



Couplage du système PV au réseau d'électrification rurale : stratégie de réduction du cout du kWh

MEMOIRE POUR L'OBTENTION DU DIPLOME D'INGENIEUR
MASTER2 GENIE ELECTRIQUE-ENERGETIQUE.
OPTION : GENIE- ELECTRIQUE

Présenté et soutenu publiquement le 06/11/15 par

Chabid OSSENI

Travaux dirigés par :

Dr Ahmed BAGRE
Enseignant-chercheur, Chef de Département
Génie Electrique Energétique et Industriel
Laboratoire Energie Solaire et Economie
d'Energie (LESEE)

Dr Moussa SORO
Enseignant-chercheur,
Laboratoire Energie Solaire
et Economie d'Energie(LESEE)

Jury d'évaluation du stage :

| | | |
|-----------------------|------------------------------|------------------|
| Madieumbe GAYE | Ingénieur, 2iE- Burkina-Faso | Examineur |
| Sévérin TANOH | Ingénieur, 2iE- Burkina-Faso | Examineur |
| Ahmed BAGRE | Docteur, 2iE- Burkina-Faso | Encadreur |

Promotion [2014/2015]

CITATION

« La science ne sert guère qu'à nous donner une
idée de l'étendue de notre ignorance »

Félicité Robert de Lamennais

REMERCIEMENTS

Ce travail a été effectué dans l'enceinte de l'Institut International de l'Eau et de l'environnement (2IE). Nous n'aurions pas pu accomplir ce travail sans l'aide des personnes diverses que nous tenons à remercier ;

Tout d'abord je remercie le seigneur tout puissant qui m'a donné la santé et la force de pouvoir atteindre mes objectifs tout au long de la rédaction du mémoire de fin d'études ;

Je remercie mes parents pour leur soutien moral et financier, particulièrement mon père OSSENI Taoïdi pour sa contribution dans la collecte des informations ainsi que ses différents collègues et amis ;

Mes sincères remerciements vont à l'endroit du Dr Ahmed BAGRE et du Dr Moussa SORO pour le suivi tout au long de la durée de mon stage et leurs différents apports qui m'ont permis de pouvoir atteindre les résultats fixés ;

Ma reconnaissance à l'endroit de Ted DOSSA, pour ses différents apports sur la rédaction de mon mémoire ;

Un merci spécial à mes camarades du Laboratoire Energie Solaire et Economie d'Energie (LESEE) pour leur soutien et leur amitié : Neya Ibrahim, Frédéric, Dopa, Charlemagne, Nétané, Sarah, Aïda, Omer, Lima, Aristide, Amine Oumar;

Je remercie mes grands frères et sœurs doctorant(e)s pour leur aide précieuse à mes différentes préoccupations et inquiétudes: Gabin, Gaëlle, David, Aziz, Cédric, Manu, Gloria, Emmanuel ;

Mes remerciements à Monsieur Henri KOTTIN, Dr Daniel YAMEGUEU et Dr Bachir OUEDRAOGO pour leurs différents apports sur mes différentes préoccupations.

Je termine en remerciant mes amis de tous les jours pour leur assistance et leur soutien : Steeven LOKO, Nick ADEDIRAN ainsi que mes sœurs Ameerath OSSENI et Miskiyath OSSENI.

RESUME

L'accès à l'énergie est reconnu comme étant un facteur clé réduisant la pauvreté dans le monde. En vue d'améliorer la situation énergétique du Burkina-Faso, nous avons eu à mener une étude sur le couplage des systèmes photovoltaïque (PV) en milieu rural afin de proposer des solutions adéquates pour réduire le coût du kWh et augmenter le taux d'électrification rural au Burkina-Faso. Pour cela nous avons eu à faire un état des lieux de la situation énergétique du Burkina-Faso puis à mener une étude comparative du coût du kWh sur les systèmes de production couplés au PV au Burkina-Faso et sur et sur le coût du kWh des systèmes PV autonome liés à l'ensoleillement du Burkina-Faso. Notre étude a montré que le coût du kWh du système PV-Diesel-Batterie est plus rentable (soit 236FCFA pour la localité de Déou) qu'un groupe Diesel unique (soit 352FCFA pour la localité de Déou) et aussi meilleur au coût vendu par la SONABEL qui est de 375FCFA sans tenir compte des subventions apportées par l'Etat Burkinabé qui est de 80% sur le carburant. Cette étude nous a aussi montré que la mise en place de petites puissances PV seraient rentable pour un privé du point de vue coût du kWh.

Mots clés

1. Ensoleillement
2. Système PV-Diesel-Batterie
3. Couplage PV
4. Coût du kWh
5. Electrification rural

ABSTRACT

Access to energy is recognized as a key factor in reducing poverty worldwide. In order to improve the energy situation in Burkina Faso, we had to conduct a study on the coupling of photovoltaic (PV) systems in rural areas in order to provide adequate solutions to reduce the cost per kWh and increase the rate of rural electrification in Burkina Faso. For this we had to do an inventory of Burkina Faso energy situation and to conduct a comparative study of the cost of kWh production systems coupled to PV in Burkina Faso and on and on the cost per kWh of Autonomous PV systems related to sunshine Burkina Faso. Our study showed that the cost per kWh of PV-diesel-battery system is more profitable (for the locality or 236FCFA Déou) a single diesel generator (either 352FCFA for location Déou) and also sold by better cost SONABEL which is 375FCFA regardless grants made by the Burkinabe state is 80% on fuel. This study we also found that the establishment of small PV power would be profitable for a private perspective kWh cost.

Keys Word

1. Sunshine
2. System PV-Diesel-Battery
3. Coupling of PV
4. Cost of kWh
5. Rural electrification

LISTE DES ABREVIATIONS

CEDEAO : Communauté Economique Des Etats de l'Afrique de l'Ouest

COOPEL : Coopérative d'Electricité

FDE : Fond de Développement et d'Electrification

LCOE: Levelized Cost of Energy

NASA: National Aeronautics and Space Administration

PASEL: Project d'Accès au Secteur de l'Electricité

PEAC: Pool Energétique de l'Afrique de l'Ouest

SCDGI : Système Câble De Garde Isolé

SEH: Système d'Energie Hybride

SONABEL: Société Nationale Burkinabè d'Electricité

SWER: Single Wire Earth Return

WAPP: West African Power Pool

SOMMAIRE

| | | |
|---|---|----|
| I. | Introduction | 11 |
| I.1 | Contexte..... | 11 |
| I.2 | Problématique | 11 |
| I.3 | Objectif du stage | 12 |
| Chapitre1 : Etude Bibliographique..... | | 13 |
| I. | L'électrification rurale en Afrique | 14 |
| I.1 | La place des énergies renouvelable en Afrique | 14 |
| I.2 | Les énergies renouvelable au Burkina-Faso | 15 |
| II. | Les systèmes hybrides..... | 15 |
| II.1 | Les systèmes d'énergies hybride en Afrique | 15 |
| II.1.1 | Configuration PV/Diesel série..... | 16 |
| II.1.2 | Configuration PV/Diesel parallèle..... | 17 |
| II.1.3 | Configuration PV/Diesel commuté..... | 18 |
| II.2 | Les onduleurs | 20 |
| III. | Calcul du coût du kWh..... | 21 |
| III.1 | Les techniques de calcul du coût du kWh | 21 |
| III.2 | La technique de LCOE | 21 |
| III.2.1 | Le LCOE pour les systèmes PV..... | 22 |
| III.2.2 | Autre formules pour les PV | 22 |
| III.2.3 | Le LCOE pour les centrales thermiques..... | 23 |
| III.2.4 | Le LCOE pour les systèmes hybrides | 23 |
| III.3 | Les principaux paramètres du LCOE | 25 |
| Chapitre 2 : Approche Méthodologie préliminaire | | 27 |
| I. | Méthodologie..... | 28 |
| I.1 | Identification des acteurs | 28 |

| | | |
|--|---|----|
| I.2 | Le Fond de développement de l'électrification (FDE)..... | 28 |
| I.3 | Collecte des données | 29 |
| I.4 | Utilisation de ArcMap | 30 |
| I.5 | Edition des cartes | 31 |
| I.5.1 | Carte de l'électrification du Burkina-Faso..... | 31 |
| I.5.2 | Carte d'ensoleillement du Burkina-Faso..... | 33 |
| I.6 | Les projets en cours de la FDE | 35 |
| Chapitre 3 : Analyse des systèmes de production couplés à un système PV..... | | 37 |
| I. | Introduction | 38 |
| II. | Evaluation du coût du kWh des systèmes PV isolés..... | 38 |
| II.1 | Calcul du coût du kWh à partir du LCOE | 38 |
| II.2 | Etude de sensibilité des systèmes PV isolés | 39 |
| III. | Evaluation du coût du kWh du système hybride PV/Diesel | 40 |
| III.1 | Outil de simulation et d'optimisation utilisé..... | 40 |
| III.2 | Caractéristique des localités..... | 41 |
| III.3 | Synoptique du système de production..... | 41 |
| III.4 | Profil de charge des localités | 42 |
| IV. | Résultats des simulations et discussions | 44 |
| IV.1. | Répartition annuelle de la production électrique | 44 |
| IV.2. | Répartition des charges..... | 44 |
| IV.3. | Les coûts des systèmes de productions étudiés | 45 |
| IV.4. | Coûts d'investissement sur la durée de vie des systèmes en fonction des localités étudiées..... | 46 |
| IV.5. | Production Electrique | 47 |
| IV.6. | Les éléments de production d'électricité | 48 |
| V. | Conclusion..... | 51 |

| | |
|------------------------|----|
| VI. Perspectives | 52 |
| Bibliographie | 53 |

LISTE DES TABLEAUX

| | |
|---|----|
| Tableau 1.1: Caractéristique des onduleurs réseau/autonome | 20 |
| Tableau 1.2: paramètres LCOE..... | 23 |
| Tableau 1 3: Paramètres LCOE..... | 24 |
| Tableau 2.4 : Projet en cours de la FDE | 36 |
| Tableau 3.5 : Tableau synthétique du coût du kWh en fonction de la puissance installée..... | 39 |
| Tableau 3.6 : Caractéristique des localités..... | 41 |
| Tableau 3.7 : Répartition de la production annuelle des systèmes hybrides étudiés | 44 |
| Tableau 3.8 : Répartition des charges des systèmes hybrides | 44 |
| Tableau 3.9 : Coût du système hybride PV/Diesel, du Diesel Seul et de la SONABEL..... | 45 |
| Tableau 3.10 : Tableaux des coûts des différentes localités choisies..... | 46 |
| Tableau 3.11 : Simulation des productions des groupes électrogènes | 48 |
| Tableau 3.12: Simulation production des panneaux photovoltaïque | 49 |
| Tableau 3.13 : Ensoleillement du Burkina-Faso | 57 |
| Tableau 3.14 : Coût du kWh pour une puissance de 10kWc | 57 |
| Tableau 3.15 : Calcul du coût du kWh par la technique de LCOE | 58 |
| Tableau 3.16 : Coût d'investissement pour une puissance de 10KW [17]..... | 58 |
| Tableau 3.17 : Coût des opérations et maintenances des groupes électrogènes [18]..... | 59 |
| Tableau 3.18 : Caractéristique des batteries et coût des batteries | 59 |

LISTE DES FIGURES

| | |
|--|----|
| Figure 1.1: Configuration PV/Diesel série | 16 |
| Figure 1.2 : Configuration PV/Diesel parallèle..... | 18 |
| Figure 1.3 : Configuration PV/Diesel commuté [8] | 19 |
| Figure 2.4: Technique d'électrification de la FDE | 29 |
| Figure 2.5 : Electrification rurale du Burkina-Faso | 32 |
| Figure 2.6 : Ensoleillement annuel (Wh/m ² /an) du Burkina-Faso | 34 |
| Figure 2.7 : localités électrifiés par le FDE | 36 |
| Figure 3.8 : Synoptique du système de production | 42 |
| Figure 3.9 : Profil de charge du jour ordinaire..... | 43 |
| Figure 3.10 : Profil de charge du jour de marché..... | 43 |
| Figure 3.11 : Production électrique mensuel de Déou | 47 |
| Figure 3.12 : Production électrique mensuelle de Illa | 47 |
| Figure 3.13 : Production électrique mensuelle de Bourom-Bourom..... | 48 |
| Figure 3.14 : Courbe de charge journalière de Déou..... | 60 |
| Figure 3.15: Courbe de charge de la localité de Illa..... | 63 |
| Figure 3.16 : Courbe de charge journalière de Bourom-Bourom | 67 |

I. Introduction

I.1 Contexte

L'accès à l'énergie reste une préoccupation majeure dans les pays d'Afrique subsaharienne en particulier au Burkina-Faso où le taux d'électrification en milieu rural est inférieur à 4% [1] malgré un bon gisement solaire. Le faible taux d'électrification rencontré en zone rurale, au Burkina Faso a poussé le gouvernement à mettre en place un fond dénommé « Fond de Développement et d'Electrification » en abrégé (FDE) qui est chargé de l'électrification rurale du Burkina Faso. Grâce à cet établissement public de nombreuses localités ont pu être électrifiées par différents systèmes de production tels que le système solaire, les groupes électrogènes, le réseau national de la SONABEL et même des systèmes hybrides qui n'ont pas pu être maîtrisés jusqu'à ce jour dans la plupart des différentes localités. Il s'agira donc dans notre étude de proposer des solutions en vue de rendre disponible l'énergie à moindre coût en couplant l'énergie solaire à d'autres systèmes de production afin d'atteindre à l'horizon 2020 un taux d'électrification en milieu rural de 20%.

I.2 Problématique

Le développement énergétique en milieu rural est l'un des problèmes majeurs du développement de l'Afrique en particulier dans les pays sahéliens. Dans le but de promouvoir le développement énergétique en Afrique certains pays Africains ont mis en place des acteurs de développement énergétique en milieu rural afin de rehausser leur niveau énergétique. C'est le cas par exemple du FDE acteur clé de l'électrification rurale au Burkina-Faso. Les zones d'électrification rurale relevant des projets du FDE sont habituellement alimentées par des groupes électrogènes diesel ou sont reliées au réseau public haute tension de la SONABEL. La gestion de ces centres est confiée à des coopératives d'électricité (COOPEL) ou d'entreprises privées qui ne bénéficient pas des avantages fiscaux (droits d'exonération de douane par exemple) ou réglementaires (péréquation des prix) comme la SONABEL. Malgré les subventions apportées par l'Etat Burkinabé, le coût du kWh demeure encore assez coûteux pour les habitants vivant en milieu rural. Il est clair que cette politique ne contribue pas à promouvoir l'accès au service énergétique moderne quand on sait que c'est aussi dans ces zones que le taux de pauvreté est le plus élevé. La question qui se pose est de savoir comment améliorer le niveau de vie de la population rurale non seulement en leur facilitant l'accès au service d'électricité moderne, mais aussi en réduisant le prix du kWh?

I.3 Objectif du stage

Notre stage s'inscrit dans le contexte de la disponibilité à moindre coût de l'énergie électrique en milieu rural au Burkina Faso. Le Burkina Faso dispose d'un potentiel énergétique qu'est le soleil. Il serait donc judicieux de pouvoir exploiter cette ressource inépuisable afin de diminuer sa dépendance énergétique vis-à-vis des pays voisins (Ghana, Côte d'Ivoire). C'est donc dans cette optique que notre étude s'oriente afin de fournir aux populations rurales une énergie moderne en termes de qualité et de prix. Notre objectif général serait donc d'exploiter la technologie solaire avec les systèmes de productions existants en milieu rural afin de pouvoir améliorer la qualité du prix du kWh mais aussi de rendre disponible l'énergie électrique au niveau des localités du Burkina Faso. Pour se faire nous aurons comme objectifs spécifiques :

- ✓ La Construction d'une base de données technique du système d'électrification rurale au Burkina Faso non géré par la SONABEL et les projets en cours ou planifiés à moyen terme ;
- ✓ La réalisation d'une carte d'électrification rurale en relation avec la base de données construite ;
- ✓ La prise des différentes mesures sur le terrain afin d'établir les profils de charge claire qui doivent servir au dimensionnement des systèmes de production et d'exploitation énergétique ;
- ✓ La Construction d'une carte des sites ruraux électrifiés en utilisant le schéma directeur d'électrification rurale du Burkina Faso tout en spécifiant si le site utilise des groupes Diesel ou s'il est connecté au réseau national (triphase, monophasé ou SWER) ;
- ✓ La Construction d'une carte du coût du kWh du système PV en milieu décentralisé en utilisant la méthode du coût moyen actualisé de l'électricité (LCOE).

Le travail à faire au cours du stage se déroule comme suit:

- ✓ La collecte des données au niveau des différents acteurs intervenant dans le domaine de l'électrification rurale ;
- ✓ La réalisation des différentes cartes d'électrification rurale à partir des données recueillies ;
- ✓ Le dimensionnement des systèmes de production au niveau des localités choisies ;
- ✓ Le calcul du coût du kWh à partir du système de production installé.

Chapitre 1 : Etude Bibliographique

I. L'électrification rurale en Afrique

Plus de 580 millions d'africains, soit les deux tiers de la population du continent, n'ont pas accès à l'électricité. En particulier dans les zones rurales où le taux d'électrification peut être en dessous de 2%. En moyenne, 92 % de la population rurale en Afrique vit sans électricité [2]. Au même moment, ces pays africains regorgent d'un énorme potentiel énergétique inexploité. Nous pouvons citer les bassins hydrauliques existant en Afrique centrale, ainsi que l'ensoleillement dont bénéficie le continent qui sont des sources énergétiques peu égalées dans le monde. Le défi serait donc d'accroître la disponibilité et l'usage de l'énergie électrique en zone rurale en particulier dans les pays subsahariens afin de permettre aux habitants d'améliorer leurs activités génératrices de revenus [3]

Dans une logique de sécurité d'approvisionnement en énergie électrique, les régions d'Afrique de l'Ouest mettent en place des programmes d'interconnexion à l'échelon régional depuis quelques années. En exemple, le West African Power Pool (WAPP) en Afrique de l'Ouest et le Pool Énergétique de l'Afrique Centrale (PEAC). Ces projets d'interconnexion sont souvent développés en vue de la sécurisation transnationale de l'approvisionnement des gros consommateurs d'énergie grâce à une utilisation optimale des différentes sources de production nationale. Cependant, les lignes haute tension mises en place traversent des zones rurales entières ayant un très faible accès à l'électricité, souvent sans aucune perspective d'électrification. Des synergies peuvent pourtant être trouvées entre ces grands programmes d'interconnexion qui laissent augurer un meilleur avenir en matière d'accès à l'énergie, et les impératifs d'électrification rurale dans les pays concernés. La mise en œuvre de ces différents projets nécessite des coûts énormes. Du fait des coûts élevés d'exploitation, il serait donc judicieux de penser à l'utilisation de systèmes de production décentralisée avec un fort taux d'énergies renouvelables.

I.1 La place des énergies renouvelable en Afrique

L'accès à l'énergie est une composante essentielle au développement des pays africains. Toutefois, avec la faiblesse de l'économie dont disposent ces africains, il est important d'envisager des moyens technicoéconomiques pour palier au problème de disponibilité d'énergie électrique. C'est dans cette vision que l'Afrique s'est plongée en vue de pouvoir exploiter de façon judicieuse son potentiel énergétique. Les bassins hydrauliques d'Afrique centrale, la faille de la Rift Valley, ainsi que l'ensoleillement dont bénéficie le continent en

général sont des sources d'énergies hydraulique, géothermique et solaire assez suffisantes pour égaler le reste du monde [2].

I.2 Les énergies renouvelable au Burkina-Faso

Le Burkina Faso est un pays sahélien disposant d'un important gisement solaire. Toutefois, il fait partie des pays les moins développés de l'Afrique de l'ouest. Comme potentiel énergétique du Burkina nous pouvons citer l'hydroélectricité qui est la troisième source d'énergie renouvelable exploitée au Burkina Faso puis la biomasse et l'énergie solaire [2]. Il existe actuellement quatre (04) centrales hydroélectriques qui sont exploitées pour une production annuelle totale en 2012 de 96,64 GWh [4]. Le solaire constitue la ressource la plus abondante avec 8,3 heures d'insolation par jour et un rayonnement moyen mensuel allant jusqu'à 6,39 kWh/m²/jr en Avril [5]. Cependant, cette technologie solaire demande de très lourds investissements. On estime le coût d'une puissance de un (1) mégawatt de solaire photovoltaïque à environ 3,2 milliards de francs CFA contre 800 à 950 millions de FCFA pour le mégawatt thermique [6].

II. Les systèmes hybrides

II.1 Les systèmes d'énergies hybride en Afrique

De nos jours, les systèmes hybrides en Afrique sont vus comme étant une alternative pour une production décentralisée de l'énergie électrique. Grâce au potentiel énergétique présent dans les pays Africains, en particulier le solaire, de nombreux projets ont vu le jour. Ces projets ont pour la plupart été réalisés dans les localités reculées des pays d'Afrique qui possèdent en général un taux d'électrification très faible. Nous avons par exemple le projet de réalisation d'une Centrale hybride PV (100 kW crête)/Diesel réalisé en 2009 au Rwanda [7], la mise en place d'un projet hybride solaire/Diesel/batteries hors réseau pour une alimentation d'un Hôtel au Kenya en 2012 [7], un projet de Système Hybride Eolien/PV/Diesel Batterie pour électrification d'un hôtel qui a été mis sur pied au Maroc en 2012 [7] et bien d'autres projets qui verront le jour dans les années à venir. Ainsi, les systèmes hybrides apparaissent comme une solution viable du point de vue rentabilité économique. L'extension des réseaux publics vers les zones rurales en Afrique coûte chère. Sa rentabilité étant faible, il est donc judicieux de mettre en place un système PV/Diesel en cas d'absence de réseau afin de réduire les coûts de réalisation. Il existe principalement trois (3) types de configurations des systèmes hybrides

PV/Diesel [8] qui présentent chacun des avantages et inconvénients en fonction de la nature de la demande énergétique:

- La configuration PV/Diesel série
- La configuration PV/diesel parallèle
- La configuration PV/Diesel Commuté

II.1.1 Configuration PV/Diesel série

Dans cette configuration, l'énergie fournie par le générateur diesel est d'abord redressée puis convertie à nouveau en courant alternatif avant d'être envoyée à la charge. Ce qui implique des pertes de conversion importante [8].

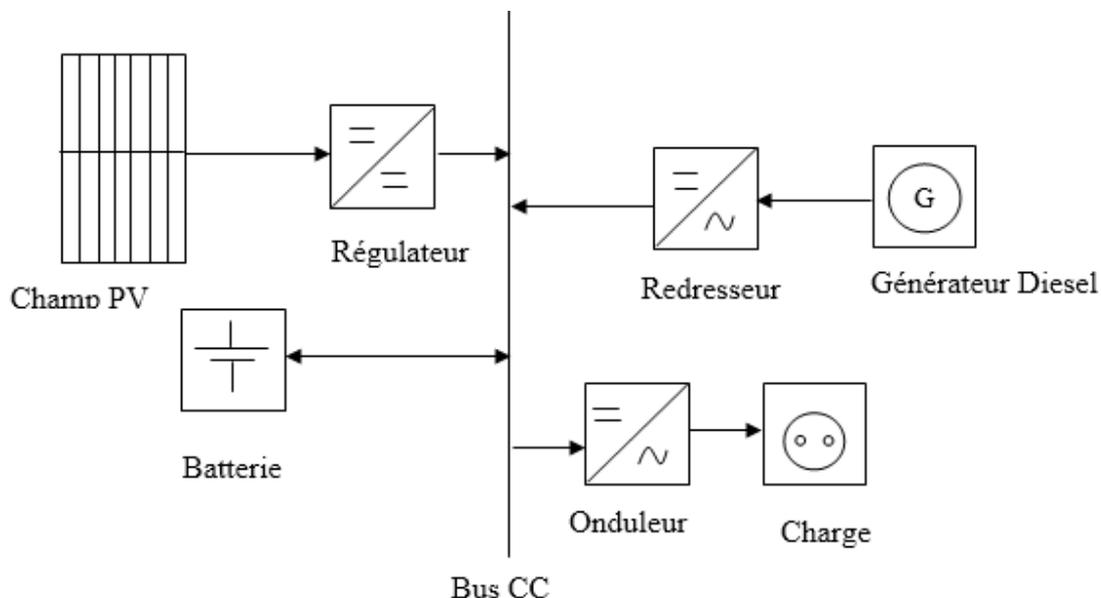


Figure 1.1: Configuration PV/Diesel série

Cette configuration permet d'exploiter le moins possible le générateur diesel. Le générateur diesel et le champ PV sont tous les deux connectés au réseau CC de la batterie. L'onduleur autonome, lui est unidirectionnel et permet de convertir le courant continu en courant alternatif afin qu'il puisse alimenter les charges. Le but de cette configuration est d'alimenter les charges avec le PV et les batteries le maximum de temps possible. En cas d'appel d'une charge qui dépasse la production du PV et des batteries ou en cas de décharge des batteries, on fait intervenir alors le générateur diesel afin de combler la charge manquante ou de recharger la batterie.

Les avantages de cette configuration sont :

- Une économie du carburant ;
- Une mise en marche du générateur diesel ne provoquant pas d'interruption à l'alimentation de la charge
- Une configuration plutôt aisée ;
- Une puissance du générateur diesel qui peut-être optimale lorsqu'il approvisionne la charge et lorsque de plus il charge les batteries.

Les inconvénients de cette configuration sont [8]:

- L'onduleur ne peut pas travailler en parallèle avec le générateur diesel, il faudrait donc le dimensionner pour satisfaire la puissance de pointe de la charge ;
- La durée de vie des batteries est réduite suite à leur forte sollicitation ;
- Le rendement total du système est faible à cause des pertes de conversion dues au générateur diesel ;
- La dépendance de ce système vis-à-vis de l'onduleur.

II.1.2 Configuration PV/Diesel parallèle

La particularité qui réside en cette configuration est que toutes les sources peuvent alimenter la charge de façon individuelle à faible et à moyenne puissance d'appel. Ils peuvent également fonctionner ensemble afin de pouvoir satisfaire les pointes de charge. Cette architecture ne nécessite pas nécessairement des batteries de stockage. Toutefois, la présence de batteries peut permettre d'atténuer les fluctuations qui peuvent endommager le matériel.

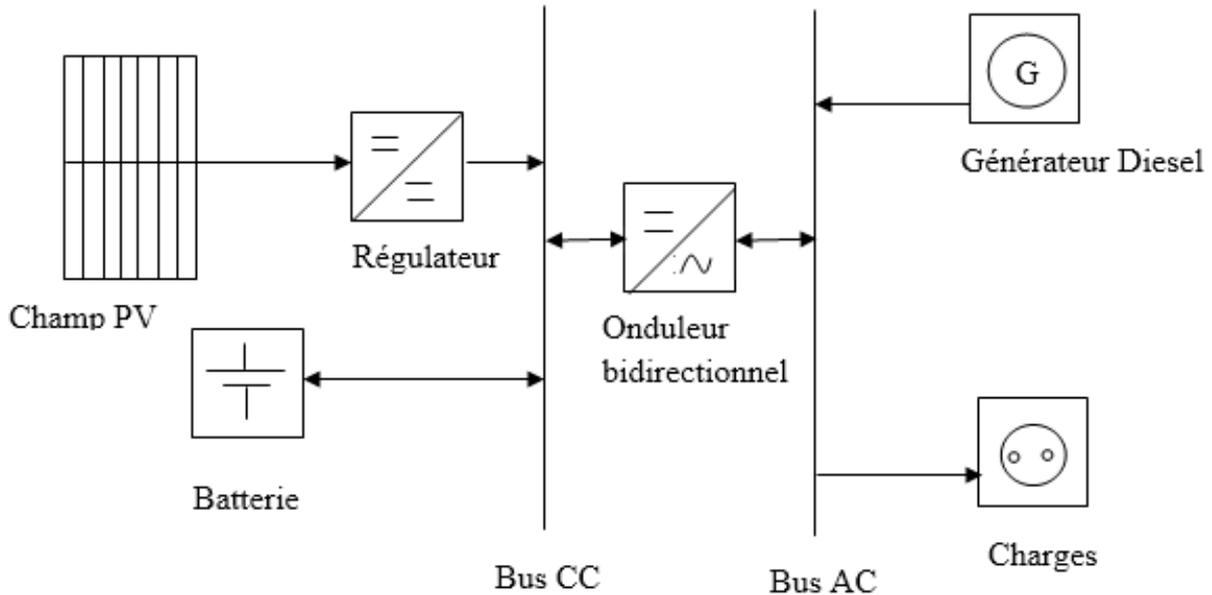


Figure 1.2 : Configuration PV/Diesel parallèle

Les avantages de cette configuration sont :

- Le rendement du générateur diesel peut être augmenté ;
- L'association du générateur diesel et de l'onduleur permettrait l'alimentation des pointes de charges ;
- La possibilité de synchroniser l'onduleur et le générateur diesel pour une meilleure flexibilité de l'architecture.

Les inconvénients de cette configuration sont :

- Un contrôle permanent pour un bon fonctionnement du système ;
- La présence de perturbations telles que les creux de tension et les variations de fréquence peuvent entraîner la déconnexion de l'onduleur.

II.1.3 Configuration PV/Diesel commuté

Cette configuration est très souvent utilisée malgré les limites opérationnelles.

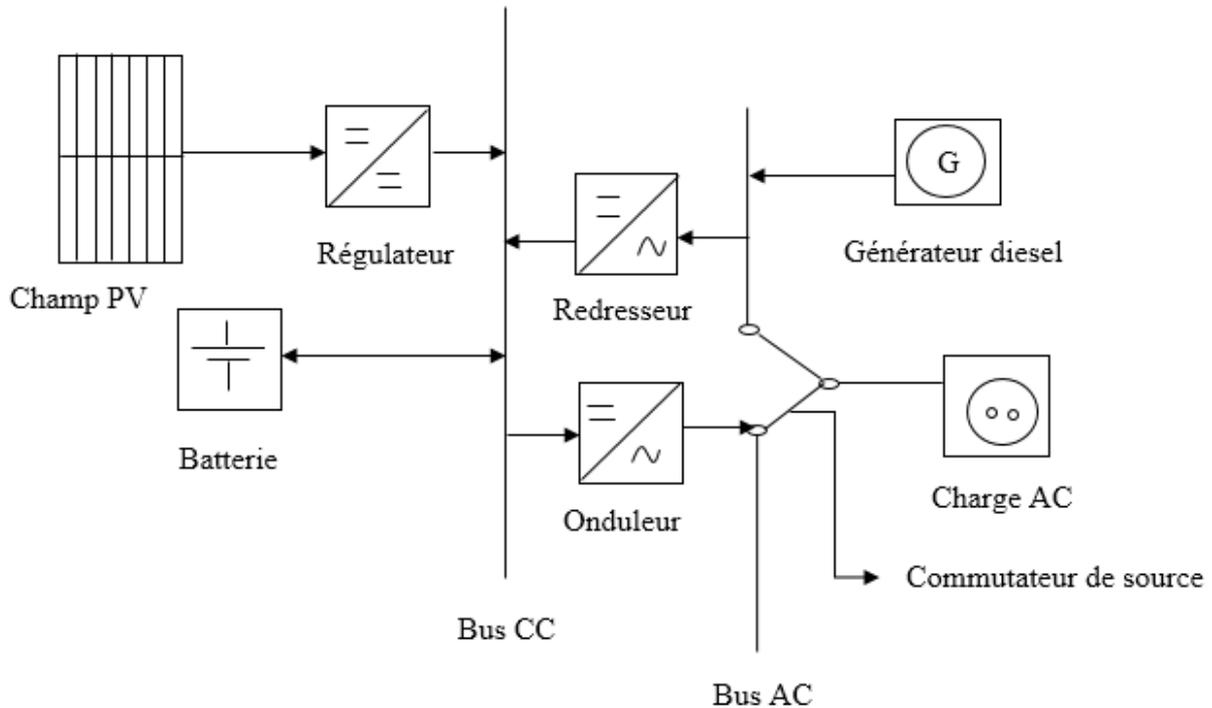


Figure 1.3 : Configuration PV/Diesel commuté [8]

Pour cette configuration, le générateur diesel est connecté au bus AC ce qui le rend plus efficace que la configuration série. La tension est contrôlée par l'onduleur batterie ou le générateur diesel quand il est en opération. Comme dans le cas de la configuration série, le générateur diesel est en pause lorsque la charge peut être alimentée par le PV et la batterie [8].

Les avantages de cette configuration sont [8]:

- Le générateur diesel peut fournir l'énergie directement à la charge ce qui augmente le rendement du système et diminue la consommation du carburant ;
- Cette configuration est avantageuse par rapport à la configuration en série qui présente des pertes en conversion ;
- L'alimentation des charges peut se faire soit par le générateur diesel soit par le champ PV via l'onduleur.

Les inconvénients de cette configuration sont :

- La présence d'une coupure instantanée lors de la commutation des sources ;
- Le générateur diesel et l'onduleur sont dimensionnés pour une puissance de pointe de la charge, ce qui réduit leurs rendements en fonctionnement à faible charge

- La complexité de la réalisation.

Les performances du choix de ses différentes configurations ne sauraient être appréciées sans le choix d'un onduleur adéquat qui est l'élément central de ces systèmes. Nous en parlerons brièvement dans la suite du document.

II.2 Les onduleurs

L'onduleur est un appareil qui permet de transformer le courant continu en courant alternatif. Il est utilisable dans plusieurs domaines tels que l'électrotechnique pour fournir des tensions ou courants alternatifs de fréquence et d'amplitude variables, le photovoltaïque, la mécanique et bien d'autres domaines. On distingue les onduleurs de tension et les onduleurs de courant ; le plus maîtrisé à l'heure actuelle est l'onduleur de tension qui est présent dans la plupart des systèmes industriels actuels. [9] Toutefois, les onduleurs photovoltaïques diffèrent des onduleurs classiques mais leur objectif de conversion demeure le même.

La principale caractéristique de l'onduleur PV est la recherche d'un meilleur rendement du système. On distingue deux principaux types d'onduleur photovoltaïque à savoir : les onduleurs réseau et les onduleurs autonomes dont les caractéristiques sont répertoriées dans le tableau 1.1 ci-dessous.

Tableau 1.1: Caractéristique des onduleurs réseau/autonome

| | Onduleur réseau | Onduleur autonome |
|-----------------------------|---|---|
| Direction du flux d'énergie | Unidirectionnel | Bidirectionnel |
| Fonctionnalités | Régulation MPP Courant réseau sinusoïdal | Gestion des batteries, du générateur et des charges, tension réseau sinusoïdale |
| Capacité de surcharge | Environ 110% | Environ 300% (Protège contre le court-circuit) |
| Puissance active/réactive | Injection de puissance active pure | Charge à facteur de puissance variable |
| Tension DC caractéristique | 125V-850V (technique string) | 12V, 24V, 48V |

III. Calcul du coût du kWh

III.1 Les techniques de calcul du coût du kWh

Dans la plupart des pays d'Europe, on constate que le coût de l'énergie est faible par rapport aux pays Africains suivant le type de production mis en place (Annexe A.8). Il existe plusieurs formules permettant d'évaluer le coût du kWh suivant le système de production installé. En effet, le calcul du coût du kWh tient compte de plusieurs paramètres qui varient d'un pays à un autre. Il existe plusieurs méthodes de calcul du prix du kWh. Parmi ces méthodes, nous pouvons citer :

- LEC (Levelized Energy Cost) : qui représente le coût de production de l'Énergie et qui se calcule en faisant le rapport de tous les coûts d'installation du système par l'énergie produite. Son unité est en \$/kWh [10].
- LCC (Life Cycle Cost) qui consiste à évaluer le coût d'investissement total d'un système de production durant toute sa durée de vie. Son unité est le dollar (\$).
- LCOE (Levelized Cost of Energy) est le coût actualisé du système de production tout au long de sa durée de vie. Il s'exprime en dollar/kilowattheure (\$/kWh).

Afin d'évaluer le coût du kWh d'un système de production, nous avons adopté la technique du LCOE qui est la méthode la mieux adaptée pour l'évaluation économique d'un système de production d'énergie électrique.

III.2 La technique de LCOE

Le LCOE est l'une des meilleures méthodes pour comparer les coûts de production d'énergie des différents systèmes de production. Il permet de comparer de façon équitable les coûts de l'énergie produite par des moyens différents et le coût moyen actualisé de l'énergie.

De façon générale le LCOE se calcule en faisant le rapport entre le coût total de cycle de vie (TLCC) et l'énergie totale produite durant ce cycle de vie.

$$LCOE = \frac{TLCC}{\text{Énergie}} = \frac{\text{Coût total de cycle de vie}}{\text{Énergie totale produite}} \quad (1.1)$$

Le LCOE donne une valeur actualisée nette par kilowattheure.

III.2.1 Le LCOE pour les systèmes PV

En fonction de la disponibilité des données, le calcul du LCOE peut différer légèrement. À cet égard, la SunPower Corporation a récemment produit un rapport qui détaille une équation simplifiée pour calculer le LCOE des systèmes de production de l'énergie PV. Il peut être représenté comme suit : [11]

$$LCOE = \frac{Project\ cost + \sum_{n=1}^N \frac{AO}{1+DR} - \frac{RV}{(1+DR)^n}}{\sum_{n=1}^N \frac{Initial\ cost\ kWh * (1-SDR)^n}{(1+DR)^n}} \quad (1.2)$$

Avec AO qui représente le coût initial des opérations, DR le taux d'actualisation, RV la valeur résiduelle, SDR le taux de dégradation du système, et N le nombre d'année que le système est en fonctionnement.

Cette formulation peut être modifiée pour inclure des considérations financières telles que les taxes, les subventions et autres complexités. L'équation suivante prend en considération ces facteurs supplémentaires et est illustrée comme suit [11]:

$$LCOE = \frac{PCI - \sum_{n=1}^N \frac{DEP+INT}{(1+DR)^n} TR + \sum_{n=1}^N \frac{LP}{(1+DR)^n} + \sum_{n=1}^N \frac{AO}{(1+DR)^n} (1-TR) - \frac{RV}{(1+DR)^n}}{\sum_{n=1}^N \frac{Initial\ kWh * (1-SDR)^n}{(1+DR)^n}} \quad (1.3)$$

Où PCI est le coût initial du projet sans crédit d'impôt à l'investissement ou subvention, DEP la dépréciation, l'INT l'intérêt payé, LP le paiement de dette, et TR le taux d'imposition.

III.2.2 Autre formules pour les PV

Dans cette formule plusieurs auteurs [12][13][14] proposent un calcul du LCOE par la formule suivante :

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^T \frac{It+Ot+Mt+Ft}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^T \frac{St(1-d)^t}{(1+r)^t}} \quad (1.4)$$

Avec T la durée de vie du projet en année, It le coût initial du système, Ot le coût d'exploitation, Ft les dépenses d'intérêt pour t, Mt le coût d'entretien pour t, St l'irradiation solaire annuelle en kWh/m²/an, r le taux d'actualisation en %, d le taux de dégradation en %.

Dans cette formule, chaque auteur fait ses propres hypothèses ; certaines tiennent compte du coût de démantèlement de la centrale PV et d'autres prennent en compte l'effet de dégradation de la centrale photovoltaïque en fonction du temps.

III.2.3 Le LCOE pour les centrales thermiques

On peut adapter le LCOE pour calculer le coût de production des centrales thermiques (diesel, vapeur, nucléaire, gaz). En effet, récemment en 2014 une formule du calcul de LCOE des centrales thermiques de tout type a été proposée. De façon globale la formule se présente comme suit [14]:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^m (C_t + T_t + X_t - T_c k^D D_{t-1}) F_{0,t}^S + I_0^S}{\sum_{t=1}^m (1+i)^{-t} F_{0,t}^S} \quad (1.5)$$

Avec les différentes variables contenues dans le tableau 1.2 ci-après :

Tableau 1.2: paramètres LCOE

| Paramètres | Symboles | Unité |
|--------------------------------------|-------------------------------|-------|
| Durée de vie du projet | m | Année |
| Coût d'opération annuel | C _t | \$ |
| Coût initial du système | I ₀ ^S | \$ |
| Coût d'impôt sur les sociétés | T _t | \$ |
| Coût d'impôt | X _t | \$ |
| Taux d'imposition sur les revenus | T _c | \$ |
| Dette en cour de l'année t-1 | D _{t-1} | \$ |
| Bénéfice réalisé | R _t | \$ |
| Taux d'intérêt | I | % |
| Taux de dette | k ^D | % |
| Facteur d'actualisation de l'année t | F _{0,t} ^S | - |

Cette formule étant basée sur les centrales thermiques paraît assez complète, mais elle est difficile à appliquer à cause du manque de certains paramètres tels que les coûts de gestion des déchets de la population qui interviennent dans le calcul des coûts annuels.

III.2.4 Le LCOE pour les systèmes hybrides

Les systèmes hybrides sont des systèmes qui comportant au moins deux sources de production différentes. Selon Nathan, Battye et Ashman [15] le LCOE global d'un système hybride peut se calculer de façon proportionnelle au LCOE de chaque type de technologie composant le

système. En effet les auteurs proposent les formules suivantes pour le calcul du LCOE d'un système composé de panneaux solaires et d'une centrale thermique à gaz.

$$LCOE_{overall} = X_{solar}LCOE_{solar} + X_{gaz}LCOE_{gaz} \quad (1.6)$$

$LCOE_{solar}$ et $LCOE_{gaz}$ représentent respectivement le LCOE du PV et de la centrale à gaz. X_{solar} et X_{gaz} sont respectivement les proportions du solaire et du gaz en terme de coût d'investissement.

Cette manière de calculer le LCOE en considérant les différentes proportions de chaque technologie simplifie les calculs, mais ne tient pas compte de la complémentarité des différentes sources qui ne coexistent pas forcément.

Selon Zhou [16], le LCOE d'un système hybride en site isolé fonctionnant à l'éolien et au PV avec stockage se calcul de façon suivante :

$$LCOE = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{CO_i}{Y_i}}{E_{an}} = \frac{\frac{CO_{PV}}{Y_{PV}} + \frac{CO_W}{Y_W} + \frac{CO_{Bat}}{Y_{Bat}}}{E(\gamma, \beta, h)} \quad (1.7)$$

Avec les différents paramètres contenus dans le tableau 1.3 suivant :

Tableau 1 3: Paramètres LCOE

| Paramètres | Symbole | Unité |
|---|-----------------------|---------|
| Coût d'installation et de maintenance du PV | CO_{PV} | \$ |
| Coût d'installation et de maintenance de l'éolien | CO_W | \$ |
| Coût d'installation et de maintenance des batteries | CO_{Bat} | \$ |
| Durée de vie du PV | Y_{PV} | Année |
| Durée de vie de l'éolien | Y_W | Année |
| Durée de vie des batteries | Y_{Bat} | Année |
| Production énergétique annuelle | $E(\gamma, \beta, h)$ | kWh |
| Azimuth | γ | Radians |
| Angles d'inclinaison | β | Radians |
| Hauteur du mat de l'éolien | h | m |

Bien que cette formule fasse ressortir les coûts des différents composants du système, elle ne donne pas de façon explicite les éléments constitutants de chaque partie.

III.3 Les principaux paramètres du LCOE

Le Calcul du LCOE est très complexe car il prend en compte plusieurs paramètres qui peuvent ne pas être approuvés par certains scientifiques du fait de ses hypothèses de bases qui peuvent être diverses. Toutefois, il n'en demeure pas moins que certains scientifiques ont pu établir des formules de base pour la détermination du prix du kWh.

Pour de nombreux auteurs, le calcul du LCOE se fait à la base en tenant compte de :

- Le type de technologie ;
- Le coût d'investissement ;
- Le coût d'exploitation annuel ;
- La productivité énergétique.

Lors de la détermination du coût du kWh, nous avons des paramètres qui varient d'un pays à un autre tels que :

- ❖ Le taux d'intérêt nominal : c'est le taux qu'une banque ou une institution financière accorde à un privé ou une entreprise pour la réalisation d'un projet. Il ne prend pas en compte l'inflation de la monnaie.
- ❖ Le taux d'indexation : c'est la variation d'indice de prix de la consommation d'un pays au court d'une année financière.
- ❖ Le taux d'inflation : c'est la variation du prix d'un produit acheté à un temps t par rapport à un temps $t+1$. Il varie d'un pays à un autre.
- ❖ Le taux d'actualisation : c'est la valeur actualisée d'un produit à un instant t . Il peut être nominal ou réel si l'on tient compte du taux d'indexation des produits et du taux d'inflation.

Le taux d'indexation apparent est la combinaison du taux d'indexation e et de l'inflation r , et est donné par la formule suivante [11] :

$$e_a = [(1 + e)(1 + r)] - 1 \quad (1. 8)$$

Le taux d'actualisation réel (I), ajusté à la fois par l'inflation et le taux d'indexation est alors donnée par:

$$I = \frac{1+i}{1+e_a} - 1 \quad (1.9)$$

Chapitre 2 : Approche Méthodologie préliminaire

I. Méthodologie

Cette partie de notre étude consiste à mettre en place une approche de travail pour répondre à l'objectif principal de notre stage. En rappel, il s'agit ici de voir l'éventualité de la réduction du coût du kWh en milieu rural par le couplage des sources d'énergie existantes (réseau, centrale diesel) avec du système photovoltaïque. Cette approche méthodologie se présente comme suit :

- Identification des acteurs dans le domaine de l'électrification rurale et des énergies renouvelables ;
- Etablissement d'une fiche d'enquête pour ces différents acteurs dans le domaine de l'électrification rurale ;
- Et enfin la dernière partie et la plus importante est la recherche d'informations utiles au niveau des différents acteurs afin de pouvoir réaliser les cartes.

I.1 Identification des acteurs

Cette phase de notre étude nous a permis d'identifier les acteurs clés qui interviennent dans le domaine de l'électrification rurale. Ces acteurs sont constitués d'entreprises, d'institutions gouvernementales et des ONG. Parmi les acteurs que nous avons relevés, nous pouvons citer :

- Le Fond de développement de l'Electrification (FDE) ;
- Le Projet de Production Internationale (PPI) ;
- La Production Nationale Plateforme Multifonctionnelle (PN-PTFM) ;
- Le Ministère des Mines et de l'Energie (MME).

Avant la collecte des données nous retiendrons que le FDE est l'acteur principal qui dispose des données les plus importantes à recueillir ainsi que l'élément moteur de la partie collecte des données. Nous développerons par la suite leurs importances dans l'électrification rurale et comment ils interviennent dans le domaine de l'électrification rurale.

I.2 Le Fond de développement de l'électrification (FDE)

Le FDE est un établissement public de l'Etat qui a été créé le 19 février 2003. Il est placé sous la double tutelle du Ministère des Mines et de l'Energie et de celui de l'Economie et des Finances. C'est une entreprise de facilitation des financements pour la mise en œuvre de la politique d'électrification au Burkina Faso. Il est l'organe principal chargé de l'électrification

rurale au Burkina Faso. Il a sous sa tutelle des Coopératives d'Electricité (COOPEL) qui sont chargés de l'exploitation des différents systèmes de production au niveau des localités. Les trois technologies d'électrification rurale au Burkina Faso réalisées par la FDE sont :

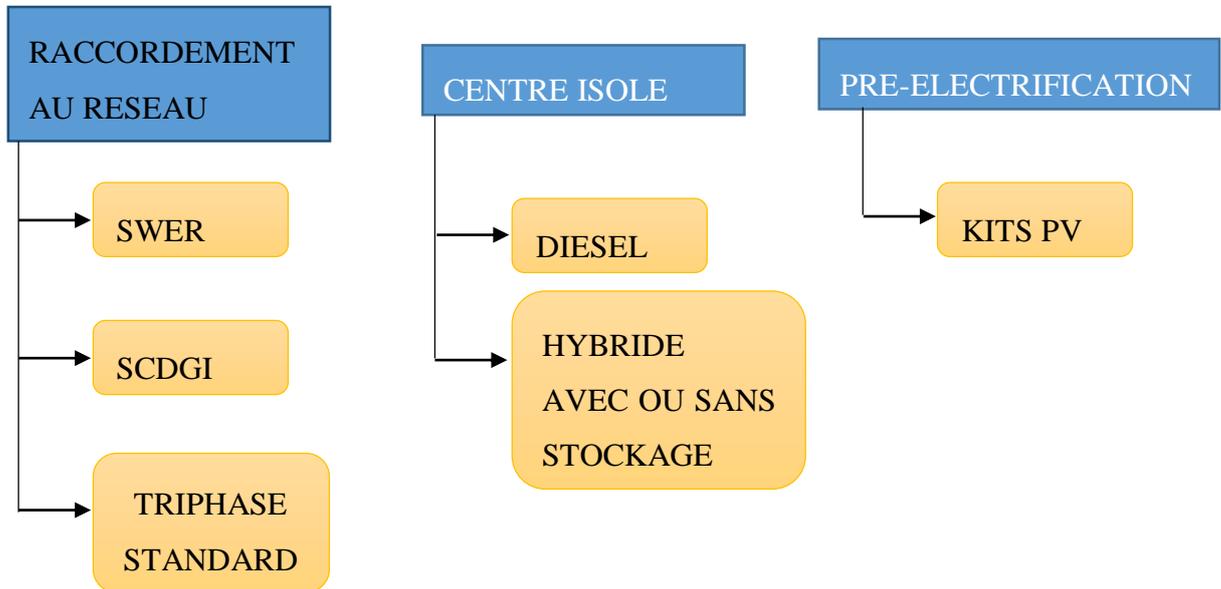


Figure 2.4: Technique d'électrification de la FDE

(Source : FDE)

Le choix de l'électrification des localités se base sur plusieurs paramètres prenant en compte la politique d'électrification à savoir :

- La taille de la population ;
- Le potentiel économique de la localité.
- La présence des services administratifs, sociaux et d'infrastructure économique de base ;
- La proximité à une ligne de réseau national interconnecté ;
- La possibilité de raccordement électrique des localités voisines à la localité ;
- La position frontalière de la localité.

I.3 Collecte des données

Après avoir établi la liste des différents acteurs intervenant dans le domaine de l'électrification rurale, il s'agissait pour nous de connaître les différentes informations à recueillir pour la suite de notre travail. Pour ce faire, une fiche d'enquête a été établie dans le but d'obtenir des

informations nécessaires pour la suite de notre étude. Ces informations ont été réparties en deux (02) sections. Dans la première section, nous avons :

- Les différentes sources de production qui ont été mises en place dans le domaine de l'électrification rurale au Burkina Faso ;
- Les différents systèmes de raccordement PV dans les localités du Burkina Faso ainsi que leurs puissances ;
- Le nombre d'abonnés dans les différentes localités ;
- Les projets d'électrification rurale en cours, à long et à moyen terme ;
- Les différents paramètres standards à utiliser pour le calcul du LCOE ;
- La grille tarifaire du coût du kWh appliquée dans les localités du Burkina Faso.

Dans la deuxième section, nous avons la phase de documentation qui consistait à :

- Constituer les différents profils de charge des localités rurales du Burkina-Faso électrifiées en système hybride ou autonome sur la base de documents existants;
- Répertoire les données caractéristiques des unités de production des différentes localités relevant du FDE (puissances installées) ;
- Estimer les consommations en gasoil ou en biocarburant sur la base des données existantes.

Ainsi, à partir des données recueillies, une base de données sous format Excel comportant les différentes technologies d'électrification ainsi que les données géographiques et démographiques du Burkina-Faso a été établie. Cette base de données nous permettrait d'établir les différentes cartes d'électrification. L'établissement de ces différentes cartes passe par l'utilisation du logiciel ArcMap qui est un logiciel de cartographie que nous développerons brièvement dans la suite de notre mémoire.

I.4 Utilisation de ArcMap

ArcMap est un logiciel d'information géographique développé par la société américaine ESRI qui permet de partager des informations géographiques et d'établir des cartes thématiques afin de pouvoir faire des interprétations. Cette société a mis en place un outil de gestion de données appelé ArcGis dans lequel nous avons plusieurs applications telles que : Arcview, ArcCatalog et ArcMap qui est le logiciel que nous utiliserons pour l'établissement des différentes cartes.

L'établissement de ces cartes se fera à partir de la base de données établie sur notre fichier Excel.

I.5 Edition des cartes

Après la mise en place des différentes données sur notre fichier Excel, ce dernier a été converti en format « texte séparateur de tabulation » afin de pouvoir le lire sur notre logiciel ArcMap. Toutes les informations n'étant pas disponibles sur notre logiciel ArcMap, nous avons dû récupérer les informations concernant les données géographiques des différentes localités du Burkina-Faso.

I.5.1 Carte de l'électrification du Burkina-Faso

La carte suivante aura pour but de présenter la situation énergétique dans le domaine de l'électrification rurale au Burkina-Faso. Elle a été réalisée dans le but d'apporter un aperçu de la situation énergétique au Burkina-Faso plus précisément en milieu rural. En effet, cette carte nous permettra d'évaluer les possibilités de pouvoir mettre en place des systèmes de production dans les régions les moins électrifiées avec le type de système adapté. Aussi, à partir de cette carte nous pouvons apprécier le type de système le plus utilisé dans les différentes régions du Burkina ce qui nous permettra de faire une analyse énergétique du type de système le plus exploité au Burkina Faso en particulier en milieu rural.

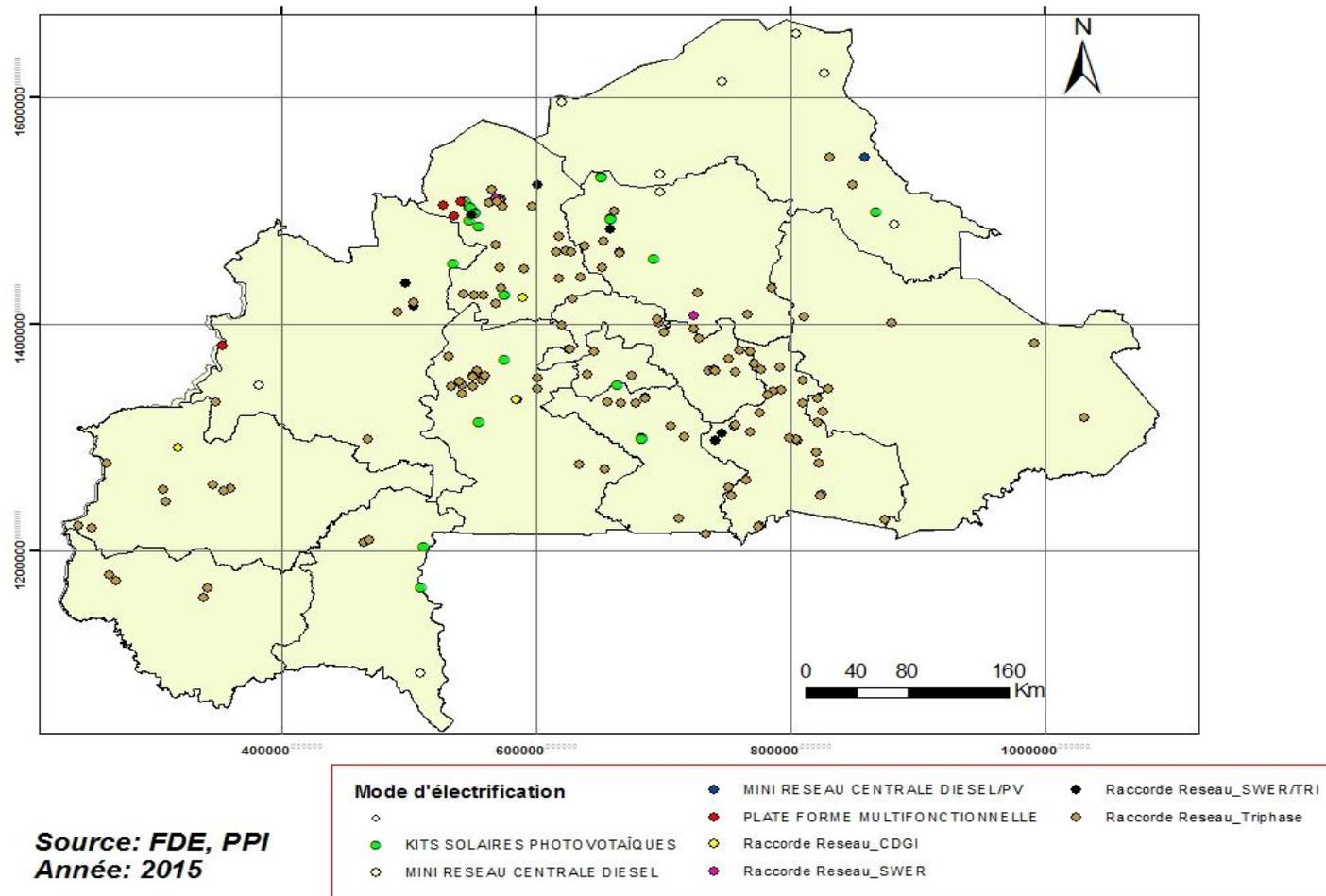


Figure 2.5 : Electrification rurale du Burkina-Faso

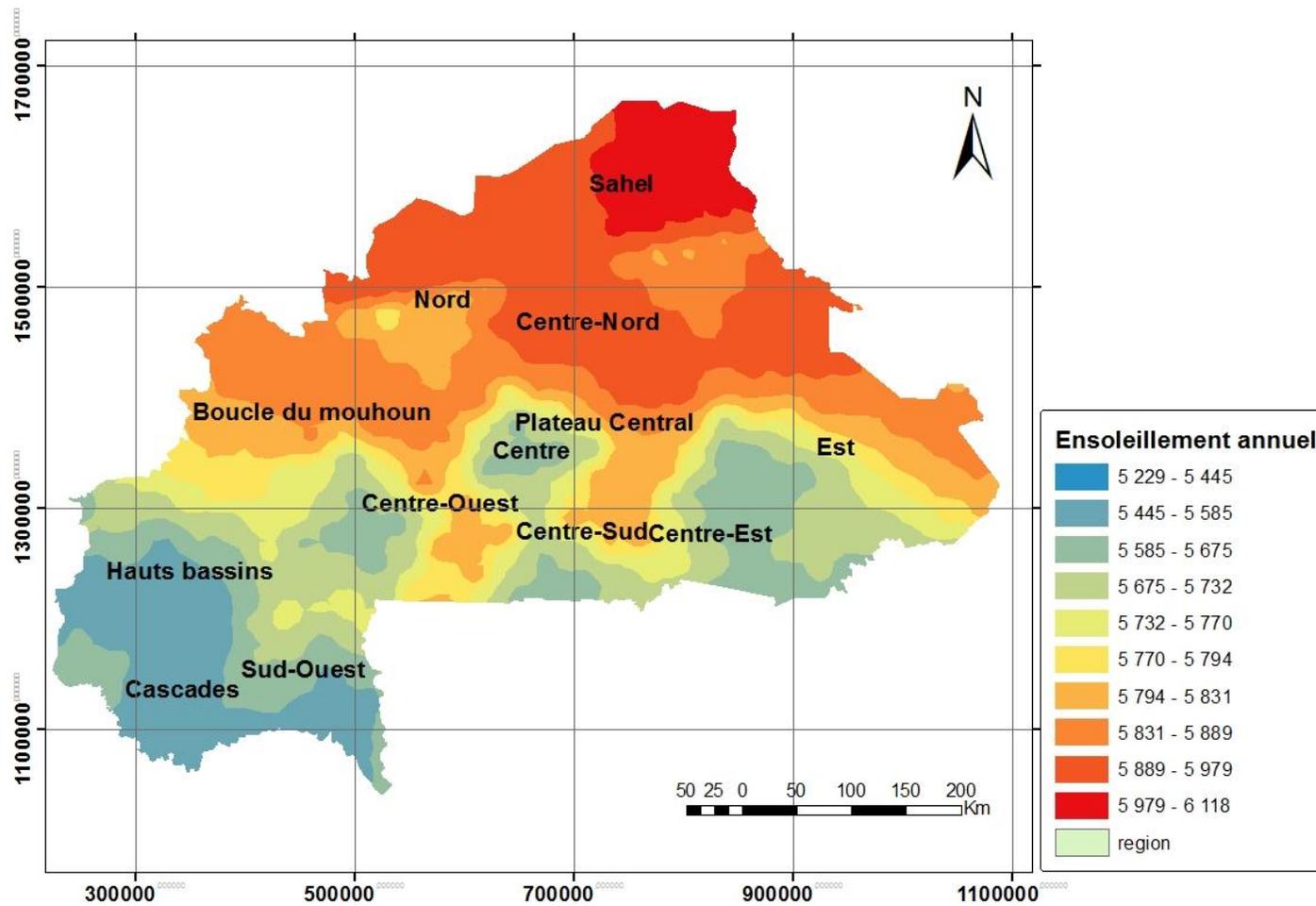
La carte ci-dessous met en évidence les différentes techniques d'alimentation en énergie électrique dans les milieux ruraux du Burkina-Faso. Nous constatons que les principales techniques utilisées sont :

- Le raccordement au réseau SCDGI (Système Câble De Garde Isolé);
- Le raccordement au réseau triphasé ;
- Le raccordement au réseau SWER (Single Wire Earth Return) ;
- Les kits individuels PV ;
- Les systèmes hybrides PV/Diesel ;
- Les mini réseaux avec centrale diesel ;
- Les mini réseaux hybrides PV/centrale Diesel.

La carte précédente nous permet de déduire que le système de production le plus exploité au Burkina-Faso en milieu rural est le raccordement au réseau triphasé. Aussi nous remarquons que les régions les plus électrifiées du Burkina-Faso sont ceux du Nord ; du plateau Central et du Centre-Est contrairement aux régions des cascades et du Sud-Ouest. De même à partir de cette carte, nous déduisons que les centrales hybrides PV/Diesel ou PV/Réseau sont pratiquement inexistantes dans les différentes localités. Toutefois, le pays dispose d'une importante source d'énergie solaire intarissable. La question qui nous vient donc à l'esprit est : pourquoi ne pas exploiter ce potentiel énergétique pour améliorer le taux d'accès à l'électrification rurale, la disponibilité et la qualité de l'énergie dans le milieu rural du Burkina Faso. .

I.5.2 Carte d'ensoleillement du Burkina-Faso

La carte d'ensoleillement établi (voir figure 6) servira de base à l'établissement d'une carte de coût du kWh photovoltaïque en fonction des courbes d'ensoleillement. Les données d'ensoleillement sont présentées à l'annexe A.2



Source: NASA; Auteur: Chabid OSSENI
Année: 2015

Figure 2.6 : Ensoleillement annuel (Wh/m²/an) du Burkina-Faso

La figure 6 présente l'ensoleillement moyen annuel présent au Burkina-Faso. A partir des données recueillies par la NASA et à l'aide de l'outil ArcMap nous avons pu cartographier ces données sur la carte du Burkina. Ainsi, la légende peut se lire de l'ensoleillement le plus faible (bleu) à l'ensoleillement le plus fort (rouge). A partir de l'analyse que nous faisons de cette carte, nous constatons que les régions du Sahel et du centre-Nord sont les plus ensoleillées contrairement aux régions des Cascades et des Hauts Bassins qui présentent un ensoleillement relativement faible durant toute l'année. La conclusion que nous faisons de cette analyse est que la production photovoltaïque est influencée par l'ensoleillement d'un lieu donné, il serait plus favorable et plus rentable de mettre en place des systèmes hybrides ou des systèmes PV autonomes dans les régions du Sahel que dans les régions des cascades. De même, hormis les régions du Sahel et du Centre Nord, il existe toujours d'autres régions telles que le Nord et le Centre où il serait aussi économiquement favorable de pouvoir installer les systèmes hybrides compte tenu des périodes d'ensoleillement important de ces lieux.

I.6 Les projets en cours de la FDE

Depuis la création du FDE de nombreuses localités ont été électrifiées. Remarquons que l'électrification en milieu rural n'a débuté qu'en 1990 avec l'électrification de Kompienga, chef-lieu de Commune dans la région de l'Est et qui a fait suite à la mise en service du barrage hydroélectrique de Kompienga en 1988 [1].

La figure ci-après nous présente le nombre de localités électrifiées par le FDE depuis sa création jusqu'en 2013.

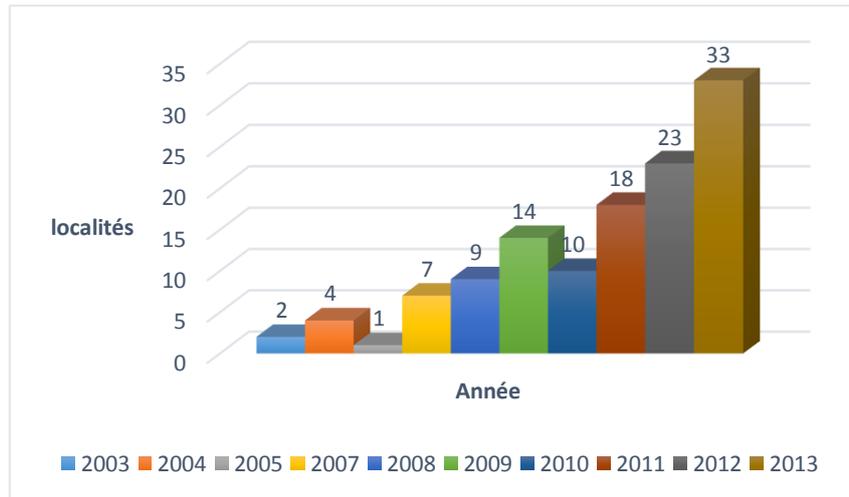


Figure 2.7 : localités électrifiées par le FDE

La figure 7 nous permet de déduire que près de 121 localités ont été électrifiées par le FDE depuis sa création. Ainsi, nous remarquons aussi que c'est à partir de l'année 2011 que le nombre de localités électrifiées à commencer à croître d'année à année. Avec cette évolution croissante, de nombreux projets mis en place par le FDE sont en cours de réalisation dans le seul esprit d'accroître le taux d'électrification au Burkina-Faso.

Le Tableau 2.4 fait la synthèse des différents projets menés par le FDE ainsi que leurs prévisions en 2015.

Tableau 2.4 : Projet en cours de la FDE

| Projets en cours de la FDE en année 2015 |
|--|
| Démarrer les travaux d'électrification du PASEL (Projet d'Accès au Secteur de l'Electricité) |
| Recruter un consultant pour la réalisation de la notice d'Impact Environnemental du PASEL |
| Démarrer la mise en Œuvre du projet d'électrification rurale décentralisé des provinces du Ziro et du Gourma (ZIGO) |
| Démarrer la mise en œuvre du projet d'électrification rurale décentralisée par énergie renouvelable sur financement de la Banque islamique de Développement (BID) |
| Mettre en œuvre le projet pilote d'électrification par kits solaires photovoltaïques sur financement du Conseil de l'Entente |

Chapitre 3 : Analyse des systèmes de production couplés à un système PV

I. Introduction

Dans l'objectif de pouvoir évaluer les coûts du kWh nous aurons à utiliser deux méthodes afin de pouvoir comparer les différents coûts du kWh obtenus.

La première méthode est la technique du LCOE qui consistera à évaluer le coût du kWh d'un système PV isolé en fonction de l'ensoleillement du Burkina pour différentes puissances de PV.

La deuxième méthode est un outil de modélisation des systèmes de productions appelé HOMER. L'objectif sera de considérer trois (03) localités dans trois régions différentes présentant des ensoleillements différents afin de pouvoir évaluer le coût du kWh.

Ainsi, à partir de ces deux méthodes, nous aurons à faire une évaluation du coût du kWh des différents systèmes de production utilisés et ces coûts seront comparés aux coûts d'un système connecté uniquement au réseau SONABEL.

II. Evaluation du coût du kWh des systèmes PV isolés

II.1 Calcul du coût du kWh à partir du LCOE

Une des alternatives pour réduire le coût du kWh en milieu rural, est de coupler le système de production existante (réseau BT, groupe électrogène Diesel) par un système photovoltaïque. L'évaluation du coût de l'énergie produite par le système photovoltaïque est faite par la technique du LCOE dont la formule est donnée par l'équation (XX).

Afin de pouvoir évaluer l'impact économique des systèmes photovoltaïques dans les régions isolés du Burkina-Faso nous avons utilisé la technique du LCOE. Ce système photovoltaïque autonome est constitué de modules PV et d'un parc de batteries d'accumulateurs. Les applications de la technique du LCOE étant diverses, nous travaillerons avec la formule utilisée par plusieurs auteurs [12] [13] [14] présentée par l'équation 2.10.

$$\text{LCOE} = \frac{\sum_{t=0}^T \frac{It+Ot+Mt+Ft}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^T \frac{St(1-d)^t}{(1+r)^t}} \quad (2.10)$$

Avec T la durée de vie du projet en année, It le coût initial du système, Ot le coût d'exploitation, Ft les dépenses d'intérêt pour t, Mt le coût d'entretien pour t, St l'irradiation solaire annuelle en kWh/m²/an, r le taux d'actualisation en %, d le taux de dégradation en %.

L'implémentation de l'équation (2.10) dans la base de données ayant servi à l'établissement de la carte d'ensoleillement conduit à l'obtention d'une carte de coût du kWh en fonction de la puissance crête photovoltaïque installée. Ainsi à partir de nos différents calculs que nous présenterons en Annexe A.3, nous obtenons la figure suivante qui présente le coût du kWh pour des puissances de 10, 20 et 50 kW crête en fonction de l'ensoleillement des différentes régions. Les coûts du kWh pour une puissance de 10kWc sont donnés à l'annexe A.2.

Tableau 3.5 : Tableau synthétique du coût du kWh en fonction de la puissance installée

| Variation du coût du kWh en fonction de la puissance installée (FCFA) | | | | | | |
|--|--|-------|--------------|--------|--------------|--------|
| Région du Burkina-Faso | Puissance crête installée (kWc) | | | | | |
| | 10kWc | | 20kWc | | 50kWc | |
| Sahel | 67,08 | 68,12 | 119,6 | 121,68 | 132,6 | 277,68 |
| Centre-Nord | 68,12 | 69,68 | 121,68 | 124,28 | 277,68 | 283,4 |
| Boucle de Mouhoun | 69,68 | 70,2 | 124,28 | 124,8 | 283,4 | 285,48 |
| Centre-Ouest | 70,2 | 70,72 | 124,8 | 126,36 | 285,48 | 288,08 |
| Plateau-Centrale | 70,72 | 71,76 | 126,36 | 127,92 | 288,08 | 291,72 |
| Centre | 71,76 | 72,8 | 127,92 | 150,8 | 291,72 | 296,4 |
| Centre-Est | 72,8 | 74,36 | 129,48 | 132,08 | 296,4 | 302,12 |
| Cascade | 74,36 | 75,92 | 132,08 | 135,72 | 302,12 | 309,4 |

II.2 Etude de sensibilité des systèmes PV isolés

A partir des différents résultats obtenus des cartes (3.9, 3.10, 3.11) du coût du kWh en milieu décentralisé, plusieurs constats ressortent.

En premier lieu on constate que le coût du kWh augmente avec la production de la demande ce qui signifie que si l'on produit de plus grandes puissances, le coût du kWh serait plus élevé voir au-dessus du coût du kWh fourni par la SONABEL avec et sans subvention. Dans un second lieu on constate que les régions du Sahel, du centre-Nord présentent les plus faibles coûts contrairement aux régions des hauts bassins et des cascades qui présentent des coûts élevés. Ceci peut s'expliquer par le gisement solaire qui est plus élevé au Sahel que dans les régions des cascades.

Au-delà de toutes ses remarques, la réalisation de ses différentes cartes nous permet de pouvoir faire une évaluation économique dans toutes les régions du Burkina suivant le niveau d'ensoleillement afin d'évaluer l'impact que peut avoir un système PV isolé.

On peut donc déduire que l'installation d'un système PV isolé pour de petite puissance peut s'avérer bénéfique non seulement sur le plan économique mais aussi sur le plan environnemental.

III. Evaluation du coût du kWh du système hybride PV/Diesel

Dans le souci d'améliorer le taux d'électrification au Burkina-Faso à partir des systèmes hybrides, nous aurons à effectuer une étude sur trois localités (Déou, Illa et Bourom-Bourom) du Burkina-Faso se trouvant dans trois régions distinctes et dont l'ensoleillement diffère. En partant d'un même profil de charge, nous avons évalué le coût du kWh dans ses différentes localités à partir du logiciel Homer qui est un logiciel d'optimisation des systèmes de production. Ainsi à partir des différentes configurations choisies (PV, Groupe Electrogène, Possibilité d'étendre le réseau), Homer effectuera les différentes combinaisons possibles afin de déterminer la meilleure configuration pour un meilleur coût du kWh. Les résultats obtenus nous permettrons de faire une comparaison entre elles et aussi entre les coûts fixés par la SONABEL afin de ressortir l'importance économique et environnementale de ses systèmes de développement énergétique.

III.1 Outil de simulation et d'optimisation utilisé

Pour concevoir le système électrique pour l'électrification rurale, il est nécessaire d'intégrer l'aspect optimisation du système depuis la phase de la conception. Cet objectif peut être atteint par l'utilisation de plusieurs logiciels que l'on trouve dans le commerce. Nous avons utilisé dans notre travail le logiciel HOMER de National Renewable Energy Laboratory (NREL-USA) développé en 1993 pour les programmes d'électrification rurale. HOMER est un logiciel de simulation et d'optimisation des différents systèmes qui doivent être mis en place. Elle renseigne sur les ressources disponibles, les options technologiques, les coûts et les charges à respecter par le système. Plusieurs composants peuvent être modélisés : les champs photovoltaïques, des éoliennes, des générateurs Diesel, des batteries, etc. Les charges peuvent être saisies en tant que profil de charge quotidien ou importées d'un fichier de données horaires [8]. Homer utilise la technique du LCOE pour l'évaluation du coût du kWh. De ce fait, tous les éléments en relation avec le système électrique à étudier à savoir les différentes sources d'énergie, les convertisseurs, la charge etc. sont à renseigner.

Homer présente en sortie les meilleures configurations par type de système et les différents détails concernant le choix du système à savoir :

- Le cash-flow soit en valeur actuel ou en coût actualisé par type de composant ou par type de coût ;
- Les différentes comparaisons des coûts entre les composants du système ;
- Le graphique du cash-flow correspondant au système ;
- Les détails de la production et de la consommation annuelle d'électricité du système ;
- Les résultats du fonctionnement du champ PV, de l'onduleur, des batteries, et du groupe électrogène ;
- La quantité d'émission produit annuellement par le système ;
- La distance à laquelle il serait favorable de pouvoir réaliser une extension de réseau ;
- Les différents résultats de la simulation de manière détaillée.

III.2 Caractéristique des localités

Notre étude se portera sur trois localités du Burkina-Faso situées dans trois régions distinctes à savoir la région du Sahel, du Sud-Ouest et celle de la Boucle de Mouhoun. Le tableau 3.5 nous donne les caractéristiques des différentes localités choisies.

Tableau 3.6 : Caractéristique des localités

| Région | Localité | Longitude | Latitude |
|-------------------|-----------------|-----------|----------|
| Sahel | Déou | -0,72 | 14,6 |
| Sud-Ouest | Bouroum-Bouroum | -3,23 | 10,53 |
| Boucle de Mouhoun | Illa | -3,49 | 13,14 |

III.3 Synoptique du système de production

Trois villages du Burkina Faso réparties dans trois (03) régions différentes ont été choisis pour l'étude de cas avec Homer comme outil de simulation et d'optimisation. Nous avons estimé pour des besoins de comparaison que le système de production d'énergie électrique dans les trois villages sont identiques tant sur le plan de la configuration du système que sur les puissances misent en jeu et aussi le profil de charge utilisé. La figure 3.14 donne le synoptique du système utilisé de production d'énergie.

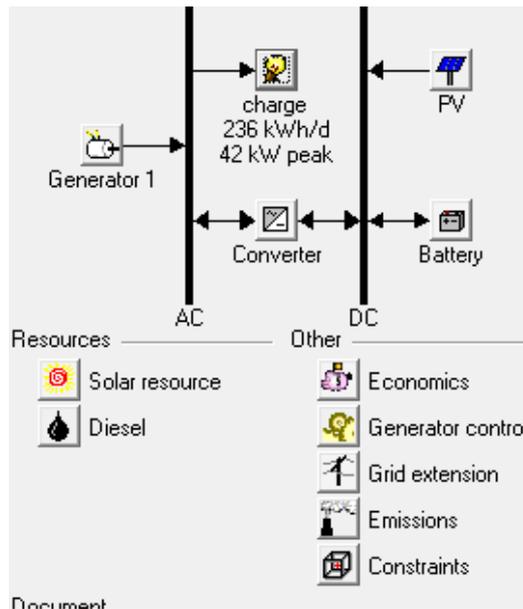


Figure 3.8 : Synoptique du système de production

Les données utilisées pour la simulation sont :

- Profils de charge ;
- Puissance groupe électrogène ;
- Puissance crête du générateur PV ;
- Capacité de la batterie de stockage ;
- Puissance du convertisseur.

III.4 Profil de charge des localités

Afin de pouvoir faire une comparaison des différents systèmes à partir de différentes localités choisies, nous partirons de l'hypothèse que ces trois localités présentent un même profil de charge. Les figures suivantes nous présentent deux profils de charge à savoir celui du jour de marché et celui du jour ordinaire fixés à ses trois localités.

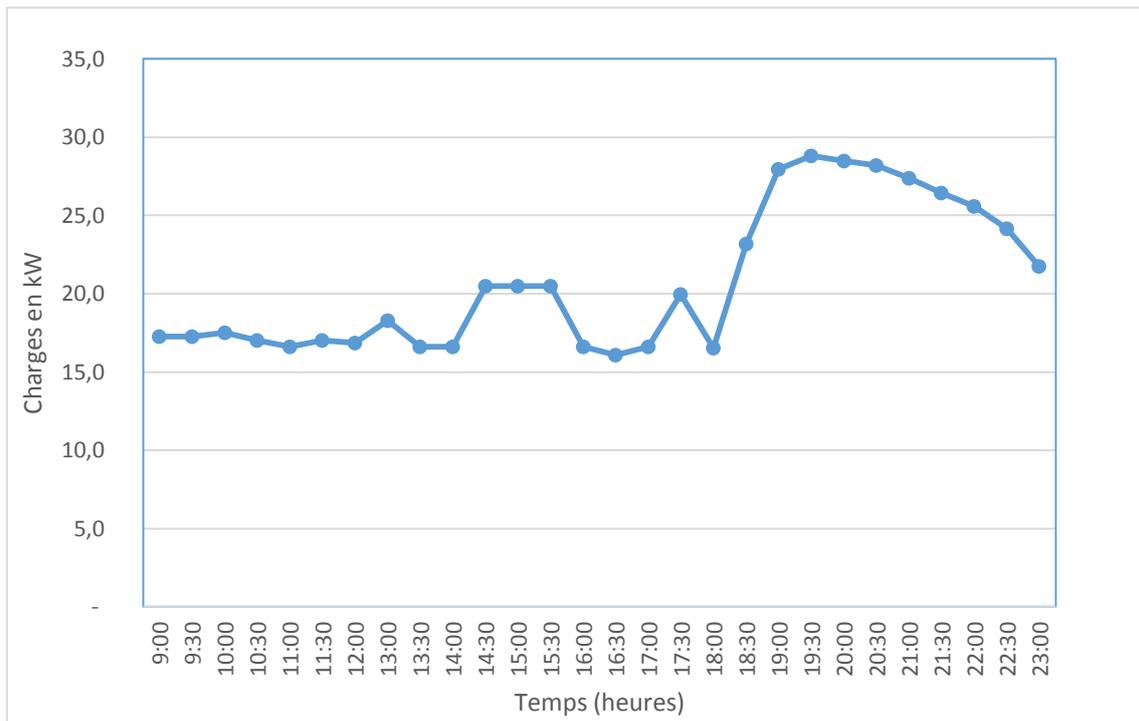


Figure 3.9 : Profil de charge du jour ordinaire

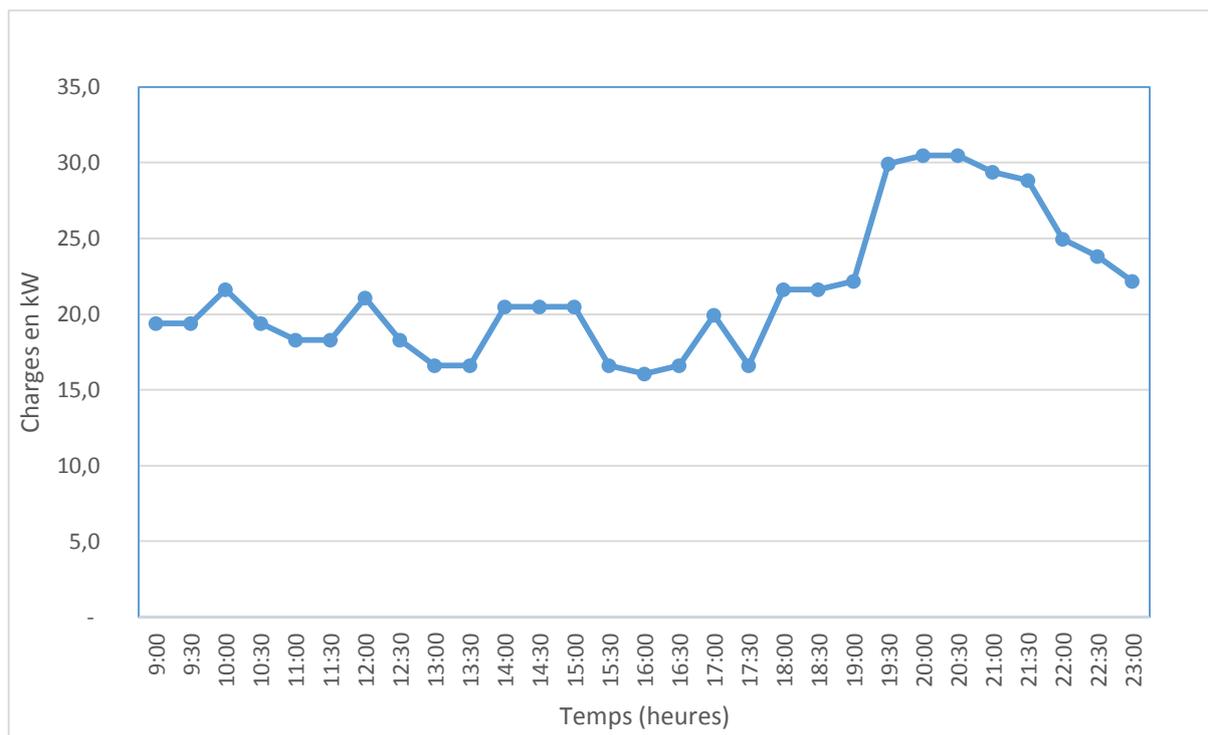


Figure 3.10 : Profil de charge du jour de marché

IV. Résultats des simulations et discussions

Les résultats obtenus de la simulation se présentent comme suit :

IV.1. Répartition annuelle de la production électrique

Il présente la production des différents composants au niveau de chaque localité. Ainsi les résultats obtenus se présentent comme suit :

Tableau 3.7 : Répartition de la production annuelle des systèmes hybrides étudiés

| Région | Sahel | | Boucle du Mouhoun | | Sud-ouest | |
|--------------------|---------------------|----------|---------------------|----------|---------------------|----------|
| Localité | Déou | | Illa | | Bourom-Bourom | |
| Composants | Production (kWh/an) | Fraction | Production (kWh/an) | Fraction | Production (kWh/an) | Fraction |
| Champ PV | 63679 | 67% | 59764 | 64% | 51614 | 56% |
| Groupe électrogène | 31382 | 33% | 33695 | 36% | 40334 | 44% |
| Total | 95061 | 100% | 93459 | 100% | 91948 | 100% |

On constate que la contribution du PV à la production d'énergie est supérieure à celle de la centrale thermique. Or nous savons que la production solaire dépend principalement de l'ensoleillement de la région d'où l'importance de l'énergie solaire dans les régions du Burkina-Faso. Aussi on constate que plus l'ensoleillement est important, plus la fraction solaire est importante.

IV.2. Répartition des charges

Le tableau 3.8 présente la répartition des charges des localités étudiées entre le générateur PV, le groupe électrogène (GE) et l'onduleur.

Tableau 3.8 : Répartition des charges des systèmes hybrides

| Région | Sahel | Boucle du Mouhoun | Sud-ouest |
|--------------------|--------------|-------------------|---------------|
| Localité | Déou | Illa | Bourom-Bourom |
| | Charges (kW) | Charges (kW) | Charges (kW) |
| Générateur PV | 35 | 33 | 30 |
| Groupe électrogène | 35,2 | 35,2 | 35,2 |
| Onduleur | 50 | 50 | 50 |

Le tableau 3.8 nous montre l'importance de la contribution du générateur photovoltaïque à l'alimentation des différentes localités. De ces résultats, on constate que la charge apportée par

la localité de Déou est plus élevée que celle de Illa qui a son tour est supérieure à celle de Bourom-Bourom. En se basant sur la carte d'ensoleillement de la figure 2.6 on peut donc dire que la forte productivité du générateur PV est fonction de l'ensoleillement présente dans la localité.

IV.3. Les coûts des systèmes de productions étudiés

Le tableau 3.9 présente d'une part les différents coûts d'investissements du système hybride PV/Diesel et du groupe électrogène et d'autre part les coûts annualisés des différents systèmes de production.

Tableau 3.9 : Coût du système hybride PV/Diesel, du Diesel Seul et de la SONABEL

| | | Déou | Illla | Bourom-Bourom |
|---------------------------|---------------------------------------|-------------|-------------|---------------|
| Système hybride PV/Diesel | Coût total sur la durée de vie (FCFA) | 188 873 880 | 190 435 440 | 197 086 760 |
| | Coût actualisé en kWh (FCFA) | 236,08 | 237,64 | 245,96 |
| Groupe Electrogène | Coût total sur la durée de vie (FCFA) | 282 350 120 | 282 350 120 | 263 832 400 |
| | Coût actualisé en kWh (FCFA) | 352 | 352 | 329 |
| SONABEL | Coût du kWh avec subvention(FCFA) | 75 | | |
| | Coût du kWh sans subvention(FCFA) | 375 | | |

Le Tableau 3.9 permet de faire plusieurs constats à savoir :

- Le coût d'investissement total sur la durée de vie des systèmes hybrides est largement moins important que ceux des centrales thermiques ; ce qui montre l'importance économique des systèmes hybrides dans les régions décentralisés du Burkina-Faso.
- Le coût du kWh d'une centrale thermique est plus élevé que le coût du kWh d'un système hybride déterminé sur la durée de vie du système quel que soit la région. Cela est dû au coût d'entretien du groupe électrogène ainsi que les coûts de carburants qui sont très élevés par rapport à un système hybride PV/Diesel produisant la même puissance. Par ailleurs, on constate que le coût du kWh d'un système hybride PV/Diesel est supérieur au coût fourni par la SONABEL si l'on tient compte des subventions apportées par l'Etat Burkinabé.
- Le coût du kWh d'un système hybride demeure toujours plus coûteux que celui de la SONABEL si l'on tient compte des subventions apportées par l'Etat mais reste meilleur face à une production composé uniquement de groupes électrogènes diesel.

IV.4. Coûts d'investissement sur la durée de vie des systèmes en fonction des localités étudiées

Le Tableau 3.10 nous montre les coûts d'investissements des différents composants du système hybride PV/Diesel. On remarque dans chacune des localités l'investissement initial du générateur PV est largement plus important que celle du générateur diesel. Cependant on constate annuellement que le coût annualisé des groupes électrogènes est largement supérieure à celle des PV ce qui peut s'expliquer par le coût d'entretien et de maintenance des groupes électrogène et aussi la consommation de carburants des groupes qui sont des facteurs majeurs qui impactent sur le coût du kWh.

Tableau 3.10 : Tableaux des coûts des différentes localités choisies

| ILLA | Coût sur la durée de vie des composants du système hybride | | | | | |
|----------------------|--|---------------------------------|------------------------|---------------|------------------------------------|--------------------|
| Composants | Investissement initial (FCFA) | Investissement annuel (FCFA/an) | Remplacement (FCFA/an) | Diesel(FCFA) | Opération et maintenance (FCFA/an) | Total annuel(FCFA) |
| Champ PV | 31779280 | 3417960 | 0 | 0 | 0 | 3417960 |
| Groupe électrogène | 11522680 | 1239160 | 719680 | 694720 | 6867640 | 9521200 |
| Batterie | 21000200 | 2258880 | 3861000 | 0 | 0 | 6119880 |
| Onduleur | 3333720 | 358800 | 180960 | 0 | 0 | 539760 |
| Autre | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Système | 67635880 | 7274800 | 4761640 | | 6867640 | 18904080 |
| DEOU | Coût sur la durée de vie des composants du système hybride | | | | | |
| Composants | Investissement initial (FCFA) | Investissement annuel (FCFA/an) | Remplacement (FCFA/an) | Diesel (FCFA) | Opération et maintenance (FCFA/an) | Total annuel(FCFA) |
| Champ PV | 32995560 | 3549000 | 0 | 0 | 134160 | 3683160 |
| Groupe électrogène | 11522680 | 1239160 | 596960 | 6357520 | 6357520 | 14551160 |
| Batterie | 21000200 | 2258880 | 4265040 | 0 | 0 | 6523920 |
| Onduleur | 3333720 | 358800 | 180960 | 0 | 0 | 539760 |
| Autre | 0 | 0 | 0 | 0 | 749840 | 749840 |
| Système | 68852160 | 7405840 | 5042960 | 6357520 | 7241520 | 26047840 |
| Bourom-Bourom | Coût sur la durée de vie des composants du système hybride | | | | | |

| Composants | Investissement initial (FCFA) | Investissement annuel (FCFA/an) | Remplacement (FCFA/an) | Diesel(FCFA) | Opération et maintenance (FCFA/an) | Total annuel(FCFA) |
|--------------------|-------------------------------|---------------------------------|------------------------|--------------|------------------------------------|--------------------|
| Champ PV | 29954600 | 3221920 | 0 | 0 | 134160 | 3356080 |
| Groupe électrogène | 11522680 | 1239160 | 1097720 | 8343400 | 905320 | 11585600 |
| Batterie | 16800160 | 1807000 | 3159000 | 0 | 0 | 4966000 |
| Onduleur | 3333720 | 358800 | 180960 | 0 | 0 | 539760 |
| Autre | 0 | 0 | 0 | 0 | 749840 | 749840 |
| Système | 61611160 | 6626880 | 4437680 | 8343400 | 1789320 | 21197280 |

IV.5. Production Electrique

Les figures 3.15, 3.16 et 3.17 présentent la contribution mensuelle des différents systèmes de production d'énergie et cela en fonction de la demande de la localité.

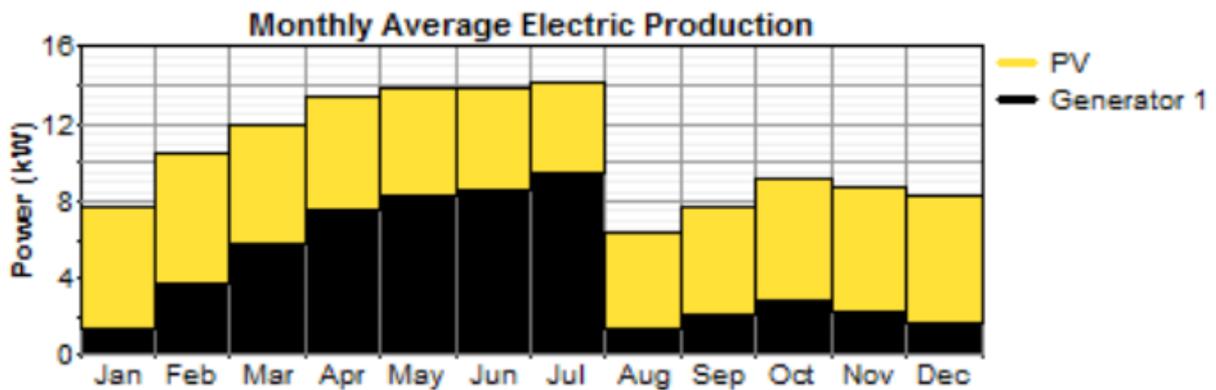


Figure 3.11 : Production électrique mensuel de Déou

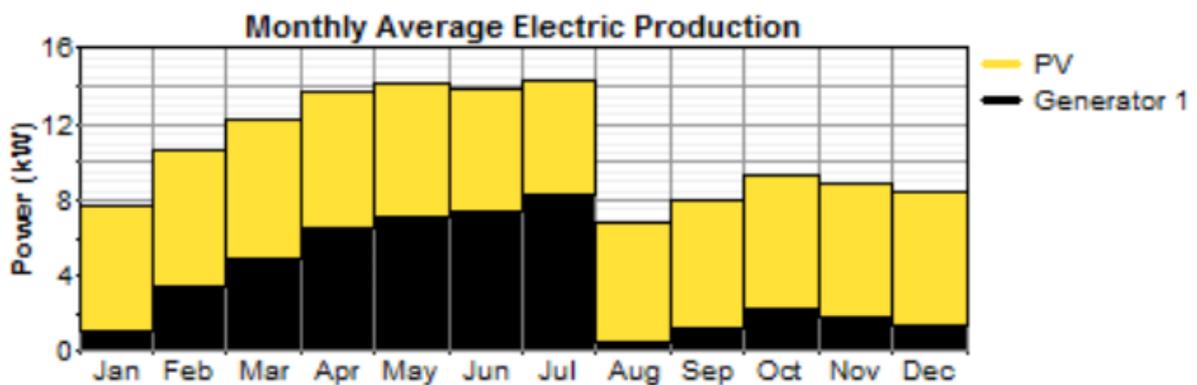


Figure 3.12 : Production électrique mensuelle de Illa

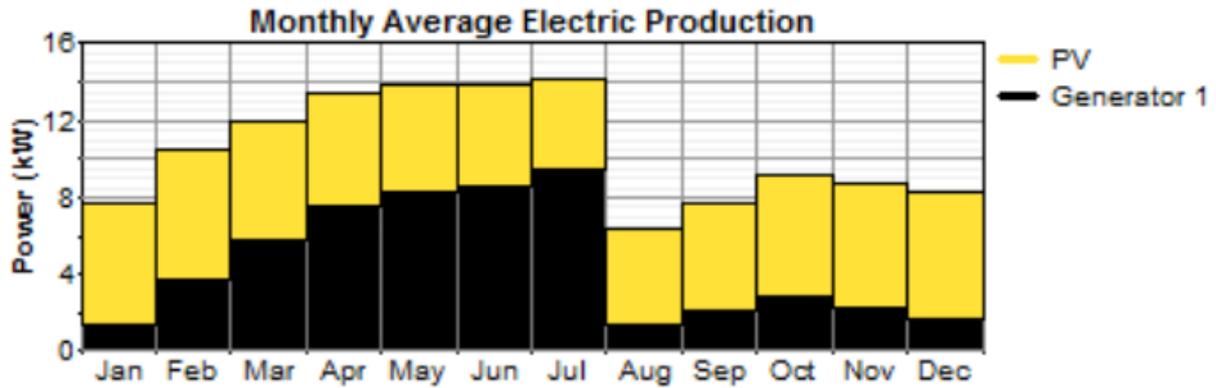


Figure 3.13 : Production électrique mensuelle de Bourom-Bourom

Les différentes figures 3.11, 3.12 et 3.13 des trois localités nous permettent d'observer la répartition de la production en fonction des différents mois. Nous remarquons en premier lieu que durant les mois de janvier à juillet, la production de la centrale thermique croît de façon progressive en fonction de la demande énergétique puis décroît au mois d'août pour ensuite croître de façon légère jusqu'au mois décembre. On constate à partir des trois (03) différentes figures que la production de la centrale thermique est très faible durant la période d'août à décembre contrairement à la production PV qui est très importante. On déduit que le générateur PV contribue majoritairement à la production d'électricité durant la période d'août à décembre.

IV.6. Les éléments de production d'électricité

Le tableau 3.11 présente les détails de fonctionnement des différents composants participant à la production électrique.

Tableau 3.11 : Simulation des productions des groupes électrogènes

| Puissance de 35,2kW | Groupe électrogène pour SEH | | | |
|--------------------------|-----------------------------|---------------|-------|--------------|
| | Illa | Bourom-Bourom | Déou | Unité |
| Heures de fonctionnement | 1629 | 2123 | 1463 | heure/an |
| Nombre de démarrage | 377 | 478 | 346 | démarrage/an |
| Durée de vie | 9,21 | 7,07 | 10,25 | année |
| Production électrique | 33695 | 40334 | 31382 | kWh/an |
| Puissance moyenne | 20,7 | 19 | 21,5 | KW |
| Puissance minimum | 10,56 | 10,56 | 10,56 | kW |
| Puissance maximum | 35,2 | 35,2 | 35,2 | kW |

| | | | | |
|-------------------------------------|-------|---------------|-------|-------|
| Consommation gasoil | 11385 | 13832 | 10540 | l/an |
| Consommation spécifique gasoil | 0,338 | 0,343 | 0,336 | l/kWh |
| Rendement électrique moyen | 30,1 | 29,6 | 30,3 | % |
| Emission de dioxyde de carbone | 2998 | 36425 | 27755 | kg/an |
| Groupe électrogène unique de 49,6kW | | | | |
| | Illa | Bourom-Bourom | Déou | Unité |
| Emission de dioxyde de carbone | 86535 | | | kg/an |

Sur le plan environnemental, on constate que pour une centrale diesel unique l'on rejette 86535kg/an de dioxyde de carbone (CO₂) alors que pour une centrale PV/Diesel on produit moins de 36425kg/an de CO₂ soit moins de 50110 kg de CO₂ rejeté dans la nature ce qui préserve l'environnement de la pollution atmosphérique d'où la préservation de la couche d'ozone (voir tableau 3.11).

En ce qui concerne la production photovoltaïque, on constate à partir du tableau 3.12 que le taux de pénétration de la localité de Déou est plus important à celle de la localité de Illa qui est supérieur à celle de Bourom-Bourom. Le même constat est observé sur la production journalière d'énergie pour les mêmes heures de fonctionnement. Cela peut s'expliquer par l'ensoleillement qui est plus important dans le Sahel et cela est confirmé par la carte d'ensoleillement de la figure 2.6.

Tableau 3.12: Simulation production des panneaux photovoltaïque

| | PV | | | |
|-------------------------|---------|---------------|----------|----------|
| | Déou | Bourom-Bourom | Illa | Unité |
| Energie journalière | 174,5 | 141,4 | 163,7 | kWh/jour |
| Facteur charge | 20,8 | 19,64 | 20,7 | % |
| Production totale | 63679 | 51614 | 59764 | kWh/an |
| Puissance minimum | 0,00026 | 0,000223 | 0,000245 | kW |
| Puissance maximum | 39,9 | 34,2 | 37,4 | kW |
| Pénétration PV | 73,9 | 59,9 | 69,4 | % |
| Heure de fonctionnement | 4794 | 4794 | 4794 | heure/an |

Les simulations que nous avons réalisées en partant sur la base d'un même profil de charge nous ont permis d'aboutir à des coûts de production du kWh de 236 FCFA, 238 FCFA et 246 FCFA respectivement pour les localités de Déou, Illa et Bourom-Bourom.

En partant sur la base que le coût du kWh au Burkina-Faso en milieu rurale est de 375 FCFA sans prendre en considération les subventions apportées par l'Etat Burkinabé qui s'élève à 80% du coût du carburant, on pourrait penser que la mise en place d'un système hybride est rentable. En prenant en compte les subventions apportées par l'Etat burkinabé, on constate que le coût du kWh d'un système hybride mis en place n'est pas avantageux. Sous cet angle, on pourrait dire que la mise en place d'un système hybride n'est pas adaptée compte tenu des faibles moyens financiers dont dispose la population. Mais rappelons que le Burkina Faso est un pays qui dispose d'un potentiel énergétique qu'est le soleil. Malgré ce coût du kWh qui semble élevé, l'énergie solaire reste une ressource renouvelable disponible, contrairement aux hydrocarbures (pétrole, diesel, gasoil) qui sont des ressources non renouvelables qui tendent à s'épuiser. Il serait donc souhaitable d'exploiter cette ressource renouvelable, de se l'approprier, afin d'augmenter le taux d'électrification rurale dans les localités du Burkina-Faso.

V. Conclusion

Notre étude s'est déroulée en deux parties. La première partie consistait à faire un état des lieux de la situation énergétique en milieu rural au Burkina-Faso. La deuxième partie est un cas d'étude qui consistait tout d'abord à évaluer à partir d'une carte, le coût du kWh d'un système PV autonome en région décentralisée pour différentes puissances installées, puis à évaluer le coût du kWh d'un système hybride PV/Diesel de trois (03) localités (Déou, Illa, Bourom-Bourom) présentant des ensoleillements différents tout en partant de la même base (même profil de charge) à l'aide du logiciel Homer.

Dans la première partie nous avons réalisé d'une part la carte d'électrification du Burkina-Faso présentant les différents systèmes de production existants dans les différentes localités du Burkina Faso et d'autre part la carte d'ensoleillement du Burkina-Faso à partir des données d'ensoleillement recueillies auprès de la NASA.

Dans la deuxième il s'agissait d'une part d'évaluer le coût du kWh d'un système PV autonome pour chaque valeur d'ensoleillement du Burkina-Faso à partir de la technique du LCOE. Les résultats obtenus montrent l'importance que pourrait avoir un système photovoltaïque décentralisé de par son coût du kWh relativement faible par rapport à une centrale diesel. D'autre part, il s'agissait de faire une simulation avec le logiciel Homer afin d'évaluer le coût du kWh produit dans chacune des localités étudiées en fonction de la meilleure configuration du système de production, tout en faisant une comparaison avec la centrale thermique et le coût du kWh fourni par la SONABEL. Les résultats ont révélé que la meilleure configuration obtenue sur les trois localités était le PV/Diesel+ batteries.

On déduit d'une part que le coût du kWh des systèmes hybrides est moins couteux que celui de la centrale thermique et que l'ensoleillement est un facteur qui peut aussi influencer la productivité d'un générateur PV. Des résultats des différentes simulations, nous concluons que le coût du kWh produit d'un système PV/Diesel+ Batterie varie en fonction de l'ensoleillement présente dans la localité mais que l'ensoleillement n'est pas le seul facteur qui influence la production du PV. Toutefois, il reste un facteur majeur qui influe sur le coût du kWh du système.

Enfin, les résultats des simulations montrent que le coût du kWh produit par un système hybride dans le contexte du Burkina Faso est relativement moins cher que celui produit par la

SONABEL sans la subvention apportée par l'Etat Burkinabé. Cependant, si nous comparons le coût du kWh vendu par le FDE qui est de 75 FCFA, le coût du kWh des systèmes hybrides PV/Diesel reste relativement coûteux.

VI. Perspectives

Les résultats ainsi obtenus nous amènent à définir les perspectives de travail à savoir :

- Amener les bailleurs de fond ainsi que les entreprises à investir dans le domaine du solaire photovoltaïque car il présente à long terme des avantages liés à l'économie d'énergie, à l'alternance énergétique et aussi contribue à la réduction des gaz à effets de serre.
- Former des personnes compétentes à la technologie solaire pour la production d'énergie électrique afin qu'il puisse valoriser ces compétences dans le domaine des énergies renouvelables.

Bibliographie

- [1] E. ABOTCHI, «Atlas de l'électrification rurale des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique en Afrique de l'ouest: cas du Burkina Faso,» Ouagadougou, 2014.
- [2] OCDE- Groupe de la Banque Africaine de Développement, «Quatrième Forum Internationale sur les perspectives Africaines».
- [3] A. f. développement, «Accès à l'électricité en Afrique subsaharienne, retour d'expérience et approche innovantes,» Accès à l'électricité en Afrique subsaharienne, 2012.
- [4] SONABEL, «Rapport d'activité de la Sonabel,» Ouagadougou, 2012.
- [5] D. Anjali Shanker (IED) avec les contributions de Patrick Clément (Axenne), «Accès à l'électricité en Afrique subsaharienne,» Avril 2012.
- [6] Direction de la prospective et de l'intelligence Economique DPIE, «Note sectorielle de l'énergie,» Ouagadougou, 2010.
- [7] S. O. GRID, «Energie renouvelable en sites isolés, autoconsommation et secours réseaux,» 2013.
- [8] D. Y. NGUEWO, «Expérimentation et optimisation d'un prototype de centrale hybride solaire PV/Diesel sans batteries de stockage: Validation du concept "Flexy Energy",» 2012.
- [9] HESPUL, «Les onduleurs pour systèmes photovoltaïque: Fonctionnement, état de l'art et performance,» 2007.

- [10] Z. M. B. q. M. D. McGehee, «Moeling low cost hybrid tandem photovoltaïcs with the potential for efficiencis exceeding 20%,» 2012.
- [11] B. OUEDRAOGO, «Dérégulation et tarification,» 2013.
- [12] P. D. H. T. Short W, «A manuel for tthe economic evaluation of energy efficiency and renewable energy technologies,» 2005.
- [13] M. P. J. P. K. Branker, «A review of solar photovoltaïc levelized cost of electricity,» 2011.
- [14] B. G. M. B. M. N. Moselm Mousavi S, «The competitiveness of wind power compared to existing methods of electricity generation in Iran,» 2012.
- [15] L. L. Z. W. Yang H, «A novel optmization sizing model for hybrid solar wind power generation system,» *Solar Energy*, 2007.
- [16] M. D. & T. SE, «Power plant engines n.d».
- [17] C. Gross, «Le marché photovoltaïque en Tunisie: Situation actuelle et perspective,» Juillet 2013.
- [18] G. SDMO, «Manuelle d'utilisation et entretien des groupes électrogènes».
- [19] D. Vincent, «Dimensionnement d'un système hybride PV/Grroupe électrogène,» Solarpedia, 2011.

ANNEXES

ANNEXE A1

Tableau 3.13 : Electrification rurale dans le monde

SOURCE: IEA, World Energy Outlook 2014

Electricity access in 2012 - Regional aggregates

| Region | Population without electricity millions | Electrification rate % | Urban electrification rate % | Rural electrification rate % |
|--|--|---------------------------|---------------------------------|---------------------------------|
| Developing countries | 1 283 | 76% | 91% | 64% |
| Africa | 622 | 43% | 68% | 26% |
| <i>North Africa</i> | 1 | 99% | 100% | 99% |
| <i>Sub-Saharan Africa</i> | 621 | 32% | 59% | 16% |
| Developing Asia | 620 | 83% | 95% | 74% |
| <i>China</i> | 3 | 100% | 100% | 100% |
| <i>India</i> | 304 | 75% | 94% | 67% |
| Latin America | 23 | 95% | 99% | 82% |
| Middle East | 18 | 92% | 98% | 78% |
| Transition economies & OECD | 1 | 100% | 100% | 100% |
| WORLD | 1 285 | 82% | 94% | 68% |

ANNEXES A2

Tableau 3.13 : Ensoleillement du Burkina-Faso

| PSECELLID | LON | LAT | CJAN | CFEB | CMAR | CAPR | CMAY | CJUN | CJUL | CAUG | CSEP | COCT | CNOV | CDEC | CANN |
|-----------|--------|--------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| 440307 | -5.387 | 15.356 | 5437 | 6026 | 6517 | 6429 | 6584 | 6254 | 6076 | 6118 | 6124 | 5942 | 5596 | 5270 | 6031 |
| 441304 | -4.437 | 15.3 | 5417 | 6003 | 6448 | 6456 | 6490 | 6185 | 6009 | 6096 | 6079 | 5807 | 5505 | 5233 | 5977 |
| 441305 | -4.728 | 15.227 | 5460 | 6062 | 6443 | 6487 | 6496 | 6176 | 5989 | 6034 | 6079 | 5855 | 5559 | 5262 | 5991 |
| 441306 | -5.018 | 15.152 | 5454 | 6033 | 6444 | 6431 | 6509 | 6176 | 5962 | 5990 | 6059 | 5867 | 5568 | 5269 | 5980 |
| 441307 | -5.308 | 15.077 | 5429 | 6038 | 6416 | 6376 | 6492 | 6208 | 5954 | 5970 | 6068 | 5884 | 5580 | 5281 | 5974 |
| 441308 | -5.596 | 15.00 | 5434 | 6047 | 6459 | 6444 | 6511 | 6154 | 6015 | 5988 | 6027 | 5889 | 5578 | 5292 | 5986 |
| 442300 | -3.197 | 15.295 | 5257 | 6068 | 6460 | 6465 | 6431 | 6312 | 5988 | 6033 | 6119 | 5776 | 5512 | 5288 | 5975 |
| 442301 | -3.49 | 15.228 | 5336 | 6066 | 6459 | 6511 | 6486 | 6314 | 6044 | 6028 | 6117 | 5838 | 5524 | 5280 | 6000 |
| 442302 | -3.782 | 15.16 | 5376 | 6029 | 6389 | 6462 | 6416 | 6240 | 5959 | 5974 | 6033 | 5778 | 5513 | 5264 | 5952 |
| 442303 | -4.073 | 15.09 | 5376 | 5998 | 6378 | 6399 | 6428 | 6168 | 5950 | 5990 | 6000 | 5717 | 5485 | 5236 | 5927 |
| 442304 | -4.363 | 15.019 | 5346 | 5974 | 6307 | 6373 | 6374 | 6103 | 5928 | 5901 | 5898 | 5656 | 5397 | 5148 | 5867 |
| 442305 | -4.652 | 14.947 | 5414 | 6014 | 6389 | 6398 | 6468 | 6144 | 5950 | 5941 | 5952 | 5745 | 5486 | 5260 | 5930 |
| 442306 | -4.941 | 14.873 | 5459 | 6043 | 6399 | 6448 | 6449 | 6142 | 5904 | 5954 | 6033 | 5824 | 5555 | 5298 | 5959 |
| 442307 | -5.229 | 14.798 | 5461 | 6060 | 6422 | 6454 | 6432 | 6133 | 5916 | 5855 | 6042 | 5843 | 5579 | 5308 | 5958 |
| 442308 | -5.516 | 14.722 | 5427 | 6046 | 6411 | 6434 | 6391 | 6067 | 5838 | 5827 | 5966 | 5811 | 5563 | 5316 | 5924 |
| 443295 | -1.664 | 15.324 | 5095 | 6000 | 6413 | 6515 | 6610 | 6345 | 6063 | 5995 | 6078 | 5852 | 5482 | 5179 | 5968 |
| 443296 | -1.958 | 15.265 | 5102 | 6001 | 6380 | 6439 | 6506 | 6243 | 5991 | 5897 | 6015 | 5834 | 5460 | 5180 | 5920 |
| 443297 | -2.252 | 15.204 | 5167 | 6048 | 6385 | 6399 | 6474 | 6241 | 6015 | 5977 | 6042 | 5849 | 5480 | 5227 | 5942 |
| 443298 | -2.545 | 15.142 | 5197 | 6084 | 6414 | 6501 | 6546 | 6313 | 6000 | 6015 | 6105 | 5879 | 5516 | 5240 | 5984 |
| 443299 | -2.837 | 15.078 | 5265 | 6093 | 6415 | 6506 | 6511 | 6348 | 6006 | 5982 | 6102 | 5841 | 5539 | 5275 | 5990 |
| 443300 | -3.129 | 15.013 | 5291 | 6095 | 6448 | 6526 | 6507 | 6354 | 5982 | 5980 | 6116 | 5849 | 5546 | 5285 | 5998 |

Tableau 3.14 : Coût du kWh pour une puissance de 10kWc

| LON | LAT | CJAN | CFEB | CMAR | CAPR | CMAY | CJUN | CJUL | CAUG | CSEP | COCT | CNOV | CDEC | CANN |
|--------|--------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| -5.387 | 15.356 | 0,1452667 | 0,13106788 | 0,12119304 | 0,12285193 | 0,11995976 | 0,12628959 | 0,12998931 | 0,12909694 | 0,12897046 | 0,13292075 | 0,14113922 | 0,14987003 | 0,13095922 |
| -4.437 | 15.3 | 0,14580304 | 0,13157006 | 0,12248993 | 0,12233815 | 0,12169724 | 0,12769848 | 0,13143869 | 0,12956284 | 0,12992516 | 0,13601086 | 0,14347231 | 0,15092969 | 0,13214239 |
| -4.728 | 15.227 | 0,14465478 | 0,13028952 | 0,12258499 | 0,12175352 | 0,12158483 | 0,12788457 | 0,13187762 | 0,13089411 | 0,12992516 | 0,13489583 | 0,14207862 | 0,15009789 | 0,1318336 |
| -5.018 | 15.152 | 0,14481391 | 0,13091581 | 0,12256596 | 0,12281373 | 0,121342 | 0,12788457 | 0,13247485 | 0,1318556 | 0,13035403 | 0,13461992 | 0,14184897 | 0,14989848 | 0,1320761 |
| -5.308 | 15.077 | 0,14548077 | 0,1308074 | 0,12310085 | 0,12387313 | 0,12165975 | 0,12722537 | 0,13265285 | 0,13229733 | 0,13016069 | 0,13423098 | 0,14154392 | 0,14955786 | 0,13220875 |
| -5.596 | 15.00 | 0,1453469 | 0,13061271 | 0,12228132 | 0,12256596 | 0,12130473 | 0,12834174 | 0,13130758 | 0,13189964 | 0,13104614 | 0,13411701 | 0,14159467 | 0,14924699 | 0,13194371 |
| -3.197 | 15.295 | 0,15024065 | 0,13016069 | 0,1222624 | 0,12216784 | 0,12281373 | 0,12512913 | 0,13189964 | 0,13091581 | 0,12907584 | 0,13674084 | 0,14329011 | 0,14935989 | 0,13218662 |
| -3.49 | 15.228 | 0,14801632 | 0,13020361 | 0,12228132 | 0,12130473 | 0,12177229 | 0,1250895 | 0,13067754 | 0,1310244 | 0,12911804 | 0,13528864 | 0,14297883 | 0,14958619 | 0,13163585 |
| -3.782 | 15.16 | 0,14691501 | 0,13100267 | 0,12362108 | 0,12222455 | 0,12310085 | 0,12657293 | 0,13254155 | 0,13220875 | 0,13091581 | 0,13669351 | 0,14326412 | 0,15004086 | 0,13269743 |
| -4.073 | 15.09 | 0,14691501 | 0,13167974 | 0,12383429 | 0,12342789 | 0,12287104 | 0,12805043 | 0,13274203 | 0,1318556 | 0,13163585 | 0,13815202 | 0,14399546 | 0,15084322 | 0,13325714 |
| -4.363 | 15.019 | 0,14773945 | 0,13220875 | 0,12522833 | 0,12393144 | 0,123912 | 0,12941423 | 0,13323466 | 0,13384428 | 0,13391236 | 0,13964199 | 0,14634335 | 0,15342173 | 0,13461992 |
| -4.652 | 14.947 | 0,14588383 | 0,13132941 | 0,12362108 | 0,12344718 | 0,12211117 | 0,12855063 | 0,13274203 | 0,13294312 | 0,13269743 | 0,13747869 | 0,14396921 | 0,15015496 | 0,13318973 |
| -4.941 | 14.873 | 0,14468127 | 0,13069917 | 0,12342789 | 0,12248993 | 0,12247094 | 0,12859249 | 0,13377627 | 0,13265285 | 0,13091581 | 0,13561385 | 0,14218093 | 0,14907797 | 0,13254155 |
| -5.229 | 14.798 | 0,14462829 | 0,13033252 | 0,12298584 | 0,12237606 | 0,12279463 | 0,1287812 | 0,13350491 | 0,13489583 | 0,1307208 | 0,13517287 | 0,14156929 | 0,14879711 | 0,13256379 |
| -5.516 | 14.722 | 0,14553438 | 0,13063432 | 0,12319686 | 0,12275646 | 0,12358239 | 0,13018215 | 0,13528864 | 0,13554403 | 0,13238603 | 0,13591724 | 0,14197646 | 0,14857319 | 0,13332462 |
| -1.664 | 15.324 | 0,15501768 | 0,13163585 | 0,12315844 | 0,12123025 | 0,11948791 | 0,12447834 | 0,13026803 | 0,13174563 | 0,12994654 | 0,13496498 | 0,14407426 | 0,15250339 | 0,13234167 |
| -1.958 | 15.265 | 0,15480499 | 0,13161391 | 0,12379547 | 0,12266114 | 0,12139795 | 0,12651211 | 0,1318336 | 0,13393506 | 0,13130758 | 0,1353814 | 0,14465478 | 0,15247395 | 0,13341471 |
| -2.252 | 15.204 | 0,15285757 | 0,13059112 | 0,12369852 | 0,12342789 | 0,121998 | 0,12655265 | 0,13130758 | 0,13214239 | 0,1307208 | 0,13503421 | 0,14412684 | 0,15110294 | 0,13292075 |
| -2.545 | 15.142 | 0,15197519 | 0,12981839 | 0,12313924 | 0,12149132 | 0,12065614 | 0,12510931 | 0,13163585 | 0,13130758 | 0,12937184 | 0,13434514 | 0,1431862 | 0,15072807 | 0,13198781 |
| -2.837 | 15.078 | 0,15001236 | 0,12962663 | 0,12312004 | 0,12139795 | 0,12130473 | 0,12441951 | 0,13150434 | 0,13203194 | 0,12943544 | 0,13521915 | 0,14259164 | 0,14972798 | 0,1318556 |
| -3.129 | 15.013 | 0,1492752 | 0,1295841 | 0,12248993 | 0,12102591 | 0,1213793 | 0,12430203 | 0,13203194 | 0,1320761 | 0,12913916 | 0,13503421 | 0,14241166 | 0,14944467 | 0,13167974 |

ANNEXE A3

Tableau 3.15 : Calcul du coût du kWh par la technique de LCOE

| hypothèse | Valeurs | Exploitation et maintenance du PV | | | | Coût total en \$ |
|--------------------------------------|----------|-----------------------------------|-------------------|------------------|---------------|------------------|
| | | Main d'œuvre | Equipement de net | Technicien de PV | | |
| Puissance de l'installation en w/att | 10000 | Période | 2fois/mois | Eau+ chiffon | trois l'année | |
| Coût en watt (\$) | 1,25 | Prix mensuel (FCFA) | 5000 | 2000 | 50000 | |
| Dépenses et intérêt | 0% | Prix annuelle (FCFA) | 60000 | 24000 | 50000 | |
| | 1875 | Coût total (FCFA) | 134000 | | | 257.6323077 |
| Taux de productivité du PV | 75% | | | | | |
| Taux de dégradation annuelle du PV | 0,5% | | | | | |
| Taux d'intérêt nominal | 9,69% | | | | | |
| Taux d'actualisation | 13% | | | | | |
| Production annuel | | | | | | |
| Durée de vie du système en année | 25,00 | | | | | |
| Coût d'exploitation et maintenance | 1% | | | | | |
| Taux d'inflation | 1% | | | | | |
| Durée de vie des onduleurs | 10 | | | | | |
| Taux d'indévation | 2% | | | | | |
| Taux d'actualisation réel | 9,69% | | | | | |
| Puissance crête en w/atheure | 1942,53 | | | | | |
| LCOE du PV | 0,176047 | | | | | |

| Year | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 |
|------------------------------------|---|----------|----------|----------|----------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|------------|---------|-------------|
| production actualisé en kWh | | 1745,527 | 2313,918 | 2525,446 | 2756,311 | 3008,280446 | 3283,283307 | 3583,426947 | 3911,007714 | 4266,534439 | 4658,744649 | 5084,62612 | 5549,44 | 6056,745 |
| Production total du système en kWh | | | | | | | | | | | | | | 163014,7004 |

Tableau 3.16 : Coût d'investissement pour une puissance de 10KW [17]

| | | | | |
|---|--|---|------|-------------------|
| Ensemble système de 10kWc | Vente du module | | 1,25 | 12500 |
| | Vente onduleur chargeur 5kW | 10% de bénéfice | | 4862 |
| | Batterie | | | 769 |
| Coût ensemble du système | | | | 18131 |
| Autres équipements | Câbles et divers accessoire | 10% du coût de l'ensemble du système | | 1813,1 |
| | Armoire de commande | | | |
| | Support module | | | |
| | Tuyauterie | | | |
| Coût des équipements | | | | 19944,1 |
| Installation du système | Livraison | Elle est prise à 5% du coût des équipements | | 0 |
| | Installation et transport local | Elle est prise à 10% du coût des équipements | | 1994,41 |
| | Autres démarrage | Elle est prise à 5% du coût des équipements | | 997,205 |
| Coût total installation du système | | | | 2991,615 |
| GC | Génie civil (clôture, fixation, soudure etc....) | Elle est prise à 30% du coût global de l'installation | | 897,4845 |
| Coût du système | | | | 23833,1995 |

ANNEXE A4

Tableau 3.17 : Coût des opérations et maintenances des groupes électrogènes [18]

| Elément | Opération | Avant démarrage | 100 à 200 premières heures | 50h | 6mois | 30 à 600h | 500h | Durée de vie des GE en heures | Coûts des pièces de rechange durant sa | Avant démarrage | 100 à 200 premières heures | 50h | 6mois | 50 à 600h(300h) | 500h | | |
|---|-------------------------------------|-----------------|----------------------------|-------|-------|-----------|-------|-------------------------------|--|-----------------|----------------------------|-------|---------|-----------------|--------|--------|--|
| Moteur | Contrôler l'étanchéité | * | | | | | | 15000 | - | 10000 | | | | | | | |
| Niveau d'huile | Contrôler et compléter | * | | | | | | | - | | | | | | | | |
| Liquide de refroidissement | Contrôler le niveau | * | | | | | | | - | | | | | | | | |
| Radiateur | Contrôler l'extérieur et nettoyer | * | | | | | | | - | | | | | | | | |
| Filtre à air | Contrôler l'indicateur de colmatage | * | | | | | | | - | | | | | | | | |
| Injecteur | Parfaire le serrage | * | | | | | | | - | | | | | | | | |
| Jeux de soupapes | Contrôler/régler | * | | | | | | | - | | | 10000 | | | | | |
| Batteries | Contrôler le niveau d'électrolyte | * | | | | | | | - | | | | 3000000 | | | | |
| Préfiltre à carburant | Vidanger l'eau et les sédiments | * | | | | | | | - | | | | | | | | |
| Filtre à liquide de refroidissement | Remplacer | * | | | | | | | 40000 | | | | | 40000 | | | |
| Huile à moteur | Vidanger l'eau et les sédiments | * | | | | | | | 1800000 | | | | | | | | |
| Filtre à huile | Remplacer | * | | | | | | | 500000 | | | | | | 500000 | | |
| Courroies d'entraînement | Contrôler la tension | * | | | | | | | - | | | | | | | 300000 | |
| Total | | | | | | | | | | 6200000 | | | | | | | |
| Elément | Opération | 1000h | 1500h | 2000h | 2400h | 3000h | 5000h | | | 1000h | 1500h | 2000h | 2400h | 3000h | 5000h | | |
| Conduits d'air | Contrôler l'électricité | * | | | | | | | - | | | | | | | | |
| Filtre à carburant | Remplacer | * | | | | | | | 150000 | 150000 | | | | | | | |
| Jeux aux soupapes | Contrôler/régler | * | | | | | | | - | | 100000 | | | | | | |
| Filtre à air | Nettoyer | * | | | | | | | - | | | 75000 | | | | | |
| Moteur avec équipements | Effectuer un contrôle général | * | | | | | | | - | | | | | | | | |
| Turbocompresseur | Contrôler | * | | | | | | | - | | | | 62500 | | | | |
| Injecteur | Contrôler | * | | | | | | | - | | | | | 50000 | | | |
| Liquide de refroidissement | Remplacer | * | | | | | | | - | | | | | 30000 | | | |
| Total Maintenance | | | | | | | | | | 6817500 | | | | | | | |
| Total Maintenance horaire en FCFA | | | | | | | | | | 454,5 | | | | | | | |
| Total Maintenance horaire en dollars | | | | | | | | | | 0,87 | | | | | | | |

Tableau 3.18 : Caractéristique des batteries et coût des batteries

| Batterie (A plomb sèche sans maintenance) | | Panneaux solaire | | Nbre total de Batterie | | Pce PV=10kW | Pce PV=20 kW | Prix de l'Ah (FCFA) |
|---|----------------|-----------------------|------|-------------------------------|--|-------------|--------------|---------------------|
| Détails batterie | | Puissance (KW) | 10 | Capacité accumulateur(Ah) | | 400 | 800 | 1000 |
| Type | Vision6FM 200D | Besoin journalier(Wh) | 8000 | Nbre de batterie en série | | 4 | 8 | |
| Capacité (Ah) | 200 | U générateur (V) | 48 | Nbre de batterie en parallèle | | 2 | 4 | |
| Tension (V) | 12 | | | Nbre total de Batterie | | 8 | 16 | |
| Rendement | 0,8 | | | | | | | |
| Nbre jr autonomie (jr) | 1 | | | | | | | |
| Profondeur de décharge | 0,75 | | | | | | | |

ANNEXE A5: CARACTERISTIQUE DE LA LOCALITE DE DEOU

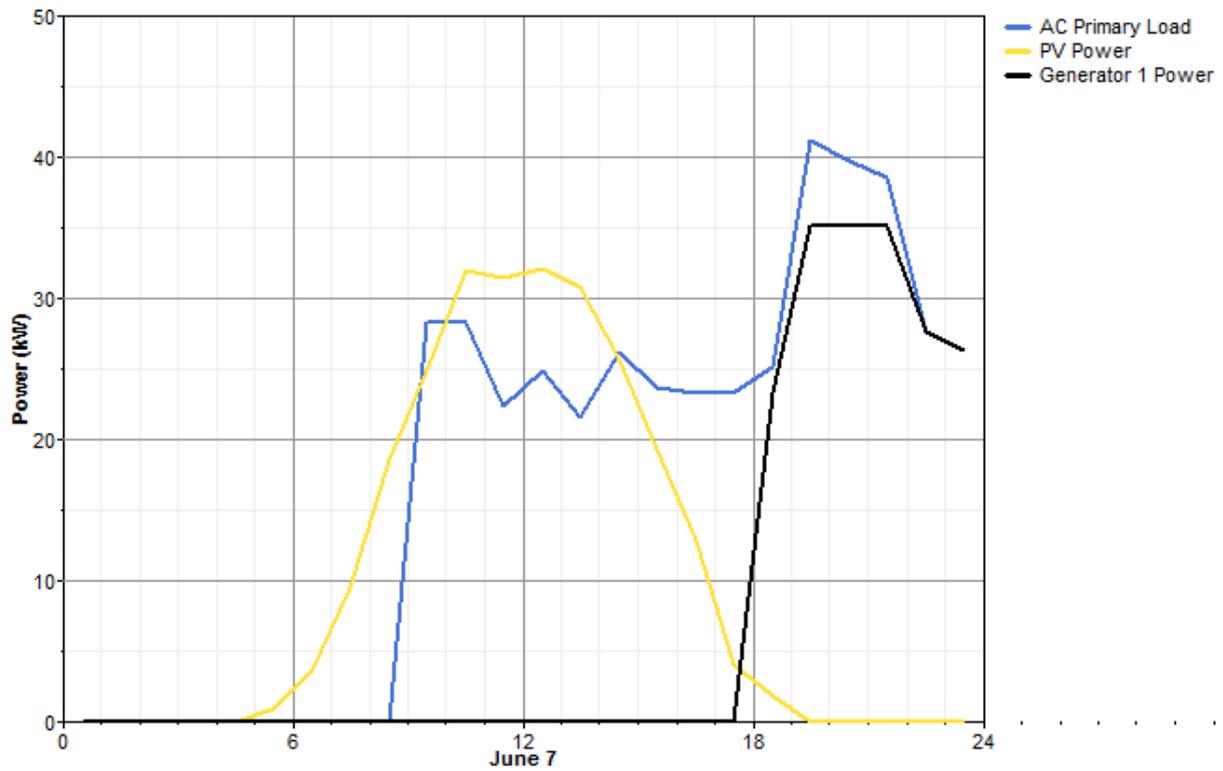
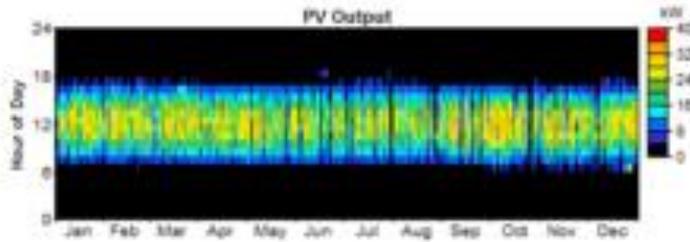


Figure 3.14 : Courbe de charge journalière de Déou

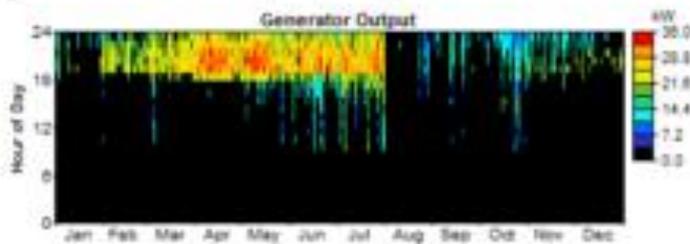
PV

| Variable | Value | Units |
|---------------------|----------|-------|
| Average output: | 174.5 | kWh/d |
| Minimum output: | 0.000260 | kW |
| Maximum output: | 39.9 | kW |
| Solar penetration: | 73.9 | % |
| Capacity factor: | 20.8 | % |
| Hours of operation: | 4,794 | h/yr |



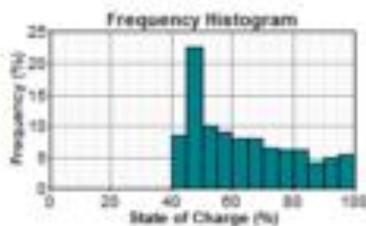
Generator 1

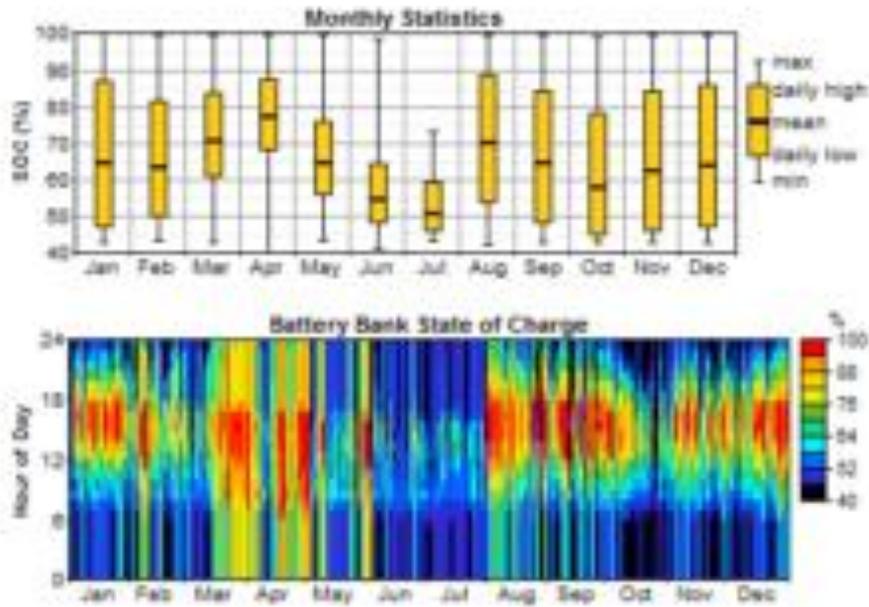
| Variable | Value | Units |
|--------------------------------|--------|-----------|
| Hours of operation: | 1,463 | h/yr |
| Number of starts: | 346 | starts/yr |
| Operational life: | 10.25 | yr |
| Average electrical output: | 21.5 | kW |
| Minimum electrical output: | 10.56 | kW |
| Maximum electrical output: | 35.2 | kW |
| Annual fuel usage: | 10,540 | L/yr |
| Specific fuel usage: | 0.336 | L/kWh |
| Average electrical efficiency: | 30.3 | % |



Battery

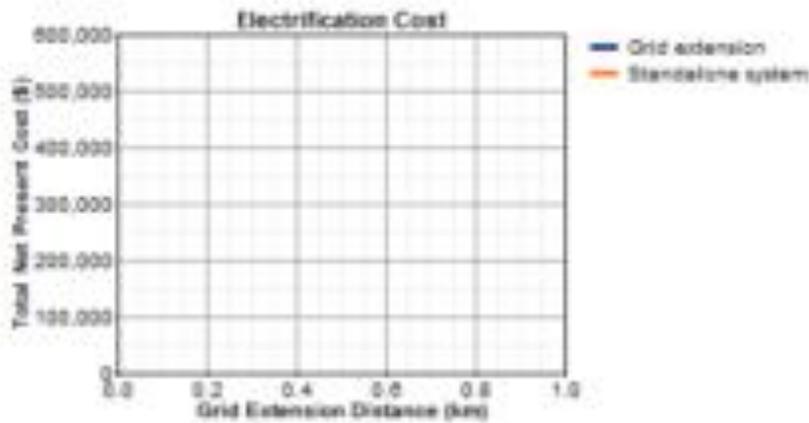
| Variable | Value | Units |
|--------------------|--------|--------|
| Battery throughput | 22,661 | kWh/yr |
| Battery life | 4.05 | yr |
| Battery autonomy | 14.64 | hours |





Grid Extension

Break-even grid extension distance: -11.01 km



Emissions

| Pollutant | Emissions (kg/yr) |
|-----------------------|-------------------|
| Carbon dioxide | 27,755 |
| Carbon monoxide | 68.5 |
| Unburned hydrocarbons | 7.59 |
| Particulate matter | 5.16 |
| Sulfur dioxide | 55.7 |
| Nitrogen oxides | 611 |

ANNEXE A.6 : CARACTERISTIQUE DE LA LOCALITE DE ILLA

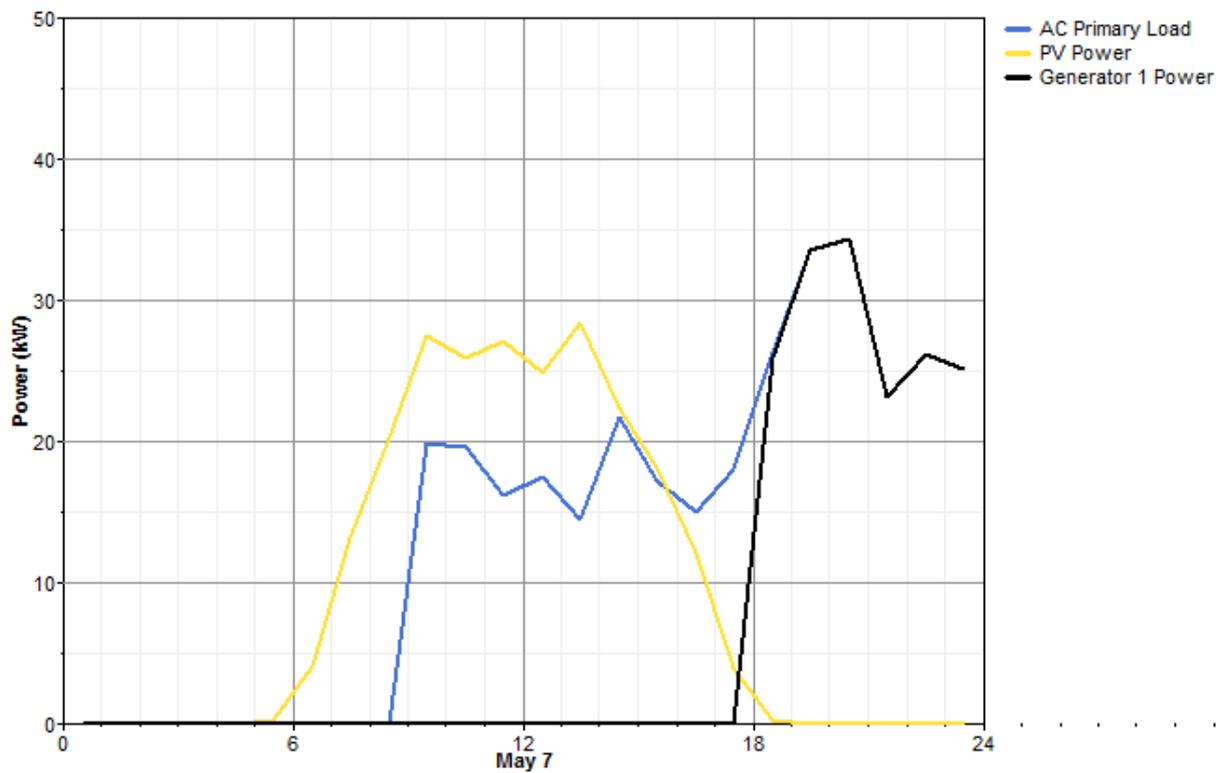


Figure 3.15: Courbe de charge de la localité de Illa

System architecture

| | |
|-----------------------------------|--------------------|
| PV Array: | 33 kW |
| Generator 1: | 35.2 kW |
| Battery: | 100 Vision 6FM200D |
| Inverter: | 50 kW |
| Rectifier: | 50 kW |
| Dispatch strategy: Load Following | |

Cost summary

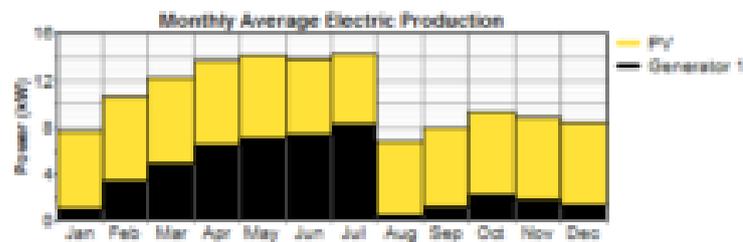
| | |
|---------------------------|--------------|
| Total net present cost: | 366,222 \$ |
| Levelized cost of energy: | 0.457 \$/kWh |

Cost breakdown

| Component | Initial Capital (\$) | Annualized Capital (\$/yr) | Annualized Replacement (\$/yr) | Annual O&M (\$/yr) | Annual Fuel (\$/yr) | Total Annualized (\$/yr) |
|-------------|----------------------|----------------------------|--------------------------------|--------------------|---------------------|--------------------------|
| PV Array | 61,114 | 6,573 | 0 | 258 | 0 | 6,831 |
| Generator 1 | 22,169 | 2,383 | 1,384 | 1,336 | 13,207 | 18,310 |
| Battery | 40,385 | 4,344 | 7,425 | 0 | 0 | 11,769 |
| Converter | 6,411 | 690 | 348 | 0 | 0 | 1,037 |
| Other | 0 | 0 | 0 | 1,442 | 0 | 1,442 |
| Totals | 130,069 | 13,989 | 9,156 | 3,036 | 13,207 | 39,388 |

Annual electric energy production

| Component | Production (kWh/yr) | Fraction |
|-------------|---------------------|----------|
| PV array | 58,764 | 64% |
| Generator 1 | 33,695 | 36% |
| Total | 92,459 | 100% |



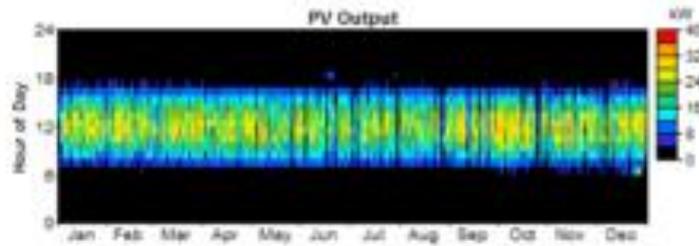
Annual electric energy consumption

| Load | Consumption (kWh/yr) | Fraction |
|-----------------|----------------------|----------|
| AC primary load | 88,140 | 100% |
| Total | 88,140 | 100% |

| Variable | Value | Units |
|---------------------|-------|--------|
| Renewable fraction: | 0.639 | |
| Excess electricity: | 575 | kWh/yr |
| Unmet load: | 0 | kWh/yr |
| Capacity shortage: | 12 | kWh/yr |

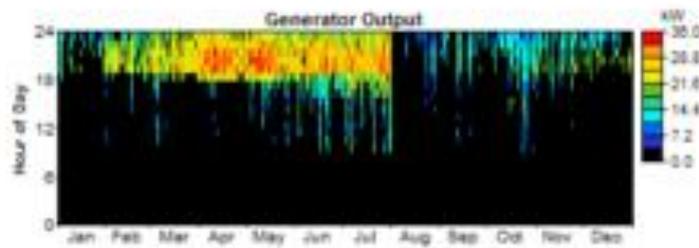
PV

| Variable | Value | Units |
|---------------------|----------|-------|
| Average output: | 163.7 | kWh/d |
| Minimum output: | 0.000245 | kW |
| Maximum output: | 37.4 | kW |
| Solar penetration: | 69.4 | % |
| Capacity factor: | 20.7 | % |
| Hours of operation: | 4,794 | hr/yr |



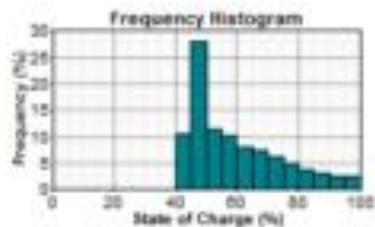
Generator 1

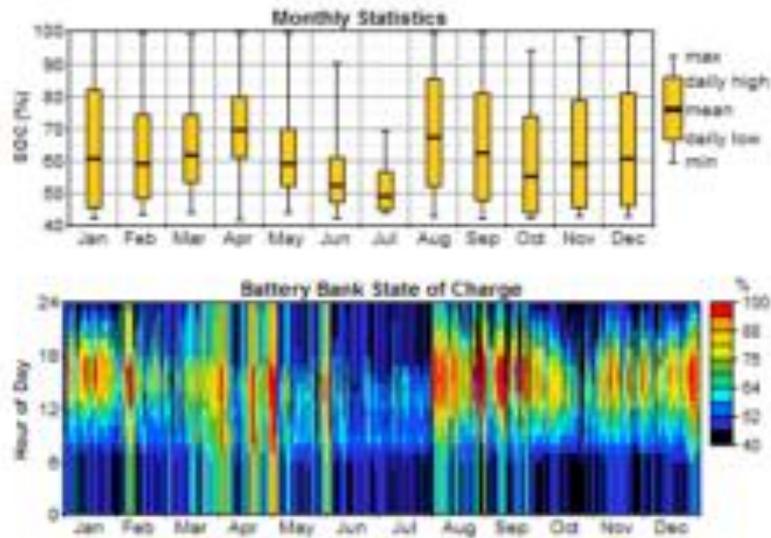
| Variable | Value | Units |
|--------------------------------|--------|-----------|
| Hours of operation: | 1,829 | hr/yr |
| Number of starts: | 377 | starts/yr |
| Operational life: | 9.21 | yr |
| Average electrical output: | 20.7 | kW |
| Minimum electrical output: | 10.56 | kW |
| Maximum electrical output: | 35.2 | kW |
| Annual fuel usage: | 11,385 | L/yr |
| Specific fuel usage: | 0.338 | L/kWh |
| Average electrical efficiency: | 30.1 | % |



Battery

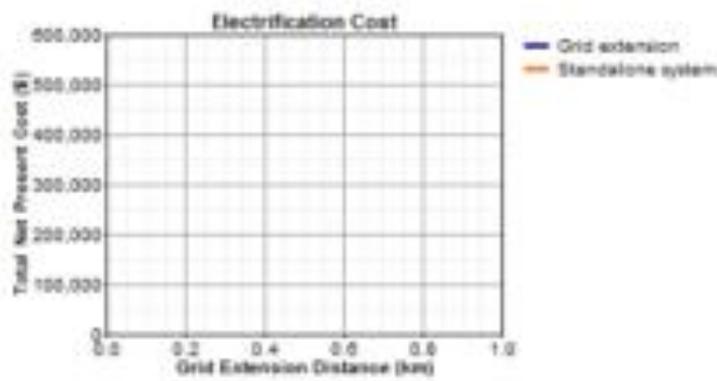
| Variable | Value | Units |
|--------------------|--------|--------|
| Battery throughput | 20,939 | kWh/yr |
| Battery life | 4.38 | yr |
| Battery autonomy | 14.64 | hours |





Grid Extension

Breakeven grid extension distance: -10.85 km



Emissions

| Pollutant | Emissions (kg/yr) |
|-----------------------|-------------------|
| Carbon dioxide | 29,981 |
| Carbon monoxide | 74 |
| Unburned hydrocarbons | 8.2 |
| Particulate matter | 5.58 |
| Sulfur dioxide | 60.2 |
| Nitrogen oxides | 660 |

ANNEXE A.7 : CARACTERISTIQUE DE LA LOCALITE DE BOUROM-BOUROM

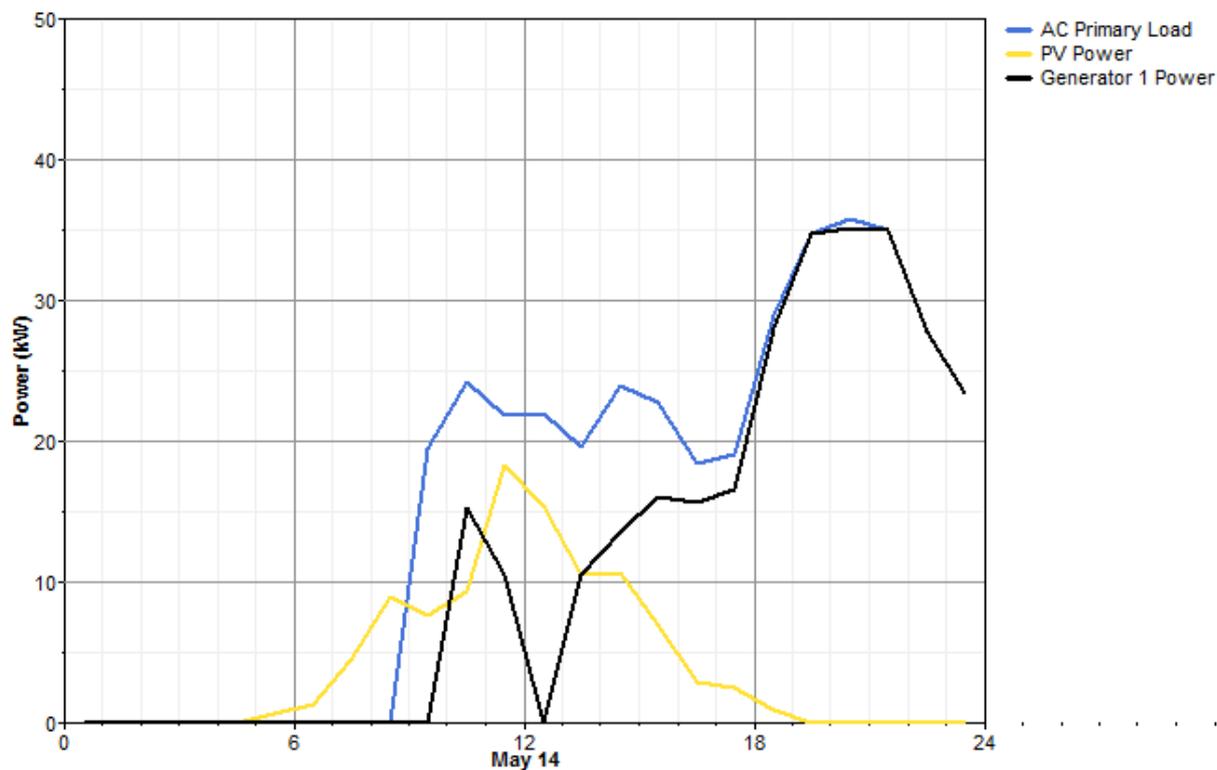
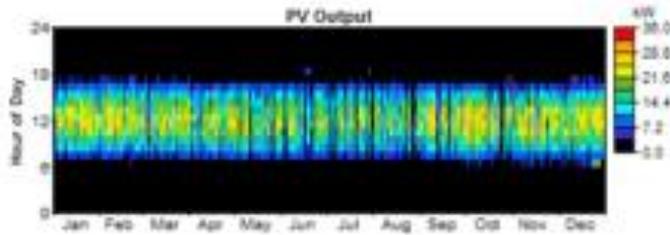


Figure 3.16 : Courbe de charge journalière de Bourom-Bourom

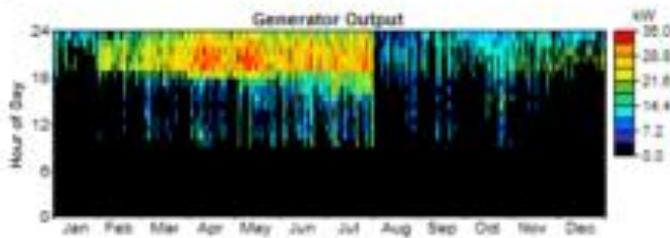
PV

| Variable | Value | Units |
|---------------------|----------|-------|
| Average output: | 141.4 | kWh/d |
| Minimum output: | 0.000223 | kW |
| Maximum output: | 34.2 | kW |
| Solar penetration: | 59.9 | % |
| Capacity factor: | 19.64 | % |
| Hours of operation: | 4,794 | h/yr |



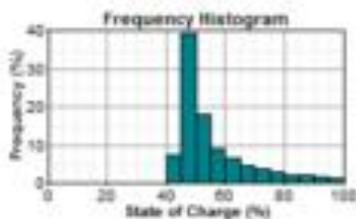
Generator 1

| Variable | Value | Units |
|--------------------------------|--------|-----------|
| Hours of operation: | 2,123 | h/yr |
| Number of starts: | 478 | starts/yr |
| Operational life: | 7.07 | yr |
| Average electrical output: | 19.00 | kW |
| Minimum electrical output: | 10.56 | kW |
| Maximum electrical output: | 35.2 | kW |
| Annual fuel usage: | 13,832 | L/yr |
| Specific fuel usage: | 0.343 | L/kWh |
| Average electrical efficiency: | 29.6 | % |



Battery

| Variable | Value | Units |
|--------------------|--------|--------|
| Battery throughput | 17,057 | kWh/yr |
| Battery life | 4.30 | yr |
| Battery autonomy | 11.72 | hours |



System architecture

| | |
|-----------------------------------|-------------------|
| PV Array: | 30 kW |
| Generator 1: | 35.2 kW |
| Battery: | 80 Vision 6FM200D |
| Inverter: | 50 kW |
| Rectifier: | 50 kW |
| Dispatch strategy: Load Following | |

Cost summary

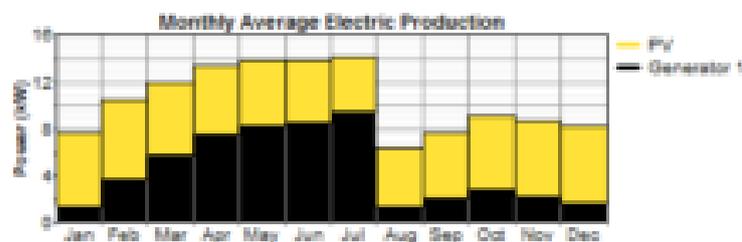
| | |
|---------------------------|--------------|
| Total net present cost: | 379,013 \$ |
| Levelized cost of energy: | 0.473 \$/kWh |

Cost breakdown

| Component | Initial Capital (\$) | Annualized Capital (\$/yr) | Annualized Replacement (\$/yr) | Annual O&M (\$/yr) | Annual Fuel (\$/yr) | Total Annualized (\$/yr) |
|-------------|----------------------|----------------------------|--------------------------------|--------------------|---------------------|--------------------------|
| PV Array | 57,605 | 6,196 | 0 | 258 | 0 | 6,454 |
| Generator 1 | 22,169 | 2,383 | 2,111 | 1,741 | 16,045 | 22,281 |
| Battery | 32,306 | 3,475 | 6,075 | 0 | 0 | 9,550 |
| Converter | 6,411 | 690 | 348 | 0 | 0 | 1,037 |
| Other | 0 | 0 | 0 | 1,442 | 0 | 1,442 |
| Totals | 118,493 | 12,743 | 8,534 | 3,441 | 16,045 | 40,764 |

Annual electric energy production

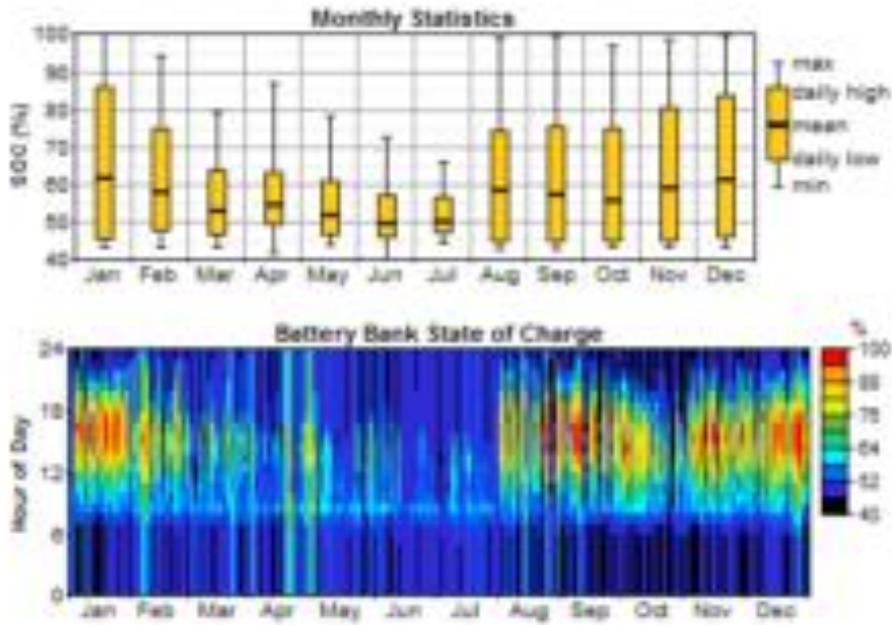
| Component | Production (kWh/yr) | Fraction |
|-------------|---------------------|----------|
| PV array | 51,614 | 56% |
| Generator 1 | 40,334 | 44% |
| Total | 91,948 | 100% |



Annual electric energy consumption

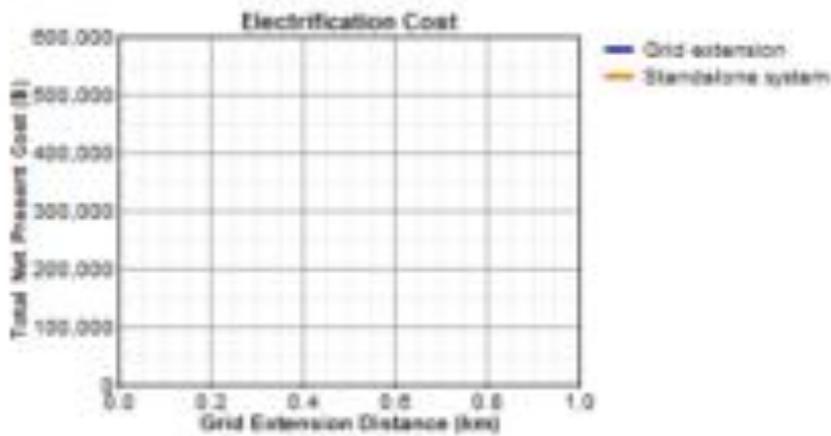
| Load | Consumption (kWh/yr) | Fraction |
|-----------------|----------------------|----------|
| AC primary load | 86,139 | 100% |
| Total | 86,139 | 100% |

| Variable | Value | Units |
|---------------------|-------|--------|
| Renewable fraction: | 0.561 | |
| Excess electricity: | 189 | kWh/yr |
| Unmet load: | 1 | kWh/yr |
| Capacity shortage: | 67 | kWh/yr |



Grid Extension

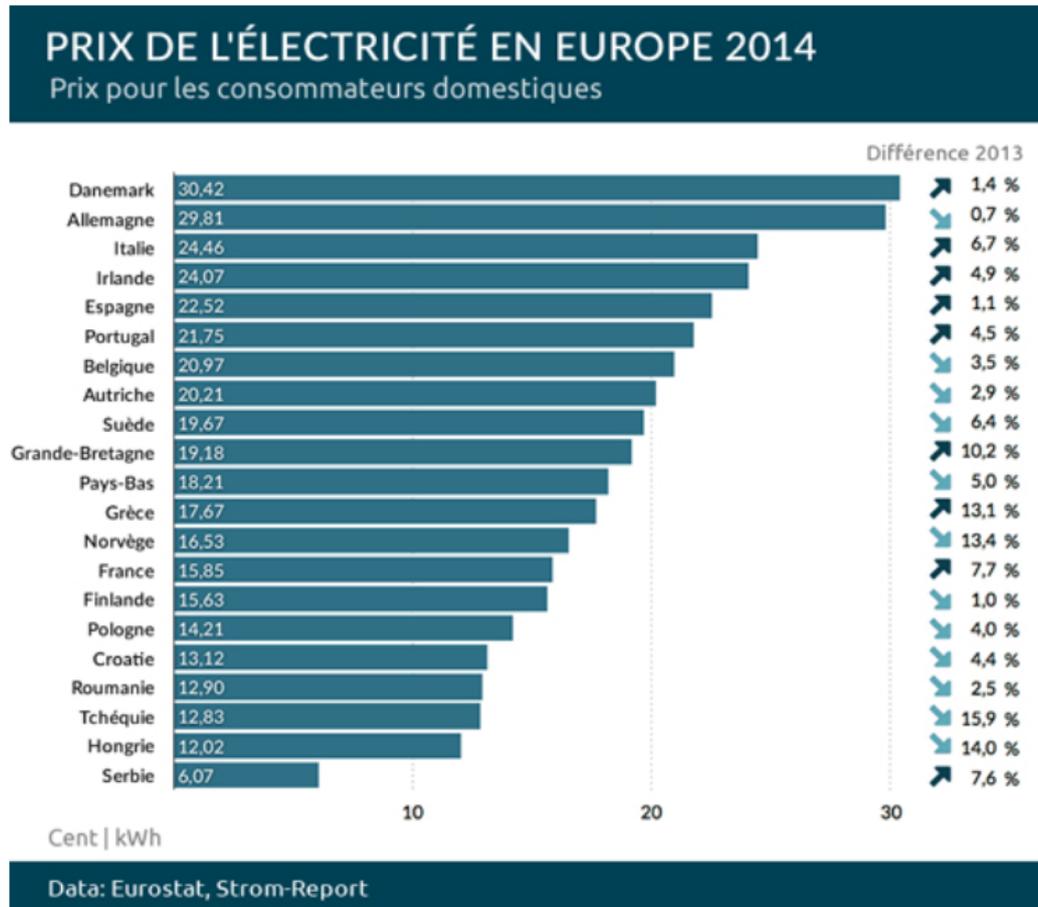
Break-even grid extension distance: ~10.19 km



Emissions

| Pollutant | Emissions (kg/yr) |
|-----------------------|-------------------|
| Carbon dioxide | 36,425 |
| Carbon monoxide | 89.9 |
| Unburned hydrocarbons | 8.96 |
| Particulate matter | 6.78 |
| Sulfur dioxide | 73.1 |
| Nitrogen oxides | 802 |

ANNEXE A.8 : PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ EN EUROPE



Prix de l'électricité en Europe pour les consommateurs domestiques 2014^[2]

En 2011, le kilowatt-heure d'électricité (kWh) coûte en moyenne pour un particulier ayant une consommation inférieure à 4 000 kWh par an :

0,22 € au **Luxembourg**, 0,21 € en **Belgique**,
 0,20 € en **Allemagne**, 0,17 € en **Angleterre**,
 0,13 € en **France** métropolitaine et en **Italie** et

