



**ANALYSE ET OPTIMISATION D'UN SYSTEME DE
PRODUCTION D'ENERGIE POUR L'ELECTRIFICATION
RURALE : CAS DU VILLAGE « MANABOE » DANS LA
COMMUNE DE BOHICON AU BENIN**

**MEMOIRE POUR L'OBTENTION DU
MASTER EN GENIE ELECTRIQUE, ENERGETIQUE ET ENERGIES
RENOUVELABLES**

OPTION : Energétique et Energies Renouvelables

Présenté et soutenu publiquement le 27/10/2015 par

FOUNIAPTE KAMGA Yannick Olivier

Travaux dirigés par :

Dr. Y. Moussa SORO, Enseignant-chercheur en systèmes solaires photovoltaïques, 2iE
Mr. Firmin NKAMLEU, Director Business Development, SYSCOM NETWORK SA.

Jury d'évaluation du stage :

Président : **Dr. Daniel YAMEGUEU**

Membres et correcteurs :

Dr. Moussa SORO

ING. Severin TANOH

Promotion [2014/2015]

DEDICACE

Ce document est dédié à :

- Mon père FOUNIAPTE Mathieu qui a été dans ma vie le model d'homme que j'ai toujours cherché à devenir ;
- Ma mère FOUNIAPTE Christine pour toute l'affection qu'elle m'a toujours donnée. Elle a toujours été là dans ma vie, dans les bons comme dans les mauvais moments. Le succès de ce travail, c'est à toi que je le dois ;
- Mes frères et sœurs qui me soutiennent moralement et avec qui je construis mon avenir ;
- Mes tantes et mes oncles, en particulier Le Grand Père Cyrille qui ont été des supports sur lesquelles j'ai pu m'appuyer à chaque fois que je rencontrais des difficultés ;
- La famille WETHE qui a ouvert grand ses bras et m'a accueilli à Ouagadougou comme l'un des leurs.

« Je n'oublierai jamais tout ce que vous avez fait pour moi et pour l'aboutissement de ce travail. »

REMERCIEMENTS

La réalisation de ce mémoire a mobilisé des ressources matérielles et financières importantes et nécessité la disponibilité et la compétence de nombreuses personnes.

Je voudrais donc, à l'occasion de la publication du présent travail, adresser mes sincères remerciements à :

- **Monsieur Firmin NKAMLEU**, votre disponibilité, votre simplicité et vos qualités scientifiques ont permis l'amélioration de ce travail. Soyez assuré de ma sincère reconnaissance et de ma très haute considération ;
- **Au Docteur Y. Moussa SORO**; qui n'a ménagé aucun effort pour m'assurer un encadrement attentif et sans relâche. Votre disponibilité, votre rigueur scientifique, vos remarques, vos conseils et encouragements ont été précieux pour le bon déroulement de ce travail. Je ne saurais vous exprimer ma gratitude cependant je souhaite que DIEU vous garde longtemps en vie afin que d'autres personnes puissent profiter de vos conseils et vos connaissances ;
- **Aux membres du Jury**, pour avoir accepté d'évaluer ce travail et pour leurs commentaires visant à son amélioration ;
- **A Messieurs Patrick BOMISSO et Patrice DANGANG** pour vos conseils, éclairages et encouragements tout au long de cette étude. Cela a permis une meilleure orientation de ce travail ;
- **A l'ensemble des enseignants du 2IE**, pour leurs enseignements et leurs diverses contributions à ma formation ;
- **A tous mes camarades de promotion**, merci à tous pour tous ces moments passés ensemble. Je prie DIEU qu'il accorde à chacun de nous la réussite dans nos projets et le bonheur ;
- **Au CIAO**, un regroupement qui m'a toujours soutenu ;
- **Au Dr Alain Michel Meuke** et à tous mes amis de Ouagadougou **Karel, Daniel, Jules, Patrice, Hervé, Christelle, Roger, Lyne** ;

Je suis reconnaissant envers **la société SYSCOM NETWORK** pour m'avoir accueilli en stage, ouvert leur centre de documentation et pour la mise à ma disposition de la base des données qui a été exploitée dans le cadre de ce travail. J'exprime ma profonde gratitude à tout le personnel de ladite structure pour leur collaboration.

- **Au Burkina Faso et au peuple du Burkina** pour l'accueil et l'hospitalité !

RESUME

L'analyse et l'optimisation d'un système de production d'énergie pour l'électrification du village **MANABOE** a été l'objectif de notre présent travail. Cette étude s'inscrit dans l'optique de contribuer à l'amélioration du taux d'électrification des zones rurales en Afrique de façon générale, et en particulier au Bénin à travers un cas pratique.

Primo, ce travail a consisté en une enquête auprès des habitants du village afin de collecter des données indispensables pour la détermination du besoin en énergie de la localité. Ainsi, en fonction du bilan de consommation des détenteurs de groupes électrogènes et autres sources d'alimentation en énergie, on a pu estimer la consommation totale journalière du village à 815,31 kWh pour les jours ordinaires, contre 970 kWh pour les jours de marché. La variation horaire de la consommation journalière des différents postes de consommation du village nous aura permis de tracer la courbe de charge dudit village.

Secundo, un diagnostic de l'existant a été réalisé, c'est-à-dire une analyse du système solaire autonome de 41,6 kWc qui a été prévu par le gouvernement du Bénin pour la desserte en électricité de la localité. Le constat majeur observé lors de cette analyse est l'incapacité qu'aura cette configuration à alimenter toutes les différentes charges du village. En effet, le besoin annuel de la population de MANABOE s'élève à 311 709 kWh contre seulement 61 508 kWh qui seront produites par le générateur photovoltaïque.

Tertio, ce document s'est focalisé sur la détermination des mesures d'optimisation de la centrale. Et donc, la configuration identifiée comme étant la mieux adaptée pour l'électrification du village est une centrale hybride qui associe deux groupes diesels (30 kW et 60 kW) à un champ solaire de 100 kWc.

L'analyse économique du projet nous a permis de déterminer le cout de production du kWh qui est de 0,485 \$ pour le système (PV/Diesel) que nous préconisons afin de mener à bien le projet d'électrification de **MANABOE**. Toutefois le cout de l'hybridation de la centrale solaire autonome prévue pour l'électrification de cette région s'élève à 365 480 \$

L'impact environnemental a servi à appuyer notre choix «centrale hybride PV/Diesel» car en effet, sur la durée de vie du projet, elle est bien moins polluante que toutes les autres configurations en occurrence la configuration classique qui associe deux générateurs diesel.

Mots Clés :

Générateur photovoltaïque – Générateur diesel – Electrification rurale – Analyse économique – Impact environnemental.

ABSTRACT

The analysis and optimization of a system of energy production for the electrification of the village MANABOE was the goal of our present work. This study is part of a view to contributing to the improvement of rural electrification rate in Africa in general, and particularly in Benin through a practical case.

First, this work consisted of a survey of village residents to collect data necessary for determining the energy needs of the locality. Thus, depending on the power budget of regulators of generators, we could estimate the total daily intake of the village. The time variation of the daily consumption of different items of consumption of the village allowed us to trace the load curve of the village.

Second, a diagnosis of the existing has been achieved, that is to say an analysis of autonomous solar system 41.6 kWp has been planned by the Government of Benin for serving electricity to the locality. The major finding observed in this analysis is the inability Aura this configuration to feed all the different loads of the village.

Third, this paper has focused on the identification of measures to optimize the plant. And so the most suitable configuration for the electrification of the village is a hybrid plant that combines two diesel units (30 kW to 60 kilowatts) to a solar field of 100 kWp.

The economic analysis of the project allowed us to determine the production cost per kWh which is \$ 0.485 for the system (PV / Diesel) that we recommend to carry out the project of electrification of MANABOE. However the cost of hybridization of the autonomous solar power plant that was planned for the electrification of the region amounted to 365 480 \$.

The environmental impact study was used to support our choice (hybrid plant PV / Diesel) as in effect on the life of the project, it is much less polluting than all other configurations in case the conventional configuration that combines two generators diesel.

Key words:

PV Generator - Diesel Generator - Rural Electrification - Economic Analysis - environmental impact.

LISTES DES ABREVIATIONS

AC : courant alternatif

DC : courant continu

W: Watts

Isc : courant de court-circuit

ke: facteur d'extension de la demande en électricité

PV : photovoltaïque

GD : générateur diesel

SEH : système Electrique hybride

kWc : kilowatt-crête

GE : groupe électrogène

Voc : tension en circuit ouvert

V : volt

Ah : ampèreheure

kW : kilowatt

kWh : kilowattheure

HOMER : Hybrid Optimisation Model for Electric Renewables

PNUD: Programme des Nations Unies pour le Développement

PMA : pays les moins avancés

TEP : Tonne Equivalent Pétrole

ABERME : Agence Béninoise pour l'Électrification Rurale et la Maîtrise de l'Énergie

PME : Petites et Moyennes Entreprises

MPPT : Maximum Power Point Tracking

TABLE DES MATIERES

DEDICACE	ii
REMERCIEMENTS	iii
RESUME	iv
ABSTRACT	v
LISTES DES ABREVIATIONS	vi
LISTE DES TABLEAUX	3
LISTE DES FIGURES	4
LISTE DES EQUATIONS	5
I INTRODUCTION	6
II OBJECTIFS DU TRAVAIL	9
II.1 Objectif général	9
II.2 Objectifs spécifiques	9
III METHODES ET OUTILS	10
III.1 Généralité sur les systèmes hybrides	10
III.1.1 Définition et objectifs des systèmes hybrides	11
III.1.2 Architecture des systèmes.....	12
III.2 Présentation de la centrale solaire de MANABOE	18
III.2.1 Présentation du village MANABOE	19
III.2.2 Caractéristiques de la centrale PV autonome de MANABOE	20
III.3 Conception et dimensionnement	24
III.3.1 Collecte de données.....	24
III.3.2 Evaluation du besoin en électricité du village	25
III.3.3 Dimensionnement	27
III.3.4 Analyse économique	33
IV RESULTATS	34
IV.1 Analyse de la demande	34
IV.1.1 Segmentation de la demande.....	34
IV.1.2 Etat de la situation énergétique du village MANABOE.....	35
IV.1.3 Evaluation de la consommation journalière du village	37
IV.1.4 Variation horaire de la consommation journalière du village MANABOE.....	39
IV.1.5 Courbe de charge du village	41

<i>IV.2</i>	<i>Evaluation de la ressource énergétique du lieu d'étude</i>	<i>41</i>
<i>IV.3</i>	<i>Etude de faisabilité de la centrale solaire de MANABOE.....</i>	<i>42</i>
<i>IV.3.1</i>	<i>Application du logiciel HOMER pour la simulation.....</i>	<i>42</i>
<i>IV.4</i>	<i>Mesures d'optimisation identifiées</i>	<i>47</i>
<i>IV.4.1</i>	<i>Résultats de simulations</i>	<i>47</i>
<i>IV.5</i>	<i>Analyse économique</i>	<i>52</i>
<i>IV.6</i>	<i>Impact environnemental</i>	<i>52</i>
V	DISCUSSIONS ET ANALYSES	54
<i>V.1</i>	<i>Analyse des résultats de l'étude de faisabilité technique de la centrale solaire de MANABOE.....</i>	<i>54</i>
<i>V.2</i>	<i>Analyse des résultats de simulation du système classique</i>	<i>54</i>
<i>V.3</i>	<i>Analyse des résultats de simulation du système PV/diesel</i>	<i>55</i>
<i>V.4</i>	<i>Analyse des résultats de l'étude économique et environnementale.....</i>	<i>55</i>
<i>V.5</i>	<i>Analyse de la faisabilité économique et sociale du projet.....</i>	<i>56</i>
VI	CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS	58
<i>VI.1</i>	<i>Conclusion.....</i>	<i>58</i>
<i>VI.2</i>	<i>Recommandations.....</i>	<i>59</i>
VII	BIBLIOGRAPHIE.....	60
VIII	ANNEXES.....	62

LISTE DES TABLEAUX

<i>Tableau 1: Caractéristiques des modules</i>	21
<i>Tableau 2: Caractéristiques des batteries</i>	22
<i>Tableau 3: Caractéristiques du convertisseur bidirectionnel</i>	23
<i>Tableau 4: Caractéristique de l'onduleur PV</i>	24
<i>Tableau 5: Tension recommandée du générateur photovoltaïque en fonction de la puissance</i>	29
<i>Tableau 6: Classification des différents postes de consommation d'énergie du village MANABOE</i>	34
<i>Tableau 7: Situation énergétique des maisons d'habitation</i>	35
<i>Tableau 8: Situation énergétique pour activités génératrices de revenus</i>	35
<i>Tableau 9: Situation énergétique pour bâtiments à usage communautaire</i>	36
<i>Tableau 10: Consommation globale du village les jours ordinaires</i>	37
<i>Tableau 11: Consommation globale du village les jours de marché</i>	38
<i>Tableau 12: Variation horaire de la consommation journalière les jours ordinaires</i>	39
<i>Tableau 13: Variation horaire de la consommation journalière les jours de marché</i>	40
<i>Tableau 14: Irradiation solaire moyenne mensuelle.</i>	41
<i>Tableau 15: Paramètres de fonctionnement du convertisseur</i>	44
<i>Tableau 16: Paramètres de fonctionnement des batteries</i>	45
<i>Tableau 17: Paramètres de fonctionnement du générateur PV</i>	46
<i>Tableau 18: Energie annuelle produite</i>	47
<i>Tableau 19: Energie annuelle consommée</i>	47
<i>Tableau 20: Taux de délestage annuel</i>	47
<i>Tableau 21: Caractéristiques techniques de l'installation classique (Diesel)</i>	50
<i>Tableau 22: Caractéristiques techniques du système PV/Diesel</i>	52
<i>Tableau 23: Comparaison entre les trois systèmes de production d'énergie sur le plan économique</i>	52
<i>Tableau 24: Comparaison entre les trois systèmes de production d'énergie sur le plan environnemental</i>	53
<i>Tableau 25: Evaluation du coût de revient pour l'hybridation de la centrale solaire de MANABOE</i>	56

LISTE DES FIGURES

Figure 1: Classification des systèmes d'énergie hybrides [8]	11
Figure 2: système hybride PV/Diesel Série.....	12
Figure 3: système hybride PV/Diesel commuté.....	14
Figure 4: Systèmes hybride PV/Diesel parallèle.....	15
Figure 5: Configuration PV/Diesel parallèle avec plusieurs onduleurs [2]	16
Figure 6: Schéma de couplage AC des générateurs « système hybride PV-Diesel)	17
Figure 7: Schéma de couplage AC des générateurs « système hybride PV-Diesel)	17
Figure 8: Plan cartographique de la répartition des consommateurs de la localité MANABOE.....	20
Figure 9: Schéma synoptique de la centrale solaire autonome de MANABOE [2].....	21
Figure 10: Courbe de charge typique en zone rurale [14].....	26
Figure 11: Répartition journalière de la charge électrique.....	41
Figure 12: représentation de l'irradiation moyenne mensuelle	42
Figure 13: Profil de charge annuelle	43
Figure 14: Evolution horaire du besoin en énergie de MANABOE pour deux jours typiques (5 avril et 3 octobre)	43
Figure 15 : Evolution horaire de la charge et de la puissance du convertisseur (le 5 Avril et le 3 Octobre)	44
Figure 16: Evolution horaire de la charge, de la puissance du convertisseur et de l'état de charge des batteries.....	45
Figure 17: Evolution horaire de la charge, la puissance du convertisseur, l'état de charge des batteries et la puissance photovoltaïque	46
Figure 18: Configuration du système classique (Diesel)	48
Figure 19: Distribution moyenne mensuelle d'énergie produite par l'installation classique (Diesel)	48
Figure 20: Répartition annuelle de la puissance du groupe électrogène de puissance 60kW	49
Figure 21: Evolution horaire de la charge, la puissance du GD 1, du GD 2 et l'onduleur (16 aout).....	49
Figure 22: Configuration du système hybride PV/Diesel	50
Figure 23: Distribution des moyennes mensuelles des énergies produites par le système PV/Diesel.....	50
Figure 24: Répartition annuelle de la puissance du groupe électrogène du système PV/Diesel	51
Figure 25: Evolution horaire de la charge, la puissance du groupe électrogène de 30 kW et la puissance délivrée par le convertisseur bidirectionnel en mode redresseur	51
Figure 26: Evolution annuelle de la production du générateur PV et du profil de consommation	54

LISTE DES EQUATIONS

<i>(Equation 1): Calcul du facteur d'évolution de la demande en énergie de la localité.....</i>	<i>26</i>
<i>(Equation 2): Calcul de la puissance crête du champ PV de la centrale hybride</i>	<i>28</i>
<i>(Equation 3): Calcul du facteur de conversion du générateur PV</i>	<i>28</i>
<i>(Equation 4): Calcul du nombre de modules constituant le générateur PV</i>	<i>29</i>
<i>(Equation 5): Calcul de la capacité de stockage du parc de batteries</i>	<i>29</i>
<i>(Equation 6): Calcul du nombre de batteries de la centrale hybride</i>	<i>30</i>
<i>(Equation 7) : Calcul de la puissance d'entrée de la partie onduleur de l'onduleur bidirectionnel</i>	<i>30</i>
<i>(Equation 8) : Calcul de la puissance de sortie de la partie onduleur de l'onduleur bidirectionnel</i>	<i>30</i>
<i>(Equation 9) : Calcul de la puissance d'entrée de la partie redresseur de l'onduleur bidirectionnel</i>	<i>30</i>
<i>(Equation 10) : Calcul de la puissance de sortie de la partie redresseur de l'onduleur bidirectionnel</i>	<i>30</i>
<i>(Equation 11) : Calcul de la puissance au démarrage des 3 moulins du village.....</i>	<i>31</i>
<i>(Equation 12) : Ratio de vérification de la fiabilité du système de production d'énergie.....</i>	<i>31</i>

I INTRODUCTION

La proportion de la population africaine n'ayant pas accès aux services énergétiques modernes en générale et principalement à l'électricité, aussi bien en milieu rural que urbain en Afrique sub-saharienne est très élevée. En effet, alors que l'on estime que 56% des zones rurales dans les pays en développement sont électrifiées, seules 18% des zones rurales d'Afrique Subsaharienne le sont, d'où le défi majeur du continent africain d'améliorer son taux d'accès aux services énergétiques modernes [1]. Le Benin, pays d'Afrique de l'ouest n'échappe pas à cette réalité. Des rapports du PNUD publié en 2004 le classe parmi les PMA, ne faisant donc pas exception à la règle.

Le Benin s'étend sur une superficie de 114 763 km² pour une population de 9 509 798 habitants, avec une économie qui repose essentiellement sur l'agriculture [2]. La situation énergétique au Bénin est surtout caractérisée par :

- **Une prédominance des usages classiques de la biomasse, symbole d'une consommation énergétique relativement faible :** elle est inférieure à la moyenne mondiale qui est de 1,7 tep/habitant. En effet, la consommation énergétique par habitant au Bénin est estimée à 0,4 tep soit un total d'environ 3 344 ktep en 2010.
- **Un taux d'accès des populations à l'électricité relativement faible, en particulier dans les zones rurales :** 110 kWh/habitant/an représente la consommation énergétique par individus au Bénin avec un taux d'électrification national de 28,2 %
- **Une dépendance extérieure sur le plan énergétique :** la production nationale d'électricité est surtout assurée par des générateurs thermiques, qui ne représentent que 10 % de l'énergie consommée sur l'étendue du territoire béninois contre 90 % provenant de l'extérieur
- **Un gisement d'énergies renouvelables non valorisé :**
 - Les ordures ménagères évaluées à environ 700 tonnes par jours
 - Un énorme potentiel énergétique rejeté par les usines agro-alimentaires sous forme de coques et de tourteaux
 - Un large potentiel hydroélectrique
 - Un gisement solaire important avec des moyennes d'ensoleillement variant entre 3,9 et 6,1 kWh/m²/j

Une couverture plus large de la population rurale dans le domaine de l'électrification représente donc un enjeu majeur de ce pays d'Afrique de l'ouest, d'une part pour pallier à

cette criante inégalité du taux d'accès à l'électricité entre zone rurale et urbaine, mais d'autre part, pour permettre le développement économique des zones éloignées du réseau de distribution national. Le faible niveau de l'offre énergétique représente à coup sûr un handicap à la création et aussi au développement des PME en zone urbaine, par ailleurs il est un frein au développement de petites activités génératrices de revenu en milieu rural.

Le faible taux d'accès à l'électricité observé en milieu rural pourrait s'expliquer par le fait que, dans les localités à faible densité (densité d'abonnés inférieur à 20 habitants/km) et éloignées des points de production (distances supérieures à 10km), la société en charge des projets d'électrification rurale, l'« **ABERME** », ne trouverait aucun gage de rentabilité à connecter ces localités au réseau national de distribution de l'énergie électrique [3].

Ainsi, l'électrification de ce type de localités peut est développée de différentes manières via différentes technologies. Dans le cas du Bénin, l'**ABERME** préconise dans le cadre des projets d'électrification rurale, une mise en place de différentes technologies en fonction des situations géographiques des localités, et parmi elles, les générateurs diesels et le solaire photovoltaïque représentent la grande majorité des technologies très souvent utilisées pour la desserte en électricité de ces localités.

La solution la plus couramment utilisée dans l'exercice de l'électrification des zones hors-réseau est celle intégrant des groupes électrogènes, ceci étant dû à leur cout d'investissement relativement faible. Par ailleurs, la facilité d'installation et de mise en service ainsi que la disponibilité d'agents qualifiés pour les maintenances font de la technologie diesel, la plus répandue.

Dans le contexte actuel où le développement durable prône la protection de l'environnement et la préservation des ressources naturelles par limitation de la consommation des énergies fossiles, il serait donc indispensable de réfléchir à des alternatives combinant production Diesel et photovoltaïque. En effet, la conception et l'implantation de centrales solaires 100 % PV pouvant satisfaire tous les besoins en énergie d'une localité engendreraient des couts d'investissement et de remplacement de ses composants particulièrement élevés. Ainsi, l'option des centrales hybrides offrant une réduction des couts d'investissement et de remplacement contrairement à la configuration 100 % PV, et une réduction de la consommation des énergies fossiles reste séduisante.

La présente étude qui porte sur l'« **analyse et l'optimisation d'un système de production d'énergie pour l'électrification du village MANABOE situé dans la commune de BOHICON au Bénin** » s'inscrit dans l'optique de contribuer à l'amélioration

du taux d'électrification des zones rurales en Afrique de façon générale, et en particulier au **Bénin** à travers un cas pratique : l'électrification du village de **MANABOE**. En effet, pour l'électrification de ce village, le gouvernement du Bénin a prévu l'installation et la mise en service d'une centrale solaire autonome de 41,6 kWc. Il sera donc question pour nous dans ce travail d'analyser et de proposer la configuration la mieux adaptée tant sur le plan technique que sur le plan financier, afin de mener à bien le projet d'électrification de MANABOE.

Afin d'analyser le sujet, une méthodologie en trois temps a été appliquée ;

- la première partie consiste d'une part en une recherche bibliographique sur les différentes architectures de systèmes hybrides afin de mieux les comprendre. Ce travail s'appuie sur divers ouvrages dédiés à ce sujet (livres, revues, articles scientifiques...). D'autre part un traitement de données issues des enquêtes de terrain a été effectué afin d'obtenir une courbe prévisionnelle de la variation horaire de la consommation du village ;
- la seconde partie met en avant les résultats des simulations de fonctionnement de trois configurations différentes. L'une d'entre elles étant la centrale solaire de 41,6 kWc, les deux autres configurations étant les systèmes 100 % diesel d'une part et PV/Diesel d'autre part ;
- la troisième partie a consisté en des analyses technico-économiques des différentes configurations.

Nous ferons ensuite une conclusion avant d'énumérer quelques recommandations.

II OBJECTIFS DU TRAVAIL

II.1 Objectif général

L'objectif général de notre travail est l'étude de la conception d'un système de production hybride Photovoltaïque/Diesel pour l'amélioration de la fourniture d'électricité dans les zones rurales et celles éloignées du réseau de distribution électrique au **Bénin**, cette étude se fera au travers d'un cas pratique : l'électrification du village **MANABOE** par le biais d'une centrale de production d'énergie non connectée au réseau de distribution national.

II.2 Objectifs spécifiques

Pour atteindre l'objectif général de notre étude, nous avons identifié plusieurs objectifs spécifiques liés au dimensionnement et à l'optimisation du choix des différents composants d'un système de production d'énergie à travers :

- ✓ Une étude bibliographique des différents systèmes de production d'énergie hybride (SEH) et de leur mode de fonctionnement
- ✓ Une collecte de données du village MANABOE
- ✓ L'analyse des différents paramètres à prendre en compte lors du dimensionnement d'un SEH
- ✓ Une étude approfondie de la courbe de charge prévisionnelle à travers l'analyse de la demande
- ✓ une étude de faisabilité technique de la centrale solaire autonome (40 kWc) de MANABOE
- ✓ les propositions de solutions d'optimisation.

Les résultats souhaités à l'issue de notre étude visent un fonctionnement durable et optimal du système de production d'énergie hybride pour l'alimentation en électricité du village MANABOE.

III METHODES ET OUTILS

Afin de mener à bien notre étude, nous avons dû adopter une méthodologie de travail qui a consisté d'une part à recueillir des données auprès des responsables du village de MANABOE via des questionnaires et entretiens. Ces données, éléments cruciaux lors de l'étude de la conception d'une SEH, nous ont permis non seulement de prendre connaissance de l'état de la situation énergétique de la localité, mais aussi de réaliser une analyse de la demande actuelle de la population en termes d'énergie et une extrapolation afin d'identifier ce que pourrait devenir cette demande après l'implantation de la centrale. Ces données nous ont permis de tracer les profils de charge selon la variation horaire de la charge journalière du village (les jours ordinaires et les jours de marché) qui ont été la base de l'étude de faisabilité technique de la centrale solaire autonome de MANABOE et du choix optimal des différentes composantes (générateur solaire, parc de batteries, onduleur et générateur diesel) de la centrale que nous aurons à proposer comme solution idéale pour ce projet d'électrification rurale.

D'autre part, nous avons dû réaliser une étude économique pour déterminer le coût de production du kWh électrique. Cette dernière est essentielle lors de l'analyse de la rentabilité et de la faisabilité financière d'un tel projet d'électrification rurale compte tenu de la capacité qu'aurait chaque habitant à payer le service électrique qui lui sera rendu.

Les grandes lignes de notre étude pourraient se présenter comme suit :

- ✓ Collecte de données
- ✓ Evaluation du besoin en électricité du village
- ✓ Etude de faisabilité technique de la centrale solaire autonome de MANABOE
- ✓ Simulation et proposition de configurations optimales pour l'électrification du village
- ✓ Analyse financière du projet
- ✓ Etude de rentabilité

III.1 Généralité sur les systèmes hybrides

Le terme « Système d'Energie Hybride » fait allusion aux systèmes de génération d'énergie électrique utilisant différentes sources. La combinaison des sources d'énergie renouvelable telles que l'éolienne, le photovoltaïque ou encore les petites unités hydroélectriques peut constituer un complément ou une alternative aux groupes électrogènes diésels. Les systèmes d'énergie hybrides sont généralement autonomes par rapport au réseau interconnecté et sont souvent utilisés dans les régions isolées, et la présence du générateur

diesel dans ce type de système hybride autonome suscite des discussions quant aux notions de propreté, nuisances sonores et de durabilité [4,5].

III.1.1 Définition et objectifs des systèmes hybrides

Un système d'énergie hybride (SEH) est défini comme une installation qui utilise au moins deux types de technologies de génération d'énergie. En générale, il est constitué d'une ou plusieurs sources de production d'énergie classique (généralement des générateurs à pistons) et au moins une source de production d'énergie renouvelable. L'objectif d'utiliser ces technologies multiples étant de réunir les avantages et les meilleures caractéristiques opérationnelles de chaque système [6,7].

Selon de critère étudié, il existe plusieurs classifications de systèmes hybrides ;

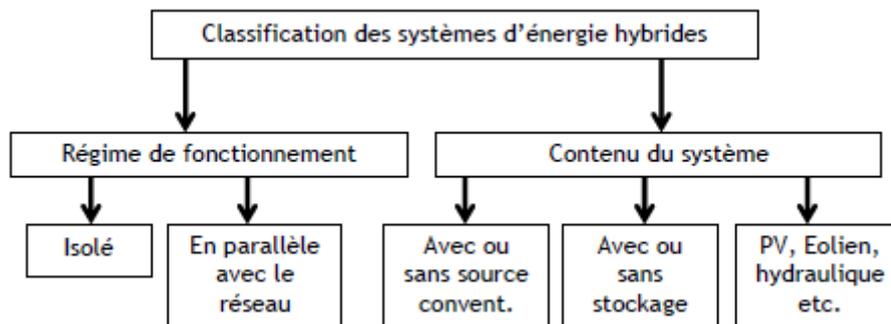


Figure 1: Classification des systèmes d'énergie hybrides [8]

Les grandes installations des SEH en site isolé peuvent être classifiées en fonction du degré de pénétration de l'énergie renouvelable [9] défini par la proportion de la puissance (énergie) produite par les sources d'énergie renouvelable et la puissance (énergie) appelée par la charge.

En outre, le choix du modèle de fonctionnement et la conception (dimensionnement des composants, choix du type de composants, architecture) influent sur les performances d'un SEH, son rendement et sa durée de vie. Ainsi, il existe tout au long de la durée de vie d'un SEH des grandeurs permettant d'évaluer ses performances dont : le nombre d'arrêts pour révisions techniques, la durée et le nombre de pannes, mais aussi l'économie de carburant qu'engendrera l'hybridation (par rapport à un système générateur à piston seul), le coût de production du kWh, etc. Par ailleurs, dans l'un de leurs travaux, Museli et al [10] ont suggéré que la configuration optimale pour tout SEH devrait être déterminée en minimisant le coût du kilowattheure.

Les points les moins reluisants des SEH sont en général la dégradation des batteries, l'endommagement des démarreurs diesel et du système mécanique entre autres ; mais il serait intéressant de noter que du fait de leur modularité, les systèmes hybrides peuvent atteindre des puissances allant jusqu'à plusieurs mégawatts.

III.1.2 Architecture des systèmes

Le choix des équipements d'une centrale sera dicté par le type de configuration envisagée. En effet, dans une configuration où les sources d'énergie sont montées en série, la puissance du générateur diesel associé à un générateur photovoltaïque ne sera pas identique à la puissance qui sera choisie dans une configuration où les deux sources seront montées en parallèle. Passons donc en revue les différentes configurations retrouvées dans des systèmes hybrides.

III.1.2.1 Présentation des différentes Architectures

Configuration PV/Diesel série

Dans cette configuration, le générateur diesel est connecté au BUS DC. Ici, le couplage peut se faire directement dans le cas d'un générateur à courant continu, ou à travers un redresseur lorsqu'il s'agit d'un générateur AC ; ce qui impliquera des pertes de conversion significatives dues à la double conversion de l'énergie produite par le groupe électrogène.

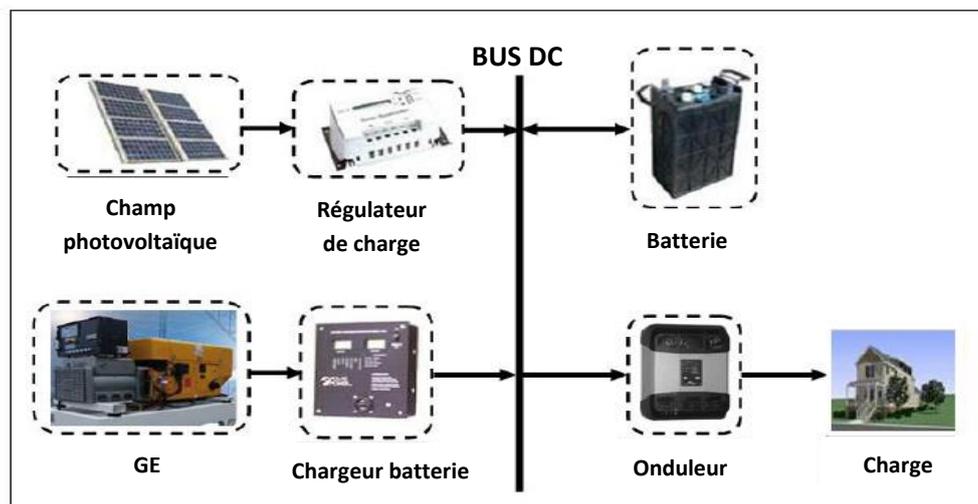


Figure 2: système hybride PV/Diesel Série

Source : Revues des énergies renouvelables vol 10 N° 10 (2007)

Avantages

- Le consommateur est alimentée de façon continue par une fréquence d'ont la forme, l'amplitude et la fréquence sont convenables, ceci grâce à l'onduleur par quoi doivent passer tout le flux d'énergie.
- Le fonctionnement du GE peut se faire à puissance optimale lorsqu'il alimente les postes de consommation et qu'en plus il recharge le parc d'accumulateur
- L'un des problèmes majeurs dans les systèmes multi sources est le basculement entre les sources en courant alternatifs ; ce problème n'est pas rencontré dans ce type de configuration
- Les charges ne subissent pas d'interruption d'alimentation même lors de la mise sous tension du générateur diesel

Inconvénients

- L'onduleur ne pouvant être suppléé par le groupe électrogène lors des appels importants de puissances, celui-ci doit être surdimensionné afin de pouvoir satisfaire entièrement les pointes de consommation
- Lorsqu'il s'agit d'un générateur à courant alternatif, on observe une diminution significative du rendement globale de l'installation en raison du fait que l'énergie délivrée par ce dernier doit être convertie une première fois pour être injectée sur le bus DC et une deuxième fois pour l'alimentation de la charge
- L'onduleur étant le seul pont entre les postes de consommation et les sources d'énergie, une indisponibilité de celui-ci entrainera automatiquement un blackout

Configuration PV/Diesel commuté.

Dans cette configuration, la connexion du générateur diesel au BUS AC entraine la réduction des pertes de conversion par rapport à celles observées dans la configuration précédentes ; ce qui augmente le rendement global du système et diminue la consommation de carburant.

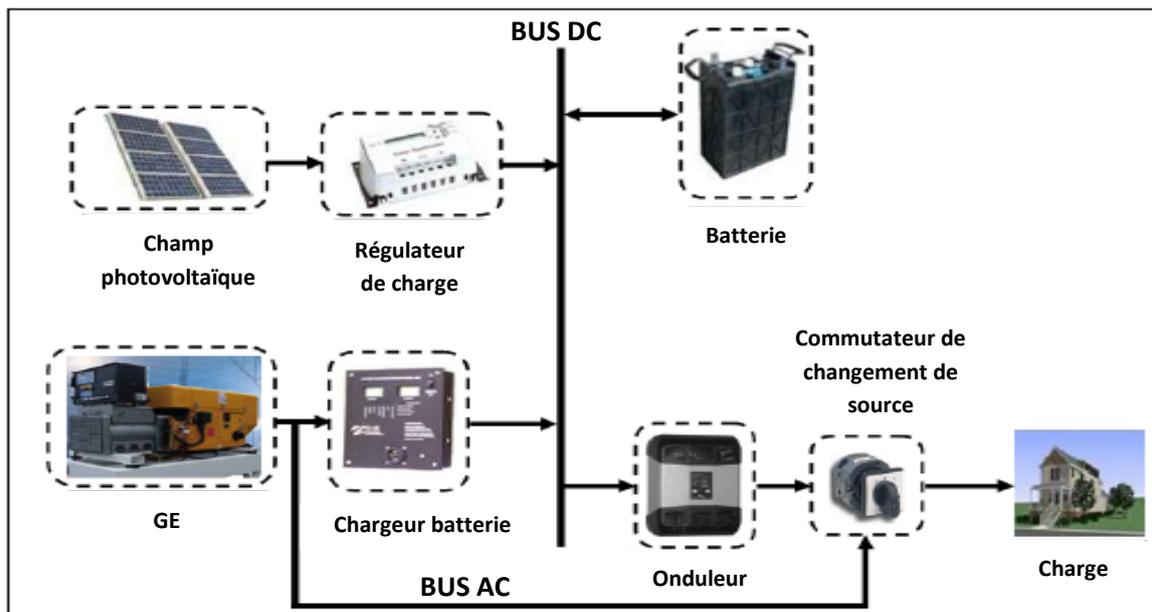


Figure 3: système hybride PV/Diesel commuté

Source : *Revue des énergies renouvelables* vol 10 N° 10 (2007)

Avantages

- Contrairement à la configuration série, le groupe électrogène est en même d'alimenter directement les charges, d'où une augmentation du rendement global de l'installation
- L'indisponibilité même prolongée sur une longue période de l'onduleur ne saurait entrainer un blackout de l'installation car le groupe diesel pourra continuer de satisfaire la demande en énergie
- Les postes de consommations pourraient être alimentés en tension désirée par le biais de l'onduleur

Inconvénients

- La commutation des différentes sources de production d'énergie ne saurait se faire sans une interruption même instantanée de la couverture électrique
- Pour des charges à puissances variables, ce type de système n'est pas intéressant. En effet, l'onduleur et le GD sont chacun dimensionnés afin de pouvoir satisfaire le maximum de puissance qui lui ait demandé. Et donc lors du fonctionnement à faible charge, leur rendement en fonctionnement se verra réduit

Configuration PV/Diesel parallèle

Dans cette configuration, les différentes sources mises en jeu peuvent alimenter la charge séparément à faible et moyenne demande, mais également résister aux pointes en combinant les sources. Les BUS AC et DC sont connectés à l'aide d'un convertisseur électronique bidirectionnel qui peut travailler comme redresseur, lorsque le générateur diesel assure l'alimentation des charges et utilise le surplus d'énergie pour la charge des batteries, soit comme onduleur quand la charge est satisfaite par le champ photovoltaïque et la batterie. De plus, le coût de câblage et l'installation du système peuvent être diminués par l'intégration de toutes les composantes dans une seule unité.

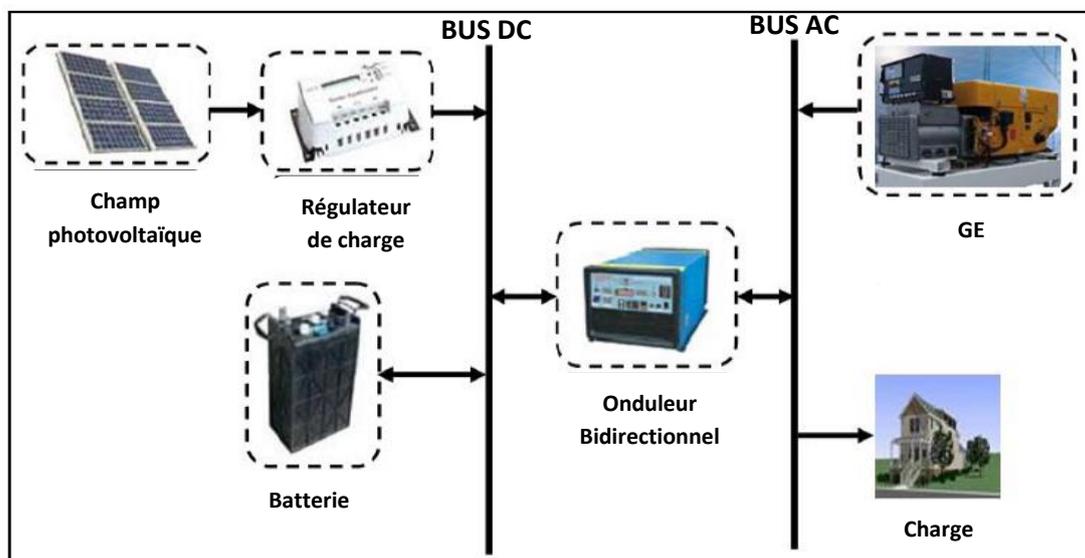


Figure 4: Systèmes hybride PV/Diesel parallèle

Source : *Revue des énergies renouvelables* vol 10 N° 10 (2007)

Avantages

- Il est ici possible d'utiliser le meilleur de chacune des sources de production d'énergie afin de pouvoir alimenter les besoins en énergie des consommateurs. Ainsi, chaque composant n'aura évidemment pas besoin d'être dimensionné afin de supporter le pic de charge
- Dimensionner de façon optimal, chaque composant sera en même de fonctionner dans une plage de puissances plus ou moins proche de sa puissance nominale, ce qui augmenterait le rendement globale de l'installation

Inconvénients

- A cause d'un très grand flux d'énergie, un contrôle automatique des différentes sources et des appels de puissance est indispensable
- Afin qu'il y ait injection de l'énergie provenant de la source renouvelable, l'onduleur devra fournir un courant sinusoïdal
- Nécessité d'une personne qualifiée pour la gestion du système

Dans cette architecture, plusieurs onduleurs peuvent être couplés à un ou plusieurs générateurs diesels [11]. Dans ce cas, l'extension du champ photovoltaïque et/ou du parc de générateurs diesels est aisée et ne nécessite pas l'interruption de l'alimentation comme cela est le cas dans les architectures précédentes.



Figure 5: Configuration PV/Diesel parallèle avec plusieurs onduleurs [2]

Sur l'image de gauche de la figure 5 nous avons le réseau isolé d'un village, et l'extension du même réseau sur l'image de droite par l'installation et le couplage de deux sous-champs photovoltaïques via des onduleurs PV.

III.1.2.2 Modes de couplage

Couplage DC

Ce type de couplage est le plus courant. Ici, le champ photovoltaïque est directement raccordé au BUS DC des batteries. En effet, le courant généré par le système photovoltaïque alimente directement les batteries via un régulateur qui a pour rôle de réguler la charge électrique des batteries. L'onduleur très souvent associé à un chargeur a pour rôle :

- De convertir le courant continu des batteries en courant alternatif pour les récepteurs (mode onduleur-décharge des batteries)
- De recharger les batteries à partir d'une source d'énergie alternative telle qu'un groupe électrogène ou le réseau électrique (mode chargeur)

C'est donc l'onduleur chargeur qui assure la gestion du système : il contrôle la décharge des batteries et appelle une source d'énergie conventionnelle en appoint de puissance ou d'énergie.

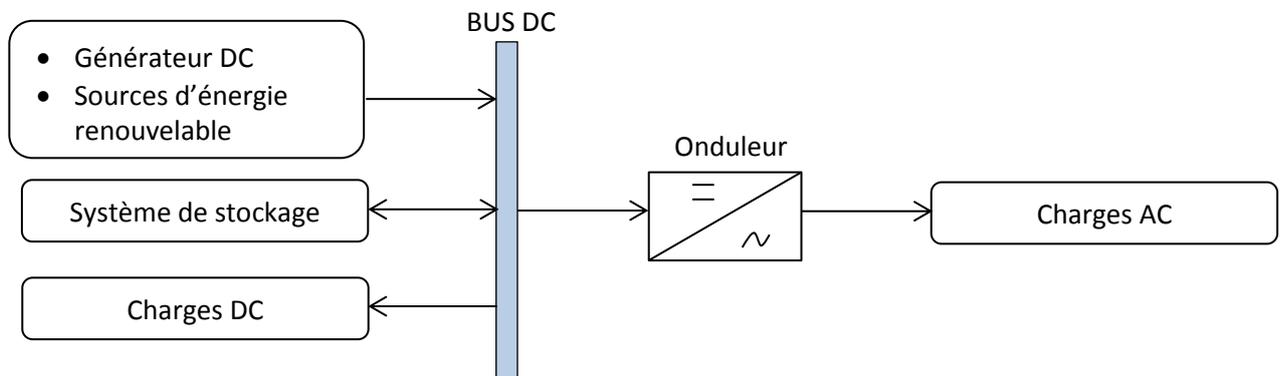


Figure 6: Schéma de couplage AC des générateurs « système hybride PV-Diesel)

Les flux d'énergies de production et consommation transitent sur le BUS DC. Les différents appareils raccordés sur ce BUS utilisent sa tension, image de l'état de charge des batteries, pour appliquer leur stratégie de régulation.

Quand la tension du BUS DC est élevée, les batteries sont chargées et il y a un excès de puissance sur le BUS, les régulateurs photovoltaïques réduisent donc la puissance solaire, voire la coupe totalement.

A l'inverse, quand la tension batterie est basse, l'onduleur/chargeur peut faire appel à une source d'énergie AC comme un groupe électrogène ou le réseau pour recharger les batteries. Si cette source est indisponible, l'ultime solution pour protéger les batteries d'une décharge trop profonde consiste à couper la fourniture d'énergie à la charge électrique : le délestage.

Couplage AC et DC

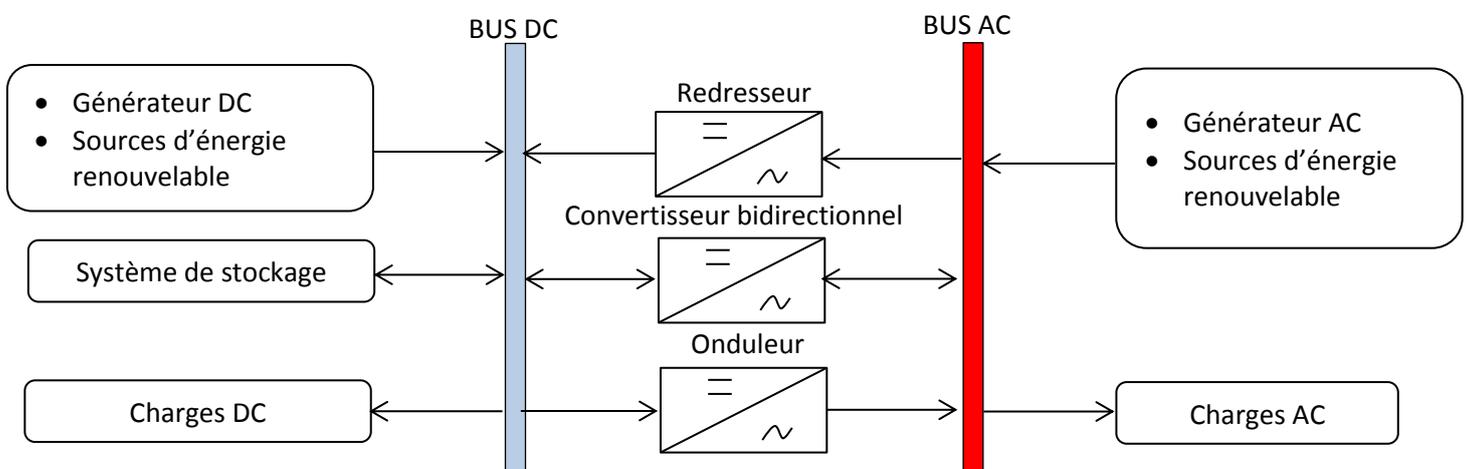


Figure 7: Schéma de couplage AC des générateurs « système hybride PV-Diesel)

C'est la plus récente des deux technologies. Elle est en plein développement ces dernières années surtout avec la configuration du photovoltaïque raccordé au réseau qui est de plus en plus répandu. Les onduleurs/chargeurs de plus en plus performants, robustes et bon marché, associés à l'expansion rapide des onduleurs « raccordés réseaux » ont favorisé le développement de ce système.

Ici, les sources sont connectées sur le BUS DC, tout comme le couplage précédent ou sur le BUS AC, qui est lui-même généré et régulé par l'onduleur/chargeur. Ainsi, à l'image du fonctionnement classique en mode « raccordé au réseau », l'onduleur de connexion réseau peut se connecter et réinjecter toute sa puissance sur le BUS AC grâce au support de tension alternative créée par l'onduleur chargeur. Par ailleurs, les sources d'énergie alternative telles que le groupe électrogène ou le réseau électrique public peuvent être intégrées sur le BUS AC via l'onduleur/chargeur qui se chargera de contrôler la synchronisation des phases avant le couplage.

Le groupe électrogène démarre automatiquement de manière périodique et ponctuellement lorsqu'il reçoit une consigne de tension batteries basses. Ainsi, il alimente en priorité le réseau et le complément de puissance assure la recharge des batteries. L'intérêt d'une telle installation est que le point de connexion de tous les équipements est le réseau du village.

III.2 Présentation de la centrale solaire de MANABOE

L'état du Bénin par le biais d'institutions spécialisées dans les technologies d'implantation d'énergies renouvelables en générale, et solaire en particulier s'est lancé dans une initiative audacieuse et innovante visant à approvisionner en énergie électrique plus de 200 localités isolées du réseau interconnecté national, ceci grâce à l'énergie provenant du soleil. Il sera question pour nous d'étudier dans le cadre de ce travail la faisabilité technique mais aussi financière de l'électrification du village MANABOE. Pour cela nous proposerons une étude approfondie des différents équipements intervenant dans la conception de la mini centrale solaire de 40kWc, du profil de consommation à satisfaire et terminerons par apporter des critiques et proposer des systèmes qui pourraient s'avérer efficaces pour l'alimentation en électricité du village MANABOE.

III.2.1 Présentation du village MANABOE

III.2.1.1 Situation géographique

Le village de MANABOE est l'un des trente-trois villages de la commune de Bohicon dans le département du Zou au Bénin. Il est situé dans l'arrondissement d'Agongointo et est limité au Nord par le village Kpozoun dans la commune de Zakpota, au Sud par les villages Agbadjagon et Zoungoudo dans la commune de Bohicon, à l'Est par le village Zackanmè et à l'Ouest par le village Avogbannan toujours dans la commune de Bohicon. IL compte cinq (05) hameaux et est à quatorze (14) km du chef-lieu du département (Abomey) et à environ à cent trente-cinq (135) km de Cotonou [12].

Coordonnées du site :

- Longitude : 002,08430 ° Est
- Latitude : 07,19633 ° Nord

III.2.1.2 Historique

Venu de Zado de la commune de Zogbodomè, DODOBOSSOU est le fondateur du village Manaboè. Cultivateur et chasseur, à la recherche de terre fertile et du gibier, il est venu s'installer dans ce village avec sa femme Ahossi GBEDJINGNIKIN. Ils ont donné naissance à TESSOAGOU qui est devenu quelque temps après le roi du village. Après son installation auprès du roi TESSOAGOU, AGUIDISSOU son ami a choisi de répondre à tous ceux qui veulent connaître la raison pour laquelle il a quitté Abomey, en leur disant que c'est pour couper toutes conversations et paroles avec ces collaborateurs qui sont toujours en conflit avec lui. Ce qui veut dire en langue locale fon : « MAN NAN BOE DO FON NIN MIN ».

C'est de cette expression que le nom village MANABOE a été tiré [12]

III.2.1.3 Plan cartographique de la répartition des consommateurs de la localité MANABOE

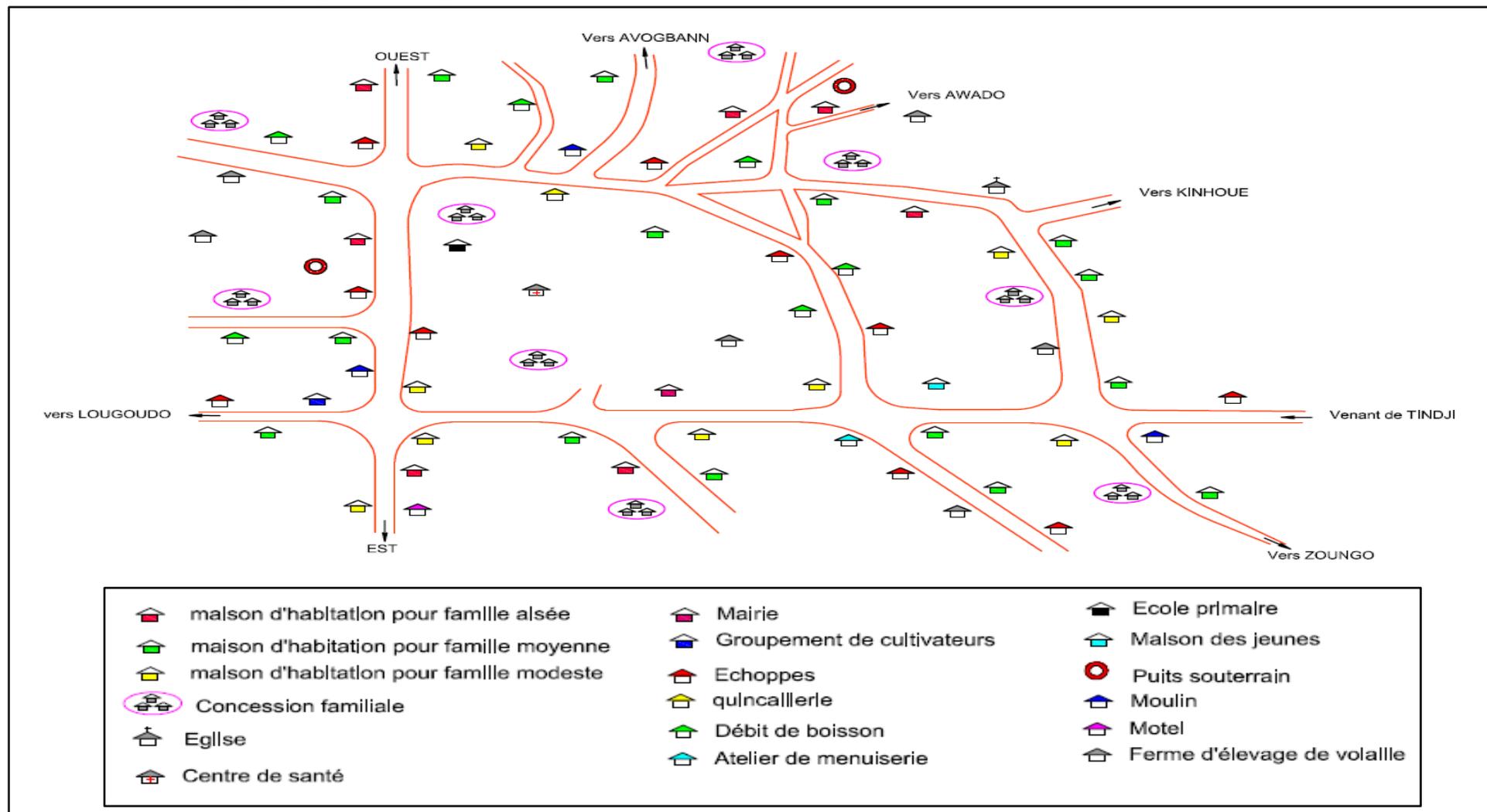


Figure 8 : Plan cartographique de la répartition des consommateurs de la localité MANABOE

III.2.2 Caractéristiques de la centrale PV autonome de MANABOE

Le choix, la taille et le type de composant ont été imposés par le promoteur du projet. Pour le village de MANABOE a été retenu un système solaire autonome avec le couplage du générateur PV sur le BUS AC.

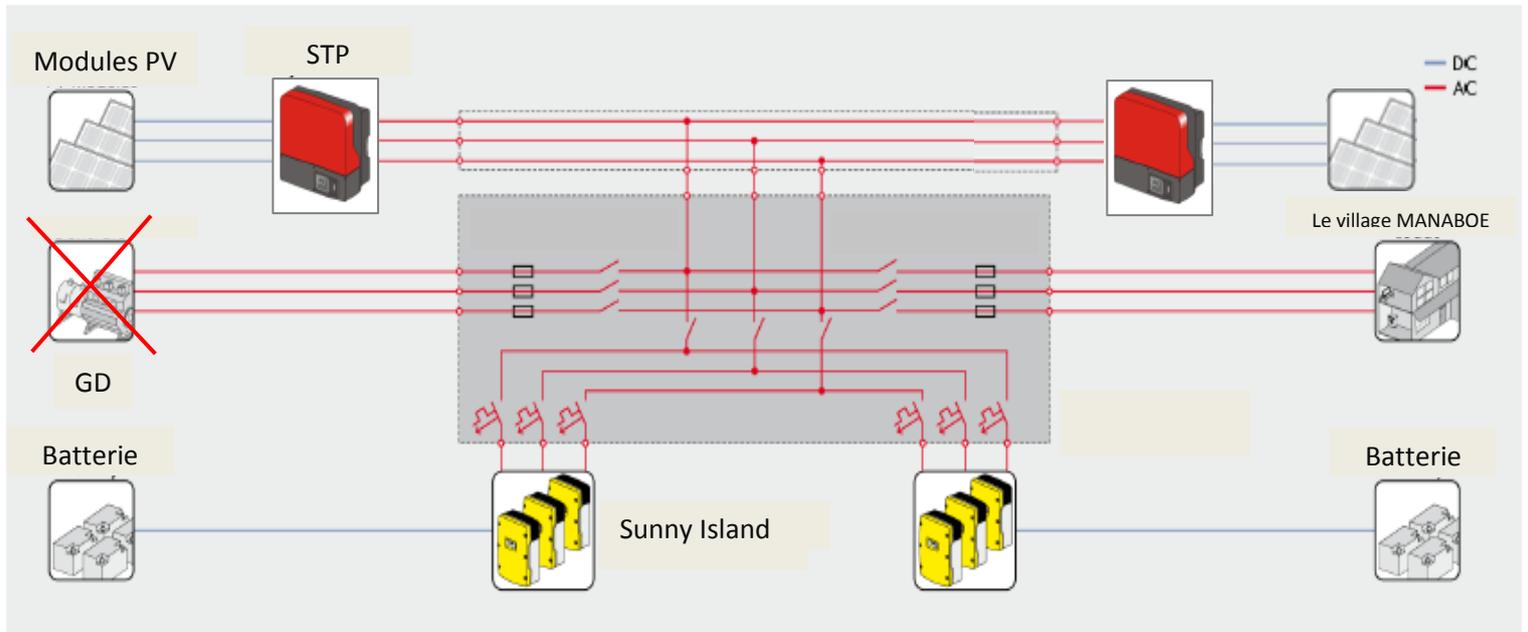


Figure 9: Schéma synoptique de la centrale solaire autonome de MANABOE [2]

III.2.2.1 Présentation des composants du système

Les différents éléments du système sont :

a) Les panneaux photovoltaïques

Pour l'électrification du village MANABOE, il a été prévu la mise sous tension de 160 panneaux photovoltaïques de puissances de 260Wc chacun installés dans une position fixe tout au long de l'année (azimut « plein SUD » et inclinaison « 10° par rapport au plan horizontal ») ; soit une puissance totale du générateur solaire de 41,6 kWc. Ces panneaux font partir de la gamme de produits **SUNMODULE** et les caractéristiques techniques sont les suivantes :

Tableau 1: Caractéristiques des modules

Performances électriques sous les conditions standards de test STC	
Puissance maximale	260 W
Tension maximale	30,67 V
Courant maximal	8,48 A
Tension circuit ouvert (Voc)	38,38 V
Courant de court-circuit (Isc)	8,97 A

Tension maximale du système	1 000 V
Température de fonctionnement	40°C – 85°C
Performances électriques à 800 W/m², NOCT	
Puissance maximale	188 W
Tension maximale	28,30 V
Courant maximal	6,65 A
Tension circuit ouvert (Voc)	35 V
Courant de court-circuit (Isc)	7,26 A

La disposition des panneaux est présentée sur le schéma électrique en annexe 1

b) Le système de stockage : Batteries

La présence des batteries dans le système permettra l'alimentation des différents postes de consommation de la localité après le coucher du soleil et servira d'appoint au générateur solaire les jours d'ensoleillement faible. Les batteries retenues pour l'alimentation du village MANABOE sont des batteries HOPPECKE OPzS solar power.

Tableau 2: Caractéristiques des batteries

Spécifications	Unités	Valeurs
Type de courant délivré		DC
Tension de fonctionnement	V	2
Capacité à C100	Ah	3610
Etat de charge minimal	% de la charge maximale	60
Nombre de cycle charge/décharge		3800
Capacité totale	Ah	14 440

Le parc de batteries sera reparti en 4 bancs de 24 batteries en série ; soit une tension du parc de batterie de 48V et une capacité totale de 14 440 Ah (voir schéma électrique annexe 1).

c) Les convertisseurs

L'utilisation des onduleurs permet d'adapter la forme de l'énergie électrique délivrée par les composants de l'installation en fonction de l'application visée. Ils jouent donc un rôle clé au regard de l'efficacité énergétique et de la fiabilité du système. Dans le cas des systèmes avec générateurs solaire, ils ne se limitent pas seulement à transformer le courant continu (DC) généré par les panneaux PV en courant alternatif (AC) de tension et de fréquence utilisables, mais consiste également à faire fonctionner le champ PV à son point de puissance maximal (MPPT). De plus, les onduleurs assurent une constante surveillance du réseau afin de le protéger contre les défaillances.

1) Convertisseur bidirectionnel pour les batteries : Sunny Island 6.0 H

Il est nécessaire dans le système en ce sens qu'il assure d'une part la conversion du courant DC délivré par les batteries en courant AC pour l'alimentation de BUS AC (fonction

onduleur) ; d'autre part, il permet la recharge des batteries à partir du BUS AC (fonction redresseur). En plus d'exercer les conversions de courant, il assure les tâches suivantes :

- Contrôle du fonctionnement d'autres sunny Island
- mise en parallèle (connexion et déconnexion) de plusieurs sources
- connexion et déconnexion des charges en cas de surcharge
- contrôle de l'état de charge et décharge des batteries (augmentant ainsi leur durée de vie)
- contrôle de la fréquence et de la tension du réseau

Six convertisseurs de type SMA Sunny Island 6.0H seront installés pour la gestion de l'énergie de la mini centrale. (Voir schéma électrique, Annexe 1).

Tableau 3: Caractéristiques du convertisseur bidirectionnel

Désignation	Symbole	Valeur
AC output (charges)		
Tension nominale AC	V	230 V / 202 V... 253 V
Fréquence nominale	Hz	50 Hz / 45 Hz... 65Hz
Puissance continue AC à 25°C	W	4 600
Puissance continue AC à 45°C	W	3 700
Puissance AC pour 30 min à 25°C	W	6 000
Puissance AC pour 5 min à 25°C	W	6 800
Puissance AC pour 3 sec à 25°C	W	11 000
Courant nominal AC	A	20
Courant maximal	A	120
AC input (PV, réseau)		
Plage de tension nominale	V	230 V / 172.5V ... 264.5 V
Fréquence	Hz	50Hz / 40Hz... 70 Hz
Courant AC max.	A	50X
Puissance continue max	W	11 500
DC input batterie		
Tension de la batterie	V	48V / 41 V... 63V
Int. de charge max. batterie	A	110
Courant de charge continu	A	90

2) Onduleur photovoltaïque : Sunny TriPower

Il assure d'une part la conversion du courant continu développé par les panneaux PV en courant alternatif et d'autre part, la distribution de cette énergie dans le réseau basse tension de 230/400 V à une fréquence de 50 Hz. Les onduleurs PV choisis sont des onduleurs sunny TriPower 20 000 TL constructeur SMA.

Tableau 4: Caractéristique de l'onduleur PV

Entrée (DC)	
Puissance DC max.	20 440 W
Tension d'entrée max	1 000 V
Plage de tension MPP/tension d'entrée assignée	320 V – 800 V / 600 V
Tension d'entrée min	150 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)	20 000 W
Puissance apparente AC max	20 000 VA
Tension nominale AC	230/400 V
Fréquence du réseau	50 Hz, 60 Hz
Courant de sortie max.	29 A
Phase d'injection	3
rendement	98.4

Deux onduleurs de ce type seront montés en parallèle afin de délivrer au réseau toute l'énergie produite par le champ solaire (voir schéma électrique annexe 1).

III.3 Conception et dimensionnement

La conception et le dimensionnement d'un système d'énergie hybride sont des étapes importantes et cruciales qui conditionnent sa réussite ou son échec. Nous avons tiré de la littérature (documents fournisseurs) que dans le cas de SEH, la capacité du champ solaire ne doit pas être surdimensionnée afin que la production PV puisse à tout moment être absorbée par le réseau, ce qui limiterait les pertes de conversion et de stockage [13].

III.3.1 Collecte de données

La collecte d'informations se traduit par un questionnaire pour les différents ménages, les bâtiments à usage commerciale et communautaire, mais aussi par un guide d'entretien à l'échelle du village. Le guide d'entretien du village (sur l'historique, les types d'énergies les plus répandues, les principales activités économiques) nous renseigne sur ce qui pourrait être le lieu propice à l'installation de la centrale tandis que le questionnaire d'enquête donne une

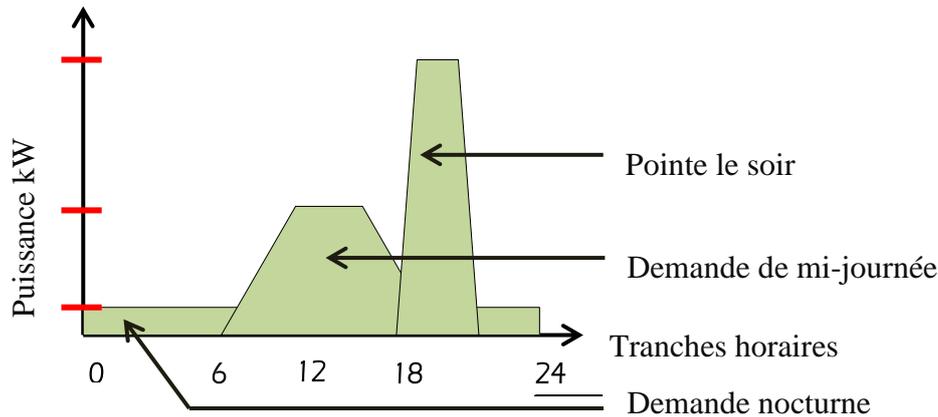
image de ce que pourrait être la consommation future du village ainsi que la capacité qu'aurait chaque individu de payer le service électrique qui lui sera rendu. L'Analyse des données recueillies lors de ces exercices s'est faite à l'aide des logiciels Epi info et Microsoft Excel.

III.3.2 Evaluation du besoin en électricité du village

Une bonne planification de systèmes énergétiques passe tout d'abord par la connaissance de besoins exacts en électricité de la localité. Aussi, l'analyse de la viabilité économique du projet nécessite une perception de la capacité qu'a la population du village et leur disposition à payer pour le service électrique. L'évaluation des besoins du village est réalisée suivant les techniques telles que : l'observation, la revue documentaire, l'entretien individuel, les discussions et des questionnaires. Il a été question pour nous de recenser tous les équipements électriques qui pourront être installés afin d'estimer la consommation énergétique qu'ils engendreraient, ceci afin de déduire la consommation quotidienne de la localité. En effet, aidé par les données du questionnaire, nous avons pu recenser tous les équipements électriques déjà existants, ceux-ci répertoriés au niveau des utilisateurs possédant des groupes électrogène ou encore des systèmes photovoltaïque individuel. L'enquête sur le terrain nous a aussi permis de faire des propositions d'équipements aux utilisateurs n'en possédant aucun, ceci en fonction des besoins exprimés.

III.3.2.1 Courbe de variation horaire de la consommation journalière du village

Afin de déterminer avec précision l'énergie indispensable à l'alimentation de notre localité, nous avons dû subdiviser le village en trois grands groupes de consommateurs à savoir: les foyers d'habitation, les établissements communautaires et générateurs de revenus. Dans la suite, afin de concevoir un système d'approvisionnement fiable, il nous sera nécessaire d'avoir l'évolution réelle de la demande pendant la journée d'une part pour les jours ordinaires et d'autre part pour les jours de marché. En effet, suivant le type d'activité prédominante dans une localité cette courbe de variation horaire de la demande peut avoir des caractéristiques différentes. Habituellement, pour les zones rurales, cette courbe est composée d'une demande plus ou moins importante le matin et l'après-midi (fonction du niveau d'activité de la région), d'une pointe significative en soirée résultant principalement du besoin en éclairage, et d'une base. La base est généralement observée durant la nuit jusqu'aux premières heures du jour.



III.3.2.2 Prédiction de la demande

La qualité et la fiabilité des données de la courbe de charge locale sont essentielles, parce que cette courbe constitue la base sur laquelle le système sera conçu et dimensionné. Toutefois, L'évolution future de cette courbe de charge doit être estimée, en tenant compte du fait que le raccordement des clients sera graduel, que ceux-ci augmenteront leur consommation individuelle au cours du temps et que de nouveaux besoins particuliers pourront apparaître, suite au développement des activités génératrices de revenus. Il est suggéré que le système initial soit conçu de façon à répondre à la demande prévisionnelle de l'année 5 ; en effet, il s'agit généralement de l'horizon au-delà duquel l'incertitude est importante sur les changements pouvant intervenir dans une localité rurale [14].

Pour le dimensionnement de notre centrale, nous avons donc été amenés à considérer le facteur d'évolution (k_e) de la demande qui nous donnera le pourcentage d'augmentation annuelle de la demande en énergie pendant la durée de vie du projet. La formule ci-dessous à guidée nos calculs [15].

$$k_e = (1 + \tau_{AD})^{n-1} \quad (\text{Equation 1})$$

Où :

- τ_{AD} : *taux d'augmentation annuelle* (8%) *de la demande en électricité* [16].
- n : *année de la prévision*

III.3.3 Dimensionnement

III.3.3.1 Approche de dimensionnement

Dimensionner le système consiste à déterminer l'ensemble des composantes en fonction des paramètres tels que l'ensoleillement et le profil de charge. Le dimensionnement est affecté par des incertitudes liées à la bonne évaluation de la demande et de la ressource solaire. En effet, dans la majorité des cas, la demande est assez grossièrement définie, car souvent méconnue et sujette par ailleurs à des fluctuations journalières, hebdomadaires ou saisonnières. Quant à la ressource solaire, le manque crucial de données précises constitue un handicap. Dans le cas par exemple d'une centrale hybride PV/Diesel, il faut en outre éviter le fonctionnement à trop faible charge du diesel. En effet, un tel fonctionnement induit une surconsommation de combustible et par conséquent un faible rendement de production [17].

III.3.3.2 Choix du type de configuration

Pour notre SEH, nous opterons pour une configuration hybride PV/Diesel en parallèle avec un couplage des sources sur le BUS AC car étant en adéquation avec nos besoins. En effet, la grande force de ce système est qu'il reste modulaire, on peut donc y ajouter des batteries, des panneaux, mettre un groupe plus puissant et adapter l'unité de production en fonction de la demande. Grâce à cette modularité, les pannes d'un élément, même si elles limitent l'énergie produite ou stockée, n'entraînent pas de black-out : le groupe tournera un peu plus longtemps, le temps qu'un technicien intervienne.

De plus, dans un montage en parallèle, le meilleur des différentes sources de production d'énergie est mis à la disposition des charges et donc :

- l'utilisation du générateur photovoltaïque réduira le nombre et la durée d'interventions sur le générateur à piston car le temps de fonctionnement de celui-ci étant réduit ;
- le parc de batterie pourra être dimensionné afin de réduire la puissance nominale du générateur diesel à installer ;
- d'autre part, la présence d'un générateur à piston réduira la capacité du parc de batterie et la puissance du champ photovoltaïque réduisant ainsi le coût global du système ;
- la puissance et les énergies mises en jeu sont plus importantes et la charge à alimenter pourrait être plus élevée.

D'autre part le choix de ce type de configuration est guidé par le fait que les besoins en énergie des différents postes de consommation du village seront de plus en plus croissants

au fil des années, et donc le système initial arrivera à une période où il ne pourra plus satisfaire les besoins de la localité. Ainsi le rajout de nouveaux composants (champ solaire, générateur diesel, parc de batterie, etc...) se verra simplifié.

III.3.3.3 Formules usuelles pour le choix des différents composants du système

Le dimensionnement d'un système de production d'énergie est essentiel pour son bon fonctionnement et pour la satisfaction de l'utilisateur. Les méthodes de dimensionnement diffèrent essentiellement selon la configuration du système : système autonome avec ou sans batterie, système connecté au réseau ou système hybride. Les formules ci-dessous présentent une méthodologie de dimensionnement dans laquelle le générateur photovoltaïque ne devra couvrir qu'une partie des besoins en énergie de la localité étudiée.

A. Champ Photovoltaïque

Calcul de la puissance crête du champ PV

La puissance crête du générateur PV est obtenue à partir de la formule suivante [18] :

$$P_c \text{ (en Wc)} = \frac{C_{jPV} \text{ (kWh/j)}}{k_G \times E \text{ (en kWh/m}^2\text{/j)}} \quad (\text{Equation 2})$$

Où :

- C_{jPV} : consommation d'énergie à satisfaire par le générateur photovoltaïque (c'est une fraction du besoin totale du village) ;
- E : Energie incidente sur le plan des modules (kWh/m²/j)
- k_G : facteur de conversion du générateur

Facteur de conversion du générateur (k_G)

Le facteur de conversion globale k_G est appliqué pour tenir compte des différentes pertes (modules, batteries, convertisseur, onduleur). Déterminé expérimentalement, ce facteur de conversion a pour valeur en général 0,6 (sans unité). Cependant, il se calcule suivant la formule ci-dessous :

$$k_G = k_p \times \eta_{Ond} \times \eta_{Batt} \quad (\text{Equation 3})$$

Où :

- k_p : Facteur de conversion lié à l'ensoleillement moyen reçu par le module PV pris égal à 0,8
- η_{Ond} : Rendement de l'onduleur
- η_{Batt} : Rendement de la batterie

Nombre de modules du générateur photovoltaïque (n_m)

$$n_m = n_s \times n_{//} \quad (\text{Equation 4})$$

Où :

- n_s : nombre de modules en série (Tension d'utilisation / Tension du module)
- $n_{//}$: nombre de branches parallèles $\left(\frac{P_c}{P_m \times n_s} \right)$
- P_m : puissance d'un module

Choix de la tension nominale du système

La tension du générateur PV est choisie en fonction de la puissance du champ photovoltaïque en kW. Il est donc nécessaire de recenser les différents appareils du village, les caractéristiques électriques (Puissance, tension,...) ainsi que les temps d'utilisation journalière préconisés par les clients. Après avoir dressé le bilan de puissance estimatif de la localité étudiée et calculé la puissance du générateur PV, nous ferons donc le choix de la tension à la sortie de celui-ci [19].

Tableau 5 : Tension recommandée du générateur photovoltaïque en fonction de la puissance

Puissance du champ Photovoltaïque (kW)	0 – 0.5	0.5 – 2	2 – 10	>10
Tension recommandée (DC)	12	24	48	>48

Calcul de la capacité de stockage (Cs)

Les systèmes de stockage couramment utilisés dans les installations solaires photovoltaïques sont des batteries d'accumulateurs au plomb ou au cadmium nickel avec des taux de décharge maximum respectifs de l'ordre de 70% à 80%. La capacité de stockage requise pour notre système a été calculée suivant la formule ci-dessous [19] :

$$C_s \text{ (en Ah)} = \frac{E_{Batt} \text{ (Wh/j)} \times \text{Autonomie (en jours)}}{U_{Batt} \times \eta_{Batt} \times D_{max}} \quad (\text{Equation 5})$$

Où :

- **Cs** : Capacité de stockage en Ampère-heure (Ah)
- **Autonomie** : On appelle nombre de jours d'autonomie, la période pendant laquelle la batterie peut alimenter seule l'installation à toute période de l'année (les panneaux étant considérés comme absents) ;

- E_{Batt} : Quantité d'énergie que l'on veut stocker dans les batteries afin qu'elles puissent de manière autonome satisfaire la consommation pendant la période pour laquelle elles ont été dimensionnées ;
- U_{Batt} : Tension d'utilisation en Volt (V) qui dépend de la tension d'entrée de l'onduleur choisi
- η_{Batt} : Rendement de la batterie
- D_{max} : Décharge maximum de la batterie qui dépend des prescriptions du fabricant

Calcul du nombre de batteries (n_{Batt})

Le nombre de batteries est calculé suivant la formule ci-dessous

$$n_{Batt} = n_{Bs} \times n_{B//} \quad (\text{Equation 6})$$

Avec :

- n_{Bs} : Nombre de batteries en séries (Tension du parc de batterie / Tension d'une batterie)
- $n_{B//}$: Nombre de branche de batteries en parallèle $\left(\frac{C_s}{C_{Batt}}\right)$

Choix de l'onduleur Bidirectionnel

L'onduleur bidirectionnel (ou onduleur chargeur) peut fonctionner, soit comme un redresseur lorsqu'il y a un excès d'énergie produite par le diesel pour charger la batterie, soit comme un onduleur, pour transférer l'énergie fournie par le champ photovoltaïque ou par la batterie vers la charge. Il est choisi dans un catalogue fournisseur sur la base de [18, 20] :

▪ Partie onduleur

Puissance d'entrée : $P_{Entrée\ Ond}(kW) \geq P_c(kWc) \quad (\text{Equation 7})$

Puissance de sortie : $P_{sortie\ Ond}(kW) \geq P_c(kWc) \times \eta_{Ond} > P_{S1}(kW) \times k_e \quad (\text{Equation 8})$

Où P_{S1} est le seuil de puissance issue de la définition de la fraction solaire (le pic de puissance à satisfaire par le générateur PV) et k_e le facteur d'évolution de la consommation.

▪ Partie redresseur

Puissance d'entrée : $P_{Entrée\ Red}(kWc) \leq (1/5)[U_{Batt}(V) \times C_S(Ah)]/\eta_{Red} \quad (\text{Equation 9})$

Puissance de sortie : $P_{sortie\ Red}(kW) \leq (1/5)[U_{Batt}(V) \times C_S(Ah)] \quad (\text{Equation 10})$

B. Générateur diesel

Soit P_S le pic de puissance journalier du village, et P_{S1} le pic de puissance à satisfaire par le générateur solaire, nous avons obtenu en kW la valeur de l'expression $[P_S - P_{S1}]$, qui représente la puissance P_{S2} que devrait satisfaire le groupe électrogène de notre mini centrale. Grâce à cette puissance, nous avons défini la puissance de notre générateur diesel tout en tenant compte du facteur d'extension de la demande (k_e)

Une fois cette puissance définie, et en considérant le fait que parmi nos différentes charges, nous avons les moteurs des différents moulins, il fallait se rassurer que la puissance du groupe que nous avons trouvé pouvait prendre en compte l'impact liée au démarrage de ces moteurs. Pour ce fait, sachant qu'au démarrage, nous avons généralement le courant de démarrage $I_d = 7$ à 5 fois le courant nominal I_n et un facteur de puissance au démarrage $\cos\phi_d < \cos\phi$, nous avons calculé la puissance des 3 moulins au démarrage :

$$PT = \sqrt{3} \times U \times I_d \times \cos\phi_d + \dots + \sqrt{3} \times U \times I_{dn} \times \cos\phi_{dn} \quad (\text{Equation 11})$$

Puis nous avons vérifié la véracité de la relation: $PT \leq 0,66 \times [P_{GD} + P_{Ond}]$ (Equation 12)

L'existence et la commercialisation d'outils de simulation et d'optimisation destinés à l'étude d'installations de production d'énergie rendent de plus en plus possibles les simulations de fonctionnement de systèmes d'énergie hybrides et solaire autonome pour des applications diverses. Dans cette section, nous effectuerons d'une part des simulations de fonctionnement afin de déterminer, selon un certain nombre de critères techniques, si la solution envisagée par le gouvernement du Benin (centrale solaire autonome de 40kWc) pour l'électrification du village MANABOE est réellement envisageable compte tenu du profil de consommation de la localité. D'autre part, deux cas de configurations pour l'application potentielle de la génération d'énergie via une installation hybride seront évalués afin de déterminer celle qui serait réellement concevable pour l'électrification du village MANABOE.

Pour mener à bien, notre étude, nous disposons de plusieurs logiciels de dimensionnement des systèmes d'énergie hybrides et systèmes d'énergie renouvelable parmi lesquels : HOMER, RETSCREEN, Sunny Design, HYBRID2, SMA Off-Grid Configurator, PVsyst... Ces logiciels permettent l'optimisation de systèmes de production d'énergie, toutefois les méthodes de calculs utilisées par chacun d'eux divergent. Pour notre étude qui s'articule essentiellement autour de l'analyse du fonctionnement de plusieurs configurations

de systèmes de production d'énergie, et en particulier les systèmes hybrides, le logiciel d'optimisation HOMER s'est révélé être le mieux approprié pour notre travail. En réalité, le large éventail de choix de configurations que propose ce dernier lors des analyses de fonctionnement, en comparaison avec les résultats obtenus après utilisation du logiciel RETSCREEN, nous permettait de mieux apprécier différentes variantes lors de nos analyses. D'autre part, les logiciels PVsyst et Sunny Design présentaient tous deux certaines limites pour être pris en considération lors de notre étude. En effet, le logiciel PVsyst n'est pas un logiciel conçu pour l'étude des systèmes hybrides, quant au logiciel Sunny Design, il est plus intéressant de l'utiliser lorsqu'il s'agit de système connecté à un réseau de distribution centrale.

III.3.3.4 Présentation du logiciel de simulations et d'optimisation « HOMER »

Le logiciel HOMER est un outil basé sur le modèle des séries chronologiques, développé par le *National Renewable Energy Laboratory*, capable d'optimiser un système hybride contenant différents composants : éolienne, PV, micro-hydrocentrale, diesel, réseau, pile à combustible et batteries. Il exécute des simulations pour toutes les configurations possibles du système dans le but de vérifier si elles sont réalisables ; il estime ensuite le coût d'installation et de fonctionnement du système et propose une liste des configurations, classées par rapport au coût de leur cycle de vie. En ce qui concerne les composants à prendre en considération, ils doivent être pré-dimensionnés en amont afin de réaliser l'optimisation ; il simplifie la tâche d'évaluer les conceptions de différents systèmes d'alimentation électrique, hors-réseau et reliés au réseau, pour une variété d'applications. Il permet en outre d'analyser et de combiner diverses sources d'énergie afin d'arriver à une configuration optimale.

Pour simuler une installation donnée, il faut définir tous les éléments de cette dernière, en utilisant les composants définis dans la bibliothèque du logiciel. Dans le cas où un composant ne figure pas dans la bibliothèque du logiciel, il est possible de le générer en introduisant toutes ses caractéristiques techniques. Néanmoins, il est possible de modifier les caractéristiques d'un composant déjà existant dans la base de données afin qu'il se rapproche le plus possible des besoins. Les potentiels renouvelables (éoliennes, solaire, biomasse,...) sont aussi à prendre en compte et les charges sont définies par leur nature (AC ou DC) et leur distribution horaire [13].

Les paramètres et hypothèses utilisés pour la simulation dans le cadre de notre étude ont porté sur les points ci-après.

- Les variations de puissances horaires de la demande et les hypothèses de croissance sur une année. Nous avons utilisés les données obtenues après traitement et extrapolation sur une année issues des questionnaires et enquêtes effectués auprès de la population de MANABOE ;
- Les paramètres de couts obtenus auprès du fournisseur et les caractéristiques des principaux composants obtenus par la consultation des documents y afférent ;
- Les hypothèses sur la durée de vie des composants qui sont de 25 ans pour le PV, 15000h de fonctionnement pour le générateur diesel et 15 ans pour l'onduleur ;
- Les paramètres économiques qui sont :
 - La durée de vie du projet estimée à 25 ans
 - Le salaire annuel d'un technicien de suivi et maintenance des équipements estimé à 2 679 \$
- Les hypothèses de fonctionnement des groupes électrogènes ;
- Les autres paramètres d'entrées seront renseignés par défaut car en adéquation avec nos exigences.

Les paramètres de couts entrés ainsi que les états financiers qui en découlent sont exprimés en dollars selon un taux de change d'un dollars pour 520 FCFA.

Différentes variantes de configurations ont été évaluées afin de déterminer selon un certain nombre de critères techniques et financier, quelles sont les applications réellement envisageables pour un notre système.

III.3.4 Analyse économique

Il sera question pour nous de collecter les coûts unitaires d'acquisition des différentes composantes de notre système de production d'énergie ainsi que les coûts de gestion et de maintenances de chacun d'eux étalés sur une année de fonctionnement. Toutes ces valeurs prises comme données d'entrée dans l'environnement de HOMER nous permettront après simulations de dégager les bénéfices économiques par comparaison des différentes variantes de simulation entre elles. Aussi, HOMER nous présentera des coûts estimés sur la durée de vie des équipements de même que le coût de revient de production du kWh électrique.

IV RESULTATS

IV.1 Analyse de la demande

IV.1.1 Segmentation de la demande

Afin d'obtenir la courbe de variation horaire de la demande du village MANABOE nous avons dû réaliser une segmentation des différents postes de consommation du village en trois grands groupes : consommation pour usage domestique, consommation pour les usages communautaires et la consommation pour les activités génératrices de revenus.

Tableau 6: Classification des différents postes de consommation d'énergie du village MANABOE

Différents utilisateurs	Caractéristiques	Nombre	Puissance d'utilisation unitaire	Puissance totale
Usage domestique	Groupe 1: habitation pour famille aisée	36	594,5 W	21,40 kW
	Groupe 2: habitation pour famille moyenne	80	414,6 W	33,17 kW
	Groupe 3: habitation pour famille modeste	68	150,3 W	10,22 kW
	Groupe4: concession familiale	12	635,5 W	7,63 kW
Usage communautaire	Centre de santé	1	2832,3 W	2,83 kW
	Ecole primaire	1	553,5 W	0,55 kW
	Maison des jeunes	1	74,7 W	0,07 kW
	Eglise	1	84,7 W	0,08 kW
	Bureau administratif : mairie	1	235,6 W	0,24 kW
	Bureau administratif : groupement de cultivateur	1	117,8 W	0,12 kW
Activités génératrices de revenus	Echoppes	10	31,8 W	0,32 kW
	Quincaillerie	1	21,9 W	0,02 kW
	Débit de boisson	6	336,6 W	1,02 kW
	Atelier de menuiserie	1	830 W	0,83 kW
	Moulins	3	1224,3 W	3,67 kW
	Motel pour visiteurs	1	1545,8 W	1,55 kW

IV.1.2 Etat de la situation énergétique du village MANABOE

Les tableaux ci-dessous présentent les couts d'accès à l'énergie des différents postes de consommation du village.

Tableau 7: Situation énergétique des maisons d'habitation

Type d'utilisateur	Groupe 1	Groupe 2	Groupe 3	Groupe 4	
Nombre	36	80	68	12	
Différents modes d'accès à l'énergie					
Chauffage + cuisson	Biomasse gratuite	Biomasse gratuite	Biomasse gratuite	Biomasse gratuite	
Eclairage	Alimentation aux plaques solaire et groupe électrogène	Alimentation au groupe électrogène	lampe à pétrole	lampe à pétrole	
Téléphone			Recharge chez des détenteurs de GE	Recharge chez des détenteurs de GE	
Télévision			/	/	
Radio			Piles	Piles	
Lecteur DVD			/	/	
Réfrigérateur			/	/	
Repassage			/	Fer à charbon	Fer à charbon
Congélateur			/	/	/
Prix de revient des modes d'accès à l'énergie					
Coûts mensuels moyen	360 000	1 200 000	340 000	240 000	
Coûts moyen annuel	4 320 000	14 400 000	4 080 000	2 880 000	
Total coûts moyens mensuels				2 140 000	
Total coûts moyens annuels				25 680 000	

Tableau 8: Situation énergétique pour activités génératrices de revenus

Type d'utilisateur	Echoppe	Quincaillerie	Débit de boisson	Atelier de menuiserie	Moulins	Motel
Nombre	10	1	6	1	3	1
Différents modes d'accès à l'énergie						
Chauffage + cuisson	/	/	/	/	/	Biomasse gratuite
Eclairage	lampe à pétrole	lampe à pétrole	Alimentation au groupe électrogène; lampe à pétrole; piles	/	Alimentation au groupe électrogène; lampe à pétrole	Alimentation au groupe électrogène; lampe à pétrole; piles
Téléphone	Recharge chez des détenteurs de GE	Recharge chez des détenteurs de GE		Recharge chez des détenteurs de GE		
Télévision	/	/		/	/	
Radio	piles	piles		Piles	Piles	
Lecteur DVD	/	/		/	/	
Réfrigérateur	/	/		/	/	

Analyse et optimisation d'un système de production d'énergie pour l'électrification rurale : cas du village « MANABOE » dans la commune de BOHICON au BÉNIN

Congélateur	/	/	/	/	/	
Repassage	/	/	/	/	/	
Moulin	/	/	/	/	Alimentation au groupe électrogène	/
Prix de revient des modes d'accès à l'énergie						
Coûts mensuels moyen	170 000	15 000	114 000	12 500	37 500	30 000
Coûts moyen annuel	2 040 000	180 000	1 368 000	150 000	450 000	360 000
Total coûts moyens mensuels						379 000
Total coûts moyens annuels						4 548 000

Tableau 9: Situation énergétique pour bâtiments à usage communautaire

Type d'utilisateur	Centre de santé	Ecole primaire	Maison des jeunes	Eglise	Bureau administratif	
Nombre	1	1	1	1	2	
Différents modes d'accès à l'énergie						
Chauffage + cuisson	réchaud à gaz	/	/	/	/	
Eclairage	Alimentation au groupe électrogène	Alimentation au groupe électrogène	lampe à pétrole	Alimentation au groupe électrogène	Alimentation au groupe électrogène	
Téléphone			Recharge chez des détenteurs de GE			
Equipement pour sonorisation			Batterie			
Télévision	Alimentation au groupe électrogène	Alimentation au groupe électrogène	/	/	/	
Radio			/	/	Alimentation au groupe électrogène	
Lecteur DVD			/	/		
Ordinateur			/	/		
Imprimante			/	/		
Equipement médical			/	/	/	/
Réfrigérateur			/	/	/	/
Repassage			/	/	/	/
Prix de revient des modes d'accès à l'énergie						
Coûts mensuels moyen	55 000	25 000	10 000	5 000	60 000	
Coûts moyen annuel	660 000	300 000	120 000	60 000	720 000	
Total coûts moyens mensuels					155 000	
Total coûts moyens annuels					1 860 000	

IV.1.3 Evaluation de la consommation journalière du village

a) Jours ordinaires

Tableau 10: Consommation globale du village les jours ordinaires

Différents utilisateurs	Caractéristiques	Nombres	Consommation journalière pour un utilisateur (kWh/j)	Consommation journalière pour tous les utilisateurs (kWh/j)	Consommation journalière global par type d'utilisateurs (kWh/j)
Usage domestique	Groupe 1: habitation pour famille aisée	36	6,53	235,07	710,93
	Groupe 2: habitation pour famille moyenne	80	4,13	330,86	
	Groupe 3: habitation pour famille modeste	68	1,23	83,85	
	Groupe4: concession familiale	12	5,09	61,15	
Usage communautaire	Centre de santé	1	19,8	19,8	28,91
	Ecole primaire	1	4,89	4,89	
	Maison des jeunes	1	0,38	0,38	
	Eglise	1	0,31	0,31	
	bureau administratif	2	1,78	3,55	
Activités génératrices de revenus	Echoppes	10	0,17	1,71	75,46
	quincaillerie	1	0,15	0,15	
	débit de boisson	6	2,93	17,61	
	Atelier de menuiserie	1	8,89	8,89	
	Moulins	3	13,30	39,92	
	Motel pour visiteurs	1	7,17	7,17	
Consommation journalière du village					815,31

b) Jours de repos

Tableau 11: Consommation globale du village les jours de marché

Différents utilisateurs	Caractéristiques	Nombres	Consommation journalière pour un utilisateur (kWh/j)	Consommation journalière pour tous les utilisateurs (kWh/j)	Consommation journalière global par type d'utilisateurs (kWh/j)
Usage domestique	Groupe 1: habitation pour famille aisée	36	7,52	270,78	871,19
	Groupe 2: habitation pour famille moyenne	80	5,37	430,06	
	Groupe 3: habitation pour famille modeste	68	1,42	96,91	
	Groupe4: concession familiale	12	6,12	73,45	
Usage communautaire	Centre de santé	1	19,86	19,86	20,79
	Ecole primaire	1	0,49	0,49	
	Maison des jeunes	1	0,13	0,13	
	Eglise	1	0,31	0,31	
	bureau administratif	2	0	0	
Activités génératrices de revenus	Echoppes	10	0,27	2,67	78,68
	quincaillerie	1	0	0	
	débit de boisson	6	4,82	28,92	
	Atelier de menuiserie	1	0	0	
	Moulins	3	13,31	39,92	
	Motel pour visiteurs	1	7,17	7,168	
Consommation journalière du village					970,67

IV.1.4 Variation horaire de la consommation journalière du village MANABOE

Tableau 12: Variation horaire de la consommation journalière les jours ordinaires

Tranches horaires	Conso. horaire des familles du type Groupe 1 [kWh]	Conso. horaire des familles du type Groupe 2 [kWh]	Conso. horaire des familles du type Groupe 3 [kWh]	Conso. horaire des familles du type Groupe 4 [kWh]	Conso. Horaire des échoppes [kwh]	Conso. Horaire des quincaill. [kwh]	Conso. Horaire des débits de boisson [kwh]	Conso. Horaire de l'atelier de menuiserie [kwh]	Conso. Horaire des moulins [kwh]	Conso. Horaire des motels [kwh]	Conso. Horaire du poste de santé [kwh]	Conso. Horaire de l'école primaire [kwh]	Conso. Horaire de la maison des jeunes [kwh]	Conso. Horaire de l'église [kwh]	Conso. Horaire des bureaux adminis. [kwh]	Variation horaire globale [kwh]
0h - 1h	5,0328	11,184	1,3464	0,72	0	0	0	0	0	0,2636	0,2983	0,0297	0,0099	0,0099	0	18,8946
1h - 2h	5,0328	11,184	1,3464	0,72	0	0	0	0	0	0,2636	0,2983	0,0297	0,0099	0,0099	0	18,8946
2h - 3h	5,0328	11,184	1,3464	0,72	0	0	0	0	0	0,2636	0,2983	0,0297	0,0099	0,0099	0	18,8946
3h - 4h	5,0328	11,184	1,3464	0,72	0	0	0	0	0	0,2636	0,2983	0,0297	0,0099	0,0099	0	18,8946
4h - 5h	5,0328	11,184	1,3464	0,72	0	0	0	0	0	0,2636	0,1399	0,0297	0,0099	0,0099	0	18,7362
5h - 6h	5,0328	11,184	1,3464	0,72	0	0	0	0	0	0,2636	0,1399	0,1497	0,0099	0,0099	0	18,8562
6h - 7h	5,0328	11,184	1,3464	2,208	0	0	0	0	0	0,2636	0,1399	0,0297	0,0099	0,0099	0	20,2242
7h - 8h	9,1872	12,464	5,984	2,208	0	0	0	0	0	1,088	0,1399	0,036	0	0	0	31,1071
8h - 9h	9,1872	12,464	5,984	2,208	0	0	0	0	0	1,088	0,0099	0,356	0	0	0	31,2971
9h - 10h	11,7072	12,464	5,984	2,208	0,12	0,012	1,392	0,8	3,6432	1,088	1,3039	0,356	0	0	0,188	41,2663
10h - 11h	10,8432	8,96	1,632	1,824	0,12	0,012	1,392	0,8	3,6432	0,088	1,3199	0,3608	0	0	0,188	31,1831
11h - 12h	10,8432	8,96	1,632	1,152	0,12	0,012	1,392	0,8	3,6432	0,088	1,3199	0,4248	0	0	0,588	30,9751
12h - 13h	16,776	18,56	4,352	2,592	0,12	0,012	1,4208	0,83	3,6432	0,024	1,3799	0,3888	0	0	0,588	50,6867
13h - 14h	16,776	18,56	0,8704	2,208	0,12	0,012	1,4208	0,83	3,6432	0,024	1,3639	0,3888	0	0	0,588	46,8051
14h - 15h	10,872	8,96	0,8704	1,44	0,12	0,012	1,4208	0,83	3,6432	0,024	1,4279	0,3888	0	0	0,588	30,5971
15h - 16h	4,032	8,96	0,8704	1,44	0,12	0,012	1,4208	0,8	3,6	0,024	1,3839	0,3888	0	0	0,588	23,6399
16h - 17h	4,032	8,96	2,5024	1,44	0,12	0,012	1,7088	0,8	3,6	0,064	1,3839	0,384	0	0	0	25,0071
17h - 18h	4,032	8,96	1,632	1,44	0,12	0,012	1,7088	0,8	3,6	0,064	1,3839	0,32	0	0	0	24,0727
18h - 19h	10,9692	8,96	4,998	5,754	0,318	0,0219	1,8276	0,8	3,6297	0,2978	1,6223	0,1287	0,0697	0,0697	0,1188	39,5854
19h - 20h	13,986	15,584	5,8684	6,138	0,318	0,0219	0,6276	0,8	3,6297	0,2978	1,6383	0,1287	0,0697	0,0697	0,1188	49,2966
20h - 21h	21,402	31,584	10,2204	6,906	0	0	0,6276	0	0	0,2978	1,4383	0,1927	0,0697	0,0697	0	72,8082
21h - 22h	21,402	33,168	10,2204	7,626	0	0	0,6276	0	0	0,2978	0,3783	0,1927	0,0697	0,0099	0	73,9924
22h - 23h	18,756	22,288	8,5884	4,404	0	0	0,6276	0	0	0,2338	0,3783	0,0937	0,0099	0,0099	0	55,3896
23h - 0h	5,0328	12,72	2,2168	3,636	0	0	0	0	0	0,2338	0,3143	0,0297	0,0099	0,0099	0	24,2032
Consommation journalière globale des différents postes de consommation de MANABOE les jours ordinaires																815,3077

Analyse et optimisation d'un système de production d'énergie pour l'électrification rurale : cas du village « MANABOE » dans la commune de BOHICON au BÉNIN

Tableau 13: Variation horaire de la consommation journalière les jours de marché

Tranches horaires	Conso. horaire des familles du type Groupe 1 [kWh]	Conso. horaire des familles du type Groupe 2 [kWh]	Conso. horaire des familles du type Groupe 3 [kWh]	Conso. horaire des familles du type Groupe 4 [kWh]	Conso. Horaire du poste de santé [kwh]	Conso. Horaire de l'école primaire [kwh]	Conso. Horaire de la maison des jeunes [kwh]	Conso. Horaire de l'église [kwh]	Conso. Horaire des bureaux adminis. [kwh]	Conso. Horaire des échoppes [kwh]	Conso. Horaire des quincaill. [kwh]	Conso. Horaire des débits de boisson [kwh]	Conso. Horaire de l'atelier de menuiserie [kwh]	Conso. Horaire des moulins [kwh]	Conso. Horaire des motels [kwh]	Variation horaire globale [kwh]
0h - 1h	5,0328	11,184	1,3464	0,72	0,2983	0,0297	0,0099	0,0099	0	0	0	1,5396	0	0	0,2636	20,4342
1h - 2h	5,0328	11,184	1,3464	0,72	0,2983	0,0297	0,0099	0,0099	0	0	0	1,5396	0	0	0,2636	20,4342
2h - 3h	5,0328	11,184	1,3464	0,72	0,2983	0,0297	0,0099	0,0099	0	0	0	1,5396	0	0	0,2636	20,4342
3h - 4h	5,0328	11,184	1,3464	0,72	0,2983	0,0297	0,0099	0,0099	0	0	0	1,5396	0	0	0,2636	20,4342
4h - 5h	5,0328	11,184	1,3464	0,72	0,1399	0,0297	0,0099	0,0099	0	0	0	1,5396	0	0	0,2636	20,2758
5h - 6h	5,0328	11,184	1,3464	0,72	0,1399	0,0297	0,0099	0,0099	0	0	0	1,5396	0	0	0,2636	20,2758
6h - 7h	5,0328	11,184	1,3464	2,592	0,1399	0,0297	0,0099	0,0099	0	0	0	0	0	0	0,2636	20,6082
7h - 8h	12,0672	18,864	5,984	2,592	0,1399	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,088	40,7351
8h - 9h	12,0672	18,864	5,984	2,592	0,0099	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,088	40,6051
9h - 10h	14,5872	18,864	5,984	2,592	1,3039	0	0	0	0	0,12	0	1,392	0	3,6432	1,088	49,5743
10h - 11h	13,7232	15,36	1,632	2,592	1,3279	0	0	0	0	0,12	0	1,392	0	3,6432	0,088	39,8783
11h - 12h	18,0432	24,96	1,632	1,872	1,3279	0	0	0	0	0,12	0	1,392	0	3,6432	0,088	53,0783
12h - 13h	14,472	18,56	4,352	3,312	1,3879	0	0	0	0	0,12	0	1,4208	0	3,6432	0,024	47,2919
13h - 14h	14,472	18,56	5,2224	2,928	1,3639	0	0	0	0	0,12	0	1,4208	0	3,6432	0,024	47,7543
14h - 15h	13,752	24,96	5,2224	2,928	1,4279	0	0	0	0	0,12	0	1,4208	0	3,6432	0,024	53,4983
15h - 16h	11,232	24,96	5,2224	2,928	1,3839	0	0	0	0	0,12	0	1,4208	0	3,6	0,024	50,8911
16h - 17h	6,912	15,36	2,5024	2,208	1,3839	0	0	0	0	0,12	0	1,9008	0	3,6	0,064	34,0511
17h - 18h	6,912	15,36	1,632	2,208	1,3839	0	0	0	0	0,12	0	1,9008	0	3,6	0,064	33,1807
18h - 19h	13,8492	15,36	4,998	6,522	1,6223	0,0297	0,0099	0,0697	0	0,318	0	2,0196	0	3,6297	0,2978	48,7259
19h - 20h	14,562	21,984	5,8684	6,906	1,6463	0,0297	0,0099	0,0697	0	0,318	0	0,8196	0	3,6297	0,2978	56,1411
20h - 21h	21,402	31,584	10,2204	6,906	1,4463	0,0657	0,0099	0,0697	0	0,318	0	0,8196	0	0	0,2978	73,1394
21h - 22h	21,402	33,168	10,2204	7,626	0,3863	0,0657	0,0099	0,0099	0	0,318	0	0,8196	0	0	0,2978	74,3236
22h - 23h	18,756	22,288	8,5884	6,186	0,3863	0,0657	0,0099	0,0099	0	0,318	0	0,8196	0	0	0,2338	57,6616
23h - 0h	7,3368	12,72	2,2168	3,636	0,3223	0,0297	0,0099	0,0099	0	0	0	0,7236	0	0	0,2338	27,2388
Consommation journalière globale des différents postes de consommation de MANABOE les jours de repos																970,66

IV.1.5 Courbe de charge du village

Afin d'obtenir le profil de consommation du village MANABOE, nous avons au préalable déterminé le profil de consommation des différents segments caractéristiques du village. Après traitements des données de consommation, nous avons estimé la demande maximum à satisfaire à environ 970,6 kWh pour les jours de marché contre 815,3 kWh pour les jours ordinaires.

Profil de charge du village

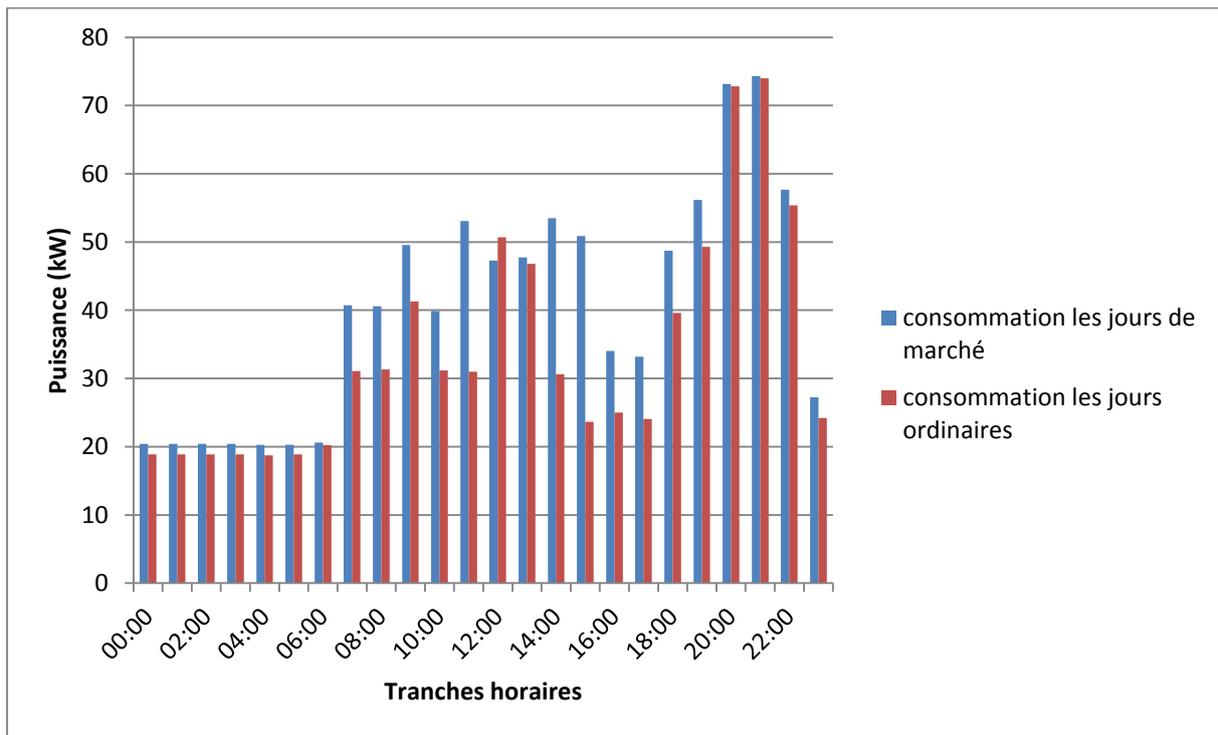


Figure 11: Répartition journalière de la charge électrique

IV.2 Evaluation de la ressource énergétique du lieu d'étude

On indique en (kWh/m²/j) pour chaque mois, la quantité moyenne d'énergie solaire que reçoit chaque jour 1 m² de surface horizontale. Cette valeur moyenne mensuelle de l'ensoleillement est donnée par le tableau 13 et la figure 11 ci-dessous:

Tableau 14: Irradiation solaire moyenne mensuelle.

Moi	Jan	Fev	Mars	Avr	Mai	Juin	Juil	Aout	sep	Oct	Nov	Dec	moy
Irrad. Moy (kWh/m ² /j)	5,19	5,49	5,52	5,48	5,11	4,7	4,05	4,32	4,39	5,03	5,49	5,20	4,99

Source : logiciel de dimensionnement et d'optimisation HOMER

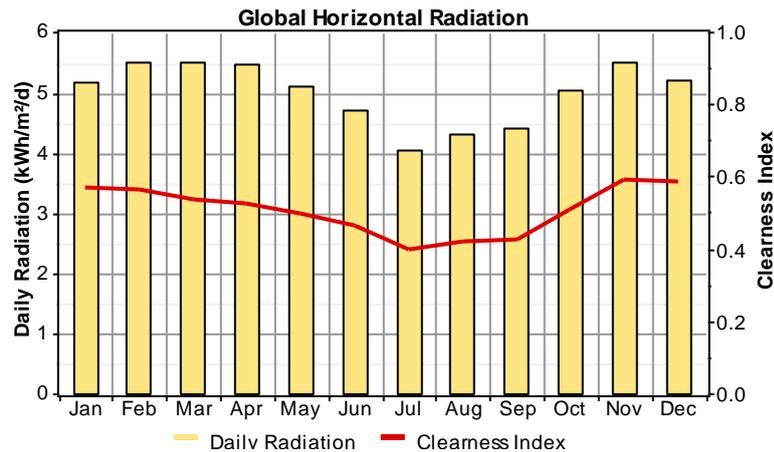


Figure 12: représentation de l'irradiation moyenne mensuelle

Au vue de cet histogramme, on peut affirmer que le village MANABOE dispose d'un excellent potentiel solaire. En effet, on observe que le mois le plus défavorable à une implantation PV dispose d'un ensoleillement plus qu'exploitable (de l'ordre de 4,05 kWh/m²/j).

IV.3 Etude de faisabilité de la centrale solaire de MANABOE

La conception et l'exécution des travaux visant à rendre opérationnel un système réel est généralement en aval d'un ensemble d'études théoriques de faisabilité technique et financière. Nous allons à présent déterminer le degré de faisabilité sur le plan technique pour l'installation d'une centrale solaire autonome de 41,6 kWc de puissance pour la desserte en énergie de la localité de MANABOE, tout en considérant d'une part les courbes de variation horaire de la charge des différents postes de consommation d'énergie durant les jours ordinaires, mais aussi les jours de marché et d'autre part le profil mensuel moyen du gisement solaire de la région.

IV.3.1 Application du logiciel HOMER pour la simulation

Nous avons défini chaque élément du système, en nous basant sur toutes les données et les caractéristiques fournis dans le chapitre précédent.

IV.3.1.1 Résultats de la simulation

Dans les résultats de simulation, nous pouvons voir d'une part plusieurs détails techniques à l'image de l'énergie produite par le générateur solaire et d'autre part des détails économiques en rapport avec chaque configuration de système que HOMER aura simulé.

- a) Configuration du SEH en fonction du coût net actuel.

Après simulations des configurations du système (avec toutes les combinaisons des composants spécifiés en entrée), une liste de configurations classées par type de système ou

par coût sur la durée de vie nous est proposée. Mais nous nous intéresserons surtout à la configuration image de notre cas d'étude.

PV	41,6 kWc
Batteries	96 batteries de 3 000 Ah
Onduleur	22,2 kW

b) Analyse des résultats de simulation du système

Le profil de consommation

Les figures suivantes présentent les variations horaires de la consommation du village, laquelle devra être satisfaite par l'installation PV. Sur HOMER elle est donnée à l'échelle annuelle comme suit :

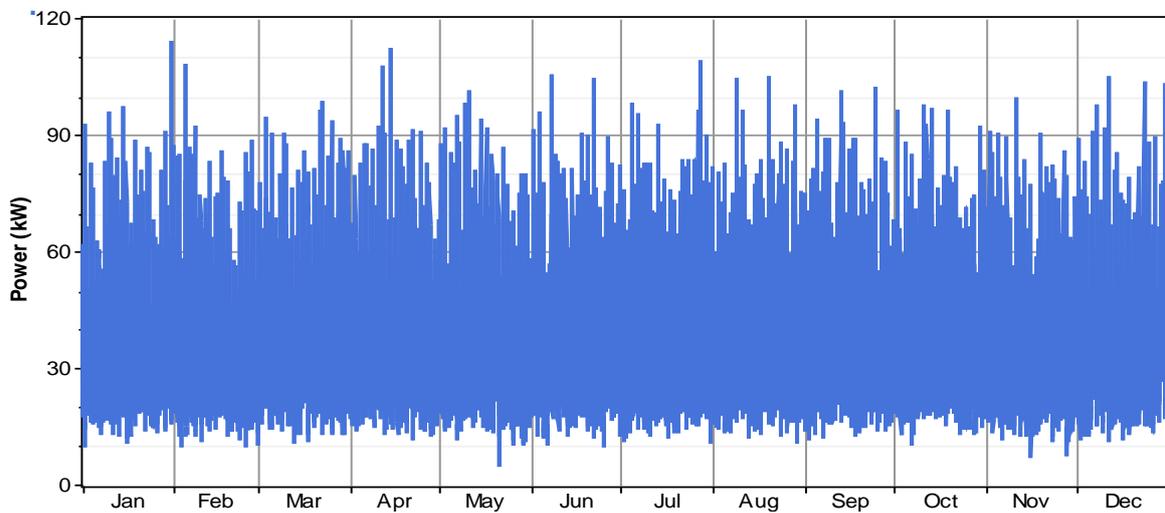


Figure 13: Profil de charge annuelle

Cette figure présente la variation annuelle du besoin de la localité. Effectuons un zoom sur des jours particuliers et observons le comportement de cette courbe.

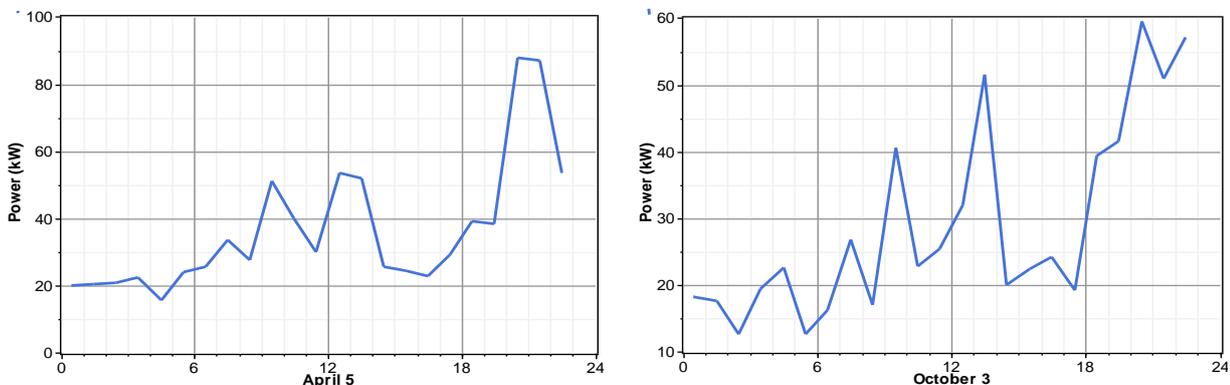


Figure 14: Evolution horaire du besoin en énergie de MANABOE pour deux jours typiques (5 avril et 3 octobre)

Ce qu'il y a lieu de remarquer dans ces représentations est d'une part, la présence d'une pointe de puissance entre 20h et 23h et d'autre part, un appel de puissance moins important tout au long de la journée ainsi qu'une charge de base entre minuit et 6h.

L'onduleur

Les paramètres de fonctionnement du convertisseur sont données dans le tableau suivant

Tableau 15: Paramètres de fonctionnement du convertisseur

Variables	Onduleur	Redresseur	Unité
Puissance maximale	22,2	16,3	kW
Puissance moyenne	0,1	0,1	kW
Temps de fonctionnement	323	171	Heures/an
Energie d'entrée	781	719	kWh/an
Energie de sortie	703	611	kWh/an

On constate ici que la quantité d'énergie utilisée pour la recharge des batteries (mode redresseur) est inférieure à celle tirée des batteries (mode onduleur) ; de plus à chaque fois qu'un flux d'énergie traverse l'onduleur, on observe des pertes dues à la conversion.

La figure suivante présente le profil de consommation du village ainsi que les courbes de fonctionnement du convertisseur en mode redresseur et en mode onduleur ;

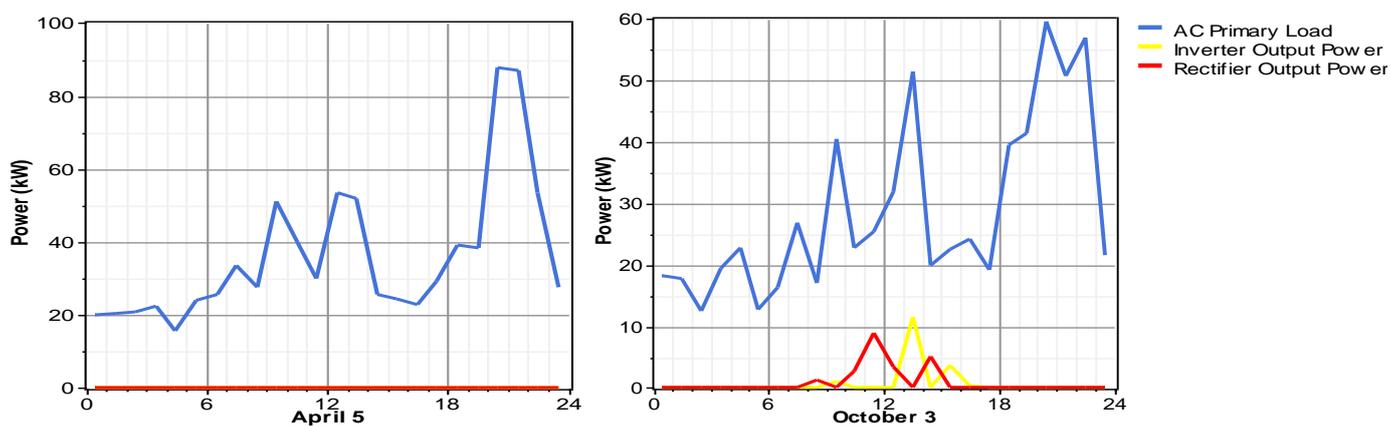


Figure 15 : Evolution horaire de la charge et de la puissance du convertisseur (le 5 Avril et le 3 Octobre)

La courbe de droite nous présente clairement la journée du 3 octobre où le logiciel HOMER prévoit la charge et la décharge des batteries. Par contre sur la courbe de gauche, caractéristique du 5 avril, on peut constater d'une part que les courbes jaune et rouge sont superposées et d'autre part qu'elles sont confondues avec l'axe des abscisses. Cela sous-entend que le logiciel ne prévoit pour ce jour ni recharge des batteries, ni leur décharge. En réalité,

l'état de charge et de décharge des batteries est fonction du mode de fonctionnement du convertisseur.

Les batteries

Les paramètres de fonctionnement des batteries sont donnés dans le tableau suivant :

Tableau 16: Paramètres de fonctionnement des batteries

Variable	Valeur	Unité
Energie d'entrée	611	kWh/an
Energie délivrée	781	kWh/an
Durée de vie	7,5	Ans
Autonomie	6,47	Heures
Capacité nominale	576	kWh

Le fonctionnement des batteries durant les jours choisis pour notre étude est donné par la figure suivante ;

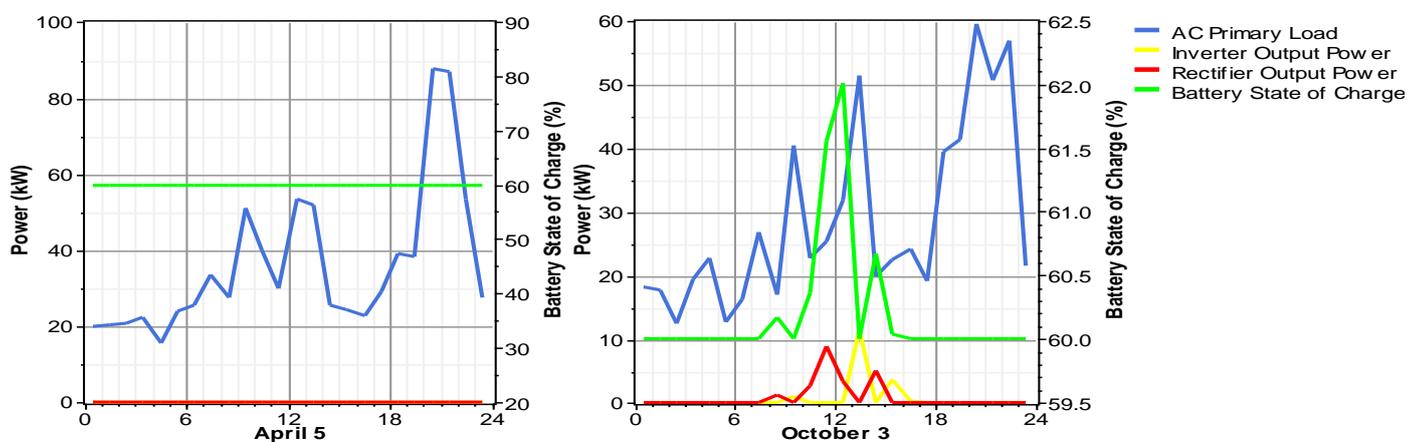


Figure 16: Evolution horaire de la charge, de la puissance du convertisseur et de l'état de charge des batteries

On observe sur cette figure la tendance entre la courbe de l'état de charge des batteries et la courbe de variation de la puissance du convertisseur en mode redresseur et en mode onduleur. La courbe de droite (3 octobre) montre bien que :

- lorsqu'il y a une évolution de la puissance fournie par le redresseur, il y a automatiquement une augmentation du taux de charge de la batterie (recharge des batteries) et à l'inverse, on observe une diminution du taux de charge

- la diminution du taux de charge des batteries équivaut aussi à une augmentation de la puissance délivrée par l'onduleur (décharge des batteries)

Le générateur photovoltaïque

Le tableau ci-dessous présente tous les paramètres de fonctionnement du générateur PV durant l'année.

Tableau 17: Paramètres de fonctionnement du générateur PV

Variable	Valeur	Unité
Puissance maximale	40,6	kW
Puissance moyenne	7	kW
Puissance minimale	0	kW
Coût spécifique de l'énergie	0,173	\$/kWh
Energie produite	61 508	kWh/an
Pénétration PV	19,7	%
Temps de fonctionnement	4 314	heures/an

La figure ci-dessous représente l'évolution horaire de la puissance photovoltaïque ainsi que le profil de la charge pour les deux jours retenus dans le cadre de l'étude.

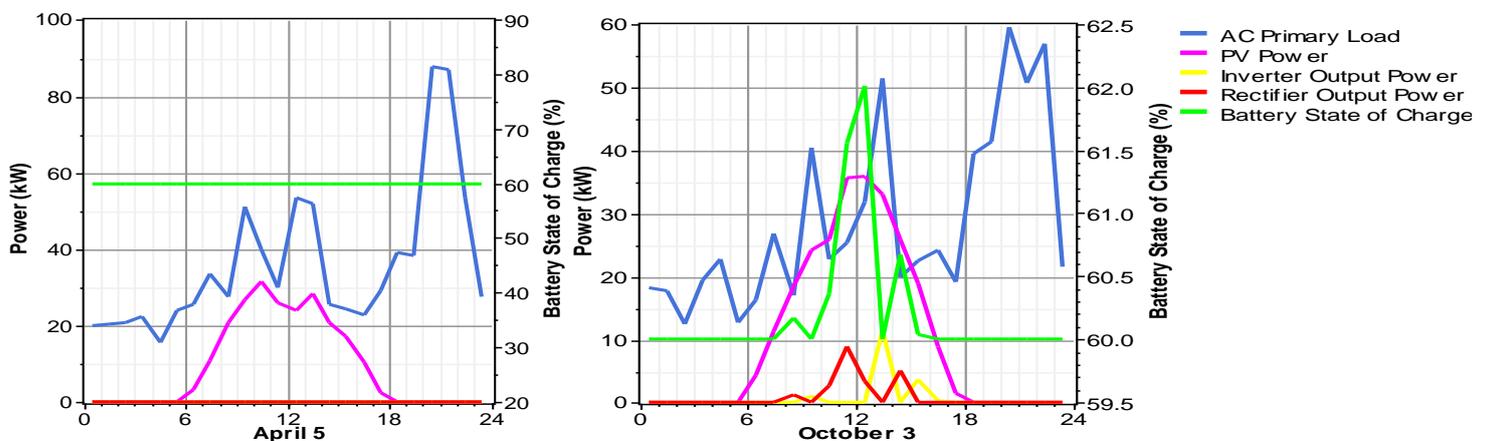


Figure 17 : Evolution horaire de la charge, la puissance du convertisseur, l'état de charge des batteries et la puissance photovoltaïque

Nous pouvons observer qu'à la date du 5 avril, le générateur photovoltaïque n'arrivera à aucun moment de la journée à satisfaire tout le besoin du village et donc par conséquent, la courbe de variation de la puissance du redresseur (charge de batterie) reste parallèle à l'axe des abscisses; il n'y aura pas de recharge de batterie ce jour, car il n'y aura aucun excédent d'énergie. Toute l'énergie produite par le système solaire servira à alimenter le village. 10h30 - 12h40 et 14h 30 - 15h sont les périodes du 3 octobre pendant lesquelles le générateur

photovoltaïque produira plus de puissance que nécessaire, soit environ 2h40min de recharge de batterie.

Production et consommation d'énergie électrique

La production ainsi que la consommation d'énergie sur une année sont détaillées dans les tableaux suivants ;

Tableau 18: Energie annuelle produite

Composant	Production (kWh/an)	Fraction
Générateur PV	61 508	100%

Le tableau 17 présente le générateur photovoltaïque comme la seule source de production d'énergie. En effet, 100% de l'énergie produite par le système provient du champ solaire car étant la seule source de production d'énergie.

Tableau 19: Energie annuelle consommée

Charge	Consommation (kWh/an)	Fraction
Charges AC	61 491	100%

Ici, nous pouvons constater que toute l'énergie consommée par les différentes charges provient exclusivement de la distribution photovoltaïque dans le réseau.

Tableau 20: Taux de délestage annuel

Variable	Valeur (kWh/an)	Pourcentage du besoin totale de la population de MANABOE
Exces d'énergie	0,00	0%
Charge non satisfaite	250 218	80,3%
Besoin annuel de la population de MANABOE	311 709	100%

Le taux de délestage annuel représente la part du besoin en énergie du village qui ne sera pas satisfaite. En effet, pour un besoin annuel de 311 709 kWh soit 100% de la consommation prévisionnelle, seul 19,7 % de cette énergie sera produite et distribuée par le générateur photovoltaïque pour l'alimentation électrique de la localité.

IV.4 Mesures d'optimisation identifiées

IV.4.1 Résultats de simulations

Dans le souci de proposer le meilleur système (ayant le meilleur rapport coût/efficacité) pour l'électrification du village de MANABOE, nous avons étudié les résultats de simulations obtenus grâce à HOMER et retenu quelques-uns pour nos analyses.

IV.4.1.1 Variante 1 : cas d'une installation classique (générateur à pistons)

La figure 17 présente la classification des meilleures configurations pour l'alimentation de la localité. Nous pouvons remarquer que la configuration du système choisi pour l'électrification du village ne figure pas dans cette classification. Dans cette partie, nous nous intéresserons à la solution thermique (générateur diesel)

	PV (kW)	Label (kW)	Label (kW)	H3000	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Diesel (L)	Label (hrs)	Label (hrs)
	100	60	30	96	22.2	\$ 513,604	111,110	\$ 1,933,966	0.485	0.43	65,070	1,562	3,621
	125	80		96	50.0	\$ 560,971	111,265	\$ 1,983,308	0.498	0.50	62,314	2,472	
	125		80	96	50.0	\$ 560,971	111,265	\$ 1,983,308	0.498	0.50	62,314		2,472
	115	30	80			\$ 442,697	139,297	\$ 2,223,376	0.558	0.46	77,934	5,030	2,380
		30	60	96	20.0	\$ 312,282	165,373	\$ 2,426,298	0.609	0.00	108,225	5,575	2,695
		40	70			\$ 212,637	189,996	\$ 2,641,479	0.663	0.00	116,637	6,050	3,453
		80		120	40.0	\$ 336,522	186,117	\$ 2,715,716	0.682	0.00	119,717	4,613	
			80	120	40.0	\$ 336,522	186,117	\$ 2,715,716	0.682	0.00	119,717		4,613

Figure 18: Configuration du système classique (Diesel)

De ce fait, pour l'alimentation en énergie électrique de la localité, l'association de deux générateurs diesels 1 et 2 de puissances respectives 30 kW et 60 kW présente les caractéristiques suivantes :

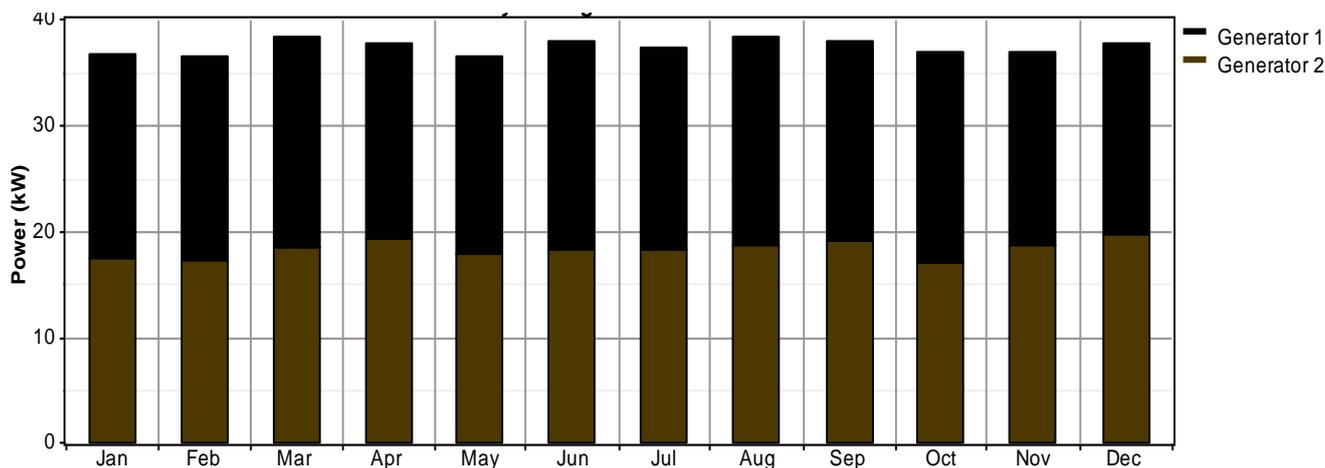


Figure 19: Distribution moyenne mensuelle d'énergie produite par l'installation classique (Diesel)

Observons à présent l'évolution de la production du générateur diesel de puissance 60 kW tout au long de l'année.

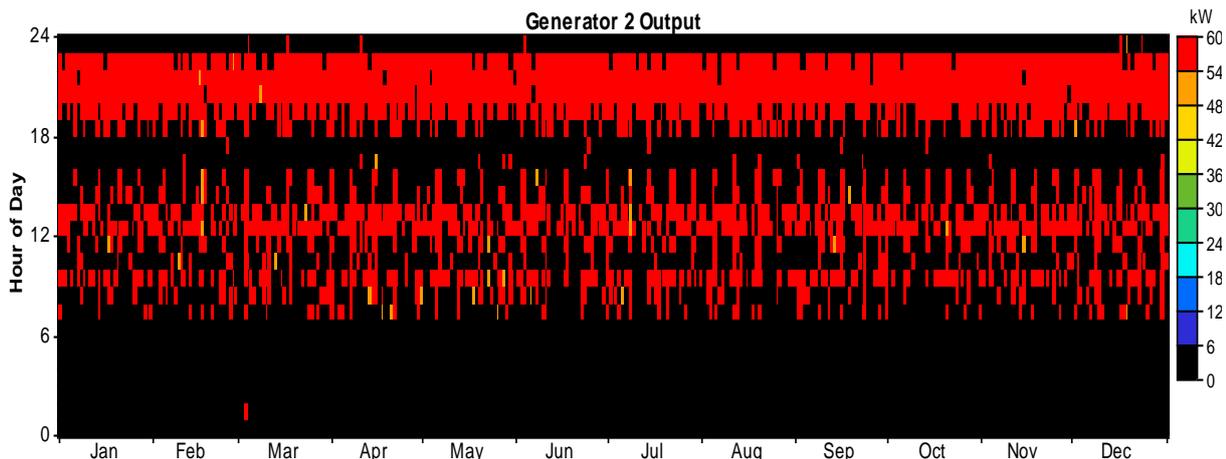


Figure 20: Répartition annuelle de la puissance du groupe électrogène de puissance 60kW

On constate sur cette figure que le générateur diesel fonctionne très souvent dans une plage de puissances voisines à sa puissance nominale. On peut constater aussi qu'il est le plus souvent mis en marche entre 18h – 23h (alimentation du pic de charge) et 7h – 13h.

La figure ci-dessous représente l'évolution horaire de la charge, la puissance du GD 1, la puissance du GE 2 et le convertisseur en mode onduleur pour la date du 16 aout ;

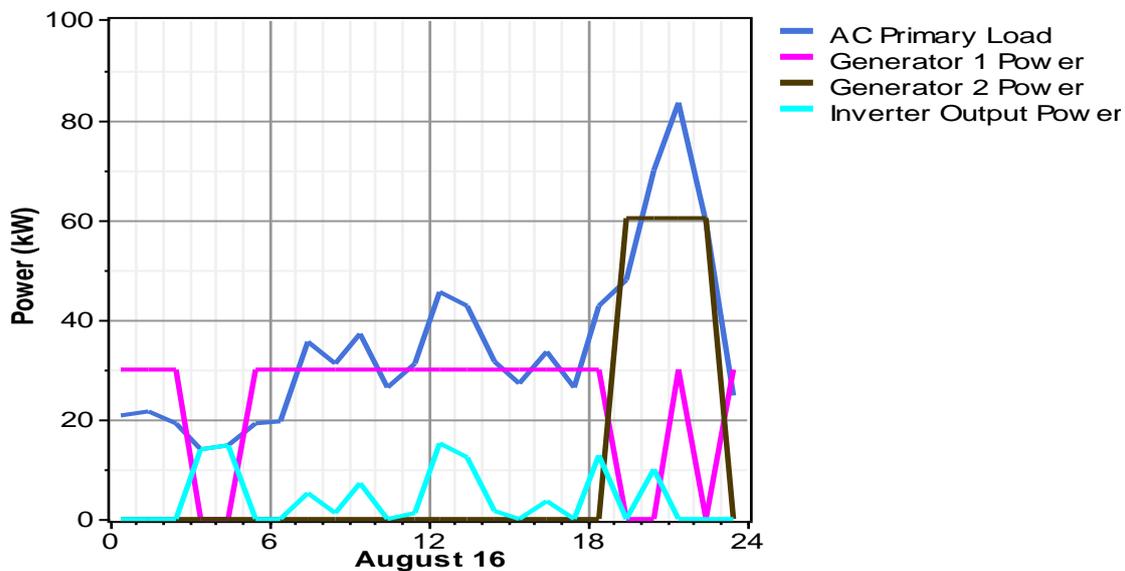


Figure 21: Evolution horaire de la charge, la puissance du GD 1, du GD 2 et l'onduleur (16 aout)

On constate sur cette figure que pour la même courbe de charge, le système étudié ici parvient sans contretemps à alimenter entièrement le besoin du village contrairement aux résultats obtenus lors de la simulation de fonctionnement de la centrale solaire autonome (40 kWc) de MANABOE. Il apparaît clairement que le générateur diesel 1 de puissance 30 kW alimente surtout les points de consommation moyenne (en journée) tandis que le générateur diesel 2 de puissance 60 kW contribue à alimenter le pic de consommation journalier.

Les caractéristiques techniques du système sont données dans le tableau ci-dessous ;

Tableau 21: Caractéristiques techniques de l'installation classique (Diesel)

Configuration du système		
Générateur diesel 1	30	kWc
Générateur diesel 2	60	kW
Batteries	24*4	
Onduleur	20	kW
Production d'énergie		
Générateur diesel 1	166 917	kWh/an
Générateur diesel 2	160 727	kWh/an
Excès d'énergie	0.00	kWh/an
Utilisation de carburant	108 226	L/an
Durée d'utilisation des GD	8 270	heures/an

IV.4.1.2 Variante 2 : cas d'une installation PV/Diesel

La configuration de ce système d'énergie hybride est donnée par la figure suivante ;

Double click on a system below for simulation results.

	PV (kW)	Label (kW)	Label (kW)	H3000	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Diesel (l)	Label (hrs)	Label (hrs)
	100	60	30	96	22.2	\$ 513,604	111,110	\$ 1,933,966	0.485	0.43	65,070	1,562	3,621
	125	80		96	50.0	\$ 560,971	111,265	\$ 1,983,308	0.498	0.50	62,314	2,472	
	125		80	96	50.0	\$ 560,971	139,297	\$ 2,223,376	0.558	0.46	77,934	5,030	2,380
	115	30	80			\$ 442,697	165,373	\$ 2,426,298	0.609	0.00	108,225	5,575	2,695
		30	60	96	20.0	\$ 312,282	189,996	\$ 2,641,479	0.663	0.00	116,637	6,050	3,453
		40	70			\$ 212,697	186,117	\$ 2,715,716	0.682	0.00	119,717	4,613	
		80		120	40.0	\$ 336,522	186,117	\$ 2,715,716	0.682	0.00	119,717		4,613
			80	120	40.0	\$ 336,522	186,117	\$ 2,715,716	0.682	0.00	119,717		4,613

Figure 22: Configuration du système hybride PV/Diesel

Nous pouvons voir sur la figure suivante, la distribution des moyennes mensuelles des énergies produites dans notre système PV/Diesel.

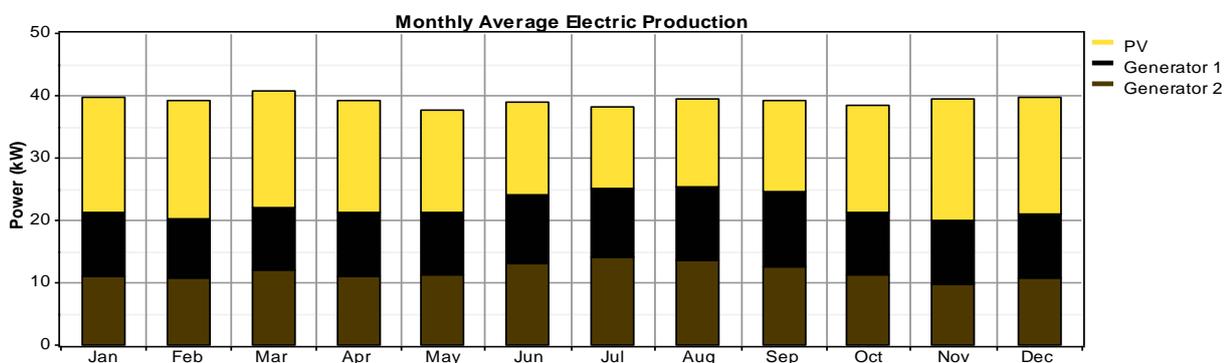


Figure 23: Distribution des moyennes mensuelles des énergies produites par le système PV/Diesel

Observons à présent l'évolution de la production du générateur diesel de 60 kW tout au long de l'année ;

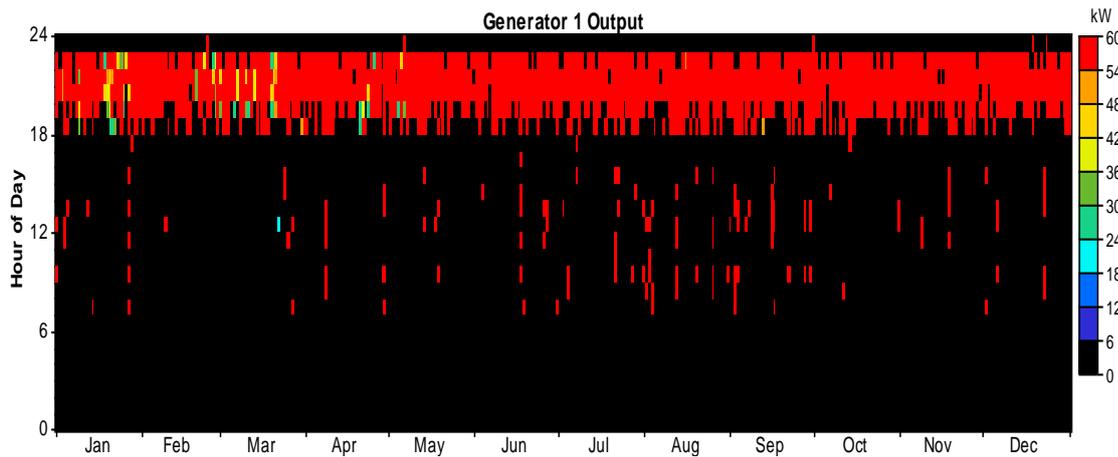


Figure 24: Répartition annuelle de la puissance du groupe électrogène du système PV/Diésel

On constate nettement sur cette figure que le générateur diesel fonctionne très souvent à une puissance égale à sa puissance nominale, mais aussi qu'il est le plus souvent mis en marche entre 18h et 00h, ceci pourrait s'expliquer par la présence du pic de consommation à cette période de la journée.

La figure suivante présente quant à elle l'évolution horaire de la charge, la puissance du groupe électrogène de 30 kW et la puissance délivrée par le convertisseur bidirectionnel en mode redresseur.

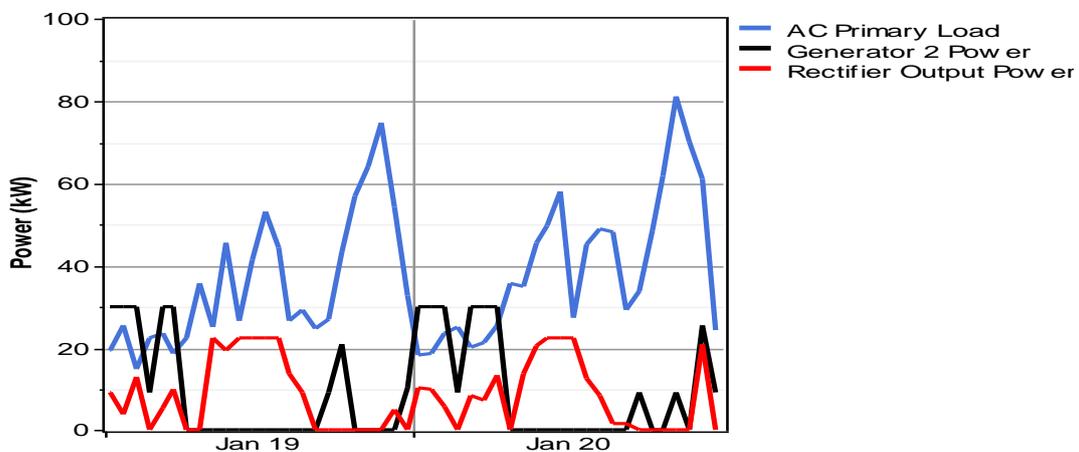


Figure 25: Evolution horaire de la charge, la puissance du groupe électrogène de 30 kW et la puissance délivrée par le convertisseur bidirectionnel en mode redresseur

On peut observer sur cette figure que le groupe de 30 kW a pour objectif de suppléer le générateur photovoltaïque durant la journée pour des appels de puissance pas très élevés, mais aussi qu'il permet la recharge des batteries durant les périodes non ensoleillées.

Les caractéristiques techniques du système sont données dans le tableau ci-dessous

Tableau 22: Caractéristiques techniques du système PV/Diésel

Configuration du système		
Champ PV	100	kWc
Générateur diesel 1	60	kW
Générateur diesel 2	30	kW
Batteries	24*4	kWh
Onduleur	22,2	kW
Production d'énergie		
Générateur PV	147 856	kWh/an
Générateur diesel 1	92 168	kWh/an
Générateur diesel 2	103 354	kWh/an
Excès d'énergie	9 884	kWh/an
Utilisation de carburant	65 069	L/an
Durée d'utilisation du GD 1	1 562	heures/an
Durée d'utilisation du GD 2	3 621	Heures/an

IV.5 Analyse économique

Nous nous sommes intéressés aux simulations des systèmes décentralisés dans le but d'optimiser la fourniture d'électricité du village MANABOE. Dans ce contexte, l'un des objectifs consistait à minimiser les coûts globaux, qui peuvent être divisés en :

- Coûts d'investissement
- Coûts de remplacement des composants
- Coûts de fonctionnement et maintenance

La comparaison des résultats de simulations pour le fonctionnement d'un SEH PV/Diesel, du système solaire autonome de MANABOE (41,6 kWc) et d'un système constitué de deux générateurs à pistons donne les informations suivantes :

Tableau 23: Comparaison entre les trois systèmes de production d'énergie sur le plan économique

variable	GD	GD / PV	PV
Utilisation de carburant (L/an)	108 226	65 069	/
Coût du kWh (\$/kWh)	0,609	0,485	0,497
Coût d'investissement (\$)	312 282	513 604	222 779
Coût de remplacement (\$)	449 282	314 955	81 821
Coût d'entretien (\$)	200 381	267 694	96 037
Coût total du projet sur la durée de vie (\$)	2 426 298	1 933 966	390 713

IV.6 Impact environnemental

Le tableau ci-dessous présente les différentes émissions de gaz en (kg/an) pour les trois systèmes de production d'énergie étudiés.

Tableau 24: Comparaison entre les trois systèmes de production d'énergie sur le plan environnemental

Polluant	Emissions [kg/an] Système combinant deux DG	Emissions [kg/an] Système hybride PV/Diesel	Emissions [kg/an] système PV autonome
Dioxyde de carbone	284 993	171 350	0
Monoxyde de carbone	703	423	0
Hydrocarbures non brûlés	77,9	47	0
Particules	53	32	0
Dioxyde sulfurique	572	344	0
Oxydes de Nitrogène	6 277	3 774	0

V DISCUSSIONS ET ANALYSES

V.1 Analyse des résultats de l'étude de faisabilité technique de la centrale solaire de MANABOE

Nous voyons d'après les résultats de simulations que le système choisi par l'Etat du BENIN pour l'alimentation du village présente d'énormes limites. En effet, le besoin annuel de la population s'élève à 311 709 kWh contre 61 491 kWh produite annuellement par la centrale solaire autonome ; soit un total de 250 218 kWh d'énergie non satisfaite annuellement. Ceci est dû au fait que le générateur PV ne parviendra que rarement à produire une quantité d'énergie suffisante pour l'alimentation de toute les charges, et par conséquent permettre la recharge des batteries. La figure suivante illustre bien ce constat.

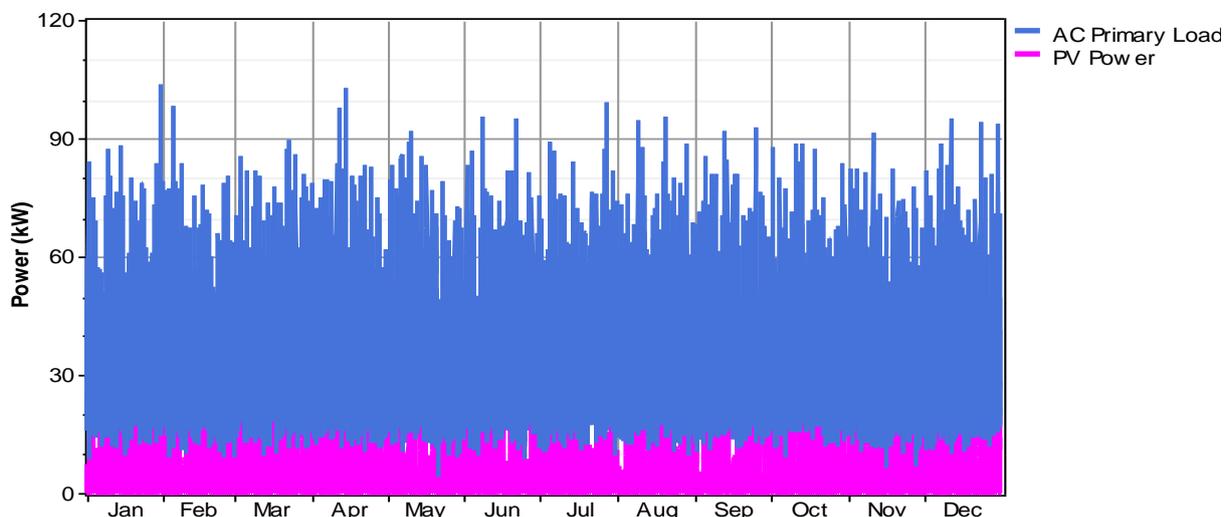


Figure 26: Evolution annuelle de la production du générateur PV et du profil de consommation

Nous pouvons donc affirmer au vu de tout ce qui précède que le système mis en place ne sera pas en mesure de répondre à toutes les attentes de la population.

V.2 Analyse des résultats de simulation du système classique

Ici, l'installation est composée de deux générateurs diesels et d'un système de stockage. L'étude de cette configuration est très importante, car cela nous permettrait de justifier l'intérêt des systèmes PV/Diesel par comparaison entre les deux systèmes sur le plan technique, économique et environnemental.

La production totale de ce système est estimée à 327 643 [kWh/an] avec une moyenne mensuelle de 27 303,6 [kWh/mois]. Le générateur 1 de puissance 30 kW assure dans cette configuration 51 % de cette énergie, soit un total de 166 917 [kWh/an], contre 49 % pour le générateur diesel 2 de 60 kW de puissance qui fournit 160 727 [kWh/an] aux différentes charges.

Le générateur diesel de 60 kW de puissance vient en appoint au GD de puissance inférieure durant la journée, mais aussi pour assurer la recharge des batteries. La mise en marche de ce groupe électrogène est donc fonction d'une part de l'état de charge du générateur de puissance 30 kW, et de celui des batteries d'autre part. Il aura à fonctionner durant 2 695 [heures/an] avec une consommation totale de carburant de l'ordre de 53 119 [L/an], de carburant contre 55 107 [L/an] pour le générateur 1.

V.3 Analyse des résultats de simulation du système PV/diesel

Les simulations effectuées dans l'environnement de HOMER nous ont permis de déterminer la meilleure configuration PV/Diesel pour l'électrification du village. Cette dernière étant constituée d'un générateur photovoltaïque, d'un convertisseur, d'un parc de batterie et de deux générateurs diesels. En effet, le couplage de deux groupes électrogènes montés en parallèle (dans le souci d'éviter un fonctionnement récurrent en dessous de 30/50 % de la puissance nominale, ce qui est préjudiciable à la bonne marche du groupe électrogène) offre un meilleur ratio coût/efficacité. Le premier aura pour rôle de suppléer le générateur PV pour des pointes moyennes et éventuellement la recharge des batteries tandis que le second sera mis en fonctionnement pour suppléer le générateur PV ainsi que le premier groupe pour des pointes plus importantes.

La production totale de ce système est estimée à 343 379 [kWh/an] l'équivalent de 28 615 [kWh/mois]. Notre générateur photovoltaïque assure dans cette configuration 43 % de cette énergie, soit 147 856 [kWh/an], contre 27 % pour le premier générateur diesel et 30 % pour le second soit respectivement 92 168 [kWh/an] et 103 354 [kWh/an].

Les deux groupes électrogènes 1 et 2 devront alors respectivement fonctionner pendant 1 562 [heures/an] pour le plus robuste et 3 621 [heures/an] pour le plus petit, avec une consommation de carburant de l'ordre de 30 540 [L/an] pour le premier contre 34 529 [L/an] pour le second.

V.4 Analyse des résultats de l'étude économique et environnementale

L'analyse économique issue de la comparaison entre le SEH PV/Diesel et le système constitué uniquement de générateurs diesel comme sources de production montre clairement que le système hybride constitué de deux générateurs diesel présente des avantages substantiels de l'ordre de 492 332 \$ sur le cout global du projet tout au long de sa durée de vie.. De plus, il serait intéressant de constater que les émissions des différents gaz polluants, responsables du réchauffement climatique sont moindres dans le cas d'un SEH PV/GD. On

notera par exemple que le taux de CO₂ rejeté dans l'atmosphère est égal à 284 993 [kg/an] dans le cas de la configuration classique (moteur à piston) contrairement à la configuration de SEH où il ne serait que de 171 350 [kg/an].

D'autre part, le village MANABOE disposera bientôt d'une centrale de production d'électricité constituée d'une génératrice PV de 41,6 kWc, d'un parc de quatre-vingt-seize batteries (24 batteries en série et 4 branches en parallèle) et d'un parc d'onduleur bidirectionnels de puissance 22,2 kW. Ainsi, l'amélioration des paramètres de fonctionnement de cette centrale solaire autonome reviendrait à 365 480 \$.

Tableau 25: Evaluation du coût de revient pour l'hybridation de la centrale solaire de MANABOE

Composants	Coût d'investissement dans le SEH PV / Diesel	Coût d'investissement dans la configuration Solaire autonome	Coût d'investissement pour les améliorations
Générateur PV	327 834	136 379	191 455
batterie	200 517	200 517	0
convertisseur	19 571	19 571	0
Générateur diésel	174 025	/	174 025
Total			365 480

V.5 Analyse de la faisabilité économique et sociale du projet

Les données d'enquêtes et d'entretiens effectués dans le village MANABOE ont fait ressortir entre autres le budget mensuel qu'un habitant d'une maison de groupe 3 (type famille modeste) alloue chaque mois pour ses dépenses en énergie. En effet, il ressort de cette enquête que les dépenses mensuelles d'un habitant modeste s'élèvent à 5 000 FCFA environ pour l'éclairage au moyen de lampes à pétrole, pour l'achat des piles servant à l'alimentation des radios et la recharge de portable chez des détenteurs de groupe électrogène ; un bilan de consommation pour ces différentes charges a été effectué afin de déterminer quel serait l'équivalent en énergie électrique dont aurait besoin ce ménage. Il en ressort que pour satisfaire ses besoins, un ménage de type modeste utilisera en moyenne 16,8 kWh par mois. Ceci reviendrait à dire qu'un ménage modeste serait prêt à verser une somme de (5000 FCFA/16,8 kWh) 297,6 FCFA pour recevoir 1 kWh électrique afin de pouvoir s'éclairer, écouter de la radio et charger son téléphone à domicile.

Les résultats de nos différentes simulations via le logiciel d'optimisation HOMER nous ont conduits à une configuration de SEH PV/Diesel optimale utilisant deux générateurs

diesels montés en parallèle dont le prix de production du kWh s'élèverait à 0,485 \$, soit 252,2 FCFA.

Il serait tout à fait logique au vu de ce coût de revient du kWh, comparativement à la disposition qu'aurait les habitants à payer leur consommation d'énergie (un minimum de 297,6 FCFA pour 1 kWh) que ce projet soit réellement prolifique. Néanmoins, 252,2 FCFA ne représente que le coût de production du kWh, reviendra alors au promoteur du projet de fixer le coût de vente de l'électricité afin de récolter plus ou moins rapidement un retour sur investissement.

VI CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS

VI.1 Conclusion

Notre travail a porté sur l'étude d'un SEH pour la desserte en électricité du village MANABOE, situé dans la commune de BOHICON au BENIN. L'objectif de notre étude a consisté à analyser et à optimiser un système de production d'énergie qui soit non seulement viable, mais aussi économiquement rentable. Les études menées dans le cadre de notre analyse nous ont permis de procéder dans un premier temps à l'analyse de la faisabilité technique de la centrale solaire autonome prévue pour l'électrification du village et par la suite à la conception d'un système optimal tant sur le plan technique que sur le plan économique. Ce travail d'analyse et de conception via des simulations de fonctionnement sur HOMER ainsi effectué permettra l'implantation dans le village MANABOE d'une centrale hybride PV/Diesel avec stockage qui viendra à coup sûr résoudre les problèmes d'électrification de la région.

Pour atteindre cet objectif, nous avons mené des enquêtes sur le terrain afin de recueillir des données nous permettant d'estimer la puissance électrique globale des postes de consommation du village. Cette puissance est de l'ordre de 83,72 kW, pour une consommation journalière globale de 815,3 kWh les jours ordinaires contre 970,6 kWh pour les jours de marché. Nous avons par la suite tracé la courbe de variation horaire de la consommation du village qui présentait un pic de puissance de 74 kW, soit un taux de charge de 88 % par rapport à la puissance installée.

Nous avons par la suite réalisé des simulations de fonctionnement dans l'environnement HOMER afin d'observer le comportement de la centrale solaire de 41,6 kWc qui a été prévue pour l'électrification du village. Force a été pour nous de constater que ce système présente d'énormes limites, ce dernier n'étant pas en mesure de répondre à tous les besoins en termes d'énergie des habitants de MANABOE.

Pour la conception d'un système efficace devant permettre l'alimentation en énergie des différents postes de consommation du village, nous avons constaté que la technologie d'hybridation solaire PV/Diesel avec stockage utilisant deux générateurs diesels de puissances différentes présente des motifs de satisfaction sur le plan technique tout comme le système classique (Diesel). Toutefois, ce dernier n'est pas avantageux du point de vue environnemental et financier ; en effet, la baisse significative des charges d'exploitation devrait compenser à long terme le cout d'investissement qu'engendrera le système PV/Diesel qui offre un meilleur cout de production du kWh que le système classique thermique.

VI.2 Recommandations

Compte tenu des grandes distances qui séparent les zones rurales des collectivités déjà connectées au réseau de distribution électrique nationale, mais aussi du coût d'investissement élevé du système de transport et de distribution, l'électrification rurale décentralisée par le biais de centrales hybrides PV/Diesel est à encourager. Afin d'améliorer le taux d'électrification en Afrique, et dans les zones éloignées du réseau en particulier, nous formulons les recommandations suivantes :

- Encourager les porteurs de projets dans les domaines des énergies renouvelables à se lancer massivement dans ce secteur, par des emprunts à des taux relativement faibles auprès des banques ;
- Des accords et partenariats devraient être signés entre les états africains et des piliers experts dans la fabrication de composants solaires afin de tirer de cela un prix de revient du kilowatt crête faible et par conséquent un coût de production du kilowattheure relativement bas ;
- Dans la perspective d'optimisation du SEH, il faut concilier une offre abondante en journée et une demande diurne faible. Pour ce faire, il sera important d'encourager et d'accroître les usages optimaux de l'électricité produite.
- La mise en place dans un cadre professionnel, des institutions d'assistances aux promoteurs des projets dans le secteur de l'électrification rurale en générale et ce, à l'aide des énergies renouvelables en particulier. Ceci afin de les accompagner lors des projets visant l'alimentation électrique des localités éloignées du réseau de distribution national.
- Il serait primordiale de mener des campagnes de sensibilisation afin d'informer les bénéficiaires des règles de base dans les domaines de la gestion économique et efficace de l'énergie

VII BIBLIOGRAPHIE

- [1]. **Julie BOBEE**, *Electrification rurale par l'énergie solaire. Etude de cas au Bénin, Université Libre de Bruxelles - Master en Sciences de la Population et du Développement*, 2010.
- [2]. **Serge COMMUNAL**, *Sunny Island en installation OFF Grid et Backup, SMA Solar Technology AG*, 2014.
- [3]. **KAMDEM Maxime**, *Les déterminants de la pauvreté énergétique en milieu rural au Cameroun*, 2008
- [4]. **Photovoltaic's systems; a buyer's guide. Natural resources Canada**, *Renewable and electrical energy Division*,
- [5]. **Mann Mk**, "Economics of renewable hydrogen it's about more than production". *Renewable hydrogen energy forum, Washington*
- [6]. **Vaughn C. Nelson, Ken L. Starcher, Robert E. Foster, R. Norlon Clark, Deon Raubenheimer**, "Wind hybrid systems technology characterization", *West Texas AM University*, 2002.
- [7]. **E. Ian Baring – Gould, L. Flowers, P. Lundsager**, "Worldwide status of wind-diesel applications", *Pre – Workshop Wind – Diesel 101, Anchorage, Alaska*, 2004.
- [8]. **BAGHDADI Fazia**, *modélisation et simulation des performances d'une installation hybride de conversion d'énergie renouvelables.*
- [9]. <http://www.ines-solaire.org/france/DT1279185878/page/Logiciels.html>
- [10]. **Musseli M., Notton , G & Louche A.**, "Design of Hybrid-Photovoltaic power generator, with optimization of energy management ", *Solar Energy*, 1999
- [11]. **Daniel YAMEGUEU NGUEWO**, *Expérimentation et optimisation d'un prototype de centrale hybride solaire PV/Diesel sans batteries de stockage : validation du concept « FLEXY ENERGY »*, 2012.
- [12]. **Jeannette AKPADO G, Noel S. DEGUENON**, *Evaluation participative de la pauvreté (EPP) et l'évaluation participative des besoins (EPB) du village MANABOE*, 2006.
- [13]. **Clément Brossard; Clément Joulain**, *systèmes autonomes photovoltaïque, SYSTEME OFF GRID*, 2014
- [14]. **Grégoire Léna**, *Mini-réseaux hybrides PV-diesel pour l'électrification rurale, club des agences et structures nationales africaines en charge de l'électrification rurale (club-er)*, 2013

- [15]. **HOUPA D.D DUPLEX ELVIS**, *Cours Mathématique pour Physique III, Licence Electronique, Electrotechnique et Automatique de la faculté des sciences de l'Université de NGAOUNDERE*, 2006.
- [16]. **Le Conseil des Investisseurs Privés au Benin**, *L'ENERGIE ELECTRIQUE AU BENIN*
- [17]. **Boureima BARRY**, *Analyse et optimisation de l'exploitation d'un système électrique hybride diesel / photovoltaïque*, 2012.
- [18]. **DJOUMESSI NKEMZEM Yves Armand**, *Etude et conception d'une mini centrale hybride photovoltaïque/Diesel pour l'électrification rurale décentralisée du village « NZO'OH » de la commune rurale de FONGO-TONGO dans la région de l'Ouest Cameroun*, 2011
- [19]. **JEAN JACQUES GRAFF** : *Cours d'électrification rurale décentralisée, M2GEER de l'institut international d'ingénierie de l'eau et de l'environnement (2iE)*, 2011
- [20]. **L.STAYANOV, G.NOHON, et V.LAZAROV** : *Optimisation des systèmes multi-sources de production d'électricité à énergies renouvelables*, 2007

VIII ANNEXES

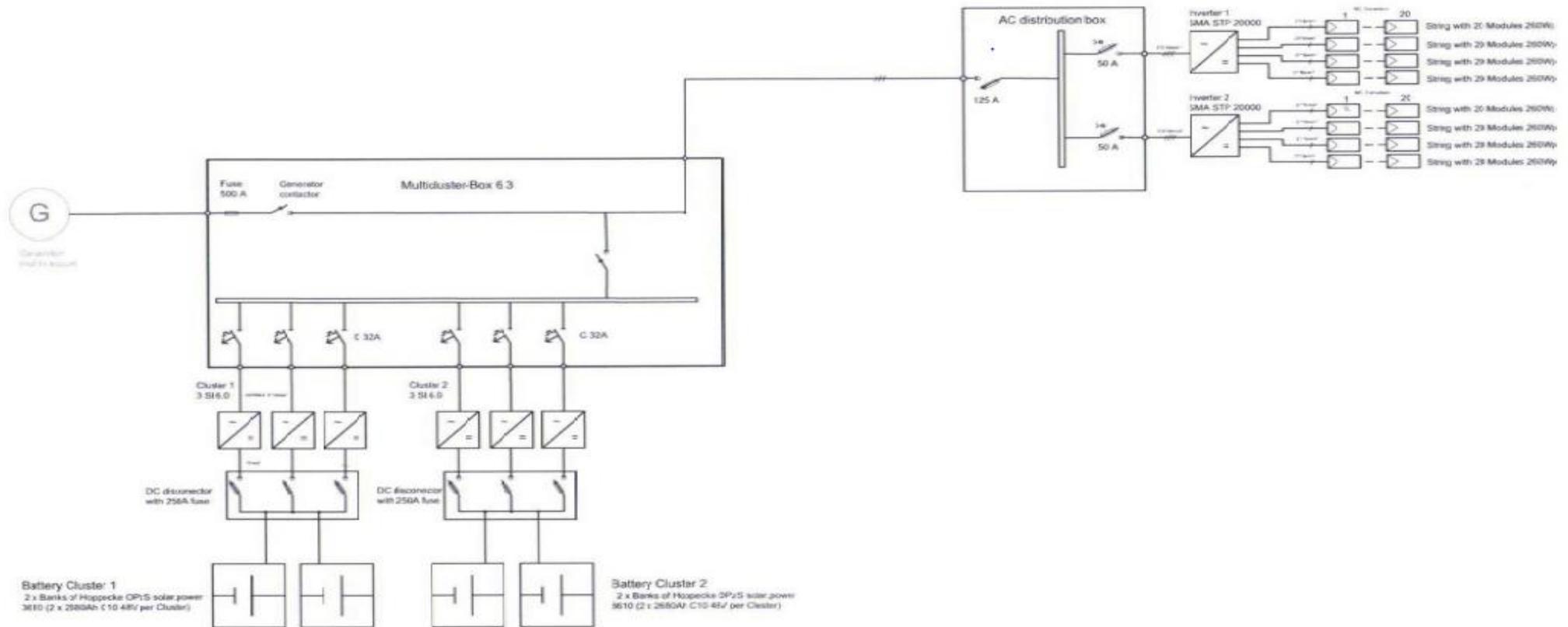
ANNEXE 1 : *Schema électrique de la centrale solaire autonome de MANABOE*

ANNEXE 2 : *Rapport complet de la simulation PV autonome*

ANNEXE 3 : *Rapport complet de la simulation classique (Diesel)*

ANNEXE 4: *Rapport complet de la simulation PV/Diesel*

ANNEXE 1 : Schema électrique de la centrale solaire autonome de MANABOE



Project: Benin 40kWp		Plan: Single Line Diagram	
Date: 17.12.2014	Drawn by: Steffen Rauer	Project number: 120004733	
Engineering, Procurement, Construction by:			
juwi International GmbH Energie-Allee 1 55286 Wörmstadt Germany Phone: 0049-6732-9657-0 Telefax: 0049-6732-9657-7001			

ANNEXE 2 : Rapport complet de la simulation PV autonome

System architecture

PV Array	41.6 kW
Battery	96 Copy of Hoppecke 24 OPzS 3000/ Manaboe
Inverter	22.2 kW
Rectifier	22.2 kW

Cost summary

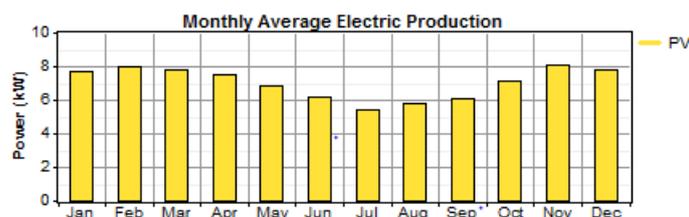
Total net present cost	\$ 390,713
Levelized cost of energy	\$ 0.497/kWh
Operating cost	\$ 13,137/yr

Net Present Costs

Component	Capital	Replacement	O&M	Fuel	Salvage	Total
	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)
PV	83,200	0	53,179	0	0	136,379
Copy of Hoppecke 24 OPzS 3000/ Manaboe	126,240	76,255	6,909	0	-8,888	200,517
Converter	13,339	5,566	1,703	0	-1,036	19,571
Other	0	0	34,247	0	0	34,247
System	222,779	81,821	96,037	0	-9,923	390,713

Electrical

Component	Production	Fraction
	(kWh/yr)	
PV array	61,508	100%
Total	61,508	100%



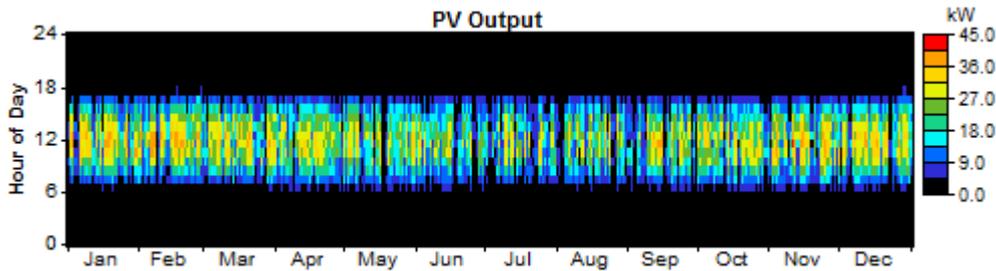
Load	Consumption	Fraction
	(kWh/yr)	
AC primary load	61,491	100%
Total	61,491	100%

Quantity	Value	Units
Excess electricity	0.00000201	kWh/yr
Unmet load	250,218	kWh/yr
Capacity shortage	286,837	kWh/yr
Renewable fraction	1.000	

PV

Quantity	Value	Units
Rated capacity	41.6	kW
Mean output	7.02	kW
Mean output	169	kWh/d
Capacity factor	16.9	%
Total production	61,508	kWh/yr

Quantity	Value	Units
Minimum output	0.00	kW
Maximum output	40.6	kW
PV penetration	19.7	%
Hours of operation	4,314	hr/yr
Levelized cost	0.173	\$/kWh



Quantity	Value	Units
Nominal capacity	576	kWh
Usable nominal capacity	230	kWh
Autonomy	6.47	hr
Lifetime throughput	1,028,125	kWh
Battery wear cost	0.060	\$/kWh
Average energy cost	0.000	\$/kWh

Battery

Quantity	Value
String size	24
Strings in parallel	4
Batteries	96
Bus voltage (V)	48

Quantity	Value	Units
Energy in	611	kWh/yr
Energy out	781	kWh/yr
Storage depletion	230	kWh/yr
Losses	-399	kWh/yr
Annual throughput	842	kWh/yr
Expected life	7.50	yr

Converter

Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Capacity	22.2	22.2	kW
Mean output	0.1	0.1	kW
Minimum output	0.0	0.0	kW
Maximum output	22.2	14.4	kW
Capacity factor	0.4	0.3	%

Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Hours of operation	323	171	hrs/yr
Energy in	781	719	kWh/yr
Energy out	703	611	kWh/yr
Losses	78	108	kWh/yr

Emissions

Pollutant	Emissions (kg/yr)
Carbon dioxide	0
Carbon monoxide	0
Unburned hydrocarbons	0
Particulate matter	0
Sulfur dioxide	0
Nitrogen oxides	0

ANNEXE 3 : Rapport complet de la simulation classique (Diesel)

System architecture

Generator 1	30 kW
Generator 2	60 kW
Battery	96 Copy of Hoppecke 24 OPzS 3000/ Manaboe
Inverter	20 kW
Rectifier	20 kW
Dispatch strategy	Cycle Charging

Cost summary

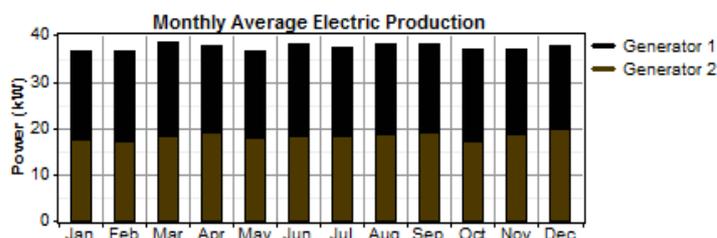
Total net present cost	\$ 2,426,298
Levelized cost of energy	\$ 0.609/kWh
Operating cost	\$ 165,373/yr

Net Present Costs

Component	Capital	Replacement	O&M	Fuel	Salvage	Total
	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)
Generator 1	58,008	225,848	80,176	735,443	-8,368	1,091,107
Generator 2	116,017	192,358	77,515	708,916	-12,010	1,082,796
Copy of Hoppecke 24 OPzS 3000/ Manaboe	126,240	76,255	6,909	0	-8,888	200,517
Converter	12,017	5,014	1,534	0	-933	17,632
Other	0	0	34,247	0	0	34,247
System	312,282	499,476	200,381	1,444,359	-30,198	2,426,299

Electrical

Component	Production	Fraction
	(kWh/yr)	
Generator 1	166,917	51%
Generator 2	160,727	49%
Total	327,643	100%



Load	Consumption	Fraction
	(kWh/yr)	
AC primary load	311,704	100%
Total	311,704	100%

Quantity	Value	Units
Excess electricity	0.000589	kWh/yr
Unmet load	6.27	kWh/yr
Capacity shortage	98.5	kWh/yr
Renewable fraction	0.000	

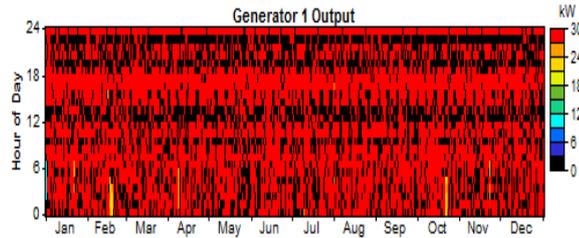
Generator 1

Quantity	Value	Units
Hours of operation	5,575	hr/yr
Number of starts	1,812	starts/yr
Operational life	2.69	yr
Capacity factor	63.5	%
Fixed generation cost	7.01	\$/hr
Marginal generation cost	0.261	\$/kWhyr

Quantity	Value	Units
Electrical production	166,917	kWh/yr
Mean electrical output	29.9	kW
Min. electrical output	9.00	kW
Max. electrical output	30.0	kW

Analyse et optimisation d'un système de production d'énergie pour l'électrification rurale : cas du village « MANABOE » dans la commune de BOHICON au BÉNIN

Quantity	Value	Units
Fuel consumption	55,107	L/yr
Specific fuel consumption	0.330	L/kWh
Fuel energy input	542,249	kWh/yr
Mean electrical efficiency	30.8	%

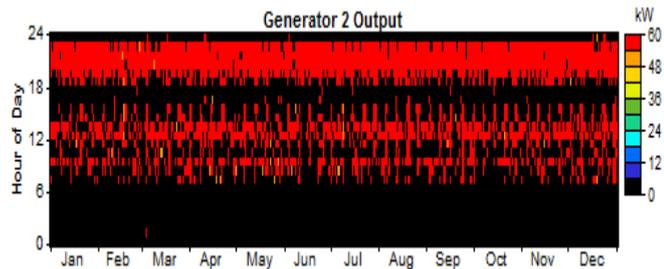


Generator 2

Quantity	Value	Units
Hours of operation	2,695	hr/yr
Number of starts	1,101	starts/yr
Operational life	5.57	yr
Capacity factor	30.6	%
Fixed generation cost	14.0	\$/hr
Marginal generation cost	0.261	\$/kWh

Quantity	Value	Units
Electrical production	160,727	kWh/yr
Mean electrical output	59.6	kW
Min. electrical output	48.4	kW
Max. electrical output	60.0	kW

Quantity	Value	Units
Fuel consumption	53,119	L/yr
Specific fuel consumption	0.330	L/kWh
Fuel energy input	522,690	kWh/yr
Mean electrical efficiency	30.7	%



Battery

Quantity	Value
String size	24
Strings in parallel	4
Batteries	96
Bus voltage (V)	48

Quantity	Value	Units
Nominal capacity	576	kWh
Usable nominal capacity	230	kWh
Autonomy	6.47	hr
Lifetime throughput	1,028,125	kWh
Battery wear cost	0.060	\$/kWh
Average energy cost	0.357	\$/kWh

Quantity	Value	Units
Energy in	39,798	kWh/yr
Energy out	34,313	kWh/yr
Storage depletion	77.9	kWh/yr
Losses	5,408	kWh/yr
Annual throughput	37,000	kWh/yr
Expected life	7.50	yr

Converter

Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Capacity	20.0	20.0	kW
Mean output	3.5	4.5	kW
Minimum output	0.0	0.0	kW
Maximum output	20.0	20.0	kW
Capacity factor	17.6	22.7	%

Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Hours of operation	3,281	5,479	hrs/yr
Energy in	34,313	46,821	kWh/yr
Energy out	30,881	39,798	kWh/yr
Losses	3,431	7,023	kWh/yr

ANNEXE 4: Rapport complet de la simulation PV/Diesel

System architecture

PV Array	100 kW
Generator 1	60 kW
Generator 2	30 kW
Battery	96 Copy of Hoppecke 24 OPzS 3000/ Manaboe
Inverter	22.2 kW
Rectifier	22.2 kW

Cost summary

Total net present cost	\$ 1,933,966
Levelized cost of energy	\$ 0.485/kWh
Operating cost	\$ 111,110/yr

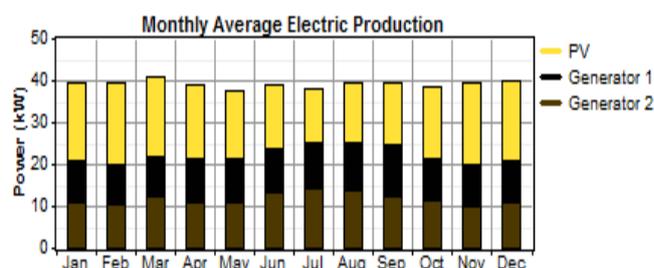
Net Present Costs

Component	Capital	Replacement	O&M	Fuel	Salvage	Total
	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)
PV	200,000	0	127,834	0	0	327,834
Generator 1	116,017	91,060	44,927	407,584	-9,372	650,216
Generator 2	58,008	142,074	52,075	460,825	-11,400	701,582
Copy of Hoppecke 24 OPzS 3000/ Manaboe	126,240	76,255	6,909	0	-8,888	200,517
Converter	13,339	5,566	1,703	0	-1,036	19,571
Other	0	0	34,247	0	0	34,247
System	513,604	314,955	267,694	868,408	-30,695	1,933,966

Electrical

Component	Production	Fraction
	(kWh/yr)	
PV array	147,856	43%
Generator 1	92,168	27%
Generator 2	103,354	30%
Total	343,379	100%

Load	Consumption	Fraction
	(kWh/yr)	
AC primary load	311,708	100%
Total	311,708	100%



Quantity	Value	Units
Excess electricity	9,884	kWh/yr
Unmet load	1.87	kWh/yr
Capacity shortage	64.7	kWh/yr
Renewable fraction	0.431	

Generator 1

Quantity	Value	Units
Hours of operation	1,562	hr/yr
Number of starts	496	starts/yr
Operational life	9.60	yr
Capacity factor	17.5	%
Fixed generation cost	14.0	\$/hr
Marginal generation cost	0.261	\$/kWhyr

PV

Quantity	Value	Units
Rated capacity	100	kW
Mean output	16.9	kW
Mean output	405	kWh/d
Capacity factor	16.9	%
Total production	147,856	kWh/yr

Quantity	Value	Units
Minimum output	0.00	kW
Maximum output	97.5	kW
PV penetration	47.4	%
Hours of operation	4,314	hr/yr
Levelized cost	0.173	\$/kWh

Quantity	Value	Units
Electrical production	92,168	kWh/yr
Mean electrical output	59.0	kW
Min. electrical output	23.2	kW
Max. electrical output	60.0	kW

Quantity	Value	Units
Fuel consumption	30,540	L/yr
Specific fuel consumption	0.331	L/kWh
Fuel energy input	300,515	kWh/yr
Mean electrical efficiency	30.7	%

Battery

Quantity	Value
String size	24
Strings in parallel	4
Batteries	96
Bus voltage (V)	48

Generator 2

Quantity	Value	Units
Hours of operation	3,621	hr/yr
Number of starts	1,472	starts/yr
Operational life	4.14	yr
Capacity factor	39.3	%
Fixed generation cost	7.01	\$/hr
Marginal generation cost	0.261	\$/kWhyr

Quantity	Value	Units
Electrical production	103,354	kWh/yr
Mean electrical output	28.5	kW
Min. electrical output	9.00	kW
Max. electrical output	30.0	kW

Quantity	Value	Units
Fuel consumption	34,529	L/yr
Specific fuel consumption	0.334	L/kWh
Fuel energy input	339,770	kWh/yr
Mean electrical efficiency	30.4	%

Quantity	Value	Units
Nominal capacity	576	kWh
Usable nominal capacity	230	kWh
Autonomy	6.47	hr
Lifetime throughput	1,028,125	kWh
Battery wear cost	0.060	\$/kWh
Average energy cost	0.187	\$/kWh

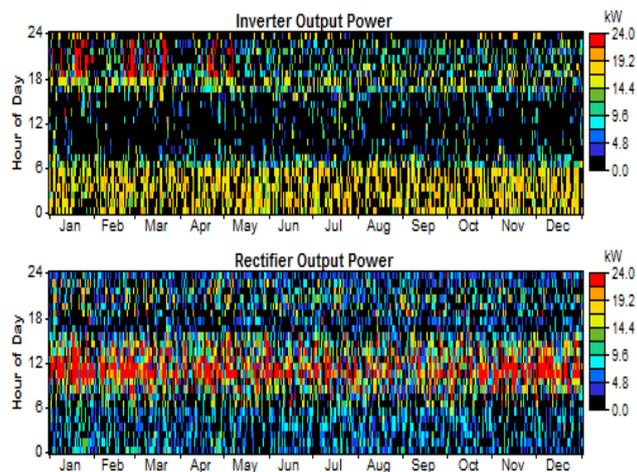
Quantity	Value	Units
Energy in	54,398	kWh/yr
Energy out	46,901	kWh/yr
Storage depletion	107	kWh/yr
Losses	7,390	kWh/yr
Annual throughput	50,575	kWh/yr
Expected life	7.50	yr

Analyse et optimisation d'un système de production d'énergie pour l'électrification rurale : cas du village « MANABOE » dans la commune de BOHICON au BÉNIN

Converter

Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Capacity	22.2	22.2	kW
Mean output	4.8	6.2	kW
Minimum output	0.0	0.0	kW
Maximum output	22.2	22.2	kW
Capacity factor	21.7	28.0	%

Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Hours of operation	3,463	5,297	hrs/yr
Energy in	46,901	63,998	kWh/yr
Energy out	42,211	54,398	kWh/yr
Losses	4,690	9,600	kWh/yr



Analyse et optimisation d'un système de production d'énergie pour l'électrification rurale : cas du village « MANABOE » dans la commune de BOHICON au BÉNIN