



**ETUDE SUR LA PRODUCTION D'ENERGIE ELECTRIQUE
AU MOYEN D'UN SYSTEME HYBRIDE PV-DIESEL : CAS
DE LA LOCALITE DE KOTCHIRI**

MEMOIRE POUR L'OBTENTION DU DIPLOME D'INGENIEUR 2IE AVEC GRADE DE
MASTER EN GENIE ELECTRIQUE ET ENERGETIQUE
SPECIALITE ENERGIES RENOUVELABLES

Présenté et soutenu publiquement le 21 janvier 19 par

Mahamadou MOUSSA AMANI (20130620)

**Encadrant 2iE : Madieumbe GAYE, ingénieur de recherche au Laboratoire Energies
Renouvelables et Efficacité Energétique (LabEREE)**

**Maître de stage : Dr Daouda ABDOULAYE AMADOU, Chef de Service Energie Solaire/
Centre National d'Energie Solaire (CNES)**

Centre National d'Energie Solaire (CNES)

Jury d'évaluation du stage :

Président : Dr Daniel YAMEGUEU

Membres et correcteurs : Mr Kadri MOUSSA

Mr Madieumbe GAYE

Promotion [2017/2018]

Dédicaces

Je dédie le présent mémoire à :

- ✚ Mes parents pour l'aide et le soutien incondtionnel qu'ils m'ont apporté ;
- ✚ Mes frères et sœurs pour leurs encouragements multiformes et leurs dévouements ;
- ✚ Tous ceux qui m'ont apporté leur soutien de près ou de loin.

Remerciement

- ✚ Louange à ALLAH swt pour m'avoir permis d'atteindre ce grand jour.

- ✚ Tout d'abord je tiens à remercier le corps professoral et l'ensemble du personnel de 2iE pour m'avoir appris et formé.

- ✚ Mes sincères remerciements à Mr. Madieumbe GAYE, ingénieur de recherche à 2iE pour son encadrement. Votre compréhension ainsi que vos conseils et votre disponibilité m'ont amené à bout. Très reconnaissant du temps que vous m'avez consacré.

- ✚ Mes sincères remerciement à la Directrice Générale du CNES Dr. SIDO PABYAM Mariama, pour m'avoir accueilli durant ces cinq mois et de m'avoir donné l'opportunité de découvrir les métiers d'ingénieur en énergies renouvelables.

- ✚ Nos remerciements vont avant tout, à l'endroit de notre maître de stage et Chef de Service Energie Solaire Dr ABDOULAYE AMADOU Daouda pour la qualité de son encadrement, sa rigueur scientifique, sa grande confiance et sa sympathie.

- ✚ Je remercie aussi mes collègues stagiaires et toutes les personnes avec lesquelles j'ai eu le plaisir de collaborer et qui ont pu par la même occasion participer de près ou de loin à l'élaboration de ce projet

Résumé

Le présent travail traite sur une étude de faisabilité technique et financière appuyé par le projet NESAP, permettant au village de Kotchiri au Niger de bénéficier d'une électrification continue de 24h par jour au moyen d'un système hybride. Ce système hybride sera composé d'une installation solaire avec stockage qui fonctionnera 24h et du groupe électrogène déjà existant qui servira de secours au cas où le champ PV ne parviendrait pas à satisfaire la charge.

L'analyse bibliographique ainsi que le logiciel HOMER, nous ont permis de trouver que l'hybridation PV/diesel/batteries est le modèle d'alimentation électrique qui soit approprié pour le contexte du village de Kotchiri.

Sachant que le site dispose déjà d'un groupe électrogène de 24 kW, et d'un pic de 10,53 kW, il faudrait un champ PV de 16,89 kWc, un parc de batterie de 3000 Ah et une surface d'occupation d'à peu près 300 m² pour permettre l'hybridation de site de Kotchiri. Pour accompagner ces différents composants, nous avons opté pour un système multi cluster avec 6 onduleurs multifonctionnels Sunny Island 8.0H et un Sunny Tri power 20000TL.

Le projet est évalué à 56 576 \$ soit 32 587 776 FCFA comme capital initial, avec un temps de retour sur investissement de 3 ans maximum, et avec une pénétration du photovoltaïque de 95,7%.

Notons que le système hybride réalisera une économie de 17332 l/an du combustible diesel et permettra d'éviter un rejet de 45641 CO₂/an.

Mots clés

- Alimentation électrique continue ;
- Environnement ;
- Etude ;
- Site isolé ;
- Système hybride.

Abstract

This work focuses on a technical and financial feasibility study supported by the NESAP project, allowing the village of Kotchiri in Niger to benefit from 24 hours of continuous electrification per day using a hybrid system. This hybrid system will consist of a solar installation with storage that will operate 24 hours and the existing generator which will relieve in case the field HP does will come not to fulfill the load.

The literature review and the HOMER software, allowed us to find that PV/diesel/battery hybridization is the appropriate power supply model for the Kotchiri village context.

Knowing that the site already has a 24 kW generator set, and a peak of 10.53 kW, it would require a 16.89 kWp PV field, a 3000 Ah battery park and an occupancy area of about 300 m² to allow the hybridisation of the Kotchiri site. To support these different components, we have opted for a multi cluster system with 6 Sunny Island 8.0H multifunctional inverters and a Sunny Tri power 20000TL.

The project is valued at \$56,576 or 32, 587,776 FCFA francs as initial capital, with a maximum payback period of 3 years, and with a photovoltaic penetration rate of 95.7%.

It should be noted that the hybrid system will save 17332 l/year of diesel fuel and avoid a release of 45641 CO₂/year

Key words

- Continuous power supply ;
- Environment;
- Hybrid system ;
- Isolated site ;
- Study.

LISTE DES ABREVIATIONS

ANPER	Agence Nigérienne pour le Promotion de l'Electrification
CNES	Centre National d'Energie Solaire
CNRENR	Centre National de Recherche en Energies Nouvelles et Renouvelables
EPA	Etablissement Public Administratif
EPIC	Etablissement Public à Caractère Industriel et Commercial
GE	Groupe Electrogène
HOMER	Hybrid Optimization of Multiple Energy Ressources
MME	Ministère des Mines et de l'Energie
NESAP	Niger Solar Electricity Access Project
NIGELEC	Société Nigérienne d'Electricité
ONERSOL	Office de l'Energie Solaire
PV	Photovoltaïque
PVsys	Photovoltaic System
QGIS	Quantum Geographical Information System
SEH	Système d'Energie Hybride
SONIEN	Société Nigérienne d'Energies Nouvelles
2iE	Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement

SOMMAIRE

I.	INTRODUCTION	6
II.	PRESENTATION DE LA STRUCTURE D'ACCUEIL ET DE LA ZONE D'ETUDE	8
II.1	Présentation de la structure d'accueil : CNES	8
II.1.1	Organisation	9
II.2	La zone d'étude : village de Kotchiri	10
III.	PRESENTATION DU PROJET	13
III.1	Objectifs de l'étude.....	13
III.1.1	Objectif global.....	13
III.1.2	Objectifs spécifiques	13
III.2	Résultats attendus	13
III.3	Etat des lieux actuel du site	13
III.3.1	Groupe électrogène	13
III.3.2	Disjoncteur compact.....	14
III.3.3	Compteur principale	15
III.3.4	Ligne de distribution et de transport	Erreur ! Signet non défini.
III.4	Etat de l'art	15
III.4.1	Généralités sur les systèmes hybrides	15
III.4.2	Systèmes hybrides mixtes	16
III.4.3	Les différents types de configuration d'hybridation mixte	16
IV.	METHODOLOGIE DE CONCEPTION	22
IV.1	Matériels	22
IV.2	Méthodes	22
V.	ETUDE DE FAISABILITE TECHNIQUE	24
V.1	Groupe électrogène.....	24
V.2	Première approche : Etude technique à l'aide de PVsyst	24
V.2.1	Dimensionnement de l'installation PV	24

V.2.2	Choix de l'onduleur.....	28
V.2.3	Choix des batteries à l'aide de PVsyst	29
V.2.4	Dispositif de protection	30
V.2.5	Section des câbles.....	33
V.2.6	Conclusion partielle.....	37
V.3	Seconde approche : Etude technique par la méthode analytique.....	38
V.3.1	Profil de charge de Kotchiri	39
V.3.2	Dimensionnement de l'installation PV	40
V.3.3	Choix de l'onduleur.....	41
V.3.4	Dispositif de protection	43
V.3.5	Conclusion partielle.....	46
VI.	ETUDE DE FAISABILITE FINANCIERE	48
VI.1	Exonération des équipements et matériels à énergie renouvelable	48
VI.2	Valeurs d'entrée.....	48
VI.3	Etude de faisabilité financière de la première approche	48
VI.4	Etude financière de la seconde approche.....	51
VI.5	Conclusion	54
VII.	ETUDE D'IMPACT ENVIRONNEMENTAL ET SOCIAL	56
VII.1	Cadre institutionnel du domaine de l'environnement au Niger	56
VII.2	Identification, analyse et évaluation de l'importance des impacts potentiels du projet 56	
VII.2.1	Démarche méthodologique	56
VII.3	Impacts positifs du projet.....	57
VII.3.1	En phase d'aménagement et de construction.....	57
VII.3.2	En phase d'exploitation	58
VII.4	Impacts négatifs du projet et mesures d'atténuation.....	59
VIII.	CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS	64

VIII.1	Conclusions.....	64
VIII.2	Recommandations.....	65
BIBLIOGRAPHIE		66
IX.	ANNEXES	67

LISTE DES TABLEAUX

Tableau I: Synthèse des différentes configurations.....	19
Tableau II: Récapitulatif du dimensionnement PV	27
Tableau III: Vérification de l'adéquation de l'onduleur réseau	29
Tableau IV: Récapitulatif choix batterie	30
Tableau V: Choix d'une mesure de protection [5].....	31
Tableau VI: Valeurs de ϕ selon le résultat du Tableau 10 [5].....	32
Tableau VII: Valeurs de δ selon la situation de la ligne aérienne (BT), du bâtiment ou du champ PV [5]	33
Tableau VIII: Choix de I_n en fonction de F_{pv} [5]	33
Tableau IX: Courant admissible.....	34
Tableau X: Section en fonction du courant admissible à 60 °C	35
Tableau XI: Résumé module PV	37
Tableau XII: Résume choix batterie.....	37
Tableau XIII: Résumé caractéristiques onduleurs	38
Tableau XIV: Résumé du dimensionnement PV + Batteries	40
Tableau XV: Résumé caractéristiques module PV	46
Tableau XVI: Résumé caractéristiques onduleurs	46
Tableau XVII: Résumé caractéristiques batteries	47
Tableau XVIII: Valeurs d'entrée	48
Tableau XIX: impacts négatifs potentiels du projet et mesures d'atténuation en phase d'ouverture	60
Tableau XX: impacts négatifs potentiels du projet et mesures d'atténuation en phase d'exploitation	62
Tableau XXI: impacts négatifs potentiels du projet et mesures d'atténuation en phase de cessation des activités.....	63

LISTE DES FIGURES

Figure 1 : Organigramme du CNES [3]	10
Figure 2:Emplacement géographique de la zone d'étude	11
Figure 3 : Vue sur le village de Kotchiri	12
Figure 4: Poste de production.....	14
Figure 5.Disjoncteur compact	14
Figure 6.Compteur triphasé.....	15
Figure 7.vue sur le réseau de transport.....	Erreur ! Signet non défini.
Figure 8: Configuration hybride PV-diesel série [4].....	17
Figure 9 : Configuration hybride PV-diesel commuté [4]	17
Figure 10 : Configuration hybride PV-diesel parallèle [4]	18
Figure 11: Interface PVsyst partie photovoltaïque.....	26
Figure 12: Caractéristiques module PV choisie	27
Figure 13: Caractéristique batterie choisie.....	30
Figure 14: Profil en charge de Kotchiri.....	39
Figure 15: Connexion maitre-esclaves [6]	43
Figure 16: Montage multi cluster [7]	43
Figure 17: Interface de l'évaluation économique de la première approche avec HOMER	49
Figure 18: Evaluation économique de la première approche	50
Figure 19: Classement des différentes combinaisons possibles.....	51
Figure 20: Interface de l'évaluation économique de la seconde approche avec HOMER.....	52
Figure 21: Evaluation économique de la seconde approche	53
Figure 22: Temps de retour sur investissement.....	54
Figure 23: Classement des différentes combinaisons possible	54

I. INTRODUCTION

Au Niger, le taux d'accès à l'électricité est estimé à environ 11% [1] avec des disparités importantes entre les zones urbaines et rurales, et entre la capitale Niamey et les autres centres urbains. En effet, le taux d'accès est inférieur à 1% dans les zones rurales, et varie dans les petites villes entre 20% et 40%, et se situe à environ 50% à Niamey [1].

Le réseau électrique national est constitué de 800 km de lignes de transport et 2700 km de lignes de distribution [2]. Ces chiffres sont à rapprocher avec l'immensité du pays : 1 267 000 km². [2] La NIGELEC est la société nationale chargée de la production, du transport et de la distribution de l'électricité.

La NIGELEC a un système de production composé de deux parties ; une partie est importée directement du Nigéria (65%) et une autre provient de sa production interne (35%) qui est essentiellement basé sur le thermique (groupe électrogène). En effet, la production cause plusieurs difficultés à la NIGELEC dans les zones rurales d'où ce taux extrêmement bas. On dénombre plusieurs difficultés entre autres la hausse du prix des carburants, à laquelle s'ajoute non seulement le coût du transport du carburant dans des régions souvent difficiles d'accès, mais aussi celui de l'exploitation et de la maintenance dans ces régions isolées ; sans compter la dégradation des rendements énergétiques des groupes électrogènes lorsqu'ils sont utilisés à faible facteur de charge.

Ainsi, pour améliorer le taux d'accès à l'électricité en zone rurale qui est le plus critique et aussi réduire le coût de production de son électricité, la NIGELEC s'est tournée vers les systèmes hybrides mixtes PV-diesel avec l'aide de la Banque Mondiale à travers le projet NESAP. En effet, le Niger étant un pays fortement ensoleillé (voir annexe I), qui abrite en effet l'une des deux zones identifiées par la Nasa comme les plus ensoleillées de la planète, les systèmes hybrides PV-diesel peuvent être une solution. Ces systèmes offrent des perspectives intéressantes, et peuvent être avantageusement mis en œuvre dans le cadre de mini-réseaux locaux. Ainsi, avec l'appui financier de la Banque Mondiale, le gouvernement du Niger, ambitionne la réalisation du projet d'accès à l'énergie solaire (NESAP) dont l'objectif principal est de contribuer à augmenter le taux d'électrification en milieu rural du Niger à travers de l'énergie solaire. Ce projet comporte quatre composantes essentielles qui sont :

- Composante 1 : Support à la chaîne commerciale de produits PV hors réseau de qualité "Lighting Africa" (CNES). Elle va favoriser le développement d'un marché qui permettra une plus grande commercialisation et adoption de kits et lanternes solaires de

qualité certifié ainsi que la fourniture d'équipements solaires individuels (systèmes solaires domestiques, pompes solaires, etc.) ;

- Composante 2 : Electrification rurale à travers la provision de service électrique pour des opérateurs privés (ANPER). Cette composante a pour but de développer l'électrification rurale hors réseau et hors de la concession NIGELEC, avec des mini-réseaux hybrides solaires/diesel et des systèmes PV suivant un modèle d'opérateur de service délégué ou de mini-concession. ;
- Composante 3 : Support à l'hybridation avec PV et augmentation de l'accès à l'électricité de centres isolés diesel existants de la NIGELEC. Elle a pour but d'hybrider les centrales isolées existantes de NIGELEC fonctionnant au diesel avec du PV et permettre de ce fait l'expansion de l'accès à l'électricité des populations des localités concernées ;
- Composante 4 : Assistance technique. Cette composante apportera l'assistance technique aux institutions publiques, au secteur privé, au secteur bancaire et à la population bénéficiaire pour permettre la mise en œuvre efficace des composantes d'investissement.

Notre étude se base principalement sur la troisième composante. Dans un premier temps nous allons faire une analyse des différentes configurations existantes dans le domaine de l'hybride. Ensuite, nous effectuerons un dimensionnement tantôt avec PVsyst et tantôt par la méthode analytique, de la partie solaire de l'installation et des différentes protections du système en général. En effet, le site dispose déjà d'un groupe électrogène qui fonctionne de manière discontinue. La suite de notre travail va concerner l'étude économique de notre installation hybride à l'aide cette fois-ci du logiciel HOMER. Enfin nous terminerons par l'étude environnementale sociale et sociétale de notre installation.

II. PRESENTATION DE LA STRUCTURE D'ACCUEIL ET DE LA ZONE D'ETUDE

II.1 Présentation de la structure d'accueil : CNES

Créé en 1965 sous le nom d'Office Nationale de l'Energie Solaire (ONERSOL), le Centre Nationale de l'Energie Solaire (CNES) était à l'époque doté du statut d'Etablissement Public à caractère Administratif (EPA) et était aussi rattaché au Ministère des Travaux Publics de l'époque, artisan de sa concrétisation. Il avait pour mission d'effectuer des mesures de l'énergie solaire, des études des prototypes existants et de ceux qui seront fabriqués ultérieurement, ainsi que des recherches appliquées.

Une première structuration est intervenue en 1975 pour permettre à l'Office de passer de la phase de production artisanale et à celle d'une production industrielle, devenant ainsi un Etablissement Public à caractère industriel et Commercial (EPIC) placé sous la tutelle du Ministère en charge de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche. Pour s'accorder avec ce nouveau Statut, l'ONERSOL fut scindé en deux sections dont :

- ❖ La section Recherche chargée de promouvoir la recherche en matière d'énergies renouvelables ;
- ❖ Et la Section Fabrication dont la mission est d'assurer la production et la commercialisation des produits mis au point par la Section Recherche.

En 1982, une nouvelle restructuration de l'Office s'était imposée du fait, en particulier, de la faillite de la Section Fabrication et Commercialisation. Il est ainsi décidé de transformer la Section Recherche en un EPA sous l'appellation de « Centre National de Recherche en Energies Nouvelles et Renouvelables (CNREN) » et la Section Fabrication et Commercialisation en une société d'économie mixte, la « Société Nigérienne d'Energies Nouvelles (SONIEN) ».

Malheureusement les textes préparés à cet effet n'ont pas été adoptés par les autorités compétentes et la restructuration en question n'a pas été effective, la disparition de la Section Fabrication en 1985 entraîna ainsi le licenciement de son personnel à l'exception de cinq ouvriers maintenus pour le Service Après-Vente de l'Office au bénéfice de ses différents clients et pour l'exécution de certains travaux de la Section Recherche.

C'est dans cette situation de réforme engagée et inachevée et de conjoncture économique peu favorable que l'ONERSOL a continué à fonctionner tant bien que mal jusqu'en 1997. Cette année-là sa restructuration est à nouveau engagée avec l'adoption de la loi n° 97-024 du 08

Juillet qui crée en lieu et place de l'ONERSOL, le Centre National d'Energie Solaire (CNES), un EPA placé sous la tutelle du Ministère des Mines et de l'Energie.

Le Statut du CNES est adopté par décret n° 99-460/PCRN/MME le 22 Novembre 1999 et celui de son Personnel, par le décret 99-461/PCRN/MME. Aujourd'hui le CNES a pour mission de :

- ❖ Mener des travaux de recherche sur l'utilisation des Energies Renouvelables, notamment l'énergie solaire, et d'assurer la vulgarisation des résultats ;
- ❖ Participer à la réalisation d'études prospectives et diagnostiques en matière d'utilisation des Energies Renouvelables pour tous les secteurs de l'économie nationale ;
- ❖ Participer à la formation en matière d'Energies Renouvelables.

II.1.1 Organisation

Le CNES est dirigé par une Direction Générale et structuré en Départements (voir figure 1) comprenant le :

- ❖ Département Recherche : chargé de mener des activités de recherche scientifique et de développement technologique dans les domaines du solaire thermique, thermodynamique, photovoltaïque et de l'énergie domestique.
- ❖ Département Ingénierie : chargé de mener des études et travaux de recherches sur les dispositifs et systèmes de conversion solaire photovoltaïque et thermique.
- ❖ Département des Etudes, Suivi & Evaluation : Il a été mis en place pour permettre de donner des indications sur l'état d'avancement des projets et programmes de recherche inscrits dans l'agenda de l'institution. En concertation avec les autres départements, il élabore aussi les projets de recherche.
- ❖ Département Administration & Finances : Le Département est chargé d'assister le Directeur général du CNES ainsi que son Conseil d'Administration dans la gestion administrative, financière et du matériel du Centre. Le financement du CNES est assuré par les subventions de l'Etat à hauteur de 90% des dépenses et le restant est couvert par ses ressources propres tirées de diverses prestations.

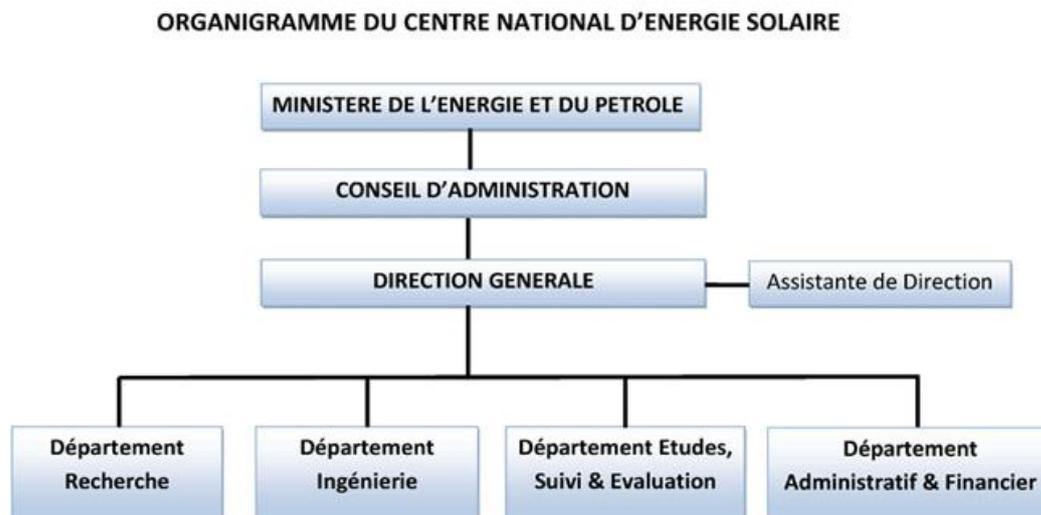


Figure 1 : Organigramme du CNES [3]

II.2 La zone d'étude : village de Kotchiri

Commune rurale du département Kollo dans la région de Tillabéry, Kotchiri est situé à 25 km au Nord-est de la capitale Niamey sur l'axe routière route Ouallam (voir figure 2), et avec des coordonnées géographiques de 13°42'30,3'' Nord pour la latitude, 2°12'41,2'' Est pour la longitude et une altitude de 233 m. La température moyenne annuelle est de 29.6°C. Le choix du site pour notre étude s'est portée sur le site de Kotchiri car c'était l'un des deux seuls sites disponibles sur les 30 localités listées par la NIGELEC dans le cadre du projet NESAP n'ayant pas fait l'objet d'étude de conception.

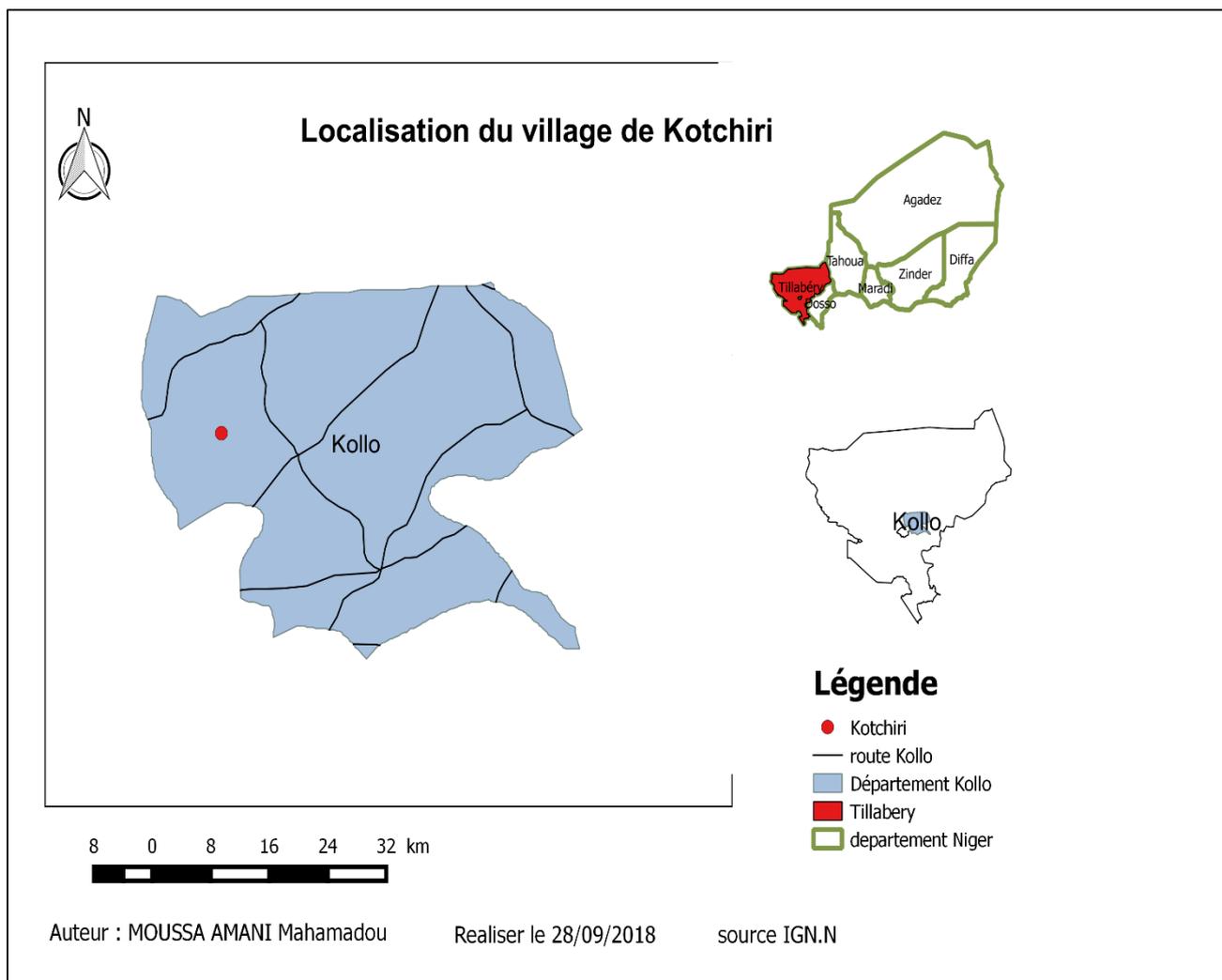


Figure 2:Emplacement géographique de la zone d'étude

Kotchiri est un village de 600 habitants, constitué essentiellement de constructions en banco et en terre comme en témoigne la figure 3. Le village vit principalement de ses cultures de saison qui sont le mil, le haricot, le sorgho et l'arachide ; mais aussi le village pratique des cultures de contre-saison de la tomate, la salade et de l'oignon. Cette commune rurale abrite une station de pompage avec château d'eau qui permet notamment la pratique de la culture de contre-saison et aussi permet la distribution en eau pour les villageois. Kotchiri abrite aussi un Centre de Santé Intégré (CSI) pour les besoins médicaux et une école primaire. Ainsi, une électrification en continu permettrait d'apporter une augmentation à la production des cultures maraichères, permettrait aussi au CSI de pouvoir fonctionner de manière optimale et en continu. Ainsi, une électrification en continu aura pour conséquence le développement du village.



Figure 3 : Vue sur le village de Kotchiri

III. PRESENTATION DU PROJET

III.1 Objectifs de l'étude

III.1.1 Objectif global

L'objectif global est de proposer une étude technique et financière sur la réalisation au village d'un système hybride PV-diesel optimale adaptée au site retenu, qui permettra de fournir une alimentation électrique continue à ce village.

III.1.2 Objectifs spécifiques

Les objectifs spécifiques sont :

- Effectuer une analyse des différentes architectures des systèmes hybrides PV/Diesel existants ;
- Choisir la configuration la mieux adaptée pour notre étude ;
- Dimensionner le système hybride PV-diesel à installer pour une alimentation électrique continue ;
- Faire une étude économique du système.

III.2 Résultats attendus

- L'analyse des différentes architectures des systèmes hybrides PV/Diesel existants est effectuée ;
- Le choix de la configuration la mieux adaptée pour notre étude est réalisé ;
- Le dimensionnement du système hybride PV-diesel à installer est réalisé ;
- L'étude technico économique du système est disponible.

III.3 Etat des lieux actuel du site

L'installation électrique de Kotchiri a trois années de mise en service établies sur un terrain de 600 m² au milieu des champs. Cette installation qui sert de poste de production de l'électricité pour la commune fonctionne 8h par jour c'est-à-dire de 16h à 00h. Ainsi, le poste de Kotchiri se compose d'un système de production et de distribution composé de :

- Un groupe électrogène,
- Un disjoncteur compact,
- Un compteur principal.

III.3.1 Groupe électrogène

Le système de production se compose principalement d'un groupe électrogène de 30kVA/24kW de marque Perkins modèle 2012. Voir figure ci-dessous.



Figure 4: Poste de production

III.3.2 Disjoncteur compact

L'installation électrique dispose d'un disjoncteur compact de marque Schneider Electric qui sert de protection et interrupteur principale à l'installation.



Figure 5. Disjoncteur compact

III.3.3 Compteur principale

L'installation dispose d'un compteur principale triphasé 4 fils combiné –Symétrique de marque Landis+Gyr modèle 2014, d'une fréquence de 50Hz, placé en aval du disjoncteur. Ce compteur permet de renseigner sur la production du site avec le nombre d'heure de fonctionnement.

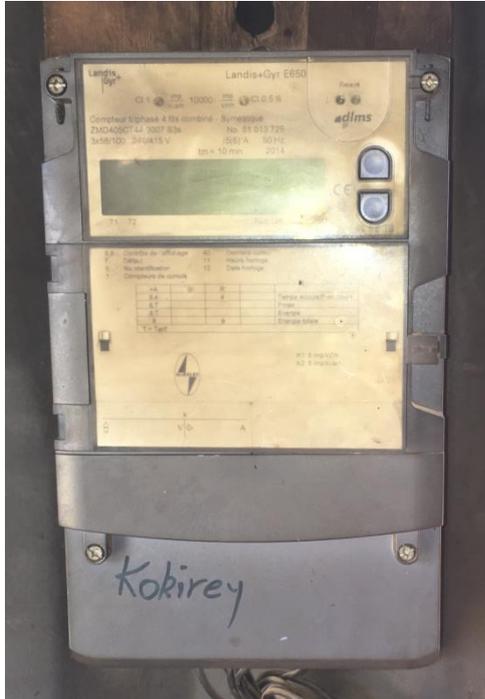


Figure 6.Compteur triphasé

III.4 Etat de l'art

III.4.1 Généralités sur les systèmes hybrides

Le terme « Système d'Énergie Hybride ou SEH » fait allusion aux systèmes de génération d'énergie électrique utilisant plusieurs types de sources. Les systèmes hybrides sont généralement autonomes par rapport aux grands réseaux interconnectés et sont souvent utilisés dans les régions isolées.

D'un point de vue général, un système hybride de production d'énergie est celui qui combine plusieurs sources disponibles et mobilisables. Il consiste en l'association de deux ou plusieurs technologies complémentaires de manière à accroître la fourniture d'énergie.

Il existe trois principaux types de systèmes hybrides possibles pour la production d'électricité que sont :

- Les systèmes hybrides d'énergies fossiles pures : l'électricité est produite par une combinaison entre les énergies fossiles (gaz, charbon, fuel...).

- Les systèmes hybrides d'énergies renouvelables pures : l'électricité est produite par une combinaison entre les énergies renouvelables (solaire, éolienne, hydroélectricité, géothermique...),
- Les systèmes hybrides mixtes : l'électricité est produite grâce à une complémentarité entre une source d'énergie renouvelable et une source d'énergie fossile,

Les systèmes hybrides mixtes en particulier sont ceux qui offrent le plus de débouchés en Afrique car le continent regorge de potentialité en énergie renouvelable et fossile.

Notre étude se portera plus sur les systèmes hybrides mixtes.

III.4.2 Systèmes hybrides mixtes

Les systèmes hybrides mixtes associent au moins deux technologies complémentaires : une ou plusieurs sources d'énergie classiques, généralement des générateurs diesels, et au moins une source d'énergie renouvelable. Les sources d'énergie renouvelable, comme l'éolienne et le photovoltaïque, ne délivrent pas une puissance constante. Leur association avec des sources classiques ou fossiles permet d'obtenir une production électrique continue.

III.4.3 Les différents types de configuration d'hybridation mixte

On distingue 3 principales combinaisons de systèmes hybrides mixtes, à savoir :

- L'éolien, le photovoltaïque(PV) et le diesel,
- L'éolien et le diesel,
- Le photovoltaïque et le diesel.

III.4.3.1 Configurations PV-Diesel

Les générateurs PV génèrent du courant continu tandis que la consommation domestique exige du courant alternatif. C'est pourquoi, pour cette application en site isolé, il conviendra d'insérer au système un onduleur qui pourra permettre au générateur PV de travailler en parallèle ou en alternance avec le générateur diesel. A cet effet, on distingue les configurations suivantes :

- **Configuration série**

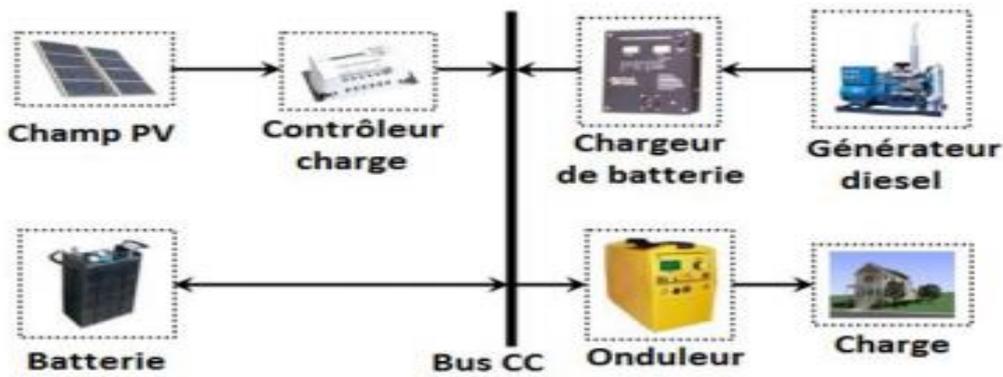


Figure 7: Configuration hybride PV-diesel série [4]

Dans cette configuration (figure 8), l'énergie produite par le générateur diesel est d'abord redressée et puis convertie de nouveau en alternatif pour être fournie à la charge, ce qui implique des pertes de conversion significatives. Lorsque l'énergie produite par le générateur PV ainsi que l'énergie stockée sont suffisantes pour répondre à la demande de la charge, le générateur diesel est arrêté. La puissance en courant continu fournie par l'unité de production PV et la batterie est convertie en courant alternatif par un onduleur. De plus, il faut noter que dans la plupart des systèmes de ce type, le rendement du système est diminué à cause du transit d'une grande partie de l'énergie par la batterie, augmentant ainsi le nombre des cycles charge/décharge.

- **Configuration commuté**

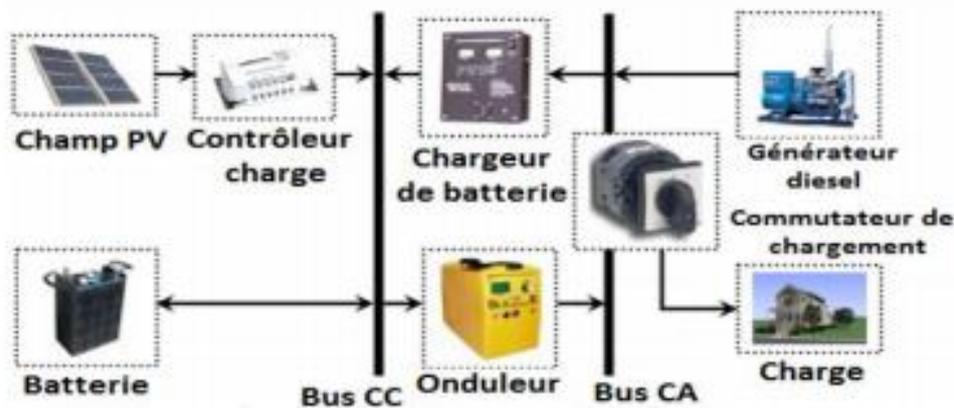


Figure 8 : Configuration hybride PV-diesel commuté [4]

Pour ce type de configuration illustré ci-dessus, le consommateur peut être alimenté soit par la source conventionnelle, soit par le générateur photovoltaïque et la batterie via l'onduleur. L'alimentation par les deux simultanément n'est pas possible. Le générateur diesel peut également charger la batterie par l'intermédiaire d'un redresseur. La gestion du système doit être automatique à cause de la complexité du système hybride. L'avantage majeur de cette

configuration par rapport à la configuration série consiste à l'élimination des pertes supplémentaires de conversion au niveau du GE.

- **Configuration parallèle**

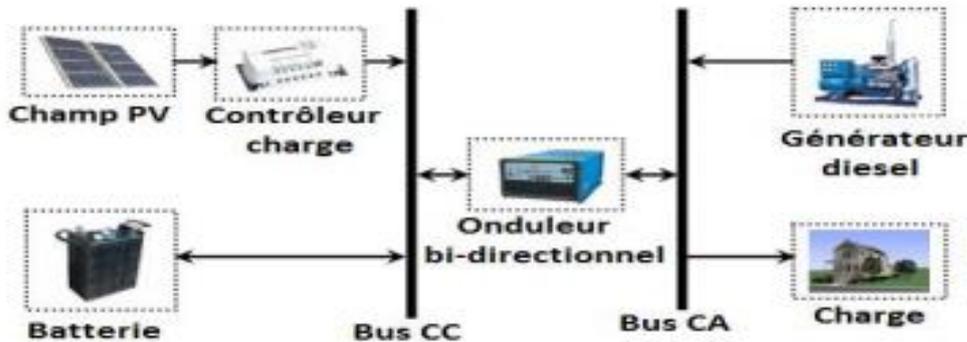


Figure 9 : Configuration hybride PV-diesel parallèle [4]

Dans cette configuration illustrée ci-dessus, le générateur diesel est interconnecté sur le bus de courant alternatif. Le générateur PV et la batterie sont connectés sur le bus de courant continu. Les deux bus sont connectés à l'aide d'un convertisseur électronique bidirectionnel. Il peut travailler soit comme redresseur, lorsque le générateur diesel couvre la consommation électrique et participe dans le chargement de la batterie, soit comme onduleur, quand la charge (ou une part d'elle) est satisfaite par les générateurs PV et/ou la batterie. De cette façon la charge peut être alimentée par les deux bus simultanément. Pour cette configuration, toutes les sources peuvent alimenter la charge séparément à faible et moyenne demande et suppléer les pointes conjointement.

Cette configuration technique d'hybridation PV/Diesel présente généralement deux architectures :

- L'architecture « **Multi-master** » avec **générateurs Diesel** : C'est une architecture typique pour les grands systèmes avec plusieurs générateurs Diesel en parallèle couplés au générateur photovoltaïque via un onduleur. Au moins un générateur Diesel produit et contrôle la tension du réseau.
- L'architecture « **Multi-master** » avec **onduleurs** : Cette architecture est constituée de plusieurs onduleurs couplés à un générateur Diesel. Ici l'augmentation du champ photovoltaïque est aisée car elle ne nécessite pas un arrêt total du système comme c'est le cas avec l'architecture précédente. Dans les deux architectures, un système de contrôle central peut être installé afin d'optimiser l'opération des générateurs diesel, (niveau de puissance, synchronisation, démarrage, arrêt).

Synthèse des différentes configurations technique

Tableau I: Synthèse des différentes configurations

Configurations	Avantages	Inconvénients
Série	<ul style="list-style-type: none"> - La puissance du GE peut être optimale lorsqu'il approvisionne la charge et qu'en plus il charge la batterie jusqu'à un niveau de charge de la batterie de 70 - 80 % ; - Un schéma électrique simplifié à cause d'une absence de commutation des sources d'énergie en courant alternatif ; - La mise en marche du générateur diesel n'entraîne pas une interruption de l'alimentation électrique ; 	<ul style="list-style-type: none"> - L'onduleur ne peut pas travailler en parallèle avec le GE. il est donc dimensionné pour couvrir la charge maximale possible ; - Une grande capacité du parc de batteries qui présente une durée de vie réduite à cause du grand nombre de cycle charge-décharge ; - Un rendement relativement faible du GE à courant alternatif, à cause de la double conversion de sa puissance avant la fourniture à la charge ; - Une panne éventuelle de l'onduleur provoque une rupture totale de l'alimentation électrique.
Commuté	<ul style="list-style-type: none"> - Un rendement élevé car le GE peut alimenter directement la charge, d'où une baisse de la consommation de fuel ; - L'onduleur fournit la tension demandée en forme et valeur ; - Une éventuelle panne de l'onduleur n'engendre pas l'arrêt complet de l'alimentation électrique vu que la charge peut être satisfaite par le GE. 	<ul style="list-style-type: none"> - L'apparition d'une coupure instantanée de l'alimentation lors de la commutation des sources ; - Le GE et l'onduleur sont dimensionnés pour la puissance de pointe. Alors ils fonctionnent à faible rendement lors des périodes de faible charge ; - La durée de la transition lors du changement de "master" cause généralement des variations de tension ; - Une construction complexe donc le coût du système sera prohibitif.

Parallèle	<ul style="list-style-type: none"> - Un meilleur rendement, puisque les sources fonctionnent avec une puissance plus proche de leur puissance nominale ; - Pas de conversion de l'énergie produite par le GE ; - La synchronisation du GE et de l'onduleur permet d'alimenter une charge supérieure à celle alimentée par chaque source ; - Les composants du système ne doivent pas être dimensionnés pour la charge totale, parce que le consommateur peut être alimenté par les trois sources en même temps ; - Une avarie du convertisseur électronique ne provoque pas de coupure de l'alimentation de la charge ; - Diminution du nombre des convertisseurs électroniques, ce qui diminue le câblage nécessaire et l'investissement initial pour la construction du système hybride. 	<ul style="list-style-type: none"> - Le contrôle automatique est obligatoire pour le fonctionnement correct du système ; - Le convertisseur électronique doit fournir une tension sinusoïdale, pour que la synchronisation avec le générateur diesel soit possible ; - Le bus continu est plus difficile à contrôler ; - La gestion du système n'est pas aisée pour une personne non qualifiée.
-----------	--	---

III.4.3.2 Choix de la configuration

Après analyse bibliographique, notre choix s'est porté sur la configuration parallèle architecture multi master avec onduleurs, car en plus de regrouper les avantages des deux autres configurations, elle possède des avantages assez intéressants qui ne sont pas présents dans les deux autres configurations à savoir une diminution du nombre des convertisseurs électroniques, ce qui diminue le câblage nécessaire et l'investissement initial pour la construction du système hybride ; mais aussi cette configuration ne possède qu'un seul inconvénient majeur à savoir une gestion du système qui n'est pas aisée pour une personne non qualifiée. En effet, l'alimentation de la charge peut être faite d'une manière optimale avec cette configuration.

IV. METHODOLOGIE DE CONCEPTION

IV.1 Matériels

➤ Les logiciels de Microsoft

Nous utilisons les produits basiques WORD et EXCEL de Microsoft. EXCEL a été utilisé pour les différents calculs et Word a servi à la rédaction du présent rapport.

➤ Le logiciel QGIS

Ce logiciel nous a permis d'obtenir une représentation cartographiée de notre zone d'étude.

➤ Le logiciel PVsyst

Le choix ainsi que le nombre des modules photovoltaïques et des régulateurs ont été effectué grâce à ce présent logiciel. Ce logiciel nous a aussi permis d'obtenir le nombre et la marque de batterie correspondant à l'installation.

➤ Présentation du logiciel HOMER

Pour cette étude, nous avons utilisé la version gratuite 2.19 de l'année 2018 ; ce logiciel nous a permis de faire l'étude économique de l'installation qui correspond au sixième chapitre du rapport. Ce logiciel, nous permis aussi d'analyser plusieurs configurations techniques pour ce même système afin d'en obtenir un système optimisé au niveau du coût. Le logiciel simule toutes les configurations possibles selon les éléments et donne la meilleure.

IV.2 Méthodes

Afin d'atteindre notre objectif, nous avons tout d'abord choisi le site de notre étude, après nous avons effectué une collecte de données pour le besoin du dimensionnement. Nous retrouvons la procédure suivante :

Choix du site

Notre choix s'est portée sur le site de Kotchiri d'une part car c'était l'un des deux seuls sites disponibles sur la liste établie par la NIGELEC dans le cadre du projet NESAP n'ayant pas fait l'objet d'étude de conception. D'autre part pour sa proximité avec la capitale afin de faciliter notre étude.

- Nous avons effectué une revue bibliographique qui nous a permis de connaître les technologies en vigueur dans l'environnement du système hybride. Ainsi, grâce au revue et rapport scientifique existant obtenu sur le net et auprès de tiers nous avons pu effectuer une analyse des différentes configurations hybride existantes.

Collecte des données

Pour la collecte des données, nous avons préalablement établi un questionnaire (voir annexe II.1). Ce dernier nous a servi de support pour récolter les informations dont on avait besoin à savoir la consommation au fil des mois (annexe II.2) auprès du responsable du site.

Etude de faisabilité technique

Dans ce volet, nous avons déterminé les caractéristiques des installations qui composeront notre système hybride, sachant que le site dispose déjà d'un groupe électrogène. Ainsi, nous avons traité deux approches différentes qui sont :

- Un dimensionnement de l'installation solaire à l'aide du logiciel PVsyst : dans cette partie, nous avons considéré uniquement le pic de la consommation obtenu auprès du responsable du site, pour notre dimensionnement.
- Un dimensionnement de l'installation solaire par la manière analytique : pour cette partie, nous avons effectué notre dimensionnement sur la base d'une moyenne de la consommation annuelle à partir du profil en charge, que nous avons obtenu des données collecté auprès du responsable du site de Kotchiri.

Etude de faisabilité économique

Cette partie sert de complément à la précédente étude. Dans ce volet, nous avons déterminé les coûts de production et d'exploitation de notre installation selon les deux approches. Cette étude financière s'est faite à l'aide du logiciel HOMER.

V. ETUDE DE FAISABILITE TECHNIQUE

Le village de Kotchiri dispose d'une installation électrique qui fonctionne 8h par jour (de 16h à 00h) avec un pic de charge journalière de 10,53 kW (selon le responsable du site). Ce temps de fonctionnement ne suffit pas à permettre l'épanouissement ainsi que le développement socioéconomique du village. Ainsi, notre étude est de permettre au village de bénéficier d'une électrification continue de 24h par jour au moyen d'un système hybride PV-diesel avec stockage. Ce système hybride sera composé d'une installation solaire avec stockage qui prendra en charge tout le besoin journalier et du groupe électrogène déjà existant qui servira de secours au cas où le solaire ne parviendra plus à satisfaire la charge.

Comme le site dispose déjà d'un groupe électrogène, donc le dimensionnement ici ne concerne que la partie solaire de l'installation et les différentes protections du système en général.

Deux approches seront utilisées pour dimensionner les sous-systèmes solaires de l'hybridation, à savoir :

- ✓ Première approche : dimensionnement à l'aide de PVsyst
- ✓ Seconde approche : dimensionnement par la méthode analytique.

V.1 Groupe électrogène

Le système de production se compose principalement d'un groupe électrogène de 30kVA/24kW de marque Perkins modèle 2012 (voir figure 4) avec une consommation de gasoil (provenant de Total) de 22l/jr, qui fonctionne à 43,87% de sa puissance nominale car ayant une charge de 10,53 kW. Cette installation qui sert de poste de production de l'électricité pour le village fonctionne 8h par jour c'est-à-dire de 16h à 00h.

V.2 Première approche : Etude technique à l'aide de PVsyst

L'étude se composera de la manière ci-après :

- ✓ Dimensionnement de l'installation PV ;
- ✓ Choix de l'onduleur ;
- ✓ Choix des batteries ;
- ✓ Résultats de la simulation PVsyst ;
- ✓ Dispositifs de protection ;
- ✓ Section des câbles ;
- ✓ Conclusion partielle.

V.2.1 Dimensionnement de l'installation PV

Valeurs d'entrée

Désignation	Valeurs
Coordonnées géographiques	13°42'30,3" Nord ; 2°12'41,2" Est
Orientation des panneaux	15° plein sud
Puissance appelée (kW)	10,53
Durée de fonctionnement (heure)	24

Méthodologie avec PVsyst

Nous avons au préalable introduit les entrées de départ avant le dimensionnement exigé par PVsyst à savoir l'orientation des panneaux qui est une inclinaison de 15° plan fixe et les besoins utilisateur qui correspondent à la puissance des charges de 10,53 kW multiplié par le temps de fonctionnement de 24h.

Ainsi, à partir des besoins utilisateurs est insérée dans le logiciel, PVsyst se charge de générer comme illustré dans la figure 20 la puissance crête correspondante à installer, le nombre de modules PV ainsi que leur nombre disposé en série et en parallèle correspondant à la puissance crête à installer mais aussi de fournir les caractéristiques détaillées du module PV choisi ; ces chiffres peuvent varier en fonction du modèle photovoltaïque choisit dans le catalogue du logiciel.

Figure 10: Interface PVsyst partie photovoltaïque

Ces différents chiffres nous renseignent sur les informations suivantes :

- 1 : Tension du système;
- 2 : Puissance crête nominale conseillée par PVsyst ;
- 3 : Choix du module photovoltaïque à installer dans la liste fournis par PVsyst ;
- 4 : Indique le nombre module PV ainsi que la surface qu'occupera cette installation, mais aussi le nombre module en série et en parallèle ;
- 5 : Indique la puissance crête finale après le choix du type de module PV à installer ;
- 6 : Affichage d'indication pour permettre des choix pour un fonctionnement optimal.

Données de base	Dimensions et Technologie	Paramètres modèle	Données additionnelles	Commercial	Graphiques
Modèle	REC 225PE	Fabricant	REC		
Nom fichier	REC_225PE.PAN	Source données	Manufacturer 2012		
	Base de données PVsyst originale	Prod. depuis	2010 à 2011		
Puissance n°	225.0 Wp	Tol. +/-	0.0 3.0 %	Technologie	Si-poly
Spécifications fabricant ou autres mesures					
Cond. de référence:	GRef	1000 W/m²	TRef	25 °C	
Courant de court-circuit	Isc	8.000 A	Circuit ouvert Vco	36.20 V	
Point de Puissance max.:	Imp	7.790 A	Vmpp	28.90 V	
Coefficient de température	mulsc	6.2 mA/°C	Nbre cellules 60 en série		
	ou mulsc	0.074 %/°C			
Résumé du modèle					
Paramètres principaux					
R parall.	265 ohm				
Rparall(G=0)	1100 ohm				
R série model	0.20 ohm				
R série max.	0.20 ohm				
R série apparent	0.37 ohm				
Paramètres modèle					
Gamma	0.850				
IoRef	0.01 nA				
μVco	-141 mV/°C				
muPMax fixé	-0.43 /°C				
Résultats du modèle interne					
Conditions de fonctionnement	GOper	1000 W/m²	TOper	25 °C	
Point de Puissance max.:	Pmpp	230.4 W	coeff. de température	-0.42 %/°C	
	Courant Imp	7.56 A	Tension Vmpp	30.5 V	
	Courant de court-circuit Isc	8.00 A	Circuit ouvert Vco	36.2 V	
Efficacité	/ Surf. cellules	15.78 %	/ Surf. module	13.96 %	

Figure 11: Caractéristiques module PV choisie

Ainsi, on obtient le tableau récapitulatif du résultat suivant :

Tableau II: Récapitulatif du dimensionnement PV

Type de module photovoltaïque	Si-poly
La marque et le modèle	REC modèle REC225PE
La puissance nominale	225 Wc
La tension à circuit ouvert Voc du module	36,20 V
La tension max Vmpp du module	28,90 V
Le courant de court-circuit Isc du module	8,0 A
L'intensité max Imp du module	7,79 A
La tension max Vmpp du champ (50°C)	614 V
L'intensité max Imp du champ (50°C)	63 A
Nombre de modules photovoltaïque	192
Nombre de modules en série	24
Nombre de modules en parallèle	8
La surface cellule	280 m²
La surface totale de l'installation	317 m²
Puissance nominale (STC) globale du champ	43,2 kWc

Puissance aux conditions de fonctionnement (à 1000 W/m ² et à 50°C)	38,6 kWc
---	----------

Voir annexe III pour plus de détails sur les résultats de la simulation effectuée par PVsyst.

V.2.2 Choix de l'onduleur

Nous avons choisi l'onduleur dans le catalogue fournisseur sur la base de :

- ✓ Partie DC, l'onduleur doit être adapté à la tension du système imposé par le parc de batteries.
- ✓ Partie AC, l'onduleur imposera un signal de sortie adaptée aux appareils qu'il alimente
Fréquence 50 Hz
Valeur de la tension efficace : $U_{eff} = 220 \text{ V}$
- ✓ L'onduleur doit être dimensionné de manière à ce que sa puissance nominale couvre la somme des puissances de tous les utilisateurs que l'on souhaite utiliser en même temps.
- ✓ Une marge de dimensionnement de 20 à 30% est recommandée pour garantir le bon fonctionnement de l'onduleur à une température ambiante supérieure à 25°C.

Pour le choix de l'onduleur, nous avons opté pour la combinaison de deux types d'onduleurs du même fabricant (SMA) à savoir le Sunny Island côté parc batterie et Sunny Tri power côté champs PV. Ainsi, nous aurons 6 onduleurs Sunny Island 8.0H de 6 kW (voir annexe V.2) montés en système multi cluster fonctionnement maître-esclaves (voir figure 24) pour ainsi former un réseau triphasé, et 3 onduleurs Sunny Tri power 15000TL de 46,2 kW (voir annexe V.2) qui sera connecté au réseau triphasé créé à l'aide des Sunny Island. Comme multi cluster box nous choisissons la Multi cluster-Box 12 de SMA (voir annexe V.2).

Pour le choix de notre onduleur réseau, nous devons respecter les règles :

- La tension MPP du générateur PV (V_{mpp}) > La tension minimale admise à l'entrée de l'onduleur. On doit tenir compte de l'effet de la température en exploitation ;
- La tension en circuit ouvert du générateur PV (V_{oc}) < La tension maximum admise à l'entrée de l'onduleur. On doit tenir compte de l'effet de la température en exploitation ;
- Préférer la tension nominale à l'entrée de l'onduleur car elle donne le meilleur rendement ;
- Le ratio de puissance doit être compris entre 90% et 110% ;
- Tous les strings (branches) connectés à un même onduleur doivent avoir la même tension continue.

Vérification de l'adéquation de l'onduleur

Tableau III: Vérification de l'adéquation de l'onduleur réseau

Vérification à faire	Sunny Tri power 15000TL	
	Calcul	Spécification
Tension nominale	$24 * V_{oc} = 24 * 36,2$ $= 868,8 \text{ V}$	$868,8 \text{ V} < 1000 \text{ V}$ Ok
Plage de la tension MPP	$\frac{(240 \text{ V} - 800 \text{ V})}{24} = 9,23 - 33 \text{ V}$	Module $V_{MPP} = 28,9 \text{ V}$ Ok
Courant entrée onduleur	8 branches $8 * I_{sc} = 8 * 8 = 64 \text{ A}$	$< 66 \text{ A}$ Ok
Ratio de puissance	$\frac{46020}{192 * 225} = 1,06$	$0,9 - 1,10$ Ok

V.2.3 Choix des batteries à l'aide de PVsyst

Pour le choix des batteries, PVsyst met à notre disposition une liste de différents fabricants de batterie. Ainsi, ce choix s'est fait dans les mêmes conditions que pour le régulateur. Comme illustré dans la figure 22, PVsyst génère toutes les informations liées à notre choix ainsi que sa correspondance ou pas avec le système.

Stockage | Champ PV | Appoint | Schéma simplifié

Procédure
 Les suggestions de pré-dimensionnement sont basées sur la météo mensuelle, et les besoins de l'utilisateur

1. - Pré-dimensionnement Définissez les conditions de pré-dimensionnement (PLDL, autonomie, tension batterie)
2. - Stockage Définissez le pack de batteries (les cases défaut approchent les suggestions du pré-dimensionnement)
3. - Conception champ PV Définissez le champ PV (Module PV et mode de contrôle). Conseil: commencez avec un régulateur universel !
4. - Appoint Définissez une éventuelle génératrice d'appoint.

Définissez le pack de batteries

Trier les batteries selon tension capacité fabricant

Tous les fabricants 2V 2150 Ah Pb Open Tub Sun power VL OPzS 2- Hoppecke

Pb-acide

24 batteries en série Nombre de batteries **48**

2 batteries en parallèle Nombre d'éléments **48**

Tension du pack batteries **48 V**
 Capacité globale **4300 Ah**
 Energie stockée (80% DOD) **165 kWh**
 Poids total **9446 kg**
 Nbre de cycles à 80% DOD **1500**
 Energie totale stockée durant la vie de la batterie **275.8 MWh**

Température batterie en opération

Mode tempér. Fixée (local tempéré)

Température fixée 20 °C

La température est importante pour la durée de vie de la batterie. Une augmentation de 10 °C diminue la durée de vie "statique" d'un facteur 2.

Figure 12: Caractéristique batterie choisie

Ainsi, nous obtenons le tableau récapitulatif suivant :

Tableau IV: Récapitulatif choix batterie

Fabricant	Hoppecke
Modèle	Sun power VL OPzS 2
La technologie	Plomb-acide
Capacité globale	4300 Ah
Tension	2 V
Nombre de batteries	48
Nombre de batteries en série	24
Nombre de parc en parallèle	2
Poids total	9446 kg

V.2.4 Dispositif de protection

V.2.4.1 Partie DC

➤ Protection contre les surintensités :

Nous avons choisi d'installer un fusible rapide en CC sur chaque branche pour protéger contre le courant de court-circuit. Le dimensionnement du fusible se fait suivant les conditions suivantes :

- Tension : La tension de fonctionnement d'un fusible doit être de 1,15 fois la tension à vide dans les conditions STC des modules raccordés en série :

$$1,15 \times V_{co} \times N_s \quad (1)$$

- Calibre fusible : Le calibre des fusibles doit être compris entre 1,5 et 2 fois le courant $I_{sc}(STC)$ de chaque chaîne.

Avec :

N_s : nombre de modules en série = 23

$V_{co}(STC)$: tension en circuit ouvert d'un module = 36,2 V

$I_{sc}(STC)$: courant de court-circuit d'une chaîne = 8,0 A

Tension assignée du fusible $\geq 832,6$ V ($1,15 \times 36,2 \times 23 = 832,6$ V)

$1,5 \times 8,0 \leq \text{Calibre fusible} \leq 2 \times 8,0$ on a donc $12 \text{ A} \leq \text{Calibre fusible} \leq 16 \text{ A}$

Nous choisirons un fusible du fabricant MERSEN modèle HelioProtection HP15M15CC Fuses-Photovoltaic 1500VDC calibre 16 A.

Nous utiliserons des boîtes de raccordement muni de diode by-pass pour protéger contre le courant de retour.

➤ Protection contre les surtensions atmosphériques

La ligne de raccordement PV-onduleur est partiellement ou entièrement souterraine, dû faite de ce paramètre la présence d'un parafoudre n'est obligatoire (voir tableau V) sachant que le niveau céramique (N_k) au Niger est égale à 100. Nous décidons alors de ne pas mettre de parafoudre sur ce côté de l'installation, afin d'éviter notamment des coûts supplémentaires sur le devis estimatif final.

$N_k = 100 > 25$

Tableau V: Choix d'une mesure de protection [5]

Caractéristique de l'installation	$N_k \leq 25$		$N_k > 25$	
	Côté DC	Côté AC	Côté DC	Côté AC
Bâtiment ou structure équipé d'un paratonnerre	Obligatoire Type 2	Obligatoire Type 1	Obligatoire Type 2	Obligatoire Type 1
Alimentation BT par une ligne entièrement ou partiellement aérienne	Peu utile Type 2	Recommandé Type 2	Recommandé Type 2	Obligatoire Type 2

Alimentation BT par une ligne entièrement souterraine	Peu utile Type 2	Peu utile Type	Recommandé Type 2	Recommandé Type 2
---	---------------------	-------------------	----------------------	----------------------

V.2.4.2 Partie AC

➤ Protections contre les surintensités

Pour la protection contre les surintensités, nous allons installer un disjoncteur différentiel suivant la condition suivante :

$$k \times I_{ca\ ond} \leq Cal_{disj} \text{ (A)} \quad \text{avec } k=1 \text{ pour le disjoncteur}$$

$I_{ca\ ond}$: Courant max à la sortie de l'onduleur Sunny Tri power = 29 A

Cal_{disj} : Calibre du disjoncteur

$$Cal_{disj} \geq 1 \times 29 \text{ A}$$

Nous choisissons un disjoncteur différentiel 30mA de calibre 37 A à 55°C sur chaque phase.

(Voir annexe VI.1)

$I_{ca\ ond}$: Courant max à la sortie de l'onduleur Sunny Island = 26 A

Cal_{disj} : Calibre du disjoncteur

$$Cal_{disj} \geq 1 \times 26 \text{ A}$$

Nous choisissons un disjoncteur différentiel 30mA de calibre 37 A à 55°C sur chaque phase.

➤ Protections contre les surtensions atmosphériques

Pour cette partie de l'installation, la ligne onduleur-charge est aérienne, du fait de ce paramètre la présence d'un parafoudre de type 2 devient obligatoire (voir tableau V).

$$N_k=100 > 25$$

Le dimensionnement du parafoudre Type 2 peut être optimisé en estimant le niveau d'exposition aux surtensions F_{pv} , comme suit :

$$F_{pv} = N_k \cdot (1 + \phi + \delta) \quad (2)$$

ϕ est donné par le Tableau VI en prenant en compte le choix dicté par le Tableau V

δ est obtenu à l'aide du Tableau VII en analysant séparément la situation de la ligne aérienne, du bâtiment ou du champ de modules PV ; trois valeurs de δ sont alors déterminées. Seule la plus grande des valeurs est retenue pour δ .

Tableau VI: Valeurs de ϕ selon le résultat du Tableau 10 [5]

Résultat du Tableau 10	Obligatoire	Recommandé	Peu utile
ϕ	2	1	0

--	--	--	--

$$\Phi = 2$$

Tableau VII: Valeurs de δ selon la situation de la ligne aérienne (BT), du bâtiment ou du champ PV [5]

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

$$\Delta = 0,75$$

$$AN : F_{pv} = 100. (1+2+0,75)$$

$$F_{pv} = 375$$

Tableau VIII: Choix de I_n en fonction de F_{pv} [5]

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

$$F_{PV} > 80 \Rightarrow I_n = 20 \text{ kA}$$

Nous avons choisi un parafoudre de marque Legrand modèle 4 122 33 (voir annexe VI.2)

V.2.5 Section des câbles

Il s'agit ici de déterminer les sections des câbles permettant le transit de l'énergie entre le champ PV et les onduleurs Sunny Tri power, mais aussi entre les Sunny Island et les parcs de batteries et aussi le générateur diesel. Ces câbles sont en cuivre. Pour trouver ces sections adéquates, nous nous sommes basés sur le principe que les câbles doivent avoir des sections qui respectent à la fois le courant admissible et la chute de tension admissible qui est de 2%.

➤ Entre le champ PV et l'onduleur Sunny Tri power

Avant la boîte à jonction

Le premier paramètre à prendre en compte pour le calcul de la section des câbles est le courant admissible. A partir du tableau ci-après, on obtient la formule suivante :

$$I_z \geq 1,45 \times I_n \quad (3)$$

Avec I_n : courant nominale fusible = 16 A

Tableau IX: Courant admissible [6]

Nc : Nombre de chaîne en parallèle	Valeur maximal du courant retour dans une chaîne (A)	Courant maximal admissible Iz (A)
Nc=1	0	$I_z \geq 1,25 \times I_{cc}$
Nc=2	$1,25 \times I_{cc}$	$I_z \geq 1,25 \times I_{cc}$
Nc=3	$2 \times 1,25 \times I_{cc}$	$I_z \geq 2 \times 1,25 \times I_{cc}$ Ou $I_z \geq 1,45 \times I_n$ (en cas de présence d'un fusible de courant nominal I_n)
$Nc \geq 4$	$(Nc - 1) \times 1,25 \times I_{cc}$	$I_z \geq (Nc - 1) \times 1,25 \times I_{cc}$ Ou $I_z \geq 1,45 \times I_n$ (en cas de présence d'un fusible de courant nominal I_n)

AN : $I_z \geq 1,45 \times 16$

$$I_z \geq 23,2 \text{ A}$$

Selon le tableau ci-dessous, la section correspondante est 4 mm².

Vérification

Pour le calcul de la chute de tension, nous avons utilisé la formule ci-dessous :

$$\Delta U_{\text{câble}} = \frac{2(L \times I \times \rho)}{S} \quad (4)$$

Avec L : longueur du câble (m) = 10

I : Intensité du courant (A) = courant max entrée onduleur = 33 A

ρ : la résistivité du cuivre ($\Omega \text{ mm}^2/\text{m}$) = 0,017

S : Section du câble (mm²) = 4

$$\Delta U_{\text{admissible}} = V_{\text{mpp}} \times \text{nombre de module en série} \times 2\% \quad (5)$$

$$V_{\text{mpp}} = 28,9 \text{ V}$$

Nbre module série = 24

$$\Delta U_{\text{câble}} \leq \Delta U_{\text{admissible}}$$

$$\text{AN : } \Delta U_{\text{admissible}} = 28,9 \times 24 \times 0,02$$

$$\Delta U_{\text{admissible}} = 13,87 \text{ V}$$

$$\text{AN : } \Delta U_{\text{câble}} : \frac{2(10 \times 33 \times 0,017)}{4}$$

$$\Delta U_{\text{câble}} = 3 \text{ V}$$

=> $\Delta U_{\text{câble}} \leq \Delta U_{\text{admissible}}$, la section 4 mm² est adéquate.

Tableau X: Section en fonction du courant admissible à 60°C

Section (mm ²)	Courant admissible Iz (A)		
	Un seul câble à l'air libre	Un seul câble sur paroi	Deux câbles adjacents sur paroi
1,5	29	28	24
2,5	40	38	32
4	54	51	43
6	69	66	56
10	96	92	78
16	130	123	105
25	173	164	139
35	214	203	173
50	259	246	210
70	330	313	268
95	402	379	325
120	465	440	377
150	536	504	434
185	611	575	496
240	720	678	584

Après la boîte de jonction/entrée onduleur (Sachant que la boîte de jonction va mettre en parallèle au plus 4 chaînes)

$$I_z \geq 4 \cdot 8 \text{ A}$$

$$I_z \geq 32 \text{ A}$$

Selon le tableau ci-dessus, la section correspondante est 10 mm²

Vérification

Pour le calcul de la chute de tension, nous avons utilisé les formules (4) et (5) :

Avec L : longueur du câble (m) = 5

I : Intensité du courant (A) = courant d'entrée onduleur = 33 A

ρ : la résistivité du cuivre ($\Omega \text{ mm}^2/\text{m}$) = 0,017

S : Section du câble (mm²) = 10

V_{mpp} = 28,9 V

Nbre module série = 24

$$AN : \Delta U_{\text{admissible}} = 28,9 \times 24 \times 0,02$$

$$\Delta U_{\text{admissible}} = 13,87 \text{ V}$$

$$AN : \Delta U_{\text{câble}} : \frac{2(5 \times 33 \times 0,017)}{10}$$

$$\Delta U_{\text{câble}} = 0,56 \text{ V}$$

=> $\Delta U_{\text{câble}} \leq \Delta U_{\text{admissible}}$, la section 10 mm² est adéquate.

➤ **Entre les onduleurs Sunny Tri power/ Island et la charge**

L'installation comprend déjà une ligne de transport en basse tension 400V triphasé composé de câble de section 4x16mm² en cuivre et une ligne de distribution en basse tension 220V en monophasé composé de câble de section 2x16mm² en cuivre et de 52 compteurs abonnés. Il s'agit ici de vérifier si ces sections existantes correspondront à l'installation.

➤ **Entre les onduleurs Sunny Island et les batteries**

$$I_z \geq 115 \text{ A}$$

Selon le tableau X, la section correspondante est 16 mm².

Vérification

Pour le calcul de la chute de tension, nous avons utilisé les formules (4) et (5) :

Avec L : longueur du câble (m) = 5

I : Intensité du courant (A) = courant max entrée onduleur = 115 A

ρ : la résistivité du cuivre ($\Omega \text{ mm}^2/\text{m}$) = 0,017

S : Section du câble (mm²) = 16

V_{bat} = 48 V

Nbre batterie série = 24

$$AN : \Delta U_{\text{admissible}} = 48 \times 24 \times 0,02$$

$$\Delta U_{\text{admissible}} = 23,04 \text{ V}$$

$$AN : \Delta U_{\text{câble}} : \frac{2(5 \times 115 \times 0,017)}{16}$$

$$\Delta U_{\text{câble}} = 1,22 \text{ V}$$

=> $\Delta U_{\text{câble}} \leq \Delta U_{\text{admissible}}$, la section 16 mm² est adéquate.

➤ **Entre les Sunny Island et le générateur**

$$I_z \geq 50 \text{ A}$$

Selon le tableau X, la section correspondante est 6 mm².

Vérification

Pour le calcul de la chute de tension, nous avons utilisé les formules (4) et (5):

Avec L : longueur du câble (m) = 10

I : Intensité du courant (A) = courant max entrée onduleur = 50 A

ρ : la résistivité du cuivre ($\Omega \text{ mm}^2/\text{m}$) = 0,017

S : Section du câble (mm^2) = 6

$V_{ge} = 230 \text{ V}$

Nbre générateur série = 1

AN : $\Delta U_{admissible} = 230 \times 1 \times 0,02$

$\Delta U_{admissible} = 4,6 \text{ V}$

AN : $\Delta U_{câble} : \frac{2(10 \times 50 \times 0,017)}{6}$

$\Delta U_{câble} = 2,83 \text{ V}$

$\Rightarrow \Delta U_{câble} \leq \Delta U_{admissible}$, la section 6 mm^2 est adéquate

V.2.6 Conclusion partielle

Nous retrouvons ici un récapitulatif des différentes caractéristiques techniques du dimensionnement fait par PVsyst. Voir annexe III pour plus de détails sur la simulation de PVsyst

Module photovoltaïque

Tableau XI: Résumé module PV

La marque et le modèle	REC modèle REC 225PE
Technologie	Si-poly
La puissance nominale	225 Wc
Nombre de modules photovoltaïque	192
Nombre de modules en série	24
Nombre de modules en parallèle	8
La surface totale de l'installation	317 m^2
Puissance nominale (STC) globale du champ	43,2 kWc

Batterie

Tableau XII: Résumé choix batterie

Le fabricant	Hoppecke
Le modèle de la batterie	Sun power VL OPzS 2
La technologie	Plomb-acide
Capacité	2150 Ah
Capacité globale	4300 Ah

Tension	2 V
Nombre de batteries en série	24
Nombre de parc en parallèle	2
Nombre de batteries	48

Onduleurs multifonctionnels

Tableau XIII: Résumé caractéristiques onduleurs

Fabricant	SMA
Modèle	Sunny Island 8.0H / Sunny Tri power 15000TL
Puissance nominale	6 kW / 46,2 kW
Nombre d'onduleur	6 / 3
Tension du système	48 V / 48 V
Courant d'entrée	50 A / 66 A
Courant de sortie	26 A / 29 A

Dispositif de protection

Nous avons le récapitulatif suivant :

- 1 fusible rapide CC de MERSEN modèle HelioProtection HP15M15CC Fuses-Photovoltaic 1500VDC calibre 16 A pour chaque branche ;
- 1 disjoncteur différentiel AC 30mA Legrand 4 116 61 calibre 37 A à 55°C sur chaque phase côté Sunny Tri power ;
- 1 disjoncteur différentiel AC 30mA Legrand 4 116 61 calibre 37 A à 55°C sur chaque phase côté Sunny Island ;
- 1 parafoudre AC de marque Legrand modèle 4 122 33.

Section des câbles

- Entre le champ PV et le Tripower : 4 mm² (avant boîte de jonction) et 10 mm² (après boîte de jonction) ;
- Entre les parcs de batterie et les Sunny Island : 16 mm² ;
- Entre le générateur diesel et les Sunny Island : 6 mm².
- Côté AC, nous avons 16 mm².

V.3 Seconde approche : Etude technique par la méthode analytique

Ce volet sera composé de la manière suivante :

- ✓ Profil en charge de Kotchiri ;
- ✓ Résumé du dimensionnement du champ PV et du parc de batterie ;
- ✓ Choix de l'onduleur multifonctionnel ;
- ✓ Dispositif de protection ;
- ✓ Conclusion partielles.

V.3.1 Profil de charge de Kotchiri

Grace aux données collectées (voir annexe II.2) sur place, nous avons pu établir un profil en charge du village. Ce présent graphique (voir figure 14) nous renseigne sur l'énergie produite par mois pendant les 8h de service ; il nous a permis d'avoir une idée sur la tendance d'évolution de la charge au fil des années.

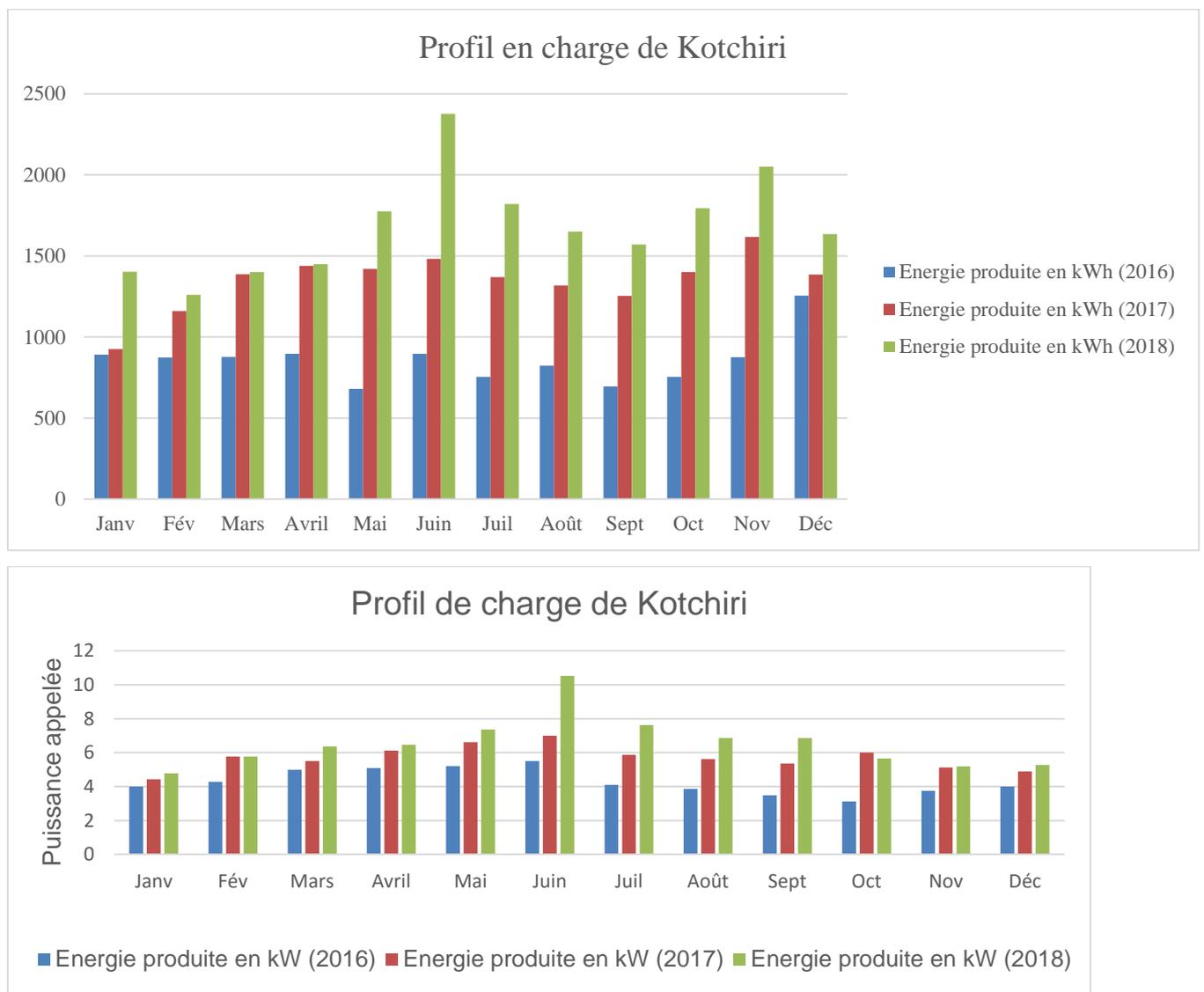


Figure 13: Profil en charge de Kotchiri

Le pic de puissance est constaté au mois de juin qui est de 10,53 kW. Cette valeur s'explique dû faite qu'à cette période vers cette région, la chaleur est particulièrement forte.

V.3.2 Dimensionnement de l'installation PV

Tout comme pour le dimensionnement avec PVsyst, nous supposons que le parc de batteries et le champ PV fourniront à la charge l'énergie nécessaire pendant toute la journée avec secours du groupe électrogène en cas de pic.

Besoin journalier

Pour déterminer le besoin journalier, nous avons effectué la somme des mois de l'année 2018 pour ainsi diviser cette valeur par le nombre de jour annuel. Nous avons ainsi :

$$\text{Besoin journalier} = \frac{20185 \text{ kWh/mois}}{365 \text{ jours}}$$

$$\text{Besoin journalier} = 55,31 \text{ kWh}$$

Nous appliquerons un coefficient d'extension de 20%

Nous aurons ainsi :

$$B_j = 55,31 \times 1,2$$

$$B_j = 66,37 \text{ kWh}$$

Résumé du dimensionnement par la méthode analytique.

(Voir annexe IV pour les détails des calculs)

Tableau XIV: Résumé du dimensionnement PV + Batteries

Désignation	Formules	Résultats
Puissance crête	$\frac{\text{Besoin journalier (kWh/j)}}{H_i (\text{kWh/m}^2/\text{j}) \times R_{\text{sys}}}$ (6)	16,89 kW
Nbre de module en série	$\frac{V_{\text{max ond}}}{V_{\text{oc mod}}}$ (7)	23
Nbre de module en parallèle	$\frac{I_{\text{max ond}}}{I_{\text{sc mod}}}$ (8)	3
C _{batmin}	$\frac{B_j \times J_{\text{raut}}}{V_{\text{bat}} \times R_{\text{bat}} \times P_d}$ (9)	3000 Ah
Nbre de batterie en série	$\frac{V_{\text{sys}}}{\text{tension nominale batterie}}$ (10)	24
Nbre de string de batterie	$\frac{C_{\text{batmin}}}{\text{Capacité batterie}}$ (11)	3
Degré de décharge quotidien Ddq	$\frac{B_j}{C_{\text{bat}} \times V_{\text{bat}} \times R_{\text{bat}}} \leq \frac{DM}{J_{\text{raut}}}$ (12)	0,46 ≤ 0,6
Ratio 1 : aptitude du champ PV à couvrir les besoins journaliers	$\frac{P_c \times H_i \times R_{\text{gen}} \times R_{\text{bat}}}{B_j} > 1$ (13)	1,27
Ratio 2 : Aptitude du champ à recharger les batteries pour	$\frac{C_{\text{bat}}}{I_{\text{cc}} \times N_{\text{bat}}}$ (14)	37,62

un nombre d'heures soleil compris entre 20 et 40		
---	--	--

Orientation et emplacement des modules PV

Le rendement est maximal lorsque les rayons arrivent perpendiculairement au panneau. Pour garder une production d'énergie du panneau la plus régulière possible tout au long de l'année, les modules seront orientés en plein sud à 15°.

Distance requise entre les rangées

Afin d'éviter l'ombrage d'une rangée sur la suivante, nous calculons la distance minimale requise (D).

Latitude : 13,7

Déclinaison : -1,03

$$D = \frac{L \cdot \sin(180 - \alpha - \beta)}{\sin(\beta)} \quad (15)$$

D : distance entre les rangées de capteurs (m)

L : longueur d'un capteur (m) = 1.66

α : Inclinaison des capteurs (°) = 15

β : Angle solaire incident (°)

Avec $\beta = 90 - \text{latitude} \pm \text{déclinaison}$

$$\beta = 90 - 13,7 - 1,03 = 75,27^\circ$$

$$\text{AN : } D = \frac{1,66 \cdot \sin(180 - 15 - 75,27)}{\sin(75,27)}$$

$$D = 1,72 \text{ m}$$

V.3.3 Choix de l'onduleur

Nous avons choisi l'onduleur dans le catalogue fournisseur sur la base de :

- ✓ Partie DC, l'onduleur doit être adapté à la tension du système imposé par le parc de batteries ;
- ✓ Partie AC, l'onduleur imposera un signal de sortie adaptée aux appareils qu'il alimente
Fréquence 50 Hz
Valeur de la tension efficace : $U_{\text{eff}} = 220 \text{ V}$
- ✓ L'onduleur doit être dimensionné de manière à ce que sa puissance nominale couvre la somme des puissances de tous les utilisateurs que l'on souhaite utiliser en même temps.
- ✓ Une marge de dimensionnement de 20 à 30% est recommandée pour garantir le bon fonctionnement de l'onduleur à une température ambiante supérieure à 25°C.

Pour le choix de l'onduleur, nous avons opté pour la combinaison de deux types d'onduleurs du même fabricant (SMA) à savoir le Sunny Island côté parc batterie et Sunny Tri power côté champs PV. Ainsi, nous aurons 3 onduleurs Sunny Island 8.0H de 6 kW (voir annexe V.2) montés en système multi cluster fonctionnement maître-esclaves (voir figure 24) pour ainsi former un réseau triphasé, et 1 onduleur Sunny Tri power Sunny Tripower 20000TL de 20 kW (voir annexe V.2) qui sera connecté au réseau triphasé créé à l'aide des Sunny Island. Comme multi cluster box nous choisissons la Multicluste-Box 12 de SMA (voir annexe V.2)

Pour le choix de notre onduleur réseau, nous avons respecté les règles :

- La tension MPP du générateur PV (V_{mpp}) > La tension minimale admise à l'entrée de l'onduleur. On doit tenir compte de l'effet de la température en exploitation ;
- La tension en circuit ouvert du générateur PV (V_{oc}) < La tension maximum admise à l'entrée de l'onduleur. On doit tenir compte de l'effet de la température en exploitation ;
- Préférer la tension nominale à l'entrée de l'onduleur car elle donne le meilleur rendement ;
- Le ratio de puissance doit être compris entre 90% et 110% ;

Tous les strings (branches) connectés à un même onduleur doivent avoir la même tension continue

Vérification adéquation onduleur réseau

Vérification à faire	Sunny Tri power 20000TL	
	Calcul	Spécification
Tension nominale	$26 * V_{oc} = 24 * 37,4$ $= 972,4 \text{ V}$	$972,4 \text{ V} < 1000 \text{ V}$ Ok
Plage de la tension MPP	$\frac{(320 \text{ V} - 800 \text{ V})}{26} = 12,3 - 31 \text{ V}$	Module $V_{MPP} = 30,2 \text{ V}$ Ok
Courant entrée onduleur	3 branches $3 * I_{sc} = 3 * 8,86 = 26,58 \text{ A}$	$< 33 \text{ A}$ Ok
Ratio de puissance	$\frac{16890}{69 * 250} = 0,98$	$0,9 - 1,10$ Ok

Nous avons la figure illustrative du système multi cluster suivante :

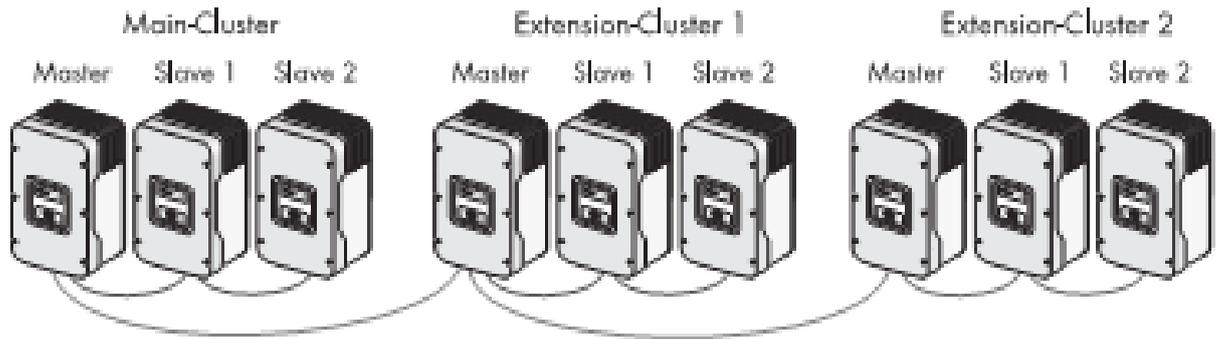


Figure 14: Connexion maître-esclaves [6]

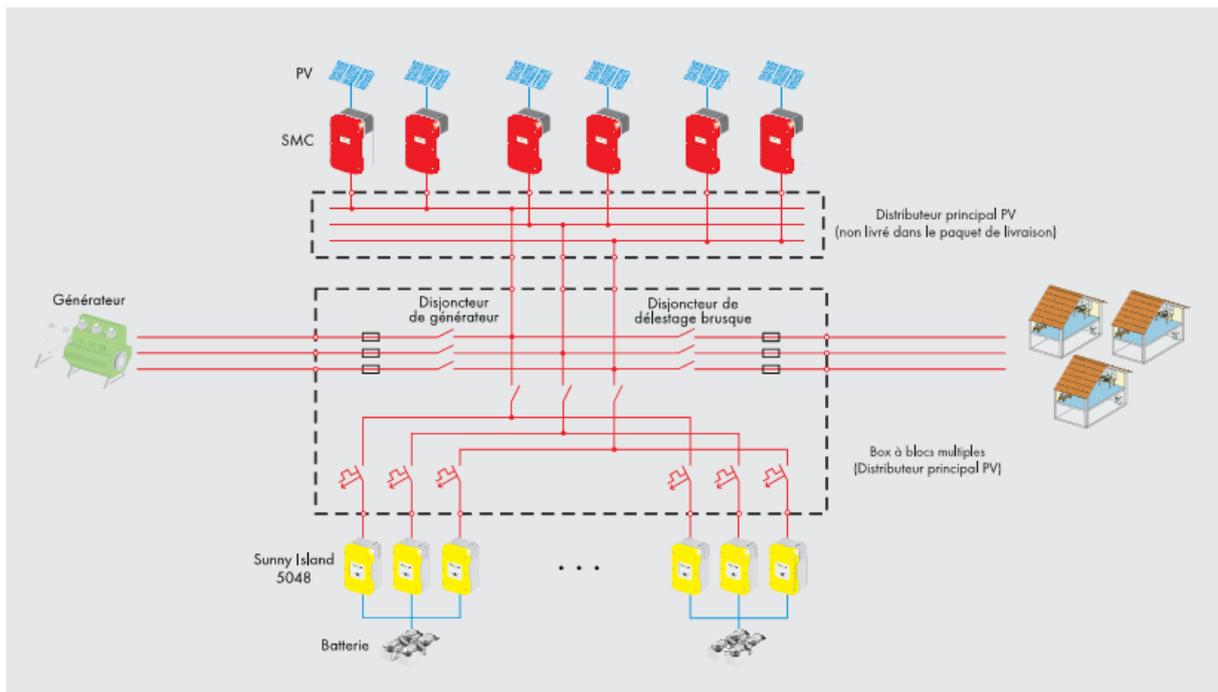


Figure 15: Montage multi cluster [7]

V.3.4 Dispositif de protection

Dans cette partie, la détermination des différents dispositifs de protection a été effectuée de la même façon que pour la première approche, car ayant le même type d'onduleur et des caractéristiques de modules assez identiques.

V.3.5 Section des câbles

Il s'agit ici de déterminer les sections des câbles permettant le transit de l'énergie entre le champ PV et l'onduleur Sunny Tri power, mais aussi entre les Sunny Island et les parcs de batteries et aussi le générateur diesel. Ces câbles sont en cuivre. Pour trouver ces sections adéquates, nous nous sommes basés sur le principe que les câbles doivent avoir des sections qui respectent à la fois le courant admissible et la chute de tension admissible qui est de 2%.

➤ Entre le champ PV et l'onduleur Sunny Tri power

Avant la boîte de jonction

$$I_z \geq 1,45 \times I_n$$

Avec I_n : courant nominale fusible = 16 A

$$AN : I_z \geq 1,45 \times 16$$

$$I_z \geq 23,2 \text{ A}$$

Selon le tableau X, la section correspondante est 4 mm².

Vérification

Pour le calcul de la chute de tension, nous avons utilisé les formules (4) et (5) :

Avec L : longueur du câble (m)= 10

I : Intensité du courant (A) = courant max entrée onduleur = 33 A

ρ : la résistivité du cuivre ($\Omega \text{ mm}^2/\text{m}$) = 0,017

S : Section du câble (mm²) = 4

$$V_{mpp} = 30,2 \text{ V}$$

Nbre module série = 23

$$AN : \Delta U_{admissible} = 30,2 \times 23 \times 0,02$$

$$\Delta U_{admissible} = 13,9 \text{ V}$$

$$AN : \Delta U_{câble} : \frac{2(10 \times 66 \times 0,017)}{4}$$

$$\Delta U_{câble} = 1,4 \text{ V}$$

=> $\Delta U_{câble} \leq \Delta U_{admissible}$, la section 4 mm² est adéquate

Après la boîte de jonction/entrée onduleur Tri power (Sachant que la boîte de jonction va mettre en parallèle au plus 3 chaînes)

$$I_z \geq 3 \times 8,86 \text{ A}$$

$$I_z \geq 26,58 \text{ A}$$

Selon le tableau ci-dessus, la section correspondante est 10 mm²

Vérification

Pour le calcul de la chute de tension, nous avons utilisé les formules (4) et (5):

Avec L : longueur du câble (m)= 5

I : Intensité du courant (A) = courant d'entrée onduleur = 33 A

ρ : la résistivité du cuivre ($\Omega \text{ mm}^2/\text{m}$) = 0,017

S : Section du câble (mm²) = 10

$$V_{mpp} = 30,2 \text{ V}$$

Nbre module série = 23

$$AN : \Delta U_{admissible} = 30,2 \times 23 \times 0,02$$

$$\Delta U_{\text{admissible}} = 13,9 \text{ V}$$

$$\text{AN : } \Delta U_{\text{câble}} : \frac{2(5 \times 33 \times 0,017)}{10}$$

$$\Delta U_{\text{câble}} = 0,6 \text{ V}$$

=> $\Delta U_{\text{câble}} \leq \Delta U_{\text{admissible}}$, la section 10 mm² est adéquate

➤ **Entre le parc de batterie et les onduleurs Sunny Island**

$$I_z \geq 115 \text{ A}$$

Selon le tableau X, la section correspondante est 16 mm².

Vérification

Pour le calcul de la chute de tension, nous avons utilisé les formules (4) et (5):

Avec L : longueur du câble (m) = 5

I : Intensité du courant (A) = courant max entrée onduleur = 115 A

ρ : la résistivité du cuivre ($\Omega \text{ mm}^2/\text{m}$) = 0,017

S : Section du câble (mm²) = 16

$$V_{\text{bat}} = 48 \text{ V}$$

$$\text{Nbre batterie série} = 24$$

$$\text{AN : } \Delta U_{\text{admissible}} = 48 \times 24 \times 0,02$$

$$\Delta U_{\text{admissible}} = 23,04 \text{ V}$$

$$\text{AN : } \Delta U_{\text{câble}} : \frac{2(5 \times 115 \times 0,017)}{16}$$

$$\Delta U_{\text{câble}} = 1,22 \text{ V}$$

=> $\Delta U_{\text{câble}} \leq \Delta U_{\text{admissible}}$, la section 16 mm² est adéquate.

➤ **Entre le générateur diesel et les onduleurs Sunny Island**

$$I_z \geq 50 \text{ A}$$

Selon le tableau X, la section correspondante est 6 mm².

Vérification

Pour le calcul de la chute de tension, nous avons utilisé les formules (4) et (5):

Avec L : longueur du câble (m) = 10

I : Intensité du courant (A) = courant max entrée onduleur = 50 A

ρ : la résistivité du cuivre ($\Omega \text{ mm}^2/\text{m}$) = 0,017

S : Section du câble (mm²) = 6

$$V_{\text{ge}} = 230 \text{ V}$$

$$\text{Nbre générateur série} = 1$$

$$\text{AN : } \Delta U_{\text{admissible}} = 230 \times 1 \times 0,02$$

$$\Delta U_{\text{admissible}} = 4,6 \text{ V}$$

$$\text{AN : } \Delta U_{\text{câble}} : \frac{2(10 \times 50 \times 0,017)}{6}$$

$$\Delta U_{\text{câble}} = 2,83 \text{ V}$$

=> $\Delta U_{\text{câble}} \leq \Delta U_{\text{admissible}}$, la section 6 mm² est adéquate.

➤ **Entre les onduleurs Sunny Tri power/ Island et la charge**

L'installation comprend déjà une ligne de transport en basse tension 400V triphasé composé de câble de section 4x16mm² en cuivre et une ligne de distribution en basse tension 220V en monophasé composé de câble de section 2x16mm² en cuivre et de 52 compteurs abonnés. Il s'agit ici de vérifier si ces sections existantes correspondront à l'installation.

V.3.6 Conclusion partielle

Les résultats obtenus par la méthode analytique sont résumés dans les tableaux suivants :

Module PV

Tableau XV: Résumé caractéristiques module PV

Fabricant	REC
Modèle	REC250PE
Puissance nominale	250 W
Tension nominale	24 V
Tension Vmpp	30,2V
Courant Impp	8,3 A
Tension Voc	37,4 V
Courant Isc	8,86 A
Nombre de module en série	23
Nombre de module en parallèle	3
Nombre de module total	69
Puissance global	16,89 kWc
Rendement	15,1%

Pour plus de détails sur les caractéristiques du module choisi voir Annexe V.1

Onduleurs multifonctionnels

Tableau XVI: Résumé caractéristiques onduleurs

Fabricant	SMA
Modèle	Sunny Island / Sunny Tri power
Puissance nominale	6 kW / 20 kW

Nombre d'onduleur	6 / 1
Tension du système	48 V / 48 V
Courant d'entrée	50 A / 66 A
Courant de sortie	26 A / 29 A

Batterie

Tableau XVII: Résumé caractéristiques batteries

Fabricant	Victron
Le modèle de la batterie	BAT702102260
La technologie	Tubulaire gel
Capacité	1000 Ah
Tension	2 V
Nombre de batteries en série	24
Nombre de parc en parallèle	3
Nombre de batteries	72

Pour plus de détails sur les caractéristiques de la batterie choisie voir annexe V.4

Dispositif de protection

- 1 fusible rapide CC de MERSEN modèle HelioProtection HP15M15CC Fuses-Photovoltaic 1500VDC de calibre 16 A pour chaque branche ;
- 1 disjoncteur différentiel AC Legrand 4 116 61 de calibre 37 A à 55°C sur chaque phase côté Sunny Tri power ;
- 1 disjoncteur différentiel AC Legrand 4 116 61 de calibre 37 A à 55°C sur chaque phase côté Sunny Island ;
- 1 parafoudre AC de marque Legrand modèle 4 122 33.

Section des câbles

- Entre le champ PV et le Tripower : 4 mm² (avant boîte de jonction) et 10 mm² (après boîte de jonction) ;
- Entre les parcs de batterie et les Sunny Island : 16 mm² ;
- Entre le générateur diesel et les Sunny Island : 6 mm² ;
- Côté AC, nous avons 16 mm².

VI. ETUDE DE FAISABILITE FINANCIERE

La faisabilité financière est une étape fondamentale dans la réalisation d'un projet. En effet, elle permet d'avoir les réponses sur la viabilité économique de l'installation. Dans ce volet, nous effectuerons l'étude financière des deux approches vues précédemment. Ainsi, nous utiliserons le logiciel HOMER pour la détermination financière.

VI.1 Exonération des équipements et matériels à énergie renouvelable

Pour promouvoir l'utilisation des énergies renouvelables et ainsi faciliter leur acquisition, la Ministre de l'Energie et le Ministre des Finances nigérien ont dans l'arrêté conjoint n°0029 ME/MF précisés que les équipements et matériels à énergies renouvelables sont exonérés de tous droits et taxes d'entrée à l'exception de la Redevance Statistique (RS), du Prélèvement Communautaire (PC), du Prélèvement Communautaire de Solidarité (PCS).

VI.2 Valeurs d'entrée

Tableau XVIII: Valeurs d'entrée

Désignation	Prix en FCFA
Module PV PVsyst	16 320 000
Module PV analytique	5 882 112
Sunny Island 8.0H	7 635 264
Sunny Tripower 20 000 TL	1 876 160
Sunny Tripower 15 000 TL	4 231 200
Batterie Victron	39 485 952
Batterie Hoppecke	31 488 000
Générateur diesel Perkins 30 kVA	5 184 000
Coût d'extension du réseau FCFA/km	8 000 000
Prix du kiloWatheure FCFA/kWh	96
Taux d'intérêt	8%
Taux d'inflation	2%
Autres	10% du coût total

VI.3 Etude de faisabilité financière de la première approche

Nous avons ci-dessous le profil en charge selon la première approche, c'est-à-dire un besoin constant avec comme valeur moyenne utilisée le pic de la consommation.

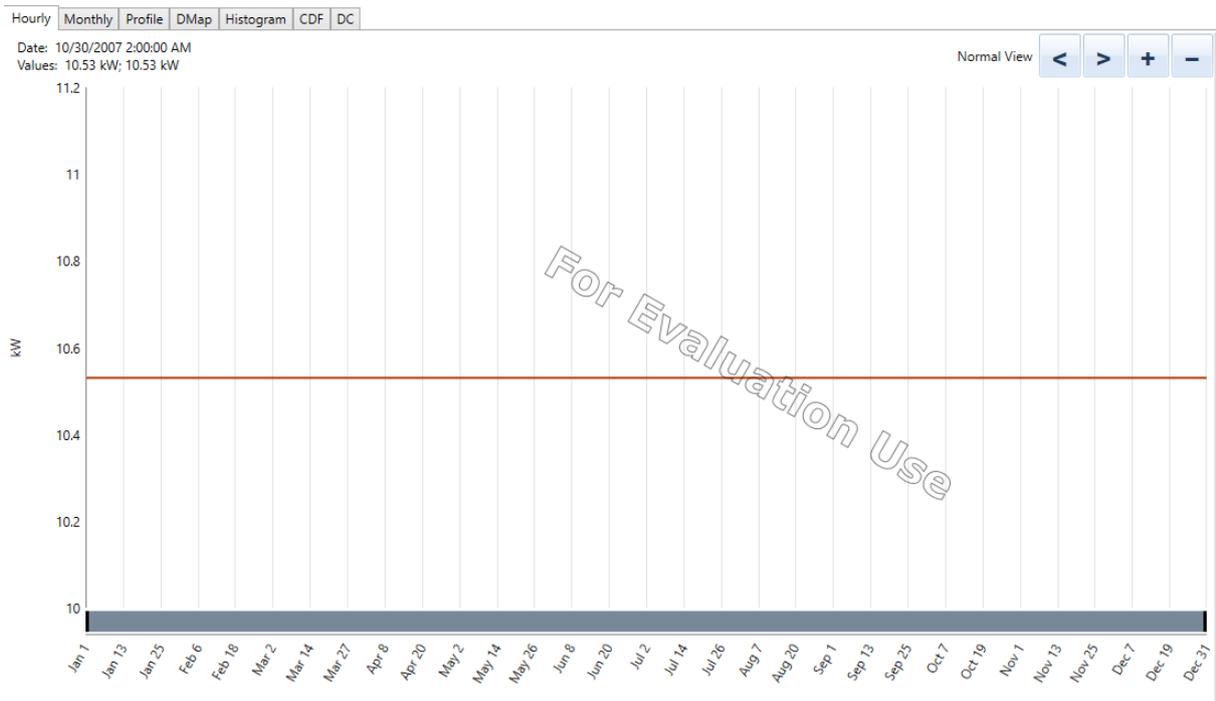


Figure 16: Profil en charge première approche

Après avoir introduit le coût des différents produits et services nécessaires à la mise en place mais aussi au bon fonctionnement de la centrale dans le logiciel HOMER nous avons pu recueillir l'analyse financière ci-dessous (figure 17 et 18).

Il faut noter que nous n'avons pas pris en compte certain coût comme par exemple le coût du terrain car le terrain appartient à l'Etat qui est aussi détenteur de la centrale.

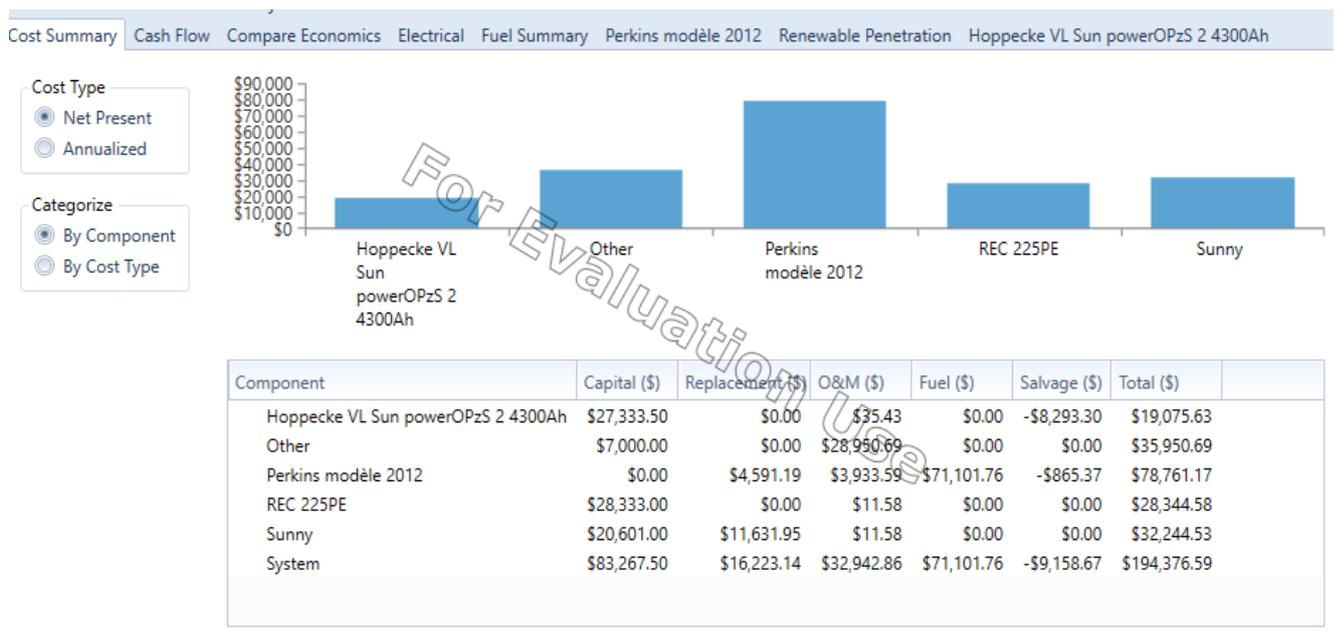
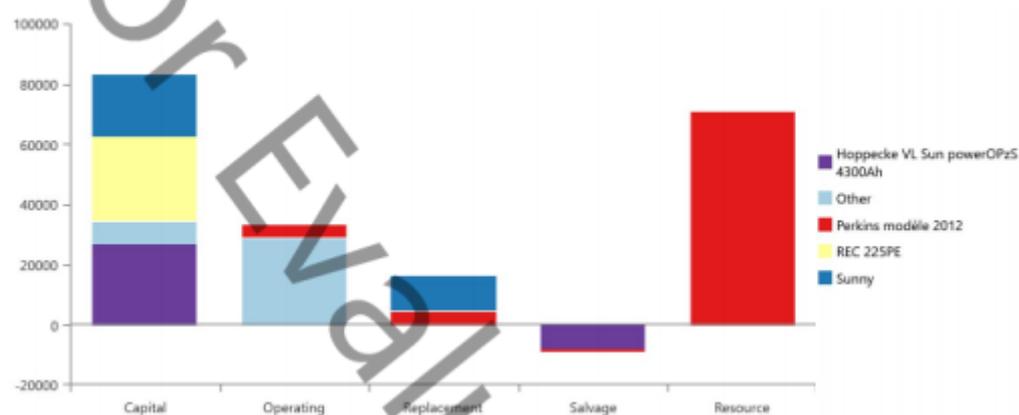


Figure 17: Interface de l'évaluation économique de la première approche avec HOMER

Cost Summary



Net Present Costs

Name	Capital	Operating	Replacement	Salvage	Resource	Total
Hoppecke VL Sun powerOPzS 2 4300Ah	\$27,334	\$35.43	\$0.00	-\$8,293	\$0.00	\$19,076
Other	\$7,000	\$28,951	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$35,951
Perkins modèle 2012	\$0.00	\$3,934	\$4,591	-\$865.37	\$71,102	\$78,761
REC 225PE	\$28,333	\$11.58	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$28,345
Sunny	\$20,601	\$11.58	\$11,632	\$0.00	\$0.00	\$32,245
System	\$83,268	\$32,943	\$16,223	-\$9,159	\$71,102	\$194,377

Annualized Costs

Name	Capital	Operating	Replacement	Salvage	Resource	Total
Hoppecke VL Sun powerOPzS 2 4300Ah	\$2,360	\$3.06	\$0.00	-\$716.16	\$0.00	\$1,647
Other	\$604.48	\$2,500	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$3,104
Perkins modèle 2012	\$0.00	\$339.68	\$396.47	-\$74.73	\$6,140	\$6,801
REC 225PE	\$2,447	\$1.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$2,448
Sunny	\$1,779	\$1.00	\$1,004	\$0.00	\$0.00	\$2,784
System	\$7,190	\$2,845	\$1,401	-\$790.89	\$6,140	\$16,785

Figure 18: Evaluation économique de la première approche

Grâce à cette évaluation économique, nous remarquons qu'il nous faudra un investissement net de 83 268\$ soit 47 962 368 FCFA pour permettre à notre installation selon la première approche de voir le jour. Avec un coût du kilowattheure estimé à 0,182 \$/kWh soit 105 FCFA/kWh. Ainsi, avec un coût opérationnel annuel de 2 845 \$ soit 1 638 720 FCFA l'installation coûtera 194 376 \$ soit 111 960 576 FCFA sur les 20 années de son exploitation.

Nous remarquons aussi au passage que HOMER nous indique (voir figure ci-dessous) que notre installation choisie est la combinaison la mieux adaptée économiquement à notre charge, avec une part du solaire de 81,8%. En effet, cette combinaison dispose du plus petit coût moyen actualisé d'énergie.

Architecture						Cost				System	
REC (kW)	Perkins (kW)	Hoppecke	SMA Sunny (kW)	Dispatch	NPC (\$)	COE (\$)	Operating cost (\$/yr)	Initial capital (\$)	Ren Frac (%)	Total Fuel (L/yr)	
41.4	24.0	24	81.0	CC	\$229,652	\$0.215	\$12,768	\$81,800	71.7	9,445	
41.4	24.0	48	81.0	CC	\$246,363	\$0.231	\$11,898	\$108,584	72.2	9,304	
41.4	24.0	48	81.0	CC	\$246,363	\$0.231	\$11,898	\$108,584	72.2	9,304	
41.4	24.0	48	81.0	CC	\$246,363	\$0.231	\$11,898	\$108,584	72.2	9,304	
41.4	24.0	48	81.0	CC	\$246,363	\$0.231	\$11,898	\$108,584	72.2	9,304	
41.4	24.0	72	81.0	CC	\$263,634	\$0.247	\$11,076	\$135,368	72.6	9,213	

Figure 19: Classement des différentes combinaisons possibles

VI.4 Etude financière de la seconde approche

Nous avons ci-dessous le profil en charge de la seconde approche obtenu avec Homer Pro.

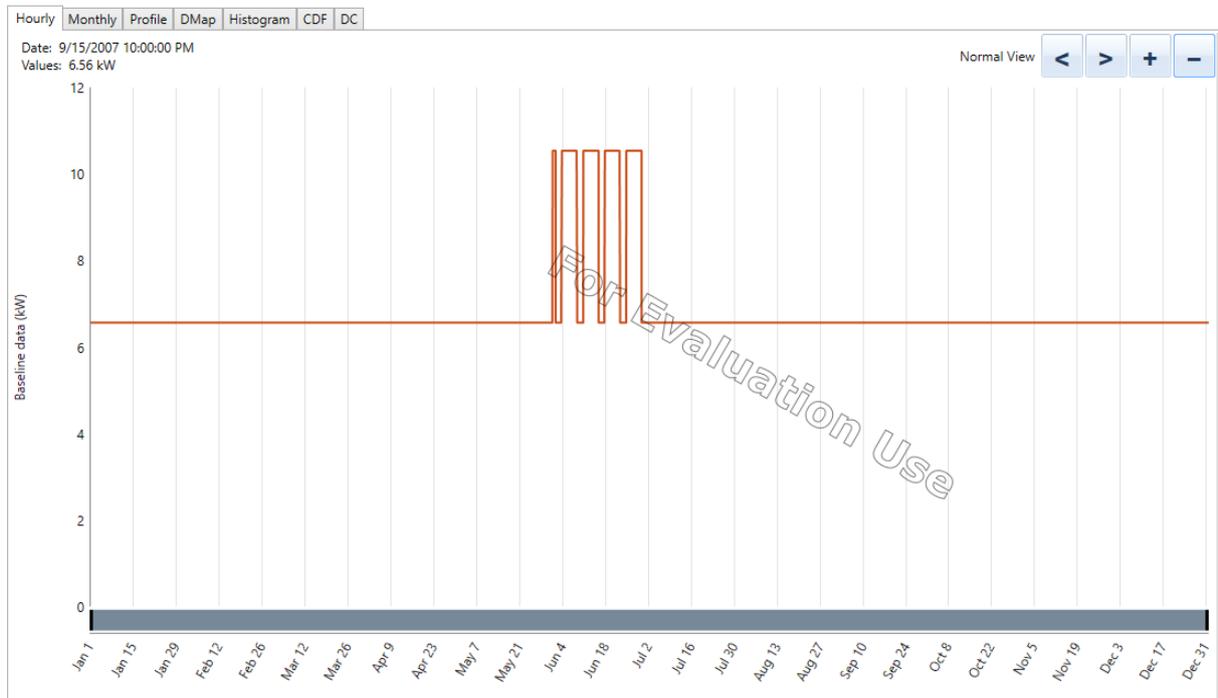


Figure 20: Profil en charge deuxième approche

En introduisant dans HOMER les valeurs d'entrée à savoir les différents prix unitaires de nos composants, nous obtenons l'évaluation économique donnée par les figures 21 et 22 :

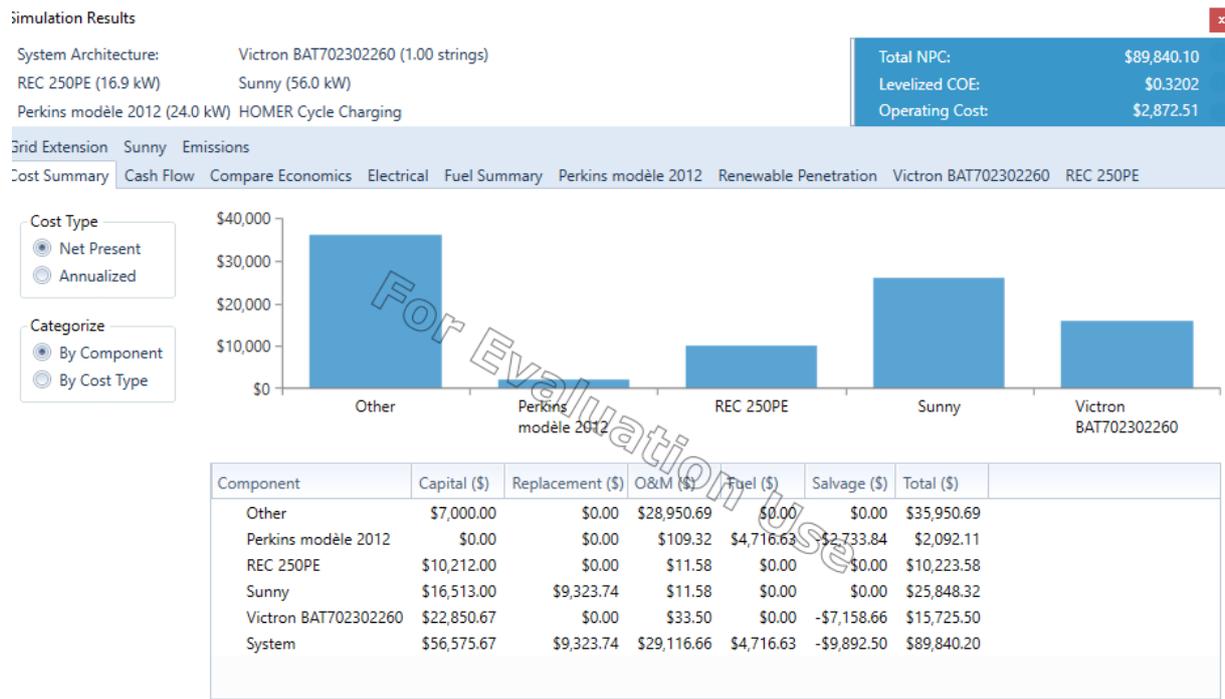


Figure 21: Interface de l'évaluation économique de la seconde approche avec HOMER

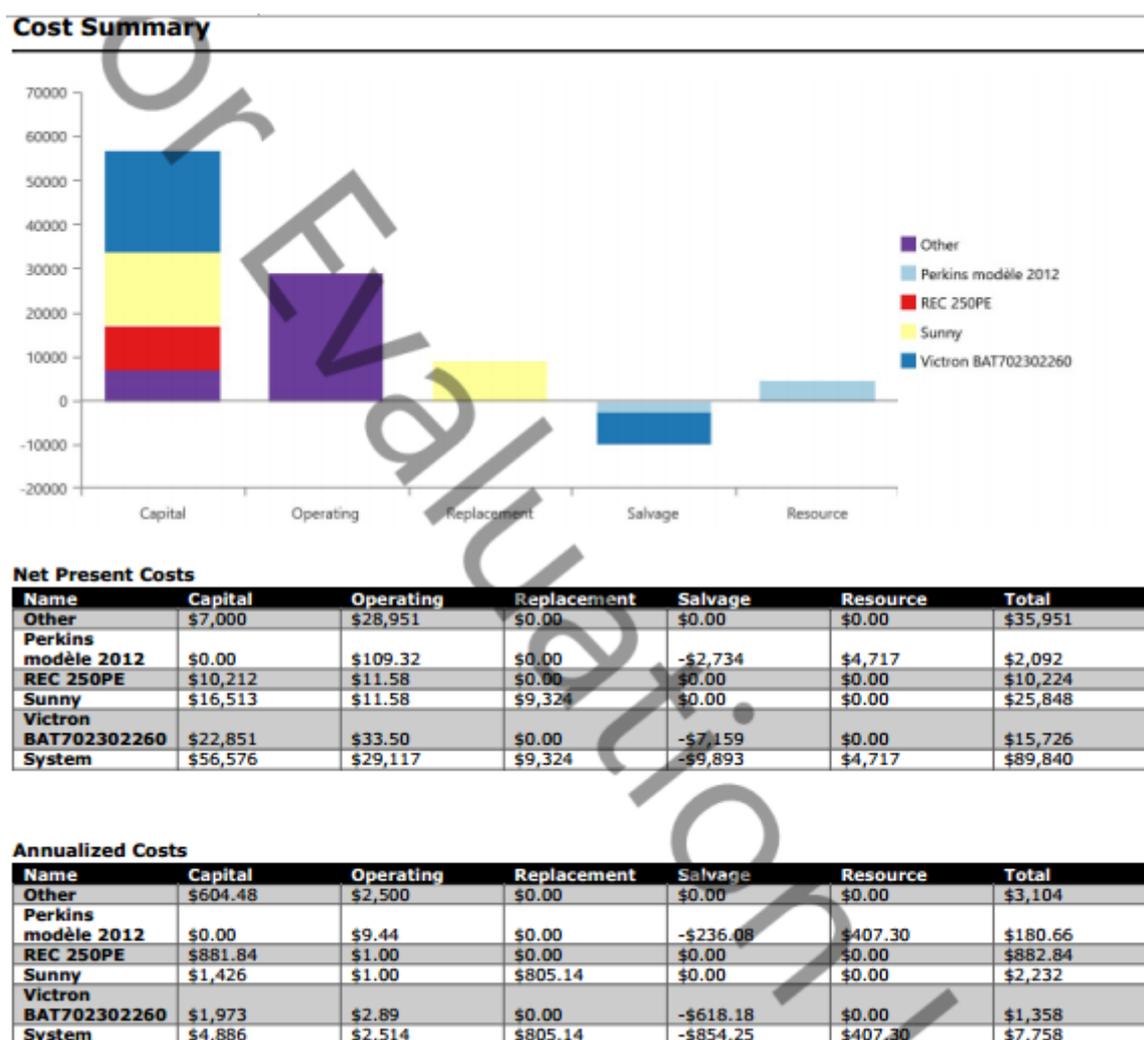


Figure 22: Evaluation économique de la seconde approche

Selon HOMER, il nous faudrait alors un capital initial de 56 576\$ soit 32 587 776 FCFA pour permettre à notre installation selon la seconde approche de voir le jour. Nous avons un coût moyen actualisé de l'énergie de 0,32 \$/kWh soit 184 FCFA/kWh. Ainsi, avec un coût opérationnel annuel de 2 514 \$ soit 1 448 064 FCFA l'installation coûtera 89 840 \$ soit 51 747 840 FCFA sur les 20 années de son exploitation. Enfin, nous avons un temps de retour sur investissement assez correct de 3 ans maximum soit 44,3% (voir figure 23).

Metric	Value
Present worth (\$)	\$225,792
Annual worth (\$/yr)	\$19,498
Return on investment (%)	44.3
Internal rate of return (%)	45.9
Simple payback (yr)	2.25
Discounted payback (yr)	2.44

Figure 23: Temps de retour sur investissement

Nous remarquons au passage que HOMER nous indique (voir figure ci-dessous) aussi que la configuration PV/diesel/batteries choisie est la combinaison la mieux adapté économiquement à notre charge, avec une part du solaire de 95,7%. En effet, cette combinaison dispose du plus petit coût moyen actualisé d'énergie.

Architecture							Cost					System	
REC (kW)	Perkins (kW)	Victron bat	SMA Sunny (kW)	Dispatch	NPC (\$)	COE (\$)	Operating cost (\$/yr)	Initial capital (\$)	Fuel cost (\$/yr)	O&M (\$/yr)	Ren Frac (%)	Total Fuel (L/yr)	
36.8	24.0	24	81.0	LF	\$200,354	\$0.282	\$10,464	\$79,180	\$6,670	\$2,972	71.4	7,096	
36.8		168	81.0	CC	\$232,075	\$0.327	-\$2,154	\$257,020	\$0.00	\$2,508	100	0	
	24.0	24	81.0	CC	\$329,239	\$0.464	\$23,472	\$57,424	\$19,656	\$2,971	0	20,911	

Figure 24: Classement des différentes combinaisons possible

VI.5 Conclusion

Au vue de la comparaison avec l'étude de faisabilité technique et celle financière, notre choix s'est porté sur la deuxième approche malgré son LCOE élevé qui peut être d'ailleurs résolu par une subvention de l'Etat. Cette approche possède le fonds financier pour sa mise en exploitation le plus faible. Mais aussi parce que nous avons moins de pertes d'énergie avec cette approche car nous avons préféré prendre une moyenne comme besoin journalier et à voir quelques délestages à des faibles périodes, plutôt que de surdimensionnement l'installation pour satisfaire un pic d'une faible période (première approche) ; et nous avons aussi moins surface occupée par l'installation selon la seconde approche.

L'illustration de notre installation selon la seconde approche est donnée dans l'annexe VI.

VI.6 Comparatif entre l'hybridation et l'extension du réseau

Nous constatons qu'à seulement plus de 2,74 km d'extension que le réseau devient plus cher que notre hybridation, alors que notre zone d'étude se situe à 20 km du réseau national. Ce comparatif nous montre que l'extension du réseau serait un échec financier, mais aussi nous conforte dans notre choix pour l'hybridation.

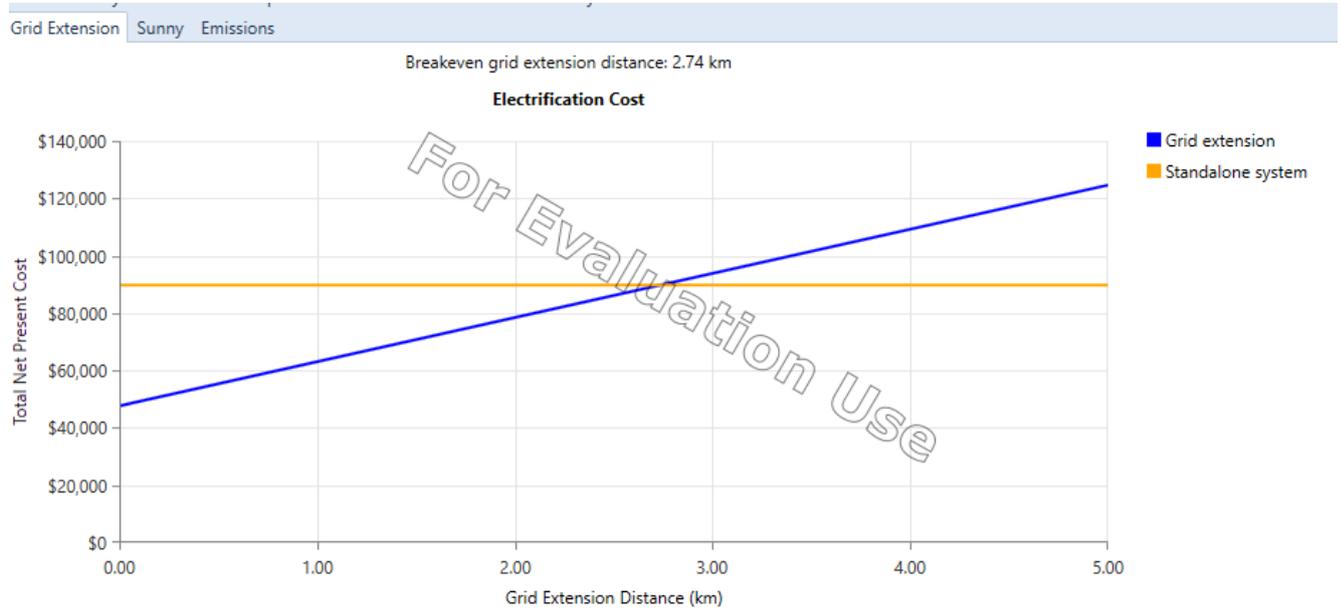


Figure 25: Comparatif entre l'hybridation et l'extension du réseau

VII. ETUDE D'IMPACT ENVIRONNEMENTAL ET SOCIAL

La prise de conscience de notre développement incontrôlé nous poussa à être plus sensibles à notre environnement. Dorénavant, pour être durable le développement se doit d'être responsable, c'est à dire viable vivable et équitable. C'est une vision généralisée qui se développe et s'intègre aux décisions des gouvernements, des industriels et des consommateurs. La faisabilité technico-économique ne suffirait plus à justifier la réalisation des projets, il faudrait en plus avoir un grand regard sur les impacts environnementaux et sociaux. Le développement durable trouve alors son sens dans l'harmonie de tous ces aspects d'égale importance qui rendent la solution idéale difficilement atteignable. Notre projet correspond à la catégorie B dans la classification des projets selon la Banque Mondiale. Les projets de cette catégorie génèrent des impacts négatifs sur l'environnement de moindre ampleur que ceux de la catégorie A, de nature très locale et non irréversibles. Dans ce cas, il peut être exigé selon le projet, soit une EIE limitée soit un simple Plan de Gestion environnementale ou sociale (PGES).

VII.1 Cadre institutionnel du domaine de l'environnement au Niger

L'environnement étant transversal, ils existent plusieurs textes réglementaires en vigueur. Les textes utilisés pour notre étude comprennent les textes tirés de la législation et la réglementation nigérienne (lois, décrets, arrêtés et conventions internationales). Voir Annexe VII

VII.2 Identification, analyse et évaluation de l'importance des impacts potentiels du projet

VII.2.1 Démarche méthodologique

Ce volet a pour objectif d'identifier, d'analyser et d'évaluer l'ampleur des impacts environnementaux du projet sur l'écosystème en présence. Pour ce faire, les sources d'impact inhérentes au projet sont identifiées ainsi que les différentes composantes environnementales d'intérêt économiques et éco systémiques potentiels de la zone d'étude. Puis à partir de la méthodologie d'évaluation des impacts, classer les impacts potentiels positifs ou négatifs qui ont un effet direct ou indirect sur les composantes de l'environnement présents dans le cadrage de la zone du projet.

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

Les impacts directs ou indirects peuvent intervenir positivement ou négativement, successivement ou en parallèle, et se révéler soit immédiatement, soit à court, moyen ou long

terme. L'identification et l'analyse des impacts environnementaux porteront sur les paramètres ci-dessous :

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

Ensuite analyser ces impacts et proposer des mesures correctives ou d'atténuation des impacts négatifs conformément aux prescriptions du cadre institutionnel en vigueur. L'approche générale proposée pour identifier, analyser et évaluer l'importance des impacts sur le milieu naturel repose sur la connaissance détaillée du présent projet et du milieu naturel ainsi que les enseignements tirés des revues de rapport EIES sur la réalisation de projets similaires. Pour chaque composante environnementale ciblée, la démarche d'évaluation prévoit les étapes suivantes :

- L'élaboration de mesures d'atténuation courante et particulière, visant à réduire l'importance des impacts négatifs identifiés, voire à les éliminer le cas échéant ;
- L'évaluation de l'importance de l'impact négatif résiduel, c'est-à-dire après l'application des mesures d'atténuation
- L'élaboration, le cas échéant, de mesures additionnelles applicables à certains impacts négatifs résiduels ou encore des mesures de compensation advenant, que ces impacts négatifs ne puissent être atténués davantage.

Notons que l'intégration des mesures d'atténuation et les effets résiduels desdites mesures témoignent de notre souci à l'égard du respect de l'environnement.

VII.3 Impacts positifs du projet

VII.3.1 En phase d'aménagement et de construction

➤ Opportunités d'emplois

En phase de chantier, le projet va créer de nouvelles opportunités génératrices de revenu à deux niveaux ; la création de postes de travail (directs et indirects) pendant la réalisation des travaux. Les emplois indirects sont notamment liés à l'augmentation de l'activité des entreprises locales pour la fourniture des matériaux et équipements nécessaires à l'activité, la sous-traitance pour l'assemblage du champ solaire. Ces emplois permettront de réduire le taux de chômage au niveau des populations riveraines et ainsi de contribuer à la lutte contre la pauvreté.

➤ Augmentation de revenus de certains opérateurs économiques

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

➤ **Dynamisation du développement local**

La desserte de l'électricité favorisera la création de nouvelles opportunités génératrices de revenus. Les fonctionnaires ne voudront plus demander les réaffectations. Par conséquent il devrait constituer un facteur de dynamisation du développement local en participant de façon significative à l'essor économique et commercial.

➤ **Désenclavement de la localité et des villages environnants**

En phase de construction et d'exploitation, l'aménagement des pistes d'accès est un facteur de désenclavement de nombreux villages riverains dont l'accès est parfois difficile du fait de l'impraticabilité des pistes en saisons pluvieuses surtout.

VII.3.2 En phase d'exploitation

➤ **Evaluation environnementale**

L'énergie solaire photovoltaïque ne produit aucun rejet de gaz polluant dans l'atmosphère. En fonctionnement seul pour 24 heures, le GE aurait consommé 32590 l/an et rejette 85820 kg CO_2 /an ; avec le système hybride, seulement 15258 l de combustibles seront utilisés par an pour un rejet de 40179 kg CO_2 . Le système hybride réalisera donc une économie de 17332 l/an de combustible diesel et permettra d'éviter un rejet de 45641 CO_2 /an.

➤ **Sur la santé humaine**

Ce projet devrait pouvoir permettre un meilleur accès à l'électricité aux habitants de Kotchiri. Ceci permettra au CSI de la place de pouvoir mieux conserver ces produits et matériels, ainsi pour permettre des soins de meilleure qualité et dans des conditions optimales. Par ailleurs, l'exploitation d'une centrale photovoltaïque hybride émet moins de rejet atmosphérique que les sources de production conventionnelle (uniquement par le fonctionnement des groupes diesel), hormis les poussières et gaz d'échappements des quelques véhicules nécessaires à la maintenance.

➤ **Impact socioéconomique**

D'une part, bien que faible, en phase d'exploitation, des emplois seront créés. Dans un ordre d'idées, l'entretien d'une mini-centrale PV de cette taille nécessite 2 à 5 techniciens. Ces employés permanents seront logés et auront sans doute un impact socio-économique positif quoique faible, sur la région. Du fait d'une plus grande disponibilité de l'énergie, on observera des opportunités de réduire le chômage avec la création des PME, l'auto emploi des jeunes et

des femmes en particulier qui participent à tous les types d'activités économiques et sociales. La sécurisation de l'approvisionnement en énergie permettra aux femmes de développer de petits commerces comme la vente de jus. Une électrification continue dans cette localité permettra d'améliorer sensiblement le cadre de vie des populations, de lutter contre la pauvreté de 600 personnes vivant en sous-développement énergétique. L'électrification continue induira à terme la création d'activités génératrices de revenus et le relèvement du taux de réussite des enfants à l'école. Elle permettra aussi l'accès à l'information nationale et internationale qui améliorera le savoir, la connaissance et les compétences des bénéficiaires.

VII.4 Impacts négatifs du projet et mesures d'atténuation

Tableau XIX: impacts négatifs potentiels du projet et mesures d'atténuation en phase d'ouverture

Phase du projet	Activités source d'impact	Composante	Nature de l'impact	Mesures d'atténuation
Aménagement et construction	Acquisition du site	Humain	Remous sociaux dû au risque d'expropriation de terres pour la construction de la mini centrale.	<ul style="list-style-type: none"> • Dédommager les propriétaires terriens sur la base exigée par la législation nigérienne ; • Au mieux, en collaboration avec les villageois, choisir un espace public au centre du village si possible pour la construction de la microcentrale.
	Travaux de chantier	Humain	Dommages corporels	<ul style="list-style-type: none"> • Dispenser les règles de base en matière de sécurité aux travailleurs du chantier ; • Equiper les travailleurs de tenues de sécurité ; • Afficher les règles de sécurité sur un panneau à l'entrée du chantier faire des séances régulières de rappels de règles de sécurité.
		Air	Emissions de poussières dues au transport des matériaux et matériel de construction (faible importance et limitée dans le temps et restreinte à la zone des travaux).	<ul style="list-style-type: none"> • Les véhicules légers et poids lourds utilisés pour le chantier doivent être conformes aux normes en vigueur ; • Arrosage léger des pistes pour limiter les soulèvements de poussières ; • Couvrir les matériaux transportant des éléments fins afin de réduire les émissions de poussière.
			Nuisance sonore	<ul style="list-style-type: none"> • Utiliser lors des travaux, des équipements conformes à la réglementation en vigueur et correctement entretenus ; • Limiter le nombre de véhicules lourds et légers au strict minimum, et limiter leur vitesse de circulation.

				<ul style="list-style-type: none"> • Organiser des séances d'information de la population locale préalablement aux travaux. • Interdire les travaux bruyants la nuit ;
Installations des panneaux.		Humain	<p>Santé et sécurité des ouvriers (faible à modérer) Risque de blessures, maladies professionnelles consécutives dues à des effets physiques des écrasements des chocs, des gestes répétitifs des mauvaises postures, chutes de personnes ou d'objets.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Dispenser des règles de base en matière de sécurité aux travailleurs du chantier ; • Equiper les travailleurs d'Equipement de Protection Individuel (EPI) ; • Afficher des règles de sécurité sur un panneau à l'entrée et à l'intérieur du chantier ; • Faire des séances régulières de rappel de sécurité.
		Paysage	<p>Modification du paysage local (champ visuel impacté par la présence des panneaux).</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Intégration paysagère c'est-à-dire, construire un bâtiment moderne et modèle de ceux de la localité. Ce bâtiment pourra comprendre une salle technique pour les équipements du système solaire, du groupe électrogène. Les panneaux seront posés en toiture afin de réduire l'impact visuel.

Tableau XX: impacts négatifs potentiels du projet et mesures d'atténuation en phase d'exploitation

Phase du projet	Activités source d'impact	Composante	Nature de l'impact	Mesures d'atténuation
Exploitation	Fonctionnement de la centrale, travaux de chantier.	Rejets atmosphériques	Génération de rejets issus uniquement du fonctionnement du groupe diesel.	<ul style="list-style-type: none"> • Les rejets devront respecter les normes de rejets fixés par le ministère de l'environnement, de la salubrité urbaine et du développement durable.
		Bruits et vibrations	Les sources sonores proviennent du fonctionnement du GE.	<ul style="list-style-type: none"> • Le groupe devra être entreposé dans un locale insonorisé.
		Humain	<ul style="list-style-type: none"> • Risques d'incendie (faible car les matériaux ne sont pas dans l'ensemble inflammables). • Risques d'incident d'électrisation voire électrocution liée à une éventuelle intrusion volontaire ou accidentelle d'une personne non habilitée à la maintenance électrique. 	<ul style="list-style-type: none"> • Les matériaux constitutifs de la centrale seront en majorité non combustibles (acier, aluminium, verre) ; • Des équipements de lutte contre l'incendie (extincteurs, citernes d'eau), des plans de prévention et d'intervention en cas d'incendie devront être mis en place ; • Munir les installations de dispositifs de sécurité ; • Les aménagements et entretiens réguliers autour et dans la mini-centrale permettront de limiter les risques d'incendie.

Tableau XXI: impacts négatifs potentiels du projet et mesures d'atténuation en phase de cessation des activités

Phase du projet	Activités source d'impact	Composante	Nature de l'impact	Mesures d'atténuation
Fermeture	Démantèlement des installations.	Sol	Déchets solides, source de pollution du milieu récepteur.	<ul style="list-style-type: none"> •Intégrer un plan de gestion des déchets dangereux dans le plan de démantèlement du micro-réseau ; •Explorer l'option du rachat des panneaux en fin de vie pour le recyclage ; •Prévoir dans le plan de gestion des déchets dangereux, l'élimination des panneaux dans une décharge autorisée des déchets dangereux en fin de leur vie ; •Batteries : prévoir le convoi des batteries en leur fin de vie dans un centre de recyclage spécialisé.
		Humain	Perte d'emploi, augmentation de la pauvreté.	<ul style="list-style-type: none"> •Indemniser le personnel selon le Code du Travail ; •Prendre des mesures sociales afin de réintégrer les licenciés dans le tissu social.
			Pertes de recettes fiscales Pertes d'opportunités d'affaire Vulnérabilité des femmes commerçantes et des enfants à l'école.	<ul style="list-style-type: none"> •Maintenir la continuité en fourniture d'électricité des localités en optant pour une solution alternative en remplacement de la centrale hybride (connexion des localités au réseau interconnecté par exemple).

VIII. CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS

VIII.1 Conclusions

Notre mémoire a porté sur le dimensionnement d'un système d'énergie hybride pour la production d'électricité dans les sites isolés, en étudiant un cas pratique. Ainsi, notre étude est de permettre au village de bénéficier d'une électrification continue de 24h par jour au moyen d'un système hybride. Ce système hybride sera composé d'une installation solaire avec stockage qui fonctionnera 16h par jour et du groupe électrogène déjà existant avec ses 8h de fonctionnement.

Nous retenons que le modèle de décentralisation hybride PV/diesel/batteries est raisonnable pour le village de Kotchiri. Le projet est évalué à 79 180 \$ soit 45 607 680 FCFA comme capital initial, avec un temps de retour sur investissement de 2 ans maximum, et avec une pénétration du photovoltaïque de 71,4%.

D'après les résultats de notre simulation via HOMER, le coût d'exploitation des systèmes hybrides est moins élevé que celui des systèmes purement solaire et encore moins élevé que celui des systèmes purement diesel.

Notre installation offre également une alternative écologique face aux génératrices à combustible fossile habituellement utilisées pour répondre aux différents besoins des régions éloignées, car il ne produit pratiquement pas de polluants.

Enfin, au vue de tout ce qui a été dit plus haut, nous pouvons affirmer que cette option technique permet d'assurer l'autonomie énergétique complète tout en présentant sur le long terme, les meilleurs bénéfices au niveau social, économique et environnemental; cependant nécessite toutefois des subventions afin d'être rentable.

Les systèmes d'énergie hybrides sont les plus prometteurs pour l'utilisation des énergies renouvelables. En Afrique particulièrement subsaharienne où le potentiel énergétique solaire est élevé, il est important de favoriser la substitution systématique des sources d'énergies conventionnelles qui deviennent de plus en plus contraignantes au regard du coût d'exploitation et d'opération. Il ne reste qu'à s'appuyer sur cette première partie pour pousser encore plus loin les réflexions (dans le sens de la modélisation et d'optimisation) pour des conclusions plus solides.

VIII.2 Recommandations

➤ **Hausses imprévues de la demande**

Ces hausses pourront être causées par un usage inefficace de l'énergie ou de nouvelles demandes imprévues. A cet effet nous recommandons :

- La sensibilisation des clients sur les économies d'énergie ;
- L'ouverture d'une boutique d'approvisionnement sur site où les usagers pourront acquérir des ampoules économiques et des appareils électriques à faible consommation ;
- L'installation des compteurs à carte afin de maîtriser et limiter les consommations.

➤ **Gestion de la microcentrale**

Le modèle de gestion communautaire est à encourager afin d'impliquer d'avantage tous les intervenants locaux dans le projet. C'est dire que la participation financière et/ou en nature ainsi que des pénalités devront être arrêtées afin de garantir un minimum d'engagement et d'assurer la durabilité du projet.

➤ **Formation**

Les utilisateurs locaux devront être formés sur le fonctionnement et la maintenance du système. Ils pourront participer aux prestations de réalisation.

➤ **Activités génératrices de revenus**

Afin de garantir la rentabilité du système, d'autres opportunités d'applications productives sont à encourager.

➤ **Stockage de combustible**

Prévoir une réserve de combustible afin que le système soit encore plus autonome.

BIBLIOGRAPHIE

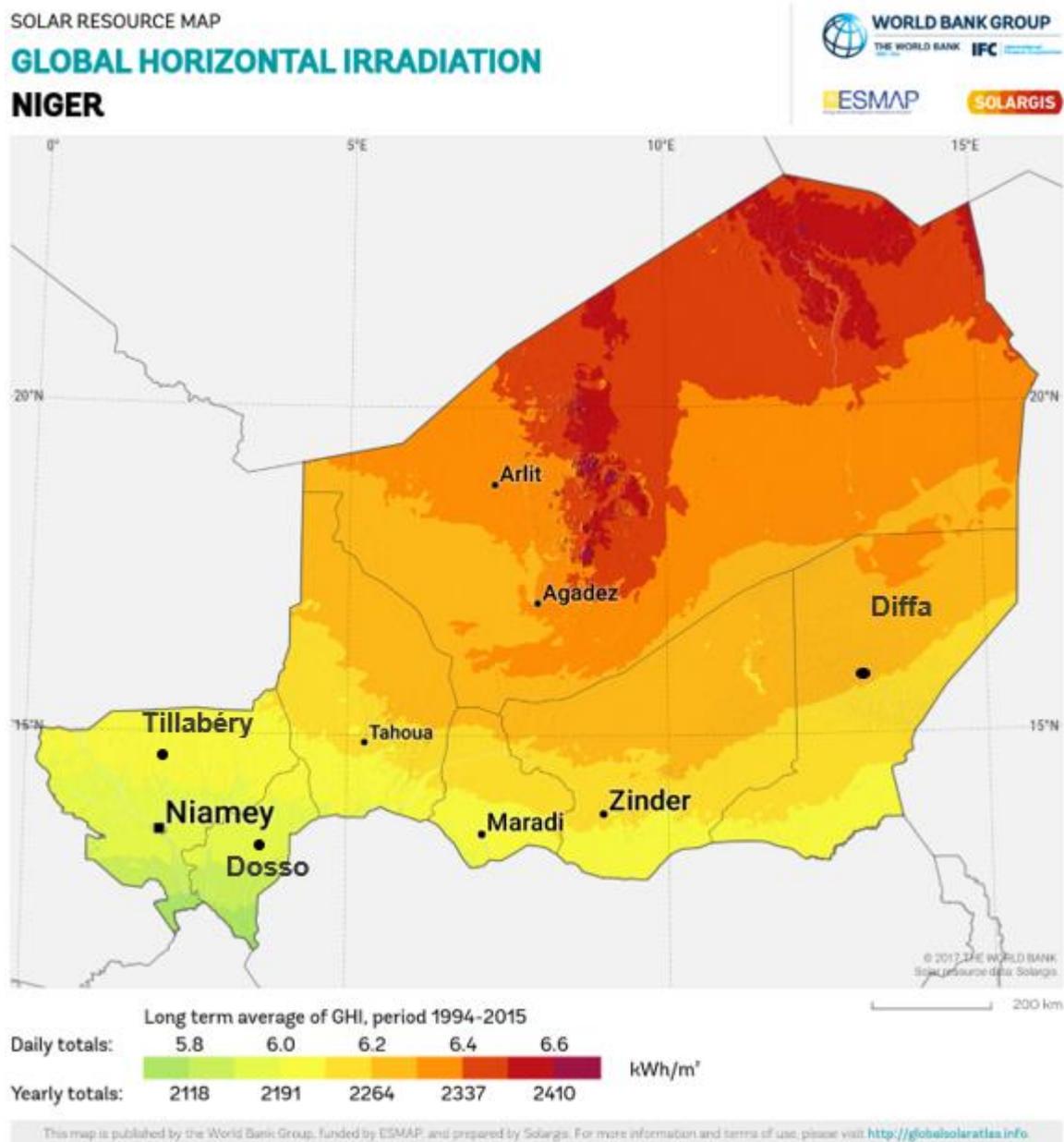
- [1] NIGELEC, «Cadre de Politique de Réinstallation Involontaire des Populations (CPRI),» Niamey, 2017.
- [2] Cri de Cigogne (CDC), «Bilan et perspectives énergetique au Niger Par CrideCigogne.pdf,» Novembre 2009. [En ligne]. Available: <http://www.cridecigogne.org>. [Accès le 28 Juillet 2018].
- [3] Centre National d'Energie Solaire (CNES), «Le CNES en bref,» [En ligne]. Available: <http://www.cnes.ne>. [Accès le 16 septembre 2018].
- [4] «Etude de différentes structures de systèmes hybrides à sources d'énergie renouvelables,» Corse, 2011.
- [5] l'Union Technique de l'Electricité (UTE), Guide Partique Installations Photovoltaïques, U. C. 15-712, Éd., Tour Chantecoq, 2008, pp. 16-17.
- [6] GUIDEnR PHOTOVOLTAÏQUE, «GUIDEnR PHOTOVOLTAÏQUE, Linformation photovoltaïque,» [En ligne]. Available: <http://www.photovoltaique.guidenr.fr>. [Accès le 5 Novembre 2018].
- [7] SMA Solar Technology AG, «Onduleur en îlotage Description technique,» Paris, 2001.
- [8] SMA Solar Technology AG, «Système Multicluster Sunny Island,» 2010. [En ligne]. Available: www.SMA.de. [Accès le 05 Décembre 2018].
- [9] The World Bank Group, «GLOBAL SOLAR ATLAS,» 2016. [En ligne]. Available: <https://globalsolaratlas.info/>. [Accès le 6 Novembre 2018].
- [10] Etat nigérien, «Loi cadre relative à la gestion de l'environnement,» Niamey, 1998.

IX. ANNEXES

Annexe 1: Irradiation Global Horizontal du Niger [8].....	68
Annexe 2: Irradiation régionale du Niger	69
Annexe 3: Fiche questionnaire	71
Annexe 4: exemplaire données récoltées	72
Annexe 5: Résumé des données obtenues	73
Annexe 6: Paramètres de simulation	75
Annexe 7: Besoins de l'utilisateur	77
Annexe 8: Résultats principaux de la simulation	79
Annexe 9: Diagramme des pertes.....	80
Annexe 10: Caractéristiques panneau PV	83
Annexe 11: Onduleur Sunny Island choisi.....	84
Annexe 12: Onduleur Sunny Tri power choisi pour la seconde approche.....	85
Annexe 13: Onduleur Sunny Tri power choisi pour la première approche	86
Annexe 14: Multi cluster Box 12	87
Annexe 15: Batterie choisie	88
Annexe 16: Disjoncteur choisi	89
Annexe 17: Calibre disjoncteur.....	89
Annexe 18: Catalogue parafoudre choisi	90
Annexe 19: Schéma de l'installation	91
Annexe 20:Tableau extrait de la réglementation applicable au projet [9]	93

Annexe I : Potentiel solaire du Niger

Annexe I.1 : Irradiation globale du Niger



Annexe 1: Irradiation Global Horizontal du Niger [8]

Annexe I.2 : Irradiation régionale du Niger

Ville	Irradiation Globale
Niamey	2119 KWh/m ²
Tillabéri	2182 KWh/m ²
Dosso	2165 KWh/m ²
Tahoua	2271 KWh/m ²
Maradi	2239 KWh/m ²
Zinder	2274 KWh/m ²
Diffa	2259 KWh/m ²
Agadez	2331 KWh/m ²

Annexe 2: Irradiation régionale du Niger

Annexe II : Collecte de données

Annexe II.1 : fiche questionnaire technique

Questions	Réponses
Données relatif au site de Kotchiri	
La distance Niamey-Kotchiri	
Les données météorologiques (température, ensoleillement moyen, pression atmosphérique vitesse du vent, humidité relative), document joint ci-possible.	
Les données géographiques (longitude, latitude, altitude, azimut), document joint ci-possible.	
Données relatif au groupe électrogène	
Le profil de charge actuel ?document joint ci-possible.	
Quelle est l'évolution en pourcentage de la demande au fil des années ?document joint ci-possible.	
Le régime de fonctionnement du groupe électrogène ?	
Quelle est la consommation journalière du groupe électrogène ? document joint ci-possible.	
Les caractéristiques techniques : plaque signalétique (puissance nominale, tension nominale, courant nominale, fréquence, facteur de puissance, vitesse de rotation), type de moteur, présence de turbo à refroidissement d'air ou pas ? document joint ci-possible.	
la marque et le modèle du groupe électrogène	
Le type de fioul utilisé	

La quantité de fioul utilisée ?	
Le coût du litre du fioul ?	
Quelles sont les problèmes rencontrés liés à la gestion du groupe?	
Les coûts de maintenance ?	
Quelle est l'année de mise en service du groupe?	

Annexe 3: Fiche questionnaire

Annexe II.2 : Données obtenues

DIRECTION
PRODUCTION ET TRANSPORT
UNITE : Kotchiri DATE : 12/04/17

ETAT STATISTIQUE ENERGIE

LIBELLE	UNITE	MOIS DE <u>Mars 17</u>		CUMUL DEPUIS 1 ^{er} JANVIER	
		<u>2017</u>	<u>2016</u>	<u>2017</u>	<u>2016</u>
PRODUCTION LOCALE					
Energie produite	Kwh	<u>1296</u>	<u>877</u>	<u>3959</u>	<u>2643</u>
Consommation auxiliaire	Kwh				
Energie réactive fournie	KVarh				
Energie réactive auxiliaire	KVarh				
TRANSPORT					
Energie active livrée (1)	KWh				
Energie réactive livrée (2)	KWh				
Energie active reçue (2)	KVarh				
Energie réactive reçue (2)	KVarh				
ENERGIE LIVREE AU RESEAU MT					
Active (a + g - b - e)	KWh	<u>1296</u>	<u>877</u>	<u>3959</u>	<u>2643</u>
Réactive (c + h - d - f)	KVarh				
VALEURS MAXIMALES					
Puissance	KW	<u>5,5</u>	<u>3,62</u>	<u>6,5</u>	<u>7,5</u>
Jour et heure		<u>11/07/17 21h</u>	<u>11/03/16 21h</u>	<u>21/10/17 21h</u>	<u>21/01/16 21h</u>
Production journalière	KWh	<u>44</u>	<u>29</u>	<u>52</u>	<u>60</u>
Jour		<u>11/03/17</u>	<u>11/03/16</u>	<u>21/10/17</u>	<u>21/03/16</u>
COMBUSTIBLE					
Consommation gas-oil	Kg	<u>195,7028</u>	<u>654,0979</u>	<u>1510,9087</u>	<u>1934,3901</u>
Consommation spécifique	g/KWh	<u>382,48</u>	<u>745,83</u>	<u>381,63</u>	<u>731,89</u>
LUBRIFIANT					
Consommation huile	Kg	<u>5,4</u>	<u>11,7</u>	<u>17,1</u>	<u>34,2</u>
Consommation spécifique	g/KWh	<u>4116</u>	<u>13,4</u>	<u>4131</u>	<u>12,93</u>

Livrée à Mirriah de Zinder et Madaoua, Konni de Malbaza
Reçue de Birni Kebbi à Dosso, Niamey : de Niamey à Tillabéry, Kollo, Say et d'Anou Araren à Agadez et Arlit

DESTINATION : DCF, DT

[Signature] Le Chef d'Unité

Annexe 4: exemplaire données récoltées

Mois	Energie produite en kWh (2016)	Energie produite en kWh (2017)	Energie produite en kWh (2018)
Janv	892	925	1403
Fév	874	1159	1260
Mars	877	1387	1400
Avril	897	1439	1450
Mai	680	1420	1775
Juin	897	1483	2377
Juil	754	1370	1820
Août	824	1318	1650
Sept	695	1253	1570
Oct	755	1400	1795
Nov	875	1618	2050
Déc	1255	1386	1635

Annexe 5: Résumé des données obtenues

Annexe III : Résultat de la simulation PVsyst

Annexe III.1 : Paramètres de simulation

PVSYST V6.77		10/12/18		Page 1/4	
Système isolé: Paramètres de simulation					
Projet : Nouveau Projet					
Site géographique		Kotchiri		Pays Niger	
Situation		Latitude 13.70° N		Longitude 2.20° E	
Temps défini comme		Temps légal Fus. horaire TU+1		Altitude 233 m	
Données météo:		Kotchiri		Meteonorm 7.2, Sat=100% - Synthétique	
Variante de simulation : Nouvelle variante de simulation					
		Date de la simulation 10/12/18 à 10h07			
Paramètres de simulation		Type de système Système isolé avec batteries			
Orientation plan capteurs		Inclinaison 15°		Azimut 0°	
Modèles utilisés		Transposition Perez		Diffus Perez, Meteonorm	
Besoins de l'utilisateur :		Consomm. domestique moyenne Constants sur l'année 169 kWh/Jour			
Caractéristiques du champ de capteurs					
Module PV		Si-poly		Modèle REC 225PE	
Base de données PVSyst originale		Fabricant REC			
Nombre de modules PV		En série 24 modules		En parallèle 8 chaînes	
Nombre total de modules PV		Nbre modules 192		Puissance unitaire 225 Wc	
Puissance globale du champ		Nominale (STC) 43.2 kWc		Aux cond. de fonct. 38.6 kWc (50°C)	
Caractéristiques de fonct. du champ (50°C)		U mpp 614 V		I mpp 63 A	
Surface totale		Surface modules 317 m²		Surface cellule 280 m²	
Paramètres du système		Type de système Système isolé			
Batterie		Modèle Sun power VL OPzS 2-2900			
		Fabricant Hoppecke			
Caractéristiques du banc de batteries		Nombre d'unités 24 en série x 2 en parallèle			
		Tension 48 V		Capacité nominale 4300 Ah	
		Décharge: min. SOC 20.0 %		Energie stockée 165.1 kWh	
		Température Fixée (20°C)			
Régulateur		Modèle Universal controller with MPPT converter			
		Technologie MPPT converter		Coeff. de temp. -5.0 mV/°C/elem.	
Convertisseur		Efficacité maxi et EURO 97.0 / 95.0 %			
Seuils de régulation batterie		Seuils de commande selon SOC calculation			
		Charge SOC = 0.92 / 0.75		i.e. approx. 55.4 / 49.5 V	
		Décharge SOC = 0.20 / 0.45		i.e. approx. 46.3 / 48.3 V	
Facteurs de perte du champ PV					
Fact. de pertes thermiques		Uc (const) 20.0 W/m²K		Uv (vent) 0.0 W/m²K / m/s	
Perte ohmique de câblage		Rés. globale champ 167 mOhm		Frac. pertes 1.5 % aux STC	
Perte diode série		Chute de tension 0.7 V		Frac. pertes 0.1 % aux STC	
Perte de qualité module		Frac. pertes -0.8 %			
Perte de "mismatch" modules		Frac. pertes 1.0 % au MPP			
Perte de "mismatch" strings		Frac. pertes 0.10 %			
Effet d'incidence, paramétrisation ASHRAE		IAM = 1 - bo (1/cos i - 1)		Param. bo 0.05	

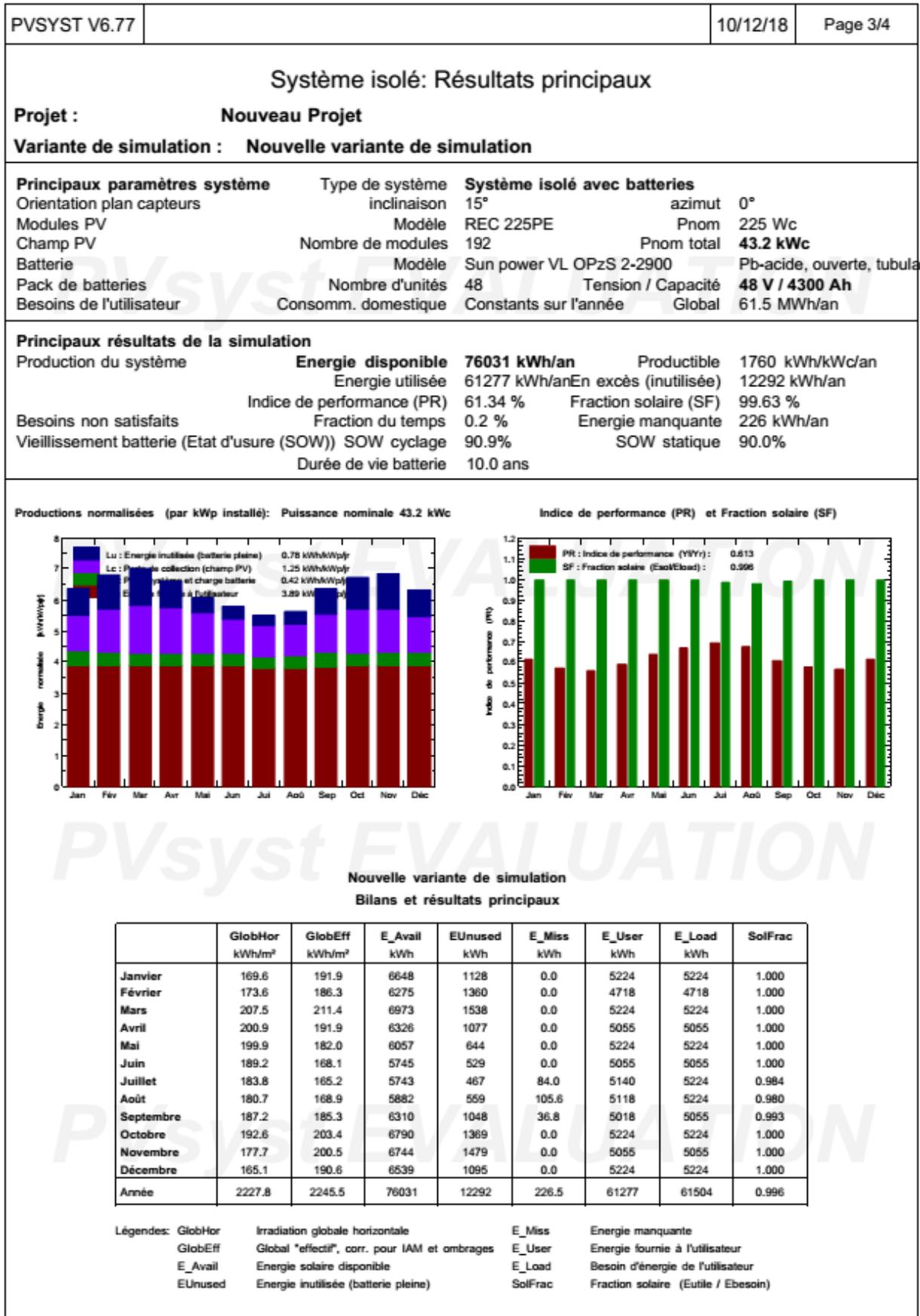
Annexe 6: Paramètres de simulation

Annexe III.2 : Besoins de l'utilisateur

PVSYST V6.77		10/12/18	Page 2/4	
Système isolé: Besoins de l'utilisateur				
Projet :		Nouveau Projet		
Variante de simulation :		Nouvelle variante de simulation		
Principaux paramètres système	Type de système	Système isolé avec batteries		
Orientation plan capteurs	inclinaison	15°	azimut 0°	
Modules PV	Modèle	REC 225PE	Pnom 225 Wc	
Champ PV	Nombre de modules	192	Pnom total 43.2 kWc	
Batterie	Modèle	Sun power VL OPzS 2-2900	Pb-acide, ouverte, tubula	
Pack de batteries	Nombre d'unités	48	Tension / Capacité 48 V / 4300 Ah	
Besoins de l'utilisateur	Consomm. domestique	Constants sur l'année	Global 61.5 MWh/an	
Consomm. domestique, Constants sur l'année, moyenne = 169 kWh/jr				
Valeurs annuelles				
	Nombre	Puissance	Utilisation	Energie
Autres utilisations	1	10530 W tot	16 h/jour	168480 Wh/jour
Consomm. de veille			24 h/jour	24 Wh/jour
Energie journalière totale				168504 Wh/jour

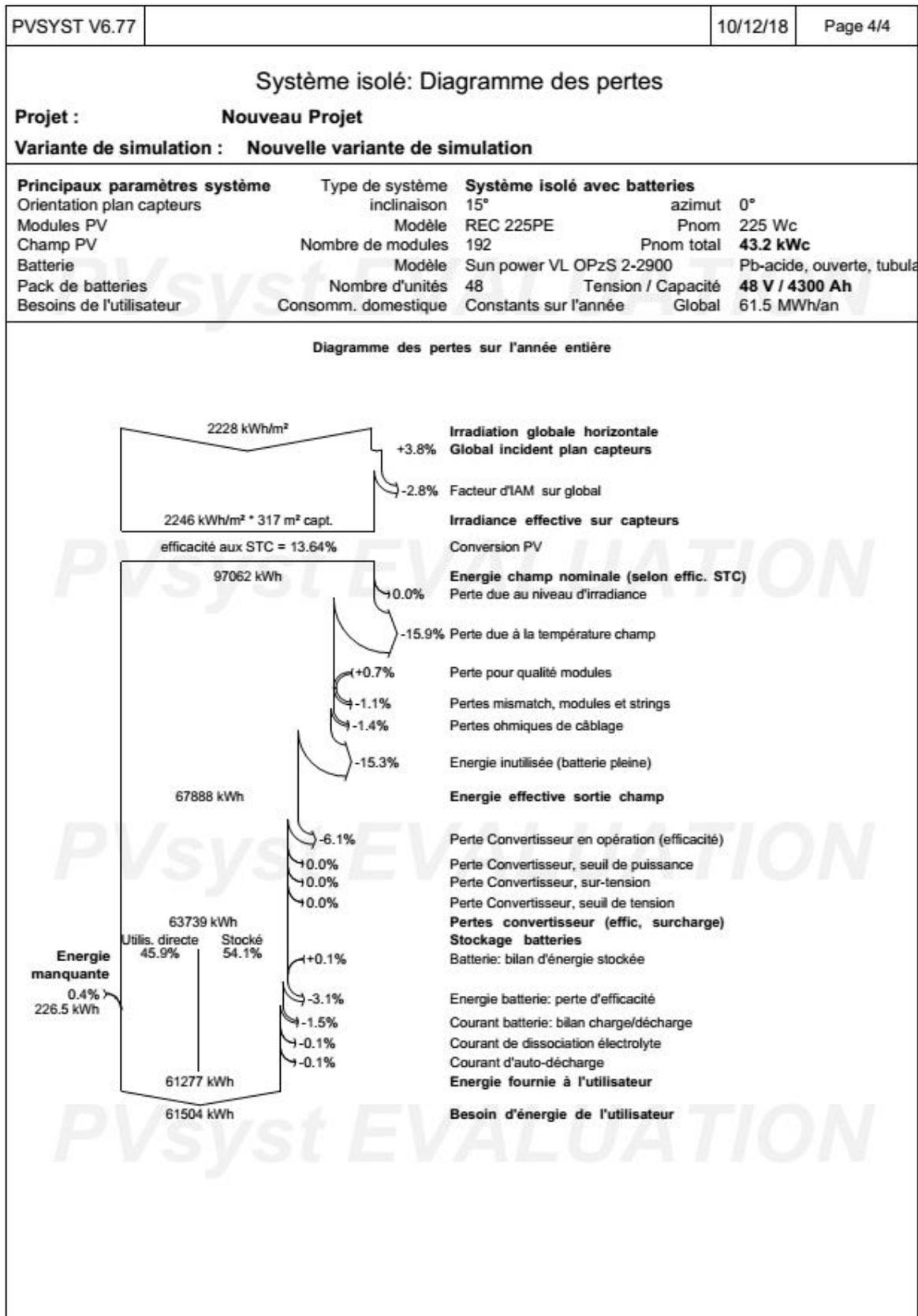
Annexe 7: Besoins de l'utilisateur

Annexe III.3 : Résultats principaux de la simulation



Annexe 8: Résultats principaux de la simulation

Annexe III.4 : Diagramme des pertes



Annexe 9: Diagramme des pertes

Annexe IV : Feuille de calcul méthode analytique

besoin energetique						données					locmod	DU%	$\rho(\Omega.m)$	L(m)	Vnmod	VPm gen	
recepteur	puissance	nombre	duree d'utilisation	energie	courant	type panneau	tension	profondeur de decharge	nombre de jours d'autonomie	types de batterie							
lampe fluo	0	4	6	0	0	150	48			200	8,86						
lampe compact	0	0	6	0	0	100	24	0,6	1	100							
tele	0	1	5	0	0	250	50			1000							
ventilateur	0	2	11	0	0							tension s	tension syst bat				
climatiseur	0	0	10	0	0							500	48				
Telephone	0	2	10	0	0							120					
refrigerateur	0	0		0	0												
energie totale	0			55310	0												
choix des panneaux			choix batterie														
puissance crete	16492,72			capacité bat	2304,6												
nombre de pannea	65,97			nombre de batterie	2,3046												
nombre exacte de panneaux	66			nombre exacte de batteries	3												
puissance crete exacte	16500			capacité exacte	3000												
verification des ratios			choix regulateur			section cable generateur onduleur			champ PV			parc de batteries					
degre de decharge	0,46			Igen	35	S	4,488	5	NS		20,8	Nbats	24				
DMI/Urau	0,6	ok!		Ich	0				nombre exact NS	21		Nbatp	2,3046				
aptitude du champs à couvrir				Iregu	35	35			Nbpr	3,14		Nbatp e	3				
R1	1,27	ok!							nombre exact Nbpr	4		Cbat ex	3000				
aptitude du champs à									Vsyst exact	504							
R2	37,62	ok							P exacte	21000							

Annexe V : Equipement solaire

Annexe V.1 : Catalogue PV



Données générales

UGS	32402-N
Fabricant	REC

Dimensions

Longueur (L)	99.1
Hauteur (H)	166.5
Profondeur (P)	3.8
Poids (kg)	18.0000

Données techniques

Model de module	REC250PE
Type module	Rigide
Type cellules	Multicristalline
Numéro Cellule	60
Puissance nominale (Pmax)	250W
Tension nominale	24V
Tension Vmpp (Vmpp)	30.2V
Courant nominal Imp (A)	8.30A
Tension de circuit ouvert VOC (V)	37.4V
Courant de court-circuit ISC (A)	8.86A
"Rendement du module	15.1%
Tolérance de Puissance (+/-)	0/+5W
Température de fonctionnement	-40 ... +85°C
Coefficient Température (Pmax)	-0.40%/C

Coefficient Température (Voc)	-0.27%/C
Coefficient Température (Isc)	0.024%/C
Tension Maximale du Système	1000VDC
Maximum Courant Inverse	25A
Type de Verre	verre solaire anti-reflet traitement de surface
Epaisseur du Verre	3.2 mm
Cadre	en aluminium
No. de Diodes Bypass	3
Protection Boîte de Jonction	IP67
Section Transversale du Câble	4 mm ²
Longueur Câble	0.9 + 1.2 m
Capacité de charge maximale	5400 Pa
Certifications	IEC 61215 & iec 61730, IEC 62716
Garantie de Puissance	Garantie de puissance linéaire de sortie 25 de l'année

Données générales

UGS	32402-N
Fabricant	REC

Dimensions

Longueur (L)	99.1
Hauteur (H)	166.5
Profondeur (P)	3.8
Poids (kg)	18.0000

Garantie

Garantie de Fabrication-Distributeur	10 ans
Garantie SolaireShop	1 an

Annexe 10: Caractéristiques panneau PV

Etude sur la production d'énergie électrique au moyen d'un système hybride PV-diesel (cas de Kotchiri un des sites retenus par la NIGELEC dans le cadre du projet NESAP)

Caractéristiques techniques	Sunny Tripower 20000TL	Sunny Tripower 25000TL
Entrée (DC)		
Puissance DC max. (quand $\cos \varphi = 1$)/puissance assignée DC	20440 W/20440 W	25550 W/25550 W
Tension d'entrée max.	1000 V	1000 V
Plage de tension MPP/tension d'entrée assignée	320 V à 800 V/600 V	390 V à 800 V/600 V
Tension d'entrée min./tension d'entrée de démarrage	150 V/188 V	150 V/188 V
Courant d'entrée max. entrée A/entrée B	33 A/33 A	33 A/33 A
Nombre d'entrées MPP indépendantes/strings par entrée MPP	2/A;3; B:3	2/A;3; B:3
Sortie (AC)		
Puissance assignée (à 230 V, 50 Hz)	20000 W	25000 W
Puissance apparente AC max.	20000 VA	25000 VA
Tension nominale AC	3/N/PE ; 220 V/380 V 3/N/PE ; 230 V/400 V 3/N/PE ; 240 V/415 V	
Plage de tension AC	180 V à 280 V	
Fréquence du réseau AC/plage	50 Hz/44 Hz à 55 Hz 60 Hz/54 Hz à 65 Hz	
Fréquence de réseau assignée/tension de réseau assignée	50 Hz/230 V	
Courant de sortie max./courant de sortie assigné	29 A/29 A	36,2 A/36,2 A
Facteur de puissance pour la puissance assignée/Facteur de déphasage réglable	1/0 inductif à 0 capacitif	
THD	≤ 3 %	
Phases d'injection/phases de raccordement	3/3	
Rendement		
Rendement max./européen	98,4 %/98,0 %	98,3 %/98,1 %
Dispositifs de protection		
Dispositif de déconnexion côté DC	●	
Surveillance du défaut à la terre/Surveillance du réseau	● / ●	
Parafoudre DC : type II	○	
Protection inversion de polarité DC/résistance aux courts-circuits AC/séparation galvanique	● / ● / -	
Unité de surveillance du courant différentiel, sensible tous les courants	●	
Classe de protection (selon IEC 62109-1) / catégorie de surtension (selon IEC 62109-1)	I / AC: III; DC: II	
Données générales		
Dimensions (L / H / P)	661/682/264 mm [26,0/26,9/10,4 pouces]	
Poids	61 kg (134,48 lb)	
Plage de température de fonctionnement	-25°C à +60°C [-13°F à +140°F]	
Émission sonore (typique)	51 dB(A)	
Autoconsommation (nuit)	1 W	
Topologie/système de refroidissement	Sans transformateur/OptiCool	
Indice de protection (selon CEI 60529)	IP65	
Classe climatique (selon IEC 60721-3-4)	4K4H	
Valeur maximale admissible d'humidité relative de l'air (sans condensation)	100%	
Équipement / fonction / accessoires		
Raccordement DC/raccordement AC	SUNCLIX/borne à ressort	
Écran	○	
Interface : RS485, Speedwire/Webconnect	○ / ●	
Interface de données : SMA Modbus / SunSpec Modbus	● / ●	
Relais multifonction/Power Control Module	○ / ○	
OptiTrack Global Peak / Integrated Plant Control / Q on Demand 24/7	● / ● / ●	
Compatible off-grid / compatible SMA Fuel Save Controller	● / ●	
Garantie : 5 / 10 / 15 / 20 ans	● / ○ / ○ / ○	
Certificats et homologations (autres sur demande)	ANRE 30, AS 4777, BDEW 2008, C10/11:2012, CE, CEI 0-16, CEI 0-21, EN 50438:2013*, G59/3, IEC 60068-2-4, IEC 61727, IEC 62109-1/2, IEC 62116, MEA 2013, NBR 16149, NEN EN 50438, NRS 097-2-1, PEA 2013, PPC, RD 1699/413, RD 661/2007, Res. n°7:2013, SI4777, TDR D4, TR 3.2.2, UTE C15-712-1, VDE 0126-1-1, VDE-AR-N 4105, VFR 2014	
* N'est pas valable pour toutes les annexes nationales de la norme EN 50438		
Désignation de type	STP 20000TL-30	STP 25000TL-30

Annexe 12: Onduleur Sunny Tri power choisi pour la seconde approche

Caractéristiques techniques	Sunny Tripower 15000TL
Entrée (DC)	
Puissance DC max. (quand $\cos \varphi = 1$)/puissance assignée DC	15330 W/15330 W
Tension d'entrée max.	1000 V
Plage de tension MPP/tension d'entrée assignée	240 V à 800 V/600 V
Tension d'entrée min./tension d'entrée de démarrage	150 V/188 V
Courant d'entrée max. entrée A/entrée B	33 A/33 A
Nombre d'entrées MPP indépendantes/strings par entrée MPP	2/A:3; B:3
Sortie (AC)	
Puissance assignée (à 230 V, 50 Hz)	15000 W
Puissance apparente AC max.	15000 VA
Tension nominale AC	3/N/PE ; 220 V/380 V 3/N/PE ; 230 V/400 V 3/N/PE ; 240 V/415 V
Plage de tension AC	180 V à 280 V
Fréquence du réseau AC/plage	50 Hz/44 Hz à 55 Hz 60 Hz/54 Hz à 65 Hz
Fréquence de réseau assignée/tension de réseau assignée	50 Hz/230 V
Courant de sortie max./courant de sortie assigné	29 A/21,7 A
Facteur de puissance pour la puissance assignée/Facteur de déphasage réglable	1/0 inductif à 0 capacitif
THD	≤ 3 %
Phases d'injection/phases de raccordement	3/3
Rendement	
Rendement max./européen	98,4 %/98,0 %
Dispositifs de protection	
Dispositif de déconnexion côté DC	●
Surveillance du défaut à la terre/Surveillance du réseau	● / ●
Parafoudre DC : type II	○
Protection inversion de polarité DC/résistance aux courts-circuits AC/séparation galvanique	● / ● / –
Unité de surveillance du courant différentiel, sensible tous les courants	●
Classe de protection (selon IEC 62109-1) / catégorie de surtension (selon IEC 62109-1)	I/AC: III; DC: II
Données générales	
Dimensions (L / H / P)	661/682/264 mm (26,0/26,9/10,4 pouces)
Poids	61 kg (134,48 lb)
Plage de température de fonctionnement	-25°C à +60°C (-13°F à +140°F)
Émission sonore (typique)	51 dB(A)
Autoconsommation (nuit)	1 W
Topologie/système de refroidissement	Sans transformateur/OptiCool
Indice de protection (selon CEI 60529)	IP65
Classe climatique (selon IEC 60721-3-4)	4K4H
Valeur maximale admissible d'humidité relative de l'air (sans condensation)	100%
Équipement / fonction / accessoires	
Raccordement DC/raccordement AC	SUNCLIX/borne à ressort
Écran	○
Interface : RS485, Speedwire/Webconnect	○ / ●
Interface de données : SMA Modbus / SunSpec Modbus	● / ●
Relais multifonction/Power Control Module	○ / ○
OptiTrack Global Peak / Integrated Plant Control / Q on Demand 24/7	● / ● / ●
Compatible off-grid / compatible SMA Fuel Save Controller	● / ●
Garantie : 5 / 10 / 15 / 20 ans	● / ○ / ○ / ○
Certificats et homologations planifiés	ANRE 30, AS 4777, BDEW 2008, C10/11:2012, CE, CEI 0-16, CEI 0-21, EN 50438:2013*, G59/3, IEC 60068-2-x, IEC 61727, IEC 62109-1/2, IEC 62116, NBR 16149, NEN EN 50438, NRS 097-2-1, PFC, RD 1699/413, RD 661/2007, Res. n°7:2013, S14777, TOR D4, TR 3.2.2, UTE C15-712-1, VDE 0126-1-1, VDE-AR-N 4105, VFR 2014
* N'est pas valable pour toutes les annexes nationales de la norme EN 50438	
Désignation de type	STP 15000TL-30

Annexe 13: Onduleur Sunny Tri power choisi pour la première approche

Données techniques	Multicuster-Box 12
Raccordement des consommateurs	
Nombre de raccordements	1 x triphasé
Puissance assignée	138 kW
Tension de réseau assignée	230 V / 400 V
Plage de tension AC	172,5 V - 265 V 300 V - 433 V
Courant pour les valeurs assignées	3 x 200 A
Bornes des raccordements N, L1, L2, L3	Bornes à ressort
Fusible / valeurs maximales autorisées pour les fusibles	NH1 / 200 A
Raccordements Sunny Island	
Nombre maximal d'appareils	12
Puissance assignée AC / courant AC pour les valeurs assignées	72 kW / 12 x 26 A
Tension d'exploitation assignée	230 V / 400 V
Bornes des raccordements N, PE, L	Bornes à ressort
Fusible	12 x disjoncteur de protection C40 A
Raccordement du groupe électrogène	
Nombre de raccordements	1 x triphasé
Puissance assignée	138 kW
Tension nominale	230 V / 400 V
Courant d'entrée AC	3 x 200 A
Bornes des raccordements N, PE, L1, L2, L3	Bornes à ressort
Fusibles / valeurs maximales autorisées pour les fusibles	NH1 / 200 A
Raccordement de l'installation PV	
Nombre de raccordements	1 x triphasé
Puissance assignée	138 kW
Tension d'exploitation assignée	230 V / 400 V
Courant AC pour les valeurs assignées	3 x 200 A
Bornes des raccordements N, PE, L1, L2, L3	Bornes à ressort
Fusible en amont maximal autorisé	200 A
Raccordement des NA-Box / Grid-Connect-Box	
Nombre de raccordements	1 x triphasé
Puissance d'entrée assignée	138 kW
Tension d'exploitation assignée	230 V / 400 V
Courant assigné / courant d'entrée AC	3 x 200 A
Bornes des raccordements N, PE, L1, L2, L3	Bornes à ressort
Fusible en amont maximal autorisé	200 A
Données générales	
Nombre de phases	3
Configuration de réseau autorisée	TNS, TNCS et TT
Fréquence assignée / plage de fréquences	50 Hz / 45 Hz ... 65 Hz
Dimensions (l / h / p)	1 200 / 1 600 / 435 mm (y compris un socle de 200 mm)
Poids	200 kg
Altitude maximale d'exploitation au-dessus du niveau de la mer	3 000 m
Type de protection (selon CEI 60529)	IP55
Environnement électromagnétique compatible, perturbations / résistance aux interférences	B / A
Humidité atmosphérique	0 % ... 100 %
Plage de températures de fonctionnement	-25 °C ... +60 °C
Puissance de sortie / puissance assignée à 25 °C	138 kW
Puissance de sortie / puissance assignée entre 25 °C et 60 °C	Voir le diagramme « Comportement à la réduction de puissance »
Lignes de communication	●
Garantie (5 ans)	●
Déclaration de conformité CE	Oui
● Standard ○ En option – Non disponible	
Désignation du type	MCBOX-12.3-20

Annexe 14: Multi cluster Box 12

Annexe V.3 : Catalogue batterie

2 Volt Long Life GEL					Spécifications générales
Référence	Ah	V	LxIxh Mm	Poids kg	Technologie: tubular plate GEL Bornes: Cuivre, M8
BAT702601260	600	2	145x206x688	49	Capacité nominale: 10 hr discharge at 25 °C Durée de vie en floating: 20 years at 20 °C Durée de vie en cyclage: 1500 cycles à décharge 80% 2500 cycles à décharge 50% 4500 cycles à décharge 30%
BAT702801260	800	2	210x191x688	65	
BAT702102260	1000	2	210x233x690	80	
BAT702122260	1200	2	210x275x690	93	
BAT702152260	1500	2	210x275x840	115	
BAT702202260	2000	2	215x400x815	155	
BAT702252260	2500	2	215x490x815	200	
BAT702302260	3000	2	215x580x815	235	

Autres capacités sur demande

De Paal 35 | 1351 JG Almere | The Netherlands
T: +31 (0)36 535 97 00 | Fax: +31 (0)36 535 97 40
E: info@victronenergy.com | www.victronenergy.com



Annexe 15: Batterie choisie

Annexe VI : Equipement de protection

Annexe VI.1 : Catalogue disjoncteur



4 116 76



4 116 95



4 116 48



Caractéristiques techniques p. 534
Performance des différentiels p. 538

Conformes à la norme NF EN 61008-1

Type AC : détectent les défauts à composante alternative
Type A : détectent les défauts à composantes alternative et continue (circuits spécialisés : cuisinière, plaque de cuisson, lave-linge...)
Type F : détectent les défauts à composantes alternative et continue, immunité renforcée aux déclenchements intempêtes et détection des courants de défauts hautes fréquences
Type B : détectent les défauts à composantes alternative et continue et les défauts à courant continu lisse (machineries à variation de vitesse, installations photovoltaïques, centres d'appel, matériel médical...)
Acceptent les auxiliaires, les commandes motorisées et les modules de raccordement DX³ (sauf Type B) (p. 532)

Connexion vis/vis : arrivée haute et sortie basse par bornes à vis

Ref.	Tétrapolaires 400 V~		
Vis/vis	Type AC	In (A)	Nbre de modules
4 116 60	Sensibilité (mA) 30	25	4
4 116 61	30	40	4
4 116 62	30	63	4
4 116 63	30	80	4
4 116 64	300	25	4
4 116 65	300	40	4
4 116 66	300	63	4
4 116 67	300	80	4
4 116 68	300 sélectif	40	4
4 116 69	300 sélectif	63	4

Annexe 16: Disjoncteur choisi

Compact NSA160 NS100 à NS250 déclencheurs TM-D et TM-G					
cal. (A)	40 °C	45 °C	50 °C	55 °C	60 °C
16	16	15,6	15,2	14,8	14,5
25	25	24,5	24	23,5	23
40	40	39	38	37	36
63	63	61,5	60	58	57
80	80	78	76	74	72
100	100	97,5	95	92,5	90
125	125	122	119	116	113
160	160	156	152	147,2	144
200	200	195	190	185	180
250	250	244	238	231	225

Source : Tableau 52 F (Extrait norme NF C 15-100)

Annexe 17: Calibre disjoncteur

Inters différentiels DX³-ID

Choix des dispositifs différentiels

Principe	Règle
Nombre minimal de DDR	2
Type	Les circuits suivants : - le circuit de la cuisinière ou de la plaque de cuisson - le circuit alimentant le lave-linge - le circuit alimentant l'IRVE (le cas échéant) doivent être protégés par un DDR Type A Les autres circuits doivent être protégés par un DDR Type A ou Type AC Certaines applications alimentées à travers un redresseur triphasé peuvent nécessiter un DDR Type B en lieu et place du Type A
Nombre maximal de circuits sous un DDR	8
Courant assigné	- soit par rapport à l'amont : In DDC ≥ I _n de l'AGCP - soit par rapport à l'aval : In DDR ≥ Une fois la somme des In des dispositifs de protection des circuits alimentant le chauffage direct, l'IRVE et l'eau chaude sanitaire + 0,5 fois la somme des In des dispositifs de protection des circuits alimentant les autres usages
Répartition des charges	Les circuits d'éclairage, comme les circuits prises de courant doivent être répartis sous au moins deux DDR

Dans le cas du chauffage électrique avec fil pilote, l'ensemble des circuits de chauffage (y compris le fil pilote) est placé par zone de pilotage sous un même DDR

Tenue aux courts-circuits des inters différentiels en association avec des disjoncteurs ou cartouches fusibles (voir p. 538)

Section de raccordement des bornes à vis en mm²

Inters différentiels	Câble cuivre	
	rigide	souple
Arrivée haut, départ bas - 2P et 4P	50	35
Arrivée haut, départ haut - 2P - 63 A et 4P - 2P - 25 A et 40 A	35 16	25 10

1 : Interrupteur associé à un coupe-circuit ou un disjoncteur

Les types Hpi deviennent des types F

Applications spéciales

Annexe VI.3 : Catalogue parafoudre



Parafoudres caractéristiques techniques

Parafoudres de tableau

Réseau 230/400 V_N (50/60 Hz) - Degré de protection IP 20
Température d'utilisation : - 10 à + 40 °C / de stockage : - 20 à + 70° C
Parafoudres 1P+N (3P+N) : protection L-N et N-PE, aussi dénommé mode 1+1 (3+1 resp.) ou protection de type CT2 selon normes d'installation.

Réf.	Type	Pôles	Régime de neutre	Tension max. (Uc)	Mode de protection	Courant nominal In(pole) (I/20)	Courant max. de décharge			Niveau de Protection		Courant max. de court-circuit Icc (kAcr)	Protection à associer¹	Auxiliaire SD (rapport d'état)
							Imax/pôle (I/20)	Iimp/pôle (10/350)	I total (10/350)	Up (L-N/L-PE/N-PE)	Up à 5 kA			
0 930 00 4 122 80	T1/50 kA T1/35 kA	1P	TT, TNC, TNS, IT	440 V _N	CT1	50 kA 35 kA		50 kA 35 kA	50 kA 35 kA	2,5 kV		50 kA	DPX [®] 160 80 A	non oui
4 122 81	T1/25 kA	1P+N	TT, TNS	350 V _N	CT2	25/50 kA		25/50 kA	50 kA	1,5/2,5/1,5 kV		50 kA		oui
4 122 82	T1/25 kA	3P	TNC	350 V _N	CT1	25 kA		25 kA	75 kA	1,5 kV				oui
4 122 83	T1/25 kA	3P+N	TT, TNS	350 V _N	CT2	25/100 kA		25/100 kA	100 kA	1,5/2,5/1,5 kV				oui
4 122 70	T1+T2/12,5 kA	1P	TT, TNC, TNS	320 V _N	CT1	25 kA	80 kA	12,5 kA	12,5 kA	1,5 kV à 12,5 kA 1,9 kV à 25 kA	1 kV	50 kA	DX [®] 63 A courbe C	non
4 122 71	T1+T2/12,5 kA	2P	TT, TNS	320 V _N	CT1	25 kA	80 kA	12,5 kA	25 kA					non
4 122 72	T1+T2/12,5 kA	3P	TNC	320 V _N	CT1	25 kA	80 kA	12,5 kA	37,5 kA					oui
4 122 73	T1+T2/12,5 kA	4P	TT, TNS	320 V _N	CT1	25 kA	80 kA	12,5 kA	50 kA					non
4 122 74/76	T1+T2/12,5 kA	1P+N	TT, TNS	320 V _N	CT2	25/25 kA	80 kA	12,5/25 kA	25 kA	1,5/1,6/1,5 kV à 12,5 kA 1,9/2,1/1,5 kV à 25 kA	1 kV			oui
4 122 75/77	T1+T2/12,5 kA	3P+N	TT, TNS	320 V _N	CT2	25/50 kA	80 kA	12,5/50 kA	50 kA					oui
4 122 50	T1+T2/8 kA	1P	TT, TNS	320 V _N	CT1	20 kA	50 kA	8 kA	8 kA	1,2 kV à 8 kA 1,7 kV à 20 kA	1 kV	50 kA	LX [®] 40 A courbe C	non
4 122 51	T1+T2/8 kA	2P	TT, TNS	320 V _N	CT1	20 kA	50 kA	8 kA	16 kA					non
4 122 52	T1+T2/8 kA	3P	TNC	320 V _N	CT1	20 kA	50 kA	8 kA	25 kA					non
4 122 53	T1+T2/8 kA	4P	TT, TNS	320 V _N	CT1	20 kA	50 kA	8 kA	32 kA					non
4 122 54/56	T1+T2/8 kA	1P+N	TT, TNS	320 V _N	CT2	20 kA	50 kA	8 kA	16 kA	1,2/1,5/1,5 kV à 8 kA 1,7/2/1,5 kV à 20 kA	1 kV			non
4 122 55/57	T1+T2/8 kA	3P+N	TT, TNS	320 V _N	CT2	20 kA	50 kA	8 kA	25 kA					non
4 122 40	T2/40 kA	1P	TT, TNS	320 V _N	CT1	20 kA	40 kA			1,5 kV à 15 kA 1,7 kV à 20 kA	1 kV	50 kA	DX [®] 25 A courbe C	non
4 122 41	T2/40 kA	2P	TT, TNS	320 V _N	CT1	20 kA	40 kA							non
4 122 42	T2/40 kA	3P	TNC	320 V _N	CT1	20 kA	40 kA							oui
4 122 43	T2/40 kA	4P	TT, TNS	320 V _N	CT1	20 kA	40 kA							non
4 122 44/46 4 122 64/66	T2/40 kA	1P+N	TT, TNS	320 V _N	CT2	20 kA	40 kA			1,5/1,6/1,4 kV à 15 kA 1,7/2/1,4 kV à 20 kA	1 kV	50 kA 25 kA	DX [®] 20 A courbe C	non
4 122 45/47 4 122 65/67	T2/40 kA	3P+N	TT, TNS	320 V _N	CT2	20 kA	40 kA							non
4 122 30	T2/40 kA	1P	TT, TNC, TNS, IT	440 V _N	CT1	20 kA	40 kA			1,8 kV à 15 kA 2,1 kV à 20 kA	1,3 kV	50 kA	DX [®] 25 A courbe C	oui
4 122 33	T2/40 kA	4P	TT, TNS, IT	440 V _N	CT1	20 kA	40 kA							oui
4 122 20	T2/20 kA	1P	TT, TNS	320 V _N	CT1	10 kA	20 kA			1,2 kV à 5 kA 1,4 kV à 10 kA	1,2 kV	25 kA	DX [®] 20 A courbe C	non
4 122 21	T2/20 kA	2P	TT, TNS	320 V _N	CT1	10 kA	20 kA							non
4 122 23	T2/20 kA	4P	TT, TNS	320 V _N	CT1	10 kA	20 kA							non
4 122 34/36 4 122 68/82	T2/20 kA	1P+N	TT, TNS	320 V _N	CT2	10/20 kA	20 kA			1,2/1,4/1,4 kV à 5 kA 1,4/1,4/1,4 kV à 10 kA	1,2 kV			non oui
4 122 35/37 4 122 61/63	T2/20 kA	3P+N	TT, TNS	320 V _N	CT2	10/20 kA	20 kA							non oui
0 939 51 0 939 71	I2+T3/12 kA	1P+N	TT, TNS	275 V _N	LTz	10/10 kA	12 kA			1,1/1,2/1,2 kV à 10 kA	1 kV	6 kA 10 kA	protection intégrée	non
0 930 53 0 930 73	T2+T3/12 kA	3P+N	TT, TNS	275 V _N	CT2	10/20 kA	20 kA							non

CT1 : modes de protection L/N-PE.
CT2 : modes protection L-N et N-PE.
1 : disjoncteurs type DX[®] (avec parafoudres T1), DX[®] ou similaires (avec parafoudres T2 et T1+T2). Protection par fusibles ou autres valeurs que celles indiquées dans tableau : nous consulter

Caractéristiques des parafoudres de proximité

Protection 230 V_N : parafoudres Type 3 (T3)

Réf.	0 775 40	0 500 34/36 0 500 70	0 500 14/87/95/97 0 500 71
Mode de protection	LN/NPE	LN/LNPE/NPE	LN
Up	1/1,2 kV	1 kV	1 kV
Imax	6 kA	-	-
In	1,5 kA	2 kA	2 kA
Uoc	3 kV	4 kV	4 kV

Régime TT : Installation en aval d'un différentiel (type HPI recommandé).

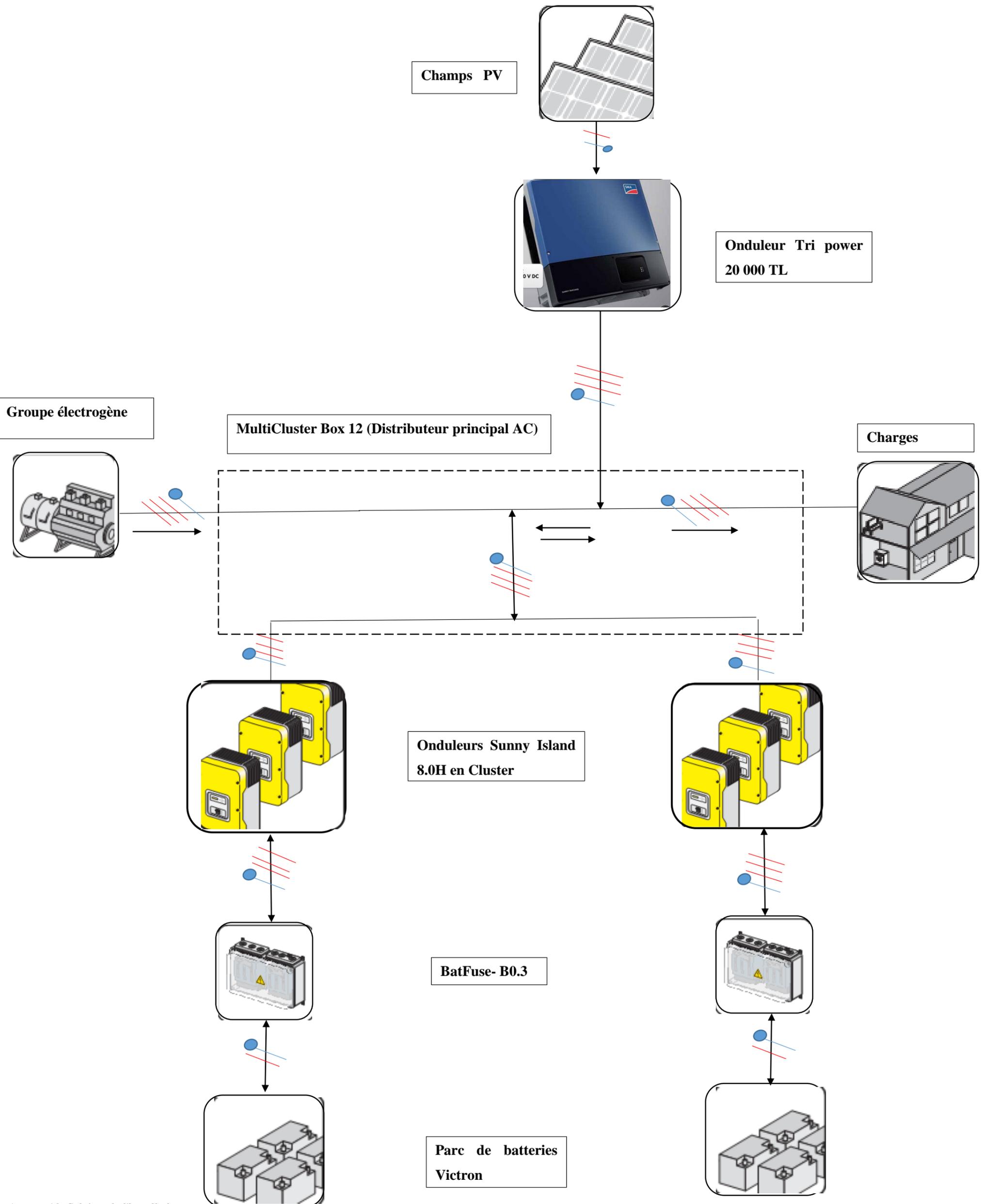
Protection RJ 45/RJ 11

Réf.	0 500 34/36	0 500 70
Uc	200 V	
Up	600 v	
Imax	1,5 kA	
In	1 kA	
Uoc	3 kV	

Protection TV (coax 9,5 mm)

Réf.	0 500 36
Uc	50 V
Up	900 v
Imax	5 kA
In	1 kA
Uoc	3 kV

Annexe VI : Schéma illustratif de notre installation



Annexe 19: Schéma de l'installation

Annexe VII : Cadre institutionnel nigérien

Loi n°98-56 du 29 décembre 1998 portant loi cadre relative à la gestion de l'environnement	
Titre/Chapitre/section correspondant	Extraits d'articles liés à l'étude
<p><u>Titre 1</u> - Dispositions générales</p> <p><u>Chapitre 2</u> - Principes fondamentaux</p>	<p><u>Art.3</u> : le principe de participation, selon lequel chaque citoyen a le devoir de veiller à la protection de l'Environnement et de contribuer à son amélioration. A cet effet, les autorités publiques sont tenues d'une part de faciliter l'accès aux informations relatives à l'Environnement, d'autre part d'agir en concertation avec les groupes et populations concernés.</p> <p><u>Art.4.</u>: Toute personne a droit à un Environnement sain.</p>
<p><u>Titre 3</u> : Gestion de l'environnement</p> <p><u>Chapitre 2</u> : Protection de l'Environnement</p> <p><u>Sections 5</u> : Déchets</p>	<p><u>Art.62.-</u> Toute personne qui produit ou détient des déchets dans des conditions de nature à produire des effets nocifs sur le sol, la flore ou la faune, à dégrader les paysages, à polluer l'air ou les eaux, à engendrer des bruits et des odeurs et d'une façon générale à porter atteinte à la santé de l'homme, des animaux domestiques et à l'Environnement, est tenue d'en assurer ou d'en faire assurer l'élimination ou le recyclage conformément aux dispositions du code d'hygiène publique et des textes d'application de la présente loi.</p> <p><u>Art.63</u> : Les normes de rejet des déchets dans le milieu naturel sont fixées par arrêté du Ministre chargé de la Santé Publique en collaboration avec les autres Ministres concernés</p>
<p><u>Titre 3</u> : Gestion de l'environnement</p> <p><u>Chapitre 2</u> : Protection de l'Environnement</p> <p><u>Section 1</u> : Protection de l'atmosphère</p>	<p><u>Art.37.-</u> Il est interdit :</p> <ul style="list-style-type: none"> • De porter atteinte à la qualité de l'air ou de provoquer toute forme de modification de ses caractéristiques susceptibles de nuire à la Santé Publique ou à la conservation des biens ; • D'émettre dans l'air toute substance polluante, notamment les fumées, poussières ou gaz toxiques, corrosifs ou radioactifs au-delà des limites fixées par les textes d'application de la présente loi ou par des textes particuliers ; • d'émettre des odeurs qui du fait de leur concentration ou en raison de leur nature sont particulièrement incommodantes pour l'homme.

	<p><u>Art.39</u> : Afin d'éviter la pollution atmosphérique, les immeubles, établissements agricoles, industriels, commerciaux ou artisanaux, véhicules ou autres objets mobiliers possédés, exploités ou détenus par toutes personnes physiques ou morales doivent être construits, exploités ou utilisés conformément aux normes techniques en vigueur ou édictées en application de la présente loi ou de textes particuliers.</p>
<p><u>Titre 3</u> : Gestion de l'environnement</p> <p><u>Chapitre 1</u> : Instruments de gestion de l'Environnement</p> <p><u>Section 2</u> : Etudes d'Impact sur l'Environnement</p>	<p><u>Art.31</u> : Les activités, projets et programmes de développement de développement qui, par l'importance de leurs dimensions ou leurs incidences sur les milieux naturel et humain peuvent porter atteinte à ces derniers sont soumis à une autorisation préalable du Ministre chargé de l'Environnement.</p> <p>Cette autorisation est accordée sur la base d'une appréciation des conséquences des activités, du projet ou du programme mises à jour par une Etude d'Impact sur l'Environnement élaborée par le promoteur et agréée par le Ministère chargé de l'Environnement.</p>
<p><u>Titre 3</u> : Gestion de l'environnement</p> <p><u>Chapitre 2</u> : Protection de l'Environnement</p> <p><u>Section 7</u> : Nuisances sonores et olfactives</p>	<p><u>Art.74</u> : Sont interdites les émissions de bruits et d'odeurs susceptibles de nuire à la santé de l'homme, de constituer une gêne excessive pour le voisinage ou de porter atteinte à l'Environnement.</p> <p>Les personnes à l'origine de ces émissions doivent prendre toutes les dispositions nécessaires pour les supprimer. Lorsque l'urgence le justifie, les autorités compétentes peuvent prendre toutes mesures exécutoires d'office afin de faire cesser le trouble.</p>
<p><u>Titre 3</u> : Gestion de l'environnement</p> <p><u>Chapitre 2</u> : Protection de l'Environnement</p> <p><u>Section 8</u> : Risques industriels et naturels</p>	<p><u>Art.75</u> : Le Ministère de l'Intérieur élabore, en collaboration avec les Ministères chargés de l'Industrie, de l'Environnement et les autres administrations concernées, les règles préventives en matière de risques technologiques et naturels. A cet effet, il veille notamment à :</p> <ul style="list-style-type: none"> • L'évaluation des risques d'accidents majeurs et l'élaboration de la doctrine générale des secours ; • L'élaboration des plans d'organisation des secours aux niveaux National, Régional et Départemental ; • L'établissement des plans d'urgence destinés à faire face aux situations critiques ; • l'élaboration des plans de coordination visant à assurer la sécurité des personnes, l'évacuation et le traitement des victimes.

Annexe 20:Tableau extrait de la réglementation applicable au projet [9]