ETUDE DE FAISABILITE D'UN RESEAU ELECTRIQUE HYBRIDE POUR L'ALIMENTATION D'UNE UNITE INDUSTRIELLE : CAS DE L'USINE DE TRANSFORMATION D'HEVEA DE SIKENSI EN COTE D'IVOIRE

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

Présenté et soutenu publiquement le 21 Janvier 2026 par :

Alex Daniel Amlando KOUASSI (20210995)

Encadrant 2iE : Dr ING Aboubakar GOMNA, Enseignant-chercheur Institut 2iE

Maître de stage : M. Marius ENOKOU, Responsable du département Energie

Structure d'accueil du stage : TERRABO-Ingénieur Conseil

Jury d'évaluation du mémoire :

Présidente :	Dr Marie SAWADOGO, Enseignant-chercheur à l'Institut 2iE
Membres et correcteurs :	Dr Hector TETE, Chercheur-Postdoctoral à l'Institut 2iE
	Dr Sayon dit SIDIBE, Enseignant-chercheur à l'Institut 2iE

Promotion [2025/2026]

DEDICACES

Je dédie ce document à mes parents :
A Monsieur KOUASSI Kouassi Jerôme pour la quête inlassable de perfection et son engagement constant envers l'épanouissement de ses enfants.
A Madame KOUAME Aya Célestine EPSE KOUASSI pour son amour inconditionnel, son attention, son soutien financier, moral et spirituel qui ont été vitales tout au long de mon parcours.

Je dédie également ce document à ces personnes exceptionnelles que j'appelle mes cadeaux du Ciel N'GUESSAN Amenan Willie Claire et OULAÏ Sema Flora, pour leurs présences lumineuses, leurs affections sincères et leurs soutiens indéfectibles tout au long de mon cursus universitaire.

CITATION

<<*Tu dresses devant moi une table, en face de mes adversaires ; tu oins d'huile ma tête et ma coupe déborde. Oui le bonheur et la grâce m'accompagneront tous les jours de ma vie. Et j'habiterai dans la maison de l'Eternel pour toujours >>*

Psaumes 23, 5-6

REMERCIEMENTS

Avant toute chose, je tiens à exprimer ma profonde gratitude à l'égard de l'Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement (2iE), pour m'avoir offert un cadre académique stimulant et une formation de qualité tout au long de mon cursus.

Mes remerciements vont particulièrement à Monsieur le Directeur Général de l'Institut, Professeur El Hadji Bamba DIAW, pour sa vision et son engagement constant en faveur de l'excellence. Je remercie également le Chef du Département Génie Électrique et Énergétique Industriel, Professeur Yrébégnan Moussa SORO, pour son accompagnement pédagogique et son soutien tout au long de notre formation.

Je tiens à exprimer toute ma reconnaissance à mon encadrant interne, Dr Ingénieur Aboubakar GOMNA, pour sa disponibilité, ses conseils avisés et son accompagnement rigoureux tout au long de la réalisation de ce rapport.

Je remercie chaleureusement l'entreprise TERRABO-Ingénieur Conseil ; qui m'a accueilli au sein de sa structure et m'a offert un cadre professionnel propice à l'apprentissage. Mes remerciements vont particulièrement à mon maître de stage, Chef d'unité Energie, l'Ingénieur Marius ENOKOU, pour sa bienveillance, sa patience, et la richesse de ses enseignements. Je n'oublie pas l'Ingénieur Ulrich OBODJI Chef de projet et Monsieur Guy KONAN, qui m'ont également grandement soutenu par leurs conseils techniques, leur expertise, et leur disponibilité tout au long de mon immersion en entreprise.

Je tiens à remercier sincèrement mes camarades et amis Aurore TAHIN, Orlane LEBAMA, Sara MALAN, Willie-Claire N'GUESSAN, Phanuel DJARABE et Razack KOTE, pour leurs retours constructifs, leurs relectures et leurs encouragements pendant la rédaction de ce rapport.

Un merci tout particulier à KAKOU Grace Bérénice pour sa présence constante, son soutien moral, ses prières et ses mots d'encouragements durant toutes les étapes de mon parcours à l'Institut 2iE.

Je voudrais également exprimer ma profonde gratitude à la famille Amlando, pour son soutien et son affection qui ont grandement contribué à mon bien-être tout au long de cette aventure académique.

Enfin, mes remerciements les plus sincères vont à Anaïs TEGE, pour son soutien indéfectible, tant sur le plan moral, spirituel et financier, particulièrement durant les moments difficiles de mon parcours.

RESUME

Ce document met en exergue une étude technico-économique sur la faisabilité d'un système hybride combinant à la fois énergie renouvelable à travers une installation photovoltaïque et source conventionnelle fournie par le réseau public de la CIE. Dans le cadre de cette étude, l'analyse des besoins énergétiques de l'unité industrielle s'est effectuée dans un premier temps, révélant une puissance active de 836,82 kW. A la suite de cela la conception de la ligne HTA aérienne de 6,29 km sous une tension 30 kV a été effectuée. Le dimensionnement électrique de la ligne a permis de limiter la chute de tension à,51% grâce à l'utilisation d'un conducteur Almélec nu de 54,6 mm² de section. Le dimensionnement mécanique quant à lui, a permis d'étudier les paramètres géométriques, le type de supports et d'armements de la ligne afin de déterminer la configuration optimale adaptée aux conditions climatiques et aux charges mécaniques de la ligne en se basant sur les normes NFC 11-201, IEC 60909, ainsi que les Guides Techniques de CI-ENERGIES. Les supports retenus sont en béton de type A et B avec des fonctions SF, AS et AD de 12-300, 12-1000 et 12-1250 pour un coût global du projet fixé à 298 131 283 FCFA concernant uniquement la réalisation de la ligne aérienne HTA. Le dimensionnement photovoltaïque a été réalisé à travers cinq simulations connectées au réseau, dont trois en typologie back-up avec stockage et deux en autoconsommation. Les taux de pénétration solaire étudiés (1 %, 3 %, 4 %, 7 % et 15 %) correspondent à une couverture énergétique comprise entre 197 et 2073 kWh. Les productions annuelles obtenues varient de 80,38 à 804,2 MWh/an, avec une restitution de 7,104 MWh/an pour les configurations back-up. Ces performances permettent des gains annuels estimés entre 6,13 et 61,32 millions FCFA, soit une réduction de 2 % à 17 % de la consommation électrique de l'usine, pour des coûts d'investissement compris entre 47,2 et 399,1 millions FCFA selon les configurations. La validation des résultats de ces conceptions a été effectuée à l'aide de logiciels spécialisés comme PVsyst pour la conception du champ PV et la feuille Excel DISTELEC pour le dimensionnement électrique de la ligne aérienne.

Mots Clés :

1 – Système hybride

2 – Energie renouvelable

3 – Source conventionnelle

4 – Back up ; stockage

5 – Autoconsommation

ABSTRACT

This document presents a techno-economic study on the feasibility of a hybrid energy system combining renewable energy through photovoltaic installation and conventional energy from the national grid provided by CIE. To this end, the analysis of the industrial unit's energy needs was carried out first, revealing an active power requirement of 836.82 kW. Following this, the design of a 6.29 km medium-voltage overhead line operating at 30 kV was conducted. The electrical design limited the voltage drop to 0.51% by using a bare Almélec conductor of 54.6 mm². The mechanical design allowed for the assessment of geometric parameters, types of supports, and fittings to determine the optimal configuration suited to the climatic conditions and mechanical loads, in accordance with standards such as NFC 11-201, IEC 60909, and the CI-ENERGIES Technical Guides. The selected supports are concrete poles of type A and B with the function SF, AS, and AD, rated 12-300, 12-1000 and 12-1250, with a total project cost estimated at 241,756,783 FCFA. The photovoltaic system sizing was carried out through five grid-connected simulations, including three back-up configurations with storage and two self-consumption configurations. The solar penetration rates considered (1%, 3%, 4%, 7%, and 15%) correspond to an energy coverage ranging from 197 to 2073 kWh. The annual energy production varies from 80.38 to 804.2 MWh/year, with an energy restitution of 7.104 MWh/year for the back-up configurations. These performances result in estimated annual energy savings between 6.13 and 61.32 million FCFA, representing a reduction of approximately 2% to 17% in the plant's electricity consumption, for investment costs ranging from 47.2 to 399.1 million FCFA depending on the configuration. The results of these designs were validated using specialized software such as PVsyst for the PV field design, and the DISTELEC Excel tool for the electrical sizing of the overhead line.

Key words :

1 – Hybrid system

2 – Renewable energy

3 – Conventional source

4 – Back up ; storage

5 – Self consumption

LISTE DES ABREVIATIONS

2iE : Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement
AC : Alternatif Current [Courant]
AD : Arrêt Double
AEP : Aménagement à Eau Potable
AS : Arrêt Simple
BAD : Banque Africaine de Développement
BID : Banque Interaméricaine de Développement
Bj : Besoin Journalier
BT : Basse Tension
CAPEX : Capital Expenditure
CIE : Compagnie Ivoirienne d'Electricité
CI-Energies : Côte d'Ivoire-Energies
CIS : Câbles à Isolation Synthétique
CMB : Cabine Maçonnée Basse
DC : Direct Current
FMI : Fond Monétaire International
HTA : Haute Tension de catégorie A
IACM : Interrupteur Aérien à Commande Manuelle
LCC : Life Cycle Cost
MCOV : Maximum Continuous Operating Voltage
MPPT : Maximum Power Point Tracker
ODD : Objectif du Développement Durable
OPEX : Operating Expenditure
PBA/PBB : Poteau en Béton classe A/classe B
Pc : Puissance crête
PV : Photovoltaïque
SARL : Société à Responsabilité Limité
SF : Simple Fixation
STEP : Station de Traitement d'Eau Potable
TGBT : Tableau Général Basse Tension
TRI : Temps de Retour sur Investissement
TTC : Toutes Taxes Comprises
TVA : Taxe sur la Valeur Ajoutée

SOMMAIRE

Dédicaces i

Citation ii

Remerciements iii

Résumé iv

ABSTRACT v

liste des abréviations vi

LISTE DES FIGURES vii

LISTE DES TABLEAUX x

INTRODUCTION 1

I. PRESENTATION DE LA SOCIETE : TERRABO-INGENIEUR CONSEIL 2

I.1. Historique 2

I.2. Domaine de compétence et niveau d'intervention 2

II. PRESENTATION DU PROJET 3

II .1. PRESENTATION DE LA ZONE D'ETUDE 3

II.2. Contexte du projet 4

II.3. Objectif du projet 4

II.4. Présentation du thème 4

III. STRATEGIE D'ALIMENTATION ELECTRIQUE DU SITE 10

III.1. Source d'alimentation conventionnelle (CIE) 10

III.2. Source d'alimentation par l'énergie photovoltaïque 13

III.3. L'APPROCHE METHODOLOGIQUE DE L'ALIMENTATION ELECTRIQUE 16

III.3.1. Analyse des besoins énergétiques de l'usine 17

III.3.2. Conception des sources de production 20

IV. 1. COUT DU PROJET 56

IV.2. COUT DU CYCLE DE VIE 56

IV.3. DETERMINATION DE LA RENTABILITE 57

DISCUSSION DES RESULTATS 59

V.NOTICE D'IMPACT ENVIRONNEMENTAL 63

V.1) Description du projet 63

V.2) Analyse de l'état initial environnemental et social 63

V.2.1. Etat initial environnemental 63

V.2.2. Etat initial social 64

V.3. Identification, évaluation et les mesures de gestion environnemental et social des impacts potentiels 64

CONCLUSION ET RECOMMANDATION 65

BIBLIOGRAPHIE 67

ANNEXES 70

LISTE DES FIGURES

Figure 1 : Localisation du site 3
Figure 2 : Profil de charge journalier de l'industrie 6
Figure 3 : Illustration des étapes de transformation du latex 8
Figure 4 : Poste source HTB de Dabou 11
Figure 5 : Puissance des départs installés en (%) 19
Figure 6 : Consommation journalière de l'installation en (%) 19
Figure 7 : Tracé de la ligne HTA 28
Figure 8 : Profil en long du tracé de la ligne HTA 28
Figure 9 : Illustration de la portée 29
Figure 10 : Illustration de la flèche 29
Figure 11 : Illustration du paramètre P[17] 30
Figure 12 : Illustration de la garde hors sol 34
Figure 13 : Illustration des forces exercées sur les supports d'alignement 34
Figure 14 : Illustration des forces exercées sur les supports d'arrêt 35
Figure 15 : Illustration des forces exercées sur les supports d'angle 39
Figure 16 : Illustration de la fondation des supports 41
Figure 17 : Illustration de la consommation solaire dans la consommation diurne de l'usine . 59
Figure 18 : Illustration de la consommation solaire dans la consommation journalière de l'usine 60
Figure 19 : Influence de l'Energie PV sur la consommation électrique annuelle de l'usine en kWh 60
Figure 20 : Illustration des gains cumulés et du TRI 62

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Domaine de compétence et niveau d'intervention de l'entreprise 2
Tableau 2 : Type de poste à construire en fonction de la puissance apparente 12
Tableau 3 : Bilan de puissance de l'installation 18
Tableau 4 : Intensité admissible du câble Almélec en fonction de sa section[10] 22
Tableau 5 : Puissance de court-circuit en fonction de la tension entre phase[13] 23
Tableau 6 : Coefficient en fonction de la nature du conducteur[15] 25
Tableau 7 : Résultat du courant de court-circuit maximal en fonction du temps 25
Tableau 8 : Chute de tension avec la feuille DISTELEC 27
Tableau 9 : Résultats obtenus de la portée équivalente et de la flèche en fonction des portées 30
Tableau 10 : Résultats obtenus de l'écartement minimal et moyen des conducteurs 32
Tableau 11 : Résultat des hauteurs totales calculées et de la hauteur retenue 32
Tableau 12 : Résultats de la profondeur d'implantation des supports 33
Tableau 13 : Résultat des efforts de traction et de vent exercés sur les supports d'angle 39
Tableau 14 : Résultats de l'effort vertical, horizontal et total exercé sur les armements des supports d'alignement 40
Tableau 15 : Données pour la fouille des supports[20] 41
Tableau 16 : Marque des équipements utilisés 45
Tableau 17 : Présentation des résultats théoriques du dimensionnement Photovoltaïque 48
Tableau 18 : Présentation des résultats du dimensionnement du champ PV avec PVsyst 50
Tableau 19 : Résultats issus des différents calculs effectués 54
Tableau 20 : Détails de calcul du coût global du projet 56
Tableau 21 : Devise d'électricité en fonction des périodes quotidiennes 58
Tableau 22 : Présentation des résultats de l'analyse financière des simulations 59

INTRODUCTION

L'accès à une énergie fiable, durable et économiquement viable constitue un enjeu majeur pour le développement industriel, en particulier dans les pays en voie d'industrialisation comme la Côte d'Ivoire. Dans un contexte de croissance continue de la demande énergétique, les infrastructures classiques de production et de distribution d'électricité peinent à garantir une alimentation stable [1]. Cette situation affecte la performance et la compétitivité des unités industrielles, fortement dépendantes de la disponibilité énergétique pour assurer la continuité de leurs activités de production [2]. Face à ces contraintes, le recours aux systèmes énergétiques hybrides apparaît comme une alternative pertinente. Ces systèmes reposent sur la combinaison de plusieurs sources d'énergie, permettant de renforcer la fiabilité de l'alimentation électrique et de réduire la dépendance au réseau national [3]. Dans cette optique il devient essentiel de s'interroger sur la capacité d'un système hybride alliant énergies renouvelables et sources conventionnelles, à répondre aux exigences d'une alimentation énergétique fiable et durable, tout en contribuant à la réduction des coûts de production pour une unité industrielle. L'objectif principal de ce travail est de concevoir et d'évaluer une architecture de système hybride associant des sources d'énergie renouvelables disponibles localement au réseau électrique conventionnel, afin de répondre aux besoins énergétiques d'une unité industrielle. L'étude portera également sur l'analyse technico-économique de cette conception tout en vérifiant leurs performances en s'appuyant sur des outils de conception et de vérification. Pour atteindre notre objectif, le présent document se délimitera comme suit, dans un premier temps la présentation de l'entreprise et la localisation du site du projet tout en définissant les contours liés au thème et la réalisation de ce projet, dans un deuxième temps une étude technique relatant la stratégie de conception et d'alimentation du site, Dans un troisième temps une approche méthodologique suivie du dimensionnement des différentes sources de production d'énergie, dans un quatrième temps une analyse financière suivie de la partie discussion enfin la notice d'impact environnementale suivie des recommandations.

I. PRESENTATION DE LA SOCIETE : TERRABO-INGENIEUR CONSEIL

I.1. HISTORIQUE

Le Bureau d'études TERRABO-Ingénieur Conseil, une Société à Responsabilité Limitée (SARL) dotée d'un capital de 20 millions de FCFA, a été créé le 07 février 1996. Reconnu comme une des références majeures de l'expertise privée en Côte d'Ivoire, TERRABO-Ingénieur Conseil se distingue en tant que leader dans son domaine grâce à la qualité de sa gestion et au professionnalisme de ses experts. Ces qualités ont permis au bureau d'études d'accomplir des performances notables peu après sa fondation, bénéficiant de la décision des bailleurs de fonds multilatéraux (Banque Mondiale, BAD, FMI, BID, etc.) d'opter pour l'assistance technique privée pour les secteurs publics et les collectivités locales. L'entreprise veille à ce que toutes ses interventions respectent les coûts, les délais, la qualité des travaux et la protection de l'environnement, conformément aux exigences du client. L'organigramme est présenté à l'Annexe 1 pour mieux décrire la structure interne et le fonctionnement hiérarchique de l'entreprise.

I.2. DOMAINE DE COMPETENCE ET NIVEAU D'INTERVENTION

Tableau 1 : Domaine de compétence et niveau d'intervention de l'entreprise

DOMAINES D'ACTIVITES	COMPETENCES
Transport	Routes et voiries, ouvrages d'art, ouvrage souterrains, port, aéroport, chemin de fer, transport urbain, systèmes de transport et études de trafic etc.
Eau et énergie	Ressources en eau, eau potable, eau industrielle, hydraulique agricole et pastorale, hydraulique fluviale et maritime, digues et barrages, énergie thermique, énergie hydraulique, énergies renouvelables et efficacité énergétique etc.
Bâtiments et services immobiliers	Bâtiments industriels, bureaux, logement, centres commerciaux, salles de spectacles, salles d'expositions, écoles, dispensaires et aérogares etc.
Environnement et Société	Protection de l'environnement naturel, santé humaine et sécurité, gestion des risques technologiques, traitement et valorisation des déchets etc.

II. PRESENTATION DU PROJET

II .1. PRESENTATION DE LA ZONE D'ETUDE

Localisée dans la région de l'Agnéby-Tiassa, au sud de la Côte d'Ivoire, la commune de Sikensi constitue le chef-lieu de la zone soumise à notre étude. Située à environ 80 km d'Abidjan, et accessible via la route A3, cette localité stratégique s'étend sur une superficie de 441 km² [4]. Elle regroupe treize villages, dont Bakanou B, site retenu pour l'implantation de l'unité industrielle de transformation d'hévéa. Ce site en fonction des données technique relevé à l'aide de Google Earth, est distant d'environ 7 km de Sikensi, s'étend sur 7,5 hectares, avec des coordonnées géographiques précises : de latitude 5,6087012 et de longitude -4,6254225. L'environnement du site est caractérisé par un couvert végétal dense et un climat chaud et humide, typiques du sud de la Côte d'Ivoire. Ces conditions climatiques sont favorables à la mise en place d'un système hybride de production d'énergie. L'ensoleillement y est estimé entre 4,58 et 5,57 kWh/m²/jour, traduisant un potentiel acceptable pour l'exploitation solaire. La température varie entre 19°C et 34°C, avec une moyenne annuelle d'environ 27°C, tandis que l'humidité relative élevée, oscille entre 78,8 % et 90,2 %, la vitesse du vent, relativement faible entre 1,29 m/s et 2,10 m/s, est favorable à l'implantation d'infrastructures légères comme les poteaux. Notons que ces données ont été recueillies à l'aide du logiciel PVsyst. Enfin, le site se situe à une altitude de 77 m par rapport au géoïde, ce qui facilite les aménagements techniques selon Google Earth. Et reliée au réseau national HTA de 30 kV.

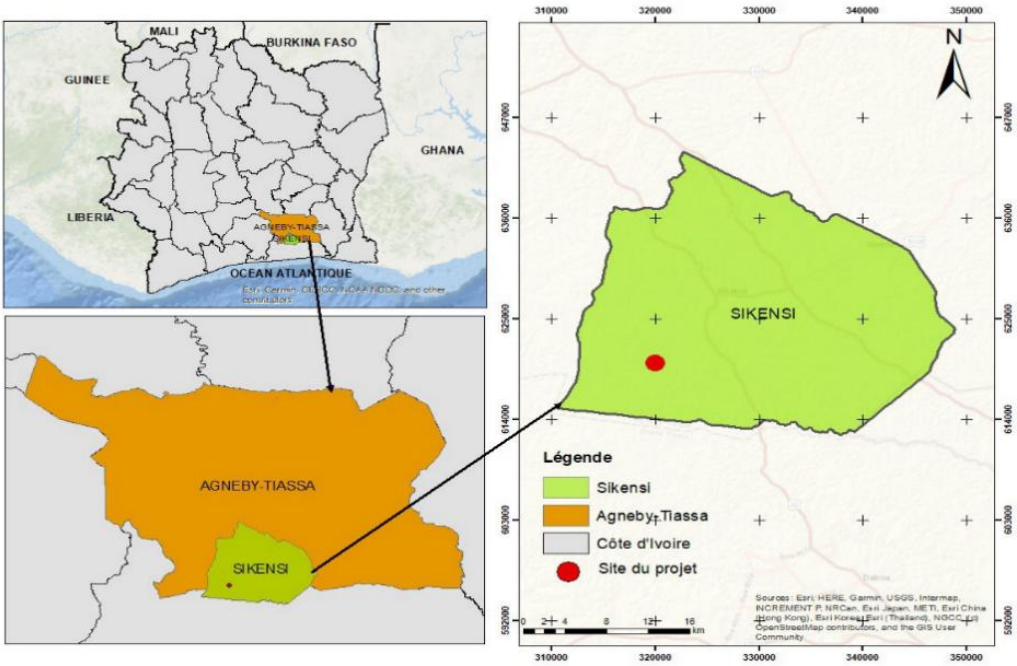


Figure 1 : Localisation du site

II.2. CONTEXTE DU PROJET

La commune de Sikensi, alimentée par le réseau national HTA 30 kV, subit des coupures fréquentes qui perturbent la production [5], dans ce contexte, l'optimisation de la consommation énergétique et le recours à des solutions durables constituent des priorités pour les entreprises industrielles. Face à cette instabilité, la géographie et le climat de la zone rendent l'implantation d'un système énergétique hybride particulièrement avantageuse. Un tel système pourrait assurer une alimentation fiable, conforme aux besoins de continuité de l'usine de transformation. Ce mémoire mettra en évidence les apports de l'intégration des énergies renouvelables, notamment l'ajout de l'alimentation solaire photovoltaïque, dans le mix énergétique industriel de Sikensi. Il abordera les défis liés à l'efficacité énergétique, à la réduction de l'empreinte carbone et à la transition énergétique dans le secteur industriel. [6].

II.3. OBJECTIF DU PROJET

Le présent travail vise à contribuer à la réflexion sur la mise en place de solutions énergétiques innovantes, adaptées aux réalités industrielles des pays en développement. Dans ce cadre l'objectif principal de ce mémoire est d'évaluer la faisabilité d'assurer une alimentation fiable, et viable d'une unité industrielle de transformation d'hévéa, sur le plan technique et économique par un système énergétique hybride, combinant des sources renouvelables et conventionnelles. Pour atteindre cet objectif principal, plusieurs objectifs spécifiques ont été définis à savoir :

- Analyser les besoins énergétiques de l'usine
- Concevoir les sources énergétiques qui composeront le réseau hybride de manière optimale.
- Procéder aux choix des composants pour la conception de ce système.
- Effectuer une analyse technico-économique afin de déterminer la pertinence de notre système.
- Formuler les recommandations techniques et stratégique pour la mise en œuvre d'un tel système en tenant compte du contexte local

II.4. PRESENTATION DU THEME

a) Intitulé du thème

Ce mémoire porte sur l'étude de faisabilité d'un réseau électrique hybride pour l'alimentation de l'usine de transformation d'hévéa de Sikensi. Il vise à analyser les aspects techniques et économiques de l'implémentation d'un système combinant différentes sources d'énergie, afin d'assurer une alimentation fiable tout en réduisant l'impact environnemental et en renforçant la

résilience énergétique.

b) Intérêt du thème

Ce thème revêt une importance stratégique tant sur le plan énergétique qu'industriel. En Côte d'Ivoire, la dépendance aux énergies fossiles expose les entreprises à des risques de perturbation de leur production. À travers cette étude, nous proposons des solutions visant à garantir une alimentation énergétique continue et fiable, tout en contribuant activement à la transition énergétique nationale par l'intégration de l'énergie solaire. En valorisant les sources renouvelables, ces solutions permettront de réduire les coûts énergétiques, d'améliorer la compétitivité des industries locales, et d'offrir une alternative économiquement viable pour les industriels ivoiriens. Par ailleurs, le projet favorisera l'autonomie énergétique, tout en générant des retombées socio-économiques positives, notamment à travers la création d'emplois locaux et le rapprochement stratégique de l'unité industrielle des zones de production de la matière première. Ces solutions qui résulteront de cette étude s'inscrivent dans une démarche proactive pour soutenir le développement du secteur industriel ivoirien.

c) Cahier de charge

Il est important de préciser que les informations relatives au fonctionnement de l'usine et au processus de transformation du latex présentées dans cette section nous ont été fournies par Monsieur Aka, chef d'usine dans une unité de transformation d'hévéa déjà opérationnelle. Ces données ont servi de référentiel technique pour la modélisation du projet, dans la mesure où l'usine objet de cette étude n'est pas encore construite.

- Description et le fonctionnement de l'usine

L'usine de transformation d'hévéa de Sikensi, objet de cette étude, n'est pas encore construite. Par conséquent, la description du site et l'évaluation des besoins énergétiques ont été réalisées à des fins de modélisation, sur la base des données techniques et opérationnelles d'une unité de transformation d'hévéa déjà opérationnelle, utilisée comme référentiel.

Le site industriel projeté comprendra quatre entités principales : l'usine de transformation, la station de traitement d'eau potable, les bâtiments annexes (infirmerie, bureaux administratifs, vestiaires, magasin, réfectoire et logements du personnel), ainsi que les ouvrages d'éclairage public répartis sur l'ensemble du site. L'usine de transformation, la station de traitement d'eau, l'infirmerie et la chambre froide sont envisagées pour fonctionner 24h/24, afin d'assurer la continuité des opérations industrielles et sanitaires. Les services administratifs fonctionneront de 8h à 17h, avec une pause d'une heure, tandis que les logements seront sollicités

ponctuellement selon la présence du personnel. Cette organisation entraîne une variation journalière de la demande énergétique, matérialisée par le profil de charge présenté à la Figure 2. Une augmentation de la charge est observée entre 12h et 14h, correspondant au fonctionnement programmé des pompes de remplissage du château d'eau de la station de traitement. Ce choix opérationnel vise à valoriser les surproductions attendues du champ photovoltaïque durant cette plage horaire, période caractérisée par une irradiation solaire élevée liée à la position du soleil au zénith.

Notons que le profil de charge de notre charge a été également inspiré d'une unité industrielle de latex déjà opérationnelle.

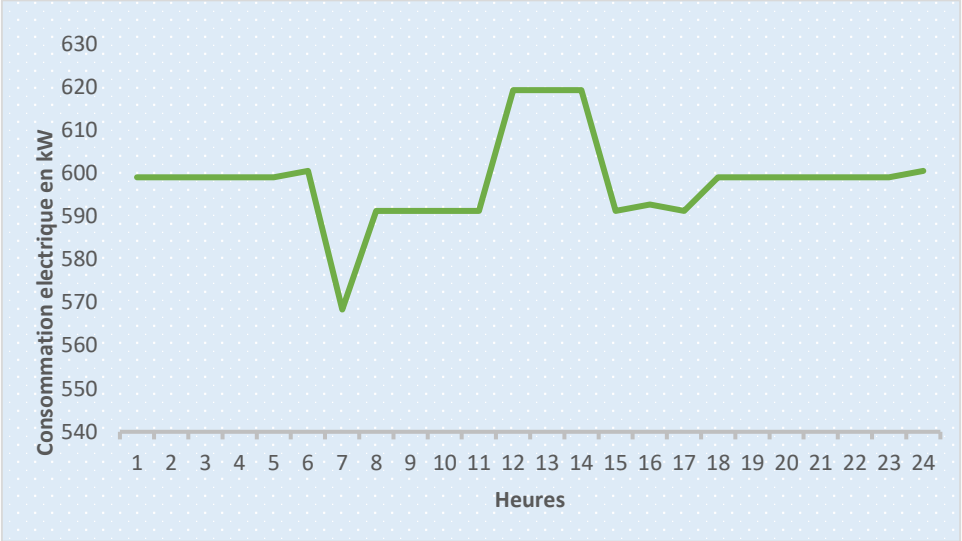


Figure 2 : Profil de charge journalier de l'industrie

- Processus de transformation du latex

1. Zone de prétraitement

Au préalable un contrôle est réalisé afin de vérifier la qualité de la matière première (absence de contaminant) selon les critères définis des usines. Les matières jugées conformes sont transportées puis déchargé sur l'aire de stockage dans l'attente de prétraitement. Dans cette première étape, le latex brut ou le caoutchouc coagulé est réceptionné et soumis à une série d'opérations visant à retirer les impuretés et à le conditionner dans un espace aménagé pour les étapes suivantes. La matière première est lavée, débarrassée des éléments indésirables.

Etat de la matière première à l'issue de cette étape : **Latex brut prélavé**

2. Zone de traitement humide

Dans cette phase, le latex issu du prétraitement subit une immersion prolongée dans l'eau pour

un lavage approfondi et après une période de maturation, le latex est fragmenté pour obtenir des morceaux fins. Ces morceaux fins subissent une préparation chimique qui consiste à les arrosés à l'aide d'une solution acide. Cette étape permet d'enlever les résidus restants et d'homogénéiser la matière.

Etat de la matière première à l'issue de cette étape: **Masse homogène de caoutchouc fragmentée**

3. Zone de transformation des crêpes

La matière caoutchouteuse est ensuite transformée en feuilles fines appelées crêpes. Elle est encore lavée, laminée, broyée à plusieurs reprises et calibrée pour obtenir des feuilles d'épaisseur uniforme. Ces feuilles sont nettoyées tout au long du processus afin d'en garantir la propreté et la qualité.

Etat de la matière première à l'issue de cette étape : **Feuilles de crêpes de caoutchouc fines.**

4. Zone de séchage

Les crêpes humides sont introduites dans un système de séchage (four) suivant les paramètres de températures et de temps. L'humidité y est éliminée de manière contrôlée, tandis que l'air est traité pour éviter toute pollution. Des opérations complémentaires peuvent également être réalisées, telles que l'ajustement chimique de surface pour stabiliser les propriétés du produit final.

Etat de la matière première à l'issue de cette étape : **Crêpes de caoutchouc séchées.**

5. Zone d'emballage

Les crêpes séchées sont pressées, pesées et regroupées pour former des balles. Celles-ci sont ensuite conditionnées sur des palettes, étiquetées puis compactés en colis avant leur stockage dans le magasin de produit fini. Des échantillons sont prélevés pour déterminer leur grade au niveau du laboratoire. Après la détermination de leur grade au laboratoire, des contrôles qualités tels que la détection de métaux peut être réalisés à cette étape pour garantir la conformité avant l'expédition au client.

Etat de la matière première à l'issue de cette étape : **Balles compactes de crêpes de caoutchouc prêtes à être expédiées.**

Le processus illustré par la Figure 3 permet de visualiser clairement les différentes étapes de transformation du latex brut jusqu'au produit fini prêt à la commercialisation.

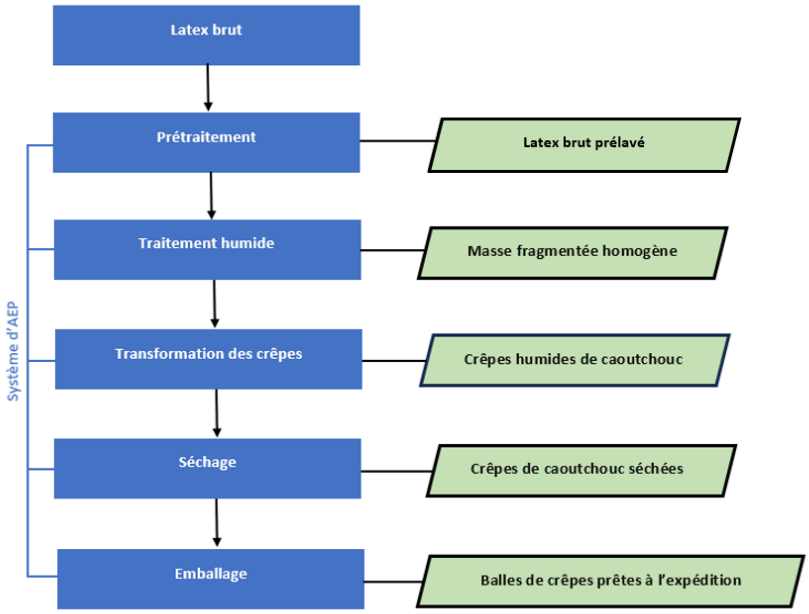


Figure 3 : Illustration des étapes de transformation du latex

❖ **Système d'AEP (Adduction en Eau Potable)**

Ce système alimente en parallèle l'ensemble des zones en eau propre pour le lavage, les processus de dilution ou le refroidissement. Il comprend également une station de traitement des eaux usées, permettant de gérer les rejets industriels et de respecter les normes environnementales. Rôle dans le processus : **Assure la disponibilité d'eau propre et la gestion des eaux usées tout au long de la chaîne.**

- Cadre réglementaire des sources d'alimentation en électricité
  - Le réseau national

Avant le démarrage du projet, il est impératif d'initier une procédure réglementaire visant à étudier la faisabilité du raccordement à une ligne électrique HTA. Cette procédure débute par l'envoi d'une demande officielle, par courrier adressée à la Direction Régionale de la Compagnie Ivoirienne d'Electricité (CIE) compétente pour la zone concernée. Cette sollicitation a pour but d'obtenir une étude technique détaillée permettant de vérifier la possibilité de raccordement du site à la ligne HTA la plus proche en tenant compte de plusieurs paramètres essentiels tels que le plan d'électrification de la zone, la tension de service, le type et la section du câble utilisé, ainsi que l'évaluation de la chute de tension. L'étude permettra également de vérifier la capacité de la ligne existante, la distance de raccordement et les contraintes spécifiques du réseau, en donnant au préalable les informations liées à l'installation. La réponse de la CIE constitue un prérequis indispensable à la planification des travaux et

l'obtention des autorisations réglementaires.

- Le système photovoltaïque

En Côte d'Ivoire, l'injection de l'énergie solaire dans le réseau public par un particulier n'est pas autorisée [7]. Cette réglementation, en plus d'encadrer la production solaire domestique pour garantir la stabilité et la qualité du réseau électrique, d'éviter la revente non réglementée, vise à assurer la comptabilité technique et la sécurité du réseau [8]. Pour un raccordement au réseau en côte d'ivoire une autorisation au préalable de la CIE est nécessaire, notamment pour les projets plus importants.

- Livrables attendus

Cette étude devra aboutir à un rapport d'étude techniques et analytiques permettant d'éclairer la prise de décision. Il s'agira en premier lieu, d'établir un diagnostic détaillé sur l'usine à installer en mettant en évidence les profils de charge électrique, les pics de demande, ainsi que les besoins énergétiques de chaque compartiment de l'industrie à travers des données recueillies. Le livrable devra comprendre une proposition de dimensionnement optimal du système mise en place accompagnée de schémas unifilaires et de vérification à l'aide de logiciels. A la suite de cela une analyse technico-économique des différentes sources de production sera produite. Enfin une analyse des impacts environnementaux et des exigences réglementaires applicables devra être intégrée de sorte à garantir la faisabilité du projet.

III. STRATEGIE D'ALIMENTATION ELECTRIQUE DU SITE

III.1. SOURCE D'ALIMENTATION CONVENTIONNELLE (CIE)

a) Source d'alimentation principale

La commune de Sikensi est alimentée par le réseau national HTA 30 kV, lequel est toutefois caractérisé par des coupures fréquentes susceptibles de perturber les activités industrielles. Malgré cette contrainte, le réseau national demeure la seule infrastructure existante capable de fournir rapidement les puissances élevées requises par une unité industrielle, notamment lors des phases de démarrage des équipements. Dans le cadre de cette étude de faisabilité, le réseau national a ainsi été retenu comme source principale d'alimentation, en raison de sa capacité à répondre aux appels de puissance importants et à assurer l'alimentation des charges de base du site. Néanmoins, son manque de fiabilité en termes de continuité de service constitue une limite majeure pour une exploitation industrielle continue. Cette situation justifie l'intégration de sources de production complémentaires, conduisant à la proposition d'un réseau électrique hybride, afin de renforcer la sécurité d'alimentation et d'améliorer la disponibilité énergétique du site.

b) Description du poste source

La ville de Sikensi prend sa source d'alimentation au poste source de Dabou (poste HTB) par un départ et est interconnectée avec le poste d'Agboville et le poste source d'Abobo. Le départ qui alimente la ville est caractérisé par :

- un (1) jeu de barre rigide 90 kV ;
- une arrivée normale de 30 kV ;
- une arrivée secourt de 30 kV ;
- un transformateur de 90/30 kV, 20 MVA venant de Dabou sur le jeu de barre.

Ce même départ, interconnectée avec le poste source d'Abobo bénéficie d'un système de filtrage des harmoniques et de compensation de puissance réactive Ces équipements constituent des éléments essentiels des postes sources, utilisés pour améliorer la qualité de l'énergie électrique, limiter les distorsions harmoniques, réduire les pertes et garantir un fonctionnement fiable du réseau.

c) Schéma unifilaire du poste source

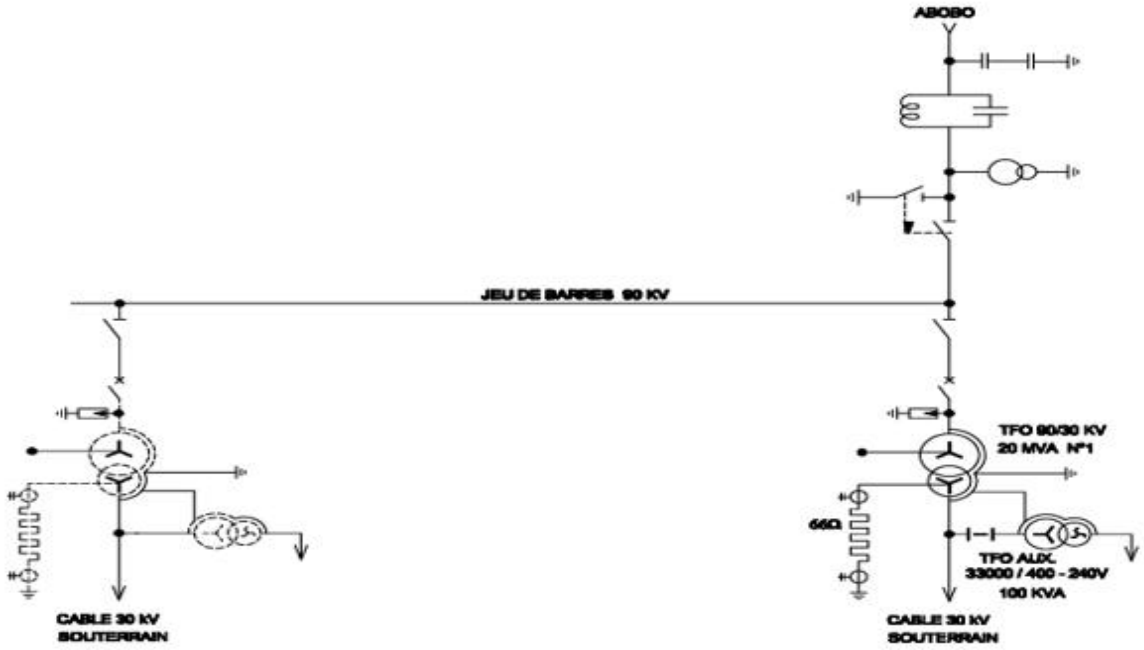


Figure 4 : Poste source HTB de Dabou

d) Détermination de la puissance de l'installation

Le cadre de l'alimentation conventionnelle par le réseau public, repose sur une approche prévisionnelle. L'usine étant encore à l'étape de conception, cette démarche s'appuiera sur l'exploitation du plan de l'usine et de l'organisation fonctionnelle des différents bâtiments. Cette approche permet d'identifier, de manière prévisionnelle, l'ensemble des charges électriques à raccorder en cohérence avec l'usage des installations. La puissance est évaluée à partir des équipements prévus en s'appuyant sur leurs puissances nominales de référence. Afin de traduire les conditions réelles de fonctionnement du site, des coefficients d'utilisation et de simultanéité sont appliqués, permettant d'estimer la puissance maximale appelée susceptible d'être demandée au réseau public. La puissance ainsi obtenue constitue la base de dimensionnement du point de raccordement au réseau public.

e) Amenée de la ligne HTA au site du projet

Pour l'alimentation du site il sera construit un réseau HTA en aéro-souterrain. Ce réseau alimentera directement le site par un poteau situé près du local technique. Le poteau permettra de passer d'une ligne souterraine en ligne aérienne. Cette stratégie offre une solution de raccordement fiable au réseau existant le plus proche du site tout en respectant les caractéristiques techniques (conversion de la tension d'alimentation, changement du mode de pose et de section du câble en toute sécurité) en garantissant la puissance absorbée de toute

l'installation de l'usine. En effet les accessoires intervenants dans le cas du réseau HTA aérien sont entre autres : le câble Almélec, des connecteurs aériens, les supports, les armements, les accessoires de lignes, les chaînes d'encrage, les isolateurs, les interrupteurs aériens, les parafoudres, les connecteurs aéro-souterrain et dans le cas du réseau souterrain : câble souterrain CIS, les accessoires de pose souterrain, les connecteurs aéro-souterrains.

f) Construction d'un poste de transformation

La construction du poste de transformation est fonction de la puissance apparente de notre installation à alimenter. On construira un modèle de poste de transformation en fonction des puissances apparentes suivantes :

Tableau 2 : Type de poste à construire en fonction de la puissance apparente

Puissance apparente	Type de poste
S ≤ 160 kVA	Un transformateur haut de poteau H61
160 kVA ≤ S ≤ 1250 kVA	Un poste cabine H59 de type 12TS ou 22TS avec deux compartiments : Compartiment 1 : Local cellule et transformateur Compartiment 2 : Local Tableau Générale Basse Tension (TGBT) et inverseurs. 12TS : Cas où on dispose d'un (1) transformateur 22TS : Cas où on dispose de plusieurs transformateurs (deux transformateurs au minimum)
S ≥ 1250 kVA	Un poste cabine H59 de type 12TS ou 22TS avec trois compartiments : Compartiment 1 : Local cellule Compartiment 2 : Local transformateur Compartiment 3 : Local TGBT et inverseurs.

g) Construction du local du groupe électrogène

Le local technique du groupe électrogène sera en hangar ouvert en dimension adapté selon la puissance du groupe électrogène. Pour son fonctionnement son hangar, il sera doté d'un ou des

réservoirs de carburant apparents selon la capacité d'utilisation en hydrocarbure. Le réservoir doit être ceinturé d'un bassin de rétention de volume supérieur ou égal à celui du réservoir afin d'éviter toute pollution environnementale en cas de fuite de combustible.

h) Configuration des différents départs du site

Pour la distribution de l'énergie électrique sur le site, sur le principe d'un schéma de distribution il sera créé des départs à partir du TGBT pour une alimentation bien définie.

i) Principe d'alimentation des différents ouvrages du site

A partir des cellules d'arrivée, le poste transformateur reçoit de l'énergie provenant du réseau le plus proche via une cellule d'arrivée (IM). Ces cellules arrivées (IM), connectées aux cellules de protection du transformateur (DM1) par le biais des cellules de comptage (CM) qui fournissent de l'énergie aux bornes primaires du transformateur HTA/BT. Ce transformateur convertira à son tour la tension reçue au primaire (HTA) en une tension secondaire (BT) adaptée à l'installation. A ce niveau, la construction du régime de neutre étant établi par l'intermédiaire des câbles électriques, la tension obtenue au secondaire du transformateur va être transportée au niveau du disjoncteur de protection du transformateur situé juste en aval de celui-ci. Aux sorties du disjoncteur de protection, un TGBT sera alimenté au travers d'un autre disjoncteur de tête. Par la suite, les différents départs du site obtiendront leurs sources du TGBT situé dans le local technique, au niveau du poste de livraison.

III.2. SOURCE D'ALIMENTATION PAR L'ENERGIE PHOTOVOLTAÏQUE

a) Analyses des paramètres météorologiques du site

Avant toute conception d'un système photovoltaïque, une étude approfondie des paramètres météorologiques de la zone concernée est indispensable. Cette étude vise à analyser les données climatiques et techniques afin d'évaluer la faisabilité d'une telle installation dans cette zone donnée. Parmi les différents paramètres examinés tels que la température, l'humidité, et la nébulosité, l'ensoleillement global joue un rôle prééminent. En effet, c'est principalement la quantité d'énergie solaire disponible qui détermine la rentabilité et l'optimisation du système photovoltaïque. Cette analyse permet donc de dimensionner correctement l'installation, de prévoir sa performance, et d'assurer son bon fonctionnement tout en garantissant son retour sur investissement.

b) Calcul des besoins électriques du site et la puissance à couvrir

Le calcul des besoins nécessite des étapes bien établies à savoir l'inventaire des équipements

électriques de l'usine dont la puissance globale permettra de définir convenablement la source de production photovoltaïque. A la suite de cela, un temps de fonctionnement sera affecté aux équipements recensés selon leurs utilisations. La détermination de l'énergie nécessaire est ensuite effectuée une fois la période de fonctionnement des équipements est définie. Après avoir déterminé l'énergie à couvrir, un coefficient de sécurité est appliqué en fonction de la charge à alimenter (soit une charge AC ou soit une charge DC).

c) Réalisation de l'étude de faisabilité du projet

Pour la faisabilité de notre installation solaire nous procéderons à l'évaluation des différentes contraintes ci-dessous afin de déterminer la solution la mieux adaptée à notre contexte. Ce sont :

- **la contrainte spatiale**, il s'agira de déterminer la surface disponible pouvant accueillir notre champs photovoltaïque (PV) afin d'en faire ressortir la puissance maximale que nous pourrons exploiter pour l'alimentation de notre charge.
- **la contrainte énergétique**, il s'agira de déterminer avec précision la puissance requise pour couvrir les besoins de l'installation, afin de dimensionner le champ photovoltaïque (PV) de manière à fournir cette puissance et assurer ainsi l'alimentation optimale de la charge.

Aux vues des différentes définitions des contraintes, nous prendrons en compte la contrainte énergétique dans notre démarche. En effet elle correspond à la puissance réelle pour notre installation. En d'autres termes cette grandeur physique orientera notre approche car elle conditionne directement la puissance exploitable pour le dimensionnement de notre champ PV selon notre cahier de charge.

d) Détermination de la puissance crête

La puissance crête est déterminée en vue d'évaluer la puissance que doit couvrir l'installation de notre système. Elle est obtenue en faisant le rapport du besoin journalier par l'irradiation globale en kWh/m²/Jour à laquelle est affectée un coefficient représentant les pertes probables dans notre l'installations, dû à la poussière, la température, la chute de tension des câbles.

e) Choix des panneaux photovoltaïques

Après avoir déterminé la puissance crête à installer, le choix des panneaux est fait en fonction des paramètres retenus qui portent essentiellement sur le rendement des modules à travers leur technologie (monocristallin ou polycristallin) et leur puissance nominale afin de permettre

l'optimisation du dimensionnement du système favorisant ainsi le nombre de module nécessaire requis pour l'installation. A cela s'ajoutent d'autres paramètres tels que la tension maximale et la tension en circuit ouvert, le courant maximale et le courant de court-circuit, afin de vérifier sa compatibilité avec notre système. Le poids des modules est également un critère à prendre en compte pour vérifier la faisabilité de la pose en toiture en fonction du dimensionnement réalisé par le génie civil.

f) Choix de l'onduleur

L'onduleur quant à lui est choisi en tenant compte d'une part, de la tension et la fréquence pour un éventuel raccordement au réseau lesquelles devant être en adéquation avec les caractéristiques de l'onduleur retenu, et d'autre part, du type d'installation envisagé, aussi de la puissance crête déterminer et enfin des spécificités techniques des modules photovoltaïques. Cette démarche vise à garantir une compatibilité optimale entre l'ensemble du système et l'onduleur choisi en vue d'optimiser la production énergétique. A cet effet plusieurs étapes techniques sont à considérer :

- ✓ la détermination de la température ambiante minimale et maximale en fonction des données de la fiche technique du module photovoltaïque ;
- ✓ la vérification de la plage de tension de fonctionnement de l'onduleur en courant continu (DC) afin d'assurer une compatibilité avec la configuration du champ photovoltaïque ;
- ✓ la vérification du nombre de MPPT, de leur plage de tension ainsi que leur courant maximale ;
- ✓ la configuration du champ photovoltaïque incluant le nombre de module photovoltaïque à monter en série et en parallèle ;
- ✓ la vérification de la tension totale du champ et de sa tenue en courant de court-circuit afin de s'assurer que les limites admissibles de l'onduleur ne soit pas franchisent.

g) Choix des batteries

La configuration du pack de batterie dépend fortement du temps d'autonomie fixé par le cahier de charge. Ce dernier est déterminé à partir du rapport entre la puissance à couvrir sur une période définie et le produit de la tension du système, de la profondeur de décharge ainsi que du rendement de la batterie utilisée. Dans le cadre de notre étude, conformément aux exigences réglementaires nationales, le pack de batterie intervient pour emmagasiner le reliquat de la production du champ photovoltaïque une fois la demande de la charge satisfaite notamment dans les périodes de fort ensoleillement. Cette démarche vise à éviter l'injection de l'énergie

dans le réseau public en vue d'être épargné des pénalités qu'infligent la législation en cas d'injection.

h) Installation des panneaux et des autres ouvrages

L'installation des panneaux nécessitent des informations et calcules bien précis, à savoir

- sa position par rapport au soleil, l'azimut
- l'angle d'inclinaison des panneaux en fonction de la zone,
- l'espacement afin d'éviter les ombres sur les modules PV,
- l'environnement dans lequel sera installer le champ photovoltaïque.

Après avoir collecté toute ces informations, l'installation des panneaux est faite à travers la pose des supports en fonction de l'inclinaison requise, la fixation puis le câblage en fonction de la configuration du champ. Une boîte de jonction est prévue pour le raccordement en fonction des regroupements qu'imposent la configuration du champ PV, ainsi nous construirons un local technique en fonction de la puissance du champ à installer afin d'abriter les autres équipements qui composent une installation photovoltaïque à savoir les onduleurs, les régulateurs et les batteries en fonction de la configuration et du type d'installation.

i) La pose et le raccordement au réseau et la mise en service des panneaux solaires

A la suite de la construction du local technique qui a été précédée par l'étude de faisabilité, l'installation du champ PV ainsi que ses ouvrages, le raccordement entre ces équipements est fait en fonction des recommandations de la norme UTE-C15-712 tout en respectant la section des câbles, puis tout l'ensemble est raccordé au tableau général basse tension avec en amont la protection requise de notre installation.

III.3. L'APPROCHE METHODOLOGIQUE DE L'ALIMENTATION ELECTRIQUE

Pour mieux aborder de manière structurée l'étude de faisabilité de l'alimentation électrique de notre usine, il est essentiel de définir clairement les étapes qui mèneront aux résultats attendus. La démarche s'articule autour des quatre étapes suivantes :

- **L'analyse des besoins électriques du site à alimenter**, qui consiste à estimer la puissance des équipements électriques recensés et à déterminer la charge totale de l'usine.
- **La conception des différentes sources de production**, en se basant sur les besoins énergétiques de l'usine, le dimensionnement des différentes sources de production sera

effectué afin d'approvisionner l'usine en énergie électrique.

- **La simulation des différentes configurations**, après conception des différentes sources, les résultats obtenus seront comparés aux valeurs obtenues après la simulation afin de vérifier la véracité de notre étude.
- **Le choix des composants.** Cette étape vise à sélectionner les équipements les mieux adaptés en tenants compte des résultats de l'analyse technico-économique des simulations effectués.

III.3.1. Analyse des besoins énergétiques de l'usine

Pour mieux assimiler le besoin en énergie de l'usine nous avons effectué un inventaire des équipements à installer en fonction des compartiments de l'usine afin d'avoir une vision globale sur la consommation de l'usine. Ces informations recensées nous on permit d'obtenir le bilan de puissance ci-dessous. La puissance des équipements étant disponible en kVA, la puissance active s'obtiendra à l'aide de l'égalité (1)

$$P = S \times Cos(\varphi) \quad \textbf{(1)}$$

La puissance disponible pour chaque compartiment a été définie en kVA à partir du cahier des charges, qui reflète l'étude préalable des besoins du site. Cette situation constituait une contrainte pour nos calculs, car il était nécessaire de connaître la puissance active (kW) réellement consommée. Pour y remédier, nous avons converti la puissance apparente en puissance active en tenant compte du facteur de puissance, puis ajusté cette puissance avec plusieurs coefficients : le foisonnement pour tenir compte des charges non simultanées, la réserve pour les surcharges imprévues, le déclassement thermique selon la température ambiante, et un ajustement pour les harmoniques. Cette démarche a permis d'obtenir la puissance totale nécessaire, utilisée pour dimensionner les transformateurs, câbles et protections, et garantir la fiabilité de l'alimentation électrique du site.

Tableau 3 : Bilan de puissance de l'installation

Désignation des départs	Puisance apparente (KVA)	Puisance active (kW)	Puissance active	Puissance foisonnée (kVA)	Coefficient de foison	Puissance active totale (kW)	Puissance apparente totale (KVA)	Reserve (KVA)	Puissance Reservée (kVA)	Déclassement P/R Température de 40 à 45°C	Puissance de Déclassement Température (kVA)	Harmonique	Puissance Harmonique	Puissance totale nécessaire (kVA)	Cos(phi)	Puissance totale nécessaire (kW)
MACHINES DE USINE	628,4	534,14	629,187	740,22	0,95	597,72765	703,209	20%	140,64	5%	35,16	15%	105,48	984,49	0,85	836,82
ADMINISTRATION	29,21	24,8285														
INFIRMERIE	14,71	12,5035														
REFECTOIRE	22,09	18,7765														
VESTIAIRE	1,76	1,496														
MAG STOCKAGE	0,36	0,306														
LOGEMENT ABSTREINTE	2,32	1,972														
STEP	12,1	10,285														
USINE	5,7	4,845														
FORAGE	8,4	7,14														
CHÂTEAU D'EAU & PROCESS	2,46	2,091														
CHAMBRE FROIDE	5,05	4,2925														
ECLAIRAGE PUBLIC	7,66	6,511														

A première vue, le bilan de puissance de l'usine nous montre que la puissance générée des sources de productions sera majoritairement utilisée par les machines installées dans l'usine avec leurs puissances qui représentent plus de 85% des charges enregistrées pendant que la totalité des autres équipements installés représente près de 15%.

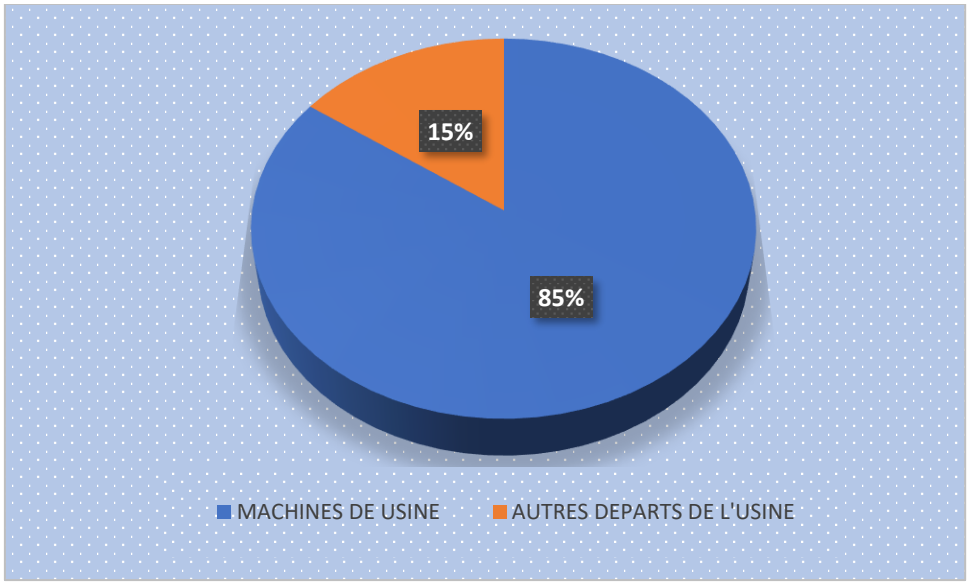


Figure 5 : Puissance des départs installés en (%)

En évaluant la consommation journalière de l'usine nous pouvons observer que la chaîne de production de l'usine bénéficie d'une alimentation allant jusqu'à 89% de la production en électricité tandis que la consommation journalière des autres installations utilise uniquement que 11% de la production électrique pour leur alimentation.

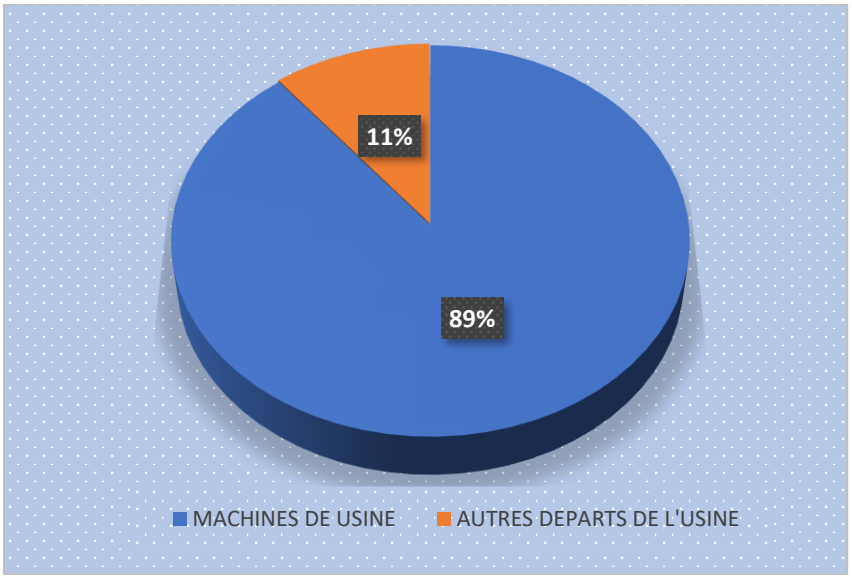


Figure 6 : Consommation journalière de l'installation en (%)

III.3.2. Conception des sources de production

III.3.2.1. Source d'alimentation conventionnelle (CIE)

La côte d'ivoire produit 76% de son énergie électrique par le biais de source d'énergie non renouvelable, principalement issues des combustibles fossiles en 2022 [9] d'où l'utilisation du thème source conventionnelle en vue de faire référence au réseau public CIE. Un dimensionnement du réseau de transport de l'électricité sera donc effectué depuis la ligne HTA de la ville de Sikensi jusqu'à notre site. Le dimensionnement du réseau de transport d'une ligne électrique HTA/BT requière plusieurs étapes pour assurer la sécurité, la stabilité et la durabilité de la ligne. Ces étapes sont, le bilan de puissance, le dimensionnement des équipements électriques nécessaires, le dimensionnement mécanique, choix du transformateur, la construction de la CMB, le choix des cellules.

A. LE DIMENSIONNEMENT ELECTRIQUE

Le dimensionnement de la ligne HTA consiste à déterminer les caractéristiques techniques (section des conducteurs, type de câble, la protection de l'installation, les supports etc.) permettant d'acheminer l'énergie électrique depuis le poste source jusqu'au poste de distribution BT en toute sécurité, avec une performance optimale et au moindre coût. L'objectif principale de cette étape est d'assurer la sécurité du réseau du réseau (pas de court-circuit dangereux, de surchauffe), garantir la qualité de l'énergie (tension stable, chute de tension limitée), minimiser les pertes électriques et d'optimiser le coût du projet.

A.1) La distance de la ligne

Dans le cadre de notre projet, il est à noter que le réseau de transport de la ligne HTA de 30kV en provenance de Dabou passe par le village de Bécédi avant d'atteindre la sous-préfecture de Sikensi. Initialement, l'alimentation de notre site devait s'effectuer depuis Sikensi. Toute fois compte tenu du fait que le réseau traverse Bécédi, localité se trouvant la plus proche de notre site, il a été jugé opportun d'y effectuer une dérivation aérienne. Cette modification permet d'optimiser le tracé de la ligne électrique réduisant ainsi sa longueur totale à **6,29 kilomètres**.

A.2) La section du conducteur

La détermination de la section du conducteur de la ligne HTA requière plusieurs paramètres essentiels parmi lesquelles figures la puissance à transiter, déterminée préalablement (P=836,82 kW). Elle comprend le calcul de la section minimale de la ligne, la détermination

du courant admissible, la vérification de la tenue du courant de court-circuit ainsi que le contrôle de la chute de tension admissible [10].

- Détermination de la section minimale de la ligne

$$S_{min} = \frac{S_0 \times r_0}{r} \quad (2)$$

S_0 : Section de référence, 100 mm²[10]

r_0 : résistivité linéique à 20°C. 0,330 Ω/km/100mm² pour le câble Almélec

r : résistivité linéique du conducteur Ω/km

- Déterminons r

La détermination de la résistance linéique r repose sur le critère de la chute de tension admissible. Conformément à la norme NFC 11-201, Cette chute de tension pour un réseau HTA ne doit pas excéder 5% [11]. Ce seuil constitut donc une base de calcul permettant d'exprimer la résistance linéique à partir de l'équation (3) de chute de tension.

$$\frac{\Delta U}{U} = P \times L \times \frac{(r + x\,tan(\varphi))}{U^2} = 5\% \quad (3)$$

Nous obtenons ainsi l'équation permettant de déterminer la résistance linéique

$$r = 5\% \times \frac{U^2}{P \times L} - x\tan(\varphi) \quad (4)$$

P : Puissance transité en MW

L : Distance de la ligne en km

U : Tension de la ligne en kV

x : Réactance linéique moyenne du conducteur aérien triphasé en Ω/km

La distance de la ligne est de 6,29 km et, la puissance de notre installation est estimée à 0,83682 MW avec une tension de 30 kV, Nous obtenons une résistance linéique $\mathbf{r = 8,33\ \Omega/km}$. Ce qui nous donne une section minimale S_{min} de **3,96 mm²**.

Interprétation

Le niveau de tension est fonction de la puissance en MW et du trajet de la ligne en km. Selon l'abaque de l'

et avec nos paramètres d'étude, la tension devrait être de 15,55 kV après interpolation des 6,29 km qui est estimé à 15 kV selon les tensions normatives. Cette valeur traduit une résistance

linéique de $r = 1{,}91\ \Omega/\text{km}$ et une section minimale de 17,28 mm². La ligne électrique la plus proche de notre site dispose d'une tension de 30 kV ainsi la section des câbles aériens la plus proche est de 34,4 mm² mais le document les choix technique et la doctrine de la planification du réseau électrique de CI-Energies, fixe la section de câble minimale de transport aériens HTA future à **54,6 mm²** [12].

A.3). Détermination du courant admissible du câble

$$I_N = \frac{P}{U \times cos(\varphi) \times \sqrt{3}} \quad (5)$$

P : Puissance transité en kW

U : Tension de l'installation en kV

Cos (φ) : Facteur de puissance 0,85 nous obtenons une intensité de 41,1 A.

Tableau 4 : Intensité admissible du câble Almélec en fonction de sa section[10]

Conducteur	Intensité admissible en A				
	1	2	3	4	5
Almélec 34,4	110	130	150	165	180
Almélec 54,6	145	176	**195**	220	240
Almélec 117	235	280	320	355	390
Almélec 148	270	320	370	410	455
Almélec 228	350	420	485	540	595

△θ	Jour	Nuit
15	1	2
20	2	3
25	3	4
30	4	5
35	5	

△θ : Différence entre la température ambiante et la température maximale admissible. Les chiffres 1, 2, 3, 4 et 5 correspondent au numéro de colonne du tableau en face pour un △θ donné

En prenant en compte une variation de température de 20°C le nuit et 25°C la jour dans le tableau de température, le câble Almélec de 54,6 mm² répond aux exigences de notre installation. L'intensité admissible de 195 A reste largement supérieure au courant nominale de notre installation.

A.4) Vérification de la tenue du courant de court-circuit

- Détermination du courant de court-circuit du réseau

La détermination du courant de court-circuit est fonction de la tension et de l'impédance équivalente totale depuis la source jusqu'au défaut, qui est le facteur déterminant de cette équation. Il s'obtient à l'aide de l'équation (6)

$$I_{CC} = \frac{U}{Z_{CC} \times \sqrt{3}} \quad (6)$$

U : Tension du réseau en V

Z_{CC} : Impédance équivalente totale depuis la source jusqu'au défaut en **Ω**.

Cette impédance quant à elle est fonction de l'impédance amont du réseau ainsi que celle de la ligne et se détermine par le biais de l'équation (7)

$$Z_{CC} = \sqrt{(R_a + R_l)^2 + (X_a + X_l)^2} \quad (7)$$

R_a : Résistance du réseau amont en **Ω** *R_l :* Résistance linéique de la ligne en **Ω**

X_a : Réactance du réseau amont en **Ω** *X_l :* Réactance linéique de la ligne en **Ω**

Mais en prélude, l'élucidation de l'impédance amont ainsi que celle de la ligne seront déterminées séparément :

- Impédance amont

$$Z_{amont} = \frac{U_{amont}{}^2}{S_{CC}} \quad (8)$$

Tableau 5 : Puissance de court-circuit en fonction de la tension entre phase[13]

Tension phase/phase U (kV)	Puissance de court-circuit (MVA)
150	8000
70	2500
15	350
6	120

La méthode d'interpolation sera utilisée afin de déterminer la puissance de court-circuit vu que notre tension de 30 kV ne figure pas dans le tableau. Ainsi nous aurons

$$\frac{(70 - 30)}{(70 - 15)} = \frac{(2500 - x)}{(2500 - 350)} \quad (9)$$

Après la résolution et l'application de l'équation (9), la valeur de la puissance de court-circuit correspondante à la tension de 30 kV est **S = 936,36 MVA** ce qui définit la valeur de l'impédance amont apprès application de l'équation (8) à **0,96 Ω**. L'impédance amont étant déterminer nous procèderons à la détermination de la résistance et de la réactance amont en fonction de la norme IEC 69909 [14] qui propose les équations (10) et (11)

$$R_Q = 0{,}1X_Q \quad (10)$$

$$X_Q = 0{,}995Z_Q \quad (11)$$

R_Q, résistance du réseau d'alimentation au point de liaisons avec la source

X_Q, réactance du réseau d'alimentation au point de liaisons avec la source

Z_Q, impédance du réseau d'alimentation au point de liaisons avec la source

Par identification nous obtenons

$$R_a = 0{,}1X_a \quad (12)$$

$$X_a = 0{,}995Z_a \quad (13)$$

Etant donné que

$$Z_a = \sqrt{{R_a}^2 + {X_a}^2} \quad (14)$$

Par substitut de l'équation (12) dans (14), nous obtenons comme équation

$$Z_a = \sqrt{(0{,}1X_a)^2 + {X_a}^2} \quad (15).$$

Après résolution de l'équation, la valeur de la réactance amont sera déterminée à partie de l'équation (16)

$$X_a = \frac{Z_a}{\sqrt{(0{,}1)^2 + 1}} \quad (16)$$

Nous obtenons comme résultat après application de l'équation $X_a = 0{,}95\ \Omega$ et $R_a = 0{,}095\ \Omega$.

- Impédance de ligne

L'impédance de ligne à pour facteur déterminant, la distance du point de ramification jusqu'à notre point d'alimentation.

$$R_L = r \times L \quad (17)$$

$$X_L = x \times L \quad (18)$$

R_L :la résistance de la ligne r : la résistance linéique

X_L :la réactance de la ligne x : la réactance linéique

Avec une distance de 6,29 km, la réactance linéique fixé à 0,35Ω/km[10], la valeur de la résistance linéique sera déterminée à travers l'égalité (19) qui elle-même est fonction de la température.

$$\mathrm{r} = 100 \times \frac{\rho}{\mathrm{S}} \quad (19)$$

S : représentant la section de notre conducteur, et le paramètre ρ représentant la résistivité linéique de la nature du conducteur, l'Almélec dans notre cas avec ρ = 0 ,330 Ω/km/100mm² sera fonction de la température. La température, étant différente de la température de référence qui est 20°C, la valeur de la résistivité sera multipliée par le coefficient k.

$$\rho_{40°C} = k \times \rho_{20°C} \quad (20)$$

Avec

$$k = [1 + \alpha(\theta - \theta_{20°C})] \quad (21)$$

Par application de l'équation (21) nous obtenons comme résultat de k avec α=0,004 pour les câbles qui nous intéressent, ce qui nous donne une résistivité de 0,356 Ω/km/100mm²

Donc $r = 0{,}653\ \Omega/\text{km}$

Par application des équations (17) et (18), nous obtenons $R_L = 4{,}105\ \Omega$ *et* $X_L = 2{,}242\ \Omega$. Les paramètres menant à la détermination de l'impédance équivalent totale étant obtenus nous avons comme valeur $Z_{CC} = 5{,}28\ \Omega$. Par application de l'équation (6), avec U = 30000 V nous obtenons à cet effet un courant de court-circuit du réseau $\mathbf{I_{CC} = 3{,}28\ kA}$

- Détermination du courant de court-circuit maximal

Le courant de court-circuit maximal est fonction de la section du câble ainsi qu'un coefficient spécifique correspondant au type de conducteur choisit.

$$I_{CCmax} = \frac{S \times a}{\sqrt{t_{CC}}} \quad (22)$$

S : la section du câble utilisée en mm²

a : le coefficient de la nature du conducteur

t_{CC} *:* durée au courant de court-circuit

Tableau 6 : Coefficient en fonction de la nature du conducteur[15]

Nature du câble	a
Aluminium	55,07
Cuivre	105,3
Almélec	76,4
AMS	61,98

Le tableau 7 présente les résultats du courant de court-circuit maximale en fonction du temps.

Tableau 7 : Résultat du courant de court-circuit maximal en fonction du temps

tcc (s)	Icc (kA)
0,5	5,9
1	4,17
1,5	3,41

tcc (s)	Icc (kA)
2	2,95

Interprétation

Au regard de l'analyse des résultats effectué, on observe que le conducteur choisi est capable de supporter un courant maximal de :

- 5,90 kA pendant 0,5 s,
- 4,17 kA pendant 1 s,
- 3,41 kA pendant 1,5 s,
- et seulement 2,95 kA pendant 2 s.

Comparé au courant de court-circuit réel du réseau qui est de 3,28 kA, nous déduisons que :
Le conducteur peut supporter sans danger ce courant pendant 0,5 s, 1 s et 1,5 s, car la valeur de 3,28 kA reste inférieure aux limites admissibles. Cependant, pour une durée de 2 s, le courant réel dépasse la capacité admissible du conducteur (3,28 kA > 2,95 kA). Cela signifie qu'au-delà de 1,5 seconde, il y a un risque de détérioration du conducteur si le courant de court-circuit n'est pas interrompu à temps. Le conducteur est adapté tant que le temps de coupure du défaut ne dépasse pas 1,5 seconde. Les dispositifs de protection avant cette limite seront donc envisagés pour la suite de l'étude.

A.5.) Contrôle de la chute de tension

La chute de tension sera évaluée en fonction de la longueur de notre ligne électrique, de la puissance et de la tension de transite. Cette valeur ne doit pas excéder 5% de la tension nominale selon la norme NFC 11 201 [11] et est déterminée à travers l'équation (23)

$$\left(\frac{\Delta U}{U}\right)\% = P \times L \times \frac{(R_0 + X_0\, tan(\varphi))}{U^2} \times 100 \qquad (23)$$

P : la puissance transitée dans le tronçon en MW
L : la distance de la ligne en km
R_0 *:* résistance linéique du tronçon en Ω/km
X_0 *:* la réactance linéique du tronçon en Ω/km
U : la tension du tronçon en kV
X_0 *:* la réactance linéique du tronçon en Ω/km

Après application de l'égalité nous obtenons comme valeur de chute de tension

$\left(\frac{\Delta U}{U}\right)\% = 0{,}51$

A.6.) Vérification de la chute de tension

La vérification de notre calcule théorique de chute de tension sera effectué avec la feuille de calcul Excel DISTELEC. Etant un outil général électrique, DISTELEC a été conçu pour planifier et concevoir les lignes de transports et de distribution en haute, moyenne et basse tension [10]. Une valeur de chute de tension sera calculée automatiquement une fois les données d'étude introduites.

MT		MT								U=Un(MT) / U=U(HT)Ar	33,0		
Tension/kV:	30	Troncon Almelec: km	actuel kW	après 10 ans kW	section mm2	R Ohm	X(L) Ohm	C F	1/(2X(C)) 1/Ohm	I A	U end kV	dU kV	dU/U(MT) %
cosØ:	0,85				148,0						33,0		
sinØ:	0,53				117,0						33,0		
Crois. an.:					75,5						33,0		
					75,5						33,0		
					75,5						33,0		
		6,3	**836,8**	837	54,6	3,8	2,5	5,81E-08	9,13E-06	17,22	32,8	0,16	0,5
					54,6						32,8		
					34,4						32,8		
					34,4						32,8		
					34,4						32,8		
					34,4						32,8		
					34,4						32,8		
					34,4						32,8		
					34,4						32,8		
					34,4						32,8		
					34,4						32,8		
					22,0						32,8		
		Sommations sur les troncons:				3,8	2,5	5,81E-08			**32,8**	**0,16**	**0,5**

Tableau 8 : Chute de tension avec la feuille DISTELEC

Interprétation

Après insertion des paramètres d'étude qui sont la tension, le facteur de puissance, la distance du tronçon, et la puissance de l'installation sur la feuille Excel dans les parties foncées, nous pouvons constater que la valeur de la chute de tension obtenue à l'aide de la fiche DISTELEC 0,50% correspond à la valeur que celle calculé théoriquement qui est de 0,51%. Ces deux valeurs inférieures à la chute de tension exigée de 5% par la NFC 11 – 201, traduisent la véracité du choix de la section de câble de 54,6 mm² pour ce réseau HTA.

B. LE DIMENSIONNEMENT MECANIQUE

Le dimensionnement mécanique quant à lui, est effectué en vue de garantir la fiabilité, la sécurité et la durabilité face aux contraintes physiques et environnementales auxquelles elle aura soumise la ligne électrique. Cette vérification se traduit par la détermination de la résistance des supports, les armements adéquats en fonction des sollicitations de la ligne. L'objectif principale de cette étape est d'avoir une vision globale de l'ensemble des supports armés reparties en fonction de leurs caractéristiques sur la ligne électrique tout en s'assurant de leur résistance en vue d'établir un carnet de piquetage permettant de faire le chiffrage financier. Pour atteindre cet objectif plusieurs étapes sont suivies à savoir, le choix du tracé, le profil en

long, l'établissement des hypothèses de calcul, le choix de la portée, la détermination de la flèche à température maximale à 40°C et du paramètre P, la détermination des hauteurs des supports, le positionnement des supports sur le profil en long du terrain, le calcul des efforts en tête des supports, choix des supports, le choix des armements enfin l'établissement d'un carnet de piquetage [10].

B.1.) Choix du tracé

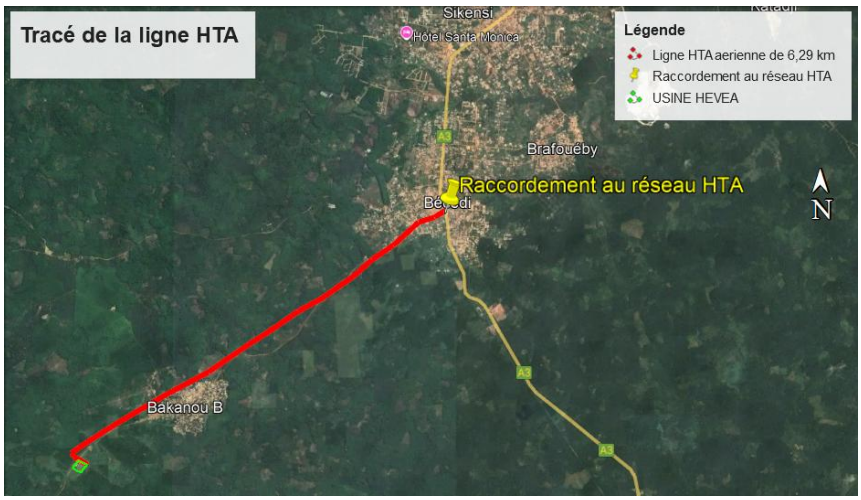


Figure 7 : Tracé de la ligne HTA

B.2.) Profil en long

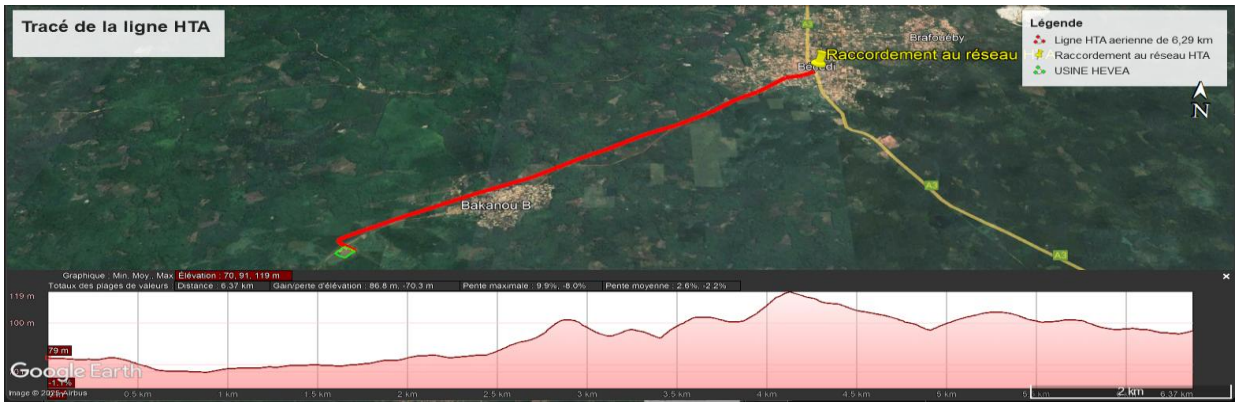


Figure 8 : Profil en long du tracé de la ligne HTA

B.3.) Etablissement des cantons

Considérer comme une portion de ligne électrique aérienne comprise entre deux points d'ancrage consécutif appelé support d'ancrage. Pour ce fait nous avons structuré notre ligne en quatre (4) cantons en fonction des paramètres de notre ligne conforment à la norme NFC 11-201 qui fixe la longueur maximale du canton à 2 km. Ainsi, nos quatre (4) cantons sur la ligne de 6,29 km se répartiront comme suit 1,79 km pour le canton 1 et 1,5 km pour les cantons 2, 3 et 4.

B.4) Choix de la portée, la portée équivalente

Définit comme l'écart horizontal existant entre deux supports consécutifs notée « a ». Plusieurs facteurs sont pris en comptes dans la détermination de la portée tels que le type de ligne, le type d'armement et le type d'agglomération.

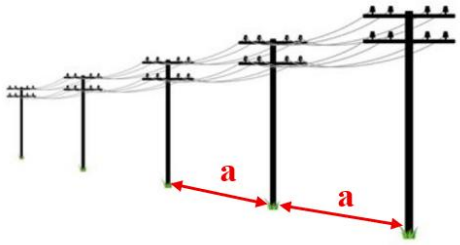


Figure 9 : Illustration de la portée

Selon la norme NFC 11-201, la portée maximale admise pour une ligne HTA avec une section de 54,6 mm² est de 180 m [11], en analysant la configuration de notre ligne nous avons opté pour deux distances de portées. Pour les endroits moins accidentés avec léger ou absence d'angle nous utiliserons une portée de cent vingt mètre (100 m) entre les supports d'alignement et pour les zones accidentées avec présence d'angle une portée de quatre-vingt mètre (80 m) entre les supports d'alignement, d'ancrage et d'arrêt. La portée équivalente quant à elle est définie comme la moyenne pondérée tenant en compte de la distance des portées admises entre deux supports d'arrêt. Elle est définie par le biais de la formule (24)

$$a_e = \sqrt{\frac{\sum a_i^{\,3}}{\sum a_i}} \qquad (24)$$

B.5) Détermination de la flèche à température maximale à 40°C et du paramètre P

Notée « f » la flèche se définie comme la distance verticale maximale entre la ligne droite idéale reliant les deux points de fixation des supports et le point le plus bas du câble dû à sa déflexion sous son propre poids. Elle se détermine via l'équation (25)

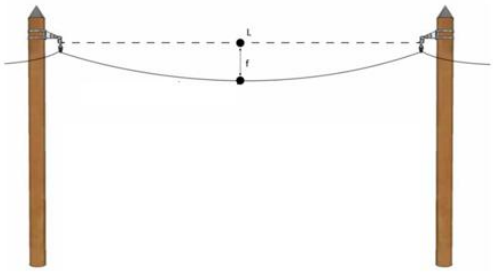


Figure 10 : Illustration de la flèche

$$f = \frac{a^2}{8 \times P} \quad (25)$$

Avec a, la portée en mètre et P, le paramètre également en mètre représentant la courbe d'équilibre d'un conducteur [15]. Ce cercle est utilisé pour modéliser certaines caractéristiques physiques du conducteur telles que les forces de traction, la flèche ou encore les effets de torsion [15]. Il se définit par l'équation (26).

$$P = \frac{t}{\omega} \quad (26)$$

t : la tension unitaire du conducteur en daN/mm²

ω : le poids spécifique du conducteur en daN/mm².m

Où

$$\omega = \frac{\text{Poids linéique}}{\text{Section du câble}} \quad (27)$$

Suivant les spécifications du guide technique rédigées par CI-Energie, au niveau des caractéristiques du câble Almélec à 40°C de section 54,6 mm² le paramètre P=1100m [16]

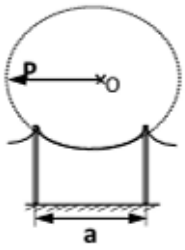


Figure 11 : Illustration du paramètre P[17]

Tableau 9 : Résultats obtenus de la portée équivalente et de la flèche en fonction des portées

Canton	Nbre de poteaux	N° des poteaux	Portée(m)	Portée équivalente(m)	Paramètre P(m)	Flèche (m)
1	1	Dérivation à N°1	30	89,8	1100	0,10
	22	N°1 au N°22	80			0,73
2	1	N°22 au N°23	60			0,41
	18	N°23 au N°41	80			0,73
3	15	N°41 au N°56	100			1,14
4	15	N°56 au N°71	100			1,14

- Choix des armements et isolateurs

Notre ligne étant en hors agglomération, nous avons opté pour armement d'alignement le type nappe voûte NV1 60-60 dont les caractéristique technique sont disponible à l'Annexe 3 : Fiche technique de la Nappe voûte conformément aux exigences du Guide technique N°2 de CI-Energie [16]. Pour les armements des supports d'arrêt pour les cantons, l'armement herse double et pour les supports d'arrêt, l'armement herse simple à l'**Erreur ! Source du renvoi introuvable.** . Destinés à supporter les conducteurs et à les isoler par rapport aux masses les isolateurs suspendus, seront en composite silicone de caractéristique CS40BS11 – 36 kV à l'Annexe 5 : Fiche technique de l'isolateur

- Ecartement minimal des conducteurs

Déterminable à partir de l'équation (28), l'écartement minimal des conducteurs représente la distance horizontale minimale qui sépare deux ou plusieurs conducteurs d'une ligne aérienne électrique. Elle est fonction de plusieurs critères techniques à savoir les conditions climatiques, les contraintes électriques tels que la tension induite et l'effet couronne, la flèche et la longueur libre.

$$E_{min} = kc \times \left(\frac{U}{150} + kz \times \sqrt{f + L}\right) \quad (28)$$

Emin : écartement minimal en m

kc : Coefficient prenant en compte la disposition des conducteurs en rigide (0,8 pour les armements alternés ou en drapeau et 0,7 pour les armements nappe horizontale ou en triangle) ou en suspendu (1 pour les armements alternés ou en drapeau et 0,8 pour les armements en nappe horizontale, en nappe voûte ou en triangle)

U : tension de service de l'ouvrage en kV

kz : coefficient prenant en compte le comportement du vent de la zone, (0,9 pour les zones à vent normal et 1 pour les zones à vent fort)

f : la flèche à 40°C sans vent en m.

L : la longueur libre de la chaîne en m (L = 0 pour les armements rigides, et pour les armements suspendus L = 0 pour les poteaux d'ancrage ou d'arrêt d'un côté et L = 0,5 m pour les poteaux d'alignement.)

Tableau 10 : Résultats obtenus de l'écartement minimal et moyen des conducteurs

Canton	N° poteau	kc	U (kV)	kz	Longueur libre (m)	Flèche (m)	Ecartement (m)	
							Minimal	Moyen
1	N°1	0,8	30	0,9	0	0,10	0,390	0,958
	N°2 au N°23				0,5	0,73	0,957	
2	N°25				0	0,73	0,774	
	N°26 au N°43				0,5	0,41	0,846	
3	N°44				0	1,14	0,928	
	N°45 au N°55				0,5	1,14	1,081	
	N°56				0	1,14	0,928	
4	N°57 au N°68				0,5	1,14	1,081	
	N°69				0	1,14	0,928	

B.6) Détermination des hauteurs des supports

- Hauteur totale du support

Considérer comme la hauteur complète du support depuis la base enfouie dans le sol jusqu'à son sommet, elle se détermine à l'aide de l'équation (29)

$$H_T = H_i + D + f + A \quad (29)$$

La hauteur d'implantation exprimé en mètre (m)

$$H_i = \frac{H_T}{10} + 0{,}5 \quad (30)$$

Par substitue de l'équation H_i dans l'équation (29), on obtient

$$H_T = \frac{10}{9}(0{,}5 + D + f + A) \quad (31)$$

D : Garde hors sol exprimé en mètre (m) ; Valeur minimale à respecter 6 m [17]

f : La flèche à 40°C sans vent exprimée en mètre (m)

A : décalage dû à l'armement exprimé en mètre (m), 0 pour les armements des supports d'angle et d'arrêt et 0,5 pour les nappes voûtes.

Tableau 11 : Résultat des hauteurs totales calculées et de la hauteur retenue

Supports		D(m)	F(m)	A(m)	Hauteur totale calculée (m)	Hauteur retenue (m)
Type	N°					
Alignement	N°2 au N°23	6	0,73	0,5	8,59	12
	N°26 au N°43	6	0,41	0,5	8,23	

Supports		D(m)	F(m)	A(m)	Hauteur totale calculée (m)	Hauteur retenue (m)
Type	N°					
	N°45 au N°55	6	1,14	0,5	9,04	
Arrêt	N°1	6	0,10	0	7,34	
	N°25	6	0,73	0	8,03	
	N°44	6	1,14	0	8,48	

- Profondeur d'implantation des supports

La profondeur d'implantation est la partie du support enterrée dans le sol pour assurer sa stabilité. Elle est fonction du type de support.

Tableau 12 : Résultats de la profondeur d'implantation des supports

Type de support	Alignement	Arrêt
Formule	$H_i = \frac{H_T}{10} + 0{,}5$ (32)	$H_i = \frac{H_T}{10} + 0{,}7$ (33)
Résultat	$H_i = 1{,}7$ m	$H_i = 1{,}9$ m

- Hauteur hors sol

Déterminable à partir de l'équation (34), elle est la partie visible du support au-dessus du sol.

$$H_S = H_T - H_i \quad (34)$$

Après application numérique de l'équation nous obtenons comme résultats 10,3 m pour les poteaux d'alignement et pour les poteaux d'arrêt **10,1 m**

- Garde hors sol

La garde hors sol est la distance verticale entre les conducteurs électrique au point le plus bas et le sol assurant la sécurité. Elle est déterminable à partir de l'équation (35)

$$D = H_T - (H_i + f + A) \quad (35)$$

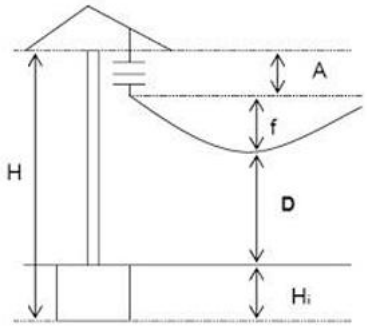


Figure 12 : Illustration de la garde hors sol

Pour ce calcul nous utiliserons la flèche minimum et maximum de notre installation variant entre 0,1 m et 1,14 m pour les supports d'arrêt entre 0,41 m et 1,14 m pour les supports d'alignement. Après application numérique de la formule nous obtenons comme garde hors sol pour les supports d'alignement une hauteur variante de **8,66 m** à **9,19 m** et pour les supports d'arrêt une hauteur variante de **8,96 m** à **10 m**.

B.7) Détermination des efforts et choix des supports

- Effort des supports
  - Support d'alignement

Le support d'alignement doit résister à l'effort du vent exercée sur les conducteurs des deux demi-portées adjacentes représenté par $\overrightarrow{F_{V1}}$ et $\overrightarrow{F_{V2}}$, sur le support lui-même représenté par $\overrightarrow{F_V}$ ainsi que sur l'armement représenté par $\overrightarrow{F_{armement}}$ [18] Aussi les forces de traction de part et d'autre du support représentées par $\overrightarrow{F_{T1}}$ et $\overrightarrow{F_{T2}}$ s'annulent.

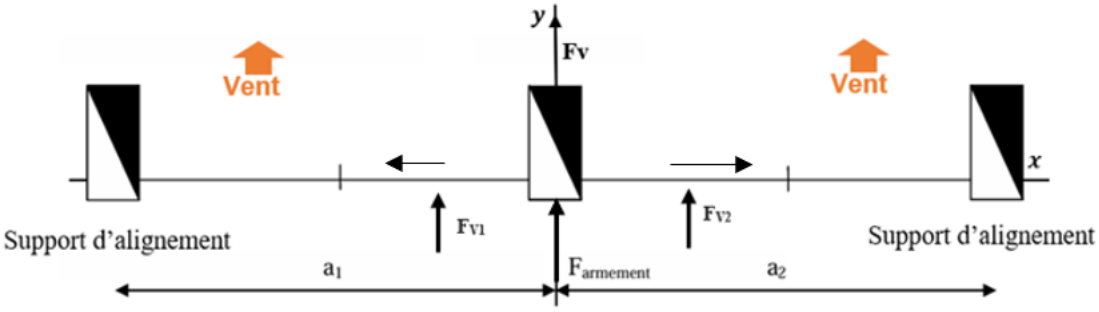


Figure 13 : Illustration des forces exercées sur les supports d'alignement

- L'effort dû au vent s'obtient par le biais de l'équation (36)

$$V = pv \times \emptyset \qquad (36)$$

V : effort du vent sur les conducteurs par unité de longueur exprimé en (daN/m)

pv : pression du vent sur les conducteurs (daN/m²) est prise selon l'hypothèse A de la norme NFC 11-201 en zone normale et sans vent *pv* = 480 Pa or 1 daN/m² fait 10 Pa. Ce qui fait

pv = 48 daN/m²

$Ø$: Diamètre du conducteur exprimé en (m) pris égale à 9,45 mm pour le câble almélec de 54,6 mm² selon la NFC 11-201.

Après application de la formule obtenons comme résultat, $\boldsymbol{V = 0,454\ daN/m}$.

- L'effort nominal d'un support d'alignement pour les armements de type nappe voûte.

$$F = \frac{1}{k} \times V \times n \times \frac{a_1 + a_2}{2} + F_{armement} \qquad (37)$$

F : effort du support d'alignement (daN)

k : coefficient de déclassement dû au décalage du point d'application des efforts exercés par *les* conducteurs par rapport à la référence normalisée, située à 0,25 m en dessous du sommet du support.

$k = 0,9$ pour les armements de type nappe voûte

$k = 1$ pour les nappes d'angle ou d'arrêt.

V : effort du vent sur les conducteurs par unité de longueur exprimé en (daN/m)

n : nombre de conducteur

a_1 *et* a_2 : portées adjacentes au support prise égale à 100 de part et d'autre exprimée en (m)

$F_{armement}$: effort du vent sur les ferrures et isolateurs pris égale à 25 daN [17]

$$\mathrm{F} = \frac{1}{0,9} \times 0,454 \times 3 \times \frac{100 + 100}{2} + 25$$

Après application numérique de la formule nous obtenons $\mathrm{F} = 176,33$ daN. Nous choisirons donc les poteaux en béton de classe A 12 m de **300 daN** conforme au guide technique N°2 de CI-Energie [16] pour les supports d'alignement de type simple fixation.

- <u>Support d'arrêt simple</u>

Un support d'arrêt est soumis à l'effort de traction des conducteurs représenté par $\overrightarrow{\mathrm{F_T}}$ dans le sens de l'effort nominal du poteau et à l'effort du vent $\overrightarrow{\mathrm{F_V}}$ dans le sens transversal.

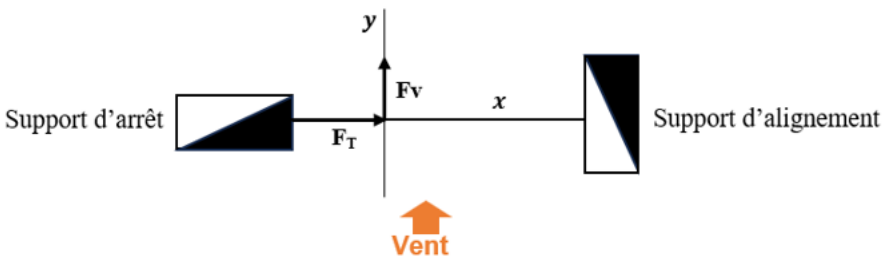


Figure 14 : Illustration des forces exercées sur les supports d'arrêt

- L'effort de traction

$$F_T = n \times tf \times S_p \quad (38)$$

F_T : effort de traction exprimé en (daN)

tf : tension initiale du conducteur exprimée en (daN/mm²)

S_p : section des conducteurs exprimée en (mm²)

n : nombre de conducteur

- Déterminons la tension initiale.

ti est fonction du paramètre P avec

$$\mathrm{P} = \frac{\mathrm{ti}}{\omega \times \mathrm{mi}} \quad (39)$$

avec ω le poids linéique exprimé en daN/mm².m qui se détermine à travers la formule suivante

$$\omega = \frac{\text{Poids unitaire (kg/m)}}{\text{Section du câble(mm}^2\text{)}} \quad (27)\ \text{bis 1}$$

Selon la norme NFC 11-201, le poids unitaire du câble almélec de 54,6 mm² fait 0,149 kg/m [11] ce qui donne pour résultat $\omega = 0{,}00273\ daN/mm^2.m.$ Avec P pris égal à 1100 m, et le paramètre de surcharge initiale mi qui est égale à un [17] nous obtenons

$ti = 3{,}003\ daN/mm^2$.

- Déterminons la tension finale.

La tension mécanique finale sera déterminée à partir de l'équation généralisée des conducteurs aériens (41). Cette formulation prend en compte divers facteur notamment les charges permanentes telles que le poids propre du câble, et l'action du vent, les variations thermiques induisant une dilatation longitudinale ainsi que la déformation élastique du conducteur. Dans ce cadre les paramètres définis selon l'hypothèse A seront retenus pour les calculs, parmi lesquels : la pression du vent conventionnel exercée sur les surfaces à 1000 Pa défini à l'article 13 de l'arrêté interministériel du 26 mai 1978 selon la norme NFC 67 200 [19]. Ainsi que la température initiale et finale respectivement à 25°C et 55°C[17].

$$\mathrm{K} = \mathrm{tf}^2 \times (\mathrm{tf} + \mathrm{A}) \quad (40)$$

Ce qui revient à

$$\mathrm{tf} = \sqrt{\frac{\mathrm{K}}{\mathrm{tf} + \mathrm{A}}} \tag{41}$$

Avec K : coefficient des effets mécaniques des charges le vent, le poids propre, déterminable par le biais de l'équation (42)

$$\mathrm{K} = \frac{\mathrm{E}}{24} \times \omega^2 \times \mathrm{ae}^2 \times \mathrm{mf}^2 \tag{42}$$

E : module d'élasticité de l'almélec de section 54,6 mm² égale à 6200 daN/mm² selon la norme NFC 11-201

ω : poids linéique exprimé en daN/mm².m

ae : la portée équivalente exprimée en (m)

mf : le coefficient de surcharge finale déterminable à partir de l'équation (43)

$$mf = \frac{\sqrt{V^2 + p2}}{p} \tag{43}$$

V : effort du vent du conducteur daN/m

p : poids unitaire du conducteur kg/m

$$mf = \frac{\sqrt{(0{,}454)^2 + (0{,}00273 \times 54{,}6)^2}}{(0{,}00273 \times 54{,}6)} = 3{,}21$$

Après application de l'équation (42) nous obtenons comme valeur du paramètre K, 159,98.

Et *A :* coefficient de l'allongement dû à la température et la flexion sous charges. Déterminable à partir de l'équation (44)

$$\mathrm{A} = \mathrm{E} \times \mathrm{a} \times (\theta_\mathrm{f} - \theta_\mathrm{i}) - \mathrm{ti} + \frac{\mathrm{E}}{24} \times \frac{\omega^2 \times \mathrm{ae}^2 \times \mathrm{mi}^2}{\mathrm{ti}^2} \tag{44}$$

E : module d'élasticité de l'almélec de section 54,6 mm²

a : coefficient de dilatation égal 23×10−6

θ_f *et* θ_i *:* respectivement les températures finales et initiales

ti : tension initiale du câble

ω : poids linéique exprimé en daN/mm².m

ae : la portée équivalente exprimée en (m)

mi : coefficient de surcharge initial

Après application de l'équation du coefficient de l'allongement, nous obtenons pour résultat. Le paramètre K = 159,98. Et A = 2,99 nous obtenons après application de la méthode d'itération la tension finale du câble égale à 4,593. L'effort de traction fera : $F_T = 3 \times 4{,}593 \times 54{,}6$ le résultat de ce calcul donnera pour valeur $\mathbf{F_T = 752,33\ daN.}$

- L'effort du vent

$$F_V = \left(n \times V \times \frac{a}{2}\right) + F_{armement} \quad (45)$$

n : nombre de conducteur

V : effort linéique du vent sur les conducteurs exprimés en (daN/m)

a : portée en (m)

$F_{armement}$ *:* effort du vent sur les ferrures et isolateurs pris égale à 25 (daN)

Après application numérique de la formule nous obtenons $F_V = 93{,}1\ daN$

- L'effort total du support d'arrêt

$$F_{Total} = F_T + F_V \quad (46)$$

$$F_{Total} = 845{,}43\ daN$$

Nous effectuerons donc comme choix les poteaux en béton de classe B 12 m de 1000 daN conforme au guide technique N°2 de CI-Energie[16] pour les supports d'arrêt de type Arrêt simple.

- <u>Support d'arrêt comportant l'IACM</u>

L'effort de support d'arrêt double prendra en compte les efforts de traction déterminer précédemment $F_T = 752{,}33$ daN et l'effort du vent déterminable à partir de l'équation (47)

$$F_V = n \times V \times \left(\frac{a_1 + a_2}{2}\right) + F_{armement} + F_{IACM} \quad (47)$$

n : nombre de conducteur

V : effort linéique du vent sur les conducteurs exprimés en (daN/m)

a_1 *et* a_2 *:* portées adjacentes au support exprimée en (m)

$F_{armement}$ *:* effort du vent sur les ferrures et isolateurs exprimées en (daN)

F_{IACM} *:* effort de l'IACM pris égale à 100 daN

$$F_V = 3 \times 0{,}454 \times \left(\frac{100 + 100}{2}\right) + 25 + 100$$

$$F_V = 261{,}2\ daN$$

L'effort total sera la somme de l'effort de traction et l'effort du vent ce qui fera 1013,53 daN. Nous effectuerons également comme choix, les poteaux en béton de classe B 12 m de 1250 daN conforme au guide technique N°2 de CI-Energie [16] pour les supports d'arrêt de type Arrêt simple.

- Support d'angle important

Un support d'angle important est soumis à la résultante de plusieurs forces de traction des conducteurs ainsi que du vent.

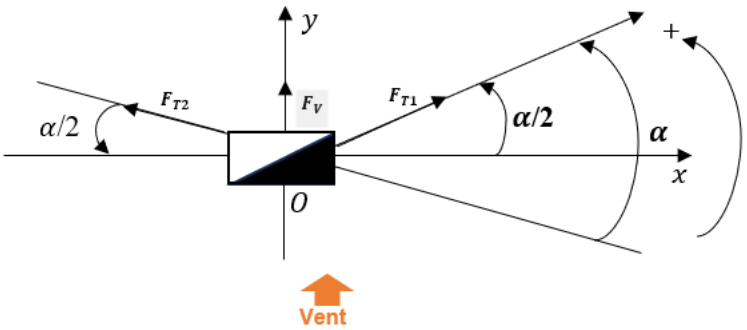


Figure 15 : Illustration des forces exercées sur les supports d'angle

- L'effort de traction des conducteurs

$$F_T = 2 \times n \times tf \times S_p \times sin\left(\frac{\alpha}{2}\right) \quad (48)$$

tf : tension finale du conducteur exprimée en (daN/mm²)

n : nombre de conducteur

S_p *:* section des conducteurs exprimée en (mm²)

α *:* l'angle de piquetage représenté en grade (100 grades = 90°)

- L'effort du vent

$$F_V = V \times n \times \frac{a_1 \times a_2}{2} \times Cos\left(\frac{\alpha}{2}\right)^2 \quad (49)$$

V : effort du vent sur les conducteurs par unité de longueur exprimé en (daN/m)

n : nombre de conducteur

a_1 *et* a_2 *:* portées adjacentes au support exprimée en (m)

Le Tableau 13 met en exergue les résultats des différents exercés sur les supports d'angle ainsi que le choix du support.

Tableau 13 : Résultat des efforts de traction et de vent exercés sur les supports d'angle

Angles	Effort de traction (daN)	Effort du vent (daN)	Effort total (daN)
100 grades	1063,96	68,1	1132,06
Choix du poteau : Béton classe B 12m 1250 daN			

- Effort sur les armements

L'étude des efforts appliqués aux armements, élément intermédiaire assurant le maintien et la stabilité des conducteurs est cruciale pour garantir la fiabilité mécanique de l'ensemble de l'infrastructure face aux différentes contraintes climatiques et aux sollicitations permanentes auxquelles il est exposé.

- Efforts des armements sur les supports d'alignement
  - Efforts verticaux sur les armements

$$F_v = \omega \times S \times \frac{a_1 \times a_2}{2} \quad (50)$$

ω : poids linéique du câble par unité de section exprimé en (daN/mm².m)

S : section des câbles exprimée en (mm²)

a_1 et a_2 : portées adjacentes au support exprimée en (m)

  - Efforts horizontaux sur les armements

$$F_h = v \times \frac{a_1 \times a_2}{2} \quad (51)$$

$v = C \times pv \times \emptyset$ (Où C, est le coefficient de traînée du câble pris égale à 1,45 ; pv est la pression du vent en daN/m² et Ø, le diamètre nominal du conducteur en mm pris égal à 3,15 mm pour le câble almélec de 54,6 mm²)

a_1 et a_2 : portées adjacentes au support exprimée en (m).

  - L'effort des armements des supports d'alignement

Fonction des efforts verticaux et horizontaux, il s'obtient via l'équation (52)

$$Nv = \sqrt{{F_v}^2 + {F_h}^2} \quad (52)$$

Tableau 14 : Résultats de l'effort vertical, horizontal et total exercé sur les armements des supports d'alignement

Effort vertical (daN)	Effort horizontal (daN)	Effort total (daN)
14,91	21,92	26,51

  - Effort sur les armements d'arrêt

Les efforts exercés sur les armements d'arrêt se détermine par l'équation suivante

$$NAX = \frac{F_T + (0{,}3 \times F_h) + (0{,}5 \times F_v)}{3} \quad (53)$$

F_T : effort de traction des conducteurs exprimés en (daN)

F_h : effort horizontal exprimé en daN

F_v : effort vertical exprimé en daN

- Fondation des supports

Également fonction du type de support, la fondation représente le volume de fouille nécessaire afin de garantir la stabilité des supports dans le sol. Elle est déterminée par le biais des formules (54) tirées du guide technique N°2 de CI-Energie[16].

$$V = a \times b \times H_i \quad (54)$$

a : Longueur de la fouille (m)

b : Largeur de la fouille (m)

Hi : Profondeur de la fouille (m)

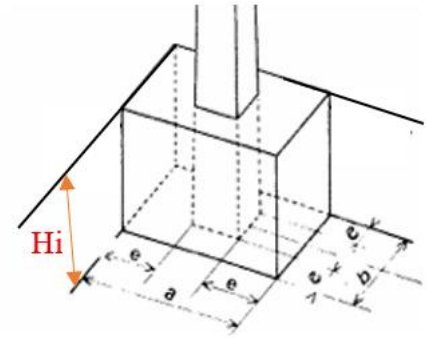


Figure 16 : Illustration de la fondation des supports

Après application de la formule nous obtenons ces différents résultats :

Tableau 15 : Données pour la fouille des supports[20]

Support	a (cm)	b (cm)	Hi (cm)
12 m 400 daN	65	45	170
12 m 1250 daN	100	85	190

L'établissement du carnet de piquetage sera visualisé dans l'Annexe 6

B.8) Accessoire de la ligne

- Choix du parafoudre

$$MCOV = \frac{Um}{\sqrt{3}} \quad (55)$$

Avec

$$Um = 1{,}1 \times Un. \quad (56)$$

La tension nominale $Un = 30\ kV$ nous obtenons comme tension maximale $Um = 33\ kV$. Le MCOV (Maximum Continuous Operating Voltage), désigne la tension maximale en fonctionnement continu que peut supporter le parafoudre sans se détériorer. En d'autres termes cette valeur définit la limite en deçà de laquelle le parafoudre reste inactif. Pour le déclenchement la valeur de la surtension généralement d'origine atmosphériques, doit être supérieure ou égale à la tension maximale permanente. La valeur pour le choix du parafoudre est retenue après application du coefficient d'extension de 1,3 pour la sécurité. Ce qui revient à 25 kV de référence

- Choix du transformateur et choix du disjoncteur compact

La puissance de notre installation étant de 984,49 kVA, nous choisirons un transformateur 1000 kVA 30kV/410V avec pour référence Lynxeo Ref : 52153253112 NOVARE Cabine de Nexam dont les références disponibles à l'Annexe 7 et un disjoncteur Masterpact de calibre 1600 A

- Construction de la CMB et choix des cellules

Ayant un seul transformateur de 1000 kVA, nous construisons un poste cabine H59 de type 12TS avec deux compartiments dont le compartiment 1 qui contiendra les cellules et transformateur et le compartiment 2, le Tableau Générale Basse Tension (TGBT) et inverseurs. Les cellules seront de type SM6 composées de deux cellules d'arrivée IM, une cellule de comptage CM, une cellule disjoncteur de type DM2 et une cellule de protection QM.

SYNTHESE DE LA CONCEPTION DE LA LIGNE AERIENNE HTA.

Dans le cadre de cette étude, il s'agissait de dimensionner une ligne électrique aérienne moyenne tension (HTA) destinée à l'alimentation d'une usine. Pour aborder ce volet, une analyse préalable des besoins énergétiques a été réalisée, révélant une puissance active à couvrir de 836,82 kW. Cette valeur a orienté le choix vers un transformateur d'une puissance apparente de 1000 kVA, offrant ainsi une marge d'exploitation adaptée. Le dimensionnement électrique a ensuite été conduit en tenant compte de la distance entre le point de départ (le poteau de

déviation) et le site à alimenter, soit 6,29 km. Le tracé de la ligne a permis de subdiviser le parcours de la ligne en quatre cantons : un de 1,79 km et trois de 1,5 km chacun. Le choix du type et de la section du conducteur a été guidé par la volonté de limiter au maximum la chute de tension. Après les calculs, le câble Almelec de section 54,6 mm² a été retenu, permettant de contenir la chute de tension à 0,51 %, ce qui valide le choix de la section au regard des exigences techniques de la norme qui la limite à 5%. La vérification de la chute de tension a été confirmée à l'aide de la feuille de calcul automatisée DISTELEC. En y insérant les paramètres nécessaires tel que la puissance, la tension HTA, le facteur de puissance et la longueur du tronçon, le résultat obtenu indique une chute de tension de 0,5 %, confirmant la cohérence et la précision du dimensionnement électrique effectué. Aussi, un dimensionnement mécanique de la ligne a été réalisé afin d'assurer sa stabilité, sa résistance aux sollicitations physiques ainsi qu'aux contraintes environnementales. Cette étape a permis de déterminer les flèches, les portées, les écartements minimums, les angles, ainsi que les forces de traction exercées sur les différents types de supports (alignement, ancrage et arrêt). Deux types de supports en béton de même hauteur mais de classes différentes ont été sélectionnés après les calculs :

- Poteaux de classe A, de 12 m de hauteur, pour les supports d'alignement, capables de supporter un effort estimé à 300 daN.
- Poteaux de classe B, également de 12 m, pour les supports d'ancrage et d'arrêt, conçus pour des efforts atteignant 1000 et 1250 daN.

Les équipements d'armement ont également été choisis en fonction du type de support :

- Nappes voûtes pour les supports d'alignement, de par la localisation de la ligne électrique effectué hors agglomération.
- Herses doubles pour les supports d'ancrage,
- Herses simples pour les supports d'arrêt.

En l'absence d'un outil de vérification spécifique, les choix techniques ont été validés sur la base des recommandations du Guide technique de CI-Energies, garantissant la conformité et la pertinence de la conception proposée.

III.3.2.2 Source d'alimentation photovoltaïque (PV)

A. Typologie des systèmes photovoltaïques connectés au réseau

Le système photovoltaïque connecté au réseau est une installation qui produit de l'énergie électrique par le biais de l'énergie solaire via des panneaux photovoltaïques. La particularité de ce système réside dans le fait qu'il est directement relié au réseau public ou à une autre source

équivalente. Cette connexion est prépondérante car l'absence du réseau entraine l'arrêt immédiat de la fourniture de la production électrique. Ce système permet de :

- produire de l'électricité solaire pour sa propre consommation tout en restant reliée au réseau public. C'est **l'autoconsommation**, L'excédent non utilisée peut être injectée dans le réseau (si autorisé) tandis que l'énergie manquante est compensée par le réseau en cas de besoin [21].
- produire de l'électricité solaire pour l'injecter dans le réseau public. C'est **l'injection**, elle peut être
    - partielle (net metering) si une partie de l'électricité produite est consommée sur place et le surplus non utilisé est injecté dans le réseau public[21].
    - totale (feed-in-tarif) si toute l'électricité produite est injectée dans le réseau public, l'utilisateur vend intégralement sa production[21].
- produire de l'électricité solaire tout en étant reliée au réseau, mais intègre également un système de stockage. C'est **le back up**. Le stockage est utilisé soit pour prendre le relais en cas de coupure d'électricité soit pour stocker l'excédent de la production. Il peut être en :
    - couplage DC, où l'électricité solaire produite va directement dans la batterie en courant continue via un régulateur avant d'être convertie en courant alternatif via un onduleur pour alimenter une charge[21]
    - couplage AC, où l'électricité solaire produite passe par un onduleur en courant alternatif d'abord puis la recharge de la batterie est faite en reconvertissant en courant continu enfin un autre onduleur pour l'alimentation des charges au sortie des batteries[21].
- produire de l'électricité solaire à grande échelle, généralement implantée sur un terrain vaste et ensoleillé. C'est **la ferme PV**. Toute l'énergie produite est injectée dans le réseau publique pour être vendue aux fournisseurs ou redistribuée dans le système électrique public[21].

A.1) Dimensionnement du système photovoltaïque

Le dimensionnement du champ photovoltaïque s'effectuera par le biais des équations présentées dans le tableau de l'Annexe 8. Notons que nous tirons ces formules des documents [22],[21].

A.2) Définition du cadre d'étude

Dans le but d'évaluer la performance et la rentabilité du système photovoltaïque tout en évitant

les pénalités liées à l'injection d'énergie sur le réseau public, une approche a été adoptée de manière progressive sur la base de la détermination du besoin journalier au préalable, qui est fonction de la puissance active à couvrir aux quelles est affectée un temps de fonctionnement voir l'équation $Bj=P\times t$ (75) dans l'Annexe 8. Dans un premier temps, un système de typologie back-up a été retenu, pour l'alimentation du bâtiment annexe et de la station de traitement, dont la demande énergétique journalière est estimée à **591,29 kWh.** Pour mieux analyser l'impact technique et économique du système photovoltaïque, différents niveaux de couverture de cette charge ont été étudiés. Dans un second temps, une typologie d'autoconsommation sans stockage a été considérée à l'échelle de l'usine, avec des taux de pénétration solaire de **15%** et **30%** de la puissance globale, correspondant respectivement à des besoins journaliers de **1036,86 kWh** et **2073,71 kWh.** Cette démarche permet d'évaluer la rentabilité du système photovoltaïque selon différents scénarii de dimensionnement.

A.3) Présentation des résultats du dimensionnement

En ce qui concerne les équipements des ouvrages photovoltaïques, le choix a été réalisé selon plusieurs scénarii, afin d'identifier la configuration offrant les meilleures performances. Le tableau ci-après récapitule les équipements retenus à l'issue des diverses simulations effectuées.

Tableau 16 : Marque des équipements utilisés

Equipements utilisés	Marques et identifiants
Module photovoltaïque	Module JinKo Solar 72HL4-(V) 605 Watt
Onduleur hybride	Onduleur hybride GroWatt WIT 50-100K-HU
Batterie	Batterie GroWatt ARK 23.0L-A1 Battery System

- Puissance crête

L'utilisation de l'équation (79) de la puissance crête de l'Annexe 8 nous a permis d'obtenir une puissance crête totale suffisante pour couvrir la charge de chaque simulation. Ces puissances nous imposent une configuration adaptée afin d'assurer une exploitation optimale de l'énergie.

- Puissance de l'onduleur

Etant donné que le bon fonctionnement de l'onduleur dépend du respect d'un ratio entre sa puissance nominale et celle du champ lequel devant être compris entre 0,9 et 1,1, la puissance nominale de l'onduleur est déterminée à l'aide de l'équation (80) dans l'Annexe 8.

- Les modules photovoltaïques

La configuration de notre champ PV repose sur une démarche méthodique permettant d'optimiser son fonctionnement. D'abord nous déterminerons le nombre de module maximale à installer. En connaissant la puissance crête du champ ainsi que celle d'un module PV, le nombre total de module est obtenu par le biais de l'équation (86) dans l'Annexe 8.

- La plage de tension du module.

L'estimation de la température maximale et minimale des cellules constitue l'étape suivante essentielle pour déduire les tensions extrêmes (minimales et maximales) que fourniront les modules PV, car celles-ci sont influencées par la température. La détermination de ces températures est faite respectivement à partir de l'équation (57) *et (58)*

$$T_{cel_min} = T_{amb_min} \quad (57)$$

$$T_{cel_max} = T_{amb_max} + 25°C \quad (58)$$

En considérant la température ambiante minimale et maximale respectivement de 19°C et 34°C nous obtenons comme résultat

$$T_{cel_min} = 19°C$$

$$T_{cel_max} = 59°C$$

Une fois les températures des cellules déterminées, il est possible d'en déduire l'intervalle de tension de fonctionnement des modules. Celui-ci est calculé par l'équation (59) et (60) qui permettent d'évaluer les tensions minimale et maximale en fonction des conditions thermiques.

$$V_{min\ _mod} = V_{mp_mod} + k_{T_vmp} \times (T_{cel_max} - 25) \quad (59)$$

$$V_{max\ _mod} = V_{oc_mod} - k_{T_voc} \times (T_{cel_min} - 25) \quad (60)$$

Le coefficient de température de la puissance du module ainsi que de la tension en circuit ouvert étant respectivement de -0,29 %/°C et -0,25%/°C aussi la tension à la puissance maximale et celle en circuit ouvert du module respectivement de 44,23 V et 53,11 V. Nous obtenons comme résultat après application numérique

$$V_{min\ _mod} = 34{,}37\ V$$

$$V_{max\ _mod} = 51{,}61\ V$$

- Le nombre de module en série

La plage de tension de fonctionnement du module déterminée, l'étape suivante consiste à calculer le nombre de module à connecter en série à l'aide de la formule (85) de l'Annexe 8 en fonction des caractéristiques de l'onduleur. En effet, la tension au point maximale et minimale de l'onduleur conjuguées à celle du module permettent de déterminer numériquement les

limites du nombre de modules en série. Après application de l'équation nous avons obtenu un intervalle de $5{,}76 \leq \mathrm{Ns} \leq 17{,}44$.

- Le nombre de string

Le nombre de string est également essentiel dans la configuration de notre champ, car il détermine le nombre de branches à connecter aux différentes entrées MPPT de l'onduleur. Ce nombre, correspondant au rapport du nombre total de module PV et le nombre de module PV en série dans un string, est représenté par la formule (87) de l'Annexe 8.

- La configuration du pack de batteries

Le dimensionnement de notre pack de batteries, effectué pour les petites charges a été réalisé à partir de plusieurs analyses et scénarios, en tenant compte du comportement des usagers vis-à-vis de l'utilisation des équipements, afin d'évaluer les besoins énergétiques nocturnes et de déterminer la capacité adaptée du système de stockage. Étant donné que nous ne disposions que des puissances nominales des équipements selon les différents bâtiments, nous avons appliqué à chaque compartiment soumis à l'alimentation par batterie des facteurs de réduction appropriés. Cette démarche visait à estimer au plus près l'énergie effectivement consommée la nuit, plutôt que de nous baser uniquement sur les puissances théoriques. À l'issue de cette analyse des différents facteurs d'utilisation et de simultanéité [23] nous avons ainsi déterminé pour :

l'infirmerie : généralement composé d'éclairage, de climatiseur, de ventilateur, de réfrigérateur et d'équipement médicaux, un facteur de réduction de 0,7 soit **70%** a été retenu ce qui nous fait une puissance énergétique de **8,75 kWh** après l'application.
le logement : généralement composé d'éclairage, de climatiseur, de ventilateur, de tv, de réfrigérateur de congélateur et de box internet, un facteur de réduction de 0,8 soit **80%** a été retenu. Ce qui nous fait une puissance énergétique de **1,58 kWh** après l'application.
la STEP : essentiellement composée de moteur et de pompe, un facteur de réduction de 0,6 soit **60%** a été retenu. Ce qui nous fait une puissance énergétique de **6,17 kWh** après application.
l'usine de traitement d'eau : essentiellement composé de pompe, un facteur de réduction d'également 0,6 soit **60%** a été retenu. Ce qui nous fait une puissance énergétique de **2,91 kWh** après application.

$$Cbat_{min} = \frac{Bn \times Jr_{auto}}{U_{sys} \times R_{bat} \times Pd} \quad (61)$$

Avec un délai d'économie d'une demi-journée c'est-à-dire 12 heures, une tension du système de 48 V, un rendement de batterie de 90% et une profondeur de décharge de 50% nous obtenons comme capacité minimale après l'application de l'équation 62, $\mathbf{Cbat_{min} = 0,449\ kAh.}$

- Configuration des batteries

Une fois la capacité des batteries déterminée, il est possible de définir la configuration du pack de stockage. Le nombre de batteries à monter en série est calculé à l'aide de la formule (92) de l'**Erreur ! Source du renvoi introuvable.**. La tension du système étant égale à celle de la batterie aucune mise en série n'est nécessaire. En appliquant ensuite l'équation (93) de la même annexe, qui permet de déterminer le nombre de strings, on obtient 9 strings composées chacune d'une batterie de **50 Ah** dont les détails techniques disponible à l'Annexe 11 Ainsi, le pack de batteries final présente une capacité totale de **450 Ah.**

✓ Vérification de la profondeur de décharge

Le degré de décharge quotidien est un indice important qui reflète la proportion de la capacité de batterie sollicité quotidiennement. Dans le cadre de nos études, nous utiliserons cet indicateur pour évaluer si la capacité de batterie est suffisante pour répondre aux besoins définis afin d'estimer sa durée de vie. Pour arriver à nos fins, nous procéderons à une comparaison entre la valeur calculée du Ddq et le rapport entre la période d'autonomie et la profondeur de décharge de la batterie, tel que défini par l'équation (74)

$$Ddq = \frac{Bn}{C_{bat_min} \times U_{sys} \times R_{bat}} \leq \frac{Pd}{Jr_auto} \qquad (62)$$

Après analyse des résultats nous constatons que la valeur du degré de décharge quotidien est égale au rapport de vérification et valide donc nos calcule.

Le Tableau 17 met en exergue les résultats de la configuration du champ des différentes simulations issus du dimensionnement photovoltaïque manuel

Tableau 17 : Présentation des résultats théoriques du dimensionnement Photovoltaïque

Configuration analytique								
Paramètre d'étude	Pc (kWc)	Nbre panneau en série	Nbre string	Nbre panneau	P. Onduleur (kW)	Pn. Onduleur (kW)	Puissance nominale PV (kWc)	Ratio de performance
Configuration 1	52,52	14	6	84	50	50	50,8	0,98
Configuration 2	100,34	14	12	168	100	50	101,64	0,98
Configuration 3	148,16	14	17	238	144	36	144	1,04

Configuration analytique								
Paramètre d'étude	Pc (kWc)	Nbre panneau en série	Nbre string	Nbre panneau	P. Onduleur (kW)	Pn. Onduleur (kW)	Puissance nominale PV (kWc)	Ratio de performance
Taux de pénétration : 15%	251,54	14	29	406	200	50	245,63	1,02
Taux de pénétration : 30%	503,08	14	59	826	500	100	499,73	1

A.4) Présentation des résultats à l'aide du logiciel PVsyst

- **Description du logiciel PVsyst**

Le logiciel PVsyst est un outil utilisé par les professionnels pour dimensionner les systèmes photovoltaïques. Il permet d'évaluer avec précision la production électrique d'une installation solaire à travers la configuration du champ et le type de l'installation photovoltaïque. Grâce à ses fonctionnalités il fournit en détail les performances, les pertes et le rendement du système énergétique en tenant compte des paramètres techniques, climatique et environnementaux.

- **Configuration du logiciel pour un projet**

Création du projet

La première étape consiste à créer un projet spécifique à notre étude en choisissant la typologie du système. Une fois ce paramètre effectué, un renseignement des coordonnées géographiques du site est nécessaire suivie de l'importation des données météorologiques représentant les conditions climatiques locales.

Dimensionnement du système

Au préalable les informations sur l'angle d'inclinaison et l'azimut du module sont renseignées à la suite de cela la contrainte du dimensionnement est déterminée puis le choix des équipements tels que le module et de l'onduleur est fait dans la base de données du logiciel. Ces choix sont effectués en vue de garantir une adéquation non seulement entre les composants mais aussi avec les exigences techniques du projet. La définition de la configuration électrique du système est ainsi faite pour obtenir la puissance optimale du champ souhaité avec la vérification automatique du logiciel

Paramétrage d'ombrage

En ce qui concerne cette section, PVsyst nous propose deux configurations à savoir les ombrages proches et les ombrages lointains susceptibles de couvrir totalement ou partiellement notre champ photovoltaïque.

Simulation du système

Une fois les paramètres insérer et valider, une simulation est probable. A la suite de cette simulation des résultats de la production énergétique sont générés automatiquement en fonction des mois et cela sur un an. Un rapport complet comprenant les données des résultats de la simulation est téléchargeable et exploitable.

- **Présentation des résultats avec le logiciel PVsyst**

Ainsi le renseignement des différents paramètres de configuration à l'Annexe 14 les détails des résultats issus de la simulation réalisée via PVsyst sont présentés à l'Annexe 15. Le Tableau 18 présente le résumé des différents résultats obtenus après les différentes configurations et l'Annexe 13 les schémas des différentes typologies misent en œuvre.

Tableau 18 : Présentation des résultats du dimensionnement du champ PV avec PVsyst

Configuration avec le logiciel PVsyst								
Paramètre d'étude	Pc (kWc)	Nbre panneau en série	Nbre chaine	Nbre panneau	P. Onduleur (kW)	Pn. Onduleur (kW)	Puissance nominale PV (kWc)	Ratio de performance (%)
Configuration 1	52,6	14	6	84	50	50	50,8	85,1
Configuration 2	100,3	14	12	168	100	50	102	85,1
Configuration 3	148	15	16	240	144	36	145	85
Taux de pénétration : 15%	251,5	14	29	406	200	50	246	84,9
Taux de pénétration : 30%	503,1	14	60	826	500	100	508	85,1

Interprétation des résultats

L'examen des résultats issus du calcul théorique et du logiciel PVsyst montre une bonne cohérence des configurations du champ photovoltaïque. Les puissances installées, le nombre de modules la répartition en séries et chaînes sont très proche entre les deux approches, ce qui confirme la méthode de dimensionnement utilisée. Toutefois, une différence notable est observée au niveau du nombre de module PV pour la troisième configuration et du ratio de performance.

Le ratio de performance calculé manuellement, défini comme le rapport entre la puissance nominale de l'onduleur et celle du champ varie entre 98% et 104% selon les configurations. Ce ratio, calculé sans considération des pertes réelles du système, apparaît donc plus élevé. Les valeurs obtenues sous PVsyst, comprises entre 84,9% et 85,1% intègrent ces différentes pertes et reflètent ainsi le rendement réel du système. La différence entre le ratio théorique et celui fourni par le logiciel PVsyst, illustre la manière dont les pertes impactent la performance énergétique et permet de comparer de manière plus réaliste les configurations.

Au niveau du nombre de module PV une légère différence a été observée dans le nombre après la simulation avec le logiciel PVsyst. Le logiciel propose 240 modules contre 238 dans le dimensionnement théorique, tandis que la puissance crête et le nombre d'onduleurs restent inchangés. Cette variation résulte de l'optimisation automatique opérée par PVsyst, qui ajuste le champ pour corriger un léger sous-dimensionnement du côté DC et améliorer la performance énergétique. Pour la suite du document, la configuration proposée par PVsyst sera retenue comme référence, en raison de son adéquation avec les exigences de performance et d'optimisation.

A.5) La protection du champ photovoltaïque

La protection des équipements PV est essentielle pour assurer le bon fonctionnement de notre champ. Permettant de neutraliser les défauts et disfonctionnement probable dans notre installation, nous protègerons séparément les équipements en fonction du courant qui le traverse.

- Partie DC

La protection de la partie DC concernera exclusivement celle du champ et le pack de batterie, plus précisément les modules, souvent soumit à des surtensions à cause des intempéries et des surintensités à cause de certains disfonctionnements du système. Nous utiliserons différents types d'équipement de protection correspondant à chaque défaut. Ce sont :

- Le Parafoudre

Utiliser dans les installations solaires, les parafoudres préviennent les dommages causés par la foudre ou les surtensions causés par les perturbations électriques. Il dévie ces surtensions causées vers la terre, protégeant ainsi les équipements. Il se détermine à partir du niveau d'exposition FPV. Ayant un FPV > 80 pour la Côte d'Ivoire (Annexe 12), nous opterons pour un parafoudre de type 2 de **calibre 20 kA**

- Le fusible

Le fusible, équipement de protection de l'ensemble du système en cas de surcharge ou de court-circuit repose sur un principe de fonctionnement relativement simple. Il repose sur un conducteur spécialement conçu pour fondre lorsqu'il est traversé par un courant d'intensité supérieur à celle qu'il peut supporter [24]. Ainsi nous utiliserons les fusible gPV et son calibre est déterminé par le biais de cette équation (63).

$$1{,}4 \times \mathrm{Isc} \leq \mathrm{In} \leq \mathrm{I_{RM}} \qquad (63)$$

avec

$$I_{RM} = 2 \times Isc \quad (64)$$

Avec Isc = 14,31 A Nous obtenons comme résultat $20{,}034\ A \leq In \leq 28{,}62\ A$. Nous utiliserons donc le fusible gPV de **calibre 25 A**.

- Sectionneur

Facilitant les interventions de maintenance ou d'urgence sans risque, Le sectionneur est un composant électrique qui a pour principale d'isoler électriquement les panneaux solaires du reste du circuit. Son calibre est défini à travers l'équation (65)

$$Cal_{sectionneur} \geq 1{,}25 \times Isc \times N_{String} \quad (65)$$

- Partie AC

- Le parafoudre

Etant soumit aux mêmes conditions météorologiques c'est-à-dire le niveau d'exposition FPV, le parafoudre sera de même type que celui du côté DC. Ainsi nous opterons pour le parafoudre de type 2 de **calibre 20 kA**

- Le disjoncteur

Ayant pour principe de couper automatiquement le courant électrique lorsqu'il détecte une surcharge, un court-circuit ou tout autre défaut, le disjoncteur est un dispositif de sécurité qui protège notre onduleur et tout autre appareil connecté. Le choix du type et du calibre du disjoncteur dépendra de l'utilisation et du courant de sortie AC de l'onduleur.

- Sectionneur

Le calibre du sectionneur côté AC, sera déterminé à partir du calibre normalisé directement supérieurs à l'intensité maximale de sortie après la mise en parallèle des onduleurs.

A.6) Section de câble et chute de tension

- Section des câbles

La section des câbles est déterminée à partir de l'équation (66), pour notre part nous dimensionnerons les câbles du circuit principale de notre installation. C'est-à-dire du champ PV à l'onduleur, de l'onduleur aux batteries qui seront interconnectés avec des câbles DC et de l'onduleur au TGBT interconnecté avec des câbles AC.

- Du champ PV à l'onduleur

Utilisant le cuivre étamé comme matériau, la résistance linéique ρ= 0,023 Ωmm²/m avec une intensité de 13,68 A pour le courant à puissance maximale du module PV et pour une distance de quarante (40) mètres selon l'aménagement de la salle technique et une chute de tension fixé à 3% par la norme UTE C15-712 [25] pour les installations en courant continu. La section du câble est déterminée par le biais de la formule suivante

$$S = \frac{2 \times \rho \times L \times I}{\Delta U \times U} \quad (66)$$

Après application numérique nous avons comme section $S = 1{,}35\ mm^2$. Notre module PV ayant un câble de raccordement prédéfinir et conçu par le fabriquant nous utiliserons la même section pour l'interconnexion du champ PV à l'onduleur, donc **4mm².**

- De l'onduleur au pack de batterie

La chute de tension maximale admissible relative aux installations par la norme UTE C15-712, ne devant pas excéder 3% de la tension nominale dans la partie DC [25], la section du câble de l'interconnexion entre l'onduleur et le pack de batterie sera définir par le biais de l'équation (66)

$$S = \frac{2 \times \rho \times L \times I}{\Delta U \times U} \quad (66)\ bis\ 1$$

Utilisant le cuivre comme matériau, la résistance linéique ρ= 0,017 Ωmm²/m avec une intensité de 110A pour le courant maximal de charge et de décharge des batteries et une distance de 1,5m nous avons comme section $S = 3{,}89 mm^2$. La section de **4 mm²** sera également privilégiée

- De l'onduleur au TGBT

✓ De l'onduleur au coffret AC

La détermination du courant admissible dans le conducteur permettant l'interconnexion de l'onduleur au coffret, est indispensable dans le processus de dimensionnement de sa section. Pour se faire nous déterminerons en prélude les facteurs de correction en fonction de l'environnement dans lequel est faite l'installation de nos câbles. Installer dans le locale technique, le câble sera soumis à la température de la salle, 25°C ayant une isolation en PR, l'acheminent du câble de 10m sera sur des câbles fils jusqu'au TGBT. Etant un multiconducteur la méthode de référence sera 14E, avec un groupement de 4 circuits et le neutre chargé. Nous obtenons respectivement comme facteur de correction, f1= 1,04, f2= 1, f3=0,8 et f4=0,84 [23]. Ainsi nous déterminons le courant admissible par le biais de cette formule :

$$Iz = \frac{In \times k}{Produit\ des\ f} \quad (67)$$

Le facteur dépendant du type de protection, k=1, pour la protection via disjoncteur. In, également son courant nominal. Avec Iz = 143,087A, Iz= 143,087A, Iz= 90,14A, Iz=143,087A et Iz= 286,17A respectivement pour les simulations 1 à 5

✓ Du coffret AC au TGBT

Pour cette distance, le câble sera soumis à la température ambiante de 35°C. Ayant une isolation en PR, l'acheminent du câble de 60 m sera sur des câbles fils jusqu'au TGBT. Etant un multiconducteur la méthode de référence sera 14E, avec un groupement de 4 circuits et le neutre chargé. Nous obtenons respectivement comme facteur de correction, f1= 0,96, f2= 1, f3=0,8 et f4=0,84[26]. Ainsi nous déterminons le courant admissible par le biais de l'équation (67) Avec Iz = 155,01A, Iz= 155,01A, Iz= 97,66A, Iz=155,01A et Iz= 310,02A respectivement pour les simulations 1 à 5

Chute de tension

La chute de tension sera déterminée à partir de l'équation (68) pour les câbles de type DC.

$$\Delta U = \frac{2 \times \rho \times L \times I}{S \times U} \quad (68)$$

Et pour les câbles de type AC, la chute de tension se déterminera par le biais de l'équation (69)

$$\Delta U = I_B \sqrt{3}\ (R\frac{L}{S}Cos(\varphi) + XLSin(\varphi)) \quad (69)$$

Pour la détermination des pourcentages de chute de tension, l'équation (70) sera utilisée

$$\Delta U\% = 100 \times \frac{\Delta U}{Un} \quad (70)$$

Les résultats obtenus à la suite des différents calculs seront récapitulés dans le Tableau 19

Tableau 19 : Résultats issus des différents calculs effectués

	SIM 1	SIM 2	SIM 3	SIM 4	SIM 5
Protection					
Sectionneur DC	125A	250A	315A	630A	1250A
Disjoncteur AC	100A	100A	63A	100A	200A

	SIM 1	SIM 2	SIM 3	SIM 4	SIM 5
Sectionneur AC	100A	200A	315A	500A	1000A
Section de câble					
Champ PV – Onduleur	4mm²				
Onduleur –Pack de batterie	4mm²				
Onduleur – Coffret AC	35mm²		25mm²	35mm²	95mm²
Coffret AC – TGBT					120mm²
Chute de tension (%)					
Champ PV – Onduleur	0,94				
Onduleur –Pack de batterie	0,063				
Onduleur – Coffret AC	0,74	0,74	0,57	0,74	1,008
Coffret AC – TGBT	0,74	0,74	0,56	0,74	0,94

Interprétation

Les résultats obtenus permettent de constater que le dimensionnement des sections de câbles pour les interconnexions est conforme, en raison d'un pourcentage de chute de tension inférieur aux seuils prescrits par la norme, à savoir 3 % pour les charges en courant continu (DC) [25] et 5 % pour les charges en courant alternatif (AC) [27]

IV. ANALYSE FINANCIERE

L'analyse financière occupe une étape importante pour l'évaluation de la faisabilité économique de notre projet. Elle vise à vérifier la rentabilité des investissements envisagés à moyen ou long terme. Cette étude portera notamment sur le coût global du projet, le coût du cycle de vie ainsi que le temps de retour sur investissement.

IV. 1. COUT DU PROJET

Le coût global du projet inclut à la fois les dépenses initiales nécessaires à la conception et à la mise en œuvre de l'installation (CAPEX : Capital Expenditure) et les dépenses opérationnelles liées à son fonctionnement, comprenant la maintenance préventive et curative (OPEX : Operating Expenditure). Les valeurs détaillées des différents CAPEX sont présentées dans l'Annexe 16 et l'Annexe 17 pour les deux sources d'alimentation électrique considérées. Pour le calcul des OPEX, nous avons retenu une estimation de 5 % pour le réseau public aérien [15] et de 1 % pour l'énergie renouvelable [28].

Tableau 20 : Détails de calcul du coût global du projet

Source	CAPEX (FCFA)	OPEX (FCFA)	PROJET(FCFA)
Réseau public CIE	283 934 555	14 196 728	298 131 283
Energie Photovoltaïque	47 215 168	472 152	47 687 320
	87 293 058	872 931	88 165 989
	118 060 243	1 171 782	119 232 025
	191 183 312	1 911 833	193 095 145
	399 054 666	3 990 546	403 045 212
TOTAL PROJET 1	331 149 723	14 668 880	**345 818 603**
TOTAL PROJET 2	371 227 613	15 069 659	**386 297 272**
TOTAL PROJET 3	401 112 748	15 368 510	**417 363 308**
TOTAL PROJET 4	475 117 867	16 108 561	**491 226 428**
TOTAL PROJET 5	682 989 221	18 187 274	**701 176 495**

IV.2. COUT DU CYCLE DE VIE

Dans le cadre de ce projet, le réseau public CIE constitue une solution de référence pour l'alimentation électrique de l'usine. Toutefois, l'indisponibilité de certaines données relatives à l'exploitation future de l'usine ne permet pas une évaluation fiable de la rentabilité économique de cette option. L'analyse financière a donc été réalisée à travers le coût du cycle de vie du

projet, le LCC (Life Cycle Cost) qui correspond à l'ensemble des coûts mobilisés durant toute la durée de vie de l'infrastructure, depuis sa conception jusqu'à son démantèlement. Il permet ainsi d'estimer le coût globale et cumulé de l'alimentation électrique par le réseau public sur l'estimation de l'horizon d'étude. Il est déterminable à travers l'équation (75)

$$\mathrm{LCC} = \mathrm{CAPEX} + \sum_{t=1}^{n} \frac{\mathrm{OPEX_t}}{(1+\mathrm{r})^t} + \frac{\mathrm{C_{fin}}}{(1+\mathrm{r})^n} \qquad (71)$$

$$\text{Avec} \sum_{t=1}^{n} \frac{\mathrm{OPEX_t}}{(1+\mathrm{r})^t} = \mathrm{OPEX} \times \frac{1-(1+\mathrm{r})^{-n}}{\mathrm{r}}$$

n : Durée de vie des installations exprimée en année sera de 20 ans [15]

C_{fin} : coût de fin de vie exprimée en FCFA sera considérer comme nul pour la simplification des calculs car l'installation électrique aérienne a une durée de vie technique estimée à 30 à 40 ans [29] or notre étude se fait sur 20 ans

r : taux d'actualisation exprimé en % sera de 10% [15],[28]

$$LCC = 283\,934\,555 + 14\,196\,728 \times \frac{1-(1+0{,}1)^{-20}}{0{,}1}$$

$$LCC = 404\,799\,303{,}4\ FCFA$$

IV.3. DETERMINATION DE LA RENTABILITE

Elle constitue un critère essentiel dans l'évaluation de la mise en œuvre d'un projet, définir comme la capacité à générer des revenus supérieurs au coût d'investissement sur une période donnée. Étant donné que l'alimentation électrique de l'usine repose désormais sur deux sources d'alimentation le réseau public CIE et une installation photovoltaïque, le calcul du taux de retour sur investissement se limitera ici à la contribution spécifique de l'énergie solaire, afin d'évaluer son impact économique en tant que source complémentaire.

- **Gain annuel**

Il correspond à l'économie réalisée chaque année grâce à l'installation PV. Il est déterminé en faisant le produit de l'énergie annuelle autoconsommée en kWh par le coût de l'électricité applicable.

$$\text{Gain annuel} = \text{Energie autoconsommée} \times (\text{Coût du kWh}) - \mathrm{OPEX_{annuel}} \qquad (72)$$

- **Le LCOE**

Obtenu en faisant le rapport de la somme des coûts actualisés du système par la somme actualisée de l'énergie produite sur la durée de vie de l'installation, le LCOE représente le coût

moyen actualisé d'un kWh produit par le système sur sa durée de vie. Il permet d'effectuer une comparaison du coût de l'énergie solaire à celui du réseau public. Il est déterminable à partir de l'équation suivante :

$$LCOE = \frac{CAPEX + \sum_{t=1}^{n}\left[\frac{OPEX_t}{(1+r)^t}\right]}{\sum_{t=1}^{n}\left[\frac{Q_t \times (1-d)^t}{(1+r)^t}\right]} \quad (73)$$

CAPEX : Capital d'investissement en FCFA

OPEX : Coût d'exploitation annuel en FCFA

n : Durée de vie de l'infrastructure en année

Q_t : Production annuelle d'énergie en kWh

r : Taux d'actualisation en %

d : Taux de dégradation annuel des modules en pourcentage.

- **Le temps de retour sur investissement (TRI)**

Il correspond à la durée nécessaire pour que les économies générées par le système photovoltaïque couvrent l'investissement initiale. Le TRI est obtenu en faisant le rapport de l'investissement initial par le gain annuel.

$$TRI = \frac{CAPEX}{\text{Gain annuel global}} \quad (74)$$

En Côte d'ivoire, l'arrêté Interministériel n°-0644-MMPE-MEF-MBPE du 7 juin 2023, les tranches horaires de facturation en Moyenne Tension (MT) se présentent comme suit [30] :

Heures pleines : 7h30min à 19h30min et 23h00 à 24h00min

Heures de pointes : 19h30min à 23h00min

Heures creuses : 24h00min à 7h30min

Le nombre d'heures d'utilisation annuelle de la puissance souscrite étant supérieur à 5000 heures nous utiliserons les Tarifs Longue Utilisation TTC : Le Tableau 21 présente le prix du kWh en fonction des périodes de la journée.

Tableau 21 : Devise d'électricité en fonction des périodes quotidiennes

Heures pleines	76,25 FCFA
Heures de pointes	96,87 FCFA
Heures creuses	66,29 FCFA

- **Gain cumulé sur l'estimation de l'horizon d'étude**

Le gain cumulé sur l'estimation de l'horizon d'étude, représente le bénéfice total généré par le système photovoltaïque sur cette période en tenant compte des économies annuelle et la durée de vie de l'infrastructure. Il permet d'évaluer la valeur économique globale de l'installation à long terme. Il est obtenu en faisant le cumule des gains annuels sur la période d'étude définie.

- **Présentation des résultats**

Tableau 22 : Présentation des résultats de l'analyse financière des simulations

Simulation	1	2	3	4	5
Gain annuel	6 134 253	12 140 596	17 322 058	29 251 406	60 707 047
TRI	7 ans 8 mois	7 ans 1 mois	6 ans 8 mois	6 ans 6 mois	6 ans 6 mois
LCOE	10,87	86,72	81,53	78,69	79,31
Gain sur 20ans	59 624 152	142 608 990	211 191 260	364 095 189	749 623 524

DISCUSSION DES RESULTATS

1. Représentation de l'énergie PV dans la consommation diurne et journalière

Pour illustrer l'impact des différentes configurations, des diagrammes circulaires ont été réalisés afin de visualiser la part de l'énergie PV produite dans la consommation de l'usine selon deux perspectives :

- **Consommation diurne :** cette illustration présente, l'énergie consommée du matin au soir pendant les heures de production solaire. Ces diagrammes montrent que la proportion de la consommation diurne couverte par le PV pour chaque simulation où on peut observer directement l'efficacité du champ PV pendant la période où il produit de l'énergie

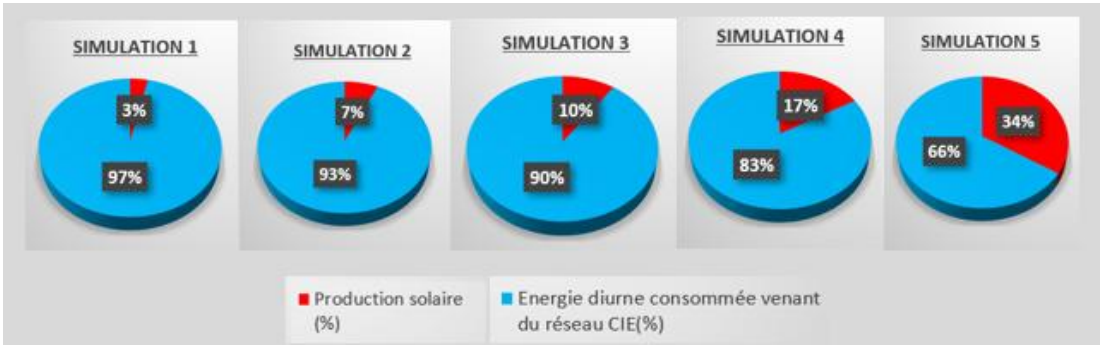


Figure 17 : Illustration de la consommation solaire dans la consommation diurne de l'usine

- **Consommation journalière :** quant à elle présente la part de l'énergie PV dans la consommation totale sur 24 heures. Ces diagrammes permettent d'évaluer l'influence

du PV sur l'ensemble de la demande énergétique incluant les périodes nocturnes où le réseau prend le relais partiellement ou totalement de la charge

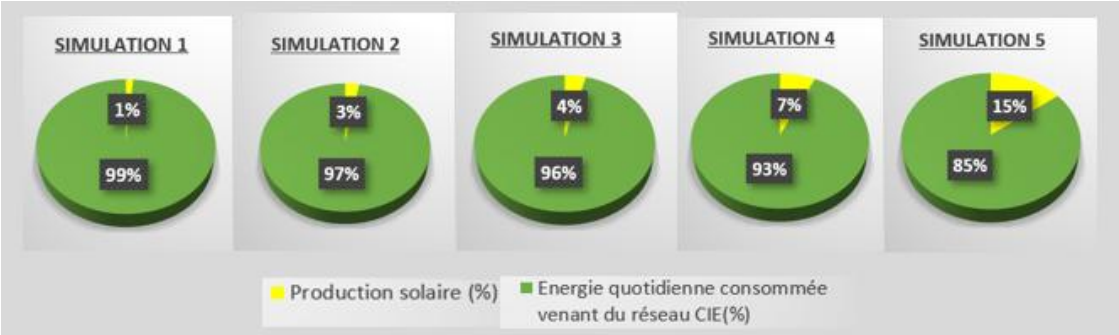


Figure 18 : Illustration de la consommation solaire dans la consommation journalière de l'usine

2. Analyse de l'influence de l'énergie PV

Pour compléter l'analyse annuelle, un diagramme en bande annuel a été utilisé, ce diagramme représente la consommation totale de l'usine ainsi que la part couverte par le champ PV pour chacune des cinq simulations. L'analyse des données collectées et traitées à l'aide d'une feuille de calcul Excel a permis de dégager le profil de charge mensuel de l'usine de production, en tenant compte des jours fériés [31] ainsi que des périodes de maintenance générale semestrielle de sept jours [27]. Cette analyse révèle une consommation énergétique annuelle estimée à plus de 4751720,6 kWh pour l'ensemble des besoins de l'usine, en l'absence d'injection d'énergie photovoltaïque.

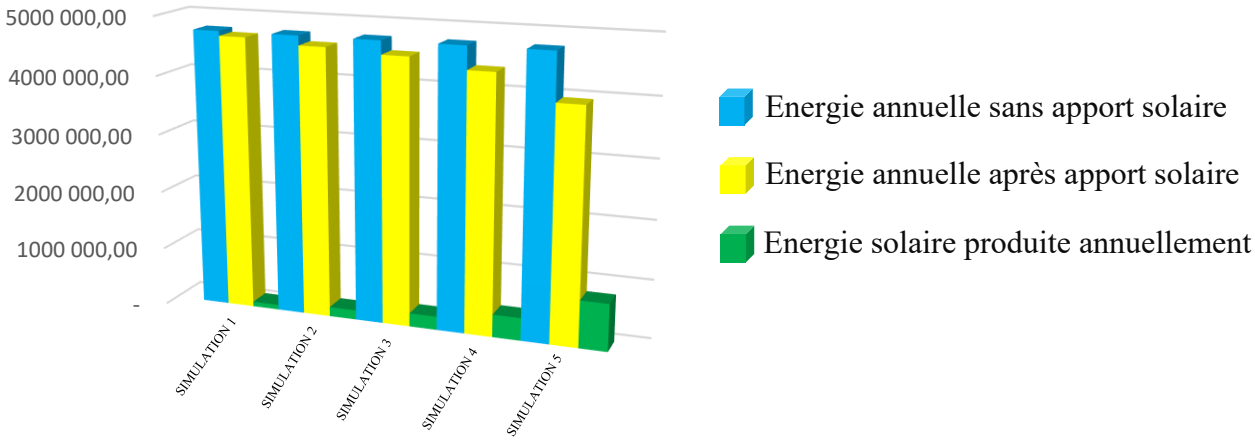


Figure 19 : Influence de l'Energie PV sur la consommation électrique annuelle de l'usine en kWh

L'observation de ce diagramme nous permet de faire les remarques suivantes :

- Les typologies back up où nous observons la progression de la charge couverte de 1/3 à 100% de la charge considérée montre que l'apport solaire réduit progressivement la part d'énergie nécessaire provenant du réseau public CIE réduisant les factures électriques

de l'usine de 6 134 253 FCFA/ans à 17 497 028 FCFA/ans soit un taux de réduction annuel de 1,69% à 4,81%

- Les typologies d'autoconsommation quant à elle, même avec une couverture plus faible par rapport à la totalité de l'usine, le PV contribue directement à la consommation immédiate uniquement réduisant la demande sur le réseau et augmentant l'autonomie énergétique pendant les périodes d'ensoleillement favorisant un gain annuel sur les factures de 29 546 875 FCFA/ans et 61 320 250 FCFA/ans soit un taux de réduction annuel de 8,12 % et 16,86%

3. Analyse économique

Cinq simulations ont été réalisées pour évaluer différentes configurations d'un système photovoltaïque connecté au réseau public, réparties en deux typologies. Back-up de la simulation 1 à 3 et l'autoconsommation sans stockage pour les deux dernières simulations.
Pour la typologie back up, le champ PV couvre progressivement de 1/3 à 100% de la charge du bâtiment annexe, le reste étant fourni par le réseau public CIE. Cette approche montre que l'augmentation de la couverture PV augmente le gain annuel par la Figure 19 et réduit le temps de retour sur investissement augmente progressivement le gain cumulé sur 20 ans illustré par la Figure 20, tandis que le coût de production de l'énergie solaire (LCOE) diminue, démontrant une rentabilité accentuée avec une pénétration solaire plus importante.
Pour la typologie autoconsommation, le champ PV fournit 15% puis 30% de la puissance totale de l'usine sans stockage. Ces configurations permettent un gain annuel et un gain cumulé sur 20 ans beaucoup plus élevé que les solutions back up, avec un temps de retour sur investissement légèrement plus court et un coût de production solaire plus compétitif comparé à la typologie back up, confirmant l'efficacité économique de l'autoconsommation directe dans les usines.
Aux vues de ces résultats, nous pouvons conclure que l'augmentation de la proportion de charge couverte par le PV maximise les économies et réduit la dépendance au réseau public. Les systèmes back up garantissent une sécurité énergétique dans l'alimentation du bâtiment considérer tandis que l'autoconsommation directe offre un retour sur investissement plus rapide et un gain financier supérieur sur la durée de vie du projet. Le choix optimal doit donc prendre en compte la couverture solaire, la présence de stockage et la rentabilité économique sur de long terme.

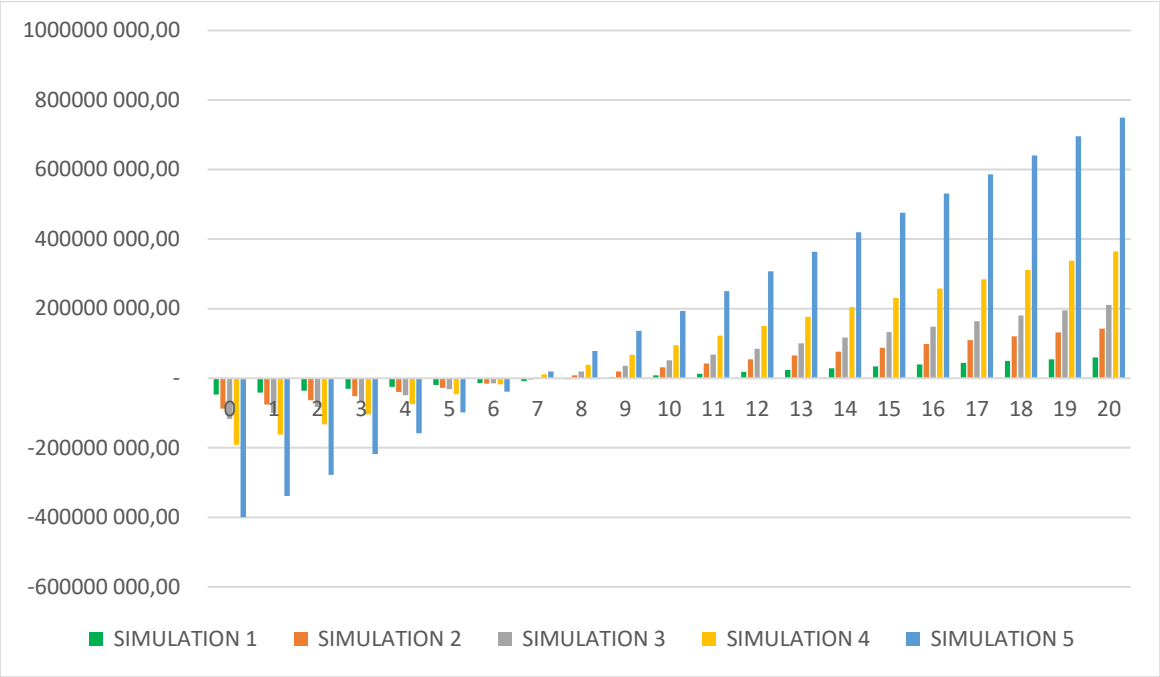


Figure 20 : Illustration des gains cumulés et du TRI

V.NOTICE D'IMPACT ENVIRONNEMENTAL

V.1) DESCRIPTION DU PROJET

Le projet consiste à électrifier une usine de transformation d'hévéa à l'aide de deux sources d'énergie. L'usine est située dans la région de l'Agneby-Tiassa, plus précisément dans le département de Sikensi, entre les localités de Bakanou A et B. Une centrale photovoltaïque sera installée sur le site. Cette installation alimentera exclusivement le bâtiment annexe de l'usine ainsi que la station de traitement ou une partie de l'usine. En complément de cette centrale solaire, un raccordement au réseau électrique public sera réalisé. Il s'agira de tirer une ligne sur une distance de 7 km à partir du réseau HTA le plus proche, afin de couvrir l'ensemble des besoins énergétiques du site, estimés à 1000 kVA. Dans cette partie, nous analyserons les impacts environnementaux et sociaux potentiels liés à la mise en place de ces infrastructures. Cette évaluation sera faite à travers une notice d'impact environnemental et social, étape essentielle dans le processus de réalisation du projet. Elle permettra d'identifier les risques potentiels, de proposer des mesures pour limiter les effets négatifs, et de maximiser les retombées positives pour les communautés locales et l'environnement. Cette notice pourra également être une base pour les études d'impact environnemental et social futures, en identifiant les domaines nécessitant des recherches ou des évaluations supplémentaires.

V.2) ANALYSE DE L'ETAT INITIAL ENVIRONNEMENTAL ET SOCIAL

V.2.1. Etat initial environnemental

Le relief de la zone est ondulé et les formes géologiques varient entre 50 à 100 m d'altitude. Sur un socle relativement rigide dont les sols divergent en fonction du relief sont marqués par les sols hydromorphes dans les bas-fonds, les sols ferralitiques fortement désaturés se retrouve un peu partout sur le reste du territoire. Ainsi ces sols sont stables dans l'ensemble mais fragile une fois exposés à l'érosion mécanique. Le climat attiéen de la zone du projet nous offre quatre saisons nettement différenciées par deux saisons pluvieuses d'avril à juillet et d'octobre à novembre respectivement la grande saison et la petite ainsi que deux saisons sèche dont la grande débute de décembre à mars et la petite de d'août à septembre. Concernant la faune et la flore, il faut noter l'existence de quelques animaux d'espèces différentes dans les réserves et les forêts classées de la région telle que les antilopes, les éléphants et également la présence de quelques rongeurs tels que les aulacodes communément appelés << Agouti >>. Notons que tous ces animaux sont soumis à un braconnage important et les espèces faunistiques majeures se raréfient de plus en plus au fil du temps. Tout comme dans tout le pays, la flore dans cette zone

est remplacée de plus en plus par des plantations familiales ou des cultures extensives. Le paysage de cette zone présente une hétérogénéité typique de localité à peine sortie de la ruralité. [32]

V.2.2. Etat initial social

Représentant 2,9% de la population nationale [33], la quasi-totalité des localités de la région de l'Agneby-Tiassa vit de l'agriculture où la surface agricole développé est majoritairement constituée de la culture de rente qui représente plus de 68% et 32% pour les cultures vivrières et fruitiers [32]. A l'exception des agglomérations urbaines où les actifs sont repartis principalement dans le secteur primaire et tertiaire. En ce qui concerne l'élevage, elle est dominée par les bovins et les caprins de façon traditionnelle ce qui ne garantit pas une bonne productivité [32]. A l'instar du district, ces localités connaissent la non actualisation de leur plan d'urbanisation. Au niveau rural, l'habitat se présente sous deux aspects, moderne constitué de maison en bande sur la partie lotie du village et traditionnel majoritairement constitué de maison bâtis en géo-béton et en baraque. Concernant les établissements, l'Agneby-Tiassa compte 132 établissement sanitaire généraux dont 21 dans le département de Sikensi et 102 établissements éducatifs dont 28 préscolaires, 60 primaires,13 secondaires et 1 technique [34].

V.3. IDENTIFICATION, EVALUATION ET LES MESURES DE GESTION ENVIRONNEMENTAL ET SOCIAL DES IMPACTS POTENTIELS

Le tableau en présente les impacts environnementaux et sociaux du projet selon les phases de pré-construction, construction, exploitation et démantèlement. Les impacts environnementaux négatifs sont principalement observés lors des phases de pré-construction, notamment sur la végétation, les sols, la qualité de l'air et le faune. Ces impacts sont généralement de portée locale préventives, correctives et compensatrice appropriées.

La phase de démantèlement présente des risques liés à la gestion des déchets, tandis que la phase d'exploitation génère des impacts environnementaux positifs, en particulier la réduction des émissions de gaz à effet de serre et des nuisances.

Sur le plan social, le projet engendre des effets importants notamment la création d'emplois temporaires et à long terme, l'amélioration des conditions de vie des population locales. Les impacts sociaux négatifs identifiés restent limités dans le temps et sont maîtrisables grâce aux mesures de gestion proposées.

CONCLUSION ET RECOMMANDATION

L'étude de faisabilité portant sur l'alimentation de l'usine par deux sources d'énergie, à savoir l'énergie photovoltaïque et le réseau public de la CIE, a permis d'évaluer leur complémentarité et leur impact sur l'approvisionnement électrique de l'usine. Le réseau public assure une réponse rapide et fiable à l'ensemble des besoins de l'usine, tandis que l'énergie photovoltaïque contribue à réduire les coûts énergétiques, diminuant ainsi les factures d'électricité. L'analyse technique a montré qu'après dimensionnement, l'intégration du système photovoltaïque, avec des taux de pénétration compris entre 1 % et 15 %, permet de réduire la part de l'énergie prélevée sur le réseau public grâce à une production annuelle variant de 80,38 à 804,2 MWh/an, incluant une restitution énergétique de 7,104 MWh/an pour les configurations *back-up*, et générant ainsi une diminution des coûts électriques annuels estimée entre 2 % et 17 % selon la configuration retenue. Par ailleurs, l'évaluation des impacts sociaux et environnementaux a mis en évidence certains inconvénients, tels que la destruction de quelques habitats naturels et l'abattage d'arbres, pour lesquels des mesures d'atténuation appropriées ont été prévues. Malgré cela, le projet présente des avantages significatifs : la création d'emplois à court et long terme, enfin le rapprochement de l'usine de la matière première. À la lumière des résultats obtenus et des avantages observés pour l'usine, il devient pertinent de formuler quelques recommandations visant à optimiser l'efficacité, la durabilité et l'impact environnemental d'un système hybride se sont :

- l'augmentation du taux de pénétration de l'énergie solaire pour un tel système et privilégier cette source de production pour l'alimentation des zones éloignées des lignes HTA, afin de réduire la dépendance au réseau et les coûts liés au carburant pour l'utilisation des groupes électrogène.
- la synchronisation des groupes électrogènes doit être adopter pour permettre une communication efficace sur la puissance à fournir en cas d'anomalie, contribuant ainsi à économiser du carburant et à optimiser les dépenses énergétiques.
- prévoir l'installation de batteries de compensation d'une puissance estimée à 60 kVAR. Cette puissance résulte du calcul de détermination de la puissance des batteries condensateurs [35]
- la mise en place une maintenance préventive régulière afin de prévenir les pannes, réduire les coûts de dépannage et prolonger la durée de vie du système tout en maintenant sa performance.

- l'intégration d'un système de supervision qui intelligent permettra de suivre en temps réel la production, la consommation et l'état des équipements, afin d'anticiper les anomalies et d'améliorer la gestion énergétique.
- la formation du personnel aux bonnes pratiques d'exploitation et de gestion du système hybride garantiront une utilisation optimale des ressources et maximiseront les bénéfices économiques et environnementaux de l'installation.

BIBLIOGRAPHIE

[1] « TDR-AMI-001-NEDA-2025.pdf ». Consulté le: 17 septembre 2025. [En ligne]. Disponible sur: https://www.cinergies.ci/wp-content/uploads/2025/02/TDR-AMI-001-NEDA-2025.pdf

[2] A. Gloria, « La Côte d'Ivoire investit massivement dans son secteur énergétique », EchosEnR. Consulté le: 17 septembre 2025. [En ligne]. Disponible sur: https://www.echos-enr.media/Article/Details/239/la-c%C3%83%C2%B4te-divoire-investit-massivement-dans-son-secteur-energetique?utm_source=chatgpt.com

[3] « Mise en page 1 ». Consulté le: 17 septembre 2025. [En ligne]. Disponible sur: https://www.ifdd.francophonie.org/wp-content/uploads/2021/09/658_EnergiesRenouv.Fiche8_.SystemesHybrides-2.pdf

[4] « Région de l'Agnéby-Tiassa | Portail d'Informations et de Promotion l'Economie de Côte d'Ivoire ». Consulté le: 8 janvier 2026. [En ligne]. Disponible sur: https://www.economie-ivoirienne.ci/pole-competitif/region-de-lagneby-tiassa.html

[5] E. YAO, « Côte d'Ivoire-AIP/ Fête du travail 2024: Les travailleurs de Sikensi préoccupés par les problèmes d'eau et d'électricité - AIP - Agence Ivoirienne de Presse ». Consulté le: 17 septembre 2025. [En ligne]. Disponible sur: https://www.aip.ci/58089/cote-divoire-aip-fete-du-travail-2024-les-travailleurs-de-sikensi-preoccupes-par-les-problemes-deau-et-delectricite/

[6] P. B. SORO, « AIP/ La Côte d'Ivoire renforce sa transition énergétique avec quatre centrales solaires d'une capacité de 210,3 MWc - AIP - Agence Ivoirienne de Presse ». Consulté le: 17 septembre 2025. [En ligne]. Disponible sur: https://www.aip.ci/230596/aip-la-cote-divoire-renforce-sa-transition-energetique-avec-quatre-centrales-solaires-dune-capacite-de-2103-mwc/

[7] H. A. Almouh, « Autoproduction de l'énergie verte : un flou entoure la problématique de l'injection dans le réseau public », La Vie éco. Consulté le: 17 septembre 2025. [En ligne]. Disponible sur: https://www.lavieeco.com/influences/climat/autoproduction-de-lenergie-verte-un-flou-entoure-la-problematique-de-linjection-dans-le-reseau-public/

[8] «CÔTE_D'IVOIRE_Plan_d_Actions_National_pour_les_Energies_Renouvelables.pdf ». Consulté le: 17 septembre 2025. [En ligne]. Disponible sur: https://www.se4all-africa.org/fileadmin/uploads/se4all/Documents/Country_PANER/CO%CC%82TE_D%E2%80%99IVOIRE_Plan_d_Actions_National_pour_les_Energies_Renouvelables.pdf

[9] « Team France Export - Accompagner les entreprises françaises à l'international », Team France Export. Consulté le: 17 septembre 2025. [En ligne]. Disponible sur: https://www.teamfrance-export.fr/fiche-marche/transition-ecologique/enr-et-efficacite-energetique/CI

[10] Delbon NTUMBA, « Cours Reseaux HTA 2iE Master en Ingénierie Génie Electrique et Energétique 1ère année 2021-2022 ».

[11] AFNOR, « NFC11-201 ».

[12] COMITE DE REDACTION CI-ENERGIES - CIE, « Choix techniques et doctrine de la planification des réseaux électriques de distribution en Côte d'Ivoire ».

[13] Aimée MOYAM, « conception et dimensionnement d'une ligne HTA 33 kv en vue du renforcement de la desserte électrique dans la commune de saaba ».

[14] IEC 60909_0, « short_circuit_currents_in_three_phase_ac_systems_cal »

[15] Abdoul KOTE, « Conception et dimensionnement d'un réseau HTA/BT lie au projet dorsale nord du wapp : cas des localités de goundry et nangtenga au burkina faso ».

[16] CI-ENERGIE, « Guide Technique CI-Energie partie 2 ».

[17] Alim DRABO, « Conception et dimensionnement D'un réseau électrique HTA/BT pour L'électrification D'un espace communautaire : cas du projet soyaf dans la commune rurale de saaba. »

[18] B. Djihoulande, « Etude du reseau electrique hta pour l'alimentation en normal secours du nouveau champs de captage des forages du village ouedo au benin », 2013.

[19] « Allongement de câble à fibre optique : problèmes et solutions sur infrastructures aériennes | Solutions de câblage | Acome ». Consulté le: 22 août 2025. [En ligne]. Disponible sur: https://www.acome.com/fr/publications/446-paroles-dexperts/2659-pourquoi-etre-attentif-au-niveau-dallongement-du-cable-fibre

[20] CI-ENERGIE, « Guide Technique CI-Energie partie 3 ».

[21] Alain TOSSA, « Systèmes PV connectes réseau, Master en Ingénierie Génie Electrique et Energétique 1ère année ».

[22] Moussa SORO, « Cours Systèmes PV autonomes_Chapitre 3, Licence en Science 3, Génie Electrique Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement (2iE) ».

[23] J. BASSOLE, « Méthodologie de la conception, Licence en Science 3, Génie Electrique Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement (2iE) ».

[24] « Les fusibles dans les installations solaires photovoltaïques ☀️⚡ ». Consulté le: 26

septembre 2025. [En ligne]. Disponible sur: https://allo.solar/base-de-connaissances/fusibles.html

[25] UTE-C15-712-1, «INSTALLATIONS ELECTRIQUES A BASSE TENSION GUIDE PRATIQUE Installations photovoltaïques sans stockage et raccordées au réseau public de distribution ».

[26] I. B. Justin, « Dimensionnement Des Conducteurs Actifs Et Choix Des Protections ».

[27] Justin BASSOLE, « Chapitre 3 - chutes de tension en basse tension, Licence en Science 3, Génie Electrique Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement (2iE) ».

[28] Sara Agninihoua MALAN, « Etude de faisabilité technico-économique pour l'installation d'une centrale solaire photovoltaïque connectée au réseau : cas de la mabucig ».

[29] « Options d'adaptation pour les réseaux et infrastructures de transport et de distribution d'électricité ». Consulté le: 29 septembre 2025. [En ligne]. Disponible sur: https://climate-adapt.eea.europa.eu/fr/metadata/adaptation-options/adaptation-options-for-electricity-transmission-and-distribution-networks-and-infrastructure

[30] « Arrete-Interministeriel-n°-0644-MMPE-MEF-MBPE-du-7-juin-2023-fixant-les-tarifs-de-lelectricite-Copier-1 ».

[31] « Jours fériés ». Consulté le: 12 septembre 2025. [En ligne]. Disponible sur: https://www.eda.admin.ch/countries/ivory-coast/fr/home/actualite/jours-feries.html

[32] « World Bank Document ». Consulté le: 21 septembre 2025. [En ligne]. Disponible sur: https://documents1.worldbank.org/curated/en/901151611733030284/pdf/Constat-d-Impact-Environnemental-et-Social-dans-le-Centre-Urbain-de-Tiassale-n-Douci-n-Zianouan.pdf

[33] « Annuaire statistique_état civil 2023.pdf ». Consulté le: 21 septembre 2025. [En ligne]. Disponible sur: https://www.despse.ci/fichiers_uploades/files/Annuaire%20statistique_%C3%A9tat%20civil%202023.pdf

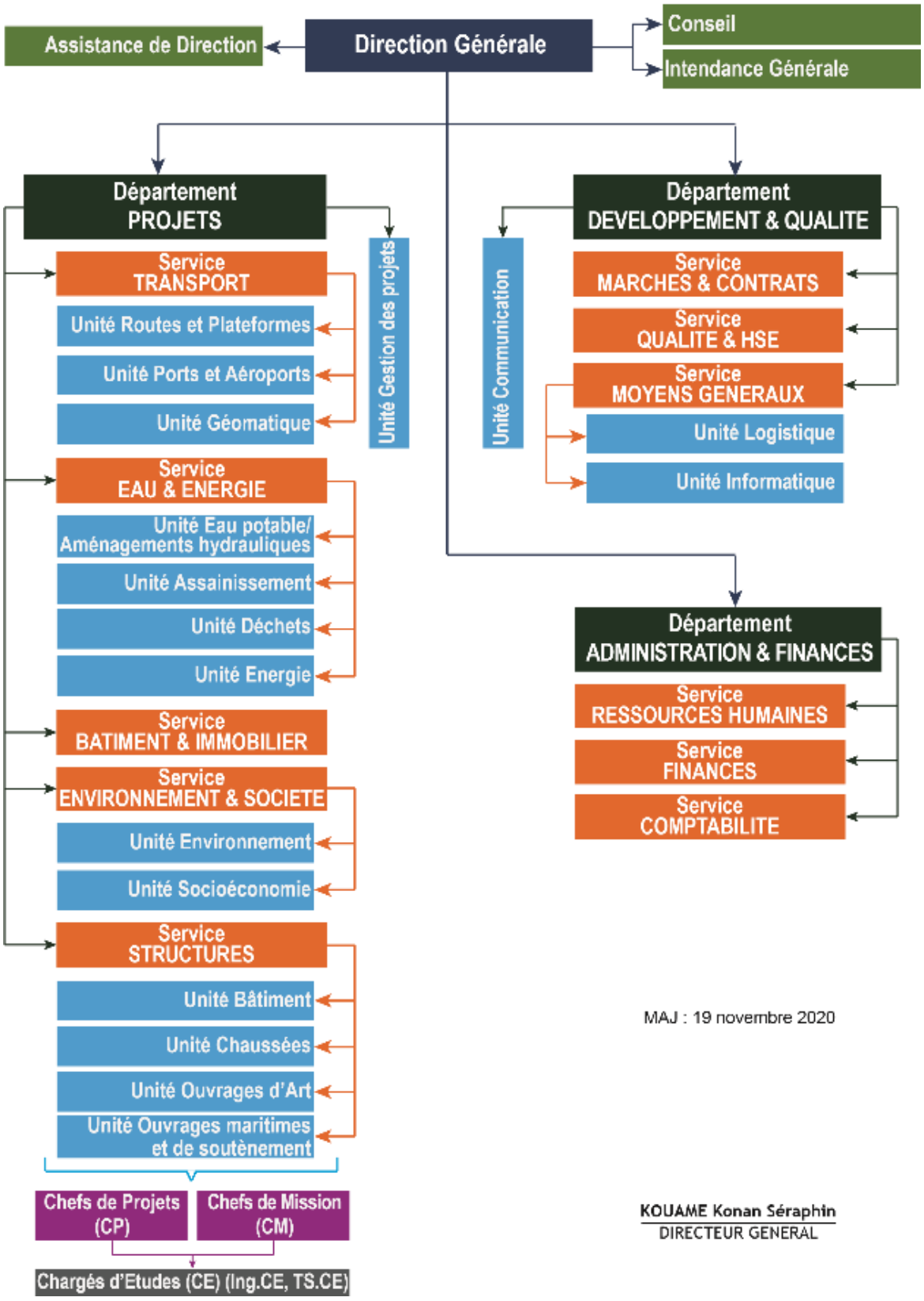
[34] « AGNEBY_TIASS_Stat_poche_2020_2021.pdf ». Consulté le: 21 septembre 2025. [En ligne]. Disponible sur: https://mena-desps.org/static/docs/statistics/regions/2020_2021/AGNEBY_TIASS_Stat_poche_2020_2021.pdf

[35] « Moussa KADRI - Cours Réseaux_électriques_industriels, Licence en Science 3, Génie Electrique Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement (2iE) ».

ANNEXES

Annexe 1 : Organigramme de l'entreprise TERRABO-Ingénieur Conseil 71
Annexe 2 : Abaque du choix du niveau de tension en fonction de la longueur du tronçon[15] 72
Annexe 3 : Fiche technique de la Nappe voûte 73
Annexe 4 : Fiche technique de la Herse simple et Double 74
Annexe 5 : Fiche technique de l'isolateur 75
Annexe 6 : Carnet de piquetage 76
Annexe 7 : Fiche technique du transformateur 79
Annexe 8 : Formulaire de calcul du dimensionnement photovoltaïque 80
Annexe 9 : Fiche technique de l'onduleur hybride 86
Annexe 10 : Fiche technique du module photovoltaïque 87
Annexe 11 : Fiche technique de la batterie de stockage 88
Annexe 12 : Niveau kéraunique en fonction des zones[21] 89
Annexe 13 : Schéma des différentes typologies 90
Annexe 14 : Paramètres de configuration sur PVsyst 91
Annexe 15 : Résultats issus de la simulation réalisée via PVsyst 93
Annexe 16 : Devis de l'installation de la ligne aéro-souterraine HTA/BT 98
Annexe 17 : Devis de l'installation de la source photovoltaïque 104
Annexe 18 : Identification, évaluation, et les mesures de gestion environnemental et social des impacts potentiels 106
Annexe 19 : ETUDE DE SPECIFICATION TECHNIQUE DES OUVRAGES D'ALIMENTATIONS ELECTRIQUES 112

Annexe 1 : Organigramme de l'entreprise TERRABO-Ingénieur Conseil



Annexe 2 : Abaque du choix du niveau de tension en fonction de la longueur du tronçon[15]

	2,5	5	7,5	10	12,5	15	17,5	20	22,5	25	27,5	30	32,5	35	37,5	40	42,5	45	47,5	50	km
2,5	10	14	17	20	22	24	26	28	29	31	32	34	35	36	38	39	40	41	42	44	
5	14	20	24	28	31	34	36	39	41	44	46	48	50	52	53	55	57	59	60	62	
7,5	17	24	29	34	38	41	45	48	51	53	56	59	61	63	65	68	70	72	74	76	
10	20	28	34	39	44	48	52	55	59	62	65	68	70	73	76	78	80	83	85	87	
12,5	22	31	38	44	49	53	58	62	65	69	72	76	79	82	84	87	90	92	95	98	
15	24	34	41	48	53	59	63	68	72	76	79	83	86	89	92	96	98	101	104	107	
17,5	26	36	45	52	58	63	68	73	77	82	86	89	93	97	100	103	106	109	112	115	
20	28	39	48	55	62	68	73	78	83	87	91	96	99	103	107	110	114	117	120	123	
22,5	29	41	51	59	65	72	77	83	88	92	97	101	105	109	113	117	121	124	127	131	
25	31	44	53	62	69	76	82	87	92	98	102	107	111	115	119	123	127	131	134	138	
27,5	32	46	56	65	72	79	86	91	97	102	107	112	117	121	125	129	133	137	141	145	
30	34	48	59	68	76	83	89	96	101	107	112	117	122	126	131	135	139	143	147	151	
32,5	35	50	61	70	79	86	93	99	105	111	117	122	127	132	136	141	145	149	153	157	
35	36	52	63	73	82	89	97	103	109	115	121	126	132	137	141	146	150	155	159	163	
37,5	38	53	65	76	84	92	100	107	113	119	125	131	136	141	146	151	156	160	165	169	
40	39	55	68	78	87	96	103	110	117	123	129	135	141	146	151	156	161	165	170	174	
42,5	40	57	70	80	90	98	106	114	121	127	133	139	145	150	156	161	166	171	175	180	
45	41	59	72	83	92	101	109	117	124	131	137	143	149	155	160	165	171	176	180	185	
47,5	42	60	74	85	95	104	112	120	127	134	141	147	153	159	165	170	175	180	185	190	
50	44	62	76	87	98	107	115	123	131	138	145	151	157	163	169	174	180	185	190	195	
MW																					

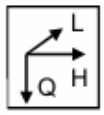
Annexe 3 : Fiche technique de la Nappe voûte

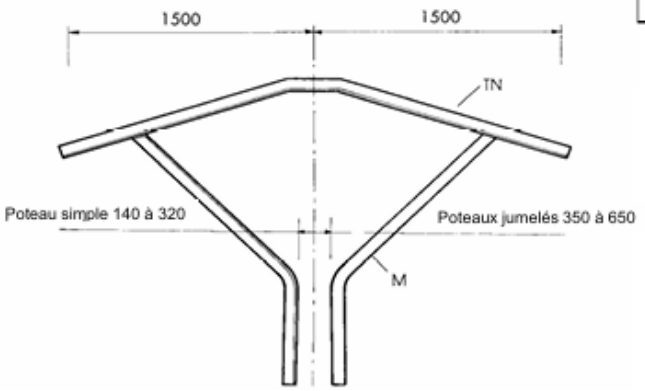
Retis solutions

Armements pour lignes suspendues

ARMEMENT NAPPE-VOUTE NV1

UTE NF C 66 428
GTE B 23 112 04





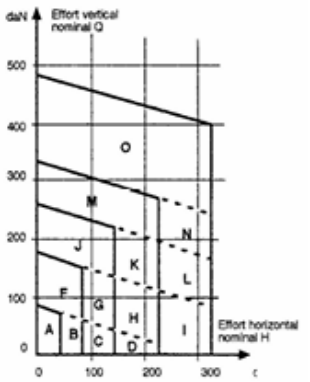
	MONTANTS				
Référence	NVM50P (7,5kg)	NVM60P (10kg)	NVM70P (13kg)	NVM80P (18kg)	NVM90P (24kg)
Codet	**68 57 080**	**68 57 081**	**68 57 082**	**68 57 083**	**68 57 084**

TRAVERSES	ENSEMBLES MONTANTS + TRAVERSE				
NVTN150 (11 kg) **68 57 032**	NV15050 **68 57 214**	NV15060 **68 57 215**	NV15070 **68 57 216**	NV15080 **68 57 217**	
NVTN160 (16 kg) **68 57 033**	NV16050 **68 57 223**	NV16060 **68 57 224**	NV16070 **68 57 225**	NV16080 **68 57 226**	
NVTN170 (22 kg) **68 57 034**	NV17050 **68 57 232**	NV17060 **68 57 233**	NV17070 **68 57 234**	NV17080 **68 57 235**	NV17090 **68 57 236**
NVTN180 (30 kg) **68 57 035**	NV18050 **68 57 239**	NV18060 **68 57 242**	NV18070 **68 57 243**	NV18080 **68 57 244**	NV18090 **68 57 245**
NVTN190 (38 kg) **68 57 036**			NV19070	NV19080	NV19090 **68 57 250**

EFFORTS HORIZONTAUX ET VERTICAUX NOMINAUX POUR 1 CONDUCTEUR

Code des couleurs	
Cornière	Couleur
50	vert
60	rouge
70	noir
80	jaune
90	bleu

Zone	Cornières
A	50 x 50
B	50 x 60
C	50 x 70
D	50 x 80
E	50 x 90
F	60 x 60
G	60 x 70
H	60 x 80
I	60 x 90
J	70 x 70
K	70 x 80
L	70 x 90
M	80 x 80
N	80 x 90
O	90 x 90



Exemple : NV16070 (cornières 60 x 70) = traverse 60, montants 70

Réseau HTA
Réseaux aériens nus

01-10

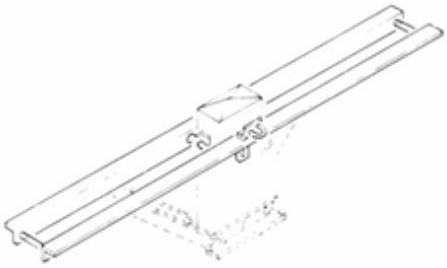
I-1-3-1

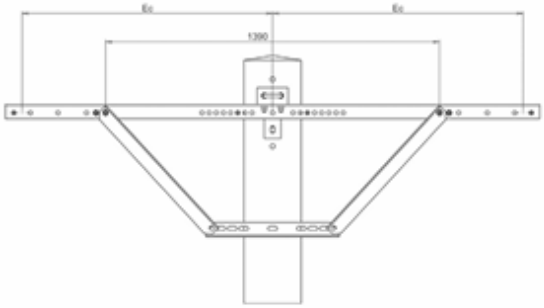
Annexe 4 : Fiche technique de la Herse simple et Double

Retis solutions ÉNERGIE

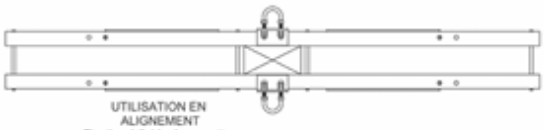
5. HERSES D'ANCRAGE

TRAVERSE D'ANCRAGE DOUBLE TADE







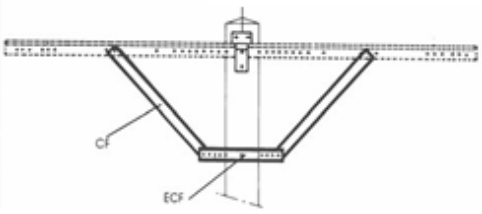


Référence	Profilé	Ec	Effort nominal * (daN)			Poids avec ridoir (Kg)
			Q	L	Q contrefiché	
TADE601050	L60x6	1050	125	290	390	37
TADE601200	L60x6	1200	110	250	250	37
TADE601500	L60x6	1500	90	180	160	45
TADE701050	L70x7	1050	210	460	560	43
TADE701200	L70x7	1200	190	400	425	43
TADE701500	L70x7	1500	140	340	250	53
TADE801200	L80x8	1200	275	530	500	60
TADE801500	L80x8	1500	225	470	410	70
TADE801700	L80x8	1700	190	375	310	80

**** Les efforts sont donnés en nominal. Effort en limite élastique : 1,6.***

CONTREFICHE SIMPLE OU DOUBLE POUR HERSE ET POUTRE D'ANCRAGE CF

Référence	Composition	Utilisation	Poids (Kg)
CFS	1 CF + 1 ECF + 1 BH1440	H61E	4.2
	CFS x 2	TADE	8.4
CFD	2 CF + 1 ECF + 2 BH1440	H61E	6
	CFD x 2	TADE	12



> Étriers d'ancrage à commander séparément

Annexe 5 : Fiche technique de l'isolateur

ISOLATEURS COMPOSITES HTA

Un isolateur composite est un type d'isolateur utilisé dans les réseaux électriques pour soutenir et isoler les conducteurs tout en résistant aux conditions environnementales difficiles. Contrairement aux isolateurs traditionnels en porcelaine ou en verre, les isolateurs composites sont constitués de matériaux polymères modernes, ce qui leur confère plusieurs avantages



Désignation

Nom du produit : Isolateur composite pour lignes aériennes
Type : Suspension ou ancrage
Norme de fabrication : IEC 61109



Caractéristiques techniques

CARACTÉRISTIQUE	
Tension nominale	24 kV / 63 kV / 132 kV / 225 kV
Fréquence nominale	50 Hz
Longueur d'isolement (creepage)	900 mm à 3500 mm (selon tension)
Charge de rupture mécanique (SML)	70 kN / 100 kN / 120 kN
Matériau isolant	Caoutchouc silicone haute performance
Embouts métalliques	Acier galvanisé à chaud (forgés ou moulés)
Température de fonctionnement	-40 °C à +60 °C
Résistance aux UV	Élevée
Résistance au vandalisme	Oui (grâce à l'enrobage en silicone)



Annexe 6 : Carnet de piquetage

N°	Support	Portée (m)	Portée cumulée (m)	Fonction	Fouille			Armement	Angle (grade)	Isolateur
					a(cm)	b(cm)	Hi(cm)			
0	Dérivation	30	30	AD	100	85	190	TADE601050	200	CS40BS11
1	PBA 12-300	80	110	SF	65	45	170	NV16060	200	CS40BS11
2	PBA 12-300	80	190	SF	65	45	170	NV16060	200	CS40BS11
3	PBA 12-300	80	270	SF	65	45	170	NV16060	200	CS40BS11
4	PBA 12-300	80	350	SF	65	45	170	NV16060	200	CS40BS11
5	PBA 12-300	80	430	SF	65	45	170	NV16060	200	CS40BS11
6	PBA 12-300	80	510	SF	65	45	170	NV16060	200	CS40BS11
7	PBA 12-300	80	590	SF	65	45	170	NV16060	200	CS40BS11
8	PBA 12-300	80	670	SF	65	45	170	NV16060	200	CS40BS11
9	PBA 12-300	80	750	SF	65	45	170	NV16060	200	CS40BS11
10	PBA 12-400	80	830	SF	65	45	170	NV16060	200	CS40BS11
11	PBA 12-300	80	910	SF	65	45	170	NV16060	200	CS40BS11
12	PBA 12-300	80	990	SF	65	45	170	NV16060	200	CS40BS11
13	PBA 12-300	80	1070	SF	65	45	170	NV16060	200	CS40BS11
14	PBA 12-300	80	1150	SF	65	45	170	NV16060	200	CS40BS11
15	PBA 12-300	80	1230	SF	65	45	170	NV16060	200	CS40BS11
16	PBA 12-300	80	1310	SF	65	45	170	NV16060	200	CS40BS11
17	PBA 12-300	80	1390	SF	65	45	170	NV16060	200	CS40BS11
18	PBA 12-300	80	1470	SF	65	45	170	NV16060	200	CS40BS11
19	PBA 12-300	80	1550	SF	65	45	170	NV16060	200	CS40BS11
20	PBA 12-300	80	1630	SF	65	45	170	NV16060	200	CS40BS11
21	PBA 12-300	80	1710	SF	65	45	170	NV16060	200	CS40BS11
22	PBB 12-1000	80	1790	AD	100	85	190	IACM	200	CS40BS11
23	PBA 12-300	60	1850	SF	65	45	170	NV16060	200	CS40BS11
24	PBA 12-300	80	1930	SF	65	45	170	NV16060	200	CS40BS11

N°	Support	Portée (m)	Portée cumulée (m)	Fonction	Fouille			Armement	Angle (grade)	Isolateur
					a(cm)	b(cm)	Hi(cm)			
25	PBA 12-300	80	2010	SF	65	45	170	NV16060	200	CS40BS11
26	PBA 12-300	80	2090	SF	65	45	170	NV16060	200	CS40BS11
27	PBA 12-300	80	2170	SF	65	45	170	NV16060	200	CS40BS11
28	PBA 12-300	80	2250	SF	65	45	170	NV16060	200	CS40BS11
29	PBA 12-300	80	2330	SF	65	45	170	NV16060	200	CS40BS11
30	PBA 12-300	80	2410	SF	65	45	170	NV16060	200	CS40BS11
31	PBA 12-300	80	2490	SF	65	45	170	NV16060	200	CS40BS11
32	PBA 12-300	80	2570	SF	65	45	170	NV16060	200	CS40BS11
33	PBA 12-300	80	2650	SF	65	45	170	NV16060	200	CS40BS11
34	PBA 12-300	80	2730	SF	65	45	170	NV16060	200	CS40BS11
35	PBA 12-300	80	2810	SF	65	45	170	NV16060	200	CS40BS11
36	PBA 12-300	80	2890	SF	65	45	170	NV16060	200	CS40BS11
37	PBA 12-300	80	2970	SF	65	45	170	NV16060	200	CS40BS11
38	PBA 12-300	80	3050	SF	65	45	170	NV16060	200	CS40BS11
39	PBA 12-300	80	3130	SF	65	45	170	NV16060	200	CS40BS11
40	PBA 12-300	80	3210	SF	65	45	170	NV16060	200	CS40BS11
41	PBB 12-1000	80	3290	AD	100	85	190	2 X TADE601050	200	CS40BS11
42	PBA 12-300	100	3390	SF	65	45	170	NV16060	200	CS40BS11
43	PBA 12-300	100	3490	SF	65	45	170	NV16060	200	CS40BS11
44	PBA 12-300	100	3590	SF	65	45	170	NV16060	200	CS40BS11
45	PBA 12-300	100	3690	SF	65	45	170	NV16060	200	CS40BS11
46	PBA 12-300	100	3790	SF	65	45	170	NV16060	200	CS40BS11
47	PBA 12-300	100	3890	SF	65	45	170	NV16060	200	CS40BS11
48	PBA 12-300	100	3990	SF	65	45	170	NV16060	200	CS40BS11
49	PBA 12-300	100	4090	SF	65	45	170	NV16060	200	CS40BS11

N°	Support	Portée (m)	Portée cumulée (m)	Fonction	Fouille			Armement	Angle (grade)	Isolateur
					a(cm)	b(cm)	Hi(cm)			
50	PBA 12-300	100	4190	SF	65	45	170	NV16060	200	CS40BS11
51	PBA 12-300	100	4290	SF	65	45	170	NV16060	200	CS40BS11
52	PBA 12-300	100	4390	SF	65	45	170	NV16060	200	CS40BS11
53	PBA 12-300	100	4490	SF	65	45	170	NV16060	200	CS40BS11
54	PBA 12-300	100	4590	SF	65	45	170	NV16060	200	CS40BS11
55	PBA 12-300	100	4690	SF	65	45	170	NV16060	200	CS40BS11
56	PBB 12-1000	100	4790	AD	100	85	190	2 X TADE601050	200	CS40BS11
57	PBA 12-300	100	4890	SF	65	45	170	NV16060	200	CS40BS11
58	PBA 12-300	100	4990	SF	65	45	170	NV16060	200	CS40BS11
59	PBA 12-300	100	5090	SF	65	45	170	NV16060	200	CS40BS11
60	PBA 12-300	100	5190	SF	65	45	170	NV16060	200	CS40BS11
61	PBA 12-300	100	5290	SF	65	45	170	NV16060	200	CS40BS11
62	PBA 12-300	100	5390	SF	65	45	170	NV16060	200	CS40BS11
63	PBA 12-300	100	5490	SF	65	45	170	NV16060	200	CS40BS11
64	PBA 12-300	100	5590	SF	65	45	170	NV16060	200	CS40BS11
65	PBA 12-300	100	5690	SF	65	45	170	NV16060	200	CS40BS11
66	PBA 12-300	100	5790	SF	65	45	170	NV16060	200	CS40BS11
67	PBB 12-1000	100	5890	AD	100	85	190	2 X TADE601050	100	CS40BS11
68	PBA 12-300	100	5990	SF	65	45	170	NV16060	200	CS40BS11
69	PBA 12-300	100	6090	SF	65	45	170	NV16060	200	CS40BS11
70	PBA 12-300	100	6190	SF	65	45	170	NV16060	200	CS40BS11
71	PBB 12-1250	100	6290	AS	100	85	190	TADE601050	200	CS40BS11

Annexe 7 : Fiche technique du transformateur

Nexans

NOVARE Cabine

H59 1000KVA 33KV 410V



Lynxeo Ref.: 52153253112

CONTACT

Sales administrator
Téléphone: 00225 01 73 27 27 82
marguerite.assamoi@nexans.com

NOVARE Cabine est une gamme complète de transformateurs H59, destinés à être intégrés à l'intérieur des postes de transformation HTA/BT.

NORMES

Product EN 50464-1; IEC 60076

NOVARE Cabineest une gamme complète de transformateurs H59, destinés à être intégrés à l'intérieur des postes de transformation HTA/BT. Ces transformateurs trouvent place dans différents segments : Distribution urbaine et rurale, Tertiaire, Utilités, Industrie, Energies renouvelables, etc.

Annexe 8 : Formulaire de calcul du dimensionnement photovoltaïque

Désignation	Equation	Libellé
Besoin journalier	$Bj = P \times t$ *(75)*	P : Puissance active (kW) t : le temps de fonctionnement (h)
La puissance crête	$Pc \geq \frac{Bj}{Es \times RP}$ *(76)*	Bj : Besoin journalier (kWh) Es : irradiation journalière (Wh/m²/Jr) RP : Ratio de performance (%)
La puissance nominale de l'onduleur	$0{,}9 \times Pc \leq Pn_Ond \leq 1{,}1 \times Pc$ *(77)*	P_n_Ond : Puissance nominale de l'onduleur P_C : Puissance crête(kWc)
Température minimale de la cellule	$T_{cel_min} = T_{amb_min}$ *(78)*	T_{cel_min} : Température minimale de la cellule (°C) T_{amb_min} : Température ambiante minimale (°C)
Température maximale de la cellule	$T_{cel_max} = T_{amb_max} + 25°C$ *(79)*	T_{cel_max} : Température maximale de la cellule (°C) T_{amb_max} : Température ambiante maximale (°C)
Tension minimale du module	$V_{min\ _mod} = V_{mp_mod} + k_{T_vmp} \times (T_{cel_max} - 25)$ *(80)*	V_{min_mod} : Tension minimale du module (V) V_{mp_mod} : Tension à la puissance maximale (V) k_{T_vmp} : coefficient de température de la puissance du module (%/°C) T_{cel_max} : Température maximale de la cellule (°C)
Tension maximale du module	$V_{max\ _mod} = V_{oc_mod} - k_{T_voc} \times (T_{cel_min} - 25)$ *(81)*	V_{max_mod} : Tension maximale du module (V) V_{voc_mod} : Tension en circuit

Désignation	Equation	Libellé
		ouvert (V) k_{T_voc} : coefficient de température de la tension en circuit ouvert (%/°C) T_{cel_min} : Température minimale de la cellule (°C)
Nombre de module à monter en série	$1{,}1 \times \frac{V_{mpp_min_ond}}{V_{min_mod}} \leq Ns \leq 0{,}9 \times \frac{V_{mpp_max_ond}}{V_{max_mod}}$ *(82)*	Ns : Nombre de module à monter en série $V_{mpp_min_ond}$: Tension au point de puissance minimale de l'onduleur (V) $V_{mpp_max_ond}$: Tension au point de puissance maximale de l'onduleur (V) V_{min_mod} : Tension minimale du module (V) V_{max_mod} : Tension maximale du module (V)
Nombre de module maximale	$N_{mod_max} < \frac{Pc_{max_ond}}{Pc_{_mod}}$ *(83)*	N_{mod_max} : Nombre de module maximal Pc_{max_ond} : Puissance crête maximale de l'onduleur (kWc) $Pc_{_mod}$: Puissance crête nominale du module
Nombre de string	$N_{string} = \frac{N_{mod_max}}{Ns}$ *(84)*	N_{string} : Nombre de string N_{mod_max} : Nombre de module maximal Ns : Nombre de module à monter en série Np : Nombre de module à monter en parallèle
Puissance du string	$P_{string} = Ns \times Pc_{mod}$ *(85)*	P_{string} : Puissance du string

Désignation	Equation	Libellé
		(kWc) Ns : Nombre de module à monter en série Np : Nombre de module à monter en parallèle
Puissance totale du string	$P_{T_string} = P_{string} \times N_{string}$ (86)	P_{T_string} : Puissance totale du string(kWc) P_{string} : Puissance du string (kWc) N_{string} : Nombre de string
Nombre maximal d'onduleur	$Nbre_{max_ond} = \frac{P_{T_string}}{Pn_{ond}}$ (87)	$Nbre_{max_ond}$: Nombre d'onduleur P_{T_string} : Puissance totale du string(kWc) Pn_{ond} : Puissance nominale de l'onduleur (kWc)
Capacité minimale de batterie	$Cbat_{min} = \frac{Bn \times Jr_auto}{U_{sys} \times R_{bat} \times Pd}$ (88)	$Cbat_{min}$: Capacité minimale des batterie (kAh) Bn : Besoin nocturne (kWh) Jr_auto : Jour ou temps d'autonomie Usys : Tension du système (V) Rbat : Rendement de la batterie (%) Pd : Profondeur de décharge (%)
Nombre de batterie à monter en série	$Ns_{bat} = \frac{U_{sys}}{U_{bat}}$ (89)	Ns_{bat} : Nombre de batterie en série U_{sys} : Tension du système (V) U_{bat} : Tension de la batterie (V)
	$Np_{bat} = \frac{Cbat_{min}}{Cbat}$ (90)	Np_{bat} : Nombre de batterie en parallèle

Désignation	Equation	Libellé
Nombre de string de batterie		$Cbat_{min}$: Capacité minimale des batteries (Ah) Cbat : Capacité de la batterie choisie (Ah)
Section des câbles DC	$S = \frac{2\times\rho\times L\times I}{\Delta U\times U}$ (91)	ρ : résistivité du conducteur (cuivre=0,017mm².Ω/m) L : longueur du câble(m) I : Intensité maximale traversant le câble (A) ΔU : Chute de tension admissible (%) U : Tension du système (V)
VERIFICATION		
Degré de décharge quotidien	$Ddq = \frac{Bn}{C_{bat_min}\times U_{sys}\times R_{bat}} \leq \frac{Pd}{Jr_auto}$ (92)	Ddq : Degré de décharge quotidien Bn : Besoin nocturne (kWh) $Cbat_{min}$: Capacité minimale des batteries (Ah) Usys : Tension du système (V) Rbat : Rendement de la batterie (%) Pd : Profondeur de décharge (%) Jr_auto : Jour ou période d'autonomie
Capacité totale des batteries	$Cbat_T = Np_{bat} \times Cbat \geq Cbat_{min}$ (93)	$Cbat_T$: Capacité totale des batteries (Ah) Npbat : Nombre de batterie en parallèle Cbat : Capacité de la batterie (Ah) $Cbat_{min}$: Capacité minimale

Désignation	Equation	Libellé
		des batteries (Ah)
Ratio 1	$R1 = \frac{Pc \times Hi \times Rgen}{Bj}$ (94)	R1 : Aptitude du champ à couvrir le besoin journalier Pc : Puissance crête (kWc) Hi : irradiation globale (kWh/m²/jr) Rgen : Rendement du générateur (%) Rbat : Rendement de la batterie (%) Bj : Besoin journalier (kWh)
Ratio 2	$R2 = \frac{Cbat_min}{I_{CC_mod} \times N_{String}}$ (95)	R2 : Aptitude du champ à recharger les batteries pour un nombre d'heure solaire $Cbat_{min}$: Capacité minimale des batteries (Ah) I_{cc_mod} : Courant de court-circuit du module N_{string} : Nombre de string
Ratio 3	$R3 = \frac{P_{T_ond}}{P_{T_string}}$ (96)	R3 : Le ratio de performance P_{T_ond} : Puissance totale AC de l'onduleur P_{T_string} : Puissance total DC du champ PV
Plage de tension MPP	$Vmax = Vmp_mod \times Ns$ (97)	Vmax : Tension maximale du string (V) V_{mp_mod} : Tension à la puissance maximale (V) Ns : Nombre de module en série
Vérification de la tension nominale par	$Voc_{string} = Voc_{mod} \times Ns$ (98)	Voc_{string} : Tension en circuit ouvert du string (V)

Désignation	Equation	Libellé
onduleur		Voc_{mod} : Tension en circuit ouvert du module (V) Ns : Nombre de module en série
Vérification du courant d'entrée maximal par onduleur	$Imax_{entrée} = Isc \times Nsting_entrée$ (99)	$Imax_{entrée}$: Courant d'entrée maximal par onduleur (A) Isc : Courant de court-circuit du module (A) $N_{string_entrée}$: Nombre de module par entrée de l'onduleur.

Annexe 9 : Fiche technique de l'onduleur hybride



Datasheet	WIT 29.9K-XHU	WIT 30K-XHU	WIT 36K-XHU	WIT 40K-XHU	WIT 50K-XHU
Input Data (PV)					
Max. recommended PV power (for module STC)	59.8kW	60kW	72kW	80kW	100kW
Start voltage			195V		
Max. DC voltage			1100V		
Nominal voltage			620V		
MPPT voltage range			180V-1000V		
Full load DC voltage range	375V-850V	375V-850V	450V-850V	500V-850V	620V-850V
Max. input current per MPP tracker			40A		
Max. short-circuit current per MPP tracker			50A		
No. of PV strings per MPP tracker			2		
No. of MPP trackers			4		
Battery Data (DC)					
Battery voltage range			200-900V		
Full load battery voltage range	200-800V	200-800V	225-800V	250-800V	310-800V
Recommended battery voltage			512V		
No. of battery input			3		
Max. charging/discharging current			55A*3		
BMS communication			RS485/CAN		
Input/Output AC					
AC input/output nominal power(Grid)	59.8kW/29.9kW	60kW/30kW	72kW/36kW	80kW/40kW	100kW/50kW
Max. AC input/output apparent power(Grid)	59.8kVA/29.9kVA	66kVA/33kVA	79.2kVA/39.6kVA	88kVA/44kVA	110kVA/55kVA
Max. input/output current(Grid)	90.6A/45.3A	100A/50A	120A/60A	133.3A/66.7A	166.7A/83.3A
Max. input current(GEN/AC couple)	90.6A/45.3A	100A/45.5A	120A/54.5A	133.3A/60.7A	166.7A/75.7A
Max. continuous AC passthrough current			200A		
Nominal AC voltage/range[4]			380/400V -15%~10%		
Nominal AC grid frequency/range			50Hz/60Hz, 45-55Hz/55-65Hz		
Power factor(@nominal power)			>0.99		
Adjustable power factor			-1...+1		
THDi			<3%		
AC grid connection type			3P3W+PE/3P4W+PE		
Backup Power					
AC nominal output power	29.9kW	30kW	36kW	40kW	50kW
Max. AC apparent power	29.9kVA	45kVA	54kVA	60kVA	75kVA
Nominal AC voltage			220V/230V(L-N), 380V/400V(L-L)		
Nominal AC frequency			50/60Hz		
Max. output current	68.0A	68.2A	81.8A	91A	113.6A
Overload capability			1.5 times of rated power, 10s		
THDv			<3% (@Linear full load)		
Switch time			≤10ms		
Efficiency					
Max. efficiency			98.1%		
Protection Devices					
DC reverse polarity protection			Yes		
Battery reverse protection			Yes		
Insulation resistance monitoring			Yes		
AC/DC surge protection			Type II		
AC short-circuit protection			Yes		
Ground fault monitoring			Yes		
Grid monitoring			Yes		
String monitoring			Yes		
Anti-islanding protection			Yes		
Residual-current monitoring unit			Yes		
General Data					
Dimensions (W/H/D)			920/585/320mm		
Weight			90kg		
Operating temperature range			-30°C - 60°C (>50°C derating)		
Noise emission			≤55dB		
Altitude			4000m		
Topology			Transformerless		
Cooling			Smart air cooling		
Protection degree			IP66		
Relative humidity			0~95%		
Interfaces					
Display			OLED+LED/APP		
Interfaces			RS485/USB/CAN, WIFI/LAN(Opt)		
Warranty: 5 / 10 years			Yes/Opt		
NRS 097-2-1:2017, EN 50549-1, NC RFG, PSE-2018, PTPREE-2021, IEC 62116, IEC 61727, G99:2020, VDE 4105, IEC/EN 61000-6-1, IEC/EN 61000-6-3, IEC/EN 62109-1, IEC/EN 62109-2					

Annexe 10 : Fiche technique du module photovoltaïque

www.jinkosolar.com

JinKO Solar

TIGER Neo

72HL4-(V)

580-605 Watt

MONO-FACIAL MODULE

N-type



72HL4-(V) 580-605 Watt

Mechanical Characteristics

Cell Type	N -type Mono-crystalline
No. of cells	144 (72×2)
Dimensions	2278×1134×30 mm
Weight	27.0 kg
Front Glass	3.2mm, Anti-reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Protection Class	Class II
IEC Fire Type	Class C
Connector Type	JK03M/MC4/Others
Output Cables	4.0 mm² (+): 400 mm , (-): 200 mm or Customized Length

Packaging Configuration

Pallet Dimensions	2308×1120×1249 mm
Packing detail (Two pallets=One stack)	36 pcs/pallets, 72 pcs/stack, 720 pcs/ 40'HQ Container

Specifications (STC)

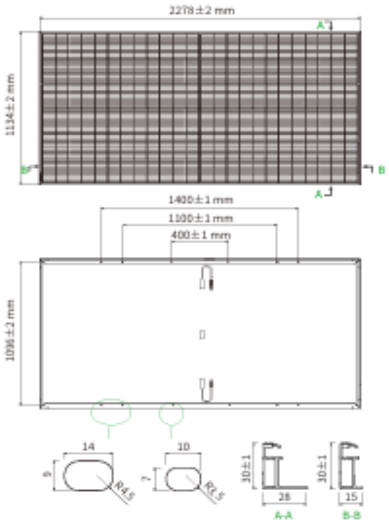
Maximum Power – Pmax (Wp)	580	585	590	595	600	605
Maximum Power Voltage – Vmp (V)	43.35	43.53	43.71	43.88	44.06	44.23
Maximum Power Current – Imp (A)	13.38	13.44	13.50	13.56	13.62	13.68
Open-circuit Voltage – Voc (V)	52.31	52.47	52.63	52.79	52.95	53.11
Short-circuit Current – Isc (A)	14.01	14.07	14.13	14.19	14.25	14.31
Module Efficiency STC (%)	22.45	22.65	22.84	23.03	23.23	23.42
Power Tolerance	0 ~ +3 %					
Temperature Coefficients of Pmax	-0.29 %/°C					
Temperature Coefficients of Voc	-0.25 %/°C					
Temperature Coefficients of Isc	0.045 %/°C					

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, AM=1.5

Application Conditions

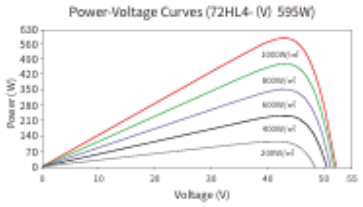
Operating Temperature	-40 °C ~ +70°C
Maximum System Voltage	1000/1500 VDC (IEC)
Maximum Series Fuse Rating	25 A

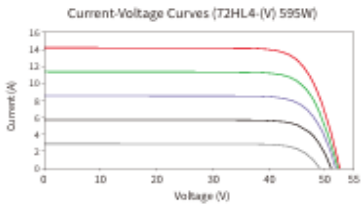
Engineering Drawings



*Note: For specific dimensions and tolerance ranges, please refer to the corresponding detailed module drawings.

Electrical Performance





JinKO Solar

© 2024 Jinko Solar Co., Ltd. All rights reserved.

Note: Please read the safety and installation manual before using the product. We reserve the right of final interpretation. The specifications in this datasheet are subject to change without notice.

JKM580-605N-72HL4-(V)-F8-EN

www.jinkosolar.com

Annexe 11 : Fiche technique de la batterie de stockage

GROWATT

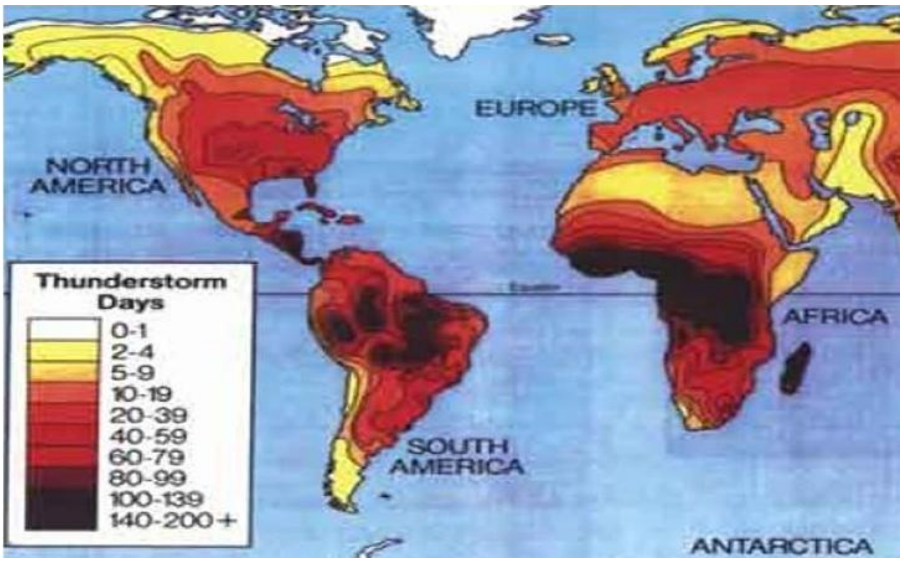


Residential Energy Storage User Manual

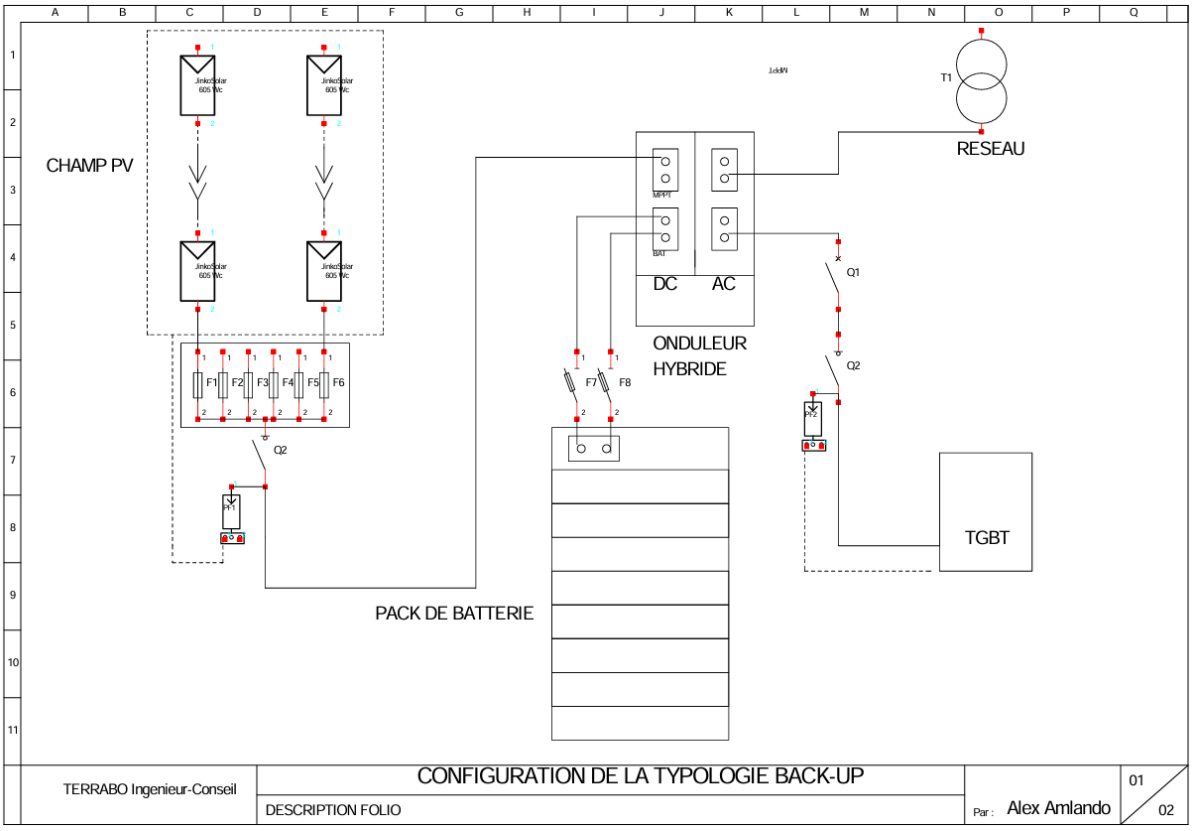
ARK 2.5L-A1 Battery System

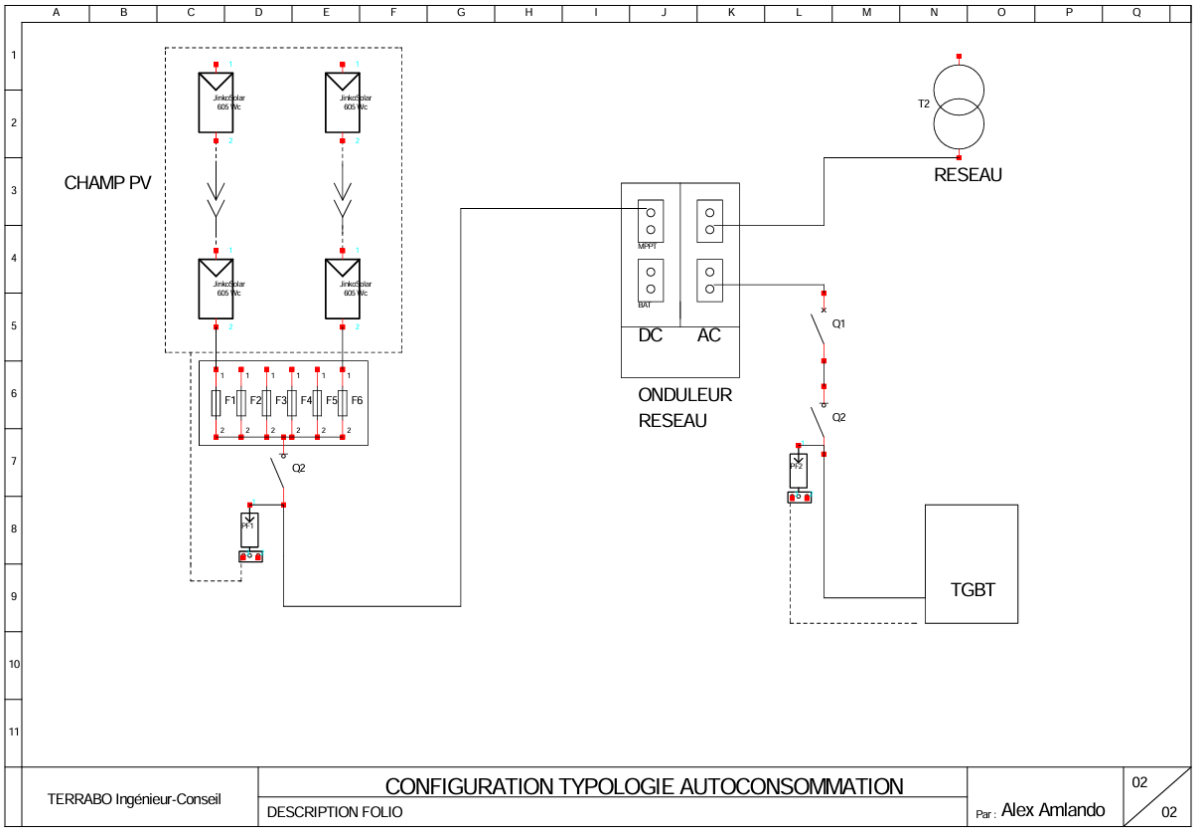
No.	Items	Specification	
1	Parallel number of Battery systems	9	10
2	Battery Module	ARK 23.0L-A1	ARK 25.6L-A1
3	Nominal Capacity/Energy	450Ah/23.04kWh	500Ah/25.6kWh
4	Rated Capacity/Energy	405Ah/20.7 kWh	450Ah/23.0 kWh
5	Rated Voltage	51.2V	
6	Operating Voltage	47.2 - 56.8V	
7	Rated Charging/discharging current	100A	100A
8	Max Charging/discharging current	110A	110A
9	Over current protection	110A	110A
10	Rated Charging/discharging power	5.1kW	5.1kW
11	Max Charging/discharging power	5.63kW	5.63kW
12	Battery Type	Cobalt Free Lithium Iron Phosphate (LFP)	
13	Operative temperature range	-10~50℃	
14	Recommended operating temperature	15℃~30℃	
15	Storage conditions	Temperature: - 20°C ~50°C / 7 days - 20°C ~40°C / 6 months Humidity: 5%~95%RH Within six months after initial charge	
16	Cooling	Natural cooling	
17	Dimension (W/D/H)	650/260/1633mm	650/260/1814mm
18	Weight	252kg	280kg
19	Installation	Wall-mounted installation/floor standing installation	
20	Ingress protection	IP 65	
21	Cell safety certification	IEC62619/UL1642	
22	PACK safety certification	IEC62619/IEC62040/CE/Rohs/RCM/CEC	
23	UN transportation test standard	UN38.3	
24	Communication port	CAN/RS485(Optional)	
25	Battery designation	IFpP/41/150/102/ [(1P16S) 9P]M/ -10+50/90	IFpP/41/150/102/ [(1P16S) 10P]M /-10+50/90

Annexe 12 : Niveau kéraunique en fonction des zones[21]

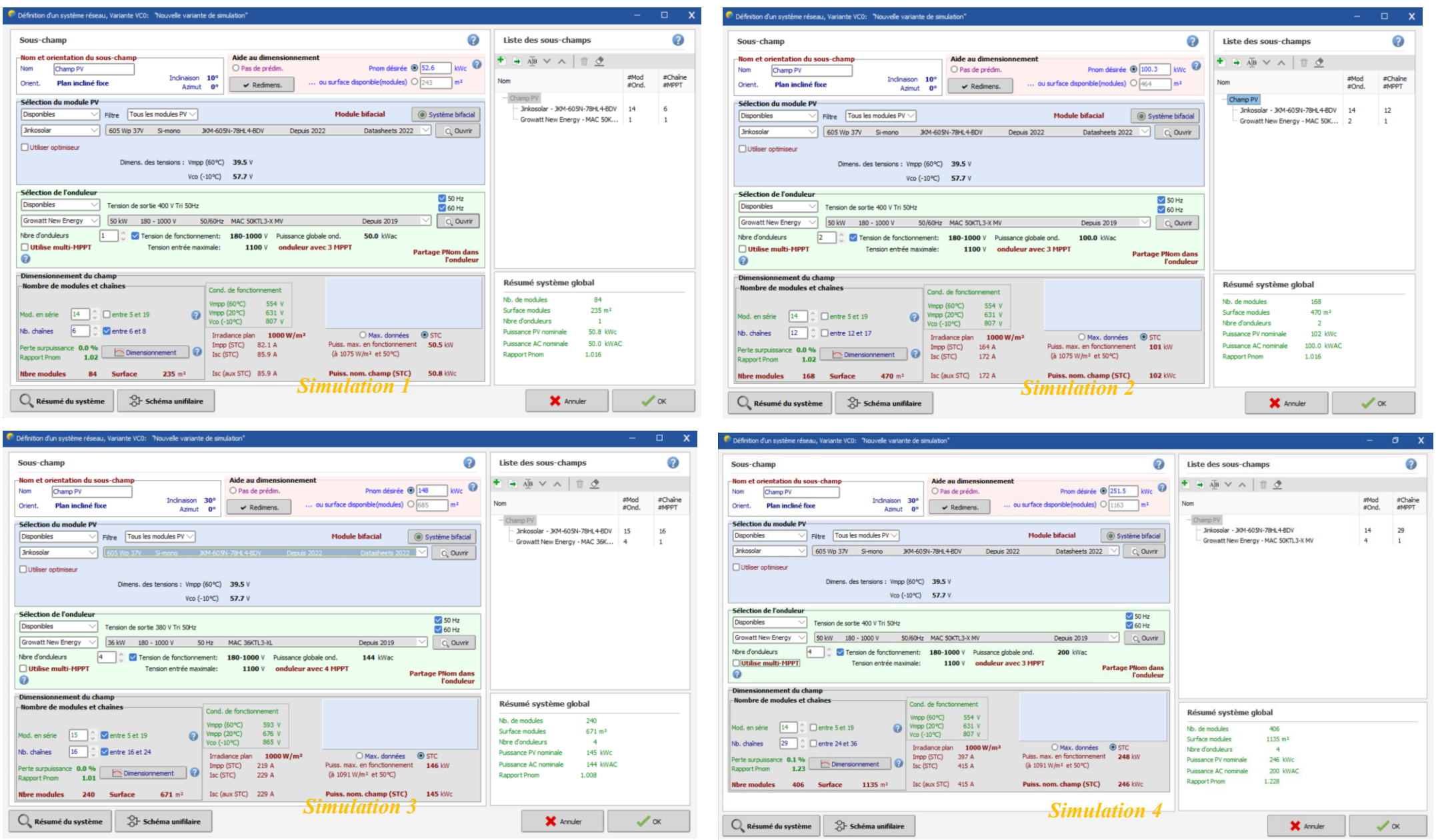


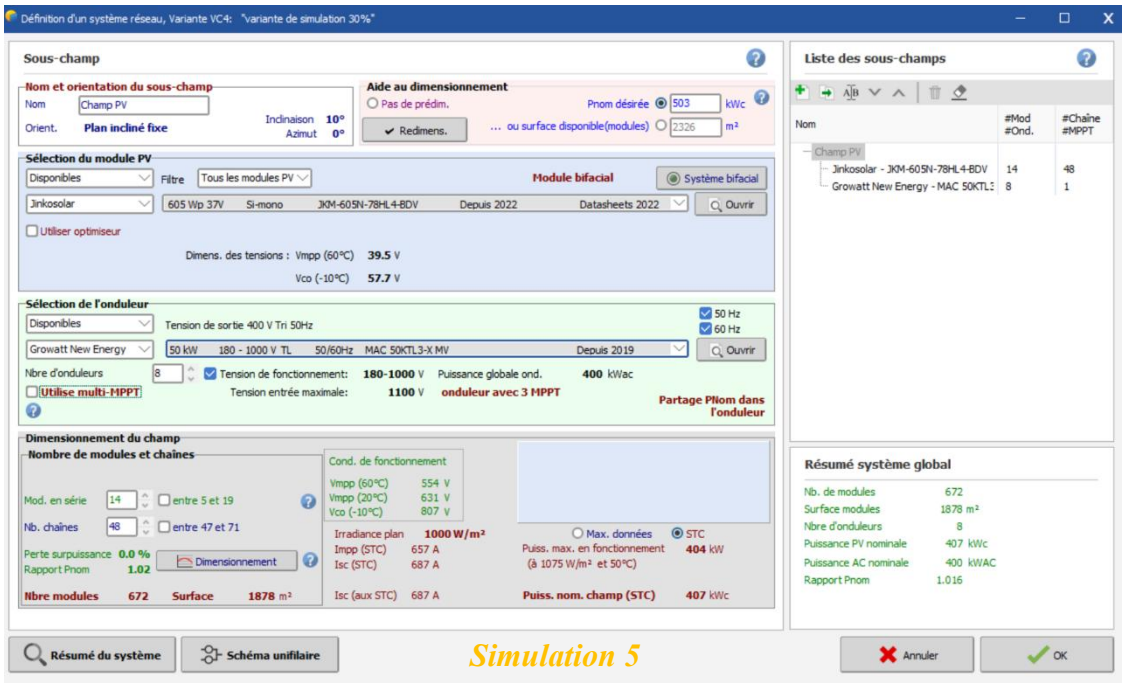
Annexe 13 : Schéma des différentes typologies





Annexe 14 : Paramètres de configuration sur PVsyst




Définition d'un système réseau, Variante VC4: "variante de simulation 30%"
Sous-champ
Nom et orientation du sous-champ
Nom Champ PV
Orient. Plan incliné fixe
Inclinaison 10°
Azimut 0°
Aide au dimensionnement
Pas de prédim.
Pnom désirée 503 kWc
Redimens.
... ou surface disponible(modules) 2326 m²
Sélection du module PV
Disponibles
Filtre Tous les modules PV
Module bifacial
Système bifacial
Jinkosolar
605 Wp 37V Si-mono JKM-605N-78HL4-BDV Depuis 2022 Datasheets 2022
Ouvrir
Utiliser optimiseur
Dimens. des tensions : Vmpp (60°C) 39.5 V
Vco (-10°C) 57.7 V
Sélection de l'onduleur
Disponibles
Tension de sortie 400 V Tri 50Hz
50 Hz
60 Hz
Growatt New Energy
50 kW 180 - 1000 V TL 50/60Hz MAC 50KTL3-X MV Depuis 2019
Ouvrir
Nbre d'onduleurs 8
Tension de fonctionnement: 180-1000 V
Puissance globale ond. 400 kWac
Utilise multi-MPPT
Tension entrée maximale: 1100 V
onduleur avec 3 MPPT
Partage Pnom dans l'onduleur
Dimensionnement du champ
Nombre de modules et chaines
Mod. en série 14 entre 5 et 19
Nb. chaines 48 entre 47 et 71
Perte surpuissance 0.0 %
Rapport Pnom 1.02
Dimensionnement
Nbre modules 672 Surface 1878 m²
Cond. de fonctionnement
Vmpp (60°C) 554 V
Vmpp (20°C) 631 V
Vco (-10°C) 807 V
Irradiance plan 1000 W/m²
Impp (STC) 657 A
Isc (STC) 687 A
Isc (aux STC) 687 A
Max. données
STC
Puiss. max. en fonctionnement (à 1075 W/m² et 50°C) 404 kW
Puiss. nom. champ (STC) 407 kWc
Liste des sous-champs
Nom
#Mod #Ond.
#Chaine #MPPT
Champ PV
Jinkosolar - JKM-605N-78HL4-BDV 14 48
Growatt New Energy - MAC 50KTL3 8 1
Résumé système global
Nb. de modules 672
Surface modules 1878 m²
Nbre d'onduleurs 8
Puissance PV nominale 407 kWc
Puissance AC nominale 400 kWAC
Rapport Pnom 1.016
Résumé du système
Schéma unifilaire
Simulation 5
Annuler
OK

SIMULATION 1

Annexe 15 : Résultats issus de la simulation réalisée via PVsyst

Projet: Projet usine d'hévéa de Bakassou B
Variante: Variante de simulation 1/3 PV

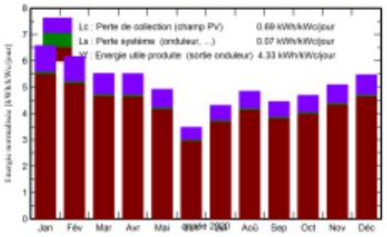
PVsyst V7.4.7
VC0, Simulé le :
05/01/26 17:09
avec V7.4.7

Résultats principaux

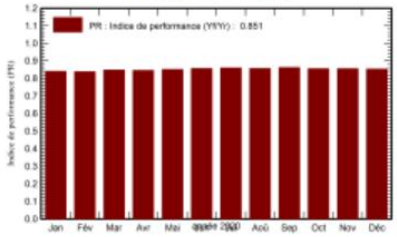
Production du système

Énergie produite	80520 kWh/an	Productible	1584 kWh/kWc/an
		Indice perf. PR	85.10 %

Productions normalisées (par kWp installé)



Indice de performance (PR)



Bilans et résultats principaux

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
Jan. 20	188.5	70.61	27.39	203.9	200.3	8837	8711	0.841
Fév. 20	170.5	75.15	28.47	178.8	175.4	7729	7616	0.838
Mars 20	169.9	90.45	27.47	171.3	167.7	7488	7378	0.848
Avr. 20	169.7	74.90	27.23	165.4	161.7	7219	7111	0.846
Mai 20	160.8	75.07	26.51	152.6	148.6	6705	6602	0.851
Juin 20	110.4	68.63	25.09	104.4	101.0	4624	4543	0.857
Juil. 20	141.1	84.27	24.72	133.7	129.3	5931	5841	0.860
Août 20	156.0	85.11	24.65	150.4	146.0	6647	6548	0.857
Sep. 20	134.4	89.03	25.06	133.7	129.8	5938	5851	0.861
Oct. 20	141.5	77.96	25.23	145.5	142.2	6422	6327	0.856
Nov. 20	144.2	72.55	25.40	152.7	149.5	6736	6639	0.855
Déc. 20	157.0	72.58	25.60	169.6	166.2	7459	7352	0.853
Année	1843.8	936.32	26.06	1861.8	1817.6	81734	80520	0.851

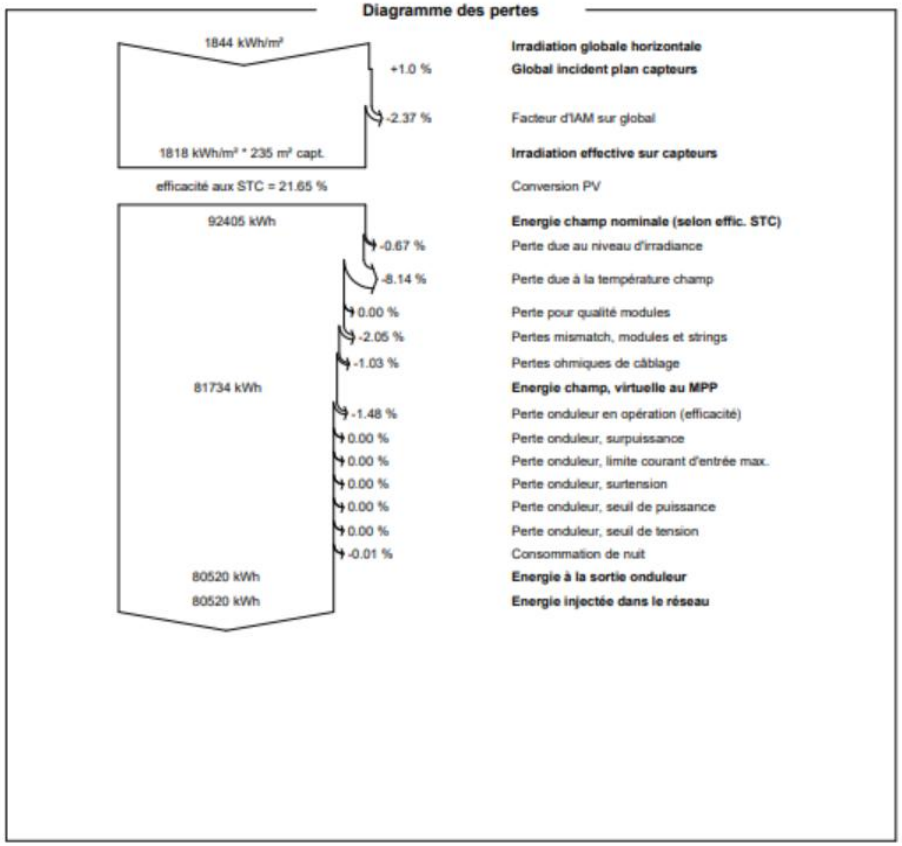
Légendes

GlobHor	Irradiation globale horizontale	EArray	Energie effective sortie champ
DiffHor	Irradiation diffuse horizontale	E_Grid	Energie injectée dans le réseau
T_Amb	Température ambiante	PR	Indice de performance
GlobInc	Global incident plan capteurs		
GlobEff	Global "effectif", corr. pour IAM et ombrages		

Projet: Projet usine d'hévéa de Bakassou B
Variante: Variante de simulation 1/3 PV

PVsyst V7.4.7
VC0, Simulé le :
05/01/26 17:09
avec V7.4.7

Diagramme des pertes



SIMULATION 2

PVsyst V7.4.7
VC1, Simulé le :
21/12/25 18:50
avec V7.4.7

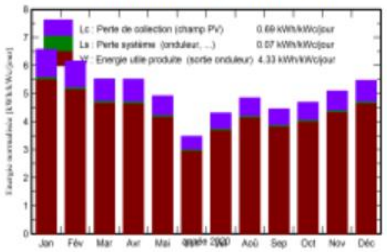
Projet: Projet usine d'hévéa de Bakassou B
Variante: variante de simulation 2/3 PV

Résultats principaux

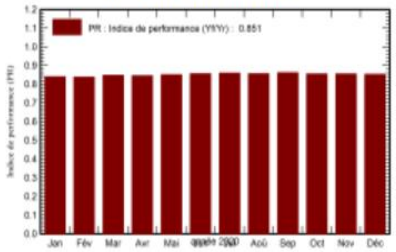
Production du système

Energie produite	161040 kWh/an	Productible	1584 kWh/kWc/an
		Indice perf. PR	85.10 %

Productions normalisées (par kWp installé)



Indice de performance (PR)



Bilans et résultats principaux

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
Jan. 20	188.5	70.61	27.39	203.9	200.3	17674	17423	0.841
Fév. 20	170.5	75.15	28.47	178.8	175.4	15458	15233	0.838
Mars 20	169.9	90.45	27.47	171.3	167.7	14976	14756	0.848
Avr. 20	169.7	74.90	27.23	165.4	161.7	14438	14222	0.846
Mai 20	160.8	75.07	26.51	152.6	148.6	13409	13205	0.851
Juin 20	110.4	68.63	25.09	104.4	101.0	9247	9086	0.857
Jui. 20	141.1	84.27	24.72	133.7	129.3	11862	11682	0.860
Août 20	156.0	85.11	24.65	150.4	146.0	13293	13096	0.857
Sep. 20	134.4	89.03	25.06	133.7	129.8	11875	11702	0.861
Oct. 20	141.5	77.96	25.23	145.5	142.2	12844	12654	0.856
Nov. 20	144.1	72.55	25.40	152.7	149.5	13473	13278	0.855
Déc. 20	157.0	72.58	25.60	169.6	166.2	14918	14705	0.853
Année	1843.8	936.32	26.06	1861.8	1817.6	163467	161040	0.851

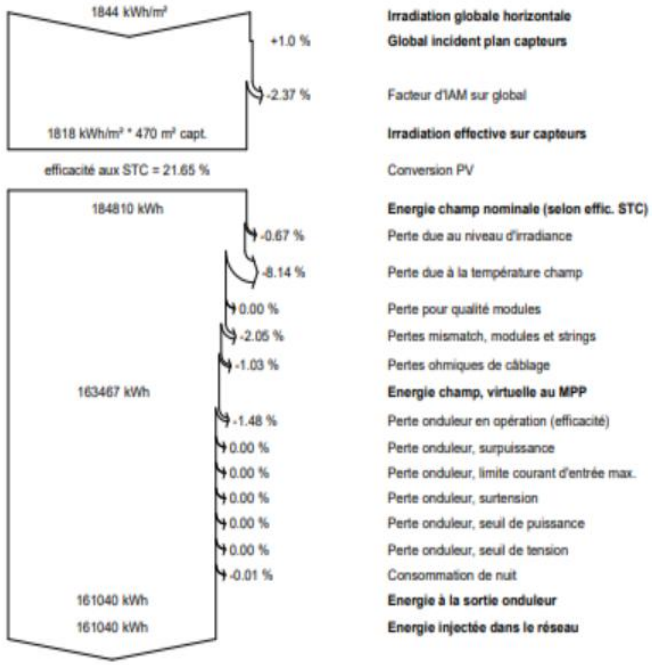
Légendes

GlobHor	Irradiation globale horizontale	EArray	Energie effective sortie champ
DiffHor	Irradiation diffuse horizontale	E_Grid	Energie injectée dans le réseau
T_Amb	Température ambiante	PR	Indice de performance
GlobInc	Global incident plan capteurs		
GlobEff	Global "effectif", corr. pour IAM et ombrages		

PVsyst V7.4.7
VC1, Simulé le :
21/12/25 18:50
avec V7.4.7

Projet: Projet usine d'hévéa de Bakassou B
Variante: variante de simulation 2/3 PV

Diagramme des pertes



SIMULATION 3

PVsyst V7.4.7
VC2, Simulé le :
30/12/25 14:49
avec V7.4.7

Projet: Projet usine d'hévéa de Bakassou B
Variante: variante de simulation 3/3 PV

Résultats principaux

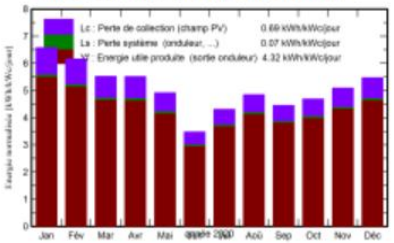
Production du système

Energie produite 229772 kWh/an

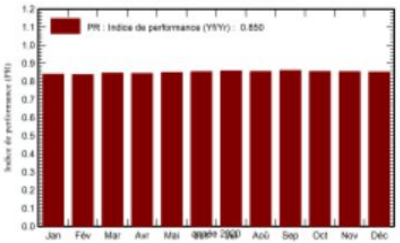
Productible 1582 kWh/kWc/an

Indice perf. PR 85.00 %

Productions normalisées (par kWp installé)



Indice de performance (PR)



Bilans et résultats principaux

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
Jan. 20	188.5	70.61	27.39	203.9	200.3	25261	24872	0.840
Fév. 20	170.5	75.15	28.47	178.8	175.4	22093	21740	0.838
Mars 20	169.9	90.45	27.47	171.3	167.7	21406	21054	0.846
Avr. 20	169.7	74.90	27.23	165.4	161.7	20636	20287	0.845
Mai 20	160.8	75.07	26.51	152.6	148.6	19166	18832	0.850
Juin 20	110.4	68.63	25.09	104.4	101.0	13217	12940	0.854
Jui. 20	141.1	84.27	24.72	133.7	129.3	16955	16666	0.859
Août 20	156.0	85.11	24.65	150.4	146.0	19000	18684	0.856
Sep. 20	134.4	89.03	25.06	133.7	129.8	16973	16698	0.860
Oct. 20	141.5	77.96	25.23	145.5	142.2	18358	18057	0.855
Nov. 20	144.1	72.55	25.40	152.7	149.5	19257	18952	0.855
Déc. 20	157.0	72.58	25.60	169.6	166.2	21322	20991	0.852
Année	1843.8	936.32	26.06	1861.8	1817.6	233644	229772	0.850

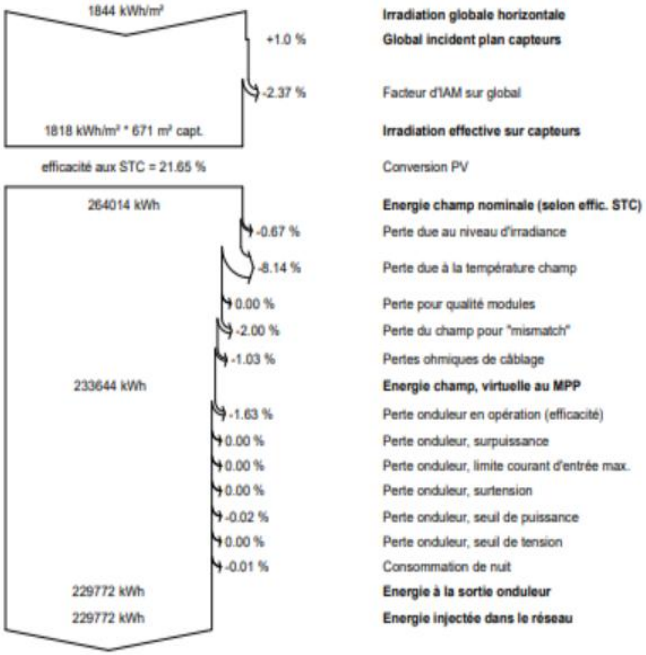
Légendes

GlobHor	Irradiation globale horizontale	EArray	Energie effective sortie champ
DiffHor	Irradiation diffuse horizontale	E_Grid	Energie injectée dans le réseau
T_Amb	Température ambiante	PR	Indice de performance
GlobInc	Global incident plan capteurs		
GlobEff	Global "effectif", corr. pour IAM et ombrages		

PVsyst V7.4.7
VC2, Simulé le :
30/12/25 14:49
avec V7.4.7

Projet: Projet usine d'hévéa de Bakassou B
Variante: variante de simulation 3/3 PV

Diagramme des pertes



SIMULATION 4

PVsyst V7.4.7
VC3, Simulé le :
30/12/25 14:54
avec V7.4.7

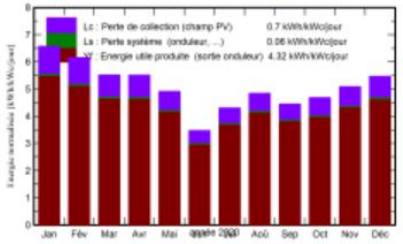
Projet: Projet usine d'hévéa de Bakassou B
Variante: variante de simulation 15%

Résultats principaux

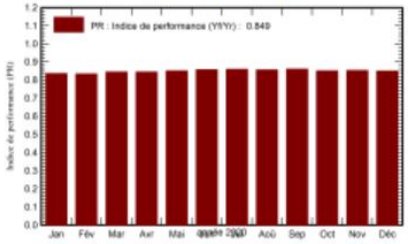
Production du système

Energie produite	388120 kWh/an	Productible	1580 kWh/kWc/an
		Indice perf. PR	84.87 %

Productions normalisées (par kWp installé)



Indice de performance (PR)



Bilans et résultats principaux

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
Jan. 20	188.5	70.61	27.39	203.9	200.3	42479	41861	0.836
Fév. 20	170.5	75.15	28.47	178.8	175.4	37150	36602	0.834
Mars 20	169.9	90.45	27.47	171.3	167.7	36085	35553	0.845
Avr. 20	169.7	74.90	27.23	165.4	161.7	34810	34289	0.844
Mai 20	160.8	75.07	26.51	152.6	148.6	32389	31902	0.851
Juin 20	110.4	68.63	25.09	104.4	101.0	22347	21981	0.857
Jui. 20	141.1	84.27	24.72	133.7	129.3	28656	28237	0.860
Août 20	156.0	85.11	24.65	150.4	146.0	32085	31618	0.856
Sep. 20	134.4	89.03	25.06	133.7	129.8	28677	28269	0.861
Oct. 20	141.5	77.96	25.23	145.5	142.2	30870	30417	0.851
Nov. 20	144.1	72.55	25.40	152.7	149.5	32469	31996	0.853
Déc. 20	157.0	72.58	25.60	169.6	166.2	35915	35395	0.850
Année	1843.8	936.32	26.06	1861.8	1817.6	393932	388120	0.849

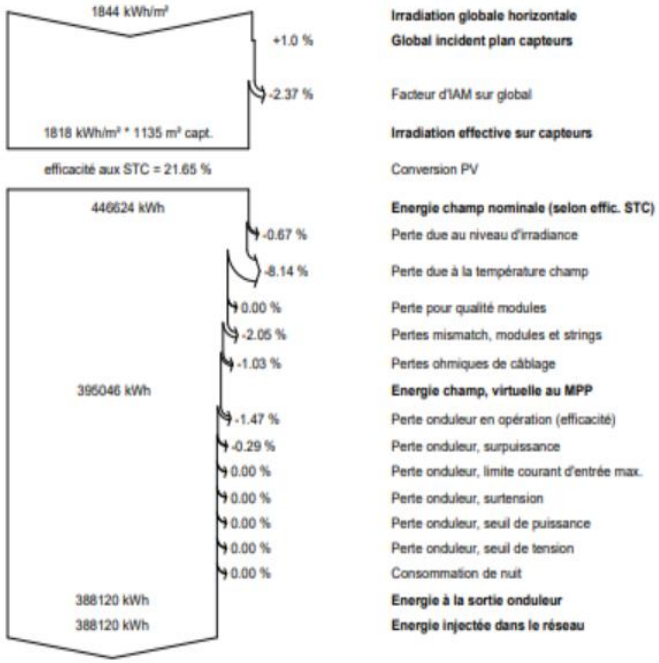
Légendes

GlobHor	Irradiation globale horizontale	EArray	Energie effective sortie champ
DiffHor	Irradiation diffuse horizontale	E_Grid	Energie injectée dans le réseau
T_Amb	Température ambiante	PR	Indice de performance
GlobInc	Global incident plan capteurs		
GlobEff	Global "effectif", corr. pour IAM et ombrages		

PVsyst V7.4.7
VC3, Simulé le :
30/12/25 14:54
avec V7.4.7

Projet: Projet usine d'hévéa de Bakassou B
Variante: variante de simulation 15%

Diagramme des pertes



SIMULATION 5

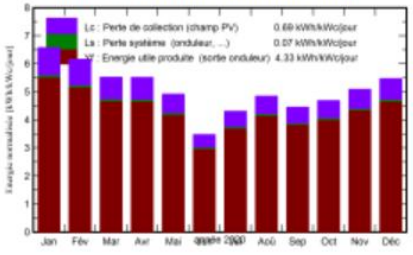
PVsyst V7.4.7
VC4, Simulé le :
21/12/25 19:11
avec V7.4.7

Projet: Projet usine d'hévéa de Bakassou B
Variante: variante de simulation 30%

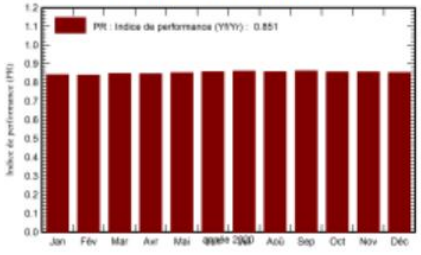
Résultats principaux

Production du système
Energie produite 805644 kWh/an
Productible 1585 kWh/kWc/an
Indice perf. PR 85.15 %

Productions normalisées (par kWp installé)



Indice de performance (PR)



Bilans et résultats principaux

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
Jan. 20	188.5	70.61	27.39	203.9	200.3	88415	87161	0.841
Fév. 20	170.5	75.15	28.47	178.8	175.4	77327	76205	0.839
Mars 20	169.9	90.45	27.47	171.3	167.7	74920	73820	0.848
Avr. 20	169.7	74.90	27.23	165.4	161.7	72225	71148	0.846
Mai 20	160.8	75.07	26.51	152.6	148.6	67079	66060	0.852
Juin 20	110.4	68.63	25.09	104.4	101.0	46260	45456	0.857
Juil. 20	141.1	84.27	24.72	133.7	129.3	59341	58443	0.860
Août 20	156.0	85.11	24.65	150.4	146.0	66499	65516	0.857
Sep. 20	134.4	89.03	25.06	133.7	129.8	59406	58540	0.862
Oct. 20	141.5	77.96	25.23	145.5	142.2	64254	63305	0.856
Nov. 20	144.1	72.55	25.40	152.7	149.5	67398	66427	0.856
Déc. 20	157.0	72.58	25.60	169.6	166.2	74628	73564	0.854
Année	1843.8	936.32	26.06	1861.8	1817.6	817754	805644	0.851

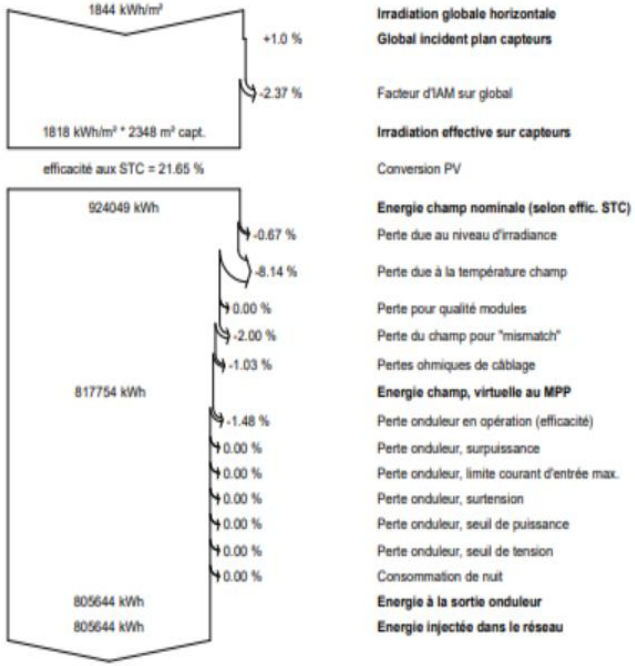
Légendes

GlobHor	Irradiation globale horizontale	EArray	Energie effective sortie champ
DiffHor	Irradiation diffuse horizontale	E_Grid	Energie injectée dans le réseau
T_Amb	Température ambiante	PR	Indice de performance
GlobInc	Global incident plan capteurs		
GlobEff	Global "effectif", corr. pour IAM et ombrages		

PVsyst V7.4.7
VC4, Simulé le :
21/12/25 19:11
avec V7.4.7

Projet: Projet usine d'hévéa de Bakassou B
Variante: variante de simulation 30%

Diagramme des pertes



Annexe 16 : Devis de l'installation de la ligne aéro-souterraine HTA/BT

N°	DESIGNATION	UNITE	QUANTITE	FOURNITURES		TRAVAUX		FOUNITURE ET POSE
				PRIX UNITAIRE	PRIX TOTAL	PRIX UNITAIRE	PRIX TOTAL	
I	**ETUDES**							
	Relevés d'itinéraire au 1/5000	km	6		-	36 000	226 440	226 440
	Relevés du profil en long 1/2500	km	6		-	114 000	717 060	717 060
	Etude mécanique ligne HTA	km	6		-	9 488	59 678	59 678
	Report définitif sur calque ligne HTA	km	6		-	4 066	25 576	25 576
	Piquetage HTA	km	6		-	51 170	321 859	321 859
	Etablissement plan d'exécution HTA	km	6		-	260 000	1 635 400	1 635 400
	Etablissement plan conforme HTA	km	6		-	24 450	153 791	153 791
	Tirage plans	m²	11		-	1 822	20 042	20 042
	Dossier technique en 11 exemplaires	u	1		-	94 478	94 478	94 478
							Sous total I	3 254 324
II	**RESEAU HTA AERIEN**							
	Poteau béton 12/400	u	68	205 120	13 948 174	79 240	5 388 320	19 336 494
	Poteau béton 12/1250	u	4	362 760	1 451 041	118 281	473 124	1 924 165
	Câble Almélec 54,6 mm² hors agglomération	km	24	900 900	21 621 600	91 639	2 199 336	23 820 936
	Nappe Voûte NV1 60-60	u	68	106 000	7 208 000	6 526	443 768	7 651 768
	Herse d'ancrage simple	u	1	110 000	110 000	6 526	6 526	116 526
	Herse d'ancrage double	u	3	140 000	420 000	6 526	19 578	439 578
	Chaîne isolateur composite à 3 éléments	u	219	49 550	10 851 450	972	212 868	11 064 318
	Rallonge d'ancrage	u	12	5 409	64 912	209	2 508	67 420
	Ponts de raccordement < 93,3 mm²	u	1	5 158	5 158	1 557	1 557	6 715
	Ensemble de trois parafoudres 36 KV	u	3	287 100	861 300	16 662	49 986	911 286

N°	DESIGNATION	UNITE	QUANTITE	FOURNITURES		TRAVAUX		FOUNITURE ET POSE
				PRIX UNITAIRE	PRIX TOTAL	PRIX UNITAIRE	PRIX TOTAL	
	Prise de terre par piquet	u	1	7 862	7 862	10 604	10 604	18 466
	Pince d'alignement 54,6 mm²	u	204	8 146	1 661 784	347	70 788	1 732 572
	Pince d'ancrage 54,6 mm²	u	12	10 899	130 788	347	4 164	134 952
	IACM 33 kV	u	1	1 815 000	1 815 000	59 704	59 704	1 874 704
	Plateforme de manœuvre	Ens	1	13 853	13 853	12 447	12 447	26 300
	Terre des masses IACM	Ens	1	108 511	108 511	33 947	33 947	142 458
							Sous total II	69 268 657
III	**Fouille HTA**							
	Boisage jointif d'une fouille	m^3	36		-	9 272	333 792	333 792
	Plus Valu (PV) pour fouille en terrain dur	m^3	20		-	14 743	294 860	294 860
	PV pour fouille au compresseur	m^3	30		-	29 547	886 410	886 410
	Volume de béton supplémentaire	m^3	18		-	51 430	925 740	925 740
	Indemnité de coupure	u	3		-	31 935	95 805	95 805
	Numérotation peinte au pochoir (peinture comprise)	u	80		-	347	27 760	27 760
	Ouverture manuelle de layon	km	7		-	341 420	2 389 940	2 389 940
	Ouverture manuelle de pistes d'accès	km	7		-	45 000	315 000	315 000
	Ouverture de layon au bull	km	7		-	900 000	6 300 000	6 300 000
	Ouverture de pistes d'accès au bull	km	7		-	270 000	1 890 000	1 890 000
							Sous total III	13 459 307
IV	**RESEAU HTA SOUTERRAIN**							
	Ouverture de tranchée 0,50 x 0,80	m	20		-	1 550	31 000	31 000
	Fouille entrée poste	m	20		-	1 860	37 200	37 200
	Volume de terre	m3	8		-	5 100	40 800	40 800

N°	DESIGNATION	UNITE	QUANTITE	FOURNITURES		TRAVAUX		FOUNITURE ET POSE
				PRIX UNITAIRE	PRIX TOTAL	PRIX UNITAIRE	PRIX TOTAL	
	Sable d'apport	m3	32	8 505	272 160	860	27 520	299 680
	Evacuation de déblais	m3	8		-	1 746	13 968	13 968
	Grillage avertisseur 0,40 m	m	20	315	6 300	23	460	6 760
	Fourreau "RYB" 160 HD	m	20	4 361	87 210	323	6 460	93 670
	Fourreau "RYB" 214	m	20	6 200	124 000	323	6 460	130 460
	Borne de repérage	u	5	1 350	6 750	983	4 915	11 665
	Câble HTA CIS - 18/36 KV 3 x 240 mm²	km	1	31 250 000	23 437 500	472 000	354 000	23 791 500
	Remontée aéro-souterraine	u	3	22 059	66 177	25 124	75 372	141 549
	Obturation pénétration	u	1		-	6 314	6 314	6 314
	Extrémité intérieure	u	12	160 920	1 931 040	15 100	181 200	2 112 240
	Extrémité extérieure	u	12	220 680	2 648 160	15 100	181 200	2 829 360
							Sous total IV	29 546 166
V	**EQUIPEMENT DE POSTES**							
	Equipement				-		-	-
	Génie civil poste 12 TS type CI-ENERGIES	Ens	1		-	4 500 000	4 500 000	4 500 000
	Cellule arrivée réseau (IM 36 kV/630kV)	u	2	6 100 000	12 200 000	41 400	82 800	12 282 800
	Cellule protection transfo (PM 36 kV/630kV)	u	1	7 200 000	7 200 000	16 560	16 560	7 216 560
	Cellule de comptage HTA type TT	u	1	9 300 000	9 300 000	170 000	170 000	9 470 000
	Cellule Disjoncteur type DM2	u	1	19 100 000	19 100 000	170 000	170 000	19 270 000
	Fourniture de serrure Bricard	u	1	195 000	195 000		-	195 000
	Câble HTA unipolaire 300 mm² Cu	m	5	29 500	147 500		-	147 500
	Transformateur 1000 kVA 33/0,4 kV	u	1	12 240 000	12 240 000	200 000	200 000	12 440 000
							Sous total V	65 521 860

N°	DESIGNATION	UNITE	QUANTITE	FOURNITURES		TRAVAUX		FOUNITURE ET POSE
				PRIX UNITAIRE	PRIX TOTAL	PRIX UNITAIRE	PRIX TOTAL	
VI	**Accessoires**							
	Transport transformateur	u	1		-	50 000	50 000	50 000
	Transport cellules	Ens	2		-	16 200	32 400	32 400
	Raccordement cellule arrivée	Ens	6		-	5 400	32 400	32 400
	Mise en place câble HTA en caniveau	u	6	6 840	41 040	2 070	12 420	53 460
	Extrémité cellule protection	u	12	54 900	658 800	10 350	124 200	783 000
	Bornes embrochables	u	12	189 000	2 268 000	10 800	129 600	2 397 600
	Accessoires mise en place TGBT	Ens	1	5 400	5 400	10 350	10 350	15 750
	Mise en place câble BTA transfo-TGBT	u	1	81 900	81 900	23 400	23 400	105 300
	Raccordement câble BTA transfo-TGBT	u	4	90 900	363 600	9 900	39 600	403 200
	Raccordement câble départ BTA	u	4	10 800	43 200	4 320	17 280	60 480
	Raccordement câble départ EP	u	4	1 125	4 500	441	1 764	6 264
	Circuit terre des masses	u	1	54 900	54 900	17 100	17 100	72 000
	Chemin de câbles	m	6	3 870	23 220	540	3 240	26 460
	Prise de terre	u	1	92 700	92 700	49 500	49 500	142 200
	Circuit terre neutre	u	1	37 800	37 800	4 320	4 320	42 120
	Borne de contrôle	u	6	7 110	42 660	2 160	12 960	55 620
	Eclairage du poste 2 x 100 w	u	3	14 400	43 200	2 700	8 100	51 300
	Affichages réglementaires	u	1	27 900	27 900	8 640	8 640	36 540
	Grillage pare-insecte	u	1	54 900	54 900	18 900	18 900	73 800
	Cellule photoélectrique	u	2	123 300	246 600	10 170	20 340	266 940
	Tableau EP 3 x 30 A	u	1	522 000	522 000	10 800	10 800	532 800
							Sous total VI	5 239 634
VII	**ECLAIRAGE PUBLIC**							

N°	DESIGNATION	UNITE	QUANTITE	FOURNITURES		TRAVAUX		FOUNITURE ET POSE
				PRIX UNITAIRE	PRIX TOTAL	PRIX UNITAIRE	PRIX TOTAL	
	Lanternes SHP 250 W	u	12	128 000	1 536 000	15 967	191 604	1 727 604
	Crosse EP 1,2 m	u	12	14 500	174 000	14 500	174 000	348 000
	Ferrure fixation EP	u	12	1 843	22 116	1 347	16 164	38 280
	Fourniture équipement lanterne crosse 1,2 m	u	12	9 260	111 116		-	111 116
	Fourniture pour pose coffret EP	Ens	6	72 717	436 301		-	436 301
	Fourniture pour pose cellule photoélectrique	u	3	10 156	30 469		-	30 469
	Coffret EP monophasé	u	1	342 000	342 000	24 569	24 569	366 569
	Cellule photo	u	2	93 826	187 652	13 283	26 566	214 218
							Sous total VII	3 272 557
VIII	**GROUPE ELECTROGENE**							
	Groupe 500 kVA	Ens	2		-		-	-
	Confection de plate-forme	Ens	1		-	900 000	900 000	900 000
	Confection d'abri type CI-ENERGIES	u	1		-	1 150 000	1 150 000	1 150 000
	Fourniture pour installation GE	u	1	1 700 000	1 700 000		-	1 700 000
	Raccordement du groupe à la cuve	Ens	2		-	190 000	380 000	380 000
	Raccordement au réseau BTA	Ens	4		-	90 000	360 000	360 000
	Passage de câble d'alimentation batterie	m	4		-	13 500	54 000	54 000
	Pose et fixation d'appareillage	u	2		-	108 000	216 000	216 000
	Pose et fixation du groupe	u	2		-	180 000	360 000	360 000
	Confection de terre CI-ENERGIES	u	2	135 000	270 000	85 000	170 000	440 000
							Sous total VIII	5 560 000
Totaux								195 122 505

N°	DESIGNATION	UNITE	QUANTITE	FOURNITURES		TRAVAUX		FOUNITURE ET POSE
				PRIX UNITAIRE	PRIX TOTAL	PRIX UNITAIRE	PRIX TOTAL	
TVA							**18%**	35 122 051
Montant du Projet TTC								**230 244 555**

Annexe 17 : Devis de l'installation de la source photovoltaïque

N°	Désignation	Unité	Quantité	Prix unitaire	Prix total
SIMULATION 1					
I.1	**Modules PV**				
	JinKo Solar 72HL4-(V) 605 Watt	u	84	250 000	21 000 000
I.2	**Support de fixation**	u	84	75 000	6 300 000
I.3	**Onduleur hybride**				
	GroWatt WIT 50K-XHU	u	1	2 234 186	2 234 186
I.4	**Batterie**				
	GroWatt ARK 25.6L-A1 Battery System	u	9	584 400	5 259 600
I.5	**Protection et Accessoire**	Ens	1	5 219 068	5 219 068
Total					40 012 854
Taxe				18%	7 202 314
Total Net					47 215 168
SIMULATION 2					
I.1	**Modules PV**				
	JinKo Solar 72HL4-(V) 605 Watt	u	168	250 000	42 000 000
I.2	**Support de fixation**	u	168	75 000	12 600 000
I.3	**Onduleur hybride**				
	GroWatt WIT 50K-XHU	u	2	2 234 186	4 468 372
I.4	**Batterie**				
	GroWatt ARK 25.6L-A1 Battery System	u	9	584 400	5 259 600
I.5	**Protection et Accessoire**	Ens	1	9 649 196	9 649 196
Total					73 977 168
Taxe				18%	13 315 890
Total Net					87 293 058
SIMULATION 3					
I.1	**Modules PV**				
	JinKo Solar 72HL4-(V) 605 Watt	u	240	250 000	60 000 000
I.2	**Support de fixation**	u	240	75 000	18 000 000
I.3	**Onduleur hybride**				
	GroWatt WIT 36K-XHU	u	4	935 329	3 741 316
I.4	**Batterie**				

N°	Désignation	Unité	Quantité	Prix unitaire	Prix total
	GroWatt ARK 25.6L-A1 Battery System	u	9	584 400	5 259 600
I.5	**Protection et Accessoire**	u	1	13 050 137	13 050 137
Total					100 051 053
Taxe	18%				18 009 190
Total Net					118 060 243
SIMULATION 4					
I.1	**Modules PV**				
	JinKo Solar 72HL4-(V) 605 Watt	u	406	250 000	101 500 000
I.2	**Support de fixation**	u	406	75 000	30 450 000
I.3	**Onduleur hybride**				
	GroWatt WIT 50K-XHU	u	4	2 234 186	8 936 744
I.5	**Protection et Accessoire**	Ens	1	21 133 012	21 133 012
Total					162 019 756
Taxe	18%				29 163 556
Total Net					191 183 312
SIMULATION 5					
I.1	**Modules PV**				
	JinKo Solar 72HL4-(V) 605 Watt	u	840	250 000	210 000 000
I.2	**Support de fixation**	u	840	75 000	63 000 000
I.3	**Onduleur hybride**				
	GroWatt WIT 50K-XHU	u	5	4 214 247	21 071 235
I.5	**Protection et Accessoire**	Ens	1	44 110 685	44 110 685
Total					338 181 920
Taxe				18%	60 872 746
Total Net					399 054 666

Annexe 18 : Identification, évaluation, et les mesures de gestion environnemental et social des impacts potentiels

Phase du projet	Activité source d'impact	Entité impacté	Description de l'impact	Critère d'évaluation de l'impact			Type et mesure d'atténuation
				Intensité et durée	Nature	Etendue	
AU NIVEAU ENVIRONNEMENTAL							
Pré-construction	Déboisement, défrichement et élagage d'arbre	Végétation, et les animaux	L'abattage des arbres pour la construction de la ligne entrainant la destruction de l'habitat naturel et perte de la biodiversité des espèces végétales	Moyenne, Courte	Négatif	Locale	**Préventive** : Inventaire de la biodiversité pour identifier les espèces rares. **Compensatrice** : Replantation d'arbre dans la zone environnante ou dans une aire protégée à proximité.
	Fouille des fondations des supports	Sol	Le creux dans le sol effectuer pour l'implantation des supports de la ligne favorisant l'érosion du sol	Moyenne, Courte	Négatif	Locale	**Préventive** : Etude du sol avant implantation pour l'identification des zones sensibles à l'érosion **Corrective** : Compactage du sol après implantation pour restaurer sa stabilité

Phase du projet	Activité source d'impact	Entité impacté	Description de l'impact	Critère d'évaluation de l'impact			Type et mesure d'atténuation
				Intensité et durée	Nature	Etendue	
	Utilisation des véhicules pour le transport des matériaux	L'air ambiant,	Le déplacement des engins pour le déplacement des matériaux et l'installation des supports occasionnant les émissions de gaz et de la poussière polluant l'atmosphère et la nuisance sonore.	Moyenne, Longue	Négatif	Locale	**Préventive** : Entretien régulier des engins pour minimiser les émissions de gaz **Corrective** : Arrosage des voies pour réduire les émissions de poussière et limitation de vitesse pour réduire les nuisances sonores.
Construction	Implantation des supports et Installation des lignes aériennes	Sols,	Présence de corps étrangers perturbant la végétation	Moyenne, Courte	Négatif	Locale	**Préventive** : Sensibiliser le personnel à l'importance du nettoyage du site **Corrective** : Nettoyage régulier du site pour éviter l'accumulation des déchets.
	Utilisation des véhicules pour	L'air ambiant,	Le déplacement des engins pour le	Faible, Courte	Négatif	Locale	**Préventive** : Entretien régulier des engins pour

Phase du projet	Activité source d'impact	Entité impacté	Description de l'impact	Critère d'évaluation de l'impact			Type et mesure d'atténuation
				Intensité et durée	Nature	Etendue	
	l'implantation des supports pour la ligne aérienne	confort auditif	déplacement des matériaux et l'installation des supports occasionnant les émissions de gaz et de la poussière polluant l'atmosphère et la nuisance sonore pouvant gêner la faune et la flore.				minimiser les émissions de gaz **Corrective** : Arrosage des voies pour réduire les émissions de poussière et limitation de vitesse pour réduire les nuisances sonores. Et création de corridor fauniques pour préserver les habitats et les migrations
	L'implantation des supports de panneaux et leurs montage	Confort auditif	Perturbation de l'écosystème pouvant affecter les espèces à proximité	Moyenne, Courte	Négatif	Locale	**Corrective :** Suivi écologique pendant et après l'activité pour s'assurer de la préservation de l'écosystème.
Démantèlement	Gestion des déchets	Sols	Générations des carcasses, ferraillages et les rebus pouvant contaminer le sol locale	Forte, Longue	Négatif	Locale	Corrective : Nettoyage et tri régulier des déchets du site pour éviter leurs accumulations

Phase du projet	Activité source d'impact	Entité impacté	Description de l'impact	Critère d'évaluation de l'impact			Type et mesure d'atténuation
				Intensité et durée	Nature	Etendue	
Exploitation	Transport du produit fini	Confort auditif	La réduction de bruit dû au rapprochement de l'usine de la matière première affectant la faune sur le tronçon du voyage.	Moyenne, Longue	Positif	Locale	**Valorisation** : Suivi des populations fauniques pour évaluer l'efficacité de l'initiative.
	Exploitation de l'usine	L'atmosphère	Réduction des émissions de gaz à effet de serre	Forte, Longue	Positif	Locale	**Valorisation** : Déclaration des réductions pour démontrer l'impact positif pour encourager son adoption
AU NIVEAU SOCIAL							
Pré-construction	Entretien avec la population locale	Populations détenant des portions de terre	Demander une portion ou dédommagé la population détenant des portions traversés	Forte, Courte	Positif	Locale	**Préventive** : Identifier au préalable les propriétaires terriens impacté par le projet en accord avec les chefs coutumiers. **Corrective** : Négociation individuelle pour déterminer

Phase du projet	Activité source d'impact	Entité impacté	Description de l'impact	Critère d'évaluation de l'impact			Type et mesure d'atténuation
				Intensité et durée	Nature	Etendue	
							les indemnisations ou les échanges
	Installation des différents chantiers	Population locale	Créer de façon temporaire de l'emploi locale	Forte, Courte	Positif	Locale	**Valorisation** : Recrutement local pour maximiser les bénéfices pour les communautés environnantes
Construction	Montage des supports et pose de câbles électriques de la ligne puis le montage des panneaux	Population locale Confort auditive	Création d'emploi temporaire et Perturbation auditive pour les ménages à proximité	Moyenne, Courte	Négatif	Locale	**Valorisation** : Recrutement locale **Corrective** : Déclaration des horaires de travaux et port des équipements de protection auditive pour les travailleurs
	Utilisation des véhicules pour l'implantation des supports pour la ligne	Activités agricoles et de transport	Gêne pour les pour les pratiques agricoles et de transport local	Forte, Courte	Négatif	Locale	**Compensatrice** : Compensation financière pour les pertes de récolte **Corrective** : Aménager le passage pour préserver les

Phase du projet	Activité source d'impact	Entité impacté	Description de l'impact	Critère d'évaluation de l'impact			Type et mesure d'atténuation
				Intensité et durée	Nature	Etendue	
	aérienne						conditions de transport
Démantèlement	Gestion des déchets	Populations locales, Ouvriers	Risque d'accident lié aux travaux de démontage des engins	Moyenne, Courte	Négatif	Locale	**Préventive** : Formation et port obligatoire d'EPI pour les opérateurs **Corrective** : Délimitation de la zone de sécurité
Exploitation	Transport du produit fini	Confort olfactif	Réduction de la pollution olfactive par le rapprochement de la matière première à la zone de transformation	Forte, Longue	Positif	Régionale	**Valorisation** : Etude olfactive pour mesurer l'impact positif et la communication sur la réduction des odeurs pour encourager son adoption
	Récolte et exploitation de l'industrie	Population locale	Réduction du taux de chômage pendant l'exploitation de l'usine	Forte, Longue	Positif	Locale	**Valorisation** : Création d'emplois directs et indirects dans différents secteurs

Ce volet a pour objectif de présenter les équipements nécessaires pour la conception de notre système depuis les sources de production jusqu'à l'alimentation du site ainsi que leur processus d'installation dans le respect des normes technique et de sécurité. Ce sont principalement le réseau public CIE, groupe électrogène, le champ PV et les batteries de stockage

I. RESEAU PUBLIC CIE

1. Installation du chantier et des supports avec leur armement

Après approbation de la Direction Régional de la CIE de la zone, pour la connexion au réseau HTA existant le plus proche. L'installation du chantier sera effectuée suivie de l'installation des poteaux. Nous avons entre autres des poteaux, Pour se faire, nous feront recourt à différent types de poteaux qui sont :

Le support de dérivation : comme son nom l'indique il est mis en place pour effectuer une dérivation du courant électrique jusqu'à notre site.



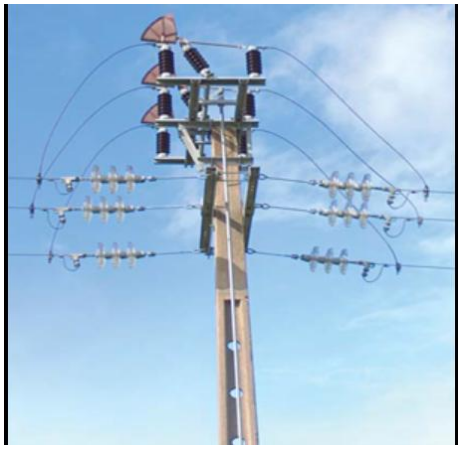
Le support d'alignement : ce sont les supports qui acheminent sur une portion rectiligne l'électricité par le biais des câbles à notre site tout en s'assurant de sa hauteur minimale.



Le support d'ancrage : est un support utilisé dans les zones accidentés où dans des zones à angle dérivation important il est installé à chaque deux kilomètres dans le transport de la ligne aérienne



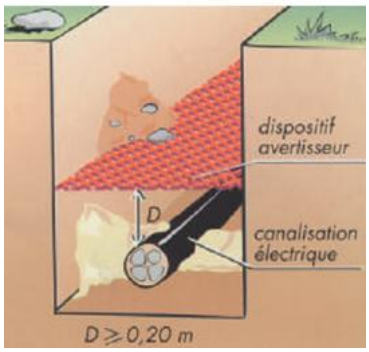
Le support d'IACM : il est installé sur un support d'ancrage à chaque canton pour faciliter les maintenances qui pourraient subvenir sur la ligne.



Les supports d'arrêt : Il est installé à la fin ou en début de ligne en garantissant la sécurité mécanique de la ligne aérienne



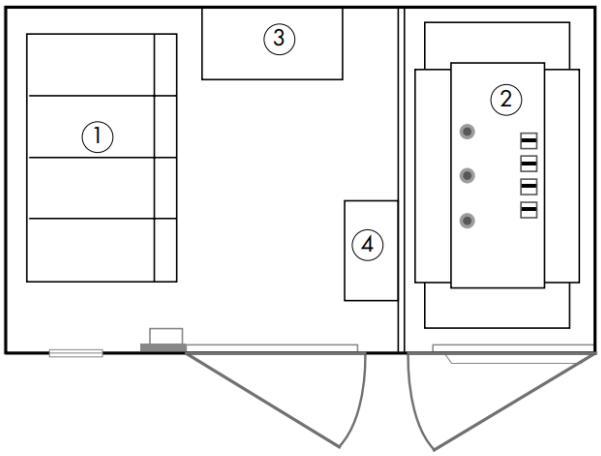
Pour le transport en souterrain jusqu'au poste de transformation, les câbles CIS de 240mm² seront utilisés, un sable d'apport pour éviter la pause directe sur la terre pouvant blesser le câble après la fouille ainsi que la grille avertisseuse.



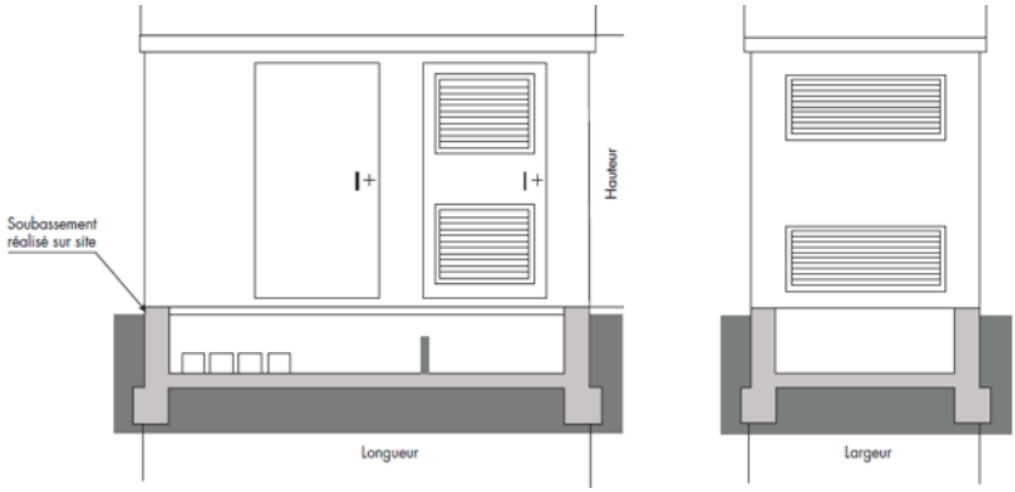
2. La construction du poste de livraison

Le poste de livraison est construit sur la base du choix du transformateur via le bilan de puissance. Dans notre cas il sera construit une cabine maçonnée à deux compartiments. Selon le guide technique N°1 de CI-Energies,

- les murs du poste devront avoir une résistance mécanique suffisante conforme à la norme NF C 11-201 ;
- tous défauts d'étanchéité du plafond ou risque d'infiltration d'eau doivent être exclus ;
- le sol doit être conçu pour supporter des charges d'au moins égales à 5000 daN/m²,
- être en béton armé avec fers à béton de 4 mm de diamètre constituant un quadrillage de mailles de 0,3 x 0,5 m maximal
- un interrupteur étanche près de la porte ;
- deux hublots ronds antichocs avec lampe ayant un éclairement suffisant (≥100 lux) ;
- une prise de courant
- Afin de permettre une bonne aération des postes, chaque poste doit être constitué d'au moins deux aérations, une haute et une basse ; leur nombre sera fonction du volume, des appareillages et de l'environnement immédiat de l'ouvrage



1. Ensemble cellules SM6
2. Transformateur
3. Disjoncteur Masterpact
4. Coffret de télécommande du transformateur



Longueur : 4m Largeur : 2 ,6m Hauteur : 2,55m.

Notons que ces dimensions ont été défini par les normes UTE C13-100 pour les postes de livraison alimentés par un réseau de distribution publique MT jusqu'à 33 kV et UTE C13-200 qui définit les règles complémentaires pour sites industriels, tertiaires et agricoles concernant les installations à haute tension. Ces normes définissent les dimensions minimales, les dispositions de sécurité, espaces de manœuvre, ventilation, et exigences de protection pour la structure et le génie civil du poste de transformation.

3. Mise à la terre

La mise à la terre des équipements d'un poste de livraison est essentielle pour assurer la sécurité du personnel, la protection des équipements et la continuité du service électrique. Elle consiste à relier tous les éléments conducteurs accessibles, tels que les carcasses des transformateurs, les cadres métalliques des appareillages HT et BT, les armoires et coffrets, ainsi que les structures métalliques du poste, à un réseau de terre relié à des conducteurs enterrés ou à des piquets de terre généralement en cuivre. Ce réseau de terre permet de disperser rapidement les courants de défaut vers le sol afin de limiter les surtensions et les risques d'électrocution. Les résistances de terre doivent être maintenues à des valeurs faibles, conformément aux normes électriques en vigueur. La mise à la terre doit également intégrer la protection contre la foudre, notamment pour les transformateurs et les lignes, et respecter les recommandations de la CEI

60364 et de la NF C 13-100, garantissant ainsi la sécurité, la fiabilité et la durabilité du poste.

II. GROUPE ELECTROGENE

1. Construction du local technique

Le processus débute par la construction du local technique, dont l'architecture est pensée pour assurer une ventilation naturelle efficace. Cette conception permet le refroidissement passif du groupe électrogène, sans recours à des systèmes de ventilation mécanique. Elle comprend également un plancher surélevé pour protéger contre l'humidité. Les parois et le toit sont isolés pour limiter le bruit et les vibrations.

2. Réalisation du châssis d'accueil du groupe électrogène

Une fois le local achevé, un châssis en béton armé est construit pour accueillir le groupe électrogène. Ce socle est dimensionné en fonction des caractéristiques mécaniques et du poids du groupe, avec un dosage adapté du béton pour garantir la stabilité, l'amortissement des vibrations et la durabilité de la structure.

3. Construction du réservoir de carburant

Après la mise en place du groupe électrogène sur son socle, le réservoir de carburant est construit à proximité, de manière apparente. Cette étape postérieure à l'installation du groupe permet d'éviter toute modification structurelle ultérieure et facilite l'intégration du circuit de transfert de carburant. Le réservoir est conçu pour permettre un approvisionnement sécurisé et régulier, assurant ainsi un fonctionnement autonome et continu du groupe.

4. Raccordement électrique

La dernière étape consiste à réaliser les câblages électriques :

- Le câblage de commande du groupe, qui permet le pilotage des fonctions de démarrage, arrêt, supervision, etc.
- Le câblage de puissance, qui assure le transfert d'énergie vers le Tableau Général Basse Tension (TGBT), via un inverseur de source, garantissant le basculement automatique ou manuel entre l'alimentation du réseau et celle du groupe.

5. Mise à la terre

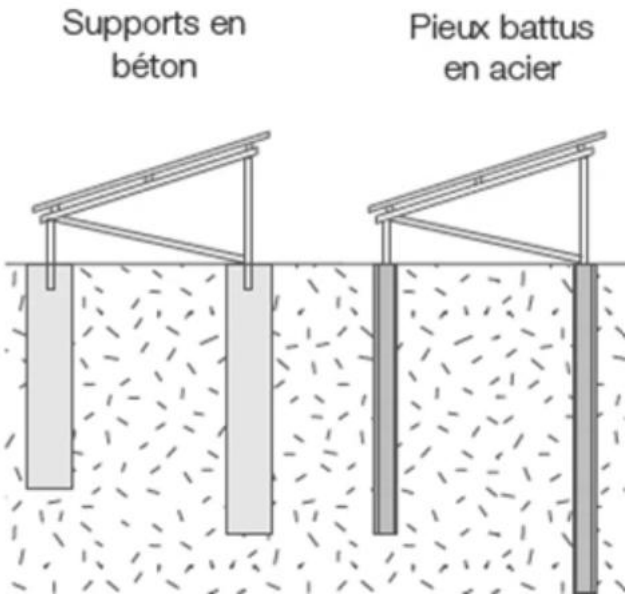
Dans les usines de production, la mise à la terre du groupe électrogène se fait par le raccordement du neutre à une prise de terre dédiée, tout en respectant les normes de sécurité

électrique. Cette prise de terre, souvent constituée d'un piquet en cuivre ou en acier galvanisé, est connectée via un conducteur de terre de section adaptée. A la suite de cela tous les éléments métalliques du groupe tels que le châssis, l'armoire de commande, et autre équipement sont également interconnectés à cette terre pour assurer la sécurité des personnes et la protection des équipements contre les défauts d'isolement ou les surtensions. Il faut également noter que cette mise à la terre garantit aussi le bon fonctionnement des dispositifs de protection tels que les disjoncteurs, les relais, et les différentiels.

III. CHAMP PHOTOVOLTAÏQUE

1. Construction du champ

La construction d'un champ photovoltaïque commence par l'installation des structures de support, généralement en acier galvanisé ou en aluminium, conçues pour résister aux conditions climatiques locales. Ces supports sont fixés au sol soit par des fondations en béton, soit par d'autre matériaux comme des pieux battus réalisé à l'aide de machine, selon la nature du terrain. Une fois les structures correctement alignées et nivelées, les modules photovoltaïques sont installés dessus à l'aide de fixations spécifiques comme les rails, les pinces ou des boulons qui assurent leur maintien ferme tout en respectant la pente et l'orientation optimales pour capter l'énergie solaire. Cette étape requiert une attention particulière pour garantir l'espacement régulier des modules, faciliter la ventilation arrière et éviter les ombrages mutuels, afin d'optimiser la performance du champ solaire.



Dans le cadre de ce projet, l'installation des panneaux photovoltaïques se fera sur la toiture du bâtiment annexe de l'industrie, en adoptant une structure de support adaptée à la configuration du toit (plat ou incliné). Des rails en aluminium ou en acier galvanisé seront solidement fixés à la charpente ou à la dalle de toiture à l'aide d'ancrages spécifiques, tout en garantissant l'étanchéité du toit grâce à des systèmes de fixation étanches. Les modules seront ensuite posés sur ces rails et fixés à l'aide de pinces ou de brides, en veillant à respecter une inclinaison et une orientation optimales pour maximiser la production solaire. Cette méthode permet non seulement d'optimiser l'espace disponible sans empiéter sur le sol, mais aussi de réduire les pertes liées au transport de l'énergie grâce à la proximité entre les modules.



2. Construction du local technique

Le local technique du champ photovoltaïque est l'infrastructure qui abrite les équipements électriques nécessaires à la gestion de l'énergie et la protection de l'installation. Il est généralement situé à proximité du champ photovoltaïques afin de réduire les pertes liées au transport de l'énergie. Ce local contient principalement les onduleurs qui convertissent l'énergie produite en courant continu produit par les panneaux en courant alternatif utilisable, les coffrets DC et de protection, les équipements de sectionnement, les dispositifs de protection et de comptage, ainsi que les batteries dans le cas d'un système avec stockage. Il peut également intégrer un système de supervision permettant de suivre en temps réel les performances de l'installation. La conception du local technique doit respecter les normes électriques en vigueur, garantir une protection contre les surtensions, la chaleur, l'humidité et les intrusions, afin d'assurer la sécurité et la durabilité de l'ensemble du système.

3. Câblage des équipements

Le câblage des équipements dans une installation photovoltaïque commence par l'interconnexion des modules solaires en série ou en parallèle, en fonction des niveaux de tension et de courant souhaités. Des câbles solaires spécifiques, généralement en cuivre étamé, sont utilisés pour leur résistivité et résister aux conditions extérieures. Ces câbles relient les modules aux coffrets DC, d'où le courant continu (DC) est dirigé vers les onduleurs. Pour le système de stockage, les batteries sont raccordées à l'aide de conducteurs de forte section généralement en cuivre, dimensionnés pour supporter des courants élevés. Ces batteries sont câblées en fonction de la configuration souhaité ensuite connectée à un régulateur de charge ou à un onduleur hybride, qui gère intelligemment l'énergie entre les panneaux, les batteries et les charges. Enfin, après la conversion du courant continu en courant alternatif (AC) par les onduleurs, l'acheminement de l'énergie est fait vers les TGBT. L'ensemble du câblage respecte une polarité rigoureuse, des sections adaptées aux intensités mises en jeu et les normes électriques en vigueur, notamment la norme UTE-C15-712-1 pour les systèmes photovoltaïques et la norme NF C 15-100 pour les installations basse tension.

4. Mise à la terre

La mise à la terre des équipements dans une installation photovoltaïque est une mesure de sécurité indispensable visant à protéger les personnes, les équipements et l'installation contre les défauts d'isolement, les surtensions et les risques d'électrocution. Elle consiste à relier électriquement les structures métalliques (châssis des panneaux, supports, coffrets), les masses des onduleurs, les armoires électriques, ainsi que les parafoudres à un conducteur de terre relié à un système de prise de terre (piquets, conducteurs enterrés ou grille en cuivre). Dans une installation photovoltaïque, deux types de mise à la terre sont généralement appliqués : la mise à la terre fonctionnelle, qui concerne certains points du circuit électrique (souvent le pôle négatif en courant continu), et la mise à la terre de sécurité, qui concerne les masses métalliques accessibles. Tous les conducteurs de terre doivent être dimensionnés selon les normes en vigueur pour supporter les courants de défaut, et les résistances de terre doivent être maintenues à des valeurs faibles pour garantir une évacuation rapide des surtensions. Cette mise à la terre est conforme aux prescriptions de la norme CEI 60364-5-54 et de la NF C 15-100, et elle est cruciale pour assurer la longévité et la fiabilité du champ photovoltaïque, notamment dans les zones exposées à la foudre.

IV. PACK DE BATTERIE DE STOCKAGE

1. Le choix de l'emplacement

Le choix de l'emplacement des batteries constitue une étape cruciale. Celles-ci doivent être installées avec soin dans un local spacieux, bien ventilé et sec, avec une température stable idéalement comprise entre 20 °C et 25 °C, afin d'optimiser leur durée de vie. Le local doit également être protégé de toute source de chaleur excessive et d'humidité, et permettre un accès facile pour les opérations de maintenance ou le remplacement de batteries défectueuses.

2. Mise en place du support

Mise à part son montage dans une armoire à structure métallique protégé par une mise à la terre, le support des batteries sera réalisé en dalle béton, avec un revêtement isolant assurant une séparation efficace entre les batteries et le sol, afin de prévenir tout risque d'humidité ou de fuite de courant.

3. Câblage puis branchement à l'onduleur

Les modules de batteries seront raccordés en série, en parallèle ou en série-parallèle selon la tension nominale du système et la capacité souhaitée. Le câblage sera réalisé à l'aide de conducteurs en cuivre de section appropriée, avec des connecteurs isolés, en veillant scrupuleusement au respect de la polarité pour préserver la durée de vie des batteries. Une fois la compatibilité technique entre le pack de batteries et l'onduleur vérifiée (tension, courant, capacité), le pack sera connecté à l'onduleur hybride conformément aux recommandations du fabricant.