



# **CONCEPTION DE CENTRALES SOLAIRES PHOTOVOLTAIQUES COUPLÉES AU RÉSEAU ÉLECTRIQUE ET DES SYSTEMES DE GESTION DE L'ÉNERGIE : CAS DE L'USINE BRASSIVOIRE**

MÉMOIRE POUR L'OBTENTION DU DIPLOME D'INGENIEUR 2IE AVEC GRADE DE  
MASTER  
SPÉCIALITÉ : GÉNIE ÉLECTRIQUE ET ÉNERGÉTIQUE

-----  
Présenté et soutenu publiquement le 20-01-2025 par

**Teewende David Lévi WEDA (20190021)**

**Encadrant 2iE : Dr Mahaman Sani MOUSSA KADRI, Enseignant-Chercheur au  
département Génie Électrique Énergétique et Industriel.**

**Encadrant INP-HB : Dr Gbah KONE, Enseignant-Chercheur à l'INP-HB**

**Maître de stage : M Roland TIAPANI, Responsable du bureau d'étude à VINCI  
ENERGIES CÔTE D'IVOIRE.**

Jury d'évaluation du stage :

Président : Prof. Moussa SORO

Membres et correcteurs : Dr. Daniel YAMEGUEU

Dr. Hector TETE

**Promotion 2023 - 2024**

## **DEDICACE**

Je dédie ce mémoire

- À mes parents Cyriaque Maximin WEDA et Tana Assetou Marguerite YONLI/WEDA pour leurs prières au quotidien, leur encouragement ainsi que leur investissement financier durant toutes mes années d'études.
- À ma grande mère Awa ZAMPALIGRE, pour ses bénédictions incessantes qui ne cessent de m'accompagner.
- À mes frères et sœurs pour leurs soutien indéfectible durant toute mes années d'études.
- À Doriane OUEDRAOGO, pour ses encouragements et son soutien permanent.
- À toute ma famille, qui n'a cessé de témoigner envers moi soutien, confiance et amour, vous êtes une source constante de motivation pour moi.

## REMERCIEMENTS

Notre parcours est le fruit d'efforts consentis par un grand nombre de personnes et institutions. Dans cette section de notre document, nous tenons à exprimer notre gratitude à toutes les personnes qui ont contribué de près ou de loin à la réussite de ce travail. Nous adressons nos remerciements à l'Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement (Institut 2iE), pour la formation que nous avons reçue durant ces cinq années d'études.

Nous remercions particulièrement :

- ❖ Le comité de la mobilité RESING qui nous a permis d'effectuer une mobilité pour notre dernière année d'étude.
- ❖ Dr Mahaman Sani MOUSSA KADRI, en sa qualité d'enseignant chercheur, qui est notre professeur encadreur. Nous le remercions pour son accompagnement et ses conseils avisés lors de notre encadrement.
- ❖ Dr Gbah KONE, en sa qualité d'enseignant chercheur, qui est notre encadreur pédagogique de l'INP-HB. Nous le remercions pour son accompagnement et ses recommandations précieuses dans le cadre de notre encadrement.
- ❖ Le Directeur Général de VINCI ENERGIES CÔTE D'IVOIRE, M. Yann LE CORVEC pour l'opportunité qui nous a été accordé d'effectuer notre stage de fin d'étude au sein de leur structure.
- ❖ M. Yacine ER-RAJI, chef d'entreprise d'OMEXOM CI pour l'opportunité enrichissante qu'il nous a offerte de réaliser ce stage passionnant.
- ❖ M. Roland TIAPANI, en sa qualité de responsable du bureau d'étude au sein d'OMEXOM CI qui est notre maître de stage. Nous le remercions pour son encadrement de grande qualité, ses recommandations précieuses et sa disponibilité sans faille tout au long de cette expérience.

Nos remerciements vont à l'endroit de tous les membres d'OMEXOM CI Poste, ingénieurs, techniciens, et tous les membres du bureau d'étude, qui nous ont permis de bénéficier pleinement de cette formation en termes de savoir technique et relationnel.

## **RESUME**

L'entreprise VINCI Energies Côte d'Ivoire (VECI) a la charge de réaliser des études de conception et les travaux de réalisation de deux centrales solaires photovoltaïques pour l'usine BRASSIVOIRE, situé à Abidjan en Côte d'Ivoire. Nos travaux s'articulent autour de l'étude technique et économique.

L'objectif de cette étude est de concevoir deux centrales solaires photovoltaïques en autoconsommation couplées au réseau public de distribution de la CIE pour alimenter l'usine. Cela intègre la conception d'un système de gestion d'énergie permettant de coupler la production solaire au réseau public d'électricité. Également l'aspect financier du projet est pris en compte, afin d'obtenir un coût de réalisation optimal.

Comme résultats, nous avons obtenus deux centrales photovoltaïques de puissances crêtes respectives de 1 780 kWc et 369 kWc injectant leur production sur les deux tableaux généraux basse tension présents sur le site. Le module photovoltaïque utilisé pour notre installation est de 585 Wc du fabricant Jinko Solar, et l'onduleur utilisé est d'une puissance apparente de 100 kVA du fabricant Huawei. Notre installation fournit une énergie de 3 293,59 MWh pour la première année et 76 837,8 MWh sur vingt-cinq années. La gestion des sources d'énergie du site est assurée par un système composé de contrôleurs, d'un smartlogger, de transformateurs de courant torique, de compteur d'énergie, d'un pyranomètre et d'un écran pour affichage. Ce système assure une forte pénétration de l'énergie solaire.

Ce projet d'installation de deux centrales solaires photovoltaïques d'une puissance totale de 2,15 MWc est chiffré à un coût de 1 052 961 584,21 FCFA/TTC. Aussi l'étude de rentabilité démontre que le projet est rentable au bout de 5 ans et 6 mois.

Ce projet a également un impact environnemental important estimé à une réduction de 24 376,02 tonnes de CO<sub>2</sub>. Ce projet diminue fortement l'empreinte carbone de l'usine et améliore l'image extérieure de l'usine en tant qu'acteur du développement durable.

### **MOTS CLES :**

1. Centrale solaire photovoltaïque
2. Couplé au réseau électrique
3. Production solaire
4. Système de gestion d'énergie
5. Rentabilité

## ABSTRACT

VINCI Energies Côte d'Ivoire (VECI) is responsible for carrying out design studies and construction work on two solar photovoltaic power plants for the BRASSIVOIRE plant, located in Abidjan, Côte d'Ivoire. Our work is based on the technical and economic study.

The objective of this study is to design two photovoltaic solar power plants for self-consumption coupled with the CIE's public distribution network to supply the plant. This includes the design of an energy management system to couple solar production to the public electricity grid. The financial aspect of the project is also taken into account, in order to obtain an optimal cost of implementation.

As a result, we obtained two photovoltaic power plants with peak powers of 1 780 kWp and 369 kWp respectively, injecting their production into the two general low-voltage switchboards present on the site. The photovoltaic module used for our installation is 585 Wp from the manufacturer Jinko Solar, and the inverter used is with an apparent power of 100 kVA from the manufacturer Huawei. Our facility provides an energy of 3 293.59 MWh for the first year and 76 837.8 MWh over twenty-five years. The management of the site's energy sources is provided by a system consisting of controllers, a smartlogger, toroidal current transformers, an energy meter, a pyranometer and a display screen. This system ensures a high penetration of solar energy.

This project to install two photovoltaic solar power plants with a total capacity of 2.15 MWp is estimated at a cost of 1 052 961 584,21 FCFA/TTC. Also, the profitability study shows that the project is profitable after 5 years and 6 months.

This project also has a significant environmental impact estimated at a reduction of 24 376,02 tons of CO<sub>2</sub>. This project significantly reduces the plant's carbon footprint and improves the plant's external image as a player in sustainable development.

### **KEYS WORDS :**

1. Photovoltaic solar power plant
2. Connected to the electricity grid
3. Solar production
4. Energy Management System
5. Profitability

## **LISTE DES ABREVIATIONS**

**A** : ampère

**AC** : alternative current (courant alternatif)

**CIE** : compagnie ivoirienne d'électricité

**CO<sub>2</sub>** : dioxyde de carbone

**DC** : direct current (courant continu)

**FCFA** : Franc de la Communauté Financière Africaine de l'Union Économique et Monétaire Ouest-Africaine (UEMOA)

**kV**: kilo volt

**kVA**: kilo volt ampère

**kW**: kilo watt

**kWc**: kilo watt crête

**MWh** : méga watt heure

**mm<sup>2</sup>** : millimètre carré

**PV** : photovoltaïque

**VECI** : VINCI Energies Côte d'Ivoire

## SOMMAIRE

DEDICACE.....	i
REMERCIEMENTS .....	ii
RESUME.....	iii
ABSTRACT .....	iv
LISTE DES ABREVIATIONS .....	v
SOMMAIRE .....	vi
LISTE DES TABLEAUX.....	vii
LISTE DES FIGURES .....	viii
INTRODUCTION GENERALE.....	1
I PRESENTATION DE LA STRUCTURE D'ACCUEIL .....	2
II PRESENTATION DU PROJET.....	4
III GENERALITES SUR LES SYSTEMES PHOTOVOLTAIQUES COUPLES AU RESEAU ELECTRIQUE.....	7
IV METHODOLOGIE DE CONCEPTION .....	14
V RESULTATS DE L'ETUDE TECHNIQUE.....	33
VI RESULTATS DE L'ETUDE FINANCIERE .....	54
VII NOTICE D'IMPACT ENVIRONNEMENTALE .....	56
CONCLUSION GENERALE.....	59
RECOMMANDATIONS ET PERSPECTIVES.....	60
REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES .....	I
ANNEXES .....	III
TABLES DES MATIERES .....	LIII

## LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1: les marques de VINCI ENERGIES CÔTE D'IVOIRE .....	3
Tableau 2 : conditions à respecter pour le choix de l'onduleur .....	15
Tableau 3: formules du dimensionnement photovoltaïque .....	18
Tableau 4 : choix des protections AC .....	20
Tableau 5 : paramètres pour les structures PV .....	29
Tableau 6 : formules de l'étude financière .....	31
Tableau 6 : surfaces actives et nombre de modules .....	33
Tableau 7: puissances crêtes installables .....	34
Tableau 8: résultats du dimensionnement photovoltaïque .....	35
Tableau 9 : configuration des centrales PV .....	36
Tableau 10 : dispositifs de protection AC .....	37
Tableau 11: dimensionnement du parafoudre .....	37
Tableau 12: caractéristiques du parafoudre.....	38
Tableau 13: caractéristiques du disjoncteur de déconnection .....	38
Tableau 14: sections de câbles DC.....	39
Tableau 15: câbles AC .....	39
Tableau 16 : chutes de tension AC.....	40
Tableau 17: câbles de la liaison équipotentielle.....	40
Tableau 18: quantité des câbles du projet .....	40
Tableau 19: résultats du dimensionnement sur PVSyst .....	42
Tableau 20: conditions météorologiques du site .....	43
Tableau 21: énergie et PR sur 25 années de fonctionnement.....	44
Tableau 22: ratio de couverture de la production solaire .....	45
Tableau 23: structures des modules .....	46
Tableau 24: caractéristiques du smartlogger.....	47
Tableau 25: caractéristiques des contrôleurs InteliNeo.....	48
Tableau 26: caractéristiques des bobines de rogowski.....	49
Tableau 27: caractéristiques des transducteurs .....	49
Tableau 29: coût du projet.....	54
Tableau 30 : calcul du LCOE.....	55



## LISTE DES FIGURES

Figure 1: organisation structurelle du groupe .....	3
Figure 2: site de l'usine Brassivoire .....	4
Figure 3: système PV en autoconsommation .....	9
Figure 4: système PV avec vente total de la production .....	10
Figure 5: système PV avec vente du surplus de la production .....	10
Figure 6 : système PV avec stockage/ couplage AC .....	11
Figure 7: système PV avec stockage/ couplage DC .....	12
Figure 8: système PV/ferme PV .....	12
Figure 9 : espaces disponibles sur le site.....	16
Figure 10 : influences externes pour le choix des câbles .....	23
Figure 11 : page de présentation du logiciel PVSyst .....	25
Figure 12 : choix de la localisation et du site météo .....	26
Figure 13: inclinaison et orientation.....	26
Figure 14: dimensionnement du système .....	27
Figure 15: pertes détaillées.....	27
Figure 16: paramètres du projet .....	28
Figure 17: outils de vieillissement .....	28
Figure 18: paramètres du projet .....	28
Figure 19: calepinage de la centrale 1 .....	34
Figure 20: calepinage de la centrale 2 .....	35
Figure 21 : schéma électrique de la centrale PV 1 .....	41
Figure 22: schéma électrique de la centrale PV 2 .....	42
Figure 23 : smartlogger .....	47
Figure 24: centrale de mesure Janitza .....	49
Figure 25: pyranomètre .....	50
Figure 26: InteliVision 18Touch G2 .....	51
Figure 27: schéma de contrôle de la centrale PV1 .....	52
Figure 28: schéma de contrôle de la centrale PV2 .....	52
Figure 29: gains financiers .....	55

## INTRODUCTION GENERALE

La réduction de la pollution atmosphérique est un enjeu majeur dans la lutte contre le changement climatique, et cela nécessite une transformation des procédés de production d'électricité. Actuellement, la majorité de l'électricité est générée à partir de combustibles fossiles tels que le charbon, le pétrole et le gaz naturel, qui sont responsables des émissions de gaz à effet de serre. Les énergies renouvelables, comme l'hydraulique, le solaire, la géothermie et la biomasse, offrent une alternative durable en produisant peu ou pas d'émissions.

En Côte d'Ivoire, l'énergie hydraulique représente 34,5 % de la puissance installée totale à la fin de l'année 2022 [1]. L'énergie solaire photovoltaïque, quant à elle, se développe rapidement à travers divers projets, tels que les centrales solaires de Boundiali (37,5 MWc) et de Ferkessedougou (52 MWc). C'est dans cette dynamique que des industriels, comme l'usine Brassivoire, ont exprimé le besoin d'une installation photovoltaïque sur leur site. Actuellement, l'usine est alimentée par deux sources d'énergie : le réseau électrique et des générateurs diesel. Cette étude se concentrera sur la conception d'un système en autoconsommation pour répondre aux besoins énergétiques de Brassivoire tout en réduisant son empreinte carbone.

En parallèle du développement des énergies renouvelables, les réseaux électriques intelligents représentent une avancée significative dans le secteur de l'énergie. Ces réseaux permettent une gestion bidirectionnelle de l'énergie, permettant à l'électricité de circuler non seulement des producteurs vers les consommateurs, mais aussi dans le sens inverse. L'intégration des technologies de l'information et de la communication (TIC) est essentielle pour optimiser cette gestion. Cependant, dans des pays comme la Côte d'Ivoire, l'injection d'énergie produite par des particuliers sur le réseau reste interdite, limitant ainsi les possibilités de réutilisation de l'énergie excédentaire.

Dans ce contexte, il est crucial de concevoir une installation photovoltaïque en autoconsommation, tout en respectant la limitation de l'injection d'énergie sur le réseau. Cette étude visera donc à étudier la mise en place d'une centrale solaire photovoltaïque en autoconsommation et à proposer un système de gestion de l'énergie adapté pour l'usine.

Ce mémoire s'articulera autour de plusieurs points : dans un premier temps, nous présenterons la structure de VECI et le projet en question. Ensuite, nous détaillerons les principes généraux liés à notre sujet ainsi que la méthodologie de l'étude, en exposant les différentes étapes de celle-ci. Enfin, nous présenterons les résultats obtenus à l'issue de notre analyse.

# I PRESENTATION DE LA STRUCTURE D'ACCUEIL

## I.1 Le groupe VINCI

C'est en 2000 que naît le groupe VINCI par deux ingénieurs polytechniciens, Alexandre Giros et Louis Loucheur à la suite de la fusion de deux sociétés françaises pionnières du domaine de la concession des travaux publics et de l'ingénierie électrique : **GTM**<sup>1</sup> et **SGE**<sup>2</sup>. Grâce à cette fusion qui a fait de VINCI l'héritier de deux entreprises centenaires, ce groupe s'est positionné et a su se maintenir comme leader mondial de la concession et de la construction d'infrastructures. En 2023, le groupe a enregistré un chiffre d'affaires de 68,838 milliards d'Euro [2] et emploie aujourd'hui environ 280 000 salariés qui travaillent dans 120 pays à l'atteinte d'une mission commune : concevoir, financer, construire, gérer les infrastructures qui contribuent à l'amélioration de la vie quotidienne. Dans le domaine de la concession, VINCI possède, principalement en Europe, des entreprises spécialisées qui exploitent et assurent la gestion d'infrastructures telles que les autoroutes, aéroports, ponts, stades et parkings. Dans la construction, la multinationale est davantage orientée vers l'international et déploie ses expertises dans les activités de génie civil et de l'énergie.

## I.2 Le groupe VINCI ENERGIES

La filiale du groupe en charge des activités énergétiques est appelée VINCI ENERGIES. Elle a été créée en 2003 avec pour objectif l'accélération de la transition énergétique et numérique. En 2023, VINCI ENERGIES réalise un chiffre d'affaires (CA) de 19,327 Milliards d'euros, [3] elle dispose d'un vaste réseau mondial de 2000 entreprises qui s'étend à 61 pays avec 97 000 collaborateurs réparties dans 3 grandes divisions mondiales : VINCI ENERGIES France ; VINCI ENERGIES Europe ; VINCI ENERGIES International et Systems. Dans la division VINCI ENERGIES International et System, se trouve le pôle Afrique de l'Ouest dont le siège est situé au Maroc à Casablanca. C'est une base arrière depuis laquelle sont coordonnées les études des projets des sociétés régionales que sont actuellement VINCI ENERGIES Sénégal, Guinée, Mauritanie, Côte d'Ivoire. La figure 1 présente un organigramme qui résume l'organisation structurelle du groupe. En rouge, nous parvenons à situer VINCI ENERGIES Côte d'Ivoire dans la hiérarchie de la multinationale.

---

<sup>1</sup> GTM : Grand Travaux de Marseille créée en 1908.

<sup>2</sup> SGE Société Générale d'Entreprises créées respectivement en 1899.

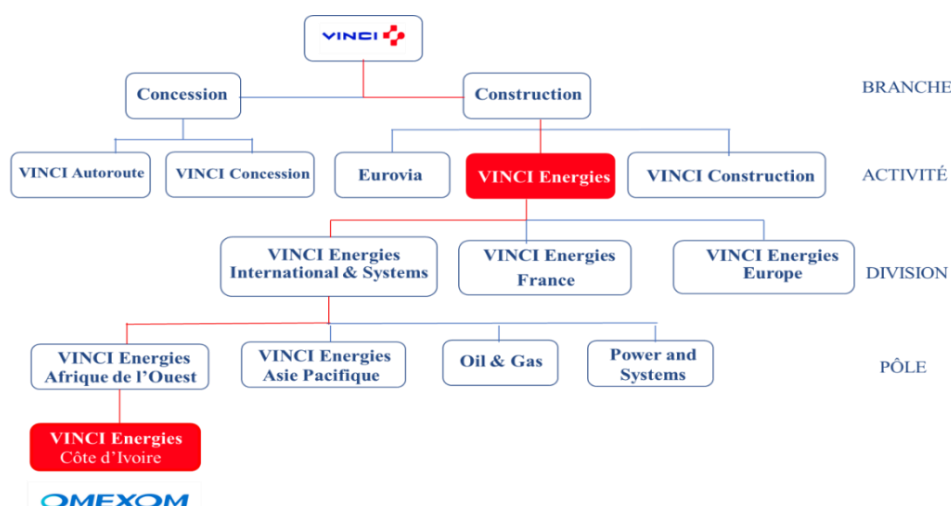






Figure 1: organisation structurelle du groupe

### I.3 VINCI ENERGIES COTE D'IVOIRE

VINCI ENERGIES CI a été créé en 2014 [3] et est constituée d'environ 184 employés aujourd'hui. L'entreprise est dirigée par **M. Yann LE CORVEC**. Son siège est situé à Abidjan Cocody, rue Booker Washington et abrite quatre des marques de VINCI Energies : ACTEMIUM, AXIANS, CEGELEC, et OMEXOM. L'organigramme de la figure 2 présente la structuration de VINCI ENERGIES Côte d'Ivoire (VECI). A l'instar de la grande famille, VECI a pour mission de :

- ❖ Concrétiser la transition énergétique dans les infrastructures d'énergie et de transport
- ❖ Contribuer à l'amélioration continue de la performance des industriels ;
- ❖ Agir au cœur de la transformation digitale.

Tableau 1: les marques de VINCI ENERGIES CÔTE D'IVOIRE

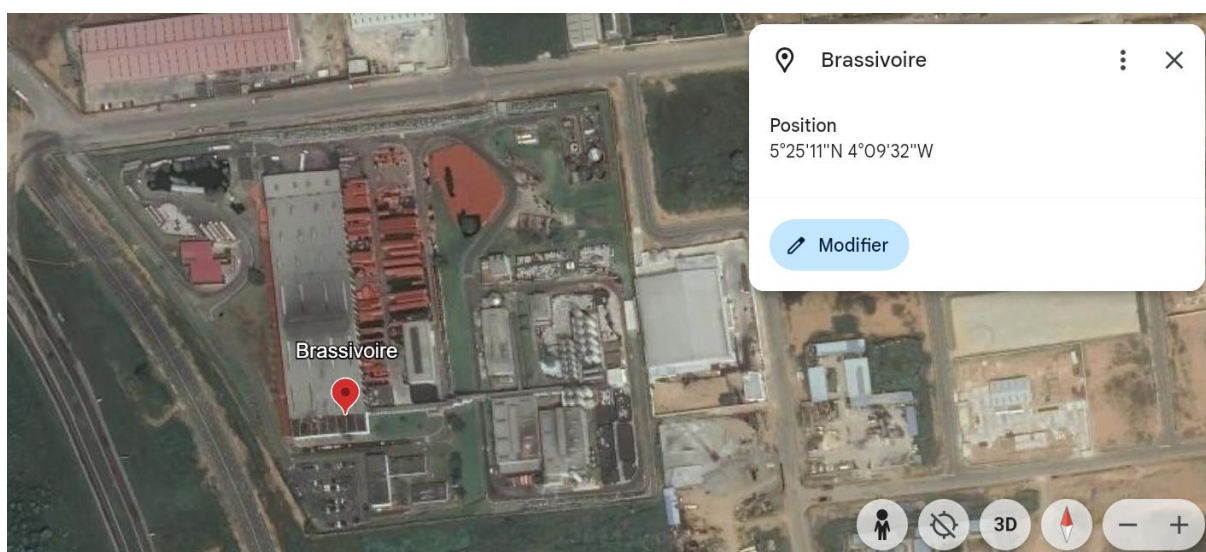
Les marques de VINCI ENERGIES Côte d'Ivoire	
	Marque spécialisée dans la production, transport, transformation de l'électricité.
	Marque dédiée aux développements des solutions industrielles
	Marque dédiée aux technologies de l'information et de la communication.
	Marque proposant les services aux entreprises privées et collectivités.

## II PRESENTATION DU PROJET

### II.1 Localisation du site

Notre projet est réalisé au sein d'une usine, il s'agit de la brasserie **Heineken-Brassivoire**. Brassivoire est une société anonyme née de la joint-venture entre deux grands groupes notamment **HEINEKEN** et **CFAO**.

La brasserie est située à Gounioubé, près d'Abidjan en Côte d'Ivoire, et de coordonnées géographiques : latitude= 5.420°N ; longitude= 4. 159°W. Ci-dessous est présenté un visuel du site [4].



*Figure 2: site de l'usine Brassivoire*

### II.2 Contexte et justification

Engagé dans l'intégration des énergies renouvelables au mix énergétique, en particulier l'énergie solaire photovoltaïque, l'Etat de Côte d'Ivoire a entrepris le projet de construction d'une centrale solaire photovoltaïque dont les travaux ont débuté en 2021. Cette centrale solaire photovoltaïque à Boundiali est d'une puissance de 37,5 MWc, elle fut inaugurée le 03 avril 2024. Outre ce projet, un autre projet de construction d'une centrale photovoltaïque de 52 MWc à Ferkessédougou a été annoncé le 04 janvier 2024. Ces différents projets s'inscrivent dans le cadre de la mise en œuvre du plan directeur de développement des ouvrages de production et de transport d'énergie électrique de la Côte d'Ivoire pour la période 2014-2030, qui ambitionne de diversifier le mix énergétique en portant à 45% la part des énergies renouvelables à l'horizon

2030 conformément aux engagements de l'Etat de Côte d'Ivoire à la COP26 <sup>3</sup> qui s'est tenue à Glasgow. Ces projets témoignent de l'engagement de l'Etat de Côte d'Ivoire à exploiter l'énergie solaire et à assurer son développement en Afrique de l'Ouest.

Face au développement de l'énergie solaire associés à la transition énergétique mondiale, les entreprises sont de plus en plus appelées à adopter des solutions énergétiques durables. Le secteur industriel, en particulier, est un consommateur important d'énergie, et il est crucial pour ces entreprises de rechercher des alternatives pour réduire leur empreinte carbone tout en optimisant leurs coûts énergétiques. C'est dans cette optique que nous réalisons l'étude de deux centrales photovoltaïques couplées au réseau électrique au bénéfice de l'usine Brassivoire.

### **II.3 Problématique**

L'usine utilise actuellement deux sources d'énergie : le réseau électrique et deux générateurs diesel de 2000 kVA chacun fonctionnant en parallèle. Le projet vise à ajouter des centrales solaires photovoltaïques pour l'autoconsommation. Cela nécessite de bien dimensionner les modules PV en fonction de l'espace disponible, de l'emplacement et des conditions climatiques pour une performance optimale. La production solaire devra être couplée au réseau électrique. Un système de gestion de l'énergie sera également mis en place pour assurer ce fonctionnement et maximiser l'utilisation de l'énergie solaire. Ce système doit aussi garantir la limitation d'injection de l'énergie solaire sur le réseau électrique.

En plus, une étude financière approfondie est nécessaire pour trouver le coût optimal du projet. Nos travaux seront basés sur ces aspects.

### **II.4 Objectifs du projet**

L'objectif général de notre projet est de réduire les coûts d'électricité de l'usine Brassivoire et de diminuer son empreinte carbone. Grâce à ce projet de centrales solaires, la consommation d'électricité de l'usine vis-à-vis de la CIE diminuera. Ainsi, notre projet vise à favoriser une consommation électrique verte et moins coûteuse, procurant à l'usine un avantage économique et environnemental. Comme objectifs spécifiques, nous avons :

---

<sup>3</sup> COP : conférence des parties, qui désigne la réunion des différents Etats à la convention-cadre des Nations unies sur le changement climatique

- ❖ La conception optimale des centrales photovoltaïques : il s'agit de la détermination de la puissance crête installable selon l'espace disponible, du dimensionnement photovoltaïque, du dimensionnement des dispositifs de protection, du dimensionnement des câbles ainsi que de l'évaluation de l'énergie produite et de l'indice de performance.
- ❖ La conception des systèmes de gestion de l'énergie : il s'agit du choix des équipements nécessaires afin de garantir la limitation d'injection ainsi que des schémas de contrôles des installations.
- ❖ L'étude financière du projet : il s'agit de la consultation de différents fournisseurs pour les équipements, l'évaluation des offres techniques, des coûts et des délais de livraison pour choisir les meilleurs partenaires. Cela inclut également l'évaluation de la rentabilité des centrales solaires photovoltaïques pour le client.

## **II.5 Cahier des charges**

Notre travail sur ce projet est subdivisé en ces différentes tâches qui sont les suivantes :

- ❖ Dimensionnement des centrales photovoltaïques et des équipements
- ❖ Réalisation des schémas électriques
- ❖ Simulation des centrales photovoltaïques avec le logiciel PVSyst
- ❖ Réalisation des schémas de contrôle
- ❖ Choix des équipements du système de gestion de l'énergie
- ❖ Etude financière du projet



### III GENERALITES SUR LES SYSTEMES PHOTOVOLTAIQUES COUPLES AU RESEAU ELECTRIQUE

Un système PV couplé au réseau est un système dans lequel le champ PV est raccordé au réseau électrique avec la possibilité ou non d'injecter son énergie sur le réseau électrique. Pour l'injection au réseau, les onduleurs se synchronisent avec le réseau en : tension, fréquence et phase.

Les caractéristiques des systèmes PV connectés au réseau sont les suivantes [5] :

- ❖ Système tributaire du réseau électrique AC
- ❖ Système installé généralement en zone urbaine où le réseau électrique est présent
- ❖ Les grandes centrales connectées au réseau sont situées dans les zones non habitées mais doivent être à proximité des réseaux de transports HTB
- ❖ Système généralement sans stockage électrochimique, le réseau joue le rôle de stockage
- ❖ Les besoins peuvent être couverts intégralement ou en partie par le réseau
- ❖ L'excédent d'énergie peut être exporté dans le réseau, avec possibilité de vendre cette énergie au gestionnaire du réseau

Les systèmes PV connectés au réseau sont répartis en différentes catégories. Nous procéderons par définir différents termes importants pour la compréhension de cette section de notre document puis nous reviendrons en détails sur les différentes catégories de systèmes couplés au réseau.

#### III.1 Définitions

Ci-dessous nous présentons différentes définitions de termes importants pour la compréhension des systèmes photovoltaïques :

- ❖ **Effet photovoltaïque [6]** : lorsqu'un photon d'énergie suffisante frappe une cellule photovoltaïque, il arrache un électron à l'atome de silicium dans la cellule. Cet électron se déplace du côté N (zone dopée négativement), tandis qu'un trou (déficit d'électron) migre du côté P (zone dopée positivement). Grâce aux photons qui transmettent leur énergie aux électrons, un mouvement de charges électriques se produit à l'intérieur de la matière cristalline de la cellule photovoltaïque. Ce mouvement génère un courant électrique.



- ❖ **Module PV** : un module photovoltaïque convertit le rayonnement solaire en courant continu. Il existe plusieurs types de modules photovoltaïques, chacun ayant des caractéristiques distinctes adaptées à différentes applications. Outre les modules PV monofaciaux (une face composée de cellule PV), il y'a également des modules PV bifaciaux (deux faces composées de cellule PV). La bifacialité du module permet d'augmenter la production du module de 10% à 30%.
- ❖ **Onduleur PV** : Un onduleur est un équipement qui permet de convertir le courant DC en courant AC. Il est important dans une installation photovoltaïque car on a un courant DC à la sortie d'un module PV, il est alors nécessaire d'utiliser un convertisseur afin d'alimenter les charges en courant alternatif.
- ❖ **Azimut [7]**: il est utilisé pour disposer des équipements selon une direction donnée. Il est donné en degré avec 0° représentant le nord, 90° l'est, 180° le sud, et 270° l'ouest.
- ❖ **L'inclinaison [7]** : il représente l'angle d'inclinaison des modules PV par rapport à la direction horizontale. Il joue un rôle important dans la performance d'une installation photovoltaïque.
- ❖ **Chaîne PV [7]** : circuit dans lequel des modules PV sont connectés en série afin de former des ensembles de façon à générer la tension de sortie spécifiée.
- ❖ **Champ PV [7]** : ensemble de groupes PV, connectés en parallèle à un onduleur et associés à un même MPPT.
- ❖ **Maximum Power Point Tracking (MPPT) [6]** : méthode de pilotage interne à un onduleur assurant la recherche du fonctionnement à puissance maximale.

Les différentes définitions s'achèvent là et nous continuons avec les différents types de systèmes couplés au réseau.

### III.2 Système PV connecté au réseau en autoconsommation

Pour ce système, l'injection sur le réseau électrique n'est pas autorisée et n'est pas payante.

La conception de ce système se fait selon la charge de base du consommateur, le système doit fournir moins que le besoin total de l'utilisateur. Dans cette configuration l'énergie produite par le champ PV est entièrement consommée et le réseau électrique comble l'appoint d'énergie [5].

Comme composants de ce système, on énumère :

- ❖ Champ PV
- ❖ Onduleur réseau
- ❖ Un compteur d'énergie pour la consommation
- ❖ Le réseau électrique

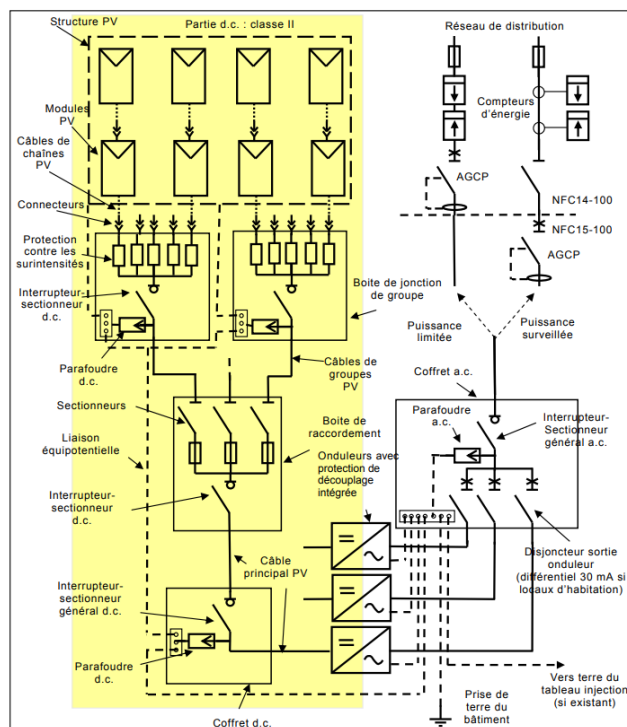


Figure 3: système PV en autoconsommation, source : UTE C15-712-1

### III.3 Système PV connecté au réseau avec injection

Pour ce système l'injection au réseau est autorisée et payante. La conception est réalisée selon l'espace disponible et l'investissement. On distingue deux utilisations de ces systèmes :

- ❖ **Injection de la totalité de la production PV [5]** : dans cette configuration, toute l'énergie produite est vendue au gestionnaire du réseau et la charge est exclusivement alimentée par le réseau électrique.
- ❖ **Injection du surplus de la production PV [5]** : l'énergie produite par le champ PV est directement consommée, en cas d'excès le surplus est injecté sur le réseau et en cas d'insuffisance, le réseau comble l'appoint.

Comme composants de ce système, on énumère :

- ❖ Champ PV ; onduleur réseau
- ❖ Deux compteurs d'énergie ou un compteur d'énergie bidirectionnel ; réseau électrique

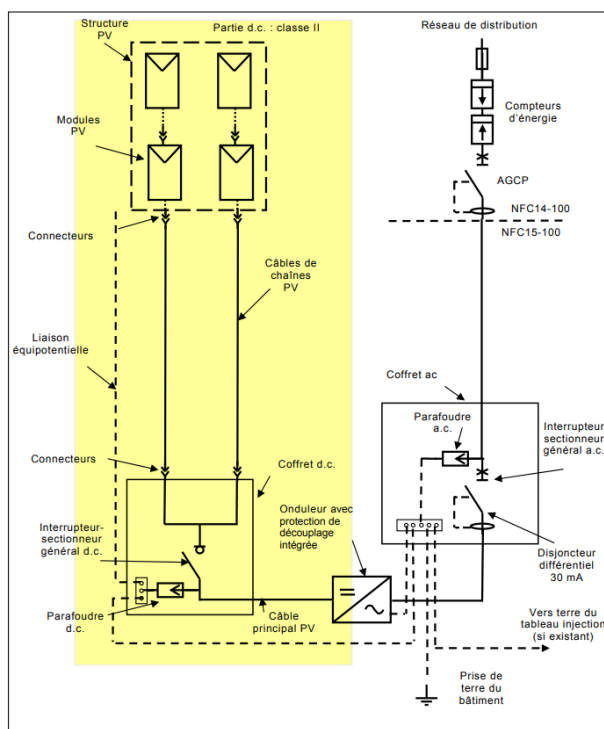


Figure 4: système PV avec vente total de la production, source : UTE C15-712-1

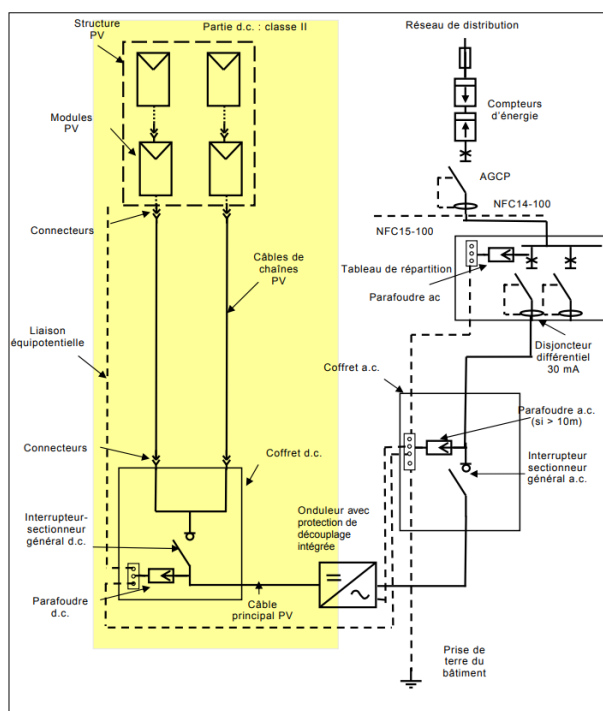


Figure 5: système PV avec vente du surplus de la production , source : UTE C15-712-1

### III.4 Système PV connecté au réseau avec stockage

Pour ce système, l'énergie produite par le champ PV est directement consommée, en cas d'insuffisance, le réseau comble l'appoint d'énergie. Il y'a la possibilité d'injecter ou pas sur le réseau. En absence du réseau, l'onduleur chargeur crée un réseau sur lequel injecte les onduleur réseaux.

Comme composant de ce système on a :

- ❖ Champ PV ; onduleur réseau ; Onduleur chargeur
- ❖ Stockage ; réseau électrique

On distingue deux types de configurations de système PV connecté au réseau avec stockage, ils sont utilisés comme système de secours dans les zones où les coupures d'électricité sont fréquentes :

- ❖ **Couplage AC [8]** : Le couplage AC fait référence à une configuration dans laquelle le système solaire PV et le système de stockage par batterie sont connectés via un circuit à courant alternatif.

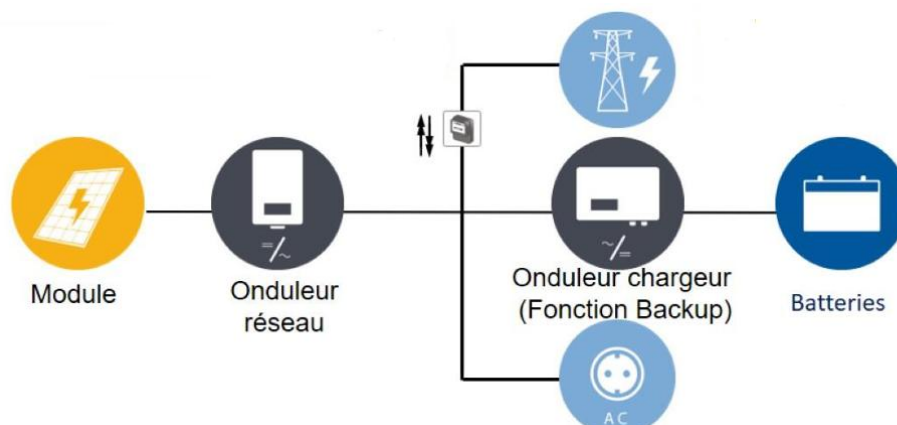


Figure 6 : système PV avec stockage/ couplage AC

**Couplage DC [8]** : Le couplage DC consiste à connecter le système solaire PV directement au système de stockage de la batterie via une liaison à courant continu.

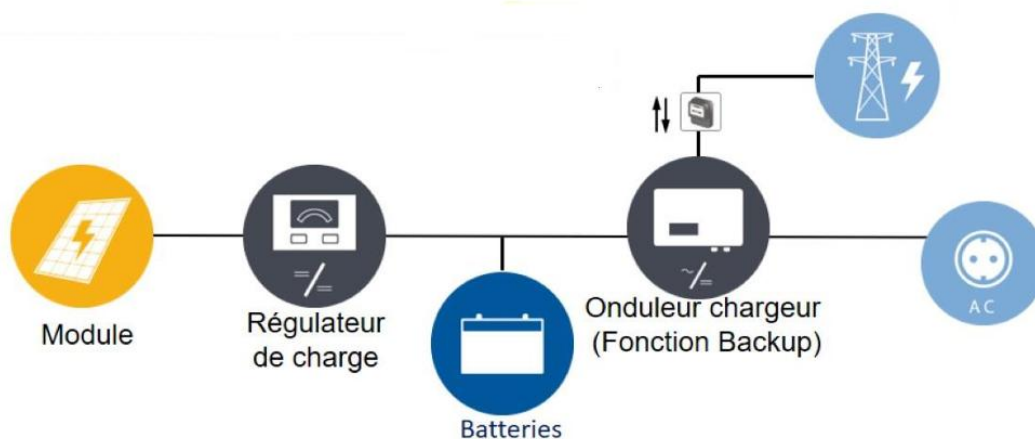


Figure 7: système PV avec stockage/ couplage DC

### III.5 Ferme PV

Il s'agit d'une installation électrique de grande ampleur [5]. La conception pour ce système est réalisée selon l'espace ou l'investissement.

Comme composants, on énumère :

- ❖ Champ PV ; onduleur PV
- ❖ Stations de transformation basse tension / haute tension A
- ❖ Cellules haute tension A ; transformateur de puissance ; Compteur pour l'injection

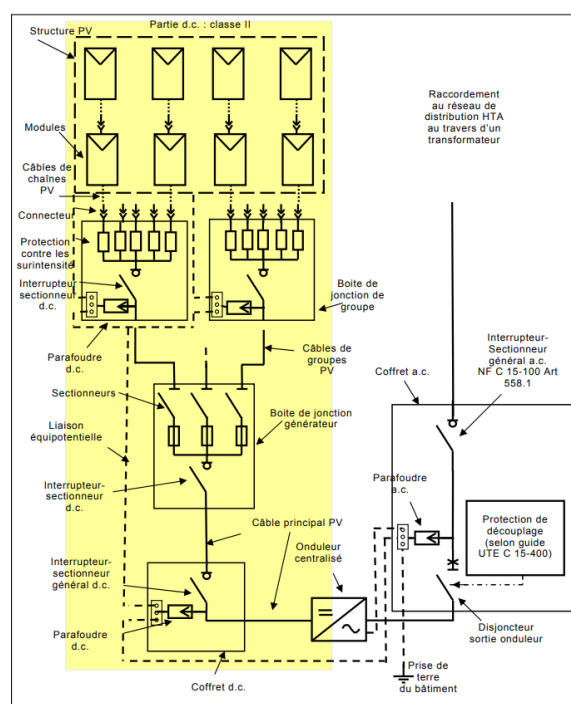


Figure 8: système PV/ferme PV, source : UTE C15-712-1

### **III.6 Système de gestion de l'énergie**

Les systèmes de gestion d'énergie (SGE) sont des outils essentiels pour optimiser l'utilisation de l'énergie dans divers contextes, qu'il s'agisse de bâtiments résidentiels, commerciaux ou industriels. Les différents objectifs d'un SGE sont les suivants :

- ❖ Optimisation des consommations : diminuer la consommation d'énergie en améliorant l'efficacité des systèmes et des équipements.
- ❖ Réduction des coûts : baisser les dépenses énergétiques en optimisant la gestion de l'énergie et en éliminant les gaspillages.
- ❖ Amélioration de la durabilité : réduire l'empreinte carbone et renforcer la performance environnementale en utilisant les ressources de manière plus efficace.
- ❖ Conformité réglementaire : assurer le respect des normes et des règlements relatifs à l'efficacité énergétique.

## IV METHODOLOGIE DE CONCEPTION

Dans cette section de notre document, il est question de présenter une description détaillée de la méthodologie suivie pour l'atteinte des différents objectifs de notre projet.

### IV.1 Matériels

Pour notre étude, nous avons eu recours aux logiciels suivant :

- ❖ Autocad : Ce logiciel a été utilisé pour concevoir les schémas électriques des centrales photovoltaïques et élaborer les plans de calepinage des installations PV sur site.
- ❖ PVSyst : Ce logiciel a permis de réaliser des simulations photovoltaïques pour nos différentes centrales PV.
- ❖ Google Earth : Nous avons exploité ce logiciel pour obtenir une vue détaillée du site ainsi que ses coordonnées géographiques précises.
- ❖ PVGIS : Cet outil a été utilisé pour recueillir les données réelles d'ensoleillement du site.
- ❖ Microsoft Excel : Ce logiciel a été employé pour effectuer les notes de calcul liées au dimensionnement des dispositifs de protection et des sections de câbles.

### IV.2 Dimensionnement de centrales solaires photovoltaïques

Dans cette section de notre étude, nous procéderons au dimensionnement de deux centrales photovoltaïques en autoconsommation. Conformément aux éléments précédemment mentionnés, la production photovoltaïque sera couplée au réseau électrique pour assurer l'alimentation énergétique du site. Il convient de préciser que le dimensionnement est basé sur la surface disponible sur le site, et qu'aucune prévision de stockage n'est prévu, puisque la centrale fonctionne en autoconsommation, avec un complément d'énergie fourni par le réseau électrique. Les différentes étapes de cette conception sont :

- ❖ Caractéristiques des équipements : module PV et onduleur
- ❖ Evaluation de la surface active
- ❖ Détermination des puissances crêtes et dimensionnement photovoltaïque
- ❖ Dimensionnement des dispositifs de protection
- ❖ Dimensionnement des sections de câbles
- ❖ Simulation photovoltaïque sur le logiciel PVSyst
- ❖ Structures des modules

## IV.2.1 Caractéristiques des équipements

### IV.2.1.1 Module PV

Pour ce projet, les modules photovoltaïques sont fournis par le client. Le module choisit est de 585 Wc de référence **JKM585M-7RL4-V** du fabricant Jinko Solar. Ce module répond à nos paramètres d'évaluation suivants [9] :

- ❖ Module monofacial : ce choix se justifie par le fait que les modules seraient posés sur la toiture, alors si l'on utilisait un module bifacial, la face arrière ne pourrait pas produire à cause du manque de rayonnement sur cette partie du module.
- ❖ La puissance du module PV doit être élevée afin de limiter le nombre de module.
- ❖ La surface du module : étant limité par la surface, il est avantageux que le module ait une surface moindre.
- ❖ L'efficacité : on priorisera les modules PV ayant une grande efficacité.
- ❖ Le poids : les panneaux doivent être posés sur des toitures, alors le poids des modules PV est un paramètre important à prendre en compte.
- ❖ Le coût : VECI a obtenu le contrat pour la construction de la centrale de 52,4 MWc de Ferkessédougou et le module PV utilisé est du fabricant Jinko Solar. En regroupant l'acquisition des modules du projet de la centrale de Ferkessédougou et de ceux de l'usine, nous bénéficions d'un tarif avantageux et compétitif.

### IV.2.1.2 Onduleur PV

Le cahier des charges préconise l'utilisation de l'onduleur du fabricant Huawei, et à défaut, l'onduleur choisit doit respecter les conditions suivantes [9] :

*Tableau 2 : conditions à respecter pour le choix de l'onduleur*

N°	Conditions
1	Contenir l'étiquette CE
2	Se conformer aux dernières réglementations mises à jour selon : EN50178 ; CEI 61727 ; DIN V VDE 0126-1-1 ; EN 50549 ; CEI 61000-3-12
3	Efficacité maximale $\geq 98\%$



N°	Conditions
4	Efficacité Euro ETA $\geq 97,5 \%$
5	Garantie du produit : min. 5 ans. L'Enchérisseur doit inclure dans son offre le coût d'une garantie Extension à 10 ans.
6	Protection contre les surtensions de type 2 du côté DC et du côté AC.

Pour notre projet, nous choisissons d'utiliser un onduleur multi-string de référence **SUN2000-100KTL-M1** du fabricant Huawei. Cet onduleur a une puissance apparente nominale de 100 kVA.

#### IV.2.2 Evaluation de la surface active

L'espace disponible sur le site pour l'installation des modules PV est constitué de toitures et d'espaces de parking.



Figure 9 : espaces disponibles sur le site

Nous allons déterminer à présent la surface active en utilisant la méthodologie suivante :

- ❖ Calcul de la surface de chaque toiture

$$S_i = L_i * l_i \quad (1)$$

Avec :

- $S_i$  : surface des différents toitures ( $m^2$ )
- $L_i$  : longueur de la toiture (m)
- $l_i$  : largeur de la toiture (m)

❖ Calcul de la surface des différents obstacles

$$S_{oi} = L_{oi} * l_{oi} \quad (2)$$

Avec :

- $S_{oi}$  : surface des différents obstacles ( $m^2$ )
- $L_{oi}$  : longueur de l'obstacle (m)
- $l_{oi}$  : largeur de l'obstacle (m)

❖ Calcul de la surface laissée autour des obstacles et des espaces entre tables de modules PV ( $S_{espace}$ ) :

Cette surface varie pour chaque obstacle selon les dimensions et la position de l'obstacle sur la toiture. Néanmoins une surface optimale minimisant le risque d'ombrage des obstacles sur les modules PV est prévue. Quant aux espaces entre tables de modules, on considère également un espacement favorisant une bonne disposition des modules PV.

❖ Calcul de la surface des allées ( $S_{allée}$ )

Les allées représentent l'espace nécessaire sur la toiture afin de favoriser un déplacement optimal sur toute la toiture lors des périodes d'entretien ou de maintenance du système.

❖ Calcul de la surface active ( $S_{active}$ )

On détermine cette surface en utilisant la formule ci-dessous :

$$S_{active} = S_i - S_{oi} - S_{espace} - S_{allée} \quad (3)$$

### IV.2.3 Détermination des puissances crêtes

A partir des différentes surfaces actives, nous déterminons le nombre de module installables sur le site puis la puissance crête installable. Nous disposons de deux locaux techniques sur le site, alors la puissance est répartie en deux centrales solaires photovoltaïques selon la proximité des différentes toitures aux différents locaux techniques, tout en garantissant que la production solaire est autoconsommée.

#### IV.2.4 Dimensionnement photovoltaïque

Le dimensionnement photovoltaïque consiste à déterminer :

- ❖ Le nombre de module en série
- ❖ Le nombre de chaînes par MPPT
- ❖ La puissance des onduleurs

Le tableau ci-dessous récapitule la méthodologie suivie pour le dimensionnement photovoltaïque.

Tableau 3: formules du dimensionnement photovoltaïque

FORMULES DU DIMENSIONNEMENT PHOTOVOLTAÏQUE [5]	
Nombre de modules par string	$\frac{V_{\min, \text{onduleur}}}{V_{\text{mp}, \min, \text{module}}} * 1,1 < N_s < \frac{V_{\max, \text{onduleur}}}{V_{\text{mp}, \max, \text{module}}} * 0,95$ $V_{\text{mp}, \min, \text{module}} = V_{\text{mp}, \text{mod}} * (1 + \left(\frac{K_{T, \text{Vmp}}}{100}\right) * (T_{\max \text{mod}} - T_{\text{STC}}))$ $V_{\text{mp}, \max, \text{module}} = V_{\text{oc}} * (1 + \left(\frac{K_{T, \text{voc}}}{100}\right) * (T_{\min \text{mod}} - T_{\text{STC}}))$
Nombre de string par MPPT	$N_p < \frac{I_{\text{ccmax}, \text{onduleur}}}{I_{\text{sc}, \text{module}}}$
Puissance des onduleurs	$P_{\text{crete}} * 0,8 < P_{\text{onduleur}} < 1,2 * P_{\text{crete}}$
$N_s$ : nombre de module en série $V_{\min, \text{onduleur}}$ : tension minimale de fonctionnement de l'onduleur, sa valeur est de 200 V	$T_{\text{STC}}$ : température dans les conditions standards de test, sa valeur est de 25 °C $T_{\max \text{mod}}$ : température maximale des modules PV, la température ambiante maximale est de 40 °C

FORMULES DU DIMENSIONNEMENT PHOTOVOLTAÏQUE [5]	
$V_{\max, \text{onduleur}}$ : 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 $V_{\text{mpmod}}$ : tension maximale du module $K_{T, V_{\text{mp}}}$ : coefficient de température par rapport à la tension maximale $K_{T, V_{\text{OC}}}$ : coefficient de température par rapport à la tension à circuit ouvert	$T_{\text{minmod}}$ : température minimale des modules PV, qui correspond à la température ambiante minimale. Cette température est de 20 °C $I_{\text{ccmax, onduleur}}$ , le courant maximal de court-circuit par MPPT $I_{\text{sc, module}}$ , le courant de court-circuit du module PV $V_{\text{OC}}$ : tension à circuit ouvert du module

## IV.2.5 Dimensionnement des dispositifs de protection

### IV.2.5.1 Dispositifs de protection DC

Dans cette section, nous appliquons la méthodologie de dimensionnement des protections en courant continu conformément au guide **UTE C 15-712-1**. Nous débutons par évaluer la nécessité d'installer des protections pour les modules PV. Pour ce faire, nous nous appuyons sur l'inéquation suivante. Si cette inéquation est satisfaite, la protection des modules photovoltaïques devient obligatoire, dans le cas contraire, elle n'est pas requise [7].

$$N_c > N_{\text{cmax}} \quad (4)$$

$$N_{\text{cmax}} = 1 + \left( \frac{I_{\text{RM}}}{I_{\text{scSTC}}} \right) \quad (5)$$

Avec :

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

### IV.2.5.2 Dispositif de protection AC

Dans cette section, nous procéderons au dimensionnement des équipements de protection nécessaires à la sécurité de notre installation. Cela inclut les protections des sorties des onduleurs par des disjoncteurs. C'est un dispositif de sécurité essentiel qui protège les installations électriques contre les risques de surcharges, de courts-circuits, et permet une intervention rapide et sécurisée en cas de problème. Nous tiendrons compte des paramètres suivants décrits dans le tableau ci-dessous pour le choix des disjoncteurs.

*Tableau 4 : choix des protections AC*

CONDITIONS DU CHOIX DES PROTECTIONS AC [10] [11]	
Calibre (A)	$I_N > I_B$ $I_B = 160,4 \text{ A}$
Tension assignée Ph-Ph (V)	$U = 400 \text{ V}$
Nombre de pôles	$Nb_p = 4$
Pouvoir de coupure (A)	$Pdc > I_{cc}$ $I_{cc} = I_{ccmax/MPPT} * n$
<ul style="list-style-type: none"> <li>- <math>I_B</math>: courant d'emploi (A)</li> <li>- <math>I_N</math>: calibre (A)</li> <li>- <math>Pdc</math>: pouvoir de coupure (A)</li> <li>- <math>n</math>: nombre de MPPT</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- <math>I_{cc}</math>: courant de court-circuit (A)</li> <li>- <math>I_{ccmax/MPPT}</math>: courant de court-circuit par MPPT</li> </ul>

### IV.2.5.3 Parafoudre

Nous prenons également en considération les dispositifs de protection contre les surtensions induites par la foudre en installant un parafoudre dans chaque coffret AC. Ils sont destinés à écouler les courants de foudre à la terre. Le parafoudre est dimensionné conformément au guide **UTE C 15-443** destiné à la protection des installations basse tension contre les surtensions atmosphériques. Les étapes suivies dans notre dimensionnement sont les suivantes [12]:

- ❖ Choix du type de parafoudre : le niveau kéraunique<sup>4</sup> en Côte d'Ivoire est autour de 120 Td/an et les bâtiments de l'usine sont équipés de paratonnerre. Alors selon le tableau 1

<sup>4</sup> La notion de niveau kéraunique Nk est défini comme le nombre de jours par an où l'on entend le tonnerre

du guide UTE C 15-443, nous choisissons un parafoudre de type 1 pour notre installation.

- ❖ Evaluation du niveau d'exposition aux surtensions de la foudre : Le niveau d'exposition aux surtensions de foudre dénommé F est évalué par la formule suivante :

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

Avec :

- $N_k$  , le niveau kéraunique
- $L_{BT}$  , c'est la longueur en km de la ligne BT aérienne alimentant l'installation, pour des valeurs supérieures ou égales à 0,5 km, on retient une valeur de 0,5
- $\delta$ , est un coefficient prenant en compte la situation de la ligne aérienne et celle du bâtiment. Selon le tableau 2 du guide, on choisit une valeur de 0.

A partir de la valeur du niveau d'exposition aux surtensions de la foudre, on détermine à partir du guide, le courant de décharge du parafoudre.

## IV.2.6 Dimensionnement des sections de câbles

### IV.2.6.1 Câble DC

Pour déterminer la section des conducteurs entre les sorties des chaines de modules PV jusqu'aux différents dispositifs MPPT des onduleurs, nous utilisons la formule suivante [7] :

$$S_{\text{minimal}} = b * \left( \frac{\rho * L * I_{SC} * 1,25}{\Delta U * V_n} \right) \quad (7)$$

Avec :

- Un coefficient  $b = 2$  , qui tient compte du chemin retour parcouru par le courant dans le câble.
- La chute de tension  $\Delta U$  : sa valeur maximale est de 3% selon le guide **UTE 15 C-712-1**. On considère cette valeur pour notre dimensionnement.
- La résistivité du conducteur  $\rho$  : on considère 1,25 fois la résistivité à 20°C selon les indications de la norme NF C 15-100. Sa valeur est de 0,023  $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ .
- $I_{SC}$  : courant de court-circuit de module PV
- $V_n$  , correspond à la tension en circuit ouvert multiplié par le nombre de module en série

- $L$  , correspond à la longueur des conducteurs. On considère une longueur maximale de 150 m pour les conducteurs DC des deux centrales PV.

#### IV.2.6.2 Câble AC

Dans cette section, nous dimensionnons les câbles de sorties des différents onduleurs. Pour ce dimensionnement, nous utilisons la méthodologie de dimensionnement des câbles en basse tension fournie par la **NF C 15-100**. Les paramètres pris en compte sont les suivants [10] [11] :

- ❖ Le calcul du courant admissible  $I'_z$  :

$$I'_z = \frac{I_z}{K} \quad (8)$$

Avec :

- $I_z$  , calibre des dispositifs de protection car ce sont des disjoncteurs
- $K$ , correspond au produit des différents facteurs de correction

$$K = k_1 * k_2 * k_3 * k_n * k_s \quad (9)$$

- $k_1$  , correspond au facteur de correction lié au mode de pose et la méthode de référence. Nous choisissons des chemins de câbles correspondant au mode de pose 12 et la méthode de référence C selon la norme NF C 15-100.
  - $k_2$  , correspond au facteur de correction lié au groupement de circuit.
  - $k_3$  , correspond au facteur de correction lié à la température en fonction de l'isolant du conducteur. On considère une température de 40°C et comme isolant le polyéthylène réticulé.
  - $k_n$ , correspond au facteur de correction lié au neutre. Le taux total de distorsion d'harmonique de l'onduleur choisi est inférieur à 3% selon la fiche technique du fabricant, ainsi le conducteur de neutre est considéré comme non chargé.
  - $k_s$  , correspond au facteur de correction lié à la symétrie des conducteurs.
- ❖ L'âme des conducteurs, nous choisissons des conducteurs en aluminium.

- ❖ Le type de conducteur est U-1000 AR2V choisis en tenant compte des influences externes du local données par le guide UTE C 15-103 [13].

(1)  Désignation des emplacements ou locaux	(2)  Degrés de protection minimaux				(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)  Conditions particulières (NF C 15-100 ou guides)	(9)  Câbles					
	IP	IK	Energie de Choc (Joules)	(*)	AE	AD	AG	AF	BE2	FRN 05 VV-U	FRN 05 VL2V	U 1000 RGPFV	U 1000 RVFV	U 1000 R2V R12N	H 07 RN-F	
1.2 Locaux techniques																
Accumulateurs (salles d')	32	23	02-07	0,2-2	1	3	1-2	3		voir 554						
Ascenseurs (local des machines et local des rouilles)	33	20	07-08	2-5	1	1	2-3		*	voir 772	x	x				
Service électrique	34	20	07	2	1	1	2			voir 781						
Salles de commande	35	20	02	0,2		1	2-3	2-3								
Ateliers	36	21-23	07-08	2-5	c	1	2-3	2-3			x	x				
Laboratoires	37	21-23	02-07	0,2-2	1	2-3	1-2	3								
Laveurs de conditionnement d'air	38	24	07	2	1	4	2									
Garages (servant exclusivement au stationnement des véhicules) de surface n'excédant pas 100 m <sup>2</sup>	39	21	07	2	1	2	2									
Machines (salles de)	40	31	07-08	2-5	c	2	2-3	3			x	x				
Surpresseurs d'eau	41	23	07-08	2-5	c	1	3	2-3		voir 772	x	x				

Figure 10 : influences externes pour le choix des câbles

Après le calcul des sections des câbles, nous vérifions que nous avons de bonnes valeurs de chutes de tension. Nous utilisons la formule suivante :

$$\Delta U(V) = \sqrt{3} * I_B * \left( \frac{R}{S} * L * \cos(\alpha) + X * L * \sin(\alpha) \right) \quad (10)$$

$$\Delta U(\%) = \frac{100 * \Delta U(V)}{U_n}$$

Avec :

- R : résistivité des câbles en aluminium, sa valeur est 0,037  $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$
- L : longueur en mètre
- S : section du conducteur
- X : réactance linéique des conducteurs, sa valeur est de 0,08  $\text{m}\Omega/\text{m}$
- $I_B$  : courant d'emploi en ampère
- $\cos(\alpha)$  : le facteur de puissance, considéré ici comme égal à 0,8
- $U_n$  : tension nominale entre phase

#### IV.2.6.3 Câble de mise à la terre

La section des conducteurs de protection doit satisfaire aux conditions de la coupure automatique de l'alimentation prescrites et doit être apte à supporter les courants présumés de défaut. Pour dimensionner ces câbles, nous nous référons au tableau 54C de la NF C 15-100 donnant des recommandations pour la détermination des sections des conducteurs de protection. Ainsi nous déterminons les sections suivantes [11] :



- ❖ Protection des modules PV et des structures métalliques : la norme indique que lorsque la section de phase est inférieure à 16mm<sup>2</sup>, la section du conducteur de protection est égale à celle du conducteur de phase. Donc pour la mise à la terre des modules PV et des structures métalliques, nous utiliserons des câbles en cuivre isolé de section **6 mm<sup>2</sup>**.
- ❖ Protection des onduleurs : la section de phase des sorties des onduleurs est supérieure à 35mm<sup>2</sup>, alors selon la norme, la section minimale du conducteur de protection est obtenue par la formule suivante :

$$S_{\text{minimal}} = \left( \frac{k_1}{k_2} \right) * \left( \frac{S_{\text{phase}}}{2} \right) \quad (11)$$

Avec :

- $k_1$  , est la valeur de k du conducteur de phase choisi dans les tableaux de la partie 4-43 de la norme NF C 15-100 conformément au conducteur et son isolation. Sa valeur est de 94.
- $k_2$  , est la valeur de k du conducteur de protection choisi. Le conducteur de protection choisi est nu. Sa valeur est de 159.

#### **IV.2.7 Simulation sur PVSyst**

##### **IV.2.7.1 Présentation du logiciel PVSyst**

PVsyst est un logiciel dédié à l'étude des systèmes photovoltaïques, conçu pour les ingénieurs, les architectes et les chercheurs, mais également très utile en tant qu'outil pédagogique. Il traite de divers types de systèmes PV tels que ceux connectés au réseau, les systèmes autonomes avec batteries et les systèmes de pompage alimentés par l'énergie solaire. L'objectif principal de PVsyst est de simuler le fonctionnement des systèmes photovoltaïques, en effectuant des calculs sur la production d'électricité et l'évaluation des pertes. Cette simulation permet d'estimer la production d'énergie, ce qui aide à évaluer la rentabilité du système. Pour réaliser une simulation précise, le logiciel utilise des données sur la situation géographique ainsi que des données climatiques. PVsyst offre la possibilité d'importer des données météorologiques provenant de plusieurs sources, ainsi que des données personnalisées.

Ce logiciel est largement utilisé dans le domaine du photovoltaïque et de nombreux tutoriels sont disponibles pour faciliter son apprentissage.

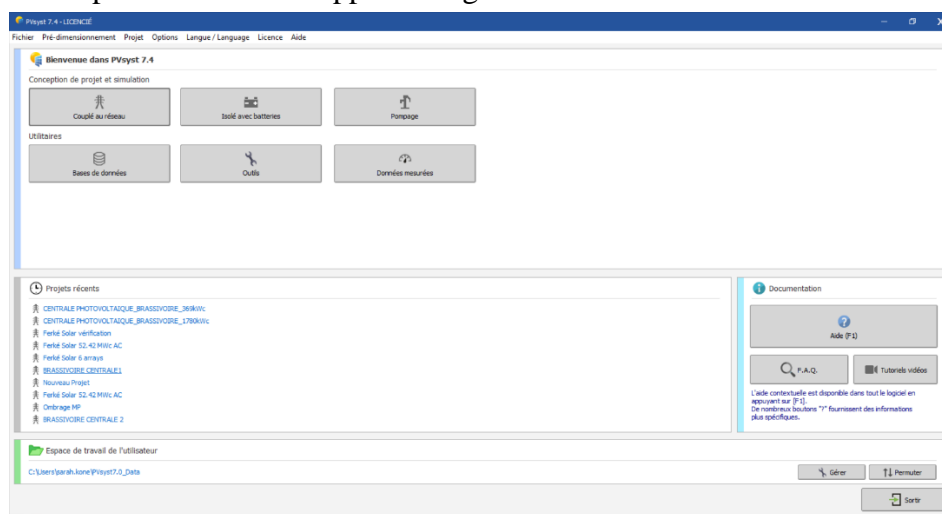


Figure 11 : page de présentation du logiciel PVsyst

Dans la figure ci-dessus, plusieurs types de systèmes sont proposés : couplé au réseau, isolé avec batterie, et pompage. Le système « isolé avec batterie » est destiné aux installations photovoltaïques avec stockage, tandis que le système de « pompage » concerne les systèmes de pompage utilisant l'énergie solaire en continu. Le système couplé au réseau, quant à lui correspond aux systèmes photovoltaïques fonctionnant avec le réseau électrique.

#### IV.2.7.2 Méthodologie du dimensionnement avec PVsyst

Dans cette section, nous présentons les différentes étapes du dimensionnement avec le logiciel PVsyst :

- Choix du type de système : Pour notre simulation, nous optons pour le système couplé au réseau, car il est celui qui correspond à notre projet.
- Choix de la localisation du site ainsi que le fichier météo renfermant les valeurs d'irradiation et de température pour le site : plusieurs sites comme des villes sont déjà renseignés au préalable dans le logiciel, néanmoins lorsque le site de notre étude n'est pas renseigné, nous avons la possibilité de renseigner ces coordonnées et d'obtenir un fichier météo à base des sites tels que Météonorm, Solargis, PVgis.

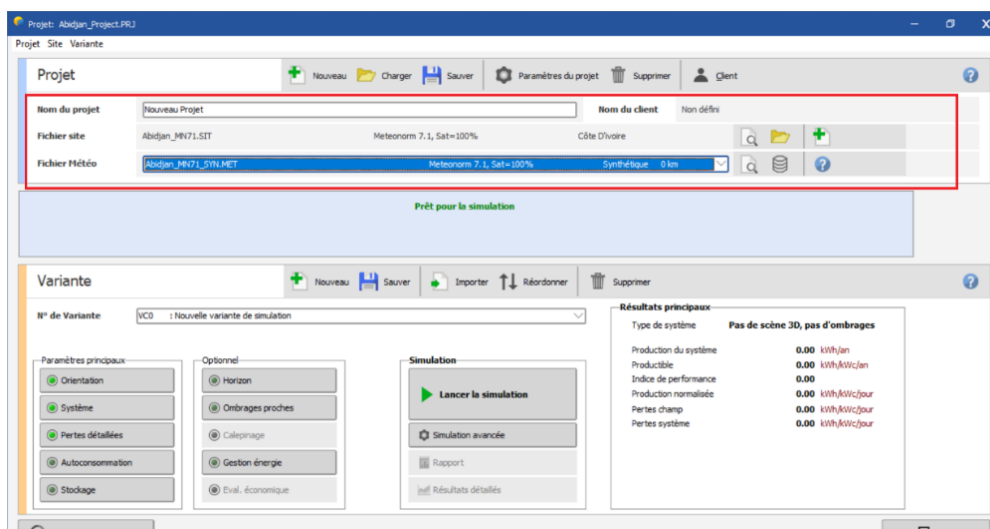


Figure 12 : choix de la localisation et du site météo

- c. Renseigner l'inclinaison et l'orientation : cette partie consiste à renseigner la valeur d'inclinaison des modules PV ainsi que leur orientation

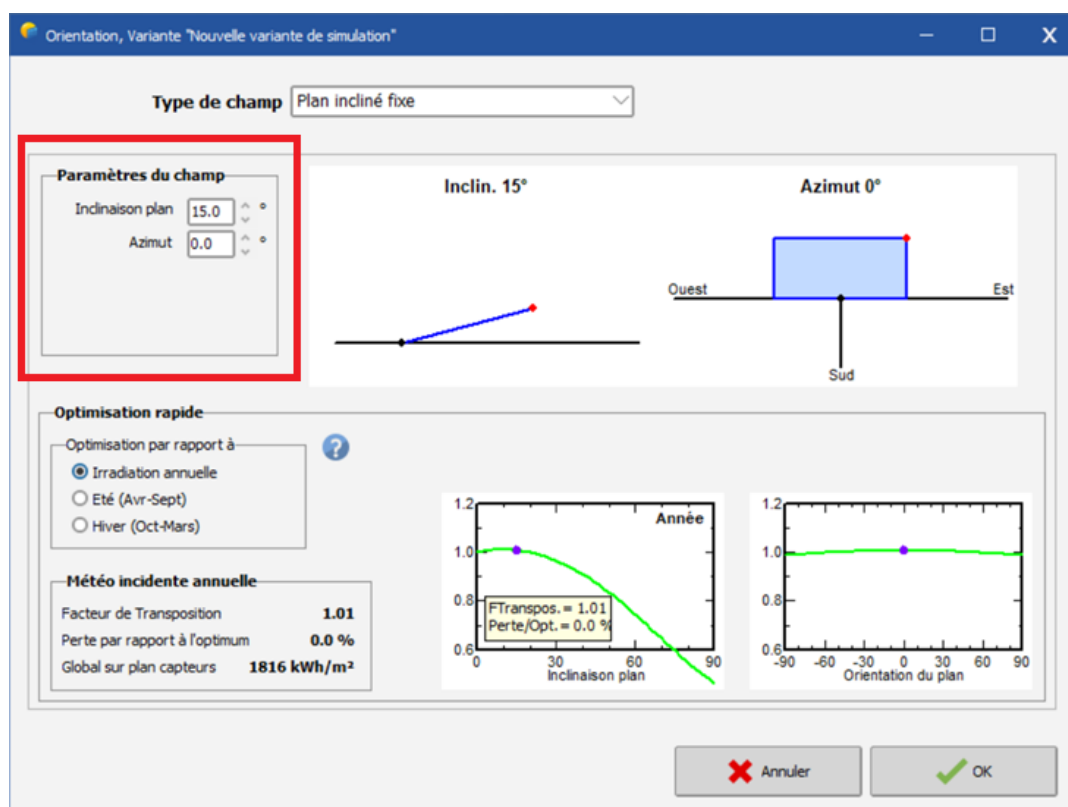


Figure 13: inclinaison et orientation

- d. Dimensionnement du système : dans cette section, nous fixons la puissance crête à obtenir ou la surface disponible, et en fonction du module PV et de l'onduleur choisis, nous obtenons les résultats suivants : le nombre total de modules, le nombre de modules en série, le nombre de chaines, le nombre d'onduleurs, la puissance AC et la puissance crête exacte.

Figure 14: dimensionnement du système

- e. Pertes détaillées : dans cette section, nous renseignons les différentes pertes relatives aux pertes thermiques, aux pertes ohmiques, à la qualité des modules-LID, à la perte due à l'encrassement, perte IAM, indisponibilité et vieillissement

Figure 15: pertes détaillées

- f. Paramètres du projet : dans cette section, nous remplissons les différentes données relatives à l'albédo et aux conditions de température de conception.

Figure 16: paramètres du projet

- g. Outils de vieillissement : cette section consiste à déterminer la production d'énergie sur une période de vingt-cinq années.

Figure 17: outils de vieillissement

#### IV.2.8 Structures des modules

Les structures des modules pour notre installation sont de deux types : des structures fixées sur des toitures et des ombrières.

Ces structures doivent satisfaire aux critères suivants :

- ❖ Résistance aux charges : les structures doivent supporter la charge des modules PV
- ❖ Matériaux résistant à la corrosion : les matériaux utilisés doivent être traités contre la corrosion
- ❖ Durabilité : les matériaux doivent être résistants aux conditions climatiques (vent, pluie, etc.) et à l'usure.

Outre ces critères, la conception des structures doit être en conformité avec les différentes conditions météorologiques du site ainsi que les caractéristiques du module PV.

*Tableau 5 : paramètres pour les structures PV*

<b>Champ PV</b>	Taille du panneau (mm)	2278×1134×35
	Poids d'un panneau (kg)	28
<b>Conditions météorologiques</b>	Vitesse du vent extrême(km/h)	50
	Température maximum(°C)	40
	Température minimum(°C)	20
	Humidité maximale (%)	90
	Humidité minimum (%)	75

#### IV.3 Système de gestion de l'énergie

Pour notre étude, il s'agit d'un système de gestion d'énergie pour une usine disposant de l'alimentation du réseau électrique ainsi que d'une centrale solaire photovoltaïque. La production photovoltaïque est couplée au réseau électrique pour l'alimentation des charges de l'usine. Pour réaliser un tel système énergétique, il est nécessaire d'intégrer un système de gestion de l'énergie afin de garantir un fonctionnement adéquat des différentes sources.

Dans la suite de cette section nous procédons à la description du principe de fonctionnement du SGE choisi pour nos deux installations couplées au réseau.

Le principe de fonctionnement de notre système de gestion de l'énergie est décrit dans les différents points ci-dessous :

- a. **Priorité de la production solaire pour l'alimentation des charges** : en effet, le système laisse au début du fonctionnement le réseau électrique alimenté les charges, et par le biais des dispositifs de mesure, il obtient la valeur de puissance fournie par le

réseau électrique. Ainsi lorsque la production solaire est inférieure ou égale à la puissance mesurée, le système laisse circuler cette production vers les charges et la puissance fournie par le réseau diminue. Dans le cas où la production solaire est supérieure à celle mesurée, le système désactive certains strings de l'onduleur afin de baisser la production solaire à un niveau inférieur ou égale à la puissance mesurée, puis la production solaire est injectée.

- b. **L'intégration efficace de l'énergie du réseau électrique** : lors des périodes de faible irradiance, la production solaire est quasiment nulle et les charges sont alimentés par le réseau électrique.
- c. **La limitation d'injection de la production solaire sur le réseau électrique** : en effet, l'injection sur le réseau électrique par des particuliers n'est pas à ce jour autorisée en Côte d'Ivoire, alors notre système doit tenir compte de ça. Ainsi lorsque la production solaire est supérieure à la demande énergétique des charges, il y'a un retour de puissance vers le réseau électrique. Les dispositifs de mesures permettent de s'en apercevoir en comptabilisant cette énergie comme négatif. Le système est alors informé et désactive certains strings de l'onduleur, ce qui réduit la production solaire et permet de respecter le critère de limitation d'injection.
- d. **La surveillance de la production énergétique** : les onduleurs communiquent avec le système de gestion, leurs communiquant ainsi les différentes informations concernant :
  - La puissance en entrée DC
  - Le courant et la tension en entrée DC
  - La puissance de sortie AC
  - Le courant et la tension AC
  - La fréquence

Quant au réseau électrique, les dispositifs de mesure permettent d'obtenir l'intensité consommée. A partir de ce paramètre nous obtenons la puissance fournie.

Le système de gestion surveille en temps réelle tous les paramètres du système énergétique.

- e. **La surveillance des données météorologiques** : à partir d'un instrument de mesure, le système a connaissance des valeurs d'irradiance sur le site.
- f. **Affichage des données** : le système dispose d'un écran où les différentes caractéristiques peuvent être consultées à tout moment.

Le principe de fonctionnement du système de gestion se présente ainsi.

#### IV.4 Etude financière

Pour le chiffrage de notre projet, nous avons consultés plusieurs fournisseurs pour chaque équipement, puis nous avons choisi les meilleures offres. Les conditions de choix des fournisseurs sont les suivantes :

- ❖ La conformité technique
- ❖ Le gain
- ❖ Les délais de livraison

Après avoir chiffré notre projet, nous avons évalué le cout du kWh produit par notre installation (LCOE) ainsi que le temps de retour sur investissement de notre projet. Le tableau ci-dessous récapitule les formules utilisées.

Tableau 6 : formules de l'étude financière

METHODOLOGIE DE L'ETUDE FINANCIERE [5]	
Cout d'investissement	Cout initial
Cout du cycle de vie du projet (LCC)	$LCC = \text{Cout initial} + US_f(i_r, n) * CEM + US_f(i'_r, n) * CR$ $i_r = \frac{1 + i}{1 + e} - 1$ $US_f(i_r, n) = \frac{(1 + i_r)^n - 1}{i_r * (1 + i_r)^n}$ $CEM(\text{année } n) = CEM(\text{année } 1) * US_f(i_r, n)$ $i'_r = \frac{(1 + i)^{dj}}{(1 + e)^{dj-1}}$ $US_f(i'_r, n) = \frac{(1 + i'_r)^n - 1}{i'_r * (1 + i'_r)^n}$ $CR(\text{année } n) = CR(\text{année } 1) * US_f(i'_r, n)$
Cout du kWh produit (LCOE) [4]	$LCOE = \frac{LCC}{\text{Energie(kWh)}}$
Temps de retour sur investissement (TRI)	$G_{\text{cumulé}} = \sum_{i=1}^n G_i - LCC$ <p>Au temps <math>i</math>, où <math>G_{\text{cumulé}} = 0</math>, <math>TRI = i</math></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 $n$	$dj$ , la durée de vie de l'équipement $CR$ , coût de remplacement



METHODOLOGIE DE L'ETUDE FINANCIERE [5]	
$i = 4\%$ , taux d'intérêt nominal, qui représente le coût d'opportunité de l'utilisation de cet argent <sup>5</sup> $e = 3,67\%$ , taux d'inflation des prix dans l'économie [14], selon la BCEAO <sup>6</sup> $CEM$ , coût d'exploitation et de maintenance $i'_r$ , taux d'actualisation révisé $US_f(i'_r, n)$ , taux d'actualisation des coûts 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

<sup>5</sup>Nous prenons comme référence le taux d'intérêt proposé par une institution, comme si nous avions placé l'argent dans un compte d'épargne

<sup>6</sup> Banque Centrale des Etats d'Afrique de l'Ouest

## V RESULTATS DE L'ETUDE TECHNIQUE

### V.1 Centrales solaires photovoltaïques

#### V.1.1 Surfaces actives

Après disposition des modules sur les différentes toitures, nous déterminons un pourcentage des allées allant de **13% à 15%** de la surface disponible. On obtient ainsi le nombre de modules à installer sur les toitures et les ombrières par application de la formule présenté dans la méthodologie.

*Tableau 7 : surfaces actives et nombre de modules*

Désignation	Surface active(m <sup>2</sup> )	Surface d'un module (m <sup>2</sup> )	Nombre de module
Toiture1	<b>5883,4</b>	2,583	<b>2277</b>
Toiture2	<b>590,3</b>		<b>228</b>
Toiture3	<b>282,9</b>		<b>109</b>
Toiture4	<b>404,3</b>		<b>156</b>
Toiture5	<b>507,6</b>		<b>196</b>
Toiture6	<b>678,1</b>		<b>262</b>
Toiture7	<b>445,6</b>		<b>172</b>
Ombrière 1	<b>232,49</b>		<b>90</b>
Ombrière 2	<b>232,49</b>		<b>90</b>
Ombrière 3	<b>144,66</b>		<b>56</b>
Ombrière 4	<b>93</b>		<b>36</b>

#### V.1.2 Puissances crêtes

Après évaluation du nombre de modules installables sur les différentes toitures et ombrières, nous obtenons la puissance totale du site, que nous répartissons en deux centrales solaires distinctes, car l'usine dispose de deux tableaux généraux basse tension. Nous aurons ainsi deux centrales solaires qui injecteront leur production sur des points d'injection distincts. La répartition de la puissance crête est réalisée en fonction de la proximité des locaux techniques aux différentes toitures, tout en garantissant l'autoconsommation. Les résultats sont présentés dans le tableau ci-dessous.

Tableau 8: puissances crêtes installables

Installation	Toiture	Nombre de module	Puissance unitaire (Wc)	Puissance totale (kWc)
Installation 1	Toiture 1	2277	585	1332,04
	Toiture 2	228	585	133,38
	Toiture 3 et 4	265	585	155,02
	Ombrière 1-4	272	585	159,12
<b>Total pour centrale 1</b>		<b>3042</b>	<b>585</b>	<b>1780</b>
Installation 2	Toiture 5	196	585	114,66
	Toiture 6	262	585	153,27
	Toiture 7	172	585	100,62
<b>Total pour centrale 2</b>		<b>630</b>	<b>585</b>	<b>369</b>
<b>Total pour centrale 1 et centrale 2</b>		<b>3672</b>	<b>585</b>	<b>2148</b>

Nous avons ainsi une puissance crête totale de **2,148 MWc** subdivisée en deux installations de puissances crêtes : **1780 kWc** et **369 kWc** à installer.

### V.1.3 Calepinage

Dans les figures ci-dessous, nous présentons l'implantation des différents modules PV sur l'ensemble du site de l'usine.



Figure 19: calepinage de la centrale 1

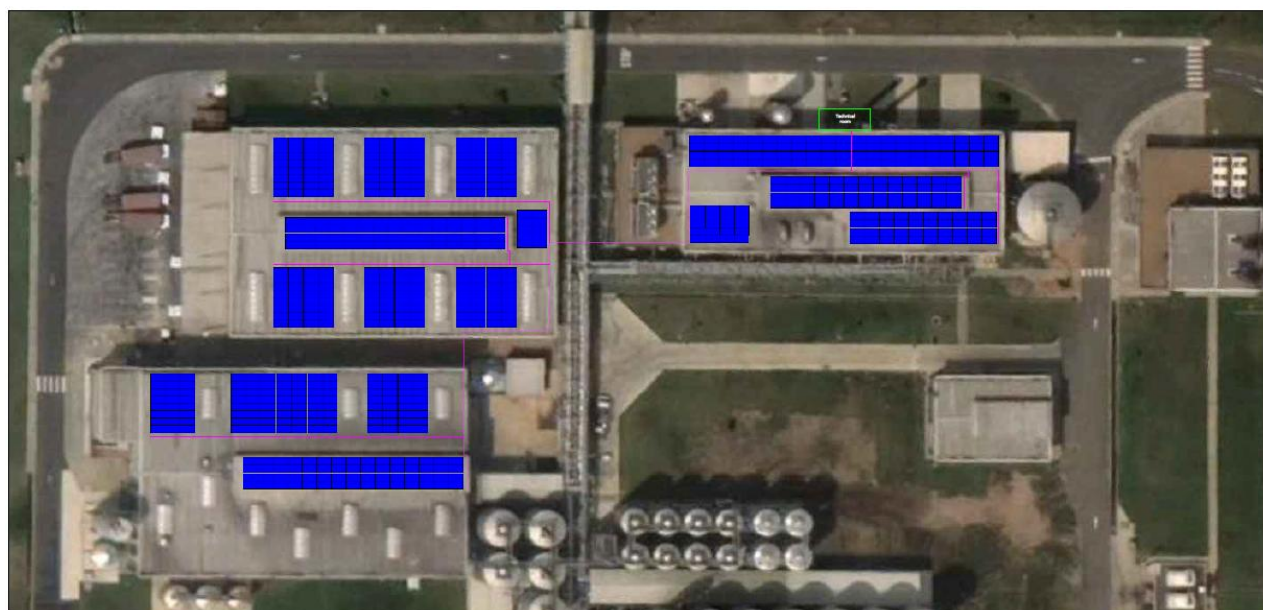





Figure 20: calepinage de la centrale 2

-  Câble DC
-  Local technique
-  Module PV JINKO SOLAR 585Wc

#### V.1.4 Résultats du dimensionnement photovoltaïque

Le tableau ci-dessous récapitule les résultats de notre dimensionnement.

Tableau 9: résultats du dimensionnement photovoltaïque

Désignation	Calculs	Résultats
Nombre de modules en série	$5,85 < N_s < 18,3$	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 18 pour centrale 1</li> <li>- 15 pour centrale 2</li> </ul>
Nombre de string par MPPT	$N_p < \frac{40}{13,85} = 2,88$	02 pour les deux centrales
Puissance onduleur / centrale PV1 (Pc=1780 kWc)	$1424 \text{ kWc} < P_{\text{onduleur}} < 2136 \text{ kWc}$	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 1500 kWc</li> <li>- 15*100 kWc</li> </ul>
Puissance onduleur / centrale PV2 (Pc=369 kWc)	$295,2 \text{ kVA} < P_{\text{onduleur}} < 442,8 \text{ kVA}$	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 300 kVA</li> <li>- 3*100 kVA</li> </ul>

Ratio (DC : AC)	$R = (P_{crete}/P_{onduleur})$	<ul style="list-style-type: none"> <li>- <b>1,186 pour centrale 1</b></li> <li>- <b>1,23 pour centrale 2</b></li> </ul>
-----------------	--------------------------------	---

Nous avons choisi un nombre de module en série permettant de relier les modules en série par toiture (chaque chaîne est constituée des modules d'une toiture précise et non de plusieurs toitures). Le ratio DC : AC est autour de 1,2 ce qui est recommandé. Quant à l'inclinaison, elle est imposée par les différentes toitures. Nous présentons ci-dessous les différentes configurations de notre installation.

*Tableau 10 : configuration des centrales PV*

Désignation	Centrale 1	Centrale 2
Nombre de module	3042	630
Module en série	18	15
Nombre de string par MPPT	2	2
Puissance crête(kWc)	1780	369
Puissance onduleur(kVA)	1500	300
Nombre onduleur	15	3
Inclinaison (°)	3	3
Azimut (°)	-7/173	-96/84

## V.1.5 Choix des dispositifs de protection

### V.1.5.1 Dispositif de protection DC

Notre dimensionnement pour la détermination des protections des chaînes PV est présenté ci-dessous.

$$N_c > N_{cmax}$$

$$N_{cmax} = 1 + \left( \frac{IRM}{I_{scSTC}} \right) = 1 + \left( \frac{25}{14,55} \right) = 2,7$$

**Conclusion :** On obtient  $N_c = 2 < N_{cmax}$ . Puisque l'inéquation n'est pas satisfaite pour notre installation, la protection des chaînes de modules photovoltaïques n'est pas obligatoire. En conséquence, notre installation ne comportera pas de protection DC.

### V.1.5.2 Dispositifs de protection AC

Les résultats du dimensionnement des protections AC sont présentés par le tableau ci-dessous [15].

Tableau 11 : dispositifs de protection AC

Désignation	Sortie onduleur	Sortie coffret AC/centrale 1	Sortie coffret AC/centrale 2
Ib(A)	160 ,4	2406	481,2
In(A)	200	2500	630
Iccmax/MPPT (A)	40		
Icc(kA)	0,4	6	1,2
Pdc (kA)	25	50	50
Déclencheur	Magnétothermique	MicroLogic	MicroLogic
Nombre de pole	04	04	04
Tension ph-ph(V)	400	400	400
Fréquence (Hz)	50	50	50
Reference	C25N4TM200	LV848740	C63N42D630
Fabricant	Schneider electric	Schneider electric	Schneider electric

### V.1.5.3 Parafoudre

Ci-dessous est présenté le dimensionnement du parafoudre, puis les caractéristiques du parafoudre choisis ainsi que ceux du disjoncteur de déconnexion.

Tableau 12: dimensionnement du parafoudre

CHOIX DU PARAFONDRE	
Type de parafoudre	Type 1
Niveau d'exposition aux surtensions de la foudre	$F = N_k * (1,6 + 2 * L_{BT} + \delta)$ $F = 120 * (1,6 + 2 * 0,5) = 312$
<p><b>Conclusion</b> : Nous avons obtenu <math>F &gt; 80</math>, alors selon le tableau 6 du guide, nous choisissons un courant de décharge du parafoudre supérieur ou égal à 20 kA. Nous choisissons le parafoudre du fabricant <b>schneider electric</b> avec pour référence iPRF1 12,5r associé au disjoncteur de déconnexion de référence NG125N.</p>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>- <math>N_k</math> , le niveau kéraunique</li> <li>- <math>L_{BT}</math> , c'est la longueur en km de la ligne BT aérienne alimentant l'installation, pour des valeurs supérieures ou égales à 0,5 km, on retient une valeur de 0,5</li> </ul>	

CHOIX DU PARAFoudre	
-	$\delta$ , est un coefficient prenant en compte la situation de la ligne aérienne et celle du bâtiment. Selon le tableau 2 du guide, on choisit une valeur de 0.

Tableau 13: caractéristiques du parafoudre

PARAFoudre		
Type de parafoudre	Type 1	
Référence	iPRF1 12,5r	
Niveau de protection	Up(kV)	1,5
Tension maximale de régime permanent entre phase et neutre (V)	Uc(V)	350
Tension maximale de tenue aux surtensions temporaires dues à des défauts sur le réseau BT entre phase et neutre	UT (V)	337
Courant nominal de décharge	In(kA)	20
Courant de choc	Iimp(kA)	50

Tableau 14: caractéristiques du disjoncteur de déconnection

DISJONCTEUR DE DECONNECTION	
Référence	NG125N
Calibre (A)	100
Pouvoir de coupure (kA)	25
Nombre de pole	4
Courbe	D

## V.1.6 Choix des sections de câbles

### V.1.6.1 Câble DC

Nous présentons les résultats du dimensionnement des câbles DC dans le tableau ci-dessous.



Tableau 15: sections de câbles DC

DETERMINATION DE LA SECTION DES CONDUCTEURS DC	
Formule de section de câble (m <sup>2</sup> )	$S_{\text{minimal}} = b * \left( \frac{\rho * L * I_{\text{SC}} * 1,25}{\Delta U * V_n} \right)$
Section de câble pour centrale PV1 (m <sup>2</sup> )	$S_{\text{minimal}} = 2 * \left( \frac{0,023 * 150 * 14,55 * 1,25}{0,03 * 51,16 * 18} \right) = 4,54 \text{ mm}^2$
Section de câble pour centrale PV2 (m <sup>2</sup> )	$S_{\text{minimal}} = 2 * \left( \frac{0,023 * 150 * 14,55 * 1,25}{0,03 * 51,16 * 15} \right) = 5,45 \text{ mm}^2$
<b>Conclusion :</b> On choisit une section normalisée de <b>6 mm<sup>2</sup></b> de câble solaire <b>H1Z2Z2-K Dca-s2, d2, a1 1kV</b> .	

#### V.1.6.2 Câble AC

Le dimensionnement des câbles AC est présenté dans le tableau ci-dessous.

Tableau 16: câbles AC

Désignation	CENTRALE 1		CENTRALE 2	
	Sortie par onduleur	Sortie du coffret AC	Sortie par onduleur	Sortie du coffret AC
<b>Ib(A)</b>	200	2500	200	630
<b>k1</b>	1	1	1	1
<b>k2</b>	1	0,85	1	0,85
<b>k3</b>	0,91	0,91	0,91	0,91
<b>kn</b>	1	1	1	1
<b>ks</b>	1	1	1	1
<b>Iz (A)</b>	219,78	3232,06	219,78	814,48
<b>Section (mm<sup>2</sup>)</b>	<b>4*120</b>	<b>4*5*630</b>	<b>4*120</b>	<b>4*2*300</b>

À la suite du dimensionnement des sections de câbles, nous avons vérifié les chutes de tension. Nous avons des valeurs de chutes de tension acceptables par rapport aux prescriptions de la NF C 15-100. Le tableau ci-dessous récapitule nos résultats.



Tableau 17 : chutes de tension AC

Désignation	Tronçon sortie onduleur vers coffret AC	Tronçon sortie coffret AC vers TGBT / Centrale 1	Tronçon sortie coffret AC vers TGBT / Centrale 2
Sph(mm <sup>2</sup> )	120	5*630	2*300
L(m)	20	20	20
Cos(phi)	0,8	0,8	0,8
R(mΩ)	4,933	0,188	0,987
X(mΩ)	0,96	0,96	0,96
Ib(A)	160,4	2406	481,2
Delta U(V)	1,637	4,784	1,622
<b>Delta U (%)</b>	<b>0,41</b>	<b>1,20</b>	<b>0,41</b>

### V.1.6.3 Cable de mise à la terre

Les résultats du dimensionnement des câbles de la liaison équipotentielle sont les suivants :

Tableau 18: câbles de la liaison équipotentielle

SECTIONS DES CABLES DE LA LIAISON EQUIPOTENTIELLE	
Modules PV, structures	6 mm <sup>2</sup>
Onduleur	50 mm <sup>2</sup>
Barrette de terre vers la mise à la terre du local technique	95 mm <sup>2</sup>

### V.1.6.4 Quantité des câbles

Le tableau ci-dessous récapitule les quantités de câbles pour notre projet.

Tableau 19: quantité des câbles du projet

Centrale	Désignation	Unité	Quantité
<b>Centrale 1</b>	Câbles cuivre DC solaires 1500V(1,5kV) Rouge : 1x6 mm <sup>2</sup>	m	27321
	Câbles cuivre DC solaires 1500V(1,5kV) Noir : 1x6 mm <sup>2</sup>	m	30324
	Câble Alu U-1000 AR2V : 1*630 mm <sup>2</sup>	m	400
	Câble Alu U-1000 AR2V : 1*120 mm <sup>2</sup>	m	1200

Centrale	Désignation	Unité	Quantité
	Câble cuivre isolé vert jaune 6 mm <sup>2</sup>	m	500
	Câble cuivre nu 50 mm <sup>2</sup>	m	15
	Câble cuivre nu 95 mm <sup>2</sup>	m	70
Centrale 2	Câbles cuivre DC solaires 1500V(1,5kV) Rouge : 1x6 mm <sup>2</sup>	m	4050
	Câbles cuivre DC solaires 1500V(1,5kV) Noir : 1x6 mm <sup>2</sup>	m	4576
	Câble Alu U-1000 AR2V : 1*120 mm <sup>2</sup>	m	240
	Câble Alu U-1000 AR2V : 1*300 mm <sup>2</sup>	m	160
	Câble cuivre isolé vert jaune 6 mm <sup>2</sup>	m	68
	Câble cuivre nu 50 mm <sup>2</sup>	m	5
	Câble cuivre nu 95mm <sup>2</sup>	m	80

### V.1.7 Schémas électriques

Les graphes ci-dessous représentent les différents schémas électriques des centrales PV.

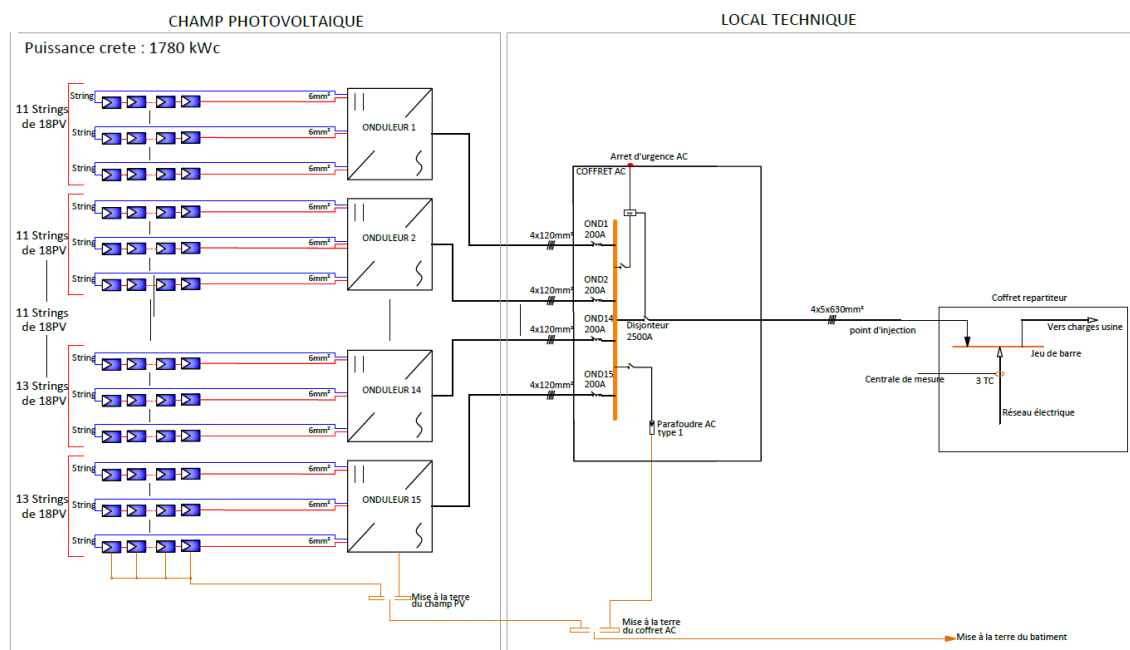


Figure 21 : schéma électrique de la centrale PV 1

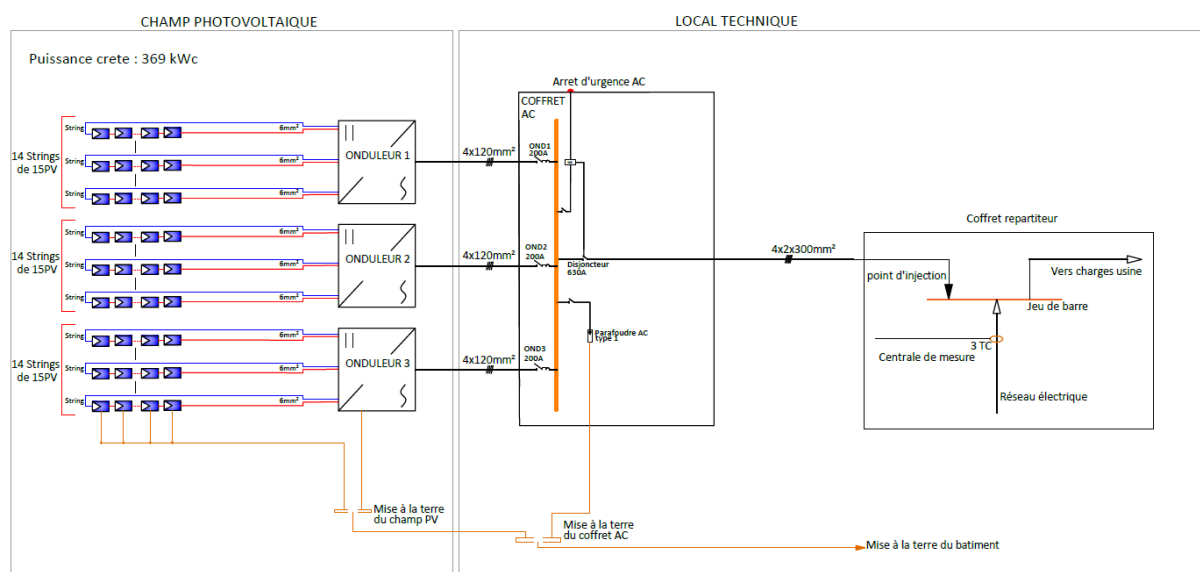


Figure 22: schéma électrique de la centrale PV 2

## V.1.8 Simulation PVSyst

### V.1.8.1 Résultats des simulations PVSyst

Nous avons réalisé des simulations sur PVSyst pour les deux centrales photovoltaïques. Les résultats obtenus nous ont permis de confirmer notre premier dimensionnement, puis d'obtenir d'autres paramètres techniques de notre projet. Ci-dessous est présenté les résultats.

Tableau 20: résultats du dimensionnement sur PVSyst

Désignation	Centrale PV1	Centrale PV2
Nombre de modules	3042	630
Module en série	18	15
Nombre de chaine	169	42
Puissance DC (kWc)	1780	369
Nombre d'onduleur	15	3
Puissance AC (kVA)	1500	300
Rapport DC :AC	1,186	1,229
Ratio de performance (%)	85,17	85,43

### V.1.8.2 Résultat de l'évaluation de l'énergie produite

Le logiciel PVsyst détermine l'énergie produite par les centrales photovoltaïques en fonction des conditions météorologiques (irradiance, température) du site. Ci-dessous est présenté ces conditions [16].

*Tableau 21: conditions météorologiques du site*

Mois	GlobHor (kWh/m <sup>2</sup> )	DiffHor (kWh/m <sup>2</sup> )	T_Amb (°C)	GlobInc (kWh/m <sup>2</sup> )	GlobEff (kWh/m <sup>2</sup> )
Janvier	181,2	75,38	27,13	176,7	174,5
Février	161	76,16	27,99	158,5	156,5
Mars	172,2	85,22	27,29	171,5	169,4
Avril	181	72	27,17	182,1	179,9
Mai	161	70,72	26,7	163,3	161,3
Juin	105,2	64,05	25,36	106,6	105,1
Juillet	136,5	85,84	24,58	138,3	136,4
Août	145,9	86,39	24,16	147	145,1
Septembre	120,2	82,72	24,73	120,1	118,4
Octobre	144,6	80,52	25,41	143	141,1
Novembre	143,5	72,71	25,87	140,6	138,7
Décembre	154	79,18	26,03	150,1	148,1
<b>TOTAL</b>	<b>1806,30</b>	<b>930,89</b>	<b>26,04</b>	<b>1797,80</b>	<b>1774,50</b>

Avec :

- ❖ GlobHor, l'irradiation globale horizontale
- ❖ DiffHor, l'irradiation diffuse horizontale
- ❖ T\_Amb, la température ambiante
- ❖ GlobInc<sup>7</sup>, global incident plan facteur
- ❖ GlobEff, global effectif corriger pour IAM et ombrage

A partir de ces différentes données, le logiciel nous fournit l'énergie produite par les centrales ainsi que le ratio de performance.

- ❖ L'énergie produite, correspond à la quantité d'énergie produite par une centrale en fonction des différents paramètres définis (puissance crête, pertes détaillées, paramètres du projet, etc.). C'est un indicateur de la production basé sur la disponibilité de l'ensoleillement (lieu et orientation). Cette énergie tient compte des différentes pertes

<sup>7</sup> L'incident global est calculé à partir des irradiances horizontales, globales et diffuses en valeurs horaires, à l'aide d'un modèle (modèle de Perez ou de Hay), cela est fonction également des coordonnées géographiques.

subit par le système. Le tableau récapitulant les différentes pertes prises en compte dans la détermination de l'énergie produite est présenté en annexe 6.

- ❖ Le ratio de performance [17] est un indicateur permettant de mesurer l'efficacité d'une centrale solaire. Il est déterminé par la formule suivante :

$$PR = \frac{E_{Grid}}{GlobInc * P_{STC}} \quad (12)$$

Avec :

- PR, le ratio de performance
- $E_{Grid}$  , l'énergie produite par la centrale
- $P_{STC}$  , la puissance crête de l'installation

Le tableau ci-dessous représente les résultats concernant l'énergie produite et le rapport de performance pour 25 années de fonctionnement. Le facteur de dégradation de puissance du module photovoltaïque est de 0,4%/an.

*Tableau 22: énergie et PR sur 25 années de fonctionnement*

Centrale	Centrale PV1		Centrale PV2	
Année	E(MWh)	PR (%)	E(MWh)	PR (%)
1	2725	85,17	568,9	85,43
2	2711	84,75	566,3	85,05
3	2698	84,32	563,7	84,66
4	2684	83,9	561,1	84,27
5	2671	83,48	558,5	83,88
6	2657	83,06	556	83,49
7	2638	82,47	552,4	82,96
8	2620	81,89	548,8	82,42
9	2601	81,31	545,2	81,88
10	2583	80,73	541,6	81,34
11	2564	80,14	538	80,8
12	2550	79,72	535,4	80,4
13	2537	79,29	532,7	80,01
14	2523	78,86	530,1	79,61
15	2509	78,44	527,4	79,21
16	2496	78,01	524,8	78,81
17	2482	77,58	522,1	78,4
18	2468	77,15	519,3	77,99
19	2454	76,71	516,6	77,59
20	2440	76,28	513,9	77,18
21	2427	75,85	511,2	76,77

Centrale	Centrale PV1		Centrale PV2	
Année	E(MWh)	PR (%)	E(MWh)	PR (%)
22	2402	75,08	507,3	76,19
23	2377	74,31	503,4	75,6
24	2353	73,54	499,5	75,02
25	2328	72,77	495,6	74,43
<b>TOTAL ENERGIE CENTRALE 1 (MWh)</b>				<b>63498</b>
<b>TOTAL ENERGIE CENTRALE 2 (MWh)</b>				<b>13339,8</b>
<b>TOTAL ENERGIE CENTRALE 1 +2 (MWh)</b>				<b>76837,8</b>

Avec l'énergie produite par les centrales PV, nous pouvons déterminer le ratio de couverture énergétique de la production solaire sur la consommation diurne<sup>8</sup>. Nous considérons la puissance du groupe électrogène pour déterminer l'énergie consommée. Nous calculons ce ratio pour la première année.

$$E(\text{kWh/an}) = S * \cos(\phi) * 10 * 365 \quad (13)$$

$$\text{Ratio} = \frac{E(\text{kWh\_centrale/an})}{E(\text{kWh/an})} \quad (14)$$

Avec :

- S , la puissance apparente du groupe électrogène.
- cos(phi) , le facteur de puissance du groupe électrogène.
- E(kWh/an) , l'énergie annuelle consommée.
- E(kWh\_centrale/an) , l'énergie produite par la centrale durant la première année.

Ci-dessous est présenté le résultat.

*Tableau 23: ratio de couverture de la production solaire*

<b>Energie consommée (kWh/an)</b>	11680000
<b>Energie produite par la centrale (kWh/an 1)</b>	3293590
<b>Ratio</b>	<b>28,19%</b>

### V.1.9 Structures des modules

Selon les plans de calepinage des deux centrales, nous avons déterminés les différents types de structures nécessaires pour notre installation.

<sup>8</sup> La consommation diurne fait référence à la quantité d'énergie utilisée durant la journée (08h-18h)

Tableau 24: structures des modules

Désignation	Module en largeur	Module en longueur	Nombre de structures	Nombre de modules
4*1	4	1	128	512
4*1	5	1	98	490
3*1	3	1	270	810
2*1	2	1	458	916
1*1	1	1	2	2
1*24	1	24	3	72
1*7	1	7	2	14
1*17	1	17	2	34
1*3	1	3	2	6
7*1	7	1	12	84
8*1	8	1	44	352
6*1	6	1	12	72
9*1	9	1	4	36
TOTAL DE MODULES SUR TOITURE				3400
5*18	5	18	2	180
4*14	4	14	1	56
4*9	4	9	1	36
TOTAL DE MODULES SUR OMBRIERE				272

## V.2 Système de gestion de l'énergie

### V.2.1 Caractéristiques des équipements

#### V.2.1.1 Smartlogger

Le smartlogger est un collecteur de données du fabricant **Huawei**. Il assure la gestion des systèmes photovoltaïque ainsi que des systèmes de stockage. Le smartlogger permet une communication efficace avec différents équipements tels que : les onduleurs, les stations météorologiques, les compteurs d'énergie, etc [18] .

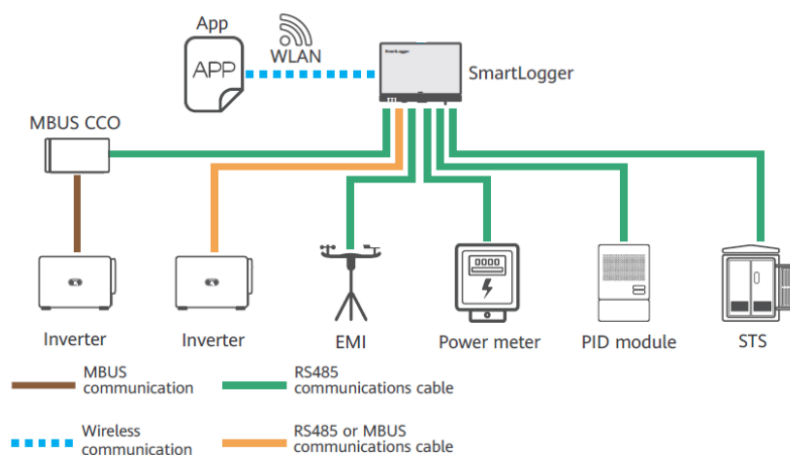


Figure 23 : smartlogger

Indispensable pour la communication avec les onduleurs Huawei, le smartlogger intervient dans notre installation afin d'assurer la communication entre les onduleurs et le contrôleur du système. Il existe plusieurs smartlogger avec différentes caractéristiques. Pour notre installation, nous avons choisi le smartlogger en fonction des paramètres suivantes :

- ❖ Nombre d'onduleurs connectés
- ❖ Protocole et port de communication compatible

Ainsi on a choisi le smartloggerA03EU. Le tableau ci-dessous décrit les principales caractéristiques de ce smartlogger.

Tableau 25: caractéristiques du smartlogger

Smartlogger	A	03	EU
Collecteur de données	Ne prend pas en charge la mise en réseau par fibre optique et peut se connecter à un maximum de 80 onduleurs solaires	Prend en charge les réseaux 4G et la communication MBUS	Europe

### V.2.1.2 Contrôleurs InteliNeo

Les contrôleurs InteliNeo sont des contrôleurs de micro-réseau du fabricant **ComAP**. Ils offrent une solution rentable pour combiner le réseau traditionnel ou les groupes électrogènes avec des sources d'énergie renouvelables afin de créer un système de production d'énergie fiable et efficace. Ils permettent la gestion et l'optimisation des systèmes de micro-réseaux hybrides sur réseau et hors réseau.



Les contrôleurs choisis pour notre système de gestion d'énergie sont : InteliNeo 6000 pour la centrale PV 1 et InteliNeo 5500 pour la centrale PV 2. Ce sont ces contrôleurs qui assureront la gestion des sources d'énergie de notre installation. Les principales fonctionnalités de ces contrôleurs sont décrites dans le tableau ci-dessous.

*Tableau 26: caractéristiques des contrôleurs InteliNeo*

InteliNeo 6000 [19]	InteliNeo 5500 [20]
Contrôleur unique pour les sources d'énergie renouvelables et le système de stockage d'énergie par batterie	
Applications natives de micro-réseaux pour les systèmes sur et hors réseau avec énergie renouvelable et stockage	
Modbus Master intégré pour la prise en charge RTU/TCP d'un maximum de 32 appareils	Modbus master TCP & RTU : prise en charge de jusqu'à 9 appareils
Prise en charge de jusqu'à 64 régulateurs de groupe électrogène/réseau	Prise en charge d'un maximum de 8* régulateurs de groupe électrogène/réseau
Cryptage des données du contrôleur pour empêcher les vues non autorisées de la configuration du contrôleur	—

### V.2.1.3 Transformateur de courant toriques

Dans notre installation, il est nécessaire de déterminer à tout moment l'intensité du réseau électrique consommée par les charges. On obtient cela en utilisant un transformateur de courant torique, ces transformateurs convertissent les valeurs élevées de courant en des valeurs faibles mesurables par des appareils de mesure. Ainsi ces transformateurs sont caractérisés par un ratio entre le courant mesuré au primaire et le courant du secondaire.

Afin de déterminer les caractéristiques des transformateurs de courant (TC), nous sommes allés sur la base du courant nominal du TGBT qui est de **2923,9 A** (obtenu à partir de la puissance du générateur diesel). Ainsi nous avons fait des consultations auprès de nos fournisseurs qui pouvait nous fournir soit des TC de 4000A/1A. Ces TC sont constitués de bobines de rogowski qui permettent de mesurer le courant dans les différentes canalisations, ainsi que des

transducteurs qui permettent la conversion de 4000A à 1A. Les tableaux ci-dessous détaillent les caractéristiques des différents équipements.

*Tableau 27: caractéristiques des bobines de rogowski*

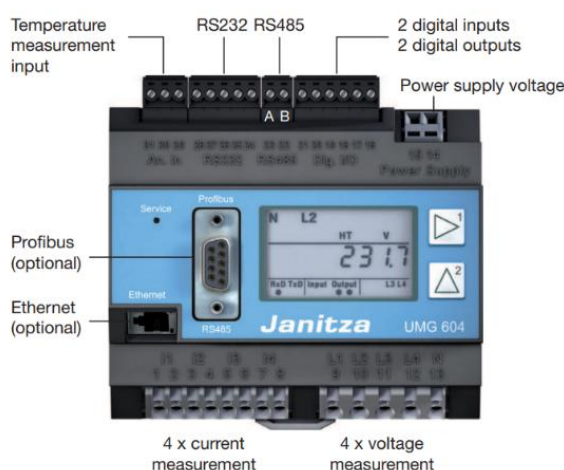
Description	Diamètre(mm)	Courant max mesuré (A)	Numéro de référence	Fabricant
Bobine de rogowski	300	4000	15.03.611	Janitza

*Tableau 28: caractéristiques des transducteurs*

Description	Courant max mesuré(A)	Courant de sortie (A)	Numéro de référence	Fabricant
Transducteur	4000	1	15.03.612	Janitza

#### V.2.1.4 Centrale de mesure

Les différents transformateurs de courants sont raccordés à un compteur d'énergie, et le compteur d'énergie transmet les données au contrôleur pour traitement. En connaissance des différents transformateurs de courant, nous avons choisi un compteur pouvant afficher les valeurs de courant mesurées. Le compteur choisi pour notre installation est le compteur **UMG 604** du fabricant **Janitza**.



*Figure 24: centrale de mesure Janitza*

### V.2.1.5 Pyranomètre

Des données de rayonnement fiables et de haute qualité sont cruciales pour la mise en œuvre de tous les projets du secteur de l'énergie solaire, tant dans les systèmes solaires thermiques que dans les systèmes solaires photovoltaïques. Dans les systèmes photovoltaïques, ces données permettent de quantifier l'énergie fournie par une centrale.

Afin d'obtenir ces données de rayonnement pour notre installation, nous choisissons d'utiliser un pyranomètre. Un pyranomètre est un équipement conçu pour mesurer l'irradiance en  $\text{W/m}^2$  résultant de flux radiants incidents sur une surface plane. Un pyranomètre mesure l'irradiance solaire horizontale globale (GHI), qui est composé d'une irradiance solaire horizontale (DHI) et d'une irradiance solaire normale directe (DNI) du soleil. Le pyranomètre utilisé pour notre installation est le **SMP3** du fabricant **Kipp zonen**, il est intégré sur une gamme de longueurs d'ondes d'au moins 300 à 3000 nanomètres (nm).



*Figure 25: pyranomètre*

### V.2.1.6 IntelliVision 18Touch G2

L'IntelliVision 18Touch G2 de **ComAp** est un écran qui permet de surveiller et de gérer facilement des installations complexes avec plusieurs contrôleurs. Il est particulièrement adapté pour les systèmes hybrides et offre une vue d'ensemble complète. Livré avec le logiciel IntelliSCADA de ComAp, il permet de configurer l'écran, de vérifier l'historique des données et de modifier les réglages depuis un seul endroit. Cet écran est donc idéal pour afficher les caractéristiques de notre installation.

Les différentes informations affichables sont les suivantes :

- ❖ Côté DC : tension par MPPT, courant de chaîne, puissance DC
- ❖ Côté AC : tension AC, courant AC, fréquence, puissance active, puissance réactive, facteur de puissance
- ❖ Irradiance

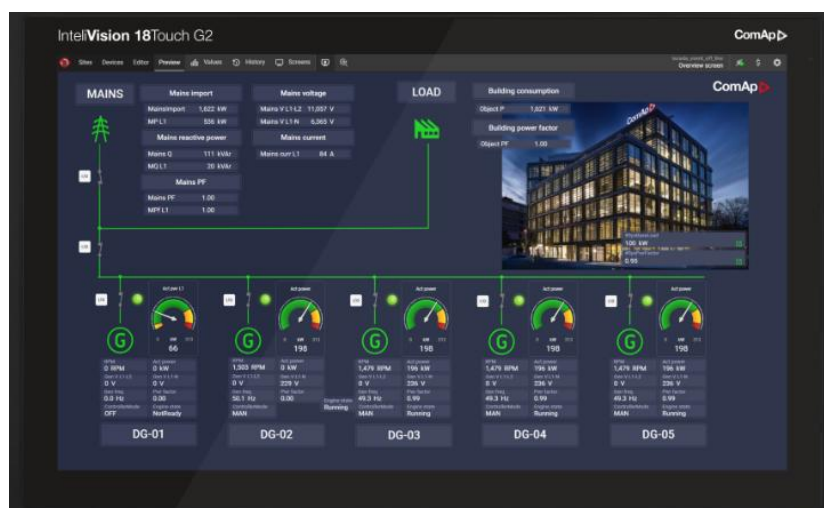


Figure 26: IntelVision 18Touch G2

### V.2.1.7 Schémas de contrôle

Les schémas de contrôle des deux installations répondent au principe de fonctionnement énoncé plus haut. Ces schémas répondent aux différentes conditions importantes du fonctionnement en couplage entre le réseau électrique et le générateur PV :

- ❖ La production solaire est utilisée en priorité pour l'alimentation des charges.
- ❖ Lorsque la production solaire est insuffisante le réseau électrique comble l'appoint d'énergie.
- ❖ L'injection de la production solaire sur le réseau électrique est limitée

Nous présentons ci-dessous les différents schémas de contrôle de nos deux installations photovoltaïques

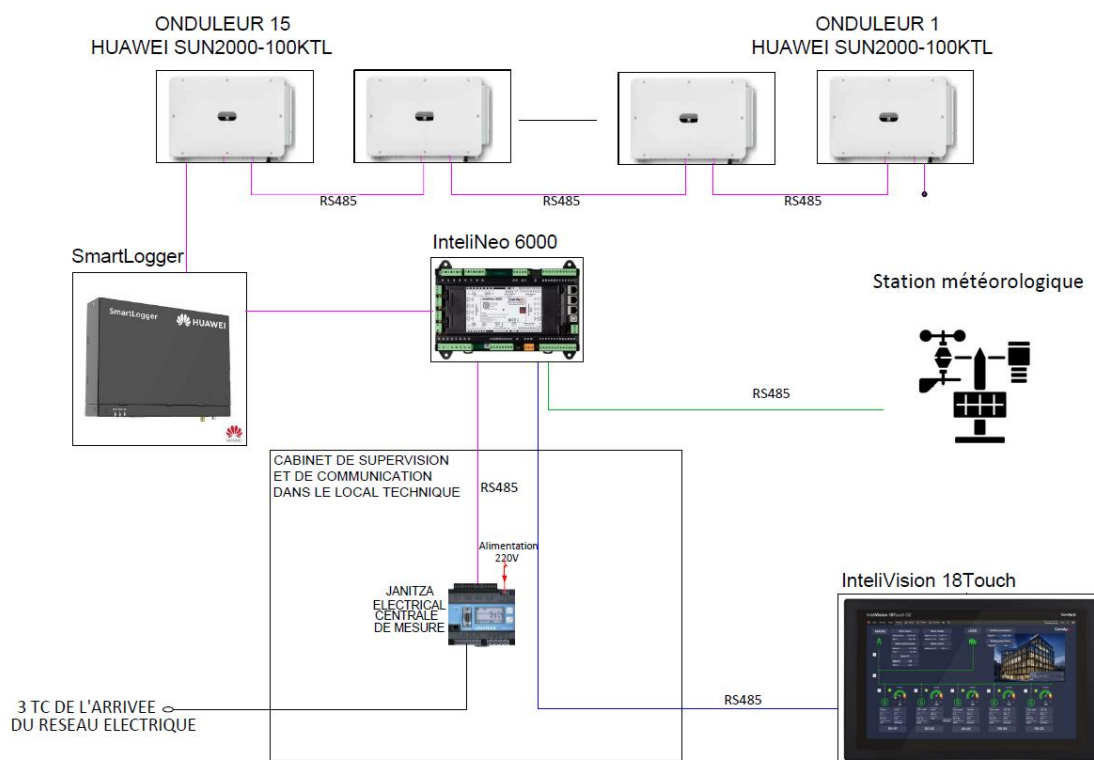


Figure 27: schéma de contrôle de la centrale PV1

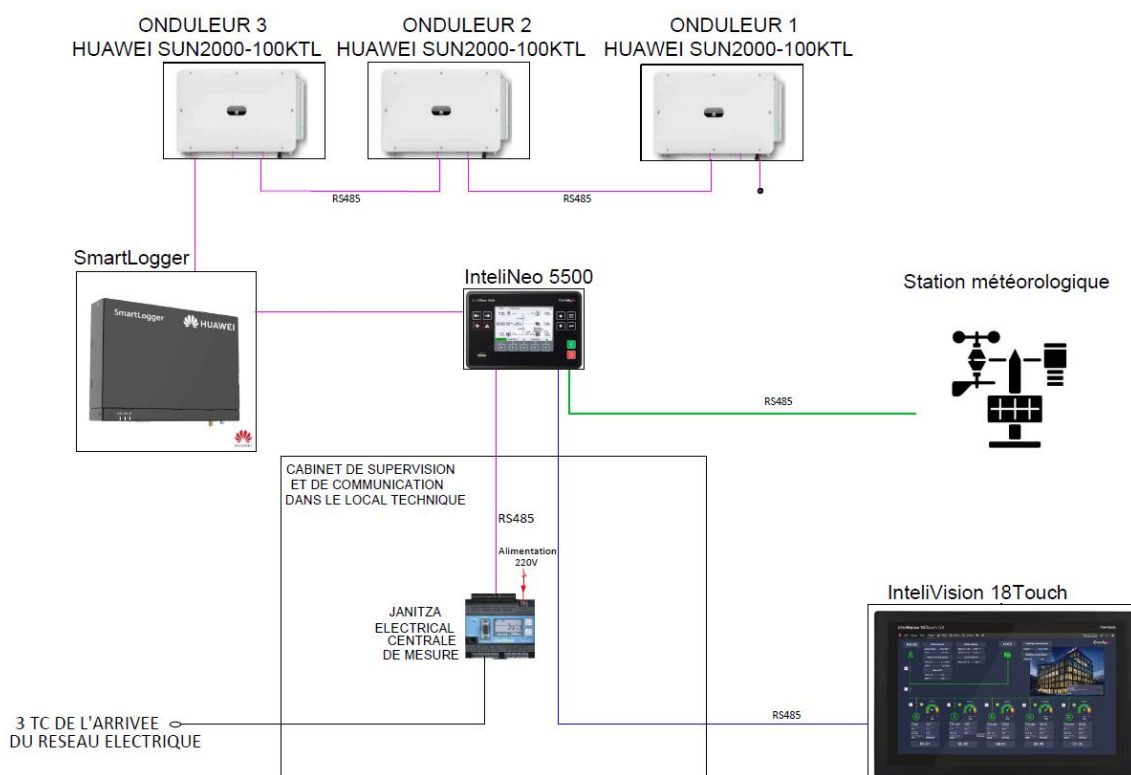


Figure 28: schéma de contrôle de la centrale PV2

A présent, nous donnons une description des schémas de contrôle :

- ❖ Les différents onduleurs Huawei SUN2000-100KTL sont reliés au Smartlogger.
- ❖ Le smartlogger permet la communication entre les onduleurs Huawei et le contrôleurs InteliNeo. Il transmet les informations des onduleurs au contrôleur InteliNeo.
- ❖ Des transformateurs de courant toriques sont placés au niveau de chaque phase du réseau électrique, puis sont connectés à une centrale de mesure. Ceci permet d'avoir les valeurs de courant par phase du réseau électrique.
- ❖ La centrale de mesure est aussi reliée au contrôleur InteliNeo, lui transmettant ainsi les différentes informations du réseau électrique.
- ❖ Le contrôleur InteliNeo priorise la consommation de la production solaire photovoltaïque.
- ❖ Le contrôleur InteliNeo reçoit alors les différentes informations concernant la production photovoltaïque ainsi que l'énergie venant du réseau. Ces informations sont ensuite transmises à l'Intelivision 18touch en temps réel pour affichage.
- ❖ Le pyranomètre communique avec le contrôleur InteliNeo, ces informations sont également transmises à l'Intelivision 18touch pour affichage.

## VI RESULTATS DE L'ETUDE FINANCIERE

Dans cette section nous présentons les différents résultats concernant le cout du projet, le cout du kWh produit ainsi que le temps de retour sur investissement.

### VI.1 Cout du projet

Le tableau ci-dessous recapitule le coût total du projet. Une explication sur le cout du projet est fourni dans les annexes 43,44,45.

*Tableau 29: coût du projet*

Désignation	Quantité	U	Prix unitaire(euro)	Prix total (euro)
Modules photovoltaïques	3672	Ens	100,62	369 476,64
Structure métallique	1	Ens	113 812,00	113 812,00
Onduleurs	18	U	4 268,28	76 829,00
Smartlogger	2	Ens	430,64	861,28
Contrôleur et Scada	1	Ens	28 344,00	28 344,00
Cable DC	1	Ens	69 513,00	69 513,00
Cable AC/câble MALT	1	Ens	61 773,00	61 773,00
Coffret AC	1	Ens	46 000,00	46 000,00
Station météorologique	1	Ens	24 500,00	24 500,00
Divers (TC, connecteurs, cosses)	1	Ens	16 638,00	16 638,00
Main d'œuvre	1	Ens	651 983,00	651 983,00
<b>TOTAL COUT DES EQUIPEMENTS HT (euro)</b>				<b>807 746,92</b>
<b>TOTAL COUT DES EQUIPEMENTS HT (FCFA)</b>				<b>529 881 979,84</b>
<b>TVA 18% (FCFA)</b>				<b>95 378 756,37</b>
<b>TOTAL COUT DES EQUIPEMENTS TTC (FCFA)</b>				<b>625 260 736,21</b>
<b>TOTAL COUT DE LA MAIN D'OEUVRE (FCFA)</b>				<b>427 700 848,00</b>
<b>TOTAL COUT DU PROJET TTC (FCFA)</b>				<b>1 052 961 584,21</b>

### VI.2 Cout du kWh produit

Dans cette section, nous allons déterminer le coût de production du kWh ou LCOE pour les centrales photovoltaïques. Pour ce faire, nous prendrons en compte le coût initial du projet, les coûts d'exploitation et de maintenance, ainsi que les coûts de remplacement des équipements tout au long de la durée de vie du projet. La durée de vie retenue pour le projet sera celle de l'équipement ayant la plus grande durabilité, à savoir les modules photovoltaïques, qui bénéficient d'une durée de vie de 25 ans. Les résultats des coûts d'exploitation et de maintenance, ainsi que les coûts de remplacement sont présentés en **annexes 7 et 8**.

Le tableau ci-dessous récapitule le calcul du LCOE.

Tableau 30 : calcul du LCOE

Désignation	Cout (FCFA)
Cout du projet (FCFA)	1 052 961 584,21
Cout d'exploitation et de maintenance (FCFA)	361 294 326,66
Cout de remplacement (FCFA)	188 835 645,5
Cout total (FCFA)	1 603 091 556,38
Energie totale (kWh)	76 837 800
<b>LCOE (FCFA/kWh)</b>	<b>20,86</b>

### VI.3 Temps de retour sur investissement

Le temps de retour sur investissement (TRI) correspond à la durée nécessaire de récupération d'un investissement. Dans notre cas, il correspond au temps nécessaire pour récupérer l'investissement de notre projet. On a déterminé un temps de **5 ans et 06 mois**. La méthodologie suivie est présentée ci-dessous :

- ❖ Evaluation des bénéfices : on considère que l'on vend l'énergie produite au prix du gestionnaire du réseau électrique. Le coût du kWh considéré est celui du tarif général en moyenne tension durant les heures pleines [21].
- ❖ Taux d'inflation du cout du kWh : Pour déterminer ce taux, nous nous appuyons sur les différentes augmentations du coût du kWh en Côte d'Ivoire. Un ajustement tarifaire a eu lieu en juillet 2023, suivi d'une nouvelle hausse en janvier 2024. Cette dernière représente une augmentation de 10 % par rapport au tarif du kWh en vigueur depuis 2016. Dans le cadre de notre analyse, nous adopterons un scénario similaire, en appliquant une augmentation de 10 % sur une période de huit ans.
- ❖ Calcul du TRI : on procède par itération jusqu'au temps où les bénéfices correspondent à l'investissement réel

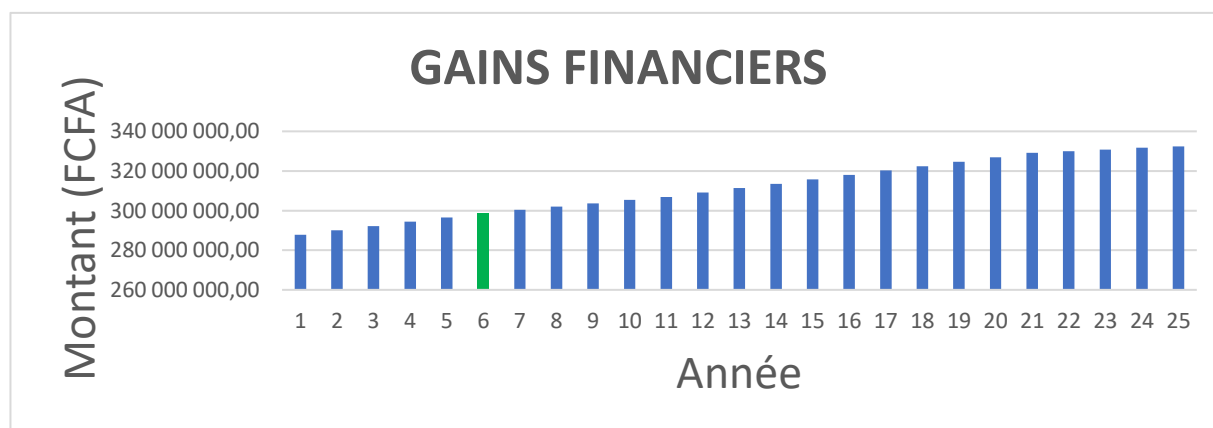


Figure 29: gains financiers



## VII NOTICE D'IMPACT ENVIRONNEMENTALE

Notre projet de construction de centrales solaires photovoltaïques de 2,15 MWc pour l'usine Brassivoire est un projet qui vise à réduire les coûts d'électricité de l'usine et par la même occasion à réduire son empreinte carbone. En plus d'avoir des impacts positifs, ce projet a également des impacts négatifs. Cette section de notre document présente les différentes incidences de notre projet conformément aux réglementations en vigueur sur l'environnement en Côte d'Ivoire.

### VII.1 Description du projet

Notre projet contient différents types de travaux. Pour la phase de préparation du site, nous avons particulièrement la création de zone de stockage des différents équipements de l'installation.

Pour la phase de réalisation, comme travaux nous avons :

- ❖ Installation de structures métalliques sur des toitures et au sol
- ❖ Installation de modules photovoltaïques sur les structures
- ❖ Câblages des chaînes de modules photovoltaïques
- ❖ Installation et câblage de l'onduleur
- ❖ Installation des équipements du système de gestion de l'énergie

Quant à la phase d'exploitation, nous avons des périodes de maintenance de l'installation. Compte tenu des travaux associés à ce projet, celui-ci est classé en catégorie B. En conséquence, nous procédons à la réalisation d'une notice d'impact environnemental.

### VII.2 Cadre réglementaire

Notre notice d'impact environnemental est réalisée conformément aux prescriptions de la loi n°2023-900 du 23 novembre 2023 relative au code de l'environnement en Côte d'Ivoire. Cette loi vise à renforcer, au profit des générations présentes et futures, la protection de l'environnement en faveur du développement durable, en préservant et en promouvant les multiples fonctions de l'environnement. Les composantes de l'environnement sont :

- ❖ Environnement humain
  - Aménagement du territoire
  - Aménagement du cadre de vie
- ❖ Environnement naturel
  - Le sol et le sous-sol

- Les ressources en eau
- L'air
- La diversité biologique
- Les paysages
- Les sites et monuments naturels

### VII.3 Identification et évaluation des impacts

Dans le cadre de notre projet de construction de centrales solaires, l'identification et l'évaluation des impacts potentiels sur l'environnement sont essentielles. Ce processus permettra de repérer et d'atténuer les impacts tout en optimisant les bénéfices pour l'environnement et pour l'usine. Les impacts ont été identifiés et évalués selon les critères suivants :

- ❖ Nature
- ❖ Intensité
- ❖ Etendue
- ❖ Durée
- ❖ Probabilité

Les tableaux récapitulant les impacts positifs et négatifs de notre projet sont présentés en annexe 10.

Nous soulignons l'un des impacts positifs majeurs de ce projet : la réduction des émissions de CO<sub>2</sub>. Cette réduction a été quantifiée en se basant sur la valeur de CO<sub>2</sub> par kWh émis par le réseau électrique en Côte d'Ivoire [22] ainsi que la quantité de CO<sub>2</sub> émis par une installation photovoltaïque [23]. Ci-dessous est présenté la formule utilisée pour ce bilan carbone :

$$Qt\ CO2eq = Energie * (Qt\ CO2_{réseau} - QtCO2_{photovoltaïque}) \quad (15)$$

Avec :

- Qt CO<sub>2</sub>eq : quantité de CO<sub>2</sub> économisé
- Energie : production photovoltaïque sur 25 ans de fonctionnement
- Qt CO<sub>2</sub><sub>réseau</sub> : quantité de CO<sub>2</sub> par kWh émis par le réseau électrique en Côte d'Ivoire
- QtCO<sub>2</sub><sub>photovoltaïque</sub> : quantité de CO<sub>2</sub> par kWh émis par une installation photovoltaïque

Comme résultat, nous obtenons une quantité de 24 376,02 tonnes de CO<sub>2</sub> économisées grâce à ce projet. Le tableau récapitulant ce calcul est joint en annexe 9.

## **VII.4 Plan de gestion environnemental du projet**

### **VII.4.1 Mesure d'atténuation et de compensation**

Différentes mesures sont nécessaires pour favoriser l'atténuation ou la compensation des impacts négatifs du projet. Ces mesures sont présentées en annexe 11.

### **VII.4.2 Plan de suivi environnemental**

Des agents QHSE (Qualité Hygiène Sécurité Environnement) seront présents sur le site afin de garantir le respect des différentes mesures d'atténuation et de compensation identifiées. Ces agents auront également pour mission d'assurer la sécurité des travailleurs ainsi que le respect du code de l'environnement tout au long des travaux. Cette étude démontre que notre projet peut être réalisé dans le respect des réglementations environnementales. Ce projet représente une avancée des énergies renouvelables dans le secteur industriel, favorisant ainsi l'utilisation des énergies propres dans ce secteur d'activité en Côte d'Ivoire.

## CONCLUSION GENERALE

Notre étude comportait plusieurs objectifs. Tout d'abord, il s'agissait de concevoir deux centrales solaires photovoltaïques d'une puissance crête totale de 2,15 MWc. Nous avons ainsi procédé au dimensionnement en utilisant au préalable des formules de calcul puis nous avons utilisé le logiciel de simulation photovoltaïque PVSyst. Nous avons obtenu un total de **3 042** modules PV pour la centrale de **1 780 kWc** et **630** modules PV pour la centrale de **369 kWc**. Ces deux centrales fournissent une énergie de **3 293,9 MWh** la première année avec un ratio de performance de plus de **85%**. Ensuite, il y'a la conception du système de gestion d'énergie afin de permettre le fonctionnement en couplage de la production solaire et du réseau électrique pour l'alimentation des charges. Nous avons ainsi conçu un système constitué de contrôleurs, de smartlogger, de transformateurs de courant toriques, de centrale de mesure, de pyranomètre et d'un écran pour affichage. Ce système assure un fonctionnement adéquat entre la production solaire et le réseau électrique. Enfin, nous avons réalisé une étude financière démontrant que le projet est rentable au bout de **5 ans et 06 mois**. Outre ces différents objectifs, l'impact environnemental du projet est important avec une quantité de **24 376,02 tonnes de CO<sub>2</sub> économisé**.

Ce projet marque une avancée importance des énergies renouvelables dans le secteur industriel.

## RECOMMANDATIONS ET PERSPECTIVES

Dans cette section nous fournissons des recommandations afin de garantir la durabilité de notre système ainsi que des pistes d'amélioration :

- a. La maintenance préventive régulière est nécessaire pour garantir une performance continue des modules PV.
- b. En vue de maximiser l'autoconsommation de la production solaire photovoltaïque, l'usine devra avoir des activités à forte demande d'énergie durant les heures de production maximale du générateur photovoltaïque de sorte à maximiser la pénétration de la production solaire.
- c. En vue d'améliorer le système, les sources suivantes peuvent être associées :
  - Unité de stockage d'énergie
  - Générateur diesel

Les enjeux pour ce système sont :

- Garantir un taux de charge minimum de 30% pour le générateur diesel
- Garantir un taux minimum de décharge et un taux maximum de charge pour le stockage

Avec cette configuration, le générateur solaire fonctionne en absence du réseau électrique avec le générateur diesel, ce qui maximise davantage la pénétration solaire.

## REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

[1] DIRECTION GENERALE DE L'ENERGIE. Rapport d'activité 2022. Avril 2023. Consulté en juin 2024

[2] URL :

<https://www.vinci-energies.com/#:~:text=VINCI%20Energies%20%C3%A9labore%20des%20solutions%20et%20services%20multi-techniques,%20sur-mesure,%20d%C3%A9di%C3%A9s,consulté> en ligne le 05 juillet 2024

[3] Vinci Energies. Présentation institutionnelle. 2024. consulté en juin 2024

[4] GADO DANZAMA. Analyse technique et financière de la centrale solaire photovoltaïque de MALBAZA. Consulté en juillet 2024

[5] TOSSA A. Systèmes PV connectés au réseau. 2IE, Ouagadougou. Consulté en juin, juillet, août 2024

[6] URL : <https://lenergie-solaire.net/energie-solaire-photovoltaique/effet-photovoltaique> , consulté en ligne le 14 juin 2024

[7] Union Technique de l'électricité. UTE C 15-712-1 : guide pratique des installations photovoltaïques sans stockage et raccordées au réseau public de distribution. 2013. Consulté en août, septembre 2024

[8] URL :

<https://www.beny.com/fr/ac-coupled-vs-dc-coupled/#:~:text=Les%20couplages%20CA%20et%20CC%20pour%20les%20syst%C3%A8mes%20solaires%20et> , consulté en ligne le 15 juillet 2024

[9] Pulsa Power. Spécification technique. Consulté en mars 2024

[10] BASSOLE J. Cours d'installation électrique en basse tension. 2IE, Ouagadougou. Consulté en juillet, août, septembre 2024

[11] Union Technique de l'électricité. NF C 15-100 : installations électriques à basse tension. 2002. Consulté en août, septembre 2024

[12] Union Technique de l'électricité. UTE C 15-443 : guide pratique de protection des installations électriques basse tension contre les surtensions d'origine atmosphérique ou dues à des manœuvres. 2004. Consulté en août, septembre 2024

[13] Union Technique de l'électricité. UTE C 15-103 : guide pratique de choix des matériels électriques en fonction des influences externes. 2004. Consulté en août, septembre 2024

[14] URL : <https://www.bceao.int/fr/documents/evolution-du-marche-interbancaire-de-luemoa> , consulté en ligne le 15 septembre 2024

[15] URL : <https://www.se.com/fr/fr/> , consulté en ligne le 03 septembre 2024

- [16] URL : [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/en/](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/) ,consulté en ligne le 18 mai 2024
- [17]URL : [https://www.pvsyst.com/help/performance\\_ratio.htm#:~:text=The%20Performance%20Ratio%20is%20the%20ratio%20of%20the%20energy%20effectively](https://www.pvsyst.com/help/performance_ratio.htm#:~:text=The%20Performance%20Ratio%20is%20the%20ratio%20of%20the%20energy%20effectively) ,consulté en ligne le 02 août 2024
- [18] HUAWEI. Guide d'utilisation du smartlogger. Consulté en août, septembre 2024
- [19] ComAP. Guide d'utilisation InteliNeo 6000. Consulté en août, septembre, octobre 2024
- [20] ComAP. Guide d'utilisation InteliNeo 5500. Consulté en août, septembre, octobre 2024
- [21] MMPE MEF MBPE. Arrêté Interministériel fixant les tarifs de l'électricité. 27 décembre 2023.
- [22]URL : [https://lowcarbonpower.org/fr/region/C%C3%B4te\\_d%E2%80%99Ivoire#:~:text=347.24%20gCO2eq/kWh%20#83%20Intensit%C3%A9%20carbone.%20%E2%AC%87%EF%B8%8F.%20En%202022,%20la](https://lowcarbonpower.org/fr/region/C%C3%B4te_d%E2%80%99Ivoire#:~:text=347.24%20gCO2eq/kWh%20#83%20Intensit%C3%A9%20carbone.%20%E2%AC%87%EF%B8%8F.%20En%202022,%20la) ,consulté en ligne le 24 août 2024
- [23] SUCHET D. Coûts économiques et environnementaux. Ecole Polytechnique. Consulté en novembre 2024
- [24] IRENA. Coût de production d'énergie renouvelables en 2023. Consulté en février 2025

## ANNEXES

Annexe 1 : surfaces des obstacles et des toitures .....	V
Annexe 2: surfaces actives des toitures .....	V
Annexe 3: surfaces actives ombrières .....	V
Annexe 4: caractéristiques du câble solaire .....	VI
Annexe 5: caractéristiques du câble AC .....	VI
Annexe 6: pertes détaillées des centrales PV .....	VI
Annexe 7: cout d'exploitation et de maintenance sur 25 ans .....	VIII
Annexe 8: cout de remplacement sur 25 ans .....	IX
Annexe 9 : résultats du bilan carbone .....	IX
Annexe 10: impacts positifs et négatifs.....	IX
Annexe 11: mesures d'atténuation et de compensation.....	X
Annexe 12: Choix des protections contre les surintensités et des câbles pour la partie d.c.....	XI
Annexe 13: tableau 1 du guide UTE C 15-443 .....	XII
Annexe 14: choix du courant nominal de décharge du parafoudre.....	XII
Annexe 15: valeur de $\delta$ .....	XII
Annexe 16: mode de pose choisis .....	XIII
Annexe 17 : méthode de référence .....	XIII
Annexe 18 : facteur de correction k1 .....	XIV
Annexe 19: facteur de correction k2 .....	XV
Annexe 20: facteur de correction k3 .....	XV
Annexe 21: choix des sections de câbles .....	XVI
Annexe 22: section du neutre en fonction du taux d'harmonique .....	XVII
Annexe 23: section du conducteur de protection .....	XVII
Annexe 24: choix de k1 pour le calcul du conducteur de protection .....	XVIII
Annexe 25: choix de k2 pour le calcul du conducteur de protection .....	XVIII
Annexe 26 : calcul du temps de retour sur investissement .....	XIX
Annexe 27 : fiche technique du module PV.....	XXI
Annexe 28 : fiche technique de l'onduleur .....	XXII
Annexe 29 : caractéristiques des câbles de mise à la terre .....	XXIII
Annexe 30: caractéristiques des câbles AC.....	XXIII
Annexe 31: caractéristiques du câble DC .....	XXIII



Annexe 32 : fiche technique du smartlogger.....	XXIV
Annexe 33 : fiche technique de l'InteliNeo 5500 .....	XXV
Annexe 34 : fiche technique de l'InteliNeo 6000 .....	XXVII
Annexe 35 : caractéristiques des transducteurs.....	XXX
Annexe 36 : caractéristiques des bobines de rogowski .....	XXX
Annexe 37:centrale de mesure UMG 604 .....	XXXI
Annexe 38: caractéristiques du pyranomètre .....	XXXI
Annexe 39: structures sur toiture .....	XXXII
Annexe 40 : structures pour ombrière .....	XXXII
Annexe 41 : simulation sur PVSyst de la centrale PV 1 .....	XXXIII
Annexe 42 : simulation PVSyst de la centrale PV 2 .....	XLI
Annexe 43 : sur le cout d'investissement du projet .....	XLIX
Annexe 44: explication sur l'avantage de l'achat groupé des modules PV .....	LI
Annexe 45: Explication de l'avantage des structures sur toiture .....	LII

*Annexe 1 : surfaces des obstacles et des toitures*

Toitures	Obstacle	Longueur(m)	Largeur(m)	Nombre	Surface obstacle(m <sup>2</sup> )	Longueur toiture (m)	Largeur toiture (m)	Surface toiture (m <sup>2</sup> )
Toiture1	1	4,7	3,3	4,0	1710,6	196,7	62,0	12203,9
	2	7,5	2,8	12,0				
	3	24,5	3,1	12,0				
	4	44,2	3,0	1,0				
	5	23,8	15,0	1,0				
Toiture2	0	0,0	0,0	0,0	0,0	48,2	19,4	934,4
Toiture3	1	3,5	2,6	1,0	31,9	30,3	14,4	437,1
	2	4,9	2,4	2,0				
Toiture4	1	8,6	9,5	1,0	100,0	40,1	14,6	585,6
	2	3,8	4,9	1,0				
Toiture5	1	16,0	6,0	1,0	285,3	52,9	19,9	1055,6
	2	18,1	10,5	1,0				
Toiture6	1	9,3	4,9	8,0	530,5	52,7	35,6	1873,7
	2	34,6	4,8	1,0				
Toiture7	1	5,6	3,7	3,0	910,5	50,8	32,9	1670,3
	2	51,7	16,4	1,0				

*Annexe 2: surfaces actives des toitures*

Toitures	Surface obstacle(m <sup>2</sup> )	Surface toiture (m <sup>2</sup> )	Allées (%)	Surface espacement (m <sup>2</sup> )	Surface active(m <sup>2</sup> )
Toiture1	1710,6	12203,9	1830,6	2779,4	5883,4
Toiture2	0	934,4	140,2	204	590,3
Toiture3	31,9	437,1	65,6	56,8	282,9
Toiture4	100	585,6	76,1	5,2	404,3
Toiture5	285,3	1055,6	158,3	104,3	507,6
Toiture6	530,5	1873,7	281	384,1	678,1
Toiture7	910,5	1670,3	250,5	63,6	445,6

*Annexe 3: surfaces actives ombrières*

Désignation	Surface(m <sup>2</sup> )
Ombrière 1	232,49
Ombrière 2	232,49
Ombrière 3	144,66
Ombrière 4	93,00

#### Annexe 4: caractéristiques du câble solaire

<b>H</b>	Câble destiné à une utilisation en installation fixe.
<b>1Z</b>	Non halogène
<b>2Z2</b>	Indique une construction multicœur
<b>K</b>	Conducteur en cuivre
<b>Dca</b>	Indique de bonnes propriétés de résistance au feu
<b>s2</b>	Faible propagation des flammes
<b>d2</b>	Faible production de fumée
<b>a1</b>	Il n'y a pas de gouttelettes enflammées.
<b>1,5 kV</b>	Le câble est conçu pour des installations en basse tension jusqu'à 1500 volts

#### Annexe 5: caractéristiques du câble AC

<b>U</b>	<b>1000</b>	<b>A</b>	<b>R2V</b>
Norme UTE	Tension maximum de 1kV	Ame du conducteur en aluminium	Isolation : Polyéthylène réticulé Gaine extérieure : PVC

#### Annexe 6: pertes détaillées des centrales PV

<b>N°</b>	<b>Désignation</b>	<b>Explication</b>	<b>Centrale PV1</b>	<b>Centrale PV2</b>
1	Global incident plan capteur	L'irradiation globale incidente sur un plan capteur représente la somme de l'irradiation solaire directe et de l'irradiation solaire diffuse qui atteint la surface du capteur photovoltaïque ou solaire	-0,48%	0%
2	Facteur d'IAM (Incidence Angle Modifier) sur global	Il fait référence à la correction apportée à l'irradiance reçue par une surface inclinée, en fonction de l'angle d'incidence des rayons solaires.	-0,29%	-0,30%
3	Facteur de perte d'encrassement	Il fait référence à la diminution de la performance des modules solaires photovoltaïques due à l'accumulation de saletés, de poussières, de pollen, de feuilles ou d'autres particules sur leur surface	-1%	-1%
4	Perte de dégradation des modules	Il fait référence à la diminution de leur performance pour la première année	-0,20%	-0,20%

N°	Désignation	Explication	Centrale PV1	Centrale PV2
5	Perte due au niveau d'irradiance	Il se réfère à la diminution de leur performance lorsque l'irradiance solaire incidente est inférieure à des niveaux optimaux.	-0,63%	-0,63%
6	Perte due à la température champ	Il se réfère à la diminution des performances du champ PV dus à l'augmentation de la température	-6,23%	-6,27%
7	Perte pour qualité modules	Il se réfère à la diminution de leur performance en raison de défauts de fabrication, de matériaux de qualité inférieure ou d'autres problèmes liés à la fiabilité et à la durabilité des composants.	0,75%	0,75%
8	LID	Les pertes se réfèrent à la dégradation des performances des panneaux solaires lorsqu'ils sont exposés à la lumière, surtout pendant les premières heures d'utilisation.	-2,00%	-2,00%
9	Perte du champ pour « mismatch »	Il fait référence à une diminution de la performance du système due à des différences dans les caractéristiques électriques des cellules ou des modules individuels.	-1,97%	-1,95%
10	Pertes ohmiques de câblage	Perte d'énergie électrique qui se produit lorsque le courant électrique circule à travers les câbles et les connecteurs d'un système photovoltaïque.	-1,15%	-1,16%
11	Perte onduleur en opération (efficacité)	Quantité d'énergie électrique perdue lors de la conversion du courant continu (DC) produit par les panneaux solaires en courant alternatif (AC)	-1,78%	-1,82%
12	Perte onduleur, surpuissance	Perte dus à une puissance supérieure à la puissance maximale en entrée de l'onduleur	0%	0%
13	Perte onduleur, limite courant d'entrée max	Perte dus à un courant supérieur au courant maximal par MPPT	0%	0%
14	Perte onduleur, surtension	Perte dus à une tension supérieure à la tension maximale de l'onduleur	0%	0%
15	Perte onduleur, seuil de puissance	Perte dus au non-respect du seuil de puissance	0%	0%

N°	Désignation	Explication	Centrale PV1	Centrale PV2
16	Perte onduleur, seuil de tension	Perte dus au non-respect du seuil de tension	0%	0%
17	Consommation de nuit	Il fait référence à la situation où l'énergie solaire n'est pas disponible pour être convertie en électricité pendant les heures où il y'a absence de rayonnement.	-0,01%	-0,01%
18	Pertes ohmiques AC	Perte d'énergie électrique qui se produit lorsque le courant électrique circule à travers les câbles coté AC	-0,62%	-0,60%
19	Indisponibilité du système	Perte du au nombre de temps où le champ PV ne produit pas	-0,64%	-0,28%

*Annexe 7: cout d'exploitation et de maintenance sur 25 ans*

Désignation	Quantité	U	Prix unitaire(euro)	Prix total (euro)
Equipements de maintenance des PV (produits, brosses, etc.)	1	Ens	1 500,00	1 500,00
Equipements et moyens de sécurité	1	Ens	600,00	600,00
Consommables électrique et mécanique	1	Ens	500,00	500,00
Main d'œuvre	1	Ens	13 719,51	13 719,51
Connexion internet	1	Ens	365,85	365,85
Dépenses diverse	1	Ens	5 800,00	5 800,00
<b>TOTAL COUT EQUIPEMENTS HT (euro)</b>				<b>2 600,00</b>
<b>TOTAL COUT EQUIPEMENTS TTC(FCFA)</b>				<b>1 705 600,00</b>
<b>TVA 18% (FCFA)</b>				<b>307 008,00</b>
<b>TOTAL COUT ET MAINTENANCE ANNEE 1 (FCFA)</b>				<b>15 057 408,00</b>
<b>TAUX D'INTERET</b>				<b>4,00%</b>
<b>TAUX D'INFLATION</b>				<b>3,67%</b>
<b>TAUX D'ACTUALISATION ir</b>				<b>0,32%</b>
<b>DURREE DU PROJET</b>				<b>25</b>
<b>Usf (ir,n)</b>				<b>23,994</b>
<b>TOTAL COUT D'EXPLOITATION ET DE MAINTENANCE ANNEE 25 (FCFA)</b>				<b>361 294 326,66</b>

*Annexe 8: cout de remplacement sur 25 ans*

Désignation	Durée de vie (an)	Cout initial (euro)	Nombre de remplacement	i	e	i'r	USf
Onduleur	10	76829	2	4,00%	3,67%	1,07	0,93
Smartlogger	10	861	2	4,00%	3,67%	1,07	0,93
Contrôleur - scada	10	28344	2	4,00%	3,67%	1,07	0,93
Station météorologique	10	24500	2	4,00%	3,67%	1,07	0,93
<b>COUT DE REMPLACEMENT ONDULEUR (année 25)</b>							<b>143 581,89</b>
<b>COUT DE REMPLACEMENT SMARTLOGGER (année 25)</b>							<b>1 609,08</b>
<b>COUT DE REMPLACEMENT CONTROLEUR-SCADA (année 25)</b>							<b>52 970,69</b>
<b>COUT DE REMPLACEMENT STATION (année 25)</b>							<b>45 786,83</b>
<b>TOTAL COUT DE REMPLACEMENT HT (euro) (année 25)</b>							<b>243 948,49</b>
<b>TOTAL COUT DE REMPLACEMENT HT(FCFA) (année 25)</b>							<b>160 030 208,05</b>
<b>TVA 18 % FCFA</b>							<b>28 805 437,45</b>
<b>TOTAL COUT DE REMPLACEMENT TTC (FCFA) (année 25)</b>							<b>188 835 645,50</b>

*Annexe 9 : résultats du bilan carbone*

Production solaire (kWh)	Quantité de CO2 (gCO2eq/kWh) du réseau électrique	Quantité de CO2 (gCO2eq/kWh) d'une production solaire	Quantité de CO2 (TCO2eq) économisé
76 837 800	347,24	30	24376,02

*Annexe 10: impacts positifs et négatifs*

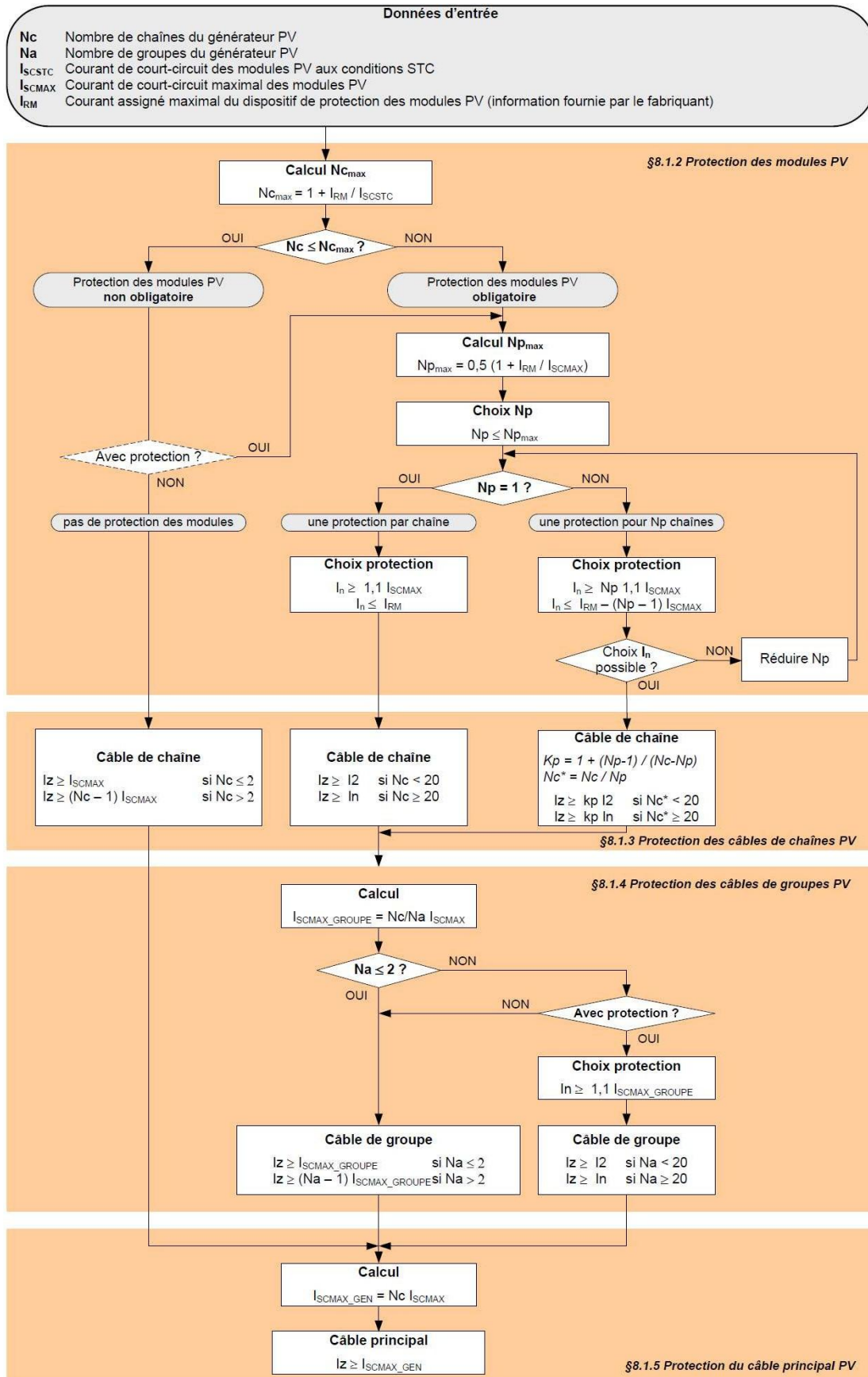
Impacts	Nature	Intensité	Durée	Probabilité	Etendu
Emploi de la main d'œuvre locale	Positif	Forte	Durant la phase de réalisation du projet et la période d'exploitation	Elevée	Site
Développement d'activités socio-économiques	Positif	Moyen	Durant la phase de réalisation du projet	Moyen	Site
Augmentation des recette fiscale	Positif	Forte	Durant la phase d'approvisionnement des équipements	Elevée	Site
Réduction des couts d'électricité	Positif	Forte	Après la réalisation du projet	Elevée	Site

Impacts	Nature	Intensité	Durée	Probabilité	Etendu
Réduction des émissions de gaz à effet de serre	Positif	Forte	Après la réalisation du projet	Elevée	Site
Création d'ombrière qui sert de parkings	Positif	Forte	Après la réalisation du projet	Elevée	Site
Changement du paysage de l'usine	Négatif	Moyen	Après la réalisation du projet	Moyen	Sectoriel
Atteinte à la flore locale (défrichage)	Négatif	Moyen	Durant la phase de réalisation du projet	Moyen	Sectoriel
Perturbations liées aux travaux de construction (nuisance sonore, poussière, etc.)	Négatif	Moyen	Durant la phase de réalisation du projet	Moyen	Sectoriel
Accidents liés aux différents travaux	Négatif	Moyen	Durant la phase de réalisation du projet	Moyen	Sectoriel
Pollution accidentelle	Négatif	Moyen	Durant la phase de réalisation du projet	Moyen	Sectoriel

*Annexe 11: mesures d'atténuation et de compensation*

Mesures	Explication
Limiter la poussière	Arroser les différentes voies d'accès
Limiter les nuisances sonores	Utiliser de casques anti-bruit
Limiter la pollution	Utiliser des matériaux moins polluants
Sensibilisation des travailleurs	Former sur les risques ainsi que les mesures de sécurité à prendre
Protections des travailleurs	Obliger aux travailleurs de porter leurs équipements de protection individuelles avant tout travaux
Protection de la flore	Planter des espèces locales afin de préserver la flore du site

## Annexe 12: Choix des protections contre les surintensités et des câbles pour la partie d.c.





### Annexe 13: tableau 1 du guide UTE C 15-443

Caractéristiques et alimentation du bâtiment	Densité de foudroiement ( $N_g$ ) Niveau céramique ( $N_k$ )	
	$N_g \leq 2,5$ $N_k \leq 25$ (AQ1)	$N_g > 2,5$ $N_k > 25$ (AQ2)
Bâtiment équipé d'un paratonnerre	Obligatoire <sup>(2)</sup>	Obligatoire <sup>(2)</sup>
Alimentation BT par une ligne entièrement ou partiellement aérienne <sup>(3)</sup>	Non obligatoire <sup>(4)</sup>	Obligatoire <sup>(5)</sup>
Alimentation BT par une ligne entièrement souterraine	Non obligatoire <sup>(4)</sup>	Non obligatoire <sup>(4)</sup>
L'indisponibilité de l'installation et/ou des matériels concerne la sécurité des personnes <sup>(1)</sup>	Selon analyse du risque	Obligatoire

<sup>(1)</sup> c'est le cas par exemple :

- de certaines installations où une médicalisation à domicile est présente ;
- d'installations comportant des Systèmes de Sécurité Incendie, d'alarmes techniques, d'alarmes sociales, etc.

<sup>(2)</sup> Dans le cas des bâtiments intégrant le poste de transformation, si la prise de terre du neutre du transformateur est confondue avec la prise de terre des masses interconnectée à la prise de terre du paratonnerre (voir annexe G), la mise en œuvre de parafoudres n'est pas obligatoire. Dans le cas d'immeubles équipés de paratonnerre et comportant plusieurs installations privatives, le parafoudre de type 1 ne pouvant être mis en œuvre à l'origine de l'installation est remplacé par des parafoudres de type 2 ( $I_n \geq 5$  kA) placés à l'origine de chacune des installations privatives (voir annexe G).

<sup>(3)</sup> Les lignes aériennes constituées de conducteurs isolés avec écran métallique relié à la terre sont à considérer comme équivalentes à des câbles souterrains.

<sup>(4)</sup> L'utilisation de parafoudre peut également être nécessaire pour la protection de matériels électriques ou électroniques dont le coût et l'indisponibilité peuvent être critique dans l'installation comme indiqué par l'analyse du risque.

<sup>(5)</sup> Toutefois, l'absence d'un parafoudre est admise si elle est justifiée par l'analyse du risque définie en 6.2.2.

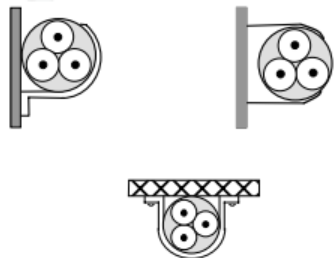
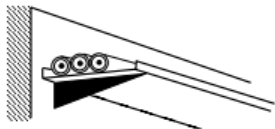
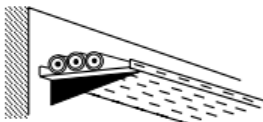
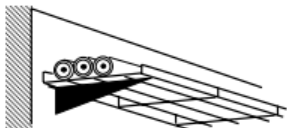
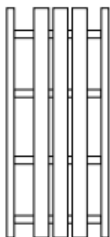
### Annexe 14: choix du courant nominal de décharge du parafoudre

Estimation du risque F	$I_n$ (kA)
$F \leq 40$	5
$40 < F \leq 80$	10
$F > 80$	20

### Annexe 15: valeur de $\delta$

Situation de la ligne aérienne (BT) et du bâtiment	Complètement entouré de structures	Quelques structures à proximité ou inconnue	Terrain plat ou découvert	Sur une crête, présence de plan d'eau, site montagneux
$\delta$	0	0,5	0,75	1

*Annexe 16: mode de pose choisis*

Exemple	Description	Réf.
	<p>Câbles mono- ou multiconducteurs avec ou sans armure :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- fixés sur un mur,</li> <li>- fixés à un plafond,</li> </ul>	<p>11</p> <p>11A</p>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>- sur des chemins de câbles ou tablettes non perforés, (*)</li> </ul>	12
	<ul style="list-style-type: none"> <li>- sur des chemins de câbles ou tablettes perforés, en parcours horizontal ou vertical, (*)</li> </ul>	13
	<ul style="list-style-type: none"> <li>- sur des treillis soudés ou sur des corbeaux,</li> </ul>	14
	<ul style="list-style-type: none"> <li>- sur échelles à câbles.</li> </ul>	16

*Annexe 17 : méthode de référence*

**Méthode de référence C**

- deux câbles monoconducteurs ou un câble à deux conducteurs, - trois câbles monoconducteurs ou un câble à trois conducteurs.

Annexe 18 : facteur de correction  $k_l$

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 19: facteur de correction k2

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		
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 20: facteur de correction k3

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 21: choix des sections de câbles

MÉTHODE DE RÉFÉRENCE	ISOLANT ET NOMBRE DE CONDUCTEURS CHARGÉS								
B	PVC 3	PVC 2		PR 3		PR 2			
C		PVC 3		PVC 2	PR 3		PR 2		
E			PVC 3		PVC 2	PR 3		PR2	
F				PVC 3		PVC 2	PR 3		PR 2
S (mm²)	1	2	3	4	5	6	7	8	9
<b>CUIVRE</b>									
1,5	15,5	17,5	18,5	19,5	22	23	24	26	
2,5	21	24	25	27	30	31	33	36	
4	28	32	34	36	40	42	45	49	
6	36	41	43	48	51	54	58	63	
10	50	57	60	63	70	75	80	86	
16	68	76	80	85	94	100	107	115	
25	89	96	101	112	119	127	138	149	161
35	110	119	126	138	147	158	169	185	200
50	134	144	153	168	179	192	207	225	242
70	171	184	196	213	229	246	268	289	310
95	207	223	238	258	278	298	328	352	377
120	239	259	276	299	322	346	382	410	437
150		299	319	344	371	395	441	473	504
185		341	364	392	424	450	506	542	575
240		403	430	461	500	538	599	641	679
300		464	497	530	576	621	693	741	783
400					656	754	825		940
500					749	868	946		1083
630					855	1005	1088		1254
<b>ALUMINIUM</b>									
10	39	44	46	49	54	58	62	67	
16	53	59	61	66	73	77	84	91	
25	70	73	78	83	90	97	101	108	121
35	86	90	96	103	112	120	126	135	150
50	104	110	117	125	136	146	154	164	184
70	133	140	150	160	174	187	198	211	237
95	161	170	183	195	211	227	241	257	289
120	186	197	212	226	245	263	280	300	337
150		227	245	261	283	304	324	346	389
185		259	280	298	323	347	371	397	447
240		305	330	352	382	409	439	470	530
300		351	381	406	440	471	508	543	613
400					526	600	663		740
500					610	694	770		856
630					711	808	899		996
NOTES -									
1 les valeurs des courants admissibles indiquées dans ce tableau sont applicables aux câbles souples utilisés dans les installations fixes.									
2 les conducteurs et câbles dont la température admissible sur âme est inférieure à 70 °C (par exemple HO7RN-F, voir <a href="#">tableau 52A</a> ) doivent être considérés du point de vue du courant admissible comme étant de la "famille PVC".									

Annexe 22: section du neutre en fonction du taux d'harmonique

	$0 < TH3 \leq 15 \%$	$15 \% < TH3 \leq 33 \%^{(1)}$	$TH3 > 33 \%^{(2)}$
Circuits monophasés	$S_{neutre} = S_{phase}$	$S_{neutre} = S_{phase}$	$S_{neutre} = S_{phase}$
Circuits triphasés+neutre Câbles multipolaires $S_{phase} \leq 16 \text{ mm}^2 \text{ Cu ou } 25 \text{ mm}^2 \text{ Alu}$	$S_{neutre} = S_{phase}$	$S_{neutre} = S_{phase}$ Facteur 0,84	$S_{phase} = S_{neutre}$ $S_{neutre}$ déterminante $I_{Bneutre} = 1,45 \cdot I_{Bphase}$ Facteur 0,84
Circuits triphasés+neutre Câbles multipolaires $S_{phase} > 16 \text{ mm}^2 \text{ Cu ou } 25 \text{ mm}^2 \text{ Alu}$	$S_{neutre} = S_{phase}/2$ admis Neutre protégé	$S_{neutre} = S_{phase}$ Facteur 0,84	$S_{phase} = S_{neutre}$ $S_{neutre}$ déterminante $I_{Bneutre} = 1,45 \cdot I_{Bphase}$ Facteur 0,84
Circuits triphasés+neutre Câbles unipolaires $S_{phase} > 16 \text{ mm}^2 \text{ Cu ou } 25 \text{ mm}^2 \text{ Alu}$	$S_{neutre} = S_{phase}/2$ admis Neutre protégé	$S_{neutre} = S_{phase}$ Facteur 0,84	$S_{neutre} > S_{phase}$ $I_{Bneutre} = 1,45 \cdot I_{Bphase}$ Facteur 0,84
<p>(1) A défaut d'information des constructeurs, circuits d'éclairage alimentant des lampes à décharge dont les tubes fluorescents dans des bureaux, ateliers, grandes surfaces, etc.</p> <p>(2) A défaut d'information des constructeurs, circuits dédiés à la bureautique, l'informatique, appareils électroniques dans des immeubles de bureaux, centres de calcul, banques, salles de marché, magasins spécialisés, etc.</p>			

Annexe 23: section du conducteur de protection

SECTION DES CONDUCTEURS DE PHASE DE L'INSTALLATION $S(\text{mm}^2)$	SECTION MINIMALE DES CONDUCTEURS DE PROTECTION ( $\text{mm}^2$ )	
	Si le conducteur de protection est de même nature que le conducteur de phase	Si le conducteur de protection n'est pas de même nature que le conducteur de phase
$S \leq 16$	$S$	$\frac{k_1}{k_2} \times S$
$16 < S \leq 35$	$16^{(*)}$	$\frac{k_1}{k_2} \times 16$
$S > 35$	$\frac{S}{2}^{(*)}$	$\frac{k_1}{k_2} \times \frac{S}{2}$
<p>(*) Pour le conducteur PEN, une réduction de section n'est permise que conformément aux règles du dimensionnement du conducteur neutre de la partie 5-52.</p> <p><math>k_1</math> est la valeur de <math>k</math> du conducteur de phase choisi dans le tableau A.54D ou dans les tableaux de la <b>partie 4-43</b> conformément au matériau du conducteur et à son isolation.</p> <p><math>k_2</math> est la valeur de <math>k</math> du conducteur de protection choisi selon le tableau approprié des <b>tableaux A.54B à A.54F</b>.</p>		

Annexe 24: choix de  $k_1$  pour le calcul du conducteur de protection

Isolation du conducteur						
	PVC 70 °C ≤ 300 mm <sup>2</sup>	PVC 70 °C > 300 mm <sup>2</sup>	PVC 90°C ≤ 300 mm <sup>2</sup>	PVC 90°C > 300 mm <sup>2</sup>	PR/EPR	Caout- chouc 60 °C
Température initiale ° C	70	70	90	90	90	60
Température finale ° C	160	140	160	140	250	200
Matériau du Conducteur						
Cuivre	115	103	100	86	143	141
Aluminium	76	68	66	57	94	93
Connexions soudées à l'étain pour des conducteurs en cuivre	115	-			-	-

Annexe 25: choix de  $k_2$  pour le calcul du conducteur de protection

		Matériau du conducteur					
Conditions	Tempéra- ture initiale	Cuivre		Aluminium		Acier	
	° C	Valeur de k	Temp max °C	Valeur de k	Temp max °C	Valeur de k	Temp max °C
Visibles et dans des zones restreintes	30	228	500	125	300	82	500
Conditions normales	30	159	200	105	200	58	200
Risque d'incendie ou d'explosion	30	138	150	91	150	50	150

*Annexe 26 : calcul du temps de retour sur investissement*

Année	Cout du kWh	Energie (MWh)	Cout de l'énergie (FCFA)
1	87,39	3293,9	287 853 921,00
2	88,482375	3277,3	289 983 287,59
3	89,58840469	3261,7	292 210 499,57
4	90,70825975	3245,1	294 357 373,70
5	91,84211299	3229,5	296 604 103,91
6	92,99013941	3213	298 777 317,91
7	94,15251615	3190,4	300 384 187,52
8	95,3294226	3168,8	302 079 874,33
9	96,52104038	3146,2	303 674 497,25
10	97,72755339	3124,6	305 359 513,31
11	98,9491478	3102	306 940 256,49
12	100,1860122	3085,4	309 113 921,89
13	101,4383373	3069,7	311 385 264,02
14	102,7063165	3053,1	313 572 654,97
15	103,9901455	3036,4	315 755 677,73
16	105,2900223	3020,8	318 060 099,35
17	106,6061476	3004,1	320 255 527,93
18	107,9387244	2987,3	322 445 351,46
19	109,2879585	2970,6	324 650 809,44
20	110,654058	2953,9	326 861 021,79
21	112,0372337	2938,2	329 187 800,00
22	113,4376991	2909,3	330 024 297,99
23	114,8556703	2880,4	330 830 272,84
24	116,2913662	2852,5	331 721 122,14
25	117,7450083	2823,6	332 464 805,42
<b>Cout total en 5 ans</b>			<b>1 461 009 185,77</b>
<b>Différence LCC-cout total en 5 ans</b>			<b>142 082 370,61</b>
<b>Temps en mois pour la différence</b>			<b>5,71</b>
<b>Temps de retour sur investissement</b>			<b>5 ans et 06 mois</b>



## Annexe 27 : fiche technique du module PV

www.jinkosolar.com

**Jinko Solar**  
Building Your Trust in Solar

# Tiger Neo N-type 72HL4-(V) 565-585 Watt MONO-FACIAL MODULE

## N-Type

Positive power tolerance of 0~+3%

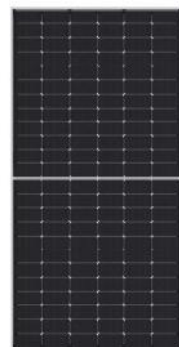
IEC61215(2016), IEC61730(2016)

ISO9001:2015: Quality Management System

ISO14001:2015: Environment Management System

ISO45001:2018

Occupational health and safety management systems



## Key Features



### SMBB Technology

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



### PID Resistance

Excellent Anti-PID performance guarantee via optimized mass-production process and materials control.



### Durability Against Extreme Environmental Conditions

High salt mist and ammonia resistance.



### Hot 2.0 Technology

The N-type module with Hot 2.0 technology has better reliability and lower LD/LETID.

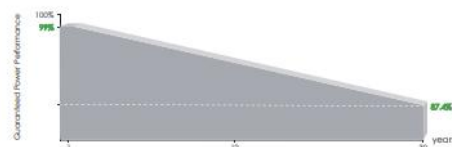


### Enhanced Mechanical Load

Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).



## LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

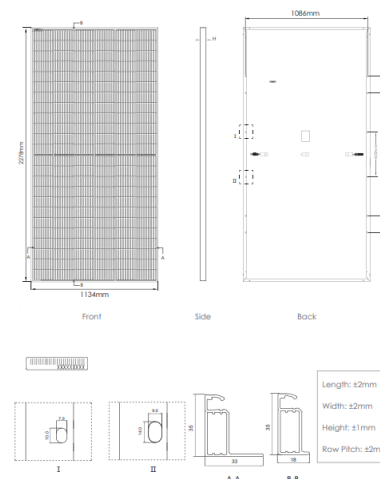


12 Year Product Warranty

30 Year Linear Power Warranty

0.40% Annual Degradation Over 30 years

## Engineering Drawings

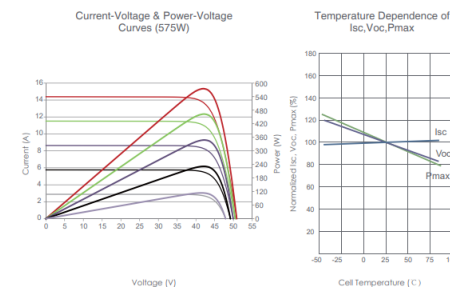


## Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)

31 pcs/pallets, 62 pcs/stack, 620 pcs/ 40'HQ Container

## Electrical Performance & Temperature Dependence



## Mechanical Characteristics

Cell Type	N type Mono-crystalline
No. of cells	144 (6×24)
Dimensions	2278×1134×35mm (89.69×44.65×1.38 inch)
Weight	28 kg (61.73 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 1×4.0mm <sup>2</sup> (+): 400mm, (-): 200mm or Customized Length

## SPECIFICATIONS

Module Type	JKM565N-72HL4 JKM565N-72HL4-V		JKM570N-72HL4 JKM570N-72HL4-V		JKM575N-72HL4 JKM575N-72HL4-V		JKM580N-72HL4 JKM580N-72HL4-V		JKM585N-72HL4 JKM585N-72HL4-V	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	565Wp	425Wp	570Wp	429Wp	575Wp	432Wp	580Wp	436Wp	585Wp	440Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	41.92V	39.38V	42.07V	39.51V	42.22V	39.60V	42.37V	39.69V	42.52V	39.81V
Maximum Power Current (Imp)	13.48A	10.79A	13.55A	10.85A	13.62A	10.92A	13.69A	10.99A	13.76A	11.05A
Open-circuit Voltage (Voc)	50.60V	48.06V	50.74V	48.20V	50.88V	48.33V	51.02V	48.46V	51.16V	48.60V
Short-circuit Current (Isc)	14.23A	11.49A	14.31A	11.55A	14.39A	11.62A	14.47A	11.68A	14.55A	11.75A
Module Efficiency STC (%)	21.87%		22.07%		22.26%		22.45%		22.65%	
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	-0.29%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.25%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.045%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									

## Annexe 28 : fiche technique de l'onduleur

### SUN2000-100KTL-M1 Smart PV Controller



10  
MPP Trackers



98.8% (@480V)  
Max. Efficiency



String-level  
Management



Smart I-V Curve Diagnosis  
Supported



MBUS  
Supported



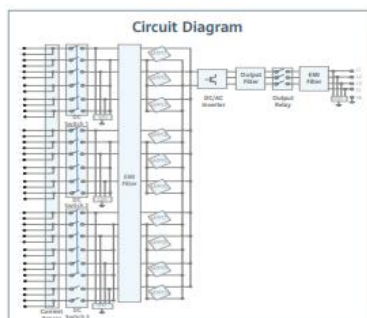
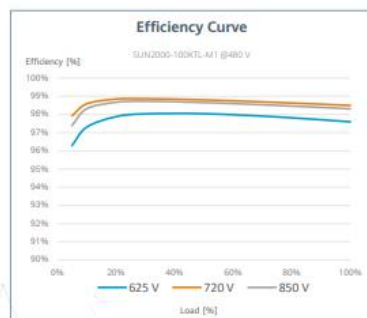
Fuse Free  
Design



Surge Arresters for  
DC & AC



IP66  
Protection



### SUN2000-100KTL-M1 Technical Specification

Technical Specification	SUN2000-100KTL-M1
<b>Efficiency</b>	
Max. efficiency	98.8% @480 V, 98.6% @380 V / 400 V
European efficiency	98.6% @480 V, 98.4% @380 V / 400 V
<b>Input</b>	
Max. Input Voltage <sup>1</sup>	1,100 V
Max. Current per MPPT	26 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	40 A
Start Voltage	200 V
MPPT Operating Voltage Range <sup>2</sup>	200 V ~ 1,000 V
Nominal Input Voltage	720 V @480 Vac, 600 V @400 Vac, 570 V @380 Vac
Number of MPPT trackers	10
Max. input number per MPPT tracker	2
<b>Output</b>	
Nominal AC Active Power	100,000 W
Max. AC Apparent Power	110,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	110,000 W
Nominal Output Voltage	480 V / 400 V / 380 V, 3W+(N)+PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	120.3 A @480 V, 144.4 A @400 V, 152.0 A @380 V
Max. Output Current	133.7 A @480 V, 160.4 A @400 V, 168.8 A @380 V
Adjustable Power Factor Range	0.8 leading...0.8 lagging
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%
<b>Protection</b>	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Arc Fault Protection	Optional
<b>Communication</b>	
Display	LED indicators; WLAN adaptor + FusionSolar APP
RS485	Yes
USB	Yes
Smart Dongle-4G	4G / 3G / 2G via Smart Dongle ~ 4G (Optional)
Monitoring BUS (MBUS)	Yes (isolation transformer required)
<b>General Data</b>	
Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm
Weight (with mounting plate)	90 kg
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Staubli MC4
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless
Nighttime Power Consumption	< 3.5 W
<b>Standard Compliance (more available upon request)</b>	
Certificate	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 61727, IEC 60068, IEC 61683
Grid Connection Standards	VDE-AR-N4105, EN 50549-1, EN 50549-2, RD 661, RD 1699, C10/11

<sup>1</sup> The maximum input voltage is the upper limit of the DC voltage. Any higher input DC voltage would probably damage inverter.  
<sup>2</sup> Any DC input voltage beyond the operating voltage range may result in inverter improper operating.  
 Version No.04-(20201006) SOLAR.HUAWEI.COM/EU/

Annexe 31: caractéristiques du  
câble DC

POLIearth®

Câble Solaire H1Z2Z2-K D<sub>ca</sub>-s<sub>2</sub>d<sub>2</sub>a<sub>1</sub>

## Caractéristiques Mécaniques et Thermiques

Plage de température	Pose fixe : -40°C jusqu'à 90°C
Température min.	-25°C
Rayon de courbure min.	Occasionn. mobile : 15 x diamètre extérieur Pose fixe : 5 x diamètre extérieur
Intempéries / Résistance aux UV	Selon EN 50618 Annexe E
Présence d'eau	AD8 selon EN 50525-2-21 Annexe D & E (immersion dans l'eau)
Substances corrosives ou contaminants	AF3 selon EN 50618
Impact	AG2 selon EN 50618
Vibrations	AH3 selon EN 50618
Utilisation en extérieur	AN3 (permanent) selon EN 50618
Direct enterrement	Résistance aux chocs UL 854.23 Résistance à l'écrasement UL 854.24
Résistance à l'ozone	Selon EN 50396
Sans halogène	Selon EN/IEC 60754-1/-2
Densité de fumée	Selon EN/IEC 61034-2
Non propagateur de la flamme	Selon EN/IEC 60332-1-2
Résistance aux solutions acides et alcalines	Selon EN 60811-404 (acide oxalique et hydroxyde de sodium)

Número d'article	Cond x Section (Nxmm <sup>2</sup> )	Diamètre nominal extérieur (mm)	Indice de cuivre (kg/km)	Poids nominal (kg/km)
2311089982 - Rouge	1x2,5	5,1	24,0	47
2311089983 - Noir	1x2,5	5,1	24,0	47
2311089984 - Rouge	1x4	5,7	39,0	62
2311089985 - Noir	1x4	5,7	39,0	62
2311089986 - Rouge	1x6	6,6	57,6	78
2311089987 - Noir	1x6	6,6	57,6	78
2311089988 - Rouge	1x10	7,0	96,0	125
2311089989 - Noir	1x10	7,0	96,0	125
2311089990 - Rouge	1x16	8,2	153,6	184
2311089991 - Noir	1x16	8,2	153,6	184

Information sur le produit POLIearth® Câble Solaire H1Z2Z2-K D<sub>ca</sub>-s<sub>2</sub>d<sub>2</sub>a<sub>1</sub> - Édition Août 2021

Toutes les erreurs d'impression sont sujettes à correction dans les versions ultérieures de ce document. Les spécifications de tous les produits contenus peuvent être modifiées sans préavis.

LAPP Policabos

## Annexe 30: caractéristiques des câbles AC

U-1000 AR2V 0,6/1 kV  
LVV 0,6/1 kV  
AL/XLPE/PVC 0,6/1 kV  
Câble de distribution d'énergie, 0,6/1 kV.

Construction [1]	Diamètre nominal extérieur (mm)	Poids nominal (kg/km)	Courant nominal perm. max. (A) [1]
(Nxmm <sup>2</sup> )			
1x16	9,1	103	77/59
1x25	11,0	144	103/75
1x35	12,0	181	129/90
1x50	13,0	223	159/103
1x70	15,0	301	206/130
1x95	17,0	394	253/154
1x120	18,5	473	296/174
1x150	20,5	590	343/197
1x185	23,0	730	395/220
1x240	25,6	933	471/253
1x300	28,1	1.203	547/286
1x400	32,5	1.585	663/-
1x500	35,0	2.047	770/-
1x630	39,0	2.534	899/-
2x16	16,2	315	91/71
2x25	19,3	456	108/90
2x35	21,6	582	174/108
3G16	17,4	365	77/59
3G25	20,8	532	97/75
3G35	23,3	680	120/90
3G50	25,8	851	146/106
3G70	30,2	1.114	187/130
3G95	34,1	1.539	227/154
3G120	37,8	1.891	263/174
3G150	42,4	2.384	304/197
3G185	47,1	2.982	347/220
3G240	53,3	3.835	409/253

Construction [1]	Diamètre nominal extérieur (mm)	Poids nominal (kg/km)	Courant nominal perm. max. (A) [1]
(Nxmm <sup>2</sup> )			
4x16	18,7	412	77/59
4x25	22,6	597	97/75
4x35	25,3	772	120/90
4x50	26,4	1.018	146/106
4x70	27,3	1.185	187/130
4x95	31,5	1.533	227/154
4x120	35,0	1.917	263/174
4x150	38,1	2.364	304/197
4x185	42,0	2.931	347/220
4x240	47,2	3.696	409/253
5G16	18,7	412	77/59
5G25	22,6	597	97/75
5G35	25,3	772	120/90
5G50	26,4	1.018	146/106
5G70	27,3	1.185	187/130
5G95	31,5	1.533	227/154
5G120	35,0	1.917	263/174
5G150	38,1	2.364	304/197
5G185	42,0	2.931	347/220
5G240	47,2	3.696	409/253

(\*) Les valeurs sont valables pour une construction avec ou sans conducteur de terre [...X...or ...G...].

(\*\*) Air à 30°C, câbles protégés du rayonnement solaire / Enterré à 20°C, profondeur 0,7 m et résistivité thermique du sol de 1 km/W.

Marque déposée, une marque Lapp Policabos approuvée.

Les photographies et les graphiques ne sont pas à l'échelle et ne représentent pas des images détaillées des produits respectifs.

Toutes les erreurs d'impression sont susceptibles d'être corrigées dans les versions ultérieures de ce document. Les spécifications des produits contenus peuvent être modifiées sans préavis.

LAPP Policabos

Annexe 29 : caractéristiques des  
câbles de mise à la terre

## H07V-K

Construction (Nxmm <sup>2</sup> )	Diamètre nominal extérieur (mm)	Poids nominal (kg/km)	Courant nominal permanent max. (A) [1]
1x1,5	3,0	20	15
1x2,5	3,5	35	21
1x4	4,1	45	28
1x6	4,6	65	36
1x10	6,0	110	50
1x16	7,0	160	68
1x25	8,6	250	89
1x35	9,7	340	110
1x50	11,5	480	134
1x70	13,5	655	171
1x95	15,5	880	207
1x120	17,2	1.110	239
1x150	19,0	1.380	262
1x185	21,0	1.680	296
1x240	24,2	2.235	346

[1] Air à 30°C, trois conducteurs en charge, un circuit à l'intérieur de conduits encastrés.

## SmartLogger3000A



### Smart

Smart zero export control design



### Simple

Easy to install on site



### Reliable

Safety by lightning protection module

Technical Specification	SmartLogger3000A03EU	SmartLogger3000A01EU
Device Management		
Max. Number of Connected Devices	80	
Communication Interface		
WAN	WAN x 1, 10 / 100 / 1000 Mbps	
LAN	LAN x 1, 10 / 100 / 1000 Mbps	
RS485	COM x 3, 1200 / 2400 / 4800 / 9600 / 19200 / 115200 bps, 1000 m	
MBUS	MBUS x 1, 115.2 kbps, Compatible with PLC	No MBUS Communication Interface
2G / 3G / 4G <sup>1</sup>	LTE(FDD) : B1,B2,B3,B4,B5,B7,B8,B20 DC-HSPA+/HSPA+/HSPA/UMTS : 850/900/1900/2100 MHz GSM/GPRS/EDGE: 850/900/1800/1900 MHz <sup>2</sup>	
Digital / Analog Input / Output	DI x 4, DO x 2, AI x 4	
Active DO	12V, 100mA (connection with relay, sensor)	
Communication Protocol		
Ethernet	Modbus-TCP, IEC 60870-5-104	
RS485	Modbus-RTU, IEC 60870-5-103 (standard), DL / T645	
Interaction		
LED	LED Indicator x 3 - RUN, ALM, 4G	
WEB	Embedded Web	
USB	USB 2.0 x 1	
APP	Communication by WLAN for Commissioning	
Environment		
Operating Temperature Range	-40°C ~ 60°C (-40°F ~ 140°F)	
Storage Temperature	-40°C ~ 70°C (-40°F ~ 158°F)	
Relative Humidity (Non-condensing)	5% ~ 95%	
Max. Operating Altitude	4,000 m (13,123 ft.)	
Electrical		
AC Power Supply	100 V ~ 240 V, 50 Hz / 60 Hz	
DC Power Supply	12 V / 24 V	
Power Consumption	Typical 8 W, Max. 15 W	
Mechanical		
Dimensions (W x H x D)	225 x 160 x 44 mm (8.9 x 6.3 x 1.7 inch, without mounting ears and antenna)	
Weight	2 kg (4.4 lb.)	
Protection Degree	IP20	
Installation Options	Wall Mounting, DIN Rail Mounting, Tabletop Mounting	

<sup>1</sup>1: When putting inside metal box, extended antenna will be needed.

<sup>2</sup>2: For recommended carrier list and details on supported frequencies, please contact local distributors.

## Annexe 33 : fiche technique de l'InteliNeo 5500

**ComAp**  
The heart of smart control



Order code: INEO5500BAA

**Controller for parallel hybrid applications**

## Datasheet

### Product description

- InteliNeo 5500 is a microgrid controller that offers a cost-effective solution for combining traditional grid or gen-sets with renewable energy sources to create a reliable and efficient power generation system.

### Key benefits

- One controller for renewables and storage devices
- Configurable microgrid applications MPTM and MINT
- Modbus client onboard for flexible integration of devices via RTU or TCP
- Clear visualisation of critical information on the 5" built-in colour TFT display

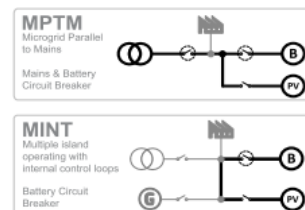
### Key features

- Modbus Client support of up to 9 devices for RTU/TCP communications to inverters and storage systems
- Cooperates with up to 3 gen-set/mains controllers or expand up to 7\* other devices
- Supports black start of grid-forming battery storage systems
- Built-in PLC interpreter with the use of ComAp's free PLC Editor
- AirGate 2.0 for easy connection to your equipment remotely, without worrying about your asset's IP address
- User-defined protections and setpoints on top of default parameters
- Remote control and monitoring of your gen-set operations with WebSupervisor, our cloud-based fleet management tool
- Compatible load/Var sharing and power management with other ComAp solutions
- Event-based history for fast and easy troubleshooting

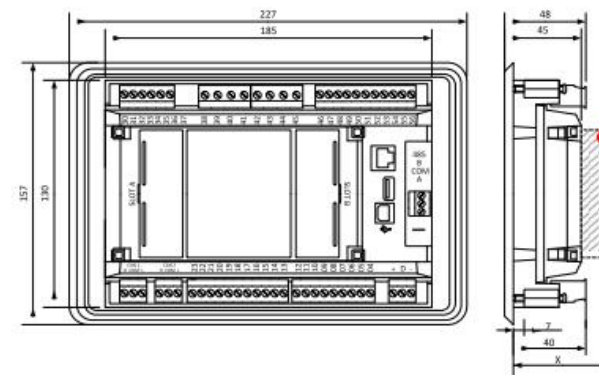
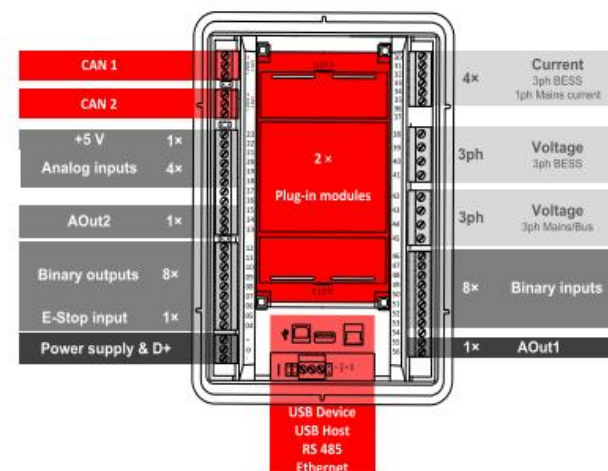
- Peak shaving for limiting the import from the mains (e.g., due to higher prices)
- Load shedding ensuring the most important loads are running even when there is a lack of power
- Keeping your business and data with design to the ISA 62443 level 2 - level 3 security requirements
- Slots for plug-in modules for 4G and GPS, additional Ethernet port, RS232/485 connection or additional binary inputs/outputs

\*Features available with software key

### Application overview



### Dimensions



### Plug-In module

**Note:** Dimensions are in millimeters, dimension of "x" depends on a plug-in module.

**Note:** The final depth of the controller depends on the selected plug-in module – it can vary between 47 mm and "x" mm. Mind also the size of connectors and cables (e.g. in case of RS232 connector, add about 60 mm more for standard RS232 connector and cable).

**Note:** The controller is mounted into panel doors as a standalone unit using provided holders. The requested cutout size is 187 x 132 mm. Use the screw holders delivered with the controller to fix the controller into the door.



## Technical data



## Power supply

Power supply range	8-36 V DC
Power consumption (without modules)	6 W
RTC battery	Replaceable, 3V
Fusing power	5 A / 6 × 0.5 A BOU
Fusing ESTOP	2 A
Max. Heat Dissipation	10 W

## Operating conditions

Protection degree	IP65
Operating temperature	-30 °C to +70 °C (-40 °C to +70 °C)*
Storage temperature	-30 °C to +80 °C
Operating humidity	95 % non-condensing (EN 60068-2-30)
Vibration	5-25 Hz, ± 1.6 mm 25-100 Hz, a = 4 g
Shocks	a = 500 m/s <sup>2</sup>
Surrounding air temperature rating 70 °C. Suitable for pollution degree 2.	

## Voltage measurement

Measurement inputs	3ph-n BESS voltage 3ph-n Mains voltage
Measurement range	10-277 V AC / 10-480 V AC (EU) 10-346 V AC / 10-600 V AC (US/Canada)
Linear measurement and protection range (maximal voltage)	350 V AC Ph-N / 660 V AC Ph-Ph
Accuracy	1 %
Frequency range	30-70 Hz (accuracy 0.1 Hz)
Input impedance	0.72 MΩ ph-ph, 0.36 MΩ ph-n

## AOut1/VRO

Isolation	Isolated
Type	max ±10 V DC

## Aout2/SRO

Isolation	Non-isolated
Type	±10 V DC PWM selectable by jumper

## Display

Type	Build-in colour TFT 5"
Resolution	800 × 480 px

## Communications

USB device	Non-isolated, USB type B
USB host	Non-isolated, USB type A
RS 485	Isolated
Ethernet	10/100 Mbit
CAN 1A	Isolated, 250/50 kbps
CAN 2A	Terminator impedance 120Ω

## Current measurement

Measurement inputs	3ph BESS current 1ph Mains current
Measurement range	5 A
Max. allowed current	10 A
Accuracy	±20 mA for 0-2 A; 1 % of value for 2-5 A
Input impedance	<0.1 Ω

## E-Stop

Dedicated terminal for safe Emergency Stop input.
Physical supply for binary outputs 1 & 2.

## Binary inputs

Number	8, non-isolated
Close/Open indication	0-2 V DC close contact 6-36 V DC open contact

## Binary outputs

Number	8, non-isolated
Max. current	BO 1-8 = 0.5 A
Switching to	Positive supply terminal

## Analog inputs

Number	4, switchable (R/U/I)
Range	R = 0-2500 Ω; U = 0-10 V; I = 0-20 mA R: ±2 % from value ±5 Ω in range 0-250 Ω R: ±4 % from value in range 250 Ω-2500 Ω U: 1 % from value ±100 mV I: 1 % from value ±0.2 mA
Accuracy	

## +5 V Power supply output

Max. current	100 mA
--------------	--------

**Note:** \*) If the device is powered on above -30 °C

## Available simulator

Product	Order code
IntelNeo 6000 StarterKit	SM11NEO6BAB

## Available plug-in modules

Product	Description	Order code
CM-RS232-485	Dual port interface	<a href="#">CM223248XB</a>
CM2-4G-GPS	4G & GPS plug-in communication module	<a href="#">CM24GGPSXB</a>
CM3-Ethernet	Internet / Ethernet plug-in communication module	<a href="#">CM3ETHERXB</a>
EM-BIO8-EFCP	8 additional binary inputs/outputs	<a href="#">EM2BIO8EXB</a>

**Note:** Controller has 2 slots for plug-in modules.

## Available external displays

Product	Description	Order code
IntelVision 5.2	5" TFT external display with 800x480 px resolution	<a href="#">RD2IV5BXBA</a>
IntelVision 10Touch	10.1" Touchscreen display unit with 1280 x 800 px resolution	<a href="#">RD1IV10TBPF</a>
IntelVision 13Touch	13.3" Marine certified display unit with 1920 × 1080 px resolution	<a href="#">RD1IV13TBME</a>
IntelVision 18	18.5" Touchscreen display unit with 1366 × 768 px resolution	<a href="#">RD31840PBIE</a>

## Available CAN modules

Product	Description	Order code
I-GL-RA15	Remote Annunciator w/ 15 programmable LEDs	<a href="#">EM2IGLRABAA</a>
Intel AIN8	8 Analog Input Channels and 1 RPM/Impulse Input Module	<a href="#">I-AIN8</a>
Intel IO8/8	16 Configurable Binary Inputs/Outputs and Analog Outputs Module	<a href="#">I-IO8/8</a>
IGS-PTM	4 Analog Inputs, 1 Analog Output, 8 Binary Inputs and 8 Binary Outputs	<a href="#">IGS-PTM</a>
Intel AIN8TC	8 Analog Input Channels for thermocouples measurement	<a href="#">I-AIN8TC</a>
Intel AIO9/1	4 Analog Inputs for differential voltage measurement, 4 Analog Input equipment channels, 1 Analog Input for resistance measurement and 1 Analog Output	<a href="#">I-AIO9/1</a>
I-CR	CAN Repeater Module	<a href="#">I-CR</a>
I-CR-R	CAN Redundancy Module	<a href="#">I-CR</a>

## Functions and protections

Support of functions and protections as defined by ANSI (American National Standards Institute):

Description	ANSI code	Description	ANSI code	Description	ANSI code
Master unit	1	Master sequence device	34	Power factor	55
Stopping device	5	Undercurrent	37	Overvoltage	59
Multi-function device	11	Unit sequence starting	44	Alarm relay *	74
Speed and frequency matching device	15	Current unbalance	46	Vector shift	78
Data communications device	16EFT 16SC	Voltage unbalance	47	Reclosing relay	79
Starting-to-running transition contractor	19	Incomplete sequence relay	48	Overfrequency	81H
Synchronizing-check	25	Temperature monitoring	49T	Underfrequency	81U
Thermal relay	26	Overcurrent	50/50TD	ROCOF	81R
Undervoltage	27	Earth fault current	50N+64	Auto selective control/transfer	83



E-mail: [info@comap-control.com](mailto:info@comap-control.com)  
Web: [www.comap-control.com](http://www.comap-control.com)

**ComAp**  
The heart of smart control

© ComAp. Features and specification are subject to change without prior notice.

Description	ANSI code	Description	ANSI code	Description	ANSI code
Annunciator	30	Overcurrent IDMT	51	Regulating device	90
Overload	32	Earth fault current IDMT	51+64		
Load shedding	32P	AC circuit breaker	52		

\* extension module IGL-RA15 required

### Certifications and standards

<ul style="list-style-type: none"> <li>EN 61000-6-2</li> <li>EN 61000-6-4</li> <li>EN 61010-1</li> <li>EN 60068-2-1 (-40 °C/16 h)</li> <li>EN 60068-2-2 (70 °C/16 h)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>EN 60068-2-6 (2+25 Hz / ±1,6 mm; 25+100 Hz / 4,0 g)</li> <li>EN 60068-2-27 (a=500 m/s<sup>2</sup>; T=6 ms)</li> <li>EN 60068-2-30 (25/55 °C, RH 95%, 48 h)</li> <li>UKCA</li> <li>UL 6200</li> </ul>	
---	---	--

### Grid codes

European Requirements for Generators, 2016/631		
UK ENA EREC G99	EN50549-1	EN50549-2

### List of SW Key Features

SW Key Feature	Order Code
Intercontroller Expansion	SKCAN2EXP01
Universal Genset Support	SKUNIGENSUP01

## Annexe 34 : fiche technique de l'InteliNeo 6000

**ComAp**  
The Heart of Smart Control



Order code: INEO6000BBB

**Controller for parallel hybrid applications**

## Datasheet

### Product description

- InteliNeo 6000 is a controller for managing and optimizing on-grid and off-grid hybrid microgrid systems. The controller features real-time monitoring capabilities to balance power supply and demand and make real-time decisions for optimal energy management.

### Key Benefits

- Single controller for renewables power sources and battery energy storage system
- Native microgrid applications for on & off-grid systems with renewable energy and storage
- Onboard Modbus Master for RTU/TCP support of up to 32 devices with extended device support via InteliGateway 300
- Hot-Swap\* controller for system resilience and reduced downtime in case of fault (in primary controller)
- Controller data encryption to protect prevent unauthorised views of controller configuration

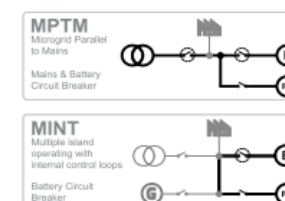
\*Features available with software key

### Key Features

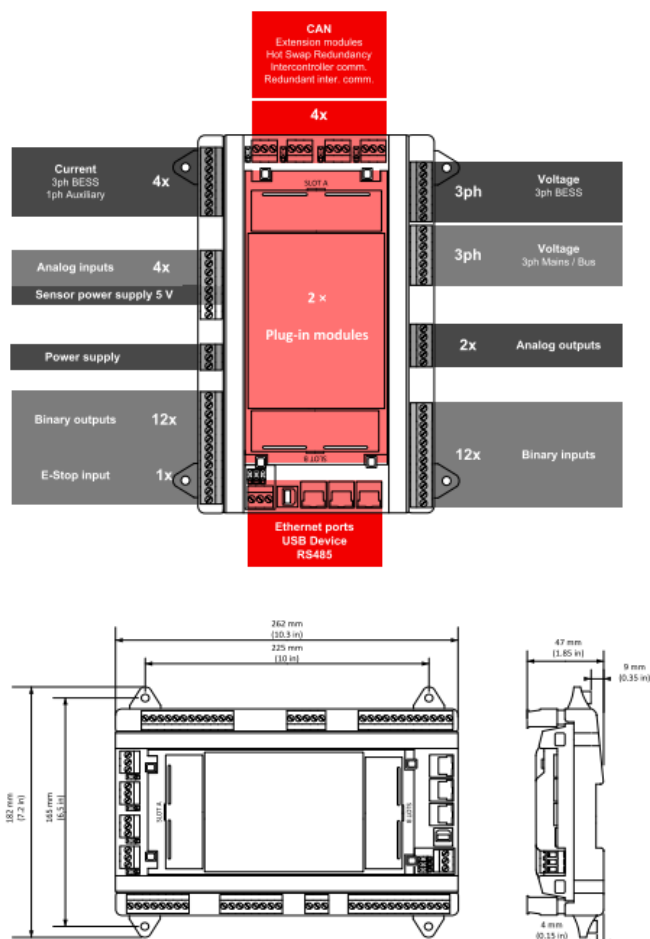
- Supports black start of grid-forming battery storage systems
- New CAN FD enabling cooperation with up to 64 additional gen-sets/mains/tie controllers
- Import/Export to utility mains by load sharing or curtailment of renewables and storage
- Compatible load/VAr sharing and power management with other ComAp solutions
- Balance mode optimises use of energy by prioritising renewables before gensets/mains

- CAN bus redundancy ensuring that a redundant CAN line be created and take over in case of CAN failure\*
- Built-in PLC interpreter via ComAp's free PLC Editor with new logic blocks for microgrid applications
- Keeping your business and data as safe as possible with controller designed to the ISA 62443 level 2 - level 3 security requirements
- Controller data encryption and User-defined protections to protect prevent unauthorised views of PLC Editor and setpoints on top of default protection
- AirGate 2.0 for easy connection to your equipment remotely without worrying about your asset's IP address
- Remote control and monitoring of your microgrid with WebSupervisor, our cloud-based fleet management tool

### Application overview



## Terminals and dimensions



## Technical data ⚠️⚠️

### Power supply

Power supply range	8-36 V DC
Power consumption	16 W
RTC battery	Replaceable, type CR1632 3V
Fusing power	8 A
Consumption	2.5 A Controller + 10 x 0.5 A BOUTs @ 8 V
Fusing E-STOP	1 A
Max. Heat Dissipation	16 W

### Operating conditions

Operating temperature	-40 °C to +70 °C
Storage temperature	-40 °C to +80 °C
Operating humidity (norm 60068-2-30)	25/55°C, 48hours, 95 % non-condensing (EN 60068-2-30)
Protection degree	IP20
Vibration	5-25 Hz, ± 1.6 mm 25-100 Hz, a = 4 g
Shocks	a = 500 m/s <sup>2</sup>
Surrounding air temperature rating 70 °C. Suitable for pollution degree 2.	

### AC Current measurement

Measurement inputs	3ph BESS current 1ph Mains current (Auxiliary current)
Measurement range	1 A / 5 A
Maximum continuous current	2 A / 10 A
Allowed overload	18 A for 15 sec.
Accuracy	±3 mA / ±15 mA for 0.0 to 0.4 A / 0.0 to 2.0 A 0.75 % of value for 0.4 to 1.0 A / 2.0 to 5.0 A
Frequency range	40-70 Hz (accuracy 0.002 %)
Input impedance	0.68 MΩ ph-ph, 0.34 MΩ ph-n

### AC Voltage measurement

Measurement inputs	3ph-n BESS voltage 3ph-n Mains voltage
Measurement range	115 V ph-N / 200 V ph-ph suitable also for VTs output 231 V ph-N / 400 V ph-ph UL, cUL: 346 V ph-N / 600 V ph-ph
Linear measurement and protection range (maximal voltage)	433 V ph-N / 750 V ph-ph
Accuracy	0.25 %
Frequency range	40-70 Hz (accuracy 0.002 %)
Input impedance	0.72 MΩ ph-ph, 0.36 MΩ ph-n
Upper-harmonics filtering	Active Low-Pass filter, Cutoff frequency 3100Hz (-3dB)
Measurement category CAT III, overvoltage category III	

### E-Stop

Dedicated terminal for safe Emergency Stop input.
Physically disconnects BO 1 & BO 2 from power supply.

### Binary inputs

Number	12, non-isolated
Close/Open	0-2 V DC close contact
Indication	6-36 V DC open contact
Configurable	Pull-up / Pull-down
Pulse input	Bin 9 and 10 max. 50 Hz

### Binary outputs

Number	12, non-isolated
Max. current	0.5 A
Switching to	Positive supply terminal

### Analog inputs

Number	4, switchable (R/U/I)
Range	R = 0-10000 Ω; U = 0-10 V; I = 0-20 mA R: 2 % from value for 0-250 Ω R: 4 % from value for 250-2500 Ω R: 6 % from value for 5000-10000 Ω U: 1 % from value ±100 mV I: 1 % from value ±200 uA
Accuracy	

### Analog output 1

Protection	Reinforced isolation
Type	Switchable: U ±10 V, I ±20 mA, PWM: 0 V/5 V
Accuracy	U: 1 % from value ±100 mV I: 1 % from value ±200 uA

### Analog output 2

Protection	Basic isolation
Type	Switchable: U ±10 V, I ±20 mA, PWM: 0 V/5 V
Accuracy	U: 1 % from value ±100 mV I: 1 % from value ±200 uA

### Communications

USB Device	Basic isolation, USB type B
RS 485	Basic isolation
ETH1	
ETH2	10/100 Mbit
ETH3	
CAN 1A	
CAN 2A	Basic isolation, 1000/250/50 kbps
CAN 1B	, nominal impedance 120 Ω
CAN 2B	

### Weight

Controller	750 g
Package	920 g

Controller handles 300 million records into the History, which represents roughly 1 record per second during 9.5 years. Shall be the History recording faster, the controller lifetime will become smaller.



### Available simulator

Product	Order code
IntelNeo6000 StarterKit	SM1INEO6BAB

### Available external displays

Product	Description	Order code
IntelIVision 5.2	5" TFT external display with 800x480 px resolution	<a href="#">RD2IV5BxBAA</a>
IntelIVision 10Touch	10.1" Touchscreen display unit with 1280 x 800 px resolution	<a href="#">RD1IV10TBPF</a>
IntelIVision 13Touch	13.3" Marine certified display unit with 1920 x 1080 px resolution	<a href="#">RD1IV13TBME</a>
IntelIVision 18	18.5" Touchscreen display unit with 1366 x 768 px resolution	<a href="#">RD31840PBIE</a>

### Available CAN modules

Product	Description	Order code
IntelI AIN8	8 Analog Input Channels and 1 RPM/Impulse Input Module	<a href="#">I-AIN8</a>
IntelI AIN8TC	8 Analog Input Channels for thermocouples measurement	<a href="#">I-AIN8TC</a>
IntelI AIO9/1	4 Analog Inputs for differential voltage measurement, 4 Analog Input equipment channels, 1 Analog Input for resistance measurement and 1 Analog Output	<a href="#">I-AIO9/1</a>
IntelI IO8/8	16 Configurable Binary Inputs/Outputs and Analog Outputs Module	<a href="#">I-IO8/8</a>
IGL-RA15	Remote Annunciator w/ 15 programmable LEDs	<a href="#">EM2IGLRABAA</a>
IGS-PTM	4 Analog Inputs, 1 Analog Output, 8 Binary Inputs and 8 Binary Outputs	<a href="#">IGS-PTM</a>
I-AOUT8	8 configurable analog outputs	<a href="#">I-AOUT8</a>
IS-AIN8	8 configurable analog inputs	<a href="#">IS-AIN8</a>
IS-BIN16/8	16 galvanically separated inputs, 8 binary outputs, 2 pulse inputs	<a href="#">IS-BIN16/8</a>
IntelIFieldbus Gateway	Modbus TCP/RTU Communication gateway	<a href="#">CM11FGATBBB</a>
I-CR	CAN Repeater Module, compatible when using 32C/8C CAN Intercontroller Comm Mode	<a href="#">I-CR</a>
IntelIGateway 300	Communication gateway with configurable interfaces between Modbus TCP/RTU, ComAp CAN, WebSupervisor and IntelScada protocols allowing user-defined interconnection of all attached devices	<a href="#">CM2GW300BAB</a>

### Functions and protections

Support of functions and protections as defined by ANSI (American National Standards Institute):

Description	ANSI code	Description	ANSI code	Description	ANSI code
Master unit	1	Master sequence device	34	Power factor	55
Stopping device	5	Undercurrent	37	Overvoltage	59
Multi-function device	11	Unit sequence starting	44	Alarm relay *	74
Speed and frequency matching device	15	Current unbalance	46	Vector shift	78
Data communications device	16EFT 16SC	Voltage unbalance	47	Reclosing relay	79
Starting-to-running transition contractor	19	Incomplete sequence relay	48	Overfrequency	81H
Synchronizing-check	25	Temperature monitoring	49T	Underfrequency	81U
Thermal relay	26	Overcurrent	50/50TD	ROCOF	81R
Undervoltage	27	Earth fault current	50N+64	Auto selective control/transfer	83



E-mail: [info@comap-control.com](mailto:info@comap-control.com)  
Web: [www.comap-control.com](http://www.comap-control.com)

**ComAp**  
The heart of smart control

Description	ANSI code	Description	ANSI code	Description	ANSI code
Annunciator	30	Overcurrent IDMT	51	Regulating device	90
Overload	32	Earth fault current IDMT	51+64		
Load shedding	32P	AC circuit breaker	52		

\* extension module IGL-RA15 required

### Certifications and standards

<ul style="list-style-type: none"> <li>&gt; EN 61000-6-2</li> <li>&gt; EN 61000-6-4</li> <li>&gt; EN 61010-1</li> <li>&gt; EN 60255-1</li> <li>&gt; EN 60529 (IP20)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>&gt; EN 60068-2-1 (-40 °C/16 h)</li> <li>&gt; EN 60068-2-2 (70 °C/16 h)</li> <li>&gt; EN 60068-2-6 (2+25 Hz / ±1,6 mm; 25+100 Hz / 4,0 g)</li> <li>&gt; EN 60068-2-27 (a=500 m/s<sup>2</sup>; T=6 ms)</li> <li>&gt; EN 60068-2-30 (25/55 °C, RH 95%, 48 h)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>&gt; UL6200 *</li> <li>&gt; UKCA</li> </ul>
--	--	--

\* ULC 6200:2019 Certified (see the NFL File for the FW version with the Witness test if it is required by the certification of the end product)

### Grid codes

European Requirements for Generators, 2016/631	
<ul style="list-style-type: none"> <li>&gt; American IEEE 1547</li> <li>&gt; UK ENA EREC G99</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>&gt; EN50549-1</li> <li>&gt; EN50549-2</li> </ul>

### List of SW Key Features

SW Key Feature	Order Code
CAN bus redundancy	SKREDCAN201
Hot Swap Redundancy	SKHOTSWAP01

## Annexe 36 : caractéristiques des bobines de rogowski

The operation of the Rogowski coils as per the technical data mentioned herein can only be assured in combination with Janitza measuring transducer "RogoTrans".

Rogowski coil, item no.	15.03.609	15.03.610	15.03.611
Diameter	70 mm	175 mm	300 mm
Length of the connection line	3 m	3 m	3 m
Max. output voltage	30 V	30 V	30 V
Primary current <sup>*1</sup>	Up to 10000 A <sup>*1</sup>	Up to 10000 A <sup>*1</sup>	Up to 10000 A <sup>*1</sup>
Rated transformation ratio (@ 50 Hz)	44.44 kA/V	44.44 kA/V	44.44 kA/V
Rated frequency	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz
Secondary voltage	22.5 mV (at 1000 A / 50 Hz)	22.5 mV (at 1000 A / 50 Hz)	22.5 mV (at 1000 A / 50 Hz)
Mutual inductance	71.98 nH	72.314 nH	72.84 nH
Temperature coefficient of M	±30 ppm/K	±30 ppm/K	±30 ppm/K
Frequency bandwidth (cable length 1.5 m) <sup>*2</sup>	420 kHz <sup>*2</sup>	350 kHz <sup>*2</sup>	300 kHz <sup>*2</sup>
Phase displacement (@ 50/60 Hz) <sup>*3</sup>	0.004 <sup>*3</sup>	0.004 <sup>*3</sup>	0.004 <sup>*3</sup>
Coil inductance	180 µH	343 µH	566 µH
Coil resistance	56 Ω	105 Ω	170 Ω
Ratio error (centred)	~ 0.5 to 0.5 % class 0.5 Accuracy per IEC 61869-2	~ 0.5 to 0.5 % class 0.5 Accuracy per IEC 61869-2	~ 0.5 to 0.5 % class 0.5 Accuracy per IEC 61869-2
Ratio error (all positions) <sup>*4</sup>	~ 0.75 to 0.75 % incl. positioning errors	~ 0.75 to 0.75 % incl. positioning errors	~ 0.75 to 0.75 % incl. positioning errors
Linearity error	None	None	None
Influence of external current <sup>*5</sup>	±0.2 <sup>*5</sup>	±0.2 <sup>*5</sup>	±0.2 <sup>*5</sup>
Weight	192 g	206 g	222 g

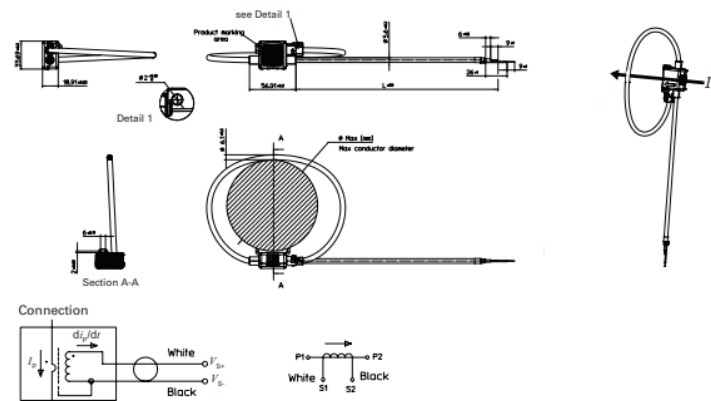
<sup>\*1</sup> In combination with Janitza measurement transducer RogoTrans up to 4000 A.

<sup>\*2</sup> On request, the frequency bandwidth and phase shifting model can be made available.

<sup>\*3</sup> With installation at a right angle to the phase conductor.

<sup>\*4</sup> Under consideration that the Janitza Rogowski current transformer is installed perpendicular to a primary conductor of min. Ø 15 mm.

<sup>\*5</sup> Under consideration that a further phase conductor of min. Ø 15 mm is installed at the same height and at a right angle to the Janitza Rogowski current transformer.

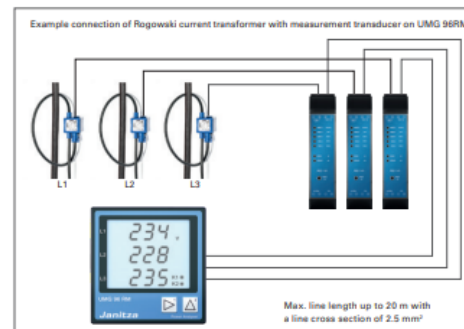


**Janitza®**

5

## Annexe 35 : caractéristiques des transducteurs

Measurement transducer for Janitza Rogowski current transformer	Item no. 15.03.613
Dimensions	22.5 x 100 x 110 mm (W x H x D)
Weight	approx. 0.2 kg
Power supply	24 V DC (18 to 36 V) / 1 A
Current draw	< 300 mA (with 1 A output current) < 80 mA (without output current)
Input	Janitza Rogowski coil max. 90 mV (4000 A range)
Current metering ranges	1 to 4000 A 1 to 2000 A 1 to 1000 A 1 to 500 A 1 to 250 A
Metering range setting (button) LED (yellow)	Wear-free metering range selection via micro-controller and PGA
Operating and metering range display	via 6 LED (green)
Phase angle	< 1°
Linearity error at 50 Hz Measuring error at 50 Hz	< 0.2% in all metering ranges < 0.2% in all metering ranges
Input impedance	10 k Ω in all metering ranges
Signal output	0 to 1 A
Measurement range exceeding	110%
Burden	0 to 1.5 Ohm
Linearity error burden 0 to 1.5 Ohm	< 0.02%
Alarm output	24 V DC / 200 mA (floating potential optical output, open with fault)
Alarm messages (via red LED)	Overload (range exceeding) Burden too great (output circuit) Undervoltage (24 V)
Alarm delay	60 seconds
Protection type	IP30
Ambient temperature	-20°C to 70°C
Installation position	Vertical; if multiple devices are used next to each other then a minimum distance of 5 mm must be maintained between the devices (heat development)
Storage temperature	-25°C to 85°C

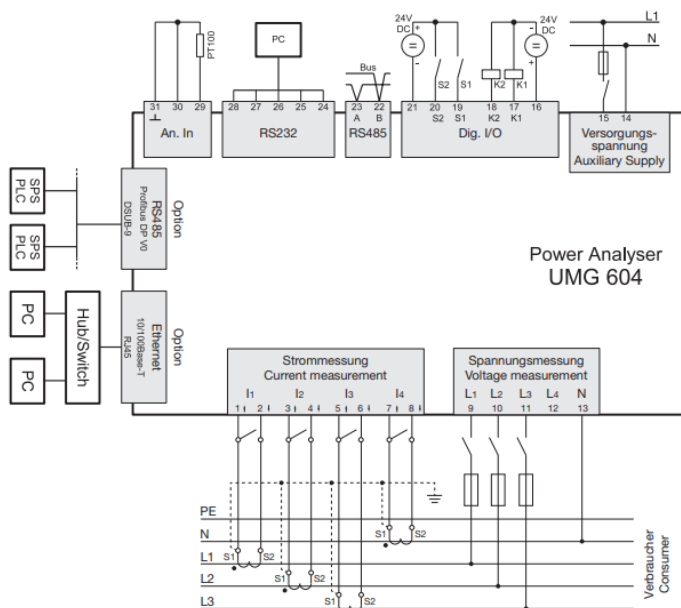


**Janitza®**

7

## Annexe 37:centrale de mesure UMG 604

### UMG604 connection example

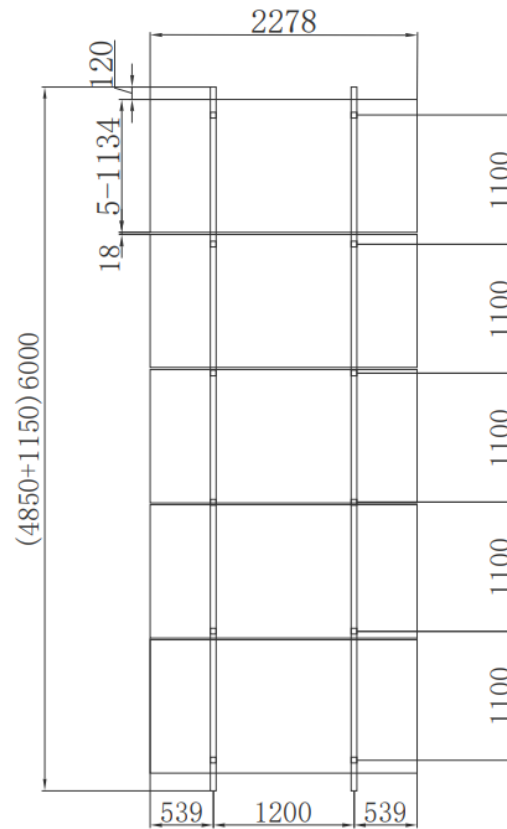


## Annexe 38: caractéristiques du pyranomètre

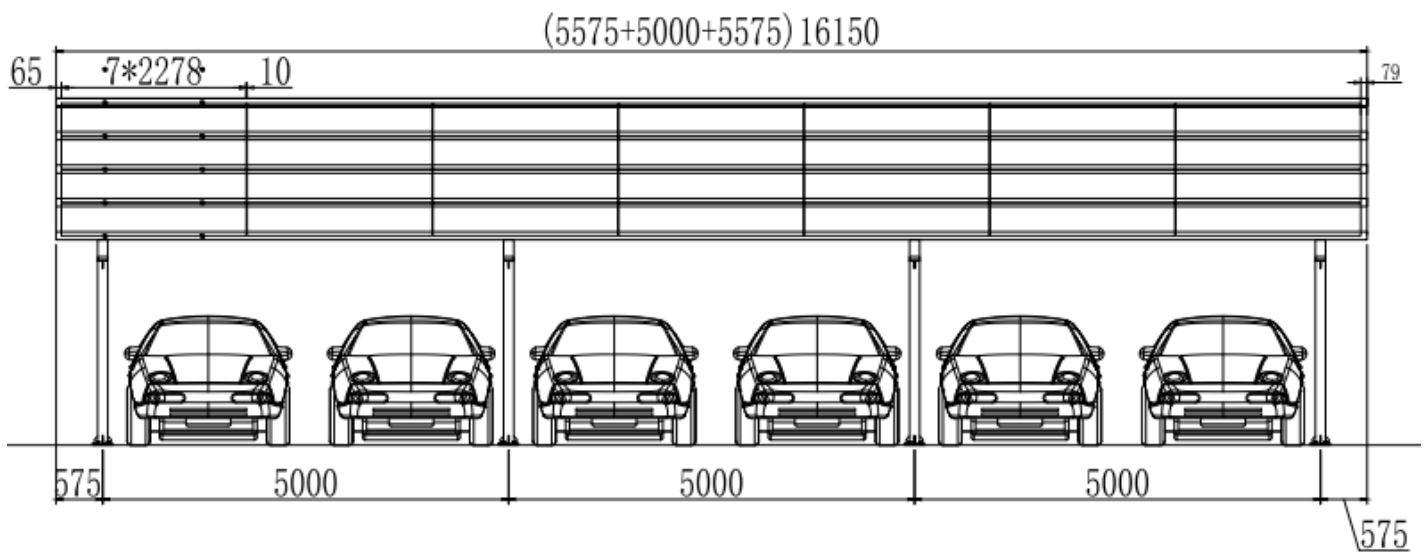
### SMP pyranometers

Specifications	SMP3
Classification to ISO 9060:1990	Second Class
Analogue output • V-version	0 to 1 V
Analogue output range*	-200 to 2000 W/m <sup>2</sup>
Analogue output • A-version	4 to 20 mA
Analogue output range*	0 to 1600 W/m <sup>2</sup>
Serial output	RS-485 Modbus*
Serial output range	-400 to 2000 W/m <sup>2</sup>
Response time (63%)	< 1.5 s
Response time (95%)	< 12 s
Spectral range (20 % points)	285 to 3000 nm
Spectral range (50 % points)	300 to 2800 nm
Zero offsets (unventilated)	
(a) thermal radiation (at 200 W/m <sup>2</sup> )	< 15 W/m <sup>2</sup>
(b) temperature change (5 K/h)	< 5 W/m <sup>2</sup>
Non-stability (change/year)	< 1 %
Non-linearity (100 to 1000 W/m <sup>2</sup> )	< 1.5 %
Directional response (up to 80° with 1000 W/m <sup>2</sup> beam)	< 20 W/m <sup>2</sup>
Temperature response	< 2 % (-20 °C to +50 °C) < 4 % (-40 °C to +70 °C)
Spectral selectivity (350 to 1500 nm)	< 1 %
Tilt response (0° to 90° at 1000 W/m <sup>2</sup> )	< 1 %
Field of view	180 °
Accuracy of bubble level	< 0.2 °
Power consumption (at 12 VDC)	V-version: 55 mW A-version: 100 mW
Software, Windows™	Smart Sensor Explorer Software, for configuration, test and data logging
Supply voltage	5 to 30 VDC
Detector type	Thermopile
Operating and storage temperature range	-40 °C to +80 °C
Humidity range	0 to 100 %
MTBF (Mean Time Between Failures) **	> 10 years
Ingress Protection (IP) rating	67
Onsite pyranometer uncertainty	Calculate with Suncertainty App
Recommended applications	Economical solution for efficiency and maintenance monitoring of PV power installations, routine measurements in weather stations, agriculture, horticulture and hydrology

Annexe 39: structures sur toiture



Annexe 40 : structures pour ombrière



*Annexe 41 : simulation sur PVSyst de la centrale PV 1*



Version 7.4.7

## PVsyst - Rapport de simulation

### Système couplé au réseau

Projet: CENTRALE PHOTOVOLTAIQUE\_BRASSIVOIRE\_1780kWc

Variante: 1780kWc\_15HUAWEI100KTL\_JKM585M-7RL4-V

Pas de scène 3D, pas d'ombrages

Puissance système : 1780 kWc

BRASSIVOIRE - Ivory Coast

**Author**

VINCI ENERGIES CÔTE D'IVOIRE (Côte D'Ivoire)





PVsyst V7.4.7

VCD, Simulé le :  
01/07/24 08:13  
avec V7.4.7

## Projet: CENTRALE PHOTOVOLTAIQUE\_BRASSIVOIRE\_1780kWc

Variante: 1780kWc\_15HUAWEI100KTL\_JKM585M-7RL4-V

VINCI ENERGIES CÔTE D'IVOIRE (Côte D'Ivoire)



### Résumé du projet

#### Site géographique

BRASSIVOIRE

Ivory Coast

#### Situation

Latitude 5.42 °N  
Longitude -4.16 °W  
Altitude 108 m  
Fus. horaire UTC

#### Paramètres du projet

Albédo 0.20

#### Données météo

BRASSIVOIRE

PVGIS-SARAH2 - 2020

### Résumé du système

#### Système couplé au réseau

Simulation pour l'année no 1

#### Pas de scène 3D, pas d'ombrages

#### Orientation plan capteurs

Plans fixes 2 orientations  
Inclin./azimuts 3 / -7 °  
3 / 173 °

#### Ombrages proches

Sans ombrages

#### Besoins de l'utilisateur

Charge illimitée (réseau)

#### Information système

##### Champ PV

Nb. de modules 3042 unités  
Pnom total 1780 kWc

##### Onduleurs

Nombre d'unités 15 unités  
Pnom total 1500 kWac  
Rapport Pnom 1.186

### Résumé des résultats

Energie produite 2724719 kWh/an Productible 1531 kWh/kWc/an Indice perf. PR 85.17 %

### Table des matières

Résumé du projet et des résultats	2
Paramètres généraux, Caractéristiques du champ de capteurs, Pertes système	3
Résultats principaux	5
Diagramme des pertes	6
Graphiques prédéfinis	7
Outil de vieillissement	8
Schéma unifilaire	10



**PVsyst V7.4.7**  
VC0, Simulé le :  
01/07/24 08:13  
avec V7.4.7

Projet: CENTRALE  
PHOTOVOLTAIQUE\_BRASSIVOIRE\_1780kWc

Variante: 1780kWc\_15HUAWEI100KTL\_JKM585M-7RL4-V

VINCI ENERGIES CÔTE D'IVOIRE (Côte D'Ivoire)



### Paramètres généraux

#### Système couplé au réseau

##### Orientation plan capteurs

Orientation  
Plans fixes 2 orientations  
Inclin./azimuts 3 / -7 °  
3 / 173 °

##### Horizon

Pas d'horizon

#### Pas de scène 3D, pas d'ombrages

##### Configuration des sheds

Pas de scène 3D

##### Ombres proches

Sans ombres

##### Modèles utilisés

Transposition Perez  
Diffus DHI importé  
Circumsolaire séparément

##### Besoins de l'utilisateur

Charge illimitée (réseau)

### Caractéristiques du champ de capteurs

#### Module PV

Fabricant Jinkosolar  
Modèle JKM585M-7RL4-V  
(Paramètres définis par l'utilisateur)

Puissance unitaire 585 Wc  
Nombre de modules PV 3042 unités  
Nominale (STC) 1780 kWc  
Modules 169 chaîne x 18 En série  
**Aux cond. de fonct. (40°C)**  
Pmpp 1687 kWc  
U mpp 721 V  
I mpp 2339 A

#### Puissance PV totale

Nominale (STC) 1780 kWc  
Total 3042 modules  
Surface modules 7858 m²

#### Onduleur

Fabricant Huawei Technologies  
Modèle SUN2000-100KTL-M1-400Vac  
(Base de données PVsyst originale)

Puissance unitaire 100 kWac  
Nombre d'onduleurs 15 unités  
Puissance totale 1500 kWac  
Tension de fonctionnement 200-1000 V  
Puissance max. (≧33°C) 110 kWac  
Rapport Pnom (DC/AC) 1.19  
Partage Pnom dans l'onduleur

#### Puissance totale onduleur

Puissance totale 1500 kWac  
Puissance max. 1650 kWac  
Nombre d'onduleurs 15 unités  
Rapport Pnom 1.19

### Pertes champ

#### Encrassement du champ

Frac. pertes 1.0 %

#### Fact. de pertes thermiques

Température modules selon l'irradiance  
Uc (const) 29.0 W/m²K  
Uv (vent) 0.0 W/m²K/m/s

#### Pertes câblage DC

Rés. globale champ 5.9 mΩ  
Frac. pertes 1.8 % aux STC

#### LID - "light induced degradation"

Frac. pertes 2.0 %

#### Perte de qualité module

Frac. pertes -0.8 %

#### Pertes de mismatch modules

Frac. pertes 2.0 % au MPP

#### Dégradation moyenne des modules

Année no 1  
Facteur de pertes 0.4 %/an

#### Mismatch dû à la dégradation

RMS dispersion sur Imp 0.4 %/an  
RMS dispersion sur Vmp 0.4 %/an

#### Facteur de perte IAM

Effet d'incidence (IAM): Profil personnalisé

0°	20°	40°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	1.000	1.000	0.998	0.977	0.946	0.852	0.000



**PVsyst V7.4.7**  
VC0, Simulé le :  
01/07/24 08:13  
avec V7.4.7

Projet: CENTRALE  
PHOTOVOLTAIQUE\_BRASSIVOIRE\_1780kWc

Variante: 1780kWc\_15HUAWEI100KTL\_JKM585M-7RL4-V

VINCI ENERGIES CÔTE D'IVOIRE (Côte D'Ivoire)



### Pertes système

#### Indisponibilité du système

Frac. du temps 0.5 %  
1.8 jours,  
3 périodes

### Pertes câblage AC

#### Sortie ond. jusqu'au point d'injection

Tension onduleur 400 Vac tri  
Frac. pertes 1.20 % aux STC  
**Onduleur: SUN2000-100KTL-M1-400Vac**  
Section câbles (15 Ond.) Alu 15 x 3 x 95 mm²  
Longueur moyenne des câbles 50 m



PVsyst V7.4.7

VCO, Simulé le :  
01/07/24 08:13  
avec V7.4.7

# Projet: CENTRALE PHOTOVOLTAIQUE\_BRASSIVOIRE\_1780kWc

Variante: 1780kWc\_15HUAWEI100KTL\_JKM585M-7RL4-V



VINCI ENERGIES CÔTE D'IVOIRE (Côte D'Ivoire)

## Résultats principaux

### Production du système

Energie produite

2724719 kWh/an

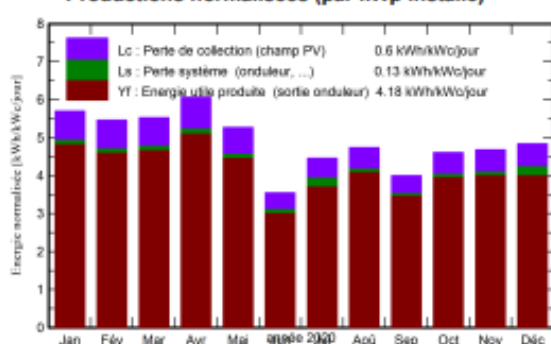
Productible

1531 kWh/kWc/an

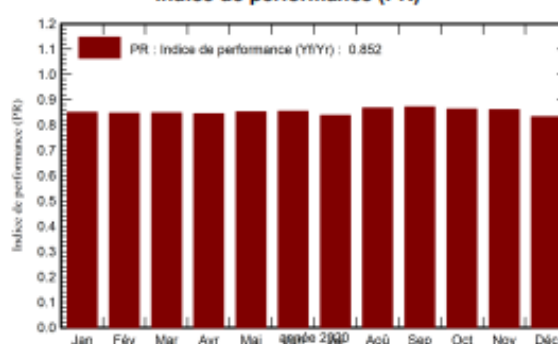
Indice perf. PR

85.17 %

### Productions normalisées (par kWp installé)



### Indice de performance (PR)



## Bilans et résultats principaux

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m²	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	ratio
Jan. 20	181.2	75.38	27.13	176.7	174.5	274091	267343	0.850
Fév. 20	161.0	76.16	27.99	158.5	156.5	244793	238773	0.847
Mars 20	172.2	85.22	27.29	171.5	169.4	265352	258734	0.848
Avr. 20	181.0	72.00	27.17	182.1	179.9	281034	273848	0.845
Mai 20	161.1	70.72	26.70	163.3	161.3	253819	247514	0.852
Juin 20	105.2	64.05	25.36	106.6	105.1	167749	161998	0.854
Jui. 20	136.5	85.84	24.58	138.3	136.4	219044	206151	0.838
Août 20	145.9	86.39	24.16	147.0	145.1	232372	226942	0.867
Sep. 20	120.2	82.72	24.73	120.1	118.4	190426	186216	0.871
Oct. 20	144.6	80.52	25.41	143.0	141.1	224759	219464	0.862
Nov. 20	143.5	72.71	25.87	140.6	138.7	220462	215226	0.860
Déc. 20	154.0	79.18	26.03	150.1	148.1	235734	222508	0.833
Année	1806.4	930.90	26.03	1797.7	1774.5	2809635	2724719	0.852

### Légendes

GlobHor Irradiation globale horizontale  
 DiffHor Irradiation diffuse horizontale  
 T\_Amb Température ambiante  
 GlobInc Global incident plan capteurs  
 GlobEff Global "effectif", corr. pour IAM et ombrages

EArray Energie effective sortie champ  
 E\_Grid Energie injectée dans le réseau  
 PR Indice de performance





**PVsyst V7.4.7**

VC0, Simulé le :  
01/07/24 08:13  
avec V7.4.7

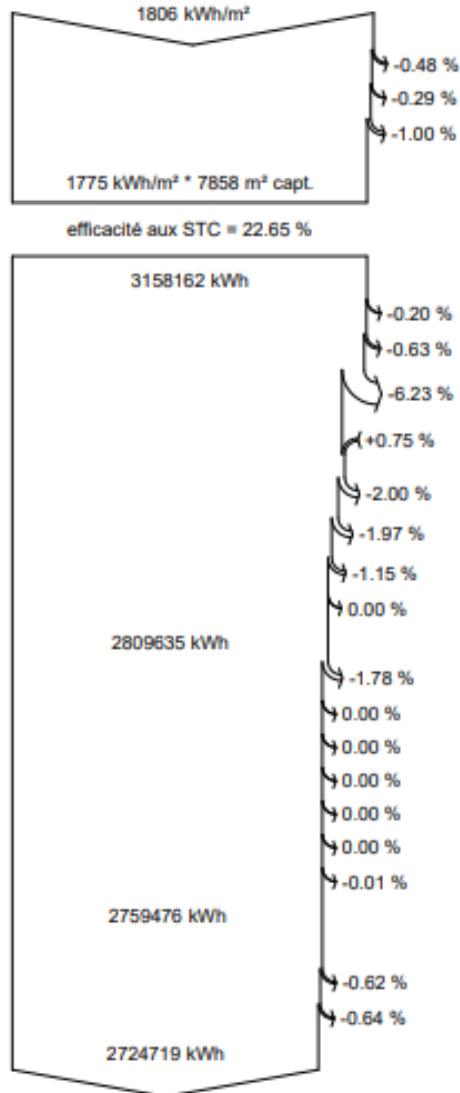
Projet: CENTRALE  
PHOTOVOLTAIQUE\_BRASSIVOIRE\_1780kWc

Variante: 1780kWc\_15HUAWEI100KTL\_JKM585M-7RL4-V

VINCI ENERGIES CÔTE D'IVOIRE (Côte D'Ivoire)



**Diagramme des pertes**



**Irradiation globale horizontale**

**Global incident plan capteurs**

Facteur d'IAM sur global

Facteur de perte d'encrassement

**Irradiation effective sur capteurs**

Conversion PV

**Energie champ nominale (selon eff. STC)**

Perte de dégradation modules ( pour l'année #1)

Perte due au niveau d'irradiance

Perte due à la température champ

Perte pour qualité modules

LID - "Light induced degradation"

Perte du champ pour "mismatch"

Pertes ohmiques de câblage

Perte de Mismatch pour orientations différentes

**Energie champ, virtuelle au MPP**

Perte onduleur en opération (efficacité)

Perte onduleur, surpuissance

Perte onduleur, limite courant d'entrée max.

Perte onduleur, surtension

Perte onduleur, seuil de puissance

Perte onduleur, seuil de tension

Consommation de nuit

**Energie à la sortie onduleur**

Pertes ohmiques AC

Indisponibilité du système

**Energie injectée dans le réseau**



**PVsyst V7.4.7**  
VC0, Simulé le :  
01/07/24 08:13  
avec V7.4.7

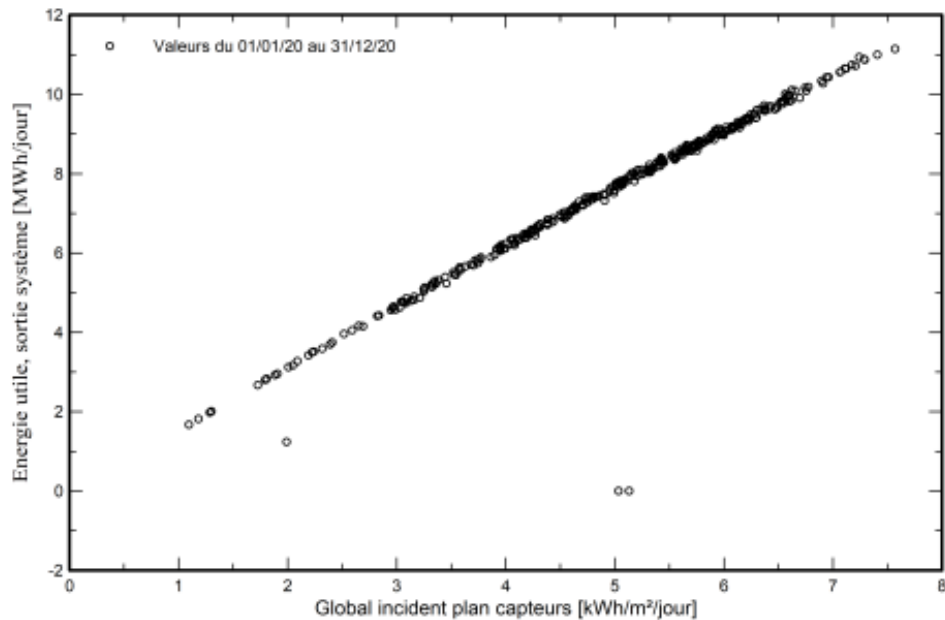
Projet: CENTRALE  
PHOTOVOLTAIQUE\_BRASSIVOIRE\_1780kWc  
Variante: 1780kWc\_15HUAWEI100KTL\_JKM585M-7RL4-V



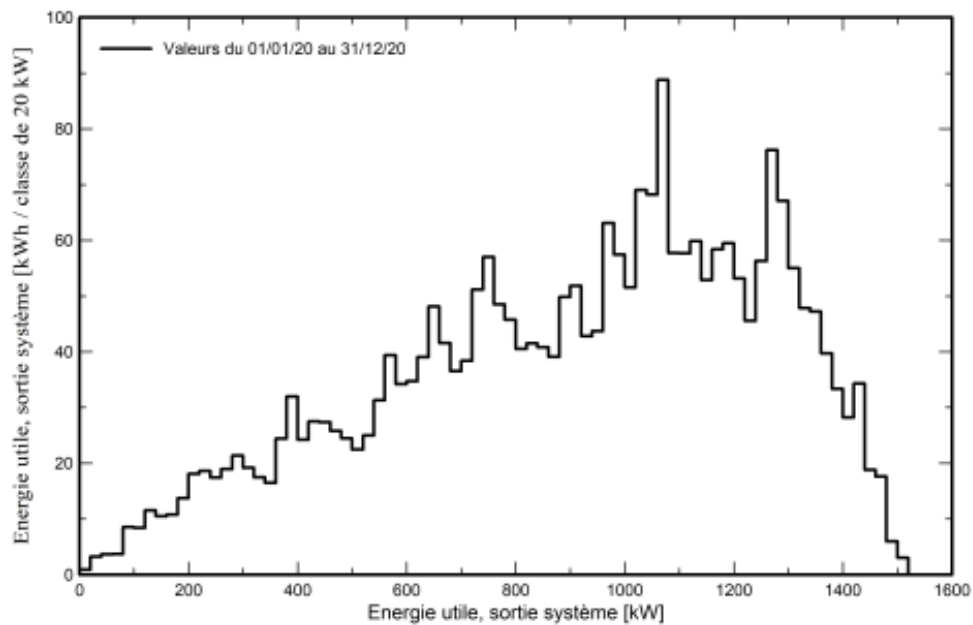
VINCI ENERGIES CÔTE D'IVOIRE (Côte D'Ivoire)

**Graphiques prédéfinis**

**Diagramme d'entrée/sortie journalier**



**Distribution de la puissance de sortie système**





PVsyst V7.4.7

VC0, Simulé le :  
01/07/24 08:13  
avec V7.4.7

# Projet: CENTRALE PHOTOVOLTAIQUE\_BRASSIVOIRE\_1780kWc

Variante: 1780kWc\_15HUAWEI100KTL\_JKM585M-7RL4-V

VINCI ENERGIES CÔTE D'IVOIRE (Côte D'Ivoire)



## Outil de vieillissement

### Paramètres de vieillissement

Durée totale simulée 25 ans

### Dégradation moyenne des modules

Facteur de pertes 0.4 %/an

### Mismatch dû à la dégradation

RMS dispersion sur Imp 0.4 %/an

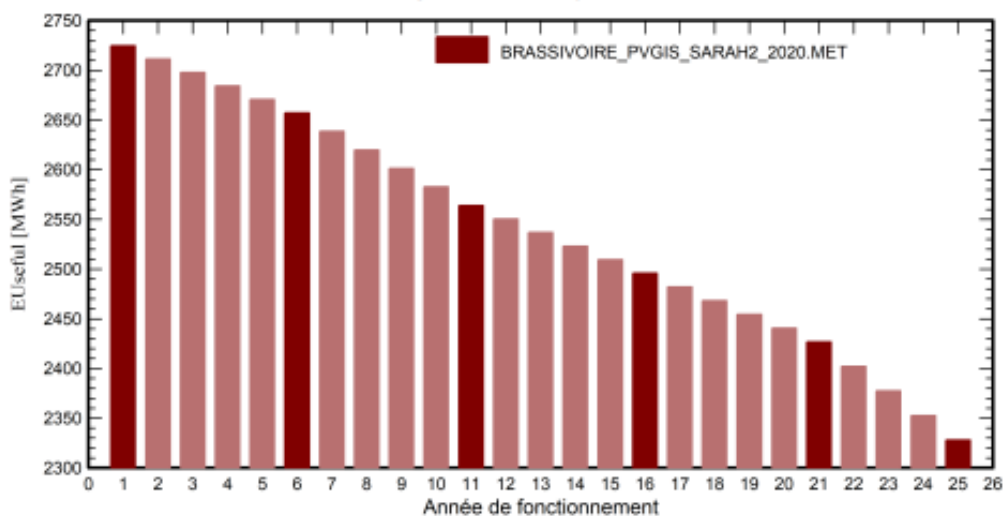
RMS dispersion sur Vmp 0.4 %/an

### Météo utilisée pour la simulation

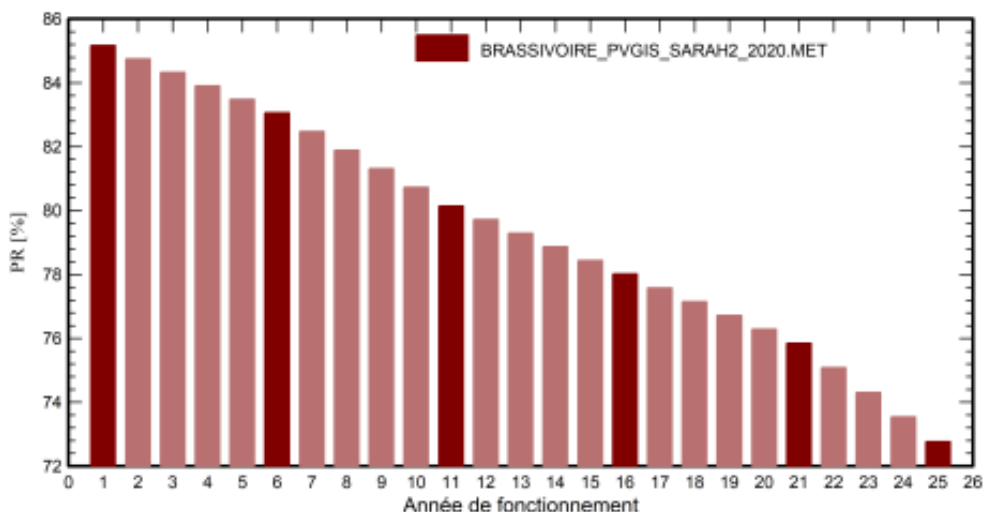
BRASSIVOIRE PVGIS SARAH2

Ans 2020

### Energie utile, sortie système



### Indice de performance





**PVsyst V7.4.7**

VCO, Simulé le :  
01/07/24 08:13  
avec V7.4.7

Projet: CENTRALE  
PHOTOVOLTAIQUE\_BRASSIVOIRE\_1780kWc  
Variante: 1780kWc\_15HUAWEI100KTL\_JKM585M-7RL4-V



VINCI ENERGIES CÔTE D'IVOIRE (Côte D'Ivoire)

**Outil de vieillissement**

**Paramètres de vieillissement**

Durée totale simulée 25 ans

**Dégradation moyenne des modules**

Facteur de pertes 0.4 %/an

**Mismatch dû à la dégradation**

RMS dispersion sur Imp 0.4 %/an

RMS dispersion sur Vmp 0.4 %/an

**Météo utilisée pour la simulation**

BRASSIVOIRE PVGIS SARA H2

Ans 2020

	EUseful	PR	Perte de PR
An	MWh	%	%
1	2725	85.17	-0.25
2	2711	84.75	-0.74
3	2698	84.32	-1.24
4	2684	83.90	-1.73
5	2671	83.48	-2.23
6	2657	83.06	-2.72
7	2638	82.47	-3.40
8	2620	81.89	-4.09
9	2601	81.31	-4.77
10	2583	80.73	-5.45
11	2564	80.14	-6.13
12	2550	79.72	-6.63
13	2537	79.29	-7.13
14	2523	78.86	-7.63
15	2509	78.44	-8.13
16	2496	78.01	-8.63
17	2482	77.58	-9.14
18	2468	77.15	-9.64
19	2454	76.71	-10.15
20	2440	76.28	-10.66
21	2427	75.85	-11.16
22	2402	75.08	-12.07
23	2377	74.31	-12.97
24	2353	73.54	-13.87
25	2328	72.77	-14.77

*Annexe 42 : simulation PVSyst de la centrale PV 2*



Version 7.4.7

## PVsyst - Rapport de simulation

### Système couplé au réseau

Projet: CENTRALE PHOTOVOLTAIQUE\_BRASSIVOIRE\_369kWc

Variante: 369kWc\_03HUAWEI100KTL\_JKM585M-7RL4-V

Pas de scène 3D, pas d'ombrages

Puissance système : 369 kWc

BRASSIVOIRE - Ivory Coast

**Author**

VINCI ENERGIES CÔTE D'IVOIRE (Côte D'Ivoire)





**PVsyst V7.4.7**

VC0, Simulé le :  
01/07/24 08:19  
avec V7.4.7

**Projet: CENTRALE  
PHOTOVOLTAIQUE\_BRASSIVOIRE\_369kWc**

Variante: 369kWc\_03HUAWEI100KTL\_JKM585M-7RL4-V



VINCI ENERGIES CÔTE D'IVOIRE (Côte D'Ivoire)

**Résumé du projet**

<b>Site géographique</b> <b>BRASSIVOIRE</b> Ivory Coast		<b>Situation</b> Latitude 5.42 °N Longitude -4.16 °W Altitude 108 m Fus. horaire UTC	<b>Paramètres du projet</b> Albédo 0.20
<b>Données météo</b> BRASSIVOIRE PVGIS-SARAH2 - 2020			

**Résumé du système**

<b>Système couplé au réseau</b> Simulation pour l'année no 1		<b>Pas de scène 3D, pas d'ombrages</b>	
<b>Orientation plan capteurs</b> Plans fixes 2 orientations Inclin./azimuts 3 / -96 ° 3 / 84 °		<b>Ombrages proches</b> Sans ombrages	<b>Besoins de l'utilisateur</b> Charge illimitée (réseau)
<b>Information système</b>			
<b>Champ PV</b>			
Nb. de modules	630 unités	<b>Onduleurs</b> Nombre d'unités	3 unités
Pnom total	369 kWc	Pnom total	300 kWac
		Rapport Pnom	1.229

**Résumé des résultats**

Energie produite	568881 kWh/an	Productible	1544 kWh/kWc/an	Indice perf. PR	85.43 %
------------------	---------------	-------------	-----------------	-----------------	---------

**Table des matières**

Résumé du projet et des résultats	2
Paramètres généraux, Caractéristiques du champ de capteurs, Pertes système	3
Résultats principaux	5
Diagramme des pertes	6
Graphiques prédéfinis	7
Outil de vieillissement	8
Schéma unifilaire	10



PVsyst V7.4.7  
VC0, Simulé le :  
01/07/24 08:19  
avec V7.4.7

Projet: CENTRALE  
PHOTOVOLTAIQUE\_BRASSIVOIRE\_369kWc

Variante: 369kWc\_03HUAWEI100KTL\_JKM585M-7RL4-V

VINCI ENERGIES CÔTE D'IVOIRE (Côte D'Ivoire)



Paramètres généraux		
<b>Système couplé au réseau</b>	<b>Pas de scène 3D, pas d'ombrages</b>	
<b>Orientation plan capteurs</b>		
<b>Orientation</b>		<b>Configuration des sheds</b>
Plans fixes 2 orientations		Pas de scène 3D
Inclin./azimuts 3 / -96 °		<b>Modèles utilisés</b>
3 / 84 °		Transposition Perez
		Diffus DHI importé
		Circumsolaire séparément
<b>Horizon</b>	<b>Ombrages proches</b>	<b>Besoins de l'utilisateur</b>
Pas d'horizon	Sans ombrages	Charge illimitée (réseau)

Caractéristiques du champ de capteurs			
<b>Module PV</b>		<b>Onduleur</b>	
Fabricant Jinkosolar		Fabricant Huawei Technologies	
Modèle JKM585M-7RL4-V		Modèle SUN2000-100KTL-M1-400Vac	
(Paramètres définis par l'utilisateur)		(Base de données PVsyst originale)	
Puissance unitaire 585 Wc		Puissance unitaire 100 kWac	
Nombre de modules PV 630 unités		Nombre d'onduleurs 3 unités	
Nominale (STC) 369 kWc		Puissance totale 300 kWac	
Modules 42 chaîne x 15 En série		Tension de fonctionnement 200-1000 V	
<b>Aux cond. de fonct. (50°C)</b>		Puissance max. (=>33°C) 110 kWac	
Pmpp 336 kWc		Rapport Pnom (DC:AC) 1.23	
U mpp 578 V		Partage PNom dans l'onduleur	
I mpp 581 A			
<b>Puissance PV totale</b>		<b>Puissance totale onduleur</b>	
Nominale (STC) 369 kWc		Puissance totale 300 kWac	
Total 630 modules		Puissance max. 330 kWac	
Surface modules 1627 m²		Nombre d'onduleurs 3 unités	
		Rapport Pnom 1.23	

Pertes champ			
<b>Encrassement du champ</b>	<b>Fact. de pertes thermiques</b>	<b>Pertes câblage DC</b>	
Frac. pertes 1.0 %	Température modules selon l'irradiance	Rés. globale champ 20 mΩ	
	Uc (const) 29.0 W/m²K	Frac. pertes 1.8 % aux STC	
	Uv (vent) 0.0 W/m²K/m/s		
<b>LID - "light induced degradation"</b>	<b>Perte de qualité module</b>	<b>Pertes de mismatch modules</b>	
Frac. pertes 2.0 %	Frac. pertes -0.8 %	Frac. pertes 2.0 % au MPP	
<b>Dégradation moyenne des modules</b>			
Année no 1			
Facteur de pertes 0.4 %/an			
<b>Mismatch dû à la dégradation</b>			
RMS dispersion sur Imp 0.4 %/an			
RMS dispersion sur Vmp 0.4 %/an			
<b>Facteur de perte IAM</b>			
Effet d'incidence (IAM): Profil personnalisé			
0°	20°	40°	60°
1.000	1.000	1.000	1.000
			70°
			0.998
			75°
			0.977
			80°
			0.946
			85°
			0.852
			90°
			0.000



PVsyst V7.4.7  
VC0, Simulé le :  
01/07/24 08:19  
avec V7.4.7

Projet: CENTRALE  
PHOTOVOLTAIQUE\_BRASSIVOIRE\_369kWc

Variante: 369kWc\_03HUAWEI100KTL\_JKM585M-7RL4-V

VINCI ENERGIES CÔTE D'IVOIRE (Côte D'Ivoire)



Pertes système	
<b>Indisponibilité du système</b>	
Frac. du temps 0.5 %	
1.8 jours,	
3 périodes	
Pertes câblage AC	
<b>Sortie ond. jusqu'au point d'injection</b>	
Tension onduleur 400 Vac tri	
Frac. pertes 1.15 % aux STC	
<b>Système global</b>	
Section câbles Alu 3 x 700 mm²	
Longueur câbles 113 m	



PVsyst V7.4.7

VC0, Simulé le :  
01/07/24 08:19  
avec V7.4.7

## Projet: CENTRALE PHOTOVOLTAIQUE\_BRASSIVOIRE\_369kWc

Variante: 369kWc\_03HUAWEI100KTL\_JKM585M-7RL4-V



VINCI ENERGIES CÔTE D'IVOIRE (Côte D'Ivoire)

### Résultats principaux

#### Production du système

Energie produite

568881 kWh/an

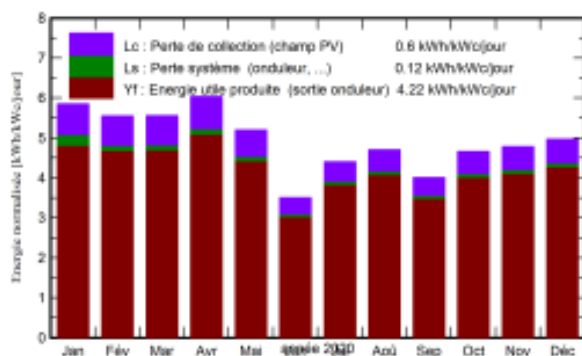
Productible

1544 kWh/kWc/an

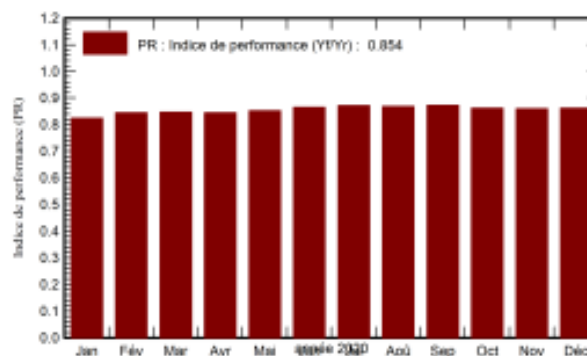
Indice perf. PR

85.43 %

#### 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	181.2	75.38	27.13	181.4	179.1	58164	55079	0.824
Fév. 20	161.0	76.16	27.99	161.1	159.0	51491	50165	0.845
Mars 20	172.2	85.22	27.29	172.3	170.1	55187	53758	0.847
Avr. 20	181.0	72.00	27.17	181.1	178.9	57893	56353	0.844
Mai 20	161.1	70.72	26.70	161.1	159.2	51909	50598	0.852
Juin 20	105.2	64.05	25.36	105.1	103.7	34288	33514	0.865
Jui. 20	136.5	85.84	24.58	136.5	134.6	44795	43811	0.871
Août 20	145.9	86.39	24.16	145.8	143.9	47749	46665	0.868
Sep. 20	120.2	82.72	24.73	120.1	118.5	39464	38626	0.872
Oct. 20	144.6	80.52	25.41	144.6	142.7	47045	45941	0.862
Nov. 20	143.5	72.71	25.87	143.6	141.7	46588	45474	0.859
Déc. 20	154.0	79.18	26.03	154.0	152.0	50073	48896	0.861
Année	1806.4	930.90	26.03	1806.7	1783.3	584645	568881	0.854

#### Légendes

GlobHor Irradiation globale horizontale

DiffHor Irradiation diffuse horizontale

T\_Amb Température ambiante

GlobInc Global incident plan capteurs

GlobEff Global "effectif", corr. pour IAM et ombrages

EArray Energie effective sortie champ

E\_Grid Energie injectée dans le réseau

PR Indice de performance





**PVsyst V7.4.7**  
VC0, Simulé le :  
01/07/24 08:19  
avec V7.4.7

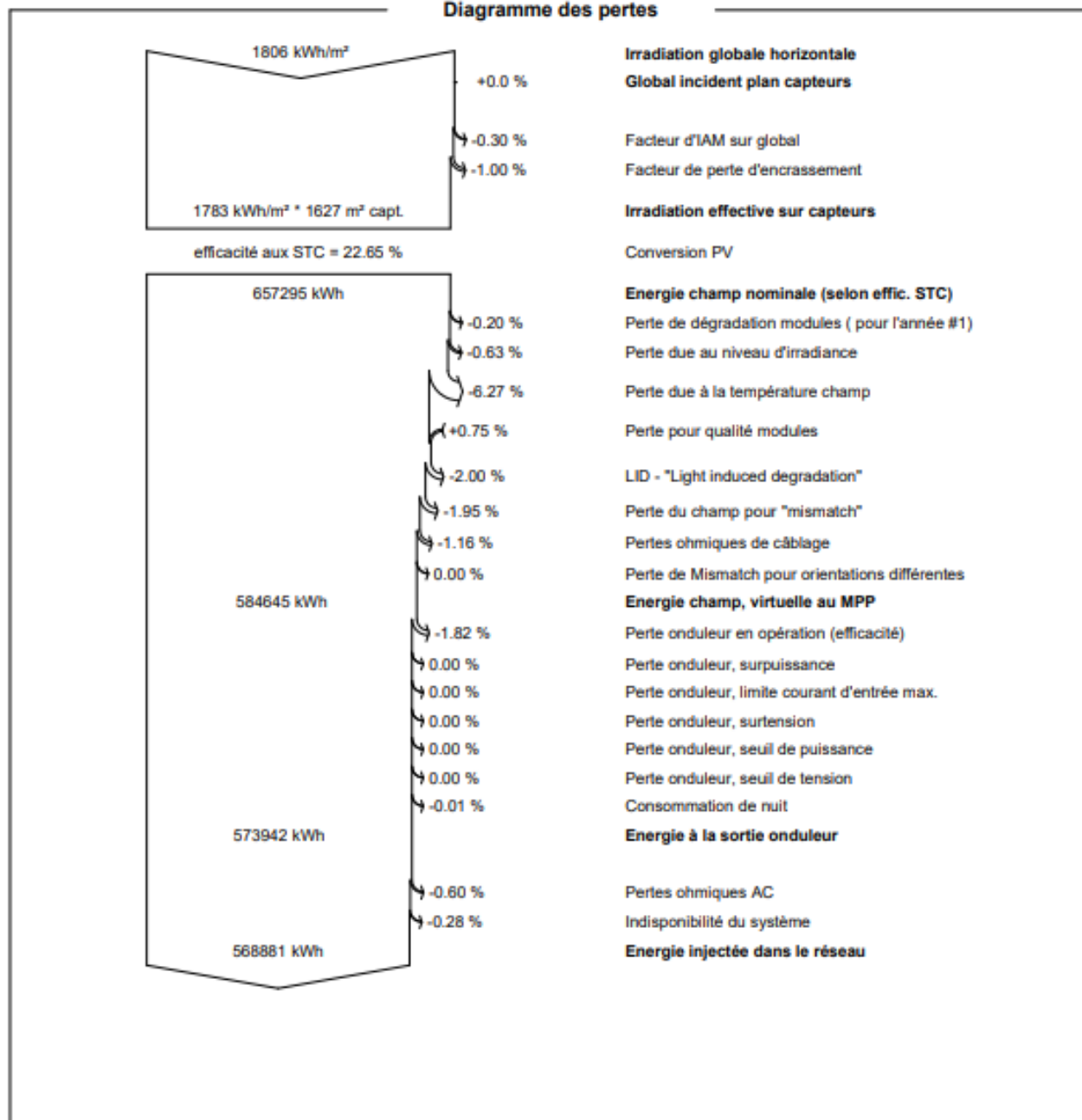
Projet: CENTRALE  
PHOTOVOLTAIQUE\_BRASSIVOIRE\_369kWc

Variante: 369kWc\_03HUAWEI100KTL\_JKM585M-7RL4-V

VINCI ENERGIES CÔTE D'IVOIRE (Côte D'Ivoire)



### Diagramme des pertes





**PVsyst V7.4.7**  
VCO, Simulé le :  
01/07/24 08:19  
avec V7.4.7

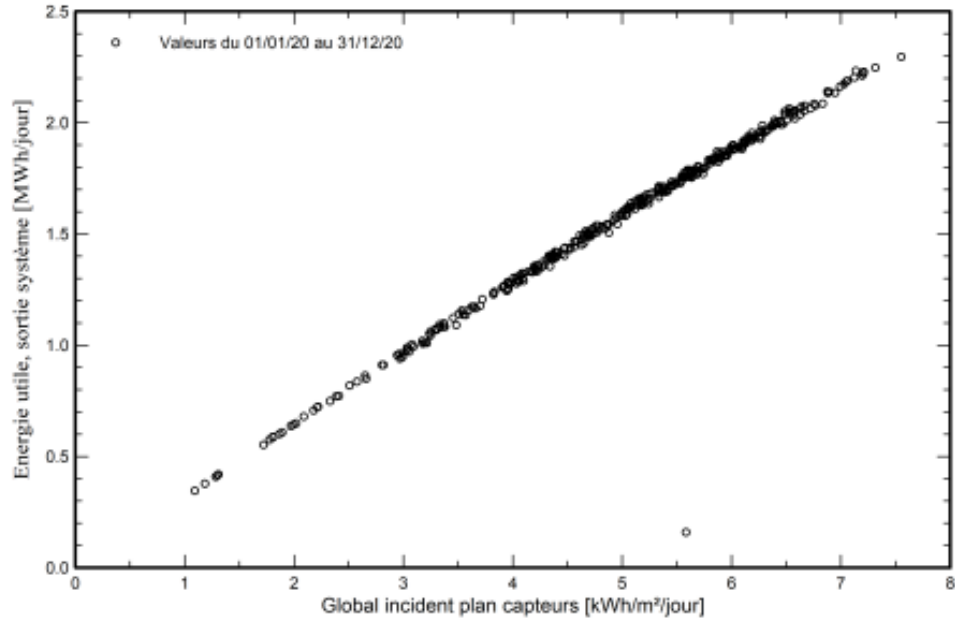
Projet: CENTRALE  
PHOTOVOLTAIQUE\_BRASSIVOIRE\_369kWc  
Variante: 369kWc\_03HUAWEI100KTL\_JKM585M-7RL4-V



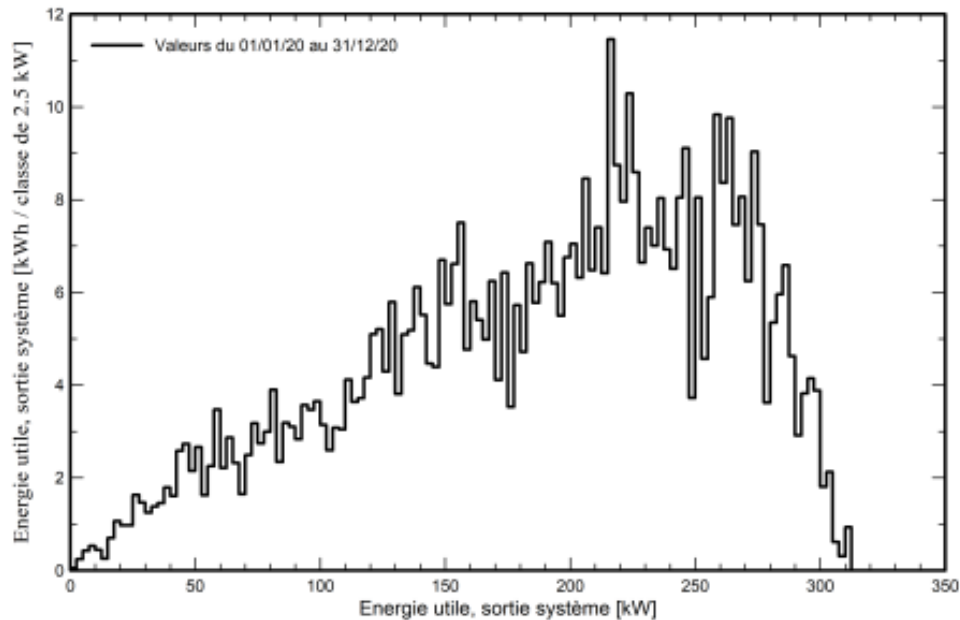
VINCI ENERGIES CÔTE D'IVOIRE (Côte D'Ivoire)

### Graphiques prédéfinis

#### Diagramme d'entrée/sortie journalier



#### Distribution de la puissance de sortie système





**PVsyst V7.4.7**

VC0, Simulé le :  
01/07/24 08:19  
avec V7.4.7

Projet: CENTRALE  
PHOTOVOLTAIQUE\_BRASSIVOIRE\_369kWc  
Variante: 369kWc\_03HUAWEI100KTL\_JKM585M-7RL4-V

VINCI ENERGIES CÔTE D'IVOIRE (Côte D'Ivoire)



**Outil de vieillissement**

**Paramètres de vieillissement**

Durée totale simulée 25 ans

Dégradation moyenne des modules

Facteur de pertes 0.4 %/an

Mismatch dû à la dégradation

RMS dispersion sur Imp 0.4 %/an

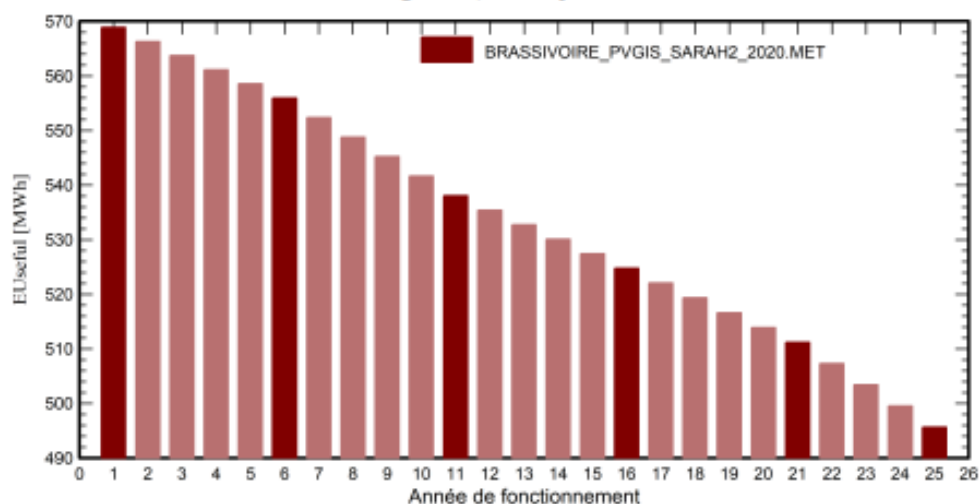
RMS dispersion sur Vmp 0.4 %/an

Météo utilisée pour la simulation

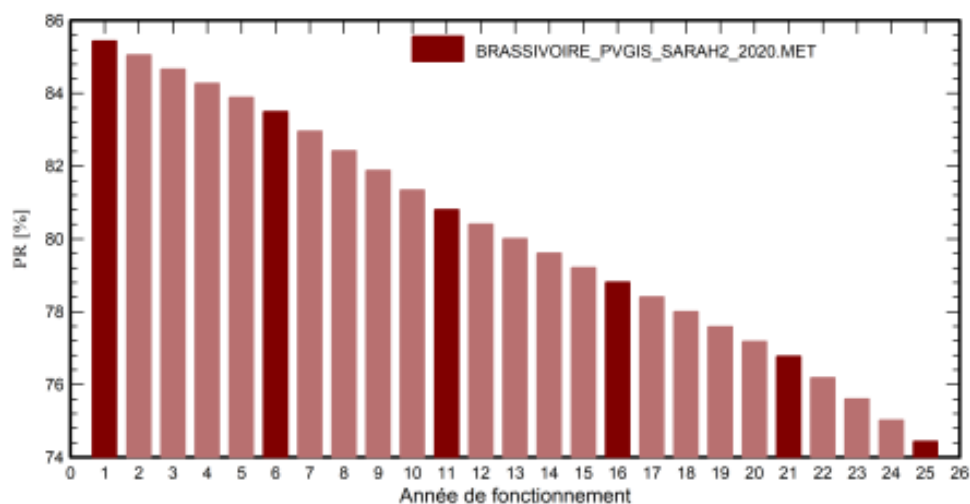
BRASSIVOIRE PVGIS SARAH2

Ans 2020

**Energie utile, sortie système**



**Indice de performance**





**PVsyst V7.4.7**

VCD, Simulé le :  
01/07/24 08:19  
avec V7.4.7

Projet: CENTRALE  
PHOTOVOLTAIQUE\_BRASSIVOIRE\_369kWc

Variante: 369kWc\_03HUAWEI100KTL\_JKM585M-7RL4-V



VINCI ENERGIES CÔTE D'IVOIRE (Côte D'Ivoire)

**Outil de vieillissement**

**Paramètres de vieillissement**

Durée totale simulée 25 ans

**Dégradation moyenne des modules**

Facteur de pertes 0.4 %/an

**Mismatch dû à la dégradation**

RMS dispersion sur Imp 0.4 %/an

RMS dispersion sur Vmp 0.4 %/an

**Météo utilisée pour la simulation**

BRASSIVOIRE PVGIS SARAH2

Ans 2020

	EUseful	PR	Perte de PR
An	MWh	%	%
1	568.9	85.43	-0.23
2	568.3	85.05	-0.68
3	563.7	84.66	-1.13
4	561.1	84.27	-1.59
5	558.5	83.88	-2.04
6	556.0	83.49	-2.49
7	552.4	82.96	-3.12
8	548.8	82.42	-3.75
9	545.2	81.88	-4.38
10	541.6	81.34	-5.01
11	538.0	80.80	-5.64
12	535.4	80.40	-6.10
13	532.7	80.01	-6.57
14	530.1	79.61	-7.03
15	527.4	79.21	-7.50
16	524.8	78.81	-7.96
17	522.1	78.40	-8.44
18	519.3	77.99	-8.92
19	516.6	77.59	-9.39
20	513.9	77.18	-9.87
21	511.2	76.77	-10.35
22	507.3	76.19	-11.03
23	503.4	75.60	-11.71
24	499.5	75.02	-12.39
25	495.6	74.43	-13.07

Le cout de notre projet (euro/kWc) est inférieur à celui des projets de centrale solaire en Côte d'Ivoire. Cette section a pour objectif de trouver les différentes raisons à notre cout beaucoup plus bas. Nous prenons pour référence le cout fourni dans l'IRENA en 2023 [24].

*Annexe 43 : sur le cout d'investissement du projet*

	IRENA (General)				IRENA pour notre projet		Données exactes pour notre projet			Analyse	
Désignation	Cout USD/kW (IRENA)			Pourcentage	Cout USD/kWc	Pourcentage	Cout euro/kWc	Cout USD/kWc	Pourcentage	Différence	Explication
Modules	880	1255	375	30%	375	30%	203	197	16%	-14%	Cela s'explique par un cout du Wc faible car importation directe chez le fabricant et achat groupé avec les modules d'un projet de 56 MWc. Ceci est présenté en détail plus bas
Onduleurs	820	880	60	5%	60	5%	42	41	3%	-2%	Cela s'explique par l'achat des onduleurs chez le fabricant directement
Supports et fixations	740	820	80	6%	80	6%	62	61	5%	-2%	Les structures sur les toitures sont moins chères que les structures
Raccordement au réseau (couplage avec le réseau électrique)	625	740	115	9%	115	9%	16,02	16	1%	-8%	Nous avons un système en autoconsommation avec un couplage de la production solaire au réseau électrique et non un raccordement au réseau, ce qui justifie la différence de cout
Câblage/fils électriques	535	625	90	7%	90	7%	72	70	6%	-2%	Achat des câbles chez le fabricant directement car quantité importante
Sécurité et protection	520	535	15	1%	15	1%	25	25	2%	1%	Majoration sur les couts

	IRENA (General)				IRENA pour notre projet		Données exactes pour notre projet			Analyse	
Désignation	Cout USD/kW (IRENA)			Pourcentage	Cout USD/kWc	Pourcentage	Cout euro/kWc	Cout USD/kWc	Pourcentage	Différence	Explication
Surveillance et contrôle	505	520	15	1%	15	1%	23	22	2%	1%	Majoration sur les couts
Installations (électrique et mécanique)	375	505	130	10%	130	10%	187	182	14%	4%	Majoration sur les couts
Inspection (ou Contrôle)	360	375	15	1%	0	0%	0	0	0%	0%	Ce cout n'est pas considéré dans notre étude
Marge	200	360	160	13%	160	13%	160	155	12%	0%	Majoration sur les couts
Coûts de financement	135	200	65	5%	0	0%	0	0	0%	0%	Ce cout n'est pas considéré dans notre étude
Conception du système	125	135	10	1%	10	1%	10	10	1%	0%	Majoration sur les couts
Autorisations (ou Permis)	35	125	90	7%	0	0%	0	0	0%	0%	Majoration sur les couts
Demande de subvention (ou Demande d'incitation)	0	35	35	3%	0	0%	0	0	0%	0%	Majoration sur les couts
Acquisition de clients	0	0	0	0%	0	0%	0	0	0%	0%	Majoration sur les couts
Total USD/kW	–	–	1255	100%	1050	84%	800	777	62%	-22%	Réponses précédentes

<b>IRENA (General)</b>	Dans cette section, nous avons les données relevées dans le rapport de l'IRENA sur le cout du kWc en Afrique de l'Ouest. Parmi les pays traités, il figure la Cote d'Ivoire alors ces données nous ont servis de référence pour notre comparaison. Cette section est constituée des différents couts pour chaque partie ainsi que le pourcentage donnant la part de chaque cout sur le cout total
<b>IRENA pour notre projet</b>	Dans cette section, nous avons conservé les données de l'IRENA et retirer certains couts qui ne sont pas dans le scope de notre projet. Nous avons également les pourcentages en fonction toujours du cout initial fourni par l'IRENA
<b>Données exactes pour notre projet</b>	Dans cette section, nous remplissons les couts réels de notre projet, puis nous déterminons les différents pourcentages en fonction toujours du cout initial fourni par l'IRENA
<b>Analyse</b>	Dans cette section, nous faisons ressortir les différences des parts pour chaque type de cout puis nous apportons des explications à ces différentes.

*Annexe 44: explication sur l'avantage de l'achat groupé des modules PV*

Prix du Wc installé (achat groupé) euro/Wc	Prix du Wc installé (achat hors achat groupé) euro/Wc	Puissance (Wc)	Nombre	Prix du Wc installé (achat groupé)	Prix du Wc installé (achat hors achat groupé) euro/Wc	Différence entre les deux couts (euro)	Différence par kWc	Conclusion
0,17	0,3	585,00	3 672,00	369 476,64	644 436,00	274 959,36	127,89	L'achat des modules groupés avec le projet de 52 MWc nous permet d'avoir une économies de près de 128 euro/kWc , ce qui explique davantage le faible cout d'investissement

*Annexe 45: Explication de l'avantage des structures sur toiture*

Prix du Wc pour structure sur toiture euro/Wc	Prix du Wc pour structure au sol euro/Wc	Puissance sur les toitures (Wc)	Puissance sur l'ombrière (Wc)	Cout total des structures hors transport et majoration (euro)	Cout avec installation total de structure au sol (euro)	Différence entre les deux cout (euro)	Différence par kWc	Conclusion
0,0183	0,1876	1 989 000,00	159 120,00	66 249,61	402 987,31	336 737,70	156,62	La comparaison est réalisée entre le cout des structures de notre projet qui est majoritairement constitué de toiture et celui dans le cas où on avait complètement des structures au sol. On conclut que les structures sur toiture permettent de réduire considérablement le cout d'investissement du projet. La comparaison est réalisée sur les couts EXW (sans transport) et sans majoration, car les mêmes couts seraient appliqués pour chaque option



## TABLES DES MATIERES

DEDICACE.....	i
REMERCIEMENTS .....	ii
RESUME.....	iii
ABSTRACT .....	iv
LISTE DES ABREVIATIONS .....	v
SOMMAIRE .....	vi
LISTE DES TABLEAUX.....	vii
LISTE DES FIGURES.....	viii
INTRODUCTION GENERALE.....	1
I    PRESENTATION DE LA STRUCTURE D'ACCUEIL .....	2
I.1    Le groupe VINCI.....	2
I.2    Le groupe VINCI ENERGIES .....	2
I.3    VINCI ENERGIES COTE D'IVOIRE.....	3
II    PRESENTATION DU PROJET.....	4
II.1    Localisation du site.....	4
II.2    Contexte et justification.....	4
II.3    Problématique.....	5
II.4    Objectifs du projet .....	5
II.5    Cahier des charges .....	6
III   GENERALITES SUR LES SYSTEMES PHOTOVOLTAIQUES COUPLES AU RESEAU ELECTRIQUE.....	7
III.1    Définitions .....	7
III.2    Système PV connecté au réseau en autoconsommation .....	8

III.3	Système PV connecté au réseau avec injection .....	9
III.4	Système PV connecté au réseau avec stockage .....	11
III.5	Ferme PV .....	12
III.6	Système de gestion de l'énergie .....	13
IV	METHODOLOGIE DE CONCEPTION .....	14
IV.1	Matériels .....	14
IV.2	Dimensionnement de centrales solaires photovoltaïques .....	14
IV.2.1	Caractéristiques des équipements.....	15
IV.2.1.1	Module PV .....	15
IV.2.1.2	Onduleur PV .....	15
IV.2.2	Evaluation de la surface active.....	16
IV.2.3	Détermination des puissances crêtes .....	17
IV.2.4	Dimensionnement photovoltaïque.....	18
IV.2.5	Dimensionnement des dispositifs de protection.....	19
IV.2.5.1	Dispositifs de protection DC.....	19
IV.2.5.2	Dispositif de protection AC .....	20
IV.2.5.3	Parafoudre .....	20
IV.2.6	Dimensionnement des sections de câbles.....	21
IV.2.6.1	Câble DC.....	21
IV.2.6.2	Câble AC .....	22
IV.2.6.3	Câble de mise à la terre .....	23
IV.2.7	Simulation sur PVSyst .....	24
IV.2.7.1	Présentation du logiciel PVSyst.....	24
IV.2.7.2	Méthodologie du dimensionnement avec PVsyst.....	25
IV.2.8	Structures des modules .....	29
IV.3	Système de gestion de l'énergie .....	29
IV.4	Etude financière.....	31

V	RESULTATS DE L'ETUDE TECHNIQUE.....	33
V.1	Centrales solaires photovoltaïques .....	33
V.1.1	Surfaces actives .....	33
V.1.2	Puissances crêtes .....	33
V.1.3	Calepinage.....	34
V.1.4	Résultats du dimensionnement photovoltaïque.....	35
V.1.5	Choix des dispositifs de protection .....	36
V.1.5.1	Dispositif de protection DC .....	36
V.1.5.2	Dispositifs de protection AC.....	36
V.1.5.3	Parafoudre.....	37
V.1.6	Choix des sections de câbles .....	38
V.1.6.1	Cable DC .....	38
V.1.6.2	Cable AC.....	39
V.1.6.3	Cable de mise à la terre.....	40
V.1.6.4	Quantité des câbles .....	40
V.1.7	Schémas électriques .....	41
V.1.8	Simulation PVSyst .....	42
V.1.8.1	Résultats des simulations PVSyst.....	42
V.1.8.2	Résultat de l'évaluation de l'énergie produite .....	42
V.1.9	Structures des modules.....	45
V.2	Système de gestion de l'énergie .....	46
V.2.1	Caractéristiques des équipements.....	46
V.2.1.1	Smartlogger .....	46
V.2.1.2	Contrôleurs InteliNeo .....	47
V.2.1.3	Transformateur de courant toriques.....	48
V.2.1.4	Centrale de mesure .....	49
V.2.1.5	Pyranomètre.....	50

V.2.1.6	InteliVision 18Touch G2 .....	50
V.2.1.7	Schémas de contrôle .....	51
VI	RESULTATS DE L'ETUDE FINANCIERE .....	54
VI.1	Cout du projet .....	54
VI.2	Cout du kWh produit .....	54
VI.3	Temps de retour sur investissement.....	55
VII	NOTICE D'IMPACT ENVIRONNEMENTALE .....	56
VII.1	Description du projet .....	56
VII.2	Cadre réglementaire.....	56
VII.3	Identification et évaluation des impacts .....	57
VII.4	Plan de gestion environnemental du projet.....	58
VII.4.1	Mesure d'atténuation et de compensation .....	58
VII.4.2	Plan de suivi environnemental .....	58
	CONCLUSION GENERALE .....	59
	RECOMMANDATIONS ET PERSPECTIVES.....	60
	REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES .....	I
	ANNEXES .....	III
	TABLES DES MATIERES .....	LIII

