



**ETUDE DE FAISABILITE DE L'HYBRIDATION DE LA CENTRALE DIESEL DE KOKIRAI
PAR L'ADJONCTION D'UN SYSTEME PV AVEC BATTERIES DE STOCKAGE**

**MEMOIRE POUR L'OBTENTION DU
DIPLOME D'INGENIEUR 2IE AVEC GRADE
DE MASTER EN GENIE
ELECTRIQUE ET ENERGETIQUE
OPTION : RESEAUX ELECTRIQUES**

Présenté et soutenu le xx / 01/2019 par

SAIDOU Ibrahim Souleymane (20150389)

Maitre de stage :

M. ABDOULAYE Moussa

Chef d'unité Projet NELACEP à la CGP/NIGELEC

Encadrant 2iE :

Dr. DANIEL Yamegueu Nguewo

Enseignant-Chercheur, Département Génie Energétique,
Electrique et Industriel, 2iE

Jury d'évaluation du stage

Président : **Nom prénom**

Membres et correcteurs : **Nom prénom**

Nom prénom

Nom prénom

Promotion [2018-2019]

Dédicaces

Je dédie ce rapport de mémoire à mes parents qui n'ont ménagé aucun effort pour m'apporter leur soutien tant matériel que moral tout au long de mes études.

Remerciements

Je tiens à adresser mes remerciements,

- Au **Pr. Mady KOANDA**, Directeur Général de l'Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement (2iE);
- Au **Dr. Moussa SORO**, Chef département Génie Electrique, Energétique et Industriel GEEI;
- A tout le corps administratif et professoral de 2iE en général et du département Génie Electrique, Energétique et Industriel GEEI;
- Au Dr. **Daniel YAMEGUEU NGUEWO**, enseignant chercheur à 2iE.
- A **M. Halid ALHASSANE**, Directeur Général de la NIGELEC;
- A **M. Balla Mamane Maisharou**, Coordonnateur de la Cellule Grands Projets CGP;
- A **M. Abdoulaye Moussa**, mon maitre du stage pour sa disponibilité et son apport pour la réussite de ce travail ;
- A tout le personnel de la CGP;
- A tous mes camarades et amis qui m'ont apporté leur soutien moral et physique ;

Pour finir, je tiens à remercier mes parents, mes frères et sœurs ainsi que tous mes amis.

RESUME

La centrale diesel de Kokirai a été installée en 2011 dans le but de subvenir aux besoins en électricité du village. Cependant, elle fonctionne de 16h à 00h tout au long de la journée. Ce qui constitue un handicap pour les habitants du village car ces derniers se retrouvent dans l'incapacité d'exercer certaines activités.

Pour améliorer le service d'électricité de ce village, la Nigelec envisage d'hybrider la centrale avec du solaire photovoltaïque. C'est pourquoi, il nous a été demandé de réaliser une étude de faisabilité de cette hybridation.

Pour ce faire, nous avons effectué des enquêtes sur le terrain qui nous ont permis de collecter les données de consommation nécessaires au dimensionnement de la centrale. Ce travail a permis d'établir la courbe de charge globale du village projeté à 10 ans après avoir intégré certains paramètres tels que le taux d'accroissement de la charge (5%) et un coefficient de foisonnement de 80 %. Cette courbe affiche un pic de 39KW.

L'étude a commencé par le dimensionnement du groupe électrogène à partir de la demande maximale. Ce qui nous a donné un groupe électrogène de 70KVA. Après, on a dimensionné le système PV avec stockage pour différents taux d'hybridation (10%, 20%, 30%, 40%, 50%). Par application de la méthode du Levelized Cost of Electricity (LCOE), on a obtenu respectivement pour ces différents taux d'hybridation les coûts du KWh suivants : 143 FCFA ; 149 FCFA ; 169 FCFA ; 171 FCFA et 189 FCFA. Cependant ces coûts restent supérieurs au coût moyen du kWh de la Nigelec qui est de 95 FCFA et celui du fonctionnement 100% diesel (130,29FCFA). Mais compte tenu de la contribution de l'hybridation à la protection de l'environnement, on a recommandé à la Nigelec d'hybrider la centrale à un taux de 10% avec du solaire photovoltaïque.

Mots clés :

- ✓ **Hybridation**
- ✓ **Faisabilité**
- ✓ **Solaire photovoltaïque**
- ✓ **Groupe électrogène**
- ✓ **LCOE**

ABSTRACT

The Kokirai diesel power plant was installed in 2011 to meet the village's electricity needs. However, it operates from 4pm to midnight throughout the day. This is a handicap for the inhabitants of the village because they are unable to carry out certain activities.

To improve the village's electricity service, Nigelec is considering hybridizing the plant with solar photovoltaic energy. That is why we were asked to carry out a feasibility study of this hybridization.

To do this, we carried out field surveys that allowed us to collect the consumption data necessary for the design of the plant. This work made it possible to establish the overall load curve of the village projected to 10 years after integrating certain parameters such as the rate of increase in load (5%) and an 80% expansion coefficient. This curve shows a peak of 39KW.

The study began with the sizing of the generator set based on maximum demand. This gave us a 70KVA generator set. Afterwards, the PV system with storage was designed for different hybridization rates (10%, 20%, 30%, 40%, 50%). Using the levelized cost of electricity (LCOE) method, the following costs per kWh were obtained for these different hybridisation rates: 143 FCFA ; 149 FCFA ; 169 FCFA ; 171 FCFA et 189 FCFA respectively. However, these costs remain lower than the average cost per kWh of Nigelec, which is 95 FCFA and that of 100% diesel operation (130FCFA). But given the contribution of hybridization to environmental protection, Nigelec was recommended to hybridize the plant at a rate of 10% of the solar energy.

Keywords :

- ✓ Hybridization
- ✓ Feasibility
- ✓ Solar photovoltaic
- ✓ Generator set
- ✓ LCOE

Liste des abréviations

ANPER : Agence Nigérienne de promotion de l'électrification en milieu rural

AOF : Afrique occidentale française

AGR : Activités Génératrices de Revenus

A : Ampère

CELER : Cellule d'Electrification Rurale

CSI : Centre de Santé Intégré

Cdisj : calibre du disjoncteur

CIS : Cuivre-Indium-Sélénium

HTA : Haute Tension catégorie A

H : irradiation

I : Intensité du courant

In : courant nominal du disjoncteur

Ipro : courant nominale du dispositif de protection

I_{maxond} : courant maximal de l'onduleur

Icu : pouvoir de coupure du disjoncteur

ISO : Organisation Internationale de la Normalisation

ISP : Infrastructure Sociale Publique

kWh : Kilo Watt heure

kVA : Kilo Volt Ampère

L : longueur en m

LESSEE : laboratoire Energie Solaire et Economie D'énergie (LESSEE), 2iE

NIGELEC : Société Nigérienne d'Electricité

NESAP : Projet d'Accès à l'électricité solaire

P : Puissance active

SAFELEC : Société Africaine d'Electricité

SNE : Société nigérienne des eaux

U_{ond} : tension nominale de l'onduleur

Ue : tension assignée du dispositif de protection

V : Volt

W : Watt, unité de la puissance active

Wc : Watt crête

Etude de faisabilité de l'hybridation de la centrale diesel de Kokirai par l'adjonction d'un système PV avec batteries de stockage

LCOE : Cout moyen de l'électricité

TLCC : coût total de cycle de vie

Sommaire

Dédicaces.....	i
Remerciements	ii
RESUME	iii
ABSTRACT	iv
Liste des abréviations	v
Sommaire	2
Liste de tableaux.....	4
Liste des figures.....	5
Introduction.....	6
Contexte et Problématique	7
Objectifs de l'étude	8
Chapitre I : Présentation de la structure d'accueil et de la zone d'étude.....	9
I.1. Présentation de la structure d'accueil	9
I.2. Présentation de la zone d'étude (village de Kokirai).....	10
I.3. Présentation du projet	11
Chapitre II : Généralités sur les systèmes PV/diesel	12
II.1. Système photovoltaïque	12
II.1.1. Cellule Photovoltaïque	12
II.1.2. Module PV	12
II.1.3. Panneau.....	12
II.1.4. Les différents types de modules photovoltaïques	12
II.2. Groupe électrogène.....	13
II.3. Le système de stockage.....	14
II.4. Système hybride PV/diesel.....	16
Chapitre III : Collecte de données et établissement de la courbe de charge du village de Kokirai	20
III.1. Collecte de données	20
III.1.1. Méthodologie	20
III.1.2. Analyse et traitement des données collectées	20
III.1.2.1. Données des ménages.....	20
III.1.2.2. Données de consommation des activités génératrices de revenus	21
III.1.2.3. Les infrastructures sociales publiques.....	23
III.2. Etablissement de la courbe de charge du village de Kokirai	24
III.2.1. Méthodologie	24
III.2.2. Résultats	26
Chapitre IV : Dimensionnement du système hybride pour différents taux d'hybridation	29

Etude de faisabilité de l'hybridation de la centrale diésel de Kokirai par l'adjonction d'un système PV avec batteries de stockage

IV.1. Choix de la configuration du système	29
IV.2. Dimensionnement du groupe électrogène	30
IV.2.1. Méthodologie	30
IV.2.2. Résultats	31
IV.3. Dimensionnement du système PV pour différentes parts de l'énergie solaire	32
IV.3.1. Méthodologie	32
IV.3.1.1. Dimensionnement du champ PV	32
IV.3.1.2. Dimensionnement du parc de batterie	34
IV.3.1.3. Dimensionnement des onduleurs	36
IV.3.1.4. Choix des dispositifs de protection	36
IV.3.1.5. Dimensionnement des câbles	37
IV.3.2. Résultats	38
Chapitre V : Etude économique et impact de l'hybridation sur l'environnement	44
V.1. Etude de rentabilité économique du projet	44
V.1.1. Méthodologie	44
Application de la méthode LCOE	44
Procédure d'évaluation du coût de cycle de vie pour un	44
Calcul du cout total de cycle de vie	45
Calcul du LCOE :	45
V.1.2. Résultats :	46
V.2. Impact de l'hybridation sur l'environnement	47
V.2.1. Méthodologie	47
V.2.2. Résultats	47
Conclusion et recommandations	48
Références Bibliographiques	49
Annexes	50

Liste de tableaux

Tableau I: puissances de quelques appareils des ménages	21
Tableau II: Catégorisation des ménages.....	21
Tableau III: appareils attribués aux boutiques	21
Tableau IV: informations obtenues sur le système de pompage.....	22
Tableau V:appareils utilisé par chaque salle de l'école.....	23
Tableau VI: plages horaires de fonctionnement des équipements électriques.....	25
Tableau VII: profil de consommation du village	27
Tableau VIII: caractéristiques du groupe électrogène choisi	31
Tableau IX: Données d'ensoleillement quotidien de la ville de Niamey	32
Tableau X: caractéristiques du module PV choisi.....	33
Tableau XI: données nécessaires au dimensionnement du parc de batterie	34
Tableau XII: besoins à couvrir par le système PV pour les différents taux d'hybridation	38
Tableau XIII: caractéristiques du champ PV pour les différents taux d'hybridation	38
Tableau XIV: caractéristiques du parc de batteries pour les différents taux d'hybridation considérés	39
Tableau XV: Ratios de vérification.....	39
Tableau XVI: vérification de l'adéquation entre string PV/string batteries et les onduleurs	40
Tableau XVII: Choix des fusibles et disjoncteurs pour la protection coté DC/AC.....	41
Tableau XVIII: sections des différents tronçons pour les taux d'hybridation considérés	41
Tableau XIX: section des câbles coté AC	42
Tableau XX: Quantitatif des équipements à utiliser en fonction du taux d'hybridation.....	43
Tableau XXI: résultat du calcul de devis	46
Tableau XXII: LCOE des différentes configurations	46
Tableau XXIII: Emission de CO2 évité	47

Liste des figures

Figure 1 : Image du village de Kokirai fournie par Google Earth.....	10
Figure 2 : plan schématique d'un système hybride PV-diesel pour l'électrification rurale [1]	16
Figure 3: configuration PV/diesel série [9].....	17
Figure 4: configuration PV/diesel série [9].....	17
Figure 5 : configuration PV/diesel parallèle	19
Figure 6: courbe de charge du village	28
Figure 7: configuration d'un système hybride PV/diesel à couplage AC.....	29

Introduction

La contribution de l'énergie électrique dans le développement économique des nations n'est plus à démontrer. Le fort taux d'accès à l'électricité des pays développés témoigne de son importance dans le développement d'un pays. En plus l'accès de tous à des services énergétiques fiables, durables et renouvelables à un coût abordable fait partie des objectifs de développement durable [1]. Malgré cela, plus de 1,5 milliards de personnes dans le monde n'ont toujours pas accès à l'électricité [2]

Au Niger, le taux d'électrification est de 9.04% avec 0.27% en milieu rural contre 48.12% en milieu urbain selon les données de l'institut national de la statistique/MEP/DE-DS 2013[3]. Pour rehausser ce taux, plusieurs actions sont en train d'être entreprises. Pour ce qui est de l'électrification rurale, l'Etat a mis en place du côté de la Nigelec une cellule d'électrification, et une agence dénommée, Agence Nigérienne de Promotion de l'Electrification en milieu Rural (ANPER) du côté du Ministère de l'Energie.

Pour les villages qui se situent à proximités des lignes, la cellule d'électrification rurale de la Nigelec réalise des extensions pour les alimenter. Quant aux villages qui sont très éloignés des lignes HTA, ou qui se trouvent dans des zones difficiles d'accès, leur alimentation se fait à travers des groupes électrogènes. Ce moyen d'électrification qui paraît visiblement simple, n'est cependant pas rentable à cause de la hausse du prix du carburant et du coût d'exploitation élevé. Ainsi, Pour augmenter la rentabilité de ces centrales, la Nigelec a lancé un vaste programme d'hybridation. Cette dernière consiste à ajouter aux groupes diesels existants des systèmes photovoltaïques.

L'étude de faisabilité de l'hybridation de la centrale thermique de Kokirai, l'objet de mon stage fait partie du programme d'hybridation de la Nigelec. En effet, la centrale de Kokirai, fonctionne déjà avec un groupe électrogène. Ce dernier ne fonctionne que dans un intervalle de temps très réduit dans la journée. Ceci afin de réduire les coûts d'exploitation, d'augmenter la durée de vie du groupe électrogène et éviter son fonctionnement à faible facteur de charge. Bien que le fonctionnement à un nombre d'heures réduit présente des avantages pour la bonne marche de la centrale, il constitue en revanche une entrave pour les activités du village. Les villageois sont contraints de vivre sans profiter pleinement des bienfaits de l'électricité car il leur est impossible d'exercer certaines activités telles que le commerce des produits issus de la congélation ou de la réfrigération.

L'hybridation de cette centrale sera d'une importance capitale car elle permettra de réduire les coûts d'exploitation en limitant le temps de fonctionnement du groupe électrogène et aussi de réduire la consommation de carburant.

Le présent document qui explique la procédure à suivre pour réaliser l'étude de faisabilité de l'hybridation de la centrale de Kokirai traitera des chapitres suivants :

- ✓ Chapitre I : Présentation de la structure d'accueil et de la zone d'étude
- ✓ Chapitre II : Présentation du projet
- ✓ Chapitre III : Généralités sur les systèmes PV/diesel
- ✓ Chapitre IV : Collecte de données et établissement de la courbe de charge du village de Kokirai
- ✓ Chapitre V : Dimensionnement du système hybride pour différents taux d'hybridation
- ✓ Chapitre VI : Etude économique et impact de l'hybridation sur l'environnement
- ✓ Conclusion et recommandations.

Contexte et Problématique

Dans un monde qui évolue à un rythme sans cesse croissant, l'accès à l'énergie électrique constitue une nécessité pour le développement socio-économique des nations. Malgré l'importance de cette denrée, la plupart des pays de l'Afrique subsaharienne enregistrent un faible taux d'accès aux services de l'électricité. Ce taux présente en plus des grandes disparités dans beaucoup de pays en particulier au Niger où le taux d'électrification rural est inférieur à 0.5% [3].

Pour rehausser ce taux, l'état du Niger a créé la cellule d'électrification rurale (CELER) qui est chargée de réaliser des extensions pour alimenter les villages situés près des lignes électriques HTA. Quant aux villages éloignés des lignes, leur alimentation est assurée par la Nigelec qui utilise pour cela des groupes électrogènes.

Parmi les villages alimentés par des groupes électrogènes, on peut citer celui de Kokirai. Le groupe électrogène de ce village fonctionne seulement huit heures par jour (16h à 0h) ce qui du coup constitue un frein à l'émergence de certaines activités génératrices de revenus telles que la vente de la glace et certains produit laitiers. En plus à cause du nombre d'heures de fonctionnement limités du groupe électrogène, les villageois sont contraints de multiplier leurs activités pendant les horaires de marche de la centrale.

Pour pallier ces problèmes, une des solutions envisageables serait d'étendre le nombre d'heures de marches de la centrale. Or, l'augmentation du nombre d'heures de marche du groupe

électrogène diminuera sans doute sa durée de vie, car chaque groupe électrogène est caractérisé par un nombre d'heures de marche limité. Aussi, le coût de maintenance augmente avec les horaires de fonctionnement.

Les courbes de charge des villages déjà électrifiés présentent une demande très faible pendant les heures creuses dans la nuit [2], ce qui signifie que lorsqu'un groupe électrogène fonctionne pendant la nuit, il serait amené à fonctionner à un faible facteur de charge. Le prolongement des heures de marche de la centrale de Kokirai contraindrait ainsi le groupe électrogène à fonctionner à faible facteur de charge. Le fonctionnement à faible facteur de charge engendrera comme conséquences : la dégradation du moteur et une diminution du rendement du groupe.

Une autre solution à la multitude de problèmes d'électricité que rencontrent les habitants du village de Kokirai serait de substituer le groupe électrogène par un système PV. Ce dernier produit d'électricité grâce aux rayons solaires. Ce qui signifie qu'il faut donc trouver un moyen de stocker l'énergie afin de l'utiliser en l'absence du soleil en l'occurrence la nuit. Cela suppose un important coût d'investissement.

L'idéal serait donc de trouver un compromis entre les deux sources de production d'électricité (le groupe électrogène et le système PV) pour résoudre les problèmes d'électricité que rencontrent les habitants du village de Kokirai.

Objectifs de l'étude

L'objectif principal visé à travers cette étude de faisabilité est de réaliser une comparaison entre le fonctionnement tout-diesel et le fonctionnement hybride PV/diesel de la centrale de Kokirai afin de faciliter à la Nigelec la prise de décision sur l'hybridation de ces centres secondaires.

Aussi, la Nigelec entend à travers cette étude à vulgariser l'utilisation de l'énergie solaire dans ses centres secondaires.

Chapitre I : Présentation de la structure d'accueil et de la zone d'étude

I.1. Présentation de la structure d'accueil

NIGELEC

Au Niger, la production, le transport et la distribution de l'énergie électrique a commencé en 1952 grâce à une convention accordant la gestion du service de l'électricité à la Société « Energie AOF » dont les activités étaient d'abord limitées à Niamey. Energie AOF s'est par la suite transformée en SAFELEC (Société Africaine d'Electricité), en raison de l'accession du Niger à l'indépendance. Suite à l'éclatement de la SAFELEC, la Nigelec a vu le jour le 7 septembre 1968. En concession depuis 1974, la NIGELEC détient le monopole exclusif de la production, du transport et de la distribution d'électricité mais parallèlement s'occupait de la gérance du service public de la distribution d'eau. En 1988, la gestion du service public de la distribution d'eau lui fut retirée au profit de la Société Nationale des eaux(SNE) créée à cet effet. A partir de cette date, la mission de la Nigelec s'arrête à la production, l'achat, le transport et la distribution de l'énergie électrique sur toute l'étendue du territoire nigérien.

A partir de 2003, un nouveau Code de l'électricité, réaffirmant le monopole de l'Etat sur le service public de l'électricité tout en libéralisant le segment de la production, a été adopté. Le régime de concession est la forme de délégation consacrée par cette loi qui ouvre la possibilité à la production indépendante.

L'effectif de la NIGELEC à fin 2013 est de 1.216 agents dont 115 cadres, 741 agents de maîtrises et 360 agents d'exécutions, parmi lesquels on compte 158 femmes.

Cellule grands projets (CGP)

Créée par décision N°001/2015, la CGP est chargée de la conduite de la mise en œuvre des grands projets avec l'appui des ingénieurs conseil recrutés pour la circonstance.

A cet effet, les principales activités de la CGP sont :

- ✓ La supervision de toutes fonctions de gestion des différents projets ;
- ✓ La tenue d'un plan d'exécution détaillé de toutes activités des projets avec les résultats attendus et les indicateurs objectivement vérifiables ;
- ✓ L'approbation de tous les documents techniques et financiers des projets ;
- ✓ La gestion fiduciaire des projets
- ✓ La certification des services rendus et l'exécution des règlements ;
- ✓ La mise en place et la coordination du cadre du suivi - évaluation

- ✓ Le suivi, le contrôle et l'évaluation des activités des projets ainsi que les services et performances des prestataires intervenant dans l'exécution des projets ;
- ✓ La coordination des équipes de projets ;
- ✓ La production des rapports d'avancement trimestriels de chaque projet ;
- ✓ La supervision des réceptions provisoires et définitives des travaux ;
- ✓ La mise à disposition du comité de direction et des partenaires financiers, des informations utiles pour leur permettre de suivre l'évolution de chaque projet et favoriser une bonne concertation et coordination ;
- ✓ La production des rapports d'achèvement des projets.

I.2. Présentation de la zone d'étude (village de Kokirai)

Localisé dans la région de Tillabery qui fait partie des huit régions que compte la république du Niger, le village de Kokirai est situé à 9 Km de la route nationale qui mène à Ouallan, il est sous la tutelle de la commune rurale de Hamdalaye. Il compte environ 650 habitants avec un taux annuel moyen de croissance de la population qui est estimé à 3,2 % par an (taux déterminé suite à des échanges avec le chef du village et l'infirmière). Les activités principales des habitants sont : l'agriculture, l'élevage et le petit commerce.



Figure 1 : Image du village de Kokirai fournie par Google Earth

I.3. Présentation du projet

La Nigelec en collaboration avec le ministère de l'énergie a lancé un vaste programme d'hybridation de ses centres secondaires isolés [4]. Ce programme s'inscrit dans le cadre de la coopération entre le gouvernement du Niger et la Banque Mondiale à travers le projet d'accès à l'énergie solaire au Niger (NESAP).

L'étude de faisabilité de l'hybridation de la centrale thermique de kokirai, l'objet de mon stage de mémoire fait partie de ce programme.

Ce projet consiste à ajouter au groupe électrogène existant ou qui sera dimensionné, un générateur PV. En effet, en utilisant le groupe électrogène seul, on est souvent amené à le faire fonctionner à un faible facteur de charge pendant les heures où la demande d'électricité est faible.

Ainsi, l'ajout de la composante PV permettra de surmonter ce problème de facteur de charge car pendant les horaires de faible demande, le système PV sera utilisé pour alimenter la charge. Par contre, lorsque la demande est importante, la charge sera alimentée par le groupe électrogène.

Pour mener à bien ce travail, il sera nécessaire d'effectuer d'abord une enquête sur le terrain afin de collecter les données nécessaires à l'étude. Cette enquête va nous permettre d'obtenir les informations sur la demande en électricité des abonnés. Avec ces données, il sera établi une courbe de charge qui permettra d'avoir le profil de consommation du village. Grâce à ce profil, on dimensionnera le système hybride en considérant cinq scénarios de taux d'hybridation (10%, 20%, 30%, 40% et 50%). L'étude de la rentabilité économique nous permettra de sélectionner parmi ces scénarios, le plus avantageux.

Chapitre II : Généralités sur les systèmes PV/diesel

II.1. Système photovoltaïque

II.1.1. Cellule Photovoltaïque

Un système photovoltaïque est un dispositif qui convertit directement l'énergie du rayonnement (solaire) en énergie électrique. L'élément de base de ces systèmes est la cellule photovoltaïque, appelée aussi cellule solaire. Une cellule photovoltaïque est un composant électronique qui a la forme d'une plaque mince. Cette plaque est constituée d'une jonction entre deux couches semi-conductrices (ou entre une plaque métallique et une couche semi-conductrice). Chaque couche est reliée à un conducteur électrique, de sorte que l'on dispose de deux fils pour relier la cellule à un circuit électrique extérieur.

II.1.2. Module PV

Compte tenu de leurs faibles caractéristiques électriques (puissance et tension), plusieurs cellules doivent être interconnectées en série pour accroître la tension et en parallèle pour augmenter la puissance. L'ensemble constitue un générateur unique commercialisable appelé module.

II.1.3. Panneau

Un assemblage de plusieurs modules montés dans un même plan s'appelle panneau et l'ensemble des panneaux d'une installation constitue un champ photovoltaïque.

II.1.4. Les différents types de modules photovoltaïques

➤ Les modules photovoltaïques en cellules multi-jonction

Les modules photovoltaïques composés de cellules multi-jonction sont composés de différentes couches qui permettent de convertir différentes parties du spectre solaire et ainsi obtenir les meilleurs rendements de conversion d'environ 40% [5]. Ces types de modules solaires sont pour l'instant uniquement utilisés pour les applications spéciales.

➤ Les modules photovoltaïques composés de cellules en silicium monocristallin

Lors du refroidissement, le silicium fondu se solidifie en ne formant qu'un seul cristal de grande dimension. On découpe ensuite le cristal en fines tranches qui donneront les cellules. Ces cellules sont en général d'un bleu uniforme. Ce type de modules solaires photovoltaïques possède un très bon rendement de l'ordre de 12 à 20%. Son coût est relativement élevé.

➤ **Les modules photovoltaïques composés de cellules en silicium poly-cristallin**

Pendant le refroidissement du silicium, il se forme plusieurs cristaux. Ce genre de cellule est également bleu, mais pas uniforme. On les distingue par des motifs créés par les différents cristaux. Ce type de modules photovoltaïques bénéficie d'un bon rendement de l'ordre de 11 à 15% [5]. Le prix de ce type de panneaux solaires est moins élevé que le monocristallin. Il représente donc à ce jour le meilleur rapport qualité/prix.

➤ **Les panneaux solaires photovoltaïques sans silicium en couche mince CIS.**

Les cellules CIS représentent la nouvelle génération de cellules solaires sous forme de fils minces, de type cuivre-indium-sélénium (CIS). Les matières premières nécessaires à la fabrication des cellules CIS sont plus faciles à se procurer que le silicium utilisé dans les cellules photovoltaïques classiques. De même, leur efficacité de conversion énergétique est la plus élevée à ce jour pour des cellules photovoltaïques en couche mince. Le rendement de ce type de modules photovoltaïques est de 9 à 11%. L'inconvénient avec les modules CIS, est qu'il faut une surface beaucoup plus importante pour obtenir les mêmes puissances que les modules photovoltaïques en cellules épaisses comme le monocristallin et le poly-cristallin.

➤ **Les modules photovoltaïques composés de cellule silicium amorphe en couche mince**

Le silicium lors de sa transformation, produit un gaz, qui est projeté sur une feuille de verre. La cellule est grise très foncée ou marron. C'est la cellule des calculatrices et des montres dites « solaires ».

Ce type de modules photovoltaïques a l'avantage de fonctionner avec un faible éclaircissement, il est également bon marché. Son rendement est assez faible par rapport aux monocristallins et poly cristallins, entre 5 et 9%. Ce type de panneaux solaires est de moins en moins utilisé.

II.2. Groupe électrogène

Un groupe électrogène est une machine constituée de deux grandes parties :

- ✓ Une partie motrice qui fournit l'énergie mécanique, récupérée en bout d'un arbre sous forme rotative à partir de la transformation de l'énergie chimique d'un carburant. C'est le cas des moteurs thermiques, des groupes diesel ou à essence.
- ✓ Une seconde partie appelée génératrice qui convertit en énergie électrique, l'énergie mécanique rotative ainsi recueillie sur l'arbre de la partie motrice.

Un générateur diesel est généralement caractérisé par sa consommation horaire en (l/h) ou spécifique en (l/KWh). D'après Renigher Cités par Skarstein, la consommation horaire d'un générateur peut être exprimée comme suit [6]:

$$Q(t) = a.P(t) + b.P_n \quad (1)$$

Avec a (l/KWh) et b (l/KWh) des constantes caractéristiques du générateur diesel, $P(t)$ (KW) est la puissance générée par le générateur diesel à un instant t donné et P_n (KW) est la puissance nominale du générateur diesel.

D'après Ashari cité par Dr. YAMEGUEU, [6] un générateur diesel a une efficacité maximale d'environ 0.33l/KWh quand il fonctionne à environ 80% de sa puissance nominale et entre 70 à 89% de sa puissance nominale d'après El-Hefnawi [7].

II.3. Le système de stockage

Définition et paramètres utiles

Le stockage d'énergie consiste à mettre en réserve une quantité d'une source d'énergie en un lieu donné sous une forme aisément utilisable, pour une utilisation ultérieure. Pour les applications solaires, on utilise des accumulateurs électrochimiques pour stocker l'énergie électrique.

Les accumulateurs électrochimiques sont des générateurs « réversibles » c'est-à-dire pouvant stocker l'énergie électrochimique puis la restituer à tout moment sur demande grâce à la réversibilité de la transformation. Contrairement aux photopiles où il n'y a qu'un transport ne donnant lieu à aucune « usure », dans les accumulateurs électrochimiques il y'a transfert de matière de l'électrolyte vers les électrodes et par conséquent une « usure » incontournable qui limite leur durée de vie.

De nombreux types d'accumulateurs électrochimiques existent dont : les accumulateurs en plomb ; Nickel ; lithium etc.

➤ Rendement faradique:

Le rendement en ampère-heure (ou faradique) est le rapport entre la quantité d'électricité débitée à la décharge (Q_d) et la quantité d'électricité fournie lors de la charge (Q_c).

$$\eta_q = Q_d / Q_c \quad (2)$$

➤ Rendement énergétique :

Sachant que la tension de charge est en général supérieure de 15 % (Pb) à 30 % (Ni-Cd) à la tension de décharge, le rendement énergétique utile est le produit du rendement faradique par le rendement de tension. Typiquement, il vaut 56 % pour le Ni-Cd et 77 % pour le Pb.

➤ **La capacité en ampère-heure**

C'est le produit de l'intensité en ampère du courant qu'elle débite et de la durée en heures pendant laquelle ce courant est débité. En pratique, la capacité d'une batterie est relative et dépend des conditions d'utilisation. Dans les applications automobiles et photovoltaïques, les capacités se définissent respectivement par rapport à une décharge en 10h (C10) et en 100h (C100). Une batterie de capacité 100Ah par exemple peut fournir en dix heures, un courant de 10A. Pour une décharge en 100h cette même batterie peut fournir un courant de 1.4A. Ce qui lui confère une capacité de 140Ah. On dira de cette batterie qu'elle est de 100Ah à C/10 et de 140Ah à C/100. Par ailleurs, la capacité nominale augmente avec la température de 0,7%/°C [8] dans la plage de température autorisée et diminue avec le vieillissement.

➤ **Autodécharge**

Le taux d'autodécharge d'un accumulateur représente la perte relative de capacité par mois et pour une température donnée.

$$\tau(\%) = \frac{Q_{AS} - Q_{PS}}{nQ_{AS}} \quad (3)$$

Q_{AS} = capacité avant stockage, Q_{PS} = capacité après stockage, n = durée de stockage en mois
L'autodécharge est une caractéristique interne découlant de la technologie utilisée et est généralement donnée pour une température de 20°C. Les valeurs typiques sont de 3 à 15%/mois pour le Pb et jusqu'à 30 % /mois pour le Ni-Cd. Ces valeurs augmentent avec l'âge.

➤ **Profondeur de décharge**

Sans importance pour le Ni-Cd qui peut se décharger complètement, ce paramètre revêt une importance considérable pour les batteries au Pb puisqu'elles survivent rarement à une décharge totale. On limite en général la décharge à 80% de la capacité nominale.

➤ **La tenue en cycle**

La tenue en cycle est le nombre de cycles que peut supporter la batterie avant de se détériorer. Elle s'exprime en nombre de charge/décharge et dépend fortement de la profondeur de décharge. Typiquement, la tenue en cycle peut varier de 400 cycles à 80% de décharge à 2000 cycles à 40% de décharge.

➤ **La durée de vie**

Les contraintes qui agissent sur ce paramètre sont si nombreuses que les constructeurs sont obligés de préciser le mode de fonctionnement pour pouvoir donner des valeurs approximatives. Les durées de vie exprimées en années sont données pour un fonctionnement en floating à 25 °C. Elle varie de 2 à 7 ans pour les batteries au Pb et de 10 à 25 ans pour les Ni-Cd. Elle diminue

de moitié pour chaque élévation de 10 °C de la température d'utilisation. On peut donner les estimations suivantes par type de batterie :

- La batterie au plomb ouverte = 400 à 500 cycles
- La batterie AGM (Absorbed Glass Mat) = 600 à 900 cycles
- La batterie GEL = 800 à 1300 cycles
- La batterie GEL Long Life = 600 à 2400 cycles

II.4. Système hybride PV/diesel

Un système de production hybride PV/diesel est un système qui associe un groupe électrogène et un champ photovoltaïque. Au cœur du système, se trouve un onduleur multifonctionnel qui assure la conversion des courants continus en courants alternatifs ou vice versa. Les deux sources peuvent fonctionner ensemble ou différemment selon la configuration du système. La figure 3 donne le plan schématique d'un système hybride PV-diesel.

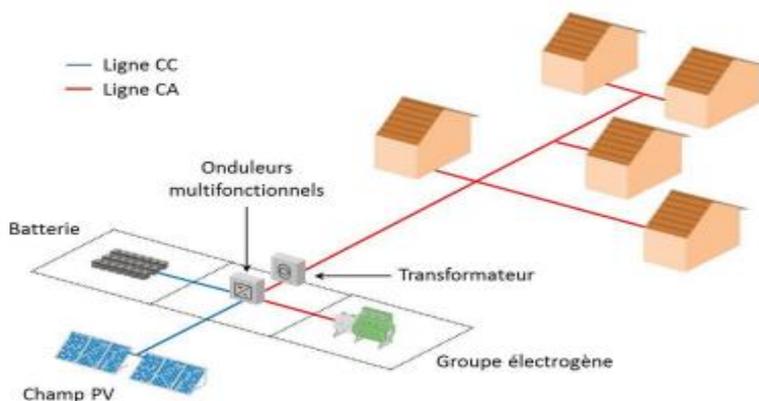


Figure 2 : plan schématique d'un système hybride PV-diesel pour l'électrification rurale [1]

Les différentes catégories de système hybrides

On peut classer les systèmes hybrides PV/Diesel en trois principales catégories qui sont :

- ✓ Les systèmes hybrides PV/diesel série
- ✓ Les systèmes hybrides PV/diesel commuté
- ✓ Les systèmes hybrides PV/diesel parallèle

❖ Le système PV/diesel en série

Dans un système PV/diesel série, l'énergie produite par le générateur est convertie en courant continu avant d'être injectée sur un bus continu (DC). Lorsque le champ PV et les batteries peuvent satisfaire la demande, le groupe diesel est déconnecté.

Il est important de noter que dans ce genre de système, le rendement est faible à cause du transfert d'une grande partie de l'énergie vers les batteries.

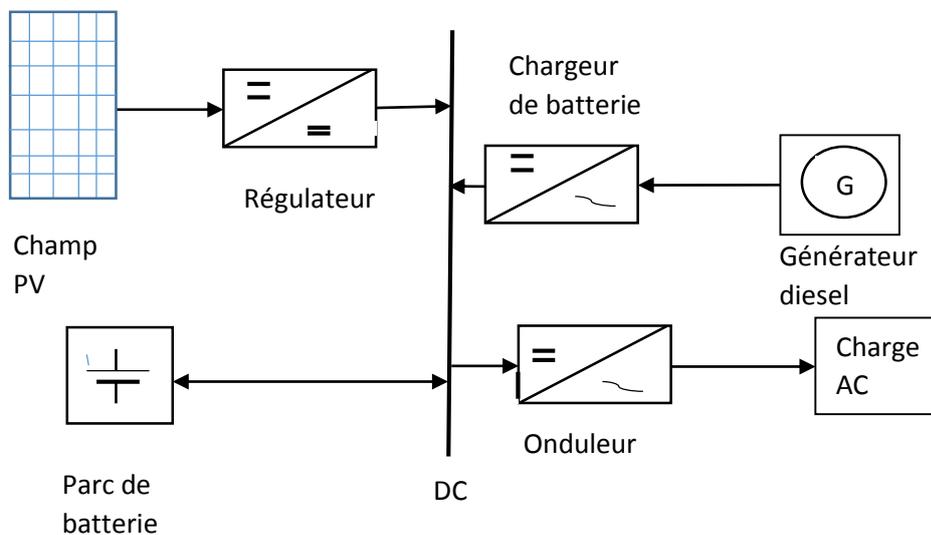


Figure 3: configuration PV/diesel série [9]

Avantages et inconvénients de la configuration série

Avantages

Parmi les avantages de ce type de configuration, on peut citer:

- ✓ L'optimisation de la puissance du groupe électrogène lorsqu'il approvisionne la demande et charge les batteries ;
- ✓ Grâce à l'onduleur, on peut obtenir différentes formes du courant selon les besoins (sinusoïdales, carrées ...)
- ✓ La demande en énergie est préférentiellement satisfaite par le générateur PV et les batteries.

Inconvénients

Parmi les inconvénients du système PV/diesel série, on peut citer :

- ✓ La durée de vie des batteries est diminuée à cause de l'augmentation du nombre de cycles de charge / décharge.
- ✓ Le rendement total du système est faible à cause des pertes de conversion dues au fait que le générateur ne fournit pas directement son énergie à la charge.
- ✓ La détérioration de l'onduleur provoque l'arrêt complet de l'alimentation.

❖ Configuration PV/diesel commutée

Dans ce système, le parc de batteries peut être chargé par le générateur diesel et le champ PV. La charge peut être alimentée directement par le générateur diesel. Si la puissance délivrée par

Etude de faisabilité de l'hybridation de la centrale diesel de Kokirai par l'adjonction d'un système PV avec batteries de stockage

ce dernier excède la charge, cet excès d'énergie sera utilisé pour recharger le parc de batteries. Durant la période de faible demande d'énergie, le générateur diesel est interrompu, la charge est alimentée par le champ PV et l'énergie stockée dans les batteries. Ce système est plus efficace que le précédent car l'énergie produite par le générateur ne passe pas par un convertisseur. Le schéma de principe est représenté ci-dessous :

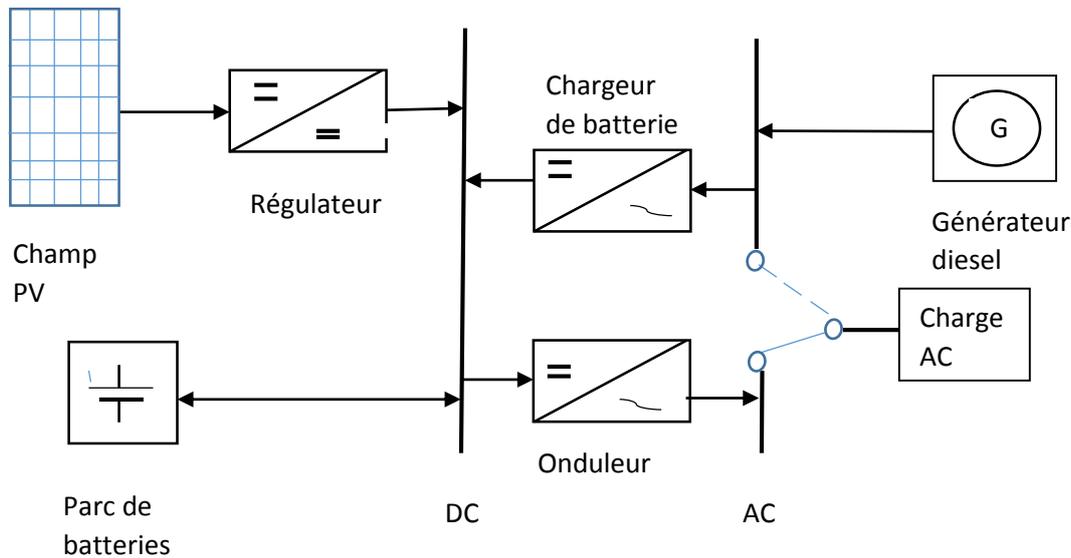


Figure 4 : configuration PV/diesel commutée

Avantages et inconvénients

Avantages

- ✓ Elimination de la conversion de l'énergie fournie par le générateur diesel, d'où réduction des pertes de conversion.
- ✓ Obtention de différentes formes de signal selon les besoins (signal sinusoïdal, signal carré)
- ✓ Diminution de la consommation de carburant par la réduction des pertes de conversion

Inconvénients

- ✓ L'onduleur et le générateur diesel doivent être dimensionnés pour la puissance de pointe de la charge, ce qui réduit leurs rendements en fonctionnement à faible charge
- ✓ Coupure instantanée lors de la commutation des sources.

❖ Système PV diesel parallèle

Dans la configuration parallèle, toutes les sources peuvent alimenter la charge séparément à faible et moyenne demande mais également suppléer les pointes en combinant les sources.

Etude de faisabilité de l'hybridation de la centrale diésel de Kokirai par l'adjonction d'un système PV avec batteries de stockage

L'onduleur bidirectionnel peut fonctionner, soit comme un redresseur lorsqu'il y'a un excès d'énergies produite par le diesel pour charger les batteries, soit comme un onduleur, pour transférer l'énergie fournie par le champ photovoltaïque ou par les batteries vers la charge. Grâce à l'onduleur bidirectionnel, le système parallèle peut alimenter une charge supérieure à la puissance nominale du générateur.

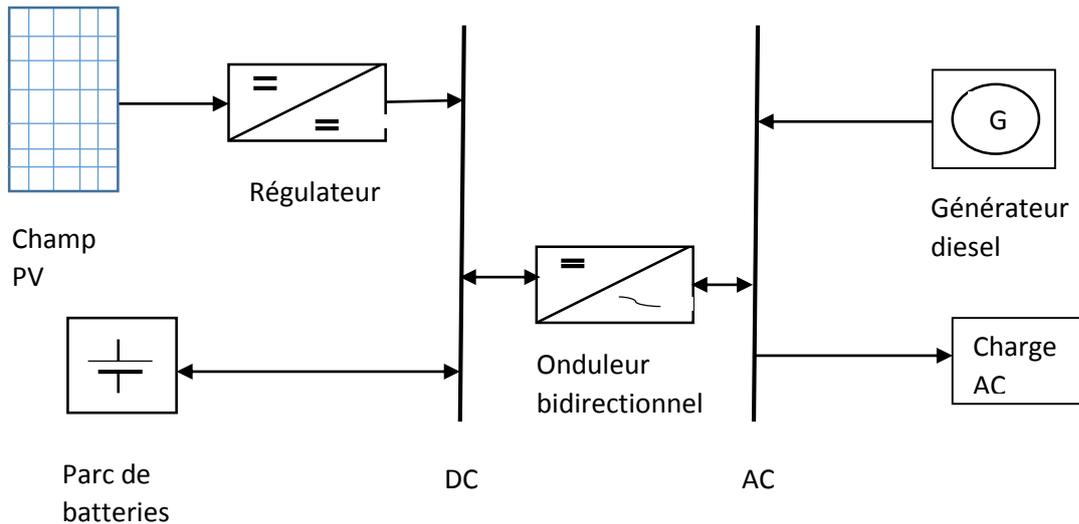


Figure 5 : configuration PV/diesel parallèle

Chapitre III : Collecte de données et établissement de la courbe de charge du village de Kokirai

III.1. Collecte de données

III.1.1. Méthodologie

Pour collecter les données nécessaires à l'étude de faisabilité de l'hybridation de la centrale de Kokirai, il nous a fallu effectuer des visites sur le terrain. Ces visites nous ont permis d'une part, d'obtenir des informations sur la centrale existante et d'autre part, de collecter les données sur la demande énergétique des consommateurs du village.

Pour cela, nous avons préalablement établi des fiches de collecte de données (voir annexes 1 à 5). Sur ces dernières, on a trois types de consommateurs à savoir : les ménages, les activités génératrices de revenu (AGR) et les infrastructures sociales publiques (ISP). Au niveau de chaque type, nous avons collecté les données sur les puissances des appareils, leur nombre ainsi que les horaires d'utilisation de ces appareils.

III.1.2. Analyse et traitement des données collectées

Après la collecte de données qui nous a permis de rassembler les informations nécessaires à l'étude de faisabilité de l'hybridation de la centrale de kokirai, nous avons ensuite procédé à l'analyse et au traitement des données collectées.

III.1.2.1. Données des ménages

A cause de la disponibilité limitée de l'électricité, les ménages sont contraints de n'utiliser leurs appareils électriques que pendant les heures de marche du groupe électrogène (de 16h à 00h). Comme une fois hybridée, la centrale fonctionnera 24h/24, nous avons collecté les données en proposant aux abonnés de considérer que l'électricité sera disponible à tout moment. Ce qui nous a permis de recenser les équipements réels que les abonnés envisagent d'utiliser.

Les données horaires de fonctionnement de la centrale ne permettent pas d'établir la courbe de charge réelle car la réduction des heures de fonctionnement de la centrale entraîne une utilisation massive de l'électricité au moment de sa disponibilité et empêche l'utilisation de certains équipements tels que les congélateurs. Ainsi, nous allons établir la courbe de charge en nous basant uniquement sur les données collectées au niveau des abonnés qui tiennent compte du fonctionnement continu de la centrale.

Pour les appareils qui ne seront utilisés qu'après l'hybridation, nous leur attribuerons des puissances forfaitaires en tenant compte des valeurs standards rencontrées sur le marché. Ces appareils et leur puissance sont donnés dans le tableau ci-dessous.

Etude de faisabilité de l'hybridation de la centrale diesel de Kokirai par l'adjonction d'un système PV avec batteries de stockage

Tableau I: puissances de quelques appareils des ménages

appareils	Puissance en W
télévision	50
ventilateur	60
Réfrigérateur/congérateurs	150

Compte tenu de la non-uniformité des appareils utilisés par les ménages et des difficultés que cela pose pour les classer en fonction des types d'appareils utilisés, nous allons les catégoriser par intervalle de consommation journalière. Le tableau ci-dessous donne la classification des ménages.

Tableau II: Catégorisation des ménages

Catégories d'utilisateurs	Intervalle de consommation en kWh par jour
Ménage faible consommation	0 à 4
Ménage consommation moyenne	4 à 6
Ménage consommation élevée	Supérieur à 6

III.1.2.2. Données de consommation des activités génératrices de revenus

Les abonnés qui utilisent l'électricité pour générer des revenus sont: les boutiques, le pompage pour adduction d'eau, le moulin.

Les boutiques : le village compte actuellement deux boutiques qui ne sont pas raccordés au réseau. Mais avec le prolongement futur des heures de fonctionnement de la centrale, on a prévu leur raccordement au réseau. Ainsi, on a attribué à chacune d'elles un certain nombre d'appareils. Le tableau ci-dessous donne les appareils et leur puissance utilisés par chaque boutique.

Tableau III: appareils attribués aux boutiques

boutique	appareils	Puissance (W)	nombre
Boutique1	lampe	40	2
	Télévision	50	1
	Ventilateur	60	1
	réfrigérateur	150	1
Boutique2	Lampe	40	2
	Télévision	50	1

	ventilateur	60	1
--	-------------	----	---

Le pompage pour adduction d'eau :

Le système de pompage est constitué d'un réservoir d'eau qui est alimenté par une pompe entraînée par un moteur électrique. Lors des visites, on a rencontré le responsable du système de pompage afin d'obtenir des informations sur la puissance du moteur et les horaires de fonctionnement de la pompe. A cause de l'inaccessibilité de la pompe car il s'agit d'une pompe immergée et du manque de catalogue, nous n'avons pas pu obtenir les caractéristiques de cette dernière. Mais les échanges avec le responsable nous ont permis d'obtenir les informations suivantes.

Tableau IV: informations obtenues sur le système de pompage

profondeur du puits	Hauteur du château	Capacité du réservoir	Horaires de remplissage
44m/sol	8m/sol plus 3m pour le réservoir	30m ³	16 à 19h

Avec ces données, nous allons calculer la puissance de la pompe et procéder à son choix.

On a

$$P_e = P_H / (\rho_p * \rho_m) \text{ avec} \quad (4)$$

$$P_H = \rho g HMT Q = 2,725 * HMT * Q \text{ avec} \quad (5)$$

$$HMT = H_g + p_{dc} \quad (6)$$

Q=débit de remplissage, HMT = Hauteur manométrique totale, Pe = puissance électrique du moteur de la pompe, PH=puissance hydraulique de la pompe, ρ_p = rendement de la pompe ρ_m = rendement du moteur d'entraînement de la pompe.

Hauteur géométrique : H_g = Niveau dynamique + hauteur château d'eau; avec :

Niveau dynamique= 44m/sol; et hauteur château d'eau = 8m/sol plus 3m pour le réservoir ce qui nous donne: $H_g = 44 + 8 + 3 = 55 \text{ m}$

En considérant que les pertes de charge sont égales à 10% de la hauteur géométrique on obtient $HMT = H_g + 10\% H_g = 1,1 H_g = 1,1 * 55 = 60,5 \text{ m}$

Débit de remplissage :

$$Q = \text{capacité du réservoir} / \text{temps de remplissage} \quad (7)$$

Ainsi on obtient $Q=10 \text{ m}^3/\text{h}$.

On trouve $P_H=2,725 \cdot HMT \cdot Q=2,725 \cdot 60,5 \cdot 10=1648,62\text{W}=1,64\text{kW}$.

En considérant que le rendement du moteur est égal à 0,9 et que celui de la pompe est 0,8, on obtient $P_e=1,64 / (0,9 \cdot 0,8)=2,27\text{KW}$. Ce qui nous conduit à considérer la puissance de la pompe à : $P_e=2,8\text{kW}$.

Le moulin

Le village possède deux machines à moulin situées à un même endroit. Après échanges avec le gérant, nous avons obtenu les caractéristiques des moteurs électriques de chaque machine. En plus, le gérant de ces machines nous a confirmé que ces dernières ne fonctionnent jamais simultanément car dit-il le démarrage d'une seule machine provoque un arrêt brusque de fonctionnement de certains appareils des consommateurs. Dans notre dimensionnement, nous allons seulement considérer la puissance de la plus grosse machine qui est de 12kW. A cette puissance, on va appliquer un coefficient d'utilisation de 80% qui tient compte du fait que le moteur ne fonctionne jamais à sa puissance nominale.

III.1.2.3. Les infrastructures sociales publiques

Sont considérés comme infrastructures sociales publiques, les abonnés qui utilisent l'électricité pour des activités sociales. Pour ce type d'abonné, nous avons recensé seulement trois abonnés qui sont : école, district sanitaire et mosquée.

L'école : le village ne comporte qu'une école primaire qui date des années 60. Elle est composée de six classes qui correspondent aux différents niveaux de l'école primaire (du CI au CMD2) et une salle d'administration. A l'heure actuelle, l'école n'est pas raccordée au réseau électrique à cause de la disponibilité limitée de l'énergie électrique et en plus les heures de présence de celle-ci ne coïncident pas pleinement avec les heures de cours. Les salles seront équipées par les mêmes types et nombre d'appareils. Le tableau ci-dessous donne les appareils et leurs puissances relatifs à une salle donnée.

Tableau V:appareils utilisé par chaque salle de l'école

Appareils	Puissance (W)	Nombre
Ventilateur	60	4
lampe	40	4
téléphone	5	1

Centre de santé

Le centre de santé assure les soins et les accouchements. Après avoir recensé les équipements électrique, on a constaté qu'il ne possède pas de congélateur pour la conservation des vaccins et autres produits pharmaceutiques. L'infirmière nous a fait remarquer que ce manque de congélateur est dû tout simplement au nombre limité d'heures de marche du groupe électrogène. Puisqu'après l'hybridation, l'électricité sera disponible 24h/24, nous prévoyons pour cela un congélateur qui fonctionnera 24h/24. Pour les appareils, leurs puissances ainsi que les horaires de fonctionnement, (voir annexe1)

Mosquée

Pour les appareils, leurs puissances ainsi que les horaires de fonctionnement, voir annexe1

III.2. Etablissement de la courbe de charge du village de Kokirai

III.2.1. Méthodologie

La courbe de charge du village permet d'une part de visualiser la demande électrique pour avoir une idée de la consommation à chaque instant de la journée et d'autre part, de dimensionner les sources d'alimentation du village.

Son établissement doit se faire en tenant compte d'une éventuelle augmentation de la charge sur un certain nombre d'années. Sur des mini-réseaux déjà en opération, il a été observé que la demande en électricité augmente régulièrement chaque année [4]. Cette augmentation est surtout constatée au niveau des ménages. Elle est due non seulement aux augmentations des appareils au niveau des anciens abonnés mais aussi aux raccordements de nouveaux abonnés. Dans le cadre de notre étude, nous allons estimer cette augmentation à 5% en moyenne chaque année par rapport à l'année de référence (2019). Ainsi, la demande en année n s'obtient en appliquant la formule suivante [10] :

$$P_n = P_0(1 + i)^n \quad (8)$$

Avec P_0 =puissance à l'année de référence ; P_n = puissance à l'année n ; i =taux de croissance de la charge.

La future centrale hybride doit répondre à la demande d'électricité du village sur une période de dix ans, sans augmenter la capacité du groupe électrogène ou élargir le système PV. Donc, il s'avère nécessaire d'en tenir compte dans l'établissement de la courbe de charge. Enfin, il sera considéré un facteur de simultanéité de 80% qui tient compte du fait que tous les équipements ne fonctionnent pas en même temps.

Horaires d'utilisation des équipements électriques

Etude de faisabilité de l'hybridation de la centrale diésel de Kokirai par l'adjonction d'un système PV avec batteries de stockage

les questions posées aux abonnés concernant les horaires d'utilisation des appareils pendant les enquêtes, nous ont permis de constater que la quasi-totalité des abonnés ont les mêmes habitudes d'utilisation des équipements électriques. Le tableau ci-dessous donne les plages horaires d'utilisation des équipements électriques.

Tableau VI: plages horaires de fonctionnement des équipements électriques

Horaires	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
	à	à	à	à	à	à	à	à	à	à	à	à	à	à	à	à	à	à	à	à	à	à	à	à
appareils	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
lampe																								
télévision																								
téléphone																								
Ventilateur boutique																								
Lampe boutique																								
ventilateur																								
congélateur																								
réfrigérateur																								
DVD																								
moulin																								
lampe moulin																								
pompe																								
Téléphone mosquée																								
Ventilateur mosquée																								
Lampe mosquée																								
Ventilateur CSI																								
lampe CSI																								

Pour les lampes qui fonctionnent 24h/24, par exemple les lampes du CSI, seul les 50% fonctionnent dans la journée. Dans la nuit, 100% des lampes sont en marches. Les appareils équipés de moteurs électriques seront considérés comme fonctionnant à 80% de leurs puissances maximales. Les ventilateurs du CSI ne fonctionnent jamais ensemble, on suppose que seul les 50% peuvent marcher simultanément. À cause des accouchements, les ventilateurs et les lampes du CSI peuvent être sollicités à n'importe quel moment. D'où, la nécessité de considérer qu'ils fonctionnent 24h/24. De 23h à 5h du matin, on considère que seul 30% des lampes domestiques restent en marche. Dans la journée, la quasi-totalité des lampes domestiques sont éteintes.

III.2.2. Résultats

Les courbes de charge des ménages, des activités génératrices de revenus, et des infrastructures sociales publiques sont données en annexe (annexe 6 à 8) avec leurs interprétations. La courbe de charge globale du village est donnée à la figure 11.

Etude de faisabilité de l'hybridation de la centrale diésel de Kokirai par l'adjonction d'un système PV avec batteries de stockage

Tableau VII: profil de consommation du village

Horaires Consommateurs	0 à 23																							conso /jour (Kwh)	
	0 à 1	1 à 2	2 à 3	3 à 4	4 à 5	5 à 6	6 à 7	7 à 8	8 à 9	9 à 10	10 à 11	11 à 12	12 à 13	13 à 14	14 à 15	15 à 16	16 à 17	17 à 18	18 à 19	19 à 20	20 à 21	21 à 22	22 à 23		23 à 0
Ménages faible	1,147	1,15	1,15	1,15	1,15	2,49	2,49	0,26	0,26	0,56	1	1	0,955	0,96	0,96	1	0,96	0,96	0,96	3,4	3,45	3,45	3,45	1,4	35,558
Ménages moyenne	3,022	3,02	3,02	3,02	3,02	4,67	4,67	1,75	1,75	2,25	2,8	2,8	2,778	2,78	2,78	2,8	2,78	2,78	2,78	5,9	5,91	5,91	5,91	3,23	82,092
Ménages élevé	3,817	3,82	3,82	3,82	4,7	6,28	5,02	1,01	1,01	1,33	2,7	2,7	2,674	2,67	2,67	2,7	2,67	2,67	2,67	8,1	8,12	8,12	8,12	3,99	95,13
AGR	2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	9,85	9,85	9,95	10	10	10,05	10	10	10	12,3	12,3	12,4	10	0,53	0,53	0,45	0,2	142,05
ISP	1,05	1,05	1,05	1,05	1,17	1,17	1,05	0,76	0,76	1,53	1,5	1,5	0,755	0,76	1,1	1,5	1,87	1,55	1,54	1,9	1,89	1,43	1,43	1,08	30,511
consommation horaire année 0 totale (Kwh)	11,036	9,24	9,24	9,24	10,2	14,8	13,4	13,6	13,6	15,6	18	18	17,21	17,2	17,5	18	20,6	20,2	20,4	30	19,9	19,4	19,3	9,9	385,34
consommation horaire après dix ans (Kwh)	15,044	15	15	15	16,7	24,1	21,9	22,2	22,2	25,4	29	29	28,03	28	28,6	29	33,5	33	33,2	48	32,4	31,6	31,5	16,1	624,76
consommation horaire foisonnée après dix ans (Kwh)	12,036	12	12	12	13,3	19,3	17,5	17,7	17,8	20,4	23	23	22,42	22,4	22,9	23	26,8	26,4	26,6	39	25,9	25,3	25,2	12,9	499,81

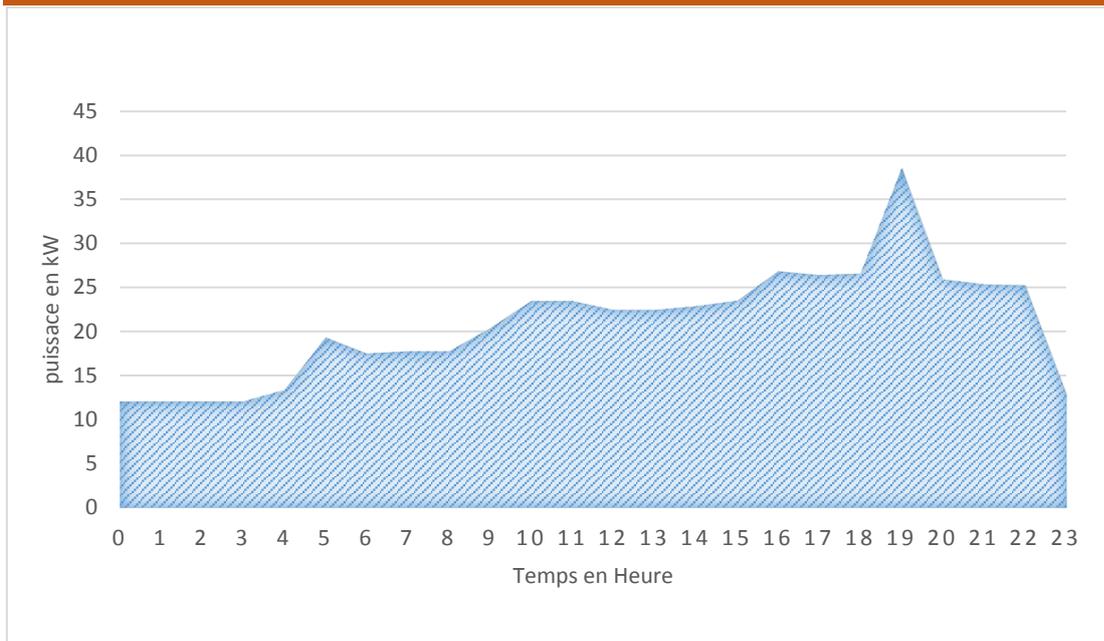


Figure 6: courbe de charge du village

Interprétation

Sur la courbe de charge globale du village, on constate que la demande d'électricité varie en fonction de la période du jour. Elle est plus faible la nuit (23h à 4h) à cause de l'arrêt des activités commerciales et la réduction de l'éclairage. A partir de 4h, les activités démarrent progressivement et provoquent une évolution graduelle de la charge. Entre 18h et 19h, la demande est maximale car pendant cette période, le système de pompage et le moulin sont en marches.

Chapitre IV : Dimensionnement du système hybride pour différents taux d'hybridation

Le dimensionnement du système se fait en plusieurs étapes :

- ✓ Choix de la configuration du système ;
- ✓ Dimensionnement du groupe électrogène ;
- ✓ Dimensionnement du système PV avec stockage pour différents taux d'hybridation.

IV.1. Choix de la configuration du système

Pour la configuration du système hybride, nous optons pour un système à couplage AC car il est simple à réaliser et permet d'obtenir un bon rendement. Le schéma ci-dessous illustre la configuration d'un système hybride à couplage AC.

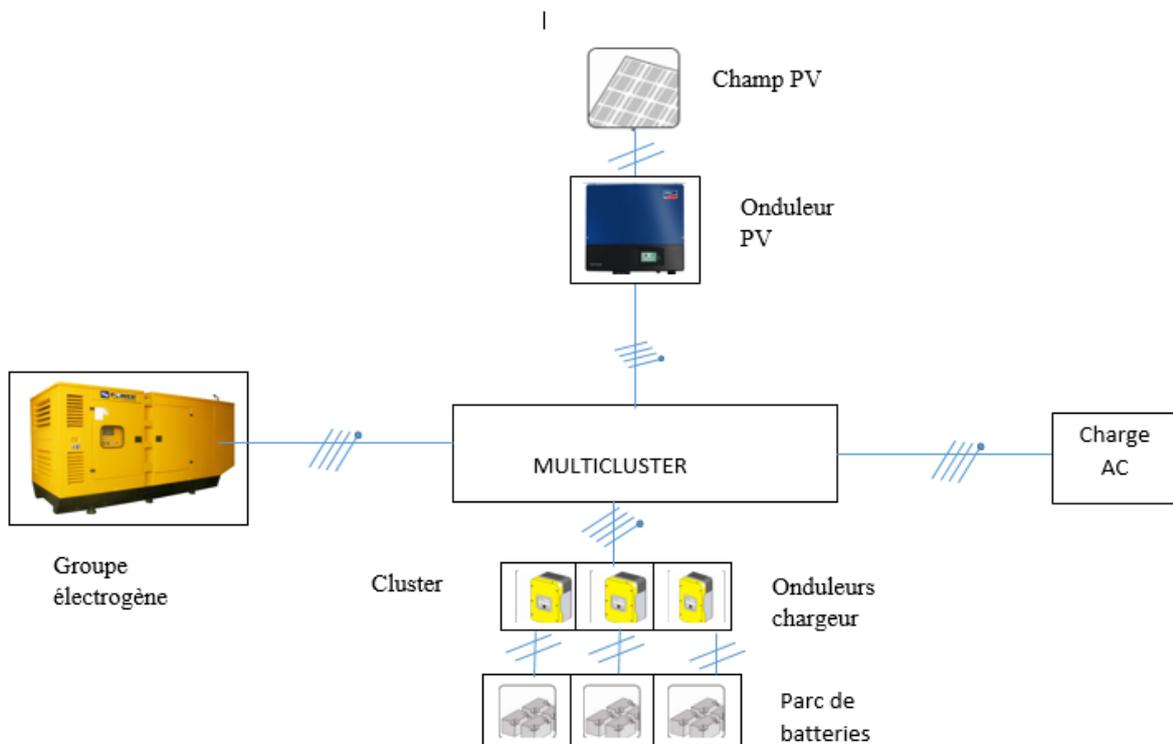


Figure 7: configuration d'un système hybride PV/diesel à couplage AC

Fonctionnement

Dans une configuration à couplage AC, chaque constituant injecte du courant alternatif dans le multicluster. Ce dernier est chargé à son tour d'assurer la gestion du flux d'énergie issue des différentes sources. La charge AC est directement alimentée à travers le multicluster.

IV.2. Dimensionnement du groupe électrogène

IV.2.1. Méthodologie

Sur la courbe de charge du village, on constate que le pic de la demande intervient entre 18h et 19h et atteint une valeur de 38.529KW. Le groupe électrogène doit être dimensionné de manière à couvrir la demande du village sur les dix ans à venir et à supporter la plus forte demande. Cependant il est aussi important de le dimensionner de façon à le faire fonctionner à son point maximal, compris entre 70 et 89%. Donc, la puissance maximale du village doit être comprise entre 70 % et 90 % de la puissance nominale du groupe électrogène. En considérant que la puissance maximale du village correspond à 80% de la puissance du groupe électrogène, alors la puissance du groupe électrogène doit être au moins égale à 48.529KW.

La connaissance de la puissance minimale du groupe électrogène ne suffit pas pour le choisir car la puissance d'un groupe électrogène varie en fonction des conditions climatiques du site d'utilisation et ses conditions sont le plus souvent différentes des conditions de la norme ISO 3046-1. En plus, la puissance nominale délivrée par un groupe électrogène est toujours donnée pour un fonctionnement dans les conditions de la norme ISO 3046-1. Ainsi, il s'avère nécessaire d'ajuster la puissance du groupe électrogène pour qu'il puisse fournir la puissance maximale souhaitée par la charge dans les conditions du site.

Ajustement de la puissance du groupe électrogène

Données d'entrée et formules d'ajustement du groupe électrogène

Conditions ambiantes du site

- ✓ Température ambiante maximale (T_x) : 40°C, soit 313 K
- ✓ Température eau de refroidissement de l'air de suralimentation : (T_{cx}): 40°C, soit 313k
- ✓ Hygrométrie maximale (ϕ_x) : 70%
- ✓ Altitude : 826m
- ✓ Vitesse de rotation du groupe : 1500 tours/min

Conditions ambiantes ISO 3046-1 [11]

- ✓ Température ambiante(T_r) : 25°C, soit 298K
- ✓ Température eau de refroidissement de l'air de suralimentation (T_{cr}) : 25°C, soit 298 K

- ✓ Pression atmosphérique (P_r) : 100 kPa
- ✓ Hygrométrie (ϕ_r): 30%
- ✓ Le rendement moteur est $\eta_m = 0.8$

Formule d'ajustement [10]

$$\text{Coefficient d'ajustement : } \alpha = k - 0.7 \times (1 - k) \times \frac{1 - \eta_m}{(\eta_m)} \quad (9)$$

$$\text{Coefficient k : } K = \left(\frac{P_x - a \phi_x * P_{sx}}{P_r - a \phi_r * P_{sr}} \right)^m \left(\frac{T_r}{T_x} \right)^n \left(\frac{T_{cr}}{T_{cx}} \right)^s \quad (10)$$

$$\text{Puissance dans les conditions du site : } P_r = \frac{P_x}{\alpha} \quad (11)$$

IV.2.2. Résultats

- ✓ Le tableau de l'annexe8, nous donne $a = 0$; $m = 0.7$; $n = 1.2$; $s = 1$
- ✓ Pour les conditions ISO 3046-1 (25°C ; 30%) : $\phi_r P_{sr} = 0.94$ KPa
- ✓ Pour les conditions du site (40°C ; 70%) : $\phi_x P_{sx} = 5.18$ KPa
- ✓ Le tableau de l'annexe7 nous Donne $P_x = 92.1$ KPa
- ✓ Le tableau de l'annexe8 donne les valeurs des coefficients : $a = 0$, $m = 0.7$; $n = 1.2$
 $s = 1$
- ✓ La valeur du coefficient K obtenue est : $k = 0.953$
- ✓ La valeur du coefficient d'ajustement est : $\alpha = 0.94$
- ✓ La puissance ajustée aux conditions ISO est : $P_r = 51.86$ KW, $S_r = 64,82$ KVA

Les Caractéristiques du groupe électrogène choisi sont :

Tableau VIII: caractéristiques du groupe électrogène choisi

Type	JS70K
Puissance apparente	70KVA
Cos fi	0.8
Consommation spécifique à ¾ de la charge nominale	12l/h
Consommation spécifique	0.28l/KWh
Type du moteur	4045 TF 120
Type Alternateur	LS 432 L8*80

IV.3. Dimensionnement du système PV pour différentes parts de l'énergie solaire

Dans le système hybride, la composante solaire doit couvrir la part de la consommation journalière pour laquelle le système est plus rentable à long terme. Ainsi, pour obtenir cette part optimale, nous allons dimensionner le système pour les taux d'hybridation suivants : 10 %, 20 %, 30 %, 40 % et 50 %.

IV.3.1. Méthodologie

IV.3.1.1. Dimensionnement du champ PV

✓ Détermination de l'ensoleillement du village de Kokirai

Pour déterminer l'ensoleillement du village, nous avons utilisé le logiciel RetScreen. Compte tenu de l'impossibilité d'obtenir les données d'ensoleillement du village de Kokirai car ce dernier ne fait pas partie de la base de données du logiciel, nous avons considéré les données d'ensoleillement de la ville de Niamey qui se situe à 30Km dudit village. Le tableau ci-dessous donne les données d'ensoleillement.

Tableau IX: Données d'ensoleillement quotidien de la ville de Niamey

Mois de l'année	Rayonnement solaire quotidien horizontal kWh/m ² /j	Température °C
Janvier	5,47	24,4
Février	6,38	27,2
Mars	6,83	31,4
Avril	7,02	34,4
Mai	6,96	34,4
Juin	6,64	31,9
Juillet	6,07	29,3
Août	5,7	28
Septembre	5,96	29,2
Octobre	6,05	30,9
Novembre	5,76	28,4

On retient pour notre dimensionnement, la valeur de l'ensoleillement la plus faible qui est celle du mois de janvier : $H_i = 5.47 \text{ Kwh/m}^2/\text{j}$.

✓ **Détermination du besoin journalier à couvrir par le champ PV**

Le besoin journalier à couvrir par le champ PV dépend du taux d'hybridation. Puisque, nous allons dimensionner le système pour différents taux d'hybridation, il s'avère nécessaire de déterminer l'énergie à fournir pour chaque pourcentage du solaire dans le système hybride. Pour cela, nous allons utiliser la formule suivante:

$$E_{pv} = X\% \times E_j \quad (12)$$

E_{pv} : énergie journalière à couvrir par le système PV ; $X\%$ part du solaire ; E : énergie journalière du village.

✓ **Estimation de la puissance crête**

La formule ci-dessous permet de déterminer la puissance crête du champ PV :

$$PC_{min} = \frac{\text{besoin journalier} \times X\%}{H_i \times R_{bat} \times R_{gen}} \quad (13)$$

H_i : Ensoleillement global moyen journalier du mois le moins ensoleillé dans le plan des modules ;

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

R_{bat} (%): Rendement des batteries. Valeur typique de 80%

$X\%$: taux d'hybridation (part du solaire)

PC_{min} = puissance crête minimale du champ PV

✓ **Choix du module PV**

Nous allons utiliser un module à cellules poly-cristallines qui de nos jours représente le meilleur compromis qualité/prix. Ainsi portons notre choix sur le module suivant : SPP-032502400 dont les caractéristiques sont données dans le tableau ci-dessous.

Tableau X: caractéristiques du module PV choisi

Puissance crête P_{max} (W)	250
Intensité à puissance maxi I_{pm} (A)	8,33
Tension circuit ouvert V_{oc} (V)	36,01
Intensité du court-circuit I_{cc} (A)	9,4
Tension à puissance maximale (V)	30
Type de cellules	Poly-cristallines

✓ **Estimation de la puissance nominale du champ PV**

Le nombre de module en série s'obtient par la formule suivante :

$$N_s = \frac{V_{\text{sys}}}{V_{\text{mod}}} \quad (14)$$

V_{sys} : tension du système choisie en fonction de la plage de tension MPPT de l'onduleur

V_{mod} : tension nominale du module choisi

N_s : nombre de modules en série

✓ **Nombre de string de module en parallèles**

Le nombre de string de modules se détermine par la formule suivante :

$$N_{brp} = \frac{P_{\text{cmin}}}{N_s \times P_{\text{mod}}} \quad (15)$$

P_{cmin} : puissance minimal du champ PV

P_{mod} : puissance crête du module PV choisi

N_{brp} : nombre de branches en parallèles

La Puissance totale à installer est :

$$P_C = N_s \times N_{brp} \times P_{\text{mod}} \quad (16)$$

IV.3.1.2. Dimensionnement du parc de batterie

La capacité du parc de batteries sera dimensionnée pour chaque taux d'hybridation. Il sera considéré une tension V_{sysb} qui est différente de la tension V_{sys} choisie pour le dimensionnement du champ PV car contrairement aux systèmes tout PV, où le régulateur constitue le point de rencontre des batteries et du champ PV, ce qui du coup impose une tension commune ; dans les systèmes hybrides (à couplage AC), le champ PV et les batteries sont reliés au bus AC à travers des onduleurs différents. Le tableau ci-après donne les données nécessaires au dimensionnement du parc de batterie.

Tableau XI: données nécessaires au dimensionnement du parc de batterie

E_{pv} (KWh/j)	Besoin journalier (fonction de la part du solaire)
DM	Profondeur de décharge (80%)
Rbat	Rendement batterie (80%)

J _{raut}	Nombre de jours d'autonomie (1)
C _{bat_{min}} (AH)	Capacité minimale du parc de batteries
V _{systb} (V)	Tension du système (50)

La capacité minimale du parc de batteries s'obtient par la formule suivante

$$\mathbf{Cbat}_{\min} = \frac{E_{pv} \times J_{raut}}{V_{systb} \times R_{bat} \times DM} \quad (17)$$

Nombre de batteries en série par string :

$$N_{bats} = \frac{V_{syst}}{\text{tension nominale batterie}} \quad (18)$$

Nombre de string de batteries :

$$N_{batp} = \frac{C_{batmin}}{\text{capacité batterie}} \quad (19)$$

Capacité totale des batteries

$$\mathbf{Cbat} = N_{batp} \times \text{capacité batterie} \geq \mathbf{Cbat}_{\min} \quad (20)$$

Vérification des ratios

Degré de décharge quotidien :

$$\mathbf{Ddq} = \frac{E_{pv}}{C_{bat} \times V_{bat}} \leq \frac{DM}{j_{rau}} \quad (21)$$

Aptitude du champ PV à couvrir les besoins journalier :

$$\mathbf{R1} = \frac{P_c \times H_i \times R_{gen} \times R_{bat}}{E_{pv}} > \mathbf{1} \quad (22)$$

Aptitude du champ PV à recharger les batteries pour un nombre d'heures crête solaire compris entre 20 et 40

$$\mathbf{R2} = \frac{C_{bat}(Ah)}{I_{cc}(A) * N_{bp}} \quad (23)$$

R2 doit être compris entre 20 et 40

IV.3.1.3. Dimensionnement des onduleurs

Pour dimensionner les onduleurs, nous allons procéder comme suit:

- ✓ La tension MPP des strings de modules/des strings de batteries, doit être supérieure à la tension minimale admise à l'entrée de l'onduleur ;
- ✓ La tension en circuit ouvert des strings de modules PV (Voc)/des strings de batteries doit être inférieure à la tension maximum admise à l'entrée de l'onduleur ;
- ✓ Préférer la tension nominale à l'entrée de l'onduleur car elle donne le meilleur rendement ;
- ✓ Pour les onduleurs PV, Le ratio de puissance doit être compris entre 90% et 110% ;
- ✓ Pour les onduleurs chargeurs, le courant nominal de chaque string de batteries doit être inférieur au courant d'entrée max de l'onduleur.

IV.3.1.4. Choix des dispositifs de protection

Protection coté DC

Concernant le choix des dispositifs de protection coté DC, un certain nombre de règles doivent être respectées :

- ✓ La tension assigné (U_e) du dispositif de protection doit être supérieure ou égale à 1,2 fois la tension en circuit ouvert d'un string PV soit :

$$U_e \geq 1,2 \text{ Voc.} \quad (24)$$

- ✓ Au cas où plusieurs strings sont raccordés sur un même tableau, le dispositif de protection de chaque string doit être placé à la fin du circuit car les courants de court-circuit proviennent des autres strings, à savoir du côté charge et non du côté alimentation (CEI TS 62257-7-1).

- ✓ Le courant assigné du dispositif de protection ne doit pas excéder le courant indiqué par le fabricant pour la protection des panneaux : si aucune indication n'est donnée par le fabricant, les valeurs suivantes sont présumées (CEI TS 62257-71):

$$1,25 \text{ Isc} \leq \text{In} \leq 2\text{Isc.} \quad (25)$$

- ✓ Si les strings sont raccordés à un même tableau de distribution, le pouvoir de coupure du dispositif de protection ne doit pas être inférieur au courant de court-circuit des autres $n-1$ strings, à savoir : $\text{Icu} \geq (n-1) \cdot 1,25 \cdot \text{Isc.}$ (26)

La protection des strings de batterie est choisie en fonction du courant d'entrée max côté continu de l'onduleur chargeur, car les strings de batteries peuvent recevoir du courant provenant, de ce dernier lorsque les batteries sont en train d'être chargées. Aussi, la tension assignée du

dispositif de protection doit être supérieure à la tension d'entrée max de l'onduleur. Ce qui se traduit par :

$$I_{pro} \geq I_{maxond} \quad (27)$$

$$U_e \geq U_{ond} \quad (28)$$

Protection côté AC

Pour la protection côté AC, nous allons utiliser des disjoncteurs. Le choix de ces derniers se fait en respectant les règles suivantes :

- ✓ Le calibre du disjoncteur doit être supérieur ou égal au courant max de l'onduleur côté AC soit : $C_{disj} \geq I_{maxond}$ (29)
- ✓ La tension assignée du disjoncteur doit être supérieure ou égale à la tension maximale côté AC de l'onduleur.

IV.3.1.5. Dimensionnement des câbles

Section des câbles coté DC

Les câbles utilisés du côté DC doivent être dimensionnés de manière à respecter la contrainte de chute de tension maximale admissible (UTE C15-712) qui est de 3% de la tension nominale (idéalement 1%). La section des câbles DC s'obtient par la formule suivante

$$S = \frac{2 \cdot \rho \cdot l \cdot I}{\Delta V_L \% \cdot V} \quad (30)$$

$\Delta V_L \%$ = chute de tension limite en pourcentage ; ρ = résistivité du conducteur ; l = longueur du câble ; S = section du câble (mm^2), ρ (résistivité en $\Omega\text{mm}^2/\text{m}$) ;

I et V sont respectivement : pour le générateur PV : I_{PM} et V_{pm} ; pour les batteries : I_{bat} et V_{bat} ;

Dans notre cas, on considère $\Delta V_L \% = 1\%$; $\rho = 0,017 \Omega\text{mm}^2/\text{m}$ (cuivre) ; pour le champ PV :

$V = 2,5 \cdot V_{PM} = 1500\text{V}$; $I = I_{PM} = 8,33\text{A}$; pour les batteries $V_{bat} = 24 \cdot 2 = 48\text{V}$; $I_{bat} = \frac{C(Ah)}{24h}$, 24h correspondant à l'autonomie des batteries pour un fonctionnement de 24h.

Choix des sections des câbles côté AC

La détermination des sections des câbles AC se fait en suivant les étapes suivantes :

- ✓ **Détermination du courant d'emploi :**

On considère le courant maximum que peut délivrer chaque onduleur comme courant d'emploi.

Pour les onduleurs PV, on a $I_e = I_{max\ ond} = 29\text{A}$; pour les onduleurs chargeur, on a $I_e = I_{max\ ond} =$

50A. Ces courants nous ont permis de déterminer les calibres des disjoncteurs de protection. Ainsi, à la sortie des onduleurs chargeurs/ onduleurs PV, on a trouvé respectivement comme calibre 30A et 60A

✓ **Détermination des facteurs de correction**

Tous les câbles qui sortent des onduleurs seront acheminés vers le multicluster sur des chemins de câble non perforés :

Le tableau de la méthode de référence (annexe 23) nous donne : 11C

Le tableau de l'annexe 24 nous donne pour la référence 11C : $f_1 = 0,21$

Le tableau de l'annexe 25 nous donne en fonction de la température ambiante : 40°C $f_2 = 0,91$

Le tableau de l'annexe 26 donne le facteur f_3 qui dépend du nombre de circuits qui dépend de la configuration. Neutre chargé : $f_4 = 0,94$

✓ **Calcul du courant admissible :**

Le courant admissible est donné par :
$$I_Z = \frac{I_n \times K}{f_1 \times f_2 \times f_3 \times f_4} \tag{31}$$

$K=1$ pour les disjoncteurs

IV.3.2. Résultats

Résultats (champ PV et parc de batteries)

Après calcul (voir annexe 42), nous avons obtenu les caractéristiques du champ PV ainsi que la capacité du parc de batteries pour les différents taux d'hybridation considérés.

Tableau XII: besoins à couvrir par le système PV pour les différents taux d'hybridation

part solaire	10%	20%	30%	40%	50%
besoin à couvrir: E_{pv} (kwh)	50	100	150	200	250

Tableau XIII: caractéristiques du champ PV pour les différents taux d'hybridation

caractéristiques du champ PV					
taux d'hybridation	10%	20%	30%	40%	50%
Puissance crête minimale (KW)	14,28	28,56	42,85	57,13	71,41
Module PV choisi:	250Wc/20V	250Wc/20V	250Wc/20V	250Wc/20V	250Wc/20V
Nombre de modules par string	20	20	20	20	20
Nombre de string en parallèles	3	6	9	12	15

Etude de faisabilité de l'hybridation de la centrale diesel de Kokirai par l'adjonction d'un système PV avec batteries de stockage

caractéristiques du champ PV					
nombre total de modules	60	120	180	240	300
puissance nominale du champ (W)	15000	30000	45000	60000	75000
Tension du sous-système (V)	580	580	580	580	580

Tableau XIV: caractéristiques du parc de batteries pour les différents taux d'hybridation considérés

caractéristiques du parc de batteries					
Taux d'hybridation	10%	20%	30%	40%	50%
Capacité minimale du parc de batteries (Ah)	2083,33	4166,66	6250	8333,33	10416,66
Type de batterie choisie	8 OPzS 800 G TV/800Ah/2V	12 OPzS 1500 G TV/1500Ah/2V	12 OPzS 1200 G TV/1200Ah/2V	12 OPzS 1500 G TV/1500Ah/2V	16 OPzS 2000 G TV/2000Ah/2V
Nombre de batteries par string	24	24	24	24	24
Nombre de string en parallèle	3	3	6	6	6
Nombre totale de batteries	72	72	144	144	144
Tension du sous-système (V)	48	48	48	48	48
capacité nominale du parc	2400	4500	7200	9000	12000

Tableau XV: Ratios de vérification

les ratios de vérification					
taux d'hybridation	10%	20%	30%	40%	50%
DM/Jraut	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
degré de décharge quotidien	$ddq=0,52 < (DM/Jraut)=0,6$	$ddq=0,55 < (DM/Jraut)=0,6$	$ddq=0,52 < (DM/Jraut)=0,6$	$ddq=0,55 < (DM/Jraut)=0,6$	$ddq=0,52 < (DM/Jraut)=0,6$
aptitude du champ à couvrir le besoin	R1=1,05	1,05	1,05	1,05	1,02
Aptitude du champ à recharger les batteries pour un nombre d'heures soleil compris entre 20 et 40	R2=28,36	53,19	21,27	26,59	35,46

Discussion

Le dimensionnement nous a permis de déterminer pour chaque taux d'hybridation les caractéristiques du champ PV et du parc de batteries. Pour simplifier les calculs, un même type de module PV a été choisi. Dans le dimensionnement des parcs de batteries, on a utilisé

Etude de faisabilité de l'hybridation de la centrale diesel de Kokirai par l'adjonction d'un système PV avec batteries de stockage

différentes capacités de batteries afin d'obtenir non seulement un nombre de string de batteries divisible par trois mais aussi de vérifier les différents ratios.

L'avantage d'avoir un nombre de string de batteries divisible par trois est que chaque string doit être relié à un onduleur monophasé et donc pour obtenir un système triphasé équilibré, il faut au moins trois strings qui passent à travers un cluster (voir annexes 21 à 25).

Résultats (onduleurs)

Nous avons choisi pour chaque string de modules/ string de batteries un même type d'onduleur :

String PV : Sunny Tripower 5000TL (caractéristiques voir annexe17)

String batteries : Onduleur sunny Island 6.0H (caractéristiques voir annexe18)

Tableau XVI: vérification de l'adéquation entre string PV/string batteries et

Vérification de l'adéquation entre string PV/string batteries et onduleur					
champ PV		Sunny Tripower 5000TL		vérification de conformité	
tension MPP string (V)	580	Plage de tension MPPT (V)	245-800	$580 \in [245-800]$	ok
tension V_{co} par string (V)	721,2	Tension max (V)	1000	$721,2 < 1000$	ok
puissance nominale du string PV	5000	Puissance CC max (W)	5100	$R=1,02 \in [0,9-1,1]$	ok
choix Onduleur pour un string de batteries					
parc batterie		Onduleur Sunny Island 6.0H		vérification	
tension string (V)	48	DC voltage range	41 À 63V	$48 \in [41-63]$	ok
courant nominale du string (A)	83,33	Plage de courant	110A/90A/103A	$83,33 < 90A$	OK

Discussion

Pour les onduleurs chargeurs sunny Island, comme il s'agit des onduleurs monophasés, on les regroupe à chaque fois au nombre de trois dans un cluster pour obtenir à la sortie un système triphasé équilibré (voir annexe18). Quant aux onduleurs kaco blueplanet 5.0 TL3, chaque onduleur qui reçoit un string PV, fournit en sa sortie une tension triphasée équilibrée.

Résultats (dispositifs de protection)

Le tableau ci-dessous donne les fusibles et les disjoncteurs choisis pour la protection des côtés DC et AC des onduleurs.

Tableau XVII: Choix des fusibles et disjoncteurs pour la protection coté DC/AC

choix des fusibles de protection DC					
désignation	Isc/I _{max_ond} (A)	Vocs/V _{max_ond} (V)	tension assignée fusible (V)	courant assigné (A)	Fusible choisi
fusible des strings PV	9,4	720,2	Ue≥720,2	11,75A≤Ie≤18,8	gF15PV 10*38 15A 1000V DC
fusible des strings de batteries	110	63	Ue≥63	Ie≥110	120A 70V DC
choix disjoncteur protection coté AC					
désignation	I _{max_ond} (A)	U _{max_ond} (V)	tension assignée disjoncteur (V)	courant assigné disjoncteur (A)	disjoncteur choisi
protection onduleur chargeur coté AC	50	264,5	Ue≥264,5	Ie≥50	NS60/60A/400V
Protection onduleur PV coté AC	7,5	280	Ue≥400	Ie≥7,5	NS30/30A/400V

Discussion

Les parties DC/AC des onduleurs chargeurs/onduleurs PV sont protégées par les mêmes types de fusibles/disjoncteurs.

Résultats (câbles)

Les tableaux ci-dessous nous donnent les sections des câbles DC et AC.

➤ Sections des câbles coté DC

Tableau XVIII: sections des différents tronçons pour les taux d'hybridation considérés

choix des sections de câbles DC								
tronçons	longueur (m)	U =Vco (V)	courant (A)	résistivité ρ (Ωmm ² /m)	ΔV%	Section (mm ²)	section choisie	section retenu
Champ PV-onduleur	20	720	8,33	0,017	1%	0,79	2*1,5mm ²	2*4mm ²

Etude de faisabilité de l'hybridation de la centrale diesel de Kokirai par l'adjonction d'un système PV avec batteries de stockage

Batteries-onduleur chargeur avec 10% de taux d'hybridation	10	48	33,33	0,017	1%	23,61	2*25mm ²	2*25
Batteries-onduleur chargeur avec 20% taux d'hybridation	10	48	41,67	0,017	1%	29,51	2*35mm ²	2*35mm ³
Batteries-onduleur chargeur avec 30% taux d'hybridation	10	48	50	0,017	1%	35,42	2*35mm ²	2*35mm ³
Batteries-onduleur chargeur avec 40% taux d'hybridation	10	48	62,5	0,017	1%	44,27	2*50mm ²	2*50mm ³
Batteries-onduleur chargeur avec 50% taux d'hybridation	10	48	83,33	0,017	1%	59,03	2*70mm ²	2*70mm ³

➤ **Sections des câbles côté AC**

Tableau XIX: section des câbles côté AC

câbles côté AC des onduleurs						
tronçon	taux d'hybridation					longueur
	10%	20%	30%	40%	50%	
onduleur PV-coffret	4*6 mm ²	4*6 mm ²	4*6 mm ²	4*10 mm ²	4*10 mm ²	10m
coffret-multicluster	4*25 mm ²	4*25 mm ²	4*25mm ²	4*25mm ²	4*25mm ²	10m
onduleur chargeur-multicluster	4*16mm ²	4*16mm ²	4*16mm ²	4*16mm ²	4*16mm ²	10m
GE-multicluster	4*35mm ²	4*35mm ²	4*35mm ²	4*35mm ²	4*35mm ²	20m
multicluster-réseau village	4*35mm ²	4*35mm ²	4*35mm ²	4*35mm ²	4*35mm ²	30m

Synthèse des résultats du dimensionnement

Le tableau ci-dessous nous donne les équipements principaux nécessaires à la conception du système hybride pour les différents taux considérés.

Tableau XX: Quantitatif des équipements à utiliser en fonction du taux d'hybridation

N°	équipements	taux d'hybridation				
		10%	20%	30%	40%	50%
1	panneau 250W	60	120	180	240	300
2	Structure PV	60	120	180	240	300
3	batterie 80PzS800G TV/800Ah/2V	72	0	0	0	0
4	batterie 120PzS1500G TV/1500Ah/2V	0	72	0	0	0
5	batterie 120PzS1200G TV/1200Ah/2V	0	0	144	0	0
6	batterie 150PzS1500G TV/1500Ah/2V	0	0	0	144	0
7	batterie 200PzS2000G TV/2000Ah/2V	0	0	0	0	144
8	Onduleur Sunny Tripower 5000TL	3	6	9	12	15
9	onduleur chargeur sunny Island 6.0H	3	3	6	6	6
10	disjoncteur NS30 30A/400V	3	6	9	12	15
11	disjoncteur NS60 60A/400V	1	1	2	2	2
12	fusible 120A/70V	3	6	6	6	6
13	fusible 60A/1000V	3	6	9	12	15
14	câble U1000RO2V 2*4mm ²	132m	220m	308m	0m	528m
15	câble U1000RO2V 4*6mm ²	132m	220m	308m	0m	0m
16	câble U1000RO2V 2*6mm ²	0m	0m	0m	440m	0m
17	câble U1000RO2V 4*10mm ²	0m	0m	0m		528m
18	câble U1000RO2V 4*16mm ²	44m	44m	44m	44m	44m
19	câble U1000RO2V 2*25mm ²	66m	0m	0m	0m	0
20	câble U1000RO2V 4*25mm ²	44m	44m	44m	44m	44m
21	câble U1000RO2V 2*35mm ²	0m	132m	132m	0m	0m
22	câble U1000RO2V 4*35mm ²	264m	264m	264m	264m	264m
23	câble U1000RO2V 2*50mm ²	0m	0m	0m	132m	0m
24	câble U1000RO2V 2*70mm ²	0m	0m	0m	0m	132m
25	coffret 2 rangé de 8 modules	1	1	1	1	1
26	cluster	1	1	2	2	2
27	SMA multicluster 12 boxes	1	1	1	1	1
28	groupe électrogène 70KVA	1	1	1	1	1
28	Cuve de stockage de carburant de 6500l	1	1	1	1	1

Chapitre V : Etude économique et impact de l'hybridation sur l'environnement

V.1. Etude de rentabilité économique du projet

V.1.1. Méthodologie

Dans cette partie, nous allons établir d'abord le devis estimatif du système hybride pour chaque taux d'hybridation (parmi ceux considérés). Après, on détermine le coût d'investissement du système pour chaque part du solaire. Ensuite, on détermine le coût du KWh pour chaque configuration en appliquant la méthode du LCOE. La configuration qui permet d'obtenir le coût du KWh le moins élevé sera comparé au fonctionnement tout diesel.

Etablissement des devis pour les différentes configurations

Pour chaque configuration, on établit le devis estimatif en procédant comme suit :

- ✓ Inventaire des différents composants du système avec leurs désignations et leurs quantités ;
- ✓ Détermination du coût unitaire de chaque composant ;
- ✓ Calcul du coût global.

Application de la méthode LCOE

Le coût moyen de l'énergie (LCOE) se calcule à partir de la formule suivante :

$$\text{LCOE} = \frac{\text{TLCC}}{\text{energie}} \quad (32)$$

$$\text{Soit : LCOE} = \frac{\text{coût total de cycle de vie}}{\text{energie totale produite}} \quad (33)$$

Procédure d'évaluation du coût de cycle de vie pour un système tout diesel et un système PV/diesel

Hypothèses et données d'évaluation

- ✓ le cycle de vie du système est fixé à 20 ans ;
- ✓ l'impact du taux de dégradation des panneaux est négligeable ;
- ✓ le coût de maintenance du système PV (batteries + champ PV + onduleur) est de 1% du coût d'investissement initial du dudit système par an ;
- ✓ les batteries et les onduleurs seront renouvelés une fois ;

- ✓ le coût annuel de maintenance du groupe est 10% de son coût d'investissement initial pour un fonctionnement tout-diesel et 5% pour un fonctionnement PV-diesel ;
- ✓ le groupe électrogène est renouvelé une fois pour un fonctionnement tout-diesel ;
- ✓ le prix du carburant est de 0.73USD/l.

Calcul du cout total de cycle de vie

Pour le groupe électrogène :

$$\mathbf{TLCC_{ge} = D_i + D_{renouv} + D_{expl}} \quad (34)$$

D_i = montant obtenu par le devis estimatif du GE

$$D_{renouv} = \text{Acquisition nouveau GE après dix ans} + \text{frais installation} \quad (35)$$

$$D_{expl} = \text{depense carburant}(D_{carb}) + \text{depense maintenance} \quad (36)$$

$$D_{carb} = \text{energie GE produite sur 20ans} \times \text{consommation speci GE} * \text{PU carb} \quad (37)$$

$$\mathbf{depense maintenance = 10\% \times D_i \times 20 \quad (\text{Tout diesel})} \quad (38)$$

$$\mathbf{depense maintenance = 5\% \times D_i \times 20 \quad (\text{Hybride})} \quad (39)$$

$$\mathbf{\text{Pour le système hybride : } TLCC_{hyb} = TLCC_{GE} + TLCC_{PV}} \quad (40)$$

$TLCC_{GE}$ (même procédure qu'en haut).

$$TLCC_{PV} = D_{i_{PV}} + D_{renouv\ ondu} + D_{renouv\ bat} + \text{depense maintenance} \quad (41)$$

$D_{i_{PV}}$: Dépense initiale du système PV est le montant obtenu au devis estimatif.

$D_{renouv\ ondu}$: Dépense pour renouvellement des onduleurs après 10 ans.

$D_{renouv\ bat}$: Dépense pour renouvellement des batteries après 10 ans.

$$depense\ maintenance = 1\% D_{i_{PV}}. \quad (42)$$

Calcul du LCOE :

$$\mathbf{\text{Système hybride : } LCOE_{hy} = \frac{TLCC_{hy}}{\text{Energie}_{PV20ans} + \text{Energie}_{GE20ans}}} \quad (43)$$

$\text{Energie}_{PV20ans}$: Énergie produite par le système PV sur 20 ans

$\text{Energie}_{GE20ans}$: Part d'énergie produite par le groupe électrogène sur 20 ans pour un fonctionnement PV/diesel.

$$\text{Système tout-diesel : } LCOE_{GE} = \frac{TLCC_{GE}}{\text{energie}_{GE20\text{ans}}} \quad (44)$$

Energie_{GE20ans} : Énergie produite par le groupe électrogène sur 20 ans pour un fonctionnement tout-diesel.

V.1.2. Résultats :

Les résultats issus des calculs du devis sont résumés dans le tableau ci-dessous :

Tableau XXI: résultat du calcul de devis

taux d'hybridation	10%	20%	30%	40%	50%	diesel
montant syst PV (MFCFA)	73,106	115,81	186,97	222,002	289,435	
montant GE (MFCFA)	12,86	12,86	12,86	12,86	12,86	12,86
montant total (MFCFA)	85,96	128,66	199,828	234,85	302,29	12,86

Voir annexes 30, 31, 32, 33,34 pour le détail des calculs de devis des différentes configurations.

Les résultats du calcul du coût moyen du kWh par l'application de la méthode LCOE sont récapitulés dans le tableau qui suit :

Tableau XXII: LCOE des différentes configurations

LCOE			
Configuration	TLCC (Fcfa)	Energie totale (MWh)	LCOE (Fcfa)
PV/diesel 10%	564 823 897,29	3950,99	142,95
PV/diesel 20%	587 857 096,58		148,78
PV/diesel 30%	667 282 882,81		168,88
PV/diesel 40%	673 782 789,24		170,53
PV/diesel 50%	745 442 694,61		188,67
Tout diesel	514 790 381,43		130,29

Discussion :

Le tableau XXII indique que le coût moyen du kWh le moins élevé est 130,29 FCFA, obtenu pour un fonctionnement tout-diesel. Ce qui signifie que le fonctionnement tout-diesel est le plus rentable économiquement. Parmi les différentes configurations PV/diesel, on constate que celle qui possède un taux d'hybridation de 10% a un coût moyen du kWh de 142,95 FCFA, qui est le moins élevé. Ainsi, on aurait choisi de faire fonctionner la centrale au tout-diesel si on se base uniquement sur le côté économique au détriment de la protection environnementale.

V.2. Impact de l'hybridation sur l'environnement

V.2.1. Méthodologie

Pour savoir l'impact de l'hybridation sur l'environnement, nous allons déterminer la quantité de CO₂ qu'on évite de rejeter dans l'environnement grâce à la substitution d'une partie de la production du diesel par un système PV. Pour cela nous allons utiliser la formule suivante [12]:

$$mCO_2 = (\text{densité du gasoil} \times \text{consommation spécifique du moteur thermique} \times \text{teneur en carbone du gasoil} \times E \times 44) / 12 \quad (45)$$

Densité du gasoil : 0,83 kg / dm³ ;

Teneur en carbone du gasoil = 83,6 % ;

Consommation spécifique du moteur thermique = 0,28 / kWh.

E= énergie produite par le moteur diesel substitué.

V.2.2. Résultats

Tableau XXIII: Emission de CO₂ évité

Emission de CO ₂ évité					
taux d'hybridation	10%	20%	30%	40%	50%
énergie PV (Mwh)	395,0998	791,995	1187,99	1583,99	1979,99
consommation carburant équivalente (m ³)	110,628	221,759	332,638	443,517	554,396
Emission de CO ₂ évité sur 20ans (tonne)	281,39	564,2	846,3	1128,4	1410,51

Discussion

A partir des résultats du calcul de la quantité de CO₂ évitée, on constate que plus le taux d'hybridation augmente, plus la quantité de CO₂ qu'on évite de rejeter dans l'environnement est importante. Autrement dit l'impact de l'hybridation sur l'environnement est plus positif lors que le taux d'hybridation est important.

Conclusion et recommandations

L'étude de faisabilité de l'hybridation de la centrale diesel de Kokirai a permis de constater les difficultés posées par l'électrification en milieu rural. En effet la pointe intervient entre 19h et 20h et atteint une valeur de 39kW tandis que de 0h à 4h, elle tourne au tour de 12kW. Dans ces conditions l'utilisation d'un groupe électrogène pour assurer une continuité d'alimentation n'est pas une solution efficace. Ce qui signifie qu'il est nécessaire de trouver un bon compromis pour assurer l'alimentation du village. C'est pourquoi, nous avons dimensionné un système PV/diesel. Ce dimensionnement a été effectué pour différents taux d'hybridation afin de déterminer le taux qui permet d'obtenir le coût du kWh le plus abordable.

L'étude de rentabilité économique a cependant démontré que l'utilisation du groupe électrogène qui permet d'obtenir un coût moyen du kWh de 130,29FCFA qui est le moins élevé par rapport à ceux des différentes configurations PV/diesel considérées est la solution la plus économique. Cependant, on constate que la différence entre le coût du kWh produit à partir du fonctionnement tout diesel et celui produit à partir d'une configuration PV/diesel est faible. En plus, le calcul de l'émission de CO₂ évité a démontré que la production à partir d'un système PV/diesel avec un taux d'hybridation de 10% permet d'éviter une émission de CO₂ de 281,39 tonnes sur la durée de vie du système. Or de nos jours, la protection de l'environnement est devenue une obligation à tel point que les bailleurs de fond refusent de financer les projets qui ne répondent pas aux normes internationales sur la protection de l'environnement. Dans ces conditions, le fonctionnement PV/diesel à 10 % de taux d'hybridation est à privilégier par rapport aux autres configurations PV/diesel et au fonctionnement tout-diesel car elle constitue le meilleur compromis entre coût et protection de l'environnement. Ainsi, nous recommandons à la Nigelec d'hybrider la centrale de Kokirai avec un taux d'hybridation de 10%.

A l'issue de cette étude, nous sommes satisfaits car nous avons non seulement appris à mettre en application nos connaissances théoriques mais aussi à mener un travail qui nécessite des recherches personnelles.

Références Bibliographiques

Ouvrages, articles ou site internet

- [1] <https://www.unicef.fr/dossier/objectifs-de-developpement-durable-odd>
- [2] AIE PVPVS Tâche-Club ER : Mini-reseaux hybride PV-diesel pour l'électrification rurale- jan 2013
- [3] Malan Issa Rabiou, Albert Wright et Moustapha Kadi Oumani «Etude nationale de la situation de base au Niger». Novembre 2016.
- [4] : Banque Mondiale : étude de faisabilité de l'hybridation des centres isolés de la Nigelec : rapport d'étude de faisabilité détaillée pour 8 centres isolés : Avril 2018
- [5] <http://www.panneaux-solaires-france.com/les-differents-panneaux-solaires>, 13/10/2018
- [6] O. Skarstein, K. Uhlen, « design considerations with respect to long-term diesel saving in wind/diesel plants », wind engineering 13, 1989.
- [7] D Yamegueu, Y Azoumah, X.PY, « etude experimentale et economique d'un système hybride solaire PV/diesel sans stockage.
- [8] B. COLIN, « groupes electrogenes de secours », technique de l'ingenieur,D5180, 2007.
- [9]Dr. YAMEGUEU NGUEWO, 2012, « Expérimentation et optimisation d'un prototype de centrale hybride solaire PV/diesel sans batteries de stockage : Validation du concept 'FLEXY ENERGY' », Th. doct, Université de Perpignan et Institut international d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement.
- [10] Almoustapha Moussa ; « Alimentation optimale en énergie électrique d'une localité isolée : Cas de Kouré au Niger » ; mémoire pour l'obtention du titre d'ingénieur technologue option : électricité ; 2015
- [11] Norme ISO 3046-1 ; « Reciprocating internal combustion engines-performance- part1 : Declaration of power, fuel and lubricating oil consumptions, and test methods-Additional requirements for engines for general use » ; Fifth Edition 2002-05-01
- [12] YOTTO Habib Conrad S ; « étude et conception d'une mini centrale photovoltaïque pour l'alimentation d'une partie de l'installation électrique de la présidence de la république du Benin » ; mémoire pour l'obtention du Master spécialisé énergie électrique, énergétique et énergies renouvelables option : énergies renouvelable ; Octobre 2011

Autres Sites internet consultés

<https://nigerdiaspora.net/index.php/politique-archives/item/69137-electrification-rurale-au-niger-electrifier-1000-villages-par-an-un-objectif-pour-le-president-de-la-republique>

<https://www.schneider-electric.co.uk/en/about-us/company-profile/brands/merlin-gerin.jsp>

https://www.myshopenergy.fr/panneau-solaire-250w-20v-polycristallin-victron-energy-_r_246_i_658.html

www.victronenergy.com

Annexes

Annexe 1 : Demande horaire des infrastructures sociales publiques.....	52
Annexe 2 : Demande horaire des ménages faible consommation	53
Annexe 3 : Demande horaire des ménages consommation moyenne	55
Annexe 4 : Demande horaire des ménages consommation élevée.....	58
Annexe 5 : Demande horaires des activités génératrices de revenus	60
Annexe 6 : Courbe de charge des ménages	61
Annexe 7: Courbe de charge des IPS.....	62
Annexe 8 : Courbe de charge des activités génératrices de revenus.....	63
Annexe 9 : Pression de vapeur	64
Annexe 10 : Pression atmosphérique en fonction de l'altitude.....	65
Annexe 11 : Valeur numériques des facteurs nécessaires à l'ajustement de puissance	66
Annexe 12: Caractéristiques du groupe électrogène.....	67
Annexe 13 : Données d'ensoleillement fournies par RETSCREEN.....	68
Annexe 14 : Notions de cellule, module et champ	69
Annexe 15 : Les différents types de cellules PV	70
Annexe 16 : Catalogue pour choix de module PV	71
Annexe 17 : Onduleur PV choisi	72
Annexe 18: Catalogue pour le choix de l'onduleur chargeur SUNNY ISLAND.....	73
Annexe 19: Catalogue pour le choix des batteries.....	74
Annexe 20 : Section des cables en fonction du courant maximum en DC.....	75
Annexe 21 : Configuration du système PV/diesel pour un taux d'hybridation de 10%.....	76
Annexe 22 Configuration du système PV/diesel pour un taux d'hybridation de 20%.....	77
Annexe 23 : Configuration du système PV/diesel pour un taux d'hybridation de 30%.....	78
Annexe 24 : Configuration du système PV/diesel pour un taux d'hybridation de 40%.....	79
Annexe 25 : Configuration du système PV/diesel pour un taux d'hybridation de 50%.....	80
Annexe26 : Méthode de référence	81
Annexe 27 : Détermination du facteur de correction K1 en fonction de la lettre de référence	82
Annexe 28 : Facteur de correction lié à la température ambiante	83
Annexe29: Facteur de correction en fonction du nombre du nombre de circuit.....	84
Annexe 30 : Section des câbles en cuivre en fonction du courant admissible.....	85
Annexe 31 : Prix de quelques équipements.....	86
Annexe 32 : Devis du système PV/diesel pour un taux d'hybridation de 10%	87
Annexe 33 : Devis du système PV/diesel pour un taux d'hybridation de 20%	88
Annexe 34: Devis du système PV/diesel pour un taux d'hybridation de 30%	89
Annexe 35 : Devis du système PV/diesel pour un taux d'hybridation de 40%	90

Etude de faisabilité de l'hybridation de la centrale diesel de Kokirai par l'adjonction d'un système PV avec batteries de stockage

Annexe 36 : Devis du système PV/diesel pour un taux d'hybridation de 50%	91
Annexe 37 : Energie produite par le système PV en fonction du taux d'hybridation sur 20ans.....	92
Annexe 38 : Energie produite par le GE pour les différents taux d'hybridation sur 20ans.....	93
Annexe 39 : Energie produite par le système PV/diesel pour les différents taux d'hybridation sur 20ans	94
Annexe 40 : Consommation carburant pour les différents taux sur 20ans	95
Annexe 41 : Evaluation des différents coûts de cycle de vie	96
Annexe 42: Feuille Excel de dimensionnement PV	97

Annexe 1 : Demande horaire des infrastructures sociales publiques

consommation horaire des infrastructures sociales publiques (Wh)																													
consommateurs	type appareils	nombre	puissance par appareil	0 à 1	1 à 2	2 à 3	3 à 4	4 à 5	5 à 6	6 à 7	7 à 8	8 à 9	9 à 10	10 à 11	11 à 12	12 à 13	13 à 14	14 à 15	15 à 16	16 à 17	17 à 18	18 à 19	19 à 20	20 à 21	21 à 22	22 à 23	23 à 0	énergie (Wh)	
mosquée	lampe	3	40					120	120													120	120	120				2330	
	ventilateur	5	65												0			325		325		325	325	325					
	portable	3	5															15	15	15	15	15	15	15					
centre de santé	ventilateur	6	65	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	22095
	lampe	8	80	640	640	640	640	640	640	640	320	320	320	320	320	320	320	320	320	320	320	640	640	640	640	640	640		
	téléphone	5	5								25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25		
	congélateur	1	200	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	
école	lampe	4	40																				160	160	160	160		6086	
	ventilateur	16	60										768	768	768					768	768	768		192	192	192	192		
	portable	2	5										10	10	10	10					10	10	10						
consommation horaire totale (Wh)				1050	1050	1050	1050	1170	1170	1050	755	765	1533	1533	1533	755	755	1095	1548	1873	1548	1535	1887	1887	1427	1075	30511		

Annexe 2 : Demande horaire des ménages faible consommation

Demande horaire des ménages faible consommation (Wh)																													
consommateur	appareils	nombre	puissance par appareil	0 à 1	1 à 2	2 à 3	3 à 4	4 à 5	5 à 6	6 à 7	7 à 8	8 à 9	9 à 10	10 à 11	11 à 12	12 à 13	13 à 14	14 à 15	15 à 16	16 à 17	17 à 18	18 à 19	19 à 20	20 à 21	21 à 22	22 à 23	23 à 0	conso/J (Kwh)	
1	lampe	4	85	102	102	102	102	102	340	340													340	340	340	340	102	3,734	
	ventilateur	1	60	48	48	48	48	48					48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48		
	téléphone	2	5								10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10		10
2	ventilateur	1	60	48	48	48	48	48					48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48		2,415
	lampe	4	40	48	48	48	48	48	160	160													160	160	160	160	48		
	téléphone	3	5								15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	
3	ventilateur	1	40	32	32	32	32	32					32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32		1,733
	portable	5	5								25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25		
	télévision	1	50									50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50			
4	lampe	5	30	45	45	45	45	45	150	150														150	150	150	150	45	1,34
	téléphone	2	5								10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
5	lampe	3	85	77	77	77	77	77	255	255													255	255	255	255	77	3,9415	
	ventilateur	3	60	48	48	48	48	48					48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48		
	télévision	3	50										50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50		
	téléphone	3	5								20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20		20
6	lampe1	3	26	23	23	23	23	23	78	78														78	78	78	78	23	2,475
	ventilateur	1	60	48	48	48	48	48					48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48		
	télévision	1	50										50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50		
	téléphone	3	5								15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	
7	lampe	6	26	47	47	47	47	47	156	156													156	156	156	156	47	2,214	
	ventilateur	1	60	48	48	48	48	48					48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48		
	portable	1	5								5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5		
8	ventilateur	1	40	32	32	32	32	32					32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	1,903	

Etude de faisabilité de l'hybridation de la centrale diesel de Kokirai par l'adjonction d'un système PV avec batteries de stockage

	portable	5	5								25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25		
	télévision	1	50										50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	
	téléphone	2	5								10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
9	lampe	2	26	16	16	16	16	16	52	52																		
	téléphone	4	5								20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	0,746
10	lampe	4	26	31	31	31	31	31	104	104																		
	télévision	1	50										50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	
	téléphone	2	5								10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	1,681
11	lampe	4	85	102	102	102	102	102	340	340																		
	téléphone	6	5								30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	3,162	
12	lampe	10	26	78	78	78	78	78	260	260																		
	ventilateur	2	60	48	48	48	48	48						48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	
	téléphone	2	5								10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	3,11
13	lampe	4	85	102	102	102	102	102	340	340																		
	téléphone	6	5								30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	3,162	
14	lampe	3	85	77	77	77	77	77	255	255																		
	ventilateur	1	60	48	48	48	48	48						48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	
	télévision	1	50										50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	
	téléphone	4	5								20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	3,9415
consommation horaire (KWh)				1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	2,5	2,5	0,3	0	0,6	1	1	1	1	1	0,96	1	1	1	3,4	3,4	3,45	3,4	1,4	22,183

Annexe 3 : Demande horaire des ménages consommation moyenne

demande horaire des ménages consommation moyennes (Wh)																													
n°	appareils	nr	Pw)	0 à 1	1 à 2	2 à 3	3 à 4	4 à 5	5 à 6	6 à 7	7 à 8	8 à 9	9 à 10	10 à 11	11 à 12	12 à 13	13 à 14	14 à 15	15 à 16	16 à 17	17 à 18	18 à 19	19 à 20	20 à 21	21 à 22	22 à 23	23 à 0	conso/J (Kwh)	
1	lampe	7	26	55	55	55	55	54,6	182	182													182	182	182	182	55	5,47	
	ventilateur	1	60	48	48	48	48	48					48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48		48
	réfrigérateur	1	150	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120		120
	téléphone	3	5									15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15		15
2	lampe	4	25	30	30	30	30	30	100	100													100	100	100	100	30	4,36	
	télévision	1	50										50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50		
	réfrigérateur	1	150	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120		120
3	lampe	2	26	16	16	16	16	15,6	52	52													52	52	52	52	16	4,37	
	réfrigérateur	1	150	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120		120
	ventilateur	1	60	48	48	48	48	48					48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48		48
	téléphone	2	5									10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10		10
4	lampe1	4	16	19	19	19	19	19,2	64	64													64	64	64	64	19	5,21	
	télévision	1	50										50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50		
	portable	2	5									10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10		
	lampe chargeable	1	10																				10	10	10	10	10		
	réfrigérateur	1	150	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120		120
ventilateur	1	60	48	48	48	48	48						48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48		
5	lampe	8	40	96	96	96	96	96	320	320													320	320	320	320	96	4,05	
	téléphone	10	5										50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50		
	télévision	1	50										50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50		
6	téléphone	2	5									10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	5,47	
	réfrigérateur	1	150	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120		
	ventilateur	1	60	48	48	48	48	48					48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48		
	lampe	4	26	31	31	31	31	31,2	104	104													104	104	104	104	31		
	télévision	1	50										50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50		
7	ventilateur	2	60	48	48	48	48	48					48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	5,47	
	lampe	5	25	38	38	38	38	37,5	125	125													125	125	125	125	38		
	réfrigérateur	1	150	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120		
	télévision	1	50										50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50		
8	ventilateur	2	60	48	48	48	48	48					48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	5,47	
	lampe	5	25	38	38	38	38	37,5	125	125													125	125	125	125	38		

Annexe 4 : Demande horaire des ménages consommation élevée

Demande horaire des ménages consommation élevée (Wh)																													
consommateur	appareils	nr	P(W)	0 à 1	1 à 2	2 à 3	3 à 4	4 à 5	5 à 6	6 à 7	7 à 8	8 à 9	9 à 10	10 à 11	11 à 12	12 à 13	13 à 14	14 à 15	15 à 16	16 à 17	17 à 18	18 à 19	19 à 20	20 à 21	21 à 22	22 à 23	23 à 0		
1	lampe	12	85	306	306	306	306	306	1020	1020													1020	1020	1020	1020	306		
	téléphone	4	5									20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	
2	lampe	5	105	158	158	158	158	158	525	525														525	525	525	525	158	
	ventilateur	2	60	96	96	96	96	96						96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	
	télévision	1	50										50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	
	téléphone	4	5									20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	
3	lampe	5	105	158	158	158	158	158	525	525														525	525	525	525	158	
	ventilateur	1	60	48	48	48	48	48					48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	
	télévision	1	50										50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	
	DVD	1	25										25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	
4	lampe1	9	40	108	108	108	108	108	360	360														360	360	360	360	108	
	lampe2	7	26	55	55	55	55	55	182	182														182	182	182	182	55	
	réfrigérateur	1	150	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
	ventilateur	2	60	48	48	48	48	48					48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	
5	lampe	5	105	158	158	158	158	158	525	525														525	525	525	525	158	
	ventilateur	2	60	96	96	96	96	96					96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	
	télévision	1	50										50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50		
	téléphone	4	5									20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	
6	réfrigérateur	1	150	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	
	lampe	6	26	47	47	47	47	47	156	156														156	156	156	156	47	
	téléphone	1	5									5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	
	télévision	1	50										50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	
	ventilateur	2	60	96	96	96	96	96					96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	
7	lampe	9	40	108	108	108	108	108	360	360														360	360	360	360	108	
	ventilateur	4	60	192	192	192	192	192					192	192	192	192	192	192	192	192	192	192	192	192	192	192	192	192	
	portable	2	5									10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10		
8	lampe1	8	105	252	252	252	252	840	840														840	840	840	840	252		

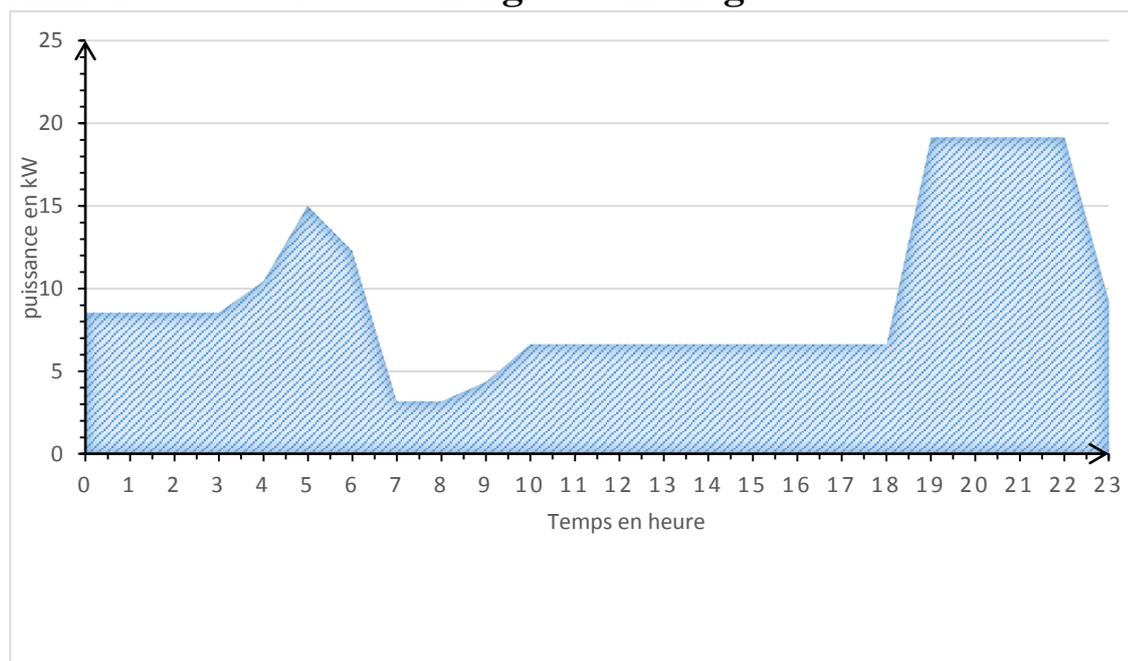
Etude de faisabilité de l'hybridation de la centrale diesel de Kokirai par l'adjonction d'un système PV avec batteries de stockage

	ventilateur	1	60	48	48	48	48						48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48			
	télévision	1	50										50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50			
	réfrigérateur	1	150	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120			
	téléphone	2	5								10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10			
9	ventilateur	10	60	480	480	480	480						480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480	480			
	réfrigérateur	1	150	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120			
	téléphone	2	5								10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10				
10	lampe	5	85	128	128	128	128	425	425																425	425	425	425		
	ventilateur	4	60	192	192	192	192	192						192	192	192	192	192	192	192	192	192	192	192	192	192	192			
	téléphone	7	5								35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35			
11	lampe	5	105	158	158	158	158	525	525																525	525	525	525		
	ventilateur	2	60	48	48	48	48	48						48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48			
	télévision	1	50											50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50			
	téléphone	4	5								20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20			
	réfrigérateur	1	150	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120			
consommation horaire totale (Kwh)				3,8	3,8	3,8	3,8	4,70	6,28	5,02	1,01	1,01	1,33	2,67	2,67	2,67	2,67	2,67	2,67	2,67	2,67	2,67	2,67	2,67	2,67	8,12	8,12	8,12	8,12	3,99

Annexe 5 : Demande horaires des activités génératrices de revenus

Consommation horaire des AGR (Wh)																													
abonné	appareils	nombre	puissance par appareil	0 à 1	1 à 2	2 à 3	3 à 4	4 à 5	5 à 6	6 à 7	7 à 8	8 à 9	9 à 10	10 à 11	11 à 12	12 à 13	13 à 14	14 à 15	15 à 16	16 à 17	17 à 18	18 à 19	19 à 20	20 à 21	21 à 22	22 à 23	23 à 0	cons o/J (Kwh)	
moulin	lampe	1	105																			80	80					125	
		1	12000								960	960	960	9600	9600	9600	9600	9600	9600	9600	9600	9600	9600						
boutique1	lampe	2	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	80	80	80	80	40	40	5,724	
	télévision	1	50									50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50			
	ventilateur	1	60										48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48			
	réfrigérateur	1	150	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120		
	téléphone	5	5								25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25		
boutique2	lampe	2	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	80	80	80	80	40	40	2,844	
	télévision	1	50									50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50			
	ventilateur	1	60										48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48			
	téléphone	5	5								25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25			
pompage avec adduction d'eau	moteur électrique	1	2800	0	0															2240	2240	2240					6,72		
consommation horaire totale (KWh)				0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	9,85	9,85	9,95	10,05	10,05	10,05	10,05	10,05	10,05	12,29	12,29	12,45	10,21	0,5	0,5	0,4	0,2	140,2

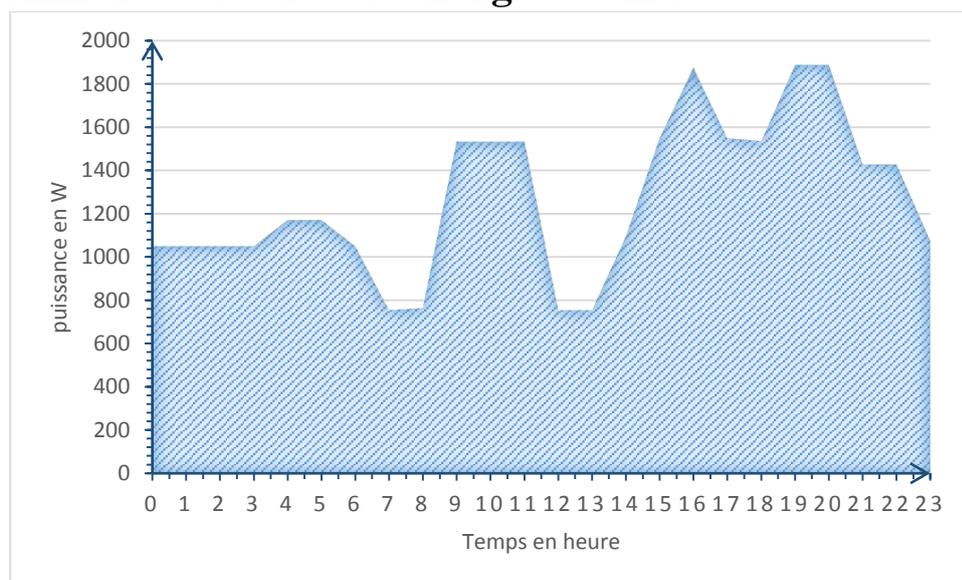
Annexe 6 : Courbe de charge des ménages



Interprétation.

De 23h à 4h du matin, la demande d'électricité est faible à cause de la réduction des appareils d'éclairage (à peu près 30% des ampoules restent en marche) et l'arrêt des télévisions. A l'aube (4h à 6h), les villageois s'élèvent pour prier et donc utilisent l'éclairage à 100% ce qui du coup, fait monter la demande. De 6h à 8h, la demande chute significativement à cause de l'arrêt complet des appareils d'éclairage et des brasseurs d'air. Seuls les réfrigérateurs qui fonctionnent 24h/24 consomment d'électricité. A partir de 10h, les brasseurs d'air reprennent et font monter la demande à une valeur qui reste constante jusqu'à 19h. Entre 19h et 23h, la demande est la plus importante car l'éclairage fonctionne à son maximum, les télévisions et les brasseurs sont aussi en marche.

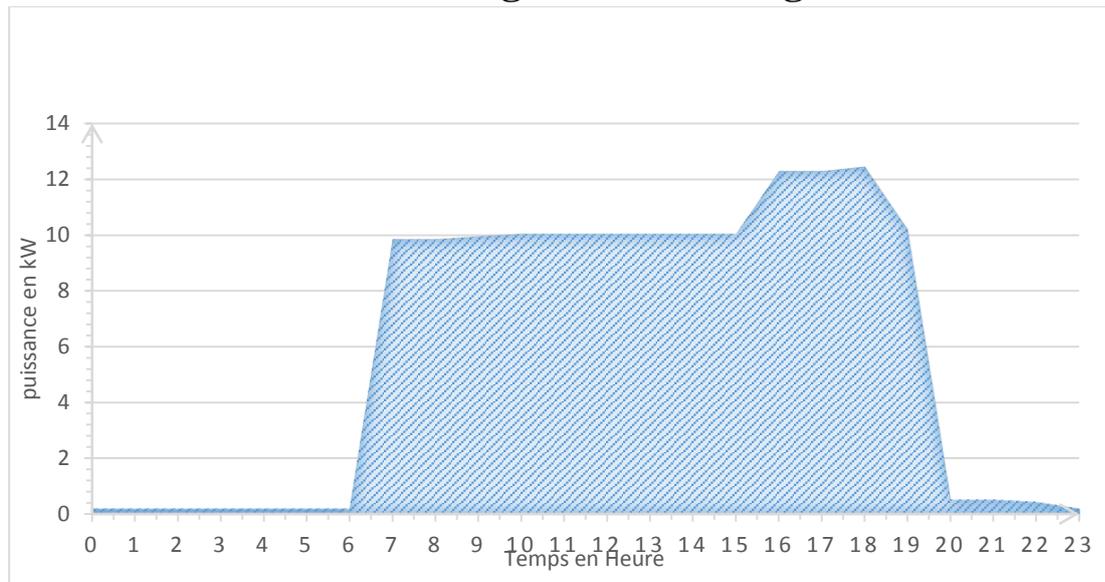
Annexe 7: Courbe de charge des IPS



Interprétation

La demande nocturne (23h à 6h) et celle de la matinée (6h à 9h) des infrastructures sociales publiques (IPS) est quasiment due à la consommation du CSI dont les appareils fonctionnent 24h/24. De 7h à 9h, la consommation chute à cause de la réduction des appareils d'éclairage. La mise en marche des brasseurs d'air de l'école fait monter la demande entre 9h et 12h. A partir de 12h jusqu'à 14h, la demande chute à nouveau car les brasseurs d'air de l'école sont arrêtés. De 14h à 15h, la mise en marche des brasseurs de la mosquée augmente la demande. De 19h à 21h, la demande est maximale car l'éclairage et la ventilation fonctionnent à leur maximum.

Annexe 8 : Courbe de charge des activités génératrices de revenus



Interprétation

D'après la courbe de charge, on constate que la consommation nocturne et celle du matin de bonjour des AGR sont très faibles voire nulles. La consommation globale est assurée uniquement par les réfrigérateurs et un certain pourcentage de l'éclairage. Mais à partir de 7h, les activités commencent avec le démarrage du moulin qui augmente brusquement la demande. La consommation va continuer à augmenter avec l'ajout progressif des équipements électriques tels que : les téléviseurs et les brasseurs d'air. De 16h à 19h, la consommation des AGR atteint son maximum avec la mise en marche du système de pompage.

Annexe 9 : Pression de vapeur

t_x °C	Water vapour pressure ($\phi_x p_{sx}$), kPa								
	Relative humidity (ϕ_x) %								
	1,0	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2
16	1,79	1,61	1,43	1,25	1,07	0,89	0,71	0,54	0,36
17	1,90	1,71	1,52	1,33	1,14	0,95	0,76	0,57	0,38
18	2,03	1,83	1,62	1,42	1,22	1,01	0,81	0,61	0,41
19	2,16	1,94	1,73	1,51	1,30	1,08	0,86	0,65	0,43
20	2,30	2,07	1,84	1,61	1,38	1,15	0,92	0,69	0,46
21	2,45	2,20	1,96	1,71	1,47	1,22	0,98	0,73	0,49
22	2,60	2,34	2,08	1,82	1,56	1,30	1,04	0,78	0,52
23	2,77	2,49	2,21	1,94	1,66	1,38	1,11	0,83	0,55
24	2,94	2,65	2,35	2,06	1,76	1,47	1,18	0,88	0,59
25	3,12	2,81	2,50	2,19	1,87	1,56	1,25	0,94	0,62
26	3,32	2,98	2,65	2,32	1,99	1,66	1,33	0,99	0,66
27	3,52	3,17	2,82	2,46	2,11	1,76	1,41	1,06	0,70
28	3,73	3,36	2,99	2,61	2,24	1,87	1,49	1,12	0,75
29	3,96	3,56	3,17	2,77	2,38	1,98	1,58	1,19	0,79
30	4,20	3,78	3,36	2,94	2,52	2,10	1,68	1,26	0,84
31	4,45	4,01	3,56	3,12	2,67	2,23	1,78	1,34	0,89
32	4,72	4,25	3,78	3,30	2,83	2,36	1,89	1,42	0,94
33	5,00	4,50	4,00	3,50	3,00	2,50	2,00	1,50	1,00
34	5,29	4,76	4,24	3,71	3,18	2,65	2,12	1,59	1,06
35	5,60	5,04	4,48	3,92	3,36	2,80	2,24	1,68	1,12
36	5,93	5,34	4,74	4,15	3,56	2,97	2,37	1,78	1,19
37	6,27	5,64	5,02	4,39	3,76	3,14	2,51	1,88	1,25
38	6,63	5,97	5,30	4,64	3,98	3,32	2,65	1,99	1,33
39	7,01	6,31	5,61	4,90	4,20	3,50	2,80	2,10	1,40
40	7,40	6,66	5,92	5,18	4,44	3,70	2,96	2,22	1,48

Annexe 10 : Pression atmosphérique en fonction de l'altitude

Altitude m	Total barometric pressure p_x kPa	Dry air pressure ratio $\left(\frac{p_x - \alpha \phi_x p_{sat}}{p_x - \alpha \phi_x p_{sat}} \right)$													
		Water vapour pressure $\phi_x p_{sat}$ (kPa)													
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
0	101,3	1,02	1,01	1,00	0,99	0,98	0,97	0,96	0,95	0,94	0,93	0,92	0,91	0,90	0,89
100	100,0	1,01	1,00	0,98	0,97	0,96	0,95	0,94	0,93	0,92	0,91	0,90	0,89	0,88	0,87
200	98,9	0,99	0,98	0,97	0,96	0,95	0,94	0,93	0,92	0,91	0,90	0,89	0,88	0,87	0,86
400	96,7	0,97	0,96	0,95	0,94	0,93	0,92	0,91	0,90	0,89	0,88	0,87	0,86	0,85	0,84
600	94,4	0,95	0,94	0,93	0,92	0,91	0,90	0,89	0,88	0,87	0,86	0,85	0,84	0,83	0,82
800	92,1	0,93	0,92	0,91	0,90	0,88	0,87	0,86	0,85	0,84	0,83	0,82	0,81	0,80	0,79
1 000	89,9	0,90	0,89	0,88	0,87	0,86	0,85	0,84	0,83	0,82	0,81	0,80	0,79	0,78	0,77
1 200	87,7	0,88	0,87	0,86	0,85	0,84	0,83	0,82	0,81	0,80	0,79	0,78	0,77	0,76	0,75
1 400	85,6	0,86	0,85	0,84	0,83	0,82	0,81	0,80	0,79	0,78	0,77	0,76	0,75	0,74	0,73
1 600	83,5	0,84	0,83	0,82	0,81	0,80	0,79	0,78	0,77	0,76	0,75	0,74	0,73	0,72	0,71
1 800	81,5	0,82	0,81	0,80	0,79	0,78	0,77	0,76	0,75	0,74	0,73	0,72	0,71	0,70	0,69
2 000	79,5	0,80	0,79	0,78	0,77	0,76	0,75	0,74	0,73	0,72	0,71	0,70	0,69	0,68	0,67
2 200	77,6	0,78	0,77	0,76	0,75	0,74	0,73	0,72	0,71	0,70	0,69	0,68	0,67	0,66	0,65
2 400	75,6	0,76	0,75	0,74	0,73	0,72	0,71	0,70	0,69	0,68	0,67	0,66	0,65	0,64	0,63
2 600	73,7	0,74	0,73	0,72	0,71	0,70	0,69	0,68	0,67	0,66	0,65	0,64	0,63	0,62	0,61
2 800	71,9	0,72	0,71	0,70	0,69	0,68	0,67	0,66	0,65	0,64	0,63	0,62	0,61	0,60	0,59
3 000	70,1	0,70	0,69	0,68	0,67	0,66	0,65	0,64	0,63	0,62	0,61	0,60	0,59	0,58	0,57
3 200	68,4	0,69	0,68	0,67	0,66	0,65	0,64	0,63	0,62	0,61	0,60	0,58	0,57	0,56	0,55
3 400	66,7	0,67	0,66	0,65	0,64	0,63	0,62	0,61	0,60	0,59	0,58	0,57	0,56	0,55	0,54
3 600	64,9	0,65	0,64	0,63	0,62	0,61	0,60	0,59	0,58	0,57	0,56	0,55	0,54	0,53	0,52
3 800	63,2	0,63	0,62	0,61	0,60	0,59	0,58	0,57	0,56	0,55	0,54	0,53	0,52	0,51	0,50
4 000	61,5	0,62	0,61	0,60	0,59	0,58	0,57	0,56	0,55	0,54	0,53	0,52	0,51	0,50	0,48
4 200	60,1	0,60	0,59	0,58	0,57	0,56	0,55	0,54	0,53	0,52	0,51	0,50	0,49	0,48	0,47
4 400	58,5	0,59	0,58	0,57	0,56	0,55	0,54	0,53	0,52	0,51	0,50	0,48	0,47	0,46	0,45
4 600	56,9	0,57	0,56	0,55	0,54	0,53	0,52	0,51	0,50	0,49	0,48	0,47	0,46	0,45	0,44
4 800	55,3	0,55	0,54	0,53	0,52	0,51	0,50	0,49	0,48	0,47	0,46	0,45	0,44	0,43	0,42
5 000	54,1	0,54	0,53	0,52	0,51	0,50	0,49	0,48	0,47	0,46	0,45	0,44	0,43	0,42	0,41

Annexe 11 : Valeur numériques des facteurs nécessaires à l'ajustement de puissance

Engine type	Fuel type	Conditions		Formula reference	Factor <i>a</i>	Exponents		
						<i>m</i>	<i>n</i>	<i>s</i>
Diesel engines and dual fuel compression-ignition engines operating on liquid fuel	Diesel fuel oils	Non-turbocharged	Power limited by air to fuel ratio	A	1	1	0,75	0
			Power limited by thermal loading	B	0	1	1	0
		Turbocharged without charge air cooling	Low and medium speed four-stroke engines	C	0	0,7	2	0
				D	0	0,7	1,2	1
Compression ignition (diesel) engines	Diesel fuel oils	Turbocharged with charge air cooling	Low speed two stroke	E	0	nr	nr	nr
Pilot injection gas engines (dual fuel or gas-diesel)	Gaseous fuels with pilot fuel oil	Turbocharged with charge air cooling	Low and medium speed four-stroke engines	F	0	0,57	0,55	1,75
High pressure gas injection dual fuel engines	Gaseous fuels with pilot fuel oil	Turbocharged with charge air cooling	Low and medium speed four-stroke engines	G	0	0,7	1,2	1
High pressure gas injection dual fuel engines	Gaseous fuels with pilot fuel oil	Turbocharged with charge air cooling	Low speed two stroke	H	0	nr	nr	nr
Spark-ignition (Otto) engines	Gasoline, LPG and gaseous fuels	Non-turbocharged	High speed four-stroke engines	I	1	0,86	0,55	0
	Gaseous fuels	Turbocharged with charge air cooling	Low and medium speed four-stroke engines	J	0	0,57	0,55	1,75

Annexe 12: Caractéristiques du groupe électrogène

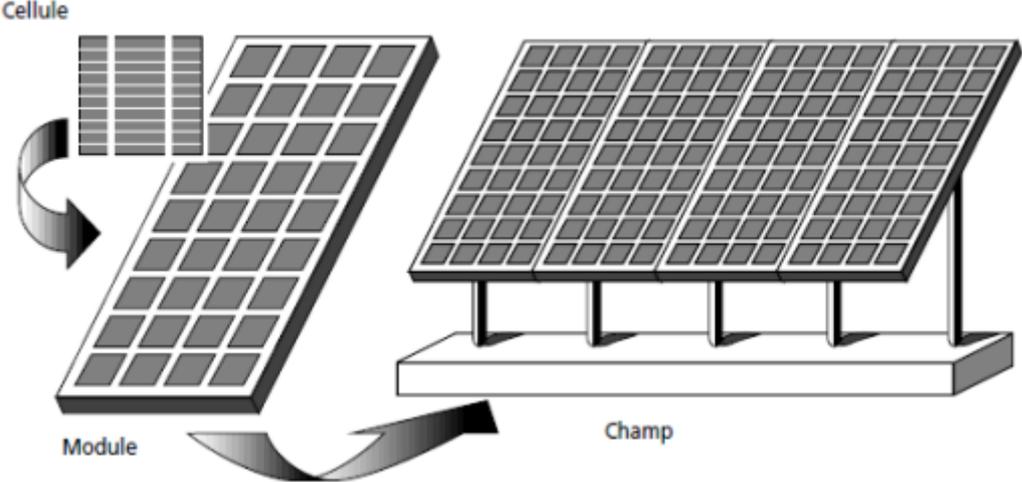
CARACTÉRISTIQUES GÉNÉRALES											MONTANA			
Type de Groupe	50 Hz - 400/230 V*			Caractéristiques moteur						Alternateur	Dimensions et poids à vide			Type capot
	kVA Cosφ 0,8	kWm net	Cons. 3/4 L/h	Type de moteur	Cyl nb	Alésage mm	Course mm	Cyl. L	TA Luft ***		Lxlnh m	Poids kg	Réservoir version II L	
JS 40	40	36	7.2	4039 DF 007	4L	106	110	3,9	X	LS 432 S3*45	1,89x0,70x1,42	910	140	223
JS 45 K	45	38	8.1	4045 DF 120	4L	106	127	4,5	•	LS 432 S3*45	1,91x0,70x1,42	950	140	223
JS 60 K	60	61	12.0	4045 TF 120	4L	106	127	4,5	•	LS 432 L6*60	1,91x0,76x1,42	1040	140	223
JS 70 K	70	61	12.0	4045 TF 120	4L	106	127	4,5	•	LS 432 L8*80	1,91x0,76x1,42	1080	140	223
JS 80 K	80	73	13.7	4045 TF 220	4L	106	127	4,5	•	LS 432 L8*80	1,91x0,76x1,42	1080	140	214
JS 100 K	100	88	16.5	4045 HF 120	4L	106	127	4,5	•	LS 442 S7*120	1,91x0,81x1,42	1210	140	214
JS 110 SK	110	97	16.5	4045 HF 120	4L	106	127	4,5	•	LS 442 S7*120	1,91x0,81x1,42	1210	140	214
JS 120 K	120	106	18.5	6068 TF 220	6L	106	127	6,8	•	LS 442 S7*120	2,41x0,91x1,74	1450	300	216
JS 130 SK	130	117	18.5	6068 TF 220	6L	106	127	6,8	•	LS 442 S7*120	2,41x0,91x1,74	1450	300	216
JS 150 K	150	136	25.0	6068 HF 120	6L	106	127	6,8	•	LS 442 L11*150	2,41x0,95x1,74	1580	300	216
JS 165 SK	165	150	30.0	6068 HF 120	6L	106	127	6,8	•	LS 442 L11*150	2,41x0,95x1,74	1580	300	216
JS 180 K	180	150	30.0	6068 HF 160	6L	106	127	6,8	•	LS 462 M3*180	2,42x0,95x1,75	1610	300	216
JS 200 SK	200	150	30.0	6068 HF 160	6L	106	127	6,8	•	LS 462 M3*180	2,42x0,95x1,75	1610	300	216

Annexe 13 : Données d'ensoleillement fournies par RETSCREEN

Pays	Niger					
Province/État						
Lieu des données climatiques	Niamey (Civ/Mil)		Voir carte			
Latitude	°N	13,5				
Longitude	°E	2,2			Source	
Zone climatique	OB	Extrêmement chaud - Sec			Sol+NASA	
Élévation	m	227			Sol	
Température extérieure de calcul de chauffage	°C	16,9			Sol	
Température extérieure de calcul de climatisation	°C	41,4			Sol	
Amplitude des températures du sol	°C	21,1			NASA	

Mois	Température de l'air	Humidité relative	Précipitation	Rayonnement solaire quotidien - horizontal	Pression atmosphérique	Vitesse du vent	Température du sol	Degrés-jours de chauffage 18 °C	Degrés-jours de climatisation 10 °C
	°C	%	mm	kWh/m ² /j	kPa	m/s	°C	°C-j	°C-j
Janvier	24,4	21,6%	0,09	5,47	98,4	3,8	26,3	0	446
Février	27,2	17,4%	0,81	6,38	98,3	3,9	28,8	0	482
Mars	31,4	17,0%	1,06	6,83	98,0	3,6	33,6	0	663
Avril	34,4	25,3%	6,01	7,02	97,9	3,4	36,7	0	732
Mai	34,4	40,9%	24,00	6,96	98,0	3,8	35,2	0	756
Juin	31,9	54,5%	88,21	6,64	98,2	4,1	31,5	0	657
Juillet	29,3	66,9%	155,70	6,07	98,3	3,8	28,2	0	598
Août	28,0	74,7%	171,82	5,70	98,4	3,3	27,6	0	558
Septembre	29,2	69,5%	105,94	5,96	98,3	3,1	28,9	0	576
Octobre	30,9	47,1%	10,65	6,05	98,2	2,7	31,9	0	648
Novembre	28,4	27,4%	1,11	5,76	98,3	2,9	30,2	0	552
Annuel	29,6	40,7%	565,49	6,17	98,2	3,5	30,5	0	7 137
Source	Sol	Sol	NASA	NASA	NASA	Sol	NASA	Sol	Sol

Annexe 14 : Notions de cellule, module et champ



Annexe 15 : Les différents types de cellules PV



Figure 10: cellule multi-jonction



Figure 9: cellule en silicium monocristallin



Figure 8: cellule en silicium polycristallin

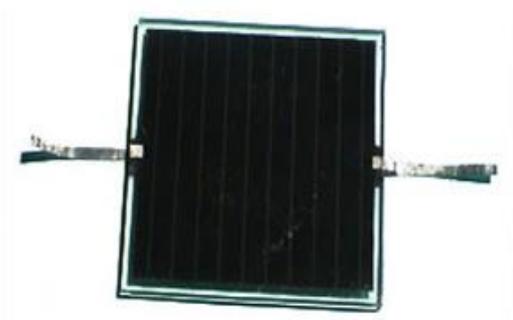


Figure 12: cellule en silicium couche mince CIS



Figure 11: cellule en silicium amorphe

Annexe 16 : Catalogue pour choix de module PV

Numéro de l'article	Description	Poids net	Données électriques sous STC ⁽¹⁾				
			Puissance Nominale	Tension de puissance	Courant de puissance	Tension de circuit	Courant de court-circuit
			P _{MPP}	V _{MPP}	I _{MPP}	V _{oc}	I _{sc}
		Kg	W	V	A	V	A
SPP030201200	20W-12V Poly 480x350x25mm series 3a	2.2	20	18	1.11	22.5	1.23
SPP030301200	30W-12V Poly 410x670x25mm series 3a	3.7	30	18	1.67	22.5	1.85
SPP020401200	40W-12V Poly 670x475x25mm series 2a	4.2	40	18	2.22	22.5	1.85
SPP030501200	50W-12V Poly 540x670x25mm series 3a	4.3	50	18	2.78	22.2	3.09
SPP020751200	75W-12V Poly 780x670x25mm series 2a	6.6	75	18	4.17	22.2	4.64
SPP030801200	80W-12V Poly 840x670x35mm series 3a	6.8	80	18	4.44	21.6	5.06
SPP031001200	100W-12V Poly 1000x670x35mm series 3a	8.9	100	18	5.56	21.6	6.32
SPP031401200	140W-12V Poly 1480x673x35mm series 3a	12	140	20	7.78	21.6	8.85
SPP032502400	250W-20V Poly 1650x992x40mm series 3a	18	250	30	8.33	36.01	9.40
SPP032902400	290W-24V Poly 1956x992x45mm series 3a	24	290	36	8.06	44.10	8.56

Module	SPP 030201200	SPP 030301200	SPP 020401200	SPP 030501200	SPP 020751200	SPP 030801200	SPP 031001200	SPP 031401200	SPP 032502400	SPP 032902400
Puissance nominale (± 3 % tolérance)	20 W	30 W	40 W	50 W	75 W	80 W	100 W	140 W	250 W	290 W
Type de cellule	Polycristalline									
Nombre de cellules en série	36							40	60	72
Tension de système maximale (V)	1000 V									
Coefficient de température de PMPP	-0,47/°C	-0,48/°C		-0,48/°C		-0,48/°C		-0,47/°C		
Coefficient de température de Voc (%)	-0,34/°C	-0,34/°C		-0,34/°C		-0,35/°C		-0,34/°C		
Coefficient de température de Isc (%)	+0,045/°C	+0,037/°C		+0,037/°C		+0,037/°C		+0,045/°C		
Plage de température	-40°C à +85°C									
Capacité de charge maximale en	200 kg/m ²									
Résistance à la grêle disponible	23 m/s, 7,53 g									
Type de boîte de connexion	PV-LH0801				PV-JH02	PV-LH0808			PV-JB002	
Longueur de câble/ Connecteur	Pas de câble	Pas de câble	Pas de câble	Pas de câble	900 mm / MC4					
Tolérance de sortie	+/-3 %									
Cadre	Aluminium									
Garantie du produit	5 ans									
Garantie sur les performances électriques	10 ans 90 % + 25 ans 80 % de production de puissance									
Unité d'emballage la plus petite	1 panneau									
Quantité par palette	150	100			20					

¹⁾ STC (Conditions de tests standard) : 1000 W/m², 25°C, AM (Air Mass - masse d'air) 1,5

Annexe 17 : Onduleur PV choisi

Données techniques	Sunny Tripower 5000TL
Entrée (DC)	
Puissance DC max. (quand $\cos \phi = 1$)	5 100 W
Tension d'entrée max.	1 000 V
Plage de tension MPP / tension d'entrée assignée	245 V à 800 V / 580 V
Tension d'entrée min. / Tension d'entrée de démarrage	150 V / 188 V
Courant d'entrée max. entrée A / entrée B	11 A / 10 A
Courant d'entrée max. par string entrée A / entrée B	11 A / 10 A
Nombre d'entrées MPP indépendantes / strings par entrée MPP	2 / A : 2 ; B : 2
Sortie (AC)	
Puissance assignée (à 230 V, 50 Hz)	5 000 W
Puissance apparente AC max.	5 000 VA
Tension nominale AC	3 / N / PE; 220 / 380 V 3 / N / PE; 230 / 400 V 3 / N / PE; 240 / 415 V
Plage de la tension nominale AC	160 V à 280 V
Fréquence du réseau AC / plage	50 Hz, 60 Hz / -5 Hz à +5 Hz
Fréquence de réseau assignée / tension de réseau assignée	50 Hz / 230 V
Courant de sortie max.	7,3 A
Facteur de puissance pour la puissance assignée	1
Facteur de déphasage réglable	0,8 inductif à 0,8 capacitif
Phases d'injection / phases de raccordement	3 / 3
Rendement	
Rendement max. / rendement européen	98 % / 97,1 %
Dispositifs de protection	
Dispositif de déconnexion côté DC	●
Surveillance du défaut à la terre / Surveillance du réseau	● / ●
Protection inversion de polarité DC / résistance aux courts-circuits AC / séparation galvanique	● / ● / -
Unité de surveillance du courant de défaut sensible à tous les courants	●
Classe de protection (selon IEC 62103) / catégorie de surtension (selon IEC 60664-1)	I / III

Annexe 18: Catalogue pour le choix de l'onduleur chargeur SUNNY ISLAND

Technical Data	Sunny Island 6.0H	Sunny Island 8.0H
Operation on the utility grid or generator		
Rated grid voltage / AC voltage range	230 V / 172.5 V to 264.5 V	230 V / 172.5 V to 264.5 V
Rated grid frequency / permitted frequency range	50 Hz / 40 Hz to 70 Hz	50 Hz / 40 Hz to 70 Hz
Maximum AC current for increased self-consumption (grid operation)	20 A	26 A
Maximum AC power for increased self-consumption (grid operation)	4,6 kVA	6 kVA
Maximum AC input current	50 A	50 A
Maximum AC input power	11500 W	11500 W
Stand-alone or emergency power operation		
Rated grid voltage / AC voltage range	230 V / 202 V to 253 V	230 V / 202 V to 253 V
Rated frequency / frequency range (adjustable)	50 Hz / 45 Hz to 65 Hz	50 Hz / 45 Hz to 65 Hz
Rated power (at U_{nom} , I_{nom} / 25°C / $\cos \varphi = 1$)	4600 W	6000 W
AC power at 25°C for 30 min / 5 min / 3 sec	6000 W / 6800 W / 11000 W	8000 W / 9100 W / 11000 W
AC power at 45°C permanently	3700 W	5430 W
Rated current / maximum output current (peak)	20 A / 120 A	26 A / 120 A
Total harmonic distortion output voltage / power factor at rated power	< 4 % / -1 to +1	< 4 % / -1 to +1
Battery DC input		
Rated input voltage / DC voltage range	48 V / 41 V to 63 V	48 V / 41 V to 63 V
Maximum battery charging current / rated DC charging current / DC discharging current	110 A / 90 A / 103 A	140 A / 115 A / 130 A
Battery type / battery capacity (range)	LiIon*, FLA, VRLA / 100 Ah to 10000 Ah (lead-acid) 50 Ah to 10000 Ah (LiIon)	LiIon*, FLA, VRLA / 100 Ah to 10000 Ah (lead-acid) 50 Ah to 10000 Ah (LiIon)

Annexe 19: Catalogue pour le choix des batteries

Batterie au plomb fermée.
 Durée d'utilisation calculée : jusqu'à 20 ans
 Cycles appropriés : jusqu'à 1500 décharges 80% DOD
 Plaque à tubes : durée de vie cyclique maximum
 Produit conforme DIN conçu dans un design moderne
 compatibilité dans l'échange d'installations existantes

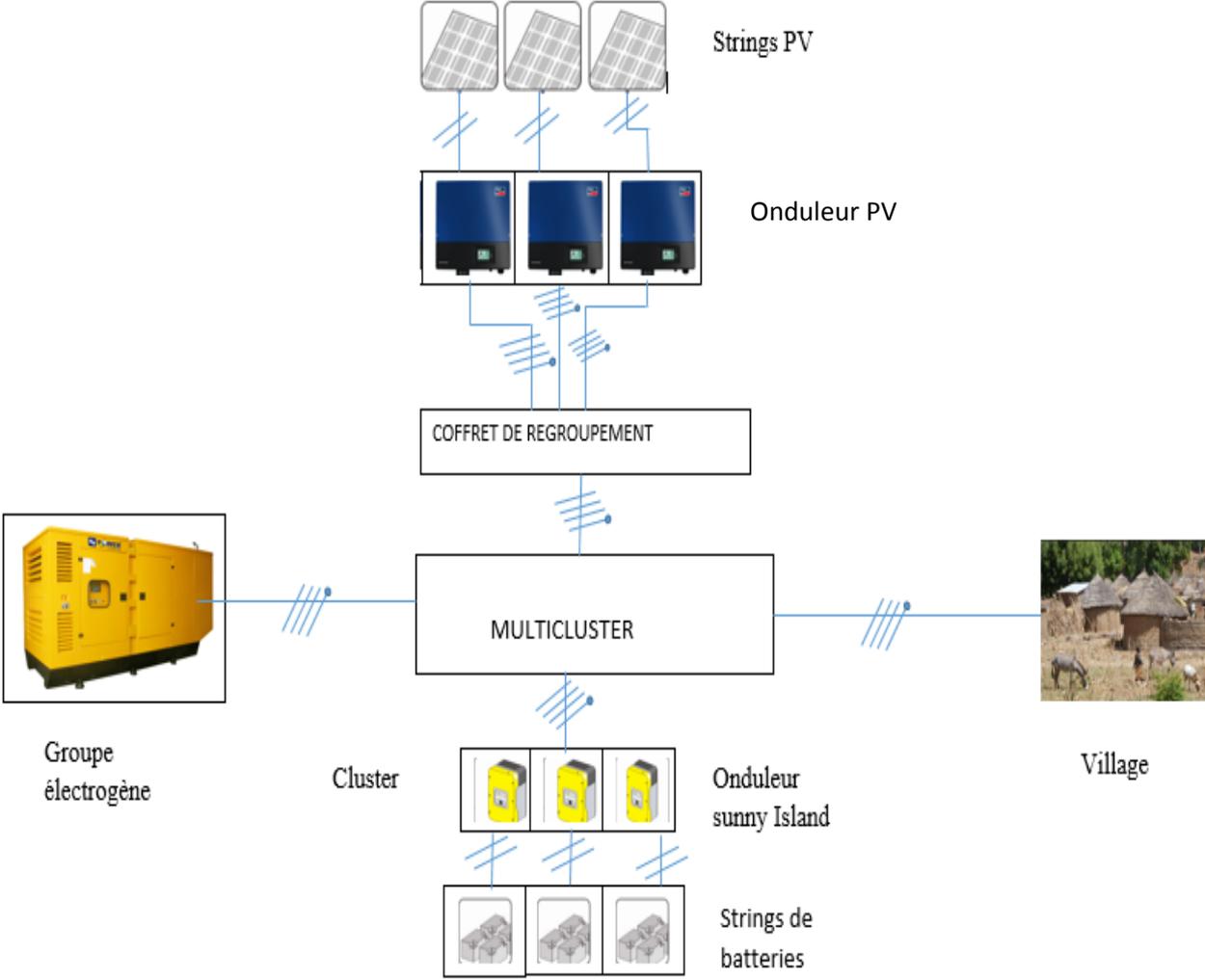


Produit	Description	Dimensions	Poids	
HOPPECKE OPzS Dry Preloaded (TV)				
4 OPzS 200 G TV	200 Ah - 2 V	208 x 105 x 420 mm	12,3 kg	BA-HO-001
5 OPzS 250 G TV	250 Ah - 2 V	208 x 126 x 420 mm	14,7 kg	BA-HO-002
6 OPzS 300 G TV	300 Ah - 2 V	208 x 147 x 420 mm	17,1 kg	BA-HO-003
5 OPzS 350 G TV	350 Ah - 2 V	208 x 126 x 535 mm	19 kg	BA-HO-004
6 OPzS 420 G TV	420 Ah - 2 V	208 x 147 x 535 mm	22,1 kg	BA-HO-005
7 OPzS 490 G TV	490 Ah - 2 V	208 x 168 x 535 mm	25,3 kg	BA-HO-006
6 OPzS 600 G TV	600 Ah - 2 V	208 x 147 x 710 mm	31,9 kg	BA-HO-007
8 OPzS 800 G TV	800 Ah - 2 V	215 x 193 x 710 mm	44,4 kg	BA-HO-008
10 OPzS 1000 G TV	1000 Ah - 2 V	215 x 235 x 710 mm	53,5 kg	BA-HO-009
12 OPzS 1200 G TV	1200 Ah - 2 V	215 x 277 x 710 mm	62,5 kg	BA-HO-010
12 OPzS 1500 G TV	1500 Ah - 2 V	215 x 277 x 855 mm	80,1 kg	BA-HO-011
16 OPzS 2000 G TV	2000 Ah - 2 V	215 x 400 x 815 mm	103,5 kg	BA-HO-012
20 OPzS 2500 G TV	2500 Ah - 2 V	215 x 490 x 815 mm	125 kg	BA-HO-013

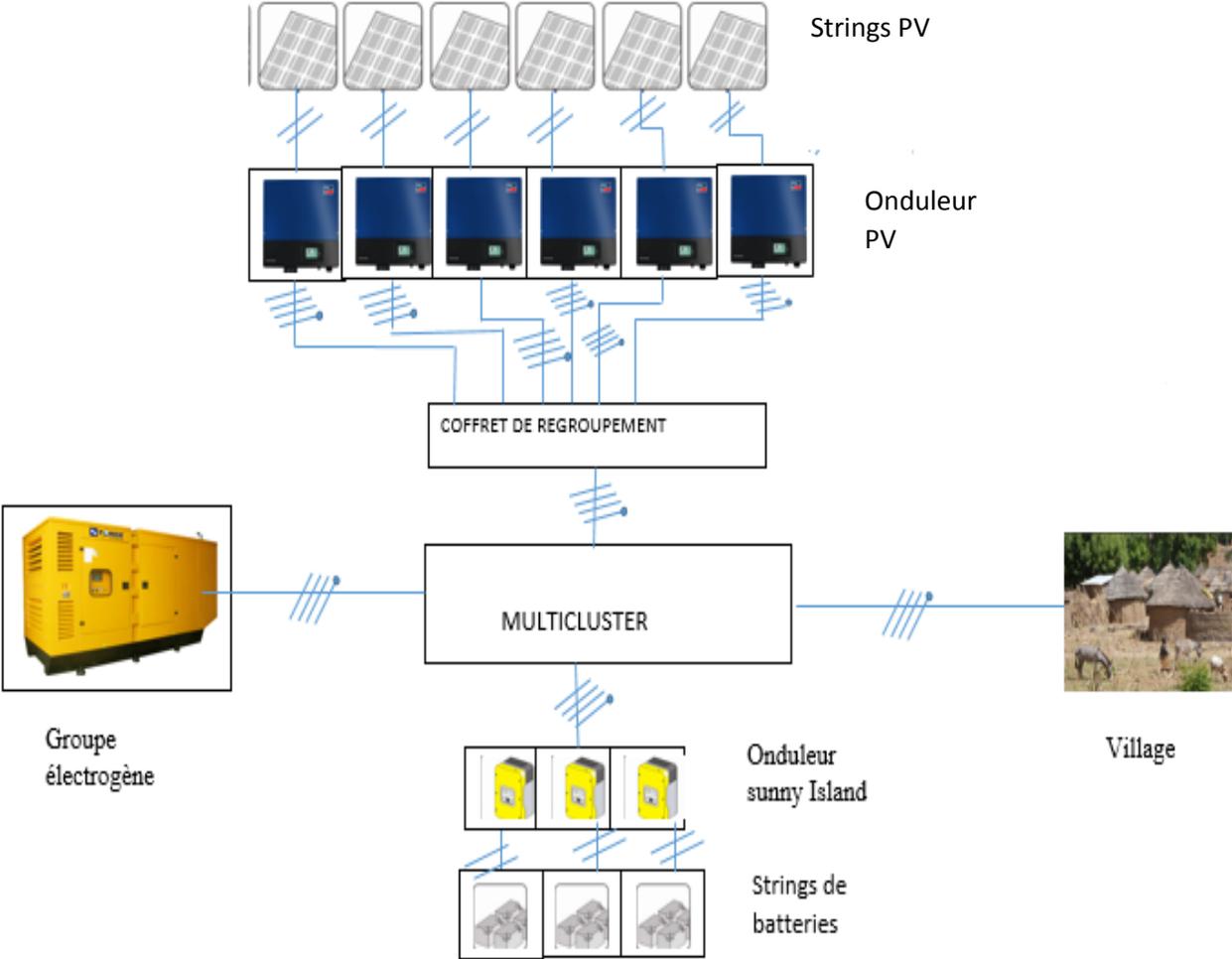
Annexe 20 : Section des câbles en fonction du courant maximum en DC

Section des câbles (mm ²)	1,5	2,5	4	6	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240	300
Courant maximum (A)	13	21	28	36	46	61	81	99	125	160	195	220	250	285	340	395

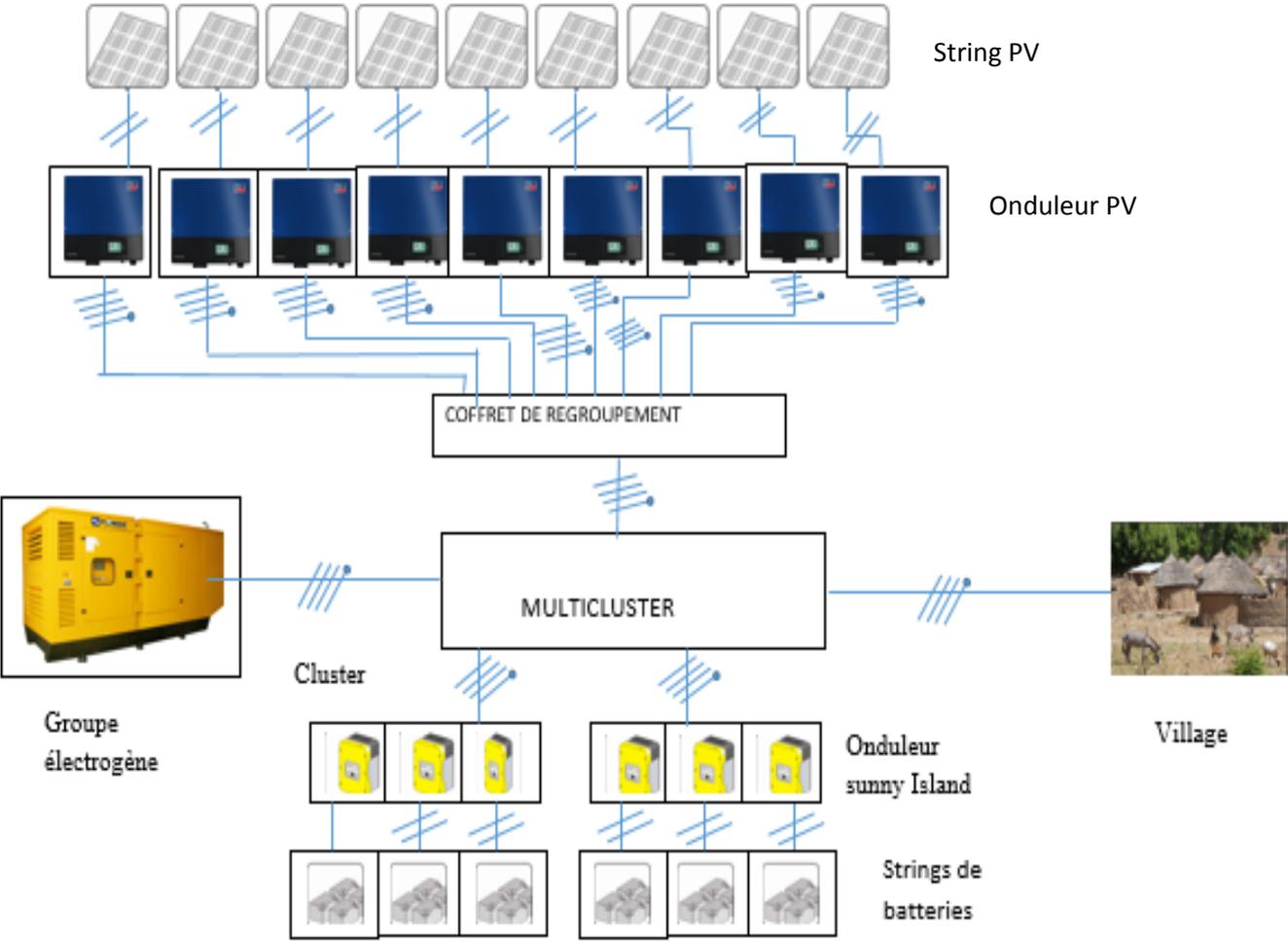
Annexe 21 : Configuration du système PV/diesel pour un taux d'hybridation de 10%



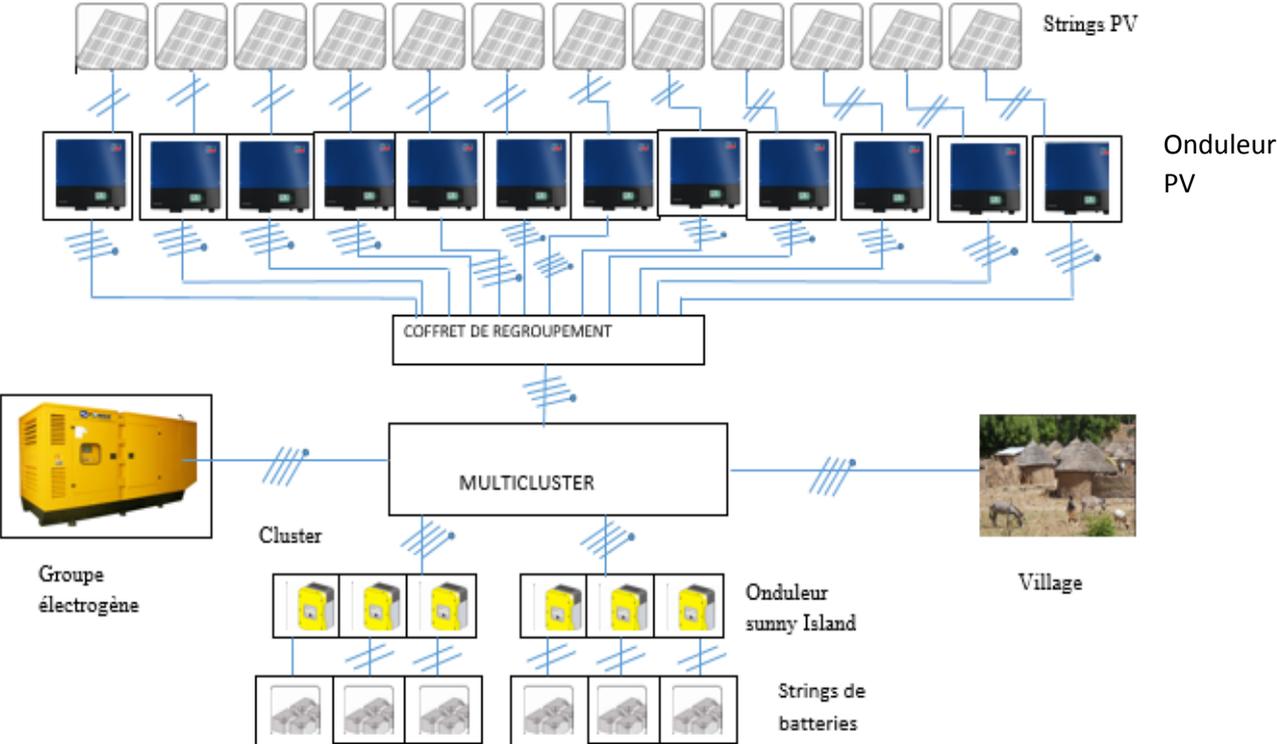
Annexe 22 Configuration du système PV/diesel pour un taux d'hybridation de 20%



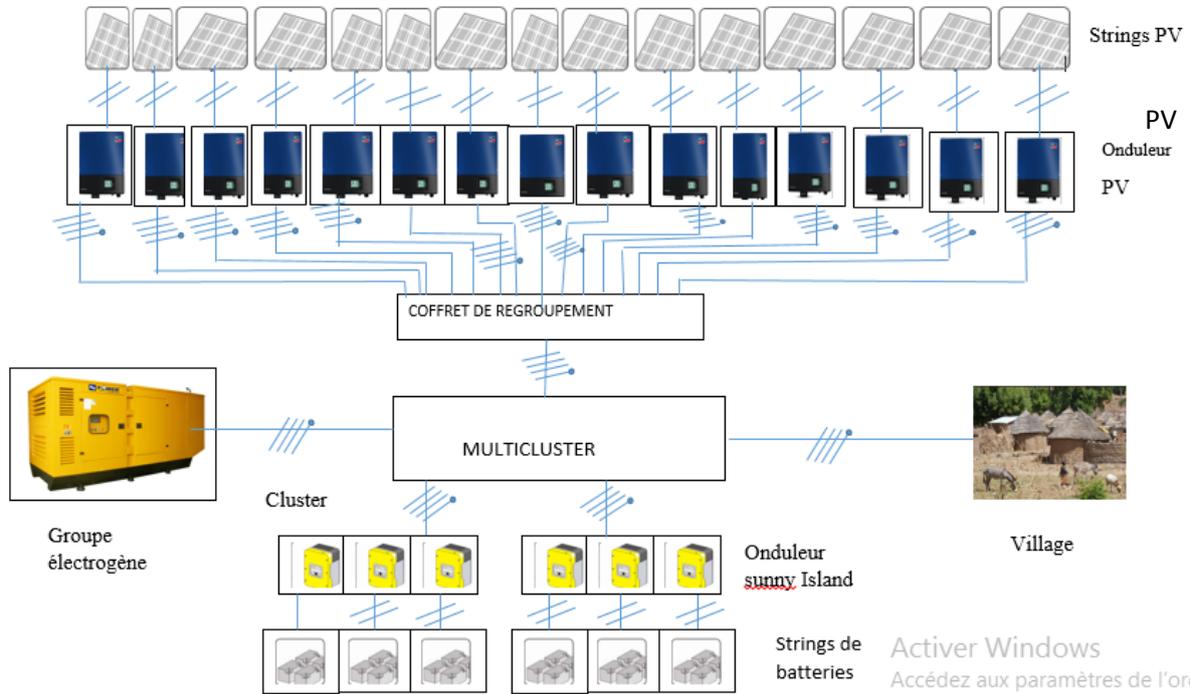
Annexe 23 : Configuration du système PV/diesel pour un taux d'hybridation de 30%



Annexe 24 : Configuration du système PV/diesel pour un taux d'hybridation de 40%



Annexe 25 : Configuration du système PV/diesel pour un taux d'hybridation de 50%



Annexe26 : Méthode de référence

METHODE DE REFERENCE	MODES DE POSE	CONSTITUTION DE CIRCUIT					
		Câble uni		Conducteur		Câble multi	
B	<ul style="list-style-type: none"> Sous conduit profilé en apparent ou encastré Sous vide de construction, faux plafonds Sous caniveaux 						
C	<ul style="list-style-type: none"> En apparent contre mur ou plafond Sur chemin de câble ou tablette non perforée 						
E	<ul style="list-style-type: none"> Sur échelles, chemin de câble perforé 						
F	<ul style="list-style-type: none"> Fixé en apparent, espacé de la paroi Câble suspendu 						

Exemple	Description	N°	Lettre de sélection
	Câbles mono ou multiconducteurs avec ou sans armure :		
	- fixés sur un mur	11	<i>C</i>
	- fixés à un plafond	11A	<i>C</i>
	- sur des chemins de câbles ou tablettes non perforés	12	<i>C</i>

Annexe 27 : Détermination du facteur de correction K1 en fonction de la lettre de référence

	Mode de pose (numéro de référence du Tableau 52C)	Méthode de référence	Facteur de correction K1	Remarques
Conduits	1	B	0,77	(*) Pour des câbles dans les conduits (modes de pose 3A, 4A et 5A) appliquer un facteur de 0,9
	2	B	0,7	
	3	B	(*)	
	4	B	(*)	
	5	B	(*)	
Câbles	11			(*) Pour les poses sous-plafonds, appliquer un facteur de 0,95
	12	C	(*)	Parcours horizontal ou vertical E = Multi F = Uni
	13	E,F		
	14	E,F		
	15	E,F		
	16	E,F		
	17	E,F		
18	C	1,21		
Vide de construction	21	B	0,95	(*) Pour des câbles dans le vide de construction (modes de pose 22A, 23A et 24A) appliquer un facteur de 0,865
	22	B	0,95 (*)	
	23	B	0,95 (*)	
	24	B	0,95 (*)	
	25	B	0,95	

Annexe 28 : Facteur de correction lié à la température ambiante

Température ambiante (°C)	Elastomère (caoutchouc)	ISOLATION			
		PVC	PR / EPR	Minérale*	
				Gaine en PVC ou câble nu et accessible 70°C	Câble nu et inaccessible 105°C
10	1,29	1,22	1,15	1,26	1,14
15	1,22	1,17	1,12	1,20	1,11
20	1,15	1,12	1,08	1,14	1,07
25	1,07	1,06	1,04	1,07	1,04
35	0,93	0,94	0,96	0,93	0,96
40	0,82	0,87	0,91	0,85	0,92
45	0,71	0,79	0,87	0,77	0,88
50	0,58	0,71	0,82	0,67	0,84
55		0,61	0,76	0,57	0,80
60		0,50	0,71	0,45	0,75
65			0,65		0,70
70			0,58		0,65
75			0,50		0,60
80			0,41		0,54
85					0,47
90		UTILISATION EXCLUE			0,40
95					0,32

Annexe29: Facteur de correction en fonction du nombre du nombre de circuit

DISPOSITION DE CIRCUITS OU DE CÂBLES JOINTIFS	FACTEURS DE CORRECTION												Méthodes de référence	Modes de pose
	Nombre de circuits ou de câbles multiconducteurs													
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16	20		
Encastré ou noyé dans les parois	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,55	0,55	0,50	0,50	0,45	0,40	0,40	B,C	1, 2, 3, 3A, 4, 4A, 5, 5A, 21, 22, 22A, 23, 23A, 24, 24A, 25, 31, 31A, 32, 32A, 33, 33A, 34, 34A, 41, 42, 43, 71
Simple couche sur les murs ou sur les plancher ou tablettes non perforées	1,00	0,85	0,79	0,75	0,73	0,72	0,72	0,71	0,70	Pas de facteur de réduction supplémentaire pour plus de 9 câbles			C	11, 12
Simple couche au plafond	1,00	0,85	0,76	0,72	0,69	0,67	0,66	0,65	0,64				11A	
Simple couche sur les tablettes horizontales perforées ou tablettes verticales	1,00	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72				E, F	
Simple couche sur des échelles à câbles, corbeaux, treillis soudés etc.	1,00	0,88	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78				14, 15, 16, 17	

Annexe 30 : Section des câbles en cuivre en fonction du courant admissible

Méthode de référence	ISOLANT ET NOMBRE DE CONDUCTEURS CHARGES								
	B	PVC 3	PVC 2		PR 3		PR2		
C		PVC 3		PVC 2	PR 3		PR2		
E			PVC 3		PVC 2	PR 3		PR 2	
F				PVC 3		PVC 2	PR 3		PR 2
S (mm ²)	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Cuivre									
1,5	15,5	17,5	18,5	19,5	22	23	24	26	
2,5	21	24	25	27	30	31	33	36	
4	28	32	34	36	40	42	45	49	
6	36	41	43	48	51	54	58	63	
10	50	57	60	63	70	75	80	86	
16	68	76	80	85	94	100	107	115	
25	89	96	101	112	119	127	138	149	161
35	110	119	126	138	147	158	169	185	200
50	134	144	153	168	179	192	207	225	242
70	171	184	196	213	229	246	268	289	310
95	207	223	238	258	278	298	328	352	377
120	239	259	276	299	322	346	382	410	437
150		299	319	344	371	395	441	473	504
185		341	364	392	424	450	506	542	575
240		403	430	461	500	538	599	641	679
300		464	497	530	576	621	693	741	783
400					656	754	825		940
500					749	868	946		1083
630					855	1005	1088		1254

Annexe 31 : Prix de quelques équipements

<p>ONDULEUR SUNNY ISLAND 6.0H</p>  <p>Sunny Island 6.0H + 8.0H</p> <p>Onduleur SUNNY ISLAND 6.0H</p> <p>Plus de détails</p> <p>Prix : 2 941,00 €</p> <p>Quantité : <input type="text" value="1"/></p> <p>Ajouter au panier</p>	<p>ONDULEUR SUNNY ISLAND 8.0H</p>  <p>Sunny Island 8.0H + 8.0H</p> <p>Onduleur SUNNY ISLAND 8.0H</p> <p>Plus de détails</p> <p>Prix : 3 480,00 €</p> <p>Quantité : <input type="text" value="1"/></p> <p>Ajouter au panier</p>
--	--

Annexe 32 : Devis du système PV/diesel pour un taux d'hybridation de 10%

devis estimatif de la centrale pour un taux d'hybridation de 10%					
N°	désignations	unité	Quantité	prix unitaire	prix total
I. système photovoltaïque					
1.1	panneau 250W	u	60	237 519,06	14 251 143,60
1.2	Structure PV	u	60	32 806,50	1 968 390,00
1.3	batterie 8OPzS800G TV	u	72	526 701,80	37 922 529,33
1.4	Onduleur Sunny Tripower 5000TL	u	3	887 481,44	2 662 444,31
1.5	onduleur chargeur sunny Island 6.0H	u	3	1 929 678,33	5 789 034,99
1.6	disjoncteur NS30 30A/400V	U	3	45 000,00	135 000,00
1.7	disjoncteur NS60 60A/400V	u	1	80 000,00	80 000,00
1.8	fusible 120A/70V	u	3	10 000,00	30 000,00
1.9	fusible 60A/1000	u	3	10 000,00	30 000,00
1.10	câble U1000RO2V 2*4mm ²	m	132	328,00	43 296,00
1.11	câble U1000RO2V4*6mm ²	m	132	984,00	129 888,00
1.12	câble U1000RO2V2*6mm ²	m	0	492,00	-
1.13	câble U1000RO2V 4*16mm ²	m	44	2 624,00	115 456,00
1.14	câble U1000RO2V 2*25mm ²	m	66	2 050,00	135 300,00
1.15	câble U1000RO2V 4*25mm ²	m	44	4 100,00	180 400,00
1.16	câble U1000RO2V 2*35mm ²	m	0		-
1.17	câble U1000RO2V 4*35mm ²	m	264	5 740,00	1 515 360,00
1.18	câble U1000RO2V 2*50mm ²	m	0	4 100,00	-
1.19	câble U1000RO2V 2*70mm ³	m	0	5 740,00	-
1.20	coffret 2 rangé de 8 modules	u	1	80 000,00	80 000,00
1.21	cluster	u	1	206 329,72	206 329,72
1.22	SMA multicluster 12 boxes	u	1	2 477 546,88	2 477 546,88
1.23	frais d'installation	ff	1	354 310,20	354 310,20
1.24	autres	ff	1	5 000 000,00	5 000 000,00
Sous-total1					73 106 429,03
II. Groupe electrogene					
2.1	groupe electrogene 70KVA + accesoire	u	1	6 996 191,26	6 996 191,26
2.2	locale groupe	ff	1	2 000 000,00	2 000 000,00
2.3	Cuve de stockage de carburant de 6500l	u	1	800 000,00	80 000,00
2.4	coût d'installation	ff	1	3 280 650,00	3 280 650,00
2.5	autres	ff	1	500 000,00	500 000,00
sous-total2					12 856 841,26
Montant total (Fcfa)					85 963 270,29

Annexe 33 : Devis du système PV/diesel pour un taux d'hybridation de 20%

devis estimatif de la centrale pour un taux d'hybridation de 20%					
N°	designation	unité	Quanti	prix unitaire	prix total
I. système photovoltaïque					
1.1	panneau 250W	u	120	237 519,06	28 502 287,20
1.2	Structure PV	u	120	32 806,50	3 936 780,00
1.3	batterie 100PzS1500G TV/1500Ah/2V	u	72	845 266,03	60 859 154,16
1.4	Onduleur Sunny Tripower 5000TL	u	6	887 481,44	5 324 888,63
1.5	onduleur chargeur sunny Island 6.0H	u	3	1 929 678,33	5 789 034,99
1.6	disjoncteur NS30 30A/400V	U	6	45 000,00	270 000,00
1.7	disjoncteur NS60 60A/400V	u	1	80 000,00	80 000,00
1.8	fusible 120A/70V	u	3	10 000,00	30 000,00
1.9	fusible 60A/1000	u	6	10 000,00	60 000,00
1.10	cables U1000RO2V 2*4mm ²	m	220	328,00	72 160,00
1.11	cables U1000RO2V4*6mm ²	m	220	984,00	216 480,00
1.12	cables U1000RO2V2*6mm ²	m	0	492,00	-
1.13	cables U1000RO2V 4*16mm ²	m	44	2 624,00	115 456,00
1.14	cables U1000RO2V 2*25mm ²	m	0	2 050,00	-
1.15	cables U1000RO2V 4*25mm ²	m	44	4 100,00	180 400,00
1.16	cables U1000RO2V 2*35mm ²	m	135	2 870,00	387 450,00
1.17	cables U1000RO2V 4*35mm ²	m	264	5 740,00	1 515 360,00
1.18	cables U1000RO2V 2*50mm ²	m	0	4 100,00	-
1.19	cables U1000RO2V 2*70mm ²	m	0	5 740,00	-
1.20	coffret 2 rangé de 8 modules	u	1	80 000,00	80 000,00
1.21	claster	u	1	206 329,72	206 329,72
1.22	SMA multiclaster 12 boxes	u	1	2 477 546,88	2 477 546,88
1.23	frais d'installation	ff	1	708 620,40	708 620,40
1.24	autres	ff	1	5 000 000,00	5 000 000,00
Sous-total1					115 811 947,98
II. Groupe electrogene					
2.1	groupe electrogene 70KVA + accesoire	u	1	6 996 191,26	6 996 191,26
2.2	locale groupe	ff	1	2 000 000,00	2 000 000,00
2.3	Cuve de stockage de carburant de 6500l	u	1	800 000,00	80 000,00
2.4	coût d'installation	ff	1	3 280 650,00	3 280 650,00
2.5	autres	ff	1	500 000,00	500 000,00
sous-total2					12 856 841,26
montant (Fcfa)					128 668 789,24

Annexe 34: Devis du système PV/diesel pour un taux d'hybridation de 30%

devis estimatif de la centrale pour un taux d'hybridation de 30%					
N°	designation	unité	Quantit	prix unitaire	prix total
I. système photovoltaïque					
1.1	panneau 250W	u	180	237 519,06	42 753 430,80
1.2	Structure PV	u	180	32 806,50	5 905 170,00
1.3	batterie 12OPzS1200G TV/1200Ah/2V	u	150	710 746,26	106 611 939,18
1.4	Onduleur Sunny Tripower 5000TL	u	9	887 481,44	7 987 332,94
1.5	onduleur chargeur sunny Island 6.0H	u	6	1 929 678,33	11 578 069,98
1.6	disjoncteur NS30 30A/400V	U	9	45 000,00	405 000,00
1.7	disjoncteur NS60 60A/400V	u	2	80 000,00	160 000,00
1.8	fusible 120A/70V	u	6	10 000,00	60 000,00
1.9	fusible 60A/1000	u	9	10 000,00	90 000,00
1.10	cables U1000RO2V 2*4mm ²	m	308	328,00	101 024,00
1.11	cables U1000RO2V4*6mm ²	m	308	984,00	303 072,00
1.12	cables U1000RO2V2*6mm ²	m	0	492,00	-
1.13	cables U1000RO2V 4*16mm ²	m	44	2 624,00	115 456,00
1.14	cables U1000RO2V 2*25mm ²	m	0	2 050,00	-
1.15	cables U1000RO2V 4*25mm ²	m	44	4 100,00	180 400,00
1.16	cables U1000RO2V 2*35mm ²	m	132	2 870,00	378 840,00
1.17	cables U1000RO2V 4*35mm ²	m	264	5 740,00	1 515 360,00
1.18	cables U1000RO2V 2*50mm ²	m	0	4 100,00	-
1.19	cables U1000RO2V 2*70mm ²	m	0	5 740,00	-
1.20	coffret 2 rangé de 8 modules	u	1	80 000,00	80 000,00
1.21	claster	u	1	206 329,72	206 329,72
1.22	SMA multiclaster 12 boxes	u	1	2 477 546,88	2 477 546,88
1.23	frais d'installation	ff	1	1 062 930,60	1 062 930,60
1.24	autres	ff	1	5 000 000,00	5 000 000,00
Sous-total1					186 971 902,10
II. Groupe electrogene					
2.1	groupe electrogene 70KVA + accesoire	u	1	6 996 191,26	6 996 191,26
2.2	locale groupe	ff	1	2 000 000,00	2 000 000,00
2.3	Cuve de stockage de carburant de 6500l	u	1	800 000,00	80 000,00
2.4	coût d'installation	ff	1	3 280 650,00	3 280 650,00
2.5	autres	ff	1	500 000,00	500 000,00
sous-total2					12 856 841,26
montant (Fcfa)					199 828 743,36

Annexe 35 : Devis du système PV/diesel pour un taux d'hybridation de 40%

devis estimatif de la centrale pour un taux d'hybridation de 40%					
N°	designation	unité	Quantité	prix unitaire	prix total
I. système photovoltaïque					
1.1	panneau 250W	u	240	237 519,06	57 004 574,40
1.2	Structure PV	u	240	32 806,50	7 873 560,00
1.3	batterie 12OPzS1500G TV/1500Ah/2V	u	144	845 266,03	121 718 308,87
1.4	Onduleur Sunny Tripower 5000TL	u	12	887 481,44	10 649 777,26
1.5	onduleur chargeur sunny Island 6.0H	u	6	1 929 678,33	11 578 069,98
1.6	disjoncteur NS30 30A/400V	U	12	45 000,00	540 000,00
1.7	disjoncteur NS60 60A/400V	u	2	80 000,00	160 000,00
1.8	fusible 120A/70V	u	6	10 000,00	60 000,00
1.9	fusible 60A/1000	u	12	10 000,00	120 000,00
1.10	cables U1000RO2V 2*4mm ²	m	132	328,00	43 296,00
1.11	cables U1000RO2V 4*6mm ²	m	0	984,00	-
1.12	cables U1000RO2V 2*6mm ²	m	0	492,00	-
1.13	cables U1000RO2V 4*10mm ²	m	440	1 640,00	721 600,00
1.14	cables U1000RO2V 4*16mm ²	m	44	2 624,00	115 456,00
1.15	cables U1000RO2V 2*25mm ²	m	0	2 050,00	-
1.16	cables U1000RO2V 4*25mm ²	m	44	4 100,00	180 400,00
1.17	cables U1000RO2V 2*35mm ²	m	0		-
1.18	cables U1000RO2V 4*35mm ²	m	264	5 740,00	1 515 360,00
1.19	cables U1000RO2V 2*50mm ²	m	132	4 100,00	541 200,00
1.20	cables U1000RO2V 2*70mm ²	m	0	5 740,00	-
1.21	coffret 2 rangé de 8 modules	u	1	80 000,00	80 000,00
1.22	cluster	u	1	206 329,72	206 329,72
1.23	SMA multicluster 12 boxes	u	1	2 477 546,88	2 477 546,88
1.24	frais d'installation	ff	1	1 417 240,80	1 417 240,80
1.25	autres	ff	1	5 000 000,00	5 000 000,00
Sous-total1					222 002 719,90
II. Groupe electrogene					
2.1	groupe electrogene 70KVA + accesoire	u	1	6 996 191,26	6 996 191,26
2.2	locale groupe	ff	1	2 000 000,00	2 000 000,00
2.3	Cuve de stockage de carburant de 6500l	u	1	800 000,00	80 000,00
2.4	coût d'installation	ff	1	3 280 650,00	3 280 650,00
2.5	autres	ff	1	500 000,00	500 000,00
sous-total2					12 856 841,26
montant (Fcf)					234 859 561,16

Annexe 36 : Devis du système PV/diesel pour un taux d'hybridation de 50%

devis estimatif de la centrale pour un taux d'hybridation de 50%					
N°	designation	unité	Quantit	prix unitaire	prix total
I. système photovoltaïque					
1.1	panneau 250W	u	300	237 519,06	71 255 718,00
1.2	Structure PV	u	300	32 806,50	9 841 950,00
1.3	batterie 200PzS2000G TV/2000Ah/2V	u	144	1 148 227,50	165 344 760,00
1.4	Onduleur Sunny Tripower 5000TL	u	15	1 148 424,34	17 226 365,09
1.5	onduleur chargeur sunny Island 6.0H	u	6	1 929 678,33	11 578 069,98
1.6	disjoncteur NS30 30A/400V	U	15	45 000,00	675 000,00
1.7	disjoncteur NS60 60A/400V	u	2	80 000,00	160 000,00
1.8	fusible 120A/70V	u	6	10 000,00	60 000,00
1.9	fusible 60A/1000	u	15	10 000,00	150 000,00
1.10	cables U1000RO2V 2*4mm ²	m	528	328,00	173 184,00
1.11	cables U1000RO2V 4*6mm ²	m	0	984,00	-
1.12	cables U1000RO2V 2*6mm ²	m	0	492,00	-
1.13	cables U1000RO2V 4*10mm ²	m	528	1 640,00	865 920,00
1.14	cables U1000RO2V 4*16mm ²	m	44	2 624,00	115 456,00
1.15	cables U1000RO2V 2*25mm ²	m	0	2 050,00	-
1.16	cables U1000RO2V 4*25mm ²	m	44	4 100,00	180 400,00
1.17	cables U1000RO2V 2*35mm ²	m	0		-
1.18	cables U1000RO2V 4*35mm ²	m	264	5 740,00	1 515 360,00
1.19	cables U1000RO2V 2*50mm ²	m	0	4 100,00	-
1.20	cables U1000RO2V 2*70mm ³	m	132	5 740,00	757 680,00
1.21	coffret 2 rangé de 8 modules	u	1	80 000,00	80 000,00
1.22	cluster	u	1	206 329,72	206 329,72
1.23	SMA multicluster 12 boxes	u	1	2 477 546,88	2 477 546,88
1.24	frais d'installation	ff	1	1 771 551,00	1 771 551,00
1.25	autres	ff	1	5 000 000,00	5 000 000,00
Sous-total1					289 435 290,67
II. Groupe electrogene					
2.1	groupe electrogene 70KVA + accesoire	u	1	6 996 191,26	6 996 191,26
2.2	locale groupe	ff	1	2 000 000,00	2 000 000,00
2.3	Cuve de stockage de carburant de 6500l	u	1	800 000,00	800 000,00
2.4	coût d'installation	ff	1	3 280 650,00	3 280 650,00
2.5	autres	ff	1	500 000,00	500 000,00
sous-total2					12 856 841,26
total hors taxes (THT)					302 292 131,93

Annexe 37 : Energie produite par le système PV en fonction du taux d'hybridation sur 20ans

énergie PV produite sur 20ans					
taux d'hybridation	10%	20%	30%	40%	50%
Ean0 (kWh)	14064,91	28129,82	42194,73	56259,64	70324,55
Ean1 (kWh)	14768,16	29536,31	44304,47	59072,62	73840,78
Ean2 (kWh)	15506,56	31013,13	46519,69	62026,25	77532,82
Ean3 (kWh)	16281,89	32563,78	48845,67	65127,57	81409,46
Ean4 (kWh)	17095,99	34191,97	51287,96	68383,94	85479,93
Ean5 (kWh)	17950,79	37696,65	56544,97	75393,30	94241,62
Ean6 (kWh)	18848,32	37696,65	56544,97	75393,30	94241,62
Ean7 (kWh)	19790,74	39581,48	59372,22	79162,96	98953,70
Ean8 (kWh)	20780,28	41560,56	62340,83	83121,11	103901,39
Ean9 (kWh)	21819,29	43638,58	65457,88	87277,17	109096,46
Ean10 (kWh)	21819,29	43638,58	65457,88	87277,17	109096,46
Ean11 (kWh)	21819,29	43638,58	65457,88	87277,17	109096,46
Ean12 (kWh)	21819,29	43638,58	65457,88	87277,17	109096,46
Ean13 (kWh)	21819,29	43638,58	65457,88	87277,17	109096,46
Ean14 (kWh)	21819,29	43638,58	65457,88	87277,17	109096,46
Ean15 (kWh)	21819,29	43638,58	65457,88	87277,17	109096,46
Ean16 (kWh)	21819,29	43638,58	65457,88	87277,17	109096,46
Ean17 (kWh)	21819,29	43638,58	65457,88	87277,17	109096,46
Ean18 (kWh)	21819,29	43638,58	65457,88	87277,17	109096,46
Ean19 (kWh)	21819,29	43638,58	65457,88	87277,17	109096,46
énergie produite sur 20ans (MWh)	395,10	791,99	1 187,99	1 583,99	1 979,99

Annexe 38 : Energie produite par le GE pour les différents taux d'hybridation sur 20ans

énergie GE produite sur 20ans					
taux d'hybridation	10%	20%	30%	40%	50%
Ean0 (kWh)	126584,19	112519,28	98454,37	84389,46	70324,55
Ean1 (kWh)	132913,40	118145,24	103377,09	88608,93	73840,78
Ean2 (kWh)	139559,07	124052,51	108545,94	93039,38	77532,82
Ean3 (kWh)	146537,02	130255,13	113973,24	97691,35	81409,46
Ean4 (kWh)	153863,87	136767,89	119671,90	102575,92	85479,93
Ean5 (kWh)	161557,07	150786,60	131938,27	113089,95	94241,62
Ean6 (kWh)	169634,92	150786,60	131938,27	113089,95	94241,62
Ean7 (kWh)	178116,67	158325,93	138535,19	118744,44	98953,70
Ean8 (kWh)	187022,50	166242,22	145461,94	124681,67	103901,39
Ean9 (kWh)	196373,63	174554,33	152735,04	130915,75	109096,46
Ean10 (kWh)	196373,63	174554,33	152735,04	130915,75	109096,46
Ean11 (kWh)	196373,63	174554,33	152735,04	130915,75	109096,46
Ean12 (kWh)	196373,63	174554,33	152735,04	130915,75	109096,46
Ean13 (kWh)	196373,63	174554,33	152735,04	130915,75	109096,46
Ean14 (kWh)	196373,63	174554,33	152735,04	130915,75	109096,46
Ean15 (kWh)	196373,63	174554,33	152735,04	130915,75	109096,46
Ean16 (kWh)	196373,63	174554,33	152735,04	130915,75	109096,46
Ean17 (kWh)	196373,63	174554,33	152735,04	130915,75	109096,46
Ean18 (kWh)	196373,63	174554,33	152735,04	130915,75	109096,46
Ean19 (kWh)	196373,63	174554,33	152735,04	130915,75	109096,46
énergie produite sur 20ans (MWh)	3 555,90	3 167,98	2 771,98	2 375,98	1 979,99

Annexe 39 : Energie produite par le système PV/diesel pour les différents taux d'hybridation sur 20ans

énergie totale produite sur 20ans					
taux d'hybridation	10%	20%	30%	40%	50%
énergie produite par PV (MWh)	395,099844	791,994766	1187,99215	1583,98953	1979,98692
énergie produite par GE (MWh)	3555,89864	3167,97903	2771,98166	2375,98429	1979,98693
énergie totale produite sur 20ans (MWh)	3950,99848	3959,97379	3959,97381	3959,97383	3959,97384

Annexe 40 : Consommation carburant pour les différents taux sur 20ans

taux d'hybridation	10%	20%	30%	40%	50%
énergie produite pendant 20ans (MWh)	3555,89864	3167,97903	2771,98166	2375,98429	1979,98693
consommation carburant pendant 20ans (m ³)	995,651619	887,034127	776,154865	665,275602	554,39634

Annexe 41 : Evaluation des différents coûts de cycle de vie

Cout sur cycle de vie du système PV						
taux d'hybridation		10%	20%	30%	40%	50%
Di PV		73 106 429,00	115 811 947,00	186 971 902,00	222 002 719,00	289 435 290,00
Depense renouvellement onduleurs	onduleurs PV	2 662 444,00	5 324 888,00	7 987 332,00	10 649 777,00	17 226 365,00
	onduleurs batterie	5789034,99	5 789 034,00	11 578 069,00	11 578 069,00	11 578 069,98
Depense renouvellement batterie		37922529	60 859 154,00	106 611 939,00	121 718 308,00	165 344 760,00
depenace maintenance		731 064,29	1 158 119,47	1 869 719,02	2 220 027,19	2 894 352,90
TLCC sysPV		120 211 501,28	188 943 142,47	315 018 961,02	368 168 900,19	486 478 837,88

evaluation du coût total de cycle de vie du GEE pour les different taux d'hybridation						
taux d'hybridation		10%	20%	30%	40%	50%
Di (Fcfa)	investissement initial	12 856 841,26	12 856 841,26	12 856 841,26	12 856 841,26	12 856 841,26
	depense carburant	418 898 713,49	373 200 271,59	326 550 239,27	279 900 206,53	233 250 174,21
Dexpl (Fcfa)	depense maintenance	12 856 841,26	12 856 841,26	12 856 841,26	12 856 841,26	12 856 841,26
TLCC GE (Fcfa)		444 612 396,01	398 913 954,11	352 263 921,79	305 613 889,05	258 963 856,73

coût total de cycle de vie du GEE en tout-diesel		
Di	investissement initial	12 856 841,26
Drenouv	GE	6 996 191,26
	frais installation	3 280 650,00
	autres	500 000,00
Dexpl	depense carburant	465 443 016,39
	depense maintenance	25 713 682,52
TLCC GE		514 790 381,43

coût sur cycle de vie du système PV/diesel						
taux d'hybridation		10%	20%	30%	40%	50%
TLCC PV-Diesel		564 823 897,29	587 857 096,58	667 282 882,81	673 782 789,24	745 442 694,61

Annexe 42: Feuille Excel de dimensionnement PV

besoin energetique						donnees					IPM	DU%	p(L.m)	L(m)			
recepteur	puissance	nombre	duree d'utilisation	energie	courant	type panneau	tension	profondeur de decharge	nombre de jours d'autonomi	types de batterie							
lampe fluo	0	4	6	0	0	150	48		200	200	8,33		3	0,017	15		
lampe compact	0	0	6	0	0	100	20	0,6	1	100							
tele	0	1	5	0	0	250	2			733,2							
ventilateur	0	2	11	0	0							tension syst pan	tension syst bat	Pomin			
climatiseur	0	0	10	0	0							500	50	14280			
Telephone	0	2	10	0	0							120					
refrigerateur	0	0		0	0												
energie totale	0			50 000	0												
choix des panneaux						choix batterie				champ PV							
puissance crete	14282,44973					capacité bat	2083,333333			NS	25						
nombre de panneaux	57,1237989					nombre de batterie	2,818362193			NS							
nombre exacte de panneaux	58					nombre exacte de batteries	3			nombre exact NS	25						
puissance crete exacte	14500					capacité evate	2217,6										
verification des ratios						champ PV				parc de batteries							
degre de decharge quotidien	0,563672433					NS				NS	25						
DMU/jour	0,6					ok!	nombre exact NS				NS	25					
apitude du champs à couvrir les besoin journalier						Nbpr	2,285191956			Nbatp	2,818362						
R1	1,3128					ok!	nombre exact Nbpr	3			Nbatp exact	3					
apitude du champs à recharger les batteries (20-40)						Vsyst exact	500			Cbat exact	2217,6						
R2	23,57983193					ok	P exacte	18750									