



CONCEPTION D'UNE CENTRALE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE AUTOMATIQUE DE 50 MW_c UTILISANT LA TECHNOLOGIE FUSIONSOLAR DE HUAWEI

MÉMOIRE POUR L'OBTENTION DU DIPLÔME D'INGÉNIEUR 2iE AVEC GRADE DE
MASTER EN GÉNIE ÉLECTRIQUE ET ÉNERGÉTIQUE
SPÉCIALISTE RÉSEAU ÉLECTRIQUE

Présenté et soutenu publiquement le [date] par

Wendinnongué Adriano KONKOBO (20150040)

Directeur de mémoire : Dr Y. Moussa SORO (enseignant à 2iE et chef du département Génie
Electrique, Energétique et industriel)

Encadrant 2iE : Dr Y. Moussa SORO

**Maître de stage : Kouadio Alloko Serge Armand KOUAKOU, Ingénieur en énergie à
Huawei technologies Co., Ltd Côte d'Ivoire**

Structure (s) d'accueil du stage : Huawei technologies Co., Ltd Burkina Faso

Jury d'évaluation du mémoire :

Président : Justin BASSOLE

Membres et correcteurs :
Moussa SORO
Daniel YAMEGUEU
Justin BASSOLE

Promotion [2020/2021]

DEDICACES

Je dédie ce mémoire de fin d'étude :

- ❖ A *DIEU* pour tous ses biens faits, sa grâce et sa miséricorde tout au long de ma vie.

- ❖ À mon père monsieur O. Samuel KONKOBO et à ma mère madame Augustine KONKOBO/RAMDE pour toutes ces années d'accompagnements, d'efforts et de sacrifices. Pour votre dévouement et vos précieux conseils durant tout ce parcours.

Je vous aime.

REMERCIEMENTS

Tout d'abord, je tiens à adresser mes sincères remerciements de même que ma reconnaissance à toutes les personnes qui de près ou de loin ont contribué au bon déroulement de ma formation durant toutes ces années. Plus particulièrement à :

- ❖ L'Institut International de l'Eau et de l'Environnement pour la formation de qualité reçue tout au long de ma formation d'ingénieur ; le corps administratif ainsi que les enseignants ;
- ❖ Mon directeur de mémoire le Dr. Yrèbégnan Moussa SORO enseignant chercheur à 2iE et chef du département Génie Electrique, Energétique et Industriel qui est également mon encadreur, pour sa disponibilité, son assistance et tous les conseils prodigués tout au long de la rédaction de ce mémoire ;
- ❖ La multinationale HUAWEI pour m'avoir accepté pour ce stage de fin de cycle et pour avoir mis à ma disposition tout le nécessaire pour le bon déroulement de ce dernier ;
- ❖ À mon maître de stage monsieur Serge Allokp KOUAKOU qui m'a toujours prêté une oreille attentive et n'a cessé de me prodiguer des conseils ;
- ❖ Mon oncle Gaston N. KONKOBO et à son très cher ami le Dr. Marcel KEBRE pour leur aide dans l'obtention de mes différents stages ;
- ❖ À mes amis ABAUCIA Yao Jean-Patrick Samuel, ALI DIALLO Axel Morel et AYAYI Ayi Raoul pour leur grand soutien.

RESUME

Dans l'optique de renforcer sa production électrique, le Burkina Faso s'est engagé sur la voie des énergies renouvelables. Notamment, en misant sur le solaire photovoltaïque en raison de son fort taux d'irradiation annuel. Plusieurs projets sont en cours et d'autres sur tables afin d'accompagner le programme de développement que suit le Burkina Faso en matière d'énergie électrique. C'est dans cette même optique que Huawei BF souhaite proposer à la SONABEL un projet de construction d'une centrale solaire PV de 50 MWc. Cette étude nous a été confiée dans le cadre de notre mémoire de fin d'études.

La ville de Ziniaré a été choisie pour accueillir le projet, en raison de la disponibilité de l'espace et de l'existence d'une ligne haute tension (HTB) de 90 kV, nécessaire pour l'injection de l'énergie par la centrale photovoltaïque dans le réseau électrique.

Le projet s'étendra sur une surface totale de 60 ha avec un total de 125 280 modules photovoltaïques (PV) de 400 Wc chacun. Elle produira une énergie totale annuelle de 86 218 MWh et cette énergie verte produite permettra d'éviter des émissions de CO₂ sur une année à hauteur de 39 879 t. Le projet est économiquement viable, car avec un investissement total de 38 170 562 500 FCFA le temps de retour sur investissement est de 8 ans. L'étude d'impact environnemental du projet a permis de montrer que celui-ci n'engendrera pas d'impacts environnementaux majeurs sur le site d'implémentation.

Mots Clés :

1 – Centrale solaire photovoltaïque

2 – Huawei FusionSolar

3 - Mix énergétique

4 – Injection reseau

ABSTRACT

With a view to strengthening its electricity production, Burkina Faso has embarked on the path of renewable energies. In particular, by focusing on photovoltaic solar energy because of its high annual irradiation rate. Several projects are underway and others are on the table to support the development program that Burkina Faso is following in the area of electrical energy. It is in this same perspective that Huawei BF wishes to propose to SONABEL a project to build a 50 MWp solar PV plant. This study was entrusted to us as part of our graduation thesis.

The city of Ziniaré was chosen to host the project, due to the availability of space and the existence of a 90 kV high voltage line (HTB), necessary for the injection of energy by the photovoltaic power plant in the electricity grid.

The project will cover a total area of 60 ha with a total of 125,280 photovoltaic (PV) modules of 400 Wp each. It will produce a total annual energy of 86,218 MWh and this produced green energy will prevent CO₂ emissions over a year to the tune of 39,879 t. The project is economically viable, because with a total investment of 38 170 562 500 FCFA the payback time is 8 years. The environmental impact study of the project has shown that it will not cause major environmental impacts on the implementation site.

Key words:

1 - Photovoltaic solar power plant

2 - Huawei FusionSolar

3 - Energy mix

4 - Network injection

LISTE DES ABREVIATIONS

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

À : Ampère

AC : Alternative Current

BT : Basse Tension

CO₂ : dioxyde de carbone

CC : Courant Continu

DC: Direct Current

EnR : Energies Renouvelables

E&M : Exploitation et Maintenance

GES : Gaz à Effet de Serre

Hz : Hertz

HTB : Haute Tension catégorie B

I_{max} : courant maximal

kV : kilovolt

kVA : kilovoltampère

LCoE: Levelized Cost of Electricity

MPPT: Maximum Power Point Tracking

MW_c : Megawatt Crête

NF: Norme française

N_{ms} : Nombre de modules en série

O&M : Operation and Maintenance

PV: Photovoltaïque

STS : Smart Transformer Station

UTE : Union Technique d'électricité

V : Volt

VAN : Valeur Actualisée Nette

V_{MAX (OND, CC)} : Tension max entrée onduleur

V_{mpp} : Tension au maximum power point

Voc : Tension à vide

Table des matières

Dédicaces	i
Remerciements	ii
Résumé	iii
liste des abréviations	v
LISTE DES TABLEAUX	ix
LISTE DES FIGURES	x
INTRODUCTION	1
PARTIE 1 : GENERALITES	3
I. PRESENTATION DE LA STRUCTURE D’ACCUEIL	3
1. Le règlement intérieur de Huawei.....	3
2. L’organigramme de Huawei.....	5
II. PRESENTATION DU PROJET	6
1. Contexte et justification.....	6
2. Objectifs.....	6
III. PRESENTATION DE LA TECHNOLOGIE FUSIONSOLAR DE HUAWEI.	7
1. Généralité sur le FusionSolar.....	7
2. Présentation des avantages du FusionSolar.....	8
IV. CONCEPTION DE LA CENTRALE PHOTOVOLTAÏQUE	9
1. Étude préliminaire à la conception de la centrale photovoltaïque.....	9
2. Choix des équipements nécessaires à la conception de la centrale PV.....	11
3. Méthodologie de conception de la centrale.....	14
4. Le système de monitoring.....	22
5. Estimation de la production annuelle d’énergie.....	24
6. Présentation et justification du logiciel d’étude.....	24

PARTIE 2 : RESULTATS DU DIMENSIONNEMENT	26
I. CONCEPTION DU SYSTEME PHOTOVOLTAÏQUE	26
1. Agencement et ombrage de la centrale	26
2. Configuration du champ PV	26
3. Résultat de l'estimation de la production annuelle d'énergie.....	30
4. Résultat du dimensionnement des postes de livraison HTA	31
II. RESULTAT DU DIMENSIONNEMENT DES CABLES ELECTRIQUE	31
Côté CC.....	31
1. Calcul de section de câble.....	33
2. Résultat du dimensionnement des protections contre les surintensités des canalisations	35
Côté AC	36
1. Calcul de section de câble.....	38
2. Résultat du dimensionnement des protections contre les surintensités des canalisations	46
3. Résultat du dimensionnement des protections contre les contacts indirects	47
4. Synthèse des résultats de calculs électriques de la centrale	48
III. RESULTAT DU DIMENSIONNEMENT DES EQUIPEMENTS DU MONITORING	49
 PARTIE 3 : ANALYSE FINANCIERE ET ETUDE D'IMPACT	
ENVIRONNEMENTAL ET SOCIAL.....	52
I. ÉTUDE ECONOMIQUE DU PROJET	52
1. Calcul du coût d'investissement pour la réalisation du projet	52
2. Rentabilité du projet.....	55
II. NOTICE D'IMPACT ENVIRONNEMENTALE ET SOCIALE (ANNEXE 10)	57
III. . CONCLUSION	58
 BIBLIOGRAPHIE.....	59
 ANNEXES.....	61

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Rayonnement journalier moyen mensuel sur le plan horizontal de Ouagadougou	10
Tableau 2: Détermination des sections des conducteurs.....	19
Tableau 3 : Résumé des résultats de la configuration manuelle effectuée.....	27
Tableau 4 : Résultats principaux des vérifications nécessaires pour la configuration de l'onduleur SUN2000	28
Tableau 5 : Récapitulatif des résultats obtenus après dimensionnement à l'aide du logiciel Solarius PV.....	28
Tableau 6 : Synthèse des résultats des vérifications nécessaires pour la configuration des générateurs PV issues des deux moyens de dimensionnement	29
Tableau 7 : Récapitulatif de la configuration du champ PV obtenue lors des dimensionnement	30
Tableau 8 : Synthèse des calculs de section de câble de la partie DC	35
Tableau 9 : Synthèse de calcul de section de câble partie AC	45
Tableau 10 : Résumé des protections de la partie AC du circuit	47
Tableau 11 : Synthèse des résultats des calculs électriques obtenu avec le logiciel Lise PV ..	48
Tableau 12 : Tableau présentant la compatibilité du système de monitoring avec la configuration de la centrale	50
Tableau 13: Synthèse des équipements de monitoring	51
Tableau 14 : Devis quantitatif des équipements de la centrale PV	53
Tableau 15 : Coûts globaux d'investissement	54
Tableau 16 : Coûts d'exploitation et de maintenance	55
Tableau 17 : Coût de LCoE.....	56
Tableau 18 : Analyse financière obtenue par RETScreen.....	56

LISTE DES FIGURES

Figure 1 : Schéma synoptique du système photovoltaïque.	12
Figure 2 : Schéma synoptique du système photovoltaïque.	13
Figure 3 : Huawei SUN2000-185KTL-H1.....	13
Figure 4 : Huawei SUN2000-185KTL-H0.....	13
Figure 5 : Huawei Smart Transformer Station STS-6000K.....	14
Figure 6 : Distance minimale sans ombrage	16
Figure 7 : Système de surveillance de la centrale	23
Figure 8 : Évolution de la production d'énergie mensuelle.....	30
Figure 9 : Schéma unifilaire illustrant la partie DC de notre installation	32
Figure 10 : Schéma unifilaire de la partie AC de l'installation	37
Figure 11 : Configuration du contrôleur de panneau intelligent Smart ACU dans le scénario de réseau 4G LTE	49
Figure 12 : carte des densités de foudroiement (niveau céramique) dans le monde.....	XVIII
Figure 13 : Courants admissibles dans les canalisations enterrées en fonction des sections de câbles.....	XX
Figure 14 : Exemples de modes de pose	XXI
Figure 15 : Courants assignés In et valeur de $k3I_n$ des coupe-circuit à fusible gG (en ampère)	XXIII

INTRODUCTION

Le Burkina Faso, à l'image des pays de l'Afrique subsaharienne, accuse un grand retard en matière de progrès. Les raisons de ce retard sont nombreuses, mais parmi elles nous pouvons citer, le problème de l'accès à l'énergie électrique. En effet, le tableau de bord du ministère de l'énergie, après avoir réalisé une enquête en 2018, révèle qu'au Burkina Faso le taux de couverture en matière d'électrification est de 21.44% et présente de fortes disparités entre les milieux urbains et ruraux[1]. Ce faible taux d'électrification de la population est dû au manque et à la précarité d'infrastructures de production d'énergie électrique. Ce déficit en matière d'électricité est un véritable frein au développement.

Jusqu'en 2011, le parc de production électrique était uniquement constitués par des centrales thermiques et hydroélectriques qui n'arrivaient pas, à couvrir les besoins énergétiques du pays[2]. Les centrales thermiques de surcroit, contribuent à la pollution de l'environnement et donc au changement climatique. C'est dans le souci de développer le potentiel énergétique du pays, tout en luttant contre la pollution de l'environnement, que le Burkina Faso va se tourner vers les énergies renouvelables. Il reconnaît donc l'accès aux services énergétiques modernes (renouvelables), comme une composante essentielle dans les politiques sectorielles du gouvernement : Ainsi qu'un élément indispensable pour atteindre les objectifs de croissance accélérée et développement durable.

L'état burkinabè, à travers la Société National Burkinabè de l'Électricité (SONABEL), mise sur l'énergie solaire photovoltaïque afin de diversifier ses sources de production, améliorer la qualité du service et contribuer à la transition vers les EnR. En effet en tant que pays sahélien, le Burkina Faso dispose d'un important potentiel d'énergie solaire. En supposant une production de λ kWh/m²/jour, une superficie de 1 km² reçoit une énergie solaire brute d'environ 1500 GWh par an qui peut être exploité et convertie en énergie électrique. Par conséquent, le Burkina Faso compte mettre en place plusieurs projets de centrales PV d'ici l'horizon 2030 afin d'atteindre un taux d'électrification nationale de 45%. En effet, le pays s'est engagé lors de la conférence de Paris sur le climat (COP21), à ce que 30%[3] de la consommation électrique nationale soit tiré de l'énergie solaire. Ces projets seront réalisés sous forme de partenariat public-privé.

Pour répondre aux différents appels de partenariat public-privé lancés par la SONABEL, plusieurs entreprises font des études de faisabilité afin de proposer un projet de construction de

centrale. C'est dans cette optique, que Huawei BF dans son programme de projet au Burkina Faso souhaite proposer une solution de construction d'une centrale photovoltaïque d'une capacité de 50 MWc pour le compte de la SONABEL.

Huawei propose des solutions PV intelligentes de pointe qui exploitent plus de 30 ans d'expertise dans les technologies de l'énergie solaire et de l'information numérique. En tant que plus grand fournisseur d'onduleurs de 2015 à 2019 dans le monde pendant cinq (5) années consécutives[4], Huawei s'est engagé à construire des centrales photovoltaïques intelligentes, efficaces, sûres, fiables et compatibles avec le réseau. Il s'est également engagé à aider les clients à maximiser le retour sur investissement pendant la durée de vie des centrales.

Dans le cadre de notre projet de fin d'études, nous avons eu comme travail à faire, la conception d'une centrale solaire PV de 50 MWc, utilisant la technologie FusionSolar de Huawei. Cette étude consistera à dimensionner la centrale solaire avec injection réseau de sorte à pouvoir faire ressortir l'étude technique ainsi que l'étude économique.

Partie 1 : Généralités

I. PRESENTATION DE LA STRUCTURE D'ACCUEIL

Huawei est un groupe privé, indépendant, et fournisseur de solution ICT / TIC (technologies de l'information et de la communication). Avec près de 188 000 employés, l'entreprise est présente dans plus de 170 pays et régions, au service de trois (3) milliards de personnes dans le monde.

Pour tous les produits qu'elle développe pour ses clients, sa priorité constante depuis 30 ans est la sécurité et la transparence.

Les solutions intégrées sont réparties en quatre (4) grands secteurs : réseaux télécom ; IT ; appareils intelligents et services cloud. Huawei œuvre pour apporter le numérique à chaque personne, foyer, entreprise et organisation pour un monde pleinement connecté et intelligent. Il fournit également des services d'installation et de mise en service, d'exploitation et de maintenance, d'optimisation, de planification et de design.

Son siège se trouve à SHENZHEN, dans la province du GUANGDONG en Chine.

La société a été fondée en 1987 par REN Zheng Fei, un ancien officier de l'armée.

La gamme des équipements fournie à ses clients sont :

- Des équipements terminaux : modem, CPE (Customer Premise Equipment), smartphones
- Des équipements de réseau d'accès fixe et de réseau de transport : FO, OSN...
- Des équipements de réseau mobile 2G, 3G, 4G : SGSN, GGSN, RAN
- Des équipements solaires : onduleurs, STS (Smart Tranformer Station), Smart ACU...

Huawei Technologies Burkina Faso située à Ouaga 2000 (Ouagadougou) est une filiale du groupe Huawei et est sous couvert de Huawei Côte d'Ivoire.

Comme toute structure bien organisée Huawei a son règlement intérieur, dont l'application contribue fortement à sa réussite.

1. Le règlement intérieur de Huawei

- ❖ Les principales valeurs de Huawei

À Huawei le « core value » ou encore les principales valeurs sont une règle d'or, une conduite à tenir dont le non-respect est sanctionné à la hauteur de l'infraction.

- **Le client d'abord** : Huawei tire son essence dans la satisfaction de ses clients. Cela

équivalait à comprendre les besoins et attentes du client, et de le mettre au premier niveau de ses priorités. Savoir écouter le client et lui trouver de manière proactive des solutions à ses problèmes de réseau est le leitmotiv de Huawei.

- **Le dévouement** : Huawei gagne la confiance de ses clients à travers son dévouement à leur fournir de la valeur : innovation et qualité de service qui sied aux attentes des clients.
- **L'apprentissage continu** : Huawei assure toujours la formation continue de ses employés afin d'être toujours performant pour la satisfaction de ses clients.

❖ **La politique de sécurité et de confidentialité de Huawei**

Huawei a défini dix (10) règles de sécurité à respecter par tous les employés pour la sécurité et le bon fonctionnement au quotidien de la structure.

Ces règles doivent être aussi respectées sur les sites. Il y a entre autres les règles de sécurité : EHS (Equipement d'Hygiène et de Sécurité), EPI (Equipement de Protection Individuel). Parce que la sécurité des travailleurs est primordiale, Huawei met à la disposition de tous ses employés des équipements de sécurité adaptés à tous types de travail. En plus, Huawei garantit toujours un personnel qualifié et assidu.

Il est formellement interdit :

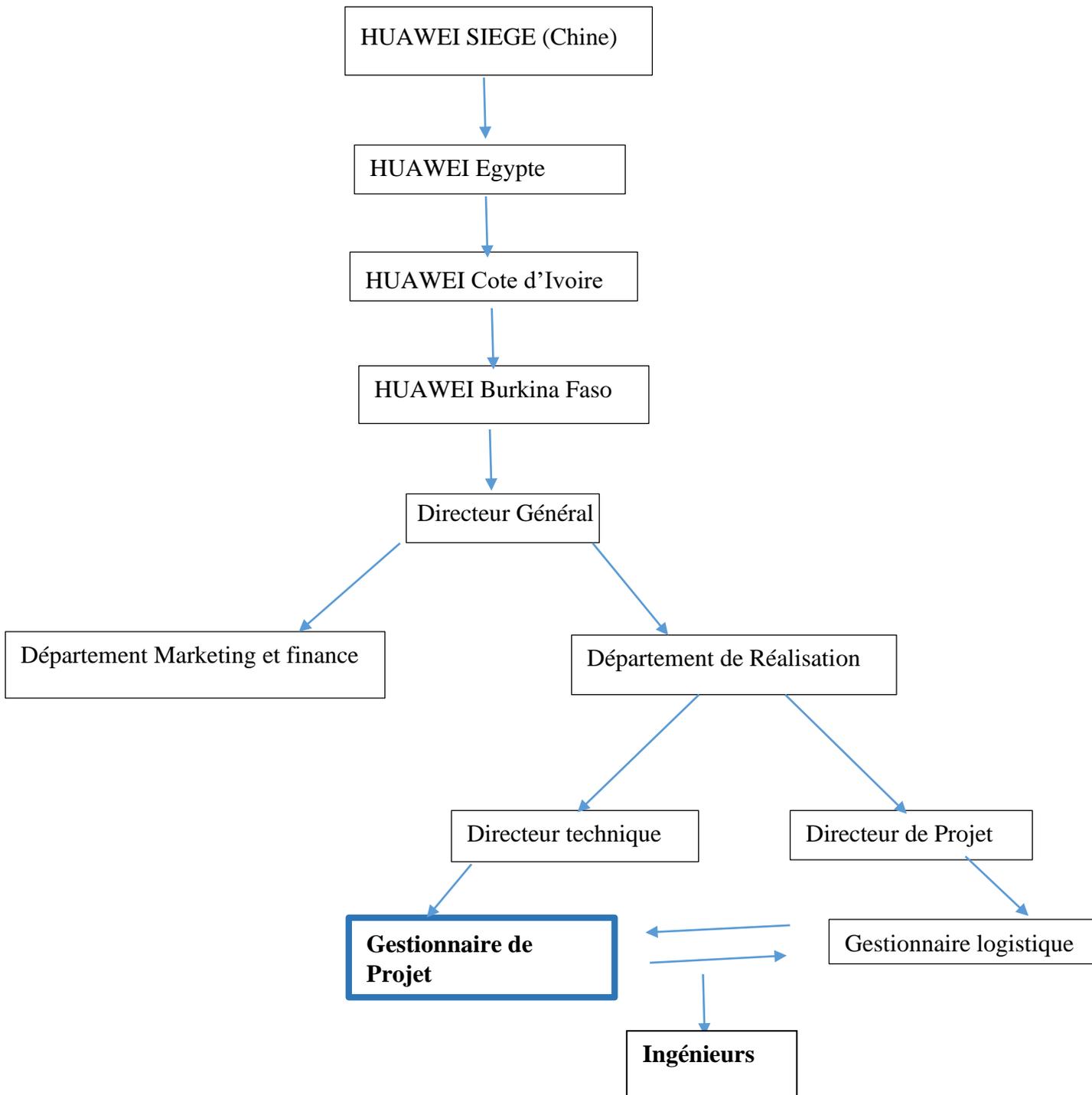
- ✓ De travailler en hauteur sans les équipements de sécurité nécessaires
- ✓ De laisser tomber des objets de hauteur
- ✓ Au personnel de travailler en hauteur sans une habilitation
- ✓ Au personnel sans habilitation de travailler dans les installations électriques
- ✓ De rester dans la zone délimitée pour des travaux en hauteur
- ✓ De travailler sous l'effet de l'alcool ou tout type de drogue
- ✓ D'utiliser le téléphone au volant,
- ✓ D'utiliser les véhicules de service sans attacher la ceinture de sécurité comme il se doit,
- ✓ De dépasser la limite de vitesse règlementée
- ✓ Aux chauffeurs de rouler pendant quatre (4) heures sans prendre une pause de 20 min.

Concernant les règles de confidentialité, tout document confidentiel doit être au préalable approuvé par les responsables avant toute divulgation sous peine de renvoi et/ou de poursuite

judiciaire.

2. L'organigramme de Huawei

Notre stage a été effectué dans le département de réalisation des projets qui est inscrit dans l'organigramme fonctionnel suivant :



II. PRESENTATION DU PROJET

Le projet sur lequel nous travaillons est celui de la construction d'une centrale photovoltaïque intelligente de 50 MWc à partir de la technologie FusionSolar de Huawei. Ce projet intervient dans le cadre du programme de développement du secteur de l'énergie burkinabè.

1. Contexte et justification

Au Burkina Faso, d'après les données recueillies auprès de la banque mondiale, en 2018 plus de 80% de la population est privée d'énergie électrique [5] due à la précarité des infrastructures de production d'énergie électrique. Pour pallier à ce déficit, l'état burkinabè dans son programme de développement mise sur le développement du secteur de l'énergie. Ainsi à travers la SONABEL il met l'accent sur l'énergie solaire, disposant d'un grand niveau de rayonnement solaire, afin de diversifier ses sources de production, améliorer la distribution de cette énergie et contribuer à la transition aux énergies vertes. Au total, les futurs projets publics portent sur une capacité de 500 MWc[6], sous forme de partenariat public-privé.

Afin de répondre à l'appel de la SONABEL dans le cadre de ce partenariat pour la construction de centrales photovoltaïques, Huawei BF, souhaite proposer une solution de construction d'une centrale photovoltaïque d'une capacité de 50 MWc et tenter d'avoir un contrat avec la SONABEL.

C'est ainsi qu'un projet de construction d'une centrale solaire de 50 MWc sera proposée en utilisant la technologie FusionSolar de Huawei. L'étude consistera à dimensionner la centrale solaire avec injection réseau de sorte à pouvoir faire ressortir l'étude technique et économique en tenant compte de la disponibilité de l'espace exploitable.

2. Objectifs

Les objectifs de cette étude sont assez variés : il sera question de réaliser un support d'ingénierie pour Huawei BF afin de lui permettre d'évaluer le travail sur un aspect aussi bien technique qu'économique. Ce document permettra à notre société (Huawei) de réaliser un document final avec tous les détails nécessaires en vue de proposer une solution au client (SONABEL).

a) Objectif général

L'objectif principal de ces recherches est de réaliser une étude technique et économique pour la conception d'une centrale photovoltaïque de 50 MWc au Burkina Faso utilisant la technologie Fusion Solar de Huawei.

b) Objectifs spécifiques

Afin d'atteindre l'objectif principal décrit dans le point précédent, des objectifs spécifiques devront être atteints. Il s'agit des objectifs suivants :

- La conception de la centrale photovoltaïque de 50 MWc à travers l'élaboration d'une configuration adéquate et optimum ;
- L'étude technique de la centrale qui concernera le dimensionnement de la partie électrique ;
- L'établissement des différents schémas synoptiques et électriques nécessaires à la bonne compréhension du rapport ;
- L'établissement de la liste des équipements nécessaires à la conception ;
- L'analyse financière de la centrale PV ainsi que l'étude du temps retour sur investissement ;
- Faire une étude d'impact environnemental et social afin d'identifier l'impact de la construction d'une telle centrale.

III. PRESENTATION DE LA TECHNOLOGIE FUSIONSOLAR DE HUAWEI.

1. Généralité sur le FusionSolar

Huawei a développé des solutions PV de premier plan. Ces solutions dont l'ensemble est désigné par le terme FusionSolar intègre les technologies de l'information et des télécommunications (TIC) les plus récentes pour une production énergétique optimale des centrale PV. Le FusionSolar présente d'énormes avantages pour les installations PV car il assure une **sécurité active** (protection contre les arcs actifs alimentés par l'Intelligence Artificiel, IA), des **rendements plus élevés** (à travers les multiples MPPT que possèdent les onduleurs), et **nécessite peu d'entretien**.

A travers le FusionSolar Huawei propose l'ensemble des équipements nécessaire pour une production d'électricité photovoltaïque à grande échelle. Huawei propose des solutions à la pointe de la technologie et se hisse parmi les plus grands équipementiers dans le domaine de la commercialisation de solution de production d'énergie PV.

2. Présentation des avantages du FusionSolar

a) Le « Smart PV inverter »

La technologie des onduleurs utilisée dans le FusionSolar permet d'augmenter la production d'électricité de plus de 2%[7]. En effet grâce à plusieurs trackers MPP intégrés dans chaque onduleur SUN2000, il y a une minimisation de la discordance des chaînes PV. Chaque MPPT permet d'atteindre le rendement maximal pour l'onduleur SUN2000, car chaque chaîne est connectée à un MPPT et peut ainsi fournir ses meilleures performances pour un rendement élevé de l'onduleur. Cette technologie se différencie de celle utilisé par les onduleurs centraux. En effet les onduleurs centraux ont des entrées MPPT généralement limité, cela les amène donc à raccorder plusieurs strings par entrée et cela nécessite l'utilisation de boîte de jonctions. Les onduleurs Huawei par contre permettent de faire une économie de ces boites de jonction car chaque string est raccordé à une entrée qui est directement connecté à un tracker MPP.

b) Le « Smart Transformer Station »

Le Smart Transformer Station est l'unité qui sera chargée de la transformation de la tension AC du système issue des onduleurs SUN2000. Un conteneur à structures métalliques est chargée de regrouper l'ensemble des cabines basse et haute tension, et les transformateurs. Sa différence avec les systèmes PV avec onduleur central, c'est que dans notre système les onduleurs sont dissociés du transformateur.

Le système adopté par le FusionSolar présente des différences par rapport aux systèmes à onduleurs centraux qui lui permet d'être aussi efficace que ce dernier. Parmi ces particularités on a :

- La maintenance des onduleurs se fait de façon rapide et ne nécessite pas l'arrêt total du système de production
- Le nombre élevé d'onduleurs permet d'atteindre de grands rendements de production
- Un système de monitoring très performant qui assure la surveillance complète du système et règle la tension de compensation au niveau des modules PV afin d'avoir toujours la tension souhaitée à la sortie des modules PV.

IV. CONCEPTION DE LA CENTRALE PHOTOVOLTAÏQUE

Pour mener à bien notre travail, une approche méthodologique sera utilisée afin de concevoir la centrale photovoltaïque. Nous procéderons de la manière suivante :

- **Une étude préliminaire** ; qui consistera à présenter le choix de la localité et les conditions météorologiques du site
- **Présentation des équipements constituant le système PV** ;
- **La présentation de la méthodologie de conception** : dans cette partie, nous allons présenter la méthodologie utilisée pour le dimensionnement manuel de la centrale ;
- **La présentation du système de monitoring** : il s'agira de donner le rôle de chaque composant du système de surveillance intelligent des données de la centrale ;
- **Les résultats obtenus lors du dimensionnement de la centrale** : il s'agira de présenter les résultats de la configuration obtenus, du dimensionnement du système électrique, et du système de monitoring ;
- **L'étude économique et financière du projet** : il s'agira notamment de présenter les différents coûts de réalisation et de production du projet. Et ainsi déterminer le temps de retour sur investissement ;
- **L'étude d'impact environnemental et social du projet.**

1. Étude préliminaire à la conception de la centrale photovoltaïque.

Le site choisi pour la conception de la centrale PV est à Ziniaré, chef-lieu de la province de l'Oubritenga, située dans la région du plateau central. Pourquoi ce site en particulier ? Plusieurs raisons justifient le choix de ce cette localité.

a) L'ensoleillement

L'ensoleillement de la localité de Ziniaré est imputable à celui de la zone de Ouagadougou, car c'est une localité qui se trouve à 45 km de celle-ci. Elle reçoit un rayonnement moyen annuel quotidien horizontal de 5.90 kWh/m²/j. Il serait donc très intéressant d'y implanter une centrale dans de telles conditions de rayonnement. Le Tableau 1 présentent le rayonnement solaire moyen quotidien par mois sur le plan incliné. Ces données sont obtenues auprès de Meteonorm.

Tableau 1 : Rayonnement journalier moyen mensuel sur le plan horizontal de Ouagadougou

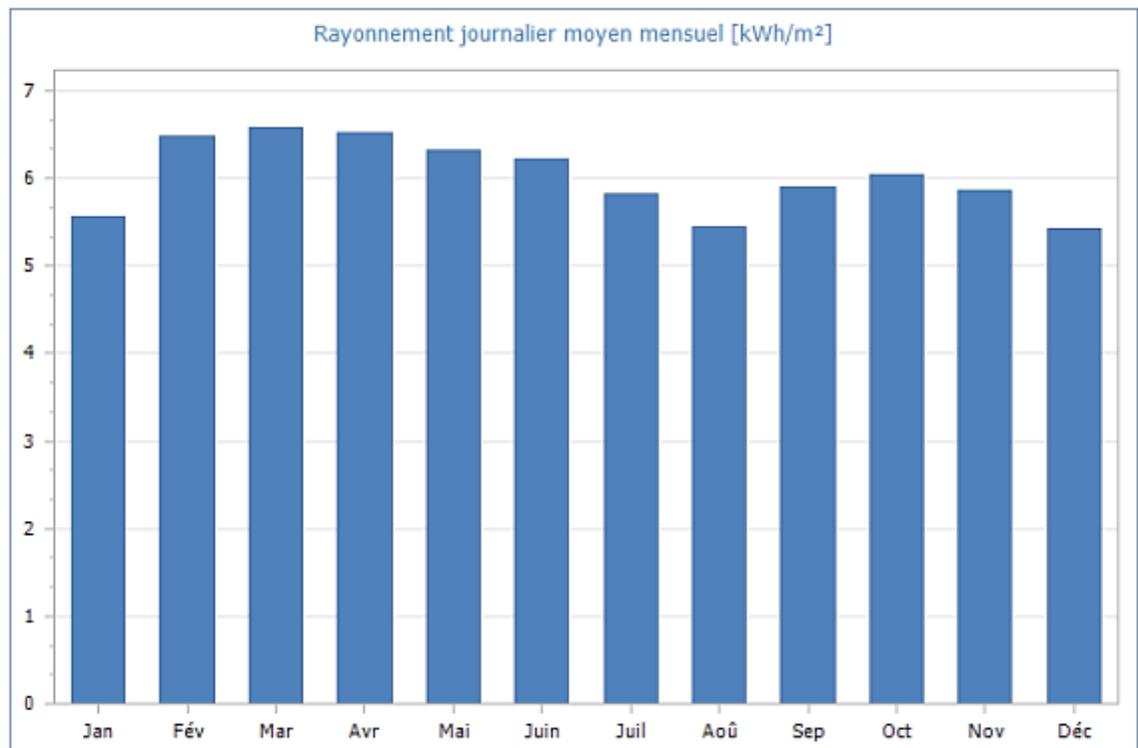


Fig. 1: Rayonnement journalier moyen mensuel sur plan horizontal [kWh/m²]- Source données: Meteonorm 7.1

b) L'espace :

La localité de Ziniaré a été choisie en raison de l'espace disponible pour accueillir une telle centrale. En effet, l'idéal aurait été de construire la centrale non loin de Ouagadougou afin de pouvoir la connecter directement aux principaux départs qui se trouvent à Zagtoui. Mais faute d'espace, nous avons cherché une localité très proche afin que la ligne de connexion ne soit pas très longue.

c) La connexion au réseau électrique

Comme mentionné précédemment la connexion aux départs principaux qui se trouvent à Zagtoui se fera par la construction d'une ligne électrique 90 kV pour se connecter à la ligne 90 kV à ossature 225 kV permettant de renforcer l'alimentation du nord du Burkina notamment la ville de Dori[8]. Cette partie sera l'objet d'une autre étude qui sera confié à un autre département autre que le nôtre. Nous nous contenterons donc dans notre travail d'estimer juste les frais de constructions de cette ligne afin de l'intégrer dans notre modèle d'analyse financière.

2. Choix des équipements nécessaires à la conception de la centrale PV

Le choix des équipements nécessaire à la conception de la centrale PV est une étape très capitale. En effet, il est important de trouver un équilibre entre économies de coûts et qualité de service. Les décisions d'ingénieries doivent être « prudentes » et « éclairées ». Dans le cas de notre centrale PV intelligente, la plupart des équipements nécessaires seront issus de la technologie FusionSolar de Huawei.

Le schéma synoptique ci-dessous présente la configuration de notre système photovoltaïque avec les principaux organes du système mentionnés plus haut.

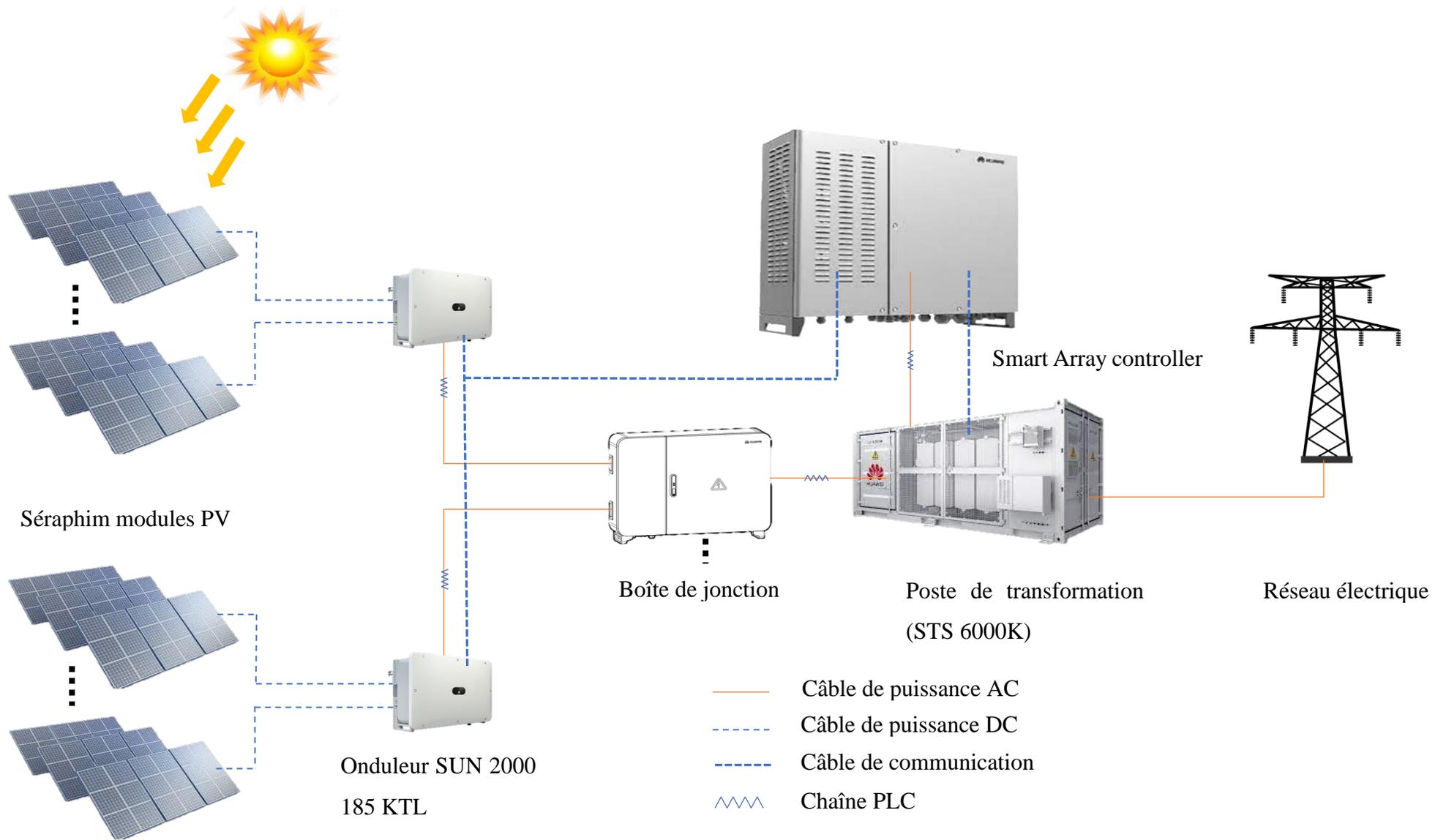


Figure 1 : Schéma synoptique du système photovoltaïque.

Figure 2 : Schéma synoptique du système photovoltaïque.

a) Modules PV

Le module PV choisi pour la conception de la centrale est issu du fabricant Séraphim modèle SRP-400-E01A-HV avec une puissance de 400 Wc. Le choix s'est porté sur ce modèle, car il répond aux spécifications souhaitées, et aux normes standards internationales. Sa fiche technique pourra être consultée en **Annexe 1**.

b) Onduleurs

L'onduleur choisi pour ce projet est du modèle SUN2000 de chez Huawei plus précisément le SUN2000-185KTL-H0. Il est de branches PV triphasé raccordé au réseau électrique, qui



convertit le courant DC généré par les branches PV en courant AC. Il s'applique aux systèmes photovoltaïques raccordés au réseau pour les centrales PV commerciales sur les toits et les grandes centrales photovoltaïques. L'onduleur choisi délivre une puissance active maximale de 175 kW à 40°C avec un rendement maximal de

Figure 4 : Huawei SUN2000-185KTL-H0

99.03%. Il est doté de neuf (9) circuit MPPT qui assurent au maximum le suivi du point de puissance

maximum de chaque branche PV[9].

Vous pouvez retrouver la fiche technique de l'onduleur en Erreur ! Source du renvoi introuvable.

c) Boîte de jonctions

La boîte de jonction est un élément important dans la chaîne du système PV. En effet, elle permet de faire des économies de câbles, en regroupant un ensemble de câbles dans une boîte et assure également une protection supplémentaire. Dans le cas du présent projet, seules des boîtes de jonctions côté AC seront nécessaires, elles auront pour rôle de regrouper les onduleurs deux par deux afin d'acheminer la résultante de puissance au poste de transformation. Pour la partie DC le système de connexion des entrées MPPT de l'onduleur SUN2000 ne nécessite pas leur utilisation. Celles qui seront utilisées sont des ACBOX 2000-21-DA de chez Huawei.

d) Transformateurs

La troisième partie du système PV avec injection réseau est le transformateur réseau. C'est également un élément important de la chaîne de production d'énergie, car c'est lui qui permet le raccordement au réseau de la centrale PV. Dans le cas de notre

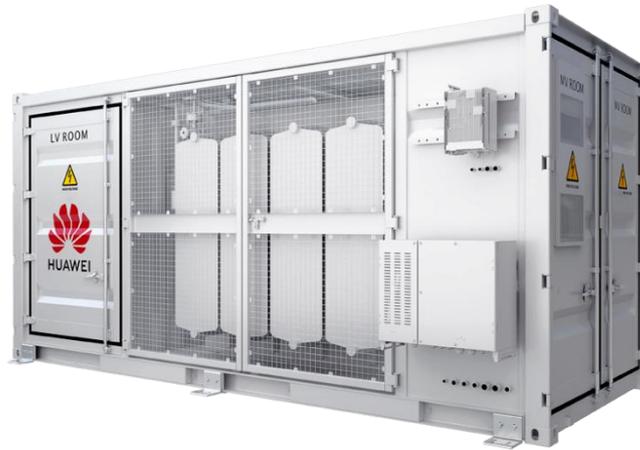


Figure 5 : Huawei Smart Transformer Station STS-6000K

installation, nous utiliserons un Smart Transformer Station (STS) de Huawei plus précisément le modèle STS 6000K. Il convertit la basse tension AC issue des générateurs PV en HTA AC pour alimenter le réseau électrique. Le STS intègre une unité principale en anneau, un transformateur, une cabine basse tension, et un transformateur auxiliaire le tout dans un conteneur à structure métallique pour fournir une solution de transformation et de distribution d'énergie hautement intégrée pour les installations photovoltaïques au sol dans des scénarii de réseau HTA[10].

Pour les détails du STS-6000K, ils peuvent être consultés en Annexe 3.

e) Structures de support

La structure des supports sera en acier inoxydable afin de prévenir d'éventuelles rouilles. Elle devra respecter l'angle d'inclinaison et l'orientation ainsi que l'espacement entre les rangées. Ces paramètres permettent d'optimiser l'ensoleillement incident annuel total et le rendement énergétique annuel total. Dans notre cas, l'angle d'inclinaison qui, est pris assez proche de la valeur de la latitude du terrain, est de 15° avec une orientation nord-sud. Nous traiterons le cas de l'espacement des rangées dans le **3.a**).

3. Méthodologie de conception de la centrale

La conception du système électrique PV sera faite en deux parties à savoir une première pour le système à courant continu (CC) et la seconde consacrée au système à courant alternatif (CA).

Les résultats du dimensionnement manuel seront comparés à celle obtenue en utilisant le logiciel de dimensionnement solaire Solarius PV afin d'obtenir la configuration la plus optimale possible pour notre projet.

Système à courant continu (CC).

Le système à CC est composé des éléments suivants :

- ❖ Le système PV composé des panneaux, des modules PV et des onduleurs ;
- ❖ Le câblage CC (module, chaîne) ;
- ❖ Les commutateurs ;
- ❖ Les dispositifs de protections ;
- ❖ La mise à la terre.

a) Conception du système PV

La configuration du générateur PV est fonction de ses spécifications. Notre système PV sera constitué de sous champs PV intégrés composés d'onduleurs solaires Huawei de 175 kWc chacune. Le dimensionnement de chaque sous-champ PV intégré devra respecter un certain nombre de vérifications. Les étapes sont les suivantes :

- ❖ **La tension MPP du générateur** : la tension MPP du générateur PV (V_{mpp}) doit être supérieur à la tension minimale admise à l'entrée de l'onduleur. Il est impératif de tenir compte de l'effet de la température en exploitation.
- ❖ **Nombre maximum de modules dans une chaîne** : Le nombre maximum de modules en série dans une chaîne est défini par la tension maximale d'entrée CC de l'onduleur auquel la chaîne sera connectée ($V_{MAX(OND, CC)}$). Elle ne doit jamais être dépassée, car tout dépassement pourrait diminuer la durée de vie opérationnelle de l'onduleur ou rendre le dispositif inutilisable[11]. L'effet de la température en exploitation doit être également pris en compte. Elle se résume par la formule suivante :

$$\text{❖ } V_{OC(MODULE)} \times n_{ms,max} < V_{MAX(OND, CC)} \quad (1)$$

Équation 1: Vérification du nombre de module dans une chaîne

- ❖ **Nombre de chaînes** : Le nombre maximum de chaînes autorisé dans un champ de panneaux PV est fonction du courant maximum à l'entrée de l'onduleur. En général,

cette limite ne doit pas être dépassée, car elle entraîne un vieillissement prématuré de l'onduleur et une perte de rendement.

- ❖ **Agencement et ombrage de la centrale** : cette étape est très importante dans la conception d'une centrale PV. En effet, c'est dans ce point que nous pourrions calculer la distance minimale sans ombrage entre les rangées des chaînes PV. La formule empirique suivante nous permettra d'évaluer la distance qui doit séparer chaque rangée.

$$D = \frac{L \times \sin(180 - \alpha - \beta)}{\sin\beta} \quad (2)$$

Équation 2 : Agencement et ombrage des rangées de modules

Avec :

L = largeur du module [m]

α : inclinaison des modules [°]

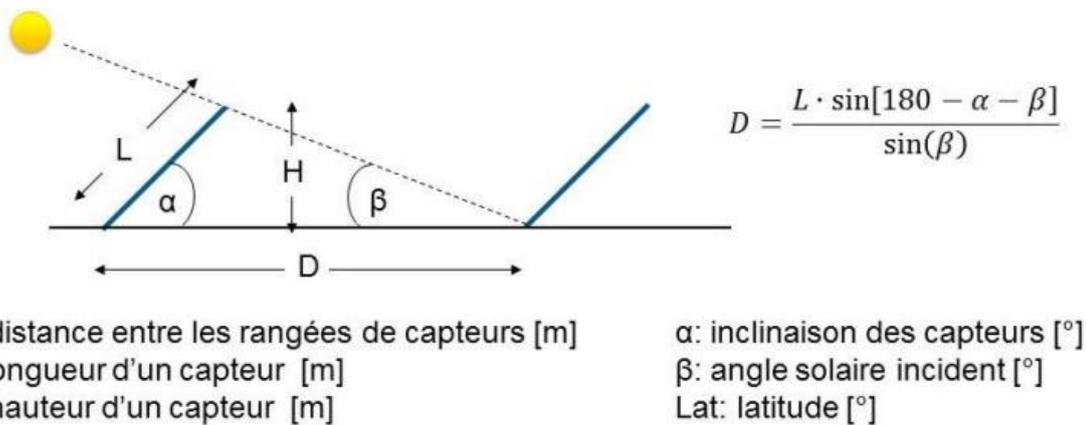
$\beta = 90 - \text{Lat} \pm \delta$

β : angle solaire incident [°]

Lat = latitude de la ville [°]

D : distance entre les rangées de capteurs [m]

δ = déclinaison magnétique



D: distance entre les rangées de capteurs [m]

α : inclinaison des capteurs [°]

L: longueur d'un capteur [m]

β : angle solaire incident [°]

H: hauteur d'un capteur [m]

Lat: latitude [°]

Figure 6 : Distance minimale sans ombrage

b) Dimensionnement de l'onduleur PV

Le dimensionnement de l'onduleur consiste à vérifier à travers quelques étapes qui permettront de savoir si l'onduleur est en adéquation avec la configuration des modules PV choisis lors de l'étape précédente. Les étapes de vérification consistent en :

- ❖ **La vérification du ratio de puissance** : Elle doit être comprise entre 0.8 et 1.2. Les calculs de vérification de ce rapport sont le suivant :

$$\text{Rapport de puissance} = \frac{P.\text{nominal CC onduleur}}{P(PV \text{ crête})} \quad (3)$$

Équation 3 : Vérification du ratio de puissance de l'onduleur

$$P (\text{courant nominal CC onduleur}) = \frac{P.\text{nominal CA onduleur}}{\eta(\%)} \quad (4)$$

Équation 4 : Vérification du ratio de puissance de l'onduleur en %

- ❖ La V_{OC} maximal à la température diurne la plus froide de la journée doit être inférieure à la valeur maximale de la tension CC d'entrée de l'onduleur ($V_{OND\ CC\ MAX}$).
- ❖ L'onduleur doit être capable de supporter en toute sécurité le courant maximal du champ PV.
- ❖ La V_{OC} minimal de la température diurne la plus chaude doit être supérieure à la valeur minimale de la tension CC de coupure de l'onduleur ($V_{ond\ coupure\ CC}$).
- ❖ Le courant CC maximal de l'onduleur doit être supérieur au courant des panneaux PV.
- ❖ La tension de fonctionnement doit être optimisée pour une efficacité maximale de l'onduleur.

c) Dimensionnement des câbles

Le dimensionnement des câbles électriques sera fait en respectant les recommandations et les prescriptions de la norme NFC15-100[12]. Ce dimensionnement nous permettra de déterminer les caractéristiques que nos câbles devront respecter à savoir :

- ❖ **La tension du câble** : Les limites de tension du câble auquel la chaîne PV sera connectée doivent être prises en compte. Les calculs de tension V_{OC} maximale des modules, ajustés pour la température conceptuelle minimum du site, sont utilisés pour ce calcul.
- ❖ **La capacité de transport du courant du câble** : Le câble doit être dimensionné en fonction du courant maximal. Il est important de se rappeler de limiter de manière appropriée les différents paramètres pouvant influencer le dimensionnement des câbles, en tenant compte de l'emplacement du câble, de la méthode de pose et de la température. Il convient de prendre en considération la taille du câble afin de tenir compte du pire cas de courant inverse dans un panneau. Le tableau 52J du guide pratique de la norme NFC

15-105 (Annexe 7) nous permet d'avoir les sections des conducteurs en fonction de leur courant admissible.

- ❖ **La minimisation des pertes de câble** : La chute de tension de câble et les pertes de puissance associées doivent être aussi faibles que possible. Il est de l'ordre de 3% en général. La chute de tension dans le câble s'exprime par :

$$U = b \left(\rho_l \frac{L}{S} \cos \varphi + \lambda L \sin \varphi \right) I_B \quad (5)$$

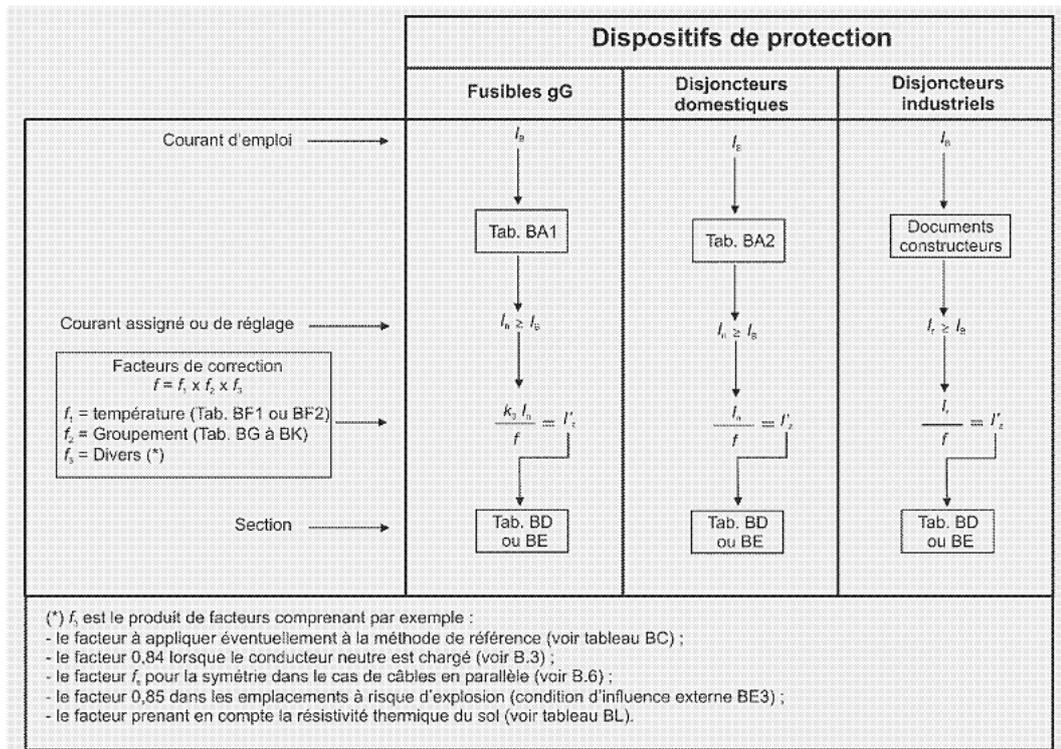
Équation 5 : Vérification de la chute de tension

- U étant la chute de tension en volts,
- b étant un coefficient égal à 1 pour les circuits triphasés, et égal à 2 pour les circuits monophasés,
- ρ_l étant la résistivité des conducteurs en service normal,
- L étant la longueur simple de la canalisation en mm²,
- $\cos \varphi$ étant le facteur de puissance, en l'absence d'indications précises, le facteur de puissance est pris égal à 0.8 ($\sin \varphi = 0.6$),
- λ étant la réactance linéique des conducteurs
- I_B étant le courant d'emploi, en ampères.
- $\Delta U = 100 \frac{U}{U_0}$
- U_0 étant la tension entre phase et neutre, en volts.

Nous utiliserons la méthode de dimensionnement des sections des conducteurs issus du "guide pratique UTE C 15-105[13]" qui donne des directives sur la détermination de sections de conducteurs et le choix des dispositifs de protection. Le Tableau 2 est un résumé de la méthode utilisée pour le dimensionnement dont les conclusions seront présentées dans la partie résultats.

Tableau 2: Détermination des sections des conducteurs.

Tableau BA – Détermination des sections des conducteurs



NB : Trouver en « Annexe 7 : Annexe intervenant dans le dimensionnement des câbles » le tableau de lecture de section de câble.

d) Dimensionnement des organes de protections

Pour ce qui est du dimensionnement des organes de protections coté CC, dans notre cas nous n'aurons pas à faire ce travail. En effet, la technologie des onduleurs Huawei SUN2000 utilisée dans le cadre de ce projet possède déjà en son sein toutes les protections nécessaires pour une isolation et une protection de l'onduleur réseau. L'installation de disjoncteurs supplémentaires sera donc inutile.

Système à courant alternatif (CA)

a) Dimensionnement des câbles

Le dimensionnement du câble du côté AC à l'instar du dimensionnement coté DC devra respecter quelques conditions à savoir :

- ❖ Le câble doit être dimensionné pour la tension maximale qui pourrait être enregistrée ;
- ❖ Le conducteur doit être en mesure de transmettre le courant d'exploitation et de court-circuit en toute sécurité ;
- ❖ Le conducteur doit être dimensionné de manière à assurer que les pertes produites par le câble sont dans les limites acceptables ;
- ❖ La mise à la terre et la liaison équipotentielle doivent être conçues pour l'application de notre projet ;

La même méthode de dimensionnement utilisée dans de celui des conducteurs dans la partie DC sera utilisée.

b) Dimensionnement des organes de protections

Dans la partie AC il s'agira entre autres de dimensionner pour chaque sous-champ les différents organes de protections tels que les disjoncteurs, les interrupteurs sectionneurs et les parafoudres.

- **Protection contre les surintensités de sortie** : Les disjoncteurs auront pour rôle d'interrompre le passage du courant provenant de chaque onduleur. Il existe déjà des protections au sein de chaque onduleur qui permet d'assurer une première protection contre les surintensités de sortie côté AC. Néanmoins, une protection supplémentaire sera nécessaire au niveau des nœuds formés dans les boîtiers chargés de regrouper les différents onduleurs. Ceux-ci seront regroupés dans la boîte à jonction. Ces disjoncteurs devront respecter au moins les caractéristiques suivantes :

$$1.1 \times I_{ca_{ond}} \leq C_{al_{pro}} (A) \quad (6)$$

Équation 6 : Détermination du calibre de protection des disjoncteurs

- **Parafoudre** : À l'image des protections contre les surintensités qui sont intégrées à l'onduleur réseau, des parafoudres de type II également sont prévus pour protéger les onduleurs. Le choix de ce type de parafoudre a été fait à la suite d'une conception dont vous pourrez trouver la démarche en **Annexe 6**. Pour assurer une protection supplémentaire, des parafoudres seront dimensionnés afin de protéger les différents circuits qui seront regroupés dans les boîtes de jonctions. Le choix des parafoudres se fait en fonction de la tension de service à supporter ainsi qu'à l'intensité du courant.

c) Dimensionnement des boîtes de jonctions

Les boîtes de jonctions nous permettent dans le cas de notre dimensionnement de regrouper les

câbles provenant d'onduleurs afin de ne sortir qu'avec un câble principal qui ira au local transformateur. Dans notre cas, nous aurons à utiliser les Smart ACBox (boîte de jonction) de Huawei, car ils nous permettront en plus de regrouper nos câbles, d'assurer une protection contre les surintensités, et les surtensions et d'assurer une connectivité qui permettra une surveillance à temps réel des onduleurs regroupés.

d) Dimensionnement du poste de livraison HTA

Le poste de transformation convertit le courant alternatif basse tension généré par les onduleurs PV en courant alternatif haute tension catégorie A (HTA) et alimente le réseau électrique. Dans notre cas, nous choisirons des STS de Huawei, postes de transformation de type boîtier utilisé, car il est compatible avec les équipements Huawei utilisés pour la centrale.

Pour dimensionner le nombre d'onduleurs que devra accueillir un poste de transformation, le courant maximal d'entrée de chaque armoire nous permettra de déterminer le nombre maximal d'onduleurs pouvant être connecté.

e) Mise à la terre des masses et protections contre les surtensions

La mise à la terre des masses métalliques de la centrale est nécessaire dans la conception, car il permet de se protéger contre les décharges électriques, les risques d'incendie et la foudre. En ce qui concerne la centrale photovoltaïque, la mise à la terre implique notamment :

- Mise à la terre du châssis des champs de panneaux PV ;
- Mise à la terre du système CC (mise à la terre du conducteur CC) ;
- Mise à la terre des onduleurs ;
- Mise à la terre de la partie AC (conducteurs, boîte de jonction, transformateur, etc.)
- Protection contre la foudre et les surtensions.

Pour la mise à la terre du côté DC une liaison équipotentielle sera d'abord réalisée afin de permettre la continuité de la liaison équipotentielle dans le cas où la maintenance d'un module serait prévue[14].

4. Le système de monitoring

Le système de surveillance de la production d'énergie dans la centrale sera géré par un contrôleur de panneau intelligent (Smart ACU)[15]. Ce contrôleur intègrera en son sein les équipements suivants :

- Le SmartLogger3000
- Le Smart module100
- Le SmartPID2000
- Un Module PLC
- Un Commutateur de réseau Ethernet (LAN)
- L'ATB (Access Terminal Box, boîte à borne d'accès)
- Le module PoE (Power over Ethernet)

Chaque appareil aura un rôle précis à jouer dans le système de monitoring de la centrale. Dans les lignes qui suivent, nous aurons une description brève des équipements les plus importants.

- **SmartLogger3000** : le rôle du SmartLogger installé dans l'armoire est de recueillir les données des appareils PV et transmettre les données au système de surveillance de la centrale sur un réseau en anneau de fibre optique ou sur un réseau 4G LTE pour contrôler la communication entre la centrale PV et le système de surveillance. Il converge les ports, convertit les protocoles, et assure de manière centralisée la surveillance et la maintenance des équipements du système photovoltaïque de production d'énergie. Les appareils PV comprennent : les modules, les onduleurs SUN2000 (Huawei), les transformateurs de type boîtier (STS), les appareils de surveillance vidéo, l'instrument de surveillance environnementale (EMI), etc.
- **SmartPID2000** : il règle automatiquement le mode de compensation selon le type de module PV, tient compte de l'isolement du système PV et de l'état des onduleurs, règle la tension de compensation en toute sécurité.
- **Module PLC CCO** : il permet de se connecter aux onduleurs SUN2000 qui supportent la fonction Power Line Communication (PLC) afin de transmettre les données au collecteur de données.
- **EMI** : une mini station météorologique sera nécessaire pour permettre à la centrale de fonctionner à potentiel maximal. En effet, une telle station nous permettra de faire des prévisions météorologiques afin de prédire la production énergétique journalière de la centrale. Dans le cas de notre centrale, nous utiliserons une station

météorologique VSN800[16] du fabricant ABB qui est compatible avec les équipements Huawei. Il est possible de connecter l'EMI au SmartLogger par l'intermédiaire d'un Modbus RTU. La mini station météorologique est composée d'un capteur avancé, d'un capteur de température ambiante, d'un capteur de température de panneau, d'un capteur d'irradiance solaire attaché, d'un capteur d'irradiance solaire détaché pour plan de tableau, d'un capteur de vitesse du vent, d'un capteur de direction du vent et d'une enceinte polymérique NEMA 3R.

Le schéma qui va suivre décrit le principe de fonctionnement du système de monitoring de la centrale.

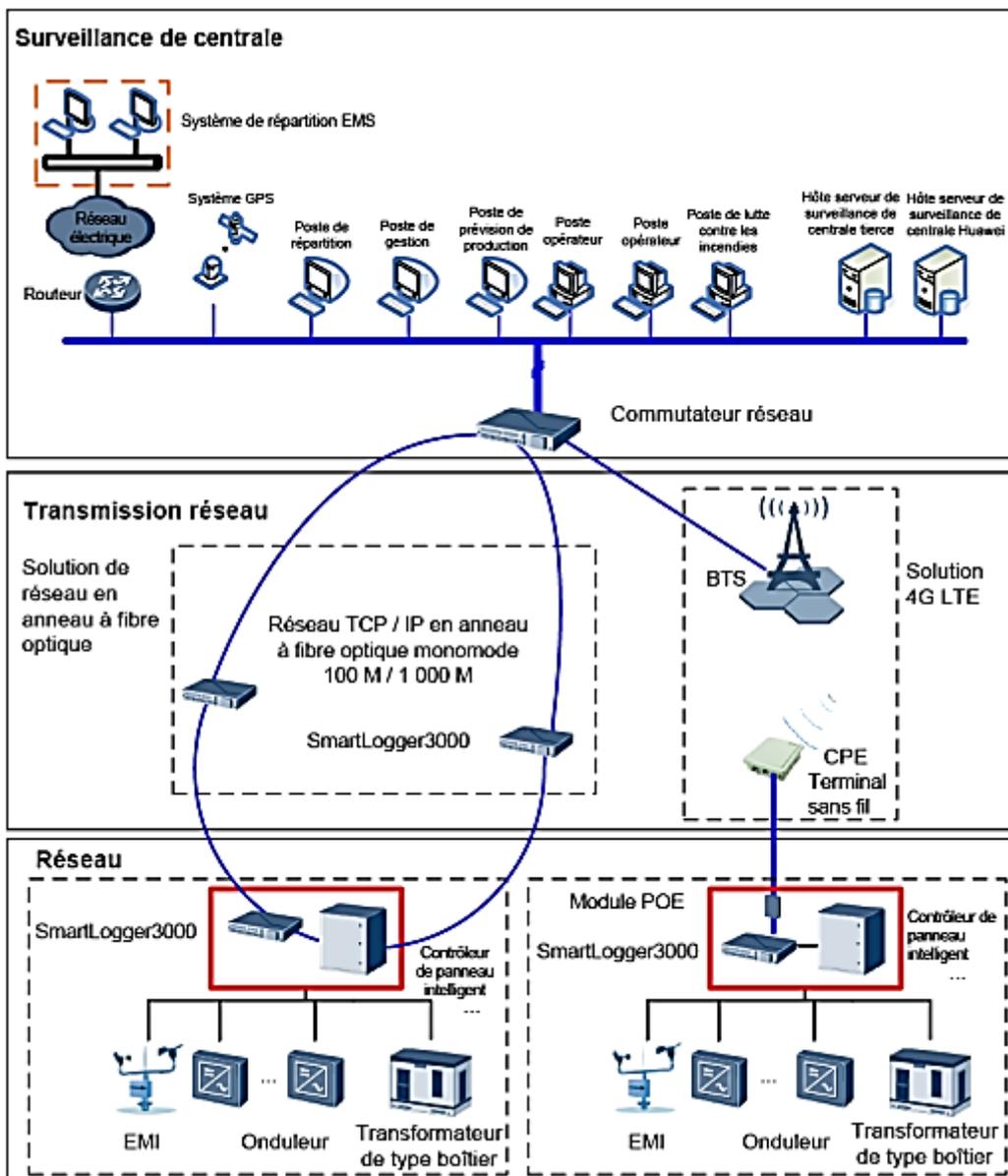


Figure 7 : Système de surveillance de la centrale

Ainsi donc, tous les éléments de la centrale seront interconnectés et cela permettra à tous les postes d'opérateurs et de gestion de la centrale d'avoir accès aux données qui les intéressent.

5. Estimation de la production annuelle d'énergie

L'évaluation de la production énergétique annuelle est nécessaire afin de prédire la quantité d'énergie qui pourra être produite par la centrale en une année. Cette prédiction nous permet de non seulement tirer des conclusions en fin d'année afin de savoir si la centrale a atteint ses objectifs, mais également de voir dans quelle mesure on pourrait améliorer la production de la centrale en cas de non atteinte des objectifs. La production énergétique annuelle peut être estimée par l'expression suivante :

$$E_{AC} = 365 \times PR \times H \times P_o \quad (7)$$

Équation 7 : Formule pour la détermination de la production énergétique annuelle

Avec :

- **E_{AC}** : Énergie annuelle produite par l'installation (kWh)
- **H** : Irradiation (rayonnement) solaire en moyenne par jour sur le plan incliné (kWh/m²/jour)
- **PR** : Ratio de performance (%)
- **P_o** : Puissance crête de l'installation (kWc)

L'irradiation solaire moyenne par jour du site accueillant la centrale sera évaluée à l'aide du logiciel Solarius PV.

Pour justifier nos prévisions de rendement énergétique de bonne qualité, un logiciel de modélisation du solaire PV nous aidera à analyser les différentes phases de la vie de notre projet. Ainsi le logiciel de dimensionnement Solarius-PV sera utilisé dans notre cas pour nous aider à confirmer nos résultats obtenus lors du dimensionnement ainsi que pour les prévisions de rendement énergétique annuel attendu. Ce logiciel permet de faire une modélisation réelle de la centrale dans le site sur lequel il sera installé afin de donner un rendue réelle du projet.

6. Présentation et justification du logiciel d'étude

Pour la conception de la centrale PV de 50 MWc un logiciel de dimensionnement sera nécessaire afin de confirmer nos résultats obtenus manuellement. Dans notre cas, le logiciel Solarius PV a été utilisé pour nous aider à confirmer nos résultats obtenus lors du dimensionnement manuel ainsi que pour les prévisions de rendement énergétique annuel attendu.

Solarius PV est un logiciel dédié à la conception de systèmes photovoltaïques déjà utilisé pour des milliers d'installations différentes à travers le monde. C'est un outil complet, fiable et innovant pour la conception technique et la simulation économique de systèmes PV de tout type de taille.

Nous avons choisi ce logiciel car il nous fournit les avantages suivants :

- Permet la modélisation 3D par objets paramétriques de l'installation, même à partir de projets DXF ou DWG ou de modèles BIM ;
- Une estimation du rayonnement solaire à partir de données climatiques MeteonormTM ou PVGISTM ;
- Un calcul de l'ombrage photovoltaïque à partir d'une photo ;
- Une bibliothèque modulaire, onduleurs et batteries pour supporter toutes les phases de conception ;
- Permet la réalisation de schéma électrique de l'installation photovoltaïque (tableaux de distribution, câbles, protections) ;
- Evaluation économique (business plan) de l'installation PV.

Partie 2 : Résultats du dimensionnement

I. CONCEPTION DU SYSTEME PHOTOVOLTAÏQUE

1. Agencement et ombrage de la centrale

À l'aide de la formule empirique présentée plus haut (Équation 2) nous allons évaluer la distance qui doit séparer chaque rangée afin d'éviter des projections d'ombrages sur les rangées suivantes :

$$AN: D = \frac{2.096 \times \sin(1.95)}{\sin(0.93)}$$

$$D = 2.5 \text{ m}$$

La distance minimale à respecter entre chaque rangée du champ PV est de **2.5 m**. Nous retiendrons donc 3 m afin d'éviter la projection d'ombrage sur les rangées suivantes et permettre également la circulation des engins pour le nettoyage des panneaux PV.

2. Configuration du champ PV

a) Dimensionnement manuel

. Le Tableau 3 présente les résultats manuellement obtenus lors de la vérification de la compatibilité de l'onduleur et de la configuration des champs PV ainsi que le nombre de modules nécessaire pour chaque onduleur.

Tableau 3 : Résumé des résultats de la configuration manuelle effectuée

Ratio de vérification de la configuration choisi			
Désignation	Formule	Résultat	Commentaire
Nombre de modules par string	$N_{ms} = (\text{Max DC voltage}) / (\text{Voc module})$	28.86	Soit 29 modules $29 * 45.044 = 1306.27 < 1500 \text{ V}$ OK !
Vérification de la plage de tension MPP	$U_{mpp} = N_{ms} * V_{mpp}$	1078.80	U_{mpp} compris 500-1500 V OK !
Vérification du courant d'entrée de l'onduleur	$I_{max} = N. \text{ string} * I_{sc}$	22.7	$22.7 < 26 \text{ A}$ donc OK !
Nombre de modules par onduleur	$N_{m_{\text{onduleur}}} = \text{Nbr entrée} * N_{ms}$	522	Un sous champ sera constitué de 522 modules
Ration de puissance	$\text{Ratio} = (P \text{ onduleur CC}) / (P \text{ sous champ})$	0.85	Compris entre 0.8 et 1.2 donc OK ! Configuration acceptée

L'onduleur choisi est en adéquation avec la configuration du sous-champ établi. En effet, la configuration respecte le ratio de puissance conseillé pour ce genre de dimensionnement. Afin que la puissance de sortie soit de 175 kW à 40°C, chaque circuit MPPT accueillera vingt-neuf (29) modules PV branchés en série ce qui donne un total de 522 modules par onduleur.

b) Dimensionnement à l'aide de « Solarius PV »

La conception du système à l'aide du logiciel comprends tous les aspects de l'installation à savoir le rayonnement, l'ombrage, l'orientation, l'inclinaison, le modèles de générateur PV et de panneaux PV, la consommation, les rendements etc. Ainsi donc afin de confirmer nos résultats obtenus lors de la conception obtenue manuellement, nous avons choisi le même onduleur SUN2000-185KTL afin de trouver une configuration optimale avec le même modèle de panneaux PV utilisé. Nous avons donc obtenu les résultats suivants.

Tableau 4 : Résultats principaux des vérifications nécessaires pour la configuration de l'onduleur SUN2000

Onduleur sélectionné												
Onduleur Huawei Technologies Co., Ltd. - SUN2000-185KTL-1			Puissance nominale [W] 185 000		Nombre MPPT 9		Nombre onduleurs 1					
Configuration onduleur												
MPPT	Total modules	Chaînes x modules	Vm Tmax >= VMppt min		Vm Tmin <= VMppt max		Voc Tmin <= Vmax		Voc Tmin <= Vmax module		Isc gen <= Imax inv	
			Vm Tmax	VMppt min	Vm Tmin	VMppt max	Voc Tmin	Vmax	Voc Tmin	Vmax mod.	Isc gen	Imax
1	58	2 x 29	914.00	500.00	1 108.10	1 500.00	1 337.20	1 500.00	1 337.20	1 500.00	22.68	234.00
2	58	2 x 29	914.00	500.00	1 108.10	1 500.00	1 337.20	1 500.00	1 337.20	1 500.00	22.68	234.00
3	58	2 x 29	914.00	500.00	1 108.10	1 500.00	1 337.20	1 500.00	1 337.20	1 500.00	22.68	234.00
4	58	2 x 29	914.00	500.00	1 108.10	1 500.00	1 337.20	1 500.00	1 337.20	1 500.00	22.68	234.00
5	58	2 x 29	914.00	500.00	1 108.10	1 500.00	1 337.20	1 500.00	1 337.20	1 500.00	22.68	234.00
6	58	2 x 29	914.00	500.00	1 108.10	1 500.00	1 337.20	1 500.00	1 337.20	1 500.00	22.68	234.00
7	58	2 x 29	914.00	500.00	1 108.10	1 500.00	1 337.20	1 500.00	1 337.20	1 500.00	22.68	234.00
8	58	2 x 29	914.00	500.00	1 108.10	1 500.00	1 337.20	1 500.00	1 337.20	1 500.00	22.68	234.00
9	58	2 x 29	914.00	500.00	1 108.10	1 500.00	1 337.20	1 500.00	1 337.20	1 500.00	22.68	234.00

Configuration sélectionnée			
Nombre modules x onduleurs	<input type="text" value="522"/>	Nombre tot. modules	<input type="text" value="522"/>
Puissance modules x onduleur [kW]	<input type="text" value="208.800"/>	Puissance tot. modules [kW]	<input type="text" value="208.800"/>
		Dimensionnement [%]	<input type="text" value="88.60"/> ✓

Tableau 5 : Récapitulatif des résultats obtenus après dimensionnement à l'aide du logiciel Solarius PV

Récapitulatif			
Energie annuelle [kWh]	86 217 739.20	Puissance phase N1 [kW]	16 704.000
Puissance totale [kW]	50 112.000	Puissance phase N2 [kW]	16 704.000
Énergie par kW [kWh/kW]	1 720.50	Puissance phase N3 [kW]	16 704.000
		Surface totale modules [m ²]	254 819.52
		Nombre total modules	125 280
		Nombre total onduleurs	240
		Capacité de stockage utile total [kWh]	0.00

Les résultats du dimensionnement obtenus à l'aide de Solarius PV se présentent comme suit. La configuration retenue pour les onduleurs le logiciel nous conseille d'associer 29 modules PV en série pour chaque entrée MPPT. Cette configuration nous permet d'avoir un ratio de puissance nominale de 88.6 %. Ce rapport nous permet d'affirmer que la configuration choisie est en adéquation avec notre onduleur. Ainsi donc pour une puissance installée de 50 MWc le nombre total d'onduleurs SUN2000-185-KTL-H0 nécessaires est de **240 onduleurs** pour un total de **125 280 modules PV** de puissance unitaire 400 Wc du modèle SRP-400-E01A-HV du fabricant « Seraphim ». Il est également intéressant de souligner que la surface totale des modules PV est de 253 779 m². Et la centrale s'étalera sur une surface de 60 ha.

Analyse et interprétation des résultats de la configuration du champ PV obtenue :

Le tableau qui va suivre présente la synthèse des résultats des vérifications nécessaires pour la configuration des générateurs PV issues des deux moyens de dimensionnement utilisés soit la méthode manuelle et la méthode avec le logiciel.

Tableau 6 : Synthèse des résultats des vérifications nécessaires pour la configuration des générateurs PV issues des deux moyens de dimensionnement

Vérification à faire	Configuration manuelle	Configuration à l'aide de Solarius PV	Plage à respecter
Total modules par strings	29	29	-
Vérification de la tension d'entrée de l'onduleur (V)	1306.27	1337.20	< 1500
Vérification de la plage de tension MPP (V)	1078.80	1108.10	500 ~ 1500
Vérification du courant d'entrée de l'onduleur par MPPT (A)	22.7	22.68	< 26

A l'issue des deux moyens de dimensionnement des résultats casi similaires ont été trouvés, ils ont permis de vérifier l'adéquation entre l'onduleur Sun2000 et la configuration du champ PV. En effet nous obtenons une configuration nécessitant un total de 522 modules au total pour chaque onduleur repartit sur les neuf (9) entrées MPPT. Ainsi chaque entrée MPPT doit accueillir 29 modules couplés en série.

Ces résultats obtenus lors du dimensionnement manuel ont été confirmés par celle obtenue lors du dimensionnement avec le logiciel de Solarius PV[17].

Dans le tableau ci-dessous, nous vous présenterons le récapitulatif des équipements nécessaires pour assurer la configuration préalablement énumérée.

Tableau 7 : Récapitulatif de la configuration du champ PV obtenue lors des dimensionnement

Désignation	Modèle	Fabricant	Quantité
Module PV	SRP-400-E01A-HV	Seraphim	125 280
Onduleur	SUN2000-185-KTL-H0	Huawei	240

3. Résultat de l'estimation de la production annuelle d'énergie

La production énergétique annuelle est évaluée par le logiciel Solarius PV. L'avantage de cette évaluation est qu'elle est la plus précise possible. Cela grâce aux données météorologiques relatives au site qui sont dans la base de données du logiciel ainsi que la modélisation 3D qui nous a permis de faire des simulations d'ombrage.

L'histogramme qui va suivre présente l'énergie mensuelle produite par l'installation.

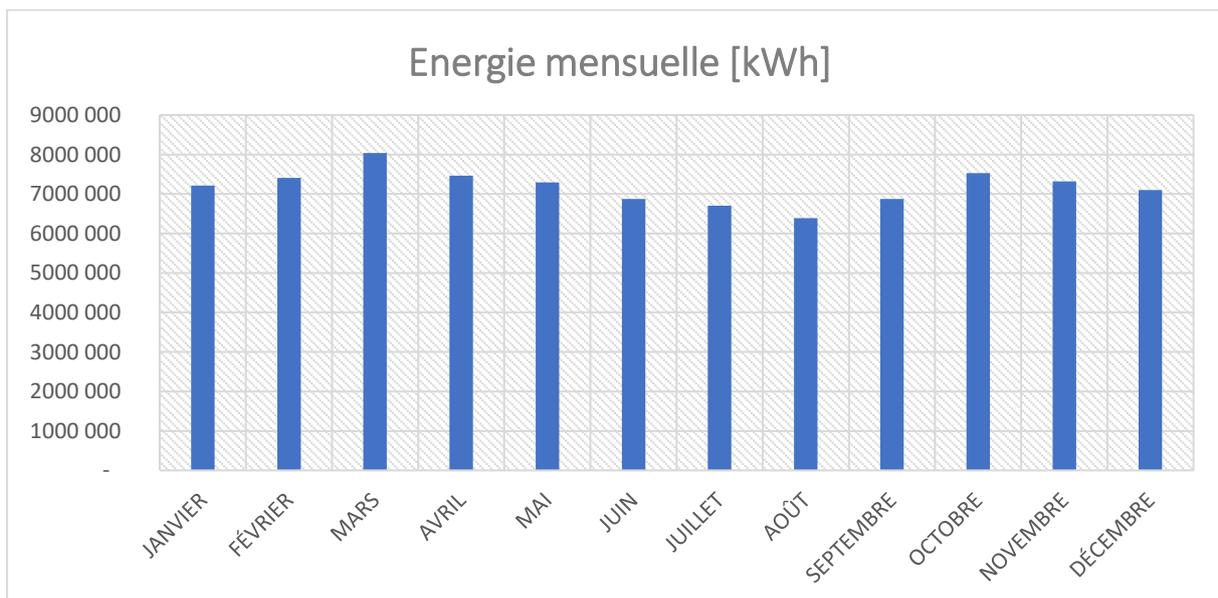


Figure 8 : Évolution de la production d'énergie mensuelle

De cet histogramme, nous pouvons remarquer que le pic de production est atteint durant le mois de mars qui est la période la plus chaude et ensoleillée au Burkina Faso. Et par opposition, c'est au mois d'août que la production énergétique est à son plus bas niveau car on se retrouve en saison pluvieuse et le ciel est généralement recouvert de nuage ce qui fait de l'ombrage sur l'installation. Les valeurs du taux d'irradiations obtenue par Meteonorm[17] permettent

d'observer l'analogie entre l'énergie produite mensuellement et les valeurs d'irradiation mensuelle.

Ainsi la prévision de la production énergétique annuelle est de **86 217 739.20 kWh** (égale à **1 720.50 kWh/kW**).

4. Résultat du dimensionnement des postes de livraison HTA

Comme mentionné dans la partie méthodologie, nous utiliserons des transformateurs de types boîtier de Huawei. Dans notre cas il s'agira entre autres du Smart Transformer Station 6000K (STS 6000K). Il est important de noter que ce transformateur de type boîtier possède en son sein toutes les protections nécessaires pour assurer sa propre protection.

En ce qui nous concerne, nous nous intéresserons de savoir combien de STS devront être nécessaires pour l'ensemble de la centrale. Il est important de noter que le modèle de STS 6000K possède en son sein deux armoires basse tension qui lui permettent de recevoir au maximum 36 onduleurs du même modèle que nous utilisons.

Ainsi, pour l'ensemble de nos onduleurs qui sont au nombre de 240, nous aurons besoin de 7 STS au total. La configuration sera la suivante :

- 6 STS vont accueillir 34 onduleurs chacun reparti entre les deux armoires.
- 1 STS accueillera 36 onduleurs.

II. RESULTAT DU DIMENSIONNEMENT DES CABLES ELECTRIQUE

COTE CC

Concernant la partie CC, dans les lignes qui suivront nous vous présenterons le schéma électrique illustrant la configuration du câblage au niveau d'un onduleur.

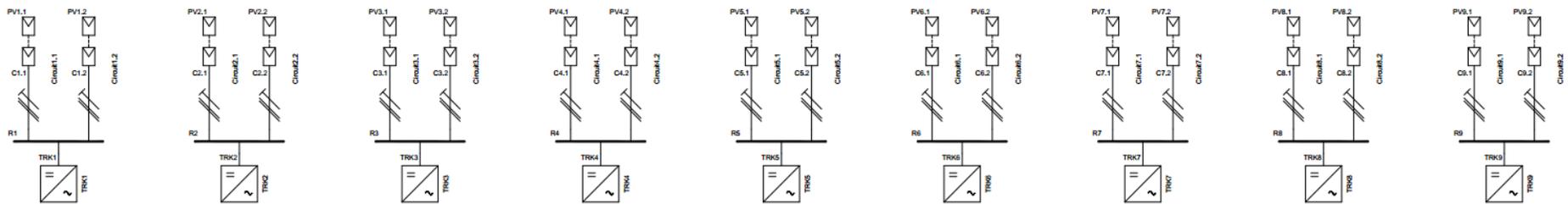


Figure 9 : Schéma unifilaire illustrant la partie DC de notre installation

NB : chaque onduleur représente une entrée MPP de l'onduleur SUN2000 ils sont au nombre de 9 ce qui correspond au nombre d'entrées MPP de l'onduleur.

1. Calcul de section de câble.

La détermination des sections de câbles concernant la partie CC sera effectuée conformément aux règles de la NF C 15-100 concernant les câbles à isolation polyéthylène réticulée (PR). Ainsi donc le dimensionnement sera établi grâce à la méthode de détermination des câbles issus du guide pratique UTE C 15-105 présenté dans le « *Tableau 2: Détermination des sections des conducteurs.* ».

Pour le dimensionnement des câbles, les hypothèses suivantes seront avancées :

Le circuit est constitué de câbles U 1000 R2V monoconducteurs

- ✓ Type de circuit : monophasé
- ✓ Courant d'emploi I_B : 10.76 A
- ✓ Mode de pose et méthode de référence (tableau BC : 61 D (Câbles monoconducteurs dans des conduits))
- ✓ Température ambiante : 70°C, car câbles soumis à l'échauffement direct des modules
- ✓ Température du sol : 45°C
- ✓ Protection par fusible gG

Différents facteurs de corrections issus des hypothèses énumérées précédemment seront appliqués à savoir :

Facteur de correction dû à la température ambiante : il s'agit d'un facteur de correction pour des températures ambiantes différentes de 30 °C auquel il faut appliquer aux valeurs de courant nominal afin de calculer le courant admissible.

Facteur de correction dû à la température : une bonne partie de nos câbles seront enterrés il faudra donc appliquer un facteur de correction pour des températures du sol différentes de 20 °C.

Facteur de correction dû au mode de pose : en fonction du mode de pose des câbles à dimensionner un facteur de correction doit être appliqué au courant nominal afin de déterminer le courant admissible.

Les valeurs des facteurs de correction à appliquer sont présentées dans les lignes qui suivent :

- Température ambiante : $f_1 = 0.58$
- Température du sol : $f_2 = 0.80$
- Mode de pose : $f_3 = 0.80$

Ainsi nous obtenons le facteur de correction global suivant :

$$f = f_1 \times f_2 \times f_3$$

$$\underline{\text{AN}} : f = 0.58 \times 0.8 \times 0.8$$

$$f = 0.37$$

Protection par fusible gG :

Détermination du courant assigné du fusible :

$$- I_n \geq I_B \quad \text{Avec : } I_n = \text{courant nominal} \\ I_B = \text{courant d'emploi}$$

$$I_n = 16 \text{ A} > 10.76 \text{ A}$$

✚ Calcul de la section :

$$I'_z = \frac{K3 \times I_n}{f} \quad (9)$$

Équation 8 : Formule de détermination du courant admissible pour les protections à l'aide de fusible

$$I'_z = \frac{17.6}{0.37} (K_3 I_n \text{ donné par le Tableau BA1 du guide UTE 15105})$$

$$I'_z = 47.57 \text{ A}$$

Pour des raisons de sécurité, avant de déterminer la valeur des courants des sections des câbles, un coefficient de sécurité de 30% sera admis afin de palier à différents scénarii non pris en compte. Ainsi donc, nous avons donc un courant admissible qui sera donc de :

$$I''_z = 47.57 \times 1.3$$

$$I''_z = 61.84 \text{ A}$$

A l'aide du tableau 52J de la norme NF C 15-100 nous avons une section de **4 mm²**.

✚ Vérification des chutes de tension dans les canalisations.

La chute de tension admissible entre l'origine d'une installation et tout point d'utilisation ne doit pas être supérieure à 2% sur le côté continu de l'installation.

Elle sera calculée par la formule (**Équation 5**) mentionnée plus haut dans la présentation de la méthodologie utilisée. Nous avons les données suivantes :

Un circuit monophasé de longueur 100 m et de section 4 mm² parcourus par un courant d'emploi de 9.74 A.

$$b = 2$$

$$S = 4 \text{ mm}^2$$

$$\rho_l = 0.023 \text{ } \Omega \text{ mm}^2/\text{m}$$

$$I_B = 9.74 \text{ A}$$

$$L = 100 \text{ m}$$

$$\cos \varphi = 0.8$$

$$\sin \varphi = 0.6$$

$$\lambda = 0.08 \text{ m}\Omega / \text{m}$$

$$AN : U = 2 \times \left(0.023 \times \frac{100}{4} \times 0.8 + 0.0008 \times 100 \times 0.6 \right) \times 9.74$$

$$U = 9.89 \text{ V}$$

$$\Delta U = 100 \times \frac{9.89}{1010.60}$$

$$\Delta U = 0.97 \%$$

La chute de tension est donc admissible, car elle est inférieure au 2 % de chute de tension recommandée. La section de 4 mm² est donc retenue pour les câbles de la partie DC.

Le tableau qui suit présente la synthèse de calcul de la section de câble de la partie DC.

Tableau 8 : Synthèse des calculs de section de câble de la partie DC

Paramètres	Valeurs
I_B(A)	10.76
Facteur de correction (f)	0.37
I''_Z (A)	61.84
Section de câble déterminée (mm²)	4
ΔU (V)	9.89
ΔU%	0.97

2. Résultat du dimensionnement des protections contre les surintensités des canalisations

Cette partie concerne le dimensionnement des protections de la partie DC de notre système. Elle concerne la partie champ PV jusqu'à la l'onduleur. Comme cité plus haut le système DC ne nécessitera pas de protection. En effet, les onduleurs SUN2000 de Huawei est dotée d'une technologie qui permet d'éviter de dimensionner les protections pour la partie CC. Elle possède toutes les protections nécessaires afin d'éviter tout type de défaut électrique susceptible d'être observé au niveau de l'onduleur. Il suffit donc de raccorder les bornes provenant directement du champ PV à l'onduleur.

Parmi ces protections nous avons :

- Trois (3) commutateurs DC d'entrée, (destinés à couper l'arrivée du courant électrique issues du champ PV)

- Une protection anti-flotage pour les maintenances,
- Une protection contre la surintensité de sortie,
- Une protection de connexions inversées à l'entrée,
- Une détection des anomalies des panneaux PV (telles que des dysfonctionnements des cellules PV),
- Une protection contre les surtensions DC (type II),
- Une protection contre les surtensions AC (type II),
- Une détection de la résistance d'isolement (Permet de vérifier qu'il n'y a pas de défaut à la terre),
- Un contrôle du courant résiduel (RCMU).

COTE AC

Concernant la partie AC, nous commencerons également par présenter le schéma unifilaire du système que nous concevons avant de procéder aux différents calculs électriques.

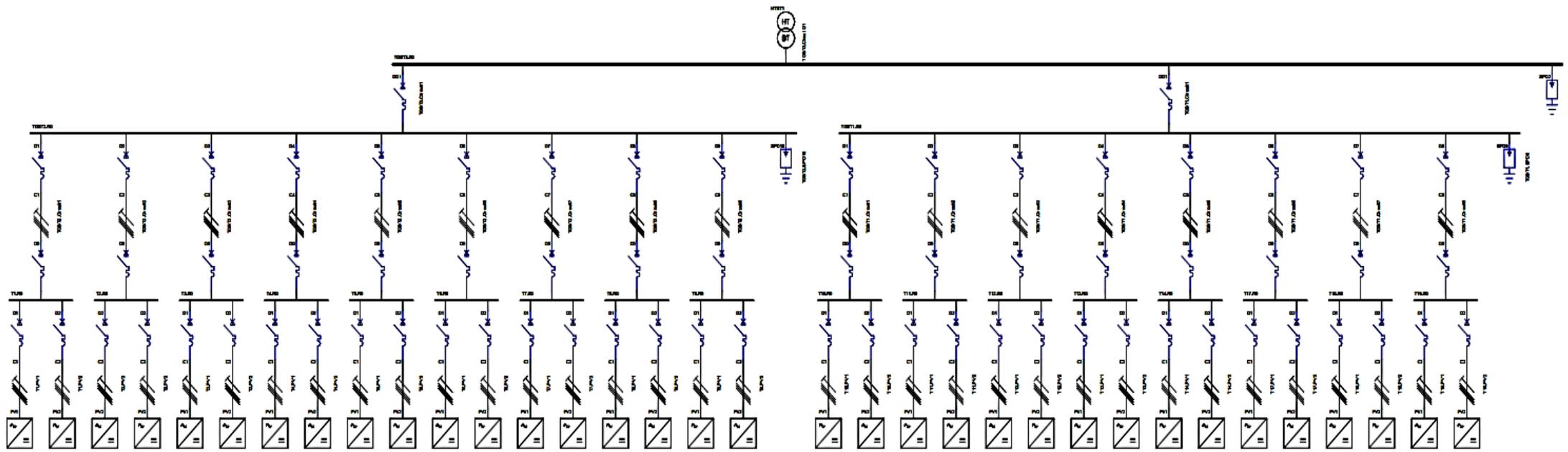


Figure 10 : Schéma unifilaire de la partie AC de l'installation

Le schéma unifilaire ci-dessus illustre l'installation de la partie AC d'un sous champ. Plus précisément l'installation électrique liée à un seul transformateur.

1. Calcul de section de câble.

Selon le **Tableau 2** nous choisirons la méthode concernant les disjoncteurs industriels.

Les **hypothèses** de calculs utilisées lors du dimensionnement seront pratiquement les mêmes pour la première partie c'est-à-dire de l'onduleur à la boîte de jonction et pour la deuxième partie de la boîte de jonction au transformateur. Ces hypothèses sont les suivantes :

a) De l'onduleur à la boîte de jonction

- ✓ Circuit triphasé sans neutre
- ✓ Courant d'emplois I_B : 126.3 A
- ✓ Mode de pose : Câble multiconducteurs dans des conduits, des fourreaux ou des conduits- profilés enterrés (mode de pose 61D « Tableau 52C de la norme NF C15-100 que vous pouvez retrouver en annexe »).
- ✓ Câble de type U1000R2V multiconducteurs
- ✓ Un câble multiconducteur par conduit, 1 conduits au total (conduits jointifs)
- ✓ Température ambiante : 40 °C
- ✓ Température du sol : 45°C
- ✓ Protection par disjoncteur industriel
- ✓ Nature du sol : terrain sec

Facteurs de correction :

- Neutre non chargé : $f_1 = 1$
- Groupement : $f_2 = 1$
- Température ambiante : $f_3 = 0.91$
- Température du sol : $f_4 = 0.80$
- Nature du sol : $f_5 = 1$

Le produit des facteurs de puissances donne :

$$f = f_1 \times f_2 \times f_3 \times f_4 \times f_5 = 1 \times 1 \times 0.91 \times 0.80 \times 1 = 0.728$$

Protection par disjoncteur industriel :

Réglage du disjoncteur :

- $I_r \geq I_B$ Avec I_r = courant de réglage du disjoncteur
soit $I_r = 144$ A

Calcul des sections des câbles :

$$I'_z = \frac{I_r}{f_1 \times f_2 \times f_3 \times f_4 \times f_5}$$

$$\underline{AN} : I'_z = \frac{144}{0.728}$$

$$I'_z = 197.8 \text{ A}$$

Comme mentionné dans la partie DC nous allons multiplier la valeur du courant admissible par un coefficient d'extension. Pour la partie AC nous utiliserons un coefficient de 30 % pour des raisons de sécurité.

Ainsi nous avons :

$$I''_z = 197.8 \times 1.3$$

$$I''_z = 257.14 \text{ A}$$

À l'aide du tableau 52J de la norme NF C 15-100 nous avons une section de **70 mm²**

(i) Calcul des courants de courts circuits.

Selon le guide UTE C 15-105 de la norme NFC 15-100 il est nécessaire de déterminer pour chaque circuit, le courant de court-circuit maximal présumé à l'origine du circuit et le courant de court-circuit minimal à l'extrémité du circuit.

Le courant de court-circuit maximal présumé est utilisé pour :

- La vérification du pouvoir de coupure du dispositif de protection,
- La vérification des contraintes thermiques des conducteurs lorsque le dispositif de protection est un disjoncteur.

Le courant de court-circuit minimal présumé est utilisé pour :

- La vérification des conditions de coupure en cas de court-circuit ou de défaut lorsque le dispositif de protection est un disjoncteur,
- La vérification des contraintes thermiques des conducteurs lorsque le dispositif de protection est un fusible.

Pour le calcul de courant de court-circuit, la méthode des impédances sera utilisée. Dans cette méthode, le courant de court-circuit est égal à :

$$I_k = \frac{C.m.U_0}{Z} = \frac{C.m.U_0}{\sqrt{(\sum R^2 + \sum X^2)}} \quad (10)$$

Équation 9 : Formule de détermination du courant de court-circuit

c facteur de tension pris égal à :

- $C_{\max} = 1.05$ pour les courants maximaux
- $C_{\min} = 0.95$ pour les courants minimaux

- m facteur de charge pris égal à 1.05, quelle que soit la source
- U_0 étant la tension nominale de l'installation entre phase et neutre (800 V dans notre cas)
- Z étant l'impédance de la boucle de défaut.

Déterminons à présent l'ensemble des impédances de la boucle de défaut :

- **Impédance en amont de la source considérée :**

La source considérée ici étant le générateur photovoltaïque l'impédance en amont de celle-ci est l'ensemble des câbles électriques issus d'une chaîne PV. La résistance se calcule à l'aide de la formule :

$$R_c = \rho \times \frac{L}{S} \quad (11)$$

Équation 10 : Détermination de la résistance linéique des câbles

Avec : ρ = résistivité des conducteurs à la température normale de fonctionnement,

- $\rho = 22,5 \text{ m}\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ pour le cuivre
- $\rho = 36 \text{ m}\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ pour l'aluminium

L = longueur de la canalisation

S = section des conducteurs en mm^2 .

La réactance peut être négligeable pour des sections inférieures à 50 mm^2 . Et en l'absence d'information du fabricant, on considèrera $X_c = 0.08 \text{ m}\Omega/\text{m}$.

Dans notre cas nous avons les caractéristiques de câbles suivants :

- Nature du câble : cuivre
- Section du câble : 6 mm^2
- Longueur du câble : 100 m

$$\text{AN : } R_c = 0.0225 \times \frac{100}{6}$$

$$R_c = 0.563 \Omega$$

$$X_c \approx 0 \Omega$$

$$Z_c = \sqrt{(R_c^2 + X_c^2)}$$

$$\text{AN} = Z_c = \mathbf{0.563 \Omega}$$

- **Impédance de la source**

Pour déterminer l'impédance de la source, nous allons utiliser l'expression de la Loi d'ohm qui est la suivante :

$$Z_s = \frac{S}{\sqrt{3} \times I^2}$$

Avec S = la puissance apparente maximale de l'onduleur SUN2000

$$\text{AN : } Z_s = \frac{185000}{\sqrt{3} \times 126.3^2}$$

$$Z_s = \mathbf{6.7 \Omega}$$

▪ **Impédance des canalisations en amont du circuit considéré**

Les caractéristiques du câble sont les suivants :

- Nature du câble : cuivre
- Section du câble : 70 mm²
- Longueur du câble : 50 m

$$R_a = 0.016 \Omega$$

$$X_a = 0.004 \Omega$$

$$\mathbf{Z_a = 0.016 \Omega}$$

La somme totale des impédances de la boucle de défaut est la suivante :

$$Z = Z_c + Z_s + Z_a$$

$$\mathbf{Z = 7.28 \Omega}$$

Après avoir déterminé l'impédance totale de la boucle de défaut, il est maintenant possible de déterminer le courant de court-circuit.

Ainsi nous avons :

$$AN : I_{kmax} = \frac{1.05 \times 1.05 \times \left(\frac{800}{\sqrt{3}}\right)}{7.28}$$

$$I_{kmax} = 69.95 \text{ kA}$$

(ii) Détermination de la chute de tension

Pour les installations PV directement connectées au réseau public de distribution BT, la chute de tension maximale autorisée entre les bornes AC de l'onduleur et le point de livraison (NF C 15-100) est de 3 % à puissance nominale du ou des onduleurs.

On utilise la formule empirique **Équation 5**.

Les données sont les suivantes :

Un circuit triphasé de longueur 50 m et de section 70 mm² parcourus par un courant d'emploi de 126.3 A.

$$b = 1$$

$$S = 70 \text{ mm}^2$$

$$\rho_l = 0.023 \Omega \text{ mm}^2/\text{m}$$

$$I_B = 126.3 \text{ A}$$

$$L = 50 \text{ m}$$

$$\cos \varphi = 0.8$$

$$\sin \varphi = 0.6$$

$$\lambda = 0.08 \text{ m}\Omega / \text{m}$$

$$U = 4.69 \text{ V}$$

$$\Delta U = 0.59 \%$$

La chute de tension est donc admissible, car elle est inférieure au 3 % de chute de tension recommandée.

b) De la boîte de jonction au transformateur

- ✓ Circuit triphasé sans neutre
- ✓ Courant d'emploi I_B : 252.6 A
- ✓ Mode de pose : Câble multiconducteurs dans des conduits, des fourreaux ou des conduits- profilés enterrés (mode de pose 61D (Tableau 52C de la norme NF C15-100 que vous pouvez retrouver en annexe).
- ✓ Câble de type U1000R2V multiconducteurs
- ✓ Un câble multiconducteur par conduit,
- ✓ Température ambiante : 40 °C
- ✓ Température du sol : 45°C
- ✓ Protection par disjoncteur industriel
- ✓ Nature du sol : terrain sec

Facteurs de correction :

- Neutre non chargé : $f_1 = 1$
- Groupement : $f_2 = 1$
- Température ambiante : $f_3 = 0.91$
- Température du sol : $f_4 = 0.80$
- Nature du sol : $f_5 = 1$

Le facteur de puissance global est de :

$$f = 0.728$$

Protection par disjoncteur industriel :

Réglage du disjoncteur :

- $I_r \geq I_B$ Soit $I_r = 270$ A

Calcul des sections des câbles :

$$I'_z = 371 \text{ A}$$

Comme mentionné dans la partie DC nous allons multiplier la valeur du courant admissible par un coefficient d'extension de 30 % pour des raisons de sécurité.

Ainsi nous avons :

$$I''_z = 482 \text{ A}$$

À l'aide du tableau 52J de la norme NF C 15-100 nous avons une section de **240 mm²**

(i) Calcul des courants de courts circuits.

Pour le calcul de courant de court-circuit, la méthode des impédances sera également utilisée.

Déterminons à présent l'ensemble des impédances de la boucle de défaut :

- **Impédance en amont de la source considérée :**

La source considérée ici est le générateur photovoltaïque l'impédance en amont de celle-ci est celui des câbles électriques issus d'une chaîne PV.

La résistance se calcule à l'aide de la formule :

$$R_c = \rho \times \frac{L}{S}$$

Dans notre cas, nous avons les caractéristiques de câbles suivants :

- Nature du câble : cuivre
- Section du câble : 4 mm²
- Longueur du câble : 100 m

$$R_c = 0.563 \Omega$$

$$X_c \approx 0 \Omega$$

$$Z_c = \mathbf{0.563 \Omega}$$

Impédance de la source

Pour déterminer l'impédance de la source, nous allons utiliser l'expression de la Loi d'ohm qui est la suivante :

$$Z_s = \frac{S}{\sqrt{3} \times I^2}$$

$$Z_s = \mathbf{6.7 \Omega}$$

- **Impédance des canalisations en amont du circuit considéré**

IL est composé de l'impédance du câble allant de la source à la boîte de jonction, de l'impédance du disjoncteur et de l'impédance du câble allant de la boîte de jonction au transformateur.

Ainsi nous procéderons de la manière suivante pour le calcul :

- **Impédance du câble allant de l'onduleur à la boîte de jonction :**

Les caractéristiques du câble sont les suivants :

- Nature du câble : cuivre
- Section du câble : 70 mm²
- Longueur du câble : 50 m

$$AN : R_a = 0.0225 \times \frac{50}{70}$$

$$R_a = 0.016 \Omega$$

$$X_a = 0.004 \Omega$$

$$Z_a = \sqrt{(R_c^2 + X_c^2)}$$

$$\text{AN : } Z_a = \mathbf{0.016 \Omega}$$

▪ Impédance du disjoncteur :

L'impédance d'un disjoncteur ne doit être prise en compte que pour des appareils en amont de celui qui doit ouvrir sur le court-circuit envisagé. La réactance est prise égale à 0.15 mΩ et la résistance négligeable[13].

$$Z_d = X_d = 0.00015 \Omega$$

▪ Impédance du câble allant de la boîte de jonction au transformateur :

Les caractéristiques du câble sont les suivants :

- Nature du câble : cuivre
- Section du câble : 300 mm²
- Longueur du câble : 170 m

$$R_{a'} = 0.016 \Omega$$

$$X_{a'} = 0.0136 \Omega$$

$$Z_{a'} = \mathbf{0.021 \Omega}$$

L'impédance totale des canalisations en amont du circuit considéré est de :

$$Z_{ca} = \mathbf{0.028 \Omega}$$

La somme totale des impédances de la boucle de défaut est la suivante :

$$Z = Z_c + Z_s + Z_{ca}$$

$$\text{AN : } Z = 0.563 + 6.7 + 0.028$$

$$Z = \mathbf{7.3 \Omega}$$

Ainsi nous avons :

$$\text{AN : } I_{k\max} = \frac{1.05 \times 1.05 \times \left(\frac{800}{\sqrt{3}}\right)}{7.3}$$

$$I_{k\max} = 67 \text{ kA}$$

(ii) Détermination de la chute de tension

Pour la seconde partie du circuit AC c'est-à-dire de la boîte de jonction au transformateur nous

allons également déterminer la chute de tension. Afin de vérifier si la chute de tension cumulée respecte les recommandations du guide UTC 15-712-1, qui, on le rappelle, recommande que : « pour les installations PV directement connectées au réseau public de distribution BT, la chute de tension maximale autorisée entre les bornes AC de l'onduleur et le point de livraison (NF C 15-100) est de 3 % à puissance nominale du ou des onduleurs ».

La formule de la détermination de la chute de tension (**Équation 5**) nous permet d'avoir les résultats suivants :

Un circuit triphasé de longueur 170 m et de section 240 mm² parcouru par un courant d'emploi de 252.6 A.

$$\begin{aligned}
 b &= 1 & S &= 240 \text{ mm}^2 \\
 \rho_l &= 0.023 \text{ } \Omega \text{ mm}^2/\text{m} & I_B &= 252.6 \text{ A} \\
 L &= 170 \text{ m} & \cos \varphi &= 0.8 \\
 \sin \varphi &= 0.6 & \lambda &= 0.08 \text{ m}\Omega / \text{m} \\
 & & U &= 23.9 \text{ V} \\
 & & \Delta U &= 3 \%
 \end{aligned}$$

La chute de tension est donc admissible, car elle est égale au 3 % de chute de tension recommandée.

Le tableau qui suit présente la synthèse de calcul de la section de câble partie AC :

Tableau 9 : Synthèse de calcul de section de câble partie AC

Paramètres	Onduleur – boîte de jonction	Boîte de jonction -transformateur
I_B(A)	126.3	252.6
Facteur de correction (f)	0.728	0.728
I''_Z	257.14	482
Section de câble déterminée (mm²)	70	240
Z	7.58	7.59
I_{k max}	67.18	67
ΔU (V)	4.69	23.9
ΔU%	0.59	3

2. Résultat du dimensionnement des protections contre les surintensités des canalisations

Concernant la partie AC, en dépit des protections en amont observées dans l'onduleur des protections supplémentaires seront prévues pour assurer une meilleure protection des équipements sensibles. Ces protections seront intégrées dans les boîtes de jonctions spécialement conçues par Huawei qui sert à regrouper et faire des économies des câbles électriques sortant des onduleurs SUN2000.

La boîte de jonction que nous utiliserons dans notre projet est un Smart ACBox 2in1. C'est-à-dire qu'elle permet de regrouper 2 onduleurs, de les protéger et de transmettre la puissance totale aux transformateurs. Elle joue également le rôle de sectionneur, car elle permet d'isoler la tension alternative du côté basse tension du transformateur de type boîtier lorsque l'onduleur est sujet à maintenance.

Selon le guide UTE C 15-712-1, pour chaque onduleur, le courant d'emploi à prendre en compte est le courant maximal donné par le fabricant d'onduleurs ou à défaut 1.1 fois son courant nominal. Le courant assigné du tableau où est raccordée l'installation PV doit prendre en compte le courant d'emploi de l'onduleur. Ainsi le choix du calibre du dispositif de protection doit tenir compte des contraintes particulières comme la température ambiante. Et pour la protection contre les courts-circuits, le pouvoir de coupure des dispositifs de protection des installations est déterminé en tenant compte des courants de courts-circuits maximaux susceptibles d'apparaître.

Les résultats qui vont suivre résumant les protections qui se trouveront dans la partie AC.

Tableau 10 : Résumé des protections de la partie AC du circuit

Circuit	Courant d'emploi (A)	Type de protection	Calibre de l'organe de protection (A)	Nombre total des protections nécessaires
DC	10.76	Intégré dans l'onduleur	-	-
Onduleur – boîte de jonction	126.3	Disjoncteur industriel	160	240
Boîte de jonction - transformateur	252.6	Interrupteur sectionneur	315	120

3. Résultat du dimensionnement des protections contre les contacts indirects

Pour la mise à la terre du côté DC une liaison équipotentielle entre tous les éléments conducteurs sera d'abord réalisée. Ceci afin de permettre la continuité de la liaison équipotentielle dans le cas d'une maintenance.

Selon la norme « UTE C 15-712-1 », les masses et éléments conducteurs d'une installation PV doivent être connectés à la même prise de terre et les conducteurs de mise à la terre (isolés ou nus) ont une section minimale de 6 mm² cuivre ou équivalent.

La prise de terre, nécessite une plaque de cuivre de 2 mm d'épaisseur enterrée de telle sorte que le centre soit à moins d'un mètre (1 m) du niveau naturel du sol.

L'installation PV étant raccordée au réseau de distribution HTA par l'intermédiaire d'un transformateur HT/BT, le schéma de liaison à la terre est de type TN ou IT. Dans le présent projet, nous avons choisi un schéma de mise à la terre IT qui permet d'assurer une continuité de service tout en protégeant les différents opérateurs d'une éventuelle électrocution.

Nous nous trouvons dans le cas d'un système comportant plusieurs onduleurs raccordés en parallèle. Il faudra également brancher les points de masse de la totalité des onduleurs pour assurer les raccordements équipotentiels aux câbles de masse.

4. Synthèse des résultats de calculs électriques de la centrale

Dans cette partie, nous vous présenterons une synthèse des résultats obtenus lors de la réalisation des différents calculs électriques. Afin d'obtenir des résultats les plus optimums possible, les résultats obtenus lors du dimensionnement manuel et présentés précédemment ont été confirmés à l'aide d'un logiciel de calcul très performant du marché appelé « Lise PV [18] ». Grâce à ce logiciel, nous avons pu optimiser les résultats des calculs de section de câbles, des courants de courts-circuits (maximaux et minimaux) afin de déterminer les calibres et pouvoir de coupure des appareils de protections ainsi que les vérifications des chutes de tension. Le tableau suivant présente la synthèse des résultats obtenus.

Tableau 11 : Synthèse des résultats des calculs électriques obtenu avec le logiciel Lise PV

Circuits	Module PV- onduleur (DC)	Onduleurs-boîte de jonction (AC)	Boîte de jonction- Transformateur (AC)
Tension (V)	1078.8	800	800
Courant d'emplois (A)	10.76	126.3	252.6
Type de câble	Monoconducteurs séparés H1Z2Z2- K	Multiconducteur avec PE	Monoconducteurs en trèfle
Section de câble	$2 \times (1 \times 4) + 1G6$	4G50	$3 \times (1 \times 185) + 1G50$
Pouvoir de coupure (kA) $I_{K2/3}$ max		20	70
Chute de tension cumulée (%)	1.15	0.68	1.19
Calibre (A)		Deux disjoncteurs 160 A et un interrupteur sectionneur 315 A pour chaque circuit protégé par une boîte de jonction.	315

NB : Dans le tableau ci-dessus les valeurs de pouvoir de coupure ainsi que le calibre de la protection partie DC ne figurent pas, car elles sont intégrées dans l'onduleur.

III. RESULTAT DU DIMENSIONNEMENT DES EQUIPEMENTS DU MONITORING

Le Smart ACU comme présenté plus haut dans la section méthodologie (IV.4Le système de monitoring) sera l'organe principal du système de monitoring. En effet il embarque l'ensemble des composants qui sont nécessaires à la gestion de la centrale. Il a la capacité de se connecter au Smart Transformer Station et ainsi donc de contrôler l'ensemble des équipements qui constituent cette sous-station de la centrale. Le schéma suivant présente le principe de connexion du Smart ACU2000B.

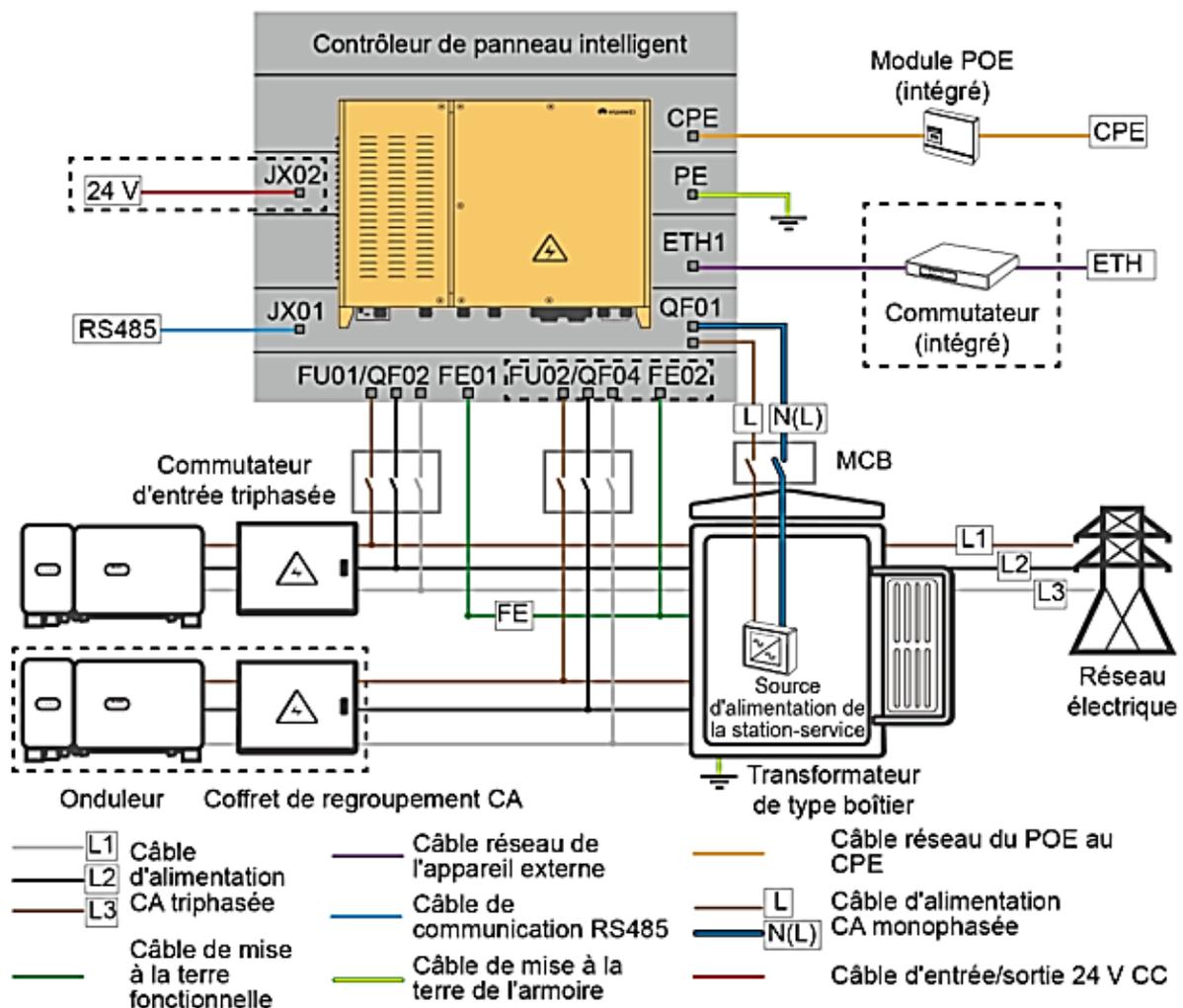


Figure 11 : Configuration du contrôleur de panneau intelligent Smart ACU dans le scénario de

réseau 4G LTE

Rappelons que le Smart ACU abrite le SmartLogger3000 (SmartLogger en abrégé), l'antenne 4G, le SmartModule1000, le commutateur réseau Ethernet, l'ATB (Access Terminal Box), et le module PoE (power over Ethernet).

Le tableau qui va suivre présente les caractéristiques des équipements qui constituent le Smart ACU et montre qu'ils sont à mesure de prendre en charge l'ensemble des équipements qui constituent une sous-station de notre centrale.

Tableau 12 : Tableau présentant la compatibilité du système de monitoring avec la configuration de la centrale

Équipements du Smart ACU	Nombre	Caractéristique principale de l'équipement	Caractéristique de la sous-station	Compatibilité
SmartLogger3000	1	Capacité de gestion des données de 150 onduleurs	36 onduleurs	Compatible pour tous les onduleurs de la sous-station.
SmartPID2000	1	Capacité de gestion d'un système DC \leq 10 MW	6.26 MW DC	Compatible pour tous les modules PV de la sous-station
SmartMBUS CCO	1	Permet la communication entre les onduleurs et le SmartLogger par la ligne électrique	-	Compatible avec le système, car les onduleurs prennent en charge la fonction de communication PLC

Après avoir présenté les caractéristiques des équipements composant le Smart ACU ainsi que la preuve qu'il fonctionnera avec la configuration d'une sous-station, nous sommes alors à mesure de dénombrer l'ensemble des équipements nécessaires pour la mise en place du système de monitoring. Ainsi donc dans le tableau qui suit nous allons dénombrer lesdits équipements :

Tableau 13: Synthèse des équipements de monitoring

Désignation	Modèle	Constructeur	Nombre
Smart ACU	Smart ACU2000B	Huawei	7
IME (instrument de surveillance de l'environnement)	Station météorologique VSN800	ABB	1

Partie 3 : Analyse financière et étude d'impact

environnemental et social

I. ÉTUDE ECONOMIQUE DU PROJET

L'analyse financière est une partie très importante de notre projet. Elle détermine la viabilité commerciale du projet en tenant compte des coûts attendus, y compris les exigences en matière d'investissements les coûts d'exploitation et de maintenance (E&M), ainsi que des recettes. La décision de passer au développement d'un projet solaire PV repose sur la viabilité commerciale du projet.

Pour se faire, une liste de vérification sera effectuée afin de tirer une analyse financière propre au solaire PV en présentant les détails des coûts et recettes de projets classiques.

1. Calcul du coût d'investissement pour la réalisation du projet

Dans cette partie, il s'agira entre autres de présenter le devis quantitatif du matériel ainsi que leur coût estimatif, le coût des travaux et les différentes charges qui incluront le coût de l'acquisition du terrain.

a) Devis quantitatif et coût estimatif

Dans un premier temps, nous allons d'abord présenter le devis quantitatif pour la construction de la centrale.

Tableau 14 : Devis quantitatif des équipements de la centrale PV

Désignation	Modèle/caractéristique	Constructeur	Quantité
Matériel solaire			
Module PV	SRP-400-E01A-HV	Seraphim	125 280
Onduleur	SUN2000-175-KTL-H0	Huawei	240
Poste de transformation	STS-6000K	Huawei	7
Système de montage			
Ensemble structure de support + boulon antivol	-	Huawei	2160
Câble et connectiques			
Câble DC	PV H1Z2Z2-K / 2 × (1×4) + 1G6	Nexans	1 720 800 m
Câble AC	4G50	Nexans	12 000 m
	U 1000 R2V 3 × (1×185) + 1G50	Nexans	20 500 m
Ensemble connectiques	-	-	-
Protections			
DDR	Disj DPX ³ 160 20kA 3P 160A électronique S2	LEGRAND	240
Interrupteur sectionneur	Inter sect DPX-IS 315 3P 315A cde frontal	LEGRAND	120
Parafoudre	Parafoudre T2 40kA CT1 2P+PE 1000V	LEGRAND	3

Le coût du matériel sera calculé en même temps que l'ensemble des autres coûts nécessaires à la construction de la centrale. Et cet ensemble sera calculé sur la base des indications de coûts repères moyens pour le développement solaire PV au sol, recueillis auprès de promoteurs de projet d'installateurs, ainsi que de « *PV Insight and Photon Consulting (SgurrEnergy)* »[14].

b) Coût des travaux

L'évaluation du coût général des travaux nécessaires pour la mise en place de la centrale solaire PV sera fait également sur la base des indications de coûts repères moyens pour le développement solaire PV au sol. Cette estimation est faite sur la base de données recueillies auprès de promoteurs de projets et d'installateurs, ainsi que de PV insights and photon Consulting[11]. Ces coûts des travaux comprennent entre autres les prestations de Génie civil et des travaux d'installation des équipements spécifiques de la centrale solaire.

✚ Travaux de Génie civil et généraux :

Il s'agit entre autres des travaux :

- D'aménagement des voies d'accès et de circulation
- D'installation et de fixation des supports des modules PV et des travaux d'aménagement du site
- De la construction et l'aménagement des locaux (locaux de stockage du matériel, ainsi que le local de gestion du système.

✚ Autres charges

Cette partie concerne notamment les dépenses liées à :

- L'acquisition du terrain
- Aux dépenses préliminaires et dépenses opérationnelles qui incluent les services relatifs à la conception, à la gestion de projet, à l'assurance et aux intérêts au cours de la construction, entre autres, etc.

Les coûts globaux d'investissements sont résumés dans le tableau suivant :

Tableau 15 : Coûts globaux d'investissement

Élément de coûts	Coûts (\$)	Coûts (FCFA)
Acquisition du terrain	415 000	229 275 050
Matériel	51 300 000	28 341 711 000
Raccordement réseau	12 750 000	7 043 992 500
Dépenses préliminaires et dépenses opérationnelles	550 000	303 858 500
Travaux de génie civil et généraux	6 000 000	3 314 820 000
Total =	71 015 000	39 233 657 050

NB : Ces coûts sont à titre indicatif. Il se pourrait que ceux-ci varient en fonction de plusieurs paramètres tels que les coûts de la logistique de la main d'œuvre, des remises sur les équipements PV, etc.

c) Coût d'opération et de maintenance

Les opérations de maintenance (O&M) et d'exploitation seront confiées à des prestataires pour assurer l'exploitation et la maintenance de la centrale PV. Ainsi nous en tant que promoteur, jouerons le rôle d'expert pour des questions de consultations en cas de problème majeure.

Nous estimons que les frais relatifs aux O&M annuels seront de :

Tableau 16 : Coûts d'exploitation et de maintenance

Élément de coûts	Coûts (\$/an)	Coûts (FCFA/an)
Frais d'O&M	500 000	268 000 000

2. Rentabilité du projet

L'étude de rentabilité du projet est réalisée pour notre projet afin d'évaluer le temps de retour sur investissement. Cet indicateur permet aux investisseurs potentiels de croire en la viabilité du projet.

a) Levelized Cost of Electricity (LCoE)

LCoE, encore appelé en français le coût actualisé de l'électricité correspond au coût de production moyen de l'électricité sur la durée de vie du projet et est donné par la formule suivante :

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{Ct}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{Et}{(1+r)^t}} \quad (12)$$

Équation 11 : Formule de l'évaluation du coût actualisé de l'électricité

Avec :

- n : la durée de vie du système (25 ans)
- Ct : l'ensemble des coûts
- Et : la production nette d'énergie annuelle
- r : le taux d'actualisation annuel (%)

Avec un taux d'actualisation pris égal à 3% on obtient à l'aide de RETScreen expert [19]:

Tableau 17 : Coût de LCoE

	Coût (\$)	Coût (FCFA)
LCoE	0.095	50.98

b) Analyse financière du projet

L'analyse financière à l'aide du logiciel RETScreen expert nous a permis de déterminer le coup de production du kWh qui est à hauteur de 50.98 FCFA. Dans les lignes qui suivront, vous retrouvez le résumé de l'analyse financière.

Tableau 18 : Analyse financière obtenue par RETScreen

RETScreen - Analyse financière				Abonné : Visionnement							
Paramètres financiers				Coûts Économies Revenus				Flux monétaires annuels			
Général				Coûts d'investissement				An	Av. impôt	Apr. impôt	Cumulatif
Taux d'indexation des combustibles			3%	Coût d'investissement	100%	\$	71 015 000	0	-21 304 500	-21 304 500	
Taux d'inflation	%		3%	Total des coûts d'investissement	100%	\$	71 015 000	1	2 885 698	2 491 750	
Taux d'actualisation	%		9%	Flux monétaires annuels - An 1				2	3 136 007	2 572 163	
Taux de réinvestissement	%		9%	Frais annuels et paiements de la dette				3	3 393 825	2 657 587	
Durée de vie du projet	an		25	Coûts d'exploitation et entretien (économies)				4	3 659 379	2 747 844	
Financement				Économies et revenus annuels				5	3 932 898	2 842 752	
Encouragements et subventions	\$			Revenu d'exportation d'électricité	\$		8 600 624	6	4 214 624	2 942 124	
Ratio d'endettement	%		70%	Revenu pour réduction de GES	\$		0	7	4 504 801	3 045 770	
Dette du projet	\$		49 710 500	Autre revenu (coût)	\$		0	8	4 803 683	3 153 492	
Capitaux propres investis	\$		21 304 500	Revenu pour production d'ÉP	\$		0	9	5 111 532	3 265 084	
Taux d'intérêt sur la dette	%		7%	Total des économies et des revenus annuels				10	5 428 616	3 380 331	
Durée de l'emprunt	an		15	Flux monétaire annuel net - An 1				11	5 755 213	3 499 007	
Paiements de la dette	\$/an		5 457 946	Viabilité financière				12	6 091 608	3 620 873	
Analyse d'impôt sur le revenu				TRI avant impôt - capitaux propres				13	6 438 094	3 745 678	
Taux d'imposition sur le revenu	%		30%	TRI après impôt - capitaux propres				14	6 794 976	3 873 153	
Report des pertes?			Non	TRI après impôt - capitaux propres				15	7 162 563	4 003 013	
Méthode d'amortissement			Dégressif	TRI après impôt - actifs				16	12 999 124	9 592 896	
Règle de la demi-année - an 1	oui/non		Non	TRI après impôt - actifs				17	13 389 098	9 841 203	
Allocation du coût en capital	%		100%	TRI après impôt - actifs				18	13 790 771	10 098 932	
Taux d'amortissement	%		5%	TRI après impôt - actifs				19	14 204 494	10 366 268	
Congé fiscal disponible?	oui/non		Non	TRI après impôt - actifs				20	14 630 629	10 643 407	
Revenus annuels				Retour simple				21	15 069 548	10 930 552	
Revenu d'exportation d'électricité				Retour sur les capitaux propres				22	15 521 634	11 227 919	
Électricité exportée au réseau	MWh		86 006	Valeur Actualisée Nette (VAN)				23	15 987 283	11 535 734	
Prix de l'électricité exportée	\$/kWh		0,10	Économies annuelles sur la durée de vie				24	16 466 902	11 854 235	
Revenu d'exportation d'électricité	\$		8 600 624	Ratio avantages-coûts				25	16 960 909	16 960 909	
Taux d'indexation sur l'exportation d'électricité	%		3%	Recouvrement de la dette							
Revenu pour réduction de GES				Coût de réduction de GES							
Réduction brute de GES	tCO ₂ /an		0	Prix de revient de l'énergie							
Réduction brute de GES - 25 ans	tCO ₂		0								
Revenu pour réduction de GES	\$		0								
Autre revenu (coût)											
Revenu pour production d'Énergie Propre (ÉP)											

Le résultat de l'analyse financière montre que notre projet est économiquement rentable, car la Valeur Actualisée Nette (VAN) est positive. Elle montre également que le temps de retour sur investissement est de 8 ans.

On peut également noter que le flux monétaire cumulé du projet à son terme (c.-à-d. 25 ans) est de **139 588 178 \$** soit **75 028 645 675 FCFA**.

Le coût d'investissement total du projet a été évalué à **71 015 000 \$** soit

38 170 562 500 FCFA.

II. NOTICE D'IMPACT ENVIRONNEMENTALE ET SOCIALE (ANNEXE 10)

L'étude d'impact social et environnemental du projet de construction de notre centrale PV est une partie très indispensable de notre projet. En effet les grands organismes de financement tels que les banques de développement exigent une telle étude, afin de juger si le projet n'aura pas de conséquence néfaste sur la nature et les populations avant de les financer. Cette étude devra montrer que le projet remplit les exigences environnementales et sociales du Burkina Faso. En annexe l'analyse des impacts principaux pouvant faire l'objet d'observations pour les phases de préparation, de construction et d'exploitation du projet accompagné des mesures pour accroître les bénéfices ou pour prévenir et minimiser, les impacts négatifs pouvant être rencontrés.

III. . CONCLUSION

Au terme de notre travail, nous estimons que les objectifs fixés par l'entreprise sont atteints au regard des propositions de solutions de conception de notre centrale de 50 MWc, en utilisant la FusionSolar de Huawei. Nous sommes parvenus à une évaluation du coût d'investissement à hauteur de **71 015 000 \$** soit **38 170 562 500 FCFA**. Il est également important de souligner que selon les conclusions auxquelles nous sommes parvenus le projet est économiquement viable et le temps de retour sur investissement est de **8 ans**.

La centrale PV produira annuellement une énergie électrique totale de 86 217 739 kWh et les émissions de CO₂ évitées sur une année seront de 39 879 153 kg. La superficie nécessaire à l'installation de cette centrale est quant à elle de 60 ha environ.

L'étude d'impact environnemental et social du projet nous a permis de montrer que le projet n'aura pas d'impacts environnementaux majeurs dans la zone directe d'influence. La majorité des impacts identifiés seront gérés et atténués par la mise en œuvre de mesures de gestions appropriées. L'essentiel de l'impact social du projet concerne le déplacement de population suite à l'aménagement du site accueillant la centrale. A cet effet, une compensation appropriée sera versée aux personnes affectées pour la perte de leur terre. Sur ces deux derniers aspects sur le plan environnemental et social le projet est jugé acceptable.

Une étude de faisabilité de la construction de la ligne de 90 kV nécessaire au raccordement de la centrale PV au réseau sera indispensable pour compléter l'étude de faisabilité du projet de construction de la centrale PV.

L'interprétation des résultats obtenus à l'issue de notre étude nous permet d'affirmer que le projet contribuera sans doute à l'indépendance énergétique du Burkina Faso ainsi qu'à sa transition énergétique. Cependant, il serait intéressant de se poser la question suivante : « *Le Burkina Faso peut-il réellement aspirer à une totale indépendance énergétique en misant uniquement sur des projets d'EnR et des interconnexions* »

BIBLIOGRAPHIE

- [1] Direction Générale des Etudes et des Statistiques Sectorielles, « Tableau de bord 2018 du ministère de l'énergie ». déc. 2019. [En ligne]. Disponible sur: http://cns.bf/IMG/pdf/me_tableau_de_bord_statistique-2018.pdf
- [2] E. F. A. SUSTAINABLE, « [Burkina Faso] : Evaluation rapide et analyse d'écart ».
- [3] E. Atcha, « Energie : le Burkina Faso opte pour les centrales solaires de 155 MW », avr. 2019, [En ligne]. Disponible sur : <https://afrique.latribune.fr/entreprises/industrie/energie-environnement/2019-04-08/energie-le-burkina-faso-opte-pour-les-centrales-solaires-de-155-mw-813556.html>
- [4] L'Echo du Solaire, « HUAWEI, SUNGROW ET SMA : TRIO DE TÊTE DES FABRICANTS D'ONDULEURS PV EN 2019 ». Mai 05, 2020. [En ligne]. Disponible sur : <https://www.lechodusolaire.fr/huawei-sungrow-et-sma-trio-de-tete-des-fabricants-donduleurs-pv-en-2019/>
- [5] « Accès à l'électricité (% de la population) - Burkina Faso ». LA BANQUE MONDIALE. [En ligne]. Disponible sur: <https://donnees.banquemondiale.org/indicateur/EG.ELC.ACCS.ZS?locations=BF>
- [6] ALLIANCE SAHEL, « DÉPLOIEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES AU BURKINA FASO AVEC LA CENTRALE SOLAIRE DE ZAGTOULI », [En ligne]. Disponible sur : <https://www.alliance-sahel.org/actualites/centrale-solaire-de-zagtouli/>
- [7] HUAWEI TECHNOLOGIES CO., LTD., « FusionSolar, la solution photovoltaïque intelligente ». [En ligne]. Disponible sur : <https://solar.huawei.com/fr/UtilityScale>
- [8] Marjorie BREMOND, « PLAN SOLAIRE BURKINA FASO : PROJET YELEEN ». juill. 2019. [En ligne]. Disponible sur : <https://www.afdb.org/fr/documents/burkina-faso-plan-solaire-burkina-faso-projet-yeleen-cadrage-et-etude-de-faisabilite-de-centrales-solaires-pv-resume-eies>
- [9] « SUN2000-(175KTL-H0, 185KTL-INH0, 185KTL-H1) Manuel d'utilisation ». Huawei, mars 03, 2020.
- [10] HUAWEI TECHNOLOGIES CO., LTD., « STS-(2500K, 6000K) Smart Transformer Station User Manual ». Juin 20, 2019.
- [11] I. International Fiance Corporation, « Les centrales solaires photovoltaïques commerciales July 2015 EN PARTENARIAT AVEC GUIDE À L'INTENTION DES PROMOTEURS DE PROJETS ». juill. 2015.
- [12] UTE, « NF C15-100 : Installations électriques à basse tension ». Afnor, déc. 2002.
- [13] UTE, « UTE C15-105U, UTE C15-105 GUIDE PRATIQUE Détermination des sections de conducteurs et choix des dispositifs de protection : Méthodes pratiques ». Afnor, Juillet 2003.
- [14] UTE, « Guide Pratique des installations photovoltaïques sans stockage et raccordées au réseau de distribution ». juill. 2013.
- [15] Huawei, « Contrôleur Smart Array SmartACU2000B Guide rapide (avec modules PID, 800 V CA) ». juin 20, 2019.
- [16] ABB, « VSN800-12 Weather Station ». [En ligne]. Disponible sur: <https://new.abb.com/products/6AGC060825/vsn800-12-weather-station>
- [17] « Solarius PV (s.d), Logiciel de dimensionnement et de modélisation des installations Photovoltaïques . »
- [18] « Lise PV (s.d), Logiciel de dimensionnement et de calculs électriques des installations Photovoltaïques . »
- [19] « RETScreen Expert, NASA. (s.d.). Logiciel de dimensionnement des projets d'énergie . »

ANNEXES

SOMMAIRE DES ANNEXES

Annexe 1 : Fiche technique des modules PV	I
Annexe 2 : Fiche technique des Générateurs photovoltaïques.....	II
Annexe 3 : Fiches techniques du Smart Transformer Station.....	V
Annexe 4 : Fiches techniques des différents équipements composants du système de monitoring	VIII
Annexe 5 : Rapport des calculs électriques effectués par le logiciel Lise PVB.....	IX
Annexe 6 : Dimensionnement de parafoudre	XVIII
Annexe 7 : Annexe intervenant dans le dimensionnement des câbles	XX
Annexe 8 : Rapport d'analyse des émissions obtenue par le logiciel Solarius-PV	XXIV
Annexe 9 : Analyse financière obtenue par le logiciel RETScreen	XXV
Annexe 10 : Étude d'impacts sociaux et environnementaux	XXVI

Annexe 1 : Fiche technique des modules PV

Electrical Characteristics

	SRP-395-E01A		SRP-400-E01A		SRP-405-E01A		SRP-410-E01A	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmp)	395	293	400	296	405	300	410	304
Open Circuit Voltage (Voc)	44.90	41.60	45.10	41.70	45.30	41.90	45.50	42.10
Short Circuit Current (Isc)	11.25	9.12	11.34	9.17	11.42	9.23	11.51	9.29
Maximum Power Voltage (Vmp)	37.00	34.20	37.20	34.30	37.40	34.50	37.60	34.70
Maximum Power Current (Imp)	10.68	8.57	10.76	8.63	10.83	8.70	10.91	8.77
Module Efficiency at STC(η_m)	19.42		19.66		19.91		20.16	
Power Tolerance	(0,+4.99)							
Maximum System Voltage	1000 VDC / 1500 VDC							
Maximum Series Fuse Rating	20A							

SRP-XXX-E01A: Maximum System Voltage 1000 VDC

SRP-XXX-E01A-HV: Maximum System Voltage 1500 VDC

STC: Irradiance 1000 W/m² module temperature 25°C AM=1.5, Power measurement tolerance: +/-3%;

NOCT: Irradiance 800 W/m² ambient temperature 20°C wind speed :1m/s Power measurement tolerance: +/-3%

Temperature Characteristics

Pmax Temperature Coefficient	-0.37 %/°C
Voc Temperature Coefficient	-0.28 %/°C
Isc Temperature Coefficient	+0.05 %/°C
Operating Temperature	-40 ~ +85 °C
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45±2 °C

Mechanical Specifications

External Dimensions	1941 x 1048 x 40 mm
Weight	23.0 kg
Solar Cells	PERC Mono crystalline
Front Glass	3.2 mm AR coating tempered glass, low iron
Frame	Anodized aluminium alloy
Junction Box	IP68
Output Cables	4.0 mm ² , cable length: 1000 mm
Connector	MC4 Compatible
Mechanical Load	5400 Pa

Annexe 2 : Fiche technique des Générateurs photovoltaïques

10

Fiche technique

Effacité

Spécifications techniques	SUN2000-175KTL-H0	SUN2000-185KTL-INH0	SUN2000-185KTL-H1
Rendement maximal	≥ 99,0 %	≥ 99,0 %	≥ 99,0 %
Rendement chinois	≥ 98,4 %	-	-
Rendement européen	-	≥ 98,6 %	≥ 98,6 %

Entrée

Spécifications techniques	SUN2000-175KTL-H0	SUN2000-185KTL-INH0	SUN2000-185KTL-H1
Tension d'entrée maximale	1500 V		
Courant d'entrée max. (par MPPT)	26 A		
Courant de court-circuit max. (par MPPT)	40 A		
Courant de retour d'énergie maximum vers le panneau PV	0 A		
Tension de démarrage/fonctionnement minimale	500 V / 550 V		
Plage de tension d'entrée	500-1500 V		

Spécifications techniques	SUN2000-175KTL-H0	SUN2000-185KTL-INH0	SUN2000-185KTL-H1
Plage de tension MPPT à pleine charge	880-1300 V		
Tension nominale d'entrée	1080 V		
Nombre d'entrées	18		
Nombre de trackers MPP	9		

Résultat

Spécifications techniques	SUN2000-175KTL-H0	SUN2000-185KTL-INH0	SUN2000-185KTL-H1
Puissance active maximale	175 kW	160 kW	175 kW
Puissance apparente maximale	193 kVA	185 kVA	185 kVA
Puissance active maximale (cosφ = 1)	193 kW	185 kW	185 kW
Tension de sortie nominale	800 V AC, 3 W+PE		
Courant nominal de sortie	126,3 A	115,5 A (160 kW) 126,3 A (175 kW)	108,3 A (150 kW) 121,3 A (168 kW) 126,3 A (175 kW)
Fréquence adaptée du réseau électrique	50 Hz	50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz
Courant de sortie maximal	140,7 A	134,9 A	134,9 A
Facteur de puissance	0,8 en tête et 0,8 en retard		
Distorsion harmonique totale maximale (puissance nominale)	< 3 %		

Protection

Spécifications techniques	SUN2000-175KTL-H0	SUN2000-185KTL-INH0	SUN2000-185KTL-H1
Commutateur DC d'entrée	Pris en charge		
Protection anti-îlotage	Pris en charge		
Protection contre la surintensité de sortie	Pris en charge		
Protection de connexions inversées à l'entrée	Pris en charge		
Détection des anomalies des panneaux PV	Pris en charge		
Protection contre les surtensions DC	Type II		
Protection contre les surtensions AC	Type II		
Détection de la résistance d'isolement	Pris en charge		
Contrôle du courant résiduel (RCMU)	Pris en charge		
Catégorie de surtension	PV II/AC III		

Affichage et communication

Spécifications techniques	SUN2000-175KTL-H0	SUN2000-185KTL-INH0	SUN2000-185KTL-H1
Affichage	Témoin LED, module Bluetooth + application, câble de données USB + application et module WLAN + application		
RS485	Pris en charge		
MBUS	Pris en charge		
USB	Pris en charge		

10 Technical Specifications

Input

Technical Specifications	STS-2500K	STS-6000K
Capacity	2500 kVA @50°C	6000 kVA @40°C
Rated input voltage	800 V	800 V
Frequency	50 Hz/60 Hz	50 Hz/60 Hz
Maximum input current under rated voltage	2199.6 A	2403 A

Transformer

Technical Specifications	STS-2500K	STS-6000K
Rated output voltage	20/22/30/33/34.5 kV	20/22/30/33/34.5 kV
Tapping range	±2 x 2.5%	±2 x 2.5%
Short-circuit impedance	6.5% (0 to +10%) @2800 kVA	6.5% (0 to +10%) @6000 kVA

Protection

Technical Specifications	STS-2500K	STS-6000K
IP rating of medium-voltage/low-voltage rooms	IP54	IP54
Surge protection	Type II	Type II
(Optional) Surge protection	Type I + II	Type I + II

Common Parameters

Technical Specifications	STS-2500K	STS-6000K
Dimensions (H x W x D)	6058 mm x 2896 mm x 2438 mm	6058 mm x 2896 mm x 2438 mm
Weight	< 15 t	< 23 t
Operating temperature	-25°C to +60°C	-25°C to +60°C
Relative humidity	0%–95% RH	0%–95% RH
Highest operating altitude	2000m@50Hz/2500m@60Hz	2000m@50Hz/2500m@60Hz

Feature Parameters

Technical Specifications	STS-2500K	STS-6000K
Transformer type	Oil-immersed	Oil-immersed
Transformer cooling type	ONAN	ONAN
Transformer oil type	Mineral oil	Mineral oil
Transformer winding connection ^a	Dyn11	Dyn11-yn11
Medium-voltage switchgear	SF ₆ , 12–40.5 kV, 630 A, 3 feeders (CVC or equivalent cabinet), IAC A-FLR 20 kA/1s	SF ₆ , 12–40.5 kV, 630 A, 3 feeders (CVC or equivalent cabinet), IAC A-FLR 20 kA/1s
Low-voltage room	ACB (2500 A/800 V/3P, 1 x 1 PCS), MCCB (250 A/800 V/3P, 1 x 13 PCS)	ACB (2500 A/800 V/3P, 2 x 1 PCS), MCCB (250 A/800 V/3P, 2 x 15 PCS)
Auxiliary transformer	5 kVA, Dyn11, 800 V/400 V	5 kVA, Dyn11, 800 V/400 V
(Optional) Auxiliary transformer	50 kVA, Dyn11, transformer ratio defined by the user	50 kVA, Dyn11, transformer ratio defined by the user

Technical Specifications

Input					
Available Inverters	SUN2000-185KTL-H1				
AC Power	6,300 kVA @40°C / 5,400 kVA @50°C				
Max. Inverters Quantity	36				
Rated Input Voltage	800 V				
Max. Input Current at Nominal Voltage	2 * 2428 A				
LV Panel Type	ACB (2500 A / 800 V / 3P, 2*1 pcs), MCCB (250 A / 800 V / 3P, 2*18 pcs)				
Output					
Rated Output Voltage	20 kV	22 kV	30 kV	33 kV	34.5 kV
Frequency	50 Hz	50 Hz	50 Hz	50 Hz	60 Hz
Transformer Type	Oil-immersed				
Tappings	± 2 x 2.5%				
Transformer Cooling Method	ONAN				
Transformer Oil Type	Mineral Oil				
Transformer Vector Group	Dy11-y11				
Minimum Peak Efficiency Index	99.51%, in accordance with EN 50588-1				
Transformer Load Losses	≤ 49.7 kW	≤ 49.7 kW	≤ 49.7 kW	≤ 49.7 kW	≤ 41 kW
Transformer No-load Losses	≤ 4.8 kW	≤ 4.8 kW	≤ 4.8 kW	≤ 4.8 kW	≤ 5.8 kW
Impedance	7.5% (0 ~ +10%) @6300 kVA				
MV Switchgear Type	SF6 Gas Insulated, 3 Feeders				
Auxiliary Transformer	5 kVA, Dyn11, Ratio Varies according to Customization				
Protection					
Protection Degree of MV & LV Room	IP 54				
Internal Arcing Fault MV Switchgear	IAC A 20 kA 1s				
LV SPD	Type II				
General					
Dimensions (W x H x D)	6,058 x 2,896 x 2,438 mm (20' HC Container)				
Weight	< 23 t				
Operating Temperature Range	-25°C ~ 55°C ¹ (-13°F ~ 140°F)				
Relative Humidity	0% ~ 95%				
Max. Operating Altitude	2000 m	2000 m	2000 m	2000 m	2500 m
Applicable Standards	IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 62271-202, EN 50588-1, IEC 61439-1				
Features					
Auxiliary Transformer(50 kVA, Dyn11)	Optional ² , Ratio Varies according to Customization				
LV SPD (Type I+II)	Optional ²				
UPS for Monitoring (1.5kVA, 30min)	Optional ²				
Electrostatic Shields Winding	Optional ²				
IMD	Optional ²				

Annexe 4 : Fiches techniques des différents équipements composants du système de monitoring

Élément	SmartACU2000B-D-PLC	SmartACU2000B-D-2PLC	SmartACU2000B-D-PLC-24V	SmartACU2000B-D-2PLC-24V
Mode de communication	SFP/ETH/RS485/PLC	SFP/ETH/RS485/PLC	SFP/ETH/RS485/PLC	SFP/ETH/RS485/PLC
Nombre de routes PLC	1	2	1	2
Entrée PLC (CA)	380-800 V ; triphasé	380-800 V ; triphasé	380-800 V ; triphasé	380-800 V ; triphasé
Alimentation d'entrée triphasé	5 W (maximum)	2×5W (maximum)	5 W (maximum)	2 x 5 W (maximum)
Tension de fonctionnement monophasé	Entrée CA : 100-240 V	Entrée CA : 100-240 V	Entrée CA : 100-240 V (prend en charge une tension de sortie de 24 V CC)	Entrée CA : 100-240 V (prend en charge une tension de sortie de 24 V CC)
Alimentation d'entrée monophasé	70 W (maximum)	70 W (maximum)	110 W (maximum)	110 W (maximum)
Entrée CC ^b	S/O	S/O	24-28 V CC, 70 W (maximum)	24-28 V CC, 70 W (maximum)
Sortie CC	S/O	S/O	24 V CC, 30 W (maximum)	24 V CC, 30 W (maximum)
Fréquence	50 Hz/60 Hz			
Acheminement du câble	Entrée et sortie des câbles par le bas			
Mode	Exploité et entretenu par l'avant			

Annexe 5 : Rapport des calculs électriques effectués par le logiciel Lise PVB



Nous décuplons les énergies

Editeurs de Logiciels dédiés à l'installation électrique
Email : deyraud@gimelec.fr
Tel : 01 45 05 71 62

ATTESTATION

DROIT D'USAGE DE LA MARQUE ELIE BT



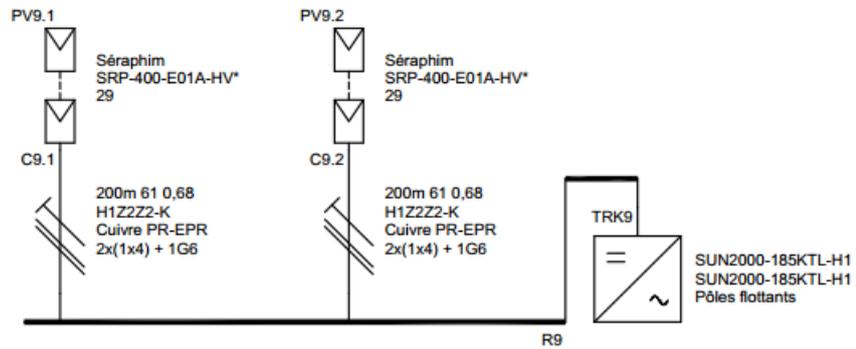
Pour donner suite à la demande de renouvellement de la société **BBS Conception** datée du 07/05/2020, le Comité de Suivi de la Marque ELIE a examiné les résultats des logiciels référencés sous les noms de **LISE version 3.1.3** et de **LISE BIM version 3.1.3**.

Estimant que les résultats obtenus sont conformes au Guide d'Application de la Marque ELIE BT du 24 mars 2020, le Comité de Suivi de la Marque ELIE, réuni en téléconférence le 23 juin 2020, accorde le droit d'usage de la Marque ELIE BT à la société **BBS Conception** pour les logiciels référencés sous les noms de **LISE à partir de la version 3.1.3** et de **LISE BIM à partir de la version 3.1.3**, dans les conditions prévues par son Règlement d'Usage et son Guide d'Application.

La liste complète et à jour des sociétés et logiciels disposant du droit d'usage de la Marque ELIE est disponible sur le site <http://www.gimelec.fr/>.

Paris,
Le 6 juillet 2020

Delphine Eyraud
Présidente du Comité de Suivi de la Marque ELIE

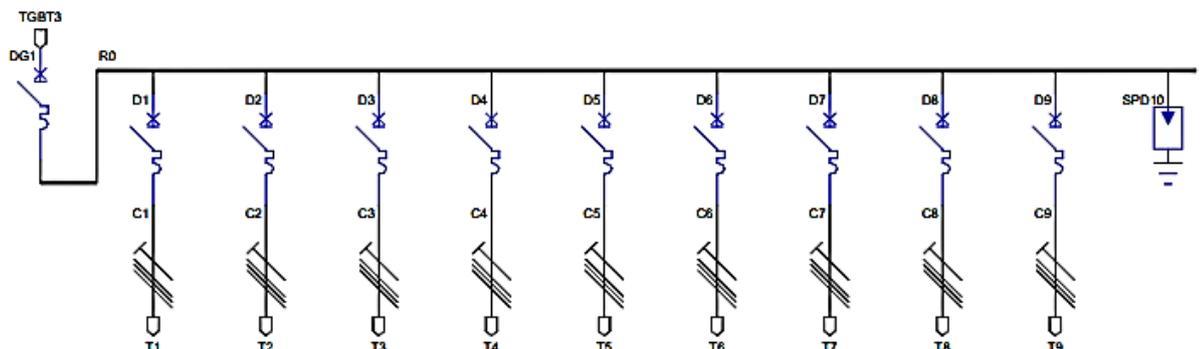


CIRCUIT		Circuit9.1		Circuit9.2		TRK9	
Uoc max	Isc(STC)	1335,45 V	11,19 A	1335,45 V	11,19 A	1335,45 V	22,38 A
Ump(STC)	Imp(STC)	1078,8 V	10,8 A	1078,8 V	10,8 A	1078,8 V	21,5 A
I inverse protégé	Pmpp	11,19 A	11,61 kW	11,19 A	11,61 kW	0 A	23,22 kW
DU totale		2,31 %		2,31 %		2,31 %	
MODULES		PV9.1		PV9.2			
SLT		Pôles flottants		Pôles flottants		Pôles flottants	
Désignation modules		Séraphim SRP-400-E01A-HV*		Séraphim SRP-400-E01A-HV*			
Uoc(STC)	Isc(STC)	45,3 V	11,19 A	45,3 V	11,19 A		
Ump(STC)	Imp(STC)	37,2 V	10,76 A	37,2 V	10,76 A		
Tk(Uoc)	Irm	-15 mV/°C	16 A	-15 mV/°C	16 A		
Umax admis.	Nb modules	1500 V	29	1500 V	29		
CABLE		C9.1		C9.2			
Iz	Smin	43,2 A	0,5 mm ²	43,2 A	0,5 mm ²		

Circuit8.2	
Imp : 10,8 A	2P+PE
Puissance : 11,61 kW	
PV8.2 Chaîne de modules PV	
Séraphim SRP-400-E01A-HV*(*Hors catalogue)	Nb modules en série : 29
Uoc (STC) : 45,3 V	Uoc max totale : 1335,45 V
Isc (STC) : 11,19 A	Ump (STC) : 1078,8 V
Ump (STC) : 37,2 V	I inverse protégé : 11,19 A
Imp (STC) : 10,76 A	Nc max : 2
	Np max : 1
	SLT : Pôles flottants
	Irm : 16 A
	Tension max admissible : 1500 V
	Tk(Uoc) : -15 mV/°C
C8.2 Câble	
200 m Monoconducteurs séparés H1Z2Z2-K (Cuiivre, PR-EPR)	DU locale : 2,31 %
Conducteur PE Cuiivre Incorporé au câble des phases ou regroupé	
	2x(1x4) + 1G6
Mode de pose : 61	Courants admissibles
Facteurs de correction : 0,68	Iz PH : 43,2 A
Température ambiante : 40 °C	Section mini PH : 0,5 mm ²
Déclassement supplémentaire : 1	
	Courts-circuits
	Isc STC : 11,19 A
Circuits groupés supplémentaires : 0	
Nb de conduits groupés : 1	
Résistivité thermique du sol: 1,00 K.m/W	

TRK9	
Imp : 21,5 A	2P+PE
Puissance : 23,22 kW	
R9 Répartition	
:	l'inverse protégé : 0 A
:	DU Totale : 2,31 %
:	
Courts-circuits	
:	
:	Isc STC : 22,38 A
:	
TRK9 Consommateur	
HUAWEI SUN2000-185KTL-H1 SUN2000-185KTL-H1	Séparation galvanique : Non
Puissance max DC : 0 kW	Courant max DC : 234 A
Tension max DC : 1500 V	Uoc max totale : 1335,45 V
Umpp max : 1500 V	Umpp STC : 1078,8 V
Umpp min : 600 V	DU Totale : 2,31 %
Longueur cumulée câblage DC non protégé : 0 m	
Evaluation du risque côté DC : Surtensions non vérifiées	

TN	461,88 V / 800 V
Ik3 max=61,6kA	Ik1 max=65,7kA



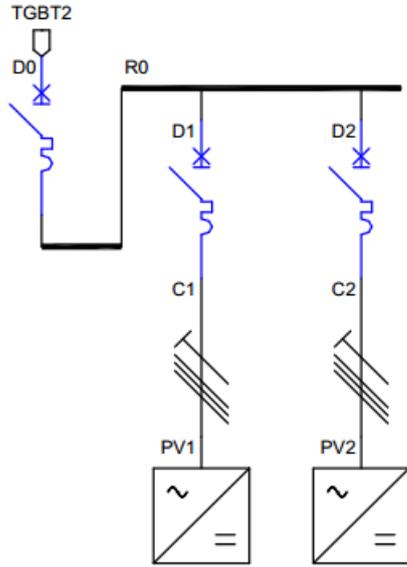
Repère	Circuit1	Circuit2	Circuit3	Circuit4	Circuit5	Circuit6	Circuit7	Circuit8	Circuit9	SPD10
Conducteurs	U 1000 R2V	U 1000 R2V	U 1000 R2V	U 1000 R2V	U 1000 R2V	U 1000 R2V	U 1000 R2V	U 1000 R2V	U 1000 R2V	
Sections		3*(1*240) + 1G70								
Longueur	170 m	170 m	170 m	170 m	170 m	170 m	170 m	170 m	170 m	
Puissance	3150 kW	350 kW	350 kW	350 kW	350 kW	350 kW	350 kW	350 kW	350 kW	0 kW
COMPOSÉ / SSC DE CHAQUE CÂBLE										
	Aucun produit trouvé									

TABLEAU TGBT2			
SLT	TN	Amont	
U0 / Un	461,88 V / 800 V	I Autorisé	3036 A
Ik3 max=61,6kA Ik1 max=65,7kA		DU tot. (type B / A)	0 % /

Voir en fin de section pour :

CIRCUIT		Circuit conforme Circuit1		Circuit conforme Circuit1		Circuit conforme Circuit2		Circuit conforme Circuit3	
Type de circuit		Circuit de distribution (Sous jeu)		Circuit de distribution (Tableau)		Circuit de distribution (Tableau)		Circuit de distribution (Tableau)	
Origine		TGBT3.R0		R0		R0		R0	
Designation									
Type départ	Ib	3P+N+PE	2841,6 A	3P+PE	252,6 A	3P+PE	252,6 A	3P+PE	252,6 A
NE chargé	Cos Phi	Non	0,8		1		1		1
Harmoniques		Tx H. <= 15%							
SOURCE									
BILAN DE PUISSANCE		R0		T1.R0		T2.R0		T3.R0	
Consommation									
k Simul	k Util	k Ext.	1	1	1	1	1	1	1
I dém. / I	Ib max	2841,6 A		252,6 A		252,6 A		252,6 A	
DU dém.	Cos Phi dém.								
SECTIONNEMENT									
Type Interrupteur									
Designation interrupteur									
Calibre	Diférentiel								
filiation									
COUPURE		DG1		D1		D2		D3	
Type protection		C / Img standard		C / Img standard		C / Img standard		C / Img standard	
Designation protection		Aucun produit trouvé		Aucun produit trouvé		Aucun produit trouvé		Aucun produit trouvé	
Calibre	Polarité	4P							
Diférentiel	Tempo								
Ith	Ith NE	3036 A		315 A		315 A		315 A	
Img	Tempo	30360 A		0 s		3150 A		0 s	
PdC / 1P	filiation / 1P	70 kA / 70 kA		/		70 kA / 70 kA		/	
Sélectivité				Non calculée		Non calculée		Non calculée	
CABLE				C1		C2		C3	
Type câble				Monoconducteurs en tréfle		Monoconducteurs en tréfle		Monoconducteurs en tréfle	
Modèle CP									
Mode pose	k Cor			61		0,68		61	
Conducteurs		InC		U 1000 R2V		U 1000 R2V		U 1000 R2V	
Arme	Isolant			Cuivre		PR-EPR		Cuivre	
Sections				3*(1*240) + 1G70		3*(1*240) + 1G70		3*(1*240) + 1G70	
Iz Phase	S min Phase			340,5 A		208,3 mm²		340,5 A	
Iz Neutre	S min Neutre								
DU locale	Longueur			0,92 %		170 m		0,92 %	
DU totale (B)	DU totale (A)			0,92 %		0,92 %		0,92 %	
Ik max Amont	Ik min Aval	(DG1 / R0)		(D1 / R0)		(D2 / R0)		(D3 / R0)	
Ik3/2 max	Ik1 max	Ief max	61,636 kA	65,692 kA	65,692 kA	61,636 kA	65,692 kA	61,636 kA	65,692 kA
Ik2 min	Ik1 min	Iif	44,422 kA	54,398 kA	54,398 kA	12,58 kA	4,953 kA	12,58 kA	4,953 kA
TEMPS MAX K'SF									
Phase	Neutre	PE			0,254 s		0,022 s	0,254 s	
		L max					247,56 m		247,56 m
t max Contacts indirects				5 s		5 s		5 s	

TN	/ 800 V Ik3 max=19,2kA
----	---------------------------



Repère	TGBT2.Circuit1	PV1	PV2
Conducteurs		U 1000 R2V	U 1000 R2V
Sections		3×(1×50) + 1G16	4G50
Longueur		50 m	50 m
Puissance	350 kW	175 kW	175 kW
COUPURE / SECTIONNEMENT	Désignation		
	Aucun produit trouvé	Aucun produit trouvé	Aucun produit trouvé

TGBT2.Circuit8			
lb : 252,6 A	Cos Phi : 1	3P+PE	
Puissance : 350 kW			



D0	Protection		
Aucun produit trouvé			
I th : 315 A		k Température : 1	Courts-circuits
I sd : 3150 A	Tempo : 0 s		Ik3 max : 19,213 kA
:		Tolérance magn. : 20 %	Ik2 max : 16,639 kA
:			:
PdC : 20 kA			Ief max : 7,312 kA
PdC 1 pôle : 7,5 kA			
:			
Pas de référence produit.			

R0	Répartition		
Puissance Installée : 350 kW	Cos Phi global : 1		I:Autorisé : 315 A
Production	lb max foisonné : 252,6 A	k Simul. : 1	DU totale (type B) : 0,92 %
Puissance totale : 350 kW	lb max PH1 : 252,6 A	k Ext. : 1	:
Cos Phi calc. : 1	lb max PH2 : 252,6 A		Courts-circuits
:	lb max PH3 : 252,6 A		Ik3 max : 19,213 kA
:	lb max final : 252,6 A		Ik2 max : 16,639 kA
:			:
			Ik2 min : 12,58 kA
			:
			If : 4,953 kA

0

PV1			
Ib : 126,3 A	Cos Phi : 1	3P+PE	
Puissance : 175 kW			



D1	Protection		
Aucun produit trouvé			
I _{th} : 135 A	Tempo : 0 s	k Température : 1	Courts-circuits
I _{sd} : 1350 A		Tolérance magn. : 10 %	I _{k3} max : 19,213 kA
			I _{k2} max : 16,639 kA
			I _{ef} max : 7,312 kA
PdC : 20 kA			
PdC 1 pôle : 7,5 kA			
Pas de référence produit.			



C1	Câble		
50 m Monoconducteurs en trèfle U 1000 R2V (Cuivre, PR-EPR)		DU locale : 0,68 %	
Conducteur PE Cuivre Incorporé au câble des phases ou regroupé			
	3×(1×50) + 1G16	Courts-circuits	
Mode de pose : 61	Courants admissibles	I _{k2} min aval : 7,093 kA	
Facteurs de correction : 0,68	I _z PH : 139,9 A	Section mini PH : 44,5 mm ²	I _f : 2,302 kA
Température ambiante : 40 °C			
Déclassement supplémentaire : 1			
	K ² S ²	I ² t	I ² t limitée
Circuits groupés supplémentaires : 0	Ph : 42,968 E6 A ² s		t fonc.
Nb de conduits groupés : 1	Ne : 4,875 E6 A ² s		t max
	PE : 4,875 E6 A ² s		
Résistivité thermique du sol: 1,00 K.m/W	Longueur max protégée : 100,43 m tps max Contacts Indirects : 0,1 s		



PV1		
HUAWEI SUN2000-185KTL-H1	Séparation galvanique : Non	
Puissance : 175 kW	Courant maximal : 134,9 A	DU totale (type B) : 1,6 %
	Courant nominal : 126,3 A	

TABLEAU T1			
SLT		TN	Amont TGBT2.Circuit1
U0 / Un		/ 800 V	I Autorisé 315 A
Ik3 max=19,2kA			DU tot. (type B / A) 0,92 % /

Voir en fin de section pour :

CIRCUIT		Circuit conforme TGBT2.Circuit1		Circuit conforme PV1		Circuit conforme PV2	
Type de circuit		Circuit de distribution (Tableau)		Circuit consommateur (Converti)		Circuit consommateur (Converti)	
Origine		TGBT2.R0		R0		R0	
Désignation							
Type départ	lb	3P+PE	252,6 A	3P+PE	126,3 A	3P+PE	126,3 A
NE chargé	Cos Phi		1		1		1
Harmoniques							
SOURCE							
BILAN DE PUISSANCE		R0		PV1		PV2	
Consommation				175 kW		175 kW	
k Simul	k UUL	k Ext.	1				
I dém. / I	lb max		252,6 A		126,3 A		126,3 A
DU dém.	Cos Phi dém.						
SECTIONNEMENT							
Type Interrupteur							
Désignation interrupteur							
Calibre	Différentiel						
filiation							
COUPEURE		D0		D1		D2	
Type protection		C / lmg standard		C / lmg standard		C / lmg standard	
Désignation protection		Aucun produit trouvé		Aucun produit trouvé		Aucun produit trouvé	
Calibre	Polarité						
Différentiel	Tempo						
Ith	Ith NE	315 A		135 A		135 A	
lmg	Tempo	3150 A	0 s	1350 A	0 s	1350 A	0 s
PdC / 1P	filiation / 1P	20 kA / 7,5 kA	/	20 kA / 7,5 kA	/	20 kA / 7,5 kA	/
Sélectivité		Non calculée		Non calculée		Non calculée	
CABLE				C1		C2	
Type câble				Monoconducteurs en tréfle		Multiconducteur avec PE	
Modèle CP							
Mode pose	k Cor			61	0,68	61	0,68
Conducteurs	InC			U 1000 R2V		U 1000 R2V	
Âme	Isolant			Cuivre	PR-EPR	Cuivre	PR-EPR
Sections				3*(1*50) + 1G16		4G50	
Iz Phase	S min Phase			139,9 A	44,5 mm²	139,9 A	44,5 mm²
Iz Neutre	S min Neutre						
DU locale	Longueur			0,68 %	50 m	0,68 %	50 m
DU totale (B)	DU totale (A)			1,6 %		1,6 %	
Ik max Amont	Ik min Aval	(D1 / R0)		(D1 / PV1)		(D2 / PV2)	
Ik3/2 max	Ik1 max	Ief max	51,636 kA	65,692 kA	19,213 kA	7,312 kA	19,213 kA
Ik2 min	Ik1 min	Iif	12,58 kA	4,963 kA	7,093 kA	2,302 kA	7,093 kA
							3,118 kA
TEMPS MAX ICS*							
Phase	Neutre	PE			0,116 s	0,091 s	0,116 s
		L max				100,43 m	196,04 m
t max Contacts indirects				0,1 s		0,1 s	

Référence	Quantité	Fabricant	Désignation
	1	*GENERIQUE*	Transfo. HT/BT 6300kVA
	522	Hors catalogue	Séraphim SRP-400-E01A-HV
SUN2000-185KT L-H1	1	HUAWEI	SUN2000-185KTL-H1
SUN2000-185KT L-H1_MP	33	HUAWEI	SUN2000-185KTL-H1 mode parallèle
	34	*GENERIQUE*	Protection - 3P 20kA(7,5kA) 135A 1350A
	17	*GENERIQUE*	Protection - 3P 20kA(7,5kA) 315A 3150A
	17	*GENERIQUE*	Protection - 3P 70kA(70kA) 315A 3150A
	1	*GENERIQUE*	Protection - 4P 70kA(70kA) 2159A 21590A
	1	*GENERIQUE*	Protection - 4P 70kA(70kA) 3036A 30360A
	3	*GENERIQUE*	Parafoudre
	3600 m		Câble H1Z2Z2-K 1×4 - Pôle moins
	3600 m		Câble H1Z2Z2-K 1×4 - Pôle plus
	2890 m		Câble U 1000 R2V 3*(1×240) + 1G70
	50 m		Câble U 1000 R2V 3*(1×50) + 1G16
	1650 m		Câble U 1000 R2V 4G50

Annexe 6 : Dimensionnement de parafoudre

Les parafoudres ont un rôle important dans une installation, ils permettent de protéger les équipements électriques contre les surtensions provoquées par la foudre. Il existe trois types de parafoudre :

- Type 1 : ces parafoudres sont capables d'écouler un courant très important, généralement de la terre vers le réseau de distribution d'énergie. En effet, ils sont installés dans le tableau électrique principal lorsque le bâtiment est équipé d'un paratonnerre.
- Type 2 : il s'agit de parafoudre à écouler les courants générés par des coups de foudre indirects et provoquant des surtensions induites ou conduites sur le réseau de distribution d'énergie. Ils sont installés dans le tableau principal de distribution.
- Type 3 : ces parafoudres sont installés en complément des parafoudres de type 2 et sont destinés à réduire les surtensions aux bornes des équipements sensibles ou critiques. Leur capacité d'écoulement de courant est très limitée. En conséquence, ils ne peuvent être utilisés seuls.

Le dimensionnement des parafoudres dépend essentiellement de la zone d'exposition du site sur lequel se trouve notre installation. Ainsi, dans un premier temps, il faut que l'on détermine le niveau de l'exposition du site sur lequel doit être installée la centrale PV. La figure suivante est une carte qui permet d'évaluer le niveau d'exposition aux coups de foudre sur le globe terrestre.

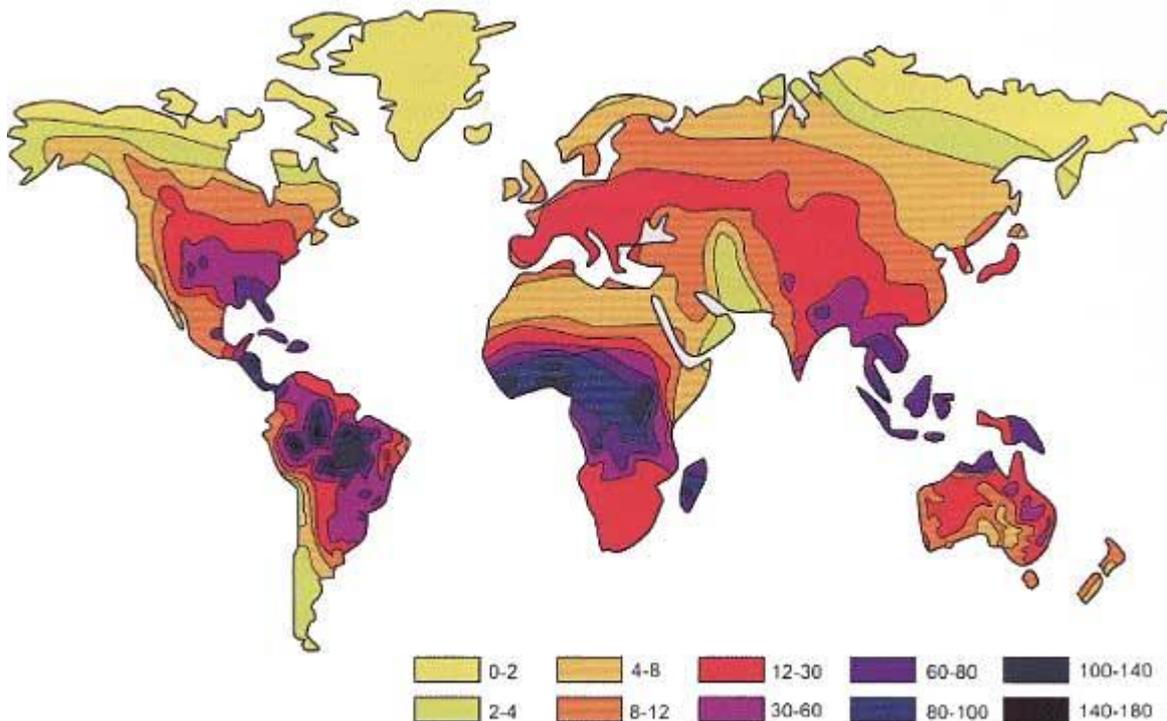


Figure 12 : carte des densités de foudroiement (niveau céramique) dans le monde

D'après la carte kéraunique du monde au Burkina Faso le niveau kéraunique noté N_g , qui peut être définie comme le nombre de coups de foudre au km^2 par an.

D'après la norme UTE C 15-443 des parafoudres, lorsque $N_g > 2.5$ et qu'il y a l'existence d'une ligne aérienne le type de parafoudre à utiliser pour les protections sont des parafoudres de types 2.

Annexe 7 : Annexe intervenant dans le dimensionnement des câbles

Tableau 52J - Courants admissibles (en ampères) dans les canalisations enterrées (méthode de référence D)

SECTION DES CONDUCTEURS (mm ²)	ISOLANT ET NOMBRE DE CONDUCTEURS CHARGES			
	PVC 3	PVC 2	PR 3	PR 2
CUIVRE				
1,5	26	32	31	37
2,5	34	42	41	48
4	44	54	53	63
6	56	67	66	80
10	74	90	87	104
16	96	116	113	136
25	123	148	144	173
35	147	178	174	208
50	174	211	206	247
70	216	261	254	304
95	256	308	301	360
120	290	351	343	410
150	328	397	387	463
185	367	445	434	518
240	424	514	501	598
300	480	581	565	677
ALUMINIUM				
10	57	68	67	80
16	74	88	87	104
25	94	114	111	133
35	114	137	134	160
50	134	161	160	188
70	167	200	197	233
95	197	237	234	275
120	224	270	266	314
150	254	304	300	359
185	285	343	337	398
240	328	396	388	458
300	371	447	440	520

Figure 13 : Courants admissibles dans les canalisations enterrées en fonction des sections de câbles

Tableau 52C - Exemples de modes de pose (suite)

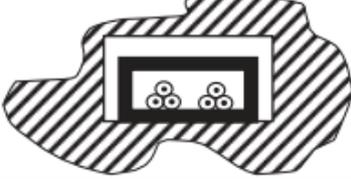
Exemple	Description	Réf.
	Câbles mono- ou multiconducteurs dans des vides de construction.	21
	Conducteurs isolés dans des conduits dans des vides de construction.	22
	Câbles mono- ou multiconducteurs dans des conduits dans des vides de construction.	22A
	Conducteurs isolés dans des conduits-profilés dans des vides de construction.	23
	Câbles mono- ou multiconducteurs dans des conduits-profilés dans des vides de construction.	23A

Figure 14 : Exemples de modes de pose

Tableau 52C - Exemples de modes de pose (suite)

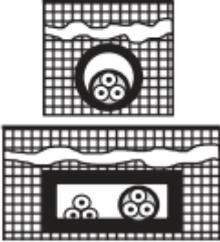
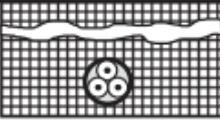
Exemple	Description	Réf.
	<p>Câbles mono- ou multiconducteurs dans des conduits, des fourreaux ou des conduits-profilés enterrés.</p>	<p>61</p>
	<p>Câbles mono ou multiconducteurs enterrés sans protection mécanique complémentaire.</p>	<p>62</p>
	<p>Câbles mono ou multiconducteurs enterrés avec protection mécanique complémentaire.</p>	<p>63</p>

Tableau 52C - Exemples de modes de pose (suite)

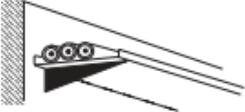
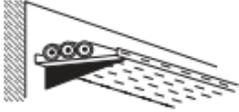
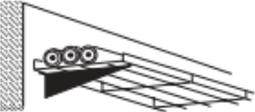
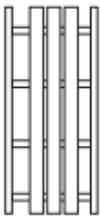
Exemple	Description	Réf.
	Câbles mono- ou multiconducteurs avec ou sans armure : - fixés sur un mur,	11
	- fixés à un plafond,	11A
	- sur des chemins de câbles ou tablettes non perforés, (*)	12
	- sur des chemins de câbles ou tablettes perforés, en parcours horizontal ou vertical, (*)	13
	- sur des treillis soudés ou sur des corbeaux,	14
	- sur échelles à câbles.	16

Tableau BA1 – Courants assignés I_n et valeurs de $k_3 I_n$ des coupe-circuit à fusible gG (en ampères)

I_n	10	16	20	25	32	40	50	63	80	100	125
$k_3 I_n$	13,1	17,6	22	27,5	35,2	44	55	69,3	88	110	137,5

I_n	160	200	250	315	400	500	630	800	1 000	1 250
$k_3 I_n$	176	220	275	346,5	440	550	693	880	1 100	1 375

Tableau BA2 – Courants assignés des disjoncteurs domestiques (en ampères)

I_n	6	10	16	20	25	32	40	50	63	80	100	125
-------	---	----	----	----	----	----	----	----	----	----	-----	-----

Figure 15 : Courants assignés I_n et valeur de $k_3 I_n$ des coupe-circuit à fusible gG (en ampère)

Annexe 8 : Rapport d'analyse des émissions obtenue par le logiciel Solarius-PV

Économies de carburant

Un indicateur très utile pour mesurer la quantité de carburant économisée lors de l'utilisation d'une source d'énergie renouvelable est le facteur de conversion de l'énergie électrique à l'énergie primaire [TOE / MWh]. Ce coefficient identifie T.O.E. (Tonnes équivalentes en pétrole) nécessaires pour la production de 1 MWh d'énergie, ou les TOE économisés avec l'adoption de technologies photovoltaïques pour la production d'électricité.

Économies de carburant	TOE
Facteur de conversion de l'énergie électrique en énergie primaire [TOE/MWh]	0.220
TOE économisé sur une année	18 967.90
TOE économisé sur 25 années	426 349.45

Source des données : World Energy Council 2007

Émissions évitées

En outre, le système photovoltaïque permet de réduire les substances polluantes dans l'atmosphère qui contribuent à l'effet de serre.

Émissions atmosphériques éliminées	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	Total GHG
Émissions atmosphériques spécifiques [kg CO ₂ e/kWh]	0.46254	0.00044	0.00236	0.46534
Émissions évitées sur une année [kg CO ₂ e]	39 879 153.09	37 935.81	203 473.86	40 120 562.76
Émissions évitées sur 25 années [kg CO ₂ e]	896 380 334.81	852 698.90	4 573 566.81	901 806 600.51

Source des données : 2016 UK Greenhouse gases (GHG) Conversion Factors

Standards de Référence

Faisant partie des systèmes électriques du bâtiment, tous les travaux impliqués dans le processus d'installation doivent être entièrement conforme aux normes techniques prescrites par la réglementation en vigueur. Les caractéristiques du système et ses composants doivent répondre à toutes les lois et réglementations en vigueur et en particulier doivent respecter :

- les besoins et réglementations des collectivités locales a notamment celles des prescriptions de sécurité incendie ;
 - les exigences et les instructions publiées par UTE (Union Technique de l'Électricité)
-

Annexe 9 : Analyse financière obtenue par le logiciel RETScreen

Viabilité financière

Paramètres financiers

Général		
Taux d'inflation	%	3%
Taux d'actualisation	%	9%
Taux de réinvestissement	%	9%
Durée de vie du projet	an	25
Financement		
Ratio d'endettement	%	70%
Dette du projet	\$	49 710 500
Capitaux propres investis	\$	21 304 500
Taux d'intérêt sur la dette	%	7%
Durée de l'emprunt	an	15
Paiements de la dette	\$/an	5 457 946
Analyse d'impôt sur le revenu		
Taux d'imposition sur le revenu	%	30%
Report des pertes?		Non
Méthode d'amortissement		Dégressif
Règle de la demi-année - an 1		Non
Allocation du coût en capital	%	100%
Taux d'amortissement	%	5%

Revenus annuels

Revenu d'exportation d'électricité		
Électricité exportée au réseau	MWh	86 006
Prix de l'électricité exportée	\$/kWh	0,10
Revenu d'exportation d'électricité	\$	8 600 624
Taux d'indexation sur l'exportation d'électricité	%	3%

Annexe 10 : Étude d'impacts sociaux et environnementaux

Cadre institutionnel impliqué dans le projet

Les principaux acteurs institutionnels qui gèrent le secteur de l'environnement et de l'énergie au Burkina Faso sont les suivants :

Le Ministère de l'Environnement de l'économie verte et du Changement Climatique (MEEVCC) : il est le garant institutionnel responsable de l'environnement au Burkina Faso. Il définit et met en œuvre la politique de l'Etat en matière d'environnement, élabore les textes législatifs et suit leur application. Il contrôle la réglementation sur l'environnement, l'assainissement, la protection des ressources naturelles et fait la promotion de la recherche en matière d'environnement. Selon l'article 11 de la loi N°006-2013/AN du 2 avril 2013 portant sur le Code de l'environnement au Burkina Faso, « le ministère chargé de l'environnement est le garant de la coordination institutionnelle de la qualité de l'environnement au Burkina Faso »

Le Bureau national des évaluations environnementales (BUNEE) : il est rattaché au MEEVCC et a pour mission la coordination de la mise en œuvre, du suivi et de la promotion de la politique en matière d'évaluation et d'inspection environnementales. A ce titre, le processus de validation du rapport d'évaluation environnementale et sociale et l'obtention de l'avis motivé relèvent de sa compétence.

Le Comité technique sur les évaluations environnementales (COTEVE) : il est un organe scientifique consultatif formé par l'arrêté n° 2006-025 /MECV/CAB du 19 mai 2006 portant création, attribution, composition et fonctionnement du comité technique sur les évaluations environnementales qui fournit les indications sur le processus de révision des EIES. Il a pour mission d'évaluer les études d'impact sur l'environnement pour tout projet soumis au décret n°2015-1187 portant champ d'application, contenu et procédure de l'EIES et de la NIE. Le Comité émet des avis techniques au BUNEE sur le contenu des études d'impact. Le COTEVE est au même titre que le BUNEE, une entité relevant du MEEVCC.

Le Ministère de l'Énergie : il a la responsabilité du pilotage des actions de l'Etat en matière de politique énergétique. Il est chargé en outre de l'élaboration et de l'application de la législation et de la réglementation en matière de recherche, de production, d'approvisionnement et de distribution des produits énergétiques, du contrôle de la production, de

l'approvisionnement et de la distribution des énergies conventionnelles en relation avec les ministres chargés de l'environnement et de l'eau, de la promotion des énergies nouvelles et renouvelables et des économies d'énergie. Le ministère de l'Energie est composé de trois directions générales, la Direction Générale des énergies conventionnelles (DGEC), la Direction Générale de l'Efficacité Energétique (DGEE) et de la Direction Générale des Energies Renouvelables (DGER) qui tend à évoluer pour venir positionner le développement du secteur électrique en tant que tel dans le but de maîtriser l'utilisation des hydrocarbures et favoriser le développement d'alternatives renouvelables.

La Société nationale d'électricité du Burkina Faso (SONABEL) : c'est une société gérée par l'Etat en vertu du décret (n°97-599/PRES/PM/MEM/MCIA) approuvé le 31 décembre 1997 et relevant du ministère de l'énergie. La SONABEL est actuellement responsable de la production, de l'importation, du transport et de la distribution de l'électricité pour les localités situées dans les secteurs desservis. Elle possède en son sein un département de normalisation, environnement et sécurité responsable notamment du respect des normes et de la législation en matière environnementale et sociale ainsi que de la protection de l'environnement tout comme de la santé et la sécurité des employés et des communautés riveraines dans la mise en œuvre de ces activités. Par ailleurs, par le biais de la loi 014-2017/AN, la SONABEL confirme son monopole dans le domaine du transport d'électricité pour s'installer comme seul gestionnaire du réseau de transport.

Le Ministère de l'Économie, des Finances et du Développement (MINEFID) : au terme du décret n°2019- 0139/PRES/PM/SGC portant attributions des membres du gouvernement, le MINEFID est chargé de coordonner la politique et la législation en matière d'aménagement du territoire.

Les structures locales, organes assurant la gestion du territoire et qui concerne notamment la mairie de la commune concernées par le projet : Ziniaré.

La Constitution du 02 juin 1991 (révisé par la loi du n°33 2012/AN du 11 juin 2012) accorde une place prépondérante à l'environnement en son article 14 qui indique que « le peuple souverain du Burkina Faso est conscient de la nécessité absolue de protéger l'environnement et que les richesses et les ressources naturelles appartiennent au peuple ; elles sont utilisées pour l'amélioration de ses conditions de vie ». L'article 29 quant à lui, stipule que « le droit à un environnement sain est reconnu. La protection, la défense de l'environnement et de la promotion de l'environnement sont un devoir de tous ». Enfin la constitution institue un droit de pétition au profit des communautés contre toute activité qui pourrait nuire à l'environnement ou à l'héritage culturel et historique (article 30). Les principes généraux régissant l'évaluation environnementale sont édictés par le décret n°2015-1187 du 22 octobre 2015 portant conditions et procédures de réalisation et de validation de l'évaluation environnementale stratégique, de l'étude et la notice d'impact environnemental et social qui a été pris en application de l'article 29 de la loi n°006/2013 relative au Code de l'environnement. Ce décret clarifie le champ d'application en précisant des catégories de projet, intègre les sujets sociaux dans l'analyse des impacts, définit la procédure de réalisation de l'EIES et donne le contenu type que doit présenter l'étude. En conformité avec la réglementation nationale et les exigences du BUNEE, la centrale PV et la ligne 90 kV doivent faire l'objet d'une EIES (car plus de 200 personnes à déplacer). Le cadre réglementaire de la production d'énergie solaire au Burkina Faso est défini par la loi n°014-2017/AN et ses décrets d'application, qui précise les conditions d'application de la loi pour l'obtention des licences ou autorisations de production et les concessions de distribution, y compris les autorisations pour les systèmes solaires autonomes. La loi n°14 couvre donc l'ensemble des activités du secteur de l'énergie, mettant un accent particulier de l'article 3 sur la promotion des énergies renouvelables et l'efficacité énergétique. Elle définit la notion d'énergie renouvelable, comme énergie solaire, éolienne, de la biomasse, géothermique et hydraulique pour des capacités inférieures à 5 MW. Elle définit également les conditions de production et de commercialisation, car la production et le stockage d'électricité EnR doivent être adaptés aux moyens de transport de distribution, tout en respectant les conditions de sûreté et de sécurité (art59). Toute production d'électricité requiert obligatoirement l'établissement d'un contrat de raccordement fixant les modalités techniques et financières entre les producteurs d'électricité EnR et le gestionnaire du réseau (art 63).

Selon les termes de la loi n° 003-2011 du 05 avril 2011 portant sur le code forestier, les forêts, la faune et les ressources halieutiques en tant que patrimoine national doivent être gérées de façon durable. Cette gestion contribue à la production de biens et services environnementaux,

à la préservation du milieu naturel, à la conservation de la diversité biologique, à l'adaptation aux changements climatiques (articles 4). Cette loi précise les modalités de protection des forêts et de la faune (article 41,42). Elle soumet toute réalisation de grands travaux entraînant un défrichement à une autorisation préalable du ministère chargé de l'environnement sur la base d'une étude d'impact sur l'environnement (article 50).

Par ailleurs le chapitre 3 section 1 classe les espèces fauniques en deux catégories, les espèces intégralement protégées (liste de protection A) et les espèces partiellement protégées (liste de protection B). Les espèces intégralement protégées font l'objet d'une prohibition totale de prélèvement, que ce soit par capture, chasse ou ramassage d'œufs. Cependant, la capture et la vente des espèces intégralement protégées sont soumises aux conditions spécifiques précisées par les textes d'application.

Pour les espèces forestières de flore, l'arrêté n° 2004-019/MECV du 07 juillet 2004 portant détermination de la liste des espèces forestières bénéficiant de mesures de protection particulière, liste les espèces concernées qui ne peuvent être abattues, arrachées, mutilées ou incinérées qu'après autorisation des services compétents chargés des forêts.

Le décret N°98-321/PRES /PM /MEE/MIHU/MATS/MEF/MEM/MCC/MCIA du 28 juillet 1998, portant réglementation des aménagements paysagers au Burkina Faso interdit la coupe et l'abattage des arbres situés sur ces sites d'aménagement sauf autorisation préalable de l'autorité chargée de leur gestion. Cette autorisation ne peut être délivrée que pour cause de nécessité révélée par une étude d'impact sur l'environnement ou en raison de l'état sanitaire des arbres.

Par décret n° 2006-362/PRES/PM/MEDEV/MATD/MFD/MAHRH/MID/MECV du 20 juillet 2006, le gouvernement du Burkina Faso a adopté une politique nationale d'aménagement du territoire. Elle constitue un guide d'orientation des études d'aménagement et des acteurs agissants sur le terrain, afin de traduire au plan spatial, les orientations stratégiques contenues dans l'étude nationale prospective 2025. Cette politique définit trois orientations fondamentales que sont :

- Le développement harmonieux et intégré des activités économiques sur le territoire ;
- L'intégration sociale ;
- La gestion durable du milieu naturel basée sur la sécurité foncière, la réhabilitation et la restauration des ressources naturelles dégradées.

Adoptée par la loi n° 034-2012/AN du 02 juillet 2012, la loi portant Réorganisation agraire et foncière (RAF) au Burkina Faso, a pour vocation de régir les normes d'utilisation, de gestion et d'exploitation des ressources naturelles, permanentes ou renouvelables. La RAF définit les

principes d'aménagement des terroirs ainsi que les modalités d'attribution et d'exploitation des terres aussi bien rurales qu'urbaines. Le gouvernement a pris les dispositions nécessaires pour que l'application de la loi ne conduise pas à la dépossession des populations de leurs terres. Toutefois, l'Etat peut toujours procéder à des expropriations pour cause d'utilité publique. Aucune indemnité n'est due aux propriétaires de construction ou d'aménagements divers en raison de servitudes d'utilité publique, sauf si la nécessité de la destruction partielle ou totale de ces réalisations appartenant à des particuliers s'impose. Par ailleurs, la RAF fixe les principes fondamentaux qui régissent l'aménagement et le développement durable du territoire, la gestion des ressources foncières et des autres ressources naturelles, ainsi que la réglementation des droits réels immobiliers, et d'autre part, les orientations d'une politique agraire. La RAF indique également la possibilité de compenser les gens qui perdent leurs fonds. La loi **n°034-2002/AN du 14 novembre 2002 portant loi d'orientation relative au pastoralisme** au Burkina Faso indique que les espaces affectés aux activités pastorales confèrent des droits collectifs (droits réels) aux pasteurs installés. Ceux-ci ne peuvent être privés de leurs droits que pour cause d'utilité publique et sous réserve d'une juste et préalable indemnisation (articles 13, 16). L'exploitation de la ligne électrique et de la centrale solaire PV va priver les pasteurs d'une superficie de l'espace pastoral, mais la SONABEL s'engage à se conformer à la présente loi sur cet aspect.

La loi **n°009-2018/AN portant expropriation pour cause d'utilité publique et indemnisation** des personnes affectées par les aménagements et projets d'utilité publique et d'intérêt général au Burkina Faso d'écrit les étapes du processus d'expropriation. Ce sujet est plus amplement détaillé dans le PAR, document autoportant et indépendant de l'EIES.

Sur le plan juridique, la loi **N°024-2007/AN portant protection du patrimoine culturel** au Burkina Faso indique dans son article 37 que les fouilles ou sondages doivent faire l'objet d'une autorisation préalable. Selon l'article 24 de cette loi, aucune construction ne doit être édifiée sur un terrain classé sans l'autorisation du service en charge de la protection du patrimoine culturel. Ainsi, lors de la construction des infrastructures dans le cadre du projet, dans le cas où des ressources étaient mise à jour, les acteurs en charge de sa mise en œuvre doivent se référer aux autorités en charges des ressources culturelles physiques.

Le **décret n° 2015 -1205 du 28 octobre 2015** portant normes et conditions de déversement des eaux usées fixe les normes et conditions de déversements des eaux usées dans les milieux récepteurs en application des dispositions du Code de l'environnement. Il vise à éviter ou à limiter les pollutions liées aux déversements des eaux usées polluées ou contaminées, dans les

réseaux d'assainissement et dans les milieux récepteurs, et à protéger les infrastructures publiques de prétraitement et de gestion des eaux usées ainsi que l'environnement et la santé publique. Il entraîne la nécessité d'établir une convention entre le gestionnaire du réseau de collecte dès lors que des eaux usées industrielles doivent être déversées dans les égouts. Le présent projet ne rejettera pas les eaux usées dans un réseau de collecte néanmoins dans le but de protéger les milieux récepteurs, l'absence de pollution sera vérifiée dans tout rejet d'effluent. La réglementation nationale, dans son décret **n°2001-185/PRES/PM/MEE du 7 mai 2001 portant fixation des normes de rejets de polluants dans l'air, l'eau et le sol**, précise dans ses articles 3, 7 et 10 les valeurs retenues pour la qualité de l'air ambiant, de l'eau potable et des eaux usées. Elles sont présentées dans les tableaux qui suivent. Le bruit, lui est fixé par les dispositions de l'article 12 de l'arrêté technique du 17 mai 2001.

La **loi n° 028 -2008/AN portant code du travail** au Burkina Faso s'applique aux travailleurs dans les secteurs privés et public exerçant leurs activités au Burkina Faso. Elle garantit l'égalité des chances interdit les discriminations en matière d'emploi. La loi portant code du travail définit, les droits et devoirs de l'employeur et de l'employée, les types de contrats possibles entre eux tout en définissant les retenues et les créances sur les salaires. Elle exhorte à la protection de la santé et de la sécurité des employés dans leur environnement de travail par des équipements appropriés et par la mise en place des structures de contrôle au sein des entreprises. La SONABEL veillera à respecter la législation du travail au Burkina Faso tout en protégeant la santé et la sécurité de ses travailleurs.

Le **décret n° 2009 672 du 8 juillet 2009 portant politique nationale genre (PNG)** fixe l'objectif général de promouvoir un développement participatif et équitable des hommes et des femmes dans le respect de leurs droits fondamentaux. Avec la PNG, l'intégration du genre dans toute politique de développement est devenue une option retenue dans tous les documents de politique cadre et de plans d'actions au Burkina Faso. Le projet prendra en compte les préoccupations liées au genre dans ses activités, notamment en ce qui concerne les questions d'emploi, de développement et de compensation.

Par ailleurs, le projet s'engage également à respecter le **décret n° 98-323 du 28 juillet 1998, portant réglementation de la collecte, du stockage, du transport, du traitement et de l'élimination des déchets urbains**. L'article 5 du décret dispose que « il est interdit de jeter d'abandonner, ou de déverser sur les voies et places publiques, espaces verts, dans les forêts et en général, sur les lieux non destinés à cet effet, des déchets urbains, quelle que soit leur nature ou leur quantité ».

Identification, Analyse et évaluation des impacts potentiels du projet

Dans cette partie nous serons amenés à identifier analyser et évaluer l'ampleur des impacts socio-environnementaux du projet. Ce sont entre autres :

- Les impacts directs se définissent par une interaction directe avec une activité, un usage, un habitat naturel ; une espèce végétale ou animale
- Les impacts indirects se définissent comme les conséquences secondaires liées aux impacts directs du projet

Les impacts directs ou indirects peuvent intervenir positivement ou négativement, successivement ou en parallèle, et se révéler soit immédiatement, soit à court, moyen ou long terme. L'identification et l'analyse des impacts environnementaux porteront sur les paramètres ci-dessous :

- Les 3 phases du projet (la construction, l'exploitation et la fermeture)
- Les composantes du milieu récepteur (physiques, biologique et socio-économique) ;
- Les sources d'impact qui comprennent toutes les activités susceptibles d'avoir un effet direct ou indirect sur une ou plusieurs composantes du milieu récepteur.

Ensuite, nous analyserons ces impacts et proposerons des mesures correctives ou d'atténuation des impacts négatifs conformément aux prescriptions du cadre institutionnel en vigueur.

La référence de l'outil d'évaluation des impacts est la méthode Hydro-Québec (agence canadienne de l'Environnement). Notons que l'intégration des mesures d'atténuation et les effets résiduels desdites mesures témoignent de notre souci à l'égard du respect de l'environnement.

a) Impacts positifs du projet

(i) Phase d'aménagement et de construction

Création d'emploi

Pendant la phase d'aménagement et de construction de la centrale plusieurs emplois seront créés. En effet, des contrats de sous-traitances seront signés. Ces emplois permettront de réduire le taux de chômage de la population environnante et contribuer ainsi à la lutte contre la pauvreté.

Augmentation des revenus de certains opérateurs économiques

Le séjour des différents consultants dans la localité concernée par le projet constitue une opportunité d'affaires pour les propriétaires de maisons et les commerçants. Aussi le démarrage du projet demeure une opportunité d'affaires pour les entreprises du BTP, de contrôle technique et d'import-export.

(ii) Phase d'exploitation

✚ Evaluation de l'impact environnemental

Pendant la phase d'exploitation, l'étude de l'impact environnemental de la centrale consistera à évaluer les émissions de Gaz à Effets de Serre (GES) qu'on pourra éviter avec cette centrale. Nous l'avons évalué grâce au logiciel Solarius PV et les résultats sont dans le tableau suivant :

Émissions atmosphériques éliminées	CO₂	CH₄	N₂O	Total GHG
Émissions atmosphériques spécifiques [kg CO ₂ e/kWh]	0.46254	0.00044	0.00236	0.46534
Émissions évitées sur une année [kg CO ₂ e]	39 879 153.09	37 935.81	203 473.86	40 120 562.76
Émissions évitées sur 25 années [kg CO ₂ e]	896 380 334.81	852 698.90	4 573 566.81	901 806 600.51

Source des données : 2016 UK Greenhouse gases (GHG) Conversion Factors

Il en ressort donc que grâce à la centrale PV de 50 MW il sera possible d'éviter **39 879 153.09 kg CO₂/an** soit un total de **896 380 334 .81 kg CO₂** sur les 25 années que va fonctionner la centrale.

✚ Impact socioéconomique

Ce projet viendra renforcer le besoin en énergie de la population du Burkina Faso, car il permettra à la SONABEL de fournir de l'énergie électrique à prix compétitif afin qu'elle soit accessible à la majorité de la population.

La réalisation d'une telle centrale viendra conforter le Burkina Faso dans sa place de leader en énergie renouvelable en Afrique de l'Ouest. De ce fait, plusieurs jeunes se tourneront vers la formation en techniques d'installation de système PV, ce qui vulgarisera le secteur et contribuera à la réduction du taux de chômage.

(iii) Phase de cessation du projet

Lors de la phase de cessation d'activité de la centrale il faudra noter que certaines composantes de la centrale ne seront pas forcément à jeter. Il s'agit entre autres aux modules PV qui même après les 25 ans d'utilisation est toujours capable de produire de l'énergie électrique. Ainsi donc

ces modules pourront être vendus à prix dérisoire afin de permettre à certaines couches sociales du pays à s'approprié de cette technologie.

b) Impact négatif du projet et les mesures d'atténuation

Phase du projet	Activités source d'impact	Composante	Nature de l'impact	Mesures d'atténuation
Aménagement et construction	Acquisition du site	Humain	Remous sociaux dû au risque d'expropriation de terres pour la construction de la centrale	Dédommager les propriétaires terriens sur la base exigée par la réglementation burkinabè.
	Travaux de chantier	Humain	Dommages corporels	<ul style="list-style-type: none"> - Dispenser les règles de base en matière de sécurité aux travailleurs du chantier - Equiper les travailleurs d'équipements de sécurité - Afficher les règles de sécurité sur un panneau à l'entrée du chantier faire des séances régulières de rappels de règles de sécurité
		Air	Emissions de poussières dues au transport des matériaux et matériel de construction (faible importance et limitée dans le temps et	<ul style="list-style-type: none"> - Les véhicules légers et poids lourds utilisés pour le chantier doivent être conformes aux normes en vigueur - Arrosage léger des pistes pour limiter les soulèvements de poussières.

			restreinte à la zone des travaux)	<ul style="list-style-type: none"> - Couvrir les matériaux transportant des éléments fins afin de réduire les émissions de poussière
			Nuisance sonore	<ul style="list-style-type: none"> - Utiliser lors des travaux, des équipements conformes à la réglementation en vigueur et correctement entretenus. - Limiter le nombre de véhicules lourds et légers au strict minimum, et limiter leur vitesse de circulation - Organiser des séances d'information de la population locale préalablement aux travaux. - Interdire les travaux bruyants la nuit
	Travaux d'excavation	Sol	<ul style="list-style-type: none"> - Imperméabilisation due aux travaux de génie civil - Creuses de tranchées d'environ 1 à 2 m afin d'enfouir les câbles électriques 	<ul style="list-style-type: none"> - Reboucher les tranchées par des matériaux locaux venant du site
			<ul style="list-style-type: none"> - Pollution chimique (déversement de produits dangereux stockés sur site) - Fuite de liquide hydraulique ou d'hydrocarbure depuis les engins de chantier 	<ul style="list-style-type: none"> - Les opérations de maintenance et de nettoyage sont interdites sur site - Limiter les stockages de produits potentiellement polluants <ul style="list-style-type: none"> - Baliser le chantier

				<ul style="list-style-type: none"> - Les substances non naturelles ne seront pas rejetées sans autorisation du CIAPOL - Le cahier de charge relatif aux normes de chantier devra être respecté. - La production de déchets sera limitée autant que possible à la source notamment par l'utilisation d'éléments recyclables.
		Eaux souterraines	Dégradation de la qualité des eaux souterraines (les eaux de ruissellement issues des travaux sont chargées de polluants)	Eloignement du site par rapport aux cours d'eau de surface (les impacts sur les eaux de surface et les souterrains sont faibles)
	Installations des panneaux solaires	Humain	Santé et sécurité des ouvriers (faible à modérer) Risque de blessures, maladies professionnelles consécutives dues à des effets physiques des écrasements des chocs, des gestes répétitifs des mauvaises postures, chutes de personnes ou d'objets (travail en hauteur)	<ul style="list-style-type: none"> - Dispenser des règles de base en matière de sécurité aux travailleurs du chantier <ul style="list-style-type: none"> - Equiper les travailleurs d'EPI - Afficher des règles de sécurité sur un panneau à l'entrée du chantier - Faire des séances régulières de rappel de sécurité

		Paysage	Modification du paysage local (champ visuel impacté par la présence des panneaux)	ntégration paysagère Construire un bâtiment moderne et modèle de ceux de la localité. Ce bâtiment pourra comprendre une salle technique pour les équipements du système solaire.
Exploitation	Fonctionnement de la centrale	Rejets atmosphériques	Génération de rejets issus uniquement du fonctionnement des transformateurs et onduleurs	Les rejets devront respecter les normes de rejets fixés par le CIAPOL
		Bruits et vibrations	Les sources sonores proviennent du fonctionnement des onduleurs et des transformateurs	Les onduleurs et transformateurs doivent être de type silencieux (insonorisé)
		Humain	<ul style="list-style-type: none"> - Risques d'incendie (faible, car les matériaux ne sont pas dans l'ensemble inflammables - Risques d'incendie d'électrisation voire électrocution liée à une éventuelle intrusion volontaire ou accidentelle d'une personne non habilitée à la maintenance électrique 	<ul style="list-style-type: none"> - Les matériaux constitutifs de la centrale seront en majorité non combustibles (acier, cuivre, verre). - Des équipements de lutte contre l'incendie (extincteurs, citernes d'eau), des plans de prévention et d'intervention en cas d'incendie devront être mis en place. - Munir les installations de dispositifs de sécurité (cameras, détecteurs de mouvement)

				<ul style="list-style-type: none"> - Les aménagements et entretiens réguliers autour et dans la centrale permettront de limiter les risques d'incendie
Fermeture	Démantèlement des installation	So	Déchets solides, source de pollution du milieu récepteur	<ul style="list-style-type: none"> - Intégrer un plan de gestion des déchets dangereux dans le plan de démantèlement du chantier. - Explorer l'option du rachat des équipements en fin de vie pour le recyclage - Prévoir dans le plan de gestion des déchets dangereux, l'élimination des panneaux dans une décharge autorisée des déchets dangereux en fin de leur vie
		Humain	Perte d'emploi, augmentation de la pauvreté	<ul style="list-style-type: none"> - Indemniser le personnel selon le Code du Travail - Prendre des mesures sociales afin de réintégrer les licenciés dans le tissu social
			<ul style="list-style-type: none"> - Pertes de recettes fiscales - Pertes d'opportunités d'affaires - Vulnérabilité des femmes commerçantes et des enfants à l'école 	<ul style="list-style-type: none"> - Maintenir la continuité en fourniture d'électricité des localités en optant pour une solution alternative en remplacement de la centrale solaire (connexion des localités au réseau interconnecté par exemple)