes prises de terre des bâtiments. Le câblage est réalisé de sorte à réduire au maximum possible les boucles induites en utilisant des colrings et tous

les câbles DC acheminent solidairement les chemins de câbles. Les vues suivantes montrent les différents câblages faits.

Figure 16*: Vue des raccordements et câblage extérieurs*

Figure 17*: Vue des coffrets DC et onduleurs raccordés/câblés*

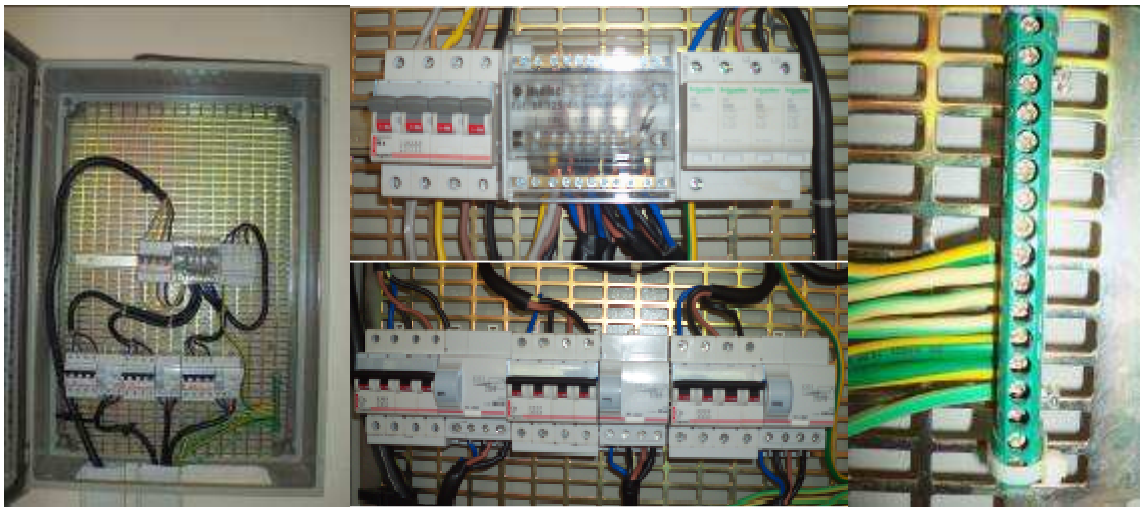


Figure 18*: Vue du coffret AC câblé*

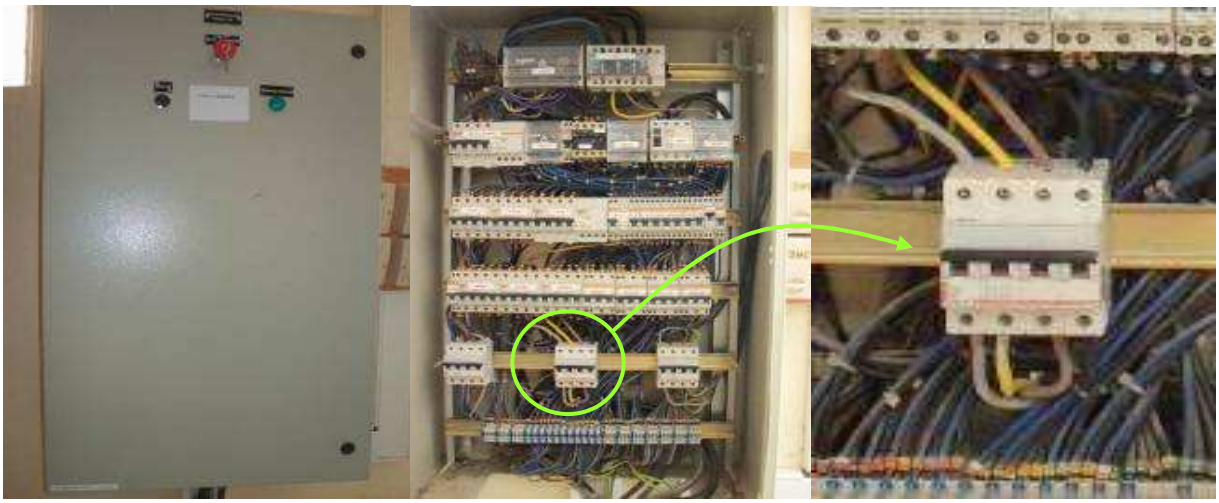


Figure 19: *Vues du coffret d'injection avec le disjoncteur principal d'injection*

IV.2- La mise service

La mise en service s'est déroulée après avoir terminé les travaux d'installation. Le réglage de la norme du pays et la langue d'affichage d'est effectué avant la mise en service par réglage manuel. Nous avons opté la position « C » pour l'interrupteur A et « 2 » pour l'interrupteur B, qui correspondent respectivement à la norme « client » et à la langue d'affichage « français », en gardant l'interrupteur C en position « 1 » pour la communication via Bluetooth.

La mise en service s'est déroulée successivement sur tous les trois onduleurs, et ce avec succès en suivant le protocole en **annexe 11,** qui est le résumé des instructions de mise en service des paragraphes **III.6.3** et **III.6.4**.

V- DISCUSSIONS ET ANALYSES

Cette partie nous permettra d'avoir une idée sur le comportement de notre système et de tirer des conclusions.

V.1- Analyse du fonctionnement

Nous allons analyser notre système par les résultats de la simulation et les données recueillies sur terrain.

V.1.1- La simulation du système

La simulation a été effectuée par le logiciel de dimensionnement des systèmes PV qui est PVSYST. Les données géographiques sont celles de Kamboinsé (Latitude 12,45°Nord ; Longitude 1,55°Ouest ; Altitude 303m ; Irradiation globale horizontale annelle 2102,4 kWh/m²/an (soit 5,76 kWh/m²/j). La simulation a été faite en utilisant les données synthétiques RETScreen. Les résultats de simulations donnent, sur les puissances crêtes installées des trois champs, une énergie effective totale par an en sortie de champs d'une valeur 28841 kWh et une énergie injectée de 28135 kWh par an, et réparties respectivement sur chacun des champs comme suit :

Tableau 16: *Résumé des résultats de simulation*

Champ PV	Puissance crête installaée (kWc)	Energie effective en sortie de champ par an (kWh)	Energie injectée par an (kWh)
Champ 1 (Monocristallins 240 Wc)	5,76	9454,6	9221
Champ 2 (HIT 235 Wc)	5,64	10002,9	9761,9
Champ 3 (Poly-cristallins 240 Wc)	5,52	9385,6	9153,7
Total	16,92	28843,1	28136,6

Tous les détails des résultats de simulation se trouvent en **annexe 12**.

Pour les quatre champs, nous obtenons une énergie effective totale en sortie de champs de 38148 kWh et une énergie totale injectée de 36846 kWh par an.

V.1.2- La performance du système

La performance des modules PV dépend principalement de l'ensoleillement et de la température. D'autres facteurs contribuent à affecter le rendement **[19]**; ils sont résumés dans le tableau suivant :

Tableau 17: *Facteurs secondaires de pertes de performance des modules PV*

Effets secondaires	Plage de perte	Effets secondaires	Plage de perte
Température	1% à 10%	Disparité	2%
Angle d'incidence	1% à 5%	Saletés et poussière	0 à 15%
Distribution spectrale	0 à -3%	Neige	Dépendant du site
Incertitudes des données constructeur	0 à 5% ou plus	Ombrage partiel	Dépendant du site
Vieillissement	5% au-delà de durée de vie	Fileries et diodes	3%

- **Allures générales des puissances instantanées produites**

Les allures ci-dessous sont celles courbes de puissance des trois champs de la journée du 04 juin 2012, tracées à partir du **tableau b** de l'**annexe 12**.

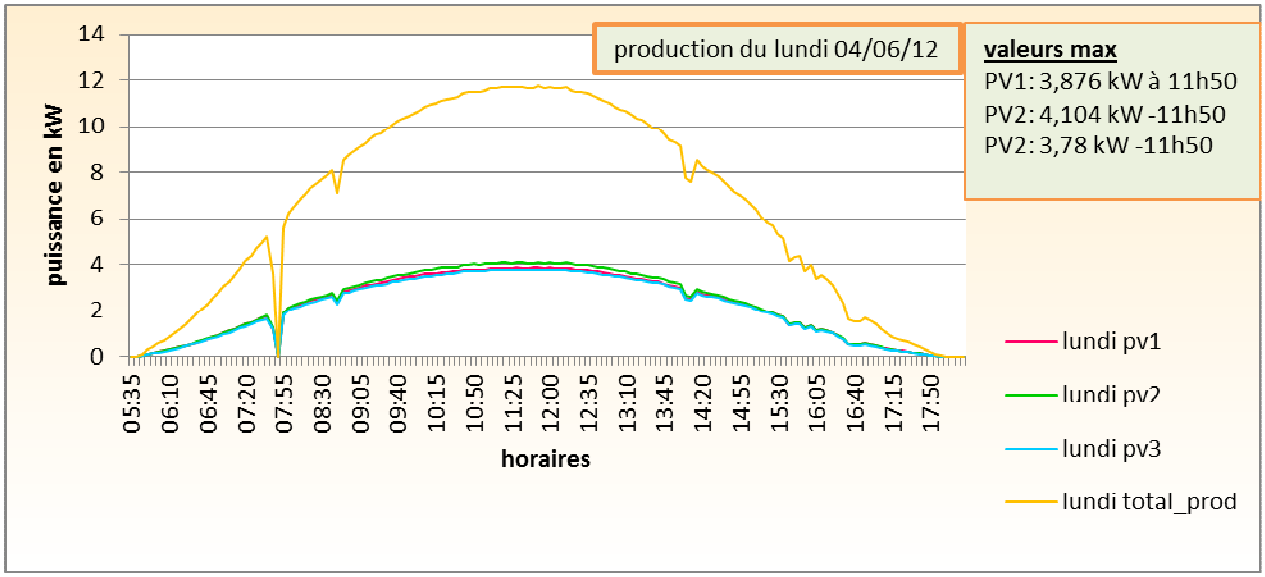


Figure 20: *Allures générales des courbes de puissances journalières des champs PV*

De ces allures, nous constatons que la puissance produite par le champ PV2 (HIT) dépasse celle du champ PV1 dont la puissance crête installée est 5,76 kWc contre 5,64 kWc pour le champ HIT. Cela se remarque également à travers les résultats de la simulation résumés sur le **tableau 15**. Cela dénote le rendement énergétique optimisé de de la technologie HIT qui peut atteindre 21%.

Des relevés ont été faits après la mise en service, à une irradiance voisine de 1000W/m² à la température ambiante à l'aide du solarimètre et le thermocouple. Cela a consisté à positionner le capteur solaire sur le plan incliné à 15° d'azimut -20 et à capturer les valeurs instantanées indiquées par les onduleurs. Ces relevés ont été effectués le 30 juin entre 10 heures et 14 heures, les valeurs maximales de l'éclairement enregistrées au tour de 12 heures 45min sous une température au soleil de 42 à 44°C. Ces valeurs sont dressées dans le tableau ci-après en calculant les différents rendements par les formules **(1)** à **(3)** :

Tableau 18: *Relevés de valeurs instantanées du système/bilan des puissances*

Champ PV	G	S_{eff_T}	P_{MAX}	P_{PV}	P_{OUT}	η_{PV}	η_{MPPT}	η_{CONV}	η sur P_installée	η global du système
	(W/m²)	(m²)	(Wc)	(W)	(W)	(%)				
Champ1	1002	34,32	5760	4651	4488	16,72	80,75	96,50	77,92	13,02
Champ2	997	26,64	5616	4974	4860	21,23	88,57	97,71	86,54	18,37
Champ3	999	35,04	5520	4599	4284	15,80	83,32	93,15	77,61	12,26
Total	-	96	16896	14224	13632	17,63	84,19	95,84	80,68	14,22

- **Performance des modules PV**

Les résultats du tableau ci-dessus montrent que nous n'atteignons que près de 80% de la puissance crête totale installée. Ces puissances enregistrées à une la température ambiante de plus de 25°C malgré l'ensoleillement de près de 1000W/m² correspondent à une performance des modules de l'ordre de 84%. L'équation (6) montre l'importance des faibles ensoleillements et des températures élevées sur la performance des modules PV.

- **Performance des onduleurs**

Le rendement maximal des onduleurs STP 8000 TL est de 98,1% et se situe au tour de 60% de la charge nominale. La figure ci-dessous donne les courbes de rendements en fonction de la charge et la plage de tension d'entrée des onduleurs installés.

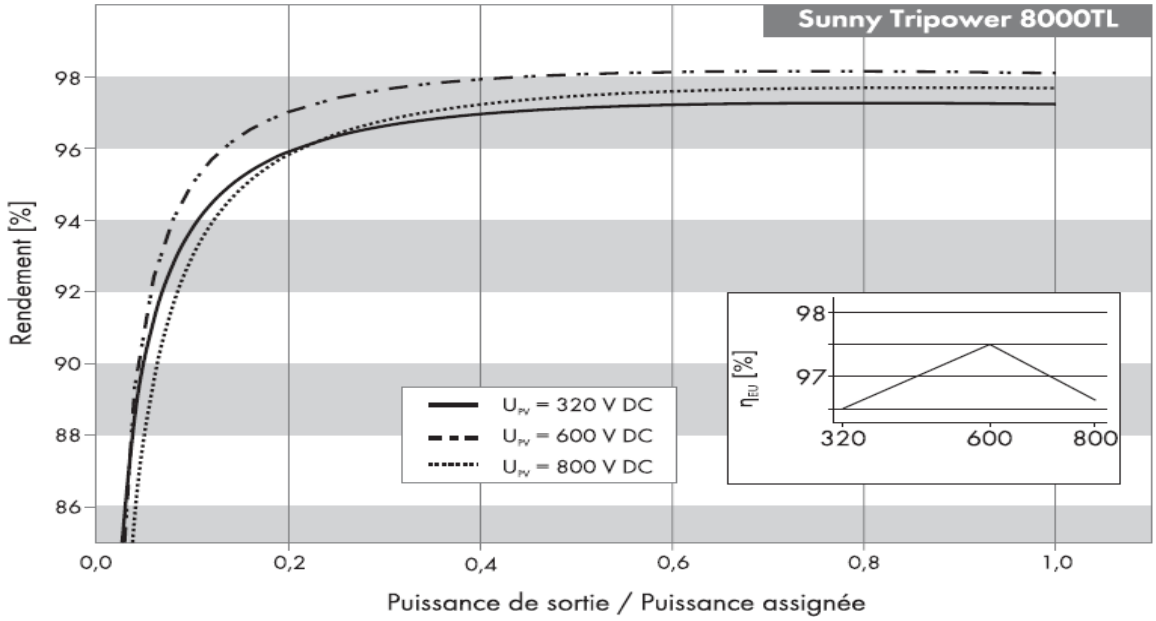


Figure 21*: Courbes de rendement des onduleurs STP 8000 TL*

Les puissances P_{PV} des différents champs représentent près de 60% de la charge nominale des onduleurs. Leurs rendements obtenus sont respectivement **96,5%**, **97,71%** et **93,15%** pour les champs n°1, 2 et 3, avec des tensions d'entrée U_{MPP_T} respectives de 367V, 516V et 352,8V. L'onduleur du champ n°2 (HIT) qui a une tension d'entrée U_{MPP_T} de 516V proche de 600V s'approche bien du rendement optimum. Les autres tensions U_{MPP_T} de 367V et 353V respectivement pour le champ 1 et 3 expliquent les rendements respectifs de 96,5% et 93,15% car elles sont bien dans la fourchette de rendements indiqués dans le graphique.

Le rendement global obtenu du système de l'ordre de 14%. L'expérience a déjà montré que le rendement global des systèmes PV dépasse rarement 12% **[10].** L'on peut donc conclure que le rendement global obtenu de 14,22% est satisfaisant.

V.1.3- Comportement de la centrale PV sur le réseau d'injection

La qualité d'un réseau de distribution est liée à la stabilité des différentes grandeurs électriques notamment la tension et la fréquence. Les variations de tension d'un réseau électrique dépendent des caractéristiques de ce réseau ainsi que le nombre des installations électriques raccordés à ce réseau. Les installations injectant de l'énergie auront tendance à générer des hausses de tensions tandis que celles qui en soutirent auront tendance à provoquer des baisses de tension.

Les principaux impacts générés par les installations PV sont entre autres : des élévations locales de niveau de tension, des variations rapides de puissance, des apparitions d'harmoniques de courant, etc. Les variations de tension ne doivent pas dépasser ±10% pour la tension d'alimentation et 8% pour le taux de distorsion harmonique global [20].

Après la mise en service de notre installation, nous avons essayé d'analyser le réseau avec et sans PV pour observer le comportement général des installations, surtout aux heures de très faible consommation sur le site. Rappelons que la puissance injectée par le PV est pratiquement inférieure à la puissance minimale du site pendant la journée (constat de la **figure 22**).

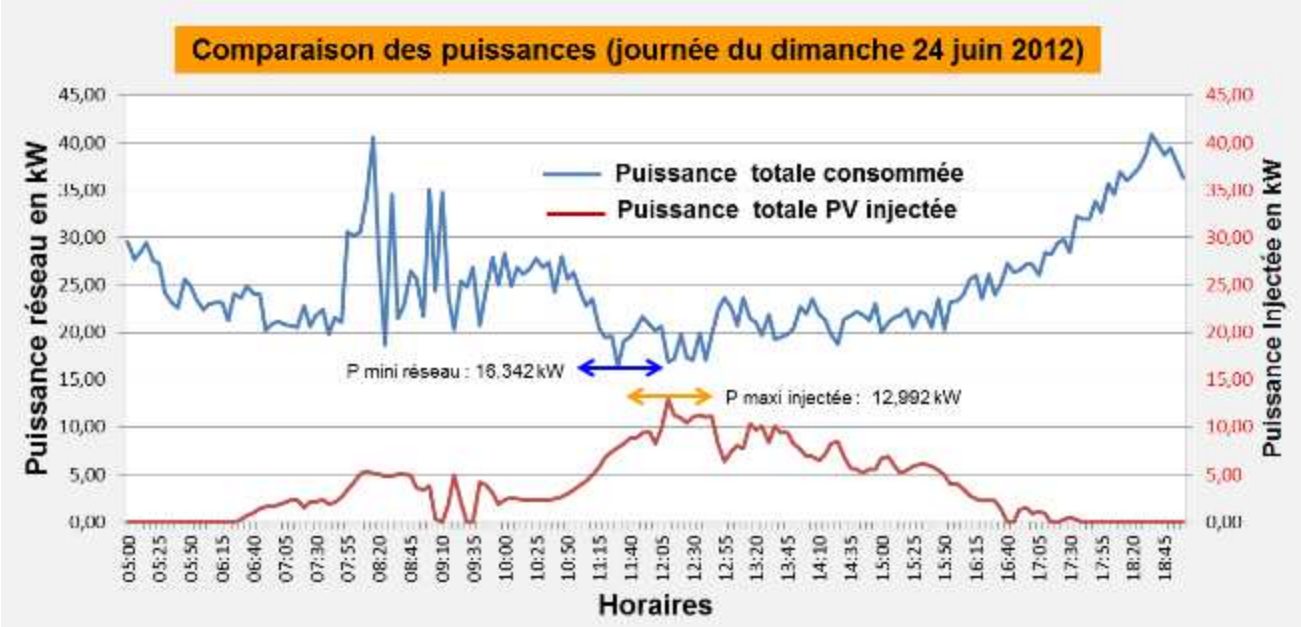


Figure 22: *Comparaison des puissances instantanées consommées& puissances injectées (24/06/12)*

Les valeurs enregistrées montrent bien des variations importantes de la tension du réseau tant avec la présence du PV que sans le PV, avec des harmoniques dont le taux ne dépasse pas 5%. Voyons ces variations au niveau de la tension sur la figure ci-dessous.

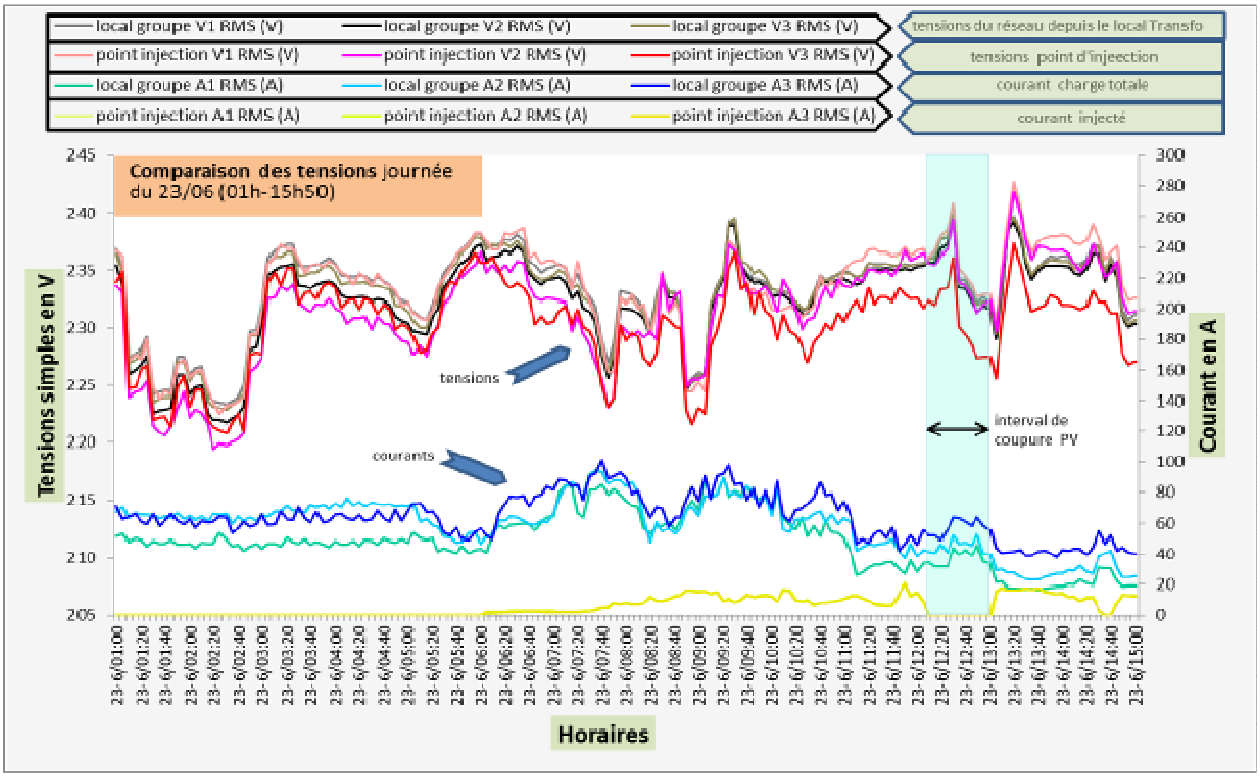


Figure 23: *Comparaison des tensions avec et sans PV*

Nous remarquons que les variations sont fréquentes, variant de 219V à 242V et sont observées aussi bien avec l'injection que sans injection.

Ces résultats ne nous permettent pas d'attribuer l'instabilité au champ PV. Il faudra une étude plus poussées pour tirer des conclusions.

V.2- Evaluation économique et environnementale du système

L'étude économique se penchera sur le coût total de réalisation, sa durée de vie et le retour sur son investissement.

Le volet environnemental nous permettra d'avoir une idée sur les avantages du projet pour l'environnement.

V.2.1- Evaluation économique

L'analyse économique de tout projet revêt une grande importance car elle permet de prendre des décisions d'investissement en toute connaissance de cause, pour pouvoir comparer les prévisions et la réalité des projets et programmes, pour pouvoir quantifier la rentabilité des service rendus et afin de pouvoir motiver les décideurs et les utilisateurs potentiels.

Dans le cadre de notre travail, une étude sur la rentabilité du projet ne s'impose plus car ce projet servira de support pédagogique pour la formation et la recherche au LESEE et sa réalisation s'avère indispensable aux yeux des responsables du projet.

Nous nous sommes donc intéressés aux coûts de réalisation et par là, l'étude de la possibilité de retour sur son investissement pendant la durée de vie.

La main d'œuvre et l'ingénierie (étude préalable) représentent respectivement, d'une manière générale, 10% du prix du matériel et 5% du coût total d'investissement **[21; 22]**. Les coûts de réalisation du projet sont résumés dans le tableau ci-après :

Tableau 19*: Tableau récapitulatif des coûts de réalisation*

ESTIMATION DES COUTS DE REALISATION		
DESIGNATION	Coûts en F CFA	
	Projet 20kWc (22040 Wc)	Puissance crête actuellement installée (16920 Wc)
Renforcement structure – Réhabilitation	13 673 710	10 497 240
Onduleurs et panneaux	40 852 535	31 362 291
Paratonnerre	1 908 901	1 465 454
Accessoires	692 500	531 629
Main d'œuvre	5 712 765	4 385 661
Ingénierie	3 307 390	2 539 067
Total investissement	66 147 801	50 781 342

La production de notre centrale est directement injectée sur le réseau interne du 2iE. Elle contribuerait donc à réduire le montant de la facture d'électricité par l'équivalent du kWh injecté. Les énergies mensuelle et annuelle injectées par les 15kWc dans le réseau interne, obtenues par extrapolation des relevés et des résultats de la simulation sont dressées sur le tableau suivant :

Tableau 20*: Tableau récapitulatif des énergies injectées par les 16920 Wc*

Résultats de la simulation et les relevés/extrapolations			
Période	Total Energie injectée (kWh)		
	Simulation	Relevés/extrapolation	
Janvier	2390	Extrapolation	2363
Février	2374		2348
Mars	2621		2592
Avril	2415		2388
Mai	2398		2371
Juin	2166	Relevés	2282
Juillet	2153		1989
Août	2075	Extrapolation	2052
Septembre	2211		2186
Octobre	2504		2476
Novembre	2438		2411
Décembre	2389		2362
Rapport d'extrapolation (juin-juillet)	0,989		
Total annuel	28135	27821	

Nous aurons donc actuellement près de 27 MWh injectée par an sur le réseau.

L'énergie produite par les systèmes PV connaît une dépréciation de l'ordre de 0,8% par an ; pour le tarif d'électricité, il faut tenir compte d'une indexation annuelle d'environ 1% **[23].**

La durée de vie des projets photovoltaïques est supérieure à 20 ans ; les dépenses annuelles d'exploitation et de maintenance (y compris les provisions pour changement des onduleurs) sont faibles, de l'ordre de 1% du coût d'investissement sur sa durée de vie, en comptant quatre visites de contrôles, trois incidents nécessitant une intervention, un défaut module et deux pannes d'onduleur **[23; 24]**.

Le prix moyen du kWh du site K1, de la période de janvier 2007 à avril 2010 s'élève à 113,92 F CFA.

Tenant compte de la dépréciation de 0,8% de la production chaque année, de l'indexation de 1% sur le coût du kWh par an et d'un coût d'exploitation de 1% sur le coût global de réalisation et en considérant une durée de vie de 20 ans pour notre projet, résumons dans le tableau suivant, les résultats des différents calculs pour vérifier la possibilité de retour sur l'investissement.

Tableau 21*: Tableau récapitulatif des calculs de retour sur investissement*

Année	Estimation de l'énergie injectée (kWh)	Investisse-ment (F CFA)	Dépenses d'exploitation (F CFA)	Somme d'argent épargnée de la facture d'électricité (F CFA)	Flux d'argent (F CFA)	Flux d'argent cumulé (F CFA)
N	P	I	D= 0,01*I	$E=[113,92*(1,01)^{(n-1)}]*P$	F=E-(I+D)	CF
0		50 781 342			-50 781 342	-50 781 342
1	27 821		507 813	3 169 388	2 661 574	-48 119 768
2	27 599		507 813	3 175 473	2 667 660	-45 452 108
3	27 378		507 813	3 181 570	2 673 757	-42 778 352
4	27 159		507 813	3 187 679	2 679 865	-40 098 487
5	26 942		507 813	3 193 799	2 685 985	-37 412 501
6	26 726		507 813	3 199 931	2 692 118	-34 720 384
7	26 512		507 813	3 206 075	2 698 261	-32 022 122
8	26 300		507 813	3 212 231	2 704 417	-29 317 705
9	26 090		507 813	3 218 398	2 710 585	-26 607 120
10	25 881		507 813	3 224 577	2 716 764	-23 890 356
11	25 674		507 813	3 230 769	2 722 955	-21 167 401
12	25 469		507 813	3 236 972	2 729 158	-18 438 243
13	25 265		507 813	3 243 187	2 735 373	-15 702 870
14	25 063		507 813	3 249 414	2 741 600	-12 961 270
15	24 862		507 813	3 255 652	2 747 839	-10 213 431
16	24 663		507 813	3 261 903	2 754 090	-7 459 341
17	24 466		507 813	3 268 166	2 760 353	-4 698 988
18	24 270		507 813	3 274 441	2 766 628	-1 932 361
19	24 076		507 813	3 280 728	2 772 914	840 554
20	23 883		507 813	3 287 027	2 779 213	3 619 767

Nous constatons que le cumul des flux devient positif au bout de la 19ème année. De même, les 20 kWc injecteront près de 36 MWh (36441 kWh [extrapolation] et 36846 kWh [simulation]). Le temps de retour sur l'investissement du projet Solar CUP est de 19 ans.

V.2.2- Impact environnemental

Le photovoltaïque a des impacts négatifs extrêmement réduits sur l'environnement, hormis l'énergie utilisée pendant la conception des modules et l'espace qu'occupent ces modules

après installation. En effet, la production de l'énergie par le photovoltaïque n'occasionne pas des émissions des gaz à effets de serre ; il ne génère pas non plus de pollution comparable à celles des modes de production conventionnels. Le kWh d'énergie solaire photovoltaïque se substitue directement à **1 kWh** d'électricité produite par les centrales classiques, soit une économie de **600 g** de CO_2 par kWh lorsqu'il s'agit de centrales fonctionnant à partir de charbon **[25]**.

La production de l'énergie par notre centrale photovoltaïque contribuera donc à réduire les émissions de CO_2 par l'équivalent de l'énergie produite.

Au Burkina Faso, le kWh produit par la SONABEL émet environ **750g** de CO_2 dans la nature **[26]**. C'est dire que l'énergie de près de **36 MWh** produite par notre centrale l'an, permet d'éviter le rejet de **27** tonnes de CO_2 par an dans l'atmosphère.

VI- CONCLUSION

Ce projet, réalisé avec un coût global de près de **66147801 F CFA** et permettant d'injecter une énergie de **36 MWh** par an sur le réseau interne de 2iE, a un retour possible sur l'investissement pendant sa durée de vie. Avec une éviction de rejet de près de **27 tonnes** de **CO_2** par an, ce système contribuera à préserver l'environnement, quoique non éligible au Mécanisme pour le développement propre.

Malgré le développement encore embryonnaire de la filière, le photovoltaïque est aujourd'hui l'une des technologies-clés de la transition vers le déclin de la dépendance quasi-totale des énergies fossiles. En effet, son impact négatif très réduit sur l'environnement, son faible coût d'exploitation à maintenance relativement aisée, sa modularité et son aptitude d'intégration au bâtiment et aux équipements lui permettront de fournir à terme, une part significative en matière d'accès aux services énergétiques, en particulier les pays en voie de développement.

Les limites du photovoltaïque demeurent toujours les coûts de réalisation exorbitants qui constituent un frein à sa vulgarisation aux populations des zones où l'accès aux services énergétiques reste précaire, bien que l'évolution actuelle des coûts du Wc promet des baisses significatives, près de 8% par an **[27]**. Ce projet qui s'inscrit dans le cadre des recherches du Laboratoire Energie Solaire et Economie d'Energie parmi tant d'autres, contribuera à trouver des solutions liées aux problèmes énergétiques, principale cause du sous-développement en Afrique subsaharienne.

La problématique des services énergétiques aujourd'hui pourra donc trouver une issue heureuse dans la conjugaison des efforts de recherche d'amélioration de la qualité des moyens de production des énergies renouvelables pour la garantie d'un développement durable.

La conduite des travaux d'installation de ce projet qui sont en grande partie exécutés par toute l'équipe du LESEE, fut l'occasion pour nous de vivre en temps réel les difficultés des chantiers photovoltaïques tout en les surmontant, de découvrir les méthodes techniques de travaux et d'acquérir un certain nombre d'expériences qui nous seront très utiles dans le futur en matière de conduite de projets d'installations des systèmes PV.

VII- RECOMMANDATIONS ET PERSPECTIVES

Au terme de la réalisation de ce projet, nous voudrions souligner quelques aspects qui méritent une attention particulière pour la suite des travaux de réalisation du projet PHEGEK.

- Le coffret DC du champ n°1 et ses équipements ont une tension limite de 500V alors que les éventuelles extensions prévoient des tensions supérieures à 500V. Ce coffret, pour tenir compte des extensions doit donc être remplacé par un coffret de même type que celui du champ n°3 (ou équivalent) avant d'envisager l'extension.
- La mise à la terre des masses des modules de champ n°1 n'a pas pu se faire compte tenu des trous non débouchant et non taraudés de leurs carcasses. Cela s'est soldé par l'impossibilité de les immobiliser contre la structure par vis ou boulons et le risque d'avoir des arcs électriques en cas de défaut. C'est pourquoi nous avons soudé des cornières avec la structure pour empêcher le vent de les emporter. On pourra donc envisager, pour l'acquisition du même type de modules, des carcasses avec des trous débouchant ou taraudés pour les travaux de l'extension.
- Nous avons utilisé des disjoncteurs de 25 A déjà commandés en ajoutant seulement les blocs différentiels, étant donné que le montage est provisoire. Vu les calibres de 16A retenus pour les disjoncteurs miniatures des onduleurs, il convient de les remplacer par des disjoncteurs dédiés de façon définitive pour mieux sécuriser les onduleurs.
- La maintenance étant indispensable au fonctionnement tout en procurant une durée de vie conséquente aux installations PV, il faudra rédiger un code suivi de la maintenance et du bon fonctionnement notre système, de même que les projets à venir du même genre comme le projet PHEGEK.

En somme, les projets Solar CUP et PHEGEK étant inséparables, une étude d'optimisation combinant ces deux projets, avant la réalisation du projet PHEGEK serait la bienvenue. Cette étude d'optimisation pourrait proposer l'installation de tout le matériel nécessaire aux études de caractérisation, notamment des solarimètres installés directement sur la toiture, des thermocouples, également installés sur la toiture pour prendre la température de l'air ambiant et celle du fonctionnement des modules.

L'étude sur les interactions des réseaux méritant des données sur plusieurs jours et le fait de n'avoir pas pu dégager une conclusion claire du comportement de la centrale sur le réseau d'injection, une étude constituant un thème dans ce sens pourrait également être envisagée.

VIII- BIBLIOGRAPHIE

[1]. http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/Initiative_climat_Paris-Nairobi

[2]. Source : Agence Internationale de l'Energie - 2012

[3]. http://www.agenceecofin.com/hydrocarbures/2401-3070-le-secteur-energetique-mondial-en-2030-selon-bp.

[4]. **Ozalp, N. Kogan, A. Epstein, M.** *Solar decomposition of fossil fuels as an option for sustainability, International Journal of Hydrogen Energy ;* 2009.

[5]. **Ministère de l'énergie, des mines, et des carrières du Burkina/***www.mines.gov.bf.* (En ligne)

[6]. **B. Flèche – D. Delagnes.** *Energie solaire photovoltaïque ;* juin 2007.

[7]. Catalogue des cellules amorphes SHARP/www.sharp.eu

[8]. Catalogue des cellules HIT/www.sanyo-solar.eu/fr

[9]. **Sylvain BRIGAND.** *Les principes de l'énergie solaire photovoltaïque. « Complément Technique » ; Mars/Avril 2008.*

[10]. **Judicaël ZONGO.** Etude et analyse expérimentale d'une centrale hybride PV/groupe électrogène (diesel ou biocarburant) sans stockage ; 2010.

[11]. http://connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/solaire-photovoltaique

[12]. **Lyes ABBASSEN.** *Etude de la connexion au réseau électrique d'une centrale photovoltaïque* ; mai 2011.

[13]. **Stéphane PETIBON**. *Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïque ; Janvier 2009.*

[14]. *http://www.photovoltaique.guidenr.fr/II_1_dimensionnement_onduleur_photovoltaique*

[15]. **Gérard MOINE.** Guide pratique à l'usage des installateurs, des bureaux d'étude et de porteurs de projets ; Janvier 2012.

[16]. **UTE C 15-712-1.** *Guide Pratique- Installations photovoltaïques raccordées au réseau public de distribution* ; Juillet 2010.

[17]. **UTE C15-443.** *Guide pratique-Choix et installation des parafoudres ;* Juin 2004.

[18]. **P. GRUET.** *Etude des Paratonnerres à Dispositifs d'Amorçage* ; octobre 2001.

[19]. **IEA.** *PVPS task 2.*

[20]. **H. Colin, C. Duvauchelle, G. Moine, Y. Tanguy, B. Gaiddon, T. Tran-Quoc.** *« ESPRIT »* *Raccordement des installations photovoltaïques au réseau public de distribution électrique à basse tension* ; Avril 2010.

[21]. **Alliance Soleil**. *Eléments de résumé de l'Etude du potentiel vendéen et des applications possibles de l'énergie solaire thermique et photovoltaïque* ; février 2007

[22]. **Fédération des EPL.** *Guide de recommandations « les EPL et le photovoltaïque : modalités d'intervention des collectivités territoriales »* ; 2009

[23]. **Info Energie en Bourgogne.** *Analyse économique d'un générateur solaire photovoltaïque raccordé au réseau dans l'habitat* ; février 2010.

[24]. **ADEME**. *Guide d'aide au montage de projets photovoltaïques* ; Avril 2010.

[25]. **SOLER.** *Le photovoltaïque, garantie d'un développement durable de notre mix énergétique* ; Mars 2009.

[26]. **SONABEL.** *Rapport d'activités annuel 2011*.

[27]. http://energeia.voila.net/solaire/prix_moyen.htm (visité le 02/11/2012)

[28]. **Henri NEY.** *Equipements de puissance* ; 1988.

IX- ANNEXES

ANNEXE 1: Contraintes thermiques des canalisations 50
ANNEXE 2: Différents facteurs de correction pour le choix des canalisations 51
ANNEXE 3: Détermination du pouvoir de coupure 53
ANNEXE 4: Choix et mise en œuvre des parafoudres 54
ANNEXE 5: Détails des modifications sur la structure 57
ANNEXE 6 : Caractéristiques techniques du matériel 63
ANNEXE 7: Schéma électrique de câblage détaillé 72
ANNEXE 8 : Instruction de montage et de raccordement des onduleurs 73
ANNEXE 9 : Utilisation des connecteurs MC4 77
ANNEXE 10 : Instructions de mise en service 79
ANNEXE 11 : Les étapes de mise en service de l'onduleur 80
ANNEXE 12 : Résultats de la simulation 82

ANNEXE 1: Contraintes thermiques des canalisations

Tableau A1- a : *Contrainte thermique DC (sections de conducteurs DC en fonction des courants admissibles)*

Type de câbles	Section	Courant max admissible (A)	
		2 câbles sur parois (Ta = 30°C) : I'z	2 câbles sur parois (Ta = 70°C) : I'z
Câble PV unipolaire (Tmax= 90°C)	2,5	33	19
	4	45	26
	6	57	33
	10	79	46
Câble PV unipolaire (Tmax= 120°C)	2,5	52	30
	4	69	40
	6	89	52
	10	124	72

Tableau A1- b : *Contrainte thermique AC (sections de conducteurs AC en fonction des courants admissibles)*

Détermination de la section minimale

Connaissant I'z et K (I'z est le courant équivalent au courant véhiculé par la canalisation : I'z = Iz/K), le tableau ci-après indique la section à retenir.

		Isolant et nombre de conducteurs chargés (3 ou 2)								
		caoutchouc ou PVC			butyle ou PR ou éthylène PR					
lettre de sélection	B	PVC3	PVC2		PR3		PR2			
	C		PVC3		PVC2	PR3		PR2		
	E			PVC3		PVC2	PR3		PR2	
	F				PVC3		PVC2	PR3		PR2
section cuivre (mm²)	1,5	15,5	17,5	18,5	19,5	22	23	24	26	
	2,5	21	24	25	27	30	31	33	36	
	4	28	32	34	36	40	42	45	49	
	6	36	41	43	48	51	54	58	63	
	10	50	57	60	63	70	75	80	86	
	16	68	76	80	85	94	100	107	115	
	25	89	96	101	112	119	127	138	149	161
	35	110	119	126	138	147	158	169	185	200
	50	134	144	153	168	179	192	207	225	242
	70	171	184	196	213	229	246	268	289	310
	95	207	223	238	258	278	298	328	352	377
	120	239	259	276	299	322	346	382	410	437
	150		299	319	344	371	395	441	473	504
	185		341	364	392	424	450	506	542	575
	240		403	430	461	500	538	599	641	679
	300		464	497	530	576	621	693	741	783
	400					656	754	825		940
	500					749	868	946		1 083
	630					855	1 005	1 088		1 254
section aluminium (mm²)	2,5	16,5	18,5	19,5	21	23	25	26	28	
	4	22	25	26	28	31	33	35	38	
	6	28	32	33	36	39	43	45	49	
	10	39	44	46	49	54	59	62	67	
	16	53	59	61	66	73	79	84	91	
	25	70	73	78	83	90	98	101	108	121
	35	86	90	96	103	112	122	126	135	150
	50	104	110	117	125	136	149	154	164	184
	70	133	140	150	160	174	192	198	211	237
	95	161	170	183	195	211	239	241	257	289
	120	186	197	212	226	245	273	280	300	337
	150		227	245	261	283	316	324	346	389
	185		259	280	298	323	363	371	397	447
	240		305	330	352	382	430	439	470	530
	300		351	381	406	440	497	508	543	613
	400					526	600	663		740
	500					610	694	770		856
	630					711	808	899		996

ANNEXE 2: Différents facteurs de correction pour le choix des canalisations

Tableau A2- a *: lettre de sélection*

Lettre de sélection

type d'éléments conducteurs	mode de pose	lettre de sélection
conducteurs et câbles multiconducteurs	■ sous conduit, profilé ou goulotte, en apparent ou encastré ■ sous vide de construction, faux plafond ■ sous caniveau, moulures, plinthes, chambranles	B
	■ en apparent contre mur ou plafond ■ sur chemin de câbles ou tablettes non perforées	C
câbles multiconducteurs	■ sur échelles, corbeaux, chemin de câbles perforé ■ fixés en apparent, espacés de la paroi ■ câbles suspendus	E
câbles monoconducteurs	■ sur échelles, corbeaux, chemin de câbles perforé ■ fixés en apparent, espacés de la paroi ■ câbles suspendus	F

Tableau A2- b : ***Facteur de correction K1***

Facteur de correction K1

lettre de sélection	cas d'installation	K1
B	■ câbles dans des produits encastrés directement dans des matériaux thermiquement isolants	0,70
	■ conduits encastrés dans des matériaux thermiquement isolants	0,77
	■ câbles multiconducteurs	0,90
	■ vides de construction et caniveaux	0,95
C	■ pose sous plafond	0,95
B, C, E, F	■ autres cas	1

Tableau A2- c : *Facteur de correction K2*

Facteur de correction K2

lettre de sélection	disposition des câbles jointifs	facteur de correction K2 nombre de circuits ou de câbles multiconducteurs											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16	20
B, C	encastrés ou noyés dans les parois	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38
C	simple couche sur les murs ou les planchers ou tablettes non perforées	1,00	0,85	0,79	0,75	0,73	0,72	0,72	0,71	0,70	0,70		
	simple couche au plafond	0,95	0,81	0,72	0,68	0,66	0,64	0,63	0,62	0,61	0,61		
E, F	simple couche sur des tablettes horizontales perforées ou sur tablettes verticales	1,00	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72	0,72		
	simple couche sur des échelles à câbles, corbeaux, etc.	1,00	0,87	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78	0,78		

Lorsque les câbles sont disposés en plusieurs couches, appliquer en plus un facteur de correction de :
- 0,80 pour deux couches
- 0,73 pour trois couches
- 0,70 pour quatre ou cinq couches.

Tableau A2- d : *Facteur de correction K3*

Facteur de correction K3

températures ambiantes (°C)	isolation		
	élastomère (caoutchouc)	polychlorure de vinyle (PVC)	polyéthylène réticulé (PR) butyle, éthylène, propylène (EPR)
10	1,29	1,22	1,15
15	1,22	1,17	1,12
20	1,15	1,12	1,08
25	1,07	1,07	1,04
30	1,00	1,00	1,00
35	0,93	0,93	0,96
40	0,82	0,87	0,91
45	0,71	0,79	0,87
50	0,58	0,71	0,82
55	–	0,61	0,76
60	–	0,50	0,71
65	-	-	**0,65**
70	-	-	**0,58**

Facteur de correction Kn
(selon la norme NF C15-100 § 523.5.2)

- Kn = 0,84

Facteur de correction dit de symétrie Ks
(selon la norme NF C15-105 § B.5.2)

- Ks = 1 pour 2 et 4 câbles par phase avec le respect de la symétrie
- Ks = 0,8 pour 2, 3 et 4 câbles par phase si non respect de la symétrie.

ANNEXE 3: Détermination du pouvoir de coupure

Tableau A3- a : *Résumé des calculs des courants de court-circuit pour les appareillages AC*

Eléments du réseau	Données électrotechnique	R (mΩ)	X (mΩ)
Réseau amont	Pcc=500MVA/410V	0,05*	0,35*
Transformateur	Pn=250kVA/Ucc=4%	8,3*	24,2*
Liaison transormateur- local groupe	Câble tripolaire 12m Cu- 240mm²	1,22	1,04
Disjoncteur général	-	0*	0,15*
Jeu de barres local groupe	Grille de dérivation	-	-
Liaison local groupe- restaurant	Câble tripolaire 63m Cu- 95mm²	14,92	5,04
Jeu de barres restaurant	Grille de dérivation	-	-
Liaison restaurant- atelier mécanique	Câble tripolaire 119m Cu- 95mm²	28,18	9,52
Jeu de barres atelier mécanique	0,125m	0	0,018
Liaison atelier mécanique-coffret d'injection.	Câble tripolaire 53m Cu- 95mm²	23,85	4,24
Jeu de barres coffret d'injection	0,1m	0*	0,015*
Liaison coffret d'injection local technique	Câble tripolaire 31m Cu- 10mm²	69,75	2,48
Total jusqu'au TGBT		**76,52**	**44,708**
Total jusqu'au local technique		**146,27**	**47,188**
Icc3 TGBT		**2,67 kA**	
Icc3 local technique		**1,54 kA**	

* : source **[28]**

ANNEXE 4: Choix et mise en œuvre des parafoudres

Tableau A4- a : *Choix d'une mesure de protection*

Caractéristique de l'installation	Nk ≤ 25		Nk > 25	
	Côté DC	Côté AC	Côté DC	Côté AC
Bâtiment ou structure équipé d'un paratonnerre	Obligatoire Type 2	Obligatoire Type 1 (1)	Obligatoire Type 2	Obligatoire Type 1 (1)
Alimentation BT par une ligne entièrement ou partiellement aérienne	Peu utile Type 2	Recommandé Type 2	Recommandé Type 2	Obligatoire Type 2 (2)
Alimentation BT par une ligne entièrement souterraine	Peu utile Type 2	Peu utile Type 2	Recommandé Type 2	Recommandé Type 2
Dans le cas des bâtiments intégrant le poste de transformation, si la prise de terre du neutre du transformateur est confondue avec la prise de terre des masses interconnectée à la prise de terre du paratonnerre, la mise en œuvre de parafoudres n'est pas obligatoire. Dans les autres cas et lorsque le bâtiment comporte plusieurs installations privatives, le parafoudre de type 1 ne pouvant être mis en oeuvre à l'origine de l'installation est remplacé par des parafoudres de type 2(In ≥5 kA) placés à l'origine de chacune des installations privatives				

Tableau A4- b : *Valeurs de φ, δ et I_n(kA) et l'estimation de F_{PV} pour le choix des parafoudres de type2*

Résultat du tableau A4-a	Obligatoire	Recommandé	Peu utile
φ	2	1	0

Situation de la ligne aérienne (BT), du bâtiment ou du champ de modules PV	Complètement entouré de structures	Quelques structures à proximité ou inconnues	Terrain plat ou découvert	Sur une crête, présence de plan d'eau, site montagneux
δ	0	0,5	0,75	1

Estimation du risque F_{PV}	I_n (kA)
$F_{PV} \leq 40$	5
$40 < F_{PV} \leq 80$	10
$F_{PV} > 80$	20

Tableau A4- c : *valeurs de tenue de choc du matériel PV*

U_{ocMAX} (V)	U_w (kV)	
	module PV	onduleur
100	1,5	-
150	2,5	-
300	4	-
400	-	3,1
600	6	4,2
800	-	5,1
1000	8	5,6

Tableau A4- d : *Choix du niveau de protection*

E Efficacité calculée	Niveau de protection correspondant	I (kA) Courant crête	D (m) Distance d'amorçage
E ≥ 0,98	Niveau I + mesures complémentaires	-	-
0,95 < E < 0,98	Niveau I	2,8	20
0,90 ≤ E ≤ 0,95	Niveau II	5,2	30
0,80 < E ≤ 0,90	Niveau III	9,5	45
0 < E < 0,80	Niveau IV	14,7	60

Tableau A4- e *: Détermination du coefficient de l'environnement C1*

Situation relative de la structure	C_1
Structure située dans un espace où il y a des structures ou des arbres de même hauteur ou plus élevés	0,25
Structure entourée de plus petites structures	0,5
Structure isolée : pas d'autres structures à moins d'une distance 3H.	1
Structure isolée au sommet d'une colline ou sur un promontoire	2

Tableau A4- f : *Relation entre N_k et N_{gmax}*

N_k	5	10	15	20	25	30	35	40	45
N_{gmax}	0,3	0,7	1,2	1,7	2,2	2,8	3,4	4,0	4,7

Tableau A4- g : *Détermination des valeurs des coefficients structurelsC2 à C5*

C_2, coefficient structurel			
Toiture / Structure	Métal	Commune	Inflammable
Métal	0,5	1	2
Courante	1	1	2,5
Inflammable	2	2,5	3

C_3, contenu de la structure	
Sans valeur et ininflammable	0,5
Valeur courante ou normalement inflammable	1
Forte valeur ou particulièrement inflammable	2
Valeur exceptionnelle, irremplaçable ou très inflammable, explosible	3

C_4, occupation de la structure	
Inoccupée	0,5
Normalement occupée	1
Evacuation difficile ou risque de panique	3

C_5, conséquences d'un foudroiement	
Pas de nécessité de continuité de service, et aucune conséquence sur l'environnement	1
Nécessité de continuité de service et aucune conséquence sur l'environnement	5
Conséquences pour l'environnement	10

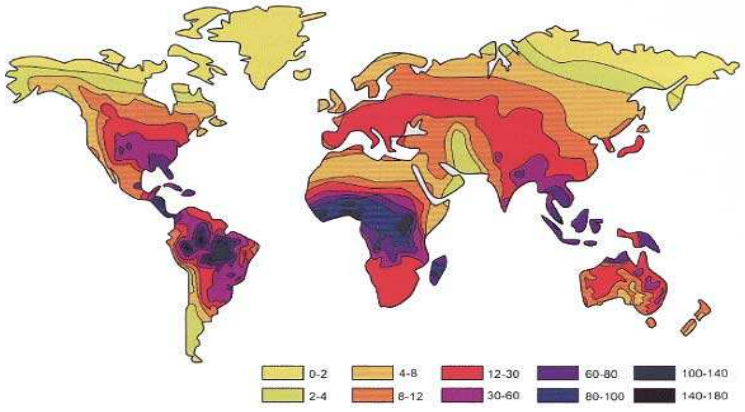


Figure A4- a *: **Niveau kéraunique du monde*** [(1)]

1 : http://africa.hager.com/distribution-energie/protection/parafoudres/10263.htm

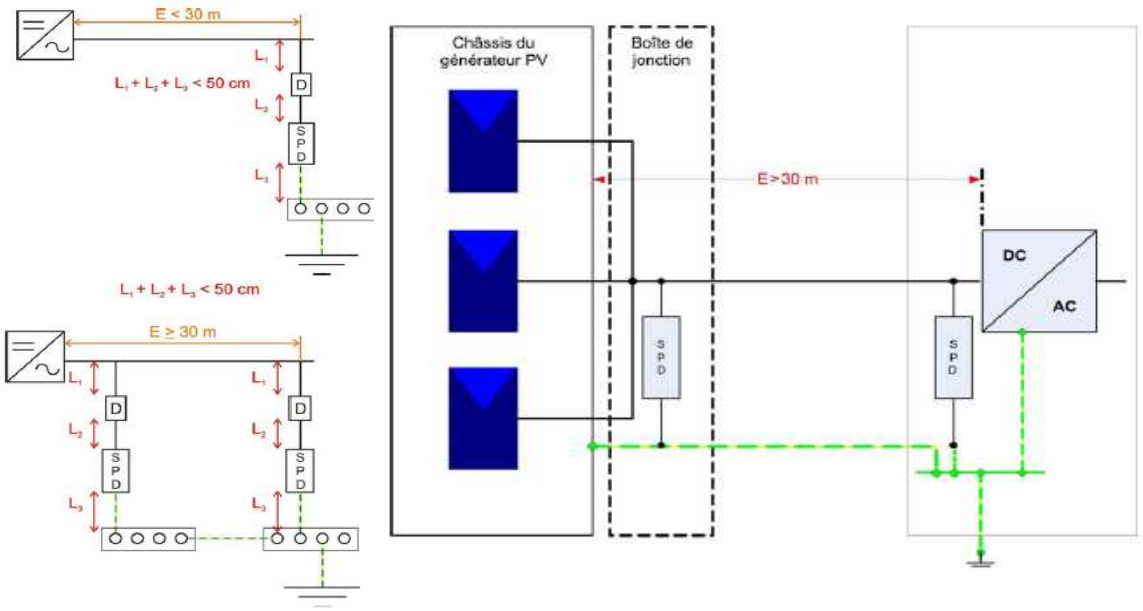


Figure A4- b : *Mise en œuvre des parafoudres*

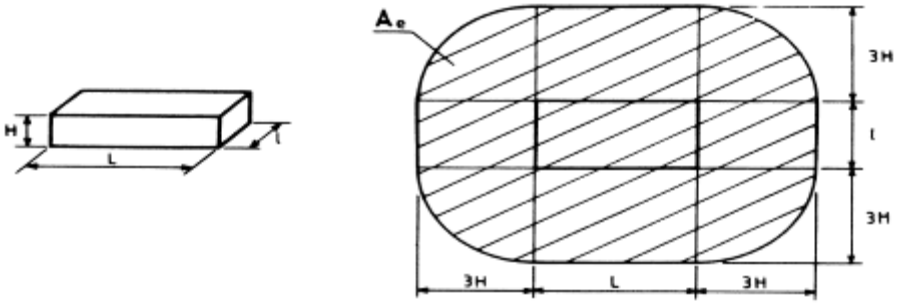


Figure A4- c : *Illustration de calcul de A_e*

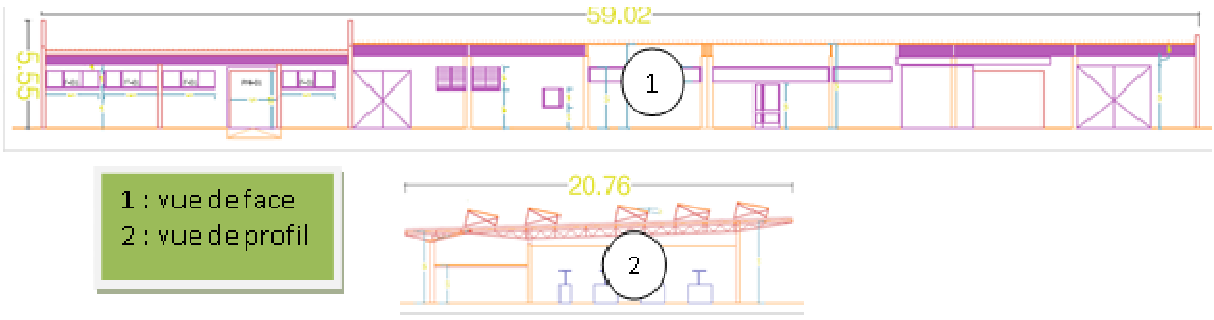


Figure A4- d : *Dimensions du bâtiment*

ANNEXE 5: Détails des modifications sur la structure

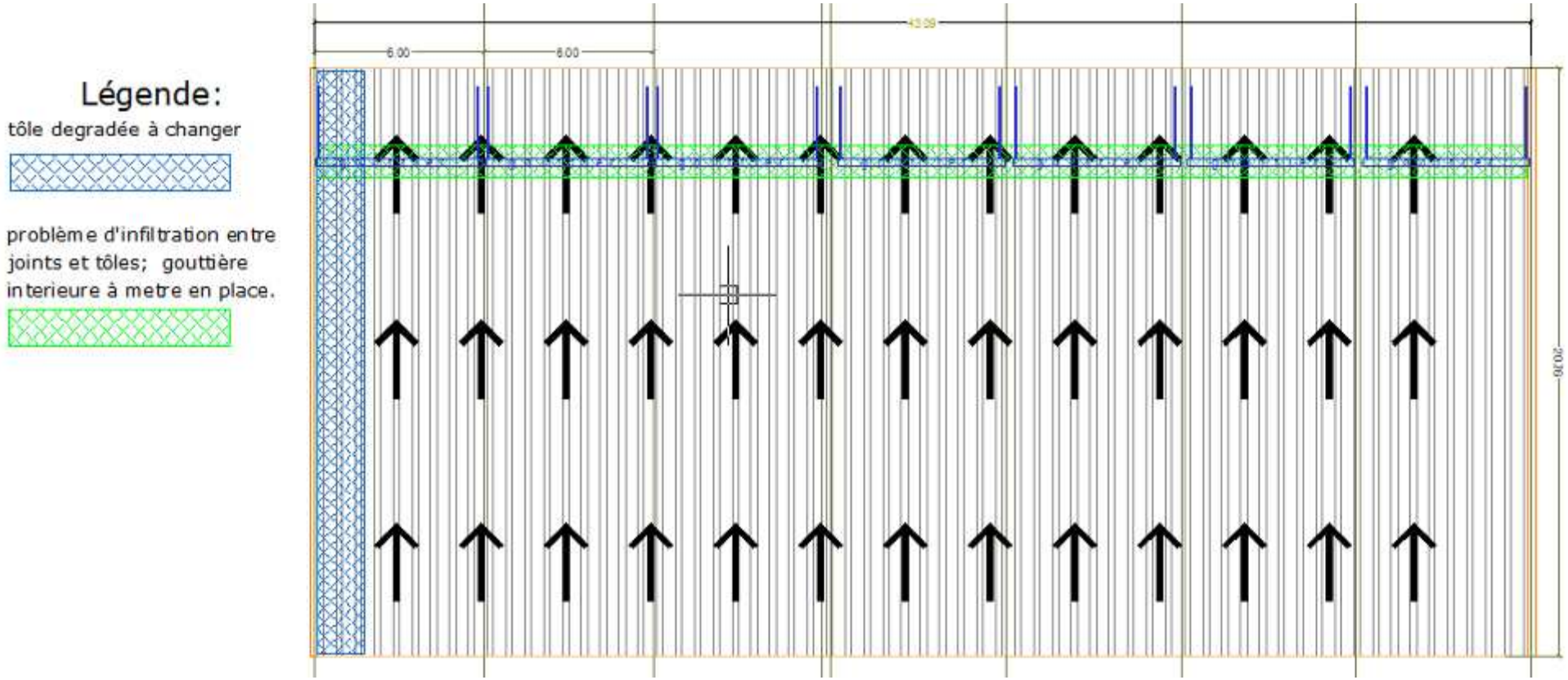


Figure A5- a *: Dépose et mise en état de la tôle et la gouttière*

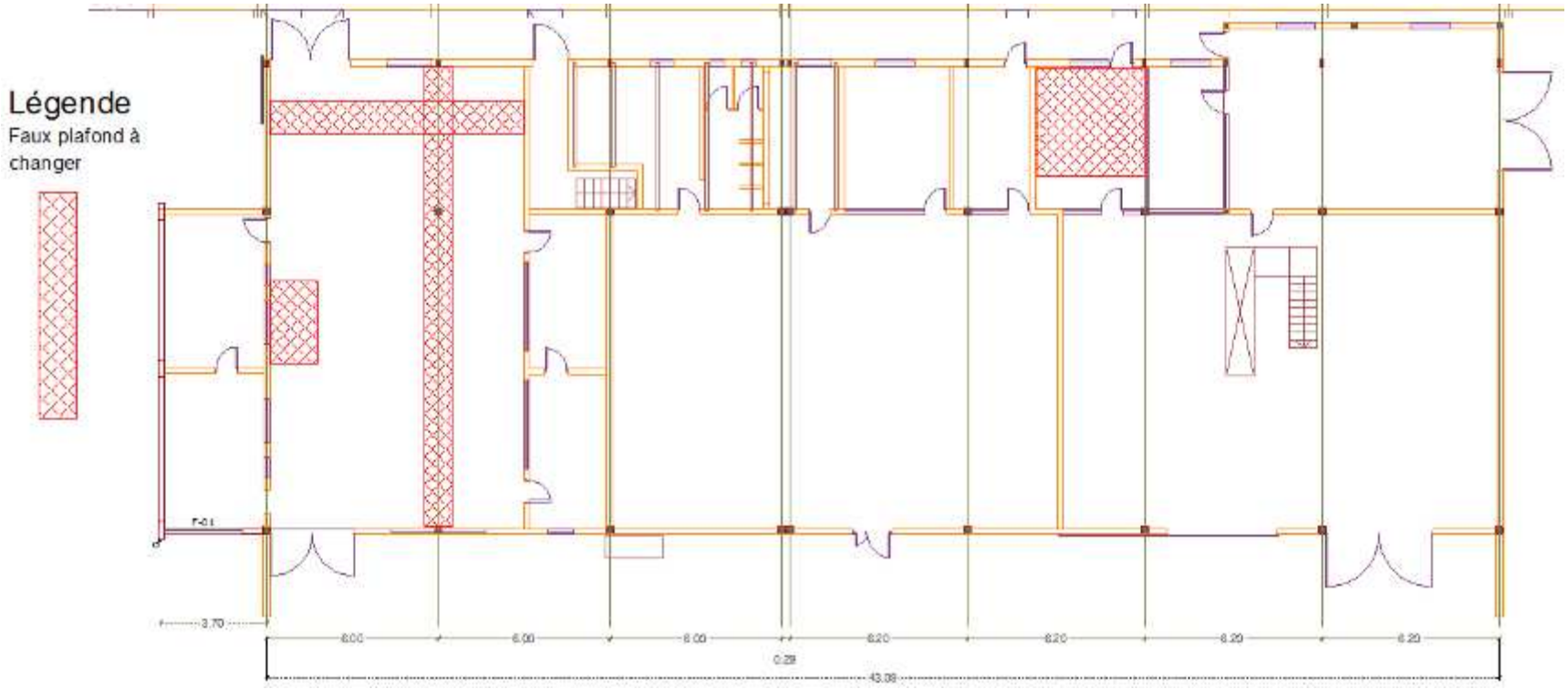


Figure A5- b *: Dépose et mise en état du faux plafond*

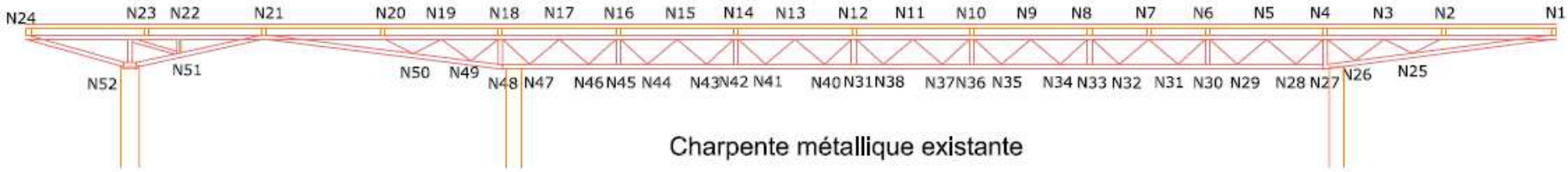


Figure A5- c *: Détails de la charpente métallique existante*

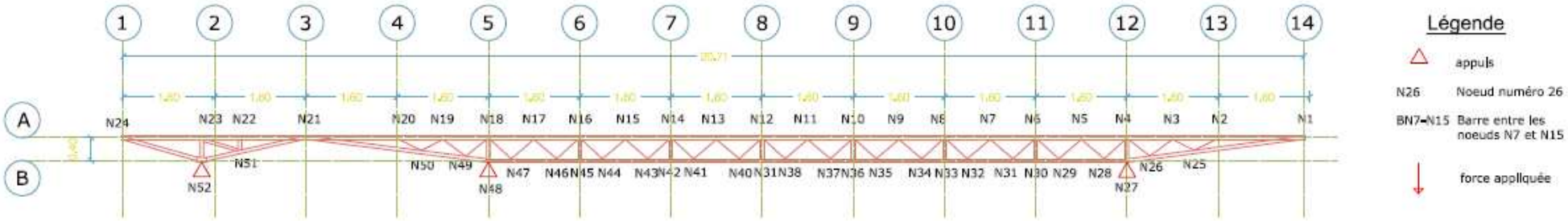


Figure A5- d *: Modélisation de la charpente*

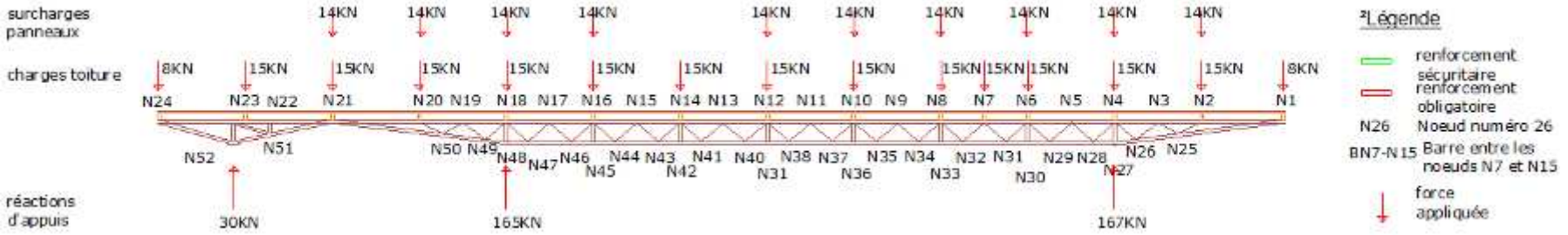


Figure A5- e *: Sollicitations de sur la charpente*

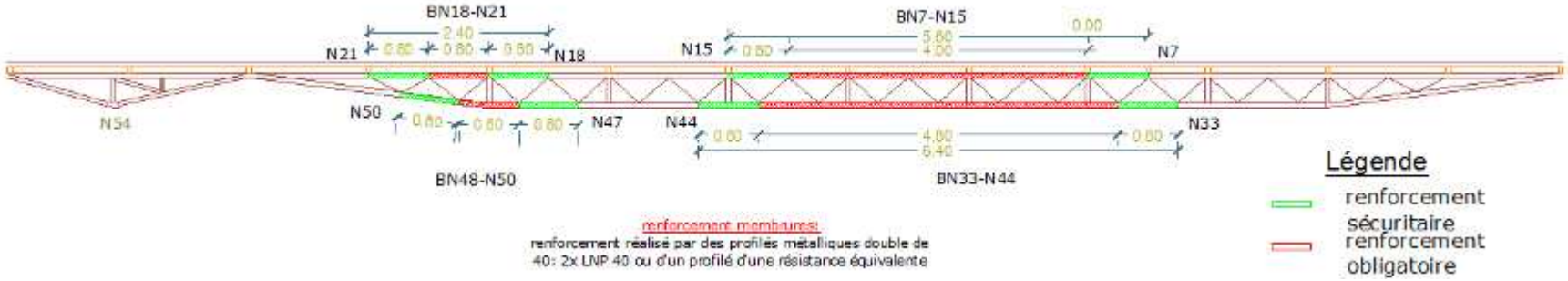


Figure A5- f *: Détails sur le renforcement des membrures*

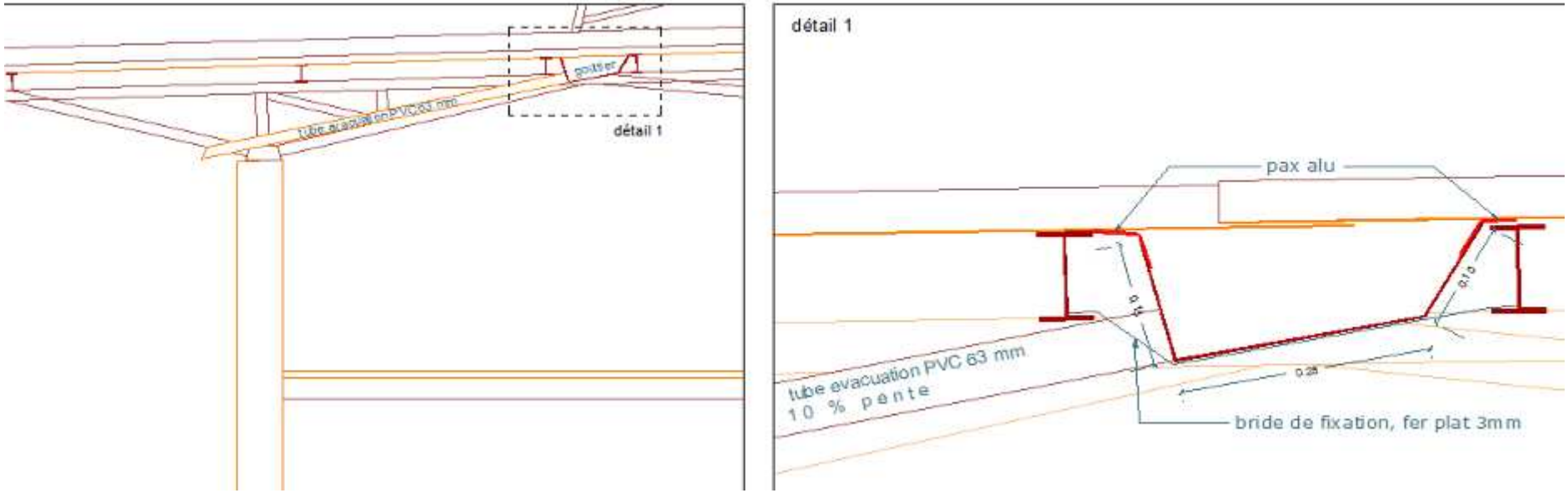


Figure A5- g *: Détails sur les travaux de la gouttière*

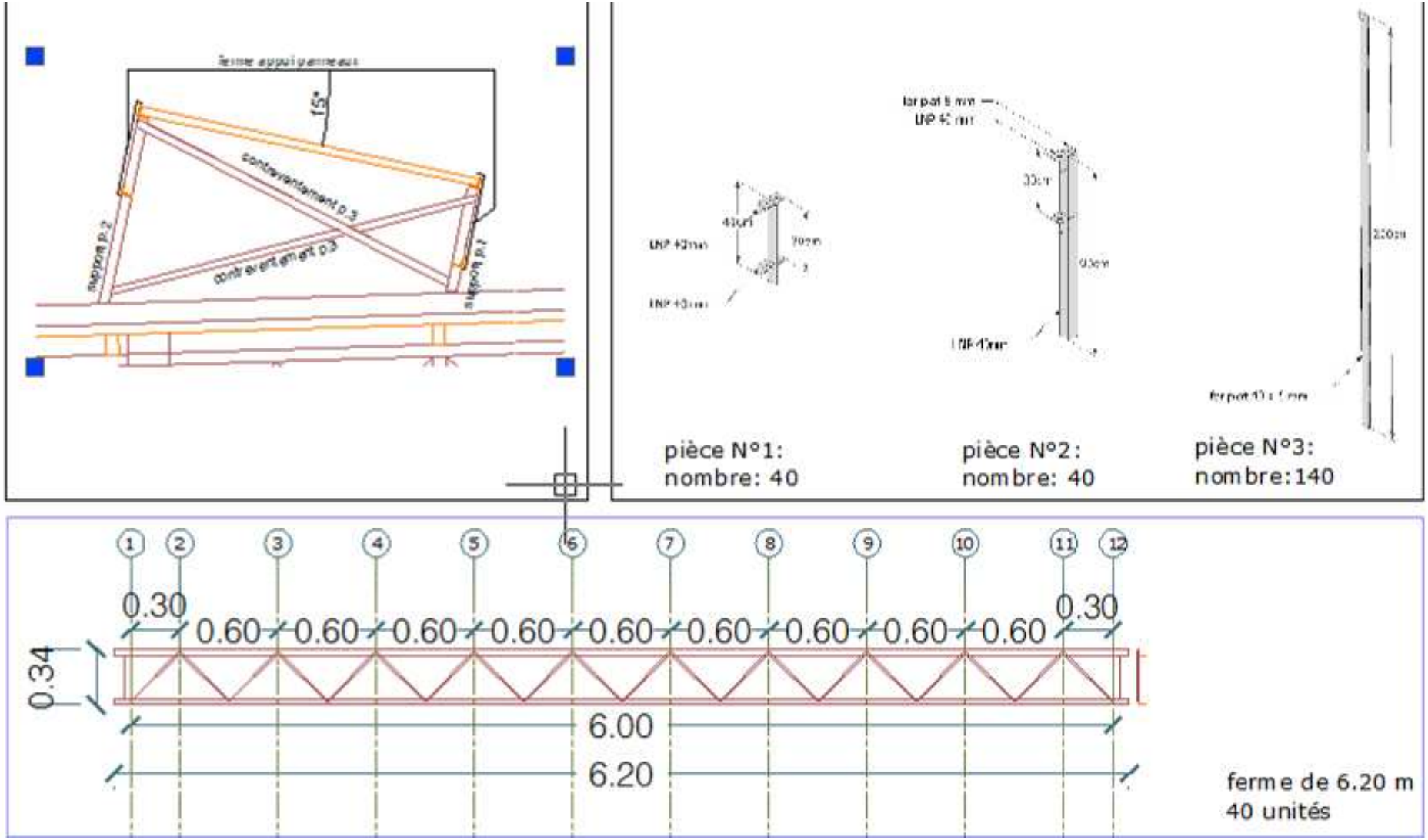


Figure A5- h *: Détails sur les fermes des panneaux*

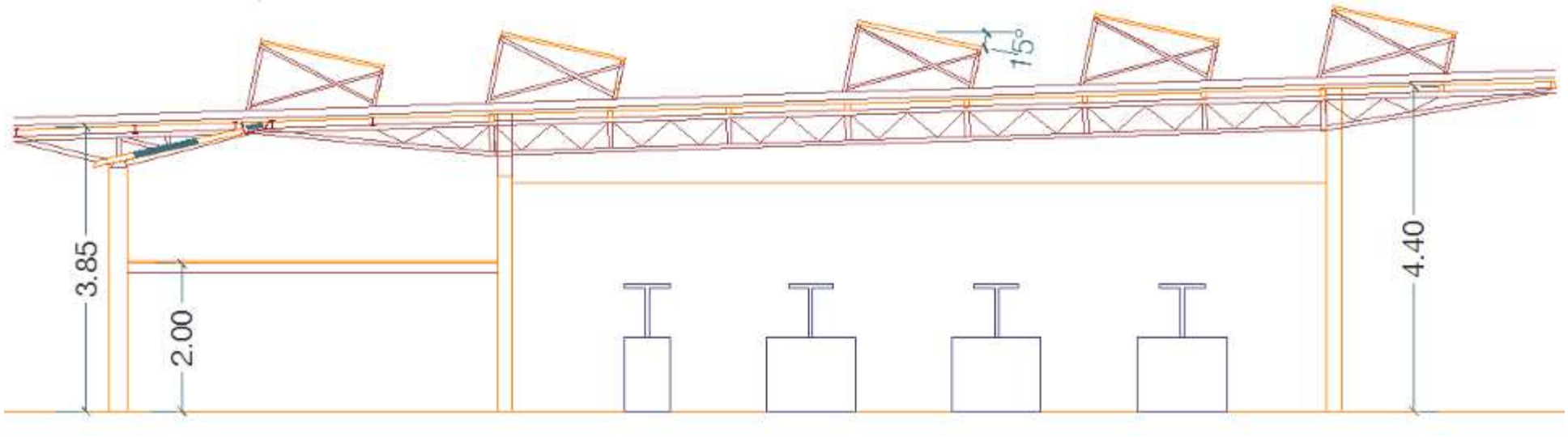


Figure A5- i *: Détails sur la disposition des fermes sur la charpente*

ANNEXE 6 : Caractéristiques techniques du matériel

Tableau A6- a *: Fiche technique de SW 240 mono*

Sunmodule®

SW 225/230/235/240 mono black

COMPORTEMENT LORS DE CONDITIONS DE TEST STANDARD (STC*)

		SW 225	SW 230	SW 235	SW 240
Puissance au point de puissance maximale	P_{max}	225 Wc	230 Wc	235 Wc	240 Wc
Tension à vide	U_{oc}	37,3 V	37,4 V	37,5 V	37,6 V
Tension au point de puissance maximale	U_{mpp}	29,7 V	30,0 V	30,3 V	30,6 V
Courant de court-circuit	I_{sc}	8,13 A	8,16 A	8,19 A	8,22 A
Courant au point de puissance maximale	I_{mpp}	7,59 A	7,68 A	7,77 A	7,87 A

*STC: 1000W/m², 25°C, AM 1.5

COMPORTEMENT À 800W/m², NOCT, AM 1.5

		SW 225	SW 230	SW 235	SW 240
Puissance au point de puissance maximale	P_{max}	162,9 Wc	166,9 Wc	170,9 Wc	175,4 Wc
Tension à vide	U_{oc}	33,7 V	33,9 V	34,0 V	34,2 V
Tension au point de puissance maximale	U_{mpp}	26,8 V	27,2 V	27,5 V	27,9 V
Courant de court-circuit	I_{sc}	6,56 A	6,58 A	6,60 A	6,63 A
Courant au point de puissance maximale	I_{mpp}	6,07 A	6,14 A	6,22 A	6,30 A

Faible réduction du rendement en conditions de charge partielle à 25 °C: à 200 W/m2, la puissance est égale à 95 % (+/- 3 %) de la puissance en condition STC.

MATÉRIAUX UTILISÉS

Cellules par panneau solaire	60
Type de cellules	monocristallin
Dimensions des cellules	156 mm x 156 mm
Vue de face	verre trempé (EN 12150)

GRANDEURS CARACTÉRISTIQUES RELATIVES À INTÉGRATION OPTIMALE DANS LE SYSTÈME

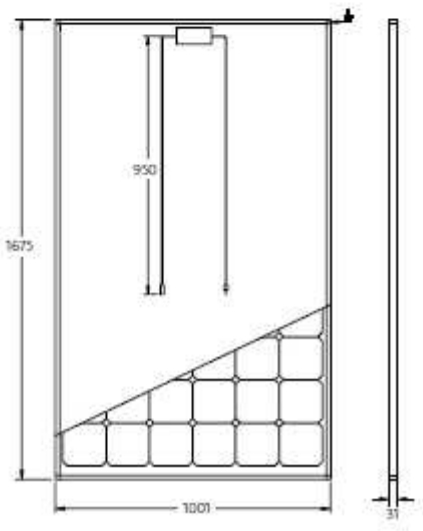
Tension de système maximale classe II	1000 V
Valeurs limites de contre-courant	16 A
Charge neige et vent selon IEC 61215	5,4 kN/m²
Nombre de diode bypass	3

GRANDEURS CARACTÉRISTIQUES THERMIQUES

NOCT	47 °C
CT I_{sc}	0,042 %/K
CT U_{oc}	-0,33 %/K
CT P_{mpp}	-0,45 %/K

AUTRES DONNÉES

Tolérance de mesure	+/- 3 %
Boîte de jonction	IP65
Connecteur	MC4
SolarWorld: tri Plus[2]	$P_{rated} \geq P_{max}$



- Qualified, IEC 61215
- Safety tested, IEC 61730
- Periodic inspection

3)

1) Des modules avec une hauteur de cadre de 34 mm peuvent être également temporairement livrés. Veuillez vous informer auprès de votre distributeur spécialisé.
2) La puissance mesurée par SolarWorld (P_{rated}) est toujours supérieure à la puissance nominale (P_{max}) du module.
3) Selon le marché.
SolarWorld AG se réserve le droit de modifier des spécifications. Cette fiche technique correspond aux mentions de la norme EN 50380. Cette fiche technique est également disponible en anglais.

Tableau A6- b : *Fiche technique du module HIT-N235SE10*

HIT® Photovoltaic Module

Caractéristiques électriques et mécaniques

HIT-N235SE10, HIT-N230SE10

Données électriques (à STC)

	Modèles HIT-NxxxSE10	
	235	230
Puissance maximum (Pmax) [W]	235	230
Tension de crête maximale (Umpp) [V]	43.0	42.3
Courant de crête maximal (Impp) [A]	5.48	5.45
Tension à vide (Uco) [V]	51.8	51.2
Courant de court-circuit (Icc) [A]	5.84	5.83
Protection max. par surintensité inverse [A]	15	
Tolérance de puissance de sortie [%]	+10/-5	
Tension maximum de système [V]	1000	

Note: Conditions standards de test (STC): masse d'air 1,5; ensoleillement = 1000 W/m², Température de cellule = 25°C

Caractéristiques de température	235	230
Température (NOCT) [C°]	44.0	44.0
Coefficient de température de Pmax [%/°C]	-0.30	-0.30
Coefficient de température de Uoc [V/°C]	-0.130	-0.128
Coefficient de température de Icc [mA/°C]	1.75	1.75

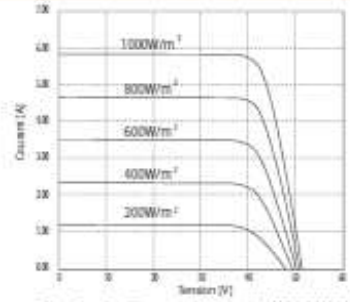
En NOCT	235	230
Puissance maximum (Pmax) [W]	178	174.3
Tension de crête maximale (Umpp) [V]	40.5	39.9
Courant de crête maximal (Impp) [A]	4.41	4.38
Tension à vide (Uco) [V]	48.9	48.3
Courant de court circuit (Icc) [A]	4.70	4.70

Note: température nominale d'utilisation des cellules : masse d'air 1,5 spectre, ensoleillement = 800W/m², température de l'air = 20°C, vitesse du vent 1m/s.

A faible ensoleillement	235	230
Puissance maximum (Pmax) [W]	44.9	43.8
Tension de crête maximale (Umpp) [V]	41.0	40.6
Courant de crête maximal (Impp) [A]	1.09	1.08
Tension à vide (Uco) [V]	48.4	47.8
Courant de court circuit (Icc) [A]	1.17	1.17

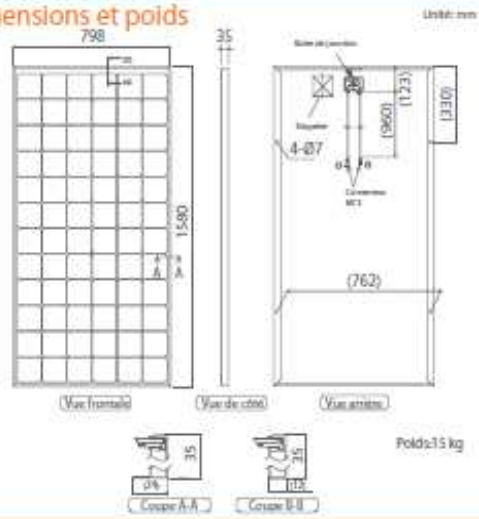
Note : faible ensoleillement : masse d'air 1,5 spectre, ensoleillement = 200W/m², température de la cellule = 25°C

Variations en fonction de l'ensoleillement



Données de référence pour le modèle HIT-N235SE10
(Température des cellules: 25°C)

Dimensions et poids



Garanties

Performance: 10 ans (90% de Pmin), 20 ans (80% de Pmin)
Produit: 5 ans
(Basé sur le document certifiant la garantie)

Matériaux

Cellules : HIT 5 pouces
Verre : verre trempé AR
Cadre : aluminium anodisé noir
Type de connecteurs: MC3

Certificats

IEC 61730
IEC 61215
Electrical Protection Class II
CE

Membre de

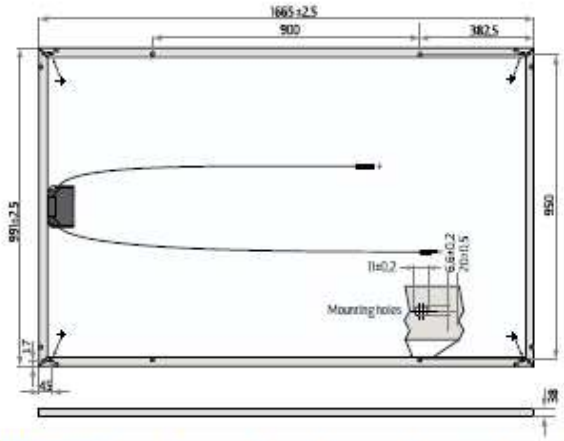
PV CYCLE

Veuillez consulter votre revendeur local pour toute information complémentaire.

Modèle	Rendement de la cellule	Rendement du module
HIT-N235SE10	21.1%	18.6%
HIT-N230SE10	20.7%	18.2%

Tableau A6- c *: Fiche technique du module REC230PE*

REC PEAK ENERGY SERIES



15.1% EFFICIENCY

10 YEAR PRODUCT WARRANTY

25 YEAR LINEAR POWER OUTPUT WARRANTY

TEMPERATURE RATINGS	
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	47.9°C (±2°C)
Temperature Coefficient of P_{MPP}	-0.43 %/°C
Temperature Coefficient of V_{OC}	-0.33 %/°C
Temperature Coefficient of I_{SC}	0.074 %/°C

ELECTRICAL DATA @ STC	REC225PE	REC230PE	REC235PE	REC240PE	REC245PE	REC250PE
Maximum Power - P_{MAX} (Wp)	225	230	235	240	245	250
Watt Class Tolerance - P_{TOL} (W)	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5
Maximum Power Voltage - V_{MPP} (V)	28.9	29.2	29.6	29.9	30.2	30.5
Maximum Power Current - I_{MPP} (A)	7.8	7.9	8.0	8.0	8.1	8.2
Open Circuit Voltage - V_{OC} (V)	36.2	36.5	36.7	37.0	37.2	37.5
Short Circuit Current - I_{SC} (A)	8.3	8.4	8.5	8.6	8.7	8.8
Module Efficiency (%)	13.6	13.9	14.2	14.5	14.8	15.1

Values at standard test conditions STC (airmass AM 1.5, irradiance 1000 W/m², cell temperature 25°C).
At low irradiance of 200 W/m² (AM 1.5 and cell temperature 25°C) at least 97% of the STC module efficiency will be achieved.

GENERAL DATA	
Cell Type	60 REC PE multi-crystalline cells 3 strings of 20 cells - 3 by-pass diodes
Glass	Solar glass with antireflection surface treatment by Sunarc Technology
Back Sheet	Double layer highly resistant polyester
Frame	Anodized aluminium
Cable	Radox 4mm² solar cable, 0.90m +1.20m
Connectors	Radox 4mm² twist locking connector

ELECTRICAL DATA @ NOCT	REC225PE	REC230PE	REC235PE	REC240PE	REC245PE	REC250PE
Maximum Power - P_{MAX} (Wp)	167	170	173	176	179	182
Maximum Power Voltage - V_{MPP} (V)	26.6	26.8	27.1	27.3	27.6	27.9
Maximum Power Current - I_{MPP} (A)	6.3	6.3	6.4	6.4	6.5	6.6
Open Circuit Voltage - V_{OC} (V)	33.4	33.6	33.8	34.1	34.3	34.5
Short Circuit Current - I_{SC} (A)	6.8	6.8	6.9	7.0	7.0	7.1

Nominal cell operating temperature NOCT (800 W/m², AM 1.5, windspeed 1 m/s, ambient temperature 20°C).

MAXIMUM RATINGS	
Operational Temperature	-40...+80°C
Maximum System Voltage	1000V
Maximum Load	551 kg/m² (5400 Pa)
Maximum Wind Speed	197 km/h (safety factor 3)
Maximum Series Fuse Rating	15A
Maximum Reverse Current	15A

CERTIFICATION

Certified according to IEC 61215 and IEC 61730.

PV CYCLE
Member of PV Cycle

WARRANTY

10 year product warranty.
25 year linear power output warranty
(max. degression in performance of 0.7% p.a.).

MECHANICAL DATA	
Dimensions	1665 x 991 x 38 mm
Area	1.65 m²
Weight	18 kg

Note! Specifications subject to change without notice.

Rev #1 - 26.2011

REC is a leading vertically integrated player in the solar energy industry. Ranked among the world's largest producers of polysilicon and wafers for solar applications and a rapidly growing manufacturer of solar cells and modules, REC also engages in project development activities in selected PV segments. Founded in Norway in 1996, REC is an international solar company employing about 4,000 people worldwide with revenues close to EUR 1.7 billion in 2010. Visit www.recgroup.com to learn more about REC.

REC
www.recgroup.com

Tableau A6- d : *Fiche technique du module NA-F128GJ*

Caractéristiques mécaniques

Cellule	Cellule tandem composée de silicium amorphe (a-Si) et de silicium microcristallin (µc-Si)
Nombre de cellules et type de connexion	180 cellules (4 × 45 parallèle)
Dimensions	1409 × 1009 × 46 mm (1,42 m²)
Poids	19 kg
Type de sortie	Câble avec connecteur (MC-3)
Diodes bypass	1

Valeurs limites

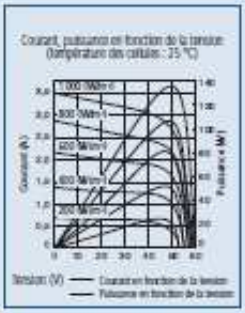
Humidité (relative) de stockage	jusqu'à 90	%
Température de fonctionnement (cellules)	– 40 à + 90	°C
Température de stockage	– 40 à + 90	°C
Tension maximale du système	1000	V CC
Résistance mécanique maximale	2400	N/m²
Courant inverse	5	A

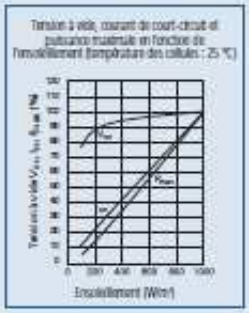
Caractéristiques électriques

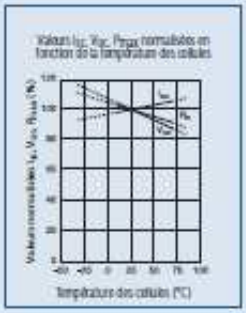
		Valeurs initiales			Valeurs nominales			
		NA-F135 (G5)	NA-F128 (G5)	NA-F121 (G5)	NA-F135 (G5)	NA-F128 (G5)	NA-F121 (G5)	
Puissance maximale	P_{max}	158,9 W_c	150,6 W_c	142,4 W_c	135 W_c	128 W_c	121 W_c	
Tension à vide	V_{oc}	62,5	60,8	60,2	61,3	59,8	59,2	V
Courant de court-circuit	I_{sc}	3,49	3,54	3,43	3,41	3,45	3,34	A
Tension au point de puissance maximale	V_{mpp}	49,7	48,6	48,2	47	45,4	45	V
Courant au point de puissance maximale	I_{mpp}	3,2	3,10	2,96	2,88	2,82	2,69	A
Rendement du module	η_m				9,5	9,0	8,5	%
NOCT					44	44	44	°C
Coefficient de température – tension à vide	αV_{oc}	– 0,30	– 0,30	– 0,30	– 0,30	– 0,30	– 0,30	% / °C
Coefficient de température – courant de court-circuit	αI_{sc}	+0,07	+0,07	+0,07	+0,07	+0,07	+0,07	% / °C
Coefficient de température – puissance	αP_{max}	– 0,24	– 0,24	– 0,24	– 0,24	– 0,24	– 0,24	% / °C

Caractéristiques électriques mesurées selon les conditions de test standardisées (STC) : rayonnement de 1000 W/m², masse atmosphérique de 1,5, température des cellules de 25 °C. Les caractéristiques de puissance sont données avec une tolérance de fabrication inférieure de – 5%. Conditions NOCT : rayonnement de 800 W/m², température ambiante de 20 °C, vitesse du vent de 1 m/sec.

Courbes de caractéristiques NA-F135 (G5)





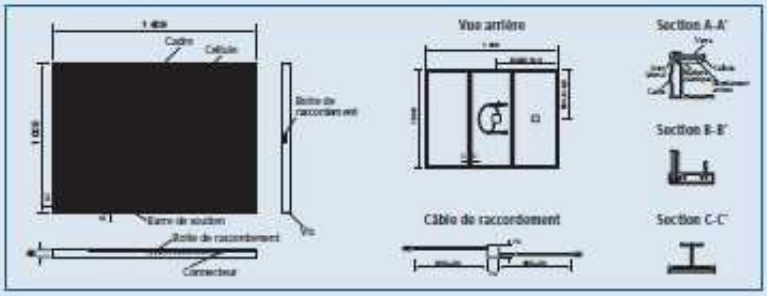


Applications

- Systèmes PV raccordés au réseau
- Systèmes PV installés sur toiture
- Centrales PV au sol

Avant de procéder au montage des modules photovoltaïques, veuillez lire attentivement nos instructions de montage détaillées. Les instructions de montage doivent impérativement être suivies (par ex., montage en série de 13 modules au maximum, mise à la terre du pôle négatif, protection par des diodes de blocage/fusibles).
Vous trouverez des boîtiers avec diodes de blocage chez votre revendeur Sharp.

Dimensions extérieures



Remarques

Nous nous réservons le droit de modifier les caractéristiques techniques sans préavis. Avant d'utiliser les produits Sharp, assurez-vous d'obtenir les fiches techniques Sharp les plus récentes. La société Sharp décline toute responsabilité en cas de dommages causés à des installations équipées de modules sur la base d'informations non vérifiées au préalable.

Les spécifications peuvent présenter de légères variations et ne sont pas garanties. Les instructions d'installation et de fonctionnement de nos produits figurent dans les manuels correspondants et peuvent être téléchargées sur notre site Internet **www.sharp.eu.**

Ce module photovoltaïque ne doit pas être connecté directement à une charge.

Tableau A6- e : *Fiche technique de l'onduleur SMA 8000TL*

Caractéristiques techniques	Sunny Tripower 8000TL
Entrée (DC)	
Puissance DC max. (quand cos ϕ=1)	8200 W
Tension DC max.	1000 V
Plage de tension photovoltaïque, MPPT	320 V - 800 V
Tension nominale DC	600 V
Tension DC min. / tension de démarrage	150 V/188 V
Courant max. par MPPT / par entrée	A : 22 A, B : 11 A / 33 A
Nombre de MPP trackers / Nombre max. d'entrées (parallèle)	2 / A : 4, B : 1
Sortie (AC)	
Puissance nominale AC (pour 230 V, 50 Hz)	8000 W
Puissance apparente AC max.	8000 VA
Tension nominale AC ; plage	3 / N / PE, 230 V / 400 V ; 160 V - 280 V
Fréquence du réseau AC ; plage	50, 60 Hz ; -6 Hz, +5 Hz
Courant de sortie max.	16 A
Facteur de puissance (cos ϕ)	0,8 surexcité... 0,8 sous-excité
Phases d'injection / Phases de raccordement / Power Balancing	3 / 3 /–
Rendement	
Rendement max. / Euro-eta	98,1 % / 97,5 %
Dispositifs de protection	
Protection inversion de polarité DC / Protection retour de courant	●/électronique
Interrupteur sectionneur DC ESS	●
Résistance aux courts-circuits AC	●
Surveillance du défaut à la terre	●
Surveillance du réseau (Grid Guard SMA)	●
Séparation galvanique / Unité de surveillance du courant de défaut, sensible à tous les courants	–/●
Parafoudre DC de type II	○
Détection de défaut de string	●
Classe de protection / Catégorie de surtension	I / III
Caractéristiques générales	
Dimensions (L / H / P) en mm	665 / 690 / 265
Poids	65 kg
Plage de températures de fonctionnement	-25 °C ... +60 °C
Émission de bruits (typiques)	www.SMA-Solar.com
Autoconsommation (nuit)	1 W
Topologie	Sans transformateur
Système de refroidissement	OptiCool
Type de protection électronique / Zone de raccordement (selon IEC 60529)	IP65 / IP54
Catégorie climatique (selon IEC 60721-3-4)	4K4H
Équipements	
Raccordement DC : SUNCLIX	●
Raccordement AC : borne filetée / borne à ressort	–/●
Écran : texte / Graphique	–/●
Interfaces : *Bluetooth* / RS485 / *Bluetooth*®	○/●
Garantie : 5 / 10 / 15 / 20 / 25 ans	●/○/○/○/○
Certificats et homologations (autres sur demande)	CE, VDE 0126-1-1, Enel-GUIDA*, G83/1-1*, PPC*, AS4777*, EN 50438*, C10/C11*, IEC 61727*
*En projet	
● Équipement de série ○ Équipement en option – non disponible	
Données provisoires, version : janvier 2011 – Données en conditions nominales	
Désignation	STP 8000TL-10

Tableau A6- f*: Fiche technique de l'onduleur Fronius*

Fronius IG 40 / 60 / 60 HV

Caractéristiques entrée	IG 40	IG 60	IG 60 HV
Puissance de raccord. recommand.	3500-5500 Wp	4600-6700 Wp	4600-6700 Wp
Plage de tension MPP		150 - 400 V	
Tension d'entrée max. (à 1000 W/m² / -10 °C à vide)	500 V	500 V	530 V
Courant d'entrée max.	29,4 A	35,84 A	35,84 A

Caractéristiques sortie	IG 40	IG 60	IG 60 HV
Puissance de sortie nominale (P_{nom})	3,5 kW	4,6 kW	4,6 kW
Puissance de sortie max.	4,1 kW	5 kW	5 kW
Tension nominale du réseau		230 V, +10 / -15 % *	
Courant de sortie nominal	15,22 A	20 A	20 A
Fréquence nominale		50 +/-0,2 Hz *	
Distorsion		< 3%	
Facteur de puissance		1	

Caractéristiques générales	IG 40	IG 60	IG 60 HV
Rendement maximum	94,3 %	94,3 %	94,3 %
Rendement euro	93,5 %	93,5 %	93,5 %
Autoconsommation la nuit		0,15 W *	
Autoconsommation en service		12 W	
Refroidissement		Circulation d'air forcée réglée	
Degré de protection (boîtier interne / boîtier externe)		IP 21 / IP 45	
Dimensions L x l x H		610 x 344 x 220 mm / 733 x 435 x 225 mm	
Poids		16 kg / 20 kg	
Température ambiante admise (pour une humidité de l'air relative de 95 %)		-20 ... 50 °C **	

Dispositifs de protection	IG 40	IG 60	IG 60 HV
Mesure de l'isolement CC		Avertissement / Déconnexion*** quand R_{iso} < 500 kOHM	
Protection contre la surtension CC		intégrée	
Protection contre l'inversion des pôles		intégrée	
Comportement en cas de surcharge CC		Déplacement du point de travail	

*) Les valeurs indiquées sont les valeurs standard : votre FRONIUS IG a été exactement adapté aux exigences de votre pays.

**) Lorsque la température ambiante est élevée, à partir de 35 °C environ (selon la tension du module solaire), la puissance de sortie CA diminue (derating).

***) en fonction du Setup pays

Tableau A6- g : *fiche technique des câbles solaires*

Application

Double insulated, electron-beam cross-linked cables for Photovoltaic power applications.

Construction

- ***Conductor:** Tinned fine copper strands, according to VDE 0295 / IEC 60228, class 5*
- ***Insulation:** Polyolefin Copolymer electron-beam cross-linked*
- ***Outer sheath:** Polyolefin Copolymer electron-beam cross-linked*
- ***Sheath colour:** Black*

Technical specification

- ***Nominal voltage:** U_0/U = 600 / 1000 V AC, 1000 / 1800 V DC*
- ***Test voltage:** 6500 V, 50 Hz, 5 min.*
- ***Temperature rating:***
  – 40 °C up to + 125 °C
  – 40 °F up to + 257 °F
- ***Ambient temperature:** > 25 years (TÜV)*
  – 40 °C up to + 90 °C
  – 40 °F up to + 194 °F
- ***Max. short circuit temperature:** 280 °C, + 536 °F*
- ***Bending radius:** ≥ 4 × outer ∅*

Standards / Material properties

- ***Fire performance:** IEC 60332-1*
- ***Smoke emission:** IEC 61034; EN 50268-2*
- ***Low fire load:** DIN 51900*
- ***Approvals:** TÜV PfG 1169/08.2007 PV1-F*
- ***Application standards:** UNE 21123; UNE 20.460-5-52, UTE C 32-502*

Tableau A6- h : *fiche technique MC3 et MC4*

Connecteurs MC4

Connecteurs MC4 mâle et femelle (isolants inclus)

Connecteur mâle ⊖ — Connecteur femelle ⊕

Section du câble	Ø A (diam. sur isolant)	Raccord mâle Référence	Raccord femelle Référence	Intensité assignée	Tension assignée	Approbations
1,5 – 2,5mm²	3 – 6mm	32.0011P0001-UR	32.0010P0001-UR	1,5mm²: 17A 2,5mm²: 22,5A	1000V DC (IEC) 600V DC (UL)	
1,5 – 2,5mm²	5,5 – 9mm²	32.0013P0001-UR	32.0012P0001-UR			
4 – 6mm²	3 – 6mm	32.0015P0001-UR	32.0014P0001-UR	4mm²:30A[1]/39A[2] 6mm²:30A[1]/45A[2]		
4 – 6mm²	5,5 – 9mm	32.0017P0001-UR	32.0016P0001-UR			
10mm²	5,5 – 9mm	32.0035P0001	32.0034P0001	43A	1000V DC (IEC)	

Prises à encastrer MC4 mâle et femelle (isolants inclus)

Prise à encastrer mâle — Prise à encastrer femelle

Section du câble	Raccord mâle Référence	Raccord femelle Référence	Intensité assignée	Tension assignée	Approbations
1,5 – 2,5mm²	32.0055P0001	32.0054P0001	1,5mm²: 17A 2,5mm²: 22,5A	1000V DC (IEC)	
4 – 6mm²	32.0057P0001	32.0056P0001	4mm²:30A[1]/39A[2] 6mm²:30A[1]/45A[2]	1000V DC (IEC)	

Cordons adaptateurs MC3/MC4 mâle et femelle

Permet une transition de câblage du MC3 au MC4 (ou inversement)

1 Cordon adaptateur de MC4/MC3 Référence	2 Cordon adaptateur de MC3/MC4 Référence	Intensité assignée	Tension assignée
32.6096	32.6097	20A	1000V

Tableau A6- i *: Fiche technique du paratonnerre PDA Prevectron*

Modèle	TS2.25 MH	TS2.25	TS3.40	TS3.40MH
ΔT (µs)	25	25	40	40
Poids (kg)	3,3	3,3	3,4	3,4
Réf.	P1206C	P1204C	P1213C	P1214
Testable*	•	•	•	•

Rayons de protection

Protection Niveau I :

h (m)	2	3	4	5	10	h (m)
S 6.60	31	47	63	79	79	S 6.60T
S 4.50	27	41	55	68	69	S 4.50T
S 3.40	23	35	46	58	59	S 3.40T
TS 3.40	23	35	46	58	59	TS 3.40MH
TS 2.25	17	24	34	42	44	TS 2.25MH

Protection Niveau II :

h (m)	2	3	4	5	10	h (m)
S 6.60	34	52	68	86	88	S 6.60T
S 4.50	30	45	60	76	77	S 4.50T
S 3.40	26	39	52	65	67	S 3.40T
TS 3.40	26	39	52	65	67	TS 3.40MH
TS 2.25	19	29	39	49	51	TS 2.25MH

Protection Niveau III :

h (m)	2	3	4	5	10	h (m)
S 6.60	39	58	78	97	99	S 6.60T
S 4.50	34	52	69	86	88	S 4.50T
S 3.40	30	45	60	75	77	S 3.40T
TS 3.40	30	45	60	75	77	TS 3.40MH
TS 2.25	23	34	46	57	61	TS 2.25MH

Protection Niveau IV :

h (m)	2	3	4	5	10	h (m)
S 6.60	43	64	85	107	109	S 6.60T
S 4.50	38	57	76	95	98	S 4.50T
S 3.40	33	50	67	84	87	S 3.40T
TS 3.40	33	50	67	84	87	TS 3.40MH
TS 2.25	26	39	52	65	69	TS 2.25MH

Tableau A6- j *: Liste des accessoires d'installation du paratonnerre*

Désignation	Qté	Caractéristiques /Description
Mât de rallonge en acier galvanisé	1	Jeu de 2 mâts ; hauteur totale 3,75m ; 8kg ; extrémité M20
Pattes de déport en acier galvanisé	1	Jeu de 3 pattes ; Entraxe 240mm ; 3,6kg
Attaches plates 30mm « support »	1	Jeu d'attaches
Raccord plat	1	Raccord de croisement plat/plat en laiton ; 0,6kg
Conducteur plat	1	Ruban en cuivre étamé ; 15m ; 0,494kg/m ; 27x2mm
Lot de visserie	1	Accessoires pour le montage du kit
Eclateur de mât d'antenne	1	Utilisé en cas de présence d'antenne ; In 25kA /U 10kV ; 0,2kg
Kit terre-borne de coupure	1	Joint de contrôle en laiton ; 0,1m ; 0,5kg
Fourreau en acier galvanisé	1	Foureau de protection pour conducteur plat ; collier 30mm
Piquet épointé de cuivre	3	Piquet de 1,5m
Collier de raccordement	3	Collier pour raccordement conducteur
Conducteur méplat	10	Conducteur cuivre étamé 30x20m

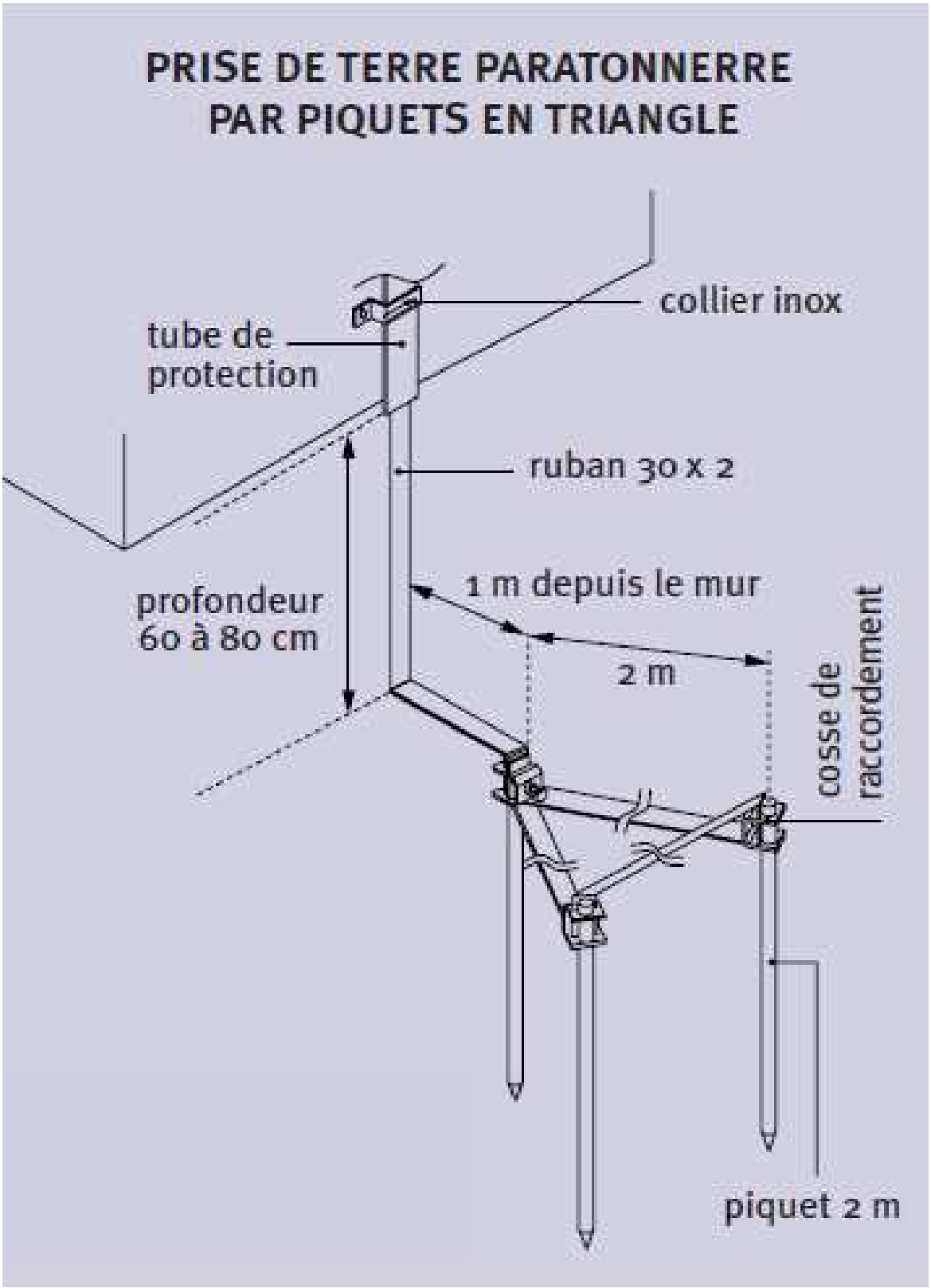


Figure A6- a *: Illustration de l'installation de la prise terre.*

ANNEXE 7: Schéma électrique de câblage détaillé

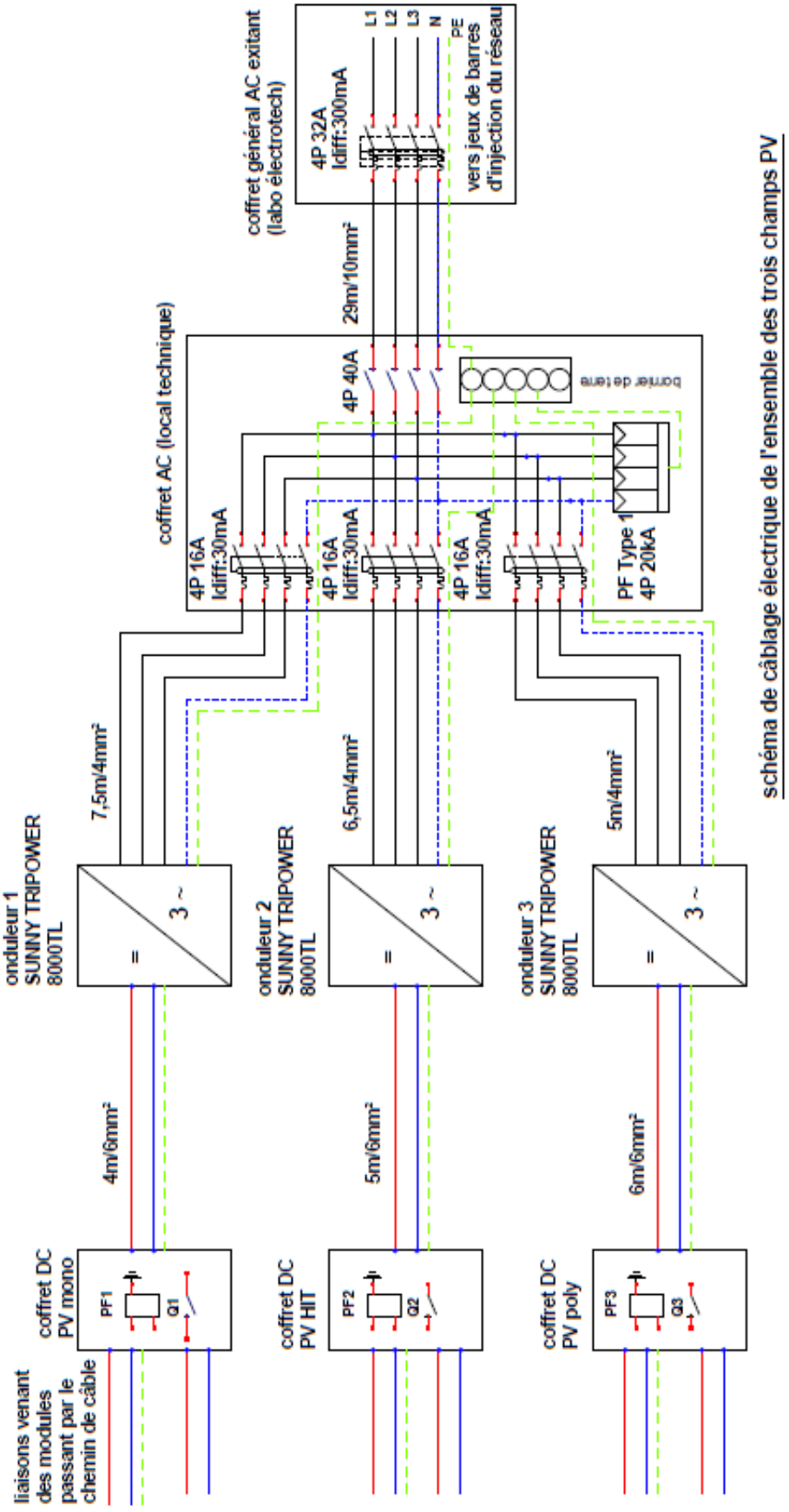


Figure A7- a : *Schéma électrique de câblage développé*

ANNEXE 8 : Instruction de montage et de raccordement des onduleurs

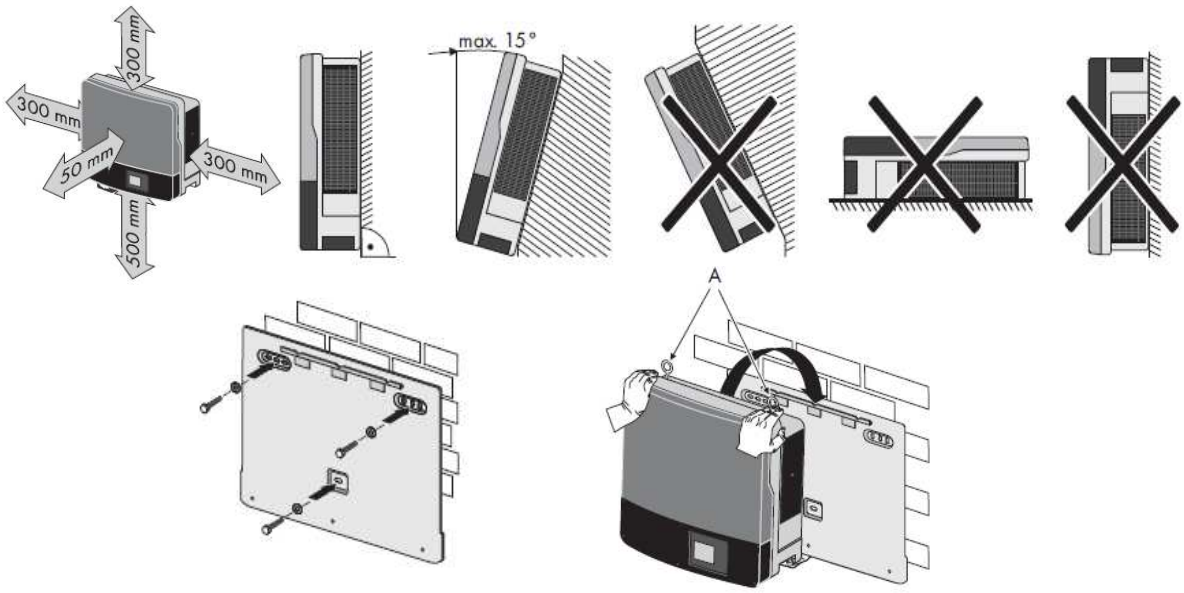


Figure A8- a *: Instruction de montage de l'onduleur*

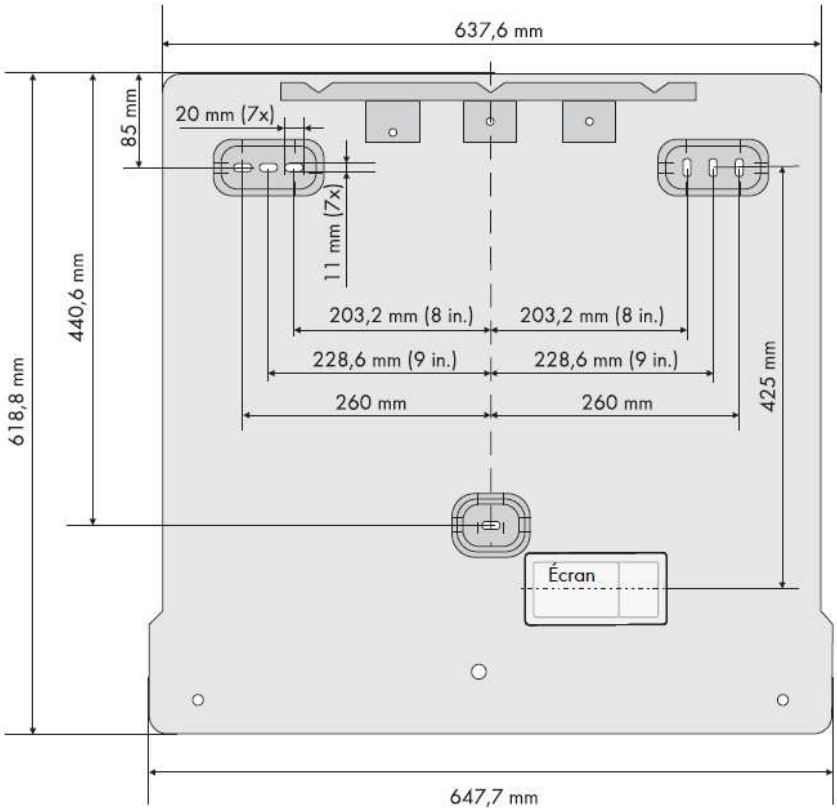


Figure A8- b *: Dimension du support des onduleurs STP 8000TL*

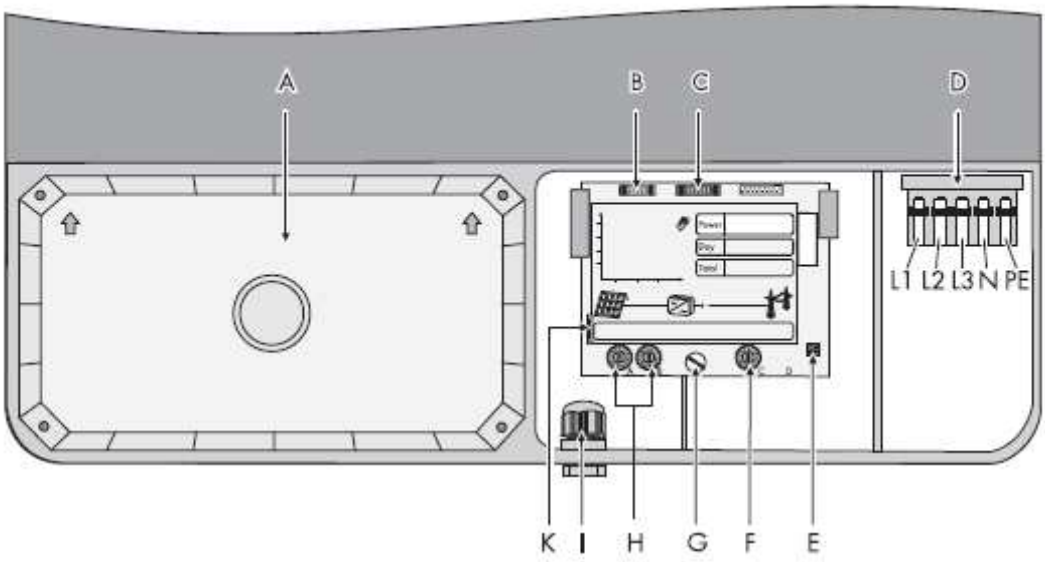


Figure A8- c *: Zone de raccordement des onduleurs vue de face*

Tableau A8- a *: Description de la zone de raccordement des onduleurs vue de face*

Objet	Description
A	Couvercle DC (renfermant les ports du parafoudre et des varistances).
B	Connecteur pour le raccordement du relais multifonction
C	Connecteur pour le raccordement du module de communication RS485 (optionnel)
D	Borne pour le raccordement au réseau électrique public
E	Cavalier pour le réglage de la langue en anglais
F	Interrupteur rotatif pour le réglage du NetID *Bluetooth*
G	Vis permettant de débloquer et de relever l'écran
H	Interrupteurs rotatifs pour le réglage de la norme du pays et de la langue d'affichage
I	Passage de câble pour le relais multifonction (M20, 5 mm ... 13 mm)
K	Port pour carte SD (uniquement à des fins de service)

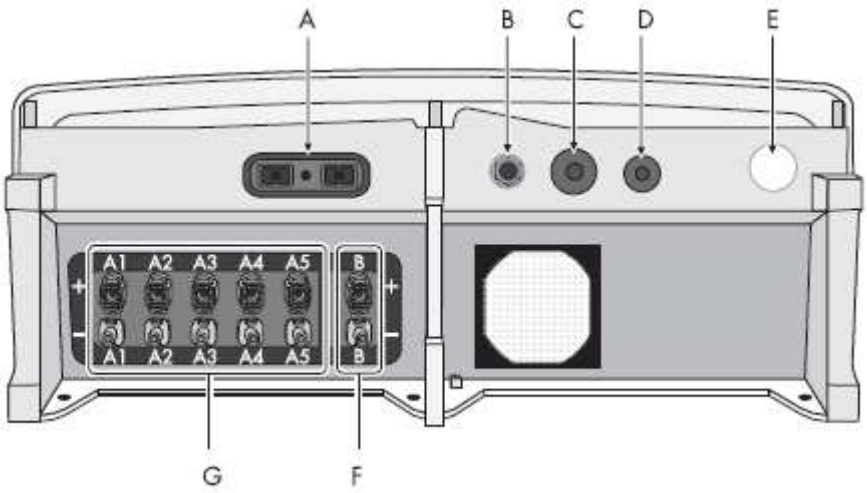


Figure A8- d *: Zone de raccordement des onduleurs vue de dessous*

Tableau A8- b : *Description de la zone de raccordement des onduleurs vue de dessous*

Objet	Description
A	Connecteur pour l'Electronic Solar Switch (ESS)
B	Passage de câbles pour le relais multifonction (M20, 5 mm ... 13 mm)
C	Passages de câbles pour une communication via RS485 (M32) (en option)
D	Passage de câbles supplémentaire (M20)
E	Passage de câbles pour le raccordement au réseau électrique public (AC) (M32, 14 mm ... 25 mm)
F	Connecteurs à fiche DC pour le raccordement des strings (plage d'entrée B)
G	Connecteurs à fiche DC pour le raccordement des strings (plage d'entrée A) (pour le Sunny Tripower 8000TL/10000TL/12000TL, 4 unités seulement)

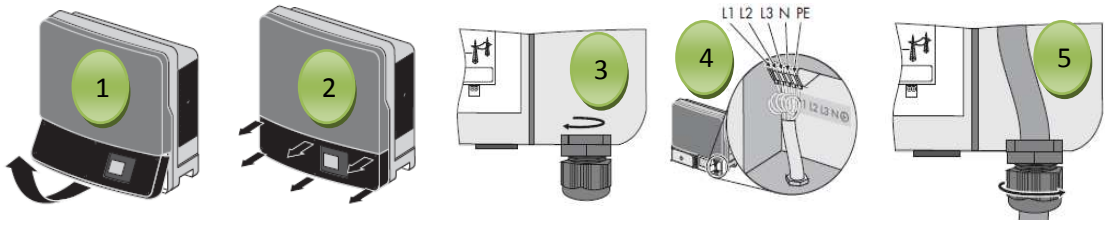


Figure A8- e : *Les étapes de raccordement des onduleurs côté AC*

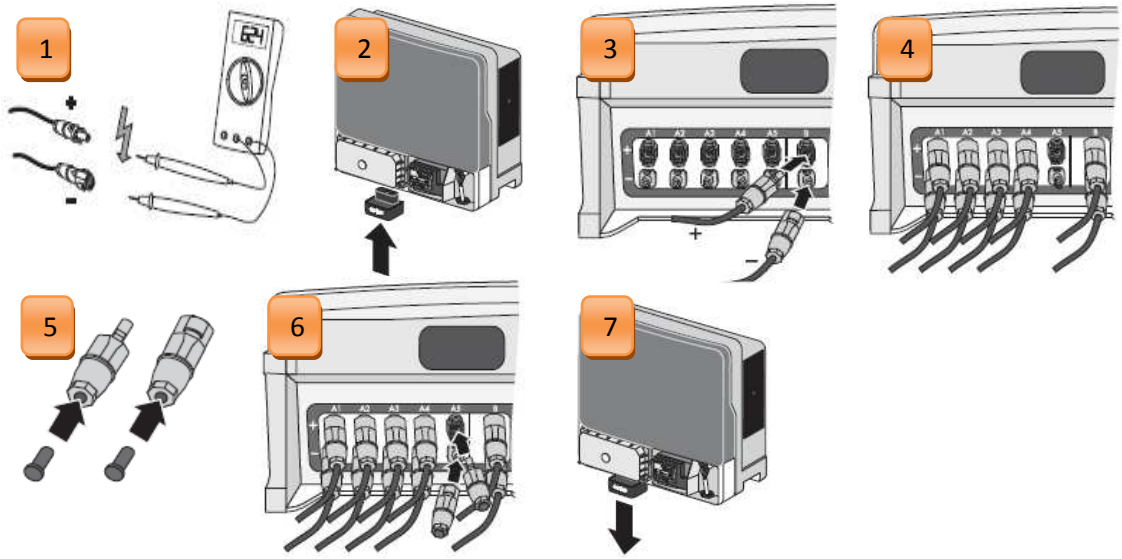


Figure A8- f : *Les étapes de raccordement des onduleurs côté DC*

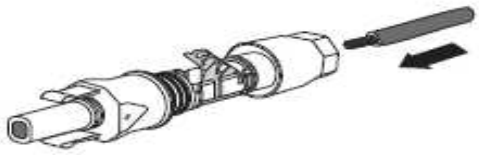
Tableau A8- c *: Instructions de raccordement des onduleurs*

Événement	Mesure
L'écran n'affiche aucun message après 30 secondes et le Sunny Tripower n'émet aucun signal sonore bien que la tension d'entrée DC est supérieure à 188 V.	Le Sunny Tripower est défectueux. • Il faut contacter le Service en Ligne de SMA
Le Sunny Tripower commence à émettre un signal sonore.	Le Sunny Tripower court-circuite le générateur photovoltaïque. • Ne retirez en aucun cas l'Electronic Solar Switch et les connecteurs à fiche DC. Attendez jusqu'à ce que le Sunny Tripower arrête d'émettre un signal sonore (dans l'obscurité). Le retrait des connecteurs à fiche DC peut générer un arc électrique étant donné que le Sunny Tripower court-circuite le générateur photovoltaïque afin d'éviter les courants de retour circulant par les différents strings. En fonction du niveau de rayonnement, des courants élevés peuvent circuler lors de cette procédure. Le générateur photovoltaïque et le Sunny Tripower se trouvent néanmoins dans un état sécurisé. • Avant de quitter le Sunny Tripower, installez des protections contre les contacts (des barrières par exemple) et des protections contre l'humidité (une bâche par exemple). • Débranchez l'Electronic Solar Switch et tous les connecteurs à fiche DC uniquement dans l'obscurité et remédiez aux défauts (string mal raccordé ou défectueux).
L'écran affiche le message d'erreurs 40, 64 ou 82.	• Suivez les instructions affichées à l'écran.

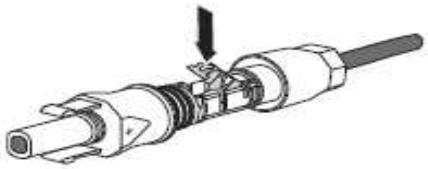
ANNEXE 9 : Utilisation des connecteurs MC4

Pour connecter les câbles au niveau des modules et les onduleurs, il faut suivre les étapes suivantes :

1. Insérez le câble dénudé dans le connecteur jusqu'en butée.



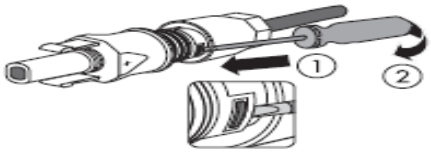
2. Appuyez sur le serre-câble vers le bas jusqu'à ce que vous l'entendiez s'encliqueter.



Pour ouvrir les connecteurs, il faut respecter les étapes suivantes :

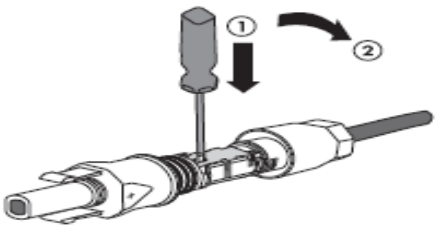
1. Dévissez le raccord à vis.

2. Pour déverrouiller le connecteur, insérez un tournevis dans l'encoche latérale et soulevez le connecteur en faisant levier. Pour cela, utilisez un tournevis d'une largeur de lame de 3,5 mm.

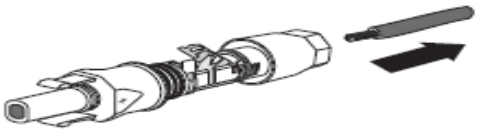


3. Désolidarisez le connecteur à fiche DC avec précaution.

4. Desserrez le serre-câble. Pour cela, utilisez un tournevis d'une largeur de lame de 3,5 mm.

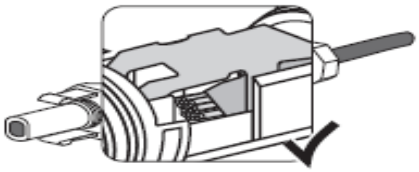
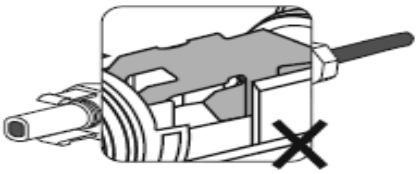
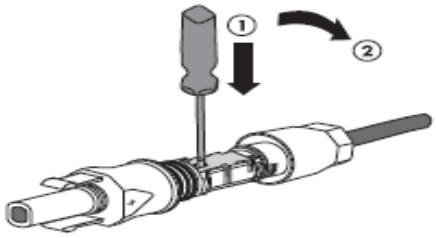


5. Retirez le câble.



☑ Le câble est retiré du connecteur à fiche DC.

3. Vérifiez que le câble soit bien fixé :

Résultat	Mesure
☑ Quand le fil dénudé est visible dans la chambre du serre-câble, cela signifie que le câble est bien placé. 	• Continuez à partir du point 4.
☑ Si le fil dénudé **n'est pas** visible dans la chambre du serre-câble, cela signifie que le câble n'est pas bien placé. 	• Desserrez le serre-câble. Pour cela, utilisez un tournevis avec une largeur de lame de 3,5 mm.  • Sortez le câble et recommencez à partir du point 1.

4. Poussez le raccord à vis jusqu'au filetage et vissez avec un couple de 2 Nm.

ANNEXE 10 : Instructions de mise en service

Tableau A10- a *: Paramétrage communication de l'onduleur*

Position de l'interrupteur (NetID)	Réglage
0	Arrêt
1	Communication avec l'appareil de communication via Bluetooth possible, aucune mise en réseau avec d'autres onduleurs (réglage usine)
2…F	Mise en réseau avec d'autres onduleurs

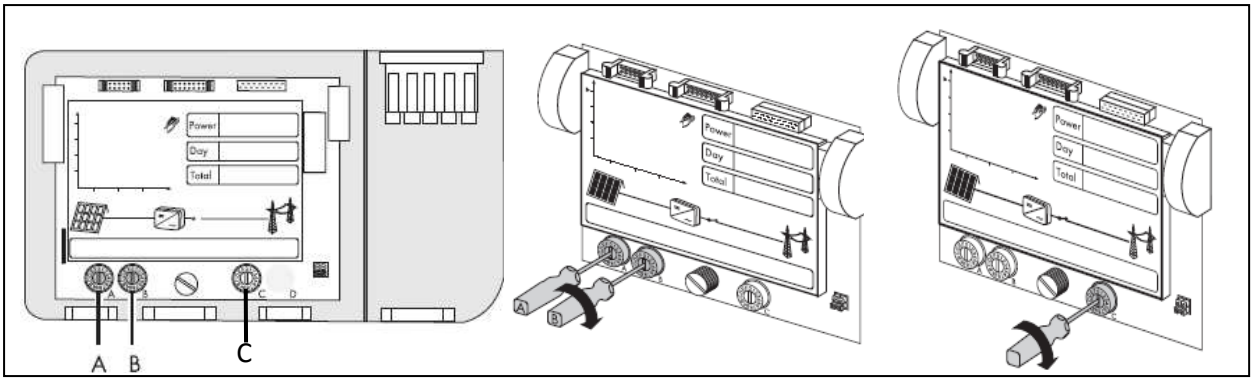


figure A10- a *: Paramétrage de l'onduleur*

ANNEXE 11 : Les étapes de mise en service de l'onduleur

La mise en service de l'onduleur se fait suivant les étapes ci-après :

1- vérification de la fixation correcte de l'appareil au mur ;
2- vérification des paramètres régionaux convenables ;
3- vérification du bon raccordement du câble réseau AC ;
4- vérification du bon raccordement des câbles DC (strings photovoltaïques) ;
5- fermeture de toutes les entrées DC non utilisées avec les connecteurs à fiche DC correspondants et les bouchons d'étanchéité ;
6- Obturation de tous les passages de câbles ;
7- Positionnement du couvercle inférieur et vissage à fond des 6 vis.
8- Enfichage de l'Electronic Solar Switch jusqu'en butée ;
9- Activation du disjoncteur miniature à condition que la tension DC arrive au niveau de l'onduleur;
10- Une fois le disjoncteur raccordé, on active la tension d'alimentation du relais multifonction (s'il y a lieu). Dans notre cas, le relais multifonction n'est pas utilisé (le TRIPOWER 8000TL n'a pas de relais multifonction).
11- On vérifie si l'écran et les DEL signalent un état de fonctionnement normal ; le tableau suivant donne les différents états possibles:

Tableau A11- a *: Etat de la DEL de l'onduleur*

DEL		Couleur	Signification
	A	Vert	allumée : en service
			clignotante : attente du rayonnement approprié
	B	Rouge	Dysfonctionnement
	C	Bleu	Communication Bluetooth activée

La mise en service est réussie si la DEL verte s'allume ou clignote.

Viendront successivement et en un intervalle de 5 secondes sans tapotement du couvercle, l'affichage en ligne de texte de la version du micro logiciel, le numéro de la série de l'onduleur, la norme du pays configurée, la langue d'affichage.

- **PROTOCOLE DE MISE EN SERVICE**

ETAPE 1 : Vérifier que les onduleurs et les coffrets sont correctement fixés au mur

ETAPE 2 : Ouvrir l'interrupteur sectionneur DC au niveau du coffret DC

ETAPE 3 : Couper le disjoncteur AC à la sortie de l'onduleur

ETAPE 4 : S'assurer que les câbles sont bien raccordés au niveau des coffrets AC et DC

ETAPE 5 : Mesurer la valeur de la tension string DC avec un appareil de mesure pouvant atteindre 1000V. Est-elle suffisante pour assurer un démarrage normal de l'onduleur ?

NB : La tension d'entrée de démarrage de l'onduleur STP 8000 TL est de 188V

ETAPE 6 : Mesurer les tensions (triphasées) au niveau du réseau AC. Les valeurs permettront-elles un couplage normal de l'onduleur ?

ETAPE 7 : Ouvrir le couvercle inférieur de l'onduleur à l'aide d'une clé ALLEN

ETAPE 8 : Identifier les principales composantes de l'onduleur.

ETAPE 9 : Mettre les trois interrupteurs rotatifs A, B et C respectivement sur «C», «2» et «1».

ETAPE 10: Retirer l'Electronic Solar Switch (ESS)

ETAPE 11: Connecter les fiches à l'entrée A1

ETAPE 12 : Brancher les conducteurs à la sortie AC de l'onduleur

ETAPE 13 : Refermer le couvercle de l'onduleur en faisant attention aux câbles

ETAPE 14 : Brancher l'Electronic Solar Switch

ETAPE 15 : Fermer l'interrupteur-sectionneur du coffret DC

NB : Au bout de 30s environ, le clignotement d'une LED verte doit être observé, en outre l'onduleur affiche la tension à l'entrée.

ETAPE 16 : Fermer le disjoncteur AC de l'onduleur.

NB : Au bout d'une minute au maximum, l'injection réseau doit commencer ; dans le cas contraire, observer les messages affichés par l'onduleur et suivre les instructions pour le recherche des pannes.

ANNEXE 12 : Résultats de la simulation

Tableau A12- a *: Données climatiques RETScreen/Kamboinsé*

Lieu des données climatiques : Kamboinsé

Afficher information

	Unité	Lieu des données climatiques	Lieu du projet
Latitude	°N	12,5	12,5
Longitude	°E	-1,6	-1,6
Élévation	m	303	303
Température extérieure de calcul de chauffage	°C		
Température extérieure de calcul de climatisation	°C		
Amplitude des températures du sol	°C		

Mois	Température de l'air	Humidité relative	Rayonnement solaire quotidien - horizontal	Pression atmosphérique	Vitesse du vent	Température du sol	Degrés-jours de chauffage 18 °C	Degrés-jours de climatisation 10 °C
	°C	%	kWh/m²/j	kPa	m/s	°C	°C-j	°C-j
Janvier	25,3	22,8%	5,16	97,7	2,9	27,5	0	468
Février	27,4	20,3%	6,03	97,6	2,8	29,9	0	504
Mars	30,4	21,8%	6,35	97,4	2,6	33,9	0	663
Avril	31,5	35,7%	6,43	97,4	2,8	35,4	0	696
Mai	29,9	49,8%	6,39	97,4	3,2	32,8	0	694
Juin	27,4	62,5%	5,94	97,7	3,2	29,4	0	591
Juillet	25,4	72,5%	5,60	97,7	2,8	26,7	0	543
Août	25,2	79,0%	5,28	97,7	2,4	26,3	0	512
Septembre	26,4	75,3%	5,54	97,7	2,3	27,7	0	522
Octobre	28,5	58,2%	5,78	97,6	2,1	30,6	0	592
Novembre	28,6	35,4%	5,56	97,6	2,0	31,1	0	546
Décembre	26,1	26,8%	5,09	97,7	2,6	28,1	0	477
Annuel	27,7	46,8%	5,76	97,6	2,6	29,9	0	6 808
Mesuré à				m	10	0		

PVSYST V5.53		19/10/12	Page 1/4

Système couplé au réseau: Paramètres de simulation

Projet : **Projet PV couplé au réseau at Kamboinsé**

Site géographique **Kamboinsé** **Pays** **Burkina Faso**

Situation Latitude 12.5°N Longitude 1.6°W
Temps défini comme Temps légal Fus. horaire TU+0 Altitude 303 m
Albédo 0.20

Données météo : Kamboinsé, Données horaires synthétiques

Variante de simulation : **Nouvelle variante de simulation**

Date de la simulation 19/10/12 à 11h16

Paramètres de simulation

Orientation plan capteurs Inclinaison 15° Azimut -20°

Modèles utilisés Transposition Perez Diffus Liu-Jordan

Horizon Pas d'horizon

Ombrages proches Sans ombrages

Caractéristiques des champs de capteurs (3 type de champs définis)

Champ#1 : Module PV Si-mono Modèle **SW 240 Mono**
Fabricant SolarWorld
Nombre de modules PV En série 12 modules En parallèle 2 chaînes
Nombre total de modules PV Nbre modules 24 Puissance unitaire 240 Wc
Puissance globale du champ Nominale (STC) **5.76 kWc** Aux cond. de fonct. 5.15 kWc (50°C)
Caractéristiques de fonct. du champ (50°C) U mpp 335 V I mpp

Champ#2 : Module PV HIT Modèle **HIT-N235SE10**
Fabricant Sanyo
Nombre de modules PV En série 12 modules En parallèle 2 chaînes
Nombre total de modules PV Nbre modules 24 Puissance unitaire 235 Wc
Puissance globale du champ Nominale (STC) **5.64 kWc** Aux cond. de fonct. 5.23 kWc (50°C)
Caractéristiques de fonct. du champ (50°C) U mpp 479 V I mpp

Champ#3 : Module PV Si-poly Modèle **REC 230PE**
Fabricant REC Scanmodule
Nombre de modules PV En série 12 modules En parallèle 2 chaînes
Nombre total de modules PV Nbre modules 24 Puissance unitaire 230 Wc
Puissance globale du champ Nominale (STC) **5.52 kWc** Aux cond. de fonct. 4900 Wc (50°C)
Caractéristiques de fonct. du champ (50°C) U mpp 315 V I mpp

Total Puissance globale champs Nominale (STC) **17 kWc** Total 72 modules
Surface modules **110 m²**

Onduleur Modèle **Sunny Tripower 8000 TL**
Fabricant SMA
Tension de fonctionnement 150-800 V Puissance unitaire 8.00 kW AC

Champ#1: Nombre d'onduleurs 1 Puissance totale 8.0 kW AC
Champ#2: Nombre d'onduleurs 1 Puissance totale 8.0 kW AC
Champ#3: Nombre d'onduleurs 1 Puissance totale 8.0 kW AC

Total Nombre d'onduleurs 3 Puissance totale 24 kW AC

Facteurs de perte du champ PV
Fact. de pertes thermiques Uc (const) 20.0 W/m²K Uv (vent) 0.0 W/m²K / m/s
=> Tempér. de fonct. nominale (G=800 W/m², Tamb=20°C, Vent=1m/s.) NOCT 56 °C

Perte ohmique de câblage Champ#1 370 mOhm Frac. pertes 1.5 % aux STC
Champ#2 720 mOhm Frac. pertes 1.5 % aux STC
Champ#3 346 mOhm Frac. pertes 1.5 % aux STC
Global Frac. pertes 1.5 % aux STC

Perte de qualité module Champ#1, Frac. pertes 1.5 %
Champ#2, Frac. pertes 2.5 %
Champ#3, Frac. pertes 0.0 %

Perte de "mismatch" modules Frac. pertes 2.0 % au MPP

Effet d'incidence, paramétrisation ASHRAE IAM = 1 - bo (1/cos i - 1) Paramètre bo 0.05

Besoins de l'utilisateur : Charge illimitée (réseau)

Evaluation Mode

PVSYST V5.53		19/10/12	Page 3/4

Système couplé au réseau: Résultats principaux

Projet : **Projet PV couplé au réseau at Kamboinsé**

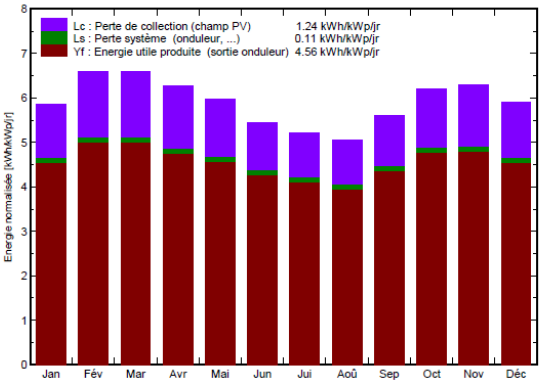
Variante de simulation : **Nouvelle variante de simulation**

Principaux paramètres système	Type de système	**Couplé au réseau**		
Orientation plan capteurs	inclinaison	15°	azimut	-20°
Modules PV	Modèle	SW 240 Mono	Pnom	240 Wc
Modules PV	Modèle	HIT-N235SE10	Pnom	235 Wc
Modules PV	Modèle	REC 230PE	Pnom	230 Wc
Champ PV	Nombre de modules	72	Pnom total	**16.92 kWc**
Onduleur	Modèle	Sunny Tripower 8000 TL	Pnom	8.00 kW ac
Batterie d'onduleurs	Nombre d'unités	3.0	Pnom total	**24.00 kW ac**
Besoins de l'utilisateur	Charge illimitée (réseau)			

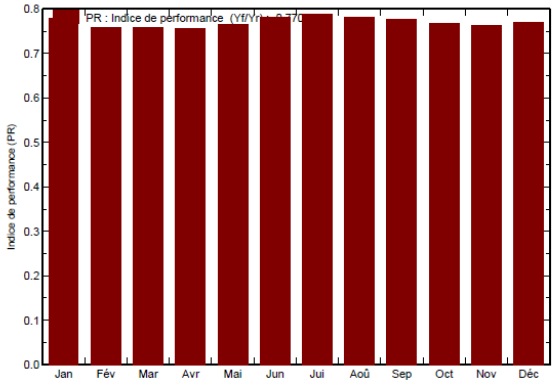
Principaux résultats de la simulation

Production du système	**Energie produite**	**28135 kWh/an**	Productible	1663 kWh/kWc/an
	Indice de performance (PR)	77.0 %		

Productions normalisées (par kWp installé): Puissance nominale 16.92 kWc



Indice de performance (PR)



Nouvelle variante de simulation

Bilans et résultats principaux

	GlobHor kWh/m²	T Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	E_Grid kWh	EffArrR %	EffSysR %
Janvier	160.0	25.30	181.3	175.8	2448	2390	12.27	11.98
Février	168.8	27.40	184.9	180.0	2429	2374	11.93	11.66
Mars	196.9	30.40	204.4	198.7	2685	2621	11.93	11.65
Avril	192.9	31.50	188.6	182.6	2475	2415	11.92	11.63
Mai	198.1	29.90	185.0	178.9	2459	2398	12.07	11.77
Juin	178.2	27.40	163.6	157.8	2222	2166	12.34	12.02
Juillet	173.6	25.40	161.4	155.6	2210	2153	12.43	12.11
Août	163.7	25.20	156.9	151.6	2133	2075	12.35	12.01
Septembre	166.2	26.40	168.0	162.8	2270	2211	12.27	11.95
Octobre	179.2	28.50	192.4	186.9	2566	2504	12.11	11.82
Novembre	166.8	28.60	188.6	183.4	2496	2438	12.02	11.74
Décembre	157.8	26.10	183.1	177.8	2449	2389	12.14	11.85
Année	2102.2	27.67	2158.3	2091.9	28841	28135	12.14	11.84

Légendes:

GlobHor	Irradiation globale horizontale	EArray	Energie effective sortie champ
T Amb	Température ambiante	E_Grid	Energie injectée dans le réseau
GlobInc	Global incident plan capteurs	EffArrR	Effic. Eout champ / surf. brute
GlobEff	Global "effectif", corr. pour IAM et ombrages	EffSysR	Effic. Eout système / surf. brute

PVSYST V5.53		19/10/12	Page 4/4

Système couplé au réseau: Diagramme des pertes

Projet : **Projet PV couplé au réseau at Kamboinsé**

Variante de simulation : **Nouvelle variante de simulation**

Principaux paramètres système	Type de système	**Couplé au réseau**		
Orientation plan capteurs	inclinaison	15°	azimut	-20°
Modules PV	Modèle	SW 240 Mono	Pnom	240 Wc
Modules PV	Modèle	HIT-N235SE10	Pnom	235 Wc
Modules PV	Modèle	REC 230PE	Pnom	230 Wc
Champ PV	Nombre de modules	72	Pnom total	**16.92 kWc**
Onduleur	Modèle	Sunny Tripower 8000 TL	Pnom	8.00 kW ac
Batterie d'onduleurs	Nombre d'unités	3.0	Pnom total	**24.00 kW ac**
Besoins de l'utilisateur	Charge illimitée (réseau)			

Diagramme des pertes sur l'année entière

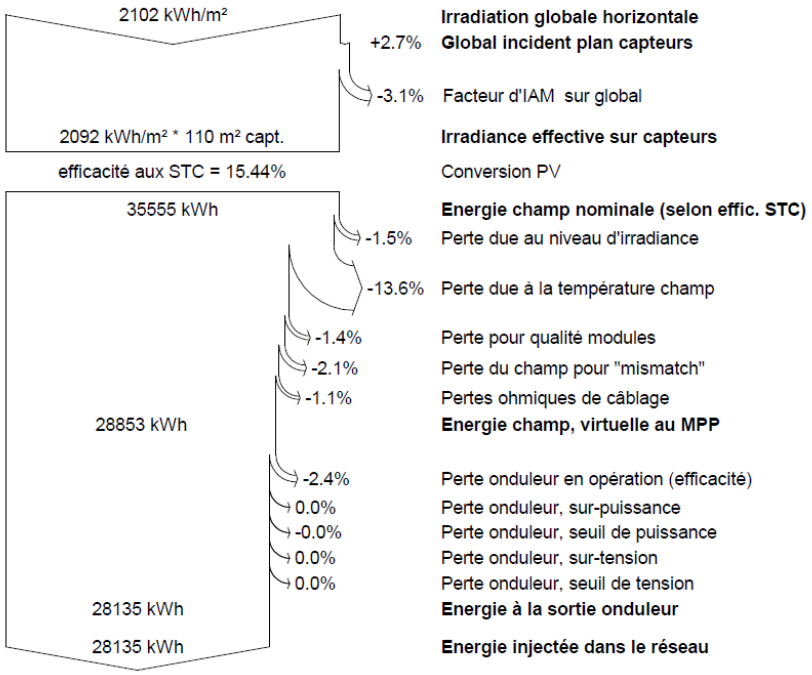


Tableau A12-b ***: Relevés instantanés des puissances produitesr/lundi 04 juin 12***

Puissance instantanée du lundi 04 juin 2012														
Horaires	PV1	PV2	PV3	Total prod	Horaires	PV1	PV2	PV3	Total prod	Horaires	PV1	PV2	PV3	Total prod
05:45	0,05	0,05	0,02	0,12	09:55	3,49	3,672	3,408	10,57	14:05	2,57	2,688	2,508	7,764
05:50	0,11	0,11	0,1	0,31	10:00	3,53	3,696	3,444	10,67	14:10	2,51	2,604	2,472	7,584
05:55	0,14	0,14	0,13	0,42	10:05	3,59	3,756	3,492	10,84	14:15	2,83	2,94	2,76	8,532
06:00	0,2	0,2	0,18	0,59	10:10	3,61	3,792	3,516	10,92	14:20	2,75	2,844	2,688	8,28
06:05	0,25	0,24	0,23	0,72	10:15	3,62	3,816	3,54	10,98	14:25	2,68	2,784	2,64	8,1
06:10	0,3	0,3	0,26	0,86	10:20	3,66	3,852	3,576	11,09	14:30	2,66	2,748	2,592	8,004
06:15	0,36	0,36	0,34	1,06	10:25	3,67	3,876	3,588	11,14	14:35	2,59	2,688	2,556	7,836
06:20	0,41	0,41	0,38	1,2	10:30	3,71	3,9	3,624	11,23	14:40	2,52	2,616	2,46	7,596
06:25	0,47	0,48	0,47	1,42	10:35	3,71	3,9	3,636	11,24	14:45	2,45	2,532	2,424	7,404
06:30	0,54	0,56	0,53	1,63	10:40	3,74	3,984	3,696	11,42	14:50	2,39	2,448	2,328	7,164
06:35	0,6	0,64	0,6	1,84	10:45	3,79	3,984	3,708	11,48	14:55	2,32	2,4	2,28	6,996
06:40	0,7	0,72	0,66	2,08	10:50	3,77	4,02	3,72	11,51	15:00	2,28	2,34	2,22	6,84
06:45	0,78	0,79	0,74	2,32	10:55	3,79	4,008	3,708	11,51	15:05	2,21	2,256	2,16	6,624
06:50	0,88	0,86	0,82	2,56	11:00	3,79	4,044	3,732	11,57	15:10	2,12	2,172	2,076	6,372
06:55	0,95	0,95	0,89	2,78	11:05	3,83	4,056	3,756	11,64	15:15	2,03	2,076	1,98	6,084
07:00	1,03	1,03	0,97	3,04	11:10	3,84	4,068	3,768	11,68	15:20	1,94	1,98	1,896	5,82
07:05	1,12	1,12	1,06	3,29	11:15	3,84	4,092	3,78	11,71	15:25	1,88	1,932	1,848	5,664
07:10	1,21	1,21	1,13	3,55	11:20	3,84	4,08	3,768	11,69	15:30	1,78	1,8	1,728	5,304
07:15	1,3	1,31	1,24	3,84	11:25	3,84	4,068	3,78	11,69	15:35	1,73	1,752	1,68	5,16
07:20	1,4	1,42	1,32	4,14	11:30	3,85	4,08	3,78	11,71	15:40	1,38	1,404	1,356	4,14
07:25	1,48	1,49	1,42	4,38	11:35	3,84	4,092	3,768	11,7	15:45	1,45	1,464	1,404	4,32
07:30	1,6	1,6	1,51	4,7	11:40	3,83	4,068	3,756	11,65	15:50	1,46	1,476	1,428	4,368
07:35	1,67	1,69	1,58	4,94	11:45	3,85	4,068	3,756	11,68	15:55	1,24	1,26	1,212	3,708
07:40	1,76	1,78	1,66	5,2	11:50	3,88	4,104	3,78	11,76	16:00	1,34	1,344	1,296	3,984
07:45	1,21	1,24	1,18	3,62	11:55	3,84	4,068	3,768	11,68	16:05	1,14	1,14	1,092	3,372
07:50	0	0	0	0	12:00	3,85	4,08	3,78	11,71	16:10	1,19	1,2	1,14	3,528
07:55	1,87	1,9	1,79	5,56	12:05	3,84	4,068	3,756	11,66	16:15	1,14	1,14	1,104	3,384
08:00	2,1	2,14	2,02	6,25	12:10	3,83	4,068	3,768	11,66	16:20	1,04	1,044	1,008	3,096
08:05	2,18	2,23	2,11	6,53	12:15	3,83	4,092	3,78	11,7	16:25	0,94	0,924	0,888	2,748
08:10	2,29	2,33	2,2	6,82	12:20	3,8	4,032	3,732	11,57	16:30	0,78	0,792	0,756	2,328
08:15	2,36	2,41	2,28	7,06	12:25	3,77	4,008	3,708	11,48	16:35	0,55	0,54	0,528	1,62
08:20	2,46	2,51	2,36	7,33	12:30	3,79	3,996	3,708	11,5	16:40	0,52	0,528	0,492	1,536
08:25	2,51	2,57	2,42	7,5	12:35	3,76	3,984	3,684	11,42	16:45	0,53	0,516	0,504	1,548
08:30	2,57	2,64	2,48	7,69	12:40	3,73	3,936	3,66	11,33	16:50	0,58	0,576	0,528	1,68
08:35	2,64	2,7	2,54	7,88	12:45	3,7	3,9	3,612	11,21	16:55	0,55	0,528	0,504	1,584
08:40	2,71	2,78	2,62	8,11	12:50	3,65	3,864	3,576	11,09	17:00	0,49	0,468	0,456	1,416
08:45	2,36	2,44	2,3	7,1	12:55	3,61	3,828	3,552	10,99	17:05	0,4	0,408	0,384	1,188
08:50	2,84	2,93	2,76	8,53	13:00	3,58	3,756	3,492	10,82	17:10	0,35	0,336	0,324	1,008
08:55	2,92	3,01	2,81	8,74	13:05	3,53	3,732	3,468	10,73	17:15	0,3	0,3	0,276	0,876
09:00	2,96	3,07	2,89	8,93	13:10	3,52	3,708	3,444	10,67	17:20	0,26	0,252	0,252	0,768
09:05	3,01	3,13	2,94	9,08	13:15	3,46	3,624	3,396	10,48	17:25	0,24	0,228	0,216	0,684
09:10	3,08	3,2	2,98	9,26	13:20	3,41	3,6	3,348	10,36	17:30	0,2	0,216	0,204	0,624
09:15	3,13	3,25	3,06	9,44	13:25	3,38	3,54	3,336	10,26	17:35	0,18	0,168	0,168	0,516
09:20	3,18	3,32	3,11	9,61	13:30	3,34	3,504	3,288	10,13	17:40	0,14	0,144	0,12	0,408
09:25	3,23	3,35	3,13	9,71	13:35	3,28	3,432	3,216	9,924	17:45	0,11	0,108	0,096	0,312
09:30	3,28	3,43	3,19	9,9	13:40	3,26	3,42	3,204	9,888	17:50	0,07	0,072	0,072	0,216
09:35	3,34	3,48	3,25	10,1	13:45	3,19	3,36	3,144	9,696	17:55	0,04	0,048	0,036	0,12
09:40	3,38	3,54	3,29	10,2	13:50	3,11	3,264	3,06	9,432	18:00	0,01	0,012	0,012	0,036
09:45	3,42	3,58	3,34	10,3	13:55	3,05	3,216	3,012	9,276	18:05	0	0	0	0
09:50	3,47	3,61	3,36	10,4	14:00	3,01	3,156	2,964	9,132	18:10	0	0	0	0