

**ETUDE D'UN SYSTEME PHOTOVOLTAIQUE CONNECTE AU RESEAU SANS
STOCKAGE : CAS DU PROJET DE SOLARISATION DU SIEGE DE
TOTALENERGIES D'ABIDJAN.**

**MEMOIRE POUR L'OBTENTION DU DIPLOME D'INGENIEUR 2iE AVEC GRADE DE
MASTER**

SPECIALITE GENIE ELECTRIQUE ET ENERGETIQUE

Présenté et soutenu publiquement le 22/06/2025 par

Aimé Kouassi Yann-Euclide ALI (20180065)

Encadrant 2iE : Madieumbe GAYE

Enseignant au département Génie Électrique, Énergétique et Industriel de 2iE

Maître de stage : Aboulaye SOUMAHORO

Responsable bureau d'étude Energie

Structure (s) d'accueil du stage : S-TEL

Jury d'évaluation du stage :

Président : **Dr. Daniel YAMEGUEU**

Membres et correcteurs :

Dr. Moussa KADRI

M. Sédi AGBOKOU

Promotion [2024/2025]



DEDICACES

Je dédie ce mémoire à ma famille et à Dieu.

REMERCIEMENTS

Je tiens à exprimer ma profonde gratitude envers les personnes qui m'ont soutenu tout au long de mon parcours pour la réalisation de ce mémoire.

Tout d'abord j'aimerais remercier M. Serge COULIBALY, Directeur-Associé de l'entreprise S-TEL, de m'avoir permis de réaliser ce travail dans ladite entreprise.

Je tiens à présent à adresser mes sincères remerciements à M. Madieumbe GAYE enseignant au département Génie Électrique, Énergétique et Industriel de 2iE. Son leadership, son expertise et sa disponibilité ont été des atouts précieux qui m'ont permis d'approfondir mes recherches et d'atteindre mes objectifs académiques.

Je suis également reconnaissant envers toute l'équipe de l'entreprise S-TEL pour m'avoir accueilli et pour m'avoir offert l'opportunité de réaliser mon stage au sein de ladite organisation. Leur soutien, leurs conseils et leurs expertises ont grandement contribué à enrichir mon expérience professionnelle et à approfondir mes compétences techniques.

Je tiens à exprimer ma gratitude envers mon maitre de stage, M. Abdoulaye SOUMAHORO pour son encadrement attentif et ses précieux conseils tout au long de mon stage. Son expertise, son mentorat et son soutien ont été des facteurs déterminants dans mon développement professionnel et personnel.

Enfin, je souhaite remercier l'ensemble des personnes qui ont contribué, de près ou de loin, à la réalisation de ce mémoire. Votre soutien et vos encouragements ont été des moteurs essentiels dans la réussite de ce projet.

Je garderai précieusement les enseignements tirés de cette expérience et je suis reconnaissant de l'opportunité qui m'a été offerte de travailler avec des professionnels aussi compétents et bienveillants.

Avec toute ma gratitude.

RESUME

TotalEnergies côte d'ivoire, consciente de l'impératif de transition vers des sources d'énergie durables, a pris la décision d'investir dans l'installation d'un champ photovoltaïque sur le toit de son siège social à Abidjan. Forte d'une surface de 310m² exploitable, l'entreprise souhaite capitaliser sur cet espace pour générer de l'électricité. TotalEnergies a confié la réalisation de cette vision à l'entreprise s-TEL.

A mon arrivé au bureau d'étude le projet étant déjà en cours d'exécution j'entrepris alors de faire un état des lieux et une analyse du système. L'analyse entreprise m'emmena à conclure que certain paramètre pouvait être améliorer et influencer ainsi la performance économique et même environnemental du système, ceci me conduisit a proposer une alternative à l'installation initiale. Pour un investissement initial de 39 173 856 FCFA, nous avons proposé une installation d'une puissance de 54,7 kWc, permettant une production annuelle prévisionnelle de 81 800 kWh. Cette proposition d'amélioration générera un bénéfice nets estimés à 115 000 000 FCFA sur 20 ans.

Mots clés

1 – Analyse

2 – Etat des lieux

3 - Performance économique

4 – Performance environnementale

5 – Production solaire

6 - Photovoltaïque

7 – Retour sur investissement

8 – TotalEnergies Côte d'ivoire

ABSTRACT

TotalEnergies Côte d'Ivoire, aware of the urgent need to transition toward sustainable energy sources, has decided to invest in the installation of a photovoltaic plant on the rooftop of its headquarters in Abidjan. With an exploitable surface area of 310 m², the company aims to capitalize on this space to generate electricity. The implementation of this vision was entrusted to the company s-TEL. Upon my arrival at the design office, the project was already underway. I therefore undertook an assessment and analysis of the system. This analysis led me to conclude that certain parameters could be optimized, thereby improving both the economic and environmental performance of the installation. This conclusion prompted me to propose an alternative to the initial system. With an initial investment of 39,173,856 FCFA, we proposed a system with an installed capacity of 54.7 kWp, capable of generating an estimated 81,800 kWh annually. This proposed improvement is expected to yield a net profit of 115,000,000 FCFA over 20 years.

Key Words

- 1 – Analysis
- 2 – Current state
- 3 – Economic performance
- 4 – Environmental performance
- 5 – Solar production
- 6 – Photovoltaics
- 7 – *Return on investment(ROI)*
- 8 – TotalEnergy Côte d'Ivoire



LISTE DES ABREVIATIONS

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

S-TEL: Services in Telecommunication and Energy Limited

PV : Photovoltaïque

AC: Courant alternatif

DC : Courant continu

Wc : Watt Crête

kWh : Kilo Watt heure

FCFA : Franc de la Communauté Financière Africaine

Mppt: Maximum Power Point Tracking

CIE : Compagnie ivoirienne d'électricité

Table des matières

DEDICACES.....	ii
REMERCIEMENTS	iii
RESUME	iv
LISTE DES ABREVIATIONS	vi
INTRODUCTION	1
CHAPITRE I : GENERALITE	2
I. Structure d'accueil : S-TEL	3
II. Généralité.....	4
III. Présentation du projet	7
III.1 Contexte	7
III.2 Cahier de charge.....	8
III.3 Objectif.....	8
III.4 Matériel	8
CHAPITRE II : METHODES	9
I. Etat des lieux et analyse du dimensionnement existant.	10
I.1 Performance économique	11
I.2 Performance environnementale	12
II. Dimensionnement proposé.....	12
II.1 Choix du module photovoltaïque.....	12
II.2 Calcul de la puissance installable.....	13
II.3 Choix de l'onduleur	13
II.4 Configuration du générateur photovoltaïque	14
III. Section de câble.....	15
IV. Protection	17

V. Simulation PVsyst	19
VI. Etude comparative	22
CHAPTRE III : RESULTATS ET DISCUSSIONS	23
I. Etat des lieux et analyse du dimensionnement existant	24
II. Dimensionnement proposé	26
III. Protection électrique et section de câble	28
IV. Résultat PVsyst	29
V. Analyse économique	30
VI. Analyse environnementale	30
VII. Etude comparative	31
VIII. ANALYSE ENVIRONNEMENTAL	32
CONCLUSION	33
RECOMMANDATIONS	34
WEBOGRAPHIE	35
ANNEXES	36

Liste des Tableaux

TABEAU 1 : FORMULE DE CALCUL DU LCOE ET DU ROI	11
TABEAU 2 : FORMULES DE DETERMINATION DE SECTION DE CABLE.....	16
TABEAU 3 : RESULTATS DE L'ANALYSE ECONOMIQUE DE L'ETUDE EXISTANT.....	25
TABEAU 4 : RESULTAT DE L'ANALYSE ENVIRONNEMENTALE DU DIMENSIONNEMENT EXISTANT.....	26
TABEAU 5 : CARACTERISTIQUES DU MODULE PHOTOVOLTAÏQUE JINKO JKM570M-72HL4.....	26
TABEAU 6 : HUAWEISUN200050TL-M3	27
TABEAU 7 : RESULTATS DE LA CONFIGURATION DU GENERATEUR PHOTOVOLTAÏQUE.....	27
TABEAU 8 : RESULTATS DU CALCUL DE LA DETERMINATION DES PROTECTIONS ET DES SECTIONS DE CABLE	28
TABEAU 9 : RESULTATS DE L'ANALYSE FINANCIERE DE L'ETUDE PROPOSE.....	30
TABEAU 10 : TABLEAU DE L'ETUDE COMPARATIVE BASE SUR LE LCOE, LE RO ET LE BENEFICE SUR 20 ANS.....	32

LISTE DES FIGURES

FIGURE 1: ORGANIGRAMME D'S-TEL	3
FIGURE 2: SCHEMA DU FONCTIONNEMENT D'UN SYSTEME PV CONNECTE AU RESEAU	4
FIGURE 3 : SCHEMA ELECTRIQUE GENERAL D'UNE INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE CONNECTE AU RESEAU	7
FIGURE 4 : PAGE DE PRESENTATION DU LOGICIEL PVSYST	19
FIGURE 5 : SITE GEOGRAPHIQUE ET SITE METEO.....	20
FIGURE 6 : INCLINAISON ET ORIENTATION.....	21
FIGURE 7 : DIMENSIONNEMENT DU SYSTEME	21
FIGURE 8 : PRESENTATION DES RESULTATS HELIOSCOPE DU DIMENSIONNEMENT EXISTANT	24
FIGURE 9 : SCHEMA DE RACCORDEMENT DU GENERATEUR PHOTOVOLTAÏQUE A L'ONDULEUR.	27
FIGURE 10 : SCHEMA SYNOPTIQUE DU DIMENSIONNEMENT PROPOSE.....	28
FIGURE 11 : SCHEMA ELECTRIQUE DU COFFRET AC.....	28
FIGURE 12 : SCHEMA ELECTRIQUE DU DIMENSIONNEMENT PROPOSE.....	29
FIGURE 13 : RESULTATS PVSYST PRESENTANT LE PRODUCTIBLE DU DIMENSIONNEMENT PROPOSE	29

INTRODUCTION

Janvier 2024 a battu les précédents records de température, devenant ainsi le mois de janvier le plus chaud jamais enregistré au niveau mondial. Le mois a été 1.66 degrés Celsius plus chaud[1]. Face aux défis croissants liés au changement climatique, à la raréfaction des ressources fossiles et à la hausse continue de la demande énergétique, la transition vers des sources d'énergie durables s'impose comme une priorité mondiale. Dans ce contexte, l'énergie solaire photovoltaïque représente une solution à la fois propre, fiable et économiquement viable, en particulier dans les pays d'Afrique de l'Ouest bénéficiant d'un fort ensoleillement.

Consciente de ces enjeux, TotalEnergies Côte d'Ivoire a engagé une démarche concrète en décidant d'installer un champ photovoltaïque sur la toiture de son siège social à Abidjan. Cette initiative, confiée à l'entreprise s-TEL, vise à valoriser une surface disponible de 310 m² afin de produire localement de l'électricité verte, réduire sa dépendance au réseau public et contribuer à ses objectifs de durabilité.

A la suite d'un état des lieux technique et économique de l'installation en place des leviers d'optimisation susceptibles d'améliorer à la fois la performance énergétique, économique et environnementale du système. Sur cette base, une proposition alternative a été formulée, intégrant un redimensionnement des équipements et une nouvelle approche économique.

Ce mémoire présente ainsi la démarche d'analyse, de comparaison et d'optimisation d'un projet solaire photovoltaïque, en s'appuyant sur des outils professionnels tels que PVSyst et les référentiels normatifs en vigueur (NF C 15-100, UTE C 15-712-1).

CHAPITRE I : GENERALITE

I. Structure d'accueil : S-TEL

✚ Présentation de la structure

Depuis 2009, S-TEL (Services in Telecom and Energy Limited) accompagne l'évolution des entreprises en Afrique dans les télécommunications et les énergies. Elle apporte son expertise aux opérateurs ou équipementier télécom dans le déploiement, la maintenance et l'optimisation de leurs réseaux[2] Ainsi S-TEL fournit des services de l'audit (des infrastructures ou équipements réseaux) à l'amélioration de la qualité de service et de l'expérience utilisateur. Par ailleurs, S-TEL intègre des solutions d'énergies la continuité des services de ses clients avec le soucis permanent de l'efficacité énergétique : Stabilisateur de tension, Alimentation sans interruption (ASI), Systèmes de batteries, Solution solaire, etc. La mise en œuvre des solutions S-TEL est soutenu par des partenariats solides avec des constructeurs/intégrateurs de référence garantissant la fiabilité des matériels et la collaboration nécessaire dans l'exécution des projets.

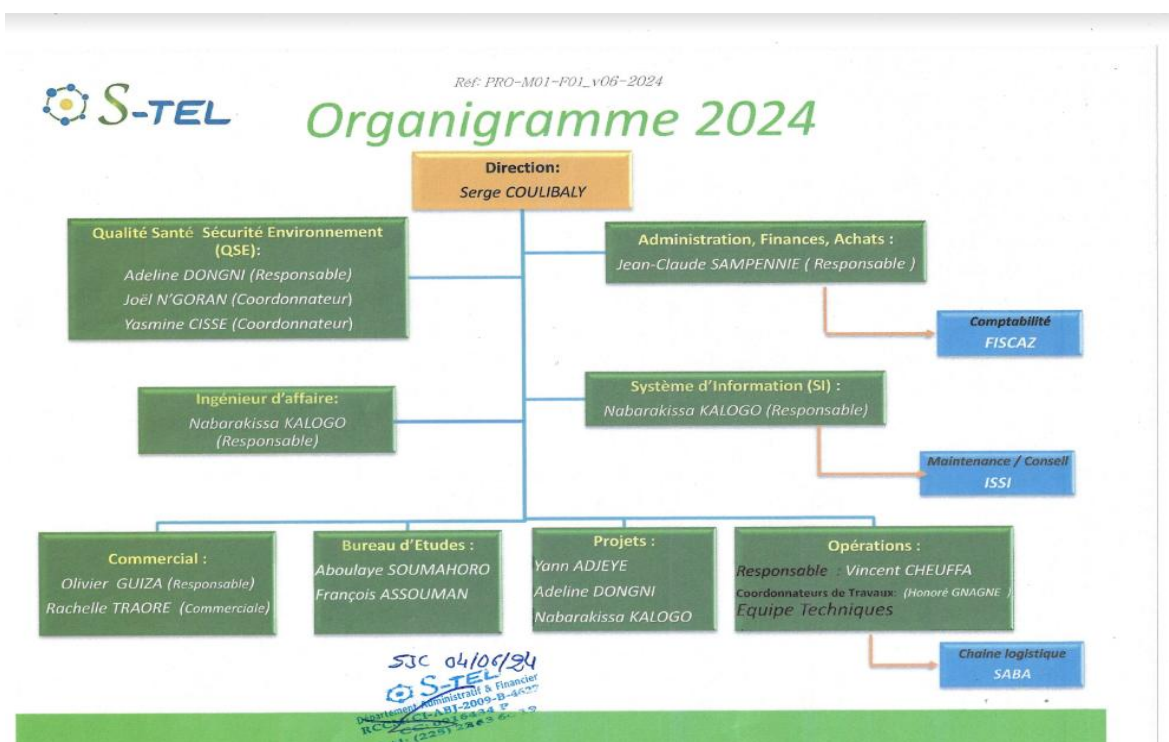


Figure 1: Organigramme d'S-TEL

II. Généralité

+ Généralité sur le solaire

Un système solaire photovoltaïque (PV) est un ensemble de composants interconnectés permettant de convertir le rayonnement solaire en électricité afin de répondre à un besoin spécifique[3]. Il existe trois types de systèmes photovoltaïques : autonomes, connectés au réseau et hybrides[4]. Notre étude porte sur un système connecté au réseau sans stockage électrochimique.

Un système connecté au réseau dépend du réseau en courant alternatif (AC). La surproduction d'énergie peut être injectée dans le réseau ; toutefois, cette injection est interdite dans certains pays. Les principaux composants de ce système sont : les modules photovoltaïques, un onduleur réseau et des dispositifs de protection.

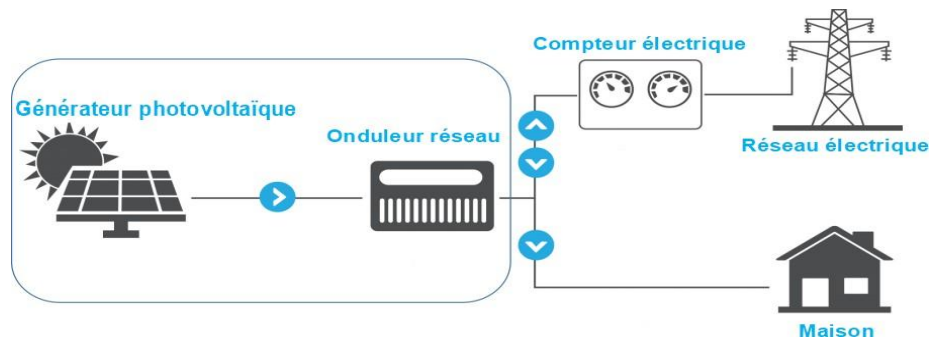


Figure 2: Schéma du fonctionnement d'un système PV connecté au réseau

+ Définitions

Afin de faciliter la compréhension des systèmes photovoltaïques, nous présentons ci-dessous un ensemble de définitions de termes techniques essentiels :

Effet photovoltaïque :

Il s'agit du phénomène physique par lequel un photon, en frappant une cellule photovoltaïque avec une énergie suffisante, arrache un électron à un atome de silicium. Cet électron migre vers la zone N (dopée négativement), tandis qu'un trou se déplace vers la zone P (dopée positivement). Ce déplacement de charges sous l'effet de la lumière génère un courant électrique au sein du matériau semi-conducteur[5].

Module photovoltaïque (PV) :

Un module PV transforme l'énergie solaire en courant continu. Il en existe plusieurs types adaptés à différents usages, notamment les modules monofaciaux, dotés d'une seule face active, et les bifaciaux, actifs sur les deux faces. Ces derniers permettent un gain de production estimé entre 10 % et 30 % grâce à la captation du rayonnement réfléchi.

Onduleur photovoltaïque :

L'onduleur est un équipement indispensable qui convertit le courant continu (DC) produit par les modules PV en courant alternatif (AC), compatible avec les réseaux électriques ou les charges domestiques[6].

Azimut :

Ce terme désigne l'orientation horizontale d'un module PV, exprimée en degrés. Par convention, 0° correspond au nord, 90° à l'est, 180° au sud, et 270° à l'ouest. L'azimut influence significativement la production solaire.

Inclinaison :

Elle représente l'angle formé par les modules PV par rapport à l'horizontale. Un bon angle d'inclinaison optimise la captation de l'énergie solaire tout au long de l'année.

Chaîne photovoltaïque (string) :

C'est un ensemble de modules PV connectés en série, permettant d'atteindre la tension de fonctionnement souhaitée à l'entrée de l'onduleur.

Champ photovoltaïque :

Il regroupe plusieurs chaînes PV connectées en parallèle à un même onduleur, généralement rattachées à un MPPT commun.

Maximum Power Point Tracking (MPPT) :

Il s'agit d'un algorithme intégré à l'onduleur, permettant d'optimiser en temps réel le point de fonctionnement des modules pour en tirer la puissance maximale, en fonction des conditions d'ensoleillement et de température.

Protections électriques des systèmes solaires photovoltaïques :

Les systèmes photovoltaïques nécessitent des protections électriques spécifiques pour garantir la sécurité des personnes, la protection des équipements et la pérennité de l'installation. Ces dispositifs permettent de prévenir les risques liés aux surcharges, courts-circuits, surtensions et défauts d'isolement.

Disjoncteurs :

Protègent les circuits contre les surcharges et courts-circuits. Placés en sortie de chaque chaîne de modules (côté DC) et en sortie d'onduleur (côté AC). Leur choix est fait selon les normes (NF C 15-100) et les caractéristiques de l'installation.

Fusibles :

Utilisés souvent en complément des disjoncteurs dans les circuits DC. Ils protègent chaque chaîne de modules contre les retours de courant provenant des autres chaînes.

Parafoudres :

Installés dans les coffrets DC et AC pour protéger l'installation contre les surtensions induites par la foudre. Ils dévient le courant de foudre vers la terre avant qu'il n'endommage les composants. Le dimensionnement se fait selon le guide UTE C 15-443.

Dispositifs de coupure et sectionneurs :

Permettent une intervention manuelle en toute sécurité pour l'entretien ou en cas d'urgence. Placés entre les modules, l'onduleur et le tableau électrique.

Protection différentielle :

Détecte les fuites de courant vers la terre (défauts d'isolement) et coupe l'alimentation pour éviter les chocs électriques. Surtout utile côté AC pour protéger les utilisateurs.

Mise à la terre :

Essentielle pour évacuer les surtensions, sécuriser les personnes et éviter l'endommagement des équipements. Tous les composants métalliques et structures doivent être reliés à une prise de terre efficace.

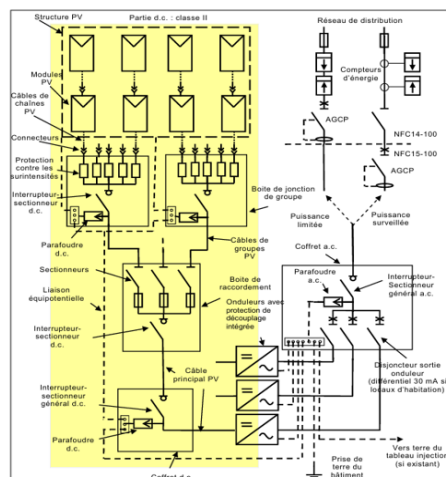


Figure 3 : Schéma électrique général d'une installation photovoltaïque connecté au réseau

III. Présentation du projet

III.1 Contexte

Animé par son désir de s'engager dans la transition énergétique, le groupe français TotalEnergies a décidé d'ériger un champ solaire sur la toiture de son nouveau siège d'Abidjan, confiant ainsi la responsabilité de sa concrétisation à l'entreprise S-TEL. Après état des lieux et analyse du dimensionnement initial, il a été constaté que celui-ci pouvait être amélioré notamment au niveau de la production énergétique, du revenu financier et de l'impact environnemental. Ce constat nous a conduit à proposer un dimensionnement alternatif.

III.2 Cahier de charge

Le projet envisage la fourniture et l'installation d'un système photovoltaïque sans stockage pour un espace disponible de 310 m², destiné à l'alimentation de ses locaux.

III.3 Objectif

Objectif général

Etudier un système photovoltaïque connecté au réseau sans stockage

Objectifs spécifiques

Etablir l'état des lieux et analyser le dimensionnement existant

Proposer un meilleur dimensionnement

Procéder à une étude comparative entre dimensionnement existant et la solution proposée

III.4 Matériel

Logiciels

PVsyst : Nous avons utilisé le logiciel PVsyt pour évaluer le productible et pour vérifier la conformité des ratios.

Qelectrotech : Nous avons utilisé Qelectrotech pour concevoir le schéma synoptique.

Autocad : Nous avons utilisé Autocad pour concevoir le schéma électrique.

Référence normative et guide

NFC 15-100 : Installation électrique à basse tension

UTE C 15-712-1 2010 : Guide pratique d'installation photovoltaïque raccordé au réseau public

CHAPITRE II : METHODES

I. Etat des lieux et analyse du dimensionnement existant.

Nous avons été amenés à réaliser une étude approfondie portant sur l'état des lieux et l'analyse du dimensionnement de l'installation photovoltaïque existante. Cette mission s'est inscrite dans une démarche d'optimisation technico-économique visant à évaluer la pertinence des choix techniques initiaux, ainsi que la viabilité financière du projet à moyen et long terme. Dans un premier temps, nous avons procédé à une évaluation complète de l'installation en place, en analysant les données techniques, les conditions d'exploitation réelles. Par la suite, nous avons effectué un travail de modélisation économique et environnemental basé sur deux indicateurs financiers fondamentaux dans le secteur des énergies renouvelables :

Le LCOE (Levelized Cost of Energy), ou coût actualisé de l'énergie, qui permet de déterminer le coût de production du kilowattheure sur toute la durée de vie de l'installation, en tenant compte des investissements initiaux, des coûts d'exploitation et de maintenance, ainsi que du taux d'actualisation ;

Le ROI (Return of Investment), qui mesure la performance financière du projet en fonction des flux de trésorerie générés au fil du temps.

L'analyse conjointe de ces deux indicateurs nous a permis de mettre en lumière certains paramètres du dimensionnement initial pouvant être améliorés, tant sur le plan énergétique, financier, qu'environnemental. Dans un souci d'optimisation, nous avons ensuite entrepris une recherche comparative des équipements disponibles sur le marché, en nous appuyant sur des critères de rendement, de compatibilité technique et de coût. Cette démarche m'a conduit à proposer une nouvelle configuration technique intégrant des composants plus performants. Les recommandations issues de cette étude visent à améliorer la rentabilité globale de l'installation, à accroître la production d'énergie et à réduire les coûts d'exploitation sur le long terme.

I.1 Performance économique

Tableau 1 : Formule de calcul du LCOE et du ROI

Désignation	Formule
Cout du kWh produit (LCOE)	$LCOE = \frac{LCC}{\text{Energie(kWh)}}$ $LCC = \text{Cout initial} + US_f(i_r, n) * CEM + US_f(i'_r, n) * CR$ $i_r = \frac{1 + i}{1 + e} - 1$ $US_f(i_r, n) = \frac{(1 + i_r)^n - 1}{i_r * (1 + i_r)^n}$ $CEM(\text{année } n) = CEM(\text{année } 1) * US_f(i_r, n)$ $i'_r = \frac{(1 + i)^{dj}}{(1 + e)^{dj-1}}$ $US_f(i'_r, n) = \frac{(1 + i'_r)^n - 1}{i'_r * (1 + i'_r)^n}$ $CR(\text{année } n) = CR(\text{année } 1) * US_f(i'_r, n)$ <p> i_r , taux d'actualisation $US_f(i_r, n)$, taux d'actualisation des coûts d'exploitation et de maintenance pour un nombre d'années n i , taux d'intérêt nominal, qui représente le coût d'opportunité de l'utilisation de cet argent e , taux d'inflation des prix dans l'économie , selon la BCEAO[7] CEM , coût d'exploitation et de maintenance </p>

	i'_r , taux d'actualisation révisé d_j , la durée de vie de l'équipement CR , coût de remplacement G_i , le bénéfice pour chaque année LCC , le coût de cycle de vie du projet $G_{cumulé}$, le gain cumulé. Il devient positif lorsqu'on atteint le temps de retour sur investissement.
Retour sur investissement (ROI)	$ROI = \frac{G_{cumulé} - (CR + CEM)}{Coût\ initial}$

I.2 Performance environnementale

$$Qt\ CO2_{eq} = Energie * (Qt\ CO2_{réseau} - QtCO2_{PV})$$

Avec :

- **QtCO2eq** : quantité de CO2 économisé
- **Energie** : production photovoltaïque sur 20 ans de fonctionnement
- **QtCO2_{réseau}** : quantité de CO2 par kWh émis par le réseau électrique en Côte d'Ivoire[8]
- **QtCO2_{PV}** : quantité de CO2 par kWh émis par une installation photovoltaïque[9]

II. Dimensionnement proposé

II.1 Choix du module photovoltaïque

On recommande le remplacement des modules actuels par des modules photovoltaïques de nouvelle génération de type jinko JKM570M-72HL4 , caractérisés par une puissance nominale plus élevée tout en conservant une surface équivalente. Ce choix repose sur une volonté d'optimiser le ratio puissance/surface, ce qui permettrait d'augmenter significativement la puissance installée.

La comparaison technique entre le module initial et le module Jinko a montré que, le nouveau

module permet une augmentation de la puissance crête du générateur photovoltaïque, contribuant ainsi à une meilleure densité énergétique de l'installation. Cette évolution se traduit directement par une hausse de la production annuelle d'énergie, ce qui a un impact favorable sur les indicateurs de performance économique du projet.

II.2 Calcul de la puissance installable

La puissance installable est la quantité maximale de puissance (en kilowatts-crête, kWc) que l'on peut physiquement et techniquement installer sur une surface donnée, en tenant compte des contraintes techniques tels que la surface disponible, la surface du module à installer etc.

$$P_{\text{inst}} = \frac{S_d(1-20\%)}{S_{\text{mod}}} * P_{\text{mod}}$$

Avec :

- **P_{inst}** : Puissance installable
- **S_d** : surface disponible
- **S_{mod}** : surface unitaire module
- **P_{mod}** : Puissance unitaire module

20% correspond à l'espacement entre les modules. L'espacement entre les modules est utile pour l'entretien du générateur photovoltaïque, pour éviter les ombrages entre module, etc.

II.3 Choix de l'onduleur

A cette étape de notre dimensionnement il s'agira pour nous, de choisir un onduleur adapté au générateur photovoltaïque. La conformité de l'onduleur choisis sera vérifiée par la formule suivante :

$$0,8 * P_c < P_{\text{ond}} < 1,2 * P_c$$

Avec :

P_c : puissance crête installée

P_{ond} : puissance l'onduleur.

II.4 Configuration du générateur photovoltaïque

Dans cette partie il s'agira pour nous d'organiser et connecter les modules solaires entre eux de manière à former un système capable de produire de l'électricité adaptée à l'onduleur choisis.

Nombre de module à mettre en série. .

Nombre de module en série

Le nombre de modules à connecter en série se calcule en prenant en compte les tensions des modules ainsi que celle de l'onduleur, car lorsque des modules sont connectés en série, leurs tensions s'additionnent. Il est donc impératif de s'assurer que la somme de la tension des modules en série ne dépasse pas la tension maximale admissible par l'onduleur et ne soit pas inférieure à la tension minimale de démarrage de l'onduleur.

$$\frac{V_{\min, \text{onduleur}}}{V_{\text{mpmax, module}}} * 1,1 < N_s < \frac{V_{\max, \text{onduleur}}}{V_{\text{mpmin, module}}} * 0,95$$

$$V_{\text{mpmini, module}} = V_{\text{mpmod}} * \left(1 + \left(\frac{K_{T, \text{vmp}}}{100}\right) * (T_{\max \text{mod}} - T_{\text{STC}})\right)$$

$$V_{\text{mpmax, module}} = V_{\text{oc}} * \left(1 + \left(\frac{K_{T, \text{voc}}}{100}\right) * (T_{\min \text{mod}} - T_{\text{STC}})\right)$$

Avec :

$V_{\min, \text{onduleur}}$: tension minimale de fonctionnement de l'onduleur, sa valeur est de 200 V

$V_{\max, \text{onduleur}}$: tension maximale de fonctionnement de l'onduleur, sa valeur est de 1000 V

$V_{\text{mpmin, module}}$: tension minimale de sortie du module PV

$V_{\text{mpmax, module}}$: tension maximale de sortie du module PV

V_{mpmod} : tension maximale du module

$K_{T, \text{vmp}}$: coefficient de température par rapport à la tension maximale

$K_{T, \text{voc}}$: coefficient de température par rapport à la tension à circuit ouvert

$T_{\max \text{mod}}$: température maximale des modules PV, la température ambiante maximale est de 40 °C

T_{minmod} : température minimale des modules PV, qui correspond à la température ambiante minimale. Cette température est de 20 °C

Nombre de string par entrée

Le nombre de string à connecter en parallèle se calcule en prenant en compte le courant de court-circuit des modules ainsi que le courant maximal admissible de l'onduleur, car lorsque des strings sont connectés en parallèle, leurs courants s'additionnent. Il est donc impératif de s'assurer que la somme de leurs courants ne dépasse pas le courant maximal admissible de l'onduleur.

$$p < \frac{I_{\text{max par entrée}}}{I_{\text{cc module}}}$$


Avec :

- **I_{max}** : courant maximal admissible
- **I_{cc}** : Courant de court-circuit du module

Pour la performance économique et environnementale nous emploierons la même méthode que celle employée pendant l'analyse du dimensionnement existant.

III. Section de câble

Le choix de la section de câble de câble s'est fait sur deux paramètres le courant admissible (I_z) et la chute de tension (U (%)). Dans cette partie il s'agira de déterminer I_z et la chute de tension du côté DC et AC pour déterminer la bonne section de câble. Le guide d'utilisation de l'onduleur, préconise une section de câble de 4 à 6 mm² pour l'entrée DC et 25mm² pour le coffret AC.

-  Le courant admissible est le courant maximal (mesuré en ampères dont l'abréviation est A) qu'un conducteur isolé peut transporter en toute sécurité sans dépasser les limites de température de son isolant et sa gaine. À mesure qu'augmente la quantité de courant traversant un conducteur, la quantité de chaleur produite dans le conducteur augmente également.

- Une chute de tension électrique est une diminution de la force de l'électricité qui circule dans un circuit électrique. Cela se produit principalement à cause de la résistance des câbles, de leur longueur ou de leur section insuffisante.

Tableau 2 : Formules de détermination de section de câble

	Iz	U(%)
Côté DC	$I_z = \frac{I_b}{K}$ <p>Sachant que $k = \prod K_n = K_1 * K_2 * K_3$ et $I_b = I_{ccModule}$</p> <p>Ib : courant maximum d'emploi traversant les câbles K : Coefficient de correction K1 : coefficient de correction fonction du mode de pose des câbles. K2 : coefficient de correction fonction de l'influence mutuelle des câbles côte à côte. K3 : facteur de correction fonction de la température ambiante.</p>	$U(\%) = \frac{2 * L * I * \rho}{S * U} * 100$ <p>Avec :</p> <p>L : Longueur de câble DC ρ : résistivité du câble à la température d'âme supposée être à 90°C en Ω.mm²/m ($\rho = 1,25 \times \rho_0$) sachant que ρ_0 est la résistivité du cuivre à 20°C. I : Courant Imp du string S : Section de câble U : Tension Ump du string ($U = U_{mp} * \text{Nombre de module par string.}$)</p>
Côté AC	$I_z = \frac{I_b}{K}$ <p>Sachant que $k = \prod K_n = K_1 * K_2 * K_3$ et $I_b = I_{maxond}$</p>	$U(\%) = \frac{2 * L * I * \rho}{S * U} * 100$ <p>Avec :</p> <p>L : Longueur de câble AC I : Courant Imax de l'onduleur S : Section de câble côté AC U : Tension U de l'onduleur.</p>

IV. Protection

IV.1 Côté DC

Dans cette section, nous appliquons la méthodologie de dimensionnement des dispositifs de protection en courant continu. Nous commençons par déterminer si une protection est nécessaire pour les modules photovoltaïques. Cette évaluation repose sur une inéquation spécifique : si celle-ci est vérifiée, l'installation de protections devient obligatoire ; dans le cas contraire, elle peut être omise.

$$N_c > N_{cmax}$$
$$N_{cmax} = 1 + \left(\frac{IRM}{I_{scSTC}} \right)$$

Avec :

- N_c , le nombre de chaîne par MPPT
- N_{cmax} , le nombre maximal de chaîne
- IRM , le courant assigné maximal du dispositif de protection des modules PV (information fournie par le fabricant de module)
- I_{scSTC} , le courant de court-circuit des modules PV aux conditions STC

IV.2 Côté AC

Dans cette section, nous procéderons au dimensionnement des dispositifs de protection indispensables à la sécurité de l'installation. Cela comprend notamment la protection des sorties des onduleurs à l'aide de disjoncteurs. Ces dispositifs jouent un rôle essentiel en assurant la protection contre les surcharges et les courts-circuits, tout en permettant une coupure rapide et sécurisée en cas d'anomalie.

Disjoncteur

Le choix du calibre du disjoncteur se fera en fonction du courant maximal délivrer par l'onduleur.

$$I_N > I_B$$

Avec

- I_B : courant d'emploi (courant maximal de l'onduleur (A))
- I_N : calibre (A)

Parafoudre

Nous prenons également en compte la protection contre les surtensions d'origine atmosphérique en intégrant un parafoudre dans chaque coffret AC. Ces dispositifs ont pour rôle de dériver les courants de foudre vers la terre afin de protéger les équipements.

la formule utilisée pour déterminer le niveau d'exposition aux surtensions d'origine atmosphérique est la suivante :

$$F = N_k \times (1,6 + 2 \times L_{BT} + \delta)$$

Avec :

- F : Niveau d'exposition
- N_k : le niveau kéraunique de la zone ;
- L_{BT} : la longueur (en km) de la ligne basse tension aérienne alimentant l'installation.

Pour toute longueur supérieure ou égale à 0,5 km, une valeur de 0,5 km est retenue ;

δ : un coefficient tenant compte de l'environnement de la ligne aérienne et de l'implantation du bâtiment. Conformément au tableau 2 du guide UTE C 15-443, nous adoptons ici une valeur de 0.

À partir du niveau d'exposition obtenu, le courant de décharge du parafoudre est ensuite déterminé conformément aux recommandations du guide.

V. Simulation PVsyst

Présentation

PVsyst est un logiciel spécialisé dans l'analyse des systèmes photovoltaïques, destiné aux ingénieurs, architectes, chercheurs, mais aussi très pertinent à des fins pédagogiques. Il permet l'étude de différents types de systèmes solaires, qu'il s'agisse d'installations raccordées au réseau, de systèmes autonomes avec stockage par batteries, ou encore de systèmes de pompage solaire.

Son principal objectif est de simuler le comportement des installations photovoltaïques en calculant la production d'énergie et en identifiant les différentes pertes du système. Grâce à ces simulations, il est possible d'estimer la quantité d'électricité produite et ainsi d'évaluer la rentabilité du projet. Pour garantir la précision de ses analyses, PVsyst s'appuie sur des données géographiques et climatiques, qu'il peut importer depuis diverses sources ou personnaliser selon les besoins. Très répandu dans le secteur de l'énergie solaire, ce logiciel bénéficie d'une large documentation et de nombreux tutoriels pour accompagner les utilisateurs dans sa prise en main. La figure ci-dessus présente différents types de systèmes photovoltaïques : le système couplé au réseau, le système isolé avec batterie, et le système de pompage. Le système « isolé avec batterie » est conçu pour les installations autonomes disposant d'un dispositif de stockage d'énergie. Le système de « pompage » s'adresse aux applications de pompage d'eau fonctionnant directement à l'énergie solaire, généralement sans stockage intermédiaire. Enfin, le système « couplé au réseau » désigne les installations photovoltaïques connectées au réseau électrique, permettant d'injecter ou de consommer l'électricité produite en interaction avec ce dernier.

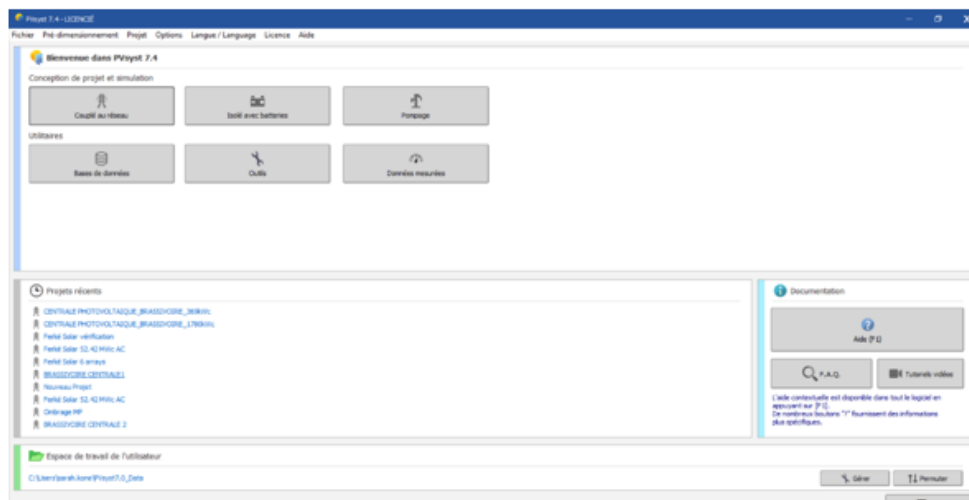


Figure 4 : Page de présentation du logiciel PVsyst

Méthodologie du dimensionnement avec PVsyst

Dans cette section, nous décrivons les principales étapes du dimensionnement à l'aide du logiciel PVsyst :

Sélection du type de système :

Pour notre simulation, nous choisissons le système couplé au réseau, car c'est celui qui correspond le mieux aux besoins de notre projet. Définition de la localisation et du fichier météorologique : Il s'agit de sélectionner le site d'installation ainsi que le fichier météo associé, contenant les données d'irradiation solaire et de température. PVsyst propose déjà une base de données incluant de nombreuses villes. Toutefois, si Le site étudié n'y figure pas, il est possible d'entrer manuellement ses coordonnées géographiques et d'importer un fichier météorologique à partir de sources telles que Météonorm, Solargis ou PVGIS.

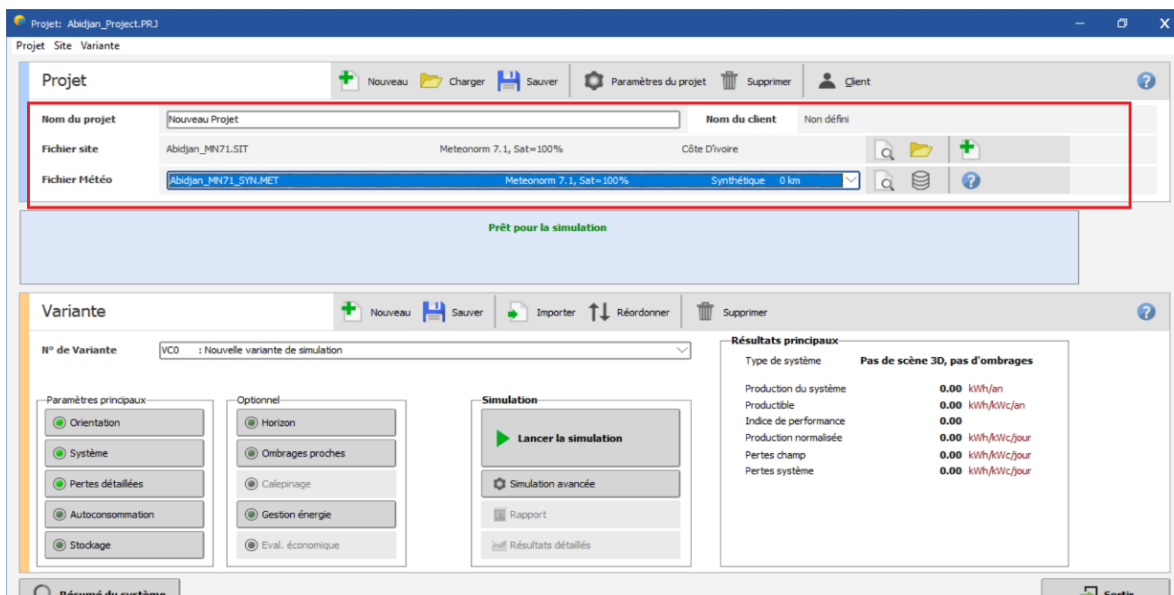


Figure 5 : site géographique et site météo

Définir l'inclinaison et l'orientation :

Cette étape consiste à indiquer l'angle d'inclinaison des modules photovoltaïques ainsi que leur orientation par rapport au sud, afin d'optimiser la réception de l'ensoleillement.

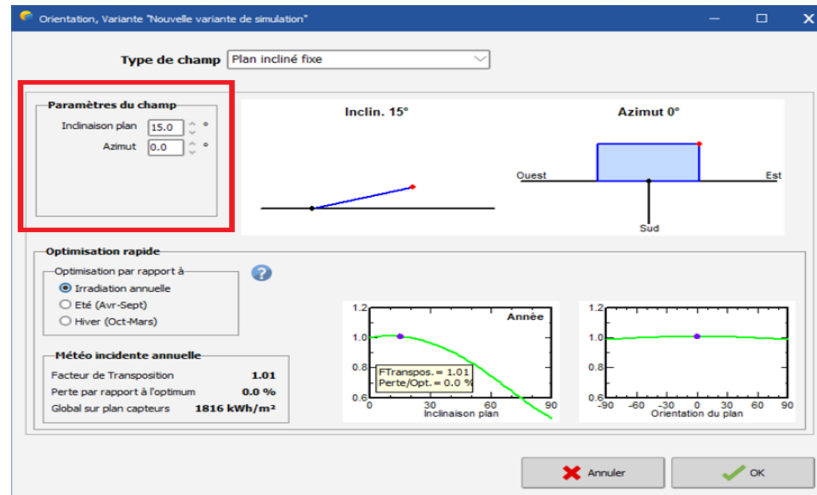


Figure 6 : inclinaison et orientation

Dimensionnement du système :

Cette étape consiste à définir soit la puissance crête souhaitée, soit la surface disponible pour l'installation. En fonction du modèle de panneau photovoltaïque et de l'onduleur sélectionnés, le logiciel calcule automatiquement plusieurs paramètres clés : le nombre total de modules, le nombre de modules par chaîne (en série), le nombre de chaînes, le nombre d'onduleurs requis, ainsi que les puissances AC et la puissance crête précise du système.

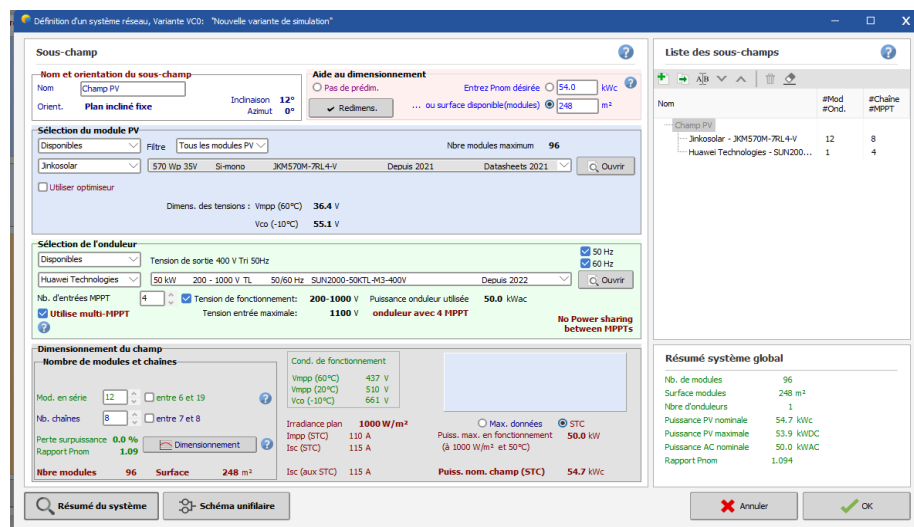


Figure 7 : dimensionnement du système

VI. Etude comparative

Dans le cadre de ce travail, nous allons mener une étude comparative entre le dimensionnement existant de l'installation photovoltaïque et une alternative proposée.

La comparaison s'appuie sur une analyse multicritère portant sur les éléments suivants :

L'investissement initial

Nous comparons le coût total des deux solutions, incluant les équipements, la main-d'œuvre et les frais annexes. Cette donnée permet d'évaluer l'effort financier requis au démarrage du projet pour chaque option.

Le LCOE (Levelized Cost of Energy)

Cet indicateur représente le coût actualisé de production d'un kWh d'électricité sur toute la durée de vie du projet. Il permet d'évaluer l'efficacité économique de chaque solution sur le long terme[10].

Le ROI (Return on Investment)

Exprimé en pourcentage, il mesure le retour sur investissement généré par chaque option sur une période de 20 ans. Il permet de déterminer la rentabilité financière des deux propositions.

L'économie carbone

En tenant compte de la production annuelle d'électricité et du facteur d'émission du réseau, nous estimons la quantité de CO₂ évitée sur la durée de vie du projet. Cet indicateur permet d'évaluer l'impact environnemental des deux dimensionnements.

CHAPTRE III : RESULTATS ET DISCUSSIONS

I. Etat des lieux et analyse du dimensionnement existant

I.1 Présentation du dimensionnement existant.

Le premier dimensionnement est constitué d'un générateur photovoltaïque constitué de 95 Modules LongiLR5_72HPH 550M et d'un onduleur huawei Sun2000-50KTL pour un investissement initial de 40 937 856 FCFA. La production annuelle prévisionnelle s'élève à 76,12 kWh.

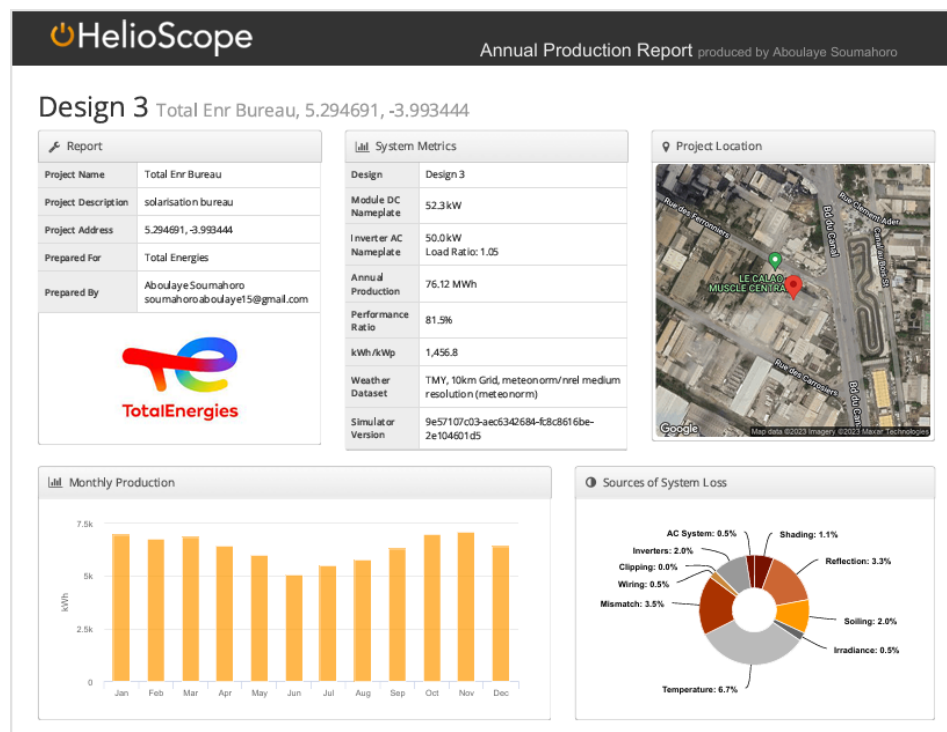


Figure 8 : Présentation des résultats Hélioscope du dimensionnement existant

I.2 Analyse économique

Dans cette section, nous procéderons à l'évaluation du coût de production du kilowattheure, également appelé LCOE (Levelized Cost of Energy) et du taux de retour sur investissement appelé ROI (Return on Investment). Ce calcul prendra en compte le coût initial d'investissement, les coûts d'exploitation et de maintenance, les coûts de remplacement des équipements et le bénéfice effectué sur l'ensemble de la durée de vie du projet à savoir 20 ans.

Le coût total du projet, incluant l'installation initiale, s'élève à environ 40,9 millions FCFA.

Les coûts d’exploitation et de maintenance, ainsi que les remplacements éventuels sur 20 ans, représentent 25,2 millions FCFA.

La production énergétique totale sur la durée du projet est estimée à 79 120 kWh, ce qui correspond à une performance raisonnable et réaliste.

Le LCOE (coût moyen actualisé de production du kWh) est de 26 FCFA/kWh, soit un niveau compétitif par rapport aux tarifs classiques de l’électricité.

Enfin, avec un ROI de 178,32 %, le projet permet un retour économique supérieur à deux fois l’investissement initial, confirmant sa rentabilité à long terme.

Tableau 3 : Résultats de l'analyse économique de l'étude existant

Désignation	Résultats (FCFA)
Cout du projet (FCFA)	40 937 856
Cout d'exploitation et de maintenance (FCFA)	25 000 000
Cout de remplacement (FCFA)	2 00000
Bénéfice sur 20 ans (FCFA)	100 000 000
Energie totale (kWh)	79,12
LCOE (FCFA/kWh)	30
ROI (%)	178,32

I.3 Analyse environnementale

La centrale produira environ **1,5 million de kWh** d’énergie solaire sur 20 ans. Cette production permet d’éviter l’utilisation équivalente d’électricité provenant du réseau national, souvent alimenté en partie par des sources fossiles. Le réseau électrique de référence émet entre 43,9 gCO₂/kWh (valeur basse) et 347 gCO₂e/kWh (valeur haute), selon le mix énergétique (hydro, thermique, importation, etc.). En substituant cette production à celle du réseau, on évite l’émission de 455,17 tonnes de CO₂ sur 20 ans, ce qui constitue une contribution significative à la lutte contre le changement climatique.

Tableau 4 : Résultat de l'analyse environnementale du dimensionnement existant

Désignation	Résultats
Production Energétique solaire sur 20 ans(kWh)	1 502 385,38
Quantité de CO2 du réseau électrique(gCO2eq/KWh)	347
Quantité de CO2 du réseau électrique(gCO2/KWh)	43,9
Economie Carbone sur 20 ans	455,73

II. Dimensionnement proposé

Module photovoltaïque

Tableau 5 : Caractéristiques du module photovoltaïque Jinko JKM570M-72HL4

Puissance Maximal (Wc)	570
Courant de court-circuit (A)	14,39
Tension à puissance maximal (V)	41,34
Courant à puissance maximal (A)	13,79
Courant à circuit ouvert(V)	50,04
Surface(m ²)	2,58

Choix de l'onduleur

Nous avons choisi de conserver le même onduleur que celui du dimensionnement existant Onduleur à savoir l'onduleur Huawei sun2000 50 KTL-M3 car il remplit dans un premier temps il est compatible à la puissance du générateur photovoltaïque (Puissance installable = 52,72 kWh). En plus de cela l'entreprise S-tel est en partenariat avec huawei et est bien connue des techniciens S-tel.

Tableau 6 : Huawei sun200050TL-M3

Puissance nominal(W)	50000
Courant Maximal par MPPT(A)	30
Courant maximal par entrée(A)	20
Courant de court-circuit par MPPT(A)	40
Plage de Tension(V)	200-1000
Tension maximale(V)	1100
Nombre de MPPT(A)	4
Nombre d'entrée par MPPT(A)	2

Configuration du générateur photovoltaïque

Tableau 7 : résultats de la configuration du générateur photovoltaïque

Désignation	Résultats
Ns	12
Np	1
Nombre de string	8
Nombres de module installé	96
Puissance réelle installée(kWh)	54,72

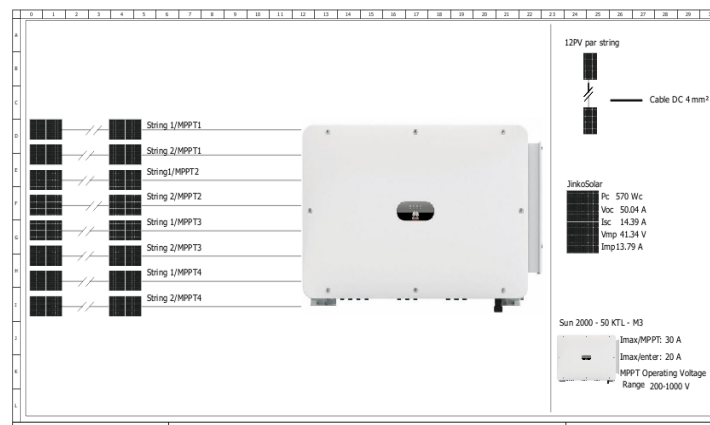


Figure 9 : Schéma de raccordement du générateur photovoltaïque à l'onduleur.

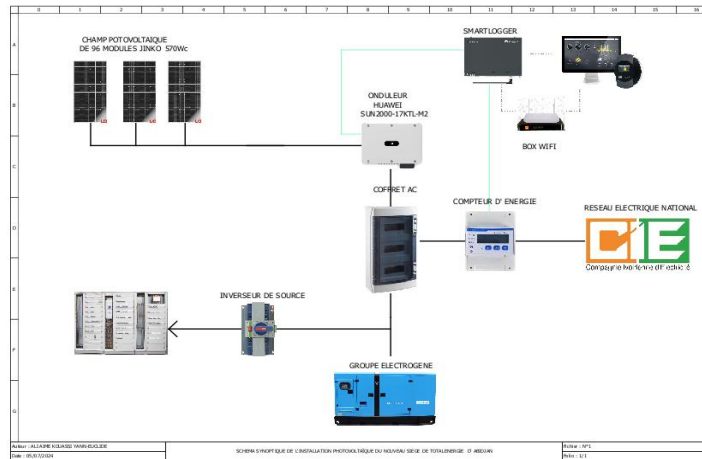


Figure 10 : Schéma synoptique du dimensionnement proposé

III. Protection électrique et section de câble

Les sections de câbles ainsi que les dispositifs de protection (disjoncteurs, parafoudres, etc.) restent inchangées par rapport au dimensionnement initial.

Tableau 8 : Résultats du calcul de la détermination des protections et des sections de câble

	Section de câble(mm ²)	Protection	
		Disjoncteur	Parafoudre
Côté DC	4	15A	20 kA type 1
Côté AC	25	80 A	20 kA type 1

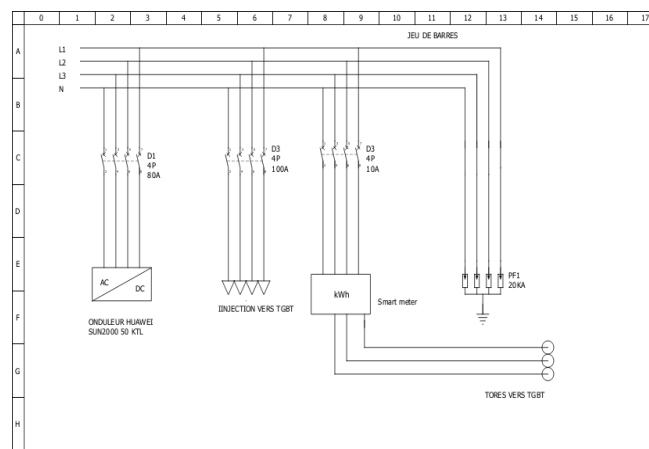


Figure 11 : Schéma électrique du coffret AC

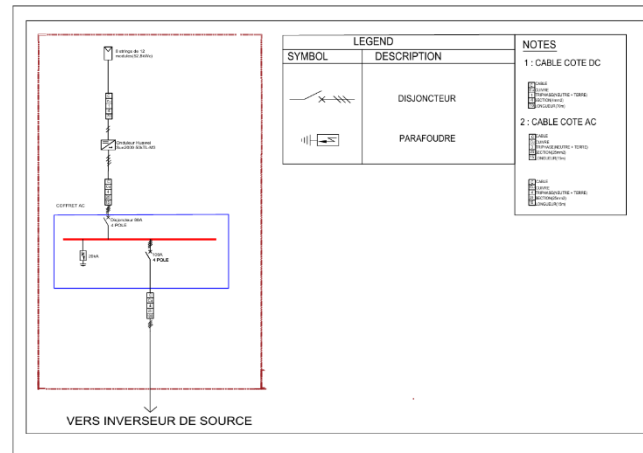


Figure 12 : Schéma électrique du dimensionnement proposé

IV. Résultat

PVsyst

Des simulations ont été réalisées à l'aide du logiciel PVsyst pour le dimensionnement alternatif. Les résultats obtenus ont permis de valider le dimensionnement initial. PVsyst prévoit une production annuelle prévisionnelle de 81,8 kWh.

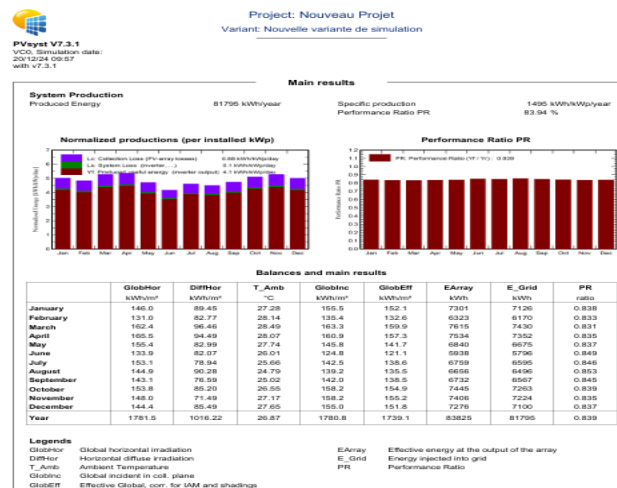


Figure 13 : résultats PVsyst présentant le productible du dimensionnement proposé

V. Analyse économique

Le coût initial d'investissement s'élève à environ **39,17 millions FCFA**, ce qui inclut l'achat, l'installation et la mise en service du système. Sur 20 ans, l'exploitation, la maintenance et les remplacements nécessaires représentent **environ 25,2 millions FCFA**, soit une charge modérée par rapport aux bénéfices. Le projet permet de générer un **bénéfice estimé à 115 millions FCFA**, ce qui démontre une très bonne rentabilité. Le coût actualisé du kilowattheure est de **26 FCFA/kWh**, ce qui est **très compétitif** comparé aux tarifs de l'énergie conventionnelle en Côte d'Ivoire (87 FCFA). Le retour sur investissement de **224,63 %** signifie que le projet **rapporte plus de 2 fois** le capital investi sur 20 ans. Cela montre une **rentabilité économique très favorable**.

Tableau 9 : Résultats de l'analyse financière de l'étude proposé

Désignation	Résultats (FCFA)
Cout du projet (FCFA)	39173856
Cout d'exploitation et de maintenance (FCFA)	25 000 000
Cout de remplacement (FCFA)	2 00000
Bénéfice sur 20 ans (FCFA)	115 000 000
Energie totale (kWh)	81 800
LCOE (FCFA/kWh)	26
ROI (%)	224,63

VI. Analyse environnementale

Sur une période de 20 ans, le système photovoltaïque produira **1 636 000 kWh** (soit 1,636 GWh) d'électricité propre, issue du soleil. Cette énergie remplace celle qui aurait été fournie par le réseau, souvent alimenté par des sources thermiques (fuel, charbon, gaz...). En produisant de l'électricité sans émission directe, le système photovoltaïque permet d'éviter l'émission de **471,17 tonnes de CO₂** sur 20 ans.

Désignation	Résultats
Production Energétique solaire sur 20 ans(kWh)	1 636 000
Quantité de CO2 du réseau électrique(gCO2eq/KWh)	347
Quantité de CO2 du réseau électrique(gCO2/KWh)	43,9
Economie Carbone sur 20 ans	471,17

VII. Etude comparative

Investissement initial

Dans le cadre de notre étude, deux options de dimensionnement ont été comparées : un dimensionnement existant avec un investissement initial de 40 937 856 FCFA, et une alternative légèrement optimisée à 39 173 856 FCFA. L'objectif de cette comparaison est d'évaluer l'impact économique du choix des modules photovoltaïques sur le coût global du projet.

Le dimensionnement existant repose sur l'utilisation de 95 modules Longi, acquis à un coût unitaire de 80 000 FCFA, soit un total de 7 600 000 FCFA. L'option alternative, quant à elle, prévoit 96 modules Jinko, à 66 000 FCFA l'unité, pour un coût total de 6 336 000 FCFA. Cela représente une économie directe de 1 264 000 FCFA uniquement sur le poste "modules", tout en ajoutant un panneau supplémentaire, ce qui peut légèrement améliorer la production totale. En tenant compte de l'investissement global, le dimensionnement alternatif permet une réduction de coût de 1 million FCFA par rapport à l'option existante.

LCOE, ROI, Bénéfice sur 20 ans

L'analyse économique menée sur les deux scénarios de dimensionnement met en évidence une supériorité nette du dimensionnement alternatif en termes de rentabilité et de coût de production de l'énergie. Le dimensionnement existant affiche un LCOE (Levelized Cost of Energy) de 30 FCFA/kWh, ce qui représente le coût moyen actualisé du kilowattheure produit sur 20 ans. En comparaison, le dimensionnement alternatif permet de réduire ce coût à 26 FCFA/kWh, soit une diminution de 13,3 %. Cette baisse s'explique par un investissement initial légèrement inférieur et un meilleur rapport entre le coût et la quantité d'énergie produite. En termes de rentabilité, le ROI (Return on Investment) du dimensionnement existant est de 178,32 %, tandis que celui de l'alternative atteint 224,63 %. Cela signifie que le projet alternatif génère un retour sur

investissement 26 % plus élevé, confirmant une meilleure performance financière. Enfin, le bénéfice net sur 20 ans est également en faveur de l'alternative, avec 115 000 000 FCFA, contre 100 000 000 FCFA pour le dimensionnement existant. L'option alternative permet donc d'augmenter les gains de 15 millions FCFA sur la durée de vie du projet, tout en réduisant le coût unitaire de production.

Tableau 10 : Tableau de l'étude comparative basé sur le LCOE, le RO et le bénéfice sur 20 ans

	LCOE(FCFA)	ROI (%)	Bénéfice sur 20 ans (FCFA)
Dimensionnement existant	30	178,32	100000000
Dimensionnement proposé	26	224,63	115000000

VIII. ANALYSE ENVIRONNEMENTAL

Le dimensionnement existant permet d'éviter l'émission de 455,73 tonnes de CO₂ sur 20 ans, tandis que le dimensionnement alternatif atteint 471,17 tonnes, soit une économie carbone supplémentaire de 16 tonnes. Bien que les deux dimensionnements aient un impact environnemental positif significatif, le dimensionnement alternatif se distingue par une réduction plus importante des émissions de CO₂.

CONCLUSION

Ce mémoire a consisté à analyser et optimiser le dimensionnement d'un champ photovoltaïque. Ceci a conduit à une analyse des contraintes techniques et aux cout associés à la mise en place de l'installation. Après les analyses les résultats techniques ont montré qu'en ajustant certains paramètres du dimensionnement notamment la surface des modules, la puissance des modules, la production, il est possible d'avoir une meilleure rentabilité du projet. Ainsi nous avons obtenu un nouveau système avec un investissement initial plus faible soit 39 173 856 FCFA de différence, une meilleure production annuelle prévisionnelle (81,8 MWh contre 79,12MWh), Un coût d'électricité plus faible avec un gain de 4 FCFA/kWh. Une économie Carbone égale à 471,17 tCO₂ sur 20 ans. Les perspectives de ce travail s'ouvrent sur plusieurs axes d'amélioration tels que l'utilisation de l'IA pour améliorer l'efficacité énergétique, affiner la solution de dimensionnement.

RECOMMANDATIONS

Pour maximiser sur l'efficacité et la durabilité du système photovoltaïque, nos recommandations sont les suivants :

Une précaution

Je recommanderai au bureau d'étude de toujours faire une étude de rentabilité même s cela n'est pas exigé par le client.

Un entretien régulier

Pour assurer un fonctionnement optimal du système, il est important de procéder à un entretien régulier. Cela peut inclure le nettoyage des modules, la vérification de l'état des câbles et des connexions, ainsi que la maintenance des onduleurs.

.

WEBOGRAPHIE

- [1] « changement cl ». Disponible sur: <https://news.un.org/fr/story/2025/01/1152031>. [Consulté le: 29 juillet 2025]
- [2] « <https://s-telsarl.com/> ». Disponible sur: <https://s-telsarl.com/>. [Consulté le: 31 octobre 2024]
- [3] « def ». Disponible sur: <https://www.edf-solutions-solaires.com/lexique/photovoltaique-pv/#:~:text=Le%20photovolta%C3%AFque%20est%20une%20technologie,compos%C3%A9%20de%20plusieurs%20cellules%20photovolta%C3%AFques>. [Consulté le: 4 janvier 2025]
- [4] « type de systeme pv ». Disponible sur: <https://www.devis-photovoltaique.fr/types-de-systemes-photovoltaiques/>. [Consulté le: 4 janvier 2025]
- [5] « EFFET PH ». Disponible sur: https://fr.wikipedia.org/wiki/Effet_photovolta%C3%AFque. [Consulté le: 30 juillet 2025]
- [6] « Onduleur ». Disponible sur: <https://vecteurenergie.fr/quest-ce-quun-onduleur-photovoltaique-et-a-quoi-sert-il/#:~:text=L'onduleur%20photovoltaique%20est%20un,appareils%20%C3%A9lectriques%20domestiques%20et%20commercialis%C3%A9s>. [Consulté le: 30 juillet 2025]
- [7] « BCEAO ». Disponible sur: <https://www.bceao.int/fr/documents/taux-dinteret-legal>. [Consulté le: 30 juillet 2025]
- [8] « carbone ». Disponible sur: https://lowcarbonpower.org/fr/region/C%C3%B4te_d%E2%80%99Ivoire. [Consulté le: 30 juillet 2025]
- [9] « carbone energ ». Disponible sur: <https://greenly.earth/blog/actualites-ecologie/empreinte-carbone-electricite-solaire>. [Consulté le: 30 juillet 2025]
- [10] « LCOE ». Disponible sur: <https://solarity.eu/ma/blog/que-signifie-lcoe/>. [Consulté le: 30 juillet 2025]

ANNEXES

ANNEXE 1 : FICHE TECHNIQUE DU MODULE LONGI LR5-72HPH 540-560M DU PREMIER DIMENSIONNEMENT	37
ANNEXE 2 : FICHE TECHNIQUE DU MODULE JINKO DU DIMENSIONNEMENT PROPOSE	39
ANNEXE 3 : FICHE TECHNIQUE DE L'ONDULEUR HUAWEI SUN2000 50KTL-M3	41
ANNEXE 4 : RAPPORT HELIOSCOPE DU DIMENSIONNEMENT EXISTANT	43
ANNEXE 5 : RAPPORT PVSYST DU DIMENSIONNEMENT PROPOSE	46
ANNEXE 6 : ELEMENTS DE DETERMINATION DU PARAFoudre	53
ANNEXE 7 : DIRECTIVE DE MANUEL D'UTILISATION DE L'ONDULEUR CONCERNANT LES SECTIONS DE CABLE	55
ANNEXE 8 : FACTEUR DE CORRECTION FONCTION DE LA TEMPERATURE.....	56
ANNEXE 9 : TEMPERATURE MOYENNE EN COTE D'IVOIRE	56
ANNEXE 10 : FACTEUR DE CORRECTION FONCTION DU MODE DE POSE	57
ANNEXE 11 : FACTEUR DE CORRECTION FONCTION DE LA PROXIMITE DES CABLES.....	58
ANNEXE 12 : TABLEAU DU CHOIX DE LA SECTION DE CABLE EN FONCTION DU COURANT	59

Annexe 1: Fiche technique du module Longi LR5-72HPH 540-560M du premier dimensionnement



Hi-MO 5_m
(G2)

**LR5-72HPH
540~560M**

- Based on M10 wafer, best choice for ultra-large power plants
- Advanced module technology delivers superior module efficiency
 • M10 Gallium-doped Wafer • Integrated Segmented Ribbons • 9-busbar Half-Cell
- Excellent outdoor power generation performance
- High module quality ensures long-term reliability

12 12-year Warranty for Materials and Processing

25 25-year Warranty for Extra Linear Power Output

Complete System and Product Certifications

IEC 61215, IEC 61730, UL 61730
 ISO9001:2015: ISO Quality Management System
 ISO14001:2015: ISO Environment Management System
 ISO45001:2018: Occupational Health and Safety
 PICC2941: Guideline for module design qualification and type approval

LONGI

Hi-MO 5_m

LR5-72HPH 540~560M

21.7%
MAX MODULE
EFFICIENCY

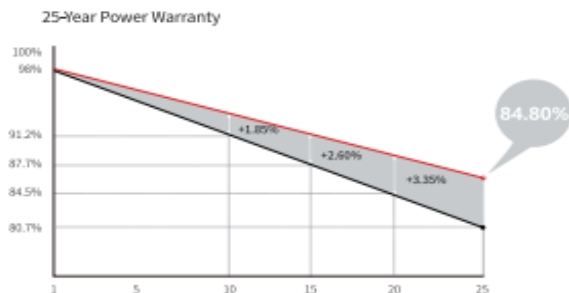
0~3%
POWER
TOLERANCE

<2%
FIRST YEAR
POWER DEGRADATION

0.55%
YEAR 2-25
POWER DEGRADATION

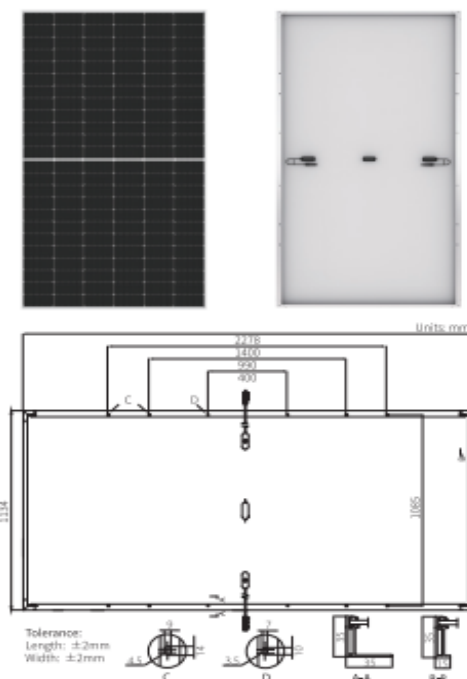
HALF-CELL
Lower operating temperature

Additional Value



Mechanical Parameters

Cell Orientation	144 (6×24)
Junction Box	IP68, three diodes
Output Cable	4mm ² , +400, -200mm/±1400mm length can be customized
Glass	Single glass, 3.2mm coated tempered glass
Frame	Anodized aluminum alloy frame
Weight	27.5kg
Dimension	2278×1134×35mm
Packaging	31pcs per pallet / 155pcs per 20' GP / 620pcs per 40' HC



Electrical Characteristics

	STC: AM1.5 1000W/m ² 25°C		NOCT: AM1.5 800W/m ² 20°C 1m/s		Test uncertainty for P _{max} ±3%	
Module Type	LR5-72HPH-540M	LR5-72HPH-545M	LR5-72HPH-550M	LR5-72HPH-555M	LR5-72HPH-560M	
Testing Condition	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (P _{max} /W)	540	403.6	545	407.4	550	411.1
Open Circuit Voltage (V _{oc} /V)	49.50	46.54	49.65	46.68	49.80	46.82
Short Circuit Current (I _{sc} /A)	13.85	11.20	13.92	11.25	13.98	11.31
Voltage at Maximum Power (V _{mp} /V)	41.65	38.69	41.80	38.83	41.95	38.97
Current at Maximum Power (I _{mp} /A)	12.97	10.43	13.04	10.49	13.12	10.56
Module Efficiency(%)	20.9		21.1		21.3	

Operating Parameters

Operational Temperature	-40°C ~ +85°C
Power Output Tolerance	0 ~ 3%
V _{oc} and I _{sc} Tolerance	±3%
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC/UL)
Maximum Series Fuse Rating	25A
Nominal Operating Cell Temperature	45±2°C
Protection Class	Class II
Fire Rating	UL type 1 or 2 IEC Class C

Mechanical Loading

Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s

Temperature Ratings (STC)

Temperature Coefficient of I _{sc}	+0.050%/°C
Temperature Coefficient of V _{oc}	-0.265%/°C
Temperature Coefficient of P _{max}	-0.340%/°C

Annexe 2 : fiche technique du module Jinko du dimensionnement proposé

www.jinkosolar.com



Tiger Pro 72HC 550-570 Watt MONO-FACIAL MODULE

P-Type

Positive power tolerance of 0~+3%

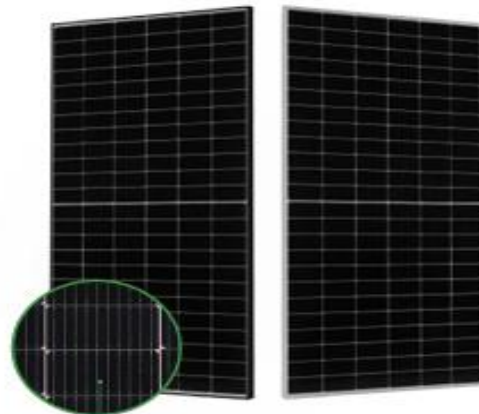
IEC61215(2016), IEC61730(2016)

ISO9001:2015: Quality Management System

ISO14001:2015: Environment Management System

ISO45001:2018

Occupational health and safety management systems



MBB HC Technology

Key Features



Multi Busbar Technology

Better light trapping and current collection to improve module power output and reliability.



Durability Against Extreme Environmental Conditions

High salt mist and ammonia resistance.



Reduced Hot Spot Loss

Optimized electrical design and lower operating current for reduced hot spot loss and better temperature coefficient.



Enhanced Mechanical Load

Certified to withstand:
5400 Pa front side max static test load
2400 Pa rear side max static test load



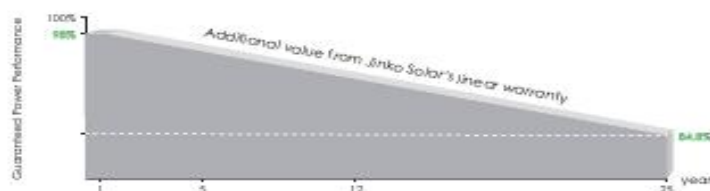
Longer Life-time Power Yield

0.55% annual power degradation and 25 year linear power warranty.



POSITIVE QUALITY[®]
Customer safety assurance

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

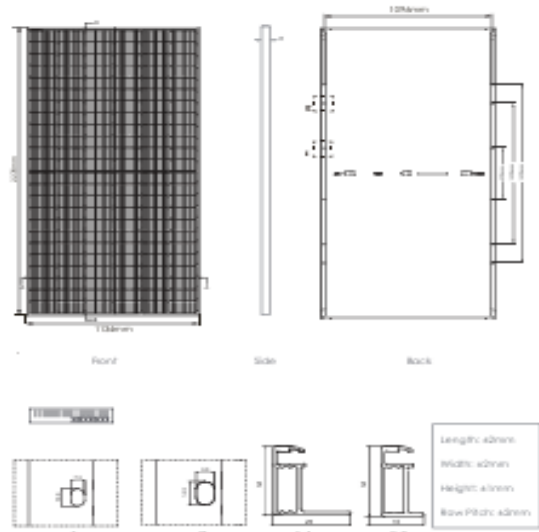


12 Year Product Warranty

25 Year Linear Power Warranty

0.55% Annual Degradation Over 25 years

Engineering Drawings

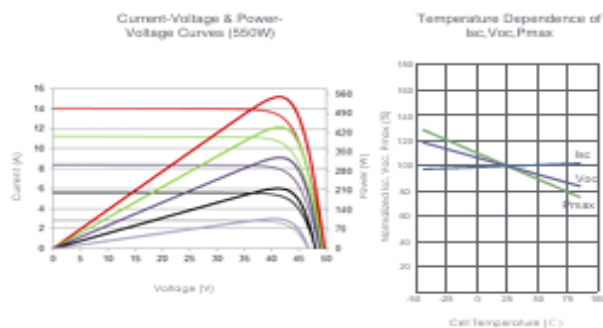


Packaging Configuration

[Two pallets = One stack]

36pcs/pallets, 72pcs/stack, 720pcs/ 40HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	P type Mono-crystalline
No. of cells	144 (6×24)
Dimensions	2278×1134×30mm (89.69×44.65×1.18 inch)
Weight	27 kg (59.52 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 3×4.0mm² [+]: 400mm, [-]: 200mm or Customized Length

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM550M-72HL4 JKM550M-72HL4-V		JKM555M-72HL4 JKM555M-72HL4-V		JKM560M-72HL4 JKM560M-72HL4-V		JKM565M-72HL4 JKM565M-72HL4-V		JKM570M-72HL4 JKM570M-72HL4-V	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	550Wp	409Wp	555Wp	413Wp	560Wp	417Wp	565Wp	420Wp	570Wp	424Wp
Maximum Power Voltage [Vmp]	40.90V	38.42V	40.99V	38.59V	41.09V	38.69V	41.21V	38.74V	41.34V	38.84V
Maximum Power Current [Imp]	13.45A	10.65A	13.54A	10.70A	13.63A	10.77A	13.71A	10.85A	13.79A	10.92A
Open-circuit Voltage [Voc]	49.62V	46.84V	49.72V	46.93V	49.82V	47.02V	49.93V	47.13V	50.04V	47.23V
Short-circuit Current [Isc]	14.03A	11.33A	14.12A	11.40A	14.21A	11.48A	14.30A	11.55A	14.39A	11.62A
Module Efficiency STC (%)	21.29%		21.48%		21.68%		21.87%		22.07%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1000/1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	25A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.35%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.28%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									

*STC: Irradiance 1000W/m² Cell Temperature 25°C AM=1.5
 NOCT: Irradiance 800W/m² Ambient Temperature 20°C AM=1.5 Wind Speed 1m/s

Annexe 3 : Fiche technique de l'onduleur huawei sun2000 50KTL-M3

SUN2000-50KTL-M3
Smart PV Controller



Rendement

Jusqu'à 30% d'énergie en plus avec optimiseurs



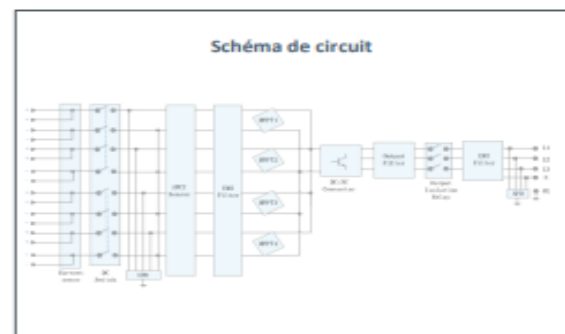
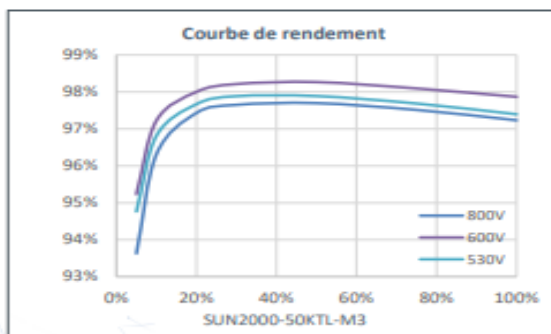
Sécurité active

Protection contre les arcs électriques boostée par l'IA



Communication flexible

WLAN, Fast Ethernet, 4G



SOLAR.HUAWEI.COM/FR/

Specifications techniques

Spécifications techniques		SUN2000-50KTL-M3
Rendement		
Rendement Max		98.5%
Rendement Européen		98.0%
Entrée		
Tension d'entrée max ¹		1,100 V
Courant max par MPPT		30 A (par MPPT) / 20 A (par entrée)
Courant de court-circuit max par MPPT		40 A
Tension de démarrage		200 V
Plage de tension de fonctionnement MPPT ²		200 V ~ 1,000 V
Tension d'entrée nominale		600 V
Nombre d'entrée		8
Nombre de MPPT		4
Sortie		
Puissance active nominale		50,000 W
Puissance apparente Max		55,000 VA
Puissance active Max (cosφ=1)		55,000 W
Tension de sortie nominale		400 Vac / 480 Vac, 3W+(N) + PE
Fréquence réseau nominale		50 Hz / 60 Hz
Courant de sortie nominal		72.2 A @ 400Vac, 60.1 A @ 480Vac
Courant de sortie Max		79.8 A @ 400Vac, 66.5 A @ 480Vac
Facteur de puissance modifiable		0.8 LG ... 0.8 LD
Taux de distorsion harmonique max		<3%
Protection		
Dispositif de déconnexion côté entrée		Oui
Protection anti ilotage		Oui
Protection surintensité AC		Oui
Protection inversion de polarité DC		Oui
Surveillance de défauts de string PV		Oui
Parafoudre DC		Type II
Parafoudre AC		Type II
Détection résistance d'isolement DC		Oui
Unité de surveillance du courant résiduel (RCMU)		Oui
Protection contre les Arcs électriques (AFCI)		Oui
Ripple Receiver Control		Oui
PID recovery intégré ³		Oui
Communication		
Affichage		LED, Bluetooth + APP Fusion Solar
RS485		Yes
Smart Dongle		WLAN/Ethernet via Smart Dongle-WLAN-FE (Optionnel) 4G / 3G / 2G via Smart Dongle-4G (Optionnel)
Communication (MBUS)		Oui (Isolation galvanique avec le réseau requis)
Données générales		
Dimensions		640 x 530 x 270 mm (25.2 x 20.9 x 10.6 inch)
Poids (avec plaque de montage)		49 kg (108.1 lb)
Plage de température de fonctionnement		-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Méthode de refroidissement		Smart Air Cooling
Altitude de fonctionnement max		4,000 m (13,123 ft.)
Humidité relative		0% RH ~ 100% RH
Connecteurs DC		Amphenol Helios H4
Connecteur AC		Connecteur résistant à l'eau + cosses
Degré de protection		IP 66
Topologie		Sans transformateur
Consommation nocturne		≤ 5.5W
Conformité		
Sécurité		EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683
Connexion réseau électrique		IEC 61727, VDE-AR-N4105, VDE 4110, VDE 0126-1-1, BDEW, G59/3, UTE C 15-712-1, CEI 0-16, CEI 0-21, RD 661, RD 1699, P.O. 12.3, RD 413, EN-50438-Turkey, EN-50438-Ireland, C10/11, MEA, Resolution No.7, NRS 097-2-1, DEWA

1. La tension d'entrée max est la tension en pic d'orage. Toute tension DC supérieure peut endommager l'onduleur.
2. Toute tension DC supérieure à la plage de tension de fonctionnement peut engendrer un fonctionnement anormal de l'onduleur.
3. SUN2000-50KTL-M3 offre également entre PV (en dessous de 450V) la fonctionnalité de récupération PID afin de préparer la dégradation des modules par phénomène PID. Les modules supportés : Type P (mono, poly), Type N (a-Si, HJT).

Annexe 4 : Rapport Hélioscope du dimensionnement existant

HelioScope

Annual Production Report produced by Aboulaye Soumahoro

Design 3 Total Enr Bureau, 5.294691, -3.993444

Report

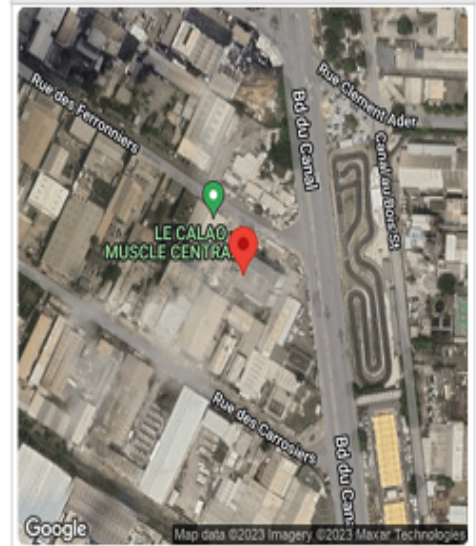
Project Name	Total Enr Bureau
Project Description	solarisation bureau
Project Address	5.294691, -3.993444
Prepared For	Total Energies
Prepared By	Aboulaye Soumahoro soumahoro.aboulaye15@gmail.com



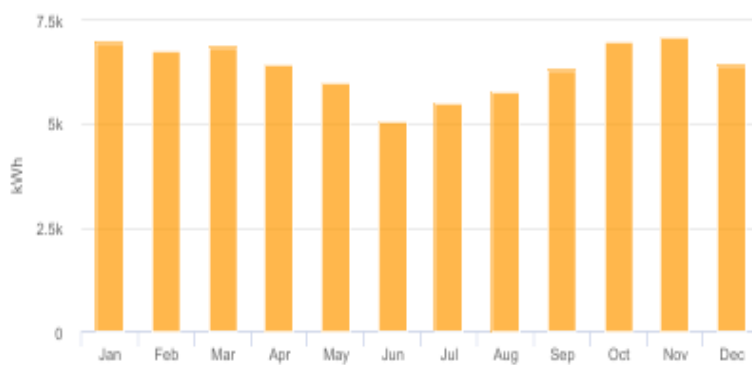
System Metrics

Design	Design 3
Module DC Nameplate	52.3kW
Inverter AC Nameplate	50.0kW Load Ratio: 1.05
Annual Production	76.12 MWh
Performance Ratio	81.5%
kWh/kWp	1,456.8
Weather Dataset	TMY, 10km Grid, meteonorm/nrel medium resolution (meteonorm)
Simulator Version	9e57107c03-aec6342684-ft8c8616be-2e104601d5

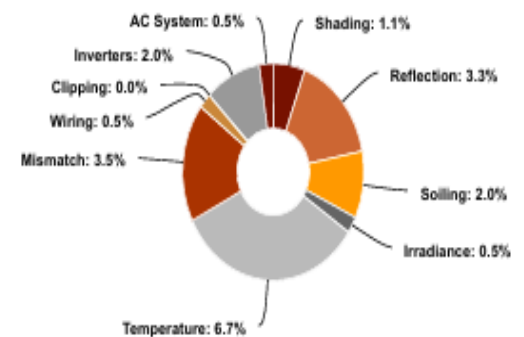
Project Location



Monthly Production



Sources of System Loss



Design 3 Total Enr Bureau, 5.294691, -3.993444

Shading Heatmap



Shading by Field Segment

Description	Tilt	Altitude	Modules	Nameplate	Shaded Irradiance	AC Energy	TOF ²	Solar Access	Avg TSRE ³
Field Segment 1	15.0°	2095°	57	214 kWp	1,361.9 kWh/m ²	456 MWh ¹	99.4%	98.0%	98.0%
Field Segment 2	15.0°	2095°	38	209 kWp	1,373.9 kWh/m ²	305 MWh ¹	99.4%	99.3%	98.7%
Totals, weighted by kWp			95	523 kWp	1,368.3 kWh/m ²	761 MWh	99.4%	98.9%	98.3%

¹ Approximate, values based on irradiance at 5.3°N and 10.2°W
² Based on the call on Op-Sol PV irradiance at 5.3°N and 10.2°W

Solar Access by Month

Description	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Field Segment 1	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%
Field Segment 2	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%
Solar Access, weighted by kWp	98.8%	98.8%	98.9%	99.0%	99.0%	98.8%	98.8%	98.8%	98.8%	98.9%	99.0%	98.7%
AC Power (kW)	6,988.7	6,376.6	6,838.4	6,480.1	6,012.8	5,063.1	5,484.3	5,793.1	6,290.0	6,970.1	7,102.4	6,392.7

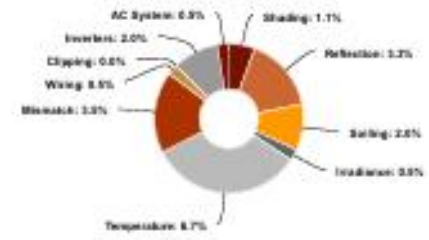
HelioScope

Shading Report produced by Aboulaye Soumahom

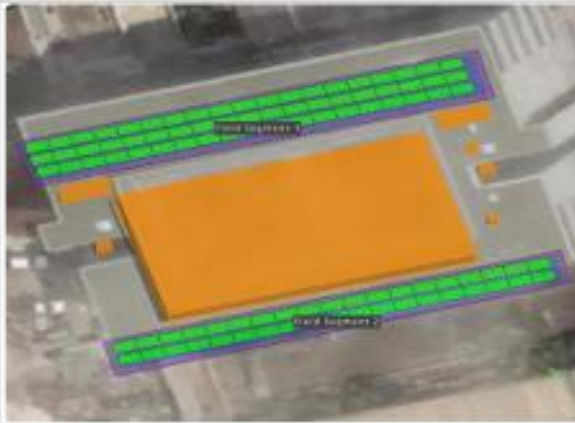
Monthly Production



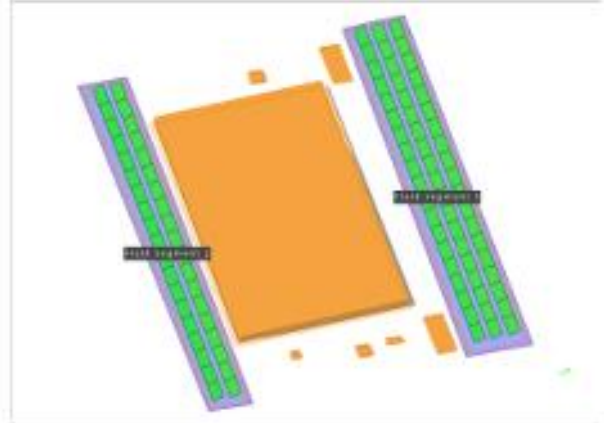
Sources of System Loss



Southwestern Angle



Southeastern Angle





Annexe 5 : Rapport PVsyst du dimensionnement proposé



VOLONTÉ S.A.

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Projet: Solarisation du nouveau siège de TotalEnergie

Variante: Nouvelle variante de simulation

No 3D scene defined, no shadings

System power: 54.7 kWp

Abidjan - Côte D'ivoire

Yann-Euclide ALI

**PVsyst V7.3.1**

VCO, Simulation date:
20/12/24 09:57
with v7.3.1

Project: Nouveau Projet
Variant: Nouvelle variante de simulation

Project summary**Geographical Site**

Abidjan
Côte D'Ivoire

Situation

Latitude 5.35 °N
Longitude -4.00 °W
Altitude 41 m
Time zone UTC

Project settings

Albedo 0.20

Meteo data

Abidjan
Meteonorm 8.1, Sat=100 % - Synthétique

System summary**Grid-Connected System**

No 3D scene defined, no shadings

PV Field Orientation

Fixed plane
Tilt/Azimuth 12 / 0 °

Near Shadings

No Shadings

User's needs

Unlimited load (grid)

System information**PV Array**

Nb. of modules 96 units
Pnom total 54.7 kWp

Inverters

Nb. of units 1 unit
Pnom total 50.0 kWac
Pnom ratio 1.094

Results summary

Produced Energy 81795 kWh/year Specific production 1495 kWh/kWp/year Perf. Ratio PR 83.94 %

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	4
Loss diagram	5
Predéf. graphs	6
Single-line diagram	7
Cost of the system	8
CO ₂ Emission Balance	9



PVsyst V7.3.1

VCO, Simulation date:
20/12/24 09:57
with v7.3.1

Project: Nouveau Projet

Variant: Nouvelle variante de simulation

General parameters

Grid-Connected System		No 3D scene defined, no shadings	
PV Field Orientation		Sheds configuration	
Orientation		Models used	
Fixed plane		Transposition	Perez
Tilt/Azimuth	12 / 0 °	Diffuse	Perez, Meteonorm
		Circumsolar	separate
Horizon		User's needs	
Free Horizon		Unlimited load (grid)	
Near Shadings			
No Shadings			

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Jinkosolar	Manufacturer	Huawei Technologies
Model	JKM570M-7RL4-V	Model	SUN2000-50KTL-M3-400V
(Custom parameters definition)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	570 Wp	Unit Nom. Power	50.0 kWac
Number of PV modules	96 units	Number of inverters	4 * MPPT 25% 1 unit
Nominal (STC)	54.7 kWp	Total power	50.0 kWac
Modules	8 Strings x 12 in series	Operating voltage	200-1000 V
At operating cond. (50°C)		Max. power (=>35°C)	55.0 kWac
Pmpp	50.0 kWp	Pnom ratio (DC/AC)	1.09
U mpp	455 V	No Power sharing between MPPTs	
I mpp	110 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	55 kWp	Total power	50 kWac
Total	96 modules	Number of inverters	1 unit
Module area	248 m²	Pnom ratio	1.09

Array losses

Thermal Loss factor		DC wiring losses		Module Quality Loss				
Module temperature according to irradiance		Global array res.	68 mΩ	Loss Fraction	-0.8 %			
Uc (const)	20.0 W/m²K	Loss Fraction	1.5 % at STC					
Uv (wind)	0.0 W/m²K/m/s							
Module mismatch losses		Strings Mismatch loss						
Loss Fraction	2.0 % at MPP	Loss Fraction	0.1 %					
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000



PVsyst V7.3.1

VC0, Simulation date:
20/12/24 09:57
with v7.3.1

Project: Nouveau Projet
Variant: Nouvelle variante de simulation

Main results

System Production

Produced Energy

81795 kWh/year

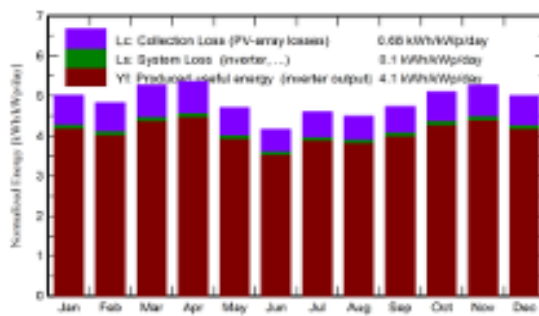
Specific production

1495 kWh/kWp/year

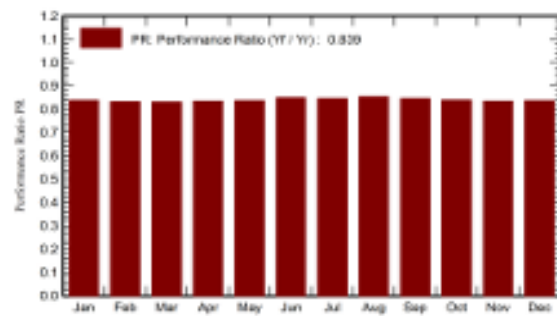
Performance Ratio PR

83.94 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	146.0	89.45	27.28	155.5	152.1	7301	7126	0.838
February	131.0	82.77	28.14	135.4	132.6	6323	6170	0.833
March	162.4	96.46	28.49	163.3	159.9	7615	7430	0.831
April	165.5	94.49	28.07	160.9	157.3	7534	7352	0.835
May	155.4	82.99	27.74	145.8	141.7	6840	6675	0.837
June	133.9	82.07	26.01	124.8	121.1	5938	5796	0.849
July	153.1	78.94	25.66	142.5	138.6	6759	6595	0.846
August	144.9	90.28	24.79	139.2	135.5	6656	6496	0.853
September	143.1	76.59	25.02	142.0	138.5	6732	6567	0.845
October	153.8	85.20	26.55	158.2	154.9	7445	7263	0.839
November	148.0	71.49	27.17	158.2	155.2	7406	7224	0.835
December	144.4	85.49	27.65	155.0	151.8	7276	7100	0.837
Year	1781.5	1016.22	26.87	1780.8	1739.1	83825	81795	0.839

Legends

GlobHor Global horizontal irradiation

DiffHor Horizontal diffuse irradiation

T_Amb Ambient Temperature

GlobInc Global incident in coll. plane

GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

EArray Effective energy at the output of the array

E_Grid Energy injected into grid

PR Performance Ratio

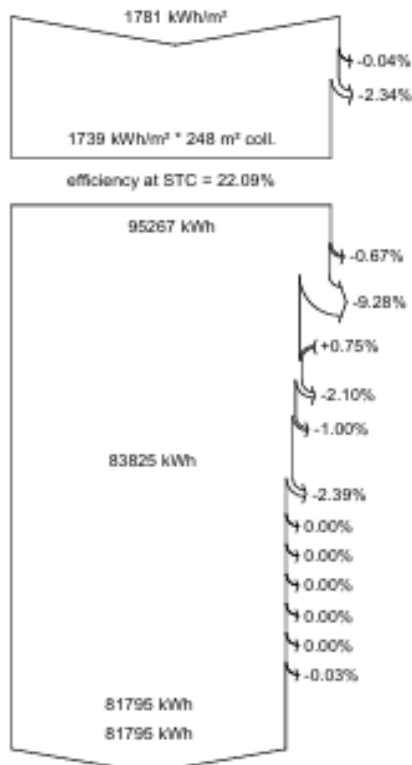


PVsyst V7.3.1

VCO, Simulation date:
20/12/24 09:57
with v7.3.1

Project: Nouveau Projet
Variant: Nouvelle variante de simulation

Loss diagram



Global horizontal irradiation
Global incident in coll. plane
IAM factor on global
Effective irradiation on collectors
PV conversion
Array nominal energy (at STC effie.)
PV loss due to irradiance level
PV loss due to temperature
Module quality loss
Mismatch loss, modules and strings
Ohmic wiring loss
Array virtual energy at MPP
Inverter Loss during operation (efficiency)
Inverter Loss over nominal inv. power
Inverter Loss due to max. input current
Inverter Loss over nominal inv. voltage
Inverter Loss due to power threshold
Inverter Loss due to voltage threshold
Night consumption
Available Energy at Inverter Output
Energy injected into grid



PVsyst V7.3.1

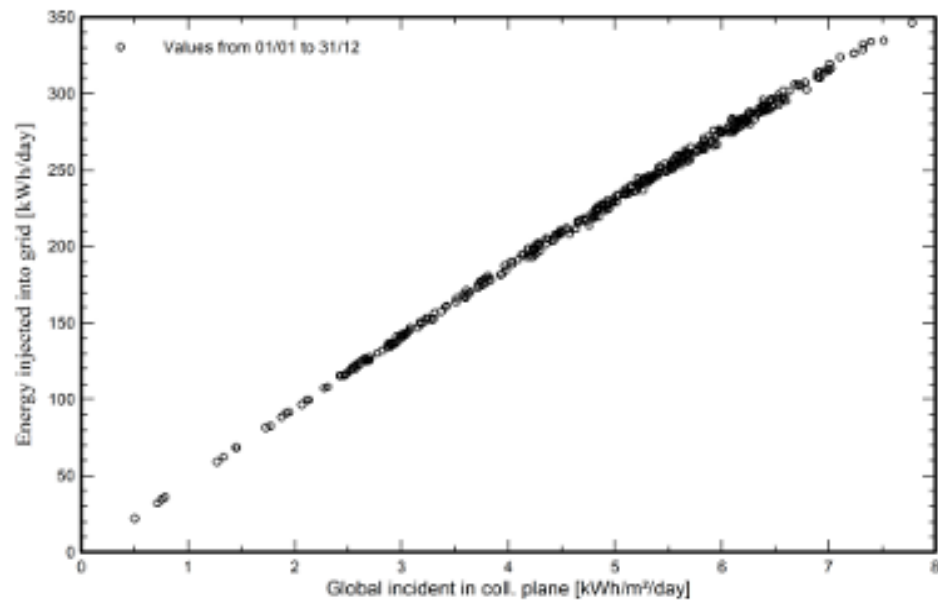
VCO, Simulation date:
20/12/24 09:57
with v7.3.1

Project: Nouveau Projet

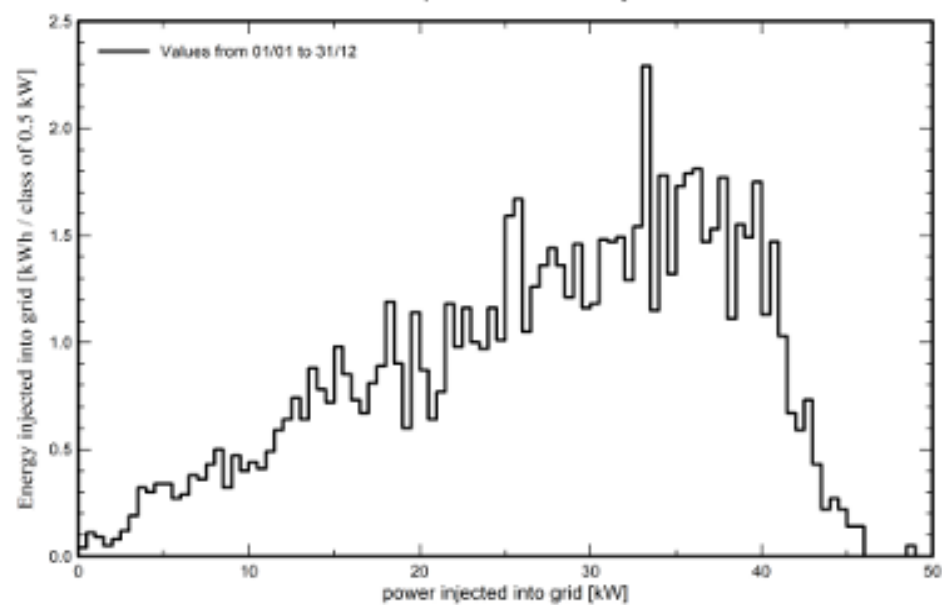
Variant: Nouvelle variante de simulation

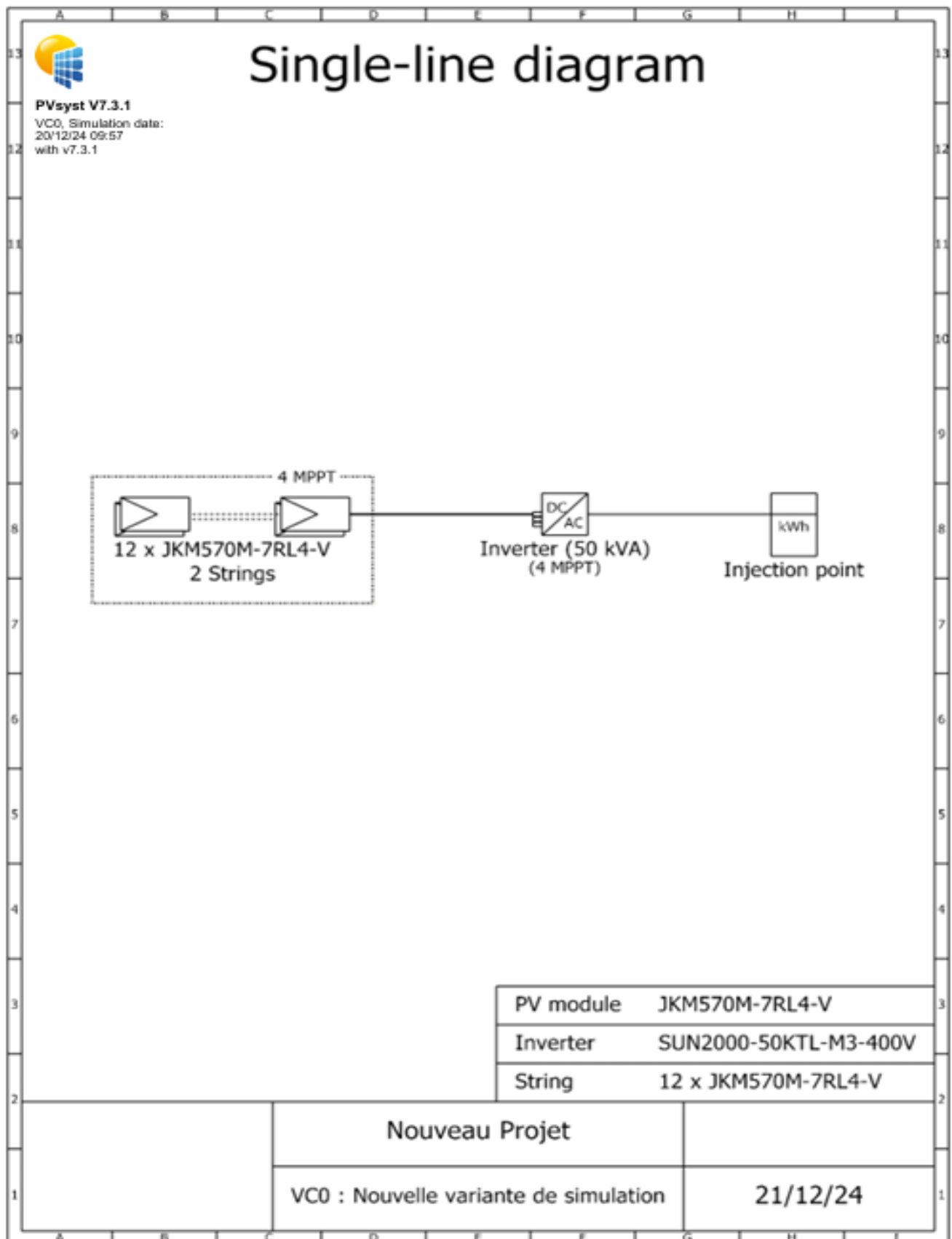
Predef. graphs

Diagramme d'entrée/sortie journalier

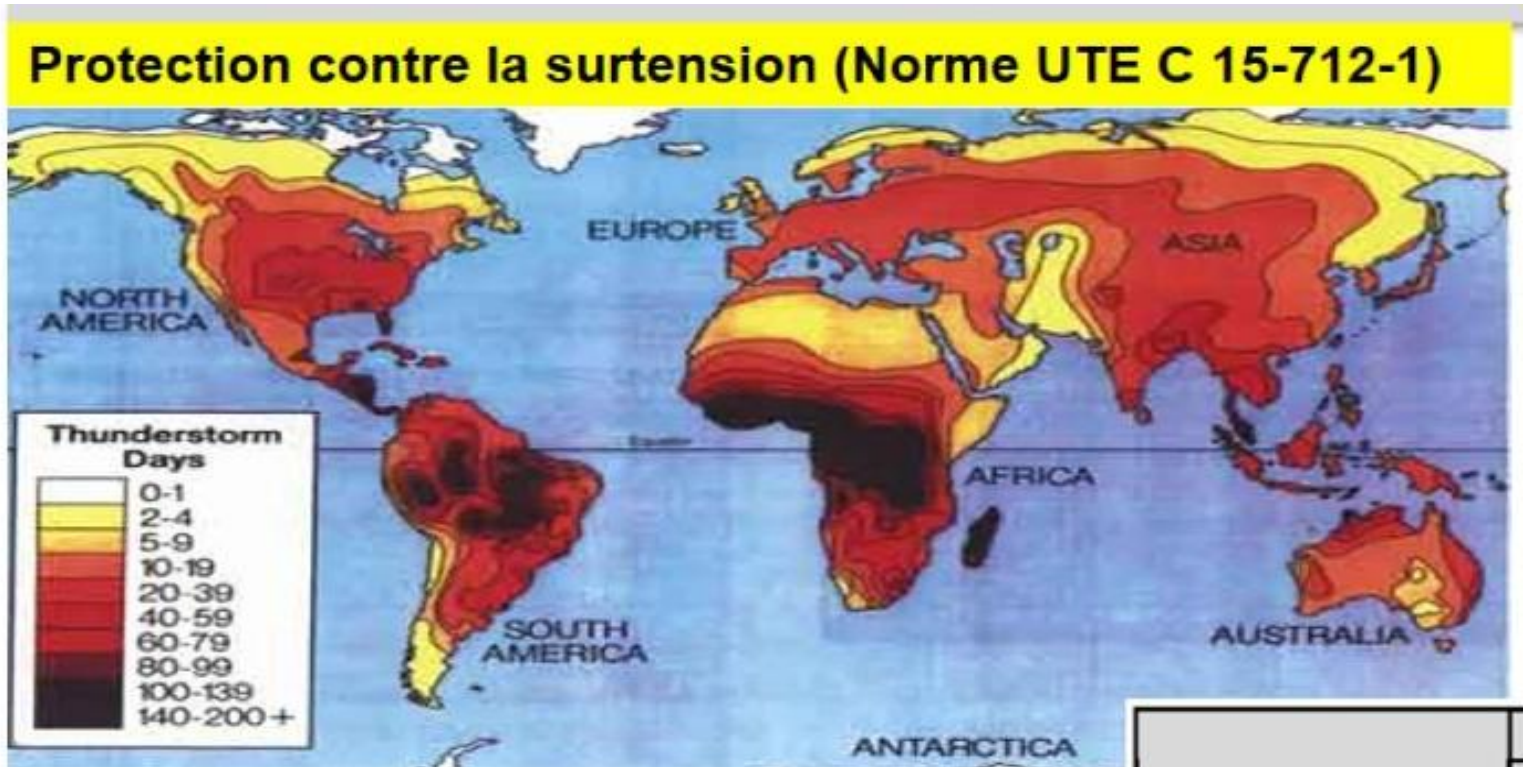


Distribution de la puissance de sortie système

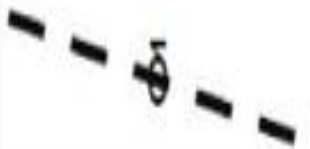




Annexe 6 : Eléments de détermination du parafoudre



Résultat du Tableau 2	Obligatoire	Recommandé	Peu utile
φ	2	1	0

Situation de la ligne aérienne (BT), du bâtiment ou du champ de modules PV	Complètement entouré de structures	Quelques structures à proximité ou inconnues	Terrain plat ou découvert	Sur une crête, présence de plan d'eau, site montagneux
	0	0,5	0,75	1

Estimation du risque F_{PV}	I_n (kA)
$F_{PV} \leq 40$	5
$40 < F_{PV} \leq 80$	10
$F_{PV} > 80$	20

Annexe 7 : Directive de manuel d'utilisation de l'onduleur concernant les sections de câble

Numéro	Câble	Type	Spécifications recommandées	Source
1	Câble d'alimentation d'entrée CC	Câble PV courant normalisé (Modèle recommandé : PV1-F)	<ul style="list-style-type: none"> Section du conducteur : 4 à 6 mm² Diamètre extérieur du câble : 5,5 à 9 mm 	Préparé par les utilisateurs

ion 03 (30-08-2022)

Copyright © Huawei Technologies Co., Ltd.

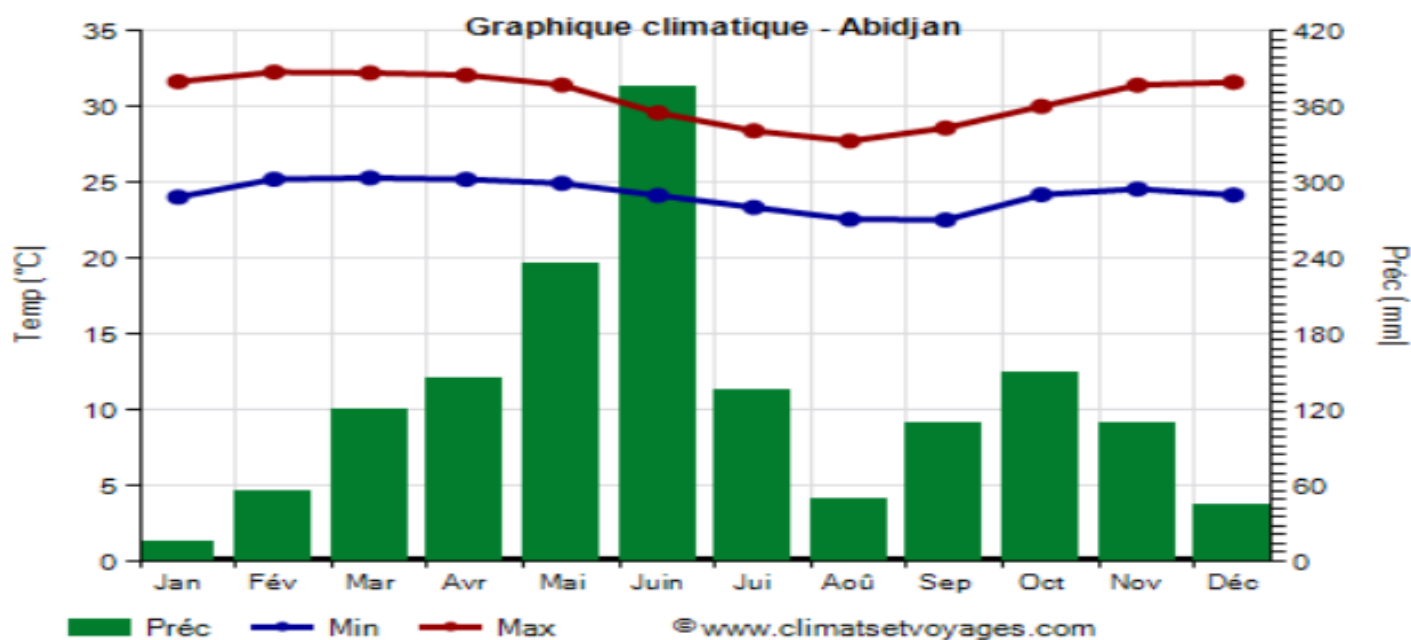
30

12000-(50KTL-ZHM3, 50KTL-M3)
uel d'utilisation

5 Raccordements électriques

Numéro	Câble	Type	Spécifications recommandées	Source
2	Câble d'alimentation de sortie CA	Câble d'extérieur conducteur aluminium/cuivre	<ul style="list-style-type: none"> Section du conducteur : câble d'extérieur conducteur cuivre 25-50 mm² ou câble d'extérieur conducteur aluminium 35-50 mm²[1] Diamètre extérieur du câble : 16 à 38 mm 	Préparé par les utilisateurs

Annexe 9 : Température moyenne en côte d'Ivoire



Graphique climatique - Abidjan (Cote d'Ivoire)

Annexe 8 : Facteur de correction fonction de la température

NF C 15-100/2002-12

NF C 15-100







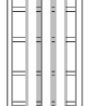


Partie 5-52

H

Tableau 52K - Facteurs de correction pour des températures ambiantes différentes de 30 °C à appliquer aux valeurs de courants admissibles du [tableau 52H](#)

Température ambiante (°C)	Élastomère (Caoutchouc)	Isolation	
		PVC	PR / EPR
10	1,29	1,22	1,15
15	1,22	1,17	1,12
20	1,15	1,12	1,08
25	1,07	1,06	1,04
35	0,93	0,94	0,96
40	0,82	0,87	0,91
45	0,71	0,79	0,87
50	0,58	0,71	0,82
55	-	0,61	0,76
60	-	0,50	0,71
65	-	-	0,65
70	-	-	0,58
75	-	-	0,50
80	-	-	0,41
85	-	-	-
90	-	-	-
95	-	-	-

Annexe 10 : Facteur de correction fonction du mode de pose

Exemple	Description	Réf.
	Câbles mono- ou multiconducteurs avec ou sans armure :	11
	- fixés sur un mur,	11A
	- fixés à un plafond,	12
	- sur des chemins de câbles ou tablettes non perforés, (*)	13
	- sur des chemins de câbles ou tablettes perforés, en parcours horizontal ou vertical (*)	14
	- sur des treillis soudés ou sur des corbeaux,	16
	- sur étagères à câbles.	
	Câbles mono- ou multiconducteurs suspendus à un câble porteur ou autoporteurs.	17
	Conducteurs nus ou isolés sur isolateurs.	18

(*) un chemin de câbles avec couvercle est considéré comme une goulotte (mode de pose 31A).

Tableau 52G - Choix des méthodes de référence pour les courants admissibles en fonction des modes de pose

Pour chacun des modes de pose décrits dans le tableau 52C, le tableau indique la méthode de référence - repérée par l'une des lettres : B, C, D, E ou F - à appliquer et les facteurs de correction éventuels.

Mode de pose (numéro de référence du tableau 52C)	Méthode de référence	Facteurs de correction	Remarques
1	B	0,77	
2	B	0,70	
3	B	-	
3A	B	0,9	
4	B	-	
4A	B	0,9	
5	B	-	
5A	B	0,9	
11	C	-	
11A	C	0,95	
12	C	-	
13	E, F	-	
14	E, F	-	
16	E, F	-	
17	E, F	-	
18	C	1,21	
21	B	0,95	
22	B	0,95	
22A	B	0,865	
23	B	0,95	
23A	B	0,865	
24	B	0,95	
24A	B	0,865	
25	B	0,95	
31	B	-	
31A	B	0,9	
32	B	-	
32A	B	0,9	
33	B	-	
33A	B	0,9	
34	B	-	
34A	B	0,9	
41	B	0,95	
42	B	-	
43	B	-	
61	D	0,80	
62	D	-	
63	D	-	
71	B	-	(*) Pour la pose de câbles multiconducteurs, appliquer un facteur de correction de 0,9.
73	B	(*)	
74	B	(*)	
81			A l'étude

Annexe 11 : Facteur de correction fonction de la proximité des câbles

NF C 15-100

Partie 5-52

Tableau 52N - Facteurs de **correction** pour groupement de plusieurs circuits ou de plusieurs câbles multiconducteurs

REF	DISPOSITION DE CIRCUITS OU DE CABLES	FACTEURS DE CORRECTION												METHODES DE REFERENCE	MODES DE POSE	
		Nombre de circuits ou de câbles multiconducteurs														
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16	20			
JOINTIFS																
1	Enfermés	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,55	0,55	0,50	0,50	0,45	0,40	0,40	B, C	1, 2, 3, 3A, 4, 4A, 5, 5A, 21, 22, 22A, 23, 23A, 24, 24A, 25, 31, 31A, 32, 32A, 33, 33A, 34, 34A, 41, 42, 43, 71	
2	Simple couche sur les murs ou les planchers ou tablettes non perforées	1,00	0,85	0,79	0,75	0,73	0,72	0,72	0,71	0,70	Pas de facteur de réduction supplémentaire pour plus de 9 câbles				C	11, 12
3	Simple couche au plafond	1,00	0,85	0,76	0,72	0,69	0,67	0,66	0,65	0,64						11A
4	Simple couche sur des tablettes perforées	1,00	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72					E, F	13
5	Simple couche sur des échelles à câbles, corbeaux, treillis soudés etc.	1,00	0,88	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78						14, 16, 17

Annexe 12 : Tableau du choix de la section de câble en fonction du courant

Section normalisée en mm ²	Densité de courant admise pour marche en continue en A/mm ²	Charge totale en A
1	10	10
1.5	10	15
2.5	10	25
4	10	40
6	6	36
10	6	60
16	6	96
25	4	100
35	4	140
50	4	200
70	3	210
95	3	285