



**ANALYSE TECHNICO-ECONOMIQUE DE
L'IMPLANTATION D'UNE CENTRALE SOLAIRE
PHOTOVOLTAÏQUE CONNECTE AU RESEAU AU
SIEGE DE LA BSIC**

**MEMOIRE POUR L'OBTENTION DU DIPLOME D'INGENIEUR 2iE AVEC GRADE DE
MASTER EN GENIE ELECTRIQUE ET ENERGETIQUE**

Présenté et soutenu publiquement le 01 Février 2022 par

Christian SAYAMBAYE (20140903)

**Encadreur 2iE : Prof. Daniel YAMEGUEU NGUEWO, Maître de conférences,
Enseignant-chercheur en Génie Energétique, Institut 2iE**

Maîtres de stages : Ingénieur Issouf Issa DANEDJO, Ingénieur d'étude à Sysaid Faso

Ingénieur Rosine OUEDRAOGO, Chef du département énergétique à Sysaid Faso

Structure d'accueil du stage : Sysaid Faso

Jury d'évaluation du stage :

Président : Prof. Moussa Y. SORO

Membres et correcteurs : Prof. Daniel YAMEGUEU NGUEWO
Ingénieur Madieumbe GAYE

Promotion [2020/2021]

DÉDICACES

Je dédie ce document à la famille **ALLADOUMDJIM** qui s'agrandit petit à petit.

À mon père **Dr. SAYAMBAYE ALLADOUMDJIM**, sans qui je ne serai pas là en ce jour, sans qui je ne serai pas arrivé à ce niveau. Je vous suis reconnaissant pour tous les efforts que vous avez fournis pour faire de moi ce que je suis aujourd'hui. Je vous remercie pour les soutiens multiformes, les encouragements, l'éducation et les nombreux sacrifices. Souvent, on cherche nos héros, nos inspirations dans les livres d'histoire, à la télévision, sur les réseaux sociaux. Moi, mon ultime héros, mon héros de tous les jours, c'est mon papa. Merci pour tout père. Je suis béni d'être votre fils. Puisse Dieu vous bénir et vous combler abondamment. Qu'Il vous donne une longévité saine pour que vos yeux puissent contempler la promesse qu'Il m'a faite, le rêve que je me suis promis de réaliser.

À ma grand-mère **TOÏGUEM Ernestine**, symbole de l'humilité, de l'honnêteté mais aussi du courage, du combat et du sourire dans ma vie. C'est grâce à vous que j'ai grandi.

À mon grand-père **MANGALBAYE Edouard** (paix à son âme), vos conseils sont toujours d'actualité pour moi, malgré votre départ prématuré.

À ma petite sœur **SAYAMBAYE TARYEM Majoie**,

À mes petits frères **SAYAMBAYE Olivier** et **SAYAMBAYE Bryan**,

À feu ma maman **GLAH KAMANE** (repose en paix) et ma mère **ODJITA Antoinette**, les mots peuvent exprimer tant de choses, mais le silence aussi. Je vous aime bien.

À la famille **ALLARAMADJI NATOÏTRA** ;

À la famille **MADOUMBAYE** ;

A la famille **ALLASINGUE** ;

À mes chers amis de 2iE : Ingénieur **SOBKIKI OUASSALET Théodore**, Ingénieur **KEBDER DIKOB Moïse**, Ingénieur **TENY KOUAME Béros** et **REMADJI Victoria** ;

À mes chers amis de longue date : **OUDAH AHMAT OUDAH NOUR** et **MADJADOUM LENGAR**, avec qui nous avons nourri des rêves depuis le lycée et qui petit à petit prennent forme.

CITATIONS

« Le secret du changement consiste à ne pas concentrer toute son énergie pour lutter contre le passé, mais pour construire le futur. »

Socrate

REMERCIEMENTS

Je ne saurais commencer la rédaction de ce rapport sans toutefois remercier **DIEU le tout puissant**, de m'avoir donné la santé, le courage et l'attention pendant toute la durée de ce stage, et sans la bénédiction, mon parcours à l'institut 2iE n'aurait jamais été accompli.

Nous exprimons nos sincères gratitude et reconnaissances à l'ensemble du personnel (pédagogique et administratif) de **l'Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement du Burkina-Faso (2iE)**, pour m'avoir accueilli dans un environnement qui m'a permis d'apprendre le savoir-vivre et savoir-faire, où j'ai profité des différentes cultures africaines. Je remercie particulièrement, le département « **Génie Électrique, Énergétique et Industriel** », pour tout le savoir ainsi que le sens de rigueur dans le travail, qu'ils m'ont transmis tout au long de ma formation, dans les domaines de l'énergie et de l'électricité.

Mes vifs remerciements à **Prof. Daniel YAMEGUEU NGUEWO**, Maître de conférences CAMES, notre encadreur interne de 2iE, qui a accepté de diriger les travaux de ce mémoire. Vous avez toujours créé du temps pour suivre mon travail. Veuillez trouver ici ma reconnaissance pour vos conseils avisés sur les travaux. Votre patience et votre professionnalisme m'ont toujours inspiré depuis ma première année d'ingénierie à 2iE.

À l'issue de mon stage, Je tiens à adresser mes sincères remerciements à **Dr. François Sanvi SODJI**, Directeur Général de SysAid Faso SARL de m'avoir accueilli comme stagiaire dans sa structure. Je suis particulièrement reconnaissant envers Ingénieur Jean Marc TOUGMAN directeur technique et Ingénieur Arnold DJIEBRE, pour les efforts consentis dans la réalisation de ma mission. Mes remerciements à tout le personnel de SysAid Faso, pour leur accueil chaleureux, l'ambiance conviviale dans laquelle ils nous ont mis.

J'adresse également l'expression de ma profonde gratitude et ma haute reconnaissance à : **Ingénieur Issouf Issa DANEDJO**, mon encadreur professionnel, pour son suivi et ses conseils, lui qui malgré ses nombreuses occupations, m'a accordé dès qu'il en avait, du temps et surtout de la confiance tout au long du travail.

Ingénieur Rosine OUEDRAOGO, mon deuxième encadreur professionnel, pour sa disponibilité, ses conseils et d'avoir toujours répondu à mes besoins en matière de logistique pour mes déplacements sur le site d'implantation du champ solaire photovoltaïque.

À mes **parents, amis et connaissances** qui m'ont soutenu et continuent de me soutenir de près ou de loin, trouvez ici l'expression de ma profonde gratitude.

RÉSUMÉ

Dans cette ère de changement climatique, et d'épuisement des sources d'énergies fossiles ; la réflexion à la valorisation des énergies renouvelables s'impose. Les énergies renouvelables, notamment le solaire photovoltaïque est une solution technique qui permettra au pays d'améliorer son indépendance énergétique tout en diversifiant son mix électrique. Au regard de ce contexte énergétique majeur, BSIC Burkina a initié un projet d'implantation d'une centrale solaire photovoltaïque connecté au réseau interne au niveau de leurs siège ; qui traduit leurs volontés de recherche de solutions dans le but de réduire leur facture d'électricité, qui s'élève à 94 859 675 FCFA pour l'année 2020. Le système solaire connecté au réseau se révèle être une alternative dans l'atteinte de leur objectif.

Le but de notre travail est de concevoir la centrale solaire photovoltaïque ; à installer le système connecté au réseau et à analyser les données techniques et financières après l'exploitation de la centrale.

En effet, l'installation de la centrale assure à la BSIC des économies à réaliser pendant la durée de vie du projet qui est de 20 ans. Pour un coût d'investissement de 108 490 320 FCFA, pour la mise en place de la centrale ; le temps de retour sur l'investissement sera atteint au bout de 6 ans et 8 mois ; pour un coût de production du kWh solaire de 83,68 FCFA et un bénéfice sur la durée de vie du projet de 164 035 044 FCFA. Le projet évitera 3626 tCO₂ dans la nature.

Mots Clés :

-
- 1 – Centrale solaire photovoltaïque**
 - 2 – Consommation énergétique**
 - 3 – Injection sur le réseau**
 - 4 – Levelized Cost of Energy**

ABSTRACT

In this era of climate change, and depletion of fossil fuels, it is necessary to think about the development of renewable energy. Renewable energies, especially solar photovoltaic, is a technical solution that will allow the country to improve its energy independence while diversifying its electricity mix. In view of this major energy context, BSIC Burkina has initiated a project to set up a solar photovoltaic power plant connected to the internal network at their headquarters, which reflects their desire to seek solutions in order to reduce their electricity bill, which amounts to 94 859 675 FCFA for the year 2020. The solar system connected to the network is an alternative in achieving their goal.

The purpose of our work is to design the solar photovoltaic power plant; to install the grid-connected system and to analyze the technical and financial data after the operation of the plant.

Indeed, the installation of the power plant provides BSIC with savings to be realized during the life of the project which is 20 years. For an investment cost of 108 490 320 FCFA, for the installation of the power plant; the time of return on the investment will be reached after 6 years and 8 months; for a production cost of the solar kWh of 83,68 FCFA and a profit over the life of the project of 164 035 044 FCFA. The project will avoid 3626 tCO₂ in nature.

Key words:

-
- 1 - Solar photovoltaic power plant**
 - 2 - Energy consumption**
 - 3 – Injection into the grid**
 - 4 - Levelized Cost of Energy**

LISTE DES ABRÉVIATIONS

2iE	: Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement
A	: Ampère
AIE	: Agence International de l'Energie
BT	: Basse Tension
BSIC	: Banque sahélo-saharienne pour l'investissement et le commerce
ODD	: Objectif de Développement Durable
GEEI	: Génie Électrique Énergétique et Industriel
GWh	: Giga Wattheure
HPL	: Heures pleines
HPT	: Heures de pointe
HTA	: Haute Tension Catégorie A
HTB	: Haute Tension Catégorie B
Hz	: Hertz
kA	: Kilo Ampère
kV	: Kilo Volt
kVAr	: Kilo Volt Ampère réactif
kVA	: Kilo Volt Ampère
kW	: Kilo Watt
kWhe	: Kilo Wattheure électrique
LCOE	: Levelised Cost of Energy
MW	: Méga Watt
PR	: Ratio de performance
PV	: Photovoltaïque
PVsys	: Logiciel de dimensionnement solaire
SONABEL	: Compagnie d'électricité du Burkina-Faso
THT	: Très Haute Tension
TRI	: Temps de retour sur investissement
U	: Unité
UTE	: Union technique de l'électricité
VAN	: Valeur actuelle nette
V	: Volt
W	: Watt
Ω	: Ohm

SOMMAIRE

Table des matières

DÉDICACES	i
REMERCIEMENTS	iii
RÉSUMÉ	iv
ABSTRACT	v
LISTE DES ABRÉVIATIONS	vi
SOMMAIRE	vii
LISTE DES TABLEAUX	ix
I INTRODUCTION GENERALE	- 1 -
I.1. Contexte et Problématique	- 2 -
I.2. Objectifs de l'étude	- 2 -
I.3. Méthodologie	- 3 -
I.3.1. Etat de l'art	- 3 -
I.3.2. Dimensionnement technique et financier de la centrale.....	- 3 -
I.3.3. Analyse des données après l'installation de la centrale.....	- 3 -
I.4. Présentation de la structure d'accueil : Sysaid Faso	- 4 -
II ETAT DE L'ART DES CENTRALES PV CONNECTEES AU RESEAU	- 4 -
II.1. Les défis liés à l'intégration du PV au réseau	- 5 -
III CONCEPTION DE LA CENTRALE	- 8 -
III.1. Étude technique	- 8 -
III.1.1. Dimensionnement de la centrale solaire photovoltaïque.....	- 8 -
III.1.2. Plan architectural de la centrale.....	- 22 -
III.2. Faisabilité financière.....	- 23 -
III.2.1. Coût de l'installation.....	- 23 -
III.2.2. Coût actualisé de l'énergie produite (LCOE)	- 24 -
III.2.3. Rentabilité du projet	- 25 -
III.3. Analyse technique du système.....	- 27 -
III.3.1. Performance de production (indice de performance)	- 27 -
III.3.2. Rendement spécifique.....	- 27 -
IV RESULTATS ET ANALYSE	- 27 -
IV.1. Configuration du champ solaire	- 27 -
IV.2. Production énergétique	- 28 -
IV.3. Rentabilité du projet (LCOE et TRI)	- 29 -
IV.4. Conception de la centrale solaire sur le logiciel PVSyst	- 31 -

**ANALYSE TECHNICO-ECONOMIQUE DE L'IMPLANTATION D'UNE CENTRALE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE
CONNECTE AU RESEAU AU SIEGE DE LA BSIC**

IV.5.	Travaux d'implantation de la centrale solaire photovoltaïque	- 32 -
IV.5.1.	Pose et fixation des équipements	- 32 -
IV.5.2.	Travaux de raccordements	- 33 -
V	DISCUSIONS ET ANALYSE	- 34 -
V.1.	Analyse technique de la centrale solaire photovoltaïque	- 36 -
V.1.1.	Productivité et performance de la centrale solaire photovoltaïque	- 36 -
V.1.2.	Résultat de l'analyse technique de la centrale	- 38 -
V.2.	Analyse économique de la centrale dans le système électrique	- 40 -
V.2.1.	Analyse des factures d'électricité avant et après l'implantation de la centrale	- 40 -
V.2.2.	Comparaison et interprétation	- 41 -
	CONCLUSION	- 43 -
	PROPOSITIONS ET RECOMMANDATIONS	- 44 -
	BIBLIOGRAPHIE	- 45 -
	1. Articles	- 45 -
	2. Cours	- 45 -
	3. Sites web	- 45 -
1.	LISTE DES ANNEXES	- 46 -

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 État de lieu d'autoproduction PV au Burkina-Faso.....	- 5 -
<i>Tableau 2 Caractéristique du module photovoltaïque</i>	- 10 -
Tableau 3 Répartition des modules par parkings.....	- 13 -
Tableau 4 Critères de choix de l'onduleur.....	- 13 -
Tableau 5 Caractéristiques de l'onduleur choisi	- 14 -
Tableau 6 Configuration de l'onduleur par rapport au champ solaire PV.	- 17 -
Tableau 7 Récapitulatif du dimensionnement	- 18 -
Tableau 8 Choix des équipements de protection.....	- 20 -
Tableau 9 Niveau d'exposition aux surtensions	- 21 -
Tableau 11 Résultat de la conception	- 28 -
Tableau 12 Devis quantitatif et estimatif	- 29 -
<i>Tableau 13 Détermination du LCOE de la centrale</i>	- 30 -
Tableau 14 Les paramètres économiques du projet.....	- 31 -
Tableau 15 Résultat de simulation avec PVSyst	- 31 -
Tableau 16 Performance de la centrale	- 39 -
Tableau 17 Bénéfice réel	- 42 -
<i>Tableau 18 Surface disponible du projet</i>	III
<i>Tableau 19 Résultat de calcul des sections de câble</i>	III
Tableau 20 Vérification de la section du câble DC	IV
<i>Tableau 21 Résultat du calcul des sections du câble côté AC</i>	IV
Tableau 24 Devis quantitatif et estimatif	V
Tableau 25 consommation d'énergie de BSIC de janvier 2020 à octobre 2021.....	XV
Tableau 26 Comparaison de la consommation énergétique de BSIC Siège de 2020 et 2021.....	XV
Tableau 27 Économie mensuelle (FCFA) réalisé durant les dix mois d'exploitation de la centrale.....	XVI

LISTE DES FIGURES

Figure 1 La surface du projet représenté avec Lumion	- 9 -
Figure 2 Illustration de l'ombrage dû aux modules.....	- 11 -
Figure 3 support métallique des modules.....	- 12 -
Figure 5 Schéma synoptique de la centrale	- 23 -
<i>Figure 6 Production énergétique mensuelle</i>	- 29 -
Figure 7 les travaux des poses et fixations des équipements	- 33 -
Figure 8 Travaux de raccordement	- 34 -
Figure 9 Production du champ solaire obtenu par data manager en MWh	- 37 -
Figure 10 Consommation énergétique de BSIC 2020-2021	- 38 -
Figure 11 Différence de la consommation en énergie active après et avant l'implantation de la centrale.....	- 39 -
Figure 12 Facture d'électricité de la BSIC.....	- 40 -
Figure 13 Bénéfice réalisé	- 41 -
Figure 14 Fiche technique de module PV	XI
Figure 15 Fiche technique de l'onduleur.....	XII
Figure 16 Fiche détermination de section de câble côté DC.....	XII
Figure 17 Fiche technique détermination de section de câble côté AC.....	XIV

I INTRODUCTION GENERALE

Les progrès scientifiques et technologiques ont fait de l'électricité un besoin fondamental dans la société moderne. Selon l'agence internationale de l'énergie (AIE) la part de la consommation électrique est passée de 6 131 TWh en 1973 à 26 619 TWh en 2018 soit une augmentation moyenne de 7,42 % par an par rapport à l'année 1973 (source : IEA, World_Energy_Statistic,2020). Mais cette consommation électrique croissante fondée sur les combustibles fossiles n'est pas un système viable pour le monde, parce qu'elle détruit les écosystèmes dont elle dépend. C'est pourquoi, pour résoudre le problème de la compatibilité entre la production d'énergie et l'environnement, il faut s'appuyer sur les énergies renouvelables.

L'adaptation à la transition énergétique n'est plus un choix, mais un scénario obligatoire et incontournable pour le développement durable. Désormais, il faut produire l'énergie de manière durable en utilisant des nouvelles technologies énergétiques, telles que la production d'énergie à partir du soleil et d'autres procédés similaires non polluants. Afin, d'ici 2050, la population africaine s'élèvera à environ 1,9 milliards, impliquant une augmentation de la demande d'énergie déjà insatisfaisante. Il n'est plus uniquement question de produire l'énergie de la manière la plus durable possible mais aussi de la consommer de façon la plus efficiente possible.

Le Burkina Faso, pays d'Afrique de l'ouest, en s'inscrivant dans la logique de l'objectif 7 des Objectifs de Développement Durables (ODD) qui stipule qu'il faut « garantir l'accès de tous à des services énergétiques fiables, durables et modernes, à un coût abordable » va alors exploiter les sources d'énergie fossiles et renouvelables ainsi que l'interconnexion, afin de garantir la disponibilité énergétique sur le réseau national. Mais étant donné que l'objectif principal d'une entreprise est de maximiser son profit, les entreprises vont chercher à réduire leurs consommations énergétiques sur le réseau national qui réduira par ricochet leurs factures d'électricité, mais aussi être concurrentiel sur le marché en prenant une prise de conscience sur la maîtrise de leur consommation énergétique.

C'est dans ce contexte que la Banque Sahélo-saharienne pour l'Investissement et le Commerce (BSIC) a initié un projet d'installation d'une centrale solaire photovoltaïque connecté au réseau au niveau de son siège à travers l'entreprise Sysaid Faso, démontrant ainsi sa volonté de réduire sa facture d'électricité. Partant d'une généralité sur le thème, ce rapport

présente la conception de la centrale, les différentes configurations de raccordement de l'installation et l'analyse technico-économique du projet.

Le but de ce travail est de procéder à une analyse technico-économique de l'installation de la centrale solaire photovoltaïque.

Ce document est subdivisé en trois parties. La première partie qui est plus générale présente la structure d'accueil, puis décrit le projet d'étude. La deuxième partie traite le dimensionnement technique et financier de la centrale photovoltaïque, les équipements de protection et l'implantation de la centrale. Enfin, la dernière partie est dédiée aux analyses techniques et économiques du projet. Nous terminerons enfin le travail par une conclusion générale et des perspectives et recommandations ainsi que des annexes où plusieurs données et résultats peuvent être trouvés.

I.1. Contexte et Problématique

Le siège de BSIC est dépendant du réseau électrique national SONABEL pour alimenter ces installations électriques en besoin énergétique, et en cas de délestage du réseau SONABEL, un groupe électrogène de secours d'une puissance de 500 kVA assure la continuité de service en besoin énergétique. Le réseau SONABEL et le groupe électrogène répondent aux besoins énergétiques du siège, mais cette dépendance énergétique vis-à-vis du réseau SONABEL coûte chère à la société, car la facture d'électricité est de plus en plus élevée. A titre d'exemple durant l'année 2020, la société a payé la somme de **94 859 675 Franc CFA**, pour sa consommation électrique. Pour résoudre ce problème, la société a décidé de diversifier son parc énergétique en y intégrant un système solaire photovoltaïque.

Le projet de construction de la centrale solaire photovoltaïque connecté au réseau au siège de la BSIC est donc la première partie des objectifs de la société prévoyant de réduire sa facture d'électricité. Il est ici donc question pour nous de mener une étude dans le but de trouver des solutions techniquement et économiquement fiables pour l'installation de la centrale solaire photovoltaïque. Nous aborderons dans le chapitre suivant, la conception détaillée de la centrale solaire photovoltaïque et une analyse technico-économique après l'exploitation de la centrale.

I.2. Objectifs de l'étude

L'objectif général de cette étude est de concevoir et installer une centrale solaire photovoltaïque pour la société BSIC. La centrale solaire photovoltaïque (PV) sera couplée au réseau électrique interne du siège de BSIC. Plus spécifiquement, il s'agit de :

- ✓ Étudier la faisabilité technique et financière de la centrale photovoltaïque ;
- ✓ Réaliser les travaux d'implantation de la centrale solaire photovoltaïque ;
- ✓ Faire une analyse technico-économique de la centrale après l'exploitation.

Dans le cadre de notre travail, la conception de la centrale a été déjà réalisée par l'entreprise, au commencement de notre stage ; mais nous avons pris le temps de faire une étude de faisabilité technique et financière de la centrale, dans le but de pouvoir comparer nos résultats avec celui de l'entreprise.

I.3. Méthodologie

Pour mener à bien cette étude, l'approche méthodologique adoptée s'est articulée autour des principaux axes suivants :

- ✓ Etat de l'art des centrales solaire PV connectés au réseau ;
- ✓ Dimensionnement technique et financier de la centrale,
- ✓ Analyse des données après l'installation de la centrale.

I.3.1. Etat de l'art

L'état de l'art va nous permettre de se familiariser à la documentation scientifique sur les centrales solaire PV, afin d'avoir une connaissance assez large sur les systèmes photovoltaïque connecté au réseau et donc l'objectif est de prendre connaissance des remarques, conclusion et recommandation des personnes qui avaient travaillé sur le thème dans le passé.

I.3.2. Dimensionnement technique et financier de la centrale

Cette rubrique nous permettra de déterminer les principales caractéristiques techniques et financiers de la centrale, notamment, le nombre de panneaux solaires, d'onduleurs réseau, les sections des câbles solaires, les caractéristiques des éléments de protection, mais aussi nous permettre d'estimer le coût d'investissement, le coût de maintenance et sa rentabilité.

I.3.3. Analyse des données après l'installation de la centrale

Cette partie porte sur l'exploitation et le traitement des données : calculs et interprétation de ces dernières, pour mettre en évidence les améliorations à envisager. L'importance de cette partie est de faire un bilan des consommations et des factures d'électricité obtenues avant et après l'exploitation de la centrale. Pour la consommation d'électricité il faudra bien évidemment effectuer les calculs de la consommation théorique de manière à obtenir les résultats comparables aux relevés.

I.4. Présentation de la structure d'accueil : Sysaid Faso

Le **Sysaid Faso** est une société d'ingénierie burkinabè basée à Ouagadougou. La Société appartient au groupe **SODJI HOLDING GmbH** qui a été créé en août 2002 à Berlin par **Docteur François SODJI**. Le groupe SODJI HOLDING GmbH s'est rapidement imposé comme un leader mondial dans le développement de l'énergie, des télécommunications, de la transmission de données, du traitement des données numériques (cartes à puce), des logiciels bancaires et des solutions de e-gouvernement.

La filiale Sysaid Faso offre de nombreux services dans le domaine de l'énergie, tels que la fourniture et l'installation de groupes électrogènes, la construction de centrale thermique, la conduite de projets d'électrification rurale, la vente des équipements solaire, l'installation des systèmes solaires photovoltaïques, et l'étude en optimisation énergétique de bâtiments industriels et commerciaux.

Pour atteindre leurs objectifs, Sysaid Faso travaille en partenariat avec plusieurs entreprises de grandes renommées telles que : TELEMENIA Ltd (Israël), AGREETECH (chine), AASTRA (Suisse), SIEMENS (Allemagne), KRONE (Allemagne), WAPCOS (Asie), HITEC POWER (Hollande), 3M (France), DENSO (Allemagne), AF ELECRIFICATION (France), RADWIN (Israël), WAVEIP (Israël), SAMEX (France).

Pour réaliser ces différents projets, Sysaid Faso s'est constitué en une organisation déclinée en directions et départements (voir l'organigramme **Annexe 7**). Cette organisation vise à réaliser de manière performante la satisfaction de la clientèle et assurer la rentabilité de l'entreprise.

II ETAT DE L'ART DES CENTRALES PV CONNECTEES AU RESEAU

Le système photovoltaïque connecté au réseau (le réseau peut être national ou local), est essentiellement constitué de modules photovoltaïques connectés à des onduleurs réseau destinés à produire le courant électrique et de l'injectés dans un réseau de distribution alimenté par d'autres sources de production d'énergie. En fonction du mode de consommation, nous distinguons deux architectures à savoir : l'injection totale et l'autoconsommation.

Au Burkina-Faso, avec un marché non organisé et une part importante des ventes des équipements solaires qui se fait sur le marché informel, il est difficile d'estimer la capacité

totale de PV installée. Le tableau suivant donne un aperçu des plus importantes installations réalisées dans le cadre de l'autoproduction au Burkina-Faso :

Tableau 1 État de lieu d'autoproduction PV au Burkina-Faso

Établissement	Puissance Installée (kWc)
Présidence du Faso	202
Ministère de l'Environnement	78
2iE	63
Premier Ministère	63
Hôtel Lodges - Loumbila	62
Ministère de l'Energie	41
IRSAT	40
CNRST	37
Société Générale des Banque du Burkina	35
Ambassade de Danemark	20
Hôtel Sissimian - B Dioulasso	20

II.1. Les défis liés à l'intégration du PV au réseau

Dans cette partie, nous avons dû faire recours aux documents scientifiques qui ont traité le thème lié au système d'injection PV sur le réseau national, pour comprendre l'enjeu du sujet.

Les caractéristiques à contrôler dans une injection réseau : Pour mieux comprendre le fonctionnement d'une centrale photovoltaïque et son impact sur le réseau électrique, il faut connaître les paramètres qui la caractérisent, les paramètres pris en compte dans les centrales PV sont les suivants¹.

- ❖ L'efficacité énergétique des centrales PV : L'efficacité énergétique des centrales PV est liée à l'énergie électrique produite par la centrale solaire PV à une certaine heure de la journée et à l'énergie solaire tombant sur les modules solaire PV à la même heure.
- ❖ Le facteur de rendement spécifique des centrales PV : Le facteur de rendement spécifique, implique une relation entre l'énergie produite par la centrale solaire PV à un moment donné qui est transmise au réseau électrique et la puissance totale des modules installés.
- ❖ Le rapport de performance des centrales PV : Le rapport de performance des centrales, est lié au facteur de rendement des centrales PV et le rendement de référence.

¹ Dragana D. Milosavljević, Pavlović, et Piršl, « Performance Analysis of A Grid-Connected Solar PV Plant in Niš, Republic of Serbia ».

- ❖ Facteur de capacité des centrales PV : Le facteur de capacité implique une relation entre le taux annuel de production d'énergie électrique et l'énergie qui pourrait être générée par les centrales PV.

Les défaillances possibles : Selon les résultats des recherches les défaillances qui pourront survenir sont les suivantes :

- Si le système est affecté par une perturbation importante, les systèmes de protection peuvent provoquer la déconnexion soudaine d'une grande partie de la production photovoltaïque. Ce qui pourrait avoir des conséquences graves surtout si elle se produit à un moment où la demande en charge est élevée.
- De même, une perturbation importante pourrait aussi perturber temporairement la tension observée par les unités de production PV. Le contrôleur des onduleurs qui relie ces unités PV au réseau peut ne pas être en mesure de faire face à cette perturbation. Par conséquent, ils peuvent tomber en panne ou déclencher un arrêt de l'onduleur ²;
- Des défauts sur les installations de transmission sont aussi des défaillances qui peuvent perturber le fonctionnement de ce système ;
- Déclenchement intempestif des dispositifs de protection ;
- Absence de sensibilité des dispositifs de protections.

Impact de l'injection PV sur le réseau : Le remplacement du générateur conventionnel par un générateur PV entraîne une réduction de l'inertie totale du système. Il entraîne un angle de rotor du générateur au bus qui oscille à une plus grande amplitude lorsque le défaut se produit par rapport au cas de base. Le générateur PV ne peut être reconnecté qu'après le rétablissement de la tension du réseau dans les parties affectées des réseaux, un processus qui peut prendre de quelques secondes à plusieurs minutes selon le degré de pénétration du PV.

Étant donné que le réseau électrique du Burkina est construit pour faire transiter les puissances provenant des sources thermiques, la présence des centrales PV fait varier le transit de puissance c'est-à-dire la puissance qui transite au travers du poste HTB/HTA diminue et change de sens, ce changement cause la perte de sélectivité entre les différents points de protections.

Analyse des perturbations : pour éviter les défaillances possibles, les onduleurs PV sont équipés d'une protection par relais de sur ou sous tension. En général les onduleurs PV se

² Tan et Kirschen, « Impact on the Power System of a Large Penetration of Photovoltaic Generation ».

déclenchent lorsque la tension du bus s'écarte de $\pm 10\%$ de la tension nominale. L'effet de nuage joue non seulement sur la puissance mais peut aussi provoquer d'importantes fluctuations de tension. Pour contrôler le niveau de tension, deux méthodes sont utilisées : le contrôle du facteur de puissance constant et le contrôle automatique de la tension à partir de l'onduleur PV lui-même. Nous pouvons ajouter à cela l'écart important par rapport à la fréquence nominale³.

Proposition des solutions : Pour beaucoup des chercheurs, l'intégration du solaire photovoltaïque dans un système d'énergie électrique ne peut être réalisée qu'en quantité limitée, avant que l'offre d'énergie ne dépasse la demande, pour les systèmes où le PV fournit jusqu'à 22 % de l'énergie du système, le facteur de flexibilité du système est fixé à 65%, ce qui signifie que la production PV n'est utile que lorsque la charge nette est supérieure à 35% de la charge annuelle de pointe.

Comme solution à l'harmonique, on installe un filtre d'harmonique après l'onduleur pour réduire les harmoniques résultant du processus de la conversion de puissance.

L'autre moyen efficace de maintenir un réseau stable est de maintenir à tout moment l'équilibre entre la production et la charge pour pouvoir avoir une fréquence stable.

Pour assurer la continuité de service et une bonne fiabilité, les centrales PV doivent pouvoir s'adapter aux conditions imposées par le réseau électrique déjà existant. Pour cela on doit synchroniser la tension et la fréquence des centrales à la fréquence et tension du réseau et limité le taux d'harmonique causé par la conversion de puissance. La majorité des pays africains y compris le Burkina s'inspirent sur les normes françaises pour établir leur fonctionnement, pour cela la norme NF C02-160 de mai 2000 défini les tensions et fréquence au point de raccordement, comme ci-dessous :

- Pour les réseaux haute tension la limite des tensions est de $\pm 8\%$ pendant 95% du temps sur une semaine ;
- Pour les fréquences, la limite est de $\pm 1\%$ pendant 99.5% du temps sur une semaine ;
- Taux global de distorsion harmonique $\leq 8\%$. $U_{nominale}$.

³ Tan et Kirschen.

III CONCEPTION DE LA CENTRALE

Il est question pour nous, de concevoir la centrale solaire photovoltaïque connecté au réseau de distribution du siège de la BSIC, nous allons à cet effet réaliser une étude de faisabilité technique et une étude économique.

III.1. Étude technique

Les centrales Photovoltaïques comme celles du projet de la BSIC sont composés principalement des équipements dont le dimensionnement est indispensable pour son fonctionnement optimal ; il s'agit principalement des modules solaires photovoltaïque ; des onduleurs réseau ; des équipements de protection et de sectionnement ; des câbles DC et AC ; d'interfaces de raccordement au réseau de distribution...

L'étude technique dans notre cas consistera à effectuer un dimensionnement général afin d'évaluer les quantités, et les capacités des différents équipements de la centrale.

III.1.1. Dimensionnement de la centrale solaire photovoltaïque

La méthode classique de dimensionnement d'un champ photovoltaïque consiste en premier lieu de connaître/évaluer les besoins en électricité et le profil de consommation. Ce qui nécessite de connaître la quantité d'électricité consommée par les différents postes de consommation ainsi que leur durée de fonctionnement. Pour ce travail, la surface exploitable nous a été spécifiée, il s'agit de la surface des toitures des parkings du siège de la BSIC, ainsi la puissance crête de la centrale est conditionnée par la surface disponible. Nous allons donc déterminer directement la configuration du champ grâce à la surface disponible et à la surface des modules ; et ensuite dimensionner les différents appareils et équipements nécessaires au fonctionnement optimal de la centrale solaire photovoltaïque.

Le dimensionnement sera fait en suivant les étapes chronologiques ci-dessous :

Étape 1 : Évaluation de la surface à couvrir ;

Étape 2 : Choix du module et détermination du nombre de modules pouvant couvrir l'espace ;

Étape 3 : Choix de l'onduleur et configurations du champ PV ;

Étape 4 : Dimensionnement des équipements de protection et des câbles électriques.

III.1.1.1. Étape 1 : Évaluation de la surface à couvrir

La détermination de la surface disponible du projet est l'une des premières choses auxquelles nous allons nous intéresser. Nous avons mesuré les dimensions des différents parkings afin de déterminer avec exactitude la surface disponible du projet. Ainsi, la surface à couvrir sera la somme des différentes surfaces du parkings.

$$Surface_{projet} = S_1 + S_2 + S_3 + S_4 ; \quad avec : S = L \times l \quad (1)$$

NB : Nous obtenons après calcul, une surface totale du projet de 1004 m², qui représente la surface de l'ensemble des toitures du parkings (les détails d'évaluation de la surface se trouve dans le *Tableau 20* à *Annexe 2*). Après le choix du module, nous allons déterminer la surface brute en tenant compte de la surface dû à l'espacement entre les modules.



Figure 1 La surface du projet représenté avec Lumion

III.1.1.2. Étape 2 : Choix du module et détermination du nombre de modules pouvant couvrir l'espace.

✓ Choix des modules

Afin de pouvoir déterminer le nombre total des modules du projet, nous allons devoir choisir d'abord le module photovoltaïque. Les différentes caractéristiques du module vont nous permettre de déterminer la surface brute du projet et de dimensionner la centrale. Notre choix va se porter sur des modules de type Polycristallin, cette technologie allie performance et économie.

✓ Caractéristiques du module choisi :

Notre choix s'est porté sur le module **SPP340P72 polycristallin** dont les caractéristiques sont résumées dans le tableau ci-dessous, et aussi ces modules font partie des gammes des produits commercialisés par Sysaid Faso et qui se trouvent actuellement dans le magasin de l'entreprise.

Tableau 2 Caractéristique du module photovoltaïque

Puissance maximale	P_{max}	340 Wc
Tension à vide	V_{oc}	45,8 V
Tension au point de P_{max}	V_{mpp}	37,9 V
Courant de court-circuit	I_{sc}	9,74 A
Courant au point de P_{max}	I_{mpp}	8,98 A
Rendement du module	η_m	17 %
Condition de test standard	STC	1000 W/m², 25°C, AM 1,5
Dimension du module		
Longueur	mm	1956
Largeur	mm	992
Hauteur	mm	40

NB : En connaissant les dimensions du module, nous allons calculer maintenant la surface brute du projet. Et ensuite déterminer le nombre total des modules pouvant couvrir l'espace disponible.

✓ **Détermination de la surface brute du projet**

La surface brute est la surface que les modules vont réellement occuper sur les toits des parkings. Elle sera en fonction de la surface du parking et de la surface d'espacement entre les modules pour éviter des pertes due à l'ombrage. Calculons la distance minimale entre les modules.

✓ **La distance minimale entre les modules**

Les problèmes d'ombrages étant absolument cruciaux, vu leur impact sur la production d'un module, ils doivent alors être considérés dès le début du projet. Dans cette partie nous étudierons essentiellement l'ombrage pouvant être créé par la rangée des modules d'avant sur celle arrière.

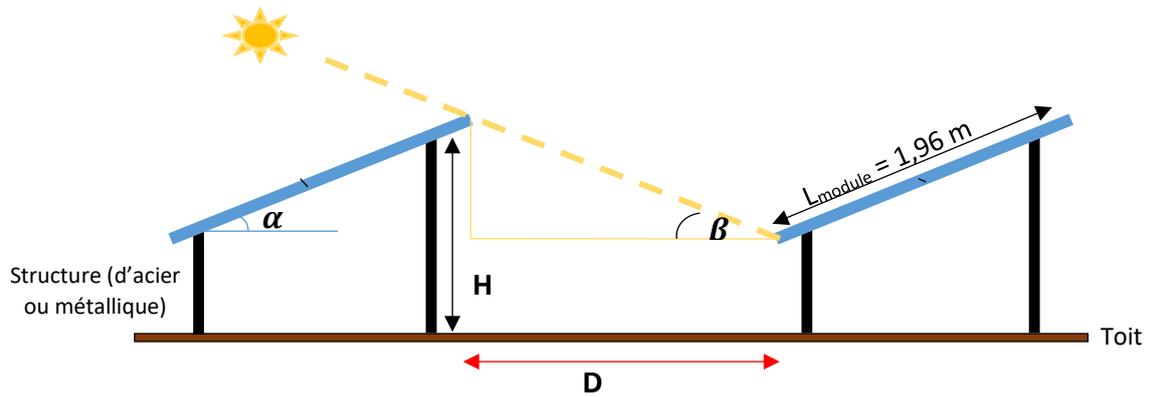


Figure 2 Illustration de l'ombrage dû aux modules.

Cette distance est obtenue grâce à la formule suivante :

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

$$\text{Avec : } \beta = 90 - \text{Lat} \pm \delta \quad (3)$$

$$\beta = 90 - 12,5 - 23,5 = 54,05^\circ$$

$$D = \frac{1,96 \times \sin(180 - 15 - 54,05)}{\sin(54,05)} = 2,3 \text{ m}$$

Avec :

D : distance entre les rangées de modules, **L** : longueur d'un module PV, **α** : inclinaison des modules, **β** : angle solaire incident, **H** : hauteur des supports, **Lat** : la latitude du site égale à 12°5', **δ** : la déclinaison prise égale à -23,5 (hauteur minimale du soleil observée le 21 Décembre dans l'hémisphère nord).

Nous obtenons après calcul, qu'une distance minimale de **D = 2,3 m** doit être respectée entre les rangés des modules. Après notre analyse, nous décidons d'appliquer uniquement pour le parking (nord) un espacement, ainsi nous aurons deux rangés sur le toit du parking (nord). Les trois autres toits des parkings seront couverts totalement des modules, pour faciliter l'inclinaison, la maintenance et la construction du champ, les modules seront montés sur des structures capable de supporter la charge statique de leurs poids et selon l'inclinaison, la surcharge du vent qui leur est exercée. Ces structures d'assise auront une durée de vie au moins égale à celle des modules. Pour cela, les châssis de ces structures d'assise seront constitués de barres principale et intermédiaire d'assise de module pouvant recevoir des écrous de fixation eux-mêmes liés à des avants et arrières poteaux. Les avants et arrières poteaux seront reliés par des barres de contreventement afin de maintenir l'orientation et la structure en cas de force énorme exercée par le vent sur la structure. La figure ci-dessous illustre l'idée :

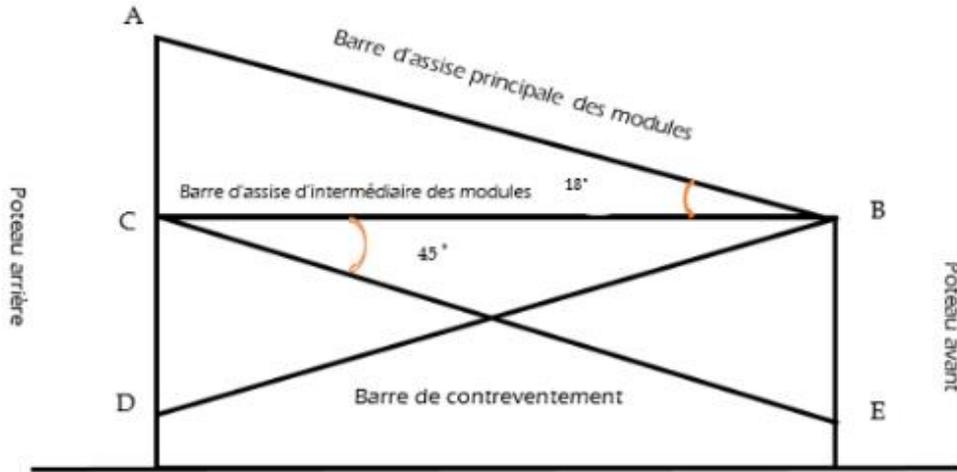


Figure 3 support métallique des modules.

Ce qui nous donnera ci-dessous la surface d'espace et la surface brute de :

$$Surface_{d'espace} = Longueur_{parking N} \times Distance_{minimale} \quad (4)$$

$$Surface_{Brute\ parkings N} = surface_{parking N} - Surface_{d'espace} \quad (5)$$

$$Surface_{brute\ du\ projet} = S_{brute\ parking N} + S_{parking O} + S_{parking C} + S_{parking E} \quad (6)$$

$$Surface_{d'espace} = 70 \times 2,3 = 161 \text{ m}^2$$

$$Surface_{Brute\ parking N} = 385 - 161 = 224 \text{ m}^2$$

$$Surface_{brute\ du\ projet} = 224 + 123 + 247,5 + 247,5 = 842 \text{ m}^2$$

NB : Nous obtenons après calcul, une surface brute du projet de 842 m². Cette surface est en réalité la surface utile ou la surface d'occupations réelle des modules photovoltaïque (les détails de calcul en *Tableau 20*).

✓ Détermination du nombre de module pouvant couvrir l'espace

Nous allons à présent déterminer le nombre des modules photovoltaïque pour la construction de notre centrale solaire. Il sera fait par la méthode de la surface disponible du projet. Le nombre des modules est calculé comme ci-dessous :

$$Nombre_{Total\ des\ modules} = \frac{Surface_{brute\ du\ projet}}{Surface_{module}} \quad (7)$$

$$Nombre_{Total\ des\ modules} = \frac{842}{1,956 \times 0,992} = 433$$

Nous obtenons au total 433 modules photovoltaïques. Avec la disposition des modules sur les parkings, le projet sera construit avec un total de 432 modules photovoltaïques, répartie sur les quatre toits des parkings de la manière ci-dessous :

Tableau 3 Répartition des modules par parkings

Parking Nord	$Nombre_{Total\ des\ modules} = \frac{224}{1,94} = 115$	Nous obtenons au total 432 modules photovoltaïque. Le projet sera construit avec un total de 432 modules photovoltaïques.
Parking Ouest	$Nombre_{Total\ des\ modules} = \frac{123}{1,94} = 63$	
Parking Centre	$Nombre_{Total\ des\ modules} = \frac{247}{1,94} = 127$	
Parking Est	$Nombre_{Total\ des\ modules} = \frac{247}{1,94} = 127$	

III.1.1.3. Étape 3 : Choix de l'onduleur et configurations du champ PV.

✓ Choix de l'onduleur.

Le choix d'un onduleur PV doit être judicieux et répondre à certains critères primordiaux pour un bon fonctionnement de l'installation. Pour notre centrale nous choisirons de ce fait un onduleur au regard des critères suivants :

Tableau 4 Critères de choix de l'onduleur

1^{er} critère	La tension MPP du générateur PV (V_{MPP}) doit être comprise dans la plage de tension admissible de l'onduleur.
2^{ème} critère	La tension en circuit ouvert du générateur PV (V_{OC}) doit être inférieure à la tension maximum admise à l'entrée de l'onduleur.
3^{ème} critère	Le ratio de puissance doit être compris entre 90 et 110%.
4^{ème} critère	Tous les strings connectés à un même entrée MPPT de l'onduleur doivent avoir la même tension continue.

Notre choix s'est porté sur l'onduleur de 20 kVA de la marque SMA (**Sunny Tri power STP 20000TL-30**), à cause de leurs disponibilités dans le magasin de l'entreprise Sysaid Faso. C'est un onduleur réseau avec des fonctions de gestion du réseau intégrées. Ses caractéristiques principales sont les suivantes :

Tableau 5 Caractéristiques de l'onduleur choisi

Marque	STP 20000TL
INPUT DC	
Tension maximale d'entrée DC $U_{DC\ max}$	1000 V
Plage de tension admissible	320 à 800 V
Puissance maximale d'entrée DC $P_{max\ ond}$	20440 W
Nombre d'entrée	2/ A :3 ; B :3
Courant de court-circuit max par string	43 A
Courant d'entrée maximal	33 A
OUTPUT AC	
Puissance nominale	20000 W
Puissance apparente	20000 VA
Courant de sortie Max	29 A
Tension nominale	230 V/ 400 V (3/N/PE)
Rendement	98,4% / 98,0%

✓ **Configurations du champ solaire photovoltaïque**

Cette configuration revient à déterminer le nombre de string, le nombre des modules par string ainsi que le nombre de sous champ solaire.

- **Calcul du nombre maximum de modules par string :**

Le nombre des modules en série est donné par deux critères à savoir : la tension d'un string doit être inférieure à la tension maximale de l'onduleur, et la tension d'un string doit être comprise entre la plage de tension admissible à l'entrée de l'onduleur. Nous allons définir la plage des modules en série comme ci-dessous :

$$N_{ms} \leq \frac{V_{max\ ond}}{V_{oc\ mod}} \tag{8}$$

$$AN: N_{ms} \leq \frac{800}{45,8}; N_{ms} \leq 17,46 \approx 17$$

En prenant l'effet de la température, nous obtenons :

$$\frac{V_{min\ ond}}{V_{min\ mod}} \times 1,1 \leq N_{ms} \leq \frac{V_{max\ ond}}{V_{max\ mod}} \times 0,95 \tag{9}$$

Avec :

1,1 et 0,95 sont des coefficients de sécurité (intègre par exemple la chute de tension).

$$V_{min_{mod}} = V_{mp_{mod}} + K_{T,Vmp} \times (T_{max_{cellule}} - 25) \quad (10)$$

$$V_{max_{mod}} = V_{oc_{mod}} - K_{T,Voc} \times (T_{min_{cellule}} - 25) \quad (11)$$

$$V_{min_{mod}} = 37,9 + (-0,104) \times (72,12 - 25) = 32,99 \text{ V}$$

$$V_{max_{mod}} = 45,8 - (-0,104) \times (16,14 - 25) = 44,87 \text{ V}$$

Nous obtenons la plage des modules par string :

$$AN: \frac{320}{37,9} \times 1,1 \leq N_{ms} \leq \frac{800}{37,9} \times 0,95; 10,66 \leq N_{ms} \leq 16,93; \text{ soit: } 11 \leq N_{ms} \leq 16$$

D'après les relations (8) et (9), nous obtenons un nombre des modules photovoltaïques par string compris entre 11 et 17 modules.

- **Calcul du nombre maximum de strings par entrée :**

$$N_s = \frac{I_{max_{ond}}}{I_{sc}} \quad (12)$$

$$N_s = \frac{33}{9,74} = 3,39 \approx \text{ soit 3 strings par entrée}$$

Nous obtenons après calcul, trois (3) strings par entrée onduleur ; étant donné que l'onduleur est constitué de deux entrées, à savoir A et B, nous aurons un total de six strings d'entrées par onduleur.

- **Calcul du nombre total des modules :**

Le ratio de puissance est défini comme étant le rapport de la puissance de l'onduleur par la puissance crête du champ ; il doit être compris entre 0,9 et 1,1 pour le bon fonctionnement de l'onduleur. Ainsi ; grâce au ratio de puissance, nous allons déterminer le nombre total des modules par onduleur.

$$R = \frac{\text{Puissance onduleur côté DC}}{\text{Puissance crête du champ PV}} = \frac{P_{max_{ond}}}{N_m \times P_{mod}} \quad (13)$$

$$0,9 < \frac{P_{max_{ond}}}{N_m \times P_{mod}} < 1,1$$

$$\frac{P_{max_{ond}}}{1,1 \times P_{mod}} \leq N_m \leq \frac{P_{max_{ond}}}{0,9 \times P_{mod}}$$

$$AN: \frac{20440}{1,1 \times 340} \leq N_m \leq \frac{20440}{0,9 \times 340} ; 55 \leq N_m \leq 66$$

Après, les calculs, le nombre total des modules par onduleur doit être compris entre 55 et 66. En connaissant le nombre total des modules pour la construction du champ solaire qui est de 432, nous allons déterminer le nombre des onduleurs pour la centrale solaire qui sera aussi le nombre de sous champs solaire PV.

$$\text{Nombre des Sous Champs} = \frac{N_{\text{mod du champ}}}{N_{\text{mod d'un onduleur}}} \quad (14)$$

$$\text{Nombre des Sous Champs} = \frac{432}{66} = 6,5$$

Nous allons retenir six (6) onduleurs pour la construction de la centrale solaire, ceci va augmenter le nombre de module par onduleur. Nous aurons :

$$N_{\text{mod d'un Sous Champs}} = \frac{N_{\text{mod du champ}}}{N_{\text{onduleur}}} \quad (15)$$

$$N_{\text{mod d'un Sous Champs}} = \frac{432}{6} = 72$$

Ainsi, le nombre total des modules par onduleurs passe de 66 à 72 modules.

Du résultat (10), nous allons retenir 2 strings par entré onduleur, donc un onduleur sera constitué de 4 strings. Ceci nous permettra également de déterminer le nombre des modules par string.

$$N_{\text{mod/string}} = \frac{N_{\text{module}}}{N_{\text{sting}}} \quad (16)$$

$$AN: N_m = \frac{72}{4} = 18 \text{ modules}$$

NB : Du résultats (8) et (9), nous allons retenir 17 modules par string.

✓ Raccordement des strings d'un onduleur

Après, les calculs de la configuration du champ photovoltaïque, nous obtenons le raccordement d'un onduleur comme ci-dessous :

$$P_e = K \times N_s \times N_{ms} \times P_{mod} \quad (17)$$

Raccordement des strings d'un onduleur						
Onduleurs		K : coef de sécurité	Nbre strings	Nbre modules/strings	Nbre total de modules	Puissance en kWc
STP 2000TL-30	Entrée A	0,96	2	17	34	11097,6
	Entrée B	0,96	2	17	34	11097,6
	Total		4		68	22195,2

NB : l'onduleur sera constitué de 68 modules, à savoir 17 modules par string et il y a au total 4 strings.

✓ **Vérifications**

La configuration étant déterminée il faut faire une vérification visant à savoir si elle permet à l'onduleur de bien fonctionner car la performance de la centrale en dépend. Les vérifications concernant le courant et la tension d'entrée mais aussi le ratio de puissance car plus l'onduleur fonctionne à pleine charge, plus il est performant.

Tableau 6 Configuration de l'onduleur par rapport au champ solaire PV.

<p>Tension nominale</p>	<p align="center">Elle est fonction du nombre de modules par string :</p> $V_{OC\ string} = V_{OC\ mod} \times N_{ms}$ <p align="center">AN: $V_{OC\ string} = 45,8 \times 17 = 779\ V$</p> $779\ V < 1000\ V\ (V_{max\ ond})$	<p align="center">$V_{OC\ string} < U_{DC\ max}$</p> <p align="center">Vérifiée</p>
<p>Plage de tension MPP</p>	<p>La tension au point de puissance maximale du string doit être comprise dans la plage de tension admissible de l'onduleur :</p> $V_{max} = V_{mpp\ mod} \times N_{ms}$ $V_{max} = 37,9 \times 18 = 644\ V$	<p align="center">$320\ V < V_{max} < 800\ V$</p> <p align="center">Vérifiée</p>
<p>Courant d'entrée d'onduleur</p>	<p>Cette grandeur tient en compte le courant de court-circuit du module choisi (I_{cs}). Avec un courant d'entrée maximal de 33 A et un maximum de 2 strings par entrée on a :</p> $I_{max/entrée} = I_{sc} \times N_{s/entrée}$ $I_{max/entrée} = 9,74 \times 2 = 19,48\ A$	<p align="center">$I_{max/entrée} < 33\ A$</p> <p align="center">Vérifiée</p>
<p>Ratio de puissance</p>	<p>Il doit être compris entre 90 et 110% et est calculé avec la formule suivante :</p> $R = \frac{\text{Puissance onduleur côté DC}}{\text{Puissance crête du champ PV}}$ $R = \frac{20440}{22195} = 0,92$	<p align="center">$0,9 < R < 1,1$</p> <p align="center">Vérifiée</p>

NB : Nous avons vérifié la configuration pour un seul sous champ. Mais cette vérification est aussi valable pour les six sous champs, car les paramètres sont identiques.

Le bilan de dimensionnement des onduleurs et des modules photovoltaïques est résumé dans le tableau ci-dessous :

Tableau 7 Récapitulatif du dimensionnement

Récapitulatif du dimensionnement PV		
	Désignation	Quantité
Champ PV	Nombre total de modules de type SPP340P72 polycristallin (U)	408
	Nombre Total d'onduleurs de type Sunny Tri power STP 20000TL-30 (U)	6
	Nombre de sous-Champs (U)	6
	Puissance de la centrale (Wc)	133171
Configuration de chaque sous-champ	Nombre total de modules par sous-champ (U)	68
	Nombre de modules par string (U)	17
	Nombre de strings (U)	4
	Puissance du sous champ (Wc)	22195
	Nombre d'entrée onduleur (U)	2

III.1.1.4. Étape 4 : Dimensionnement des équipements de protection et des câbles.

Dans la conception d'une centrale photovoltaïque, les équipements de protection et les câbles jouent un rôle très important voir indispensable dans tout le système et doit être conçus rigoureusement pour le bon fonctionnement de la centrale. Ainsi, nous allons dimensionner les équipements de protection et les câbles à utiliser pour le transport de l'énergie vers le réseau.

✓ Dimensionnement des câbles

Les câbles sont des canaux de transit du courant électrique, leurs sections doivent être choisies de manière judicieuse afin de pouvoir faire face aux contraintes liées au courant, à la chute de tension et à l'échauffement. Pour une centrale photovoltaïque, on distingue : les câbles côté DC et les câbles côté AC.

- **Dimensionnement des sections des câbles côté DC et côté AC**

Le calcul des sections des câbles du champ photovoltaïque coté DC est possible en connaissant au préalable les caractéristiques du module photovoltaïque. Ainsi, on distingue les câbles de chaîne, les câbles de groupe et les câbles principaux (liant le coffret DC à l'onduleur). Les câbles raccordant les chaînes étant soumis à une température allant jusqu'à 80°C. Au niveau du côté alternatif le dimensionnement se fait en fonction de mode de pose ; des groupements de

circuit ; de l'effet de la température etc... ; Il s'agit des sections de câble entre l'onduleur et le coffret, du coffret à l'interrupteur sectionneur et de l'interrupteur sectionneur au point de raccordement, elles sont obtenues en calculant la chute de tension et l'intensité admissible du câble.

Les calculs des sections des câbles côté DC et côté AC sont effectués grâce aux formules suivantes :

$$S = \frac{L \times I_{mpp} \times \rho}{\Delta V \times V} \quad (18)$$

$$\Delta V (\%) = \frac{L \times I_{mpp} \times \rho}{S \times V} \quad (19)$$

$$I_{cal} \leq I_{admissible} \quad (20)$$

Avec :

L : longueur du câble (m) ; I_{mpp} : courant de service (A) ; S : section de câbles (mm^2) ; ρ : résistivité en cuivre ($0.01786 \Omega\text{mm}^2/\text{m}$) ; ΔV : la chute de tension, inférieure à 3% (voir 1%) ; V : la tension (V).

$$\Delta V = \sqrt{3}I_b \left(R \frac{L}{S} \cos\varphi + X L \sin\varphi \right) \quad (21)$$

$$IZ \geq I'Z = \frac{I_n \times k}{K_1 \times K_2 \times K_3} \quad (22)$$

Avec :

L: longueur du câble (m) ; I_b : courant d'emploi (A) ; $\cos\varphi$: facteur de puissance (0,8) ; R : résistance linéique du conducteur (Ω) ; K_1, K_2, K_3 : coefficient de correction ; S: section de câbles (mm^2) ; X: réactance linéique du conducteur ; I_n : valeur normalisée du courant d'emploi (A) ; k: coefficient du dispositif de protection ; $I'Z$: courant fictive en fonction de k_1, k_2 et k_3 (A).

Après, la détermination des sections de câbles, nous avons vérifié que le courant d'emploi doit être inférieur ou égal au courant admissible. Nous retenons une section de câble de **4 mm²**.

NB : Pour le choix de la section des câbles nous avons utilisé le guide UTE C32-502. Après avoir, calculée la section des câbles, nous avons choisi la section commercialisée supérieur à la section calculée, pour déterminer la chute des tensions (voir *Tableau 21*).

• Section de câbles onduleur-coffret- Interrupteur sectionneur

Il s'agit d'un câble multiconducteur, posé sur chemins de câble non perforés ($k_1=0.75$) ; avec une isolation Polyéthylène réticulé (PR) ($k_2=1$) à une température de 40°C ($k_3=0.96$). Le courant de sortie de l'onduleur est 29 A soit un calibre de 32A au niveau des disjoncteurs ($k=1$) à la sortie de l'onduleur.

Nous obtenons après calcul, une section de 10 mm^2 entre coffret disjoncteur AC et coffret interrupteur sectionneur. Et une section de 90 mm^2 entre coffret interrupteur sectionneur et le point d'injection (voir *Tableau 23*).

✓ **Mise à la terre**

Les installations comportant un onduleur ou un générateur présentent des risques accrus de sécurité électrique et de défaillance et doivent respecter des normes et réglementations. La mise à la terre permet de prévenir ces risques, protège l'installation et garanti un bon fonctionnement des différents éléments. Les équipements devant être reliés à une liaison équipotentielle de protection, reliée elle-même à la terre, sont : les structures métalliques des modules ; les supports (en structure métalliques) ; les boîtiers et les masses métalliques des récepteurs.

✓ **Dimensionnement des équipements de protection.**

• Dimensionnement côté DC

Au niveau de côté DC, les équipements nécessaires sont entre autres : les fusibles ultra rapides ; les interrupteurs sectionneurs ; les parafoudres...

Tableau 8 Choix des équipements de protection

Normes	Vérfications	Protection choisie
• Fusibles de protection des strings		
<p>Chaque string doit être protégée individuellement contre les surintensités.</p> <p>On se base sur les relations suivantes :</p> $U_{fus} \geq 1,15 \times V_{OC \text{ string}}$ $1,5 \times I_{max/entrée} \leq Cal_{fus} \leq 2 \times I_{max/entrée}$	$U_{fus} \geq 1,15 \times 824,4V$ $U_{fus} \geq 948,05 V$ $14,61 A \leq Cal_{fus} \leq 19,48 A$	<p>Fusible : gPV</p> <p>10*38</p> <p>30 A</p> <p>1000 Vdc</p>
• Interrupteur sectionneur		

<p>L'interrupteur doit être capable de supporter et d'interrompre les courants dans les conditions normales des chaînes :</p> $Cal_{sectionneur} \geq 1,25 \times I_{sc} \times N_{string}$	<p>L'onduleur choisi a un interrupteur sectionneur intégré, nous n'allons pas le dimensionner.</p>
--	--

• **Parafoudre**

L'usage du parafoudre de **type II** est préconisé pour toute la partie DC. Afin d'optimiser le choix du parafoudre nous estimerons le niveau d'exposition aux surtensions F_{pv} , par la relation ci-dessous :

$$F_{pv} = N_k \times (1 + \varphi + \sigma) \tag{23}$$

$$AN: F_{pv} = 100 \times (1 + 2 + 0) = 300$$

$$AN: F_{pv} = 60 \times (1 + 1 + 0) = 120$$

Avec :

N_k : niveau céramique du Burkina (compris entre 60 et 100) ; φ : pris égal à 2 pour l'aspect obligatoire ; σ : pris égal à 0 car le site entouré de structure.

Nous obtenons le niveau d'exposition aux surtensions compris entre 120 et 300. La figure ci-dessous nous permettra de faire le choix du parafoudre :

Tableau 9 Niveau d'exposition aux surtensions

Estimation du risque FPV	In (KA)
$FPV \leq 40$	5
$40 < FPV \leq 80$	10
$FPV > 80$	20

Le parafoudre à installer est un parafoudre de type II et de courant de décharge de 20 kA.

✓ **Dimensionnement côté AC**

La protection est assurée par un parafoudre qui est choisi sur la même base que le parafoudre du côté DC. La protection en aval de l'onduleur PV est assurée par un disjoncteur AC et un disjoncteur compact.

- **Disjoncteur AC**

Chaque onduleur sera protégé par 1 disjoncteur AC. Il a pour rôle d'interrompre le courant de court-circuit. Le calibre du disjoncteur (32 A) correspond au calibre normalisé directement supérieur au courant maximal fourni par l'onduleur (29 A).

- **Disjoncteur compact**

Il possède 3 pôles avec le neutre car l'onduleur utilisé est triphasé. Il permet de protéger les 6 onduleurs côté alternatif. Son calibre correspond au calibre normalisé directement supérieur à l'intensité maximale à la sortie des 6 onduleurs une fois la mise en parallèle effectuée.

$$Cal_{sectionneur} \geq 6 \times I_{max/onduleur} \quad (24)$$

$$Cal_{sectionneur} \geq 6 \times 29 = 174 A$$

- **Parafoudre AC**

Il est de type 2, sa tension correspond à celle en sortie de l'onduleur (400V) et son courant de décharge égale à 20 kA selon la norme solaire. Son dimensionnement est le même que celui de DC.

III.1.2. Plan architectural de la centrale

Le plan synoptique de l'implantation de la centrale solaire se présente comme ci-dessous ; la centrale solaire est constituée de plusieurs équipements électriques et électroniques interconnectés entre eux pour convertir l'énergie solaire en énergie électrique jusqu'à l'injection sur le réseau électrique locale.

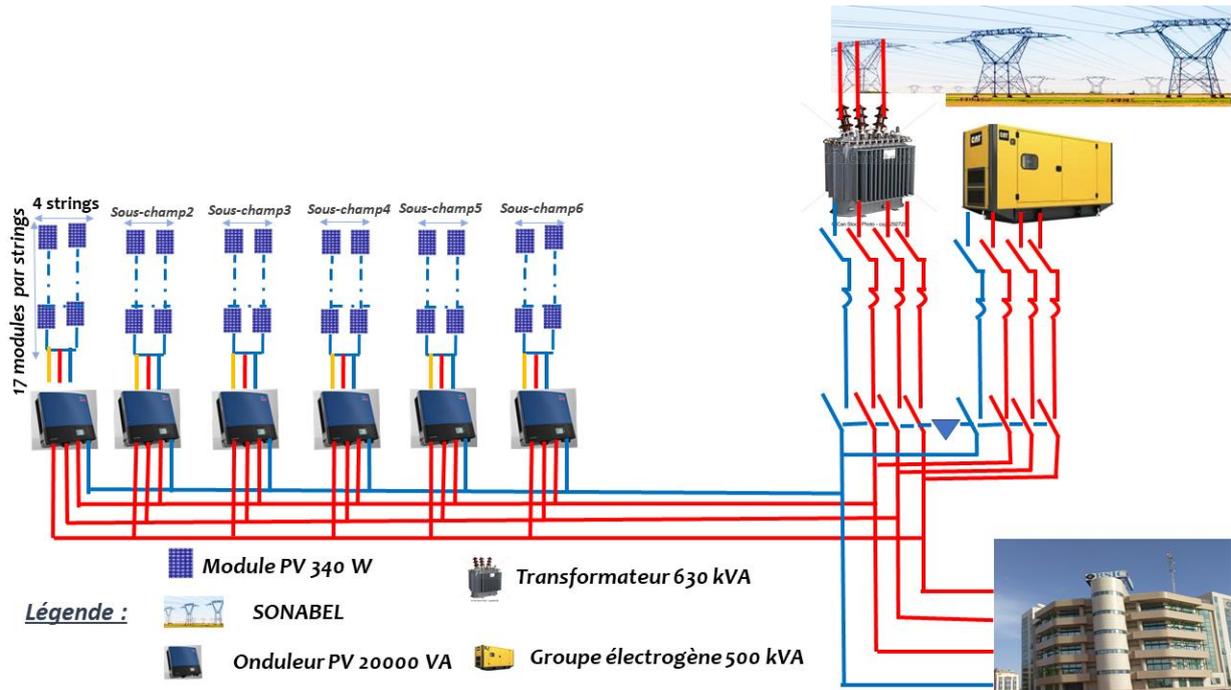


Figure 4 Schéma synoptique de la centrale

III.2. Faisabilité financière

L'objectif de la faisabilité financière est de déterminer le prix du kWh électrique du projet. Ce paramètre nous permettra d'analyser la viabilité économique du projet en se rassurant de sa rentabilité, car la construction d'un tel projet ne dépend pas seulement de l'étude technique mais aussi de l'étude économique. Ainsi, le prix du kWh sera estimé par la méthode du Levelized Cost of Energy (LCOE)⁴, ce prix tient compte des coûts investissements, des coûts d'exploitations annuel, la productivité énergétique et de type de technologie.

III.2.1. Coût de l'installation

Le coût de l'installation du projet est constitué de coût d'investissement et de coût d'exploitation. Ce document permet de fournir les quantités d'ouvrage nécessaire à la réalisation du projet ainsi que le montant contractuel estimé des travaux avec le détail des prix et aussi le prix du coût d'exploitation.

✓ Coût d'investissement

Le coût d'investissement d'un projet est le frais total nécessaire pour l'acquisition des matériels et la mise en œuvre de la centrale. Il est réparti en capitaux fixes qui représentent les fonds nécessaires à la construction complète de centrale photovoltaïque et capitaux roulants qui

⁴ Branker, Pathak, et Pearce, « A Review of Solar Photovoltaic Levelized Cost of Electricity ».

représentent la somme d'argent nécessaire pour assurer le démarrage de l'installation jusqu'au début de la production.

✓ **Coût d'exploitation**

Le coût d'exploitation ou encore appelé le coût de fonctionnement de la centrale est constitué des coûts d'opération, des coûts de maintenances et d'entretien. Il peut être courant (c'est-à-dire périodiques) et non courant (remplacement).

III.2.2. Coût actualisé de l'énergie produite (LCOE)

LCOE est le sigle anglais de Levelized Cost of Energy, signifiant « coût actualisé de l'énergie ». Il est utilisé pour évaluer le coût de l'énergie fournie par des projets utilisant différentes technologies de production, mais également pour classer les options et déterminer la source d'énergie la plus viable. Pour un projet de centrale solaire, il correspond au prix complet d'une énergie (l'électricité dans la plupart des cas) sur la durée de vie des équipements qui la produit. Donc, de façon générale le LCOE se calcul en faisant le rapport entre le coût total de cycle de vie et l'énergie totale produite durant ce cycle de vie :

$$LCOE = \frac{\text{coût total de cycle de vie}}{\text{Energie totale produite}} \tag{23}$$

Le coût total de cycle de vie est la somme que les responsables du projet devront déboursier. Donc, le LCOE tient compte de l'investissement initial (**I_t**), du coût d'exploitation (**E_t**), de maintenance (**M_t**) ainsi que l'énergie produite (**E_t**). Étant donné que l'argent perd en valeur au fil des années, nous allons appliquer aux coûts d'exploitation, de maintenances, d'entretien et de renouvellement, une actualisation, allant de l'année 1 à l'année 20. L'énergie totale produite au cours de la durée de vie de la centrale est aussi actualisée en utilisant le même taux d'actualisation du coût total de cycle de vie. Ainsi, le LCOE peut être donné par la relation générale suivante :

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+i)^t}} \tag{23}$$

L'actualisation nous permettra de connaitre la valeur actuelle de l'argent qui sera déboursé dans l'année t. L'actualisation est faite suivant la formule :

$$\text{Coût actualisé (VAN)} = \sum_{t=1}^n \frac{\text{Coût annuel}}{(1+i)^t} \tag{24}$$

D'où, le LCOE peut être écrite, comme la somme des rapports entre les valeurs actualisées nettes (VAN) avec un taux (**i**) d'actualisation de ces éléments :

$$LCOE = \frac{VAN(i; I_t)}{VAN(i; E_t)} + \frac{VAN(i; M_t)}{VAN(i; E_t)} + \frac{VAN(i; F_t)}{VAN(i; E_t)} \quad (25)$$

- **Calcul de l'énergie annuelle**

L'énergie annuelle est calculée en multipliant la puissance de l'installation par le nombre de jours de l'année, par l'irradiation, par le ratio de performance ; comme indique la formule ci-dessous :

$$E_{An} = 365 \times PR \times H \times P \quad (26)$$
$$E_{An} = 365 \times 0,76 \times 5,9 \times 133,17 = 218 \text{ MWh}$$

Avec : PR : Ratio de performance ; H : irradiation solaire et P : la puissance crête.

Nous obtenons une énergie annuelle de **218 MWh**. Les détails de la production mensuel sont dans le **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**

- **Paramètres de calcul du LCOE**

Les éléments de détermination du LCOE étant ainsi définis, nous partirons ensuite des hypothèses suivantes pour son évaluation au niveau du projet de la centrale :

- ✓ Durée de vie du projet (année) : 20ans ;
- ✓ Taux de dégradation du système : 5% ;
- ✓ Taux d'actualisation (i) : 10% ;
- ✓ L'Énergie produite : 218 MWh ;
- ✓ Coût d'investissement : 108 490 320 F CFA ;
- ✓ Cout d'exploitation : 2 040 000 F CFA.

Nous obtenons après l'actualisation des coûts et de l'énergie, **un LCOE de 83,68 F CFA**.

III.2.3. Rentabilité du projet

La rentabilité du projet est un facteur capital dans la prise de décision concernant la construction d'un projet, elle permet d'étudier la faisabilité et la fiabilité du projet. Le temps de retour sur investissement (TRI) est un indicateur financier qui nous permet d'évaluer cette rentabilité. Exprimé généralement en l'année, le temps de retour sur investissement nous renseigne sur le temps au cours duquel les bénéfices sur l'investissement commencent à être observent. Il sera calculé grâce à la formule ci-dessous :

$$TRI = \frac{\text{Coût global d'investissement}}{\text{Gain annuel global}} \quad (27)$$

Avec :

$$\text{Gain annuel global} = (\text{Energie}_{\text{annuelle}} \times \text{LCOE}) - \text{Coût}_{\text{d'exploitation annuelle}} \quad (28)$$

$$TRI = \frac{108\,490\,320}{((217\,954 \times 83,68) - 2\,040\,000)} = 6,7 \text{ ans}$$

NB : Le temps de retour sur l'investissement calculé est égal à 6,7 ans soit 6 ans et 8 mois. À partir de cette année, nous commençons à faire de bénéfice sur l'installation de la centrale solaire. Le détail des calculs de LCOE et de TRI est fourni en **Annexe 3**.

III.2.3.1. Bénéfice attendu sur le projet.

Le bénéfice attendu est le gain économique que peut générer ce projet. Il est évalué en fonction de coût total du projet sur la durée de vie du projet et le coût de l'énergie produit par la centrale solaire. Il est évalué par la relation ci-dessous :

$$\text{Benefice}_{20 \text{ ans}} = \text{coût du projet} - \text{coût d'énergie produite} \quad (29)$$

✓ Détermination du coût d'énergie produite :

C'est le coût total de l'énergie produite par la centrale sur la durée de vie du projet, évalué en fonction du prix de vente de consommation active par la Sonabel pendant les heures de pointes et les heures pleine (voir **Annexe 1**).

- **Coût de consommation en énergie active en heures pleines (en FCFA)**

Il correspond au montant de l'énergie active consommée par le client en heures pleines (HPL) sur la période considérée. En HTA, la Sonabel considère les tranches horaires suivantes : 00h à 10h, 14h à 16h et 19h à 00h comme heures pleines. Ce coût est évalué à l'aide la relation ci-dessous :

$$\text{Coût consommation}_{\text{active HPL}} = \text{Energie}_{\text{active HPL}} - \text{Tarif}_{\text{HPL}} \quad (30)$$

- **Coût de consommation en énergie active en heures de pointe (en FCFA).**

Il correspond au montant de l'énergie active consommée par le client en heures de pointe (HPT) sur la période considérée. En HTA, la Sonabel considérée comme heures de pointe les tranches horaires suivantes : 10h à 14h, 16h à 19h. Ce coût est évalué à l'aide de la relation ci-dessous :

$$\text{Coût consommation}_{\text{active HPT}} = \text{Energie}_{\text{active HPT}} - \text{Tarif}_{\text{HPT}} \quad (31)$$

NB : la centrale est productive de 7h à 18h pendant 20 ans. Après avoir effectué les calculs, nous obtenons un bénéfice net sur 20 ans de **164 035 044 FCFA**.

III.3. Analyse technique du système

III.3.1. Performance de production (indice de performance)

Il mesure la capacité de la centrale à produire. Il ne quantifie pas une production annuelle mais un rendement qui reflète l'efficacité de la conversion de l'énergie lumineuse en énergie électrique. Le PR est utilisé à la réception de la centrale et pendant l'exploitation. Le Performance Ratio s'obtient en effectuant le rapport entre la production réelle et la production théorique, pendant une période de référence.

$$PR = \frac{\textit{production réelle}}{\textit{production théorique}} \quad (32)$$

III.3.2. Rendement spécifique

Le rendement spécifique donne le productible annuel en kWh, ramené à l'unité de puissance Kilowatt crête. Ce rendement peut être calculé en prévision d'une installation, à l'aide d'un logiciel de simulation photovoltaïque dédié, ou bien au cours de l'exploitation sur une période donnée à partir des relevés de production.

$$\textit{Rendement spécifique} = \frac{\textit{production annuelle}}{\textit{puissance crête}} \quad (33)$$

IV RESULTATS ET ANALYSE

Le projet sera construit avec un total de 408 modules photovoltaïques, reparti sur quatre parkings. Nous rappelons que l'espacement entre les rangées est effectif que sur le parking Nord, il était question pour nous d'optimiser la production énergétique.

IV.1. Configuration du champ solaire

Le tableau suivant, présente le récapitulatif de la configuration de notre projet. Il faut noter que c'est valeur algébrique dans le tableau, ont été retenus après la vérification de la compatibilité du champ solaire avec l'onduleur qui est le cerveau du système. (Voir Annexe 2 pour les détails de calcul).

Tableau 10 Résultat de la conception

Résultat de la conception du centrale solaire PV						
Configuration du champ			Protection DC			
Éléments	Valeur	Unité				
Nombre total des modules	408	U	Fusible	14,61 A ≤ In ≤ 19,48 A		
Nombre des modules en série	17	U	Interrupteur Sectionneur	Intégré à l'onduleur		
Nombre de strings	24	U	Parafoudre DC et AC	Type II, In= 20 kA		
Entrée A	2	U	Protection AC			
Entrée B	2	U	Disjoncteur AC	32 A de calibre		
Puissance crête du champ	133171	W	Disjoncteur Compact	Calibre ≥ 174 A		
Configuration d'un sous champ						
			Mod-Onduleur		Ond-Boit	Boit-Disjonc
			4 mm	10 mm	90 mm	
Nombre des sous champs			6			Unité
Nombre de modules par string			17			U
Nombre de strings			4			U
Puissance d'un sous champ			22195			Wc

NB : la centrale est équipée d'un système de monitoring qui nous permet de visualiser virtuellement la production énergétique.

IV.2. Production énergétique

La production énergétique mensuelle est présentée dans le **Erreur ! Source du renvoi introuvable.** qui présente les valeurs de la production mensuelle d'énergie.

Tableau 11 Production énergétique

Mois	Hi (kWh/m ² /jour)	P (kW)	PR	Nombre de jours	E (kWh)	E (MWh)
Janvier	5,47	133,17	0,76	31	17162,04	17,16
Février	6,36	133,17	0,76	28	18023,33	18,02
Mars	6,45	133,17	0,76	31	20236,78	20,24
Avril	6,39	133,17	0,76	30	19401,80	19,40
Mai	6,2	133,17	0,76	31	19452,41	19,45
Juin	6,1	133,17	0,76	30	18521,28	18,52
Juillet	5,72	133,17	0,76	31	17946,42	17,95
Août	5,37	133,17	0,76	31	16848,30	16,85
Septembre	5,79	133,17	0,76	30	17580,04	17,58
Octobre	5,93	133,17	0,76	31	18605,29	18,61
Novembre	5,76	133,17	0,76	30	17488,95	17,49
Décembre	5,32	133,17	0,76	31	16691,42	16,69
Production annuelle totale					217958,06	217,96

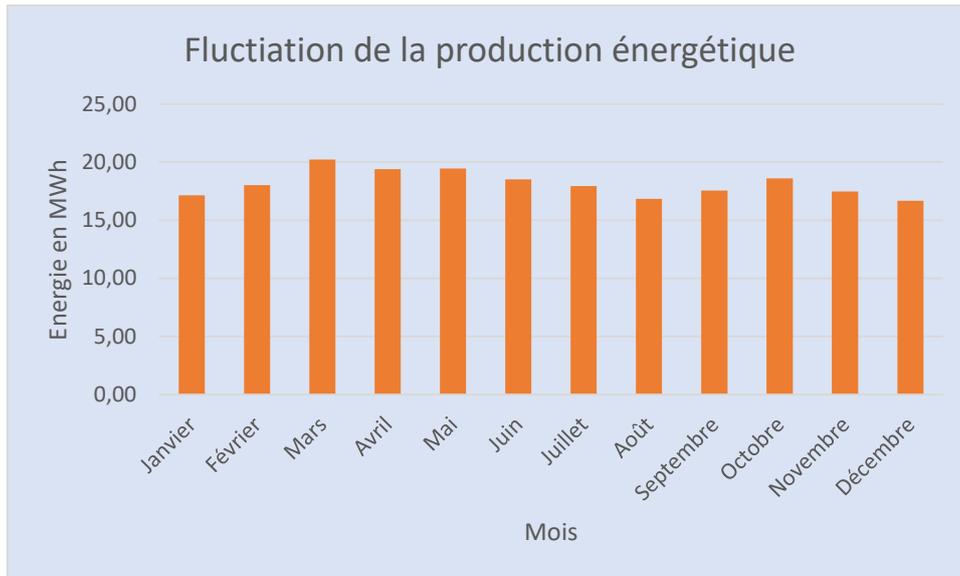


Figure 5 Production énergétique mensuelle

La figure ci-dessus montre l'évolution de la production mensuelle durant toute la durée de vie du système en supposant que les conditions climatiques sont inchangées durant la durée de vie de la centrale. En effet, la production est à son pic en Mars et devient faible en Août.

IV.3. Rentabilité du projet (LCOE et TRI)

Ainsi, le coût total de réalisation du projet est résumé dans le tableau ci-dessous (Voir annexe 3 pour le devis quantitatif et estimatif) :

Tableau 12 Devis quantitatif et estimatif

PROJET DE L'IMPLANTATION D'UNE CENTRALE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE A INJECTION AU SIEGE DE LA BSIC : DEVIS QUANTITATIF ET ESTIMATIF (DQE).		
N°	DESIGNATIONS DES OUVRAGES	Montant Total (FCFA)
1	Fourniture et pose de l'appareillage	87 960 000 XOF
2	Les accessoires, protection et mis à la terre	3 478 640 XOF
3	Canalisations et câbles	7 051 680 XOF
Total charges d'investissements hors mains d'œuvre		98 490 320 XOF
Mains d'œuvre		10 000 000 XOF
Total des charges d'investissements (TTC)		108 490 320 XOF
Total des charges d'exploitation et de maintenance		2 040 000 XOF
Total des charges de la première année		110 530 320 XOF

NB : Les détails du devis quantitatif et estimatif se trouve en Tableau 24. Pour le coût de la maintenance des modules, nous avons estimé à **5 000 FCFA** par module (annuel) ; et la maintenance sera faite 4 fois par année (la maintenance sera faite en février, mai, septembre et décembre ; soit chaque trois mois. En août, nous jugeons que les modules seront propres avec l'auto-maintenance de la saison pluvieuse, c'est pourquoi nous avons décaler en septembre).

L'évaluation du LCOE a donc été faite pour la centrale. La procédure et les détails de calcul du LCOE et de chacun de ses éléments sont donnés en détails en Annexe 3 Le tableau suivant nous donne les résultats obtenus après calcul.

Tableau 13 Détermination du LCOE de la centrale

Évaluation du prix du kWh par la méthode du Levelized Cost of Energy et TRI			
Coût et Energie actualisé sur 20 ans		LCOE (FCFA/kWh)	TRI du projet
Investissements actualisé (FCFA)	98 627 564	83,68	6,7 ans
Cout d'exploitation actualisé (FCFA)	17 367 670		
Energie actualisée (kWh)	1 386 158		

Après l'évaluation, le coût du projet de la centrale solaire photovoltaïque de **133,17 kWc** est de **149 290 320 FCFA**, pour une énergie produite en 20 ans de **2 874 545 kWh**. Le prix du kilowattheure solaire est de **83,68 FCFA/kWh** pour un temps de retour sur investissement de **6,7 ans**. La valeur du LCOE de **83,68 Fcfa/kWh**, s'interprète comme le prix auquel le kWh solaire doit être vendu pour qu'en l'an 20, nous ayons récupéré tous nos investissements.

Conclusion partielle : Après la réalisation de l'analyse financière du projet ; le prix du kilowattheure de la centrale solaire photovoltaïque est bénéfique pour la BSIC, parce que la centrale est productive de 07h à 18h (en générale), qui représente 60% de prix du kilowattheure de la Sonabel aux heures de pointe (139 F CFA) et 40% de prix du kilowattheure de la Sonabel aux heures pleines (64 FCFA) qui est supérieur au cout minimum de vente du kWh solaire (**LCOE 83,68 FCFA**). Le temps de retour sur investissement est pratiquement atteint au bout de 6 ans et 8 mois, pour un Bénéfice net sur 20 ans de **164 035 044 FCFA** ; en évaluant également le nombre de tonne de CO₂ préservé pendant les 20 ans correspondant à la durée de vie du projet ; on peut se rassurer quand a la viabilité économique du projet car la rentabilité

globale sur l'échéance du projet est supérieure aux investissements (en plus des charges d'exploitation).

Tableau 14 Les paramètres économiques du projet

Cout total du projet en 20 ans (FCFA)	149 290 320
Energie produite sur la durée de 20 ans (kWh)	2 874 545
Energie produite sur la durée de 20 ans (FCFA)	313 325 364
Bénéfice sur la durée 20 Ans (FCFA)	164 035 044
LCOE en 20 Ans (FCFA)	83,68
TRI	6,7

IV.4. Conception de la centrale solaire sur le logiciel PVsyst

À l'aide du logiciel PVsyst nous avons effectué un dimensionnement de notre centrale connectée au réseau. Ce dimensionnement a été réalisé en tenant compte de la situation géographique du site, du choix des équipements, etc. Au terme de ce dimensionnement nous avons obtenu les résultats suivants :

Tableau 15 Résultat de simulation avec PVsyst

CONCEPTION SUR PVSYST	
Données d'entrée de configuration	
Choix du site : Ouagadougou ; Azimut : 0 ; Inclinaison : 15 ;	
Module: GCL-P6/72GW-340 W;	
Pas d'ombrage ; Surface : 838 m2	
Onduleur: Sunny Tri power 20000TL-30	
Résultats de simulation	
Nombre de strings	4
Nombre des modules en série	18
Nombre totale des modules	72
Nombre d'entrée MPP	2
Puissance crête	24,48 kWc
Puissance nominale	20 kW
Tension (Umpp)	606 V
Courant (Impp)	37 A
Nombre de sous champ	6
Puissance total	147 kW

Indice de performance	80,18%
Productible	1845 kWh/kWc
Production annuelle	332 MWh
Energie active injectée	271 MWh
Perte d'énergie	19,80%
CO2 éviter	3626 tco2

Conclusion partielle : Après l'analyse des données sur PVsyst, nous obtenons une configuration de 18 modules par strings, avec un surplus d'un module par strings par rapport à la méthode analytique faite précédemment qui est de 17 modules par strings (Voir **Annexe 6** pour le rapport du PVsyst). Il faut noter également que le projet va nous permettre 3626 tCO₂ dans la nature.

Après, notre conception ; nous notons que la centrale a été construite avec une totale de 432 modules de 340 W, en raison de 18 modules par strings. En faisant une analyse critique, nous disons que, même si la tension maximale et le courant maximale d'entrée onduleur sont compris dans la plage de fonctionnement normale ; le ratio de puissance de 0,83% prouve que le dimensionnement n'est pas optimal et aussi 17% de la production électrique qui n'a pas pu être utilisés, n'est pas négligeable. Nous conseillerons à l'entreprise dans les projets futurs de rendre leurs centrales solaires optimales. Pour ce cadre de projet, il suffit qu'ils mettent 17 modules par strings afin que la production soit optimale.

IV.5. Travaux d'implantation de la centrale solaire photovoltaïque

Les travaux d'implantation consistent au transport des matériels sur le site du projet, et les poses et fixation des équipements ; ainsi que les raccordements. Les travaux ont duré deux mois.

IV.5.1. Pose et fixation des équipements

Cela concerne les onduleurs, les coffres métalliques et les modules photovoltaïques. Pour les modules photovoltaïques, Sysaid Faso sous-trait avec un atelier de soudure pour leurs différents projets en solaire, dans le cadre de ce projet, les instructions concernant l'inclinaison ont été données à l'équipe de soudure, qui a fixé les supports des modules sur les toits des parkings et posé les modules photovoltaïques sur les supports. Il y avait au total deux coffres métalliques, une boîte à grille et un coffret électrique où nous avons installé.

Après les poses des modules, l'équipe a réalisé l'interconnexion entre les modules, il y avait au total 432 modules donc 18 modules en séries. En ce qui concerne les onduleurs, ils sont montés sur le mur du local technique à l'aide des supports mural. Il y a au total six onduleurs de 20000 W. ensuite viennent les poses des chemins de câbles nous avons fixé les chemins de câbles contre le mur des onduleurs jusqu'au coffret métallique.



Figure 6 les travaux des poses et fixations des équipements

IV.5.2. Travaux de raccordements

Les travaux de raccordement consistaient à relier le champ solaire aux onduleurs en passant par les équipements des protections et le raccordement au point d'injection.

De la manière pratique, grâce aux manœuvres, nous avons réalisé la fouille des parkings jusqu'à local technique où se trouvent les onduleurs, après nous avons mis des grilles avertisseuses avant de refermer la fouille, nous avons raccorder le champ solaire aux onduleurs grâce au connecteurs PV. L'arrivée de chaque string du champ solaire est protégé par un fusible contenu dans un porte fusible, à la sortie des portes fusibles nous raccordons les strings à l'entrée des onduleurs, nous sortons de l'onduleur avec un courant alternatif pour le raccorder à un disjoncteur de divisionnaire de 16 A, tous les sortis des disjoncteurs divisionnaire sont regroupées eux par couleur et relier à une boîte à grille, de la boîte à grille on raccorde à un disjoncteur compact de (250A), de disjoncteur compact on relier au point d'injection du

transformateur. Il y aussi un interrupteur différentiel qui permet d'alimenter le système de supervision par la source SONABEL.



Figure 7 Travaux de raccordement

V DISCUSIONS ET ANALYSE

Les factures d'électricité sont adressées à un abonné par la société national d'électricité du Burkina. Nous avons reçu les factures du siège de BSIC de janvier 2020 à octobre 2021, soit 12 mois avant l'exploitation de la centrale et 10 mois après l'exploitation de la centrale. L'analyse de facture d'électricité de la BSIC a pour but de situer la consommation de la banque et de mettre en évidence l'impact technique et économique de l'installation de la centrale solaire photovoltaïque.

Ci-dessous les relevés de la consommation de la banque avant et après l'installation de la centrale solaire connecté au réseau interne du BSIC siège. Nous enregistrons une consommation énergétique en heures pleines de 385,63 kWh pendant l'année 2020 et une consommation énergétique de 225,16 kWh en heures de pointe ; c'est-à-dire avant l'implantation de la centrale solaire. Après, l'exploitation de la centrale solaire photovoltaïque, nous obtenons les données suivantes : la consommation en heures de pointe est de 110,8 kWh et celle en heures pleines est de 264, 83 kWh.

**ANALYSE TECHNICO-ECONOMIQUE DE L'IMPLANTATION D'UNE CENTRALE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE
CONNECTE AU RESEAU AU SIEGE DE LA BSIC**

Tableau 16 Consommation énergétique de la BSIC siège

Période	Type	Puissance (W)	Pleine (Wh)	Pointe (Wh)	Horaire	Réactif (VAr)	État
Janvier 2020	N	148	29596	17393	787	0	R
Février 2020	N	126	26693	14652	685	0	R
Mars 2020	N	136	27673	15816	822	0	R
Avril 2020	N	143	35243	21511	523	125	R
Mai 2020	N	197	35472	20699	696	34576	R
Juin 2020	N	238	36567	21991	732	53666	R
Juillet 2020	N	186	35313	21264	708	52248	R
Août 2020	N	173	33605	20040	733	55991	R
Septembre 2020	N	150	28991	15772	739	59791	R
Octobre 2020	N	162	30583	17305	701	12194	R
Novembre 2020	N	175	34665	20419	739	11079	R
Décembre 2020	N	166	31227	18298	714	10449	R
Janvier 2021	N	153	30929	17862	737	10120	R
Février 2021	N	146	27454	13819	740	11480	R
Mars 2021	N	136	23341	9896	665	10317	R
Avril 2021	N	146	25956	11924	735	11259	R
Mai 2021	N	176	26352	7606	684	11724	R
Juin 2021	N	165	29167	11993	718	12067	R
Juillet 2021	N	150	26977	10074	705	11022	E
Août 2021	N	144	25379	10242	742	10398	E
Septembre 2021	N	119	24411	8801	742	12135	E
Octobre 2021	N	133	24863	8579	715	10985	E

Le tableau ci-dessous, montre le gain énergétique déjà réalisé grâce à l'installation de la centrale.

Tableau 17 Gain énergétique

Comparaison de la consommation énergétique de BSIC Siège							
Mois	Consommation 2020 (Wh)		Consommation 2021(Wh)		Gain de production (Wh)		
	Pleine	Pointe	Pleine	Pointe	Heure Pleine	Heure Pointe	Économie
Janvier	29596	17393	30929	17862	-1333	-469	-1802
Février	26693	14652	27454	13819	-761	833	72
Mars	27673	15816	23341	9896	4332	5920	10252
Avril	35243	21511	25956	11924	9287	9587	18874
Mai	35472	20699	26352	7606	9120	13093	22213
Juin	36567	21991	29167	11993	7400	9998	17398
Juillet	35313	21264	26977	10074	8336	11190	19526
Août	33605	20040	25379	10242	8226	9798	18024
Septembre	28991	15772	24411	8801	4580	6971	11551
Octobre	30583	17305	24863	8579	5720	8726	14446

Pour mener à bien cette discussion, nous allons analyser les données technique et financière en s'appuyant sur la situation énergétique actuelle. En effet, c'est à travers l'analyse des données actuelles de consommation énergétique du bâtiment, que nous pouvons se projeter quant à la rentabilité du projet.

V.1. Analyse technique de la centrale solaire photovoltaïque

L'analyse des performances technique consistera à vérifier si la productivité actuelle de la centrale en phase d'exploitation, correspond à la valeur théorique dimensionnée. La comparaison des deux résultats nous auraient permis de savoir de façon concrète et plus précise du fonctionnement optimal de notre centrale.

V.1.1.Productivité et performance de la centrale solaire photovoltaïque

Nous ferons tout simplement une comparaison entre les valeurs théoriques et réelle (durant les 12 mois d'exploitation) du système. Les indicateurs de performance énergétique de l'installation évaluer sont entre autres, la production énergétique, l'indice de performance et le rendement spécifique. Pour cela nous posons les hypothèses suivantes :

- ✓ Début de relevé de la production pour l'analyse : Janvier 2021 ;
- ✓ Fin de relevé de la production pour l'analyse : Décembre 2021 ;
- ✓ Puissance crête de l'installation : 146,88 kWc.

V.1.1.1. Analyse des données du système de supervision

Le Data manger SMA est un système de monitoring qui permet la surveillance et la planification d'une installation solaire photovoltaïque. Les données journalières sont transmises à un site web d'archivage, mais aussi de visualisation des données appelée Sunny portail. Ainsi, après avoir créé un compte vous pouvez consulter les données fournies par les onduleurs de la centrale sur le site <https://ennexos.sunnyportal.com/>. La configuration permet d'être informé par email en cas de divergence ou lors d'une perte de communication de Sunny Portal. Il permet de retranscrire la puissance instantanée de la centrale, la puissance totale depuis la mise en service et la quantité de dioxyde de carbone (CO2) épargnée. Il affiche les données via l'interface Ethernet, soit par le réseau local (par internet), de n'importe quel endroit du monde.

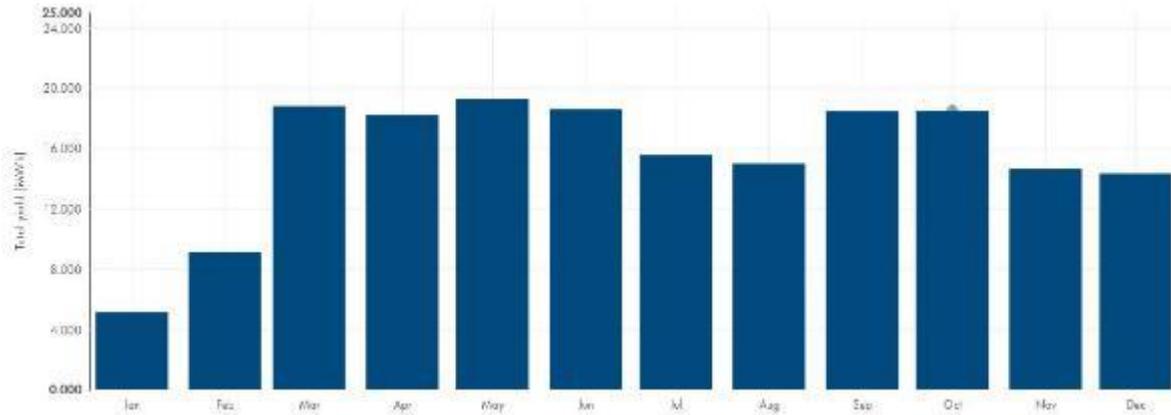


Figure 8 Production du champ solaire obtenu par data manager en MWh

La figure ci-dessus, montre la production énergétique de la centrale depuis la mise s'en service le 21 janvier 2021. La faible injection de la puissance du mois de janvier (5,134 MWh) et février (9,097 MWh) se justifier par le nombre des jours d'injection ; en janvier nous comptabilisons 10 jours d'injection et 15 jours pour le mois de février. Nous remarquons la production maximale mensuelle atteint est de 19,252 MWh pendant le mois de mai, nous notons également une production de plus de 18 MWh, durant le mois de : mars, avril, juin, septembre et octobre. Et une production de plus de 14 MWh, pendant le mois de : juillet, août, novembre et décembre. Nous enregistrons également une énergie totale injectée depuis l'installation de la centrale de 180,38 MWh.

V.1.1.2. Analyse de la consommation du réseau SONABEL

Cette analyse est conditionnée par les factures d'électricité générées par la Sonabel. Le siège de BSIC est un abonné HTA de la Sonabel, disposant d'un poste privé de transformateur de 650 kVA. Le bâtiment appartient à la catégorie tarifaire E1 de la grille tarifaire de la Sonabel (voir **Annexe 1 Grille tarifaire de la SONABEL** pour les détails). L'installation comporte un parc des batteries de compensation. Nous avons étudié les factures d'électricité du siège de BSIC de janvier 2020 à octobre 2021, 9 mois après l'exploitation de la centrale solaire et 13 mois avant l'implantation de la centrale. La figure ci-dessous présente l'évolution la consommation du bâtiment :

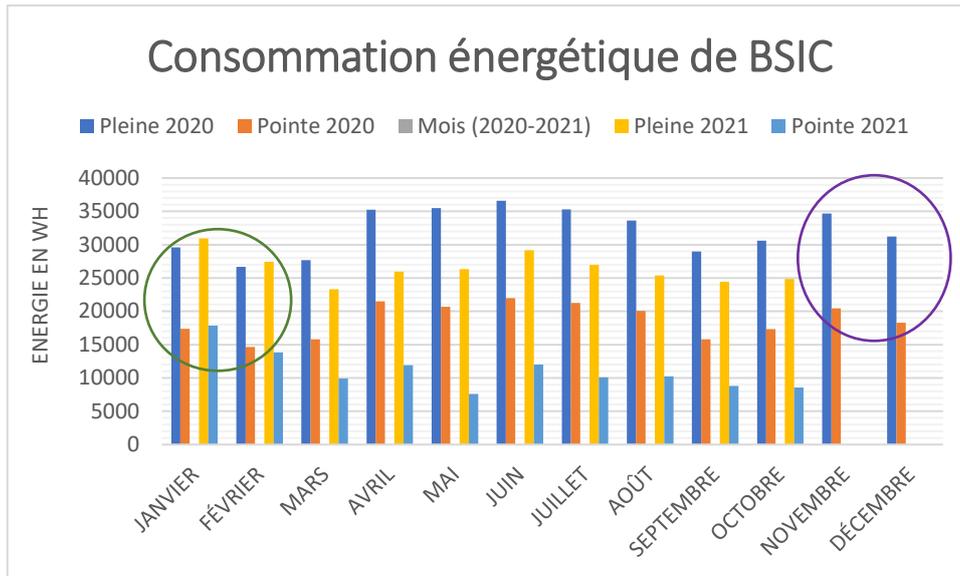


Figure 9 Consommation énergétique de BSIC 2020-2021

La consommation en énergie active la moins élevée avant l'implantation de la centrale a été enregistrée en Mars 2020 (43554 Wh) tandis que la plus élevée l'a été en janvier 2020 (58911 Wh) ; après l'implantation de la centrale, la consommation la moins élevée était enregistré en février 2021 (41345 Wh) et la plus élevée en Juin 2021 (112224 Wh). Toutefois, cette figure fait ressortir une évolution similaire des différentes consommations avant et après l'implantation de la centrale. En effet, la consommation pendant les heures pleine est supérieure aux heures de pointes (dû à 16h de temps de fonctionnement des heures pleine, voir à **Annexe 1Grille tarifaire de la SONABEL**). Par contre, la centrale solaire PV injecte beaucoup plus de puissance pendant les heures de pointe, que des pleine. Nous remarquons l'apport de la centrale solaire PV sur la consommation du bâtiment sur le réseau Sonabel par rapport à l'année précédente, dès le mois de mars.

V.1.2. Résultat de l'analyse technique de la centrale

À l'aide de data manager, nous avons enregistré la production réelle de la centrale de janvier 2021 à décembre 2021, qui nous a permis d'évaluer le rendement spécifique et l'indice de performance de la centrale. Ci-dessous le résultat des paramètres de performance :

Tableau 18 Performance de la centrale

Intitulé	JAN	FÉV	MARS	AVRIL	MAI	JUIN	JUIL	AOÛT	SEP	OCT	NOV	DEC
Production énergétique mensuelle (MWh)	5,13	9,10	18,80	18,20	19,25	18,61	15,56	14,98	18,47	18,48	14,615	14,322
Rendement énergétique spécifique (kWh/kWc)	34,95	61,93	128,01	123,89	131,07	126,67	105,95	101,95	125,78	125,82	99,50	97,51
Indice de performance : PR %	0,84	0,85	0,84	0,85	0,90	0,91	0,79	0,81	0,95	0,90	0,76	0,78

Il en résulte de ce tableau un rendement énergétique importante de mars à octobre, le cas de janvier et février sont isolé car la centrale n'avait produit durant tout le mois. Le rendement énergétique spécifique nous a permis de connaitre pour 146,88 kWc installé, la centrale produit en moyenne 117 kWh en temps réel, ceci montre une perte de production de l'ordre de 29,88 kWc.

À travers les valeurs de l'indice de performance évaluer, nous rassurons de la qualité et la fiabilité de l'implantation de la centrale à 85% de moyenne d'énergie réellement disponible après déduction des pertes d'énergie. La différence de 15% entre les productions théorique et réelle provient des pertes engendrées par les différents équipements de l'installation.

La figure ci-dessous montre le gain énergétique réalisé durant l'année 2021 grâce à l'introduction de la centrale PV par rapport à l'année 2020, sur le réseau Sonabel.

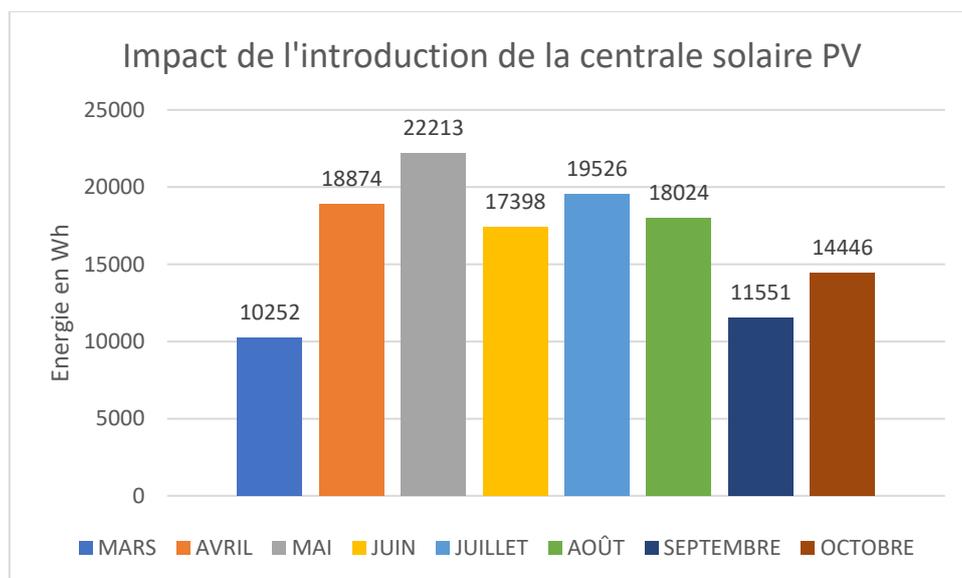


Figure 10 Différence de la consommation en énergie active après et avant l'implantation de la centrale

La figure montre par rapport à l'année 2020, grâce à la centrale solaire, l'entreprise a réduit sa consommation énergétique sur le réseau national. Le maximum de réduction est enregistré durant le mois de mai où 22213 Wh n'ont pas été consommé sur le réseau en 2021. Nous notons une économie énergétique de 132284 Wh réalisée lors d'exploitation de la centrale de mars à octobre 2021.

NB : les mois de janvier et février ne sont pas comptabilisés dans l'évaluation moyenne d'analyse, dû à leurs productivités de 10 jours au lieu de mois complet.

V.2. Analyse économique de la centrale dans le système électrique

Nous rappelons que lors de l'étude technique, nous sommes arrivées à la conclusion qu'au bout de 20 ans, le projet va générer un bénéfice net de 164 035 044 FCFA et au bout de 6 ans et 8 mois, le retour sur l'investissement commence à s'observer. Il est question pour nous dans cette analyse économique de montrer après l'exploitation de la centrale si ce bénéfice attendu et le temps de retour sur l'investissement seront effectives.

V.2.1. Analyse des factures d'électricité avant et après l'implantation de la centrale

Grâce à la facture d'électricité de BSIC siège (Voir Annexe 8 Facture d'électricité du siège de BSIC), nous avons observé l'impact économique de la centrale solaire installée. La figure ci-dessous montre l'évolution de la facture de janvier 2020 à octobre 2021 :

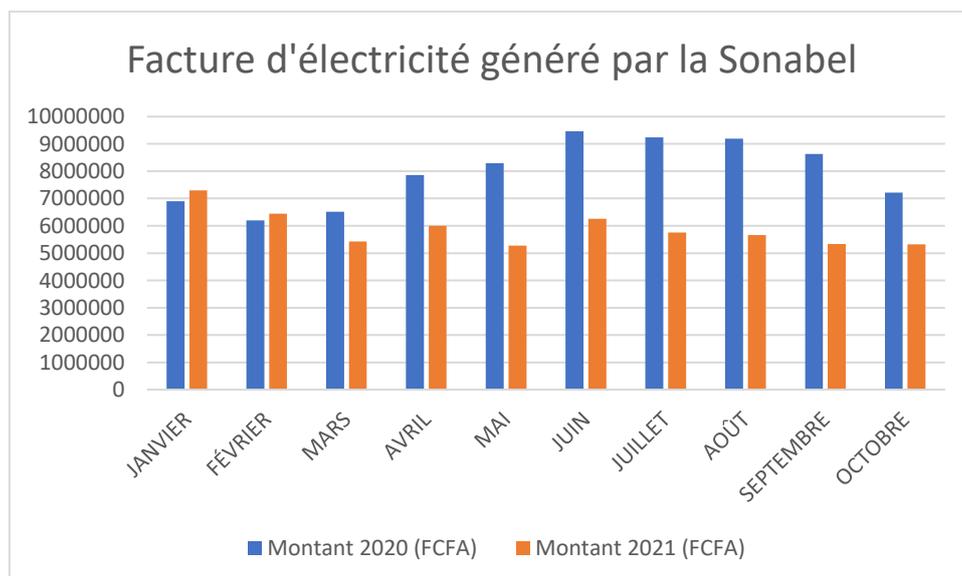


Figure 11 Facture d'électricité de la BSIC

La figure ci-dessus indique la consommation énergétique la plus élevée pendant l'année 2020 était enregistré en juin et a coûté 9 463 487 FCFA à la société. Avec l'injection de la

puissance de la centrale en juin 2021 nous enregistrons une facture d'électricité de 6 262 240 FCFA, soit une réduction de la facture de 3 201 247 FCFA. Toutefois, nous constatons une évolution similaire de la facture d'électricité de l'année 2020 et 2021, dans le sens où les plus faibles consommations sont enregistré durant les mois de février et mars et la plus forte consommation durant le mois de juin et juillet.

Sur les dix mois d'exploitation de la centrale, nous avons tenu à savoir les bénéfices qu'on peut déjà enregistrer, ci-dessous les détails du calcul.

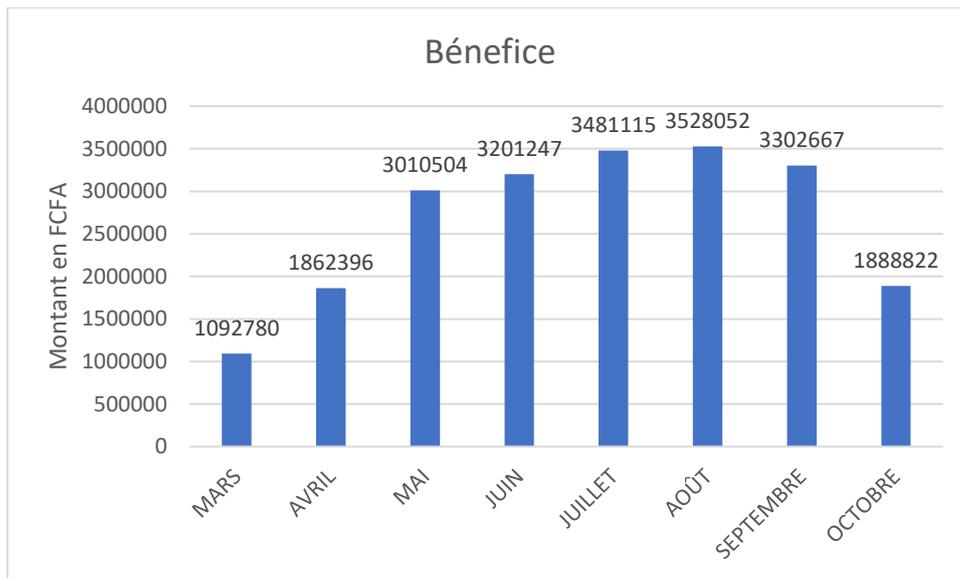


Figure 12 Bénéfice réalisé

Pour les dix premiers mois d'exploitation de la centrale, le bénéfice le plus élevé était enregistré durant le mois d'août avec une valeur algébrique de 3 528 052 FCFA, comme indique la figure ci-dessus. Le plus faible bénéfice est enregistré pendant le mois de mars avec 1 092 780 FCFA d'économie. Le mois de janvier et février, nous attendons la facture de l'année 2022 pour connaître le gain réellement enregistré, faute d'injection non effective sur le réseau.

V.2.2. Comparaison et interprétation

À la fin de cette analyse, nous avons évalué le bénéfice du projet sur 20 ans en se basant sur le bénéfice de l'année d'exploitation en cours. Nous avons émis deux hypothèses, pour pouvoir évaluer le bénéfice annuel de l'année en cours, à savoir :

- La production du mois de janvier et février, nous avons considéré, le bénéfice enregistré par le mois, où leur puissance théorique est proche à savoir le mois de juillet et d'août. Nous avons réalisé la même chose pour le mois de novembre et décembre qui ne sont pas encore évalués.

- Nous avons remplacé la valeur théorique, avec celle évaluer pour pouvoir déterminer le temps de retour sur l'investissement.

Tableau 19 Bénéfice réel

Évaluation du Bénéfice net du projet		
Mois	Production théorique	Bénéfice du projet
JANVIER	18,93	3 528 052 XOF
FÉVRIER	19,88	3 481 115 XOF
MARS	22,32	1 092 780 XOF
AVRIL	21,40	1 862 396 XOF
MAI	21,46	3 010 504 XOF
JUIN	20,43	3 201 247 XOF
JUILLET	19,79	3 481 115 XOF
AOÛT	18,58	3 528 052 XOF
SEPTEMBRE	19,39	3 302 667 XOF
OCTOBRE	20,52	1 888 822 XOF
NOVEMBRE	19,29	3 481 115 XOF
DÉCEMBRE	18,41	3 528 052 XOF
Bénéfice annuel		35 385 917 XOF
Bénéfice sur 20 ans		735 459 562 XOF
Temps de retour sur investissement (années)		3,16

NB : Comme indique le tableau ci-dessus, nous enregistrons un bénéfice annuel de 35 385 917 FCFA, sur 20 ans le bénéfice total du projet sera de 735 459 562 FCFA avec un temps de retour sur l'investissement de 3 ans. Ces valeurs sont au-dessus des valeurs obtenues lors de la conception de la centrale. Et ceci se justifier vraiment par le fait que la centrale injecte beaucoup plus d'énergie pendant les heures de pointe que les heures pleines ; tandis que, pendant les heures de points l'électricité est vendue à 139 FCFA par la Sonabel, contre 64 FCFA pendant les heures pleines.

Conclusion partielle : Pour juger la rentabilité de ce projet nous avons effectué une étude comparative entre une solution PV connectée au réseau et l'alimentation à partir du réseau public. Le critère de comparaison choisi est le coût de la facture d'électricité annuelle avant l'installation de la centrale PV et après. Les résultats nous montrent que la solution de centrale PV connectée au réseau est économiquement plus rentable que l'alimentation à partir du réseau public seul. Notons également que l'installation de la centrale PV permettra de faire des économies sur le groupe électrogène en termes de maintenance et de consommation de gasoil ainsi que l'augmentation des ventes grâce à la continuité du service.

CONCLUSION

L'objectif général de ce travail ainsi réalisé était de concevoir et installé une installation solaire photovoltaïque au siège de la société BSIC ; trois principaux points ont donc été étudiés. Il s'agit de la conception de la centrale solaire PV connecté au réseau interne de la BCIS, de l'implantation de la centrale solaire PV dimensionnée et de l'analyse technique et économique de la centrale solaire PV après l'exploitation.

Pour la conception de la centrale solaire photovoltaïque, nous avons procédé à une mesure sur le terrain de la surface exploitable, puis à partir des résultats obtenus nous avons réalisé une fiche Excel de dimensionnement classique basé sur nos connaissances académiques, qui consistait à quantifier algébriquement les équipements pour la construction de la centrale solaire PV. L'étude technique montre qu'avec une surface disponible de 842 m², nous pouvons construire une centrale solaire avec 408 modules de 1956 mm de longueur et 992 mm de largeur ; et 6 onduleurs de 20 kVA, nous permettent d'injecter 218 MWh annuellement sur le réseau interne. L'étude économique, nous a montré que pour un investissement de 108 490 320 FCFA et un coût d'exploitation annuel de 2 040 000 FCFA, le temps de retour sur l'investissement sera atteint au bout de 6 ans sur une durée d'exploitation de la centrale de 20 ans avec un kilowattheure solaire de 83,68 FCFA. L'installation permettra à la société de réaliser un gain de 164 035 044 FCFA sur la durée de l'étude.

S'agissant de l'implantation de la centrale, les installations concernées les modules photovoltaïques, les onduleurs, les équipements de protection et les câbles électrique. Elle a été effective en janvier 2021.

Enfin, pour ce qui est de l'analyse technico-économique de la centrale, après une année d'exploitation, les données techniques fournie par le data manager montre une performance technique de la centrale de 91%. Analyse économique réaliser grâce à la facture d'électricité de la société de janvier 2020 à octobre 2021 montre un gain annuel de 35 385 917 FCFA et un gain considérable de 735 459 562 FCFA sur la durée de vie du projet, avec un temps de retour sur investissement de 3 ans.

Au vu des résultats ainsi obtenus, nous pouvons dire que l'introduction de la centrale solaire photovoltaïque dans le système électrique de la BSIC constitue un moyen pour atteindre l'objectifs de la société qui est de réduire sa facture d'électricité ; mais aussi l'énergie solaire PV peut contribuer fortement à l'indépendance énergétique des entreprises.

PROPOSITIONS ET RECOMMANDATIONS

L'énergie solaire demeure une solution alternative aux énergies fossiles en raison de l'abondance de la source primaire (le soleil), malgré l'intermittence de ce dernier ; l'injection de la puissance solaire sur le réseau interne permet de réduire la consommation d'énergie provenant d'un réseau national ; mais il est toujours possible de pouvoir réduire cette consommation de manière considérable. À l'issu de ce travail, nous pouvons apporter les perspectives et recommandations ci-dessous :

- ✓ La réalisation d'un audit énergétique du bâtiment abritant le siège de BSIC, afin d'identifier les éléments de gaspillage d'énergie et pouvoir proposer des mesures d'efficacité énergétique et d'économie d'énergie, mais aussi d'évaluer le coût d'investissement.
- ✓ Pousser la réflexion sur la possibilité d'implanter un parc de stockage uniquement pour le lissage du réseau, afin d'améliorer la stabilité du générateur photovoltaïque sur le réseau national.
- ✓ La réalisation d'un audit afin d'optimiser la consommation en carburant du groupe électrogène de 500 kVA installé.
- ✓ La réalisation d'une étude de comportement du flux d'énergie solaire sur le point d'injection, pour se rassurer du sens unique d'écoulement de la puissance solaire vers le réseau interne.

BIBLIOGRAPHIE

1. Articles

- Branker, K., M.J.M. Pathak, et J.M. Pearce. « A Review of Solar Photovoltaic Levelized Cost of Electricity ». *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15, n° 9 (décembre 2011): 4470-82. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.07.104>.
- Dragana D. Milosavljević, Tomislav M. Pavlović, et Danica S. Piršl. « Performance Analysis of A Grid-Connected Solar PV Plant in Niš, Republic of Serbia ». *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 44 (avril 2015): 423-35.
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.12.031>.
- Tan, Yun Tiam, et Daniel S Kirschen. « Impact on the Power System of a Large Penetration of Photovoltaic Generation ». In *2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 1-8. Tampa, FL, USA: IEEE, 2007.
<https://doi.org/10.1109/PES.2007.385563>.

2. Cours

- Ahmed Bagre.2019. Cours de solaire photovoltaïque injection réseau : Institut 2iE. Septembre 2019. Institut 2iE.
- Moussa SORO.2019. Cours de photovoltaïque 2 : Institut 2iE. Septembre 2019. Institut 2iE.
- Alain TOSSA.2021. Cours du systèmes PV connectés au réseau : Institut 2iE. Mai 20221. Institut 2iE.

3. Sites web

- Schéma de panneau photovoltaïque et schéma d'installation. Consulté le 7, septembre 2021. Accessible en ligne : <https://mypower.engie.fr/energie-solaire/conseils/schema-panneau-photovoltaïque.html>
- Connaissance des énergies. Consulté le 7 septembre 2021. Accessible en ligne : <https://www.google.com/amp/s/www.connaissancedesenergies.org/fichepedagogique/gazeification%3famp>
- Énergies renouvelables en Afrique. Consulté le 10 septembre 2021. Accessible en ligne : [https://www.policycenter.ma/sites/default/files/PP%20-%201906%20\(Rim%20Berahab\).pdf](https://www.policycenter.ma/sites/default/files/PP%20-%201906%20(Rim%20Berahab).pdf).
- Taux d'électrification dans 24 pays. Consulté le 10 septembre 2021. Accessible en ligne : <https://www.agenceecofin.com/gestion-publique/1804-46641-le-taux-d-electrification-dans-24-pays-africains-selon-le-world-economic-forum>

1. LISTE DES ANNEXES

Annexe 1	Grille tarifaire de la SONABEL.....	II
Annexe 2	Les paramètre technique de la conception de la centrale.....	III
Annexe 3	Les Détails économique de la conception de la centrale	V
Annexe 4	Les fiches technique des équipements	XI
Annexe 5	Les données d'analyse de la consommation Sonabel	XV
Annexe 6	Rapport de conception sur PVsyst.....	XVII
Annexe 7	Organigramme de l'entreprise	XVIII

Annexe 1 Grille tarifaire de la SONABEL

SOCIÉTÉ NATIONALE D'ÉLECTRICITÉ DU BURKINA

DEPANNAGE OUAGA / BOBO
80 00 11 30 (N° GRATUIT)

Société d'Etat au capital de 63.308.270.000 Francs CFA
Siège social : 66, Avenue de la Nation
01 B.P. 54 Ouagadougou 01
Tel. : (226) 25 30 61 00 / 02 / 03 / 04 / Fax : (226) 25 31 03 40
Site web : www.sonabel.bf

DEPANNAGE OUAGA
25 31 37 20



GRILLE TARIFAIRE

Arrêté n°2015-00-014/MME/MEF/MICA du 06 octobre 2015 et Arrêté n°06-089/MCPEA/MMCE/MFB du 23 août 2008 et son modificatif n°08-013/MMCE/MEF/MCPEA du 16 octobre 2008

TENSION	Catégories et tranches tarifaires	FACTURATION DES CONSOMMATIONS (en FCFA)				FRAIS D'ABONNEMENT (en FCFA)					
		Tarifs du kWh			Redevance	PRIME FIXE	Avance sur Consommation	Frais ETS police et de pose	Timbres	Lisces	TOTAL Abonnement
B A S S E T E N S I O N	I) USAGE DOMESTIQUE PARTICULIERS ET ADMINISTRATION	Tranche 1	Tranche 2	Tranche 3							
	Tarif type A (monophasé)	0 à 75 kWh	76 à 100 kWh	plus de 100 kWh							
	1 à 3A	75	128	138	1 132	0	3 375	691	400	108	4 574
	Tarif type B (monophasé)	Tranche 1	Tranche 2	Tranche 3							
	0 à 60 kWh	61 à 200 kWh	plus de 200 kWh								
	6A	96	102	109	457	1 774	8 175	691	400	108	9 374
	10A	96	102	109	457	3 548	16 350	691	400	108	17 549
	16A	96	102	109	457	5 322	24 525	691	400	108	25 724
	20A	96	102	109	764	7 096	32 700	691	400	108	33 899
	26A	96	102	109	764	8 870	40 875	691	400	108	42 074
30A	96	102	109	764	10 644	49 050	691	400	108	50 249	
B T	II) USAGE DOMESTIQUE ET FORCE MOTRICE PARTICULIERS ET ADMINISTRATION	Tranche 1	Tranche 2	Tranche 3							
	Tarif type C (triphase)	0 à 60 kWh	61 à 200 kWh	plus de 200 kWh							
	10A	96	108	114	1 226	10 613	51 300	1 380	400	108	53 188
	16A	96	108	114	1 226	15 918	76 950	1 380	400	108	78 838
	20A	96	108	114	1 373	21 224	102 600	1 380	400	108	104 488
	26A	96	108	114	1 373	26 531	128 250	1 380	400	108	130 138
30A	96	108	114	1 373	31 837	153 900	1 380	400	108	155 788	
MOYENNE TENSION (MT)	III) B.T. / TARIFS HORAIRES PARTICULIERS ET ADMINISTRATION	Heures de pointe (10h à 14h et 18h à 19h)	Heures pleines (0h à 10h, 14h à 18h et 19h à 0h)								
	Tarif type D1 Non Industriel	165	88	8 538	34 582 FCFA par kW par an	PB X 100 X 165	1 380	4 000	108		
	Tarif type D2 Industriel	140	75	7 115	28 818 FCFA par kW par an	PB X 100 X 140	1 380	4 000	108		
INDUSTRIES EXTRACTIVES ET HAUTE TENSION (HT)	IV) M.T. / TARIFS HORAIRES PARTICULIERS ET ADMINISTRATION	Heures de pointe (10h à 14h et 18h à 19h)	Heures pleines (0h à 10h, 14h à 18h et 19h à 0h)								
	Tarif type E1 Non Industriel	139	64	8 538	70 826 FCFA par kW par an	PB X 100 X 139	1 380	4 000	108		
	Tarif type E2 Industriel	118	54	7 115	64 387 FCFA par kW par an	PB X 100 X 118	1 380	4 000	108		
ECLAIRAGE PUBLIC Tarif type F	V) H.T. / TARIFS HORAIRES PARTICULIERS	Heures de pointe (10h à 24h)	Heures pleines (0h à 19h)								
	Tarif type G	140	70	7 115	64 387 FCFA par kW par an	PB X 100 X 118	1 380	4 000	108		
	6A - 16A mono	122	381								
	20A et plus mono	122	537								
	10A - 16A triphasé	122	1 022								
	20A et plus triphasé	122	1 144								

ENSEMBLE, AU SERVICE D'UNE GRANDE AMBITION!

Annexe 2 Les paramètres technique de la conception de la centrale

- ✓ Détermination de la surface disponible du projet.

Les différentes dimensions des parkings, et évaluations de la surface disponible est résumé dans le tableau ci-dessous :

Tableau 20 Surface disponible du projet

Dimensions des parkings				
	Parking Nord	Parking Ouest	Parking Centre	Parking Est
Largeurs (m)	5,5	5,5	11	11
Longueurs (m)	70	22,5	22,5	22,5
Surfaces (m ²)	385	123,75	247,5	247,5
Surface disponible du projet			1003,75 m²	

- ✓ Détermination de la distance minimale et de surface brute du projet :

Distance minimale : $\beta = 90 - 12,5 - 23,5 = 54,05^\circ$

$$D = \frac{1,96 \times \sin(180 - 15 - 54,05)}{\sin(54,05)} = 2,3 \text{ m}$$

Surface brute du projet :

$$Surface_{d'espacement} = 70 \times 2,3 = 161 \text{ m}^2$$

$$Surface_{Brute \text{ parking } N} = 385 - 161 = 224 \text{ m}^2$$

$$Surface_{brute \text{ du projet}} = 224 + 123 + 247,5 + 247,5 = 842 \text{ m}^2$$

- ✓ Détermination de section des câbles côté DC :

Tableau 21 Résultat de calcul des sections de câble

Chemin		L (m)	I (A)	U (V)	L_ΔV (1%)	ρ (Ωmm ² /m)	S_calculé (mm ²)	S_proposée(mm ²)	ΔV (%)
Module – Boitier	Parking 1	100	8,98	682,2	0,01	0,01786	2,3510	4	0,0059
	Parking 2	50	8,98	682,2	0,01	0,01786	1,1755	4	0,0029
	Parking 3	40	8,98	682,2	0,01	0,01786	0,9404	4	0,0024
	Parking 4	55	8,98	682,2	0,01	0,01786	1,2930	4	0,0032
Boitier 1 – Entrée (ond 1)		3	33	682,2	0,01	0,01786	0,2592	4	0,0006
Boitier 1 – Entrée (ond 2)		2	33	682,2	0,01	0,01786	0,1728	4	0,0004
Boitier 1 – Entrée (ond 3)		2	33	682,2	0,01	0,01786	0,1728	4	0,0004
Boitier 2 – Entrée (ond 4)		2	33	682,2	0,01	0,01786	0,1728	4	0,0004
Boitier 2 – Entrée (ond 5)		2	33	682,2	0,01	0,01786	0,1728	4	0,0004
Boitier 2 – Entrée (ond 6)		3	33	682,2	0,01	0,01786	0,2592	4	0,0006

- Vérifications des sections des câbles

Après, la détermination des sections de câbles, nous avons vérifié que le courant d'emploi doit être inférieur ou égal au courant admissible. Résultat ci-dessous :

Tableau 22 Vérification de la section du câble DC

Chemin		Section des câbles (mm ²)	Courant admissible IZ dans les câbles (A)	Courant d'emploi maximal (A) $IB = (NC - 1) \times 1.25 \times ICC$	IZ ≥ IB ?
Module – Boitier	Parking Nord	4	45	36,525	OUI
	Parking Ouest	4	45	36,525	OUI
	Parking Centre	4	45	36,525	OUI
	Parking Est	4	45	36,525	OUI
Boitier 1 – Entrée (ond 1)		4	45	36,525	OUI
Boitier 1 – Entrée (ond 2)		4	45	36,525	OUI
Boitier 1 – Entrée (ond 3)		4	45	36,525	OUI
Boitier 2 – Entrée (ond 4)		4	45	36,525	OUI
Boitier 2 – Entrée (ond 5)		4	45	36,525	OUI
Boitier 2 – Entrée (ond 6)		4	45	36,525	OUI

✓ Détermination de section des câbles côté AC :

Tableau 23 Résultat du calcul des sections du câble côté AC

Chemin	S (mm ²)	L (m)	I (A)	In(A)	K	Iz(A)	Delta V	% delta V
Sond 1 –C-Int Sec	10	4	29	32	0,72	44,44	10,0	2,50
Sond 2 –C-Int Sec	10	3	29	32	0,72	44,44	7,5	1,88
Sond 3 -C-Int Sec	10	3	29	32	0,72	44,44	7,5	1,88
Sond 4–C-Int Sec	10	2	29	32	0,72	44,44	5,0	1,25
Sond 5–C-Int Sec	10	2	29	32	0,72	44,44	5,0	1,25
Sond 6–C-Int Sec	10	1	29	32	0,72	44,44	2,5	0,63
Int Sec - Raccord	90	1	174		0,72	241,7	14,6	3,64

Annexe 3 Les Détails économique de la conception de la centrale

✓ Devis quantitatif et estimatif

Tableau 24 Devis quantitatif et estimatif

PROJET DE L'IMPLANTATION D'UNE CENTRALE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE A INJECTION AU SIEGE DE LA BSIC : DEVIS QUANTITATIF ET ESTIMATIF (DQE).					
N°	Désignation	Unité	Nombre	Prix u. (FCFA)	Prix T. (FCFA)
II	Fournitures et pose de l'appareillage				
1	Module de 340 W	u	408	130 000 XOF	53 040 000 XOF
2	Onduleur réseau 20 kW	u	6	4 000 000 XOF	24 000 000 XOF
3	Système de supervision	Ens	1	4 800 000 XOF	4 800 000 XOF
4	Support de module	Ens	1	6 480 000 XOF	6 480 000 XOF
Total II					87 960 000 XOF
III	Les accessoires, protection et mise à la terre				
1	Chemin de câble 200	ml	30	6 500 XOF	195 000 XOF
2	Tube gorgé	ml	200	600 XOF	120 000 XOF
3	Collier colson 30 mm	Paquet de 100	5	3 500 XOF	17 500 XOF
4	Caoutchouc (scotch goudron)	U	4	1 000 XOF	4 000 XOF
5	Cheville et vis de 12	Paquet de 100	1	5 000 XOF	5 000 XOF
6	Cheville et vis de 8	Paquet de 100	1	3 500 XOF	3 500 XOF
7	Routeur wifi avec port USB	U	1	50 000 XOF	50 000 XOF
8	Commutateur réseau 8 ports	U	1	20 000 XOF	20 000 XOF
9	Clé de connexion orange	U	1	35 000 XOF	35 000 XOF
10	Cable RJ45 préssertis 5 mètres	U	5	10 000 XOF	50 000 XOF
11	Cable RJ45 préssertis 10 mètres	U	5	20 000 XOF	100 000 XOF
12	Vis et écrou de 6	Paquet 100	3	7 500 XOF	22 500 XOF
13	Rondelle plate de 6	Paquet 100	3	5 000 XOF	15 000 XOF
14	coffret électrique apparent 54M	U	2	80 000 XOF	160 000 XOF
15	Coffret métallique 800 x 700	U	1	80 000 XOF	80 000 XOF
16	Coffret métallique 400 x 300	U	1	40 000 XOF	40 000 XOF
17	Disjoncteur AC 32A	U	6	25 000 XOF	150 000 XOF
18	Disjoncteur DC 16A	U	24	15 000 XOF	360 000 XOF
19	Boîte à grille 240 mm ²	U	2	90 000 XOF	180 000 XOF
20	Cosses de 35 mm ²	U	10	750 XOF	7 500 XOF
21	Cosses de 95 mm ²	U	10	2 000 XOF	20 000 XOF
22	Cosses de 6 mm ²	Paquet 100	1	20 000 XOF	20 000 XOF
23	Disjoncteur monophasé C10	u	1	8 000 XOF	8 000 XOF
24	Disjoncteur compact 250A	u	1	175 000 XOF	175 000 XOF
25	Cosses électronique de 6 mm ²	Paquet 100	3	10 000 XOF	30 000 XOF
26	Manutention + Livraison	Ens	1	1 080 000 XOF	1 080 000 XOF

**ANALYSE TECHNICO-ECONOMIQUE DE L'IMPLANTATION D'UNE CENTRALE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE
CONNECTE AU RESEAU AU SIEGE DE LA BSIC**

Total (HT)					2 948 000 XOF
TVA (18%)					530 640 XOF
Total TTC					3 478 640 XOF
IV	Canalisation et cables principaux				
1	Fil solaire 4 mm ² Cu	m	3000	700 XOF	2 100 000 XOF
2	Câble souple 4 x 6 mm ²	m	60	2 600 XOF	156 000 XOF
3	Cable souple 4 x 95 mm ²	m	60	25 000 XOF	1 500 000 XOF
4	Fil souple jaune-vert 6 mm ² Cu	m	600	700 XOF	420 000 XOF
5	Imprévu	Ens	1	1 800 000 XOF	1 800 000 XOF
Total (HT)					5 976 000 XOF
TVA (18%)					1 075 680 XOF
Total TTC					7 051 680 XOF
Total général hors main d'œuvre					98 419 520
Mains d'œuvre					19 800 000
Total général avec la main d'œuvre					118 219 520
V	Dépenses d'exploitations et maintenance annuelles				
1	Maintenance	U	408	5 000 XOF	2 040 000 XOF
Total V					2 040 000 XOF

ANALYSE TECHNICO-ECONOMIQUE DE L'IMPLANTATION D'UNE CENTRALE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE CONNECTE AU RESEAU AU SIEGE DE LA BSIC

✓ Les détails de calcul de LCOE

Coût d'investissement	108490320	Heures pointe	139
Coût d'exploitation	2040000	Heures pleine	64
Taux d'actualisation	10%	H_Pt_taux	0,6
dégradation des modules	5%	H_PL_taux	0,4
Puissance crête	133171		
Energie annuelle produite	217954		

	VAN	Année 0	Année 1	Année 2	Année 3	Année 4	Année 5	Année 6	Année 7	Année 8	Année 9	Année 10	Année 11	Année 12	Année 13	Année 14	Année 15	Année 16	Année 17	Année 18	Année 19	Année 20
Coût Investissement actualisé	98 627 564	108 490 320	0	0	0		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Energie (kWh) actualisée	1 386 158	217 954	207 056	196 703	186 868	177 525	168 649	160 216	152 205	144 595	137 365	130 497	123 972	117 774	111 885	106 291	100 976	95 927	91 131	86 574	82 246	78 133
Maintenance et exploitation Actualisée	17 367 670		2 040 000	2 040 000	2 040 000	2 040 000	2 040 000	2 040 000	2 040 000	2 040 000	2 040 000	2 040 000	2 040 000	2 040 000	2 040 000	2 040 000	2 040 000	2 040 000	2 040 000	2 040 000	2 040 000	2 040 000
Coût total annuel		108 490 320	2 040 000	2 040 000	2 040 000	2 040 000	2 040 000	2 040 000	2 040 000	2 040 000	2 040 000	2 040 000	2 040 000	2 040 000	2 040 000	2 040 000	2 040 000	2 040 000	2 040 000	2 040 000	2 040 000	2 040 000
Cumul annuels couts		108 490 320	110 530 320	112 570 320	114 610 320	116 650 320	118 690 320	120 730 320	122 770 320	124 810 320	126 850 320	128 890 320	130 930 320	132 970 320	135 010 320	137 050 320	139 090 320	141 130 320	143 170 320	145 210 320	147 250 320	149 290 320
Cumul annuels Energie		217 954	425 010	621 714	808 582	986 107	1 154 756	1 314 972	1 467 177	1 611 772	1 749 138	1 879 635	2 003 607	2 121 381	2 233 266	2 339 556	2 440 533	2 536 460	2 627 591	2 714 165	2 796 411	2 874 545
LCOE a l'année t		497,77	260,07	181,06	141,74	118,29	102,78	91,81	83,68	77,44	72,52	68,57	65	62,68	60,45	58,58	56,99	55,64	54,49	53,50	52,66	51,94
Coût de production Energétique en FCFA		23 756 986	22 569 137	21 440 680	20 368 646	19 350 214	18 382 703	17 463 568	16 590 389	15 760 870	14 972 826	14 224 185	13 512 976	12 837 327	12 195 461	11 585 688	11 006 403	10 456 083	9 933 279	9 436 615	8 964 784	8 516 545
Cumul du Coût de production Energétique		23 756 986	46 326 123	67 766 803	88 135 448	107 485 662	125 868 365	143 331 933	159 922 322	175 683 192	190 656 018	204 880 203	218 393 179	231 230 506	243 425 967	255 011 655	266 018 058	276 474 141	286 407 420	295 844 035	304 808 819	313 325 364

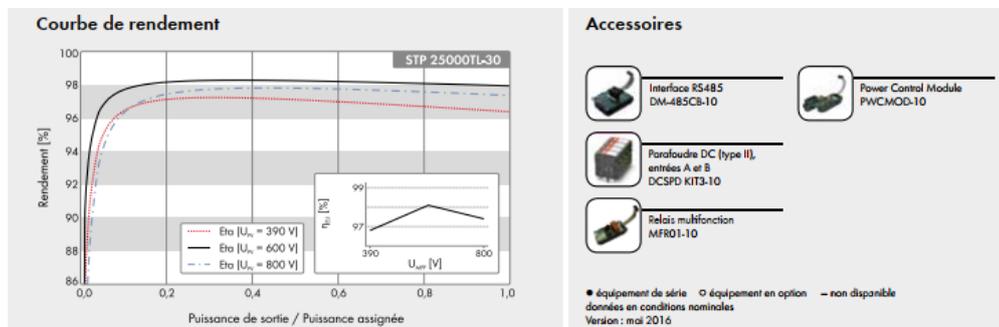
Annexe 4 Les fiches technique des équipements

✓ Caractéristique de module photovoltaïque :



Figure 13 Fiche technique de module PV

✓ Caractéristique de l'onduleur :



Caractéristiques techniques	Sunny Tripower 20000TL	Sunny Tripower 25000TL
Entrée (DC)		
Puissance DC max. (quand $\cos \varphi = 1$)/puissance assignée DC	20440 W/20440 W	25550 W/25550 W
Tension d'entrée max.	1000 V	1000 V
Plage de tension MPP/tension d'entrée assignée	320 V à 800 V/600 V	390 V à 800 V/600 V
Tension d'entrée min./tension d'entrée de démarrage	150 V/188 V	150 V/188 V
Courant d'entrée max. entrée A/entrée B	33 A/33 A	33 A/33 A
Nombre d'entrées MPP indépendantes/strings par entrée MPP	2/A;3; B:3	2/A;3; B:3
Sortie (AC)		
Puissance assignée (à 230 V, 50 Hz)	20000 W	25000 W
Puissance apparente AC max.	20000 VA	25000 VA
Tension nominale AC		3/N/PE ; 220 V/380 V 3/N/PE ; 230 V/400 V 3/N/PE ; 240 V/415 V
Plage de tension AC		180 V à 280 V
Fréquence du réseau AC/plage		50 Hz/44 Hz à 55 Hz 60 Hz/54 Hz à 65 Hz
Fréquence de réseau assignée/tension de réseau assignée		50 Hz/230 V
Courant de sortie max./courant de sortie assigné	29 A/29 A	36,2 A/36,2 A
Facteur de puissance pour la puissance assignée/Facteur de déphasage réglable		1/0 inductif à 0 capacitif
THD		≤ 3 %
Phases d'injection/phases de raccordement		3/3

**ANALYSE TECHNIQUE-ECONOMIQUE DE L'IMPLANTATION D'UNE CENTRALE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE
CONNECTE AU RESEAU AU SIEGE DE LA BSIC**

Rendement		98,4 %/98,0 %	98,3 %/98,1 %
Dispositifs de protection			
Dispositif de déconnexion côté DC		●	
Surveillance du défaut à la terre/Surveillance du réseau		● / ●	
Parafoudre DC : type II		○	
Protection inversion de polarité DC/résistance aux courts-circuits AC/séparation galvanique		● / ● / -	
Unité de surveillance du courant différentiel, sensible tous les courants		●	
Classe de protection (selon IEC 62109-1) / catégorie de surtension (selon IEC 62109-1)		I / AC: III; DC: II	
Données générales			
Dimensions (L / H / P)		661/682/264 mm (26,0/26,9/10,4 pouces)	
Poids		61 kg (134,48 lb)	
Plage de température de fonctionnement		-25°C à +60°C (-13°F à +140°F)	
Émission sonore (typique)		51 dB(A)	
Autoconsommation (nuit)		1 W	
Topologie/système de refroidissement		Sans transformateur/OptiCool	
Indice de protection (selon CEI 60529)		IP65	
Classe climatique (selon IEC 60721-3-4)		4K4H	
Valeur maximale admissible d'humidité relative de l'air (sans condensation)		100%	
Équipement / fonction / accessoires			
Raccordement DC/raccordement AC		SUNCLIX/borne à ressort	
Écran		○	
Interface : RS485, Speedwire/Webconnect		○ / ●	
Interface de données : SMA Modbus / SunSpec Modbus		● / ●	
Relais multifonction/Power Control Module		○ / ○	
OptiTrack Global Peak / Integrated Plant Control / Q on Demand 24/7		● / ● / ●	
Compatible off-grid / compatible SMA Fuel Save Controller		● / ●	
Garantie : 5 / 10 / 15 / 20 ans		● / ○ / ○ / ○	
Certificats et homologations (autres sur demande)		ANRE 30, AS 4777, BDEW 2008, C10/11:2012, CE, CEI 0-16, CEI 0-21, EN 50438:2013*, GS9/3, IEC 60068-2-4, IEC 61727, IEC 62109-1/2, IEC 62116, MEA 2013, NBR 16149, NEN EN 50438, NRS 097-2-1, PEA 2013, PPC, RD 1699/413, RD 661/2007, Res. n°7-2013, SI4777, TOR D4, TR 3.2.2, UTE C15-712-1, VDE 0126-1-1, VDE-AR-N 4105, VFR 2014	
* N'est pas valable pour toutes les annexes nationales de la norme EN 50438			
Désignation de type			
		STP 20000TL-30	STP 25000TL-30

Figure 14 Fiche technique de l'onduleur

✓ Détermination section des câbles DC :

Diamètre extérieur approximatif, mm	Masse linéique approximative, kg/km	Modèle, mm ²	Intensité admissible, A	Chute de tension en courant continu
				t° âme = 90°C, V/A.km
5,6	65	1 x 4	26	6,49
6,3	85	1 x 6	33	4,32
7,9	140	1 x 10	46	2,49
8,8	200	1 x 16	62	1,58
10,5	295	1 x 25	82	1,01
11,8	395	1 x 35	102	0,72
14,1	560	1 x 50	133	0,50
16,0	775	1 x 70	166	0,35
18,3	1 015	1 x 95	200	0,27
20,7	1 285	1 x 120	236	0,21
23	1 610	1 x 150	272	0,17
25,3	1 950	1 x 185	311	0,14
29,1	2 565	1 x 240	375	0,10

* t° âme = 90°C / t° ambiante = 70°C, 2 câbles adjacents sur paroi selon UTE C15-712-1(Juillet 2010) Annexe B

Les câbles doivent être dimensionnés afin de pouvoir supporter un courant égal ou supérieur à 1,25 fois Iscsc (Icc) de la rangée de modules photovoltaïques (Cf. guide UTE C 15-712-1 § 14.5)

Figure 15 Fiche détermination de section de câble côté DC

✓ Détermination de section de câble côté AC

Facteur de correction prenant en compte le mode de pose (K1)

Libellé	K1
Conducteur isolés sous conduite apparent	1
Câbles sous conduits-montage apparent	0,9
Câbles fixés sur un mur	1
Câble sur chemin de câbles non perforé	1
Câbles multipolaire sur échelles à câble	1
Câble sous conduits dans des goulottes(V)	0,9

Facteur de correction prenant en compte l'influence mutuelle des circuits placés côte à côte (K2)

Disposition de circuits ou de câbles jointifs	K2								
	Nombre de circuits ou de câbles multiconducteurs								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Enfermés	1	0,8	0,7	0,65	0,6	0,55	0,55	0,5	0,5
Simple couche sur les murs ou les planchers ou tablettes non perforées	1	0,85	0,9	0,75	0,73	0,72	0,72	0,71	0,70

Facteur de correction prenant en compte la température ambiante et la nature de l'isolant (K3)

Température ambiante (°C)	Elastomère (Caoutchouc)	Isolant	
		PCV	PR / EPR
10	1,29	1,22	1,15
15	1,22	1,17	1,12
20	1,15	1,12	1,08
25	1,07	1,06	1,04
35	0,93	1,94	0,96
40	0,83	0,87	0,91

**ANALYSE TECHNIQUE-ECONOMIQUE DE L'IMPLANTATION D'UNE CENTRALE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE
CONNECTE AU RESEAU AU SIEGE DE LA BSIC**

		isolant et nombre de conducteurs chargés (3 ou 2)								
		caoutchouc ou PVC			butyle ou PR ou éthylène PR					
lettre de sélection	B	PVC3	PVC2		PR3		PR2			
	C		PVC3		PVC2	PR3		PR2		
	E			PVC3		PVC2	PR3		PR2	
	F				PVC3		PVC2	PR3		PR2
section cuivre (mm ²)	1,5	15,5	17,5	18,5	19,5	22	23	24	26	
	2,5	21	24	25	27	30	31	33	36	
	4	28	32	34	36	40	42	45	49	
	6	36	41	43	48	51	54	58	63	
	10	50	57	60	63	70	75	80	86	
	16	68	76	80	85	94	100	107	115	
	25	89	96	101	112	119	127	138	149	161
	35	110	119	126	138	147	158	169	185	200
	50	134	144	153	168	179	192	207	225	242
	70	171	184	196	213	229	246	268	289	310
	95	207	223	238	258	278	298	328	352	377
	120	239	259	276	299	322	346	382	410	437
	150		299	319	344	371	395	441	473	504
	185		341	364	392	424	450	506	542	575
	240		403	430	461	500	538	599	641	679
	300		464	497	530	576	621	693	741	783
400					656	754	825		940	
500					749	868	946		1 083	
630					855	1 005	1 088		1 254	
section aluminium (mm ²)	2,5	16,5	18,5	19,5	21	23	25	26	28	
	4	22	25	26	28	31	33	35	38	
	6	28	32	33	36	39	43	45	49	
	10	39	44	46	49	54	58	62	67	
	16	53	59	61	66	73	77	84	91	
	25	70	73	78	83	90	97	101	108	121
	35	86	90	96	103	112	120	126	135	150
	50	104	110	117	125	136	146	154	164	184
	70	133	140	150	160	174	187	198	211	237
	95	161	170	183	195	211	227	241	257	289
	120	186	197	212	226	245	263	280	300	337
	150		227	245	261	283	304	324	346	389
	185		259	280	298	323	347	371	397	447
	240		305	330	352	382	409	439	470	530
	300		351	381	406	440	471	508	543	613
	400					526	600	663		740
500					610	694	770		856	
630					711	808	899		996	

Figure 16 Fiche technique détermination de section de câble côté AC

Annexe 5 Les données d'analyse de la consommation Sonabel

✓ Consommation d'énergie fournie par la Sonabel :

Tableau 25 consommation d'énergie de BSIC de janvier 2020 à octobre 2021

Mois (2020-2021)	Pleine	Pointe	Réactif	Energie
JANVIER	29596	17393	0	46989
FÉVRIER	26693	14652	0	41345
MARS	27673	15816	0	43489
AVRIL	35243	21511	125	56879
MAI	35472	20699	34576	90747
JUIN	36567	21991	53666	112224
JUILLET	35313	21264	52248	108825
AOÛT	33605	20040	55991	109636
SEPTEMBRE	28991	15772	59791	104554
OCTOBRE	30583	17305	12194	60082
NOVEMBRE	34665	20419	11079	66163
DÉCEMBRE	31227	18298	10449	59974
JANVIER	30929	17862	10120	58911
FÉVRIER	27454	13819	11480	52753
MARS	23341	9896	10317	43554
AVRIL	25956	11924	11259	49139
MAI	26352	7606	11724	45682
JUIN	29167	11993	12067	53227
JUILLET	26977	10074	11022	48073
AOÛT	25379	10242	10398	46019
SEPTEMBRE	24411	8801	12135	45347
OCTOBRE	24863	8579	10985	44427

Tableau 26 Comparaison de la consommation énergétique de BSIC Siège de 2020 et 2021

Comparaison de la consommation énergétique de BSIC Siège					
Consommation 2020		Consommation 2021		Gain de production	
Pleine	Pointe	Pleine	Pointe	Heure Pleine	Heure Pointe
29596	17393	30929	17862	-1333	-469
26693	14652	27454	13819	-761	833
27673	15816	23341	9896	4332	5920
35243	21511	25956	11924	9287	9587
35472	20699	26352	7606	9120	13093
36567	21991	29167	11993	7400	9998
35313	21264	26977	10074	8336	11190
33605	20040	25379	10242	8226	9798
28991	15772	24411	8801	4580	6971
30583	17305	24863	8579	5720	8726

✓ L'économie réalisé durant la période d'exploitation :

Tableau 27 Économie mensuelle (FCFA) réalisé durant les dix mois d'exploitation de la centrale

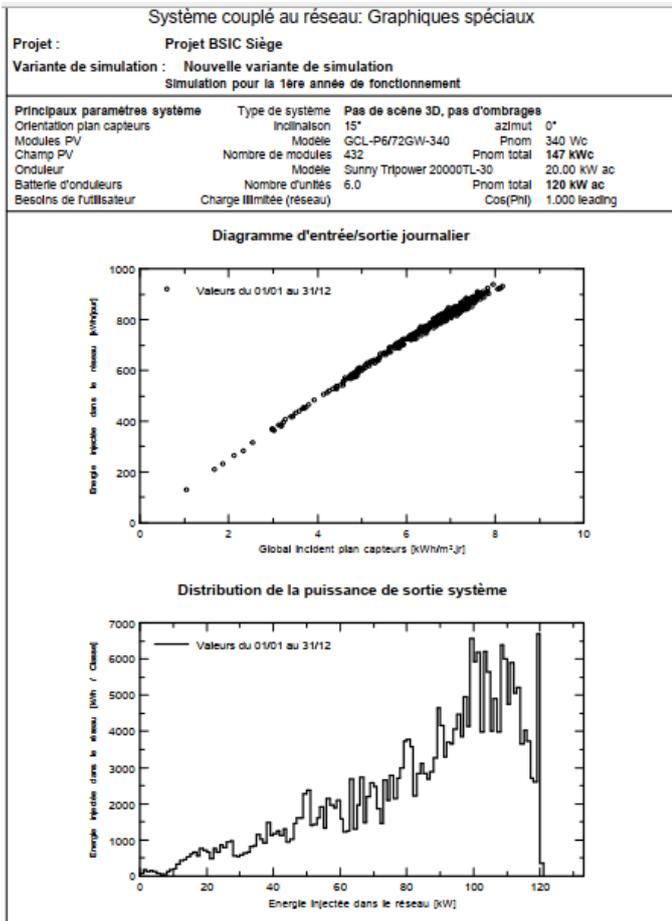
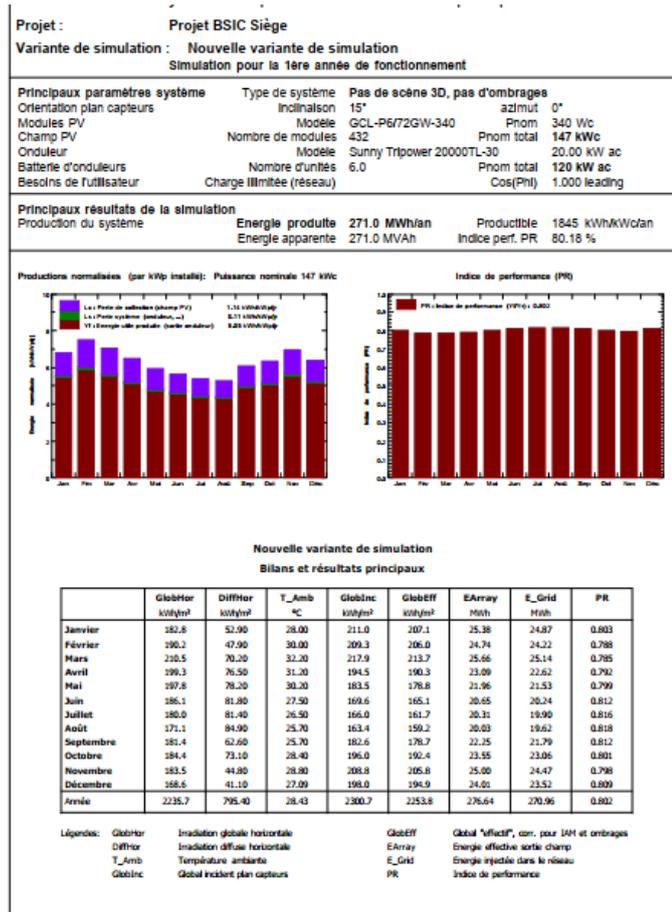
Économie mensuelle (FCFA)			
Mois	Depense2020	Dépense 2021	Bénéfice
JANVIER	6899110	7293504	-394394
FÉVRIER	6200376	6441510	-241134
MARS	6517813	5425033	1092780
AVRIL	7856697	5994301	1862396
MAI	8286028	5275524	3010504
JUIN	9463487	6262240	3201247
JUILLET	9234948	5753833	3481115
AOÛT	9187233	5659181	3528052
SEPTEMBRE	8635572	5332905	3302667
OCTOBRE	7216206	5327384	1888822

Annexe 6 Rapport de conception sur PVsyst

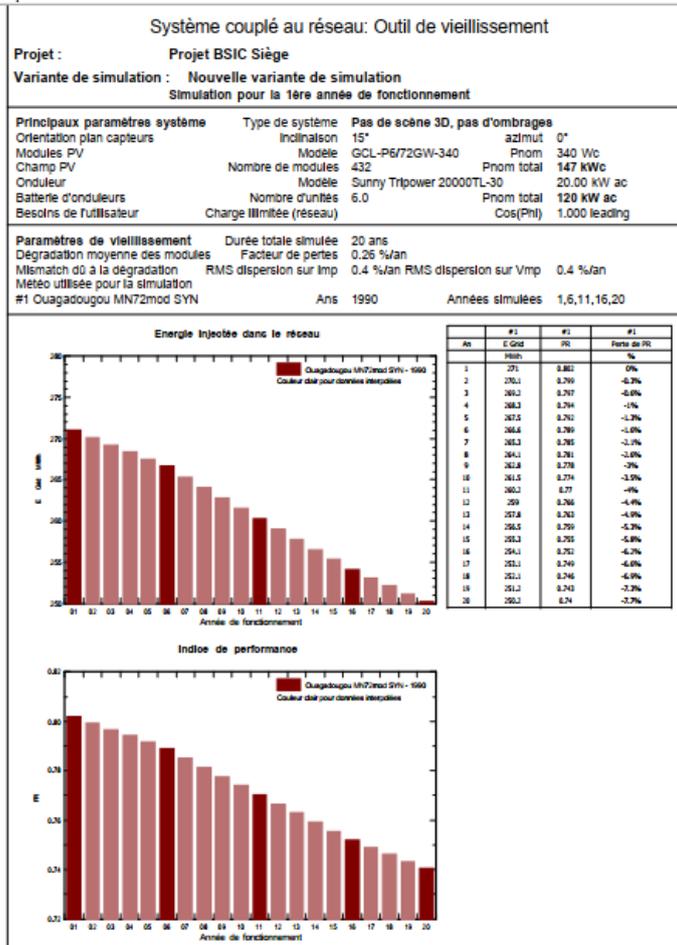
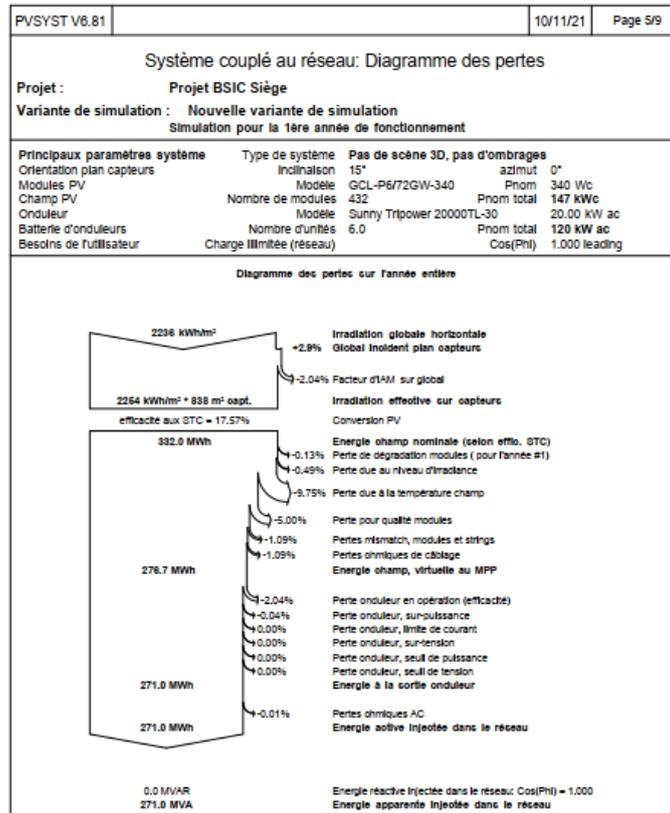
PVSYST V6.81		10/11/21	Page 1/9
Système couplé au réseau: Paramètres de simulation			
Projet : Projet BSIC Siège			
Site géographique	Ouagadougou	Pays	Burkina Faso
Situation	Latitude 11.17° N	Longitude	-4.32° W
Temps défini comme	Temps légal	Fus. horaire TU	Altitude 450 m
Données météo:	Ouagadougou	MeteoNorm 7.2 station (modified by user) - Synthétique	
Variante de simulation : Nouvelle variante de simulation			
	Date de la simulation	10/11/21 à 02h23	
	Simulation pour la	1ère année de fonctionnement	
Paramètres de simulation	Type de système	Pas de scène 3D, pas d'ombrages	
Orientation plan capteurs	Inclinaison	15°	Azmut 0°
Modèles utilisés	Transposition	Perez	Diffus Perez, Meteonorm
Horizon	Pas d'horizon		
Ombrages proches	Sans ombrages		
Besoins de l'utilisateur :	Charge illimitée (réseau)		
Facteur de puissance	Cos(phi)	1.000 leading	Phi 0.0°
Caractéristiques des champs de capteurs (6 type de champs définis)			
Module PV	Si-poly	Modèle	GCL-P6/72GW-340
Paramètres définis par l'utilisateur		Fabricant	GCL
Sous-champ "Sous-champ #1"			
Nombre de modules PV	En série	18 modules	En parallèle 4 chaînes
Nombre total de modules PV	Nbre modules	72	Puissance unitaire 340 Wc
Puissance globale du champ	Nominale (STC)	24.48 kWc	Aux cond. de fonct. 22.21 kWc (50°C)
Caractéristiques de fonct. du champ (50°C)	U mpp	606 V	I mpp 37 A
Sous-champ "Sous-champ #2"			
Nombre de modules PV	En série	18 modules	En parallèle 4 chaînes
Nombre total de modules PV	Nbre modules	72	Puissance unitaire 340 Wc
Puissance globale du champ	Nominale (STC)	24.48 kWc	Aux cond. de fonct. 22.21 kWc (50°C)
Caractéristiques de fonct. du champ (50°C)	U mpp	606 V	I mpp 37 A
Sous-champ "Sous-champ #3"			
Nombre de modules PV	En série	18 modules	En parallèle 4 chaînes
Nombre total de modules PV	Nbre modules	72	Puissance unitaire 340 Wc
Puissance globale du champ	Nominale (STC)	24.48 kWc	Aux cond. de fonct. 22.21 kWc (50°C)
Caractéristiques de fonct. du champ (50°C)	U mpp	606 V	I mpp 37 A
Sous-champ "Sous-champ #4"			
Nombre de modules PV	En série	18 modules	En parallèle 4 chaînes
Nombre total de modules PV	Nbre modules	72	Puissance unitaire 340 Wc
Puissance globale du champ	Nominale (STC)	24.48 kWc	Aux cond. de fonct. 22.21 kWc (50°C)
Caractéristiques de fonct. du champ (50°C)	U mpp	606 V	I mpp 37 A
Sous-champ "Sous-champ #5"			
Nombre de modules PV	En série	18 modules	En parallèle 4 chaînes
Nombre total de modules PV	Nbre modules	72	Puissance unitaire 340 Wc
Puissance globale du champ	Nominale (STC)	24.48 kWc	Aux cond. de fonct. 22.21 kWc (50°C)
Caractéristiques de fonct. du champ (50°C)	U mpp	606 V	I mpp 37 A

PVSYST V6.81		10/11/21	Page 2/9
Système couplé au réseau: Paramètres de simulation			
Sous-champ "Sous-champ #6"			
Nombre de modules PV	En série	18 modules	En parallèle 4 chaînes
Nombre total de modules PV	Nbre modules	72	Puissance unitaire 340 Wc
Puissance globale du champ	Nominale (STC)	24.48 kWc	Aux cond. de fonct. 22.21 kWc (50°C)
Caractéristiques de fonct. du champ (50°C)	U mpp	606 V	I mpp 37 A
Total	Puissance globale champs	Nominale (STC) 147 kWc	Total 432 modules
	Surface modules	838 m²	Surface cellule 784 m²
Onduleur	Modèle	Sunny Tripower 20000TL-30	
Base de données PVsyst originale	Fabricant	SMA	
Caractéristiques	Tension de fonctionnement	320-800 V	Puissance unitaire 20.0 kWac
Sous-champ "Sous-champ #1"	Nbre d'onduleurs	2 * MPPT 50 %	Puissance totale 20 kWac
Sous-champ "Sous-champ #2"	Nbre d'onduleurs	2 * MPPT 50 %	Rapport Pnom 1.22
Sous-champ "Sous-champ #3"	Nbre d'onduleurs	2 * MPPT 50 %	Puissance totale 20 kWac
Sous-champ "Sous-champ #4"	Nbre d'onduleurs	2 * MPPT 50 %	Rapport Pnom 1.22
Sous-champ "Sous-champ #5"	Nbre d'onduleurs	2 * MPPT 50 %	Puissance totale 20 kWac
Sous-champ "Sous-champ #6"	Nbre d'onduleurs	2 * MPPT 50 %	Rapport Pnom 1.22
Total	Nbre d'onduleurs	6	Puissance totale 120 kWac
Facteurs de perte du champ PV			
Fact. de pertes thermiques	Uc (const)	29.0 W/m²K	Uv (vent) 0.0 W/m²K / m/s
Perte ohmique de câblage	Champ#1	125 mOhm	Frac. pertes 0.7 % aux STC
	Champ#2	276 mOhm	Frac. pertes 1.5 % aux STC
	Champ#3	276 mOhm	Frac. pertes 1.5 % aux STC
	Champ#4	276 mOhm	Frac. pertes 1.5 % aux STC
	Champ#5	276 mOhm	Frac. pertes 1.5 % aux STC
	Champ#6	276 mOhm	Frac. pertes 1.5 % aux STC
	Global		Frac. pertes 1.2 % aux STC
Perte de qualité module			Frac. pertes 5.0 %
Perte de "mismatch" modules			Frac. pertes 1.0 % au MPP
Perte de "mismatch" strings			Frac. pertes 0.10 %
Dégradation moyenne des modules	Année no	1	Facteur de pertes 0.26 %/an
Mismatch dû à la dégradation	RMS dispersion sur Imp	0.4 %/an	RMS dispersion sur Vmp 0.4 %/an
Effet d'incidence (IAM): Profil personnalisé			
	0°	30°	45°
	1.000	1.000	0.996
			0.969
			0.904
			0.828
			0.684
			0.445
			0.000
Facteurs de perte du système			
	Conducteurs: 3x95.0 mm²	1 m	Frac. pertes 0.0 % aux STC

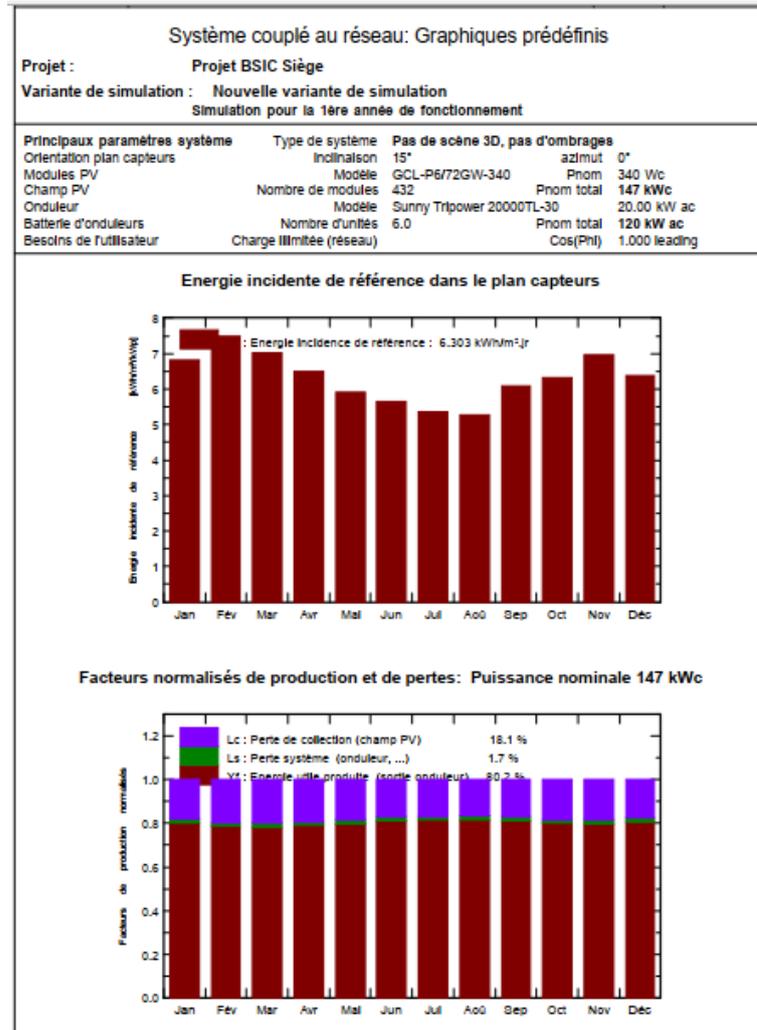
**ANALYSE TECHNIQUE-ECONOMIQUE DE L'IMPLANTATION D'UNE CENTRALE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE
CONNECTE AU RESEAU AU SIEGE DE LA BSIC**



**ANALYSE TECHNIQUE-ECONOMIQUE DE L'IMPLANTATION D'UNE CENTRALE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE
CONNECTE AU RESEAU AU SIEGE DE LA BSIC**



**ANALYSE TECHNIQUE-ECONOMIQUE DE L'IMPLANTATION D'UNE CENTRALE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE
CONNECTE AU RESEAU AU SIEGE DE LA BSIC**



PVSYST V6.81 | 10/11/21 | Page 9/9

Système couplé au réseau: CO2 Balance

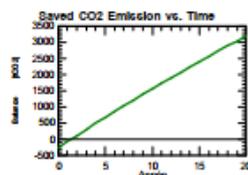
Projet : **Projet BSIC Siège**
 Variante de simulation : **Nouvelle variante de simulation**
 Simulation pour la 1ère année de fonctionnement

Principaux paramètres système	Type de système	Pas de scène 3D, pas d'ombrages	
Orientation plan capteurs	Inclinaison	15°	azimut 0°
Modules PV	Modèle	GCL-P6/72GW-340	Pnom 340 Wc
Champ PV	Nombre de modules	432	Pnom total 147 kWc
Onduleur	Modèle	Sunny Tripower 20000TL-30	20.00 kW ac
Batterie d'onduleurs	Nombre d'unités	6.0	Pnom total 120 kW ac
Besoins de l'utilisateur	Charge illimitée (réseau)		Cos(Phi) 1.000 leading

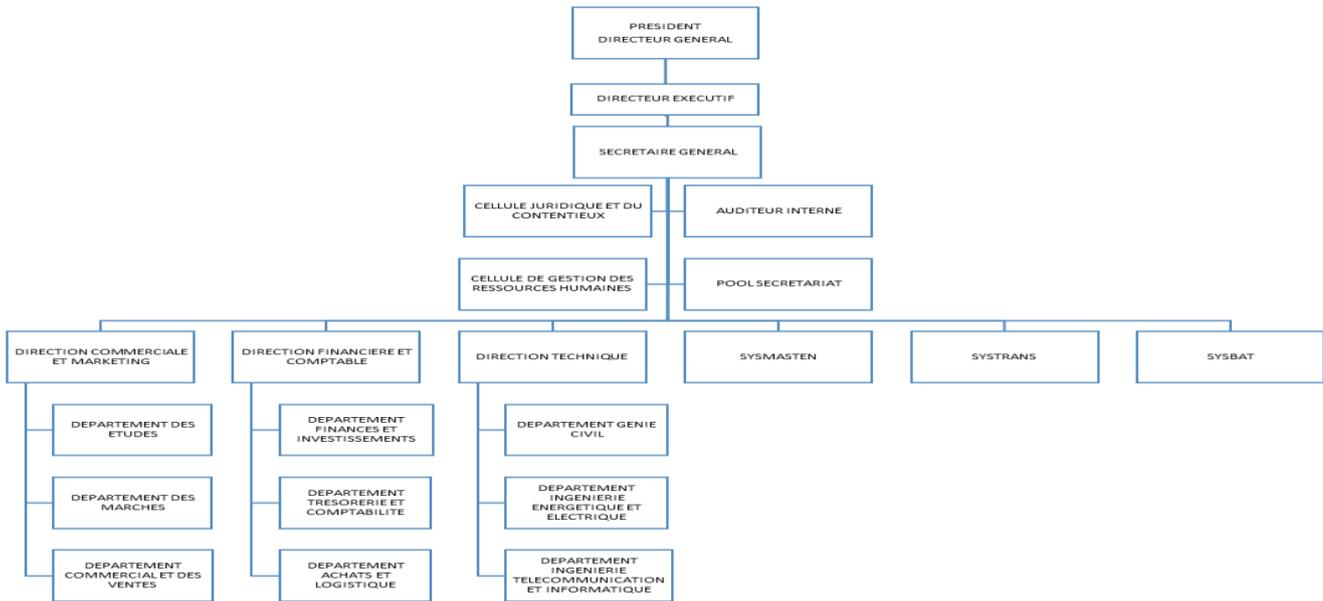
Produced Emissions	Total:	270.58 tCO2
	Source:	Detailed calculation from table below
Replaced Emissions	Total:	3826.0 tCO2
	System production:	270.96 MWh/ann
	Grid Lifecycle Emissions:	706 gCO2/kWh
	Source:	IEA List
	Annual Degradation:	1.0 %
	Country:	Benin
CO2 Emission Balance	Total:	3212.9 tCO2

System Lifecycle Emissions Details:

Item	Modules	Supports
LCE	1713 kgCO2/kWc	4.40 kgCO2/kg
Quantity	147 kWc	4320 kg
Subtotal (kgCO2)	251564	19018



Annexe 7 Organigramme de l'entreprise



**ANALYSE TECHNIQUE-ECONOMIQUE DE L'IMPLANTATION D'UNE CENTRALE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE
CONNECTE AU RESEAU AU SIEGE DE LA BSIC**

Annexe 8 Facture d'électricité du siège de BSIC

CODE EXPLOITATION: 202		LIBELLE: OUAGADOUGOU DISTRIBUTION		POLICE: 122793		CLE: W		BRANCHEMENT AII 6 2 800		
NOI 00 RAISON SOCIALE: BSIC BURKINA		SA ZACA		SITUATION: A		MEMOIRE: 22016		TARIF: -22216		
TYPE CLIENT: 2		GRANDE MAISON ET ENTREPRISE PRIVEE		AVCONS: 3475000		AVOIRS:				
Période	Type	Maxieur	Pleine	Pointe	horaire	Réactif	Montant	Etat	Date Etat	
10	2021	N	133	24863	8579	715	10985	5327384	E	28/10/2021
9	2021	N	119	24411	8801	742	12135	5332905	E	30/09/2021
8	2021	N	144	25379	10242	742	10398	5659181	E	01/09/2021
7	2021	N	150	26977	10074	705	11022	5753833	E	30/07/2021
6	2021	N	165	29167	11993	718	12067	6262240	R	30/09/2021
5	2021	N	176	26352	7606	684	11724	5275524	R	30/09/2021
4	2021	N	146	25956	11924	735	11259	3994301	R	30/09/2021
3	2021	N	136	23341	9896	665	10317	5425033	R	19/08/2021
2	2021	N	146	27454	13819	740	11480	6441510	R	13/07/2021
1	2021	N	153	30929	17862	737	10120	7293504	R	12/05/2021
12	2020	N	166	31227	18298	714	10449	7380129	R	12/05/2021
11	2020	N	175	34665	20419	739	11079	7982076	R	12/05/2021
10	2020	N	162	30583	17305	701	12194	7216206	R	30/01/2021
9	2020	N	150	28991	15772	739	5979	8635572	R	30/01/2021
8	2020	N	173	33605	20040	733	5599	9187233	R	30/01/2021
7	2020	N	186	35313	21264	708	52248	9234948	R	30/01/2021
6	2020	N	238	36567	21991	732	53666	9463487	R	31/10/2020
5	2020	N	197	35172	20699	696	34576	8286028	R	24/08/2020
4	2020	N	143	35243	21511	523	125	7856697	R	24/08/2020
3	2020	N	136	27673	15816	822	0	6517813	R	08/08/2020
2	2020	N	126	26693	14652	683	0	6200376	R	22/06/2020
1	2020	N	148	29596	17593	787	0	6899110	R	15/04/2020