



COMPARAISON ET DIMENSIONNEMENT DE SYSTEMES SOLAIRES PHOTOVOLTAIQUES EN AUTOCONSOMMATION CHEZ ZENER SA

MÉMOIRE POUR L'OBTENTION DU DIPLOME D'INGENIEUR 2iE AVEC GRADE DE
MASTER

SPÉCIALITÉ GENIE ELECTRIQUE ET ENERGETIQUE

Présenté et soutenu publiquement le 20 juillet 2022 par

Gnimain Minatou Anne-Murielle KONE (20160385)

**Encadrant 2iE : Ing. Justin BASSOLE, Enseignant au département Génie Électrique
Énergétique et Industriel de 2iE**

Maître de stage : Dr. Browh Serge TEKPETI, Responsable maintenance de ZENER SA

Structure d'accueil du stage : ZENER SA

Jury d'évaluation du mémoire :

Président : Prof Daniel YAMEGUEU

Examineurs : Ing Léa FULLOY

Ing Sédi AGBOKOU

Promotion [2021/2022]



DEDICACES

Je dédie ce travail à :

- Mes parents pour leurs sacrifices, leurs amours, leurs présences, leurs confiances
- La famille TOURE TIA qui m'a toujours soutenue, orientée, conseillée et qui m'a fait confiance.
- Toute ma famille qui a toujours cru en moi, qui m'a toujours soutenue.
- Toutes ces personnes qui de loin ou de près ont toujours été présentes pour moi afin que ma formation se passe bien.



REMERCIEMENTS

Je tiens à remercier :

- Le Seigneur pour toutes ces grâces qu'il m'accorde.
- Tout le personnel de 2iE et surtout celui du département GEEI pour la formation donnée.
- M. Justin BASSOLE pour sa disponibilité et son encadrement.
- M. Jonas A. DAOU qui m'a permis de faire mon stage au sein de son entreprise, ainsi qu'a tout le personnel de ZENER SA qui m'a permis de m'intégrer et passer des moments inoubliables.
- M. Paul PALI pour l'intégration à la Direction Exploitation et Sécurité de ZENER SA en plus du partage d'expérience.
- Dr. Serge TEKPETI pour son partage d'expériences, ses conseils, son encadrement, sa disponibilité.
- L'ensemble du service de la maintenance de ZENER SA pour l'intégration et le partage d'expérience dans un esprit d'équipe chaleureux.
- À ma famille, pour le soutien moral, spirituel, et financier
- Des remerciements à toutes ces personnes qui ont toujours été présentes pour moi.



RESUME

La situation énergétique mondiale et le changement climatique appellent une attention particulière à la promotion des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique afin de réduire la pollution par gaz à effet de serre. Il est essentiel de mener des recherches qui contribuent à la réalisation des Objectifs de Développement Durable. Il est clair que produire sa propre énergie à partir des sources d'énergies renouvelables, en particulier le solaire photovoltaïque pourrait permettre aux structures industrielles de réduire leur consommation d'énergie provenant du distributeur public d'électricité, et permettre d'avoir un mix énergétique moins carboné et donc moins émissif. C'est dans cet ordre d'idée, et avec comme cadre d'étude l'entreprise ZENER SA dont les coûts annuels moyens hors taxe de facture d'électricité sont d'environ 33 000 000 FCFA, que ce mémoire discute de la spécificité des différentes configurations de systèmes solaires photovoltaïques, et propose par la suite en tenant compte du besoin énergétique minimal du site industriel estimé à 371,2 MWh, deux dimensionnements détaillés et pragmatiques de taux de couverture de 100% et 70% donnant des énergies annuelles respectives de 510,88MWh pour une puissance crête de 314 kWc et de 350,36 MWh pour une puissance crête de 215 kWc avec des coûts estimatifs d'investissement minimaux respectifs de 175 811 885 FCFA et 151 108 852 FCFA.

Aussi, quelques solutions d'efficacité énergétique sont proposées et argumentées afin de gérer efficacement l'énergie. Les résultats dressés dans ce mémoire sont représentés par des résultats de simulations à l'aide du logiciel PVsyst (version 7.5.1), des schémas unifilaires électriques, des développements par étapes, des tableaux de synthèses et comparaisons, et autres analyses et données pertinentes à l'étude.



ABSTRACT

The global energy situation and climate change call for particular attention to the promotion of renewable energies and energy efficiency in order to reduce greenhouse gas pollution. Therefore, it is essential to conduct suitable research that contributes to the achievement of the Sustainable Development Goals. It is clear that producing one's own energy from renewable energy sources, in particular solar photovoltaic energy, could allow industrial structures to reduce their electricity consumption from the public electricity distributor in a tangible manner, and therefore this would consequently contribute to reducing their electricity bills. Towards achieving that, using ZENER SA whose average annual costs excluding electricity bill tax are approximately 33 000 000 FCFA as a case study, this research discusses the specificity of the different configurations of solar photovoltaic systems, and then proposes two detailed and pragmatic solar farm system sizing with coverage rates of 100% and 70% producing respective annual energies of 510,88 MWh for a peak power of 314 kWp and 350,36MWh for a peak power of 215 kWp with respective estimated minimum investment costs of 175 811 885 FCFA and 151 108 852 FCFA, which take into account the concrete minimum energy needs of the industrial site estimated at 371,2 MWh. Additionally, some energy efficiency solutions are proposed and argued in order to manage energy effectively. The results drawn up in this thesis are represented through simulation results using the software PVsyst (version 7.5.1), single-line electrical diagrams, steps-based development, summary and comparison tables, and other analyzes and data relevant to the study.



SOMMAIRE

DEDICACES	i
REMERCIEMENTS	ii
RESUME.....	iii
ABSTRACT	iv
SOMMAIRE	1
LISTE DES TABLEAUX.....	3
LISTE DES FIGURES.....	4
I. INTRODUCTION	5
II. PRÉSENTATION DE LA STRUCTURE D'ACCUEIL ET DU PROJET	6
II.1. Présentation de la structure d'accueil	6
II.2. Présentation du projet	7
III. GENERALITE SUR LES SYSTEMES PHOTOVOLTAIQUES	8
III.1. LES COMPOSANTES D'UN SYSTÈME SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE.....	8
III.2. COMPARAISON DE SYSTEMES PV.....	9
III.1.1. Les systèmes solaires photovoltaïques connectés au réseau	9
III.1.2. Les systèmes photovoltaïques non raccordés au réseau.....	11
III.3. QUELQUES GUIDES DU SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE.....	14
IV. ETUDE PHOTOVOLTAÏQUE	19
IV.1 MÉTHODOLOGIE DE CONCEPTION.....	19
IV.1.1 Réglementation en place pour l'autoconsommation et l'injection du surplus sur le réseau	19
IV.1.2 Collecte de données sur le site	20



IV.1.3	Dimensionnement technico-économique	20
IV.2	ÉTUDE TECHNIQUE	21
IV.2.1	Énergie consommée par le Site	21
IV.2.2	Rayonnement sur le plan incliné	23
IV.2.3	Dimensionnement empirique du PV –connecté réseau.....	23
IV.2.4	Dimensionnement PV connecté réseau avec Logiciel	28
IV.3	ETUDE ELECTRIQUE	34
IV.4	SCHEMAS ELECTRIQUES	42
V.	EVALUATION FINANCIERE ET EFFICACITE ENERGETIQUE	48
V.1.	Evaluation financière.....	48
V.2.	Rentabilité du projet	50
V.3.	Recommandation efficacité énergétique	52
VI.	NOTICE D'IMPACT ENVIRONNEMENTAL.	55
VII.	CONCLUSION	56
	BIBLIOGRAPHIE	57
	SITE INTERNET.....	58
	ANNEXES	59



LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1: Energies mensuelles consommées en 2021 de ZENER SA (source factures d'électricité)	22
Tableau 2: Rayonnement sur le plan incliné	23
Tableau 3 : Tableau récapitulatif des résultats des dimensionnements empiriques	27
Tableau 4 : Configuration d'un taux de 100% de couverture avec PVsyst	28
Tableau 5 : Configuration d'un taux de 70% de couverture avec PVsyst	29
Tableau 6 : Vérification de la configuration pour un taux de 100% de couverture	30
Tableau 7 : Vérification de la configuration pour 70% de couverture	31
Tableau 8 : Calcul des chutes de tension DC par générateur	37
Tableau 9 : Tableau récapitulatif des équipements avec un taux de couverture de 100%	40
Tableau 10 : Chute de tension coté DC par générateur	41
Tableau 11 : Tableau récapitulatif des équipements avec un taux de couverture de 70%	42
Tableau 12 : Devis estimatif des équipements pour un taux de couverture de 100%	48
Tableau 13 : Devis estimatif des équipements pour un taux de couverture de 70%	49
Tableau 14 : Résultat de calcul du LCOE	51



LISTE DES FIGURES

Figure 1: Les différents départements et services de ZENER SA	7
Figure 2 : Les différents systèmes solaires photovoltaïques	9
Figure 3 : Système solaire photovoltaïque connecté réseau avec injection totale	10
Figure 4 : Système solaire photovoltaïque connecté au réseau avec injection partielle	11
Figure 5: Système photovoltaïque autonome	12
Figure 6 : Exemple de système hybride photovoltaïque diesel	13
Figure 7 : Résultat simulation pour un taux de couverture de 100%	32
Figure 8: Représentation graphique de la simulation PVSYST pour taux de couverture de 100%	32
Figure 9 : Résultat simulation pour un taux de couverture de 70%	33
Figure 10 : Représentation graphique de la simulation PVSYST pour taux de couverture de 70%.....	34
Figure 11 : Courant admissible de câbles en cuivre pour installations photovoltaïques de température ambiante de 70°C et de température de l'âme à 120°C	36
Figure 12 : Installation électrique actuelle de ZENER SA	44
Figure 13 : Installation électrique de ZENER avec disjoncteur proposé à installer très prochainement	45
Figure 14 : Schéma unifilaire de l'installation avec un taux de 100% de couverture.....	46
Figure 15 : Schéma unifilaire de l'installation avec un taux de 70% de couverture.....	47
Figure 16 : Valeur actuelle nette par année : taux de couverture 100%.....	51
Figure 17: Valeur actuelle nette par année : taux de couverture 70%.....	52



I. INTRODUCTION

La protection de l'environnement et le développement durable n'ont cessé de prendre de l'ampleur ces dernières années. Ces concepts sont apparus après une longue réflexion sur les effets de la pollution qu'engendre l'utilisation des énergies conventionnelles. C'est ainsi que la nécessité de recourir à de nouvelles sources d'énergie dans le monde est devenue indispensable aux fins de réduire les émissions de gaz à effet de serre [6]. L'une des solutions trouvées à cette transition énergétique est l'utilisation des énergies renouvelables notamment l'énergie solaire photovoltaïque (PV) qui à l'aide de cellules photovoltaïques et du rayonnement solaire produit de l'énergie électrique.

L'énergie solaire photovoltaïque favorise l'accessibilité de l'électricité à tous surtout pour les zones éloignées des réseaux de distribution en mode « off-grid », et donne la possibilité aux zones connectées aux réseaux de distribution d'être en mode « on-grid » c'est-à-dire de l'utiliser tout en étant raccordé au réseau. Ce dernier mode est important, car l'intégration des systèmes photovoltaïques intégrés aux réseaux optimise le bilan énergétique du bâtiment, améliore l'économie du système PV, réduit les coûts d'exploitation, et apporte une valeur ajoutée aussi bien aux consommateurs qu'au service public d'électricité.[7]

Dans l'optique de valoriser les énergies renouvelables plus précisément l'énergie solaire photovoltaïque tout en profitant de ses avantages, il nous a été demandé de comparer les différents systèmes existants, de proposer deux dimensionnements détaillés d'un système solaire choisi, et de faire des analyses et des recommandations sur la gestion de l'énergie en amont de la réalisation de l'installation photovoltaïque en projet futuriste.



II. PRÉSENTATION DE LA STRUCTURE D'ACCUEIL ET DU PROJET

II.1. Présentation de la structure d'accueil

ZENER SA autrefois appelée SODIGAZ SA est une société anonyme Togolaise qui a pour activité l'importation, le stockage et la distribution des produits pétroliers, des dérivés et des accessoires de gaz. Constituée en 2007, elle démarre effectivement ses activités en 2010 et est devenue leader du marché togolais de gaz butane depuis 2013 avec un capital actuel d'un milliard vingt millions (1 020 000 000) FCFA. Et depuis 2021, elle dispose de plusieurs stations-service construites aux couleurs bleu et vert, propre à l'entité.

ZENER SA dispose des filiales telles que DIWA PRODUCT qui exerce dans la restauration, dans l'agro-industrie...; KAPI CONSULT qui est un cabinet de conseils pour les consultations et le montage des projets ; DIWA INTERNATIONAL qui commercialise les véhicules de marque tels que ISUZU, MG... ; DIWA Industries qui est une usine de fabrication et de requalification de bouteilles de gaz ; JCEM GROUP qui produit et commercialise du béton et des carreaux prêts à l'emploi dans le bâtiment travaux publics etc.

Société située dans la zone industrielle de Lomé, de latitude 6.1567207 et de longitude 1.3006408 et dont la surface de toit disponible est en moyenne de 2000 m², elle dispose de plusieurs services subdivisés en deux groupes qui sont l'administration et le département exploitation et sécurité qui comptent différents services.

L'administration comporte le service finance et comptabilité chargé de la gestion des flux financiers ; le service commercial qui se charge de la clientèle et du développement des produits ; le service logistique chargé du suivi des livraisons et aussi des entrées et sorties des bouteilles et des camions citernes ; et le service informatique qui s'occupe de la digitalisation des différentes bases de données et des différents problèmes informatiques du domaine.

Le département exploitation et sécurité compte le service maintenance qui se charge du bon état et fonctionnement des machines et autres biens du site et intervient également au niveau des autres filiales ; le service sécurité qui s'occupe des questions d'hygiène , qualité , sécurité et environnement ; le service opération qui suit les chargements des camions citernes et se charge de coordonner les réceptions de gaz par les navires ; et le service production chargé de la

vérification des différentes bouteilles de gaz à emplir, de faire l’emplissage et charger les camions des transporteurs.

L’organigramme de ZENER est récapitulé et représenté à la Figure 1.

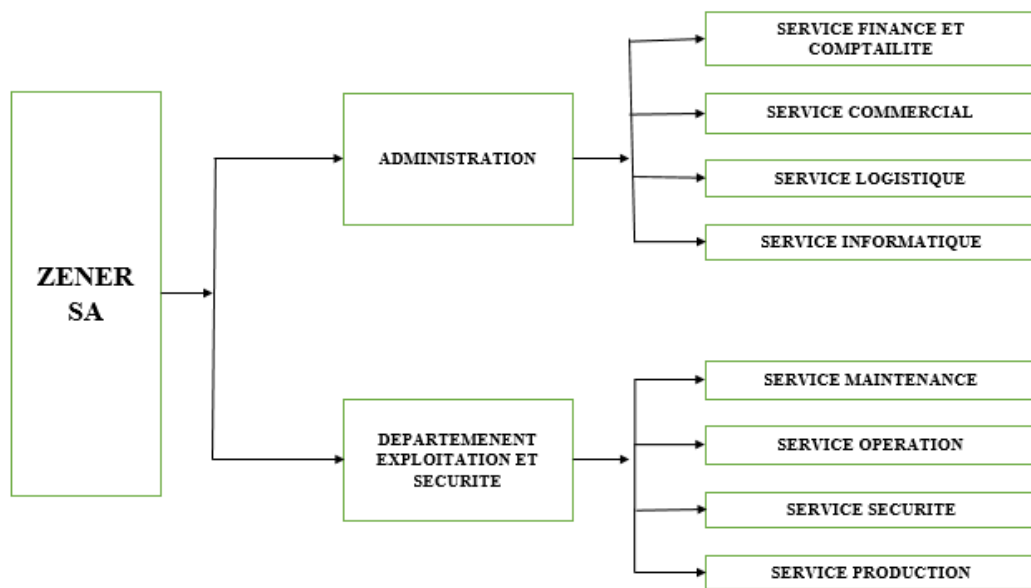


Figure 1: Les différents départements et services de ZENER SA

II.2. Présentation du projet

ZENER SA, conscient de la transition énergétique, du potentiel de production dans les pays tropicaux et de ses fortes consommations énergétiques souhaite utiliser l’énergie solaire photovoltaïque afin de participer à l’effort collectif de développement des énergies renouvelables, améliorer son image de marque et d’une diminution de ses factures d’électricité.

Pour l’atteinte de cet objectif, il faudra :

- Faire une comparaison des différentes configurations des systèmes solaires photovoltaïques afin d’en sortir leurs particularités
- Produire un résumé représentatif de l’essentiel des guides techniques UTE-C-15 712 pris comme référence dans le cadre de cette étude.



- Faire un bilan de l'ensemble des besoins énergétiques de ZENER SA
- Dimensionner deux systèmes solaires connectés réseaux pour couverture partielle et/ou totale des charges de ZENER SA
- Justifier les calculs des caractéristiques déterminants des câbles conducteurs et éléments de protections côté courant continu (DC) et courant alternatif (AC)
- Proposer des schémas unifilaires de câblage des systèmes solaires
- Évaluer financièrement les coûts de réalisation des systèmes dimensionnés
- Proposer des solutions pragmatiques pour une meilleure efficacité énergétique de ZENER SA en amont de la réalisation de l'un ou l'autre de tels systèmes dimensionnés.

III. GENERALITE SUR LES SYSTEMES PHOTOVOLTAIQUES

III.1. LES COMPOSANTES D'UN SYSTÈME SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE

On distingue plusieurs équipements dans une installation photovoltaïque qui sont :

- Le panneau photovoltaïque

Il est composé de plusieurs cellules mises en série et permet de transformer le rayonnement solaire en énergie électrique sous forme courant continu. L'association de modules en série et en parallèle en fonction du besoin en énergie du générateur constitue le champ photovoltaïque. La puissance nominale des panneaux est appelée puissance crête (P_c) et s'exprime en watts crête (W_c).

- L'onduleur

Il convertit le courant continu fourni par le champ photovoltaïque en un courant alternatif. Lorsqu'on a une installation photovoltaïque raccordée au réseau, l'onduleur se déconnecte automatiquement en cas d'absence ou de défaillance du réseau.

- Les batteries

Elles permettent de stocker l'énergie produite et la restitue sur demande.

➤ Le régulateur

Il permet de contrôler la charge et la décharge de la batterie. Il est associé au générateur photovoltaïque et a un impact sur la durée de vie des batteries

➤ les dispositifs de sécurité et de raccordement

Ils assurent la protection à l'égard de l'utilisateur et du réseau.

III.2.COMPARAISON DE SYSTEMES PV

Les systèmes photovoltaïques qui sont ou non connectés au réseau disposent de plusieurs configurations. La Figure 2 en fait le résumé.

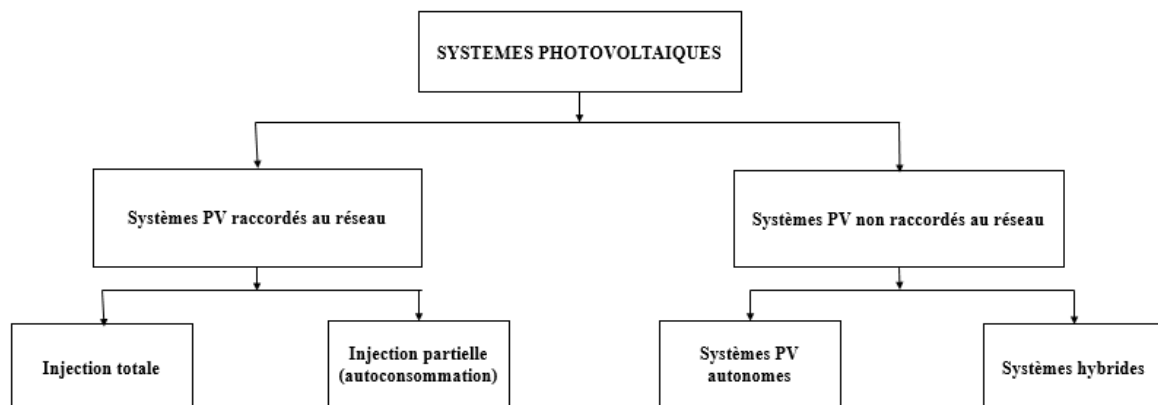


Figure 2 : Les différents systèmes solaires photovoltaïques

III.1.1. Les systèmes solaires photovoltaïques connectés au réseau

Le raccordement au réseau de ces systèmes leur permet de bénéficier d'un stockage d'énergie infini. L'électricité produite est totalement, ou partiellement injectée sur le réseau. En cas de défaillance telle que la perte de tension ou tension et fréquence hors tolérance du réseau électrique, l'onduleur arrête de fonctionner [1]. Le solaire connecté réseau impose donc une synchronisation en phase, tension et fréquence entre l'onduleur réseau et le réseau d'injection.

Les paragraphes suivants discutent des différents cas de Figure en matière d'injection réseau

- Les systèmes connectés réseau avec injection totale

L'énergie produite est totalement injectée sur le réseau de distribution tel que le montre la Figure 3 [16].

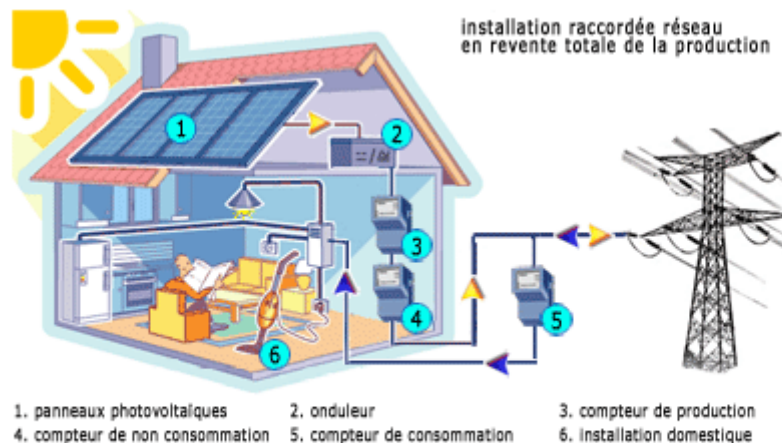


Figure 3 : Système solaire photovoltaïque connecté réseau avec injection totale

Ce système dispose d'un compteur de production qui calcule l'électricité produite par le système solaire photovoltaïque et indique celle injectée sur le réseau et d'un compteur de non consommation qui comptabilise l'énergie consommée par les onduleurs particulièrement lorsque le système solaire ne produit pas ; tous deux directement lié au réseau. Les consommateurs sont alimentés par le réseau de distribution et le compteur de consommation évalue leur consommation. Il aide le service de distribution public en lui apportant de l'énergie et cela permet de renforcer la disponibilité de l'énergie à fournir aux consommateurs.

- Les systèmes connectés réseau avec injection partielle (autoconsommation)

L'autoconsommation se définit comme la consommation de l'énergie qu'on produit et l'on consomme soit même (entreprise ou particulier). Dans ce cas, le raccordement du système au réseau se fait directement sur l'installation électrique du site de production. Par conséquent, l'électricité produite peut être ou non injectée sur le réseau.

Dans la mesure où c'est un système en autoconsommation uniquement, il est simplement raccordé au réseau interne du site. Dans ce cas, l'injection du surplus d'électricité n'est pas comptabilisée et ce surplus est donc perdu. Par principe l'énergie produite est directement consommée par les charges électriques, et en cas d'insuffisance de couverture par le solaire PV le réseau vient au secours en apportant le complément d'électricité pour assurer une couverture du besoin à 100%.

Cependant, dans le cas d'une autoconsommation avec injection partielle, l'excédent de l'énergie solaire produite est envoyé sur le réseau et peut être vendu ou non. Aussi, il est envisageable qu'en cas d'insuffisance de production du solaire PV le réseau fournisse l'électricité nécessaire.

La Figure 4 illustre un système connecté réseau avec injection partielle sur le réseau [16]

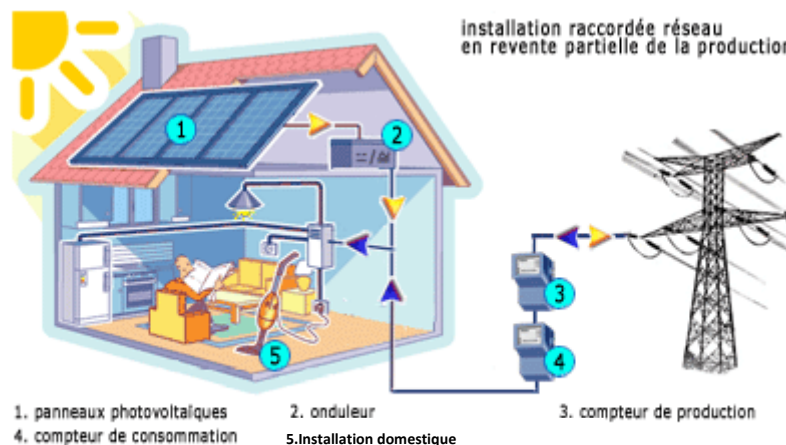


Figure 4 : Système solaire photovoltaïque connecté au réseau avec injection partielle

Le compteur de production compte l'énergie envoyée dans le réseau c'est-à-dire la différence entre l'énergie solaire produite et l'énergie domestique consommée et le compteur de consommation quantifie l'énergie consommée depuis le réseau.

III.1.2. Les systèmes photovoltaïques non raccordés au réseau

Ici on distingue deux catégories de systèmes à savoir les systèmes autonomes fonctionnant sans autre source d'énergie que le solaire photovoltaïque et les systèmes hybrides faisant appel à une

ou plusieurs sources d'énergie complémentaires, d'origine renouvelable ou non [1]. Les systèmes solaires PV autonomes et hybrides sont développés ci-dessous.

- Les systèmes autonomes

Ils ne nécessitent pas le réseau public et sont seuls capables de prendre en charge tout le besoin énergétique pour lequel il est mis en place. On a d'un côté les systèmes autonomes sans stockage qui produisent au fil du soleil et alimentent les charges. Dans ce cas la production s'arrête lorsqu'il n'y a plus l'ensoleillement et par conséquent les charges ne sont plus alimentées et pas de lissage de l'électricité fluctuante.

Alors que, de l'autre côté, lorsque le système est avec stockage, durant la production les charges et les batteries de stockage par exemple sont simultanément alimentées et chargées, respectivement. En absence de production, les batteries restituent l'énergie emmagasinée aux charges. La Figure 5 [15] montre un système solaire autonome dans sa globalité



Figure 5: Système photovoltaïque autonome

- Les systèmes photovoltaïques hybrides

Il existe plusieurs combinaisons de systèmes hybrides, à savoir : éolien-diesel, photovoltaïque-diesel, et éolien- photovoltaïque-diesel. Ces mêmes sources d'énergies peuvent être combinées avec d'autres sources telles que l'énergie hydraulique ou biomasse [8]. Les sources de production choisies sont mises en parallèle. Ces systèmes peuvent être avec stockage, c'est-à-dire que les batteries et les charges sont simultanément servies, mais aussi sans stockage et dans ce cas seules les charges sont alimentées. Lorsqu'il y a insuffisance au niveau de la première source, la seconde source prioritaire assure la relève. Par exemple, un système hybride PV Diesel selon le bus dispose de trois configurations possibles à savoir la configuration DC, la configuration AC et la configuration DC et AC [17]. La Figure 6 [1] est l'exemple d'un système hybride PV diesel à bus DC avec stockage où l'énergie produite par le système solaire photovoltaïque alimente les charges, et charge le parc batteries de stockage qui intervient lorsqu'il n'y a plus de production venant du solaire. Le groupe électrogène qui par l'inverseur vient en aide au parc de batteries de stockage en le rechargeant et en alimentant directement les charges lorsque les batteries sont dans l'incapacité de satisfaire la demande en énergie.

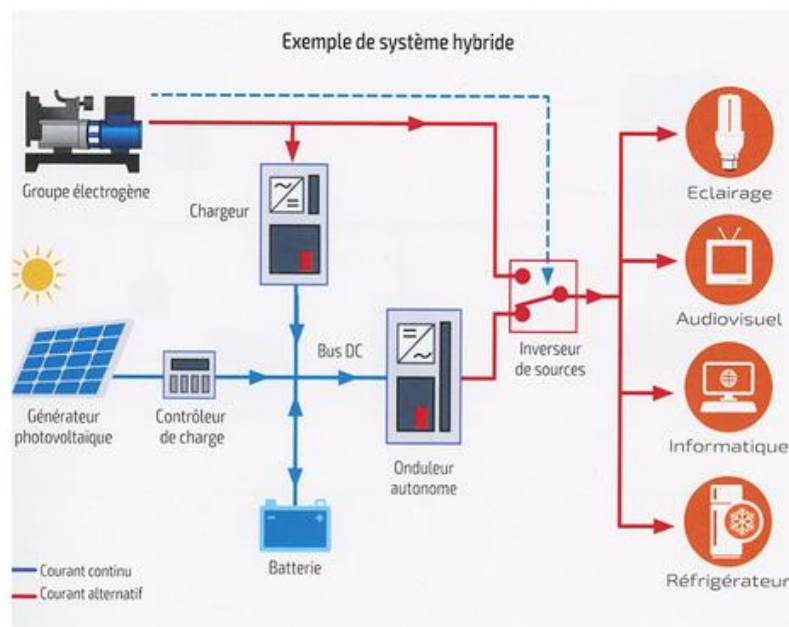


Figure 6 : Exemple de système hybride photovoltaïque diesel



III.3. QUELQUES GUIDES DU SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE

Généralement les guides nous permettent de nous orienter lors des dimensionnements tout en montrant les règles à suivre et permettent également de vérifier la conformité de nos installations dans les règles de l'art. Les guides UTE C 15-712 version février 2008 et UTE C 15-712-1 versions juillet 2010 et juillet 2013, sont parmi les guides de référence dédiés aux installations solaires photovoltaïques et sont rédigés par l'organisme de normalisation AFNOR pour les fabricants, les laboratoires, les utilisateurs, les consommateurs, etc.

Ils ont été écrits sur la base de plusieurs références normatives à satisfaire. Ils abordent les différents composants que comportent les installations solaires PV en insistant sur les méthodes, règles et considérations techniques.

Les paragraphes suivants dressent de manière organisée par élément concerné l'essentiel à retenir provenant d'une lecture de bout en bout de ces guides ci-dessus mentionnés et qui font étroitement référence à d'autres normes notamment la norme NF C 15-100.

➤ Le raccordement de l'installation photovoltaïque au réseau de distribution

Le raccordement des générateurs solaires photovoltaïques au réseau peut se faire en un seul ou deux points de branchement suivant la norme NF C14-100. [9]

➤ La mise à la terre des installations solaires photovoltaïques

- Les schémas des liaisons à la terre de la partie courant alternatif sont faits suivant la norme NFC 15-100. [3,10]
- La mise la terre fonctionnelle d'une polarité de la partie courant continu est réalisée selon les règles de la classe II ou isolation équivalente. [3,10]
- En courant continu, pour minimiser les effets dus à des surtensions induites, les structures métalliques des supports et des modules doivent être reliées à une liaison équipotentielle de protection qui est elle-même reliée à la terre. [3,10]
- En courant alternatif, la liaison des masses par un conducteur de protection de l'ensemble des masses doit être faite conformément à la norme NF C15-100 et



l'onduleur doit être relié à la liaison équipotentielle et au conducteur de protection. [3,10]

➤ La protection contre les chocs électriques

- Les matériels PV de la partie courant continu doivent être considérés sous tension même si la partie du courant alternatif est déconnectée. [3, 9,10]
- Les mesures de protection très basse tension de sécurité (TBTS) ou par très basse tension de protection (TBTP) sur la partie AC se font selon les exigences de la norme NF C15-100. [3, 9,10]
- La connexion de tous les points nécessaires à la réalisation d'une chaîne de modules solaires PV dont la tension maximale en circuit ouvert est supérieure à 60V doit être faite par des connecteurs. Les matériels électriques d'une installation en basse tension (BT) doivent être protégés par isolation des parties actives ou par enveloppe. Concernant les installations en TBTS de tension nominale de circuit inférieure ou égale à 25V valeur efficace en courant alternatif ou 60V en courant continu lisse et TBTP de tension nominale de circuit inférieure ou égale à 12V valeur efficace en courant alternatif ou 30V en courant continu lisse, la protection contre les contacts directs par isolation des parties actives ou par enveloppe n'est pas nécessaire. [3,10]

➤ Protection contre les contacts indirects

- En courant continu, la protection contre les contacts indirects doit être réalisée par une protection par TBTS ou TBTP ; ou une isolation double ou renforcée qui respecte les prescriptions de la norme NF C 15-100. [3, 9,10]
- En courant alternatif, une isolation double ou renforcée ou une coupure automatique de l'alimentation assure la protection contre les contacts indirects. [3, 9,10]
- Les masses des onduleurs et des matériels alimentés par le réseau public de distribution doivent toutes être reliées à la même prise de terre. [9]

➤ Protection contre les surintensités

- La partie courant continu



Les câbles des chaînes PV doivent être protégés contre les courants inverses qui peuvent survenir en cas de défaut dans les modules si ceux-ci ne sont pas capables de les supporter. Les chaînes de groupe PV ainsi que le câble principal sont dimensionnés afin de ne pas nécessiter de protection contre les surcharges et les courts circuits et le dimensionnement tient compte de la norme NF C15-100. Les dispositifs de protections contre les surintensités doivent respecter la norme NF EN 60269-1 dans le cas des fusibles ou la norme NF EN 60947-2 dans le cas des disjoncteurs et doivent être placés sur les deux polarités. [3, 9,10]

- La partie du courant alternatif

La protection contre les surcharges respecte les exigences de la norme NF C 15-100 ; les courants maximaux susceptibles d'apparaître venant du réseau sont ceux considérés pour le dimensionnement de la protection contre les courts circuits. [3, 9,10]

➤ Protection de découplage

Elle permet la déconnexion des générateurs en cas de problème tel qu'un défaut sur le réseau public de distribution. Cette protection doit être conforme aux dispositions du guide UTE C 15-400. [3, 9,10]

➤ Les chutes de tension

Il est recommandé de limiter les chutes de tension du côté DC ainsi que du côté AC à 1% mais elles peuvent être autorisées à atteindre un maximum de 3%. [3, 9,10]

➤ Sectionnement, commande et coupure

- Un dispositif de sectionnement ainsi qu'un dispositif de coupure sont prévus du côté AC et du côté DC pour la maintenance des onduleurs ; Du côté DC, les instructions de la NF C 15-100 sont à suivre et l'appareil général de coupure et de protection (AGCP) qui est le disjoncteur de branchement peut jouer ce rôle. [3, 9,10]

➤ Protection contre les surtensions d'origine atmosphérique ou dues à des manœuvres

- Les surintensités dans une installation photovoltaïque sont d'origines diverses et une équipotentialité des conducteurs et masses métalliques est à établir. [9]
- Les parafoudres à installer doivent être conforme à la norme NF EN 61643-11 pour la partie AC et à la norme NF EN 50539-11 et leur installation doit respecter le guide UTE C 15-443. La nécessité de l'installation d'un parafoudre dépend des caractéristiques de l'installation, du niveau Kéraunique ainsi que du côté DC ou AC de l'installation ; du côté courant alternatif la norme NF C 15-100 s'applique concernant les conditions d'installations des parafoudres et la protection par parafoudre est obligatoire en présence de paratonnerre ou lorsque la densité de foudroiement (N_g) est supérieure à 2,5 et un parafoudre de type 1 est utilisé en présence d'un paratonnerre. [3, 9,10]
- Dans le cas où le parafoudre à mettre est de type 2 au côté AC ou DC, le niveau d'exposition aux surtensions F_{pv} est calculé et le choix du courant nominal de décharge I_n se fait en fonction de ce dernier. Au côté AC lorsque le parafoudre est de type 1 et est installé au point de raccordement entre l'installation PV et le réseau, son courant d'impulsion minimal ($I_{imp\ mini}$) est de 12,5 kA. [9]
- Lorsque la distance entre le parafoudre et les bornes aval de l'onduleur est supérieure à 30 mètres il est recommandé d'en installer un plus proche des onduleurs. La protection du champ photovoltaïque et de l'onduleur peut se faire par un parafoudre lorsque la longueur de la canalisation est inférieure à 30 mètres, dans le cas contraire l'installation d'un parafoudre secondaire proche des panneaux est nécessaire. Les paramètres à considérer pour le choix du parafoudre au côté DC sont la tension maximale à vide du générateur PV, la tenue aux chocs des matériels qui est égale à cinq fois la tension vide du générateur pour les équipements de protection si aucune information n'est donnée. [3, 9,10]
- La fin de vie des parafoudres arrive pour plusieurs raisons et les parafoudres doivent être équipés de dispositif de déconnexion dimensionné pour fonctionner quel que soit le courant produit par les modules PV. [9]

➤ Choix et mise en œuvre des matériels

- La tension assignée d'emploi de tous les matériels de la partie DC doit être égale ou supérieure à la tension maximale en circuit ouvert et l'emplacement des matériels doit faciliter leur manœuvre, leur visite, leur entretien et l'accès à leurs connexions. [3,10]
- Les câbles de l'installation des générateurs sont au minimum de type C2 et choisis parmi ceux ayant une température admissible sur l'âme d'au moins 90 °C en régime permanent. Leur dimensionnement doit être conforme aux règles de la NFC 15-100 sur la base des canalisations à isolation polyéthylène réticulé (PR). [3, 9,10]
- Pour minimiser les tensions induites dues à la foudre, la surface de l'ensemble des boucles doit être aussi faible que possible, en particulier pour l'interconnexion des chaînes modules PV. [3, 9,10]
- Les modules PV doivent être conformes aux normes de la série NF EN 61730, les onduleurs d'injection aux normes CEI 62109-1 et NF EN 62109-2, les connecteurs sur la partie DC à la norme NF EN 50521 et tous les appareillages de coupure doivent être de type industriel dans la partie DC. [3, 9,10]

➤ Signalisation

Des étiquettes visibles et fixées de manière durable doivent indiquer les différents composants, la présence d'une installation photovoltaïque sur le bâtiment pour des raisons de sécurité et la possibilité de présence de tension des parties actives du côté courant continu après le sectionnement de l'onduleur côté DC. [3, 9,10]

➤ Le dossier technique

Il doit comporter un schéma électrique du système photovoltaïque dans son ensemble ; un plan d'implantation des différents composants et modules photovoltaïques ainsi que des liaisons (canalisations) correspondantes ; une description de la procédure d'intervention sur le système photovoltaïque et consignes de sécurité. [3, 9,10]



➤ La maintenance des installations photovoltaïques

Pour le maintien et le rétablissement des installations dans un bon état, quelques actions techniques telles que la maintenance conventionnelle, la maintenance prévisionnelle et la maintenance systématique sont à envisager. [3,10]

IV. ETUDE PHOTOVOLTAIQUE

IV.1 MÉTHODOLOGIE DE CONCEPTION

IV.1.1 Réglementation en place pour l'autoconsommation et l'injection du surplus sur le réseau

L'article 21 du chapitre 2 de la loi N °2018-010 relative à la promotion de la production de l'électricité à base des sources d'énergies renouvelables au Togo dit :

Dans le cas de l'autoproduction, les activités de production, de transport, de distribution et de commercialisation de l'électricité à base des sources d'énergies renouvelables sont subordonnées à l'obtention de l'un ou l'autre des titres d'exercices suivants :

➤ La licence

La production, la distribution et la commercialisation de l'électricité à base des sources d'énergies renouvelables pour répondre aux besoins d'utilisateurs finaux hors réseau électrique national, sont subordonnées à l'obtention d'une licence délivrée à l'exploitant par arrêté conjoint du ministre chargé des énergies renouvelables et du ministre chargé des finances conformément aux dispositions de la présente loi et de ses textes d'application, après autorisation du conseil des ministres.

Le titulaire d'une licence est soumis aux mêmes obligations que tout exploitant conformément à la législation en vigueur dans le secteur de l'électricité.

La durée de validité maximale de la licence est fixée par décret en conseil des ministres.

En cas d'extension du réseau électrique national de distribution vers les installations de production de l'électricité du titulaire de la licence, les conditions et modalités de raccordement font l'objet de négociation entre le gestionnaire du réseau électrique national de distribution et le titulaire de la licence en vue soit du rachat des installations du titulaire soit de



la signature d'un contrat d'achat vente. La signature du contrat d'achat vente est conditionnée par la signature d'une convention de concession entre l'Etat et le titulaire de la licence.

➤ La convention de concession

La production de l'électricité à base des sources d'énergies renouvelables destinée à être injectée sur le réseau électrique national de distribution en vue de sa vente sur le territoire national ou de son exportation est subordonnée à la signature d'une convention de concession entre l'Etat et l'exploitant conformément aux dispositions de la présente loi, ses textes d'application et les textes en vigueur dans le secteur de l'électricité.

IV.1.2 Collecte de données sur le site

Une collecte de donnée a été réalisée et nous a permis d'obtenir :

- ✓ Les différents équipements électriques présents sur le site de ZENER et leurs caractéristiques : cela nous permet de connaître le nombre total d'équipements ainsi que les paramètres comme la puissance, le courant, la tension....
- ✓ Les factures d'électricités de 2021 : elles permettent d'avoir une idée de l'énergie consommée et payée par mois durant toute l'année concernée
- ✓ l'abonnement souscrit qui est de 250 kVA auprès de la compagnie d'électricité
- ✓ À l'aide du décamètre, la mesure des surfaces des toits sur lesquels seront installés les panneaux et des distances.
- ✓ Les heures de fonctionnement par questionnaire et par observation : ces heures de fonctionnement nous aideront à connaître le besoin énergétique horaire de l'entreprise.

IV.1.3 Dimensionnement technico-économique

Le dimensionnement est fait de manière empirique d'une part à l'aide d'un tableur Excel monté par nos soins, et d'autre part à l'aide du logiciel PVsyst (version 7.5.1). PVsyst est un logiciel d'étude et de simulation des systèmes photovoltaïques. En fonction du système choisi il calcul le comportement de la production électrique de l'année et évalue les pertes en vue de voir la rentabilité de ce système. Dans notre cas, PVsyst (version 7.5.1) est utilisé dans le but de confirmer et d'optimiser le dimensionnement précédemment fait. Afin de mieux protéger nos installations, le dimensionnement et le choix des équipements de protection et des câbles est



fait tout en respectant les différents guides normatifs en rapport avec notre installation. Des schémas unifilaires de raccordement sont proposés et une estimation des coûts est faite ainsi que des recommandations sur la gestion de l'énergie sur le site.

IV.2 ÉTUDE TECHNIQUE

IV.2.1 Énergie consommée par le Site

- Les informations prises sur le site nous ont permis de faire un calcul approximatif du besoin énergétique journalier afin d'avoir une idée de la consommation journalière et cela se définit par la formule suivante.

$$E_j = \sum_{i=1}^n N_i * h_i * P_i \quad (1)$$

Où :

N_i : nombre d'équipements i sur le site

h_i : nombre d'heures d'utilisation de l'équipement i en heure (h)

P_i : puissance utile de i en Kilowatt (Kw)

Notons également que l'utilisation des équipements avec les puissances importantes tels que les moteurs se fait en fonction de la demande de la clientèle et cela a une cause directe sur les durées d'utilisation.

Après le calcul fait sur la base des heures de fonctionnement de l'entreprise (Annexe 1-4), nous avons obtenu une énergie journalière de 1270 kWh et donc 464 MWh/Année.

- Les factures de l'année 2021 ont été retenues car celles des années antérieures n'étaient pas complètes. L'analyse des différentes factures de l'année 2021 nous a permis d'avoir une énergie annuelle consommée de 371,264 MWh et donc une consommation journalière d'environ 1017kWh. Le tableau 1 nous donne les différentes énergies mensuelles consommées du site durant l'année 2021.

Tableau 1: Energies mensuelles consommées en 2021 de ZENER SA (source factures d'électricité)

Mois 2021	Consommation (kWh)
Janvier	27372
Février	27718
Mars	35733
Avril	30572
Mai	21388
Juin	32903
Juillet	29253
Aout	27406
Septembre	32983
Octobre	34900
Novembre	34012
Décembre	37024
Eac (kWh)	371 ,264
	1017 kWh/j

La différence entre l'énergie réelle consommée et l'énergie calculée est de plus de 25% et cela peut être expliquée par le fait que la fréquence d'utilisation varie en fonction de la demande, les puissances consommées sont plus faibles que celles sur les plaques signalétiques (les climatiseurs sont en majorité des climatiseurs à technologie inverter c'est-à-dire qu'ils favorisent une économie d'énergie autour de 20% voir plus lorsqu'ils fonctionnent et les moteurs ne tournent pas à leur puissance nominale).

Nous avons décidé de faire nos dimensionnements sur la base de l'énergie consommée facturée durant l'année 2021 dans le but ne pas sur dimensionner, aussi de réduire les coûts du projet mais surtout parce que c'est l'estimation la plus réaliste.

IV.2.2 Rayonnement sur le plan incliné

La quantité d'énergie solaire reçue par unité de surface sur le site de ZENER par mois pour une inclinaison de 15° orienté en plein sud pour une optimisation énergétique, nous a été donnée par le logiciel en ligne PVGIS. Nous utiliserons le plus faible rayonnement sur le plan incliné c'est-à-dire celui du mois de juillet pour la suite de nos calculs pour être sûr que les systèmes dimensionnés pourront fonctionner dans les mois les moins ensoleillés. Le rayonnement sur le plan incliné est donné par le tableau 2 [13].

Tableau 2: Rayonnement sur le plan incliné

Mois	Hi (kWh/m ² /mois)	Jour/mois	H (kWh/m ² /jour)
Janvier	207,43	31	6,691
Février	193,15	29	6,660
Mars	176,22	31	5,685
Avril	184,92	30	6,164
Mai	156,46	31	5,047
Juin	134,78	30	4,493
Juillet	133,85	31	4,318
Aout	137,53	31	4,436
Septembre	153,2	30	5,107
Octobre	187,37	31	6,044
Novembre	193,15	30	6,438
Décembre	192,78	31	6,219

IV.2.3 Dimensionnement empirique du PV –connecté réseau

Le dimensionnement empirique du PV-connecté réseau est souvent fait suivant trois critères qui sont l'espace disponible, le budget disponible ou la consommation énergétique [4]. Ici, nos dimensionnements se baseront sur la consommation énergétique en considérant 100% et 70% de l'énergie consommée selon la demande de ZENER. Nous allons dans chaque



dimensionnement, calculer la puissance crête à installer, faire le choix de la technologie et déterminer le nombre de panneaux solaires, choisir le ou les onduleur(s) et aussi définir la configuration des générateurs.

IV.2.3.1 Taux de couverture de 100%

- La puissance crête minimale à installer

Cette puissance se calcule à l'aide de la formule suivante :

$$P_c = \frac{E_{ac}}{365 \cdot Pr \cdot H} \quad (2)$$

P_c : Puissance crête de l'installation (kWc)

E_{ac} : Puissance annuelle produite (kWh)

H : Irradiation solaire en moyenne par jour sur le plan incliné (kWh/m²/jour)

Pr : ratio de performance (75 %) en supposant que la ventilation des modules est satisfaite.

A partir de la relation (2), la puissance crête minimale à installer est de 314,30 kWc.

- Calcul du nombre de panneaux à installer

Nous avons opté pour un panneau solaire de la marque JINKO SOLAR qui fait partie des fabricants des panneaux photovoltaïques de TIER 1 [18], du type JKM410M-72H-V, d'une puissance de 410Wc. La fiche technique est présentée en annexe 7.

Le nombre de panneaux à installer se calcule de la façon suivante :

$$N_m = \frac{P_c}{P_m} \quad (3)$$

P_c en (Wc)

N_m : Nombre de panneaux

P_m : puissance d'un panneau (Wc)

Notre dimensionnement nécessite 767 panneaux du type JKM410M-72H-V de 410Wc

- Calcul de la puissance exacte à installer



$$Po = Pm * Nm \quad (4)$$

Le nombre de panneaux à installer nous permet de calculer la puissance exacte de notre installation à partir de la relation (4) et cette puissance exacte est de 314,47 kWc.

➤ Choix de l'onduleur

Nous avons opté pour 3 onduleurs Sunny Highpower 100-20 de chez SMA de 100 kW dont les caractéristiques sont présentées à l'annexe 8.

➤ Configuration du champ photovoltaïque

Elle se fera en fonction des caractéristiques du module et des onduleurs choisis

➤ Nombre de modules en série

Le nombre de modules en série se détermine par cette forme

$$\frac{V_{min_mmp_ond}}{V_{min_mod}} * 1,1 < Ns < \frac{V_{max_mmp_ond}}{V_{max_mod}} * 0,95 \quad (5)$$

Avec :

Coefficient de sécurité : 1,1 et 0,95

Ns : nombre de modules en série

Vmin_mmp_ond : tension minimale de l'onduleur (V)

Vmax_mmp_ond : tension maximale de l'onduleur (V)

Vmin_mod : tension minimale du module (V)

Vmax_mod : tension maximale du module (V)

- Déterminons Vmax_mod

$$V_{max_mod} = Voc - Kt, voc(T_{min_cellule} - 25) \quad (6)$$

Avec :

Voc = tension en circuit ouvert (V)



$K_{t,voc}$: coefficient de température du module par rapport à V_{oc} , ici $K_{t,voc}$ est égal à -0,29.

$T_{min_cellule}$ vaut ici 20,31°C [4]

$$V_{max_mod} = 50,4 - (-0,29(20,31 - 25))$$

La tension du module maximale est égale à 49,04.

- Déterminons V_{min_mod}

$$V_{min_mod} = V_{mp} - K_{t,Vmp}(T_{max_cellule} - 25) \quad (7)$$

Avec

V_{mp} = tension à puissance maximum (V)

$K_{t,vmp}$: coefficient de température du module par rapport à V_{mp} , qui est d'une valeur de -0,35

$T_{max_cellule}$ qui fait 62,73 [4]

$$V_{min_mod} = 42,3 - (-0,35(62,73 - 25))$$

La tension minimale du module est de 55,50V.

La relation (5) nous donne un intervalle de module possible en série compris entre 12 et 19.

- Nombre maximal de rangées parallèles de modules à connecter à chaque entrée des onduleurs

$$N_p < \frac{I_{max_onduleur}}{I_{cc_module}} \quad (8)$$

$I_{max_onduleur}$: courant admissible maximal à l'entrée de l'onduleur (A)

I_{cc} : courant de court-circuit du module

Le nombre de rangées de modules maximal à connecter à chaque entrée est de 16.

IV.2.3.2 Taux de couverture de 70%

Nous supposons que les consommations en journée représentent 70% de la consommation totale suivant la demande de ZENER SA.

- La puissance crête minimale à installer



$$P_c = \frac{70\%E_{ac}}{365 \cdot Pr \cdot H} \quad (9)$$

Une puissance minimale de 220,01 kWc est à installer.

- Calcul du nombre de panneaux à installer

Nous gardons le panneau de 410Wc de chez JINKO SOLAR et l'application de la relation [4] nous donne 537 panneaux du modèle du type JKM410M-72H-V à installer.

- Calcul de la puissance exacte à installer

La puissance exacte est de 220,17 kWc en appliquant la relation (4).

- Configuration du champ photovoltaïque

La configuration des champs reste la même que celle faite plus haut c'est dire que le nombre de modules en série doit être compris entre 12 et 19, et le nombre de rangées de modules à mettre en parallèle doit être inférieur ou égal à 16.

Le tableau 3 fait le résumé des différents résultats trouvés lors des deux dimensionnements.

Tableau 3 : Tableau récapitulatif des résultats des dimensionnements empiriques

Taux de couverture	100%	70%
Nombre de panneaux solaires	767	537
Puissance crête exacte à installer	314,47 kWc	220,17 kWc
Nombre d'onduleurs réseau	3	2
Nombre de modules en série par onduleur	Compris entre 12 et 19	
Nombre de rangées de modules en parallèle par onduleur	Inférieur ou égal à 16	



IV.2.4 Dimensionnement PV connecté réseau avec Logiciel

La faisabilité et la simulation du projet à l'aide des données ci-dessus ont été faites avec le logiciel PV SYST (version 7.5.1). En effet, ce logiciel nous permet d'avoir la quantité annuellement produite avec les différentes possibilités optimales, ainsi que l'espace nécessaire pour les installations. Après la simulation, les différents résultats sont clairement donnés par la suite.

V.2.4.1 *Taux de couverture de 100%*

Le tableau 4 nous donne la configuration optimale obtenue.

Tableau 4 : Configuration d'un taux de 100% de couverture avec PVsyst

CHAMP PV avec modules JKM410M-72H-V	
Puissance crête (kWc)	314
Nombre de générateurs	3
Nombre de modules en série par générateur	17
Nombre de rangées de modules en parallèle par générateur	15
Nombre total des modules	765
Surface du champ PV (m²)	1539
Surface de toit disponible (m²)	2000
ONDULEUR: Sunny Highpower peak 3 – SHP100620	
Puissance (kW)	100
Quantité	3

V.2.4.2 *Taux de couverture de 70%*

La configuration obtenue est donnée par le tableau 5.

Tableau 5 : Configuration d'un taux de 70% de couverture avec PVsyst

CHAMP PV avec modules JKM410M-72H-V	
Puissance crête (kWc)	215
Nombre de générateurs	2
Nombre de modules en série par rangée générateur 1	17
Nombre de rangées de modules en parallèle générateur 1	15
Nombre de rangées de modules en série par rangée générateur 2	18
Nombre de modules en parallèle générateur 2	15
Nombre total des modules	525
Surface des générateurs PV (m ²)	1056
Surface de toit disponible (m ²)	2000
ONDULEUR: Sunny Highpower peak 3 – SHP100620	
Puissance (kW)	100
Quantité	2

V.2.4.3 Vérification des configurations

La configuration du champ doit respecter certaines règles [2]

- La tension MPP du générateur PV > la tension minimale admise à l'entrée de l'onduleur
- La tension en circuit ouvert du générateur PV < la tension maximum admise à l'entrée de l'onduleur
- Préférer la tension nominale à l'entrée de l'onduleur car elle donne le meilleur rendement
- Le ratio de puissance qui est le rapport entre la puissance maximale à l'entrée de l'onduleur et la puissance exacte à installer par onduleur doit être compris entre 90% et 120%



- Tous les strings (branches) connectés à un même onduleur doivent avoir la même tension continue.
 - Taux de couverture de 100%

La vérification des règles ci-dessus pour les taux de couverture de 100% est faite dans le tableau 6.

Tableau 6 : Vérification de la configuration pour un taux de 100% de couverture

VERIFICATIONS	Calcul	Vérifications	
Tension nominale	$17 * V_{oc} = 17 * 50,4$ $V = 857 \text{ V}$	$< 1000 \text{ V}$	OK
Plage de tension MPPT	$(590 \text{ V} - 1000 \text{ V}) / 15$ $= 39,33 \text{ V} - 66,67 \text{ V}$	Module $V_{mp} = 42,3 \text{ V}$	OK
Courant à l'entrée de l'onduleur	$15 * I_{sc} = 15 * 10,60$ $I = 159 \text{ A}$	$< 180 \text{ A}$	OK
Ratio de puissance par onduleur	$100 \text{ kW} / 104,5 \text{ kWc}$ $= 0,96$	0,9-1,20	OK

- Taux de couverture de 70%

La conformité entre la configuration obtenue et les règles à respecter dans le cas du taux de couvertures de 70% est donnée par le tableau 7.

Tableau 7 : Vérification de la configuration pour 70% de couverture

Désignations	Calculs	Vérifications	
Tension nominale	Onduleur 1 : $17 \times V_{oc} = 17 \times 50,4$ $V = 857 \text{ V}$ Onduleur 2 : $18 \times 50,4 = 907,2 \text{ V}$	<1000V	OK
Plage de tension MPPT	$(590 \text{ V} - 1000 \text{ V}) / 15$ $= 39,33 \text{ V} - 66,67 \text{ V}$	Module $V_{mp}=42,3 \text{ V}$	OK
Courant à l'entrée de l'onduleur	$15 \times I_{sc} = 15 \times 10,60$ $I = 159 \text{ A}$	<180A	OK
Ratio de puissance onduleur 1	$100 \text{ kW} / 104,5 \text{ kWc}$ $= 0,95$	0,9-1,20	OK
Ratio de puissance onduleur 2	$100 \text{ kW} / 110,7 \text{ kWc}$ $= 0,90$	0,9-1,10	OK

Les différentes configurations faites respectent les règles et sont en accord avec les intervalles trouvés lors de notre dimensionnement empirique donc nous pouvons conclure qu'elles sont bonnes.

V.2.4.4 Résultats de la simulation

Les résultats des simulations sur PVsyst ainsi qu'une représentation graphique de la configuration du taux de couverture de 100% sont respectivement donnés par les Figures 7 et 8.

Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_User MWh	E_Solar MWh	E_Grid MWh	EfrGrid MWh
January	151.1	87.9	27.63	163.5	160.5	44.05	27.37	11.32	32.10	16.05
February	136.1	89.2	28.90	141.2	138.5	37.68	27.72	11.25	25.91	16.47
March	169.1	102.9	29.27	170.1	166.7	45.39	35.73	15.22	29.55	20.51
April	171.2	92.2	28.55	164.4	160.7	44.11	30.57	13.19	30.33	17.38
May	161.1	92.0	28.18	148.8	144.6	40.16	21.39	9.43	30.18	11.95
June	146.4	81.9	26.34	132.6	128.6	36.14	32.90	13.71	21.93	19.20
July	167.9	81.1	26.06	151.9	147.4	41.33	29.25	12.50	28.26	16.75
August	160.5	83.9	25.46	151.2	147.0	41.21	27.41	11.92	28.73	15.49
September	159.7	77.6	25.95	158.4	154.9	42.80	32.98	13.68	28.53	19.30
October	170.9	82.7	27.21	177.3	173.7	47.56	34.90	15.08	31.83	19.82
November	158.7	76.9	27.94	172.9	169.6	46.31	34.01	14.61	31.10	19.40
December	150.0	84.9	28.32	164.2	161.2	44.14	37.02	15.14	28.39	21.88
Year	1902.7	1033.2	27.48	1896.5	1853.2	510.88	371.26	157.06	346.85	214.20

Legends

GlobHor Global horizontal irradiation
 DiffHor Horizontal diffuse irradiation
 T_Amb Ambient Temperature
 GlobInc Global incident in coll. plane
 GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

EArray Effective energy at the output of the array
 E_User Energy supplied to the user
 E_Solar Energy from the sun
 E_Grid Energy injected into grid
 EfrGrid Energy from the grid

Figure 7 : Résultat simulation pour un taux de couverture de 100%

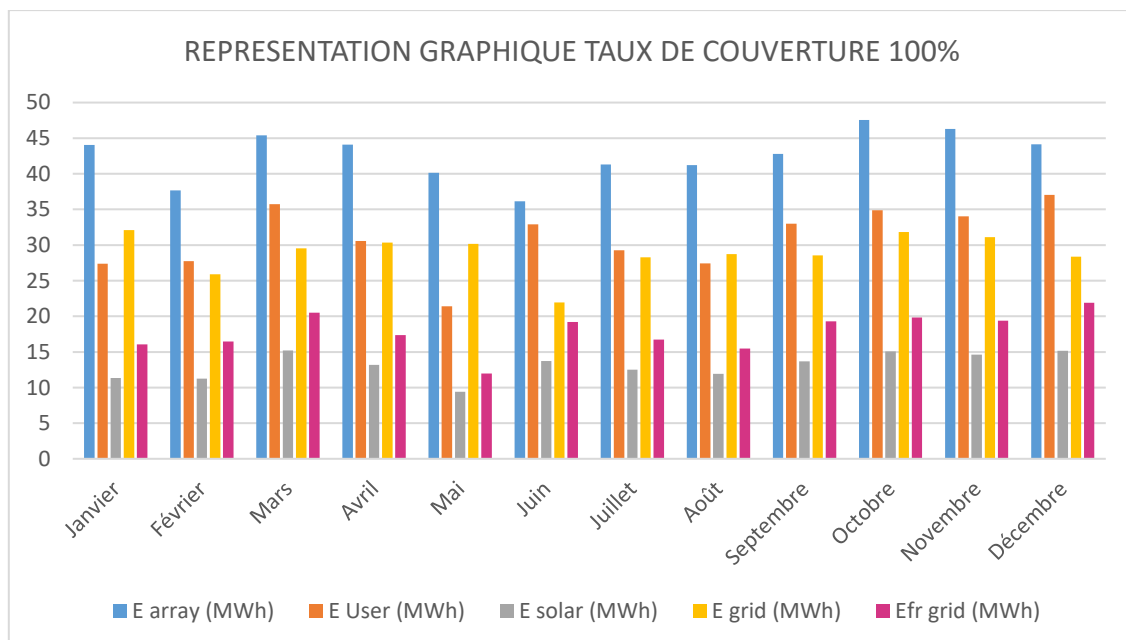


Figure 8: Représentation graphique de la simulation PVSYST pour taux de couverture de 100%

Les résultats nous donnent l'énergie disponible à la sortie de nos générateurs photovoltaïques (Earray) chaque mois. La programmation du logiciel fait qu'il partage cette énergie en deux

parties tout en tenant compte de la coïncidence entre le besoin et la production. Une partie est envoyée chez le producteur (Esolar) et l'autre partie est envoyée sur le réseau (Egrid). L'énergie complémentaire (EfrGrid) est prise sur le réseau en fonction de la demande (Euser). Dans notre cas, le besoin coïncide avec environ 43% de la production.

Les Figures 9 et 10 donnent le résultat de la simulation du taux de couverture de 70%.

Balances and main results										
	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_User	E_Solar	E_Grid	EfrGrid
	kWh/m²	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
January	151.1	87.9	27.63	163.5	160.5	30.23	27.37	11.04	18.76	16.33
February	136.1	89.2	28.90	141.2	138.5	25.87	27.72	10.66	14.85	17.05
March	169.1	102.9	29.27	170.1	166.7	31.17	35.73	14.52	16.22	21.21
April	171.2	92.2	28.55	164.4	160.7	30.27	30.57	12.76	17.11	17.81
May	161.1	92.0	28.18	148.8	144.6	27.56	21.39	9.09	18.10	12.30
June	146.4	81.9	26.34	132.6	128.6	24.80	32.90	12.92	11.54	19.98
July	167.9	81.1	26.06	151.9	147.4	28.36	29.25	12.05	15.93	17.20
August	160.5	83.9	25.46	151.2	147.0	28.28	27.41	11.46	16.44	15.95
September	159.7	77.6	25.95	158.4	154.9	29.38	32.98	13.02	15.95	19.97
October	170.9	82.7	27.21	177.3	173.7	32.65	34.90	14.41	17.81	20.49
November	158.7	76.9	27.94	172.9	169.6	31.79	34.01	13.84	17.53	20.17
December	150.0	84.9	28.32	164.2	161.2	30.30	37.02	14.43	15.45	22.59
Year	1902.7	1033.2	27.48	1896.5	1853.2	350.67	371.26	150.20	195.69	221.06

Legends	
GlobHor	Global horizontal irradiation
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation
T_Amb	Ambient Temperature
GlobInc	Global incident in coll. plane
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings
EArray	Effective energy at the output of the array
E_User	Energy supplied to the user
E_Solar	Energy from the sun
E_Grid	Energy injected into grid
EfrGrid	Energy from the grid

Figure 9 : Résultat simulation pour un taux de couverture de 70%

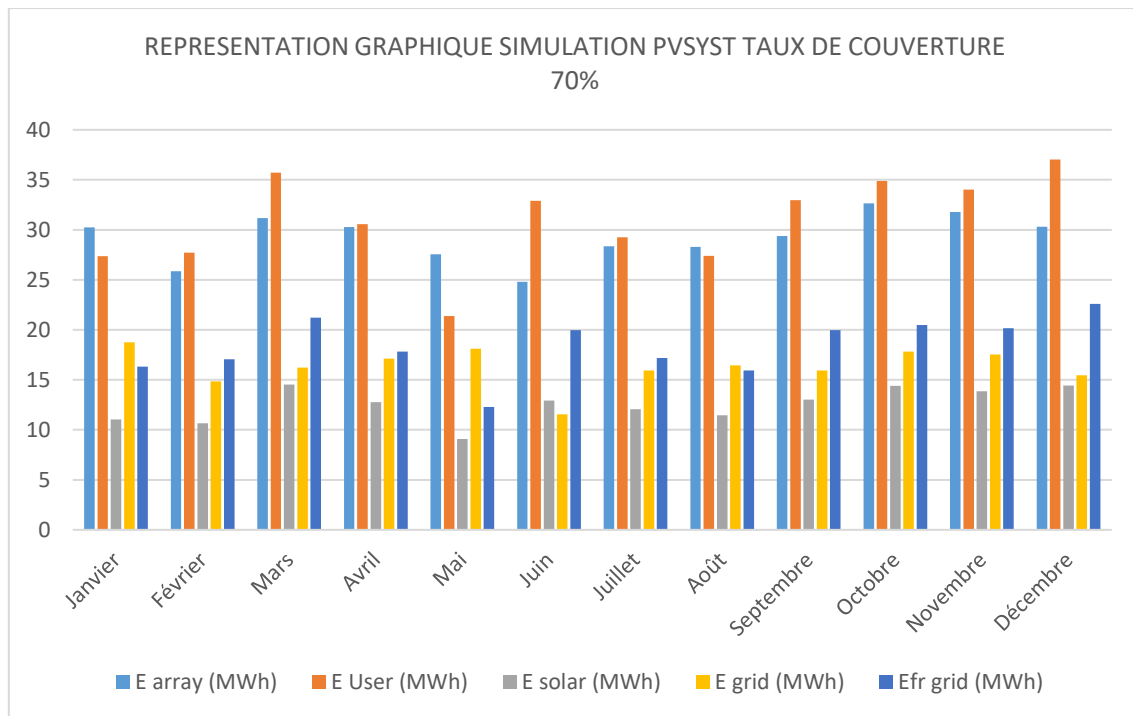


Figure 10 : Représentation graphique de la simulation PVSYST pour taux de couverture de 70%

Le même raisonnement est adopté par PVsyst et environ 40% de la production coïncide avec le besoin.

IV.3 ETUDE ELECTRIQUE

Nous allons calculer les différentes sections de câbles et aussi les chutes de tension

IV.3.1 Taux de couverture de 100%

➤ Protection des modules solaire

Lorsque plusieurs chaines de module sont mises en parallèle, il est parfois nécessaire de les protéger contre les courants inverses qui sont générés par les défauts sur les chaines et qui peuvent endommager les modules solaires.

Le courant assigné maximal du dispositif de protection des modules PV qui selon la norme NF EN 61730 doit être fourni par le fabricant n'est pas donné pour le module choisi. Ce courant est généralement noté IRM.

Il peut valoir lorsque $N_c > 2$ $(N_c - 1)1,25 I_{cc} \dots (11)$.



Avec N_c : le nombre de chaînes de modules d'un générateur par onduleur

Le courant IRM est égal à 185,5 A.

Le nombre maximal de chaînes sans protection est :

$$N_{c_{\max}} = 1 + \frac{I_{RM}}{I_{cc}} \quad (12)$$

Le nombre maximal de chaînes sans protection est de 18 et étant donné que N_c qui est égal 15 est bien inférieur à 18, la protection contre les courants inverses n'est donc pas obligatoire, et cela est valable pour toutes les chaînes partagées entre les trois onduleurs.

➤ Câble de chaînes DC

Les chaînes de câbles doivent supporter le courant inverse maximal sans s'échauffer, donc le courant admissible (généralement noté I_z) par ces chaînes doit respecter la condition donnée par l'annexe 9.

$$I_z \geq 1,25(N_c - 1)I_{cc} \quad (13)$$

Le courant admissible doit être supérieur ou égal à 185,5 A. La section des câbles est déterminée en supposant deux câbles adjacents sur paroi à une température maximale à l'âme de 180°C ; de température ambiante de 70°C et la Figure 9 [3] nous donne une section de 50mm² tout en respectant les conditions du courant admissible.

Section (mm ²)	Courant admissible Iz (A)		
	Un seul câble à l'air libre	Un seul câble sur paroi	Deux câbles adjacents sur paroi
1,5	27	26	22
2,5	37	35	30
4	50	47	40
6	64	61	52
10	89	85	72
16	120	114	97
25	160	152	129
35	198	188	160
50	240	228	194
70	306	290	248
95	372	351	301
120	431	407	349
150	496	467	402
185	566	532	459
240	667	626	541

Figure 11 : Courant admissible de câbles en cuivre pour installations photovoltaïques de température ambiante de 70°C et de température de l'âme à 120°C

➤ Calcul de chutes de tension DC

$$\Delta U = \frac{100 \cdot b \cdot \rho \cdot L \cdot I_{mpp_gen}}{S \cdot V_{mpp_gen}} \quad (14)$$

ρ : la résistivité de l'âme conductrice ici en cuivre (en $\Omega\text{mm}^2/\text{m}$)

L : la longueur du conducteur (en m)

I_{mpp_gen} : l'intensité (en A) ;

V_{mpp_gen} : la tension (V).

S : la section du conducteur (en mm²)

b : coefficient égal à 2 en courant continu

Le tableau 10 nous donne les valeurs des chutes de tension au niveau des trois générateurs.

Tableau 8 : Calcul des chutes de tension DC par générateur

	Générateur 1	Générateur 2	Générateur 3
$\rho(\Omega\text{mm}^2/\text{m})$	1,25*0,023 = 0,2875		
Imp_gen (A)	15*9,69=145,35		
S (mm ²)	50		
Vmp_gen(V)	17*42,3=719,1		
L(m)	70	65	60
ΔU_{DC} (%)	1,63	1,51	1,39

Les chutes de tension trouvées au niveau de chaque générateur sont inférieures à la chute de tension maximale autorisée (3%) dans la partie du courant continu et donc la section de câble trouvée est bonne, donc conforme.

➤ Interrupteur sectionneur DC

Il permettra de séparer les modules de l'onduleur, son choix doit respecter les règles suivantes

- La tension d'emploi doit être supérieure à la tension maximale en circuit ouvert du générateur qui a une valeur de 873,9V donnée par l'application de la relation 15.

$$V_{oc_max} = k * V_{oc} * N_s \quad (15)$$

Avec K = 1,02 [annexe 10] ; Voc = 50,4 V ; Ns : nombre de modules en série

- Le courant assigné doit être supérieur au courant admissible du générateur qui est égal à 185,5A ;
- La tension de choc doit être cinq fois plus grande que la tension maximale en circuit ouvert du générateur.

➤ Les parafoudres DC

Le niveau kéraunique au Togo est supérieur à 25 et est égal 180 [4] ; et il faut noter que notre zone prévue pour les installations est équipée d'un paratonnerre et donc il est obligatoire de mettre un parafoudre de type 2 au niveau du côté DC et un parafoudre de type 1 est obligatoire



pour le côté AC (Annexe 14). Le choix se fait en fonction du courant nominal de décharge, du niveau de protection et de la tension maximale de régime permanent du parafoudre donné ci-après :

- Le courant nominal de décharge I_n est choisi en fonction du niveau d'exposition (F_{pv}) qui est calculé de la manière suivante :

$$F_{pv} = Nk * (1 + \phi + \delta) \quad (16)$$

Avec $\phi = 2$ et $\delta = 0,5$

Le FPV est de 630 et donc la valeur du courant nominal de décharge est I_n est de 20 kA selon l'annexe 11

- La tension de tenue aux chocs U_w donnée par l'annexe 12 est de 8kV pour les modules PV et 5,6 kV pour les onduleurs. Le niveau de protection U_p doit être inférieur à 80% de la tension de tenue aux chocs c'est-à-dire U_p doit être inférieur à 4,48 kV.
- La tension maximale de régime permanent du parafoudre U_{cpv} doit être supérieure à V_{ocmax} et la tenue au courant de court-circuit I_{scwp} doit être supérieure à 185,5.

➤ Disjoncteur AC

Le courant nominal I_n doit être supérieur ou égal au courant maximal à la sortie de l'onduleur qui est de 151 A. Le calibre du disjoncteur est donc $I_n = 160A$.

➤ Interrupteur sectionneur AC

Le courant maximal à la sortie de l'onduleur (151 A) doit être inférieur ou égal au calibre de l'interrupteur sectionneur. Le calibre minimal de l'interrupteur sectionneur admissible à choisir est de 160A, et intuitivement notre choix s'est porté sur cette valeur.

➤ Dimensionnement des câbles AC

Le courant admissible I_z de câbles allant de la sortie de l'onduleur au coffret AC, doit être supérieur au courant maximal à la sortie de l'onduleur et doit tenir compte des facteurs de corrections dus au mode de pose, au type d'isolant et à la température.

- Le courant admissible du câble doit être supérieur ou égal à 151A ; nous allons donc prendre la valeur normalisée immédiatement supérieure qui est $I_n = 160A$
- Nous avons un câble triphasé à la sortie de chaque onduleur d'une isolation Pr (polyéthylène réticulé) ; le mode pose et son coefficient K_1 sont donnés par l'annexe 14.
- Le facteur de correction K_2 de la disposition des câbles jointifs en fonction du mode de pose et du nombre de circuits ou de câbles multiconducteurs est donné par l'annexe 15
- La température ambiante est en moyenne de $25^\circ C$, l'annexe 16 nous donne un facteur de correction K_3 est de 1,04.

Le courant admissible en tenant compte des facteurs de correction I'_z [12] est :

$$I'_z = \frac{I_z}{K_1 * K_2 * K_3} \quad (17)$$

$$I'_z = \frac{160}{0,95 * 1 * 1,04 *}$$

$$I'_z = 161,9 A$$

La section de câbles du conducteur (cuivre) en prenant le courant admissible immédiatement supérieur à celui calculé est de $50mm^2$ (Annexe17)

➤ Chutes de tension AC

$$\Delta U = \frac{100 * b * I_b * (\rho \frac{L}{s} \cos \varphi + \lambda L \sin \varphi)}{U} \quad (18)$$

Avec :

ΔU : Chute de tension en %

b : coefficient égal à 1 en triphasé

ρ : Résistivité du matériau

L : longueur de la canalisation (m)



S : sections des conducteurs (mm²)

Cosφ : facteur de puissance égal à 1 (Annexe 8)

U : tension phase neutre égale à 230V

λ : réactance linéique

Ib : tension d'emploi (A)

$$\Delta U = \frac{100 * 0,2875 * 160 * (\frac{19}{50})}{230}$$

La chute de tension obtenue est de 7,6% alors que la chute de tension maximale admise est de 3% [3]. Par conséquent nous allons choisir une section de câble de 150mm² qui nous donne une chute de tension de 2,3%.

Le récapitulatif des équipements trouvés est présenté par le tableau 11.

Tableau 9 : Tableau récapitulatif des équipements avec un taux de couverture de 100%

Equipements	Caractéristiques	Quantité
Câble DC	S=50mm ²	Sur des distances de 60m ,65 m et 70 m
Interrupteur sectionneur DC	200A – 1000V	6
Parafoudre DC	In =20kA – 1000V	6
Câble AC	S = 150mm ²	Sur une distance de 3*19m
Disjoncteur AC	160 A – 3p+N	3
Interrupteur sectionneur AC	160 A -3P+N	1
Parafoudre AC	In supérieur ou égal à 5Kv – Imax = 160 A, 3P+N	1

IV.3.2 Taux de couverture de 70%

- Protection des modules et chaîne de câble DC et calcul de chutes de tension DC

Le nombre de chaînes de module est pareil à celui de la première partie donc les modules ne nécessitent pas de protection au niveau des deux onduleurs en parallèle ; le mode de pose reste le même ainsi que les facteurs de correction donc les valeurs trouvées après calcul de la relation 13 ne changent pas. Par conséquent, section de câble est de 50 mm². L'application de la relation 14 nous donne les résultats présents dans le tableau 12.

Tableau 10 : Chute de tension coté DC par générateur

	Générateur 1	Générateur 2
$\rho(\Omega\text{mm}^2/\text{m})$	0,2875	
Imp_gen (A)	145,35	
S (mm ²)	50	
Vmp_gen(V)	17*42,3=719,1	18*42,3=719,1
L(m)	70	65
ΔU_{DC} (%)	1,63	1,43

Les chutes de tension trouvées sont également inférieures à 3%, et donc la section trouvée est bonne.

➤ Interrupteur sectionneur DC

Les différents critères à suivre pour le choix de l'interrupteur sectionneur DC ne changent pas. Les configurations n'étant pas les mêmes il est donc nécessaire de recalculer La tension maximale en circuit ouvert de chaque générateur à l'aide de la relation 15.

La tension en circuit ouvert maximale du générateur 1

$$V_{oc_max1} = 873,9 \text{ V}$$

La tension en circuit ouvert maximale du générateur 2 :

$$V_{oc_max2} = 925,34 \text{ V}$$

➤ Les parafoudres DC

Les tensions en circuit ouvert maximales sont dans la même plage que celle calculée plus haut les mêmes conditions se conservent c'est dire que U_p doit être inférieur à 4,48 kV ; la tension maximale en régime permanent U_{cpv} doit être supérieure à U_{ocmax} et la tenue au courant de court-circuit I_{scwp} doit être supérieure à 185,5.

➤ Chaîne de câbles et chute de tension

Les paramètres considérés pour le dimensionnement des câbles étant les mêmes que ceux de la première partie, la section de câble à considérer au niveau des deux onduleurs est de 150mm² pour une chute de tension de 2,3%. La synthèse des éléments dimensionnés est donnée par le tableau 13.

Tableau 11 : Tableau récapitulatif des équipements avec un taux de couverture de 70%

Equipements	Caractéristiques	Quantité
Câble DC	$S=50\text{mm}^2$	Sur des distances de 65 m et 70 m
Interrupteur sectionneur DC	200A – 1000V	4
Parafoudre DC	$I_n = 20 \text{ kA} - 1000\text{V}$	4
Câble AC	$S = 150\text{mm}^2$	Sur une distance de 2*19m
Disjoncteur AC	160 A – 3p+N	2
Interrupteur sectionneur AC	160 A -3P+N	1
Parafoudre AC	I_n supérieur ou égal à 5Kv – $I_{max} = 160 \text{ A}, 3\text{P}+\text{N}$	1

IV.4 SCHEMAS ELECTRIQUES

Le schéma électrique actuel de ZENER SA est présenté sur la Figure10. Le poste de transformation après abaissement du niveau de tension envoie l'énergie aux différents équipements à alimenter. Un disjoncteur de branchement tétrapolaire de 400 A placé en amont des tableaux électriques par la compagnie de distribution permet de protéger l'ensemble des installations électriques, mais aussi de limiter ou sectionner la consommation électrique si celle-ci dépasse la puissance souscrite chez le fournisseur. Le disjoncteur du tableau général basse



tension (TGBT) a un calibre 600 A, ce qui n'est pas conforme à la sélectivité des protections et donc un disjoncteur de 300 A a été proposé afin d'assurer cette sélectivité et la Figure 11 montre l'installation avec le disjoncteur choisi, et qui sera opérationnel très prochainement. Il est mis en parallèle par l'intermédiaire d'un inverseur à un groupe électrogène de 110 KVA et un sectionneur de 1600A est placé en amont d'autres départs.

Les schémas unifilaires des différentes installations proposées c'est à dire pour un taux de couverture de 100% et un taux de couverture de 70% sont respectivement respectés par les Figures 12 et 13.

Les sorties des onduleurs sont mises ensemble pour former un tableau de production locale. Ce tableau est connecté d'une part au disjoncteur du TGBT et au sectionneur et d'autre part au point de raccordement. Le coupe-circuit principal individuel CCPI est un dispositif qui permet la séparation et le raccordement de l'installation au réseau de distribution.

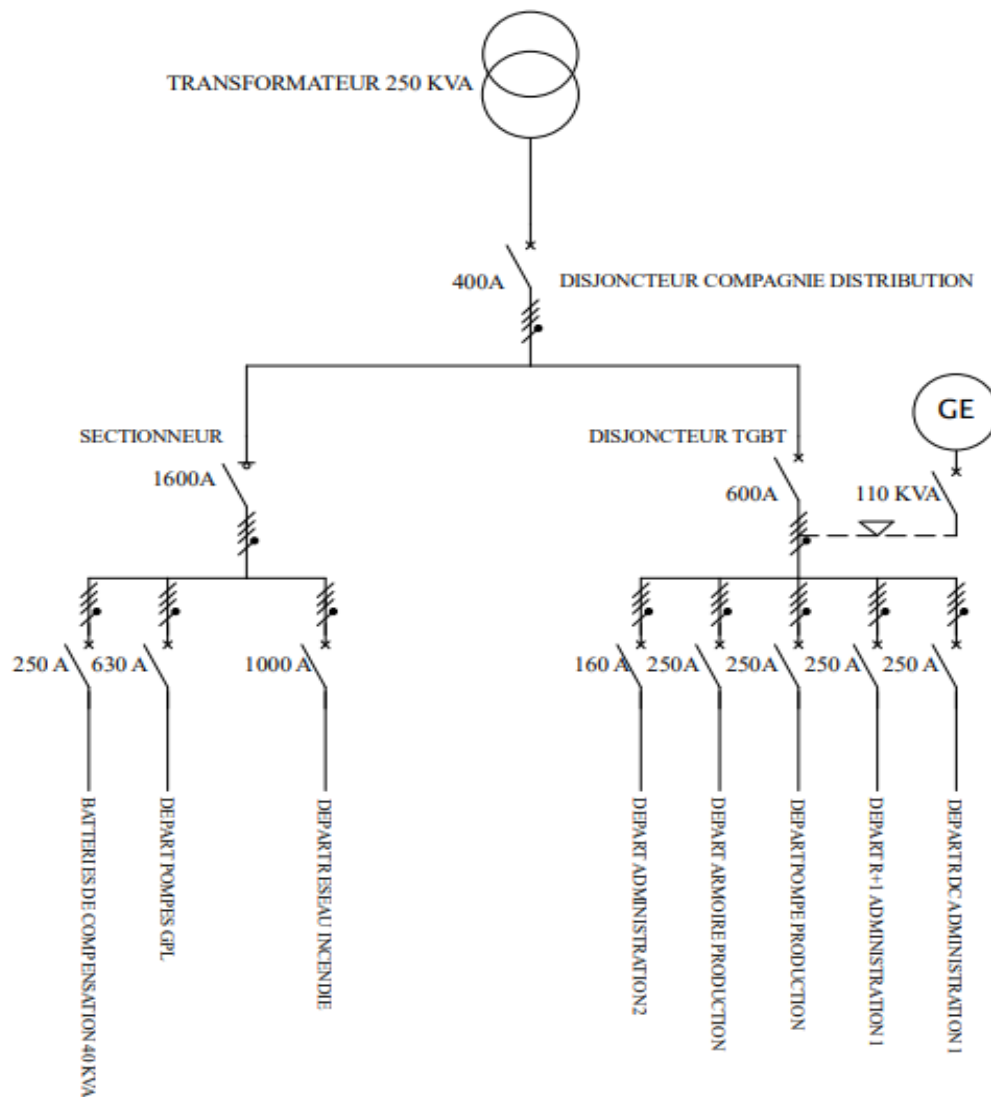


Figure 12 : Installation électrique actuelle de ZENER SA

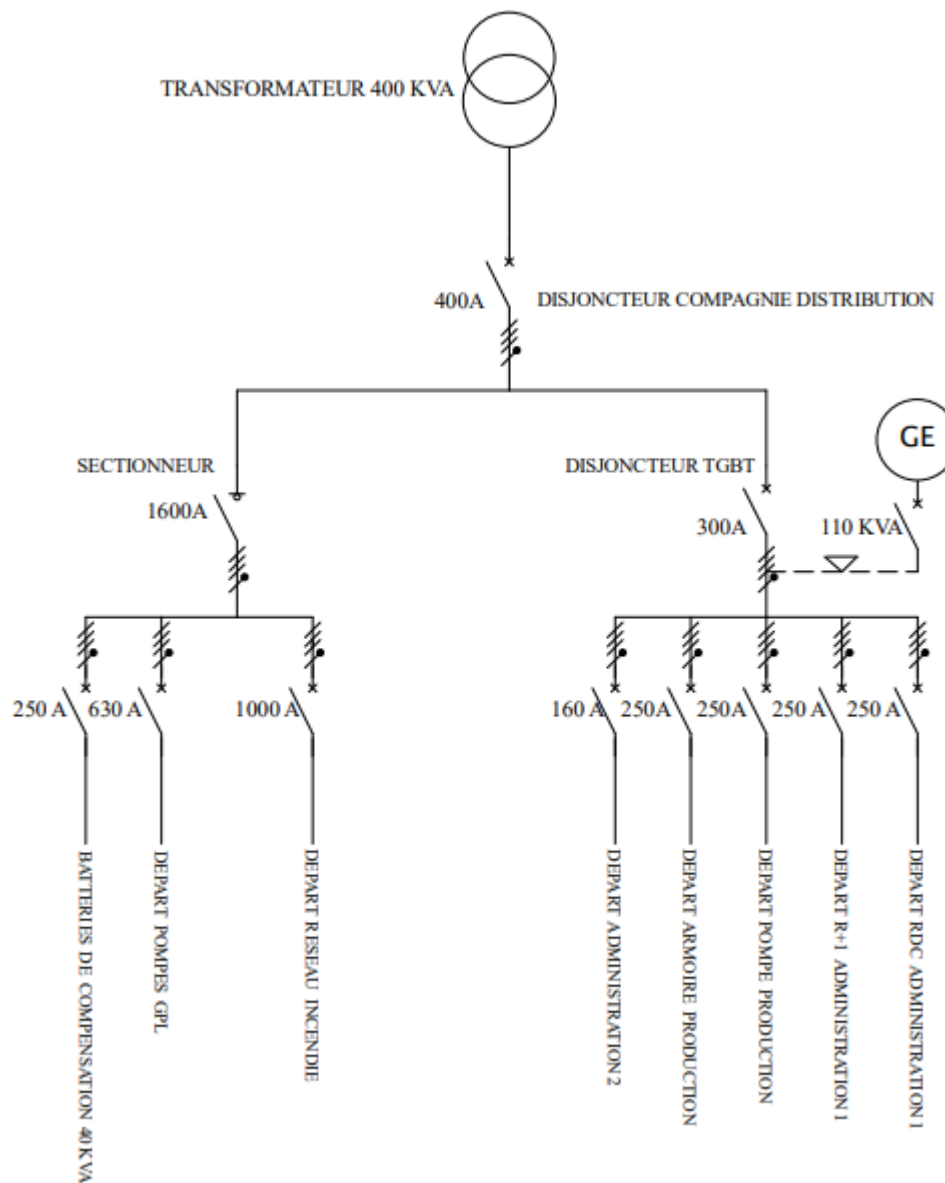


Figure 13 : Installation électrique de ZENER avec disjoncteur proposé à installer très prochainement

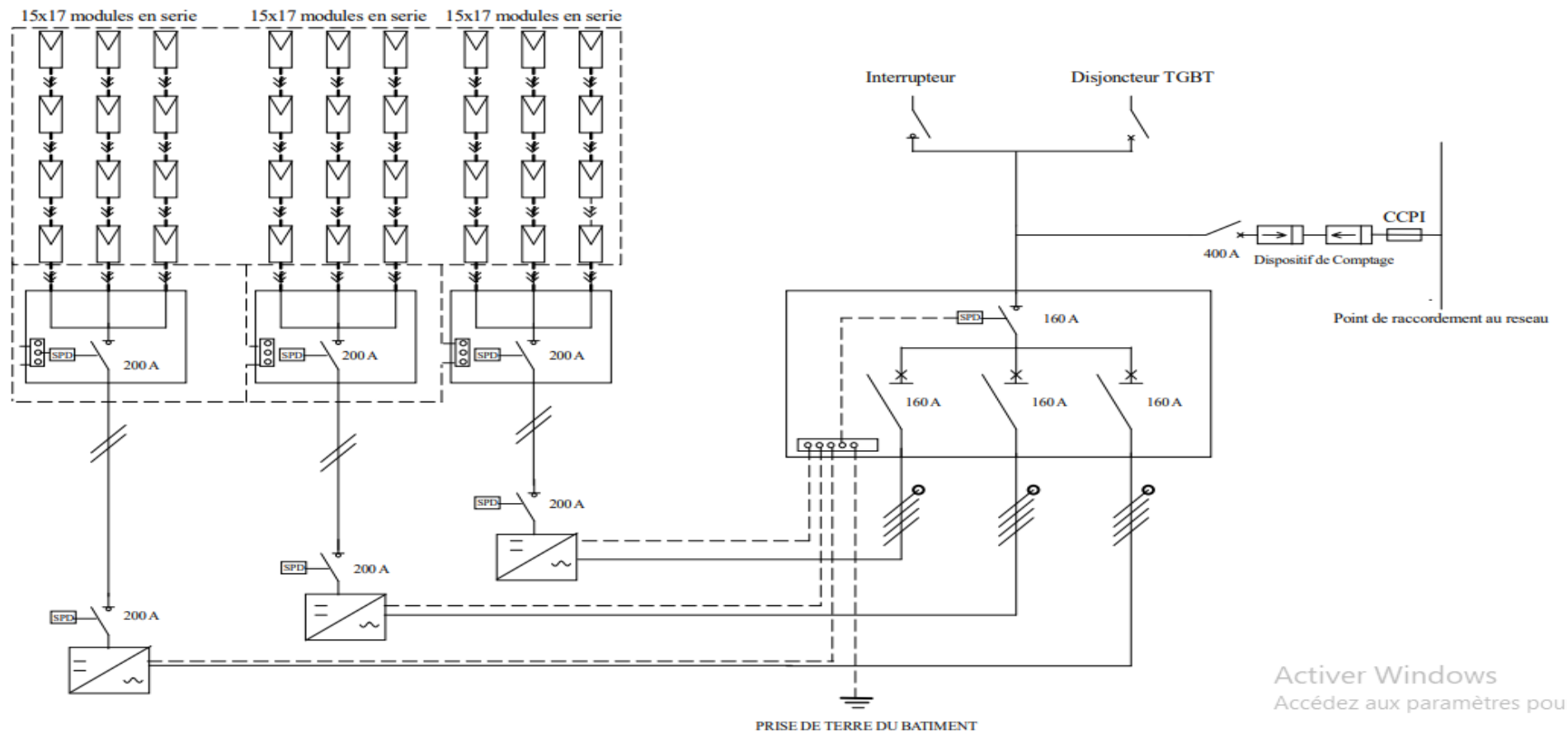


Figure 14 : Schéma unifilaire de l'installation avec un taux de 100% de couverture

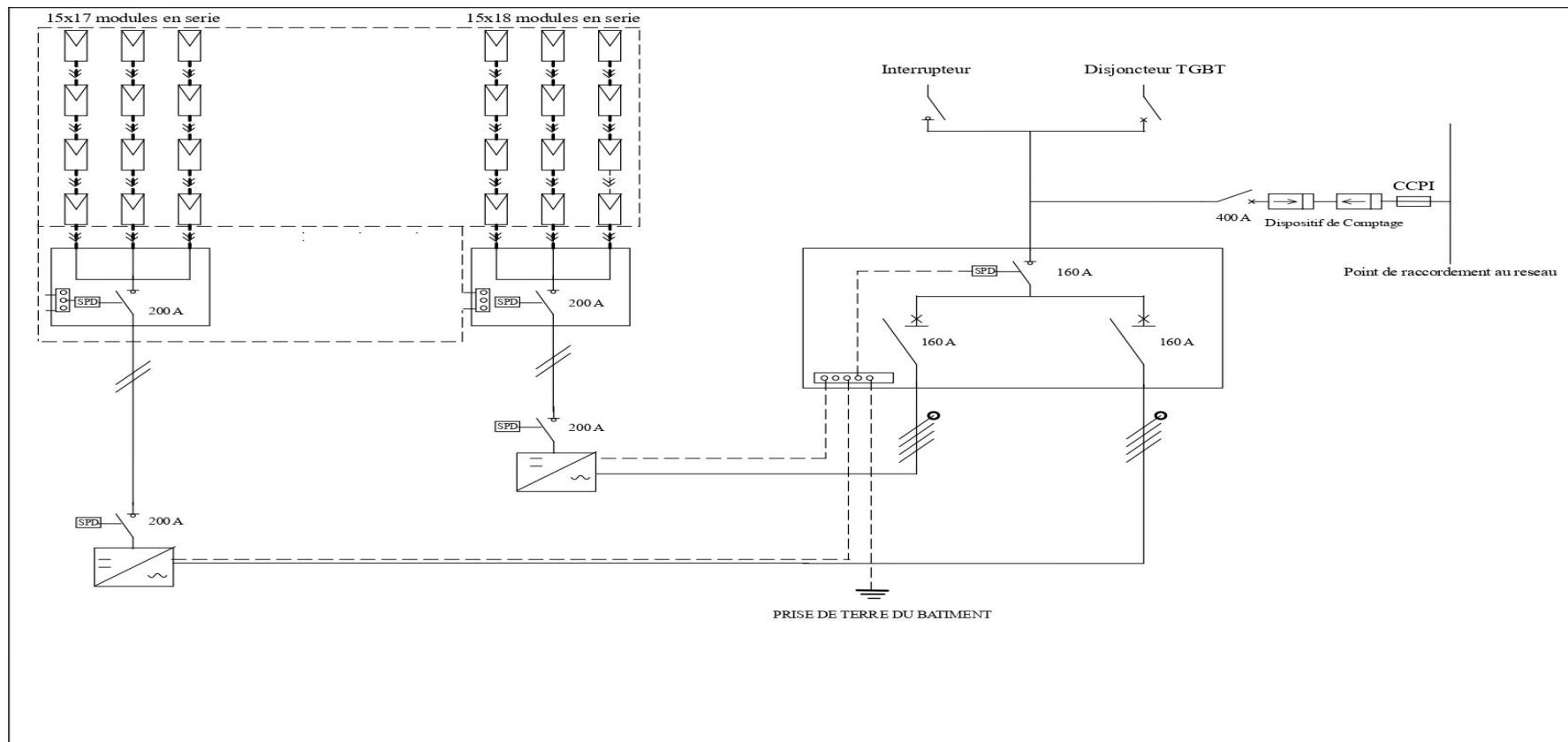


Figure 15 : Schéma unifilaire de l'installation avec un taux de 70% de couverture

V. EVALUATION FINANCIERE ET EFFICACITE ENERGETIQUE

V.1.Evaluation financière

Une estimation non exhaustive des couts des différents éléments des dimensionnements faite sommairement sur la base des prix pris sur internet est donnée par les tableaux 15 et 16 respectivement pour le taux de couverture de 100% et 70%.

Tableau 12 : Devis estimatif des équipements pour un taux de couverture de 100%

Désignation	Unité	Quantité	Prix unitaire (FCFA)	Prix total (FCFA)
Module Jinko solar JKM410M-72H	U	765	53 500	40 927 500
Interrupteur sectionneur DC	U	3	317 850	953 550
Parafoudre DC	U	3	52 425	157 275
Câbles électriques DC de 50mm ²	M	195	10 825	2 110 875
Câbles électriques AC 150mm ²	M	57	1 692 238	96 457 566
Onduleur Sunny Highpower 100-20	U	3	5 188 810	15 566 430
Interrupteur sectionneur AC	U	1	95 450	95 450
Disjoncteur AC	U	3	379 378	1 138 134
Coffret électrique AC	U	1	110 000	110 000
Chemin de câbles	M	8	4875	39 000

Outil de suivi VITRON CAB INTERFACE MK3 USB VE US	U	1	27900	27900
Boite de jonction	U	3	110000	330000
structures	U	765	20000	15 300 000
Coût d'entretien				2596555
Total				175 811 885

Tableau 13 : Devis estimatif des équipements pour un taux de couverture de 70%

Désignation	Unité	Quantité	Prix unitaire (EUR)	Prix total (EUR)
Module Jinko solar JKM410M-72H	U	525	53 500	28 087 500
Interrupteur sectionneur DC	U	2	317 850	635 700
Parafoudre DC	U	2	52 425	104 850
Câbles électriques DC de 50mm ²	m	135	10 825	1 461 375
Câbles électriques AC 150mm ²	m	57	1 692 238	96 457 566
Onduleur Sunny Highpower 100-20	U	2	5 188 810	10 377 620
Interrupteur sectionneur AC	U	1	95 450	95 450
Disjoncteur AC	U	2	379 378	758 756



Coffret électrique	U	1	110000	110000
Chemin de câbles	M	8	4875	39000
Outil de suivi VITRON CAB INTERFACE MK3 USB VE US	U	1	27900	27900
Boite de jonction	U	2	110000	220000
structures	U	525	20000	10 500 000
Coût d'entretien				2 233 135
Total				151 108 852

Notons que le prix du kWh auquel ZENER est facturé est de 90FCFA ; connaissant l'énergie consommée en 2021 nous avons un montant hors taxe moyen de 33 413 760 FCFA approximativement payé par année.

V.2. Rentabilité du projet

L'évaluation de la rentabilité de nos installations se fera à l'aide du calcul du coût moyen actualisé du kWh (LCOE) et de la valeur actuelle nette (VAN) sur une durée de 25ans.

➤ Coût moyen actualisé du kWh

$$LCOE = \frac{(\text{initial cost} + \sum_{n=1}^N \frac{\text{cost}(n)}{(1+r)^n})}{\sum_{n=1}^N \frac{En}{(1+r)^n}} \quad (19)$$

Avec

Initial cost : Coût d'investissement en FCFA

Cost (n) : Dépense à l'année n en FCFA

r : taux d'actualisation en (8 %)

En : énergie produite dans l'année n

➤ La Valeur Actuelle Nette (VAN)

Elle permet de connaître la valeur créée par un investissement et pour la calculer nous utiliserons la relation 21 :

$$VAN = CF_0 + \frac{CF_1}{(1+r)} + \frac{CF_2}{(1+r)^2} + \frac{CF_3}{(1+r)^3} + \dots + \frac{R}{(1+r)^n} \quad (20)$$

Avec

CF(n) : cash-flow de l'année de n (Fcfa)

L'application de la relation 19 nous donne les résultats présents dans le tableau 14

Tableau 14 : Résultat de calcul du LCOE

	Taux de couverture de 100%	Taux de couverture de 70%
LCOE (Fcfa)	78	75

L'application de la relation 20 nous permet de connaître l'année à laquelle nos installations sont rentables et les figures nous donnent les résultats en fonction des différents taux de couvertures.

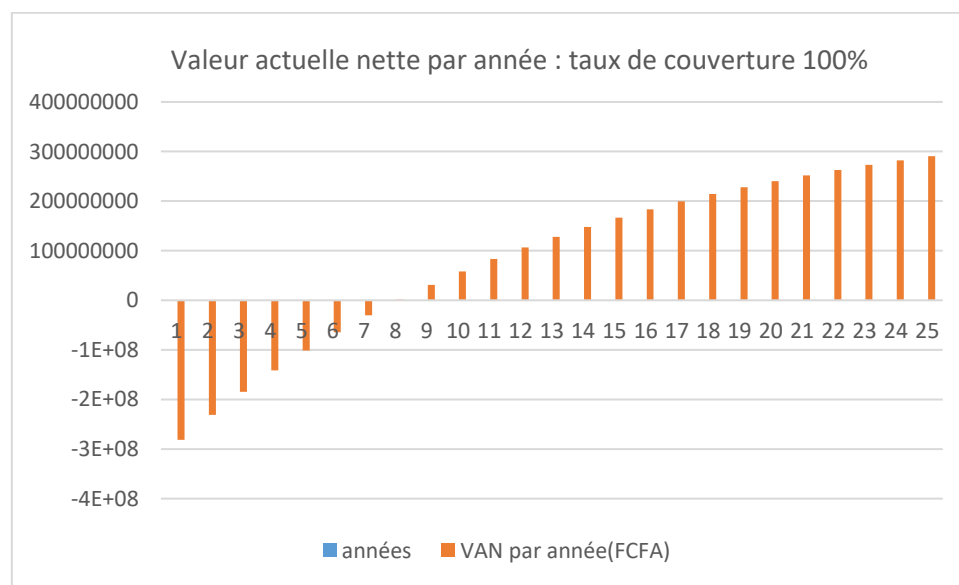


Figure 16 : Valeur actuelle nette par année : taux de couverture 100%

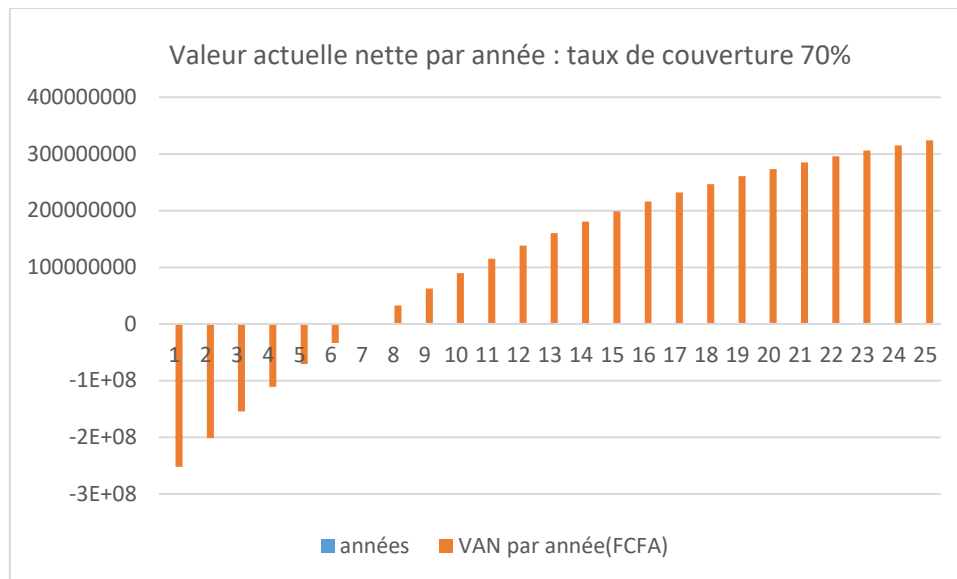


Figure 17: Valeur actuelle nette par année : taux de couverture 70%

Le taux de couverture de 70% crée de la valeur à partir de la 7^{ème} année alors que celui du taux de couverture de 100% est rentable à partir de la 8^{ème} année. Pour notre part, il serait plus avantageux pour ZENER SA de réaliser l'installation d'un taux de couverture de 70% car le besoin coïncide avec 40% de la production c'est-à-dire que 40% de l'énergie est consommée au moment où elle est produite, un prix de vente moyen auquel l'installation doit valoriser sa production pour être rentable de 75Fcfa/kWh et une valeur créée à la 7^{ème} année.

V.3.Recommandation efficacité énergétique

L'efficacité énergétique peut être définie comme l'optimisation de l'énergie consommée en minimisant les pertes et en faisant fonctionner les appareils à leur rendement maximal.

Nous tenons à notifier que l'entreprise ZENER a déjà adopté pour quelques solutions d'efficacité énergétique, à savoir le remplacement de toutes les lampes énergivores par des ampoules LEDs économiques, l'utilisation des climatiseurs DAIKIN utilisant la technologie inventer (Annexe 17) qui adaptent le régime du moteur aux besoins de l'utilisateur en évitant leurs arrêts et redémarrages répétitifs. Tout en continuant dans la même optique, nous allons proposer des solutions qui s'ajouteront à cela.

- Mettre des batteries de condensateurs



Des batteries de condensateur doivent être installées afin d'alléger les charges et aussi améliorer le facteur de puissance dans l'optique de ne pas payer de pénalité au fournisseur du réseau public.

➤ La sensibilisation du personnel

Elle fait partie de la gestion du bâtiment et permet une économie d'énergie non négligeable. Elle consiste à demander au personnel d'adopter ces comportements [5] :

- Vérifier que sa climatisation est arrêtée en quittant les bureaux
- Éteindre les lampes des zones non occupées
- Éteindre les distributeurs d'eau en fin de journée
- Fermer les portes et les fenêtres lorsque les climatiseurs sont en marche
- Augmenter de la température de consigne de climatisation à 24°C.

Pour le rappel et la durabilité de ces mesures au personnel, il est important de faire :

- De la sensibilisation régulière
- Coller des affiches de rappel (Annexe 20)
- Récompenser les personnes qui respecteront ces mesures

➤ Mettre un rideau d'air à l'entrée du showroom

Le rideau d'air est un appareil électrique qui permet de créer une barrière d'air invisible qui sépare deux environnements de températures différentes. Il permettra le maintien de la température à l'intérieur du showroom même avec les nombreuses sollicitations de son entrée qui a une hauteur de 2,5 mètres et une largeur de 1,80 mètre.

➤ Mettre des joints au niveau de la porte de l'entrée du showroom

Les joints au niveau des portes permettent d'empêcher le passage de l'air chaud externe, mais aussi la sortie de l'air frais donné par la climatisation et donc permettra de réduire la perte d'énergie. L'entrée est indiquée dans l'annexe 19.

➤ Placer des détecteurs de mouvement dans les douches et la salle d'archive



Les toilettes et la salle d'archive sont les endroits où les personnes ont l'habitude d'oublier d'éteindre les lampes. Les détecteurs de mouvement qui allumeront les ampoules lorsqu'il aura des mouvements détectés arrêteront l'éclairage lorsqu'il n'aura personne dans ces salles.



VI. NOTICE D'IMPACT ENVIRONNEMENTAL.

➤ Impacts positifs

Augmentation de la part des énergies renouvelables

Diminution des émissions des gaz à effet de serre

La fabrication et le transport d'un panneau photovoltaïque très faible sur environnement

➤ Impacts négatifs

Emissions de poussière dans l'air ;

Production de déchets solides et liquides ;

Nuances sonores ;

Les risques d'accidents liés à la manipulation instruments.

➤ Mesures d'atténuation des impacts négatifs

Le respect des mesures d'hygiène et de sécurité ;

Le port obligatoire des équipements de protection individuels (EPI) ;

Nettoyage du site ;



VII. CONCLUSION

Ce mémoire a discuté de la comparaison et du dimensionnement de systèmes solaires photovoltaïques vers une autonomie énergétique de l'entreprise ZENER SA au Togo. L'objectif de ZENER SA selon le contexte actuel est d'évoluer vers une autonomie énergétique, c'est-à-dire produire sa propre énergie, du moins partiellement. La comparaison des différentes configurations de systèmes solaires photovoltaïques nous a permis de montrer la particularité de chacune d'entre elles. Ensuite, cela nous a emmenés à proposer deux dimensionnements de systèmes solaires connectés au réseau. L'un des systèmes prévus dont la puissance crête est calculée pour couvrir la totalité des charges et en cas d'excédent de production le surplus est injecté sur le réseau public de distribution ; le second pour couvrir 70% des charges avec les 30% restant venant du réseau public de distribution. Des simulations ont été faites à l'aide du logiciel PVsyst afin d'avoir une idée des puissances qui seront disponibles à la sortie des onduleurs réseau, en plus de toutes les autres données caractérisant les dimensionnements. Après simulation, l'énergie disponible à la sortie de l'onduleur donnée par le logiciel nous a montré que respectivement 43% et 40% de cette l'énergie coïncide avec nos besoins lors de la production pour le taux de consommation de 100% et 70%. Des schémas unifilaires montrant les configurations de raccordement des différents systèmes ont été représentés. Sur le volet coût, un devis estimatif non exhaustif de chacun des systèmes a été proposé sur la base des prix trouvés sur internet sur les sites de ventes d'équipements solaires applicables. Le calcul du LCOE et de la valeur actuelle nette des deux systèmes nous ont permis de voir la rentabilité de ces systèmes. L'installation de l'un de ces systèmes permettra de réduire les coûts de factures d'électricité qui s'élèvent à environ 33 000 000 FCFA hors taxe par année.

L'application des recommandations sur l'efficacité énergétique telles que les sensibilisations, le renforcement par batteries de condensateur contribueront également à une réduction notable des pertes d'énergie.



BIBLIOGRAPHIE

- [1] Gérard MOINE. (2016), *L'électrification solaire photovoltaïque*.
- [2] Dr. Y. Ahmed O. BAGRE et Ing. MOUSSA KADRI Sani. (2015), cours photovoltaïque Institut 2iE, *Dimensionnement d'un système PV- Partie II*
- [3] UTE C 15-712-1. (Juillet 2013), guide pratique, *Installations photovoltaïques sans stockage et raccordées au réseau public de distribution*.
- [4] Dr TOSSA Alain. (26-04-2021), cours photovoltaïque Institut 2iE, *Systèmes PV connectés réseau*
- [5] Yézouma COULIALY. (2017), *Économie d'énergie dans le bâtiment zones tropicales et régions chaudes TOME 1*
- [6] Sara CHERIFI & Mohamaed HAFFAD. (2020), *l'énergie solaire : un moteur du développement durable en algérie*
- [7] K.N. Nwaigwe, P. Mutabilwa, E. Dintwa. (2019), *an overview of solar power (PV systems) integration into electricity grids*
- [8] M. Belhamel, S. Moussa et A. Kaabeche. (2002), *production d'électricité au moyen d'un système hybride (éolien- photovoltaïque -Diesel)*
- [9] UTE C 15-712. (Février 2008), guide pratique, *Installations photovoltaïques*
- [10] UTE C 15-712-1. (Juillet 2010), guide pratique, *Installations photovoltaïques raccordées au réseau public de distribution*
- [11] NF C 15-100. (décembre 2002), norme française, *installation électrique à basse tension*
- [12] Schneider-electric. (2012), *Compléments techniques distribution électrique BT et HTA*
- [18] Dr Alain K. TOSSA, systèmes hybrides de production d'énergie électrique
- [20] Dr Y. Moussa SORO. (mars 2014), cours photovoltaïque Institut 2iE, *les systèmes photovoltaïques*



SITE INTERNET

[13] PVGIS. https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/fr/#DR . Consulté le 27/02/2022

[14] Photovoltaïque info. <https://www.photovoltaïque.info/fr/preparer-un-projet/vente-ou-autoconsommation/site-isole-non-raccorde-au-reseau/> . Consulté le 15/03/2022

[15] Panneaux signalétiques. Fr. <https://panneauxsignaletiques.fr/panneau-signalétique-d-obligation/1126-panneaux-ayez-le-reflexe-d-eteindre-votre-lumiere-avant-de-sortir.html>.

Consulté le 25/03/2022.

[16] SIGMA TEC. [SIGMA TEC Photovoltaïque - Les raccordements au réseau - \(sigma-tec.fr\)](https://sigma-tec.fr/). Consulté le 15/06/2022

[17] Solar analytica. [Tier-1 Solar Panels List 2022 \(Q1, Q2, Q3, Q4\). \(solaranalytica.com\)](https://solaranalytica.com/) .

Consulté le 11/05/2022

[19] Testoon.com. <https://www.testoon.com/fluke-435ii-p-71788>. Consulté le 21/05/2022



ANNEXES

ANNEXE 1: Bilan énergétique du département exploitation et sécurité.....	60
ANNEXE 2 : Bilan énergétique du service production	64
ANNEXE 3 : Bilan énergétique du bâtiment administratif.....	68
ANNEXE 4 : Bilan énergétique des caméras de surveillance	76
ANNEXE 5 : Bilan énergétique des projecteurs du site	77
ANNEXE 6 : Tableau récapitulatif du bilan énergétique	78
ANNEXE 7 : Fiche technique du panneau photovoltaïque.....	79
ANNEXE 8 : Fiche technique onduleur des deux systèmes	80
ANNEXE 9 : Courants admissibles des chaînes de câbles [3]	81
ANNEXE 10 : Facteur de correction pour les modules mono ou poly cristallins en onction de la température ambiante minimale [10]	81
ANNEXE 11 : Choix In en fonction de F_{PV} [9]	82
ANNEXE 12 : Tension tenue aux chocs [10]	82
ANNEXE 13 : Tableau 52C_Mode de pose [11].....	83
ANNEXE 14 : Type de parafoudre [9]	83
ANNEXE 15 : Méthode de référence et facteur de correction [11].....	84
ANNEXE 16: Facteurs de correction pour des températures ambiantes différentes de 30 °C [11]:	85
ANNEXE 17 : Tableau 52 Courants admissibles des canalisations [11].....	85
ANNEXE 18 : Unité extérieure des climatiseurs DAIKIN du site	86
ANNEXE 19 : Entrée showroom ZENER	87
ANNEXE 20 : Exemple d'affiche de sensibilisation [15].....	88
ANNEXE 21 : Analyseur réseau Fluke 435-II [19].....	88



ANNEXE 1: Bilan énergétique du département exploitation et sécurité

ESPACE Maintenance et sécurité		Désignation	Quantité	Puissance unitaire (kW)	Durée utilisation (h/j)	Énergie consommée (kWh)
Bâtiment département exploitation et sécurité	Bureau directeur exploitation et sécurité	Longue lampe LED	2	0,028	6	0,336
		Climatiseur DAIKIN	1	0,88	5	4,4
		Imprimante	1	0,46	0.083	0,038
		Ordinateur portable	1	0,045	3	0,135
		Téléphone fixe	1	0,01	24	0,24
	Bureau responsable dépôt	Longue lampe LED	1	0,028	8	0,224
		Climatiseur DAIKIN	1	0,88	7	6,16
		Ordinateur portable	2	0,045	3	0,27
		Imprimante	1	0,49	0,083	0,041
		Téléphone fixe	2	0,01	24	0,48
	Bureau responsable sécurité	Ordinateur portable	2	0,045	3	0,27
		Longue lampe LED	1	0,028	8	0,224



ESPACE Maintenance et sécurité		Désignation	Quantité	Puissance unitaire (kW)	Durée utilisation (h/j)	Énergie consommée (kWh)
		Climatiseur DAIKIN	1	0,88	7	6,16
		Téléphone fixe	1	0,01	8	0,08
	Bureau responsable maintenance	LED	3	0,008	12	0,288
		Ordinateur portable	1	0,045	4	0,18
		Climatiseur LG	1	1,416	7	9,912
		Longue lampe LED	1	0,028	12	0,336
		Distributeur d'eau	1	0,67	5	3,35
		Téléphone fixe	1	0,01	8	0,08
		Climatiseur SHARP	1	1,504	2	3,008
		Climatiseur SHARP	1	2	2	4
	Local technique	Longue Lampes LED	6	0,028	1	0,168
		Climatiseur LG	1	0,88	24	21,12



ESPACE Maintenance et sécurité		Désignation	Quantité	Puissance unitaire (kW)	Durée utilisation (h/j)	Énergie consommée (kWh)
	Ancienne archive	Climatiseur DARKIN	1	1,40	7	9,8
		Longue lampe LED	2	0,028	2	0,112
	Toilette	Sèche-mains	1	2,3	0,167	0,383
		LED	4	0,008	3	0,096
	Couloir	LED	6	0,008	10	0,48
Bâtiment local incendie	Local incendie	Moteur électrique	2	125	0,0071	1,775
		Longue lampe LED	4	0,028	13	1,456
		Moteur électrique (junky pump)	1	15	0,0071	0,1065
	Local technique	Climatiseur Sharp	1	1,52	11	16,72
		Climatiseur NEON	1	0,88	12	10,52
		Longue lampe LED	4	0,028	13	1,456
		Téléphone fixe	1	0,01	24	0,24
		Ordinateur bureau	1	0,06	10	0,6



ESPACE Maintenance et sécurité		Désignation	Quantité	Puissance unitaire (kW)	Durée utilisation (h/j)	Énergie consommée (kWh)
Pont-bascule	Salle pont-bascule	Téléphone fixe	1	0,01	8	0,08
		Ordinateur bureau	1	0,06	10	0,6
		Imprimante	1	0,46	0,083	0,038
		Climatiseur SHARP	1	1,28	7	8,96
		LED	1	0,008	10	0,08
	Extérieur	LED	3	0,008	13	0,312
Salle gestion des stocks	Magasin gestion des stocks	Climatiseur DAIKIN	1	0,88	24	21,12
		LED	3	0,008	2	0,048
Espace quai de chargement	Quai de chargement	Longue lampe	2	0,028	1	0,056
		Moteur pompe PLG	2	30	5	300
		Appareil de mise à la terre	2	0,021	5	0,21



ESPACE Maintenance et sécurité		Désignation	Quantité	Puissance unitaire (kW)	Durée utilisation (h/j)	Énergie consommée (kWh)
		Moteur compresseur à pression	1	11	5	55
Local transformateur	Local transformateur	LED	2	0,075	2	0,3
		Longue lampe LED	2	0,028	13	0,728
Bâtiment guérite maintenance	Bureau douane	Climatiseur	1	1,28	4	5,12
		LED	1	0,008	4	0,032
	Toilette douane	LED	1	0,008	1	0,008
	Guérite 2	LED	1	0,008	13	0,104
	Toilette guérite 2	LED	1	0,008	1	0,008
	Extérieur	LED	4	0,008	13	0,416
TOTAL ENERGIE CONSOMEE PAR JOUR (kWh/j)						498,4787

ANNEXE 2 : Bilan énergétique du service production



ESPACE production		Désignation	Quantité	Puissance unitaire (kW)	Durée utilisation (h/j)	Energie consommée (kWh)
Bâtiment responsable production	Bureau responsable production	Longue lampe LED	2	0,028	10	0,56
		LED	2	0,008	10	0,16
		Climatiseur DAIKIN	1	0,88	8	7,04
		Téléphone fixe	1	0,01	24	0,24
		Imprimante	1	0,46	0,083	0,0383
		Ordinateur bureau	1	0,2	10	2
		Ordinateur portable	1	0,045	4	0,18
	Bureau adjoint responsable production	Longue lampe LED	2	0,028	10	0,56
		Climatiseur DAIKIN	1	0,88	8	7,04
		Téléphone fixe	2	0,01	24	0,48
		Ordinateur bureau	2	0,06	10	1,2



ESPACE production		Désignation	Quantité	Puissance unitaire (kW)	Durée utilisation (h/j)	Energie consommée (kWh)
		Imprimante	1	0,46	0,067	0,031
	Bureau responsable gestion des stocks	Longue lampe LED	2	0,028	8	0,448
		Ordinateur bureau	1	0,06	10	0,6
		Climatiseur DAIKIN	1	0,88	8	7,04
		Ordinateur portable	1	0,045	4	0,18
		Téléphone fixe	1	0,01	24	0,24
Atelier peinture	Atelier peinture	Longue lampe LED	7	0,028	9	1,764
	Centre emplissage 1	Chaudière	1	10	8	80
		Longue lampe LED	18	0,028	4	2,016
		Moteur	1	22	8	176
		Chaudière	1	12	5	60



ESPACE production		Désignation	Quantité	Puissance unitaire (kW)	Durée utilisation (h/j)	Energie consommée (kWh)
	Centre emplissage 2	Moteur 1	1	1,1	5	5,5
		Moteur 2	1	3,4	5	17
		Moteur 3	1	2,2	5	11
		Moteur 4	1	3	5	15
		Moteur 5	1	3	5	15
		Moteur 6	1	22	5	110
Local TGBT	Salle technique	Longue lampe LED	2	0,028	4	0,224
		Climatiseur DAIKIN	1	0,88	24	21,12
Toilette	Toilette	Longue lampe LED	3	0,028	13	13
		LED	4	0,008	4	5
Conteneur	Conteneur	Compresseur 1	1	0,31	5	1,55
		Compresseur 2	1	5,5	0	0



ESPACE production		Désignation	Quantité	Puissance unitaire (kW)	Durée utilisation (h/j)	Energie consommée (kWh)
		Longue lampe LED	2	0,028	10	0,56
		Distributeur d'eau	1	0,67	5	30,35
TOTAL ENERGIE CONSOMEE PAR JOUR (kWh/J)						466,211

ANNEXE 3 : Bilan énergétique du bâtiment administratif

ESPACE Administration		Désignation	Quantité	Puissance unitaire (kW)	Durée utilisation (h/j)	Energie consommée (kWh)
RDC	Showroom	Climatiseur DAIKIN	1	1,36	7	9,52
		Climatiseur DAIKIN	1	2,64	7	18,48
		Longue lampe LED	6	0,028	8	1,344
		Ordinateur bureau	2	0,06	7	0,84
		Téléphone fixe	2	0,01	7	0,14



ESPACE Administration		Désignation	Quantité	Puissance unitaire (kW)	Durée utilisation (h/j)	Energie consommée (kWh)
		Distributeur d'eau	1	0,67	5	3,35
		Réfrigérateur	1	0,3	7	2,1
		LED	15	0,008	7	0,84
		Imprimante	1	0,1104	1	0,1104
	Toilette	LED	1	0,008	2	0,016
	Caisse	Imprimante	1	0,1104	0,167	0,0184
		Climatiseur DAIKIN	1	2,64	7	18,48
		Téléphone fixe	1	0,01	8	0,08
		Ordinateur bureau	1	0,06	8	0,48
		LED	2	0,008	8	0,128
	Adjoint 1 logistique	Ordinateur portable	1	0,045	4	0,18
		Climatiseur DAIKIN	1	1,36	7	9,52
		LED	2	0,008	8	0,128
		Imprimante	1	0,46	1,13	0,06



ESPACE Administration		Désignation	Quantité	Puissance unitaire (kW)	Durée utilisation (h/j)	Energie consommée (kWh)
		Téléphone fixe	1	0,01	8	0,08
	Responsable logistique	Climatiseur DAIKIN	1	0,88	7	6,16
		Ordinateur portable	1	0,45	4	1,8
		Longue lampe LED	1	0,028	8	0,224
		Téléphone fixe	1	0,01	8	0,08
	Responsable des stations	Ordinateur portable	1	0,45	4	1,8
		Longue lampe LED	1	0,028	8	0,224
		Téléphone fixe	1	0,01	8	0,08
		Imprimante	1	0,46	0,1333	0,061
		Climatiseur DAIKIN	1	1,044	7	7,308
	Toilette	LED	3	0,008	8	0,192
	Responsable commercial	Climatiseur DAIKIN	1	0,88	7	6,22
		Téléphone fixe	1	0,01	8	0,08



ESPACE Administration		Désignation	Quantité	Puissance unitaire (kW)	Durée utilisation (h/j)	Energie consommée (kWh)
		Ordinateur portable	1	0,45	4	1,8
		Imprimante	1	0,46	8	3,68
		Ordinateur bureau	2	0,06	8	3,2
		Longue lampe LED	1	0,028	8	0,224
	Bureau docteur	LED	1	0,008	8	0,064
		Longue lampe LED	1	0,028	8	0,224
		Climatiseur DAIKIN	1	2,816	7	19,712
		Ordinateur portable	1	0,45	4	1,8
		LED	1	0,008	8	0,064
		Climatiseur DAIKIN	1	1,36	7	9,52
	Hall	Ordinateur bureau	6	0,06	8	2,88
		Distributeur d'eau	1	0,67	5	3,35
		Ordinateur portable	2	0,45	4	3,6
		Téléphone fixe	2	0,01	8	0,16



ESPACE Administration		Désignation	Quantité	Puissance unitaire (kW)	Durée utilisation (h/j)	Energie consommée (kWh)
		Imprimante	1	0,4968	2	0,9936
		Longue lampe LED	8	0,028	8	1,792
		Scanner	1	0,46	0,5	0,23
	Extérieur	Longue lampe LED	1	0,028	13	0,364
TOTAL ENERGIE CONSOMEE RDC PAR JOUR (kWh/j)						137,92
R+1	Bureau PDG	Téléphone fixe	1	0,01	24	0,24
		Ordinateur portable	1	0,045	1,5	0,0975
		Lampe	2	0,018	3,3	0,1188
		Climatiseur	3	0,88	6	15,984
		Spot	13	0,018	3,3	0,7722
		Broyeur papier	1	0,46	0,083	0,0383
		LED	3	0,008	1	0,024
	Bureau Assistante	Téléphone fixe	1	0,01	24	0,24
		Ordinateur bureau	1	0,06	8	0,48



ESPACE Administration		Désignation	Quantité	Puissance unitaire (kW)	Durée utilisation (h/j)	Energie consommée (kWh)
		Ordinateur portable	1	0,045	3	0,135
		Lampe	4	0,018	8	0,576
		Climatiseur	1	0,88	7	6,21
		Imprimante	1	0,46	1	0,46
	Salle d'attente	Lampe	4	0,018	8	0,576
		Climatiseur	1	0,88	3	2,664
	Couloir	Lampe	9	0,018	8	1,296
		Spot	7	0,018	8	1,008
		Distributeur d'eau	1	0,67	5	3,35
	Directeur logistique	Téléphone fixe	1	0,01	24	0,24
		Ordinateur portable	1	0,045	3	0,135
		Lampe	2	0,018	8	0,288
		Climatiseur	1	0,88	7	6,21
	Informaticien	Téléphone fixe	1	0,01	8	0,08



ESPACE Administration		Désignation	Quantité	Puissance unitaire (kW)	Durée utilisation (h/j)	Energie consommée (kWh)
		Ordinateur portable	1	0,045	3	0,135
		Lampe	2	0,018	8	0,288
		Climatiseur	1	0,88	5,33	4,73
	Chef comptable	Téléphone fixe	1	0,01	8	0,08
		Ordinateur portable	1	0,045	3	0,135
		Lampe	2	0,018	8	0,288
		Climatiseur	1	0,88	7	6,21
		Imprimante	1	0,46	0,083	0,38
	Toilette	Lampe	4	0,018	8	0,576
	Local technique	Lampe	2	0,018	8	0,288
		Climatiseur	1	0,88	5	4,4
	Salle archive	Lampe	6	0,018	1	0,108
		Climatiseur	2	0,88	16	28,42
	Toilette	Lampe	5	0,018	8	0,72



ESPACE Administration		Désignation		Quantité	Puissance unitaire (kW)	Durée utilisation (h/j)	Energie consommée (kWh)
	Hall des financiers	Téléphone fixe	2	0,01	24	0,48	
		Ordinateur bureau	6	0,06	8	2,88	
		Ordinateur portable	1	0,045	3	0,135	
		Lampe	4	0,018	8	0,576	
		Climatiseur	2	0,88	7	12,43	
		Imprimante	1	0,4968	1	0,4968	
		Imprimante	1	0,46	0,25	0,115	
	Bureau DAAF	Téléphone fixe	1	0,01	24	0,24	
		Ordinateur portable	1	0,045	3	0,135	
		Lampe	1	0,018	8	0,144	
Climatiseur		1	0,88	7	6,21		
TOTAL ENERGIE CONSOMEE R+1 PAR JOUR (kWh/J)						112,626	

ANNEXE 4 : Bilan énergétique des caméras de surveillance

ESPACE	Désignation	Quantité	Puissance unitaire(W)	Durée utilisation (h/j)	Energie consommée (Wh)
Site ZENER	DAHUA cam Bullet vari-focal	10	12,95	24	3108
	DAHUA cam Bullet focal fixe	8	5,6	24	1075,2
	DAHUA cam ATEX Bullet	6	25	24	3600
	DAHUA cam PTZ (Rotatif)	2	22	24	1056
	DAHUA cam Dôme focal fixe	4	4,5	24	432
	HIKVISION cam Bullet focal fixe	6	6	24	864
TOTAL ENERGIE CONSOMEE PAR JOUR (Wh/J)					10135,2
TOTAL ENERGIE CONSOMEE PAR JOUR (kWh/J)					10,1352



ANNEXE 5 : Bilan énergétique des projecteurs du site

ESPACE	Désignation	Quantité	Puissance unitaire(W)	Durée utilisation (h/j)	Energie consommée (Wh)
Site emplissage 2	Projecteur carré 1	4	70	11	3080
	Projecteur carré 2	2	100	11	2200
	Projecteur carré 3	1	200	11	2200
	Projecteur rond	7	150	11	11550
Local pont bascule	Projecteur carré	2	100	11	2200
Local technique	Projecteur carré	1	200	11	2200
Quai de chargement	Projecteur carré	2	200	11	4400
Guérite 2	Projecteur carré	2	100	11	2200
Parking	Projecteur carré	3	70	11	2310
Bâtiment responsable production	Projecteur carré	1	200	11	2200
	Projecteur carré	2	70	11	1540
Site emplissage 1	Projecteur carré	2	70	11	1540
Administration	Projecteur carré	2	200	11	4400
Local TGBT	Projecteur carré	1	200	11	2200



TOTAL ENERGIE CONSOMEE PAR JOUR (Wh/J)	44220
TOTAL ENERGIE CONSOMEE PAR JOUR (kWh/J)	44,22

ANNEXE 6 : Tableau récapitulatif du bilan énergétique

Désignation	Energie consommée par jour (kWh/j)
Camera ZENER	10,1352
Projecteur ZENER	44,22
Production	466,211
Maintenance sécurité	498,4787
RDC	137,92
R+1	112,626
Total	1269,59

ANNEXE 7 : Fiche technique du panneau photovoltaïque

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM390M-72H		JKM395M-72H		JKM400M-72H		JKM405M-72H		JKM410M-72H	
	JKM390M-72H-V		JKM395M-72H-V		JKM400M-72H-V		JKM405M-72H-V		JKM410M-72H-V	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	390Wp	294Wp	395Wp	298Wp	400Wp	302Wp	405Wp	306Wp	410Wp	310Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	41.1V	39.1V	41.4V	39.3V	41.7V	39.6V	42.0V	39.8V	42.3V	40.0V
Maximum Power Current (Imp)	9.49A	7.54A	9.55A	7.60A	9.60A	7.66A	9.65A	7.72A	9.69A	7.76A
Open-circuit Voltage (Voc)	49.3V	48.0V	49.5V	48.2V	49.8V	48.5V	50.1V	48.7V	50.4V	48.9V
Short-circuit Current (Isc)	10.12A	8.02A	10.23A	8.09A	10.36A	8.16A	10.48A	8.22A	10.60A	8.26A
Module Efficiency STC (%)	19.38%		19.63%		19.88%		20.13%		20.38%	
Operating Temperature (°C)	-40°C~+85°C									
Maximum System Voltage	1000/1500VDC (IEC)									
Maximum Series Fuse Rating	20A									
Power Tolerance	0~+3%									
Temperature Coefficients of Pmax	-0.35%/°C									
Temperature Coefficients of Voc	-0.29%/°C									
Temperature Coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45±2°C									

STC:  Irradiance 1000W/m²  Cell Temperature 25°C  AM=1.5

NOCT:  Irradiance 800W/m²  Ambient Temperature 20°C  AM=1.5  Wind Speed 1m/s

* Power measurement tolerance: ± 3%



ANNEXE 8 : Fiche technique onduleur des deux systèmes

Caractéristiques techniques	Sunny Highpower 100-20	Sunny Highpower 150-20
Entrée (DC)		
Puissance max. du générateur photovoltaïque	150000 Wc	225000 Wc
Tension d'entrée max.	1000 V	1500 V
Plage de tension MPP / Tension d'entrée assignée	590 V à 1000 V / 590 V	880 V à 1450 V / 880 V
Courant d'entrée/de court-circuit max.	180 A / 325 A	180 A / 325 A
Nombre de MPP trackers indépendants	1	1
Nombre d'entrées	1 ou 2 (en option) pour boîtiers externes de raccordement pour le générateur photovoltaïque	
Sortie (AC)		
Puissance assignée à la tension nominale	100000 W	150000 W
Puissance apparente AC max.	100000 VA	150000 VA
Tension nominale AC / Plage de tension AC	400 V / 304 V à 477 V	600 V / 480 V à 690 V
Fréquence du réseau AC / Plage	50 Hz / 44 Hz à 55 Hz 60 Hz / 54 Hz à 66 Hz	50 Hz / 44 Hz à 55 Hz 60 Hz / 54 Hz à 66 Hz
Fréquence de réseau assignée	50 Hz	50 Hz
Courant de sortie max.	151 A	151 A
Facteur de puissance à la puissance assignée / facteur de déphasage réglable	1 / 0 inductif à 0 capacitif	1 / 0 inductif à 0 capacitif
Taux de distorsion harmonique (THD)	< 3 %	< 3 %
Phases d'injection / raccordement AC	3 / 3-PE	3 / 3-PE
Rendement		
Rendement max./européen Rendement	98,8 % / 98,6 %	99,1 % / 98,8 %
Dispositifs de protection		
Surveillance du défaut à la terre / Surveillance du réseau / Protection inversion de polarité DC	● / ● / ●	● / ● / ●
Résistance aux courts-circuits AC/séparation galvanique	● / –	● / –
Unité de surveillance du courant de défaut, sensible à tous les courants	●	●
Parafoudre AC/DC protégés (type II)	● / ●	● / ●
Classe de protection (selon CEI 62109-1)/catégorie de surtension (selon 62109-1)	I / AC: III; DC: II	I / AC: III; DC: II
Caractéristiques générales		
Dimensions (L / H / P)	770 mm / 830 mm / 444 mm (30,3 in / 32,7 in / 17,5 in)	
Poids	98 kg (216 lb)	
Plage de températures de fonctionnement	–25 °C à +60 °C (–13 °F à +140 °F)	
Émissions sonores, typiques	< 69 dB(A)	
Autoconsommation (nuit)	< 5 W	
Topologie	sans transformateur	
Système de refroidissement	OptiCool, système de refroidissement actif, ventilateur à vitesse régulée	
Indice de protection (selon CEI 60529)	IP65	
Valeur maximale admise pour l'humidité relative de l'air (sans condensation)	100 %	
Équipement / Fonction / Accessoires		
Raccordement DC / Raccordement AC	Cosse d'extrémité (jusqu'à 300 mm²)/Borne à vis (jusqu'à 150 mm²)	
Voyant DEL (état/erreur/communication)	●	
Interface Ethernet	● (2 ports)	
Interface de données : SMA Modbus/SunSpec Modbus/Speedwire	● / ● / ●	
Type de montage	Montage en rack	
OptiTrack/Integrated Plant Control/On Demand 24/7	● / ● / ●	
Compatible off-grid/compatible SMA Fuel Save Controller	● / ●	
Garantie : 5 / 10 / 15 / 20 ans	● / ○ / ○ / ○	
Certificats et homologations (sélection)	IEC/EN 62109-1/2, VDE-AR-N 4110/4120, IEC 62116, IEC 61727, EN 50549, C10/11, CEI 0-16, G99/1 (>16A), PO 12.3, ABNT NBR 16149	
● Équipement de série ○ Équipement en option – Non disponible Données en conditions nominales Version : 10/2020		
Désignation du type	SHP 100-20	SHP 150-20

ANNEXE 9 : Courants admissibles des chaînes de câbles [3]

Nc Nombre de chaînes du générateur	Np Nombre de chaînes par dispositif de protection	Courant inverse maximal dans un câble de chaîne	Avec protection ?	I_n Courant assigné des dispositifs de protection des modules	I_z Courant admissible des câbles de chaînes
1	-	-	NON	-	$I_z \geq 1,25 I_{scSTC}$
2	-	$1,25 I_{scSTC}$		-	$I_z \geq 1,25 I_{scSTC}$
Nc	-	$(Nc - 1) 1,25 I_{scSTC}$		-	$I_z \geq (Nc - 1) 1,25 I_{scSTC}$
Nc	1	$(Nc - 1) 1,25 I_{scSTC}$	OUI	In déterminé par le tableau 9a	$I_z \geq I_2$ si $Nc < 20$ $I_z \geq I_n$ si $Nc \geq 20$
	Np > 1	$(Nc - 1) 1,25 I_{scSTC}$			$I_z \geq k_p I_2$ si $Nc/Np < 20$ $I_z \geq k_p I_n$ si $Nc/Np \geq 20$

ANNEXE 10 : Facteur de correction pour les modules mono ou poly cristallins en onction de la température ambiante minimale [10]

Température ambiante minimale °C	Facteur de correction (k)
24 à 20	1,02
19 à 15	1,04
14 à 10	1,06
9 à 5	1,08
4 à 0	1,10
-1 à -5	1,12
-6 à -10	1,14
-11 à -15	1,16
-16 à -20	1,18
-21 à -25	1, 20
-26 à -30	1,21
-31 à -35	1,23
-36 à -40	1,25

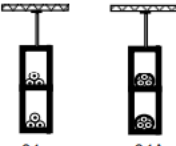
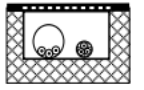
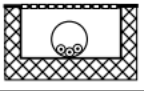
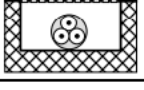
ANNEXE 11 : Choix I_n en fonction de F_{PV} [9]

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

ANNEXE 12 : Tension tenue aux chocs [10]

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

ANNEXE 13 : Tableau 52C Mode de pose [11]

 34 34A	Conducteurs isolés dans des goulottes suspendues.	34
	Câbles mono- ou multiconducteurs dans des goulottes suspendues.	34A
	Conducteurs isolés dans des conduits ou câbles mono- ou multiconducteurs dans des caniveaux fermés, en parcours horizontal ou vertical.	41
	Conducteurs isolés dans des conduits dans des caniveaux ventilés.	42
	Câbles mono- ou multiconducteurs dans des caniveaux ouverts ou ventilés.	43

ANNEXE 14 : Type de parafoudre [9]

Caractéristique de l'installation	Nk ≤ 25		Nk > 25	
	Côté DC	Côté AC	Côté DC	Côté AC
Bâtiment ou structure équipé d'un paratonnerre	Obligatoire Type 2	Obligatoire Type 1 ⁽¹⁾	Obligatoire Type 2	Obligatoire Type 1 ⁽¹⁾
Alimentation BT par une ligne entièrement ou partiellement aérienne	Peu utile Type 2	Recommandé Type 2	Recommandé Type 2	Obligatoire Type 2 ⁽²⁾
Alimentation BT par une ligne entièrement souterraine	Peu utile Type 2	Peu utile Type 2	Recommandé Type 2	Recommandé Type 2

ANNEXE 15 : Méthode de référence et facteur de correction [11]

Mode de pose (numéro de référence du tableau 52C)	Méthode de référence	Facteurs de correction	Remarques
1	B	0,77	
2	B	0,70	
3	B	-	
3A	B	0,9	
4	B	-	
4A	B	0,9	
5	B	-	
5A	B	0,9	
11	C	-	
11A	C	0,95	
12	C	-	
13	E, F	-	
14	E, F	-	
16	E, F	-	
17	E, F	-	
18	C	1,21	
21	B	0,95	
22	B	0,95	
22A	B	0,865	
23	B	0,95	
23A	B	0,865	
24	B	0,95	
24A	B	0,865	
25	B	0,95	
31	B	-	
31A	B	0,9	
32	B	-	
32A	B	0,9	
33	B	-	
33A	B	0,9	
34	B	-	
34A	B	0,9	
41	B	0,95	
42	B	-	
43	B	-	

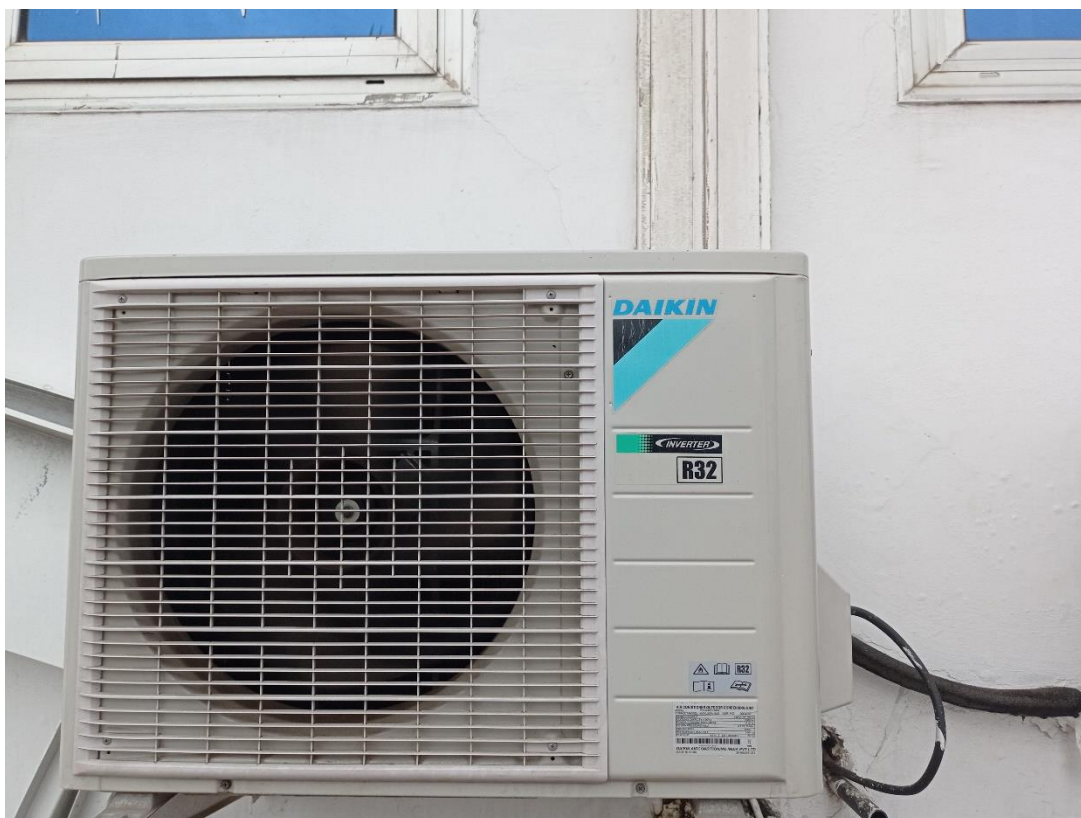
ANNEXE 16: Facteurs de correction pour des températures ambiantes différentes de 30 °C [11]:

Température ambiante (°C)	Élastomère (Caoutchouc)	Isolation	
		PVC	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	0,94	0,96
40	0,82	0,87	0,91
45	0,71	0,79	0,87
50	0,58	0,71	0,82
55	-	0,61	0,76
60	-	0,50	0,71
65	-	-	0,65
70	-	-	0,58
75	-	-	0,50
80	-	-	0,41
85	-	-	-
90	-	-	-
95	-	-	-

ANNEXE 17 : Tableau 52 Courants admissibles des canalisations [11]

MÉTHODE DE RÉFÉRENCE	ISOLANT ET NOMBRE DE CONDUCTEURS CHARGÉS								
B	PVC 3	PVC 2		PR 3		PR 2			
C		PVC 3		PVC 2	PR 3		PR 2		
E			PVC 3		PVC 2	PR 3		PR2	
F				PVC 3		PVC 2	PR 3		PR 2
S (mm²)	1	2	3	4	5	6	7	8	9
CUIVRE									
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		1083
630					855	1005	1088		1254

ANNEXE 18 : Unité extérieure des climatiseurs DAIKIN du site



ANNEXE 19 : Entrée showroom ZENER



ANNEXE 20 : Exemple d'affiche de sensibilisation [15]



ANNEXE 21 : Analyseur réseau Fluke 435-II [19]

