



**ANALYSE TECHNIQUE ET FINANCIÈRE DE LA CENTRALE SOLAIRE
PHOTOVOLTAÏQUE DE MALBAZA**

MEMOIRE POUR L'OBTENTION DU DIPLOME D'INGÉNIEUR 2IE AVEC GRADE DE
MASTER
SPÉCIALITÉ : Génie Électrique et Énergétique *OPTION : Énergies Renouvelables*

Présenté et soutenu publiquement le 16/01/2020 par :

Yasmina GADO DANZAMA 20140158

Directeur de mémoire : M. Ayouba BYFODI, Responsable de la structure

**Encadrant 2iE : Dr Daniel YAMEGUEU NGUEWO, Maitre-assistant CAMES,
Laboratoire Énergie Renouvelables et Efficacité Énergétique (LabEREE) du 2iE**

Maître de stage : S.RAJESH, ingénieur en génie électrique et électronique

NIGELEC, Secteur de Malbaza-NIGER

Jury d'évaluation du stage :

Président : Dr Moussa SORO

Membres et correcteurs : M. Moussa KADRI
 Dr Daniel YAMEGUEU

Promotion [2019-2020]

CITATION

« La patience et la persévérance produisent un effet magique devant lequel les difficultés disparaissent et les obstacles se volatilisent ».

John Quincy Adams

ANALYSE TECHNIQUE ET FINANCIERE DE LA CENTRALE SOLAIRE
PHOTOVOLTAÏQUE DE MALBAZA

DEDICACES

Je dédie ce modeste document à :

Ceux qui représentent le symbole du courage et des sacrifices, mon très cher père et ma très chère mère puisse dieu les protéger et leur prêter longue vie.

Mes formidables frères et sœurs.

Mon cher neveu Al Amine et ma chère nièce Nana Halima.

Mes fidèles amis et connaissances qui m'ont soutenu et encouragé.

Je vous aime tous !

REMERCIEMENTS

*Un grand merci au bon **Dieu** de m'avoir guidé vers le chemin de la lumière et du savoir.*

*Avec un profond respect, je remercie le chef centrale **M. Ayouba BYFODI** pour son encadrement. Il a grandement contribué à mon intégration dans l'entreprise en se rendant disponible pour m'apporter de l'aide ou des informations.*

*J'adresse mes vifs remerciements à mon encadreur interne **Dr Daniel YAMEGUEU NGUEWO**, Enseignant-chercheur en Génie Energétique à l'Institut International d'ingénierie de l'Eau et de l'Environnement (2iE) pour son suivi et son assistance. Ses compétences dans ce domaine m'ont été d'une grande utilité.*

*Mes remerciements vont également à l'égard des agents du secteur, site et poste de la NIGELEC de Malbaza de façon générale et particulièrement aux agents de la centrale solaire PV (**M. IDDA, M. LOKO et M. RABIOU**) qui m'ont aidé et encouragé pour l'accomplissement de ce travail. Grâce à eux, je garderai un très bon souvenir de ce stage.*

*Au personnel de Sterling and Wilson pour leur encadrement, je leur remercie. Plus spécifiquement à **S. RAJESH et M. Mareeswaran** pour leurs explications et conseils précieux. J'ai été ravie de faire leur connaissance.*

*Mes sincères remerciements à l'ensemble des **enseignants et chercheurs** de l'Institut International de l'Eau et de l'Environnement (2IE) de Ouagadougou que ce soit pour les conseils et services tout au long de ma formation.*

*Un remercie spécial à mon tuteur de Malbaza **M. Abdoul Razak** pour son accueil, encouragement et soutien tout au long de mon séjour, qu'il trouve ici mes sincères reconnaissances.*

*A mes **parents, amis et connaissances** qui ont contribué d'une façon ou d'une autre à la réussite de ce travail, je vous dis merci.*

ANALYSE TECHNIQUE ET FINANCIERE DE LA CENTRALE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE DE MALBAZA

RESUME

Dans la politique de valorisation des énergies renouvelables, le NIGER vient de construire sa toute première centrale solaire photovoltaïque d'une puissance de 7 MW dans le département de Malbaza. Le photovoltaïque est une solution technique qui permettra au pays d'améliorer son indépendance énergétique tout en diversifiant son mix électrique. Notre travail a consisté dans un premier temps à faire une analyse technique ainsi qu'un diagnostic de la centrale PV après plusieurs mois d'exploitations, ensuite une étude économique de la centrale dans le but de déterminer le coût du kWh d'électricité (LCOE) et pour finir avec une étude d'impact environnemental et social qui a permis de comparer la centrale solaire par rapport aux centrales conventionnelles.

À l'issue de notre étude, nous avons eu à détecter trois problèmes qui ont une influence négative sur l'exploitation optimale de la centrale. Il s'agit du mauvais repérage de certaines tables, du problème de connecteurs de raccordement et le problème du forage d'eau. Après l'étude économique on obtient un coût de 162 FCFA/kWh d'électricité produit, bien qu'élevé par rapport au prix du kWh d'électricité de la Nigelec, l'impact positif sur l'environnement est largement suffisant pour compenser cela.

Mots-Clés :

- 1 – Centrale connectée au réseau**
- 2 - Coût du kWh**
- 3 – Diagnostic**
- 4 – Système photovoltaïque**
- 5 – Étude d'impact environmental et social**

ANALYSE TECHNIQUE ET FINANCIERE DE LA CENTRALE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE DE MALBAZA

ABSTRACT

As part of its policy to promote renewable energies, NIGER has just built its first ever photovoltaic solar power plant with a capacity of 7 MW in the department of Malbaza. Photovoltaic is a technical solution that will allow the country to improve its energy independence while diversifying its electricity mix. Our work consisted first of a technical analysis and diagnosis of the PV plant after several months of operation, then an economic study of the plant in order to determine the price per kWh of electricity (LCOE) and finally an environmental and social impact study that compared the solar plant with conventional plants. At the end of our study, we had to identify three problems that have a negative influence on the optimal operation of the plant. These are the misidentification of some tables, the problem of connection connectors and the problem of the water borehole. After the economic study, we obtain a cost of 162 CFAF per kWh of electricity produced, although high compared to the price per kWh of electricity of Nigelec, the positive impact on the environment is largely sufficient to compensate for this.

Key Words:

-
- 1 – Power plant connected to the network**
 - 2 - Levelized Cost of Energy (LCOE)**
 - 3 - Diagnosis**
 - 4 - Photovoltaic system**
 - 5 – Environment and social impact study**

ANALYSE TECHNIQUE ET FINANCIERE DE LA CENTRALE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE DE MALBAZA

LISTE DES ABREVIATIONS

A : Ampère

AC : Courant alternatif

Ah : Ampère- heure

ASI : Système d'alimentation sans interruption

DC : Courant continu

$E_{T,P}$: Energie annuelle totale produite

GES : Gaz à effet de serre

kV : kilo Volt

kVA : kilo Volt Ampère

kW : kilo Watt

kWc : kilo Watt crête

kWh : kilo Watt heure

$kWh/m^2/j$: kilo watt heure par mètre carré par jour

LCC : Life Cycle Cost

LCOE : Levelized Cost of Energy

MWh : Méga Watt Heure

N_r : Nombre de renouvellements

$P_{c,t}$: Puissance crête totale de la centrale

PV : Photovoltaïque

RMU : ring main unit

SCADA : Supervisory control and data acquisition

SCB : System combiner box

V : Tension

VAN : Valeur Actuel Nette

V_C : Valeur du coût de remplacement

$V_{C,M,E}$: Valeur du coût de maintenance et d'exploitation

W : Watt

W_c/m^2 : Watt crête par mètre carré

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

ANALYSE TECHNIQUE ET FINANCIERE DE LA CENTRALE SOLAIRE
PHOTOVOLTAÏQUE DE MALBAZA

SOMMAIRE

CITATION	i
DEDICACES	ii
REMERCIEMENTS	iii
RESUME.....	iv
ABSTRACT	v
LISTE DES ABREVIATIONS	vi
SOMMAIRE	vii
LISTE DES TABLEAUX.....	xi
LISTES DES FIGURES.....	xii
1 INTRODUCTION.....	1
1.1 Contexte et Justification	1
1.2 Situation énergétique du Niger.....	2
1.3 Objectif du travail.....	3
1.4 Méthodologie du travail	4
1.5 Présentation de la structure d'accueil.....	4
1.5.1 Présentation de la Nigelec de Malbaza	5
1.5.1.1 Organigramme	5
1.5.1.2 Répartition des différents services	5
2 GENERALITES SUR LES SYSTEMES SOLAIRE PV	7
2.1 Définition et Principe de fonctionnement des centrales solaires PV	7
2.2 Avantages et inconvénients des centrales solaires photovoltaïques.....	8
2.2.1 Avantages	8
2.2.2 Inconvénients	8
2.3 Quelques équipements constitutifs des centrales solaires PV	9
2.3.1 Les modules solaires photovoltaïques.....	9
2.3.2 L'onduleur.....	10

ANALYSE TECHNIQUE ET FINANCIERE DE LA CENTRALE SOLAIRE
PHOTOVOLTAÏQUE DE MALBAZA

2.3.3	Les transformateurs de puissance.....	11
2.3.4	Les batteries de stockage.....	12
2.3.5	Système d'alimentation sans interruption (ASI).....	12
3	ANALYSE TECHNIQUE DE LA CENTRALE PV.....	13
3.1	Présentation de la centrale solaire PV.....	13
3.1.1	Plan architectural de la centrale.....	14
3.1.2	Les modules solaires PV.....	14
3.1.3	Les chaines de modules ou strings par table.....	15
3.1.4	Repérage des tables et des tableaux de raccordement.....	15
3.1.5	Tableau de raccordement de tables ou system combiner box (SCB).....	16
3.1.6	L'onduleur réseau.....	16
3.1.6.1	La configuration des onduleurs PV.....	17
3.1.7	Calculs de vérification des caractéristiques du champ PV.....	18
3.1.7.1	Les caractéristiques d'une table.....	19
3.1.7.2	Les caractéristiques d'un SCB.....	19
3.1.7.3	Les caractéristiques d'un onduleur.....	20
3.1.8	Les transformateurs de puissance.....	21
3.1.9	Le couplage des transformateurs.....	22
3.1.10	Raccordement de la centrale PV au réseau de la Nigelec.....	22
3.1.11	Armoire de distribution du transformateur auxiliaire.....	23
3.1.12	Système d'alimentation sans interruption (ASI).....	24
3.1.12.1	Stabilisateur de tension.....	25
3.1.12.2	Les batteries de stockage de 12 V.....	25
3.1.12.3	Calculs des caractéristiques du parc de batteries.....	25
3.1.12.4	Configuration de l'ASI.....	26
3.1.12.5	Armoire de distribution de l'ASI.....	27
3.1.13	Le chargeur de batteries 2 V.....	27

ANALYSE TECHNIQUE ET FINANCIERE DE LA CENTRALE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE DE MALBAZA

3.1.13.1	Batteries de stockage de 2 V	28
3.1.13.2	Calcul des caractéristiques du parc de batteries.....	28
3.1.13.3	Configuration du chargeur de batteries.....	29
3.1.14	Système de contrôle et d'acquisition de données.....	30
3.2	Maintenance de la centrale PV	31
3.2.1	Maintenance programmée ou préventive	31
3.2.1.1	Entretien des modules PV	32
3.2.1.1.1	Le nettoyage à eau	32
3.2.1.1.2	Le nettoyage à sec.....	33
3.2.1.2	Le désherbage	33
3.2.1.3	Le resserrage	34
3.2.1.4	Tableau de raccordement de tables	34
3.2.1.5	Révision des onduleurs	34
3.2.1.6	Équipements auxiliaires	35
3.2.1.7	Intégrité structurelle	35
3.2.2	Maintenance non planifiée	35
3.3	Diagnostic de la centrale PV	36
3.3.1	Problème de repérage	36
3.3.2	Problème de connecteurs.....	37
3.3.3	Problème du forage	39
3.3.4	Devis estimatif des coûts.....	40
3.3.5	Productivité de la centrale	40
3.3.5.1	Ratio de performance (taux de performance ou facteur de forme).....	40
3.3.5.2	Production énergétique.	41
4	ANALYSE FINANCIÈRE DE LA CENTRALE PV	42
4.1	Calcul du coût de revient du kWh.....	42
4.1.1	Le type de technologie	42

ANALYSE TECHNIQUE ET FINANCIERE DE LA CENTRALE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE DE MALBAZA

4.1.2	Le coût d'investissement.....	42
4.1.3	Le coût d'exploitation annuel.....	43
4.1.3.1	Le coût de maintenance et d'entretien	43
4.1.3.2	Le coût de remplacement	43
4.1.4	La productivité énergétique annuelle	43
4.1.5	Les paramètres économiques.....	44
4.1.6	Valeur résiduelle	44
4.1.7	Le Coût du cycle de vie.....	44
4.2	Rentabilité du projet	45
4.2.1	La recette annuelle	45
4.2.2	La valeur actuelle nette (VAN)	45
4.2.3	Le temps de retour sur investissement (TRI)	46
5	ETUDE IMPACT ENVIRONNEMENTAL ET SOCIAL (EIES)	48
5.1	Catégorisation du projet	48
5.2	Phase du projet	48
5.2.1	Identification du projet	48
5.2.2	Évaluation d'impact	48
5.2.3	Descriptif des impacts	48
6	CONCLUSION	50
7	RECOMMANDATIONS ET PERSPECTIVES.....	51
8	BIBLIOGRAPHIE	52
9	ANNEXES	I

ANALYSE TECHNIQUE ET FINANCIERE DE LA CENTRALE SOLAIRE
PHOTOVOLTAÏQUE DE MALBAZA

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1-1 : Projets solaires en opération, construction, ou développement au Niger [1].....	3
Tableau 2-1 : Comparaison des différentes technologies de modules PV [7].....	10
Tableau 2-2 : Plage de fonctionnement en tension et fréquence des onduleurs réseau [9].....	11
Tableau 3-1 : Récapitulatif des équipements de la centrale PV	14
Tableau 3-2 : Récapitulatif des repérages à reprendre	37
Tableau 3-3 : Devis estimatif des coûts.....	40
Tableau 4-1 : Résultats de l'étude économique	46
Tableau 5-1 : Comparaison par rapport aux GES	49

ANALYSE TECHNIQUE ET FINANCIERE DE LA CENTRALE SOLAIRE
PHOTOVOLTAÏQUE DE MALBAZA

LISTES DES FIGURES

Figure 1-1 : Méthodologie du travail	4
Figure 1-2 : Organigramme de la structure	5
Figure 1-3 : Schéma de répartition des différents départs à partir du poste HTA de Malbaza ..	6
Figure 2-1 : Cellule Mono cristalline PV [7]	7
Figure 3-1 : Image prise à la centrale solaire PV de Malbaza.....	13
Figure 3-2 : Plan architectural de la centrale PV.....	14
Figure 3-3 : Configuration des modules PV.....	15
Figure 3-4 : Tableau de raccordement (SCB)	16
Figure 3-5 : Câblage de l'onduleur	18
Figure 3-6 : Couplage des transformateurs de puissance	22
Figure 3-7 : Configuration de l'armoire de raccordement avec le réseau.....	23
Figure 3-8 : Configuration des batteries reliées à l'ASI	27
Figure 3-9 : Configuration des batteries connectées au chargeur	30
Figure 3-10 : Image prise le 20 août 2019 à la centrale PV de Malbaza.....	39
Figure 4-1 : TRI pour un coût de 79,25 FCFA.....	47
Figure 4-2 : TRI pour un coût de 162 FCFA.....	47

1 INTRODUCTION

1.1 Contexte et Justification

Durant ces dernières années au niveau de l'Afrique la question des énergies renouvelables a grandement été soulevée plus particulièrement l'énergie solaire à cause du changement climatique. Il se traduit au sahel par la variabilité interannuelle de la pluviométrie et l'allongement des poches de sécheresse insécure d'avantage l'agriculture sahélienne. Cela constitue une véritable menace pour le patrimoine humain et animal. La cause première de ce changement climatique est la prolifération à outrance des gaz à effet de serre (GES) produit par les activités anthropiques notamment la production énergétique. L'augmentation de la concentration atmosphérique de GES accroît le renvoi d'énergie vers le sol, entraînant un déséquilibre du système et provoquant l'élévation de la température terrestre. La température moyenne annuelle de 13,4 °C a dépassé la normale (référence 1961-1990) de 1.6 °C, plaçant l'année 2017 au cinquième rang des années les plus chaudes. Or les besoins énergétiques de la planète croissent et les réserves mondiales des fossiles sources de cette énergie qui représentent environ 80% des besoins énergétiques mondiales s'épuisent. D'où la nécessité de trouver une solution durable à ce fléau. C'est ainsi que le développement du secteur des énergies renouvelables à commencer à intéresser les décideurs politiques des pays africains et leur choix a été fortement influencé par l'énergie solaire. Surtout la zone UEMOA qui présente un grand potentiel d'insolation pour le déploiement de l'énergie solaire avec un ensoleillement en moyenne de 5 à 6 kWh/m²/jour mais la ressource solaire est malheureusement sous-exploitée. Cette énergie est non seulement inépuisable mais surtout non polluante. C'est dans ce contexte que le Niger à l'instar des pays de l'UEMOA a construit sa première centrale solaire photovoltaïque. Cette dernière de capacité 7 MW est installée dans le département de Malbaza, région de Tahoua. La centrale est exploitée par la NIGELEC sous la supervision de l'entreprise indienne qui a exécutée le projet, Sterling and Wilson pour une durée de deux (2) ans. Mais la question est : est-ce que la centrale a été construite dans les règles et si elle est comparable économiquement avec les centrales conventionnelles dans la mesure d'envisager la construction de nouvelles centrales du même type. En résumé, notre travail consistera à faire une analyse technique et financière de la centrale PV ainsi qu'une étude de son impact sur l'environnement et la société.

1.2 Situation énergétique du Niger

Le Niger est un pays continental, situé au cœur du Sahel, avec une superficie de 1 266 491 km², et dont le port le plus proche se trouve à 700 km de sa frontière. En 2017, sa population est estimée à 21,48 millions d'habitants (83,65 % ruraux) et son PIB de 8,12 milliards USD [1]. La consommation finale d'énergie au Niger estimée à 0,15 tep par habitant est l'une des plus faibles au monde. La faiblesse de cette valeur s'explique essentiellement par un accès limité des ménages nigériens aux énergies modernes.

Le réseau électrique national est constitué de 800 km de lignes de transport et 2 700 km de lignes de distribution. Ces chiffres sont à rapprocher avec l'immensité du pays. Ce qui conduit à une couverture électrique extrêmement faible. Le taux d'accès national à l'électricité est de 12,22 % en 2017 et le taux d'électrification est de 16 % pour la même année avec une inégale répartition entre le milieu urbain (67,91 %) et un milieu rural largement desservi à environ 0,71 % à la même période, la production locale qui était de 172 MW provient des combustibles fossiles (pétrole et charbon) pour près de 98 % et les 2 % restant sont fournis par des petites installations photovoltaïques isolées. En plus de ce réseau conventionnel, des mini-réseaux décentralisés, alimentés par des groupes électrogènes de capacités variant entre 25 et 100 kW, fournissent de l'électricité à quelques 80 centres isolés en continu ou seulement pour quelques heures par jour. Avec le prix moyen actuel de l'électricité qui est de 79,25 FCFA/kWh hors taxes [1].

En 2016, le Niger a été dépendant de l'énergie électrique à hauteur de 72 % de son voisin nigérian et cette dépendance se poursuivra au moins jusqu'en 2021, selon les informations fournies par la ministre de l'Énergie aux députés le 3 novembre 2018 [2]. Bien que le Niger dispose d'un important potentiel énergétique composé de :

- Uranium : 374 000 tonnes récupérables ;
- Charbon minéral : 96 millions de tonnes ;
- Pétrole : 3,5 milliards de barils ;
- Gaz : 15,8 milliards de mètres cubes ;
- Gisement solaire : 5 à 7 kWh/m²/jour en moyenne ;
- Éolien : 5 à 6 m/s en zone nord à 50 m d'altitude ;
- Hydroélectricité : 248 MW dont 130 MW en phase de développement à Kandadji [3].

Malgré ce riche potentiel, l'accès à l'énergie reste encore un défi à relever pour les autorités du pays. La valorisation de ces ressources énergétique permettrait d'assurer au pays et même aux autres pays de la sous-région, un approvisionnement régulier en énergie suffisant et

ANALYSE TECHNIQUE ET FINANCIERE DE LA CENTRALE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE DE MALBAZA

durable. Mais le gouvernement du Niger envisage d'améliorer le taux d'accès à l'électricité en le portant à 60% à l'horizon 2027 [4]. Pour atteindre cet objectif, plusieurs plan d'actions ont été mis en place tels que le "Programme National de Référence d'Accès aux Services Energétiques" (PRASE), qui vise à mettre en place plusieurs centrales solaires PV dans différentes localités du pays [5] (Voir Tableau 1-1).

Tableau 1-1 : Projets solaires en opération, construction, ou développement au Niger [1]

Nom du projet	Type de projet	Porteur de projet/bailleur	Puissance installée	État d'avancement	Emplacement dans le pays (région)
Centrale solaire de Malbaza	Public	Eximbank India	7 MW	Inauguré le 24 novembre 2018.	Malbaza (Tahoua)
Centrale solaire de Goroubanda - 1	Public	UE/AFD	20 MW	Développement	Niamey
Centrale hybride d'Agadez	Public	UE/AFD	13 MW	Développement	Agadez
Goroubanda - 2	Public	NIGELEC	30 MW	Développement	Niamey
Maradi	Public	NIGELEC	20 MW	Développement	Maradi
Dosso	Public	UE/AFD	10 MW	Développement	Dosso
Projet d'Accès aux Services Electriques Solaires (NESAP)	Public	Banque mondiale	Hybridation Diesel/Solaire & mini-centrales	Développement	NC
Mini-centrales à Maradi	Public	BIDC/CEDEAO	0,205 MW	Développement	Maradi
Mini-centrales à Zinder	Public	BIDC/CEDEAO	0,205 MW	Développement	Zinder

1.3 Objectif du travail

L'étude a pour objectifs de faire une analyse technique et financière de la centrale PV ainsi qu'une étude d'impact environnemental.

Plus spécifiquement les objectifs sont :

ANALYSE TECHNIQUE ET FINANCIERE DE LA CENTRALE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE DE MALBAZA

- Analyser le fonctionnement actuel de la centrale ;
- Proposer des solutions aux problèmes identifiés ;
- Faire une étude économique afin de déterminer le coût de revient du kWh ;
- Faire une étude d'impact pour connaître la quantité de CO₂ réduite durant toute la durée de vie de la centrale.

1.4 Méthodologie du travail

La méthodologie de notre travail est présentée à la Figure 1-1 et comme matériels nous avons eu à utiliser le logiciel AutoCAD pour les schémas, Excel pour les calculs, Word pour la rédaction du mémoire et PowerPoint pour la présentation.

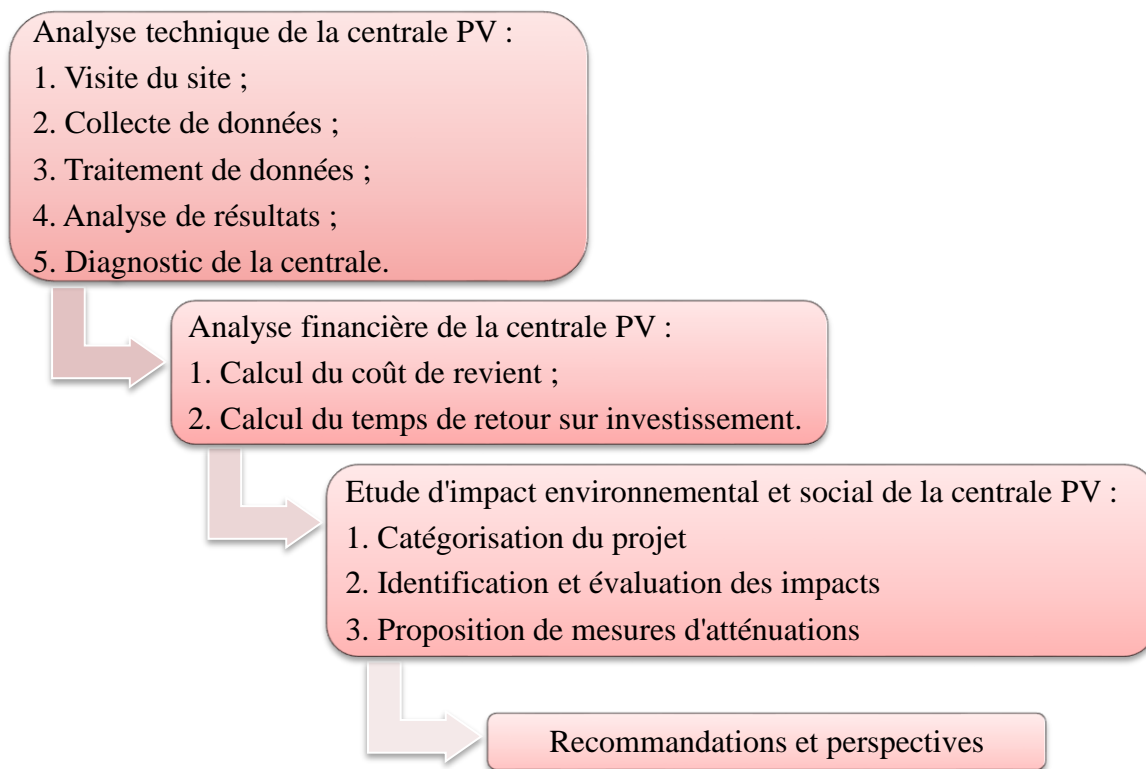


Figure 1-1 : Méthodologie du travail

1.5 Présentation de la structure d'accueil

La NIGELEC a le statut de société anonyme d'économie mixte. Son capital social est de 76 448 870 000,00 francs FCFA et est détenu à 99,38 % par l'État nigérien. Elle est dirigée depuis 2011 par l'Ingénieur électricien Halid Alhassane [6].

Elle achète l'électricité auprès de la PHCN (Power Holding Company of Nigeria) au Nigéria,

ANALYSE TECHNIQUE ET FINANCIERE DE LA CENTRALE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE DE MALBAZA

de la SONICHAR et elle dispose d'un parc de production, d'un important réseau de transport et de distribution d'énergie, des directions régionales ainsi que secteurs de gestion sur toute l'étendue du territoire national.

1.5.1 Présentation de la Nigelec de Malbaza

1.5.1.1 Organigramme

La Nigelec Malbaza est sous la responsabilité la direction régionale de Tahoua avec son organigramme présenté à la Figure 1-2. Nous avons effectué notre stage au service production (centrale solaire) et plus précisément au service technique et surveillance.

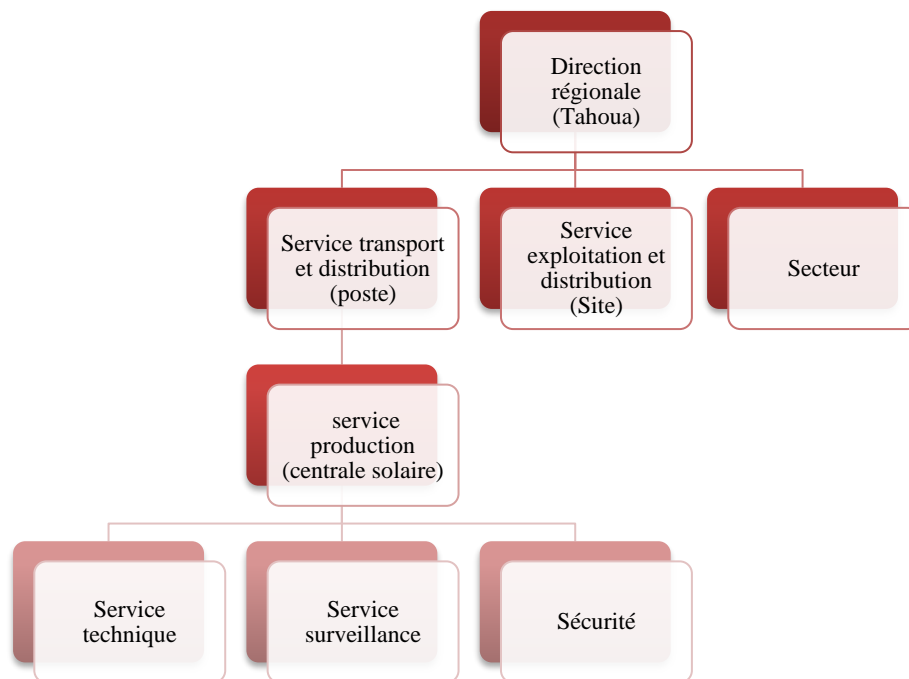


Figure 1-2 : Organigramme de la structure

1.5.1.2 Répartition des différents services

La ville de Malbaza, la nouvelle cimenterie installée au sud de la ville ainsi que plusieurs localités de la région telles que la ville de Konni, Madaoua et Illéla sont alimentées à partir du grand poste mis en place par la Nigelec qui reçoit une ligne 132 kV avec son schéma électrique présenté à la Figure 1-3. La Nigelec de Malbaza est divisée en quatre services qui sont :

- **Le secteur** : Il gère le côté administratif et la distribution du réseau basse tension dans la ville de Malbaza et ses villages environnants ;

ANALYSE TECHNIQUE ET FINANCIERE DE LA CENTRALE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE DE MALBAZA

- **Le grand poste :** Il se charge d'abaisser la haute tension (HTA) de la ligne 132 kV qui est envoyée à partir du poste de Taklamawa/Maradi (alimenté par le NIGERIA) en une ligne de 66 kV et 20 kV.
 - La ligne 66 kV alimente l'usine de cimenterie de Malbaza, le poste de Illéla et le site de Malbaza et
 - La ligne 20 kV est utilisée uniquement pour l'alimentation des auxiliaires du poste à travers un transformateur abaisseur 20/0,4 kV. Mais en cas de besoin, deux (2) départs sont disponibles sur le même jeu de barre.
- **Le site :** Il est composé d'un petit poste 66/20 kV et d'une centrale thermique.
 - La ligne 66 kV qui arrive sur le site de Malbaza est abaissée en 20 kV au niveau du petit poste pour l'alimentation de la ville de Konni, Madaoua, et Malbaza. Mais aussi assure l'injection sur réseau de la centrale PV de Malbaza en lui envoyant une tension de synchronisation ;
 - La centrale thermique comprend six (6) groupes électrogènes, dont deux (2) fonctionnent de façon continue à la demande de l'usine de cimenterie.
- **La centrale solaire photovoltaïque :** qui fera l'objet de notre étude, dont la production électrique est injectée sur le réseau de la Nigelec.

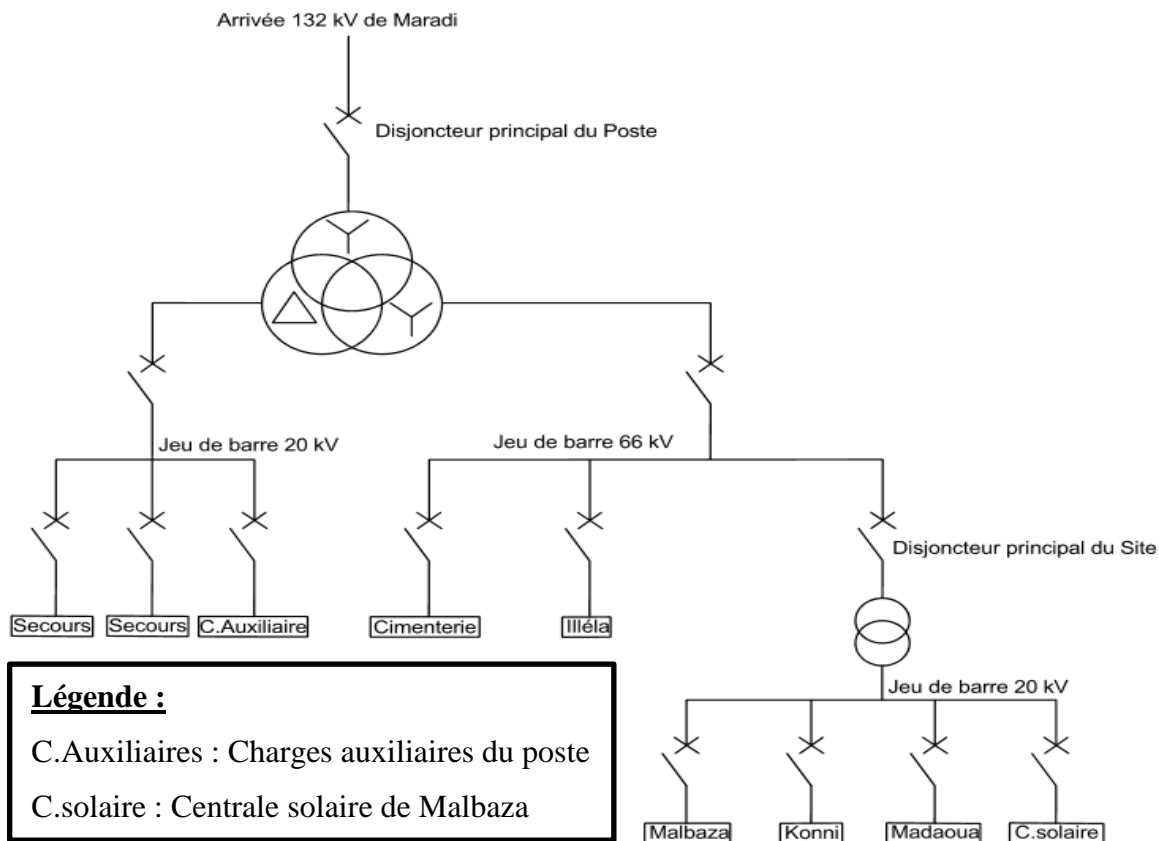


Figure 1-3 : Schéma de répartition des différents départs à partir du poste HTA de Malbaza

2 GENERALITES SUR LES SYSTEMES SOLAIRE PV

2.1 Définition et Principe de fonctionnement des centrales solaires PV

C'est la conversion directe de l'énergie lumineuse en énergie électrique grâce à des cellules photovoltaïques (voir Figure 2-1) qui utilisent l'effet photoélectrique, c'est-à-dire par la création d'une force électromotrice liée à **l'absorption d'énergie lumineuse dans un solide**, découvert **en 1 839** par le **physicien français Becquerel** [7]. C'est le seul moyen connu actuellement pour convertir directement la lumière en électricité. Celles-ci sont fabriquées à partir de silicium dont la pureté et l'état (Mono cristallin, poly cristallin, amorphe) influencent fortement le rendement et le coût de la cellule. Ces cellules qui constituent l'élément de base des modules solaires photovoltaïques sont reliées entre elles et disposées sur des modules solaires.

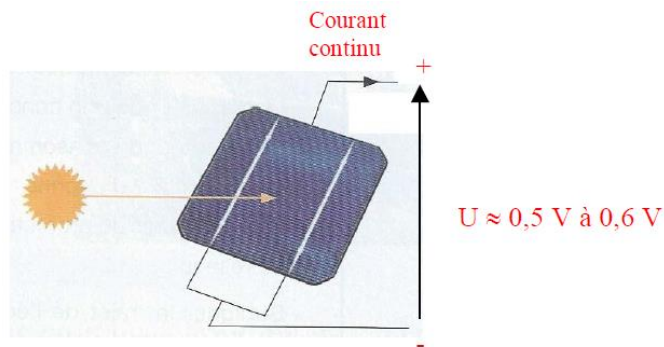


Figure 2-1 : Cellule Mono cristalline PV [7]

La cellule photovoltaïque est fabriquée à partir de deux couches de silicium :

- Une couche dopée avec du **bore** qui possède moins d'électrons que le silicium, cette zone est donc **dopée positivement** (zone P),
- Une couche dopée avec du **phosphore** qui possède plus d'électrons que le silicium, cette zone est donc **dopée négativement** (zone N).

Lorsqu'un photon de la lumière arrive, son énergie crée une rupture entre un atome de silicium et un électron, modifiant les charges électriques. Les atomes, chargés positivement, vont alors dans la zone P et les électrons, chargés négativement, dans la zone N. Une différence de potentiel électrique, c'est-à-dire **une tension électrique, est ainsi créée**. C'est ce qu'on appelle **l'effet photovoltaïque**. À la surface, le contact électrique (électrode négative) est établi par la grille afin de permettre à la lumière du soleil de passer à travers les contacts et de pénétrer dans le silicium. Les cellules solaires sont recouvertes d'une couche antireflet qui protège la cellule et réduit les pertes par réflexion. C'est une couche qui donne aux cellules solaires leur

ANALYSE TECHNIQUE ET FINANCIERE DE LA CENTRALE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE DE MALBAZA

aspect bleu foncé [7].

Mais pour faire fonctionner des appareils électriques, c'est l'**intensité I** du module, variant en fonction de l'ensoleillement, qui va déterminer l'énergie électrique. C'est pourquoi la puissance d'un module photovoltaïque est fonction de sa surface, c'est-à-dire du nombre de cellules photovoltaïques. Un module constitué de 72 cellules photovoltaïques va donc délivrer une tension U de 36 V, et cela quel que soit l'ensoleillement.

Une centrale solaire photovoltaïque est constituée d'un ensemble de modules photovoltaïques reliés entre eux et connectés à un ou plusieurs onduleurs, de façon à produire du courant alternatif.

Les centrales solaires PV sont généralement des centrales connectées au réseau, l'électricité produite est directement injectée sur le réseau. Bien qu'elles soient productives qu'en journée, leur raccordement au réseau permet d'augmenter la production énergétique du pays. Mais leur principal problème est qu'en absence de tension sur la ligne du réseau, elles se déconnectent directement de celui-ci pour éviter l'îlotage. Pour assurer la continuité de production, il faut mettre une unité de production en marche qui peut produire une tension identique aux caractéristiques du réseau principal, tel que le **groupe électrogène**.

2.2 Avantages et inconvénients des centrales solaires photovoltaïques

2.2.1 Avantages

La production d'électricité grâce aux modules solaires présente de multiples avantages :

- L'énergie solaire est inépuisable et renouvelable, contrairement aux énergies fossiles ;
- Les centrales solaires demandent **très peu d'entretien**, c'est-à-dire **moins de maintenance** ;
- Les modules solaires ont une **durée de vie élevée** et **restent silencieux** en fonctionnement ;
- **Non polluante** et l'énergie est produite sans conséquences sur l'homme ;

2.2.2 Inconvénients

Malgré ces multiples avantages, comme tout système, les centrales solaires photovoltaïques présentent aussi des inconvénients :

- Le soleil qui n'apparaît qu'en journée fait de **l'énergie solaire une intermittente**, d'où son principal inconvénient ;

ANALYSE TECHNIQUE ET FINANCIERE DE LA CENTRALE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE DE MALBAZA

- Les centrales solaires photovoltaïques connectées au réseau ont **besoin d'une présence de tension du réseau principale** pour la synchronisation, en cas d'absence de la tension du réseau, elles se déconnectent et donc plus d'injection de l'énergie ;
- Un **système de stockage** s'avère être nécessaire pour l'alimentation continue des auxiliaires ;
- La déforestation au profil de l'implantation des centrales solaires : La mise en place d'une **centrale solaire nécessite un immense espace** à causes du champ PV et la construction de pylônes de transport. Donc pour plusieurs mégawatts le **système devient encombrant**. Pour se faire, la destruction de la végétation oblige parfois ;
- L'investissement onéreux à court terme ;

2.3 Quelques équipements constitutifs des centrales solaires PV

2.3.1 Les modules solaires photovoltaïques

Les modules sont soit fixés sur des châssis fixes ou sur des systèmes de poursuite. Les châssis fixes permettent aux modules PV d'être correctement fixés au sol à un angle d'inclinaison fixe, ils sont plus simples à installer et nécessitent moins d'entretien. Cependant, techniquement les modules solaires peuvent être installés sur toute zone non ombragée (terrain, terrasse, toiture, etc.). L'orientation et l'inclinaison idéale dépendent du lieu d'implantation des capteurs (latitude) et des saisons d'utilisations.

Cependant, la performance d'un module PV diminuera au fil du temps du fait d'un processus connu sous le nom de vieillissement. Le taux de dégradation est fonction des conditions environnementales et de la technologie du module.

La technologie de conception de cellules solaires présente une gamme variée du fait de son efficacité et de sa morphologie. Le choix de la technologie par l'utilisateur dépend de plusieurs paramètres à savoir : principalement les moyens financiers, le pragmatisme de l'utilisateur, le besoin réel du client et le domaine d'application [8]. On distingue trois technologies de modules solaires photovoltaïques qui sont présentées dans le Tableau 2-1.

ANALYSE TECHNIQUE ET FINANCIERE DE LA CENTRALE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE DE MALBAZA

Tableau 2-1 : Comparaison des différentes technologies de modules PV [7]

Technologies	Monocristallin	Poly cristallin	Amorphe
Configuration (cellule et module)			
Rendement	Très bon rendement : 14 à 20 %.	Bon rendement : 11 à 15 %.	Rendement faible : 5 à 9 %.
Durée de vie	30 ans	25 ans	20 ans
Coût de fabrication	Elevé.	Meilleur marché que les monocristallins	Peu onéreux par rapport aux autres technologies
Puissance	100 à 150 WC/m ² . 7 m ² /kWc.	100 WC/m ² . 8 m ² /kWc.	50 WC/m ² . 16 m ² /kWc.
Fabrication	Elaborés à partir d'un bloc de silicium très pur fondu qui s'est solidifié en formant un seul cristal	Elaborés à partir de cellules silicium de qualité électronique qui en se refroidissant forme plusieurs cristaux.	Couches très minces de silicium qui sont appliquées sur du verre, du plastique souple ou du métal, par un procédé de vaporisation sous vide.
Couleur	Bleue uniforme.	Cellules bleues, mais non uniforme.	Couleur gris foncé uniforme
Part de marché	43 %	47 %	10 %

2.3.2 L'onduleur

Un onduleur est un appareil fondamental et incontournable dans les centrales PV, il est l'appareil central de conversion du courant continu en alternatif. Il optimise la production énergétique du générateur PV par son système de calcul en permanence du point de fonctionnement (tension courant) qui produit la puissance maximale à injecter au réseau. C'est la régulation MPPT (Maximum Power Point Tracker). Ce fonctionnement dépend de

ANALYSE TECHNIQUE ET FINANCIERE DE LA CENTRALE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE DE MALBAZA

l'ensoleillement et de la température.

Dans le cas d'une perte de réseau électrique, l'onduleur PV est tenu de se déconnecter automatiquement du réseau grâce à sa fonction anti-îlotage afin d'empêcher l'îlotage du réseau. L'îlotage est la poursuite d'injection de puissance par un onduleur raccorde au réseau dans le cas où le réseau électrique est coupé, ou les lignes de distribution sont endommagées de sorte qu'aucune énergie électrique n'est fournie par la source principale.

Si la tension et la fréquence ne sont pas dans les plages de fonctionnement admises par la norme DIN VDE 0126 [9] qui sont présentés dans le Tableau 2-2, l'onduleur doit aussi se découpler du réseau électrique.

Tableau 2-2 : Plage de fonctionnement en tension et fréquence des onduleurs réseau [9]

Paramètres	Plage de fonctionnement	Temps de réaction
Variations de tension	$80\% \leq V_n \leq 115\%$	0,2 s
Variations de fréquence	$47,5 \leq f \leq 50,2 \text{ Hz}$	0,2 s

Il faut noter qu'il existe plusieurs topologies d'onduleurs réseau selon leurs configurations : onduleur string, onduleur central, onduleur multi-string, etc. Mais les onduleurs en configuration centrale sont considérés comme mieux adaptés aux centrales multi-mégawatts. À cause des avantages qu'ils présentent pour ces derniers, à savoir :

- La possibilité de connecter plusieurs strings identiques à l'onduleur central ;
- Avec une maintenance de qualité le système est beaucoup plus fiable ;
- Le rendement est élevé et le coût est plus bas ; etc.

2.3.3 Les transformateurs de puissance

Les transformateurs de puissance permettent d'élever la tension à la sortie des centrales électriques pour le transport sur de longues distances afin de diminuer les pertes en ligne et de l'abaisser à l'arrivée pour l'adapter aux besoins des consommateurs. Dans les systèmes photovoltaïques connectés au réseau, les transformateurs vont transformer la Basse Tension provenant du système PV via les onduleurs en haute tension pour l'intégrer sur le réseau électrique HTA.

Nous avons aussi des transformateurs de mesure à savoir :

- **Le transformateur de courant** : Le transformateur de courant (ou d'intensité) abaisse l'intensité du courant en vue de sa mesure.

- **Le transformateur de tension :** Il abaisse la tension en vue de sa mesure. D'autre part ces transformateurs isolent les appareils de mesure de la haute tension.

2.3.4 Les batteries de stockage

Les batteries ou unités de stockage sont des convertisseurs électrochimiques permettant la transformation directe de l'énergie chimique en énergie électrique et éventuellement la transformation inverse. Elles sont conçues pour être rechargé à une source continue, stockée l'énergie et restitué les réactifs de départ. Le stockage consiste à mettre en réserve une quantité d'énergie provenant d'une source en un lieu donné, sous forme aisément utilisable, pour une alimentation ultérieure. Stocker de la chaleur ou de l'électricité permet de stabiliser les réseaux énergétiques et de lisser les irrégularités de production. Dans les centrales solaires PV elles assurent la continuité de service pour l'alimentation des relais de protection et autres appareils.

Cependant, en fonction des paramètres (tension, courant) souhaités, il y a plusieurs configurations qui peuvent être adaptées. Soit monter les batteries en série, parallèle ou série parallèle.

Les batteries sont l'une des composants les plus onéreux dans les installations PV, selon leurs spécificités elles pourront fonctionner entre 3 à 7 ans et représentent en général 20 % de l'investissement initial lorsqu'elles ont les durées de vie les plus longues [7].

2.3.5 Système d'alimentation sans interruption (ASI)

C'est un appareil utilisé dans les installations où les microcoupures ne sont pas tolérées. Les appareils prisent en charge par l'ASI sont des charges critiques, c'est pourquoi leur mise à l'arrêt se fait uniquement en cas d'indisponibilité de source d'énergie secours et de façon programmer.

Bien qu'il existe plusieurs types d'ASI appelés Uninterruptible power supply (UPS) en anglais, différents du point de vue de leur configuration ou de leur architecture, leur principe de fonctionnement reste le même. Lorsque la tension du réseau d'entrée sort des tolérances spécifiées de l'ASI, ou lors d'une défaillance de ce réseau, l'ASI se met en mode autonome. Ce mode est maintenu pendant toute la durée d'autonomie de la batterie. Si le mode autonome se prolonge, la source secours (groupe électrogène ou parc de batterie) se met en marche jusqu'à ce que le réseau revienne dans les tolérances spécifiées, ce qui entraine un retour au mode normal.

3 ANALYSE TECHNIQUE DE LA CENTRALE PV

L'analyse technique consistera à vérifier si la productivité actuelle de la centrale en phase d'exploitation, correspond à la valeur théorique dimensionnée. La comparaison des deux résultats nous auraient permis de savoir de façon concrète et plus précise si la centrale a été bien construite ou non. Mais par absence des résultats de l'étude technique du projet au cours de notre travail, cette analyse s'avère compliquer. D'où la nécessité de refaire un certain nombre de calculs. Pour se faire nous avons commencé par :

- Faire une présentation de la centrale PV, redimensionner et vérifier le champ PV ainsi que le choix de certains appareils ;
- Expliquer le principe de maintenance de la centrale PV ;
- Effectuer un diagnostic de la centrale PV.

3.1 Présentation de la centrale solaire PV

La centrale solaire photovoltaïque de **7 mégawatts** est la première de ce type au Niger. Elle est installée à Malbaza, un département situé au centre-sud du Niger à 450 km de la capitale Niamey dans la région de Tahoua. Elle a été inaugurée le 24 novembre 2018 par Premier ministre, chef du gouvernement et la ministre nigérienne de l'Energie.



Figure 3-1 : Image prise à la centrale solaire PV de Malbaza

Avec une capacité de production de 7 mégawatts elle devrait fournir de l'électricité à plus de **30 000 foyers**. Cette centrale est **financée par l'Inde pour plus de 14 Mds FCFA (21,3 M EUR)** [10] et représente le fruit de la coopération nigéro-indienne. La centrale solaire PV de Malbaza est une centrale connectée au réseau, elle injecte sa production sur le réseau de la Nigelec sur une ligne de 2 km. Elle est installée sur une superficie de 45 hectares, dont plus des 80 % sont occupés par les équipements de production que nous avons récapitulée dans le Tableau 3-1. Le champ PV est divisé en **deux blocs**, le bloc 1, qui fait une puissance crête de **4 MW** et le bloc 2 une puissance de **3 MW**. Après la conversion DC en AC, la production des deux blocs est injectée sur un jeu de barre où se fait le raccordement avec la ligne 20 kV du

ANALYSE TECHNIQUE ET FINANCIERE DE LA CENTRALE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE DE MALBAZA

réseau.

Tableau 3-1 : Récapitulatif des équipements de la centrale PV

Équipements	Bloc 1	Bloc2	Totaux
Transformateurs principaux	2	2	4
Onduleurs	4	3	7
Combinateur de cordes (SCB)	24	19	43
Tables	288	218	506
Modules	12096	9135	21231

3.1.1 Plan architectural de la centrale

Comme expliqué précédemment la centrale est composée de plusieurs équipements, interconnectés entre eux pour convertir l'énergie solaire en électricité jusqu'à son injection sur le réseau National (NIGELEC). Ci-dessous à la : Plan architectural de la centrale PV Figure 3-2 se trouve la configuration adaptée.

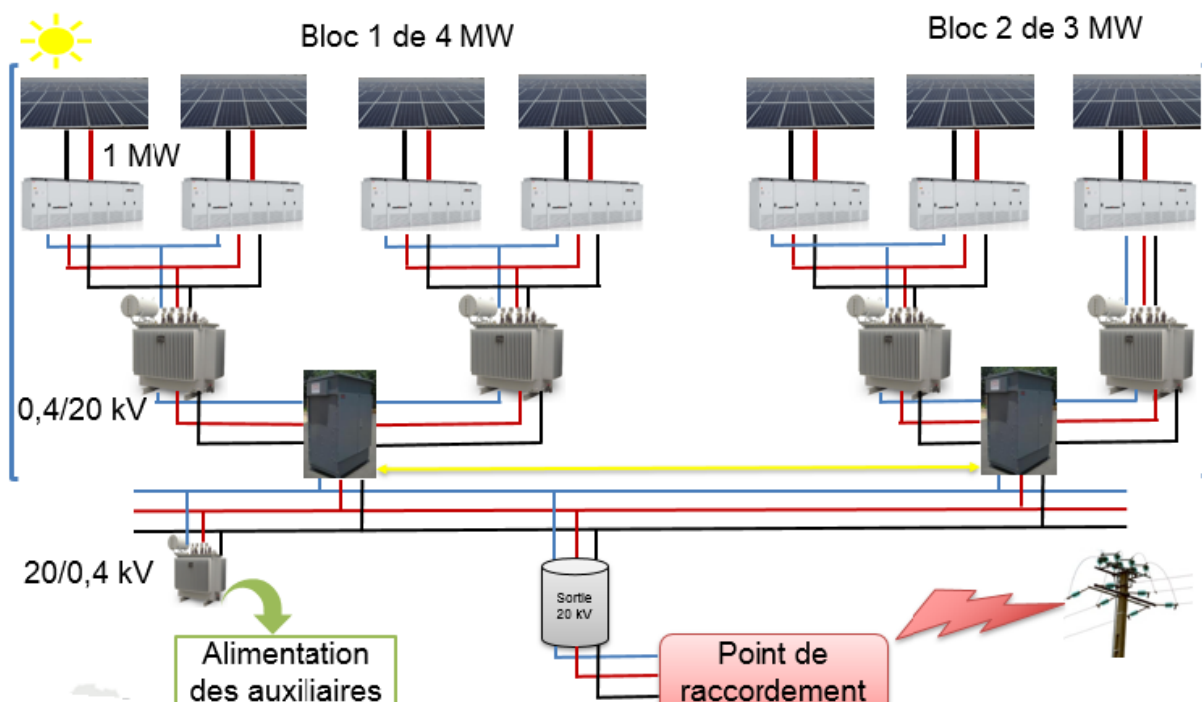


Figure 3-2 : Plan architectural de la centrale PV

3.1.2 Les modules solaires PV

Les performances d'un module photovoltaïque dépendent de plusieurs paramètres que nous avons cités plus haut. Pour ces raisons l'entreprise indienne **Sterling & Wilson** qui était chargé de la réalisation du projet a opté pour des modules PV **mono cristallins** du fabricant indien WAAREE dont les caractéristiques sont présentées en

Annexe 1 Tableau 1.

La centrale solaire PV comporte au total **21231 modules PV installés**.

3.1.3 Les chaines de modules ou strings par table

Les modules PV sont posés sur des châssis inclinés à 10° et fixés de manière à résister à tous (vents, pluies). Ils ont été dimensionnés pour supporter les nombres exacts de modules par table, soit **quarante-deux (42)** au total.

La configuration adaptée pour la centrale PV de Malbaza est très simple à réaliser mais aussi, elle permet d'utiliser que les câbles des modules. Le schéma de câblage d'une table est structuré à la Figure 3-3.

Nous avons **21** modules qui sont mis **en séries** (chaîne ou branche), soit **2** branches (strings) de modules **en parallèles** par table. Sur la phrase (câble positif) de chaque string, il est utilisé un **fusible de calibre 15 A** pour la protection. Les 21 modules en séries voient leur tension s'additionner pendant que le courant reste le même soit un courant de **9.03 A** par module PV. Ce qui justifie le choix du fusible. Un deuxième fusible de calibre **30 A** est utilisé après la mise en parallèle des deux strings, à l'entrée du tableau de raccordement (SCB) pour protéger la table. Contrairement aux modules en séries, les branches en parallèles gardent une tension constante par contre leurs courants s'additionnent. Pour un courant de 9.03 A par string on aura deux fois ce courant par table soit **18.06 A**.

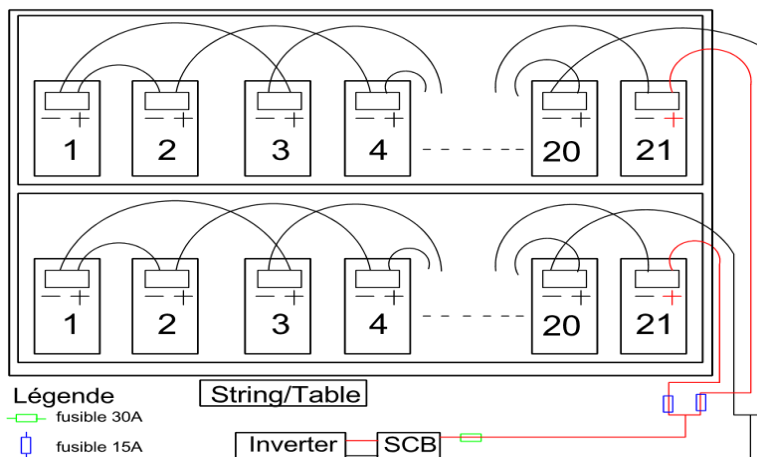


Figure 3-3 : Configuration des modules PV

3.1.4 Repérage des tables et des tableaux de raccordement

Pour des raisons d'organisations mais aussi d'efficacité dans la résolution des problèmes de dépannage, sur chaque table et SCB il y a des noms et numéros qui leur sont assignés afin de faciliter leur repérage. Pour une installation aussi grande que la centrale PV il

s'avère être plus que nécessaire. Ci-dessous est présentée la manière de repérage des tables :

B... INV... SCB... S... T....

- **B..** : Bloc numéro X ;
- **INV.** : Inverter (onduleur) numéro X ;
- **SCB.** : System Combiner Box numéro X ;
- **S..** : String numéro X;
- **T..** : Table numéro X ;
- **X** : Numérotation.

Exemple : Le repérage d'une table est représenté ci-dessous pour une bonne compréhension

B1. INV1.SCB1. S1. T219

3.1.5 Tableau de raccordement de tables ou system combiner box (SCB)

Les tableaux de raccordement sont des armoires préfabriquées. Ils comportent un connecteur positif sur lequel les câbles positifs des tables sont reliés en parallèles et un deuxième pour les câbles négatifs. Après ces liaisons les deux câbles (positif et négatif) seront connectés sur l'interrupteur général du tableau avant d'aller sur l'onduleur. Nous comptons **quarante-trois (43) tableaux** au total pour **douze (12) tables par tableau installé**. Le schéma de câblage a été structuré à la Figure 3-4.

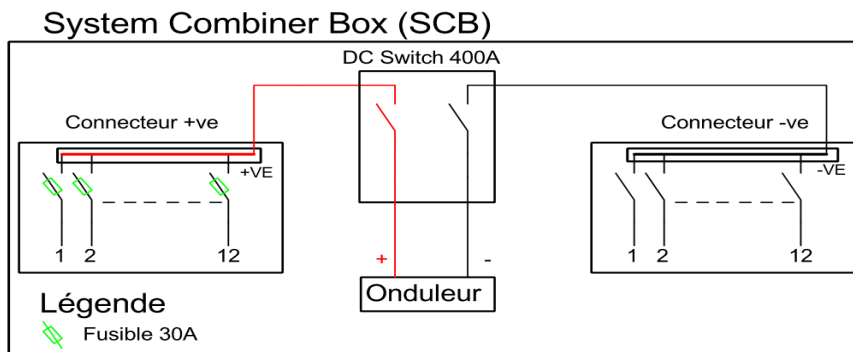


Figure 3-4 : Tableau de raccordement (SCB)

3.1.6 L'onduleur réseau

Les onduleurs installés à la centrale PV de Malbaza sont de type central, du fournisseur ABB au nombre de sept. Les caractéristiques d'un onduleur sont présentées en Annexe 1 Tableau 2. Au démarrage l'onduleur a besoin de la tension continue du champ PV et de la tension alternative du réseau qu'il synchronise pour se mettre en marche. Ce qui explique le fait qu'il se déconnecte en cas d'absence de la ligne.

ANALYSE TECHNIQUE ET FINANCIERE DE LA CENTRALE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE DE MALBAZA

Comme nous l'avons expliqué plus haut, la configuration du champ PV dépend souvent des caractéristiques d'entrées de l'onduleur, donc les calculs qui suivront nous permettront de vérifier si l'onduleur choisit est approprié pour notre champ PV.

- Tension nominale

$$N_{M.S.T} \times V_{OC} < T_{MAX.DC} \quad (1)$$

- Plage de la tension MPPT

$$\frac{T_{MPPT.MIN}}{N_{M.S.T}} < T_{MPPT.MODULE} < \frac{T_{MPPT.MAX}}{N_{M.S.T}} \quad (2)$$

- Courant d'entrée onduleur

$$I_{SC} \times N_{SCB.OND} \times N_{T.SCB} \times N_{B.P.T} < I_{MAX.OND} \quad (3)$$

Avec :

$N_{M.S.T}$: Nombre de modules en séries par table ;

V_{OC} : Tension en circuit ouvert d'un module en Volt (V) ;

$T_{MAX.DC}$: Tension maximale DC de l'onduleur en Volt (V) ;

$T_{MPPT.MIN}$: Tension DC MPPT minimale de l'onduleur en Volt (V) ;

$T_{MPPT.MODULE}$: Tension MPPT d'un module en Volt (V) ;

$T_{MPPT.MAX}$: Tension DC MPPT maximale de l'onduleur en Volt (V) ;

I_{SC} : Courant de court-circuit d'un module en Ampère (A).

Après tout calcul fait, on conclut que l'onduleur remplit toutes les conditions d'utilisation avec un très bon rendement, donc il convient parfaitement pour le champ PV bien que le ratio de puissance de l'onduleur soit un peu élevé (voir Annexe 2 Tableau 2).

3.1.6.1 La configuration des onduleurs PV

Cette partie permettra de comprendre comment les SCB sont connectés à l'onduleur, la conversion du courant DC en AC jusqu'au raccordement avec le transformateur de puissance. Les onduleurs sont subdivisés en six compartiments qui sont repartis comme suit :

- **Le premier pour les câbles négatifs** : Les câbles négatifs en sorties des SCB sont connectés à l'onduleur à travers le jeu de barre de ce compartiment ;
- **Le deuxième pour les câbles positifs** : Même procédure de raccordement que le premier à la différence, celui-ci contient les câbles positifs en sorties des SCB ;
- **Du troisième au cinquième pour les convertisseurs DC en AC** : Nous avons trois

ANALYSE TECHNIQUE ET FINANCIERE DE LA CENTRALE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE DE MALBAZA

convertisseurs identiques de 33 kW chacun, appelés insulated gate bipolar transistors (IGBT) en anglais et transistors bipolaires à grille isolé en français. L'avantage qu'ils présentent est qu'en cas de problème sur un des convertisseurs, l'onduleur peut continuer de fonctionner avec les deux autres jusqu'à ce que le troisième soit remis en état de marche, mais seulement avec une production d'énergie réduite.

- **Le sixième comporte le disjoncteur général :** Les sorties des IGBT sont directement reliées au disjoncteur avec en sortie une tension de 400 V AC. Il relie à son tour l'onduleur au transformateur de puissance.
- **Le septième pour les auxiliaires :** Il comprend les relais et autres appareils de protections de l'onduleur. Il donne toutes les informations sur l'état de l'onduleur, c'est pourquoi il est alimenté en continu sauf en cas d'absence de tension du réseau principale et aussi la décharge des batteries.

Nous avons structuré tout ceci à travers la Figure 3-5.

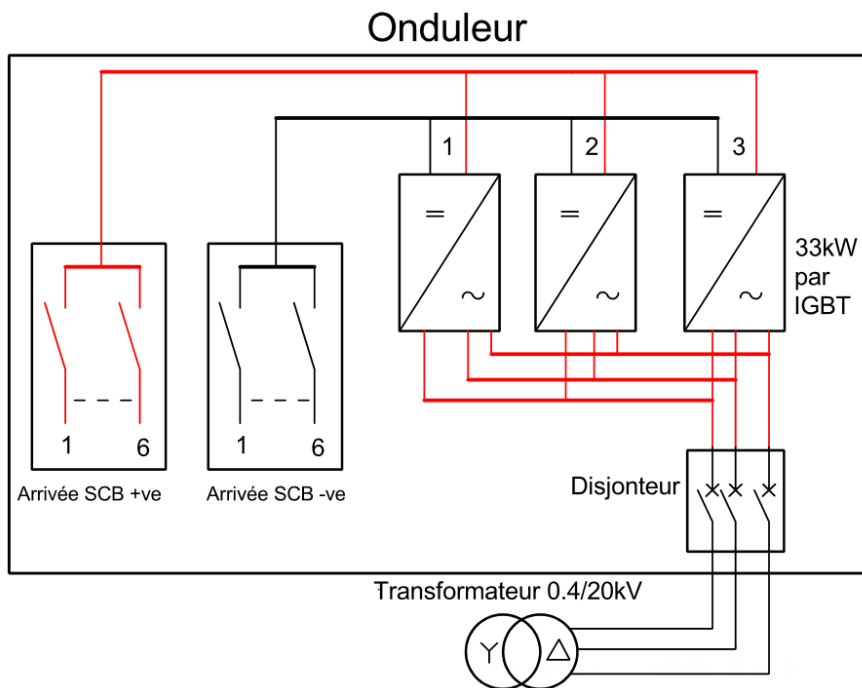


Figure 3-5 : Câblage de l'onduleur

3.1.7 Calculs de vérification des caractéristiques du champ PV

Cette phase de calcul a pour but de vérifier les paramètres de production. Connaissant le nombre de modules en séries et parallèles ainsi que les caractéristiques d'un module nous pouvons calculer les caractéristiques de table, SCB etc.

Sachant que les conditions réelles diffèrent des conditions STC dans lesquelles les modules ont été testés, il y'a un certain nombre de paramètres tel que la température qui a une

ANALYSE TECHNIQUE ET FINANCIERE DE LA CENTRALE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE DE MALBAZA

influence sur la productivité des modules, soit une température T de **41 ° C**. Il est donc nécessaire de le prendre en compte dans les calculs en utilisant la formule (4).

$$\Delta V = K_T(V) \times (T - T_{STC}) \quad (4)$$

Avec :

ΔV : Coefficient de température

$K_T(V)$: Constante de Boltzmann ;

T : Température dans les conditions réelles ;

T_{STC} : Température dans les conditions STC.

3.1.7.1 Les caractéristiques d'une table

➤ Tension par table (T_T) en Volt

$$T_T = T_M \times N_{M.S.T} \quad (5)$$

➤ Courant par table (C_T) en Ampère

$$C_T = C_M \times N_{B.P.T} \quad (6)$$

➤ Puissance par table (P_T) en Watt

$$P_T = T_T \times C_T = P_M \times N_{M.T} \quad (7)$$

Avec :

T_M : Tension par module en Volt (V) ;

$N_{M.S.T}$: Nombre de modules en séries par table ;

C_M : Courant par module en Ampère (A) ;

$N_{B.P.T}$: Nombre de branches en parallèles par table ;

P_M : Puissance d'un module PV en Watt (W) ;

$N_{M.T}$: Nombre de modules par table.

3.1.7.2 Les caractéristiques d'un SCB

➤ Tension par SCB (T_{SCB}) en Volt

$$T_{SCB} = T_T \quad (8)$$

➤ Courant par SCB (C_{SCB}) en Ampère

$$C_{SCB} = C_T \times N_{T.SCB} \quad (9)$$

➤ Puissance par SCB (P_{SCB}) en Watt

$$P_{SCB} = T_{SCB} \times C_{SCB} = P_T \times N_{T.SCB} \quad (10)$$

ANALYSE TECHNIQUE ET FINANCIERE DE LA CENTRALE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE DE MALBAZA

Avec :

$N_{T.SCB}$: Nombre de tables par SCB.

3.1.7.3 Les caractéristiques d'un onduleur

➤ Tension par onduleur (T_{OND}) en Volt

$$T_{OND} = T_{SCB} = T_T \quad (11)$$

➤ Courant par onduleur (C_{OND}) en Ampère

$$C_{OND} = C_{SCB} \times N_{SCB.OND} \quad (12)$$

➤ Puissance par onduleur (P_{OND}) en Watt

$$P_{OND} = T_{OND} \times C_{OND} = P_T \times N_{SCB.OND} \quad (13)$$

Avec :

$N_{SCB.OND}$: Nombre de SCB par onduleur.

Les résultats des différents calculs sont récapitulés en **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**

Pour déterminer la capacité totale du champ PV, normalement nous pouvons multiplier la puissance d'un onduleur par le nombre total d'onduleurs installés. Mais étant donné que le nombre de modules sur l'onduleur n° 7 est différent des autres, nous devons le faire autrement.

Ainsi pour avoir la capacité exacte de la centrale, nous allons dans un premier temps calculer la puissance du septième onduleur ensuite celle des six (6) onduleurs qui sont identiques en multipliant la puissance d'un par six (6) et par la suite additionner les deux résultats obtenus.

➤ La particularité de l'onduleur 7 est qu'il comprend deux (2) SCB de 12 tables chacun, quatre (4) SCB pour 40 tables, un SCB de 9 tables avec 42 modules chacun et une table de 21 modules. Leurs puissances respectives sont P1, P2, P3, P4 et P5 la puissance totale de l'onduleur. Les expressions qui vont apparaître dans les formules ont déjà été utilisées précédemment et bien définis :

$$P_1 = P_M \times N_{T.SCB} \times N_{M.T} \times N_{SCB} \quad (14)$$

$$P_2 = P_M \times N_{T.SCB} \times N_{M.T} \times N_{SCB} \quad (15)$$

$$P_3 = P_M \times N_{T.SCB} \times N_{M.T} \quad (16)$$

ANALYSE TECHNIQUE ET FINANCIERE DE LA CENTRALE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE DE MALBAZA

$$P_4 = P_M \times N_{M.T} \quad (17)$$

$$P_5 = P_1 + P_2 + P_3 + P_4 \quad (18)$$

- La puissance des six (6) onduleurs $P_{OND.1-6}$

$$P_{OND.1-6} = P_{OND} \times 6 \quad (19)$$

- La puissance crête totale de la centrale $P_{C.T}$

$$P_{C.T} = P_5 + P_{OND.1-6} \quad (20)$$

Les applications numériques sont résumées en **Erreur ! Source du renvoi introuvable.** A insi après tout calculs faits, nous avons la capacité totale DC de la centrale PV qui vaut :

7 006 230 W soit 7 MW

3.1.8 Les transformateurs de puissance

Nous avons déjà eu à expliquer ce que c'est qu'un transformateur, les différents types qui existent et la fonction de chacun. À la centrale nous comptons cinq (5) transformateurs de puissance à savoir :

- **Les transformateurs 22 000 kVA :** Ils sont au nombre de trois (3) qui y sont installés, avec une puissance de 22 000 kVA et une tension de $2 \times 400 V$ chacun, ce qui nous permet de coupler deux onduleurs au primaire puisqu'en sortie de chaque onduleur nous avons une tension de 400 V en moyen. Etant donné que la tension en sortie des onduleurs est trop basse pour être injectée sur le réseau, on utilise donc ces transformateurs éleveurs pour avoir la tension adéquate correspondante à la tension du réseau qui est 20 kV.
- **Le transformateur 11 000 kVA :** IL fonctionne de la même manière que les précédents, mais par contre il prend en charge uniquement l'onduleur numéro 7.
- **Le transformateur 250 kVA :** A la différence des autres, celui-ci est un transformateur abaisseur 20/0,400 kV. Il prend en charge les auxiliaires de la centrale PV et il est alimenté à partir du jeu de barre de raccordement avec le réseau (OUTGOING). Il a son primaire couplé en triangle et son secondaire en étoile.

Les caractéristiques de chacun de ces transformateurs sont présentées respectivement en Annexe 1 Tableau 3, Annexe 1 Tableau 4 et Annexe 1 Tableau 5.

3.1.9 Le couplage des transformateurs

Après la conversion du courant continu du champ PV en courant alternatif par les onduleurs, l'énergie produite passe par des transformateurs élévateurs de tension avant injection sur le réseau. Les primaires des transformateurs sont couplés en triangle (400 V) avec deux (2) enroulements, un pour chaque onduleur et le secondaire en étoile (20 kV). Nous retrouvons une armoire de couplage pour chaque bloc de la centrale. elle permet de coupler les deux (2) transformateurs sur un même jeu de barre. A l'intérieure de laquelle nous avons deux (2) disjoncteurs et deux (2) interrupteurs (voir Figure 3-6).

- Un disjoncteur pour chaque transformateur (1 et 2) ;
- Un interrupteur est placé au-dessus du jeu de barre de l'armoire de couplage pour donner accès au **circuit du bloc (1 ou 2)**. Il est appelé main control room (MCR) en anglais, MCR 1 pour le bloc 1 et MCR 2 pour le bloc 2 ;
- Le deuxième interrupteur est un interrupteur de secours, en cas de problème sur le premier interrupteur (MCR) ou le câble relié au circuit du bloc. Il s'agit du ring main unit (RMU), RMU 1 pour le bloc 1 et RMU 2 pour le bloc 2. En cas de problème sur un bloc 1, le RMU 1 se ferme pour injecter l'énergie production sur le bloc 2 à travers RMU 2 et vice versa.

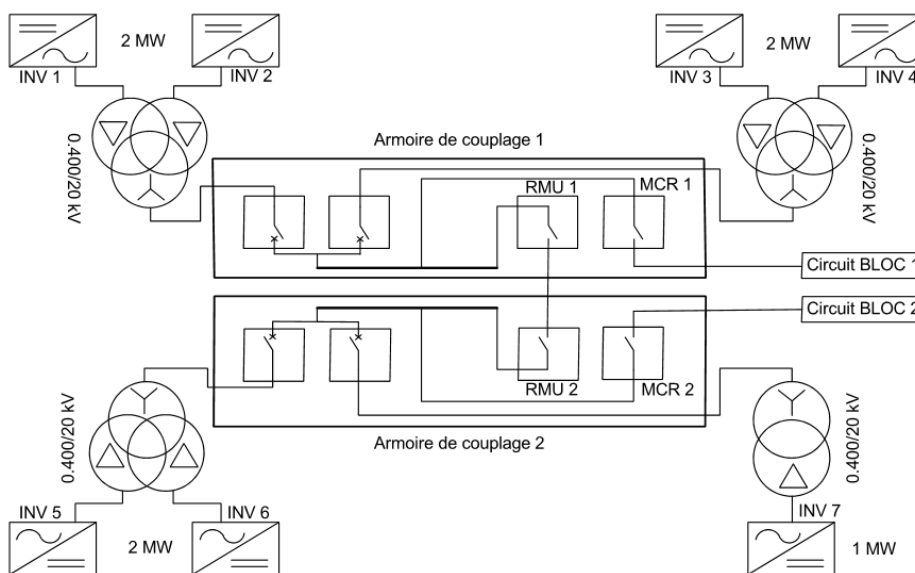


Figure 3-6 : Couplage des transformateurs de puissance

3.1.10 Raccordement de la centrale PV au réseau de la Nigelec

Comme nous avons dit plus haut, la finalité de cette centrale est de pouvoir injecter sa production énergétique sur le réseau de la NIGELEC. Pour se faire, l'énergie produite par les

ANALYSE TECHNIQUE ET FINANCIERE DE LA CENTRALE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE DE MALBAZA

deux (2) blocs (1 et 2) est injecté sur le jeu de barre principale qui relie la centrale au réseau.

Comme on peut le constater sur la Figure 3-7, la présence d'un disjoncteur triphasé qui est placé sur chaque circuit pour la protection de ce dernier. La production du bloc 1 de 4 MW et du bloc 2 de 3 MW est directement injectée sur le jeu de barre et rejoint le réseau à travers le circuit OUTGOING. Mais il y a aussi le circuit des auxiliaires qui est alimenté à partir du même jeu de barre avant d'être abaissé par le transformateur auxiliaire de 20 kV en 400V. Pour des raisons de sécurité, nous avons des appareils de protection installés au niveau du point de raccordement avec la ligne de la Nigelec à savoir :

- Un sectionneur : Il permet l'ouverture et la fermeture de la ligne ;
- Un transformateur de courant : Il permet de mesurer le courant qui transite la ligne ;
- Un transformateur de tension : Il mesure la tension de la ligne ;
- Un parafoudre : Il est relié à la terre et assure la protection de la ligne.

Bien que le schéma pareil simple, il s'avère ne pas être le cas dans la réalité. Il y a des relais de protections et alarmes qui sont installés sur chaque circuit, ainsi ils permettent de signaler le moindre défaut sur l'armoire de raccordement.

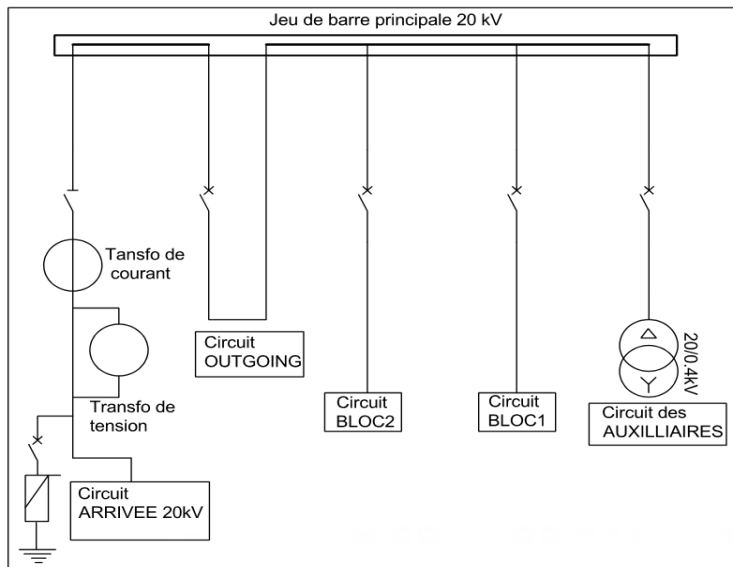


Figure 3-7 : Configuration de l'armoire de raccordement avec le réseau

3.1.11 Armoire de distribution du transformateur auxiliaire

Comme nous l'avons précisé précédemment, le transformateur auxiliaire de 250 kVA est alimenté à partir du jeu de barre principale 20 kV. Il est mis en place uniquement pour l'alimentation des charges auxiliaires de la centrale PV. Après avoir abaissé la tension de 20 kV en 400 V, il envoie cette dernière dans l'armoire de distribution des auxiliaires présentée en Annexe 3 Figure 1, où les différentes charges sont alimentées.

3.1.12 Système d'alimentation sans interruption (ASI)

La centrale PV possède un ASI ou UPS pour l'alimentation d'un certain nombre de charges (il s'agit de quelques auxiliaires de la centrale à savoir les appareils de protection des ondules, de luminaires, prises et autres) qui doivent toujours être sous tension. Sachant que le réseau principal peut partir à tout moment pour cela ils ont prévu des batteries de secours de 12 V pour assurer la continuité. Ces caractéristiques sont présentées en Annexe 1 Tableau 6. Cependant il présente cinq (5) différents modes de fonctionnement qui sont :

- **Mode normal (Normal operation) :** C'est le mode de fonctionnement en temps normal, il permet de charger les batteries de stockage qui même si elles sont chargées sont maintenues en charge (tension float) pour éviter l'autodécharge, et parallèlement il alimente les charges électriques. C'est pourquoi l'interrupteur qui le contrôle est toujours fermé sauf quand le mode d'urgence est activé ;
- **Mode secours (Bypass operation) :** Les charges sont alimentées en bypass uniquement en cas de problème sur l'onduleur de conversion, c'est-à-dire si le mode normal est **non-opérationnel** ;
- **Mode batterie (Operation Batterie) :** Ce mode s'active en absence tension sur la ligne principale pour alimenter les charges et se désactive aussitôt qu'elle revienne ;
- **Mode d'urgence (Manual bypass) :** Pour ce mode de fonctionnement, on l'active uniquement pendant les périodes de maintenance ou de réparation de l'ASI. Il permet ainsi de continuer à alimenter les charges électriques seulement, sans les batteries ;
- **Mode économie (Eco mode) :** En mode économie, les charges sont alimentées en mode secours quand sa tension est normale et en mode normal quand elle est anormale. Ce mode permet de réduire les pertes de puissances (rendement de l'onduleur) et en même temps protéger les appareils électriques.

Comme nous l'avons dit plus haut, dans l'armoire de distribution des auxiliaires il y a deux interrupteurs qui alimentent l'ASI.

- Le premier interrupteur nommé UPS 1 (main) : En position fermée alimente le circuit qui permet d'activer le mode normal et mode batterie de l'ASI.
- Le second interrupteur nommé UPS 2 (bypass) : Celui-ci alimente le circuit qui active le mode secours, d'urgence et économie. Mais avant, la tension du réseau passe par un stabilisateur de tension qui se charge d'alimenter l'ASI, contrairement au premier interrupteur qui est directement relié à l'ASI, parce qu'avant que la tension atteigne les charges électriques elle traverse des convertisseurs qui stabilisent la tension de sortie.

3.1.12.1 Stabilisateur de tension

Comme nous l'avons expliqué, les simples variations de tension suffisent pour basculer l'ASI en mode autonome, alors qu'on sait que sur un réseau électrique c'est un phénomène qui est difficile à contrôler. Pour remédier à cela, nous avons un stabilisateur de tension qui est installé pour ne fournir qu'une tension constante et fixe à l'entrée **bypass** de l'ASI. Son choix est simple, il se fait en fonction des caractéristiques d'entrées de l'ASI. Ces caractéristiques sont présentées en Annexe 1 Tableau 7.

3.1.12.2 Les batteries de stockage de 12 V

Comme source secours, le choix a été porté sur des batteries de stockage dont les caractéristiques sont présentées en Annexe 1 Tableau 8. Leur utilisation très simple fait qu'ils sont les plus adaptés pour le projet par rapport aux autres sources secours. En cas d'absence tension sur le réseau principal, l'ASI bascule en mode batterie sans l'intervention d'une personne. Alors qu'avec un groupe électrogène le processus est plus complexe. Mais, il faut noter que le choix dépend très sérieusement des charges présent en charge, du type de projet et surtout des moyens financiers.

Nous avons 80 batteries de tension 12 V avec une capacité de 130Ah. La configuration du parc de batterie est présentée à la Figure 3-8 et dépend des paramètres nécessaires en sortie pour l'alimentation.

3.1.12.3 Calculs des caractéristiques du parc de batteries

- Courant de décharge (I_{dch}) en Ampère :

$$I_{dch} = \frac{C}{T_{dch}} \quad (21)$$

Avec :

C : Capacité de la batterie en Ampère-Heure (Ah) ;

T_{dch} : Temps de décharge en heure (h).

- Tension par branche ou string (T_{bch}) en Volt :

$$T_{bch} = T_{Bat} \times N_{B.S} \quad (22)$$

Avec :

T_{Bat} : Tension par unité de batterie en Volt (V) ;

ANALYSE TECHNIQUE ET FINANCIERE DE LA CENTRALE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE DE MALBAZA

$N_{B.S}$: Nombre de batteries en séries.

Application numérique :

$$I_{dch} = \frac{130 Ah}{20 h} = 6.5 A$$

Cela signifie que la batterie peut fournir 6.5 A pendant 20 heures.

Cette tension reste la même jusqu'en sortie du parc. Car lorsqu'on met les deux (2) en parallèle, la tension ne varie pas mais le courant change. Il est égal au courant qui transite une branche multipliée par le nombre de branche en parallèle donc on aura :

$$\left\{ \begin{array}{l} T_{t.parc} = T_{bch} = 12 V \times 40 = 480 V \\ C_{t.m.parc} = C_{bch} \times N_{bch.p} = 6.5 A \times 2 = 13 A \end{array} \right.$$

Avec :

$T_{t.parc}$: Tension totale du parc en Volt (V) ;

$C_{t.m.parc}$: Courant total du parc en Ampère (A) ;

C_{bch} : Courant par branche en Ampère ou courant de décharge par branche (A).

3.1.12.4 Configuration de l'ASI

En présence tension sur le réseau, les interrupteurs UPS 1 et 2 laissent passer le courant jusqu'à l'ASI, sauf que le courant qui traverse le deuxième (UPS2) passe par le stabilisateur de tension avant de rejoindre l'ASI. En fonction du mode de fonctionnement qui est activé, les charges sont alimentées à travers l'armoire de distribution.

On remarque la présence de certains dispositifs dans le circuit alimenté par l'UPS 1 à savoir :

- Un convertisseur de courant alternatif en courant continu appelé redresseur, il permettra la charge des batteries pendant le fonctionnement en mode normal par la méthode boost ou float que nous expliquerons plus tard ;
- Un parc de batteries de stockage qui sont placées dans un local sur des supports par lot de vingt (20). Sur chacun des deux branches en parallèle, nous avons un nombre de quarante (40) batteries mises en séries ;
- À la sortie de chaque branche, il y a un interrupteur qui est mis place. Alors comme configuration adaptée, Un convertisseur produisant du courant alternatif à partir du continu appelé onduleur pour l'alimentation des charges électriques.

L'utilisation de ces dispositifs fait qu'on n'a pas besoin de passer par un stabilisateur de tension, parce que la tension en leurs sorties est déjà stable pour alimenter les charges.

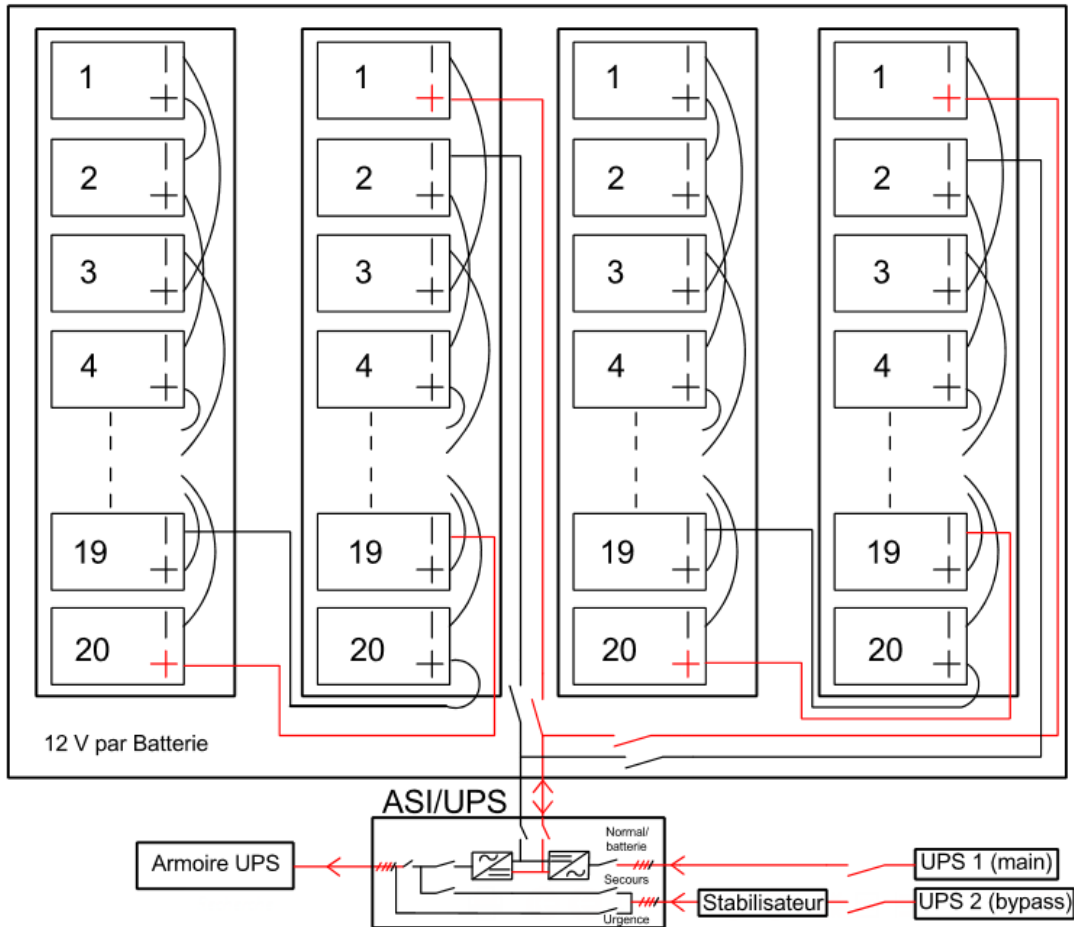


Figure 3-8 : Configuration des batteries reliées à l'ASI

3.1.12.5 Armoire de distribution de l'ASI

Les câbles d'alimentation des appareils électriques présent en charge par l'ASI sont raccordés à l'armoire de distribution à partir de laquelle ils sont alimentés. Nous avons structuré en Annexe 3 Figure 2 comment l'armoire a été configuré.

3.1.13 Le chargeur de batteries 2 V

Le chargeur de batterie comme son nom le dit, permet de recharger des batteries et parallèlement alimenter des charges électriques. Celui utilisé à la centrale PV a deux (2) modes de fonctionnement à savoir :

- **Mode normal** : En présence tension sur le réseau, il charge les batteries de stockage et alimente les charges électriques (appareils de protection du jeu de barre principale) ;
- **Mode batterie** : Ce mode s'active uniquement en absence tension sur le réseau principal. Il utilise l'énergie stockée des batteries pour continuer à alimenter les charges électriques.

ANALYSE TECHNIQUE ET FINANCIERE DE LA CENTRALE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE DE MALBAZA

Mais il faut savoir que les charges sont alimentées en courant continu seulement. Donc pendant les périodes de longue coupure (plusieurs jours), lorsque les batteries atteignent un certain niveau de décharge, on coupe la tension des charges pour éviter la décharge totale des batteries. Au retour de la tension, on remet les appareils sous tension **avant de faire le raccordement de la ligne avec la centrale PV**. Ces caractéristiques sont présentées dans le tableau qui se trouve en Annexe 1 Tableau 9.

En dehors de son rôle principal qui est d'alimenter des charges électriques et la recharge de batteries, il permet aussi de :

- Adapter la tension de la source à celle du récepteur ;
- Contrôle le phénomène d'autodécharge ;
- Éviter la décharge profonde et la surcharge des batteries ;
- Les risques de court-circuit.

3.1.13.1 Batteries de stockage de 2 V

En dehors des 80 batteries de 12 V raccordées à l'ASI, nous avons 220 autres de 2 V raccordées au chargeur de batterie de 2 V. pour les caractéristiques voir Annexe 1 Tableau 10. Mais par contre eux, ils secourent uniquement les relais de protection installés sur les différents circuits du jeu de barre principale (OUTGOING, bloc 1, 2, etc.). Ils sont installés dans le local de batteries et configurées comme suit :

- Nombre de batteries en séries : 110 ;
- Nombre de branches en parallèles : 2.

3.1.13.2 Calcul des caractéristiques du parc de batteries

La procédure de calcul reste la même que celle utilisée au point 3.1.12.3. Après toutes opérations on :

$$I_{dch} = \frac{10 Ah}{10 h} = 10 A$$

Cela signifie que la batterie peut fournir 110 A pendant 10 heures.

La tension et le courant en sortie du parc qui font :

$$\left\{ \begin{array}{l} T_{t.parc} = T_{bch} = 220 V \\ C_{t.m.parc} = C_{bch} \times N_{bch,p} = 10 A \times 2 = 20 A \end{array} \right.$$

3.1.13.3 Configuration du chargeur de batteries

Le chargeur de batterie est subdivisé en trois (3) principales parties qui sont :

- **Le chargeur float et le chargeur boost :** Ils sont alimentés en courant alternatif, chacun par un des interrupteurs prévus pour le chargeur de batterie au niveau de l'armoire de distribution du transformateur auxiliaire (batterie chargeur float et batterie chargeur boost) dans l'armoire de distribution des auxiliaires. Chaque chargeur comprend un mini-transformateur de tension et un convertisseur AC/DC. Cependant leurs fonctions sont légèrement différentes, ils sont respectivement :
 - Fonction float : C'est la fonction en charge lente ou charge d'entretien ou à flotteur, il maintient une batterie en pleine, c'est-à-dire il évite l'autodécharge de la batterie avec une tension réduite (Tension float). Il est doté de circuits intelligents dont l'objectif est d'éviter de surcharger et d'endommager la batterie ;
 - Fonction boost : C'est lorsque le chargeur est en mode charge d'accélération qui implique un courant élevé (Tension boost) pendant une courte durée. Il permet de charger rapidement la batterie à environ 80 % (ce qui varie d'un chargeur à un autre), le circuit bascule alors sur le chargeur à flotteur ou float à une tension constante et un courant variable pour recharger la batterie.
- **Le contrôleur de charge :** Il a un jeu de barre intégré sur lequel la tension continue des deux chargeurs est injectée. Selon le niveau de charge des batteries, il se charge de fermer soit l'interrupteur du chargeur float ou du chargeur boost pour charger les batteries de stockage et en même temps alimenter les charges électriques. Nous l'avons bien structuré sur la Figure 3-9.

ANALYSE TECHNIQUE ET FINANCIERE DE LA CENTRALE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE DE MALBAZA

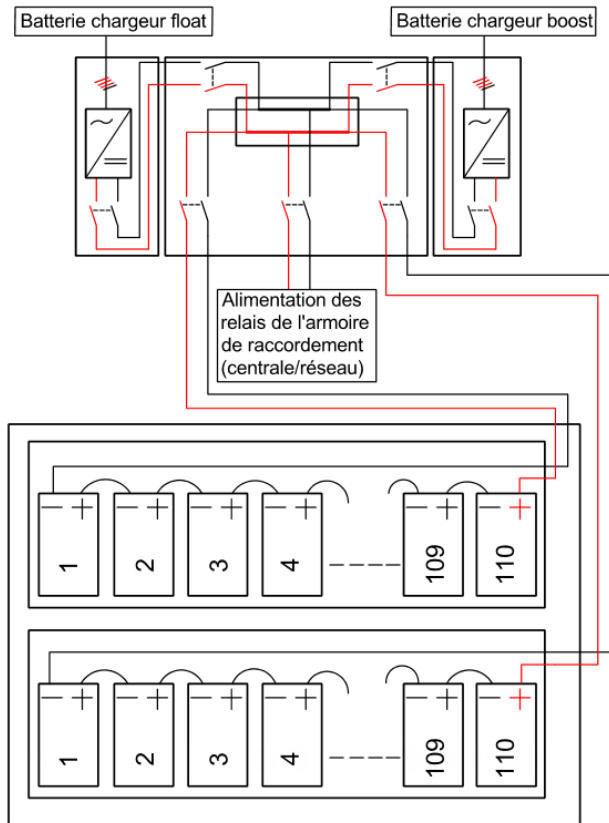


Figure 3-9 : Configuration des batteries connectées au chargeur

3.1.14 Système de contrôle et d'acquisition de données

Pour optimiser la performance du système, il est nécessaire de veiller à ce que les composants de l'installation fonctionnent efficacement pendant toute la durée de vie de la centrale. La surveillance continue des systèmes PV est essentielle pour maximiser la disponibilité et le rendement du système. Le système de contrôle et d'acquisition de données ou Supervisory control and data acquisition (SCADA) en anglais permet de surveiller l'efficacité en temps réel du système PV et de le comparer systématiquement à l'efficacité théorique afin d'évaluer si le système (centrale PV) fonctionne de façon optimale. Le système SCADA et ces accessoires sont installés dans la salle de surveillance de la centrale et à partir de son ordinateur, il est possible de déterminer l'état général du système ainsi planifier les activités de réparation ou de maintenance urgentes. En cas de défaillance sur le système PV ou un simple déclenchement des armoires de couplage (RMU), il s'affiche directement sur l'ordinateur. En ANNEXE 4, nous avons expliqué en détail les différents types de défauts qui peuvent être signalés par le système SCADA et leurs causes.

En plus de ça il fournit toutes les données sur la production telles que :

- Les courants et tensions DC et AC par phase ;
- Les puissances actives, réactives et apparentes ;

ANALYSE TECHNIQUE ET FINANCIERE DE LA CENTRALE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE DE MALBAZA

- L'énergie importée et exportée ;
- La température de l'appareil.

Toutes ces informations sont disponibles pour chaque onduleur, les différents blocs (1, 2, auxiliaire, outgoing, et la sous-station). Ainsi il facilite le relevé de données aux agents qui n'auront pas forcément besoin de quitter la salle de contrôle pour aller les chercher au niveau des appareils.

3.2 Maintenance de la centrale PV

Contrairement à d'autres technologies de production d'énergie, les besoins en maintenance et en entretien des centrales solaires PV sont relativement faibles. Cependant, le bon entretien d'une installation PV est essentiel pour optimiser à la fois le rendement énergétique et la durée de vie utile de la centrale. Une exploitation optimale doit trouver un équilibre entre maximisation de la production et réduction des coûts d'exploitations et de maintenances (d'E & M). L'entretien peut se décomposer comme suit :

- **La maintenance programmée** : Elle est planifiée à l'avance et vise à prévenir les pannes et à assurer que la centrale fonctionne à son niveau optimal ;
- **La maintenance non planifiée** : Elle est réalisée en réponse à des défaillances.

Un entretien approfondi et régulier convenablement programmé devrait réduire les besoins de maintenance non planifiée, bien que certaines défaillances imprévues continuent inévitablement à se produire. Une approche robuste et bien planifiée de la maintenance programmée et non planifiée est donc importante.

3.2.1 Maintenance programmée ou préventive

Les activités de maintenance planifiée nécessitant l'arrêt de la centrale, dans la mesure du possible, hors périodes de production de pointe, comme tôt le matin ou le soir. À la centrale PV de Malbaza, la maintenance générale et approfondie est programmée deux (2) fois dans l'année, c'est-à-dire chaque six (6) mois et uniquement en soirée. En dehors de ça nous avons parallèlement des petites maintenances qui sont planifiées telles que :

- La mesure du courant qui transite chaque branche (chaîne) de modules à partir des coffrets de regroupements. La fréquence de mesure est de deux semaines ;
- La vérification de la tension des batteries de stockage une (1) fois dans le mois ;
- Le nettoyage des filtres des onduleurs qui se fait toutes les deux semaines aussi ;

ANALYSE TECHNIQUE ET FINANCIERE DE LA CENTRALE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE DE MALBAZA

- Le nettoyage des modules PV qui se fait de façon continue à l'exception de la saison pluvieuse ;
- Le dépoussiérage de l'ASI, du chargeur de batterie, leur local et autres appareils électriques et locaux de la centrale au moins une fois le mois.

Nous expliquerons plus bas, de façon détaillée comment se fait la maintenance programmée à la centrale PV.

3.2.1.1 Entretien des modules PV

Les modules PV constituant le champ PV représentent les composants les plus importants dans la production des centrales PV. Pour être sûr de garder leur rendement optimal, leur maintien en état doit être primordial. Pour se faire, un certain nombre d'efforts doit être mobilisé, d'où **l'entretien des modules PV**.

L'entretien des modules englobe plusieurs paramètres que nous présenterons en détail. En fonction du problème constaté, on applique la solution la mieux adaptée. Parmi ces causes on peut citer :

- Des modules souillés ;
- La présence de déchets ;
- La présence de végétation ;
- Problème de serrage.

Leur fréquence d'entretien de nettoyage dépend beaucoup de l'environnement et de l'inclinaison du système, on peut dire qu'un champ incliné à plus de 15° pourra être nettoyé par les intempéries s'il se situe dans un environnement peu poussiéreux et peu agressif. Dans ce cas le nettoyage n'a pas besoin d'être planifié et pourra avoir lieu uniquement si l'on constate un état de surface sale. Mais pour des modules inclinés à 10° et installés à proximité d'une usine comme la centrale PV de Malbaza, il faut être plus vigilant sur le nettoyage car l'eau de pluie seule ne suffit pas et n'est pas permanente. Soixante-quinze (75) tables sont nettoyées par jours, donc environ une semaine pour laver l'ensemble des modules de la centrale. Il y a deux méthodes de nettoyage qui sont appliquées à la centrale.

3.2.1.1.1 Le nettoyage à eau

La perche télescopique est le matériel utilisé à la centrale PV de Malbaza pour le nettoyage à eau des modules. L'eau arrive normalement à la perche par des petits tuyaux mais en petit volume et à une pression très basse. Pour une centrale de plusieurs milliers de

ANALYSE TECHNIQUE ET FINANCIERE DE LA CENTRALE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE DE MALBAZA

modules, le nettoyage risquerait de s'étendre sur une longue période. C'est pourquoi on préfère arroser directement les modules à l'aide d'un tuyau auxiliaire au bout duquel on connecte une tête de robinet modulable.

Dans le cas de la centrale PV de Malbaza où on utilise un tuyau auxiliaire le nettoyage se fait en trois (3) étapes successives à savoir :

- **Premièrement**, on commence par asperger d'eau les modules d'une table après avoir bien sûr mis la source d'eau en marche, connecté le tuyau d'arrosage et réglé à la bonne pression ;
- **Deuxièmement**, la personne désignée pour manipuler la perche s'active en faisant des mouvements de va-et-vient sur la surface de la vitre, ainsi elle élimine toutes saletés du module ;
- **Troisièmement**, la personne qui tient le tuyau d'eau arrose à nouveau les modules pour les débarrasser de toutes saletés qui ont pu être soulevées par la perche. Après le nettoyage de la première table, on passe à la deuxième en répétant la même procédure ainsi de suite jusqu'à nettoyer toutes les tables de la centrale.

3.2.1.1.2 Le nettoyage à sec

Ce type de nettoyage est programmé dans le cas où les modules sont légèrement couverts de poussières, trace d'eau ou d'autres impuretés dont l'évacuation de la surface de la vitre ne nécessite pas de laver le module. À la différence du premier, on n'utilise pas d'eau et le matériel est un balai éponge (à coton), appelé **floor mop en anglais** d'où son nom le **nettoyage à sec**. Son usage est simple, il suffit d'essuyer la surface de la vitre avec le balai éponge pour débarrasser le module de ces impuretés.

3.2.1.2 Le désherbage

Pendant la saison pluvieuse, la pousse des mauvaises herbes dans un champ PV constitue un véritable problème à prendre en compte. Lorsque ces végétations inattendues atteignent un certain volume et niveau de croissance, ils présentent des conséquences non négligeables :

- Quand ils atteignent le niveau des modules PV, ils leur font de l'ombrage. Alors qu'on connaît l'impact de ce dernier sur la production des modules, ils résulteront en une moindre performance ;
- Mise à part l'ombrage, lorsqu'ils se retrouvent en contact direct avec les modules, ils contribuent à les salir

ANALYSE TECHNIQUE ET FINANCIERE DE LA CENTRALE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE DE MALBAZA

- Et aussi lorsqu'on laisse la végétation devenir touffue, l'exploitation du champ PV s'avère difficile.

Avec l'évolution de la technologie, il y a des appareils spécialement conçus pour éliminer les mauvaises herbes dans les plantations et autres. Mais pour des raisons de sécurité et aussi d'indisponibilité, à la centrale PV de Malbaza ils ont préféré embaucher des manœuvres pour s'en charger avec des matériels fiables. Un des avantages avec cette manière de faire est qu'on ne risque pas d'utiliser un appareil qui peut entraîner la rupture d'un câble ou autres composants du champ et il permet aussi d'économiser en espace voir les câbles de raccordement. L'herbe morte est brûlée dans un endroit loin du champ PV pour éviter tout incident. Parfois il arrive même qu'on pulvérise avec un produit qui ralentit la croissance des végétaux.

3.2.1.3 Le resserrage

Les modules PV sont fixés aux châssis par des vis et écrous, mais avec les intempéries au fil du temps le serrage n'est plus le même. Donc il faut les resserrer de temps à autre pour éviter qu'ils se desserrent complètement et causer des dégâts graves.

À la centrale par exemple, le resserrage est programmé chaque cinq (5) mois minimum par les manœuvres à l'aide de clés à vis, peu de temps avant et après la saison pluvieuse.

3.2.1.4 Tableau de raccordement de tables

Tous les boîtiers de jonction de tables sont contrôlés périodiquement afin de détecter la présence d'infiltrations d'eau et d'accumulation de salissures ou de poussière et de vérifier l'intégrité des raccordements dans les boîtiers. Un mauvais serrage des raccordements pourrait affecter la performance globale de la centrale PV. Toute accumulation d'eau, de salissures ou de poussière peut donner lieu à de la corrosion ou provoquer un court-circuit à l'intérieur du boîtier de jonction.

3.2.1.5 Révision des onduleurs

En général, les défaillances de l'onduleur sont la cause la plus fréquente d'interruption du système dans les centrales PV. Par conséquent, la maintenance périodique des onduleurs doit être traitée comme une partie importante et centrale de la stratégie d'E & M.

Les besoins de maintenance des onduleurs varient selon leur taille, leur type et leur fabricant. Les exigences spécifiques de chaque onduleur particulier doivent être confirmées par le

ANALYSE TECHNIQUE ET FINANCIERE DE LA CENTRALE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE DE MALBAZA

fabricant et utilisées en tant que base pour la planification du programme de maintenance.

La maintenance préventive régulière des onduleurs inclut au minimum :

- Des inspections visuelles ;
- Le nettoyage/remplacement des filtres des ventilateurs de refroidissement ;
- Le retrait de la poussière présente sur les composants électroniques ;
- Le serrage de tous les raccords desserrés ;
- Toute analyse et diagnostic supplémentaire recommandés par le fabricant.

Normalement après avoir parlé de l'entretien des onduleurs, nous devons passer aux transformateurs, aux armoires de couplages, l'ASI, le chargeur de batteries et ainsi de suite jusqu'à faire le tour de tous les appareils électriques de la centrale. Mais comme les procédures sont les mêmes à quelques différences pour ces appareils. Nous pensons qu'il ne serait pas nécessaire de tous les présenter.

3.2.1.6 Équipements auxiliaires

Les autres systèmes au sein d'une centrale solaire PV, y compris les systèmes de surveillances et de sécurités, les systèmes d'alimentations auxiliaires et les systèmes de communication, sont régulièrement contrôlés et entretenus. Les systèmes de communication qui sont à l'intérieur de la centrale PV et connectés extérieurement à la centrale sont inspectés aussi afin de vérifier la force du signal et le raccordement. Parmi ces derniers on peut citer les caméras de surveillance, la sous-station de mesure et autres. Elle comprend les appareils de mesure des paramètres climatiques tels que la température ambiante et celle des modules, la vitesse du vent, l'irradiation solaire, etc.

3.2.1.7 Intégrité structurelle

La structure des modules, les conduits de câbles et toutes autres structures construites de la centrale solaire PV font l'objet d'une vérification afin de s'assurer de l'intégrité mécanique et de détecter les signes de corrosion. Cela inclura une inspection de la structure de support des fondations afin d'identifier d'éventuels signes d'érosion provoqués par le ruissellement d'eau.

3.2.2 Maintenance non planifiée

La maintenance non planifiée est effectuée en réponse à des défaillances. Ainsi, les paramètres clés de la maintenance non planifiée sont le diagnostic, le temps de réponse et le

ANALYSE TECHNIQUE ET FINANCIERE DE LA CENTRALE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE DE MALBAZA

délai de réparation de l'équipement. Bien qu'un temps de réponse aussi court que possible soit préférable pour augmenter le rendement énergétique, il dépend de la localisation du site, le type de panne, les pièces de rechange si nécessaire et cela devrait être comparé à la probabilité de coûts contractuels plus élevés associés à l'obtention de temps de réponse plus courts.

Pour une centrale bien conçue et bien construite, une grande partie des problèmes de maintenance non planifiée peuvent être liés à des pannes d'onduleur. En fonction de la nature de la panne, il peut être possible d'y remédier à distance. Cette option est nettement préférable, si possible. Les autres exigences courantes en matière de maintenance non planifiée courantes à la centrale sont :

- Le serrage des raccords de câbles qui se sont desserrés ;
- Le remplacement de connecteurs gâtés ;
- La réparation des fuites d'eau ;
- Remplacement de module défectueux ;
- La rectification des défaillances SCADA.

3.3 Diagnostic de la centrale PV

Le diagnostic d'une installation électrique a pour objectif de donner un aperçu sur l'état du système, ses équipements ainsi que sa performance énergétique, parce qu'avec des appareils en mauvais état, il serait impossible d'atteindre le rendement optimal. Si le diagnostic est fait de façon approfondie bien évidemment par des professionnels du métier, il permet de déterminer jusqu'au plus petit problème lié à l'installation.

Par contre à la centrale de Malbaza, avec l'ensemble des appareils de protection installés, le système SCADA qui signale les défauts et surtout le fait que l'installation soit neuve, il n'y a aucun problème qui puisse jouer sur le rendement de l'installation sans s'en apercevoir. Mais malgré ceux-là nous avons jugé nécessaire de faire diagnostic de l'ensemble de la centrale qui nous a permis d'identifier trois (3) problèmes récurrents.

3.3.1 Problème de repérage

Plus haut dans la partie repérage des tables nous avons eu à expliquer très clairement comment ça a été fait et l'intérêt de le faire dans une installation. Mais comme tout œuvre humain elle comporte des imperfections, des erreurs commissent pendant le repérage. Parce que les inconvénients majeurs avec un mauvais repérage c'est lorsqu'on se retrouve avec une panne sur une table mal numérotée. Parmi ces conséquences on peut citer :

- Le temps de réponse devient long ;

ANALYSE TECHNIQUE ET FINANCIERE DE LA CENTRALE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE DE MALBAZA

- Une perte de production ;
- La fatigue causée aux agents.

Raison pour laquelle nous avons dressé un tableau pour chaque onduleur dans lequel sont présentés les numéros exacts des tables et SCB, et aussi nous avons énuméré les différentes erreurs et proposé les **numéros corrects en rouge** dans le Tableau 3-2 **Erreur ! Source du renvoi introuvable.** Les tableaux des onduleurs sont présentés respectivement en ANNEXE 5.

Comme méthodologie adaptée pour l'identifier des tables et SCB mal repérés nous avons procédé de la manière suivante :

- On commence par vérifier le repérage sur la table de modules ;
- Ensuite on vérifie si le repérage des étiquettes collées aux câbles (positifs et négatifs) permettant d'identifier les différentes tables raccordées au tableau de raccordement sont identiques à celui inscrit sur la table.
- Si oui alors le repérage a été bien fait, si non on conclut qu'il est à reprendre en mentionnant la désignation exacte. Parce que le repérage inscrit sur l'étiquette est celui d'origine, donc l'erreur ne pouvait être commise qu'au niveau des tables ;
- La même procédure est appliquée entre le SCB et l'onduleur.

Par exemple comme on peut le voir dans le Tableau 3-2. Au niveau de l'onduleur 5, il est inscrit **SCB5 au lieu de SCB6**.

Tableau 3-2 : Récapitulatif des repérages à reprendre

INVERTER	SCB	String	Table	Erreur
INV4	SCB2	S1	T398	S2
		S2	T399	S1
INV5	SCB6	S6	T32	SCB5
INV6	SCB3	S10	T110	T10
INV7	SCB5	S6	T157	S7
	SCB6	S7	T151	SCB7

3.3.2 Problème de connecteurs

Des connecteurs débrochables de types « PV Connector Series-S418 F-Type » ont été utilisés au niveau des strings et des boîtes de jonction pour simplifier la procédure d'installation et renforcer la protection contre les risques de chocs électriques. Ils sont de très bonnes qualités avec une tolérance de température de - 40° à + 90° et de courant allant jusqu'à 70 A. Voir Annexe 5 Figure 1 pour les caractéristiques.

ANALYSE TECHNIQUE ET FINANCIERE DE LA CENTRALE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE DE MALBAZA

Mais un problème courant dans les climats chauds où de grandes variations de température en journée peuvent faire que les contacts se desserrent. Si les raccordements entre les différents composants sont mal fixés et avec l'intensité du courant qui varie en fonction de l'ensoleillement qu'ils soient la cause d'énormes dégâts. Un contact de mauvaise qualité augmente la résistance de contact, provoque une surcharge du contact et est susceptible de produire les conséquences suivantes :

- La chute de tension dans le contact engendre un échauffement par effet joule ayant pour conséquences la fusion du cuivre du faisceau de câble qui s'accompagne par l'inflammation des matériaux combustibles à proximité de la gaine isolante du câble (ou du connecteur) en premier aliment du feu puis l'ensemble des matériaux combustibles disponibles aux alentours ;
- Une diminution de l'intensité qui rend le circuit plus résistant, donc malheureusement aucune chance de déclenchement de l'appareil de protection ;
- Un arc électrique qui survient Généralement lorsque la gaine isolante des fils électriques est abîmée ;
- Avec le temps si le problème n'a pas été identifié et réparé il peut provoquer un incendie dans l'installation.

À la centrale de Malbaza, nous avons eu à constater les conséquences d'un connecteur desserré. Sur la Figure 3-10, on remarque qu'un connecteur a commencé à fondre. Il faudrait donc un suivi permanent des points de raccords. Mais pour une centrale composée d'un grand nombre de modules il serait très difficile de vérifier à tout moment le juste serrage de l'ensemble des connexions de l'installation.

Les éventuels défauts présents dans l'installation PV peuvent souvent être détectés grâce à la thermographie. Cette technique permet d'identifier les mauvais raccordements et les raccordements mal fixés dans les boîtiers de jonction et les raccordements à l'onduleur, La thermographie peut également détecter les points chauds dans les composants de l'onduleur et sur les modules qui ne fonctionnent pas comme prévu. La présence d'un spécialiste et d'une caméra thermographique est nécessaires ce qui serait difficile à Malbaza.

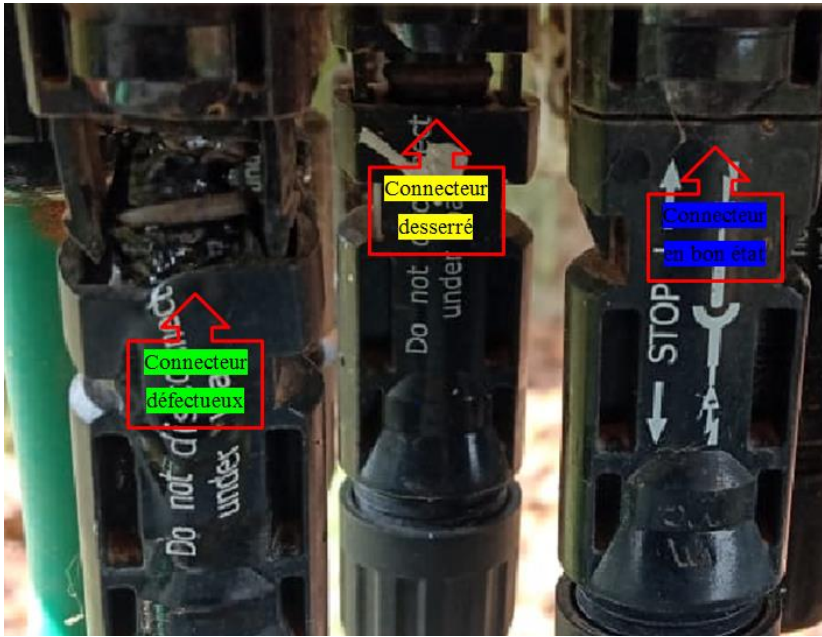


Figure 3-10 : Image prise le 20 août 2019 à la centrale PV de Malbaza

3.3.3 Problème du forage

Le forage a été mis en place spécialement pour le nettoyage des modules PV et l'alimentation en eau du site. L'eau est extraite du forage Avec une pompe immergée de 5,5 kW installée à 150 m et passe par un système de filtrage afin d'éliminer toutes impuretés avant utilisation. La pompe est mise en marche en journée et uniquement en présence tension. Mais nous avons eu à constater à plusieurs reprises un arrêt de la pompe peu de temps après son démarrage surtout après plusieurs heures de pompage. Les déclenchements à répétition signifiaient que le défaut est permanent. Mais après diagnostic on s'est rendu compte que le déclenchement est dû au capteur qui signale le niveau bas d'eau du forage, ce genre de capteur est utilisé pour éviter le pompage à vide de la pompe. Le fonctionnement pendant les premières heures s'explique par le fait qu'il n'y a pas eu de pompage la nuit, donc le matin le niveau d'eau est élevé. Après plusieurs recherches et demande de renseignements plus précisément au service hydraulique on a découvert que dans les localités de la région pour avoir une quantité d'eau suffisante il faut creuser à **plus de 400 m** de profondeur à cause de la nappe phréatique, alors que le forage de la centrale se trouve à 150 m, cela justifie la sécheresse du forage.

Si ce problème n'est pas résolu il peut y entraîner plusieurs conséquences parmi lesquelles :

- Le temps de pompage devient plus long ;
- Une perte d'énergie du au redémarrage continu de la pompe ;

ANALYSE TECHNIQUE ET FINANCIERE DE LA CENTRALE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE DE MALBAZA

- Un retard sur la maintenance des modules, parce que si la pompe ne fonctionne pas pendant le nombre d'heures programmé, on ne peut pas avoir suffisamment d'eau pour le nettoyage journalier ;
- La destruction de la pompe.

En prenant en compte la quantité d'eau nécessaire par jour, la durée de vie du projet ainsi que les conséquences que ce problème peut engendrer nous proposons d'augmenter la profondeur du forage à 450 m, étant actuellement à 150 m il faudra donc creuser 300 m de plus.

3.3.4 Devis estimatif des coûts

Après diagnostic nous sommes passés au devis estimatif des coûts de réparation des différents problèmes détectés. Le coût total nécessaire pour ces travaux est de **7 518 000 FCFA**. Le détail des calculs se trouve dans le Tableau 3-3.

Tableau 3-3 : Devis estimatif des coûts

Problèmes	Quantité	Unité	Prix unitaire en FCFA	Coût total en FCFA
Repérage à refaire	6		3 000	18 000
Profondeur du forage à augmenter	300	Mètre (m)	25 000	7 500 000
Total				7 518 000

3.3.5 Productivité de la centrale

Nous ferons tout simplement une comparaison entre les valeurs théoriques et réelle de la production journalière et le ratio de performance. Pour cela nous posons les hypothèses suivantes :

- Début de production : 6 h 20 mins à 7 h ;
- Fin de production : 17 h à 17 h 40 mins ;
- Irradiation : 5 à 7 kWh/m²/jr et 2100 à 2500 kWh/m²/an ;
- Puissance crête de l'installation : 7 MW.

3.3.5.1 Ratio de performance (taux de performance ou facteur de forme)

Il se calcule en divisant la puissance maximale d'un module par la tension à vide multipliée par le courant de court-circuit. La formule est donnée par l'équation (23).

$$\tau_p = \frac{P_M}{V_{oc} \times I_{sc}} \quad (23)$$

ANALYSE TECHNIQUE ET FINANCIERE DE LA CENTRALE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE DE MALBAZA

Après application numérique on obtient 0,816 soit un **ratio de 82 %**. Cette valeur est prise égale à 75,8 % dans les calculs théoriques, on peut constater que le taux qu'on obtient est supérieur à cette valeur.

3.3.5.2 Production énergétique.

Une fois le taux déterminé on peut calculer l'énergie en multipliant la puissance crête de l'installation par l'irradiation et le taux de performance annuelle. La formule est donnée par l'équation (24).

$$E_{T.P} = I_{S.AN} \times P_{C.T} \times \tau_p \quad (24)$$

L'application numérique nous donne des valeurs d'énergie variant de **12 006 MW à 14 293 MW par an**. Après une année d'exploitation, la centrale a injecté environ **12 498 MW** sur le réseau de la Nigelec, suite à cela nous pouvons dire que la centrale comme normalement et de façon optimale.

Il faut noter que la puissance alternative en sortie va de 4 700 à 6 100 kW, ainsi avec une durée de fonctionnement variant de 7 h à 11 h par jour on atteint une production journalière de la centrale allant de 32 000 à 44 000 kWh, ce qui nous permet d'évaluer le ratio de performance journalier entre 76 % à 85 %.

4 ANALYSE FINANCIÈRE DE LA CENTRALE PV

L'objectif de cette analyse est de déterminer le coût de revient du kWh de la centrale PV ainsi que le temps de retour sur investissement de l'installation en fonction du prix de vente du kWh d'électricité.

4.1 Calcul du coût de revient du kWh

Le coût actualisé de l'énergie ou le LCOE est le coût de production du kWh de l'électricité par l'estimation du coût complet de l'installation jusqu'au point de connexion au réseau sur la durée de vie du système, divisé par la production totale. C'est donc un coût moyenné d'où l'appellation LCOE (Levelized Cost of Energy) [11].

Pour la détermination du LCOE il faut tenir compte d'un certain nombre d'éléments à savoir :

- Le type de technologie ;
- Le coût d'investissement initial ;
- Le coût d'exploitation annuel ;
- La productivité énergétique annuelle ;
- Les paramètres économiques.

4.1.1 Le type de technologie

Le type de technologie est tout simplement la nature de l'installation et ses composants. Il est nécessaire car selon la technologie le calcul du LCOE n'est plus le même. Par exemple, pour une centrale solaire PV nous n'aurons pas à tenir compte du coût de fonctionnement tel que les dépenses liées au carburant d'un groupe électrogène contrairement à une centrale hybride PV/Diesel.

4.1.2 Le coût d'investissement

Le coût d'investissement initial ou capital d'une installation est l'ensemble des frais mobilisés par le promoteur du projet pour la réalisation du système. Il comprend :

- Le coût d'achat des équipements (modules PV, onduleurs, etc.) ;
- Le coût de transport des équipements jusqu'au site d'installation ;
- Le coût de prestation, main-d'œuvre et autres dépenses.

Comme hypothèse nous allons considérer que la totalité des frais a été payée en une fois et non par annuités.

4.1.3 Le coût d'exploitation annuel

Le coût d'exploitation représente une part relativement faible du coût de production d'électricité des installations photovoltaïques. Ils intègrent

- Le coût de maintenance et d'entretien de l'installation ;
- Le coût remplacement des équipements.

Ces frais d'exploitations sont estimés par annuité car ils ne sont pas constants, ils diffèrent d'une à une autre à cause du coût de remplacement qui est fonction des équipements.

4.1.3.1 Le coût de maintenance et d'entretien

Ce coût représente les frais dépensés par an pour un bon fonctionnement de l'installation. Pour une centrale solaire PV, le coût de maintenance et d'entretien correspond aux coûts de nettoyage des modules PV, des batteries de stockage, à l'entretien de l'environnement (désherbage, resserrage, etc.) et aux coûts de supervision des appareils électroniques. Ces frais sont généralement pris égaux à un pourcentage du coût d'investissement annualisé sur la durée de la vie du projet. Pour le coût de maintenance et d'exploitation étant donné qu'il est difficile à évaluer on le considère généralement égale à 2 % du coût d'investissement initial pour les centrales solaires PV [12]. Il est exprimé par la formule 25.

$$V_{C.M.E} = 2\% \times V_{IN.INT} \quad (25)$$

4.1.3.2 Le coût de remplacement

Le coût de remplacement est prévu lorsqu'on a des équipements qui ont une durée de vie inférieure à celle du projet. Il faut donc connaître la durée de vie de chaque équipement ainsi que la fréquence de renouvellement. Il s'exprime par la formule (26) en supposant que la même technologie est acquise lorsqu'il y a remplacement. Voir calculs en Annexe 6 Tableau 2.

$$V_{C.R} = \sum_{a=1}^x V_{IN.INT.E} \times N_r \quad (26)$$

4.1.4 La productivité énergétique annuelle

C'est tout simplement l'énergie totale produite par la centrale durant une année de fonctionnement, calculée par la formule (27). Voir calcul en Annexe 6 Tableau 4.

ANALYSE TECHNIQUE ET FINANCIERE DE LA CENTRALE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE DE MALBAZA

$$E_{T.P} = I_{S.AN} \times P_{C.T} \times \tau_p \quad (27)$$

Avec : τ_p le Taux de performance moyen du système qui est pris égale à 0.758 en général et
 $I_{S.AN}$: l'irradiation annuelle du pays qui varie de 2200 à 2500 kWh/m²/an au Niger.

4.1.5 Les paramètres économiques

Les paramètres économiques sont des éléments importants à prendre en compte pendant les calculs d'un projet à durée de vie importante pour une étude économique juste.

On a :

- Le taux d'actualisation (i) est utilisé pour évaluer la valeur future des différents coûts. Nous le prenons égal à **10 %** ;
- Le taux d'inflation (e) correspond au pourcentage de hausse/baisse des prix des équipements sur une période donnée. Pour ce taux nous le considérons égal à **2 %** ;
- La durée de vie de l'installation (n), qui nous supposons égale à **25 ans** pour la centrale.

4.1.6 Valeur résiduelle

La valeur résiduelle représente le coût d'amortissement en fin de vie du projet. Elle se calcule en prenant en compte l'ensemble des équipements de l'installation. On l'évalue en multipliant le coût d'investissement du composant par sa durée de vie en fin du projet le tout divisée par la durée de vie réelle de ce dernier. Voir calcul en Annexe 6 Tableau 3.

$$V_r = V_{IN.INT} \times \frac{d.v_f}{d.v_r} \quad (28)$$

4.1.7 Le Coût du cycle de vie

Le coût du cycle de vie ou life cycle cost (LCC) en anglais permet de comptabiliser l'ensemble des coûts d'investissements d'une installation durant toute sa durée de vie. Il s'exprime par la formule (29).

$$LCC = V_{IN.INT} + [US_f(\tau_{act.no}, n) \times V_{C.M.E}] + [US_f(\tau'_{act.re}, n) \times V_{C.R}] + PWD_f(\tau_{act.no}, n) \times V_r \quad (29)$$

- Le facteur d'actualisation $US_f(\tau_{act.no}, n)$ est appliqué sur le coût de maintenance et d'entretien qui est donné par la formule (30).

$$US_f(\tau_{act.no}, n) = \left(\frac{(1 + \tau_{act.no})^n - 1}{\tau_{act.no} \times (1 + \tau_{act.no})^n} \right) \quad (30)$$

ANALYSE TECHNIQUE ET FINANCIERE DE LA CENTRALE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE DE MALBAZA

Avec : $\tau_{act.no}$ le taux d'actualisation nominal calculé par la formule (31).

$$\tau_{act.no} = \frac{1+i}{1+e} - 1 \quad (31)$$

- Le facteur d'actualisation $US_f(\tau'_{act.re}, n)$ qui s'applique au coût de remplacement et s'exprime par la formule (32).

$$US_f(\tau'_{act.re}, n) = \frac{(1 + \tau'_{act.re})^n - 1}{\tau'_{act.re} \times (1 + \tau'_{act.re})^n} \quad (32)$$

Avec $\tau'_{act.re}$ le taux d'actualisation ajusté sur le coût de remplacement déterminé par la formule (33).

$$\tau'_{act.re} = \frac{(1+e)^{d.v_r}}{(1+i)^{d.v_r-1}} \quad (33)$$

- Facteur d'actualisation $PWD_f(\tau_{act.no}, n)$ est appliqué la valeur résiduelle à la fin du projet. On l'obtient à travers à partir de la formule (34).

$$PWD_f(\tau_{act.no}, n) = \frac{1}{(1 + \tau_{act.no})^n} \quad (34)$$

Une fois que tous ces calculs effectués nous pouvons déterminer le LCOE avec la formule (35).

$$LCOE = \frac{LCC}{US_f(\tau_{act.no}, n) \times E_{T.P}} \quad (35)$$

Avec : $E_{T.P}$ l'énergie totale produite par an

4.2 Rentabilité du projet

4.2.1 La recette annuelle

Elle représente le revenu annuel de la centrale. On l'obtient en multipliant l'énergie totale produite au cours de l'année par le prix du kWh d'électricité (P_{kWh}), son expression est illustrée à la formule (36).

$$V_{R.A} = E_{T.P} \times P_{kWh} \quad (36)$$

4.2.2 La valeur actuelle nette (VAN)

La valeur actuelle nette permet de mesurer la rentabilité d'un projet, elle représente la richesse générée par l'investissement pendant la durée de vie du projet et se détermine par la formule (37).

ANALYSE TECHNIQUE ET FINANCIERE DE LA CENTRALE SOLAIRE
PHOTOVOLTAÏQUE DE MALBAZA

$$V_{A.N} = US_f(\tau_{act.no}, n) \times V_{R.A} - LCC = V_{IN.INT} + \frac{F_1}{(1+i)^1} + \dots + \frac{F_n}{(1+i)^n} \quad (37)$$

Avec : F la somme des flux de l'année (Fn = flux de l'année n).

4.2.3 Le temps de retour sur investissement (TRI)

C'est la durée avant qu'un investissement rapporte ce qu'il a coûté. Il est atteint lorsque les bénéfices tirés du projet sont supérieurs aux coûts du projet. Donc pour le déterminer on a fait une itération des gains annuels sur la durée de vie du projet à travers la formule (38).

$$G_{cum} = \sum_{i=1}^n V_{R.A} - V_{C.R} - V_{C.M.E} + g_{i-1} \quad (38)$$

Avec :

G_{cum} : Le gain cumulé et g_{i-1} : le gain de l'année précédente.

Ainsi le gain cumulatif devient positif lorsqu'on atteint le temps de retour sur investissement.

Le tableau de calcul se trouve en Annexe 6 Tableau 5.

Ci-dessous dans le Tableau 4-1 sont résumés les résultats obtenus après application numérique.

Tableau 4-1 : Résultats de l'étude économique

Désignation	Symbole	Unité	Valeur
Taux d'actualisation	i	%	10
Taux d'inflation	e	%	2
Prix du kWh de la NIGELEC	P_{kWh}	FCFA	79,25
Taux d'actualisation nominal	$\tau_{act.no}$	%	7,84
Taux d'actualisation	$US_f(\tau_{act.no}, n)$		10,82
Coût d'investissement initial	$V_{IN.INT}$	FCFA	14 000 000 000
Coût de maintenance et d'entretien (2 % Vc.in.int)	$V_{C.M.E}$	FCFA	280 000 000
Coût de remplacement	$V_{C.R}$	FCFA	3 923 632 868
Valeur résiduelle	V_r	FCFA	871 788 336
L'énergie totale produite par an	$E_{T.P}$	kWh	12 498 000
Recette annuelle	$V_{R.A}$	FCFA	990 466 500
Coût du cycle de vie (LCC)	LCC	FCFA	21 824 846 204
Coût de revient actualisé du kWh	LCOE	FCFA	161,4

ANALYSE TECHNIQUE ET FINANCIERE DE LA CENTRALE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE DE MALBAZA

Le coût de revient actualisé du kWh d'électricité de la centrale PV s'élève à **162 FCFA**.

Pour ce qui est de la rentabilité du projet, on a deux cas :

Si le kWh se vend au prix de la NIGELEC c'est-à-dire les **79.25 FCFA** alors on aura un retour sur investissement à la **23^{ème} année du projet** à la Figure 4-1 (voir

Annexe 6 Figure 1 : Histogramme de la production de la centrale

Annexe 6 Tableau 5 pour les calculs).

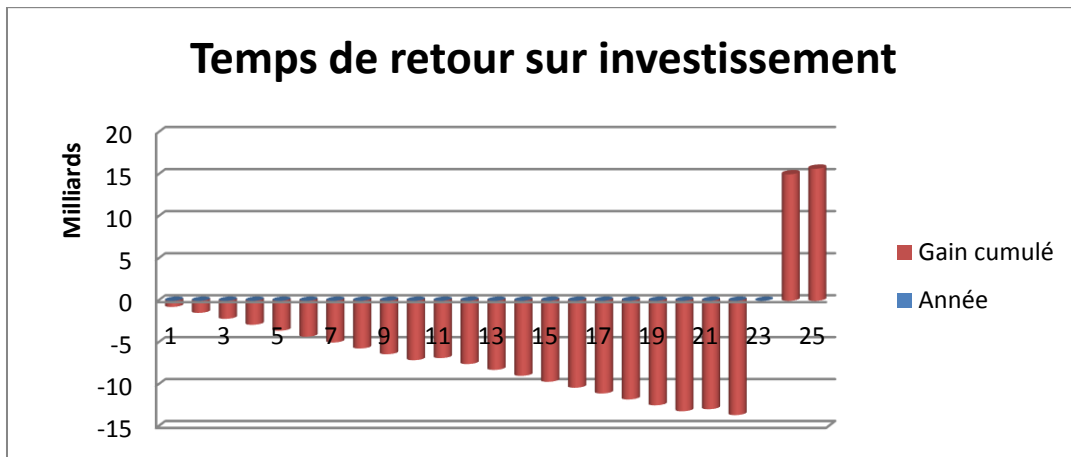


Figure 4-1 : TRI pour un coût de 79,25 FCFA

- Alors que s'il est vendu au coût de revient que nous avons calculé, les 162 FCFA alors le retour sur investissement sera atteint au bout de la **9^{ème} année d'exploitation** à la Figure 4-2.

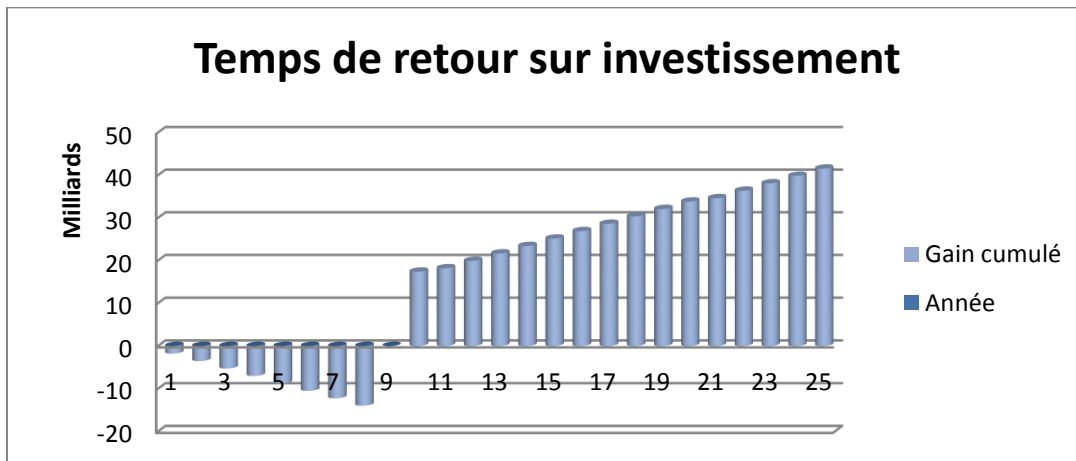


Figure 4-2 : TRI pour un coût de 162 FCFA

Il faut noter que le prix de vente du kWh de la Nigelec est subventionné par l'état et est hors taxes, cela signifie qu'en prenant en compte tous ces paramètres, le prix de vente du solaire est tout à fait comparable à ce dernier.

5 ETUDE IMPACT ENVIRONNEMENTAL ET SOCIAL (EIES)

L'étude d'impact est un processus qui permet de déterminer et d'évaluer en début de planification d'un projet les risques d'incidences environnemental. L'EIES représente une approche préventive en matière de gestion et de protection environnementale. Il joue un rôle important dans l'étude de faisabilité d'un projet. Étant donné que la centrale est déjà opérationnelle, nous allons juste vérifier son impact sur l'environnement pour voir s'il serait intéressant d'en construire d'autres.

Nous utiliserons la démarche proposée pour dans le cours d'étude d'impact environnemental et social des projets des étudiants en semestre 9 [13].

5.1 Catégorisation du projet

La phase de catégorisation permettra de déterminer si le projet nécessite une étude d'impact ou une notice d'impact environnement. Notre étude sur la centrale PV qui vise l'aspect environnemental fait recours à la **catégorie B**, donc nécessite une notice d'impact environnemental puisque son impact est moins négatif sur l'environnement.

5.2 Phase du projet

5.2.1 Identification du projet

Pour Cette phase nous nous servons de la matrice numérique pour identifier les différentes variantes du milieu biophysique et milieu humain. L'analyse se résume en Annexe 7 Tableau 1.

5.2.2 Évaluation d'impact

Par contre pour évaluer le degré d'impacts de ces variantes sur le milieu biophysique et humain, nous utiliserons la matrice de fecteau. Il permet d'estimer l'intensité, la portée et l'importance sur le milieu. Les résultats de l'analyse sont présentés en Annexe 7 Tableau 2.

5.2.3 Descriptif des impacts

Un projet de parc photovoltaïque par son principe de production d'électricité à partir de l'énergie solaire participe à la lutte contre le changement climatique.

Quelques soient les impacts négatifs engendré pendant :

- La phase de construction ;
- La phase d'exploitation ;

ANALYSE TECHNIQUE ET FINANCIERE DE LA CENTRALE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE DE MALBAZA

- La phase de démantèlements de la centrale.

Leur cumule est négligeable comparé à l'impact positif sur la qualité de l'air durant la totalité de la durée de vie de la centrale, qui vise la réduction des **émissions de gaz à effet de serre (GES)**. Il s'agit de l'implantation des modules qui est choisie de manière à obtenir une production maximale d'électricité, favoriser la pousse de la strate herbacée (permettant la photosynthèse et donc capture de CO₂) et limiter les variations locales de températures. En plus de cela la mise en place d'une centrale PV présente les avantages suivants :

- Le projet permettra également de réduire le coût de production du kWh à moyen et long terme ;
- Réduire la facture énergétique du pays et la dépendance du pays aux produits ; pétroliers pour la production électrique ainsi qu'une autonomisation énergétique du pays ;
- Permettre la création de nouveaux emplois comme impact socio-économique ; etc.

Si nous prenons le cas de la future centrale à charbon de Salkadamna/NIGER dont le facteur d'émission de gaz a été évalué à 800 g CO₂/kWh [4], nous pouvons faire une comparaison avec la centrale PV en considérant que son facteur d'émission est nul et voir quelle quantité de CO₂ aurait été émis si la centrale était à charbon. (Voir Tableau 5-1 pour les calculs).

Tableau 5-1 : Comparaison par rapport aux GES

Comparaison		
Centrales	Centrale à charbon de Salkadamna	Centrale solaire PV de Malbaza
Energie annuelle en kWh	12 498 000	12 498 000
Quantité de CO₂/kWh en g	800	0
Quantité de CO₂/an en t	9 998,4	0
Quantité de CO₂ sur 25 ans en g	249 960 000 000	0

La centrale solaire PV de Malbaza aura permis de réduire les émissions de gaz du pays de **9 998,4 tonnes équivalentes CO₂ par an** soit **249 960 tonnes équivalentes CO₂** durant les **25 années** de vie de la centrale.

L'installation et le fonctionnement d'une centrale photovoltaïque présentent un bilan environnemental globalement favorable et permettent de contribuer largement à la réduction des émissions de CO₂ par comparaison à une autre technique de production d'énergie.

6 CONCLUSION

Au terme de ce travail, nous pouvons donc dire que les objectifs sont atteints.

L'analyse technique de la centrale nous a permis d'expliquer le processus d'exploitation et de maintenance, de vérifier l'état de marche de certains équipements en passant par un diagnostic. Suite à cela nous avons eu à identifier trois problèmes auxquels nous avons apporté des solutions, il s'agit du problème de repérage de tables, de connecteurs et de la profondeur du forage. En dehors de ça nous pouvons dire que la centrale a été bien construite et qu'elle fonctionne de façon optimale.

L'analyse financière quand a elle nous a permis de déterminer le coût de revient du kWh qui est de 162 FCFA, un coût relativement cher comparer au prix du kWh de la NIGELEC. Mais cela se justifie par son coût d'investissement trop élevé par rapport aux énergies fossiles.

Pour finir nous avons étudié l'aspect environnemental et social de la centrale. Contrairement aux centrales thermiques qui ont un impact très négatif sur l'environnement, les centrales solaires font l'exception. La mise en place de la centrale solaire PV de Malbaza permettra de protéger l'environnement en réduisant les GES de 249 960 tonnes équivalentes CO₂ durant ces 25 années de vie et de contribuer au mix énergétique du pays.

En conclusion, malgré le coût élevé des centrales solaires PV, ils présentent des avantages considérables pour opter à leur mise en place.

7 RECOMMANDATIONS ET PERSPECTIVES

Au terme de notre travail nous reformulons les recommandations suivantes :

- Nous conseillerons de mettre en place un programme de maintenance hebdomadaire pour le contrôle des connecteurs ;
- Revoir le programme le nettoyage des modules ;
- L'affectation permanente de plus de responsable dans le domaine avant la date de réception définitive à la centrale PV ;
- Réaliser le projet d'extension de la centrale le plus tôt possible ;
- Amener les investisseurs nationaux ou internationaux à investir dans les projets solaires PV ;

8 BIBLIOGRAPHIE

➤ Ouvrages et articles

- [1] CPCS, 2IE, “État des lieux du solaire raccordé au réseau en zone UEMOA,” no. CPCS Ref: 18399, p. 66, Nov. 2018.
- [2] Ministère de l'énergie du Niger, Nigelec, “Projet d'Accès à l'Énergie Solaire au Niger,” SFG3260, Avril 2017.
- [3] C. Ogütgü, Gado Salifou, “Le secteur de l'énergie au Niger : perspectives et opportunités dans le cadre de l'accès à l'énergie et aux investissements,” ISSN : 2466_8869, 2016.
- [4] AFD, “Extension des réseaux de la Nigelec,” CNE1157, Nov. 2013.
- [5] V. Mbougou, “Production et consommation énergétique au Niger,” p. 6, avril 2006.
- [6] “Société nigérienne d'électricité.”
- [7] Lycée des métiers, “l'énergie solaire photovoltaïque.” 2015.
- [8] P. Teisseire, “Petit Guide pour étudier un projet d'installation photovoltaïque, Dimensionner un parc de batteries.” Nov-2003.
- [9] A. Bagre, “Dimensionnement technique des installation PV connectées au réseau.” Avril-2017.
- [10] Direction Afrique et océan Indien, Direction générale du trésor, “Objectif Afrique,” 07-Dec-2018.
- [11] J. Cren, Thomas Robert, “Détail du LCOE 2016/2017 d'une centrale solaire PV de plusieurs MWc, comparaison avec les offres PPA et les projections pour 2030,” La lettre de l'Itésé Numéro 32, Automne 2017.
- [12] D. Elhadji, “Amélioration de la production électrique d'une centrale thermique à mi-temps par injection solaire photovoltaïque,” juin 2017.
- [13] G. Adeossi, “Etude d'impact environnemental et social.” juin-2019.

➤ Site internet

Prix d'un module solaire PV, consulté le 27 novembre 2019 « URL : <https://m.indiamart.com/proddetail/waaree-solar-panel-20904578955.html> »

Caractéristiques des connecteurs, consulté le 2 décembre 2019 « URL : <http://new.abb.com/products/SNV420183R0000:pv-branch-f-mc4-pv-branch-connecteurs-female-pkg-20> »

Les émissions de GES par pays, consulté le 5 décembre 2019 « URL : http://www.bilans-ges.ademe.fr/document/UPLOAD_DOC_FR/index.htm?moyenne_par_pays.htm »

ANALYSE TECHNIQUE ET FINANCIERE DE LA CENTRALE SOLAIRE
PHOTOVOLTAÏQUE DE MALBAZA

9 ANNEXES

ANNEXE 1 : Caractéristiques des équipements	II
ANNEXE 2 : Caractéristiques du champ PV	VI
ANNEXE 3 : Configuration des armoires de distribution	VII
ANNEXE 4 : Les paramètres de signalisation du SCADA	X
ANNEXE 5 : Résultats du diagnostic de la centrale	XI
ANNEXE 6 : Étude économique	XIII
ANNEXE 7 : Étude d'impact	XVI

ANALYSE TECHNIQUE ET FINANCIERE DE LA CENTRALE SOLAIRE
PHOTOVOLTAÏQUE DE MALBAZA

ANNEXE 1 : Caractéristiques des équipements

Annexe 1 Tableau 1 : Caractéristiques des modules PV

Module	
Fabricant	WAAREE
Model	WSM-330
Puissance maximale (Pmax)	330 W
Courant de court-circuit (Isc)	9,40 A
Tension en circuit ouvert (Voc)	45,60 V
Tension de puissance maximale (Vmp)	36,55 V
Courant de puissance maximale (Imp)	9,03 A
Rendement	17.1 %
Tension maximale du système	1 000 V DC
Poids	22,50 kg
Dimensions	1 960*990 mm
Nombre total installé	21231

Annexe 1 Tableau 2 : Caractéristiques de l'onduleur

Onduleur	
Fabricant	ABB
Model	PVS800-57-1000kW-C
Rendement max	98,80 %
Poids	2 600 kg
Nombre total installé	7
Variables d'entrées	
Puissance max DC	1 200 kWc
Intervalle de tension DC MPPT	600-850 Vdc
Tension max DC	1 000 V
Courant max DC	1 710 A
Variables de sorties	
Puissance nominale AC	1 000 kW
Tension nominale AC	400 V
Courant nominale AC	1 445 A
Fréquence	50 Hz

ANALYSE TECHNIQUE ET FINANCIERE DE LA CENTRALE SOLAIRE
PHOTOVOLTAÏQUE DE MALBAZA

Annexe 1 Tableau 3 : Transformateur 22 000 kVA

Transformateur 22 000 kVA	
Fabricant	ABB
Model	IEC : 60 076
Capacité	22000 kVA
Tension secondaire	20000 V
Courant secondaire	63,51 A
Tension primaire	2*400 V
Courant primaire	2*1 587,75 A
Fréquence	50 Hz
Couplage	YNd11d11
Poids Total	7 610 kg
Nombre total installé	3

Annexe 1 Tableau 4 : Transformateur 11 000 kVA

Transformateur 11 000 kVA	
Fabricant	ABB
Model	IEC : 60 076
Capacité	11000 kVA
Tension secondaire	20000 V
Courant secondaire	31,75 A
Tension primaire	400 V
Courant primaire	1 587,75 A
Fréquence	50 Hz
Couplage	YNd11
Poids Total	4 900 kg
Nombre total installé	1

ANALYSE TECHNIQUE ET FINANCIERE DE LA CENTRALE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE DE MALBAZA

Annexe 1 Tableau 5 : Transformateur auxiliaire 250kVA

Transformateur auxiliaire 250 kVA	
Fabricant	ABB
Model	IEC : 60 076
Capacité	250 kVA
Tension secondaire	433 V
Courant secondaire	333,34 A
Tension primaire	20000 V
Courant primaire	7,22 A
Fréquence	50 Hz
Couplage	Dyn11
Poids Total	1 560 kg
Nombre total installé	1

Annexe 1 Tableau 6 : Caractéristiques de l'ASI

ASI	
Fabricant	CONSULT NEOWATT
Model	FLACON 5 000
Puissance	20 kVA
Nombre de phases	3Ph
Fréquence	50 Hz
Poids	450 kg
Nombre total installé	1
Variables d'entrées	
Tension d'entrée	415 V AC
Fréquence	50 Hz
Variables de sortie	
Puissance nominale	16 kW
Facteur de puissance	0,8
Tension de sortie	415 V AC
Batteries	
Tension nominale DC	480 V
Courant de charge max	13 A

ANALYSE TECHNIQUE ET FINANCIERE DE LA CENTRALE SOLAIRE
PHOTOVOLTAÏQUE DE MALBAZA

Annexe 1 Tableau 7 : Caractéristiques du stabilisateur

Stabilisateur	
Fabricant	CONSULT NEOWATT
Model	C1201801037339
Capacité	20 kVA
Plage de tension d'entrée	340-480/415 V AC
Tension de sortie	415 V
Fréquence	50 Hz
Nombre de phases	3Ph
Nombre total installé	1

Annexe 1 Tableau 8 : Caractéristique des batteries alimentées par l'ASI

Batterie	
Fabricant	QUANTA
Model	SMF-VELA
Tension	12 V
Capacité	130 AH, C20
Tension float	13,5 V
Tension boost	13,8 V
Nombre installé	80

Annexe 1 Tableau 9 : Caractéristiques du chargeur de batteries de 2 V

Chargeur de batterie	
Fabricant	DUBAS
Model	DUC-0163/A
Tension sortie DC	220 V
Tension entrée AC	415 V
Tension float	230-250 VDC
Tension boost	242-259 VDC
Courant	10-50 A
Puissance d'entrée (100 % charges)	13,34 kW
Puissance de sortie (100 % charges)	12,76 kW
Fréquence	50 Hz
Poids	240 kg

ANALYSE TECHNIQUE ET FINANCIERE DE LA CENTRALE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE DE MALBAZA

Annexe 1 Tableau 10 : Caractéristiques des batteries de 2 V

Batterie	
Fabricant	EXIDE
Model	UPST 100
Capacité	100 AH, C10
Tension	2 V
Nombre installé	220

ANNEXE 2 : Caractéristiques du champ PV

Annexe 2 Tableau 1 : Récapitulatif des caractéristiques du champ PV

Caractéristiques	Tension (V)	Courant (A)	Puissance (W)
Module	36,55	9,03	330
Coefficient KT	-0,26	0,01	-0,37
Température STC	25	25	25
Température réelle	41	41	41
Coefficient ΔV	-4,20	0,189	-5,88
Nouvelles caractéristiques	32,35	9,219	324,12
Table	679,28	18,06	12267,85
SCB	679,28	216,72	147214,17
Onduleur	679,28	1300,32	883285,01

Annexe 2 Tableau 2 : Récapitulatif des calculs effectués sur l'onduleur

Vérifications	Calculs	Spécifications
Tension nominale	$21 \times 45.6 V = 957.6 V$	957.6 V < 1 000 V BON
Plage de tension MPPT	$\frac{600 V}{21} = 28.57 V; \frac{850 V}{21} = 40.47$	28.57 V < 36.55 V < 40.47 V BON
Courant d'entrée onduleur	$2 \times 12 \times 6 \times 9.40 A = 1353.6 A$	1353.6 A < 1 710 A BON
Ratio de puissance	$\frac{1200000 W}{21 \times 2 \times 12 \times 6 \times 330 W} = 1.2$	0.9 < ratio < 1.1 avec ratio = 1.2 donc PAS BON
Rendement	98.80 %	BON

ANALYSE TECHNIQUE ET FINANCIERE DE LA CENTRALE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE DE MALBAZA

Annexe 2 Tableau 3 : Calculs de la puissance totale du champ PV

Applications numériques	Résultats
$P_1 = 324,12 \text{ W} \times 12 \times 42 \times 2$	326 712,96 W
$P_2 = 324,12 \text{ W} \times 10 \times 42 \times 4$	544 521,6W
$P_3 = 324,12 \text{ W} \times 9 \times 42$	122 517,36 W
$P_4 = 324,12 \text{ W} \times 21$	6 806,52 W
$P_5 = 332640 + 554400 + 124740 + 6930$	1 000 558,08 W
$P_{OND.1-6} = 883285,01 \times 6$	5 299 710,06 W
$P_{T.C} = 1 000 558,08 + 5 299 710,06$	6 300 286,14 W
Puissance réelle installée = $330 \times 21231 \text{ W}$	7 006 230 W

ANNEXE 3 : Configuration des armoires de distribution

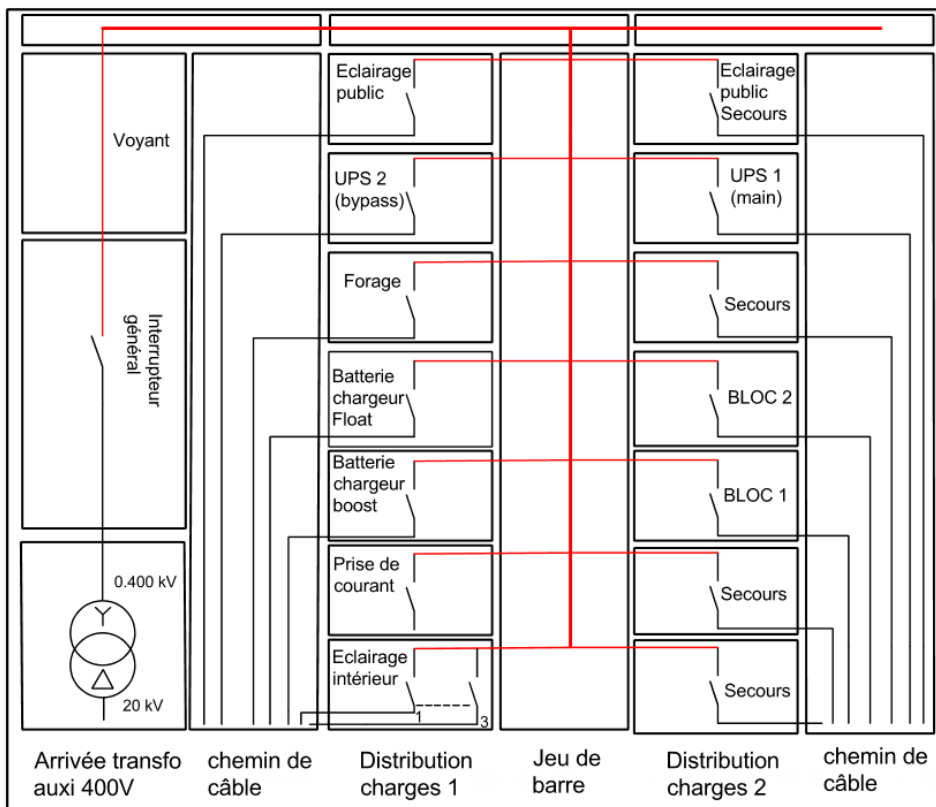
Armoire de distribution du transformateur auxiliaire

En présence de tension dans l'armoire et l'interrupteur général fermé, les voyants de l'armoire se mettent automatiquement en marche et permettent le passage du courant jusqu'au jeu de barre. À partir du jeu de barre, les charges sont alimentées à travers les différents interrupteurs. Comme charges on a :

- **L'éclairage public** : C'est un contact crépusculaire qui contrôle la mise en marche et arrêt des lampadaires installés à l'intérieur de la centrale ;
- **Le stabilisateur et le système d'alimentation sans interruption (ASI)** : Deux interrupteurs sont reliés au stabilisateur, ils se ferment en fonction du mode de fonctionnement de l'ASI. Il prend en charge l'alimentation en énergie de certaines charges ainsi que la source secours (batteries de stockage) ;
- **Le système d'alimentation d'eau (forage)** : Cet interrupteur permet la mise en marche du poste de pompage d'eau ;
- **Le chargeur de batteries 1 et 2** : En dehors de l'UPS nous avons un chargeur de batterie pour les batteries de stockage qui assurent l'alimentation en continu aux relais du jeu de barre principale 20 kV. Il y'a deux interrupteurs qui sont prévus pour ce chargeur de batteries parce qu'il a deux entrées, selon celui qui est utilisé les interrupteurs se ferment ou s'ouvrent ;
- **Les prises de courant** : Les prises sont alimentées à partir d'un même circuit qui est mis en marche à travers cet interrupteur ;

ANALYSE TECHNIQUE ET FINANCIERE DE LA CENTRALE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE DE MALBAZA

- **L'éclairage intérieur :** De même que les prises, l'éclairage intérieur à son propre circuit qui est alimenté à partir d'ici ;
- **Le bloc 1 :** L'ensemble des charges auxiliaires du bloc 1 sont alimentées à partir de cet interrupteur ;
- **Le bloc 2 :** Contrairement au précédent, celui-ci prend en charge les auxiliaires du bloc 2 ;
- **Secours :** Ils restent quatre interrupteurs de secours libres qui peuvent être utilisés en cas de problème sur ceux qui sont fonctionnels.



Annexe 3 Figure 1 : Configuration de l'armoire de distribution du transformateur auxiliaire

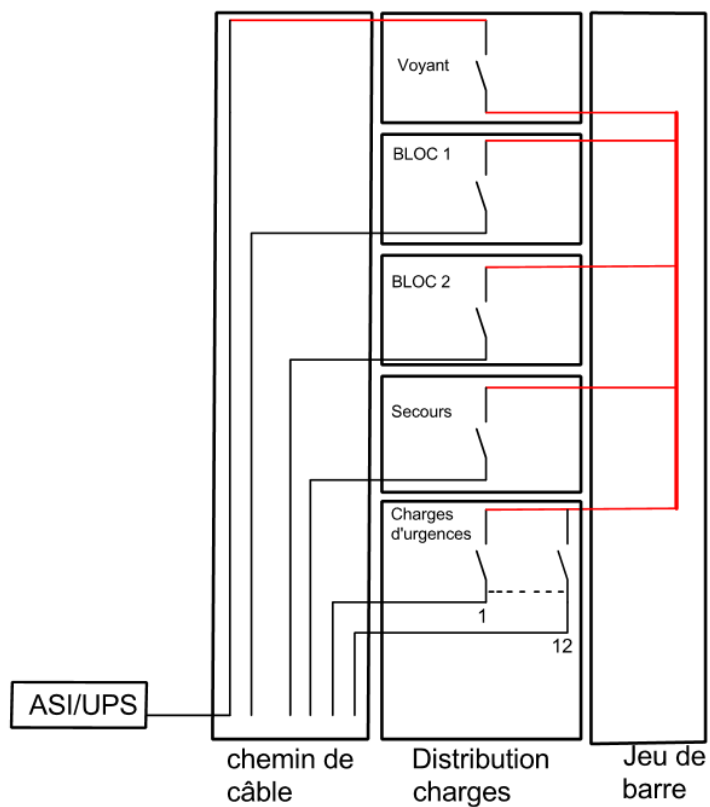
Armoire de distribution de l'ASI

L'armoire est subdivisée en plusieurs compartiments reliés au jeu de barre principale. Chaque compartiment alimente un certain nombre de charges et est activé à partir d'un interrupteur. La répartition des charges est faite comme suit :

- **Le premier compartiment nommé :** Voyant, il permet de mettre en marche les voyants de l'armoire,
- **Le deuxième :** Bloc 1, il prend en charge l'alimentation des charges d'urgences du bloc 1 ;
- **Le troisième :** Bloc 2, par contre lui, il prend en les charges du bloc 2 ;

ANALYSE TECHNIQUE ET FINANCIERE DE LA CENTRALE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE DE MALBAZA

- **Le quatrième** : Secours, il est actuellement en position off, en cas de problème sur un des compartiments on peut l'utiliser ;
- **Le dernier** : Charges d'urgences, est composé d'un ensemble de disjoncteurs pour la mise en marche de :
 - Quelques luminaires,
 - Prises de courant,
 - Système de contrôle de la centrale PV,
 - Les caméras de surveillance.



Annexe 3 Figure 2 : Armoire de distribution de l'ASI

ANALYSE TECHNIQUE ET FINANCIERE DE LA CENTRALE SOLAIRE
PHOTOVOLTAÏQUE DE MALBAZA

ANNEXE 4 : Les paramètres de signalisation du SCADA

Annexe 4 Tableau 1 : Défaits au niveau du RMU

Jeu de barre des blocs (RMU)		
Surintensité	Problème de terre	Déclenchement du disjoncteur général
Surtension	Secours	Secours
Déclenche en cas de problème sur le circuit DC	Problème courant AC	Problème courant DC
Déclenche en cas de problème sur le circuit AC	MUTE; AKN; RST; TEST	

Annexe 4 Tableau 2 : Défaits au niveau des transformateurs de puissance

Transformateur onduleur			
Le contacteur du relais Buchholz déclenche le transformateur	Déclenche le transformateur pour température élevée au primaire	Déclenche en cas de problème sur un relais	Signal un problème dans le circuit de connexion
Déclenche le transformateur pour température d'huile élevée	Déclenche l'alarme du relais Buchholz	Surintensité et problème de terre	Déclenche le transformateur pour température élevée au secondaire
Déclenche l'alarme pour température élevée au primaire	Déclenche l'alarme pour température d'huile élevée	Déclenche l'alarme pour température élevée au secondaire	Secours
Déclenche l'alarme pour pression d'huile élevée	Contrôle le niveau d'huile dans le transformateur	Secours	Secours

Annexe 4 Tableau 3 : Défaits au niveau du jeu de barre principale

Armoire du jeu de barre de raccordement (OUTGOING)			
Surintensité	Surtension	Secours	Secours
Déclenche en cas de problème sur le circuit AC/DC	Problème de terre	Problème courant AC	
Signal l'absence du réseau	Baisse de tension	Problème courant DC	
Déclenchement dû au circuit interne du transformateur de tension	Déclenchement du disjoncteur général	MUTE; AKN; RST; TEST	

ANALYSE TECHNIQUE ET FINANCIERE DE LA CENTRALE SOLAIRE
PHOTOVOLTAÏQUE DE MALBAZA

Annexe 4 Tableau 4 : Défautes au niveau du transformateur auxiliaire

Transformateur auxiliaire		
Déclenche l'alarme du relais Buchholz	Déclenche l'alarme pour température élevée d'huile	Déclenche le transformateur pour température d'huile élevée
Le contacteur du relais Buchholz déclenche le transformateur	Relais de contrôle du disjoncteur principal	Surtension et problème de terre
Déclenche l'alarme pour température élevée des enroulements	Problème courant AC	Problème courant DC
Déclenche le transformateur pour température élevée des enroulements	MUTE; AKN; RST; TEST	

ANNEXE 5 : Résultats du diagnostic de la centrale

Annexe 5 Tableau 1 : Repérage de l'onduleur 1

INV1	STRING/TABLE											
	S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7	S8	S9	S10	S11	S12
SCB1	T219	T220	T221	T222	T223	T224	T251	T252	T253	T254	T255	T256
SCB2	T225	T226	T227	T228	T229	T230	T257	T258	T259	T260	T261	T262
SCB3	T231	T232	T233	T234	T235	T236	T263	T264	T265	T266	T267	T268
SCB4	T237	T238	T239	T240	T241	T242	T269	T270	T271	T272	T273	T274
SCB5	T243	T244	T245	T246	T247	T248	T249	T250	T279	T280	T281	T282
SCB6	T275	T276	T277	T278	T308	T309	T310	T311	T312	T340	T341	T342

Annexe 5 Tableau 2 : Repérage de l'onduleur 2

INV2	STRING/TABLE											
	S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7	S8	S9	S10	S11	S12
SCB1	T302	T303	T304	T305	T306	T307	T334	T335	T336	T337	T338	T339
SCB2	T296	T297	T298	T299	T300	T301	T328	T329	T330	T331	T332	T333
SCB3	T290	T291	T292	T293	T294	T295	T322	T323	T324	T325	T326	T327
SCB4	T283	T284	T285	T286	T287	T288	T289	T317	T318	T319	T320	T321
SCB5	T313	T314	T315	T316	T343	T344	T345	T346	T347	T348	T349	T350
SCB6	T371	T372	T373	T402	T403	T404	T405	T406	T432	T433	T416	T462

Annexe 5 Tableau 3 : Repérage de l'onduleur 3

INV3	STRING/TABLE											
	S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7	S8	S9	S10	S11	S12
SCB1	T351	T352	T353	T354	T355	T356	T378	T379	T380	T381	T382	T383
SCB2	T357	T358	T359	T360	T361	T362	T384	T385	T386	T387	T388	T389
SCB3	T363	T364	T365	T366	T367	T368	T369	T370	T394	T395	T396	T397
SCB4	T390	T391	T392	T393	T423	T424	T425	T426	T427	T454	T455	T456
SCB5	T417	T418	T419	T420	T421	T422	T448	T449	T450	T451	T452	T453
SCB6	T411	T412	T413	T414	T415	T416	T442	T443	T444	T445	T446	T447

ANALYSE TECHNIQUE ET FINANCIERE DE LA CENTRALE SOLAIRE
PHOTOVOLTAÏQUE DE MALBAZA

Annexe 5 Tableau 4 : Repérage de l'onduleur 4

INV4	STRING/TABLE											
	S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7	S8	S9	S10	S11	S12
SCB1	T374	TT375	T376	T377	T407	T408	T409	T410	T438	T439	T440	T441
SCB2	T398	T399	T400	T401	T428	T429	T430	T431	T457	T458	T459	T460
SCB3	T434	T435	T436	T437	T463	T464	T465	T466	T467	T484	T485	T486
SCB4	T468	T469	T470	T471	T472	T473	T487	T488	T489	T490	T491	T492
SCB5	T474	T475	T476	T477	T493	T494	T495	T496	T497	T503	T504	T505
SCB6	T478	T479	T480	T481	T482	T483	T498	499	T500	T501	T502	T506

Annexe 5 Tableau 5 : Repérage de l'onduleur 5

INV5	STRING/TABLE											
	S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7	S8	S9	S10	S11	S12
SCB1	T27	T28	T29	T30	T56	T57	T58	T59	T87	T88	T89	T90
SCB2	T23	T24	T25	T26	T55	T56	T57	T58	T83	T84	T85	T86
SCB3	T17	T18	T19	T20	T21	T22	T46	T47	T48	T49	T50	T51
SCB4	T11	T12	T13	T14	T15	T16	T40	T41	T42	T43	T44	T45
SCB5	T5	T6	T7	T8	T9	T10	T34	T35	T36	T37	T38	T39
SCB6	T1	T2	T3	T4	T31	T32	T33	T60	T61	T62	T63	T64

Annexe 5 Tableau 6 : Repérage de l'onduleur 6

INV6	STRING/TABLE											
	S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7	S8	S9	S10	S11	S12
SCB1	T65	T66	T67	T68	T69	T95	T96	T97	T98	T99	T100	T101
SCB2	T70	T71	T72	T73	T74	T75	T76	T102	T103	T104	T105	T106
SCB3	T77	T78	T79	T80	T81	T82	T107	T108	T109	T110	T111	T112
SCB4	T168	T169	T170	T171	T187	T188	T189	T190	T191	T202	T203	T204
SCB5	T192	T193	T194	T195	T196	T197	T205	T206	T207	T208	T209	T210
SCB6	T198	T199	T200	T201	T211	T212	T213	T214	T215	T216	T217	T218

Annexe V Tableau 7 : Repérage de l'onduleur 7

INV7	STRING/TABLE											
	S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7	S8	S9	S10	S11	S12
SCB1	T113	T114	T115	T141	T142	T143	T144	T145	T172	T173	T174	T175
SCB2	T134	T135	T136	T137	T138	T139	T140	T165	T166	T167		
SCB3	T132	T133	T162	T163	T164	T182	T183	T184	T185	T186		
SCB4	T128	T129	T130	T131	T159	T160	T161	T179	T180	T181		
SCB5	T125	T126	T127	T155	T156	T157	T158	T176	T177	T178		
SCB6	T120	T121	T122	T123	T124	T150	T151	T152	T153	T154		
SCB7	T91	T92	T93	T94	T116	T117	T118	T119	T146	T147	T148	T149

ANALYSE TECHNIQUE ET FINANCIERE DE LA CENTRALE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE DE MALBAZA

TUV/UL 1500V High Current Connectors		
F-Type (Cable Mount)	F-Type (Panel Mount)	UHC Type
		
		
Specifications		
	F-Type	Ultra High Current
Connector Type	Outward Lock	Outward Lock
Rated Voltage	IEC/UL 1500 & 1000V	UL 1500 & 1000V
Rated Current	70A(TUV)/30A(UL)	65A(UL)
Contact Resistance (mating)	≤0.3 mΩ	
Rated Impulse Voltage	16kV (1500V Type) 12kV (1000V Type)	16kV (1500V Type) 12kV (1000V Type)
Water Protection Degree	IP68 (24H/1M)	IP68 (24H/1M)
Housing Material	PPE	PPE
Plating	Tin Plating	Ag Plating
For Cable Cross Section/AWG	2.5/4/6/10 sq-mm (TUV)	10/8/6 AWG(UL)
Cable Outer Diameter:	4.5-8.6	7.7-11.5mm
Flammability class	UL94-V0	UL94-V0
Ambient Temperature	-40 ~ +90°C	-40 ~ +90°C

The specifications are subject to changes without notice!

Annexe 5 Figure 1 : Caractéristiques des connecteurs

ANNEXE 6 : Étude économique

Annexe 6 Tableau 1 : Les différents équipements à renouveler

Équipements à renouveler	Nombre à renouveler N_r	Durée de vie des équipements (année)	Taux de renouvellement
Batteries 12 V	80	8	3
Batteries 2 V	220	6	4
Onduleurs	7	10	2

Annexe 6 Tableau 2 : Le coût de remplacement des équipements

Équipements	Coût d'investissement TTC $V_{IN.INT.E}$	Durée de vie réelle équipement (année)	Nombre de renouvellements	Taux d'actualisation ajusté $\tau'_{act.re}$	Taux d'actualisation $US_f(\tau'_{act.re}, n)$	Valeur du coût de remplacement (FCFA)
Batteries 12 V	26 000 000	8	3	0,60	1,66	129 729 477
Batteries 2 V	14 000 000	6	4	0,69	1,43	80 084 720
Onduleurs	1 040 000 000	10	2	0,51697	1,9343	3 713 818 672
Coût de remplacement total						3 923 632 868

ANALYSE TECHNIQUE ET FINANCIERE DE LA CENTRALE SOLAIRE
PHOTOVOLTAÏQUE DE MALBAZA

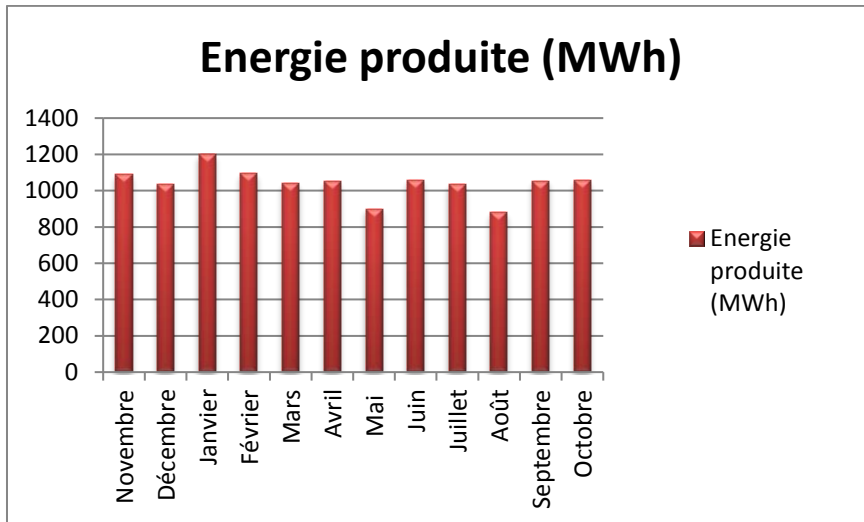
Annexe 6 Tableau 3 : La valeur résiduelle des équipements

Équipements	Coût d'investissement TTC	Durée de vie réelle équipement (année)	Durée de vie en fin du projet (année)	Taux d'actualisation $PWD_f(\tau_{act.no}, n)$	Valeur résiduelle (FCFA)
Batteries 12 V	26 000 000	8	7	0,15	4 502 651
Batteries 2 V	14 000 000	6	5	0,15	2 545 730
Onduleurs	1 040 000 000	10	5	0,15	290 940 546
Champ PV	1 432 000 000	40	15	0,15	573 799 410
Valeur résiduelle totale					871 788 336

Annexe 6 Tableau 4 : Production annuelle

Mois	Énergie mensuelle produite (MWh)
Novembre	1 091
Décembre	1 035
Janvier	1 200
Février	1 095
Mars	1 040
Avril	1 050
Mai	900
Juin	1 060
Juillet	1 035
Août	880
Septembre	1 055
Octobre	1 057
Énergie annuelle produite	12498

**ANALYSE TECHNIQUE ET FINANCIERE DE LA CENTRALE SOLAIRE
PHOTOVOLTAÏQUE DE MALBAZA**

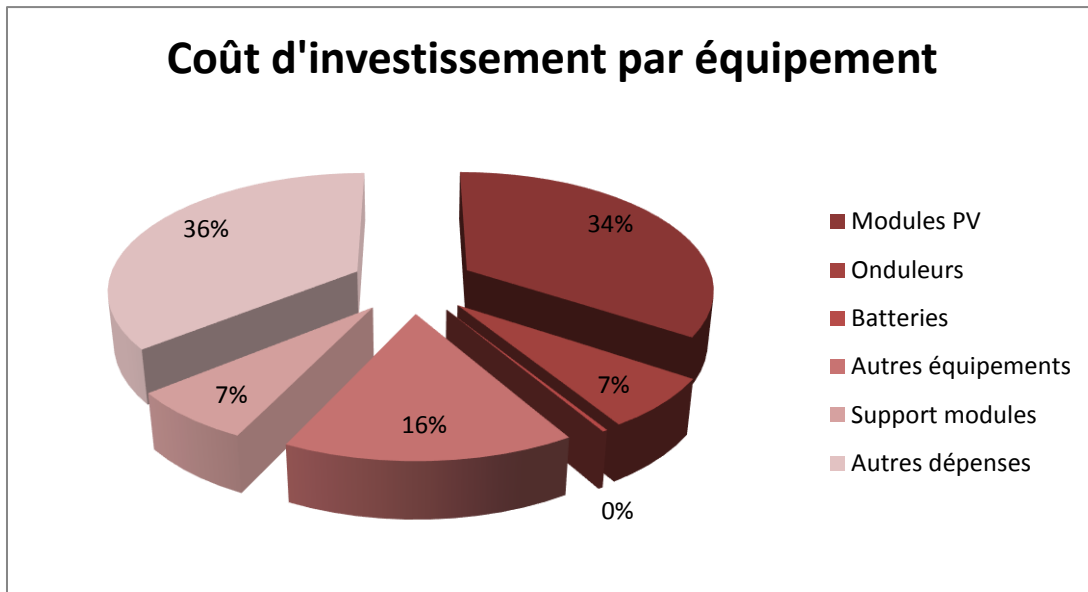


Annexe 6 Figure 1 : Histogramme de la production de la centrale

Annexe 6 Tableau 5 : Détermination du temps de retour sur investissement

Année	Coût d'exploitation	Production annuelle	Prix kWh	Coût remplacement	Gain cumulé
1	280 000 000	12 498 000	79,25	0	710 466 500
2	280 000 000	12 498 000	79,25	0	1 420 933 000
3	280 000 000	12 498 000	79,25	0	2 131 399 500
4	280 000 000	12 498 000	79,25	0	2 841 866 000
5	280 000 000	12 498 000	79,25	0	3 552 332 500
6	280 000 000	12 498 000	79,25	0	4 262 799 000
7	280 000 000	12 498 000	79,25	14 000 000	4 959 265 500
8	280 000 000	12 498 000	79,25	0	5 669 732 000
9	280 000 000	12 498 000	79,25	26 000 000	6 354 198 500
10	280 000 000	12 498 000	79,25	0	7 064 665 000
11	280 000 000	12 498 000	79,25	960 000 000	6 815 131 500
12	280 000 000	12 498 000	79,25	0	7 525 598 000
13	280 000 000	12 498 000	79,25	14 000 000	8 222 064 500
14	280 000 000	12 498 000	79,25	0	8 932 531 000
15	280 000 000	12 498 000	79,25	0	9 642 997 500
16	280 000 000	12 498 000	79,25	0	1 0353 464 000
17	280 000 000	12 498 000	79,25	26 000 000	11 037 930 500
18	280 000 000	12 498 000	79,25	0	11 748 397 000
19	280 000 000	12 498 000	79,25	14 000 000	12 444 863 500
20	280 000 000	12 498 000	79,25	0	13 155 330 000
21	280 000 000	12 498 000	79,25	960 000 000	12 905 796 500
22	280 000 000	12 498 000	79,25	0	13 616 263 000
23	280 000 000	12 498 000	79,25	0	14 326 729 500
24	280 000 000	12 498 000	79,25	0	15 037 196 000
25	280 000 000	12 49 8 000	79,25	40 000 000	15 707 662 500

ANALYSE TECHNIQUE ET FINANCIERE DE LA CENTRALE SOLAIRE
PHOTOVOLTAÏQUE DE MALBAZA



Annexe 6 Figure 2 : répartition du coût d'investissement

ANNEXE 7 : Étude d'impact

Annexe 7 Tableau 1 : Identification des impacts

Milieu récepteur	Milieu biophysique			Milieu humain		
	Environnement atmosphérique	Flore	Sol	Santé	Éducation	Économie
Installation du champ PV	P	P	N	N	P	P
Maintenance du champ PV	O	N	O	O	O	O
Construction des lignes	O	O	N	O	P	P

Annexe 7 Tableau 2 : Évaluation des impacts

Activités	Critère			Importance
	Intensité	Portée	Durée	Santé
Installation du champ PV	Fort	Régional	Long terme	Majeur
Maintenance du champ PV	Moyen	Local	Long terme	Majeur
Construction des lignes	Moyen	Local	Long terme	Modéré