

UNIVERSITE ASSANE SECK DE ZIGUINCHOR



UFR SCIENCES ET TECHNOLOGIES

Département de Physique

**Mention** : Physique et Applications

**Mémoire de MASTER**

**Spécialité** : Énergies Renouvelables et Efficacité Énergétique

**Option** : Énergie Solaire et Bioénergie

**Sujet**

**ÉTUDE TECHNICO-ÉCONOMIQUE D'UNE CENTRALE SOLAIRE  
PHOTOVOLTAÏQUE DE 10MWc RACCORDÉE AU RÉSEAU HTA DE LA  
DORSALE DE LOUR ESCALE**

Présenté et soutenu publiquement par

**ABDOULAYE DIAGNE**

Le samedi 08 avril 2023 devant le jury composé de :

<b>Nom Prénom</b>	<b>Grade</b>	<b>Qualité</b>	<b>Établissement</b>
NDIAYE Lat Grand	Professeur titulaire	Président de jury	UASZ
THIAME Moustapha	Professeur assimilé	Rapporteur	UASZ
KOBOR Diouma	Professeur titulaire	Examineur	UASZ
TINE Modou	Assistant	Examineur	UASZ
DIAKHATE Amadou	Ingénieur	Directeur de stage	ERA / Tambacounda
NDIAYE Ababacar	Professeur assimilé	Directeur de recherches	ESP / UCAD

## CITATION

*« On dit souvent que le trajet est aussi important que la destination. »*

Ces deux années de master m'ont permis de bien comprendre la signification de cette phrase. Ce parcours, en effet, ne s'est pas réalisé sans défis et sans soulever de nombreuses questions pour lesquelles les réponses nécessitent de longues heures de travail.

### **Dédicaces**

Je dédie ce modeste travail à toute ma famille, particulièrement à mes très chers parents pour leur témoigner toute ma gratitude et mon affection envers eux.

À mon feu père Ibou et à ma mère Adama CISS pour son dévouement et son amour inconditionnel envers ses enfants.

À Bébé Khadija.

À père Moussa Diouf pour son affection et son soutien scolaire.

À maman Khady DIOME ainsi qu'à sa famille pour l'éducation et les valeurs qu'elle m'a inculquées.

À mes très chers frères et sœurs.

Je ne saurai terminer ces mots de dédicaces sans adresser ma reconnaissance envers :

Mon oncle Sérigne DIOME chez qui j'ai passé presque tout mon parcours scolaire (Thiès 2009/2019) et à mon oncle Ibou CISS pour leur soutien moral, financier et matériel.

Ces dédicaces vont à l'endroit de :

Mes chers camarades de faculté et

Tous les étudiants de notre promotion MIER avec qui nous avons passé d'agréables années académiques qui ont rendu mon séjour à Ziguinchor inoubliable.

Je leur dis un grand merci en leur souhaitant une longue et prospère vie professionnelle.

*Rendez-vous au sommet.*

## Remerciements

**Louange à Allah, Seigneur souverain de l'univers. Que sa miséricorde et sa paix soient sur notre Prophète Muhammad (PSL), sur sa famille et tous ses compagnons.**

Je tiens à la fin de ce travail remercier tout d'abord ALLAH 'le tout puissant le tout miséricordieux' de nous avoir donné la foi et le courage d'en arriver là aujourd'hui.

Mes remerciements les plus sincères vont à la société ERA (Energie Rurale Africaine) de m'avoir accueilli durant ces quatre mois de stage et de m'avoir donné l'opportunité de découvrir le métier d'ingénieur en énergies renouvelables à travers des missions très intéressantes.

Que Monsieur Amadou DIAKHATE, le Directeur Technique de ERA, trouve ici toute ma gratitude lui qui avec rigueur, volonté et détermination m'a poussé à réaliser ce projet. Qu'il trouve dans ces modestes résultats une juste récompense pour ses efforts. Je remercie infiniment M. Mohamed Moustapha SENE, mon maître de stage, dont la disponibilité, le savoir-faire et le soutien ne nous ont jamais fait défaut. Mes remerciements vont également à M. Léopold FAYE, le Directeur Général et le reste du personnel de la direction générale de ERA pour avoir créé autour de moi un climat de fraternité de sympathie et surtout de professionnalisme ayant favorisé le bon déroulement des activités.

J'adresse mes profonds remerciements à mon Directeur de mémoire Pr. Ababacar NDIAYE pour son aide et encadrement dans ce travail. Nous vous disons un grand merci.

Nous remercions également Pr. Lat Grand NDIAYE, d'avoir accepté de présider le jury, ainsi que les membres examinateurs pour l'honneur qu'ils nous ont fait en examinant ce travail.

Nos sincères remerciements s'adressent aussi à Pr. Samo DIATA Chef du Département de Physique, à Pr. Lat Grand NDIAYE Responsable et Coordonnateur du Master Interuniversitaire Energies Renouvelables et Efficacités Energétiques/ Ziguinchor (MIER/Z) pour tout son soutien et son engagement démesuré manifesté durant nos années universitaires.

Aux éminents professeurs intervenants dans la formation Pr. D KOBOR, Dr. S THIAO, Pr. M THIAME, Dr. M TINE, Pr. A NDIAYE, Pr. A THIAM, Dr. HIMBANE et M. M BENOÎT, que j'adresse toute ma reconnaissance et mes félicitations.

Enfin je remercie tous ceux qui nous ont aidés moralement, matériellement ou financièrement à réaliser ce modeste travail.

***ALHAMDOLILLAH !!!***

## RÉSUMÉ

Le Sénégal, pays en voie de développement, ne se voit pas émergent avec un faible taux d'électrification particulièrement en zone rurale. La nouvelle orientation en matière de politique énergétique du pays met l'accent sur l'utilisation des énergies renouvelables notamment le solaire photovoltaïque. Les pérennités des difficultés de relance du secteur des énergies dont le gouvernement ne cesse de subventionner amène à diviser le pays en zone de concessions d'électrification rurale (CER). Ainsi les CER sont responsables de l'exploitation et de la maintenance des installations d'approvisionnement en électricité. C'est à cet effet que la société d'Énergie Rurale Africaine (ERA), qui nous a ouvert ses portes pour effectuer notre stage de fin d'étude, a vu le jour. L'entreprise étant en obligation de la satisfaction de ses clients, elle exploite des mini centrales solaires et se raccorde sur le réseau public de la Société Nationale d'Electricité (SENELEC) pour assurer l'approvisionnement en énergie. Elle décide d'alléger sa facture et de diminuer le prix du kilowattheure fixé par le régulateur du secteur de l'énergie, la CRSE. L'objectif principal de ce mémoire est d'étudier techniquement et économiquement une centrale solaire photovoltaïque raccordée au réseau haute tension de type A (HTA). L'unité de production d'électricité, prenant en compte le contexte énergétique actuel du pays, sera connectée à la dorsale électrique de l'axe Lour Escale passant par un ensemble de villages. La dorsale prend source au niveau de la ligne mère à Darou Bambara où se trouve le point optimal d'interconnexion de la centrale.

Ce travail consiste à dégager dans le premier chapitre, la présentation de l'entreprise d'accueil de stage de fin d'étude.

Le deuxième chapitre s'intéresse au dimensionnement des matériels de l'installation à partir du potentiel énergétique du Sénégal et plus particulièrement celui du site de la centrale solaire PV. Enfin le troisième chapitre fait l'objet d'estimation du coût de réalisation de ce projet qui sera suivie des résultats de simulation des logiciels utilisées dans ce travail.

**Mots clés** : dorsale électrique, centrale solaire photovoltaïque, étude technique, étude financière, facturation

**ABSTRACT**

Senegal, a developing country, does not see itself emerging with a low electrification rate, particularly in rural areas. The new orientation in terms of energy policy of the country is accentuated on the use of renewable energies including solar photovoltaics. So the sustainability of the difficulties of reviving the energy sector which the government continues to subsidize leads to divide the country at zone of rural electrification concessions (CER). Thus, the CER are responsible for operation and maintenance of electricity supply facilities. It's for this purpose that the African Rural Energy Company (ERA), which opened these doors to us to carry out our end-of-study internship, was born. So the company being obliged to the satisfaction of these customers, it operates mini village solar power plants and connects to the public grid of the National Electricity Company (SENELEC) to ensure the supply of energy. It decides to lighten its bill and reduce the price of kilowatt hour set by tariff regulation of the CRSE. The main objective of this thesis is to study technically and economically a photovoltaic solar power plant connected to the type A high-voltage grid (HVA). The electricity production unit, taking into account the current energy context of the country, will be connected to the electric backbone of the Lour Escale axis passing through a set of villages. The ridge originates at the main line at Darou Bambara where the optimal interconnection point of the plant is located.

This work is to identify in the first chapter, the presentation of the host company of end-of-study internship.

The second chapter focuses on the sizing of the equipment of the installation by knowing the energy potential of Senegal and more particularly that of the site of the solar PV plant.

Finally, the third chapter is the subject of an estimate of the cost of carrying out this project, which will be followed by the simulation results of the software used in this work.

**Keywords** : Electric backbone, Photovoltaic solar power plant, technical study, financial study, billing

**Liste des figures**

Figure 1 : Logo officiel de ERA ..... 5

Figure 2 : Organigramme de ERA ..... 7

Figure 3 : Carte d'ensoleillement du Sénégal..... 11

Figure 4 : Variation de la production de biomasse dans le département de Kaffrine ..... 12

Figure 5 : Variation de la production de biomasse dans le département de Tambacounda..... 12

Figure 6 : Localisation du site d'accueil de la centrale solaire PV (source ANAMS) ..... 14

Figure 7 : Répartition des besoins énergétiques journaliers des villages..... 18

Figure 8 : Part des besoins des clients domestique et productif ..... 20

Figure 9 : Courbe de charge de Lour Escalé ..... 21

Figure 10 : Profil de charge de Lour Escalé ..... 29

Figure 11 : Schéma de raccordement du champ PV aux onduleurs centraux.... **Erreur ! Signet non défini.**

Figure 12 : Schéma de raccordement des onduleurs aux transformateurs..... 31

Figure 13 : Représentation de l'interconnexion entre la ligne mère et la dorsale de l'axe Lour Escalé (source ERA) ..... 36

Figure 14 : Schéma de configuration de la centrale solaire PV ..... 38

Figure 15 : Schéma pour satisfaire les clients..... 39

Figure 16 : Schéma pour une injection du surplus de production..... 39

Figure 17 : Schéma en cas d'intermittence ..... 40

Figure 18 : Résultat de simulation de Global Solar Atlas [22] ..... 47

Figure 19 : Cartographie des concessions ciblées par les partenaires au développement (source ASER 2013) ..... I

Figure 20 : Superficie de la concession KTK de ERA ..... II

Liste des tableaux

Tableau 1 : Potentiel solaire des grandes villes au Sénégal [9].....	10
Tableau 2 : Potentiel solaire des villes exploitées par ERA [9] .....	10
Tableau 3 : potentiel solaire par année du site d'implantation de la centrale solaire PV .....	14
Tableau 4 : Besoins énergétiques des villages .....	17
Tableau 5 : Besoins énergétiques journaliers en 2025.....	19
Tableau 6 : Profil de charge du village Lour Escale .....	21
Tableau 7 : Caractéristiques du module PV de Felicity Solar.....	23
Tableau 8 : Caractéristiques du module PV de Mysolar USA.....	23
Tableau 9 : Caractéristiques de l'onduleur de SMA [16].....	26
Tableau 10 : Facture pro-forma des transformateurs de VEKMAR .....	30
Tableau 11 : Section minimale des câbles calculée pour l'interconnexion des appareils.....	32
Tableau 12 : Caractéristiques techniques du câble almélec [10].....	36
Tableau 13 : Estimation du coût total du projet.....	43
Tableau 14 : Facturation par injection de la totalité .....	45
Tableau 15 : Facturation par compte épargne .....	45
Tableau 16 : Facturation par location de ligne de transport .....	45
Tableau 17 : Facturation par net metering .....	46
Tableau 18 : Facturation individuelle .....	46
Tableau 19 : Bilan financier .....	47
Tableau 20 : Equipements de l'installation .....	48
Tableau 21 : Résultat de simulation de Pvsyst .....	49
Tableau 22 : Evolution des cours des matières premières (source : BCEAO (pour le riz) / INSEE (pour les autres produits)) .....	II
Tableau 23 : Estimation du cout d'investissement initial .....	III
Tableau 24 : Estimation du cout annuel ou fonds de roulement.....	III
Tableau 25 : Prix de l'électricité en basse, moyenne et haute tensions en FCFA/kWh (source SENELEC).....	IV
Tableau 26 : Vente d'électricité en base, moyenne et haute tension (source SENELEC).....	IV

**Liste des abréviations et sigles**

<b>AC :</b>	Courant Alternatif
<b>AEME :</b>	Agence pour l'Économie et la Maîtrise de l'Énergie
<b>ANAMS :</b>	Alliance Nationale des Associations en Milieu de Santé
<b>ANER :</b>	Agence Nationale d'Énergies Renouvelables
<b>ASER :</b>	Agence Sénégalaise d'Électrification Rurale
<b>BT :</b>	Basse Tension
<b>CC :</b>	Courant Continu
<b>CER :</b>	Concession d'Électrification Rurale
<b>COMASEL :</b>	Compagnie Maroc-Sénégalaise de l'Électricité
<b>COP21 :</b>	Conférence de Paris en 2021
<b>CRSE :</b>	Commission de Régulation du Secteur de l'Énergie
<b>EDF :</b>	Électricité de France
<b>EN :</b>	Europeen norme
<b>EnR :</b>	Énergies Renouvelables
<b>ERA :</b>	Énergie Rurale Africaine
<b>FI :</b>	Facturation Individuelle
<b>FSE :</b>	Fonds Spécial de Soutien au secteur de l'Énergie
<b>GDT :</b>	Gestionnaires Délégués Transitoires
<b>GSU :</b>	Generator Step Up transformer
<b>HTA :</b>	Haute Tension de classe A
<b>IACM :</b>	Interrupteur Aérien à Commande Manuelle
<b>IAT :</b>	Interrupteur Aérien Télécommandé
<b>IEC :</b>	Commission Electrotechnique Internationale
<b>IPP :</b>	Independant Power Producter
<b>KTK :</b>	Kaffrine-Tambacounda-Kédougou
<b>MALT :</b>	Mise à la terre
<b>MC4 :</b>	Multi Contact de diamètre 4mm <sup>2</sup>
<b>MCY :</b>	Multi Contact de type Y
<b>MPPT :</b>	Maximum Power Point Tracker
<b>NF :</b>	Norme Française
<b>OGP :</b>	Onduleur par Groupe de Panneaux
<b>OIP :</b>	Onduleur Intégré par Panneau
<b>OMC :</b>	Onduleur Multi-Chaîne
<b>OUC :</b>	Onduleur Unique Central
<b>PNUER :</b>	Programme National d'Urgence D'Électrification Rurale
<b>PUDC :</b>	Programme d'Urgence de Développement Communautaire
<b>PSE :</b>	Plan Sénégal Emergent
<b>PV :</b>	Photovoltaïque
<b>SENELEC :</b>	Société Nationale d'Electricité
<b>STC :</b>	Standard Temperature Condition
<b>UTE :</b>	Union Technique de l'Electricité
<b>UV :</b>	Ultra-Violet

**TABLE DES MATIERES**

<i>CITATION</i> .....	i
Dédicaces.....	i
Remerciements .....	ii
RÉSUMÉ.....	iii
ABSTRACT .....	iv
Liste des figures .....	v
Liste des tableaux.....	vi
Liste des abréviations et sigles .....	vii
Introduction générale.....	1
Contexte et justification.....	2
Problématique .....	3
Objectifs .....	3
Chapitre I : Présentation de l'entreprise ERA.....	4
Introduction .....	5
I.1.    Mission de ERA.....	5
I.2.    Objectif de ERA.....	5
I.3.    Organisation de ERA.....	6
Conclusion.....	7
Chapitre II : Etude technique de la centrale solaire PV.....	8
Introduction .....	9
II.1.    Potentiel énergie renouvelable au Sénégal.....	9
II.1.1.    Potentiel énergie solaire photovoltaïque.....	9
II.1.2.    Potentiel énergétique de la biomasse.....	11
II.1.3.    Potentiels des autres énergies renouvelables .....	13
II.1.4.    Etude du site d'accueil de la centrale et de son potentiel énergétique.....	13
II.2.    Dimensionnement de la centrale solaire PV .....	14
II.2.1.    Détermination des besoins énergétiques des villages de la dorsale.....	15
II.2.2.    La puissance crête du Champ PV .....	21
II.2.3.    Choix de l'onduleur.....	24
II.2.4.    Choix du transformateur.....	29
II.2.5.    Choix section des câbles.....	31
II.2.6.    Système de supervision de la centrale solaire PV .....	32
II.3.    Choix technologiques.....	33
II.3.1.    Choix des équipements.....	33
II.3.2.    Caractéristiques des équipements de protection .....	33
II.4.    Conception et configuration de la centrale solaire PV.....	34

II.4.1.	Etat de l'art de la dorsale électrique.....	34
II.4.2.	Architecture de la dorsale.....	35
II.4.3.	Présentation des postes de transformation.....	37
II.4.4.	Présentation de la centrale solaire PV.....	37
	Conclusion.....	40
	<b>Chapitre III : Etude financière de la centrale solaire PV</b> .....	<b>41</b>
	Introduction .....	42
III.1.	Détermination des coûts de la centrale.....	42
III.1.1.	L'investissement initial.....	42
III.1.2.	L'exploitation de la centrale solaire PV .....	42
III.1.3.	La maintenance de la centrale solaire PV.....	42
III.1.4.	Les divers.....	43
III.1.5.	Coûts totaux du projet.....	43
III.2.	Détermination de la rentabilité de la centrale solaire PV.....	43
III.2.1.	Détermination du prix du kWh.....	44
III.2.2.	Le retour sur investissement .....	44
III.2.3.	Facturation de l'énergie électrique.....	44
III.3.	Résultats des logiciels : Pvsyst, Sunny Design et Atlas solaire mondial .....	46
III.3.1.	Utilisation de Atlas solaire mondial.....	46
III.3.2.	Utilisation Sunny Design.....	47
III.3.3.	Utilisation de Pvsyst.....	48
III.4.	Impact de la centrale solaire PV sur la société ERA .....	49
III.5.	Financement du projet .....	50
	Conclusion.....	51
	Conclusion générale .....	52
	Bibliographie .....	54
	Annexe .....	I

## Introduction générale

Le monde en général, particulièrement l'Afrique et plus précisément le Sénégal, traverse une crise énergétique due à une flambée du coût des combustibles fossiles (pétrole, charbon, gaz naturel) ou même, à l'arrêt de leur commercialisation dans le contexte du conflit Russo-ukrainien et à la fermeture de certaines frontières. Au Sénégal, le secteur de l'énergie est responsable de plus de deux tiers des émissions de gaz à effet de serre et ces dernières sont responsables des changements climatiques qui préoccupent l'humanité [1]. À cela s'ajoute la très forte demande d'énergie due en partie au réchauffement climatique. D'où le recours aux énergies renouvelables (EnR), pour augmenter la production énergétique tout en se préoccupant de la protection de l'environnement. Afin de relever ce défi, la politique énergétique du Sénégal adopte la démarche convenue lors du protocole de Kyoto et celui des accords de la COP 21 à Paris pour conduire à un développement considérable des énergies vertes. Cet accord est entré en vigueur le 4 novembre 2016, le Sénégal a ratifié l'Accord de Paris le 21 septembre 2016 soit le trentième jour qui a suivi la date du dépôt des instruments de ratification. Le Gouvernement du Sénégal a mis en place une politique visant à « rechercher des solutions alternatives à ses problèmes d'approvisionnement en énergie, en favorisant dans ce cadre le développement des EnR au moyen de la diversification des sources de production » [2].

Le Sénégal dispose d'un important potentiel en matière d'énergies renouvelables notamment le solaire, la biomasse, l'éolien et l'hydraulique. Cependant, l'accès aux services énergétiques de base que constituent la chaleur à la cuisson, l'éclairage, la communication, la force motrice et la réfrigération restent très difficiles surtout en milieu rural.

Par ailleurs, les besoins électriques du pays s'accroissent au quotidien, l'unique société en charge de la production, du transport et de la distribution de l'énergie électrique du Sénégal (SENELEC) ne parvient pas à satisfaire la demande. A cela s'ajoute la persistance des difficultés de financement dans le secteur montrant que la seule présence de l'Etat ne suffit pas pour assurer son développement. D'où une libéralisation du secteur de l'énergie régie par le code de l'électricité par la loi n° 2002-01 du 10 janvier 2002 modifiant la loi n° 98-29 du 14 avril 1998 [3]. Ce qui se traduit par une politique de programmes prioritaires d'électrification rurale articulée autour du concept de Concession d'Electrification Rurale (CER). Ainsi, le territoire est divisé en 10 zones dénommées Concession d'Electrification Rurale et sont confiées à des opérateurs privés sélectionnés par appels d'offres internationaux. Ces opérateurs ont la responsabilité des études techniques, de l'acquisition et de l'installation des équipements

d'approvisionnement, la maintenance, le renouvellement, la facturation et la gestion de la clientèle sur la durée de la Concession (25 ans) [4].

Parmi les 10 CER, 6 ont été attribuées et les 4 autres restantes sont provisoirement confiées à des Gestionnaires Délégués Transitoires (GDT). Les 6 sont attribuées à : Saint-Louis-Dagana-Podor et Louga-Linguère-Kébémér à la Compagnie Maroc-Sénégalaise de l'Electricité (COMASEL), Kaffrine-Tambacounda-Kédougou à la société Energie Rurale Africaine (ERA), Kaolack-Nioro-Fatick à la société de projet Electricité du Rip, Kolda-Vélingara à Kolda Energie et enfin Mbour à la société SCL ENERGIE SOLUTIONS.

L'activité de l'accès à l'électricité pour tous, qui soit avantageux aux personnes à revenu faible, s'articule autour du photovoltaïque qui est l'énergie à moindre coût d'exploitation. Elle contribuerait à la réduction de la pauvreté, la réduction des factures d'électricité et la protection de l'environnement. Ainsi le Programme d'Urgence de Développement Communautaire (PUDC), l'Agence Sénégalaise d'Electrification Rurale (ASER), l'Agence Nationale d'Energie Renouvelable (ANER) et la Commission de Régulation du Secteur de l'Energie (CRSE) accompagnent le développement et la bonne gestion de ce secteur. Ces instituts rentrent dans le cadre du Plan Sénégal Emergent (PSE) avec lequel le Gouvernement s'est engagé à atteindre l'accès universel à l'électricité en 2025 avec un objectif intermédiaire d'un taux d'électrification rurale de 60% en 2017-2020.

### **Contexte et justification**

La société ERA, depuis sa création, exploite et distribue l'électricité produit par les centrales solaires PV installées au niveau des villages dans le cadre des programmes étatiques appuyant la stratégie de relance des EnR. Et aussi par raccordement sur le réseau HTA (Haute Tension de type A) de la SENELEC, ERA gère la distribution de l'électricité vers les utilisateurs en réseau BT dans sa zone de concession. A cet instant la société exploite 17 centrales solaires villageoises et 21 dorsales électriques avec 8 dans la région de Kaffrine, 9 à Tambacounda, 4 à Kédougou et d'autres en cours de réalisation. En effet, ERA achète l'électricité de la SENELEC pour pouvoir assurer l'approvisionnement vers ses clients, c'est le cas de la dorsale de l'axe Lour Ecale composée de plusieurs villages en service et d'autres en attente. Alors ERA dans sa politique managériale et l'engagement à la satisfaction de sa clientèle voudrait élargir son réseau vers les villages non raccordés mais le prix du kilowattheure reste problématique. Pour remédier à cette difficulté la société se proposa d'installer une centrale solaire PV raccordée au réseau pouvant satisfaire les besoins énergétiques des villages se trouvant sur une dorsale. Cette installation, une fois vu le jour, permettrait à la société d'avoir une filiale de production, ce qui fera de la société productrice et distributrice d'énergie électrique en milieu

rural. La centrale contribuera à réduire considérablement les achats d'énergie chez SENELEC et pourra diminuer ainsi le prix du kilowattheure pour ses clients. D'où le sujet de ce mémoire portant sur : « **Étude technico-économique d'une centrale solaire photovoltaïque de 10 MWC raccordée au réseau HTA de la dorsale de Lour Escale** ». Autrement dit faire une étude technique et économique d'un système de production d'électricité qui combine de façon complémentaire un champ de panneaux solaires PV avec le réseau de distribution électrique pour satisfaire la demande énergétique des villages.

### **Problématique**

La question à laquelle notre étude tentera d'apporter une solution est celle de savoir : Quelle est la viabilité technico-économique d'une centrale solaire PV raccordée au réseau de la dorsale de Lour Escale pour la société ERA ?

### **Objectifs**

Le travail proposé dans ce mémoire consiste à élaborer une stratégie optimale qui vise l'autonomie énergétique de la société ERA face aux tarifs exorbitants appliqués par la Commission de Régulation du Secteur de l'Energie (CRSE) envers les CER. Une fois que ce projet verra le jour, cela permettra à ERA via sa filiale de production d'atteindre ces objectifs de 100% d'électrification à moindre coût avec un prix du kilowattheure abordable. Elle peut servir de base aux futures centrales au niveau des autres dorsales exploitées par ERA.

Le travail consiste à effectuer dans le premier chapitre une présentation de l'entreprise d'accueil de ce stage de fin d'étude.

Le deuxième chapitre porte sur le dimensionnement du système énergétique et de ces différents appareils connexes, la conception et la configuration de l'installation. Elle sera suivie d'une analyse qui devrait permettre de dégager le mode de fonctionnement du système PV-Réseau et de gérer une ressource intermittente injectant directement dans un réseau déjà instable.

Dans le troisième chapitre, le travail ressortira l'étude financière avec l'estimation du coût d'investissement, le prix de revient de l'énergie par kilowattheure de production et les revenus générées lors de la facturation pour assurer la rentabilité du projet. Mais aussi nous dégagerons l'impact de ce projet dans la société ERA en tant que productrice et distributrice d'électricité en zone rurale. En fin nous vérifierons par simulation des logiciels Sunny Design, Atlas solaire mondial et Pvsyst le dimensionnement de l'installation, le potentiel énergétique du site et le coût de réalisation de la centrale.

Finalement, nous terminerons ce mémoire par une conclusion qui résume notre étude tout en envisageant un certain nombre de perspectives sur ce sujet.

## **Chapitre I : Présentation de l'entreprise ERA**

## Introduction

ERA (Energie Rurale Africaine) est une société de droit sénégalais créée par EDF France et MATFORCE Sénégal pour porter le projet d'électrification rural dans la zone de Kaffrine, Tambacounda et Kédougou. Par les arrêtés ministériels N° 03 964 / MEM / CRSE et N° 03 965 / MEM / CRSE en date du 29/05/2012, l'Etat du Sénégal lui a délégué le service public de la distribution d'électricité sur le périmètre de sa concession et pour une durée de 25ans.

La concession représente en surface environ 25% du territoire national soit 55 000 km<sup>2</sup> [5]. Elle s'étend sur 3 régions à savoir Kaffrine-Tambacounda-Kédougou (KTK) et couvre 9 départements (la région de Tambacounda n'est couverte que sur les départements de Koumpentoum et Tambacounda), 59 communes totalisant 2 272 localités. La population concernée dans cette concession s'élève à environ 1 856 195 habitants et s'agit donc d'une densité de 12 hbts/km<sup>2</sup> pour Kédougou, 21 hbts/km<sup>2</sup> pour Tambacounda et 43 hbts/km<sup>2</sup> pour Kaffrine et par conséquent un éparpillement assez sensible des villages.



Figure 1: Logo officiel de ERA

### I.1. Mission de ERA

Dans le cadre d'un partenariat public-privé avec l'Etat du Sénégal, seul responsable de la politique énergétique sur le territoire nationale, ERA a pour mission d'assurer la satisfaction des besoins de base en services électriques des populations rurales (éclairage, accès aux moyens de communication audio-visuels) et de garantir une offre de services électriques appropriés au développement des usages productifs et sociaux.

### I.2. Objectif de ERA

Pour atteindre ces objectifs, ERA réalise les infrastructures les plus adaptées aux différents villages (constructions de lignes en moyenne tension raccordées au réseau de SENELEC, réalisation de mini centrales solaires photovoltaïques villageoises, réalisation de lignes bases tensions pour la distribution, ou installation de kits solaires individuels) [6].

L'Etat du Sénégal transfère également à ERA des infrastructures et villages électrifiés dans le cadre de programmes spécifiques comme le Programme National d'Urgence d'Electrification Rurale (PNUER) et le Programme D'Urgence de Développement Communautaire (PUDC).

L'activité de l'entreprise a démarré en 2014. Au mois d'Avril 2020, la société assure le service dans plus de 400 villages de la concession et compte plus de 11 632 clients domestiques et productifs. À nos jours la société approvisionne plus de 18 470 clients qui sont en service et plus de 2 573 clients en attentes d'après la plateforme Pro ERA.

Les tarifs pratiqués par ERA sont fixés par la Commission de Régulation du Secteur de l'Electricité (CRSE). Ils sont indexés et révisés périodiquement.

ERA compte, à ce jour, plus de 70 personnes employées à temps plein ainsi que des prestataires intervenants de manières spécifiques. La direction générale de l'entreprise est à Tambacounda, 2 agences principales sont implantées à Tambacounda et Kaffrine et 2 agences secondaires à Kougheul et Kédougou.

### **I.3. Organisation de ERA**

Sur le plan organisationnel, ERA est composé :

- D'une Direction Générale qui dicte la politique managériale de l'entreprise ;
- D'une Direction Technique ;
- D'une Direction Administrative et Financière ;
- Des Départements :
  - Commercial Marketing et Communication
  - Service Information
  - Etudes Générale et Organisation
- Des Agences Principales de Kaffrine et Tambacounda
- Des Agences Secondaires de Kougheul et Kédougou
- Des Bureaux de proximité

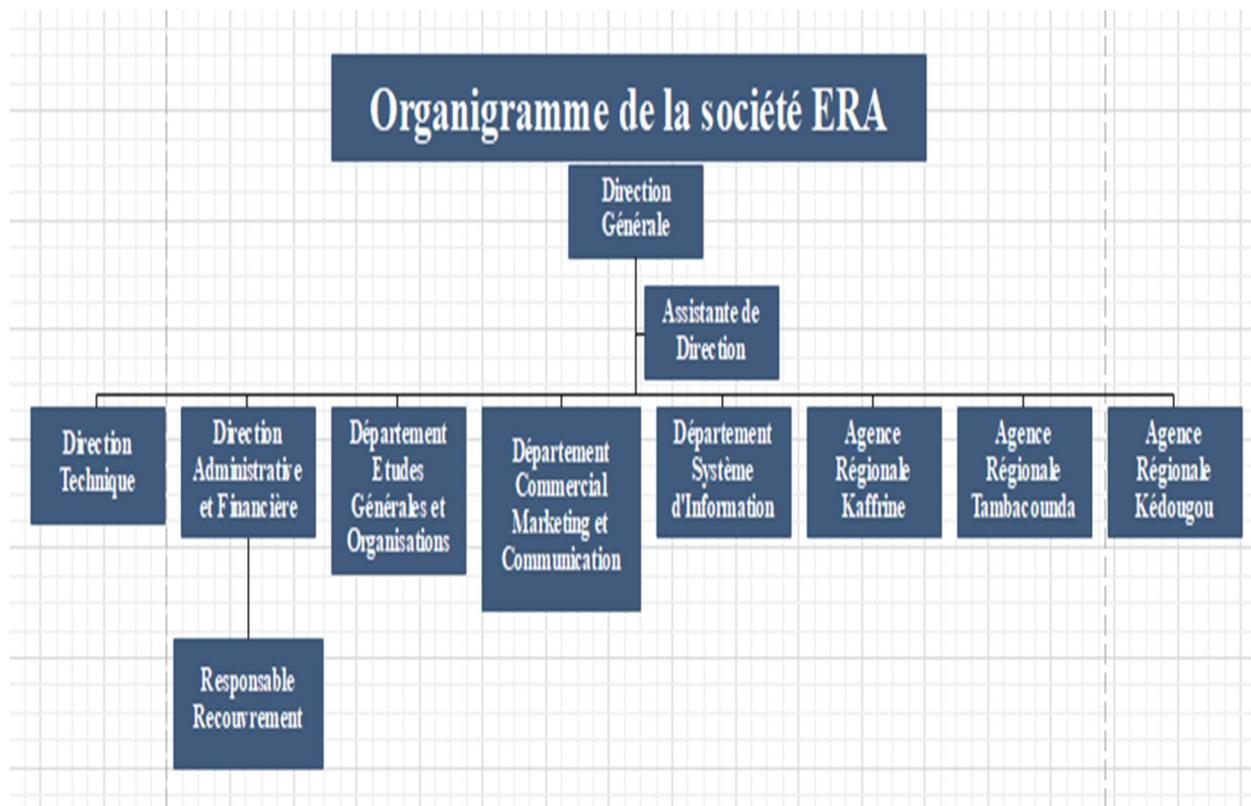


Figure 2: Organigramme de ERA

### Conclusion

ERA est une société de droit sénégalais et filiale de EDF qui détient 100% de son capital. Les régions exploitées par ERA couvre les 25% du territoire national (voir annexe figure 19) et développe ses activités de satisfaction de ces clients dans le respect des institutions et de l'environnement. Elle exploite des centrales solaires PV installées dans les villages et le réseau par des dorsales électriques. Elle est constituée d'une équipe dynamique, motivée et engagée pour le développement économique des villages.

## **Chapitre II : Etude technique de la centrale solaire PV**

## Introduction

Dans ce chapitre, nous essayerons d'apporter des réponses à la problématique du sujet. L'étude technique décrit l'ensemble des paramètres et des facteurs à contrôler pour une bonne mise en place des équipements de la centrale. L'objectif est la détermination des caractéristiques et du nombre d'équipements à la centrale solaire PV injectant sa production au réseau public afin de satisfaire la demande des localités et vendre le surplus au gestionnaire du réseau (SENELEC).

### II.1.Potentiel énergie renouvelable au Sénégal

Selon la loi d'orientation sur les énergies renouvelables au Sénégal, une énergie renouvelable est une source d'énergie se renouvelant après utilisation/consommation pour être considérée comme inépuisable à l'échelle du temps. Nous nous intéressons sur certaines des plus connues dans le pays pour la production d'électricité.

#### II.1.1. Potentiel énergie solaire photovoltaïque

L'énergie solaire est encore trop peu utilisée au Sénégal en comparaison des grands services qu'elle peut rendre [2]. Avec plus de 3000 heures d'ensoleillement par an, le pays dispose d'une énorme potentialité en matière d'énergie renouvelables.

En ce qui concerne l'énergie solaire, elle est estimée par :

- L'ensoleillement ou rayonnement qui est la puissance énergétique solaire reçue par unité de surface. Il s'exprime en  $W/m^2$  [7].
- L'irradiation qu'en a elle est l'énergie reçue pendant un intervalle de temps. Elle s'exprime en wattheure par mètre carré par jour ( $Wh/m^2/j$ ) si l'intervalle de temps est le jour. Il est en moyen environ égal à  $5,5 kWh/m^2/j$  au SÉNÉGAL.

L'ensoleillement ou l'irradiation peuvent être obtenus à travers des stations de mesures (par exemple au Sénégal : les stations des aéroports, des universités ...).

Ainsi le tableau 1 ci-dessous présente l'irradiation globale et le plan optimal d'inclinaison (qui est l'angle optimale d'inclinaison des modules PV par rapport aux rayons solaires) des panneaux solaires photovoltaïques des grandes villes du Sénégal. Et d'après la figure 3, l'énergie solaire est abondante au Sénégal dont la plus ensoleillée se trouve dans la partie Nord-Ouest. Mais une valeur moyenne de ce rayonnement horizontal global, supérieure à  $2 105,4 kWh/m^2/an$  est également enregistrée dans la zone KTK [8].

*Tableau 1: Potentiel solaire des grandes villes au Sénégal [9]*

Villes	Inclinaison optimale	Irradiation globale par an (kWh/m <sup>2</sup> /an)
SAINT-LOUIS	15°	2 154,2
MATAM	15°	2 131,5
FATICK	14°	2 110,4
THIES	15°	2 125,2
DAKAR	15°	2 115,2
DIOURBEL	14°	2 138,2
MBOUR	14°	2 122,0
KAOLACK	14°	2 126,3
TAMBACOUNDA	15°	2 097,3
KOLDA	14°	2 110,0
ZINGUICHOR	14°	2 210,0
KAFFRINE	14°	2 129,9
KEDOUGOU	14°	2 089,0

De manière explicite, la figure 3 ci-dessous montre la répartition de l'ensoleillement au Sénégal et le tableau 2 met en évidence le potentiel solaire dans la concession de ERA [9].

*Tableau 2: Potentiel solaire des villes exploitées par ERA [9]*

Villes	Energie photovoltaïque (kWh/kWc)	Irradiation normale directe (kWh/m <sup>2</sup> /an)	Irradiation horizontale globale (kWh/m <sup>2</sup> /an)	Irradiation horizontale diffuse (kWh/m <sup>2</sup> /an)	Irradiation globale du plan incliné à l'angle optimal (kWh/m <sup>2</sup> /an)
Kaffrine	<b>1 693,7</b>	<b>1 536,9</b>	<b>2 129,9</b>	<b>1 005,1</b>	<b>2 200,7</b>
Tambacounda	<b>1 653,4</b>	<b>1 487,7</b>	<b>2 097,3</b>	<b>1 008,6</b>	<b>2 165,2</b>
Kédougou	<b>1 650,0</b>	<b>1 491,0</b>	<b>2 089,0</b>	<b>0 996,9</b>	<b>2 152,0</b>

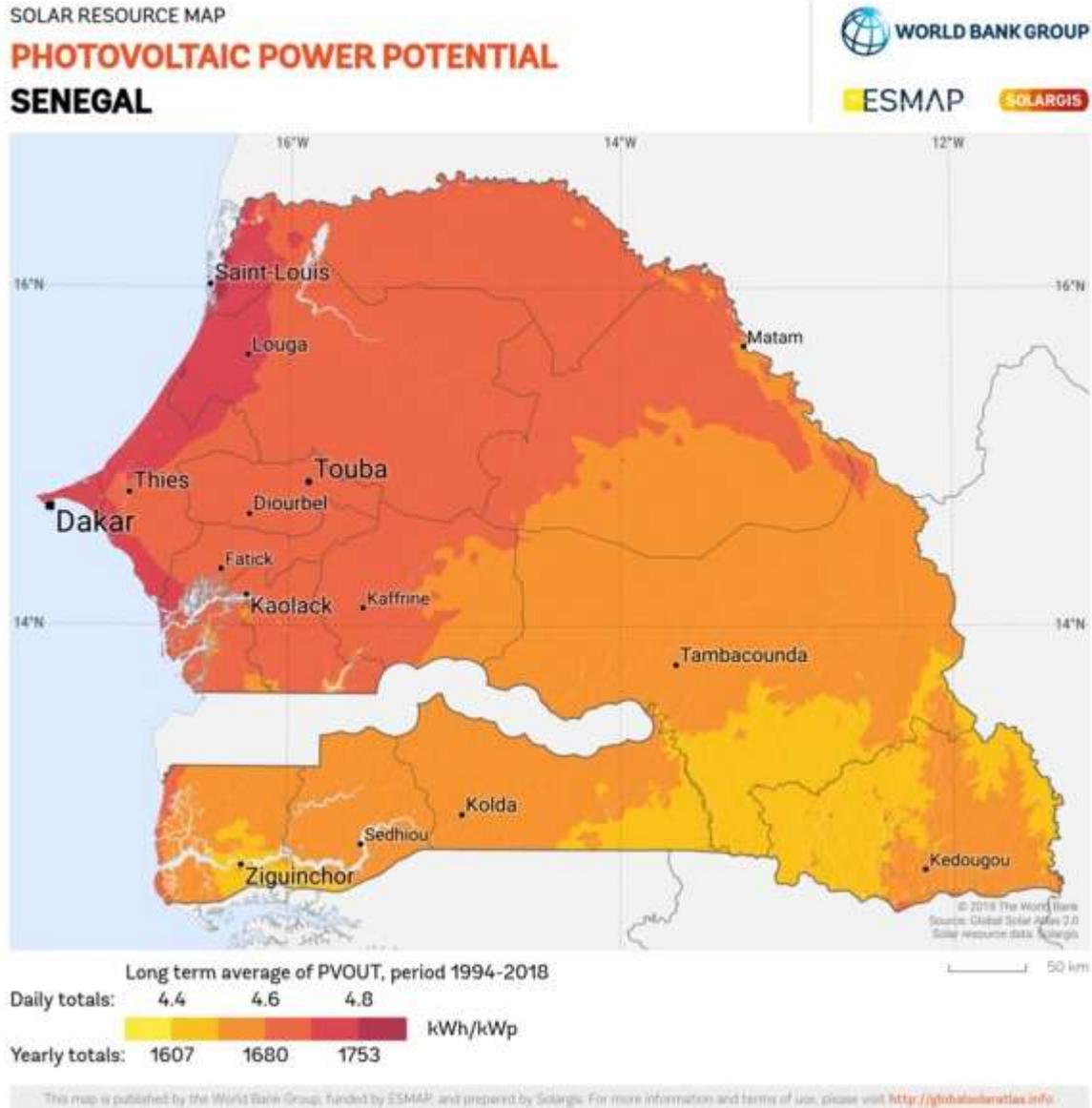


Figure 3: Mise en évidence du potentiel d'ensoleillement du Sénégal (source Banque mondiale)

### II.1.2. Potentiel énergétique de la biomasse

La biomasse représente l'ensemble des déchets d'origine végétale et animale. Elle est une source d'énergie renouvelable prometteuse et très disponible à l'échelle mondiale. Elle peut se vanter d'être l'une des premières formes d'énergie utilisées par l'Homme pour la production de chaleur par combustion directe. Cependant sa valorisation moderne nécessite une large connaissance de ces caractéristiques afin d'optimiser et de prendre en considération l'efficacité énergétique dans les chaînes de transformation [10]. La biomasse dispose d'un plus grand potentiel d'expansion parmi les technologies d'EnR, principalement parce que la technologie est mature et constitue un substitut relativement facile pour les combustibles. Son potentiel peut être déterminé par la mesure de la production végétale en matière sèche (MS) exprimée

en kilogramme, par jour et par hectare. Il est relativement beaucoup plus important entre Kaffrine, Tambacounda, Kolda et Ziguinchor ([11], [8], [12]).

Les figures 4 et 5 ci-dessous montrent, au niveau des départements de Tambacounda et Kaffrine, la production journalière en matière sèche (MS) de biomasse.

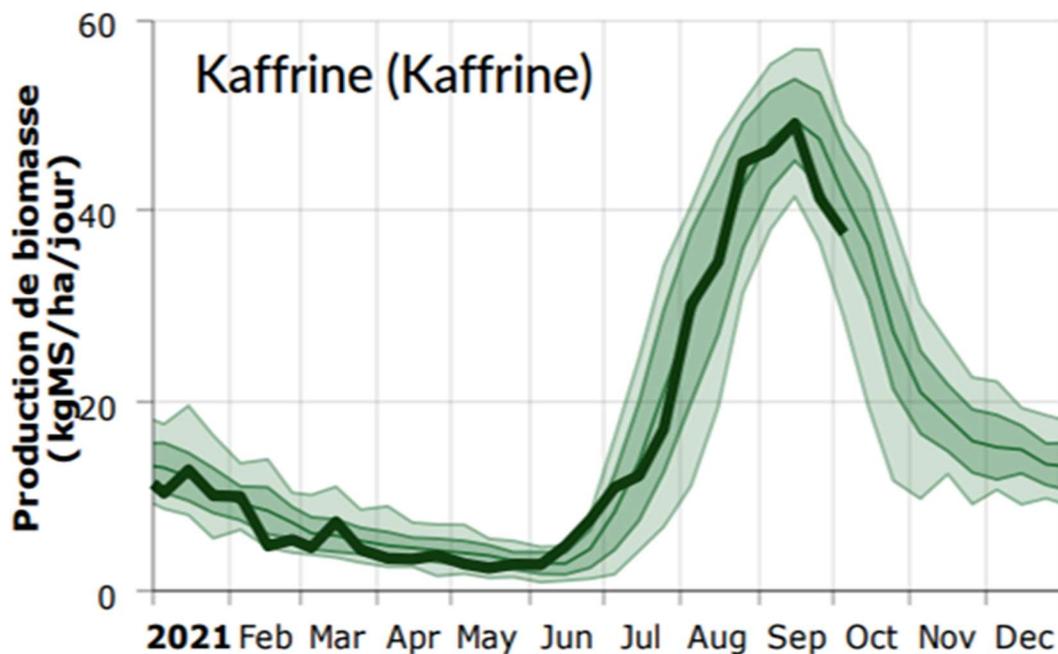


Figure 4 : Variation de la production de biomasse dans le département de Kaffrine

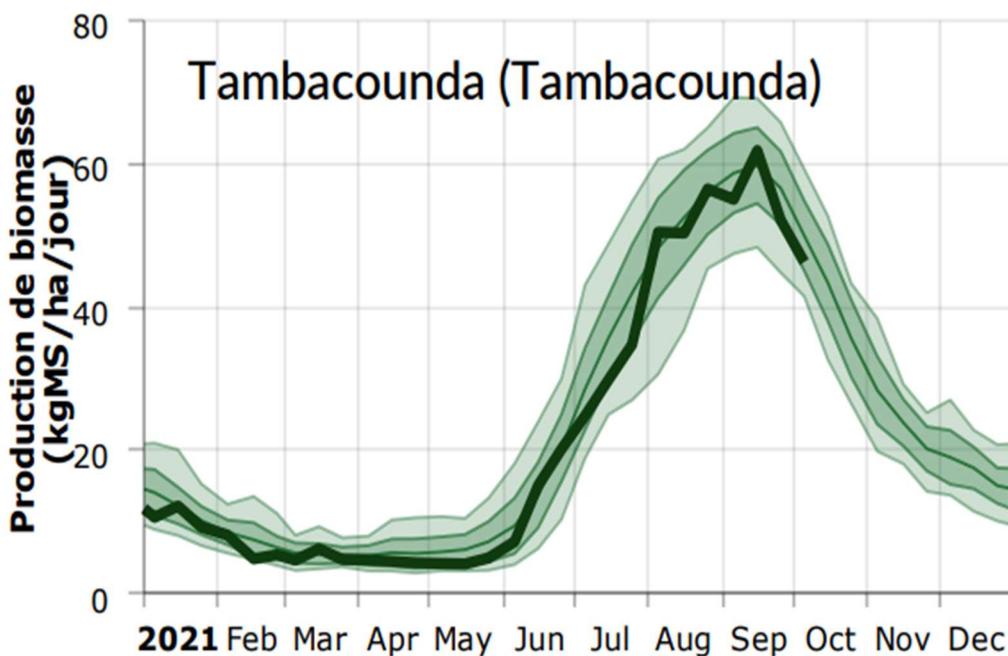


Figure 5 : Variation de la production de biomasse dans le département de Tambacounda

### II.1.3. Potentiels des autres énergies renouvelables

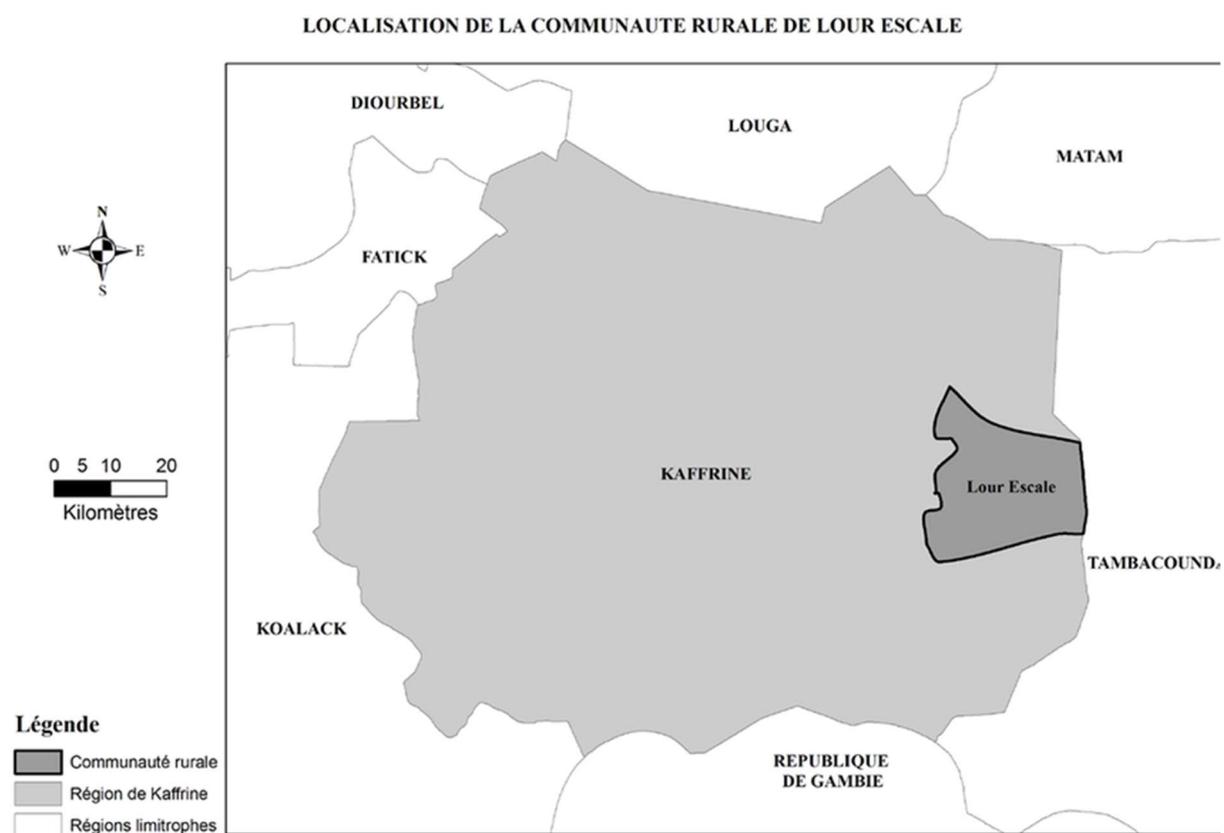
En ce qui concerne l'énergie éolienne, c'est l'énergie cinétique du vent convertit en énergie mécanique puis électrique à l'aide d'une turbine couplée à une génératrice et montée sur un mât. Il faut des vitesses de vent minimales pour faire démarrer l'éolienne et celles-ci doivent pouvoir atteindre une certaine valeur pour qu'un parc puisse être rentable. Pour le Sénégal, le potentiel énergie éolien est encore mal connu et non exploité avec des vitesses de vent comprises entre 3 et 5 mètres par seconde et un potentiel journalier extractible estimé à 1,5 kWh/m<sup>2</sup> [11]. Nous avons des puissances installées surtout dans les zones côtières à Taïba (125 MW), Mboro (50 MW), Leona (50 MW), Potou (10,2 MW), Kayar (10,2 MW) et Saint Louis (50 MW) [8]. Dans notre site d'étude nous avons un très faible potentiel éolien. Mais c'est une zone où ils existent des cours d'eaux avec un potentiel hydroélectrique significatif pour la production d'électricité. Et même si les grands barrages sont coûteux, il existe cependant une possibilité de faire de petites centrales pour des zones isolées (petite hydro).

### II.1.4. Etude du site d'accueil de la centrale et de son potentiel énergétique

Le site d'accueil de la centrale solaire PV se situe dans la partie centrale du Sénégal, dans la région administrative de Kaffrine, plus précisément dans la commune de Darou Bambara à environ 5,1 km du département de Koungheul et à 90,4 km de Kaffrine [13]. La région de Kaffrine, comme montrée par la figure 6, est limitée au Nord par les régions de Diourbel, Louga et Matam, au Sud par la République de Gambie, à l'Est par la région de Tambacounda et à l'Ouest par les régions de Kaolack et Fatick [14]. La centrale sera réalisée spécifiquement dans le village de Darou Bambara située à latitudes 14° Nord et longitudes 14,77° Ouest où se trouve exactement le point d'intersection entre la ligne mère électrique et la dorsale de l'axe Lour Escale. Ce site constitue un point idéal pour raccorder la centrale car il permettrait d'injecter sa production vers le réseau des villages exploités et vers le réseau de la SENELEC. La latitude du site offre des conditions de rayonnement très favorables durant toute l'année, avec une moyenne de plus de 2 000 kWh/m<sup>2</sup>/an. La région bénéficie d'un ensoleillement important qui constitue une ressource pérenne et considérable d'énergie. Cette importance énergétique de la localité d'accueil de la centrale se voit nettement sur le tableau 3 ci-dessous.

*Tableau 3: potentiel solaire par année du site d'implantation de la centrale solaire PV*

Village	Energie photovoltaïque (kWh/kWc)	Irradiation normale directe (kWh/m <sup>2</sup> /an)	Irradiation horizontale globale (kWh/m <sup>2</sup> /an)	Irradiation horizontale diffuse (kWh/m <sup>2</sup> /an)	Irradiation globale du plan incliné à l'angle optimal (kWh/m <sup>2</sup> /an)
Darou Bambara	<b>1 679,8</b>	<b>1 513,7</b>	<b>2 117,9</b>	<b>1 008,4</b>	<b>2 186,9</b>



*Figure 6: Localisation du site d'accueil de la centrale solaire PV [14]*

**II.2. Dimensionnement de la centrale solaire PV**

Le dimensionnement consiste à déterminer le nombre et les caractéristiques des équipements de l'installation. Autant qu'ils soient, ils doivent répondre de manière efficace à la fonction qui leur ait assignée. Dans notre cas l'étude de la puissance totale de la centrale solaire PV a été effectuée pour satisfaire la demande énergétique diurne comme nous n'avons pas de stockage. Ainsi le réseau assurera à son tour les besoins nocturnes en énergie et compléter en cas d'intermittence. Donc un surdimensionnement s'impose pour assurer la réduction du coût d'achat d'énergie soutirée au réseau en injectant une bonne partie du surplus de production.

De manière générale la centrale solaire PV se composera pour les équipements les plus importants i) d'un champ PV, ii) des onduleurs, iii) des boites de jonctions, iv) des dispositifs de protection, v) d'un système de supervision, vi) d'un compteur énergétique et vii) d'un transformateur élévateur pour coupler la centrale PV au réseau HTA.

Par conséquent la détermination des besoins journalières est primordiale afin d'avoir une production stable et suffisante.

### II.3.1. Détermination des besoins énergétiques des villages de la dorsale

La détermination des besoins énergétiques regroupe la consommation des clients de ERA qui sont essentiellement composés de clients domestiques et de clients productifs.

#### II.2.1.1. Besoins énergétiques des clients domestiques

Les besoins énergétiques des clients domestiques ne sont rien d'autres que la quantité d'énergie électrique consommée par les clients à petite puissance. Une étude, réalisée en interne en 2019, ressort la situation de raccordement de ces localités sur la HTA et aussi le nombre d'habitants par village. C'est sur cela que notre étude s'est basé pour déterminer la demande en énergie en 2022 puis en 2025 pris comme année de référence de l'étude. En 2019, la population du village de Lour Escale, prit comme référence, était environ de 5000 habitants et pour une évolution de la population du Sénégal de 3,6% chaque année, nous pouvons estimer la population de ce village en 2022 puis en 2025, et cela est valable pour tous les villages restants.

De même, la consommation énergétique par habitant est à 230 kWh/hbt/an soit 630,14 Wh/hbt/j pour l'année 2014 et sera estimée à 319 kWh/hbt/an soit 873,97 Wh/hbt/j en 2030 ([15], [16]). Ce qui implique une évolution de 5,56 kWh/hbt/an soit 15,24 Wh/hbt/j permettant d'avoir une estimation de la consommation énergétique journalière chaque année.

Donc nous pouvons retenir les formules suivantes pour la détermination du nombre d'habitants par village et de la consommation énergétique.

- **Nombre d'habitants année X = nombre d'habitant année 2019 × (1,036<sup>(année X-2019)</sup>), avec année X supérieur année 2019. (1)**
- **Consommation journalière de l'année X = Consommation de l'année 2014 + (année X - 2014) × évolution annuelle de la consommation énergétique, avec année X supérieure année 2014. (2)**

#### Estimation du nombre d'habitant de Lour Escale en 2022 et 2025

- Nombre d'habitant année 2022 = 5 000 × 1,036<sup>(2022-2019)</sup> = 5 560 hbts
- Nombre d'habitants année 2025 = 5 000 × 1,036<sup>(2025-2019)</sup> = 6 182 hbts

**Estimation de la consommation journalière en 2022 et 2025**

- $\text{Cons } j \text{ 2022} = 230 + ((2022 - 2014) \times 5,5625) = 274,5 \text{ kWh/hbt/an}$  soit 752,1 Wh/hbt/j
- $\text{Cons } j \text{ du village} = 5\,560 \times 752,1 = 4\,181\,676 \text{ Wh/j}$  soit 4 181,67 kWh/j
- $\text{Cons } j \text{ 2025} = 230 + ((2025 - 2014) \times 5,5625) = 291,2 \text{ kWh/hbt/an}$  soit 797,9Wh/hbt/j
- $\text{Cons } j \text{ du village} = 6\,182 \times 797,9 = 4\,932\,617,8 \text{ Wh/j}$  soit 4 932,62 kWh/j

**Estimation de la population et de la consommation énergétique**

Village	Population en 2019	Population en 2022	Consommation en 2022(Wh/hbt/j)	Consommation totale du village (kWh/j)
Lour Escale	<b>5 000</b>	<b>5 560</b>	<b>752,1</b>	<b>4 181,676</b>

Village	Population en 2019	Population en 2025	Consommation en 2025(Wh/hbt/j)	Consommation totale du village (kWh/j)
Lour Escale	<b>5 000</b>	<b>6 182</b>	<b>797,8</b>	<b>4 931,9</b>

Calcul de la population et de la consommation énergétique des villages

Tableau 4 : Besoins énergétiques des villages

Numéro	Villages	Habitants en 2019	Exploitant	Habitants en 2025	Consommation journalière kWh/j
1	Darou Khoudoss I	204	En attente	253	201,84
2	Wilanene	400	En attente	495	394,91
3	Payar	2000	ERA	2473	1972,95
4	Loumboul Hama	120	En attente	149	118,87
5	Darou Nahim	864	En attente	1069	852,85
6	Darou Mana	800	En attente	990	789,82
7	Tiakhate Mouride	975	En attente	1206	962,15
8	Ribot Escale	1440	ERA	1781	1420,88
9	Boki Dior Wolof	520	En attente	643	512,98
10	Yeti Khaye	1500	ERA	1855	1479,9
11	Keur Ngaye	3932	ERA	4862	3878,9
12	Siby Nokho	800	En attente	990	789,8
13	Touba Aliminda	1874	ERA	2318	1849,3
14	Darou Dame Leye	210	En attente	260	207,43
15	Lour Escale	5000	ERA	6182	4931,9
16	Ndiayenne Lour	1045	ERA	1293	1031,5
17	Touba Thiarene Boumack	1700	ERA	2102	1676,9
18	Touba Tharene Boundaw	1700	ERA	2102	1676,9
19	Ngainte Pathé	3082	ERA	3811	3040,4
20	Taif Thiekene	1500	ERA	1855	1479,9
21	Touba Tiekene	400	En attente	495	394,9
22	Darou Karim	460	En attente	569	453,95
23	Maodo Peulh	338	En attente	418	333,48
24	Touba Darou Salam	240	En attente	297	236,9
25	Darou Tanzil (Barkedji)	200	En attente	248	197,8
26	Médina Mounawara	870	En attente	1076	858,4
	<b>TOTAL</b>	<b>32 174</b>		<b>39 792</b>	<b>31 746,1</b>

La répartition des besoins énergétiques journaliers des villages

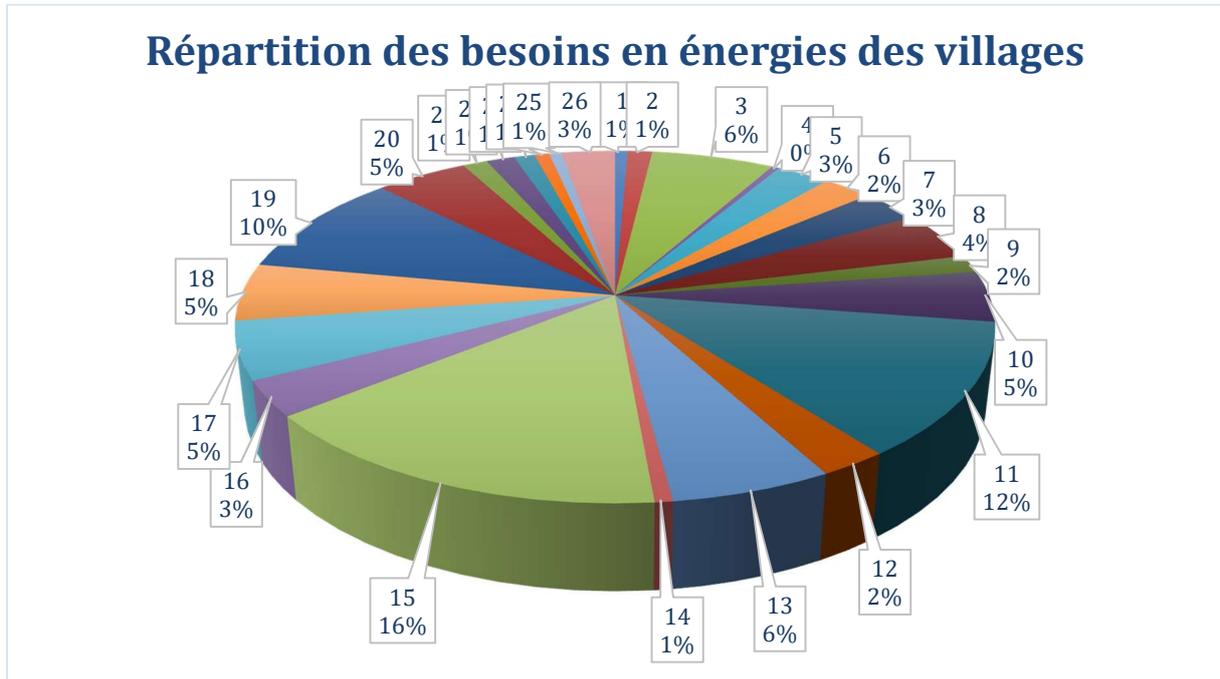


Figure 7: Répartition des besoins énergétiques journaliers des villages

II.2.1.2. Besoins énergétiques des clients du secteur productif

Le secteur productif correspond aux clients développant des activités génératrices de revenus (AGR). Ils utilisent des machines de grande puissance comme les moulins, les forages, les pompes, les transformateurs céréaliers, les antennes téléphoniques, etc.

Leur estimation est déterminée par le nombre de clients abonnés au niveau de la société ERA. Ainsi dans la base de données de l'entreprise, le nombre des clients productifs a été déterminé pour les villages concernés en 2021; 100 installations pour une puissance totale de 398 760W, début 2022 (janvier jusqu'au mois de mai) 106 installations pour une puissance de 429 240W et il en sera à 112 installations pour une puissance de 453 536,6W en fin d'année 2022. Donc le nombre et la puissance correspondante des années suivantes peuvent être déterminés avec une augmentation en moyenne de 12 installations annuellement. De par leur durée de fonctionnement estimée à une demi-journée, nous aurons directement leurs besoins en énergies journalières.

$$\text{Nombre d'AGR année } Z = \text{nombre d'AGR année 2022} + ((\text{année } Z - 2022) \times 12) \quad (3)$$

$$\text{Puissance correspondante} = \frac{\text{nombre d'AGR année } Z \times \text{puissance année 2022}}{\text{nombre d'AGR année 2022}} \quad (4)$$

$$\text{Consommation journalière} = \text{Puissance correspondante} \times 12\text{h} \quad (5)$$

Avec année Z supérieure à l'année 2022.

**Estimation de la consommation du secteur productif en 2025**

Nombre d'AGR année 2025 = 112 + ((2025-2022)× 12) = 148 AGR

Puissance correspondante =  $\frac{148 \times 453\,536,6}{112} = 599\,316,2214\text{ W}$

Consommation journalière = 59 9316,2214 × 12 = 7 191 794,657Wh/j soit 7 191,79 kWh/j

**Estimation des productifs en 2022**

Désignations	Nombre	Puissance totale(W)	Heure de Fonctionnement (h)	Consommation journalière (kWh/j)
Clients productifs	<b>112</b>	<b>453 536,6</b>	<b>12</b>	<b>5 442,4392</b>
			Besoins énergétiques (kWh/j)	<b>5 442,4392</b>

**Estimation des productifs en 2025**

Désignations	Nombre	Puissance totale (W)	Heure de Fonctionnement (h)	Consommation journalière (kWh/j)
Clients productifs	<b>148</b>	<b>599 316,22</b>	<b>12</b>	<b>7 191,79</b>
			Besoins énergétiques (kWh/j)	<b>7 191,79</b>

Connaissant les besoins énergétiques totaux des clients domestiques et des clients productifs décrits dans le tableau 5, nous pouvons avoir une estimation des besoins diurnes selon le profil de charge des villages.

*Tableau 5 : Besoins énergétiques journaliers en 2025*

<b>Besoins énergétiques journaliers en 2025 (MWh/j)</b>	
Consommation des clients domestiques (MWh/j)	<b>31,75</b>
Consommation du secteur productif (MWh/j)	<b>7,19</b>
Consommation journalière totale (MWh/j)	<b>38,94</b>

### II.2.1.3. La répartition des besoins énergétiques

Les besoins totaux à satisfaire dépendent du profil de charge des localités raccordées. Cette répartition est représentée par une consommation importante de 31,75 MWh/j (soit 82%) des clients domestiques et un faible part du secteur productif avec seulement 7,19 MWh/j (soit 18%) de consommation en énergie. La consommation énergétique annuelle étant de 14 212,32 MWh/an dont 9 409,53 MWh/an (soit 66,21%) représente la consommation énergétique diurne et 4 802,78 MWh/an (soit 33,79%) pour la consommation énergétique nocturne.

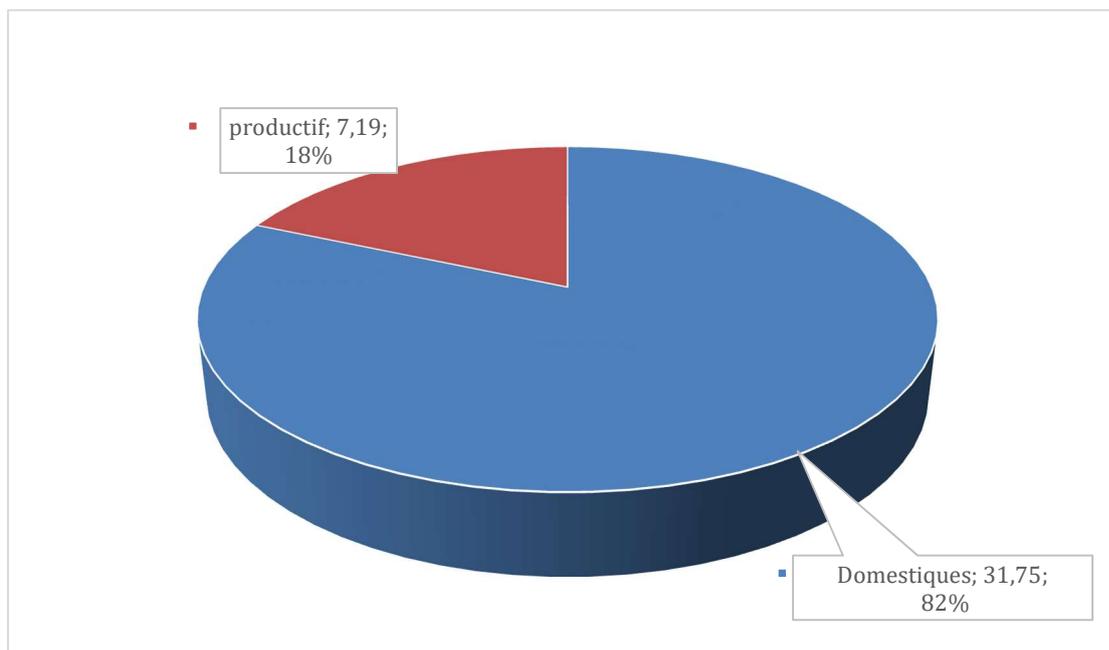


Figure 8 : Part des besoins des clients domestiques et des clients productifs

### II.2.1.4. Profil de charge des villages

L'architecture de la centrale à installer est en fonction de la courbe de charge des villages. Celle-ci est considérée uniforme pour tous les villages concernés par l'étude. Alors le profil de charge du village de Lour Escalé (tableau 6 et figure 9) est pris comme référence vu qu'il est le plus gros consommateur. Les données ont été obtenues avec le transformateur de courant (TC) installé dans la localité. Le TC est un équipement intégrant un compteur d'énergie intelligent qui permet la gestion de l'énergie et la remontée des données de supervision à distance.

Tableau 6 : Profil de charge du village Lour Escale

Heure (h)	1	2	3	4	5	6	7	8
Consommation Journalière (kWh/j)	52	52	52	52	104	104	104	234
Heure (h)	9	10	11	12	13	14	15	16
Consommation Journalière (kWh/j)	312	650	702	754	780	858	806	728
Heure (h)	17	18	19	20	21	22	23	24
Consommation Journalière (kWh/j)	780	780	910	780	676	676	312	52

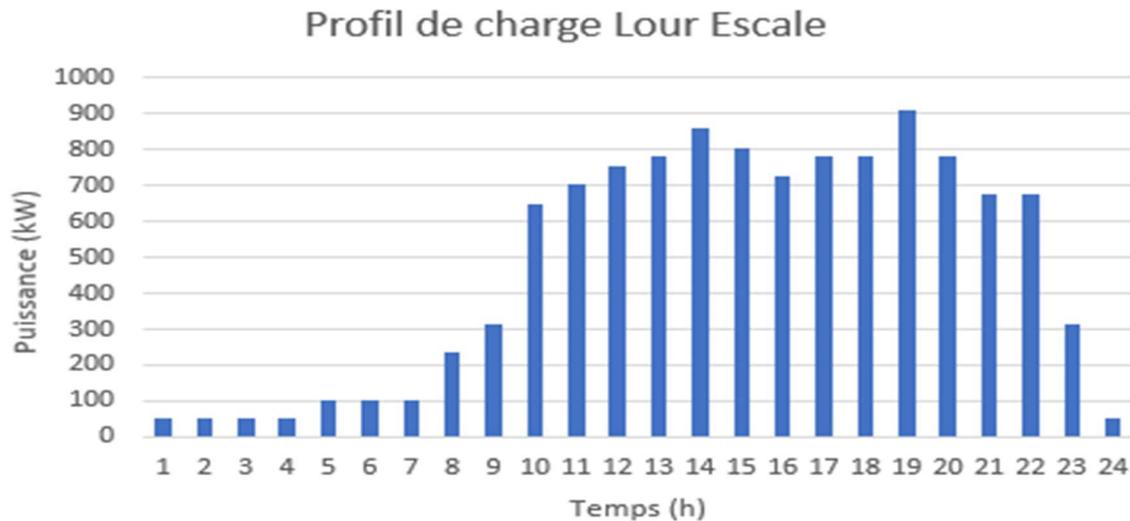


Figure 9 : Profil de charge de Lour Escale

### II.2.2. La puissance crête du Champ PV

La puissance crête du champ PV, étant la puissance maximale que peut délivrer le champ PV dans des conditions d'ensoleillement optimales, est exprimée en watt crête (Wc). Elle représente la quantité d'énergie solaire transformée en énergie électrique dans les meilleures conditions possibles [17].

Dans notre situation la puissance crête du champ PV a été fixée à 10 MWc prenant en considération les pics de puissance des localités concernées. Ce choix se justifie par la satisfaction des besoins journaliers des clients de la société et pouvoir réduire leur dépendance à la SENELEC.

Le concept vise une production maximale d'énergie journalière pour les consommateurs et d'avoir une surproduction. Donc l'installation doit prendre en compte la consommation des domestiques, des AGR et le surplus à vendre à la SENELEC.

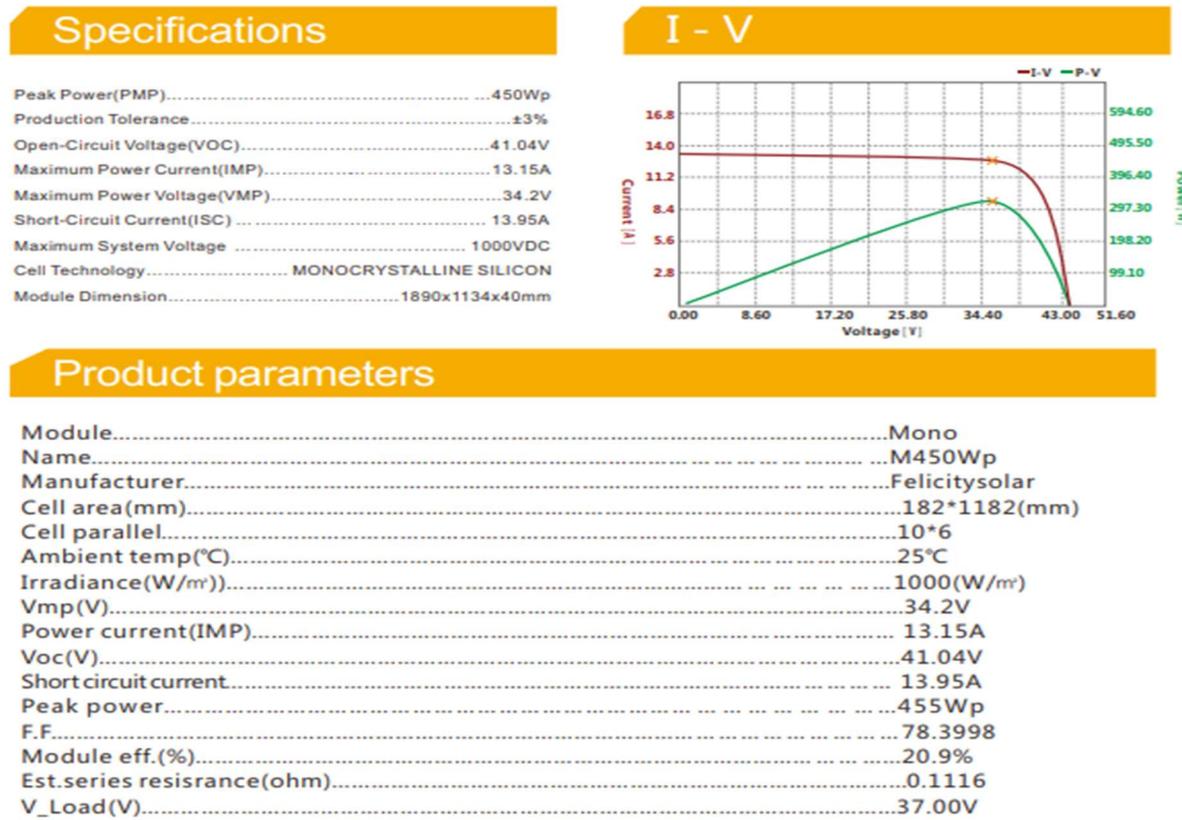
### **II.2.2.1. Détermination du nombre de panneaux solaires photovoltaïques**

Les panneaux solaires PV sont composés d'un ensemble de cellules mises en série et en parallèle, réalisant la conversion de la lumière du soleil en électricité sous l'effet photovoltaïque. Ils sont eux-mêmes associés en série et/ou parallèle pour former un champ PV d'une puissance crête définie selon des conditions spécifiques d'éclairement, de température et de spectre solaire (1 000 W/m<sup>2</sup>, 25 °C et AM 1,5).

#### **II.2.2.1.1. Choix des panneaux solaires photovoltaïques**

Le marché des panneaux solaires PV est devenu beaucoup plus accessible avec diverses caractéristiques. Nous remarquons aussi une augmentation considérable des usines de production surtout en Europe qu'en Asie. Vu la taille de la centrale, nous choisissons des panneaux solaires d'une puissance de 550 Wc afin de diminuer le nombre de module. Après des demandes auprès de quelques fournisseurs, nous avons eu quelques réponses favorables pour des gammes de panneaux solaires d'un tel projet. Nous pouvons en citer Felicity Solar avec des puissances de 450Wc à hauteur de 120 000 Fcfa et Mysolar USA avec des puissances variantes de 375 à 700 Wc à 0,2407 USD/Wc soit 147,82 Fcfa/Wc. En tenant compte du rapport qualité/prix des produits, de sa fiabilité, de sa performance, de sa résistance aux conditions climatiques du milieu, de sa garantie et du service après-vente. Notre choix se porte sur les modules PV de Mysolar USA. Les tableaux 7 et 8 ci-dessous montrent respectivement les caractéristiques des modules PV de Felicity Solar et de Mysolar USA.

*Tableau 7 : Caractéristiques du module PV de Felicity Solar*



*Tableau 8 : Caractéristiques du module PV de Mysolar USA*

Module type	MS 540 M-HA		MS 545 M-HA		MS 550 M-HA		MS 555 M-HA		MS 560 M-HA	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Pmax(W)	540	408	545	412	550	416	555	420	560	424
Vmp (V)	41,64	38,99	41,80	39,20	41,95	39,43	42,18	39,66	42,30	39,89
Imp (A)	12,98	10,47	13,05	10,51	13,12	10,55	13,16	10,59	13,24	10,63
Voc (V)	49,50	46,43	49,75	46,55	49,90	46,65	50,03	45,81	50,15	46,94
Isc (A)	13,86	11,09	13,93	11,13	14,00	11,17	14,04	11,21	14,12	11,25
η (%)	20,90		21,10		21,30		21,50		21,70	
Operating temperature (°C)	- 40 à + 85									
Maximum system voltage	1500 V DC / 1000 V DC									
Maximum series fuse rating	25									
Power tolerance	0 à + 6 W									
Temperature coefficients of Pmax	- 0,35 %/°C									
Temperature coefficients of Voc	- 0,275 %/°C									
Temperature coefficients of Isc	0,045 %/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45 ± 2°C									

STC : Irradiance 1000 W/m<sup>2</sup>, Cell Temp : 25°C and AM = 1,5

NOCT : Irradiance 800 W/m<sup>2</sup>, Ambient Temp : 20 °C and AM = 1,5 Wind speed 1m/s

Power measurement tolerance : -/+ 3%

- Le nombre total de modules  $N_p = \frac{P_c}{P_p} = \frac{10\,000\,000}{550} = 18\,181,8$  soit 18 182 panneaux (6)

Avec  $P_c$  : puissance crête du champ

$P_p$  : puissance d'un module

### II.2.2.1.2. Orientation et Inclinaison des panneaux solaires PV

**Orientation plein Sud** : l'orientation plein Sud des panneaux solaires est le plus souvent utilisée étant donné que nous sommes dans l'hémisphère Nord avec une inclinaison moyenne d'un angle de 15° permettant un angle d'incident des rayons solaires de 90°.

**Orientation Est-Ouest** : les panneaux solaires sont installés en pavillon, le centre est le point le plus bas et les bords extérieurs sont hauts. Cette orientation innovatrice est de plus en plus adoptée dans le monde et permet de produire 3 à 4 fois de plus d'énergie par rapport à l'orientation plein Sud. Car la double orientation permet une production plus tôt le matin et plus tard le soir en réduisant la surproduction dans les heures de faible consommation. Elle offre aussi un gain en espace beaucoup plus compétitive avec un prix du kilowattheure moins cher. Elle permettrait de satisfaire les besoins des clients surtout ceux du secteur productif qui constitue les plus gros consommateurs.

Notre choix se porte sur l'orientation Est-Ouest des panneaux solaires avec un angle d'inclinaison optimal de 15°.

### II.2.3. Choix de l'onduleur

Un générateur photovoltaïque produit du courant électrique continu et peut donc alimenter uniquement des charges qui fonctionnent avec ce type de courant. Habituellement les charges fonctionnent en courant alternatif et vu que l'installation est raccordée au réseau public, le courant distribué doit nécessairement être alternatif. A partir de cela, l'onduleur assure la fonction de transformer le courant continu produit par le champ PV en courant alternatif. Il crée au niveau de sa sortie une tension alternative, c'est-à-dire transformer la tension du générateur 1 500V continu en 600V alternative. Le courant injecté doit avoir une forme sinusoïdale pure et synchronisé avec le réseau HTA 30 kV / 50 Hz déjà en place. D'où la nécessité d'un transformateur élévateur 600 V à 30 kV.

Cependant, l'onduleur doit être bien choisi pour accomplir correctement sa fonction dans l'installation selon différentes technologies et configurations existantes. Par ailleurs, une caractéristique fondamentale pour un onduleur est d'optimiser la production effective d'énergie

de l'installation par rapport au rayonnement solaire incident, au moyen du réglage MPPT (Maximum Power Point Tracker).

En réponse à des compromis technico-économiques trois (3) différentes typologies d'onduleurs et de configurations existent :

- Configuration centralisée : onduleur unique central (OUC),
- Configuration par string : onduleur par groupe de panneau (OGP) ou onduleur de chaîne et onduleur intégré par panneau (OIP),
- Configuration multi-string : onduleur multi-chaîne (OMC).

**Onduleur unique centralisé (OUC) :** un unique onduleur gère toute la conversion CC/AC de l'installation.

**Onduleur de chaîne ou onduleur par groupe de panneaux (OGP) :** comme son nom l'indique chaque chaîne de module est reliée à un onduleur.

**Onduleur intégré par panneau (OIP) ou Module Inverter :** chaque panneau solaire dispose de son propre onduleur ou micro-onduleur.

**Onduleur multi-chaîne (OMC) :** cette typologie consiste à raccorder les chaînes par des entrées MPPT indépendants puis l'ensemble relié à un onduleur.

### II.2.3.1. Choix pour notre système

Pour notre cas le champ PV combinera la configuration centralisée et la configuration par multi-string. Les chaînes de module seront regroupées en plusieurs groupes et interconnectées entre eux en parallèle puis reliées à des onduleurs centraux. Ces derniers seront eux-mêmes raccordés en parallèle. L'intérêt de ce concept est d'utiliser un plus grand nombre d'onduleurs du même type et si un onduleur tombe en panne, seule la production de la rangée concernée est défaillante. La répartition de la lumière incidente, les effets d'ombrage, l'orientation et l'inclinaison des panneaux solaires seront pris en compte par cette configuration pour une meilleure gestion de la centrale. Cette solution permet des investissements économiques limités, une grande simplicité de l'installation et des coûts d'entretiens réduits [18]. Il nécessite aussi un effort élevé pour l'application d'un système de surveillance qui offre la meilleure possibilité car une seule interface de données et une unité de traitement sont nécessaires. Les configurations OUG et OMC sont souvent moins chers en termes d'équipements électroniques. Elles conduisent à un meilleur rendement global et une meilleure fiabilité de l'installation. À l'instant nous n'avons étudié que les onduleurs SMA Technology pour leur Sunny Central présenté sur le tableau 8 ci-dessous. Ce choix se justifie par la performance du rendement, de

la qualité et de la durabilité du produit mais nous ignorons son prix car n'ayant pas de retour favorable de leur part.

*Tableau 9 : Caractéristiques de l'onduleur de SMA [16]*

Technical Data	Sunny Central 2500-EV	Sunny Central 2750-EV	Sunny Central 3000-EV
<b>Input (DC)</b>			
MPP voltage range $V_{DC}$ (at 25°C / at 35°C / at 50°C)	850 V to 1425 V / 1200 V / 1200 V	875 V to 1425 V / 1200 V / 1200 V	956 V to 1425 V / 1200 V / 1200 V
Min. input voltage $V_{DC, min}$ / Start voltage $V_{DC, start}$	778 V / 928 V	849 V / 999 V	927 V / 1077 V
Max. input voltage $V_{DC, max}$	1500 V	1500 V	1500 V
Max. input current $I_{DC, max}$ (at 35°C / at 50°C)	3200 A / 2956 A	3200 A / 2956 A	3200 A / 2970 A
Max. short-circuit current rating	6400 A	6400 A	6400 A
Number of DC inputs	24 double pole fused (32 single pole fused) for PV		
Number of DC inputs with optional DC coupled storage	18 double pole fused (36 single pole fused) for PV and 6 double pole fused for batteries		
Max. number of DC cables per DC input (for each polarity)	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm <sup>2</sup>		
Integrated zone monitoring	○		
Available DC fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A		
<b>Output (AC)</b>			
Nominal AC power at $\cos \varphi = 1$ (at 35°C / at 50°C)	2500 kVA / 2250 kVA	2750 kVA / 2500 kVA	3000 kVA / 2700 kVA
Nominal AC power at $\cos \varphi = 0.8$ (at 35°C / at 50°C)	2000 kW / 1800 kW	2200 kW / 2000 kW	2400 kW / 2160 kW
Nominal AC current $I_{AC, nom} = \text{Max. output current } I_{AC, max}$	2624 A	2646 A	2646 A
Max. total harmonic distortion	< 3% at nominal power	< 3% at nominal power	< 3% at nominal power
Nominal AC voltage / nominal AC voltage range <sup>1) 2)</sup>	550 V / 440 V to 660 V	600 V / 480 V to 720 V	655 V / 524 V to 721 V <sup>2)</sup>
AC power frequency		50 Hz / 47 Hz to 53 Hz 60 Hz / 57 Hz to 63 Hz	
Min. short-circuit ratio at the AC terminals <sup>10)</sup>		> 2	
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable <sup>1) 11)</sup>		● 1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited ○ 1 / 0.0 overexcited to 0.0 underexcited	
<b>Efficiency</b>			
Max. efficiency <sup>2)</sup> / European efficiency <sup>2)</sup> / CEC efficiency <sup>2)</sup>	98.6% / 98.3% / 98.0%	98.7% / 98.5% / 98.5%	98.8% / 98.6% / 98.5%

### II.2.3.2. Détermination des onduleurs

La configuration du champ PV dépend des caractéristiques des modules PV et celles de l'onduleur. Ainsi les onduleurs avec MPPT ont des plages de tension de fonctionnement notamment un seuil de démarrage et un maximum. Il faut veiller à configurer les modules de telle sorte qu'ils fournissent toujours la tension de démarrage de l'onduleur. Également veiller à ce que la tension de circuit ouvert des modules à température minimale reste inférieure à la tension maximale tolérée par l'onduleur [19]. La détermination des onduleurs de l'installation dépendra du nombre et du type de raccordement des panneaux solaires.

À ce qui concerne un string ou encore appelé chaîne de modules qui est un ensemble de panneaux solaires raccordés en série et est déterminé comme suit :

- Le nombre minimal de modules en série  $N_{min} = \frac{V_{start,ond}}{V_{mp,temp max}}$  (8)

$$N_{min} = \frac{999}{41,95} = 23,8 \text{ soit } 24 \text{ panneaux}$$

- Le nombre maximal de modules en série  $N_{\max s} = \frac{V_{\max, \text{ond}}}{V_{\text{oc}, \text{temp min}}} \quad (9)$

$$N_{\max s} = \frac{1500}{49,9} = 30,06 \text{ soit } 30 \text{ panneaux}$$

- Le nombre moyen de modules en série  $N_{\text{ms}} = \frac{N_{\text{mins}} + N_{\max s}}{2} \quad (10)$

$$N_{\text{ms}} = \frac{24 + 30}{2} = 27 \text{ panneaux solaires par string}$$

- La puissance maximale d'un string  $P_s = P_p \times N_{\text{ms}} \quad (11)$

$$P_s = 550 \times 27 = 14\,850 \text{ Wc}$$

- Le nombre de string en parallèle  $N_{\text{sp}} = \frac{N_p}{N_{\text{ms}}} \quad (12)$

$$N_{\text{sp}} = \frac{18\,182}{27} = 673,4 \text{ soit } 674 \text{ strings parallèles}$$

- Le nombre de strings par boite de jonction  $N_{\text{s/bj}} = N_{\text{s/t}} \times N_{\text{t/g}} \quad (13)$

$$N_{\text{s/bj}} = 10 \times 2 = 20 \text{ strings}$$

- Le nombre de boite de jonction  $N_{\text{bj}} = \frac{N_{\text{sp}}}{N_{\text{s/bj}}} \quad (14)$

$$N_{\text{bj}} = \frac{674}{20} = 33,7 \text{ soit } 34 \text{ boites de jonction}$$

Une table est un ensemble de strings de modules interconnectés entre eux en parallèle.

- Le nombre de modules par table  $N_{\text{p/t}} = N_{\text{s/t}} \times N_{\max s} \quad (15)$

$$N_{\text{p/t}} = 10 \times 27 = 270 \text{ panneaux}$$

- La puissance d'une table  $P_t = N_{\text{p/t}} \times P_p \quad (16)$

$$P_t = 270 \times 550 = 148\,500 \text{ Wc}$$

Ainsi les tables obtenues seront assemblées en groupe photovoltaïque qui est l'ensemble électrique de chaînes de modules interconnectés entre elles en parallèle [19]. Nous définissons 2 tables par groupes PV qui seront connectés dans une boite de jonction. La puissance d'un groupe sera de :

- La puissance d'un groupe  $P_g = N_{\text{t/g}} \times P_t \quad (17)$

$$P_g = 2 \times 148\,500 = 297\,000 \text{ Wc}$$

De même que les groupes seront répartis en générateur photovoltaïque qui désigne un ensemble de groupes de modules interconnectés et fonctionnant comme une seule unité génératrice d'électricité. La répartition des groupes en générateur est déterminée comme suit :

- Le nombre de groupe par onduleur  $N_{\text{g/ond}} = \frac{P_{\text{ond}}}{P_g} \quad (18)$

$$N_{\text{g/ond}} = \frac{2\,200\,000}{297\,000} = 7,4 \text{ soit } 8 \text{ groupes par un onduleur}$$

- Puissance d'un générateur  $P_{\text{gén}} = N_g \times P_g$  (19)

$$P_{\text{gén}} = 8 \times 297\,000 = 2\,376\,000 \text{ Wc}$$

Les puissances des onduleurs sont définies par rapport aux puissances des générateurs. Le choix de l'onduleur dépendra aussi des onduleurs présents dans le marché.

- Nombre d'onduleur  $N_{\text{ond}} = \frac{P_c \times \cos \rho}{P_{\text{ond}}}$  (20)

$$N_{\text{ond}} = \frac{10\,000\,000 \times 0,8}{2\,200\,000} = 3,6 \text{ soit } 4 \text{ onduleurs}$$

Avec  $V_{\text{start, ond}}$  : tension de démarrage de l'onduleur ;

$V_{\text{max, ond}}$  : tension d'entrée maximale de l'onduleur ;

$V_{\text{mp, temp max}}$  : tension à puissance maximale du module à la température maximale ;

$V_{\text{oc, temp min}}$  : tension de court-circuit du module à température minimale ;

$P_{\text{ond}}$  : puissance d'un onduleur ;

$N_{\text{s/t}}$  : nombre de string par table ;

$N_{\text{t/g}}$  : nombre de table par groupe PV ;

$N_{\text{g/ond}}$  : nombre de groupe par onduleur.

### II.2.3.3. Schéma de raccordement des onduleurs au champ PV

La figure 10 suivant décrit l'interconnexion des tables dont chacun compte 10 rangés de 27 modules en séries et 2 tables seront connectées à une boîte de jonction pour former un groupe PV. L'ensemble de huit (8) BJ sera relié à un onduleur central formant le générateur PV qui a son tour sera interconnecté à un transformateur.

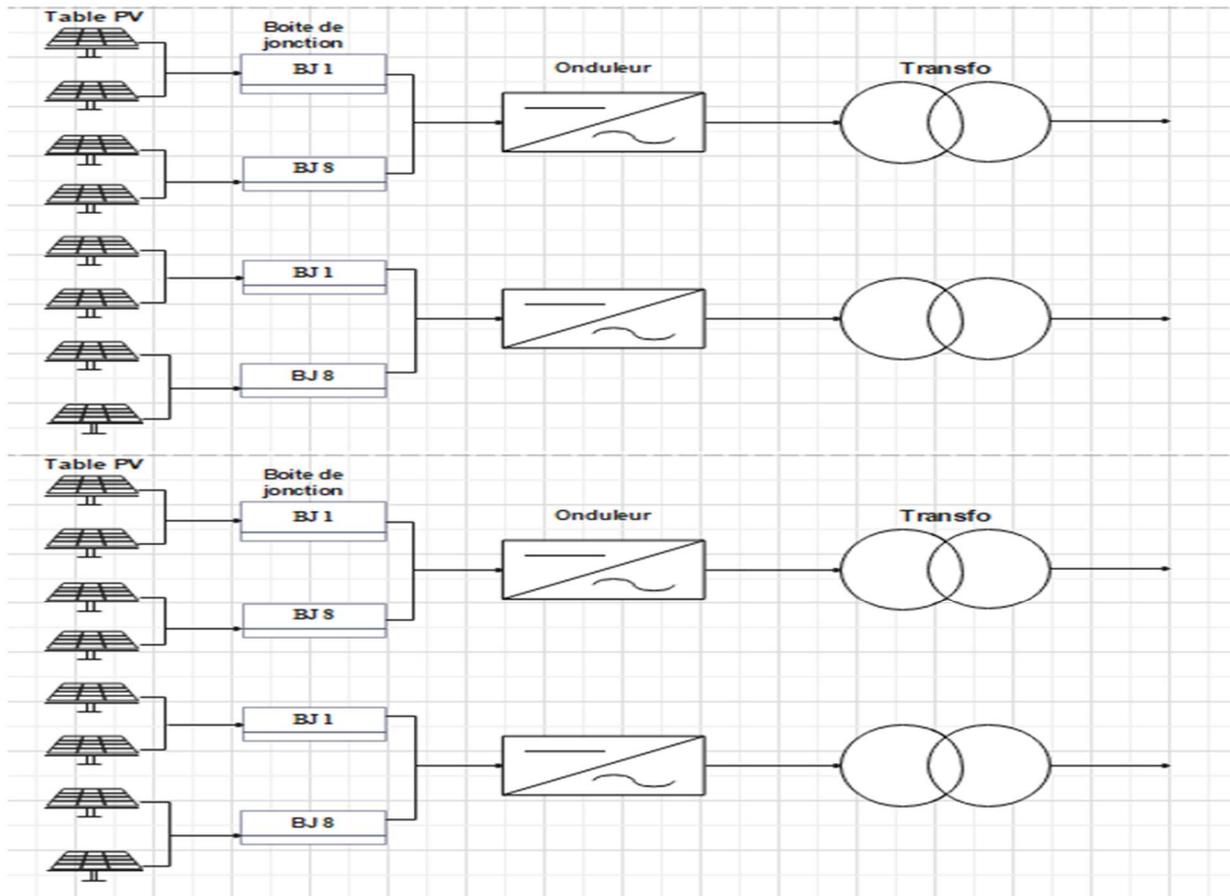


Figure 10 : Schéma de raccordement du champ PV aux onduleurs centraux

#### II.2.4. Choix du transformateur

Un transformateur électrique (parfois abrégé en « transfo ») est une machine électrique permettant de modifier les valeurs de tension et d'intensité du courant délivrées par une source d'énergie électrique alternative, en un système de tension et de courant de valeurs différentes, mais de même fréquence et de même forme. Leur fiabilité leur permet d'effectuer cette transformation avec un excellent rendement. La norme IEC 62 271-202 définit et indique les conditions de service, les caractéristiques assignées, les conditions requises et les méthodes d'essai des postes de transformation préfabriqués. Le transformateur élévateur du générateur ou (Generator Step Up transformer « GSU ») est une connexion clé entre la centrale électrique et le réseau de transport, et il fonctionne généralement à pleine charge le jour. Le GSU augmente le niveau de basse tension de la sortie du générateur au niveau de tension du réseau correspondant. Il doit pouvoir résister à des charges thermiques extrêmes sans vieillissement prématuré. C'est-à-dire il doit avoir une durée de vie de plus de 30 ans (ne doit pas être remplacé au cours de la durée de vie de la centrale) et ne nécessite pas une importante maintenance.

Les onduleurs centraux choisis (tableau 9) fournissent une sortie de puissance à des tensions de l'ordre de 600 V et varie entre 480 à 720 V AC. Le réseau d'électricité fonctionne à des tensions beaucoup plus élevées de l'ordre de dizaines de milliers de volts (30 kV) alors un transformateur devrait être installé pour fournir la puissance nécessaire du réseau. Le transformateur est choisi en fonction de la puissance maximale transitée par les onduleurs moyennant les possibilités d'extension. D'où la nécessité d'un transformateur élévateur. Pour se faire, nous avons eu une réponse favorable de VEKMAR (indiqué au tableau 10 ci-dessous) pour des transformateurs de l'ordre de 2 500 kVA avec des tensions d'entrée de 600 V et de sortie de 30 kV. Un choix optimal de notre système permettant de raccorder la centrale solaire au réseau de la dorsale électrique. Alors nous raccorderons chaque onduleur à un transformateur lui-même interconnecté à une armoire électrique ou poste de livraison comme indiqué par la figure 11 suivante :

*Tableau 10 : Facture pro-forma des transformateurs de VEKMAR*

Les articles ci-dessous sont dans le cadre de notre offre

No.	Description du produit	Prix unitaire	Qté	Montant
<b>A</b>	<b>SEM TRANSFORMER</b>			
1	2500 KVA 0,6/30 kV cu Oil Type Transformer	51.411,63 €	1	51.411,63 €
Total cost of products :				51.411,63 €
<b>B</b>	<b>HITACHI TRANSFORMER</b>			
1	2500 KVA 0,6/30 kV cu Oil Type Transformer	63.622,66 €	1	63.622,66 €
Total cost of products :				63.622,66 €

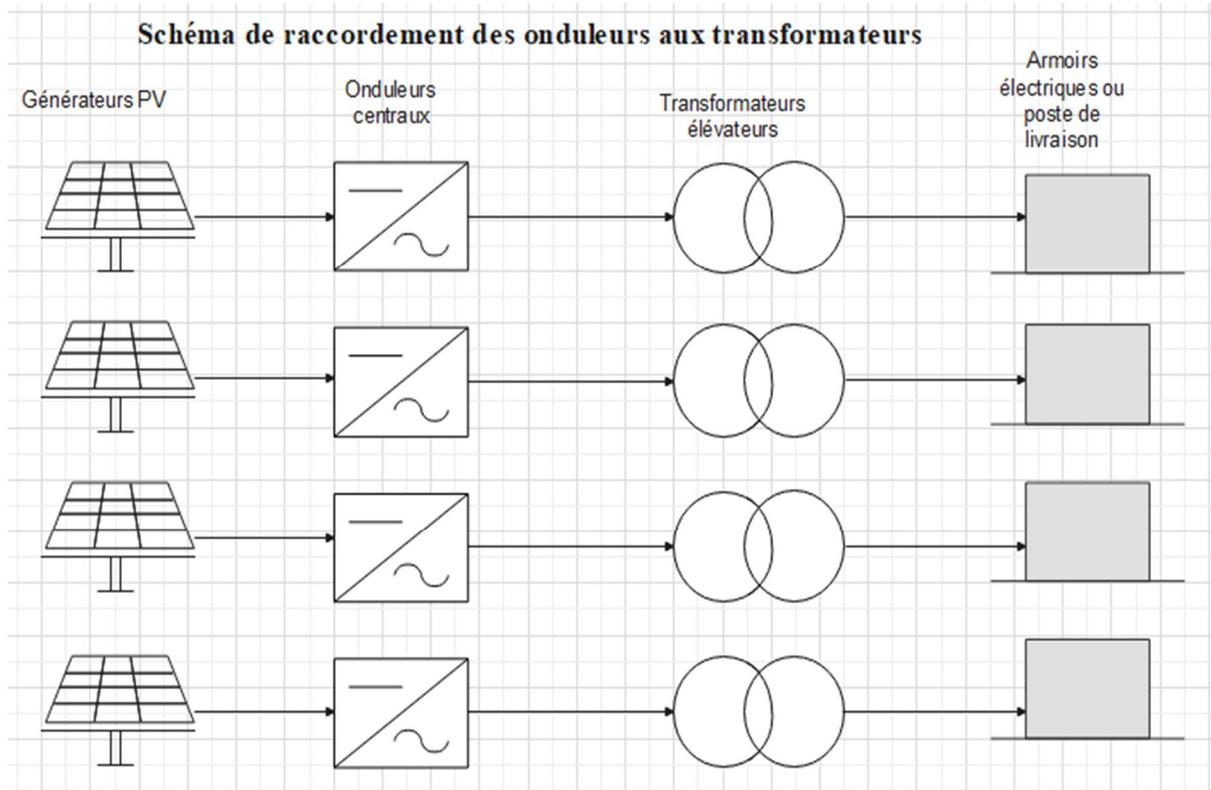


Figure 11 : Schéma de raccordement des onduleurs aux transformateurs

### II.2.5. Choix section des câbles

Les câbles relient électriquement tous les composants du système PV. Puisque tout conducteur mis en place dans une connexion électrique engendre des pertes, et une chute de tension, dues à la résistance du conducteur durant le passage du courant. Le câblage est un point critique de toute l'installation. Il est très important de bien choisir les types et la section de câbles à utiliser pour l'interconnexion des composants afin de bien maintenir la fiabilité et le bon rendement du système. Donc le dimensionnement des conducteurs doit éviter la circulation d'un courant très fort dans les câbles. Le choix des câbles dont l'enveloppe est adaptée aux conditions d'utilisation est aussi nécessaire. Dans les systèmes PV, cette chute de tension maximale ( $\Delta U_{max}$ ) n'excède pas de trois pourcent (3%) pour les petites puissances et de huit pourcent (8%) pour les grandes puissances. Il faut noter que plus le câble est épais, moins forte sera la résistance mais le câble sera aussi plus cher. Il est par conséquent, nécessaire de faire un compromis entre un coût raisonnable du câble et les pertes en ligne. Donc pour plus de fiabilité considérons une chute de tension égale à 3% pour le système. Le tableau 11 donne un aperçu de la section minimale des câbles permettant l'interconnexion des différents appareils de l'installation.

$$R = \frac{\Delta U_{max}}{I} \quad \text{or} \quad R = \frac{\rho \times L}{S} \quad \text{et} \quad \frac{\Delta U_{max}}{U} = 3\%$$

$$\text{Donc } \Delta U_{max} = \frac{\rho \times L \times I}{S} \quad \text{d'où } S = \frac{(\rho \times L \times I)}{\Delta U_{max}} \quad (20)$$

**U** : tension de sortie de l'appareil [V] ;

**$\Delta U_{max}$**  : chute de tension [V] ;

**I** : courant de sortie [A] ;

**R** : résistance du conducteur [ $\Omega$ ] ;

**$\rho$**  : résistivité linéaire du matériau conducteur [ $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ ] ;

**S** : section du conducteur [ $\text{m}^2$ ] ;

**L** : longueur du câble [m] que l'on considère 2 fois aller et retour lors du calcul.

*Tableau 11 : Section minimale des câbles calculée pour l'interconnexion des appareils*

Départ	Arrivé	Longueur (m)	Conducteur	Résistivité ( $\Omega \cdot \text{mm}^2 / \text{m}$ )	Tension (V)	Intensité (A)	$\Delta U_{max}$ (V)	Section ( $\text{mm}^2$ )
String	BJ	20	Cuivre	0,017	41,95	13,12	1,25	<b>8</b>
BJ	Onduleur	100	Cuivre	0,017	1 132,65	2 099,2	33,9	<b>211</b>
Onduleur	Transformateur	100	Cuivre	0,017	600	3 593,3	18	<b>679</b>
Transformateur	Poste de livraison	100	Cuivre	0,017	600	2 357,5	18	<b>446</b>

### II.2.6. Système de supervision de la centrale solaire PV

La majorité des onduleurs centraux proposent un outil de supervision intégré. Il permet de suivre la production d'électricité instantanée, journalière, hebdomadaire, mensuelle et annuelle. Cet outil permet même parfois de piloter la consommation journalière des clients pour optimiser la répartition des besoins. Cette fonctionnalité est accessible directement par l'écran digital de l'onduleur, par un ordinateur, tablette, smartphone connecté en wifi ou Bluetooth, ou bien par une plateforme internet. Le système de suivi et d'acquisition des données seront relevés à l'aide d'une armoire de commande basse tension. Le suivi de la production est nécessaire pour détecter d'éventuels dysfonctionnements des panneaux solaires, d'un onduleur et du transformateur. Le système de supervision est une représentation miniature de la centrale. Les différentes marques d'onduleurs solaires proposent aussi des accessoires permettant soit de recueillir des informations complémentaires à la centrale, soit d'actionner certains points du système lorsque la production est plus importante que la consommation.

De même que ces informations peuvent être les données météorologiques du site.

## II.3.Choix technologiques

### II.3.1. Choix des équipements

Le choix des équipements de l'installation dépend de plusieurs facteurs internes et externes aux matériels. Les critères de choix dépendent :

- Le prix du matériel ;
- La provenance pour garantir un bon bilan carbone ;
- L'approvisionnement en quantité suffisante au moment voulu ;
- Un bon rapport qualité-prix.

### II.3.2. Caractéristiques des équipements de protection

#### II.3.2.1. Boite de jonction ou encore appelé unité de couplage parallèle UCP

Il permet la mise en parallèle des chaîne de modules PV, la protection et l'isolation du champ PV et contient les départs vers les onduleurs. Elles doivent garantir un bon niveau de sécurité et répondra aux dispositions suivantes : enveloppe non-propagatrice de la flamme, ouverture possible seulement à l'aide d'une clé, séparation des borniers positifs et négatifs avec une isolation appropriée, disposition des borniers terminales de telle sorte que les risques de court-circuit durant l'installation ou la maintenance soit improbables.

L'UCP contient les disjoncteurs DC pour chaque chaîne de panneaux, un interrupteur-sectionneur général CC au départ de chacune des liaisons principales CC, un parafoudre CC au départ de chacune des liaisons principales CC.

**Disjoncteurs DC** : ils seront installés sur la polarité positive de chaque chaîne, avec les caractéristiques suivantes : appropriés pour le courant continu, calibré pour une valeur de courant comprise entre 1,25 fois  $I_{cc}$  et 2 fois  $I_{cc}$  (STC), dimensionner pour fonctionner à une tension égale à  $V_{oc}$  (STC) multiplié par 1,15 et par le nombre de modules dans la chaîne.

$$I_d = \text{Coef de prot} \times I_{cc} \times N_s/t \quad (21)$$

- $I_d = 1,25 \times 14 \times 10 = 175 \text{ A}$

$$U_d = \text{Coef de prot} \times V_{oc} \times N_{ms} \quad (22)$$

- $U_d = 1,15 \times 49,9 \times 27 = 1\,549,39 \text{ V}$

**Interrupteur-sectionneur principal CC** : il sera sur la liaison principale CC en amont du régulateur MPPT et est un moyen de couper et d'isoler électriquement le string tout entier. Il assure la protection des onduleurs et est dimensionné en multipliant le nombre de string à protéger par le courant de court-circuit des panneaux et par un coefficient de sécurité.

$$U_{is} = \text{Coef de prot} \times V_{oc} \times N_{ms} \quad (23)$$

- $U_{is} = 1,15 \times 49,9 \times 27 = 1\,549,39 \text{ V}$

$$I_{is} = \text{Coef de prot} \times I_{cc} \times N_{s/t} \quad (24)$$

- $I_{is} = 1,25 \times 14 \times 10 = 175 \text{ A}$

**Parafoudre CC :** Les parafoudres sont dimensionnés en fonction de la tension à vide du string multiplié par le coefficient de protection imposé par la norme.

$$U_p = \text{Coef de prot} \times N_{\text{maxs}} \times V_{oc} \quad (25)$$

- $U_p = 1,15 \times 49,9 \times 27 = 1\,549,39 \text{ V}$

### II.3.2.2. Coffrets AC triphasés avec parafoudre

Les interrupteur-sectionneurs AC sont à 3 pôles en plus du neutre car l'onduleur utilisé est triphasé. Il permet de protéger les onduleurs et son calibre correspond au calibre normalisé directement supérieur à l'intensité maximal en sortie de l'onduleur.

$$I_{is} = \frac{P_{\text{ond}} \times \eta_{\text{ond}}}{V_{s,\text{ond}}} \quad (26)$$

- $I_{is} = \frac{2\,200\,000 \times 0,985}{600} = 3\,611,66 \text{ A}$

**Parafoudre AC :** sa plage de tension doit correspondre à celle de la sortie de l'onduleur.

$$U_p = 600 \text{ V}$$

**Disjoncteur différentiel AC :** son calibre est directement supérieur à l'intensité en sortie de l'onduleur.

$$I_{dd} = 3\,611,66 \text{ A}$$

Les calibres à choisir pour les équipements sont ceux directement supérieur à la valeur calculée par rapport à ceux définis par la norme UTE 15-712-1.

### II.3.2.3. Les connecteurs

Sur la partie CC, les connecteurs utilisés doivent être conformes à la norme NF EN 50 521. Pour garantir la qualité de la connexion et limiter les risques d'arc électrique pouvant créer des incendies, chaque couple de connecteurs mâle femelle à assembler doit être de même type et de même marque. L'interconnexion des modules sera assurée par des connecteurs décrochables de type MC4 simple et de type MC4 Y. Ils seront de classe II, assureront une protection contre les contacts directs et résisteront aux conditions extérieurs (UV, humidité, température...).

## II.4. Conception et configuration de la centrale solaire PV

### II.4.1. Etat de l'art de la dorsale électrique

Un réseau électrique est un ensemble d'infrastructures énergétiques permettant d'acheminer l'électricité des centres de production vers les consommateurs. Il est constitué de lignes électriques exploitées à différents niveaux de tension connectées entre elles dans des postes électriques [20]. Les postes permettent de répartir l'électricité et de la faire passer d'une tension à une autre grâce aux transformateurs.

Un réseau électrique doit aussi assurer la gestion dynamique de l'ensemble production-transport-consommation, mettant en œuvre des réglages ayant pour but d'assurer la stabilité du système. Il est réalisé selon la réglementation de la doctrine de construction des réseaux HTA et BT afin de :

- Garantir la capacité d'évacuation de l'énergie ;
- Assurer le maillage du territoire national ;
- Garantir la pérennité des installations ;
- Assurer la souplesse d'exploitation.

La doctrine traite les matériels et les équipements, la structure des réseaux, l'encadrement des chantiers et des aspects réglementaires de l'occupation des espaces publics [21].

#### II.4.2. Architecture de la dorsale

La dorsale de l'axe Lour Escale a été réalisée en ligne HTA de 30kV/50Hz triphasée et exploitée par la société ERA pour fournir à ses clients de l'électricité. La dorsale est faite de ligne nue almélec de 148mm<sup>2</sup> partant de Darou Bambara à Barkédji en passant par Lour Escale et Ribot Escale, des dérivations de Ida Mouride à Siby Nokho, de Yeti Khaye à NGainthe Pathé puis de Ribot Escale à Payar. Ci-dessous la figure 12 montre la représentation de la ligne HTA de la dorsale ainsi que les villages alimentés.

La dorsale électrique est ainsi caractérisée par :

- 3 × 88756 m de câble almélec 148 mm<sup>2</sup> ;
- Résistance linéique de la ligne 0,224 Ohm/km d'où 19,88 Ohm sur toute la ligne ;
- Courant admissible 315 A ;
- Puissance maximale de transit 14,7 MVA ;
- Perte linéique de 1,97 MVA ;
- 4 IACM 36kV/ 400A à commande ;
- 17 Portiques en poteaux béton 12PB2000 ;
- 70 Portiques en poteaux béton 12PB1600 ;
- 12 Poteaux béton 12B1600 ;
- 400 Poteaux béton 12AR650 ;
- 2 Armements simples avec isolateurs composites ;
- 4 Armements double avec isolateurs composites ;
- 403 Armements Nappe Voute avec isolateurs composites ;
- 4 MALT.

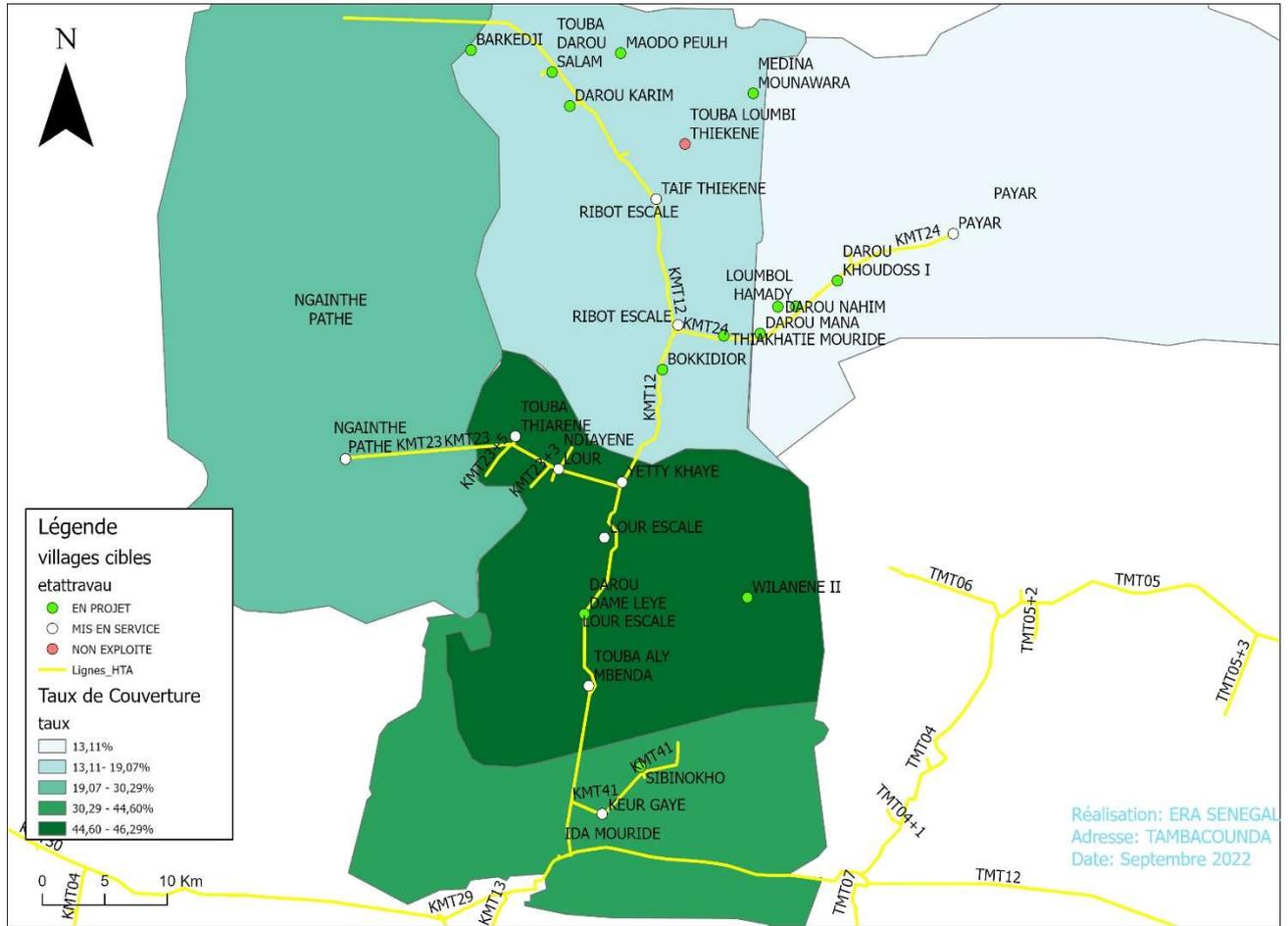


Figure 12: Représentation de l'interconnexion entre la ligne mère et la dorsale de l'axe Lour Escalé (source ERA)

Tableau 12: Caractéristiques techniques du câble almélec [10]

Câbles ALMELEC selon : NFEN 50182 ALMELEC cables according to : NFEN 50182

Désignation du conducteur		Section	Compo-sition	Diamètre extérieur	Charge de rupture	Résistance Max. à 20° C	Intensité à 30°C	Masse Approx.	Tension d'utilisation (indicative)
Conductor designation		Cross Section	Compo-sition	Outer diameter	Tensile Strength	Max. resistance in DC at 20°C	Current rating at 30°C	Approx. weight	Use Tension (indicative)
Nouvelle New	Ancienne Old	mm²	nbre x Ø (mm)	(mm)	DaN	Ω / Km	A	Kg/Km	Kv
22-AL4	ASTER 22	21,99	7 x 2,00	6,00	715	1,5	115	60,2	30
34-AL4	ASTER 34,4	34,36	7 x 2,50	7,50	1117	0,958	145	94	30
55-AL4	ASTER 54,6	54,55	7 x 3,15	9,45	1773	0,603	190	149	30
76-AL4	ASTER 75,5	75,54	19 x 2,25	11,25	2455	0,438	240	208	30
117-AL4	ASTER 117	116,98	19 x 2,80	14,00	3802	0,283	270	322	30
148-AL4	ASTER 148	148,01	19 x 3,15	15,75	4812	0,224	315	407	30
181,6-AL4	ASTER 181,6	181,62	37 x 2,50	17,50	5903	0,183	365	500	30
228-AL4	ASTER 228	227,83	37 x 2,80	19,60	7405	0,146	480	627	150
288-AL4	ASTER 288	288,34	37 x 3,15	22,90	9371	0,115	550	794	150
366-AL4	ASTER 366	366,22	37 x 3,55	24,85	11536	0,0905	770	1009	225
413-AL4 (AAAC816MCM)*		413,5	37 x 3,77	26,4	12548	0,0795	850	1180	225
570-AL4	ASTER 570	570,22	61 x 3,45	31,05	18533	0,0583	1080	1576	400
851-AL4	ASTER 851	850,7	91 x 3,45	38,00	27647	0,0394	1500	2360	400

⊙: Selon spécifications client / According to customer specification

#### II.4.3. Présentation des postes de transformation

Selon la définition de la Commission Electrotechnique Internationale (CEI), un poste électrique est la partie d'un réseau électrique, située en un même lieu, comprenant principalement les extrémités des lignes de transport ou de distribution, de l'appareillage électrique, des bâtiments et des transformateurs [22].

- Les postes maçonnés, respectant le plan type SENELEC, peuvent accueillir en plus des autres équipements un transformateur de puissance qui peut aller jusqu'à 630 kVA pour les postes de distribution et au-delà pour les postes de livraison.
- Les postes fabriqués construits en usine en béton ou en béton CCV (Composite Ciment Verre), homologuée par SENELEC avec une puissance limitée à 630 kVA.
- Les postes aériens sont ceux sur poteau avec un transformateur de type H61 et un disjoncteur raccordé en dérivation sur les réseaux aériens avec une puissance maximale de 160 kVA.

Sur toute la dorsale de l'axe Lour Escale la puissance des postes de transformateur H61 pour les dérivations vers les villages varie de 50 kVA à 160 kVA avec des tensions au primaire 30kV et au secondaire 400V selon les besoins de la localité.

#### II.4.4. Présentation de la centrale solaire PV

La centrale solaire PV, d'une surface clôturée d'environ 5 hectares, est constituée de 18 182 modules photovoltaïques d'une puissance unitaire attendue de 550 Wc. Les supports seront disposés en lignes continues et parallèles de manière à optimiser la production avec une double orientation Est-Ouest. La centrale solaire nécessitera la pose de 4 onduleurs centraux Sunny Central de SMA. Le raccordement de l'installation vers le réseau électrique de transport se fera par l'intermédiaire de transformateur électrique élévateur (4 transformateurs VEKMAR qui convertissent 600V sortie onduleur vers 30kV tension de la dorsale). L'électricité produite par la centrale solaire photovoltaïque est acheminée en moyenne tension avec un bon niveau requis par SENELEC pour garantir la stabilité du réseau.

La connexion de la centrale au réseau électrique ne peut être réalisée sans se conformer aux normes en vigueur et aux meilleures pratiques de l'état de l'art. L'installation doit en effet :

- Remplir les conditions techniques de raccordement au réseau électrique par la mise en place de dispositifs de protection, de découplage, de sectionnement et de comptage standardisés et reconnus ;
- Ne pas perturber le comportement du réseau électrique ;

- Fournir une énergie de qualité par l'utilisation de composants et d'une architecture photovoltaïque adaptés aux contextes et besoins locaux.

Le schéma 13 ci-contre montre la configuration de la centrale solaire PV.

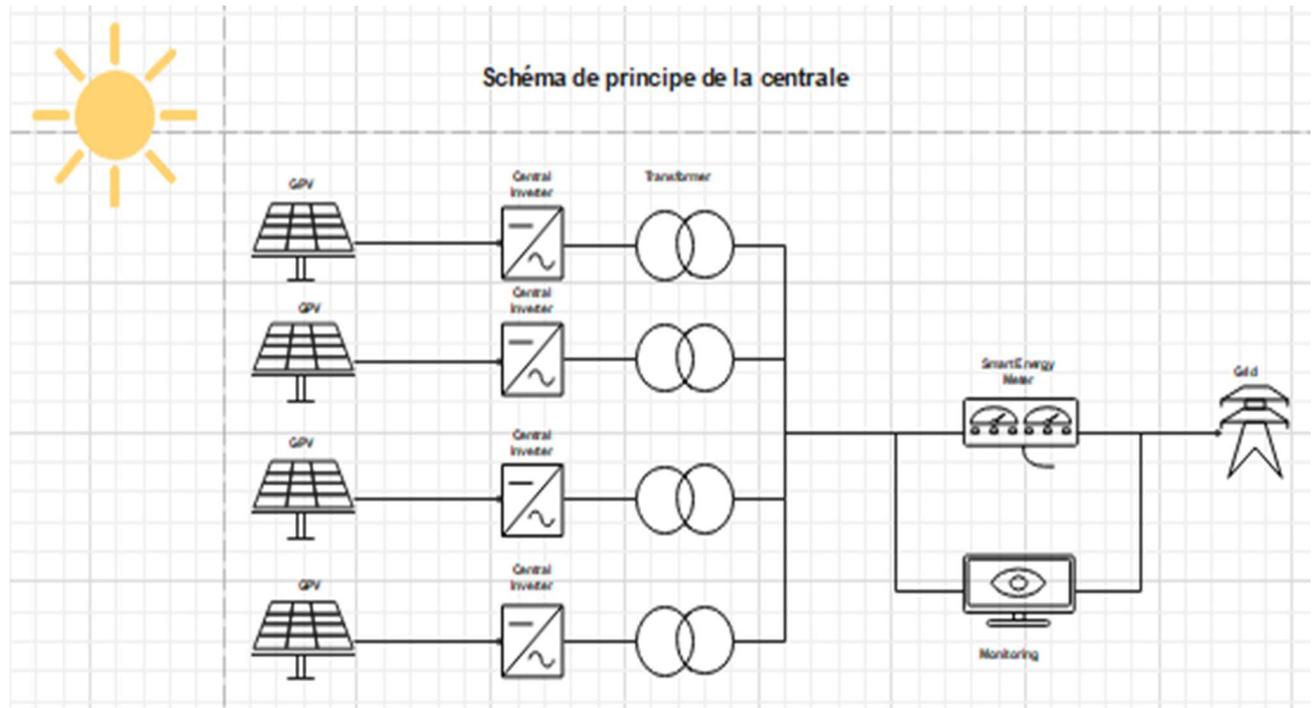


Figure 13 : Schéma de configuration de la centrale solaire PV

#### II.4.4.1. Production de la centrale solaire PV

La production journalière de la centrale serait de 55,6 MWh/j soit 18 010 MWh/an pour une disponibilité de 85% de la centrale faisant ainsi un productible de 1 801 kWh/kWc par an et une production moyenne de 343 592 017 kWh sur 20 ans d'exploitation. Alors qu'elle devrait couvrir les besoins diurnes des clients estimés à 9 409,5 MWh/an. Donc la surproduction serait de 8 600,5 MWh/an qui seront vendus à la SENELEC. Mais aussi le réseau public de la SENELEC devra compléter la demande en cas de faible production et pendant la nuit soit une consommation de 4 802,8 MWh/an. Ces ventes et achats d'électricité seront établis par un modèle de facturation développé dans le chapitre suivant.

#### II.4.4.2. Situation susceptible de production de la centrale

La production de la centrale solaire PV n'est pas constante car dépendant de la situation climatique du milieu. Ce qui fait que le fonctionnement de chaque générateur PV subit des variations de puissance du fait de la nature stochastique de l'ensoleillement et de la température du site. A ce stade trois (3) cas de figures de production peuvent exister et sont décrits par les figures 14, 15 et 16 suivants.

**1° cas :** Une production égale à la consommation journalière des villages, alors la centrale gère tous les besoins en énergie électrique des clients.  $I_c = I_v$

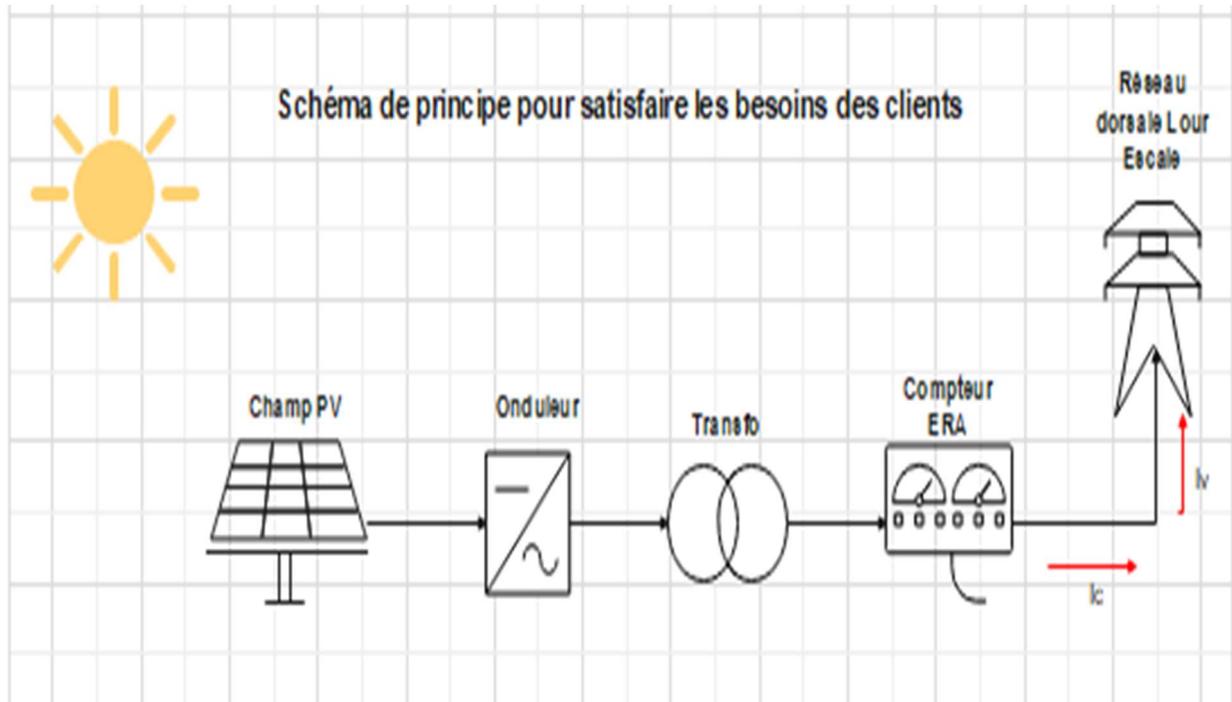


Figure 14: Schéma pour satisfaire les clients

**2° cas :** Une production supérieure à la consommation journalière des villages, alors la centrale gère les besoins des clients et le surplus à vendre à la SENELEC.  $I_c = I_v + I_i$

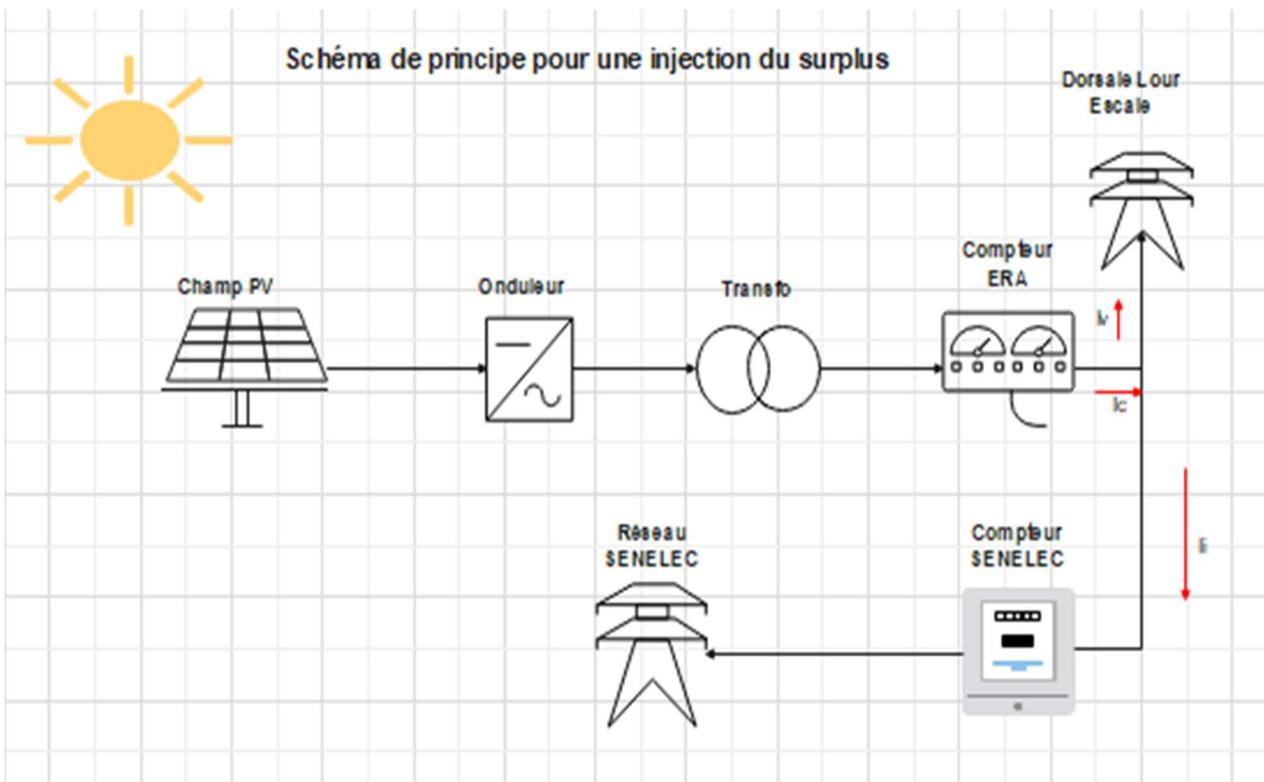


Figure 15 : Schéma pour une injection du surplus de production

3° cas : Une production faible inférieure à la consommation journalière des villages, alors le réseau SENELEC complète les besoins des clients.  $I_v = I_c + I_s$

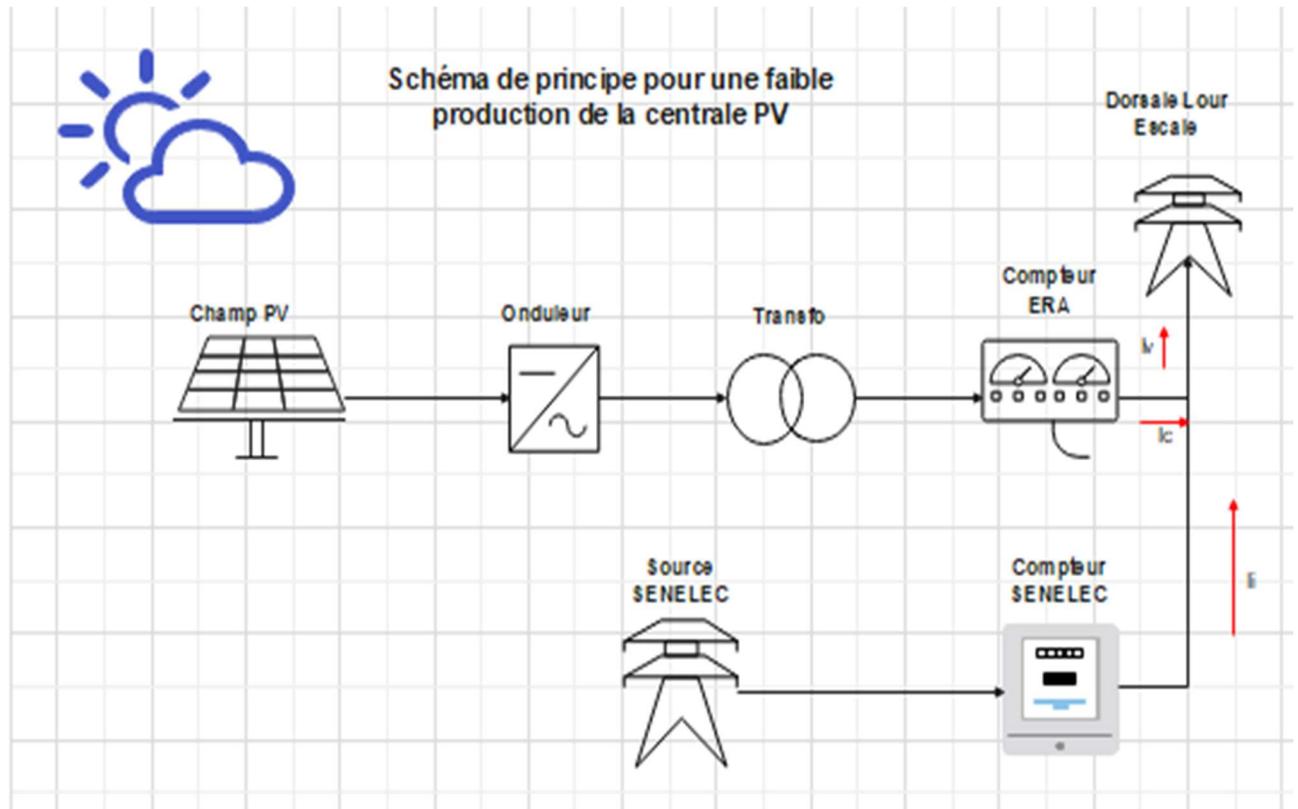


Figure 16 : Schéma en cas d'intermittence

Avec  $I_c$  : courant produit par la centrale solaire PV ;

$I_v$  : courant a consommé par les villages ;

$I_s$  : courant a soutiré ou injecté au réseau SENELEC.

### Conclusion

La recherche d'optimisation de la production est évaluée dans cette partie en tenant compte des équipements adéquats de la centrale par rapport aux conditions météorologiques du site. Avec un potentiel de  $5,56 \text{ kWh/m}^2/\text{j}$ , la production journalière sera de  $55,6 \text{ MWh/j}$  et  $18\,010 \text{ MWh/an}$  annuellement soit l'équivalent de la consommation annuelle d'électricité d'approximativement  $5\,982$  foyers. La configuration de la centrale étant simple avec des onduleurs centraux ce qui facilitera la supervision des matériels pour une bonne gestion de l'énergie. Ainsi le système se compose de  $18\,182$  modules PV (Mysolar USA  $550\text{Wc}$  et  $21,3\%$  de rendement),  $4$  onduleurs centraux (SMA Technology Sunny Central  $2\,200 \text{ kVA}$ ,  $1\,500 / 600 \text{ V}$  et  $98,5\%$ ) et  $4$  transformateurs élévateurs (VEKMAR  $2\,500 \text{ kVA}$ ,  $600 / 30\,000 \text{ V}$ ).

## **Chapitre III : Etude financière de la centrale solaire PV**

## **Introduction**

Ce chapitre se porte son intérêt sur l'étude économique et financière du projet. Pour se faire nous nous intéressons aux offres ayant un bon rapport qualités-prix des équipements de toute l'installation. Car la durabilité et un bon amortissement seront un atout favorable à la réalisation du projet aux yeux de l'investisseur.

### **III.1. Détermination des coûts de la centrale**

#### **III.1.1. L'investissement initial**

Etant le cœur de tout projet, l'investissement est une dépense qui se distingue des autres par le fait qu'il ne se produit qu'une fois durant la durée de vie du projet et prend en considération les projections dans l'avenir. Ici l'investissement regroupe les coûts fixes (le coût de réalisation de la centrale ou investissement initial) et les coûts variables (les coûts annuels d'exploitation et de maintenance). Le coût de réalisation de la centrale inclut l'achat des équipements, du site, le génie civil et le coût du transport durant la construction. Ce coût est estimé à environ **3 544 622 639 FCFA**.

#### **III.1.2. L'exploitation de la centrale solaire PV**

L'exploitation de l'installation PV est l'ensemble des activités nécessaires pour la production d'énergie électrique pour les clients de la société. Elle regroupe la bonne gestion des équipements, le maintien de la chaîne de production, le pilotage et la coordination des activités de maintenance. Elle améliore la performance de la centrale PV sur la base de données et des analyses obtenues des systèmes de surveillance. L'exploitation est prévue pour une durée de 20 ans et le champ PV sera ajouté à la plateforme de supervision des installations de la société ERA en cours d'exploitation pour :

- Contrôler en temps réel la production de l'installation ;
- Suivre les éventuels incidents ;
- Gérer les pannes et les indisponibilités (découplage du réseau, défauts électriques...);
- Planifier les interventions de maintenance ;
- Contrôler la sécurité du parc (sécurité technique, intrusions).

Le coût d'exploitation est pris comme égal à 10% de l'investissement initial et est estimé à environ de **354 462264 FCFA** annuellement soit **7 101 965 278 FCFA** sur 20 ans.

#### **III.1.3. La maintenance de la centrale solaire PV**

La maintenance est l'ensemble des activités visant à maintenir ou à rétablir le service de la centrale pour assurer la continuité et la qualité de la production. Elle est composée d'une part de la maintenance préventive ayant pour objet de réduire la probabilité de défaillance ou de dégradation des équipements et d'autre part la maintenance curative qui est effectuée après

défaillance. Les actions de maintenance doivent être envisagées durant le cycle de vie de l'installation. Ces opérations sont effectuées par ordre de priorité d'assurance et de maintien de la sécurité des biens et des personnes. Le coût de la maintenance est évalué annuellement à près d'un pourcent (1%) de l'investissement initial de la centrale et il prend en compte les équipements à remplacer par intervalle d'année. Comme par exemple le remplacement des onduleurs chaque 7 ans, le remplacement des connecteurs, des panneaux solaires cassés, des accessoires défectueux, etc. Ainsi ce coût est estimé à **35 446 226 FCFA** annuellement soit **710 196 528 FCFA** sur 20 ans.

**III.1.4. Les divers**

Les divers représentent l'ensemble des activités imprévues et nécessaires au bon fonctionnement du système. Ils regroupent le paiement du personnel, les agents de nettoyages des équipements, les vigiles, les dépenses d'imprévu, etc. Ce coût est estimé à 0,5% de l'investissement et égal à **17 723 113 FCFA** annuellement soit **355 098 264 FCFA** sur 20 ans.

**III.1.5. Coûts totaux du projet**

Ce coût regroupe l'investissement initial et les coûts d'exploitation et de maintenance (encore appelé fond de roulement) durant toute la durée de vie de l'installation. Il est important à déterminer car il permet d'avoir la somme à déployer pour la viabilité et la durabilité de l'investissement auprès des investisseurs pour la recherche de financement.

*Tableau 13 : Estimation du coût total du projet*

Investissement initial (FCFA)	Coût d'exploitation sur 20 ans (FCFA)	Coût de maintenance sur 20 ans (FCFA)	Coût des divers sur 20 ans (FCFA)	Investissement total (FCFA)
<b>3 552 363 455</b>	<b>7 104 726 910</b>	<b>710 472 691</b>	<b>355 236 346</b>	<b>11 722 799 402</b>

**III.2. Détermination de la rentabilité de la centrale solaire PV**

La rentabilité du projet constitue le rapport entre les bénéfices financiers réalisés et l'investissement initial pour l'installation. C'est une donnée à prendre en charge avant de se lancer dans les travaux. En effet cela permettrait de savoir la somme d'argent à mobiliser pour produire l'électricité et aussi de savoir sous combien de temps l'achat des équipements sera amorti.

### III.2.1. Détermination du prix du kWh

Le prix du kilowattheure d'électricité est déterminé en prenant le rapport de l'investissement total sur l'énergie produite par l'installation durant toute sa durée de vie (soit 343 592 017 kWh). Il est exprimé en FCFA/kWh.

$$\text{Prix du kWh} = \frac{\text{Investissement total}}{\text{Energie produite sur 20 ans (kWh)}} \quad (29)$$

$$\text{Prix du kWh} = \frac{11\,718\,242\,709}{343\,592\,017} = 34,11 \text{ FCFA/kWh}$$

Le prix du kilowattheure comme l'indique son unité, il se traduit par le montant à investir pour la production d'un kilowatt d'énergie annuellement ou sur toute la durée d'exploitation de la centrale électrique. Ici il est calculé par rapport à la durée de vie de l'installation du champ photovoltaïque. C'est ainsi qu'à cet effet que nous pouvons avoir une idée sur le prix de vente de l'électricité pour assurer la rentabilité du projet. Alors que ce montant est beaucoup plus inférieur au montant de la tarification, d'où la rentabilité de ce projet.

### III.2.2. Le retour sur investissement

Le retour sur investissement ou délai de récupération du capital investi (DRC) est un facteur important de tout investissement. Encore appelé « playback », il définit la durée au bout de laquelle l'investisseur recouvre le montant total des capitaux investis. Il est le rapport entre l'investissement total et le montant engendré par l'activité. Un délai court est un critère pour un investissement intéressant car cela facilite notamment les prévisions, ainsi que la stabilité de l'entreprise.

$$\text{DRC} = \frac{\text{Investissement total}}{\text{Flux annuel généré par l'activité}} \quad (30)$$

### III.2.3. Facturation de l'énergie électrique

L'installation de la centrale solaire PV permettra la vente d'électricité aux clients de ERA et à la SENELEC. Alors il s'agit de produire le maximum d'électricité au meilleur coût possible avec préoccupation importante de charges à satisfaire durant la journée. Le point de raccordement est choisi de manière optimum afin de minimiser les pertes et avoir un bon comptage de la production d'électricité. Le comptage de l'énergie produite, injectée et soutirée sera réalisé selon les règles en vigueur. Le modèle de tarification est à la référence actuelle de l'état de l'art des tarifs d'électricité hors taxes du 1<sup>er</sup> Décembre 2019. Ainsi les tarifs appliqués sont : SENELEC vend l'énergie aux CER à 96,83 FCFA/kWh et achète aux IPP à 65 FCFA/kWh. Par ailleurs ERA tarifie à ces clients 148 FCFA/kWh. Donc les modes de facturation pouvant existées sont :

✚ **Facturation par injection de la totalité (FIT) :** c'est le principe le plus simple et le plus souvent utilisé. Il consiste à produire et à vendre l'électricité à la SENELEC comme dans le cadre d'un IPP.

*Tableau 14 : Facturation par injection de la totalité*

Production de la centrale (kWh)	Montant vendu à SENELEC (FCFA)	Retour sur investissement (ans)
<b>18 009 946</b>	<b>1 170 646 481</b>	<b>10</b>

✚ **Facturation par compte épargne (FCE) :** le concept ressemble à un compte épargne d'électricité c'est à dire l'énergie excédentaire produite est versée au réseau de la SENELEC. Les crédits d'électricité déposés seront utilisés pendant la nuit et lors d'une faible production. La quantité d'énergie soutirée doit être égale à la quantité d'énergie injectée. Dans le cas échéant si l'énergie injectée (Iinput) est supérieure à celle soutirée (Ioutput) alors le reste est vendu à SENELEC et si l'énergie injectée est inférieure à celle soutirée alors ERA paiera le surplus soutiré.

*Tableau 15 : Facturation par compte épargne*

Crédit d'énergie (kWh)	Énergie soutirée (kWh)	Énergie à facturer (kWh)	Montant des ventes (FCFA)	Bénéfice réalisé (FCFA)	Retour sur investissement (ans)
<b>8 600 412</b>	<b>4 802 783</b>	<b>3 797 630</b>	<b>1 639 456 879</b>	<b>1 231 825 276</b>	<b>9,5</b>

✚ **Facturation par location de ligne de transport (FLLT) :** le concept ressemble à l'autoroute à péage ainsi le surplus produit est transporté par le réseau public aux localités exploitées par la société ERA mais ne se trouvant pas sur la dorsale de l'axe Lour Escale.

*Tableau 16 : Facturation par location de ligne de transport*

Surplus à vendre (kWh)	Énergie soutirée (kWh)	Montant des ventes (FCFA)	Bénéfice réalisé (FCFA)	Retour sur investissement (ans)
<b>8 600 412</b>	<b>4 802 783</b>	<b>1 954 660 151</b>	<b>1 547 028 548</b>	<b>7,6</b>

✚ **Facturation par net metering (FNM) :** il consiste à facturer par croisement des inputs et outputs d'électricité de chaque société. C'est-à-dire le compteur fait la différence

entre l'énergie injectée et celle soutirée et la différence sera facturée selon la réglementation de la tarification. La différence entre input et output grid est l'énergie à établir par facture.

La différence d'énergie  $\Delta I = I(\text{input}) - I(\text{output})$  (28)

Si  $\Delta I > 0$ , alors ERA établit une facture à la SENELEC.

Si  $\Delta I < 0$ , alors SENELEC établit une facture à ERA.

*Tableau 17 : Facturation par net metering*

Énergie injectée (kWh)	Énergie soutirée (kWh)	Différence d'énergie (kWh)	Montant des ventes (FCFA)	Bénéfice réalisé (FCFA)	Retour sur investissement (ans)
<b>8 600 412</b>	<b>4 802 783</b>	<b>3 797 630</b>	<b>1 639 456 879</b>	<b>1 231 825 276</b>	<b>9,5</b>

**+** **Facturation individuelle (FI)** : chaque société établit une facture sur les mesures relevées au niveau de son compteur selon sa mode de facturation habituelle.

*Tableau 18 : Facturation individuelle*

Montant des ventes (FCFA)	Bénéfice réalisé (FCFA)	Retour sur investissement (ans)
<b>1 951 637 753</b>	<b>1 544 006 150</b>	<b>7,6</b>

### **III.3. Résultats des logiciels : Pvsyst, Sunny Design et Atlas solaire mondial**

Dans cette partie, le dimensionnement de la centrale a été effectué en utilisant des logiciels comme Pvsyst, Sunny Design et Atlas solaire mondial. Cette étude permet d'avoir une maîtrise beaucoup plus large sur les indices de performance des équipements et de leur interconnexion, sur l'éventuelle production du champ PV, sur l'investissement et la rentabilité de la centrale solaire PV.

#### **III.3.1. Utilisation de Atlas solaire mondial**

L'Atlas solaire mondial ou Global Solar Atlas (GSA) en anglais est fourni par le programme d'assistance à la gestion du secteur de l'énergie. C'est un logiciel cartographique gratuit en ligne qui fournit des informations sur les ressources solaires et le potentiel de l'énergie photovoltaïque à l'échelle mondiale [16]. Le logiciel a déterminé le potentiel solaire PV du site puis évalué le rendement énergétique PV pour notre système. La figure 17 ci-dessous présente les résultats obtenus de la simulation.

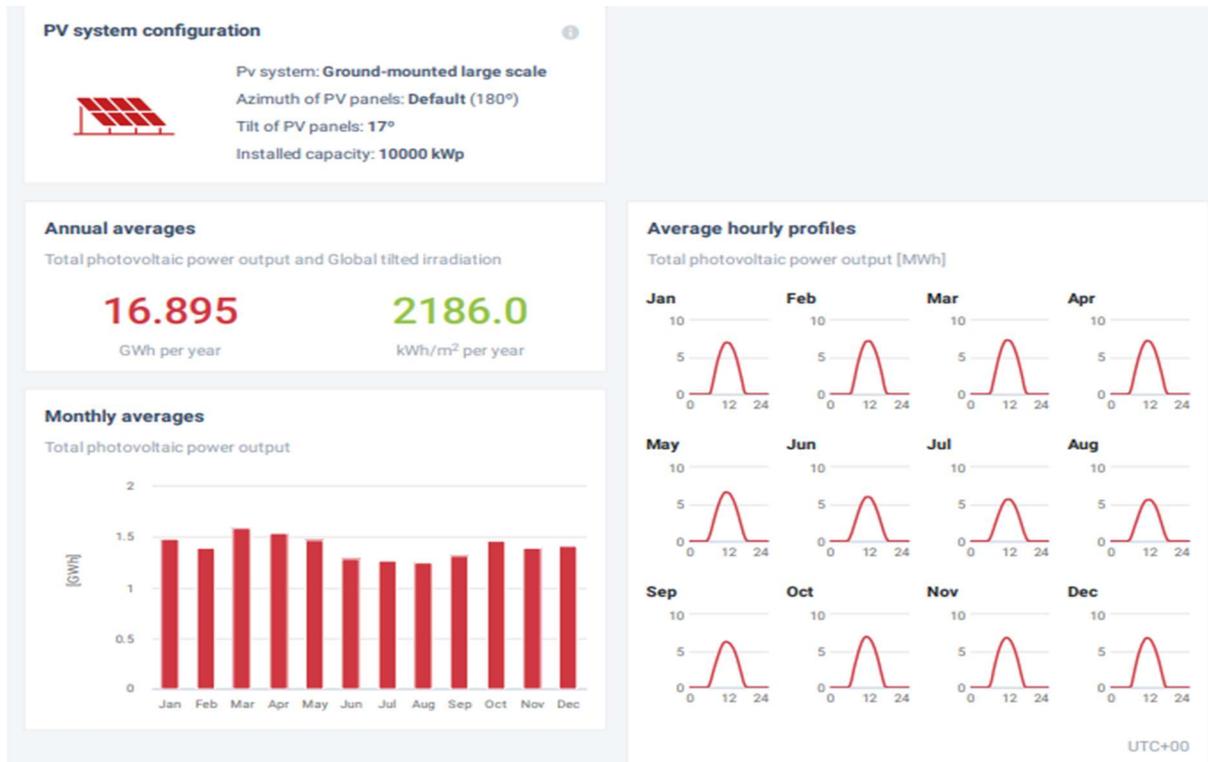


Figure 17 : Résultat de simulation de Global Solar Atlas [23]

### III.3.2. Utilisation Sunny Design

Sunny Design est un logiciel open source développé par la société SMA Solar Technology. Il est conçu pour la planification et la configuration d'installations PV avec et sans autoconsommation, de réseaux en site isolé, de systèmes PV hybrides ainsi que de systèmes de gestion de l'énergie. Il fournit des recommandations de dimensionnement pour l'installation photovoltaïque. La configuration ou la conception du projet peut être proposée automatiquement par le logiciel ou bien à l'utilisateur d'insérer sa propre conception. Ce logiciel a été utilisé dans le but de vérifier notre étude et de faire une comparaison si nécessaire des résultats obtenus. Les résultats obtenus sont dans les tableaux 19 et 20 et la figure 18 respectivement pour le bilan financier, les équipements choisis et le résultat de la simulation du logiciel.

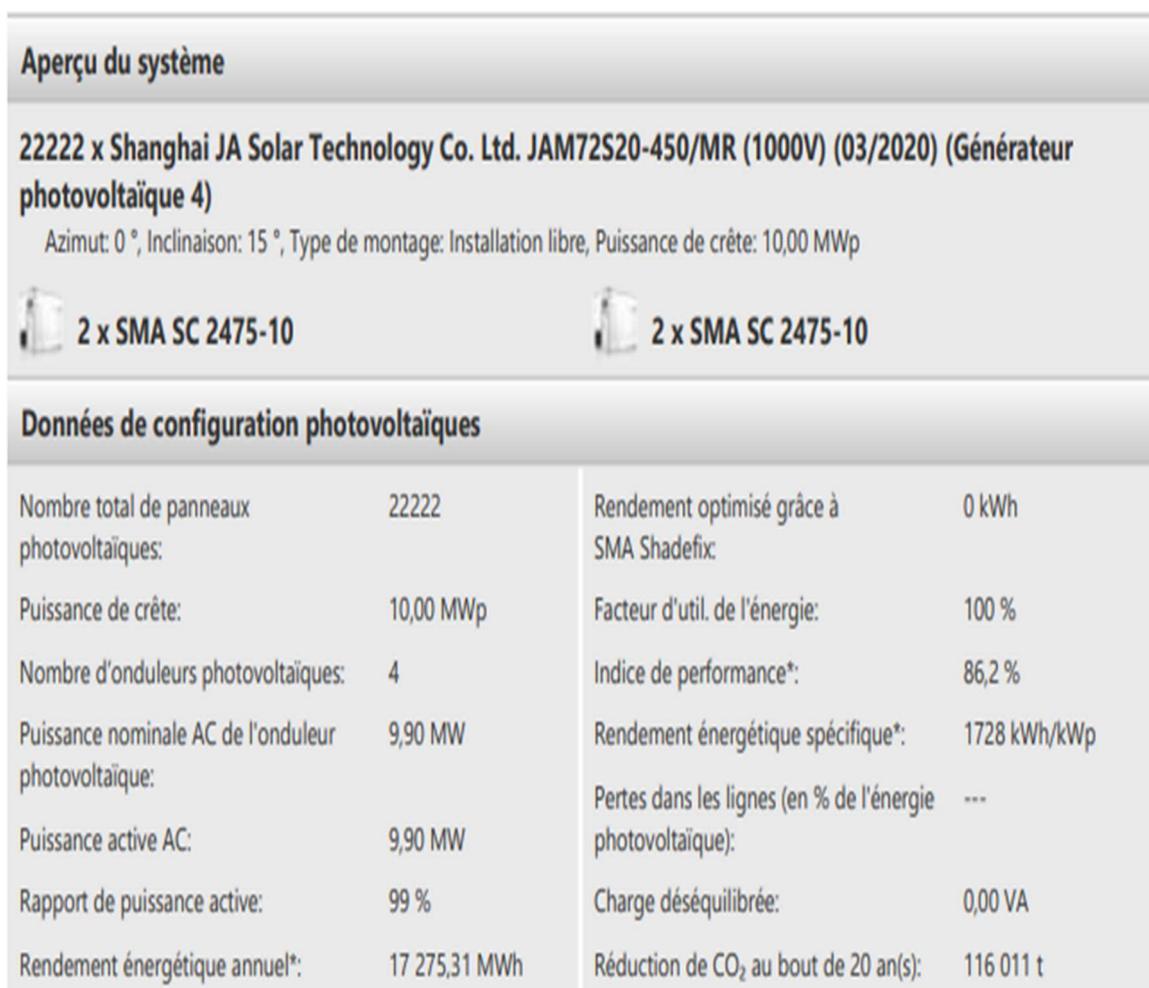
Tableau 19 : Bilan financier

Investissement total	Rendement énergétique annuel	Prix de revient de l'électricité sur 20 ans	La rétribution d'injection	Rétribution d'injection au bout de 20 ans	Durée d'amortissement attendue
<b>12 999 870 Euro</b>	<b>17 275,31 MWh</b>	<b>0,055 Euro</b>	<b>0,10 Euro/kWh</b>	<b>32 957 669 Euro</b>	<b>8,8 ans</b>

*Tableau 20 : Equipements de l'installation*

Désignations	Caractéristiques	Nombres	Puissance totale
Panneaux solaires	Shanghai JA Solar Technology Co. Ltd. JAM72S20-450/MR (1000V)	22 222	9 999 kWc
Onduleurs	SMA SC 2475-10	4	9 900 kW

Tension du réseau: 30,0 kV



*Figure 18 : Résultat de simulation de Sunny Design*

### III.3.3. Utilisation de Pvsyst

Le logiciel Pvsyst est conçu pour le dimensionnement des systèmes PV. Il explique en détail la procédure et les modèles utilisés et offre une approche ergonomique avec guide dans le développement d'un projet. Le tableau 21 ci-dessous présente les résultats obtenus.

*Tableau 21 : Résultat de simulation de Pvsyst*

<b>PV Array Characteristics</b>			
<b>PV module</b>		<b>Inverter</b>	
Manufacturer	JA Solar	Manufacturer	Generic
Model	JAM72-S30-550-MR	Model	2000 kWac central inverter
(Custom parameters definition)		(Original Pvsyst database)	
Unit Nom. Power	550 Wp	Unit Nom. Power	2000 kWac
Number of PV modules	18174 units	Number of inverters	4 units
Nominal (STC)	9996 kWp	Total power	8000 kWac
Modules	699 Strings x 26 In series	Operating voltage	800-1500 V
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Pnom ratio (DC:AC)	1.25
Pmpp	9178 kWp		
U mpp	985 V		
I mpp	9314 A		
<b>Total PV power</b>		<b>Total inverter power</b>	
Nominal (STC)	9996 kWp	Total power	8000 kWac
Total	18174 modules	Number of inverters	4 units
Module area	46948 m <sup>2</sup>	Pnom ratio	1.25

<b>P50 - P90 evaluation</b>			
<b>Meteo data</b>		<b>Simulation and parameters uncertainties</b>	
Source	NASA-SSE satellite data 1983-2005	PV module modelling/parameters	1.0 %
Kind	Specific year	Inverter efficiency uncertainty	0.5 %
Year	Synthétique	Soiling and mismatch uncertainties	1.0 %
Year-to-year variability(Variance)	2.5 %	Degradation uncertainty	1.0 %
<b>Specified Deviation</b>			
Year deviation from average	0.0 %		
<b>Global variability (meteo + system)</b>		<b>Annual production probability</b>	
Variability (Quadratic sum)	3.1 %	Variability	498 MWh
		P50	16154 MWh
		P90	15515 MWh
		P95	15336 MWh

**À retenir :** Les résultats ci-dessus des logiciels sont presque similaires avec le dimensionnement par Excel surtout pour les panneaux solaires et les onduleurs centraux utilisés. Cela est aussi valable pour la production énergétique annuelle mais avec un petit écart sur l'investissement initial pour la réalisation de ce projet. En somme nous avons une validation plus ou moins de l'étude théorique par l'utilisation des logiciels.

#### **III.4. Impact de la centrale solaire PV sur la société ERA**

Ce projet une fois vu le jour permettra à la société d'avoir une filiale de production d'énergie électrique. La filiale se chargera d'une production suffisante et en bonne qualité d'énergie à injecter sur le réseau. Ce qui permettrait à la société d'être de plus en plus autonome sur l'exploitation de ces dorsales. Elle contribuera aussi à l'élargissement du réseau pour les villages non encore raccordés et l'accélération de l'accès à l'électricité pour tous à moindre coût d'ici 2025.

La production de la centrale servira d'une part la satisfaction en énergie des clients en journée et d'autre part injecté le surplus dans le réseau de la SENELEC. Cette relation présente plusieurs avantages en termes d'économie pour ERA :

- Renforcer les partenariats de la société ;
- Réduire le coût d'achat d'énergie ;
- Générer d'autres revenus ;
- Augmenter le chiffre d'affaires de la société ;
- Multiplier et diversifier les activités de la société.

L'analyse financière de la centrale peut varier selon les conditions d'exploitation et de maintenance des équipements qui peuvent impacter sur leur durée de vie. Cette filière demandera un personnel adapté et disponible en charge des activités à effectuer.

Le meilleur choix de facturation se présente comme étant le plus optimal dont nous aurons une plus courte durée de retour sur investissement et par conséquent qui engendre un bénéfice important chaque année. Pour les modes de facturations proposées, la facturation par location des lignes électriques et la facturation individuelle de chaque société sont les plus intéressantes. Donc la facturation individuelle se présente comme étant le bon choix car elle est la plus simple, présente un court délai de récupération des capitaux investis, une valeur actuelle nette (VAN) de 18 730 997 915 FCFA et un Taux de Rentabilité d'Investissement annuel (TRI) de 28,45%.

### **III.5. Financement du projet**

La recherche de financement, étant le premier élément de réussite d'un programme PV, est nécessaire à la réalisation d'un projet d'une telle envergure. La mise en place des régimes d'aide adéquat permet à la fois de lever la barrière de l'investissement et de rendre le PV rentable aux yeux de l'investisseur. Elle est décrite dans le cadre légal du Sénégal par la Loi n° 2010-21 du 20 décembre 2010 portant loi d'orientation sur les énergies renouvelable et la Loi n°2001-01 du 12 avril 2001 portant code de l'environnement. Pour cela différents mécanismes de soutien sont proposés parmi lesquels nous pouvons citer les aides à l'investissement, les exonérations ou réductions fiscales, le soutien direct des prix et les instituts de financement de formation et de projet. Au Sénégal, les instituts de financements surtout en matière d'énergies vertes s'impliquent pour subventionner de tels projets. Il s'agit de :

#### **🇸🇳 L'Agence Sénégalaise d'Électrification Rurale (ASER)**

Etant une agence indépendante, elle est chargée d'accorder aux entreprises du secteur de l'électricité et aux particuliers l'assistance technique et financière nécessaire pour soutenir les initiatives en matière d'électrification rurale.

🚧 **L'Agence Nationale pour les Énergies Renouvelables (ANER)**

L'ANER est chargé de la promotion et le développement des énergies alternatives, sous toutes leurs formes : l'énergie solaire, l'énergie éolienne, la biomasse, la marée motrice et le petit hydraulique.

🚧 **L'Agence pour l'Économie et la Maîtrise de l'Énergie (AEME)**

L'AEME participe à la mise en œuvre des politiques dans les domaines de l'énergie, de l'environnement et du développement durable. L'AEME met à la disposition des entreprises, des collectivités locales, des pouvoirs publics et du grand public ses capacités d'expertise et de conseil. Elle aide au financement et à la mise en œuvre de projets dans les domaines de l'utilisation rationnelle de l'énergie et de l'efficacité énergétique.

🚧 **Le Fonds Spécial de Soutien au secteur de l'Énergie (FSE)**

Le FSE est un Fond doté de la personnalité juridique et de l'autonomie financière, placé sous la tutelle technique du Ministre chargé de l'Énergie et la tutelle financière du Ministre chargé des Finances. Il a notamment pour missions de contribuer à sécuriser les approvisionnements en combustible et les achats d'énergie destinés à la fourniture d'électricité.

**Conclusion**

L'étude financière de ce projet nous permis d'avoir une estimation de la somme nécessaire à la réalisation du projet. Mais nous a aussi permis d'avoir une longueur d'avance pour la maintenance des équipements et leurs remplacements en fin de vie. Alors nous aurons besoins d'un montant de **3 952 254 242 FCFA** pour l'installation et le bon fonctionnement de la centrale solaire PV. L'étude des logiciels vient en second plan pour affirmer notre travail avec une petite différence sur l'investissement total qui eux proposent **12 999 870 Euro** soit **8 449 915 500 FCFA**. La somme totale à déployer lors de la réalisation de cette filière cumulera l'apport financier de la société elle-même et les subventions obtenues auprès des instituts de financement et de recherche.

### **Conclusion générale**

La société ERA, faisant partie des CER les plus durables et les plus avancés en termes d'innovation sur l'activité d'électrification en zone rurale ne cesse de trouver des moyens pour satisfaire sa clientèle. En plus des dorsales exploitées, des centrales solaires PV lui ont été déléguées dans le cadre des programmes étatiques qui voient l'énergie PV comme l'une des sources d'énergie propre les plus prometteuses pour la production d'électricité. Alors ERA dans l'optique d'atteindre ces objectifs et d'honorer ses engagements envers ses clients décide de diversifier ses activités en installant une unité de production d'électricité dans sa zone de concession. C'est l'objectif de ce mémoire qui étudie la viabilité technico-économique d'une centrale solaire photovoltaïque raccordée sur le réseau de la dorsale de l'axe Lour Escale.

Cette étude ressort dans le deuxième chapitre, la détermination des besoins énergétiques journaliers et annuels de la population après la présentation de la société ERA (entreprise d'accueil de ce stage). Ce chapitre dégage la technologie pour la production énergétique et le dimensionnement des différents équipements de la centrale. En effet le segment de client de la société se résume aux clients domestique et productif dont leurs besoins en énergie journalière et annuelle sont estimés respectivement à environ 38,94 MWh/j et 14 212,32 MWh/an. La puissance nécessaire pour l'installation est de 10 MWc avec des panneaux solaires de Mysolar, des onduleurs centraux de SMA Technology et des transformateurs VEKMAR. La supervision de la centrale sera intégrée dans la plateforme de surveillance des mini-centrales exploitées par ERA pour l'acquisition des données, la gestion des charges, les facteurs de performance en temps réel des équipements et le contrôle des systèmes de couplage et découplage au réseau.

Le troisième chapitre s'articule sur l'estimation des coûts de réalisation du projet à savoir 3 552 363 455 FCFA pour l'achat des matériels et équipements de bases, 7 104 726 910 FCFA, 710 472 691 FCFA et 355 236 346 FCFA respectivement pour les coûts d'exploitation, de maintenance et des divers. Avec un tel investissement de 11 722 799 402 FCFA la détermination de la rentabilité s'est effectuée en estimant le prix de revient du kilowattheure à 34,12 FCFA/kWh pour une production du système de 343 592 017 kWh sur 20 ans. Ce montant nécessaire pour la production d'un kilowattheure d'électricité durant toute la durée de vie de la centrale solaire PV dépend des coûts supportés par l'investisseur de la réalisation jusqu' en fin de vie du projet. Le prix de revient du kilowattheure d'énergie étant beaucoup plus inférieur que le tarif imposé par la CRSE, alors l'exploitation de la centrale solaire est belle et bien plus rentable que l'utilisation du réseau de la SENELEC. Et aussi des subventions auprès des partenaires et des instituts de finance dans le domaine des énergies renouvelables seraient un

atout de plus pour l'entreprise. Par ailleurs ce prix se rattache au délai de récupération du capital investi qui dépend aussi du choix de facturation adopté.

Ainsi pour des raisons technico-économiques l'option optimale est la facturation individuelle de chaque société. C'est à dire la SENELEC établit sa facture sur l'énergie électrique qu'elle a desservie lors des moments d'intermittence et pendant la nuit et ERA établit sa facture sur l'énergie vendue à ses clients et au surplus vendu à SENELEC. A ce terme l'application de cette facturation, la VAN sera de 18 730 997 915 FCFA et un TRI de 28,45% sur 20 ans de service de la centrale solaire PV.

Cette filiale de production aura un impact économique et sociopolitique au sein de l'entreprise. Néanmoins cette étude existe des limites surtout pour la partie financière dont nous ignorons le prix des Sunny Central de SMA et elle impacte négativement sur le coût total du projet.

Parallèlement à cette étude théorique des études logicielles ont été effectuées afin de dégager les points forts et faibles de ce travail. C'est à cet effet que l'étude comparative entre le dimensionnement par Excel et celui des logiciels relèvent des résultats plus ou moins similaires. Alors l'Atlas solaire mondial met en évidence le potentiel énergétique du site avec environ 2 186 kWh/m<sup>2</sup>/an avec une production de 16 895 MWh/an. Pvsyst ressort les modèles d'équipements les mieux adaptés et une diversité de la technologie avec les modules PV de JA Solar (18 174 pièces de 550Wc avec 699 Strings de 26 en séries), des onduleurs SMA (4 pièces de 2 000 kW AC 800/1500 V) et 4 transformateurs de 2 500 kVA. Quant au logiciel Sunny Design, il recommande une configuration centralisée avec un poste de contrôle pour la gestion de l'énergie. Mais aussi une estimation du bilan financier du projet avec environ 12 999 870 Euros soit 8 milliards 500 millions de FCFA avec un délai de récupération du capital investi de 8,8 ans. Sans oublier des dispositifs de protection pour toute l'installation sont tenus en compte vu les énormes caprices que présentent les centrales solaires PV.

Cette étude nous a permis de bien cerner les difficultés et problèmes d'élaboration d'un projet d'énergies renouvelables surtout ceux des centrales solaires PV raccordées au réseau. Mais elle nous a permis aussi d'avoir une prise en main sur les différents logiciels utilisés pour la simulation du système. Ceci étant même si nous avons une satisfaction de notre système, nous pourrions étudier un système hybride de production en tenant compte du potentiel énergétique en biomasse et en hydroélectricité dans la zone de concession KTK. La combinaison d'un système hybride de production d'électricité nocturne serait un atout de plus à ce projet et cette alternative qui mérite une étude beaucoup plus avancée.

## Bibliographie

- [1] « 1.1.4 Les Emissions de Gaz à Effet de Serre au Sénégal », *studylibfr.com*.  
<https://studylibfr.com/doc/1233076/1.1.4-les-emissions-de-gaz-à-effet-de-serre-au-sénégal> (consulté le 13 avril 2023).
- [2] « Énergie solaire – Aner ». <https://www.aner.sn/solutions/energie-solaire/> (consulté le 5 août 2022).
- [3] A. DIOUF et H. THIAM, *Loi n° 98-29 du 14 avril 1998 relative au secteur de l'électricité*. 14 avril 1998. Consulté le: 28 novembre 2022. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.reseau-cicle.org/wp-content/uploads/riaed/pdf/Loi-1998-29.pdf>
- [4] A. Kébé, « Contribution au pré dimensionnement et au contrôle des unités de production d'énergie électrique en site isolé à partir des énergies renouvelables: Application au cas du Sénégal », p. 186.
- [5] « La concession KTK – ERA SENEGAL ». <https://erasenegal.com/la-concession-ktk/> (consulté le 23 février 2023).
- [6] « REGLEMENT DE SERVICE DE LA CONCESSION D'ELECTRIFICATION RURALE DE KAFFRINE-TAMBACOUNDA-KEDOUGOU ».
- [7] « Samira BOUJENANE - 2017 - Tracker solaire.pdf ».
- [8] B. Tchanche, « Analyse du système énergétique du Sénégal », vol. 21, n° 1, p. 73-88, 2018.
- [9] « Atlas solaire mondial ». <https://www.globalsolaratlas.info/map?c=14.770567,-14.734726,11> (consulté le 5 août 2022).
- [10] « Rapport Biomasse 2015 Senegal.pdf ».
- [11] D. Dia, C. S. Fall, A. Ndour, et M. S. Sakho-Jimbira, « Enjeux de l'émergence de la filière des biocarburants », vol. 52, p. 23, nov. 2009.
- [12] C. Bernard et E. Fillol, « PRODUCTION DE BIOMASSE EN 2021 ANALYSES ET PERSPECTIVES POUR 2022 ».
- [13] « Google Maps », *Google Maps*.  
<https://www.google.com/maps/dir/Koungheul/Darou/@13.9906934,-14.8049156,14z/data=!3m1!4b1!4m13!4m12!1m5!1m1!1s0xeeedaed9945c1b3:0x27acec99a1f88480!2m2!1d-14.8016887!2d13.9802139!1m5!1m1!1s0xeeedb4507f77f2d:0x49f83df5826b4d81!2m2!1d-14.766667!2d14> (consulté le 13 avril 2023).
- [14] « Arrondissement de Lour Escale », *Wikipédia*. 27 janvier 2021. Consulté le: 13 juillet 2022. [En ligne]. Disponible sur: [https://fr.wikipedia.org/w/index.php?title=Arrondissement\\_de\\_Lour\\_Escale&oldid=179283193](https://fr.wikipedia.org/w/index.php?title=Arrondissement_de_Lour_Escale&oldid=179283193)
- [15] « PEEB\_FDR\_Reglementation\_Senegal\_VF janvier 2021.pdf ». Consulté le: 7 juin 2022. [En ligne]. Disponible sur: [https://www.peeb.build/imglib/downloads/PEEB\\_FDR\\_Reglementation\\_Senegal\\_VF%20janvier%202021.pdf](https://www.peeb.build/imglib/downloads/PEEB_FDR_Reglementation_Senegal_VF%20janvier%202021.pdf)
- [16] M. ABDESSELAM, « REGLEMENTATION ENERGETIQUE ET ENVIRONNEMENTALE DANS LE SECTEUR DU BATIMENT AU SENEGAL », janv. 2021. [En ligne]. Disponible sur: [https://www.peeb.build/imglib/downloads/PEEB\\_FDR\\_Reglementation\\_Senegal\\_VF%20janvier%202021.pdf](https://www.peeb.build/imglib/downloads/PEEB_FDR_Reglementation_Senegal_VF%20janvier%202021.pdf)
- [17] S. Khechafi et S. Benlaachi, « Calcul et dimensionnement électrique d'une mini centrale photovoltaïque autonome », Thesis, Directeur: Dr. MALIKI Fouad/ Co-directeur: Mr Belhaouas Nasreddine, 2019. Consulté le: 20 juin 2022. [En ligne]. Disponible sur: [http://thesis.essa-tlemcen.dz:8080/xmlui/handle/STDB\\_UNAM/25](http://thesis.essa-tlemcen.dz:8080/xmlui/handle/STDB_UNAM/25)

- [18] « Photovoltaïque.info - Micro-onduleur, onduleur string ou centralisé ? »  
<https://www.photovoltaïque.info/fr/realiser-une-installation/choix-du-materiel/fonctionnement-et-categories-des-onduleurs-photovoltaïques/micro-onduleur-onduleur-string-ou-centralise/> (consulté le 3 février 2023).
- [19] M. R. N. Lucien, « PROJET D'INSTALLATION D'UNE CENTRALE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE D'UNE PUISSANCE 5 MWc POUR DESSERVIR LA REGION ATSIMO ANDREFANA DE MADAGASCAR », p. 121.
- [20] B. N. Yannick, « Modélisation des injections de puissance d'un système PV sur un réseau public », p. 61, 2012.
- [21] « DOCTRINE DE CONSTRUCTION DES RESEAUX HTA ET BT SENELEC (1).pdf ».
- [22] « IEC 60050 - International Electrotechnical Vocabulary - Details for IEC number 601-03-02: "substation (of a power system)" ».  
<https://www.electropedia.org/iev/iev.nsf/display?openform&ievref=601-03-02> (consulté le 12 février 2023).
- [23] « GSA\_Report\_Communauté rurale de Ida Mouride.pdf ».

## Annexe

Le protocole de Kyoto est un accord international visant à la réduction des émissions de gaz à effet de serre et qui vient s'ajouter à la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques dont les pays participants se rencontrent une fois par an depuis 1995.

L'accord de Paris est le premier accord universel sur le climat. Il fait suite aux négociations qui se sont tenues lors de la Conférence de Paris sur le climat (COP21) de la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques.

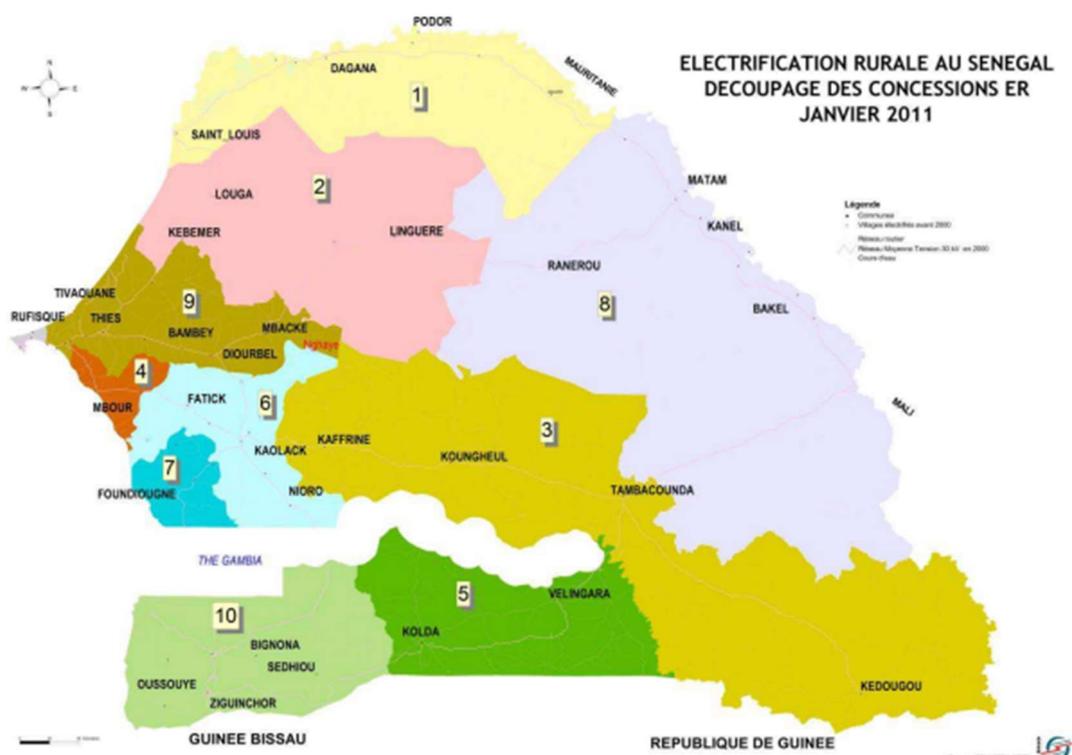


Figure 19 : Cartographie des concessions ciblées par les partenaires au développement (source ASER 2013)



Figure 20 : Superficie de la concession KTK de ERA

Tableau 22 : Evolution des cours des matières premières (source : BCEAO (pour le riz) / INSEE (pour les autres produits))

Matières premières	Unité	mars-21	déc-21	jan.-22	fév.-22	mars-22	Moyenne 03 mois		Variation (en %)		
							2021	2022	mars-22/ fév.-22	mars-22/ mars-21	03 mois-22/ 03 mois-21
Pétrole brut	US \$/baril	65,4	74,4	86,5	96,8	117,2	60,8	100,2	21,1	79,2	64,7
Riz	FCFA/KG	158,6	179,1	186,8	192,7	208,4	155,5	551,8	8,1	31,4	254,9
Blé	US cents / Bois de 60lb	595,3	819,8	789,3	833,9	1099,7	615,9	788,5	31,9	84,7	28,0
Maïs	US cents / Boisseau	552,4	592,1	609,4	650,4	748,3	539,3	344,0	15,1	35,5	-36,2
Sucre	New York - cents/lb n°11	15,8	19,2	18,5	18,2	19,1	16,2	77,9	4,9	20,9	380,1
Coton	US cents/lb	91,5	119,9	132,3	138,4	141,1	90,5	137,3	2,0	54,2	51,7

**Production brute d'électricité :** Au mois de Mars 2022, la production d'électricité a enregistré un bond de 8,2%, par rapport au mois d'Avril, en liaison avec la progression de 13,3% de la demande intérieure. En glissement annuel, elle a maintenu son rythme haussier avec une croissance de 11%.

Tableau 23 : Estimation du cout d'investissement initial

Coût de l'installation du système							
Caractéristique du Panneau:	Mysolar USA/ MSS50Wc/147,82Fcta/Wc	Quantité:	18 182	Prix unitaire:	81 301 CFA	Total=	1 478 214 782 CFA
Caractéristique de l'onduleur :	Sunny Central/2200kW	Quantité:	4	Prix unitaire:		Total=	- CFA
Boite de jonction sting	BJ	Quantité:	34	Prix unitaire:	795 000 CFA	Total=	27 030 000 CFA
Connecteurs	MC4 Y	Quantité:	100	Prix unitaire:	8 000 CFA	Total=	800 000 CFA
Connecteurs	MC4 Simple	Quantité:	18 182	Prix unitaire:	5 000 CFA	Total=	90 910 000 CFA
Caractéristique des transformateurs	Transformateur Vekmar 2 500kVA/0,6/30kV	Quantité:	4	Prix unitaire:	115 000 000 CFA	Total=	460 000 000 CFA
Parafoudre du Transformateur	0 CFA	Coût câble:	597 142 857 CFA	Conteneurs	12 000 000 CFA		
Prix d'un m²		Surface du champ PV en m²	46 969			Total=	- CFA
Lampadaire monobloc 30W	Felicitysolar 30W	Quantité:	20	Prix unitaire:	89 000 CFA	Total=	1 780 000 CFA
Coût de l'installation 0,4%	20 000 000 CFA			Génie Civil 0,6%	30 000 000 CFA		
Coût du transport 2,5%:	125 000 000 CFA			Internet	1 105 000 CFA		
Coût main d'œuvre 0,16%	8 000 000 CFA			Support panneaux	699 000 000 CFA		

Tableau 24 : Estimation du cout annuel ou fonds de roulement

Coût annuel		
Coût d'exploitation (10%)	355 098 264 CFA	
Coût de maintenance (1%)	35 509 826 CFA	
Coût des divers (0,5%)	17 754 913 CFA	
<b>Fond de roulement</b>	<b>408 363 003 CFA</b>	
<b>Investissement initial</b>	<b>3 550 982 639 CFA</b>	
<b>Investissement net TTC</b>	<b>3 959 345 642 CFA</b>	
<b>Exploitation de la centrale</b>		
	Durée (ans)	
	20	
Production annuelle de la centrale (kWh)	18 009 946	
Prix de reviens de l'énergie (FCFA/kWh)	219,84	
Prix de vente aux clients (FCFA/kWh)	148	
Prix de vente à la SENELEC (FCFA/kWh)	65	
Prix d'achat à la SENELEC (FCFA/ kWh)	96,83	
Besoins énergétiques diurnes des villages (kWh)	9 409 533	1 392 610 943 CFA
Besoins nocturnes de la population (kWh)	4 802 783	465 053 446 CFA
Surplus de production de la centrale (kWh)	8 600 412	559 026 810 CFA

*Tableau 25 : Prix de l'électricité en basse, moyenne et haute tensions en FCFA/kWh (source SENELEC)*

	mars-21	déc.-21	jan.-22	fév.-22	mars-22	Moyenne 03 mois		Variation (en%)		
						2021	2022	mars-22/ fév.-22	mars-22/ mars-21	03 mois-22/ 03 mois-21
						<b>PRIX MOYEN</b>	113	112	113	114
BASSE TENSION	115	116	115	116	115	348	346	-0,5	-0,3	-0,6
MOYENNE TENSION	117	115	118	118	118	352	354	-0,4	0,5	0,7
HAUTE TENSION	86	69	84	85	82	256	252	-3,6	-3,7	-1,5

*Tableau 26 : Vente d'électricité en base, moyenne et haute tension (source SENELEC)*

	Unités	mars-21	déc.-21	jan.-22	fév.-22	mars-22	Cumul 03 mois		Variation (en%)		
							2021	2022	mars-22/ fév.-22	mars-22/ mars-21	03 mois-22/ 03 mois-21
							<b>Ventes</b>	<b>MWH</b>	<b>286 322</b>	<b>386 269</b>	<b>347 399</b>
Basse tension	MWH	171 521	238 947	217 739	207 739	200 954	532 319	626 433	-3,3	17,2	17,7
Moyenne tension	MWH	84 591	112 738	92 857	96 195	92 155	259 811	281 207	-4,2	8,9	8,2
Haute tension	MWH	28 602	34 155	36 381	31 365	33 645	78 236	101 390	7,3	17,6	29,6
Exportation	MWH	1 608	429	421	388	388	4 710	1 198	-	-75,9	-74,6
<b>Chiffre d'affaires</b>	<b>Millions FCFA</b>	<b>32 285</b>	<b>43 145</b>	<b>39 209</b>	<b>38 107</b>	<b>36 769</b>	<b>99 349</b>	<b>114 086</b>	<b>-3,5</b>	<b>13,9</b>	<b>14,8</b>
Basse tension	Millions FCFA	19 785	27 773	25 125	24 021	23 112	61 773	72 258	-3,8	16,8	17,0
Moyenne tension	Millions FCFA	9 909	12 980	10 985	11 373	10 853	30 473	33 211	-4,6	9,5	9,0
Haute tension	Millions FCFA	2 447	2 353	3 062	2 679	2 771	6 680	8 511	3,4	13,3	27,4
Exportation	MWH	145	39	37	34	34	424	105	-	-76,5	-75,3
<b>Production brute totale</b>	<b>MWH</b>	<b>370 947</b>	<b>407 560</b>	<b>414 197</b>	<b>380 505</b>	<b>411 596</b>	<b>1 038 146</b>	<b>1 206 299</b>	<b>8,2</b>	<b>11,0</b>	<b>16,2</b>
Senelec	MWH	135 495	134 176	138 393	127 421	124 891	403 544	390 705	-2,0	-7,8	-3,2
Achat	MWH	235 451	273 384	275 805	253 084	286 705	634 602	815 593	13,3	21,8	28,5
Consommation des auxiliaires	MWH	2 359	2 847	2 680	2 618	2 383	7 345	7 680	-9,0	1,0	4,6