



**CONCEPTION ET ETUDE TECHNICO-
ECONOMIQUE D'UNE MINI CENTRALE HYBRIDE
PV/DIESEL AVEC STOCKAGE**

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

Présenté et soutenu publiquement le [26/07/2022] par

Nassifatou TIAMIOU (20150219)

Encadrant 2iE : Ing Madieumbe GAYE, Enseignant 2iE

Maître de stage : M. Saïdou ABDOU INSA, Directeur Général de NETIS BF

Structure d'accueil du stage : NETIS BF

Jury d'évaluation du stage :

Président : Dr. Habil. Kokouvi Edem N'TSOUKPOE

Membres et correcteurs : Dr. Y. Moussa SORO
Ing. Ahmed ZONGO

Promotion [2021/2022]

DEDICACES

Je dédie ce mémoire :

A ma très chère mère

Azaratou ADAM

Pour l'éducation, le soutien et tous ses efforts. Je ne saurai jamais assez vous remercier pour tout, maman.

A notre petite sœur

Feu Roumanatou ISSAKA

Qui s'est occupée d'Ibrahim Khalil et m'a soutenue tant moralement que physiquement afin que je termine mon stage de fin de cycle dans de bonnes conditions. Tu resteras à jamais gravée dans nos mémoires.

Puisse Allah dans son infinie bonté vous bénir abondamment, vous protéger et nous réunir dans son vaste Paradis.

Amine

REMERCIEMENTS

Gloire à Allah qui nous a donné la force et le courage tout au long de ce stage et sans la volonté de qui, ce travail n'aurait été accompli. A tous ceux qui, de près ou de loin, ont contribué d'une manière ou d'une autre à la réalisation de ce mémoire, veuillez trouver ici, l'expression de notre profonde gratitude. Nos sincères remerciements vont particulièrement à l'endroit :

- Du Directeur Général de l'Institut 2iE, le Professeur El Hadji Bamba DIAW, ses collaborateurs ainsi que tout son personnel pour les efforts qu'ils fournissent pour nous donner une formation de qualité ;
- De la Coopération Suisse qui nous a permis, grâce à l'octroi d'une bourse, d'intégrer le 2iE et d'y poursuivre nos études universitaires dans l'aisance ;
- Du Directeur Général de NETIS BF notre maître de stage, M. Saïdou ABDOU INSA, grâce à qui nous avons obtenu et effectué ce stage, pour sa disponibilité, ses conseils et orientations ;
- De l'Ing Madieumbe GAYE, Enseignant de l'Institut 2iE pour son encadrement, sa disponibilité, ses conseils, et son accompagnement ;
- De toute l'équipe de NETIS BF, qui nous a reçu comme faisant partie de la famille et nous a beaucoup apporté tant sur le plan professionnel que relationnel ;
- De Mlle Aïcha BALBONE, Directrice des opérations de l'entreprise dont l'esprit de collaboration et de professionnalisme est à saluer, pour son aide combien importante ;
- De notre maman Safiatou ALZOUMA pour ses inestimables conseils et orientations ;
- Du Directeur Général de SERAFF, M. Roland SAWADOGO, et de M. Mahouna DAH pour leur disponibilité et leurs précieux conseils ;
- Des Ings Amabelle Rose TANGO KOUGANG, Mariam Amadou CISSE, Lassina DAVOU et Almoustapha ABDOULAYE MOUSSA pour leur accompagnement et leurs différents apports ;
- De mon très cher et tendre époux Abdel Fataye ABDOU MAHAMANE, mon meilleur ami, pour l'amour et l'attention particulière qu'il me témoigne chaque jour encore plus, pour sa patience et son indéfectible soutien ;
- De mes très chères sœurs et amies Rabia Faousia OUEDRAOGO et Gnon Kanni SABI BOU pour leur présence et leur indéfectible soutien ;
- De toute la communauté musulmane de 2iE, notre seconde famille, pour les moments de joie, d'apprentissage et son inestimable soutien durant notre formation.

RESUME

De nombreuses entreprises requièrent une alimentation électrique stable et de qualité. Cependant, l'absence d'un approvisionnement fiable en électricité, essentiellement due à la forte dépendance aux combustibles fossiles des pays d'Afrique subsaharienne, les pousse à recourir à une solution de substitution (groupe électrogène) pour une meilleure productivité. Cette dernière engendre malheureusement un surcoût de production qui vient dégrader leur compétitivité. C'est ainsi que, dans sa quête d'une autonomie énergétique, **NETIS BF** nous a confié le présent travail visant principalement la conception et l'installation d'une minicentrale hybride PV/Diesel avec stockage pour son propre compte.

Pour ce faire, nous avons tout d'abord effectué un état des lieux à l'issue duquel nous avons proposé le remplacement de certains équipements énergivores pour l'optimisation de leur consommation énergétique. Ensuite, nous avons dimensionné un champ PV devant satisfaire la moitié des besoins énergétiques de l'entreprise et un système de stockage pour compenser l'intermittence de la ressource solaire. Nous avons enfin réalisé l'étude économique de notre projet afin de voir s'il est rentable pour l'entreprise.

Au terme de notre étude, un champ PV de **46,1 kWc** et un système de stockage d'une capacité d'environ **1000 Ah** furent dimensionnés ; l'ensemble nécessitant un investissement de **66 717 905 FCFA HT**. A l'issue de l'étude économique de ce projet, nous avons obtenu un coût énergétique de **279 FCFA/kWh** et une VAN de **73 822 389 FCFA** pour un temps de retour sur investissement de **12 ans** sur la durée de vie de notre projet qui est de **25 ans**.

Mots clés :

1. Autonomie énergétique
2. Centrale hybride
3. Optimisation énergétique
4. Conception du système hybride
5. Stockage d'énergie

ABSTRACT

Many businesses require a stable and high-quality power supply. However, the lack of a reliable supply of electricity, mainly due to the heavy dependence on fossil fuels in the countries of sub-Saharan Africa, pushes them to resort to an alternative solution (generator) for better productivity. The latter unfortunately generates an additional production cost which degrades their competitiveness. Thus, in its quest for energy autonomy, NETIS BF entrusted us with the present work mainly aimed at the design and installation of a mini hybrid PV/Diesel plant with storage for its own account.

To do this, we first carried out an inventory, at the end of which we proposed the replacement of certain energy-intensive equipment to optimize their energy consumption. Then, we sized a PV field to meet half of the company's energy needs and a storage system to compensate for the intermittency of solar resource. We had finally carried out the economic study of our project to see if it is profitable for the company.

At the end of our study, a PV field of approximately **46,1 kWp** and a storage system with a capacity of approximately **1000 Ah** were dimensioned: the whole requiring an investment of **66 717 905 FCFA HT**. At the end of the economic study of this project, we obtained an energy cost of **279 FCFA/kWh** and a NPV of **73 822 389 FCFA** for a payback period of **12 years** over the life of our project which is **25 years**.

Keywords:

- 1- Energy autonomy
- 2- Hybrid power plant
- 3- Energy optimization
- 4- Design of hybrid power plant
- 5- Energy storage

LISTE DES ABBREVIATIONS

2IE	: Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement
AEM	: Appareils électroménagers
ADEME	: Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie
AIE	: Agence Internationale de l'Energie
AREI	: Africa Renewable Energy Initiative
BAD	: Banque Africaine de Développement
CA	: Courant Alternatif
CC	: Courant Continu
COP	: Coefficient de performance
GE	: Groupe Electrogène
HVP	: Huile Végétale Pure
LCOE	: Levelized Cost Of Energy
LED	: Light-Emitting Diode
LESEE	: Laboratoire Energie Solaire et Economie d'Energie
MPPT	: Maximum Power point Tracker
NETIS BF	: Network Industry and Services of Burkina Faso
O&M	: Operation and Management
PV	: Photovoltaïque
SONABEL	: SOciété NAtionale Burkinabé d'Electricité
TRI	: Taux de Rentabilité Interne
VAN	: Valeur Actuelle Nette
VE	: Victron Energy
VRM	: Victron Remote Management

GENERAL

C	Capacité	Ah
E	Energie	kWh
H	Hauteur	m
I	Courant	A
Ks	Coefficient de simultanéité	-
L	Longueur	m
P	Puissance	W
V	Tension	V
S	Puissance apparente	VA
η	suivi solaire	
ρ	Résistivité	
φ	Déphasage	

TABLES DES MATIERES

DEDICACES	<i>i</i>
REMERCIEMENTS	<i>ii</i>
RESUME	<i>iii</i>
ABSTRACT	<i>iv</i>
LISTE DES ABREVIATIONS	<i>v</i>
GENERAL	<i>v</i>
TABLES DES MATIERES	<i>vi</i>
LISTE DES TABLEAUX	<i>viii</i>
LISTE DES FIGURES	<i>ix</i>
INTRODUCTION	<i>1</i>
I. PRESENTATION DE LA STRUCTURE D'ACCUEIL	<i>3</i>
I.1 SES SECTEURS D'ACTIVITES	<i>3</i>
I.1.1 PRESTATION DE SERVICES	<i>3</i>
I.1.2 PROJETS TELECOMS	<i>3</i>
I.1.3 FIBRE OPTIQUE	<i>3</i>
I.1.4 RESERVE D'ENERGIE	<i>3</i>
I.2 SES SERVICES	<i>3</i>
I.3 SON ORGANIGRAMME	<i>4</i>
II. RECHERCHE BIBLIOGRAPHIQUE	<i>5</i>
II.1 GENERALITES DES SYSTEMES HYBRIDES PV/DIESEL	<i>5</i>
II.2 LES DIFFERENTES CONFIGURATIONS DES TECHNOLOGIES HYBRIDES PV/DIESEL DE PRODUCTION D'ELECTRICITE	<i>5</i>
II.2.1 LA CONFIGURATION SERIE	<i>5</i>
II.2.2 LA CONFIGURATION COMMUTEE.....	<i>6</i>
II.2.3 LA CONFIGURATION PARALLELE.....	<i>7</i>
II.2.4 LA CONFIGURATION « FLEXY-ENERGY »	<i>8</i>
II.3 LES COMPOSANTS DU SYSTEME	<i>9</i>
II.3.1 LES MODULES/GENERATEUR PV	<i>9</i>
II.3.2 LE REGULATEUR DE CHARGE/DECHARGE.....	<i>10</i>

II.3.3 L'ONDULEUR SOLAIRE	10
II.3.4 LES BATTERIES DE STOCKAGE	10
II.3.5 LE GROUPE ELECTROGENE	10
II.4 ETAT DE L'ART DES SYSTEMES HYBRIDES AU BURKINA FASO.....	10
III. OPTIMISATION ENERGETIQUE DE NETIS BF	11
III.1 ETAT DES LIEUX.....	11
III.1.1 LE SYSTEME D'ECLAIRAGE	12
III.1.2 LE SYSTEME DE CLIMATISATION.....	12
III.1.3 LA BUREAUTIQUE	13
III.1.4 L'ELECTROMENAGER.....	13
III.2 OPTIMISATION DU SYSTEME ACTUEL	15
III.2.1 OPTIMISATION DU SYSTEME D'ECLAIRAGE	15
III.2.2 OPTIMISATION DU SYSTEME DE CLIMATISATION.....	16
IV. METHODOLOGIE DE LA CONCEPTION.....	18
IV.1 METHODOLOGIE DE L'ETUDE DE FAISABILITE TECHNIQUE	18
IV.2 METHODOLOGIE DE L'ETUDE DE FAISABILITE FINANCIERE	25
V. ETUDE DE FAISABILITE TECHNICO-FINANCIERE.....	27
V.1 DIMENSIONNEMENT PV EN FONCTION DE LA SURFACE DISPONIBLE .	28
V.2 DIMENSIONNEMENT PV SANS L'EXTENSION DU RDC	33
V.2.1 DETERMINATION DES PARAMETRES TECHNIQUES.....	35
V.2.2 DETERMINATION DES PARAMETRES FINANCIERS	40
V.3 DIMENSIONNEMENT PV AVEC L'EXTENSION DU RDC	43
V.3.1 DETERMINATION DES PARAMETRES TECHNIQUES.....	45
V.3.2 DETERMINATION DES PARAMETRES FINANCIERS	51
VI. PLAN DE SUIVI DU SYSTEME HYBRIDE	53
VI.1 PRESENTATION DES LOGICIELS DE SUIVI.....	54
VI.2 SURVEILLANCE DES EQUIPEMENTS AVEC VENUS GX	55
CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS.....	57
BIBLIOGRAPHIE	59
ANNEXES	61

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Bilan du système d'éclairage.....	12
Tableau 2 : Bilan du système de climatisation	12
Tableau 3 : Bilan de la bureautique.....	13
Tableau 4 : Bilan des appareils électroménagers	13
Tableau 5 : Parts énergétiques de la SONABEL et des GEs	14
Tableau 6 : Consommations énergétiques de l'éclairage avant et après l'optimisation.....	15
Tableau 7 : Coefficient de performance recommandé	16
Tableau 8 : Vérification des COP	16
Tableau 9 : Consommations énergétiques de la climatisation avant et après l'optimisation ...	17
Tableau 10 : Ks en fonction du nombre de branchements	22
Tableau 11 : Paramètres étude financière	27
Tableau 12 : Moyennes mensuelles du rayonnement quotidien	28
Tableau 14 : Puissances de chaque point de consommation par plage horaire.....	33
Tableau 15 : Besoins énergétiques plan actuel.....	35
Tableau 16 : Calcul de la puissance nominale pour 100%Ej	36
Tableau 17 : Calcul de la puissance nominale pour 40%Ej	36
Tableau 18 : Dimensionnement du stockage.....	37
Tableau 19 : Coûts mis en évidence.....	40
Tableau 20 : Résultats de l'étude de rentabilité financière	41
Tableau 21 : Coûts d'exploitation des GEs.....	42
Tableau 22 : Puissances des charges par plage horaire	43
Tableau 23 : Besoins énergétiques avec l'extension	45
Tableau 24 : Puissance du champ PV à installer.....	45
Tableau 25 : Dimensionnement du stockage.....	46
Tableau 26 : Bilan de puissance résumé de l'entreprise	46
Tableau 27 : Dimensionnement des câbles du SC1	49
Tableau 28 : Dimensionnement des câbles du SC2	50
Tableau 29 : Coûts mis en évidence.....	51
Tableau 30 : Résultats de l'étude de rentabilité financière	52

LISTE DES FIGURES

Figure 1 : Organigramme de NETIS BURKINA.....	4
Figure 2 : Système hybride PV/Diesel configuration série.....	6
Figure 3 : Système hybride PV/Diesel configuration commutée.....	7
Figure 4 : Système hybride PV/Diesel configuration parallèle.....	8
Figure 5 : Système hybride PV/Diesel configuration « Flexy-Energy ».....	9
Figure 6 : Différentes parties d'un système PV [14].....	24
Figure 8 : Vue simplifiée du bâtiment.....	29
Figure 9 : Vue de la configuration des panneaux sur le toit.....	30
Figure 10 : Vue du diagramme solaire avec l'outil Curic Sun.....	31
Figure 11 : Evolution de l'ombrage en Décembre de 07h-14h.....	32
Figure 12 : Evolution de l'ombrage en Décembre au-delà de 15h.....	33
Figure 13 : Profil de charge sans l'extension du RDC.....	35
Figure 14 : Résultats de la simulation avec VE-MPPT-Calc-2_8.....	38
Figure 15 : Schéma de raccordement du premier sous-champ.....	39
Figure 16 : Schéma de raccordement du second sous-champ.....	40
Figure 17 : VAN par année.....	42
Figure 18 : Profil de charge de l'entreprise avec l'extension du RDC.....	44
Figure 19 : Schéma de raccordement du premier sous-champ à installer.....	48
Figure 21 : VAN par année.....	53
Figure 22 : Kit Venus GX.....	55

INTRODUCTION

L'Afrique dispose d'un énorme potentiel de production en matière d'énergies renouvelables largement supérieur à la consommation électrique actuelle et estimée du continent (un potentiel solaire presque illimité (10 TW), une hydroélectricité abondante (350 GW), une éolienne (110 GW) et une géothermie (15 GW)) [1]. Les technologies des énergies renouvelables, de mieux en mieux maîtrisées, deviennent de plus en plus compétitives face aux combustibles fossiles. En effet, l'AREI vise atteindre au moins 300 GW de capacité de production en énergies renouvelables du continent d'ici 2030 [1]. La ressource solaire peut, à elle seule fournir plus que toute la capacité énergétique nécessaire pour Afrique. L'AIE prévoit que le solaire représente 14 % de la puissance installée en Afrique d'ici 2030 [2]. Malheureusement, seule une fraction insignifiante des potentiels existants est exploitée, faisant du continent le plus pauvre du monde en matière d'énergie.

Au Burkina Faso, deux principales sources d'énergies renouvelables sont exploitées. Il s'agit de l'hydroélectricité (soit environ 6% de l'offre totale en électricité [3]) et du solaire photovoltaïque. Cependant, la source thermique diesel est l'option la plus utilisée dans la chaîne de production énergétique de la SONABEL depuis 1954 avec 875 GWh en 2018 contre 91 pour l'hydroélectricité et 54 pour le solaire, sur la même période [1]. En effet, elle satisfait majoritairement (soit environ 63% de l'offre totale en électricité) la demande énergétique croissante du pays due à la croissance démographique et aux activités grandissantes de ses usines de production. Les centrales thermiques étant basées sur les énergies fossiles, le Burkina Faso, comme la plupart des pays d'Afrique subsaharienne, fait face à une forte dépendance à l'importation des produits pétroliers (essentiellement diesel) et donc à une instabilité des coûts de production de l'électricité. En outre, l'utilisation de ces produits entraîne des émissions des gaz à effet de serre et représente des dangers pour les utilisateurs (mauvaise qualité de l'air, risque d'incendies, ...).

Selon la BAD, le coût de production de l'électricité en Afrique subsaharienne est de l'ordre de 0,20 à 0,50 USD/kWh, ce qui est très élevé comparé à la moyenne mondiale qui se situe autour de 0,10 USD/kWh [4]. Le Burkina Faso détient un des coûts d'électricité les plus élevés (0,24 USD/kWh [3]) par rapport à ses pays voisins. L'électricité y est non seulement chère mais aussi de mauvaise qualité (baisse fréquentes de la tension du réseau public, fréquence des coupures d'électricité, ...); ce qui a des répercussions significatives sur les populations et surtout sur les entreprises. En effet, selon une étude de la Banque mondiale, 13,3 % des entreprises consultées citent l'absence d'un approvisionnement fiable en électricité

comme le principal obstacle à leur développement car directement responsable d'environ 4 % de pertes nettes sur leur chiffre d'affaires et ce alors même que 48 % de ces dernières utilisent un générateur diesel pour pallier ces déficiences [4]. Cette solution de substitution produit une électricité plus onéreuse que celle du réseau public puisque, malgré qu'elle ait un faible coût initial, ses coûts d'utilisation n'en sont pas moins élevés. C'est le problème auquel fait actuellement face NETIS BURKINA dont les coûts annuels liés à la consommation énergétique sont de **4 933 546 FCFA** et de **10 995 376 FCFA** respectivement pour la SONABEL et les GEs de l'entreprise. En plus de leur fort coût d'exploitation, les GEs n'arrivent pas à satisfaire la forte demande (due à la climatisation des locaux) pendant les périodes chaudes de l'année entraînant l'arrêt de service avant les heures de descentes.

L'entreprise se voit donc contrainte à recourir à des solutions dites à « capex élevé et opex faibles » fiables à long terme afin de diminuer voire supprimer le coût de fonctionnement des GEs. Il s'agit des énergies renouvelables en générale et de l'énergie solaire qui fait particulièrement l'objet d'un développement important au Burkina Faso. Cela s'explique par son immense gisement solaire (5,5 à 6 kWh/m². J⁻¹) et par la facilité des technologies solaires (coûts d'installation en baisse, absence de génération de gaz à effet de serre, ...). C'est dans ce cadre que s'inscrit notre étude intitulée : « **Conception et étude technico-économique d'une mini centrale hybride PV/Diesel avec stockage** ». Pour ce faire, ferons d'abord l'état des lieux de l'installation actuelle afin d'en énumérer les limitations auxquelles nous proposerons des mesures d'optimisation, nous dimensionnerons ensuite le champ PV et ses composants annexes, et enfin nous estimerons le coût d'investissement de notre système, son TRI et son temps de retour sur investissement.

OBJECTIFS

L'**objectif général** de ce travail pour l'entreprise est la conception et l'installation d'une minicentrale hybride PV/Diesel avec stockage. Plus **spécifiquement**, il s'agira :

- De proposer des mesures d'efficacité énergétique pour optimiser l'installation actuelle ;
- D'établir le profil de charge de l'entreprise ;
- De faire l'étude de faisabilité technico-économique de la mini centrale hybride PV/Diesel avec stockage avec et sans l'extension prévue.

Afin d'atteindre ces objectifs, pour les données, simulations, modélisations et calculs, nous utiliserons les logiciels Excel, RETScreen, SketchUp et Google Earth et nous suivrons les instructions des guides techniques pour les méthodes et analyses de données.

I. PRESENTATION DE LA STRUCTURE D'ACCUEIL

Le **Groupe NETIS** est une multinationale évoluant dans le domaine de la télécommunication depuis bientôt 13 ans. Il comporte 12 Filiales permanentes dont **NETIS BF** avec plus de 30 agences régionales.

I.1 SES SECTEURS D'ACTIVITES

I.1.1 PRESTATION DE SERVICES

Il surveille le réseau et les tours de télécommunications et leurs sources d'alimentation pour s'assurer qu'elles fonctionnent correctement et efficacement. Il dispose d'équipes opérationnelles solides dans chaque pays utilisant des outils de gestion internes approuvés et efficaces pour la maintenance préventive et corrective des infrastructures actives et passives.

I.1.2 PROJETS TELECOMS

Il conçoit, fabrique (en interne et en sous-traitance), assemble et installe des tours de télécommunications pour les towercos et les opérateurs de réseaux mobiles. Il propose une gamme complète de services allant de l'acquisition de sites au raccordement aux sources d'énergie en passant par le remplacement des équipements passifs et actifs.

I.1.3 FIBRE OPTIQUE

Il installe de la fibre optique soit entre les sites des tours de télécommunications, soit pour des projets FTTx – Fibre à la maison. Les prestations fournies par NETIS BF comprennent : étude et conception (épine dorsale, dernier kilomètre, anneau de métro, etc.), travaux de génie civil fibre optique, pose de câbles (aériens et souterrains) ainsi que la maintenance préventive et corrective.

I.1.4 RESERVE D'ENERGIE

Il fournit des solutions d'énergie et d'économie d'énergie (y compris des solutions solaires et autres solutions vertes) aux opérateurs de télécommunications et de réseaux mobiles. Il a développé des partenariats solides et durables avec les principaux fabricants d'équipement d'origine (« OEM ») pour assurer des services de bout en bout.

I.2 SES SERVICES

- Ingénierie et conception de réseaux complets ;
- Acquisition de site et permis ;
- Audit et analyse de réseau ;
- Optimisation du réseau et du site ;
- Surveillance et contrôle du réseau ;
- O&M (correctif et préventif) ;

- Installations et mise en service ;
- Solutions d'énergie hybrid internes ;
- Solutions de refroidissement ;
- Manufacturing ;
- Conseil ;
- Support de maintenance client final ;
- Connexions d'abonnés ;
- Assistance back-office.

I.3 SON ORGANIGRAMME

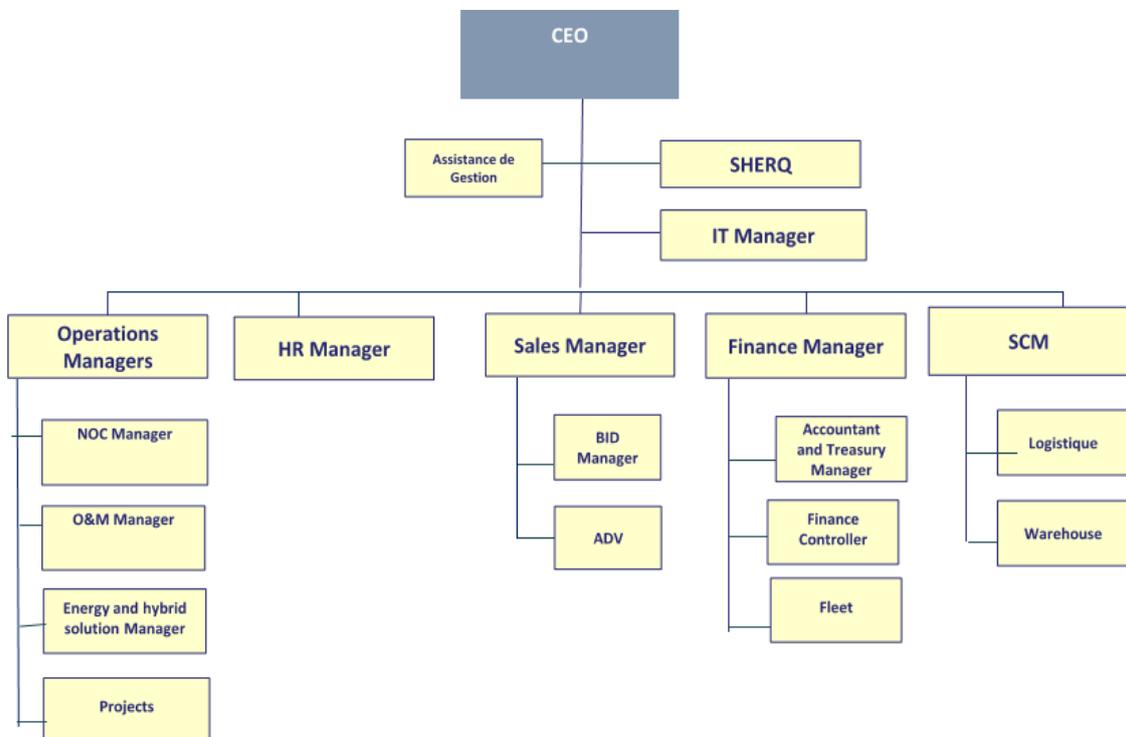


Figure 1 : Organigramme de NETIS BURKINA

II. RECHERCHE BIBLIOGRAPHIQUE

II.1 GENERALITES DES SYSTEMES HYBRIDES PV/DIESEL

Le système hybride est la combinaison de plusieurs sources d'énergie pour la production d'électricité. En générale, il est constitué d'une ou de plusieurs sources conventionnelles (groupe électrogène) et d'au moins une source d'énergie renouvelable. Le système hybride peut comprendre un dispositif de stockage ou pas. L'intérêt d'utiliser des technologies multiples est de réunir les avantages et les meilleures caractéristiques opérationnelles de chaque système utilisé individuellement. Nous nous intéresserons au système hybride PV/Diesel avec stockage dans cette présente étude.

Ces types de système compensent le caractère intermittent des sources renouvelables et offrent un rendement énergétique global plus élevé. Ils permettent de prolonger la fourniture d'électricité et de services pendant la nuit. Leur intérêt essentiel est la possibilité d'autonomie énergétique, vu qu'ils ne dépendent pas d'une seule source, réduisant ainsi l'exposition des pays à la volatilité des prix et de l'offre des sources d'énergie importées et par conséquent, en atténue les effets économiques négatifs.

II.2 LES DIFFERENTES CONFIGURATIONS DES TECHNOLOGIES HYBRIDES PV/DIESEL DE PRODUCTION D'ELECTRICITE

Il existe plusieurs types de configurations des systèmes hybrides PV/Diesel :

- La configuration PV/Diesel série ;
- La configuration PV/Diesel commuté ;
- La configuration PV/Diesel parallèle ;
- La configuration « Flexy-Energy ».

II.2.1 LA CONFIGURATION SERIE

Dans cette configuration (voir Figure 2), l'énergie produite par le générateur diesel est d'abord redressée et puis convertie de nouveau en alternatif pour être fournie à la charge, ce qui implique des pertes de conversion significatives [5].

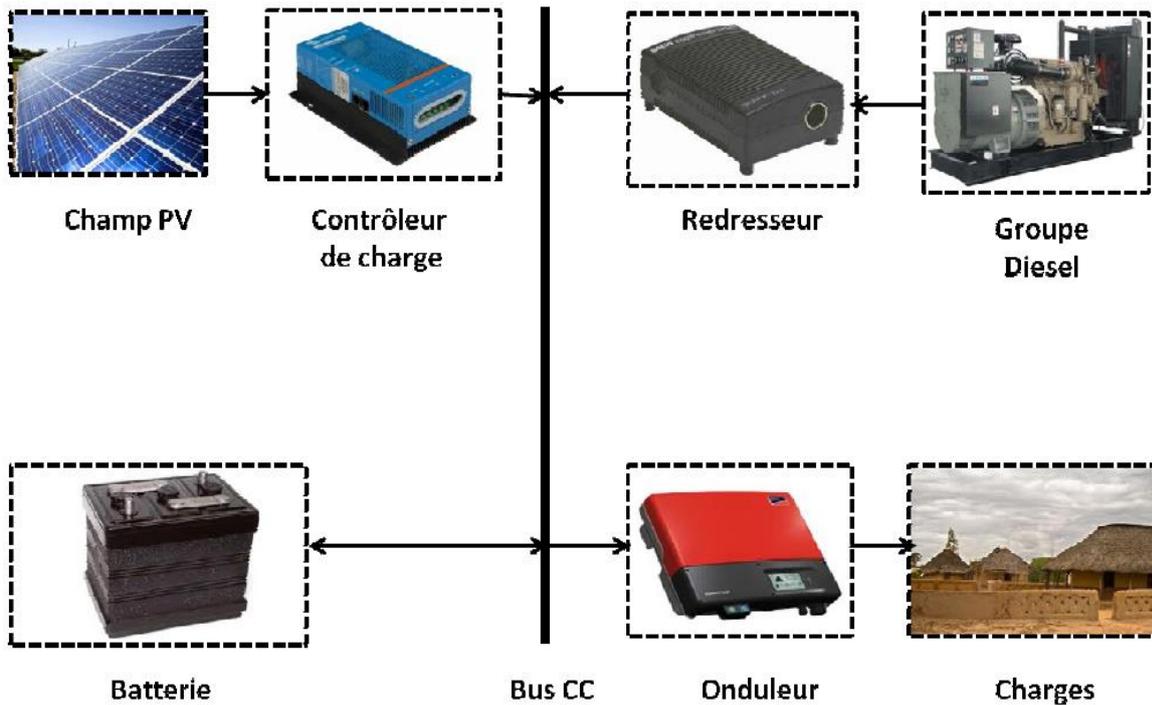


Figure 2 : Système hybride PV/Diesel configuration série

II.2.2 LA CONFIGURATION COMMUTEE

Cette configuration (voir Figure 3) est très fréquemment utilisée malgré ses limitations opérationnelles [5]. La charge peut être alimentée soit par le groupe électrogène soit par l'onduleur alimenté par le champ PV ou les batteries. En principe, la puissance produite par le générateur diesel est supérieure à la demande de la charge et l'excès est utilisé pour charger la batterie. Le diesel est arrêté lorsque la demande est faible et qu'elle peut être satisfaite par le champ PV et la batterie [6].

L'utilisation d'un contrôle automatique à la place de la commande manuelle et le fait que l'alimentation simultanée n'y est pas possible rendent ce système très complexe.

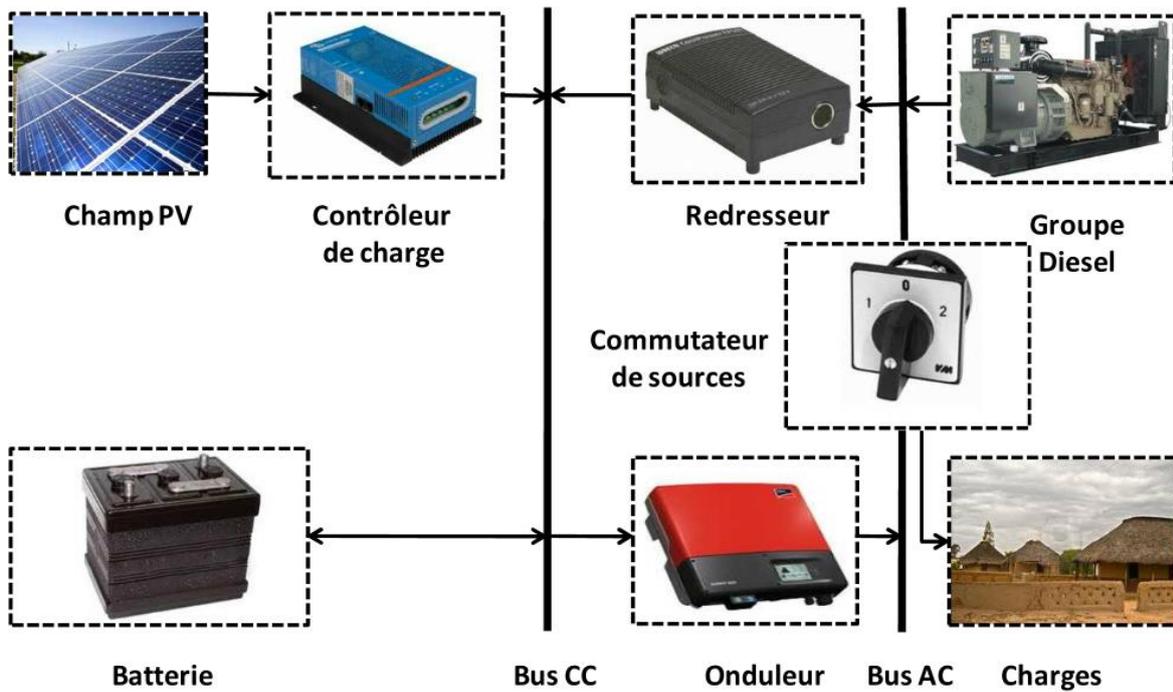


Figure 3 : Système hybride PV/Diesel configuration commutée

II.2.3 LA CONFIGURATION PARALLELE

Elle permet l'alimentation de la charge à partir de toutes les sources soit séparément soit de suppléer les pointes en combinant les sources. La capacité du système est deux fois plus grande dans cette configuration [6]. La possibilité de synchroniser l'onduleur avec le générateur diesel permet une meilleure flexibilité du système. Elle est présentée dans la figure ci-dessous :

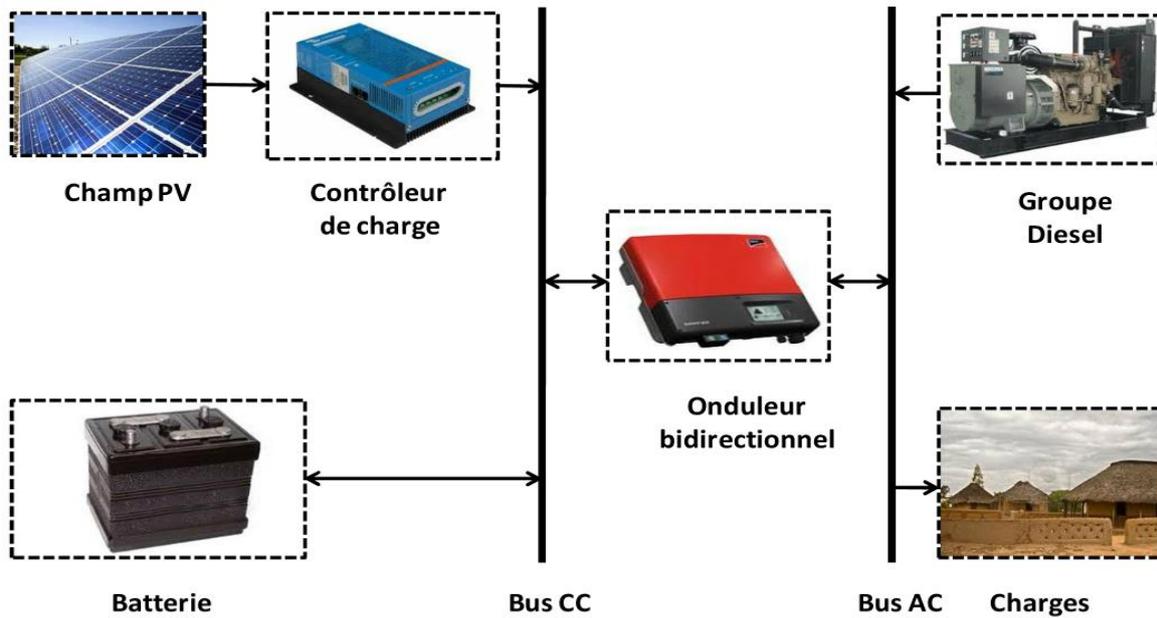


Figure 4 : Système hybride PV/Diesel configuration parallèle

II.2.4 LA CONFIGURATION « FLEXY-ENERGY »

Il s'agit d'un concept de système hybride consistant à produire de l'électricité de façon décentralisée afin de pallier aux faiblesses des systèmes hybrides PV/diesel. Il se compose d'un générateur PV couplé à un générateur diesel muni d'un système de bicarburation lui permettant de fonctionner soit au gasoil soit au biocarburant dépendamment de la disponibilité du type de carburant et ce sans stockage d'électricité dans les batteries. Cette configuration donne ainsi une certaine souplesse dans la gestion de la centrale électrique hybride [5]. L'architecture générale de cette configuration est présentée sur la figure ci-dessous :

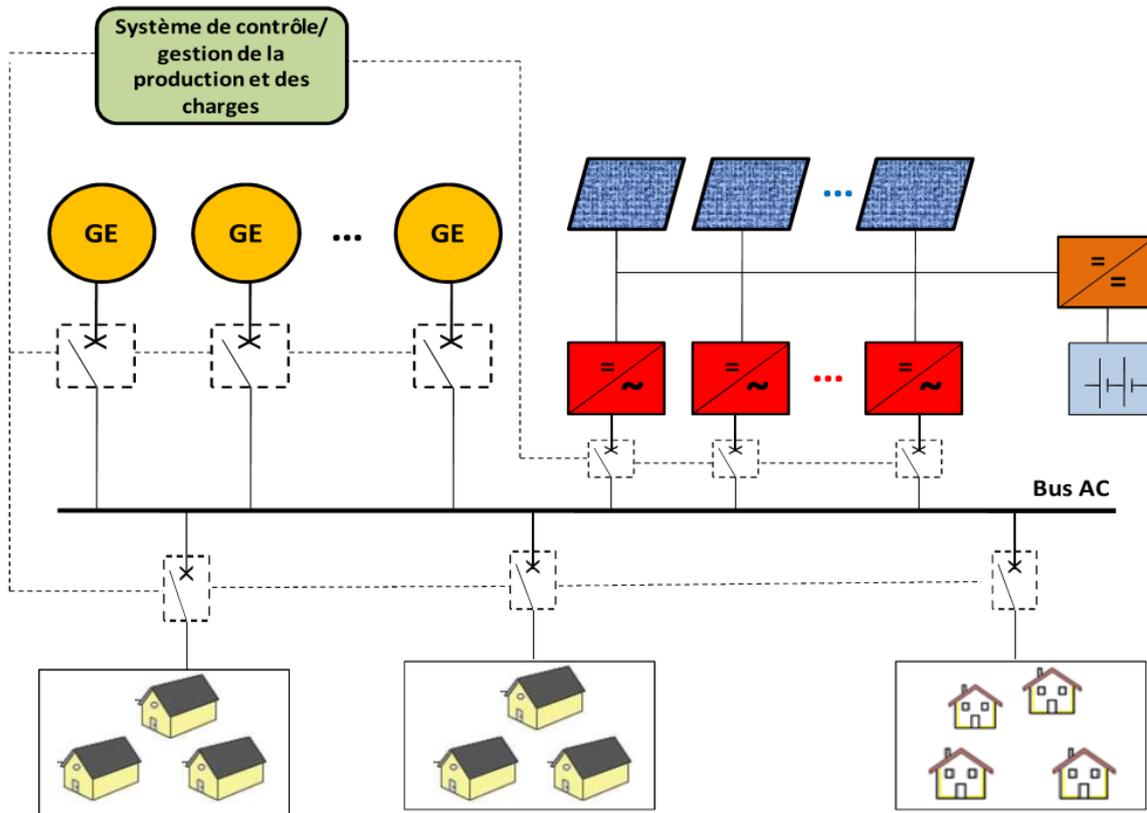


Figure 5 : Système hybride PV/Diesel configuration « Flexy-Energy »

Chacune de ces configurations présente non seulement des avantages mais aussi des limitations qui sont présentés dans l'[annexe 1](#).

II.3 LES COMPOSANTS DU SYSTEME

II.3.1 LES MODULES/GENERATEUR PV

Un générateur PV convertit l'énergie lumineuse du soleil en énergie électrique (courant continu DC). Il est constitué de cellules photovoltaïques encapsulées dans un support souple ou rigide. On les distingue généralement par la technologie de cellules dont ils sont composés :

- Panneaux au silicium cristallin (monocristallins ou polycristallins) ;
- Panneaux au silicium amorphe ;
- Panneaux multi-jonctions.

Les modules PV sont généralement reliés en série entre eux de façon à augmenter la tension du système, puis ces séries de panneaux sont reliées entre elles en parallèles de façon à augmenter le courant du système. Ces groupes de chaînes sont ensuite connectés à un onduleur pour convertir un système de tension et courant continu fournis par les modules PV en système de tension et de courant alternatif identique à celui du réseau (ou celui des charges) [7].

II.3.2 LE REGULATEUR DE CHARGE/DECHARGE

Il contrôle la production des panneaux tout en optimisant la durée de vie des batteries [8]. En effet, il a pour rôle d'éviter la surcharge de la batterie en déconnectant la batterie trop chargée des modules PV et de la protéger contre la décharge profonde en déconnectant la batterie trop déchargée de l'installation.

II.3.3 L'ONDULEUR SOLAIRE

Le générateur PV génère du courant continu, mais la consommation exige le plus souvent du courant alternatif. Il a pour rôle de transformer le courant continu produit par le champ PV en courant alternatif de tension et fréquence normalisées pour alimenter les charges alternatives. On distingue 3 types d'onduleurs solaires : les onduleurs réseau, les onduleurs autonomes (onduleurs simples et onduleurs chargeurs) et les onduleurs hybrides.

II.3.4 LES BATTERIES DE STOCKAGE

Ce sont des systèmes électrochimiques permettant de conserver/stocker l'énergie lorsque la production est plus importante que la demande pour ainsi décaler sa restitution lorsque la demande est plus importante que la production en raison de l'intermittence de la ressource solaire. Elles sont connectées au régulateur de charge/décharge car elles sont chargées et alimentent les charges à travers Celui-ci. On associe plusieurs batteries en série pour obtenir une tension adaptée à l'utilisation et on les associe en parallèle pour avoir la capacité et la puissance nécessaire à l'autonomie désirée.

II.3.5 LE GROUPE ELECTROGENE

Il est constitué de deux grandes parties qui sont :

- Un moteur diesel qui, par une combustion interne, transforme l'énergie d'un combustible en énergie mécanique ;
- Un alternateur qui transforme cette énergie en énergie électrique.

Dans le cas des systèmes hybrides PV/Diesel avec stockage, il ne sera sollicité que soit en cas de délestage ou soit lorsque le générateur PV ne produit pas i.e. la nuit ou par mauvais temps et que le stockage prévu n'est pas apte à couvrir tous les besoins énergétiques.

II.4 ETAT DE L'ART DES SYSTEMES HYBRIDES AU BURKINA FASO

Deux technologies de système hybride sont principalement installées au Burkina Faso. On peut citer comme suit :

1. Système hybride PV/Diesel

La mine d'or d'Essakane fait partir des infrastructures de production d'électricité construites à partir d'investissements privés en Afrique (hors Maghreb) au cours des 10 dernières années. Une centrale PV d'une capacité de 15 MWc a été raccordé à la centrale thermique au fioul de 57 MW utilisée par la société minière pour répondre à une demande électrique moyenne de 40 MW. Chaque année, elle contribue à diminuer la consommation en fioul du site d'environ six millions de litres et à réduire ses émissions de CO₂ de près de 18 500 tonnes. L'ensemble représente aujourd'hui la plus grande centrale hybride PV/Diesel du monde et l'une des plus grandes installations solaires d'Afrique subsaharienne [9].

2. Système hybride PV/Diesel suivant le concept « Flexy-Energy »

Un prototype de centrale hybride « Flexy-Energy » est mis en place et est opérationnel sur le site de la Fondation 2iE (Kamboinsé-Ouagadougou, Burkina Faso). Il comprend un générateur PV de 2,85 kWc connecté à un onduleur de puissance 3,82 kW et un GE de 11,5 kVA muni d'un système de bicarburation qui lui permet de fonctionner soit au gasoil soit au biocarburant (HVP) dépendamment de la disponibilité du type de carburant. Ce système permet d'une part d'éviter le rejet dans l'environnement d'environ 445 tonnes de CO₂ comparé à une centrale purement diesel. D'autre part, comparativement avec le scénario PV pure, on évite avec le système hybride le rejet de 441 batteries de 100 Ah (12V) dans l'environnement ce qui constitue un atout majeur vu qu'il n'existe quasiment pas de structure de recyclage des batteries dans les pays de l'Afrique subsaharienne [5].

III. OPTIMISATION ENERGETIQUE DE NETIS BF

III.1 ETAT DES LIEUX

Il s'agit de faire l'inventaire de l'existant c'est-à-dire de dresser la liste des équipements électriques de l'entreprise. NETIS BURKINA est actuellement alimenté en énergie électrique par le réseau de la SONABEL. Il y a deux compteurs :

- Le premier (C1) qui alimente les charges du R+1 ;
- Le second (C2) qui alimente les charges du RDC.

Mais ce dernier a fréquemment des baisses de tension et des coupures d'électricité amenant l'entreprise à installer deux GEs (un de **45 kVA** alimentant les charges ondulées du R+1 et l'autre de **15 kVA** alimentant celles du RDC) afin de soit stabiliser la tension du réseau public ou soit d'assurer la continuité de services lors d'une coupure d'électricité. Les récepteurs installés sont généralement l'éclairage, la climatisation, la bureautique et l'électroménager.

III.1.1 LE SYSTEME D'ECLAIRAGE

Il est constitué des types de luminaires listés et quantifiés dans le tableau ci-dessous. La puissance du ballast est égale de **25%** de la puissance du luminaire.

Tableau 1 : Bilan du système d'éclairage

Désignation	Puissance unitaire (W)	Puissance des ballasts (W)	Nombre	Puissance totale (W)
LED	18		59	1 062
LED	9		10	90
Fluocompacte	36	9	6	270
Fluorescente	15	3,75	4	75
Fluorescente	18	4,5	1	22,5
Total				1 519,5

III.1.2 LE SYSTEME DE CLIMATISATION

Le tableau ci-dessous présente le système de climatisation de l'entreprise ainsi que ses caractéristiques :

Tableau 2 : Bilan du système de climatisation

Niveaux	Locaux	Marque des climatiseurs	Puissance (W)	Puissance frigorifique (W)	COP
RDC	Bureau départ. Informatique	LG	1 170	3 576	3,06
	Bureau départ. GVA	Idéal Sense	950	3 576	3,76
	Magasinier	SHARP	940	2 550	2,71
	Bureau des superviseurs	SHARP	940	2 550	2,71
	Salle de réunion	LG	1 170	3 576	3,06
R+1	Bureau du DG	J-Tech Inverter	1 060	3 500	3,30
	Secrétariat	SIESTA	1 230	3 520	2,86
	Bureau départ. commercial	LG	1 170	3 576	3,06
	Bureau départ. finance	LG	1 170	3 576	3,06
	Bureau départ. RH	SAMSUNG	1 350	3 015	2,23
	Open space R+1	LG	1 170	3 576	3,06
		SMART	1 800	5 364	2,98
SAMSUNG		1 350	3 015	2,23	

III.1.3 LA BUREAUTIQUE

Elle est essentiellement composée d'ordinateurs, de l'ensemble imprimante-scanner et de vidéo projecteurs présentés dans le ci-dessous :

Tableau 3 : Bilan de la bureautique

Model	Puissance unitaire (W)	Quantité	Puissance totale (W)
Ordinateur			
Portable HP	45	50	2 250
Portable DELL	45	3	135
Portable Lenovo	45	4	180
Fixe HP	400	7	2 800
Total			5 365
Imprimante et scanner			
TASKalfa 5551ci	1 267	1	1 267
Total			1 267
Vidéo projecteur			
Vidéo DG			232
Vidéo Salle de réunion			248
Total			480

III.1.4 L'ELECTROMENAGER

Le tableau ci-dessous présente l'ensemble des appareils électroménagers :

Tableau 4 : Bilan des appareils électroménagers

Niveaux	Appareils	P (W)
R+1	Machine à café DG	1 150
	Frigo DG	296
	Frigo Cuisine	2 816
	Chauffe-eau cuisine	1 850
	Chauffe-eau DG	1 500
	Fontaine Int hall R+1	960
RDC	Frigo resto	230
	Machine à café GVA	1 150
	Fontaine bureau superviseurs	960

On retient de cet état des lieux que la climatisation et l'électroménager constituent un véritable point de consommation. La puissance totale de l'électroménager du site (**10,91 kW**) n'est pas négligeable malgré sa faible quantité.

Les nuits du samedi au dimanche et du dimanche au lundi, des équipes restent dans la salle de réunion du niveau 1 afin d'assurer une continuité des services de l'entreprise. La

climatisation et les luminaires de ce local restent donc en marche pendant cette période. Pour établir le profil de charge de l'entreprise, nous allons fusionner le fonctionnement des équipements des jours ouvrables et du weekend.

Pour connaître les parts énergétiques de la SONABEL et des GEs, nous avons calculé les consommations énergétiques annuelles de chaque point de consommation, en avons fait la somme par niveau pour ensuite retirer la part de la SONABEL (en se basant sur les factures d'électricité de l'année 2020 dans l'[annexe 2](#)) et enfin en déduire celle des GEs. Ces calculs sont résumés dans le Tableau 5. Pour les coûts annuels, nous avons fait la somme des coûts du carburant de la même année (voir [annexe 2](#)).

Tableau 5 : Parts énergétiques de la SONABEL et des GEs

Compteurs	Points de consommation	Consommation annuelle (kWh/an)	Consommation annuelle totale (kWh/an)	Part de la SONABEL (kWh/an)	Part des GEs (kWh/an)
C1	Climatisation	14 356	41 271	15 728	25 543
	Eclairage	1 139			
	Bureautique	9 755			
	AEM	16 021			
C2	Climatisation	11 291	17 692	14 031	3 661
	Eclairage	1 476			
	Bureautique	2 855			
	AEM	2 071			
Total			58 963	29 759	29 204
Coûts annuels (FCFA/an)				4 933 546	10 995 376

NB: Pour le calcul du temps de fonctionnement journaliers des récepteurs, nous avons considéré :

- 11 à 13h de fonctionnement pour les luminaires et climatiseurs des bureaux sauf ceux de la salle de réunion qui fonctionnent h24 ;
- 5h de fonctionnement pour les toilettes et couloirs ;
- 12h de fonctionnement pour l'éclairage externe.

Nous avons bien sûr tenu compte des coefficients de simultanéité et des niveaux de sollicitation tout en ne considérant que les jours ouvrables de l'année. Nous proposerons par la suite des mesures pour optimiser l'ensemble du système afin de consommer l'énergie de façon efficace.

III.2 OPTIMISATION DU SYSTEME ACTUEL

III.2.1 OPTIMISATION DU SYSTEME D'ECLAIRAGE

Du Tableau 1, on note que le système d'éclairage est majoritairement composé des luminaires de type LED. Cette technologie ayant le meilleur rendement lumineux et la meilleure durée de vie (environ 50 000 h), aucun remplacement ne sera fait à ce niveau. Par contre, les autres technologies ont un plus faible rendement lumineux et une très faible durée de vie (environ 1 000 h). Nous allons donc les remplacer par les lampes LED qui peuvent permettre d'économiser jusqu'à 50% d'énergie [8] et présentent de nombreux avantages. En effet, elles :

- Supportent plus les chocs et les vibrations que les tubes fluorescents ;
- Ne sont pas affectées par leur durée de vie ;
- N'ont pas besoin de gaz, contrairement aux tubes fluorescents qui sont fabriqués avec des composés à vapeur de mercure qui sont nocifs pour la santé humaine et l'environnement [10].

Par ailleurs, l'éclairage doit être suffisant et uniforme dans chaque local. Il ne doit y avoir ni d'ombre ni de réflexion ni d'éblouissement. Le confort requis dans les locaux dépend du type et de la durée de l'activité à l'intérieur du local [11]. Le niveau d'éclairage recommandé dans les lieux de travail est présenté dans l'[annexe 3](#). Nous avons donc vérifié que dans chaque local, le niveau d'éclairage respecte celui recommandé. Par la suite, nous avons déterminé le flux lumineux minimum requis dans les locaux ayant un faible niveau d'éclairage et en avons déduit le nombre de luminaire à ajouter afin d'atteindre la norme requise.

NB : Les détails (définition des termes utilisés, formules utilisées, calculs détaillés, ...) de cette partie sont présentés dans l'[annexe 3](#).

Le Tableau 6 nous présente les consommations énergétiques avant et après l'optimisation du système d'éclairage.

Tableau 6 : Consommations énergétiques de l'éclairage avant et après l'optimisation

Avant l'optimisation					
Désignation	Puissance unitaire (W)	Puissance des ballasts (W)	Nombre	Puissance totale (W)	Consommation énergétique annuelle (kWh) E
LED	18	-	59	1 062	2 614
LED	9	-	10	90	
Fluocompacte	36	9	6	270	
Fluorescente	15	3,75	4	75	
Fluorescente	18	4,5	1	22,5	
Total				1 519,5	

Après l'optimisation					
Désignation	Puissance unitaire (W)	Puissance des ballasts (W)	Nombre	Puissance totale (W)	Consommation énergétique annuelle (kWh) E'
LED	18	-	67	1 206	2 771
LED	9	-	14	126	
LED	12	-	1	12	
LED	26	-	1	26	
Total				1 370	

La consommation énergétique des luminaires a naturellement augmenté ce qui s'explique par le fait que dans la plupart des locaux, l'éclairage était insuffisant. Par conséquent, aucune économie d'énergie n'a été réalisée à ce niveau. Mais pour des questions de confort visuel (car nous ne pouvons pas optimiser le système en diminuant le service rendu), nous allons utiliser le système d'éclairage obtenu après l'optimisation dans la suite de notre travail.

III.2.2 OPTIMISATION DU SYSTEME DE CLIMATISATION

Le système de climatisation de l'entreprise est globalement constitué de mono-split muraux. Nous avons déterminé les COP des climatiseurs qui figurent dans le Tableau 2. Pour s'assurer de leur efficacité, nous allons les comparer aux valeurs de référence du Tableau 7.

Tableau 7 : Coefficient de performance recommandé

Système split	COP minimum (kW _r /kW _e)
Jusqu'à 4 kW _r	2,8
Supérieur à 4 kW _r	3,0

Le Tableau 8 présente les résultats de cette vérification avec les appréciations :

- Bon : pour des valeurs de COP égales ou légèrement supérieures à la normale ;
- Mauvais : pour des valeurs de COP inférieures à la normale.

Tableau 8 : Vérification des COP

Niveaux	Locaux	Marques des climatiseurs	Puissance (W)	Puissance frigorifique (W)	COP	Appréciation
RDC	Bureau départ. Informatique	LG	1 170	3 576	3,06	Bon
	Bureau départ. GVA	Ideal Sense	950	3 576	3,76	Bon
	Magasinier	SHARP	940	2 550	2,71	Mauvais
	Bureau des superviseurs	SHARP	940	2 550	2,71	Mauvais

	Salle de réunion	LG	1 170	3 576	3,06	Bon
R+1	Bureau du DG	J-Tech Inverter	1 060	3 500	3,30	Bon
	Secrétariat	SIESTA	1 230	3 520	2,86	Bon
	Bureau départ. commercial	LG	1 170	3 576	3,06	Bon
	Bureau départ. finance	LG	1 170	3 576	3,06	Bon
	Bureau départ. RH	SAMSUNG	1 350	3 015	2,23	Mauvais
	Hall R+1	LG	1 170	3 576	3,06	Bon
		SMART	1 800	5 364	2,98	Mauvais
SAMSUNG		1 350	3 015	2,23	Mauvais	

Notons que tous les climatiseurs ayant un bon COP sont dotés de la technologie Inverter. Ce qui leur permet de réguler leur vitesse et leur puissance en s'adaptant aux changements de température. En effet, ils s'activent lorsque la température est trop élevée et réduisent l'intensité en présence d'une température ambiante plus douce [12].

Les climatiseurs de marque **Ideal Sense** présentent le meilleur COP. Du Tableau 8, on remarque qu'ils consomment **220 kWe** de moins pour fournir la même puissance frigorifique que les climatiseurs de marque LG. Afin d'optimiser le système de climatisation tout en minimisant bien sûr le coût de changement des climatiseurs, nous n'avons proposé que le remplacement des ceux qui ont de mauvais COP par les climatiseurs de marque **Ideal Sense**.

Le tableau ci-dessous nous présente les consommations énergétiques avant et après l'optimisation du système de climatisation.

Tableau 9 : Consommations énergétiques de la climatisation avant et après l'optimisation

Avant l'optimisation					
Niveaux	Locaux	Puissances (W)	Temps de fonctionnement par an (h/an)	Consommation annuelle (kWh/an)	
R+1	Bureau du DG	1 060	1 773	1 880	
	Secrétariat	1 230	1 500	1 845	
	Bureau départ. commercial	1 170	1 773	2 075	
	Bureau département finance	1 170	1 773	2 075	
	Open Space R+1		1 170	1 500	1 755
			1 800	1 500	2 701
			1 350	1 500	2 026
	Bureau départ. RH	1 350	1 500	2 026	

RDC	Bureau départ. Informatique	1 170	1 773	2 075
	Bureau départ. GVA	950	1 500	1 425
	Magasinier	940	1 500	1 410
	Bureau des superviseurs	940	1 500	1 410
	Salle de réunion	1 170	2 517	2 945
Total				25 647
Après l'optimisation				
Niveaux	Locaux	Puissances (W)	Temps de fonctionnement par an (h/an)	Consommation annuelle (kWh/an)
R+1	Bureau du DG	1 060	1 773	1 880
	Secrétariat	1 230	1 500	1 845
	Bureau départ. commercial	1 170	1 773	2 075
	Bureau départ. finance	1 170	1 773	2 075
	Open Space R+1	1 170	1 500	1 755
		950	1 500	1 425
RDC	Bureau départ. RH	950	1 500	1 425
	Bureau départ. Informatique	1 170	1 773	2 075
	Bureau départ. GVA	950	1 500	1 425
	Magasinier	950	1 500	1 425
	Bureau des superviseurs	950	1 500	1 425
	Salle de réunion	1 170	2 517	2 945
Total				23 201

La consommation annuelle totale due au système de climatisation diminue de **2 446 kWh** après l'optimisation. L'optimisation des autres points de consommation ne sera pas faite ici à cause de leurs coûts de remplacement. Nous proposerons toutefois en recommandation des mesures de gestion efficace de l'énergie à l'endroit de tout le personnel de l'entreprise.

IV. METHODOLOGIE DE LA CONCEPTION

IV.1 METHODOLOGIE DE L'ETUDE DE FAISABILITE TECHNIQUE

Pour notre étude, nous suivrons les étapes suivantes :

Etape 1 : Estimer le rayonnement solaire de la localité

Il s'agit de la valeur moyenne de l'énergie solaire reçue chaque jour par 1 m² de surface horizontale. Il est fourni pour les stations météorologiques et nous permettra d'évaluer le potentiel solaire du site d'installation. Nous utiliserons les données météorologiques du logiciel **RETScreen Expert** pour faire cette estimation.

Etape 2 : Estimer les besoins énergétiques de l'installation

Il s'agit de déterminer la quantité d'énergie journalière nécessaire pour alimenter les charges. Pour ce faire, on :

- Relève les caractéristiques des récepteurs CC et CA : tension (V), puissance (W) et durée d'utilisation (h/j) ;
- Calcule la puissance réellement appelée par chaque récepteur en tenant compte d'un éventuel coefficient de sécurité (20% dans notre cas) et du rendement des convertisseurs CC/CC et de l'onduleur en utilisant les formules suivantes :

$$P_{CCapp}(W) = \frac{(1 + \text{coeff. sécurité}) \times P_{nom}}{R_{conv}} \quad (1)$$

$$P_{CAapp}(W) = \frac{(1 + \text{coeff. sécurité}) \times P_{nom}}{R_{ond}} \quad (2)$$

- Calcule le besoin énergétique de chaque récepteur en utilisant la formule suivante :

$$E_j(Wh/j) = t \times P_{app} \quad (3)$$

La consommation journalière totale de l'installation est la somme des consommations journalières en courant continu (DC) et en courant alternatif (AC) [13].

Etape 3 : Estimer la puissance nominale du champ PV

La puissance crête minimale du champ photovoltaïque nécessaire pour satisfaire la demande énergétique journalière est calculée à l'aide de la formule suivante :

$$P_{cmin}(Wc) = \frac{E_j}{H_i \times R_{bat} \times R_{gen}} \quad (4)$$

Avec :

E_j (kWh/j) : Le besoin journalier en électricité de l'entreprise ;

H_i (kWh/m².j⁻¹) : l'ensoleillement global moyen journalier du mois le moins ensoleillé dans le plan des modules ;

R_{bat} : Le rendement des batteries. Valeur typique de 80% ;

R_{gen} : Le rendement du générateur PV (Pertes dues à la poussière, à l'échauffement des modules, au câblage, etc.). Valeur typique de 80%.

On choisit le module PV dans les catalogues puis on extrait de la fiche technique du module choisi : sa puissance crête ; son courant de court-circuit et sa tension nominale du module. On détermine ensuite les nombres de modules à mettre en série et en parallèle pour en déduire la puissance crête à installer [13].

- Nombre de modules en série par branche :

$$N_s = \frac{V_{sys}}{V_{nmod}} \quad (5)$$

- Nombre de branches de modules en parallèle :

$$N_p = \frac{P_{cmin}}{N_s \times P_{mod}} \quad (6)$$

- Puissance totale à installer :

$$P_c(Wc) = N_s \times N_p \times P_{mod} \quad (7)$$

Dans notre cas, l'entreprise souhaite qu'idéalement, le solaire alimente toutes ses charges. Etant donné que l'installation sera faite sur le toit, nous ferons le dimensionnement du système PV en fonction de la surface disponible et exploitable et considérerons ce dernier comme cas de référence. C'est-à-dire que dans un premier temps, nous allons dimensionner le système PV en utilisant les formules suivantes :

- Puissance crête installée :

$$P_c(Wc) = G_o \times S_u \times \eta_{mod} \quad (8)$$

Avec :

G_o (1000 W/m²) : l'ensoleillement STC ;

S_u (m²) : la surface utile orientée Sud, estimée à 85% de la surface totale en se basant sur les études préliminaires réalisées sur le site ;

η_{mod} : le rendement du module PV choisi.

- Nombre de modules :

$$N_{mod} = \frac{P_c}{P_{mod}} \quad (9)$$

Ensuite, nous allons comparer le nombre total de modules PV trouvé après le dimensionnement en fonction de la totalité des besoins énergétiques à la référence (N_{mod}) et s'il lui est inférieur ou égale, l'installation pourrait alors tenir sur le toit. Dans le cas contraire, nous allons devoir reprendre l'étape 3 en ne considérant qu'une partie des besoins énergétiques pour les différents calculs. A la fin de cette étape, nous serons aptes à choisir la configuration PV/Diesel adéquate pour notre installation. En outre, l'entreprise ayant une nette préférence pour la marque **VE**, notre choix se portera principalement sur les équipements de cette dernière.

Étape 4 : Estimer la capacité du système de stockage

La capacité du système de stockage est donnée par la formule suivante :

$$C_{batmin}(Ah) = \frac{E_j \times j_{auto}}{V_{sys} \times R_{bat} \times DM} \quad (10)$$

Avec :

j_{auto} : le nombre de jours d'autonomie souhaité

DM : la profondeur de décharge des batteries

On choisit une batterie dans les catalogues en tenant compte de sa disponibilité sur le marché, sa durée de vie, sa capacité sa tension nominale et surtout sa profondeur de décharge. On détermine ensuite les nombres de batteries à mettre en série et en parallèle pour en déduire la capacité totale à installer.

- Nombre de batteries en série par branche :

$$N_{bats} = \frac{V_{sys}}{V_{bat}} \quad (11)$$

- Nombre de branches de batteries en parallèle :

$$N_{batp} = \frac{C_{batmin}}{C_{bat}} \quad (12)$$

- Capacité totale à installer :

$$C_{bat} = N_{batp} \times C_{bat} \quad (13)$$

Étape 5 : Choisir le contrôleur de charge/décharge

Le régulateur VE est dimensionné de sorte à ce que ses caractéristiques vérifient les conditions suivantes :

- Intensité nominale du régulateur : $I_{reg} \geq I_{PV}$
- Tension nominale : égale à celle du système PV.

Une feuille de calcul est prévue à cet effet. Nous l'utiliserons pour vérifier la conformité de notre choix.

Étape 6 : Choisir le convertisseur/chargeur

Le convertisseur/chargeur de VE joue simultanément les rôles d'onduleur réseau et d'onduleur chargeur [14]. Il est alors dimensionné non seulement en fonction de la puissance de la charge à alimenter mais aussi en fonction de la puissance du champ PV. Pour ce faire, nous allons faire le bilan de puissance de l'entreprise en appliquant aux charges un coefficient de simultanéité qui est fonction du nombre de branchements de chaque point de consommation comme nous le montre le tableau ci-dessous :

Tableau 10 : Ks en fonction du nombre de branchements

Nombre de branchements	Facteur de simultanéité
2 à 4	1
5 à 9	0,78
10 à 14	0,63
15 à 19	0,53
20 à 24	0,49
25 à 29	0,46
30 à 34	0,44
35 à 39	0,42
40 à 49	0,41
50 et plus	0,38

Nous utiliserons les formules suivantes pour les différents calculs :

$$P_f = P \times K_s \quad (14)$$

Avec :

K_s : le coefficient de simultanéité

P_f : la puissance foisonnée des charges en W

$$S = \frac{P_t}{\cos\varphi} \quad (15)$$

La puissance du convertisseur doit être choisie suivant les conditions suivantes :

$$\begin{cases} P_{ond} > 1,25 \times P_{ch} \\ 0,8 \times P_{PV} < P_{ond} < 1,1 \times P_{PV} \end{cases}$$

Les conditions suivantes doivent également être vérifiées :

- La tension MPP du générateur PV (V_{mpp}) > La tension minimale admise à l'entrée de l'onduleur ;
- La tension en circuit ouvert du générateur PV (V_{co}) < La tension maximum admise à l'entrée de l'onduleur ;
- Toutes les branches connectées à un même onduleur doivent avoir la même tension continue [15].

NB : les étapes 7 et 8 ne seront suivies que pour le dimensionnement de la minicentrale à installer.

Etape 7 : Dimensionner les sections de câbles

Les câbles relient électriquement tous les composants du système. Ils doivent être méticuleusement dimensionnés afin de limiter les pertes joules et les chutes de tension. Leur section minimale se calcul à partir de la formule suivante :

$$S = \frac{2 \times \rho \times L \times I}{\Delta V(\%) \times V} \quad (16)$$

Avec :

ρ : la résistivité du câble

L : la longueur du câble

I : le courant traversant le câble en considérant un coefficient de sécurité de 25%

$\Delta V(\%)$: la chute de tension limite

V : la tension au départ du câble

La section de câble à choisir dans les catalogues est celle immédiatement supérieure à la valeur calculée. Les chutes de tension dans les installations PV (2% maximale côté CC et 1% côté CA fixées par la norme [16]) se calculent à partir de la formule suivante :

$$\Delta V = \frac{2 \times \rho \times L \times I}{S}; \Delta V = \Delta V(\%) \times V \quad (17)$$

Le courant admissible du côté CC est calculé selon la norme CEI 60364-5-52. Le dimensionnement des câbles CA est quant à lui effectué en appliquant les facteurs classiques de correction en courant (qui sont fonction du mode de pose, du nombre de câbles posés ensemble, de la température ambiante et du type de câble) conformément aux règles de la norme NFC 15-100 et du guide UTE C15-105.

Etape 8 : Dimensionner les équipements de protection du système

Le système PV est composé de deux parties : la partie CC et la partie CA comme nous le montre la figure ci-dessous :

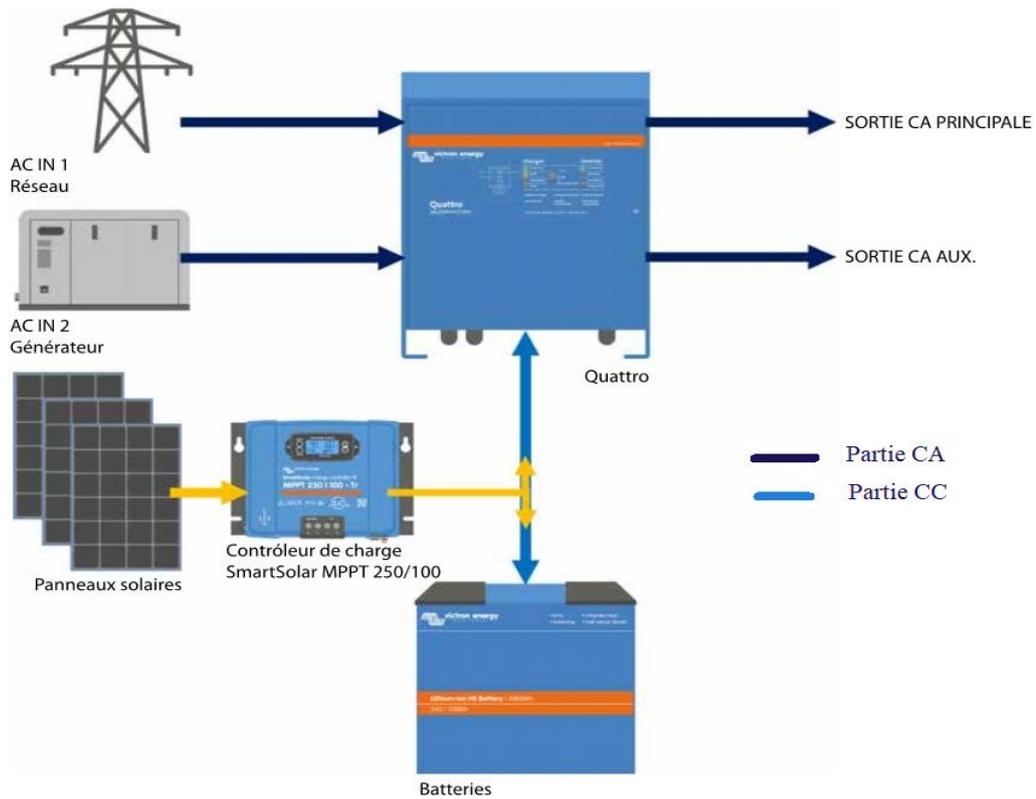


Figure 6 : Différentes parties d'un système PV [14]

Tous les équipements doivent être protégés contre les surintensités, les surcharges et les surtensions d'origine atmosphérique. En effet, dans une installation PV comportant plusieurs branches de modules en parallèles, les modules doivent être protégés contre l'effet des courants inverses pouvant y prendre naissance en cas de défaut. De même, à la sortie de chaque onduleur, conformément à la norme NFC 15-100, il faut également prévoir une protection contre les surintensités et les surcharges. La protection des installations PV contre les surintensités et les surcharges est généralement assurée par un fusible ou un disjoncteur et celle contre les surtensions d'origine atmosphérique est assurée par un parafoudre. Nous exposerons la méthode de choix de ces équipements de protection en fonction des parties du système dans les lignes qui suivent.

a) Protection de la partie CC

- Chaque branche doit être protégée par un fusible dont la tension et le calibre remplissent les conditions suivantes :

$$\begin{cases} T_{fu} \geq 1,15 \times N_s \times V_{co} \\ 1,5 \times I_{cc} < C_{fu} < 2 \times I_{cc} \end{cases}$$

- Chaque groupement de branches doit également être protégé par un fusible dont le calibre respecte la condition suivante :

$$1,25 \times I_{cc} \times N_{br} \leq C_{fu}$$

b) Protection de la partie CA

Le choix de cette protection se fait en tenant compte du courant de sortie maximal de l'onduleur. Le calibre du disjoncteur doit donc lui être supérieur.

Les installations PV étant soumises aux risques induits par la foudre nous dimensionnerons un parafoudre en estimant le niveau d'exposition de notre installation aux surtensions en utilisant la formule suivante :

$$F_{PV} = N_k \times (1 + \varphi + \sigma) \quad (18)$$

Avec :

N_k : le niveau kéraunique local qui détermine le nombre annuel de coups de foudre d'un lieu [17]

φ : Selon le choix d'une mesure de protection (obligatoire, recommandée ou pas)

σ : Selon la situation de la ligne aérienne BT, du bâtiment ou du champ PV

Les valeurs de référence pour ces coefficients sont présentées à la page 7566 des annexes.

Étape 9 : Dimensionner le GE

Au cas où à l'issue de l'étape 3 l'installation PV est dimensionnée de sorte à ne prendre en charge qu'une partie des besoins énergétiques, le réseau public devra prendre en charge le reste de la demande. Le système de stockage assurera la compensation non seulement de l'intermittence de la ressource solaire, mais aussi d'une éventuelle baisse de tension. Pour éviter d'endommager les batteries par une décharge profonde, l'intégration d'un GE sera d'une importance capitale pour notre système hybride. Il sera dimensionné de sorte à satisfaire une partie de la demande énergétique lorsque les batteries atteignent leur niveau de décharge maximal et lors d'une coupure d'électricité. Son choix sera également guidé par la puissance de pointe observée sur la courbe de charge qui déterminera ainsi la puissance maximale à laquelle il devra répondre en cas d'un quelconque dysfonctionnement au niveau du générateur PV.

IV.2 METHODOLOGIE DE L'ETUDE DE FAISABILITE FINANCIERE

Pour cette étude, il s'agira de voir des deux systèmes (actuel et hybride), lequel permettra à l'entreprise de réaliser des économies. Pour évaluer la rentabilité du système hybride, il s'agira d'évaluer d'une part le bilan financier de notre installation en estimant ses coûts d'investissement, d'opération et de maintenance et d'autre part sa rentabilité en déterminant le prix de revient du kWh produit (LCOE), la VAN, le TRI et le temps de retour sur investissement. Le temps de retour sur investissement est un indicateur intéressant dans une démarche commerciale car facile à comprendre et calculer. Mais chaque flux financier possède

la même importance, même les plus lointains, bien qu'étant les plus hypothétiques. La valeur temps y étant totalement ignorée, cet indicateur est très peu utilisé dans l'analyse financière des projets. Nous déterminerons par conséquent seulement les trois premiers indicateurs. En ce qui concerne le système actuel (purement diesel), nous calculerons les coûts actualisés liés à l'exploitation des GEs.

1. Détermination du LCOE

Il correspond au prix complet d'une énergie (l'électricité dans la plupart des cas) sur la durée de vie de l'équipement qui la produit. Il est déterminé par la formule suivante :

$$LCOE = \frac{(CF_o + \sum_{n=1}^N \frac{cost(n)}{(1+r)^n})}{\sum_{n=1}^N \frac{E_n}{(1+r)^n}} \quad (19)$$

Avec :

CF_o : le coût initial du projet

r : le taux d'actualisation

n : l'année en cours

N : la durée de vie du projet

E_n : l'énergie produite dans l'année n donnée par la formule :

$$E_n = I \times \eta \times T_{fa} \times (1 - d)^n \times P_c \quad (20)$$

Avec :

I : la ressource solaire disponible

η : le facteur de suivi solaire (tracking factor)

T_{fa} : le facteur de performance du système

d : le taux de dégradation annuelle

2. Détermination de la VAN

L'évaluation d'un projet repose sur la comparaison de ses coûts et de ses bénéfices et doit toujours tenir compte de la valeur que prend l'argent à travers le temps. Le taux d'actualisation permet de calculer et comparer la valeur actuelle nette d'un projet en intégrant la valeur du temps et le niveau de risque de l'investissement. Elle représente le gain obtenu et est déterminée par la formule suivante :

$$VAN = CF_0 + \frac{CF_1}{(1+r)^1} + \frac{CF_2}{(1+r)^2} + \frac{CF_3}{(1+r)^3} + \dots + \frac{R}{(1+r)^n} \quad (21)$$

Avec CF représentant les gains ou flux de trésorerie de chaque année déterminée par la formule suivante :

$$CF = \text{prix de vente de l'énergie dans l'année } n - \text{dépenses dans l'année } n \quad (22)$$

3. Détermination du TRI

Le TRI est un indicateur qui permet de mesurer et comparer la pertinence économique d'un projet. Il représente le taux d'actualisation qui annule la VAN d'une série de flux financiers d'un projet (investissement initial suivi de flux de trésorerie). Un projet d'investissement ne sera généralement retenu que si son TRI prévisible est suffisamment supérieur au taux d'intérêt bancaire. N'étant pas simple à calculer, nous utiliserons un tableur Excel en appelant la formule « TRI » pour le déterminer.

Nous utiliserons les paramètres suivants pour réaliser cette étude :

Tableau 11 : Paramètres étude financière

Paramètres	Valeurs	Unités
Coût du système	2,2	€/W
Coûts des O&M	1,5%	%
Assurance	0,25%	%
Coût surface spécifique	1,5	€/ m ²
Taux d'actualisation	10%	%
Ressource solaire (I)	2100	kwh/ m ² .an
Tracking factor (eta)	1	-
Facteur de performance	0,77	m ² /kW
Facteur de dégradation annuelle (d)	0,60%	%
Durée de vie	25	ans

V. ETUDE DE FAISABILITE TECHNICO-FINANCIERE

Il s'agira de déterminer les paramètres techniques et financiers de notre étude en suivant les différentes étapes énoncées dans la partie méthodologie tout en discutant les résultats trouvés. Le tableau ci-dessous nous présente les moyennes mensuelles du rayonnement quotidien sur l'horizontale et sur le plan incliné de 15° obtenues dans le logiciel **RETScreen Expert** :

Tableau 12 : Moyennes mensuelles du rayonnement quotidien

Mois	Moyenne mensuelle du rayonnement quotidien sur l'horizontale (kWh/m ² /j)	Moyenne mensuelle du rayonnement quotidien sur le plan des modules inclinés de 15 ° par rapport à l'horizontale (kWh/m ² /j)
Janvier	5,47	6,05
Février	6,36	6,17
Mars	6,45	6,73
Avril	6,39	6,16
Mai	6,20	5,78
Juin	6,10	5,98
Juillet	5,72	5,27
Août	5,37	5,15
Septembre	5,79	5,87
Octobre	5,93	6,39
Novembre	5,76	6,62
Décembre	5,32	6,32
Moyenne annuelle	5,90	6,12

Pour éviter une variation saisonnière de la consommation et pour avoir une autonomie complète, nous avons pris comme référence l'ensoleillement du mois le moins ensoleillé de l'année (le mois d'août). Le choix de l'angle d'inclinaison des modules et de leur inclinaison est fait de manière judicieuse afin d'obtenir la production maximale correspondant à un fonctionnement sans suivi solaire.

Orientation : Les modules PV seront orientés plein Sud car le Burkina Faso se trouve dans l'hémisphère Nord. En effet, lorsqu'on est dans l'hémisphère Nord, on voit le soleil plus longtemps dans l'hémisphère Sud tout au long de l'année.

Inclinaison : Généralement, l'inclinaison donnée aux modules pour des installations visant une production annuelle maximale est la latitude du lieu d'installation. Nous prendrons une inclinaison de 15° pour faciliter le nettoyage naturel des objets et de la poussière pouvant éventuellement se déposer sur les modules [18].

V.1 DIMENSIONNEMENT PV EN FONCTION DE LA SURFACE DISPONIBLE

Calepinage

Localisation de l'entreprise :

Rue 17.250, Ouagadougou

02 BP 5735 Ouagadougou 02, Pissy, Ouagadougou, Burkina Faso

Longitude	1°32'43.17"O
Latitude	12°20'42.23"N



Figure 7 : Localisation de l'entreprise

Pour une bonne configuration sur le toit, une modélisation 3D sur SketchUp a été réalisée. Le bâtiment est simplement représenté sous forme cubique avec pour base 27mx15m. Les panneaux sont posés à l'aide de l'outil Skéliion qui est une extension de SketchUp et une analyse de l'ombrage réalisée.

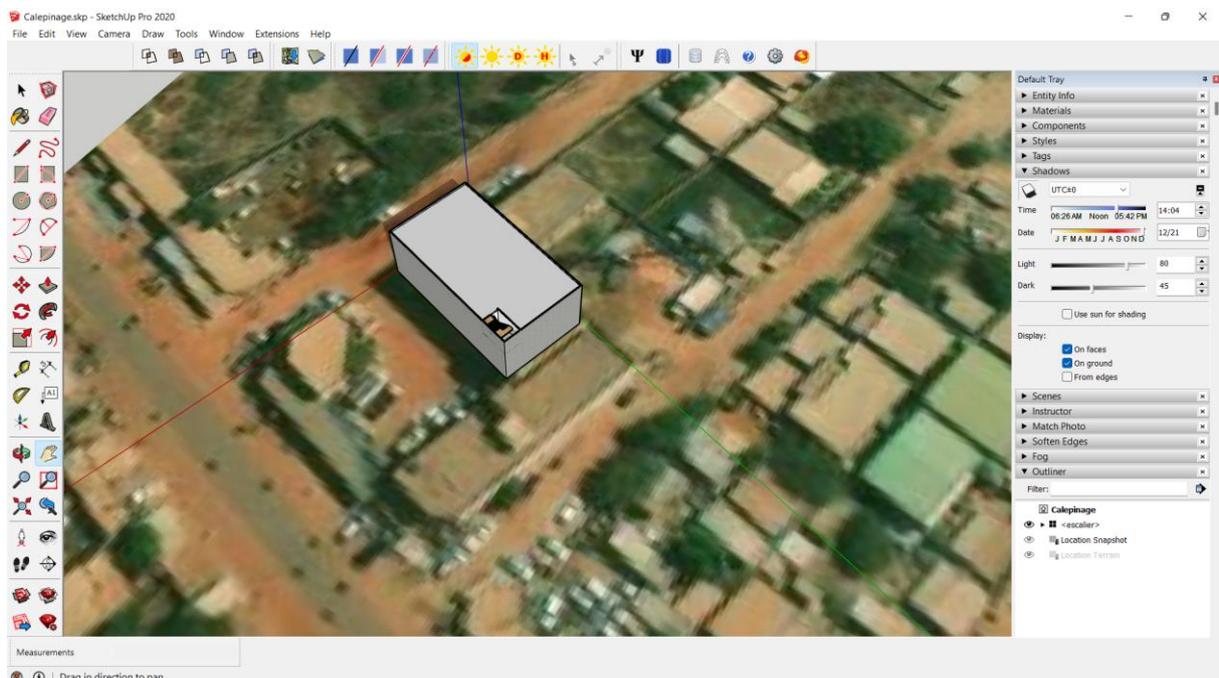


Figure 8 : Vue simplifiée du bâtiment

Avec l'outil Skelion, les panneaux sont insérés avec les paramètres suivant :

Azimut	197°	Même azimut que le bâtiment
Angle d'inclinaison des panneaux	15°	
Mode de pose des panneaux		Portrait

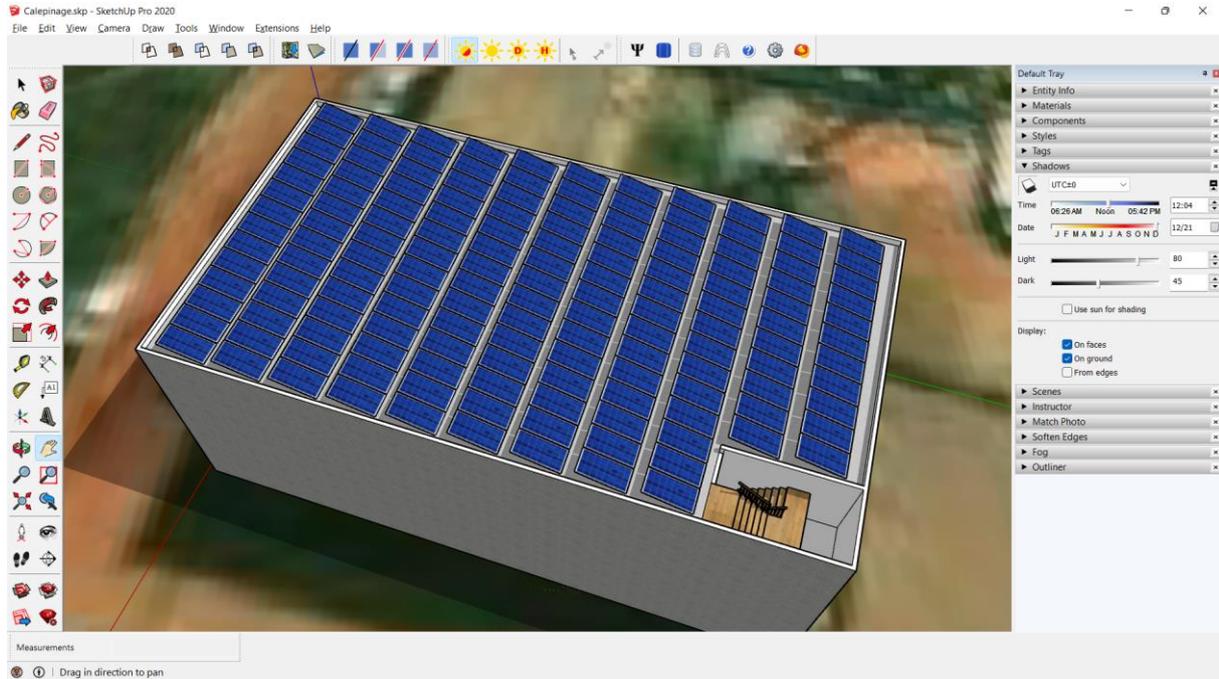


Figure 9 : Vue de la configuration des panneaux sur le toit

Nous avons choisi des modules polycristallins de **320 Wc** de la marque **VE** dont la fiche technique est présentée dans l'[annexe 5](#). Avec la configuration ci-dessus, nous pouvons insérer **148 modules de 320Wc** (1956x992x45mm). Ceci sera retenu comme cas de référence pour la suite de notre étude.

Analyse de l'Ombrage :

L'outil Curic Sun permet de visualiser le diagramme solaire sur le site avec une position centrale idéale qui est pris ici au niveau du bâtiment. Avec cette visualisation nous observons le parcours du soleil dans l'année en fonction de sa position dans le ciel et de son Azimuth.

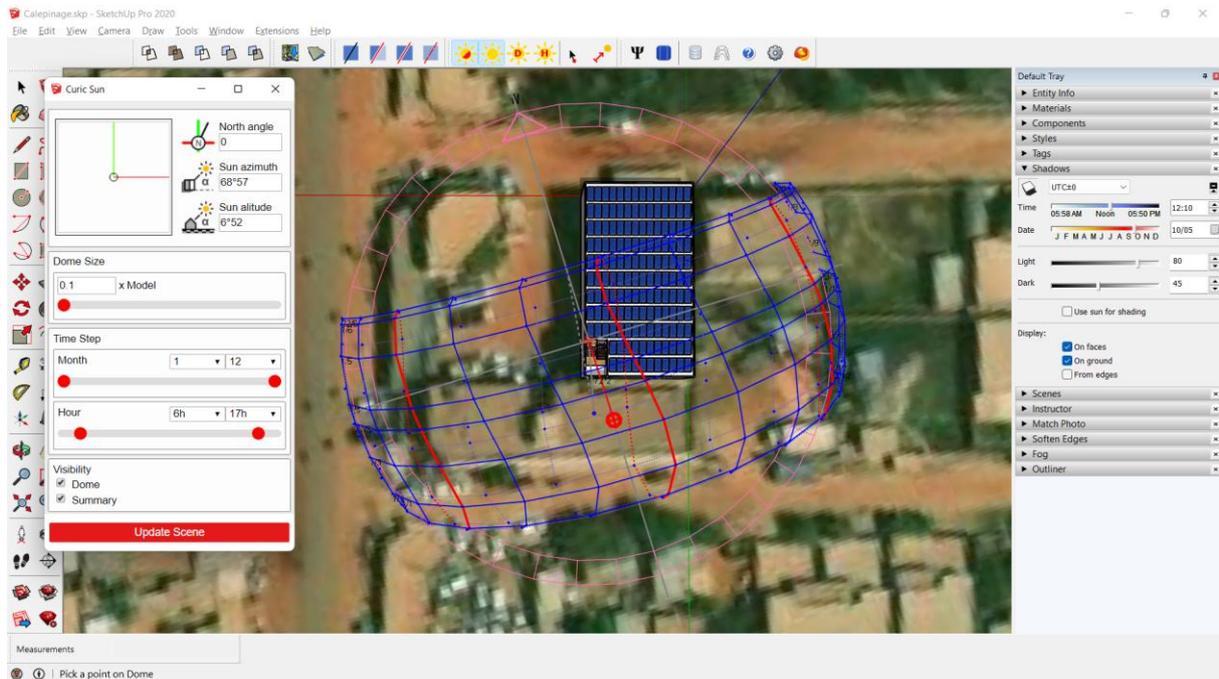


Figure 10 : Vue du diagramme solaire avec l'outil Curic Sun

L'analyse de l'ombrage consiste à observer/constater les ombrages significatifs sur le panneau pendant les heures de meilleur ensoleillement (9h-15h). Nous faisons une observation pendant les mois où le soleil est très bas dans le Sud (Novembre, Décembre, Janvier et Février) et une autre analyse pour le reste de l'année.

- Soleil très bas dans le SUD (Nov, Dec, Jan, Fev)

Pendant ces mois, la hauteur du soleil varie entre $20^{\circ}49'$ et $28^{\circ}5'$ à 16h. Cela a une conséquence sur la création d'ombrage sur le panneau comme nous le montre la figure suivante :

07h

09h

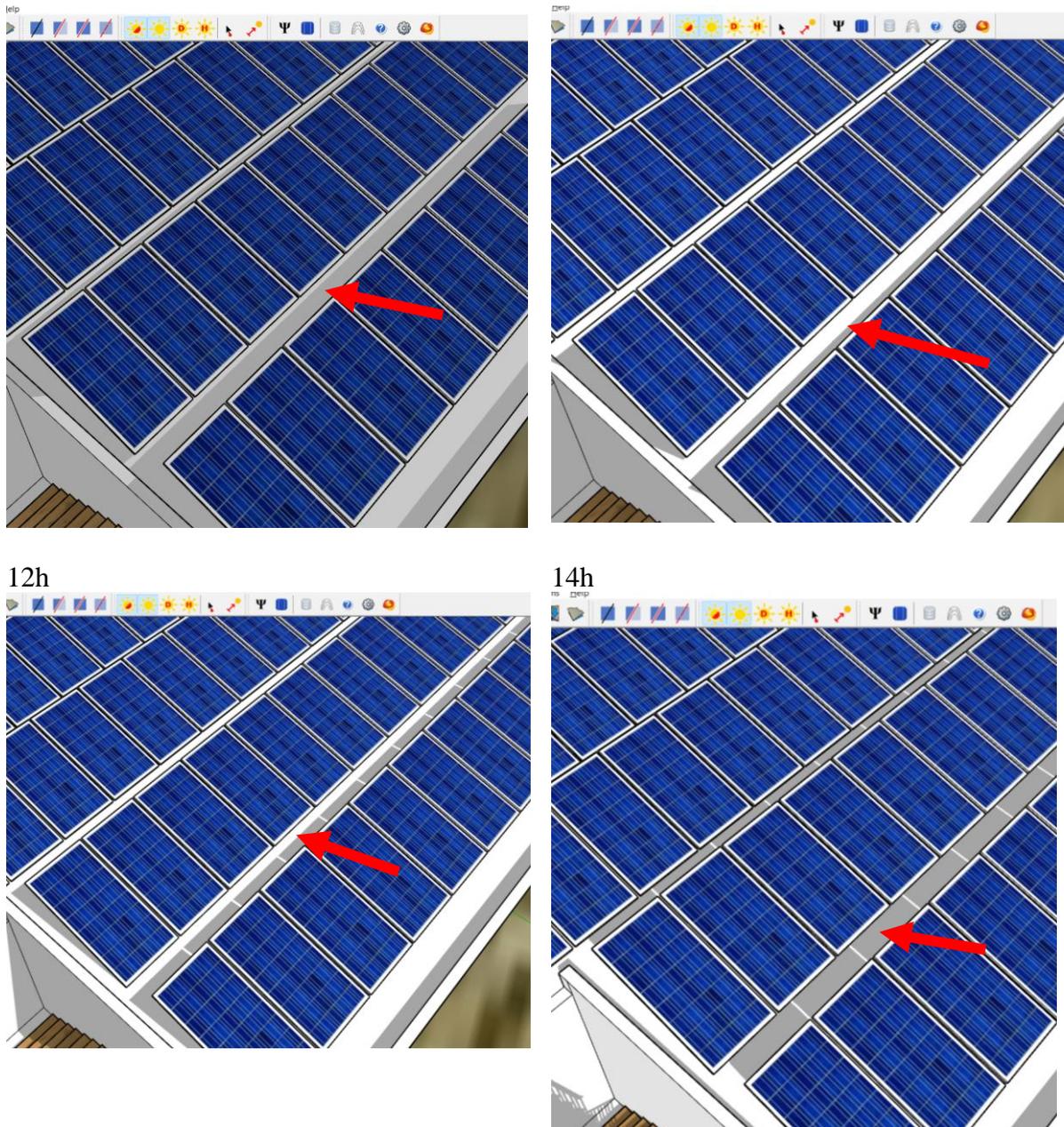


Figure 11 : Evolution de l'ombrage en Décembre de 07h-14h

En considérant le mois de Décembre qui est le mois où le soleil est plus bas, nous remarquons que de 07h à 14h aucune ombre n'est observable sur les panneaux. Cependant à partir de 15h et 16h (voir figure ci-dessous) nous avons de l'ombrage partiel sur les bordures des panneaux. Cela n'a pas un très grand impact sur la production totale. Aussi la majeure partie de l'ensoleillement est déjà exploitée avant ces heures.

15h

16h



Figure 12 : Evolution de l'ombrage en Décembre au-delà de 15h

- Autres périodes dans l'année

Pendant les autres mois, le soleil est plus au Sud dans le ciel. Il remonte un peu plus dans le Nord pendant le mois de Juin. Aucune ombre n'est observée sur les panneaux de 07h-16h.

A l'issue de ces analyses, nous pouvons retenir que cette configuration sur le toit est la meilleure en termes de taille de champ et de capacité de production. Le champ pourra produire plus de 95% d'énergie dans l'année en considérant les faibles niveaux d'ombrage sur les panneaux. En outre, notre minicentrale se composera de deux sous-champs : l'un pour l'alimentation des charges du RDC et l'autre pour l'alimentation des charges du R+1. Ainsi, la défaillance d'un sous-champ n'entravera pas le fonctionnement de l'autre. Les deux devront cependant tenir sur la même surface exploitable.

V.2 DIMENSIONNEMENT PV SANS L'EXTENSION DU RDC

De l'état des lieux réalisé plus haut, on note que le R+1 comporte bien plus de charges que le RDC. Cela est dû au fait que la majorité des bureaux de l'entreprise sont situés au R+1. Pour étendre ses services, l'entreprise envisage réaménager le RDC en y installant d'autres locaux à usage de bureaux. Cette extension est présentée sur le plan AutoCAD de l'[annexe 6](#). Cette partie consistera donc à étudier la faisabilité technico-économique d'une installation PV pour satisfaire la totalité ou une partie des besoins de l'entreprise sans l'extension du RDC afin de lui en montrer l'intérêt. Les puissances des charges qui seront prises en compte dans cette partie sont présentées dans le tableau ci-dessous en fonction des plages horaires.

Tableau 13 : Puissances de chaque point de consommation par plage horaire

Heures	Puissances par plage horaire (W)	
--------	----------------------------------	--

	Climatisation	Luminaires	Bureautique	AEM	Puissance totale (W)
00h	1 433	909	225	7 122	9 688
01h	1 433	909	225	7 122	9 688
02h	1 433	909	225	7 122	9 688
03h	1 433	909	225	7 122	9 688
04h	1 433	909	225	7 122	9 688
05h	1 433	909	225	7 122	9 688
06h	1 433	909	225	7 122	9 688
07h	18 338	2 306	10 187	6 162	36 992
08h	18 338	2 306	10 187	6 162	36 992
09h	18 338	2 306	10 187	6 162	36 992
10h	18 338	2 306	10 187	6 162	36 992
11h	18 338	2 306	10 187	6 162	36 992
12h	18 338	2 306	10 187	6 162	36 992
13h	18 338	2 306	10 187	6 162	36 992
14h	18 338	2 306	10 187	6 162	36 992
15h	18 338	2 306	10 187	6 162	36 992
16h	18 338	2 306	10 187	6 162	36 992
17h	18 338	2 306	10 187	6 162	36 992
18h	7 029	1 766	10 187	5 799	24 780
19h	7 029	1 766	10 187	5 799	24 780
20h	1 433	909	225	6 693	9 260
21h	1 433	909	225	6 693	9 260
22h	1 433	909	225	6 693	9 260
23h	1 433	909	225	6 693	9 260

D'où le profil de charge de l'entreprise présenté sur la figure ci-dessous :

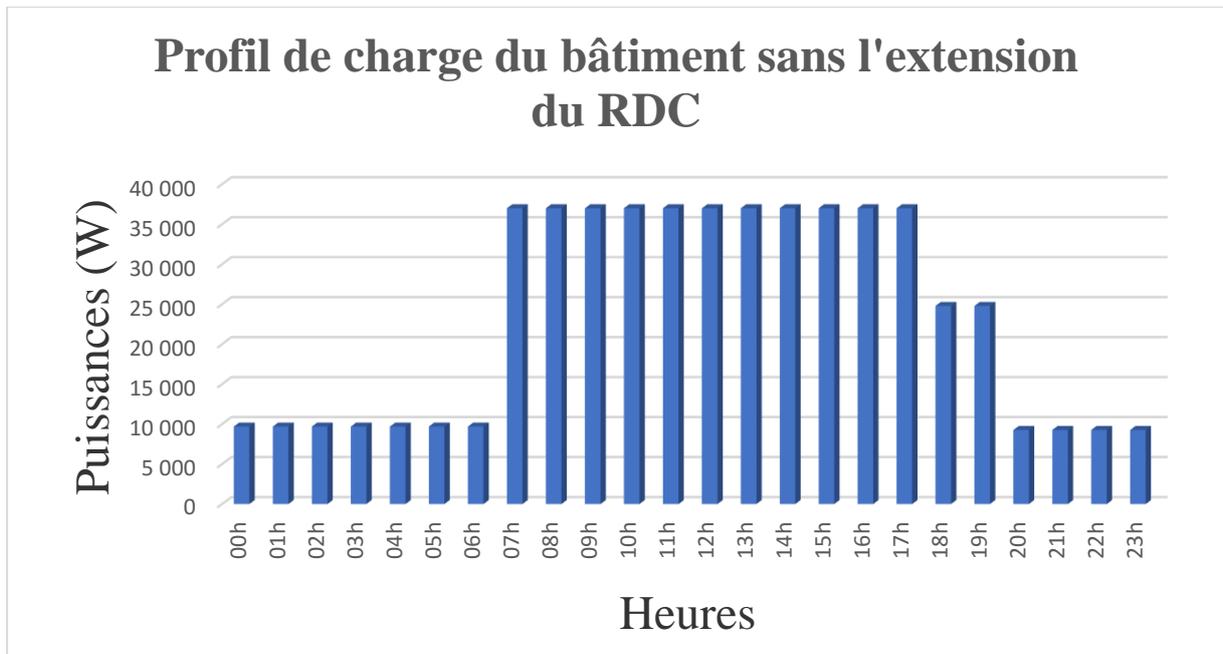


Figure 13 : Profil de charge sans l'extension du RDC

On constate que le pic de puissance (environ 37 kW) est atteint durant la période des heures de service de l'entreprise soit de 7h à 17h.

V.1.1 DETERMINATION DES PARAMETRES TECHNIQUES

1. Estimation des besoins énergétiques de l'installation

Le tableau ci-dessous nous présente les besoins énergétiques résumés par points de consommation puis par niveau :

Tableau 14 : Besoins énergétiques plan actuel

Compteurs	Utilisations	Ej (Wh/j)	Total Ej (Wh/j)
C1 R+1	Climatisation	79 739	210 554
	Eclairage	10 452	
	Bureautique	77 719	
	AEM	42 644	
C2 RDC	Climatisation	66 965	111 468
	Eclairage	7 992	
	Bureautique	24 150	
	AEM	12 361	
Total			322 022

Il s'agit ici de la totalité des besoins énergétiques actuels de l'entreprise. Nous calculerons par la suite la puissance crête à installer pour les satisfaire.

2. Estimation de la puissance nominale du champ PV

Pour le R+1, nous avons calculé la puissance minimale du champ de la façon suivante :

$$P_{cmin}(Wc) = \frac{210554,14}{5,15 \times 0,8 \times 0,8}$$

Nous allons privilégier un grand nombre de modules en série en fixant le nombre de modules en parallèle à 4 puis en déduire le nombre de modules en série. Les résultats de ces opérations figurent dans le Tableau 15.

Tableau 15 : Calcul de la puissance nominale pour 100%Ej

Modules de 320 Wc				100%Ej			Pc (Wc) 100%Ej
Compteurs	Utilisations	Total Ej (Wh/j)	Pcmin (kWc) 100%Ej	Ns	Np	Nmod	
C1 R+1	Climatisation	210 554	63,88	50	4	200	64 000
	Eclairage						
	Bureautique						
	AEM						
C2 RDC	Climatisation	111 468	33,82	26	4	104	33 920
	Eclairage						
	Bureautique						
	AEM						
Total		322 022	97,70	-	-	304	97 920

On remarque que $N_{mod} > N_{mod}'$. Alors, compte tenu de la surface disponible, le solaire ne pourra pas satisfaire la totalité des besoins énergétiques de l'entreprise. Nous allons donc reprendre nos calculs mais cette fois-ci en ne considérant qu'une partie (soit **40%**) de ces besoins. Le Tableau 16 nous présente les résultats de ces calculs.

Tableau 16 : Calcul de la puissance nominale pour 40%Ej

Modules de 320 Wc				40%Ej			Pc (Wc) 40%Ej
Compteurs	Utilisations	Total Ej (Wh/j)	Pcmin (kWc) 40%Ej	Ns	Np	Nmod	
C1 R+1	Climatisation	210 554	25,55	20	4	80	25 600
	Eclairage						
	Bureautique						
	AEM						
C2 RDC	Climatisation	111 468	13,53	11	4	44	15 040
	Eclairage						
	Bureautique						
	AEM						
Total		322 022	39,08	-	-	124	39 680

On trouve un nombre de modules pouvant tenir sur le toit du bâtiment mais ne pouvant pas satisfaire la totalité des besoins énergétiques. Nous allons dans ce cas hybrider notre système avec la SONABEL afin qu'elle prenne en charge le reste des besoins de l'entreprise en

journée et qu'elle fournisse de l'électricité pendant la nuit. Nous allons également coupler à ce dernier un système de stockage de faible dimension (soit pour une autonomie de 4h selon les indications de l'entreprise) pour compenser l'intermittence de la ressource solaire. L'hybridation avec la source complémentaire d'électricité (GEs de l'entreprise) quant à elle, permettra de prolonger la fourniture d'électricité en cas de délestage ou par mauvais temps. Par conséquent, la configuration hybride PV/Diesel en parallèle avec un couplage des sources sur le bus AC (voir Figure 4) sera en parfaite adéquation avec les besoins de notre minicentrale.

3. Dimensionnement du système de stockage

Nous avons choisi pour ce dimensionnement les batteries **12V/230Ah AGM Super Cycle** de **VE** dont la fiche technique est présentée dans l'[annexe 4](#). Les résultats de ce dimensionnement sont présentés comme suit :

Tableau 17 : Dimensionnement du stockage

Compteurs	Cbatmin (Ah)	Nbats	Nbatp	Nbat	Cbat (Ah)
C1 R+1	582,59	4	3	12	690
C2 RDC	308,42	4	1	4	230
Total	891	-	-	16	1 150

4. Choix du contrôleur de charge/décharge

Le contrôleur de charge **MPPT 250/100-Tr/MC4** (voir la fiche technique dans l'[annexe 7](#)) peut supporter 20 modules c'est-à-dire 5 modules en série et 4 modules en parallèle. Nous choisissons d'utiliser 6 contrôleurs **MPPT 250/100-Tr/MC4** pour notre champ en considérant **120** modules au total au lieu des **124** trouvés. Pour associer nos modules aux contrôleurs de charge MPPT et vérifier la fiabilité des équipements choisis, nous avons fait une simulation avec la feuille de calcul Excel MPPT de **VE** dont les résultats sont présentés sur la figure ci-

dessous :

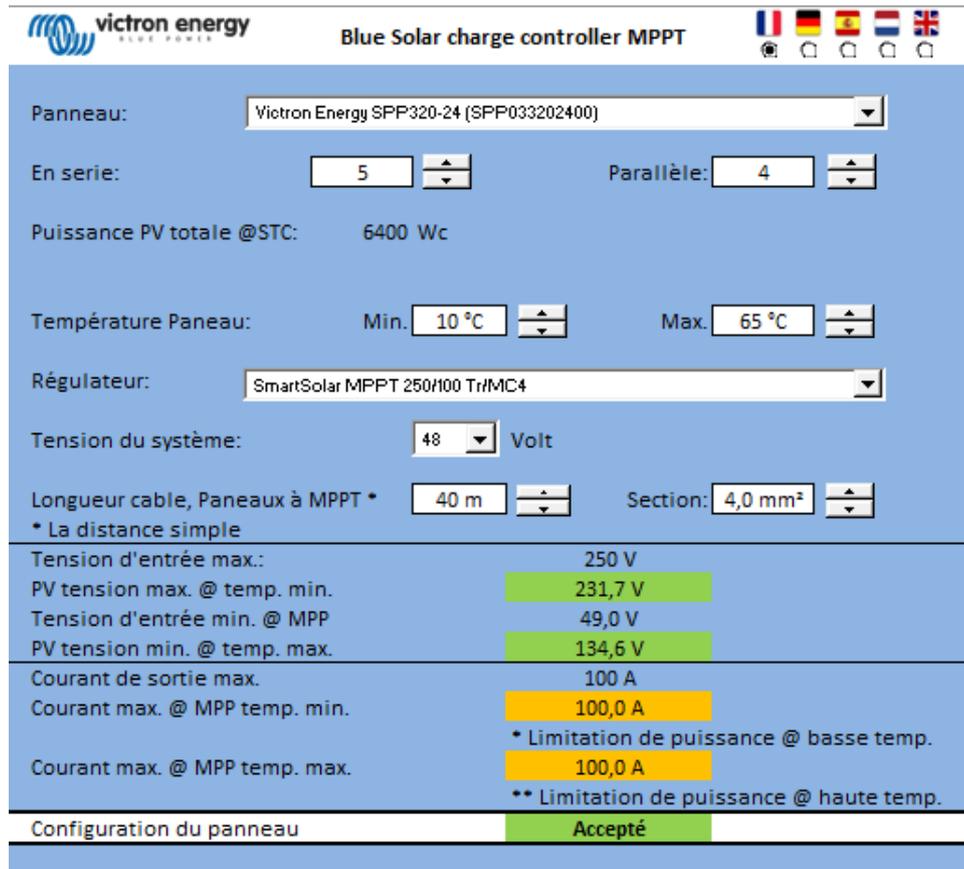


Figure 14 : Résultats de la simulation avec VE-MPPT-Calc-2_8

5. Choix du convertisseur/chargeur

Notre choix s'est porté sur le convertisseur chargeur Quattro de VE qui, contrairement aux convertisseurs simples, comporte deux entrées CA indépendantes (on peut donc associer à un générateur PV, le réseau public et/ou un autre générateur comme dans notre cas) et deux sorties CA dont une ayant une fonction d'alimentation ininterrompue. Il se connecte automatiquement à la source active. Il est également possible de mettre plusieurs Quattro en parallèle pour obtenir la puissance souhaitée. Calculons la puissance nominale du convertisseur/chargeur à choisir :

- Premier sous-champ : $20\,480\text{ W} < P_{Ond} < 28\,160\text{ W}$; Nous allons mettre 3 convertisseurs/chargeurs de 10 000 VA en parallèle (voir la fiche technique dans l'[annexe 10](#)) pour avoir une puissance totale de 24 000 W et un ratio de performance de 94% ;
- Second sous-champ : $10\,240\text{ W} < P_{Ond} < 14\,080\text{ W}$; Nous allons mettre 2 convertisseurs/chargeurs de 8 000 VA (voir la fiche technique dans l'[annexe 10](#)) en parallèle pour avoir une puissance totale de 13 000 W et un ratio de performance de 102%.

Les figures 9 et 10 nous présentent les schémas de raccordement respectivement du

premier sous-champ (constitué de 80 modules réparties sur 4 tables de 20 modules chacune) et du second sous-champ (constitué de 40 modules réparties sur 2 tables de 20 modules chacune).

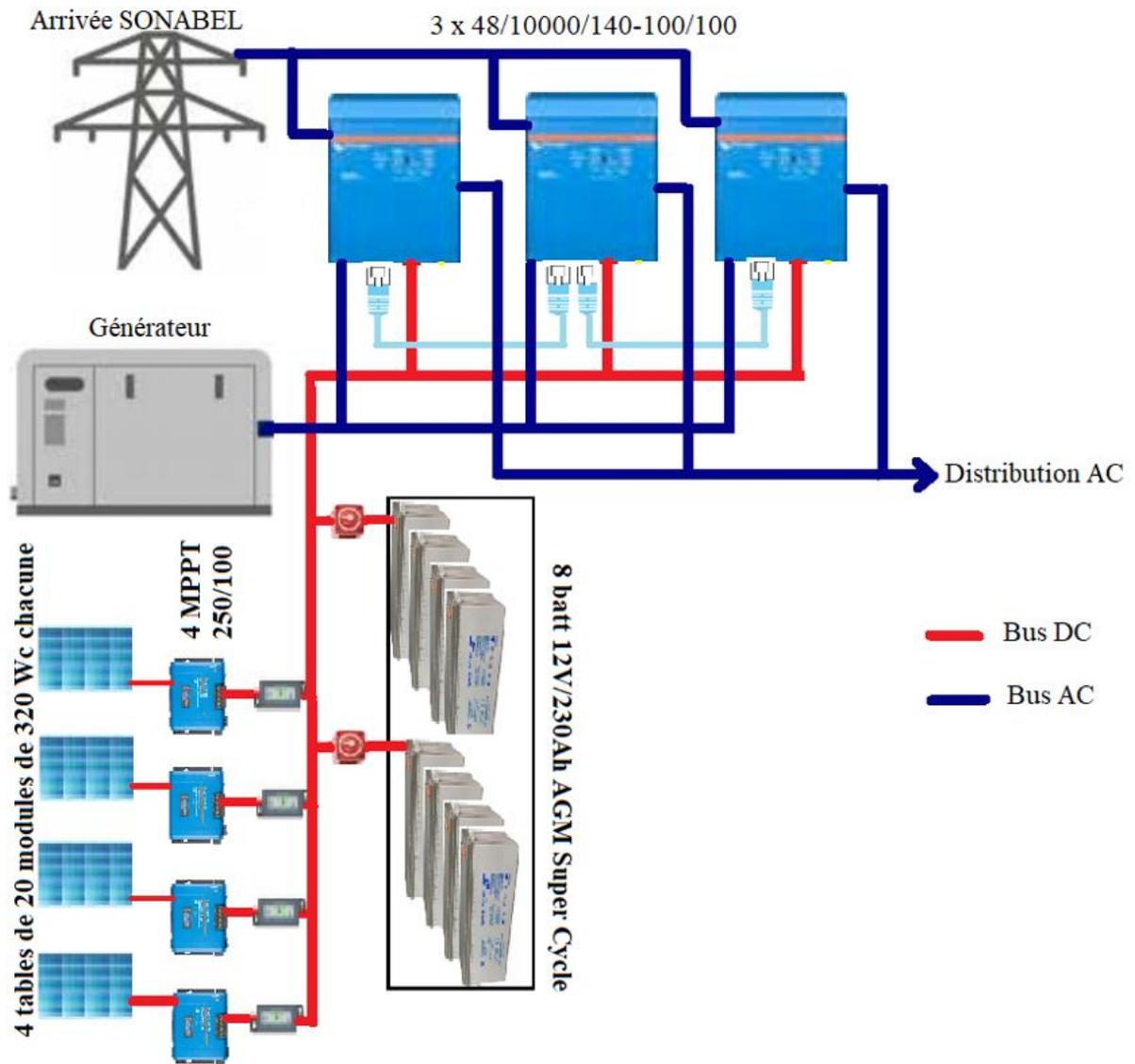


Figure 15 : Schéma de raccordement du premier sous-champ

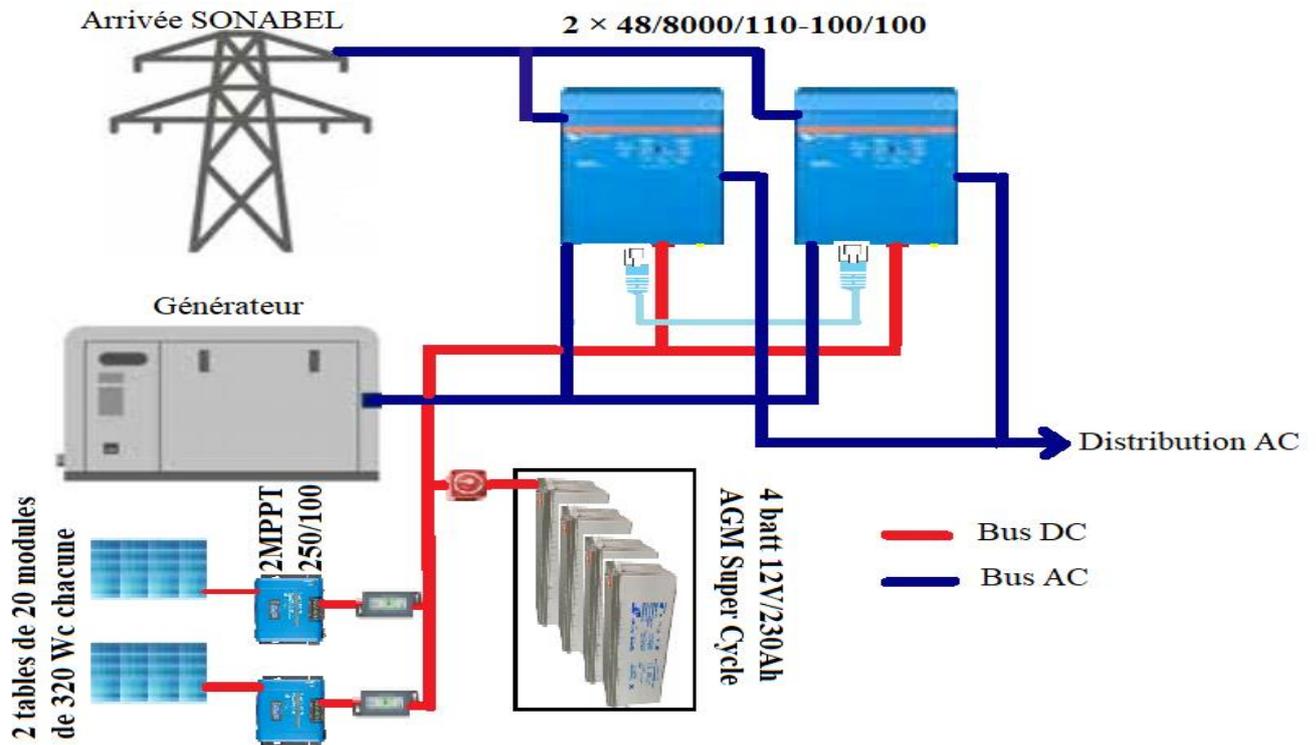


Figure 16 : Schéma de raccordement du second sous-champ

V.1.2 DETERMINATION DES PARAMETRES FINANCIERS

Le coût d'investissement de notre installation PV est de **59 022 905 FCFA HT** comme présenté dans l'[annexe 8](#). Le tableau suivant nous montre les coûts mis en évidence pour cette partie :

Tableau 18 : Coûts mis en évidence

Coûts mis en évidence	Valeurs	Unités
Coût du système (43,2 kW installé)	59 022 905	FCFA
Coûts des O&M	1 044 705	FCFA
Assurance	174 118	FCFA
Coût Initial (CF0)	60 241 798	FCFA
Dépenses/an	1 218 823	FCFA

Les résultats de l'étude de rentabilité financière sont présentés dans le tableau suivant :

Tableau 19 : Résultats de l'étude de rentabilité financière

n	Dépenses (FCFA)	Coûts de remplacement (FCFA)	(1+r)^n	Dépenses actualisées (FCFA)	Coûts de remplacement actualisés (FCFA)	Total dépenses	Energie (kWh)	Energie actualisée (kWh)	Cash flow (FCFA)	VAN par année (FCFA)
0									- 59 022 905	- 59 022 905
1	1 218 823		1,08	1 128 540		1 128 540	27 942	25 872	4 956 553	- 54 066 352
2	1 218 823		1,17	1 044 944		1 044 944	27 774	23 812	5 003 642	- 49 062 710
3	1 218 823		1,26	967 541		967 541	27 608	21 916	5 044 763	- 44 017 946
4	1 218 823		1,36	895 871		895 871	27 442	20 171	5 080 341	- 38 937 606
5	1 218 823		1,47	829 510		829 510	27 277	18 564	5 110 861	- 33 826 744
6	1 218 823		1,59	768 065		768 065	27 114	17 086	5 136 656	- 28 690 089
7	1 218 823	7 280 000	1,71	711 172	4 247 810	4 958 982	26 951	15 725	910 278	- 27 779 811
8	1 218 823		1,85	658 492		658 492	26 789	14 473	5 175 558	- 22 604 252
9	1 218 823		2,00	609 715		609 715	26 628	13 321	5 189 316	- 17 414 937
10	1 218 823		2,16	564 551		564 551	26 469	12 260	5 199 712	- 12 215 224
11	1 218 823		2,33	522 732		522 732	26 310	11 284	5 206 953	- 7 008 272
12	1 218 823		2,52	484 011		484 011	26 152	10 385	5 211 285	- 1 796 987
13	1 218 823		2,72	448 159		448 159	25 995	9 558	5 212 938	3 415 951
14	1 218 823	7 280 000	2,94	414 962	2 478 556	2 893 518	25 839	8 797	2 733 631	6 149 582
15	1 218 823	12 426 000	3,17	384 224	3 917 193	4 301 417	25 684	8 097	1 291 974	7 441 557
16	1 218 823		3,43	355 763		355 763	25 530	7 452	5 204 104	12 645 661
17	1 218 823		3,70	329 410		329 410	25 377	6 859	5 197 097	17 842 758
18	1 218 823		4,00	305 009		305 009	25 225	6 312	5 188 371	23 031 129
19	1 218 823		4,32	282 416		282 416	25 073	5 810	5 177 963	28 209 092
20	1 218 823		4,66	261 496		261 496	24 923	5 347	5 166 135	33 375 227
21	1 218 823	7 280 000	5,03	242 126	1 446 214	1 688 340	24 773	4 921	3 706 732	37 081 959
22	1 218 823		5,44	224 191		224 191	24 625	4 529	5 138 512	42 220 471
23	1 218 823		5,87	207 584		207 584	24 477	4 169	5 122 938	47 343 409
24	1 218 823		6,34	192 208		192 208	24 330	3 837	5 106 323	52 449 732
25	1 218 823		6,85	177 970		177 970	24 184	3 531	5 088 759	57 538 491
Total						25 100 436	-	284 089	-	57 538 491

Le LCOE est calculé de la façon suivante :

$$LCOE = \frac{59\,022\,905 + 25\,100\,436}{284\,089} = 296$$

En utilisant la formule de détermination du TRI du tableur Excel, nous trouvons un TRI de **6%** qui est supérieur au taux d'intérêt bancaire qui est de 5%. Le temps de retour sur investissement se voit à partir de la treizième année comme nous le montre la figure suivante :

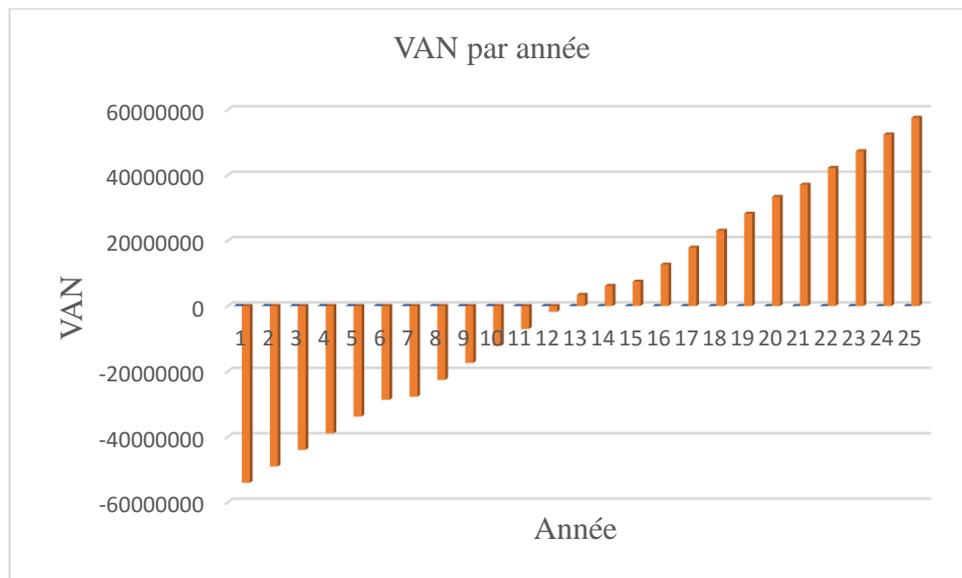


Figure 17 : VAN par année

Du Tableau 5, on remarque que dans le système actuel, les GE couvrent environ 50% des besoins énergétiques de l'entreprise. Le solaire étant dimensionné pour également couvrir la part des GE, la comparaison sera faite entre les coûts d'exploitation des GE et les dépenses engendrées par le solaire sur la période de 25 ans. Le tableau suivant nous présente l'évaluation des coûts qu'aurait engendré l'exploitation des GE en l'absence du solaire sur la durée de vie de notre projet :

Tableau 20 : Coûts d'exploitation des GE

n	Dépenses (FCFA)	Coûts de maintenance estimés (FCFA)	(1+r)^n	Dépenses actualisées (FCFA)	Coûts de maintenance actualisés (FCFA)	Dépenses totales (FCFA)
1	10 995 376	1 500 000	1,08	10 180 904	1 388 889	11 569 793
2	10 995 376	1 500 000	1,17	9 426 763	1 286 008	10 712 771
3	10 995 376	1 500 000	1,26	8 728 484	1 190 748	9 919 232
4	10 995 376	1 500 000	1,36	8 081 930	1 102 545	9 184 474
5	10 995 376	1 500 000	1,47	7 483 268	1 020 875	8 504 143

6	10 995 376	1 500 000	1,59	6 928 952	945 254	7 874 206
7	10 995 376	1 500 000	1,71	6 415 696	875 236	7 290 932
8	10 995 376	1 500 000	1,85	5 940 460	810 403	6 750 863
9	10 995 376	1 500 000	2,00	5 500 425	750 373	6 250 799
10	10 995 376	1 500 000	2,16	5 092 987	694 790	5 787 777
11	10 995 376	1 500 000	2,33	4 715 728	643 324	5 359 053
12	10 995 376	1 500 000	2,52	4 366 415	595 671	4 962 086
13	10 995 376	1 500 000	2,72	4 042 977	551 547	4 594 524
14	10 995 376	1 500 000	2,94	3 743 497	510 692	4 254 189
15	10 995 376	1 500 000	3,17	3 466 201	472 863	3 939 064
16	10 995 376	1 500 000	3,43	3 209 445	437 836	3 647 281
17	10 995 376	1 500 000	3,70	2 971 709	405 403	3 377 112
18	10 995 376	1 500 000	4,00	2 751 582	375 374	3 126 956
19	10 995 376	1 500 000	4,32	2 547 761	347 568	2 895 329
20	10 995 376	1 500 000	4,66	2 359 038	321 822	2 680 861
21	10 995 376	1 500 000	5,03	2 184 295	297 984	2 482 278
22	10 995 376	1 500 000	5,44	2 022 495	275 911	2 298 406
23	10 995 376	1 500 000	5,87	1 872 681	255 473	2 128 154
24	10 995 376	1 500 000	6,34	1 733 964	236 549	1 970 513
25	10 995 376	1 500 000	6,85	1 605 522	219 027	1 824 549
Total						133 385 342

Nous obtenons un coût total largement supérieur au coût total d'exploitation du système PV. Le solaire est donc plus rentable à l'entreprise que l'utilisation des GEs. En outre, nous obtenons un coût énergétique de **296 FCFA/kWh**, une VAN de **57 538 491 FCFA HT** pour un TRI de **6%** qui est supérieur au taux d'intérêt bancaire. Nous pouvons dire à l'entreprise qu'il lui est plus économique de réaliser ce projet que de déposer son patrimoine en banque durant dans durée de vie du dit projet.

V.3 DIMENSIONNEMENT PV AVEC L'EXTENSION DU RDC

Il s'agit ici de dimensionner la minicentrale à effectivement installer et ce, en tenant compte de l'extension du RDC. Les puissances des charges qui seront prises en compte dans cette partie sont résumées dans le tableau suivant en fonction des plages horaires.

Tableau 21 : Puissances des charges par plage horaire

Heures	Puissances totales par plage horaire				Puissance totale (W)
	Climatisation	Luminaires	Bureautique	AEM	
00h	1 433	268	225	7 122	9 047
01h	1 433	268	225	7 122	9 047
02h	1 433	268	225	7 122	9 047

03h	1 433	268	225	7 122	9 047
04h	1 433	268	225	7 122	9 047
05h	1 433	268	225	7 122	9 047
06h	1 433	268	225	7 122	9 047
07h	22 807	2 001	14 416	6 443	45 668
08h	22 807	2 001	14 416	6 443	45 668
09h	22 807	2 001	14 416	6 443	45 668
10h	22 807	2 001	14 416	6 443	45 668
11h	22 807	2 001	14 416	6 443	45 668
12h	22 807	2 001	14 416	6 443	45 668
13h	22 807	2 001	14 416	6 443	45 668
14h	22 807	2 001	14 416	6 443	45 668
15h	22 807	2 001	14 416	6 443	45 668
16h	22 807	2 001	14 416	6 443	45 668
17h	22 807	2 001	14 416	6 443	45 668
18h	7 029	1 159	14 416	5 799	28 402
19h	7 029	1 159	14 416	5 799	28 402
20h	1 433	268	225	9 387	11 313
21h	1 433	268	225	9 387	11 313
22h	1 433	268	225	9 387	11 313
23h	1 433	268	225	9 387	11 313

D'où le profil de charge présenté sur la figure ci-dessous :

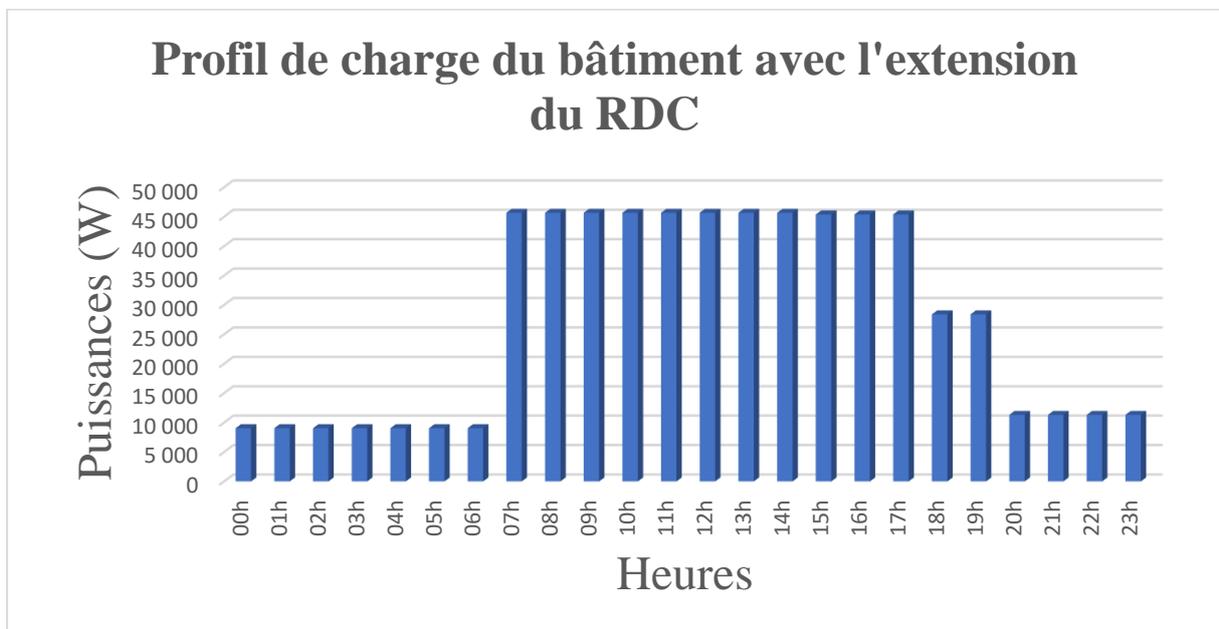


Figure 18 : Profil de charge de l'entreprise avec l'extension du RDC

On constate qu'également le pic de puissance (environ 46 kW) est atteint durant la période des heures de service de l'entreprise soit de 7h à 17h.

V.2.1 DETERMINATION DES PARAMETRES TECHNIQUES

1. Estimation des besoins énergétiques de l'installation

Le tableau ci-dessus nous présente les besoins énergétiques résumés par points de consommation puis par niveau :

Tableau 22 : Besoins énergétiques avec l'extension

Compteurs	Utilisations	Ej (Wh/j)	Total Ej (Wh/j)
C1 R+1	Climatisation	112 653	226 761
	Eclairage	9 291	
	Bureautique	62 174	
	AEM	42 644	
C2 RDC	Climatisation	79 112	154 907
	Eclairage	6 720	
	Bureautique	55 581	
	AEM	13 494	
Total			381 668

2. Estimation de la puissance nominale du champ PV

Pour cette partie, nous avons directement calculé la puissance minimale du champ PV en ne considérant que **40%** des besoins énergétiques journaliers. Pour le R+1, nous avons procédé de la façon suivante :

$$P_{cmin}(Wc) = \frac{210554,14 \times 50}{5,15 \times 0,8 \times 0,8 \times 100}$$

Nous allons privilégier un grand nombre de modules en série en fixant le nombre de modules en parallèle à 4 puis en déduire le nombre de modules en série. Les résultats de ces opérations figurent dans le tableau suivant :

Tableau 23 : Puissance du champ PV à installer

320Wp				40%Ej			Pc (Wc) 40%Ej
Compteurs	Utilisations	Total Ej (Wh/j)	Pcmin (kWc) 40%Ej	Ns	Np	Nm	
C1 R+1	Climatisation	226 761	27,52	21	4	84	26 880
	Eclairage						
	Bureautique						
	AEM						
C2 RDC	Climatisation	154 907	18,80	15	4	60	19 200
	Eclairage						
	Bureautique						
	AEM						
Total		381 668	46,32	-	-	144	46 080

Comme précédemment, nous allons coupler à notre système PV un système de stockage de faible dimension et l'hybrider non seulement avec la SONABEL mais aussi avec les GEs de l'entreprise afin de prolonger la fourniture d'électricité en cas de délestage ou par mauvais temps. Par conséquent, la configuration hybride PV/Diesel en parallèle avec un couplage des sources sur le bus AC (voir Figure 4) sera également en parfaite adéquation avec les besoins de notre minicentrale.

3. Dimensionnement du système de stockage

Nous avons choisi pour ce dimensionnement les batteries **12V/230Ah AGM Super Cycle** de **VE**. Les résultats de ce dimensionnement sont présentés comme suit :

Tableau 24 : Dimensionnement du stockage

Compteurs	Cbatmin (Ah)	Nbats	Nbatp	Nbat	Cbat (Ah)
C1 R+1	627,43	4	3	12	690
C2 RDC	428,62	4	2	8	460
Total	1 056,05	-	-	20	1 150

4. Choix du contrôleur de charge/décharge

Nous choisissons d'utiliser 8 contrôleurs **MPPT 250/100-Tr/MC4** pour chacune des 8 tables de notre champ PV en considérant **140** modules au total au lieu des **152** trouvés.

5. Choix du convertisseur/chargeur

Faisons au préalable le bilan de puissance de l'entreprise. Les résultats de ce dernier figurent dans le tableau suivant :

Tableau 25 : Bilan de puissance résumé de l'entreprise

Compteurs	Utilisations	Nbre de branchements	Ks	P(W)	Pf(W)	Pt(W)	S(VA)
C1	Climatisation	10	0,63	12 918	8 139	19 829	24 786
	Eclairage	50	0,38	1 161	441		
	Bureautique	47	0,41	7 468	3 062		
	AEM	6	0,78	10 496	8 187		
C2	Climatisation	9	0,78	9 889	7 713	16 132	20 165
	Eclairage	34	0,44	840	3 70		
	Bureautique	38	0,42	6 948	2 918		

	AEM	4	1	5 131	5 131		
--	-----	---	---	-------	-------	--	--

Ils sont choisis suivant les conditions suivantes :

- Premier sous-champ : $21\,504\text{ W} < P_{Ond} < 29\,568\text{ W}$; Nous allons mettre 3 convertisseurs/chargeurs de 10 000 VA en parallèle pour avoir une puissance totale de 24 000 W et un ratio de performance de 89%. La puissance respecte également la condition : $24\,706\text{ VA} < P_{Ond}$ (30 000 VA) ;
- Second sous-champ : $15\,360\text{ W} < P_{Ond} < 21\,120\text{ W}$; Nous allons mettre 3 convertisseurs/chargeurs de 8 000 VA en parallèle pour avoir une puissance totale de 19500 W et un ratio de performance de 101%. La puissance choisie respecte aussi la condition : $20\,165\text{ VA} < P_{Ond}$ (24 000 VA). Il est à préciser que le type d'onduleur choisi fonctionne au double de sa puissance nominale au démarrage.

Les schémas de raccordement du premier sous-champ (constitué de 80 modules réparties sur 4 tables de 20 modules chacune) et du second sous-champ (constitué de 60 modules réparties sur 3 tables de 20 modules chacune) sont présentés sur les figures suivantes :

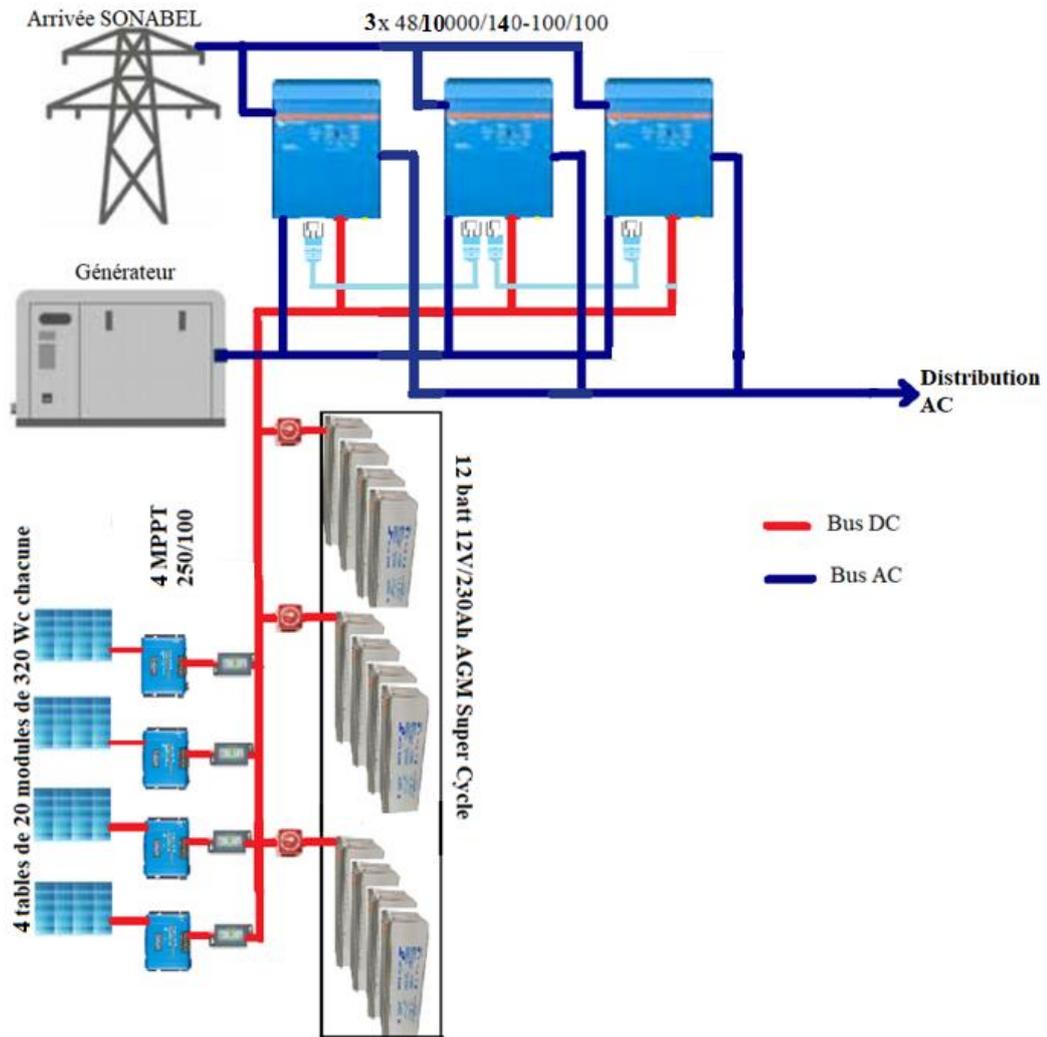


Figure 19 : Schéma de raccordement du premier sous-champ à installer

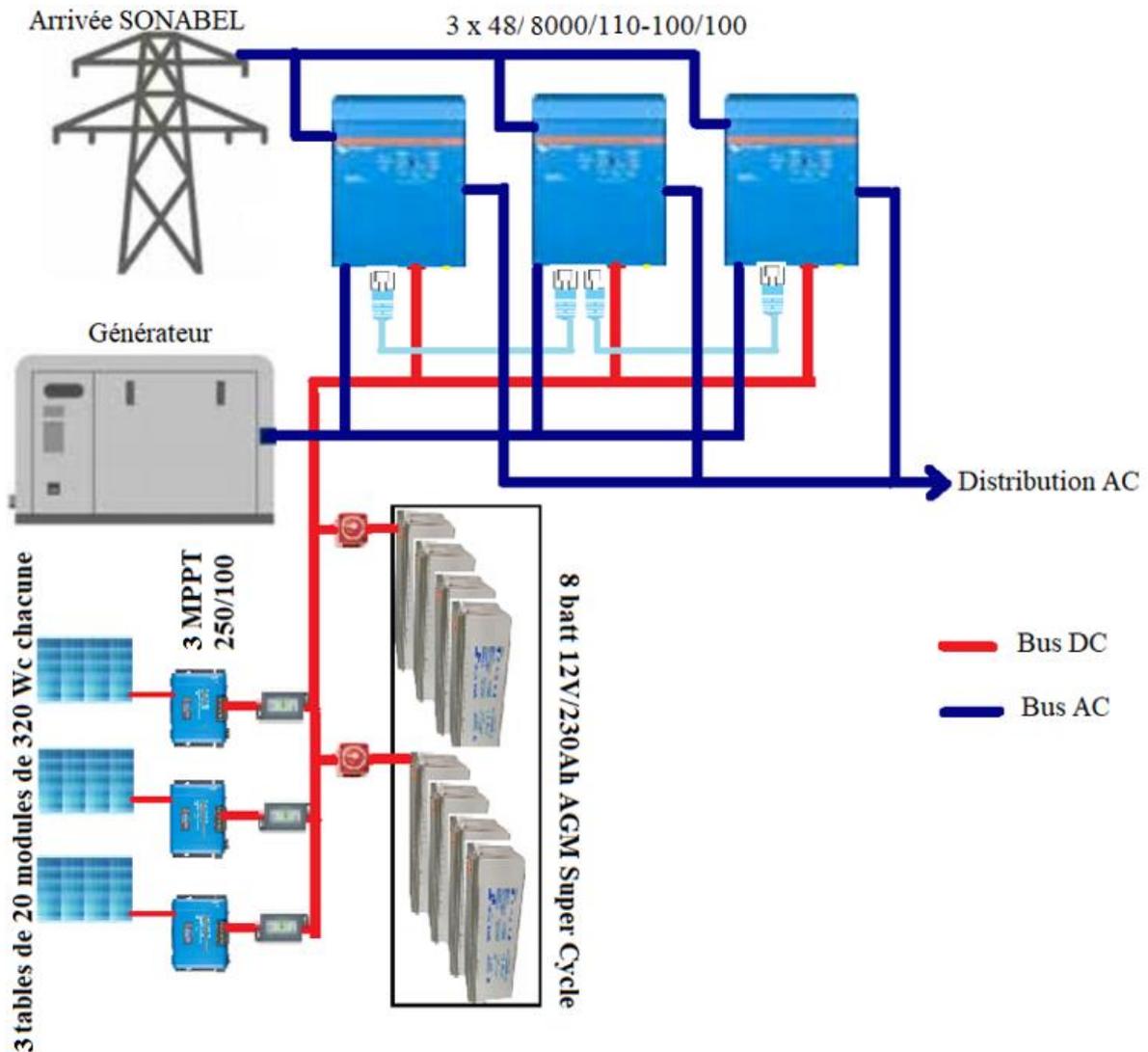


Figure 20 : Schéma de raccordement du second sous-champ à installer

6. Dimensionnement des sections de câbles

Le mode de pose généralement utilisé dans les installations photovoltaïques est le chemin de câbles perforés. Pour ce dimensionnement, nous avons choisi une chute de tension limite de 1% et des câbles est en cuivre de résistivité égale à $1,7 \times 10^{-8} \Omega m$. Les résultats des calculs des sections de câbles des sous-champs 1 et 2 sont présentés respectivement dans les tableaux suivants :

Tableau 26 : Dimensionnement des câbles du SC1

Sous-champ 1	I(A)	L(m)	Vmp(V)	S (mm ²)	S Choisie (mm ²)
Table-Régulateur-Bus DC	42,64	40	180	16,11	25
Batterie-Bus DC	138	10	48	48,90	50
Bus DC-Onduleur	213,2	5	180	20,11	25

Tableau 27 : Dimensionnement des câbles du SC2

Sous-champ 2	I(A)	L(m)	Vmp(V)	S(mm ²)	S Choisie(mm ²)
Table-Régulateur-Bus DC	42,64	40	180	16,11	25
Batterie-Bus DC	92	10	48	32,50	35
Bus DC-Onduleur	127,92	5	180	6,06	10

7. Dimensionnement des équipements de protection du système

- Protection de chaque branche de modules

Le fusible à choisir doit respecter les conditions suivantes :

$$\begin{cases} T_f \geq 1,15 \times 5 \times 36 & T_f \geq 207 V \\ 1,5 \times 10,66 < C_f < 2 \times 10,66 & \rightarrow 15,99 < C_f < 21,32 \end{cases}$$

Nous choisissons un fusible de 20 A

- Protection de chaque groupement de modules (Table)

La protection doit vérifier la condition suivante :

$$1,25 \times 10,66 \times 4 \leq C_f \text{ soit } 53,3 \leq C_f$$

Nous choisissons LE disjoncteur LEGRAND BACO tétrapolaire 60A 500mA différentiel instantané – 401011.

- Protection côté AC

L'onduleur VE vient avec ses dispositifs de protection intégrés pour assurer la protection contre les surintensités du côté AC. Nous n'aurons donc pas à effectuer ce dimensionnement.

- Les parafoudres

Le niveau d'exposition de notre installation aux surtensions d'origine atmosphérique est calculé comme suit :

$$F_{PV} = 60 \times (1 + 1 + 0,75) = 165$$

Le courant nominal de décharge du parafoudre à choisir est donné en fonction du niveau de foudroiement précédemment calculé comme le montre le dernier tableau de l'[annexe 9](#). F_{PV} étant supérieur à 80, le parafoudre choisi est de type 2 dont $I_{max} = 40 \text{ kA}$ et $I_n = 20 \text{ kA}$.

- Les puits de terre

La réalisation des puits de terre permet de protéger toute l'installation en déchargeant les courants de défaut à la terre. Nous proposons d'en réaliser 2 pour dont 1 pour chaque sous-champ et 1 pour le local technique. Ils se composent principalement :

1. De la prise de terre ;

2. Du conducteur de terre (reliant la prise de terre à la barrette de mesure) ;
3. De la barrette de mesure ;
4. Du répartiteur de terre du tableau de répartition ;
5. Des conducteurs de protection (mise à la terre de chaque circuit électrique) ;
6. De la liaison équipotentielle principale (pour un immeuble ou une maison individuelle).

V.2.2 DETERMINATION DES PARAMETRES FINANCIERS

Nous avons dans un premier temps fait le bilan financier de l'installation en déterminant son coût d'investissement qui s'élève à **66 717 905 FCFA HT** comme présenté dans l'[annexe 11](#).

Le tableau suivant nous présente les coûts mis en évidence pour cette étude :

Tableau 28 : Coûts mis en évidence

Coûts mis en évidence	Valeurs	Unités
Coût du système (46,08 kW installé)	66 717 905	FCFA
Coûts des O&M	1 180 907	FCFA
Assurance	176 818	FCFA
Coût Initial (CF0)	68 075 630	FCFA
Dépenses/an	1 357 725	FCFA

Les résultats de l'étude de rentabilité financière sont présentés dans le tableau suivant :

Tableau 29 : Résultats de l'étude de rentabilité financière

n	Dépenses (FCFA)	Coûts de remplacement (FCFA)	(1+r)^n	Dépenses actualisées (FCFA)	Coûts de remplacement actualisés (FCFA)	Total dépenses	Energie (kWh)	Energie actualisée (kWh)	Cash flow (FCFA)	VAN par année (FCFA)	
0									-66 717 905	-66 717 905	
1	1 357 725		1,08	1 257 153		1 257 153	33 116	30 663	5 954 809	-60 763 096	
2	1 357 725		1,17	1 164 030		1 164 030	32 917	28 221	6 004 664	-54 758 431	
3	1 357 725		1,26	1 077 806		1 077 806	32 720	25 974	6 047 888	-48 710 543	
4	1 357 725		1,36	997 968		997 968	32 524	23 906	6 084 949	-42 625 594	
5	1 357 725		1,47	924 045		924 045	32 329	22 002	6 116 396	-36 509 198	
6	1 357 725		1,59	855 597		855 597	32 135	20 250	6 142 591	-30 366 607	
7	1 357 725	7 280 000	1,71	792 219	4 247 810	5 040 030	31 942	18 638	1 916 130	-28 450 477	
8	1 357 725		1,85	733 537		733 537	31 750	17 154	6 180 894	-22 269 583	
9	1 357 725		2,00	679 201		679 201	31 559	15 788	6 193 725	-16 075 859	
10	1 357 725		2,16	628 889		628 889	31 370	14 530	6 202 830	-9 873 029	
11	1 357 725		2,33	582 305		582 305	31 182	13 373	6 208 433	-3 664 596	
12	1 357 725		2,52	539 171		539 171	30 995	12 308	6 210 809	2 546 213	
13	1 357 725		2,72	499 233		499 233	30 809	11 328	6 210 215	8 756 428	
14	1 357 725	7 280 000	2,94	462 252	2 478 556	2 940 809	30 624	10 426	3 728 405	12 484 834	
15	1 357 725	14 875 000	3,17	428 012	4 689 220	5 117 232	30 440	9 596	1 511 973	13 996 807	
16	1 357 725		3,43	396 307		396 307	30 258	8 832	6 193 165	20 189 972	
17	1 357 725		3,70	366 951		366 951	30 076	8 129	6 182 983	26 372 955	
18	1 357 725		4,00	339 769		339 769	29 896	7 481	6 170 903	32 543 858	
19	1 357 725		4,32	314 601		314 601	29 716	6 886	6 156 960	38 700 818	
20	1 357 725		4,66	291 297		291 297	29 538	6 337	6 141 451	44 842 268	
21	1 357 725	7 280 000	5,03	269 720	1 446 214	1 715 934	29 361	5 833	4 678 226	49 520 494	
22	1 357 725		5,44	249 741		249 741	29 185	5 368	6 106 055	55 626 549	
23	1 357 725		5,87	231 241		231 241	29 010	4 941	6 086 415	61 712 964	
24	1 357 725		6,34	214 112		214 112	28 836	4 547	6 065 628	67 778 592	
25	1 357 725		6,85	198 252		198 252	28 662	4 185	6 043 797	73 822 389	
						Total	27 355 211	-	336 698	-	73 822 389

Pour ce cas, le LCOE est calculé de la façon suivante :

$$LCOE = \frac{66\,717\,905 + 27\,355\,211}{336\,698} = 279$$

En utilisant la formule de détermination du TRI du tableur Excel, nous trouvons un TRI de **7%** qui est supérieur au taux d'intérêt bancaire qui est de 5% (d'après la comptabilité de l'entreprise). Le temps de retour sur investissement se voit à partir de la douzième année comme nous le montre la figure suivante :

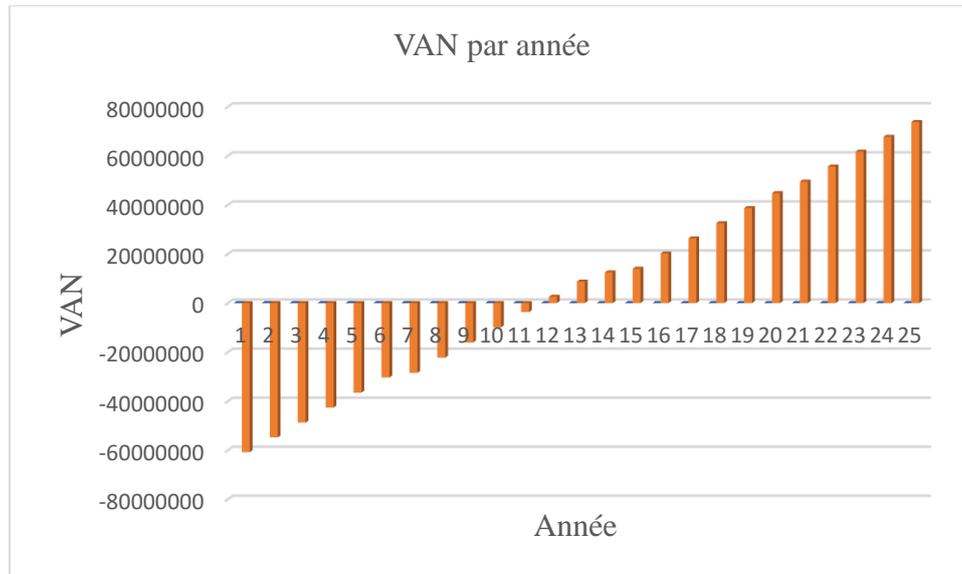


Figure 21 : VAN par année

Au terme de nos calculs, on constate que le coût total lié à l'exploitation des GE est toujours largement supérieur au coût total d'exploitation du système PV. Le solaire est donc plus rentable à l'entreprise que l'utilisation des GE. Nous obtenons en outre un coût énergétique de **279 FCFA/kWh**, une VAN de **73 608 894 FCFA** pour un TRI de **7%** qui est supérieur au taux d'intérêt bancaire. Nous pouvons par conséquent dire de notre projet qu'il est économiquement rentable.

VI. PLAN DE SUIVI DU SYSTEME HYBRIDE

Fort est malheureux de constater qu'une fois dimensionnés et installés, les systèmes PV sont la plupart du temps délaissés, ce qui diminue leur productivité. Nous proposerons ici un plan de gestion et de suivi de notre système pour un meilleur rendement de ce dernier. En effet, plusieurs logiciels (assistants) sont disponibles sur le site de VE afin de configurer un système pour plusieurs applications autonomes ou interagissant avec le réseau. Il s'agit de :

- VEConfig;

- VEFlash;
- VE.Bus System Configurator.

VI.1 PRESENTATION DES LOGICIELS DE SUIVI

VEFlash permet d'établir individuellement la connexion entre les convertisseurs et l'ordinateur afin de faciliter leur paramétrage. Les étapes suivies pour accomplir cette tâche sont les suivantes :

- Déconnecter les mises en parallèle des convertisseurs ;
- Déconnecter toutes les entrées CA ;
- Brancher le câble RJ45 de l'interface MK3 au convertisseur concerné ;
- Brancher le port USB de l'interface MK3 à l'ordinateur ;
- Choisir le port utilisé et suivre les étapes sur VEFlash.

VEConfig est un logiciel qui permet de programmer les produits VE.Bus tels qu'un convertisseur Phoenix de VE, un chargeur Phoenix, MultiPlus ou Quattro [14]. Il faut noter que chaque fois qu'on démarre VEConfig, il vérifie les mises à jour automatiquement lorsqu'on est connecté à l'internet. Pour programmer les produits VE.Bus, dans notre cas les convertisseurs/chargeurs Quattro, il faut :

- Ouvrir le logiciel ;
- Connecter l'appareil à l'ordinateur à travers l'interface de communication MK3- USB ;
- Suivre les mêmes étapes qu'avec VEFlash.

On peut à ce niveau visualiser les informations suivantes : tension des batteries, fréquence du réseau, production solaire, courant de décharge des batteries, On peut aussi fixer, avec précaution, une tension de déconnexion des batteries de sorte à ne pas les endommager. L'alarme du convertisseur déclenchera lorsque la tension de décharge assignée aux batteries est atteinte. On peut donc signifier à la SONABEL quand charger ou non les batteries.

Il faut noter qu'une charge lente préserve la batterie. De ce fait, il est important de veiller à ce que le courant de charge des batteries soit compris entre 10 et 15 A. Il est très important de choisir la bonne version des convertisseurs lors de l'établissement de la connexion convertisseur-ordinateur. Une fois la connexion établie, on peut reconnecter les entrées CA et effectuer la mise en parallèle des convertisseurs. Les convertisseurs de la marque VE étant monophasés, VE.Bus System Configurator permet de configurer des systèmes de type triphasé par l'association de 3 convertisseurs. Pendant leur configuration, il est nécessaire de faire un

système de maître-esclave en attribuant aux convertisseurs les phases L1, L2 ou L3 du réseau. Il est important de s'assurer que chaque convertisseur a été attribué à la phase qui lui correspond en faisant clignoter ses LEDs.

VI.2 SURVEILLANCE DES EQUIPEMENTS AVEC VENUS GX

Venus GX permet de contrôler l'installation solaire de façon intuitive, de la superviser à n'importe quel moment, de près comme de loin. Il permet aussi la journalisation des données des systèmes VE à travers le portail VRM (voir la fiche technique dans l'[annexe 12](#)). Le portail VRM affiche les données (consommation, production solaire, niveau de la batterie, ...) de l'installation en temps réel. Venus GX est fourni avec un kit composé de :

- 1 câble d'alimentation ;
- Des connecteurs VEcan RJ45 ;
- 5 connecteurs verts ;
- Une étiquette avec des codes comme l'illustre l'image suivante :



Figure 22 : Kit Venus GX

Il a un Wi-Fi intégré qui permet à l'utilisateur de se connecter avec son téléphone, sa tablette ou son ordinateur portable pour configurer l'appareil. En effet, une console à distance permet d'accéder au Venus GX. On peut y accéder soit par le point d'accès Wi-Fi soit par le portail VRM.

1. Connexion à travers le point d'accès Wi-Fi :

- S'assurer d'être à proximité du Venus GX ;
- Connecter le Venus GX à une source d'alimentation (batterie par exemple) et vérifier que la LED verte clignote ;
- Lancer une recherche dans les paramètres Wi-Fi du téléphone ou de l'ordinateur ;

- Connecter le Venus GX en insérant le code Wi-Fi indiqué sur l'étiquette ;
- Une fois connecté, insérer l'adresse IP 172.24.24.1 dans un navigateur Web ;
- Entrer dans les paramètres Wi-Fi du Venus pour se connecter à une connexion internet (Le Wi-Fi de NETIS par exemple). On peut à ce niveau faire exactement les mêmes paramétrages de l'installation solaire qu'avec VEConfig.

2. Connexion à travers le portail de gestion à distance de VE (VRM)

- Se connecter sur vrm.victronenergy.com ;
- Créer un compte ;
- Cliquer sur « Ajouter une installation » puis sélectionner « Venus GX » ;
- Saisir l'ID du Venus GX qui se trouve sur l'étiquette ;
- Modifier le nom de l'installation (si on en a plusieurs) ;
- Aller sur « toutes les installations » puis sélectionner le nom de l'installation pour accéder à la console à distance.

Toutefois, l'installation PV nécessite elle-même une attention particulière pour son bon fonctionnement. Il s'agit entre autres :

- De nettoyer quotidiennement les modules PV car les dépôts de poussière diminuent leur rendement ;
- De contrôler les protections en générale et celle contre les surtensions après chaque orage ;
- D'inspecter chaque équipement pris séparément afin de le maintenir ou de le changer si besoin y est.

CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS

Le présent travail a porté sur la conception et l'étude technico-économique d'une minicentrale hybride PV/Diesel avec stockage pour le compte de NETIS BF afin de résoudre la problématique énergétique de ladite entreprise. Sa première partie a été consacrée à l'optimisation énergétique de l'entreprise en remplaçant ses équipements énergivores par des équipements qui, pour une plus faible consommation énergétique, présentent de meilleurs rendements. Après avoir présenté la méthodologie générale suivie pour l'atteinte de notre objectif, nous avons fait le dimensionnement du système PV de l'installation électrique actuelle de l'entreprise d'une part et de celle prenant en compte une extension prévue par l'entreprise d'autre part. Dans chacun des deux cas, nous avons réalisé une étude économique afin d'apprécier la rentabilité de notre projet pour l'entreprise.

Il en ressort que l'installation PV ne pourra pas satisfaire la totalité des besoins énergétiques de l'entreprise en raison de la contrainte de surface disponible devant recevoir cette dernière. Nous avons donc dimensionné un champ PV de **46,1 kWc** afin de satisfaire la moitié des besoins énergétiques de l'entreprise en considérant les charges de son extension. Pour produire une telle puissance, nous avons dimensionné les composants adéquats avant de dimensionner un système de stockage d'énergie d'une autonomie de **4h** de temps afin de compenser l'intermittence de la ressource solaire. Par ailleurs, deux GEs (l'un de **45 kVA** et l'autre de **15 kVA**) assureront occasionnellement la fourniture d'électricité en cas de délestage ou par mauvais temps. Cet ensemble nécessite un investissement de **66 717 905 FCFA HT**. En ce qui concerne l'étude économique de ce projet, nous avons obtenu un coût énergétique de **279 FCFA/kWh** et une VAN de **73 822 389 FCFA** pour un temps de retour sur investissement de **12 ans** sur la durée de vie de notre projet qui est de **25 ans**.

Les GEs ne fonctionnant qu'occasionnellement l'entreprise pourra réaliser une économie considérable sur leurs coûts de fonctionnement (carburation et maintenance). Outre le coût d'investissement élevé du champ PV, ce dernier fournit de l'électricité de manière ininterrompue et nécessite peu de maintenance. Le système obtenu fait donc preuve d'une grande fiabilité dans ce sens que les avantages de chacune des sources d'énergie se complètent. Nous pouvons, par conséquent, dire que **notre projet est techniquement et économiquement rentable**.

Nous ne saurons boucler cette étude sans pour autant proposer ces quelques mesures d'économie d'énergie, à l'endroit de tout le personnel de NETIS BF en guise de recommandation :

- Éteindre la lumière dans les pièces inoccupées (surtout celles des toilettes qui restent presque tout le temps allumées). En effet, selon l'ADEME, éclairer inutilement une pièce 3 fois par jour pendant 10 minutes équivaut à 5 jours d'éclairage en continu sur une année [19]. A cet effet, nous proposons à l'entreprise d'intégrer des capteurs de présence au niveau du système d'éclairage ;
- Utiliser la climatisation de façon optimale c'est-à-dire l'activer uniquement lorsque la température intérieure atteint 26°C. Pour ce faire, nous proposons l'intégration des relais au niveau de la climatisation de sorte à ce qu'elle ne puisse fonctionner que de 10h à 16h par exemple ;
- Aérer le matin et le soir : la circulation de l'air, aux heures les plus fraîches de la journée, permet de faire baisser la température dans les bureaux. Cela réduit ainsi le temps d'utilisation d'une climatisation dans la journée [19] ;
- Limiter la veille des appareils : sur tous les équipements électroniques (ordinateurs, imprimantes, scanners, photocopieurs, ...), le mode veille s'avère en réalité être un gouffre énergétique. À titre d'exemple, un photocopieur consomme 80% d'énergie lorsqu'il est en mode veille. Lorsqu'ils ne sont pas utilisés, ces appareils doivent donc d'être éteints [19] ;
- Sensibiliser le personnel sur les mesures précitées afin de faire de la réduction des factures énergétiques une affaire de tous.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] “Atlas of Africa energy resources,” United Nations Environment Programme, Nairobi, Kenya, 2017.
- [2] “Le solaire brille sur le Burkina Faso,” *The Agility Effect*, Apr. 18, 2017. <https://www.theagilityeffect.com/fr/article/le-solaire-brille-sur-le-burkina-faso/> (accessed Dec. 03, 2021).
- [3] “Mapping the least-cost option for rural electrification in Burkina Faso.” Accessed: Nov. 30, 2021. [Online]. Available: <https://core.ac.uk/download/pdf/84886671.pdf>
- [4] “energie-solaire-en-afrique-un-avenir-rayonnant-note.pdf.” Accessed: Nov. 24, 2021. [Online]. Available: <https://www.institutmontaigne.org/ressources/pdfs/publications/energie-solaire-en-afrique-un-avenir-rayonnant-note.pdf>
- [5] C. Cristofari, A. Foucaran, B. Dakyo, P. A. Ndiaye, X. Py, and Y. Azoumah, “EXPERIMENTATION ET OPTIMISATION D’UN PROTOTYPE DE CENTRALE HYBRIDE SOLAIRE PV/DIESEL SANS BATTERIES DE STOCKAGE: VALIDATION DU CONCEPT « FLEXY ENERGY ».”
- [6] M. Dobrnjac, P. Zivkovic, and V. Babic, “The possibility of developing hybrid PV/T solar system,” *IOP Conf. Ser.: Mater. Sci. Eng.*, vol. 200, p. 012040, May 2017, doi: 10.1088/1757-899X/200/1/012040.
- [7] “Systèmes hybrides photovoltaïques.” <https://photovoltaïque-energie.fr/systemes-hybrides-photovoltaïques.html> (accessed Nov. 29, 2021).
- [8] M. A. Cisse, “ETUDE TECHNICO-ECONOMIQUE POUR LA REALISATION D’UNE INSTALLATION HYBRIDE PV/RESEAU/GE: CAS DU SIEGE DE L’ENTREPRISE ZED-SA,” *BURKINA FASO*, p. 74.
- [9] C. Fleurence, “Satisfaire les besoins en énergie d’une mine d’or, la mine d’Essakane au Burkina Faso,” *Annales des Mines - Réalités industrielles*, vol. vembre 2018, no. 4, pp. 20–24, 2018, doi: 10.3917/rindu1.184.0020.
- [10] “Changer un Tube fluorescent par un Tube LED - Ledkia.” <https://www.ledkia.com/fr/content/41-changer-un-tube-fluorescent-par-un-tube-led> (accessed Dec. 10, 2021).
- [11] “Extrait norme EN 12464-1 - L’Approche Electrique dédiée aux bâtiments tertiaires.” <http://approche.electrique.free.fr/index.php?p=extrait-norme-en12464-1> (accessed Dec. 10, 2021).
- [12] Atlantic, “Climatisation : 6 choses à savoir sur la technologie Inverter,” *Atlantic.fr*. <https://www.atlantic.fr/Climatiser-le-logement/Climatisation-reversible-pour-une-seule->

piece/Guide-Climatisation/Climatisation-6-choses-a-savoir-sur-la-technologie-Inverter (accessed Dec. 13, 2021).

[13] “Y. M. Soro, Les systèmes photovoltaïques, Ouagadougou, 2014.”

[14] “Brochure-Off-Grid-backup-and-island-systems_FR_web.pdf.” Accessed: Nov. 10, 2021. [Online]. Available: https://www.victronenergy.fr/upload/documents/Brochure-Off-Grid-backup-and-island-systems_FR_web.pdf

[15] A. Labouret and M. Villoz, *Installations photovoltaïques: conception et dimensionnement d'installations raccordées au réseau*, 5e éd. Paris: Éd. “Le Moniteur” Dunod, 2012.

[16] “Dimensionnement_Corrige_Composants_DC_et_AC.pdf.” Accessed: Dec. 15, 2021. [Online]. Available:

https://energypedia.info/images/e/ef/Dimensionnement_Corrige_Composants_DC_et_AC.pdf

[17] “tdr_etudes-preinvestissement_gbm_v8_fr_sanankoroba_sent_clean.pdf.” Accessed: Dec. 31, 2021. [Online]. Available: https://www.ecowapp.org/sites/default/files/tdr_etudes-preinvestissement_gbm_v8_fr_sanankoroba_sent_clean.pdf

[18] “N. K. Edem, «Effet des angles d'inclinaison et d'orientation des capteurs solaires sur leur production : cas des capitales des pays d'Afrique de l'Ouest et du Centre» , ouagadougou, 2017.”

[19] “Économies d'Énergie en Entreprise: Comment Réduire la Consommation Énergétique?,” *Prix-Elec.com by Selectra*, Mar. 10, 2020. <https://prix-elec.com/blog/economies-energie-entreprise> (accessed Jan. 10, 2022).

ANNEXES

LISTE DES ANNEXES

ANNEXE 1 : AVANTAGES ET INCONVENIENTS DES DIFFERENTES CONFIGURATIONS PV/DIESEL.....	63
ANNEXE 2 : FACTURE D'ELECTRICITE ET CONSOMMATIONS DES GE _s DE L'ANNEE 2020.....	65
ANNEXE 3 : METHODE DE CALCUL SIMPLIFIEE DE L'ECLAIREMENT.....	66
ANNEXE 4 : FICHE TECHNIQUE BATTERIE AGM	70
ANNEXE 5 : FICHE TECHNIQUE MODULES DE 320 W _c DE VE.....	71
ANNEXE 6 : PLAN AUTOCAD DE L'EXTENSION RDC ET COURBE D'ENSOLEILLEMENT	72
ANNEXE 7 : FICHE TECHNIQUE CONTROLEUR MPPT.....	73
ANNEXE 8 : BILAN FINANCIER DU PLAN SANS L'EXTENSION RDC.....	74
ANNEXE 9 : VALEURS DE REFERENCE POUR LE CALCUL DU NIVEAU F _{PV}	75
ANNEXE 10 : FICHE TECHNIQUE QUATTRO.....	76
ANNEXE 11 : BILAN FINANCIER DU PLAN AVEC L'EXTENSION RDC	77
ANNEXE 12 : FICHE TECHNIQUE VENUS GX.....	78

ANNEXE 1: AVANTAGES ET INCONVENIENTS DES DIFFERENTES CONFIGURATIONS PV/DIESEL

Config. PV/Diesel	Avantages	Inconvénients
Série	<ul style="list-style-type: none"> • la puissance du générateur diesel peut être optimale lorsqu'il approvisionne la charge et lorsque de plus il charge la batterie ; • le système électrique est simplifié par l'absence de changement de la source d'électricité en courant alternatif ; • la mise en marche du générateur diesel ne provoque pas d'interruption de l'alimentation de la charge. 	<ul style="list-style-type: none"> • l'onduleur ne peut pas travailler en parallèle avec le générateur diesel, c'est pourquoi il doit être dimensionné pour satisfaire la puissance de pointe de la charge ; • la durée de vie de la batterie est diminuée à cause de l'augmentation du nombre des cycles charge – décharge ; • le rendement total du système est faible à cause des pertes de conversion dues au fait que le générateur diesel ne peut pas fournir son énergie directement à la charge ; • la détérioration de l'onduleur provoque l'arrêt complet de l'alimentation.
Commutée	<ul style="list-style-type: none"> • différentes formes du courant sont possibles, selon les besoins (sinusoïdal, signal carré, ...) ; • le générateur peut fournir l'énergie produite directement à la charge, ce qui augmente le rendement du système et diminue la consommation de carburant. 	<ul style="list-style-type: none"> • il y a une coupure instantanée, lors de la commutation des sources alternatives ; • le générateur et l'onduleur sont dimensionnés pour la puissance pointe de la charge, ce qui réduit leurs rendements en fonctionnement à faible charge.
Parallèle	<ul style="list-style-type: none"> • l'alimentation de la charge peut être faite d'une manière optimale ; • le rendement du générateur diesel peut être augmenté ; • le besoin d'une maintenance du diesel est réduit ; • les puissances nominales des différents éléments peuvent être diminuées par rapport aux puissances nominales dans les autres configurations, en alimentant toujours la même charge. 	<ul style="list-style-type: none"> • le contrôle automatique est indispensable pour le fonctionnement du système ; • l'onduleur doit fournir un courant sinusoïdal pour que la synchronisation avec le générateur diesel soit possible ; • le fonctionnement du système n'est pas évident pour une personne non formée.
Flexy Energy	<ul style="list-style-type: none"> • l'absence du stockage réduit les coûts d'investissement et le rejet de ces 	<ul style="list-style-type: none"> • la consommation spécifique augmente avec l'utilisation des

	derniers dans la nature ; • les émissions de GES sont réduits par l'utilisation des HVP.	HVP.
--	--	------

ANNEXE 2 : FACTURE D'ELECTRICITE ET CONSOMMATIONS DES GES DE L'ANNEE 2020

Mois	Compteur 1 (R+1)		Compteur 2 (RDC)	
	E (kWh)	Prix (FCFA)	E (kWh)	Prix (FCFA)
Janvier	1622	261882	1402	230990
Février	1504	245312	1344	222845
Mars	1850	291750	1421	233831
Avril	1303	211842	1048	155164
Mai	1207	203608	955	168222
Juin	998	174260	1250	209646
Juillet	1141	194340	1856	294740
Août	1489	243206	1946	307378
Septembre	756	140278	409	91553
Octobre	945	166818	721	135364
Novembre	1487	242925	894	128881
Décembre	1426	234360	785	144351

Mois	GES	
	Carburant (l)	Prix (FCFA)
Janvier	1009,43	535000
Février	1461,68	782000
Mars	1611,28	866000
Avril	1428,04	764000
Mai	1831,29	1343000
Juin	2381,48	1286000
Juillet	2400	1308000
Août	2400	1308000
Septembre	1600	872000
Octobre	1495,46	799826
Novembre	1105	585650
Décembre	1029,78	545900

ANNEXE 3 : METHODE DE CALCUL SIMPLIFIEE DE L'ECLAIREMENT

PETIT RAPPEL DE MESURES

La puissance P : C'est la puissance électrique consommée par une lampe en **Watts (W)**.

Flux lumineux F ou Φ : C'est la quantité de lumière émise par la source, la puissance du rayonnement visible en **lumen (lm)**.

L'efficacité lumineuse : Efficacité = F / P en **lumen / watt (lm/W)**. Elle permet de caractériser le rendement énergétique d'une lampe.

L'éclairement E : C'est la densité de lumière sur une surface en **lux (lx)**. C'est la quantité de lumière par m^2 (unité de Surface). $E = F / S$ soit **lux = lumen / m^2** .

Durée de vie moyenne : Il existe une durée de vie moyenne en fonction du type de source de lumière. Exemple : 1000 à 2000 heures pour une lampe à incandescence.

Température de couleur : en **degré Kelvin ($^{\circ}K$)**.

Un matériau chauffé à haute température émet de la lumière dont la longueur d'onde et donc la couleur dépendent de la température. Le filament de tungstène des lampes à incandescence est chauffé à une température de 2700 $^{\circ}K$ et donne une lumière à dominante jaune. Les tubes fluorescents par exemple utilisent des températures de 3000 $^{\circ}K$ à 6000 $^{\circ}K$. Ils sont capables de fournir une couleur proche de celle du soleil.

Indice de rendu des couleurs IRC (en %) : La température de couleur ne suffit pas à déterminer la qualité d'une source lumineuse. Elle doit avoir un spectre suffisamment complet pour restituer correctement les nuances de couleurs des objets qu'elle éclaire. Cette capacité est indiquée par "l'indice de rendu des couleurs" (exprimé en %). IRC de 50 = mauvais, IRC de 100 = très bon.

TABLEAUX DE REFERENCES

Activité

- orientation, circulation, «stationnement» occasionnel de personnes
- travaux avec peu d'attention visuelle
- travaux avec attention visuelle moyenne
- travaux avec attention visuelle sur de petits détails
- travaux avec attention visuelle prolongée sur de très petits détails
- travaux délicats et minutieux

Éclairement

- <100 lux
- 200-300 lux
- 500-700 lux
- 1000-1500 lux
- 2000-3000 lux
- >5000 lux

Locaux affectés au travail et leurs dépendances

- Voies de circulation intérieure
- Escaliers et entrepôts
- Locaux de travail, vestiaires, sanitaires
- Locaux aveugles affectés à un travail permanent

Valeur minimale d'éclairement

- 40 lux
- 60 lux
- 120 lux
- 200 lux

Espaces extérieurs

- Zones et voies de circulation extérieures
- Espaces extérieurs où sont effectués des travaux à caractère permanent

- 10 lux
- 40 lux

Type d'activité

- Mécanique moyenne, dactylographie, travaux de bureau
- Travail de petites pièces, bureaux de dessin, mécanographie
- Mécanique fine, gravure, comparaison de couleurs, dessins difficiles, indus. vêtement
- Mécanique de précision, électronique fine, contrôles divers
- Tâches très difficiles dans l'industrie ou les laboratoires

Valeur minimale d'éclairement

- 200 lux
- 300 lux
- 400 lux
- 600 lux
- 800 lux

Exemples d'éclairages recommandés :

Bâtiments agricoles	150 lux
Locaux techniques	100-150 lux
Docks et quais	100-200 lux
Entrepôts et expédition	200 lux
Salles de fabrication	200 lux
Travail sur machine	500 lux
Ateliers	300-500 lux
Contrôle	750-1000 lux
Travaux fins	1000 lux
Travaux très fins (horlogerie, montage composants électroniques)	1500 lux
Restaurants	200-300 lux
Cantines	200 lux
Vestiaires, toilettes	150 lux
Ateliers de réparation, carrosseries	500 lux
Salles d'attente, accueil	300-500 lux
Paliers, couloirs	200 lux
Salles de réunion, conférence	300-500 lux
Salles de repos	200 lux
Bureaux de direction	300 lux
Bureaux travaux généraux	500 lux
Bureaux paysagés informatiques	750 lux
Dessin industriel	750-1000 lux
Comparaison de couleur	1000 lux
Réception	200 lux
Cuisines	500 lux
Cafés	300 lux
Douches	200 lux
Magasins	200-500 lux
Vitrines	1000-5000 lux

CALCUL SIMPLIFIÉ D'ÉCLAIREMENT

Formule pour le calcul de l'éclairage :

$$E = \frac{F \times u}{S \times d}$$

Formule pour le calcul du flux lumineux total nécessaire à l'éclairage d'un local :

$$F = \frac{E \times S \times d}{u}$$

E = éclairage en Lux.

F = flux total en lumens.

S = surface totale du plan à éclairer en m².

u = coefficient d'utilisation de l'installation.

d = facteur de compensation de la dépréciation =1,4 en moyenne.

Tableau déterminant le coefficient d'utilisation :

	Éclairage direct			Éclairage indirect
Couleur des murs :	Couleur du plafond :			Couleur du plafond :
	clair	moyen	foncé	clair
clair	0,65	0,65	0,65	0,43
moyen	0,57	0,57	0,50	0,35
foncé	0,50	0,50	0,43	0,29

ANNEXE 4 : FICHE TECHNIQUE BATTERIE AGM

Une batterie vraiment innovante

Les batteries AGM Super Cycle sont le résultat des derniers développements en matière d'électrochimie dans le domaine des batteries.

La pâte des plaques positives est moins sensible à l'amollissement, même si la batterie est déchargée régulièrement à 100 %. De plus, les nouveaux additifs dans l'électrolyte réduisent la sulfatation en cas de décharge poussée.

Performance exceptionnelle de Profondeur de décharge (DoD) à 100 %

Des tests ont montré que la batterie Super Cycle supporte au moins trois cents cycles à 100 % de profondeur de décharge (DoD). Les tests consistent en une décharge quotidienne à 10,8 V avec $I = 0,2C_{20}$, suivie par environ deux heures de repos à l'état déchargé, et ensuite une recharge avec $I = 0,2C_{20}$.

Les deux heures de repos à l'état déchargé endommageront la plupart des batteries au bout de 100 cycles, mais ce n'est pas le cas de la batterie Super Cycle.

Nous recommandons d'utiliser la batterie Super Cycle dans des applications requérant une profondeur de décharge occasionnelle DoD à 100 %, ou requérant une profondeur de décharge fréquente à 60-80 %.

Plus petite et plus légère

Un autre avantage de la nouvelle chimie est qu'elle permet une plus petite taille et un poids plus léger par rapport à nos batteries AGM standards à décharge poussée.

Faible résistance interne

La résistance interne est également légèrement plus faible par rapport à nos batteries AGM standards à décharge poussée.

Tensions de charge recommandée :

	Float Service	Cycle service Normal	Cycle service Fast recharge
Absorption		14,2 - 14,6 V	14,6 - 14,9 V
Float	13,5 - 13,8 V	13,5 - 13,8 V	13,5 - 13,8 V
Stockage	13,2 - 13,5 V	13,2 - 13,5 V	13,2 - 13,5 V

Spécifications

Numéro de l'article	V	Ah C5 (10,8 V)	Ah C10 (10,8 V)	Ah C20 (10,8 V)	L x l x p mm	Poids kg	CCA @0° F	RES CAP @80° F	Bornes
BAT412015080	12	13	14	15	151 x 100 x 103	4,1			Faston
BAT412025081	12	22	24	25	181 x 77 x 175	6,5			Insert M5
BAT412038081	12	34	36	38	267 x 77 x 175	9,5			Insert M5
BAT412060081	12	52	56	60	224 x 135 x 178	14	300	90	Insert M5
BAT412110081	12	82	90	100	260 x 168 x 215	26	500	170	Insert M6
BAT412112081	12	105	114	125	330 x 171 x 214	33	550	220	Insert M8
BAT412117081	12	145	153	170	336 x 172 x 280	45	600	290	Insert M8
BAT412123081	12	200	210	230	532 x 207 x 226	57	700	400	Insert M8

Durée du cycle

≥ 300 cycles @ 100 % DoD (décharge à 10,8 V avec $I = 0,2C_{20}$, suivie par environ deux heures de repos à l'état déchargé, et ensuite une recharge avec $I = 0,2C_{20}$)

≥ 700 cycles @ 60 % DoD (décharge pendant trois heures avec $I = 0,2C_{20}$, immédiatement suivie d'une recharge à $I = 0,2C_{20}$)

≥ 1000 cycles @ 40 % DoD (décharge pendant deux heures avec $I = 0,2C_{20}$, immédiatement suivie d'une recharge à $I = 0,2C_{20}$)



Batterie Super Cycle de 12 V-230 Ah

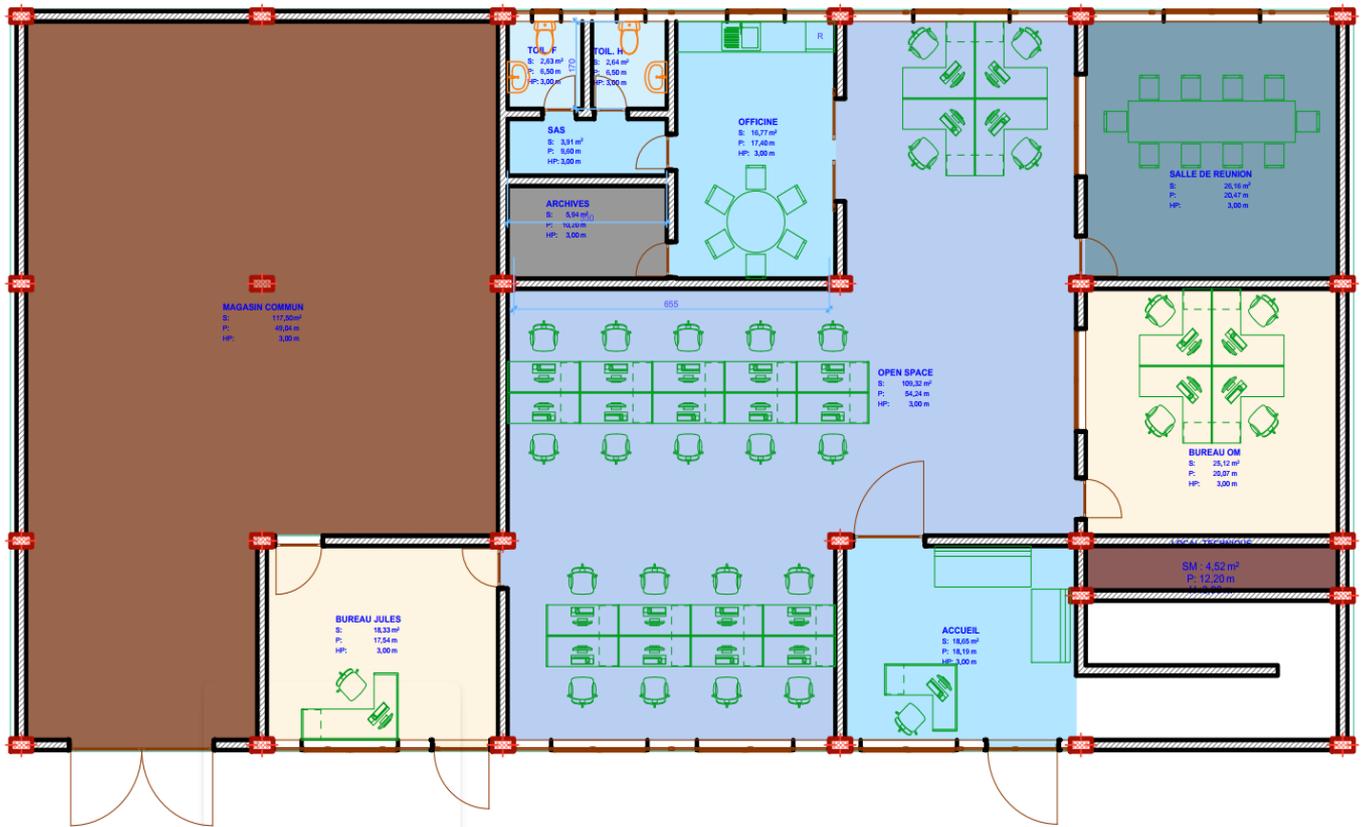
ANNEXE 5 : FICHE TECHNIQUE MODULES DE 320 Wc DE VE

Article Number	Description	Net weight	Electrical data under STC (1)				
			Nominal Power	Max-Power Voltage	Max-Power Current	Open-Circuit Voltage	Short-Circuit Current
			PMPP	VMPP	IMPP	Voc	Isc
		Kg	W	V	A	V	A
SPP030201200	20W-12V Poly 480x350x25 mm series 3a	2.2	20	18	1.11	22.5	1.23
SPP030301200	30W-12V Poly 410x670x25 mm series 3a	3.7	30	18	1.67	22.5	1.85
SPP030401200	40W-12V Poly 450x670x25mm series 3a	4.2	40	18	2.22	22.5	2.46
SPP030501200	50W-12V Poly 540x670x25 mm series 3a	4.3	50	18	2.78	22.2	3.09
SPP030801200	80W-12V Poly 840x670x35 mm series 3a	6.8	80	18	4.44	21.6	5.06
SPP031001200	100W-12V Poly 1000x670x35 mm series 3a (2)	8.9	100	18	5.56	21.6	6.32
SPP031001201	100W-12V Poly 1000x670x35 mm series 3b (2)	8.9	100	18	5.56	21.6	6.32
SPP031501200	150W-12V Poly 1480x673x35 mm series 3a	12	150	20	7.50	21.6	9.48
SPP032602000	260W-20V Poly 1640x992x40mm series 3b	17	260	30	8.66	36.75	9.30
SPP033202400	320W-24V Poly 1956x992x45 mm series 3a	24	320	36	10.66	44,10	9.44

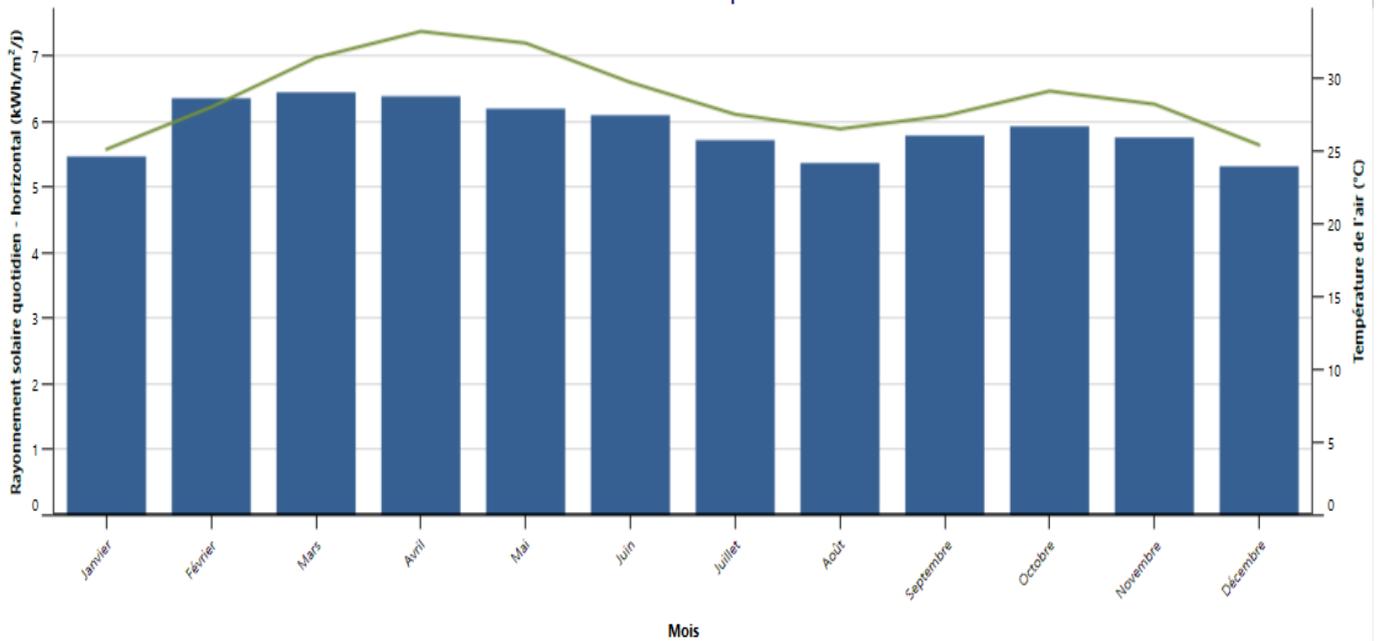
Module	SPP 030201200	SPP 030301200	SPP 030401200	SPP 030501200	SPP 030801200	SPP 031001200	SPP 031001201	SPP 031501200	SPP 032602400	SPP 033202400
Nominal Power (± 3% tolerance)	20W	30W	40W	50W	80W	100W	100W	150W	260W	320W
Cell type	Polycrystalline									
Number of cells in series	36							60	72	
Maximum system voltage (V)	1000V									
Temperature coefficient of PMPP (%)	-0.47/°C	-0.48/°C			-0.48/°C		-0.48/°C		-0.47/°C	
Temperature coefficient of Voc (%)	-0.34/°C	-0.34/°C			-0.34/°C		-0.35/°C		-0.34/°C	
Temperature coefficient of Isc (%)	+0.045/°C	+0.037/°C			+0.037/°C		+0.037/°C		+0.045/°C	
Temperature Range	-40°C to +85°C									
Surface Maximum Load Capacity	200 kg/m ²									
Allowable Hail Load	23 m/s, 7.53 g									
Junction Box Type	PV-LH0801				PV-JH02	PV-LH0808			PV-JB002	
Length of Cable / connector	No cable	No cable	No cable	No cable	900 mm / MC4					
Output tolerance	+/-3%									
Frame	Aluminium									
Product warranty	5 years									
Warranty on electrical performance	10 years 90% + 25 years 80% of power output									
Smallest packaging unit	1 panel									
Quantity per pallet	150	100			20			19	18	

1) STC (Standard Test Conditions): 1000 W/m², 25°C, AM (Air Mass) 1.5
 2) Cell appearance of model b slightly different from model a

ANNEXE 6: PLAN AUTOCAD DE L'EXTENTION RDC ET COURBE D'ENSOLEILLEMENT



Données climatiques



ANNEXE 7 : FICHE TECHNIQUE CONTROLLEUR MPPT

SmartSolar Charge Controller	MPPT 250/60	MPPT 250/70	MPPT 250/85	MPPT 250/100
Battery voltage	12 / 24 / 48V Auto Select (software tool needed to select 36V)			
Rated charge current	60A	70A	85A	100A
Nominal PV power, 12V 1a,b)	860W	1000W	1200W	1450W
Nominal PV power, 24V 1a,b)	1720W	2000W	2400W	2900W
Nominal PV power, 48V 1a,b)	3440W	4000W	4900W	5800W
Max. PV short circuit current 2)	35A (max 30A per MC4 conn.)		70A (max 30A per MC4 conn.)	
Maximum PV open circuit voltage	250V absolute maximum coldest conditions 245V start-up and operating maximum			
Maximum efficiency	99%			
Self-consumption	Less than 35mA @ 12V / 20mA @ 48V			
Charge voltage 'absorption'	Default setting: 14,4 / 28,8 / 43,2 / 57,6V (adjustable with: rotary switch, display, VE.Direct or Bluetooth)			
Charge voltage 'float'	Default setting: 13,8 / 27,6 / 41,4 / 55,2V (adjustable: rotary switch, display, VE.Direct or Bluetooth)			
Charge algorithm	multi-stage adaptive			
Temperature compensation	-16 mV / -32 mV / -64 mV / °C			
Protection	Battery reverse polarity (fuse, not user accessible) PV reverse polarity / Output short circuit / Over temperature			
Operating temperature	-30 to +60°C (full rated output up to 40°C)			
Humidity	95%, non-condensing			
Data communication port	VE.Direct or Bluetooth			
Remote on/off	Yes (2 pole connector)			
Programmable relay	DPST AC rating: 240VAC / 4A DC rating: 4A up to 35VDC, 1A up to 60VDC			
Parallel operation	Yes (not synchronized)			
ENCLOSURE				
Colour	Blue (RAL 5012)			
PV terminals 3)	35 mm ² / AWG2 (Tr models) Two sets of MC4 connectors (MC4 models 250/60 and 250/70) Three sets of MC4 connectors (MC4 models 250/85 and 250/100)			
Battery terminals	35 mm ² / AWG2			
Protection category	IP43 (electronic components), IP22 (connection area)			
Weight	3 kg		4,5 kg	
Dimensions (h x w x d) in mm	Tr models: 185 x 250 x 95 MC4 models: 215 x 250 x 95		Tr models: 216 x 295 x 103 MC4 models: 246 x 295 x 103	
STANDARDS				
Safety	EN/IEC 62109-1, UL 1741, CSA C22.2			
1a) If more PV power is connected, the controller will limit input power to the stated maximum.				
1b) The PV voltage must exceed Vbat + 5V for the controller to start. Thereafter the minimum PV voltage is Vbat + 1V.				
2) A PV array with a higher short circuit current may damage the controller.				
3) MC4 models: several splitter pairs may be needed to parallel the strings of solar panels. Maximum current per MC4 connector: 30A (the MC4 connectors are parallel connected to one MPPT tracker)				

ANNEXE 8 : BILAN FINANCIER DU PLAN SANS L'EXTENSION RDC

MATERIEL	NOMBRE	PRIX UNITAIRE (FCFA)	PRIX D'ENSEMBLE (FCFA)
Modules	120	225 000	27 000 000
Régulateurs de charge	6	588 000	3 528 000
Onduleurs chargeurs Quattro	2	2 125 000	4 250 000
Onduleurs chargeurs Quattro	3	2 563 000	7 689 000
Batteries	16	364 000	5 824 000
Parafoudre	8	65 000	520 000
Disjoncteurs	13	50 000	650 000
Fusibles batteries	5	676 781	3 383 905
Puits de terre	2	100 000	200 000
Coffret AC+DC	2	53 000	106 000
Coffret de regroupement	1	300 000	300 000
Venus GX	1	212 000	212 000
Câbles de connexion	15	28 000	420 000
Supports et auxiliaires	120	17 000	2 040 000
Divers	1	500 000	500 000
Câbles de liaisons			300 000
Transport et montage			600 000
Ingénierie			1 500 000
Investissement sans taxes			59 022 905
Taxes sur investissement taux 18%			10 624 123
Investissement net (TTC)			69 647 028
Assurance/an			174 118
Coût d'exploitation /an			1 044 705
Exploitation=1,5% d'investissement Assurance = 0,25% d'investissement			

ANNEXE 9 : VALEURS DE REFERENCE POUR LE CALCUL DU NIVEAU

F_{PV}

- Choix du niveau d'exigence de la protection :

Résultat du Tableau 2	Obligatoire	Recommandé	Peu utile
φ	2	1	0

- Choix de la caractéristique de la protection

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

Le parafoudre côté AC est à l'origine de l'installation de distribution publique. Dans le cas d'un raccordement au réseau en deux points (cf. Figure 3), il est recommandé d'installer un parafoudre à proximité de l'onduleur si le parafoudre à l'origine de l'installation est obligatoire ou recommandé.

⁽¹⁾ Dans le cas des bâtiments intégrant le poste de transformation, si la prise de terre du neutre du transformateur est confondue avec la prise de terre des masses interconnectée à la prise de terre du paratonnerre, la mise en œuvre de parafoudres n'est pas obligatoire. Dans les autres cas et lorsque le bâtiment comporte plusieurs installations privées, le parafoudre de type 1 ne pouvant être mis en œuvre à l'origine de l'installation est remplacé par des parafoudres de type 2 ($I_n \geq 5$ kA) placés à l'origine de chacune des installations privées.

⁽²⁾ Toutefois, l'absence d'un parafoudre est admise si elle est justifiée par l'analyse du risque définie dans le guide UTE C 15-443.

- Choix du coefficient fonction de la situation du bâtiment ou du champ :

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

- Estimation du risque de surtensions :

Estimation du risque F _{PV}	I _n (kA)
F _{PV} ≤ 40	5
40 < F _{PV} ≤ 80	10
F _{PV} > 80	20

ANNEXE 10 : FICHE TECHNIQUE QUATTRO

Quattro	12/3000/120-50/50 24/3000/70-50/50	12/5000/220-100/100 24/5000/120-100/100 48/5000/70-100/100	24/8000/200-100/100 48/8000/110-100/100	48/10000/140- 100/100	48/15000/200- 100/100
PowerControl / PowerAssist	Yes				
Integrated Transfer switch	Yes				
AC inputs (2x)	Input voltage range: 187-265 VAC Input frequency: 45 – 65 Hz Power factor: 1				
Maximum feed through current (A)	2x 50	2x100	2x100	2x100	2x100
INVERTER					
Input voltage range (V DC)	9,5 – 17V 19 – 33V 38 – 66V				
Output (1)	Output voltage: 230 VAC ± 2% Frequency: 50 Hz ± 0,1%				
Cont. output power at 25°C (VA) (3)	3000	5000	8000	10000	15000
Cont. output power at 25°C (W)	2400	4000	6500	8000	12000
Cont. output power at 40°C (W)	2200	3700	5500	6500	10000
Cont. output power at 65°C (W)	1700	3000	3600	4500	7000
Peak power (W)	6000	10000	16000	20000	25000
Maximum efficiency (%)	93 / 94	94 / 94 / 95	94 / 96	96	96
Zero load power (W)	20 / 20	30 / 30 / 35	45 / 50	55	80
Zero load power in AES mode (W)	15 / 15	20 / 25 / 30	30 / 30	35	50
Zero load power in Search mode (W)	8 / 10	10 / 10 / 15	10 / 20	20	30
CHARGER					
Charge voltage 'absorption' (V DC)	14,4 / 28,8	14,4 / 28,8 / 57,6	28,8 / 57,6	57,6	57,6
Charge voltage 'float' (V DC)	13,8 / 27,6	13,8 / 27,6 / 55,2	27,6 / 55,2	55,2	55,2
Storage mode (V DC)	13,2 / 26,4	13,2 / 26,4 / 52,8	26,4 / 52,8	52,8	52,8
Charge current house battery (A) (4)	120 / 70	220 / 120 / 70	200 / 110	140	200
Charge current starter battery (A)	4 (12V and 24V models only)				
Battery temperature sensor	Yes				
GENERAL					
Auxiliary output (A) (5)	25	50	50	50	50
Programmable relay (6)	3x	3x	3x	3x	3x
Protection (2)	a-g				
VE Bus communication port	For parallel and three phase operation, remote monitoring and system integration				
General purpose com. port	2x	2x	2x	2x	2x
Remote on-off	Yes				
Common Characteristics	Operating temp.: -40 to +65°C Humidity (non-condensing): max. 95%				
ENCLOSURE					
Common Characteristics	Material & Colour: aluminium (blue RAL 5012) Protection category: IP 21				
Battery-connection	Four M8 bolts (2 plus and 2 minus connections)				
230 V AC-connection	Screw terminals 13 mm ² (6 AWG)	Bolts M6	Bolts M6	Bolts M6	Bolts M6
Weight (kg)	19	34 / 30 / 30 470 x 350 x 280	45 / 41	51	72
Dimensions (hwxwd in mm)	362 x 258 x 218	444 x 328 x 240 444 x 328 x 240	470 x 350 x 280	470 x 350 x 280	572 x 488 x 344
STANDARDS					
Safety	EN-IEC 60335-1, EN-IEC 60335-2-29, EN-IEC 62109-1				
Emission, Immunity	EN 55014-1, EN 55014-2, EN-IEC 61000-3-2, EN-IEC 61000-3-3, IEC 61000-6-1, IEC 61000-6-2, IEC 61000-6-3				
Road vehicles	12V and 24V models: ECE R10-4				
Anti-islanding	See our website				
1) Can be adjusted to 60 Hz; 120 V 60 Hz on request		3) Non-linear load, crest factor 3:1			
2) Protection key:		4) At 25°C ambient			
a) output short circuit		5) Switches off when no external AC source available			
b) overload		6) Programmable relay that can a.o. be set for general alarm,			
c) battery voltage too high		DC under voltage or genset start/stop function			
d) battery voltage too low		AC rating: 230 V / 4 A			
e) temperature too high		DC rating: 4 A up to 35 VDC, 1 A up to 60 VDC			
f) 230 VAC on inverter output					
g) input voltage ripple too high					

ANNEXE 11 : BILAN FINANCIER DU PLAN AVEC L'EXTENSION RDC

MATERIEL	NOMBRE	PRIX UNITAIRE (FCFA)	PRIX D'ENSEMBLE (FCFA)
Modules	140	225 000	31 500 000
Régulateurs de charge	7	588 000	4 116 000
Onduleurs chargeurs Quattro	6	2 125 000	12 750 000
Batteries	20	364 000	7 280 000
Parafoudre	8	65 000	520 000
Disjoncteurs	13	50 000	650 000
Fusibles batteries	5	676 781	3 383 905
Puits de terre	2	100 000	200 000
Coffret AC+DC	2	53 000	106 000
Coffret de regroupement	1	300 000	300 000
Venus GX	1	212 000	212 000
Câbles de connexion	15	28 000	420 000
Supports et auxiliaires	140	17 000	2 380 000
Divers	1	500 000	500 000
Câbles de liaisons			300 000
Transport et montage			600 000
Ingénierie			1 500 000
Investissement sans taxes			66 717 905
Taxes sur investissement taux 18%			12 009 223
Investissement net (TTC)			78 727 128
Assurance/an			176 818
Coût d'exploitation /an			1 180 907
Exploitation = 1,5% d'investissement			
Assurance = 0,25% d'investissement			

ANNEXE 12 : FICHE TECHNIQUE VENUS GX



Venus GX



Venus GX with connectors



Venus GX front angle

Venus GX

The Venus GX provides intuitive control and monitoring for all Victron power systems. The list of Victron products that can be connected is endless: Inverters, Multis, Quattros, MPPT solar chargers, BMV battery monitors, Lynx Ion + Shunt and more.

VRM Online Portal

All readings are forwarded to our free remote monitoring website: the VRM Online Portal. To get an impression, try the demo on <https://vrm.victronenergy.com>. See also the screenshots below.

Remote Console on VRM

The way to access the device for setting up, as well as monitoring, is via Remote Console. Either via VRM, via the built-in WiFi Access Point, or on the local LAN/WiFi network.

Automatic genset start/stop

A highly customizable start/stop system. Use state of charge, voltage, load and other parameters. Define a special set of rules for quiet times, and optionally a monthly test run.

The heart of ESS – Energy Storage System

The Venus GX is the Energy Manager in an ESS system. More information in the ESS manual: <https://www.victronenergy.com/live/ess:design-installation-manual>

Data logging

When connected to the internet, all data is sent to the VRM Portal. When there is no internet connection available, the Venus GX will store the data internally, up to 48 hours. By inserting a micro SD-card or USB stick, more data can be stored. These files can then be uploaded to the VRM Portal, or offline converted with the VictronConnect app, for analysis.

Supported products

- Multis and Quattros, including split-phase and three-phase systems. Monitoring and control (on/off and current limiter). Changing configuration is possible (only remotely via the internet, not without an internet connection).
- EasySolar 1600VA
- BlueSolar MPPT Solar Chargers with a VE.Direct port.
- BlueSolar MPPT 150/70 and the MPPT 150/85 with VE.Can port. When multiple BlueSolar MPPTs with VE.Can are used in parallel, the all information is combined as one. See also our blog-post about [synchronizing multiple MPPT 150/70 solar chargers](#).
- BMV-700 family can be connected directly to the VE.Direct ports on the Venus GX. Use the VE.Direct Cable for this.
- BMV-600 family can be connected to the VE.Direct ports on the Venus GX. Requires an accessory cable.
- Lynx Ion + Shunt
- Lynx Ion BMS
- Lynx Shunt VE.Can
- Skylla-i battery chargers
- NMEA2000 tank sensors
- A USB GPS can be connected to the USB port. The data is sent to the VRM Portal for tracking purposes. The map on VRM will show the latest position.
- Fronius PV Inverters

When more than two VE.Direct products must be connected, USB can be used.

Internet connection

The Venus GX can be connected to internet with an Ethernet cable and via Wi-Fi. The Venus GX has no internal cellular modem: there is no slot for a sim-card. Use an off-the-shelf GPRS or 3G router instead. See the [blog post about 3G routers](#).

Tank level inputs

The tank level inputs are resistive: connect them to a resistive tank sender. Such tank senders are not supplied by Victron. The tank level ports can each be configured to work with either European tank senders (0 - 180 Ohm), or US (240 - 30 Ohm).

Other highlights

- The Venus GX can automatically update itself from the internet, when there is a new software version available.
- Multiple languages: English, Czech, German, Spanish, French, Italian, Dutch, Russian, Swedish, Turkish, Chinese, Arabic.
- Use the Venus GX as a Modbus-TCP gateway to all connected Victron products. See our [Modbus-TCP FAQ](#) for more information.
- Powered by the Venus OS – embedded linux.
<https://github.com/victronenergy/venus/wiki/sales-pitch>