



CONCEPTION DE SYSTEMES PHOTOVOLTAIQUES POUR LA SECURITE ENERGETIQUE AU BURKINA FASO : CAS DE LA SNV

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

Présenté et soutenu publiquement le 17 janvier 2019 par

Raïmatou Annick SANFO (2011 1164)

Directeur de mémoire : Ing Magloire NANA, Directeur Général

**Encadrant 2iE : Dr Daniel YAMEGUEU, Enseignant-chercheur, Laboratoires Energies
Renouvelables et Efficacité Energétique**

Structure d'accueil du stage : Accès aux Services Energétiques (ASE)

Jury d'évaluation du stage :

Président : Dr Ahmed BAGRE

Membres et correcteurs : Dr Moussa SORO
Dr Daniel YAMEGUEU
Ing Magloire NANA

Promotion [2015 / 2016]

Je dédie ce mémoire à :

- *Dieu Seigneur tout puissant pour ses Grâces et sa présence dans ma vie*
- *Mes parents sans lesquels je ne serais pas là et pour l'éducation et les valeurs qu'ils m'ont inculquées*
- *Mes sœurs et leurs époux, mes amis (es) et toutes ces personnes qui de près ou de loin m'ont soutenue par leurs prières et leurs encouragements*

REMERCIEMENTS

J'adresse mes remerciements à l'Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement (2ie) et à travers l'ensemble des professeurs pour la qualité de la formation qu'ils nous ont apportée.

A l'ingénieur Magloire NANA et à Dr Daniel YAMEGUEU, pour leurs conseils, leur disponibilité et pour le savoir qu'ils m'ont transmis. Puissent-t-ils trouver ici le témoignage de ma profonde gratitude

Merci à l'accès aux services énergétiques (ASE) pour m'avoir accueilli bras ouvert ainsi qu'à l'ensemble du personnel pour m'avoir accepté comme leur collègue.

Un grand merci également à Monsieur Judicaël ZONGO, Directeur associé de la société SAHELIA SOLAR pour m'avoir permis de suivre la partie réalisation avec son équipe.

A Messieurs Martial LENGANI et Levi KABRE, techniciens de SAHELIA SOLAR, qui m'ont beaucoup appris sur le terrain lors de la réalisation et qui n'hésitaient pas à répondre à mes interrogations, mes sincères remerciements.

Résumé

Le présent mémoire de fin d'étude est le fruit d'un stage de six (6) mois effectué Accès Services Energétiques (ASE) SARL basée à Ouagadougou. Il porte sur la problématique de la mise en œuvre d'un système photovoltaïque PV/Réseau/Diesel destiné sécurisé l'approvisionnement de l'Organisation Non Gouvernementale SNV-Burkina Faso

Les objectifs du cahier de charges de la SNV-Burkina Faso sont les suivants : la continuité de service des charges prioritaires (éclairage, appareillages informatiques, brasseurs, les réfrigérateurs et les appareillages de faibles puissances) l'utilisation minimale du groupe électrogène de 88 kVA de puissance servant à l'alimentation secours des charges secondaires et à la réduction de factures d'électricité.

Les logiciels de conception (simulation et optimisation) « Homer » et « PVSyst » ont été exploités dans le cadre de ce travail. Une configuration optimale, ne permettant pas au groupe électrogène de rechargé les batteries, a été dégagée.

L'étude a conduit à un système photovoltaïque hybride de 9 kWc de puissance du champ solaire, un stockage optimal de 660 Ah de batterie et un convertisseur hybride triphasé de 10 kW. Un système d'affichage de la production solaire cumulée a été intégré.

Les considérations de calculs et les résultats obtenus s'inscrivent dans une logique de conception et montre que l'investissement consenti est rentable.

Mots Clés :

- 1 - Cahier de charges
- 2 - Conception (Simulation et Optimisation)
- 3 - Continuité de services
- 4 - Logiciels « Homer » et « PVSyst »
- 5 - Systèmes photovoltaïques PV/réseau/diesel

Abstract

The work that constitutes our final year thesis months to obtain the engineering degree in electrical and energy engineering diploma (energy engineering option) is based on the study and the design of a photovoltaic hybrid PV/Network/Diesel system for the security of supplying it from offices of SNV's head office located in ZAD zone at Ouagadougou. ASE (Access to Energy Service) is in charge of this project. It's located at Pissy Ouagadougou in Burkina Faso where we work during six (06) months of the internship for this project.

The objectives of the SNV-Burkina Faso's specifications are the followings : the continuity of service of priority loads (lighting, computer equipment, brewers, refrigerators), the minimal use of the generator of 88kVA used for backup power of secondary loads and reduction of electricity bills.

The design software (simulation and optimization) « Homer » and « PVSyst » were used in this work. An optimal configuration, no allowing the generator to recharge the batteries, was cleared.

The study led to hybrid photovoltaic system of 9kWp of solar field power, optimal storage of 660Ah and 10kW three-phase hybrid converter. A cumulative solar generation display system has been integrated.

The calculation considerations and the results obtained are part of a design logic and show that the investment is profitable.

Key words:

- 1 - Continuity of services
- 2 - Design (simulation and optimization)
- 3 - Photovoltaics systems PV/Network/Diesel
- 4 - Specifications
- 5 - Software

Liste des abréviations

ASE : Accès aux Services Energétiques

2ie : Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement

SONABEL : Société Nationale d'Electricité du Burkina

DDO : Distillate Diesel Oil

AC : Courant Alternatif

DC : Courant continue

PV : Photovoltaïque

NFC : Norme d'électricité

UTE : Union Technique de l'Electricité

UTE-C 15-712-1 : Norme sur les installations photovoltaïques

WEO : World Energy Outlook

TABLE DE MATIERE

REMERCIEMENTS	ii
Résumé	iii
Abstract	iv
Liste des abréviations	v
Liste des tableaux	viii
Liste des figures	viii
INTRODUCTION	1
I. Présentation de la structure d'accueil et de la zone d'étude	3
I.1. Présentation de la structure d'accueil	3
I.2. Localisation du projet	4
II. Généralités	4
II.1. La situation Energétique du Burkina Faso	4
II.2.Synthèse bibliographique (Etat de l'art sur les différents systèmes intégrant un générateur photovoltaïque)	8
II.2.1. Systèmes photovoltaïques autonomes	8
II.2.2. Systèmes hybrides	9
II.2.3. Système connecté au réseau	11
III. Présentation du projet	12
III.1. Etat des lieux	12
III.2. Données de base	13
IV. Méthodologie de conception	15
V. Etudes Techniques	16
V.1. Description du système	16
V.2. Dimensionnement du système	17
V.2.1. Bilan de puissance	17
V.2.2. Estimation des besoins journaliers	18
V.2.3. Estimation du champ photovoltaïque	18
V.2.4. Estimation de la capacité de la batterie	20
V.2.5. Vérification des ratios	21
V.2.6. Choix de l'onduleur	21
• Configuration du champ PV	22
V.2.7. Dispositif de protection :	23
V.2.8. Section des câbles	26
V.3. Dimensionnement par logiciel	27
V.3.1. Système isolé avec batterie	27

V.3.2.	Système connecté au réseau.....	28
V.3.3.	Calcul des sections de câble par logiciel.....	29
VI.	Etude Financière	30
VI.1.	Rentabilité du projet.....	30
VI.2.	Coût de revient du kWh.....	32
VI.3.	Calcul technico- économique par Logiciel Homer	33
VII.	Etude d’impact environnemental	35
VIII.	Analyse du choix de stockage d’énergie dans l’installation.....	37
IX.	Comparaison de l’ancien système d’alimentation au système hybride en place	40
	Conclusion	41
	Référence bibliographique.....	42
	ANNEXE 1 : Note de calculs des dispositifs de protections.....	45
	ANNEXE 2 : Note de calculs sections de câbles.....	52
	ANNEXE 3 : Schémas électriques.....	55
	ANNEXE 4 : Fiches techniques des équipements	57

Liste des tableaux

Tableau 1 : Taux d'électrification de certains pays de l'Afrique occidentale. [2].....	4
Tableau 2 : Tableau de données solaires de Ouagadougou (Retscreen 4)	7
Tableau 3 : Bilan de puissance et calcul des besoins journaliers	17
Tableau 4 : calcul du degré de décharge quotidienne	21
Tableau 5 : calcul du ratio de l'aptitude du champ PV à couvrir les besoins journaliers.....	21
Tableau 6 : Choix de l'onduleur.....	22
Tableau 7 : résumé des notes de calculs des sectionneurs.....	23
Tableau 8 : Détermination de la tension de tenue de chocs [14]	24
Tableau 9 : Tension de tenues aux chocs des récepteurs à utilisés [16].....	25
Tableau 10 : Tension maximale de régime permanent [16]	25
Tableau 11 : devis estimatif.....	30
Tableau 12 : calcul du LCOE.....	33
Tableau 13 : Calcul des émissions de CO ₂	36

Liste des figures

Figure 1 : Organigramme de structuration des départements d'activités.....	3
Figure 2 : Répartition des énergies par source de production dans la production totale d'électricité en 2017.....	5
Figure 3 : Évolution du taux d'énergie électrique produite par source	5
Figure 4 : comparaison demande de pointe et puissance fournie.....	5
Figure 5 : carte de l'ensoleillement du Burkina Faso [7]	7
Figure 6 : variation horaire de l'ensoleillement (cas du mois d'avril)	7
Figure 7 : schéma descriptif des systèmes PV autonomes [8]	8
Figure 8 : schéma descriptif des petits systèmes PV [8]	9
Figure 9 : Schéma descriptif des systèmes hybrides	10
Figure 10 : schéma descriptif des systèmes connectés au réseau	11
Figure 11 : variation de l'irradiation reçue par les modules par rapport à leur orientation des modules.....	13
Figure 12 : schéma synoptique du fonctionnement du système	16
Figure 13 : structure pour pose des modules PV	19
Figure 14 : Coffrets de protection	23
Figure 15 : carte mondiale du niveau kéraunique [15]	25
Figure 16 : Connexion des équipements.....	26
Figure 17 : Configuration des modules obtenue avec de PV syst	28
Figure 18 : Configuration des batteries obtenue avec PV syst.....	28
Figure 19 : représentation graphique de la détermination du TRI	31
Figure 20 : Schéma de la configuration	34
Figure 21 : profil de charges journalières.....	34
Figure 22 : Illustration graphique du temps de retour sur investissement, cas de notre système sans batterie de stockage.....	37
Figure 23 : coût solaire stockage versus groupe et sonabel cas de la production 100% groupe électrogène	37
Figure 24 : coût solaire stockage versus groupe et sonabel cas de la production 100% groupe électrogène	38
Figure 25 : coût solaire stockage versus groupe et sonabel cas de la production 100% Sonabel	38

INTRODUCTION

Contexte

L'Afrique, continent peuplé de 1,2 milliards d'habitant (en 2017) [1], connaît des problèmes d'approvisionnement en électricité. En effet d'après le World Energy Outlook 2017, 600 millions d'habitants vivaient sans électricité en Afrique en 2016 et le continent enregistrait le taux moyen d'électrification le plus faible parmi les régions en développement (51%). Cependant, derrière ces chiffres se trouve une réelle disparité au sein du continent. En effet, parmi les 600 millions d'habitants vivant en Afrique sans électricité, 588 millions sont les habitants de l'Afrique sub-saharienne contre moins d'un million en Afrique du nord. Par ailleurs, en Afrique subsaharienne, le taux d'électrification rurale est de 22% ce qui représente le plus faible taux d'électrification rurale des régions en voie de développement. La question d'accès à l'électricité est de plus en plus critique du fait de l'explosion démographique que connaît le continent. La population africaine devrait en effet doubler d'ici 2050, et atteindre 2,4 milliards d'habitants.

Problématique

Au Burkina Faso, un des pays de l'Afrique sub-saharienne, quinze (15) millions d'habitant vivent sans électricité (plus des 2/3 de la population) [2]. Le taux d'électrification est de 20% avec un taux d'électrification rural de 2% alors que 80% de la population vit en milieu rurale. Ces derniers utilisent de la biomasse traditionnelle comme source d'énergie.

Cette difficulté d'accès à l'électricité est un frein d'une part à la substitution de l'usage domestique de combustibles solides dont les fumées sont des causes ou des facteurs aggravants de maladies respiratoires constituant une des premières cause de mortalité en Afrique d'autre part au progrès sanitaire via l'amélioration de l'hygiène alimentaire (préservation des aliments par la réfrigération).

Hormis l'impact sur le plan social, le déficit d'électricité a un impact sur le développement économique ; il constitue un obstacle au développement de modes de production agricole modernes alors que l'agriculture représente 35,7% du PIB du Burkina [3]. En outre, les délestages fréquents empêchent la continuité de service des entreprises, des administrations et des ONGs de la place. C'est dans cette optique que l'ONG SNV Burkina (organisation néerlandaise pour le développement) a entrepris d'acquérir un système de production d'électricité photovoltaïque. Cette étude a été confiée ASE Afrique, entreprise spécialisée dans la fourniture en énergie.

Objectifs

Notre étude porte sur la « **CONCEPTION DE SYSTEMES PHOTOVOLTAIQUES POUR LA SECURITE ENERGETIQUE AU BURKINA FASO : CAS DE LA SNV** ».

Elle a pour objectif général la conception d'un système PV dont la mise en service induira la continuité du service et concomitamment, la réduction de facture d'électricité.

Inhérents l'objectif général, les objectifs spécifiques sont :

- ✂ Etudier le système électrique existant ;
- ✂ Choisir et concevoir le système à mettre en place ;
- ✂ Définir la rentabilité économique du nouveau système

Méthodologie de travail

Notre étude s'articule autour des points suivants :

- + L'analyse de la situation énergétique du Burkina Faso.
- + L'état de l'art sur les différents photovoltaïques.
- + L'analyse de l'existant.
- + L'étude technique du système PV de l'ONG.
- + L'étude économique du système mis en place.
- + L'étude environnementale du système mis en place.

I. Présentation de la structure d'accueil et de la zone d'étude

I.1. Présentation de la structure d'accueil

Accès Services Energétiques (ASE), Société à Responsabilité Limité (SARL), est une entreprise d'ingénierie/études /conseils/réalisations spécialisée en électricité, énergétique et énergies renouvelables. Créée le 13 septembre 2012 elle est basée à Ouagadougou dans le quartier Pissy. Sa création résulte de la volonté d'un groupe d'anciens étudiants, tous issus du master spécialisé génie électrique-énergétique-énergies renouvelables de l'Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement (2iE). Leur objectif est de contribuer à l'amélioration des conditions de vie de la population et la réduction de la pauvreté au Burkina Faso en particulier et en Afrique en général à travers la fourniture de services énergétiques adaptés et durables.

ASE accompagne ses clients, de l'idée au projet et du projet à sa réalisation, en créant de la valeur ajoutée aux services fournis, pour une satisfaction durable.

Dirigé par monsieur NANA Magloire, ASE dispose d'un personnel qualifié composé d'Ingénieurs spécialisés en génie électrique, énergétique et énergies renouvelables, Génie électromécanique et de techniciens titulaires de Bac F3 et Bac Professionnel en électrotechnique.

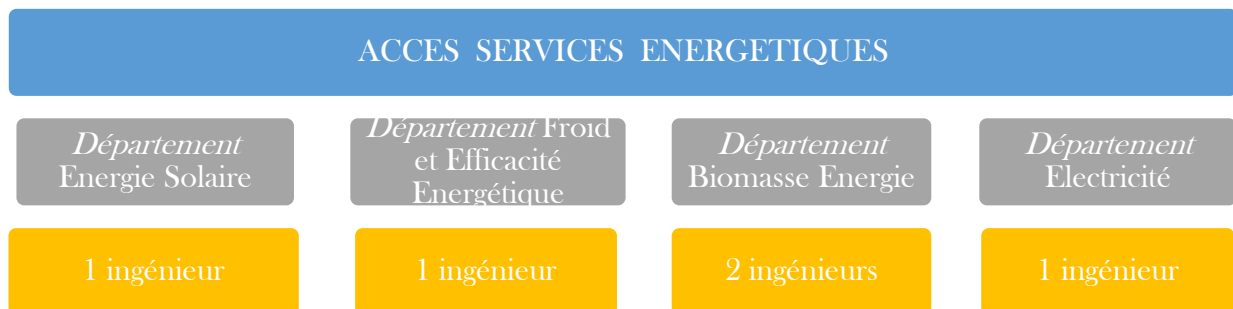


Figure 1 : Organigramme de structuration des départements d'activités

ASE ambitionne devenir une référence dans la contribution au développement énergétique du Burkina Faso en particulier et de l'Afrique en général. Outre elle projette être un pôle d'appui à l'intégration professionnelle parfaite des jeunes diplômés de la Fondation 2ie, des Universités, des institutions et établissements techniques et professionnels.

Le projet de développement de l'entreprise s'étend sur quatre grands axes suivants :

- ✚ le renforcement permanent des capacités de l'administration et l'équipe technique ;
- ✚ Le développement croissant des activités et projets en adéquation avec le contexte local ;
- ✚ La recherche de partenaires techniques et commerciaux ;
- ✚ La construction de son local siège en synergie avec sa vision sur son propre terrain et l'ouverture des filiales.

Le projet confié ASE a pour bénéficiaire la SNV.

I.2. Localisation du projet

Le projet se situe dans la ville de Ouagadougou capitale du Burkina Faso. Il est réalisé plus précisément dans la Zone Activités Diverses (ZAD).

II. Généralités

II.1. La situation Energétique du Burkina Faso

Du bilan énergétique du Burkina Faso, il ressort que plus de 90% de la population utilise la biomasse traditionnelle comme source d'énergie. La production et la distribution d'électricité est assurée par la Société Nationale d'Electricité du Burkina Faso (SONABEL) dont la production est essentiellement basée sur le thermique (55%), l'hydraulique (7,4%), le photovoltaïque (0,5%), le complément étant apporté par des interconnexions (37,1%) [4]. Les sources primaires de production d'électricité étant d'une part inexistantes donc importées (Fioul, DDO) et d'autre part de faibles capacités (l'eau) du fait de l'enclavement, le Burkina Faso se retrouve avec un des plus faible taux d'électrification de la sous-région.

En effet une étude de l'Agence Internationale de l'Energie (IEA) (2016) fait ressortir un taux d'électrification de 51% et 42% respectivement pour l'Afrique et l'Afrique subsaharienne pendant que celui du Burkina Faso est à 20 % avec un taux d'électrification rural de 2 % [2]

Tableau 1 : Taux d'électrification de certains pays de l'Afrique occidentale. [2]

Accès à l'électricité en Afrique – 2016				
Région	Population sans électricité millions	Taux d'électrification nationale %	Taux d'électrification urbaine %	Taux d'électrification rurale %
Afrique	600	51%	77%	31%
Afrique sub-saharienne	600	42%	71%	22%
Afrique de l'ouest	175	52%	80%	28%
<i>Bénin</i>	8	32%	56%	11%
Burkina Faso	15	20%	58%	2%
<i>Côte d'Ivoire</i>	9	63%	88%	32%
<i>Ghana</i>	5	84%	95%	71%
<i>Guinée</i>	10	20%	46%	1%
<i>Mali</i>	11	41%	83%	6%
<i>Niger</i>	18	11%	54%	0%
<i>Sénégal</i>	6	64%	90%	44%
<i>Togo</i>	5	35%	74%	5%

En plus des sources de production citées plus haut, le Burkina Faso reçoit de l'électricité, par interconnexion avec certains pays limitrophes (Ghana, Côte d'Ivoire). Ces interconnexions représentent environ 37,1% de la production totale d'électricité [4].

La figure 2 nous montre l'importance de chaque source dans la production d'électricité au Burkina Faso.

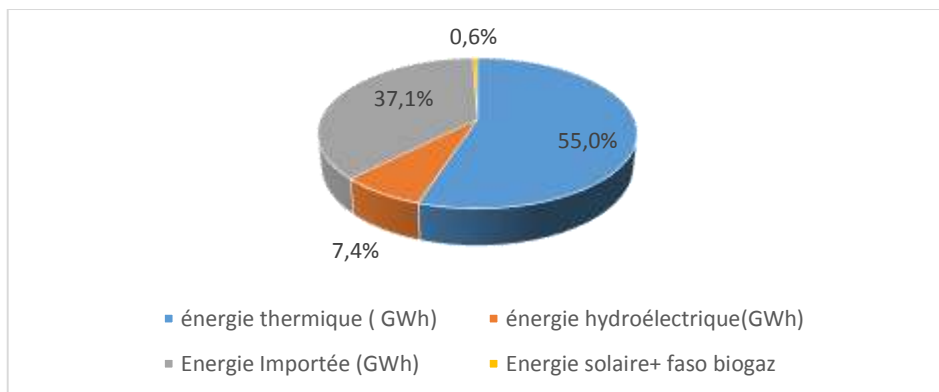


Figure 2: Répartition des énergies par source de production dans la production totale d'électricité en 2017.

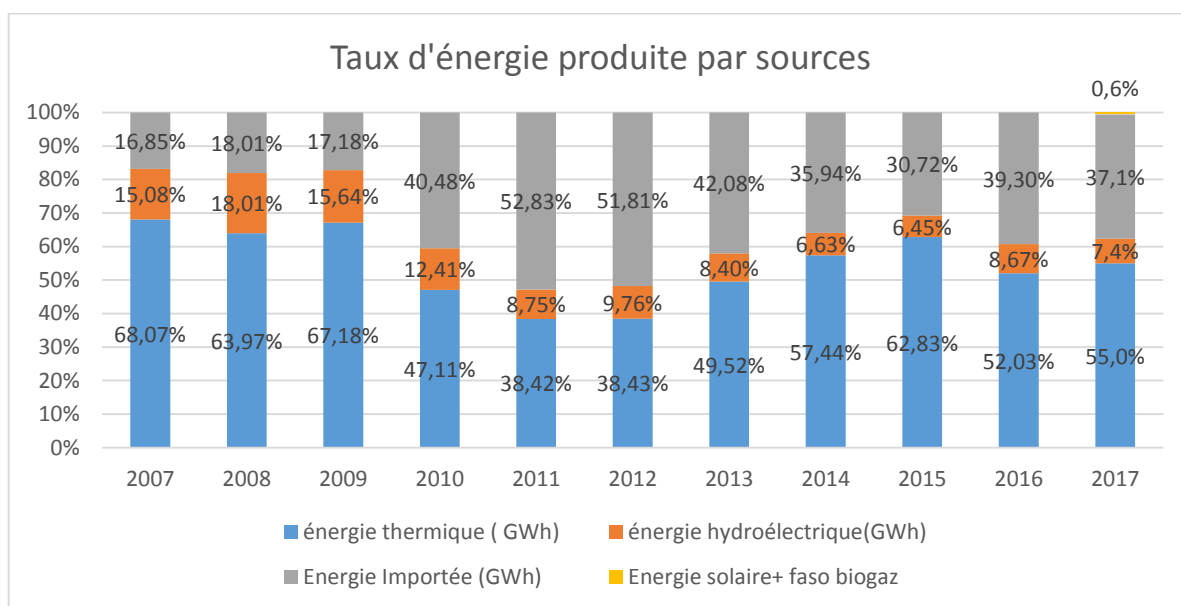


Figure 3 : Évolution du taux d'énergie électrique produite par source

Comme illustrée par la figure 3, l'énergie thermique est restée au fil des ans la plus dominante des sources de production d'électricité au Burkina cependant l'apport de l'énergie solaire est également significatif depuis 2017 avec la mise en service des centrales PV de Zagtoui (33MWc) et Ziga (1,1MWc).

Malgré les efforts consentis par la SONABEL, durant une période de l'année (mars à juin dans la tranche d'heure de 10h à 15h) la demande est spécialement élevée et excède la production. C'est de ce déficit que naissent les délestages. Cette demande différente de celle des autres périodes de l'année est qualifiée de pointes

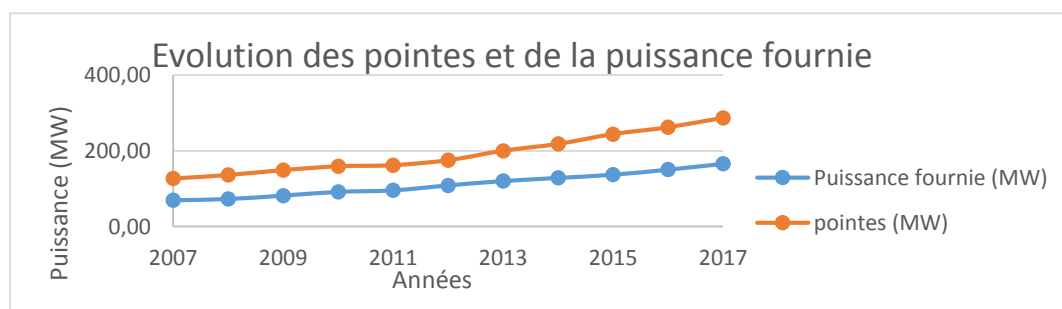


Figure 4 : comparaison demande de pointe et puissance fournie.

Comme nous pouvons le constater sur la figure 4, la puissance fournie augmente chaque année afin de répondre à la demande.

De 2007 à 2017, la puissance fournie a positivement progressé de 63 % et contre de 60,6 % [4,5] pour la pointe. Cependant, pour satisfaire la demande de pointe, la puissance fournie devrait augmenter de 78,6%. Ce qui explique les délestages chaque année.

Pour pallier ce déficit, le Burkina Faso dans sa politique sectorielle de 2014 à 2025 a mis en place un programme (dans l'objectif de rendre l'énergie disponible et accessible à tous) dont les axes sont les suivants [6] :

- ✚ Approvisionnement en énergie électrique ;
- ✚ Accessibilité du service électrique ;
- ✚ **Promotion des énergies renouvelables ;**
- ✚ Accessibilité des hydrocarbures ;
- ✚ Gestion de la demande du bois énergie et promotion des énergies de substitution ;
- ✚ Promotion des économies d'énergie ;
- ✚ Contrôle des activités et infrastructures énergétiques.

A cette politique, s'ajoute en 2016 le Plan National de Développement Economique et Social (PNDES) pour la période 2016 - 2020 qui ambitionne de faire de l'accès des populations aux services énergétiques un défi majeur. Par conséquent, à l'horizon 2020, le gouvernement escompte atteindre les résultats suivants :

- ✓ Un taux d'électrification nationale de 45% (contre 20% actuellement)
- ✓ La part des énergies renouvelables dans la production totale de 30%
- ✓ La baisse du coût du kWh à 50 F CFA sur les hautes tensions.

Pour la mise en œuvre de cette politique, le ministère de l'énergie a engagé un certain nombre de réformes parmi lesquelles on retient la loi n° 014-2017/AN du 20 avril 2017 portant réglementation générale du secteur de l'énergie et permettant une ouverture du secteur privé sur la production d'électricité.

Ainsi donc, le Burkina Faso est appelé à promouvoir l'utilisation des énergies renouvelables en occurrence l'énergie solaire dont il dispose d'un énorme potentiel (en plus des centrales de Zagatouli et Ziga d'autres centrales dans le cadre du partenariat public privé sont en projet dans les villes de Zano 20MW, Dédougou 15MW, Kalzie 30MW, Pâ 30MW, Kodéni 30MW et Ouagadougou 30MW)

En effet, l'ensoleillement moyen au Burkina Faso est de $5,5 \text{ kWh} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{j}^{-1}$ (l'ensoleillement se situe entre $5 \text{ kWh} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{j}^{-1}$ et $6 \text{ kWh} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{j}^{-1}$). De plus, la période de pointe se situe chaque année de mars à juin et pendant cette période l'ensoleillement est supérieur à la moyenne (voir tableau 2).

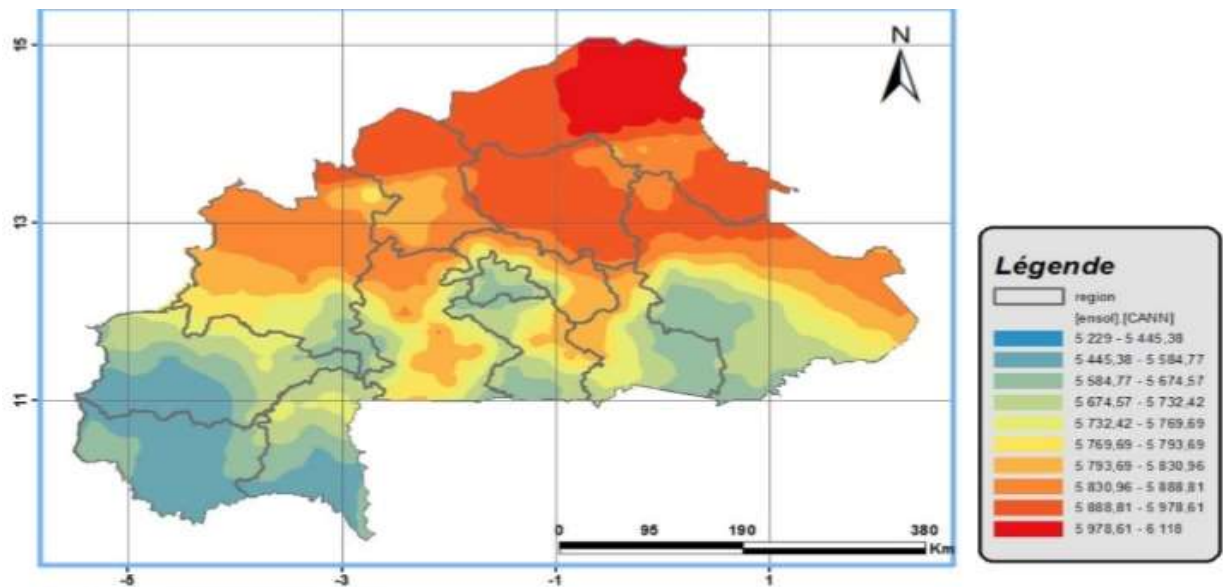


Figure 5 : carte de l'ensoleillement du Burkina Faso [7]

Tableau 2 : Tableau de données solaires de Ouagadougou (Retscreen 4)

Mois	Rayonnement solaire quotidien - horizontal	Rayonnement solaire quotidien - incliné à 15°
	kWh/m²/j	kWh/m²/j
Janvier	5,47	6,18
Février	6,36	6,90
Mars	6,45	6,61
Avril	6,39	6,21
Mai	6,20	5,79
Juin	6,10	5,60
Juillet	5,72	5,31
Août	5,37	5,15
Septembre	5,79	5,80
Octobre	5,93	6,29
Novembre	5,76	6,45
Décembre	5,32	6,09
Annuel	5,90	6,03

Par ailleurs, les pointes enregistrées se situent dans la tranche d'heure de 10h à 15h et pendant cette période, comme nous l'illustre la figure 6 ci-après extraite de retscren, l'ensoleillement est très rentable à l'exploitation.

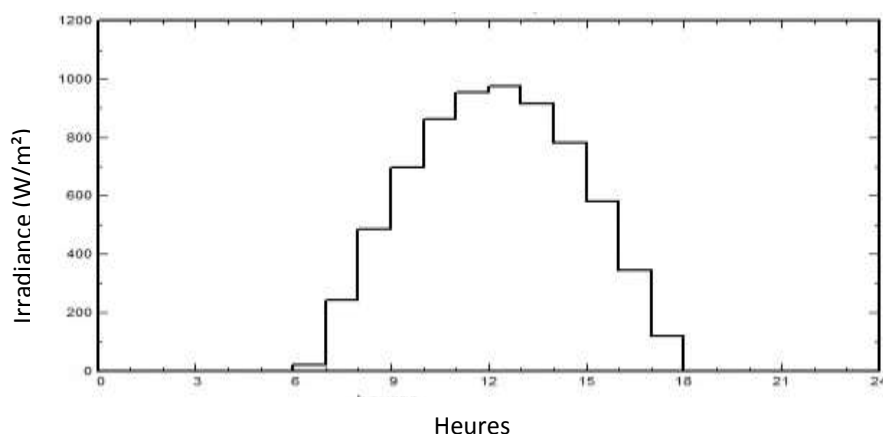


Figure 6 : variation horaire de l'ensoleillement (cas du mois d'avril)

Bien que l'énergie solaire soit une solution pour rendre l'énergie disponible et accessible à tous, il reste à optimiser son exploitation c'est-à-dire à trouver un système qui correspond aux besoins des consommateurs et qui s'adapte aux installations en place.

II.2. Synthèse bibliographique (Etat de l'art sur les différents systèmes intégrant un générateur photovoltaïque)

Il existe différents types de systèmes photovoltaïques qui sont fonction des besoins et de la situation à laquelle on se trouve.

En général, les modules PV doivent être orientés en fonction de l'hémisphère dans lequel on se trouve (Dans l'hémisphère nord, les modules seront placés face au sud et dans l'hémisphère sud les modules seront placés face au nord) et d'un angle correspondant à la latitude du lieu dans lequel on se trouve.

De manière courante, les modules PV sont installés sur les toitures des bâtiments, cependant ils peuvent également être intégrés à la structure du bâtiment, que ce soit en toiture, en façade, en brise-soleil, ou autre.

II.2.1. Systèmes photovoltaïques autonomes

Ce type de système est aussi dit système isolé car il est le plus souvent installé dans les régions qui n'ont pas accès au réseau électrique [8,9]. Dans ce type de système, l'utilisateur n'est uniquement alimenté qu'à travers le photovoltaïque. Ainsi, l'énergie solaire étant une source intermittente, ce type de système implique nécessairement l'utilisation de batterie pour stocker l'énergie afin de permettre à l'utilisateur d'avoir de l'énergie la nuit. Un contrôleur/régulateur de charges permet d'assurer la durabilité des batteries.



Figure 7 : schéma descriptif des systèmes PV autonomes [8]

Les systèmes autonomes permettent l'utilisation de tous les équipements ménagers traditionnels (lumière, Réfrigérateur, TV, Ventilateur), d'où l'utilisation d'un onduleur est primordiale.

Les systèmes PV autonomes permettent d'être exemptés des factures d'électricité, cependant leur inconvénient principal est que sa mise en place est coûteuse. En effet, les batteries doivent être en nombre assez suffisant et doivent avoir une très grande autonomie pour supporter les équipements en cas d'absence de soleil. Par ailleurs, le solaire étant la seule source d'approvisionnement, en cas de défaut sur le circuit, tout le système est à l'arrêt et les équipements ne sont pas alimentés.

Les systèmes photovoltaïques autonomes sont parfois utilisés uniquement pour des charges fonctionnant en courant continu et dans ce cas ils sont dits Small Home System (SHS) [8].

Ces petits systèmes PV autonomes de 12 ou 24V répondent essentiellement à des besoins en éclairage et peuvent alimenter des ampoules, LED, ou encore des « réglettes » 12V à basse consommation.

Ces systèmes comprennent généralement un (ou plusieurs) panneau solaire, une (ou plusieurs) batterie stationnaire et un régulateur de charge / décharge qui sera l'élément essentiel. Pendant le cycle de charge, il régule le courant produit par le panneau pour optimiser la charge de la batterie. Lorsque le courant est consommé, il limite la décharge trop profonde de la batterie pour d'une part préserver les équipements et d'autre part optimiser la durée de vie de la batterie.

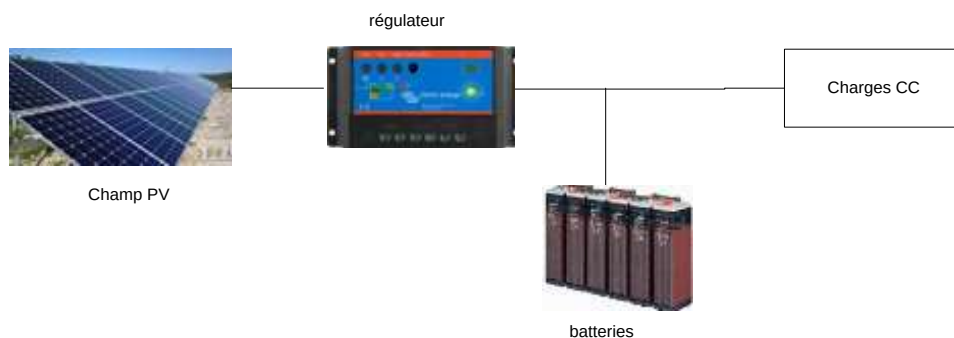


Figure 8: schéma descriptif des petits systèmes PV [8]

L'avantage des SHS réside dans la limitation des pertes car le courant continu n'est pas converti en courant alternatif 230V. En plus, ils permettent de faire l'économie de l'achat d'un convertisseur.

Cependant, ce type de système ne correspond qu'aux applications (aux activités) qui ne sont pas de grandes consommatrices d'électricité. En outre, il est préférable que le local ne soit pas encore équipé en matériels fonctionnant en courant alternatif (par exemple les lampes à incandescence, fluorescentes, etc.). De ce fait, l'utilisateur ne verra pas l'achat de lampes fonctionnant en CC comme une dépense supplémentaire à supporter et l'esthétique du bâtiment ne sera pas touchée.

II.2.2. Systèmes hybrides

Les systèmes photovoltaïques hybrides intègrent un générateur photovoltaïque et un autre générateur [8] : éolienne, groupe électrogène, système hydroélectrique... et même parfois le réseau public d'électricité (voir figure 13).

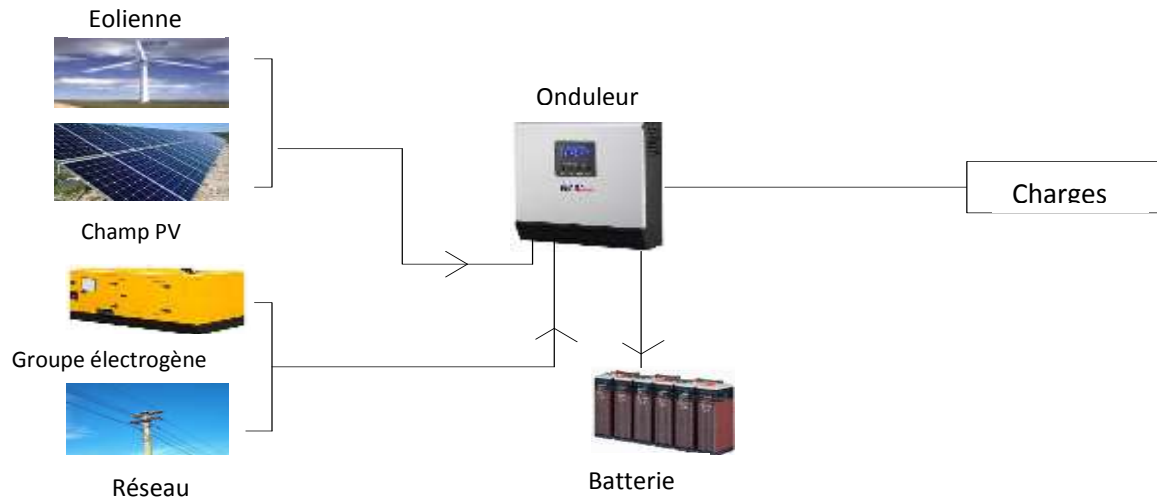


Figure 9 : Schéma descriptif des systèmes hybrides

En général, un système de batteries stocke l'énergie et permet ainsi de ne pas perdre l'énergie des sources aléatoires telles que le solaire ou l'éolien.

La difficulté de ce type de système est d'équilibrer les différentes sources d'énergie de façon à toutes les optimiser.

Le cœur d'un système hybride est constitué d'un onduleur multifonctionnel (encore appelé onduleur chargeur) capable de convertir les courants continus et alternatifs, de contrôler les systèmes de production et de stockage, ainsi que de fixer la tension et la fréquence du mini-réseau.

On a recours au système hybride avec groupe électrogène pour des applications très consommatrices d'électricité.

Suivant les configurations [10], les charges peuvent être alimentées comme suit :

- ✚ Simultanément (configuration parallèle), dans ce cas, il faut décider du pourcentage d'intégration des générateurs (50% chacun ou le groupe électrogène 40% et le PV 60% etc.) ;
- ✚ Alimenter les charges l'une (groupe électrogène) à la suite du déficit de l'autre (PV), dans ce cas de figure, on est soit en configuration série soit en configuration commutée.

En général, le système PV alimente les charges qui ne sont pas très consommatrices d'électricité (lampes, brasseurs, prises 2P+T etc.) et le groupe électrogène ou le réseau alimente le reste des charges. Cependant, le système hybride PV - groupe électrogène peut aussi être utilisé comme « secours », permettant de limiter la taille du parc de batteries pour les jours « sans soleil ». Dans ce type de système, le groupe électrogène est raccordé à l'onduleur chargeur qui est le maillon fort du système.

Le système hybride PV-Diesel peut également être raccordé au réseau afin qu'en cas de surplus de production du champ PV, il soit injecté sur le réseau. Dans ce cas, pour plus de précaution les raccordements doivent être fait de telle sorte que :

- ✚ Le groupe électrogène ne puisse pas injecter sur le réseau
- ✚ Les retours de courant du réseau n'affectent pas le groupe électrogène

Les systèmes hybrides PV-Diesel intègrent dans la plupart des cas un système de stockage, cependant il est possible de mettre en place ce système sans batterie (Flexy Energy) afin de réduire les coûts d'investissements, vulgariser ce système et contribuer à l'augmentation du taux d'accès à l'électricité en Afrique sub-saharienne.

Les systèmes hybrides PV – groupe électrogène ou réseau permettent non seulement d'amortir l'impact de la hausse des prix des carburants, de réduire les frais d'exploitation, mais aussi d'offrir une meilleure qualité de service qu'avec un système classique basé sur une seule source d'énergie.

II.2.3. Système connecté au réseau

Dans ce type de système, le courant produit est soit vendu totalement, soit directement consommé par l'utilisateur et seul le surplus est vendu ; dans ce cas, l'utilisateur peut alors avoir dans sa configuration une batterie pour stocker l'énergie qui lui servira de relais pendant la nuit [11].

Lorsque le générateur PV est connecté au réseau, un double système de comptage contrôlant l'énergie vendue et l'énergie consommée est mis en place. Il est constitué de trois éléments essentiels: les panneaux photovoltaïques, un onduleur synchrone qui transforme le courant pour qu'il soit compatible avec les caractéristiques du réseau (c'est "l'interface" entre l'installation et la compagnie d'électricité) et deux compteurs d'énergie.

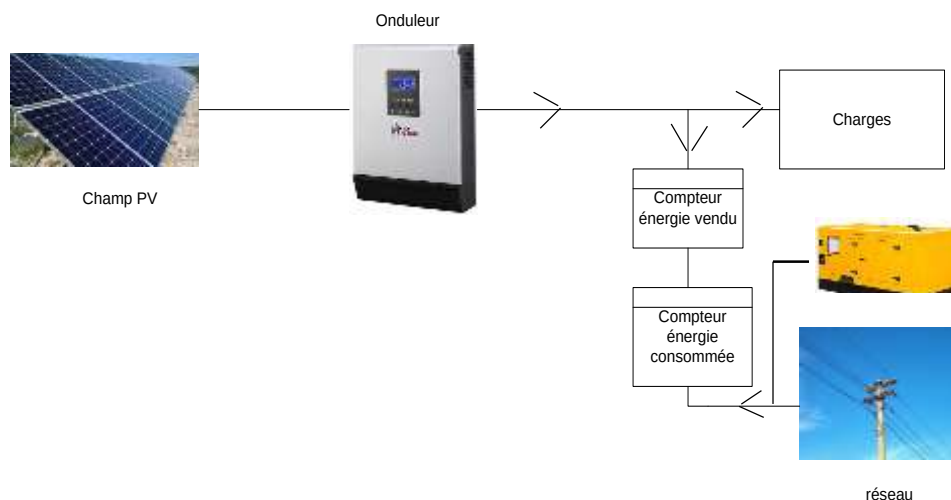


Figure 10 : schéma descriptif des systèmes connectés au réseau

L'avantage de ce type de système est qu'il n'a pas besoin de stockage d'énergie et élimine donc le maillon le plus problématique (et plus cher) d'une installation autonome [12]. C'est en fait le réseau dans son ensemble qui sert de réservoir d'énergie. En outre, il n'y a pas de risque de gaspillage (tout excédent est livré au réseau) particulièrement intéressant pendant les périodes d'absence de son domicile, le week-end, les vacances quand les modules continuent à travailler. On évite les pertes d'énergie associées au stockage en batterie lorsque la batterie est complètement chargée par exemple.

L'inconvénient de ce système est que les contraintes électriques imposées par les sociétés d'électricité peuvent être rigoureuses, et les onduleurs synchrones doivent répondre aux exigences techniques des compagnies de production et de transport d'énergie. Par exemple, il faut un mécanisme de coupure automatique dès que le réseau devient instable (changement de fréquence, tension, etc.). Par ailleurs, si le réseau est absent, le système PV arrête de fonctionner, et il n'y a plus d'injection.

III. Présentation du projet

Notre projet consiste à concevoir un système photovoltaïque efficace et non onéreux qui permettra concomitamment de résoudre le problème de délestage et réduire les coûts liés à la consommation l'électricité de la SONABEL.

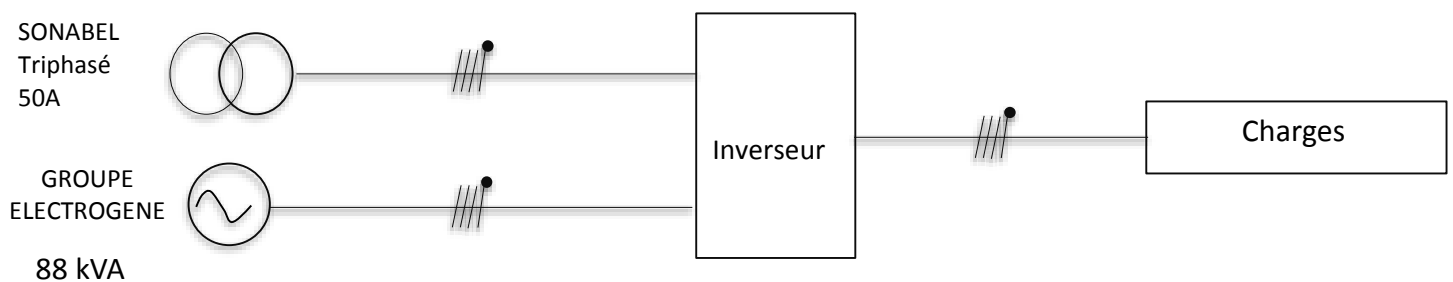
III.1. Etat des lieux

LA SNV (Organisation Néerlandaise de Développement) est une ONG créée en 1970. Elle vise à contribuer à la réduction de la pauvreté avec l'apport de son expertise dans les projets d'agriculture, d'eau et d'assainissement.

Elle intervient alors dans la gestion, la réalisation et le financement de projets.

Le bâtiment de l'ONG SNV Burkina est un bâtiment administratif de type R+1 avec une toiture terrasse. Elle dispose d'un abonnement SONABEL (Société Nationale Burkinabè d'Electricité) triphasé de 50 A alimentant tout le réseau électrique interne

Les installations électriques de ce bâtiment sont reliées à un groupe électrogène de 88kVA de telle sorte qu'en l'absence du réseau, le groupe électrogène alimente automatiquement les charges.



De l'analyse de l'installation électrique du bâtiment, il ressort que les locaux sont équipés de huit (8) Tableaux Divisionnaires (TD) tous alimentés individuellement et directement depuis le point de dispatching situé dans le local compteur.

Chaque TD est équipé d'un disjoncteur de tête muni d'une différentielle et alimentant séparément les circuits des climatiseurs, les circuits des prises, les circuits de l'éclairage, etc.

Dans chaque TD se trouve :

- ✚ des départs de prises électriques et de brasseurs protégés par des disjoncteurs de 20A
- ✚ des départs de l'éclairage protégés par des disjoncteurs de 10A
- ✚ des départs de la climatisation protégés par des disjoncteurs de 40A

Dans certains tableaux divisionnaires, quelques points lumineux et les brasseurs sont regroupés en un seul circuit.

Après l'analyse de l'électricité du bâtiment nous avons décidé de prendre les dispositions suivantes :

- ✚ Le système PV alimentera toutes les charges sauf la climatisation et le compresseur d'air (ces dernières seront alimentées par le réseau). Ces charges seront dites charges prioritaires et seront composées des éléments basiques pour la continuité de service avec un minimum de confort (éclairage, ordinateurs, bonbonne d'eau, brasseurs).

- ✕ On gardera le raccordement de groupe électrogène de telle sorte qu'à défaut du réseau SONABEL, il alimente les charges non prioritaires
- ✕ Les charges prioritaires sont raccordées également au groupe électrogène afin qu'il prenne le relais en cas de défaut ou de travaux sur le champ PV.
- ✕ A la sortie de l'onduleur il y aura un départ pour chaque tableau divisionnaire.

Le toit sur lequel seront déposés les modules photovoltaïques, a pour dimension 23m x 4m. Sur ce toit, se trouve deux locaux (locaux d'escalier) de dimension 1,5m x 1,5 m et de hauteur 2,3m.

Compte tenu de la configuration du bâtiment, les modules ne seront pas orientés en plein Sud mais plutôt au Sud-Est.

III.2. Données de base

Compte tenu de l'espace disponible, les modules seront orientés sud-est. Cependant, comme le montre la figure ci-dessous, lorsque les modules sont aussi orientés, pour une inclinaison allant de 0 à environ 43°, on est dans l'intervalle de]100% ; 90%] de l'irradiation maximale.

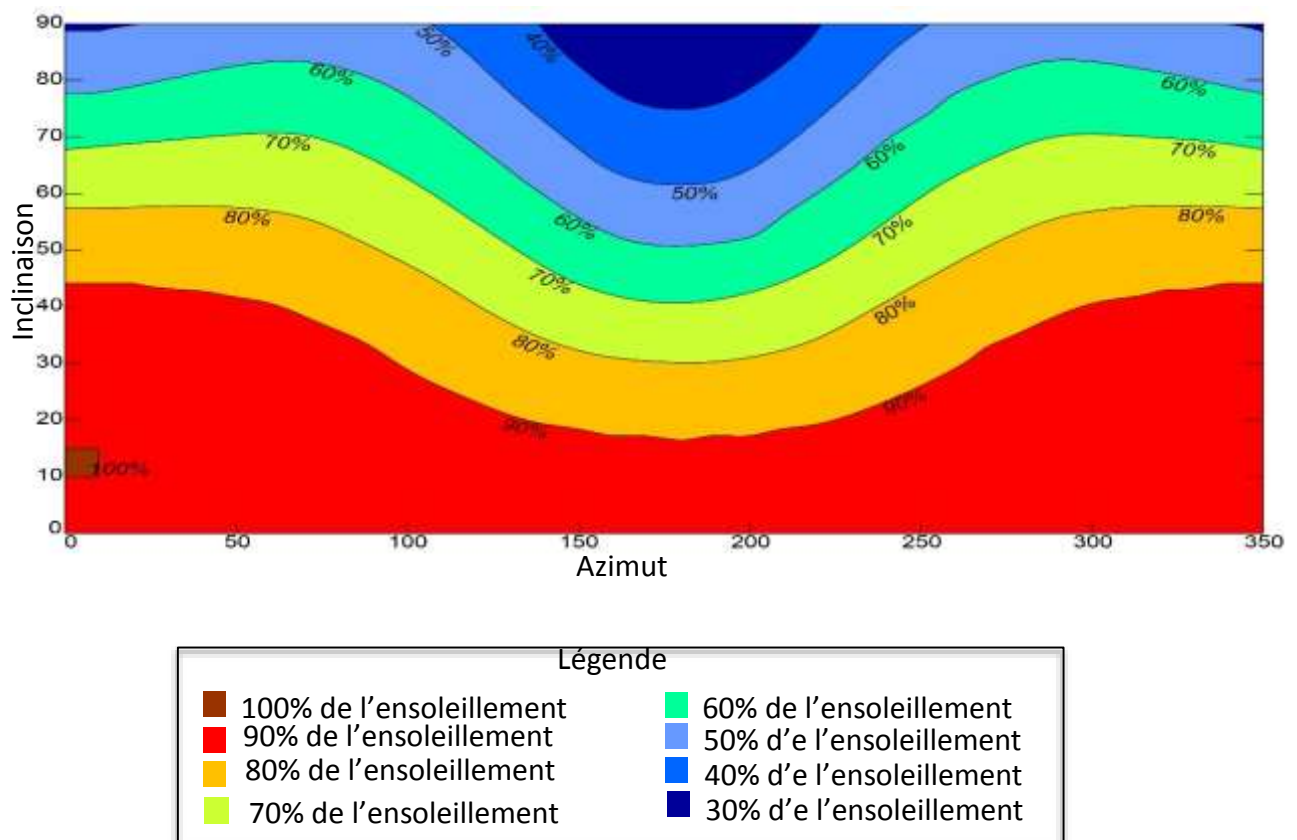


Figure 11 : variation de l'irradiation reçue par les modules par rapport à leur orientation des modules.

L'écart est faible entre l'irradiation reçue sur des modules inclinés à 15° en plein sud, azimut 0° (2,20 MWh/m²) et l'irradiation reçue sur des modules inclinés à 15° orienté au sud-est, azimut 320° (2,18MWh/m²). La perte s'avère juste être de 0,91%.

Les seuls obstacles qui pourraient faire de l'ombre sur l'espace réservé aux modules sont les deux locaux escaliers qui se trouvent l'un au Sud et l'autre à l'Est [13].

Une observation journalière nous montre que pour le mois de septembre à 10h et 14h (respectivement pour le local 1 et local 2), nous avons une longueur d'ombre maximale qui est de 1,3m. Or, en septembre à ces heures, la hauteur du soleil est d'environ 60° .

Par conséquent, pour les mois où il pourrait y avoir de l'ombre en direction des panneaux, cet ombre sera maximal lorsque le soleil sera à la hauteur de 60° mais ce ne sera pas à la même heure.

Au-delà de 60° , ces locaux font de l'ombre d'une longueur inférieure à 1,3m en direction de l'espace réservé aux modules, lorsque le soleil est respectivement en sud-est et sud-ouest.

Ainsi, nous avons décidé de placer la structure à 1,5 m des locaux d'escaliers.

IV.Méthodologie de conception

La SNV fonctionne 8 heures par jour y compris une pause-déjeuner. Les bureaux ne sont pas simultanément occupés pour cause de missions, de sorties de terrain et de réunions parfois assignées à certains. Ainsi, le taux d'occupation des locaux est rarement de 100%.

Les paramètres et formules appliqués pour la conception du système répondent aux normes UTE C 15-712 et UTE C 15-712-1 qui représentent respectivement le guide pratique des installations photovoltaïques et celui des Installations photovoltaïques raccordées au réseau public.

L'étude que nous menons a pour objectif d'intégrer aux installations existantes un système de production PV technico-économique afin d'assurer simultanément une réduction des dépenses liées la consommation électrique et une continuité de service en cas d'absence du réseau et/ou de défaillance du groupe électrogène.

Pour cela, nous progressons comme suit :

- ✚ L'établissement du bilan de puissance de nos charges prioritaires ;
- ✚ L'estimation des besoins journaliers ;
- ✚ L'estimation du champ et le choix des modules PV ;
- ✚ L'estimation de la capacité et le choix des batteries ;
- ✚ La détermination de la puissance et le choix de l'onduleur ;
- ✚ Le choix des dispositifs de protections ;
- ✚ La détermination du devis estimatif ;
- ✚ La détermination du prix de revient du kWh ;
- ✚ L'étude d'impact environnementale ;

V. Etudes Techniques

V.1. Description du système

Le système mis en place est hybride PV-Diesel (PV/réseau) stockage d'énergie. L'énergie solaire produite par les modules solaires, alimente en priorité les charges dites prioritaires et recharge les batteries en cas de besoin. Lorsque les batteries sont chargées et que la production est supérieure à la demande, le surplus est injecté sur le réseau

En cas d'insuffisance de l'énergie solaire, le réseau public, lorsque disponible, alimente toutes les charges (prioritaires et non prioritaires). Lorsque le réseau public n'est pas disponible, le groupe électrogène démarre et alimente les charges.

Les batteries seront chargées aussi bien par les modules PV que par le réseau. L'onduleur sera donc bidirectionnel hybride.

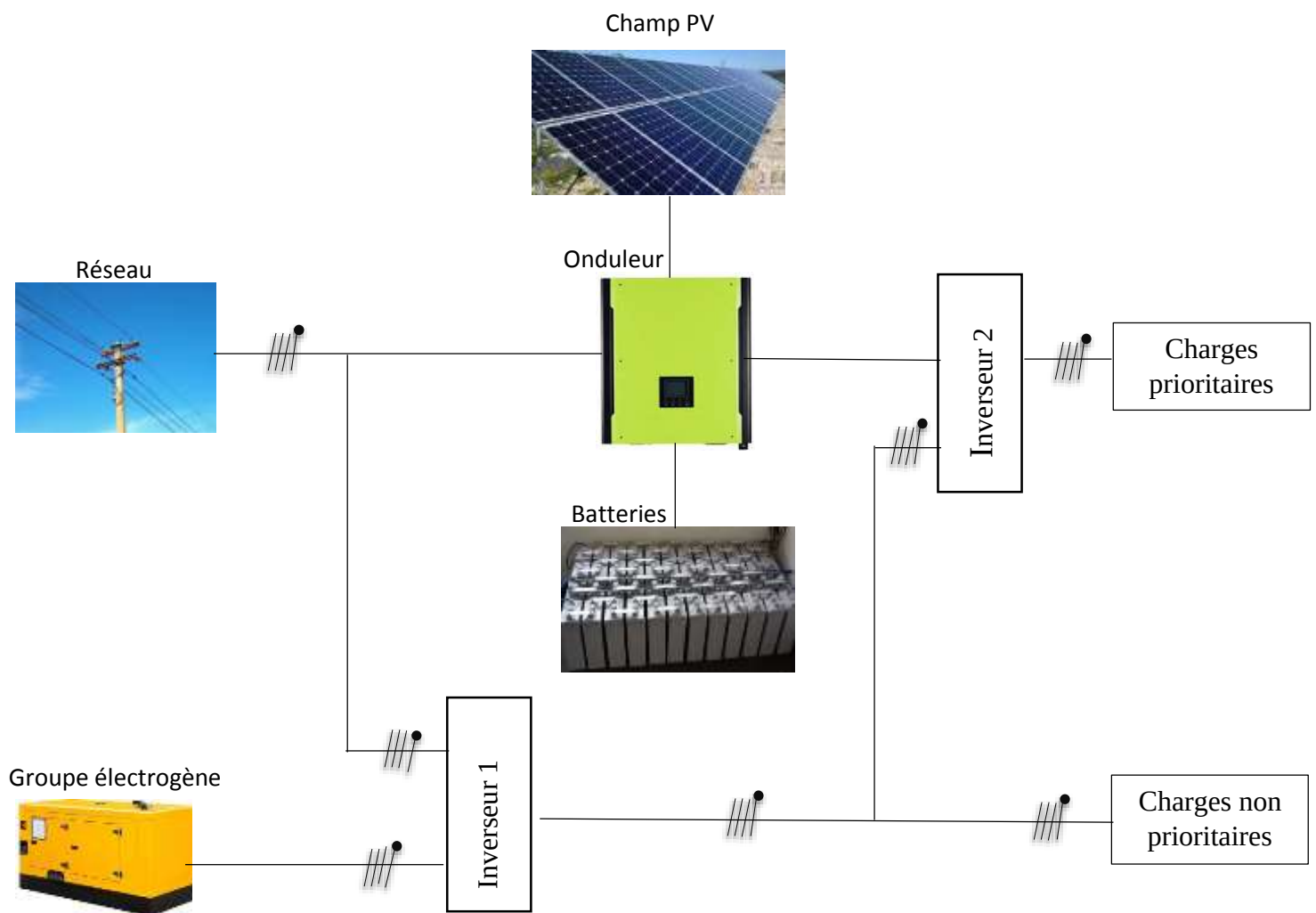


Figure 12 : schéma synoptique du fonctionnement du système

V.2. Dimensionnement du système

V.2.1. Bilan de puissance

Les considérations suivantes ont été faites dans le bilan de puissance :

- ✚ Les appareils fonctionnent à puissance maximale et les appareils de même nature fonctionnent tous en même temps. En effet, le bâtiment étant administratif les employés utiliseront leurs ordinateurs et les lumières de tous les bureaux seront tous allumés à un certain moment.
- ✚ L'ensemble des appareils ne sera pas lancé, démarré au même moment car lorsque les employés arrivent au bureau, ils n'allument pas tous les appareils simultanément, c'est d'abord l'éclairage, puis les ordinateurs. D'où l'application d'un coefficient de simultanéité à l'ensemble. Par ailleurs, les bureaux n'étant pas toujours tous occupés, les appareils ne fonctionneront pas toujours tous simultanément.

Les relations utilisées dans le bilan de puissance sont les suivantes :

✚ Puissance totale (P_{totale})

$$P_{totale} (W) = P_{unitaire} (W) \times \text{Nombre d'appareil} \quad (1)$$

✚ Puissance rectifiée (P_r)

$$P_r (W) = \frac{P_{total}(W)}{\text{Rendement}} \quad (2)$$

✚ Puissance foisonnée (P_f)

$$P_f(W) = P_r(W) \times k_u \times k_{s1} \times k_{s2} \quad (3)$$

k_u : Coefficient d'utilisation

k_{s1} : Coefficient de simultanéité des différents groupes d'appareils

k_{s2} : Coefficient de simultanéité de l'ensemble des appareils

Le bilan de puissance nous révèle que la puissance du champ est comprise entre 2 et 10 KW, ce qui implique que la tension du générateur sera de 48V.

Tableau 3 : Bilan de puissance et calcul des besoins

Appareils	Nbre	Pu (W)	P totale (W)	η	Pr (W)	k_u	k_{s1}	k_{s2}	Pf (W)	Durée (h)	Energie	Coef (%)	Besoins journaliers (Wh)
Lampe LED 60cm	104	9	936	1	936,00	1	1	0,8	7061,14	8	5990,4	15	29804,12
Lampe LED 120cm	6	18	108	1	108,00	1	1			8	691,2		
Applique plafond	10	11	110	1	110,00	1	1			8	704		
Ordinateur bureau	9	120	1080	0,9	1200,00	1	1			7	6720		
Ordinateur portable	15	65	975	0,85	1147,06	1	1			5	4588,24		
Photocopieuse	2	350	700	0,85	823,53	1	1			1	658,82		
Imprimante	4	400	1600	0,85	1882,35	1	1			1	1505,88		
Scanner	3	25	75	0,85	88,24	1	1			1	70,59		
Bonbonne d'eau fraîche	3	550	1650	0,8	2062,50	1	1			2	3300		
Brasseur	5	75	375	0,8	468,75	1	1			4,5	1687,5		

V.2.2. Estimation des besoins journaliers

Les besoins journaliers se déterminent comme suit :

$$B_j \text{ (Wh)} = P_f \text{ (W)} \times \text{durée d'utilisation (h)} \times \text{Coefficient de sécurité} \quad (4)$$

P_f : Puissance foisonnée

Coefficient de sécurité : 15%

Les durées d'utilisation de l'éclairage ont été toutes considérées comme égales au temps d'occupation des locaux.

En ce qui concerne les ordinateurs nous avons tenu compte du temps de pause où l'ordinateur sera en veille (ordinateurs de bureau) et du temps de charge et de décharge de la batterie (ordinateurs portables)

Etant donné que dans le bilan de puissance nous nous étions mis dans le cas défavorable où les appareils fonctionnent à puissance maximale, pour les imprimantes, scanners, photocopieuses, il a été considéré une durée d'utilisation journalière maximale d'une (1) heure. Cette durée est considérée comme maximale car ces appareils peuvent ne pas être utilisés certains jours (et restés en veille) or, la puissance qui a été pris en compte est celle nécessaire au fonctionnement.

V.2.3. Estimation du champ photovoltaïque

On estime la puissance du champ photovoltaïque par la relation suivante :

$$P_{\text{cmin}} \text{ (Wc)} = \frac{B_j \text{ (Wh)}}{H_i \left(\frac{\text{m}^2}{\text{jr}} \right) \times R_{\text{gen}} \times R_{\text{bat}}} \quad (5)$$

H_i : Rayonnement moyen journalier du mois d'août sur le plan des panneaux solaires orientés plein sud, incliné à 15° (5,15kWh/m²/j)

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

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

$$\text{AN : } P_{\text{cmin}} = \frac{29804,12}{5,15 \times 0,8 \times 0,8}$$

$$P_{\text{cmin}} = 9042,51 \text{ Wc} \quad \rightarrow \quad \underline{\underline{P_{\text{cmin}} = 9,042 \text{ kWc}}}$$

Choix des modules

La puissance minimale du champ étant importante, les modules doivent avoir une puissance assez élevée afin de réduire le nombre de modules donc le nombre de jonctions qui sont des points pouvant engendrer des pertes. La puissance recommandée est comprise entre 200 et 300 Wc.

Nous choisissons de prendre des modules de 250Wc.

Notre choix s'est porté sur les modules de marque AEG (Voir en annexe 4 la fiche technique).

Nombre de modules

$$Nm = \frac{P_{C \min}}{P_{nom}} \quad (6)$$

$$AN : Nm = \frac{9042,51}{250}$$

$$Nm = 36,17 \text{ modules}$$

Dans un souci d'économie, nous optons pour 36 modules.

Structure

Pour la construction de la structure, on utilise des IPN (trois IPN) d'épaisseur 100 mm et de 12 m de long. Ces IPN servent de supports pour les cornières qui sont destinées à former l'angle d'inclinaison et pour renforcer la structure.

Les IPN sont espacées de 1,5 m, afin que la distance entre un local escalier et l'IPN le plus proche soit supérieure à la longueur d'ombre maximale (1,3 m).

Pour éviter de faire fondre le goudron en cas de chauffe des IPNs, des pavés espacés de 2 m sont placés en dessous des IPNs. Les IPNs étant de 12m, on a 7 pavés sous chaque IPN.



Figure 13 : structure pour pose des modules PV

Pour former le triangle, la longueur des cornières a été calculée. Compte tenu du fait que nous avons choisi de disposer les modules en 3 lignes (espacées chacune de 5cm) et sur leur largeur, l'hypoténuse du triangle correspond à la somme des largeurs.

Par ailleurs, l'angle d'inclinaison désirée étant connu, et la disposition de la structure formant le papillon de Thalès, nous pouvons déterminer respectivement, le grand et le petit côté opposé.

Etant donné que la structure forme le papillon de Thalès et l'angle d'inclinaison est connu, nous pouvons déterminer les longueurs des deux côtés opposés à l'angle.

$$\text{Hypoténuse} = 3 \times \text{largeur} + (0,05 \times 2) \Leftrightarrow \text{Hypoténuse} = 3,076 \text{ m}$$

$$\Leftrightarrow \text{Hypoténuse} \approx 3,10 \text{ m}$$

$$\text{Base} = \text{Hypoténuse} \times \cos(15) \quad \Leftrightarrow \text{Base} = 3,10 \times \cos(15) \quad (7)$$

$$\Leftrightarrow \text{Base} \approx 3\text{m}$$

$$\text{Côté opposé1} = \text{Hypoténuse} \times \sin(15) \quad \Leftrightarrow \text{Côté opposé1} = 3 \times \sin(15) \quad (8)$$

$$\Leftrightarrow \text{Côté opposé1} \approx 0,8\text{m}$$

$$\text{Selon Thalès, } \frac{\text{Côté opposé2}}{\text{Côté opposé1}} = \frac{1,5}{\text{Base}} \quad \Leftrightarrow \text{Côté opposé2} = \text{Côté opposé1} \times \frac{1,5}{\text{Base}} \quad (9)$$

$$\Leftrightarrow \text{Côté opposé2} = 0,4\text{m}$$

V.2.4. Estimation de la capacité de la batterie

Nous envisageons utiliser des batteries à Gel qui sont des accumulateurs au plomb-acide à longue durée de vie (20 ans à 20°C) et qui supportent relativement bien les décharges profondes.

La relation permettant de déterminer la capacité de la batterie est la suivante :

$$C_{\text{batmin}} (\text{Ah}) = \frac{B_j ((\text{Wh}) \times J_{\text{aut}} (\text{jours}))}{DM(\%) \times R_{\text{bat}}(\%) \times V_{\text{bat}} (\text{V})} \quad (10)$$

B_j : Energie consommée ou besoin journalier

J_{aut} : Nombre de jours d'autonomie (0,5 jour)

V_{bat} : tension du système de stockage (48V)

DM : Décharge profonde des accumulateurs (80%)

R_{bat} : Rendement de conversion électrochimique, 80% par défaut

$$\text{AN : } C_{\text{batmin}} = \frac{29804,12 \times 0,5}{48 \times 0,8 \times 0,8}$$

$$\underline{C_{\text{batmin}} = 485,09 \text{ Ah}}$$

Le nombre de jours d'autonomie est le nombre de jours sans soleil qu'il pourrait y avoir. Cela revient au nombre de jours pendant lesquels les batteries pourraient alimenter les équipements sans être rechargées. Le Burkina Faso étant un pays très ensoleillé, et dans un souci de réduction du budget, nous avons considéré juste une demi-journée d'autonomie. Par ailleurs, le système est hybride et en cas de manque, le réseau ou le groupe électrogène peut prendre le relais, le parc de batterie n'a pas besoin d'être surdimensionné.

Choix des batteries

La capacité minimum étant de 485,09 Ah, nous choisissons des batteries de capacité immédiatement supérieure à la capacité calculée.

Notre choix se porte sur les batteries BAE de type 6 PVV 660. La capacité en C_{10} est de 529 Ah (Voir en annexe 4 la fiche technique)

La tension des batteries choisie est de 2 V parce qu'elles ont une plus grande capacité de stockage et parce que nous sommes en triphasé.

Configuration

- Nombre de batteries en série

$$N_{bat,série} = \frac{\text{Tension générateur (V)}}{\text{Tension batterie (V)}} \quad (11)$$

$$AN : N_{bat,série} = \frac{48}{2}$$

$$N_{bat,série} = \underline{\underline{24 \text{ batteries}}}$$

Nous aurons au total 24 batteries de 2V en série.

- Nombre de branches en parallèle

$$N_{bat,parallèle} = \underline{\underline{1 \text{ branche}}}$$

V.2.5. Vérification des ratios

Les ratios permettent de vérifier si le générateur, les batteries et les besoins journaliers sont en adéquation.

Conditions :

$$\text{Degré de décharge quotidienne, } Ddq \leq \frac{DM}{J_{aut}}, \text{ avec } Ddq = \frac{Bj(\frac{Wh}{j})}{C_{bat}(Ah \times V_{bat})} \quad (12)$$

Tableau 4 : calcul du degré de décharge quotidienne

Bj	Cbat	Tension bat	DM	Jaut	Ddp	DM/jaut
29804	529	48	0,8	0,5	1,194	1,6

Le degré de décharge quotidienne est inférieur au quotient de la décharge profonde par le nombre de jours d'autonomie, le critère est alors vérifié.

$$\text{R}_1 > 1, \text{ avec } R_1 = \frac{P_{nom,module}(Wc) \times H_i(\frac{kWh}{m^2/j}) \times R_{gen} \times R_{bat}}{Bj(\frac{Wh}{j})} \quad (13)$$

Tableau 5 : calcul du ratio de l'aptitude du champ PV à couvrir les besoins journaliers

Bj	Pnom module	Hi	Rgen	Rbat	R1
29804	9000	5,15	0,8	0,8	1,00

R1 est égal à 1, nous pouvons dire que le champ PV est apte à couvrir les besoins journaliers.

V.2.6. Choix de l'onduleur

L'onduleur se choisit sur la base des charges, du champ photovoltaïque, et des batteries. Les caractéristiques du champ PV et des batteries étant connues, il reste à déterminer la puissance de l'onduleur qui correspondra à la charge.

L'onduleur est un élément clé du système. Pour la détermination de sa puissance, on considère les appels de courant de démarrage des charges et les éventuels changements ou ajouts de matériels. Les charges étant beaucoup plus résistives, un coefficient de sécurité de 10% à 20% doit être appliqué. Ainsi, nous avons appliqué un coefficient de sécurité de 10% pour se mettre à l'abri de ces situations. Par ailleurs, il est recommandé que dans son fonctionnement, l'onduleur n'excède pas 80% de sa puissance nominale.

Tableau 6 : Choix de l'onduleur

Paramètres d'entrées	Paramètre de sortie	Choix			
Pf (W)	Coef de sécurité(%)	Puissance en fonctionnement (W)	Puissance nominale recommandé (W)	Puissance normalisée (kW)	Constructeur
7061,14	10	7767,26	9709,07	10	INFINI SOLAR

L'onduleur choisit est de marque INFINI SOLAR et de puissance nominale 10kW (Voir en annexe 4 la fiche technique)

Configuration du champ PV

- Le nombre minimum de modules en séries

$$N_{\text{min en série}} = \frac{V_{\text{min onduleur}}}{V_{\text{mpp}}} \quad (14)$$

$$AN : N_{\text{min en série}} = \frac{350}{30}$$

$$N_{\text{min en série}} \approx 12 \text{ modules en séries au minimum}$$

- Le nombre maximum de modules en séries

$$N_{\text{max en série}} = \frac{V_{\text{max onduleur}}}{V_{\text{oc}}} \quad (15)$$

$$AN : N_{\text{max en série}} = \frac{900}{V_{\text{oc}} 37,5}$$

$$N_{\text{max en série}} = 24 \text{ modules en séries au maximum}$$

- Le nombre de module en séries :

$$N_{\text{module en série}} = 18 \text{ modules en séries}$$

- Nombre de string

$$N_{\text{string}} = \frac{N_{\text{module en série}}}{N_{\text{totale de module}}} \quad (16)$$

$$AN : N_{\text{string}} = \frac{36}{18}$$

$$N_{\text{string}} = 2 \text{ Strings}$$

Notre configuration est la suivante :

2 strings de 18 modules en séries chacun.

V.2.7. Dispositif de protection :



Figure 14 : Coffrets de protection

Comme dispositifs de protection, nous optons de mettre des sectionneurs et des parafoudres à la sortie de chaque string.

En cas de défaut sur l'un de ces strings, les sectionneurs nous permettront l'isolation (Voir en annexe 3 le schéma électrique).

La détermination des sectionneurs DC a été effectuée conformément à la norme UTE-C 15-712-1 [14] selon les étapes suivantes :

- ✚ A partir de l'intensité de court-circuit (I_{SC}) de chaque string, on détermine le courant maximum (I_{max}).

$$I_{max}(A) = 1,25 \times I_{SC}(A) \quad (17)$$

- ✚ Par la suite, en fonction de la température ambiante minimale, on obtient à partir d'un tableau un facteur k, qui multiplié à la tension à circuit ouvert (U_{C0}) de chaque string donne la tension à circuit ouvert maximale ($U_{C0,max}$).

$$U_{C0,max}(A) = k \times U_{C0}(A) \quad (18)$$

Une fois les valeurs d' I_{max} et $U_{C0,max}$ obtenues, les sectionneurs peuvent être choisis. Le tableau 7 nous donne les informations relatives au choix des sectionneurs.

Tableau 7 : résumé des notes de calculs des sectionneurs

	Paramètres d'entrées			Paramètre de sortie		Choix	
	Isc (A)	Uco	k (T°min 26-30)	Courant max (A)	Uco max (V)	Modèle	Caractéristiques
Sectionneur du string A	8,88	675	1,21	11,1	742,5	Sectionneur NOARK Ex9IP	In= 63A Un= 1000V
Sectionneur du string B	8,88	675	1,21	11,1	742,5	Sectionneur NOARK Ex9IP	In= 63A Un= 1000V

L'entrée AC de l'onduleur est protégée par un DDR 30mA conformément à la norme UTE C 15-712-1 (Il sert aussi de coupure d'urgence de l'entrée de l'onduleur et il doit être étiqueté comme tel) et un parafoudre accompagné de son dispositif de protection. Le réseau qui

passera par l'entrée AC de l'onduleur est protégé par un disjoncteur de même marque que celui utilisé par la SONABEL.

La sortie de l'onduleur est protégée par un sectionneur qui permettra d'isoler en cas de défaut ou de travaux sur l'onduleur mais aussi par un parafoudre connecté au disjoncteur recommandé pour sa protection.

Du sectionneur, on alimente le disjoncteur de branchement qui alimentera un répartiteur à partir duquel les DDR départs vers les tableaux divisionnaires sont alimentés.

Les parafoudres sont de type 2 car il n'y a pas de paratonnerre dans l'installation. Ainsi donc, ces parafoudres protègent les installations en cas de surtension due à l'impact de la foudre aux alentours du bâtiment.

Pour le choix des parafoudres DC, il est indispensable de connaître la tension U_p maximale et l'intensité I_{max} .

La tension $U_{p\ max}$, niveau de protection maximale de la foudre est fonction de la tension de tenue des chocs U_w donnée par le tableau suivant.

Tableau 8 : Détermination de la tension de tenue de chocs [14]

Uco max (V)	Uw (V)
	Module PV
100	1,5
150	2,5
300	4
400	-
600	6
800	-
1000	8

$U_{p\ max}$ représente 80% de la tension de tenue des chocs obtenue dans le tableau.

I_{max} est fonction de la densité de foudroisement (qui s'obtient grâce à une carte) de la zone dans laquelle on se trouve et du niveau de risque de foudroisement.

Ainsi, en fonction de ces paramètres on choisit les parafoudres DC dont les caractéristiques à retenir sont l'intensité nominale (I_n), le niveau de protection du parafoudre (U_p) et la tension maximale admissible par le parafoudre

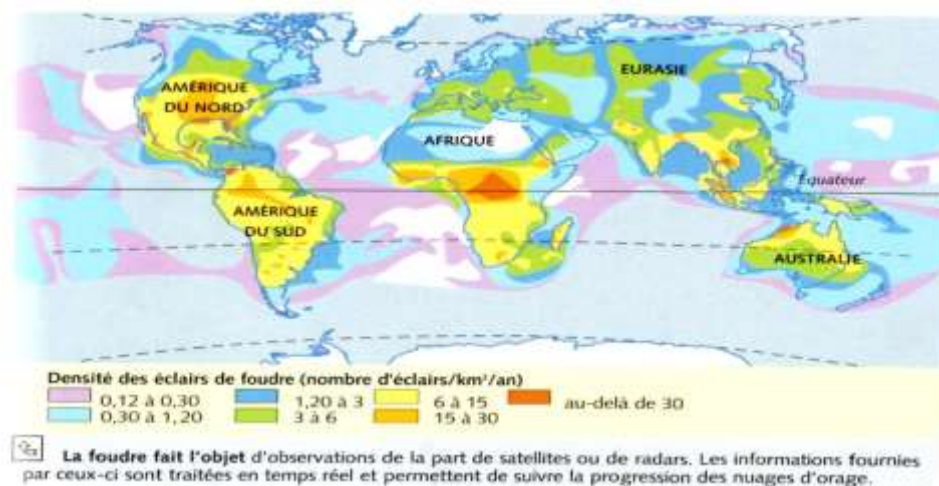


Figure 15 : carte mondiale du niveau kéraunique [15]

Lorsqu'il s'agit de parafoudre AC, on considère toujours $I_{\max}$ sur le même principe que pour les parafoudres DC.

Par contre, la tension U_p doit être comprise entre la tension maximale de régime permanent (U_c) et la tension de tenue des chocs des récepteurs à protéger (U_{choc})¹.

Les tensions U_c et U_{choc} sont obtenues à partir des tableaux suivants :

Tableau 9 : Tension de tenues aux chocs des récepteurs à utilisés [16]

tension nominale de l'installation	tenue de susceptibilité des récepteurs (U_{choc})			
réseaux triphasés	réduite	normale	élevée	très élevée
	appareils à circuits électroniques :	appareils électrodomestiques :	appareils industriels :	appareils industriels :
	télévision, alarme, HiFi, magnétoscope, informatique télécommunication	lave vaisselle, four réfrigérateur, outils portatifs	moteur, armoire de distribution, prises de courant, transfo.	compteur électrique, télémessure
400/690/1000 V	2,5 kV	4 kV	6 kV	8 kV
230/440 V	1,5 kV	2,5 kV	4 kV	6 kV
	onde choc catégorie I	onde choc catégorie II	onde choc catégorie III	onde choc catégorie IV

Tableau 10 : Tension maximale de régime permanent [16]

schémas des liaisons à la terre	TT	TN-S	TN-C	IT
valeur U_c en mode commun (protection entre phase-terre, neutre-terre)	$\geq 1,5 U_o$	$\geq 1,5 U_o$	$\geq 1,5 U_o$	$\geq 1,732 U_o$
valeur U_c en mode différentiel (protection entre phase-neutre)	$\geq 1,1 U_o$	$\geq 1,1 U_o$		$\geq 1,1 U_o$
U_o : tension simple du réseau entre phase et neutre U_c : tension maximale de régime permanent				

Les dispositifs de protection cités ci-dessus se trouveront pour les uns dans le coffret DC/AC et pour d'autre dans le coffret AC. La figure ci-dessous montre les détails des connexions

¹ Tension de chocs est notée différemment juste pour marquer la différence avec la tension de choc pour les parafoudres DC car ils ne s'obtiennent pas de la même façon.

dans des différents équipements (Voir en annexe 1 note de calculs des dispositifs de protections).

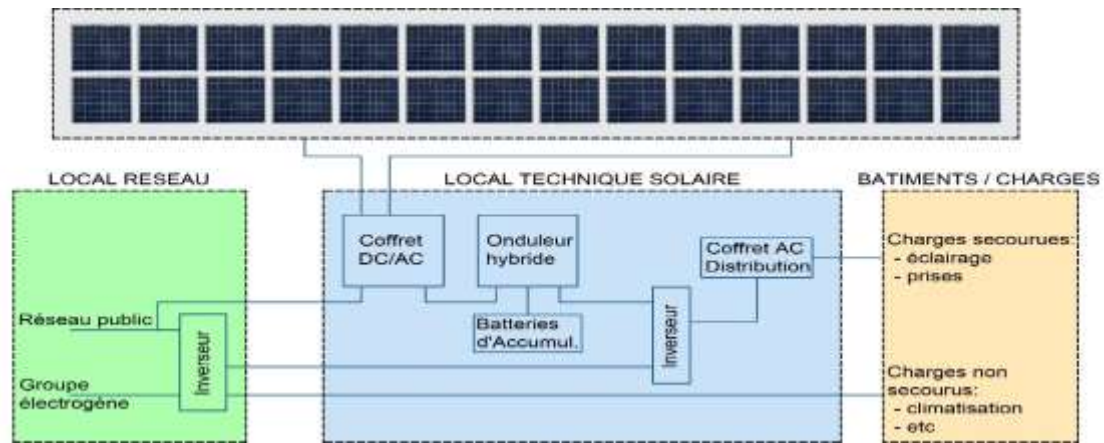


Figure 16 : Connexion des équipements

V.2.8. Section des câbles

Les câbles sont dimensionnés conformément aux normes NFC 15 100 et UTE 15 712 1, [14].

Pour les câbles AC, en fonction du calibre des dispositifs de protection et du mode de pose, on calcule le courant I_z à partir duquel on choisit la valeur de la section. Les câbles se trouvant à l'extérieur du bâtiment seront placés dans des tubes PVC et ceux à l'intérieur du bâtiment seront mis dans des goulottes. La relation donnant la valeur d' I_z est la suivante :

$$I_z(A) = \frac{I_n(A) \times k}{F_1 \times F_2 \times F_3} \quad (19)$$

$I_n(A)$: Calibre du dispositif de protection

k : Coefficient fonction du dispositif de protection, dans notre cas $k=1$

F_i : Facteur de correction fonction du mode de pose (câble dans goulotte, nombre de câbles multiconducteur, nombre de couche, température ambiante)

Pour la détermination de la section des câbles DC, la matière des conducteurs doit être choisie (aluminium, cuivre). A partir de la résistivité du matériau, la longueur du câble, l'intensité qui transitera dans le câble et fixer la chute de tension maximale admissible. Une fois ces paramètres réunis, on calcul la section minimale comme suit :

$$S = \frac{2 \times \rho \times L \times I}{\Delta U(\%) \times U} \quad (20)$$

ρ : Résistivité du matériau

L : Longueur du câble

I : Intensité traversant le câble

$\Delta U(\%)$: Chute de tension (valeur idéale 1%)

Nous avons choisi des câbles à conducteurs en cuivre car ce sont elles qui sont vraiment faciles à trouver dans les sections qui concernent les installations photovoltaïques et elles sont moins couteuses que celle en aluminium.

V.3. Dimensionnement par logiciel

Le dimensionnement suivant a été effectué avec le logiciel PVSyst. Dans ce logiciel pour la conception d'un projet nous avons le choix entre les options suivantes :

- Système connecté au réseau,
- Système isolé avec batterie,
- Système de pompage solaire
- Réseau CC.

Dans le cadre de notre projet, le système est hybride PV/réseau/diesel, nous avons donc décidé de combiner l'option système isolé avec batterie et l'option système connecté au réseau. Le système isolé avec batterie nous a permis de faire le choix des modules et des batteries et le système connecté au réseau nous a permis de choisir l'onduleur adapté à la situation.

L'onduleur qui sera utilisé devra répondre aux exigences de l'onduleur choisi à la conception du système connecté au réseau ainsi qu'à celles du régulateur choisi à la conception du système isolé avec batterie.

V.3.1. Système isolé avec batterie

Pour mettre en place un tel système après avoir défini la zone d'étude, l'orientation et l'angle d'inclinaison on passe à l'estimation des besoins de l'utilisateur. Le nombre de case étant limité, nous avons regroupé les appareils de même natures et calculé leurs puissances moyennes.

Le bilan de puissance permet de déterminer la capacité de stockage des batteries et la puissance du champ dans la partie nommé « Système » par le logiciel. Un facteur important à régler est le coefficient LOL (Loss-of-load) qui signifie en français perte de charge. Le coefficient LOL est la probabilité que les besoins de l'utilisateur ne soient pas satisfaits, autrement dit c'est la fraction de temps pendant laquelle les batteries sont déconnectés parce qu'elles ne sont pas chargées. Ce coefficient est en pourcentage et lorsqu'il croît, la puissance du champ se réduit. Nous avons opté pour un coefficient LOL de 1% afin de ne pas sous dimensionner notre système. Nous désirons que les charges prioritaires et les batteries soit continuellement alimentées par le solaire sauf en cas de défaut ou dépannage du système.

Le choix du régulateur se fait automatiquement par le logiciel en fonction des caractéristiques du champ et des batteries.

L'effet des ombres sur les modules peut s'observer en animation 3D pour chaque jour de l'année lorsque nous illustrons le support métallique des modules et les éventuels obstacles.

Le nombre de jour d'autonomie est réglable avec un minimum d'un (1) jour.

Suite à notre dimensionnement, comme l'illustrent les figures ci-dessous nous arrivons à un choix de batteries BAE 2V 670Ah et de modules BISOL de 250W. En définitive nous avons la configuration suivante :

-  24 batteries en série
-  17 modules en série et 2 strings

La configuration des modules est légèrement différente à celle obtenue par calcul analytique car dans PV Syst pour le bilan de puissance, le rendement des équipements n'est pas pris en

compte. Le Logiciel ne permet pas que le paramètre LOL soit nul (d'où le choix de 1% précisé précédemment). Le concepteur devrait être libre de régler ce paramètre comme il le souhaite.

Figure 17 : Configuration des modules obtenue avec de PVSyst

Figure 18 : Configuration des batteries obtenue avec PVSyst

V.3.2. Système connecté au réseau

Pour le projet du système connecté au réseau, en fonction des caractéristiques des modules donc des caractéristiques du champ PV, on choisit l'onduleur adéquat. Avant de choisir l'onduleur, PVSyst nous précise que sa puissance doit être supérieure à la puissance du champ. En effet, le logiciel ne se base pas sur les besoins du consommateur pour le choix de l'onduleur, il est paramétré de telle sorte que les charges (qui peuvent être fixe, variable ou linéaire) soient directement alimentées par le champ PV et que le surplus aille sur le réseau. Lorsque l'onduleur choisi ne répond pas aux caractéristiques du champ PV, PVSyst le signale et donne la raison de la non compatibilité. Vu que nous avons 2 strings de modules, nous avons choisi un onduleur ayant 2 entrées MPPT. Donc, nous avons opté pour l'onduleur Schneider_Elec_ConextTL10000E.

V.3.3. Calcul des sections de câble par logiciel

Le logiciel que nous avons utilisé pour le calcul et surtout la vérification des sections de câbles est le logiciel LISE de BBS conception. Ce logiciel est a les mêmes caractéristiques que XL PRO calcul avec comme valeur ajoutée l'option photovoltaïque.

Lorsque l'on commence une nouvelle étude une fenêtre nommée fenêtre de préférence du projet s'ouvre automatiquement et invite le concepteur à modifier selon son projet le type d'installation, le type d'appareils utilisés (usage domestique ou industriel) et les sections usuelles de câbles.

Il est important de noter que la partie AC et la partie DC se schématisent séparément (Voir schéma en annexe), le logiciel ne permet pas d'effectuer un schéma à partir de l'aval de l'onduleur.

On ne peut commencer un schéma qu'en plaçant d'abord un des éléments suivants :

-  Onduleur PV côté DC
-  Circuit onduleur PV incluant le coffret DC (sectionneur et parafoudre)
-  TGBT côté AC
-  Ensemble raccordement AC (point de livraison tarif bleu ou vert, ou transfo HT + câble + disjoncteur de tête + TGBT)

LISE possède une base de données dans laquelle on choisit les caractéristiques des éléments du schéma. Les sections de câbles se calculent automatique une fois que les longueurs et les paramètres du mode de pose sont entrés. Par ailleurs, ce logiciel nous accompagne tout au long de la conception, il possède une fenêtre d'avertissement et d'erreur et lorsqu'il n'y a pas d'adéquation entre les éléments choisis ou lorsque le calibre d'un élément est mal choisi le logiciel LISE avertit le concepteur et donne les raisons du signalement de l'erreur. Une fois l'erreur corrigée ou l'avertissement justifié, le signal d'alerte disparaît de la fenêtre d'avertissement et d'erreur.

L'inconvénient de ce logiciel est qu'il ne permet pas à l'utilisateur de commencer la schématisation par l'élément qu'il veut.

VI. Etude Financière

VI.1. Rentabilité du projet

Pour toute étude, il est important et incontournable de déterminer le budget nécessaire pour la réalisation du projet. Notre projet nécessite un investissement de 30 858 500 FCA toute taxes comprise (voir tableau suivant).

Tableau 11 : devis estimatif

DESIGNATION DES OUVRAGES	UNITE	QTE	PRIX UNITAIRE FCFA	PRIX TOTAL FCFA
INSTALLATION SOLAIRE PHOTOVOLTAIQUE				
Fourniture et pose de modules photovoltaïques polycristallin 250Wp	U	36	300 000	10 800 000
Fourniture et pose d'un onduleur hybride triphasé de 10kW	U	1	3 750 000	3 750 000
Fourniture et pose d'un coffret de protection DC comprenant des protections des strings, des parafoudres DC	Ens	1	575 000	575 000
Fourniture et pose des batteries solaires (BAE) 660Ah - 2V	U	24	280 000	6 720 000
Fourniture et pose d'un coffret de protection DC des batteries	Ens	1	575 000	575 000
Fourniture et pose de l'armoire de protection et de coupure AC (Armoire AC) y compris toutes sujétions de pose	Ens	1	575 000	575 000
Fourniture et pose liaison électrique alimentation électrique AC et distribution réseau électrique sortie AC de l'onduleur hybride	Ens	1	4 500 000	4 500 000
Fourniture et pose d'un système d'affichage de la production énergétique du système photovoltaïque	Ens	1	2 500 000	2 500 000
TOTAL GENERAL HORS TAXES				29 995 000
Remise				500 000
TVA (18%)				1 363 500
TOTAL GENERAL TOUTES TAXES COMPRISES				30 858 500

Un autre facteur important est la rentabilité économique. La mise en place d'un système solaire nécessitant un investissement non négligeable, il est important de déterminer en combien de temps (temps de retour sur investissement TRI) cet investissement sera récupéré.

La formule (19) illustrative du calcul classique du temps de retour sur l'investissement présente le rapport entre l'investissement initial et le flux financier perçu en moyenne par an.

$$TRI (année) = \frac{Investissement (F CFA)}{Economie moyenne annuelle (F CFA)} \quad (21)$$

Etant donné que cela est représentatif d'une comparaison des deux sources (solaire et réseau SONABEL), elle doit être effectuée de façon équitable.

Pour un branchement au réseau SONABEL au bâtiment d'un consommateur, l'installation électrique doit d'abord être effectuée et cela à la charge du consommateur. Dans cette même

lancée et comme nous l'avons signalé plus haut, lors de l'installation électrique, l'intégration future de l'énergie photovoltaïque doit être prévue. Ainsi, il suffirait juste de raccorder le champ PV, les batteries, l'onduleur et les équipements de protection nécessaires.

C'est dans cette optique que pour le calcul du temps de retour sur investissement, nous avons décidé de faire les calculs sur les bases suivantes :

- ✚ L'investissement représentera les frais alloués à la mise en place de la source de production d'électricité le photovoltaïque (Champ PV, batteries, onduleurs, dispositifs de protection DC et AC à la sortie de l'onduleur)
- ✚ Pour une comparaison équitable, les frais liés aux câbles et dispositifs de protections AC liés l'installation électrique interne du bâtiment ne seront pas comptés dans l'investissement (en effet, l'installation électrique et les dispositifs de protection ne sont pas pris en compte dans l'investissement quand le consommateur a besoin d'un raccordement SONABEL).

Le coût d'exploitation initial représente les frais qui étaient supportés avant la mise en place du système. Autrement dit, il représente les frais liés à la consommation de l'électricité du réseau public avant la mise en place du système.

Le coût d'exploitation final représente les frais liés à la consommation de l'électricité du système PV, or, une fois le système mis en place il n'y a pas de frais à payer pour la consommation de l'énergie qu'elle produit. Cependant, les frais d'opération et de maintenance, de rechange des batteries sont pris en compte dans le coût d'exploitation final.

La différence entre les coûts d'exploitation est l'économie qu'on réalise en mettant en place le système PV. Le TRI serait donc le temps mis pour que l'économie réalisée soit égale à l'investissement et après cela l'économie réalisée est le bénéfice.

A la suite de nos calculs, il ressort que pour notre projet sera rentable en huit ans et sept mois (8 ans 7 mois)

Le graphique ci-dessous montre l'évolution des économies en fonction des années et l'investissement (Le point d'intersection des deux courbes lues en abscisses représente le temps de retour sur investissement).

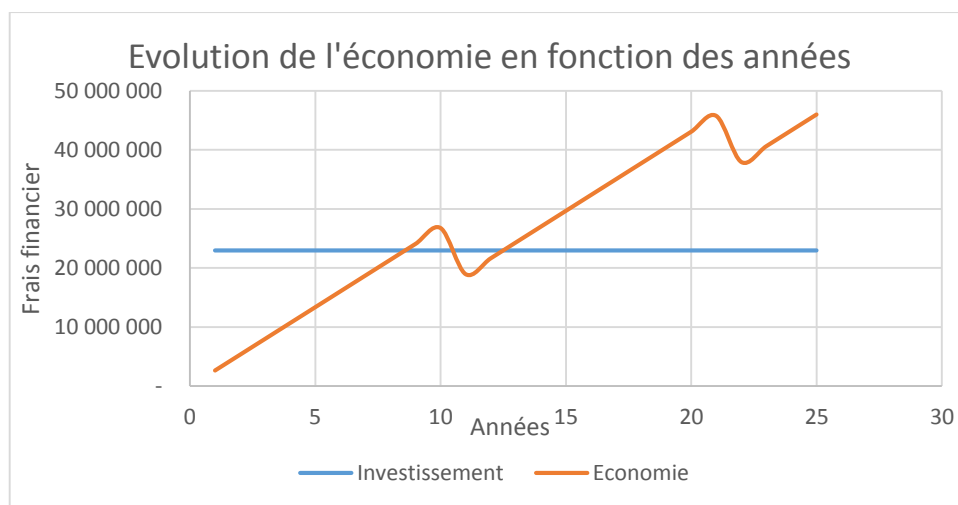


Figure 19 : représentation graphique de la détermination du TRI

VI.2. Coût de revient du kWh

Le coût de revient du kWh est un paramètre qui va dans le même sens que le calcul de rentabilité dans la mesure où il est calculé afin d'être comparé au coût précédemment appliqué (d'une différente forme de production d'énergie). Lors des projets, les investisseurs se basent sur ce coût afin de savoir si le projet est rentable et vaut la peine d'être financé. Une des méthodes les plus utilisées est le LCOE levelized Cost Of Electricity ou coût moyen actualisé d'énergie électrique. Le LCOE d'une technologie est obtenu en divisant le coût total de cycle de vie du projet par l'énergie totale générée par l'installation au cours de la durée du projet [17].

Il est basé sur la méthodologie de la valeur actuelle nette économique, les hypothèses de calculs varient selon la nature du projet.

D'une façon générale le LCOE (en F CFA/kWh) se calcule comme suit [18,19] :

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (22)$$

I_t (F CFA) : investissement à l'année t

M_t (F CFA) : coût d'opération et de maintenance à l'année t

F_t (F CFA) : coût d'achat fuel à l'année t

E_t (kWh) : production d'électricité à l'année t

r (%) : taux d'actualisation

n (années) : durée de vie du système

Cette formule générale peut être appliquée quel que soit le type de technologie si l'on suppose que l'énergie produite est constante durant toute la durée de vie du système. Aux coûts d'opération et de maintenance sont aussi compris les coûts de remplacements. Cette formule générale est un peu limitée car elle ne prend pas en compte le coût de valeur résiduelle des équipements qui n'ont pas atteint une durée de vie à la fin de la durée de vie du projet.

Une formule dite formule de la méthode SAM (System Advisor Model) [20] a été proposée et prend en compte de façon explicite tous les coûts entrant dans le projet de la centrale photovoltaïque. Cette formule tient aussi compte de l'amortissement des équipements au fil des années, autrement dit, dans cette formule, on ne considère pas que l'énergie produite est constante durant toute la durée de vie du système. Nous adapterons cette formule de la méthode de SAM en fonction de notre projet.

$$LCOE = \frac{I_0 - \sum_{t=1}^n \frac{(DP)^t \times TR}{(1+i)^t} + \sum_{t=1}^n \frac{A^t \times (1-TR)}{(1+i)^t} - \frac{SV}{(1+i)^n}}{\sum_{t=1}^n \frac{M_{el}(1-d)^t}{(1+i)^t}} \quad (23)$$

I_0 (F CFA) : Investissement

DP^t (F CFA) : Coût annuel de la dépréciation de système

TR (F CFA) : Taux d'imposition

A^t (F CFA) : Coût annuel d'exploitation

SV (F CFA) : valeur résiduelle

M_{el} (kWh) : production annuelle d'énergie

d (%): Taux de dégradation du système

i (%): Taux d'actualisation. Il est compris en 4% et 7% [21]

Le projet est réalisé sur fond propre et n'est pas à but lucratif, l'énergie produite ne sera pas vendue. De ce fait le taux d'imposition est nul.

La formule est donc équivalente à :

$$\text{LCOE (F CFA/kWh)} = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A^t}{(1+i)^t} - \frac{SV}{(1+i)^n}}{\sum_{t=1}^n \frac{M_{el}(1-d)^t}{(1+i)^t}} \quad (24)$$

Selon des études menées par les laboratoires du CEA (Département des Technologies solaires, Laboratoire des Systèmes solaires), sur une durée entre 20-25 ans les modules PV perdent au maximum 20% de leurs puissances [22]. La fiche technique des modules nous informe que sur 25 ans ils perdront 10% de leur puissance. Les conditions européennes étant différentes de celles de l'Afrique sub-saharienne, nous supposons que le taux de dégradation de notre système est de 15% sur 25 ans soit 0,6%/an.

On a alors :

Dépréciation (d) = 0,6%

Frais d'opérations et maintenances annuelles : 0,5% de l'investissement.

Taux d'actualisation : 5%

Tableau 12 : calcul du LCOE

I_0	$\sum_{t=1}^n \frac{A^t}{(1+i)^t}$	$\frac{SV}{(1+i)^n}$	$\sum_{t=1}^n \frac{M_{el}(1-d)^t}{(1+i)^t}$	LCOE (F CFA)
22 995 000	11 321 212	1 855 092	218 283	149

Après calcul, nous trouvons à partir de la méthode LCOE que le prix de revient est de 149 F CFA/kWh. Ce coût de revient est très avantageux au coût moyen du kWh de la SONABEL qui est de 165 F CFA.

VI.3. Calcul technico- économique par Logiciel Homer

Homer est utilisé pour l'optimisation économique des systèmes hybrides. Il n'existe pas en version française. Dans notre cas, étant donné qu'il ne s'agit pas d'optimiser l'insertion du photovoltaïque et du réseau mais d'avoir une idée sur l'économie réalisée grâce à l'utilisation du PV afin de la comparer à l'économie calculée, dans la création du schéma nous allons considérer ces composantes : photovoltaïque, batterie, onduleur et la charge.

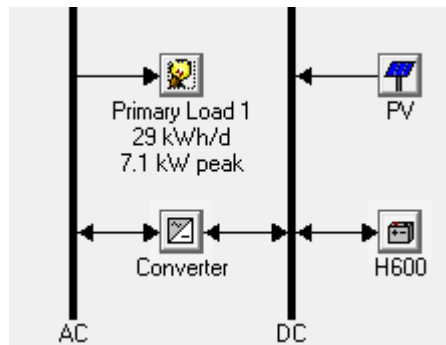


Figure 20 : Schéma de la configuration

Nous considérons que le profil de charge établi est constant toute l'année.

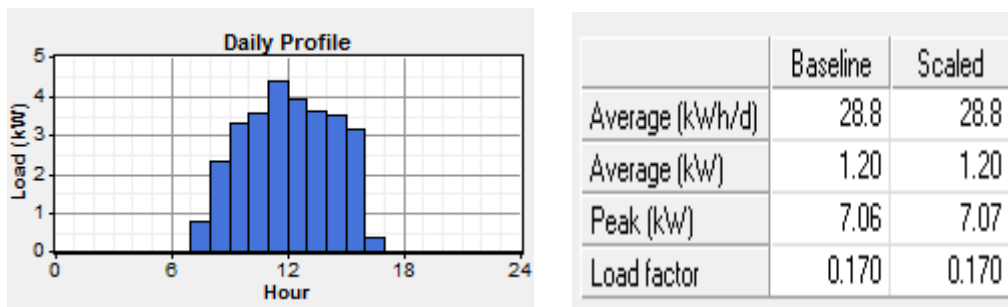


Figure 21 : profil de charges journalières

Nous avons appliqué un coût d'opération et de maintenance annuelle (0.5% de l'investissement) à l'ensemble du système dans le volet économique.

Après simulation, nous obtenons les résultats suivants :

- ✚ Coût de revient du kWh par la méthode du LCOE : 150 F CFA/kWh
- ✚ Investissement : 22 994 394 F CFA

La valeur du coût de revient du kWh est quelque peu différente de la valeur que nous avons trouvée par calcul (149 F CFA). La légère différence du coût de l'investissement peut s'expliquer par les arrondis de conversion de devise.

L'inconvénient de ce logiciel est qu'il est impératif d'entrer un pourcentage dit maximum « capacity shortage » qui représente le pourcentage du déficit qui pourrait exister entre l'énergie produite par le système et l'énergie requise par l'utilisateur. Lorsque ce paramètre est marqué nul, Homer exige une augmentation considérable du champ photovoltaïque ce qui implique un surdimensionnement.

VII. Etude d'impact environnemental

La mise en place de notre système ne nécessite pas destruction d'arbres et ne cause aucune dégradations des sols ; donc notre projet n'impacte donc pas négativement sur l'environnement. Par ailleurs, la production d'électricité par le photovoltaïque n'est pas émettrice de CO₂. Ainsi en utilisant l'énergie photovoltaïque pour la production d'électricité en remplacement d'un groupe électrogène ou du réseau, cela occasionne une économie d'émission de CO₂. Cette économie de CO₂ est la masse de CO₂ qui serait émise si le réseau ou le groupe électrogène produisait la même quantité d'énergie électrique que le système PV mis en place [23].

$$E_{Co2} = E_{PV/an} \times F_{émission} \quad (25)$$

Avec :

E_{Co2} (g/an): Economie de CO₂ annuelle.

$E_{PV/an}$ (kWh/an) : Energie électrique annuelle produite par le champ PV

$F_{émission}$: Facteur d'émission pour la production de 1kWh électrique du réseau (dans notre cas, c'est le facteur d'émission pour la production de 1kWh d'électricité d'origine thermique).

Il est bien vrai que la production d'électricité par le photovoltaïque n'engendre pas d'émission de CO₂, cependant la fabrication des modules nécessite une l'utilisation d'énergies qui elles, émettent du CO₂. En effet, d'après le rapport de l'HEPUL, la demande d'énergie pour la fabrication d'un (1) kWc est de 2500kWh [24]. On considère que toute cette énergie dépensée pour la fabrication est de l'électricité. En effet, le raffinage et la cristallisation occasionnent une très grande consommation d'énergie et se font à l'aide de fours à arc qui fonctionnent à l'électricité. Ainsi, en ayant le facteur d'émission de CO₂ mondiale dû à la consommation d'un (1) kWh de l'énergie finale nécessaire à la fabrication des modules, on peut avoir la masse de CO₂ émise pour la fabrication d'un (1) kWc.

$$E_{Co2\ initial} = F_{émission} \times E_{consommé\ par\ kWc} \times P_C \quad (26)$$

Avec :

$E_{Co2\ initial}$ (g) : Emission de CO₂ initiale (g)

$E_{consommé\ par\ kWc}$ $\left(\frac{kWh}{an}\right)$: Energie consommée pour la fabrication de 1kWc (kWh)

$F_{émission}$ (gCO₂/kWh): Facteur d'émission

$E_{consommé\ par\ kWc}$ (kWh/an) : Energie consommée pour la fabrication de 1kWc

P_C (kWc) : Puissance du champ PV

Un facteur important à prendre aussi en compte est le temps de retour carbone. Le temps de retour de carbone est le temps nécessaire pour qu'une installation PV enregistre une économie d'émission de CO₂ supérieur à l'émission de CO₂ occasionnée par la fabrication des modules [24].

$$\text{Temps de retour carbone (années)} = \frac{\text{Emission de CO2 initiale (g)}}{\text{Economie de CO2 annuelle } (\frac{\text{g}}{\text{an}})} \quad (27)$$

Le tableau ci-dessous donne les valeurs d'économie de CO₂ et de temps de retour carbone de notre projet.

Tableau 13 : Calcul des émissions de CO₂

Paramètres d'entrées		Paramètres de sorties					
Energie grise pour la fabrication de 1kWc (kWh/kWc)	Facteur d'émission mondial du à la fabrication (g CO2/kWh)	CO2 émis pour la fabrication (g CO2/kWc)	CO2 émis pour la fabrication des 36 modules (g CO2/kWc)	Energie produite par le système en 1 an (kWh)	CO2 évité (tCO2/kWh)	Economie annuelle de CO2 (gt)	Temps de retour Carbone (an)
2500	506	1265000	11385000	10878,51	0,579	6,30	1,81

VIII. Analyse du choix de stockage d'énergie dans l'installation

Dans façon globale, un système photovoltaïque sans stockage de batterie est perçu comme étant plus économique et plus rentable. Les calculs sont la plupart du temps effectués en supprimant les frais liés à l'installation du parc des batteries.

En effectuant de tels calculs dans le contexte de notre projet, on obtient la figure ci-dessous qui nous montre un temps de retour sur investissement de cinq ans et neuf mois (5 ans et 9 mois).

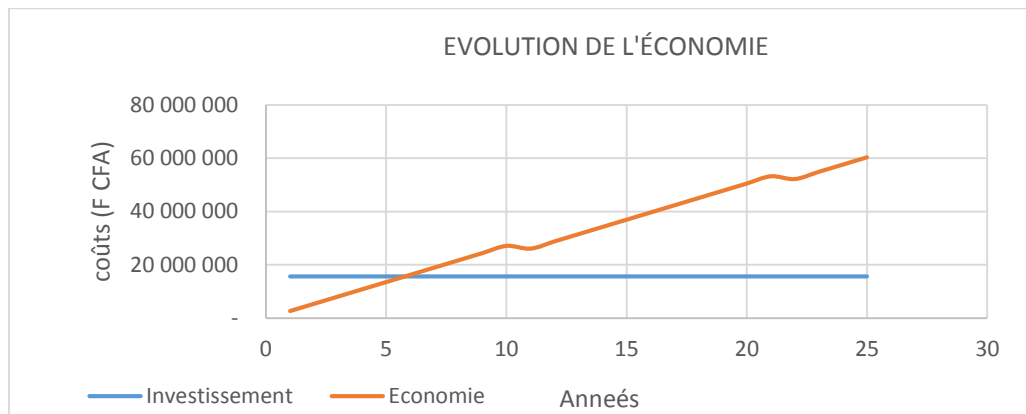


Figure 22 : Illustration graphique du temps de retour sur investissement, cas de notre système sans batterie de stockage

Cependant cela s'avère être vérifié que si en cas de déficit de production des modules, aucune autre source n'apporte aux charges l'énergie complémentaire.

Lorsque le déficit est apporté par le réseau ou un groupe électrogène il est impératif de prendre en compte les frais liés à leurs productions.

Pour notre projet, nous avons un parc de batteries qui correspond à une énergie de 23,76 kWh stockée par jour.

Considérons que nous optons pour un système sans stockage et que le réseau et le groupe électrogène produisent cette énergie (23,76 kWh/jr) durant la durée de vie des batteries (10 ans) et effectuons les simulations suivantes (Voir annexe 5 pour les notes de calcul) :

- ✚ Cas n° 1 : Pour cause de délestage, le taux de production est 75% pour la Sonabel et 25% pour le groupe électrogène.

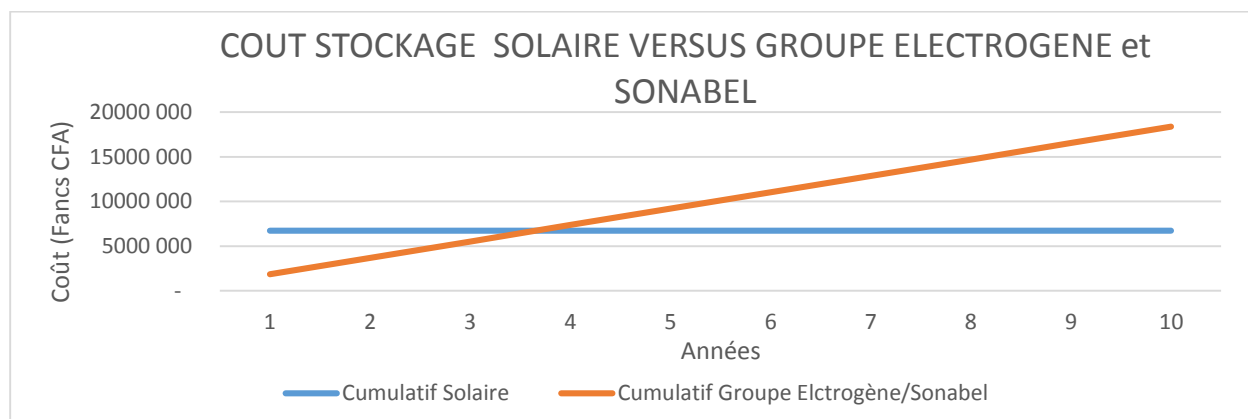


Figure 23 : coût solaire stockage versus groupe et sonabel cas de la production 100% groupe électrogène

Comme nous pouvons le constater de l'observation de la figure 23, on a une intersection des courbes avant la fin de la durée des vies des batteries. Cela implique que, à une année donnée le coût d'utilisation de la Sonabel + groupe électrogène est égal au coût d'investissement pour l'installation du parc de batteries (dans notre cas, trois ans et onze mois (3ans et 11 mois))

En effet, le coût engendré par l'utilisation de la Sonabel et du groupe électrogène pour produire la même quantité d'énergie que les batteries croît au fil des années et dépasse le coût d'investissement des batteries.

Au regard du graphique, nous pouvons dire qu'en utilisant les batteries, on enregistre une économie sur six ans qui équivaut à 10 341 837 F CFA.

✂ Cas2 : Production à 100% par le groupe électrogène

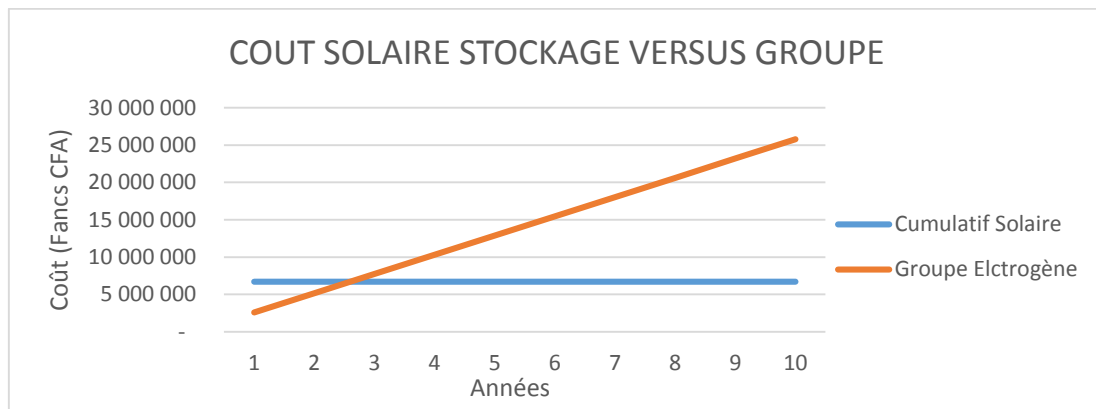


Figure 24 : coût solaire stockage versus groupe et sonabel cas de la production 100% groupe électrogène

Comparativement au graphique précédent, dans le cas 2, nous pouvons porter les interprétations suivantes :

- ✂ En deux ans et sept mois (2 ans et 7 mois) le coût d'exploitation du groupe électrogène est égal au coût d'acquisition des batteries
- ✂ l'économie qui sera réalisé est de 18 212 040 F CFA sur environ sept ans (7ans)

Cas : Production Sonabel à 100%

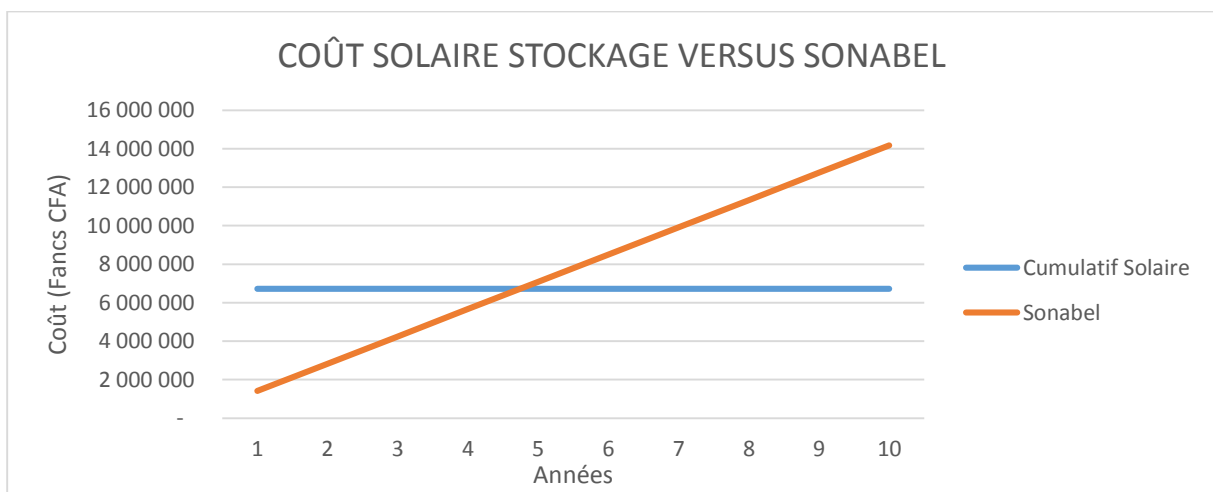


Figure 25 : coût solaire stockage versus groupe et sonabel cas de la production 100% Sonabel

Ce cas précis n'est pas possible dans notre pays car il n'est pas autosuffisant en production électrique. Cependant, l'économie est de 7 144 730 F CFA et est réalisée sur environ cinq ans (5ans).

Suite à ces simulations, nous pouvons émettre les conclusions suivantes :

- ✚ Utiliser le réseau Sonabel est plus économique que d'utiliser le groupe électrogène.
- ✚ Il est plus rentable de prévoir dans une installation un stockage d'énergie optimal (ce qui explique notre choix de stockage) condition que nous choisissons la bonne technologie et que les batteries aient une durée de vie supérieure à cinq (5) ans.

IX. Comparaison de l'ancien système d'alimentation au système hybride en place

Une analyse des données des consommations avant et après l'installation du système nous fait ressortir les résultats suivants :

- ✚ La moyenne des frais de factures avant l'installation est de 750 000 F CFA
- ✚ La moyenne des frais de factures SONABEL après l'installation est de 450 000 F CFA

En conclusion, la SNV réalise une économie de 300 000 F CFA par mois en termes de factures d'électricité. Dans nos hypothèses de calcul, nous avons considéré qu'elle économiserait 2 679 329 F CFA par an soit 223 277 F CFA par mois.

L'économie finalement réalisée est supérieure nos prévisions. Cette différence se situe dans les frais d'opérations et de maintenances que nous avons considérées comme égale à 0,5% de l'investissement. Ces maintenances n'ont pas été effectuées car après l'installation le personnel du département énergie de la SNV a reçu une formation et s'occupe de l'entretien du système.

Hormis les factures d'électricité, des économies ont également été enregistrées dans les frais d'exploitation du groupe électrogène.

En Effet :

- ✚ La moyenne des frais liés à l'entretien et à la consommation de carburant du groupe électrogène avant l'installation du système était de 200 000 F CFA/mois
- ✚ La moyenne des frais liés la consommation de carburant et d'entretien du groupe électrogène après l'installation du système est de 40 000 F CFA

L'économie réalisée en ce qui concerne l'utilisation du groupe électrogène est de 160 000 F FCA.

Nous pouvons faire une extension en disant qu'au terme de notre projet l'économie mensuelle globale réalisée par la SNV est de 460 000 F CFA.

Conclusion

Notre étude nous a démontré que les systèmes PV sont rentables (l'investissement est récupéré en huit ans et sept mois), préservent notre environnement (En projetant sur 25 ans, le système mis en place permettra d'économiser 157,5 t de CO₂) et en outre, répondent aux besoins des consommateurs. C'est dans cette optique que l'Etat burkinabé s'est lancé dans le solaire avec les multiples projets de centrales solaires qui sont en train d'être mis en place pour satisfaire la population. Le pays ne devrait plus connaître de déficit en électricité dans les années à venir surtout que les particuliers se retournent de plus en plus vers le solaire. Cette initiative est à encourager par l'Etat en instaurant le système de rachat du surplus d'énergie injecté sur le réseau. Les banques pourraient octroyer des prêts solaires et veiller à la réalisation en imposant une liste de société et mettant en place une équipe compétente de supervision. Cela renforcera la capacité du pays en matière d'énergie et contribuera fortement au développement durable.

Référence bibliographique

- [1] Institut national de la statistique et de la démographie (INSD). *Tableau de bord démographique*. Ouagadougou, 2017.
- [2] IEA. *WEO*. s.d. 20 octobre 2017.
<http://www.worldenergyoutlook.org/media/weowebsite/2016/WEO2017Electricity.xls&sa=U&ved=0ahUKEwj2>
- [3] TSALA, P.-J. Z. (2018). *Stopper la ruée vers l'europe*. librinova.
- [4] SONABEL. (2017). *Rapport d'activités*. Ouagadougou.
- [5] ARSE. *Rapport d'activités*. Ouagadougou, 2013.
- [6] Ministère des Mines et de l'Energie. *POLITIQUE SECTORIELLE DE L'ENERGIE 2014 - 2025*. 2013.
- [7] YAMEOGO, J. D. (2015, Juin). *Expériences du Burkina Faso Place des politiques, des financiers et des entreprises privées dans le développement de la filière solaire en Afrique*. Consulté le août 4, 2016, sur www.2ie-edu.org/assets/Experiences_BFA_Africasolar_juin_2015-jdd-yameogo.pdf
- [8] www.systemespv.com
- [9] Gouadec, Daniel. *INSTALLATIONS SOLAIRES PHOTOVOLTAÏQUES AUTONOMES*. Paris: DUNOD, 2012.
- [10] Léna, Grégoire et IEA. «Mini-réseaux hybrides PV-diesel pour l'électrification rurale Présentation générale et recommandations pour leur déploiement.» 2013.
- [11] DAILLAUD, Jean. *L'énergie solaire photovoltaïque*. 2012.
- [12] Godjevac, Jelena. *Systèmes Photovoltaïques Connectés au Réseau*. Press Poly techniques et Universitaires Romandes 1999, 1999.
- [13] Pr Yézouma Coulibaly. *Thermique du bâtiment*. ouagadougou, 2015.
- [14] (UTE), l'Union Technique de l'Electricité. «Installations photovoltaïques raccordées au réseau public de distribution.» 2010.
- [15] Yopa, Lucien. *Analyse du phénomène de la foudre sur les installations d'Orange Cameroun et optimisation de la protection*. 2010.
- [16] Electric, Schneider. *Parafoudre*. France: Merlin Gerlin, 2002.
- [17] SIMPORE, Sidiki. *Etude comparative de la viabilité des technologies de production d'électricité en Afrique de l'ouest en utilisant le lcoe: cas du Burkina Faso*. Ouagadougou, 2014.

- [18] Erika de Visser, Anne Held. «Methodologies for estimating Levelised Cost of Electricity (LCOE).» ECOFYS, 2014.
- [19] (IRENA), International Renewable Energy Agency. «RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES: COST OF SOLAR PHOTOVOLTAICS.» 2012.
- [20] Matt C. *The Drivers of the Levelized Cost of Electricity for Utility-Scale Photovoltaics*. 2008
- [21] PowerTech, VGB. (2015). *Levelised Cost Of Electricity*. Germany: VGB PowerTech Service GmbH.
- [22] Razongles, G. *Etude de modules photovoltaïques après 20 ans de fonctionnement*. Associatio HESPUL, INES, 2012. <http://www.photovoltaique.info/IMG/pdf/rapport-ines-hespul-vf-pdf>
- [23] (IEA), International Energy Agency. *CO2 emissions from fuel combustion*. IEA Publications, 2016.
- [24] Dumont, Olivier. *Temps de retour carbone du photovoltaïque: calcul*. 22 mai 2014. 15 février 2017. <http://www.23dd.fr/energie/photovoltaique/rentabilite-carbone>
- [25] Européenne, Commission. «Des cellules photovoltaïques de troisième génération abordables.» 2013. *CORDIS Service Communautaire d'Information sur la Recherche et de Développement*. http://cordis.europa.eu/result/rcn/90792_fr.html

ANNEXES

ANNEXE 1 : Note de calcul des dispositifs de protections	45
ANNEXE 2 : Note de calculs sections de câbles.....	52
ANNEXE 3 : Schémas électriques.....	55
ANNEXE 4 : Fiches techniques des équipements	57
ANNEXE 5: Note de calcul pour l'analyse du stockage	62

ANNEXE 1 : Note de calculs des dispositifs de protections

Dispositifs de protection DC

	Paramètres d'entrées			Paramètre de sortie		choix	
	Isc (A)	Uco	k (T°min 26-30)	Courant max (A)	Uco max (V)	Modèle	caractéristique
Sectionneur du string A	8,88	630	1,21	11,1	762,3	Sectionneur NOARK Ex9IP	In= 63A Un= 1000V
Sectionneur du string B	8,88	630	1,21	11,1	762,3	Sectionneur NOARK Ex9IP	In= 63A Un= 1000V

Appareils	Paramètre d'entrée			Paramètre de sortie			Choix	
	Ucomax (V)	Uw (kV)	Ng de la zone d'étude	Risque	Up max (kV)	Imax (kA)	Modèle	Caractéristique
ParafoudreA DC	907,5	8	3 à 6	Moyen	6,4	40	Parafoudre NOARK Ex9UEP 20	In= 20kA Ucpv= 1200V Up= 4,2
ParafoudreB DC	726	8	3 à 6	Moyen	6,4	40	Parafoudre NOARK Ex9UEP 20	In= 20kA Ucpv= 1200V Up= 4,2

Appareil	Paramètres d'entrée	Choix	
	I charge max (A)	In fusible (A)	Type fusible
Sectionneur porte fusible (protection batterie)	200	200	gG

Dispositifs de protection AC

	Paramètre d'entrée	Paramètre de sortie	Choix	
Appareil	I max AC entrée onduleur admissible (A)	In disjoncteur (A)	Modèle	Caractéristiques
Disjoncteur arrivée réseau	25	20	Disjoncteur Schneider	disjoncteur 4P 20A pouvoir coupure 10kA

	Paramètres d'entrée				Paramètre de sortie			Choix	
Appareil	Uo (V)	Susceptibilité recep	Ng de la zone d'étude	Risque	Uc (V) regime TT	Uchoc (kV)	Imax (kA)	Modèle	Caractéristiques
Parafoudre AC	230	Normale	3 à 6	Moyen	345	2,5	40	Parafoudre NOARK Ex9UE2 20	In= 20kA Up= 2,2kV

	Calibre recommandé	Choix	
Appareil	In (A)	Constructeur	Modèle
Disjoncteur protection parafoudre	20	Disjoncteur Schneider	disjoncteur 4P 20A pouvoir coupure 10kA

	Recommandé		choix	
Appareil	In (A)	Sensibilité (mA)	Constructeur	Modèle
DDR entrée onduleur	40	30	DDR Legrand	LEGRAND DX3 Interrupteur différentiel 40A 30mA 4P

	Paramètre d'entrée	Choix	
Appareil	I max sortie onduleur (A)	Modèle	Caractéristiques
Sectionneur sortie onduleur	43,5	Sectionneur Legrand avec poignée noir	Vistop In=63A

	Paramètres d'entrée				Paramètre de sortie			Choix	
Appareil	Uo (V)	Susceptibilité recep	Ng de la zone d'étude	Risque	Uc (V)	Uchoc (kV)	Imax (kA)	Modèle	Caractéristiques
Parafoudre	230	Normale	3 à 6	Faible	345	2,5	15	Parafoudre Legrand T2	In= 5kA Up=1,2kV

		Choix	
	In (A)	Constructeur	Modèle
Disjoncteur de protection parafoudre	20	magnéto-thermique Legrand	DX3 C20 Pouvoir de coupure 10kA 4P

	Paramètre de choix		Choix	
Appareils	In (A)	Sensibilité	Constructeur	Modèle
DDR de branchement	40	300	Legrand	DX3 6000-10kA 4P
DDR des TD	25	300	Legrand	DX3 6000-10kA 2P

ANNEXE 2 : Note de calculs sections de câbles

Sections de câbles DC :

	Paramètre d'entrée					Paramètre de sortie	Vérification			Choix	
	Impp	Umpp	$\Delta U\%$	ρ cuivre	L	S	Isc	1,25Isc	Iz>1,25Isc?	Section	Modèle
Câbles chaine PV	5,208333333	48	0,03	0,0171	40	4,94791667	8,88	11,1	Oui	6	Tecsun PV1- f6

	Paramètres d'entrées					Paramètre de sortie	Choix	
	I _{max}	U	$\Delta U\%$	ρ cuivre	L	S	Section	Modèle
Câble batterie	200	48	0,02	0,0171	5	35,625	50	U1000 R2V

Sections de câbles AC

	Paramètres d'entrées							Paramètre de sortie	Choix	
	Mode de pose	In	k	F1	F2	F3	F4	Iz	Section (mm²)	Modèle
câble Alimentation AC onduleur	Câble dans conduits profilés ou apparent	40	1	0,9	0,82	1	1	54,20054201	10	U1000 R2V
Câble AC d'alimentation du coffret AC	Câble dans goulotte	40	1	0,9	0,82	0,85	1	63,76534354	10	U1000 R2V
câble Départ-tableau Divisionnaires	Câble dans goulotte	25	1	0,9	0,82	0,85	1	39,85333971	6	U1000 R2V

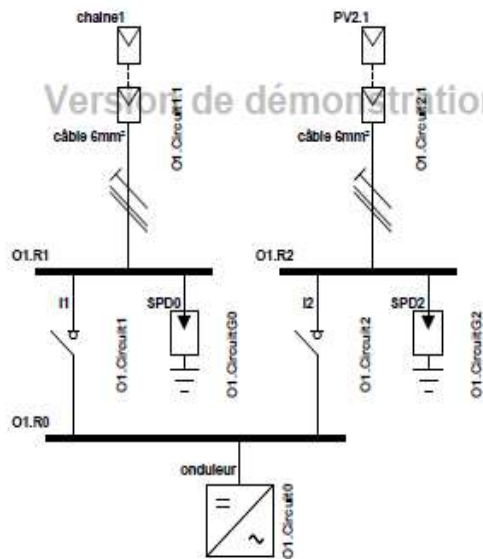
F1 : Facteur de correction de mode de pose (conducteur isolé en conduit apparent)

F2 : Facteur de correction due à l'influence de la température

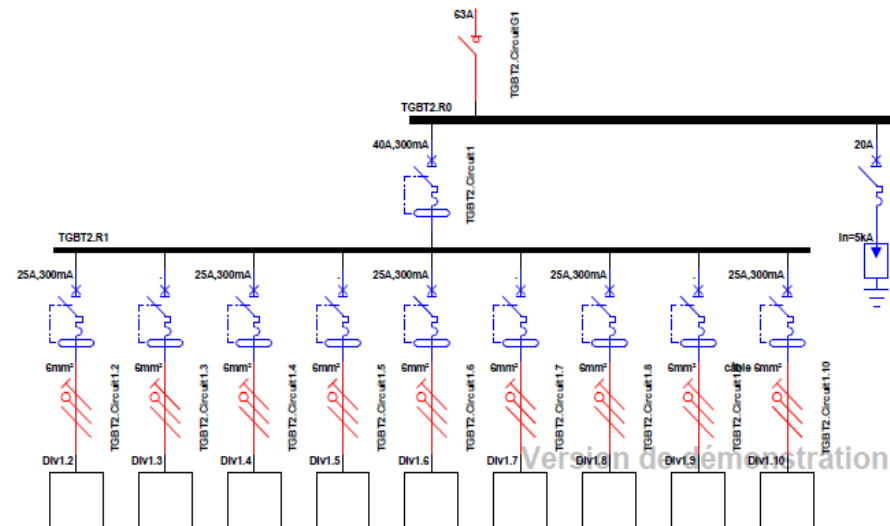
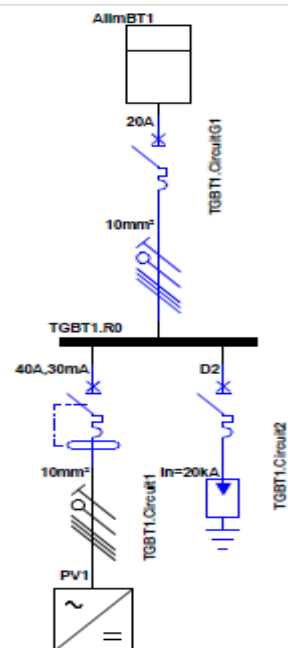
F3 : Facteur de correction due au nombre de circuits ou câbles multiconducteurs

F4 : Facteur de correction due au nombre de couche

ANNEXE 3 : Schémas électriques



Coffret DC / AC



Coffret AC

ANNEXE 4 : Fiches techniques des équipements

Fiche technique onduleur

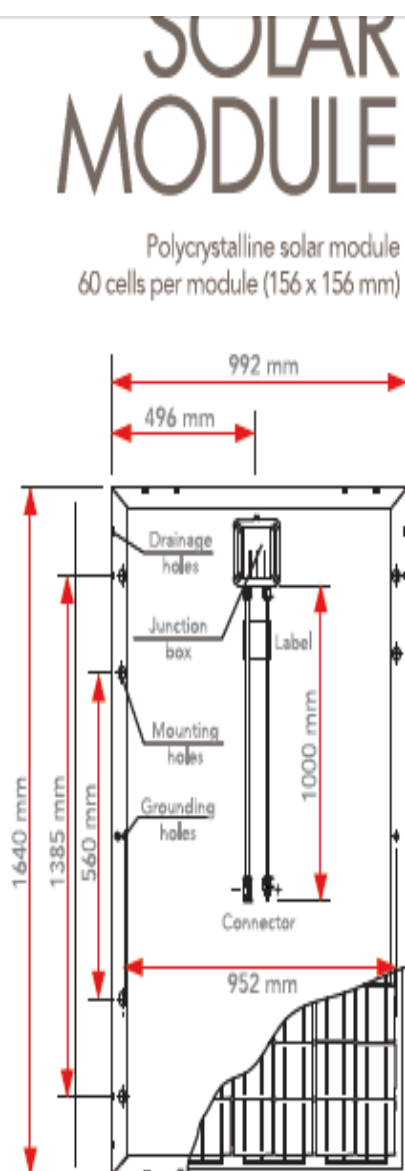
MODEL	InfiniSolar Three Phase 10KW
PHASE	3-phase in / 3-phase out
RATED OUTPUT POWER	10000W
MAXIMUM CHARGING POWER	9600W
GRID-TIE OPERATION	
PV INPUT (DC)	
Maximum PV Input Power	14850W
Nominal DC Voltage / Maximum DC Voltage	720 VDC / 900 VDC
Start-up Voltage / Initial Feeding Voltage	320 VDC / 350 VDC
MPP Voltage Range	350 VDC ~ 850 VDC
Number of MPP Trackers / Maximum Input Current	2 / 2 x 18.6A
GRID OUTPUT (AC)	
Nominal Output Voltage	230 VAC (P-N) / 400 VAC (P-P)
Output Voltage Range	184 - 285 VAC per phase
Nominal Output Current	14.5A per phase
Power Factor	> 0.99
EFFICIENCY	
Maximum Conversion Efficiency (DC/AC)	> 96%
European Efficiency@ Vnominal	> 95%
OFF-GRID OPERATION	
AC INPUT	
AC Start-up Voltage/Auto Restart Voltage	120 - 140 VAC per phase / 180 VAC per phase
Acceptable Input Voltage Range	170 - 280 VAC per phase
Maximum AC Input Current	25A
PV INPUT (DC)	
Maximum DC Voltage	900 VDC
MPP Voltage Range	350 VDC ~ 850 VDC
Number of MPP Trackers / Maximum Input Current	2 / 2 x 18.6A
BATTERY MODE OUTPUT (AC)	
Nominal Output Voltage	230 VAC (P-N) / 400 VAC (P-P)
Output Waveform	Pure Sine Wave
Efficiency (DC to AC)	91%
HYBRID OPERATION	
PV INPUT (DC)	
Nominal DC Voltage / Maximum DC Voltage	720 VDC / 900 VDC
Start-up Voltage / Initial Feeding Voltage	320 VDC / 350 VDC
MPP Voltage Range	350 VDC ~ 850 VDC
Number of MPP Trackers / Maximum Input Current	2 / 2 x 18.6A
GRID OUTPUT (AC)	
Nominal Output Voltage	230 VAC (P-N) / 400 VAC (P-P)
Output Voltage Range	184 - 285 VAC per phase
Nominal Output Current	14.5A per phase
AC INPUT	
AC Start-up Voltage / Auto Restart Voltage	120 - 140 VAC per phase / 180 VAC per phase
Acceptable Input Voltage Range	170 - 280 VAC per phase
Maximum AC Input Current	25A
BATTERY MODE OUTPUT (AC)	
Nominal Output Voltage	230 VAC (P-N) / 400 VAC (P-P)
Efficiency (DC to AC)	91%
BATTERY & CHARGER	
Nominal DC Voltage	48 VDC
Maximum Charging Current	Default 60A, 5A - 200A (Adjustable)
GENERAL	
PHYSICAL	
Dimension, D X W X H (mm)	622 x 500 x 167.5
Net Weight (kg)	45
INTERFACE	
Communication Port	RS-232/USB and CAN Interface
Intelligent Slot	Optional SNMP, Modbus, and AS-400 cards available
ENVIRONMENT	
Humidity	0 ~ 90% RH (No condensing)
Operating Temperature	-10 to 55°C
Altitude	0 ~ 1000 m ²

Fiche batterie

2. Technical data (Reference temperature 20 °C)

Type U_n V/cell	C_{1h} Ah	C_{10h} Ah	C_{20h} Ah	C_{72h} Ah	C_{100h} Ah	C_{120h} Ah	C_{240h} Ah	R_i 1) mΩ	I_k 2) kA	Length (L) mm	Width (W) mm	Height (H) mm	Weight kg
2 PVV 140	71	121	134	153	157	158	165	1.65	1.30	105	208	420	12.4
3 PVV 210	107	182	202	229	236	238	247	1.15	1.86	105	208	420	17.1
4 PVV 280	143	243	268	306	314	318	331	0.89	2.40	105	208	420	19.4
5 PVV 350	179	304	336	383	393	397	412	0.73	2.91	126	208	420	23.3
6 PVV 420	215	364	404	460	472	477	496	0.63	3.39	147	208	420	27.4
5 PVV 550	254	447	506	570	583	589	609	0.68	3.14	126	208	535	31.4
6 PVV 660	302	529	598	671	686	693	715	0.58	3.64	147	208	535	36.9
7 PVV 770	350	610	688	770	788	795	820	0.52	4.12	168	208	535	42.4
6 PVV 900	417	729	834	943	968	978	1,012	0.46	4.63	147	208	710	51.0
7 PVV 1050	492	858	980	1,116	1,140	1,154	1,195	0.36	5.81	215	193	710	61.9
8 PVV 1200	559	970	1,106	1,252	1,280	1,296	1,344	0.32	6.54	215	193	710	68.8
9 PVV 1350	616	1,090	1,252	1,418	1,450	1,464	1,524	0.34	6.29	215	235	710	77.0
10 PVV 1500	691	1,200	1,382	1,562	1,600	1,620	1,675	0.28	7.50	215	235	710	83.9
11 PVV 1650	748	1,320	1,512	1,713	1,750	1,764	1,836	0.28	7.56	215	277	710	92.2
12 PVV 1800	822	1,440	1,644	1,857	1,900	1,920	1,989	0.24	8.63	215	277	710	99.2
11 PVV 2090	839	1,570	1,772	2,023	2,070	2,088	2,169	0.27	7.86	215	277	855	108.2
12 PVV 2280	927	1,710	1,918	2,181	2,230	2,256	2,337	0.23	9.18	215	277	855	116.5
13 PVV 2470	1,040	1,890	2,120	2,426	2,490	2,508	2,592	0.18	11.91	215	400	815	131.4
14 PVV 2660	1,125	2,070	2,320	2,678	2,740	2,772	2,880	0.17	12.63	215	400	815	141.2
15 PVV 2850	1,191	2,170	2,420	2,772	2,840	2,868	2,976	0.16	13.25	215	400	815	147.9
16 PVV 3040	1,265	2,300	2,580	2,937	3,000	3,036	3,144	0.15	13.94	215	400	815	156.2
17 PVV 3230	1,358	2,480	2,780	3,182	3,260	3,300	3,408	0.14	15.32	215	490	815	173.6
18 PVV 3420	1,433	2,610	2,920	3,348	3,420	3,468	3,576	0.13	16.03	215	490	815	181.4
19 PVV 3610	1,507	2,740	3,080	3,506	3,590	3,624	3,744	0.12	16.70	215	490	815	189.6
20 PVV 3800	1,581	2,870	3,220	3,664	3,750	3,792	3,912	0.12	17.37	215	490	815	197.8
22 PVV 4180	1,740	3,210	3,600	4,118	4,220	4,272	4,416	0.11	18.43	215	580	815	205.7
24 PVV 4560	1,887	3,470	3,900	4,442	4,550	4,596	4,752	0.10	19.76	215	580	815	222.0
26 PVV 4940	2,014	3,650	4,060	4,608	4,710	4,764	4,920	0.10	21.02	215	580	815	235.1

Fiche technique module



Maximum power	P_{max}	250 Wp	255 Wp	260 Wp
Open circuit voltage	U_{oc}	37.5 V	37.9 V	38.2 V
Max. powerpoint voltage	U_{mpp}	30.0 V	30.2 V	30.5 V
Short circuit current	I_{sc}	8.88 A	8.95 A	9.04 A
Max. powerpoint current	I_{mpp}	8.35 A	8.45 A	8.54 A
Module efficiency	η_m	15.4 %	15.7 %	16.0 %

Measurement tolerance STC: $\pm 3\%$ (P_{max}), $\pm 10\%$ (U_{oc} , U_{mpp} , I_{sc} , I_{mpp}); values at standard test conditions (STC: air mass 1.5, irradiance 1000 W/m², cell temperature 25°C); temperature tolerance $\pm 2^\circ\text{C}$.

PERFORMANCE AT 800 W/m², NOCT, AM 1.5:

		AS-P602 250	AS-P602 255	AS-P602 260
Maximum power	P_{max}	183 Wp	186 Wp	190 Wp
Open circuit voltage	U_{oc}	35.0 V	35.3 V	35.6 V
Max. powerpoint voltage	U_{mpp}	27.5 V	27.7 V	28.0 V
Short circuit current	I_{sc}	7.19 A	7.24 A	7.32 A
Max. powerpoint current	I_{mpp}	6.65 A	6.72 A	6.79 A

NOCT: irradiance 800 W/m², ambient temperature 20°C ($\pm 2^\circ\text{C}$) and wind speed 1 m/s.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

NOCT	46°C $\pm 2^\circ\text{C}$
Temp. Coefficient P_{max}	-0.43 %/°C
Temp. Coefficient U_{oc}	-0.33 %/°C
Temp. Coefficient I_{sc}	0.06 %/°C
Operating Temperature	-40°C to 85°C

CHARACTERISTICS

Dimensions	1640 mm x 992 mm x 40 mm	Cable	4 mm ² , 1000 mm
Weight	18.5 kg	Connector	MC4 compatible
Front cover	3.2 mm tempered glass	Packaging	26 (p) / 728 (c) pcs
Frame	Anodized Aluminum	System Voltage	1000 V (DC)
Junction Box	IP67, 3 diodes	Max. Series Fuse	15 A

ANNEXE 5 : Note de calcul de l'analyse du stockage d'énergie

	KWh/j	No./j	Durée de vie	KWh de stockage utilisé	KWh stockage per ans						
	23,76	365	10	86724	8672,4						
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	Cout Solaire	6720000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Cout Groupe p/h	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
	Cout Sonabel p/h	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165
Coupure % over daily capacity stockage	25%										
	Utilisation										
Cumulatif Solaire		6 720 000	6 720 000	6 720 000	6 720 000	6 720 000	6 720 000	6 720 000	6 720 000	6 720 000	6 720 000
Standard Sonabel	75%	1 073 210	1 073 210	1 073 210	1 073 210	1 073 210	1 073 210	1 073 210	1 073 210	1 073 210	1 073 210
Coupure Groupe	25%	650 430	650 430	650 430	650 430	650 430	650 430	650 430	650 430	650 430	650 430
Total sans solaire		1 723 640	1 723 640	1 723 640	1 723 640	1 723 640	1 723 640	1 723 640	1 723 640	1 723 640	1 723 640
Cumulatif Groupe Elctrogène/Sonabel		1 723 640	3 447 279	5 170 919	6 894 558	8 618 198	10 341 837	12 065 477	13 789 116	15 512 756	17 236 395